

**アジア地域パッケージ型
インフラ海外展開に係る市場調査
(電力編)
ファイナルレポート**

平成 23 年 3 月

(2011 年)

独立行政法人国際協力機構

(JICA)

東電設計株式会社

東 大
CR (3)
11-007

**アジア地域パッケージ型
インフラ海外展開に係る市場調査
(電力編)
ファイナルレポート
要約版**

平成 23 年 3 月

(2011 年)

独立行政法人国際協力機構

(JICA)

東電設計株式会社

目次 (要約版)

第1章 序章.....	I-1
第2章 日本の電力セクターの特性	
2.1 日本企業の海外事業展開.....	II-1
2.2 高効率石炭火力発電.....	II-1
2.3 コンバインドサイクル火力発電.....	II-2
2.4 石炭ガス化プラント発電と二酸化炭素回収・貯留システム.....	II-3
2.5 再生可能エネルギー	II-3
2.6 送変電設備とスマートグリッド.....	II-4
2.7 円借款の本邦技術活用条件の適用を可能とする技術・資機材の競争優位性.....	II-4
第3章 中国における電力の需給動向と海外展開能力に係る現状と将来予測	
3.1 国内電気事業体制.....	III-1
3.2 電力分野に関する中国企業の生産能力と外国企業との技術提携の相関図.....	III-1
3.3 電力分野の国内需給のシナリオ	III-3
3.4 中国国内の技術水準の現状と今後の見通し(製造若しくは建設できない工事種類).....	III-3
3.5 現在の中国の輸出実績・国際競争力/競争優位性と今後の見通し.....	III-4
3.6 中国政府による中国の電力輸出に係る支援策.....	III-4
3.7 中国企業の海外展開の阻害要因.....	III-5
第4章 主な ASEAN 諸国の状況調査(インドネシア、フィリピン、ベトナム等)	
4.1 インドネシアにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針.....	IV-1
4.2 フィリピンにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針.....	IV-1
4.3 ベトナムにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針.....	IV-2
4.4 中国企業の受注状況と納入された技術水準、建設先の政府の評価等.....	IV-3
4.5 欧米企業、韓国企業の実績.....	IV-3
4.6 日本企業(外国企業との連合を含む)による受注実績.....	IV-3
4.7 上記の受注を可能にした強み及び問題点に関する考察.....	IV-4

第5章 今後の電力分野を中心とするインフラ案件に関する日本企業の受注可能性、運営事業進出への可能性に関する考察と官民連携による促進策の提言

5.1	電力分野でのインフラ海外展開の市場環境と海外展開ポテンシャル	V-2
5.2	受注、事業進出の阻害要因と克服課題	V-4
5.3	日本企業が大型案件を受注するための提言	V-5

用語

1. 単位

Units	Meanings	Units	Meanings
%	Percent	mg/m ³ N	Milligram per normal cubic meter
A	Ampere	mm	Millimeter
°C	Degrees in Celsius, Centigrade degree	mm ²	square millimeter
dBA	Decibel measured on the A scale	mmHg	millimeter mercury
GWh	Giga watt hour	MPa	Mega Pascal
Hz	Hertz	MVA	Mega volt ampere
kA	Kilo ampere	MVA/ckt	Mega volt ampere per circuit
kcal/kWh	Kilo calorie per kilowatt hour	MW	Mega watt
kg/cm ²	Kilo gram per square centimeter	pH	potential of hydrogen
km	Kilo meter	ppm	parts per million
kV	Kilo volt	rpm	revolution per minute
kVA	Kilo volt ampere	t	ton
kW	Kilo watt	t/day	ton per day
m	Meter	t/h	ton per hour
M	Mega	V	Volt
m/h	Meter per hour	wt%	weight percent
m/s	Meter per second	μ	micro
m ³ /h	Cubic meter per hour	mg/m ³	Milligram per cubic meter
mg/l	Milligram per liter		
MCM	Mil circular mil		

2. 略語

Abbreviation	Meanings	和訳
ASEAN	Association of South - East Asian Nations	東南アジア諸国連合
A-USC	Advanced Ultra Super Critical Power Plant	700°C級超々臨界圧発電
BEMS	Building and Energy Management System	ビルエネルギー管理システム
BOP	Balance of Plant	補機
CC	Combined Cycle	コンバインドサイクル
CCP	Clean Coal Power R&D Co., Ltd.	クリーンコールパワー研究所

Abbreviation	Meanings	和訳
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage	二酸化炭素回収貯留
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CEMS	Community Energy Management System	コミュニティエネルギー管理システム
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
EDMS	Energy Data Management System	エネルギーデータ管理システム
EPC	Engineering, Procurement and Construction	EPC
EU	European Union	欧州連合
EVN	Vietnam Electricity	ベトナム電力公社
FC	Fixed Carbon	固定炭素
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIS	Green Investment Scheme	グリーン投資スキーム
GT	Gas Turbine	ガスタービン
HEMS	Home Energy Management System	宅内エネルギー管理システム
HHV	Higher Heating Value	高位発熱量
HRSG	heat recovery steam generator	排熱回収ボイラ
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IGCC	Integrated Coal Gasification Combined Cycle	石炭ガス化複合発電
IM	Inherent Moisture	水分
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
LHV	Lower Heating Value	低位発熱量
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NO _x	Nitrogen Oxide	窒素酸化物
NPC	National Power Corporation	フィリピン電力公社
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OOF	Other Official Flows	その他公的資金
PC	Pulverized Coal	微粉炭
PLN	PT. PLN Persero	インドネシア電力公社
PM	Particulate Matters	ばいじん
PPS	Power Producer and Supplier	特定規模電気事業者
RH	Reheater	再熱器
SC	Super Critical Power Plant	超臨界圧発電
SH	Super Heater	過熱器
SO ₂	Sulfur Dioxide	二酸化硫黄
SPC	Special Purpose Company	
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
STEP	Special Terms for Economic Partnership	本邦技術活用条件
TPP	Thermal Power Plant	火力発電所
UHV	Ultra High Voltage	超高圧送電
USC	Ultra Super Critical Power Plant	超々臨界圧発電
VM	Volatile Matter	揮発分

第1章 序章

本調査は、日本の電力関連企業の海外展開によるアジアでの低炭素社会構築を促進するために、①まず、日本の電力セクターの特性(業界の特徴、技術的・コスト的・総合的な競争力)を把握・整理した上で、②日本企業の主な競争相手国として想定される中国について、同国国内の生産や需要(建設実績、需要トレンド、技術水準、生産規模)と海外展開等の動向を調査・分析し、③さらに、日本にとっての競争条件を概観のうえ、海外(主にASEAN諸国)における日本の電力関係企業(メーカー、電力会社、商社)の展開可能性と官民連携(特に貴機構)による促進策を検討することを目的とする。

調査対象地域は中国、ASEAN諸国(特にインドネシア、ベトナム、フィリピン)、日本とする。なお、現地調査は行わず、日本国内での文献調査及び聞き取り調査により行う。

第2章 日本の電力セクターの特性

2.1 日本企業の海外事業展開

表2.1.1に海外電力事業における棲み分けとそれぞれの強みを示す。

表2.1.1 海外電力事業における棲み分けとそれぞれの強み

No	項目	商社	電力会社	重電メーカー
1	案件形成	◎		
2	プロジェクト形成	◎	○	
3	コンソーシアム形成	◎	○	
4	ファイナンス	◎	○	
5	入札対応	◎	◎	○
6	EPCのプロジェクト管理	○	○	◎
7	運用保守	○	◎	

◎:ひじょうに強みを持つ ○:強みを持つ

商社は、プロジェクト組成・遂行能力に強みがありEPC案件に取り組んではいるが、現在は事業運営が主体となっており、長期電力売買契約に基づく安定した収益基盤の拡大を推進している。

電力会社は商社とコンソーシアムを組み、事業運営に参画している。近年の国内電力需要の鈍化を背景に、電力会社は新たな事業展開の一つの柱として、電力会社の技術力・ノウハウが活用でき、高い収益が期待できる海外事業に参画するようになった。

メーカーは、かつてEPC案件を主体に取り組んでいたが、現在は機器供与が主体となっている。表2.1.2に国内重電メーカーの競争力を示す。火力発電(CC:コンバインドサイクル)と地熱発電以外は価格競争力で厳しい状況となっている。

表2.1.2 国内重電メーカーの競争力 出典:社内資料

		技術競争力	
		優位	同等
価格競争力	優位	火力発電(CC)、地熱発電	
	同等	火力発電(USC、SC)	太陽光発電
	不利	風力発電	火力発電(亜臨界) 送配電・変電

2.2 高効率石炭火力発電

石炭火力発電方式は、表2.2.1のように区分される。

表2.2.1 発電方式の区分

発電方式	英語名	略称	蒸気条件
亜臨界圧発電	Sub Critical	—	蒸気圧力が臨界圧22MPa より低い
超臨界圧発電	Super Critical	SC	蒸気圧力が臨界圧22MPa より高い
超々臨界圧発電	Ultra Super Critical	USC	超臨界圧発電で、かつ蒸気温度が593℃以上
700℃級超々臨界圧発電	Advanced Ultra Super Critical Power Plant	A-USC	超々臨界圧発電で、かつ蒸気温度が700℃級

国内において、1990年代から大型石炭火力は超々臨界圧発電方式が主流となっている。2008年から経済産業省からの補助を受けた、700℃級超々臨界圧発電技術開発が開始され、現在は送電端熱効率46～48% (HHV)を目標としている。

国内超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所のボイラ受注実績は、石川島播磨重工が35%と最も高く、次いで日立33%、三菱重工32%となっている。プラント設備価格全体でもっとも大きな比率を占めるボイラ設備の受注はほぼ三分割されている。国内市場が縮小したのにも関わらず、ボイラ、タービンや発電機とも市場シェアの拮抗する各社がそれぞれ開発・製造を行っており、過剰競争の弊害が出ていると推定される。

国内大手重電メーカーA社の工場稼働率(年間工場生産能力と年間納入実績の比)は、2008年から2010年の間、17～32%と蒸気タービンやガスタービンに比較し、低い値となっている。

また2008年から2010年にかけての重電メーカーA社の汽力発電用ボイラ納入先として、国内向けは三分の一、残り三分の二が海外向けとなっている。ASEAN諸国ではベトナムが9%、タイが5%、そしてインドネシアが3%となっている。また超臨界圧ボイラは19%、亜臨界圧ボイラは81%となっている。重電メーカーA社は過去、海外向け超臨界圧ボイラは2件納入実績がある。

三菱重工業、石川島や東芝など、最近の国内重電メーカーは生産拠点を国内からインドやインドネシアを始めとする海外に移しつつある。海外では中国・韓国企業が価格競争力を強みに台頭しており、それに対抗するためである。

2.3 コンバインドサイクル火力発電

国内コンバインドサイクル火力のガスタービン受注実績(燃焼温度1,100℃級以上・建設中含む)では、GEが66%と最も高く、次いで三菱重工34%となっている。ガスタービン工場稼働率は、2008年から2010年の間、71から84%とボイラや蒸気タービンと比較し、高い値となっており、国内、海外とも受注が堅調である。また2008年から2010年にかけての重電メーカーA社の発電用ガスタービン納入実績の内訳は、D型(1,100℃級)は7%、F型(1,300℃級)は56%、G型(1,500℃級)は37%となっている。F型は高効率、高出力のF4型が新たに商業ベースに入り、今後はさらに納入実績は伸びていくと考えられる。また、2008年から2010年にかけての重電メーカーA社の発電用ガスタービン納入先としては、国内向けは23%、残り77%が海外向けとなっている。

ASEAN諸国ではインドネシアが4%を占めている。

2.4 石炭ガス化プラント発電と二酸化炭素回収・貯留システム

2001年6月にクリーンコールパワー研究所が電力共同出資により設立された。2008年6月～9月には、長時間連続運転試験が行われ、無事に終了している。2008年度下期には最適化試験が実施され、設計値を上回るプラント性能が得られている。また2009年6月からは、年間累積運転時間として5,000時間を目標とした耐久性試験が実施され、2010年6月に終了している。しかし、実用化まではあと数年かかる見込みである。

三菱重工は、オーストラリア・クイーンズランド州の ZeroGen 社が進める CCS 機能を備えた IGCC の建設プロジェクトへの参画で、三菱重工は CO₂ 回収装置を含む IGCC 設備の製作・供給・建設・試運転まで担当することで合意していたが、クイーンズランド州が撤退を表明した。F/Sの結果、当初の予定を越す過大なコストが見込まれることが撤退の判断に至ったものと推定される。

日本 CCS 調査は、CCS の事業化や大規模実証試験実施に向けた事前調査を行うために設立された企業であり、二酸化炭素回収・貯留システム(CCS)実証試験候補地を選定するためのボーリング調査を実施中である。実証試験候補地選定のための事前調査は深度 1,300 メートルまで 1 坑をボーリングして地質データを収集する計画である。候補地選定のために事前調査を行うのは、勿来、苫小牧と北九州の 3 カ所である。

2.5 再生可能エネルギー

国内海外向け地熱発電所のタービン受注実績は、三菱重工が48%と最も高く、次いで富士電機42%、東芝10%となっている。1990から2010年にかけての国内重電メーカーの地熱発電設備納入先は、国内向けは7%、残り93%が海外向けとなっている。地熱については、国内用よりも圧倒的に海外向けが多いのが特徴となっている。ASEANではフィリピン(21%)、インドネシア(18%)となっている。

太陽光発電分野では、国内メガソーラー発電の導入拡大に向けて、NEDOは国内最大級のメガソーラー発電所を構築し、系統安定化技術等の開発のための実証研究を進めている。2020年度までに電力10社合計で約30地点、140MWの大規模太陽光発電を建設する。

太陽熱発電はアメリカやオーストラリアや中国やサウジアラビアといった乾燥した未利用の広大な土地がある国々で有利である。太陽熱発電に対する注目は砂漠を持つ国で高く、日本では低いですが、2010年には東京工業大学が山梨県に実験設備を建設する計画を発表している。

風力発電は、2009年度末に総設備容量 218 万 kW を超え、総設置基数 1,683 基を達成している。また、これまでの累計導入量について、設備容量を設置基数で割って見ると、1 基当たりの平均設備容量は、2004年度末から 1,000kW/基を超えており、主要な風力発電先進国と同様に風車の大型化が進んでいる。大型の風力発電設備を製造する国内重電メーカーは長らく三菱重工だけだったが、日本製鋼所は2,000kW機の製造・販売に参入し、富士重・日立連合も、2,000kW 級の大型発電機を主体に参入している。

2.6 送変電設備とスマートグリッド

送変電設備市場では、ABB、シーメンスやアレバなど、グローバルな大企業による寡占状態となっている。また送電設備は付加価値を出しにくい市場であり、国内重電メーカーの利益率は低迷している日本企業の存在感は極めて限定的であり、シェアは低い。一方、低電圧帯では汎用化が進み、中国、韓国等々の新興国メーカーが国内需要を中心に急速に伸張している。

経済産業省はスマートグリッドについて調査する次世代エネルギー・社会システム実証マスタープランを発表し、横浜市、豊田市、京都府、北九州市の4地域を選定し、いずれも一般住宅やオフィスビルを対象として、太陽光発電や、2次電池、電気自動車と充電施設をシステムとして組み合わせた計画になっている。

2.7 円借款の本邦技術活用条件の適用を可能とする技術・資機材の競争優位性

STEP の適用が可能となった電力分野の案件は過去3回あるが、高効率石炭火力発電やコンバインドサイクル火力発電などがSTEP 適用実績はなく、今後もSTEP 適用は厳しいと考えられる。またIGCC やスマートグリッドなどは実証段階にありSTEP 適用にはまだ時間が必要と考えられる。

第3章 中国における電力の需給動向と海外展開能力に係る現状と将来予測

3.1 国内電気事業体制

2002年に競争導入・市場独占の打破を目的として、発・送配電分離が行われ国家電力会社が五大発電会社(華能、大唐、国電、華電、電力投資)と2大送電会社(国家电网、中国南方電網)に再編された。五大発電会社の他にも多くの発電会社があるが、五大発電会社で全中国発電設備容量の約48%を占める。発電設備メーカーとしては、三大メーカーとしてハルビン/上海/東方グループがある。2010年の発電設備容量は962GWであり、その中火力は73%、水力は22%、原子力は1%、風力は3%、太陽光などが0.03%である。火力の中の92%が石炭火力である。2010年の総発電電力量は4,228TWhで、その中火力は3,415TWhである。中国の電力セクターの特徴として、次のような点が挙げられる。

- 1) 電源構成の73%が火力発電であり、火力の92%が石炭焼きである。
- 2) 発電会社、建設会社、設計会社、三大メーカーなどによる、発電事業の運営管理、発電所建設、設計、設備機器製造の分業体制となっている。
- 3) 基本的に国営企業から成り立っている。
- 4) 技術の面では自主開発ではなく、技術導入を基本としている。
- 5) 逼迫した電力需給状況に対応するため、これまでは国内対応が大部分であったが、近年海外志向が強まり海外実績もできつつある。
- 6) 国内市場向けに大量の発電設備を短期間に標準型番設計で製造、建設してきた。生産設備も巨大な製造容量を持ったものになっており、膨大な納入実績を持つ。

以上の特徴は、中国メーカーの国際競争市場での強み(価格の安さ、国家一体となった売り込み体制)と弱み(多種燃料や客先要求仕様対応への柔軟性不足、海外案件での経験不足など)の要因とも考えられる。

3.2 電力分野に関する中国企業の生産能力と外国企業との技術提携の相関図

1) 技術水準

a) 蒸気タービン:

1,000MWクラス原子力/超々臨界圧、600MWクラス超々臨界圧/超臨界圧/亜臨界圧、300MWクラス亜臨界圧機を主な製品ラインアップとして持っている。火力タービンは1,000MWの超々臨界圧まで実績があり、蒸気条件は27MPa/600/600℃である。

実績台数は2008年時点で、300MW以上で製作・据付中のものを含めて1,330台である。最近の中国文献によると、2009年末時点の超臨界圧の状況は、1,000MW機は19ユニットが運開済み、68ユニット

が建設中、600MW機は20ユニットが運開済み、50ユニットが建設中である。超臨界圧機合計では39ユニットが運開済みで、建設中のものも含めると、157ユニットある。また、発注済みのユニットは200GWある。超臨界圧、超々臨界圧の大容量機については、元々、欧米や日本メーカーから技術を導入しており、キーとなる技術は、相当部分日欧米の技術に依存してきたものと思われる。

b) IGCC

GreenGenプロジェクトを建設中であるが、インテグレーション技術という点で未成熟と考えられる。

c) CCS

CCSのパイロットプラントや研究事業は手がけられているが、実証は今後である。

d) ガスタービン、コンバインドサイクル:

中国メーカーのガスタービンは欧米日メーカーとの技術提携によるもので、自主技術を持たない。

e) 地熱発電

地熱タービンについては、中国メーカーは実績、経験がほとんどない。

f) 風力発電

中国メーカーが製作する単機容量としては、1.5MW機が中心で、2.5～3MW機が運転開始し、5MW機の開発が進められている。大型化風力発電技術については、国産化率は80%に達しているが、一方、制御システム、軸受などは海外輸入に依存しており、基幹部品の技術革新が急務となっている。

g) 太陽光発電

2008年の太陽光の発電設備容量は、中国の総発電設備容量の0.01%であった。2009年には国内初の大型太陽光発電プロジェクトが着工されたが、先進国との国際競争レベルに達するのはこれからと思われる。

h) 太陽熱発電

中国における太陽熱発電分野の研究は遅れており、まだ国際水準には及ばないと言われている。

i) UHV送電

2009年に交流100万V・UHV1回線試験的送電線と800kV・UHV直流送電網を運転開始した。100万V送電プロジェクトでは76%以上の設備は国内メーカーによって供給された。

j) スマートグリッド

電力系統制御自動化技術や、光ファイバーによる管理技術、情報システムなどについては開発を終え、スマートメーターの導入、蓄電ステーションの設置に着手していると言われているが、実用は先進国と同じくこれからである。

k) GIS

GISは小型のものは中国国内でも製造しているようであるが、大型GISは日本メーカーなどから調達、または日本メーカーの技術による合弁会社で生産しているケースがある。

2) 生産規模

中国三大メーカーで合計約90,000MW/年という巨大な製造能力がある。

3) コスト

中国企業の価格は、国際価格レベルに比べて、中国国内のものは約1/3、輸出プラントでも1/2レベルであり、圧倒的な価格競争力を有している。

4) 外国企業(日系企業含む)との技術提携

中国三大重電機器メーカーは、MHI、日立、東芝、Siemens、GE、IHIなどの外国企業と広範に技術提携関係を持っており、超臨界圧、超々臨界圧、ガスタービンなどの技術は日欧米メーカーに依存している部分がある。

3.3 電力分野の国内需給のシナリオ

現在の電力需給は、冬季に電力供給がやや不足するケースはあるものの、全体的にはバランスが取れている。長期的には、発電設備の供給力に余剰を生ずる可能性はあり、過剰な生産設備を抱えた中国メーカーが今後海外輸出市場にターゲットを向けてくる可能性はある。

3.4 中国国内の技術水準の現状と今後の見通し(製造若しくは建設できない工事種類)

1) 中国国内の技術水準の現状

1,000MWの超々臨界圧発電設備まで製作可能である。

a) 効率

1,000MW機で44%、600MW機で43.5%レベルであり、日本製と同等レベルにある。

b) 信頼性

発電設備の信頼性は十分に高いレベルにある。一方、海外プラントにおいては中国製品の信頼性、品質は高く評価されていないケースがある。

c) タービン設計(形式)

単機容量1,000MWのタンデムコンパウンド発電機も製作している。これは日本の最新技術による蒸気タービンと同レベルにある。ただし、先端技術については、日欧米メーカーからの技術供与に依存している部分があるものと思われる。

2) 中国国内の技術水準の今後の見通し(製造若しくは建設できない工事種類)

超々臨界圧石炭火力は1,000MW機まで対応可能であるが、外国メーカーからの技術提携に依存している部分が大きいと考えられ、炭種が中国国内で設計製作しているものと大きく異なる場合や、標準設計や技術提携の仕様と大きく異なる場合に、設計が対応できない可能性はある。ガスタービンは自主技術を持たないため、国際競争力は低い。ただし、コンバインドサイクルについては、パッケージャーとして、また蒸気タービン、HRSG、発電機、その他の補機の機器供給者として中国企業が海外市場に出てくる可能性はある。地熱発電設備は、経験と実績が不足しており、国際市場向け

に地熱発電設備を製作できる可能性は少ないと思われる。IGCC、CCS、太陽光発電、スマートグリッドはこれからの技術である。太陽熱発電についても中国企業は遅れている。風力発電は大容量のものはまだ対応できない。

3.5 現在の中国の輸出実績・国際競争力/競争優位性と今後の見通し

1) 中国の輸出実績

2009年時点で合計出力53,878MW、151ユニットの海外プラントの実績がある。このうち、既に運開済のものは11,698MW、61ユニット、製作・据付中のものは42,180MW、90ユニットであり、受注済み案件のうち78%が今後運開する。中国企業は国内対応が主体であったが、2009年以降海外展開を進めている。海外向けは600MWクラスの亜臨界圧機まであり、受注済・製作中のものでは600MWクラスの超臨界圧機まである。納入先はインドが多く、次いでインドネシアとなっている。

2) 国際競争力/競争優位性と今後の見通し

当面は、圧倒的な価格競争力による優位性を維持していくものと考えられる。性能、品質、信頼性、設計についても、公にされている主に中国国内プラントのデータによると高く、国際的レベルにある。膨大な納入実績、巨大な生産能力、国を挙げての輸出サポート体制なども中国の優位性を高めている。特に、一定の品質を満たすことを前提として価格の安さが求められる市場では、今後とも優位を保ち続けるものと思われる。一方、一部の海外輸出プラントでは、公になってはいないが、納期、性能、出力などの未達やその他の品質問題などがあったと言われている。このことは今後の中国の国際競争力/競争優位性に影響を与えるものと思われるが、最近のインドネシアの超々臨界圧石炭火力ユニットの入札案件では、中国企業は事前資格審査を通過しており、今のところ中国企業の優位性を損なう直接の要因とはなっていないようである。

3.6 中国政府による中国の電力輸出に係る支援策(外交・通商政策、輸出優遇税制、補助金等)

1) 政府の海外進出支援方針・政策

中国では走出去戦略により、比較優位を持つ各種企業の海外投資を支援する方針を打ち出している。その背景となる中国政府のねらいは、アジア、アフリカを中心とする発展途上国の市場と資源の獲得、生産過剰となった製品の海外への輸出および、インフラ関連の技術の向上であり、先進国への投資の場合は高度技術の獲得にある。その政策は、①対外投資審査の簡易化、一部審査権限を地方政府へ委譲、②対外投資における外貨管理規制の緩和、③財政、政策融資による支援である。政策融資では、中国政府が支援する海外投資重点プロジェクトに対し、優遇輸出融資利率を適用する。こうした政策の一環として、資源の獲得と設備、建設材料、プラントの輸出のための、国のトップによる資源外交を積極的に行っている。

2) 中国輸出入銀行による融資制度

中国輸出入銀行の融資メニューには、サプライヤーズクレジット、バイヤーズクレジット、輸入融資業務、優遇融資業務などがある。優遇融資としては、中国政府対外優遇融資業務と優遇輸出バイヤーズクレジットがあり、一定の条件を満たす輸出案件に中長期、低金利の融資を供与している。優遇サプライヤーズクレジットもあると言われている。中国輸出入銀行の輸出金融の中心はサプライヤーズクレジットだが、近年ではバイヤーズクレジットが増えている。政府優遇借款が中国企業の海外進出の必要条件になっているとは言い難く、コスト競争力を始めとした中国企業の製品・サービスそのものの競争力が高まっているとの見方がある。

3.7 中国企業の海外展開の阻害要因

中国企業の海外展開の阻害要因としては以下のようなことが挙げられる。

1) 性能、品質、信頼性、設計

海外工事において、納期遅延、性能や出力の未達などが非公式に伝えられており、中国製の機器に懸念を持つ客先がいると言われている。設計品質は日欧米の企業に比べ低さが指摘される場合があるとされている。

2) 海外案件の経験が少なく、国際商務対応、ドキュメンテーション、海外プロジェクト管理、国際標準、規格、現地工事、下請起業の管理手法などに不慣れである。

3) 中国は標準型番設計と言われており、多様な客先ニーズや燃料対応が不得手である。

4) 国別阻害要因

一般に国によって中国機器を受け入れ易い国もあるが、中東や北米市場などのように機器に対する要求水準が高く、中国製品が認められないことがあると言われている。

5) 技術提携上の制限

超々臨界圧石炭火力、ガスタービンなどは日欧米のメーカーから技術供与を受けているものと思われるが、技術提携の契約上、海外輸出には制約がある可能性がある。

第4章 主なASEAN諸国の状況調査(インドネシア、フィリピン、ベトナム等)

4.1 インドネシアにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針

現在の電気事業体制は、発電部門を国有電力会社PLNとその子会社、あるいはIPPが受け持ち、送配電部門をPLNが独占している。2009年の総発電設備容量は3,620万kW(内IPP 465万kW、自家発 591万kW)、総発電電力量は1,516億kWh、最大電力は2,344万kWである。電源の多様化が進んでいるジャワ・バリ地域では、石炭火力とコンバインドサイクルが主要な電源になっており、両者でベース負荷に対応している。また、ピーク負荷は水力とガスタービンが受け持っている。今後の電力需要増加率は年平均9.2%と予測されており、2019年までにPLNおよびIPP開発分を合わせて、水力555万kW、汽力3,270万kW、コンバインドサイクル700万kW、ガスタービン393万kW、ディーゼル33万kWおよび地熱599万kWが開発される計画となっている。

既存の発電設備の中には、老朽化している設備が多数あり、供給予備力が年々低下する傾向にある。これに対して、電力需要は増加の一途を辿っており、特にジャワ・バリ地域では、近年、最大電力が先鋭化している。このため石炭火力発電所を合計1,000万kW 増強するクラッシュプログラムを実施している。クラッシュプログラムの発電設備はほとんど中国企業が契約したが、資金調達の遅れなどから、現在は、プログラムの完了時期が2012年頃まで延期となっている。

2006年に発表された第1次クラッシュプログラムに続き、2010年に新たな電源開発プログラムが策定された。緊急的な電源開発と再生可能エネルギーを導入する電源の多様化を目的とし、2014年までに第1次クラッシュプログラムと同じく1,000万kWの新規電源を開発することとしている。電源の内訳は、再生可能エネルギーを51%(地熱39%、水力12%)、化石燃料を49%(石炭33%、ガス16%)としており、再生可能エネルギーの開発に重点を置いている。また、その半数をIPPの導入により開発することとしている。インドネシアには、水力、地熱、太陽光、風力、バイオマスなど再生可能エネルギー源が豊富にあるが、その多くは未開発である。地熱発電設備は302MWあり、ASEAN諸国ではフィリピンに次いで大きい。

今後新規開発の約4割をIPP事業にする方向であり、日本企業を含む海外事業者は、事業投資を通じた経営参加にも乗り出し、現在では商社や電力会社が同国でIPP株式を保有する。また、今後も大型石炭火力発電案件が予定されており、日本勢は高効率の発電機器納入と事業権獲得をパッケージにした受注が期待できるが、中国企業との競合となる可能性も高い。

4.2 フィリピンにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針

電気事業体制としては、発電事業は電力公社NPCとIPP、送電部門は送電公社TRANSCOにより行われている。電気事業改革については、NPC発電資産の売却、TRANSCOの民営化、卸売電力スポット市場WESMの設立とIPP契約の見直しがあげられる。2010年3月時点でNPC の発電設備容量の83%にあたる365万kWの発電資産売却が完了しており、今後、NPCは残った発電所の運営管理と離島などの独立系統における電

化を目的とした小規模発電事業を主な事業として行っていくことになっている。TRANSCOの送電事業権は、フィリピンと中国のコンソーシアムに売却された。

フィリピンは、アジア地域の中で最も早くIPPを導入し電気事業制度改革を推し進めている国であるが、民間の新規電源開発が需要の伸びと比較してほとんど無く、民間資本が国営企業の持つ発電所の獲得に注力されている。改革の本来の目的である料金の低減も、燃料価格の上昇などによる発電コストの上昇により困難となっている。むしろ、多くを民間資本に期待し、新規電源開発を自ら行えないなどの国営会社への縛りを強くしていることから、供給責任が曖昧になり、供給力不足からくる電力危機の可能性も招いている。

2008年の総発電設備容量は1,568万kW、総発電電力量は608億kWh、最大電力は905万kWである。近年は電源開発が進んでおらず、2008年では新規電源開発よりも廃止設備の容量が上回り、総設備容量は前年よりも減少している。

2008年の発電設備容量構成は、石油21%、水力21%、地熱13%、石炭27%、天然ガス18%となっている。地熱発電設備容量は米国について世界第2位、ASEANでは第1位である。

今後最大電力は、2008年から2030年の間に年平均4.6%増加する見込みで、2030年までの追加設備容量は1,655万kWとされている。その中には800MWの石炭火力の他にCFB発電、70MWの地熱、バイオマス発電などが含まれる。再生可能エネルギーは小水力、バイオマス、太陽光、風力などへの取り組みが進められている。日本勢を含む海外事業者は、今後石炭火力、地熱発電などの電力設備のEPC、機器供給者として受注を目指すと共に、IPP事業への参画を視野に入れるものと思われる。

4.3 ベトナムにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針

電力事業者としては国営ベトナム電力グループEVNがあり、直轄組織、関係会社によって発電・送電・配電を一貫して運営している。発電事業はIPPによっても行われており、総発電設備容量の32%が石油公社Petro VietnamなどによるIPPである。

2008年の総発電設備容量は15,678MW、総発電電力量は742億kWh、最大電力は1,370万kWである。ただし、近年、特に乾季から雨季の変わり目に慢性的な電力不足に陥っており計画停電を実施しているため、潜在的な需要を含めると、電力需要は近年、年平均15~16%で増加していると言われている。第6次電力マスタープランによると、2006年から2015年にかけて電力需要は、年率17~20%で増加し、発電所の新設等を考慮しても電力需給が逼迫すると予測されている。総発電設備量に占める電源別構成は2008末時点で、水力35%、石炭火力10%、石油火力1%、ガスタービン20%、ディーゼル2%となっている。

今後、北部地域ではベース負荷に対応するため、石炭火力の建設が、南部地域では、天然ガス火力およびコンバインドサイクル発電所の開発が進められており、輸入炭による石炭火力の開発も予定されている。

送電設備は、第6次電力マスタープランでは、2010年までに500kV系統の2回線化が進められると共に、220kV、110kVの拡張工事が実施される予定である。

再生可能エネルギーは、風力、太陽光、バイオマスなどがあり、全体で2,700~3,300MWのポテンシャル

があると推定されているが、本格的な開発は今後である。

日本勢を含む海外事業者としては、今後石炭火力、コンバインド火力などの電力設備のEPC、機器供給者として受注を目指すと共に、すでに商社や電力会社などが実施しているIPP事業への参画を視野に入れるものと思われる。

4.4 中国企業の受注状況と納入された技術水準、建設先の政府の評価等

中国製タービンのASEAN向けの実績は、37ユニット、9,415MWで、中国全輸出ユニットの中で、台数で25%、出力で18%を占める。仕向け先のASEANではインドネシアが7割強を占め、その次がベトナムの約2割であり、マレーシア、タイは少ない。

インドネシアが多いのは、2006年6月に入札が行われたインドネシア第一次クラッシュプログラム10案件のほとんどを中国企業が独占状態で受注したことが大きい。しかし建設工程は大幅に遅れ、現在商業運転開始に至ったユニットは2基のみと言われ、2011年完成予定であったものは2013年に延期されている。またファイナンスや保証面が不確実な企業等、国際的な水準から見れば多くの問題が見られたと言われている。

中国企業によって納入された設備の技術水準や建設先の政府の評価等については、公式に伝えられているものはないが、インドネシア、ベトナムなどでの客先の評価は一般に低い場合が多い。

4.5 欧米企業、韓国企業の実績

世界の大手重電メーカーとしては、GE、シーメンス、アルストム、斗山重工業などがある。いずれも電力部門を事業の柱とし、積極的な発電設備の海外輸出を行っている。インドネシア、フィリピン、ベトナムにおいては、石炭火力では、欧米企業のタービン出力ベースのシェアは大きくはないが、ボイラのシェアは大きい。コンバインドサイクル発電設備では、アルストム、シーメンスが多くのユニットを納めている。GEは欧州企業に比べるとシェアは小さい。斗山重工業は石炭火力用ボイラやHRSGを受注している。近年は中国企業、韓国企業が伸長してきており、今後石炭火力は日本、欧米に加え、中国、韓国を交えた競合が多くなり、コンバインドサイクルはこれまで通り日本企業と欧米企業での受注競争になってゆくものと思われる。

4.6 日本企業(外国企業との連合を含む)による受注実績

日本は電力設備投資が1993年をピークに2004年まで大きく減少したため、日本企業は海外に活路を求めている。2004年からは世界的な電力需要増加を背景に好調を堅持するも、金融危機以降は減退が続いている。世界のボイラおよびタービンの2008年におけるシェアは、中国企業が自国内での活発な需要を満たし、シェア1位となっている。これに対し、日本企業の受注状況は、受注量に関しては大きく変化していないものの、相対的なシェアでは減少しており、今後の高効率石炭火力発電の輸出に対応するための課題となっている。

いる。

発電プラント全体で見ると、2010年度上期の発電プラントの成約実績は、成約額31億ドル(機械輸出総額比34%)、成約件数90件(同25%)となっている。

機種別で見ると、2010年度上期の成約額は、火力発電(20億ドル、65%)、変電(4億ドル、14%)、送配電(3億ドル、10%)が上位となった。成約額が1億ドル以上増加した機種は、火力発電(12億ドル増)、変電(4億ドル増)、原子力発電(3億ドル増)、送配電(2億ドル増)となっている。成約件数は、火力発電が23件と大幅に増加した。

2010年度上期の成約額上位3カ国は、ベトナム(9億ドル、30%)、アラブ首長国連邦(5億ドル、15%)、オーストラリア(4億ドル、12%)となっている。地域別で見ると、前年度上期と比べ、成約額が増加した地域は、アジアは13億ドル増となった。ASEANを含むアジアが全体の49%を占めている。

なお、2010年度上期の日本の機械輸出大型案件の成約状況を機種別にみると、発電プラントが6件ともっとも多く、全体の約5割を占める。また、発電プラント輸出の特徴のひとつとして、既設設備の更新・改修等に関わる案件の成約額が多いことがある。

至近10年間の日本企業による発電設備のASEANにおける実績(運開ベース)は、この10年間で52台、約13,200MWを納めている。仕向け先は、出力ベースでマレーシア(33%)、タイ(20%)、ベトナム(19%)、インドネシア(16%)、フィリピン(10%)、シンガポール(2%)の順となっている。

4.7 上記の受注を可能にした強み及び問題点に関する考察

中国企業の成約要因としては、圧倒的な価格競争力があり、それを巨大な製造能力、膨大な納入実績、中国首脳によるトップセールスと国の輸出促進・優遇政策が支えている。また、逼迫した需給状況下での中国企業のすばやい対応もあった。

一方、中国企業の問題点としては、①性能、品質、信頼性の問題、②海外(輸出)プラントの経験不足、③中国国内対応のための標準型番設計が基本であり、多様な客先ニーズ、多様な燃料対応がむずかしいこと、④中国製品に対する信用が形成されていない国があること、⑤技術導入が基本であり先端分野では自主技術に乏しいこと、などが挙げられる。

日本企業の成約要因としては、技術力、実績、納期厳守、プロジェクトマネジメント力などが挙げられる。

発電プラント市場での競合相手としては欧米企業が33%と最も高く、韓国企業、中国企業はそれぞれ7%、3%であり、日本企業どうしの競合10%よりも低い割合となっている。また、日本企業が受注した案件では、競合無しのケースが60~70%を占めており、競合がある場合には受注が難しくなることを示している。

日本企業の問題点としては、①価格競争力が低い、②客先ニーズ・対価に見合った適正品質、適正仕様の提供が不十分、③客先要求への過剰対応、④トップセールス、国のバックアップ不足、⑤国、メーカー、商社等一体となった取り組み不足(日本勢どうしの競合が多い)、⑥円借款等の案件形成から竣工までが長い、などが挙げられる。

第5章 今後の電力分野を中心とするインフラ案件に関する日本企業の受注可能性、運営事業進出への可能性に関する考察と官民連携による促進策の提言

現状分析から抽出した問題点と課題、そして提言に至る道筋は以下のとおりである。

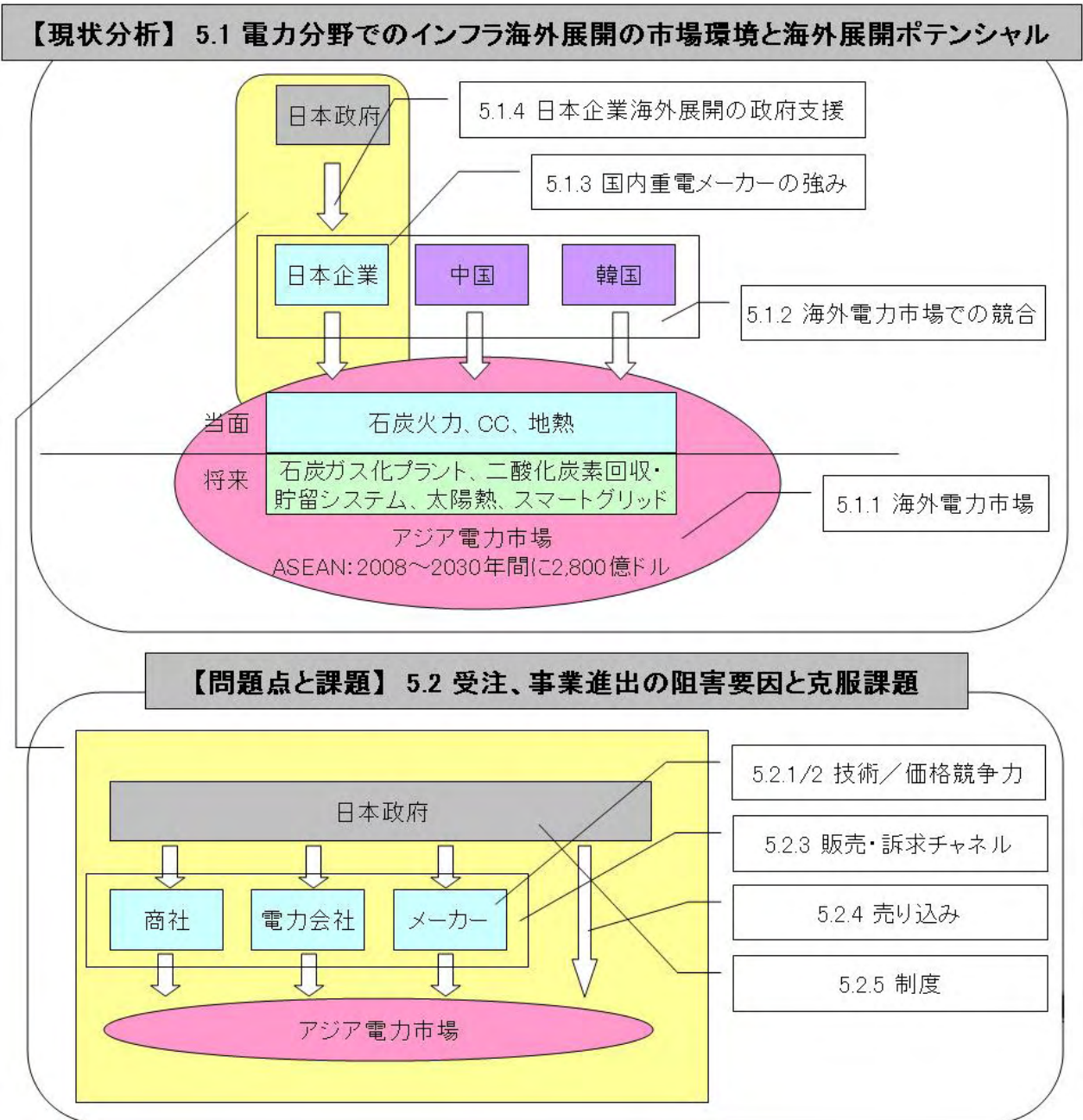


図 5.1 現状分析から導出された問題点と課題

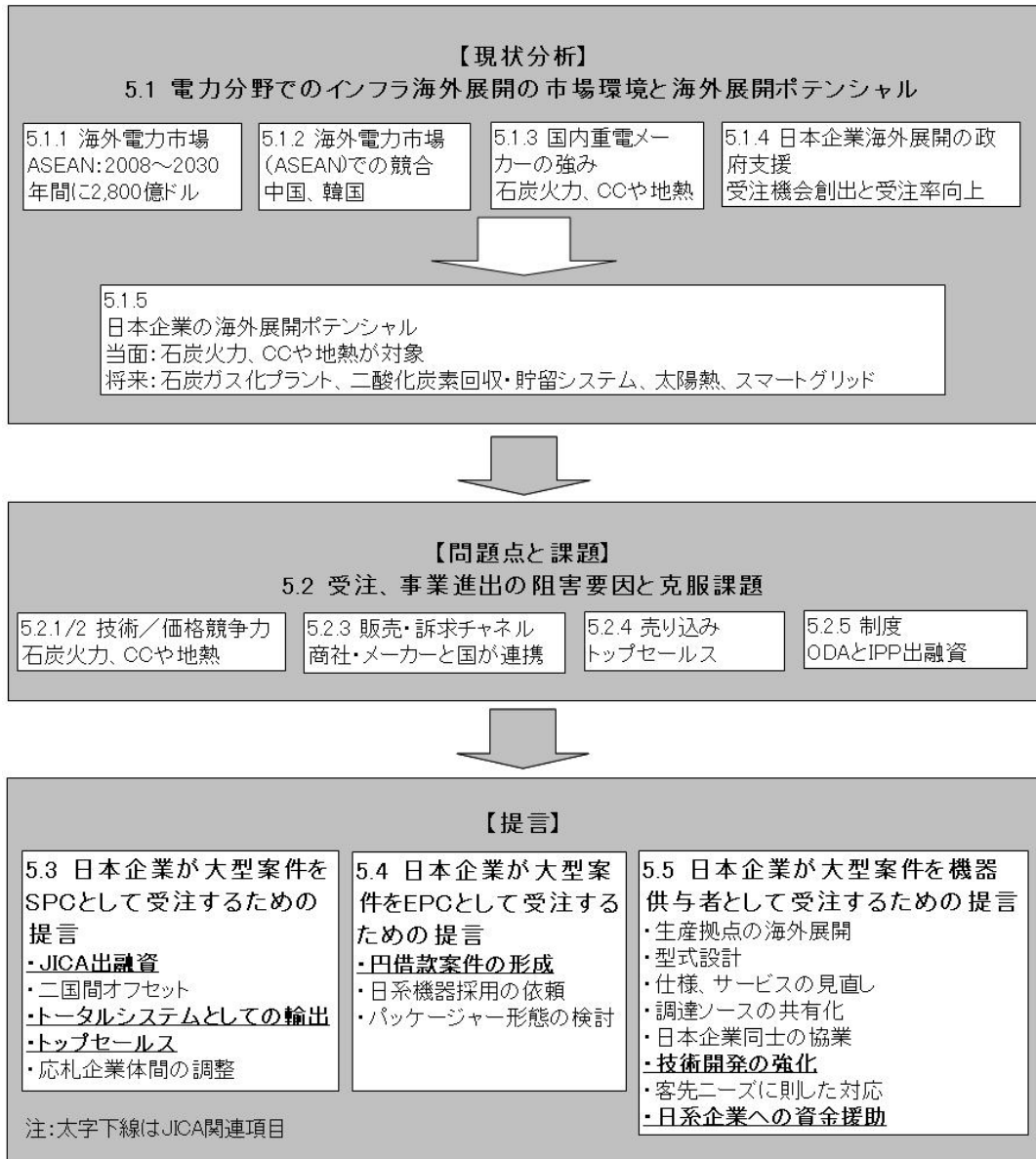


図 5.2 提言に至る道筋

5.1 電力分野でのインフラ海外展開の市場環境と海外展開ポテンシャル

本章では、電力分野でのインフラ海外展開の候補として高効率石炭火力発電、コンバインドサイクル発電と地熱発電を対象として想定する。石炭ガス化プラント発電、二酸化炭素回収・貯留システム、太陽熱発電、スマートグリッドなどは未だ実証段階であり、国際市場での入札の案件として技術性や経済性の面で未成熟と考えられるからである。

海外電力市場

2008~2030年間に予想される電力設備投資額は、中国が1,522 billion USDとなっており、最大の市場に

なると推定されている。日本国内は 2,720 億ドルであり、ASEAN は 2,800 億ドルと日本より大きな市場になると推定されている。このうち石炭火力発電への設備投資額は豊富な、資源量と低位安定な価格により発電部門全体の投資額の 36%と最も大きい割合を占める。

海外電力市場(ASEAN)での競合

国内重電メーカーが受注した案件では、過半数が競合なしとなっていることが特徴である。つまり、国際入札で競争となると重電メーカーが受注するのは困難であり、電力案件の過半数は一家単独入札もしくは随意契約によって受注したものと推定される。ASEAN 市場における競合相手としては中国と韓国が想定される。海外市場において、高効率石炭火力は特に韓国・中国の追い上げが激しい分野である。

国内重電メーカーの強み

- ・ 国内重電メーカーは、世界最高クラスの効率・性能・品質を備えた製品、技術力を備えており、その結果顧客の信頼を勝ち取り、リピートオーダーによる後続機の受注をも可能にしてきた。
- ・ 価格優位性も受注要因にあげられてはいるが、景気停滞による競争激化と円高の影響を受け、価格競争力において劣後しており、実態は受注に苦戦していると考えられる。
- ・ 国内重電メーカーはまた、設計、調達、建設におけるプロジェクトマネジメント力を備えており、工程管理も確実に実施している。

日本企業海外展開の政府支援

日本企業海外展開の支援制度は、受注機会の創出として円借款事業の案件形成、また受注率の向上として IPP 事業でのトップセールスなどがあげられる。日本企業とりわけ重電メーカーは熾烈な国際競争市場の中で、円高と相対的に高い人件費のために価格競争力を失ってきている。

日本企業の海外展開ポテンシャル

石炭火力は中国・韓国を含む他国追従メーカーも力をつけ、いずれ技術的な差別化が難しくなるものと予測される。一方、コンバインドサイクル発電や地熱発電は中国・韓国勢の追従がなく、実績により受注は維持できると予測される。再生可能エネルギーやスマートグリッドなどの将来型案件は、市場における経済性がまだ未達のため、JICA 無償資金援助などにより海外で実証機をトライアルさせ、将来国際入札で日本企業がリードできる環境を整備すべきである。

表 5.1 日本企業の海外展開ポテンシャル

	分野	国	現状	将来予測
既存技術	高効率石炭火力	日本	国際競争力あり	現状維持では価格面で国際競争力を失う恐れあり
		中国	国際市場で価格競争力はあるが経験は少ない	価格競争力と実績により受注は維持できる

	分野	国	現状	将来予測
	コンバインドサイクル 地熱	日本	国際競争力あり	国際競争力あり
		中国	国際市場で価格競争力はあるが 経験は少ない	自国生産を目指す
将 来 技 術	石炭ガス化 CO ₂ 回収・貯留	日本	実証段階(運用水準に近い)	商業的な運用に入る
		中国	実証段階(運用水準へは未達)	実証段階(運用水準に近い)
	再生可能 スマートグリッド	日本	実証段階(運用水準に近い)	商業的な運用に入る
		中国	実証段階(運用水準へは未達)	実証段階(運用水準に近い)

5.2 受注、事業進出の阻害要因と克服課題

阻害要因

- ・ 重電メーカーの価格競争力低下
- ・ IPP事業で国際入札時日本勢コンソーシアム同士の競合
- ・ 重電メーカー日本勢同士の競合
- ・ 案件工程が長期間
- ・ 政府から日系企業へのバックアップが不十分

技術・価格競争力

韓国企業と比較すると、価格競争力の面で厳しい状況となっている。日本式ではEPC、主機やBOPでオールジャパン製か、それに近い方式となるのに対し、韓国式は主機・BOPともに個別発注となるからである。価格競争力を高めるため、多くの日本企業は海外生産体制を整備しようとしている。しかし一方、工場稼働率低下に伴う国内工場の縮小や廃止等で国内産業空洞化が進み、国内雇用の更なる悪化が懸念される。

販売・訴求チャネル

日本の商社は世界中にネットワークを持ち、豊富な情報量、情報源、人脈を持っている。日本のメーカーも同様であり、この点では中国に対して優位にあると考えられる。こうしたネットワーク力、情報力を活用して、技術面ではメーカー、エンジニアリング会社、コンサルタント会社などのサポートを得て、日本が強みをもつ分野の適用が可能であるような案件の発掘、形成、FS等を行うことが考えられる。

売り込み

ここ数年、日本における官民連携のセールス体制は急激に整備されつつある。しかし産業界からは、省庁の担当者や大臣の頻繁な交代や、企業の要望と日本の国策が必ずしも一致しない点や、ミッション団が表敬訪問になりがちで必ずしも案件受注につながる訳ではない点を問題として指摘する声は少なくない。今後は、これらの問題も踏まえ、新たな官民連携の在り方を模索していく必要がある。

制度

JICA 出融資や STEP 案件のあり方について検討されているおり、その制度改善によっては日本企業の受注率向上も可能となる。

表 5.2 IPP 事業の入札時の問題点と対策

時	項目	官庁/JICA	SPC	EPC コントラクター	機器供与者
入 札	現状	官庁からのバックアップが弱い 日本勢複数応札のケースあり	EPC・機器供給とも日本企業の受注を目指す 日本勢同士の競合もある	EPC・機器供給とも日本企業の受注を目指す	国内生産品を供給
	問題点	受注可能性が低い 日本勢同士の競合もある	日本製機器供給のため価格競争力が低い	日本製機器供給のため価格競争力が低い	価格競争力が低い
	対策	トップセールスなどにより受注可能性を高める 日本勢間の調整	海外から機器調達し価格競争力を高める	海外から機器調達し価格競争力を高める	生産拠点を海外に展開する

5.3 日本企業が大型案件を注するための提言

表 5.3 に日本企業が大型案件を受注するための実施項目を示す。

表 5.3 日本企業が大型案件を受注するための実施項目

対象	実施項目	目的
S P C	IPP への JICA 出融資	日系企業へのより確実なファイナンス支援
	二国間オフセットメカニズムの国際的な認定獲得	日系企業へのより確実なファイナンス支援
	トータルシステムとしてのインフラ輸出	日系企業に対する評価向上
E P C	トップセールスの実行	日系企業に対する評価向上
	応札企業体間の調整	日系企業に対する評価向上
E P C	円借款案件の形成	日本企業が将来受注する可能のある案件創出
	日系機器採用の依頼	重電メーカーの受注支援
機 器 供 与	パッケージャーとしてのビジネス形態の検討	価格競争力の向上
	生産拠点の海外展開と海外企業との協業	価格競争力の向上
	型式設計導入・拡大	価格競争力の向上
	仕様、サービス、提出成果物の見直し(最適化)	価格競争力の向上
	調達ソースの共有化、一元化	価格競争力の向上
	日本企業同士の協業	重電メーカーの受注支援
	技術開発の強化と支援	将来案件候補の育成
	客先ニーズに則したきめ細かい対応	日系企業に対する評価向上
日系企業への資金援助、諸優遇策	日系企業へのより確実なファイナンス支援	

注: 太字下線は JICA 関連項目

**アジア地域パッケージ型
インフラ海外展開に係る市場調査
(電力編)
ファイナルレポート
本文**

平成 23 年 3 月

(2011 年)

独立行政法人国際協力機構

(JICA)

東電設計株式会社

目 次

第1章 序章

1.1 調査の目的.....	I -1
1.2 調査対象地域.....	I -1
1.3 調査の背景.....	I -1
1.4 調査の期間.....	I -2

第2章 日本の電力セクターの特性

2.1 国内電気事業体制.....	II -1
2.2 国内の電力需給.....	II -2
2.3 日本企業の海外事業展開.....	II -6
2.3.1 商社の海外事業展開.....	II -8
2.3.2 電力会社の海外事業展開.....	II -12
2.3.3 重電メーカーの海外事業展開.....	II -17
2.4 日本企業の国内実績.....	II -20
2.4.1 高効率石炭火力発電.....	II -20
2.4.2 コンバインドサイクル火力発電.....	II -28
2.4.3 石炭ガス化プラント発電.....	II -32
2.4.4 二酸化炭素回収・貯留システム.....	II -35
2.4.5 地熱発電.....	II -37
2.4.6 太陽光発電.....	II -41
2.4.7 太陽熱発電.....	II -44
2.4.8 風力発電.....	II -48
2.4.9 送電設備.....	II -50
2.4.10 変電設備.....	II -54
2.4.11 スマートグリッド.....	II -55
2.5 日本企業の海外実績.....	II -59
2.5.1 高効率石炭火力発電.....	II -59
2.5.2 コンバインドサイクル火力発電.....	II -61
2.5.3 石炭ガス化プラント発電.....	II -63

2.5.4	二酸化炭素回収・貯留システム.....	II-63
2.5.5	地熱発電.....	II-64
2.5.6	太陽光発電.....	II-66
2.5.7	太陽熱発電.....	II-68
2.5.8	風力発電.....	II-69
2.5.9	送電設備.....	II-72
2.5.10	変電設備.....	II-75
2.5.11	スマートグリッド.....	II-76
2.6	円借款の本邦技術活用条件の適用を可能とする技術・資機材の競争優位性.....	II-78

第3章 中国における電力の需給動向と海外展開能力に係る現状と将来予測

3.1	国内電気事業体制.....	III-1
3.2	電力分野に関する中国企業の生産能力(技術水準、生産規模、コスト等)、外国企業(日系企業含む)との技術提携の相関図.....	III-9
3.3	電力分野の国内需給のシナリオ.....	III-34
3.4	中国国内の技術水準の現状と今後の見通し(製造若しくは建設できない工事種類).....	III-44
3.5	現在の中国の輸出実績・国際競争力/競争優位性と今後の見通し.....	III-51
3.6	中国政府による中国の電力輸出に係る支援策(外交・通商政策、輸出優遇税制、補助金等).....	III-64
3.7	中国企業の海外展開の阻害要因.....	III-77

第4章 主なASEAN諸国の状況調査(インドネシア、フィリピン、ベトナム等)

4.1	インドネシアにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針.....	IV-1
4.1.1	インドネシアの電気事業体制.....	IV-1
4.1.2	インドネシアの電力需給.....	IV-2
4.1.3	インドネシアの火力発電設備と新規計画.....	IV-4
4.1.4	インドネシアの送配電設備と新規計画.....	IV-11
4.1.5	インドネシアの再生可能エネルギー開発状況.....	IV-12
4.2	フィリピンにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針.....	IV-12
4.2.1	フィリピンの電気事業体制.....	IV-12
4.2.2	フィリピンの電力需給.....	IV-18
4.2.3	フィリピンの火力発電設備と新規計画.....	IV-19
4.2.4	フィリピンの送配電設備と新規計画.....	IV-24
4.2.5	フィリピンの再生可能エネルギー開発状況.....	IV-25

4.3	ベトナムにおける各国政府の電力整備方針と海外事業者の事業展開方針	IV-26
4.3.1	ベトナムの電気事業体制.....	IV-26
4.3.2	ベトナムの電力需給.....	IV-28
4.3.3	ベトナムの火力発電設備と新規計画	IV-33
4.3.4	ベトナムの送配電設備と新規計画	IV-38
4.3.5	ベトナムの再生可能エネルギー開発状況	IV-39
4.4	中国企業の受注状況と、納入された技術水準、建設先の政府の評価等.....	IV-41
4.5	欧米企業、韓国企業の受注状況実績.....	IV-43
4.6	日本企業(外国企業との連合を含む)による受注実績.....	IV-46
4.7	上記の受注を可能にした強み及び問題点に関する考察.....	IV-52

第5章 今後の電力分野を中心とするインフラ案件に関する日本企業の受注可能性、運営事業進出への可能性に関する考察と官民連携による促進策の提言

5.1	電力分野でのインフラ海外展開の市場環境と海外展開ポテンシャル.....	V-2
5.1.1	海外電力市場	V-3
5.1.2	海外電力市場(ASEAN)での競合	V-4
5.1.3	国内重電メーカーの強み	V-7
5.1.4	日本企業海外展開の支援制度	V-9
5.1.5	日本企業の海外展開ポテンシャル	V-15
5.2	受注、事業進出の阻害要因と克服課題.....	V-16
5.2.1	技術競争力	V-18
5.2.2	価格競争力	V-18
5.2.3	販売・訴求チャンネル	V-20
5.2.4	売り込み.....	V-21
5.2.5	制度.....	V-21
5.3	日本企業が大型案件を SPC として受注するための提言	V-26
5.3.1	IPP への JICA 出融資	V-26
5.3.2	二国間オフセットメカニズムの国際的な認定獲得.....	V-27
5.3.3	付加価値によるトータルシステムとしてのインフラ輸出.....	V-28
5.3.4	トップセールスの実行	V-29
5.3.5	応札企業体間の調整.....	V-29
5.4	日本企業が大型案件を EPC コントラクターとして受注するための提言	V-30
5.4.1	円借款案件の形成.....	V-30
5.4.2	日系機器採用の依頼.....	V-32

5.4.3	パッケージャーとしてのビジネス形態の検討.....	V-33
5.4.4	その他.....	V-33
5.5	日本企業が大型案件を機器供与者として受注するための提言.....	V-33
5.5.1	生産拠点の海外展開と海外企業との協業.....	V-34
5.5.2	型式設計導入・拡大.....	V-35
5.5.3	仕様、サービス(役務)、提出成果物の見直し(最適化).....	V-35
5.5.4	調達ソースの共有化、一元化.....	V-36
5.5.5	日本企業同士の協業.....	V-37
5.5.6	技術開発の強化と支援.....	V-37
5.5.7	客先ニーズに則したきめ細かい対応.....	V-39
5.5.8	日系企業への資金援助、諸優遇策.....	V-39

用語

1. 単位

Units	Meanings	Units	Meanings
%	Percent	mg/m ³ N	Milligram per normal cubic meter
A	Ampere	mm	Millimeter
°C	Degrees in Celsius, Centigrade degree	mm ²	square millimeter
dBA	Decibel measured on the A scale	mmHg	millimeter mercury
GWh	Giga watt hour	MPa	Mega Pascal
Hz	Hertz	MVA	Mega volt ampere
kA	Kilo ampere	MVA/ckt	Mega volt ampere per circuit
kcal/kWh	Kilo calorie per kilowatt hour	MW	Mega watt
kg/cm ²	Kilo gram per square centimeter	pH	potential of hydrogen
km	Kilo meter	ppm	parts per million
kV	Kilo volt	rpm	revolution per minute
kVA	Kilo volt ampere	t	ton
kW	Kilo watt	t/day	ton per day
m	Meter	t/h	ton per hour
M	Mega	V	Volt
m/h	Meter per hour	wt%	weight percent
m/s	Meter per second	μ	micro
m ³ /h	Cubic meter per hour	mg/m ³	Milligram per cubic meter
mg/l	Milligram per liter		
MCM	Mil circular mil		

2. 略語

Abbreviation	Meanings	和訳
ASEAN	Association of South - East Asian Nations	東南アジア諸国連合
A-USC	Advanced Ultra Super Critical Power Plant	700°C級超々臨界圧発電
BEMS	Building and Energy Management System	ビルエネルギー管理システム
BOP	Balance of Plant	補機
CC	Combined Cycle	コンバインドサイクル
CCP	Clean Coal Power R&D Co., Ltd.	クリーンコールパワー研究所
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage	二酸化炭素回収貯留
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CEMS	Community Energy Management System	コミュニティエネルギー管理システム
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
EDMS	Energy Data Management System	エネルギーデータ管理システム
EPC	Engineering, Procurement and Construction	EPC
EU	European Union	欧州連合
EVN	Vietnam Electricity	ベトナム電力公社

Abbreviation	Meanings	和訳
FC	Fixed Carbon	固定炭素
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GIS	Green Investment Scheme	グリーン投資スキーム
GT	Gas Turbine	ガスタービン
HEMS	Home Energy Management System	宅内エネルギー管理システム
HHV	Higher Heating Value	高位発熱量
HRS	heat recovery steam generator	排熱回収ボイラ
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IGCC	Integrated Coal Gasification Combined Cycle	石炭ガス化複合発電
IM	Inherent Moisture	水分
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
LHV	Lower Heating Value	低位発熱量
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NO _x	Nitrogen Oxide	窒素酸化物
NPC	National Power Corporation	フィリピン電力公社
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OOF	Other Official Flows	その他公的資金
PC	Pulverized Coal	微粉炭
PLN	PT. PLN Persero	インドネシア電力公社
PM	Particulate Matters	ばいじん
PPS	Power Producer and Supplier	特定規模電気事業者
RH	Reheater	再熱器
SC	Super Critical Power Plant	超臨界圧発電
SH	Super Heater	過熱器
SO ₂	Sulfur Dioxide	二酸化硫黄
SPC	Special Purpose Company	
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
STEP	Special Terms for Economic Partnership	本邦技術活用条件
TPP	Thermal Power Plant	火力発電所
UHV	Ultra High Voltage	超高压送電
USC	Ultra Super Critical Power Plant	超々臨界圧発電
VM	Volatile Matter	揮発分

第1章 序章

1.1 調査の目的

日本政府は、新成長戦略を2010年6月に閣議決定した。環境技術において日本が強みを持つインフラ整備を、パッケージでアジア地域に展開・浸透させるとともに、アジア諸国の経済成長に伴う地球環境への負荷を軽減し、日本の技術・経験をアジアの持続可能な成長のエンジンとして活用する、という内容である。具体的には、エネルギー、高速鉄道、水などのインフラ整備支援や、環境共生型都市の開発支援に官民あげて取り組み、アジアを起点に広く世界に展開していくというものである。

本調査は、日本の電力関連企業の海外展開によるアジアでの低炭素社会構築を促進するために、①まず、日本の電力セクターの特性(業界の特徴、技術的・コスト的・総合的な競争力)を把握・整理した上で、②日本企業の主な競争相手国として想定される中国について、同国国内の生産や需要(建設実績、需要トレンド、技術水準、生産規模)と海外展開等の動向を調査・分析し、③さらに、日本にとっての競争条件を概観のうえ、海外(主にASEAN諸国)における日本の電力関係企業(メーカー、電力会社、商社)の展開可能性と官民連携(特に貴機構)による促進策を検討することを目的とする。

1.2 調査対象地域

調査対象地域は中国、ASEAN諸国(特にインドネシア、ベトナム、フィリピン)、日本とする。なお、現地調査は行わず、日本国内での文献調査及び聞き取り調査により行う。

1.3 調査の背景

アジアにおいては、高成長が見込まれる中、膨大なインフラ需要が見込まれている。アジア各国は、環境問題や都市化等、日本が先に直面し、克服してきた制約や課題を抱えながら成長している。また、先進国においても、原子力発電や高速鉄道など、環境面や安全面で優れた技術を導入・活用したインフラ需要が高まっている。

日本政府は2010年6月に2020年度までの平均で名目3%・実質2%を上回る経済成長を実現する道筋を示した新成長戦略を閣議決定した。これはインフラ輸出など新興国の経済成長を取り込む企業の活動を国が後押しする姿勢を明確に打ち出すなど、日本経済の立て直しに向けた政府の役割をこれまでよりも踏み込んで示している。具体的には、アジア経済戦略を掲げて「日本が強みを持つインフラ整備をパッケージでアジア地域に展開・浸透させる。エネルギー、高速鉄道、水などのインフラ整備支援や、環境共生型都市の開発支援に官民あげて取り組む」と謳っており、建設業の国際展開支援等が想定されている。日本政府としてもアジアの経済成長へ貢献するとともに、アジアとともに成長する日本を実現する、この施策に対する積極

的支援を行う必要がある。

上記の実施支援をするためには、早期に日本企業の特徴を把握した主事業を発掘し、具体的な事業化調査を ODA により実施することが望まれる。一方、市場調査を通じた競争相手の診断、特に、成長著しくこれまでの情報の乏しい中国の競争力(コスト、技術、政治的サポート)の現状と今後の影響力につき分析を行い、市場の動向を把握する必要がある。

電力については、アジア地域では急速な経済発展や人口増加を背景として急速に需要が増大しているが、地球規模の課題である気候変動に対応するために、温室効果ガス排出を抑制しつつ発電し、それを高効率で利用する低炭素社会を構築することが急務となっている。日本は低炭素型である電力システム構築に関して優れた技術と豊富な経験を有していることから、アジアにおける低炭素社会の構築という重要課題に対して、日本の経験を活用できるのではないかとこの提言・見方が近年高まっている。

かかる状況下、東南アジアにおける低炭素社会構築に必要とされる電力案件(円借款)における、日本の電力関連企業(重電メーカー、電力会社)、商社や官民金融機関による海外展開の可能性と促進策を検討する必要がある。

1.4 調査の期間

本件調査業務に係る調査期間を表 1.4.1 に示す。

表 1.4.1 調査期間

期間 作業項目	2010年度		
	1	2	3
調査段階	第一次調査	第二次調査	第三次調査
報告書等の説明	インゼプションレポート(Ic/R)	ドラフト・ファイナルレポート(Df/R)	ファイナルレポート(F/R)
1. 第一次調査			
基本情報の確認			
Ic/Rの作成・説明			
2. 第二次調査			
詳細情報の確認			
詳細項目の検討			
Df/Rの作成・説明			
3. 第三次調査			
F/Rの作成・説明			

凡例：—— 事前作業期間 ■■■■■ 現地業務期間 □□□□ 国内作業期間 △—△ 報告書等の説明 その他の作業

第2章 日本の電力セクターの特性

日本の重電メーカーは、日本の電力システムの高度化に合わせて電力会社と共に高度な技術・ノウハウの蓄積を獲得してきた経緯がある。この点は、海外へのエネルギーインフラ形成にとっても強みとしての価値を持つと考えられる。実際、こうした技術・ノウハウの蓄積を活かした電力会社自身および重電メーカーによる海外展開が既に図られている。一方商社はファイナンス、リスク管理機能をはじめとするプロジェクト組成・遂行能力に強みがあり、設計から買い付け・建設までを請け負うEPC納入実績が豊富であり、海外電力事業での保有発電容量も年々伸びている。本章では、こうした現状を、国内電気事業の概況を確認した上で、整理し、今後の電力インフラ海外展開の前提を共有する。

2.1 国内電気事業体制

わが国の電気事業体制は、消費者に電気を販売することを目的とする一般電気事業者が、電気の生産から販売に至るまでの発電・送配電・販売部門を一貫して担い自社のサービス区域の消費者に電気を供給する責任供給体制となっている。図2.1.1に国内電気事業体制を示す。

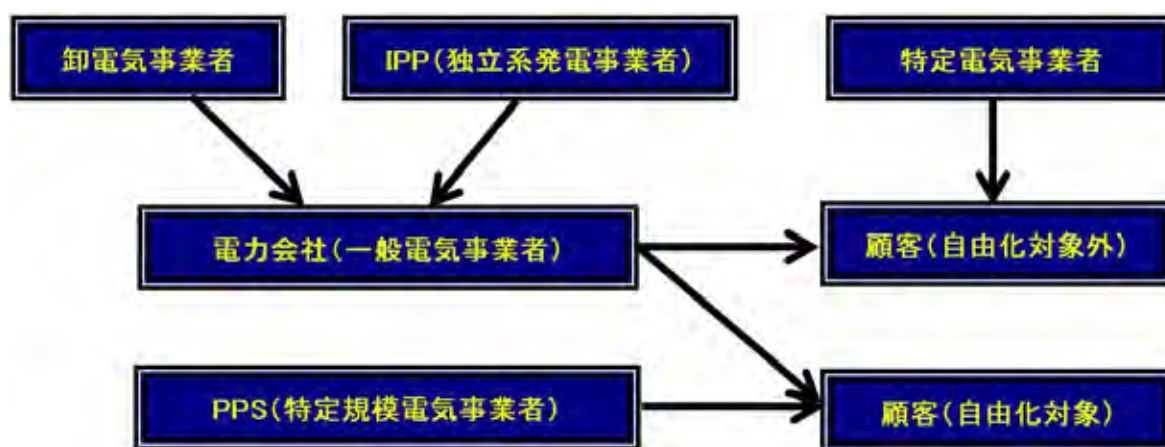


図2.1.1 国内電気事業体制

一般電気事業者は、昭和26年5月の電力再編成によって誕生した9電力会社と、沖縄復帰に伴い昭和47年5月に発足した沖縄電力の10社からなっており、各社、株式会社組織の民間会社である。

平成7年の電気事業法改正で、一般電気事業者に電気を卸供給する卸電気事業の規制を課す範囲が一定規模以上(発電設備の出力合計が200万kW超)に限定され、許可を受けない非電気事業者でも入札制度を通じて、自由に発電事業に参入できるようになった。これにより、卸電気事業者は、電源開発(J-POWER)、日本原子力発電の2社となったが、既に卸電気事業に係わる許可を受けている公営水力、共同火力も引きつづき卸電気事業者とみなされる。そして、卸電気事業者以外の卸供給を営む者は卸供給事業者とされ、

いわゆるIPP (Independent Power Producer: 独立発電事業者) がこれにあたる。一方、PPS (Power Producer and Supplier: 特定規模電気事業者) は自前で発電機を持ち、電力会社の送電線を使って大規模工場やビルへ売電している。

2.2 国内の電力需給

将来にわたって安定かつ経済的に電気を供給するために、原子力をベースロードに、火力、水力など、それぞれの発電方式の特性を活かし、組み合わせる形が電源のベストミックスと考えられている。

図2.2.1に需要の変化に対応した発電方式の組み合わせを示す。

かつては水力発電が主流だった日本の発電であるが、やがて豊富で安価な石油を使った火力発電へと移行した。そして、オイルショック以降は発電方式の多様化が求められ、原子力や天然ガスなど石油に変わるエネルギーの開発と導入が進められてきた。

特に、確認埋蔵量の約6割が政情不安定な中東諸国に偏在している石油と違い、原子力発電の燃料となるウランは、世界各地に分布しているの、安定して輸入できる。さらに原子力発電は発電時に温室効果ガスを排出しないという点で、地球温暖化防止に寄与するとともに、他発電方式と比べ発電コストが安く、発電コストに占める燃料費の割合も低いいため、安定したコストで発電できる。

エネルギー資源の大部分を輸入に頼る日本では、特定のエネルギー源に依存するのではなく、各種電源の特徴を活かしながらバランスよく運用する、電源のベストミックス

を推進していくことが重要である。

現在は、燃料供給および価格安定性に優れた原子力発電をベースロードとし、火力や揚水式水力発電で需要の変化に対応している。

図2.2.2に国内電力会社10社合計の需要電力量と最大電力を示す。最大電力は90年代後半から伸びが鈍化したが、2009年度まで伸びは継続している。最大電力が上昇した要因として、夏の家庭用エアコンの増加が電力消費の最大値、つまり最大電力を押し上げていると考えられる。

一方需要電力量は、2007年度以降は低下してきている。需要電力量が低下した要因としては、経済不況と産業構造の変化、人口減や省エネルギーの進展等が考えられる。

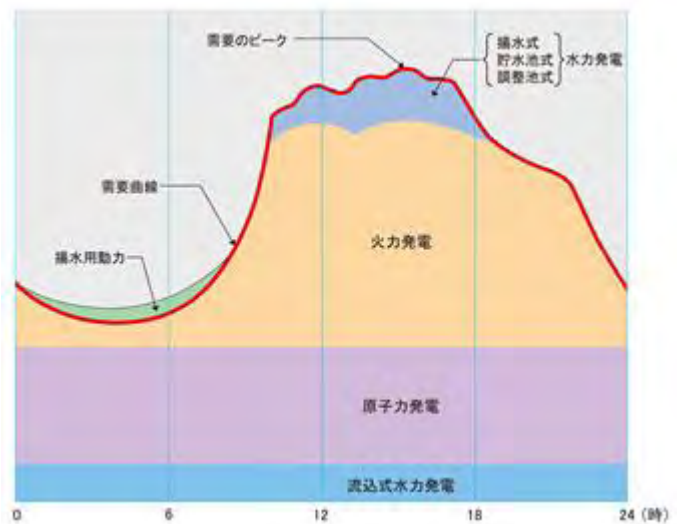


図 2.2.1 需要の変化に対応した電源の組み合わせ

出典:「原子力・エネルギー」図面集 2010

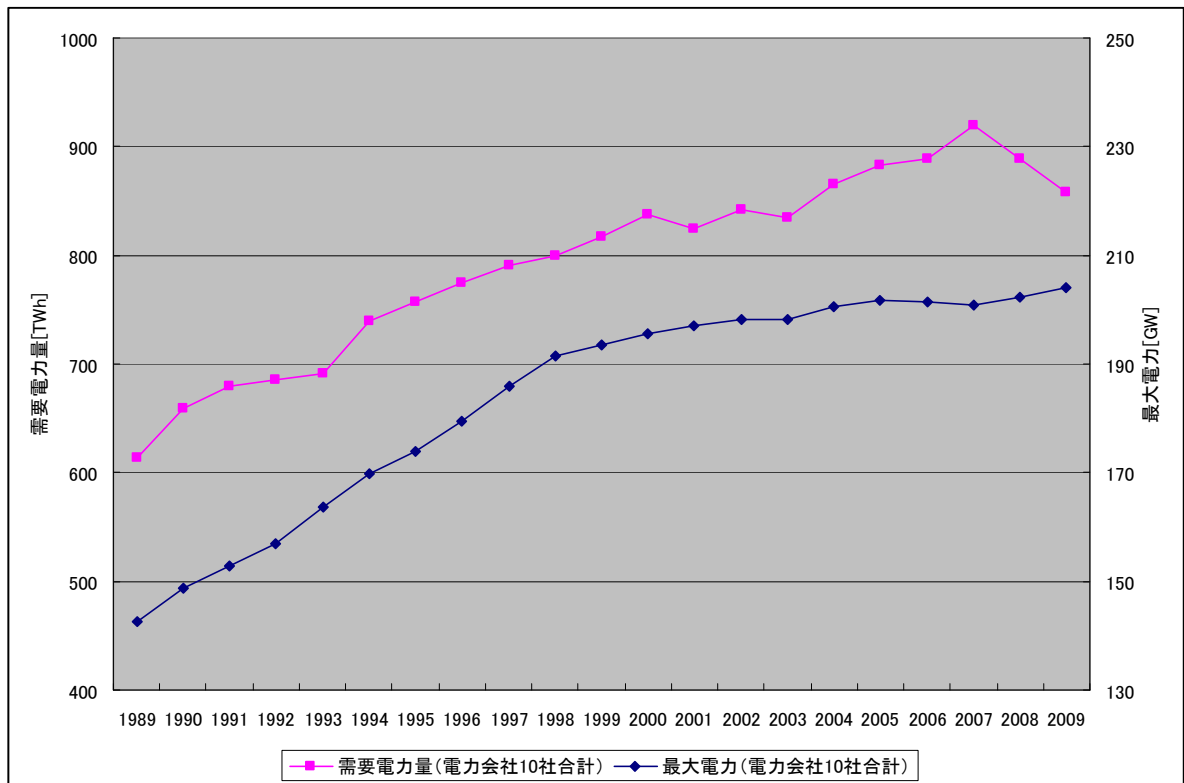


図2.2.2 国内電力会社10社合計の需要電力量と最大電力

出典:電気事業連合会

図2.2.3に国内電力会社の最大電力(2009年度)を示す。東京電力が64.5GWと最も高く、次いで関西電力34.3GW、中部電力32.6GWとなっている。

図2.2.4に国内電力会社の需要電力量(2009年度)を示す。東京電力が280.2TWhと最も高く、次いで関西電力141.6TWh、中部電力122.8TWhとなっている。

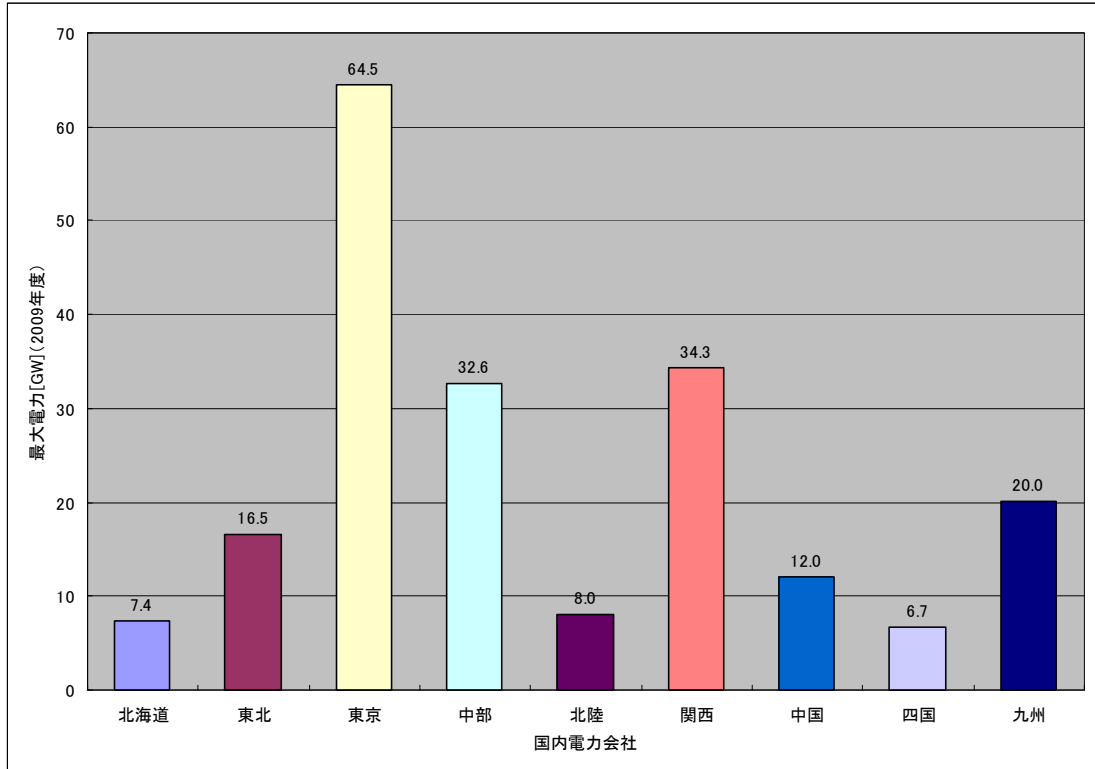


図2.2.3 国内電力会社の最大電力(2009年度) 出典:電気事業連合会

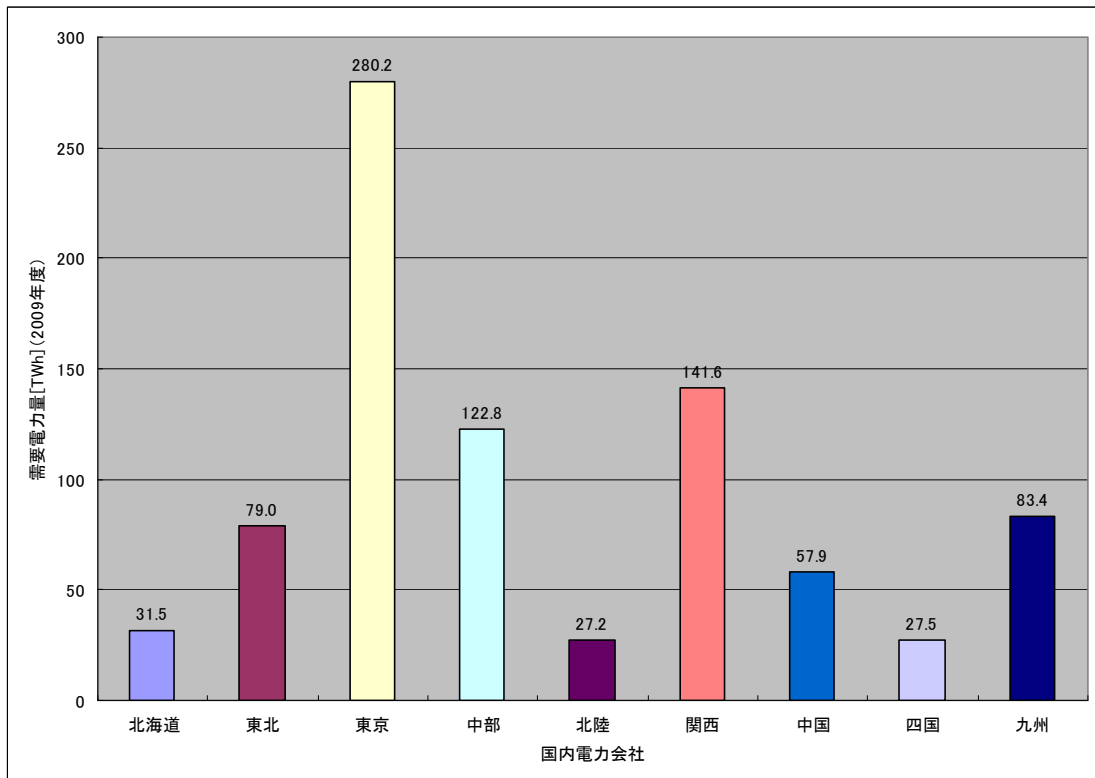


図2.2.4 国内電力会社の需要電力量(2009年度) 出典:電気事業連合会

図2.2.5に国内発電方式別の設備容量(2009年度)を示す。火力が181.7GW(64.7%)と最も高く、次いで原子力48.8GW(17.4%)、水力48.0GW(17.1%)となっている。新エネルギーは2.5GW(0.9%)にとどまっている。従って電力分野で海外展開しようとするときは、国内で最も運用されている火力発電設備、その中でも高効率石炭火力発電方式とコンバインドサイクル発電方式が有力候補となる。詳細は後述する。

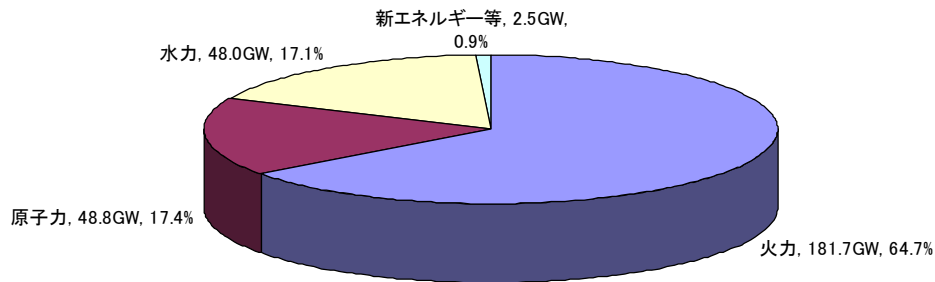


図2.2.5 国内発電方式別の設備容量(2009年度)

出典:電気事業連合会

次に図2.2.6に国内電力会社の発電方式別設備容量(2009年度)を示す。各社間で設備容量に差はあるが、すべての電力会社に共通して火力発電設備容量が最も高い。従って電力会社及び重電メーカーは、国内火力発電分野において技術・ノウハウの蓄積があると考えられる。

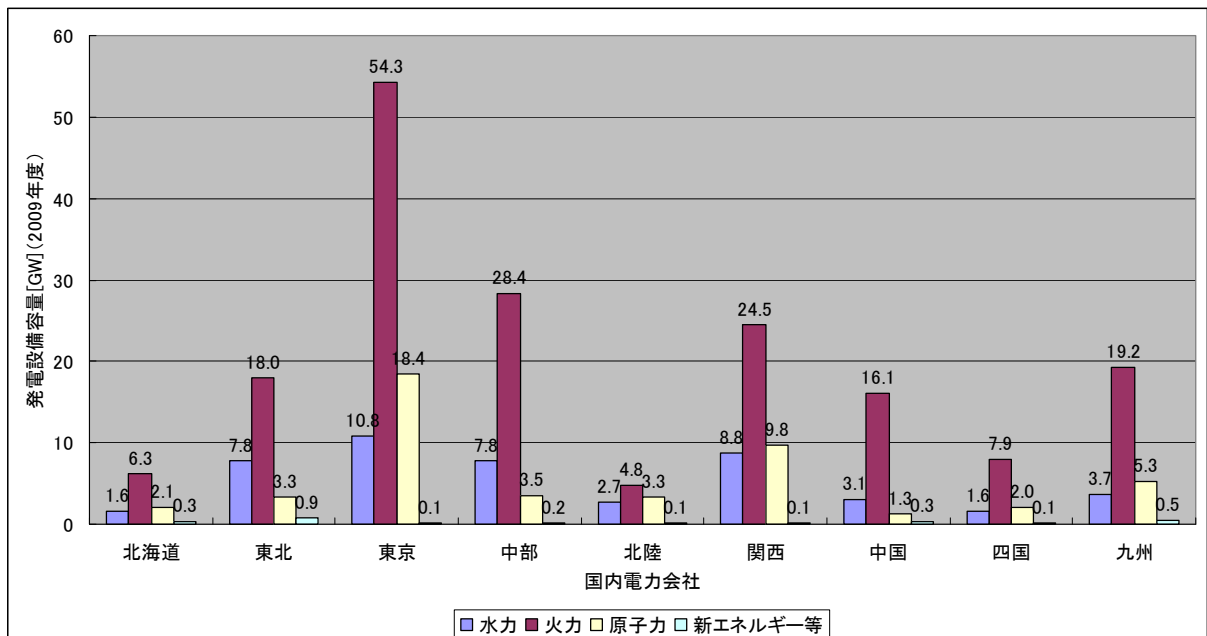


図2.2.6 国内電力会社の発電方式別設備容量(2009年度)

出典:電気事業連合会

2.3 日本企業の海外事業展開

電力分野のパッケージ型インフラの海外展開を図る上で、現状の日本企業(商社、電力会社、重電メーカー)の棲み分けとそれぞれの強みを把握する。

表2.3.1に海外電力事業における棲み分けとそれぞれの強みを示す。

表2.3.1 海外電力事業における棲み分けとそれぞれの強み

No	項目	商社	電力会社	重電メーカー
1	案件形成	◎		
2	プロジェクト形成	◎	○	
3	コンソーシアム形成	◎	○	
4	ファイナンス	◎	○	
5	入札対応	◎	◎	○
6	EPCのプロジェクト管理	○	○	◎
7	運用保守	○	◎	

◎:ひじょうに強みを持つ ○:強みを持つ

以上のプロセスにおいて、経験・ノウハウの蓄積、価値創出といった位置づけを明確にしていく必要がある。

図2.3.1にIPP海外事業展開スキームのイメージを示す。

商社は、かつてEPC案件を主体に取り組んでいたが、現在は事業運営が主体となっている。

電力会社は商社とコンソーシアムを組み、事業運営に参画している。

メーカーは、かつてEPC案件を主体に取り組んでいたが、現在は機器供与が主体となっている。

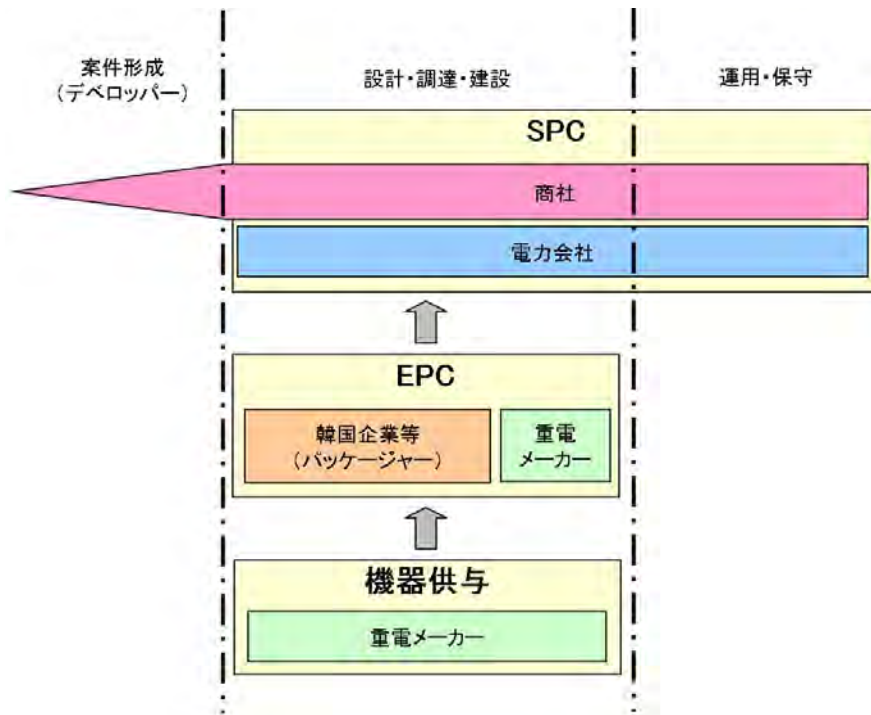


図2.3.1 IPP海外事業展開スキームのイメージ

図2.3.1に円借款事業展開スキームのイメージを示す。

商社は、EPC案件に取り組んでおり、メーカーもEPC案件に取り組むが、機器供与が主体となっている。

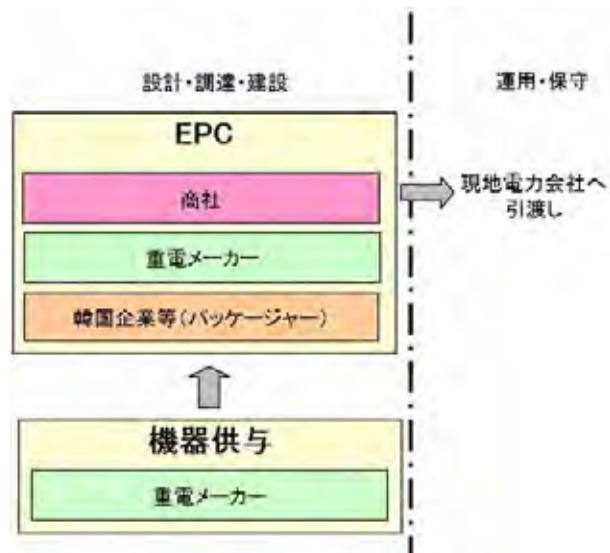


図2.3.1 円借款事業展開スキームのイメージ

2.3.1 商社の海外事業展開

商社では、電力事業や電力・プラントEPC分野において、長期電力売買契約に基づく安定した収益基盤の拡大を推進している。特に電力分野では、ファイナンス、リスク管理機能をはじめとするプロジェクト組成・遂行能力に強みがあり、収益性の高い開発案件に取り組み、設計から買い付け・建設までを請け負うEPC案件でプロジェクトリーダーとして、アジアを中心に展開している。さらに海外電力事業でも、保有発電容量は年々高くなっている。また、風力発電、バイオマス発電など環境に配慮した再生可能エネルギー事業も多数展開している。

図2.3.1.1に丸紅の海外事業展開を示す。



図2.3.1.1 丸紅の海外事業展開

出典:丸紅 海外電力ビジネス IPP発電事業

表2.3.1.1に丸紅の海外案件を示す。丸紅の持分出力は、火力案件を中心に2010年で760万kWとなっている。

表2.3.1.1 丸紅の海外案件

出典:丸紅

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
セノコ・パワー社	シンガポール	330 万kW	30%	99 万kW	火力
イリハン・プロジェクト	フィリピン	120 万kW	10%	12 万kW	火力
サンロケ水力発電プロジェクト	フィリピン	34.5 万kW	50%	17.25 万kW	水力
スアル石炭火力発電所	フィリピン	121.8 万kW	50%	60.9 万kW	火力
パグビラオ石炭火力発電所	フィリピン	73.5 万kW	50%	36.75 万kW	火力
新桃電力	台湾	60 万kW	21%	12.744 万kW	
EVER POWER	台湾	96 万kW			
Raleigh Wind Energy Centre	カナダ	7.8 万kW	49%	3.822 万kW	
TAPAL	パキスタン	12.6 万kW			
マルマラ火力	トルコ	48 万kW			火力
タウィーラ A 発電造水プラント	UAE	71 万kW			
タウィーラ B 発電造水プラント	UAE	200 万kW			
PPN 火力発電所	インド	34.7 万kW			火力
MSE	アメリカ	7.4 万kW			
OAK CREEK	アメリカ	3.6 万kW			
CANNON FALLS	アメリカ	35.7 万kW			
SPINDLE HILL	アメリカ	31.4 万kW			
HARDEE	アメリカ	37 万kW			
MIRAVALLS	コスタリカ	2.7 万kW			
GBPC	バハマ	15.1 万kW			
JPS	ジャマイカ	62.1 万kW			
CUC	キュラソー	16.7 万kW			
POWER GEN	トリニダード・トバゴ	136.5 万kW			
ガンウォン風力	韓国	98 万kW			風力
ICHON	韓国	250 万kW			
YOUNGDUK	韓国	4 万kW			
フジャイラ F2 発電造水事業	UAE	200 万kW			
シュワイハット	UAE	151 万kW			
BANG BO	タイ	35 万kW			
CIREBON	インドネシア	66 万kW			
SMARTEATENERGY	イギリス	127.6 万kW			
RABIGH	サウジアラビア	60 万kW			
MESAIEED	カタール	200 万kW			
MT ISA	オーストラリア	3.2 万kW			
DA ANDINE	オーストラリア	2.7 万kW			
MILLMERRAN	オーストラリア	84 万kW			
SMITHFIELD	オーストラリア	16.2 万kW			

759.9 万kW

表2.3.1.2に三菱商事の海外案件を示す。

表2.3.1.2 三菱商事の海外案件

出典:三菱商事

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
イリハン・プロジェクト	フィリピン	120 万kW	21%	25.2 万kW	火力
トゥクспан 2号	メキシコ	49.5 万kW	50%	24.75 万kW	火力
トゥクспан5号	メキシコ	49.5 万kW	50%	24.75 万kW	火力

表2.3.1.3に住友商事の海外案件を示す。

表2.3.1.3 住友商事の海外案件

出典:住友商事

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
シュワイハット3発電所	UAE	160 万kW	20%	32.64 万kW	火力
スタントン風力発電所	アメリカ	12 万kW			風力
大唐中日(赤峰)風力発電所	中国	5 万kW			風力
ワヤン・ウインドゥ地熱発電所	インドネシア				地熱
ヌ・アワ・プルア地熱発電所	ニュージーランド	14 万kW			地熱
Kawerau 地熱発電所	ニュージーランド				地熱
クウイナナ火力発電所	オーストラリア				火力
Amata パワー発電所	タイ				
タンジュンビン発電所	マレーシア				火力
シュワイハット S1	UAE	150 万kW			
タンジュンジャティ B	インドネシア	132 万kW			火力

表2.3.1.4に三井物産の海外案件を示す。

表2.3.1.4 三井物産の海外案件

出典: 三井物産

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
	イギリス			12.6 万kW	水力・ガス・石炭・石油
	スペイン			2.5 万kW	水力・太陽光
	東欧			0.1 万kW	風力
	東欧			2.2 万kW	風力
	レバノン			14.8 万kW	火力
	イタリア			7.8 万kW	火力
	UAE			14.7 万kW	火力
	サウジアラビア			27.3 万kW	火力
	タイ			1.9 万kW	火力
	インドネシア			101.7 万kW	火力
	オーストラリア			33.3 万kW	火力
	アメリカ			8 万kW	風力
	アメリカ			50.3 万kW	火力
	メキシコ			182.6 万kW	火力
	キューバ			7.9 万kW	火力

2.3.2 電力会社の海外事業展開

近年の国内電力需要の鈍化を背景に、電力会社は新たな事業展開の一つの柱として、電力会社の技術力・ノウハウが活用でき、且つ高い収益が期待できる海外事業に参画するようになった。現在は海外でのビジネスチャンスの発掘による新たな成長・発展を目指し、海外でのIPP事業や海外コンサルティングなどを展開する電力会社が増えている。現在、東北電力、東京電力、中部電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、J-POWERの各社が海外発電事業への参画を行っている。

2010年7月現在、各電力の持分出力の合計は約10,500MWとなっている。

電力各社の海外発電事業への参画理由は、電力各社・案件ごとに異なるものの、概ね、国内電気事業にて培った電気事業・発電技術に係わる技術・ノウハウを活かした事業領域の拡大と収益の確保にある。多くの電力会社が建設管理、あるいは運転・保守に対し自社技術者を派遣する等の技術支援・技術的関与を行っている。

図2.3.2.1に東京電力の海外事業展開を示す。



図2.3.2.1 東京電力の海外事業展開

出典:東京電力 海外事業へのとりくみ

表2.3.2.1に東京電力の海外案件を示す。東京電力の持分出力は、火力案件を中心に2010年で353万kWとなっている。

表2.3.2.1 東京電力の海外案件

出典: 東京電力

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
彰濱／豊徳	台湾	147 万kW	20%	28.665 万kW	火力
星元	台湾	49 万kW	23%	11.123 万kW	火力
フーミー2-2	ベトナム	71.5 万kW	16%	11.154 万kW	火力
ロイヤン A	オーストラリア	220 万kW	33%	71.5 万kW	火力
ウム・アル・ナール	UAE	220 万kW	14%	30.8 万kW	火力
パイトン I	インドネシア	123 万kW	14%	17.22 万kW	火力
パイトン II	インドネシア	81.5 万kW	14%	11.41 万kW	火力
ティームエナジー	フィリピン	320.4 万kW	50%	160.2 万kW	火力
サウス・テキサス	アメリカ	270 万kW	9%	24.9413 万kW	原子力
ユーラスエナジー	米英伊など	190.3 万kW	60%	114.18 万kW	風力
				352.7 万kW	

表2.3.2.2に関西電力の海外案件を示す。関西電力の持分出力は、火力案件を中心に2010年で278万kWとなっている。

表2.3.2.2 関西電力の海外案件

出典: 関西電力

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
サンロケ水力発電プロジェクト	フィリピン	34.5 万kW	50%	17.25 万kW	水力
ロジャナパワー社	タイ	281 万kW	39%	109.59 万kW	火力
国光火力発電所	台湾	480 万kW	20%	96 万kW	水力
名間水力発電所	台湾	17 万kW	31%	5.27 万kW	水力
セノコ・パワー社	シンガポール	330 万kW	15%	49.5 万kW	火力
ラジャマンダラ水力	インドネシア	4.7 万kW		0 万kW	水力
合計 (2010)				277.61 万kW	

図2.3.2.2に九州電力の海外事業展開を示す。



図2.3.2.2 九州電力の海外事業展開

出典:九州電力 海外事業への取りくみ

表2.3.2.3に九州電力の海外案件を示す。九州電力の持分出力は、火力案件を中心に2010年で132万kWとなっている。

表2.3.2.3 九州電力の海外案件

出典:九州電力

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
イリハン・プロジェクト	フィリピン	120 万kW	8%	9.6 万kW	火力
トウクスパン 2 号	メキシコ	49.5 万kW	50%	24.75 万kW	火力
フォーミー3号	ベトナム	71.68 万kW	33%	23.8694 万kW	火力
トウクスパン5号	メキシコ	49.5 万kW	50%	24.75 万kW	火力
セノコ・パワー社	シンガポール	330 万kW	15%	49.5 万kW	火力

132.47 万kW

図2.3.2.3にJ-POWERの海外事業展開を示す。

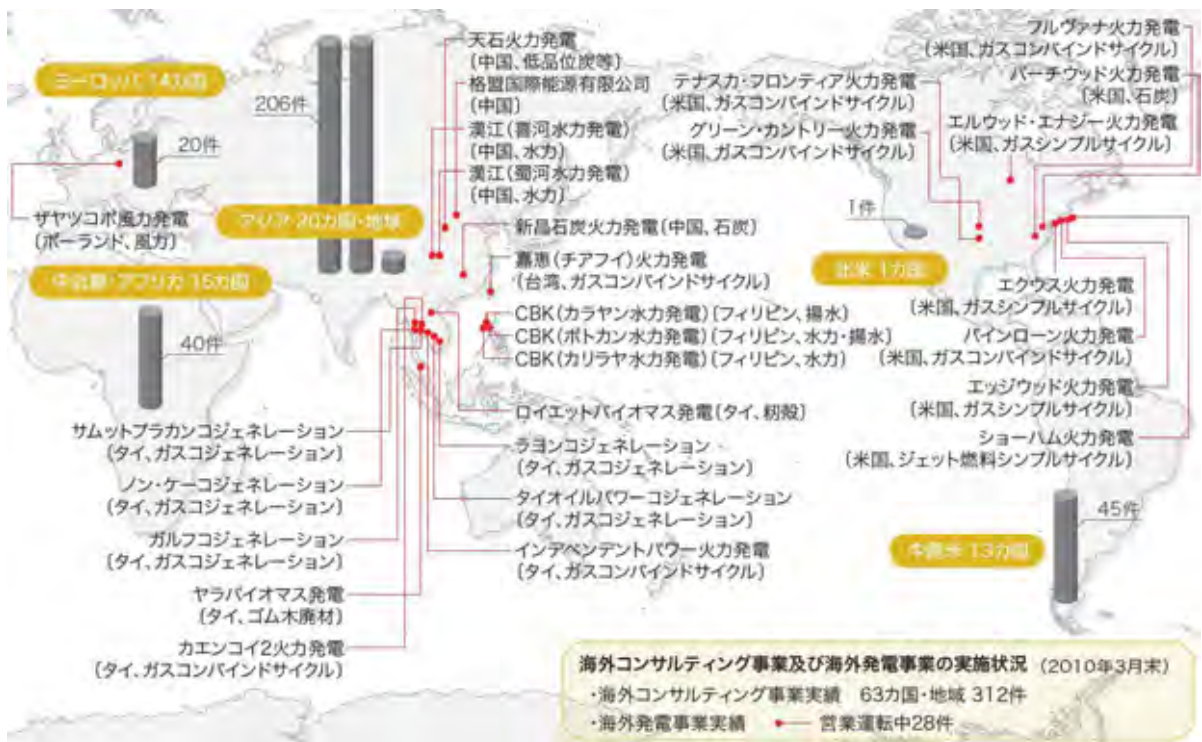


図2.3.2.3 J-POWERの海外事業展開

出典:J-POWER 海外展開

表2.3.2.4にJ-POWERの海外案件を示す。J-POWERの持分出力は、火力案件を中心に2010年で373万kWとなっている。

表2.3.2.4 J-POWERの海外案件

出典:J-POWER

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
タイオイル・パワー	タイ	11.3 万kW	19%	2.1 万kW	火力
インデペンデント・パワー	タイ	70 万kW	11%	7.4 万kW	火力
Gulf Cogeneration Co. Ltd.	タイ	11 万kW	49%	5.4 万kW	火力
Nong Khae Cogeneration Co. Ltd	タイ	12 万kW	49%	5.9 万kW	火力
Samutprakarn Cogeneration Co.	タイ	11.7 万kW	49%	5.7 万kW	火力
Gulf Power Generation Co. Ltd.	タイ	146.8 万kW	49%	71.9 万kW	火力
ラヨン・ガスコジェネレー	タイ	11.2 万kW	20%	2.2 万kW	火力

プロジェクト	国・地域	発電出力	出資比率	持分出力	備考
シヨン					
EGCO Green Energy Co., Ltd	タイ	1 万kW	20%	0.2 万kW	籾穀発電
Gulf Yala Green Company	タイ	2 万kW	50%	1 万kW	水力
カリラヤ水力発電所	フィリピン	2.3 万kW	48%	1.1 万kW	水力
ボトカン水力発電所	フィリピン	2.1 万kW	48%	1 万kW	水力
カラヤン水力発電所	フィリピン	68.5 万kW	50%	34.2 万kW	火力
天石ボタ焚き火力発電	中国	5 万kW	24%	1.2 万kW	水力
漢江(喜河)水力発電	中国	18 万kW	27%	4.9 万kW	水力
漢江(蜀河)水力発電	中国	27 万kW	27%	7.3 万kW	水力
格盟国際能源有限公司	中国	437.4 万kW	7%	30.6 万kW	火力
山西柳林電力有限公司	中国	20 万kW	7%	1.4 万kW	火力
山西河坡発電有限公司	中国	25.6 万kW	7%	1.8 万kW	火力
山西平朔ボタ発電有限公司	中国	49 万kW	7%	3.4 万kW	火力
山西兆光発電有限公司	中国	99 万kW	7%	6.9 万kW	火力
山西華光発電有限公司	中国	60 万kW	7%	4.2 万kW	火力
天石ボタ焚き火力発電	中国	2.5 万kW	8%	0.2 万kW	火力
山西漳山発電有限公司	中国	81 万kW	7%	5.7 万kW	火力
華能榆社発電有限公司	中国	32 万kW	7%	2.2 万kW	火力
大唐陽城発電有限公司	中国	34.8 万kW	7%	2.4 万kW	火力
陽城国際発電有限公司	中国	33.6 万kW	7%	2.4 万kW	火力
新昌石炭火力発電	中国	132 万kW	10%	13.2 万kW	火力
嘉恵電力公司	台湾	67 万kW	40%	26.8 万kW	火力
Tenaska Frontier Partners, Ltd	アメリカ	83 万kW	31%	25.7 万kW	火力
Elwood Energy LLC.	アメリカ	135 万kW	25%	33.8 万kW	火力
Green Country Energy LLC.	アメリカ	79.5 万kW	50%	39.8 万kW	火力
Birchwood Power Partners, L.P.	アメリカ	24.2 万kW	50%	12.1 万kW	火力
Pinelawn Power LLC	アメリカ	8 万kW	50%	4 万kW	火力
Equus Power I, L.P.	アメリカ	4.8 万kW	50%	2.4 万kW	火力
Tenaska Virginia Partners, L.P.	アメリカ	88.5 万kW	15%	13.3 万kW	火力
Edgewood Energy, LLC	アメリカ	8 万kW	50%	4 万kW	火力
Shoreham Energy, LLC	アメリカ	8 万kW	50%	4 万kW	火力
Orange Grove Energy, L.P.	アメリカ	9.6 万kW	100%	9.6 万kW	火力
ザヤツコボ風力発電	ポーランド	4.8 万kW	46%	2.2 万kW	風力

373 万kW

2.3.3 重電メーカーの海外事業展開

表2.3.3.1に重電メーカーの生産額、従業者数、輸出額及び輸入額の推移を示す。発送変電設備及び産業用電気機器が対象となる。

表2.3.3.1 重電メーカーの生産額、従業者数、輸出額及び輸入額の推移 出典:経済産業省、財務省

	生産額(億円)	従業者数(千人)	輸出額(億円)	輸入額(億円)
2007年	38,566	111	23,979	10,667
1998年	40,552	141	17,152	6,648

これまで重電メーカーは、国内電力産業の定期的な設備投資や公共投資などにより一定規模の受注量があったが、電力自由化の下での設備投資効率向上への取組や公共投資の削減などにより電力市場における需要は減少している。一方、近年、経済活動の活発化するアジア諸国での電力需要の高まりの中で、輸出額は増加してきており、2004年度に7年振りに生産が前年度を上回ってから2007年度まで、4年連続の生産増加となった。特に中国、韓国、台湾、タイなどのアジア諸国向けに輸出額は急激に伸びてきており、2001年度以降6年間でアジア向けの輸出額はほぼ倍増している。

なお、2008年度については、上期までは前年同期を上回る生産を続けてきたものの、下期に入り世界的な経済危機により国内外の経済が縮小し、輸出の減少及び国内の設備投資の抑制など事業環境が大きく変化した。重電部門でも受注量が減少傾向にある。

図2.3.3.1に各メーカーの重電部門売上高、図2.3.3.2に各メーカーの重電部門営業利益率を示す。重電部門について我が国企業と海外企業を比較すると、売上高は複数の我が国企業が上位を占めるが、営業利益は必ずしも高くない。

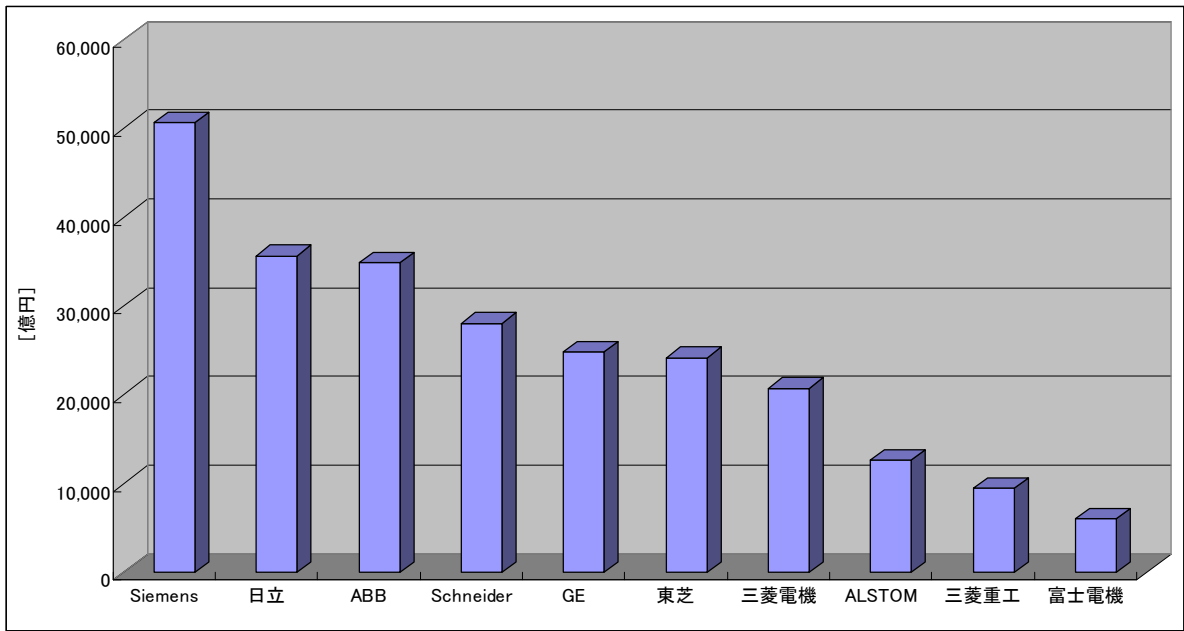


図2.3.3.1 各メーカーの重電部門売上高 出典:各社公開資料

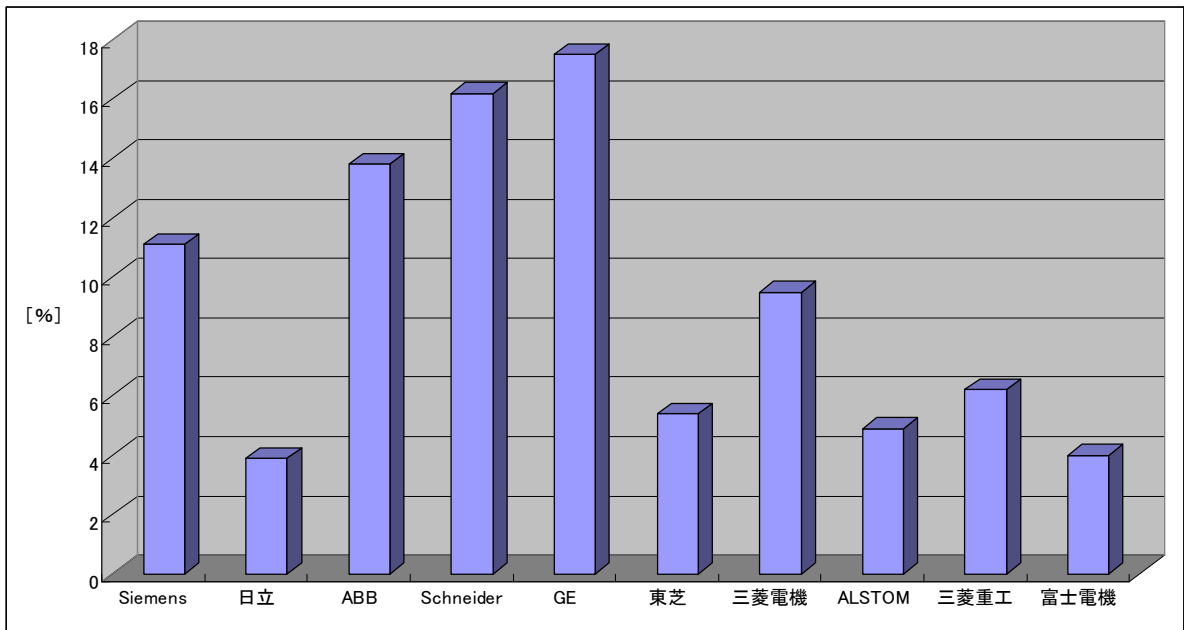


図2.3.3.2 各メーカーの重電部門営業利益率 出典:各社公開資料

表2.3.3.2に国内重電メーカーの競争力を示す。

火力発電(コンバインドサイクル:CC)と地熱発電以外は価格競争力で厳しい状況となっている。

表2.3.3.2 国内重電メーカーの競争力 出典:社内資料

		技術競争力		
		優位	同等	不利
価格競争力	優位	火力発電(CC)、地熱発電		
	同等	火力発電(USC、SC)	太陽光発電	
	不利	風力発電	火力発電(亜臨界) 送配電・変電	

日系重電メーカーには、高度な技術ニーズに応えられる高い技術力・製品開発力を有した企業が多い。具体的には、海外に比べ環境対応、省エネルギー、小型化・軽量化といった分野で優れた競争力を有している。特に、国内市場における主要ユーザーである電力会社のきめ細かい対応で培ってきた技術力とサービスが強みであり、製品の性能と信頼性では引き続き競争力を維持している。

一方、国内重電産業は海外市場においては、金融機能、価格、リスクマネジメントなどで十分な競争力を有していないと指摘されている。また、海外企業は特定分野への特化を進めるにあたり、非コア部門、不採算部門の売却や特化すべき分野の他企業買収を進めてきているが、我が国企業ではそのような動きが必ずしも十分ではない。さらに、前述のとおり海外企業と比較して収益性が必ずしも高いとは言えないことも弱みとして挙げられる。

国内市場は、電力需要の将来的な伸びの鈍化や公共事業への投資抑制などにより設備需要の拡大は期待できない状況にある。一方で海外市場については、アジア諸国などにおいて需要の拡大が見込まれている。特に、中国、インドについては、2030年には2002年の3倍以上の発電能力を保有すると国際エネルギー機関が予測しており、この間、発送配電等において大幅な設備投資が行われるものと期待される。ただし、これらの国々には先進各国の企業が参入しているほか、現地企業も急成長しており、国際的な競争が激化している。

今後の競争力強化に向けた対応として、地球規模での環境配慮が国際的にも求められている中、国内重電産業が持つ省エネルギー、環境対策に関する高い技術の活用が期待される。

また、成長するアジア市場に参入していくためには、現地ニーズに的確に対応したものづくりを行っていくことが重要である。欧米メーカーとの競争に関しては、ローライゼーション、価格面、トータル・ソリューション提供の面で対抗できる能力を育てることが必要であるとともに、現地企業等、発展途上国メーカーとの競争に関しては、知的財産権の保護、技術流出防止対策などに配慮することが必要と考えられる。

2.4 日本企業の国内実績

2.4.1 高効率石炭火力発電

本調査においては、東北電力(株)原町火力発電所、相馬共同火力発電(株)新地火力発電所、電源開発(株)松浦火力発電所の運用保守状況を調査した。また、国内を代表する重電機器工場である、三菱重工(株)長崎造船所での生産能力や稼働率、そして国内と海外の納入先を調査した。

図2.4.1.1に汽力発電のしくみを示す。

石炭火力発電方式では、石炭をボイラで焚いて熱エネルギーを得た後、蒸気タービンによる蒸気の断熱膨張により熱エネルギーを機械エネルギーに変換し、発電機を駆動して電気を得る。

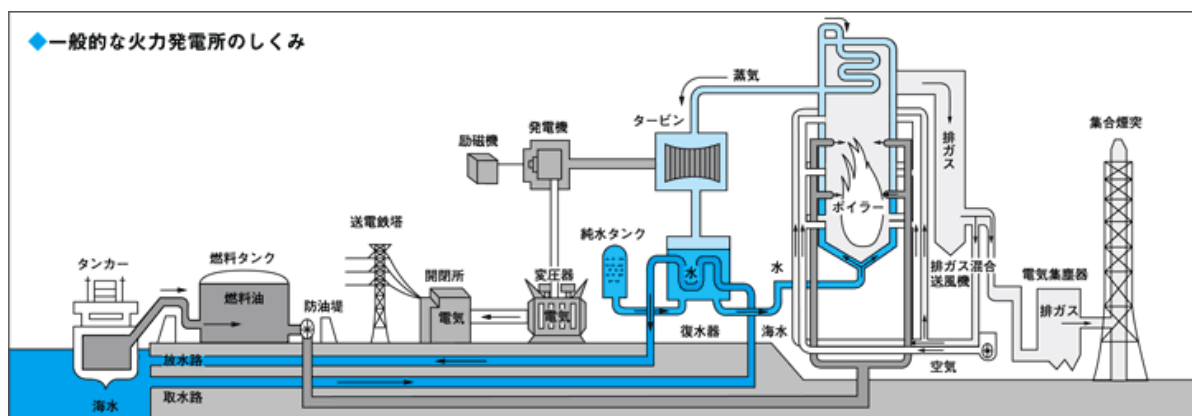


図 2.4.1.1 汽力発電のしくみ

出典:電気事業連合会

石炭火力の高効率化は、如何に大きな熱エネルギーを得るのかにかかっているもので、サイクルの最高温度と最低温度の比が大きいかほど高効率になる。そのため、石炭火力を高効率にするには、ボイラやタービンといった主機コンポーネントや配管・バルブなどに関し、高圧・高温化に向けた限界設計に挑むことになる。

表 2.4.1.1 に各国の石炭火力発電効率を示す。日本の石炭火力は USC の比率が高いこともあり、平均効率は世界で最も高い数値になっている。

表 2.4.1.1 各国の石炭火力発電効率

国	効率	備考
日本	39.7%	送電端、HHV ベース、2010 年での平均、電中研推定
EU	38.0%	送電端、LHV ベース、2010 年 VGB ホームページ
USA	32.5%	発電端、HHV ベース、2008 年での値、2010 年 NETL 資料

新磯子2号600MW 蒸気温度 600/620℃ プラント効率:44~46%(LHV)程度と世界トップの効率となっている。

石炭火力発電方式は、表2.4.1.2のように区分される。

表2.4.1.2 発電方式の区分

発電方式	英語名	略称	蒸気条件
亜臨界圧発電	Sub Critical	—	蒸気圧力が臨界圧22MPa より低い
超臨界圧発電	Super Critical	SC	蒸気圧力が臨界圧22MPa より高い
超々臨界圧発電	Ultra Super Critical	USC	超臨界圧発電で、かつ蒸気温度が593℃以上
700℃級超々臨界圧発電	Advanced Ultra Super Critical Power Plant	A-USC	超々臨界圧発電で、かつ蒸気温度が700℃級

高効率石炭火力発電の中でも、微粉炭火力発電システムは、極めて信頼性の高い、確立された技術として近年は超臨界発電及び超々臨界圧発電技術が採用されている。

今後、一層の高度化に向けた課題として、

- ・ 使用石炭種の多様化
- ・ 熱効率の向上
- ・ 環境性の向上
- ・ 負荷運用性の向上

などが考えられている。発電プラントの熱効率向上は、発電コスト低減という経済性のみならず温室効果ガス発生抑制の観点からも重要な課題であり、特に昨今の大型火力発電プラントの主流である石炭焚きプラントでは蒸気条件の高温高压化が顕著である。国内において、1990年代から大型石炭火力は超々臨界圧発電方式が主流となっている。2008年から経済産業省からの補助を受けた、700℃級超々臨界圧発電技術開発が開始され、現在は送電端熱効率46~48%(HHV)を目標としている。欧州ではすでに、700℃級超々臨界圧発電技術開発は実証試験の段階に入っている。

図2.4.1.2に日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所を、表2.4.1.3に日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所の仕様(500MW以上・建設中含む)を示す。国内には超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所が41基存在する。

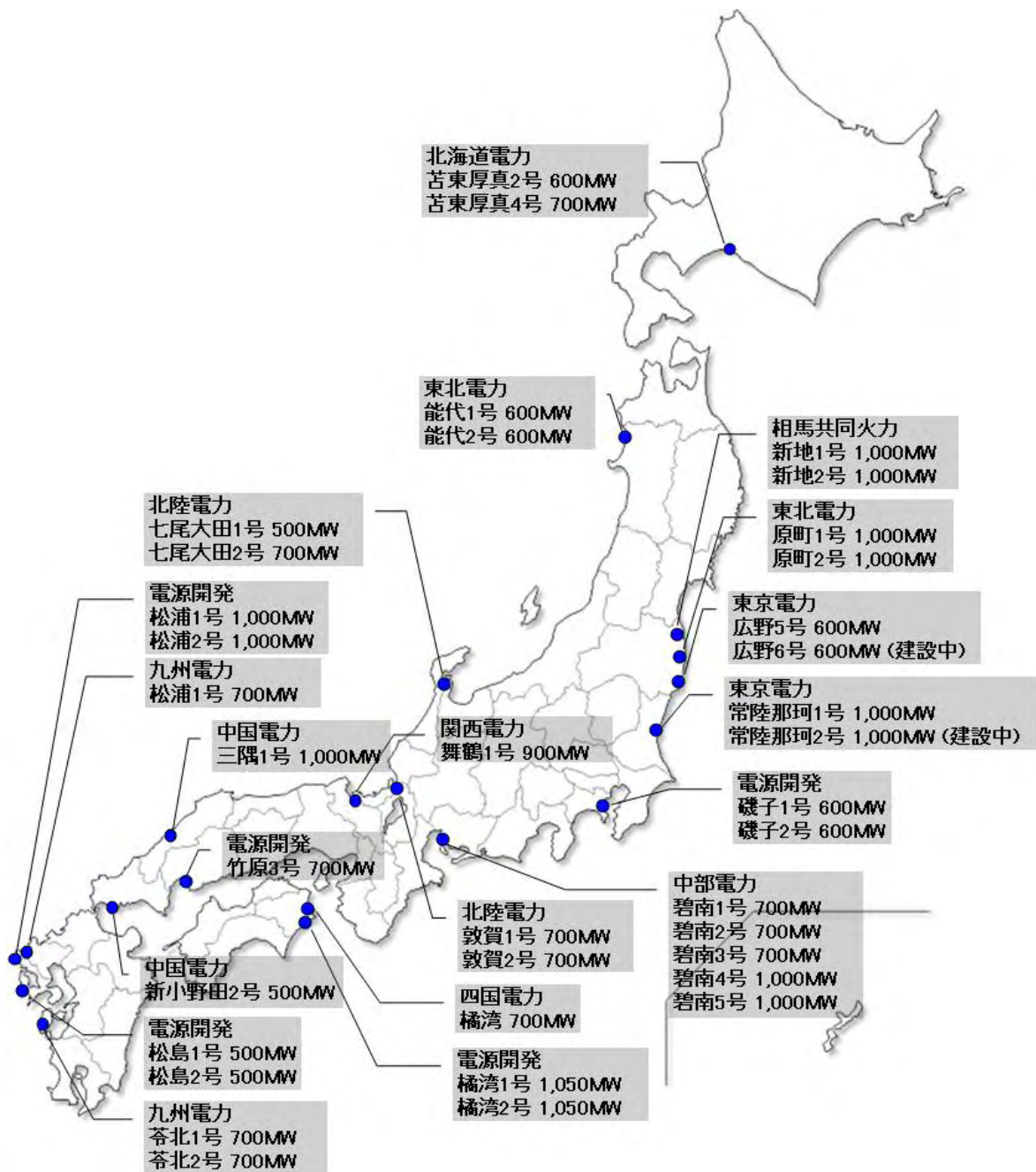


図2.4.1.2 日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所(500MW以上・建設中含む)

出典:社内資料

表2.4.1.3 日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所の仕様(500MW以上・建設中含む)

出典:社内資料

No	電力会社	発電所	No	出力[MW]	型式	ボイラ	タービン	発電機	運転開始
1	北海道	苫東厚真	2	600	SC	石川島	日立	日立	1985年
2	北海道	苫東厚真	4	700	USC	石川島	日立	日立	2002年
3	東北	能代	1	600	SC	日立	富士電機	富士電機	1993年
4	東北	能代	2	600	USC	石川島	東芝	東芝	1994年
5	東北	原町	1	1,000	USC	三菱重工	東芝	東芝	1997年
6	東北	原町	2	1,000	USC	日立	日立	日立	1998年
7	常磐共火	勿来	8	600	SC	三菱重工	日立	日立	1983年
8	常磐共火	勿来	9	600	SC	石川島	東芝	東芝	1983年
9	東京	広野	5	600	USC	三菱重工	三菱重工	三菱電機	2004年
10	東京	広野	6	600	USC	三菱重工	三菱重工	三菱電機	2013年
11	相馬共火	新地	1	1,000	SC	日立	日立	日立	1994年
12	相馬共火	新地	2	1,000	SC	三菱重工	東芝	東芝	1995年
13	東京	常陸那珂	1	1,000	USC	日立	日立	日立	2003年
14	東京	常陸那珂	2	1,000	USC	日立	日立	日立	2013年
15	電源開発	磯子	1	600	USC	石川島	富士電機	富士電機	2002年
16	電源開発	磯子	2	600	USC	石川島	日立	日立	2009年
17	中部	碧南	1	700	SC	三菱重工	東芝	東芝	1991年
18	中部	碧南	2	700	SC	日立	日立	日立	1992年
19	中部	碧南	3	700	USC	石川島	三菱重工	三菱電機	1993年
20	中部	碧南	4	1,000	USC	石川島	東芝	東芝	2001年
21	中部	碧南	5	1,000	USC	石川島	東芝	東芝	2002年
22	北陸	七尾大田	1	500	USC	日立	三菱重工	三菱電機	1995年
23	北陸	七尾大田	2	700	USC	石川島	東芝	東芝	1998年
24	北陸	敦賀	1	500	USC	三菱重工	東芝	東芝	1991年
25	北陸	敦賀	2	700	USC	三菱重工	東芝	東芝	2000年
26	関西	舞鶴	1	900	USC	三菱重工	三菱重工	三菱電機	2004年
27	関西	舞鶴	2	900	USC	石川島	東芝	東芝	2010年
28	中国	三隅	1	1,000	USC	三菱重工	三菱重工	三菱電機	1998年
29	電源開発	竹原	3	700	SC	日立	日立	日立	1983年
30	中国	新小野田	1	500	SC	石川島	東芝	東芝	1986年
31	中国	新小野田	2	500	SC	石川島	東芝	東芝	1987年
32	四国	橘湾	1	700	USC	日立	東芝	東芝	2000年
33	電源開発	橘湾	1	1,050	USC	石川島	東芝	GE	2000年
34	電源開発	橘湾	2	1,050	USC	日立	三菱重工	三菱電機	2000年
35	九州	松浦	1	700	SC	三菱重工	日立	日立	1989年
36	電源開発	松浦	1	1,000	SC	日立	三菱重工	三菱電機	1990年
37	電源開発	松浦	2	1,000	USC	日立	三菱重工	三菱電機	1997年
38	電源開発	松島	1	500	SC	三菱重工	日立	日立	1981年
39	電源開発	松島	2	500	SC	三菱重工	東芝	東芝	1981年
40	九州	苓北	1	700	SC	石川島	東芝	東芝	1995年
41	九州	苓北	2	700	USC	三菱重工	東芝	東芝	2003年
		計	40	31,000					

図 2.4.1.3 に超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所における設備費構成を示す。ボイラ設備が 19%と最も高く、次いで蒸気タービン・発電機 15%、脱硫・脱硝設備 14%となっている。一般にボイラ設備といわれるボイラ本体設備と脱硫・脱硝設備を併せると 33%と、プラント設備費全体の約三分之一を占めることが分かる。

図 2.4.1.4 に石炭火力発電所建設費の傾向を示す。国際市場では、1,000MW 石炭火力発電所 1 基の建設費が 1,710 million USD (=約 1,454 億円)である。比率より主要機器の国際価格は、ボイラ+脱硫・脱硝設備価格が約 480 億円、蒸気タービン発電機価格が約 220 億円程度と推定される。

機器供与の分野で受注を目指す重電メーカーにとり、主機(ボイラ、蒸気タービン、発電機)を受注することが目標となる。とくに石炭火力発電案件においては、重電メーカーとしてボイラを受注することが最大の目標になると考えられる。しかし国内市場が縮小したのにも関わらず、ボイラ、タービンや発電機とも市場シェアの拮抗する各社がそれぞれ開発・製造を行っており、過剰競争の弊害が出ていると推定される。

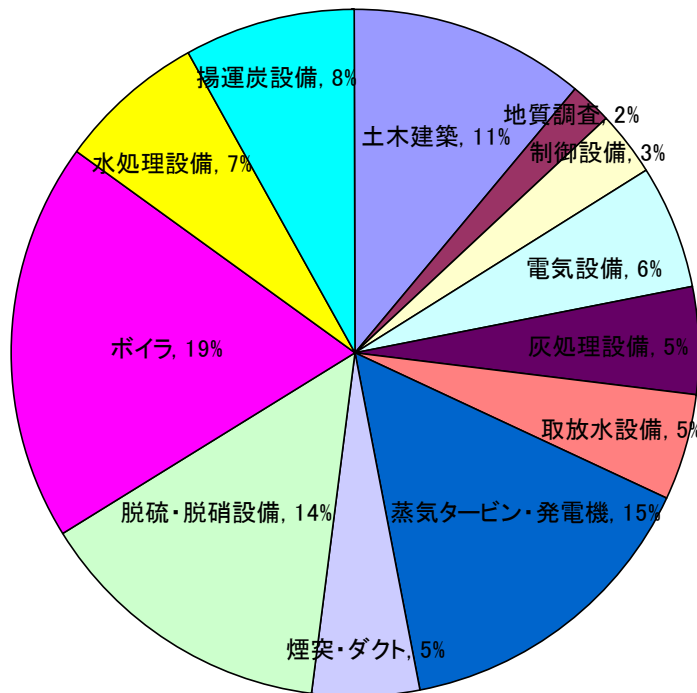


図 2.4.1.3 超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所の設備費構成

出典:CCT Workshop 2008 in Japan

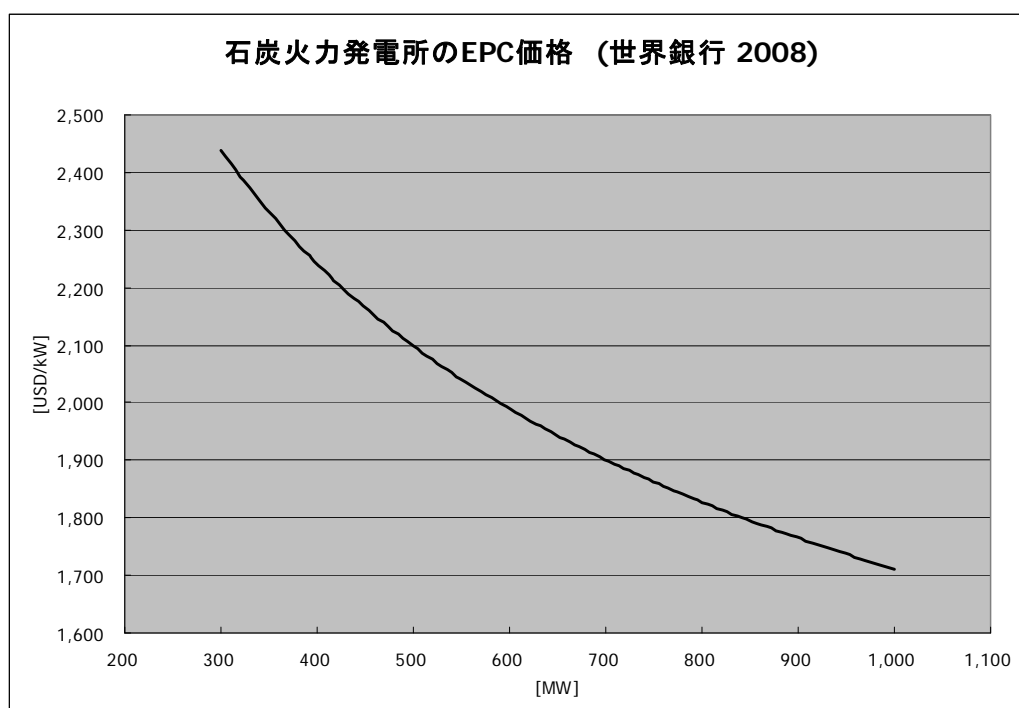


図 2.4.1.4 石炭火力発電所建設費の傾向

出典: Study of Equipment Prices in the Power Sector / The International Bank for Reconstruction and Development / THE WORLD BANK GROUP / 2008

図 2.4.1.5 に日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所のボイラ受注実績 (500MW 以上・建設中含む) を示す。石川島播磨重工が 35% と最も高く、次いで日立 33%、三菱重工 32% となっている。前述のとおり、プラント設備価格全体でもっとも大きな比率を占めるボイラ設備は、国内市場においては国内大手重電メーカー三社で競合の末、受注はほぼ三分割されている。このことは蒸気タービンや発電機など他設備にも共通し、また海外市場においても国内重電メーカーは競合することになる。

電力のインフラ輸出では、原子力以外はほとんどのケースが国際入札であり、日本勢同士の競合もある。一方で韓国・フランスなどでは国と重電メーカーが一枚岩になっており、EPC や機器供与の市場でほとんど同国同士での競合がない。この日本における構造的な問題が、政府支援が他国に比して効果的に作用しない要因と思慮される。

鉄鋼市場でも国内需要縮小から海外事業を展開するため、経営統合に向けた検討が開始されている。電力市場においても重電メーカーは国内需要縮小から海外展開を図っている。重電メーカーの吸収・合併により重電メーカー数が 1、2 社に絞られるようなことがあれば、トップセールスなどの政府支援もより効果的に作用する。

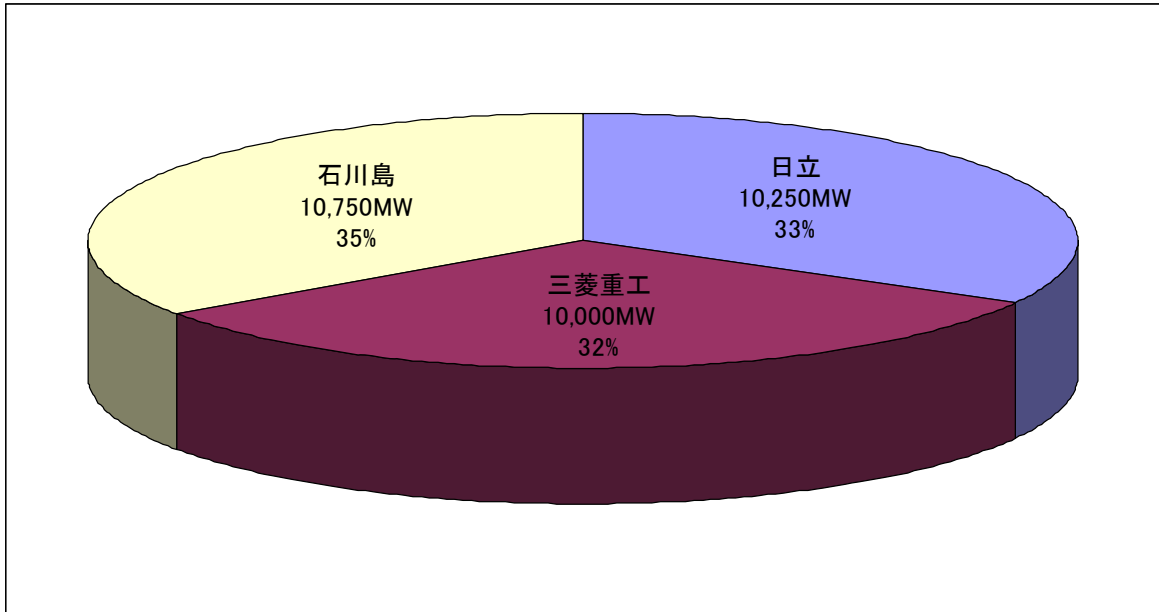


図 2.4.1.5 日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所のボイラ受注実績
(500MW 以上・建設中含む)

図 2.4.1.6 に日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所のタービン受注実績(500MW 以上・建設中含む)を示す。東芝が 43%と最も高く、次いで日立 29%、三菱重工 24%となっている。

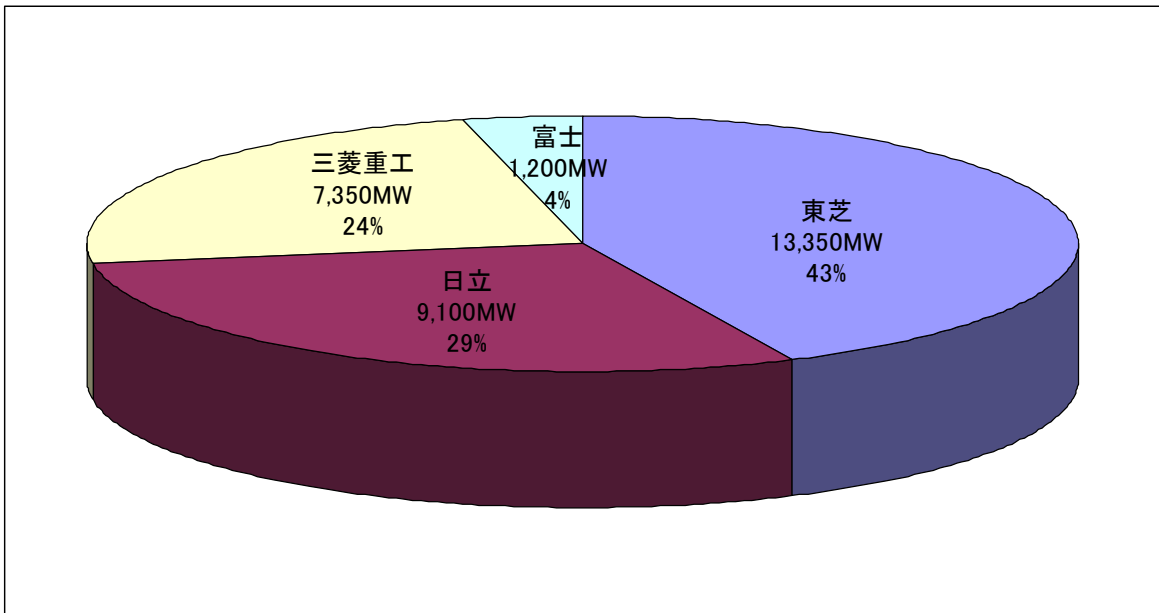


図 2.4.1.6 日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所のタービン受注実績
(500MW 以上・建設中含む)

図 2.4.1.7 に日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所の発電機受注実績(500MW 以上・建設中含む)を示す。東芝が 40%と最も高く、次いで日立 29%、三菱電機 24%となっている。

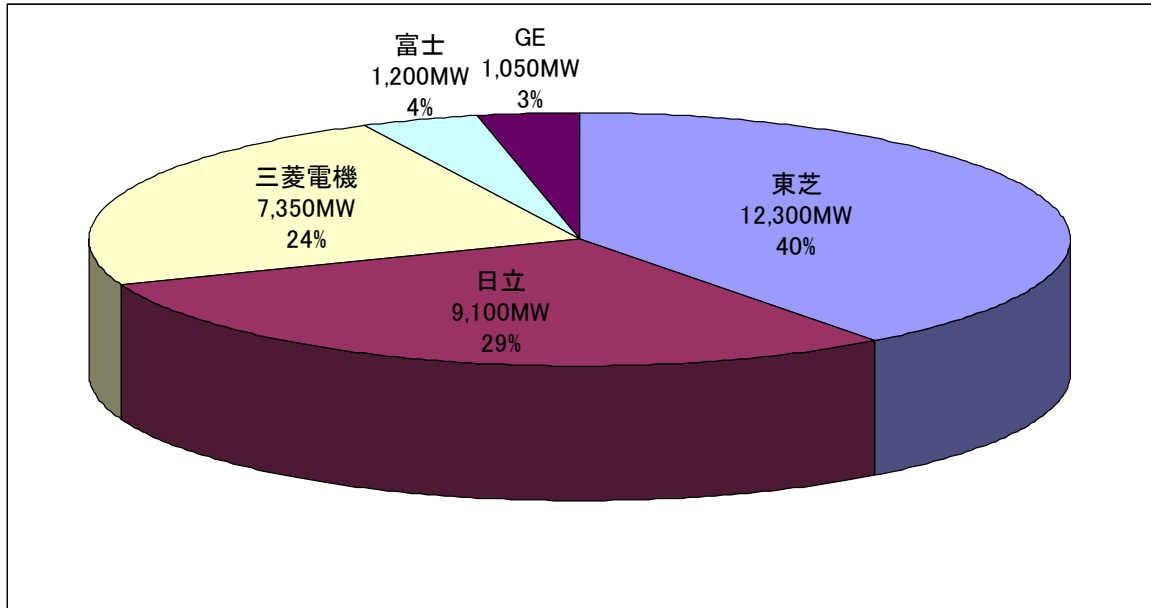


図 2.4.1.7 日本における超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所の発電機受注実績
(500MW 以上・建設中含む)

2.4.2 コンバインドサイクル火力発電

ガスタービン発電と蒸気タービン発電を組み合わせた発電方式である。図2.4.2.1にコンバインドサイクル発電のしくみを示す。高温部にガスタービンを適用し、その排気エネルギーを蒸気系で有効に回収することにより、熱効率を向上することができる。また、小容量の単位機を複数組み合わせることで一つの大容量発電設備を構成するため、起動、停止操作が容易で需要の変動に即応できる。このため、中間負荷、低負荷時においては単位機の運転台数を調整することにより、常に定格出力並の高効率で運転できるなど、機動性や運用熱効率の点で優れている。

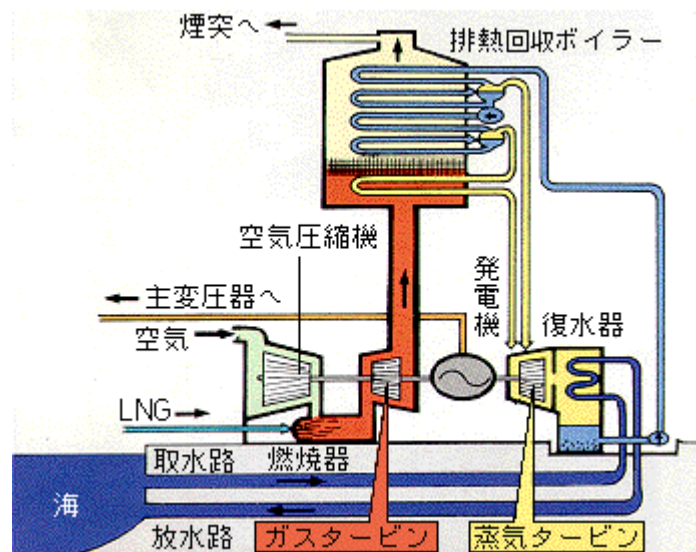


図 2.4.2.1 コンバインドサイクル発電のしくみ

出典:電気事業連合会

表 2.4.2.1 に日本におけるコンバインドサイクル火力発電所の仕様を示す。国内にはコンバインドサイクル火力発電所が 20 系列存在する。

表 2.4.2.1 日本におけるコンバインドサイクル火力発電所の仕様(建設中含む)

出典:社内資料

電力会社	発電所	No	出力[MW]	型式	GT	HRSG	発電機	運転開始
東北	東新潟	3	1,090	E	三菱重工	三菱重工	三菱電機	1984年
東北	東新潟	4	1,610	G	三菱重工	三菱重工	三菱電機	1984年
東京	千葉	1	1,440	F	三菱重工	三菱重工	三菱電機	1998年
東京	千葉	2	1,440	F	GE	石川島	GE	1999年
東京	富津	1	1,000	E	GE	GE	GE	1985年
東京	富津	2	1,000	E	GE	GE	GE	1987年
東京	富津	3	1,520	F	GE	日立	GE	2001年
東京	富津	4	1,520	G	GE	東芝	東芝	2008年
東京	品川	1	1,140	F	GE	東芝	東芝	2001年
東京	川崎	1	1,500	G	三菱重工	三菱重工	三菱電機	2007年
東京	横浜	7	1,400	F	GE	東芝	GE	1996年
東京	横浜	8	1,400	F	GE	日立	GE	1996年
中部	新名古屋	7	1,458	F	GE	東芝	東芝	1998年
関西	姫路第一	5	729	F	三菱重工	三菱重工	三菱電機	1995年
関西	姫路第一	6	713	F	GE	日立	日立	1996年
中国	柳井	1	700	E	GE	日立	日立	1990年
中国	柳井	2	700	E	GE	日立	日立	1990年
九州	新大分	1	690	E	GE	日立	日立	1991年
九州	新大分	2	870	E	三菱重工	三菱重工	三菱電機	1994年
九州	新大分	3	735	E	GE	日立	日立	1999年
	計	20	21,287					

E:ガスタービン燃焼温度 1、100℃級、F:1、300℃級、G:1、500℃級

図 2.4.2.2 にコンバインドサイクル火力発電所の設備費構成を示す。ガスタービン設備が 32%と最も高く、次いで土木建築 18%、HRSG10%、蒸気タービン・発電機 8%となっている。ガスタービン設備が 32%と、プラント設備費全体の約三分の一を占めることが分かる。

機器供与の分野で受注を目指す重電メーカーにとり、主機(ガスタービン、HRSG、蒸気タービン、発電機)を受注することが目標となる。とくにコンバインドサイクル発電案件においては、重電メーカーとしてガスタービンを受注することが最大の目標になると考えられる。ただし大型ガスタービン機器供与可能なのは国内で三菱重工一社であり、他重電メーカーはコンバインドサイクル発電案件において他主機(HRSG、蒸気タービン、発電機)やBOP関連の受注を目指すものと考えられる。

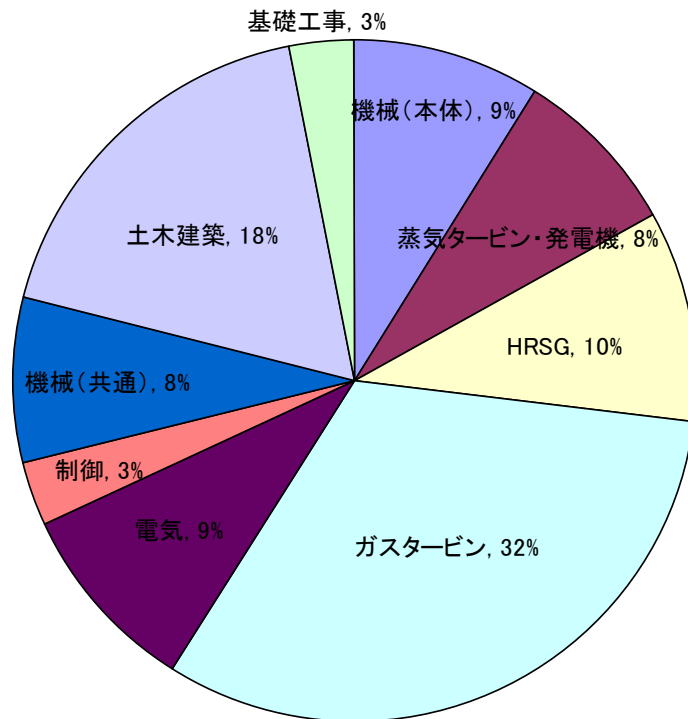


図2.4.2.2 コンバインドサイクル火力発電所の設備費構成

出典: Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants 2009

図2.4.2.3に日本におけるコンバインドサイクル火力発電所のガスタービン受注実績(燃焼温度1,100°C級以上・建設中含む)を示す。GEが66%と最も高く、次いで三菱重工34%となっている。

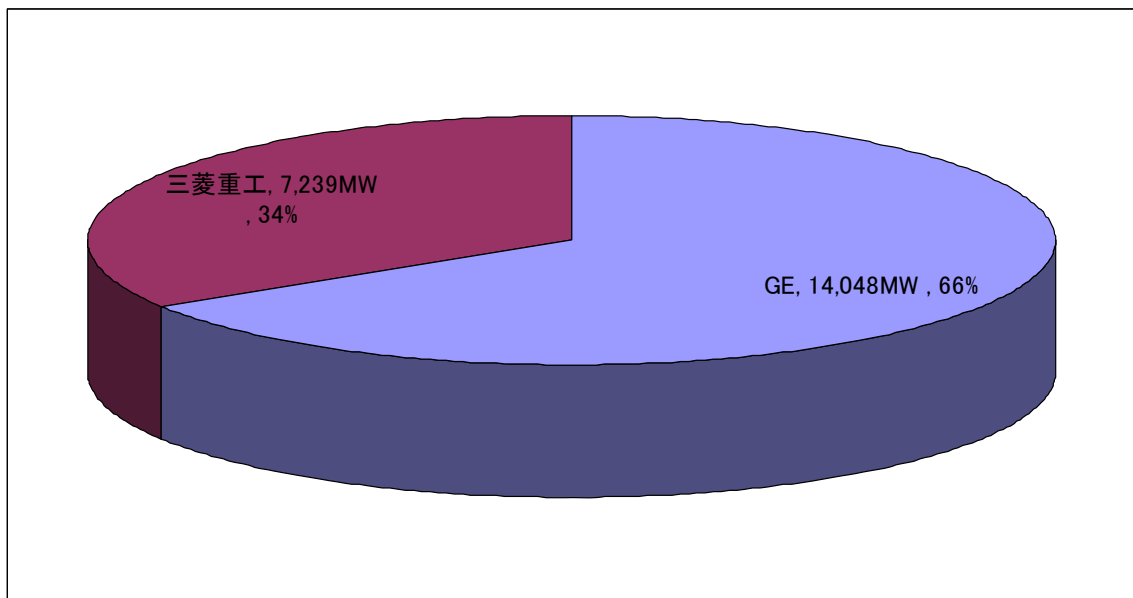


図2.4.2.3 日本におけるコンバインドサイクル火力発電所のガスタービン受注実績

(燃焼温度1,100°C級以上・建設中含む)

図2.4.2.4に日本におけるコンバインドサイクル火力発電所のHRSG受注実績(燃焼温度1,100℃級以上・建設中含む)を示す。三菱重工が35%と最も高く、次いで日立30%、東芝19%となっている。

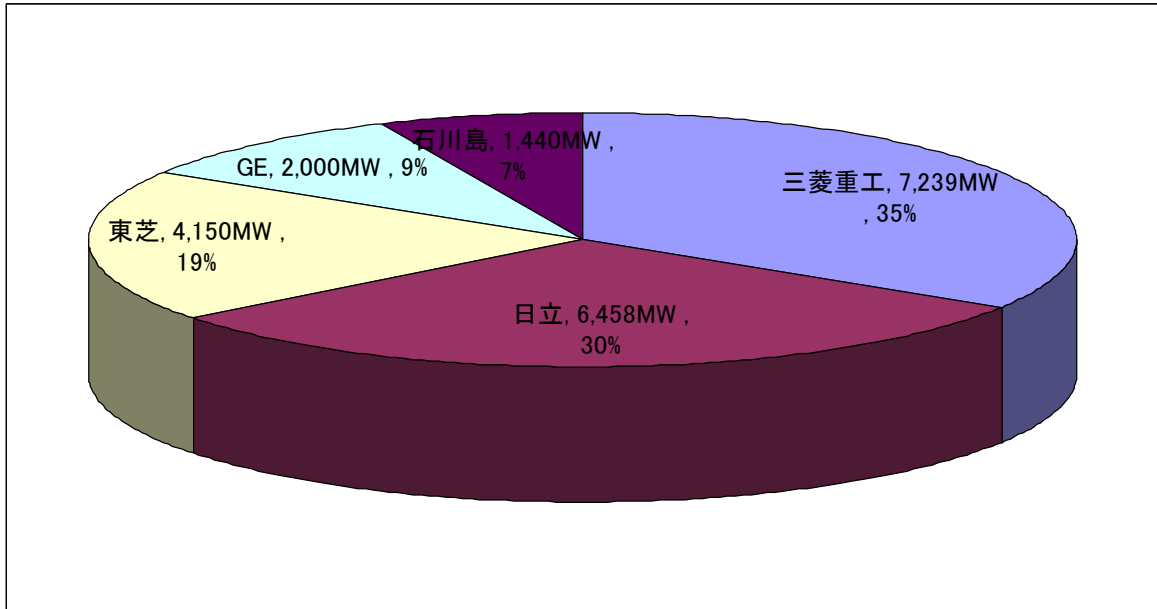


図2.4.2.4 日本におけるコンバインドサイクル火力発電所のHRSG受注実績
(燃焼温度1,100℃級以上・建設中含む)

図2.4.2.5に日本におけるコンバインドサイクル火力発電所の発電機受注実績(燃焼温度1,100℃級以上・建設中含む)を示す。GEが36%と最も高く、次いで三菱電機34%、日立17%となっている。

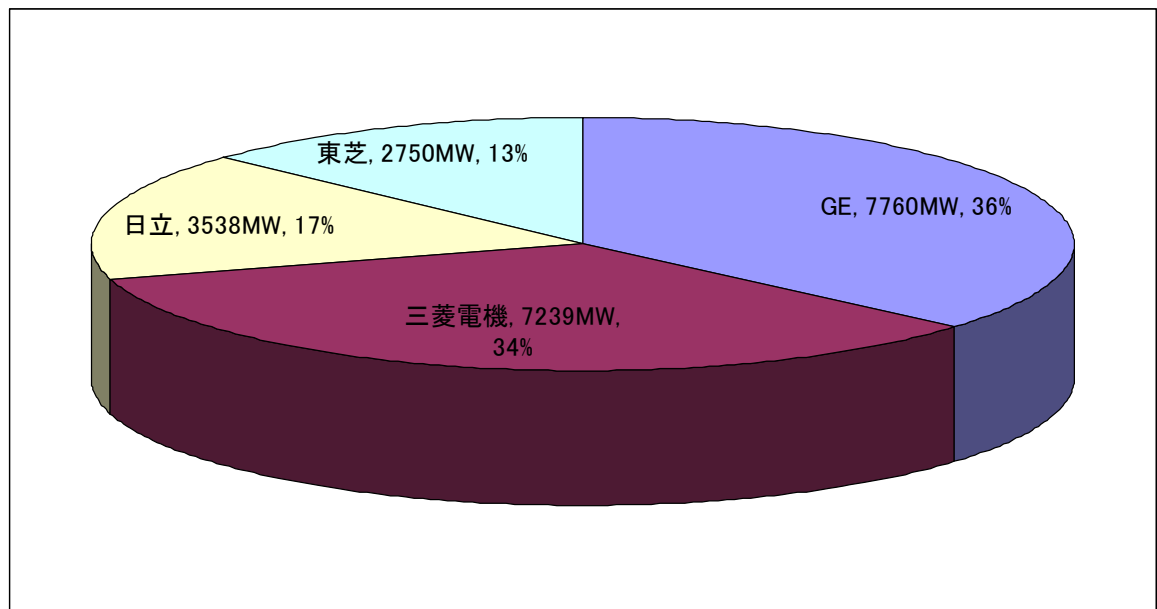


図2.4.2.5 日本におけるコンバインドサイクル火力発電所の発電機受注実績
(燃焼温度1,100℃級以上・建設中含む)

2.4.3 石炭ガス化プラント発電

資源の乏しい日本においては、発電供給力確保のために埋蔵量が豊富で価格の安定した石炭を利用した火力発電を導入する必要がある。しかし石炭は埋蔵量が豊富で安価な一方、燃焼時にCO₂を大量に排出する欠点がある。そのためには、高効率な石炭火力発電技術の開発により、発電供給力確保と地球温暖化対策を両立させることが不可欠であり、IGCC(Integrated Coal Gasification Combined Cycle:石炭ガス化複合発電技術)はこの中核技術になると考えられている。IGCCは国内における石炭の利用だけでなく、海外における石炭火力の飛躍的な効率改善による温暖化ガスの大幅削減や環境性能の大幅な向上等にも役立つと考えられている。

図2.4.3.1に石炭ガス化プラント発電のしくみを示す。石炭をガス化しガスタービンを回すIGCCはCO₂の排出量が少ない。国内では、2001年にクリーンコールパワー研究所が電力会社共同出資により設立された。実証機出力は250MWとされ、送電端効率は大型石炭火力級の42%(LHV)を目標としている。商用段階では1、500℃級ガスタービン導入により、送電端効率は48%を超える見込みである。

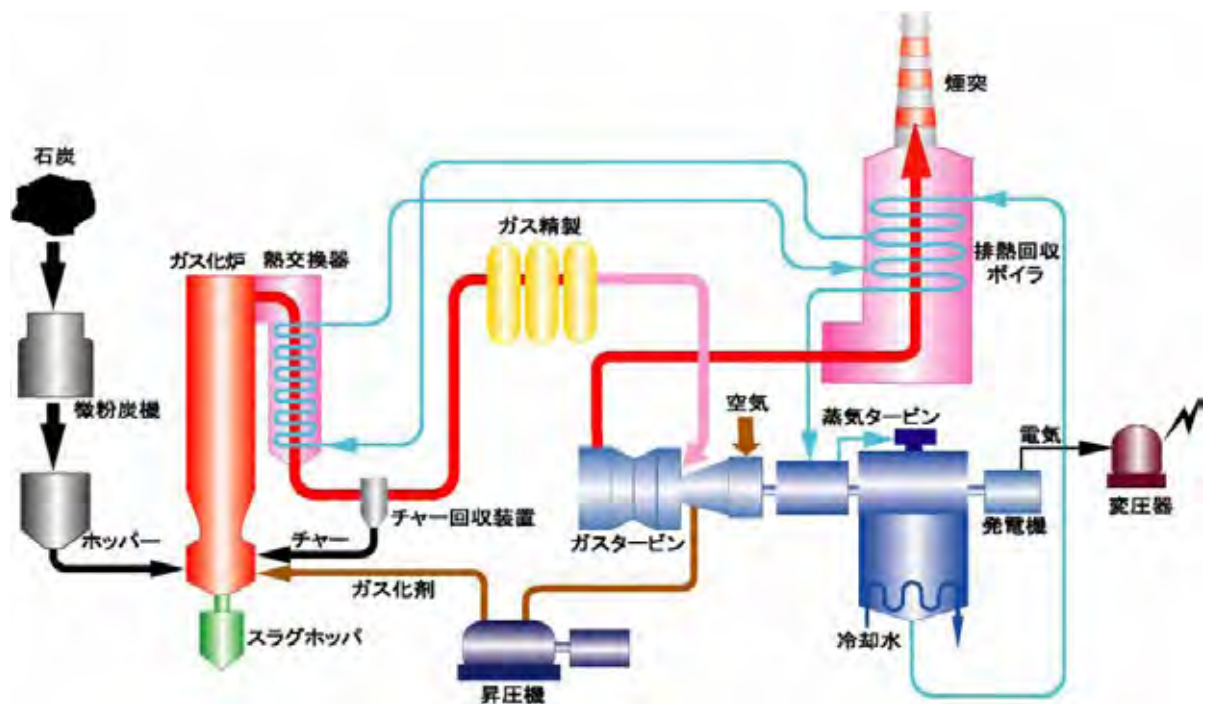


図 2.4.3.1 石炭ガス化プラント発電

出典:クリーンコールパワー研究所

国内噴流床石炭ガス化複合発電技術開発では、200トン/日パイロットプラントの成果を踏まえ、実証機計画に関する検討が行われ、1997年度および98年度に新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)より東京電力(株)への委託研究として、実証機F/Sおよび要素研究が実施された。この成果を受け、1999年度より電力9社と電源開発(株)ならびに電中研との共同研究(国の補助事業)として、空気吹きIGCC実証機プロジェクト

がスタートした。2001年6月には(株)クリーンコールパワー研究所が電力共同出資により設立され、プラント立地点が福島県いわき市の常磐共同火力発電所構内に決定した。

実証機から商用機へのスケールアップ等を考慮して、実証機出力は250MW規模(ガス化炉石炭処理量:約1,700トン/日)とされている。実証機の目標送電端効率は、最新鋭の大型微粉炭火力並みである42%(LHV基準)であるが、商用段階では1,500℃級ガスタービンの導入等により、送電端効率は48%を越える見込みである。

2004年には約3年間の環境アセスメントが終了し、2004年8月に現地工事に着手した。その後、2007年10月にガス化炉石炭ガス化運転が開始された。同年12月にはガスタービンへの石炭ガス供給が行われ、2008年3月7日にプラント負荷100%(250MW)に達した。

2008年6月～9月には、長時間連続運転試験が行われ、無事に終了している。2008年度下期には最適化試験が実施され、設計値を上回るプラント性能が得られている。

また、2008年度および2009年度には炭種拡大方策として、ベース炭種の中国炭に加え、インドネシア炭および米国PRB炭を用いた試験運転が実施された。さらに、2009年6月からは、年間累積運転時間として5,000時間を目標とした耐久性試験が実施され、2010年6月に終了している。

本調査においてインタビューした、クリーンコールパワー研究所におけるIGCCプラント実証試験調査結果は次のとおりである。

a 技術力の達成度

- ・ 2007年9月から実証試験を開始し、現在で約3年となる。
- ・ 1年目は最初の6ヶ月で定格出力250MWに到達し、後半の6ヶ月で2000hr運転を達成した。
- ・ 2年目は性能を確認し(42.9%、送電端、LHV)、また、炭種変換試験を行い北米、インドネシア炭での運転状態を確認した。2年目の後半の5000hr累積運転試験を行い、昨年の6月に達成した。その後開放点検し、大きな問題は無く、設備の耐久性が確認できた。短期間でこれほどの実証試験の成果をあげたIGCCプロジェクトは他にない。
- ・ 5000hr累積運転達成により、プロジェクト費用の30%を負担していた国の補助金が出なくなった。
- ・ 国の最終報告が間もなく発表される。
- ・ 実証試験はH23、24年度の2年間延長されることになった。この期間に信頼性と経済性(建設費、保守費)の確認を行う。稼働率は59%達成で、なお高い数値を目指している。

b プラント輸出に向けた競争力強化の課題

- ・ 建設費は980億円。実績は9年間の実証試験で900億円弱。そのうちプラント代が700億円で残りの200億円は運用など、建設単価は29万円/kW。商用機では20万円/kW以下にしたい(一般的に国内微粉炭火力で20万円/kW、海外微粉炭火力で15万円/kWというレベルであり、初期投資額という面で、競争力のある商用機としては厳しい)。

- ・ 経済性の目標値:建設費が微粉炭火力より2割高。燃料代が微粉炭火力より2割安。これらにより発電コストが微粉炭火力と同等になることが目標。
- ・ 製造者であるMHIも機器価格で競争力の無い点を問題としており、中国のDongfang 東方電気集団と組んでコストを下げ、中国内での受注を目指している。MHIとDongfangはGTで技術提携(MHIからの技術供与)している。
- ・ 中国では中電投資集团公司の廊坊IGCCプロジェクトの計画があり、経産省がMHIのサポートをしている。
- ・ USCで褐炭(4000kcal/kg)を検討したときに、プレヒータリングが必要で、そのため送電端効率が37%位になったが、IGCCでもdryingは必要。同じ条件でIGCCはUSCに比べて相対的に2割効率が良いという認識である。
- ・ オーストラリアのZerogenプロジェクトで、最近オーストラリア政府が撤退した理由は、経済性の問題だったと推定される。CCSとの組合せのプロジェクトなので、IGCCが高かったのか、CCSが高かったのかは不明である。また、オーストラリアではGEが積極的に販売活動を行っており、そのロビー活動もあったのではないかと想像される。
- ・ IGCCは、常陸那珂、新地、常磐共火に土地はあり、リプレース需要も期待できる。建設を続けていかないとメーカー(MHI)技術も継承されなくなってしまうことを危惧している。経済的には厳しいが、広い炭種に対応できるとか、冷却水量が少ないとか、スラグがガラス上で再利用がしやすい・容積半分、重金属が溶出しにくい、といったIGCCの利点を必要とする(生かせる)プロジェクトを発掘するなどの策が必要ではないか。
- ・ 欧米の先行機は5年の実証試験後に商用化されている。勿来のIGCCも5年の実証試験期間を経験すれば、商用化するのではないかと思う。
- ・ J-CCSでは、苫小牧、いわき沖、北九州が候補地点となっている。苫小牧は調査井の段階。いわき沖は、70km沖の旧ガス田に戻す計画である。
- ・ 日本は、10年間掛けて、2t/d→200t/d→1700t/dと開発・研究を進めてきた。中国、韓国がすぐに追いつけるとは考えにくい。
- ・ 日本は世界の4大プラントより10年遅れている。ただし、空気吹き式は世界唯一であり、また性能も世界一なので、最近は勿来を入れて世界の5大プラントと言われている。
- ・ 中国のGreen Gen stage I(天津)は昨年運開予定だったが、まだ運転に至っていない。

2.4.4 二酸化炭素回収・貯留システム

二酸化炭素回収貯留(CCS:Carbon Dioxide Capture and Storage)は、発電所や工場などから排出されるCO₂を回収し、地中や海洋に注入して貯蔵・隔離する技術である。地球温暖化対策の有効な技術として評価されており、世界各地で研究開発が行われている。図2.4.4.1にCCS概念図を示す。

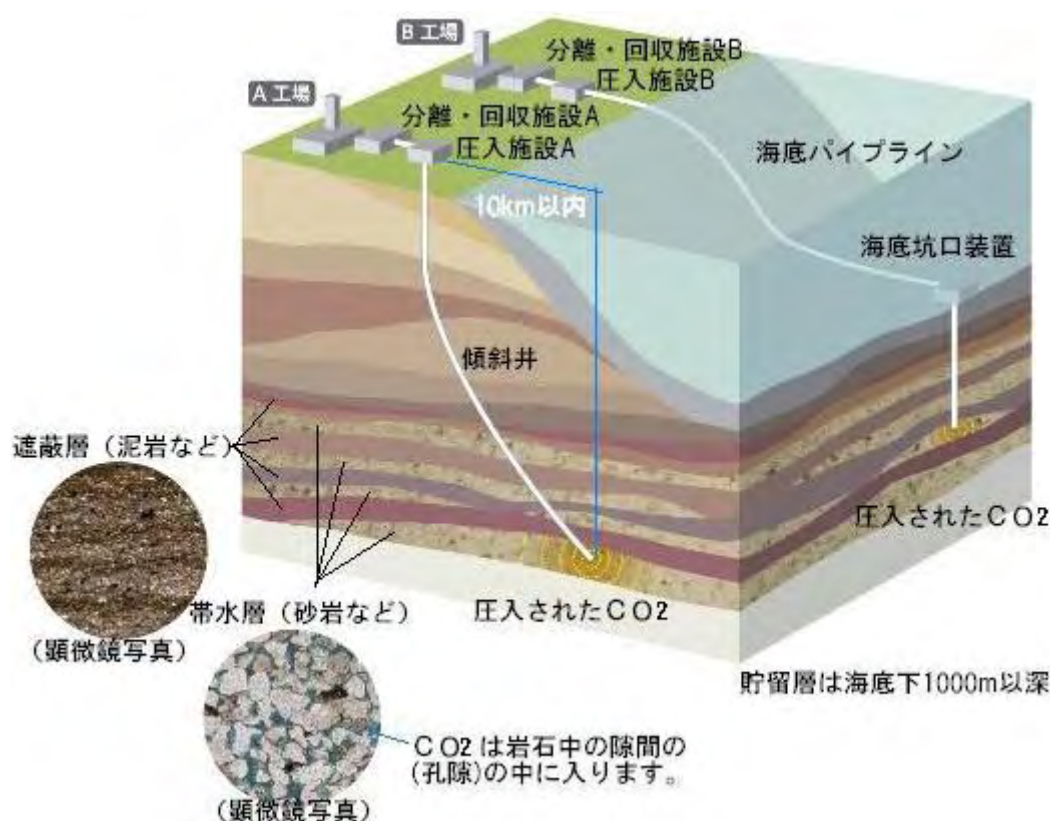


図 2.4.4.1 CCS 概念図

出典: 日本 CCS 調査株式会社

石油や天然ガス、石炭といった化石燃料をエネルギーとして使用すれば、温室効果ガスの筆頭であるCO₂が発生する。したがって、化石燃料を効率的に用いてCO₂の発生量を抑制する一方、発生するCO₂を大気中に放出しないことが地球温暖化対策には重要になってくる。

CCS技術はそうした発想から生まれた。発電所や工場など大規模なCO₂排出源でCO₂を回収し、大気に触れない地中などに貯留する技術であり、燃焼排ガスから回収するポストコンバッション方式と燃焼前の燃料から回収するプレコンバッション方式がある。

貯留場所は帯水層(水または塩水で満たされた砂岩などの地層)や枯渇した石油・天然ガス層、廃炭田層、メタン層などの地中のほか、海洋への希釈溶解、深海底の窪地などが検討されている。

また、回収した CO₂を活用するという観点から、油田や天然ガス田に圧入することで CO₂の貯留と石油・天然ガスの採掘促進を図る方法や、化学品の原料に利用するといった方法も研究され、尿素やメタノールではすでに実施されている。

化石燃料を使用し続ける限り、CCSの導入・普及なしには CO₂の排出削減は困難である。特に火力発電所で発生する CO₂の回収には CCS が有効である。

2005年の気候変動に関する政府間パネル(IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change) CO₂回収特別報告書によると、世界中で年間10万トン以上の CO₂を排出する大規模固定 CO₂排出源を対象にした集計では、石炭火力発電所だけで全産業の排出量の約6割を占めている。

石炭火力発電は排出源1カ所あたりの平均排出量が、他の火力発電に比べて多いという特徴がある。加えて、燃料である石炭の埋蔵量が豊富で、石油・天然ガスと比べて安価でもあるため、今後も発展途上国を中心に石炭火力発電が増加すると予想されている。石炭火力発電所での CO₂回収装置導入に期待を寄せるのは、こうした理由による。

表 2.4.4.1 に世界の発電方式別 CO₂ 排出量を示す。国際エネルギー機関(IEA: International Energy Agency)も 2050 年までのエネルギー技術の展望として「最も重要な手段は、実質的な発電の脱炭素化である。これは再生可能エネルギー、原子力発電、そして化石燃料発電所における CCS の設置の組合せで達成され得る」とし、電力供給と地球温暖化防止を両立させる中核技術3本柱のひとつに火力発電所での CO₂ 回収・貯留を挙げ、その技術革新の必要性を強調している。

表 2.4.4.1 世界の発電方式別 CO₂ 排出量

発電方式	排出量	全 CO2 排出に占める割合	排出源当たりの平均排出量
石炭火力	8,000MtCO ₂	60%	3.9MtCO ₂ 排出源
コンバインドサイクル火力	800MtCO ₂	6%	0.8MtCO ₂ 排出源

日本 CCS 調査は、CCS 実証試験候補地を選定するためのボーリング調査を実施中である。日本 CCS 調査は、CCS の事業化や大規模実証試験実施に向けた事前調査を行うために設立された企業である。CCS 実証試験候補地選定のための事前調査は経済産業省から委託されたもので、深度1,300メートルまで1坑をボーリングして地質データを収集する計画である。同社が CCS 実証試験候補地選定のために事前調査を行うのは、勿来・磐城(福島県いわき市)、苫小牧(北海道苫小牧市)と九州北部地域(福岡県北九州市)の3カ所である。

低炭素社会づくり行動計画(2007)革新的技術開発ロードマップによれば CCS のコストについて、国内での回収コストを 2015 年には 2,000 円/t- CO₂、2020 年には 1,000 円/t- CO₂、を目標に設定している。

CCS を行う場合の発電コストを JCOAL が独自に予測しており、その基本的な予測条件は次のとおりとなっている。

- ・ 燃料価格(石炭、天然ガス):公表されているEIAの予測数値
- ・ 設備建設費や運転コスト:米国 NETL から公表されている数値
- ・ 2050年への外挿:学習曲線(ラーニングカーブ)を使用
- ・ CCSを行う場合は CCSを行わない場合に比べ、2050年時点で A-USC で約 25%、IGCC で約 16%の設備費上昇
- ・ 天然ガスの価格が将来的に上昇すると予測され、2030年以降、USC、A-USC や IGCC は天然ガス複合発電より低い発電コストになると予測
- ・ 2030年以降は石炭火力の中で、A-USC、IGCC が最も低い発電コストとなると予測

CCS なしの場合で、実証段階である IGCC が商用機として普及する成熟技術になる時点では建設費が30%低減できると仮定して予測を行った結果では、IGCC が他の USC、A-USC を凌駕して、IGCC のみがほぼ全面的に建設されると推定している。

2.4.5 地熱発電

本調査においては、インドネシアの地熱発電案件に参画している九州電力(株)が所有する八丁原発電所の運用保守状態を調査した。

地熱発電とは、地中深くから得られた蒸気で直接タービンを回し発電するシステムである。図2.4.5.1に地熱発電のしくみを示す。

地球は、地中深くなるにつれて温度が上がり、一般に深さ30～50kmで1,000℃程度と考えられている。いわばひとつの大きな熱の貯蔵庫といえる。しかし、この熱源はあまりにも深部に存在するため、現在の技術でこれをエネルギー資源として利用することはまず不可能である。ただ、火山や天然の噴気孔、温泉、変質岩などがある、いわゆる地熱地帯と呼ばれる地域では、深さ数kmの比較的浅いところに1千度前後のマグマ溜りがある。そして地中に浸透した雨水などがマグマ溜りによって加熱されて、地熱貯留層を形成することがある。このような地点に貯えられた熱を直接、エネルギー源として利用するのが地熱発電である。

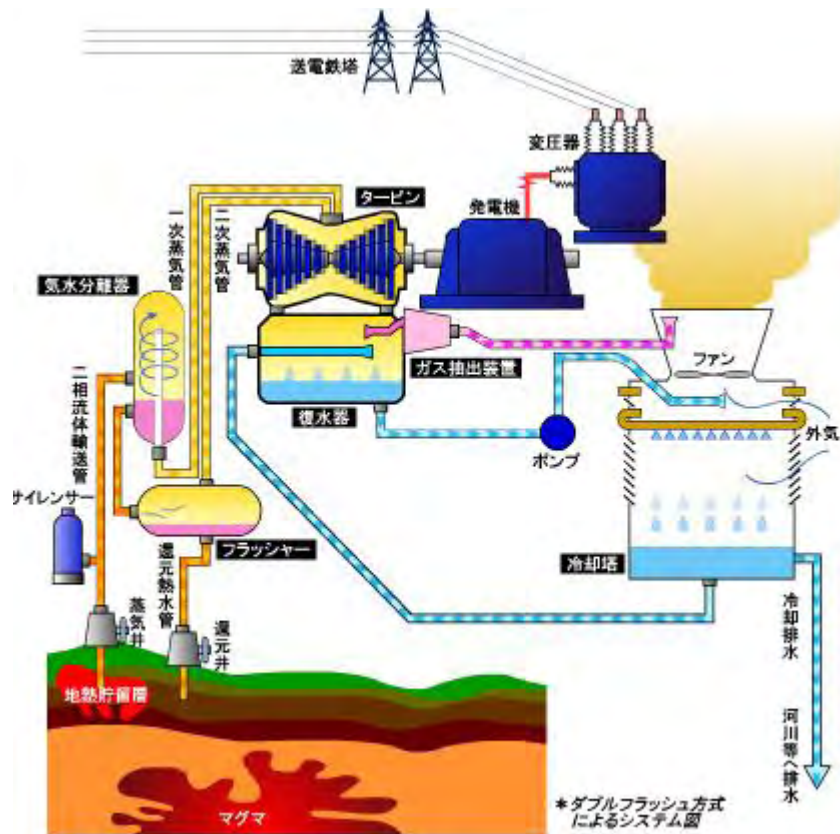


図2.4.5.1 地熱発電
出典: 日本地熱学会

現在の日本の地熱発電所は、雨水等が地熱により加熱されて高温の熱水として地下に貯えられたものを取り出し、この地熱水を蒸気と熱水に分け、熱水は地下に戻して蒸気だけをタービンの動力に利用する蒸気発電方式である。地熱開発は、平成になってから約31万kWの開発が行われ、それまでの22万kWの開発と合わせると約53万kWを超える電源となり、本格的導入段階を迎えている。

また、近年、天然の熱水や蒸気が乏しくても、地下に高温の岩体が存在する箇所を水圧破碎し、水を送り込んで蒸気や熱水を得る高温岩体発電(hot dry rock geothermal power:HDR)の技術も開発されている。

表2.4.5.1に事業用地熱発電所の稼働状況を示す。

表2.4.5.1 事業用地熱発電所稼働状況

出典:火力原子力発電技術協会 2008

発電所	所有者	設備容量	最大電力	稼働率	負荷率	運転開始	タービン	発電機
森	北海道電力	50	18	91.5	70.6	1982/11	東芝	東芝
澄川	東北電力/ 三菱マテリアル	50	45.9	94.5	77.6	1995/3	三菱重工	三菱電機
松川	東北水力地熱	23.5	17.5	92.3	82.4	1966/10	東芝	東芝
葛根田#1	東北電力	50	24.2	5.2	5	1978/5	東芝	東芝
葛根田#2	東北水力地熱	30	17	75.9	25.8	1996/3	東芝	東芝
上の岱	東北電力/ 東北水力地熱	28.8	26.6	100	87.6	1994/3	東芝	東芝
鬼首	電源開発	25	13	90.2	70	1975/3	川崎重工	富士電機
柳津西山	東北電力/ 奥会津地熱	65	52	80.3	63.4	1995/5	東芝	東芝
八丈島	東京電力	3.3	2.5	78.1	61.2	1999/3	富士電機	富士電機
大岳	九州電力	13	12.5	100	78.9	1967/8	三菱重工	東芝
八丁原#1	九州電力	55	54.9	94.8	83.5	1977/6	三菱重工	三菱電機
八丁原#2	九州電力	55	54.8	99.7	90.7	1990/6	三菱重工	三菱電機
八丁原バイナリー	九州電力	2	2	46.3	36.9	2006/4	オーマツト	カトウ
滝上	九州電力/ 出光大分地熱	25	24.9	94.5	92.2	1996/11	三菱重工	三菱電機
大霧	九州電力/ 日鉄鹿児島地熱	30	29.6	100	87.9	1996/3	三菱重工	三菱電機
山川	九州電力	30	17.5	92.9	70.1	1995/3	三菱重工	三菱電機
	計	535.6						

図2.4.5.2に日本における事業用地熱発電所のタービン受注実績を示す。三菱重工が48%と最も高く、次いで東芝46%、川崎重工25%となっている。

図2.4.5.3に日本における事業用地熱発電所の発電機受注実績を示す。東芝が49%と最も高く、次いで三菱電機46%、富士電機5%となっている。

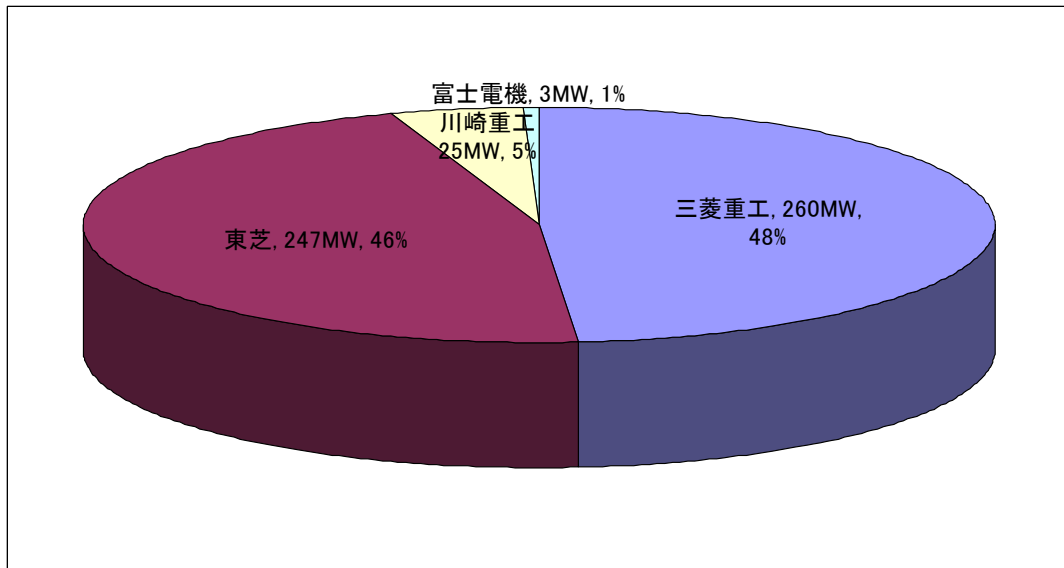


図2.4.5.3 日本における事業用地熱発電所のタービン受注実績

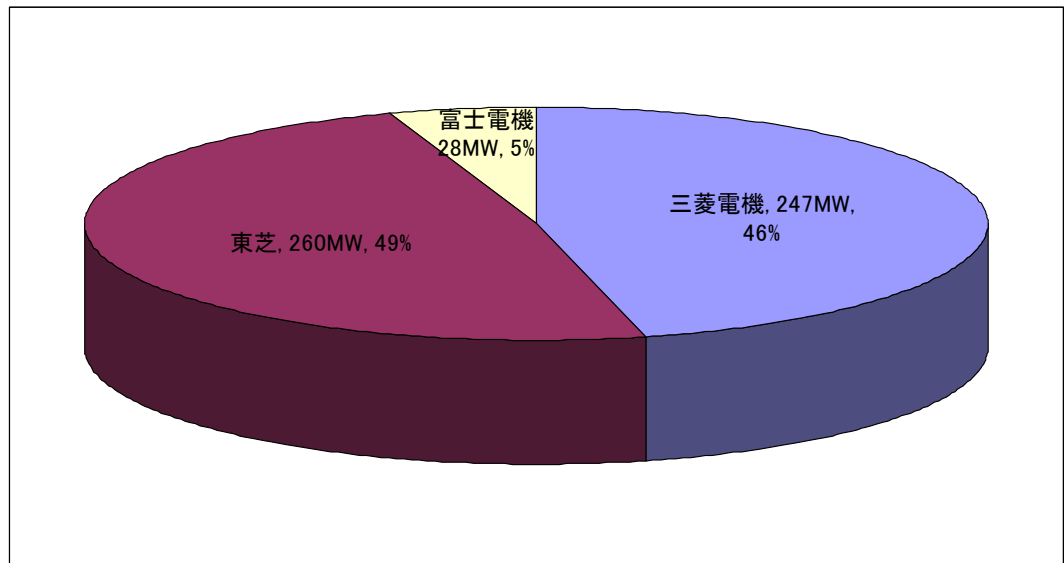


図2.4.5.3 日本における事業用地熱発電所の発電機受注実績

2.4.6 太陽光発電

シリコン半導体などに光が当たると電気が発生する現象を利用し、太陽の光エネルギーを直接電気に変える発電方法である。地域や設置の方位、傾斜角によって異なるが、太陽光発電システムの定格出力1kWあたり、年間約1,000kWhの電力を発電する。

太陽電池のN型半導体とP型半導体の間には、(+)と(-)の電位差が生じている。しかし、光が当たっていない状態では、そこに導線をつないでも、電流は流れない。太陽電池に光が当たると、P型半導体の(-)電子がN型半導体(+)のホールに移動し、不安定な状態になったN型半導体の自由電子(-)が導線を伝ってP型半導体に向かって移動することにより、電流が流れる。

平均的な一般家庭で消費する電力量は、年間約3,600kWhなので、定格出力3~4kWの太陽光発電システムによってまかなえることになる。晴れた日中には発電効果をもっとも大きくなり、電力会社に売電する量も大きくなる。一方、真夏の晴れた日には冷房などの利用が増加し、一年でもっとも電力利用が増加する。したがって、太陽光発電を設置すると、電力供給をもっとも切迫する真夏の電力消費量を抑えることができる。

図 2.4.6.1 に太陽光発電のしくみを示す。

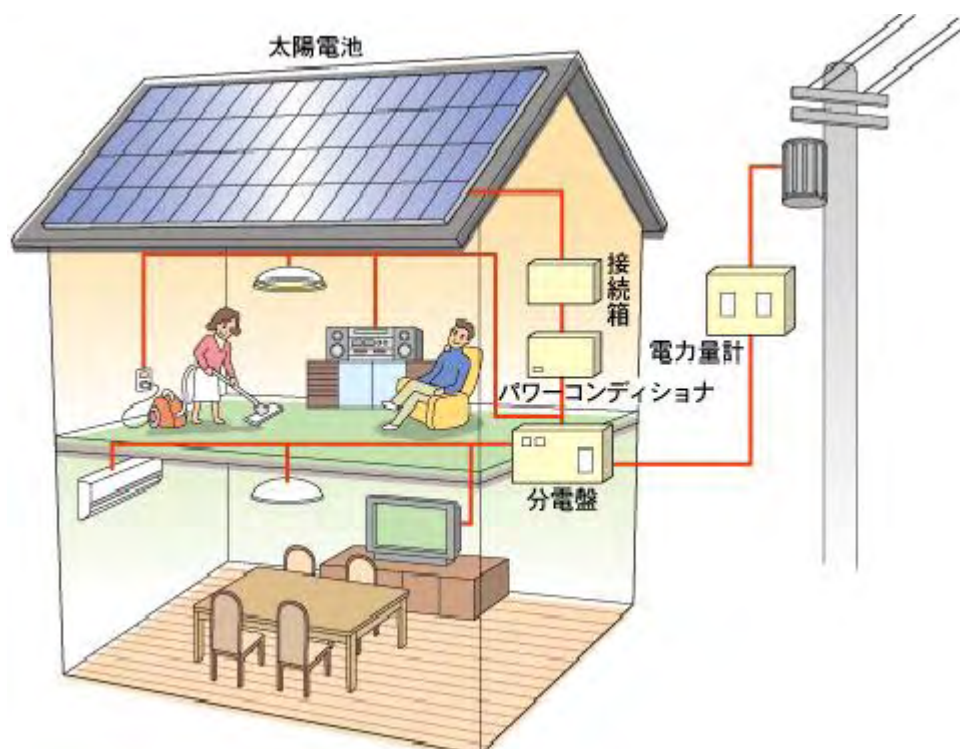


図 2.4.6.1 太陽光発電のしくみ

出典:太陽光発電協会

図 2.4.6.2 に太陽電池の区分を、表 2.4.6.1 に太陽電池の特長を示す。太陽電池は「シリコン系」と「化合物系」の 2 つに大別できる。住宅用、産業用を問わず最も広く用いられているのが単結晶シリコンと多結晶シリコンの 2 種類である。発電効率の高い単結晶化合物は、高価で、人工衛星など特殊用途で用いられている。



図 2.4.6.2 太陽電池の区分

表 2.4.6.1 太陽電池の特長

材料	変換効率	信頼性	特長	主な用途
単結晶シリコン	◎	◎	豊富な使用実績	宇宙、地上
多結晶シリコン	○	◎	大量生産に適す	地上
アモルファス	△	△	蛍光灯下で比較的良好に作動	民生、地上
単結晶化合物 (GaAs 系)	◎	◎	変換効率が高い、高価	宇宙

太陽光発電は、2008年7月閣議決定した「低炭素社会づくり行動計画」をはじめとするこれまでの政府決定において重要な位置づけとなっており、具体的な目標は次のとおりである。

- ・ 導入量を2020年に10倍、2030年には40倍にすることを目標として、導入量の大幅拡大を進める
- ・ 3～5年後に太陽光発電システムの価格を現在の半額程度に低減することを目指す

以上から国内メガソーラー発電の導入拡大に向けて、NEDOは国内最大級のメガソーラー発電所を構築し、系統安定化技術等の開発のための実証研究を進めている。

また電気事業連合会は、2020年度までに電力10社合計で約30地点、140MWの大規模太陽光発電を建設すると2008年夏に発表した。2007年度末時点での電力10社の太陽光発電の導入量は4,250kW程度であるが、2009年度までに40MW程度のメガソーラー発電の建設に着手し、2020年度までに電力10社合計で約30地点、140MWを導入予定である。設置場所としては、用地取得の費用や手間がかからない発電所や変電所の空きスペースや遊休地などを中心に設置する予定である。

表2.4.6.2に電力会社によるメガソーラー発電導入計画を示す。既に100MW超の計画が発表されている。

表2.4.6.2 電力会社によるメガソーラー発電導入計画(2010年2月現在)

出典:資源総合システム 太陽光発電情報

電力会社	実施場所	出力規模	運転開始予定	備考
北海道電力	伊達火力発電所構内 (北海道伊達市)	1MW	2012年	
東北電力	八戸火力発電所構内 (青森県八戸市)	1.5MW	2012年	
	仙台火力発電所構内 (宮城県七ヶ浜町)	2MW	2012年	
	原町火力発電所構内 (福島県南相馬市)	1MW	2013年度	
東京電力	浮島1期廃棄物埋立処分地 (神奈川県川崎市)	7MW	2011年	川崎市と共同事業
	扇島 (神奈川県川崎市)	13MW	2011年	川崎市と共同事業
	米倉山 (山梨県甲府市)	10MW	2011年 5MW運転開始	山梨県と共同事業
中部電力	武豊火力発電所構内 (愛知県武豊町)	7.75MW	2011年	
	長野県飯田市	1MW	2011年度	長野県飯田市と共同事業
北陸電力	富山火力発電所構内 (富山県富山市)	1MW	2011年	
	宝立小学校跡地 (石川県珠洲市)	1MW	2012年	
	テクノポート福井 (福井県坂井市)	1MW	2012年	
	能登中核工業団地内 (石川県志賀町)	1MW	2011年	
関西電力	堺7-3区 (大阪府堺市)	10MW	2010年3MW運転開始	堺市と共同事業
	堺コンビナート (大阪府堺市)	18MW	2011年	堺市、シャープと共同事業
	福井県若狭地方	1MW	2012年	
中国電力	広島県福山市	3MW	2012年	
	大野研修所跡地 (広島県廿日市市)	未定	未定	
四国電力	愛媛県松山市	4MW	2011年1.74MW運転開始	現行設備の拡大
九州電力	港発電所跡地 (福岡県大牟田市)	3MW	2010年	
	大村火力発電所跡地 (長崎県大村市)	10MW	2012年	
沖縄電力	沖縄県宮古島	4MW	2010年	離島独立型系統新エネルギー導入実証事業

表2.4.6.3に日本の太陽光発電システムの設備容量ランキングを示す。

1位はシャープ亀山工場の屋根上設置5.22MWとなっている。

表2.4.6.3 日本の太陽光発電システムの設備容量ランキング(2010年2月現在)

出典:資源総合システム 太陽光発電情報

No	システム容量 [kW]	設備名称	設置場所	機関名	運転実績
1	5,220	シャープ 亀山工場	三重県亀山市	シャープ、 シーエナジー	2006年3月運転開始
2	5,020	NEDO大規模電力 供給用太陽光発電 システム安定化等実証 研究 稚内サイト	北海道稚内市	NEDO、稚内市、 北海道電力	2007年3月運転開始 (80kW)、2010年5.02MWまで拡張
3	2,180	バルタウン 城西の杜	群馬県太田市 (553戸)	群馬県太田市、 太田市土地開発 公社、NEDO 技術開発機構	2003年12月～2007年設置
4	2,007	トヨタ自動車 堤工場	愛知県豊田市	トヨタ自動車	2008年3月設置
5	1,840	NEDO大規模電力 供給用太陽光発電 システム安定化等実証 研究 北杜サイト	山梨県北杜市長坂町	NEDO、北杜市、 NTTファシリティーズ	2008年2月運転開始 (600kW)、2010年1.84MWまで拡張
6	1,590	再春館製薬所 本社社屋および再 春館ヒルトップ・ 薬彩工園(再春館 製薬所製造工場)	熊本県上益城郡益城町	再春館製薬所	2001年2月運転開始 (10kW) 2007年2月1.59MWまで拡張
7	1,500	ヒルズガーデン清 田	北海道札幌市 (503戸)	ミサワホーム 北海道	2003年設置開始
8	1,281	南信州おひさま発 電所	長野県飯田市周辺 (162箇所)	おひさま進歩 エネルギー	2006～2009年設置
9	1,200	朝霞浄水場	埼玉県朝霞市	東京都水道局	2005年4月運転開始
10	1,050	佐久咲くひまわり	長野県佐久市 (17箇所)	佐久咲くひま わり	2006～2009年設置

2.4.7 太陽熱発電

太陽熱発電は太陽光をレンズや反射板を用いた太陽炉で集光することで火力発電の熱源として利用する発電方法である。太陽光がエネルギー源のため今後数十億年に渡り資源の枯渇の恐れはない再生可能エネルギー利用の発電方法である。

燃料を用いないため二酸化炭素などの温室効果ガスを排出せず、燃料費が不要であるため運転にかかる費用を低く抑えられ、有毒ガスの発生や燃料費高騰によるコスト上昇のリスクもない。

トラフ式は大規模なものも含め建造物が少ないため建設費用が安く、中規模までのタワー式もタワーがそれほど高くないため比較的安く建設可能であるが、大型のタワー式発電設備の建設には高額な導入コスト

がかかるため建設コストを低減するための一層の研究開発、普及が必要である。

効率的な発電には、日照時間の長い広大な安い土地や海域により大型の設備を建設することが有効であり、蓄熱により 24 時間発電が可能である。これまで設置された発電所の多くは、試験用のものも含め、地価の低い、乾燥した地域のものが多い。大規模なものも多くが建設費用の安いトラフ式である。

太陽熱発電はアメリカやオーストラリアや中国やサウジアラビアといった乾燥した未利用の広大な土地がある国々で有利である。適した陸地が限られ利用上の競合が多い日本では困難を伴うが、海上に建設する方式に関しては必ずしも不利ではない。太陽熱発電に対する注目は砂漠を持つ国で高く、日本では低い。それでも1981年に香川県三豊郡仁尾町(現・三豊市)で実験が行われたが、期待した成果は得られなかった。それ以来日本では大規模太陽熱発電の実験は実施されていなかったが、2010年には東京工業大学が山梨県に実験設備を建設する計画を発表した。国内では30年ぶりである

本調査における、三鷹光器における太陽熱発電実証試験調査結果は次のとおりである。

a 三鷹光器概要

- 宇宙開発: ロケット搭載用機器、オーロラ観測機器
- 天文機器: 望遠鏡
- 産業機器: 非接触三次元測定装置
- 医療機器: 手術顕微鏡

b 太陽光発電の方式

- トラフ式: 曲面鏡を使い、その焦点部分に設置したパイプに太陽光を集中させ、パイプ内の液体を加熱し発電。現在、商業機で先行。
- タワー式: 多数設置した平面鏡を使い、中央部に設置したタワーにある集熱器に太陽光を集中させ発電。今後の主流になると考えられる。

c ビームダウン方式(三鷹光器が開発)の特長

- ビームダウン方式: タワー式の改良型。タワー上部経由でタワー下部に集光。

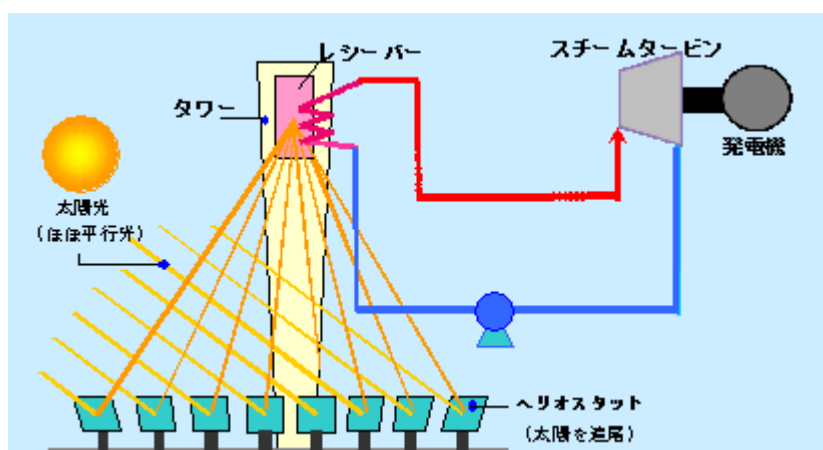


図 2.4.7.1 ビームダウン方式概略図

出典: 三鷹光器



図 2.4.7.2 ビームダウン方式実証機

出典: 三鷹光器

表 ビームダウン方式の特長

特長	内容
ビームダウン方式の採用	エネルギーを下部に搬送することにより、蒸気レシーバ、蒸気タービンの設置が容易
タワー上部の集光装置	反射率の少ない特殊装置を仕様することにより、太陽熱→蒸気エネルギーへの高効率が実現
ヘリオスタット鏡面	鏡面精度が高く、太陽熱→蒸気エネルギーへの高効率が実現 親水性コーティング採用により、水滴を弾き落下させる→効率が気象条件に左右されにくく、鏡面を清掃する運用保守も容易
ヘリオスタット制御	ヘリオスタットと太陽追尾センサが一对で制御し、全体の計算機制御システムが不要

d ビームダウン方式の進捗状況

- ・ JFE がレシーバを担当し共同開発
- ・ 開発費:56kW 設備で 1.5 億円(ビームダウンシステムのみ、レシーバ、蒸気タービン除く)
- ・ 太陽エネルギーの 70%を蒸気として回収することに成功
- ・ タワー高さは三鷹市条例により 10m
- ・ すでに中国、韓国(現代)から引合いあり、その後国内商社、メーカーからも引合いがあるが、パートナーは未定(JFE とは 2011 年 3 月までの契約)

e 将来計画

- ・ 三鷹のビームダウンシステムは 2011 年 3 月に撤去予定
- ・ 今後は 1MW クラス(タワー高さ:20m)の実証機を設置する計画
- ・ 将来は順次 10MW(タワー高さ:40m)、30-36MW(タワー高さ:100m)を開発する意向がある
- ・ 海外展開は国内実証試験後であり、現在は考えていない
- ・ 将来は造水や水素製造を組合せた発電設備を開発する意向がある

2.4.8 風力発電

風の中で風車をまわし、その回転運動を発電機に伝えて発電する。風力発電は、風力エネルギーの約 40%を電気エネルギーに変換でき、比較的効率が高い。図2.4.8.1に風力発電のしくみを示す。

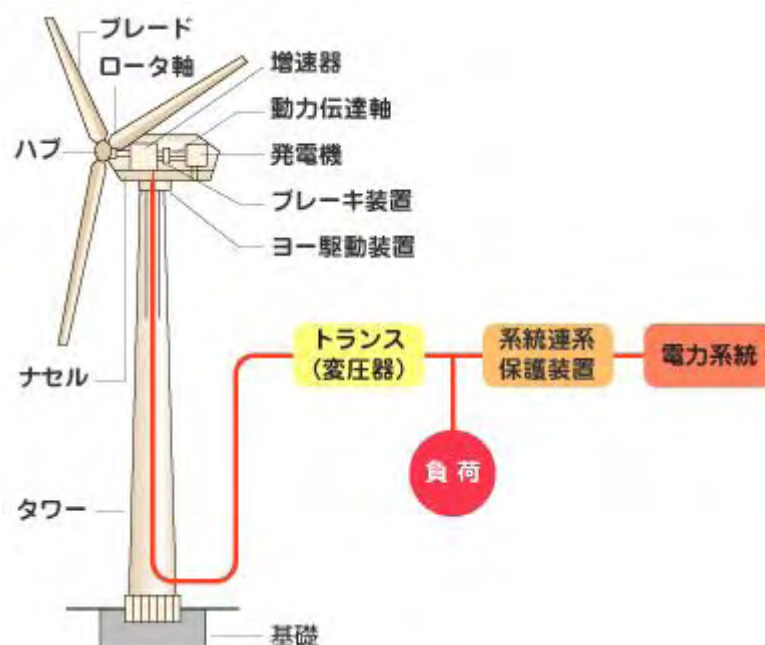


図2.4.8.1 風力発電

出典:東北発電工業

日本では欧米諸国に比して風力発電の普及が進んでいない。その理由として、日本に毎年やってくる台風に耐えうる風車を施設すると欧米と比較してコストが上がってしまうことや、大量の風車を設置できるだけの平地の確保が困難なこと、元々日本ではクリーンエネルギーとして太陽光発電を重視してきた歴史があることなどがあげられる。また、日本はフランス同様に原子力発電への依存度がすでに大きいため風力への依存傾向は弱く、対照的にアメリカやドイツは原子力発電所の新設を政策的に停止しているため風力発電への依存度を増している。

図 2.4.8.2 に日本における風力発電導入量の推移を示す。国内実績としては、安定した風力(平均風速6m/秒以上)の得られる、北海道・青森・秋田などの海岸部や沖縄の島々などを中心に開発が進み、2009年度末に総設備容量218万kWを超え、総設置基数1,683基を達成している。また、これまでの累計導入量について、設備容量を設置基数で割って見ると、1基当たりの平均設備容量は、2004年度末から1,000kW/基を超えており、主要な風力発電先進国と同様に風車の大型化が進んでいる。

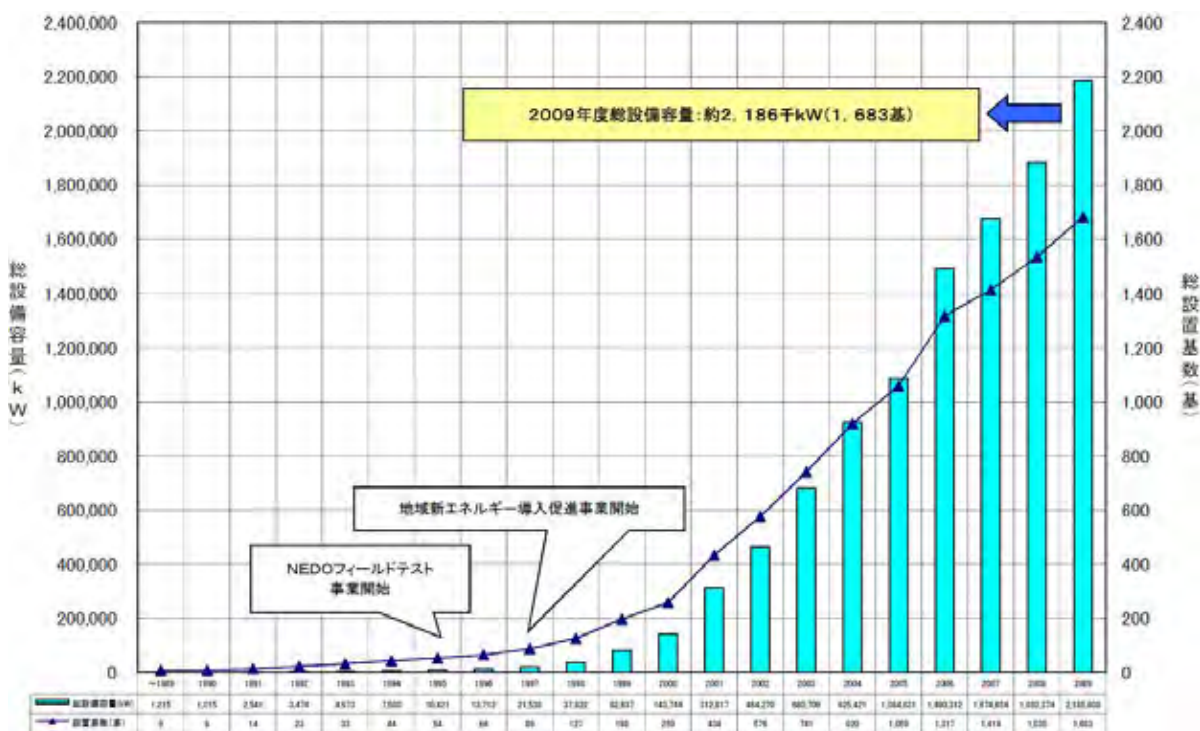


図 2.4.8.2 日本における風力発電導入量の推移

出典:NEDO 技術開発機構

図 2.4.8.3 に日本における風力発電設備実績を示す。大型の風力発電設備を製造する国内重電メーカーは長らく三菱重工だけで、しかも同社は主に米国市場への販売に力を入れてきた。このため国内に設置される大型風車は欧米製が過半を占めてきた。しかし 2006 年度に日本製鋼所は 2,000kW 機の製造・販売に参入し、富士重・日立連合も、2,000kW 級の大型発電機を主体に参入している。

一方、発電側ではJ-POWERが北海道、青森県、秋田県で合計6.75万kWの風力発電所を計画していた。当初は3カ所とも2011年度から2012年度までに運転を開始する予定で、地元電力会社への電力供給も決まっていた。しかし、受給を見込んだ補助金が得られず、運転開始時期は未定となっている。

また全国で三風力発電所を共同保有するNEDOも、青森県で出力2万kWの風力発電所の着工を先送りしている。収益予想が立たず、資金調達が滞ったためである。

世界の風力発電市場は2009年に前年比32%の高い伸びを示したが、国内の伸びは10%に満たず低迷している。

2.4.9 送電設備

図2.4.9.1に日本の送電系統を、表2.4.9.1に電圧別送電設備(東京電力管内)を示す。



図2.4.9.1 日本の送電系統

出典: 社内資料

日本では、10 の電力会社がそれぞれ電力系統をもち、沖縄電力を除いた 9 電力会社の電力系統は近隣のいずれかの電力系統と接続されている。日本の商用電力のほとんどはこの巨大な電力系統に接続されている。50Hzと 60Hzをつなぐ東京電力と中部電力接続など、いくつかの接続は直流を介している。

発電所で発電された電力は、三相三線式で送電損失を減らすため、基幹的な長距離送電の区間は出来るだけ高電圧で送電され、消費地に近い場所で何段かに分けて電圧が降圧される。

需要家に対し、適切な電圧・周波数で電力を供給するためには、電力系統システムの適切な運用を行うことが必要である。電力の蓄積は難しいため、需給調整を実施し、需要に合わせた発電を行い、送電系統や変電所の過負荷が発生しないように需要家に届けなければならない。この需給・系統調整の他、悪天候時の落雷等に備えた潮流の調整、降水・渇水による水力発電所の状況、突然発生する故障等の影響を最小化するための構成や、それに対応した早期の復旧や代替の確保など、常に変動する状況に応じた即応性と柔軟性が求められるため、電力会社では24時間体制で複数の人間が専門で常駐し、常に監視して対応できる体制を確保している。

表2.4.9.1 電圧別送電設備(東京電力管内)

出典:平成22年度 数表でみる東京電力

電圧 [万 V]	架空			地中	
	電線路亘長[km]	回線延長[km]	支持物数[基]	電線路亘長[km]	電線路亘長[km]
50.0	2,356	4,326	5,063	40	79
27.5	1,300	2,555	3,629	365	1,082
15.4	3,018	6,136	10,468	300	747
6.6	7,702	14,960	25,080	3,372	6,333
5.5 以下	518	566	7,347	2,113	3,519
計	14,894	28,543	51,587	6,190	11,760

図 2.4.9.1 に東京電力(株) 北栃木幹線 1000kV(UHV)鋼管鉄塔を、表 2.4.9.2 に 100 万 V 設計送電線(UHV)を示す。

UHV 送電設備は 100 万 V 設計となっているが、50 万 V で送電している。



図 2.4.9.1 東京電力(株) 北栃木幹線 1,000kV(UHV)鋼管鉄塔

出典:那須電機鉄工

表 2.4.9.2 100 万 V 設計送電線(UHV) (<>は 50 万 V 設計区間の内容)

出典:平成 22 年度 数表でみる東京電力

区間	西群馬開閉所－ 東山梨変電所	柏崎刈羽原子力発電所 －西群馬開閉所	西群馬開閉所－ 東群馬変電所	南いわき開閉所－ 東群馬変電所
所掌	東京電力	東京電力	東京電力	東京電力
長さ	137.7km	110.8km <61.2km>	44.4km	195.4km
電圧	100 万 V 設計	100 万 V 設計 <一部 50 万 V 設計>	100 万 V 設計	100 万 V 設計
回線数	2 回線	2 回線	2 回線	2 回線
電線	鋼心アルミより線： 610mm ² 、810mm ² x 8 導体	鋼心アルミより線： 610mm ² 、810mm ² x 8 導 体 <810mm ² x 4 導体>	鋼心アルミより線： 610mm ² 、 810mm ² x 8 導体	鋼心アルミより線： 610mm ² 、810mm ² x 8 導体
鉄塔	基数:217 基 高さ:平 均 111m	基数:201 基 <114 基> 高さ:平均 97m <89m>	基数:70 基 高 さ:平均 115m	基数:335 基 高さ: 平均 119m
着工	1988/9	1989/3	1992/9	1995/11
運転開始	1992/4	1993/10	1999/4	1999/7

送電線供与メーカーは鉄塔、電線とがいしの三部門に分けることができる。

鉄塔メーカーとしては、安治川鉄工と那須電機鉄工が存在する。

電線メーカーとしては、ジェイ・パワーシステムズ(JPS)、ビスキャスとエクシムが存在する。

JPSは、日立電線と住友電気工業両社の高圧電力線事業部門を統合し、風音やコロナ騒音対策用の低騒音電線や光ファイバ複合架空地線(OPGW)などを国内で最も早く製品化を実現した。また既存の設備を最大限活用し、電線のたるみを増やさず容量を増大させる各種の低弛度増容量電線や設備保守に効果を発揮する各種センサなども実用化している。

ビスキャスは、古河電気工業とフジクラ技術部門を統合し、多種多様な機能を持つ送電用特殊電線、各種OPGW(光ファイバ複合架空地線)、鉄道用各種トロリ線など数多くの電線類および関連製品を開発し、その多くが実用化された。特に、難着雪電線、着雪防止用品、高耐食電線、電線診断技術などは、信頼性向上と電線の高寿命化を可能にしている。

エクシムは、昭和電線と三菱電線の電力用電線事業を統合し、ACSR系電線、耐熱型電線、弛度抑制型電線、環境調和電線(音、外観、雪)および光ファイバ複合架空地線(OPGW)を供給している。特に従来電線のコア部分にCFCC(カーボンファイバーコンポジットケーブル)を用いた新型低弛度電線であるカーボンファイバ心アルミより線(ACFR: Aluminum Conductor Carbon Fiber Reinforced)を開発し、実用化した。ACSR系電線に使用されている鋼心の代わりにカーボンファイバを適用したカーボンファイバ心系アルミより線(ACFR系電線)は、軽量かつ低線膨張係数の特徴により次の効果が期待される。

- ・ 地上高・離隔対策
- ・ 増容量・弛度抑制対策(ACSR⇒TACFR)

ACFR系電線のコアとして使用するカーボンファイバ(CFCC:炭素繊維複合材ケーブル)は、次の特長を有する。

- ・ 質量が鋼線の約1/5
- ・ 線膨張係数が鋼線の約1/12
- ・ 引張強度が鋼線と同等以上

がいしメーカーとしては、日本がいしが存在する。

がいしは発電所で発電した電力を安定かつ安全に運ぶためになくしてはならないものである。送電用がいしは、送電鉄塔で送電線を支えると共に、鉄塔と電線とを絶縁し、電力の安全供給に重要な役割を担っている。UHV用のがいしを製造できるのは、世界中でも日本がいしのみとなっている。

2.4.10 変電設備

変電所は山間部から市街地まで様々な場所に建設され、その形態も屋外変電所や地下変電所など多様である。一般的に、土地の確保が難しい都市部以外では屋外変電所が多く、山間部に建設する場合も多い。屋外変電所に設置する開閉装置には、絶縁媒体にSF6ガスを用いるガス絶縁開閉装置(GIS)と、絶縁距離を確保しSF6ガスを使用しない気中絶縁開閉装置(AIS)がある。GISはSF6ガスの絶縁性能が高いことから、AISに比べコンパクト性に優れる。また、AISは古くから用いられている方式である。

図2.4.10.1にAISとGISの据付面積比較を示す。GISはAISに比較し、最大で必要据付面積はGIS 100に対しAIS 約3.3で済む。しかしながらこれは受け側、送り側とも地中送電の場合である。受け側もしくは送り側が架空送電であると、三相間絶縁距離の確保が必要であることから、必要据付面積はGIS 100に対しAIS 約20となる。

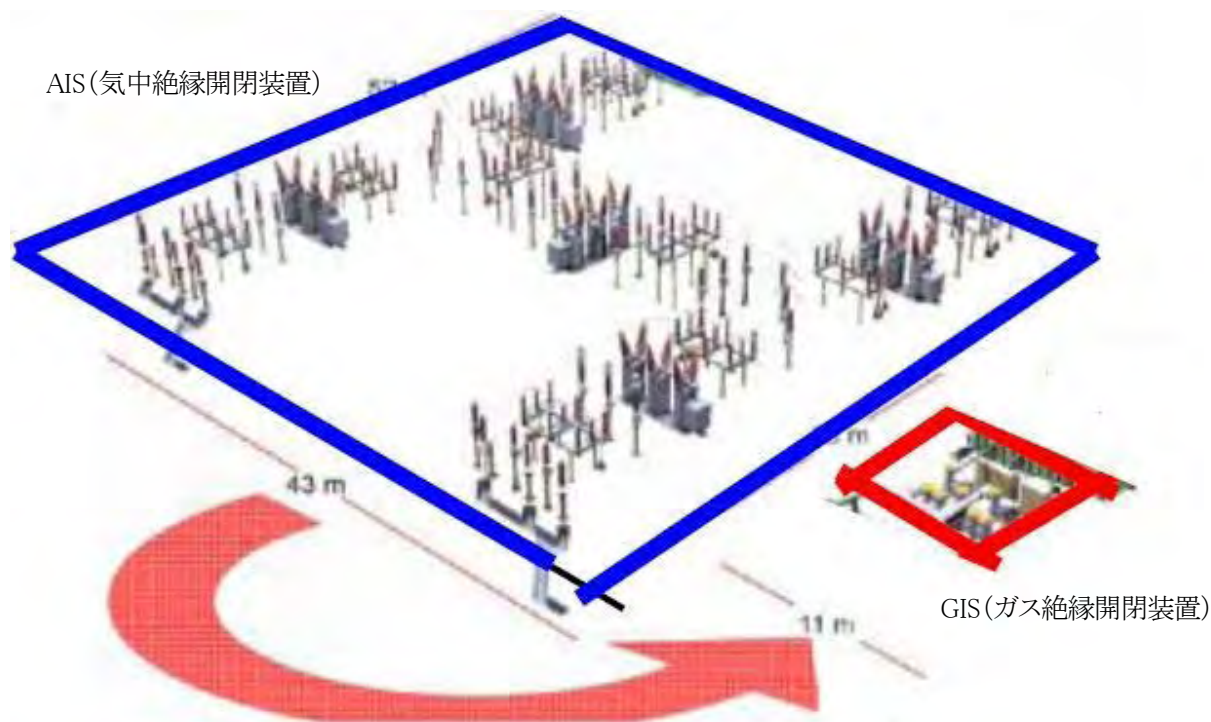


図2.4.10.1 AISとGISの据付面積比較

出典: 東芝

一方、コスト比較では、GISはAISの約2倍と考えられる。

従って、都市部など設置スペースに制約がある場合は、日本企業に有利であるGIS変電所もしくは開閉所の導入が見込まれる。設置スペースが十分確保される場合は、日本企業に価格競争力のない従来式変電所もしくは開閉所の導入が見込まれる。

変電設備単体での案件は少なく、一般的には発電設備や送電設備との組み合わせになると考えられる。変電設備メーカーとしては、東芝、三菱電機と日立製作所が存在する。

東芝は72kVから800kVまでのGISを提供している。また、制御・監視システムにおいても、各種センサを適用することにより、異常兆候を検知し、機器の信頼性向上を図り、遠方各所から機器データを監視することにより、変電所保守の省力化に成功している。

三菱電機も遮断器・断路器・接地装置・避雷器などの開閉機器を提供している。

日立は、GIS 変電所、直流変換所などの受変電設備、UHV 試験設備を提供している。

2.4.11 スマートグリッド

図 2.4.11.1 にスマートグリッド概念図を示す。

次世代エネルギーシステム、いわゆるスマートグリッドは、最新の IT 技術を活用して電力供給、需要に係る課題に対応する次世代電力系統とされる概念である。一般に再生可能エネルギー等の分散型電源の大規模導入に向けて、従来からの大規模電源と送配電網との一体運用に加え、高速通信ネットワーク技術等を活用し、分散型電源、蓄電池や需要側の情報を統合々活用して、高効率、高品質、高信頼度の電力供給システムの実現を目指すものとされる。

近年、地球環境問題への対応、電力供給信頼性向上等の観点から、米欧を中心に急速に関心が高まっており、中でも相互運用性の確保等の観点から標準化に関する検討が先行して動き始めている状況にある。

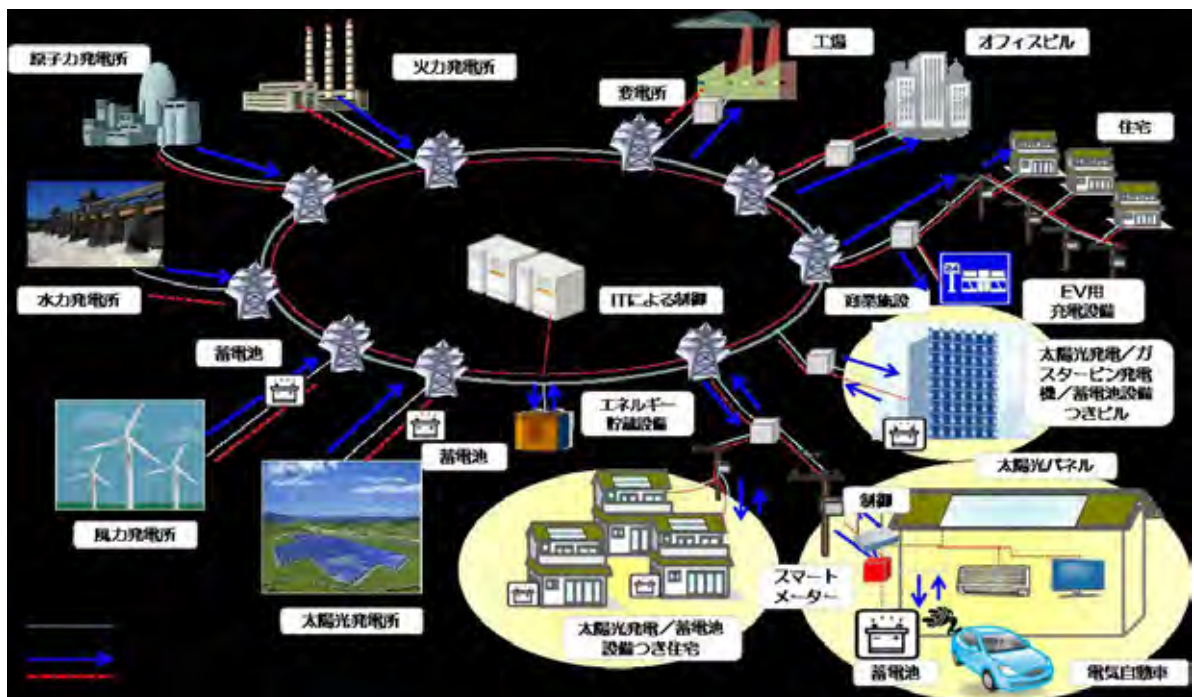


図2.4.11.1 スマートグリッド概念図

出典: 経済産業省

経済産業省は 2010 年 8 月、スマートグリッドについて調査する「次世代エネルギー・社会システム実証マスタープラン」を発表した。政府の「グリーン・イノベーションによる環境・エネルギー大国戦略」に基づいた実証実験である。

同実証実験は、2010 年度から 2014 年度末までの 5 カ年計画からなる。応募があった 19 地域から横浜市、愛知県豊田市、京都府の 3 自治体、北九州市の 4 地域を選定した。4 地域での実証実験ではいずれも一般住宅やオフィスビルを対象として、太陽光発電や、2 次電池、電気自動車と充電施設をシステムとして組み合わせた計画になっている。

電力の有効利用や電力を消費する機器のフィードバック制御を試みるために、4 地域とも宅内エネルギー管理システム (HEMS: Home Energy Management System) や BEMS (Building and Energy Management System) を導入する。豊田市を除く 3 地域では CEMS (Cluster Energy Management System) によってさらに大きな地区単位でも電力を制御する。

横浜市と豊田市、北九州市は水素を利用するが、利用方法が異なる。横浜市は直接には水素利用をうたっていないものの、小規模な燃料電池の導入を計画する。豊田市は燃料電池車の導入と燃料電池車向けの水素ステーションの設置をうたう。北九州市は工場で発生する副生水素を固体高分子型燃料電池で利用する。

北九州市は 4 地域の中で最もエネルギー源の幅が広い。太陽光発電と燃料電池以外に 2 種類のエネルギー源を用いる。風力発電を実証実験に組み込んだのは北九州市だけである。2011 年度までに 36kW を導入する。このほか、工場の廃熱を利用した 400kW のバイナリー発電機も設置する。

図 2.4.11.2 に横浜スマートシティプロジェクトの将来像を示す。

横浜市の実験「横浜スマートシティプロジェクト」では、みなとみらい 21 や港北ニュータウン、横浜グリーンバレーに位置する 4000 世帯を対象に、既設住宅と新築住宅を組み合わせ、HEMS を導入する。対象世帯は公募する予定である。BEMS はみなとみらい 21 内を中心に導入する。2 次電池と組み合わせた BEMS を開発することが特長である。

2014 年までに対象地域で導入する太陽光発電は住宅用が約 4200 戸、中大型の太陽光発電システムが約 14,400kW である。HEMS の対象となるのは約 4,000 戸である。家庭用 2 次電池を約 500 台、電力系統用 2 次電池を 14 台設置する。このほか、電気自動車向け充電施設を約 1,000 カ所設置する。なお、横浜市の実証実験は対象戸数などの規模、5 年間の事業費総額(約 740 億円)とも 4 地域の中で最大である。

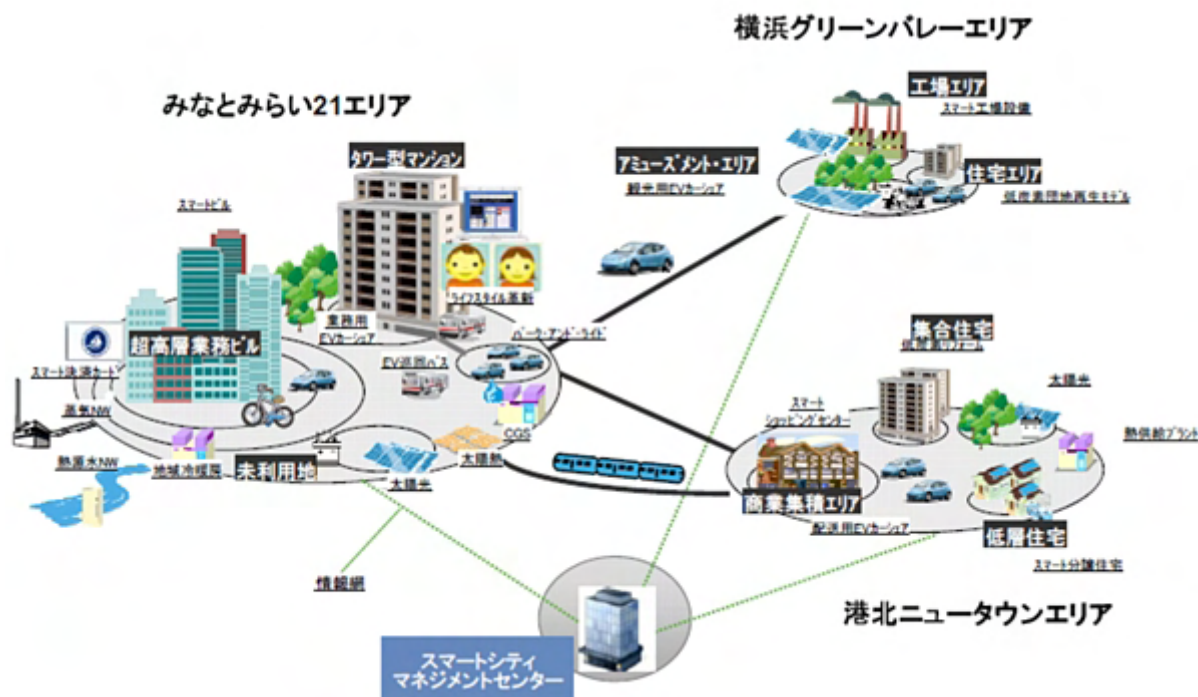


図 2.4.11.2 横浜スマートシティプロジェクトの将来像 出典:横浜市

愛知県豊田市の実験『「家庭・コミュニティ型」低炭素都市構築実証プロジェクト』では、一般住宅について実証実験を行う。消費エネルギーの6割以上を自給し、生活や移動に伴うCO₂の削減を試みる。太陽光発電と燃料電池で生成した電力を、住宅に設置した蓄電池や4,000台の電気自動車に蓄えることで実現する。電気自動車の導入台数では横浜市の約2,000台を大きく上回る。このほか、EDMS (Energy Data Management System)を用いて一般住宅のエネルギー需要をとりまとめ、地域全体でのエネルギー利用最適化を進めるとした。

2014年までに対象地域で導入する太陽光発電は住宅用が約300戸、中大型の太陽光発電システムは導入しない。HEMSの対象となるのは約300戸である。家庭用2次電池を約300台導入するが、CEMSの実証実験を計画していないため、電力系統用2次電池は設置しない。このほか、電気自動車向け充電施設を17カ所に設置する。

京都府の実験「けいはんなエコシティ『次世代エネルギー・社会システム』実証プロジェクト」では、京都府、大阪府、奈良県の3府県にまたがる関西文化学術研究都市(けいはんな学研都市)のうち京都府に属する3自治体を中心に、地域全体のエネルギー利用効率の向上と再生可能エネルギーの最大化を実証する。実証実験では、一般住宅に適用する「オンデマンド型電力マネジメントシステム」や再生可能エネルギーを優先して使うための「電力カラーリング」技術を開発し、実証実験自体への適用を目指す。

2014年までに対象地域で導入する太陽光発電は住宅用が900戸だ。中大型の太陽光発電システムは導入検討段階である。HEMSの対象となるのは400戸である。家庭用2次電池を150台、電力系統用2次電池を3台設置するほか、電気自動車向け充電施設を約160カ所設置する。

図 2.4.11.3 に北九州スマートコミュニティ創造事業の事業内容を示す。

北九州市の実験「北九州スマートコミュニティ創造事業」では工場群から隣接する住宅などへ廃熱や水素を供給し、建物間での電力の融通を進めることで地域エネルギーを有効利用することが特長である。さらに地域の電力需要に応じて電力料金を変化させるダイナミックプライシングを試験導入し、需要家の行動パターンを調査する。家電機器側の制御とも組み合わせる。

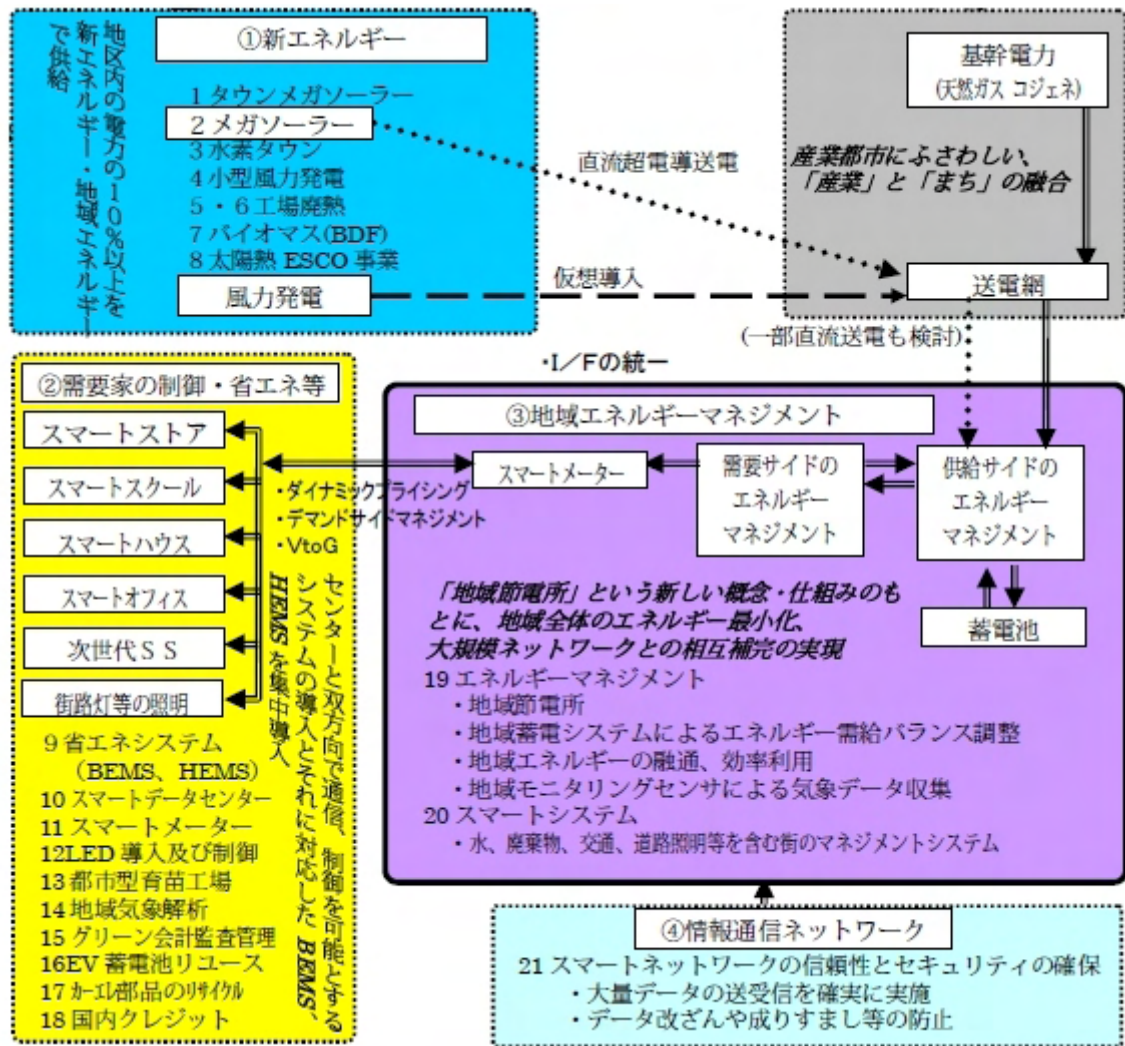


図 2.4.11.3 北九州スマートコミュニティ創造事業の事業内容 出典:北九州市

2014 年までに対象地域で導入する太陽光発電は住宅用が 600kW、中大型の太陽光発電システムが約 5MW である。HEMS の対象戸数は明示していない。家庭用 2 次電池を 715kW 設置するほか、燃料電池を 410kW 新設する。電気自動車向け充電施設を 50 か所に設置する。

2.5 日本企業の海外実績

2.5.1 高効率石炭火力発電

図 2.5.1.1 に国内大手重電メーカーA 社の工場稼働率を示す。工場稼働率は、年間工場生産能力と年間納入実績の比である。ボイラ工場稼働率は、2008 から 2010 年の間、17 から 32%と蒸気タービンやガスタービンと比較し、低い値となっている。

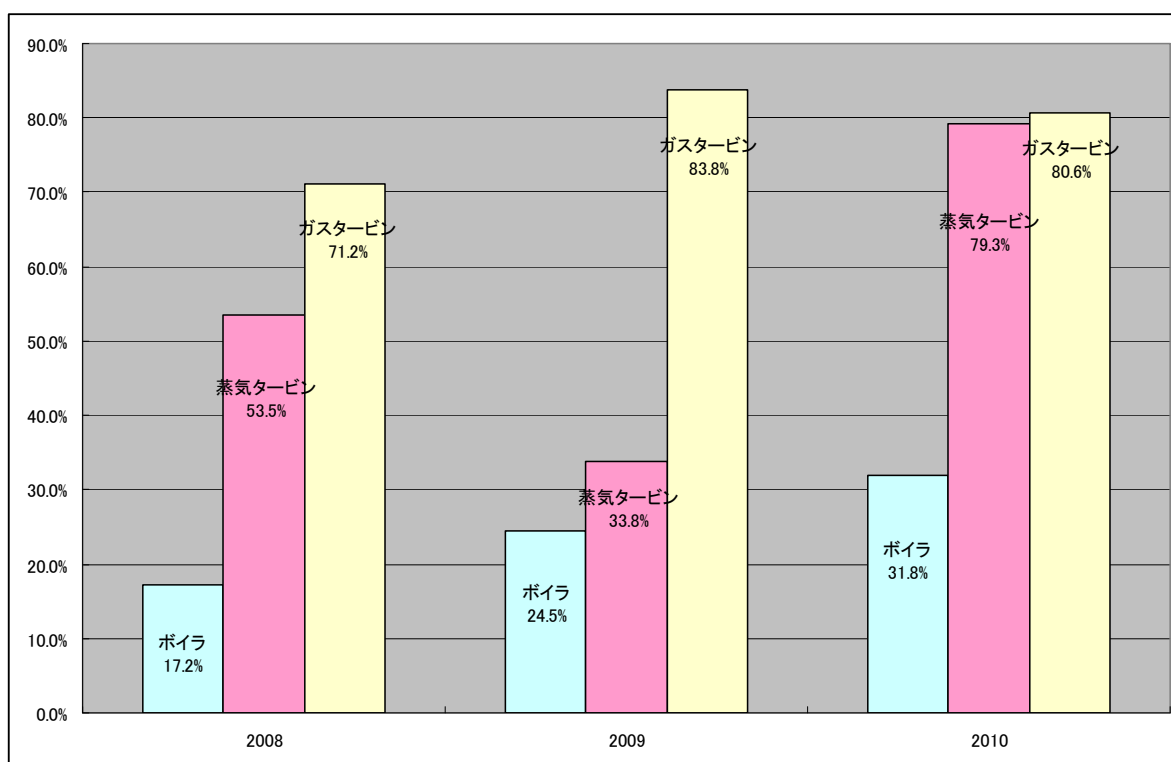


図 2.5.1.1 国内重電メーカーA 社の工場稼働率

出典:社内資料

図 2.5.1.2 に 2008 から 2010 年にかけての重電メーカーA 社の汽力発電用ボイラ納入先を示す。国内向けは三分の一、残り三分の二が海外向けとなっている。多いのはメキシコ(19%)、サウジアラビア(12%)やチリ(11%)となっている。ASEAN 諸国ではベトナムが 9%、タイが 5%、そしてインドネシアが 3%となっている。

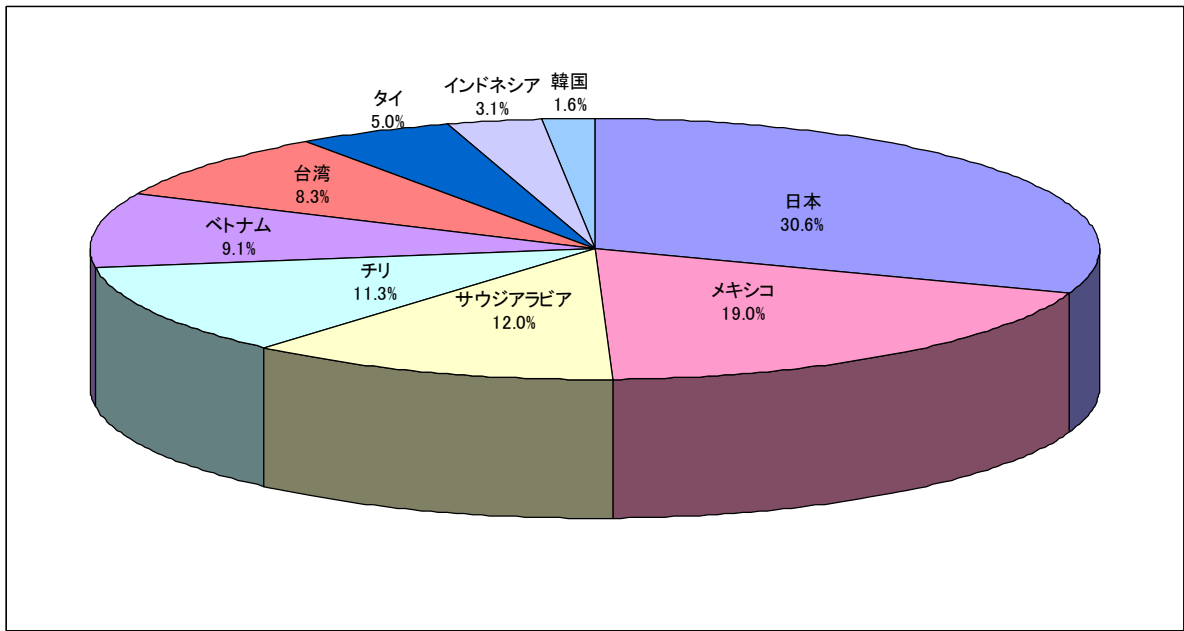


図 2.5.1.2 国内重電メーカーA社の汽力発電用ボイラ納入先(2008-2010年)

出典:社内資料

図 2.5.1.3 に 2008 から 2010 年にかけての重電メーカーA社の汽力発電用ボイラ納入実績の内訳を示す。超臨界圧ボイラは19%、亜臨界圧ボイラは81%となっている。重電メーカーA社は過去、海外向け超臨界圧ボイラは2件納入実績がある。

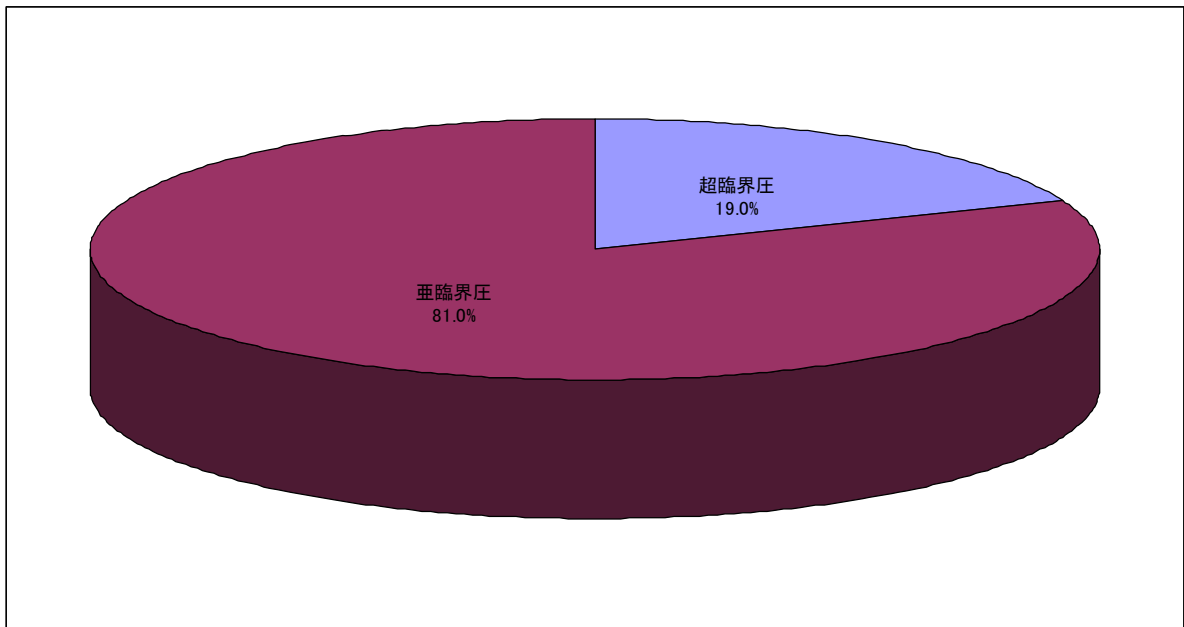


図 2.5.1.3 国内重電メーカーA社の汽力発電用ボイラ納入実績の内訳(2008-2010年)

出典:社内資料

最近の国内重電メーカーは生産拠点を国内から海外に移しつつある。海外では中国・韓国企業が価格競争力を強みに台頭しており、それに対抗するためである。

三菱重工業は、インドのラーセン・アンド・トウブロ(L&T)と合弁工場を設立し、超臨界圧石炭焚きボイラと超臨界圧蒸気タービン・発電機を生産開始した。すでに超臨界圧ボイラが10基、蒸気タービンが12基を受注した。

また東芝も、インドのジンダル・サウス・ウェスト(JSW)グループと合弁工場を設立した。タイではEPC(設計、調達、建設)を現地化する計画もある。インド拠点で担っていた火力発電プラントのEPC業務を現地で遂行できる体制を確立し、コスト低減を図る。

競争に打ち勝つためにも設計の標準化や海外調達力を向上し、高品質を維持しつつ価格競争力を高めることが重要である。また、新工法の開発などによりさらなる短縮を図る必要もある。例えば現場で組み立てていた配管などをあらかじめモジュール化することで、プラントの工期短縮や運転プラントのメンテナンス業務の効率化を図る。

2.5.2 コンバインドサイクル火力発電

三菱重工による国産コンバインドサイクルの発電効率は性能的に他社を超えており、世界トップの技術水準にある。この発電効率をさらに引き上げるべく技術開発を加速させ、世界シェアの引き上げを図っている。

図2.5.1.1に国内大手重電メーカーA社の工場稼働率を示す。工場稼働率は、年間工場生産能力と年間納入実績の比である。ガスタービン工場稼働率は、2008から2010年の間、71から84%とボイラや蒸気タービンと比較し、高い値となっており、国内、海外とも受注が堅調である。

図2.5.2.1に2008から2010年にかけての重電メーカーA社の発電用ガスタービン納入先を示す。国内向けは23%、残り77%が海外向けとなっている。多いのはアメリカ(15%)、カタール(12%)、タイ(8%)や中国(8%)となっている。他のASEAN諸国ではインドネシアが4%を占めている。

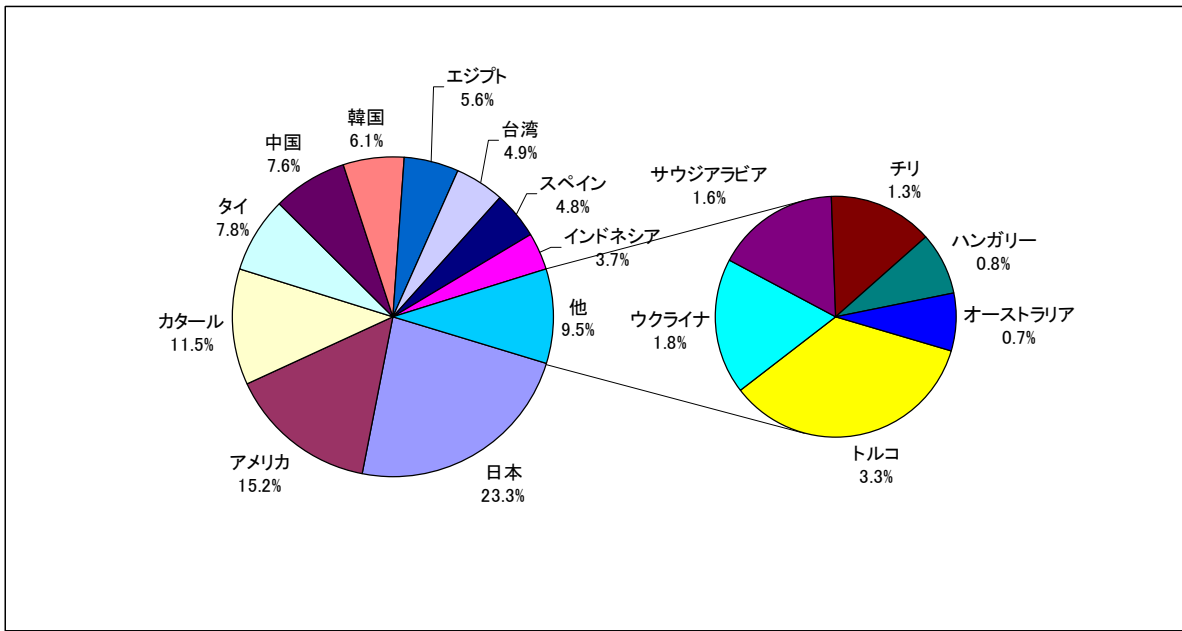


図 2.5.2.1 国内重電メーカーA社のガスタービン納入先(2008-2010年)

出典:社内資料

図2.5.2.2に2008から2010年にかけての重電メーカーA社の発電用ガスタービン納入実績の内訳を示す。D型(1,100°C級)は7%、F型(1,300°C級)は56%、G型(1,500°C級)は37%となっている。F型は高効率、高出力のF4型が新たに開発され、商業ベースに入り、今後はさらに納入実績は伸びていくと考えられる。

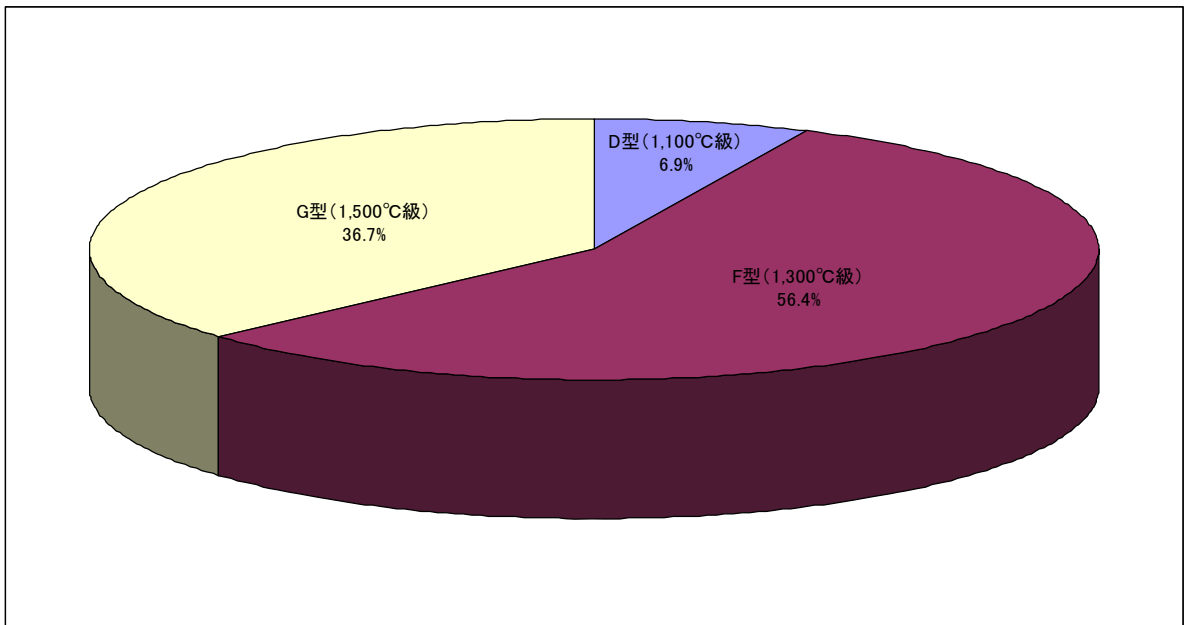


図 2.5.2.2 国内重電メーカーA社のガスタービン納入実績の内訳(2008-2010年)

出典:社内資料

2.5.3 石炭ガス化プラント発電

日本国内では、実証炉が福島県いわき市にて稼働しているが、実用化まではあと数年かかる見込みである。また、IGCC は通常の石炭火力発電よりも、導入コストが大きいために、日本や米国での市場拡大に不透明な部分がある。現在、中国は、主力の石炭火力のクリーン化を政策的に推進しており、今後、先進的な火力発電設備が中国に集中する可能性がある。

国内では、中国電力三隅火力発電所2号機新設に IGCC が導入され、IGCC 商用機として国内で初めて稼働する予定であったが延期となり、今後の国内商用機計画は不明である。

三菱重工は、オーストラリア・クイーンズランド州の ZeroGen 社が進める CCS 機能を備えた IGCC の建設プロジェクト(出力 53 万 kW)への参画で、三菱重工は CO₂回収装置を含む IGCC 設備の製作・供給・建設・試運転まで担当することで合意していたが、クイーンズランド州が撤退を表明、予定された 2015 年商業運転開始が実現困難となった。F/S の結果、当初の予定を越す過大なコストが見込まれることが撤退の判断に至ったものと推定される。

本事業は日本が独自開発した空気吹き IGCC を海外展開する最初の案件であり、延期は日本にとってもインパクトが大きい。次世代型石炭火力として期待を集める IGCC だが、海外展開に向けては巨大な開発費、CO₂削減の経済価値を担保する制度の不透明さといった経済面でのリスクが浮き彫りとなった。

ZeroGen 社以外の海外 IGCC では廊坊が候補としてある。三菱重工は中国の重電大手、東方電気集団と共同で営業を始め、受注し次第、合弁会社を設立する。発電の 8 割を石炭に頼る中国は発電設備の効率化と環境対応が課題となっている。有望な市場と見て中国で事業化に踏み切る。中国では電力会社が 20~30 基の IGCC の新設を計画しており、三菱重工と東方は共同で入札に参加する。受注が決まれば、事業会社を設立する。出資比率など詳細は今後詰めるが、三菱重工が過半を出資する予定である。

2.5.4 二酸化炭素回収・貯留システム

前述のようにオーストラリア・クイーンズランド州の ZeroGen 社が進める CCS 機能を備えた IGCC の建設プロジェクト(出力 53 万 kW)は実現困難となったが、その他の案件は以下のとおりである。

日立はカナダのサスカチワン州電力公社(サスクパワー)と CCS の技術開発で提携した。カナダで実施する世界最大級の CCS 事業に日立が技術を供与し、早期実用化を図る。日立は 2008 年から CO₂分離回収試験を実施しており、このノウハウを基に CCS 市場を狙っている。

三菱重工は 1999 年に CO₂回収装置の商用初号機をマレーシアに納入して以降、日本、インドと実績を重ね、現在、7 基が順調に稼働している。2010 年中には、パキスタンとベトナムで同じく 2 基が試運転を開始する予定である。計 9 基はいずれも化学プラントで発生する天然ガス燃焼排ガスから CO₂を回収するポストコンバッション方式を採用し、回収した純度 99.9%の CO₂はそのまま尿素製造などの原料に利用されている。また、

インドに納入した3基は排ガスからCO₂を回収する装置として世界最大級の能力を有している。

2010年時点で研究や実証を含むCCS事業は全世界で約270件存在する。商業ベースの稼働も既に6件を数える。2050年までにCO₂を半減するという世界目標の実現には、削減量分の2割をCCSで賄う必要がある。この実現には、世界で日量3,000トンの処理能力を持つCO₂分離回収プラントが1,000-2,000基は必要となる。これは2050年までに平均20-30基のプラントの発注が世界で生じる計算となる。それほど大きな需要が見込めるプラントはほかになく、シナリオ通りに進めばCCSプラントは巨大市場になる潜在力を秘めている。

従来の火力発電所はCO₂分離回収装置と一緒に動かすことを前提にしておらず、今後はCCSを視野に入れた設計や運用も要求されると考えられる。CCSを輸出すれば、日本の技術の強みを生かせると考えられる。

2.5.5 地熱発電

図2.5.5.1に1990から2010年にかけての国内重電メーカーの地熱発電設備納入先を示す。国内向けは7%、残り93%が海外向けとなっている。地熱については、国内用よりも圧倒的に海外向けが多いのが特徴となっている。多いのはフィリピン(21%)、アイスランド(20%)、インドネシア(18%)やアメリカ(15%)となっている。

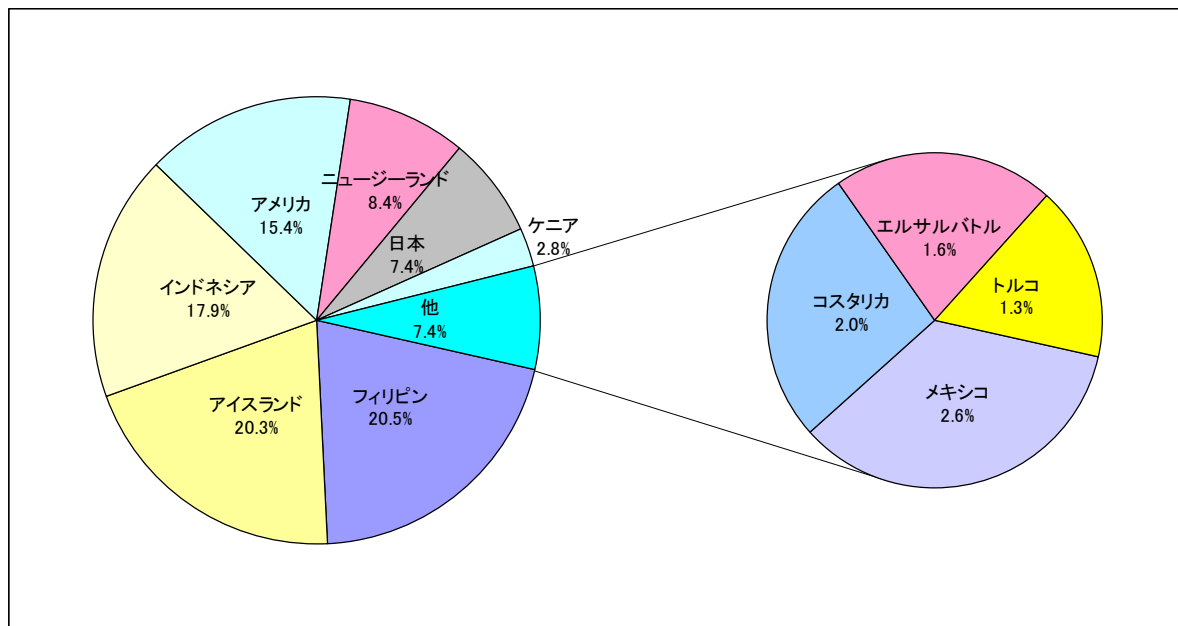


図 2.5.5.1 国内重電メーカーの地熱発電設備納入先(1990-2010年)

出典: 社内資料

図2.5.5.2に国内・海外向け地熱発電用蒸気タービン納入実績の内訳を示す。三菱重工が48%と最も高く、

次いで富士電機42%、東芝10%となっている。

図2.5.5.3に国内・海外向け地熱発電用発電機納入実績の内訳を示す。富士電機が51%と最も高く、次いで三菱電機37%、東芝12%となっている。

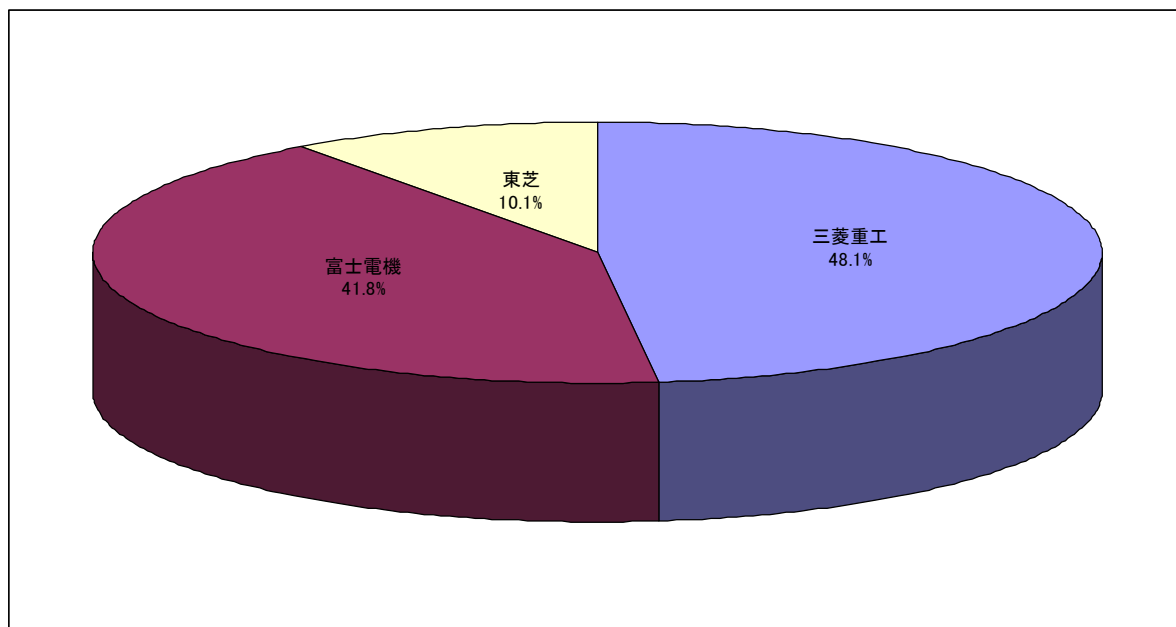


図 2.5.5.2 国内・海外向け地熱発電用蒸気タービン納入実績の内訳

出典: 社内資料

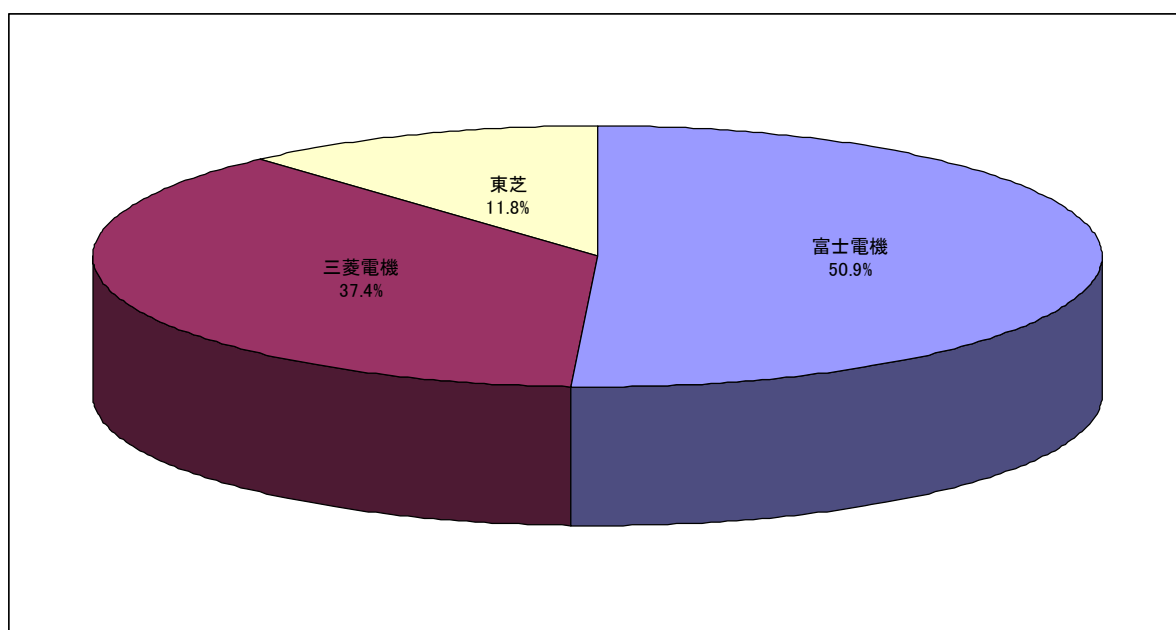


図 2.5.5.3 国内・海外向け地熱発電用発電機納入実績の内訳

出典: 社内資料

東芝は地熱タービンで世界シェア首位だが、直近10年間は既存設備の改修が中心で、新設案件の受注は1件だけだったが、再生可能エネルギーとして地熱発電の需要が世界的に高まっていることから受注を目指していく。東芝製はローターや配管、電気配線を工場で組み立ててから出荷するパッケージ型タービンのため、現地での調整が不要なのも特徴であり、据付期間を4カ月程度と通常型に比べ1～2ヶ月短縮できる。東芝の地熱タービンにおける累計世界シェアは約25%だが、直近10年間では三菱重工業と富士電機ホールディングスが各40%を占めている。

2.5.6 太陽光発電

図2.5.6.1に2008年の国別・企業別太陽電池生産シェアを示す。

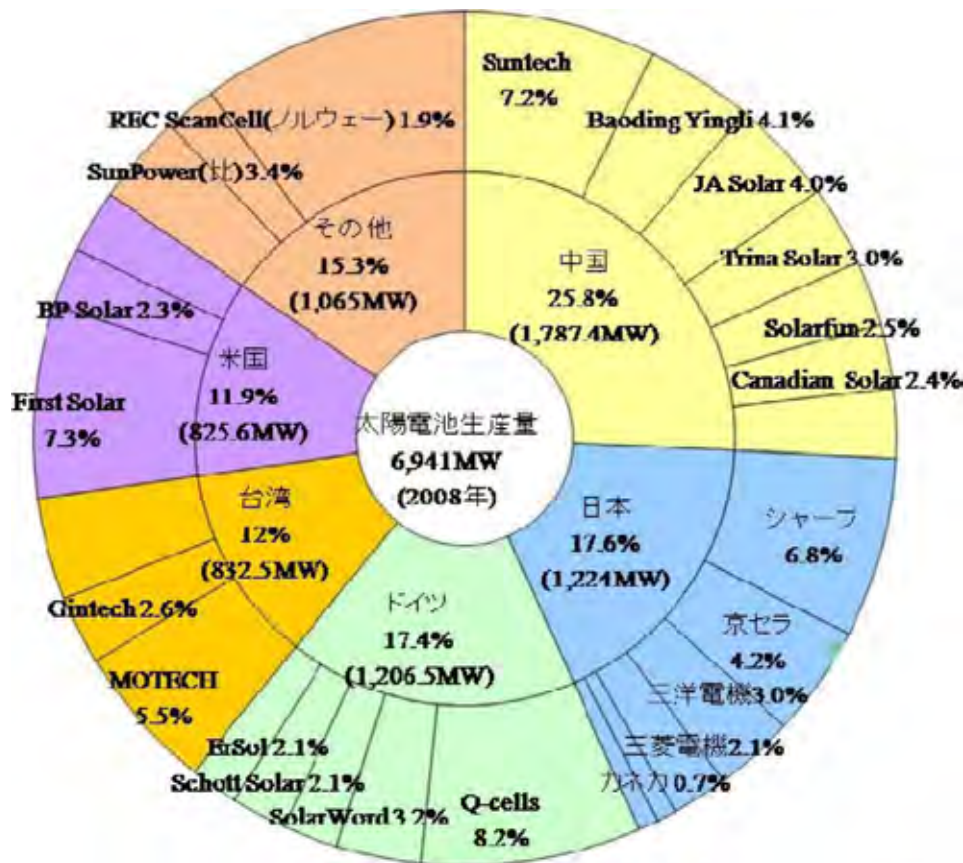


図2.5.6.1 国別・企業別太陽電池生産シェア(2008年)

出典:資源エネルギー庁

世界全体の生産量は2008年で約6.9GWp/年である。これは2008年に比べて86%の伸びであり、それまでの年4-6割程度の伸び率と比較しても倍近い伸び率である。2008年の市場の急速な伸びはスペインの市場の計画外の急拡大によるところが大きく、2009年はその反動と金融危機によって縮小したのち、2011年頃か

ら再び拡大すると予想されている。市場規模は2020年には10兆円以上、2030年には約2000億ユーロ(約30兆円)に達すると予測されている。

年間導入量では2008年分でスペインが2511MWp(2.5GWp)を導入して1位、ドイツが1,500MWp(1.5GWp)を導入して2位である。日本は230MWpであり、前年の3位から6位に転落したと推定されている

2008年の世界市場での太陽電池セルメーカー上位各社のシェアはドイツのQセルズ社が前年に引き続き1位、欧米のFirstSolarが2位、中国のSuntechが3位である。日本のシャープは4位に後退した。また国別生産シェアは中国が26%を生産して1位、2位はドイツである。日本はドイツに抜かれ、3位に後退している。

図2.5.6.2に各国の太陽光発電設備容量を示す。世界の太陽光発電設備容量は2,292万kWであり、ドイツは968万kW で世界第1位となっている。日本はスペインに次いで世界第3位である。

図 2.5.6.3 に日本の太陽光発電設備容量の推移を示す。日本は 2003 年までは年間導入量で世界一を誇っていたが、補助金が 2005 年度末に打ち切られたこともあり、2005 年の 28 万 kW をピークに低迷し、2008 年は 2003 年の水準に逆戻りしている。しかしながら、2009 年1月から政府の補助金が再開されるとともに、余剰電力をそれまでの2倍の価格で買い取る制度が 2010 年度から開始されることも追い風になり、2009 年の累積設備容量は 263 万 kW となっている。

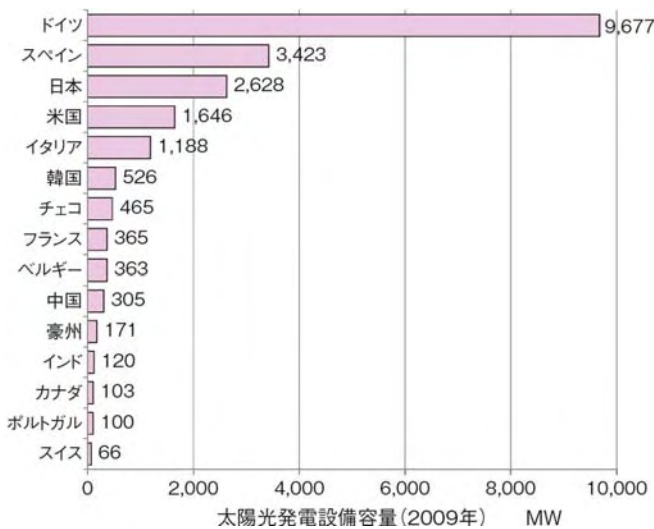


図2.5.6.2 各国の太陽光発電設備容量

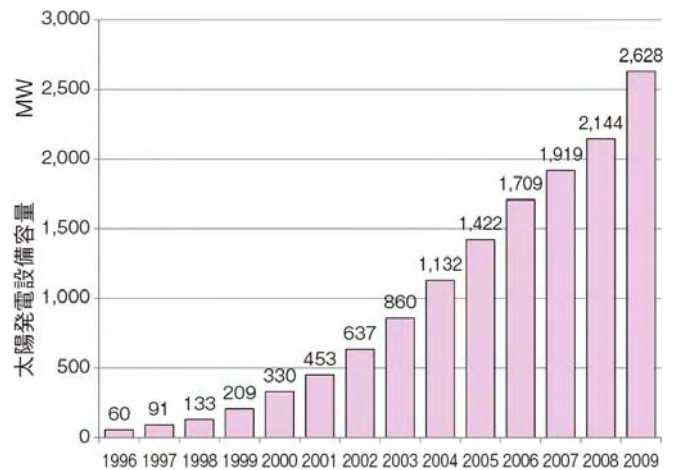


図2.5.6.3 日本の太陽光発電設備容量の推移

出典:火力原子力発電技術協会

太陽光発電協会が2011年2月に発表した太陽電池の出荷統計によると、2010年の輸出は発電能力ベースで前年比1.6倍の145万kWだった。2年ぶりに前年実績を上回った。最大市場の欧州向けが堅調に推移した。ただ2011年は政府の補助を縮小する国が多く、伸びは鈍化すると考えられる。輸出の約6割は欧州向けが占めた。最大市場のドイツが年明けに電力買い取り価格を引き下げたほか、イタリアやフランスも補助制度の

縮小を進めている。今後は中国や米国の大手企業とも価格競争が激しく、2010年並みの伸びは見込めないとの声が多い。

一方、メガソーラーの海外展開は下記のとおりである。

東芝や東京電力などは日本政府と連携し、ブルガリアで世界最大級の太陽光発電所を建設する。総事業費は1,000億円超で、5年後の出力は25万kWを想定する。IT技術を使って送配電網を管理するスマートグリッド事業も現地で展開する。日本勢にとっては、同国の再生可能エネルギー買い取り価格が周辺国に比べて高いことから、収益が確保しやすいメリットがある。

シャープは2011年1月、イタリア電力大手のエネルと共同運営する出力5千kWの太陽光発電所を完成させた。シャープとエネルは2016年末までに合計50万kWの太陽光発電所を地中海沿岸などで複数建設・運用する計画がある。

2.5.7 太陽熱発電

図 2.5.7.1 にタワー式の開発状況を示す。

企業	国	プロジェクト名	電力販売先(電力会社)	プラントの特徴と計画	状態
Abengoa Solar社	スペイン (セビリア)	「PS10」 サンルカー・ラ・マヨール	Endesa社	・11MW(発電能力) ・1枚120m ² の大型ミラー624枚	稼働中
同上	スペイン (セビリア)	「PS20」 サンルカー・ラ・マヨール	Endesa社	・20MW(発電能力) ・1枚120m ² の大型ミラー1255枚 ・160m(タワー高さ) (別途アルマデンで20MWの計画中)	稼働中 (2009年4月～)
Torresol Energy社 (SENERと Masdarの合併)	スペイン (セビリア)	ゲマ・ソーラ	不明	・19MW(発電能力) ・1枚120m ² の大型ミラー約2600枚 ・溶融塩、蓄熱15時間、24時間稼働	2011年 稼働予定
eSolar社	米国	シエラ・サン・タワー	Southern California Edison社	・5MW(2基のタワーの合計) ・1枚1m ² 程度の小型ミラー2万4000枚 ・中国、インド、南アフリカに建設予定	稼働中 (2009年8月～)
BrightSource Energy社	米国	イバンパ太陽光 発電システム	PG&E社、 Southern California Edison社	・400MW(3基のタワーの合計) ・1枚14m ² の小型ミラー約20万枚 ・蓄熱による24時間稼働プラント ・2016年まで米国に14の発電所計画	2012年 稼働予定

図 2.5.7.1 タワー式の開発状況

太陽熱発電はアメリカやオーストラリアや中国やサウジアラビアといった乾燥した未利用の広大な土地がある国々で有利である。

三菱商事は世界最大級の太陽熱発電プロジェクトに参画する。スペインの新エネルギー大手アクシオナ傘下の企業に15%出資し太陽熱発電設備を共同運営する。発電能力は計20万kWで総事業費は10億ユーロ(約1,130億円)となっている。

国際エネルギー機関(IEA)の予測では、現在、世界で100万kW程度の太陽熱発電能力が2020年に150倍に増えると予想している。関連市場では、旭硝子は太陽光を集める反射率の高い鏡を商品化、三菱重工

業は太陽熱発電に適したタービン、三井造船は太陽に合わせて鏡を動かす装置など発電プラントを手掛ける。鏡、チューブ、タービンの主要三部材だけで世界の市場規模は現在の680億円から5年後に1.2兆円に膨らむと予想され、太陽熱発電向けの機器製造が大きな産業に育つ可能性がある。

2.5.8 風力発電

図 2.5.8.1 に世界市場におけるメーカー別累積導入量を示す。

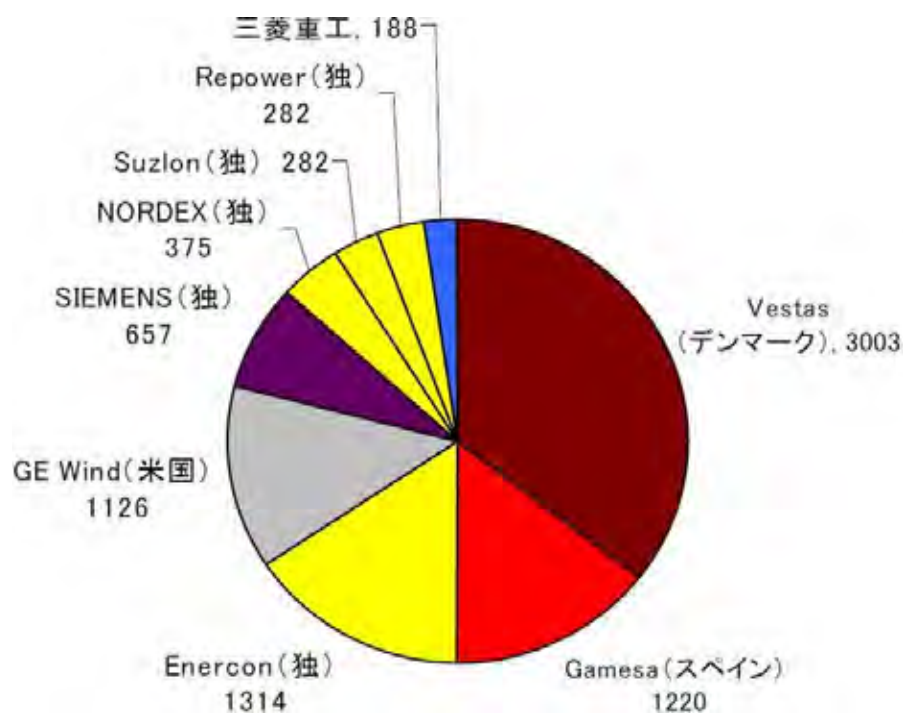


図 2.5.8.1 メーカー別累積導入量(世界市場)(単位:万kW)

出典:資源エネルギー庁

世界の風力発電メーカー:ヴェスタス、GE、ガメサ、エネルコンの4社で、世界の風力発電機の3/4が販売されている。日本の風力発電メーカーとしては三菱重工業、富士重工業、日本製鋼所がある。

表 2.5.8.1 に風力発電大手各社の動向を示す。

表 2.5.8.1 風力発電大手各社の動向

社名	内容
Vestas Wind Systems ヴェスタス (デンマーク)	世界最大の風力発電メーカー。世界市場の 17.8% のシェア。(2008 年時点) 1979 年から風力発電機を製造開始。2003 年に NEG-Micon (デンマーク) と合併。 世界 65 ヶ国で導入され、41,000 基以上の風力タービンを設置。 洋上風力発電は 1995 年から設置開始。 世界最大の洋上風力発電所サネット (Thanet Offshore) が 2010 年に完成。 高さ 115m の巨大な 3MW 風力タービンを 100 基設置。今後タービンを 341 基まで増設予定。 南半球最大の風力発電所マッカーサー (Macarthur) で、3MW 級の風力タービン 140 基受注。 アメリカ最大級の風力発電所アルタウインドエナジー (Alta Wind Energy) で風力タービン 190 基受注。 世界最大のウィンドタワー製造工場を 2010 年コロラドに建設。
GE Energy ゼネラル・エレクトリック (アメリカ)	世界第 2 位の風力発電メーカー。 世界市場のシェア 16.7% (2008 年時点)。 GE が 2002 年に Enron Wind / エンロン風力発電部門を買収する。欧州最大の風力発電プロジェクト (Cogealac) に 2.5MW 風力タービン 101 基受注。 米国初の淡水湖の洋上風力発電で 1,000MW 供給
Gamesa Eolica ガメサ (スペイン)	世界第 3 位の風力発電メーカー。 2003 年 Vestas から独立。 2009 年に回転翼の直径 128m、4.5 MW の大型風力発電機 Gamesa G10X のプロトタイプを発表。 ガメサ及びスペイン 11 社、世界最大級 15MW 風力タービンの共同開発開始
ENERCON エネルコン (ドイツ)	世界第 4 位の風力発電メーカー。 世界最大の風車 E-126 を建設。ドイツのエムデンに 1 基で「6MW」の発電量を誇る風力タービンを 2007 年 11 月に設置したことで話題になった。この風力タービンは、回転翼の直径が 126m、タワーの高さが 131m という巨大なもので発電量は 1、800 万 kWh 以上
Suzlon Energy スズロン・エナジー (インド)	世界第 5 位の風力発電メーカー。 1995 年設立インドの風力タービン最大手でインドでは 50% のシェアを占める。 スズロンがインド国内だけで導入した風力発電の累積容量が 5GW を超えて、インドの風力発電全体の半分を占める。 2011 年インドで風力発電プロジェクト 1,000 億円で受注 (2013 年完成予定) 2007 年に下記の REpower Systems / リパワー社を買収する。
REpower Systems リパワーシステムズ (ドイツ)	ドイツ第 3 位の風力発電メーカー。ラインナップは 1.5~5MW の 5 種類の風力タービンでリパワー社の「5M」は現在、世界で最も強力な商用タービンである。 カナダで 300MW 規模の風力タービン供給契約。風力タービン 150 基を供給 (2013 年完成予定) ドイツ RWE 社が 295MW 規模の洋上風力発電の建設にリパワーシステムズと契約。リパワー社製の直径 126m のローターを持つ「6MW」の風力タービン 48 基が設置される。(2013 年完成予定)
Siemens Energy シーメンス・エナジー	世界第 6 位の風力発電メーカー。 総合重電メーカーであるシーメンス社の風力発電部門。

社名	内容
(ドイツ)	<p>1991年に世界初の洋上風力発電をデンマークに建設する。洋上風力では Vestas に次ぐシェア。</p> <p>イギリスの風力発電における電力の約 40%は、シーメンス製の風力タービンが使われている。</p> <p>Norsk Hydro / ノルスク・ハイドロ社と共同開発をして、世界初の水面に浮かぶ風力発電が北海で 2009 年に完成予定。</p> <p>デンマーク沖合に 2.3MW の風車を 91 基、総設備容量 209MW。世界最大の洋上風力発電を建設。</p> <p>アメリカ初の洋上風力発電にシーメンス製風力タービンを採用。</p> <p>シーメンスは 2011 年イギリスに 3.6MW 風車を 175 基、総設備容量 630MW～1,000MW を完成予定で世界最大の洋上風力発電になる見込み</p>
三菱重工	<p>世界第 9 位の風力発電メーカー。(2008 年時点) 日本を代表する重工業メーカー。</p> <p>1980 年に 40 キロワットの風車を製造開始。1999 年に 1.0MW 風力発電を製造(当時日本最大)。</p> <p>2006 年に 2.4MW 風力発電を完成(当時日本最大)。累計 4,448 基の風力発電を設置。</p> <p>2010 年に日本メーカー初の洋上風力発電に参入。5～8MW 級の洋上風力タービンの開発試験を開始。</p> <p>2010 年 12 月に英アルテミス社を買収した。</p>
ALSTOM アルストム (フランス)	<p>1928 年設立のフランスの総合重電メーカー。総合鉄道分野ではシーメンスと並びビッグ 3 の一つ。</p> <p>2007 年に ECOTECNIA、SL / エコテクニア社(スペイン)を買収して風力発電に参入する。</p>

図 2.5.8.2 に各国の風力発電設備容量を示す。2009 年の世界の風力発電設備容量は前年比 31%増の 1.6 億 kW であった。各国 2009 年末の風力発電設備容量をみると、米国が 3,516 万 kW で世界図 16 に我が国の風力発電設備容量の推移を示す。

図 2.5.8.3 に日本の風力発電設備容量の推移を示す。2000 年に 14 万 kW であった設備容量が 2009 年には 221 万 kW と、この 10 年間で 15.5 倍となっている。政府は京都議定書の達成計画で 2010 年度に 300 万 kW という目標を掲げている。

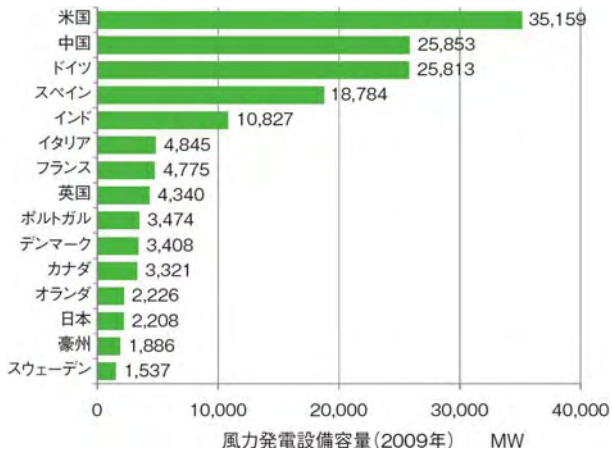


図2.5.8.2 各国の風力発電設備容量

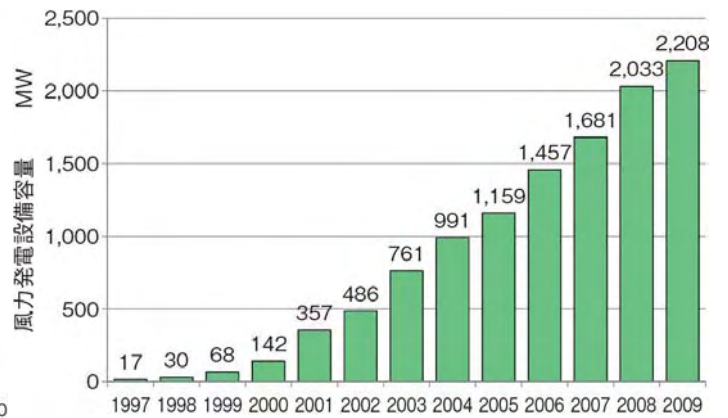


図2.5.8.3 日本の風力発電設備容量の推移

出典: 火力原子力発電技術協会

世界で風力発電の総累積導入量の多い国の順位はアメリカ、ドイツ、中国である。世界全体で日本はわずか約1.3%で13位となっている。欧米に比べて日本での風力発電の普及は遅く、日本の風力発電導入量は2009年で約1,683基、総設備容量は約218万kWである。

2.5.9 送電設備

図2.5.9.1に送変電設備の世界シェアを示す。

ABB、シーメンスやアレバなど、グローバルな大企業による寡占状態となっている。また送電設備は付加価値を出しにくい市場であり、国内重電メーカーの利益率は低迷している。

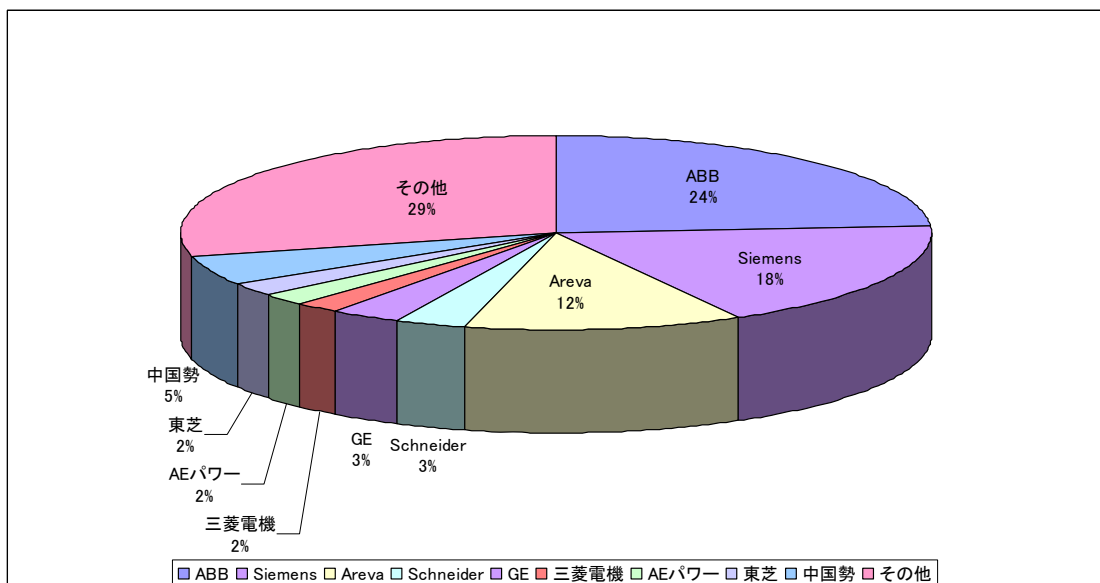


図2.5.9.1 送変電設備の世界シェア 出典: Societe General Market report

日本は、高効率かつ大容量の超高压送電を支える高压変電設備、地下変電所など変電所の小型化(高压変圧器、GIS)や海底ケーブル等の高度技術で欧州メーカーに互する技術力を保持している。

しかし世界市場全体の中では日本企業の存在感は極めて限定的であり、シェアは低い。

現地化を徹底的に進め、コスト低減及び市場獲得を実現し、豊富な実績を有する欧州メーカー(ABB、Siemens、AREVA)が圧倒的優位にある。一方、低電圧帯では汎用化が進み、中国、韓国等々の新興国メーカーが国内需要を中心に急速に伸張している。

日本は、系統全体に着目すると、信頼度(停電時間が短い)・効率性(送配電ロス率が少ない)では世界最高水準である。また、配電自動化を始めとした高い潮流制御技術を有し、マイクログリッド等の新世代技術でも欧米と競争するなど、個別の技術では優位性を有しているが、受注には至っていないのが現状である。

鉄塔メーカーの安治川鉄工は、技術・市場の国際化に向け、1998年 ベトナム・ハノイ市にAG-VINAエンジニアリングを、2002年 タイ・バンコク市にAGタイランドを設立した。常に本社技術部門とリンクし、現地の鉄塔メーカーと関係を保ちながら海外展開を図っている。

電線メーカーのJPSは、アジア、中近東、北中南米、オセアニア等など世界的規模での事業展開を進めている。より弾力性のある強固なグローバルネットワークを作り上げるべく、世界各国にある日立電線や住友電気工業の営業拠点も活用している。図2.5.9.1にJPSの海外展開を示す。



図2.5.9.1 JPSの海外展開

出所:JPS

ビスキャスは日本国内をはじめ、アジア、北米、中南米、ヨーロッパ、アフリカなど世界各国のビッグプロジェクトに参加し製品を提供している。表2.5.9.1に架空送電線ターンキープロジェクトを、表2.5.9.2にOPGW活線張替プロジェクトを示す。

表 2.5.9.1 架空送電線ターンキープロジェクト 出典:ビスキャス

完工年	プロジェクト名/線名	国名	電圧(kV)	亘長(km)
1979	マラッカ〜クルアン〜スクダイ線	マレーシア	132	209
1982	テヘラン〜ネカ ウェスト線	イラン	400	449
1983	クアラルンプール〜カンポンアワ、 テメンゴール〜コタバル線	マレーシア	275	266
1984	ラビック〜ヤンブ線	サウジアラビア	380	200
1984	ジアラン〜タブリツツ線	イラン	400	482
1986	アズズール〜 クウェート シティ線	クウェート	300	260
1987	カラヤーン〜 ナガ線	フィリピン	500	242
1992	カラヤーン〜 サンホセ線	フィリピン	500	863
1993	サーリル〜タゼルボ線	リビア	66	380
1997	ブラックポイント プロジェクト	香港	400	53
2001	和平電力プロジェクト	台湾	345	52
2002	プルックデン ハンチョック ジャンクション線	タイ	500	131
2004	アテネ〜ペガサス No.2 線	南アフリカ	400	197
2004	フーミー ~ホーチミン線	ベトナム	500	58
2005	チョンブン バンサファン2線	タイ	500	290
2005	BLCP プルックデン線	タイ	500	48
2005	タンジュンビン プロジェクト	マレーシア	500	53
2007	ジマー プロジェクト	マレーシア	500	102
2008	カイロ〜アレクサンドリア線	エジプト	500	230
2008	マーキュリー〜ペルセウス線	南アフリカ	765	250
2009	ハイドラ〜ガンマ線	南アフリカ	765	255

表 2.5.9.2 OPGW 活線張替プロジェクト 出典:ビスキャス

完工年	プロジェクト名/線名	国名	電圧(kV)	亘長(km)
2001	ノーザンリージョンプロジェクト	インド	66/132/ 220/400	1780
2002	デリー～ムンバイプロジェクト	インド	400	1265
2003	NCCP プロジェクト	フィリピン	138/230	1540
2004	テヘランウエストプロジェクト	イラン	230	110
2004	フェーズ2メインヘッドBプロジェクト	マレーシア	275	378
2005	ダイバーシフィケーション 1A&2B	インド	400	2700
2005	OPGW/ADSS プロジェクト	モロッコ	225/400	1571
2007	デイスパッチング ナショナル プロジェクト	セネガル	90/220	345
2008	SEC 1&2 プロジェクト	フィジー	132	144
2009	NLDC プロジェクト	バングラデシュ	132/230	2525

日本ガイシは、セラミック事業に関し米企業とシェアを二分し世界で 40%の割合となっている。また日本ガイシは、中国初の 100 万 V 送電線にがいしを納入し、現在は中国の超高压送電網整備計画に対応するがいし生産設備の増強を図っている。

ベトナム送電網に円借款供与する案について以下に示す。

政府は2010年6月にベトナムの超高压送電網の整備を支費するため円借款を供与する方針を固めた。500～1000億円と見込まれる事業規模の大半を支援する方向である。ベトナムの原子力発電所建設計画について、受注を目指す日本企業を後押しするのが目的である。支援するのは原子力発電所整備に欠かさない、大容量送電が可能な送電網である。ベトナムには南北1,500kmの送電網があるが送電ロスが生じる可能性が大きく、新たな送電網建設が求められている。日本側からは電力需要予訓や発電所の整備計画を含む案を作成し、ベトナム側に提案している。

2.5.10 変電設備

国内重電メーカーは、海外市場では国内同様の主要設備据え付けのほか、基礎工事、建屋工事などを含めたエンジニアリングと施工を行っている。

海外市場では、図2.5.9.1 送変電設備の世界シェアに示すように、ABB、シーメンスやアレバなど、グローバルな大企業による寡占状態となっている。また変電設備は付加価値を出しにくい市場であり、国内重電メーカーの利益率は低迷している。

東芝はインドの国営企業バーラト重電機と、送変電・配電機器の製造販売に関する合弁会社の設立を検討している。東芝は、中国における製造拠点拡張、ブラジルでの東芝電力流通システムブラジル社設立など、

今後新興国を中心に大きな成長が見込まれる T&D 事業のグローバル体制強化を進めている。

2.5.11 スマートグリッド

図2.5.11.1に海外におけるスマートグリッド・スマートメーター関連の取組を示す。スマートグリッド分野では、Google、IBM、GE、CISCO、インテルなどの大企業がスマートグリッド関連事業に次々と参入し、電力会社などと連携して様々な実証プロジェクトに参加している。

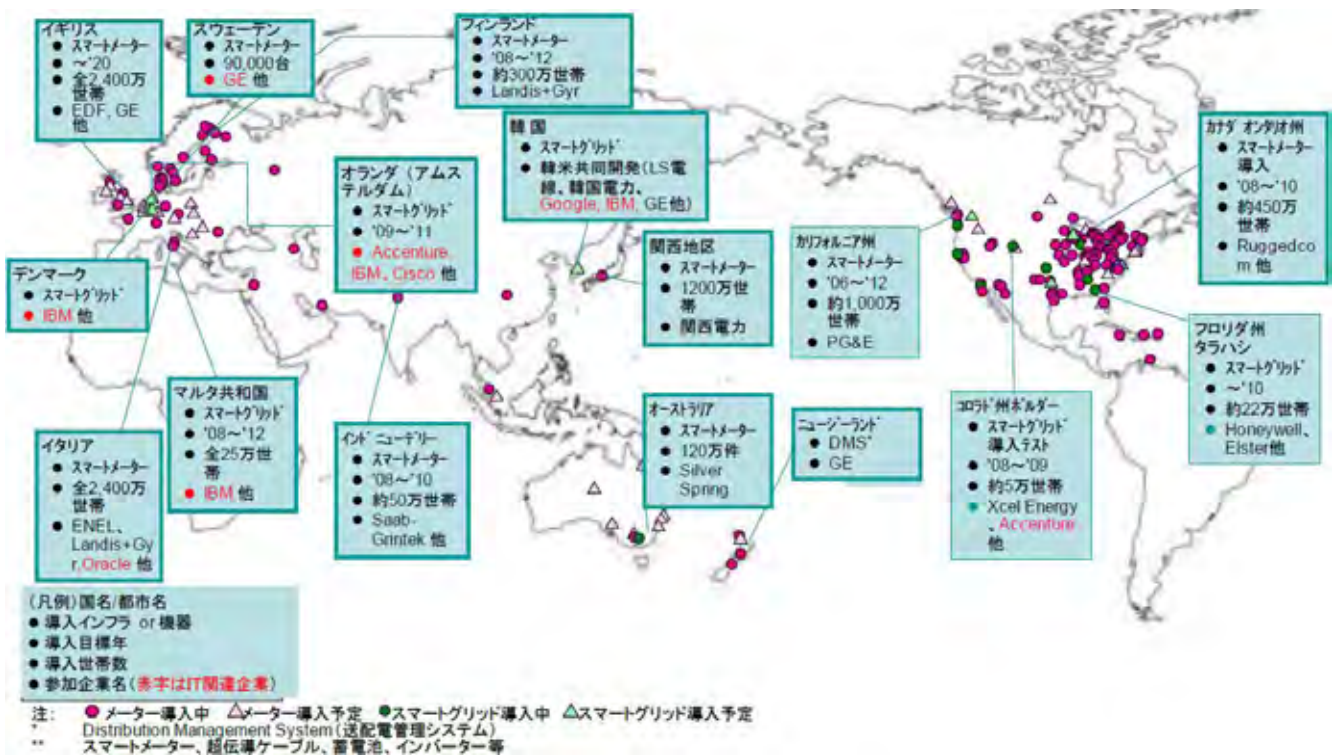


図2.5.11.1 海外におけるスマートグリッド・スマートメーター関連の取組

出所: IT産業の社会システム分野への国際展開調査

また中国では、経済成長に伴う人口増大や生活水準の向上などによってエネルギー需要が増大し、スマートグリッドに対応したエネルギーインフラの整備を進めている。具体的には、天津エコシティでエネルギーインフラを含めた都市開発とのセットで進めている事例もある。

地域や企業によって送配電設備やスマートグリッドを巡る狙いは異なっており、表2.5.11.1に発展途上国の送配電設備やスマートグリッド市場における現状と適用可能な日本の強みを示す。

表2.5.11.1 発展途上国の送配電設備やスマートグリッド市場における現状と適用可能な日本の強み

	日本型	発展途上国型		
		都市型	郊外型	離島型
配電網	信頼性高	信頼性低	なし	信頼性低
基幹送電系統	信頼性高	信頼性低	なし	なし
課題	さらなる再生可能エネルギーの導入促進 スマートメーターの導入促進	送配電システムの増強と信頼性向上 盗電防止	自然エネルギーによる分散型電源導入→電化 分散型電源を接続したマイクログリッドの構築	自立的かつ安定的な電力システムの構築
適用可能な日本の強み		配電自動化システム導入による配電網信頼性向上対策 系統保護安定化システム導入による送電系統信頼性向上 EV、蓄電池等新たな需要市場の創出を支える技術	太陽光、小水力など分散型電源ハイブリッドシステム技術 マイクログリッド構築技術	マイクログリッド構築技術 自然エネルギー導入に対応した需要型エネルギーマネジメント技術

2.6 円借款の本邦技術活用条件の適用を可能とする技術・資機材の競争優位性

我が国の優れた技術やノウハウが活用され、途上国への技術移転を通じて我が国の「顔の見える援助」を促進するため、2002年7月より「本邦技術活用条件」(STEP: Special Terms for Economic Partnership)を導入している。

STEPの供与条件を以下に示す。

a. 原産地ルール

円借款融資対象となる本体契約額の30%以上は、日本を原産(注)とする資機材を調達する。一部対象分野(地熱発電など)については資機材のみならず、本邦企業の提供する役務(サービス)も対象とする。

b. 金利・償還期間

OECDルール上タイドが可能となる水準

(現行)償還期間:40年(据置10年) 金利:0.4%

*オプションとして次の適用も有 償還期間:30年(据置10年) 金利:0.3%

c. 調達条件

借入国とのJVを認めるが、本邦企業が当該JVのリーディング・パートナーとすることが条件となる。

d. 融資比率

総事業費の85%相当額までが円借款の融資対象。

e. 調達プロセスの公正性を確保するため、借款資金やJBIC調査費用等を活用して、第三者機関などによる調達手続きに関する入札後の監査を導入する。

STEPの適用が可能となった電力分野の案件は過去3回あり、表2.6.1に示す。

表2.6.1 本邦技術活用条件(STEP)が適用された電力案件 出典:JICA

国名	案件名	業種	案件区分	借款契約日	借款契約額 (百万円)	事業実施者名
スリランカ	アッパーコトマレ水力発電所建設事業(2)	発電所	環境	2010/3	4,552	セイロン電力庁
チュニジア	太陽光地方電化・給水事業	その他電力・ガス	環境	2005/6	1,731	チュニジアエネルギー管理庁
インドネシア	ラヘンドン地熱発電所拡張事業	発電所	環境	2004/3	5,866	インドネシア国有電力企業
計					12,149	

アッパーコトマレ水力発電所建設案件は、マハヴェリ河支流コトマレ川(既存コトマレ・ダム上流)に流れ込み式水力発電所(150MW)を建設することにより、増大する電力需要へ対応し、スリランカの経済成長に寄与するものであった。スリランカの案件では、25年以上にわたる政府軍とタミル・イーラム解放のトラ(LTTE)との紛争が終結後、紛争の影響により発生した国内避難民の再定住、開発が遅れている北・東部州の復興が喫緊の課題であったため STEP 適用が可能となったと考えられる。

太陽光地方電化・給水事業案件は、再生可能エネルギーを利用した地方部の電化率の向上が同国の政策における重要項目として掲げられており、日本の優れた技術を活用した太陽光発電設備を利用するため STEP 適用が可能となったと考えられる。

ラヘンドン地熱発電所拡張事業は、再生可能エネルギーである地熱エネルギーを有効に利用する定格出力約20MWの発電所を建設するものであり、地熱エネルギーを利用した発電技術は日本企業の技術力が優れて高い分野であるため STEP 適用が可能となったと考えられる。

過去に高効率石炭火力発電やコンバインドサイクル火力発電などが STEP 適用となった実績はなく、今後も STEP 適用は厳しいと考えられる。また IGCC やスマートグリッドなどは実証段階にあり、STEP 適用にはまだ時間が必要と考えられる。