

博士論文

三菱重工業における発電プラントビジネスの成立・展開・衰退
—ガスタービン事業を中心に—

令和6年3月

中央大学大学院商学研究科商学専攻博士課程後期課程

新井 利英

目次

序章 課題と方法.....	4
第1節 本論文の課題.....	4
第2節 先行研究.....	5
第1項 三菱重工の火力発電プラントビジネスの競争力.....	5
第2項 日本的経営と国家.....	7
第3項 イノベーションの創出と国家.....	10
第3節 分析視角と方法.....	12
第4節 構成.....	15
第1章 ガスタービン技術の発達と日米電力市場の特質.....	17
はじめに.....	17
第1節 ガスタービンの発達における日本の特質.....	17
第1項 ガスタービンの分類.....	17
第2項 火力発電の発電方式.....	18
第3項 ガスタービンの発達方向.....	20
第2節 ガスタービンの発達に対する日本市場の要求.....	22
第1項 日本電力市場の特徴.....	22
第2項 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.....	26
第3節 ガスタービンの発達に対するアメリカ市場の要求.....	29
第1項 アメリカ電力市場の特徴.....	29
第2項 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.....	34
おわりに.....	34
第2章 ガスタービン技術の導入と自社技術の形成.....	36
はじめに.....	36
第1節 三菱重工と日立におけるガスタービンの開発経緯.....	37
第2節 米国メーカーからの技術導入.....	39
第1項 1970年代初頭までの天然ガス火力発電の位置付け.....	39
第2項 三菱重工のWH社の技術に依存したガスタービン製造.....	40
第3項 日立のGE社との提携下でのガスタービン製造.....	41
第4項 技術提携先の選定とその背景.....	42
第3節 自社技術開発への転換.....	42
第1項 三菱重工が自社技術開発への傾向を強めた背景.....	42

第 2 項	両社の技術開発戦略に差異が生じた要因	43
第 3 項	国内外におけるガスタービン市場の形成	47
第 4 節	「高効率ガスタービンプロジェクト」参加による自社技術開発の加速	48
第 1 項	「高効率ガスタービンプロジェクト」の概要	49
第 2 項	三菱重工と日立にとっての国家プロジェクト参加の意義	50
第 3 項	自社技術のみでのガスタービン製造	51
	おわりに	53
第 3 章	三菱重工のガスタービン事業のアジア市場進出	55
	はじめに	55
第 1 節	火力発電プラントメーカーの受注または建設実績	55
第 1 項	日系発電プラントメーカー3社の火力発電プラント受注の推移	55
第 2 項	アジア主要国におけるガスタービンメーカーの GTCC 建設実績	57
第 2 節	アジア主要国の電力政策と GTCC の導入拡大	59
第 1 項	電力供給バランスの変化	60
第 2 項	電気事業体制の再編（公社中心体制の存続）	62
第 3 項	GTCC の導入拡大	68
第 3 節	三菱重工におけるアジア市場対応	68
第 1 項	1990 年代	69
第 2 項	2000 年代	70
第 4 節	アジア主要国に対する日本政府支援	72
第 1 項	ODA を通じた日本政府支援	72
第 2 項	インフラシステム輸出戦略とアジア市場進出	73
	おわりに	75
第 4 章	国際的な脱炭素の潮流と日本政府の「脱炭素」政策	77
	はじめに	77
第 1 節	国際的な脱炭素の動向	77
第 1 項	国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP）	77
第 2 項	発電部門における動向	78
第 2 節	脱炭素をめぐる潮流と日本政府の逆行	80
第 1 項	再エネの構成比予測から	80
第 2 項	化石燃料の構成比予測から	83
第 3 節	日本政府の発電部門における「脱炭素」政策	86
	おわりに	89

第5章 三菱重工における脱炭素への「方針転換」の遅れとその要因	91
はじめに.....	91
第1節 火力発電プラントメーカー間の競合関係.....	92
第1項 主要なプレイヤーとGE社、シーメンス社、三菱重工の事業戦略.....	92
第2項 メーカー3社のガスタービン技術と市場.....	94
第2節 三菱重工の方針転換の遅れと石炭火力発電維持政策.....	95
第3節 日本政府および三菱重工の「方針転換」とその要因.....	98
第4節 「方針転換」後における石炭火力発電・原発の温存.....	100
おわりに.....	102
補節 発電機器メーカーの動向.....	103
第1項 火力.....	103
第2項 原子力.....	105
第3項 再エネ.....	106
第4項 日本発電機器メーカーの課題.....	109
終章 結論と課題	111
第1節 結論.....	111
第2節 課題.....	116
参考文献一覧	117

序章 課題と方法

第1節 本論文の課題

本稿は、三菱重工業株式会社（以下では三菱重工と略称）の発電プラントビジネスの研究を通じて、企業の産業技術形成の過程とその推進力となった要因、また環境変化の下での事業展開に関して、その具体的内容の解明に資することを目的とする。三菱重工の発電プラントビジネスに注目する理由は、日本企業のとりわけ電機産業の競争力低下していく 1990 年代から 2000 年代にかけても、成長を続けることができた例外的なビジネスの一つだからである。

これまで日本の発電プラント建設は、主に三菱重工、株式会社東芝（以下では東芝と略称）、株式会社日立製作所（以下では日立と略称）の 3 社が担ってきた。しかし、1980 年代頃を境に、天然ガスを電源としたガスタービンコンバインドサイクル（GTCC : Gas Turbine Combined Cycle）が主力発電プラントになっていく中で、三菱重工は東芝と日立を凌いで成長していった。

また、発電プラント機器メーカーのグローバル化が進展する 1990 年代以降においても、三菱重工は主にアジア市場に進出しながら、東芝と日立との差を拡大していった。しかも、アジア市場進出を果たしていく過程で、ゼネラル・エレクトリック社（General Electric Company、以下では GE 社と略称）やシーメンス社（Siemens AG）といった先行していた海外メーカーの技術水準を追い越して世界最高水準の高効率な GTCC を建設するようになった。とりわけ主要機器のガスタービンについては、300MW 以上の大型ガスタービン市場で世界トップシェアを握るようになり、GE 社とシーメンス社に比肩するメーカーへと成長していった。

このように、三菱重工は GTCC を基軸とした火力発電プラントビジネスを 1980 年代には国内市場で確立し、1990 年代以降に海外市場でもシェアを拡大し、火力発電事業を同社の中核事業へと成長させた。本稿の課題は、以上のような過程を経て、同社が世界的な火力発電プラントメーカーへと成長することを可能にした要因は何か、そこに日本固有の特徴があるとすればそれは何かを明らかにすることである。

また今日の世界的な脱炭素社会の実現に向けた要求が高まる下、GE 社やシーメンス社では、火力発電事業の縮小または撤退を図り、風力発電や太陽電池、スマートグリッド、仮想発電所（VPP : Virtual Power Plant）事業など再エネを中心とした事業構造への転換を加速させている。一方、三菱重工では、水素・アンモニアを利用した火力発電や CO₂回収・再利

用・貯留（CCUS : Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）、そして原発などの従来から培ってきた技術開発を推進している。このような同社の方針は、再エネ事業の拡大を進める GE 社やシーメンス社の方針とは乖離しているが、同社が火力発電事業を中核事業へと成長させてきた経緯と密接に関わっている。したがって本稿では、三菱重工が世界の動向から乖離した方針を推進する背景も、同社の火力発電事業への傾斜という歴史的経緯から考察する。

ただし、三菱重工の世界的な火力発電プラントメーカーへの成長を可能にした要因と、同社の今日における方針が再エネ事業の拡大を進める GE 社やシーメンス社の方針とは乖離している背景を分析していく上で、日本政府のエネルギー・電力政策が果たした役割を無視することはできない。その理由は、発電プラントが企業活動や人々の日常生活に欠かせないインフラであり、電力供給を担う電気事業者に対して、日本政府が一定の規制を設け、電源開発のあり方にも影響を及ぼしてきたからである。またより重要な点は、日本政府が三菱重工の競争力形成や市場形成・獲得に積極的に関与してきたという側面があるからである。本稿では、こうした国家が果たした役割についても注目する。

このように、三菱重工の火力発電設備事業の生成から技術形成、海外展開、今日に至る動向の考察を通じて、かつて高い国際競争力を有した日本企業が、今日では国際競争力を喪失していった固有の特徴を抽出することができるものと思われる。以下では、上述したような課題の前提となる問題意識を先行研究の整理を通じてまとめた上で、本稿の分析視角を設定したい。

第2節 先行研究

第1項 三菱重工の火力発電プラントビジネスの競争力

三菱重工の火力発電プラントビジネスの競争力形成をめぐる代表的な研究は、山元・天野ら [2002] と工藤 [2011] である。

山元・天野ら [2002] は、三菱重工を事例にタービン製造技術の形成過程を研究している。三菱重工の蒸気タービンおよびガスタービンにおける同社の製造技術の確立を史的に描写し、以下のような技術開発の特徴および論点を提示した。第一に、1970年と72年の二つの事故に対する対応とその経験、第二に、石油危機の影響、第三に、戦前の技術の蓄積と戦後のわが国の電力行政が果たした役割、そして、その他の特徴として三菱重工の重厚な研究開発組織と三菱グループ内での相互協力である。中岡 [2002] は、このような三菱重工のタービン製造技術の発展について、技術導入を図って小さなイノベーションを重ねてグローバル企業

に成長したのであって、創造的な営みではなかったと評価している。

三菱重工のタービン製造技術の発展が創造的ではなく小さなイノベーションを重ねたものであるという中岡の評価について、筆者も同意するところである。しかしそうした営みでグローバル企業に成長できた、という点については疑問が残る。つまり、他の日本メーカーや先行していた欧米メーカーが、当該分野の開発競争でなぜ立ち遅れることになったのかということである。

この点を考慮に入れて、三菱重工の火力発電プラントビジネスの競争力について検討を行っているのは、工藤 [2011] である。工藤は、三菱重工の火力発電技術の開発を事例に、オープン・イノベーションで技術開発を行う欧米メーカーに対し、クローズド・イノベーションでの技術開発に固執した三菱重工の優位性を論じた。火力発電プラントのような各種の要素技術が複雑に絡みあうような技術領域では、各要素技術の性能向上と、それらの総合的コーディネートによるシステム全体の性能向上が不可欠であるため、技術開発をオープン化するのではなく、垂直統合的なクローズド型の技術開発の方が企業に競争優位をもたらすというのである。

工藤の研究では、開発体制の違いから三菱重工が開発競争で優位に立てた理由について一定の理解が得られ、システム全体の性能向上が求められる技術領域においては、オープン・イノベーションを採用することが必ずしも優位に働くとは限らないことを示したものと評価できる。しかし、三菱重工が GE 社やシーメンス社とは異なり、クローズド・イノベーションを採用し技術開発で優位に立ちながら、ガスタービン市場全体のシェアでは GE 社とシーメンス社が三菱重工を上回っていたことはどのように理解すればよいだろうか。

後述するように、GE 社やシーメンス社は中小型ガスタービン市場で高いシェアを占め、ガスタービン市場全体でも高いシェアを維持している。一方、三菱重工は、中小型ガスタービン市場では低いシェアにとどまるが、300MW 以上の大型ガスタービン市場では突出したシェアを占める。こうした事実を前提するならば、そもそも同じ発電用ガスタービンであっても、ガスタービンの機能は多様なのではないか、またそれを受容する市場も異なるのではないか、という疑問が生じてくる。

以上のように、三菱重工の発電プラントビジネスの競争力形成をめぐる先行研究では、同社のタービン製造技術や火力発電技術の開発の特徴を分析し、火力発電プラント技術が世界トップ水準に至った要因を明らかにしようとしている。しかし、技術形成の問題が主な対象とされ、ガスタービンの機能と市場との関係についてはあまり注目されてこなかった。したがって、なぜ三菱重工が開発優位に立ちながら世界市場シェアでは GE 社とシーメンス社が三菱重工を上回っていたのかが理解されなかった。

一方、海外の火力発電プラント産業を対象とした研究では、技術開発の問題以外に、技術

提携関係を含むメーカーの戦略、市場と政府の関係などを踏まえた分析を行い、競争の内容を明らかにしようとしている。

その代表的な研究の一つである Watson [1997] は、二つの発電技術である GTCC と石炭を電源とする流動床炉技術を比較検討し、GTCC が成功し、石炭を電源とする流動床炉技術が失敗した要因を考察している。Watson が特に強調するのは、以下の三点である。ガスタービンの特徴の一つである起動時間の短さが電気事業者に受け入れられたこと、タービン技術を軸に事業を展開してきたメーカーの戦略、政府や電力会社などの関連主体が果たした役割の三点である。また、Bergek et al. [2008] では、GE 社、シーメンス社、ABB (Asea Brown Boveri) 社、ウェスチングハウス・エレクトリック社 (Westinghouse Electric and Manufacturing Company、以下では WH 社と略称) の四社におけるガスタービン技術開発とその性能向上、同事業における戦略的差異、それらの結果としての市場シェアを歴史的に検討し、GE 社とシーメンス社だけが生き残った要因を検討している。

このように海外の火力発電プラントビジネスを対象とした研究では、技術開発の問題以外に、技術提携関係を含むメーカーの戦略、市場と政府の関係などを踏まえた分析を行っている。これらの点では優れるが、三菱重工は考察の対象外となっている。そこで、本稿の課題を明らかにするために、上記のような分析視角にも留意する。

ただし、電力市場は一般的な財市場とは異なり、そのあり方は国家政策と密接に関わっている。そのため、発電・送電・配電までの電力供給を担う事業者にどのような規制を敷くかや、発電部門の電源構成をどうするかなどによって電力市場の特徴は変わってくる。また、発電プラントメーカーは、こうした電力市場の求める発電プラントを供給することになるから、電力市場の特徴が各メーカーの技術発達の方法も規定したものと推測することができる。そこで本稿では、三菱重工独自の企業行動だけでなく、発電プラント機器の機能と電力市場の関係、そしてそれらに影響を及ぼした国家の政策にも注目する。

第2項 日本的経営と国家

上記のように、本稿では電力市場やそれを規定ないし影響を及ぼした国家の政策にも注目するが、日本企業と政府の関係の評価をめぐって、特に「日本的経営」論の中で、様々に議論されてきた。次に、主に「日本的経営」をめぐる議論のなかで、日本企業と国家の関係がどのように評価されてきたのかを検討しよう。

Abegglen [1958] を嚆矢とする「日本的経営」論では、「終身雇用」・「年功序列」・「企業別組合」のいわゆる「三種の神器」に始まる人事システムや、企業集団・企業系列などの結

合様式、文化や社会などに根差した日本社会の編成原理など、多岐にわたって論じられてきた。その中で、協調的な日本企業と国家の関係についても、他国には見られない特徴的なものとして研究の対象とされてきた。しかも、こうした関係は、明治時代から続く特徴であると理解されてきた（森川 [1976]）。

そして、「日本株式会社」と呼ばれるようになる協調的な政府と日本企業の関係は、両者の「相互作用」によって政策の意思決定がなされ、戦後の高度成長の実現に貢献したと指摘されるようになった（Kaplan [1972]）。同様の観点から、Johnson [1982] は、アメリカはどの産業を存続させるべきかといった政策を持たない「市場合理型国家」であるのに対し、日本は「発展指向型国家」であり、特に通産省の行政指導や産業政策の策定によって戦後日本経済の高度成長がもたらされたと論じた。

一方、藤井 [1976] では、日本企業の良好なパフォーマンスばかりが強調されてきたが、政商活動や産業公害など反社会的な行為が見落とされており、こうした問題の多くは日本の大企業と国家の関係を癒着関係に端を発していることを指摘した。加えて、こうした行為は、日本の後進的資本主義化のゆえに、資本主義生成いらい一貫した特質であるとした。

丸山 [1989] は、日本企業と政府の関係を「官民協調システム」として捉えたうえで、藤井と同様に批判的に検討し、官民協調システムの視角から、日本的経営を構造的に把握することを試みた。日本企業と政府の協調関係を支柱に、株式の相互持合いや協調主義的な企業内組合の指導部の支持といった大企業経営者の強固な支配が結びついており、そのような大企業体制のもとで日本的労使関係や下請中小零細企業の利用システムを組み込んだ重層的生産体制が確立し、日本の大企業に高蓄積と強い国際競争力を生んでいるとした。

また丸山は、高度成長期の重化学工業化を推進したのは、主に以下の三つの系列であると指摘している。それは、鉄鋼・金属・窯業土石—建設・土木—不動産という系列と、石油—化学・電力という系列と、銑鉄・粗鋼—鉄鋼一次製品—一般機械・電気機械・輸送機械という系列である。しかし、高度成長終焉後の 1970 年代後半から 80 年代にかけては、これらの中でも三番目の系列に属する自動車産業と電機産業が、欧米市場に集中豪雨的な輸出を展開し、貿易摩擦を招くほどの高い輸出競争力を発揮した。それゆえ、日本的経営をめぐる議論は第三系列を対象とした研究が主流となっていった²。また、1985 年のプラザ合意後の急激な円高による多国籍化が進展すると、日本的経営論の関心は、日本的生産システムの国際的な企業体制や、海外企業への日本的経営の移転可能性などへ移っていき、日本的経営論の中で企

¹ 同様に日本企業と政府の関係を批判的に検討した研究として、桜井 [1985] や阿部 [1991] などがあげられる。

² 近年の日本的経営論の代表的な論者である丸山 [1995] も林 [1998] も、グローバル市場に展開する量産分野である、自動車産業を対象としている。

業と国家の関係を指摘する研究は少なくなっていくた。

加えて 1990 年代に入り、欧米企業だけでなくアジアの新興国企業との間で、コスト競争や製品開発競争で優位性が失われて日本企業の競争力低下が表出しはじめると、それまで日本企業の良好なパフォーマンスの源泉とされてきた企業と政府の協調的な関係だけでなく、企業系列、日本的労働慣行、コーポレートガバナンスなど日本的経営自体が批判されるようになった。

その代表的な研究は、ポーター・竹内 [2000] である。かつてジョンソンなどが産業競争力の形成に寄与したと強調した日本独特な政府介入は、いまや競争力を阻害する要因に転じたのではなく、初めから競争力の源泉ではなかった、と断じている。また、日本企業は、オペレーション効率を高めて生産コストの削減を図ることが経営の中心で、独自の戦略を立てて特色のある製品やサービスを提供し、独自のポジショニングを打ち出す競争を展開してこなかった。それゆえ、競争の収斂という現象に陥り、日本企業の競争力低下が鮮明となったのだと論じている。

また三輪・ラムザイヤー [2002] も、高度成長の実現に大きく貢献したと評価されてきた日本の産業政策は、確固たる証拠に基づいて主張がなされたことがなく、事実誤認であり、誤解であると論じている。

このように、協調的な日本企業と政府の関係が、企業や産業の競争力形成に寄与したのかどうかについての評価は、日本企業の競争力の浮沈と軌を一にして両極に分かれてきた。また、丸山の指摘した第三の系列が日本企業研究の中心となっていくたことも相まって、日本企業と国家の関係については論じられることが少なくなった。

しかし、1990 年代後半の半導体に続いて、2000 年代中頃からはテレビ、携帯電話などの分野でも新興国メーカーの台頭により競争力を喪失する一方で、発電機器、鉄道などのインフラ産業の業績は好調であり、日本製造企業の復活を目指す方向性として、インフラの輸出が注目されるにいたった。

こうしたインフラ輸出に注目した研究には、例えば伊丹 [2013] がある。伊丹 [2013] は、海外展開への課題を指摘しつつも、機器も複雑であると同時にそのシステム運用も複雑であるインフラ産業は、日本企業の強みを発揮できる分野であるとしている。ただし、単にハード機器の受注を狙うのみではなく、インフラシステム全体の設計と施工、さらには完成したシステムのオペレーションも請け負うビジネスモデルを推奨した。

また、藤井 [2012]、江崎 [2018] も、伊丹と共通した認識に基づき、水・鉄道・電力などの事業分野のインフラ輸出を、ハード機器だけでなくサービス事業も含めた「パッケージ」として行う戦略のモデル構築を行っている。その際に、首相のトップセールスや公的融資・

保険の拡充など、官民一体となって受注拡大を図ることも強調している³。

このように日本製造企業の復活を目指す方向性としてインフラ輸出が注目されるようになったが、かつて日本的経営論で論じられてきた、日本企業と政府の関係を踏まえた分析は後景に退き、官民一体となった事業展開が奨励されるようになっていく。

第3項 イノベーションの創出と国家

日本企業と国家の関係について、イノベーション研究にも言及しておきたい。日本企業の競争力が低下した要因の一つとして、先述のポーター・竹内 [2000] のように、日本企業が独自の戦略を立て、新しい製品やサービスを生み出せなくなったという指摘がある。この点について参照される研究の一つは、既存市場で成功した優良企業であるがゆえに、技術や市場構造の破壊的変化に対応できずに失敗するということを指摘した Christensen [1997] の「イノベーションのジレンマ」であろう。

イノベーションのジレンマを要約すると、おおよそ以下の通りである。既存市場で成功してきた優良企業は、既存顧客の意見に熱心に耳を傾け、彼らが求めるニーズに応え、収益性を高める高性能、高品質の製品の設計と開発に資源を集中したいと考えるから、既存製品の性能を向上させることを意味する「持続的技術」を追求する。しかし、時として従来とは全く異なる価値基準を持った、全く新しい「破壊的技術」が現れる。破壊的技術が出現したばかりの初期段階では、多くの場合、その性能は既存製品の性能を下回り既存の主流市場では評価されないから、既存市場で実績のある優良企業はそこに資源を注力しない。しかし、破壊的技術は既存市場にとって性能が低くとも、低価格、シンプル、小型で使い勝手が良いなど、まずは主流ではない新しい顧客に評価される特性があり需要される。破壊的技術の開発者は、絶えず投資をして製品の性能を高めるため、やがて主流の既存市場の顧客も魅力を感じるようになるが、その間に既存の優良企業は対応に出遅れており、従来市場を侵食されるようになってしまうというものである。Christensen は、失敗したかつての多くの優良企業には、以上のような共通点があると指摘した。

しかし、O'Reilly [2016] は、Christensen が提起したイノベーションのジレンマを克服する実践的な方法が曖昧であり不十分であると指摘する。たしかに、Christensen は、イノ

³ 坂本 [2017] は、こうした官民一体となったアジアへのインフラシステム輸出の拡大について、政府の意図したような「内需拡大につながるだけでなく、国内産業の空洞化を加速するだけである」(343 ページ) と結論づけている。また、政府系金融機関の金融支援の拡充は、日本国民の年金や郵便貯金も導入されており、インフラ事業が焦げ付いたり、損害事故が発生した際には、その責任を日本国民が追わなければならないリスクがあることを指摘している。

ベーションのジレンマに陥らないように、既存事業から破壊的技術を追求する部門を切り離すことを提起した。しかし、それだけでは既存事業の資産や能力を活かせず、経営陣からの十分な保護や監督を得られず成功しないとした。こうした状況から抜け出す手法として「両利きの経営」を提唱した。両利きの経営を要約すると、おおよそ以下の通りである。既存事業に成功しているとその事業を改良して収益力を高めようとする「知の深化」に偏り、「サクセストラップ」と呼ばれる状況に陥った結果イノベーションが起こらなくなる。そのため、「知の深化」だけではなく、新たな成長機会を求めて「知の探索」も同時に追求するものが生き残れる。そして、「知の深化」と「知の探索」を同時に追求する「両利きの経営」を経営に実装するには、企業トップのリーダーシップが不可欠であるというものである。

しかし、O'Reilly の提唱する「知の探索」を行うには、長期的かつ大規模な投資が求められることが多く、株主や債権者から短期的な収益の拡大を要請される傾向にある民間企業が「知の探索」を行うには困難を伴う。したがって、中長期的観点からの「知の探索」、すなわち短期的には収益に結びつかない研究開発や技術開発を続けることを可能とするには、国家による支援が必要である、との見解も示されている。

Mazzucato [2013] は国家の長期的かつ積極的な介入を肯定しており、特にイノベーションを創出するには国家の大規模かつ長期的な介入が必要であることを説いている。例えば、アップル社の iPhone の主要技術の多くは、国策で開発された技術が核となっているし、GE 社の風力タービン技術も、もとはアメリカのエネルギー省やカリフォルニア州の大規模な支援によって支えられたものであることが明らかにされている。

なお、先述の日本独特な政府介入は初めから競争力の源泉ではないと主張したポーター・竹内 [2000] も、成功している日本企業の共通している政府介入について、①新規製品に対する初期需要の刺激、②厳格な基準設定によるイノベーション喚起、③長期的視野に立った資本投資を促進する政策、④厳格な基礎教育制度、⑤工学部卒の豊富な人材供給をあげている。また Porter [1992] では、当時のアメリカ企業と日本やドイツ企業の投資行動を比較し、アメリカ式の短期収益性志向を否定し、上記の点をより明確にしている。

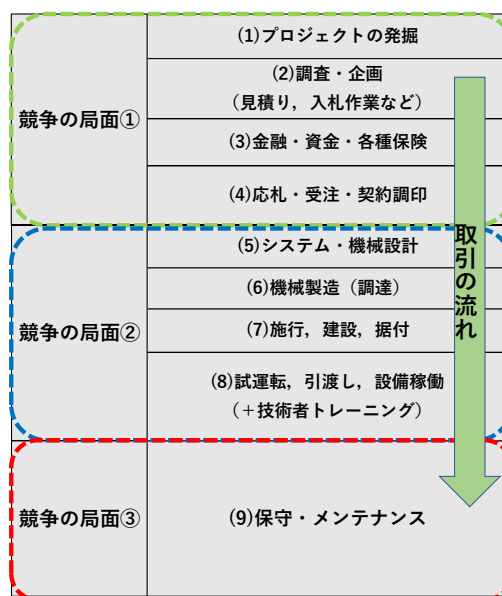
以上のように、イノベーション創出のために、短期的には収益に結びつかない研究開発や技術開発を続けることを可能とするには、国家による支援が必要である、との見解も示されるようになっている。日本政府は、三菱重工をはじめとした日本企業の発電プラントビジネスの生成から技術形成、海外展開、環境変化の下での事業展開に対し、積極的に関与してきた。本稿では、こうした日本政府の関与とイノベーションの創出との関係にも留意する。

第3節 分析視角と方法

以上の検討から、本稿の課題を明らかにするためには、三菱重工独自の企業行動を考察するだけでなく、発電プラント機器の機能の特質や、その発達方向を規定した電力市場の特質、さらにそれらを規定した国家の果たす役割にまで踏み込んで分析する必要があると考える。

図1のように、発電プラントビジネスの取引関係は9つの段階があり、さらに、これらは3つの競争の局面に分けることができる。競争の局面①は、(1)プロジェクト発掘から(4)プロジェクトの応札・受注・契約調印までの局面である。競争の局面②は、発電プラントの(5)システム・機械設計から(8)試運転・引き渡し・設備稼働をするまでの局面である。競争の局面③は、発電プラントをユーザーに引き渡した後のアフターサービスである(9)保守・メンテナンスの局面である。

図1 発電プラントビジネスにおける取引の流れと競争の局面



(出所) 商社機能研究会編 [1981] 144 ページを参考に作成。

これまで発電プラント産業に対する研究は少ないが、その中でも、先行研究は、競争の局面②の(6)機械製造(調達)に集中している⁴。しかし、実際の発電プラントメーカーは、競争の局面①③でも競争を展開しているため、従来の研究では発電プラントメーカー間の競争の内容を明らかにするには不十分であった。そこで本研究は、三菱重工の火力発電事業とりわけガスタービン事業を事例に、競争の局面②だけでなく、競争の局面①および③も分析

⁴ 山元ら [2002]、工藤 [2011]、西村 [2014 ; 2016] など。

対象としながら、発電プラント産業の競争内容を明らかにする。

また、発電プラントビジネスは、どのメーカーもまずは本国の電力市場を主要な市場としてきたため、メーカーの事業方針は、メーカー本国の電力会社の要求や各国政府のエネルギー・電力政策に伴う電力市場の状況に強く影響される。さらに、日本の発電プラントメーカーは、欧米メーカーから技術導入を図った上で自社技術にしていくという過程を経てきたため、技術導入元メーカーの方針が日本のメーカーの方針に少なくない影響を及ぼしている。したがって、本国の電力会社、政府、技術導入元メーカーといった複数の主体から受ける影響にも留意しながら、本研究の課題を分析する必要がある。したがって本稿では、三菱重工の成長要因を以下の4つの分析視角から考察することを目指した。

第1の分析視角は、ガスタービン技術の発達と電力市場との関係である。ガスタービンは三菱重工が火力発電事業で飛躍を遂げるキーとなる製品であるが、300MW以上の大型ガスタービンでは世界的に高いシェアを維持している。先述の通り、発電プラントメーカーの事業方針はメーカー本国の電力会社の要求や政府の意向に強く影響される。発電プラント機器の開発も同様に、主要顧客となる電力会社の要求によって規定されると考えられるため、ガスタービン技術の発達と電力市場との関係を第1の分析視角に設定する。

第2の分析視角は、技術導入元との関係である。日本の発電プラントメーカーは、火力・原子力発電機器を製品化するために、まず米国メーカーから技術導入を図り自社技術へ昇華するという過程を経てきた。ガスタービンに関しても例外ではなく、日本メーカーは米国メーカーから技術導入を図った。しかしガスタービンでは、三菱重工を除いて自社技術で商用化するには至らなかった。技術導入元との関係がガスタービンの自社技術開発の成否に影響した可能性が示唆される。そのため、日本メーカーと技術導入元メーカーとの関係を第2の分析視角に設定する。

第3の分析視角は、発電プラントメーカー自身の事業構造である。発電機器の製造および発電プラント建設は、1件当たりの規模や開発費用が巨額であるため、事業を担えるのは複数の事業部門を抱えるような複合企業に限られてきた。しかし、ガスタービンの自社技術開発に成功した三菱重工と、それができなかった他の日本メーカーでは事業構成が大きく異なる。そのため、このようなメーカー間の事業構成の経営の力点の置き方の差異によって、技術開発戦略に差が生じた可能性がある。したがって、発電プラントメーカーの事業構造を第3の分析視角に設定する。

第4の分析視角は、発電プラントメーカーと政府とりわけ本国政府との関係である。発電プラントビジネスは一民間企業の行う営利活動であるが、発電プラントは企業活動や人々の日常生活に欠かせないインフラであるし、発電するための燃料をどこからどの程度調達して電気を供給するかは、国の外交・安全保障とも関わるため、政府のエネルギー・電力政策と

密接に関わるビジネスである。したがって、発電プラントメーカーの本国政府のエネルギー・電力政策のあり方やその変化は、メーカーの経営方針に大きく影響する。また同様の理由で、海外市場で発電プラントビジネスを展開する際にも、進出先国のエネルギー・電力政策のあり方とその変化が影響する。そして、本国の発電プラントメーカーの海外市場での発電プラント受注の可否は、単に発電プラントメーカーの利益につながるだけでなく、本国の企業が海外進出するためのインフラ整備に資するという側面があるため、本国政府は直接的・間接的に発電プラントメーカーの受注を少なからず支援してきた。したがって、発電プラントメーカーと政府との関係を第4の分析視角に設定する。

以上のように、本稿では上記4つの分析視角から考察することにより、三菱重工の火力発電事業の成長要因を明らかにする。また、これら分析視角に立脚した考察を通じて、2010年代後半以降に「脱炭素」の世界的潮流が高まる中で、三菱重工が世界の動向から乖離した方針を推進することになった根拠も鮮明になるとと思われる。検討対象となる要素は、ガスタービン技術、電力市場、各発電プラントメーカーの戦略と組織、および政府の政策であるが、以下のような資料、また検討方法に拠って考察を進めていきたい。

ガスタービン技術については、主に業界団体や技術開発に関わった技術者の技術論文、生産工程の作業員の証言、社内資料、新聞報道など定性的資料から、ガスタービンの技術的特性を明らかにする。とりわけ、ガスタービンの用途および火力発電の基本的な能力を示す出力・熱効率という点からその技術水準を評価する。

電力市場については、主に国連・業界団体・各国政府の統計や報告書を参照し、各国の電気事業体制とその変遷、電源別設備容量の推移、および電源開発に対する投資見通しについて評価を行う。その際、とりわけ電力システムの範囲や規模、発電事業と送電事業それぞれの事業主体と性格、さらには両事業者間の関係について注目する。

メーカーについては、主に社史、各社発表資料、関係者の証言、新聞報道を使用し、各社の全社的事業構造中のガスタービン事業への尽力度合い、企業間提携、電力会社との関係、開発・販売に向けた事業構造とその変容、政府の政策との関係などを把握する。また、それらの反映としての各社の競争力の有無の判断については、世界市場・地域別市場シェアで評価する。ただし、発電プラントの受注金額は公表されないことも少なくないため、金額ベースでメーカー間の市場シェアを比較することは困難である。その代わりに、受注した発電プラントの出力ベースあるいは受注件数でシェアの比較を行う。

政府の政策については、国際エネルギー機関の発行する *World Energy Outlook*、各国省庁の発表資料や統計資料、NGOの報告書、新聞報道を用いる。

なお、発電プラントビジネスは典型的な受注生産であるため、同じプラントでもそれぞれ仕様が異なり、自動車産業や電機産業などの加工組立型産業のような大量生産は困難である。

また、1 件当たりの契約額が数十億円から数千億円かかるなど巨額であり、契約から引渡しおよび代金の決済まで長時間を要するなど、限られた巨大企業でなければ担うことができないため、独占的な市場となりやすい。

世界市場では、GE 社とシーメンス社など欧米メーカーがガスタービンの技術開発に先行し、世界シェアの大半も握ってきた。上記の市場の性格に鑑みると、先行メーカーと並ぶ国際的な地位ないし競争力を築き上げるためには、特定の地域および特定の製品分野において圧倒的シェアを握ることが不可欠の条件となると考えられる。実際に、1980 年代以降には三菱重工が両社の世界シェアに割って入ることとなったが、地域的には国内およびアジア地域、製品別には大型ガスタービンの分野において GE 社およびシーメンス社を上回るシェアを獲得したことがその地位を決定づけた。他方、三菱重工と同時期にガスタービン技術の導入を図った日立と東芝は、こうした圧倒的地位を占める地域や分野を築くことができず、三菱重工に大きく引き離されることとなった。したがって、技術導入から出発した後発メーカーが自社技術の形成に成功し、世界的競争力を獲得した経緯について検討するためには、三菱重工の事例研究を進めることが有効であると考えられる。

第 4 節 構成

以上の分析視角にしたがって、本稿では第 1 章から第 5 章まで構成されている。

第 1 章では、日米の発電用ガスタービン技術の発達方向を比較検討する。その際、電気事業者からメーカーに対する要求の違いに留意し、日米両国における発電用ガスタービン技術の発達における特質を明らかにする。

第 2 章では、三菱重工と日立のガスタービン技術開発に対する方針選択に与えた主要条件を比較検討し、三菱重工が大型ガスタービンを自社技術開発に注力できたのに対し、日立ではなぜ自社技術開発を行わなかったのか、その条件を抽出し、日本電力市場が要求する大型ガスタービン分野で、国内主要メーカーのうち三菱重工のみが自社技術開発に成功したのかを明らかにする。

第 3 章では、三菱重工の 1990 年代以降におけるアジア市場進出過程を扱う。1990 年代以降のアジア電力市場がどのように変化したのか、またそのような市場に対し三菱重工はいかにして受注獲得を図ったのかを分析し、三菱重工が市場拡大を成功させることができた要因を明らかにする。

第 4 章と第 5 章では、三菱重工が火力発電事業を中核事業へと成長させてきた経緯が、今日の世界的な脱炭素社会実現の要求を踏まえた事業への転換を困難にしている背景を考察す

る。

第4章では、2010年代後半以降の脱炭素の潮流を取り上げ、発電プラント機器業界の経営環境の変化を確認する。また、日本政府のエネルギー・電力政策を取り上げ、発電部門における脱炭素方針を確認する。

第5章では、GE社、シーメンス社、三菱重工の火力発電プラントメーカー3社の競合関係を分析し、これまで三菱重工が火力発電事業を中核事業へと成長させてきた経緯が、同社の方針転換の立ち遅れにつながったことを明らかにする。

終章では、本稿で明らかになったことを総括し、結論と今後の課題について述べる。

第1章 ガスタービン技術の発達と日米電力市場の特質

はじめに

本章の課題は、日米の発電用ガスタービン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ガスタービン技術の発達における特質を明らかにすることである。

本章の結論を先取りするならば、日本のガスタービンが一貫して大規模集中的な電力供給に適した大型ガスタービンの発達を追求したのに対し、アメリカのガスタービン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ガスタービンの発達も促したということである。

従来の研究では、発電用ガスタービンの用途を区別することなく論じる傾向にあったため、ガスタービン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、発電用ガスタービンは用途と市場が細分化しており、ガスタービン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。

そこで本章では、まず日米のガスタービン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ガスタービンに対してどのような要求を持っており、どのようなガスタービン技術の発達を促したのかを明らかにする。

第1節 ガスタービンの発達における日本の特質

第1項 ガスタービンの分類

図2のガスタービンの用途別分類から、本稿が検討するガスタービンを明確にしておこう⁵。まずガスタービンは、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。

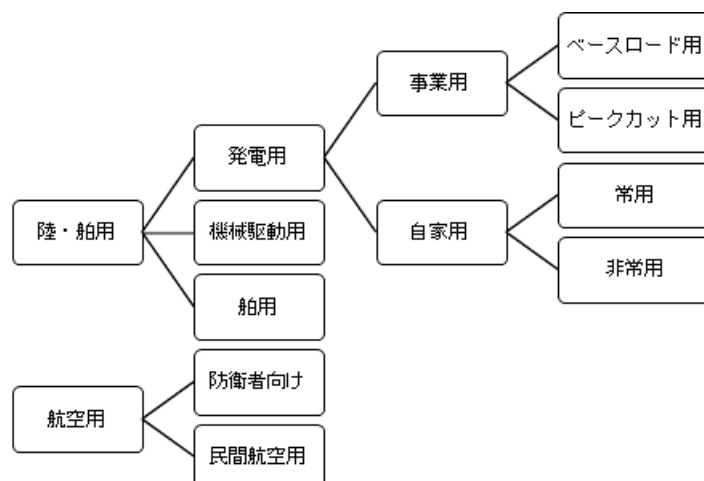
加えて「発電用」は、発電事業者が使用する「事業用」、産業用や業務用に使用される「自

⁵ 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。

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ガスタービンが、発電用や機械駆動用のガスタービンに転用された製品は数多くあるし、Bergek et al. [2008] は、航空用ガスタービン分野で多くの特許を獲得しているガスタービンメーカーが、発電用ガスタービン分野でも競争優位に立っていることを指摘している。

図 2 ガスタービンの用途別分類



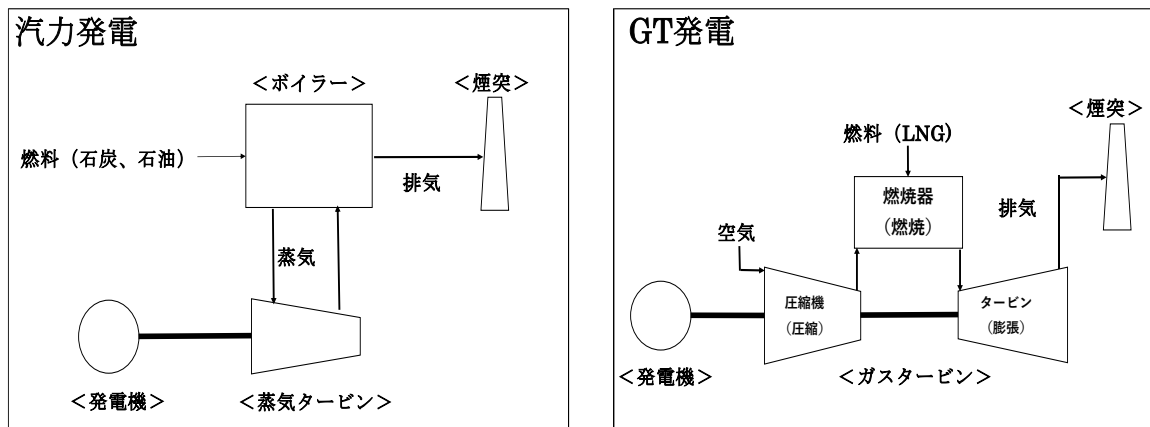
(出所) 星野 [2010] 320 ページ。

第 2 項 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 (図 3 左)。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

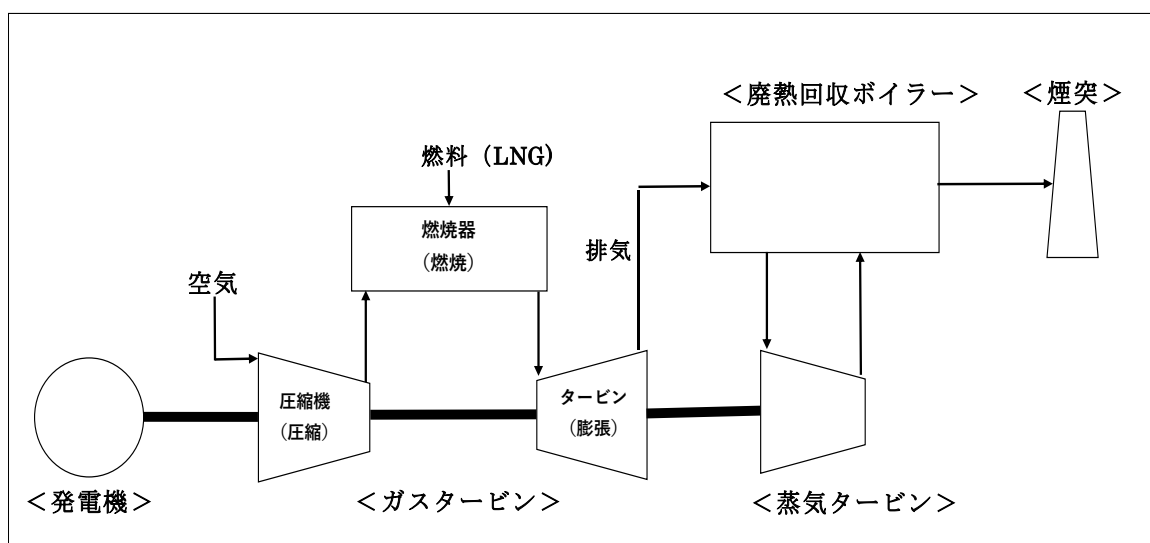
力発電であった。特に、石油は燃料費が低廉であったため、石油危機によって石油価格が高騰するまで、石油中心の火力発電の電源開発が活発化した。

図 3 火力発電（左図）とガスタービン発電（右図）の基本構成



(出所) 高橋 [2012]、15 ページ、21 ページを参考に筆者作成。

図 4 GTCC の基本構成（一軸式）



(出所) 火力原子力発電技術協会 [2010] p.42 より作成。

2 つ目のガスタービン発電は、発電機、ガスタービンが主要機器をなし、主な燃料として天然ガスが利用される (図 3 右)。ガスタービン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。ガスタービン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 (ガスタービン入口) 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。小型ガスタービン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 は、汽力発電とガスタービン発電の発電方法を組み合わせた発電方式である（図 4）。GTCC は主に、発電機、ガスタービン、蒸気タービン、排熱回収ボイラーから構成されており、ガスタービンで発電を行うとともに、ガスタービンの排気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高く、より少ない燃料で発電できるのが特徴である。

第 3 項 ガスタービンの発達方向

先述の通り、ガスタービンはそれぞれの用途のためにガスタービン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ガスタービンであっても、その使用主体や使用目的も異なるため、それぞれのガスタービン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ガスタービンを追求する傾向にある。ガスタービン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（ガスタービン入口温度）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な要素技術は、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。ガスタービンを大型化できれば、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、より高いガスタービン入口温度を設定することができる。ガスタービン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、事業用ではガスタービン入口温度は 1,600°C 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ガスタービンが指向される。事業用のような複雑な冷却構造を設けることは困難で、自家用のガスタービン入口温度は 1,300°C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、ガスタービン入口温度は約 1,000°Cが上限となる。

このように、構造的な都合からガスタービン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、必ずしもガスタービンを大型化したり、ガスタービン単体の熱効率を高める必要はないといえる。

次に、容量別にガスタービンメーカーの世界市場シェアを示した表 1 を見てみよう⁶。GE 社、シーメンス社、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 社で得意とするガスタービンの容量は異なる。GE 社とシーメンス社は、全体的にシェアが高いが、特に GE 社は 120MW 以下でシェアが高く、シーメンス社は 120~300MW 未満の範囲で高いシェアを占める。三菱重工は、300MW 以上の大型ガスタービンのシェアが高い。

表 1 2011~2015 年におけるガスタービン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。

ガスタービン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°C級ガスタービンをシーメンス社よりも先行して開発し、90 年代後半には 1,500°C級ガスタービンを GE 社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°C級ガスタービンを開発し、ガスタービン開発競争では

⁶ 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、出力別のものであっても、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。

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、大型以外のガスタービン市場でも高いシェアを有するため、自家用のガスタービン市場にも注力し、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%まで効率が上がる。欧米メーカーは、自家用のガスタービン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。

そこで次節以降では、三菱重工とGE社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、どのようなガスタービンの発達を促したのかを明らかにしよう。

第2節 ガスタービンの発達に対する日本市場の要求

第1項 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⁷。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

⁷ 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。

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。

日本の電力市場で構造的な変化が生じなかった背景には、一般電気事業者の発電事業と送電事業を切り離す、いわゆる発送電分離が進んでこなかったという要因が挙げられる。この発送電分離は、新規発電事業者の参入を奨励し、既存の発電事業者との市場競争を促すことで、電力料金の引き下げや再エネの導入を促進する改革の一環である。発送電分離は弱い順に、①会計分離、②法的分離、③機能分離(運用分離)、④所有権分離の 4 段階に分けられ、その強度が異なる。日本は 2020 年に法的分離を行っているが、後述するように、アメリカでは 1996 年と 1999 年に連邦政府が法整備を行い、機能分離が実現している。さらに、一部の州では所有権分離まで移行しており、電力市場の構造的な変化が生じている⁸。

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。

⁸ なお杉本 [2020] は、アメリカとドイツなど欧米各国を対象に、発送電分離を進めることで、再エネ導入が促進されたことを実証している。

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)	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%	10	1,341	14,262	85%	6,133	92%
卸供給事業者	2	47	524	10.1%	219	9%	2	56	937	7.6%	294	6%	2	63	1,352	8%	528	8%
公営	32	160	175	3.4%	—	—	32	186	214	1.7%	—	—	34	235	233	1%	—	—
その他	21	49	306	5.9%	—	—	20	69	1,029	8.3%	—	—	20	87	951	6%	—	—
合計	64	1,558	5,173	100%	2,531	100%	64	1,626	12,411	100%	4,704	100%	66	1,726	16,797	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)	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%

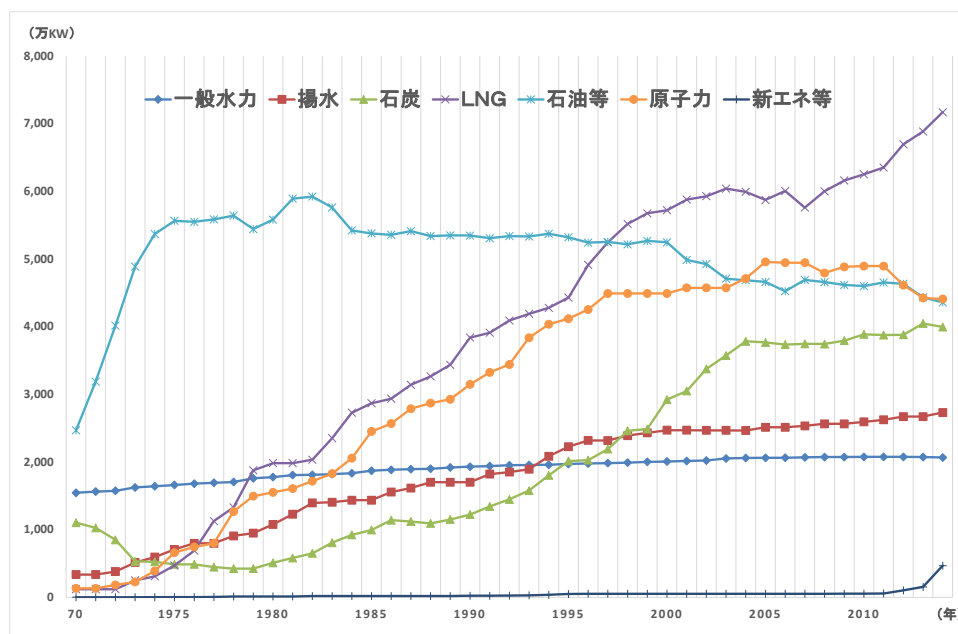
(出所)『電気事業便覧』各年版より作成。

次に、図5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増強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電源と位置づけ、揚水力を中心とした水力をピーク時電源とする「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⁹。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。

図5 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。

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

⁹ 中瀬 [2005] を参照。

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」¹⁰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¹¹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高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、ガスタービンを 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な規制も問題としている¹²。

第 2 項 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、

¹⁰ 総括原価方式については、谷江 [2017] を参照されたい。

¹¹ 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。

¹² エンジニアリング・ジャーナル社 [2001] 24 ページ。

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。

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	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」より作成。

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。

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）

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

(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。

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年には1,000MW、90年には1,000MW以上と、年々と高出力化している。

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、00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。

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。

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。

三菱重工のガスタービン入口温度の向上と大容量化の傾向や、表1で確認した大型ガスタービン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。

第3節 ガスタービンの発達に対するアメリカ市場の要求

第1項 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であり、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。

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	販売電力量 (%)
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		3	協同組合営	949
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。

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¹³。

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	
	容量	割合	容量	割合	容量	割合	容量	割合	容量	割合	容量	割合
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%	1067.3	100%	1137.1	100%	1177	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。

（出所）海外電力調査会 [2019]。

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

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¹⁴。

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¹⁵。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

¹³ EIA [1994]、137 ページ。

¹⁴ 海外電力調査会 [2019]、16 ページ。

¹⁵ 1970 年代のアメリカで予期せぬ停電が増加した理由について、小林 [2002] は大型化し

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話題となり、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¹⁶。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。

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 6 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。

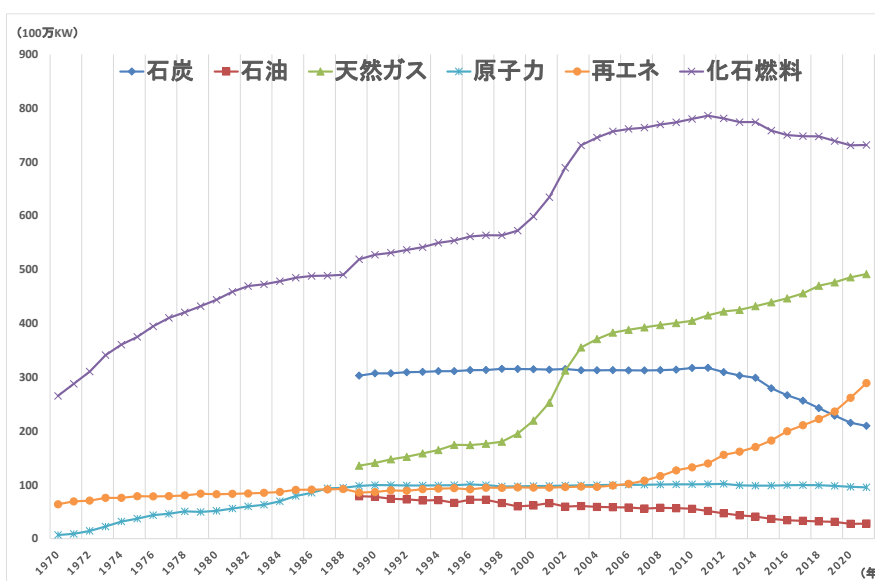
しかし、1990 年以降、石炭と原子力の設備容量は増加しておらず、石炭は 2012 年以降に低下を始める。1990 年以降から 2006 年までに増強された電源はほぼ天然ガスである。天然ガスは 1996 年を除いて一貫して増加しており、90 年代後半から 2000 年代前半にかけて顕著に増加している。03 年に石炭を抜いてトップになるが、それ以降も増加傾向が続いている。06 年からは、再エネも風力と太陽光の増強がけん引して急増している。

た発電設備の設計に電力会社が過去の経験と学習を編入できなくなった点、大規模な発電プラントはその構造が複雑で保守負担が重くなる点をあげている。日本でも 1970 年代にアメリカと同様の経験をした可能性があるが、よく知られているように、日本の停電時間・回数が国際的にも低位にとどまってきた。安田 [2018] は、日本の停電率が低い理由に、作業員が実際に現場に行かなくてもある程度自動で停電範囲を最小化させることができるなどの事故検出と故障除去のためのデバイス開発に注力してきた点や、作業員の教育・訓練水準の高さや職業意識をあげている。また、中瀬 [2005] は原発をベースロードに、石炭・天然ガス火力と水力をミドル・ピークロード電源に据える政策を採用したために、後者に発電設備に余剰が生まれて負荷率が落ちたことを指摘している。このことから、一部の発電設備にトラブルが生じてても他の設備で十分対応できた可能性がある。

¹⁶ 海外電力調査会 [1973] 28 ページ。

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、主にガスタービン発電またはGTCCによって発電することから、ガスタービン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、大型ガスタービンというよりは、小型ガスタービン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。

図 6 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, *Annual Energy Review* より作成。

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ても、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、小型ガスタービン需要が高まったと理解できる。

第2項 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6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%は小型ガスタービンだが、逆にいえば10～30%のうちに大型ガスタービンが含まれる。表1でGE社が200～300MW未満の大型ガスタービン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ガスタービンが受容された。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。

おわりに

本章では、日米の発電用ガスタービン技術の発達方向を比較検討し、日本の発電用ガスタービン技術の発達における特質を明らかにしてきた。

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、小型ガスタービン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、大型ガスタービンだけでなく地域分散的な電力供給に適した小型ガスタービンの発達も促された。

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、日本のガスタービンは一貫して大規模集中的な電力供給に適した大型ガスタービンの発達を追求することになった。

以上のように、日米の発電用ガスタービンは、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。しかし、日本の主要な発電プラント建設を担ってきた三菱重工、日立、東芝の中で、ガスタービンメーカーとして残存したのは三菱重工のみである。次章では、このように日本のガスタービンメーカーの結果を左右した要因が何であったのかを検討する。

第2章 ガスタービン技術の導入と自社技術の形成

はじめに

本章の課題は、三菱重工がガスタービンを事業の柱に据えることを選択し、自社技術の獲得に至る技術開発に注力することができた条件を明らかにすることである。

三菱重工は、1980年代以降の国内のGTCC市場において、同社が優位に立ち、グローバル競争が進展した90年代以降の発電プラント市場においても、日本メーカーの中で、三菱重工だけが海外受注件数を増加させることに成功してきた。発電プラント産業は、その「製品特性から、ながらく国内における排他的市場と国家的支援を特徴とする安定した蓄積基盤を有してきた」のであるが、「1990年代に入り、世界的な過剰生産能力を背景として電力事業の民営化・自由化、公共調達市場の開放、独立発電事業者（IPP：Independent Power Producer）の台頭などによるドラスティックな市場構造の変化が、これまでの一国を基盤とした蓄積形態の変容を不可避とし」た¹⁷。こうした下で、東芝や日立が海外受注件数で伸び悩むなか、三菱重工は、逆に海外受注件数を増加させた。

1990年代以降に三菱重工が多く受注したのは、天然ガスを電源とするGTCCであった。GTCCは主にガスタービン、蒸気タービン、排熱回収ボイラー、発電機の四つの機器から構成される。この4つの機器の中でも、特にガスタービンはGTCCの発電端熱効率¹⁸に大きく影響する製品であり、「高効率ガスタービンの製造能力を有しているかどうか、その企業の競争力を左右するようになってい」た¹⁹。

GTCCの主要機器であるガスタービンを供給する主要メーカーは、アメリカのGE社、ドイツのシーメンス社、三菱重工の3社である²⁰。こうした寡占状態が生じた理由の一つは、ガスタービンの開発には巨額な資金と莫大な時間がかかるため、参入障壁が高いということである。三菱重工は、1990年代にGE社やシーメンス社といった世界のライバルメーカーのガスタービン技術に追いつき、さらに世界トップ水準に達した。三菱重工はそのガスタービンをグローバル競争力の源泉として、日本国内だけでなく世界各国で販売実績を積み上げて

¹⁷ 岸田 [2002]、59 ページ。

¹⁸ 発電機で発生した発電端電力量と電力発生のために供給された総熱量の比。火力原子力発電技術協会 [2010a]、63 ページ。

¹⁹ 西村 [2016]、158 ページ。

²⁰ 2011年から15年における世界のGT市場全体のシェア（容量ベース）は、GE社が約45%、シーメンス社が約33%、三菱重工が約15%（三菱重工と三菱日立パワーシステムズ〈MHPS〉の合計）であった。3社だけで、世界全体の9割以上のシェアを占めた。三菱総合研究所 [2016]、10 ページ。

きた。

しかし、ガスタービンメーカーとしての三菱重工は、欧米メーカーに比べると後発メーカーに位置付けられる。また、東芝や日立といった日本メーカーも三菱重工と同時期の 1960 年前後にガスタービンの技術導入をはかり、ガスタービンのライセンス生産を開始したにもかかわらず、三菱重工だけが世界トップ水準のガスタービン技術を持つに至った。

このような国内メーカー間における差が生じた根拠を明らかにするために、本章では、三菱重工がガスタービンを事業の柱に据え、その技術開発に注力することができた条件は何であったのかを、日立と比較しながら検討する。

三菱重工と日立の技術開発戦略の差異は、1960 年代から 70 年代にかけて明らかになる。当初、三菱重工と日立は、それぞれ WH 社と GE 社からガスタービンに関する技術導入をはかり、ライセンス生産を開始した。しかし、三菱重工は、70 年代に国内電力会社の GTCC 導入が検討されはじめたことで、独自で新機種開発を推進して WH 社の技術依存から脱却をはかる一方、日立はガスタービンの自社技術開発には着手せず、GE 社とのライセンス生産に留まった。80 年代以降になると、国内だけでなく世界的に GTCC の需要が高まる。その前に、自社技術でガスタービンを供給できる体制を整えられたかどうか、両社のその後の展開を分けていくことになる。

本章の構成は以下の通りである。まず、三菱重工と日立が手掛けてきたガスタービンの開発経緯を概観する。次に、三菱重工と日立が同時期に米国メーカーからガスタービンに関する技術導入をはかりライセンス生産を開始したにも関わらず、その後、両社の技術開発戦略に差異が生じた要因を考察する。そして最後に、国家プロジェクトである「高効率ガスタービンプロジェクト」が両社のガスタービン技術開発に与えた影響を考察する。

なお今日、火力や原子力を中心とした発電機器やそのシステム生産をエネルギー部門の主力に据えてきた日立は、火力発電事業の撤退や送電事業の強化など再エネ転換を鮮明にする一方、三菱重工は火力や原子力発電を中心とした事業依存から脱却できず、再エネ転換が遅れている。こうした両社の事業転換の差異が生じた歴史的背景も検討したい。

第 1 節 三菱重工と日立におけるガスタービンの開発経緯

GTCC を高効率化させていくためには、主要機器であるガスタービンの入口温度を高くしていく必要があるが、そのためには特に、タービン部品であるタービン翼の技術開発が必要になる。燃焼器から噴射される燃料が高温であるため、タービン翼が高温に曝されても溶けないように保護する必要があるからである。主に取り組まれてきたのは、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の開発である。

このようなガスタービンの技術開発は巨額な資金と莫大な時間がかかるため、参入障壁が形成される。それと同時に、メーカーがタービン翼の優れた製造能力を有しているかどうかはメーカー間の競争上でも重要な要素となる。なぜなら、タービン翼は様々な要素技術開発によって保護されているとはいっても高温に曝されるため、ガスタービンの補修・メンテナンスが定期的に必要となり、アフターサービスで安定的に収益を確保することが可能だからである。

三菱重工が主に手掛けてきたガスタービンは、表 8 の通りである。三菱重工は 1960 年代にガスタービンの製造を開始するが、MW-171 型と A 型は WH 社の技術に完全に依存したガスタービンであった。B 型と D 型は WH 社との提携下で開発されたものの、三菱重工が主導して開発したガスタービンである。そして、MF-111 と F 型と G 型は、WH 社の技術依存から完全に脱し、自社技術で開発したガスタービンであった。

表 8 三菱重工の主なガスタービンのラインナップ

GTの型式	MW-171型	A型 (MW-501AA)	B型 (MW-701B)	D型 (MW-701D)	MF-111	F型 (M501F/M701F)	G型 (M501G/M701G)
初号機運転開始年	1964年	1972年	1978年	1984年	1986年	1992年	1997年
GT入口温度	732℃	920℃	1020℃	1150℃	1250℃	1350℃	1500℃
GT出力	12MW		91MW	144MW	15MW	185MW/303MW	267MW/334MW

(出所) 池上 [2009]、122-123 ページ、木村・加治木 [2008]、9 ページを参考に
筆者作成。

日立が手掛けてきたガスタービンは、表 9 の通りである。日立も 1960 年代からガスタービン製造を開始したが、三菱重工が自社技術開発に乗り出した時期でも、GE 社の技術に依存してガスタービン製造を行った。日立の場合は、主に石油やガス業界の自家発電に使用される H-25 と H-15 を除いて、全てのガスタービンが GE 社とのライセンス生産であった。

以下では、両社のガスタービン開発がどのように展開されてきたのかを詳しく見ていき、両社の技術開発戦略に差異が生じた要因を考察しよう。

表 9 日立における主なガスタービンのラインナップ

GTの型式	MS3002	MS5001	MS7001B/ MS7001E/ MS7001EA	MS5002	MS9001B/ MS9001E	MS6001B	H-25	H-15	MS7001F/ MS7001FA	MS6001FA
初号機運転開始年	1966年	1967年	1972年/ 1981年/ 1990年	1977年	1981年/ 1985年	/	1988年	/	1994年/ 1996年	2000年
GT入口温度	800℃	927℃	1004℃/ 1085℃/ 1104℃	943℃	1104℃/ 1085℃	1104℃	1260℃	1260℃	1260℃/ 1288℃	1288℃
GT出力	6MW	16.25MW	61.3MW/ 74.4℃/ 83.5℃	28.34MW	97.1MW/ 112.8MW	39.16MW	32.0MW	16.9MW	150MW/ 159MW	70.14MW

(出所) 日本ガスタービン学会 [2002]、139 ページ、後藤ら [2012]、21 ページ、星野ら [1981]、59 ページを参考に筆者作成。

第 2 節 米国メーカーからの技術導入

ここでは、三菱重工と日立が米国メーカーからガスタービンに関する技術導入をはかり、ライセンス生産を行っていた時期を見ていく。

第 1 項 1970 年代初頭までの天然ガス火力発電の位置付け

三菱重工と日立が米国メーカーからガスタービンの技術導入を図ったのは、当時ガスタービン発電が非常用または電力需給が逼迫した際のピークロード用として注目されたからである。上述の通り、ガスタービン発電の特徴が、非常用やピークロード用の発電設備として適していたのである。

しかし、ガスタービン発電がこのように注目される一方、まだ発電端熱効率や信頼性が低いなどの理由から、大規模発電である電力会社の事業用としては注目されず、まだガスタービン市場は十分に醸成されていなかった。当時、国内電力会社における電源開発は石油を電源とする汽力発電が中心であった。それは、中東や北アフリカにおける大油田の発見や採油技術の発達などにより石油が供給過剰となり、コスト面で石油が有利になったからである。また、1960 年の「重油ボイラー規制法」改正によって重油専焼火力が認められたことも石油を電源とする汽力発電による電源開発を後押しした²¹。

²¹ 山元ら [2002]、166-167 ページ。

第2項 三菱重工のWH社の技術に依存したガスタービン製造

三菱重工が本格的にガスタービンの設計・製作を開始したのは、その前身の一つである日本重工業（新三菱重工業）が1961年1月にアメリカのWH社と技術提携をしてからである²²。合併前の三菱日本重工業では、51年から57年に、高出力のガスタービンの設計及び製作を研究するため、通産省機械研究所及び東京大学の技術協力を得て、1860kWのガスタービンを試作していた²³。ガスタービンの開発を進めてはいたが、欧米メーカーの技術力に追いつき戦後の急速な経済復興を支えるためには、自社技術開発よりも技術導入が優先されるとの考えから、WH社との技術提携に踏み切った²⁴。

WH社との提携下でのガスタービンの初号機は、ガスタービン入口温度732℃、最大出力12MWのMW171型ガスタービンであり、当時の国内最大容量機であり、ガスタービン入口温度も世界最高レベルであった。本機は、64年に神戸造船所高砂工場ですべて試運転を開始した²⁵。2号機以降のガスタービンは、戦後三社に分割されていた三重工の合併により、65年に発足した三菱重工業の高砂製作所から出荷されていくことになった²⁶。

1960年代中頃になるとWH社でガスタービン入口温度924℃のW-501型の開発が開始され、68年から生産・販売が開始された。三菱重工はWH社のW-501型を国内へ導入するため、設計・工作部門から多数の技術者をWH社に派遣し技術の習得に努めた。そして、W-501型モデルをもとに製造したのがMW-501AA型である。初号機は関西電力から受注し、72年に大阪発電所へ納入された。また、MW-501AA型は、サウジアラビアのアラムコ社からの大量受注に成功した。こうしたアラムコ社からのガスタービンの受注は、事業的にも生産体制面からも三菱重工のガスタービン事業の基礎を築いた²⁷。さらに、アラムコ社に納入したガスタービンのメンテナンスサービスと中東における原動機ビジネスの拠点づくりを目的に、サウジアラビアのアバセン社をパートナーとして、三菱重工、三菱商事、三菱電機 3

²² 戦後、GHQの方針で旧三菱重工業の解体が進められ、三菱重工は西日本重工業（三菱造船）、中日本重工業（新三菱重工業）、東日本重工業（三菱日本重工業）の三社に分割されていた。しかし、設備投資・研究開発投資が重複するとともに、タービンなど各種製品が三重工内で競合し、他社にシェアを奪われる結果となってしまった。こうした状況を改善するため、1964年に三重工の合併が実現した。三菱重工業株式会社社史編さん委員会 [1990]、56 ページ；岩淵 [1993]、85 ページ。

²³ 日本ガスタービン学会 [2002]、30 ページ。

²⁴ 木村・加治木 [2008]、7 ページ。

²⁵ 高砂製作所 25 周年所史編さん委員会 [1990]、321 ページ。

²⁶ 池上 [2009]、90 ページ。現在 GT の主力工場である高砂製作所は、1962 年に神戸造船所の分工場として発足した。三重工が合併したのち、各所で行なわれていた GT 事業が高砂に集結された。秋田 [2001]、14 ページ。

²⁷ 同上、322-323 ページ。

社が出資する合弁会社の設立が 76 年に合意された。そして、78 年に MASCOSA 社 (Mitsubishi Abahsain Service Company of Saudi Arabia) が設立された。同社では、三菱重工がアラムコ社に納入したガスタービンに対するエンジニアリングサービス、燃焼器等のパーツの検査および補修、部品供給などのサービスを行うだけでなく、WH 社がアラムコ社に納入したガスタービンのパーツ補修工事なども行った²⁸。こうした定期的なメンテナンス用パーツの輸出も当時の三菱重工ガスタービン事業を支える大きな柱の一つを占めた²⁹。

第 3 項 日立の GE 社との提携下でのガスタービン製造

一方、日立も三菱重工と同様に自社でガスタービンの開発を行っていたが、本格的なガスタービンの生産を開始したのは 1964 年に GE 社との技術提携を結んでからであった。日立では、38 年以降、海軍航空技術廠から試作研究を命じられて航空機用排気タービン過給機を製作していた。戦後この経験をもとに、54 年には 1100kW 発電用ガスタービン試作機を完成し、59 年までこの試作機を基に各種の研究改良が進められたが、当時のガスタービン市場はまだ成熟しておらず商用機の生産に至ることはなかった³⁰。

その後、日立は 1964 年に GE 社と陸用ガスタービンの標準機種を対象とした共同製作の協定を結び、ガスタービンのライセンス生産を開始することになった³¹。GE 社がガスタービンの中核部品であるタービン翼を製作し、日立がその他の部分の製作と全体のとりまとめを GE 社の図面を基礎として行う体制である³²。ガスタービンを製造する上では、上述のようにガスタービンのタービン翼を製造できるかどうか重要である。したがって、このような提携関係は、日立にとってガスタービンの自社技術開発へと踏み切る障害となったといえよう³³。

²⁸ 同上、49 ページ。

²⁹ 同上、327 ページ。

³⁰ 日本ガスタービン学会 [2002]、139 ページ。

³¹ 池上 [2009]、90-91 ページ。

³² 『日刊工業新聞』1964 年 8 月 12 日付。

³³ 日立工場 75 年史編纂委員会 [1985] によれば、GE 社と GT 技術導入をはかるための折衝が開始された当初、同社には GT の「技術供与を行う意思が全くなく、交渉は難航を極めた」(240 ページ)が、「度重なる話し合いが行われた結果、これまでに例をみない共同製作という案が GE 社から提案され」、契約に至った。日立が GE 社の GT 技術を吸収し、独自で技術開発を行うまでに成長することを懸念し、GE 社が意図してこのような異例の提案をした可能性は否定できない。

第4項 技術提携先の選定とその背景

ガスタービン技術を三菱重工はWH社から、日立はGE社から導入することになった背景には、各メーカーの主要顧客である国内電力会社との取引慣行が関係する。1950年代に国内電力会社は石油を電源とする汽力発電を中心に電源開発を行うようになるが、その際、第1号機は米国メーカーからの輸入、第2号機以降は国内メーカーの国産機という方式が採用され、原子力発電を導入する際にも同様の方式が採用された³⁴。三菱重工の発電事業に携わる原動機部門出身で、社長を務めた飯田庸太郎によれば、三菱重工の主要取引先となった関西電力や九州電力はWH社の発電設備を、日立や東芝の主要取引先となった東京電力、中部電力、東北電力はGE社の発電設備を選択したとされ、第2号機以降の国産機については、電力会社が国内メーカーの技術を信頼して発注するのではなく、米国メーカーの技術をどの程度吸収しているのかということが重視された³⁵。三菱重工は長崎県や兵庫県に発電機器の製造拠点をもち、日立は茨城県に発電機器の製造拠点を持つため、地理的にも主要顧客となる電力会社が近く、三菱重工はWH社から、日立はGE社から技術導入を図る合理性があった。

また、技術的にもWH社製品とGE社製品では仕様が異なる。例えば、タービンブレードのタービンロータへの差込部分の形状は、蒸気タービンでもガスタービンでも、WH社では凸型、GE社では凹型を採用している。三菱重工と日立が米国メーカーから技術導入し、自社製品を開発・設計する際には、提携先企業の製品仕様を踏襲するケースが多く、生産で用いられる機械設備、現場労働者が蓄積する熟練の内容も異なってくるため、提携関係が固定化すると考えられる。

以上のような事情から、三菱重工はWH社と、日立はGE社との提携関係が、ガスタービンについても定着したと考えられる。

第3節 自社技術開発への転換

第1項 三菱重工が自社技術開発への傾向を強めた背景

三菱重工は1961年にガスタービンに関する技術提携をWH社と結んでから同社の技術に依拠しながらガスタービンの生産を行ってきた。しかし、70年代に入ると三菱重工ではガスタービンの自社技術開発を推進する機運が高まっていった。その理由は、二度の石油危機を

³⁴ 長谷川 [2006]。

³⁵ 飯田 [1993]。

経験することによって国内電力会社で脱石油化が進展したことにある。

脱石油化は、「原子力開発の重点化だけでなく、火力発電用の燃料の LNG（液化天然ガス）ないし海外炭へのシフトによって」³⁶進められていった。原子力発電は、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、原子力発電の導入が進めば、出力変更を柔軟に行える他の電源が求められる。そのため、原子力発電所の建設に平行して、出力変更が容易な大規模な揚水発電と GTCC の導入が進められた。こうして、原子力発電を電力供給の中心に据え、LNG 火力と石炭火力をその供給力を補うミドルおよびピーク時電源と位置づけ、揚水式を中心とした水力をピーク時電源とする「ベストミックス」化された供給方法が取り入れられた³⁷。

GTCC の発電端熱効率が、従来型の汽力発電所のそれを上回ることが期待されるまでに技術的に向上したことも、GTCC の導入を後押しした。汽力発電所の発電端熱効率は約 40% であったが、前者は金属材料の高温強度の問題からさらなる高効率化は困難であった。しかし、GTCC はガスタービンの高効率化により、さらなる発電端熱効率の向上が可能であったため、国内電力会社では GTCC の採用が検討されていた。日本は火力発電の燃料となる化石燃料をほとんど採掘することができないため、電力会社からの発電端熱効率向上の要求が他国に比べて高かったことが、GTCC 導入の推進力となったと言える。

第 2 項 両社の技術開発戦略に差異が生じた要因

こうした国内電力会社による GTCC 採用の検討を受け、三菱重工でガスタービンの自社技術開発の機運が高まった³⁸。そして、三菱重工は WH 社との技術提携関係は継続していたものの、MW-701B 型と MW-701D 型のガスタービンの自社技術開発に乗り出した。一方で、日立は三菱重工とは異なり、この段階ではガスタービンの自社技術開発には着手しなかった。

³⁶ 橋川 [2004]、431 ページ。

³⁷ 中瀬 [2005] を参照。中瀬は、「ベストミックス」化された供給方法について、「あくまで原子力発電を中心にすることが出発点であ」（233 ページ）り、「柔軟性の乏しい原子力発電が増加した結果、やむを得ず採用された電気事業経営の対応だった」（222 ページ）と述べている。また、この供給方法が、「固定資産の増大とその結果としての国際的な電気料金水準の高位維持をもたらし、1990 年代後半以降から開始された供給主体の是非、電力自由化の議論にまでつながった」（235 ページ）と評価している。今日、日本政府が推進する「次世代原子炉」や、水素・アンモニアを利用した火力発電は、こうした電力供給方法を温存するもので、電力自由化の意義を失わせかねないものである。

³⁸ ただし、三菱重工は GT を利用した GTCC の優位性に早くから注目し、石油危機が生じる前に GTCC の実用化を進めていた点には留意がある。高砂製作所 25 周年所史編さん委員会 [1990]、340 ページを参照。

80年代以降になると天然ガスを電源としたGTCCの導入が活発化するため、この時期の両社の技術開発戦略の違いがその後を大きく分けていくことになる。

では、なぜ三菱重工がガスタービンの自社技術開発に乗り出す一方、日立は自社技術開発に乗り出さなかったのであろうか。確かに、ガスタービンの技術開発には巨額な資金と莫大な時間を要するが、上述のように、国内電力会社でGTCCの採用が検討されつつあった。事業機会が生じることを、日立も把握していたはずである。しかし、日立は1970年代にガスタービンの自社技術開発に乗り出さなかった。両社の技術開発戦略の差が生じた要因は二つあげられる。

要因の第一は、三菱重工と日立の技術提携先であるWH社とGE社がとった方針の差である。WH社とGE社の事業基盤国である米国では、電源周波数が60Hzである。しかし、日本では、電源周波数が東日本では50Hz、西日本では60Hzであり、各地域に異なる仕様の機器を供給する必要がある。WH社は60Hz機しか製造しなかったため、三菱重工が東日本の電力会社にガスタービンを供給するためには、50Hz機を独自で開発する必要があった³⁹。三菱重工がWH社と結んだ技術提携の中身は包括的な内容で、WH社の図面通りに作らなければならないという制約はなかった⁴⁰。三菱重工はその機会を捉え、ガスタービンの自社技術開発に着手することができたのである。MW-701B型では、WH社の60Hz機W-501B型をモデルとして、同社の意見を得ながら設計を進めたものであるし、MW-701D型も60Hz機しか製造しないWH社の60Hz機W-501D型を、50Hz地域向けに改良設計したものであった。特に後者はWH社のライセンス下にはあったものの、実質的に三菱重工が開発を主導したものであったとされている⁴¹。

一方で、日立の提携先であるGE社は東日本向けの50Hz機についても製造した。そもそも日立とGE社との技術提携の中身は、GE社の図面を基礎として日立がガスタービンを製作するもので、ガスタービンの中核部品であるタービン翼はGE社が製作するものとなっていた。そのため、日立が三菱重工のようにガスタービンの自社技術開発の経験を積むということは困難であったのである。

要因の第二は、三菱重工と日立の事業構造の違いにある。三菱重工では、船舶・鉄構、産業機械、原動機などの重電部門が中心の事業構造をなし、ガスタービンと関連する製品を多く手掛けてきた。そのことが、同社におけるガスタービンの自社技術開発への転換に優位に働いた。三菱重工でガスタービン開発に関わってきた佐藤 [2003] は、以下のように述べている。

³⁹ 高砂製作所25周年所史編さん委員会 [1990]、335ページ。

⁴⁰ 岩淵 [1986]、99ページ。

⁴¹ 木村・加治木 [2008]、7ページ。

当時、事業としては小規模であったガスタービンに、多くの研究者を当てるわけにはいかず、各分野に1人ずつの専門家を作り、少数精鋭で臨むことにした。研究開発費の捻出に苦労したが、当社は発電用ガスタービンに限らず、ジェットエンジン、産業用小型ガスタービン、ターボチャージャー他関連製品が多く、専門技術の育成、展開が容易であったことも幸いして、エンジニアの温存が可能であった。(1 ページ)

このように、三菱重工では、ガスタービンと関連する製品を多く手掛けており、エンジニアの温存が可能であったことが、未成熟であったガスタービンの自社技術開発への転換を可能とする条件となった。

一方、日立は電力関連機器を扱ってきた重電部門に加え、家電部門、電子機器部門といった軽電部門も抱えている。戦後、日立は中核事業を重電部門から軽電部門へと重心を移していくことになったため、日立では家電部門、電子機器部門に重点的に投資を行うようになり、相対的に重電部門への投資が抑制された。その結果、ガスタービンの自社技術開発に踏み切るといことが困難になったと考えられる。この点に関して、木村宰、加治木紳哉 [2008] で元日立製作所電力事業本部の樗木氏は以下のように述べている。

H25 [1984年に日立が自社技術開発をする中型ガスタービン—引用者] のようなものを開発してある程度、ビジネスとしてもうまく成功している、ということではあるが、電力会社向けのガスタービンのビジネスという意味では、三菱さんみたいに、日立も自分の技術でやっていくのかということになると、また話は全然別になる。電力会社向けの大きいものを自社開発するとなるとどうしても、相当のお金がかかる。...日立製作所というのは、半導体もあるし、情報技術もあるし、いろんなところに人もお金も投入しなければいけない、ということで、ガスタービンに回ってくるお金というのは、そんなにたくさんではない。...そういう意味において、電力会社に対するガスタービンはGE社との間でやるというのが会社のポリシーだから、それはもうそれでしょうがない。(14 ページ)

ここで、日立の部門別の設備投資額を示した表 10 を見ると、投資額合計が最も多いのは電子機器部門であり、日立の中で同部門が重視されていたことがわかる。ただし、電力関連機器を手掛ける重電部門は投資額合計では産業機械部門に次いで三番目に多く、相対的に投資額が少ないわけではない。確かに、1965～69年の投資額合計では重電部門は四番目に位置しているが、1970～74年合計では電子機器部門に次いで二番目に多くなっている。この

時期は三菱重工がガスタービンの自社技術開発への傾向を強めた時期と重なる。

表 10 日立の部門別設備投資額 (単位：億円)

	1965～1969年合計	1970～1974年合計	合計
重電部門	152	419	571
家電部門	209	257	466
電子機器部門	395	585	980
産業機械部門	246	402	648
交通機器部門 その他	85	163	248
研究	94	171	265
本社・営業所など	43	77	120
合計	1,224	2,074	3,298

(原典) 社内資料。

(出所) 岡本康雄 [1979]、277 ページから作成。

(注) 重電部門では、主要製品としてボイラ、タービン、水車、原子炉、発電機、電動機、整流器、変圧器、配電盤、遮断機制御装置、計算制御装置、保安器、開閉器、原子力機器、ホイスト、溶接機を手掛けている。

1970 年代に入って重電部門の投資額が急増した理由は、日立が脱石油化のために原子力発電への注力と他のエネルギー分野の開発を進めたからであると思われる。日立製作所 [1985] は、以下のように述べている。

エネルギー面では、それまで電力需要の拡大にこたえる形で原子力発電が伸長してきたが、石油危機を契機として、一層石油代替エネルギーとしての原子力が見なおされるようになった。～ (中略) ～

また、原子力以外でも、石油に依存しすぎたエネルギー問題を解決するため通産省工業技術院を中心に、49 年 [昭和 49 年=1974 年—引用者、以下同様] 7 月に「サンシャイン計画」がスタートしたが、当社でもスタート当初からこれに参加、太陽エネルギー分野での太陽熱発電では曲面集光式太陽熱発電システムの開発を担当し、53 年 [1978 年] からパイロットプラントの設計、製作を進め、56 年 [1981 年] に香川県仁尾町に 1,000kW 太陽熱発電設備を完成させた。さらに、石炭エネルギー分野では高カロリーガス化の開発を、地熱エネルギー分野ではバイナリーサイクル発電プラントの要素技術開発を担当し、積極的にエネルギー利用技術の開発に取り組んだ。(17-18 ページ)

このように、日立は原子力発電を重視し、なおかつ太陽エネルギー分野、石炭エネルギー

分野、地熱エネルギー分野などの開発も進めた。しかし、いずれにしても日立によってはこの時期にガスタービンの自社技術開発を推進したことを示す記述は見られない。

以上のように、三菱重工と日立では、同時期に米国メーカーからガスタービン技術の導入を図ったが、国内電力会社で GTCC の採用が検討され始めたことを受け、三菱重工はガスタービンの自社技術開発を推進し、MW-701B 型と MW-701D 型を開発した。一方、日立は GE 社とのガスタービンのライセンス生産にとどまり、三菱重工と日立のガスタービン事業の展開には差が生じるようになった。こうした両社の技術開発戦略の差異は、ガスタービン技術の提供主体であった WH 社と GE 社のとった方針の違いと、三菱重工と日立の事業構造の違いによるもので、ガスタービンの自社技術形成の成否や同事業への依存度に対する違いにもつながったと理解できる。そして、後述するように、MW-701D 型の市場投入は、三菱重工が国内外の GTCC 市場を捉える契機となった。

ただし、こうした両社のガスタービン技術形成の成否と同事業への依存度の違いは、今日の三菱重工が火力や原子力発電機器を軸とした事業依存から脱却できない一方、日立が他事業や送電事業に展開できている状況の背景になっていると思われる。三菱重工は、一部の火力発電事業を縮小し、洋上風力など再エネ事業の拡大を推進する一方、技術的にも経済的にも課題が山積している水素・アンモニアを利用した火力発電や CCUS、そして原発などの従来から培ってきた技術開発を推進することも表明している。しかし、日立は、再エネの拡大を見込んで 2020 年 7 月にスイス ABB 社の送配電事業を買収し、同年 9 月に火力発電事業から撤退することで、再エネ転換を鮮明にした。こうした火力や原子力発電機器を軸とした事業依存から脱却できたかどうかは、ガスタービン技術形成の成否と同事業への依存度の違いが、歴史的背景の一つになっていると思われる。

第 3 項 国内外におけるガスタービン市場の形成

初めて MW-701D 型が採用されたのは 1980 年で、東北電力東新潟発電所 3 号系列向けのものであった。83 年には総出力 109 万 kW という当時最大規模の GTCC として納入、84 年から営業運転を開始した。これが GTCC の本格的な導入の契機となり、東京電力の富力発電所 1 号・2 号系列、九州電力の新大分発電所 1 号系列などでの導入が相次いだ。

海外市場でも、東北電力向け GTCC の営業運転開始が、GTCC および MW-701D 型の輸出拡大の基礎となった⁴²。当時、海外市場でも省エネルギーや低公害化のニーズが高まり、高効率ガスタービンや GTCC、産業用コージェネレーションへの関心が高まった。1988 年、

⁴² 高砂製作所 25 周年所史編さん委員会 [1990]、325 ページ。

三菱重工は、インド国営火力電力庁から GTCC を受注し、MW-701D 型ガスタービン 4 台分の製作を担当した。また、同年に香港電力からも MW-701D 型ガスタービン 6 台分を受注した⁴³。さらに、89 年にタイのナンボン発電所、94 年インドネシアのグラチ発電所からも MW-701D 型を受注するなど⁴⁴、アジア市場を中心に輸出を展開していった。こうした海外市場の需要変化に伴って三菱重工の輸出製品構成も大きく変化した。火力発電関連機器の大半を製作している高砂製作所の受注高が、1979～83 年度は 1 位蒸気タービン (56%)、2 位ガスタービン (18%)、3 位水車 (12%) であったが、1984 年度～88 年度は 1 位ガスタービン (48%)、2 位蒸気タービン (34%)、3 位ポンプ (5%) となった⁴⁵。

このように、三菱重工は 1970 年代に WH 社が製造しない 50Hz 機の製造経験を積む中で、WH 社の技術への全面依存から抜け出した。こうした三菱重工のガスタービン技術の向上を受け、86 年 11 月に行われた WH 社とのガスタービンの技術提携の改訂では、その内容が大幅に改訂された。ガスタービンの技術開発、生産は全て三菱重工が主導権を持つことになり、北米における一部のガスタービンの販売権についても、三菱重工が独自で販売する権利を獲得した⁴⁶。

1980 年代に入って国内外に GTCC 需要が形成されるようになるが、三菱重工は同市場の形成が本格化する以前にガスタービンの自社技術開発を進めたことで、日立とは異なり、この新たな市場を捉えることを可能としたのである。

第 4 節 「高効率ガスタービンプロジェクト」参加による自社技術開発の加速

以上のように、1970 年代に入ると国内電力会社における GTCC 導入が検討されるようになり、三菱重工ではガスタービンでの WH 社からの技術依存から脱して、自社技術開発が進められるようになっていた。一方、日立では自社技術開発に進めず GE 社とのガスタービンのライセンス生産にとどまっていた。

そうした中で、両社のガスタービン開発に大きな影響を与えたのが、国家プロジェクト「省エネルギー技術研究会開発計画 (ムーンライト計画)」の主要プロジェクトの 1 つである「高効率ガスタービンプロジェクト」への参加である。三菱重工にとっては、この国家プロジェクトへの参加が、さらに自社技術開発を推進し、WH 社の技術依存から完全に抜け出すだけでなく、GE 社やシーメンス社を追い抜き、世界トップ水準の技術力を形成する契機となっ

⁴³ 同上、84 ページ。

⁴⁴ 重化学工業通信社 [1990 ; 1995]。

⁴⁵ 高砂製作所 25 周年所史編さん委員会 [1990]、85 ページ。

⁴⁶ 高砂製作所二十五周年所史編さん委員会 [1990]、337 ページ、504 ページ。

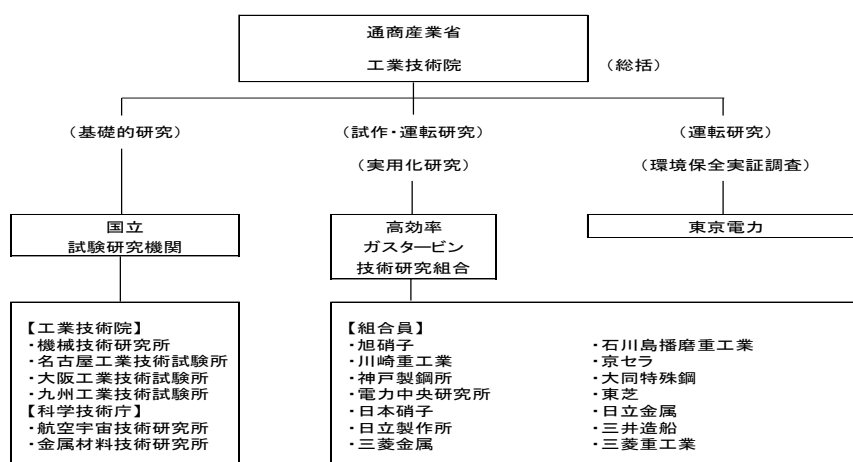
た。

ここでは、この国家プロジェクトへの参加が、三菱重工と日立のガスタービンの自社技術開発にどのような影響を与えたのかを検討する。

第1項 「高効率ガスタービンプロジェクト」の概要

ムーンライト計画は、二度の石油危機と燃料費の異常な高騰によって国内の省エネルギー化と脱石油化が高まる中で、1978年から1992年まで実施された。ムーンライト計画の柱とされたのは、①大型省エネルギー技術開発、②民生部門の省エネルギー技術開発、③先導的・基礎的省エネルギー技術開発、④民間の省エネルギー技術開発の助成、⑤標準化による省エネルギー化の5つであり、「高効率ガスタービンプロジェクト」は①に位置づけられた⁴⁷。

図7 高効率ガスタービンの研究開発体制



(出所) 産業技術審議会評価部会平成12年度追跡評価委員会 [2000]、4ページ。

「高効率ガスタービンプロジェクト」は1978年から1987年までの10年間にわたって実施され、研究開発委託費は277億円、開発目標はガスタービン入口温度1500°C、GTCCでの発電効率55%以上、出力100MWの大容量GTCCを開発することとされた。ガスタービ

⁴⁷ 大型省エネルギー技術開発は「多額の資金と長期間を要する大型の省エネルギー技術を対象として、民間に対する開発委託と国の試験研究所における研究会開発を有機的に結合した技術開発」であり、他にも「電磁流体 (MHD : Magnet Hydro Dynamics) 発電」、「排熱利用技術システム」が予定された。沢井 [2011]、260ページ。

ンの開発には巨額な資金と膨大な時間が必要であり、一企業だけで取り組むのはリスクが高すぎる。そのため、本プロジェクトでは産官学の総力を結集して進められ、ガスタービンメーカー6社、セラミックメーカー3社、金属メーカー4社および電力中央研究所による「高効率ガスタービン技術研究組合」、東京電力、そして6つの国立試験研究機関が参加した(図7)。

開発項目は、超高温耐熱部材・ガスタービン要素技術の研究開発、そして高効率ガスタービンシステムの試作運転研究であった。担当箇所は、三菱重工が高圧圧縮機と高圧タービン、石川島播磨重工業が高圧タービンの静翼と動翼、日立が中圧タービンと低圧タービン、三井造船が低圧圧縮機であり、三菱重工の高砂製作所に持ち寄って組み立て、1983年5月末から7月半ばまで工場試運転を行った⁴⁸。その後、パイロットプラントが1984年から東京電力袖ヶ浦火力発電所にて試運転を開始され、1987年に全ての運転研究を終了した。その間に最大出力93MW、タービン入口温度1300°C、発電効率51.7%を達成した⁴⁹。

第2項 三菱重工と日立にとっての国家プロジェクト参加の意義

「高効率ガスタービンプロジェクト」では当初設定された開発目標には到達しなかった。しかし、三菱重工は本プロジェクトに参加することによって、ガスタービン入口温度向上のための要素技術開発を加速させた。特に、表11が示す「高効率ガスタービンプロジェクト」の研究開発内容の中に含まれている、全面フィルム冷却、サーペンタイン冷却(リターンフロー冷却)、一方向凝固翼、遮熱コーティング、蒸気冷却方式の5つは、1980年代以降に開発されるMF-111やF型・G型ガスタービンに使用される要素技術であった。国家プロジェクトに参加して獲得したこれら要素技術は、三菱重工がガスタービン入口温度の高温化やGTCCの発電効率向上をしていくうえで欠かせない技術であった。

一方、日立は国家プロジェクトの経験を中型ガスタービンの分野に活かすこととなった。1984年からH25と呼ばれる中型ガスタービンの自社技術開発に着手し製品化に成功したのである。しかし、電力会社向けの大型ガスタービンの分野ではGE社のライセンス生産を継続した。

⁴⁸ 『日本経済新聞』1984年1月30日付。

⁴⁹ 木村・加治木 [2008]、4ページ；高砂製作所25周年所史編さん委員会 [1990]、335ページ。

表 11 「高効率ガスタービン開発プロジェクト」の研究開発内容

項目		開発目標	研究開発の主な内容
複合発電 サイクル (GTCC)	熱効率	55%以上(LHV基準)	<ul style="list-style-type: none"> ・圧縮機の設計試作と試験による性能・信頼性の向上。 ・燃焼器：高温化・燃焼安定性向上を図る、高圧燃焼器と再熱燃焼器の設計試作と試験。 ・タービン翼：高温化のための空冷翼(全面フィルム冷却翼、リターンフロー形式の空冷アドバンス翼、トランスピレーション翼、ピン・フィン翼等)の設計試作と試験。精密鑄造技術の開発。 ・制御技術の開発。 ・パイロットプラント、プロトタイププラントの試作・運転試験。
	タービン入口温度	1500℃	
	ガスタービン出力	100MW級	
超高温 耐熱合金	クリープ破断強さ	1,000℃、900℃及び800℃の50,000時間ク リープ破断強さがそれぞれ3.5、11及び 26kg/mm ² 以上	<ul style="list-style-type: none"> ・普通鑄造合金、一方向凝固柱状晶合金の開発と部品製造、実証機試験。 ・遮断コーティング用セラミック溶射技術の開発。燃焼器ライナとタービン翼に対するセラミック遮断コーティングの施行、実機試験。
	高温定歪疲れ強さ	0.5%全ひずみ幅2,500回以上	
	高温耐硫化腐食性	高温溶解塩試験において、0.1mm腐食量 に達する時間が200時間以上	
超高温耐 熱セラミッ クス	曲げ強度	3点曲げにおいて常温100kg/mm ² 以上、 1,500℃60kg/mm ² 以上	<ul style="list-style-type: none"> ・材料開発と評価。 ・部品の研究開発：セラミック製燃焼器の試作と試験。タービン翼の試作。
	高温耐腐食性	1500℃、1,000時間の空気酸化後の常温 曲げ強度3点曲げが50kg/mm ² 以上	
	クリープ破断強さ	1500℃、1,000時間のクリープ破断強さが 25kg/mm ² 以上	

(出所) 産業技術審議会評価部会平成 12 年度追跡評価委員会 [2000]、27 ページ。

第 3 項 自社技術のみでのガスタービン製造

それでは、三菱重工において、上記のような技術はどのように活かされていったのであろうか。1980 年代から 1990 年代にかけて三菱重工が開発した MF-111、F 型ガスタービン、G 型ガスタービンの 3 つのガスタービンの開発経緯を詳しく見ていこう。

最初の MF-111 は 1983 年から開発がスタートし、1986 年 4 月に初号機が完成、同年 8 月から三菱石油水島製油所で営業運転を開始した。

MF-111 はコージェネレーションの自家発電用のガスタービンであり、大規模発電の事業用ガスタービンとは異なる。しかし、「高効率ガスタービンプロジェクト」で開発項目となり、MF-111 以降に F 型、G 型ガスタービンでも使用される高度な冷却技術を初めて適用し、F 型、G 型開発へのステップアップとなるガスタービンであったため注目される。また、MF-111 はすべての設計、生産を国産技術で実施しており、三菱重工が初めて WH 社に全くに頼らず独自開発したガスタービンであった⁵⁰。

MF-111 から初めて適用された技術の一つは、サーペンタイン冷却方式である。D 型までは動翼の冷却にはマルチホール冷却が使用されていたが、MF-111 ではガスタービン入口温度が 1250℃に達しておりマルチホール冷却では冷却効果が不十分であった。そのため、動翼内部に複雑な冷却空気の流路が備わったサーペンタイン冷却方式が採用された。遮熱コーティング技術も MF-111 から初めて適用された。これは、熱伝導率の低いセラミックスをター

⁵⁰ 高砂製作所 25 周年所史編さん委員会 [1990]、326 ページ。

ビン翼の表面に吹きつけてコーティングすることで、タービン翼を高熱から守る技術である。コーティングを施した温度を 50°C から 100°C 低下させることができ、また、高温ガスに曝された金属は酸化や腐食をしやすいために、コーティングは遮熱効果のほかに、高温酸化、腐食を抑制することもできる⁵¹。

そして、1986 年 11 月に行われた WH 社とのガスタービンの技術提携の改訂では、内容が大幅に改訂され、新たな提携関係に入った⁵²。すなわち、ガスタービンの技術開発、生産はすべて三菱重工が主導権を持つことになった。また、販売権については、北米で販売する大型ガスタービンは WH 社が販売権を持つことになっているが、MF-111 型などの小型ガスタービンは北米でも三菱重工が独自で販売する権利を得た⁵³。

このように、三菱重工は MF-111 の開発において WH 社とのライセンス技術からの依存から完全に脱したのである。

三菱重工は MF-111 で開発された技術をもとにして、1985 年にガスタービン入口温度 1300°C 級 F 型ガスタービンの開発に着手した。B 型と D 型ガスタービンでは、WH 社が 60Hz 機を製造し、同社が製造しない 50Hz 機を三菱重工が製造していたが、F 型では両機種とも三菱重工が開発することとなった。

60Hz 機である M-501F は、1989 年に実負荷試験を完了、初号機を含む 4 台がアメリカに納入された。一方、50Hz 機である M701F の初号機は、1992 年から、三菱金沢ガスタービン発電所で長時間の検証試験を行った⁵⁴。

燃焼器は、M701D で実用化に成功した予混合式低 NOx 燃焼器をベースにさらに低 NOx 化を図ったマルチノズル式予混合燃焼器が採用された。

タービン翼の精密鑄造方法は従来の方法とは異なる一方向凝固翼が採用された。タービン翼は従来の鑄造方法では結晶の境界（結晶粒界）が無秩序に形成されていたが、一方向凝固翼では特定方向に結晶粒界が連続的に形成されている。大型発電用のガスタービンは常時フルパワーで運転をするため、タービン翼は長時間高温に曝され、しかも大きな遠心力がかかるなど、極めて過酷な条件下におかれる。そうした力が結晶粒界に対して垂直方向に入ると応力を受けたときにクリープ⁵⁵が入りやすいため、力のかかる方向に対して平行に結晶粒界を形成することでタービン翼の強度を向上させたのである⁵⁶。

⁵¹ 池上 [2009]、51 ページ。

⁵² なお、三菱重工は 1996 年に WH 社との提携を解消している。

⁵³ 高砂製作所二十五周年所史編さん委員会 [1990]、337 ページ、504 ページ。

⁵⁴ 池上 [2009]、117 ページ。

⁵⁵ 金属材料に一定温度のもとで一定の大きさの応力が作用するとき、ひずみ（変形）が時間とともに増加（進行）する現象。火力原子力発電技術協会 [2010a]、17 ページ。

⁵⁶ 金子・佐近・高橋 [1997]、1 ページ。

この F 型ガスタービンの開発において注目したいのは、M-501F の開発完了時期が、GE 社が同じくガスタービン入口温度 1300℃級の高効率ガスタービンである MS7001F を開発したのとほぼ同時期であったということである⁵⁷。つまり、三菱重工がガスタービンの技術力の上では、世界トップの GE 社と肩を並べる水準まで達したのである。

三菱重工は、F 型の開発において世界トップ水準の技術力を形成したが、さらなる高温化・高効率化を進めるため、1993 年からガスタービン入口温度 1500℃級の G 型ガスタービン (M-501G/M-701G) の開発に着手した。60Hz 機種 M-501G の試運転は、三菱高砂製作所内に建設した GTCC 実証試験発電設備で 1997 年に実施され、同年 7 月に商用運転を開始した。一方 50Hz 機種 M-701G は、1999 年 7 月東北電力 (株) 東新潟 4-1 号系列に運開している。GTCC での発電効率は 59.0%に達し世界最高の効率であった。

G 型では基本的には F 型の設計を踏襲しており、一方向凝固翼、遮熱コーティングなど F 型で採用された技術が多く使われているが、G 型になりタービン翼の一部ではなく翼の表面全体を冷却空気の膜で覆って保護する全面フィルム冷却が新たに採用されている。

また、燃焼機に初めて蒸気冷却方式が採用されている。ガスタービンは、入口温度が上昇するにつれて NO_x の量も増加するが、この蒸気冷却システムの採用により、1500℃級ガスタービンでの NO_x の発生量は 1350℃級と同等レベルに抑えることが可能となった。

おわりに

本章の課題は、三菱重工がガスタービンを事業の柱に据え、その技術開発に注力できた条件を明らかにすることであった。本章が明らかにしたのは以下の二点である。

第一は、三菱重工と日立の技術提携先である WH 社と GE 社がとった方針の差である。三菱重工と技術提携を結んだ WH 社は、東日本向けの 50Hz 機を供給することに乗り出さなかったが、日立と技術提携を結んだ GE 社は逆に 50Hz 機についても供給する方針をとった。また、WH 社と結んだ技術提携の中身が同社の図面通りに作らなければならないという制約はなく、三菱重工が自社技術開発に乗り出すことを妨げなかったのである。

第二は、三菱重工と日立の事業構造の違いである。三菱重工では、船舶・鉄構、産業機械、原動機などの重電部門が中心の事業構造をなし、ガスタービンと関連する製品を多く手掛けていたことがエンジニアの温存を可能とし、ガスタービンの自社技術開発への転換を可能とする条件となった。一方の日立は、電力関連機器を扱う重電部門に加え、家電部門、電子機器部門といった軽電部門も抱えている。戦後、日立は中核事業を重電部門から軽電部門へと

⁵⁷ 木村・加治木 [2008]、8 ページ。

重心を移し、家電部門、電子機器部門に重点的に投資を行うようになったため、相対的に重電部門への投資が抑制されたのである。

以上のように、ガスタービンを事業の柱に据え、その技術開発に注力することができた条件は、上記の二点に求めることができる。こうして三菱重工は、1970年代にガスタービン事業の基礎を築くことで、80年代以降の日本国内のGTCC市場において優位に立った。そして、グローバル競争が進展した90年代以降の発電プラント市場でも、国内で形成したガスタービン事業の基盤を活かし、アジア市場を中心に海外受注件数を増大させ、現在も継続する三菱重工の中核事業へと成長する。

次章では、1990年代以降におけるアジア市場進出過程を検討し、三菱重工がどのようにGE社やシーメンス社に比肩するガスタービンメーカーへと成長したのかを明らかにする。

第3章 三菱重工のガスタービン事業のアジア市場進出

はじめに

本章では、三菱重工が、1990年代以降にアジア市場で火力発電プラント受注件数を増加させた要因を明らかにする。アジア市場では、1990年代以降の経済発展に伴って電力需要が急増し、石炭および天然ガス火力発電プラントに対する需要拡大も顕著だった。自国内を主戦場としてきた先進諸国のメーカーは、国内需要の停滞も相まって、1990年頃からこうした需要を取り込むべくアジアに注力してきた⁵⁸。しかし、日本のメーカーの中で、アジア市場で火力発電プラント受注件数を増加させることができたのは三菱重工だけであった。なぜ三菱重工だけがアジア市場で受注件数を増加させることができたのだろうか。

本章では、1990年代以降の電力需要拡大に伴い電力政策が変化したアジア市場に対して、三菱重工がGTCCの販売を積極的に展開し、受注獲得を図ったことを明らかにする。前章で述べたように、1980年代に入って、天然ガスを電源とするGTCC需要が形成された。GTCCの主要機器は、ガスタービン、蒸気タービン、ボイラー、発電機の四つであり、受注獲得のためには高効率なガスタービンの製造能力の可否が重要である。しかし、ガスタービンの製造能力の可否だけで受注が決まるわけではなく、市場に適合的な発電プラントでなければ受注獲得は困難である。三菱重工のガスタービン技術は1990年代に先発の欧米メーカーに追いつき世界トップ水準にある一方、同社は様々な手段を講じてアジア市場での受注獲得を図ってきた。本章ではそれらの手段について検討する。

本章では、まず、日本のメーカー3社の1990年代以降における海外市場での火力発電プラント受注件数の推移と、ガスタービンメーカーのアジア諸国でのGTCC建設実績を検討する。次に、電力需要の急増に伴うアジア市場の変化について考察する。最後に、三菱重工のアジア市場強化策と、日本政府の支援内容について検討する。

第1節 火力発電プラントメーカーの受注または建設実績

第1項 日系発電プラントメーカー3社の火力発電プラント受注の推移

日本のメーカー3社、三菱重工、東芝、日立の海外での火力発電プラント受注件数の推移と特徴について、3社の火力発電プラント受注件数を年代ごとに示した表12を用いて検討

⁵⁸ 岸田 [2002]。

しよう。

表 12 日系大手重電プラントメーカー3社の火力発電プラント受注件数（件）

	三菱重工						東芝						日立					
	1980年代		1990年代		2000年代		1980年代		1990年代		2000年代		1980年代		1990年代		2000年代	
アジア	18	33%	32	49%	45	41%	8	42%	5	36%	12	63%	13	37%	11	65%	11	21%
北米	0	0%	4	6%	12	11%	5	26%	0	0%	3	16%	2	6%	1	6%	10	19%
中南米	18	33%	13	20%	20	18%	1	5%	3	21%	0	0%	10	29%	1	6%	4	8%
中東	15	27%	9	14%	5	5%	1	5%	1	7%	0	0%	4	11%	0	0%	0	0%
欧州	1	2%	6	9%	18	16%	0	0%	0	0%	4	21%	0	0%	0	0%	14	27%
アフリカ	2	4%	0	0%	6	5%	1	5%	1	7%	0	0%	2	6%	1	6%	11	21%
大洋州	1	2%	1	2%	4	4%	3	16%	3	21%	0	0%	4	11%	3	18%	2	4%
その他	0	0%	0	0%	1	1%	0	0%	1	7%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
合計	55	100%	65	100%	111	100%	19	100%	14	100%	19	100%	35	100%	17	100%	52	100%

（出所）重化学工業通信社『プラント輸出データ便覧』各年度版より作成。

まず三菱重工は、どの年代でも受注件数の合計が3社の中で最も多い。1980年代から堅調に受注件数を伸ばし、2000年代には1980年代の約2倍に増加している。1980年代はアジア、中東、中南米などでの受注が中心だったが、1990年代から2000年代には北米、欧州での受注件数も増やし、新興国と先進国にかかわらず幅広く受注を獲得している。但し、常に受注件数が多いのはアジアであり、三菱重工にとってアジア市場は最重要市場である。

どの年代でも最も受注件数が少ない東芝は、1990年代に受注件数を減らした後に、2000年代には回復したが、受注件数は1980年代と変わらない。また、アジア、北米、欧州の3地域のみで受注を獲得しているが、アジア市場に偏重している。

日立は、東芝と同様、1980年代から1990年代に受注件数が落ち込んだ後、2000年代に大幅に受注件数を伸ばしている。しかも、アジアだけではなく、北米、アフリカ、欧州などでも受注を獲得し、アフリカ、欧州では三菱重工の受注件数を上回っている。しかし、日立が2000年代に獲得した受注件数の合計は、三菱重工が1980年代に獲得した受注件数の合計より少なく、両社間には大きな開きがあり、東芝を含めた3社の中で三菱重工の受注件数が突出している。

1990年代と2000年代における3社のアジア市場での受注件数を、燃料種類別に示した表13を見てみると、石炭火力発電プラントに関しては、1990年代と2000年代で多少の変動はあるが、3社とも受注件数に大きな変化は生じていない⁵⁹。

一方、天然ガス火力発電プラントでは、三菱重工がGTCC関連で多くの受注を獲得しているのに対して、東芝と日立はGTCC関連の受注は多くない。先述のように、天然ガス火力発

⁵⁹ 大野 [2012] では、中国、インド、東南アジアといった新興国の石炭火力発電プラント市場において、中国やインドといった新興国の発電プラントメーカーが台頭してきており、日米欧の発電プラントメーカーが競争力を失っていることが明らかにされている。

電プラントでは GTCC が主流となっており、その主要機器の一つがガスタービンであるが、火力発電プラントメーカーの GTCC 受注の可否は、高効率なガスタービンの製造能力の有無に大きく左右される。この点で日系メーカー3 社の中で、自社技術によって高効率なガスタービンを製造できるのは三菱重工のみで、東芝と日立は、GE 社 製ガスタービンのライセンス生産に頼っていた。そのため、東芝と日立は、GTCC を主体的に販売していく条件を欠いていたといえよう。

表 13 アジア市場向け火力発電プラント受注件数の内訳 (件)

		1990年代					2000年代				
		石炭	天然ガス		その他	合計	石炭	天然ガス		その他	合計
			GTCC	その他				GTCC	その他		
三菱重工	中国	3	0	0	3	6	3	11	2	0	16
	韓国	0	0	0	2	2	0	3	0	2	5
	台湾	0	0	0	1	1	0	3	1	0	4
	タイ	0	3	3	0	6	1	2	0	0	3
	インドネシア	0	2	1	3	6	1	3	0	2	6
	その他	4	5	0	2	11	3	5	1	2	11
	合計	7	10	4	11	32	8	27	4	6	45
東芝	中国	0	0	0	2	2	1	0	0	0	1
	台湾	1	0	0	0	1	0	4	0	0	4
	インドネシア	0	0	0	2	2	2	0	0	1	3
	その他	0	0	0	0	0	3	0	0	1	4
	合計	1	0	0	4	5	6	4	0	2	12
日立	中国	1	0	0	3	4	3	0	0	1	4
	韓国	0	1	0	0	1	2	1	0	0	3
	タイ	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1
	その他	0	3	0	2	5	0	3	0	0	3
	合計	1	4	0	6	11	5	4	1	1	11

(出所) 重化学工業通信社『プラント輸出データ便覧』各年度版より作成。

第2項 アジア主要国におけるガスタービンメーカーの GTCC 建設実績

アジア主要国で建設された GTCC の合計出力をガスタービンのサイズ別に分類した表 14 を見て、1990 年代以降のアジア主要国での GTCC 建設実績を検討しよう。まず、各国とも、GE 社、シーメンス社、三菱重工、アルストム社 (Alstom S.A.) の 4 社がシェアの大半を占めていることがわかる。5 カ国合計では上記 4 社のシェアは約 95%である。中でも、GE 社が合計 26,726 メガワット (MW)、三菱重工は合計 26,647MW でいずれも約 31%のシェアを占めている。

表 14 GT サイズ別の GTCC 出力合計 (MW)

中国												韓国											
	小型GT			中型GT			大型GT			合計	%	合計	小型GT			中型GT			大型GT			合計	%
	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW	300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW				300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW	300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW		
GE	0	720	0	0	10,362	0	11,082	50%	GE	0	5,174	0	5,174	0	5,174	0	5,174	0	0	0	5,174	26%	
シーメンス	0	0	0	3,098	1,209	4,307	19%	シーメンス	0	3,849	0	3,849	0	415	4,264	0	415	4,264	0	0	4,264	21%	
三菱重工	0	0	0	5,211	0	5,211	24%	三菱重工	0	3,057	0	3,057	0	779	4,786	0	779	4,786	0	0	4,786	24%	
アルストム	0	0	0	0	0	0	0%	アルストム	0	1,785	0	1,785	0	0	3,785	0	0	0	0	0	3,785	19%	
その他	0	0	0	0	1,560	1,560	7%	その他	0	320	0	320	0	0	2,120	0	0	0	0	0	2,120	11%	
合計	0	720	0	18,671	2,769	22,160	100%	合計	0	5,162	0	5,162	0	1,365	20,129	0	1,365	20,129	0	0	20,129	100%	
インドネシア																							
台湾												タイ											
	小型GT			中型GT			大型GT			合計	%	合計	小型GT			中型GT			大型GT			合計	%
	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW	300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW				300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW	300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW		
GE	0	600	1,759	0	2,359	16%	GE	0	1,036	0	1,036	0	0	1,036	0	0	0	0	0	0	1,036	11%	
シーメンス	0	0	3,860	0	3,860	26%	シーメンス	0	858	0	858	0	0	858	0	0	0	0	0	0	858	9%	
三菱重工	0	0	3,933	2,175	6,108	42%	三菱重工	0	1,264	1,262	2,270	0	0	4,796	0	0	0	0	0	0	4,796	52%	
アルストム	0	1,276	1,080	0	2,356	16%	アルストム	0	2,454	0	2,454	0	0	2,454	0	0	0	0	0	0	2,454	27%	
合計	0	1,876	10,632	2,175	14,683	100%	合計	0	2,300	4,574	2,270	0	0	9,144	0	0	0	0	0	0	9,144	100%	
5か国合計 (中国、韓国、台湾、タイ、インドネシア)																							
	小型GT			中型GT			大型GT			合計	%	合計	小型GT			中型GT			大型GT			合計	%
	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW	300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW				300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW	200-300MW	300MW以上	60MW未満	60-120MW	120-200MW		
GE	418	2,684	0	3,973	7,075	37%	GE	418	5,040	6,933	14,335	0	26,726	0	26,726	0	26,726	0	0	0	26,726	31%	
シーメンス	0	0	0	3,402	3,402	18%	シーメンス	0	0	8,567	6,500	1,624	16,691	0	16,691	0	16,691	0	0	0	16,691	20%	
三菱重工	0	0	710	5,036	5,746	30%	三菱重工	0	4,321	5,905	15,471	950	26,647	0	26,647	0	26,647	0	0	0	26,647	31%	
アルストム	0	0	0	2,548	2,548	13%	アルストム	0	3,061	5,534	2,548	0	11,143	0	11,143	0	11,143	0	0	0	11,143	13%	
その他	375	0	0	0	375	2%	その他	375	320	1,800	0	1,560	4,055	0	4,055	0	4,055	0	0	0	4,055	5%	
合計	793	2,684	710	14,959	19,146	100%	合計	793	12,742	28,739	38,854	4,134	85,262	0	85,262	0	85,262	0	0	0	85,262	100%	

(出所) Global Energy Observatory より作成。

(注) アルストムは 1999 年にスイスのアセア・ブラウン・ボヴェリ (Asea Brown Boveri : ABB) と共同子会社 ABB・アルストムパワーを設立したが、翌年に ABB 保有株式をアルストムが買い上げていたため、ABB の実績はアルストムの実績に加えた。

次に、この2社の各国でのシェアを見ると、GE社は中国と韓国とタイで企業別シェアが首位となっており、特に中国での企業別シェアは50%と圧倒的である。GE社の中国での実績は11,082MWで、GE社が5ヵ国での建設実績26,726MWの、約41%が中国に集中している。GE社は、中国と韓国とタイに限定した国に特化して実績を積んできたことが、同社の特徴だといえる。

三菱重工の企業別シェアは、中国24%、韓国24%、台湾42%、タイ30%、インドネシア52%で、台湾とインドネシアで企業別シェアが首位である。中国と韓国とタイでも、三菱重工はGE社に次ぐ地位にあり、5ヵ国で偏りなく実績を積み上げてきている。また、200MW以上の大型ガスタービンに限定すると、三菱重工の企業別シェアは、中国24%、タイ34%でシェアに大きな変化は見られないものの、韓国では81%とシェアが大幅に高くなり、台湾とインドネシアでは同社の大型ガスタービンが独占している。このように、大型ガスタービンで実績を積み上げてきたことが同社の特徴である。

なお、世界のガスタービン市場全体における三菱重工のシェアは、アジア市場におけるほど高くない。日本機械輸出組合〔2011〕によれば、2005年から07年の世界市場におけるガスタービンの企業別シェアは、GE社46%、シーメンス社29%、アルストム11%、三菱重工8%、その他6%であった。また、三菱総合研究所〔2016〕では、2011年から15年の世界市場におけるガスタービンの企業別シェアは、GE社45%、シーメンス社33%、三菱重工15%、その他は7%であった。

このように世界シェアで三菱重工は2割に満たないが、アジア市場では三菱重工のとりわけ大容量ガスタービンを採用したGTCCが受容された。なぜ三菱重工が大容量GTCCがアジア市場で選択されたのか。次節では、アジア主要国の電力供給バランスの変化および電力供給体制の再編から、第4節では、三菱重工のアジア市場対応の検討を通じて、GTCC受注が拡大した要因を明らかにしたい。

第2節 アジア主要国の電力政策とGTCCの導入拡大

本節では、1990年代以降のアジア市場での三菱重工GTCC受注増大の要因について、アジア主要国の電力政策の変化、特に電力需給バランスの変化と電気事業体制再編に着目しながら検討する。

第1項 電力供給バランスの変化

中国、韓国、台湾、タイ、インドネシアの電力事業者の有する発電設備容量を1985年から2010年まで5年ごとにまとめた表15から、経済発展に伴う各国の急速な電源開発の実態を確認したい。

中国は広大な土地とぼう大な人口を有し、1985年時点で、発電設備容量が突出している。それでも経済発展に伴う電力需要の増加が著しく、1990年から2000年にかけて設備容量合計が2倍以上に、2000年から2010年にかけては約3倍に発電設備容量が増加している。韓国と台湾は、1985年時点で既に15,000MW以上の設備容量を有し、タイとインドネシアの倍以上だったが、その後も大幅に設備容量を増加させている。特に、韓国の増加は著しく、1995年から2000年までに16,267MW増加しているが、この数字は1985年時点の韓国の全発電設備容量よりも多い。タイとインドネシアでも、韓国と台湾にやや遅れて設備容量を増やしているが、両国とも1985年から2010年にかけて約5倍に増加している。

このように、5ヵ国とも発電設備容量が大きく増加したことが明らかになったが、次に各国の電源別発電設備容量の割合の推移に注目したい。1985年の韓国では汽力61%、原子力18%、水力14%の合計で90%以上を占めていたが、その後は汽力と水力の割合は徐々に減少した一方、GTCCおよび原子力の割合は上昇し、2010年には20%、27%となった。2010年でも依然汽力の割合が45%と最大だが、汽力だけに頼らない発電設備の多様化が図られたものと捉えられる。

台湾は、韓国とは逆に汽力の割合がやや増加し、原子力の割合は減少しているものの、やはりGTCCの割合が増えている。タイも韓国と同様、1985年に汽力54%が最大で、水力30%、GTCC11%だったが、汽力と水力の割合が減少した一方で、GTCCが上昇し、2010年には51%と、発電設備容量全体で最も高い構成となった。インドネシアでも、1985年には汽力の割合が44%と最大だが、徐々に減少し、GTCCの割合が増えた。中国だけは火力の詳細が不明であるため留意が必要であるが、1990年代後半からは原子力やその他の設備も導入しており、発電設備の多様化が図られていると思われる。

このようにアジア諸国では汽力の代りにGTCCや原子力を増やすなど、発電設備の多様化が図られてきた。特にGTCCの増加が顕著で、中国を除く4ヵ国では2010年に国内発電設備容量の20%以上がGTCCとなっている。こうした事実から、三菱重工がGTCC受注を拡大させた背景として、1990年代以降のアジア諸国で、汽力発電を軸とした電力供給バランスの見直しが進んだことが指摘できる。

表 15 アジア主要国の電力事業者における発電設備容量 (MW)

	1985年		1990年		1995年		2000年		2005年		2010年		
	容量(MW)	%	容量(MW)	%	容量(MW)	%	容量(MW)	%	容量(MW)	%	容量(MW)	%	
中国	水力	26,000	30%	36,000	26%	52,000	24%	79,000	25%	117,400	23%	216,060	22%
	火力	61,000	70%	102,000	74%	163,000	75%	238,000	75%	391,400	76%	709,670	73%
	原子力	0	0%	0	0%	2,100	1%	2,100	1%	6,850	1%	10,820	1%
	その他	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1,590	0%	29,850	3%
合計	87,000	100%	138,000	100%	217,100	100%	319,100	100%	517,240	100%	966,400	100%	
韓国	水力	2,223	14%	2,340	11%	3,093	10%	3,149	6%	2,838	5%	4,462	7%
	火力	9,912	61%	9,912	47%	14,032	44%	20,059	41%	23,811	43%	29,571	45%
	GTCC	920	6%	840	4%	6,184	19%	11,257	23%	11,289	20%	13,386	20%
	原子力	2,866	18%	7,616	36%	8,616	27%	13,716	28%	17,716	32%	17,716	27%
	その他	216	1%	313	1%	259	1%	271	1%	302	1%	425	1%
合計	16,137	100%	21,021	100%	32,184	100%	48,451	100%	55,956	100%	65,560	100%	
台湾	水力	2,489	16%	2,312	13%	3,933	18%	4,172	15%	4,251	15%	4,290	13%
	火力	8,337	52%	6,780	37%	9,150	44%	11,900	44%	12,450	43%	12,600	39%
	GTCC	5,144	32%	1,138	6%	2,104	10%	4,760	18%	5,922	21%	9,534	29%
	GT	0	0%	686	4%	686	3%	1,005	4%	580	2%	580	2%
	その他	15,970	100%	5,144	28%	5,144	24%	5,144	19%	5,144	18%	5,144	16%
合計	15,970	100%	2,073	11%	630	3%	153	1%	297	1%	768	2%	
タイ	水力	2,004	30%	2,274	26%	2,738	18%	2,936	13%	3,476	13%	3,488	11%
	火力	3,628	54%	4,307	49%	6,797	46%	8,112	36%	7,990	30%	8,185	26%
	GTCC	720	11%	761	9%	4,385	29%	9,299	41%	11,691	45%	16,091	51%
	GT	265	4%	1,308	15%	928	6%	412	2%	847	3%	805	3%
	その他	88	1%	75	1%	64	0%	1,833	8%	2,265	9%	2,916	9%
合計	6,705	100%	8,725	100%	14,912	100%	22,592	100%	26,261	100%	31,485	100%	
インドネシア	水力	1,065	19%	2,095	23%	2,178	15%	3,015	15%	3,170	14%	3,520	13%
	火力	2,487	44%	3,941	43%	4,821	32%	6,770	33%	6,900	31%	9,450	35%
	GTCC	0	0%	0	0%	4,415	29%	6,863	33%	6,280	28%	6,950	26%
	GT	1,117	20%	1,073	12%	1,003	7%	1,203	6%	2,650	12%	3,220	12%
	その他	966	17%	2,010	22%	2,570	17%	2,910	14%	3,080	14%	3,750	14%
合計	5,635	100%	9,118	100%	14,986	100%	20,762	100%	22,080	100%	26,890	100%	

(出所) 海外電力調査会『海外諸国の電気事業』各年版より筆者作成。

(注) 中国における火力の詳細は公表されていない。

電力供給バランスが変化した要因の第一は、経済発展の達成である。1980年代までは各国が電源開発計画を立てる際、コストを重視して発電単価の安い汽力や水力に偏重した計画を立てていたが、一定の経済発展を成し遂げたことで、決して安くはない GTCC の導入も選択肢に含める余裕が生まれた。例えば、2006 年におけるインドネシア電力公社（Persahaan Listrik Negara: PLN）の電源別発電単価は、水力 143.2 ルピア/kWh、汽力 389.5 ルピア/kWh、GTCC 889.3 ルピア/kWh、ガスタービン 1999.2 ルピア/kWh、ディーゼル 1631.4 ルピア/kWh および地熱 579.7 ルピア/kWh であり、GTCC はガスタービン、ディーゼルの次いで高くなっている⁶⁰。また、水力より 6 倍、汽力より 2 倍のコストであるにもかかわらず、表 15 に示した、2010 年時点での発電設備容量の構成比で GTCC は 2 番目に高くなっている。このように、電源開発計画を立てる際に電力コスト以外の要素も考慮に入れられるようになったことがわかる。

第二の要因は、オイルショックによる石油価格高騰である。汽力では石油、石炭、天然ガスのいずれかを使用するが、1973 年と 1979 年の二度のオイルショックによって石油価格が高騰し、1980 年代にはエネルギー政策が見直されるとともに、電力政策も改められた。国内石油資源が乏しい韓国、台湾、タイでは電力供給と電力価格の安定の観点から政策を見直さざるを得なかった。一方、インドネシアでは、当時の生産と国内消費水準では 1990 年代後半に石油が枯渇することが心配され、1979 年からの第 3 次 5 ヵ年経済計画以降、石油を温存しつつ、増大する国内エネルギー需要に対処していく方針が立てられた。具体的には、新たな油田の発見と天然ガスおよび石炭の開発に注力すること、電力供給の主体を石油火力から、石炭火力、水力、地熱発電に切替え、発電設備の多様化を図ることなどである。

第三の要因は、大気汚染や温室効果ガスの排出増加による地球温暖化の問題が世界的に取り沙汰されるようになったことで、化石燃料の中では、二酸化炭素や窒素酸化物の排出が比較的少ない天然ガスが採用されるようになったことである。特に、インドネシアは群島国家であるため、海面レベルの上昇をもたらす地球温暖化問題は、同国にとって重大な意味合いを持っている。

第 2 項 電気事業体制の再編（公社中心体制の存続）

上述のように、中国、韓国、台湾、タイ、インドネシアでは、発電設備容量の増加と同時に、GTCC の導入が図られた。そのため、多額の財政支出が必要となったが、各国とも国内の財政のみで資金を調達することは困難であった。そこで海外からの ODA とともに、国内

⁶⁰ 海外電力調査会 [2008] 『海外諸国の電気事業』 439 ページ。

外の民間資金を活用してインフラ整備を行う方法が注目された⁶¹。

アジア各国の電力事業は、多くが政府所有で、しかも発電・送電・配電を垂直的に統合した事業形態をとってきた。しかし、これでは民間資金の導入に限界があるため、発電・送電・配電を運営してきた国営企業を民営化するとともに、発電・送電・配電事業へ新たに民間企業が参加できるような条件整備が進められた。送電と配電に関しては、必ずしも順調に進んでいないが、発電事業への新規参入、いわゆる独立民間発電業者（Independent Power producer：IPP）の市場参入は早い段階から取り組まれてきた。以下では、中国、韓国、台湾、タイ、インドネシアの電気事業体制の再編の動向について検討し、その中で GTCC が導入されていった理由を明らかにしたい⁶²。

① 中国

中華人民共和国成立の翌 1950 年、燃料工業部の下部組織として、発電・送電・配電事業や設備建設の管理・運営を行う電力管理総局が設置された。以後、組織改革や改変を経たものの、中国政府による電力供給が続けられてきた。しかし 1997 年、電気事業を担う国有企業として国家電力会社が設立され、規制機関の役割は国家経済貿易委員会に分割・移管された。この改革によって電力供給は政府の手から離れ、政府が所有する企業が実施することとなった。

さらに、2002 年 2 月に国務院が発表した「電力体制改革法案」に基づき、発送電分離、卸市場の設置などの改革案が実施され、国家電力会社は 2002 年、5 つの発電企業、2 つの送電企業、4 つの補助企業（設備建設企業など）に分割させられた。なお、発電分野に対する法的な外資規制は存在せず、完全外資の IPP 設立も可能となっている。ただし、IPP の参入の程度を示す資料は見当たらない。

② 韓国

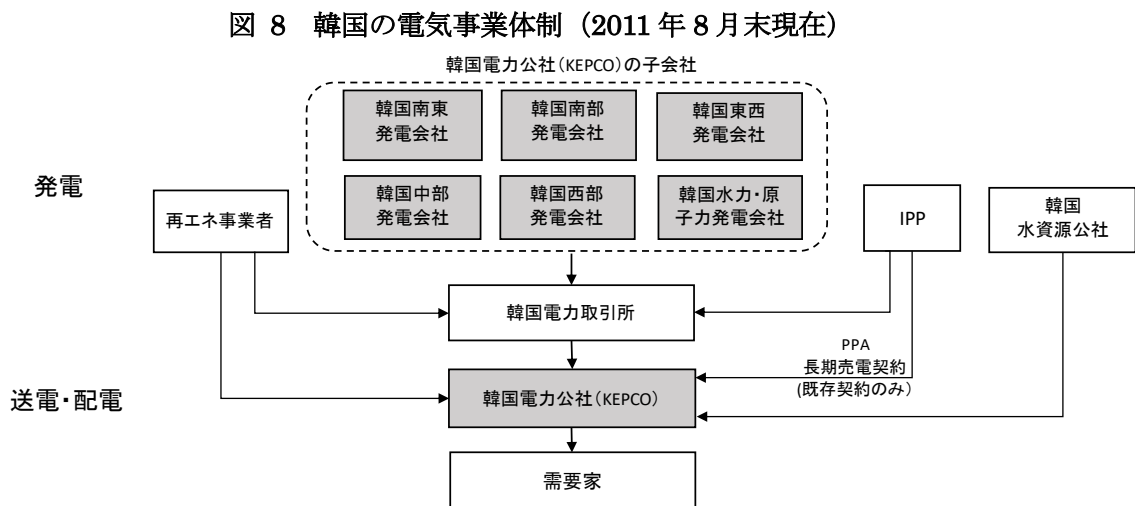
韓国の電気事業は、1982 年 1 月に韓国電力公社（Korea Electric Power Corporation：KEPCO）が設立され、KEPCO が一元的に発電・送電・配電業務を担うようになっていた

⁶¹ 長山 [2012] は、1990 年代以降アジア各国で進んだ電力事業の自由化や発送電分離が、欧米のそれらの進展と、基本的な方向性は同じであっても、若干環境が異なることを指摘している。例えば、改革の動機が、欧米では規制緩和と競争導入による効率向上であるのに対し、アジアでは政府の財政負担軽減であったこと、大規模設備投資が欧米では基本的に不要であったのに対し、アジアでは電力設備の大幅な増加が必要であったことなどである。

⁶² 本項の内容は、主に海外電力調査会 [2008] および海外電力調査会 [2011] をもとに整理した。

が、1990年代には公営企業に対する規制緩和が開始され、1995年11月には「民間資本発電事業基本計画」が発表された。この計画に従い、2001年6月からKEPCOに売電するIPPが発電部門に参入を開始した。

また、1997年に発生したアジア通貨危機を克服するため、韓国政府は、IMFの指導に基づき金融システム改革、企業部門の経営効率改善、労働市場改革、外資規制の緩和、民営化等の構造改革を進めた。その一環として1999年から電気事業の再編、すなわちKEPCOの分割および民営化に取り組むこととなった。2000年12月に成立した「KEPCO再編法」と「改正電気事業法」に従い、KEPCOを発電、送電、配電部門に分割し、卸電力市場や小売市場を創設することが計画された。また、発電と配電部門の民営化が計画され、複数の発電会社や配電会社の設立が計画された。その結果、2001年4月にKEPCOの発電部門が分割され、併せて卸電力市場が創設されることになった。



(出所) 海外電力調査会 [2011] p.183 より作成。

図8のように、KEPCOの発電部門は6社に分割されたが、依然として公社の一部門となっている。一般水力と原子力を保有する「韓国水力原子力発電会社」と揚水と火力発電所を保有する5つの発電会社、すなわち「韓国南東発電会社」、「韓国中部発電会社」、「韓国東部発電会社」、「韓国西部発電会社」および「韓国南部発電会社」である。ただし、送電部門はKEPCOが全国を独占的に運営しており、発電企業はIPPも含めて、全発電量をKEPCOに販売する体制となっている。6社に分割されたこれら発電企業は、送電事業を独占するKEPCOの一部門にとどまり、発電部門と送電部門が分離されたとは言い難い。各6社の発電会社は未償却の大規模発電設備を保有しており、KEPCOの経営上、それらから集中的に電力を調達することを継続することが有利となる。発電設備の更新や新設に関しても、スケ

ールメリットを追求できる公社は、大規模発電設備を導入し、大規模集中型の電気事業体制を保持することがメリットとなる。すなわち、公社である KEPCO を中心とした大規模集中型の電気事業体制は維持されたものと捉えられる。

③ 台湾

台湾における電気事業は、1946年5月に政府資本により設立された台湾電力公司によって、台湾全土にわたり発電・送電・配電まで一貫して独占的に行われてきた。しかし、1989年から公営企業に対する自由化が進められ、内閣に「公営事業民営化推進專案小組」が設置され、公営企業の民営化政策を策定すると共に、関連法規の制定・修正などが審議された。その結果、1991年に「公営事業移転民営条例案」が国会を通過し、次いで1992年には「施行細則」が制定され、各種規制が緩和された。電気事業においても、1994年9月に「電業法」が改訂され、発電部門への民間資本の参入が認められた。

また、再生可能エネルギーの開発や売電に対しては政府からの補助金支給など優遇措置があるため、小規模水力や風力のIPPも存在する。ただし、表16が示す通り、IPPの参入が認められてから11年経過した2005年において、発電設備容量に占めるIPPの割合は15.1%に過ぎず、電力供給の大半は公社である台湾電力公司によって担われている。

表 16 2005年時点におけるIPPの発電設備容量 (MW)

	IPPの発電設備容量(MW)	国内の発電設備容量(MW)	IPPの割合
韓国	3,726	62,258	6.0%
台湾	7,228	47,929	15.1%
タイ	8,164	26,267	31.1%
インドネシア	3,440	25,520	13.5%

(出所) 海外電力調査会 [2008] より筆者作成。

(注) 中国のIPPによる発電設備容量は公表されていない。

電力部門の更なる改革を進めるため、1999年10月に経済部が「台湾電力公司・民営化計画」を策定した。同計画では、台湾電力公司の株式を上場させると共に、「独立系統運用機関」を設立して電力市場での競争を導入する予定であった。ただしこの計画では、本格的な分割・民営化や小売自由化は行わず、当面は、発電部門のみでの競争を目指すにとどめられた。当初の予定では、2001年6月から同計画が開始される予定だったが、「電業法」の細則に関する立法手続きの遅れなどからスケジュールが大幅に遅れた。その後、多数の公営企業が赤字

になる中で、台湾電力会社の分割・民営化を盛り込んだ「電業法」の新たな改正案が 2007 年 9 月に策定された。しかし、その後もこの改正案は何度も見直され、2015 年 12 月になって台湾電力公社の分割・民営化が決定し持株会社の設立や発電・送電・配電部門の分割などが段階的に行われることとなった。

発電事業への IPP の参入が認められはしたが、送電と配電事業は依然として台湾電力会社が独占しているため、IPP は台湾電力会社と電力購入契約を取り交わし、台湾電力会社からの運転指令に基づき、発電所の運転を行っている。台湾電力会社では、自社が発電した電力と、IPP や自家発電などから購入した電力を自社の送配電線を使用して需要家へ供給する仕組みになっている。このように、韓国と同様に台湾でも、送電事業を独占する公社である台湾電力会社が発電設備をも保有する電気事業体制が続いている。つまり、韓国と同様、発電設備の更新または新設を進める場合に、大規模集中型の発電設備が選好される電力市場が維持されたといえよう。

④ タイ

タイの電気事業体制ではタイ発電公社（Electricity Generating Authority of Thailand : EGAT）が発電と送電を、タイ首都圏配電公社とタイ地方配電公社が配電と小売を独占してきた。しかし 1990 年代、タイ政府の財政負担を軽減するため、公共部門への民間資本の参入が進められ、電気事業の改革も実施された。1968 年に制定された EGAT 法が、1992 年 5 月 12 日付けで改正され、EGAT の事業分野への民間資本の参入が認められるとともに、EGAT は発送電に関連した他の事業にも多角化できるようになった。これに伴い、IPP や 9 万 kW 以下の小規模発電事業者（Small Power Producer : SPP）が参入を開始したが、100% 外資の IPP も参入可能であり、IPP の割合は 31%に高まっている（表 5）。

SPP に関しては、エネルギーの有効利用や再生可能エネルギーの利用促進を図るため、民間企業やエネルギー関連機関が所有する 9 万 kW 以下の発電設備や再生可能エネルギー事業者の売電に対して政府から補助金が支給されている。また、再生可能エネルギーの開発を促進するため、2002 年に 1,000kW 以下の再生可能エネルギーによって発電する極小規模発電事業者（Very Small Power Producer : VSPP）に対して、タイ首都圏配電公社、タイ地方配電公社への売電が認められた。

ただし、タイの電気事業体制の見直しの主目的は、政府の財政負担を軽減しつつ発電量を確保することであり、欧米のように発送電分離を進め、競争を通じた電源多様化や地域分散型電源の推進が主目的ではなかった。つまり、タイの電気事業体制は、IPP や SPP など発電

分野への民間資金の参入は進んだが、欧米とは異なり、EGAT を中心とした大規模集中型の電力供給体制は維持された点で、先述の韓国と台湾と同様の性格を有するものと捉えられる。韓国のような卸電力市場は設置されず、EGAT が全量買い取りをする電気事業体制であるから、EGAT の利害に基づく卸売電力価格の設定は排除できない。

⑤ インドネシア

インドネシアでは、1961年にインドネシア電力公社（Persahaan Listrik Negara : PLN）が設立されて以来、同社が国内の電源開発から発電・送配・配電まで一貫して行ってきた。ただし、PLN の電力供給能力の不足と供給信頼度の低さなどから、企業が所有する自家発電設備も多く、同国における電力供給全体の約4割が自家発電で賄われてきた。インドネシア政府は電力部門における自家発電の比率を下げ、徐々に PLN の電力供給に移管するため自家発電の規制を行う時期もあったが、1980年代後半以降の電力需要の急激な伸びに PLN の電源計画が十分対応できなかつたことから、規制を緩めた。また政府は電力需要の増加を見込んで、1992年に電気事業法を見直し、発電事業への IPP の参入を決定した。

1992年7月に公布された「民間資本による電気供給事業に関する大統領令（第37号）」は、民間企業による電源開発プロジェクトの提案を認めると同時に、政府の開発プロジェクトへの民間部門の参入を奨励するもので、特に BOO（Build, Own, Operate）⁶³方式のプロジェクトに優先権が与えられた。1992年から外国資本を含む民間企業が IPP 事業に参入したが、参入開始から13年経過した2005年においても、発電総量に占める IPP の割合は13.5%に過ぎず（表5）、PLN による電力供給が大半を占めている。

このように、インドネシアにおいても、電気事業体制見直しの主目的は電力量の確保であって、欧米のように発送電分離を進め、競争を通じた電源多様化や地域分散型電源を推進することではなかつた。その結果、送電部門は公社である PLN が独占し、さらに同社は多くの発電所を保有し続けており、政府を中心とした大規模集中型の電力供給体制が維持されているものと捉えられる。

⁶³ BOO は、「民間事業者が資金調達を行い、公共サービスに必要な施設・設備を設計し、それらを建設（Build）して、所有（Own）し操業（Operate）を行う」方式であり、「その事業収益により投資資金を回収してリターンを得る一方、事業期間が満了しても施設・設備を公的部門に移転しない」方法である。加賀隆一 [2010] 25 ページ。

第3項 GTCCの導入拡大

以上のように、1990年代以降のアジア諸国では、経済発展に伴う電力需要の大幅な拡大とともに、エネルギー政策の転換が図られ、特に天然ガスを燃料とするGTCCの導入が積極的に進められた。1980年代までは、多くの国で汽力発電を中心に電源開発が行われたが、経済発展の達成、オイルショックによる石油価格の高騰、環境問題への関心の高まりから、エネルギー政策の転換が図られた。その結果、発電設備の多様化が進み、特にGTCCが積極的に導入された。また、電力需要が急拡大したアジア諸国では、発電量確保が至上命題とされ、さらに送電事業を独占する公社が発電事業をも行う事業構造が維持されたことを背景に、とりわけ大容量のGTCCの導入が進められることとなった。

なお、アジア各国の電力事業は政府所有で、しかも発電・送電・配電を垂直的に統合した事業形態をとってきたが、1990年代以降、国家財政のみで電力供給を賄うことが困難となり、発電市場へのIPPの参入、さらには発電・送電・配電部門の民営化も含めた電気事業体制の再編が試みられてきた。送電を独占する公社が発電事業を保有する構造は維持されているが、IPPがアジア各国の電力供給を補完する役割を果たすようになり、GTCCの導入速度を速めたものとも理解できる。また、電力市場全体の中での比重は小さいとはいえ、IPPの参入が発電プラントメーカー間のコスト競争の激化につながった点には留意が必要である。かつて、発電プラントメーカーは現地政府機関とだけ商談すればよかったが、新たにコスト意識の高いIPPの参入により、政府機関以外にIPPとも商談しなければならなくなった。

本節では、1990年代以降におけるアジア諸国の電力供給バランスの変化と、電気事業体制の再編の内容を検討してきた。その中で、特に大型GTCCが受容されていた条件が明らかになった。アジア各国の電力供給構造は、送電部門を独占する公社が発電事業も展開しており、電気事業体制の再編も発電容量拡大を志向するものだったことから、大規模集中型電源としてのGTCCへの需要につながった。次節では、こうしたアジア市場の条件の下、三菱重工がどのように受注拡大を進めたのかを検討する。

第3節 三菱重工におけるアジア市場対応

本節では、三菱重工が1990年代以降のアジア市場でGTCCの受注拡大に成功した要因について、同社が講じたアジア市場強化策から考察する。ここでは三菱重工が拡大するアジアのGTCC市場を獲得するためにどのような策を講じたのか、1990年代と2000年代とを区分し、対象とする市場や講じた策の相違を踏まえつつ考察する。

第1項 1990年代

1990年代にはタイ、インドネシアなど東南アジア市場を中心に、大別して3つの手段が講じられた。第一は、徹底したコスト削減である。1985年のプラザ合意後の急激かつ大幅な円高によって、三菱重工は欧米メーカーと比較してのコスト競争力の優位性を失った。また、欧米メーカーは、海外で多くの納入実績があったため、ガスタービンの量産体制を築くことでコスト削減を図っていた。三菱重工は国内を主戦場としていたことから、ガスタービンの納入実績は少なく、量産によるコスト削減を図ることは難しかった。しかし、アジア市場へGTCCを売り込むためには、何らかの方法でコスト削減に取り組む必要があった。

そこで三菱重工は、社内競争によるコスト削減に取り組んだ。例えば、資材調達では必ずしも社内調達するとは限らず、社内と比較して安ければ社外調達する。また、GTCCの主要機器である蒸気タービンは、複数の事業所が製造を担っているが、各事業所に受注を競わせコスト削減を図った⁶⁴。こうした手法は以前から使用されていたが、海外調達の推進とともに強化された。海外調達に関して、三菱重工では各事業所の資材担当者がカタログをみながら電話で注文していたが、1980年代後半、商社に電話で発注するやり方を改めて、三菱重工みずから資材メーカーと交渉する調達方法に転換した⁶⁵。

また、蒸気タービンやボイラーを手掛ける長崎造船所を中心に設計の見直しや製造工程のコンピューター化、自動化を進めるとともに⁶⁶、1990年代以降にアジア各国で導入が進んだIPP向けにGTCCの基本設計を標準化することで、コスト削減と納期の短縮にも取り組んだ。IPP向けの発電プラント商談は電力会社を相手にする従来の商談とは異なり、求められる要求も様々で、コスト削減の要求も高かった。従来通りのオーダーメイドの場合には、基本設計にかかるコストは通常、製造原価の5%程度であったが、IPP向けに標準化されたGTCCを採用すれば、設計の5%分のコストが削減できた。商談にも迅速に対応し、完成までの期間も短縮できるようにした⁶⁷。

第二は、営業・情報収集拠点の見直しと拡充である。受注を獲得するためには、プロジェクトに関する情報を公表されるよりもいち早く入手し、当該案件の必要性や経済性などの検討がなされることが重要である。こうした情報収集だけでなく、計画段階から案件を掘り起こすための営業活動を展開する上で、現地に密着した体制を築く必要があった。そのため、市場拡大が期待されたインドネシア、タイ、中国への駐在員の派遣や海外事務所を設立した。

⁶⁴ 『日本経済新聞』1994年5月26日付。

⁶⁵ 『日本経済新聞』1994年5月26日付。

⁶⁶ 『日経産業新聞』1988年1月6日付。

⁶⁷ 『日経産業新聞』1997年1月30日付。同時に、IPP向けに石炭焚き、石油残さ焚きの火力発電プラントの基本設計も標準化することで受注獲得を目指した。ただし、GTCCも含めてこれら標準化された火力発電プラントがどの市場で受注されたのかを示す資料は見つからない。

インドネシアでは、1986年6月にスラバヤに駐在員を派遣し、1987年4月にはジャカルタに海外事務所を設立した。タイのバンコクには1988年4月に駐在員を派遣し、中国には1985年から1987年にかけて北京、上海、大連に相次いで駐在員を派遣、1987年4月には北京を海外事務所とした⁶⁸。韓国では、海外調達を推進するための情報収集活動を目的として、1987年4月に釜山に駐在員を派遣した⁶⁹。

第三は、政府機関や現地主要企業との技術協力を通じた関係強化である。例えば、三菱重工はインドネシアにおいて、以前から原動機事業で技術協力してきた国営造船所パブリック・カパル・インドネシアとの提携を強化し、海外での委託加工拠点として活用している。もともと同社への技術協力は造船所の機械部門を育成したいというインドネシアの要請で1980年代半ばから始まり、三菱重工は原動機関連の技術者を常時派遣してきたが、比較的簡単な板金加工やタンク製造だけでなく、蒸気タービンの組立やタービン静止部の加工などでも納期に遅れず製造するなど実績をあげていたため、インドネシアに建設しているガスタービンに供給する部品の一部の加工を委託した⁷⁰。また、インドネシア国内だけでなく、アジア各国や日本への原動機部品の供給拠点としても活用するなど、現地の政府機関や主要企業との関係を強化することで、市場拡大を図った。

また、直接GTCCの受注にはつながらなかったものの、韓国では、現代重工業に火力発電プラント用ボイラーの給水ポンプの製造技術を供与している。設計図の供与に加え、実際に設計・製造に携わっているエンジニアを韓国に派遣した上で、技術指導を行った⁷¹。

このように1990年代、円高の進行により輸出環境が厳しくなる下でも、インドネシア、タイなど東南アジア市場へのGTCCの受注拡大を図った。しかし、ガスタービン部品の一部の加工を委託することはあっても、基本的には、ガスタービンの現地生産はせず、コスト削減と現地に密着した営業活動や情報収集に力を注ぐことで、同市場へのGTCCの受注を拡大させた。

第2項 2000年代

2000年代に入ると、東南アジア市場だけでなく、中国、韓国、台湾などの東アジアやインドにも対象を拡大し、新たな強化策もとりいれられた。

新たな強化策の第一は、営業・情報収集拠点の強化を図るとともに、納入機器の補修・メ

⁶⁸ 三菱重工業株式会社社史編さん委員会編 [1990] 375 ページ。

⁶⁹ 同上。

⁷⁰ 『日本経済新聞』1993年9月29日付。

⁷¹ 『日経産業新聞』1992年6月18日付。

メンテナンス等のアフターサービス体制の強化であった。1990年代に、タイ、インドネシアなどに営業・情報収集活動をするための拠点は設置されていたが、2000年代に入って初めて発電関連事業を主な業務とする原動機事業の地域統括会社が設立された。また、納入機器の補修・メンテナンス等のアフターサービス体制の強化も試みられた。具体的には、シンガポールとインドに設立した原動機事業の地域統括拠点を中心に、タイ、インドネシア、韓国、台湾、中国にある拠点を活用しながら、営業・情報収集活動を強化するとともに、納入機器の補修・メンテナンス等のアフターサービス体制の強化を図った。原動機事業の地域統括会社が最初に設立されたのはシンガポールで、Mitsubishi Power Systems Asia Pacific (MPS-AP) が2006年7月に設立された。東南アジア全域の原動機事業を統括する本社の役割を担うもので、同年12月にその傘下となる新たな現地法人である Mitsubishi Power Systems Thailand (MPS-T) もタイに設立された。2011年には、インドに原動機事業の地域統括会社として Mitsubishi Power Systems India Private Limited (MPS India) が設立された。同国ではガス田開発や LNG 基地拡充などにより天然ガス供給量が拡大しており、それに伴い GTCC 建設計画が本格的に立ち上がりつつあった。急増する発電需要に対応し、GTCC をはじめとする電力製品の受注拡大をはかっていくために MPS India は設立された。いずれの地域統括拠点においても提案型の営業活動を積極的に展開することで、拡大する市場のニーズを掘り起こすと同時に、各種プロジェクトに初期計画段階から参画することで、顧客の要求にきめ細かく対応することで、現地での受注拡大を狙っている。また、納入機器の補修・メンテナンス等のアフターサービスを迅速に手掛ける体制も整えられた。

第二は、ガスタービンの海外生産による供給体制の強化である。従来、ガスタービンの生産は、兵庫県の高砂製作所でのみ行っていたが、需要が大きい市場へのガスタービン供給体制を強化するため、中国メーカーと韓国メーカーにガスタービンの製造・販売ライセンスを供与して、海外生産を開始した。

中国では、2002年に中国の重電大手メーカーである中国東方タービン工場と合弁会社設立を含めた大型ガスタービンに関する合作協議で合意し、この関係をベースに2003年にGTCC向けのガスタービンを10基と主要機器と一括受注した⁷²。2004年に同社との合弁会社である三菱重工東方ガスタービン（広州）有限公司を設立し、翌年からガスタービンの主要部品の現地生産を開始した。初めはF型とD型ガスタービンの燃焼器のコーティング技術が供与され、その後順次、タービン動翼および静翼の製造技術が供与された。こうした技術移転により、ガスタービンの主要部品である燃焼器、タービン翼などの製造、販売、補修・

⁷² 三菱重工業株式会社「三菱重工ニュース2005年9月9日発行 第4391号：発電用大型ガスタービン主要部品を中国で生産開始 東方タービン工場との合弁事業 生産本格化」
<http://www.mhi.co.jp/news/sec1/200509094391.html> (2016年10月8日閲覧)。

メンテナンス事業を、三菱重工東方ガスタービンが行う体制を整えた。韓国では、2007年に同国の重工業大手である斗山重工業に対し、大型ガスタービンの製造・販売ライセンスを供与する契約を締結し、韓国内と中東の一部向けに、G型とF型とD型ガスタービンの生産が開始した⁷³。

これら2つの手法には、需要が大きい市場へのガスタービン供給体制を強化し、補修・メンテナンス対象となるガスタービンの台数を増加させ、アフターサービスで安定的に収益を拡大しようという狙いにもとづくものである。

第4節 アジア主要国に対する日本政府支援

第1項 ODAを通じた日本政府支援

三菱重工のアジア市場進出を補完する役割として機能した、日本政府のアジア諸国に対するODA供与について言及しておきたい。日本政府は、アジア各国で送電事業を独占する公社へODA供与を行うことで、送電網の整備拡充の支援を行ってきた。特にタイとインドネシアに対しては、急拡大する電力需要に対処するため、送電網整備拡充の支援に多額のODA供与がなされてきた。1990年から2009年まで、両国の送電網の整備拡充に対して、日本からODA供与がなされた事業を概観してみると、以下の通りである⁷⁴。

タイでは、地方配電公社（Provincial Electricity Authority：PEA）の送電網を強化する「PEA送電網拡充事業」に対して、日本政府のODAが1991年から2002年にかけて5件契約調印され、総額で約298.3億円の円借款が実行されている。同事業は、タイ中央部、北部、東北部を対象とした事業で、2014年までに同地域で広範囲にわたって送電線や変電所などが整備された。

インドネシアにおいても、送電網強化に日本政府からODA供与がなされてきた。1995年から1998年にかけて、「ジャワ・バリ系統基幹送電線建設事業」が第1期から第3期までの3件契約調印されており、総額205.63億円の円借款が実行された。同計画は、ジャワ島東海岸にあるパイトン変電所からジャカルタ近郊に位置するデポックⅢ変電所までを横断する送電線および関連変電所を建設する事業で、2006年までに約576kmの送電線が敷設され、デポックⅢ変電所とラワロ・バル変電所の2つの変電所が新設された。また、2007年に契約調

⁷³ 三菱重工業株式会社「三菱重工ニュース 2007年5月29日発行 第4590号：大型ガスタービンの製造・販売ライセンスを供与 韓国の重工業最大手、斗山重工業へ」
<https://www.mhi.com/jp/news/200705294590.html>（2022年11月13日閲覧）。

⁷⁴ 以下のタイとインドネシアの事例は、国際協力機構「ODA見える化サイト」を参照した。
<https://www.jica.go.jp/oda/index.html>（2022年11月7日閲覧）。

印された「北西スマトラ連系送電線建設事業」でも、100.46億円の円借款がなされ、2019年までに約276kmの送電線と変電所2カ所が整備されている。

こうしたアジア諸国の送電事業へのODA供与は、一方では、アジア諸国の電力供給不足を解消する国際協力という側面を持っているが、他方では、送電事業を独占する会社による大規模集中型電力供給体制の整備拡充をはかるもので、大規模集中型の発電および送電を軸とするアジア諸国の電力供給構造を下支えする側面も有していた。したがって、間接的ではあるが、三菱重工の、とりわけ大容量ガスタービンを採用したGTCCがアジアに受容されやすい構造を生み出したと言えよう。

以上のように、本節の検討を通じて、1990年代以降の三菱重工の積極的なアジア進出策が奏功し、表14で見たようなアジア諸国での同社のシェア拡大が実現したことが明らかとなった。ただし、前節で検討したように、日本と同様に大規模集中型の発電および送電を軸とするアジア諸国の電力供給構造の性格が、三菱重工の受注に有利に働いたと思われる。また、日本政府のODA供与を通じた、アジア諸国の大規模集中型電力会社に対する支援策が、三菱重工の大型GTCCの受注拡大を側面から支援した点も見逃すことはできない。

第2項 インフラシステム輸出戦略とアジア市場進出

2010年代に入ると、日本政府はアジア市場向けのインフラ輸出を成長戦略の一環に位置づけ、日本企業のインフラ輸出をより後押しするようになった。

日本政府の成長戦略の中にインフラ輸出を最初に位置付けたのは、民主党の菅直人内閣当時である。2010年6月に閣議決定された「新成長戦略～『元気な日本』復活のシナリオ～」と、経済産業省の産業構造審議会・産業競争力部会が、同じ時期に公表した「産業構造審議会 産業競争力部会 報告書～産業構造ビジョン二〇一〇」で、その内容が示された。

また、2012年12月に誕生した自民党の安倍晋三内閣でも、インフラ輸出が成長戦略として継承されている。政府方針を協議するために、2013年3月に官房長官を筆頭とする関係閣僚からなる「経協インフラ戦略会議」を設置し、同年5月に発表した「インフラシステム輸出戦略」に方針が示された。

対象とされている主な分野は、水、石炭火力発電・石炭ガス化プラント、送配電、原子力発電、鉄道、リサイクル、宇宙産業、スマートグリッド・スマートコミュニティ、再生可能エネルギー、情報通信、都市開発・工業団地である。単にハード機器の受注を狙うのではなく、設計・建設から運営、維持管理までを含めた統合的なシステムとして受注することの重要性が説かれている。

従来の政府支援の内容は、政府系金融機関の資金供与が中心であったが、2010年以降の政府支援では、金融支援を拡充する以外に、様々な支援が盛り込まれている。例えば、政府系関係機関である国際協力銀行（JBIC）・日本貿易保険（NEXI）・国際協力機構（JICA）を日本企業の輸出や投資を金融面でより幅広く支援できるように制度を拡充することや、政府によるトップ・セールスの実施、さらには世界各国にある日本大使館にインフラ専門官を設置し、相手国のインフラ関連情報を収集、日本企業の案件受注を現地で支援することなどである⁷⁵。また、東アジア・ASEAN経済研究センター（ERIA：Economic Research Institute for ASEAN and East Asia）と呼ばれる国際機関の活用し、工業団地・電力・水・鉄道・道路といった事業を特定の地域で一体として開発することを掲げている。

表 17 JBICのアジア向け火力発電事業融資と受注メーカー（2015～2019年度）

	国	プロジェクト名	受注メーカー
天然ガス火力	インドネシア	・ムアラカランガス複合火力発電所増設事業	三菱重工、三菱電機
		・ジャワ2ガス複合火力発電所建設事業	三菱重工、三菱電機
		・ジャワ1 Gas to-Powerプロジェクト	GE社
	タイ	・Gulf SRCガス複合火力発電事業 ・Gulf PD天然ガス複合火力発電事業	三菱重工、三菱電機 三菱重工、三菱電機
	バングラディシュ	・ピビヤナ3ガス複合火力発電所建設事業	三菱重工、ラーセン・アンド・トゥプロ社（インド）
石炭火力	インドネシア	・チレボン超々臨界圧石炭火力発電拡張事業	三菱重工、東芝、現代建設（韓国）
		・タンジュンジャティB超々臨界圧石炭火力発電再拡張事業	三菱重工、東芝
		・セントラルジャワ超々臨界圧石炭火力発電事業	三菱重工
		・ロンタール超々臨界圧石炭火力発電所拡張事業	東芝、IHI
	ベトナム	・ギソン2石炭火力発電事業	三菱重工
		・ピンタン4超々臨界圧石炭火力発電所拡張事業 ・バンフォン1石炭火力発電事業	東芝、斗山重工業（韓国） 東芝、IHI、CTCI（台湾）、斗山重工業（韓国）

（出所）国際協力銀行 [2020]、39 ページ、各社プレスリリースより作成。

このように、インフラシステム輸出が政府の成長戦略の中に位置付けられ、三菱重工が関わる火力発電プロジェクトにも政府からの支援を受けている。国際協力銀行のアジア向け火

⁷⁵ インフラシステム輸出戦略における政府支援については、加賀 [2013]、15-22 ページに詳しい。

力発電融資と受注メーカーを示した表 17 を見ると、国際協力銀行が融資している天然ガス火力は 6 件（インドネシア 3 件、タイ 2 件、バングラディシュ 1 件）のプロジェクトに融資がなされており、その内の 5 件は三菱重工が受注している。また、石炭火力では 7 件（インドネシア 4 件、ベトナム 3 件）の融資がなされ、その内の 4 件は三菱重工が受注している。

おわりに

以上のように、1990 年代以降の電力需要拡大に伴い電力政策が変化したアジア市場に対して、三菱重工は GTCC 販売を積極的に展開し、火力発電プラント受注件数の増大させてきた。最後に、本章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い。

第 1 節では、火力発電プラントメーカーの実績を検討し、世界市場シェアとは異なり、アジア市場での三菱重工のとりわけ大容量ガスタービンを採用した GTCC において高いシェアを有していることを確認した。

第 2 節では、1990 年代以降におけるアジア主要国の電力供給バランスの変化と、電気事業体制の変化を検討することで、第 1 節で検討した三菱重工のとりわけ大型 GTCC が受容されていった条件を明らかにした。

第 3 節では、こうした条件の下で三菱重工が様々な手段を講じ、主体的にアジア市場に GTCC の販売を拡大していったことが明らかになった。また、発電事業を担いながら送電事業を独占する公社に対して日本政府が ODA を供与することで、三菱重工のアジア市場進出を補完する役割は果たしていたことが明らかになった。また 2010 年以降には、日本政府は成長戦略の中にインフラシステム輸出を位置付けて政府支援を強化し、三菱重工のアジア市場進出をさらに後押しした。

三菱重工だけでなく、インフラビジネスに関わる日本企業のアジア市場での受注獲得に貢献したと思われる。しかし、火力発電については、2015 年に「パリ協定」が締結されてから国際的に脱炭素を求める潮流が台頭し、化石燃料を使用した発電プラントとりわけ石炭火力発電プラントの建設を行うことに対する批判が強まっていった。次章以降で検討するように、日本政府の支援を受けながらアジア各国への火力発電プラントビジネスを強めていったことが、2010 年代後半以降に火力発電市場が縮小していくもとでも、三菱重工が競合他社とは異なる戦略を採用していく一因になる。

本章ではアジア主要国の電気事業体制の再編を検討したが、その体制は日本の電気事業体制と類似している。日本の電気事業は、10 地域ごとに発電・送電・配電を垂直的に統合した電力会社が地域独占的に運営し、火力発電や原子力発電といった大規模集中型の発電設備を

軸に電力供給を行ってきた。2000年以降に電気事業体制の再編が進められてきたが、持株会社を作って発電会社と送電会社を法的に分離するか子会社化するかにとどまり、送電事業を独占している旧来の電力会社ないし持株会社が子会社を通じて発電事業も展開しているため、厳密な意味での発送電分離は実現していない。そのため、世界的に再エネが拡大するなかでも、旧来の電力会社と日本の発電プラントメーカーは、政府と一体となり大規模集中型の原子力発電や火力発電の開発に固執し、水素やアンモニア利用の火力発電の開発を推進している。また、こうした発電設備を、アジア諸国に販売していく計画が進行することで、アジア諸国の再エネの普及が遅れる可能性があることも懸念される。

第4章 国際的な脱炭素の潮流と日本政府の「脱炭素」政策

はじめに

2015年9月、国連の持続可能な開発サミットで持続的な開発目標（SDGs：Sustainable Development Goals）が採択された。17の目標と、169の具体的な取り組みを掲げている。それ以後、国・地方政府、企業、投資家などでSDGsを意識した取り組みが強化されている。SDGsが掲げる目標のうち、目標7の「エネルギーをみんなにそしてクリーンに」と、目標13の「気候変動に具体的な対策を」に関連する取り組みは、喫緊の課題の一つとなっている。気候変動の進展は、台風や洪水の頻発といった異常気象だけでなく、生態系の破壊、農林水産物の収穫量低下、飢餓と貧困の拡大など、様々な悪影響に波及する上に、特に発展途上国や社会的弱者への被害が深刻となりやすいためである。また、同年12月に開催された第21回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP21）では、いわゆる「パリ協定」が採択され、新たな気候変動対策のための国際的な脱炭素目標が定められた。

こうした国際的に脱炭素目標を達成するための取り組みが活発化するも、これまで化石燃料を電源とする火力発電プラント機器を供給してきたメーカーにも少なくない影響が及んでいる。そこで本章では、2010年代以降の国際的な脱炭素の動向を検討し、火力発電プラントメーカーの経営環境にどのような影響を与えているかを確認する。また、2020年10月の菅首相（当時）の「2050年カーボンニュートラル」方針の表明以降における、日本政府のエネルギー政策の内容を検討し、発電部門の脱炭素を確認する。

第1節 国際的な脱炭素の動向

第1項 国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP）

国際的な脱炭素の転換点となったのは、2015年12月COP21において採択されて翌年に発効された「パリ協定」である⁷⁶。パリ協定では、気候変動対策のために、世界の平均気温上昇を産業革命以前に比べて2度より十分下回るよう抑え、1.5度に抑える努力を追求するという長期目標を定めた。目標達成のため、今世紀後半にカーボン・ニュートラルを実現し、今世紀末までにCO₂排出をゼロにすることを目指すものである。しかし、各国が提出した20

⁷⁶ ただし、COP15に先立って開催された2009年のG8ラクイラ・サミットにおいて、EUの温暖化問題に対する基本的なスタンスは確立されている。内藤 [2017] を参照。

年以降の CO₂排出削減目標を積み上げてもパリ協定で示された目標を達成するには全く不十分であるため、各国は5年ごとに目標を見直し提出することが義務付けられている。パリ協定以前の取り決めである「京都議定書」では参加国数が限られていたが、パリ協定では全ての国が参加している。その意味で、パリ協定は温室効果ガス排出削減に向けた取り組みとして1つの画期をなしている。

しかし、パリ協定で定められた目標達成は程遠い。気候変動に関する政府間パネル (IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change) が、2021年8月に発表した第6次評価報告 (第1作業部会) では、20年時点の人為的温室効果ガスによる世界の平均気温は、1850-1900年の平均と比べて、すでに約1.1度上昇したことが示された。現時点で各国が提出している排出削減目標を積み上げても30年頃には2度以上に上昇することが予想されるため、各国の削減目標の引き上げが必要となっている。

また、同年11月のCOP26では、2030年までの約10年間の対策が決定的に重要であることが強調され、事実上パリ協定の長期目標が1.5度抑制に強化された。加えて、「段階的廃止」から表現は弱められたものの、CCUSなどの排出削減対策のない石炭火力発電の「段階的削減」が合意された。

2022年11月のCOP27では、削減目標の引き上げについてCOP26を上回る成果は得られなかったが、先進国のさらなる排出削減の取り組み強化と、気候変動ですでに起きている損失と損害の補償が主要テーマになり、その補償に特化した基金を設立することが決定した。ただし、拠出する国やその金額、支援対象となる国など具体的な内容については、今後の課題として残った。

第2項 発電部門における動向

脱炭素を実現するためには、化石燃料から早期に脱却していくとともに、太陽光や風力などの再エネの普及がカギとなる。化石燃料利用の中でもCO₂排出量の多い石炭火力発電の早期廃止は焦点の1つとされている。

パリ協定が発効されて各国の脱炭素の取り組みが加速する中で、脱石炭火力発電の大きな契機となったのが、「脱石炭連盟 (PPCA: Powering Past Coal Alliance)」の発足である。脱石炭連盟は、2017年のCOP23でイギリス政府とカナダ政府が主導して立ち上げられた。石炭火力発電ゼロに向けた世界初の政府主導組織で、2022年12月現在で48の政府と48の地方自治体と71の企業・団体が参加している。参加メンバーには以下の3点を果たすよう宣言している。政府に対しては、域内の未対策の既設石炭火力発電所を廃止し、新設の停止

措置をとること、企業に対しては、事業への電力供給を石炭以外の電源から行うこと、および全加盟組織に対しては、政策や方針でクリーンな電力を支持し、石炭の回収・貯蓄のない石炭火力発電所への投融資を抑制することである。

こうした取り組みの中で、日本を除く主要先進7ヵ国では石炭火力発電ゼロに向けた対策が年々強化されている。フランスは2021年までに、イギリスとイタリアは25年までに、オランダとカナダとドイツは30年までに、石炭火力発電を廃止することを目標としている。アメリカは35年までに電力部門のCO₂排出を実質ゼロにするとしている⁷⁷。日本の現行のエネルギー基本計画では30年度における石炭火力発電の電源構成は19%とされており、唯一石炭火力発電廃止の目標がない。

2021年5月のG7気候・環境省会合に向けた事前協議で、議長国イギリスが石炭火力発電全廃を強く迫り、各国政府の石炭火力発電への新たな開発援助や輸出支援を原則停止することで合意した⁷⁸。翌年5月の同会合では、35年までに電力部門の大部分を脱炭素することで合意し、排出削減対策を取らない国内石炭火力発電を廃止する方針も共同声明に盛り込まれ、排出削減対策が講じられていない化石燃料部門への国際的な新たな公的支援を22年末までに終了することも記載された⁷⁹。日本は初めて、対外的に国内の石炭火力発電廃止を表明した。ただし、パリ協定の目標に整合する場合は各国の判断の支援が可能で、日本がアジアの新興国に天然ガス火力発電所の建設で資金支援する余地は残っている。

政府レベルの取り組みに加えて、民間企業の取り組みも拡大している。事業活動に100%再エネだけを使用することを宣言するイニシアティブである「RE100」には、2022年12月現在、世界の大企業を中心に380社を超える企業が参加しており、日本企業も76社が参加している⁸⁰。また、パリ協定が求める水準と整合した温室効果ガス削減目標を持つことを宣言するイニシアティブである「SBT: Science Based Targets」には、2022年12月現在、4,097社（認定企業1,982社、コミット企業2,115社）が参加しており、日本企業も375社（認定企業309社、コミット企業66社）が参加している⁸¹。

さらに、投資家・株主の取り組みも拡大している。環境・社会・企業統治を重視して投資先を選択する「ESG (Environment Social Governance) 投資」が普及するもとの、「国連環境計画・金融イニシアティブ (UNEP FI)」が主導する「国連責任銀行原則 (PRB: Principles for Responsible Banking)」が2019年9月に発足した。SDGs (持続可能な開発目標) やパ

⁷⁷ 環境省「石炭火力発電輸出ファクト集2020」を参照。

⁷⁸ 『日本経済新聞』2021年5月23日付朝刊。

⁷⁹ 『日本経済新聞』2022年5月28日付朝刊。

⁸⁰ RE100 ホームページ <https://www.there100.org/> (2022年12月13日閲覧) および JCLP ホームページ <https://japan-clp.jp/climate/reoh> (2022年12月13日閲覧)。

⁸¹ 環境省「SBT 概要資料」、5-6 ページ。

り協定に自社のビジネスとの整合性を取ることを銀行に求めていることを特徴としており、発足当時から 132 の金融機関が署名している。アジアや欧米の有力銀行とともに日本のメガバンクも名を連ね、その後も加盟する金融機関は増え続けている。

このように、脱炭素に向けた取り組みが政府、民間企業や投資家・株主の間でも拡大している。その背景には、脱炭素に取り組まなければ市場で取引することが困難になるという認識や、化石燃料資産を保有することや温室効果ガス排出の多い石炭火力発電の開発に関わるものが、経営上のリスクになるという認識の広がりが見られる⁸²。

第 2 節 脱炭素をめぐる潮流と日本政府の逆行

以上のような脱炭素に向けた取り組みが拡大するも、電力市場はどのように変化したであろうか。次に、国際エネルギー機関（IEA: International Energy Agency）の発行する *World Energy Outlook*（以下、WEO）を使って、2010 年から 2022 年までの 2030 年における各国・地域の電源構成比の予測の推移について検討してみよう。こうした予測とその変容は、予測時点での各国・地域の電源構成および新規投資動向を反映するものと捉えられる。なお、アメリカ、EU、日本、アジア太平洋は、発電プラントメーカーの主要な市場であるから、ここではこれら 4 つの国・地域について検討する⁸³。

第 1 項 再エネの構成比予測から

図 9 は、各国・地域の電源構成に占める再エネの構成比を示したものである。再エネの構

⁸² 世界最大の資産運用会社であるブラックロックのラリー・フィンク CEO は 2021 年 2 月、英フィナンシャル・タイムズ紙への投稿で、CO₂ を排出するエネルギー業界向け投資を不良債権と捉え、不良資産の受け皿としての資産管理会社「バッドバンク」を創設することを提唱した。『日本経済新聞』2021 年 2 月 26 日付朝刊。

⁸³ WEO で「アジア太平洋」に分類されているのは、オーストラリア、バングラディッシュ、中国、台湾、インド、日本、北朝鮮、モンゴル、ネパール、韓国、ニュージーランド、パキスタン、スリランカ、ブルネイ、カンボジア、インドネシア、マレーシア、ミャンマー、フィリピン、シンガポール、タイ、ベトナム、アフガニスタン、ブータン、クック諸島、東ティモール、フィジー、フランス領ポリネシア、キリバス、ラオス、マカオ、モルディブ、ニューカレドニア、パプアニューギニア、サモア、ソロモン諸島、トンガ、バヌアツ、パラオである。本稿では、WEO の分類から日本の数値を減じて表示している。また、WEO2010 から WEO2016 までは、「アジア太平洋」という分類が設けられていなかったため、「OECD アジア・オセアニア」と「アジア (OECD 外)」の数値を加算し、そこから日本の数値を減じて表示した。ただし、WEO2010 から WEO2016 までにパラオの数値はなく、厳密には WEO2017 以降とは連続しない。

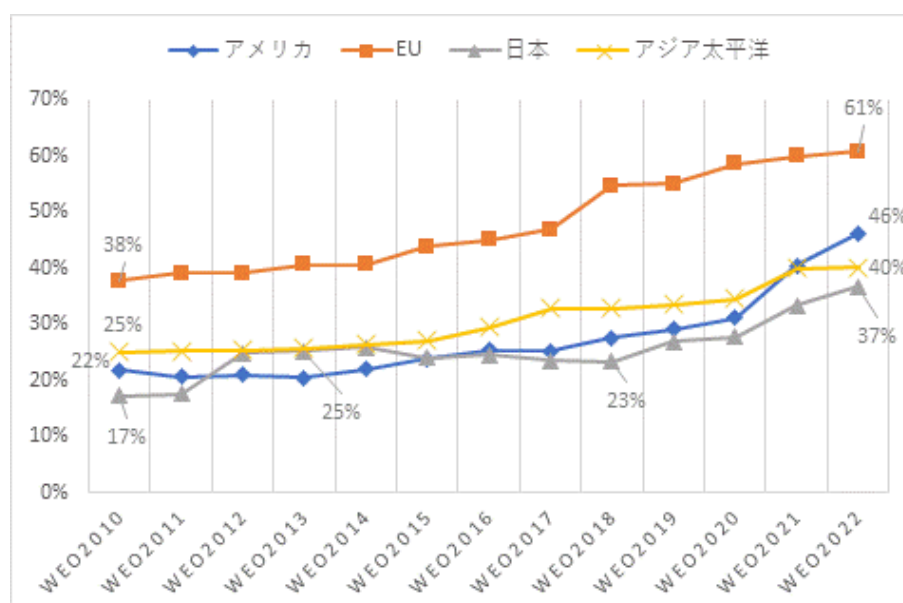
成比は、どの国・地域にかかわらず全体的に上昇傾向にあるが、WEO2010 から WEO2022 にかけて、最も構成比が上昇しているのは EU である。EU は WEO2010 時点でも他の国・地域に比べても、構成比が 38% と最も高く、WEO2022 では 61% まで上昇している。

アメリカ・日本・アジア太平洋も WEO2010 から WEO2022 にかけて増加している。アメリカは 22% から 46%、日本は 17% から 37%、アジア太平洋は 25% から 40% の増加である。

アメリカでは、とりわけ 2021 年 1 月にバイデン政権が誕生し、パリ協定に復帰して温室効果ガスの排出削減目標を引き上げるとともに、再エネを含む公共事業を拡大する方針を掲げていったことから、WEO2021 と WEO2022 で急増した。

また日本も、菅首相（当時）が 2020 年 10 月に「2050 年カーボンニュートラル」の達成を宣言し、温室効果ガスの排出削減目標を引き上げるとともに、再エネ導入目標も引き上げていったことから、WEO2021 と WEO2022 で急増している。ただし、日本は WEO2013 の 25% までは上昇した後に減少に転じ、WEO2018 には 23% まで減少した。

図 9 再エネの構成比



(出所) *World Energy Outlook* 各年版より筆者作成。

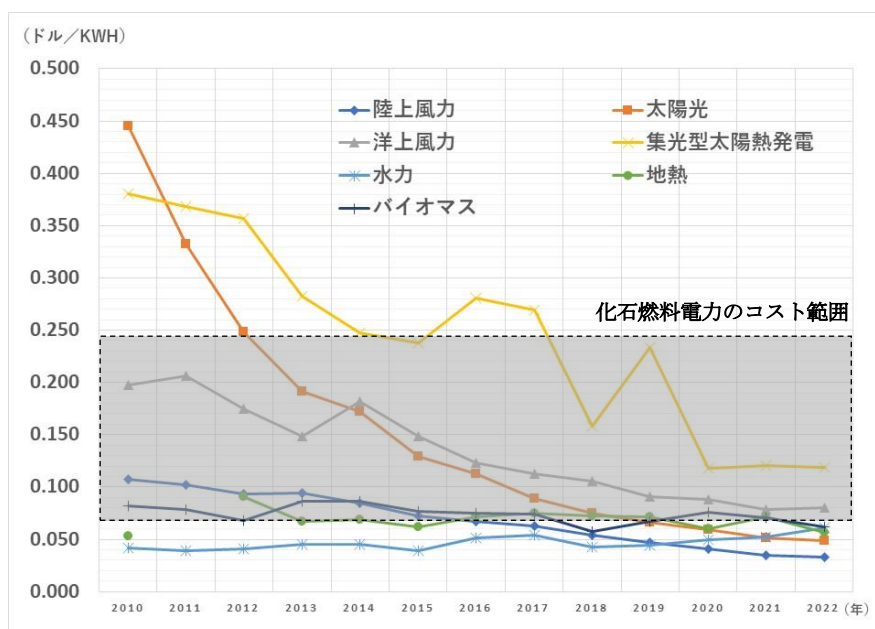
(注) WEO2010 は 2010 年に発行された *World Energy Outlook* を指す。

WEO2013 から WEO2018 にかけての発電量見通しで見てみても、日本は 303TWh から 205TWh へと 17.5%減少している。同時期に、アメリカでは 1040TWh から 1232TWh の 18.5%上昇、EU でも 1427TWh から 1835TWh の 28.6%上昇、アジア太平洋でも 3984TWh

から 5279TWh の 32.5%と大幅に増加している。WEO2013 から WEO2018 にかけて日本は世界的な潮流から逆行して、再エネ導入が進まないと IEA に評価されていた。WEO2021 と WEO2022 で急増しているにも関わらず、日本の再エネ構成比が他の国・地域に比べて低位にとどまるのは、WEO2013 から WEO2018 に他の国・地域に反して減少したことも影響していると思われる。

このように日本では世界的な潮流からの逆行が見られたものの、総じて各国・地域における再エネの構成比は上昇していくことが予想されている。これまで再エネ導入の阻害要因として、とりわけ発電コストと電力供給の不安定性が問題とされてきたが、再エネの構成比が高まってきたのは、それら 2 つの問題が徐々に克服されてきたためである。

図 10 世界の再エネの発電コスト推移 (加重平均値)



(出所) IRENA [2023] より作成。

発電コストについて、図 10 の世界の再エネの発電コスト推移をみると、再エネの発電コストが、太陽光と風力を中心に低下してきていることがわかる。2022 年の再エネのキロワット時当たりの世界加重平均コストは、バイオマス 0.061 ドル、地熱 0.056 ドル、水力 0.061 ドル、太陽光 0.049 ドル、集光型太陽熱 0.118 ドル、陸上風力 0.033 ドル、洋上風力 0.081 ドルであった。同年の化石燃料のコストが 0.244 から 0.069 ドルの範囲であるから、再エネはすでに化石燃料と同水準かそれ以下のコストで発電ができるようになっている。2010 年と比べると、2022 年の太陽光のコストは 82%減少、集光型太陽熱は 47%減少、陸上風力は 39%減少、洋上風力は 29%減少である。こうしたコスト低下を牽引した要素として、技術の

改善、規模の経済、サプライチェーンの競争力向上、開発事業者の経験蓄積が指摘されている。日本では、再エネへの依存度が高まれば電力料金が上昇するとされ、石炭火力発電や原発を温存しようとしてきたきらいがあるが、世界的には再エネは低コストな発電方法となってきた。

また太陽光発電と風力発電などの再エネは、天候などの影響により安定的に電力供給を行うことが困難であるという理由で、日本ではその導入が抑制されてきた。しかし、近年、蓄電池の低廉化や、ICT 技術の発展によって、電力卸売市場や需給調整市場における電力需給の調整能力は高まっており、電力供給の不安定さという再エネ導入の阻害要因も技術的に克服されつつある⁸⁴。さらに、AI や情報通信における 5G、ブロックチェーン技術の発展は、電力需給予測の精度向上と瞬時の需給調整、自動支払いを可能とし、分散した電力供給者と需要者の意思決定に基づいた自律分散的取引をも可能にする点も指摘されている⁸⁵。このような経済的・技術的条件の変容を前提として、省エネと再エネ導入の拡大によって、脱原発・脱炭素社会の実現をはかる構想も示されるようになってきている⁸⁶。

第 2 項 化石燃料の構成比予測から

次に、図 11 の化石燃料の構成比（石炭、石油、天然ガスの合計）を検討しよう。EU は WEO2010 の段階でも、化石燃料の構成比が 38%と 4 つの国・地域の中で最も低かったが、そこからさらに WEO2022 にかけて 20 ポイント下がり、18%になっている。

アメリカも WEO2010 から WEO2022 にかけて 59%から 38%に減少している。先述したバイデン政権誕生後は減少が顕著で、WEO2010 から WEO2020 までは 6 ポイントの減少であったが、WEO2020 から WEO2022 にかけては 15 ポイント減少した。

アジア太平洋も、WEO2010 の 65%から WEO2022 の 53%にかけて減少が見られるが、他の国・地域と比べると高い水準にとどまる。

日本は、WEO2010 の時点では化石燃料の構成比が 42%と EU に次いで低かったが、

⁸⁴ 欧州の電力卸売市場や需給調整市場を通じた再エネ電力の需給調整については、諸富 [2019] 第 1～3 章を参照。例えば北欧 7 ヶ国では、すでに発電事業者と送電事業者との卸売電力市場で電力需給調整を行う市場調整システムが実施されている。そこに蓄電池の普及や ICT 技術のさらなる発展によって、電力需給の調整能力はさらに高まっていくことが期待される。

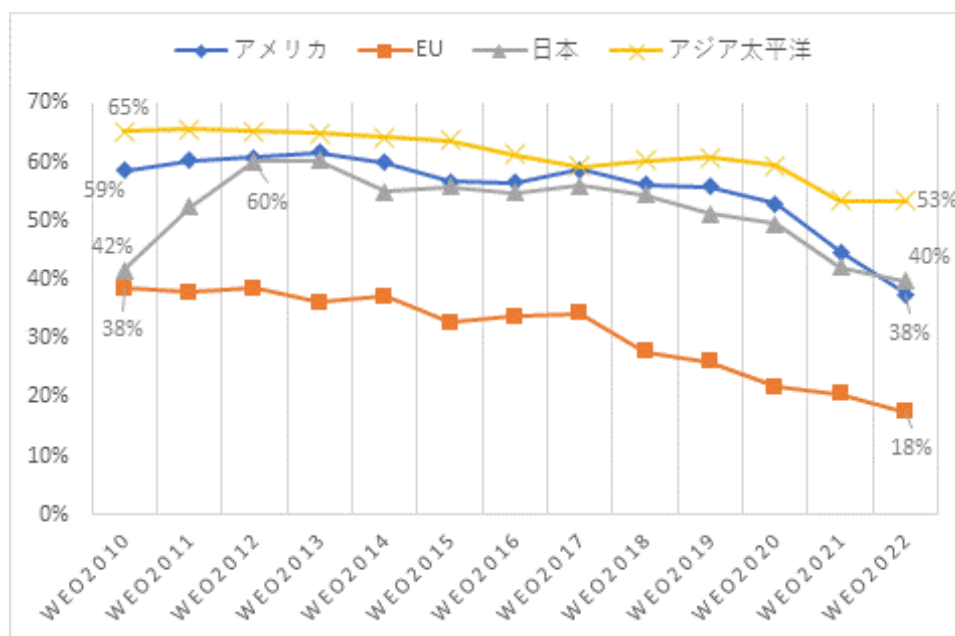
⁸⁵ 田中監修 [2019] を参照。ただし、ブロックチェーン技術を取り入れた自律分散的な電力取引が普及するための課題はまだ多く、アメリカ、ドイツ、日本など各国において実証実験が行われている段階である点は留意されたい。

⁸⁶ 具体的な構想を提示した代表的な研究として、壽福・法政大学サステナビリティ研究センター編 [2019]；歌川 [2021]などを参照。

WEO2012 では 60%まで上昇している。これは 2011 年に発生した東日本大震災に伴う福島第一原子力発電所の事故の影響で国内の原発が全て停止したことで、化石燃料の依存度が高まると予想されたためである。その後は徐々に減少していき WEO2020 では 49%、さらに WEO2022 では 40%まで減少していくが、それは化石燃料から再エネへの転換だけでなく、原発の構成比が高まることにも依存している。実際に日本の原発の構成比を見てみると、WEO2010 では 41%であったが、そこから WEO2012 には 15%まで減少する。その後徐々に増加していき WEO2016 の 21%まで上昇を続け、それ以降は 20%と 21%の間で推移している。

このように、4 つの国・地域の中で、EU が最も脱化石燃料が顕著である。アメリカ、日本、アジア太平洋でも脱化石燃料の傾向は見られるが、WEO2022 の時点でも構成比のおよそ 4 割から 5 割は化石燃料で、EU と比べると 2 倍以上の水準にとどまる見込みである。

図 11 化石燃料の構成比

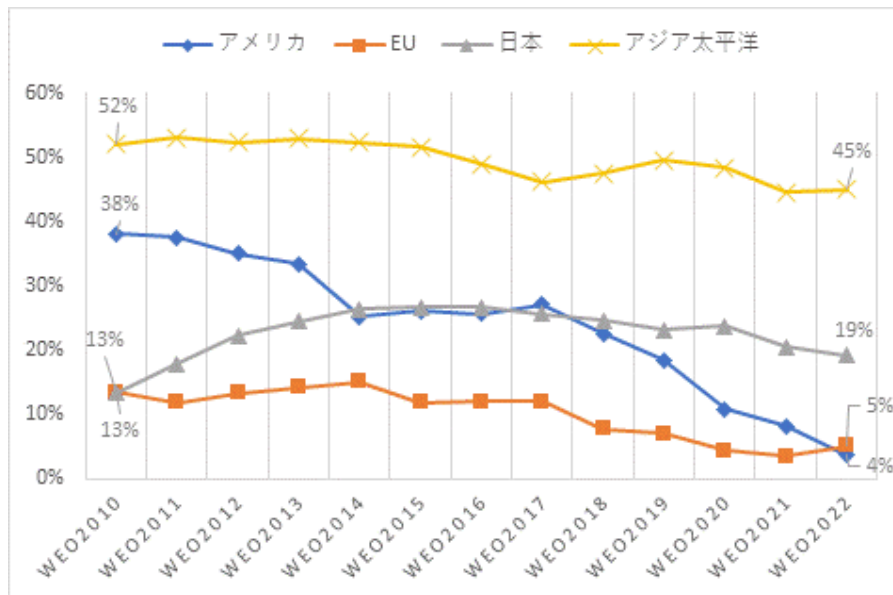


(出所) World Energy Outlook 各年版より筆者作成。

ただし、アメリカ・日本・アジア太平洋における化石燃料の構成比の内訳をみると、それぞれ特徴が異なる。石炭の構成比 (図 12) と天然ガスの構成比 (図 13) を参照しながらこの点を検討してみよう⁸⁷。

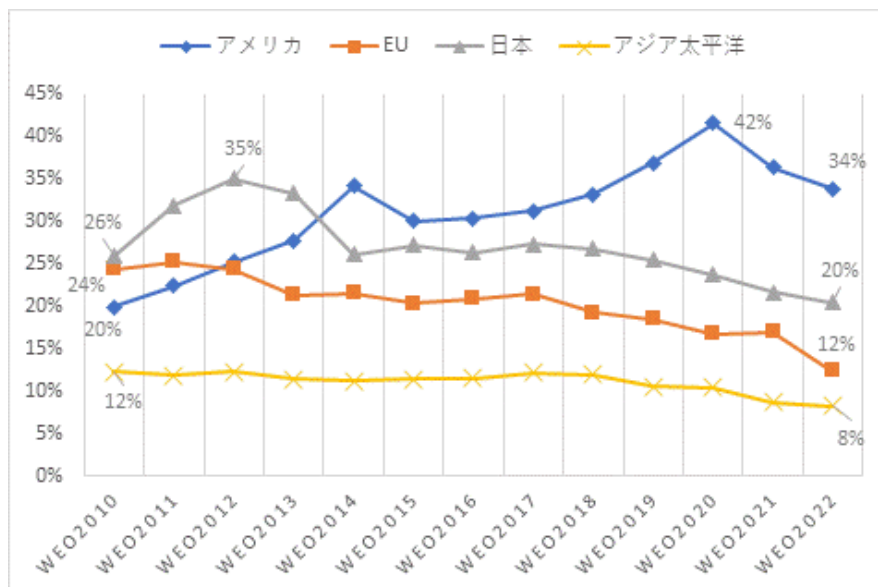
⁸⁷ なお、化石燃料には石炭と天然ガスのほかに石油も含まれるが、ここでは検討対象から外している。アメリカ・日本・アジア太平洋の中で石油の構成比が最も高いのは日本の 3% であり、発電で化石燃料が使用される場合は、石炭と天然ガスが主だった電源であるため

図 12 石炭の構成比



(出所) World Energy Outlook 各年版より筆者作成。

図 13 天然ガスの構成比



(出所) World Energy Outlook 各年版より筆者作成。

アメリカの 2030 年予測では、WEO2010 から WEO2020 にかけて石炭を中心とした構成

ある。

から天然ガスを中心とした構成に変化している。WEO2010では、石炭38%で天然ガス20%であった。しかし、WEO2020では、石炭は11%まで減少し、天然ガスは逆に42%まで上昇している。このような変化が生じた要因は、アメリカ国内における既設の石炭火力発電プラントの更新時期とシェールガス開発の進展した時期が重なったことによるものと思われる。また、WEO2021以降は、天然ガスの構成比も減少してきている。つまり、WEO2020までの石炭から天然ガスへ代替する方針から、石炭だけでなく天然ガスも抑制する方針に転換したものと捉えられる。

日本は、東日本大震災の影響でWEO2013までは予測が大きく変動するものの、WEO2014以降は石炭と天然ガスが約25%程度で推移した。WEO2020からWEO2022では、石炭と天然ガスが約20%とどちらも同程度の水準で減少している。

アジア太平洋では、一貫して化石燃料のうち石炭の占める割合が50%前後、天然ガスは10%前後であり、石炭中心の電源構成であることがわかる。

ここで注目したいのは、パリ協定が採択された2015年以降も、日本とアジア太平洋の石炭が占める構成比にそれまでと比べて変化が見られないことである。つまり、両者はパリ協定が掲げる目標を実現するために、脱炭素に向けた取り組みを電力分野において十分に示せていないことを意味する。2019年のCOP25において、国連のグテーレス事務総長が実質的に日本に向けて「石炭中毒」と非難したことや、世界最大の気候変動NGOネットワーク組織である「気候行動ネットワーク（CAN）」から、「化石賞」を贈られ続けていることは象徴的である。

第3節 日本政府の発電部門における「脱炭素」政策

前節で検討したWEOにおける評価は、日本政府が示した政策の反映であるから、日本のエネルギー政策の基本方針を示した「エネルギー基本計画」を中心に、日本政府の政策の内容を検討しよう。

福島第一原子力発電所の事故以来で初めて閣議決定された「第4次エネルギー基本計画」（2014年4月）では、原子力発電とともに石炭火力発電がベースロード電源に位置づけられている。また、それを受けて翌年に取りまとめられた「長期エネルギー需給見通し」では、2030年度の電源構成が、LNG27%程度、石炭26%程度、石油3%程度、再エネ22~24%、原子力20~22%と具体的に示された。2018年7月に閣議決定された「第5次エネルギー基本計画」では、新しく2050年に向けた対応策が据えられたが、「長期エネルギー需給見通し」の内容が引き継がれており、2030年度に向けた電源構成比については変更されていない。

2020年10月、菅首相（当時）は所信表明演説で「2050年カーボンニュートラル」方針を表明し、21年4月の米国主催の気候変動サミットで、従来は13年比26%だった30年目標を、13年比約46%削減へと引き上げた。13年比約46%削減という目標は、10年比では約42%削減であり、国際的な基準である10年比45%削減および1.5度目標と整合していない。しかし、この目標を前提に、21年10月、岸田政権は国のエネルギー政策の基本方針を定めた「第6次エネルギー基本計画」（以下、第6次計画）を閣議決定し、表18のような30年の電源構成目標を示した。

再エネは第5次計画の22-24%から36-38%に引き上げられ、原子力は20-22%で据え置き、水素・アンモニアの1%が新たに入った。化石燃料では、LNGが27%から20%、石炭が26%から19%、石油が3%から2%に引き下げられた。

表 18 2030年度における電源構成の見通し（単位：％）

	2019年度	第5次計画 (2018年7月)	第6次計画 (2021年10月)
太陽光	6.7	7.0	14~16
風力	0.7	1.7	5
地熱	0.3	1.0~1.1	1
水力	7.8	8.8~9.2	11
バイオマス	2.6	3.7~4.6	5
再エネ合計	18	22~24	36~38
水素・アンモニア	0	0	1
原子力	6	20~22	20~22
LNG	37	27	20
石炭	32	26	19
石油等	7	3	2

（出所）資源エネルギー庁「エネルギー基本計画の概要」、12ページより作成。

再エネが主力電源として位置づけられ、第5次計画よりも、目標が10%以上引き上げられた。しかし、ドイツやイギリスなど欧州主要国では2021年時点で4割超を達成しており、日本の再エネ普及は遅れている⁸⁸。原子力は第5次計画と同水準であるが、建設中の原発を含めて電力会社が稼働を申請した27基全てが運転する計算であるため、30年に向けて現時点よりも原子力の構成比が上がっていく。また、後述するように、22年8月のGX（グリーン・トランスフォーメーション）実行会議で、政府は運転期間の延長と「次世代原子炉」の新設・リプレースを容認する方針に転換したため、30年以降は、さらに原子力の構成比を高め

⁸⁸ 『日本経済新聞』2022年11月23日付朝刊。

ていくことが想定されている。化石燃料（LNG、石炭、石油）は、56%から41%に引き下げられたが、先進主要国が石炭火力発電ゼロ目標を表明する中で、日本の石炭19%は異例の水準である。また第5次計画にはなかった水素・アンモニアの1%が入り、水素・アンモニア火力の導入が見込まれている。

GX 実行会議において、岸田首相は原発政策に関し、再稼働したことがある10基に加え安全審査通過済みの7基を追加再稼働、運転期間の延長など既設原発の最大限活用、「次世代革新炉」の開発・建設について3点検討するよう関係省庁に指示した⁸⁹。電力の安定供給、電気料金の高騰、温暖化対策などを理由に、「可能な限り原発依存度を低減する」としてきた従来方針からの転換である。2つ目と3つ目の内容は、21年に閣議決定した第6次エネルギー基本計画にも示されなかった内容であった。運転期間延長については、12月のGX 実行会議において、原子力規制委員会による審査で停止していた期間などを運転期間から除外することで、「原則40年、最長60年」という現行のルールから、60年以上の運転を可能とする方針が示された。

また政府は原発や火力発電など大規模な発電所の増設を支援する制度を2023年度に新設した。「長期脱炭素電源オークション」と呼ばれ、電力会社が原発や天然ガス火力発電を建設した場合、運転開始から原則20年間の収入を保証する仕組みである。電力小売各社から発電所への拠出金によって設備投資を促し、最終的には電気を使う消費者が電気代として負担することが想定されており、水素やアンモニアを燃料に混ぜる設備などであれば、石炭火力発電も対象となりうる⁹⁰。

表 19 2020年と2030年の電源別発電コスト試算（円/kWh）

	石炭	LNG	石油	原子力	陸上 風力	洋上 風力	太陽光 (事業)	太陽光 (住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス (混焼、5%)	バイオマス (専焼)
2020年	12.5	10.7	26.7	11.5～	19.8	30.0	12.9	17.7	25.3	10.9	16.7	13.2	29.8
2030年	13.6～ 22.4	10.7～ 14.3	24.9～ 27.6	11.7～	9.8～ 17.2	25.9	8.2～ 11.8	8.7～ 14.9	25.2	10.9	16.7	14.1～ 22.6	29.8

（出所）経済産業省「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」、4-5ページより作成。

ここで政府が試算した電源別発電コストを示した表19を見ると、2030年には太陽光が最も安くなる見通しである。しかし、第6次計画では、太陽光の割合よりも、原発、LNG、石炭の割合の方が高く設定されている。再エネが送電網に接続できず、発電量を抑制する事態

⁸⁹ 『日本経済新聞』2022年8月25日付朝刊。

⁹⁰ 『日本経済新聞』2022年10月24日および10月25日付朝刊。

が頻発している中で、原発や火力が優先されれば、さらに再エネ普及を妨げる要因となりうる。

また、環境省の試算⁹¹では、2020年度の発電電力量実績（速報値）は10,013億kWhであるのに対し、再エネの導入ポテンシャルは、10,954～26,186億kWh（太陽光473～5,041億kWh、洋上風力6,168～15,584億kWh、陸上風力3,509～4,539億kWh、地熱630～796億kWh、中小水力174～226億kWh）とされている。この再エネの導入ポテンシャルは、法令・土地用途などの制約があるエリアや、経済的観点から導入可能性が低いエリアを除外したエネルギー資源量である。それでも、最低でも年間の発電電力量と同程度、最大で電力供給量の2倍以上の再エネの導入ポテンシャルがあると評価している。あくまで試算であるから、現実にとどこまで導入できるのかは別問題であるが、政府が国内に再エネ導入の可能性があると認めていることは重要である。

こうしたポテンシャルを生かせていない背景には、国内大手電力会社の強い意向があるものと思われる。そもそも、国内大手電力会社の発送電分離が徹底されないもとでは、彼らにとって既存の大規模集中的な発電プラントを維持することが経営的に有利となるため、再エネに取り組む動機が減じる。日本政府が再エネを「主力電源化」したのは2018年で、洋上風力を本格化させる法整備は2019年からであるが、大手電力会社では洋上風力否定論が支配的であり、それが電源戦略や法整備の遅れにつながったとされる⁹²。政府は2012年開始の固定価格買い取り制度（FIT）で、当初、太陽光を石炭火力の発電コストの3倍超に当たる最高42円/kWhに設定したが、新規参入が中心で大手電力会社は消極的であった⁹³。洋上風力も14年に36円/kWhのFIT価格が設定されたが、洋上風力は太陽光よりも初期投資費用が巨額となるため、これだけでは投資が困難であり導入が進まなかった⁹⁴。

おわりに

以上検討してきたように、2015年にパリ協定が採択されたことを起点として、化石燃料資

⁹¹ 環境省「我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル（概要資料導入編）」

<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf>
(2023年11月7日閲覧)。

⁹² 『日本経済新聞』2021年5月24日付朝刊。

⁹³ 元経産官僚の古賀茂明は、日本の太陽光発電のFIT価格が国際的にも高値に設定された経緯について、経産省の製造産業局で中国企業などの台頭で苦境にあった日本の太陽光パネルメーカーを救済する目的があったと指摘している。古賀[2023]を参照。

⁹⁴ 『日本経済新聞』2021年5月24日付朝刊。

産を保有することや温室効果ガス排出の多い石炭火力発電の開発に関わることで、経営上のリスクになるという認識が広がり、国際的に脱炭素に向けた取り組みが政府レベルだけでなく、民間企業や投資家・株主の間でも拡大している。こうした中で、発電部門では再エネ導入拡大と石炭火力をはじめとした化石燃料利用の縮小が徐々に鮮明になってきている。

しかし、主要先進 7 ヶ国で石炭火力発電廃止の目標が唯一ないことに象徴されるように、日本では再エネ導入が諸外国と比べて緩慢であると同時に、石炭火力発電を中心に化石燃料利用の縮小が進まないことが明らかになった。また、日本政府のエネルギー政策を検討し、水素やアンモニアを利用した火力発電や、原発を推進することで、既存技術の温存を図ろうとしていることも明らかとなった。

次章では、こうした 2010 年後半以降の発電プラント機器業界の経営環境の変化が、発電プラントメーカーに与えた影響を検討する。

第5章 三菱重工における脱炭素への「方針転換」の遅れとその要因

はじめに

前章で確認したように、2015年に採択された「パリ協定」を契機に脱炭素に向けた取り組みが、政府レベルだけでなく、民間企業や投資家・株主の間でも拡大強化され、風力発電や太陽光発電などの再エネを利用した発電市場の台頭が顕著となっている。一方、世界の電力供給の中心であった火力発電市場は、縮小していくことが予想されている。

こうした電力市場の変化を受けて、自国のみならずグローバルに火力発電プラント機器、とりわけガスタービンを中心に発電プラント事業を展開してきたGE社、シーメンス社、三菱重工でも、同事業における戦略の転換を迫られることとなった。

2017年末、GE社では電力部門で1万2000人を削減、シーメンス社でも火力発電機事業などで6900人を削減すると発表した。また、2019年5月には、シーメンス社がガス・電力部門を2020年9月に分離して上場させる方針を発表し、発電機事業から事実上の撤退を表明した。そして2020年9月にGE社が、同年11月にシーメンス社が石炭火力の新規建設から撤退を表明した。

一方、三菱重工は2018年5月、2021年以降に国内外合わせて人員の3割削減することを発表したものの、翌年12月に日立が持つ三菱日立パワーシステムズ株式会社の35%分の株式を譲り受け、同社を完全子会社化すると発表した⁹⁵。2020年10月の中期経営計画では、「エナジートランジション」（エネルギー転換）を掲げたが、それは化石燃料利用の温存とも評価できる内容であった。GE社とシーメンス社とは異なり、火力発電事業推進の方針をとったのである。

なぜ三菱重工の事業転換がGE社やシーメンス社から遅れることになったのだろうか。本章では、三菱重工の再エネ転換が遅れた要因を火力発電プラント業界における外部環境の分析から明らかにする。本章の結論を先取りするならば、日本政府の国内外での石炭火力発電維持政策が、三菱重工の事業転換の遅れに影響したということである。

本章では、以下の順序で叙述する。まず、GE社、シーメンス社、三菱重工という火力発電プラントメーカー3社の競合関係を分析し、GE社、シーメンス社が先駆けて火力発電事業の縮小または撤退の方針に転換する一方で、三菱重工が従来の方針を転換しなかった直接的要因について述べる。次に、三菱重工が他社と異なる対応を取った背景を、日本政府の方針との関わって検討する。最後に、これまで石炭火力発電維持政策を保持してきた日本政府も

⁹⁵ 2020年9月から三菱パワー株式会社に社名変更。

三菱重工も、国際世論や国内外の金融機関の動向から、「方針転換」を図らざるをえなくなったことを明らかにする。

第1節 火力発電プラントメーカー間の競合関係

本節では、GE社、シーメンス社、三菱重工という火力発電プラントメーカー3社の競合関係を分析し、各社がこれまでどのような戦略を展開してきたのかを整理する。その上で、3社の事業構成を検討し、GE社、シーメンス社が先駆けて火力発電事業の縮小または撤退の方針に転換する一方で、三菱重工が従来の方針を転換しなかった直接的要因を明らかにする。

第1項 主要なプレイヤーとGE社、シーメンス社、三菱重工の事業戦略

火力発電プラントメーカーの主要なプレイヤーと火力発電プラント機器は図14のようになっている。第1章で確認したように、火力発電プラントは、大別すると石炭火力発電（汽力発電）と天然ガス火力発電（GTCC）に分けられる⁹⁶。

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ている。石炭、石油、天然ガスといった化石燃料を燃焼させて蒸気を発生させ、その蒸気力で蒸気タービンを回転させて発電する方法である。なお原子力発電の場合も、動力源は異なるものの、蒸気タービンを回転させて発電するという意味で広義の汽力発電に含めることができる。

他方で、GTCCは汽力発電にガスタービンを組み合わせた発電方法である。GTCCは主に、発電機、ガスタービン、蒸気タービン、排熱回収ボイラーから構成されており、ガスタービンで発電を行うとともに、ガスタービンの排気を用いた排熱回収ボイラーで蒸気を発生させ、蒸気タービンでも発電する方法である。二段階で発電を行うため、単純な汽力発電よりも熱効率が良く、より少ない燃料で発電できるのが特徴である。

石炭火力発電の領域では、上海電気、ハルピン電気、BHELといった中国やインドの新興国メーカーの台頭で、ボイラー、蒸気タービン、発電機を手掛けるプレイヤーが増加してきている。石炭火力発電は、プラントに使われるボイラーの蒸気圧力と蒸気温度の条件によって亜臨界圧、超臨界圧、超々臨界圧の三つに分けられ、超々臨界圧以上の石炭火力発電が「高

⁹⁶ 化石燃料を利用する火力発電には、石炭火力発電と天然ガス火力発電の他に、石油火力発電（汽力発電）もある。しかし、IEA [2020]によれば、2019年時点の世界の発電量に占める割合は、石炭が約37%、天然ガスが約23%なのに対して、石油は約3%である。火力発電の主な燃料は石炭と天然ガスとなっているため、ここでは石油は除外している。

効率」とされている。超々臨界圧は先進国メーカーにしか手掛けられなかったが、最近では、中国メーカーも参入してきており、日米欧の先進国メーカーは後退を余儀なくされている⁹⁷。なお近年、より「高効率」な石炭火力発電として、石炭をガス化した上で、GTCCと同様にガスタービンと蒸気タービンとの二段階で発電を行う石炭ガス化複合発電（IGCC：Integrated Gasification Combined Cycle）設備が実用化している。しかし、単位発電量当たりのCO₂排出量はGTCCの約2倍である⁹⁸。したがって、脱炭素に向けた取り組みが拡大するもとでは、石炭火力発電そのものに対する批判の声が高まっている。

図 14 主要なプレイヤーと火力発電プラント機器

	石炭火力発電（汽力発電）			天然ガス火力発電（GTCC）			
	ボイラー	蒸気タービン	発電機	排熱回収ボイラー	蒸気タービン	発電機	ガスタービン
GE（米国）		○	○		○	○	○
シーメンス（ドイツ）		○	○		○	○	○
三菱重工（日本）	○	○	○ （三菱電機）	○	○	○ （三菱電機）	○
東芝（日本）		○	○		○	○	
Babcock&Wilcox（米国）	○			○			
上海電気（中国）	○	○	○	○	○	○	
ハルビン電気（中国）	○	○	○	○	○	○	
BHEL（インド）	○	○	○	○	○	○	

（出所）大野 [2012] を参考に筆者作成。

天然ガス火力発電の領域では、GE社とシーメンス社は、特にガスタービンを軸に天然ガス火力発電分野に注力する戦略を展開してきた。一方、三菱重工は、GE社とシーメンス社と同じようにガスタービンも手掛けるが、特定の機器に特化するのではなく、主要機器全てを供給できる体制を整え、発電プラント全体を一貫して手掛けられる総合力を競争力の源泉としてきた⁹⁹。また、三菱重工は、天然ガス火力発電だけではなく、石炭火力発電にも対応で

⁹⁷ 三菱総合研究所 [2016] によれば、2011～2015年における蒸気タービンの市場シェア（容量ベース）は中国メーカーが約7割、ボイラーの市場シェア（容量ベース）も中国メーカーが約6割であった。

⁹⁸ 気候ネットワーク [2018] を参照。

⁹⁹ 工藤 [2011] は、三菱重工がこのように火力発電プラントのような複雑なシステムにおいて、システム統合型イノベーションを目指したことで、技術開発優位を築いたと指摘している。

きる体制を整えてきた。

第2項 メーカー3社のガスタービン技術と市場

天然ガス火力発電の主要機器であるガスタービンは、GE社、シーメンス社、三菱重工の3社による寡占状態となっており、石炭火力発電のような新興国メーカーの進出はほとんど見られない。主要機器であるガスタービンには研究開発に莫大な時間と費用がかかるため、後発メーカーが参入するには難しい部門だからである¹⁰⁰。

しかし、表20が示す通り、GE社、シーメンス社、三菱重工のガスタービン市場全体のシェアは大きな開きがある。GE社は45%、シーメンス社は33%、三菱重工は15%であり、1位のGE社と3位の三菱重工との間には3倍もの開きがあるのである。

その一方で、ガスタービンのシェアを容量別でみると、各社の得意としている容量が異なる。GE社は全体的に高いシェアを有しているが、とりわけ小型から中型のシェアが高い。シーメンス社も全体的に高いシェアを有するが、比較的120～200未満の中型と200～300MW未満の大型を得意としている。これに対して、三菱重工はガスタービン市場全体のシェアでは3位であるが、300MW以上の大型に限ればトップのシェアを有する。

表20 ガスタービンのメーカー別シェア：容量別（2011～2015年）【再掲】

	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。

各社が容量別で得意とするガスタービンが異なると同時に、各社の得意とする市場も異なっている。表21を見ると、GE社は中東と欧州、シーメンス社は欧州とアジア、三菱重工はアジアでの受注が多くなっていることがわかる。つまり、ガスタービンメーカー3社は、各社が得意とするガスタービン技術と市場を持ち、その棲み分けがなされてきたといえる。

¹⁰⁰ 西村 [2016] によれば、高効率なガスタービンの製造能力を有しているかどうかは火力発電プラントメーカー間における競争力の源泉となっている。

表 21 GE 社、シーメンス社、三菱重工の火力発電プラント受注件数（2010～2014 年）

	GE		シーメンス		三菱重工		合計	
	件数	割合	件数	割合	件数	割合	件数	割合
アジア	13	38%	8	24%	13	38%	34	100%
中東	17	71%	6	25%	1	4%	24	100%
欧州	8	47%	6	35%	3	18%	17	100%
北米	1	13%	5	63%	2	25%	8	100%
中南米	4	57%	3	43%	0	0%	7	100%
アフリカ	2	50%	1	25%	1	25%	4	100%
大洋州	0	0%	0	0%	1	100%	1	100%
合計	45		29		19		93	

（出所）『プラント輸出データ便覧』各年度版より作成。

第 2 節 三菱重工の方針転換の遅れと石炭火力発電維持政策

以上のように、GE 社、シーメンス社、三菱重工は他のメーカーが参入できていないガスタービン、天然ガス火力発電事業に注力し、各々が得意とするガスタービン技術と市場を形成することで業績をあげてきた。

ところが、表 22 が示す通り、GE 社とシーメンス社の火力発電事業を担ってきた「Power」部門と「Power and Gas」部門は、2018 年から業績が悪化している。両社が得意としてきた中東、欧州で受注した案件がキャンセルされるなど市場が縮小したことが原因である。そして、各国で電力供給体制の見直しが図られる中で、GE 社、シーメンス社では火力発電事業の縮小または撤退の方針へと転じた。シーメンス社は今後、事業の柱を「デジタル産業」カンパニーと「スマートインフラストラクチャー」カンパニー（電力グリッド機器）にする方針を鮮明にしている。

その一方で、三菱重工はアジア市場を得意としてきたこともあり、GE 社とシーメンス社の業績が悪化する 2018 年と 2019 年においても、三菱重工の発電関連事業を担う「パワー」部門は、業績が悪化していない。それどころか、「パワー」部門は同社の営業利益の大半を占める基幹部門であるため、GE 社やシーメンス社とは異なる対応となっている。2018 年にタイで受注した大口の GTCC プロジェクトや、国内市場向けの石炭火力発電の受注が残ってお

り、少なくとも 2020 年頃までは順調に推移する見込みであった。また、同社は火力発電に対する需要は今後回復するとみており、火力発電プラントの効率化を図りながら同事業の推進を表明してきた。

表 22 火力発電プラントメーカー3社の部門別営業利益（2017～2019年）

	GE (百万ドル)			シーメンス (百万ユーロ)				三菱重工 (億円)				
	2017年	2018年	2019年		2017年	2018年	2019年		2017年	2018年	2019年	
Power	1,894	▲808	386	Power and Gas	1,591	377	Gas and Power	679	パワー	877	1,332	1,444
Renewable Energy	728	292	▲666	Siemens Gamesa Renewable Energy	338	483	Siemens Gamesa Renewable Energy	482	インダストリー&社会基盤	411	708	549
				Mobility	743	872	Mobility	983				
Aviation	5,370	6,466	6,820	Digital Factory	2,135	2,586	Digital Industries	2,880	航空・防衛・宇宙	▲636	▲282	▲2088
				Process Industries and Drives	440	518						
Healthcare	3,488	3,698	3,896	Siemens Healthineers	2,490	2,221	Siemens Healthineers	2,461	その他	44	392	66
				Energy Management	932	1,003	Smart Infrastructure	1,500				
				Building Technologies	784	755						
Total	11,479	9,647	10,436	Total	9,453	8,856	total	8,986	合計	582	2,149	▲30

(出所) 各社アニュアルレポートより筆者作成。

実際に日本国内では、2012年以降で石炭火力発電 50 基の国内新設計画が組成され、パリ協定が発効された 2016 年からも多くの石炭火力発電所が営業運転を開始している¹⁰¹。上述したように、国際的に石炭火力ゼロに向けた動きが加速している中で、先進国の中で依然として国内で石炭火力発電所を増設している日本は極めて異例である。

また、日本が重ねて異例なのは、第 3 章で述べた通り、日本政府がインフラシステム輸出を成長戦略の柱の一つとして位置づけ、石炭火力発電輸出に対する公的融資をパリ協定発効後も継続して行ってきたことである。

こうした公的融資に加えて、日本の民間金融機関も積極的に石炭火力発電輸出への融資を行ってきた。ドイツの環境 NGO ウルゲワルド (Urgewald) およびオランダのバンクトラック (Banktrack) が COP25 期間中に発表した調査によれば、2017 年から 2019 年までに 307 の民間銀行が石炭火力発電に融資した金額は 1590 億ドルであったが、そのうちのトップ 3 をみずほフィナンシャルグループ(みずほ FG)、三菱 UFJ フィナンシャルグループ (三菱 UFG)、そして三井住友フィナンシャルグループ (SMBC グループ) が占めていた¹⁰²。融資

¹⁰¹ Japan Beyond Coal 「日本の石炭火力発電所データベース」(2023年11月15日現在)。また、JERA の横須賀火力発電所 2 号機は、2024 年に運転開始の予定である。

¹⁰² Urgewald and BankTrack [2019] を参照。

額は、みずほ FG が 168 億ドル、三菱 UFG が 146 億ドル、SMBC グループが 79 億ドルで、3 社の総額は全体の約 25%に及んでいる。

このように、日本では国際的な潮流とは逆行して、国内の石炭火力発電の増設を進めるとともに、海外では官民ともに石炭火力発電輸出の支援を継続してきた。こうした国内外での石炭火力発電維持政策を保持してきたことで、度重なる「化石賞」の受賞に象徴されるように、日本は国際的な批判を多く浴びてきた。しかし、こうした日本政府の後ろ盾があったために、三菱重工は GE 社やシーメンス社のように戦略の転換を図る必要性に迫られなかったといえる。

なお、表 22 で示した火力発電プラントメーカー3社の事業部門には、三菱重工だけが、今日まで独立した再エネの事業部門を有していない。GE 社では「Renewable Energy」部門、シーメンス社では「Siemens Gamesa Renewable Energy」部門が、独立した再エネの事業部門である。それに対して、三菱重工では、「パワー」部門に火力発電事業や原発事業など他の電力事業と並んで再エネ事業が含まれている。このことから、後述するような脱炭素に対する市場からの圧力が増す中であって、同社が事業組織として柔軟に事業戦略を構築できず、GE 社やシーメンス社とは異なる対応となった理由を窺い知ることが出来る。

ただし、三菱重工の再エネ事業が育たなかった背景として、第 1 章で述べたような日本特有の電力市場が今日まで継続してきたことで、風力発電機市場の立ち上がりが遅れた点を指摘できる。同社は 1980 年代から風力発電機器の製造と販売を開始しており、ライバルメーカーと比べても比較的早くから風力発電事業に参入していた。

しかし、日本の電力市場では、今日まで原発や火力発電が優遇されて風力発電機市場は狭隘であったため、同社はアメリカ市場を中心に海外への販売に注力してきた。特にオバマ政権の「グリーンニューディール政策」で風力発電機市場が拡大する見通しもあり、風車の売上高の約 9 割がアメリカ市場向けとなるなど、同市場を中心に事業を展開した。ところが、2008 年から 2013 年の間に起きた GE 社との風車の特許をめぐる裁判訴訟で賠償金支払いを命じる判決が下った¹⁰³。同年 12 月に GE 社との和解が成立するも、その間に同国での市場を失い、アメリカでの陸上風力発電機を販売する事業から撤退することとなった¹⁰⁴。

その後、2012 年から開始した経済産業省の委託事業である「福島復興・浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業」など洋上風力に注力するも、稼働率が上がらず、2020 年 12 月に設置した設備の撤去が決定された¹⁰⁵。同年 11 月に三菱重工は洋上風力発電設備の開発から

103 『日経産業新聞』2013 年 5 月 30 日付。

104 『日経産業新聞』2013 年 12 月 17 日付。

105 『日本経済新聞』2021 年 4 月 3 日夕刊。

撤退し、ヴェスタス製品の販売に専念することになった¹⁰⁶。

アメリカにおける特許をめぐる訴訟の立ち回りや、洋上風力設備の開発など、三菱重工が対応を誤った点も否定できないが、国内の風力発電機市場の立ち上がりが遅れたことで、同社の再エネ事業の育成もできなかった点は看過できない。

第3節 日本政府および三菱重工の「方針転換」とその要因

前節で述べたように、日本政府は国内の火力発電の新設を進めるとともに、インフラシステム輸出を成長戦略に位置づけ、その中で火力発電の輸出を奨励してきた。

しかし、2020年7月に経済産業省は、「低効率」な石炭火力発電所約110基のうち100基程度を2030年度までに順次休廃棄する方針を表明し、石炭火力発電の抑制策に転じた。さらに10月、菅首相は国会での所信表明演説で2050年にカーボンニュートラル・脱炭素社会の実現を目指すことを表明した上で、年末に政府は、脱炭素目標実現に向けた行程表を作成し、この中で2050年には発電中の再生エネルギー比率を50～60%に高めることが掲げられた¹⁰⁷。また、新興国などへの石炭火力発電輸出の支援についても従来の方針を見直し、対象を「高効率」の設備に限り、公的支援の条件を厳しくする方針を表明した¹⁰⁸。さらに経産省は2021年4月、今後建設・輸出を許可する石炭火力発電所について、発電効率を43%以上とする新たな基準を設けると報じられている¹⁰⁹。

こうした政府の動きに呼応するように、2020年9月に三菱重工は石炭火力発電設備の保守などのサービスの売上高に占める比率を、現在の4割から8割に高め、サービス事業を収益の柱に据えると表明した¹¹⁰。また、同年10月に発表した新しい中期経営計画「2021事業計画」では、成長分野の一つとして「エナジートランジション」（エネルギー転換）を初めて掲げ、2050年のカーボンニュートラル達成を目指すとしている。

同計画では、水素ガスタービンの開発など水素を利用した製品開発を推進していくだけでなく、新たに今後利用拡大が見込まれる水素やアンモニアの製造・備蓄に参入し、水素やアンモニアの供給網の構築を目指している。また、こうした燃料転換を進めるだけでなく、

¹⁰⁶ 『日経産業新聞』2020年11月12日付。

¹⁰⁷ 『日本経済新聞』2020年12月26日付朝刊。ただし、火力発電・原発も発電電力量の3～4割を維持する方針が示されている。とくに火力発電の活用については、CCUS（CO₂の回収・再利用・貯留）を活用したCO₂排出の抑制が掲げられているが、CCUSについては技術面やコスト面などで実現性の懸念も指摘されている。

¹⁰⁸ 『日本経済新聞』2020年7月10日付朝刊。

¹⁰⁹ 『日本経済新聞』2021年4月10日朝刊。

¹¹⁰ 『日本経済新聞』2020年9月1日付朝刊。

CCUS を推進し、二酸化炭素の回収事業にも注力することが掲げられている。さらに、国内原発の再稼働と燃料サイクルの継続支援、次世代炉、将来炉（高温ガス炉、小型軽水炉等）の開発といった原発事業を推進することも打ち出されている。

開発の見通しとしては、2025年に天然ガスと水素を7:3の比率で混焼した大型ガスタービン商用化し、水素100%専焼については、25年に中小型ガスタービンで、30年に大型ガスタービンでの商用化を計画している¹¹¹。また同社は、30年代に出力20万kW以上の大型タービンでアンモニアを使用するガスタービンを商用化する計画である¹¹²。

このように、石炭火力発電抑制策に転じ、「2050年カーボンニュートラル」の実現を掲げた日本政府に呼応して、三菱重工も事業の転換を図った。その変化の背景として、上述の「化石賞」に象徴される国際世論の影響とともに、ESG投資など国際的な金融機関・金融市場の動向も指摘できる。

2019年9月に国連環境計画・金融イニシアティブが主導する「国連責任銀行原則（PRB）」が発足すると、アメリカのゴールドマンサックスによって2019年12月に石炭火力発電のみならず石炭産業自体に投資しないことが表明された。また、JPモルガン・チェースも2020年2月同様の方針を発表し、石炭採掘会社への既存の融資も段階的に減らし、2024年までにゼロにすることを宣言している¹¹³。

世界最大の資産運用会社であるブラックロックも2020年1月に投資先企業と顧客投資家への書簡で、ESG投資を軸にした運用を強化すると表明するとともに、2020年半ばまでに石炭関連会社への投資を大幅に削減することを明らかにした¹¹⁴。また、2021年2月には、企業に具体的な行動を求める資料を公表した。対象となる企業全体に「使用した化石燃料からの温暖化ガス排出量（「スコープ1）」と、「電力消費からの間接的な排出量（「スコープ2）」の両方の開示を求め、温暖化ガス排出量の多い業界に対しては、「社員や関係者の出張やサプライチェーンなどを含めた排出量（「スコープ3）」の公開も求めるものである¹¹⁵。

また、日本の金融機関も、従来の方針を転換して石炭火力発電への融資を行わない方針を表明していった。例えば、日本のメガバンク3社は2018年に案件ごとに判断をし、超々臨界圧以上の「高効率」石炭火力発電にしか融資をしない方針を明らかにしていたが、2019年から2020年にかけて石炭火力発電に対する新設融資を原則禁止すると表明していった。三菱UFJは先駆けて2019年5月に新設融資を原則禁止すると表明し、翌年の4月にみずほ

¹¹¹ 三菱重工株式会社「MHI REPORT 2022」、35ページ。

¹¹² 『日経産業新聞』2022年8月19日付。

¹¹³ 『日本経済新聞』2020年2月27日付朝刊。

¹¹⁴ 『日本経済新聞』2020年1月16日付朝刊。

¹¹⁵ 『日本経済新聞』2021年2月19日付朝刊。

FG と MUFG も相次いで新設融資を行わないことを発表した。メガバンク 3 社ともに石炭火力発電への投融資残高を段階的に減らし、目標時期までに残高ゼロを目指すとしている¹¹⁶。

以上のように、パリ協定の発効を一つの契機としながら ESG 投資の浸透も相まって、国際的な金融機関さらには国内の金融機関も、脱炭素経営を意識して石炭火力発電の融資を禁止するとともに、パリ協定に整合した温室効果ガス排出削減策を講じない事業からの投資撤退を宣言するようになってきている。こうして日本政府も石炭火力発電維持政策から石炭火力発電抑制策へと転換せざるをえなくなっている。それに呼応して、三菱重工もこれまでの事業戦略を見直し、脱炭素経営を念頭に置いた事業戦略に転換せざるをえなくなった。しかしながら、日本政府が国内外の石炭火力発電維持政策を継続し続けてその転換が遅れたために、ライバルメーカーである GE 社やシーメンス社から遅れることになったのである。

第 4 節 「方針転換」後における石炭火力発電・原発の温存

上述のように 2020 年末に策定された 2050 年の脱炭素目標実現に向けた行程表では、発電中の再生エネルギー比率を 50~60%とすることが目標値とされたが、原子力・火力発電も発電電力量の 3~4 割を維持する方針が示されている。特に火力発電の活用については、CCUS を活用した CO₂ 排出の抑制が掲げられているが、CCUS については技術面やコスト面などで実現性の懸念も指摘されている。

これまで日本政府は石炭火力発電の国内建設や輸出を容認してきたが、国内外で脱炭素の圧力が強まる中で、基準を厳しくせざるをえなくなってきた。その下で国内では「高効率」でも新規建設が困難となり、石炭火力発電所計画が相次いで中止となった。例えば、2021 年 4 月に J パワーと宇部興産が関わる山口県宇部市の石炭火力発電所計画が、また同月に丸紅と関西電力が関わる秋田県秋田市での新設計画も中止となっている¹¹⁷。

しかし、日本政府が「方針転換」した 2020 年 7 月以降も、国内で 13 件の石炭火力発電所の建設が完了した。例えば、2020 年 7 月、電源開発と日本製鉄が共同出資した鹿島パワー株式会社の石炭火力発電所も営業運転を開始した。また、三菱商事パワー、三菱重工、三菱電機、東京電力 HD および常陸共同火力株式会社の共同出資によって設立された勿来 IGCC パワー合同会社は、石炭をガス化する技術と GTCC の技術を組み合わせた石炭ガス化複合発電

¹¹⁶ 『日本経済新聞』2020 年 4 月 15 日付朝刊、4 月 17 日付朝刊、および 10 月 16 日付朝刊。また、国内の生命保険会社や損害保険会社といった金融機関も石炭火力発電への融資を原則禁止へと方針を転換していつている。『日本経済新聞』2020 年 9 月 16 日付朝刊および 9 月 24 日付朝刊。

¹¹⁷ 『日本経済新聞』2021 年 4 月 28 日付朝刊。

所を建設し、2021年4月から営業運転を開始した。さらに、東京電力と中部電力の共同出資で設立された株式会社 JERA は、2023年に横須賀火力発電所1号機の営業運転を開始し、2024年には2号機の営業運転を予定している¹¹⁸。

さらに、石炭火力発電輸出も継続されている。日本政府も国内の金融機関も石炭火力発電抑制策へと転換する中で、環境団体だけでなく投資家団体からも国際的に批判を浴びているのが、三菱商事などがベトナムで計画しているブンアン2石炭火力発電事業（超々臨界圧）である。同計画には、国際協力銀行が約17億6700万ドルの協調融資を決めたと2020年12月に発表しており、そのうち国際協力銀行の融資額は約6億3600万ドルであった¹¹⁹。また、北欧のノルディア・アセット・マネジメントや仏アムンディなど4.7兆ユーロ（580兆円）の資産を運用する21の投資家が計画に参加する12社に撤退を要求する書簡を送ったが、そのうち8社が日本の企業・政府系金融で、三菱商事や中国電力、メガバンク3社などであった¹²⁰。日本政府も国内メガバンクも石炭火力発電抑制策へと転換すると宣言していたにもかかわらず、上記計画には融資をする見込みであった。宣言する前に決定していた案件については支援を継続するとしたためであり、そうした対応であることから国際的に批判を浴びている。

また2021年2月24日、経済産業相の諮問機関である総合資源エネルギー調査会の分科会が、同年夏に策定予定の次期エネルギー基本計画について経済界・消費者団体などから意見聴取を行った。この中で、経団連の越智副会長は政府に対して原発の新增設・建て替えを政策方針として位置づけることを求め、日本商工会議所の三村会頭も原発の新增設や再稼働に向けて国が前面に立って政策を前進させることへの期待を述べている¹²¹。こうした原発の再稼働・新增設を求める経済界の意向は、上記の三菱重工の新たな中期経営計画の内容とも符合している。なお原発についても、エネルギー源は異なるものの、高圧の水蒸気でタービン発電機を回して電力をえる汽力発電であることは、石炭火力発電と変わらない。したがっ

¹¹⁸ Japan Beyond Coal「日本の石炭火力発電所データベース」<https://beyond-coal.jp/map-and-data/>（2023年11月15日現在）。

¹¹⁹ 『日本経済新聞』2020年12月30日朝刊。また、国際環境NGOであるFoE Japanとメコン・ウォッチの「ベトナムブンアン2ファクトシート」（2021年2月20日現在）によれば、融資者には三菱UFG、みずほ銀行、三井住友銀行、三井住友信託銀行といった日本の民間銀行も見込まれている。当初銀行団に名前が挙がっていた、DBS銀行（シンガポール）、オーバーシー・チャイニーズ銀行（OCBC）（シンガポール）、スタンダードチャータード銀行（英）は脱石炭方針により撤退している。

¹²⁰ 『日本経済新聞』2020年11月29日付朝刊。

¹²¹ 『日本経済新聞』2021年2月25日付朝刊。なお同分科会では、全国消費者団体連絡会の二村理事が原発再稼働に反対し、再生可能エネルギー比率をさらに高めるよう求めた一方、連合の神津会長は中長期的に原発依存度を低下させる必要があるとしつつ、代替電源が確立するまでの間は原発再稼働が必要だと述べた点にも注目される。

て、蒸気タービン製造を手掛けてきた火力発電プラントメーカーにとっては、原発の場合も石炭火力発電と同様、従来から培われてきた技術的強みを活かせる点に相違はない。

このように、日本政府によって「2050年カーボンニュートラル」宣言が出された2020年以降も、水素・アンモニアを利用した火力発電やCCUSによって脱炭素をはかりつつ、「高効率」の石炭火力発電所の運転開始・建設、さらには輸出が進められ、原発についても再稼働・新增設を求める動きが継続している。こうした石炭火力発電と原発の温存の背景として、国内火力プラントメーカーの従来からの経営戦略や技術的優位性にかかわる点も看過できない。

おわりに

本章では、火力発電プラント業界における外部環境の変化を検討し、三菱重工の事業転換が遅れた要因を明らかにした。以下では、本章の内容を振り返りまとめとしたい。

まず、GE社、シーメンス社、三菱重工の火力発電プラントメーカー3社の競合関係を分析し、火力発電事業を縮小または撤退するメーカーとそうでないメーカーに分かれた直接的要因を明らかにした。GE社、シーメンス社、三菱重工は、石炭火力発電の領域で新興国メーカーが台頭する中、他のメーカーが参入できていないガスタービン、天然ガス火力発電事業に注力し、各々が得意とするガスタービン技術と市場を形成することで業績をあげてきた。ところが、各国で電力供給体制の見直しが図られる中で、GE社、シーメンス社が得意としてきた欧州や中東市場が縮小したことにより両社は先駆けて火力発電事業の縮小または撤退の方針に転換した。一方、三菱重工は国内市場とアジア市場が堅調であったため、同社はGE社、シーメンス社と同時期に戦略転換を行う必要性が生じなかった。

その背景には、国内の石炭火力発電の増設を進めるとともに、第3章で検討した官民一体となった火力発電プラント輸出がある。こうした日本政府の後ろ盾があったために、三菱重工はGE社やシーメンス社のように戦略の転換を図る必要性が生じなかったのである。

最後に、これまで石炭火力発電維持政策を保持してきた日本政府も三菱重工も、国際世論や国内外の金融機関の動向から、「方針転換」せざるをえなくなったことが明らかにされた。国内外の金融機関は、脱炭素経営を意識して石炭火力発電の融資を禁止するとともに、パリ協定に整合した温室効果ガス排出削減策を講じない事業からの投資撤退を宣言するようになっている。こうした外圧から、日本政府は石炭火力発電抑制策へと「方針転換」せざるをえなくなった。それに呼応して、三菱重工もこれまでの事業戦略を見直し、脱炭素経営を念頭に置いた事業戦略に転換したのである。

以上の分析から、日本政府の国内外での石炭火力発電維持政策が、三菱重工の事業転換の遅れに影響したと捉えられる。ただし、日本政府も三菱重工も再エネの普及を図る一方で、水素やアンモニアを利用した火力発電やCCUS、原発の再稼働および新設が前提となっている。既存技術の温存を図り、従来からの戦略や技術的優位性を今後も活用したいという意図が窺われ、真の意味で方針転換したとは言えない。

補節 発電機器メーカーの動向

本章ではここまで、日本政府のエネルギー政策を踏まえた三菱重工の「方針転換」の遅れについて検討してきた。ただし、当然のことながら、日本政府のエネルギー政策と、国内で活動する他の発電機器メーカーの方針は相互に影響を及ぼしあっている。そこで本章の最後に、三菱重工の動向も含めた日本発電機器メーカー全体の動向を、主に火力、原子力、再エネに分けて検討する。

第1項 火力

国際的な脱炭素に対する圧力が強まり、日本政府が不十分ながらも方針を見直さざるを得なくなる中で、発電機器メーカーも、石炭火力発電の新規建設からの撤退や火力発電事業の縮小が相次ぎ、脱炭素を意識した事業に転換せざるをえなくなっている。

日立製作所は、2020年9月に三菱日立パワーシステムズ¹²²の保有株全てを三菱重工に譲渡して火力発電事業から撤退し、洋上風力からの高圧直流送電など再エネ事業や、省エネ事業などの脱炭素投資を重視する方針を掲げている（2021年2月26日）¹²³。東芝は、2020年11月に石炭火力発電の新規建設から撤退することを表明する一方、洋上風力発電や次世代太陽電池の研究開発投資を強化し、仮想発電所事業に参入していくなど、再エネ事業に軸足を移す方針を掲げている（2020年11月11日）。三菱日立パワーシステムズを完全子会社化した三菱重工でも事業の見直しを迫られ、2021年9月には石炭火力発電事業の売上高全体に占める関連サービス事業の比率を4割から8割へ引き上げて機器製造事業を縮小すると同時に、洋上風力など再エネ事業を拡大する計画を発表している（2021年9月1日）。

発電機器メーカーがこうした戦略転換を図ることになったのは、第4節で述べたように、

¹²² 2014年2月に、三菱重工と日立製作所が両社の火力発電事業を統合して設立した企業。

¹²³ 本節では、新聞報道からの引用・参照については特に注記せず、このように括弧に入れて年月日を付す。出所は断りのない限り、『日本経済新聞』朝刊である。

投資家からの圧力や政府の方針転換によって、採算性が取れる見込みがなくなり、石炭火力発電所の新設が国内外で困難になっているためである。

このように石炭火力発電所の建設が困難となる下で、火力発電機器メーカーは、火力発電事業の縮小を図る一方で、従来から培ってきた技術を活かすために、アンモニアや水素を利用した発電技術や、CCUS で状況の打開を図ろうとしている。

川崎重工は、ドイツのエネルギー会社である RWE Generation SE と、30MW 級 ガスタービンで水素混焼・水素専焼の実証運転を 2025 年に開始する予定である¹²⁴。また、沖縄電力の具志川火力発電所の 1 号機にバーナーなど設備を納入し、25 年にアンモニアと石炭を混焼する実証実験に乗り出している（同上）。

IHI は、液体のままアンモニアを使用できる 2,000kW 級ガスタービンを 2026 年度に実用化し、将来的には 4 万 kW 級の中型まで広げることを構想している。また同社は、JERA の碧南火力発電所の 4 号機で、アンモニアを約 20%混焼する実証実験を 23 年度に始め、40 年代のアンモニア専焼を目指している（同上）。

こうしたメーカーは、アジア諸国を中心に、日本政府の支援を受けながら、アンモニア火力を海外展開しようとしている。例えば、インドネシアのスララヤ石炭火力発電所で、アンモニア混焼技術を導入するための支援を日本政府が行うと同時に、この事業の一つを三菱重工が担うことになっている。同事業は数千万ドル規模になる見通しで、今後、アジアの脱炭素に日本の官民で 100 億ドルが投じられる（2022 年 1 月 10 日）。また、インドでは、IHI が新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の支援を受け、同国西部の既設の石炭火力発電所にアンモニアを混焼する実証事業に乗り出している（2022 年 8 月 19 日）。

しかし、アンモニアと水素利用発電設備の本格的な商用化は、2040 年代以降を見込んでおり、30 年までに取り組むべき国際的な目標達成には全く貢献しない。また、アンモニアを燃焼して化石燃料と同程度の燃焼熱を得るには、現在のアンモニア製造技術では約 2 倍の化石燃料が必要となるため、脱炭素に向けてはむしろ逆効果との指摘もある¹²⁵。

CCUS 事業では、1990 年代から世界で初めて研究開発に乗り出した三菱重工が、世界シェア 7 割を占めている（2021 年 9 月 14 日）。CCUS は、工場や発電所から発生する CO₂ を回収して、石油や天然ガスなどの化石燃料の採掘跡に貯留する技術であるが、日本周辺には貯留に適した場所が少ない。現在、北海道苫小牧市で CCUS の実証試験が行われているが、CO₂ の累計貯留量は年間 30 万トンで、ENEOS ホールディングスや J パワーも 30 年の事業開始を目指して貯留場所を選定しているが、まだ具体的な候補地は決まっていない（2022 年 12 月 25 日）。出力約 100 万 kW の石炭火力 1 基が年間約 600 万トンの CO₂ を排出するが、

¹²⁴ 川崎重工業株式会社「グループビジョン 2030 進捗報告会」、64 ページ。

¹²⁵ 市村（2022）を参照。

ほとんど国内では貯留しきれないため、回収した CO₂を他国まで輸送することになる。しかし、輸送費が膨大になるため実現性は乏しい。

第2項 原子力

2022年8月のGX政策で示された「次世代革新炉」の開発・建設は、2011年3月福島第一原子力発電所の事故以来の「原発を新增設しない」という方針からの転換であった。経産省が示した「次世代革新炉」の種類は、改良型軽水炉、小型モジュール炉、高速炉、高温ガス炉、核融合炉の5種類で、改良型軽水炉が最も早く実用化が可能であるとし、最優先で開発に取り組むとしている（2022年8月10日）。こうした政府の方針転換を受けて、各メーカーの開発計画も相次いで報じられた。

改良型軽水炉では、2022年9月、三菱重工が、出力120万kW級の既存の加圧水型軽水炉（PWR）を改良した軽水炉を30年代半ばの実用化を目指して、関電、北電、四国電、九電と共同開発すると発表した。日立製作所も、GE社との合弁会社である日立GEニュークリア・エナジーと既存の沸騰水型軽水炉（BWR）の改良に着手し、30年代半ばの実用化を目指している（2022年9月30日）。

高温ガス炉では、2022年9月、日本原子力研究開発機構が、英国立原子力研究所や原子力企業ジェイコブスと協力し、原子炉の基本設計や発電コストの調査に着手し、30年代初頭にも実証炉を建造し、技術や経済性の検証計画に参画すると発表した（2022年9月4日）。

小型モジュール炉と高速炉については、政府が原発政策を転換する以前から、国内メーカーは海外メーカーと協力して開発を進めてきていた。

小型モジュール炉では、日立製作所とGE社の合弁会社であるGE日立ニュークリア・エナジーが、2021年12月に日本メーカーで初めて小型原子炉を受注した。カナダ・オンタリオ・パワー・ジェネレーションに、1基あたりの建設費が700–800億円の「BWRX-300」と呼ばれる小型原子炉を4基納入する計画である（2021年12月4日）。三菱重工は、国内の電力大手と初期的な設計の協議入りをしており、建設費を1基2,000億円台、東日本大震災前の5,000億円規模の大型炉の半分以下にする計画である（2021年6月26日）。IHIは、日揮ホールディングスや国際協力銀行と、出力約7万7,000kWの原発を開発している米国ニュースケール・パワーに出資している。IHIの横浜工場では、ニュースケール・パワーからの受注を目指して格納容器の開発を進めている（2022年8月23日）。

高速炉では、1970年代から政府がリードして高速増殖炉「もんじゅ」の開発を進め、1兆円以上の研究開発費を投じてきたが、トラブルが相次ぎ16年に廃炉が決定した。14年5月

に安倍首相（当時）が研究協力を合意し、三菱重工も参加していたフランスの高速炉「アストリッド」計画に軸を移したが、フランス政府が18年11月に計画を凍結したため、日本の高速炉研究は行き詰まっていた。こうした中で、22年1月に三菱重工が、日本原子力研究開発機構と米国の原子力新興企業である米テラパワーと米エネルギー省による高速炉の実証計画に協力すると発表した。テラパワーは米国西部ワイオミング州で出力34万5,000kWの実証段階の高速炉を建設する計画で、米エネルギー省も支援し、28年の運転開始を予定している（2022年1月3日／同年1月27日）。

以上のように、メーカーによる「次世代革新炉」の開発は進められてきたが、政府の政策転換を受けて、実用化に向けた研究開発が加速している。しかし、現状では「次世代革新炉」の具体的な建設計画はない。電力事業者にとって多額の投資をして次世代革新炉をリプレース・新設するよりも、既存原発の再稼働や運転期間の延長で対応した方がメリットが大きいためである。したがって、上述したように、電力会社の収入を運転開始から原則20年間を保証する「長期脱炭素電源オークション」と呼ばれる制度が導入された。

このように、政府が原発の再稼働、運転期間の延長だけでなく、原発の建て替えおよび新設の推進に転じた状況下で、メーカーは「次世代革新炉」の研究開発を加速させている。しかし、最も早く稼働開始を見込む改良型軽水炉であっても、稼働予定は30年代であり、その他の「次世代革新炉」の実用化はさらに後の予定である。仮に政府が言うように、原発を発電時にCO₂を出さないクリーンな電源であると位置づけるとしても、少なくとも30年までのCO₂排出量削減には貢献しない。むしろ、原発への固執は、再エネ普及の遅れにつながる。加えて、上述したように原発は発電コストでもメリットを失っており、廃棄物処理問題も全く見通しが立っていない。また、ウクライナのザポリージャ原発がロシアの軍事的な攻撃対象となっており、原発を保有すること自体が安全保障上の脅威となっている。したがって、原発を推進することはあらゆる面で有効な手段ではないと思われる¹²⁶。

第3項 再エネ

①太陽光／蓄電池

表18で示したエネルギー基本計画で、最も導入量が見込まれている再エネは太陽光発電である。日本の太陽光発電は、2012年7月に固定価格買取制度（FIT）が導入されてから急速に導入が進んできた。日本の太陽光発電の導入量は12年度時点で531万kWだったが、

¹²⁶ 原子力発電が気候変動対策にならない点やその他の問題点については、舘野・岩井[2022]および深草[2022]を参照した。

20年度には6,476万kWと約12倍に拡大した¹²⁷。

また、太陽光の発電コストも低下しており、2017年には1kW時当たり19円台で取引されていたが、21年には10円台まで低下し、22年3月には初めて9円台になるなど、火力発電よりも安価で取引される状況が定着してきている（2022年5月1日）。これまで再エネの発電コストは、再エネ導入の懸案の1つとされてきたが、こうした課題は克服されている。ただし、依然として電源構成の比率は低く、導入量や速度も諸外国と比べて見劣りする。

太陽光パネル生産では、日本メーカーは競争力を喪失し、中国メーカーを中心とした海外メーカーが台頭している。2019年における国内シェアは、ジンコソーラー（中国）14%、カナディアン・ソーラー（カナダ）12%、ハンファQセルズ（韓国）11%、トリナソーラー（中国）10%、JAソーラー（中国）8%、京セラ（日本）6%、ソーラーフロンティア（日本）5%で、初めて海外メーカーが日本メーカーの出荷量を上回った。13年には国内製品が約7割占めていたが、19年は中国など海外製品が約6割を占めた（2020年11月7日）。

このような状況を反映して、日本メーカーは太陽光関連設備の生産からの撤退が相次いだ。パナソニックは、2021年2月に太陽電池の生産から撤退することを発表し（2021年2月1日）、ソーラーフロンティアも、太陽光パネル生産から撤退すると発表した（2021年10月13日）。また蓄電池では、海外メーカーが日本市場に参入してきており、国内産業の脅威となってきた。米国のテスラは20年に家庭用蓄電池で参入し、21年4月に大型蓄電池の生産を開始している。中国のファーウェイ、ジンコソーラーも21年に家庭用蓄電池で日本市場に参入してきている（2022年1月5日）。

②洋上風力

日本政府が再エネを「主力電源化」と明記したのは2018年で、洋上風力発電所の整備を本格化させる法整備は19年からである。日本で導入が見込まれているのは、浮体式の洋上風力発電である¹²⁸。30年までに1,000万kWの洋上風力案件を形成し、同年までに570万kWを稼働させる計画で、秋田県や長崎県などで建設計画が進行している。

こうした動向を受けて、欧州の風力関連企業は日本の洋上風力市場に相次ぎ参入している。ノルウェーの石油大手であるエクイノールは18年に、洋上風力世界最大手でデンマークの

¹²⁷ 資源エネルギー庁「太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移」

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2022/html/2-1-3.html>（2022年11月20日閲覧）。

¹²⁸ 洋上風力発電は、技術的には着床式と呼ばれるものと浮体式と呼ばれるものがある。近海の水深が深い日本で普及が見込まれているのは、特に浮体式の洋上風力発電である。

オーステッドは 19 年に日本拠点を設け、日本での事業展開に本格的に乗り出している。スペイン電力大手のイベルドロウラは、20 年 9 月に風力発電事業を手掛けるアカシア・リニューアブルズを買収して、日本での洋上風力事業に参入した。スペインのシーメンスガメサは、日本を含むアジアでの受注拡大を狙って、21 年に台湾で年間 100 基程度の風車を製造できる部品の組立工場を稼働させた（2021 年 11 月 7 日）。

しかし、世界の累積導入量と比べると日本の導入量は見劣りする。2021 年時点で世界の累積導入量は 5,717 万 6,000kW に達するが、そのうち日本はわずか 5 万 kW である。中国は 2,768 万 kW で世界でも突出しているが、他のアジア諸国においても、ベトナム 99 万 kW、台湾 24 万 kW、韓国 14 万 kW と日本の導入量とは開きがある（2022 年 6 月 15 日）。

風力発電機器の生産に関しては、日本メーカーは競争力を喪失し、中核部材である風車生産から日本メーカーはすでに撤退している。日立製作所は 19 年に生産停止を発表し、三菱重工はヴェスタス製品の販売のみを行っている。

風力発電機生産では、海外メーカーのシェアが大きい。2020 年の洋上風力発電機の世界シェアは、シーメンスガメサ（スペイン）23.6%、上海電気風電集団（中国）21.5%、ヴェスタス（デンマーク）15.0%、明陽智能（中国）14.8%、遠景能源（中国）10.5%、その他 14.6% で、中国と欧州メーカーが圧倒している（2022 年 2 月 4 日）。日本国内においても、19 年の国内風力発電機シェアは、米 GE 社 17.6%、独エネルコン 16.7%、デンマーク・ヴェスタス 15.9%、日立製作所 11.8%、西シーメンスガメサ 10.4%、三菱重工 10.2%、日本製鋼所 6.7% であった（2020 年 11 月 7 日）。

日本メーカーは、このように競争力を喪失している中で、部材の国産化に活路を見出そうとしている。例えば、JFE ホールディングスは、風力発電機の構造部材モノパイルを国内で一貫生産、発電設備の保守・管理の展開を目指している。日鉄エンジニアリングは、北海道の洋上風力向けに風車の土台の製造している。東芝は米 GE 社と提携し、風車の駆動装置ナセルの国内製造を検討している（2021 年 5 月 25 日／2022 年 10 月 28 日）。

③地熱

日本の地熱発電は、資源量が 2,300 万 kW あり、米国、インドネシアに次いで世界第 3 位の潜在力があるが、2019 年時点の地熱発電の導入量は約 55 万 kW で、国内資源量全体の約 0.2%に留まる¹²⁹。その一方で、日本の発電機器メーカーが競争力を保持してきた分野である。

¹²⁹ JOGMEC ホームページ

https://geothermal.jogmec.go.jp/information/plant_japan/（2022 年 12 月 23 日閲覧）。

三菱重工、東芝、富士電機は、高温かつ大型の「フラッシュ方式」と呼ばれる地熱発電を得意としており、世界メーカー別シェアは、3社で約7割を占めている。しかし、「バイナリー方式」と呼ばれる従来よりも低温かつ小型の地熱発電の導入が近年進んできており、米オーマット・テクノロジーズなどの米国メーカーが台頭してきている。バイナリー方式に限定すると、米国メーカーが8割以上のシェアを握り、地熱発電全体でもオーマット・テクノロジーズが約14%とシェアを高めている。バイナリー方式の方が発電コストはやや高いが、比較的小規模な開発で済み低温で発電できるため、地下温度が高くない国でも導入できる。発電用にくみ上げた熱水をほぼ地下に戻すため環境負荷が低いというメリットも有している（2021年10月12日）。

第4項 日本発電機器メーカーの課題

以上のように、日本政府および発電事業者そして発電機器メーカーは、脱炭素に向けて再エネの拡大を図る一方で、水素やアンモニアを利用した火力発電やCCUS、また原発を推進することで発電部門の脱炭素を図ろうとしている。しかし、これらの発電方法は技術的にも経済的にも課題が山積しており、少なくとも30年までのCO₂排出量削減には貢献しないことは明らかである。むしろ、再エネの普及を遅らせ、かえって脱炭素は遠のくことも懸念される。

日本の再エネ普及が遅れる中で、日本の発電機器メーカーが競争力を有していた太陽光、洋上風力、地熱などの分野では競争力を喪失し、欧米や中国メーカーが台頭した¹³⁰。かつて、通信機器メーカーのNEC、富士通、沖電気工業などは、NTTを相手に独占的に安定した取引を継続し安定した収益を獲得してきた。しかし、2010年頃にスマートフォンが普及する中で、開発が遅れた日本メーカーは、最終的にはNTTが取引先を新興国メーカーに切り替えてしまい、その地位が失墜した¹³¹。今後、国際社会からの圧力が強まり、政府や電力会社が再エネ中心に転換せざるを得なくなった場合、発電機器メーカーはかつての通信機器メーカーのような敗北をみる可能性すらある。

日本政府の発電部門における「脱炭素」方針は、大手電力会社や発電機器メーカーの短期的利害に配慮した面も否定できず、従来から培ってきた技術に固執しているとも評価できる。他方、大胆な再エネ転換と関連産業の発展を実現している各国での産業政策では、中長期的観点から企業行動を規制し、新しい事業分野や技術革新を促す方向への転換が図られている

¹³⁰ 日本で再エネ普及が進まない理由については、和田 [2022] に詳しい。

¹³¹ 大西 [2017] を参照。

ものと考えられる¹³²。

現在の日本では、賃金が上がらないなかで物価が急騰し、国民生活を圧迫している。物価高騰の背景には、コロナ禍とロシアのウクライナ侵攻が招いた世界的な物価上昇と、日銀の低金利政策の継続に伴う円安の急伸による輸入品価格の高騰が指摘できる。また円安の要因としては、近年の貿易赤字、とりわけその赤字を規定している化石燃料輸入額の拡大も見逃せない。今後もエネルギー供給を海外からの輸入資源に依存し続けることは、人々の生活が化石燃料価格の乱高下や国際情勢に左右され続けることを意味する。このような日本経済の不安定性・脆弱性を克服するためには、化石燃料輸入の継続を前提にした政府の「脱炭素」方針よりも、より全面的な再エネ転換を志向する政策が志向されるべきである。

確かに、日本政府が現在推進しようとしている「脱炭素」方針によって、日本の発電機器メーカーは従来からの技術的強みを発揮し、また国内市場を中心に短期的には利益を享受できるかもしれない。しかしながら、世界で再エネ発電が急拡大する中で、再エネ転換に遅れた日本メーカーが中長期的に世界シェアを失い、多大な不利益を被る帰結となることも懸念される。

¹³² 村上 [2021] を参照。

終章 結論と課題

第1節 結論

本稿の課題は、三菱重工が世界的な火力発電プラントメーカーへと成長することを可能にした要因は何か、そこに日本固有の特徴があるとすればそれは何かを明らかにすることであった。また、今日の世界的な脱炭素社会の実現に向けた要求が高まるもと、同社が競合他社とは乖離した方針を推進する背景を、同社が世界的な火力発電プラントメーカーへと成長できた経緯から明らかにすることであった。最後に各章の内容を振り返り、結論と意義を述べる。

第1章では、日本とアメリカの発電用ガスタービン技術の発達方向を比較検討し、両国のガスタービン技術の発達における特質を明らかにした。

従来の研究ではガスタービンの用途を曖昧にしたまま論じる傾向にあったため、ガスタービンを製造する企業間競争が、あたかも同一市場内で行われているように捉えられていた。しかし、ガスタービンの用途は細分化している。また、その発達方向はガスタービンを使用する市場の要求によって分岐している。具体的には、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目的で使用する「事業用」と、製鉄・化学メーカーが自社工場のエネルギー供給設備やコージェネレーションシステムとして使用したり、学校・病院・商業施設などが非常電源設備として使用する「自家用」に分かれる。

日本では、10社の大手電力会社が、地域独占的に発電・送電・配電までを一貫して運営する体制が長らく継続し、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。そのため、メーカーに対しては、大規模集中型の電力供給体制に適した発電設備が求められ、日本のガスタービンは大型化して発電効率を向上する方向に発達し続けた。また日本では、燃料調達も多くを他国からの輸入に依存していること、電気料金について供給原価に適正報酬率を上乗せする総括原価方式を採用してきたこと、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、日本のガスタービンの大型化を促した。

アメリカでも日本と同様に、少数の発電事業者が発電・送電・配電までを一貫して運営する体制下での電力供給が中心で、火力・原子力発電を軸に電源開発を行ってきた。したがって、メーカーに対しては、大規模集中型の電力供給体制に適した大型発電設備が求められた。しかし、1970年代に発電設備の大型化を追求してスケールメリットを追求する方法が疑問視されるようになり、70年代後半から電力自由化が進められ、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システムや再エネの育成が図られた。こうしてアメリカの電力市場は、地域分散的な電力供給に適した機器を求める市場が台頭した。1990年代以降、特に小型ガスタービンが最も効率的な発電設備となり、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。ただし、アメリカでは各州の電力政策が一律ではなく、大規模集中型の電力供給に適した発電機器を求める市場も温存された。このように電力市場が分化したことで、ガスタービンに対する要求は、大規模集中型に適した事業用と地域分散型に適した自家用に分化した。

以上のように、日本とアメリカのガスタービンは、両国の電力市場の要求にしたがって発達方向が規定された。日本の三菱重工が大型ガスタービン市場でのみ高いシェアを持つ一方、アメリカのGE社が大型ガスタービンだけでなく小型ガスタービン市場でも高いシェアを有するのは、メーカー本国における電力市場からの要求の反映である。

しかし、日本の主要な発電プラント建設を担ってきた三菱重工、日立、東芝の中で、ガスタービンメーカーとして残存したのは三菱重工のみである。このように日本のガスタービンメーカーの結果を分けた条件が、電力市場以外つまり企業内部にあったことが示唆される。

したがって第2章では、三菱重工がガスタービンを事業の柱に据え、その技術開発に注力できた条件を、日立と比較しつつ検討した。明らかになった条件は、以下の二点である。

条件の第一は、三菱重工と日立の技術提携先であるWH社とGE社がとった方針の差である。三菱重工と技術提携を結んだWH社は、東日本向けの50Hz機を供給することに乗り出さなかったが、日立と技術提携を結んだGE社は逆に50Hz機についても供給する方針をとった。また、WH社と結んだ技術提携の中身が同社の図面通りに作らなければならないという制約はなく、三菱重工が自社技術開発に乗り出すことを妨げなかった。しかし、日立とGE社との技術提携の中身は、GE社の図面を基礎として日立がガスタービンを製作するものであるが、ガスタービンの中核部品であるタービン翼はGE社が製作するものとなっていた。そのため、日立が三菱重工のようにガスタービンの自社技術開発へと踏み切る障害となった。

条件の第二は、三菱重工と日立の事業構造の違いである。三菱重工では、船舶・鉄構、産業機械、原動機などの重電部門が中心の事業構造をなし、ガスタービンと関連する製品を多く手掛けていたことがエンジニアの温存を可能とし、ガスタービンの自社技術開発への転換を可能とする条件となった。一方の日立は、電力関連機器を扱う重電部門に加え、家電部門、電子機器部門といった軽電部門も抱えている。戦後、日立は中核事業を重電部門から軽電部門へと重心を移し、家電部門、電子機器部門に重点的に投資を行うようになったため、相対的に重電部門への投資が抑制されたのである。

以上のように、ガスタービンを事業の柱に据え、その技術開発に注力することができた条件は、上記の二点に求めることができる。こうして三菱重工は、GTCC市場が拡大する以前

の1970年代にガスタービン事業の基礎を形成した。また同社は、78年から86年にかけて実施された国家プロジェクトである「高効率ガスタービンプロジェクト」に参画する中で、ガスタービンをより大容量かつ高効率化につなげる要素技術を獲得した。そして、これらの要素技術を活用し、90年代にはこれまでガスタービン開発で先行してきたGE社やシーメンス社のガスタービンよりも大容量かつ高効率なガスタービンの開発に成功した。こうして三菱重工は、日本国内のGTCC市場において優位に立ち、発電プラント産業のグローバル競争が進展した90年代以降でも、国内で形成したガスタービン事業の基盤を活かし、アジア市場を中心に海外受注件数を増大させていく条件を作り出した。

第3章では、1990年代以降のアジア市場、とりわけ中国、韓国、台湾、タイ、インドネシアで、三菱重工が火力発電プラント受注件数を増加させた要因を、アジア市場の変化と、三菱重工の市場対応という側面から考察した。さらに、三菱重工の受注獲得に日本政府が果たした補完的な役割についても考察した。

アジア各国では、1980年代までは汽力発電を中心に電源開発を行ってきたが、90年代に入ると経済発展に伴う電力需要が大幅に拡大するとともに、エネルギー政策の転換が図られ、発電設備の多様化が進められた。その結果、特に天然ガスを燃料とするGTCCの導入が積極的に進められるようになった。その際、アジア各国の電気事業体制は日本と同様に送電事業を独占する事業者が発電事業も行う事業構造が維持されてきたため、特に大規模集中型の大容量GTCCが受容された。

こうした条件の下で、三菱重工は、様々な手段を講じてアジア各国におけるGTCCの受注獲得を図った。1990年代は、タイ、インドネシアなど東南アジア市場を中心に、①徹底したコスト削減、②営業・情報収集拠点の見直しと拡充、③政府機関や現地主要企業との技術協力を通じた関係強化を図り受注獲得を図った。00年代には、中国、韓国、台湾などの東アジアやインドにも対象を拡大し、①営業・情報収集拠点の強化を図りつつ、納入機器の補修・メンテナンス等のアフターサービス体制の強化、②ガスタービンの海外生産による供給体制の強化を図った。00年代のこれら手法には、需要の大きい市場へのガスタービン供給体制を強化し、補修・メンテナンス対象となるガスタービンの台数を増加させ、アフターサービスで安定的な収益拡大を狙った。

また、発電事業を担いながら送電・発電事業を独占する公社に対して日本政府がODAを供与することで、三菱重工のアジア市場進出を補完する役割を果たした。こうして、1990年代以降の電力需要拡大に伴いエネルギー政策が変化したアジア市場に対して、三菱重工は日本政府の間接的な支援を受けつつGTCC販売を展開し、火力発電プラント受注件数の増大に成功した。

以上のように、三菱重工はガスタービンを軸に国内外でGTCCの販売を拡大していくこと

で、火力発電事業を同社の中核事業へと成長させた。しかし、2010年代後半以降になると、火力発電市場が縮小する中で、火力発電プラントメーカーの統合再編が進展した。しかし、三菱重工は他のメーカーに比べて方針転換が立ち遅れている。第4章と第5章では、三菱重工が火力発電事業を中核事業へと成長させてきた経緯が、今日の世界的な脱炭素社会実現の要求を踏まえた事業への転換を困難にしている理由を考察した。

第4章では、2010年後半以降の発電プラント機器業界の経営環境の変化を分析した。また日本政府が、脱炭素社会の実現に向けてどのように対応しようとしているのかを考察した。

まず脱炭素をめぐる世界的潮流を整理した上で、発電プラントメーカーの主要な市場となってきたアメリカ、EU、日本、アジア太平洋における2030年の電源構成比の予測が2010年代にどのように推移したのかを検討した。パリ協定を起点として、脱炭素に向けた取り組みが政府レベルだけでなく民間企業や投資家・株主の間でも拡大する中、日本では再エネ導入が立ち遅れると同時に、石炭火力発電を中心に化石燃料の縮小が進まないことが明らかになった。

次に、日本政府の「エネルギー基本計画」を検討し、発電部門における脱炭素方針を検討した。太陽光や洋上風力を中心に再エネの拡大を図る一方で、水素やアンモニアを利用した火力発電やCCUS、原発を推進することで発電部門の「脱炭素」を図ろうとしていることが明らかとなった。

第5章では、第4章の発電プラント業界における経営環境の変化を踏まえて、三菱重工の事業転換が立ち遅れている要因を考察した。

GE社、シーメンス社、三菱重工の火力発電プラントメーカー3社の競合関係を分析し、火力発電事業を縮小または撤退するメーカーと、そうでないメーカーに分かれた背景を考察した。GE社、シーメンス社、三菱重工は、石炭火力発電の領域で新興国メーカーが台頭する中、他のメーカーが参入できていないガスタービン、天然ガス火力発電事業に注力し、各々が得意とするガスタービン技術と市場を形成することで業績をあげてきた。ところが、各国で電力供給体制の見直しが行われる中で、GE社、シーメンス社が得意としてきた欧州や中東市場が縮小したことにより両社は先駆けて火力発電事業の縮小または撤退の方針に転換した。一方、三菱重工は、2010年代に組成された新設計画が残っていた国内市場も、政府支援を受けながら受注を拡大してきたアジア市場も堅調であったため、2010年代後半に方針転換を行う必要性に迫られなかったのである。

しかし、これまで石炭火力発電維持政策を保持してきた日本政府も三菱重工も、国際世論や国内外の金融機関の動向から、一定の「方針転換」をせざるをえなくなった。国内外の金融機関は、脱炭素経営を意識して石炭火力発電の融資を禁止するとともに、パリ協定に整合した温室効果ガス排出削減策を講じない事業からの投資撤退を宣言するようになった。こう

した外圧から、日本政府は石炭火力発電抑制策へと「方針転換」せざるをえなくなった。それに呼応し、三菱重工もこれまでの事業戦略を見直し、脱炭素経営を念頭に置いた方針に転換した。ただし、日本政府も三菱重工も再エネの普及を図る一方で、水素やアンモニアを利用した火力発電や CCUS、原発の再稼働および新設が前提となっている。既存技術の温存を図り、従来からの戦略や技術的優位性を今後も活用したいという意図が窺われ、真の意味での方針転換にはなっていない。

以上が各章の検討を通じて明らかにしたことである。これらを踏まえた本稿の意義は、次の通りである。

第一は、日本企業、とりわけ大企業の分析において、日本企業と日本政府の協調的な関係を分析視角に据えることの重要性を提示したことである。かつての日本企業分析では、日本企業と国家の協調的な関係が一つの重要な分析視角として論じられてきたが、自動車産業と電機産業を対象とした研究が主流となったことや、1990年代に入り日本企業が競争力を失い、日本的経営自体が批判されるようになったことで、企業と政府の協調的な関係について論じられることが少なくなった。

しかし、2010年代になり、発電機器・鉄道などの産業インフラの輸出に注目が集まると、藤井 [2012]、江崎 [2018] などが提唱したように、官民一体になった事業展開が推奨されるようになった。ただし、かつて丸山 [1989] を始めとした日本的経営論で論じられてきた、企業と国家の協調的な関係を日本の特徴として捉える分析視角は後景に退いている。本論文では、この企業と国家の協調的な関係を分析視角に据え、三菱重工が世界的な火力発電プラントメーカーへと成長することを可能にした要因は何か、また今日の世界的な脱炭素社会の実現に向けた要求が高まるもと、同社が競合他社とは乖離した方針を推進する背景を明らかにした。

第二に、イノベーションの創出、O' Reilly [2016] が提唱した「両利きの経営」を行い、短期的には収益に結びつかない研究開発や技術開発を続けることを可能とするには、国家による支援が必要であるとの見解が示されていたが、さらに本論文では、国家が、技術変化の動向や社会的ニーズなどを踏まえた中長期的な観点に立って企業行動を規制し、新しい事業分野や技術革新を促す方向への介入が必要であることを示した。

国際的に脱炭素社会の実現が求められるなか、日本政府および発電事業者そして発電機器メーカーは、水素やアンモニアを利用した火力発電や CCUS、また原発を推進し脱炭素を図ろうとしている。しかし、本論で検討したように、これらの発電方法は技術的にも経済的にも課題が山積しており、少なくとも 30 年までの CO₂ 排出量削減には貢献せず、再エネの普及を遅らせ、かえって脱炭素は遠のくことも懸念されている。

一方、日本の発電機器メーカーが競争力を有していた太陽光、洋上風力、地熱などの分野

では、日本の再エネ市場の立ち上がりが遅れたことが影響して競争力を喪失している。三菱重工も火力発電事業を中核事業にしていきながら、1980年代から風力発電機器の製造と販売を開始しており、ライバルメーカーと比べても比較的早くから風力発電事業に参入していた。しかし、日本の電力市場では、今日まで原発や火力発電が優遇されてきたことで、風力発電機市場の立ち上がりが遅れたことを背景に、同社は2020年に風力発電機の開発から撤退するにいたった。

今日の水素やアンモニアを利用した火力発電やCCUS、また原発への日本政府の支援は、短期的には収益に結びつかない研究開発や技術開発に対する支援であると捉えることもできるが、大手電力会社や発電機器メーカーの短期的利害に配慮した面も否定できず、従来から培ってきた技術に固執しているとも評価できる。しかし、上述の課題に加えて、技術変化の動向や社会的ニーズも踏まえるならば、中長期的な観点に立って企業行動を規制し、再エネ分野の技術革新を促す方向への介入が必要であったといえよう。

第2節 課題

最後に、本稿には多くの課題が残されているが、次の2点を今後の課題として提示して、本論文を締めくくりたい。

第一に、三菱重工の火力発電プラントビジネスの競争力形成に関して、企業の内部要因について考察を深めることである。本稿では、主に電力市場と国家、技術導入元メーカーとの関係など外部要因から検討を行ってきたが、企業競争力をより正確に把握するためには、市場シェアや利益率など企業活動の結果の原因となる、資本、労働、経営管理など企業内要因についても検討する必要がある¹³³。

第二に、ガスタービンの先行メーカーであるGE社やシーメンス社との比較分析をより徹底して行うことである。本稿では、後発メーカーでありながら大型ガスタービン市場でトップの市場シェアを獲得した三菱重工を研究対象とし、その成長要因と方針転換の遅れた要因について検討してきた。GE社やシーメンス社のガスタービン技術と市場の特性など必要に応じて比較検討したが、本稿の課題をより鮮明にするためには、より総合的な比較分析を行うことが求められる。

¹³³ 林 [2011] は、企業の競争力要因には企業内要因と企業外要因があり、これらが相互作用関係にあることを理解することが重要であると指摘している。

参考文献一覧

<和文>

- 阿部聖 [1991]「官民協調システムと大企業体制」丸山恵也・藤井光男編著『現代日本経営史 日本的経営と企業社会』ミネルヴァ書房。
- 秋田栄司 [2001]「三菱ガスタービン開発の歴史と今後の動向」『日本機械学会講演論文集』 No.14-1 (2001年3月 関西支部第76期定期総会講演会)。
- 秋山賢治 [1991]『技術貿易とハイテク摩擦』同文館出版。
- 飯田庸太郎 [1993]『技術ひとすじ 三菱重工と私』東洋経済新報社。
- 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。
- 伊丹敬之 [2013]『日本企業は何で食っていくか』日本経済新聞出版社。
- 市村正也「アンモニアを燃料として使う?」、『日本の科学者』、第57巻第12号、2022年、17-18ページ。
- 岩淵明男 [1986]『三菱重工 急速浮上戦略—ハイテク武装で変身する基幹企業の全容』TBSブリタニカ。
- 岩淵明男 [1993]『三菱重工 ものづくり百年の大計—世界市場を勝ち抜くコスト・ダウン戦略の全貌』オーエス出版社。
- 歌川学 [2021]「気候変動・気候危機、脱炭素・エネルギー自立転換と地域経済」支え合う社会研究会編『資本主義を改革する経済政策—支え合う』かもがわ出版。
- 江崎康弘 [2018]『日本のインフラ輸出の現在を読み解く』文眞堂。
- エンジニアリング・ジャーナル社 [2001]『Engineering business : ENB』第10号。
- 大西康之『東芝解体 電機メーカーが消える日』2017年、講談社。
- 大野真紀子 [2012]「発電システム産業における海外戦略」『Mizuho Industry Focus』みずほコーポレート銀行産業調査部 Vol.116, No.13。
- 岡本康雄 [1979]『日立と松下 (上)』中央公論社。
- 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 [2008]『海外諸国の電気事業 第1編』。
- 海外電力調査会編 [2011]『海外諸国の電気事業 2011年 第1編 追補版 2 (アジア主要国のエネルギー・電力事情)』。
- 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』。

加賀隆一 [2010] 『国際インフラ事業の仕組みと資金調達』 中央経済社。

金子秀明・佐近淑郎・高橋孝二 [1997] 「ガスタービン用一方向凝固合金の多軸熱疲労寿命評価に関する研究」 『三菱重工技報』 Vol.34、No.4。

火力原子力発電技術協会編 [2010a] 『火力発電用語事典 改訂第5版』 火力原子力発電技術協会。

火力原子力発電技術協会 [2010b] 「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 ページ。

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）』。

気候ネットワーク [2018] 『石炭火力発電 Q&A—「脱石炭」は世界の流れ』 かもがわ出版。

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 ページ。

橘川武郎 [2004] 『日本電力業発展のダイナミズム』 名古屋大学出版会。

木村宰・加治木紳哉 [2008] 「ガスタービン開発における国プロの役割—「高効率ガスタービンプロジェクト」についての事例分析—」 『電力中央研究所報告』 電力中央研究所。

工藤悟志 [2011] 「システム統合型イノベーションの優位性—三菱重工による火力発電技術の開発事例—」、一橋大学日本企業研究センター編 『日本企業研究のフロンティア 7号』 有斐閣。

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。

経済産業省製造産業局 [2003] 『“知”で競う産業 プラント・エンジニアリングの未来 モノとサービスの融合をめざして』 同友館。

古賀茂明 [2023] 『分断と凋落の日本』 日刊現代。

後藤仁一郎・久芳俊一・寺西光夫・神野賢治・広瀬文之 [2012] 「日立ガスタービンの歩みとシリーズ展開」 『日立評論』 第94巻11号、20-25 ページ。

小林健一 [2002] 『アメリカの電力自由化』 日本経済評論社。

坂本雅子 [2017] 『空洞化と属国化 日本経済グローバル化の顛末』 新日本出版社。

桜井徹 [1985] 「官民協調システムの構造とその機能」 丸山恵也・藤井光男編 『日本的経営の構造』 大槻書店。

佐藤友彦 [2003] 「高温ガスタービンの開発と CFD」 『日本ガスタービン学会誌』 第31巻1号、1-2 ページ。

沢井実 [2011] 「サンシャイン計画とムーンライト計画」 通商産業政策史編纂委員会編 『通商産業政策史 9』 経済産業調査会。

産業技術審議会評価部会 平成 12 年度追跡評価委員会[2000]「大型省エネルギー技術研 究 開発制度「高効率ガスタービン」(1978～1987 年) 追跡評価報告書」。

重化学工業通信社 [1990]『プラント輸出年鑑 (1990 年版)』。

重化学工業通信社 [1995]『プラント輸出年鑑 (1995 年版)』。

壽福眞美・法政大学サステナビリティ研究センター編 [2019]『「エネルギー計画 2050」構 想 脱原子力・脱炭素社会に向けて』法政大学出版会。

商社機能研究会編 [1981]『新・総合商社論』東洋経済新報社。

杉本康太 [2020]「再生可能エネルギー導入に向けた送電系統の経済分析」京都大学大学院 経済学研究科博士論文。

高倉信昭 [1987]『プラント輸出の戦略と実務』ダイヤモンド社。

高砂製作所 25 周年所史編さん委員会 [1990]『三菱重工高砂製作所二十五年史』高砂製作所 25 周年所史編さん委員会。

高橋毅 [2012]『進化する火力発電—低炭素化・低コスト化への挑戦—』日刊工業新聞社。

館野淳・岩井孝「原子力発電は気候変動対策の“切り札”となり得るか」、『気候変動対策と原 発・再エネ』、あけび書房、2022 年、75-98 ページ。

田中謙司監修 [2019]『電力流通と P2P・ブロックチェーン』オーム社。

谷江武士 [2017]『東京電力—原発事故の経営分析』学習の友社。

玉置明善 [1977]『エンジニアリング産業論』東洋経済新報社。

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。

内藤克彦 [2017]「世界の温暖化対策と再エネ政策を概観する」植田和弘・山家公雄編『再生 可能エネルギー政策の国際比較—日本の変革のために』京都大学学術出版会。

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。

長山浩章 [2012]『発送電分離の政治経済学』東洋経済新報社。

西村成弘 [2014]「東アジア重電産業の競争優位—グローバル化と地域的な産業再編—」『関 西大学商学論集』第 59 巻第 2 号。

西村成弘 [2016]「絶えざる技術開発とグローバル競争優位」橘川武郎・黒澤隆文・西村成 弘編『グローバル経営史』名古屋大学出版会、156-175 ページ。

日本ガスタービン学会 [2002]『日本のガスタービンの歩み』日本ガスタービン学会。

日本機械輸出組合 [2011]『プラント・エンジニアリング (PE) 輸出多角化支援調査～主要

- PE 分野の国際競争環境と海外の官民一体型輸出の実態〜』。
- 日立工場 75 年史編纂委員会 [1985] 『日立工場七十五年史』 株式会社日立製作所日立工場。
- 日立製作所 [1985] 『日立製作所史. 4』 日立製作所。
- 長谷川信 [2006] 「重電機工業の発展と発電設備供給能力の形成—戦後復興から 1980 年代までを中心に—」 『青山経営論集』 第 41 号第 1 号、1-31 ページ。
- 林正樹 [1998] 『日本的経営の進化 経営システム・生産システム・国際移転メカニズム』 税務経理協会。
- 林正樹 [2011] 「日本的経営の行方—再生への課題と展望」 林正樹編『現代日本企業の競争力—日本的経営の行方』 ミネルヴァ書房。
- 深草亜悠美 「原発は気候危機対策たりえるのか」 『経済』 新日本出版社、第 321 号、34-41 ページ。
- 藤井亨 [2012] 『スマートインフラ戦略』 ブイツーソリューション。
- 藤井光男 [1976] 「日本における企業経営の歴史的特質と企業の社会的責任—とくに国家と企業との癒着関係をめぐって—」 『経営史学』 第 11 巻第 2 号、1-27 ページ。
- 星野和貞・瀧花清作・高橋浩二 [1981] 「141MW コンバインドサイクル用大容量ガスタービン」 『日立評論』 第 63 巻 9 号、59-64 ページ。
- 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。
- マイケル E.ポーター・竹内弘高 [2000] 『日本の競争戦略』 ダイヤモンド社。
- 三菱重工業株式会社社史編さん委員会 [1990] 『海に陸にそして宇宙へ』 三菱重工業株式会社社史編さん委員会。
- 三輪光砂 [1996] 『ガスタービンの基礎と実際』 成山堂書店。
- 三輪芳朗・J. マーク・ラムザイヤー [2002] 『産業政策論の誤解 高度成長の真実』 東洋経済新報社。
- 村上研一 [2021] 「日本経済を改革するための基本的な方向性 2.めざすべき経済・社会のあり方」、支え合う社会研究会編『資本主義を改革する経済政策』 かもがわ出版、72-83 ページ。
- 丸山恵也 [1989] 『日本的経営—その構造とビヘイビア』 日本評論社。
- 丸山恵也 [1995] 『日本的生産システムとフレキシビリティ』 日本評論社。
- 森川英正 [1976] 「「日本株式会社」の経営史的研究序説」 森川英正編『日本経営史講座第 4 巻 日本の企業と国家』 日本経済新聞社。
- 諸富徹 [2019] 『入門 再生可能エネルギーと電力システム』 日本評論社。
- 安田陽 [2018] 『世界の再生可能エネルギーと電力システム [電力システム編]』 インプレス

R&D

- 山元章人・天野武弘・植田泰司・中住健二郎 [2002] 「三菱重工におけるタービン製造技術の形成過程」、中岡哲郎編著『戦後日本の技術形成—模倣か創造か—』日本経済評論社。
- 和田武 [2022] 「日本の再エネ普及の立ち遅れを克服し、平和で持続可能な社会をめざそう」『気候変動対策と原発・再エネ』あけび書房、163-197 ページ。

<英文>

- Abegglen, J. G. (1958). *The Japanese factory: Aspects of its social organization*, (占部都美監訳『日本の経営』ダイヤモンド社、1958年)。
- Bergek, A., Tell, F., Berggren, C., & Watson, J. (2008). Technological capabilities and late shakeouts: industrial dynamics in the advanced gas turbine industry, 1987–2002. *Industrial and Corporate Change*, 17(2), 335-392.
- Charles A. O'Reilly III, Michael L. Tushman, (2016) *Lead and disrupt: how to solve the innovator's dilemma*, Stanford University Press (入山章栄監訳・渡部典子訳『両利きの経営: 「二兎を追う」戦略が未来を切り拓く』東洋経済新報社、2022年)。
- Christensen, C. M. (1997) *The innovator's dilemma: when new technologies cause great firms to fail*, Boston: Harvard Business School Press. (玉木俊平太監修・伊豆原弓訳『イノベーションのジレンマ: 技術革新が巨大企業を滅ぼすとき』翔泳社、2001年)。
- Eugene J. Kaplan (1972) *JAPAN The Government-Business Relationship, A Guide for the American Businessman* (大原進・吉田豊明訳『株式会社日本 政府と産業界の親密な関係』サイマル出版会、1972年)。
- IEA (2020) *World Energy Outlook 2020*.
- IRENA (2023) *Renewable Power Generation Costs in 2022*.
- Johnson, Chalmers A. (1982) *MITI and the Japanese Miracle: The Growth of Industrial Policy, 1925-1975*, Stanford University Press (佐々田博教訳『通産省と日本の奇跡—産業政策の発展 1925-1975』頸草書房、2018年)。
- Mariana Mazzucato (2013) *The entrepreneurial state: debunking public vs. private sector myths*, Anthem Press (大村昭人訳『企業家としての国家—公共投資がイノベーションを起こす』経営科学出版、2023年)。
- Porter, M. E. (1992). Capital disadvantage: America's failing capital investment system. *Harvard business review*, 70(5), 65-82.
- Urgewald and BankTrack (2019). *Banks and Investors Against Future: NGO Research Reveals Top Financiers of New Coal Power Development*.

U.S. Energy Information Administration (1994)“*Annual Energy Review*”

Watson, W. J. (1997). *Constructing Success in the Electric Power Industry: Combined Cycle Gas Turbines and Fluidised Beds*, DPhil Thesis. SPRU, University of Sussex: Falmer.

<インターネット資料>

川崎重工業株式会社「グループビジョン 2030 進捗報告会」

https://www.khi.co.jp/ir/pdf/etc_221206-1j.pdf (2022年11月24日閲覧)。

環境省「石炭火力発電輸出ファクト集 2020」

https://www.env.go.jp/earth/post_72.html (2022年12月17日閲覧)。

環境省「SBT 概要資料」

https://www.env.go.jp/earth/ondanka/supply_chain/gvc/files/SBT_gaiyou_20221201.pdf
(2022年12月13日閲覧)

環境省「世界のエネルギー起源 CO₂排出量」 <https://www.env.go.jp/content/000098246.pdf>
(2022年12月23日閲覧)。

環境省「2020年度温室効果ガス排出量(確報値)概要」

<https://www.env.go.jp/content/900518857.pdf> (2022年12月23日閲覧)。

環境省 [2022]「我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル(概要資料導入編)」

<https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf>
(2023年11月7日閲覧)

気候ネットワーク「日本の大口排出源の温室効果ガス排出の実態温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度による 2018年度データ分析」。 <https://www.kiconet.org/wp/wp-content/uploads/2022/06/analysis-on-ghg-emissions-2018.pdf>(2022年11月24日閲覧)。

国際協力機構「ODA 見える化サイト」 <https://www.jica.go.jp/oda/index.html> (2022年11月7日閲覧)。

国際協力銀行 [2020]「年次報告書 2020」 <https://www.jbic.go.jp/ja/information/annual-report/year-2020.html> (2021年2月17日閲覧)。

経済産業省「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_01.pdf [2022年12月23日閲覧)。

資源エネルギー庁「エネルギー基本計画の概要」。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_02.pdf(2022年11月23日閲覧)。

資源エネルギー庁「太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移」
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2022/html/2-1-3.html> (2022年11月20日閲覧)。

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)。

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)

三菱重工株式会社「MHI REPORT 2022」
https://www.mhi.com/jp/finance/library/annual/pdf/report_2022.pdf (2022年11月24日閲覧)。

三菱重工業株式会社「三菱重工ニュース 2005年9月9日発行 第4391号：発電用大型ガスタービン主要部品を中国で生産開始 東方タービン工場との合弁事業 生産本格化」
<http://www.mhi.co.jp/news/sec1/200509094391.html> (2016年10月8日閲覧)。

三菱重工業株式会社「三菱重工ニュース 2007年5月29日発行 第4590号：大型ガスタービンの製造・販売ライセンスを供与 韓国の重工業最大手、斗山重工業へ」
<https://www.mhi.com/jp/news/200705294590.html> (2022年11月13日閲覧)。

Global Energy Observatory ホームページ <https://globalenergyobservatory.org/> (2022年11月27日)

FoE Japan 「ベトナムブンアン 2 ファクトシート」 https://foejapan.org/wpcms/wp-content/uploads/20220120va_fact.pdf (2021年2月20日現在)。

Japan Beyond Coal 「日本の石炭火力発電所データベース」 <https://beyond-coal.jp/> (2021年2月15日閲覧)

JCLP ホームページ <https://japan-clp.jp/climate/reoh> (2022年12月13日閲覧)。

JOGMEC ホームページ https://geothermal.jogmec.go.jp/information/plant_japan/ (2022年12月23日閲覧)。

RE100 ホームページ <https://www.there100.org/> (2022年12月13日閲覧)