

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

(1) 発電会社、送電会社

2002年12月に、「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再編され下図の体制となった。

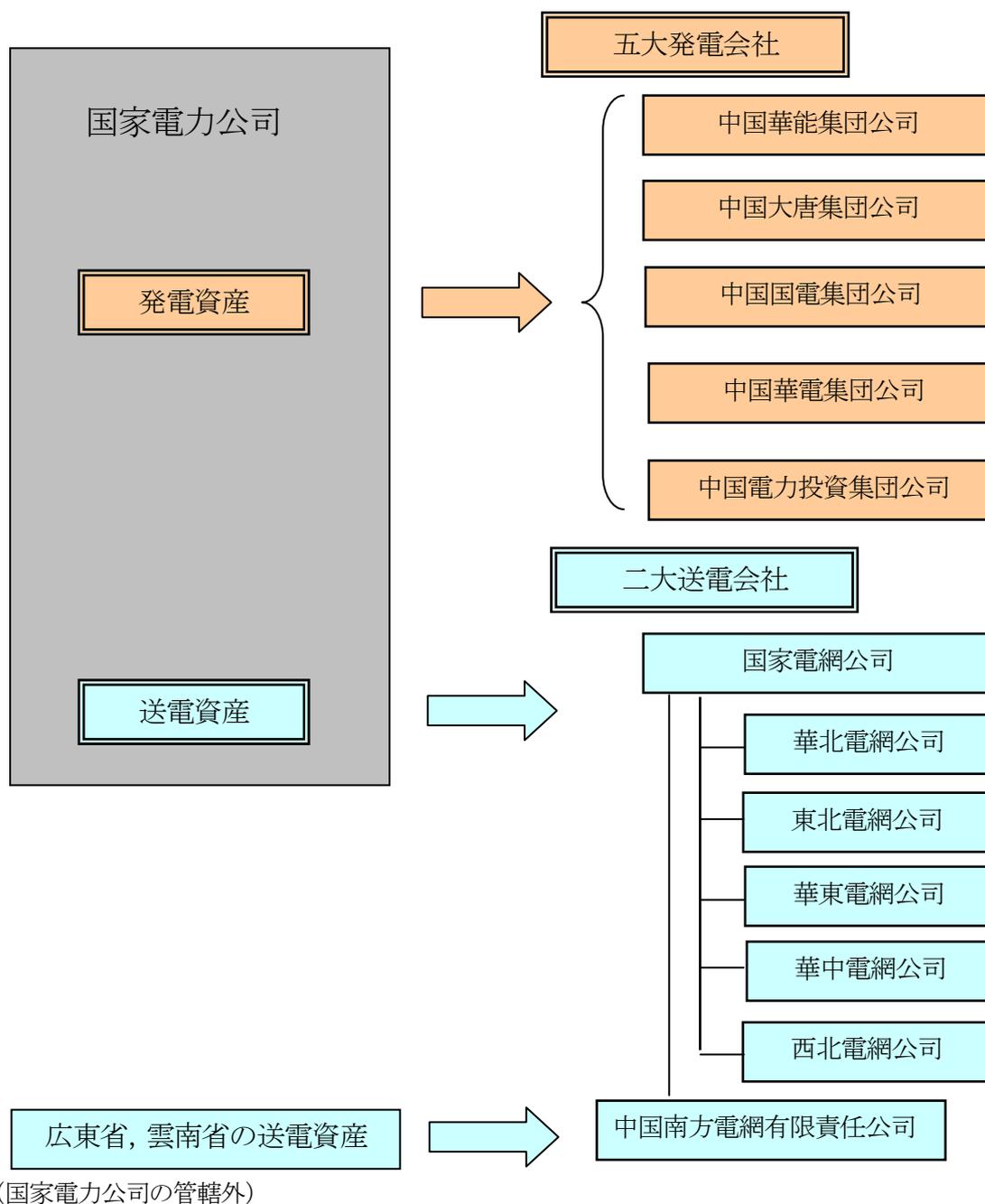


図 3.1.1 中国の国内電力供給体制 出典: 中国の電力産業、海外電力調査会

発電資産の再編に当たっては、これらの発電会社が新たな巨大電力メジャーとならないよう、「各発電会社の資産規模・質を同等にする」が原則とされた。

また、それに伴い、国家電力監督委員会が中国初の規制・モニター期間として設置され、電力市場のモニター、電力料金・電気事業の管理・モニターを行っている。

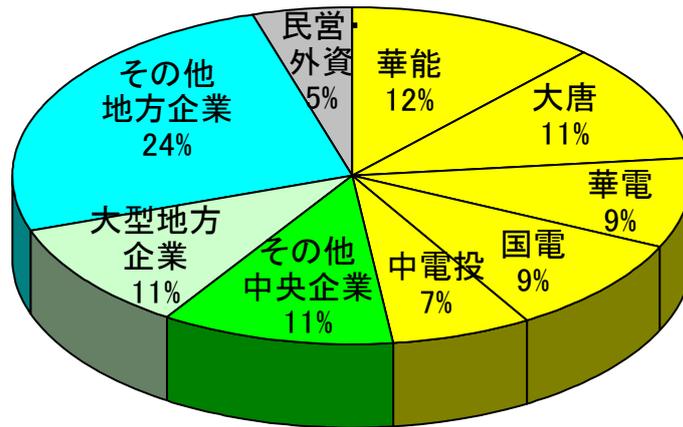


図 3.1.2 中国の国内電力網体制 出典:中国の電力事情と国家電網会社の概要

五大発電会社の発電設備を下表に示す。このほか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。

表 3.1.1 五大発電会社の発電設備 (2008年) 出典:海外電気事業統計 2010、海外電力調査会 (万kW)

発電電力社名称	設備 総容量	火力		水力	原子力	天然 ガス	風力
		設備容量	ユニット数(台)				
中国華能集团公司	8,586	7,955	276	519	-	-	112
中国大唐集团公司	8,242	6,661	236	1,365	-	-	215
中国国電集团公司	7,020	6,267	247	465	-	-	288
中国華電集团公司	6,908	5,994	221	876	-	396	38
中国電力投資集团公司	4,571	3,528	155	1,010	-	-	33
計	35,327	30,405	1,135	4,235	-	396	686



2009年、総計 87,409 万 kW

図 3.1.3 中国の発電設備容量の内訳 出典:海外電力調査会

なお、5大発電会社のうち、華能、大唐、華電、中国電力投資など4社の子会社(華能国際電力、大唐国際発電、華電国際電力、中電国際)が、海外への事業展開も視野に入れているものと思われるが、香港証券取引所上場している。華能国際電力は、2008年にシンガポールで25%のシェアを持つ電力会社であるTuas Power社を買収している。

下図に、中国の電源構成(出力ベース)を示す。火力が73%を占める。火力の中の92%が石炭火力である。

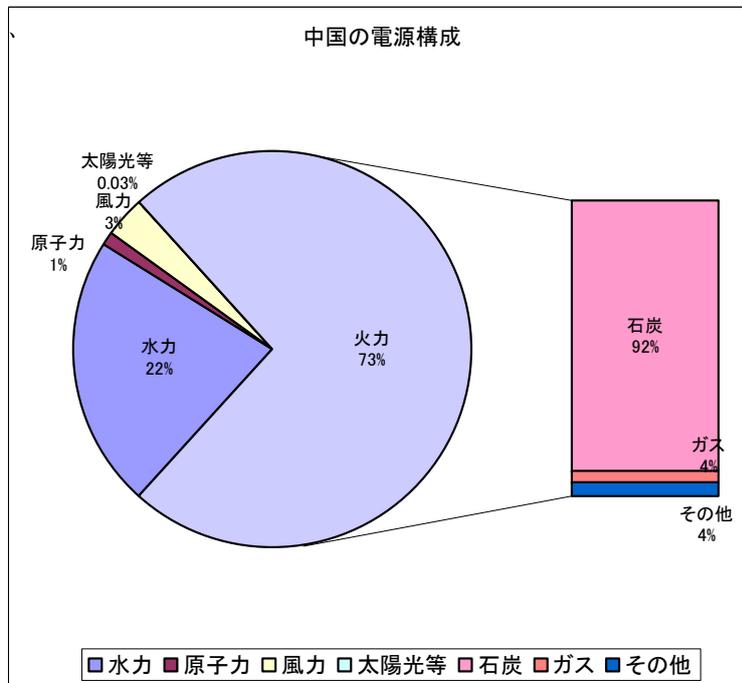


図 3.1.4 中国の電源構成 出典:全国電力工業統計快報(2010年)

下表に、中国の送電会社の電力量、最大電力、負荷率を示す。

表 3.1.2 電力網別最大電力負荷率 (2008 年)
出典:海外電気事業統計 2010、海外電力調査会

区域電網		発電設備 (MW)	発電電力量 (億 kWh)	最大電力 (MW)	平均発電負荷率 (%)
国家電網	華北電網	139,113.7	6739.8	107,630	86.75
	東北電網	63,056.3	2831.4	35,500	82.46
	華東電網	177,060.3	8004.5	130,110	87.70
	華中電網	173,434.7	6710.2	79,330	85.75
	西北電網	61,920.0	2673.3	26,180	90.82
南方電網		139,600.0	5880.3	88,870	84.01

(2) 電力分野の大手建設、設計グループ企業の概要と特徴

中国の電力分野では、大手建設企業と設計企業が分かれている。大手建設企業としては主に3つのパターンの形態がある。第一に国家の送配電を担当する電網集団会社の傘下に所属する企業、第二に電力関連を専門とした建設企業、第三に電力関連設備メーカーの一部門あるいは傘下企業が存在する。

電力分野の大手設計企業も主に3つのパターンの形態がある。第一に電力分野専属の設計企業があり、例えば中国電力工程顧問集団と中国水電工程顧問集団がある。中国電力工程顧問集団傘下の6社の設計院は中国6大電力設計院と呼ばれている。第二に電網集団会社の傘下企業があり、例えば河南省電力設計院、広東省電力設計研究院などがある。第三に石炭関連など電力以外も手掛ける企業の傘下企業がある。

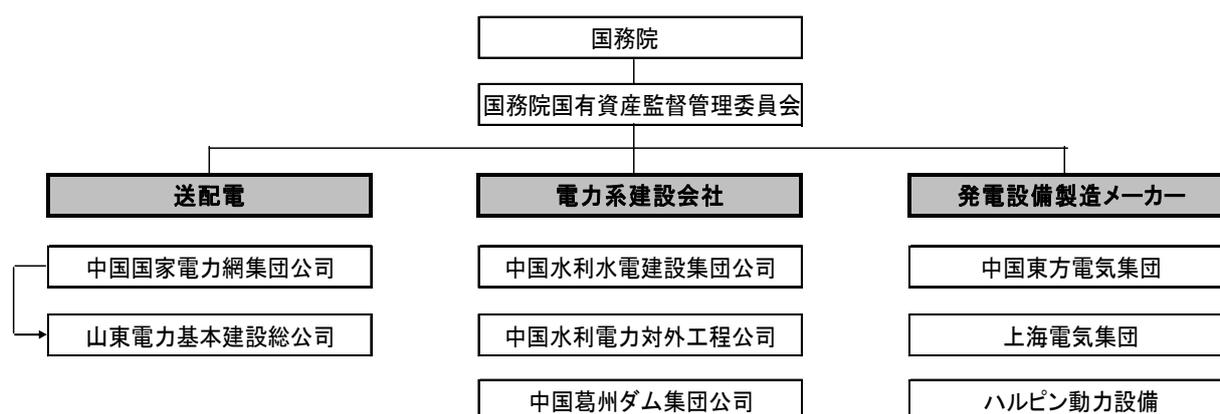


図 3.1.5 中国の電力分野大手建設企業の組織形態

出典:中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合

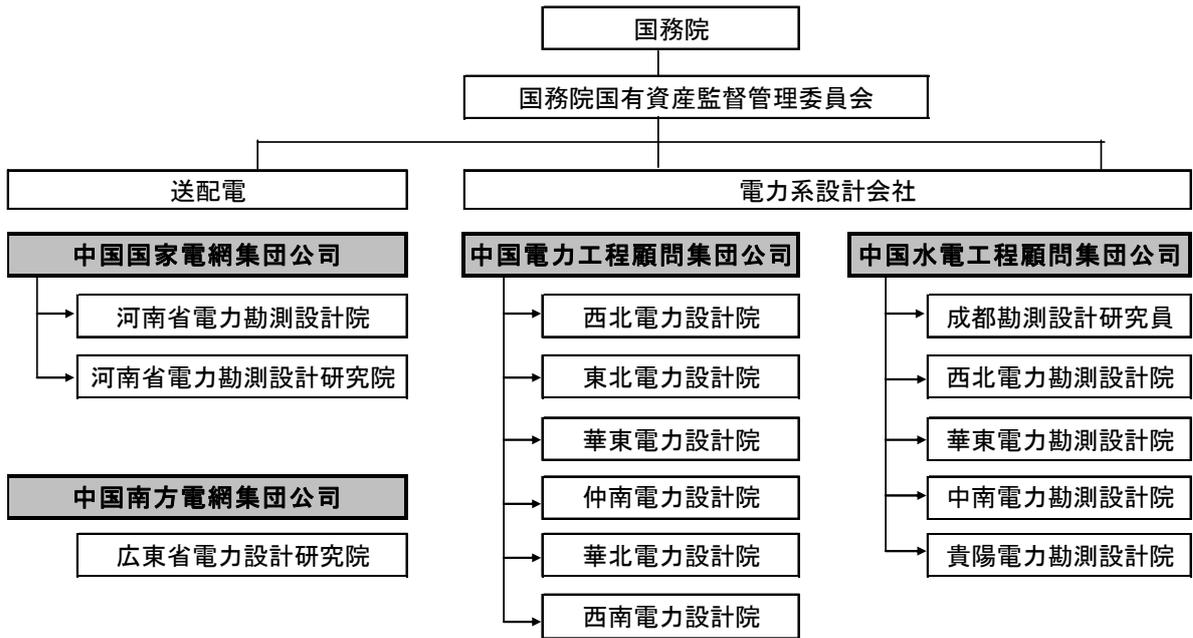


図 3.1.6 中国電力分野の大手設計企業の組織形態

出典:中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合

電力分野で近年海外への進出を進めている建設企業として山東電力基本建設総公司、中国水利水電建設集团公司、中国水利電力対外工程公司などの会社がある。これらの建設企業が海外で受注したEPCプロジェクトの設計については、中国電力工程顧問集团公司や中国水電工程顧問集团公司に委託するケースが多い。

(3) 電力分野を専門とする建設企業の概要と特徴

電力分野を専門とする建設企業に山東電力基本建設総公司がある。

山東電力基本建設総公司は1952年に設立されてから、累計で容量6,200万KWの発電所を建設、全国容量の10%に相当する。各地で建設した変電所の変電合計容量は3,500万KWに達し、送電・配電線延長は16,000kmである。現在職員数は11,487人前後である。2007年中国国内売上高で見た建設企業ランキングでは25位にランクインしている。

総承包(総請負契約)売上高は2006年83億元、2007年100億元である。ENRの“The Top Chinese Contractor for 2007”によると、山東電力の2007年の国内外での設計業務収入が1,283百万米ドルで、そのうち国内での設計業務収入が1,087百万米ドルである。

主な事業領域は火力発電所、原子力発電所(二次系のみ)、風力発電所、送配電設備の建設、変圧器・開閉器等の製造と言われている。営業収入の比率は、火力発電所建設が80%、原子力発電所建設が10%、残りがその他の事業となっている。営業収入に占める海外案件の比率は約半分であり、うち90%が火力発電所の建設、10%が送配電設備の建設である。

No	発電所名	建設地点	竣工日期
1	Papalanto 8 x 42MW Open Cycle Gas Turbine Power Plant Project	Papalanto, Nigeria	2007年 7月竣工
2	Ogun 750MW Combined Cycle Gas Turbine Power Plant Project	Ogun Slale, Nigeria	Under Construction
3	Jharsuguda 9 x 135MW Power Plant Project	Jharsuguda, Orissa, India	Under Construction
4	Jharsuguda 6 x 600MW Power Plant Project	Jharsuguda, Orissa, India	Under Construction
5	MPPL 1 x 135MW CFB Boiler Power Plant Project	Bikaner, Rajasthan, India	Under Construction
6	Mundra Power Plant Phase III 2 x 660MW Supercritical Project	Mundra, Gujarat, India	Under Construction
7	Mundra Power Plant Phase IV 2 x 660MW Supercritical Project	Mundra, Gujarat, India	Under Construction
8	Aceh 1 x 30MW Power Plant Project	Aceh, Sumatra Indonesia	Under Construction
9	Palu 2 x 15MW Power Plant Project	Palu, Indonesia	2007年 1月竣工
10	Bandung 1 x 30MW Power Plant project	Bandung, Indonesia	2006年 12月竣工
11	Keppel 1 x 30MW rubbish-burning Fuelled Power Plant	Singapore	Under Construction
12	Jordan SAMRA 100MW Combined Cycle Gas Power Plant	Amman, Jordan	Under Construction

表 3.1.3 山東電建の海外納入実績 (2009年) 出典:山東電建実績表 2009

山東電力基本建設総会社の傘下子会社には、火力発電の建設を行う3社、送配電・変電設備の建設を行う1社、変圧器や開閉器等の製造を行う2社がある。以前は、山東電力設計院が傘下にあったが、2007年に国家核電技術有限公司の下に移された。

同社はこれまで、海外で20件のプロジェクトを手掛け、うち16件がEPCによる受注である。海外進出の当初は、ハルビン電站設備集団公司、上海電氣集団公司、中国東方電氣集団公司が海外で受注したプロジェクトの建設部分を担当していたが、その後は自らEPCを受注するようになった。プロジェクトの受注が最も多いのはインドであり、130MW x 4台を納入したプロジェクトが好評だったため案件が継続している。インド以外では、ナイジェリア、スーダン、インドネシア、ブラジルで受注している。EPC以外の案件では、インド、スーダン、香港で、設計と建設のみを受注している。海外で受注している火力発電所の殆どは石炭火力である。ただし、ナイジェリアでガスタービン火力を受注するなど、石炭以外の案件も受注するようになってきている。

(4) 電力分野の大手設計企業

電力分野の大手設計企業として中国電力工程顧問集団公司がある。中国電力工程顧問集団公司は中国中央政府の指示のもと2002年12月29日に設立された。会社の前身は中国電力部に所属してい

た電力企画設計総院である。電力企画設計総院は1975年に設立され、中国電力部に所属していた。その後組織変更され1988年に能源部(エネルギー部)に所属する企業となったが、1998年更に組織変更され、現在の国家電力公司(もとの電力工業部)に所属するようになった。

同グループは電力分野専門の設計企業であり、グループの傘下には7つの子会社を抱えており、うち設計院である6社がいわゆる「電力六大設計院」と呼ばれている企業である。

現在グループ全体で8,000人の職員がおり、各種の設計者が4,500人前後である。

同グループは火力発電プラント、送電、変電所の設計を得意分野としている。

ENRが作成した“The Top Chinese Design Firms for 2007 ランキング”では中国電力工程顧問集团公司は第3位であり、2007年の国内外設計収入が471.8百万米ドルで、海外での設計収入が21.5百万米ドルである。

(5)中国の大手電機製品輸出入会社

【中国機械工業集団(SINOMACH)】

中国機械工業集団は、中国機械工業部の傘下にあったエンジニアリング部門と輸出入部門が合併して1997年1月に形成された。現在は中国資産管理委員会に管理監督されている国有企業である。2007年中国国内売上高で見た建設企業ランキングで、21位にランクインしている。

現在中国機械工業集団の傘下には50社の100%投資子会社、6社の上場会社があり、更に海外70箇所海外サービス拠点をもっている。現在会社の社員数は10万人以上である。2008年末時点におけるグループ全体の営業収入は1,000億元、資産は653億元である。業務内容は、①海外での設計・建設、②機械輸出入、③機械の研究開発の3つに分けられる。現在主に米国、欧州、日本向けに輸出している。

グループ内で、海外の電力関連のプロジェクトは主に中国機械設備輸出入公司(CMEC)と中国電工設備総公司(CNEEC)が中心に手掛ける。CMECはグループ全体の売上高の約20%、利益の1/3を占めており、CNEECの売上高は、グループ全体の5%程度であると言われている。

CMECとCNEECは、元々はいずれも機械工業部の一部門として、1997年にグループが形成される以前から存在した組織であり、それぞれ顧客基盤がある。事業分野に重複もあるため、競合する可能性がある場合はグループ内で調整を行っているが、将来的にはグループ内での役割分担を明確化したいと考えている。CMECは営業やプロジェクト全体の管理を強みとする会社である。進出地域は、アフリカ、中東、東南アジア、北米が多い。それに対しCNEECは技術分野に強みを持ち、CMECをサポートする存在であった。進出地域は、ウズベキスタンなどの中央アジア、インドネシアなどの地域が多い。

【中国適用技術(集団)株式有限責任公司(GENERTEC)】

中国適用技術(集団)株式有限責任公司は1998年に設立された。同社は中国機械輸出入有限公司、中国機器輸出入総公司、中国海外経済合作総公司、中国医療保険輸出入総公司、中国国際広告公司などの会社が合併して作られた会社である。これらの会社はそれぞれ50年以上の歴史を持つ貿易会社である。

2007年の集団全体の営業収入は139億元で、総資産額が216億元である。会社の主な業務は、国内における基礎施設、工業基地の建設、国際貿易、海外における設計・建設、医薬産業と研究設計コンサルタント業務である。

以上、中国電力セクターの特徴として、以下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%が石炭焚きである。石炭火力に大きく依存した構成となっている。
- 2) 発電会社、建設会社、設計会社(エンジニアリング - 工程顧問集団、設計院)、機器製造会社(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(エンジニアリング)、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。(上海電気集団は上海市企業だが、公営である)
- 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。

中国メーカーには急増する電力需要に対し、自主開発する時間的余裕、あるいは先進技術との格差を埋め合わせるだけの技術開発力が不足していて、技術導入に頼らざるを得なかったのであろう。日欧米メーカーにとっては、巨大な中国市場を前にして、自社技術の流出やブーメラン効果を危惧する余裕は無く、ライセンスフィーあるいはキーコンポーネント供給による対価収入だけでも、競合他社に先駆けて中国メーカーに技術供与を行って、市場に参画する必要があった。中国メーカーは、供与された技術を取り込んでそれを自主技術化するスピードが一般に非常に速い。日欧米メーカーは、次世代の技術(A-USC、GTの高温化など)で差別化を図る覚悟のうえで、現行技術の供与をせざるを得なかったものと思われる。

また、大量の発電設備機器を短期間に製造、建設しなければならなかったためと思われるが、機器は標準型番設計で製作されていると言われており、生産設備も需要に対応できるだけの巨大な製造容量を持ったものになっている。

- 5) 国内の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り、電力に関する海外へのプラント輸出や、事業進出の比重は、中国企業にとってそれほど大きくはなかった。しかし、近年海外志向が強まり海外実績もできつつある。

以上の特徴は、一般的に言われている中国メーカーの国際競争市場での強みと弱み(価格の安さ、多種燃料や客先要求仕様対応への柔軟性不足、国家一体となった売り込み体制、国際商務と海外プロジェクト管理の経験不足など)の要因となっているとも考えられる。

3.2 電力分野に関する中国企業の生産能力(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

中国の発電設備メーカーとしては、3大メーカーとしてハルビングループ、上海グループ、東方グループがある。

ハルビンボイラおよびハルビンタービンは、ハルビン電力機器会社の傘下の企業であり、三菱重工より500～1,200MWの超々臨界圧ボイラ技術および600MWの超臨界及び超々臨界圧タービン技術の移転を行い、それぞれ多数の受注実績を獲得している。2008年における火力発電関係の売上高は、約205億人民元であり、グループ全体の約69%を占める最大の部門である。2008年の中国国内の落札率は、300MWボイラでは約48%、600MWボイラでは約34%である。海外の市場でも、インド向けの600MW x 4基の製造を開始している。

上海電気グループは、傘下にボイラおよびシーメンスとの合弁会社としてタービン製造会社を持ち、600MW、1,000MWの超臨界及び超々臨界圧石炭火力発電所を供給している。2008年における発電関係の売上高は、約340億人民元であり、グループ全体の約58%を占める最大の部門である。2008年には、600MWの超臨界圧プラントの輸出を行い、800MWの超臨界圧プラントの開発も開始している。

東方ボイラおよび東方タービンは、東方電気グループ傘下の企業であり、日立と技術面での提携を行っている。2008年の火力部門の売上高は、203億元で約75%を占め、最大の部門となっている。2008年の国内向けの出荷は、ボイラが68基で2,644万kW、タービンが54基で2,200万kWであった。海外向けとしてトルコへ660MWの超臨界圧ボイラの輸出を行っている。

各社の世界でのシェアは、2009年のボイラ発注ベースで、容量比で東方19.3%、ハルビン16.9%、上海16.0%であり、圧倒的に多い中国国内の新設需要に支えられて、3社合計で全世界の52.2% (78,902MWe/229缶)を占めている。

(1) 技術水準

(a) 蒸気タービン

1) 三大タービンメーカーの製品ラインアップと実績

- (i) ハルビンタービンの製品ラインアップとしては次のように挙げられている。(ハルビンタービンの会社紹介および納入実績表より、2009年時点)

表 3.2.1 ハルビンタービンの製品ラインアップ

出典:ハルビンタービン納入実績表

出力	型式	内容
1251 MW	原子力	4ユニット2013, 2014運開予定, 全て国内
650 MW	原子力	4ユニット運開済み, 全て国内
1000 MW	超々臨界圧	4ユニット運開済み, 8ユニット2010, 2011運開予定, 全て国内
600 MWクラス	超々臨界圧	16ユニット運開済み, 5ユニット2010, 2011運開予定, 4ユニット内示, ネゴ中, 全て国内
600 MWクラス	超臨界圧	69ユニット運開済み, 15ユニット2010, 2011運開予定, 4ユニット内示, ネゴ中 (内輸出は4ユニット, 2010運開予定)
600 MWクラス	亜臨界	42ユニット運開済み, 5ユニット2010運開予定 (内輸出は7ユニット, 2ユニットは運開済み, 他は建設中)
300 MWクラス	亜臨界	164ユニット運開済み, 26ユニット2010運開予定, 1ユニット製造中 (内輸出は10ユニット, 3ユニットは運開済み, 他は建設中)
200 MWクラス	亜臨界	135ユニット運開済み, 3ユニット2010運開予定 (内輸出は3ユニット, 全て運開済み)
150 MW以下	亜臨界	運開予定も含め, 125MW - 150MW は88ユニット(内輸出は5ユニット), 75MW - 100MWは65ユニット(全て国内), 12MW - 50MWは205ユニット(内輸出 13ユニット), BFP-T 34台, コンバインドサイクル用蒸気タービン47MW - 138MW(1台のみ270MW)は58ユニット(内輸出は9ユニット)

火力タービンは1,000MWの超々臨界圧まで実績がある。輸出は600MWクラス亜臨界まで実績がある。

火力タービンの最大出力・最高蒸気条件機は、1,000MW(26.25MPa/600/600℃)で、既に運転に入っている。

- (ii) 上海タービンの製品ラインアップとしては次のように挙げられている。(上海タービンの会社紹介および納入実績表より、2008年12月時点) (原子力と、300MW以下については不明)

表 3.2.2 上海タービンの製品ラインアップ

出典:上海タービン納入実績表 (2008年)

出力	型式	内容
1000 MW	超々臨界圧	7ユニット運開済み, 41ユニット製造・建設中, 全て国内
660 MW	超々臨界圧	22ユニット製造中, 全て国内
600 MWクラス	超臨界圧	53ユニット運開済み, 41ユニット製造中 (内輸出は12ユニット, 全て製造中)
600 MWクラス	亜臨界	39ユニット運開済み, 11ユニット製造中 (内輸出は5ユニット, 全て製造中)
300 MWクラス	亜臨界	217ユニット運開済み, 129ユニット製造中 (内輸出は27ユニット, 5ユニットは運開済み, 他は建設中)

火力タービンは1,000MWの超々臨界圧まで実績がある。輸出は300MWクラス亜臨界まで実績がある。

火力タービンの最大出力・最高蒸気条件機は、1,030MW(26.25MPa/600/600℃)で、受注済み(製作中)である。

- (iii) 東方タービンの製品ラインアップとしては次のように挙げられている。(東方タービンの会社紹介および納入実績表より、2009年時点) (300MW以下については不明)

表 3.2.3 東方タービンの製品ラインアップ

出典: 東方タービン納入実績表

出力	型式	内容
1000 MW	原子力	2ユニット運開済み, 8ユニット製作中, 全て国内
1000 MW	超々臨界圧	2ユニット運開済み, 16ユニット製造・建設中, 全て国内
660 MW	超々臨界圧	12ユニット製造・建設中, 全て国内
600 MWクラス	超臨界圧	33ユニット運開済み, 46ユニット製造・建設中 (内輸出は13ユニット, 全て製造中)
600 MWクラス	亜臨界	27ユニット運開済み, 23ユニット製造中 (内輸出は8ユニット, 全て製造・建設中)
300 MWクラス	亜臨界	148ユニット運開済み, 82ユニット製造中 (内輸出は24ユニット, 6ユニットは運開済み, 他は建設中)

火力タービンは1,000MWの超々臨界圧まで実績がある。輸出は300 MW クラス亜臨界まで実績がある。

火力タービンの最大出力・最高蒸気条件機は、1,036MW(25MPa/600/600℃)で、製作済みである。

2) 三大タービンメーカーの実績ユニット数

以下の表に、3社の実績表から集計した、2008末～2009年時点での、300MW以上の納入ユニット数(製作・建設中を含む)を示す。

表 3.2.4 中国3大タービンメーカーの実績(300MW以上、製作・建設中を含む)

出典:ハルビン、上海、東方タービン納入実績表(2009年、上海タービンは2008年12月時点) (台)

		1000MW 以上 原子力	1000MW クラス 超々臨 界圧	600MW クラス 超々臨 界圧	600MW クラス 超臨界 圧	600MW クラス 亜臨界 圧	300MW クラス 亜臨界 圧	合計
ハルビン タービン	運開済み	4*	4	16	69	42	164	299
	製作・据付中	4	8	9	19	5	27	72
	合計	8	12	25	89	47	191	371
	輸出(内数:運開済み)	0	0	0	0	2	3	5
	輸出(内数:製作据付中)	0	0	0	4	5	7	16
	輸出合計(内数)	0	0	0	4	7	10	21
上海 タービン 2008年末)	運開済み	0	7	0	53	39	217	316
	製作・据付中	0	41	22	41	11	129	244
	合計	0	48	22	94	50	346	560
	輸出(内数:運開済み)	0	0	0	0	0	4	4
	輸出(内数:製作据付中)	0	0	0	5	2	20	27
	輸出合計(内数)	0	0	0	5	2	24	31
東方 タービン	運開済み	2	2	0	33	27	148	212
	製作・据付中	8	16	12	46	23	82	187
	合計	10	18	12	79	50	230	399
	輸出(内数:運開済み)	0	0	0	0	0	6	6
	輸出(内数:製作据付中)	0	0	0	13	8	18	39
	輸出合計(内数)	0	0	0	13	8	24	45
合計	運開済み	6	13	16	155	108	529	827
	製作・据付中	12	65	43	106	39	238	503
	合計	18	78	59	261	147	767	1330
	輸出(内数:運開済み)	0	0	0	0	2	14	16
	輸出(内数:製作据付中)	0	0	0	29	18	47	94
	輸出合計(内数)	0	0	0	29	20	61	110

* 650MW

2008末～2009年時点の各社の納入実績表によると、3社合計で、1,000MW以上の超々臨界圧ユニットは運開済み13ユニット、製作据付中が65ユニット、600MWクラス超々臨界圧は運開済み16ユニット、製作据付中が43ユニット、600MWクラス超臨界圧は運開済み155ユニット、製作据付中が106ユニットある。超々臨界圧機の輸出実績は無いが、600MWクラス超臨界圧は29ユニットを製作・据付工事中である。

また、最近の中国文献によると、2009年末時点の超々臨界圧の状況は、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。超々臨界圧機合計では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あり、上表の状況よりさらに実績を増している。

以上をまとめると、中国メーカーは、火力タービンは1,000MWの超々臨界圧まで実績がある。輸出は600MWクラス超臨界まで実績(2008～2009年時点で建設中)がある。

3) 出力と蒸気条件からみた中国メーカーの技術レベル

火力タービンの最高蒸気条件機は、1,000MW (27MPa/600/600℃)で、既に運転に入っている。

製作済みの最大出力機は、1,036MW(25MPa/600/600℃)である。

中国国内の600 MWクラス超臨界の国産初号機は2004年に運開している (Huaneng Qinbei 発電所1、2号機、ハルビントービン製、600MW, 24.2MPa/566/566℃)。600 MWクラス超々臨界の国産初号機は2007年に運開している (Huaneng Yinkou発電所2号機、Jiangsu Kanshan 発電所1号機、ハルビントービン製、600MW, 25MPa/600/600℃)。1,000MWクラス超々臨界の国産初号機は2006年に運開している (HDPI Zouxian 発電所8号機、東方タービン製、1,000MW, 25MPa/600/600℃、Huaneng Yuhuan発電所1号機、26.25MPa/600/600℃)。

以上のことから、中国メーカーは、1,000MWクラス、26.25MPa/600/600℃までの運転実績を持ち、納入実績から見た中国メーカーの火力タービンの技術水準は、蒸気条件、出力の観点からは我が国とほぼ同等であると言える。輸出機も600MWクラス超臨界ユニットまで据付中である(2009年時点)。日本メーカーは輸出プラントでは2008年に既にこのクラスまで運転実績があり、中国メーカーより少し先んじていたが、実績上はほぼ同等レベルにある。

ただし、性能、信頼性、製品・工事の品質、納期の遵守、技術サービス、アフタケアなど、納入実績からだけでは判断できない技術水準項目があり、これについては一部別項(3.4)で述べる。

4) 中国メーカーの技術ベース

超臨界、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いるものと思われ、どこまで自主技術でカバーできているのかは不明である。国産化率も不明であり、一般には70%程度とも言われ、超々臨界圧機の高圧ローターや高温部分のクリチカルコンポーネントは日欧の技術提携先メーカーから供給されている可能性がある。

例えば、2004年に運開した中国での超臨界圧初号機の華能沁北(Huaneng Qinbei)発電所は、ボイラは日立、タービンは三菱重工の技術により、それぞれ東方ボイラ、ハルビントービンで製作されたものである。

また、中国の超々臨界圧初号機のYuhuan(1,000MW)発電所の場合は、上海製であるが、タービンはSiemens、ボイラはAlstomの技術で製作されている。Yuhuanと同時期に運開した超々臨界圧機のZouxian #7、#8 (1,000MW) も実績上はDongfang製となっているが、このプラントのボイラ、タービン、発電機は主契約者である東方電気集団公司の下で日立グループと東方グループとの技術契約に基づき、バブコック日立、日立製作所が機器を製作している。

ハルビンの実績表に載っている超々臨界圧のTaizhou #1、#2 (1,000MW) は、中国国内にお

ける入札案件であったが、海外メーカーとの技術提携が義務付けられており、タービンおよび発電機を東芝と技術提携した。タービン(TC4F48”)は1号機、2号機ともに高圧部と中庄部が東芝製で、低圧部が東芝とHarbin Turbineとの合作であった。発電機は1号機が東芝製、2号機はステータコイルのみ東芝製であった。

これらは、外国の技術を導入して、国内で生産した、あるいはコンポーネントを製造したという扱いで中国製としているものと思われる。

以上のことから、中国製の超臨界、超々臨界圧タービンのキーとなる技術、コンポーネントは、相当部分日欧米からの技術導入(提携、供与)に依存してきたものと思われる。

以上の火力タービンの状況は、ほぼボイラ設備にも当てはまるものと思われる。

下表に中国における超々臨界圧石炭火力発電所(建設中を含む)を示す。

表 3.2.5 中国三大タービンメーカーの超々臨界圧実績(製作・建設中を含む)
出典:ハルビン、上海、東方タービン納入実績表(2008~2009年時点)

発電所名	出力 [MW]	蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考	製造者
华电国际邹县电厂 HDPI Zouxian Power Plant 7#	1000	25/600/600	2006.02	2006.11	In operation	Dongfang
华电国际邹县电厂 HDPI Zouxian Power Plant 8#	1000	25/600/600	2006.10	2007.07	In operation	Dongfang
华能海门电厂 CHNG Haimen Power Plant 1#	1036	25/600/600	2008.04			Dongfang
华能海门电厂 CHNG Haimen Power Plant 2#	1036	25/600/600				Dongfang
绥中发电厂 Suizhong Power Plant 1#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
绥中发电厂 Suizhong Power Plant 2#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
惠来发电厂 Huilai Power Plant 1#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
惠来发电厂 Huilai Power Plant 2#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华电芜湖电厂 CHD Wuhu Power Plant 1#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华电芜湖电厂 CHD Wuhu Power Plant 2#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华电莱州电厂 CHD Laizhou Power Plant 3#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华电莱州电厂 CHD Laizhou Power Plant 4#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华电灵武电厂(空冷) CHD Lingwu Power Plant(Air Cooling) 1#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang

発電所名	出力 [MW]	蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考	製造者
华电灵武电厂 (空冷) CHD Lingwu Power Plant(Air Cooling) 2#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华能海门电厂 CHNG Haimen Power Plant 3#	1036	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华能海门电厂 CHNG Haimen Power Plant 4#	1036	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华润贺州电厂 China Resources Hezhou Power Plant 1#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华润贺州电厂 China Resources Hezhou Power Plant 2#	1000	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华电芜湖电厂一期 CHD Wuhu Power Plant Phase I 1#	660	25/600/600	2007.06		being installed and commissioned	Dongfang
华电芜湖电厂一期 CHD Wuhu Power Plant Phase I 2#	660	25/600/600	2007.09		being installed and commissioned	Dongfang
福建宁德发电厂 Fujian Ningde Power Plant 3#	660	25/600/600	2008.06		being installed and commissioned	Dongfang
福建宁德发电厂 Fujian Ningde Power Plant 4#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
新昌发电厂 Xinchang Power Plant 1#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
新昌发电厂 Xinchang Power Plant 2#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
射阳港发电厂 Sheyanggang Power Plant 1#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
射阳港发电厂 Sheyanggang Power Plant 2#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华电西塞山电厂 CHD Xisaishan Power Plant 3#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华电西塞山电厂 CHD Xisaishan Power Plant 4#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华润菏泽电厂 China Resources Heze Power Plant 1#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
华润菏泽电厂 China Resources Heze Power Plant 2#	660	25/600/600			Being manufactured	Dongfang
Huaneng Yinkou Power Plant 1#	600	CCLN600-25.0/600/600		2007.8		Harbin
Huaneng Yinkou Power Plant 2#	600	CCLN600-25.0/600/600		2007.1		Harbin
Jiangsu Kanshan Power Plant 1#	600	CCLN600-25.0/600/600		2007.1		Harbin
Jiangsu Kanshan Power Plant 2#	600	CCLN600-25.0/600/600		2008.1		Harbin
Shenzhen Heyuan Power Plant 1#	600	CCLN600-25.0/600/600		2008		Harbin
Shenzhen Heyuan Power Plant 1#	600	CCLN600-25.0/600/600		2008		Harbin

発電所名	出力 [MW]	蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考	製造者
Liaoning Tieling Power Plant 5#	600	CCLN600-25.0/600/600		2008.4		Harbin
Liaoning Tieling Power Plant 6#	600	CCLN600-25.0/600/600		2008		Harbin
Huaneng Yueyang Power Plant 3#	600	CCLN600-25.0/600/600		2010		Harbin
Huaneng Yueyang Power Plant 4#	600	CCLN600-25.0/600/600		2010		Harbin
Huaneng Dandong Power Plant 1#	600	CCLN600-25.0/600/600			内示	Harbin
Huaneng Dandong Power Plant 2#	600	CCLN600-25.0/600/600			内示	Harbin
Huadian Heilongjiang Mishan Power Plant 1#	600	CCLN600-25.0/600/600			ネゴ中	Harbin
Huadian Heilongjiang Mishan Power Plant 2#	600	CCLN600-25.0/600/600			ネゴ中	Harbin
Huadian Liaoning Zhangwu Power Plant 1#	600	CCLN600-25.0/600/600		2011		Harbin
Huadian Liaoning Zhangwu Power Plant 2#	600	CCLN600-25.0/600/600		2011		Harbin
Guandong Shantou Fengsheng Power Plant 1#	600	CCLN600-25.0/600/600		2011		Harbin
Datang Lusigang Power Plant 1#	660	CCLN660-25.0/600/600		2009		Harbin
Datang Lusigang Power Plant 2#	660	CCLN660-25.0/600/600		2009		Harbin
Datang Lusigang Power Plant 3#	660	CCLN660-25.0/600/600		2009		Harbin
Datang Lusigang Power Plant 4#	660	CCLN660-25.0/600/600		2009		Harbin
Datang Henan Xinyang Power Plant 1#	660	CCLN660-25.0/600/600		2009		Harbin
Datang Henan Xinyang Power Plant 2#	660	CCLN660-25.0/600/600		2009		Harbin
Datang Hebei yuzhou Power Plant 3#	660	CCLN660-25.0/600/600		2009		Harbin
Datang Hebei yuzhou Power Plant 4#	660	CCLN660-25.0/600/600		2009		Harbin
Guodian Taizhou Power Plant 1#	1000	CCLN1000-25.0/600/600		2007.11		Harbin
Guodian Taizhou Power Plant 2#	1000	CCLN1000-25.0/600/600		2008.3		Harbin
Datang Chaozhou Sanbaimen Power Plant 3#	1000	CCLN1000-25.0/600/600		2008		Harbin
Datang Chaozhou Sanbaimen Power Plant 4#	1000	CCLN1000-25.0/600/600		2008		Harbin
Zhongdiantou Henan Pingdingshan 2nd Power Plant 1#	1000	CCLN1000-25.0/600/600		2010		Harbin
Zhongdiantou Henan Pingdingshan 2nd Power Plant 2#	1000	CCLN1000-25.0/600/600		2011		Harbin
huaneng Henan Qinbei Power Plant 5#	1000	CCLN1000-25.0/600/600		2011		Harbin
huaneng Henan Qinbei Power Plant 6#	1000	CCLN1000-25.0/600/600		2011		Harbin
Datang Shanxi Dingxiang Power Plant 1#	1000	CCLZK1000-25.0/566/600		2010		Harbin
Datang Shanxi Dingxiang Power Plant 2#	1000	CCLZK1000-25.0/566/600		2010		Harbin
Datang Inner Mongolia Inner Keshiketeng Power Plant 1#	1000	CCLZK1000-25.0/566/600		2010		Harbin

発電所名	出力 [MW]	蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考	製造者
Datang Inner Mongolia Inner Keshiketeng Power Plant 2#	1000	CLZK1000-25.0/566/600		2010		Harbin
上海华电望争电厂#1 Wangting Power Plant #1	660	N660-25/600/600			erecting	Shanghai
上海华电望争电厂#2 Wangting Power Plant #2	660	N660-25/600/600			erecting	Shanghai
湖南华电常德电厂#1 Changde Power Plant #1	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
湖南华电常德电厂#2 Changde Power Plant #2	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
广东黄埔电厂#7 Huangpu Power Plant #7	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
广东黄埔电厂#8 Huangpu Power Plant #8	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
浙江浙能乐清电厂#3 Leqing Power Plant #3	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
浙江浙能乐清电厂#4 Leqing Power Plant #4	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
江苏国信靖江电厂# Jingjiang Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
江苏国信靖江电厂# Jingjiang Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
江苏大唐南京下关电厂# Xiaglan Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
江苏大唐南京下关电厂# Xiaglan Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
江苏国华陈家港电厂#1 Chenjiaogang Power Plant #1	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
江苏国华陈家港电厂#2 Chenjiaogang Power Plant #2	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
华能福州电厂# Fuzhou Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
华能福州电厂# Fuzhou Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
华能威海电厂# Weihai Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
华能威海电厂# Weihai Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
上海石洞口二厂# Shidongkou No.2 Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
上海石洞口二厂# Shidongkou No.2 Power Plant #	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
福建泉州电厂 #1 Quanzhou Power Plant #1	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
福建泉州电厂#2 Quanzhou Power Plant #2	660	N660-25/600/600			ordered	Shanghai
浙江华能玉环电厂#1 Yuhuan Power Plant #1	1000	N1000-26.25/600/600		2006.11		Shanghai

発電所名	出力 [MW]	蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考	製造者
浙江华能玉环电厂#2 Yuhuan Power Plant #2	1000	N1000-26.25/600/600		2006.12		Shanghai
浙江华能玉环电厂#3 Yuhuan Power Plant #3	1000	N1000-26.25/600/600		2007.11		Shanghai
浙江华能玉环电厂#4 Yuhuan Power Plant #4	1000	N1000-26.25/600/600		2007.11		Shanghai
浙江国华宁海电厂一期 #5 Ninghai Power Plant #5	1000	N1000-26.25/600/600			erecting	Shanghai
浙江国华宁海电厂一期 #6 Ninghai Power Plant #6	1000	N1000-26.25/600/600			erecting	Shanghai
广东惠州平海发电厂#1 Pinghai Power Plant #1	1000	N1000-26.25/600/600			ordered	Shanghai
广东惠州平海发电厂#2 Pinghai Power Plant #2	1000	N1000-26.25/600/600			ordered	Shanghai
国电北仑三期#1 Beilun Power Plant #1	1000	N1000-26.25/600/600		2008.12		Shanghai
国电北仑三期#2 Beilun Power Plant #2	1000	N1000-26.25/600/600			erecting	Shanghai
徐州彭城电厂#5 Pengcheng Power Plant #5	1000	N1000-26.25/600/600			erecting	Shanghai
徐州彭城电厂#6 Pengcheng Power Plant #6	1000	N1000-26.25/600/600			ordered	Shanghai
上海大酒泾电厂#1 Dacaojing Power Plant #1	1000	N1000-26.25/600/600			ordered	Shanghai
上海大酒泾电厂#2 Dacaojing Power Plant #2	1000	N1000-26.25/600/600			ordered	Shanghai
安徽铜陵电厂六期的 #1 Tongling Power Plant #1	1000	N1000-27/600/600			ordered	Shanghai
安徽铜陵电厂六期的 #2 Tongling Power Plant #2	1000	N1000-27/600/600			ordered	Shanghai
广东国华粤电台山电厂#6 Taishan Power Plant #6	1000	N1000-26.25/600/600			ordered	Shanghai
广东国华粤电台山电厂#7 Taishan Power Plant #7	1000	N1000-26.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏华电句容电厂#1 Jurong Power Plant #1	1030	N1030-26.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏华电句容电厂#2 Jurong Power Plant #2	1030	N1030-26.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏华能金陵电厂# Jinling Power Plant #	1030	N1030-26.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏华能金陵电厂# Jinling Power Plant #	1030	N1030-26.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏华能金陵电厂#13 Jinling Power Plant # 13	1023	N1023-26.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏华能金陵电厂#14 Jinling Power Plant # 14	1023	N1023-26.25/600/600			ordered	Shanghai
山东国电博兴电厂#1 Boxing Power Plant #1	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai

発電所名	出力 [MW]	蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考	製造者
山东国电博兴电厂#2 Boxing Power Plant #2	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏常熟电厂# Changshu Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏常熟电厂# Changshu Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏国华徐州电厂# Xuzhou Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏国华徐州电厂# Xuzhou Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏天生港电厂# Tianshenggang Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏天生港电厂# Tianshenggang Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
广东沙角A厂三期#6 Shajiao A Power Plant #6	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
广东沙角A厂三期#7 Shajiao A Power Plant #7	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
国电汉川三期# Hanchuan Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
国电汉川三期# Hanchuan Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏新海电厂# Xinhai Power Plant #	1030	N1030-6.25/600/600			ordered	Shanghai
江苏新海电厂# Xinhai Power Plant #	1030	N1030-6.25/600/600			ordered	Shanghai
浙江嘉兴电厂三期# Jiaxing Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
浙江嘉兴电厂三期# Jiaxing Power Plant #	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
山东国华寿光电厂 #1 Shouguang Power Plant #1	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
山东国华寿光电厂 #2 Shouguang Power Plant #2	1000	N1000-6.25/600/600			ordered	Shanghai
上海外高桥第三发电厂#7 Waigaoqiao 3rd Power Plant #7	1000	NI000-27/600/600		2008.03		Shanghai
上海外高桥第三发电厂#8 Waigaoqiao 3rd Power Plant #8	1000	NI000-27/600/600		2008.06		Shanghai
山东大唐东营电厂#1 Power Plant #1	1000	N1000-26.25/566/600			ordered	Shanghai
山东大唐东营电厂#2 Power Plant #1	1000	N1000-26.25/566/600			ordered	Shanghai
天津北疆电厂#1 Beijiang Power Plant #1	1000	C1000-26.25/0.6/600/600			erecting	Shanghai
天津北疆电厂#2 Beijiang Power Plant #2	1000	C1000-26.25/0.6/600/600			ordered	Shanghai

合計 116,290 MW
137 ユニット

(b) IGCC

中国のIGCCプロジェクトとしてはGreenGenが天津にあり、stage1 (IGCC+CCS)250MW)を建設中である。ガス化炉はTPRI(中国)独自の開発で酸素吹き2室2段の噴流床型である。GTはSiemens製である。2010年運開予定だったが、まだ運開していない。中国ではガス化炉の製造実績は多くあるが、肥料などを製造していたコークス炉を更新したような例が多い。また、一般に中国のガス化炉は欧米メーカー(ShellとかGEなど)からの技術導入・提携で建設されている。

以上のような状況で、中国はIGCCの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。また、IGCCとして効率の高い運転ができるか疑問である。また、中国の炭素変換率も98%程度で、勿来の実証プラントの99.9%に比べて低い。

こうした中、三菱重工、日立は中国へのガス化炉の技術供与を考えている。三菱重工は競争力の確保を目的として、中国のDongfang(東方電気集団)とのIGCC用GTの技術供与も含めた技術提携によりコストを下げ、中国内での受注を目指している。

現在計画中のものとしては、中電投資集团公司の廊坊IGCCプロジェクトがある。本プロジェクトでは酸素吹きガス化炉を使用したFSを実施済であるが、日本で実証された空気吹きガス化炉を使用したIGCCを導入した場合の影響につき検討を実施するプロジェクトの計画があり、経産省の省エネルギー・環境分野における日中間の協力案件として三菱重工が参画している。

IGCCは、日本は、10年間かけて、2t/d→200t/d→1700t/dと段階を踏んで 開発・研究を進めてきており、中国、韓国がすぐに追いつくとは考えられていない。欧米のIGCCは一般に5年間の実証試験の後に商業運転に入っており、今後日本のIGCC技術を優位に海外展開していくためには早期に商用運転を実現する必要がある。

表 3.2.6 中国における IGCC・CCSプロジェクト(稼働中、建設・計画中:2008年時点)

出典:世界の石炭利用技術(IGCC・CCS)をめぐる動向、IEEJ 2008年9月

IGCC・CCS	プロジェクト名	設備容量	運用主体	業種別	プロジェクト進捗状況
CCS	華能北京熱発電所	4×20万kW	中国華能集团公司	電力	稼働中(2008年7月から)
CCS	沁水盆地ECBM	—	中聯煤層気鋭公司、ARCコンソーシアム	炭層ガス、研究	実証研究終了
IGCC・CCS	GreenGen	I期:25万kW II期:2×40万kW	5大発電集团公司、2大石炭公司、国家開発集团公司	電力、石炭、金融	I期建設中
IGCC・CCS	大慶油田CCS・EOR	—	Sinopec、大慶油田有限公司、RITE、日揮、JCOAL、JOGMEC、トヨタ	石油、メーカ等	計画中
IGCC	福建石油精製・化学工業	2×13万kW	福建石油化学公司、Exxon Mobil、Saudi Aramco	石油精製	建設中
IGCC	山東煙台	1×40万kW	山東省煙台発電所	電力	計画中
IGCC	大唐国際天津	2×40万kW	中国大唐集团公司	電力	計画中
IGCC	大唐東莞	4×40万kW	中国大唐集团公司	電力	計画中
IGCC	大唐瀋陽	4×40万kW	中国大唐集团公司	電力	計画中
IGCC	大唐深セン	不明	中国大唐集团公司	電力	計画中
IGCC	浙江省半山	不明	中国華電集团公司	電力	計画中
IGCC	海南省	不明	中国国電集团公司	電力	計画中
IGCC	江蘇省海門	不明	中国国電集团公司	電力	計画中
IGCC	河北省廊坊	2×40万kW	中国国電投資集团公司	電力	計画中
IGCC	中煤蒙発	不明	内モンゴル中煤蒙発公司	石炭	計画中
IGCC	内モンゴルオールドス	不明	神華集团有限公司	石炭	計画中

(c) CCS

中国のCCSとしては2007年に既存の火力発電プラントにCCS設備を搭載し、二酸化炭素を回収するパイロットプラントが華能北京熱発電所で着工された。このプラントは中国国内初の石炭火力発電所におけるパイロットプラントで、2008年に正式運転を開始した。

同プロジェクトは、中国商安熱工研究院有限公司が設計・建設を請負い、すべて国産設備を採用している。試運転段階における二酸化炭素の回収率は85%以上に達し、年間で二酸化炭素3,000万トン回収することになる。なお、同プロジェクトは、2007年、中国政府とオーストラリア政府が発表した「気候変動とエネルギー問題に関する共同声明の中における中国と豪州政府間協力プロジェクト」のひとつで、オーストラリア連邦科学工業研究機構(CSIRO)による協力と支援を受けている。

2010年6月1日、中国初の二酸化炭素回収・貯留(CCS)事業のモデル施設の建設が、内モンゴル自治区オルドス市の神華集団石炭液化プラント内で始まったと伝えられている。施設は二酸化炭素10万トン回収・貯留する施設で、投資額は2億1,000万元である。2010年12月末までに稼動を始める。その後、100万トン級、300万トン級の施設建設を行う予定がある。

また、二酸化炭素回収貯留(CCS)を目的とした中国初の研究事業「広東省二酸化炭素回収貯留フィージビリティスタディプロジェクト」も、段階的な成果をあげていると最近伝えられている。中国科学院南海海洋研究所の専門家によると、同プロジェクトは広東省を対象に行われ、中国のCCS実施に向けた全面的なフィージビリティスタディ報告を提供する。プロジェクトは英国外務・英連邦省(FCO)およびオーストラリアGlobal CCS Institute(GCCSI)からの賛助を受け、中国科学院南海海洋研究所が筆頭となり、国家発展改革委員会エネルギー研究所、中国科学院広州エネルギー研究所、中国科学院武漢岩土力学研究所、領先財納投資顧問有限公司、及び英ケンブリッジ大学・エジンバラ大学が参加するもので、3年間にわたって行われる。同プロジェクトは今年4月に正式にスタートして以来、▽広東省のエネルギー需要と二酸化炭素排出状況の分析▽広東省近海の堆積盆地のCCS地質条件の研究▽広東省二酸化炭素排出抑制システムシミュレーションのための初歩的なモデルとシナリオの設計--など、すでに多くの段階的な研究成果をあげているとしている。

今後GreenGenプロジェクトのように、GCC備設と組み合わせたIGCCプロジェクトの計画が出てくるものと思われる。CCSでは、経産省の省エネルギー・環境分野における日中間の協力案件として(平成22年10月24日)東芝と清華大学が共同研究を進めることになっている。

(d) ガスタービン、コンバインドサイクル

東方タービンは、三菱重工業と技術提携し、M701F(210MW、CC 398MW)、M701D(140MW、CC 212MW)を製品ラインアップに入れており、70%を国産化して製造し、2007までに9ユニットを運

開させている。他に、H15/H25 もランアップにいられており、日立とも提携しているものと思われる。

上海タービンはSiemensと、ハルビンタービンはGEと技術提携しているが、その製作実績は明らかでは無い。いずれにしても、中国メーカーのガスタービンは欧米、日本メーカーとの技術提携によるもので、技術水準を自主技術という観点に限れば、まだ低く、主に国内市場をターゲットとしたものであると思われる。独自の設計、技術はまだ有してなく、ガスタービンのcritical なコンポーネントである hot gas parts(燃焼器や高温部静翼、動翼などの高温部品)は提携元の外国メーカーから供給を受けているケースもある。技術提携の条件も中国国内での販売に限定されているケースがあり、その場合は提携元の外国メーカーの承認無しには海外へは輸出できない。中国企業がガスタービン、コンバインドサイクルの海外市場に単独で直接進出してくる可能性は、資格審査、経験、技術提携上の制約などにより至近年には少ないものと思われる。

ただし、コンバインドサイクル用の蒸気タービンでは、東方タービンは58ユニットの実績を有し、内6ユニットは海外向けである。蒸気条件、出力からいって、コンバインドサイクル用の蒸気タービンは中国メーカーが問題なく対応可能なレベルである。HRSGや発電機も同様な技術レベルであって、コンバインドサイクルのガスタービン以外の部分については、中国メーカーの技術水準は十分に対応可能なものと思われる。

(e) 地熱タービン

地熱タービンについては、中国メーカーの製品ランアップや実績は確認できなかった。現在までのところ中国国内での地熱発電設備自体が極めて少なく、羊八井(Yangbajain)地熱発電所の28.3MW以外は、2MW以下の小規模地熱発電が5箇所あるだけである。羊八井には富士電機が3.18MWのタービンと発電機を納めている。

地熱発電設備は、例えば蒸気タービンの場合、容量、蒸気条件などの点からは中国メーカーの技術レベルで十分に対応可能な範囲にある。しかし、地熱発電の場合は、地熱蒸気が通常の火力ボイラからの蒸気のように水質管理されたものではなく、大地から発生したものであるため、地熱特有の技術課題があり、それらを克服する技術が必要である。それらは、スケール、腐食、ドレン、ダスト等への対策であり、また、腐食ガス雰囲気の中にある電気品、計装品の接点などの部分に特別な配慮が必要になる場合もある。さらに、地熱蒸気の性状や腐食ガスの状況はサイト毎によって異なり、それに応じた対応が必要とされる場合もある。従って、地熱発電設備では、材質、構造などについて、多くの経験に裏付けられた地熱特有の配慮が必要となるが、中国メーカーは実績、経験の面で十分な技術水準にはないものと思われる。

2000年の西部大開発以降、中国においても地熱井掘削の爆発的ブームが始まっているが、まだ中国メーカーが十分な実績を積み込むまでには至っていないと思われる。

(f) 風力発電設備

2009年の中国の新設風力発電設備は10,129台、13.8GWで、2009年末の風力の総設備容量は25.8GWである。新設容量は世界1位で全世界のシェアで36%を占める。総設備容量は米国に次ぎ世界2位で全世界のシェアで16%を占める。新設容量、総設備容量ともこの4年間毎年倍増を続けている。設備容量は、2020年に138～230MWになると予測されており、2020年に非化石燃料によるエネルギー供給量の割合を15%にするという国の方針の下に、今後とも大幅に成長するものと思われる。

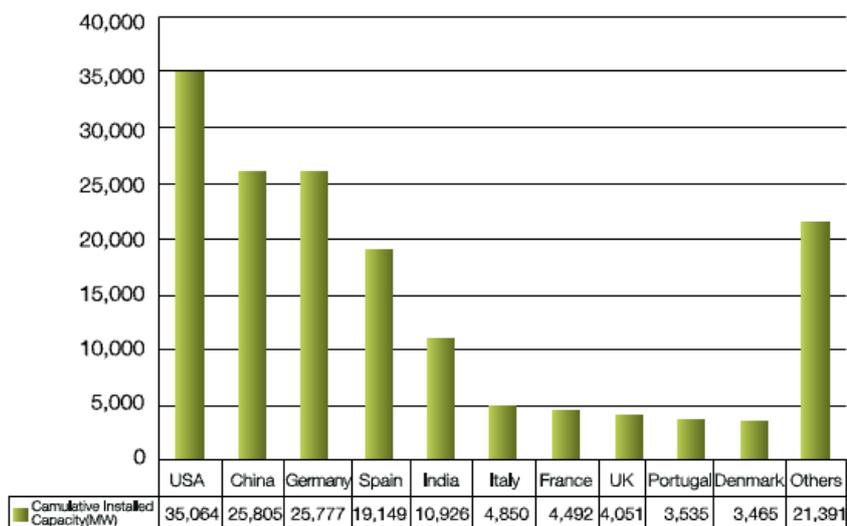


図3.2.1 世界の風力発電設備(トップ10ヶ国)

出典：2010 CHINA WIND POWER OUTLOOK、原資料はGlobal Wind Report 2009、GWEC

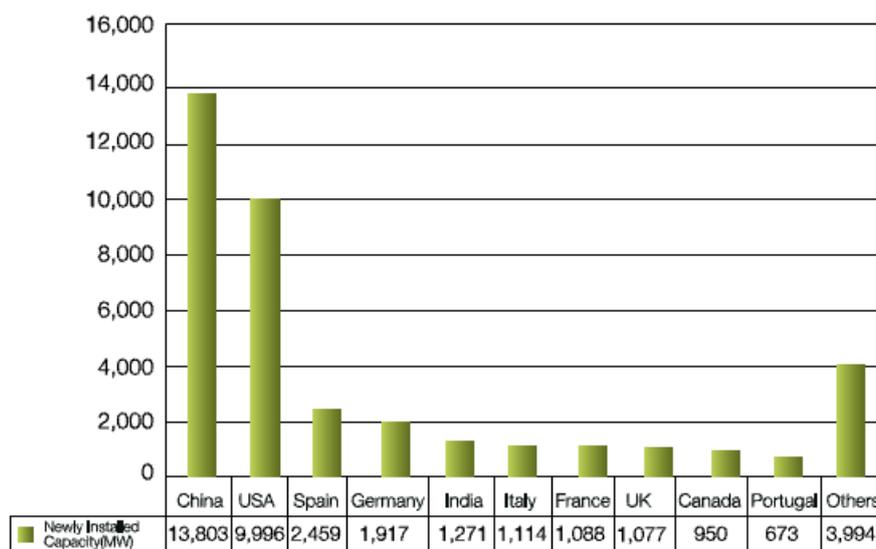


図3.2.2 世界の2009年の新設風力発電設備(トップ10ヶ国)

出典：2010 CHINA WIND POWER OUTLOOK、原資料はGlobal Wind Report 2009、GWEC

中国の新設風力発電設備の70%は国内メーカーによって供給されており、一部は海外への輸出も開始している。中国メーカーが2009年に製造した容量は15GW以上、売上高はRMB150Bil(1.9兆円)であり国別の製造能力としては世界一である。

中国の風力発電設備メーカーとしては、最大手のShinovel、Goldwind、Dongfangがあり、これらは2009年の新設容量ベースで世界のトップテンのメーカーに入っている(Shinovel:3位:シェア 9.5%、Goldwind:5位:シェア 7.4%、Dongfang:7位:シェア 6.7%)。中国大手3社で全世界のシェアの約1/4を占めている。Mingyang、United Power、XMECがその次のレベルのメーカーとしてある。

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機が運転を始め、5MW(以上)機の開発が進められている状況である。ヨーロッパでは既に5MW機が開発されており単機容量は世界の最新レベルからは少し遅れている。

中国メーカーの風力発電設備技術は、海外メーカーからの製造技術提携、設計技術提携、共同設計という段階を踏んで、独自設計に至るが、現在では、Shinovel、Goldwind、Dongfang、Zhejiang、XEMC、United Power、Mingyang がMW級の設備の設計能力とキーとなる製造技術を有しているとされている。Shinovel、Goldwind、Dongfangは1MW級機の大量生産が可能である。

2005年以降の風力発電設備メーカーの急速な発展に伴い、ギヤボックス、ブレード、発電機、ハブ、主軸、軸受などのメーカーが立ち上がってきており、これらがコンポーネントを供給する体制ができてきている。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、新しい技術に関する中国の自主開発と新製品はまだ足りなく、制御システム、軸受けなどの部品は海外輸入に依存しており、基幹部品・機器の技術革新が急務となっていると言われている。

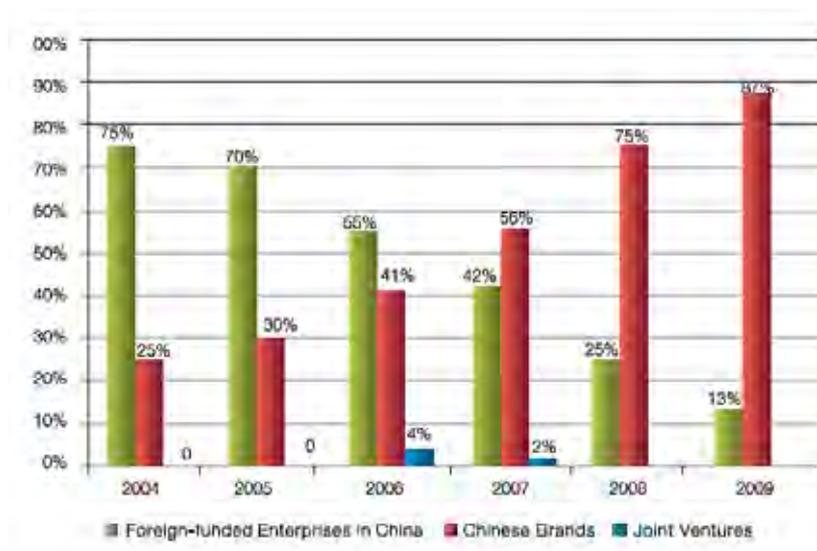


図3.2.3 中国の風力発電設備における国産メーカーの進展

出典: 2010 CHINA WIND POWER OUTLOOK、原資料はGlobal Wind Repor

海外輸出については、2009年に20台、総容量28.75MWの輸出を開始した。いずれも1.5MW級で、仕向け地はインド、米国、英国、タイである。

表3.2.7 中国の風力発電設備の輸出実績

出典：2010 CHINA WIND POWER OUTLOOK、原資料はGlobal Wind Report 2009、GWEC

Company	Model	Number of sets	Capacity	Exporting country
Sinovel	SL1500/82	10	15	India
Goldwind	GW77/1500	3	4.5	USA
Sewind	W1250/64	5	6.25	Britain (3 sets); Thailand (2 sets)
New United (Changqian Xinyu)	SD77/1500	2	3	USA (1 set); Thailand (1 set)
Total		20	28.75	

(g) 太陽光発電設備

中国では、2008年に送電網に接続されている太陽光の発電設備は100MW弱であり、中国の総発電設備容量の0.01%であった。2010年には300MWを達成済みとしているが、世界の太陽エネルギー発電容量20,000MWに対し1.5%である。国家発展改革委員会によると、太陽光発電の設置目標を2020年までに20GWとしている。

一方、中国は太陽電池パネルの生産では2007年に日本、ドイツを抜き世界最大の太陽電池生産国になった。生産能力は8,000MWで、2009年の生産量は4,100MWに達しており(日本は1,500MW、欧州は2,000MW)、全世界の生産量の40%を占めるが、その大部分は欧州などへの輸出に向けられ、国内で利用されたのは4%程度である。

中国の太陽光発電設備としては、2004年から甘粛省敦煌プロジェクトで、NEDOが100kW(10kW x 10台)の風力発電機と組み合わせた、100kWの太陽光発電設備の実証研究を行った。

2007年12月には、中国国内初の本格的な太陽光発電所(規模 205kW)が内蒙古のオルドスで運開している。Suntechと中国節能投資公司(CECIC:省エネルギーと環境保護を主導する国営エネルギー投資会社)は、中国各地で太陽光発電プロジェクトを開発するためのジョイントベンチャー

一を設立した。寧夏の50MWプロジェクトの第一段階は既に完成し送電網に接続された。

Canadian Solarは中国国電集团公司と戦略的協定を結び、2010年までに総計500MWの太陽光発電の建設と経営を行おうとしている。これらのジョイントベンチャーは既に、甘粛省、寧夏回族自治区、内蒙古自治区の各政府との合意書を交わしている。西部では13の太陽光、合計280MWが計画されている。2008年12月6日には、雲南省の昆明石林に総発電容量166MWの国内最大のシステム連携型太陽光発電所の建設工事が開始された。

2009年9月には、敦煌で国が行なう「10メガワットシステム連系型太陽光発電特許権モデルプロジェクト」が、国内初の大型太陽光発電プロジェクトとして着工された。敦煌では現在、国家プロジェクトの他にも中広核能源開発会社が太陽光発電基地の建設に着手しており、第1期の10メガワット発電拠点に続き、第2期の建設が2010年の後半に始まる。敦煌市における太陽光発電容量を2020年までに1,000MWにする計画とも言われている。

(h) 太陽熱発電設備

中国における太陽熱発電技術の研究は歴史が浅く、1970年代になって初めて基礎研究が始まった。「第7次五年計画」の期間中に湘潭電機工場がアメリカ・スペース・エレクトロニクス社と提携し、2ユニット5kWの放物面鏡を利用した集光型太陽熱発電機を開発した。しかし高価格だったほか、工法、材料、部品、関連技術などの面で根本的な問題解決に至らなかったため、販売や実用は実現しなかった。2005年に中国河海大学、南京春輝公司、イスラエルのEDG社が提携して、南京に70kWの空気冷媒を利用したタワー式発電所を建設した。2006年に設立された上海工電能源科技有限公司が、タワー式熱発電所の研究に従事するようになった。同じく2006年にアメリカの企業(中国語による社名標記は「新霓虹」と西藏花冠公司が提携し、天津に空気伝熱発電の試験装置が作られた。熱による電力は1,000KWを超えた。2007年、ドイツのソーラー・ミレニアム社と内蒙緑能公司がオールドスに1,000MWの発電所を建設することで合意した。そのうち第1期プロジェクトは50MWである。同じく2007年に南京市は東南大学によるトラフ式システムの開発を支援することを決めた。2008年に広東省科学技術庁は、東莞康達機電グループによる100KWのトラフ式熱発電プロジェクトを支援するための特別予算を計上した。この分野における中国科学院の研究は、電工研究所が担当しており、中国初の太陽熱発電所の研究や建設を目標としている。発電所は2010年に完成し送電を開始する予定である。

2005年には、南京グラスファイバー研究設計院所属の春輝公司とイスラエル・ウェイツマン研究院E.D.I.G社は、南京市江寧区において、中国初の太陽熱発電モデル発電所を建設することで合意した。江寧モデル発電所で採用されるのはタワー方式で、70kWの発電能力を持つ。

2010年7月には、中高温太陽熱発電所の起工式が17日、中国のソーラーバレーと呼ばれる山東省德州で行われた。同発電所の発電容量は2.5メガワットで、皇明太陽エネルギー集团有限公司が独自に開発した発電ユニットである。

総合的に評価すると、中国における太陽熱発電分野の研究は依然として遅れており、まだ国際水準には及ばないと言われている。

(i) UHV(100万V)送電設備

電力輸送インフラの強化、電力供給安定性の確保、効率的な電力供給体制(中国の国家電網は「統一、強固、智能電網(スマートグリッド)」の整備という戦略を打ち出している)を図るため、中国では、2004年年末から長距離、大容量、つまり高効率、低ロスの超高压(UHV)(中国語では「特高压」という)の技術開発や実用整備に着手した。5年間の集中活動を経て2009年1月に世界初の交流100万ボルト・UHV1回線試験的送電線(山西省南部と湖北省荊門の間のこう長(全長)は650km、運営会社:国家電網公司)、2009年12月には世界初の±800kVのUHV直流送電網(雲南省・広東省間のこう長1,373km、運営会社:南方電網公司)、2010年7月には世界最長(四川省・上海市間のこう長1,907km)の±800kVのUHV直流送電網がそれぞれ運転開始された。

以上のような超高压送電プロジェクトの運転実績や技術の蓄積で自信を深めた国家電網公司は、2010年8月に「12次5ヵ年計画超高压投資計画」(案)を策定し、2015年までに華北、東北、華中にUHVによる基幹送電網(交流)を完成させる計画を発表した。計画では、「三縦三横一環(南北に3本、東西に3本、環状に1本)」の形状に建設するとしている。また、2011年1月7日に中国は、第12次5ヵ年期間中(2011～2015年)に5千億元以上(7兆円以上)を投入して、「三縦三横一環」プロジェクトおよび11件のUHV直流送電線の建設プロジェクトを推し進め、UHV送電線の全長は4万kmに達し、交流と直流とがバランスよく発展する堅固で力強い送電ネットワークを形成させると伝えられた。今後5年間のUHV送電網整備の投資額は、第11次5ヵ年計画(2006～10年)の200億元から大幅に増額されることになった。

中国では、石炭資源の76%、水力資源の80%、これから整備される大規模な風力発電所、太陽光発電所の大部分は中西部に偏在しているが、エネルギー需要の70%以上は東部の沿岸部や中部地域に集中している。そのため、エネルギー配置は石炭輸送に過度に依存しており、石炭の輸送をめぐる問題が頻繁に発生している。このことから、電力輸送の割合が低く、電力ネットワークがエネルギーの総合輸送システムで果たす役割が極めて不十分であることが明らかである。また、経済成長に伴う電力消費の急増はこのようなアンバランスの構造問題をより深刻化させている。さらに、エネルギー・環境の制約からより効率的でロスが少ない送電システムが求められている。因みに、2020年に中国での各地域間の長距離送電量は4億kWに達すると見込まれる。

世界的には、ロシア、日本、アメリカなどではUHV送電の技術開発は進んでいるが、上述したように交流100万Vと直流±800kVの商業運転は中国が世界唯一の国である。

中国のUHV送電線整備の過程で日本、ロシア、フランスなど各国企業との技術交流、人材育成、設計面でのアドバイスが商業運転に寄与したと評価される。日本の東京電力と電力中央研究所は、2005年に国家電網公司との間に交流UHV(100万V級)送電パイロットプロジェクト建設に向けた技

術コンサルティング契約を結び、人材育成や技術交流を行い、中国における最適なUHV送電網の構築に協力した。(ちなみに東京電力は電力中央研究所と共同でUHV送電技術を開発し、1999年には100万V UHV設計の送電線約430kmを完成させている。現在50万Vで運転中。)また、日本AEパワーシステムズと中国地場企業のJVを通じてガス遮断機を国家电网に納入した実績がある。スイス系のABB社から重慶でのJVを通じて±800kVの直流変圧器製品の提供を受けたといわれている。

中国は、上述したUHV送電技術は世界をリードする自主開発技術であるとしている。実際、中国は、UHV(特高圧)送電技術を『国家中長期科学技術発展計画(2006～2020年)』における重要開発技術とし、研究開発予算を優先的に配分した。5年近くの集中開発によって679件の特許申請があり、379件は登録されたという。また、100社以上の設備企業がUHV送電関連の設備開発・納入を行っている。前述した交流100万ボルト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。中国は市場誘導型の産業育成政策をとっている。

(j) スマートグリッド

中国ではスマートグリッドを、ITと送電システム、エネルギー貯蔵などの技術要素を高い次元で結合した新しい電力供給のコンセプトとしてとらえている。これはオープンなシステムであると同時に、セキュリティや信頼性を重視しなければならないことを意味している。そして、電力の発生源として風力や太陽光、バイオマスといった再生可能エネルギーを受け入れることを前提とし、不安定になりがちな供給と需要のバランスを総合的に調整できるシステムとしている。

このような姿を目指して、中国では既に開発も進んでおり、例えば、電力系統制御の自動化技術や、光ファイバーを利用した管理技術、情報システムなどについては開発を終えているとしている。いわゆる「スマートメーター」は、2008年に中国北部や上海で導入し始めた。不安定な電力を平準化するための蓄電池の開発では、2009年9月に中国企業が1MWの蓄電ステーションを設置するところまでできているとしている。(以上、東京での「スマートグリッドサミット」での、中国でエネルギー政策を管轄する国家能源局電力司電網処 Mr. He Zhao 副処長の講演より、日経)

国家电网公司2010年に発表した戦略によると、2020年までに強カスマートグリッドを基本的に完成させ、華北、華東、華中超高圧(UHV)送電網を受け手、東北、西北送電網を送り手とし、国内の各大型石炭火力発電所、水力発電所、原子力発電所、再生可能エネルギー発電拠点を結ぶ強カスマートグリッド構造を構築するとしている。完成すると、地域の枠を超えたUHV送電網の送電能力は4億kWを超え、電力分布の不均衡の問題が緩和され、全国の各電力負荷中心地のユーザーの需要を賄うことができ、電力供給制約は緩和されるとしている。

中国におけるスマートグリッド整備のロードマップとして、以下の3つのステージが計画されている。

第一フェーズ: ~2010

技術標準策定、技術開発、機器開発、パイロットプロジェクト実施によりスマートグリッド構築を

を進める。総予算 778 億ドル、うちスマートグリッド技術関連が 92 億ドル。

第一フェーズでは、風力発電の接続、スマートメーター接続世帯への配電の自動化などの 228 に及ぶパイロットプロジェクトを実施。国家电网はこれらプロジェクトから得られた知見により、22 区分のスマートグリッド技術の標準を 2010 年 6 月に策定した。

第二フェーズ:2011～2015

国全体をカバーする信頼性の高い送電網の構築。スマートグリッド管理システムの具体化、スマートメーターの広範囲の敷設、十分な電気自動車充電ステーションの確保。総予算 2,829 億ドル、うちスマートグリッド技術関連が 458 億ドル。

第三フェーズ:2016～2020

中国全土に存在する火力発電、水力発電、原子力発電、風力発電をすべて信頼性の高いインテリジェントな送電網に包含する。総予算 2,405 億ドル、うちスマートグリッド技術関連が 458 億ドル。

さらに、世界最大の公益企業となった国営・国家电网が作成するスマートグリッド標準、UHV 送電技術標準が、同社に機器を納入する企業にとってみれば、(国家电网の調達規模は世界最大であるので)非常に売上規模の大きなものとなり、結果として、それ以外の「国際標準」に基づいて作るインセンティブがなくなる。むしろ、国家电网が策定する標準に基づく製品の方が国際的には安いということになり、それが将来において他国市場にも浸透していくのではないかと、という戦略を持っている。

スマートグリッドとは、狭義には IT (情報技術) を利用した次世代の送電網を指し、広義には家庭・自動車までを含めたエネルギー・マネジメントを指すが、中国の場合は配電ネットワークのレベルでの整備、高度化も必要としている一方で、送電線の整備や再生可能エネルギーの大量導入への対応の優先度が高い。中国は、基礎的な送配電網の整備を進めると同時に、再生可能エネルギーの大量導入や高効率の送電線設置、スマートメーター設置、電力情報に係る情報通信網整備など、先進国にとってもまだ目新しい取り組みを並行して進めようとしているものと推察される。

中国最大の国有の電力事業者である State Grid Corp. (国家电网) は、同社の考えるスマートグリッドの実験場として上海国際博覧会 (上海万博) を活用し、「中国版スマートグリッド」の一端を見せた。国家电网館の地下に、万博会場周辺の電力管理施設を設置した。具体的には、断線などを検知すれば、自動的に別経路の電力系統に切り替えて復元するようなシステムを構築した。さらに、万博会場内の太陽電池の発電量や、主要施設の電力利用量、空調や照明などの機器の電力利用量、充放電可能な EV の電力需給量なども常時把握する。電力料金も確認できるようにした。電力情報の収集には、光ファイバーと電力線を同梱した独自の通信線を使う。また、万博会場では、政府が関与する主要な施設に大規模な太陽電池を設置してある。例えば中国館には 302kW、万博センターには 1,040kW、未来館には 520kW の、テーマ館には 2,825kW の太陽電池がある。これら

太陽電池はAerospace Science and Technology Corp.(航天科技)が提供した。このほか、10kVの変電所を32基、降圧用変圧器を200個設置してある。これら設備の一部にサーバーを配置し、電力情報を収集するネットワークを構築した。各施設の発電量や電力利用量のモニタリングには、国家电网が開発したスマートメーターを活用する。国家电网館近くのスペースには充放電可能なEVの充電スタンドも配した。EVの蓄電池から万博会場内の電力系統に電力を供給できるという。

また、天津市郊外の約30km²の塩田跡において、中国とシンガポールの協力事業として環境配慮型都市「天津エコシティ」を開発中である。ここでは一先進的な環境技術や環境ソリューションとして使用電力の20%以上を太陽光発電や地熱などにするなどにするを掲げているが、これらの再生エネルギーを導入するためにスマートグリッドを構築する。天津エコシティは2008年9月から建設が始められており、2013年頃に4km²の初期開発区が、2020年～2025年頃に人口35万人、11万戸の都市が完成する計画となっている。

中国はスマートグリッドに注力しており、日本のインフラ展開先として有力な市場である。

(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、大型の電力用ガス絶縁開閉装置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。AEパワーシステムズ社はUHV 1,100KV用のガス遮断機を中国の開閉所用に納めている。また、東芝は中国における電力用ガス絶縁開閉装置(以下、GIS:Gas Insulated Switchgear)の生産、販売、保守を行う「河南平高東芝高圧開閉有限公司」(以下、PTC:Henan Pinggao Toshiba High-Voltage Switchgear Co.,Ltd)を河南平高電気股份有限公司の共同出資により合弁で設立している。72.5kV～550kVのGISなどの製造を行ってきている。

限界は不明であるが、高電圧のものは日本メーカー等からの技術に依存しているようである。

(2) 生産規模

2009年時点の各社の会社紹介のリーフレットによると、ハルビンタービンの製造能力(容量)は30,000MW/年である。Dongfangタービンの製造能力は28,000MW/年である。上海タービンはこれらの2社とほぼシェアを3等分しており、同等の30,000MW/年程度の製造能力を持っているものと思われる。従って中国3大メーカーで合計約90,000MW/年の製造能力があると考えられる。日本メーカーは1社で6,000～8,000MW/年レベルであり、中国各メーカーは日本メーカーの約4倍程度という巨大な製造能力がある。

(3) コスト

2009年時点での5大電力会社(華能集団、中電投集団、華電集団、国電集団、大唐集団)および碍電集団、断能源集団、深能源集団の8電主力会社の中国国内で建設中・計画中の石炭火力発電

設備のコストは以下のとおりである。

表 3.2.8 中国国内における 石炭火力の建設費 出典:社内資料

容量	建設費/ユニット	建設単価
1000MW(超々臨界圧)	30 -45億元 (375-563億円), 平均 496億円	3.8 -5.6万円/kW, 平均 5.0万円/kW
600MWクラス(600MW, 660MW)	22 -30億元 (275-375億円), 平均 306億円	4.2 -6.3万円/kW, 平均 5.0万円/kW
300MWクラス(300MW, 330MW,350MW)	11.5 -15億元 (144-188億円), 平均 168億円	4.8 -5.9万円/kW, 平均 6.2万円/kW
200MW	9 -13億元 (113-163億円), 平均 123億円	5.6 -8.1万円/kW, 平均 6.2万円/kW

中国企業の海外輸出プラントで、2006年契約の例では次のようになっている。

表 3.2.9 中国企業による輸出石炭火力の建設費 出典:社内資料

容量	建設費/ユニット	建設単価
600MWクラス(625MW, 660W)	US\$472 -512mil (542-590億円), 平均 566億円	8.7 -8.9万円/kW, 平均 8.8万円/kW
300MWクラス (300MW-350MW)	US\$262 -316mil (263-302億円), 平均 287億円	9.6 -11万円/kW, 平均 10.3万円/kW

一般的な国際価格は1,000MW超臨界圧火力で 1,500~1,700億円/kWと言われており、建設単価は15~17万円/kWである。細かくはプロジェクトごとにスコープの違い、仕様の違いなどがあるが、中国企業の価格は、国際価格に比べて、中国国内のものは約1/3レベル、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。

国内価格よりも輸出価格が高いのは、スコープ、仕様、輸出プロジェクト故の追加コストによるものと思われる。スコープは、輸出プラントの場合、石炭、石灰石、石膏などの受け入れ払い出し用の大型バースや港湾設備などの大型インフラや付帯設備(機械工場、倉庫、特殊車両、ケミカルラボ)を含む場合がある。また、地盤改良工事などを要することもある。東南アジアではインフラ未整備の場所では、工業用水が無い場合、原水からの大型の水処理設備や海水淡水化設備が必要になることもある。

また、仕様面では、国際競争入札市場では、中国国内の標準化された仕様と異なり、国際規格・標準に則った仕様が要求される。

輸出プロジェクト故の追加コストとしては、輸送、保険、海外プロジェクト管理のための費用、リスクコンティンジェンシーなどが含まれ、これらは中国企業特有に課されるものではないが、中国企業がまだ欧米日企業に比べては経験が不足している分野と思われる。

(4) 外国企業(日系企業含む)との技術提携

中国3大メーカーを始め主機メーカーは、海外企業からの技術供与により技術力を高めてきた。1950～60年台はソ連から、1980年台に入ると米国から、1990年台、2000年台に入ると日本から技術供与を受けて成長してきた。

中国3大重電機器メーカーの外国企業との技術提携関係を以下に示す。

中国メーカーは現在でも、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。

表 3.2.10 中国重電メーカーの技術提携関係 出典:社内資料

Manufac ture	Type	Mitsubishi	General Electric	Siemens	Alstom	Hitachi	Mitsui- Babcock	IHI	Toshiba	RE Power
HEC (ハルビン)	GT		○							
	ST(GTCC)		○							
	ST conventional	○*1							○	
	Boiler	○*2					○			
SEC (上海)	GT			○						
	ST(GTCC)			○						
	ST conventional			○						
	Boiler						○	○		
DFEC (東方)	GT	○*3				○*4				
	ST (GTCC)	○								
	ST conventional					○				
	Boiler				○	○				
	IGCC	(○)								
	風力									(○)

*1 超臨界圧 600MW

*2 超臨界圧 600MW、1,000MW

*3 M701F(210MW、CC 398MW)、M701D(140MW、CC 212MW)

*4 H15/H25

現在の中国での日本メーカーの取り組みは、以下のとおりである。(出所はプレスリリース等)

- A社は東方ボイラより、ボイラ技術支援者としてボイラの基本設計、耐圧部の詳細設計を請負、一部耐圧部も納入
- B社はハルビンボイラ向けの超々臨界圧ボイラは、B社から供給する高温高压部の主要コンポーネントを組み入れて、ハルビンボイラが製作を実施、完成品に仕上げる
- C社は、1000MWの超々臨界圧タービン発電機をハルビンと技術提携した。当該プロジェクトは中国国内における入札案件であったが、海外メーカーとの技術系が義務付けられていた。タービン

(TC4F48”)は1号機、2号機ともに高圧部と中庄部が日本製で、低圧部がC社とHarbin Turbineとの合作であった。発電機は1号機が日本製、2号機はステータコイルのみ日本製であった。

東方へのライセンス供与企業の推移を以下に示す。

- DEC shares the technology introduced by China Ministry of Machine Building from ABB, CE (USA) and Westinghouse(USA) for 300-600MW boiler and steam turbine generator respectively in 1980s.
- DEC co-designed and co-manufactured 600MW steam turbine & generator with Hitachi in 1991.
- DEC has introduced 300-600MW double arch furnace boiler technology from Foster Wheeler of USA.
- DEC set up technical collaboration with Mitsui-Babcock for 600MW sub-critical boiler.
- DEC has introduced advanced technology for designing and manufacturing 50MW, 100 MW CFB boilers from Foster Wheeler.
- DEC designs and manufactured nuclear power plant components under license of Framatome of France.
- DEC has established Joint Venture with Babcock-Hitachi in Jiaxing, China.
- DEC has introduced 600MW super-critical, 1,000MW ultra super critical steam turbine & generator technology from Hitachi.
- DEC has introduced 600MW super-critical, 1,000MW ultra super critical boiler technology from Babcock-Hitachi.
- DEC co-designs and co-manufactures large gas turbines with Mitsubishi Heavy Industries Ltd..
- DEC has introduced 300MW CFB boiler technology from Alstom.
- DEC co-designs and co-manufactures 1,000MW nuclear equipment of conventional island with Alstom.

出典： 東方電気資料

3.3 電力分野の国内需給のシナリオ

(1) 国内電力設備の状況(電力分野における中国国内のこれまでの建設実績)

中国の発電設備容量は2010年で962GWである。そのうち火力は707GWである。2009年で出力100MW以上の火力発電ユニットは1,610ユニットでその総出力は524GWである。出力100MW以上のユニットのうち、500-1,000MWのものが出力比で42%、300-399MWのものが40%を占める。

2005年から2010年までの年平均増加容量は86GWで、年平均伸び率は13.9%である。年間設備容量増加量は2006年がピークで107GW(伸び率20.6%)であるが、その後はやや低下・安定傾向にあり、2010年の増加量(88GW)はピーク時の83%、伸び率(10.3%)はピーク時の約1/2である。急激な経済発展に伴う電力需要の伸びをカバーするための集中的な発電設備の建設も少しずつ

充足傾向にあり、ここにきて毎年安定した設備投資になってきていることが窺える。このうち火力発電については2006年のピーク時(年間新設容量92GW、伸び率23.6%)に対して、2010年は年間新設容量55GW、伸び率8.4%であり、それぞれピーク時の59%、36%となっている。火力の、伸び率の安定・減少傾向は、発電設備全体のそれらに較べて大きい。

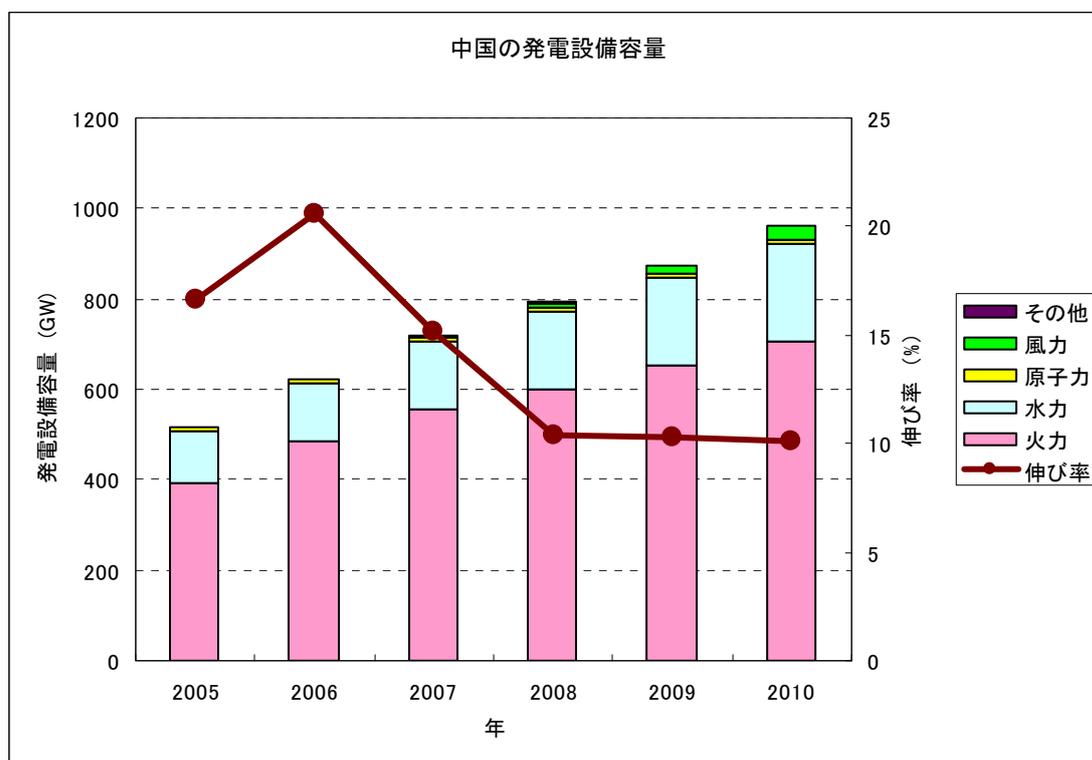


図 3.3.1 中国の発電設備容量の推移

出典:2009年 発電送配電基本状況、中国電力信息中心、中国電力企業連合会

中国の発電電力量の推移を下図に示す。2010年の発電電力量は4,228.0TWhで、そのうち火力は3,414.5TWhで80.8%を占める。年間発電電力量の増加量は2007年がピークで414.5TWhであり、伸び率のピークは2006年で15.16%である。その後は低下傾向にあったが、2010年の増加量(422.3TWh)は、伸び率(15.40%)は過去のピーク時のレベルに達している。このうち火力発電については2006年のピーク時(年間発電電力量の増加356.1TWh、伸び率17.7%)に対して、2010年は年間発電電力量の増加422.3TWh、伸び率14.1%であり、増加量は過去最大となった。(以下の(2)項の記述中の数値と若干違うものがあるのは、情報ソースの違いによる。)

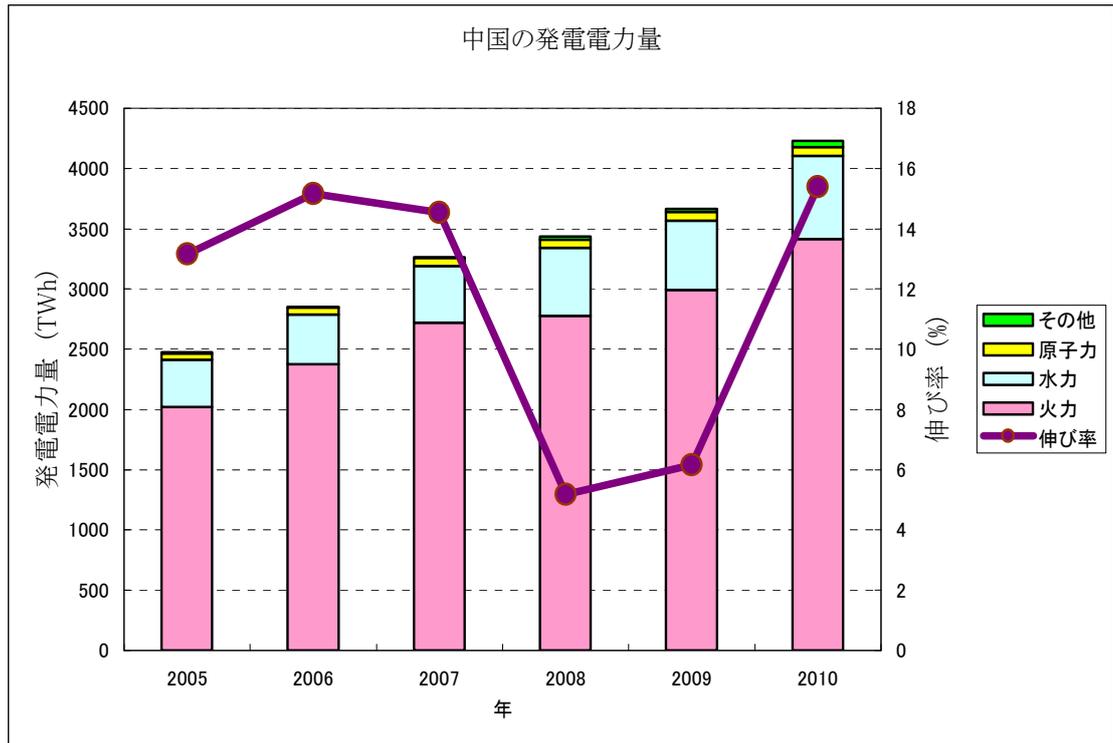


図 3.3.2 中国の発電電力量の推移

出典:2009年 発電送配電基本状況、中国電力信息中心、中国電力企業連合会

発電電力量の伸び率と設備容量の伸び率を下図に示す。

発電電力量の伸び率と設備容量の伸び率はほぼリンクした傾向で変化してきており、2009年まで常に設備容量の伸びは発電電力量の伸びを上回っていて、少しずつ充足の方向へ向かってきていると考えられる。

2008年の前半は、燃料、特に石炭の供給不足や送配電未整備などの問題によって、多くの地域で電力利用制限や停電が進められたが、後半になると、経済不況、過剰な設備導入、国際金融危機などの影響で電力需要が急減した。2009年になって中国経済が回復・成長する中、鉄鋼や非鉄金属、アルミ、セメントなどの生産の回復に伴い、電力の需要は増加した。2010年は、この、国際金融危機により減速していた中国経済の回復・成長、企業・産業活動の活発化傾向はさらに促進し、なかでも工業部門における電力消費量(鉄鋼、非鉄金属、冶金、建設、化学)が大幅に伸び、発電電力量の伸び率が設備容量の伸び率を上回った。

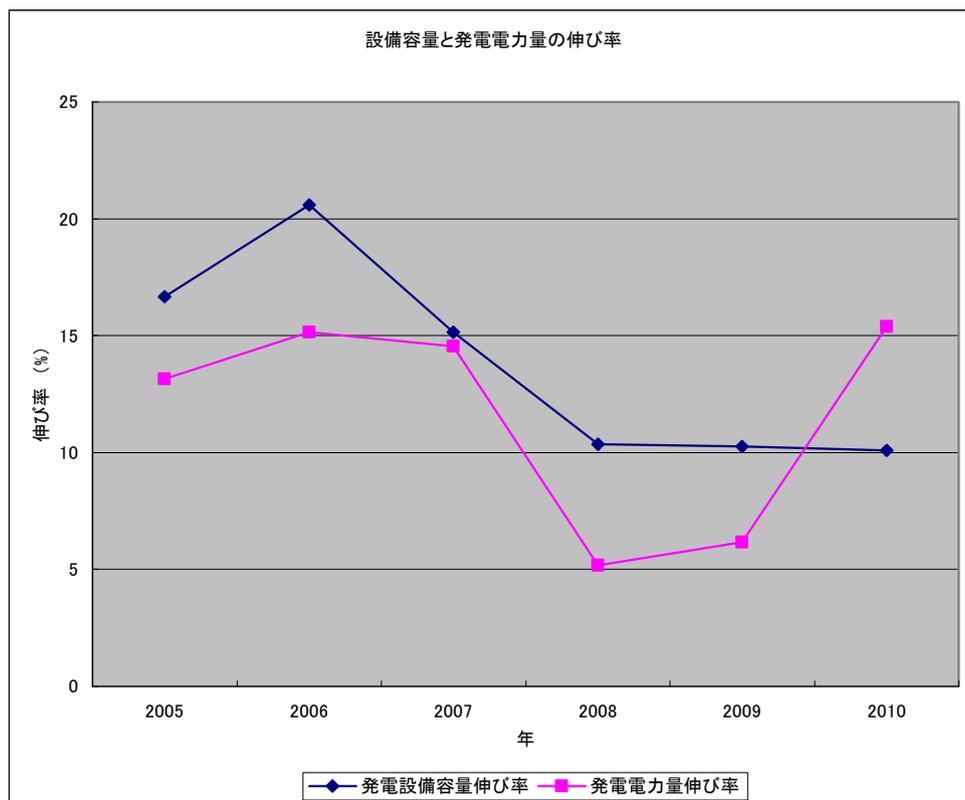


図 3.3.3 中国の発電電力量の伸び率と設備容量の伸び率

出典:2009年 発電送配電基本状況、中国電力信息中心、中国電力企業連合会

(2) 需給トレンドと今後の見通し

中国の電力会社の業界団体、中国電力企業連合会によると、2010年の全国電力消費量は2009年比15.4%増の4兆2,280億kWhであった。2007年以来3年ぶりに増加率が10%を超えた。発電能力を示す発電設備容量は2009年末比10.3%増の9億6,219万kW。風力が8割増と大幅に増え、原子力も2割伸びた。2010年の電力消費は5月まで前年同期比で2割以上伸びたが、中国政府が昨秋から省エネルギー目標を達成する狙いから電力供給を制限したため、伸び率が縮小した。2011年は国内総生産(GDP)並みの伸びを予測する声が多い。

発電設備容量を種類別で見ると、火力が1割弱増の7億663万kWとなり、全体の7割強を占めた。次いで水力が1割弱増の2億1,340万kWで、初めて2億kWを超えた。風力は8割増の3,107万kWで世界最大級の増加幅だったもようである。原子力は2割増の1,082万kWで、初めて1,000万kWを突破したが、すべての発電能力に占める比率は1%程度である。建設中の原発は26基で合計発電能力は2,914万kWに達する。2010年の電力投資額は2009年比8.5%減の7,051億元(約8兆8,800億円)。内訳は発電分野が4.3%減の3,641億元、送電分野が12.5%減の3,410億元となっている。電力消費量の推移をみると、2010年1～5月は2割以上伸びていたが、政府が9月から省エネルギー目標の達成のために電力供給を絞り、増加率が1ケタ台に縮小した。

中国経済の目覚ましい成長は、莫大なエネルギー消費と深刻な環境問題をもたらしている。すでに中国は米国を抜いて世界第1位のエネルギー消費量とCO₂排出量になった。エネルギー需給ギャップの拡大と、化石燃料の過度の消費に起因する環境問題の深刻さが、今後の持続可能な経済発展にとって大きなボトルネックとなっている。中国経済の高度成長パターンは、長い間、エネルギー・資源多消費型の重化学工業に依存していた。中国の国内総生産(GDP)構成は第2次産業の割合がもっとも高く53%を占めており、その多くが、鉄鋼、石油化学、非鉄金属、セメントといった重化学工業である。工業に占める重化学工業の比重は、1998年の57%から2009年には70%以上に上昇している。

中国の実質GDPは78年から09年までの30年余りで93倍にまで拡大した。それに伴い、エネルギー消費量(石油換算)は4億570万トンから21億7,700万トンにまで、CO₂の排出量は4億トン弱から65億トンにまで増大した。また、重厚長大型の経済成長の結果、中国のGDPは世界の8%であるのに対し、石油消費は世界の10%以上、石炭は47%、アルミニウムは30%、鋼材は44%、合成樹脂は39%、セメントは40%という高い比率を占めている。そしてCO₂と二酸化硫黄(SO₂)の排出量は世界の2割以上に達している。しかも、エネルギー消費効率は日本など先進諸国をはるかに下回り、莫大なエネルギーが余計に消費されてきた。中国の石炭火力発電所のエネルギー効率は36%で先進国の水準を4ポイント下回っている。また鉄鋼生産の1トン当たりのエネルギー消費は先進国の1.3倍以上、自動車の燃費は同1.5倍悪い。中国のGDP100万ドルを産出するために、約800トンの石油が必要とされる。これは日本の8倍、欧米先進国の4倍、世界平均の3倍に近い。

エネルギー需給構造の特徴としては、以下のような点が挙げられる。第一に、1次エネルギーの7割以上を石炭に依存している。第二に、エネルギーの需給ギャップは石油が最も大きく、輸入依存度が55%に達し、今後もますます高まっていくものと思われる。第三に、水力や原子力など非化石燃料エネルギーが占める割合が低く、わずか7%にすぎない。石炭など化石燃料に偏ったエネルギー需給構成は、前述の産業構造と相まって、CO₂やSO₂の排出量を増やし、深刻な環境汚染を引き起こしている。中国は世界一の石炭生産国である。石炭産業は中国の支柱産業であり、政府は長い間、石炭生産・輸出の拡大に取り組んできた。2010年の石炭生産と消費量は70年代末よりそれぞれ4.4倍と5.4倍まで拡大した。それに伴い、CO₂とSO₂の排出も4倍以上に増えている。

こうした状況の中で、中国は様々な政策・措置を講じて、持続可能な成長のためにエネルギーと環境課題の解決に取り組んでいる。政府は2020年までに非化石燃料・再生可能エネルギーを1次エネルギー消費の15%にまで引き上げ、GDP単位当たりのCO₂排出量を2005年比で40~45%削減することを掲げている。次期5カ年エネルギー計画では下記項目を盛り込んでいる。

- (1) 化石燃料エネルギーの合理的な開発を進めること
- (2) 非化石燃料エネルギーの増加を促すこと
- (3) エネルギー輸送パイプラインの整備を強化し、資源配分能力を高めること

- (4) エネルギー技術・装置の革新を推進し、エネルギー装置の自主生産能力を高めること
- (5) 省エネ・排出削減を強化すること
- (6) 海外自主開発など国際エネルギー提携・協力を強化すること(7) 石炭発電所の建設抑制などエネルギー体制を改革すること、

中国政府は、産業構造の高度化、付加価値の高い産業への転換にも取り組んでいる。しかしながら、すぐに先進諸国のようなソフト化・サービス化の産業構造を実現できるとは思えない。中国の人口は日本の10倍(13億3,000万人)で、うち農村人口が半分以上の7億人いる。都市化とインフラ投資の拡大、所得上昇に伴う消費構造の高度化、工業化に伴う産業機械・設備への需要拡大により、中国の産業構造は今後も比較的長い間、重化学工業に依存せざるを得ないと考えられる。エネルギー・資源多消費の重化学工業は、依然として経済成長を牽引していく。よって、エネルギー消費量はさらに増加していくと思われる。

最近の国際エネルギー機関(IEA)の予測によると、中国はエネルギー需要量を2008～2035年に75%増加させ、世界全体のエネルギー需要増加分の4割近くを占める。今後、エネルギー需給の逼迫がさらに深刻化し、石油の対外依存度が現在の55%から35年には80%以上に高まると推測される。

そのため、中国はエネルギーの安定的供給源の確保に取り組んでいる。

第一は、海外石油資源の確保である。2011年1月、すでに稼働している中国―カザフスタン原油パイプラインに加え、ロシアとの間の原油パイプラインが操業を始めた。ミャンマーから中国南部までのパイプラインも急ピッチで建設中である。2010年は海外開発や投資・買収による石油権益6,000万トン以上を獲得し、輸入原油の4分の1に達している。今後はさらに海外資源開発を強化し、2020年までに海外石油利権の投資・買収額は1,000億ドルと見込まれている。

第二は、非化石燃料開発の強化など、様々な新エネルギーを確保し、環境負荷の軽減に努めることだ。風力発電の設備容量は現在、4,180万kWで世界一となり、2020年には1億5,000万kWまで拡大する計画である。太陽電池生産量も世界一で、太陽光発電設備の能力は現在の30万kWから2,000万kWまで引き上げるとしている。バイオエタノール生産量も大幅に拡大する計画だ。第三は、原子力発電所の開発促進だ。現在の原発発電能力は1,082万kWで、電源構成のわずか1.1%を占めるにすぎない。建設中の原発は26基、発電能力が2,914万kWである。政府は、2020年までに原発能力を4,000万kWにするという従来目標を8,000万kWに引き上げることにしている。

需要サイドでも積極的な省エネに取り組んでいる。GDP当たりのエネルギー消費原単位を2010年末までに2005年比で20%削減させるという目標は、基本的に実現された。次期5カ年計画では、2015年までに現在の基準からさらに17%引き下げる計画である。しかしながら、こうしたエネルギーの安定確保や非化石燃料の開発への取り組みには数多くの課題が残っている。まず、中国のエネルギー需要が今後も増え続けることを考えると、石炭依存体質から脱却・転換することは簡単では

ない。2020年の時点でも、石炭は中国全体のエネルギーの6割以上を占め、依然として主要エネルギー源の地位を保つと考えられる。また、海外の石油資源利権確保の加速は、国際的な資源争奪・競争を激化させ、結局は中国自身の調達コストの上昇をもたらすと考えられる。中国では今後も当分の間、資源・エネルギー多消費産業に依存する成長と、エネルギー過剰消費と環境問題の深刻さが併存していく。海外の石油・ウラン資源価格が高騰し、調達をめぐる国際競争が激化していく中で、費用対効果を考えれば、国内の石炭資源を最大限有効に活用することが現実的である。その際には、石炭燃焼時のCO₂排出などを減らして環境負荷を抑える「クリーンコール」技術の開発や、石炭ガス化複合発電などの環境対策にさらに取り組むべきと思われる。そして省エネをなお一層強化するとともに、再生可能エネルギーなどの非化石燃料エネルギーの導入・開発も同時並行で進める必要がある。だが、省エネやクリーンコール、再生可能エネルギー、原発、環境保全などエネルギー・環境関連の技術は、中国にとってあまり得意でないものが多い。

今後の技術革新が求められるとともに、日本などの先進諸国との技術協力・連携が必須になるであろう。重厚長大型の産業構造が資源消費を増やす。エネルギー需給構成は石炭に過度の依存をする政府が進める政策にも数多くの課題が残る。

IEA(International Energy Agency)の見通しによれば、中国の発電設備容量は全体で2007年706GW、2015年1,215GW、2025年1,707GW、2030年1,936GWとなり、2007年から2030年までの年平均上昇率は4.5%となるとしている。その中で石炭火力については、2007年502GW、2030年1,275GWとなり2007年から2030年までの年平均伸び率は4.1%になると予想している。

また、中国国網信息通信の資料(2008年)によれば下表のように予測されている。

1010年12月の中国電力企業連合会の報告によると、発電設備容量の計画は、2015年までに143,700万kW(年平均8.5%の増加)、2020年までに188,400万kW(年平均5.6%の増加)としている。

2010年の総発電設備容量の年上昇率は10.1%であり、今後徐々に下がって、2030年の年平均上昇率は約現在の半分になる。前項で述べたように2008年頃から伸び率は鈍化(安定化)してきており、今後も1,000MW、600MWの超々臨界圧機を中心とした建設が続く中で次第に需給状況は充足してゆき、その伸びは経済成長率の伸びの鈍化にリンクして安定、減少してゆくものと予想される。

表 3.3.1 中国の発電設備容量発電電力量の予測

出典:海外電気事業統計 2010、海外電力調査会、原資料は中国国網信息通信作成資料 2008 年

	発電設備				発電電力量			
	合計 (万 kW)	水力 (%)	石炭火力・ 石油・ガス 火力 (%)	原子力 (%)	合計 (億 kWh)	水力 (%)	石炭火力・ 石油・ガス 火力 (%)	原子力 (%)
2006 年	62,370	20.9	77.6	1	28,499	14.6	83.3	1.9
2010 年 (予測)	95,000	22.1	74.7	1	45,000	16.4	81.4	1.6
2015 年 (予測)	126,000	20.6	75.8	2.3	56,900	13.9	82.4	2.8
2020 年 (予測)	165,000	20.0	73.9	2.4	74,300	13.5	80.9	3.5
2030 年 (予測)	230,000	18.7	67.2	6.1	104,500	12.4	74.2	8.7

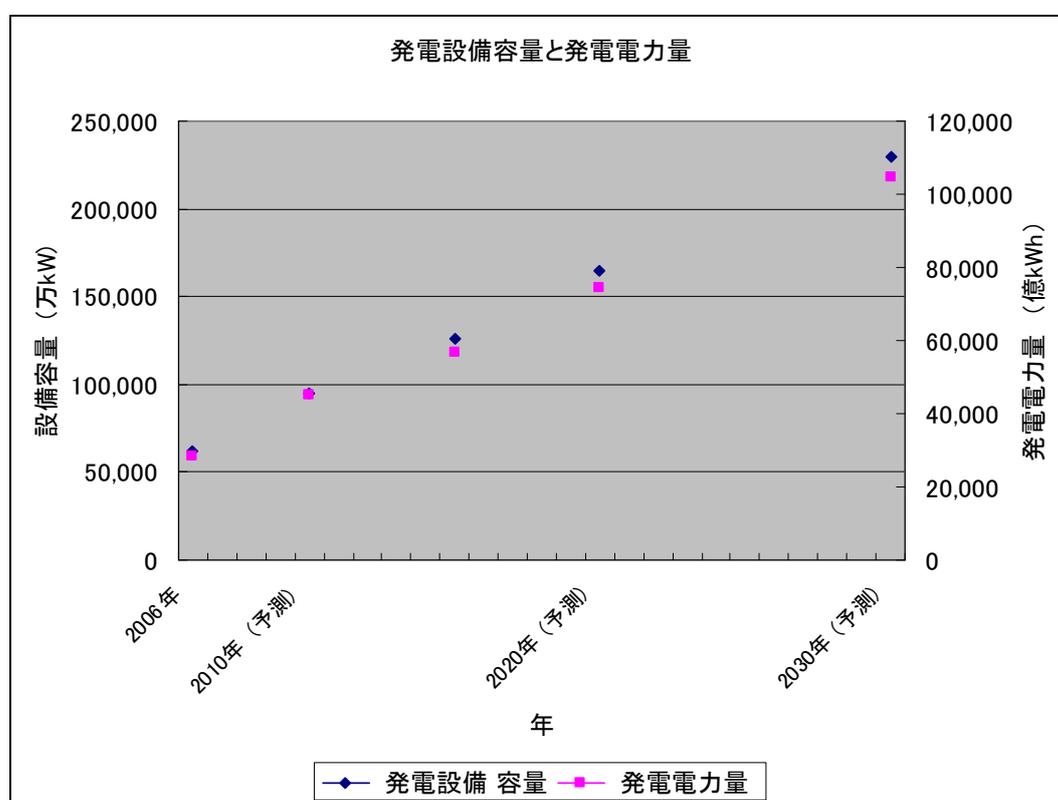


図 3.3.4 中国の発電電力量と設備容量

出典:海外電気事業統計 2010、海外電力調査会、原資料は中国国網信息通信作成資料 2008 年

発電電力量と発電設備容量はリンクして増加し、需給状況は、予想外の経済状況の変化や、予想外の設備建設の渋滞、燃料供給状況の変化などがなければ、バランスしていくものと考えられる。

下図に示すように、2020年までは発電電力量の伸びを上回る設備投資が行われ、電力の需給

はバランスする方向に向かうものと考えられる。

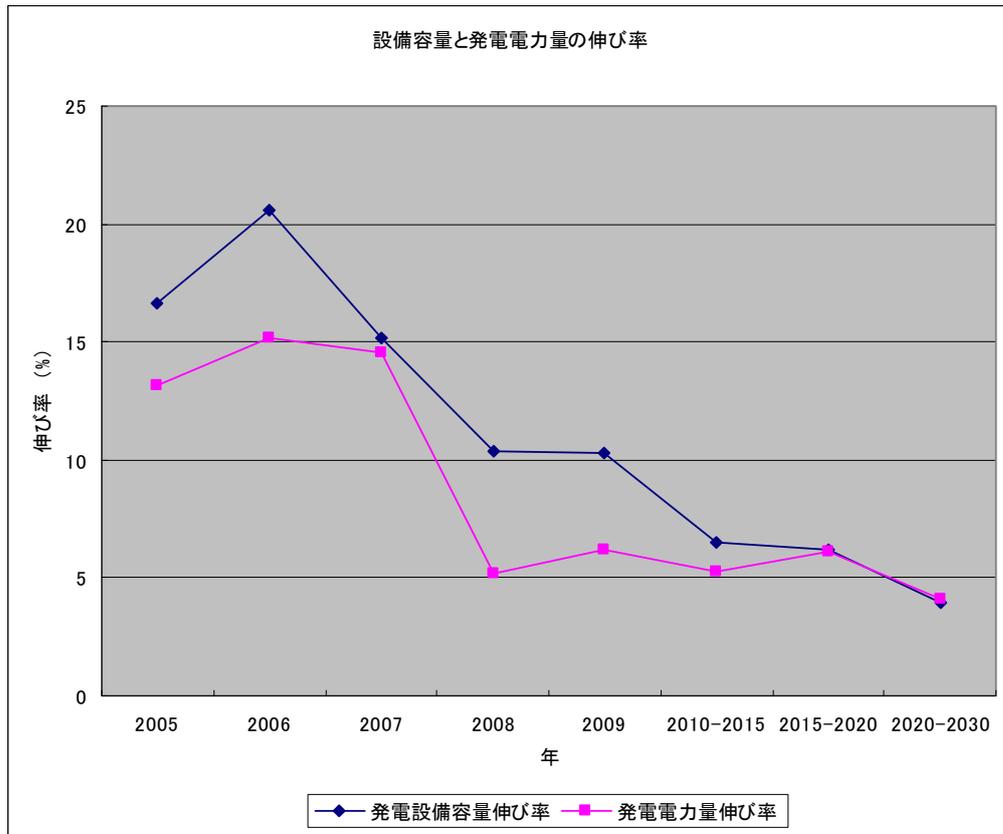


図 3.3.5 中国の発電電力量の伸び率と設備容量の伸び率

出典:2009年 発電送配電基本状況、中国電力信息中心、海外電力調査会(原資料は中国国網信息通信作成資料2008年)

次図に、発電設備容量と最大電力の推移を示す。大きな燃料供給や送電設備の渋滞、老朽火力の休止、出力抑制等が無ければ、十分な予備力を持つ。

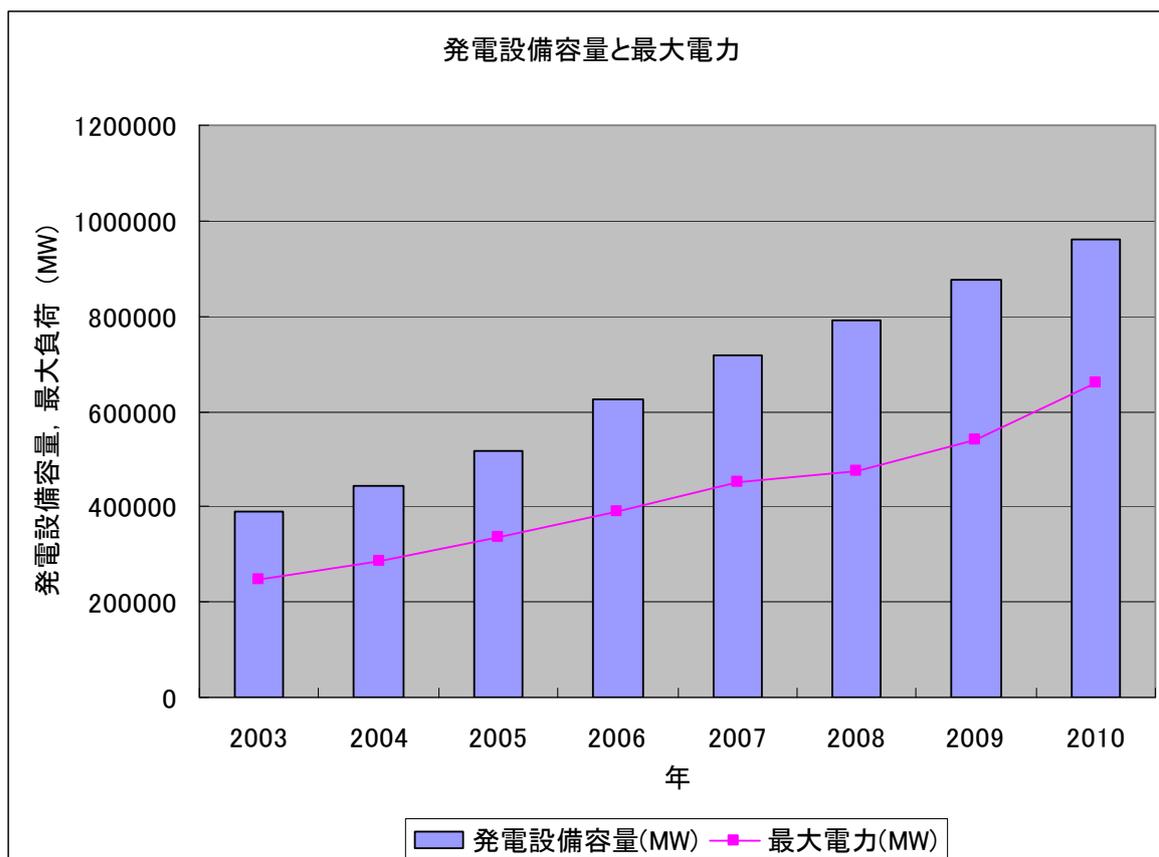


図 3.3.6 中国の発電設備容量と最大電力

出典： 海外電気事業統計 2010、海外電力調査会

下図に中国国内火力の設備利用率の推移を示す。中国の消費電力の伸びは1990年代前半にはほぼ10%程度で推移していたが、1995年以降落ち込み始め、1997年に発生したアジア金融危機の影響等により1998年には伸びは2.8%に低下して電力は供給過剰の状態に陥った。そのことにより、逆にそれまでの電力消費抑制策が撤廃され、産業用や民生電力用の需要喚起策がとられるようになり、電力消費量は2000年以降急増し需給が逼迫した。設備利用率はこの事情に呼应して推移している。設備利用率は2004年をピークに下がり始めその後も低下傾向が続いている。2008年には供給過剰の状態に陥った1998年のレベルに近づいている。このことは設備の不具合、老朽化・小容量火力の休停止、石炭の供給(輸送力)不足、送配電未整備なども原因として考えられるが、需給状況が緩和し、均衡してきたことも示していると考えられる。

2010年の冬には、発電用石炭の供給不足により河南省、湖北省、陝西省、山西省、重慶で電力供給制限が発生した。国の大部分の地区で生じている発電用石炭逼迫の主因は、石炭価格上昇に対するマーケットの期待と系統連系価格が変わらないことにあり、電力企業は軒並み赤字に直面しているといわれている。このように、冬季の低温気象と石炭供給の逼迫の影響を受け、地域的に電力供給がやや不足するケースはあるが、これは局地的、一時的な現象と言われ、長期的、全体

的には現在の電力需給は基本的にバランスが取れていて少し余裕がある程度であって、根本的な電力供給不足は無いと言われている。

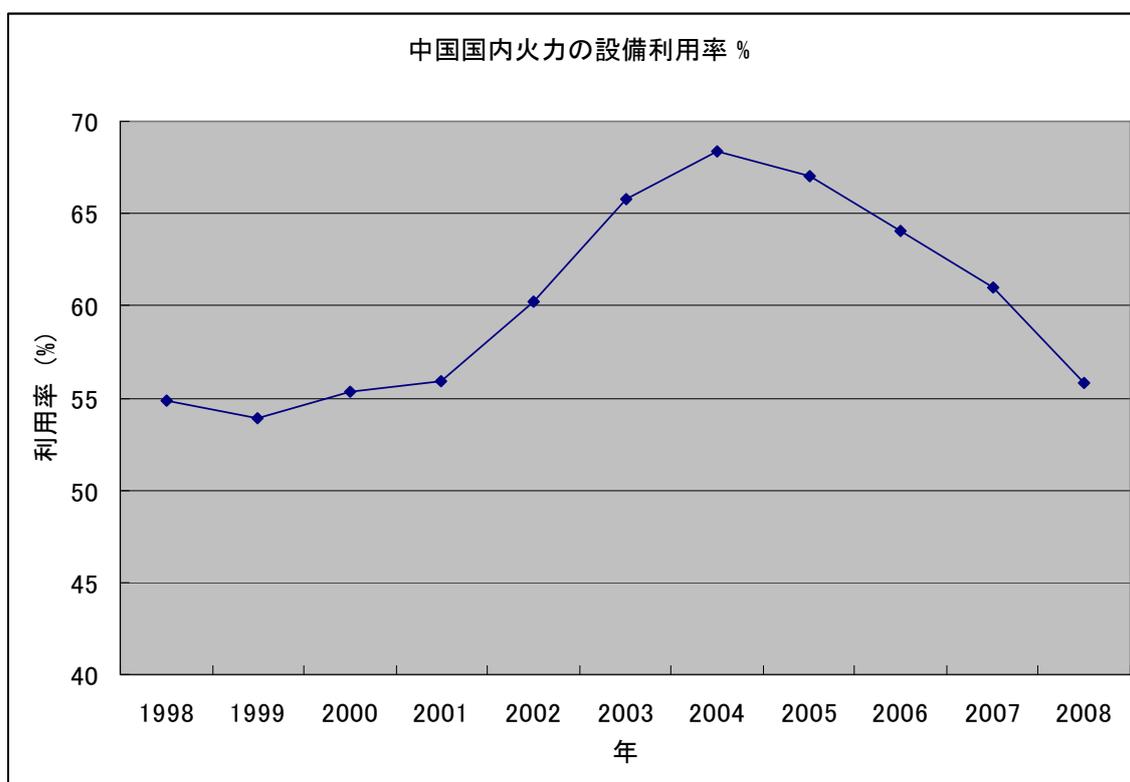


図 3.3.7 中国国内火力の設備利用率

出典： 海外電気事業統計 2010、海外電力調査会

一方、設備供給面から見ると、火力の年間新設容量は2006年の92,446MW/年をピークにその後減少してきており、2010年には54,580MW/年となっている。2010 - 2015年の平均は62,000MW/年、2016 - 2020年の平均は78,600MW/年であり、中国3大メーカーの製造能力は現状で約90,000MW/年あり、中国国内の電源開発は依然急務ではあるが、今後長期的には、発電設備の供給力に余剰を生ずる可能性はある。中国国内には、3大重電メーカー以外に、外資との合弁メーカー、武漢鍋炉廠、北京重型電機廠などの中堅、小メーカーもあり、今後は国内需要だけでは工場稼働率を確保できなくなる可能性がある。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

中国国内の技術水準としては、1,000MWの超々臨界圧発電設備まで製作可能である。

発電設備の技術水準を示す指標として性能と信頼性が挙げられる。

1) 性能

中国の USC ユニットの効率の例を以下に示す(性能試験結果、燃料は石炭)。

表 3.4.1 中国国内の火力発電設備の効率

出典: Development and Application of USC Technology for Coal-fired Power Generation in China,
Zhang Xiaolu

ユニット名	出力	蒸気条件	タービン形式	製造者	送電端効率	運開年
Huaneng Yuhuan #1	1,000MW	26.25MPa/600/600°C	TC4F,4csg	上海	44.06 %	2006.11
Huaneng Yuhuan #2	1,000MW	26.25Mpa/600/600°C	TC4F,4csg	上海	43.78 %	~
Huaneng Yuhuan #3	1,000MW	26.25Mpa/600/600°C	TC4F,4csg	上海	43.92 %	2007.11
Huaneng Yuhuan #4	1,000MW	26.25Mpa/600/600°C	TC4F,4csg	上海	43.45 %	
CPI Dacaojing #1	1,000MW	26.25Mpa/600/600°C	TC4F,4csg	上海	44.19 %	2010.3
CPI Dacaojing #2	1,000MW	26.25Mpa/600/600°C	TC4F,4csg	上海	44.19 %	2010.6
1,000MW 平均					43.93 %	
CPI Kanshan #1	600MW	24.2MPa/600/600°C	TCDF,2csg	Harbin	42.76 %	2008.7
CPI Kanshan #2	600MW	24.2MPa/600/600°C	TCDF,2csg	Harbin	43.16 %	2008.7
600MW 平均					43.46 %	

1,000MW 機で 44%、600MW 機で 43.5%レベルの効率となっている。日本の微粉炭焚きの超々臨界圧ユニットの送電端効率は LHV ベースで 41～43%であり、調査した 24.5MPa/600/600°Cのユニットは 44.1%であった。従って性能では中国国内の中国製設備は日本製と同等レベルにある。(中国の性能のデータは LHV ベースか HHV ベースか明記されていないが、数値からして LHV ベースと思われる。)

2) 信頼性

設備の信頼性を示す指標として、稼働率、Availability、強制(事故)停止率・計画外停止回数などがあるが、2009年の、中国製発電設備の代表的な機種である、1,000MW、660MW、600MW および 300MW クラス機について、これらの数値を以下に示す。

表 3.4.2 中国国内の火力発電設備の稼働率、Equivalent availability、強制事故停止率

出典: 2009年 发电设备可靠性、中国電力信息中心、中国電力企業連合会

出力	調査台数 (台)	稼働率 (%)	Equivalent availability (%)	強制事故停止率(%)	計画外停止回数 回/unit・年
900 - 1000MW	11	83.17	90.48	0.06	0.36
660 - 680MW	20	76.99	94.17	0.37	0.95
600 - 650MW	234	78.58	92.54	0.44	0.84
300MW	354	76.99	93.03	0.53	0.67

稼働率、Equivalent Availability、強制事故停止率、計画外停止回数とも日本に比べても十分なレベルにある。上記は外国メーカーが製造・納入したユニットも含んでいる。

下表は中国内の600 - 680MW機につき、ボイラ/タービン/発電機全て中国メーカーのユニットと、全て外国メーカー(日欧米)のユニットの信頼性指標を比較したものである。(各平均したもの)

表 3.4.3 中国国内の火力発電設備の稼働率、Equivalent availability、強制事故停止率 - 中国製と輸入設備の比較 出典：2009年 中国電力信息中心、中国電力企業連合会

製造者 ボイラ/タービン/発電機	調査台数 (台)	稼働率 (%)	Equivalent availability (%)	強制事故停止率 (%)	計画外停止回数 回/unit・年
全て中国製	221	77.77	92.59	0.50	0.89
全て外国製(日欧米)	19	84.55	93.63	0.12	0.37

以下は600 - 680MWボイラ、タービン、発電機について、中国メーカー製と、外国メーカー製の(日欧米)の相当計画外停止時間を比較したものである。(各平均したもの)

表 3.4.4 中国国内の火力発電設備の相当計画外停止時間 - 中国製と輸入設備の比較 出典：2009年 中国電力信息中心、中国電力企業連合会

a) ボイラ

製造者	調査台数 (台)	相当計画外 停止時間 (hr)	そのうち設計起因の 計画外停止時間 (hr)
中国製	231	37.95	16.35
外国製(日欧米)	23	8.04	2.74

b) タービン

製造者	調査台数 (台)	相当計画外 停止時間 (hr)	そのうち設計起因の 計画外停止時間 (hr)
中国製	221	6.60	4.82
外国製(日欧米)	20	2.07	1.05

c) 発電機

製造者	調査台数 (台)	相当計画外 停止時間 (hr)	そのうち設計起因の 計画外停止時間 (hr)
中国製	220	3.17	0.46
外国製(日欧米)	29	0	0

上記のいずれの指標も600 - 680MW機については、中国製の信頼性は外国製より低いことを示している。

ただし、これらの信頼性指標は下図に示すように、年と共に改善されてきている。

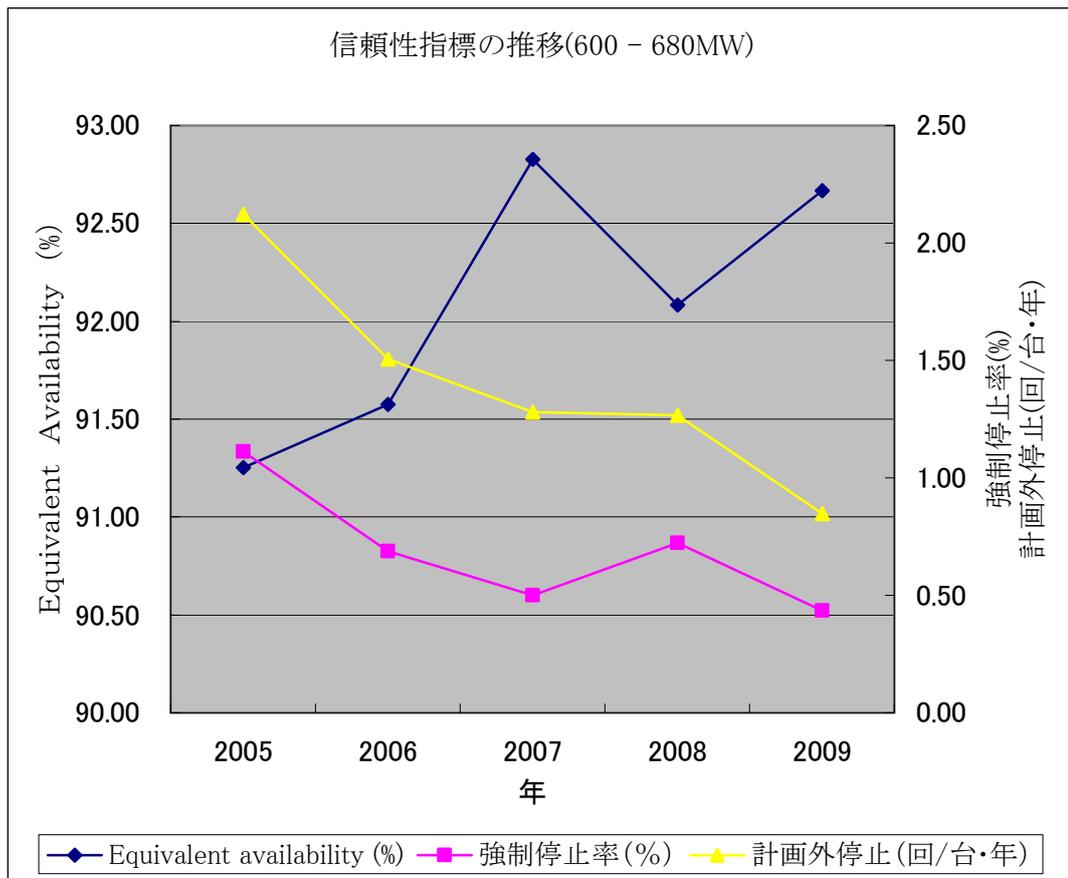


図 3.4.1 中国国内の火力発電設備の効率

出典:2009年 中国電力信息中心、中国電力企業連合会

具体的な不適合事例としては、中国製作の 1,000MW 超々臨界圧初号機である Yuhuan 発電所では、ボイラからの固体粒子によるタービンノズルなどの侵食(Solid particle erosion)が報告されている。

また、2007年時点の別の調査では、300MW、600MW クラス以上の石炭火力発電ユニットの品質は安定化しつつあり、フル稼働で安全且つ安定的に発電できるユニットは全体の大半を占めており、品質状況は総じて言えば良好であるとしているが、一方で共通性のある品質問題も一部存在しており、更なる品質改善・品質向上が望まれている、と報告されている。これらの品質問題(不適合)として、以下のようなものが挙げられている。

- a) 蒸気タービンの调速系における運転不安定の問題が時々起きている。
- b) 蒸気タービン発電ユニットの振動が基準値を超える現象が時々起きている。
- c) 蒸気タービンの抽気と排気のパラメーターがやや高い。
- d) 数が少ないものの、定格出力に達しないユニットがある。
- e) ケーシングの仕切板や主蒸気バルブ、調節バルブなどの重要部品において、亀裂が生じた

り、結合面に隙間があったり、蒸気が漏れたりする現象が見られる。

- f) 溶接品質不良によるボイラーチューブの漏れ問題が時々起きている。
- g) 稀ながら発電機の絶縁劣化やコイルの焼け切れなどの現象が見られる。
- h) 空気予熱器の熱風漏れが基準値を超える現象が起きている。

これらについては、調査時点から3年が経過しており、その間に中国企業は多数ユニットの製作、据付および運転の経験を経てきているので、相当改善されてきていると考えられるが、一方、海外輸出ユニットにおいては納期遅れや、出力・性能未達などの非公式情報が流れており、依然として中国製品の品質に懸念を持たれる部分もある。

その例として、2007年に中国企業各社は、インドネシア電力公社と第一次クラッシュプログラムのうちジャワ島で10案件、合計出力7,490MWを受注した。しかし建設工程の遅延により、商業運転開始も大幅に遅れており、現在までに商業運転開始に至ったユニットは2基のみである。第一次クラッシュプログラムの現状から見て、以下の点が言える。

- ・ 品質管理のレベルの低さ
- ・ 中国国内に納入したプラント設計を、インドネシア炭性状に調整して変更する機器設計技術及び経験の不足
- ・ 工程管理意識の低さ
- ・ 経験不足によるインドネシア電力公社及びローカルのサブコントラクター(据付、土木工事の一部)とのコミュニケーションが不適切

3) タービン設計(形式)

1,000MW機はタンデムコンパウンド4フロー 4ケーシング機を製作している。従って単機容量1,000MWの発電機も製作している。600MW機はタンデムコンパウンド2フロー 2ケーシング機を製作している。これらはいずれも日本の最新の技術による蒸気タービン形式と同じレベルにある。

ただし、最終段羽根のラインアップ(Dongfang は 863mm(33.9”)、1200mm(47.2”)の最終段羽を独自に開発したと会社案内には記してある。)や、どこまで自主設計技術で対応しているか、また海外メーカーとの技術提携の場合は国産の範囲や国産化率がどの程度であるのか不明である。中国の超々臨界圧機初号機の Yuhuan 発電所の場合はタービンが Siemens、ボイラは Alstom の技術で製作されている。また超々臨界圧機の重要部品は国産ではなく、外部からの調達品であるとの報告がある。(特に最終段羽根を含む低圧ローターや、高中圧ローターなど)

また、Yuhuan と同時期に運開した Zouxian #7、#8(1,000MW x 2 基、25Mpa/600/600°C、TC4F43”、4csg、#7は2006.11 運開、#8は2007.7 運開)も実績上は Dongfang 製となっているが、このプラントは東方電気集団会社が主契約者となって華電国際電力有限公司と契約したプロジェクトで、ボイラ、タービン、発電機は日立グループと東方グループとの技術契約に基づき、バブ

コック日立、日立製作所が機器納入と現地据付、試運転指導員を派遣したものである。

先端技術については、日欧米メーカーからの技術供与(提携)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)

1) 超々臨界圧石炭火力

中国メーカーの実績表によると、25MPa/600/600°Cの1,000MW タンデム機、600MWの2ケーシング ダブルフロー機の製作実績がある。どこまで自主技術で、国産化率がどのくらいなのか、不明な点があるが、現在進行中のインドネシアセントラルジャワの1,000MW 石炭火力案件では中国企業は事前資格審査を通過しており、対応可能である。今後多くの製作・建設実績を積んでゆくなかで、品質、信頼性も向上し、価格面以外の競争力も力をつけていくものと思われる。

ただし、炭種が中国国内で設計製作しているものと異なる場合や、標準設計仕様や技術提携の仕様と大きく異なる場合に、設計(製造)が対応できない可能性はある。

1) IGCC

IGCCは、中国ではGreenGen250MWが建設中であるが、まだ運開していない。化学プラント設備(アンモニア、尿素肥料、メタノール製造など)としての石炭ガス化炉は主に外国の技術(Shell、GE、Siemensなど)を導入して商業運転機が稼動しているが、発電設備とのインテグレーション技術はまだ確立されているとはいえない。日本の勿来実証プラントより4年遅れている。中国Huanengグループ、SINOPEC(TPRI炉)による米国Good Spring 270MW機計画があるが、まだ商品として市場にでてくる段階には無いと思われる。

2) CCS

CCSは、中国では開発段階である。日本も研究・実証試験を着手する段階にあるが、一部メーカーでは2009年にパイロットプラントを建設し実証試験を開始しているところもある。日本企業が少し進んでいる状況と思われる。

3) ガスタービン、コンバインドサイクル

中国企業の高圧タービンは、日欧米のメーカーから技術供与を受けて製作しているが、主に国内市場向けと思われる。中国企業の高圧タービンの国際競争力はまだ一流レベルとはいえない。中国市場以外の高圧タービン、コンバインドサイクル案件は、日欧米の競合であり、まだ中国企業と競合する可能性は低い。大型高圧タービンは、日・欧・米には出来るが中国にはまだまだ出来ない。技術移転を受けた高圧タービンは、一世代前の技術である。従って、中国企業は技術供与の範囲で国内向けには製造可能であるが、輸出市場向けにはむずかしいのではないかとと思われる。ただし、コンバインドサイクルについては、高圧タービンを除いた、蒸気タービン、HRSG、発電機、その他復水機などの補機は中国メーカーで十分対応可能であり、日・欧・米の高圧タービンメーカーと組んで、あるいは下請けとしてこれらの機器供給者として、あるいは総合プラント供給者として

海外市場に出てくる可能性はある。

4) 地熱発電設備

地熱発電設備については、タービン、発電機、復水器、冷却塔などの機器は、容量、蒸気条件、体格などの点からは中国企業で対応可能なものであるが、地熱特有の機器設計上、材料上の問題があり、その点で中国メーカーには明確な実績が認められず、経験が不足している。経験と、地熱特有の技術を重視するであろう国際市場向けに中国企業が地熱発電設備を製作できる可能性は少ないと思われる。

5) 太陽光発電設備

2007年に中国の太陽電池生産量はドイツと日本を抜いて世界の第一位となっており、さらに2009年の生産量は増大し続け、4,000MWに達している。その世界に占める比率は、2002年の1.8%から、2009年には37.4%まで大幅に拡大している。このように中国の太陽エネルギーは急成長しているものの、太陽エネルギー市場は未だ完全に形成されていない。太陽光発電の高いコストのため、世界の太陽エネルギー発電ポテンシャルは2,000万kW以上であるのに対し、中国の太陽発電容量は30万kWにとどまっている。

中国の太陽光産業は、近年比較的順調に発展してきたが、中国企業が実力を有しているのは、シリコンインゴット・シリコンウェハー、太陽電池、モジュール実装の三分野のみで、太陽エネルギー産業の上流分野にある多結晶シリコンと、下流にある太陽光エネルギーの応用分野で、先進国に較べて立ち遅れていると言われている。多結晶シリコン分野は、技術的な遅れによるコスト高が問題であり、太陽光発電の分野では国内市場の未成熟さが、発展の足かせとなっていると言われている。太陽光産業の上・下流の一体化・統合と応用・普及およびコア技術向上によるコストダウンが、中国によって急務となっている。

このような状況のなかで、中国企業は、太陽電池部分などのコンポーネントレベルでの国際競争力は有するものの、太陽光発電設備としては先進国との国際競争レベルには達するのはこれからと思われる。

6) 太陽熱発電設備

中国における太陽熱発電はまだ緒についたばかりであり、依然として遅れており、まだ国際水準には及ばないと言われている。

7) 風力発電設備

2004年頃に建設された中国製の初期の10kW級風車発電機では、想定外の状況(風速20m以上の風が長時間吹き続ける)からタワーの倒壊・羽根の飛散・発電機の焼損など次々に問題が発生したことが報告されているが、その後の進歩により、中国は世界第2位の風力発電設備容量を持つに至った。この中には外国製も含まれているが、87%が中国メーカー製である。中国メーカーは3MWクラスの製作実績を持つ。1.5MW機は海外輸出も進めており、このクラスは海外市場にこれから出てくる可能性がある。中国製の2.5～3MW機もその次に国際市場に出てくるものと思われる。

が、大型化風力発電技術については、国産化率は70～80%に達しているものの、新しい技術に関する中国の自主開発と新製品はまだ足りないと言われている。制御システム、軸受けなどの基幹設備の一部の部品は海外輸入に依存しており、基幹部品・機器の技術革新が急務となっていると言われており、このレンジでの国際市場への進出は日欧米企業用より出遅れる。

8) UHV(100万V)送電設備

超高压送電網の商業化整備を急ぐ中国では、市場整備を通じて自国のUHV送電技術を高め、UHV送電設備関連の産業育成を通じて中国の電力設備製造産業の競争力強化に繋げる戦略をとっているものと思われる。高速鉄道と同じように、中国は、UHV送電技術は世界をリードする自主開発技術であるとしている。UHV送電における市場誘導型の産業育成政策は「走出去」戦略のひとつのケースと考えられる。

中国の高度経済成長を背景に世界第8位(「Fortune Global 500」ランキング)の巨大企業で、世界唯一かつ最高レベルのUHV送電技術商業化の経験を手に入れた国家电网公司是、豊富なキャッシュフローと技術力をミックスさせ、中国の「走出去」戦略(企業の国際化)の担い手として動き出している。2007年12月におけるフィリピン国家电网の経営権の取得に続き、2010年12月にブラジルにおいても送電会社の買収や送電網経営権の獲得に成功した。これからは、インドや南アフリカ、ひいては老朽化が深刻で国土の広い米国への上陸も視野に入れているものと思われる。

9) スマートグリッド

中国は、国家电网会社が2020年までに強カスマートグリッドを完成させることとしており、またスマートグリッド基準の制定と普及も重点施策としている。中国のスマートグリッドは先進国と同じラインでスタートした。今後、中国がスマートグリッド事業を着実に進めるために、新興国・途上国として、産業技術・ものづくり技術・ノウハウなどの分野で、積極的に先進国からの技術導入・提携を行う必要があると言われている。先進国も同じであるが、これから実用化・事業化される技術である。

10) GIS

GISはUHV 1100kVクラスのもの、日本の技術で、日系企業との合弁で製作しており、中国独自技術では製作できないものと思われる。また、山東電建がサウジアラビアRabigh発電所1,200MWのsubstation向けに納入した、380 kVのGISはABB製であった。サウジアラビアでのABBの実績と、中近東の技術要求が高かったことも考えられるが、山東電建が受注したプラントで中国製品が使われていないことは、このレンジで中国製が無いか、競争力が無いことを意味しているとも考えられる。

11) 改良保全技術

既設プラントの改良保全、予防保全、余寿命診断、機能向上(upgrading)、性能向上などの技術は経年機器を多く抱えるようになった日本の電力設備の中で、日本メーカーが開発して多くの実績を積んできた分野である。日本企業が納めた既設機については、中国企業が改良保全を行うことは難しい。

改良保全技術の多くは、本質的な自主技術を基盤に持った上での応用技術という面があり、これまで技術導入に依存した標準型番設計を基本としてきた中国企業にとってはこれからの取り組みになると思われる。また、大型・高蒸気条件機の国産も日本より30年近く遅れており、従って経年大型火力機の経験は日本よりは少なく、こうした技術が育つ土壌は日本ほどには形成されていないものと思われる。

日本メーカーは自社が製作した既設きばかりでなく、海外の他社メーカー製作の機器についても改良保全を行った実績も持ち、この分野での技術力は高い。

改良保全業務の範囲は広く、機器の性能向上、出力アップ、新技術の適用による機能向上、耐力向上、寿命延伸、リパワリング、機器更新、運転・保守性の向上、少エネ化、制御装置の近代化などがあり、対象となる機器、システムもタービン、ボイラ、発電機、制御システムなど全分野に亘る。今後経年機が増えてくる開発途上国においてもその潜在ニーズとしての可能性は大きいものと思われる。

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

インドネシアにおける第一次クラッシュプログラムの建設単価から見て、将来中国企業が超々臨界圧石炭火力発電所に応札して来た場合、建設単価で1,000USD/kW程度のレベルが予想される。これは日本企業と比較し、約7割の価格レベルと考えられる。

中国国内では1,000MW級超々臨界圧プラント建設と商業運転開始が進んでいる。将来においては、超々臨界圧石炭火力発電の国際市場においてもEPC契約者や主機供給者が出現すると考えられる。

(1) 中国の輸出実績

中国の輸出実績について、発電設備のなかで代表的な主機のひとつである蒸気タービンでみると、運開しているものでは600MWクラスの亜臨界圧機(2007年運開)があり、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。600MWクラスを超える出力のもの、および超々臨界圧機の輸出実績は無い。中国3大メーカーの2008, 2009年時点の実績表によると、小出力ユニットの実績など不明なものもあるが、製作・据付中のものも含め、合計出力で53,878MW、151ユニットの輸出実績がある。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ユニットとなっている。

表 3.5.1 中国3大タービンメーカーの輸出実績
出典: ハルビン、上海、東方タービン納入実績表(2008年、2009年時点)、他

		600MWクラス 超臨界圧		600MWクラス 亜臨界圧		300MWクラス		300MW以下		合計	
		容量 (MW)	台数 (台)	容量 (MW)	台数 (台)	容量 (MW)	台数 (台)	容量 (MW)	台数 (台)	容量 (MW)	台数 (台)
上海	運開済み	0	0	0	0	1,610	5	-	-	1,610	5
	受注・製作・据付中	7,740	12	3,025	5	7,250	22	-	-	18,015	39
	小計	7,740	12	3,025	5	8,860	27	-	-	19,625	44
東方	運開済み	0	0	1,800	3	1,900	6	665	10	4,365	19
	受注・製作・据付中	8,580	13	3,000	5	5,535	18	0	0	17,115	36
	小計	8,580	13	4,800	8	7,435	24	665	10	21,480	55
ハルビン	運開済み	0	0	1,860	3	1,000	3	2,863	31	5,723	37
	受注・製作・据付中	2,400	4	2,400	4	2,250	7	0	0	7,050	15
	小計	2,400	4	4,260	7	3,250	10	2,863	31	12,773	52
合計	運開済み	0	0	3,660	6	4,510	14	3,528	41	11,698	61
	受注・製作・据付中	18,720	29	8,425	14	15,035	47	0	0	42,180	90
	小計	18,720	29	12,085	20	19,545	61	3,528	41	53,878	151

300MWクラス機の輸出実績は、2009年時点で契約済みのものを含めて、61ユニット、総出力19,545 MWである。そのうち、2009年で運開しているものは14ユニット、4,510MWで、据付・試運転中のものが47ユニット、15,035MWある。受注済み物件のうちまだ23%しか運開していなく、残りの77%が運転に入るのは今後である。

600MWクラス機の輸出実績は、2009年時点で契約済みのものを含めて、49ユニット、総出力30,805 MWである。そのうち、2009年で運開しているものは6ユニット、3,660MWで、据付・試運転中のものが43ユニット、27,145MWある。受注済み案件のうちまだ12%しか運開していなく、残りの88%が運転に入るのは今後である。

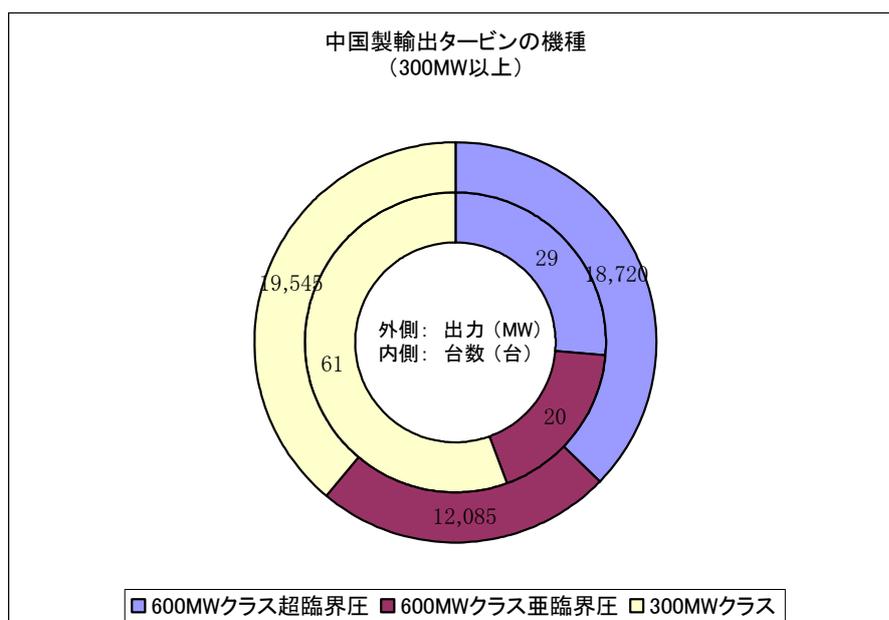


図 3.5.1 中国3大タービンメーカーの輸出実績(300MW以上、製作・建設中を含む)

出典: ハルビン、上海、東方タービン納入実績表 (2008年)

300MWクラス以上の機種の輸出実績は、契約済みのものを含め110ユニット、50,350 MWである。そのうち運転しているものは16%で、残りの運転は今後となる。

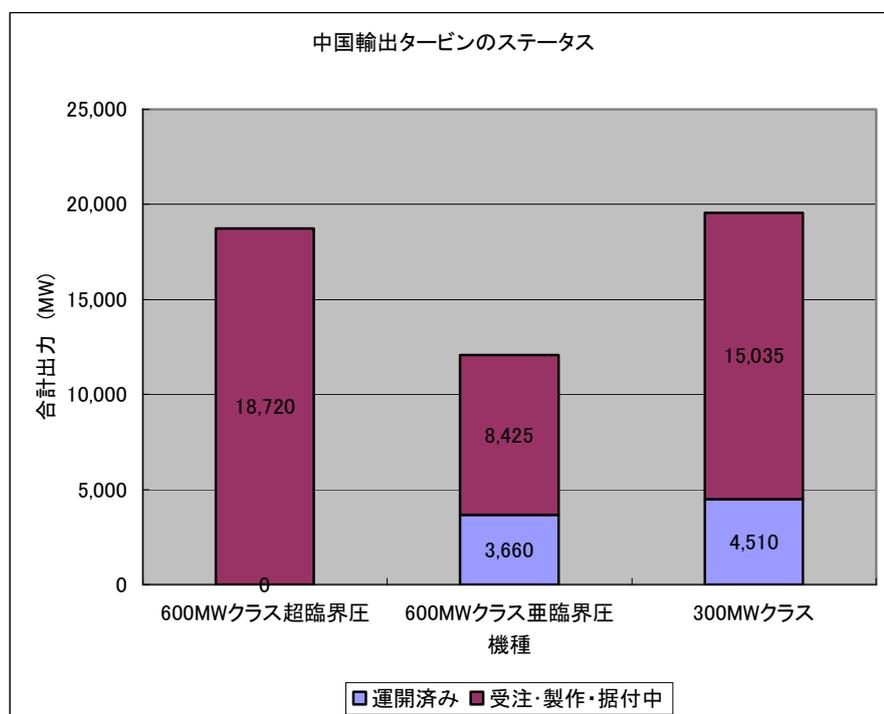


図 3.5.2 中国3大タービンメーカーの輸出タービンのステータス

出典:ハルビン、上海、東方タービン納入実績表 (2008年)

仕向け先は、インド向けが66基、32,935MWで全体の6割強を占める。次いでインドネシア、ブラジル、ベトナム、イラン、パキスタン、スリランカ、北朝鮮がある。アジア向けが中心であるが、インドに偏重した形となっており、その他のアジアの国も限定されている。仕向け地が偏っている理由は、同一顧客、同一発電所向けに複数のユニットを納めるケースが多いことも一因と考えられる。例えば、インド向けでは、660MW x 6台、660MW x 3台、660MW x 2台、600MWクラス x 7台、300MW x 4台などをそれぞれ同一顧客、同一発電所向けにまとめて受注している。

アジア以外では南米のブラジル、中近東のイランに実績がある。アフリカ、大洋州には実績は無く、欧米メーカー、日本メーカーの仕向け先の多様性に比較すると輸出ビジネスを広汎に手がける体制としてはまだ先進メーカーには及んでいないものと思われる。

中国企業の輸出先が偏っていることのもうひとつの理由は、国によっては品質要求が高く、中国製品に懸念を感じて受け入れない土壌がある、といったこともあるものと思われる。

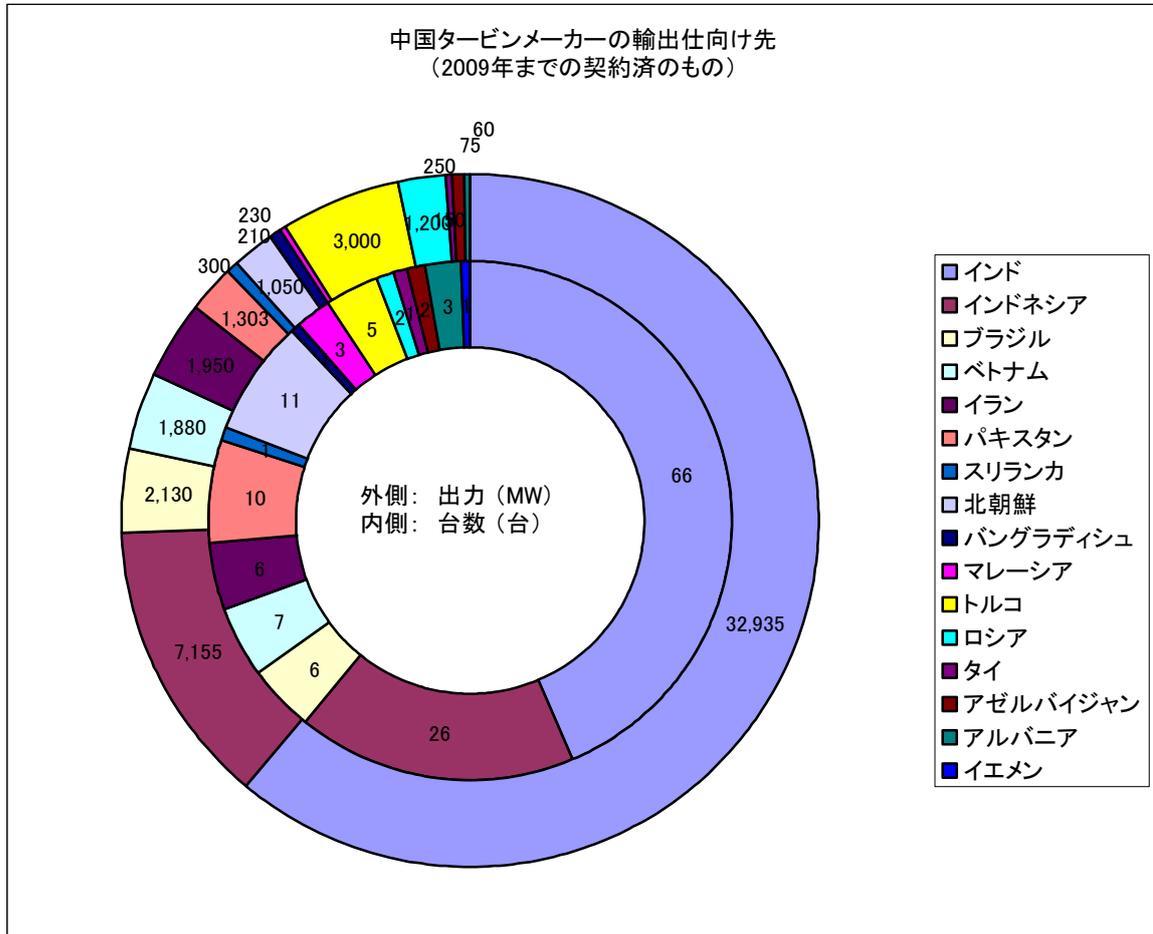


図 3.5.3 中国 3 大タービンメーカーの輸出の仕向け先
出典:ハルビン、上海、東方タービン納入実績表 (2008年)

運開ベース、出荷ベースの中国輸出タービンの出力、台数の推移については、2008年までのところは顕著な増加傾向は見られない。しかし、運開前の手持ち受注を90ユニット、42,180MWを有しており、中国メーカー全体の手持ち受注ユニット(513ユニット、272,900MW)中、ユニット数で18%、出力で15%を占めており、これまで僅かであった輸出比率が急激に増加している。仮にこれらが2009年以降の3年間に順次運開してゆくものとする、毎年約30ユニット、14,000MW運開することになり、急激に運転ユニットが増加してゆくことが予想される。

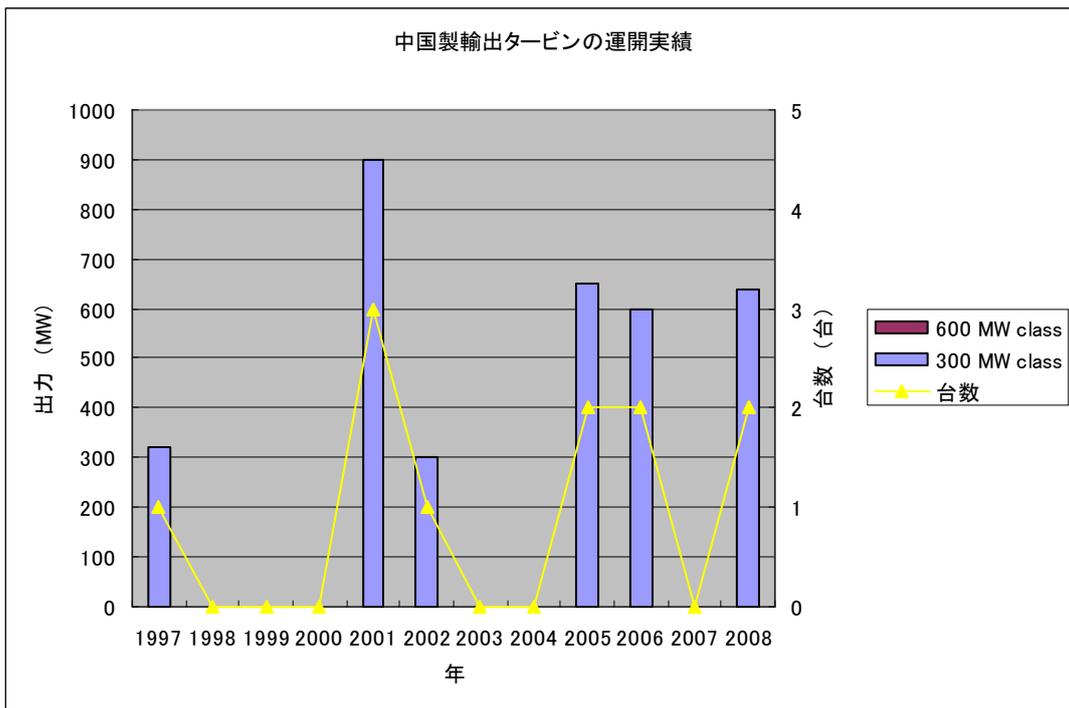


図 3.5.4 中国 3 大タービンメーカーの 2008 年までの輸出の推移
出典:ハルビン、上海、東方タービン納入実績表 (2008年)

次図にHarbinの輸出タービンを運開ベースで示すが、2009年以降急激に伸びている。

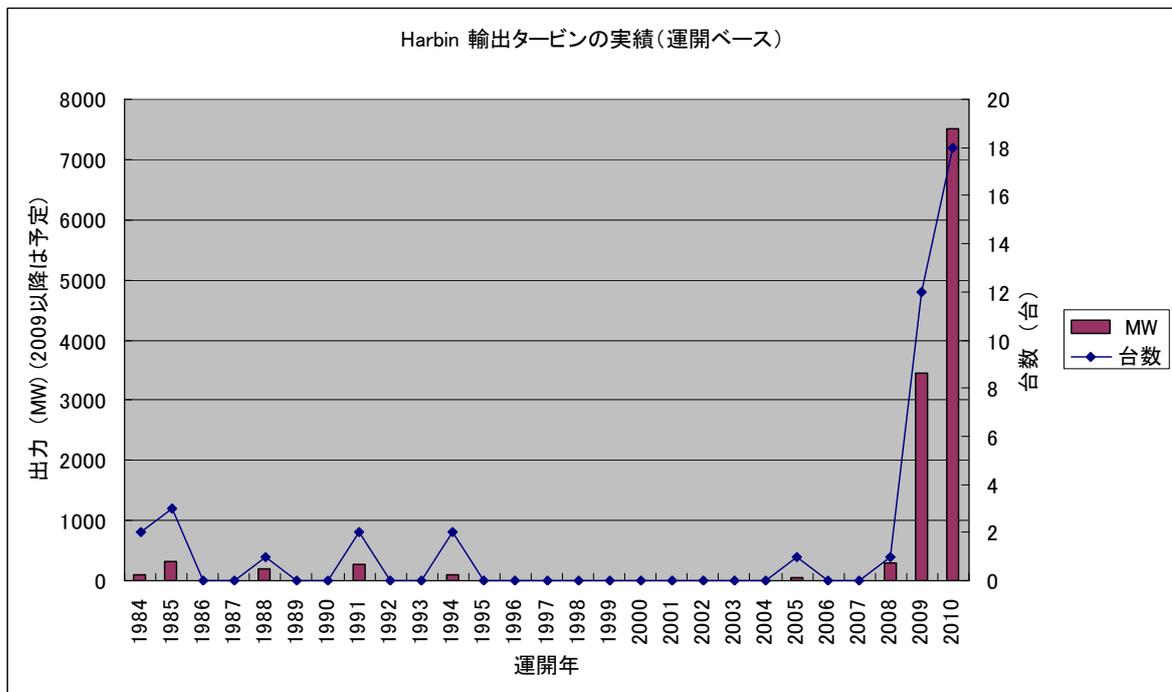


図 3.5.5 ハルビンの 2010 年までのタービン輸出の推移
出典:ハルビンタービン納入実績表 (2008年)

中国各メーカーの海外輸出実績を以下表に示す。

表 3.5.2 Shanghai の 2010 年までのタービン輸出の実績(建設中のものを含む)

出典: Shanghaiタービン納入実績表 (2008時点)

発電所名	出力 [MW]	蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	運転開始
巴西匹琴电厂#1 Brazil Pecem Power Plant #1	360		ordered
巴西匹琴电厂#2 Brazil Pecem Power Plant #2	360		ordered
巴西伊塔克电厂#1 Brazil Itaquí Power Plant #1	360		ordered
印尼公主港电厂#1 Indonesia Pelabuhan Ratu Power Plant #1	350		ordered
印尼公主港电厂#2 Indonesia Pelabuhan Ratu Power Plant #2	350		ordered
印尼公主港电厂#3 Indonesia Pelabuhan Ratu Power Plant #3	350		ordered
伊朗萨汉特电厂#1 Iran Sahand Power Plant #1	325		2005.07
伊朗萨汉特电厂#2 Iran Sahand Power Plant #2	325		2005.11
巴基斯坦木扎法戈电站#4 Pakistan Muzaffargarh Power Station #4	320		1997.07
印度雅慕娜电厂#1 India Yamuna Power Plant #1	300		2008.04
印度雅慕娜电厂#2 India Yamuna Power Plant #2	300		2008.06
越南广宁电厂#1 Vietnam Qungninh Power Plant #1	300		erecting
越南广宁电厂#2 Vietnam Qungninh Power Plant #2	300		erecting
越南广宁电厂#3 Vietnam Qungninh Power Plant #3	300		ordered
越南广宁电厂#4 Vietnam Qungninh Power Plant #4	300		ordered
印度金达能源公司图然伽鲁电厂#1 India Toranagallu Power Plant #1	300		erecting
印度金达能源公司图然伽鲁电厂#2 India Toranagallu Power Plant #2	300		erecting
印度金达能源公司图然伽鲁电厂#3 India Toranagallu Power Plant #3	300		ordered
印度金达能源公司图然伽鲁电厂#4 India Toranagallu Power Plant #4	300		ordered
印度罗莎电厂#1 India Rosa Power Plant #1	300		ordered
印度罗莎电厂#2 India Rosa Power Plant #2	300		ordered
印度罗莎电厂#3 India Rosa Power Plant #3	300		ordered
印度罗莎电厂#4 India Rosa Power Plant #4	300		ordered
印度瑞吉电厂#1 India Ratnagiri Power Plant #1	300		ordered
印度瑞吉电厂#2 India Ratnagiri Power Plant #2	300		ordered
印度瑞吉电厂#3 India Ratnagiri Power Plant #3	300		ordered
印度瑞吉电厂#4 India Ratnagiri Power Plant #4	300		ordered
India Sasan Power Plant #1	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
India Sasan Power Plant #2	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
India Sasan Power Plant #3	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
India Sasan Power Plant #4	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
India Sasan Power Plant #5	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
India Sasan Power Plant #6	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
India Irora Power Plant #1	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
India Irora Power Plant #2	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
India Irora Power Plant #3	660	N660-24.2/566/566-1	ordered
Turkey Eren Power Plant #1	600	N600-24.2/566/566	ordered
Turkey Eren Power Plant #2	600	N600-24.2/566/566	ordered
Turkey Biga Power Plant #1	600	N600-24.2/566/566	ordered
Indonesia Suralaya Power Plant	625	N600-16.7/538/538-1	ordered

発電所名	出力 [MW]	蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	運転開始
India Hisar Power Plant #1	600	N600-16.7/538/538-2	ordered
India Hisar Power Plant #2	600	N600-16.7/538/538-2	ordered
India Raghunathpur Power Plant #1	600	N600-16.7/538/538-2	ordered
India Raghunathpur Power Plant #2	600	N600-16.7/538/538-2	ordered

19,265 MW
44 Unit

表 3.5.3 Donfang の 2010 年までのタービン輸出の実績(建設中のものを含む)

出典: Donfangタービン納入実績表 (2008時点)

発電所名	No.	出力 [MW]	主蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考
山东电建三公司印度 ADANI 三期 SEPCO III India ADANI Power Plant Phase III	1#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建三公司印度 ADANI 三期 SEPCO III India ADANI Power Plant Phase III	2#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建三公司印度 ADANI 四期 SEPCO III India ADANI Power Plant Phase IV	1#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建三公司印度 ADANI 四期 SEPCO III India ADANI Power Plant Phase IV	2#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建三公司印度 ADANI 四期 SEPCO III India ADANI Power Plant Phase IV	3#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建三公司印度 CLP SEPCO III India CLP Power Plant	1#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建三公司印度 CLP SEPCO III India CLP Power Plant	2#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建一公司印度 SEL SEPCO I India SEL Power Plant	1#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建一公司印度 SEL SEPCO I India SEL Power Plant	2#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建一公司印度 SEL SEPCO I India SEL Power Plant	3#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建一公司印度 J 厂 SEPCO I India Jarsuguda Power Plant	1#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建一公司印度 J 厂 SEPCO I India Jarsuguda Power Plant	2#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建一公司印度 J 厂 SEPCO I India Jarsuguda Power Plant	3#	660	24.2/566/566			Being manufactur ed
山东电建三公司印度 J 厂 SEPCO III India Jarsuguda Power Plant	1#	600	16.7/538/538	2007.11		Being installed and commission ed
山东电建三公司印度 J 厂 SEPCO III India Jarsuguda Power Plant	2#	600	16.7/538/538	2008.03		Being installed and commission ed
山东电建三公司印度 J 厂 SEPCO III India Jarsuguda Power Plant	3#	600	16.7/538/538	2008.07		Being installed and commission ed
山东电建三公司印度 J 厂 SEPCO III India Jarsuguda Power Plant	4#	600	16.7/538/538			Being manufactur ed
DEC 印度纳佳迳纳 DEC India Nagarjuna		600	16.7/538/538			Being

発電所名	No.	出力 [MW]	主蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考
Power Plant	1#					manufactur ed
DEC 印度纳佳迺纳 DEC India Nagarjuna Power Plant	2#	600	16.7/538/538			Being manufactur ed
DEC 印度安巴拉 DEC India ANPRAC Power Plant	1#	600	16.7/538/538			Being manufactur ed
DEC 印度安巴拉 DEC India ANPRAC Power Plant	2#	600	16.7/538/538			Being manufactur ed
印度尼西亚芝拉扎 电厂 Chengda Indonesia Cilacap Power Plant	1#	300		2004.11	2006.01	
印度尼西亚芝拉扎 电厂 Chengda Indonesia Cilacap Power Plant	2#	300		2005.05	2006.05	In operation
印度撒伽迪电厂 DEC India Sagardighi Power Plant	1#	300		2005.10		Being commissioned
印度撒伽迪电厂 DEC India Sagardighi Power Plant	2#	300		2005.12		Being commissioned
印度督伽坡电厂 DEC India Durgapur Power Plant	7#	300		2005.09		Being commissioned
印度阿玛勘塔电厂 DEC India Amarkantak Power Plant	1#	300		2006.11		Being installed and commission ed
印度阿玛勘塔电厂 DEC India Amarkantak Power Plant	2#	300		2007.08		Being installed and commission ed
成达印度尼西亚拉布湾电厂 Chengda Indonesia Labuan Power Plant	1#	315		2008.05		Being installed and commission ed
成达印度尼西亚拉布湾电厂 Chengda Indonesia Labuan Power Plant	2#	315		2008.07		Being installed and commission ed
印尼南望电厂 DEC Indonesia Jawa Tengah Rembang Power Plant	1#	315				Being manufactur ed
印尼南望电厂 DEC Indonesia Jawa Tengah Rembang Power Plant	2#	315				Being manufactur ed
印尼巴齐丹电厂 DEC Indonesia Pacitan Power Plant	1#	315				Being manufactur ed
印尼巴齐丹电厂 DEC Indonesia Pacitan Power Plant	2#	315				Being manufactur ed
印尼龙湾电厂 DEC Indonesia Teluk Naga Power Plant	1#	315				Being manufactur ed
印尼龙湾电厂 DEC Indonesia Teluk Naga Power Plant	2#	315				Being manufactur ed
印尼龙湾电厂 DEC Indonesia Teluk Naga Power Plant	3#	315				Being manufactur ed
山东电建一公司印度 BALCO 电厂 SEPCO I India Balco Power Plant	1#	300				Being manufactur ed
山东电建一公司印度 BALCO 电厂 SEPCO I India Balco Power Plant	2#	300				Being manufactur ed
山东电建一公司印度 BALCO 电厂 SEPCO I India Balco Power Plant	3#	300				Being manufactur ed
山东电建一公司印度 BALCO 电厂 SEPCO I India Balco Power Plant	4#	300				Being manufactur ed
伊朗阿拉克电厂 DEC Iran Arak Power Plant	1#	325		1997.07	2001.02	325MW 空冷 Air cooling

発電所名	No.	出力 [MW]	主蒸気圧力[MPa]／ 主蒸気温度[°C]／ 再熱蒸気温度[°C]	工場 渡し日	運転 開始	備考
伊朗阿拉克电厂 DEC Iran Arak Power Plant	2#	325		1997.12	2001.07	In operation
伊朗阿拉克电厂 DEC Iran Arak Power Plant	3#	325		1998.05	2001.11	In operation
伊朗阿拉克电厂 DEC Iran Arak Power Plant	4#	325		1998.12	2002.10	In operation
Pakistan Lakhra Power Plant		50				Commercial operation
Malaysia Kuching Power Plant		50				Commercial operation
Malaysia Kuching Power Plant		55				Commercial operation
Yemen Hiswa Power Plant		60				Commercial operation
Bangladesh Chittagong Power Plant		210				Commercial operation
Indonesia Serang Thermal Power Plant		35				Commercial operation
Indonesia Mojoderto Thermal Power Plant		35				Commercial operation
Indonesia Serang Thermal Power Plant		35				Commercial operation
India BALCO Power Plant		135				Commercial operation
Vietnam 海防 Power Plant						Commercial operation

21,480 MW
55 Unit

表 3.5.4 ハルビンの 2010 年までのタービン輸出の実績(建設中のものを含む)

出典:ハルビンタービン納入実績表(2008時点)

発電所名	型式	出力 [MW]	運転開始
Pakistan Faisalbad Power Plant (C/C 用)	N47-3.95/473(106#)	47	1994
Pakistan Cotri Power Plant (C/C 用)	N47-3.95/473	47	1994
Indonesia Palembang (C/C 用)	N60-5.6/0.56/527/255	60	2005,2
Malaysia Bintulu (C/C 用)	LN125-7.0/065/520/255	125	2009
Indonesia Papalant power Plant 1# (C/C 用)	LN125-7.0/065/520/255	125	2009
Indonesia Papalant power Plant 2# (C/C 用)	LN125-7.0/065/520/255	125	2009
Pakistan Angro Power Plant 1# (C/C 用)	LN125-7.0/065/520/255	125	2009
Azerbaijan JANUB Power Plant 1# (C/C 用)	LN125-7.0/065/520/255	125	2009,3
Azerbaijan JANUB Power Plant 2# (C/C 用)	LN125-7.0/065/520/255	125	2009,5
Albania Power Plant	31-25-2G	25	1965
Albania Power Plant	31-25-2G	25	1966
Albania Power Plant	31-25-2G	25	1966
Pakistan COTRI Power Plant	N47-3.95	47	1994
Pakistan FALSALABAD Power Plant	N47-3.95	47	1994
North Korea 1200 Project	N50-8.83	50	1991
North Korea 1200 Project	N50-90	50	1984
North Korea 1200 Project	N50-90	50	1984

発電所名	型式	出力 [MW]	運転開始
North Korea 1200 Project	N50-90	50	1985
North Korea 1200 Project	N50-90	50	1985
North Korea 1600 Project	N50-90/535	50	1976
North Korea 1600 Project	N50-90/535	50	1976
North Korea 1600 Project	N50-90/535	50	1976
North Korea 1600 Project	N50-90/535	50	1977
Indonesia 1#	C135/N150-13.24/535/535/0.687	135	2009
Indonesia 2#	C135/N150-13.24/535/535/0.687	135	2009
Thailand BIOMASS ELECTRICITY Co., Ltd #PP9 Power Plant	C115/N150-13.24/535/535/0.58	150	2010
India OPG company 1#	N150-13.2/535/535	150	2010
India OPG company 2#	N150-13.2/535/535	150	2010
Pakistan Guddu Power Plant 4#	N210-12.7/535/535	210	1985,12
Pakistan Jamshoro Power Plant 4#	N210-12.7/535/535	210	1991,1
Pakistan Jamshoro Power Plant 3#	N200-12.7/535/535	200	1988,11
Vietnam Jinpu Power Plant 1#	N300-16.7/537/537	300	2008
Vietnam Jinpu Power Plant 2#	N300-16.7/537/537	300	2010
Sri Lanka Puttalam Power Plant 1#	N300-16.7/538/538	300	2010
Indonesia JAWAR Power Plant 1#	N350-16.7/537/537	350	2010
Indonesia JAWAR Power Plant 2#	N350-16.7/537/537	350	2010
Brazil Cadiota Power Plant Phasell	N350-17.5/538/538	350	2009
Brazil UTE Barcarena Power Plant 1#	N300-16.7/538/538	350	2009
Brazil UTE Barcarena Power Plant 2#	N300-16.7/538/538	350	2010
North Korea Pingyong Power Plant 1#	C250/N300-16.7/537/537	300	2010
North Korea Pingyong Power Plant 2#	C250/N300-16.7/537/537	300	2010
Turkey Diller Power Plant 1#	CLN600-24.2/566/566	600	2010
Turkey Diller Power Plant 2#	CLN600-24.2/566/566	600	2010
Russia Power Plant 1#	CLN600-24.2/566/566	600	2010
Russia Power Plant 1#	CLN600-24.2/566/566	600	2010
Indonesia Paiton Power Plant 1#	N660-16.7/538/538	660	2009
India MAHAN Power Plant 1#	N600-16.7/538/538	600	2009
India MAHAN Power Plant 2#	N600-16.7/538/538	600	2009
India SALAYA Power Plant 1#	N600-16.7/538/538	600	2010
India SALAYA Power Plant 2#	N600-16.7/538/538	600	2010
India SALAYA Power Plan Phase II 1#	N600-16.7/538/538	600	2010
India SALAYA Power Plan Phase II 2#	N600-16.7/538/538	600	2010

12,773 MW

52 台

(2) 国際競争力/競争優位性と今後の見通し

1) 価格

中国製の発電設備は、輸出プラントにおいても国際価格レベルの1/2程度であり、プロジェクト契約の採否を決定する要素の中でもほとんどの部分を占める価格において圧倒的な価格競争力を有している。

中国の価格競争力の源泉は、安い材料費、安い人件費、実力以下といわれている人民元為替レートにある。今後は、長期的には、中国の経済発展の安定化、生活レベルの向上、国内社会インフラの充足、インフレの進行、国際的地位の向上などにより、材料費、人件費、為替レートなどは現在の破格の価格競争力を弱める方向に徐々に進み、国際価格レベルに向かわせるも

のと思われる。人民元の安さは中国製品の価格競争力の源泉のひとつであるが、2005年の固定相場制解除から徐々に高くなっており、その結果、人民元安によるコスト面での競争力は徐々に働きにくくなっている。ただし以上の変化のスピードは不明であり、当面は国際市場での価格面での現在の地位を保ち続けるものと思われる。

中国企業は、こうした価格競争力を武器に、中国政府による外交、金融、保険などの面でのバックアップを受けて、海外インフラ整備事業/プラントを受注するという方式で、今後も海外展開を進めてくるものと思われる。



図 3.5.6 元の対ドルレートの推移

出典：為替王、livedoor Blog

中国企業の最大の強みであるコスト競争力の最大の源泉は、機器調達コストの低さだが、建設コストの低さも源泉の一つである。大手主機メーカー、大手商社、石油化学エンジニアリング企業が海外で電力案件を手掛ける場合、建設は外部の企業に委託する。委託先は、中国の建設企業であることが多いが、現地の労働力を活用するよう現地政府から要請される場合は、現地の建設企業へ委託するか、または管理・監督は中国人社員が行い、実際の現場の据付作業等は現地の労働者を活用している。

建設コストの低さは、管理・意思疎通のしやすい中国人労働者を大量に現地に動員することにより、プロジェクト管理に要する手間を少なくし、工期を短縮することにより生まれる。特に、水力発電所の建設のような、EPCコスト全体に占める建設コストの比率が高い案件の場合には、この中国人材を大量動員することによるコスト競争力が発得されやすい。ただし、インドやイラン等のように、現地労働力を多く活用することが求められる市場においては、現地の建設企業や労働者を使わざるを得ないため、欧米企業と比較した建設費用における競争力はそれほど高くない可能性がある。

2) 技術

i) 性能、品質、信頼性、設計

中国の技術は、性能、品質、信頼性、設計(出力、蒸気条件、タービン形式など)は、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。

一方、海外輸出プラントに関しては、公になっているものは無いが、保証値の納期、性能、出力などの未達などがあつたと言われており、一般には評価は高いとは言えない。工事の品質についても一般的に評判は良くないことが多い。入札時の性能も高くは無い。また、設計上も、中国メーカーはこれまでほとんど国内対応であったため、300MW、600MWなどの標準型番設計であつたといわれており、多種の客先ニーズが存在する海外プラントに対する最適設計への対応という点で柔軟さを欠いていると言われている。国際規格、規定を含む国際標準、仕様への対応も遅れていると言われている。燃料も中国炭対応の設備の経験がほとんどで、石炭以外の燃料や、多種石炭対応には技術上対応できにくいという難点がある。

設計に関しては1,000MW超々臨界圧機、1,000MW タンデム機、600MW 2ケーシング機など世界最先端のものを製作しているが、自主技術の範囲と国産化の割合が不明確である。一般的にこれらの技術は、例えば日本では、電力会社、設備メーカー、素材メーカーが協力して数年間をかけて技術開発してきたものであり、中国メーカーがこれだけの短期間で自主開発したものではないと考えられる。従って、これらの先端技術機の海外輸出に関しては、技術提携元との間で海外輸出についての制限事項が決められている可能性もあり、単純には輸出できないものもある。

当面の、性能、品質、信頼性に関する中国製の競争力については、インドネシアのクラッシュプログラム今後の成り行きや、ベトナムなどでの中国プロジェクト今後の実際の状況が、客先等にどのように評価されていくのかが、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、注目される。

現在進行中のインドネシアの1,000MW超々臨界圧石炭プラント入札案件では、中国2社が資格審査に合格して通過しており、海外プラントで伝えられている納期、性能、品質、信頼性、出力などの問題も、同容量、同Dutyのプラントの豊富な製作・運転実績と圧倒的な製造能力などが技術面で評価され、直接中国企業の海外輸出阻害要因にはなっていないようである。

長期的には、今後多くの製作実績や海外プロジェクトの経験を重ねることによって、中国企業の上記の問題は徐々に克服されていくものと思われる。

ii) 製作実績

膨大な製作実績を有しており、数量に着目した場合は一般的な経験という意味でも優位にあり今後ともそのポジションは変わらないものと思われる。ただし、公表された製作実績には自主技術の範囲と国産化の割合が不明確なものもある。

iii) 生産能力

生産能力はタービンが90GW/年あり、2008年には73GWを製造し世界シェア(発注ベース)は57%であった。2009年の世界の発電設備の発注容量は79GWであり、また世界全体での過去10年の発注量は923GWであるので、中国の3大メーカーだけで全世界の新設発電設備をカバーできるほどの圧倒的な生産能力を持つ。この巨大な生産能力は、これまでは大部分が中国国内市場に向けられていたが、今後国内電力設備の新設需要が安定してくるにつれて、既にそのきざしは見られるが、海外マーケットへ進出してくることが考えられる。2015年以降に海外への進出が本格化する可能性があるとも言われている。将来中国メーカー工場の稼働率が大きく下がるようなことがあれば、限界利益(固定費だけ確保)レベルの価格でofferしてくるようなことも考えられ、価格面で見かけ上の競争力をさらに増す可能性もある。

3) その他の非価格競争力

中国企業はこれまで国内対応が中心であったため、国際競争入札手続き(特に円借款案件の手続きなど)、国際商務、海外プロジェクト管理、国際調達、国際規格対応、図面、取説なども含めた海外ドキュメンテーションなどに不慣れな面があると言われている。また、コミュニケーション不足の面や、仕向け先国毎の事情を勘案せず、例えば、現地工事のワーカーを中国国内から呼び寄せて、輸出先国の現地から輦轡を買った事例なども伝えられている。中国企業も経験を積んできて、仕向け先の状況を勘案してこうした事例を回避するよう努力してきている。これらは、日本がそうであったように、海外プロジェクトの経験を重ねることによって改善されていくものと考えられる。

4) 輸出企業を支えるサポート体制

中国の対外進出国家政策(走出去)により、政府、銀行の輸出優遇策がとられている。また、中国は近年急速に経済が発展し、GDPの伸長、技術力の進展、生産力の増大、富裕層の形成、輸出入の増大、軍事力などにより国際的地位を高めているが、それを背景とした資源外交、トップセールスを強力に進めている。こうした、国家ぐるみの輸出企業へのサポート体制が今後とも中国企業の競争力を支えてゆくものと思われる。

中国は今後当面は、圧倒的な低価格により高い価格国際競争力/競争優位性を維持していくものと考えられる。性能については、燃料価格が高騰している現状でもその相当建設費差額は、圧倒的な価格差に対してはわずかな差異でしかなく、逆転するほどのものではない。また、品質(設計、製造、調達、現地工事、納期厳守)、海外プロジェクト管理能力、国際標準・国際仕様対応、多機種・多様な燃料対応、きめ細かなサービス・顧客ニーズ対応、ドキュメンテーションなど、中国企業がまだ国際レベルに至ってないと思われる非価格競争力については、入札評価上表面的に相当建設費として採点するのがむずかしく、これらの点で中国企業が(特に国際競争入札上)評価を下げることはないと思われる。

中国企業は、「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、ガスター

ビンや地熱などの中国企業が自主技術では対応できないまたは実績が無いものを除き、今後とも優位を保ち続けるものと思われる。

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

中国国内の資源不足、生産過剰問題、インフラ関連の技術の向上などの問題を背景に中国政府は“走出去”戦略を打ち出した。“走出去”戦略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および生産過剰となった製品の海外への輸出であり、また先進国への投資の場合は高度技術の獲得にある。

また“第10次、第11次五ヵ年計画”でも“走出去”戦略と関連あるいはリンクするような内容が盛り込まれて作成されている。

a) “走出去”戦略と戦略に対応した一連の政策

2002年11月の中国共産党十六回代表大会において“走出去”戦略が提出され、“比較優位を持つ各種企業の海外投資を支援する”方針が打ち出された。

戦略が公表された直後から、中国発展改革委員会、商務部、財政部、外貨管理局などの政府機関が戦略に合わせた政策調整を開始し、関連政策が相次いで打ち出された。これらの政策は以下の三つの大きな内容に分類することができる。

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

国務院は2004年7月、《投資体制改革の決定に関する通知》を公布し、中国企業の海外投資に対する審査制度を改正した。政府投資建設プロジェクト以外の一部のプロジェクトの審査は審査制度から登録制度に変更されている。中国企業による投資額が、3,000万米ドル以上の資源開発関連の海外投資プロジェクト、及び1,000万米ドル以上の非資源開発関連の海外投資プロジェクトは国家発展改革委員会が審査を行う。それ以外の海外投資プロジェクトは、固有企業による投資プロジェクトについては国家発展改革委員会及び商務部で、登記・審査し、その他企業の投資プロジェクトについては地方政府が関連規定に従い審査を行うこととなった。

② 対外投資における外貨管理規制の緩和

人民銀行外貨管理局は2005年5月19日、《国内企業対外投資の外貨管理に関する通知》を公布し、外貨管理規制を大幅に緩和した。それによると、全国各省の地方企業の対外投資に関わる外貨利用限度は従来の33億ドルから50億ドルに拡大した。同時に地方の外貨管理局の審査権限については、1件あたりの投資額が従来の300万ドル未満から1,000万ドル未満に引き上げられた。また、資源や技術獲得に繋がるプロジェクトなど産業政策で奨励されている対外直接投資については、外貨利用を優先させるとしている。また対外投資で得られた利益の再投資も認められるようになった。

③財政、融資政策面による支援

【財政支援】

政府による専門プロジェクトへの資金支援政策を策定し、企業の国外投資を推進するため、相次ぎ三つの国外投資促進専門プロジェクト支援資金政策を導入した。

表 3.6.1 中国の財政支援政策

出典: 中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合。

原資料は中国商務部公式HPよりNRI作成

政策名	導入時期	公布部門	内容
《中小企業国際市場開拓資金管理方法》	2000年10月	財政部	中小企業が海外で投資して会社を設立する際の初期投資費用等の資金支援を行う。
《対外経済技術合作専門プロジェクト資金管理方法》	2005年12月	財政部、 商務部	国外投資する企業に対し、直接資金支援するか、または銀行融資の利息分を補填する。
《境外鉱石資源調査開発専門プロジェクト資金》	2003年	商務部、 国土資源部	国外に投資して資源関連プロジェクトを行う際の、初期投資費用または投資前のリスク調査費用について資金支援する。

また、産業投資基金を利用した資金面の支援策が実施された。具体的には、中国企業の海外進出を支援するため、1998年から中国開発銀行とその他金融機関が共同で3つの投資基金、具体的には「中国スウェーデン合作基金」、「中国アセアン中小企業投資基金」、「中国ベルギー直接投資基金」を設立した。また、中国開発銀行は単独で「中国アフリカ発展基金」を設立し、2007年5月には、その管理会社として、中国開発銀行が100%出資して中国アフリカ発展基金有限公司を設立した。資本金は10億米ドルであるが、その後増資を続け最終的には50億ドルまでに拡大する予定である。

【政策融資】

2004年10月27日、中国發展改革委員会と中国輸出入銀行が共同で《国家奨励国外投資重点項目における融資支援支持政策に関する通知》を公布した。当該通知において融資対象となるプロジェクトは表 3.6.2のとおりである。国家国外投資發展計画に基づき、中国輸出入銀行の毎年の輸出融資金額の中から一定額の資金を国家奨励国外投資重点プロジェクトの資金として拠出する(以下、境外投資専用融資と呼ぶ)。境外投資専用融資は中国輸出入銀行の優遇輸出融資利率を適用する。

表 3.6.2 中国政府が支援する海外投資重点プロジェクト

出典: 中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合。

原資料は中国發展改革委員会公式HPよりNRI作成

中国政府が支援する海外投資重点プロジェクト
<ul style="list-style-type: none"> ・国内資源不足を埋め合わせできるような国外資源開発類プロジェクト ・国内技術、製品、設備や労務の輸出を拡大できるような国外生産型プロジェクトや基礎設備プロジェクト ・国際先進技術、管理経験や専門人材を利用できるような国外研究開発類プロジェクト ・企業の国際競争力を高められ、国際市場において国外企業の買収、合併を拡大できるようなプロジェクト

b) 第10次5ヵ年計画、第11次5ヵ年計画

資源需要の急速な高まりを背景に、第10次5ヵ年計画では〈資源と環境〉をテーマとした第四編が編成され、石油資源の探査強化、石油資源の積極的利用、石油資源の合理的開発、海洋石油の増産、石油輸入の多元化などが謳われた。

また対外投資については、中国の比較優位を発揮できる対外投資を奨励し、国際経済技術協力の分野を拡大すること、対外工事請負と労務協力を発展させ、競争優位のある企業が海外で加工貿易を展開し、製品・サービス・技術の輸出を促進することを奨励するとしている。また、国内で不足する資源の海外での共同開発を支援し、国内産業の構造調整と、国家間の資源貿易を促進することも謳われた。

2006年3月14日に閉幕した全国人民代表大会では第11次5ヵ年計画が採択された。同計画の〈経済安全保障の確保〉の編では、“天然資源を保有する途上国における中国投資事業の契約については、政府首脳によるトップ交渉を通じて決定する”など中国政府による資源外交の姿勢が強化されている。

機械設備やプラント開発については、重点分野を絞って世界トップレベルに照準を合わせた研究開発を推進することが謳われている。表 3.6.3の通り、発電設備、電力設備の技術分野が具体的に示されている。そのためこれら関連技術の海外からの技術移転が今後考えられる。

表 3.6.3 機械設備やプラント技術の発展に関する第11次5ヵ年計画より(発電設備、電力設備関連部分)

出典: 中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合。

原資料は第11次5ヵ年計画よりNRI作成

項目	内容
クリーンな発電設備の開発	100万kW級の原子力発電設備、超々臨界火力発電設備、コージェネレーション(発電と熱供給)発電設備、石炭のガス化プラント、大型水力発電プラント、揚水発電プラント、大型風力発電設備
超高压変電設備	50万V直流送電と75万V交流送変電設備の技術習得、100万V高压交流送電と80万Vの直流送変電設備の開発

c) 資源外交

中国政府は近年資源外交を積極化している。進め方としては、①アフリカを中心とする資源国との間でトップ会談を行い援助の内容・形態、援助額などについて合意する、②中国政府が中国企業に対し優遇融資をはじめとした支援を行う、③中国から労働者、設備、建設材料、プラント、エンジニアリング技術などを輸出し援助受入国の開発を行う、という一連の流れが形成されている。中国企業の利益や中国人労働者の給与所得などは最終的には中国政府への納税として還流し、開発された天然資源は中国企業によって輸入される。

例えば、中国政府は、資源を有するアフリカ政府と密接な関係をつくるために、2006年11月に北京でアフリカ48カ国の元首・首脳級を招き「中国・アフリカ協力フォーラム」を開催した。胡主席は同フォーラムでの演説の中で、中国・アフリカの戦略的パートナーシップを進めるため、対アフリカ援助額を2009年までに2006年の2倍に引き上げることを発表している。

2) 中国輸出入銀行による融資制度

a) 政府系金融機関

中国企業の海外進出を支援する政府系金融機関としては中国輸出入銀行と中国国家開発銀行がある。開発銀行は主に海外投資金融を行っているのに対し、中国輸出入銀行は輸出入金融を主業務としている銀行である(ただし海外投資金融も扱っている)。また、中国政府の対外援助及び外国からの援助資金の転貸業務を行うことの出来る唯一の銀行である。

中国輸出入銀行と中国国家開発銀行の違いとして、輸出入銀行は政策銀行であるのに対し、開発銀行は国の政策の影響をあまり受けずに融資先を決められる点が挙げられている。

b) 中国輸出入銀行概要

中国輸出入銀行は1994年に設立され、国務院に直接管理されている国家政策銀行である。中国輸出入銀行の本部は北京に設けられ、現在国内10箇所に支店、4箇所に事務所を設けている。海外では、南東部アフリカ代表所、パリ代表所、サンクトペテルブルグ代表所を設けている。

【中国輸出入銀行の主要な役割】

国家産業政策、対外経済貿易政策、金融政策、外交政策に基づき、中国の機電製品、セット設備、ハイテク製品の輸出入を拡大し、競争力の高い中国企業の海外工程の展開、海外への投資を推進、対外関係の発展と国際経済貿易の合作を促進するために、政策金融による支援を行う。

中国輸出入銀行は近年の業務量の拡大に伴い、資産・利益も大きく拡大している。中国輸出入銀行の資金原資は、金融債の発行(人民銀行が引き受ける)と優遇融資の補助に利用される政府の補助金となっている。

c) 融資メニューと融資条件

中国輸出入銀行の業務範囲は、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、優遇融資業務などである(詳細は表 3.6.4参照)。

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。サプライヤーズクレジットの案件は資源関係案件や大型プロジェクトが多く、対象となっている融資先は大型国有企業が多い。

企業の投資に対する融資(投資金融)も最近開始した。またプロジェクトファイナンスも行っているが、ヒアリングによると件数は非常に少なく、完了した案件はまだない。

融資条件については、OECDガイドライン金利を参考にしている。他の銀行と協調または並行融資を行う場合、他行と条件を揃える場合と、揃えない場合とがある。JBICとともに融資したベトナムの案件では、条件は別々に定めている。

表 3.6.4 中国輸出入銀行の融資メニュー

出典: 中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合。

原資料は2008年中国輸出入銀行業務紹介パンフレットよりNRI作成

サプライヤーズクレジット	<ul style="list-style-type: none"> ・設備輸出サプライヤーズクレジット ・ハイテク製品サプライヤーズクレジット ・一般機電製品サプライヤーズクレジット ・対外承包工程融資 ・境外投資融資 ・農製品輸出サプライヤーズクレジット ・文化製品とサービス(アニメ)サプライヤーズクレジット
輸出バイヤーズクレジット	
輸入融資業務	<ul style="list-style-type: none"> ・資源類輸入融資 ・技術設備輸入融資
船舶融資業務	<ul style="list-style-type: none"> ・船舶輸出サプライヤーズクレジット ・船舶輸出バイヤーズクレジット ・国内販売海洋船舶と海洋工程装備流動資金優遇融資
優遇融資業務	<ul style="list-style-type: none"> ・中国政府対外優遇融資業務 ・優遇輸出バイヤーズクレジット
外国政府や国際金融機構融資の転換融資業務	

i) サプライヤーズクレジット

サプライヤーズクレジットは企業が輸出向けに生産・調達(機電製品、フルセット設備、ハイテク製品)するための資金を融資するものである。中国の産業政策、経済貿易政策、金融政策、財政政策に沿って融資を行うことを中国輸出入銀行が明言している。

中国輸出入銀行によると、サプライヤーズクレジットの金利は人民銀行の基準金利を参考に状況に応じて調整しているとしており、レートは公表されていない。中国企業によると、サプライヤーズクレジットの金利設定はOECDガイドラインに沿ったものであるとのコメントがある一方で、「優遇サプライヤーズクレジット」を使用しているとしている企業もある。中国輸出入銀行はHPにて、サプライヤーズクレジットは優遇金利を使用する場合があると明記しているため、「優遇サプライヤーズクレジット」

ズクレジット」のスキームは、サプライヤーズクレジットの中に含まれていると推測される。優遇金利の輸出サプライヤーズクレジットの金利は人民銀行の最低貸出金利よりも 2～3 割低いケースがあるようである。

ミャンマー水力発電案件に対する優遇サプライヤーズクレジットの条件例を、以下に示す。

表 3.6.5 中国輸出入銀行の融資条件例

出典: 中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合、原資料はミャンマー電力省(MoEP)

プロジェクト名	容量 (MW)	燃料	建設期間	コントラクター	金額 (百万 USドル)	資金調達方法	頭金	延べ払い	据置期間	返済期間	金利
Paunglaung (機器)	280	水力	1996年-2005年	YMEC (中国)	160	サプライヤーズクレジット(中国)	7%	93%	5年	10年	2.75%
Paunglaung (採掘機器?)	同上	同上	同上	同上	10	サプライヤーズクレジット(中国)	5%	95%	2年	5年	
Mone	75	水力	1997年-2005年	CITIC (中国)	32	サプライヤーズクレジット(中国)	5%	95%	2.5年	7年	
Yeywa	790	水力	2001年-2009年	中国	200	政府自己資金+バイヤーズクレジット(200百万ドル、中国)				15年	3.00%

また、中国輸出入銀行によると、国別の融資限度額は今のところ設定されていないが、将来的には特定顧客に対する融資の金額や頻度を調整することも検討する可能性がある。年間融資額の目標や枠も現在では特に設けていないが、将来には年間融資額も定める可能性がある。

表 3.6.6 輸出サプライヤーズクレジットの融資対象、融資申請条件の詳細

出典:中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合。

原資料は)2008年中国輸出入銀行業務紹介パンフレットよりNRI作成

融資メニュー	融資範囲	融資対象	融資申請条件
設備輸出サプライヤーズクレジット	①海外で国際金融機関が融資して実施されるプロジェクトの国際公開入札で、中国企業が受注した案件で、中国製設備を供給する場合	①中国の工商行政管理部門へ申請・登録し、独立した法人資格を持つ企業	<ul style="list-style-type: none"> - 輸出企業である設備メーカーまたは代理輸出企業が輸出契約を執行する能力があり、財務状況は良好で融資返済能力がある - 輸出契約額が100万米ドル以上、又は前年度設備輸出契約実績が500万米ドル以上である - 輸入企業の実力、信用性が良好など
ハイテク製品サプライヤーズクレジット	①ハイテク製品を輸出する企業に対し融資を行う	①中国の工商行政管理部門へ申請・登録し、独立した法人資格を持つ ②ハイテク製品輸出経営権を持つ企業	<ul style="list-style-type: none"> - 輸出する製品が《ハイテク製品目録》に掲載されている - 輸出企業の財務状況が良好で融資返済能力がある - 輸出企業の毎年のハイテク製品の輸出額が300万米ドル以上 - 輸出企業は中国輸出入銀行に対し返済担保を提供する
一般機電製品サプライヤーズクレジット	①機電製品を輸出する企業に対し融資を行う	①中国の工商行政管理部門へ申請・登録し、独立した法人資格を持つ ②一般機電製品輸出経営権を持つ企業	<ul style="list-style-type: none"> - 輸出企業の財務状況は良好で、融資返済能力がある - 輸出する製品は《機電製品目録》に掲載されている - 輸出企業の毎年の機電製品の輸出額が500万米ドル以上など
対外承包工程融資	①中国企業が請負した案件で、国産設備、建設器具、材料、工程建設、技術の輸出を拡大できる案件に対し融資を行う。	①中国の工商行政管理部門へ申請・登録し、独立した法人資格を持つ ②対外承包工程経営権を持つ	<ul style="list-style-type: none"> - 輸出企業の財務状況は良好で、融資返済能力がある - 設備、材料、技術、労務の輸出額が契約額の中で占める割合が15%以上 - 契約額が100万米ドル以上で、前払い金額が契約額の15%以上 - 案件を請負した企業は対外承包工程の資格を持つ - プロジェクト実施国は政治、経済状況が比較的安定しているなど
境外投資融資	①海外の資源開発プロジェクト ②国内設備、技術、商品の海外輸出を拡大できるプロジェクト ③国内企業の製品開発能力をたかめられるプロジェクト ④国際市場を開拓し、企業の国際競争力を高められるプロジェクト(企業の買収、出資も含む)	①中国の工商行政管理部門へ申請・登録し、独立した法人資格を持つ ②中国企業の海外での子会社	<ul style="list-style-type: none"> - 経済的な実力、経営管理能力がある、財務状況が良好 - 投資案件の金額100万米ドル以上、うち自社の出資比率30%以上 - 投資プロジェクトは中国、投資先国の審査部から許可が下りている - 投資案件の将来性(利益率など) - 投資先国の投資環境が良好など

ii) 輸出バイヤーズクレジット

中国輸出入銀行の輸出バイヤーズクレジットは、中国製品・技術・サービスの輸出、または中国製品・技術・サービスの輸出拡大を行う案件に対し供与される。

中国輸出入銀行によると、従来はサプライヤーズクレジットが多かったものの、近年はバイヤーズクレジットが増えている。サプライヤーズクレジットの案件は資源関係案件や大型プロジェクトで多く、対象は大規模国有企業が多い。

【融資申請条件】

- ・ 資金の借り手は中国輸出入銀行が認可する企業・金融機関、輸入国の財政部、政府機関が認可した企業でなければならない。
- ・ 中国側輸出企業は独立法人であり、輸出資格を保有し、契約履行の能力がある。
- ・ 借り手の所在国の経済、政治状況は比較的安定している。
- ・ 借り手の信用状況が良好、返済能力を備えている。
- ・ 契約額が 200 万米ドル以上である。
- ・ 調達する製品のうち(金額ベース)、中国製品が占める割合が 50%以上、対外工程プロジェクトに関しては、中国製品、技術、設備、労務の輸出額の占める割合が 15%以上である。
- ・ 借り手は返済担保を提出する必要がある。

【融資条件】

- ・ 融資通貨は、一般的に米ドルあるいは中国輸出入銀行が認可できる通貨、場合によっては人民元での融資も可能である。
- ・ 融資金額として、船舶関連に関しては契約額の 80%以内、輸出、対外工程に関しては契約額の 85%以内である。
- ・ 融資期間としては原則 15 年以内であり、借り手は半年ごとに一定の金額を返済する。
- ・ 特殊な状況が発生した場合には均等払いではない返済方法も採用できる。
- ・ 融資金利は中国銀行が定めた金利を使用、固定金利あるいは変動金利を使用することが出来る。OECD が公布する CIRR を参照している。

iii) 優遇融資業務

優遇融資業務もまた 2 種類に分類されており、中国政府対外優遇借款業務と優遇輸出バイヤーズクレジット業務がある。中国政府対外優遇借款は中国政府が指示し、中国輸出入銀行が発展途上国政府に対して援助する性質をもつ中長期、低金利の融資である。優遇借款の融資期間は 25、30、40 年である。

優遇輸出バイヤーズクレジット業務は中国の国家政策、外交上の要請に応じて、重点国家との経済貿易の合作を推進するため、一定の優遇条件で供与するバイヤーズクレジットである。

表 3.6.7 優遇融資の詳細

出典:中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合。

原資料は 2008 年中国輸出入銀行業務紹介パンフレットよりNRI 作成

	中国政府対外優遇借款	優遇輸出バイヤーズクレジット
融資用途	<ul style="list-style-type: none"> - 借入国で経済効率、社会効率を向上できるような生産性案件に対して融資する。 - 基礎設備建設、社会福祉案件に対し融資する。 - 借入国が中国製の機電商品、フルセット設備、技術サービス、その他物資を調達する場合に対し融資する。 	<ul style="list-style-type: none"> - 中国の国家政策、外交の需要に合わせて、重点国家との経済貿易の合作を推進するために融資を行う。
融資管理	<ul style="list-style-type: none"> - 管理統括部門は中国商務部で、外交部、財政部は商務部を補佐する。 - 商務部は政策、計画の策定、優遇融資の枠組み協議を行う。 - 中国輸出入銀行は融資契約の署名、案件評価審査、融資、融資管理を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> - 中国輸出入銀行は、中国政府から授権された唯一の優遇バイヤーズクレジット業務を提供する事ができる銀行である。 - 中国輸出入銀行は融資契約の署名、案件評価審査、融資、融資管理を行う。
融資対象	<ul style="list-style-type: none"> - 借入国の財政部、特殊な場合は支援国が指定し、輸出入銀行が認可した金融機関、その他機構 	<ul style="list-style-type: none"> - 中国とその他発展途上国の経済合作を促進し、発展途上国の経済社会の発展を促進し、国民の生活を向上できる案件
融資条件	<ul style="list-style-type: none"> - 融資申請金額が 2,000 万人民币以上 - 金利と融資期間は政府間の協議で決定、融資期間は据置期間と返済期間に分かれる、据置期間中は利息のみを返済、返済期間は利息と元本を両方返済する。 - 利息は半年に 1 回計算、融資実行日から毎年の 3 月 21 日、9 月 21 日を固定利息支払日とする。 	<ul style="list-style-type: none"> - 金利と融資期間は優遇融資の協議で決定する。 - 融資期間は据置期間と返済期間に分かれる、据置期間中は利息のみを返済、返済期間は利息と元本を両方返済する。 - 利息は半年に 1 回計算、融資実行日から毎年の 1 月 21 日、7 月 21 日を固定利息支払日とする。
融資案件が備わっている具体的な条件	<ul style="list-style-type: none"> - 中国政府と借入国から認可されている。 - 借入国と中国は良好な外交関係をもち、政治経済が相対的に安定、返済能力を有している。 - 技術上実施可能な案件、借入国の経済発展計画に一貫性を持つ、経済発展、社会発展に効果がある。 - 案件の請負は中国企業とする、案件で必要とされる設備などは原則的に中国企業が供給する。 - 融資案件で必要とされる設備、材料、技術、サービスは優先的に中国から調達する、調達する設備のうち原則的に 50%以上を中国から調達する 	

具体的な優遇借款供与は、次のような流れで行われる。

まず借款申請は借入国政府が自国の発展計画及び発展戦略を基に、中国輸出入銀行または中国政府に案件候補リストを提示する。その際、①借款申請書、②借入国政府承諾書、③在借入国中国大使館経済商務処の発出した事業意見書、④プロジェクト・プロポーザル、⑤中国側・借入国側双方実施企業間の商業契約、⑥借入国政治経済及び社会状況に関する資料、⑦中国側・借

入国側実施企業の概要、⑧営業ライセンスの写し、⑨過去3年間の監査された財務諸表及び中国側企業の国内における実績状況報告書といった書類が必要である。実際に事業を行うのは中国側事業実施主体たる企業(建設企業もしくは輸出業者)であるが、企業が中国側事業実施主体となるための資格が必要と定められており、①中国商工行政管理部門に登録されている、②独立法人資格を持つ大・中型企業である、③営業管理、財務、資本、信用状況が良好であることが条件となる。

中国輸出入銀行は受理した事業に対して評価を行い、その結果を中国政府(商務部)に報告する。評価においては、①事業の目的、必要性、②技術的、財務的、経済的、社会的観点、③借入国のマクロ経済状況、債務返済能力、④事業実施主体の運営能力、財務体力、⑤中国側建設企業もしくは中国側輸出業者の資格及び過去の実績、といった見地から検討がなされる。

中国政府が借入国政府との間で政府間優遇借款枠組み合意を調印し、借款の用途、金額、貸付条件(借款期間、利率)等を決定する。

資金の効率的な利用を確保するために、中国輸出入銀行は事業の実施を監督し、事業の進捗状況に照らして貸付実施を行う。借入人は中国輸出入銀行に事業の進捗、資金の使用状況を報告し、現地実査に協力する。

事業完成後、借入人は完了報告書を中国輸出入銀行に対し提出する。借入人は借款契約の規定に基づき、元本を償還し利息を支払う。なお、特に天然資源については現物返済も認められている模様である。

d) 融資状況

輸出融資の合計融資額は近年増加傾向にあり、2007年の輸出サプライヤーズクレジット融資額は1,239億元に達した。2007年の輸出サプライヤーズクレジットの融資対象内訳を見ると、ハイテク製品、船舶輸出、対外建設コントラクターが大きな割合を占めている。また、2006年と2007年の輸出サプライヤーズクレジットの内訳を比較すると、2007年の海外投資項目が大幅に増加している。一方、2007年の輸出バイヤーズクレジットの融資額は、23.8億米ドルに達した。為替レートを6.8元/米ドルとして換算すると162億元相当となるため、中国輸出入銀行の融資額の約90%がサプライヤーズクレジット、約10%がバイヤーズクレジットと想定される。

中国政府による中国企業の海外進出支援策は、中国輸出入銀行を介した融資による支援が中心である。中国企業によれば、海外進出に関して中国政府からの融資以外の支援は特に受けていない模様である。また、大型国有企業は支援を受けやすいが、中小企業は支援を受けにくい。

中国企業が活用している融資メニューは、サプライヤーズクレジットとバイヤーズクレジットが殆どである。中国企業によると、その中には商業ベースのものと優遇ベースのものが存在し、一つの案件の中で組み合わせて活用するケースも存在するとしている。

一方、中国企業へのヒアリングからは政府の優遇借款を活用しているという声はあまり聞かれなかったとの報告もある。また、サプライヤーズクレジットとバイヤーズクレジットの割合で見ると、前

者が殆どを占めている。

これらのことから、案件国政府やプロジェクトオーナーに対する融資、すなわち政府優遇借款や、バイヤーズクレジット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い。また、日本企業からは中国企業の海外での競争力は、必ずしも中国輸出入銀行の融資を前提としたものではなく、コスト競争力を始め製品・サービスそのものの競争力が高まっていると見るべきとの声もある。とはいえ、中国はOECDに加盟しておらず、加盟国に比べ優遇的な条件で、融資を行っているのは事実であり、中国企業の海外進出の後押しをしていることは間違いないであろう。

企業ごとに活用する融資メニューが異なっている。リスクテイク以外に付加価値を発揮する機能を持つメーカー(製造機能=調達機能)、建設企業(建設機能)は、リスクを出来るだけ負いたくない。このため、バイヤーズクレジットの活用を志向する傾向が強い。一方で、大手商社は、メーカーや建設企業が取れない、取りたくない案件国のカントリーリスクやオーナーのリスクを積極的に取ることで、EPCコントラクターとなる事が出来る。このため、サプライヤーズクレジットの活用が多い。

また、中国の融資事業はSimple & quickと言われ、そのことも中国の海外での、特に需給が逼迫しているASEAN諸国などの電力案件での、競争力の一部になっているものと考えられる。

3) 各政府機関、業界団体と企業間の関係

中国企業の海外進出には中国政府、金融機関、業界団体が関与・支援している。

中国政府で中国企業の海外進出に関連する機関としては主に“中国发展改革委員会”と“中国商務部”、政府系金融機関としては主に“中国輸出入銀行”と“中国国家開発銀行(主に海外投資金融)”がある。業界団体としては“中国对外承包工程商会”と“中国機電製品輸出入商会”がある。

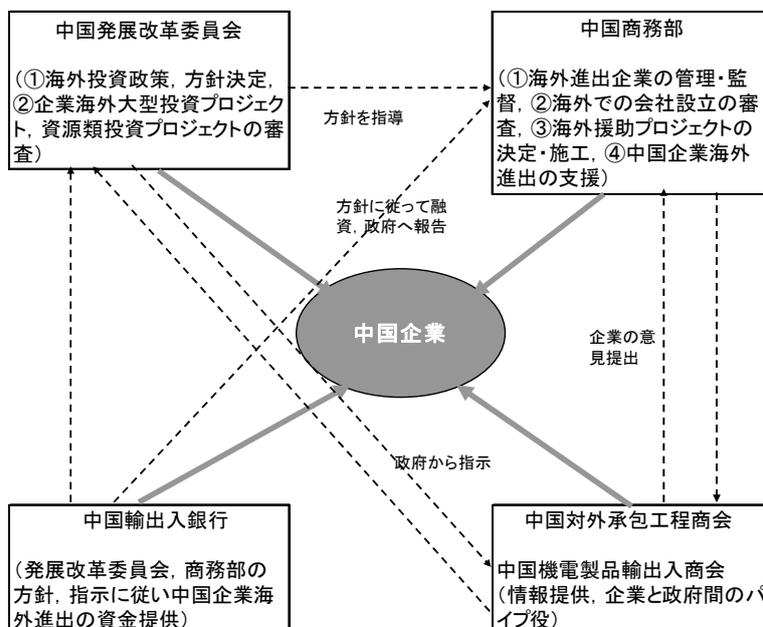


図 3.6.1 中国政府、金融機関、業界団体と企業との関係

出典: 中国エンジニアリング企業調査報告書、日本機械輸出組合。原資料は各機関 HP より NRI 作成

a) 中国政府機関の役割分担

【発展改革委員会】

発展改革委員会の利用外資境外投資司は海外での投資方針・政策を作成・公布し、また、中国企業の海外への大型投資案件、資源分野の大型投資案件の審査も行っている。

【商務部】

商務部対外援助司は対外援助方針を作成執行し、外国政府との対外援助に関する協議を行い、援助協定を結ぶ。また、援助プロジェクトにおける中国側参加企業の参加資格の審査や、援助プロジェクトの管理・監督も行っている。

商務部対外投資経済合作司は、対外投資、対外承包工程、対外労務合作や設計コンサルなどの対外経済合作業務の管理・監督を行い、国内企業による海外での企業設立を審査し(金融機関に対する審査を除く)、対外経済合作企業経営資格の審査も行っている。

b) 政府機関、業界団体の概要

【中華人民共和国発展改革委員会】

発展改革委員会は中国国務院に所属する部門であり、最も重要な役割は中国国民経済、社会発展の中長期戦略を策定、実施することにある。その役割のひとつとして以下が挙げられており、発展改革委員会は大型建設プロジェクト及び資源開発を含む海外大型投資プロジェクトの審査、許可、監督の権限を国務院から与えられている。

『重要な建設プロジェクト、生産力配置に関する計画策定、及び社会全体の固定資産投資規模や投資構造のコントロール目標の設定・実現のための政策・措置案の策定; 中央政府投資及び重大建設プロジェクトの企画・手配; 中央政府の財政資金を使用して実施される建設プロジェクトの手配、及び重要な建設プロジェクト、外資参画プロジェクト、国外で資源開発に関する大型投資プロジェクト、資源開発以外の大型投資プロジェクトに関する、国務院が規定した権限の範囲内における審査、許可、監査の実施; 国外から融資された建設資金の使用に関する監督・指導; 民間投資の方向性の引導; 外資の活用、及び海外投資戦略の企画立案、海外投資総量・構造の最適化のための目標設定と政策の提言・大型建設プロジェクトの監査に関する組織運営; 工程コンサル業の発展に関する指導。』

また、海外での建設に関連する投資戦略、企画、総量のバランスコントロールや投資構造の最適化目標、政策の提言も行っている。

国家発展改革委員会の機能別組織のうち、“利用外資境外投資司”が、以下のような海外大型建設プロジェクトの投資戦略の策定や投資に対する審査、許可を担当している。

- ・ 利用外資と海外への投資戦略、企画、総量コントロールや最適化の目標、政策を作成
- ・ 外国政府からの融資の利用計画、候補となる大型プロジェクトを選出
- ・ 外資投資大型プロジェクト、海外資源開発大型投資プロジェクト、その他大型プロジェクトの審査、許可

【中国商務部】

中国の商務部は、国内外貿易市場の発展を促進し、国内外貿易に関する発展戦略、方針、政策を策定して実施している。同時に対外経済協力、中国企業の対外投資、外資の対中投資を管轄する政府部門でもあり、中国企業の海外進出や海外におけるプロジェクト受注に大きな役割を果たしている。

中国商務部の主要な役割は下記となっている。

- ① 国内外貿易、国際経済合作に関する発展戦略、方針、政策を策定し、国内外貿易、国際経済合作や外資の中国への投資に関する法律法規、実施細則を策定する。
- ② 国内流通の発展計画を策定し、貿易流通体制の改革、都市農村での流通市場の育成、流通産業構造の調節などに関する意見を提出する。
- ③ 貿易流通市場の秩序ある運営に関する意見を提出し、健全、解放、公平競争、秩序のある市場体系を構築し、市場動向と商品供給状況に関して分析、監督する。
- ④ 輸出入商品の管理方法や輸出入商品リストを研究策定し、消費市場のコントロールや生産材料の流通を管理する。

【中国対外承包工程商会】

中国対外承包工程商会は1988年4月、中国商務部の許可の下に、非営利団体として設立された。国際工程、労務合作及び国際経済技術合作関連業務を行っている。当商会は同時に、国際商会中国国家委員会、(ICC)のメンバーでもある。同商会では以下の業務内容を行っている。

- ・ 国会の方針・政策、法律法規及び国際条例に基づき、業界規範を作成、更に業界の市場行為の規範化を図る
- ・ 中国及びプロジェクト実施国での会員企業による法律違反を監督する
- ・ 企業間の紛争調停ルールを策定し、会員企業間で紛争が生じた場合、同ルールに沿って紛争調停を行う
- ・ 不当な競争行為を調査、処分し、公平な競争を確保する。政府機関に対し奨励、処罰の意見を提出、正常な市場運営秩序を維持する
- ・ 会員企業の合理的な意見、要求を政府機関へ提出する
- ・ 政府機関に協力して法規、政策を作成する
- ・ 会員企業と政府機関との関係強化を図る

【中国機電製品輸出入商会】

中国機電製品輸出入商会は1988年7月に設立され、輸出入権を持っており、法人資格をもつ非営利団体法人である。現在会員数は8,000社である。同商会の役割は以下の通りである。

- ・ 会員と政府間の橋渡しを行い、政府機関に対し会員企業の要望を提出する
- ・ 政府に対し対外貿易政策を作成する際のアドバイスを行う
- ・ 銀行業、保険業、税関及び政府部門と合作し、会員企業向けに対外貿易、経済合作に関する多方

面の支援サービスを提供する

- ・ 各国の商工会議所、業界団体や在中国外国大使館商務部との関係を維持し、中国企業の貿易業務展開をサポートする
- ・ 会員に対し情報提供、意見交換の場を提供する

(以上、3.6項は、中国エンジニアリング企業調査報告書(日本機械輸出組合)に拠った。)

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、これらについて中国製の機器に懸念を持つ客先がいると言われている。これらの問題は公にはなっていないものの、客先の間では広く浸透しているようである。国際入札の評価においては、これらの実績海外プラントにおける不適合は表面に出ないため圧倒的な低価格により中国企業が優位となる可能性が高いが、実際に発電設備の運用・保守を預かる発電会社の客先としては、信頼性の高い欧米機器、さらに信頼性に加えてきめ細かい篤実なサービスを提供する日本企業の設備にしたいというニーズは高い。このような背景が、表面には出ないが中国企業の海外展開の阻害要因となる可能性はある。

応札時の性能については、中国メーカーは、価格差が大きいため無理をせず、またタービンメーカーの選択に対しても余地を残す目的で、高くないことがある。しかし低い性能は、圧倒的な価格競争力のため競争力上まったく問題とされないレベルにある。

設計の品質として技術文書、図面、取説、ナンバリングシステムなどについても日欧米の企業に比べて品質レベルの低さが指摘される場合があると言われている。

2) 海外(輸出)プラントの経験が少なく、手続きや国際商務対応に不慣れである。

・ 国際商習慣

国際競争入札の手続きや契約内容の解釈など、国際商務プラクティスに対応する柔軟性に欠ける面がある。

・ 国際レベルのドキュメンテーション

・ 海外プロジェクト管理能力

- 海外案件における、政治リスク、為替リスクなどのコントロール
- 契約から完工まで、の全体のコーディネーション(工程の後戻りが散見される)。

客先の要求する納期(工期)を維持するために必要な工程をアレンジする経験が不足している。

- ターンキーで受注するプロジェクトでは、例えばクリティカルパスメソッド工程管理の考え方など

- コーディネーターとなる人材、優秀なプロジェクトマネージャーの権限、意識

中国のエンジニア、スタッフは一般に若く、経験が浅い。しかし、一般に語学などは優秀で、また常に先進国からノウハウを貪欲に吸収しようとする姿勢があると言われている。また、非常に勤勉で、有事の際には深夜まで問題解決への労をいとわず、団結力も強いと言われている。ここに挙げられた中国企業の海外展開の阻害要因は、かつて日本が海外プラント進出時に遭遇した困難と同じものであるが、こうした人材により高度成長期の日本以上のスピードでこれらを克服していくものと考えられる。(韓国企業も同様であった。)

- ・ 国際標準、規格、仕様対応
- ・ 仕向け先国の事情、市場環境、具体的には政治経済情勢、市場構造、法律、税制などを把握することや、各国の基準・規格を理解し認証を取得すること、許認可申請手続きの理解、その他環境対策やCO₂排出量抑制対策などの要求水準と要求を満たすための方法等
- ・ 国際調達能力(中国国内以外からの)
- ・ 国際マーケティング、ニーズ発掘能力(日本の商社のような)
- ・ コミュニケーション、現地の事情に適した対応力
- ・ 現地工事、下請起業の管理手法

たとえば、中国国内においては、プラント設計、製造、建設が分業しているため、三大メーカーが主契約者となった場合は、発電メーカーは中国国内では設備の製作に特化していることから、工事・据付業者の管理経験が不足している場合がある。

3) 中国標準型番設計のため、多様な客先ニーズ、多様な燃料対応がむずかしい。

中国メーカーは、自社製品は価格が安くかつ近年は日欧米メーカーと比肩しうるスペックであるとして高い競争力を持つと自負している。しかしながら、中国国内市場では高い競争力を持つ中国メーカーであるが、海外市場向けの製品供給において、技術、品質面でも日欧米企業と互角に戦えるだけの競争力を持つまでには至っていない可能性が高い。欧米メーカーにとって、中国企業は主に中国国内市場向けに自社製品を展開するOEM生産の委託先であるため、中国メーカーに供与した技術は中国国内市場向けのものである。

このため、海外市場で求められるスペックが異なると、中国企業は十分に対応できない可能性がある。また、中国メーカーはこれまでほとんど国内対応であったため、300MW、600MWなどの標準型番設計であったといわれており、多種の客先ニーズが存在する海外プラントに対する最適設計への対応という点で柔軟さを欠いていると言われている。燃料についても中国炭対応の設備の経験がほとんどで、石炭以外の燃料や、多種石炭対応には技術上対応できにくいという難点がある。例えば、インドの石炭の大部分を点める Gondwana 炭は、硫黄分が少ないものの灰分が多く、石炭を焚いても灰の溶融に熱が奪われるため、中国等に比べて熱効率が低い。また灰分含有率が高

いため、火力発電所から排出されるガス中の煤塵が多くなる。燃料とする石炭の品質が中国よりも低いインドのような市場で求められるような、高効率、低環境負荷の設備を提供できるかどうかが中国企業にとって課題となるのではないかとされている。

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とそうでない国とがあると言われている。中国製品に対する信用が形成されていないことがある。化学プラントの例では、南西アジア、アフリカでは中国からの機器輸入が比較的認められているので、コスト競争力を発揮し易いと言われている。一方、中東や北米市場などでは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。サウジアラビアの案件で、プロジェクトオーナーが日本、韓国の製品は使って良いが、中国製は使わないとし、中国製でみとめられたものはスチールストラクチャーのみであった事例がある。国によって中国対応に差異が生じるのは、基本的には、調達資金に余裕が無い国々では初期投資額優先であり、資金に余裕のある国では工事品質や、長期的に見た信頼性と運転・保守コストを重視するためだと思われる。

ベトナムは中国製を受け入れている国であるが、ハイフォン石炭火力I (2 x 300MW) の場合は、2004年の入札時に東方が破格値を提示して単独で受注直前までこぎつけた。しかし、顧客はその圧倒的な価格競争力を評価しながらも、中国企業による(海外)発電所建設の経験不足を懸念し、建設実績の乏しい東方への単独発注の決断をためらった。その後再入札となり、海外工事のプロジェクトマネジメント能力を有する丸紅と東方とのコンソーシアムが受注した。タービンと発電機は富士電機製で、ボイラ関連設備、土木、据付工事を東方が担当した。結果的に信頼性が求められる主機のひとつである、タービンと発電機は日本製となった。

5) 技術提携上の制限

超々臨界圧機、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、技術提携契約上、海外輸出には制限がある可能性がある。また、例えば、詳細は明らかでないが、上海電気はSiemensとの間で、中国、ドイツ以外の第三国市場における案件受注の優先権について契約を交わしており、アジア市場は上海電気が優先的に受注できるとの話がある。

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

4.1.1 インドネシアの電気事業体制

現在の電気事業体制は、発電部門を国有電力会社 PT. PLN Persero(以下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。なお、PLN では分社化や事業部制を推進しており、発電子会社や特定地域で発送配電を担当する子会社を設立しているほか、各部門をビジネスユニット化(独立採算を意識した事業部制の導入)している。

また、地方電化に関しては、「協同組合・中小企業国務大臣府(SMEs)」の管轄下に、「村落協同組合(KUD)」と呼ばれる住民組織が全国に点在しており、PLNの電力系統から孤立した僻地において電力供給を実施している。

電力セクターに関わる行政組織としては、PLNを管轄するMEMRの他、PLNを所有・管理する「国有企業国務大臣府」、国家大の開発政策の策定や調整を担う「国家開発企画庁(BAPPENAS)」、原子力規制業務を担う「原子力規制庁(BAPETEN)」、原子力発電に関する研究・開発を行う「原子力開発庁(BATAN)」などが存在する。

図4.1.1.1 に電気事業体制を示す。

長年にわたり、唯一の電気事業者として、PLNが発送配電を一貫して行っていたが、1992年から発電部門にIPPが参入を開始している。PLNは1994年に政府100%保有の株式会社に移行すると共に、各部門の効率化を図るため、全国的な垂直統合から地域別の水平展開型事業部制に移行し、各地域に特化した分社化やPLNのビジネスユニット化を進めている。表4.1.1.1に各地域の発・送・配電・顧客サービス体制を示す。なお、競争地域の対象はジャワ・バリ地域とスマトラ地域であり、その他の地域は非競争地域になっている。2009年における子会社を含めた全体の従業員数は4万5千人である。

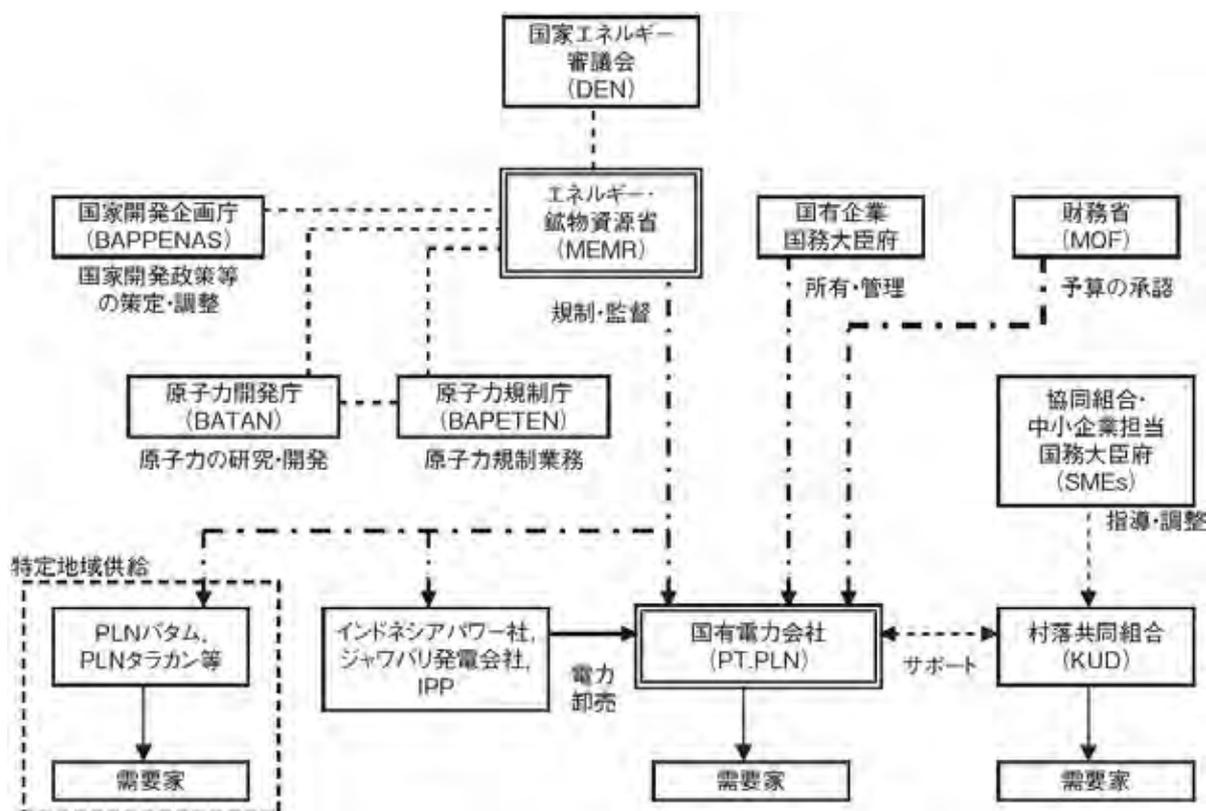


図 4.1.1.1 電気事業体制

出典:MEMR

表 4.1.1.1 各地域の発・送・配電・顧客サービス体制 出典:PLN

	ジャワ島・バリ島	スマトラ島	その他地域
発電	インドネシア・パワー社 ジャワ・バリ発電会社 IPP	北スマトラ発電 南スマトラ発電 IPP	9地域支店 [垂直統合型]
送電・給電	ジャワ・バリ送電・給電センター (P3B Jawa Bali)	スマトラ送電・給電センター (P3B Sumatra)	PT PLN バタム PT PLN タラカン [PLN子会社]
配電・顧客サービス	5配電事務所	7地域支店	

4.1.2 インドネシアの電力需給

電力需要は、「アジア通貨危機」などの影響により1998年に多少落ち込んだが、経済の回復に伴い上昇する傾向にある。電力供給の特徴としては、IPPや自家発電設備などからの購入発電量の増加が著しく、2009年においては国内供給電力量の約24%を購入電力量が占めている。図4.1.2.1に需給バランスを示す。

2009年におけるPLN(発電子会社を含む)の発電電力量(送電端)は1,154億kWhで、供給電力量は、発電電力量にIPPや自家発電設備からの購入電力量である362億kWhを加えた1,516億kWhである。また、供給電

力量から送配電損失量などの電力損失量170億kWhを差し引いた販売電力量は1,346億kWhとなっている。送配電損失率は、2003年に16.9%と増加傾向であったが、2004年以降には盗電対策の強化などにより減少傾向であり、2009年には9.9%まで改善している。



図 4.1.2.1 需給バランス

出典: PLN

PLN と発電子会社の発電電力量は、2000年の841.9億kWhから年率2.2%で増加し、2009年には1,206億kWhになっている。

2009年におけるPLN(発電子会社を含む)の発電電力量の割合は、水力6.6%(103億kWh)、汽力33.7%(529億kWh)、コンバインドサイクル22.1%(347億kWh)、ガスタービン5.5%(87億kWh)、ディーゼル6.6%(104億kWh)および地熱2.2%(35億kWh)となっており、残りの23.3%(362億kWh)はIPPや自家発電設備からの購入電力となっている。

販売電力量は増加の一途を辿っており、2000年の793億kWhから年平均伸び率6.1%で増加し、2009年には1,346億kWhと約1.7倍の規模に拡大している。その主な内訳としては、工業用が34.3%、家庭用が40.8%、商業用が18.4%となっている。

次に、PLNの需要家数の推移は、2000年の2,860万軒から2009年の4,012万軒へと年率1.4%と大幅に増加している。これに反して、工業用の需要家数はアジア通貨危機や政情不安の影響を受け2006年まで減少していたが、2007年以降は増加傾向に持ち直している。

最大電力についても増加傾向を示しており、2000年から2009年にかけて年率4.8%の伸びを示し、2009年は2,344万kWに達した。

需要想定は毎年更新されており、2008年6月現在、最新のものは2006年国家電力総合計画(RUKN2006)である。RUKN2006では、今後の経済成長率、人口増加率、地方電化率などを基に、2006年～2026年の20年間について需要想定を行っている。20年間の経済成長率を年率6.3%、2026年までの人口増加率を1.9%、2025年時点の地方電化率の目標を93%として試算し、2026年に販売電力量の目標を4,540億kWhと設定している。また、最大電力は2026年時点で7,607万kWと想定している。

4.1.3 インドネシアの火力発電設備と新規計画

図4.1.3.1にジャワ・バリ系統の主要発電所と500kV送電線を示す。

PLNと発電子会社の発電設備は、2000年の2,076万kWから2009年の2,564万kWへと増加しており、増加率は年率2.1%となっている。この需要増を支えてきたのが、IPPによる電源開発であり、2009年時点での設備容量は465万kWとなっている。これとは別に、従来はPLNによる電力供給信頼度が低かったため自家発電設備を有する事業者が多かったが、近年の供給信頼度上昇を受けて自家発電設備が減少する傾向を示しており、2003年の1,110万kWから2009年には591万kWへと低下している。なお、自家発電設備は、ジャワ・バリ地域とその他の地域(外島)で活用方法が異なっている。ジャワ・バリ地域では非常用として使用されるケースが多いのに対して、外島では常用として用いられている。

2009年におけるインドネシアの電源構成は、PLN(発電子会社を含む)設備が水力9.7%、汽力24.2%、コンバインドサイクル20.4%、ガスタービン7.1%、ディーゼル8.2%および地熱1.1%であり、残りの29.4%がIPPや自家発電設備となっている。次に、2009年におけるPLN(子会社を含む)の電源別の発電単価を見ると、水力139.5ルピア/kWh、汽力598.3ルピア/kWh、コンバインドサイクル739.8ルピア/kWh、ガスタービン1,422.7ルピア/kWh、ディーゼル2,696.5ルピア/kWhおよび地熱639.9ルピア/kWhとなっている(参考:1円≒100ルピア)。総合発電単価(767.8ルピア/kWh)に対して、石油系燃料を使用するガスタービンやディーゼルが高い水準となっている。

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、両方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。主な石炭火力発電所としては、Suralaya(340万kW)、Paiton(80万kW)、Tanjung Jati B(132万kW、民間と共同開発)があり、コンバインドサイクルにはGresik(158万kW)、Grati(46万kW)、Tanjung Priok(190万kW)、Muara Tawar(64万kW)、Muara Karang(123万kW)などがある。また、主な水力発電所としては、Saguling(70万kW)、Cirata(50万kW)があり、地熱発電所は、Kamojang(11万kW)、Salak(17万kW)などがある。

スマトラ地域は、送電系統が北部、中部、南部の3つの系統に分断しており、北部系統は水力とコンバインドサイクル、中部系統は石炭火力と水力、南部系統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いる。主な石炭火力には、Bukit Asam(南部、19.5万kW)、Tarahan(南部、20万kW)、Ombilin(中部、10万kW)があり、コンバインドサイクルには、Belawan(北部、82万kW)がある。

次に、2006年におけるIPPの地域別発電設備容量はジャワ・バリ地域、スマトラ地域、スラウェシ地域およ

びBatam島の4地域にあるが、設備容量の85.9%がジャワ・バリ地域に存在する。ジャワ・バリ地域では、石炭火力、コンバインドサイクルおよび地熱発電所が稼働している。スマトラ地域では、コンバインドサイクルが、スラウェシ地域では、コンバインドサイクル、ディーゼル、小水力が、さらにBatam島では石炭火力がそれぞれ稼働している。

2006年におけるIPPの電源構成は、石炭火力78.0%、コンバインドサイクル14.3%、ディーゼル1.0%、地熱6.6%および小水力0.1%であり、石炭火力の割合が大きくなっている。

主なIPPとしては、Paiton 1(石炭火力、123万kW)、Paiton 2(石炭火力、122万kW)、Cilacap(石炭火力、60万kW)、Cikarang(コンバインドサイクル47.4万kW)、Salak(地熱、16.5万kW)、Drajat(地熱、7万kW)などがある。

2008年にエネルギー鉱物資源省(MEMR)が作成した2027年までの20年間における需要予測などの総合的な電力開発計画を示した「電源開発計画(RUKN2008)」に基づき、PLNが「電力供給事業計画(RUPTL2010)」を作成し、その中で2010年から2019年まで10年間の電力地域ごとの個別の電源開発計画を示している。

RUPTL2010によれば、電力需要増加率は年平均9.2%と予測しており、2019年までにPLNおよびIPP開発分を合わせて、水力555.0万kW、汽力3,269.7万kW、コンバインドサイクル699.7万kW、ガスタービン392.5万kW、ディーゼル32.5万kWおよび地熱599.0万kWが開発される計画となっている。

表4.1.3.1にインドネシアにおける発電設備増強計画を示す。

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、現在、「10,000MW開発加速(クラッシュ)プログラム」を実施している。これは大統領令2006年71号に基づき、石油依存を軽減するため、4,500kcal/kg程度の低品位炭を利用して、2009年までに石炭火力発電所を合計1,000万kW増強するプログラムである。そのうちジャワ・バリ地域で690万kW、その他の地域で310万kWを建設する予定である。契約した企業は、ほとんど中国企業である。本プログラムによる電源開発が功を奏し、逼迫する電力需給の状況は、工場等に行っていた一部の負荷制限が中止になるなど、徐々に緩和されてきてはいるが、中国等からの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、大統領令2010年4号により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としている。

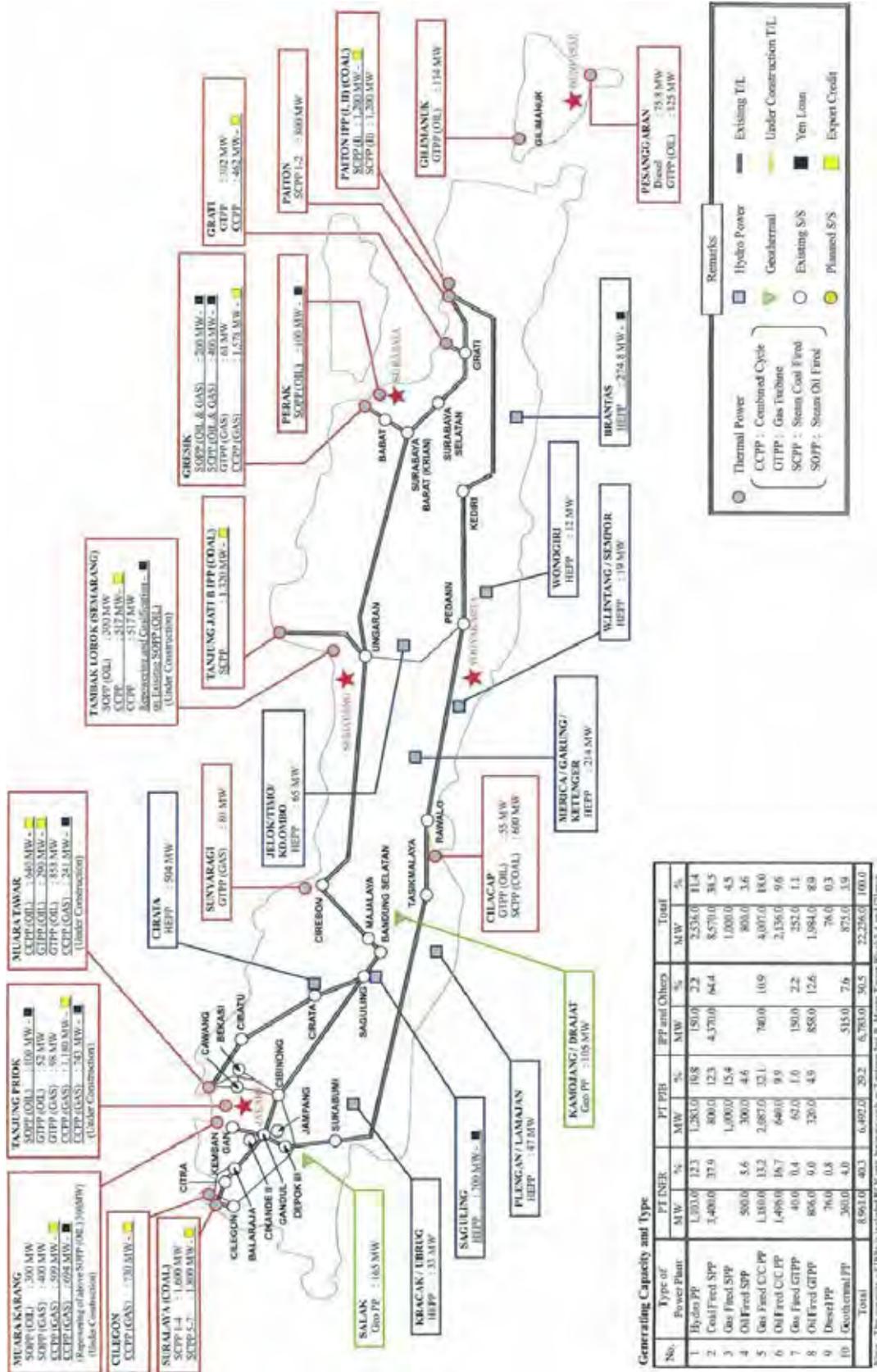


図 4.1.3.1 ジャワ・バリ系統の主要発電所と 500kV 送電線

出典: PLN

表 4.1.3.1 インドネシアにおける発電設備増強計画 出典:RUPTL2010-2019

種別	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	合計
PLNによる開発分 (MW)											
汽力	3,291	4,090	834	1,479	2,203	110	1,200	200	7	3,007	16,421
地熱	10	55	78	143	203	20	23	3	20	20	575
コンバインドサイクル	194	820	393	350	240	-	700	1,500	2,250	-	6,447
ガス	105	-	225	50	-	65	235	800	1,065	1,280	3,825
ディーゼル	11	14	12	48	44	42	34	16	33	50	303
小水力	14	6	6	14	8	4	5	8	1	-	66
水力	-	-	10	300	1,000	65	103	715	1,311	818	4,321
計	3,625	4,985	1,558	2,384	3,698	306	2,299	3,242	4,686	5,175	31,958
IPPによる開発分 (MW)											
汽力	26	891	2,649	1,703	2,212	2,160	2,550	1,930	1,410	745	16,276
地熱	-	3	178	857	2,450	50	330	392	510	645	5,415
コンバインドサイクル	290	110	30	-	120	-	-	-	-	-	550
ガス	10	10	80	-	-	-	-	-	-	-	100
ディーゼル	-	22	-	-	-	-	-	-	-	-	22
小水力	25	31	91	42	6	2	1	1	1	-	201
水力	180	195	-	-	157	90	310	30	-	-	962
計	531	1,262	3,028	2,601	4,945	2,302	3,191	2,353	1,921	1,390	23,525
PLNおよびIPPによる開発分 (MW)											
計	4,156	6,248	4,586	4,985	8,643	2,608	5,490	5,596	6,607	6,565	55,484

日本とインドネシアの二国間協力の枠組みとしては、2000年から日尼エネルギーラウンドテーブル、そして2009年から日尼石炭政策対話が実施されており、その内容は下記のとおりである。

- 2010年3月の政策対話では、今後埋蔵量が膨大で開発が進んでいない低品位炭のクリーンな利用促進にむけて、日尼両政府が協力して行くことが確認された。
- JCOALは低品位炭の有効活用に向けてインドネシア石炭協会と協力協定を締結。今後事業化へ向けての基盤整備と関係機関とのネットワーク形成に努める。
- 石炭改質に関しては石炭改質技術開発実証プロジェクト(UBC)が順調に進行。燃焼試験、生産からエンドユーザーまでの経済的価値のFSを実施中であり実用化を目指す。
- 低品位炭からSNGを製造する技術調査、及び低品位炭の高度利用に向けた利用モデル調査が東カリマンタン、南スマトラを対象地域として実施。
- JCOALは3月ジャカルタで開催されたCCTセミナーに参加し、石炭利用技術に関して生産者である炭鉱関係者やユーザーとなる電力、肥料、石油などの会社幹部と環境にやさしい石炭利用促進について意見交換した。
- HWT、TIGARなど低品位炭のクリーンな利用に向けての実証・普及事業が進行中である。
- インドネシアは褐炭の埋蔵量が多いことから、褐炭を利用する技術開発が活発に行われている。
- UBC(Upgrading Brown Coal)の技術開発の実証試験が、日本とインドネシアの協力において実施され

ているが、そのほかにも下図に示したように、褐炭を使った CWM(Coal Water Mixture)の技術開発のほか、褐炭ガス化によるアンモニア及び肥料の製造技術の開発や、褐炭の液化技術の開発が実施されている。

2億3千万人の人口を抱え年率6%超の経済成長が見込まれるインドネシアでは、毎年9%程度伸びるとみられる電力需要をどう賄うかが大きな関心事である。PLNは2010年9月に電力供給事業計画を発表、2019年までの10年間で55GWの新規電源を開発することを打ち出した。同計画では、新規開発の約4割を民間資金による独立系発電事業者(IPP)事業にする方向である。日本企業は同国を有力な電力プラント輸出先と位置付けてきたが、発電所ごとに会社を設立するIPP方式が1990年代に導入されたのを受け、事業投資を通じた経営参加にも乗り出し、現在では、東京電力、三井物産、住友商事、丸紅が同国でIPPの株式を保有する。今年3月に邦銀などによる協調融資契約が調印されたパイソン火力発電所増設プロジェクトでは、三井物産が高効率の超臨界圧ボイラなどの機器を納入し、東電とともに建設・運営する。同国では今後も大型石炭火力発電案件の入札が予定されており、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。中国勢などは価格の安さなどを武器に攻勢をかけているが、インドネシアは2020年までに温暖化ガスの排出量を、対策を施さない場合に比べ、26%削減する自主目標を掲げており、石炭発電でも高効率が求められる。日本はこの点を突破口に、省エネ技術と長期の公的資金支援を組み合わせ、事業全体の費用が相対的に安くなる点を訴えることが重要である。発電に必要な原料の供給、環境に配慮した発電所の建設や運営、そして発電した電気を供給する送電網の整備という、川上から川下に至る総合的な電力事業を同国政府に提案することも必要だ。経済産業省は中央カリマンタン州での石炭輸送鉄道事業に関する事業化調査を支援した。こうした取り組みを活用しながら、同国の旺盛なインフラ需要を日本企業が取り込める環境づくりを進めるべきと考えられる。

4.1.4 インドネシアでの各国企業の受注状況

インドネシアの火力発電設備の各国企業の受注状況を、情報収集が可能であった範囲で以下の表に示す。(各発電所について記載してある内容は全体の一部であり、全ての関連企業を掲載したものではない。)

表 4.1.4.1 インドネシアにおける各国企業の受注状況 出典: Power Plant around the World、他

プラント	設備容量 (MW)	ボイラ、タービンメーカー	EPC	備考
Bukit Asam #1~4	260 (4 x 65MW)	GEC-Alstom (T/G), Stein (Boiler)	GEC-Alstom	石炭
Cilacap #1~2	600 (2 x 300MW)	Dongfang	Chengda Engineering , Southwest Electric Powewr Design Institute	石炭

プラント	設備容量 (MW)	ボイラ、タービンメーカー	EPC	備考
Labuan	630 (2 x 315MW)	Dongfang	中国達成工程公司 (Chenda) / Truba Jurong, Dongfang, 設計は西南設計院	石炭
Indramayu #1～3	990 (3 x 330MW)	Beijing Beizhong(T/G), B&W Beijing(Boiler)	China National Electric Equipment Corp.	石炭
Suralaya #8	625	Shanghai	中国技術進出公司 (CNTIC)/Rekayasa	石炭
Lontar	630 (2 x 315MW)	Dongfang	Shanghai Electric Corp?/Dalle Energy	石炭
Pelabuhan Ratu	1050 (3 x 350MW)	Shanghai	Shanghai Electric Corp/Maxima Infrastructure	石炭
Rembang	630 (2 x 315MW)	Dongfang	Zelan Holding (マレーシア)/Priamanaya	石炭
Pacitan	630 (2 x 315MW)	Dongfang	Dongfang /Dalle Energy	石炭
Paiton #9	660	Harbin	Harbin 動力設備 / MSH Energy, 設計担当は中南設計院	石炭
Awar-awar	600 (2 x 300MW)	Harbin	中国達成工程公司 (Chenda) / 中国電工設備総公司(CNEEC) / Penta Adi Samudera, Dongfang	石炭
Omblin #1～2	300	GEC-Alstom (T/G), Stein (Boiler)	GEC-Alstom , Cegelec, Lahmeyer	石炭
Paiton	800 (2 x 400 MW)	東芝(T/G), ABB (Boiler)	Sargent & Lundy , Hyundai	石炭
Paiton I	1230 (2 x 615 MW)	GE (T/G), ABB (Boiler)	Duke/Fluor , TEC , B&V	石炭: IPP: 三井物産, 東京電力も出資
Paiton II	1220 (2 x 610 MW)	Siemens (T/G), ABB (Boiler)	Duke/Fluor , TEC , B&V	石炭
Paiton III	815	三菱重工		石炭: IPP: 三井物産, 東京電力も出資
Suralaya #1～7	3400 (4 x 400 MW 3 x 600 MW)	三菱重工(T/G), B&W Canada (Boiler)	丸紅, Montreal Engineering, B&V	石炭
Tanjung Jati-B	2640 (4 x 660 MW)	東芝(T/G), B&W, 三菱重工 (Boiler)	Bechtel	石炭:IPP:Central Java Power,住商出資
Tarahan #1,2	200 (2 x 100 MW)	富士電機(T/G), Alstom (Boiler)	丸紅	石炭
Asam-Asam (Banjarmasin)	130 (2 x 65 MW)	東芝(T/G), Mitsui-Railay (Boiler)		石炭

プラント	設備容量 (MW)	ボイラ、タービンメーカー	EPC	備考
Asam-Asam (Banjarmasin) 増設	130 (2 x 65 MW)		中国	石炭
Cirebon	660		Doosan	石炭:IPP:丸紅, 韓国企業
Gresik #1~4	600 (2 x 100 MW, 2 x 200 MW)	東芝(T/G), IHI(Boiler)	東芝	Oil, ガス
Muara Karang #1~7	700 (3 x 100 MW, 2 x 200 MW)	三菱重工	B&V	Oil, ガス
Gresik CC	1578	三菱重工	三菱重工	CC
Muara Karang CC	509	GE		CC
Muara Karang CC (Repowering)	740	三菱重工	三菱重工	CC
Muara Tawar Block 1 CC	660	Alston(ABB)		CC
Muara Tawar Block 2 GT	290 (2 x 145 MW)	Alston(ABB)		GT
Muara Tawar Block 3, 4 GT	900 (6 x 150 MW)	Siemens		GT
Muara Tawar CC	241	Alstom	丸紅-Alstom	CC
Tanjung Priok CC	1180	ABB (GT,ST) , CMI(HRSG)		CC
Tanjung Priok CC (New)	740	三菱重工	三菱重工	CC
Betra GT	70 (3 x 23.3MW)	日立	千代田	GT
Grati CC	924MW (2 x 462MW)	三菱重工, Siemens (T/G), CMI(HRSG)		CC
Samarinda CC	60	Rolls-Royce, WH Allen, Peebles	Rolls-Royce	CC
Sengkanga CC	150	ABB(GT,ST, HRSG)	ABB	CC
Tambak Lorok CC	1160	GE(GT,ST), Biro(HRSG)	B&V, 住友商事, 間組	CC
Kamojang #1~3	140 (30MW, 2 x 55MW)	三菱重工	三菱重工	地熱
Kamojang	63	富士電機	富士電機	地熱
Darajat #1~3	55, 81, 110MW	三菱重工	三菱重工	地熱
Salak #4~6	165 (3 x 55MW)	富士電機	富士電機	地熱
Wayang Windu #1,2	110, 117	富士電機	富士電機	地熱
Lahendong	20	Alstom	Alstom	地熱

情報収集が可能であった範囲では、石炭火力では第一次クラッシュプログラムでの中国企業がその大部分を受注した結果、日本メーカーと中国メーカーのタービンの出力ベースのシェアはそれぞれ約 4 割と、同等になった。第一次クラッシュプログラムでは、中国メーカーは上海が少し少ないが、3大メーカー(東方、Harbin、上海)ではほぼ受注を分け合った形となっている。日本メーカーでは東芝と三菱重工が4,000MW超納めている。欧州メーカー(GEC-Alstom、Siemens)は約 1 割、米国(GE)、韓国(Doosan)がそれに続いている。

以上はタービンのシェアであるが、石炭焚きボイラでは Stein、ABB、B&W、Alstom などの欧米企業が約 5 割を占めている。ちなみに、第一次クラッシュプログラム以前は、タービンの出力ベースのシェアは日本企業が 6 割を占めており、中国企業のシェアは 1 割以下であった。

コンバインドサイクル、ガスタービンの市場では、出力ベースで日本企業(三菱重工)が約 4 割、欧州企業の Alstom(ABB)が約 3 割、GE と Siemens が各々 1.5~2 割のシェアとなっている。HRSG では CMI、Biro などの欧州企業も納入している。コンバインドサイクル、ガスタービンの市場には、中国企業、韓国企業は EPC パッケージャーとしても進出していない。

地熱発電設備は、インドネシアはアジアではフィリピンに次ぐ設備容量を持ち、今後の開発も期待されているが、三菱重工、富士電機などの日本企業が大きなシェアを占めている。

今後の石炭火力では日、中、欧、米、韓の各企業が、受注にしのぎを削ることになると思われる。電力会社や商社による IPP 事業参画も続く可能性が高い。第一次クラッシュプログラムで圧倒的な価格競争力によりシェアを拡大した中国企業が、その建設過程で客先の評価を落としていると伝えられており、それが今後の受注にどのように影響するかが注目される。日本企業としては、強みと言われている、高効率、高品質、高信頼性、少ない性能、稼働率などの経年劣化、高い運用・保守ノウハウなどが、低い価格競争力をカバーしてどれだけインドネシアの客先の評価を獲得できるかが受注の鍵となるであろう。

コンバインドサイクルは、今後も、欧米企業と日本企業で受注を争ってゆくことになろう。EPC パッケージャーとして、あるいは、HRSG、蒸気タービンなどの機器供給者として、中国企業、韓国企業が出てくる可能性もある。

地熱発電の開発は、インドネシアでは注力されており、第二次クラッシュプログラムの案件にも多く含まれている。この分野は今後も引き続き日本企業が、経験、技術の面から優位性を保つものと思われるが、日本企業同士の過当な競合も懸念される。

4.1.5 インドネシアの送配電設備と新規計画

インドネシアは島嶼国家であるため送配電系統は島(地域)単位で構成されている。ジャワ・バリ系統については、1999年に東西約1,000kmを結ぶ500kV送電線(北回りルート:送電容量180万kW)、2006年に南回りルート(送電容量120万kW)が完成している。

ジャワ・バリ系統は、北側沿岸に多くの火力発電所が存在しており、ジャワ島の東端(スラバヤ市近郊)と西端(首都ジャカルタ近郊)に大規模火力が設置されている。なお、首都近郊にはスラヤ石炭火力やムアラカラン火力などが、スラバヤ市近郊にはパイトン石炭火力などの他、パイトン1、パイトン2といったIPPが存在する。なお、電力需要地は、東側のスラバヤ市を除くと西側地域に偏っており、ジャカルタ近郊にある中規模発電所の多くは、ピーク対応(17時~20時)となる。

スマトラ地域は北部と南部が150kV送電線で連系されたが、カリマンタン地域は東部、西部および南部に、またスラウェシ系統では北部と南部に分断されている。

上記以外の地域では、特定開発地域としているバタム島に150kV系統が存在するが、他の地域では送電系統がなく、孤立した配電系統により電力供給が行われている。

2009年における全国の送電線の電圧別・回線延長は、500kVが5,092km、275kVが1,011km、150kVが24,192km、70kVが4,642km、30kV以下が12kmである。

配電電圧には、高压に20kV、12kVおよび6～7kVが使用され、低压に220/380Vが使用されている。以前は、低压で127/220Vを使用している地域もあったが、現在では220/380Vに統一されている。ジャワ・バリ地域では、主に20kVと220/380Vが使用されているが、その他の地域では高压配電線の電圧が統一されおらず、スマトラ地域では20kV、12kVおよび6～7kVが、カリマンタンやスラウェシ地域では、20kVと6～7kVが使用されている。

2009年における全国の配電線・回線延長は、20kVが26万5,365km、12kVが2,969km、6～7kVが278kmおよび220/380Vが37万kmである。

4.1.6 インドネシアの再生可能エネルギー開発状況

表4.1.6.1に再生可能エネルギーの開発状況を示す。エネルギー政策では、石油価格の高騰やCO₂削減などの環境対策に配慮するため、石油などの化石燃料の使用抑制を織り込み、その代替策として、環境にやさしい再生可能エネルギーの推進を計画している。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、そのほとんどは未開発である。

2006年1月に制定された「国家エネルギー政策に関する大統領令2006年5号」では、2025年までにエネルギー弾性値(エネルギー利用効率:エネルギー消費の伸び率/経済成長率)を1未満にし、2025年の再生可能エネルギーの割合を15%(バイオ燃料5%、地熱5%、他)に増加する目標を掲げた。

表4.1.6.1 再生可能エネルギーの開発状況 出典:火力原子力発電

エネルギー種別		未開発量(MW)	既開発量(MW)
水力発電	大・中規模	75,000	4,200
	小規模	459	54
地熱		20,000	812
バイオマス		50,000	302
太陽光		-	5
風力		-	0.5

また、2007年8月に制定された「エネルギーに関する法律2007年30号」では、新・再生可能エネルギーの開発・利用に関するインセンティブの付与が規定された。なお、同法では、省エネルギーに対するインセンティブについても規定されている。

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

4.2.1 フィリピンの電気事業体制

フィリピンでは、1980年後半から続いた電力不足とNPCの資金難に対処するため、アジア地域で最も早く1993年にIPPの導入を開始したが、供給力確保を重視しすぎたため、結果として電力コストを高騰させたばかりでなく、NPCの財務状態も悪化させた。このため、政府は電力改革に向けた法整備を開始し、2001年6月26日に「電力産業改革法(EPIRA)」が成立した。この電力産業改革法の目的は、①電力公社の負債を返済するために、その資産を民間に売却すること、②電力市場への競争原理の導入により、電気料金水準の適正化を目指すことにある。また、EPIRAによりNPCの資産と負債を管理する電力部門資産・負債管理会社(PSALM:Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation)が設立され、PSALMは移管された発電設備を民間に売却し負債の返済を進めることとなった。

このEPIRAの施行により、これまで発送電部門を独占してきた電力公社の送電部門は、送電公社(TRANSCO:National Transmission Corporation)として分社化された。これにより発電事業はNPCとIPP、送電事業はTRANSCOにより行われることとなった。なお、IPPには、NPCとPPA(Power Purchase Agreement)を結んだIPP(NPC-IPP)とPPAを結んでいないIPPが存在する。

NPCの発電資産は、当初2004年6月までに系統内の70%を民間に売却予定であったが、度々の売却スケジュールの変更などにより遅れが発生していた。しかし、順次売却が進められ2010年3月時点でミンダナオ系統を除くNPCの発電設備容量の83%にあたる364.7万kWの売却が完了している。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(SPUG:Small Power Utilities Group)」を主な事業として行っていくことになっている。

また、TRANSCOの送電事業権については、2007年1月に25年間の送電事業権の入札が行われ、フィリピンと中国のコンソーシアムが落札し、National Grid Corporation of Philippines(NGCP)が設立された。NGCPは、フィリピンのモンテオログループなどが60%、中国の国家电网会社が40%出資している、フィリピンと中国の合弁企業であり、2009年1月には、事業権を取得し営業を開始している。現在、TRANSCOはNGCPの事業運営の監督や送電資産の管理などを実施している。

さらに、電力改革の一環として、2006年6月23日にルソン地域に「卸売電力スポット市場(WESM:Wholesale Electricity Spot Market)」が開設された。なお、WESMはビサヤス地域への導入も計画されている。

配電部門は発送電部門とは異なり、国内最大のメラルコ社(MERALCO:Manila Electric Company)に代表される10社程度の民間事業者と、120にも及ぶ規模が小さい電化協同組合(EC:Electrification Cooperative)により構成されている。

図4.2.1.1に電気事業体制を示す。

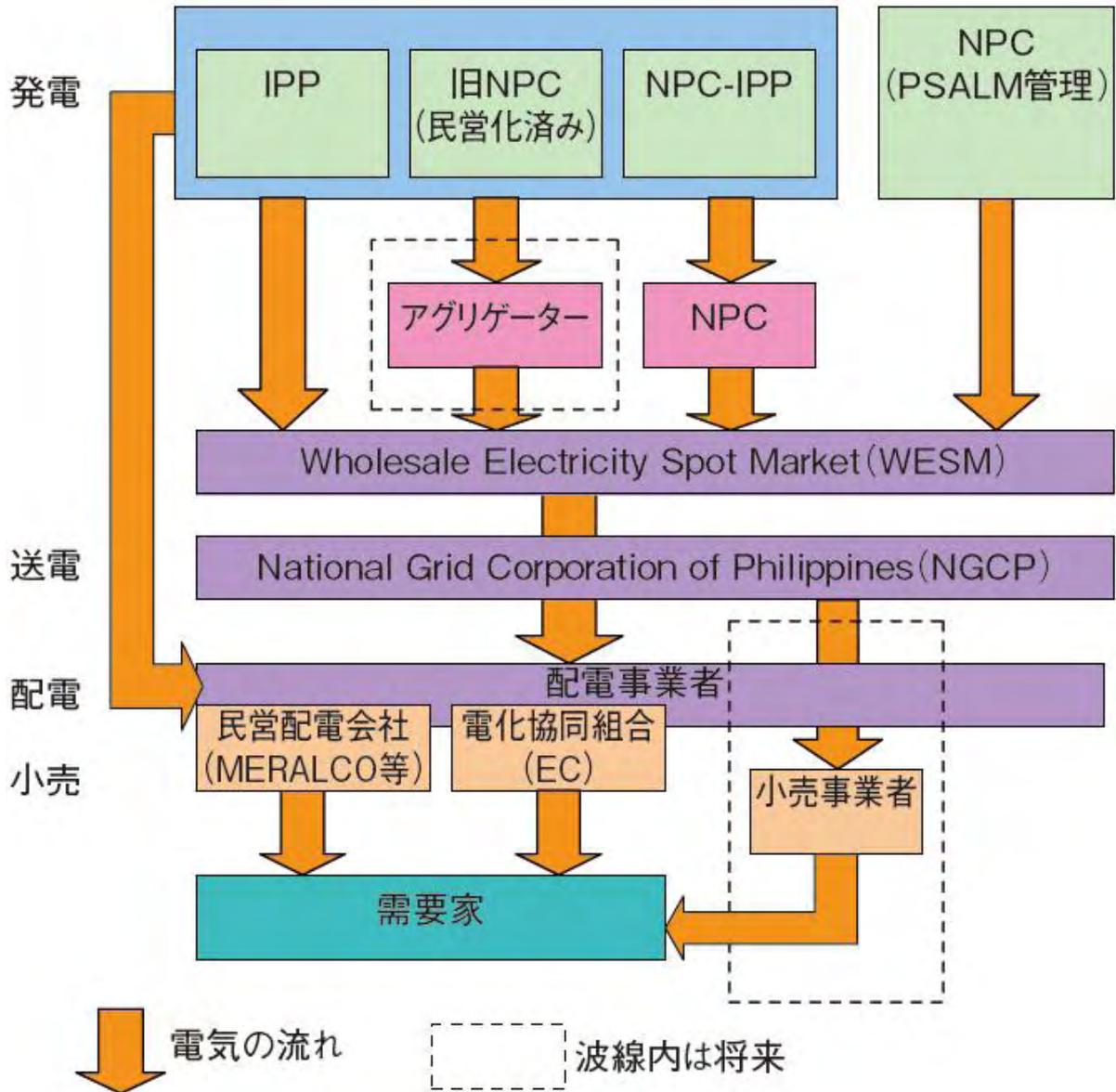


図 4.2.1.1 電気事業体制

出典:火力原子力発電

エネルギー省(DOE)について次に示す。

「エネルギー省(DOE:Department of Energy)」は、前身である「石油省」の権限を引き継いで 1976 年に設立された。「エネルギー省」はアキノ政権時代には廃止されていたが、ラモス政権下の 1992 年 12 月に制定された「DOE 法」によりその権限が復活された。同法により、「エネルギー省」はエネルギー開発と利用について管理監督する権限を与えられた。EPIRA 施行後は、「エネルギー計画」に加え「電源開発計画」の策定も行っている。

電力公社(NPC) について次に示す。

NPCは、1936年に設立された政府所有の機関である。設立以来、長年にわたって送電部門を独占して

いたNPCは、EPIRAの施行により、その資産を民営化することとなった。これにより、発電所の運営を担うNPC、送電設備の運営を担うTRANSCOおよび発送電資源を管理するPSALMが生まれた。従って、NPCは民営化までの期間の既存発電所の運営と、「小規模発電事業(SPUG: Small Power Utilities Group)」による送配電系統から遠く離れた地域(ミッシヨナリー地域)の電化の役割を負っており、同地域以外の新規電源開発は行えないことになっている。

なお、最終的には SPUG エリアの発電設備も民間に売却される計画である。

送電公社(TRANSCO) について次に示す。

TRANSCO は、EPIRA 施行以前の旧 NPC から送電部門を分社化して役立され、2003 年より独立して事業運営を行っているフィリピン唯一の送電会社であると共に、総資産 20 億米ドルを持つ国内で最も大きい会社の一つである。

TRANSCOは、送電設備の「建設計画」、「建設工事」、「維持管理」などを担う他、中央給電指令所を所有し系統運用を行っている。TRANSCOが所有する送電系統には「グリッドコード(系統規約、Philippine Grid Code)」を満たせば誰もがアクセスすることが認められている。

TRANSCOの民営化も構造改革の一環であり、送電資産の所有はTRANSCOに帰したまま「送電事業権」(設備の維持管理・拡張および資金調達等)が民間に移譲される。

電気事業改革動向については、NPC発電資産の売却、送電公社(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。

NPC 発電資産の売却について次に示す。

資産売却の実務を担うPSALMは、当初、市場性の高い発電所と低い発電所を組み合わせ、6つにグループ化して資産売却する計画であった。しかしながら、1グループの規模が大きくなり売却が思うように進まないことから、大半の発電所が個別に入札されることとなった。また、EPIRA発行時点では、2004年6月(施行後3年以内)までにNPC資産の70%を売却する計画であったが、度々の売却スケジュール変更により、2006年2月に公表されたPSALMの売却計画では「2008年6月までにルソンとビザヤスの運転発電設備容量の70%を売却する」と変更された。なお、70%という売却の基準は、競争市場導入時におけるNPCの寡占を防ぐために設定された。

EPIRA施行当初において売却が進まなかった理由としては、入札手続き細部の調整の遅れ以外にも、発電電力取引を保証するTSC(Transition Supply Contract)が付かない案件があることや資産移管に際して国際協力銀行(JBIC)などの債権者の同意が得られていなかったことが挙げられた。

こうした中、PSALM は、国内最大の配電事業者である MERALCO との間で結んだ 5 年間の TSC(2006 年 11 月)を売却発電所に付与することや、また、2007 年 9 月までには 3 大債権者(アジア開発銀行、世界銀行、国際協力銀行)全てから包括的な資産移管の承認を得ることで、資産売却に弾みをつけた。

これより2006年以降は大規模発電所の入札が次々に成立し始め、2007年12月時点では、合計設備容量185.6万kWの資産が売却され、ルソン・ビザヤス地域の売却率は43%となった。また、総落札額は27.1億USドルとなり、改革当初の見込み額20億USドルを上回った。売却益はNPCの負債の返済に充てられる。

2007 年末の PSALM の売却計画では、2008 年に 70%の資産を売却してオープンアクセス導入の条件を果たし、2009 年には休止中の発電所も含めた全発電資産の売却を目指している。2008 年 6 月現在、残りの資産に対する入札手続きは鋭意進められており、多数の投資家の応札が見込まれている。

送電公社(TRANSCO)の民営化について次に示す。

TRANSCO の民営化は、競争入札により事業権契約に基づいて第三者に運営を移転される形で行われる。事業権を得た者は 25 年間の権利を与えられ、その間の事業運営に問題がなければ、さらに 25 年間事業を行うことができる。また、「送電設備開発計画(TDP :Transmission Development Plan)」に基づいた送電設備の拡充・改良工事、および「グリッドコード(系統規約)」などに基づいた運用保守を実施しなければならない。TRANSCO の民営化計画は PSALM により作成され、2002 年 3 月に JCPC により是認、アロヨ大統領に承認された。

TRANSCO の民営化は、2003 年以降、度重なる入札の不成立はあったものの、2007 年 12 月 12 日に実施された入札において、「モンテオロ社(Monte Oro Grid Resources Corp.)」、「カラカ ハイ・パワー社(Calaca High Power Corp.)」および「中国国家電網公司(State Grid Corp of China)」からなるコンソーシアムにより落札された。落札金額は、改革当初の見込み額である 20 億米ドルを大きく上回る 39.5 億米ドルであった。

モンテオロ社は、フィリピン国内企業である「Monte Oro Resource & Energy 社」の 100%子会社であり、インフラ事業への投資会社として 2006 年 8 月に設立された。フィリピンのカラカ ハイ・パワー社は、2006 年 12 月に設立され、電気やガスなどのエネルギー供給事業を行っている。中国国家電網公司は、中国最大の送電会社で、2002 年 12 月の中国電力体制改革より設立された。

事業権を取得した上記コンソーシアムは、2008 年 2 月に法人「National Grid Corp. of Philippines」を新たに設立し(出資比率フィリピン 60%、中国 40%)、国会の承認(事業権付与)を得る準備をしている。

卸売電力スポット市場(WESM)の設立について次に示す。

「卸売電力スポット市場(WESM:Wholesale Electricity Spot Market)」の設立は、EP1RA 施行当初の予定時期(2002 年 6 月)から大きく遅れたものの、アジア開発銀行(ADB)と国際協力銀行(JBIC)の資金援助を受けて着実に進められ、2006 年 6 月 23 日にルソン地域における商用運転を開始した。市場の運営は、エネルギー省により設立された独立機関である「フィリピン電力市場公社」(PEMC: Philippine Electric Market Corporation)により行われている。市場参加者は、発電事業者および配電事業者から構成される。発電電力は全て市場に入れられ、その内、相対契約以外の取引分が決済される。配電事業者は、自らの電力供給量のうち 10%以上を WESM から調達することを義務付けられている。この比率は、最終的には市場の動向を見ながら 50%まで引き上げられる。

IPP 契約の見直しについて次に示す。

NPC と IPP との供給契約の多くは、電力危機に見舞われた 1990 年代前半に締結されており、料金よりも安定供給を優先している。このため、支払い面で IPP に有利な契約となっており、NPC の財政圧迫の原因の一つになっている。また、契約条項には不明確なものも多く、卸売電力市場の導入にあたって明確化が求められていた。

IPP 契約の見直しは EPIRA で定められており、DOE と PSALM の指導のもとで行われた。2006 年 10 月時点で IPP との交渉はほぼ終了しており、見直しによる NPC の将来的な費用節減効果は約 10 億米ドル(2006 年の正味現在価値)と見積もられている。

今回の見直し内容は各 IPP で異なるが、契約容量に応じたキャパシティー・ペイメントの 5%削減や、取引電力量に応じたエネルギー・チャージの見直しなどが行われた。これにより NPC の将来的な支払い費用は削減され、キャッシュフローの改善が期待されている。

ただし、報道情報によれば依然として逆さやは継続していると見られている。

一方、見直しに応じた IPP は、売電収入が減ることになるものの、その見返りとして発電所計画停止の条件緩和など運用面でのメリットを得ている。スタートアップチャージもその一つである。本課金は、中央給電指令所からの停止指令による発電機停止が所定回数以上になった場合に NPC が IPP に支払う費用であるが、この上限回数が減らされたことで IPP の負担は減った。特に発電単価の高いディーゼル発電所は停止させられる回数が多いので、IPP にとって見直しのメリットは大きい。

今回の見直しは、IPP 出資者へ悪い印象を与えることから、プロジェクトの保険コスト上昇などを招いていると想定されるが、これまでの契約では NPC からの支払いが滞ることが多かったので、IPP 事業者は実益の確保を優先させたと言える。なお、見直し後は支払いの遅延はないと言われている。

フィリピンは、アジア地域の中で最も早く IPP を導入し、また、タイやインドネシアなどが国営事業の民営化や発・送・配電のアンバンドリングなどの計画を中止する中で、それらを含む電気事業制度改革を押し進めている国である。

しかしながら、電気事業改革は未だ途上ではあるものの、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こと、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おり、現時点においては必ずしも成功しているとはいえない状況にある。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がいつでも起こりうるような状態を招いているともいえる。

フィリピンの経済成長を持続していくためにも、安定した電力供給は欠かせないため、供給責任を明確にするとともに、民間資本の新規電源開発への導入のために、さらなる政府のサポートが必要である。

2010 年に新アキノ政権発足後、以下を骨子とした Energy Reform Agenda が出された。

- (a) Energy security (エネルギー安全保障) の確保
- (b) 適切な電力価格の設定
- (c) 持続可能なエネルギーシステムの開発
- (d) それらを実現する IT 技術を活用した管理技術

4.2.2 フィリピンの電力需給

発電電力量(発電端)は、2000年から年率3.8%で増加し、2008年には608.2億kWhになっている。地域別にみると、ルソン島の発電電力量が全国の70%以上を占めている。事業者別では、NPCおよびNPCと需給契約を結ぶ独立発電事業者(NPC-IPP)の発電電力量が最も多く、全体の67.7%を占める。

また、2008年の発電電力量を燃料種類別にみると、石油8.0%(49億kWh)、水力16.2%(98億kWh)、地熱17.6%(107億kWh)、石炭25.9%(157億kWh)及び天然ガス32.2%(196億kWh)となっており、石炭と天然ガスで58.1%を占めている。

エネルギー政策に基づき石油の消費を削減するため、発電用燃料を石油から石炭や天然ガスにシフトし、併せて揚水発電所を中心に水力開発を進めた結果、90年代には50%近くを占めていた石油の構成比率は大幅に低下した。

特に、パラワン島沖合において天然ガス田が発見されたことから、発電用燃料として天然ガスを使用することが推進され、2001年以降、バタンガス地域において次々に発電所が建設された。これにより、2001年以降、天然ガスによる発電電力量が飛躍的に増加し、2005年以降は石炭を抜いて一番高い割合となっている。

石炭火力は、1990年代後半に大型発電所が次々に完成したことから、2000年はじめに急激に発電量が増加したが、2001年ピークに、その後150～160億kWh台で推移している。これは国産エネルギーである天然ガスの利用を最優先にするため、輸入炭を使用する石炭火力の発電を抑制したためである。

2008年の販売電力量は、492.1億kWhであり2000年から年平均3.8%で増加している。需要中心地である首都マニラを抱えるルソン地域の販売電力量は、全体の74.4%を占めている。ルソン地域は通常ビサヤス地域から融通を受けている。

用途別でみると、家庭用33.8%(166億kWh)、商業用28.7%(141億kWh)、工業用34.6%(170億kWh)となっており、家庭用と工業用の比率が大きく34%程度である。商業用の比率は29%程度であるものの、2000年から2008年の年平均増加率は5.1%と最も成長している。工業用は、1990年代前半では40%以上の比率であったが、増加率の鈍化から比率を下げた。

2008年の最大電力は、905万kWであり、2000年から年平均3.0%で増加している。マニラ首都圏を抱えるルソン地域の最大負荷は夏季(4,5月)に記録され、一日のピークは14時、19時に現れる。一方、民生需要が主であるビサヤス・ミンダナオ地域の負荷はクリスマスシーズン(11, 12月)に最大となり、日負荷は点灯帯ピークである。また、最近4年間の負荷率は、75%程度で推移している。

DOEの電源開発計画(PDP 2009-2030:Power Development Plan 2009-2030)によると、将来の販売電力量は、2008年から2030年の間では年平均4.6%で増加し、2030年には1,491億kWhに増加することが予測されている。地域別では、ビサヤス地域が最も高く5.0%、ルソン地域が最も低く4.5%の年平均増加率とされている。

最大電力は、2008年から2030年の間に年平均4.6%増加し、2030年には2,453万kWになる見込みである。

地域別では、販売電力量と同様に、ビサヤス地域の増加率が最も高くなっている。表4.2.2.1に販売電力量および最大電力の予測を示す。

表 4.2.2.1 販売電力量および最大電力の予測 出典:Power Development Plan 2009-2030

年	販売電力量 (GWh)				最大電力 (MW)			
	2008 (実績)	2009	2018	2030	2008 (実績)	2009	2018	2030
ルソン	41,275	42,768	64,303	109,477	6,822	7,036	10,393	17,636
ビサヤス	6,565	6,857	10,601	19,121	1,176	1,331	1,887	3,404
ミンダナオ	7,578	7,966	11,904	20,470	1,228	1,359	2,031	3,493
合計	55,418	57,591	86,808	149,068	9,226	9,726	14,311	24,533

4.2.3 フィリピンの火力発電設備と新規計画

2000年以降、NPCでは老朽火力設備の廃止を進めたが、IPPを主体に電源開発が進められている。2008年の発電設備容量は、2000年の1,319万kWから249万kW増加(年平均2.2%増)し、1,568万kWとなったが、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。

2000年の発電設備容量構成は、石油37.8%、水力17.5%、地熱14.6%、石炭30.1%であり、石油火力が主力電源となっていたが、石油火力は順次廃止され、電源構成に占める割合が減少している。廃止理由としては、政府の掲げる石油依存度低減策や設備老朽化による環境規制遵守の困難さなどが挙げられる。さらに、2001年以降は、Camago-Malampayaガス田からの天然ガスを利用した発電所が相次いで運開し、天然ガス火力の割合が急激に大きくなった。その結果、2008年の発電設備容量構成は、石油21.4%、水力21.0%、地熱12.5%、石炭26.9%、天然ガス18.0%となっている。

表4.2.3.1に発電設備容量の推移を示す。

発電設備を事業者別の発電電力量で見ると、2000年時点で非NPC(Non-NPC)が発電電力量の全体に占める割合はわずか9.5%であったが、2008年時点では32.3%まで上昇している。なお、NPCの所有する発電設備の発電電力量は年々低下し、2008年では21.0%(12,743GWh)であった。表4.2.3.2に事業者別の発電電力量の推移を示す。

ERIRAでは、NPC設備の売却及びNPC-IPP契約の売却により、NPCの影響力を落として競争市場を形成することとされている。

表 4.2.3.1 発電設備容量の推移 出典:DOE、Power Sector Situationer

(単位: MW)

	2000	2005	2006	2007	2008
ディーゼル/石油	4,987 (37.8%)	3,663 (23.5%)	3,602 (22.8%)	3,616 (22.7%)	3,353 (21.4%)
水 力	2,301 (17.5%)	3,222 (20.6%)	3,257 (20.6%)	3,289 (20.6%)	3,291 (21.0%)
地 熱	1,931 (14.6%)	1,978 (12.7%)	1,978 (12.5%)	1,958 (12.3%)	1,958 (12.5%)
石 炭	3,963 (30.1%)	3,967 (25.4%)	4,177 (26.4%)	4,213 (26.4%)	4,213 (26.9%)
天然ガス	3 (0.0%)	2,763 (17.7%)	2,763 (17.5%)	2,834 (17.8%)	2,831 (18.0%)
再生可能エネルギー	0 (0.0%)	26 (0.2%)	26 (0.2%)	27 (0.2%)	34 (0.2%)
合 計	13,185	15,619	15,803	15,937	15,681

表 4.2.3.2 事業者別の発電電力量の推移 出典:DOE、Power Sector Situationer

(単位: GWh)

	2000	2005	2006	2007	2008
NPC		15,318 (27.1%)	16,792 (29.6%)	15,151 (25.4%)	12,743 (21.0%)
NPC-SPUG	40,987 (90.5%)	462 (0.8%)	507 (0.9%)	437 (0.7%)	448 (0.7%)
NPC-IPP		24,717 (43.7%)	23,173 (40.8%)	26,156 (43.9%)	27,972 (46.0%)
Non-NPC		4,312 (9.5%)	16,071 (28.4%)	16,312 (28.7%)	17,868 (30.0%)
合 計	45,290	56,568	56,784	59,612	60,821

火力については次のとおりである。

石油火力(ディーゼル含む)については、2000年までにルソン地域を中心に498.7万kWの設備が存在していたが、NPCの経営スリム化を目的とした老朽発電設備廃止により、2006年末時点では360.2万kWとなっている。

石炭火力については、1990年代後半に大型発電所が次々に建設され、2000年末の設備容量は396.3万kWに達した。その後開発は進まなかったが、2006年にミンダナオでMindanao I & II発電所(210万kW)がNPC-IPPとして運開した。2006年末時点ではIPPも含めた設備容量は合計417.7万kWである。

天然ガス火力については、2000年に入って開発が進み、2005年末の設備容量は276.3万kWである。主要な発電所としては、Camago-Malampayaガス田からの天然ガスを利用する、2000~2001年運開のSta.Rita発電所(106万kW)、2002年運開のSan Lorenzo発電所(50万kW)およびIlijan発電所(120万kW)が挙げら

れる。2006年の天然ガスによる発電電力量は164億kWhであり、設備利用率は68%と非常に高い。

フィリピン最大の配電会社であるMERALCOは、系列会社が所有するSta.Rita発電所およびSan Lorenzo発電所からの電力購入量を増やしており、天然ガス火力の高い利用率は今後も続くと考えられる。

地熱については次のとおりである。

地熱エネルギーの生産量は、米国について世界第2位となっている。また、エネルギー自給率向上を目指す中で、地熱エネルギーはその牽引役として位置付けられており、今後も積極的な開発が計画されている。地熱発電所は、2006年末時点で、ルソン地域5カ所、ビサヤス地域4カ所、ミンダナオ地域1カ所の計10カ所が存在し、設備容量は197.8万kWである。

地熱発電の蒸気生産コスト(運転コスト)は、国内平均0.91~0.98ペソ/kWhであり、水力発電に次いで運転コストが安価な発電方式である。また、毎年、国内平均60~75%の設備利用率を維持している。こうした特徴から、地熱発電は重要なベース電源として活用されている。

フィリピンの電源開発計画は地域毎に策定される。

安定供給に必要な発電設備出力は、最大電力に対してエネルギー規制委員会(ERC:Energy Regulatory Commission)によって認められた予備力を見込んで決められる。ルソン、ビサヤス地域の予備率は最大電力に対して23.4%、ミンダナオ地域は21.0%とされている。

PDP 2009-2030によると、これら予備力を見込んだ2030年時点での追加設備容量は、ルソン地域1,190万kW、ビサヤス地域215万kW、ミンダナオ地域250万kWで、合計1,655万kWとされている。

EPIRA 施行後、NPCは新規電源開発を行わない方針であり、民間からの資本投入によって電源開発が行われることとなっている。PDP 2009-2030によると、開発の目途が立っているプロジェクトは、ルソン地域1件(60.0万kW)、ビサヤス地域5件(63.8万kW)、ミンダナオ地域3件(10.1万kW)で合計133.9万kWのみとなっている。この状況では、各地域で予備率が確保できなくなり、電気の安定供給に支障が出始める時期が近いことを考えると、電源開発への政府の積極的な介入が望まれる。

表4.2.3.3に電源開発計画、図4.2.3.1にルソン地域の需給想定を示す。

表 4.2.3.3 電源開発計画 出典:Power Development Plan 2009-2030

地域	完工予定年	プロジェクト名	設備容量	事業者
ルソン	2012	石炭火力 (Bataan)	600	GN Power
ビサヤス	2010, 2011	CFB発電所拡張	240	Cebu Energy Development Corp.
	2011	Cebu石炭火力	200	KEPCO SPC Power Corp.
	2011	Panayバイオマス	17.5	Green Power Panay Phils, Inc.
	2011	Nasulo地熱	20	Energy development Corp.
	2010	CFB発電	160	Panay Energy Development Corp.
ミンダナオ	2010	Sibuluan水力	43	Hedcor Sibulan, Inc.
	2011	Cabulig小水力	8	Mindanao Energy Systems, Inc.
	2014	Mindanao3地熱	50	Energy development Corp.
合計			1,338.5	

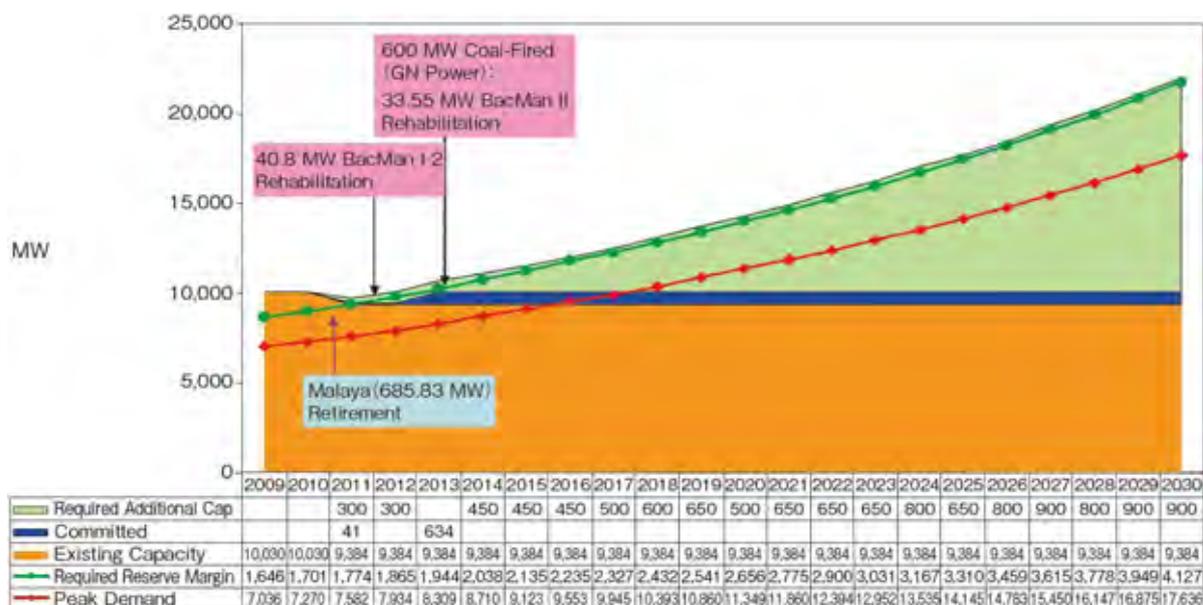


図 4.2.3.1 ルソン地域の需給想定

出典: Power Development Plan 2009-2030

4.2.4 フィリピンでの各国企業の受注状況

フィリピンの火力発電設備の各国企業の受注状況を、情報収集が可能であった範囲で以下の表に示す。
(各発電所について記載してある内容は全体の一部であり、全ての関連企業を掲載したものではない。)

表 4.2.4.1 フィリピンにおける各国企業の受注状況 出典: Power Plant around the World、他

プラント	設備容量 (MW)	ボイラ、タービンメーカー	EPC	備考
Calaca 1	300	東芝(T/G), Foster Wheeler(Boiler)	Commonwealth Engineers	石炭:IPP
Calaca 2	300	GEC-Alstom(T/G), 三菱重工(Boiler)	三菱重工	石炭:IPP
Mashinloc 1, 2	600 (2 x 300MW)	三菱重工	Stone&Webster, Commonwealth Engineers, 三菱重工	石炭:IPP
Mindanao 1,2	232 (2 x 116MW)	東芝(T/G), 川崎重工(Boiler)	川崎, Commonwealth Engineers	石炭:NPC-IPP:BOT
Pagbilao 1, 2	764 (2 x 382MW)	三菱重工	B&V, Slipform	石炭:IPP:BOT 東京電力, 丸紅が出資
Quezon	490	富士電機, Dongfang	Bechtel	石炭:IPP
Sual 1,2	1294 (2 x 647MW)	GEC-Alstom(T/G), Stein(Boiler)	GEC-Alstom, Aruo, Slipform	石炭:IPP:BOT 東京電力, 丸紅が出資

プラント	設備容量 (MW)	ボイラ、タービンメーカー	EPC	備考
REDONDO PENINSULA ENERGY PP Unit 1, 2	300 (2 x 150MW)	富士電機		
CEBU Power Plant Unit #1, 2	206 (2 x 103MW)	富士電機		石炭:IPP:KEPCO
Ilijan #1	1271	三菱重工(GT,ST), バブコック日立(HRSG)	Raytheon	CC:IPP:BOT KEPCO, 三菱重工, 東京電力,丸紅,九州 電力が出資
Limay Bataan	666 (2 x 333MW)	ABB(GT,ST), 川崎重工(HRSG)		CC::NPC-IPP
Santa Rita	1060 (4 x 250MW)	Siemens(GT,ST) Nooter,Samsung, B-H(HRSG)	Siemens	CC:IPP:BOT
Tiwi #1~6	330 (6 x 55MW)	東芝	東芝	IPP:地熱
MakBan #1~6	330 (6 x 55MW)	三菱重工	三菱重工	IPP:地熱
Leyte #1~3	112.5 (3 x 37.5MW)	三菱重工	三菱重工	IPP:地熱
Negros GPP1 (Palinpinon) #1~3	112.5 (3 x 37.5MW)	富士電機	富士電機	IPP:地熱
Negros(Palinpinon II) GPP2	40 (2 x 20MW)	富士電機	富士電機	IPP:地熱
Bac Man II	40 (2 x 20MW)	三菱重工(ST) 東芝(Gen)		IPP:地熱
Maritbog #1~3	232.5 (3 x 77.5MW)	富士電機	富士電機	IPP:地熱
Mahanagdong #1~ 3	180 (3 x 60MW)	東芝	東芝	IPP:地熱
MakBan D	40 (2 x 20MW)	三菱重工	三菱重工	IPP:地熱
MakBan E	40 (2 x 20MW)	三菱重工	三菱重工	IPP:地熱
Mindanao #1,2	103 (52MW,51MW)	三菱重工		NPC-IPP: 地熱:BOO
Northern Negros	49	富士電機	富士電機	IPP:地熱
Upper Mahiao	1200 (4 x 300MW)	GE,Ormat	Ormat	

情報収集が可能であった範囲では、石炭火力のタービンの出力ベースのシェアは日本メーカーが約 6 割、欧州メーカー(GEC-Alstom)が約 4 割である。日本企業では三菱重工、東芝、富士電機が納めている。石炭焚きボイラでは欧米企業は Stein、Foster Wheeler が納めている。中国企業では東方がボイラの実績を持つ

が、少ない。

コンバインドサイクル、ガスタービンの市場では、日本企業(三菱重工)が 1,271MW、欧州企業が ABB 666MW、Siemens 1,060MW を納めている。中国企業としては、東方が Quezon の HRSG を納めているが、シェアは小さく、中国企業、韓国企業とも EPC パッケージャーとしても進出していない。

地熱発電設備は、フィリピンはアジアで1位、世界で2位の規模を持つが、三菱重工、富士電機、東芝などの日本企業が大きなシェアを占めている。

フィリピンでは電力セクター改革により、NPC の発電資産の民間への売却を進めており、殆どの大容量発電設備が IPP となっている。日本企業の東京電力、九州電力、丸紅などが IPP 事業に参画しており、韓国の電力会社 KEPCO も事業参画している。フィリピンでは中国企業が TRANSCO の送電事業権を落札しており、発電事業についても中国の発電会社の海外事業子会社が参画してくる可能性はある。コンベンショナル(石炭)火力発電設備の受注は今後も日、欧、米の各企業の競合が続くが、中、韓の進出も拡大してくるものと思われる。

コンバインドサイクルは、今後案件が出た場合には、欧米企業と日本企業で受注を争うことになろう。EPC パッケージャーとして、あるいは、HRSG や蒸気タービンなどの機器供給者として、中国企業、韓国企業が出てくる可能性もある。

地熱発電は今後も積極的な開発が計画されているが、引き続き日本企業が、経験、技術の面から優位性を保つものと思われる。

4.2.5 フィリピンの送配電設備と新規計画

フィリピンの送電設備は、TRANSCOが所有し、NGCP (National Grid Corp. of Philippines)が運用している。ルソン地域では、基幹系統電圧として500kVと230kVが、負荷系統電圧として115kV、69kV及び34.5kVが使用されている。また、ビザヤス地域やミンダナオ地域では、基幹系統電圧として138kVが使用され、負荷系統電圧として69kVと34.5kVが使用されている。

また、ルソン地域とビザヤス地域の連系線には±350kV(直流)が使用されている他、ビザヤス地域の各島の連系線には、230kV や 138kV が使用されている。なお、ミンダナオ系統は独立系統である。

2008年末における、TRANSCOが所有する送電線の総亘長は19,778kmで、その電圧階級別の内訳は、500kVが982km、350kVが965km、230kVが5,460km、138kV以下が12,371kmとなっている。

フィリピンの送電設備開発計画(TDP: Transmission Development Plan)は、エネルギー省の電源開発計画とリンクして策定される。TDPは、2009年から送電事業権を取得したNGCP によって策定され、TRANSCOによる精査を経てDOEにより承認される手順となっている。

TDP2009によると、送電線・変電所の新設や増強、老朽設備の取替などで、ルソン地域で10件、ビザヤス地域で9件、ミンダナオ地域で10件のプロジェクトが実施されており、ERCにより承認されたプロジェクトが11件、新たに提案されたプロジェクトでは、発電所関連が9件、需要増加要因が10件、信頼性向上要因が26件、離

島連系要因が2件となっている。

4.2.6 フィリピンの再生可能エネルギー開発状況

小水力については次のとおりである。

エネルギー省によると、フィリピン全土には113.2万kWの小水力発電適地点があるとされ、2004年までに、そのうちの7.2%にあたる8.2万kW、計51カ所の小水力発電所が開発されている。今後、2009年末には15.9万kW、さらに2025年には36.9万kWに至るまでの小水力開発が見込まれている。

バイオマスについては次のとおりである。

フィリピンは大規模農業、畜産、林業などで出されるバイオマス資源が豊富にあり、2003年度の評価では潜在的に272MMBFOE(100万バレル石油換算)の開発の可能性があることが予想されている。代表的なものには森林資源や薪、1日平均4,600t生産されるサトウキビのかすであるバガス(バガスを燃料とした発電電力は60MW~90MWになると予想されている)、籾殻、ココナッツかす(ココナッツかすを燃料とした発電電力は20MWになると予想されている)などがある。2004年には、PNOCの出費によりバガスとサトウキビかすを燃料とする出力3万kWのコジェネ発電プロジェクトが始められた。

太陽光については次のとおりである。

フィリピンの太陽光発電の資源量は、2000年に行われた調査の結果、1日あたり平均で約5.1kWh/m²の潜在資源量があることが示された。また、2003年末時点でフィリピンには、太陽熱利用乾燥機が68基、太陽熱温水器が432基、太陽光発電設備が3,857基設置されている。2004年4月にはサンタ・ロサに3億米ドルを投資した太陽光のウェハー工場が製造を開始し、年間25MW相当の生産を行っている。本工場は、5年後には年間150MWまで製造を拡大する予定である。

フィリピン政府は、ASEAN地域における太陽光発電製品の「輸出ハブ」を目指している。

風力については次のとおりである。

フィリピンの風力発電の資源量は、2003年に実施された”WWW-Philippines”風力資源調査の結果、少なくとも500W/m²の出力密度があり、送電線建設コストが全体コストの25%を超えないと想定される。

地点は、ルソンでは686カ所で4,900MW、ビザヤスでは305カ所で2,168MW、ミンダナオでは47カ所で336MWの合計1,038カ所で7,404MWの潜在的な開発の可能性があるとされている。フィリピンの風力潜在能力地図によれば、特にルソン島の北部・南部、パラワン島などが開発に適している。

DOEは、民間からの投資を促進するため、”The World Power Investment Kit”と称する風力発電の見込みが高い16カ所の地点(345MW)を発表した。

2003年末現在のフィリピンには、8基の風力発電設備(25MW)、および368基の風力ポンプが設置されている。風力ポンプは、ほとんど農地の感慨や家庭の給水に利用されている。

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

4.3.1 ベトナムの電気事業体制

電力関係の行政機関としては商工省(MOIT)、計画投資省(MPI)、財政省(MOF)がある。

商工省は次のとおりである。

2007年7月に「商業省(MOC)」と「工業省(MOI)」が統合され「商工省(MOIT)」が設立された。「MOIT」は、各商工業に加え、電力・エネルギー分野も管轄し、管轄下の産業に関する法令やマスタープランの策定・監督、管轄下の産業に関する許認可などを主な業務としている。電力分野に関しては、電気事業者の監督・監理(電力設備の運転保守・給電に関する規制の策定)、小売電気料金の認可、投資を促進するためのプロジェクト(「電力マスタープラン」に従ったプロジェクト)の公表、関係機関が作成する「電力マスタープラン」の承認などを行っている。

計画投資省は次のとおりである。

「計画投資省(MPI)」は、経済計画や外国からの援助・投資を一括管理する機関であり、「経済・社会5ヵ年計画」といった国家計画の策定や投資に関わる法的整備、許認可などを主な業務としている。電力分野に関しても、外国からの投資の窓口になっている。

財政省は次のとおりである。

「財務省(MOF)」は、国家財政や国家予算の管理に加えて、輸出信用に関する政府保証の調整、「開発援助基金(DAF)」を通じた資格者への公的融資などを実施している。

電力事業者としては国営ベトナム電力グループ(EVN)がある。

1995年、政府の開放政策によって、電力分野を統合する組織として設立された国営企業であり、「MOIT」の管轄下で発電・送電・配電を一貫して運営している。

給電指令所、主要発電所、送電会社、配電会社、電力設備調査・設計会社、電力機器製造会社などを保有している。なお、「EVN」は2010年6月末まで国営企業として運営されてきたが、2010年7月の国営企業法の廃止に伴い、国を単独所有者とする有限会社として企業法(2006年7月1日施行)に従い運営されている。

図4.3.1.1にEVN体制図を示す。

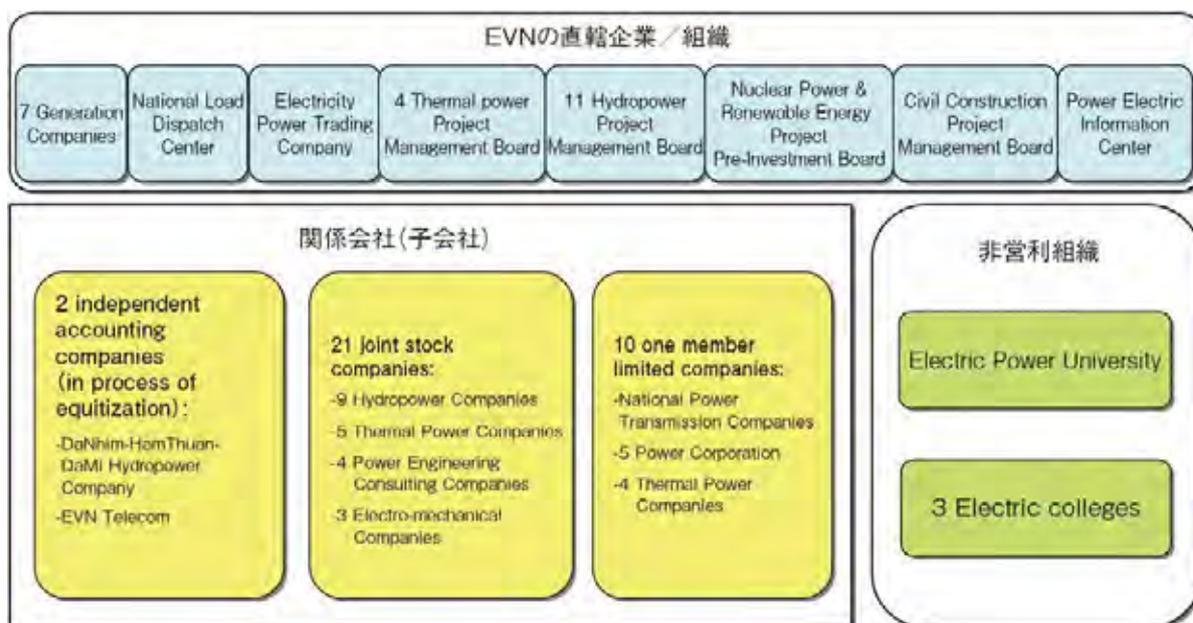


図 4.3.1.1 EVN 体制図

出典:EVN Corporate Profile 2008-2009

図4.3.1.2に電力供給体制を示す。

国内の発電所は、大きくEVNが所有する発電所とIPPが所有する発電所に分類できる。2008年末時点、総設備容量について前者は全体の67.8% (1,063.4万kW)、後者は同32.2% (504.4万kW)を所有する。なお、「EVN」は逼迫する電力需給に対応するため、2004年から中国からの電力輸入も行っており、その輸入量は年々増加傾向にある。その他、送電系統に接続されていない地域では、EVNの子会社である配電会社(PC)が、水力やディーゼル発電所(最大で数万kW程度)を所有し、周辺地域に電力を供給している。

EVNの発電所については、これまで発電所ごとにEVN内部で会計分離されてきたが、現在、一部を除き、株式会社(Joint Stock Company)化が進行中である。

株式会社化されたもののうち、「Vinh Son-Song Hinh水力発電会社」など一部の発電会社は、既にベトナムの証券取引所に株式が上場されている。また、IPPについては、1) 100%外国資本、2) 外国資本と国内資本の組み合わせ、3) 100%国内資本、4) EVNとのジョイントベンチャー方式がある。発電分野に参入している国内資本としては、「Vinacomin」や「Petro Vietnam」がある。

系統運用はEVN傘下の中央給電指令所(NLDC)が実施し、送電事業についても同様にEVN傘下の国家送電会社(NPT)が実施している。なお、NPTは2008年7月に、北部(PTC1)、中北部(PTC2)、中南部(PTC3)、南部(PTC4)の4送電会社が統合され設立された。

また、2004年から、シングルバイヤー市場への移行の準備段階として、EVN傘下の発電会社とEVNが株式の過半数を所有する発電会社を対象とした「Viet Pool」が運用されている。ただし、「Viet Pool」での取引はあくまで試験的なもので、「EVN」と発電所との間の電力取引はPPA に基づき行われている。このため、「Viet Pool」での取引価格とPPAでの契約価格に差額が発生した場合は、両者間で精算を行っている。また、

発電事業者による「Viet Pool」への入札は、総発電予定量の5%までとなっている。

配電・小売事業は、「EVN」傘下の5配電会社(PC) (北部、中部、南部、ハノイ市、ホーチミン市)により行われている。なお、5配電会社は、2010年2月に、北部(PC1)、南部(PC2)、中部(PC3)、ハノイ(HPC)、ホーチミン(HCMPC)、ハイフォン(HPPC)、Dong Nai(DNPC)、Ninh Binh(NBPC)、Hai Duong(HDPC)、Da Nang(DNPC)、Khanh Hoa(KHPC)の11配電会社が再編され、設立された。各配電会社はEVNから電力を購入しており、購入価格は事業者ごとに異なっているが、小売電気料金については、政府により全国一律に決められている。

また、遠隔地を中心として、9,000社近くの「Commune事業者」と呼ばれる小規模配電事業者が存在している。これは、電化推進などの目的で設立されたもので、各事業者はPCから全国一律の料金で電力を購入し、各地の地方人民委員会の認可を受けた料金で需要家に電力を販売している。

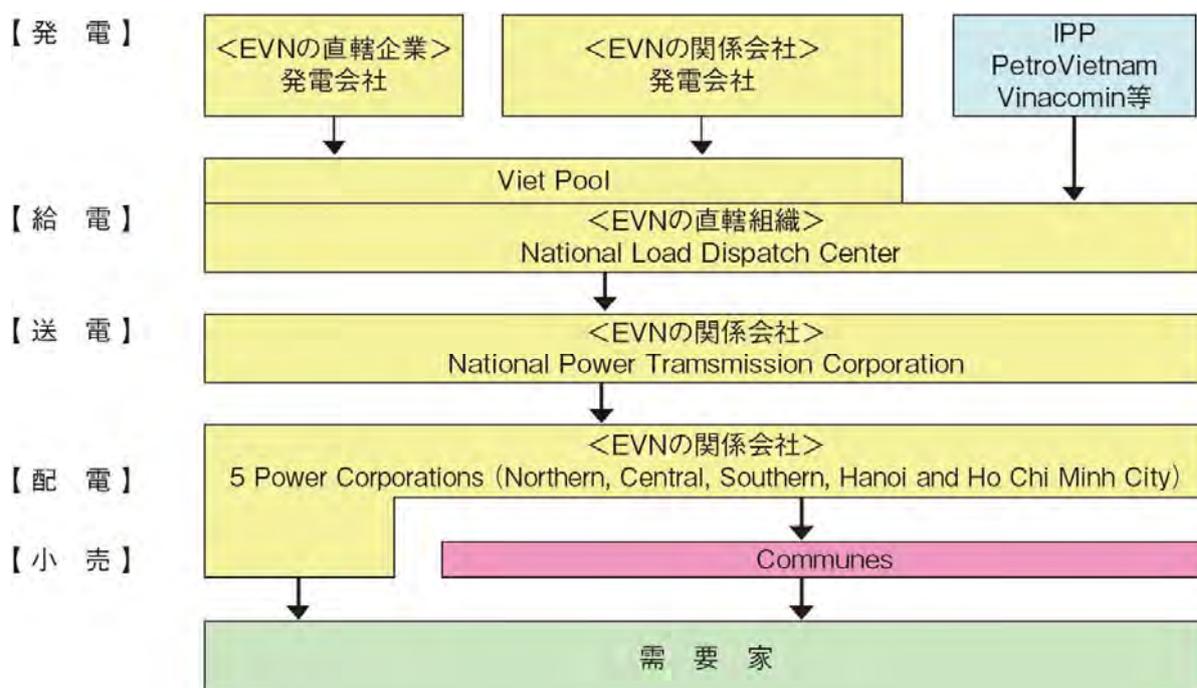


図 4.3.1.2 電力供給体制

出典:EVN Corporate Profile 2008-2009

4.3.2 ベトナムの電力需給

表4.3.2.1に発電電力量、販売電力量、電力損失、最大電力の推移を示す。

表 4.3.2.1 発電電力量、販売電力量、電力損失、最大電力の推移 出典:EVN

年	発電電力量		販売電力量		電力損失 (%)	最大電力 (1,000kW)
	(100万 kWh)	伸び率 (%)	(100万 kWh)	伸び率 (%)		
2000	26,562	11.8	22,397	14.3	14.5	4,898
2001	30,608	15.2	25,843	15.4	14.2	5,665
2002	35,801	17.0	30,257	17.1	13.4	6,470
2003	40,825	14.0	34,885	15.3	12.2	7,366
2004	46,201	13.2	39,696	13.8	12.1	8,283
2005	52,050	12.7	44,921	13.2	11.8	9,255
2006	59,013	13.4	51,350	14.3	11.1	10,187
2007	66,773	13.1	58,438	13.8	10.6	12,299
2008	74,224	11.2	65,890	12.8	9.2	13,700

最大電力は、2000年の490万kWから、年平均13.7%で増加し、2008年には1,370万kWとなっている。

2008年の最大電力は2000年の2.8倍に達している。

EVNならびにIPPによる総発電電力量は、2000年の266億kWhから、年平均13.7%で増加し2008年には742億kWhとなっている。2008年の発電電力量は2000年の2.8倍に達している。

表4.3.2.2に電源別発電電力量の推移を示す。

表 4.3.2.2 電源別発電電力量の推移

出典:EVN

(単位：100万 kWh)

年	水力	石炭火力	石油火力	天然ガス火力	ディーゼル	IPP (net)	合計
2000	14,551	3,135	1,137	5,866	240	1,633	26,562
2001	18,210	3,218	1,117	5,840	96	2,127	30,608
2002	18,198	4,881	1,019	9,502	92	2,109	35,801
2003	18,971	7,223	891	12,131	45	1,564	40,825
2004	17,635	7,015	602	14,881	42	6,026	46,201
2005	16,130	8,125	678	16,207	43	10,867	52,050
2006	19,096	8,808	600	17,906	54	12,550	59,013
2007	20,833	8,926	740	19,425	77	16,772	66,773
2008	23,860	8,931	610	19,638	52	21,133	74,224

1996年には総発電電力量の70%以上を占めていた水力の割合は、その後、「Phu My」や「Pha Lai」など大型火力の運開により低下し、2003年には50%を下回り、2008年には32%となっている。また、発電分野へのIPPの参入により、2000年に総発電電力量の93.9%を占めていたEVNの割合は、2008年には71.5%まで減

少している(一方、IPPの割合は6.1%から28.5%に増加している)。

EVNの販売電力量は、2000年の224億kWhから、年平均14.4%で増加し2008年には659億kWh となっている。2008年の発電電力量は2000年の2.9倍に達している。ただし、近年、ベトナムは計画停電を実施しているため、販売電力量の実績は実際の電力需要を反映したものではない。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。

近年、ベトナムは乾季から雨季の変わり目に慢性的な電力不足に陥っている。

2010年4月から7月中旬にも、ベトナムは深刻な電力不足を経験した(当初、電力不足は2010年6月末に解消すると予想されていたが、雨季の到来の遅れにより7月中旬まで継続した)。2010年4月には、28,300万kWh/日の電力需要に対し、電力供給は27,000万kWh/日に制限された。電力不足の原因は以下のとおりとされている。

- ・ 干ばつによる水不足に伴う水力の稼働率の低下。
- ・ 中国からの電力輸入量の減少(上記と同じ理由による)。
- ・ 複数の既設火力の技術トラブルに伴う停止。
- ・ 運開予定であった発電所(合計45万kW)の稼働遅延。

また、2010年12月には、「EVN」は、河川上流域における降雨量が少なくダム貯水池の水位の回復が十分でないこと、運開間もない一部の石炭火力の運転が安定しないこと、さらには、その他既設火力がメンテナンスで停止していることから、同月の電力の安定供給は難しいとコメントをしている(通常、雨季明けの12月の電力供給は安定している)。

MOITは、国内電源開発が大幅に遅れている状況も踏まえ、こうした電力不足が今後5年は続くとしている。

表4.3.2.3に、2007年7月に首相に承認された「第6次電力マスタープラン(2006～2015年)」における電力需要予想を示す。

表 4.3.2.3 第6次マスタープランにおける電力需給 出典:EVN

		実績値		計画値	
		2005	2010	2015	2020
電力需給	販売電力量 (億 kWh)	449	971	1,650	2,573
	発電電力量 (億 kWh)	521	1,127	1,900	2,940
	最大電力 (万 kW)	925.5	1,911.7	3,149.5	4,760.7
	発電容量 (万 kW)	1,134.0	2,587.9	4,234.1	6,061.1

「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%(ベースケ

ースで17%、ハイケースで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。2020年には2005年に対して、販売電力量が5.7倍、発電電力量が5.6倍、最大電力が5.1倍になると予測している。

なお、2010年12月時点、「エネルギー研究所(IE)」により「第6次電力マスタープラン」が見直され「第7次電力マスタープラン(2010～2030年)」のドラフトが作成されている。

図4.3.2.1に北部開発計画、図4.3.2.2に南部開発計画(ハノイ近郊)、そして図4.3.2.3に南部開発計画(カントー近郊)を示す。

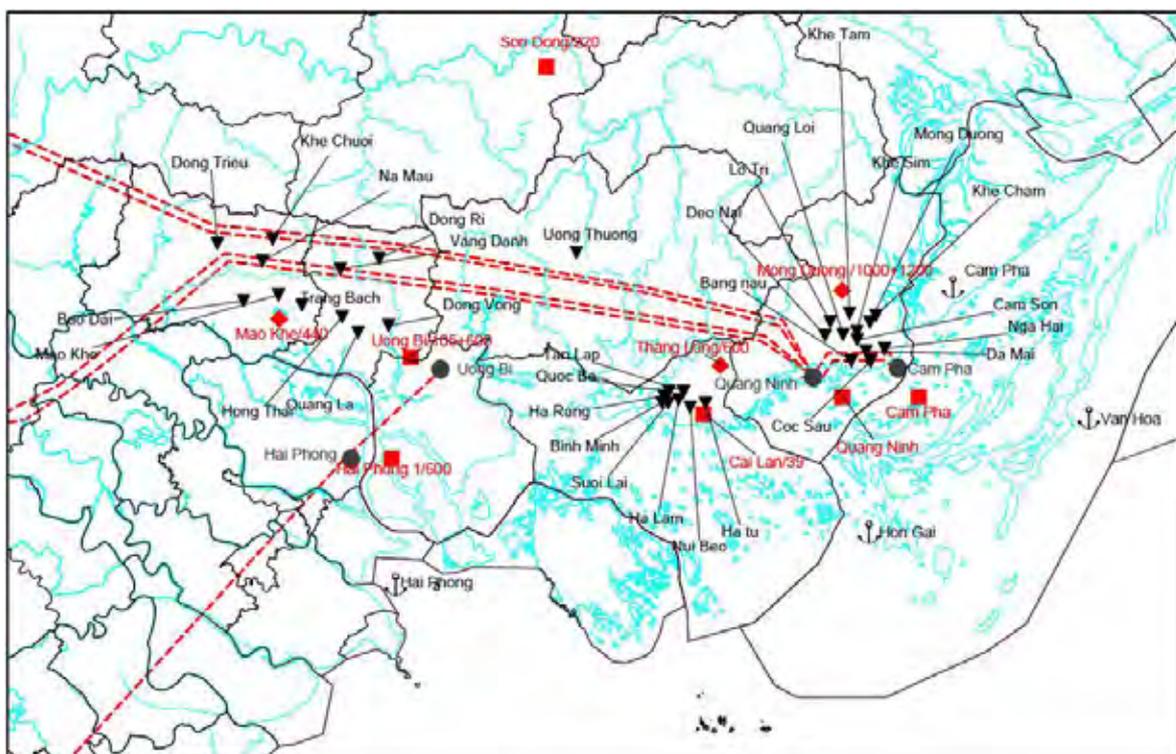


図 4.3.2.1 北部開発計画

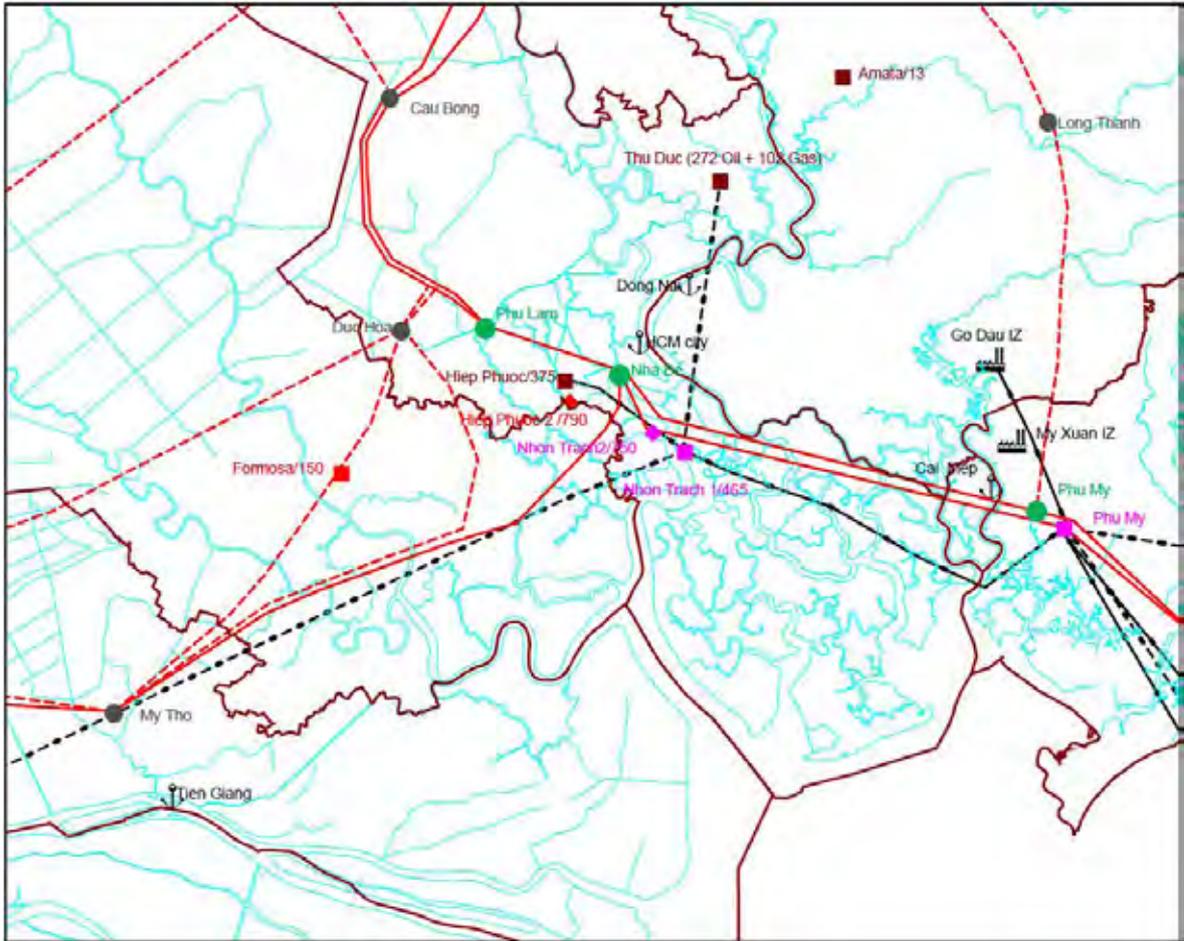


図 4.3.2.2 南部開発計画(ハノイ近郊)

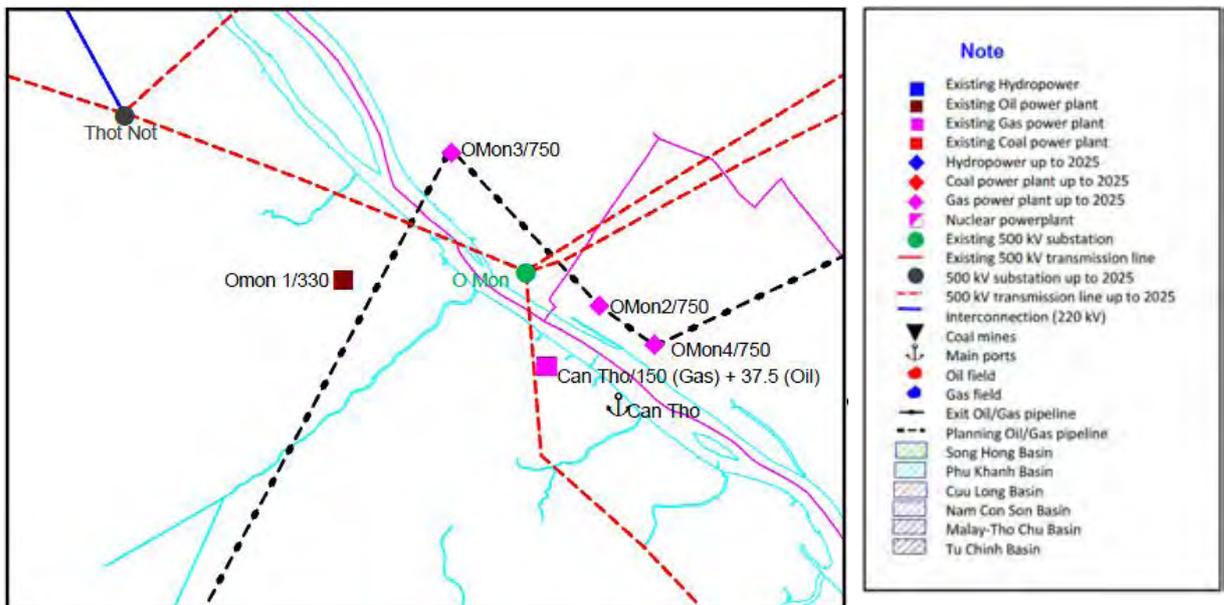


図 4.3.2.3 南部開発計画(カンター近郊) 出典:JETRO

4.3.3 ベトナムの火力発電設備と新規計画

表4.3.3.1に発電設備容量の推移を示す。

表 4.3.3.1 発電設備容量の推移 出典:EVN

単位：MW

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	年平均増加率
EVN所有	火 力	3,343	4,154	4,187	4,154	4,155	4,155	4,583	4,647	5,499	6.4%
	石 炭	645	645	1,245	1,245	1,245	1,245	1,245	1,545	1,545	11.5%
	石 油	198	198	198	198	198	198	198	198	198	0.0%
	ガ ス	1,152	2,322	2,322	2,489	2,939	2,939	3,107	3,107	3,107	13.2%
	ディーゼル	397	296	296	288	285	285	285	285	285	-4.1%
	EVN計 (全体に対する割合)	5,734 91.3%	7,615 92.6%	8,248 93.1%	8,374 84.6%	8,822 77.8%	8,822 77.8%	9,418 76.2%	9,782 72.7%	10,634 67.8%	8.0%
IPP (全体に対する割合)	547 8.7%	612 7.4%	612 6.9%	1,521 15.4%	2,518 22.2%	2,518 22.2%	2,939 23.8%	3,668 27.3%	5,044 32.2%	32.0%	
合 計		6,281	8,227	8,860	9,895	11,340	11,340	12,357	13,450	15,678	12.1%

2008年末における発電設備容量は1,567.8万kWであり、そのうちの67.8% (1,063.4万kW)を「EVN」とその子会社が所有し、残りの32.2% (504.4万kW)をIPPなどが所有している。

EVNの発電設備は、2000年の573.4万kWから年平均8.0%で増加し、2008年には1,063.4万kW と1.9倍になっている。2007年の1年間だけを見ても、「EVN」により85.2万kW、IPPなどの事業者により137.6万kW(合計222.8万kW)が増設されている。

2008年末時点までの10年間は、石油火力は全く建設されておらず、水力、コンバインドサイクル、石炭火力を中心に開発が行われている。その結果、2008年末には「EVN」の総発電設備量に占める電源別構成は、水力35.08%、石炭火力9.85%、石油火力1.26%、ガスタービン19.82%、ディーゼル1.82%となっている。これは、南部の供給不足を解消するため、比較的短時間で建設できるコンバインドサイクル、石炭火力を多数設置したことに加えて、油田からの随伴ガスの有効利用ならびに南部海底ガス田の発見を受けて、ガス火力のコンバインドサイクル化が図られたためである。

また、IPPは、2000年に54.7万kW であったものが、コンバインドサイクルの「Phu My 2.2(72万kW)」や「Phu My 3(72万kW)」、石炭火力の「Na Duong(10万kW)」、「Cao Ngan(10万kW)」などの運開などにより2008年末には504.4万kWになり、全体の32.2%を占めるに至っている。

「第6次電力マスタープラン」によると、2006年から2015年にかけて年率17~20%で増加する電力需要を満たすため、発電設備容量を2010年に2,587.9万kW、2015年に4,234.1万kW、2020年に6,061.1万kWに増強する計画がある(ベースケース)。しかし、2010年11月末、「MOIT」は2015年までの「第6次電力マスタープラン」にある電源開発計画の達成は困難であるとの声明を出した。「MOIT」によると、2010年の発電設備容量で2,090万kWであり、2011年は2,250万kWにとどまるとしている。電源開発が遅れている原因として、以下の点が上げられている。

- ・ 発電所の計画建設段階における開発者の資金不足(特に2008年の世界金融危機で多くの開発者がプロジェクトを中断した)。
- ・ 政府によるコントラクター選定の失敗(外資による発電所建設が進まない)。
- ・ 政府による用地収用の長期化(2～3年を要する)。
- ・ 政府が選定したコントラクターの技術力ならびにプロジェクト管理能力の欠如。

外資によるBOTなどによる発電所建設が進まない背景には、政府によって低く抑えられている小売電気料金がある。2009年末の平均小売電気料金は970.9ドン/kWh(5.4セント/kWh)であるが、このため、PPA交渉に際し、外国企業が「EVN」に提示する売電価格は投資コストを反映した8～10セント/kWhであるのに対し、「EVN」が外国企業に提示する買取価格は4～6セント/kWhであると言われている。こうした状況を打開し外国企業の発電事業への参入を促すためにも、政府による小売電気料金の値上げが望まれている。

石炭火力の開発状況は次のとおりである。

北部地域ではベース負荷に対応するため、石炭火力の建設が予定されており、2010年までに、Son Dong(22万kW)、Mao Khe(227万kW)、Cam Pha I & II(60万kW)、Uong Bi増設(30万kW)、Nin binh増設(60万kW)、Vung Ang I(120万kW)、2010年以降は、Quang Ninh II(60万kW)、Nghi Son I & II(180万kW)、Mong Duong I & II(220万kW)、Vung Ang II(120万kW)などの運開が予定されている。

南部地域では、Vinh Tan(240万kW)、Son My(240万kW)、Tra Vinh(240万kW)、Soc Trang(240万kW)、Kien Giang(240万kW)などの輸入炭火力による開発が予定されている。

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状況は次のとおりである。

ガス火力(コンバインドサイクルを含む)は、全て南部で建設が予定されている。

Ca Mau I & II(150万kW)、Nhon Trach I & II(120万kW)、O Mon I & II(135万kW)が建設される予定である。JBICの融資によるO Mon I(60万kW)はガス/重油火力であり(1号機は2009年運開)それ以外はコンバインドサイクルである。Ca Mau I & II発電所は、それぞれ出力75万kWのコンバインドサイクルであり、開発者は「Petro Vietnam」である。両発電所は、2008年中の全運開が予定されている(2007年5月に部分運開)。なお、発電所には尿素肥料生産工場も併設される予定である。

日本とベトナムの二国間協力の枠組みとしては、日越石炭協議(1998～2003)、日越石炭政策対話(2004～2006)、そして日越石炭・鉱物資源政策対話(2007～)が実施されており、その内容は下記のとおりである。

- ・ 日本とベトナムは、年に1回程度、副大臣出席により政策対話を実施。
- ・ 2009年の政策対話では、クリーンコールに関してベトナム側から「環境に優しい選炭技術移転」の要望。JCOALはVINACOMINと「石炭分野での技術協力」に関してMOUを調印し、その中で協力。
- ・ CCT研修事業は、今年度から「技術交流」という形に変更。日本の超臨界圧、超々臨界圧火力発電設備技術をベトナムに導入してもらう事を目標とした日本企業の活動の側面支援を実施する予定。

4.3.4 ベトナムでの各国企業の受注状況

ベトナムの火力発電設備の各国企業の受注状況を、情報収集が可能であった範囲で以下の表に示す。
(各発電所について記載してある内容は全体の一部であり、全ての関連企業を掲載したものではない。)

表 4.3.4.1 ベトナムにおける各国企業の受注状況

出典: 発電所案件の EPC、コントラクター等の動向、JETRO、Power Plant around the World、他

プラント	設備容量(MW)	ボイラ、タービンメーカー	EPC	備考
Cam Pha 1,2	600	Foster Wheeler	Harbin Power Project	石炭
Cao Ngan	115 (2 x 50MW)	Harbin T/G), Alstom (CFB boiler),	Harbin PowerEngineering	石炭, IPP
Duyen Hai 1	1200 (2 x 600MW)		Dongfang	石炭
Duyen Hai 2	1200 (2 x 600MW)	Alstom	Alstom	石炭
Hai Duong	1200 (2 x 600MW)		China HuadianEngineering	石炭
Hai Phong 1 #1,2	600 (2 x 300MW)	富士電機(T/G), Dongfang(Boiler)	丸紅, Dongfang	石炭
Hai Phong 1 #2	600	富士電機(T/G), Dongfang(Boiler)	丸紅, Dongfang	石炭
Hai phong 2	600 (2 x 300MW)	富士電機(T/G), Dongfang(Boiler)	丸紅, Dongfang	石炭
Kien Luong 1	1200 (2 x 600MW)		China HuadianEngineering	石炭
Long Phu II	1200 (2 x 600MW)	Doosan babcock		石炭
Mao Khe #1,2	440	Foster Wheeler	KAIDI Electric PowerCo.(China)	石炭
Mong Duong 2	600 (2 x 300MW)	Doosan babcock	Doosan	石炭
Na Duong	111 (2 x 55.6MW)	富士電機(T/G), 住友重機, FosterWheeler,	丸紅, Lilama	石炭
Nghi Son 1	600	富士電機, Foster Wheeler	丸紅	石炭
VN-1	162	富士電機		
SKIC Vietnam Project 1	26	富士電機		
Ninh Binh	100	Shanghai Electric, Dongfang	Lilama	石炭
Pha Lai 1	440	Power MachineGroup (Russia's LMZ), Mitsui Babcock		石炭
Pha Lai 2	600 (2 x 300MW)	GE, Mitsui Babcock	Pacific Power, EPDC, TransGrid, 住友商事	石炭

プラント	設備容量(MW)	ボイラ、タービンメーカー	EPC	備考
Quang Ninh 1,2	600 (2 x 300MW)	Shanghai Electric, Alstom	Shanghai Electric	石炭
Quang Trach 1	600		LILAMA, Aurecon	石炭
Son Dong	220	SFECO(China Shanghai corp group)	China Shanghai corp	石炭
Uong Bi	105	LMZ(Leningradsky MetallicheskyZavod), TKZ Krasny Kotelschik	Lilama	石炭
Uong bi ext.	300	日立	Lilama→ABB	石炭
Vinh Tan 2	1200 (2 x 600MW)		Shanghai Electricitycorporation	石炭
Vung Ang 1	1200 (2 x 600MW)	Foster Wheeler	Lilama→ABB, SongDa	石炭
Nghi Son 1	600 (2 x 300MW)	富士電機, (T/G), Foster Wheeler (Boiler)	丸紅	石炭: IPP:丸紅(35-45%) Vinacomin(55-65%)
Quynh Lap I	1200 (2 x 600MW)	Doosan(Boiler)	丸紅, Vinacomin	石炭
Amata	13	E.ON(HRSG)	Wartsila	CC
Ba Ria	272	Siemens, 富士電機	三井物産 NEM,Siemens	CC(Add-on)
Ca Mau 1,2	1542	Siemens, Doosan(HRSG)	Lilama	IPP:CC:Petrovietnam
Can Tho	37.5	日立(ST), EGT,Alstom(GT)		Oil
Vedan Enterprise	60	富士電機		
Nhon Trach 1	465	Alstom(Turbine, HRSG)	Lilama	CC
Nhon Trach 2	750	Siemens(Turbine), Doosan(HRSG)	Doosan	CC
O Mon 1 #1	330	三菱重工	三菱重工, 三菱商事	Oil/Gas
Phu My 1	1140	三菱重工	三菱重工	IPP:CC
Phu My 2-1	949	ABB(Swiss), Alstom(Turbine, HRSG)	ABB, 丸紅	CC
Phu My 2-1 ext.		Siemens, Alstom(HRSG)	Siemens, 三井物産	CC
Phu My 2.2	740	GE, NEM(HRSG)	EDF	CC:IPP:EDF(56%), 住友商事(28%), 東京電力(16%)
Phu My 3	740	Siemens, Doosan(HRSG)	Siemens, 三井物産	CC:IPP:BP(33.3%), Sembcorp(33.3%),九州電力 & 双日(33.3%),
Phu My 4	468	Alstom(Turbine, HRSG)	丸紅, Alstom,Lilama	CC
Thang Long	600	John Brown, Westing House, ABB,Alstom, Foster Wheeler, Babcock & Wilcox		

情報収集が可能であった範囲では、石炭火力のタービンの出力ベースのシェアは日本メーカーが約3割強、韓国メーカー(Doosan)が、一部タービン、ボイラの区分が不明であるが、2~3割、欧米メーカー(Alstom、

GE)が約 2 割、中国は1割強となっている。その他にロシア製がある。日本企業では富士電機が殆どを占めている。石炭焚きボイラでは欧米企業は Alstom、Foster Wheeler が納めており、約 4 割を占めている。Foster Wheeler はベトナムで4発電所、2,400MW 以上の実績を持つ。韓国メーカー(Doosan)は、600MW 機のボイラを 4 缶受注している。また、中国企業は石炭火力の EPC コントラクターとして丸紅との合作も含めれば 16 ユニットの受注しており、EPC コントラクターとしては、ベトナムの全石炭火力の約 5 割強を占めている。Hai Phong 火力では、丸紅-富士電機-Dongfang の日中合作が成立している。

コンバインドサイクル、ガスタービンの市場では、欧米企業が、Siemens 約 5 割、Alstom(ABB) 約 2 割、GE が約 1 割で、合計 8 割を占める。日本企業(三菱重工)のシェアは約 2 割となっている。欧州企業、特に Siemens が強い。韓国企業(Doosan)は EPC コントラクターとして、また HRSG 供給者としてコンバインドサイクル市場に進出している。中国企業は出ていない。

IPP については、日本企業の東京電力、九州電力、丸紅、双日などが事業参画を行っている。

コンベンショナル(石炭)火力発電設備の受注は今後も日、中、欧、米、韓の各企業の競合が続くものと思われる。

コンバインドサイクルは、今後欧米企業と日本企業で受注を争うことになる。パッケージャーとして、あるいは、HRSG、蒸気タービンなどの機器供給者として、中国企業、韓国企業が出てくる可能性もある。

4.3.5 ベトナムの送配電設備と新規計画

図 4.3.5.1 に 500kV 送電系統を示す。

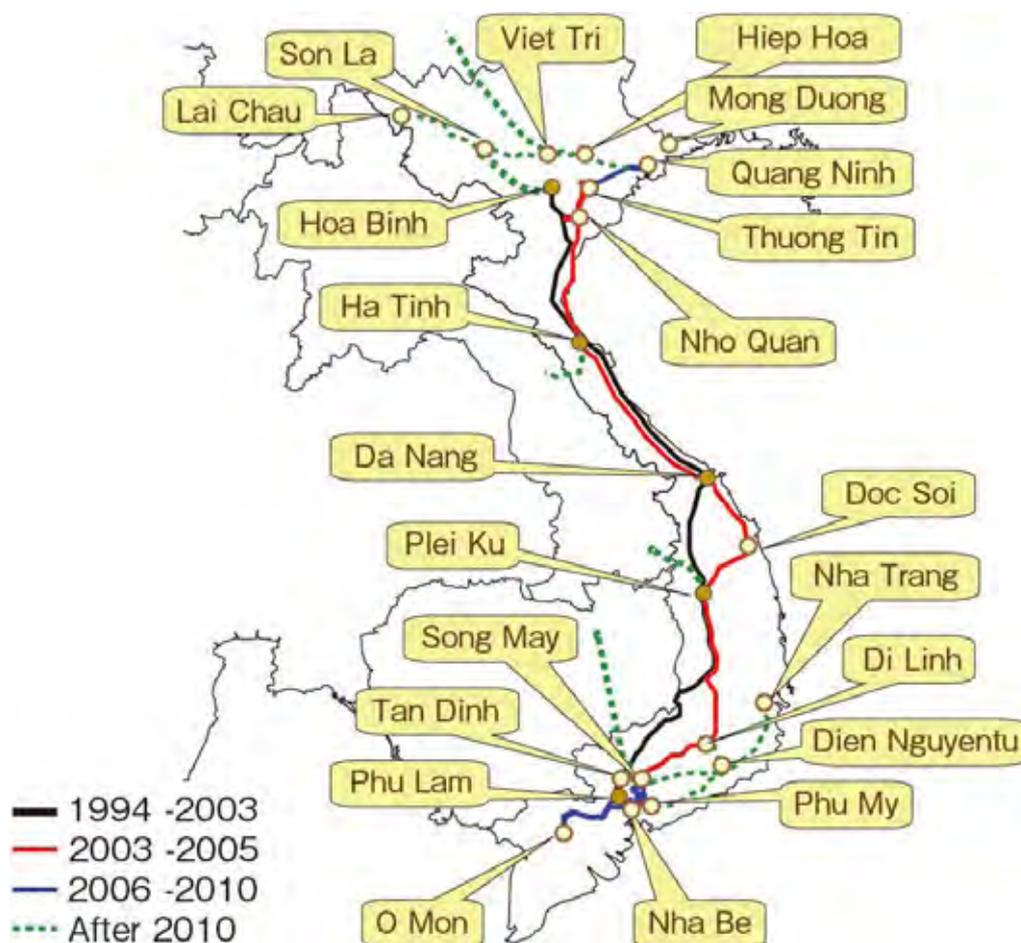


図 4.3.5.1 500kV 送電系統

出典:EVN

1994年に南北を縦断する500kV送電線が完成したことにより、北部、中部、南部が連系された。500kV基幹系統を補完する送電線には220kV、110kVがあり、各地に広がっている。

2008年末における電圧別の回線延長は、500kVが3,455km、220kVが7,988km、110kVが11,786kmである。また、同年末における変電所の設備容量は、500kV系統が705万kVA、220kV系統が1,610万kVA、110kV系統が2,206万kVAとなっている。

500kV送電線の運開に合わせて、その給電指令を行う「中央給電指令所(NLDC)」が「EVN」の直轄組織として設立された。系統運用は3階層になっており、「中央給電指令所」の下に「地域給電指令所(RLDC)」が

あり、その下に「地方給電指令所(DLDC)」がある。

「中央給電指令所」は主要発電所と 500kV の系統を管轄している。「中央給電指令所」の主要業務は、500kV、220kV および 110kV 系統の運用や発電所への運転指令であり、南北ベトナムの需給調整の要となっている。一方、「地域給電指令所」は担当する地域の 220kV および 110kV の系統を管轄しており、「地方給電指令所」は各省ごとに設置され 35kV の系統を管轄している。

周波数は 50Hz に統一されているが、配電電圧は歴史的な理由(ベトナム戦争以前は南北で異なった電圧が使用されていた)から、35kV、22kV、15kV、10kV、6kV などの様々な電圧が使用されている。一般的には、需要中心地までは 35～110kV のローカル系統で送電され、変電所(高圧/中圧)を介して各 Commune に中圧(6～35kV)で供給される。地域によって異なる配電電圧については、現在、都市部、デルタ地域、中部は 22kV、また、山岳地域は 35kV に統一を図っている段階である。

低圧配電については、北部が 380/220V(3相3線式)、南部が 220/110V(3相4線式)を採用しており、中部では両方を採用している。なお、「Commune 事業者」が管轄するエリアでは、設備の設計・施工・運転保守を「Commune 事業者」が行っているが、施工や保守などの不備により、配電損失が 50%に達する事業者もいると言われている。

電源開発計画に併せて各地で送電プロジェクトが計画されている。「第6次電力マスタープラン」によると、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。具体的には、2010年には各送電線の回線延長は、500kVが4,823km、220kVが11,484km、110kVが19,188 kmとする計画であったが、2010年時点、その達成率は60%程度である。

4.3.6 ベトナムの再生可能エネルギー開発状況

再生可能エネルギーとしては、風力、太陽光、地熱などがあり、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。

再生可能エネルギーは、地方電化に資するものとして期待されており、EVNの傘下のエネルギー研究所(IE)を中心に研究開発が進められている。なお、2015年までに1,200MW、2020年までに1,500～1,700MW、2025年までに2,400～3,000MWの開発が計画されている。

風力は次のとおりである。

現在までに開発された風力発電所は、Bach Long Vi島に2004年11月運開した530kWを含め、合計800kWである。

太陽光は次のとおりである。

太陽光は、比較的ポテンシャルに恵まれており、太陽熱の放射は冬季で 3.0～4.5kWh/m²/日、夏期で 4.5～6.5kWh/m²/日となっている。しかしながら、現在までに開発された太陽光発電設備の合計出力は 1,150kW に過ぎない。太陽光システムの研究・開発は、「IE」をはじめ、ホーチミン市にある「ベトナム科学協会」の「太陽光研究室」(Solarlab)、「ハノイ工科大学」の「再生エネルギーセンター」などが中心に行っている。

なお、一般的に太陽光製品は輸入に頼っているが、システムの一部は国産でも賄われる。太陽光システムの市場は3つに分類されており、50%が研究・開発用、30%が村営施設用(共用の電灯、テレビなど)やバッテリー充電所用(未電化地域では、バッテリーを利用してテレビなどを見ている)、20%が家庭用である。家庭用としては、1,000程度が南部を中心に設置されている。

バイオマスは次のとおりである。

農業国であることからバイオマスのポテンシャルが大きく、もみ殻、稲わら、コーヒー豆の殻、バガス(サトウキビの絞りかす)などの農業廃棄物や、木材チップ、ゴム材、伐木、ココナツ殻などの研究開発が進められている。このうち、バガスともみ殻がバイオマス燃料として成立する可能性が高い。

現在、バイオマス発電は42カ所(合計15万kW)あり、その内、送電線に連系している発電設備が3カ所ある。年間5,000万トン以上のバイオマスが生成されるが、その利用率は30~40%に過ぎない。現段階では、バイオマスはコストが高く、商業的に採算が成り立つことは難しいことから、太陽光、水力同様に投資家の注目を引きつけるには至っていない。

小水力は次のとおりである。

小水力に関しては、送電系統に連系されている小水力発電所が49カ所(合計6.4万kW、単機容量は100~1万kW)ある(1カ所は停止)。

また、送電系統から孤立している発電所が北部と中部を中心に300カ所(合計7.0万kW、単機容量は5~200kW)あるが、信頼性が低く、半分以上が停止状態にある。なお、家庭用の小水力のシステム(0.1~1kW)が製造されており、これまでに15万個のシステムが販売されている。こうしたシステムは、地方において大きな役割を果たしており、送電系統から孤立した地域の電化に貢献している。

地熱開発可能な地熱資源は合計20万kWと推定されている。400カ所以上の地熱源が確認され、その多くは中部に集中している。中でもDanh Than、Tu Bong (Khanh Hoa省)、Hoi Van (Binh Ding省)、Mo Duc、Nghia Thang(Quang Ngai省)、Bang(Quang Binh省)の6カ所が有望視されている。

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

海外での中国企業の全体の受注状況は、300MW以上のものについては、3.5項に述べたとおりである。得られたデータの範囲で300MW以下のものも含めると、2009年時点で契約済みのものを含めて、151ユニット、総出力53,878MWである。そのうち、2009年で運開しているものは61ユニット、11,698MWで、90ユニット、42,180MWが契約～製作、据付・試運転中のものである。

このうちASEAN向けのものは、37ユニット、9,415MWで台数は中国全輸出ユニットの24.5%、出力で17.5%を占める。仕向け先のASEAN国はインドネシア、ベトナム、マレーシア、タイでASEAN輸出国の中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、マレーシア、タイは少ない。

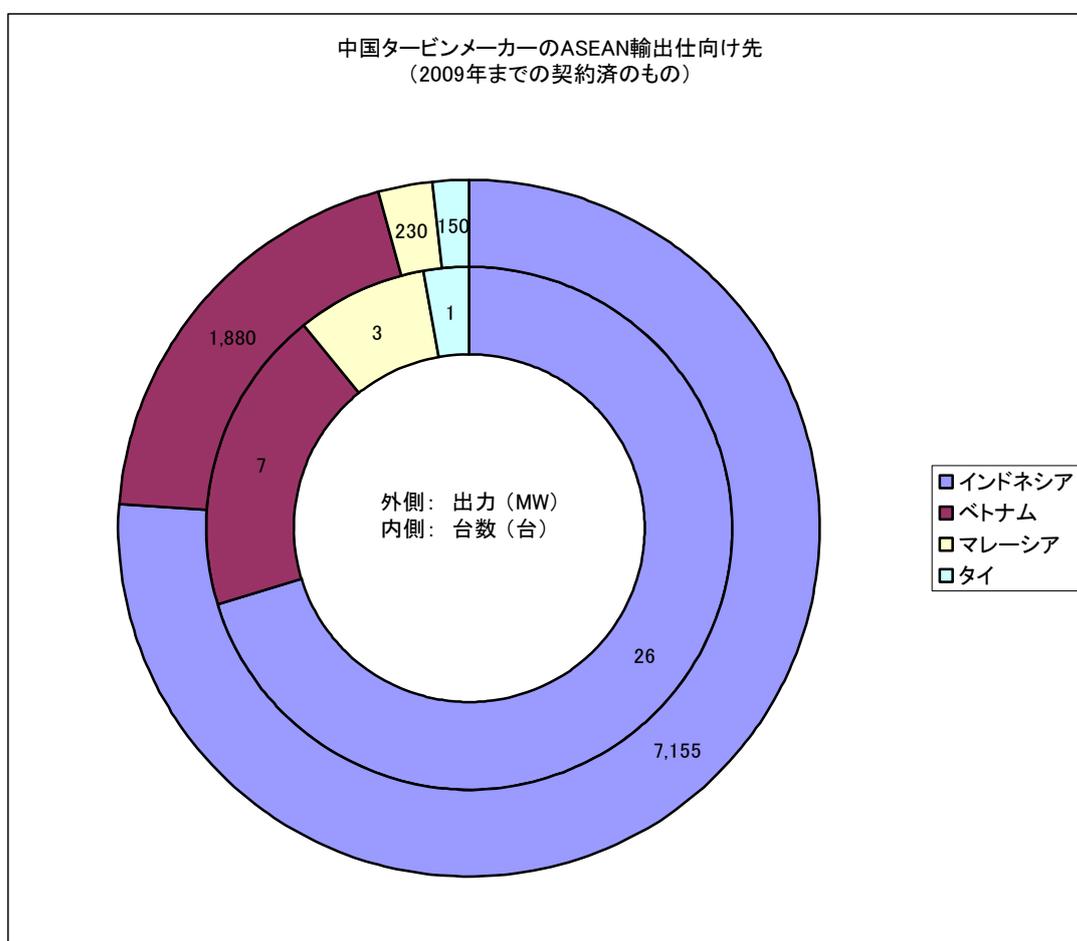


図 4.4.1 中国 3 大タービンメーカーの ASEAN 輸出仕向け先
出典:ハルビン、上海、東方タービン納入実績表 (2008年)

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の10案件のほとんどを中国企業の独占状態で受注したことが大きい。第一次クラッシュプログラム案件を下表に示す。

なお、日本勢関連としては、丸紅・斗山重工業の連合が入札参加したが敗退した。

表 4.4.1 インドネシアの第一次クラッシュプログラム案件
出典: JAKARTA POST、PLN資料、社内資料

No	プラント名	ユニット数 x 出力(MW)	運開(予定)	契約者	機器(タービン)供給者
1	BANTEN-LABUAN SPP,	2 2 x 315	2009-2010	中国達成工程公司(Chenda) / Truba Jurong, Dongfang, 設計は西南設計院	Dongfang
2	JABAR-INDRAMAYU SPP,	1 3 x 330	2010	中国機会工業集团公司(CINOMACH) / 中国電工設備総公司(CNEEC) / Penta Adi Samudera	Beijing Beizhong(T/G), B&W Beijing(Boiler)
3	BANTEN -SURALAYA SPP,	1 1 x 625	2010	中国技術進出公司(CNTIC) / Rekayasa	Shanghai
4	BANTEN-Lontar/TELUK NAGA 3 SPP,	3 3 x 315	2010 - 2011	Shanghai Electric Corp? / Dalle Energy	Dongfang
5	JABAR-PELABUHAN RATU 2 SPP,	3 3 x 350	2011	Shanghai Electric Corp/Maxima Infrastructure	Shanghai
6	JATENG-REMBANG SPP,	1 2 x 315	2010	Zelan Holding (マレーシア) / Priamanaya	Dongfang
7	JATIM-PACITAN 1 SPP,	2 2 x 315	2010 - 2011	Dongfang / Dalle Energy	Dongfang
8	JATIM PAITON 2SPP,	1 1 x 660	2010	Harbin 動力設備 / MSH Energy, 設計担当は中南設計院	Harbin
9	TANJUNG AWAR - AWAR	- 2 x 300	2013	中国達成工程公司(Chenda) / 中国電工設備総公司(CNEEC) / Penta Adi Samudera , Dongfang	Harbin

中国企業はインドネシア・ジャワ島でクラッシュプログラム案件をほとんど受注したが、建設工程は大幅に遅れ、商業運転開始に至ったユニットは2基のみとの情報もある。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。その結果、当初ジャワ・バリで予定していた6,900MW に対し、約4,000MWしか調達の目途がついていない。表面価格が低くても、発電効率等の技術面、環境面、品質面での疑問が残るが、これらは稼動するまでは不明の部分もある。また、中国のバイヤーズクレジット融資条件は、当初は3.5%、8年との触れ込みであったが、「インドネシア政府による保証が不明確」との理由で、期間10年ながらリスクプレミアムを含めた加重平均金利で13%を越える条件を提示したため、インドネシア側としては裏切られた気持ちとも言われている。

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高くはない場合が多い。第一次クラッシュプログラムの現状から見て、以下の点が言える。

- ・ 品質管理のレベルの低さ
- ・ 中国国内に納入したプラント設計を、インドネシア炭性状に調整して変更する機器設計技術及び経験の不足
- ・ 工程管理意識の低さ
- ・ 経験不足によるインドネシア電力公社及びローカルのサブコントラクター(据付、土木工事の一部)とのコミュニケーションが不適切

中部ジャワ・チラチャップの石炭火力発電所は、2006年11月に完工したプラントで、総工費5.1億ドル(うち、中国銀行の融資4.08億ドル)で成達工程公司、中国系企業PT Sumber Energi Sakti Primaと電力庁の子会社による、300MW x 2ユニットで、中国企業によるIPPとしては、東パレンバン火力発電所に次ぐ当国2番目のものであった。プルノモ大臣によれば、工期2年は最短完工記録とされるが、テストランで機器の振動が発生して多くの部品を交換したが、能力通りのベースロード運転が出来ず、多数の懸案事項を残している、との情報があった。(2006年時点)

上記のように、中国企業の海外発電プラント品質や工事に対する評価は公になっているものはないが、一般には必ずしも高くはない。

4.5 欧米企業、韓国企業の受注状況実績

2009年の米国GEのエネルギー・インフラ部門においては、売上高371億3400万USDで全社売上の24%、利益は68億4200万USDで全社利益の35%を占めており、前年比で売上は4%減少、利益は13%増加となった。全社の2009年における研究開発費として、100億USD(売上の7%)を投資している。GEは、エネルギー・インフラ部門を事業の中核に据えつつ、長期的には再生可能エネルギーを代表とするクリーンエネルギーへ向かうとしている。

2009年の独国シーメンスのエネルギー部門においては、全社売上の34%を占め、利益は33億1500万ユーロで全社利益の44%を占めており、前年比売上高は14%の増加、利益は31%の増加となった。売上における地域別の増加は、ヨーロッパ・アフリカ・中東向けが16%の増加(ドイツ向けは1%の増加)、アメリカ向けが16%の増加、アジア・オーストラリア向けが8%の増加となった。エネルギー部門の詳細では、化石燃料発電分野の利益が12億7500万ユーロと、分野ごとでは最高額であり、全社の17%を占めており、最大の収入源となっている。シーメンスは、効率的なエネルギー供給を経営ビジョンとしている。

2009年の仏国アルストムの電力部門においては、売上高135億7700万ユーロで全社売上の73%を占めており、前年比で電力システム分野が13%の増加、電力サービス分野が6%の増加となった。また研究開発費として、6億2100万ユーロ(売上の3.1%)を投資している。電力部門では、CCS(二酸化炭素回収貯留)への研究開発に重点を置いている。

2008年の斗山重工の発電プラント部門(原子力を除く)においては、売上額3兆4530億ウォンでシェアは

61%である。前年比では95%の増加となっている。発電プラント部門の収益構成では、EPCが66%を占めている。納入実績としては、ボイラが850万kW、蒸気タービンが450万kWである。

米ゼネラル・エレクトリック(GE)は社会インフラ事業の世界展開を加速するとしている。司令塔となるのは、日立製作所との原発事業統合を手がけるなどインフラ部門の経験が長く、2011年1月に海外全般の統括責任者に就任した、ジョン・ライス副会長である。世界各国の政策・市場動向を分析する上級幹部ポストも新設し、「会社の重心を米国の外にさらに移す」(ライス副会長)としている。また、20億ドル以上を投じて中国に研究拠点や合弁会社を新設すると発表した。アラブ首長国連邦(UAE)アブダビには同10月、官民のリーダーを育成する人材開発センターを新設した。ブラジルでは再生可能エネルギーなどを研究する世界5カ所目の中央研究所を開設、研究者200人を雇う計画としている。収益力で大差をつけ、GEは目先のリターンに結びつかない先行的アプローチを惜しまない、と言われる。長い目でみれば新興国が望む人材育成に協力することでも、ビジネスは生まれる。GEのインフラ事業の主力である電力部門の2009年度売上高は3兆円、2年間で5000億円強も増えた。売上高営業利益率は18%を超える。独シーメンスも2兆8000億円の売上高に対し、営業利益率は13%と高水準である。それに対して日立製作所の売上高は8,800億円、利益率は2・5%、東芝の場合、鉄道交通や上下水道などを含めた社会インフラ部門全体でみても営業利益率は5・9%にすぎなく、GEとは大きな収益力の差がある。各社が世界各地に納入した発電所の累計発電能力をみると仏アルストムやGEは1,000GW前後、シーメンスが600GW強。日本勢は筆頭格の三菱重工業でも250GW前後(業界推計)にとどまる。既存設備の補修サービスの事業基盤でも日本企業はGEに水をあけられている。製品別にみて欧米勢が強いのはガスタービンである。高温部の部品交換が頻繁になる分、利益率も高くなるとされる。世界の電力投資の約6割を占める送配電網の構築はスイスのABBなど欧州メーカーがシェアの過半を握っており、ここでも日本勢は追う立場となっている。だが、ガスタービンなど高収益の製品を中心に事業を絞り込んだ欧米企業に対し、統合されたシステムを求める発注者は不満を持ち始めているとも言われており、日本企業の商機がここにあるという考えもある。例えば、電力需給を効率よく管理するスマートグリッド(次世代送電網)や、電気自動車の充電システムなどは、全体を制御するIT(情報技術)がカギを握る。日立は国内3位の情報通信部門を持つ強みをアピールし、これが中国政府に認められ、環境技術での協力関係締結につながった。原発事業で仏アレバと世界首位を争う東芝も、送配電事業に注力している。社会インフラ整備は公共事業の色彩が濃いため、経済合理性だけで受注が決まらない面もある。技術はもちろん、コストや情報収集力など企業の総合力が問われるビジネスである。海外の重電大手と渡り合うためのハードルは高いが、成長市場で踏ん張らない限り日本の電機産業の将来は厳しくなるものと思われる。

欧州電機大手の独シーメンスが発表した2010年10～12月期の純利益は、2009年同期比16%増の17億1,800万ユーロ(約1,920億円)だった。世界的なエネルギー需要の増加や自動車産業の生産台数の回復などを受け産業機器、エネルギー、医療機器の主力3事業がいずれも1割超の増収となり、収益力の向上につながった。グループ売上高は12%増の194億8,900万ユーロ、新規受注高も19%増の225億8,800万ユーロで

ともに2ケタ伸びた。部門別では、産業機器の事業利益が22%増と好調。特に本国ドイツの自動車メーカーが相次ぎ増産している効果で自動化機器が6割増益だった。工場の操業度向上で事業利益率も0.8ポイント改善し11.2%に上昇した。エネルギー部門は売上高の約4割を占める火力発電が好調で14%増収。事業利益も7%増となった。火力発電事業は19%まで利益率が高まった。風力発電など再生可能エネルギー事業は売上高が8割増となったが、研究開発費が膨らんだうえ風力タービン拡販に伴う販売経費が増加し、事業利益率が前年同期より0.6ポイント悪化の4.2%だった。

インドネシア、フィリピン、ベトナムにおける欧米企業と韓国企業の具体的な受注実績については、調査可能な範囲で得られたものを、4.1.3項(表 4.1.3.1)、4.2.3項(表 4.2.3.4)、4.3.3項(表 4.3.3.2)に示している。

3カ国分をまとめた石炭火力のシェアは、タービン出力ベースで、日本メーカー4割強、中国メーカー2割強、欧米メーカー2割程度と思われる。石炭ボイラでは欧米メーカーが4割強を占める。

3カ国分をまとめたコンバインドサイクルのシェアは、三菱重工とSiemensが3割強、Alstomが2割強、GEが1割強程度と思われる。ベトナムではSiemensが強く、インドネシアでは三菱重工が強い。中国はコンバインドサイクルでは出ておらず、韓国は主にHRSGの供給メーカーとしての受注がある。

全体的に共通して以下のようなことが言える。

- 石炭火力のシェアは日本企業が大きいですが、近年は中国メーカーの伸長が目立つ。
- 中国メーカーは機器供給者としてばかりでなく、EPCパッケージャーとして自国外の機器も調達してとりまとめ、インドネシア、ベトナムの石炭火力では多くのユニットを受注している。
- 石炭火力のボイラではFoster Wheeler、Alstomなどの欧米メーカーが4割強を占める。韓国Doosanも受注してきている。
- コンバインドサイクルは日本企業(三菱重工)、Siemens、Alstomが拮抗して受注を競っており、中国企業は市場に出てきていない。韓国企業(Doosan)は、EPCパッケージャーあるいは、HRSG供給者としてコンバインドサイクル市場に出てきている。
- 欧米メーカーの中での米国メーカー(GE)のシェアは大きくない。
- 電力会社、商社を主体としてIPP事業へ参画する動きが増えている。
- 地熱発電は日本企業のシェアが大きい。

今後の石炭火力では日、中、欧、米、韓の各企業が、受注にしのぎを削ることになると思われる。電力会社や商社によるIPP事業参画も続く可能性が高い。インドネシアの第一次クラッシュプログラムで圧倒的な価格競争力によりシェアを拡大した中国企業は、建設過程で客先評価が高くないと伝えられており、その影響が注目される。日本企業にとっては、強みと言われている、高効率、高品質、高信頼性、少ない性能、稼働率などの経年劣化、高い運用・保守ノウハウなどが、低い価格競争力をカバーしてどれだけ客先の評価を獲得

できるかが、特に中国企業を意識した場合の、今後の受注のキーとなるものと思われる。

コンバインドサイクルは、今後も、欧米企業と日本企業で受注を争ってゆくことになろう。EPC パッケージャーとして、あるいは、HRSG、蒸気タービンなどの機器供給者として、中国企業、韓国企業が出てくる可能性もある。

IPP への事業参画については、今後も日本の電力会社、商社の取り組みが続くものと思われるが、中国の発電会社の海外事業子会社や韓国企業(KEPCO など)の参画も増えてくる可能性がある。

日、欧米、中、韓の各企業の間での協業も、今後進む可能性がある。

地熱発電は、インドネシア、フィリピンででは積極的な開発が計画されている。日本企業は今後も引き続き経験、技術の面から優位性を保つものと思われるが、日本企業同士の過当な競争も懸念される。

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。

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30.9 億ドル(総額比34.0%)、成約件数90件(24.6%)となっている。

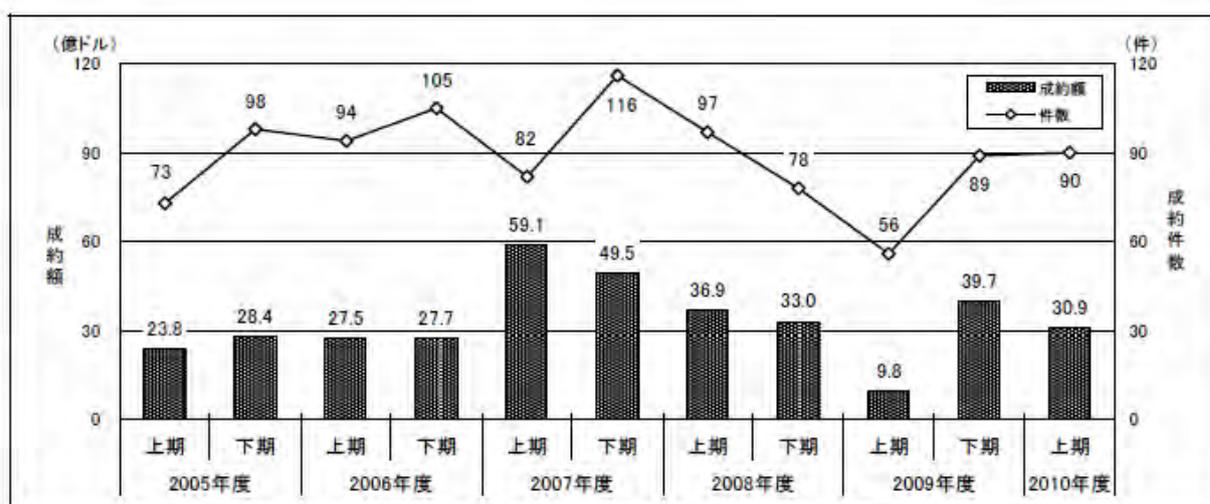


図 4.6.1 日本企業による発電プラント成約実績の推移

出展： 2010年度上期海外プラント・エンジニアリング成約実績調査報告書、日本機械輸出組合

機種別でみると、2010年度上期の成約額は、火力発電施設・設備(20.19億ドル、65.3%)、変電施設・設備(4.18億ドル、13.5%)、送・配電施設・設備(3.14億ドル、10.2%)が上位となった。

成約額が1億ドル以上増加した機種は、火力発電施設・設備(12.44億ドル増)、変電施設・設備(3.50億ドル増)、原子力発電施設・設備(2.82億ドル増)、送・配電施設・設備(2.46億ドル増)となっている。成約件数は、火力発電施設・設備が23件と大幅に増加した。

表 4.6.1 日本企業による発電プラントの機種別成約額

出典：2010年度上期海外プラント・エンジニアリング成約実績調査報告書、日本機械輸出組合

		全 体	火力発電 施設・設備	変電 施設・設備	送・配電 施設・設備	原子力発電 施設・設備	水力発電 施設・設備	地熱発電 施設・設備	その他
成約額	2010年度 上期	30.90	20.19	4.18	3.14	2.83	0.11	0.07	0.39
		100.0%	65.3%	13.5%	10.2%	9.2%	0.4%	0.2%	1.2%
	2009年度 上期	9.82	7.75	0.67	0.69	0.01	0.02	-	0.68
		100.0%	78.9%	6.8%	7.0%	0.1%	0.2%	-	7.0%
	増 減	21.09	12.44	3.50	2.46	2.82	0.09	0.07	▲0.30
件 数	2010年度 上期	90	63	3	7	5	3	2	7
		100.0%	70.0%	3.3%	7.8%	5.6%	3.3%	2.2%	7.8%
	2009年度 上期	56	40	3	5	1	1	-	6
		100.0%	71.4%	5.4%	8.9%	1.8%	1.8%	-	10.7%
	増 減	34	23	0	2	4	2	2	1

(注) 成約額の単位：億ドル。「-」：該当案件なし

2010年度上期の成約額上位3カ国は、ベトナム(9.39億ドル、30.4%)、アラブ首長国連邦(4.72億ドル、15.3%)、オーストラリア(3.83億ドル、12.4%)となっている。

上位10カ国の成約額合計は、27.38 億ドルとなり、成約額全体の88.6%を占めた。

表 4.6.2 日本企業による発電プラントの成約額上位10ヶ国

出典：2010年度上期海外プラント・エンジニアリング成約実績調査報告書、日本機械輸出組合

	2009 年度上期			2010 年度上期		
	国名	成約額	割合	国名	成約額	割合
1	エジプト	2.99	30.4%	ベトナム	9.39	30.4%
2	アルゼンチン	1.50	15.3%	アラブ首長国連邦	4.72	15.3%
3	クウェート	1.38	14.1%	オーストラリア	3.83	12.4%
4	アメリカ合衆国	0.98	9.9%	アメリカ合衆国	2.19	7.1%
5	香港	0.50	5.1%	モロッコ	1.74	5.6%
6	イラン	0.42	4.3%	インド	1.45	4.7%
7	バーレーン	0.35	3.5%	中華人民共和国	1.14	3.7%
8	インド	0.30	3.1%	ベネズエラ	1.09	3.5%
9	サウジアラビア	0.28	2.8%	インドネシア	1.07	3.5%
10	中華人民共和国	0.25	2.5%	タイ	0.77	2.5%
	上位 10 カ国計	8.94	91.0%	上位 10 カ国計	27.38	88.6%

(注) 成約額の単位：億ドル

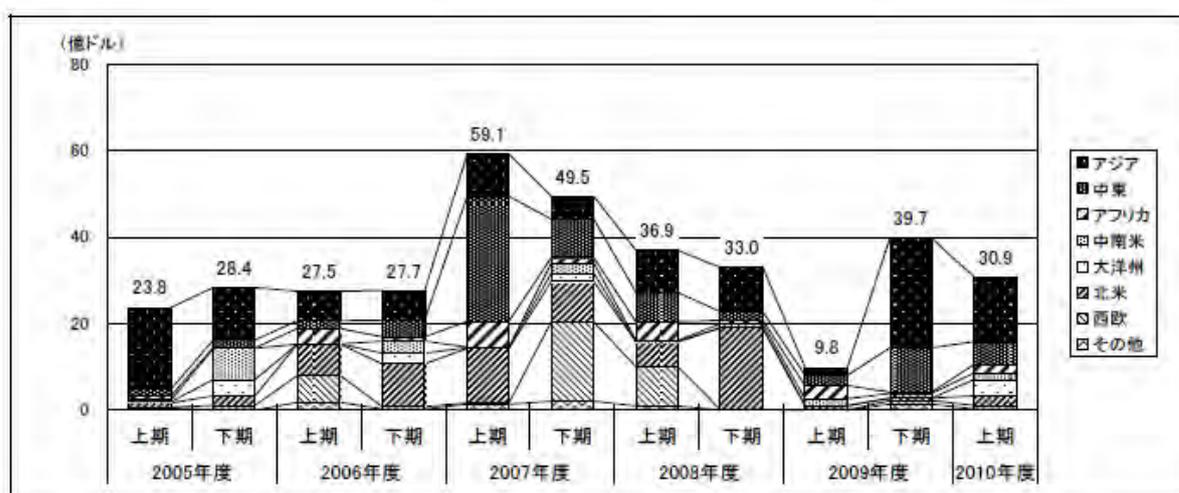


図 4.6.2 日本企業による発電プラントの地域別成約額の推移

出典： 2010年度上期海外プラント・エンジニアリング成約実績調査報告書、日本機械輸出組合

地域別でみると、前年度上期と比べ、成約額が増加した地域は、アジア(13.30億ドル増)、大洋州(3.74億ドル増)、中東(2.95億ドル増)、北米(1.21億ドル増)、西欧(0.80億ドル増)、その他の地域(0.28億ドル増)となった。一方、成約額が減少した地域は、アフリカ(1.11億ドル減)、中南米(0.09億ドル減)となっている。ASEANを含むアジアが全体の48.5%を占めている。

なお、2010年度上期の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。次いで、エネルギープラントが3件、生活関連・環境プラント、交通インフラ、化学プラント、鉄鋼プラントが1件となった。下図に示すように日本の機械輸出大型案件に占める発電プラントの割合は大きい。

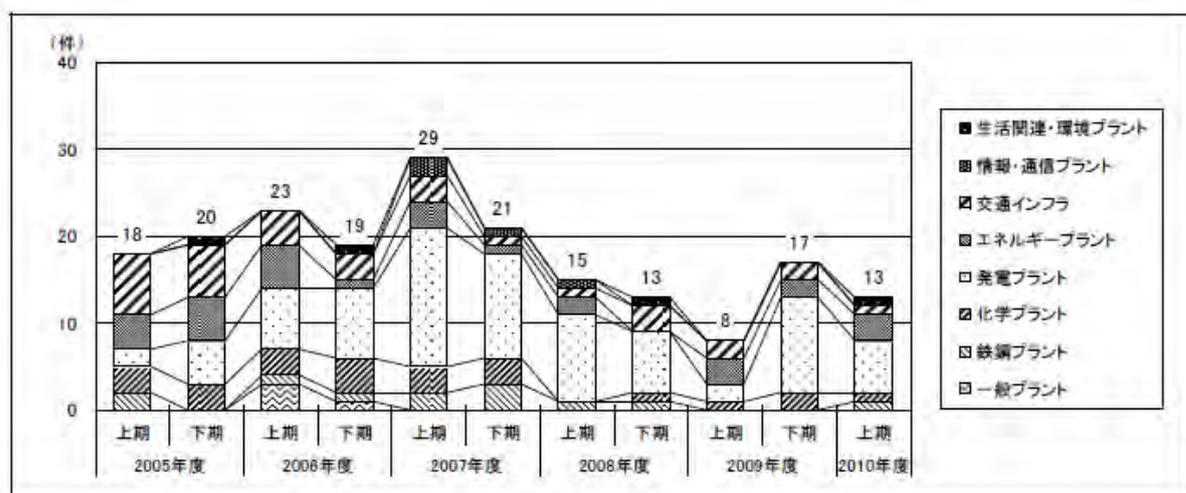


図 4.6.3 日本企業による機械輸出の機種別大型案件成約額の推移

出典：2010年度上期海外プラント・エンジニアリング成約実績調査報告書、日本機械輸出組合

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。機械輸出全体の既設設備の更新・改修等の2010年度上期の成約額は、11.3億ドルだが、機種別にみると、発電プラント(30.9%)とエネルギープラント(22.7%)と鉄鋼プラント(22.4%)の3機種で既設設備の更新・改修等に関わる案件の全成約額の7割以上を占めている。海外輸出プラントも経年火力が多くなってきており、予防保全、機能向上、更新、改修のニーズも増えてきているものと思われる。この分野は、余寿命診断技術や、各種機能向上、性能向上技術など、日本メーカーの技術力の高い分野であり、また、オリジナルの機器供給者でしかできない工事もあるので、日本メーカー受注の可能性が高い。

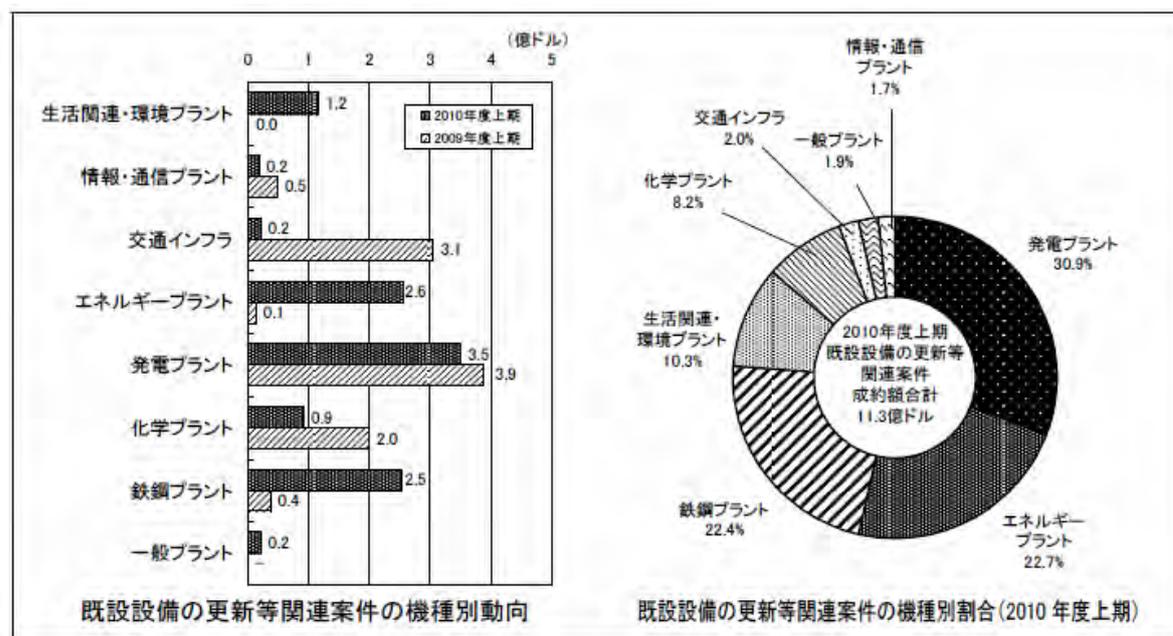


図 4.6.4 日本企業による機械輸出の既設設備の更新・改修等に関わる案件の機種別動向(左)と機種別割合(右) 出典：2010年度上期海外プラント・エンジニアリング成約実績調査報告書、日本機械輸出組合

至近10年間の日本企業による発電設備のASEANにおける実績を以下に示す。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。

表 4.6.3 日本企業による発電プラントの発電設備のASEANにおける至近10年の実績

出典：各社の納入実績表

運開年 (*は出荷年)	国名	ユニット名	出力 (kW)	タービン 製造者	ボイラ 製造者
2000*	Vietnam	Phu MY-1	391,000	MHI	MHI
2000	Vietnam	Vedan Enterprise	60,000	富士電機	-
2001*	Singapore	TUAS A Stage II #1 C/C	367,500	MHI	MHI
2001*	Singapore	TUAS A Stage II #2 C/C	367,500	MHI	MHI
2001	Vietnam	Ba Ria Add-on 306 Block 2 CCPP	60,680	富士電機	-
2002*	Philippines	ILIJAN 1200MW C/C #1	635,000	MHI	-
2002*	Philippines	ILIJAN 1200MW C/C #2	635,000	MHI	-
2002	Thailand	Krabi No.1	340,000	日立	日立
2002	Malaysia	Gelugor Conversion Project	110,340	富士電機	-
2004	Vietnam	Na Duong Coal-Fired Thermal PP Unit 1	55,600	富士電機	-
2004	Vietnam	Na Duong Coal-Fired Thermal PP Unit 2	55,600	富士電機	-
2004	Vietnam	VN-1	161,540	富士電機	-
2005	Malaysia	Port Dickson(Tuanku Jafaar) I C/C	715,000	MHI	MHI
2006*	Singapore	TUAS #3 C/C	367,500	MHI	MHI
2006*	Singapore	TUAS #4 C/C	367,500	MHI	MHI
2006*	Malaysia	Powertron 1 C/C	36,500	MHI	MHI
2006*	Malaysia	Powertron 2 C/C	36,500	MHI	MHI
2006	Malaysia	Tanjung Bin #1	748,000	東芝	IHI
2006	Indonesia	Tanjung Jati B #1	710,000	東芝	B&W
2006	Indonesia	Tanjung Jati B #2	710,000	東芝	B&W
2006	Philippines	Mindanao #1	116,000	東芝	-
2006	Philippines	Mindanao #2	116,000	東芝	-
2007*	Indonesia	Darajat III 3 (地熱)	110,000	MHI	-
2007*	Thailand	Map Ta Phut #1	717,000	MHI	MHI
2007*	Thailand	Map Ta Phut #2	717,000	MHI	MHI
2007*	Malaysia	#1	39,100	MHI	MHI
2007	Indonesia	Tarahan Coal Fired Plant Unit 4	100,000	富士電機	-
2007	Indonesia	Tarahan Coal Fired Plant Unit 3	100,000	富士電機	-
2007	Philippines	PNOC-EDC Northern Negros	49,370	富士電機	-
2007	Malaysia	Tanjung Bin #2	748,000	東芝	IHI
2007	Malaysia	Tanjung Bin #3	748,000	東芝	IHI
2007	Indonesia	Lahendong II (地熱)	20,000	富士電機	-
2007	Thailand	Pathum Thai Factory	-	-	IHI
2007	Philippines	Petron Refinery	-	-	IHI
2008	Indonesia	Lahendong III (地熱)	20,000	富士電機	-

運開年 (*は出荷年)	国名	ユニット名	出力 (kW)	タービン 製造者	ボイラ 製造者
2008*	Thailand	South Bangkok Block III 1 C/C	747,000	MHI	MHI
2008*	Thailand	Ratchaburi #1 C/C	725,000	MHI	MHI
2008*	Thailand	Ratchaburi #2 C/C	725,000	MHI	MHI
2008*	Indonesia	Rapp/Pr2e	92,350	MHI	-
2008*	Indonesia	Rapp/Pr2e	97,260	MHI	-
2008*	Vietnam	SKIC Vietnam Project 1	26,300	MHI	-
2008	Malaysia	Port Dickson(Tuanku Jafaar) II C/C	750,000	GE/ 東芝	Nooter/ Eriksen
2008	Vietnam	Hai Phong Unit No.1	300,000	富士電機	東方
2009*	Vietnam	O Mon 1	330,000	MHI	MHI
2009	Malaysia	Jimah #1	752,500	東芝	-
2009	Malaysia	Jimah #2	752,500	東芝	-
2009	Indonesia	Wayang Windu Unit 2 (地熱)	117,000	富士電機	-
2009	Vietnam	Hai Phong Unit No.2	300,000	富士電機	東方
2009	Malaysia	Port Dickson #2	-	-	IHI
2010	Vietnam	VN-2	161,540	富士電機	-
2010	Vietnam	Hai Phong II Unit No.3	300,000	富士電機	-
2010	Vietnam	Hai Phong II Unit No.4	300,000	富士電機	-
2010	Philippines	REDONDO PENINSULA ENERGY PP Unit 1	150,000	富士電機	-
2010	Philippines	REDONDO PENINSULA ENERGY PP Unit 2	150,000	富士電機	-
2010	Thailand	SIPCO 160MW CC Cogen. Project	56,750	富士電機	-
2011	Indonesia	Muara Karang	694,000	MHI	MHI
2011	Indonesia	Tanjung Priok	740,000	MHI	MHI
2011	Philippines	CEBU Power Plant Unit #1	103,000	富士電機	-
2011	Philippines	CEBU Power Plant Unit #2	103,000	富士電機	-

注) 「-」は不明なもの。

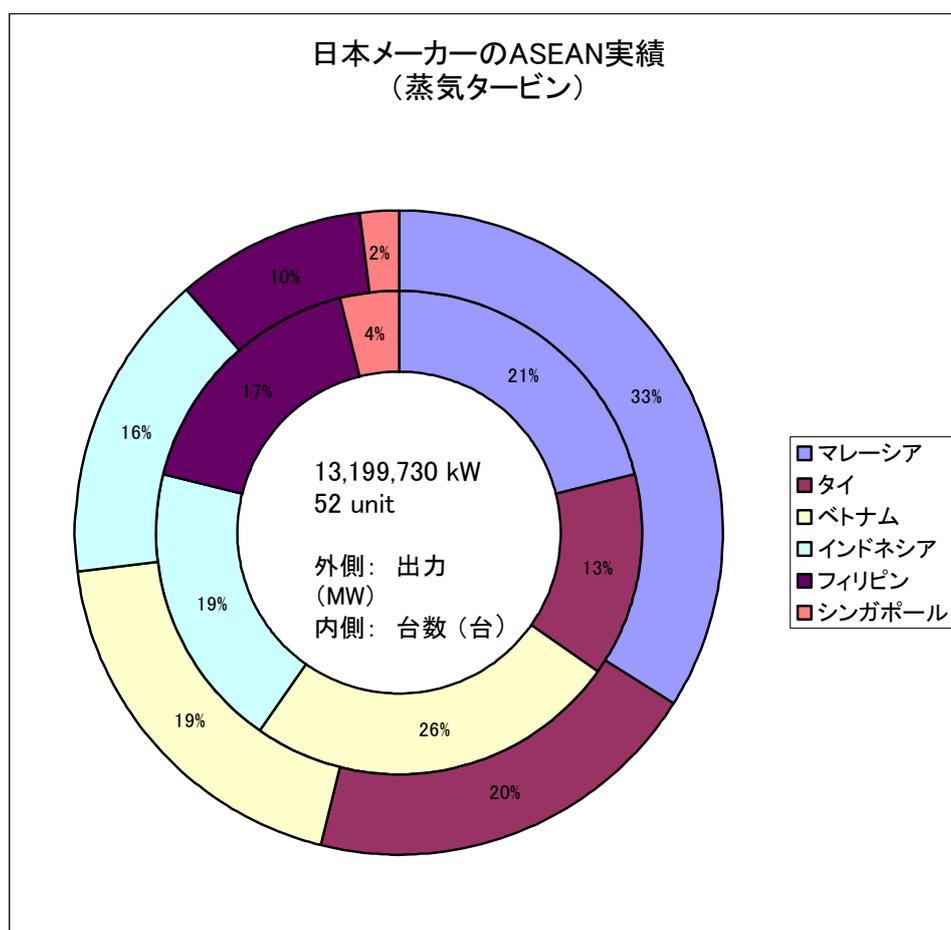


図 4.6.5 日本メーカーの輸出火力タービンのASEAN仕向け先(過去10年間)

出典: 各社の納入実績表

インドネシア、フィリピン、ベトナムへはそれぞれ、2,076,610kW/10 台、1,255,370kW/9 台、2,502,260kW/13 台納められている。

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

1) 中国企業の成約要因

中国などの企業が受注した強みは以下にある。

(1) 価格

中国の動向人件費、材料費、元レートなどの点で、圧倒的な価格優位性を持っている。

(2) 製造能力(Capacity)

中国メーカーは 90GW/年という巨大な製造能力を有する。(中国国内の電力需給状況がバランスするにつれて製造能力が余剰となり、生産設備の稼働率維持のために外に出て行かざるを得なくなったとすれば、固定費の回収を優先した価格設定が行われる可能性も考えられる。)

(3) トップセールス

- (a) 2005年の胡錦濤中国主席インドネシア訪問時の第7回インドネシア中国経済・貿易投資・技術協力委員会に続く、同第8回が、2006年10月バリ島にて薄熙来中国商務部長とマリ商業相との間で開催され、両国合同の合同投資促進委員会設置等が合意された。
- (b) また、昨年2006年10月末には中国と東南アジア諸国連合(ASEAN)との対話構築15周年記念の首脳会議が中国の南寧で開催され、温家宝総理とユドヨノ大統領を含むASEAN10ヶ国の首脳との間で、関係強化が話し合われた。第3回「中国・ASEAN 博覧会」および「中国ASEAN ビジネス・投資トップ会議」も同時に開催され、中国の積極的な対ASEAN外交の展開となった。
- (c) ユドヨノ大統領の2006年10月の上海訪問の機会に第2回インドネシア・中国エネルギーフォーラムが開催され、中国とのエネルギー鉱物協力の覚書が調印された。総額35.6億ドルとされる。

なお、韓国やロシアの例として、最近の原子力商談における李明博大統領によるトップセールスの他にも、以下のようなものがある。

(a) 韓国大統領のインドネシア訪問

2006年12月、盧武鉉大統領がインドネシアを訪問し、ユドヨノ大統領と会談、両国の戦略的提携(Strategic Partnership)の締結を行った。韓国は、インドネシアで2016年稼働予定の商業原子炉供給に興味を示し、政府間エネルギー協力として、原子力発電の協力覚書調印を行った。

さらに、韓国は4億ドルのソフト・ローン供与と3千万ドルの無償資金供与を約束した他、投資覚書(投資調整庁とKOTRA)、汚職撲滅協力覚書、観光と林業の協力覚書、兵器の共同生産及び軍事技術供与の覚書を調印した。

(b) ロシアとインドネシアとの協力

ユドヨノ大統領が2006年訪ロし、12月1日にプーチン大統領と会談、原子力平和利用協力覚書(ロシアのROSATOMがインドネシアの原子力発電入札に参加見込み)、宇宙空間平和利用協力覚書(2010年にパプアのビアク島における衛星打ち上げ計画あり)、軍事技術協力覚書(2006～2010年:ロシア政府融資付帯)、軍事技術の知的所有権保護覚書、検事の相互協力覚書、外交・公用旅券所有者へのビザ供与の免除覚書、観光協力覚書等を締結した。

インドネシアはスホーイ戦闘機6機、ミグ戦闘機5機、潜水艦、兵員輸送車20台、軍事ヘリコプター10機、他を購入する計画とされる。

(4) 仕向け先国の電力事情(需給逼迫状況)

第一次クラッシュプログラムでは、インドネシアの財務省、電力庁のチームが中国出口信用公司(SINOSURE)等と、2007年3月、中国企業とのファイナンスと保証の条件が交渉中である中、納期を急ぐという理由で、クラッシュプログラムの4案件が契約調印された。一般にASEAN各国は急激

な経済成長により電力需給状況が逼迫しており、発電所の新設に時間的猶予が無い場合が多い。そうした相手国の電力事情の中での早い受注交渉からの契約締結であった。

(5) 国家(国家機関、商社、メーカー、設計院)一体となった受注活動

第一次クラッシュプログラムの入札過程では、中国企業は中国勢同士の過当競争となっている例も見受けられるとされたが、商社、設計院、メーカー、総合コンストラクターなど中国全体で国として一体となって入札に取り組んでくると思われる場合もあったとされる。

なお、ファイナンスについては、日本機械輸出組合の調査によると、中国企業へのヒヤリングからは中国政府の優遇借款を活用している、という声はあまり聞かれず、政府優遇借款やバイヤーズクレジットが、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い、としている。

2) 中国企業の問題点

3.7 項に記したように、中国企業の問題点としては以下が挙げられる。

(1) 性能、品質、信頼性、設計

(2) 海外(輸出)プラントの経験が少なく、手続きや国際商務対応に不慣れである。

- ・ 国際商習慣
- ・ 国際レベルのドキュメンテーション
- ・ 海外プロジェクト管理能力
 - 海外案件における、政治リスク、為替リスクなどのコントロール
 - 契約から完工まで、の全体のコーディネーション(工程の後戻りが散見される)。
 - コーディネーターとなる人材、優秀なプロジェクトマネージャーの権限、意識
- ・ 国際標準、規格、仕様対応
- ・ 国際調達能力(中国国内以外からの)
- ・ 国際マーケティング、ニーズ発掘能力(日本の商社のような)
- ・ コミュニケーション、現地の事情に適した対応力
- ・ 現地工事、下請起業の管理手法

(3) 中国標準型番設計のため、多様な客先ニーズ、多様な燃料対応がむずかしい。

(4) 国別阻害要因

中国製品に対する信用が形成されていない国がある。

(5) 技術提携上の制限

3) 日本企業の成約要因

日本機械輸出組合の調査によると、発電プラント輸出について、2009年度の日本企業の成約要因を見ると、成約額1億ドル以上の大型案件の成約要因では、技術力67.6%、実績(リピートオーダー)

58.6%、納期 35.9%、価格優位性 26.9%、プロジェクトマネジメント力 11.0%が上位となっている。

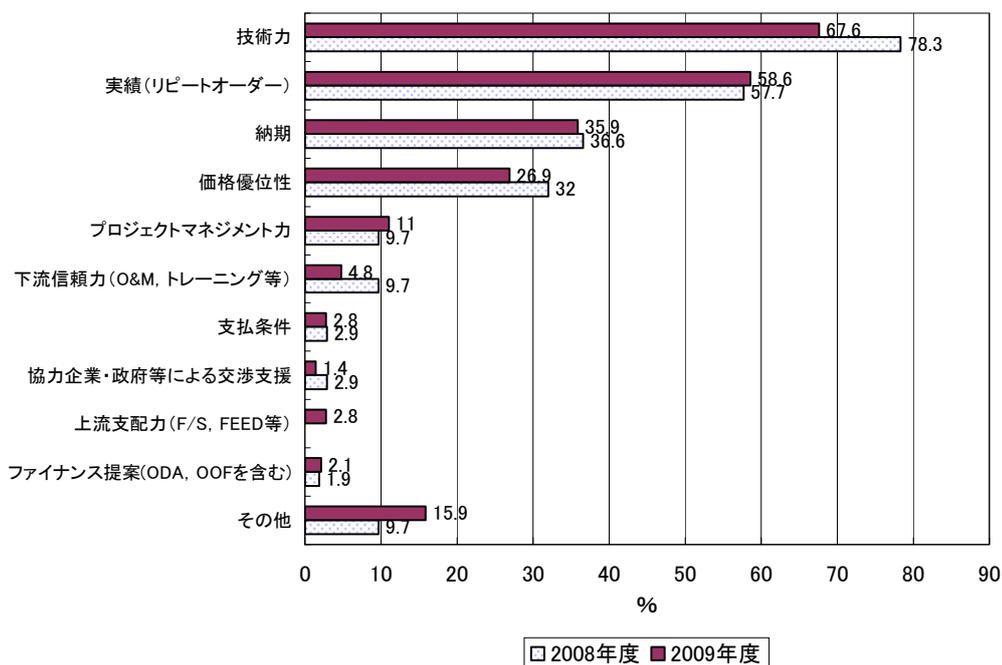


図 4.6.6 日本企業による発電プラント輸出の大型案件の成約要因

出典： 2008,2009年度上期海外プラント・エンジニアリング成約実績調査報告書、日本機械輸出組合

機械輸出全体について、2009年度の日本企業の成約要因を見ると、成約額1億ドル以上の大型案件の成約要因では、技術力 69.7%、価格優位性 47.9%、実績(リピートオーダー)67.9%、納期 41.8%、プロジェクトマネジメント力 17.8%が上位となっている。発電プラントは機械一般に較べ、技術力はほぼ同等だが、価格優位性は低くなっている。

世界的なシェアが減少している日本の発電設備輸出ではあるが、中国やインド製品とは異なった特徴と優位性を持っている。日本企業による石炭火力発電技術での優位性は以下の項目が挙げられる。

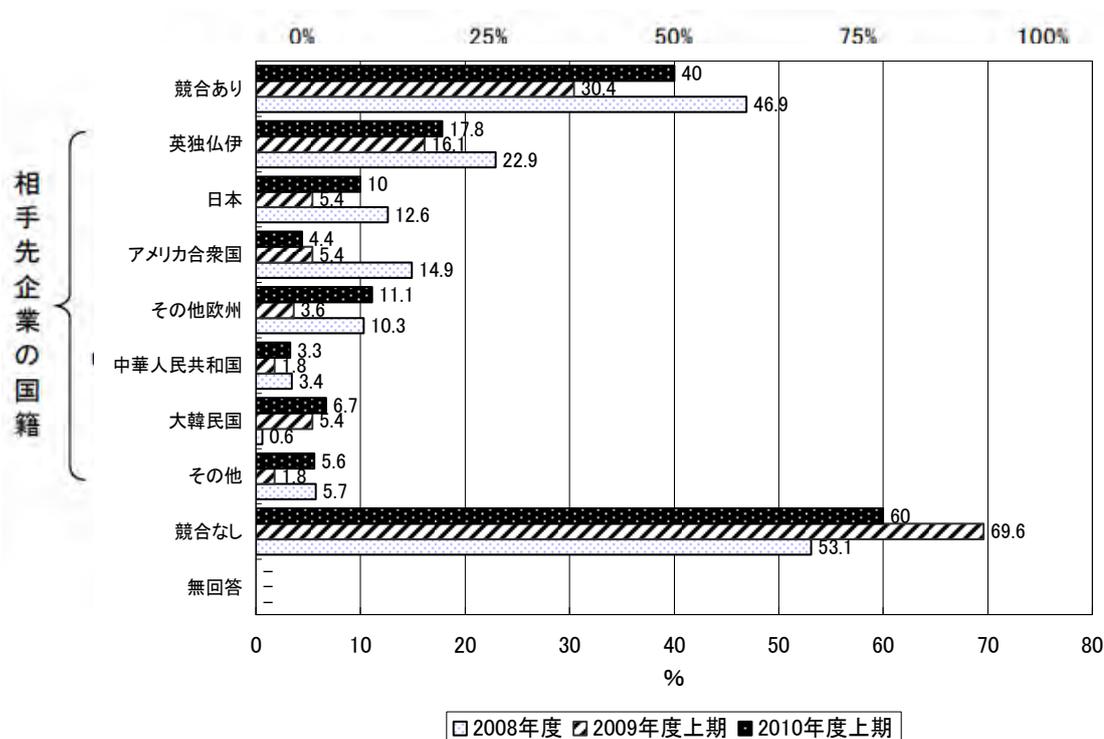
- ・ 機器の高効率と高稼働率(性能と信頼性)
特に超々臨界圧プラントは、熱効率が高く、温室効果ガスである二酸化炭素排出量も低減できる。
- ・ 建設工程の厳守
- ・ 高い負荷・周波数調整機能
- ・ 制御装置、環境装置を含むシステムの供給
- ・ 運用保守のノウハウ蓄積
- ・ 性能、信頼性の経年劣化が少ない
- ・ 海外プロジェクトの建設経験に裏づけられたプロジェクトマネジメント力

価格優位性は中国企業、韓国企業より一般には日本企業は高くないので、価格優位性で受注したケースは主に日本企業どうしや欧米企業と競合したケースと思われる。

これまでに各国でのプロジェクト培ってきた高品質、高信頼性に加えて、丁寧な仕事・客先対応も、日本企業の受注要因になっていると思われる。

発電プラント市場での競合相手としては欧州企業が 28.9%と最も高く、米国企業は 4.4%、韓国企業、中国企業はそれぞれ 6.75%、3.3%であり、日本企業どうしの競合 10.0%よりも低い割合となっている。競合相手として、米国企業の割合の減少傾向、韓国企業の割合の増加傾向が見られる。今後中国企業が本格的に輸出市場に進出してくるに連れて、中国企業と競合するケースは増えてくるものと思われる。

日本企業が受注した案件で、競合なしが 50~70%を占めることは、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とも思われる。



4.6.7 日本企業による発電プラント輸出の競合国

出典： 2008, 2010年度上期海外プラント・エンジニアリング成約実績調査報告書、日本機械輸出組合

4) 日本企業の問題点

関連各項で述べたとおり、日本企業の問題点として以下が挙げられる。

- (1) 価格競争力が低い
- (2) 客先ニーズに合わせた、価格と仕様、品質とのバランスのとれた設備、サービスの提供が必要。

(客先が要求していない過剰品質、過剰仕様を提供しがち)

- (3) 客先要求への過剰対応(契約をベースとする/メーカー標準を説得するなどのアプローチが必要)
- (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) 円借款等の手続きの簡素化、迅速化が必要(案件形成から竣工までが長い)

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

本調査においては、ASEAN を中心とした旺盛なインフラ需要を日本企業が取り込める環境づくりを進めるための、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をし、官民連携による促進策の提言をする。

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。

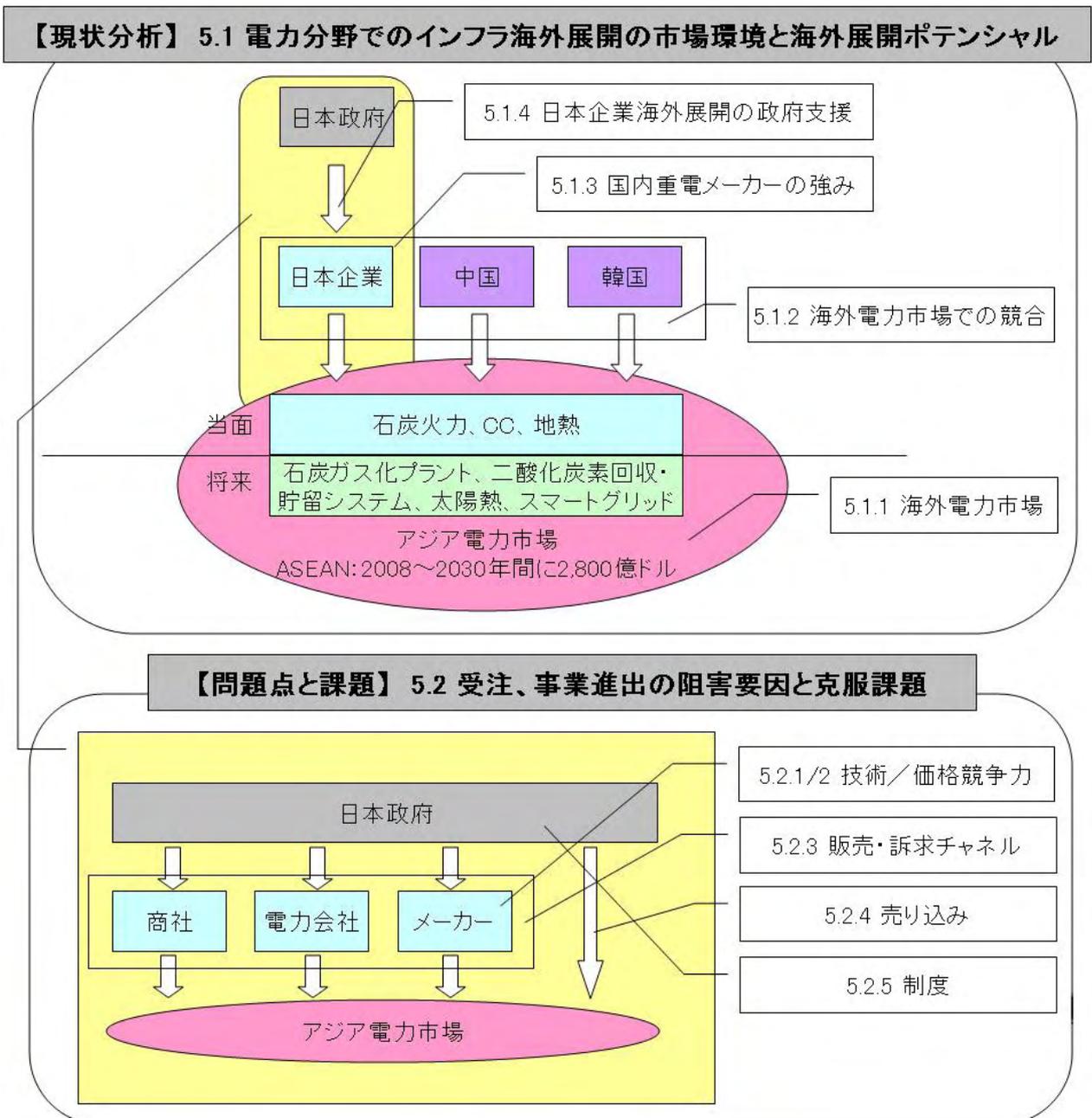


図 5.1 現状分析から導出された問題点と課題

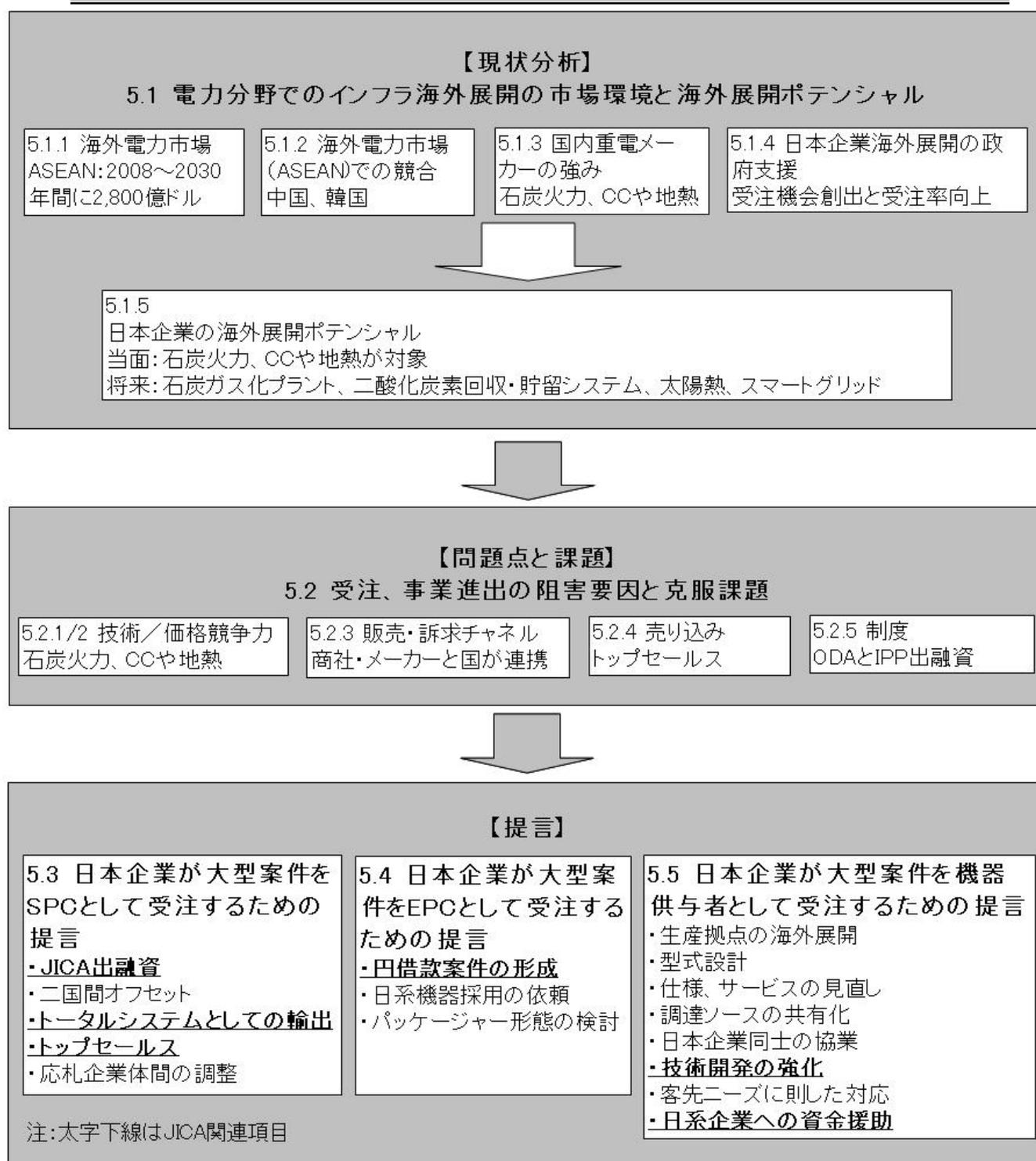


図 5.2 提言に至る道筋

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或経済性の面で熟成には至っていないと考えられるからである。ASEAN 当該国においてこれらの技術を多額の借金をしてまで導入することの優先度は、利益をもたらす実績もないことから現時点では低いと考えられる。従って当該国へは無償援助の資金範囲内でトライアル導入を実施し、相手国に利益を認識させる必要がある。将来には円借款により案件展開の可能性も高まり、ビジネス発展が期待できる。

5.1.1 海外電力市場

図 5.1.1.1 に 2008～2030 年間に予想される電力設備投資額を示す。

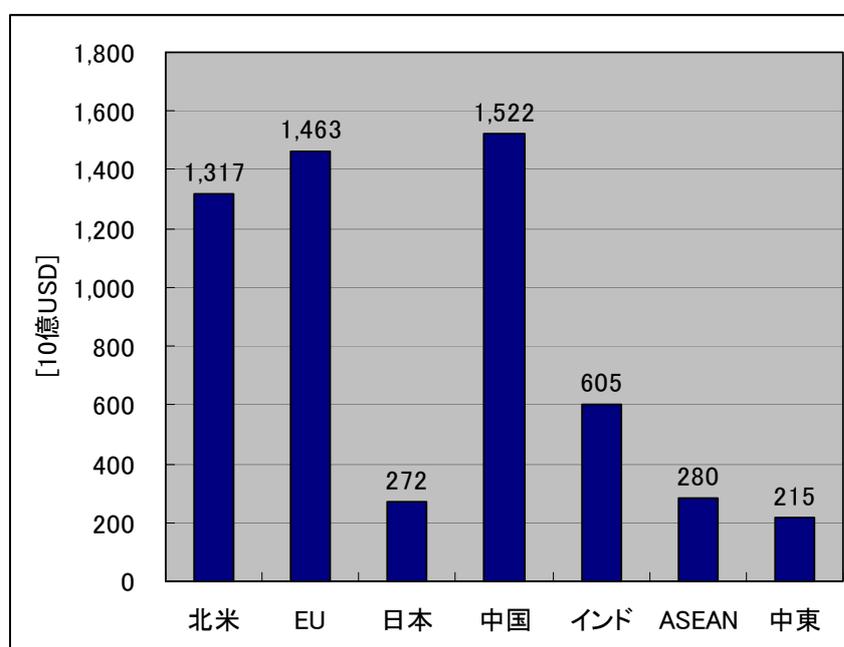


図5.1.1.1 2008～2030年間に予想される電力設備投資額 出典:IEA 2009

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、ASEANにおいては約1,000億ドルのニーズがあると考えられる。近年、ASEANでも、資源制約や環境問題への対応から、これまでの主流だった亜臨界圧からSCさらにUSCへの移行が始まりつつある。

5.1.2 海外電力市場(ASEAN)での競合

図 5.1.2.1 と図 5.1.2.2 に 2009/2010 年度上期 日本企業の全世界電力案件での競合有無と競合先を示す。

日本企業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日本企業が受注するのは困難であり、電力案件の過半数は一社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。一社単独入札と随意契約のブレイクダウンしたデータはなく、不明である。一社単独入札、もしくは随意契約に持ち込めた理由としては、実績(リピートオーダー)が最大要因として考えられる。初号機は日本製を納入したとき、その実績により後続機も日本製納入を期待するケースがあるためである。日本企業の立場としては、トップセールスなどにより競争のない随意契約に持ち込むのが現在は最良の選択肢である。しかし一方、日本企業が国際市場からさらに乖離し、競争力が低下することになりかねない。今後の国際電力市場はさらなるボーダレス状態となり、随意契約件数は減少すると推測されるので、日本企業にとっては深刻な事態となりつつある。日本企業は早急に国際市場における競争力を備えないと、国際市場の中で日本企業は埋没してしまう恐れがある。

また 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。2009 年度上期実績では競合先が中国:2%、韓国:5%であったが、2010 年度上期実績では競合先が中国:3%、韓国:6%とその存在感が大きくなっている。これは国際市場の統計なので、ASEAN 市場において中国・韓国は更に競合相手としての存在感を増していると考えられる。

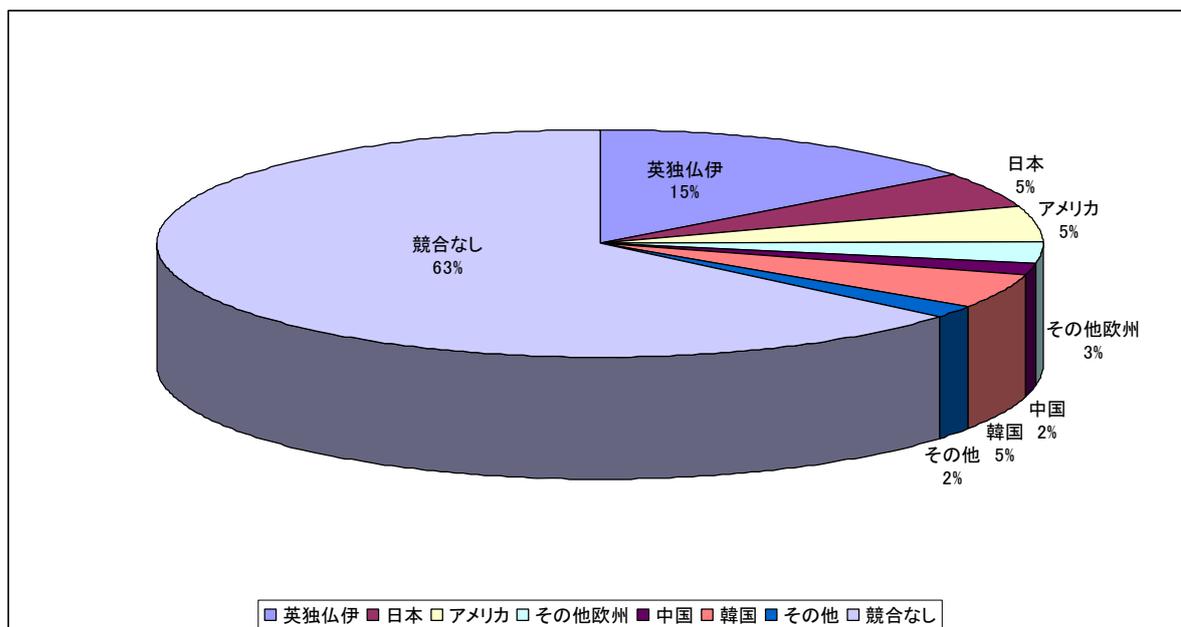


図 5.1.2.1 2009 年度上期 日本企業の全世界電力案件での競合有無と競合先

出典: 日本機械輸出組合

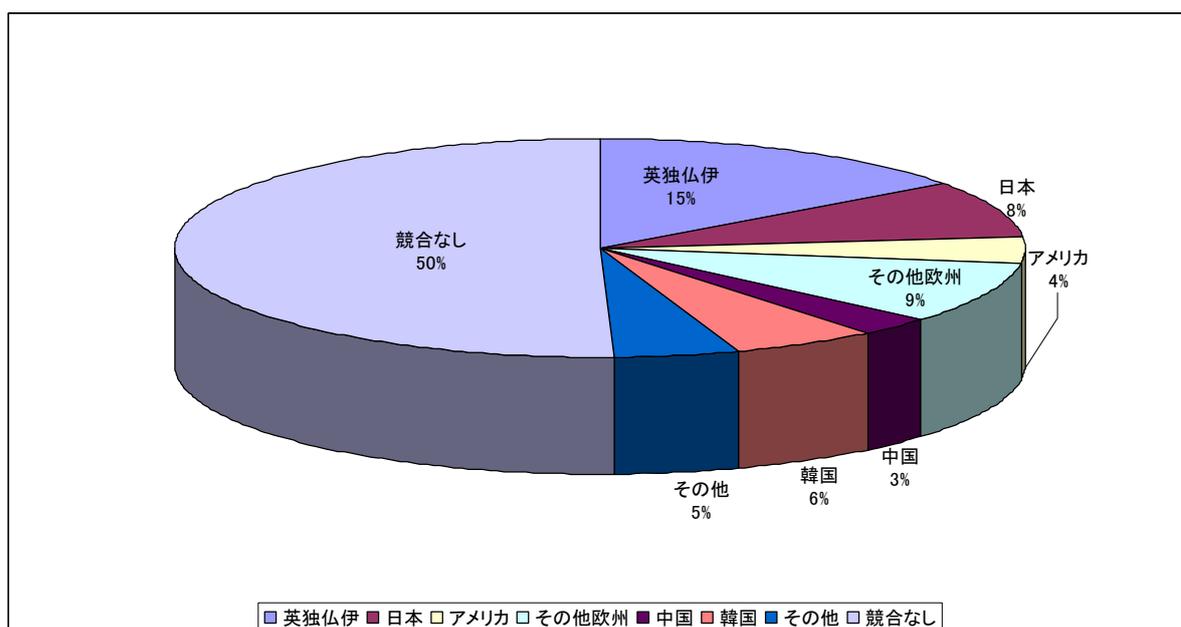


図 5.1.2.2 2010 年度上期 日本企業の全世界電力案件での競合有無と競合先

出典: 日本機械輸出組合

図 5.1.2.3 に日韓中プラント受注実績を示す。

2010 年度上期の海外受注総額について、日本・中国・韓国の3か国を比較すると、韓国は日本の約3.7倍、中国は日本の約6倍となっている。

中国は機種別受注額が不明であるため、日本と韓国の二国間で機種別受注額を比較すると、電力案件では、韓国の受注額は日本の7.5倍となっている。2009 年度上期は日本の1.5倍であった。韓国の受注額にはUAEの原子力発電プラント受注が大きく貢献しているが、UAE案件だけで日本の年間受注額に相当している。

韓国の機種別受注実績は、電力分野が 231 億ドル(シェア 69.1%)となっている。電力分野は、UAE の原子力発電プラント受注の 186 億ドルが大いに貢献し、前年比 4,787%増(48倍)に急増し、成約額全体の7割に達している。

中国の機種別受注実績の内訳は不明であり、2008 年及び 2009 年の年間の受注実績を参考にすると、電力分野は 66 億ドル程度と推定され、日本の約 2.1 倍に相当する。

大型案件については、韓国では、UAE 原子力発電プラントの 186 億ドル規模の受注をはじめ、リヤド発電事業の 16 億ドルなどがある。

中国では、ベトナムの石炭火力発電所の 20 億ドル規模の受注をはじめ、インドの変電設備建設 1 億ドルなどがある。

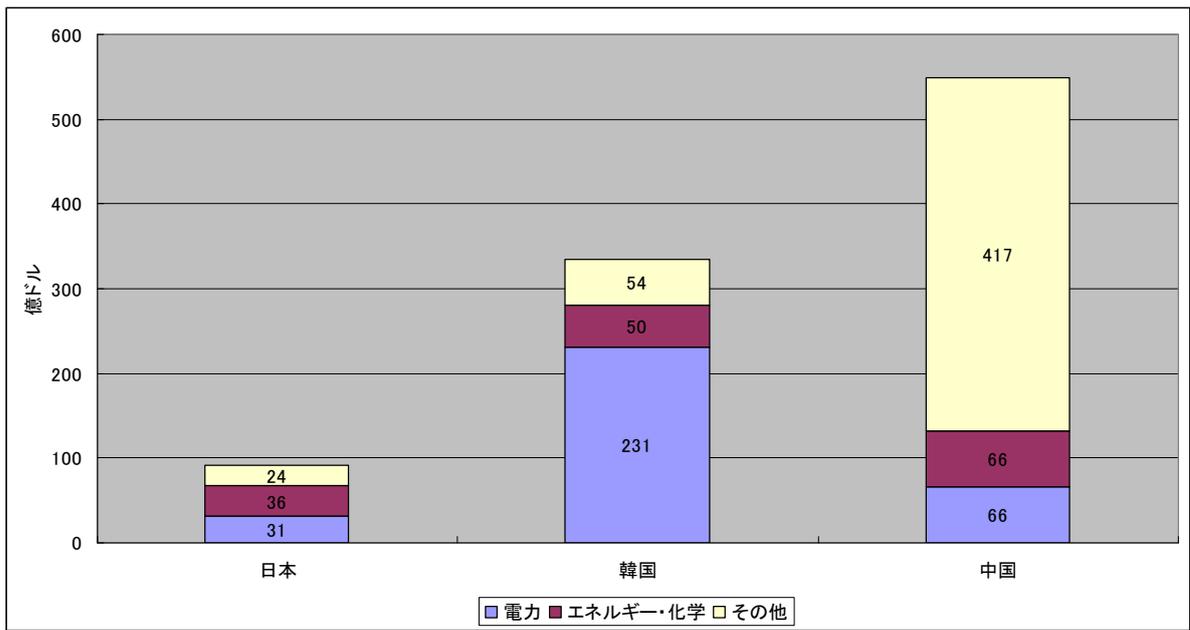


図 5.1.2.3 日韓中プラント受注実績 (2010 年上期分) 出典: 日本機械輸出組合 注: 中国内訳は推定

表 5.2.1.1 に各国重電メーカーの各国比較を示す。

表 5.2.1.1 各国重電メーカーの各国比較

	欧州メーカーとの比較	米国メーカーとの比較	中国メーカーとの比較	韓国メーカーとの比較
品質・技術面	欧州メーカーは自工場以外にも分散して製作。自工場以外での品質管理面で問題がある。	長期間製作から遠ざかっていた(受注がないため)ので、時には単純ミスを繰り返す。しかし規格化がしっかりしており、いずれは強い競争相手になる可能性がある。	100万kW SC/USCは国内で多数運転に入っている。2011年3月段階でインドネシア100万kW x 2 USC案件でPQ通過、入札評価で日本勢と競合中	DOOSAN-バブは中小型が中心であるが、ようやく700MWクラスの超臨界を手掛けている。まだUSCには手が届いていないが、開発に努力している。
価格面	日本メーカーよりやや高めの影響があったが、円高の影響により差がなくなってきた。	日本メーカーに価格競争力があり、最近進出でしている。	日本メーカーより圧倒的に安い。材料費が数分の1であることが原因であるが、現段階では材料の品質が極めて良くないのでトラブルを起こすことが多い。 安い中国製造ボイラを欧州、アジアに持ち込んで大きなトラブルを出している。	韓国勢は国際市場に出てきて間がないが、競争力がある。

海外市場において、高効率石炭火力は韓国・中国の追い上げが激しい分野である。高効率発電石炭火力を受け入れる当該国が、高効率石炭火力発電設備の運用実績や建設実績等をしっかり評価させることが重要である。それができないと、安かろう・悪かろうの中国等にすべてが流れていく。

コンバインドサイクル発電と地熱発電設備に関しては日本の重電メーカーに競争力があり(メーカーが少ない)、中国や韓国との競合がない。

5.1.3 国内重電メーカーの強み

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へ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。

図 5.1.3.1 に日本企業の海外プラント案件での受注要因(受注者の自己分析による)を示す。

大きな受注要因としては、技術力、実績(リピートオーダー)、価格優位性、納期、プロジェクトマネジメント力があげられている。

他にも、支払能力、下流信頼力(運用保守、トレーニング等)、上流信頼力(F/S 等)、政府・協力企業による交渉支援、ファイナンス提案なども受注要因としてあげられている。

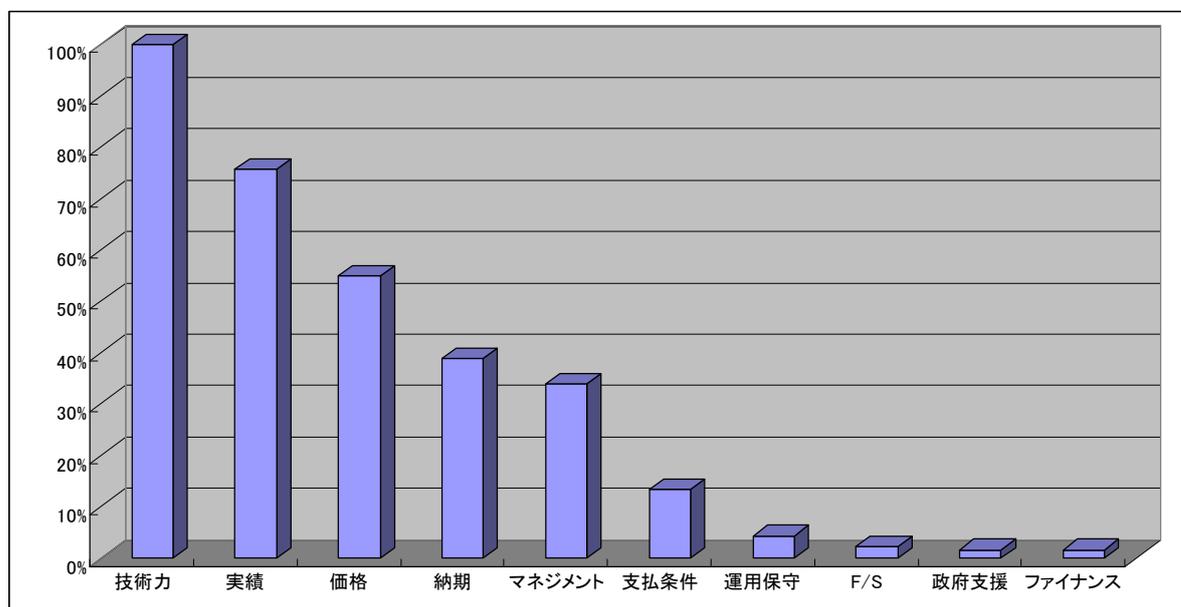


図 5.1.3.1 日本企業の海外プラント案件での受注要因(2010 年度上期)

出典: 日本機械輸出組合

以上から国内大手重電メーカーの強みは次のことがいえる。

- ・ 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。

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、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。

国内大手重電メーカーの弱みと今後の対応は次のことがいえる。

- ・ 日本の技術を中国・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。
- ・ 中国メーカーは自国の需要に対応してきたが、現在は自国の需要も鈍くなり、海外市場に展開している。中国メーカーとの価格競争で勝つことは困難である。
- ・ 韓国メーカーはすでに国際市場に出ており、USC の受注競争にも加わってきている。李大統領自らが原子力と同様、高効率石炭火力についても受注懇請してきている。
- ・ USC では勝負できなくなる時期が来ることが予想され、次の高い技術での展開が必要である。高い技術とは A-USC あるいは石炭ガス化発電であり、迅速な商用化が必要である。

日本が中国に劣る点は、価格競争力、納入実績(台数)、製造能力(Capacity)であり、その他の分野では日本は中国より優れている、あるいは劣っていない。納入実績、製造能力については巨大な中国国内市場におけるもので、中国メーカーの本質的な優位点を示すものではない。中国メーカーの納入実績については、中国国内向けは豊富だが、海外向け実績では日本メーカーが優位にたつ。しかしながら、価格競争力は現状の国際市場、国際競争入札方式では他の項目に比して極めて比重が大きく、日本にとっての中国に対する決定的な劣位点である。

これらの劣位点をカバーし、優位点を強調することにより電力分野を中心とするインフラ案件の日本企業による受注の可能性はある。

5.1.4 日本企業海外展開の政府支援

この項では、日本政府で導入された、もしくは導入が検討されている対策を記載する。

表 5.1.4.1 に官民連携によるインフラ/システム整備のための戦略マップを示す。

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る。

重電分野(高効率石炭火力発電、コンバインドサイクル発電や地熱発電)を官民連携によるパッケージ型インフラとして海外展開する手法として ODA(円借款) 事業と IPP 事業が有力候補となる。しかし円借款はアムタイドローンであり、国際入札での結果、日本企業が受注できるとは限らない。

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。この状況を救って何らかの形で公的に支援するしくみが必要である。具体的な検討案としては、JICA、JBIC を含む公的機構、金融機関からの日本企業への優遇条件による直接融資(競争力のあるファイナンス)、民間金融機関から日本企業への融資に対する政府援助などが検討されている。

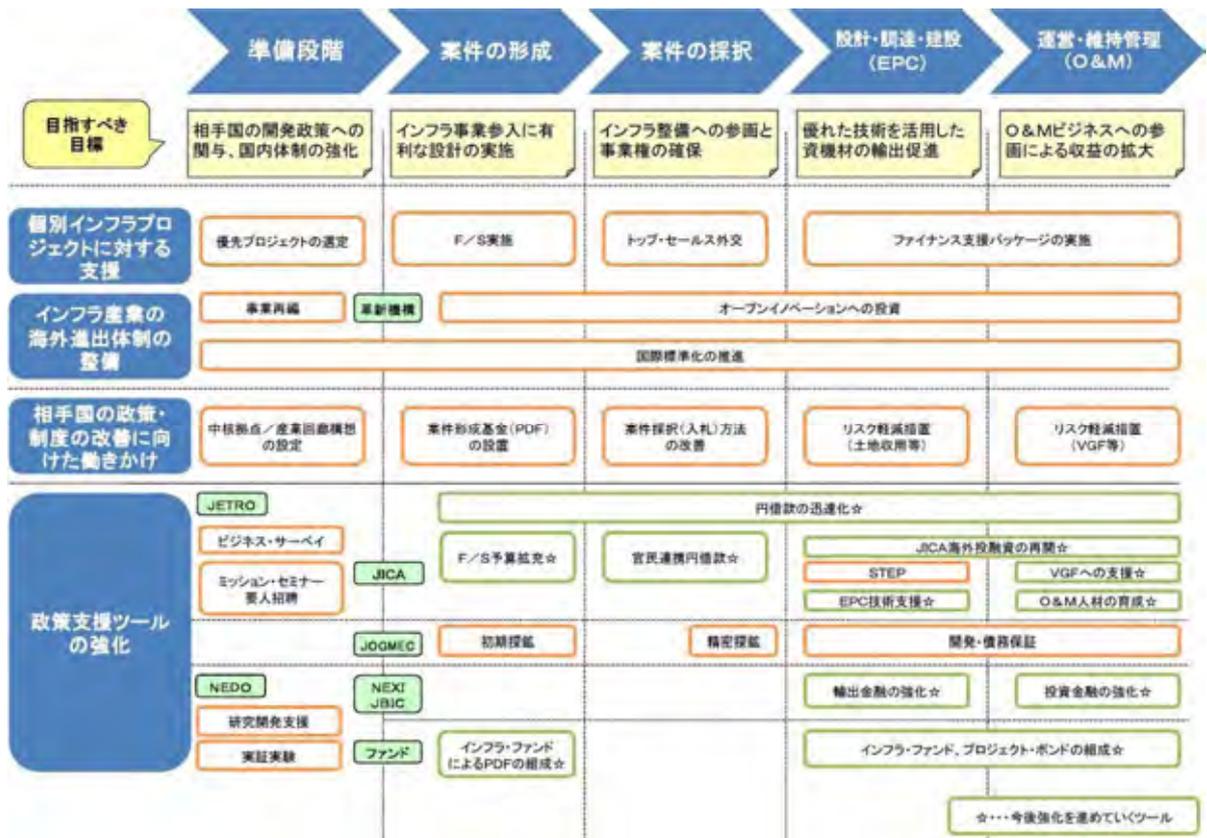


表 5.1.4.1 官民連携によるインフラ/システム整備のための戦略マップ

出所:経済産業省官民連携(PPP)によるインフラ/システム推進連絡会議事務局

電力輸出の方法としては、円借款方式とIPP方式があるが、円借款方式は国際入札を経て受注となるので、

日本企業が受注できるかどうかは不確定である。従って、IPP事業における電力案件輸出の政府支援策について記載する。

IPP事業は、現地国民が利用する点、ローカルな性格の強いビジネスでもあるため、政策金融機関は公的なステータスを背景としたリスク抑止効果や、民間・公的金融機関等と協調した競争力あるファイナンスの提案が要求される。

途上国におけるIPP事業の円滑な実施にあたっては、各種制度整備を含むフレームワーク構築が重要である。政府と連携しつつ、公的金融機関として、国際金融機関や各国政府・政府機関等とのネットワーク、民生活分野におけるノウハウ等を活用し、アジアにおける事業環境整備を推進する必要がある。

JBICは民間金融機関と協調して、IPP事業に参画する日本企業を金融面から支援するために、関係者とリスクコントロールを図りながら、日本企業の関与やビジネスモデルの変化に応じて柔軟に取り組みを重ねてきた。

表5.1.4.1にIPP事業における関係機関の変遷を示す。

JBICは民間金融機関と協調して、IPP事業に参画する日本企業を金融面から支援するために、関係者とリスクコントロールを図りながら、日本企業の関与やビジネスモデルの変化に応じて取り組んでいる。

表5.1.4.1 IPP事業における関係機関の変遷

関係機関	JBIC	商社	電力会社
1990年代	バイヤーズクレジットが中心の融資	機器供与やEPCコン トラクターとして関与	—
2000年代	IPP 市場の競争が高まり、事業権入札段階から主体的に取り組む必要 海外 IPP 事業が中長期の安定資産として評価		
	商社の事業計画を共に協議しながら、投資金融 によるプロジェクトファイナンス(新規に建設され る IPP 案件対象)の供与	新たなコア事業とし て専門部署を整え、 出資比率も増加	商社と組んで IPP 事業に資本参加
現在	操業中の発電所を所有する事業者による資産売却の動きが活発化		
	商社・電力会社の関与する IPP 資産買収案件に 対して、プロジェクトファイナンスによる最適な支 援スキームを検討し、メザンファイナンス(既存 の株主からの資産買収に必要な資金を、既存の シニアローンに対して劣後する条件で供与)の供 与を実施 これまでフィリピン、インドネシア向けの資産買収 案件で供与	海外の電力資産のポートフォリオ拡充の ため、操業中の IPP 案件の資産買収が活 発化	

表5.1.4.2にJBICが出融資した民活電力案件を示す。

最近20年間は、海外IPP事業が拡大し、JBICは途上国政府との関係を活かし、リスクを適切にコントロールして競争力のあるプロジェクトファイナンスを提供してきた。JBIC 初のプロジェクトファイナンス案件は1986年の西豪州LNG開発プロジェクトで、このプロジェクトファイナンスのストラクチャーをIPP事業に応用した最初の案件が、1993年のフィリピン・パグビラオ石炭火力発電プロジェクトである。以来現在に至るまで、JBICは、

12 カ国、31件のIPP事業にプロジェクトファイナンスを供与してきた。

表5.1.4.2 JBICが出融資した民活電力案件(フィリピン、インドネシア、ベトナム)

年	国	案件	金融種類	商社	電力	備考
1993	フィリピン	パグビラオ石炭火力発電所	輸出	○	○	
1995	インドネシア	パイトン石炭火力発電所	輸出	○		
1998	フィリピン	サンロケ水力発電所	投資	○	○	
2000	フィリピン	イリハンガス複合火力発電所	輸出	○	○	
2002	ベトナム	フーミー2-2 ガス複合火力発電所	投資	○	○	
2003	ベトナム	フーミー3ガス複合火力発電所	投資	○	○	
2003	フィリピン	ミンダナオ石炭火力発電所	輸出	○		
2005	フィリピン	CBK 発電プロジェクト権益取得	投資・保証	○	○	資産買収案件 メザニン融資供与
2006	インドネシア	パイトン I 石炭火力発電所	投資・保証	○	○	資産買収案件 メザニン融資供与
2007	フィリピン	ミラント社発電所買収	投資・保証	○	○	資産買収案件
2008	インドネシア	タンジュンジャティB 石炭火力発電所	投資・保証	○		
2010	インドネシア	パイトンIII石炭火力発電所増設	投資・保証	○	○	
2010	インドネシア	チレボン石炭火力発電所	投資・保証	○		

プロジェクトファイナンスでは、関係当事者がコントロールすることに比較優位性を持つリスクをお互いに負担し、コントロールし合うことを通じ、全体として最適なリスクシェアを図ることが重要である。JBICは多くのプロジェクトファイナンス 案件の経験に加え、途上国政府との関係や公的なステータスを活用しながら、事業実施国におけるリスク発現の抑止、民間金融機関と協調した円滑な資金調達と、安定したプロジェクトの操業環境の整備に取り組んできた。

表5.1.4.3にビジネス環境の変化に応じたIPP事業支援内容を示す。

表5.1.4.3 ビジネス環境の変化に応じたIPP事業支援内容

項目	内容
案件の長期化、大型化への対応	民間金融機関との協調による円滑な資金調達
リスクテイクの拡充	民間金融機関が IPP プロジェクトに円滑に参加できるよう、民間金融機関に対して事業実施国政府のポリティカルリスク保証を供与
事業投資を支援する金融メニューの提供	投資金融によるプロジェクトファイナンスの供与 プロジェクトファイナンスによる最適な支援スキームを検討し、メザニンファイナンスの供与
国際機関、各国公的金融機関との連携・協調	世界銀行グループ(IFC、MIGA 含む)やアジア開発銀行、各国の公的金融機関としては、韓国、米国、カナダ、ドイツ、フランス、イタリア、スペイン等との協調 多様な金融機関の参加を促し、リスクの極小化と資金調達の円滑化の両立
途上国政府との対話による環境整備	事業実施国政府の支援・コミットメント

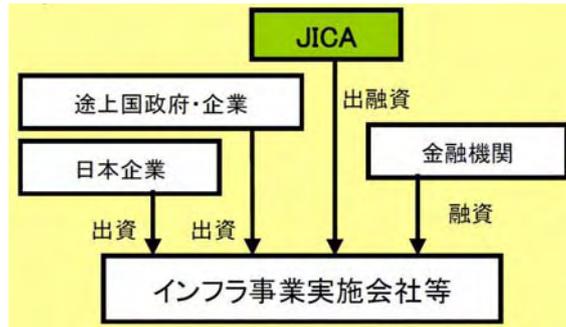


図5.1.4.3 JICAの新ファイナンス・メカニズム 出典:内閣官房

【日本貿易保険(NEXI)】

図5.1.4.4 NEXIの新ファイナンス・メカニズムを示す。

貿易保険の強化(現地通貨為替リスク対応強化、付保率の引き上げ等)を、2011年度内を目途に行う。

具体的には、インフラ輸出等に対する海外投資について、投資先国政府による政策変更により、投資先企業が破綻するリスク(政策変更リスク)を新たに付保対象に追加する。また、一定の民間融資における付保率(現状95%)の100%への引上げや、現地通貨の為替リスクに対応する特約の対象通貨拡大を行う。現状はドル・ユーロのみ対象である。



図5.1.4.4 NEXIの新ファイナンス・メカニズム 出典:内閣官房

【産業革新機構】

図5.1.4.5に産業革新機構の新ファイナンス・メカニズムを示す。

国内企業が有しない経営資源を有する海外企業を取り込む戦略的な海外買収案件やスマートコミュニティ案件を支援する。

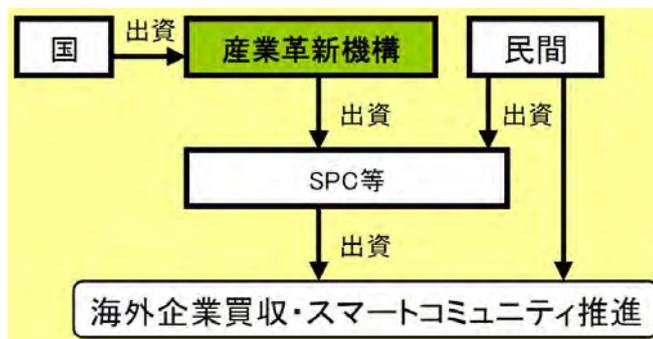


図5.1.4.5 産業革新機構の新ファイナンス・メカニズム 出典:内閣官房

また、現在経済産業省と産業界が推進しているものに二国間クレジット制度の導入があり、実現すれば日本の技術の優位性を活かして高効率石炭火力発電設備などのアジア展開が可能となる。

図5.1.4.6に二国間クレジット制度を示す。

国連の現行CDMシステムとは別に、2国間合意に基づいて温暖化ガス削減事業を実施し、排出枠を創出する考えである。

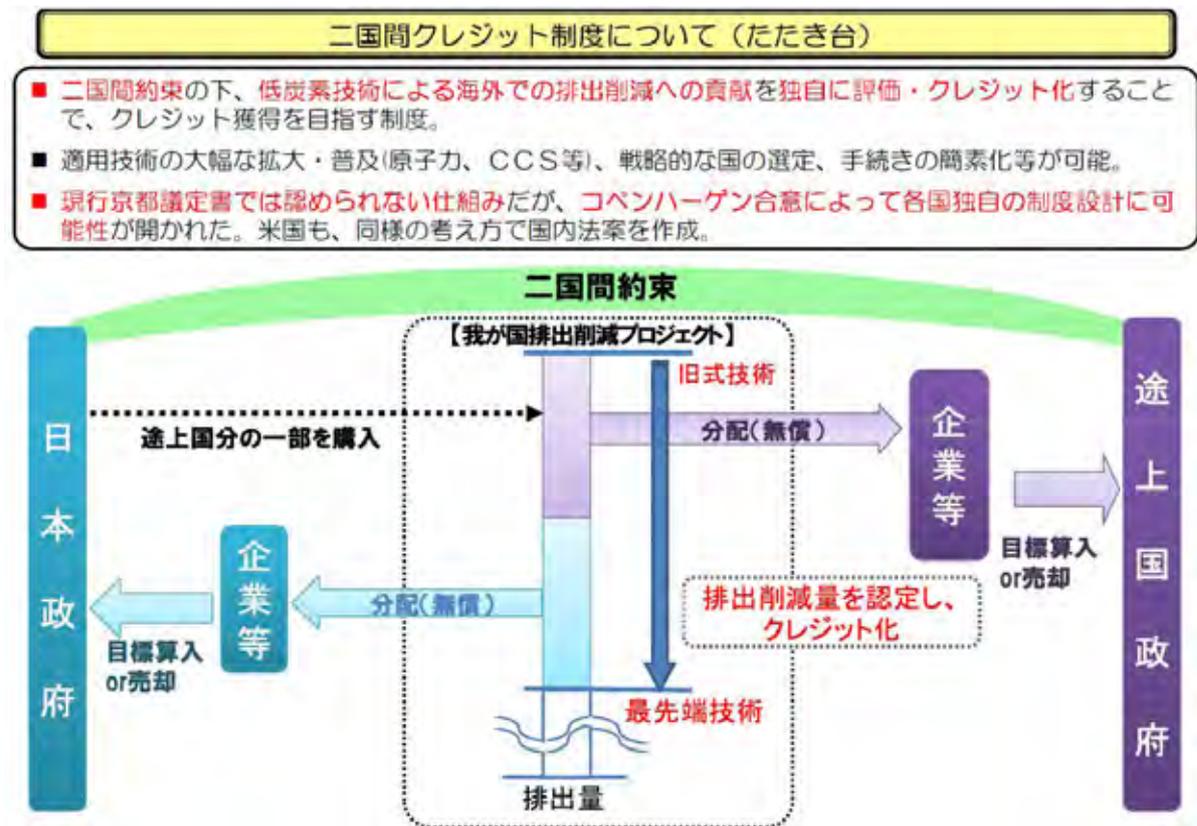


図 5.1.4.6 二国間クレジット制度 出典:経済産業省

創出した排出枠は両国で折半し、日本分は参画企業が無償で受け取り、日本での排出量相殺に利用する。一方、相手国分の排出枠の一部は日本政府が買い取る。削減効果の確認後に排出枠を発行する国連のシステムに対し、見込みの段階で排出枠を買い取る。

現在の CDM では、国連による準備から登録まで 2 年以上と審査の長期化が問題となっている。また対象分野も日本が得意とする原子力、高効率石炭火力、CCS は対象外となっている一方、一件当たりの CO₂ 削減規模の大きい案件が多いこと、中国政府による政策誘導措置が強いことなどの要因により、CDM 国別発行シェアでは7割以上が中国に集中している。

こうした課題を補うため、先進国と途上国と二国間で温暖化対策を進める二国間オフセットのメカニズムが有効と考えられ、現在、超々臨界圧型石炭火力や原子力発電を対象に二国間オフセットの定量化・制度化に向けた実現可能性調査に取り組んでいる。

5.1.5 日本企業の海外展開ポテンシャル

表5.1.5.1に日本企業の立ち位置を示す。

表5.1.5.1 日本企業の立ち位置

項目	内容
海外電力市場(ASEAN)	2008～2030年間に2,800億ドル
海外電力市場(ASEAN)での競合	中国、韓国
国内重電メーカーの強み	高効率石炭火力発電、コンバインドサイクル発電や地熱発電における技術力とプロジェクトマネジメント力など
日本企業海外展開の支援制度	受注機会の創出(円借款事業の案件形成)と受注率の向上(IPP事業でのトップセールスなどによる政府支援)

以上から、表5.1.5.2に日本企業の海外展開ポテンシャルを示す。

表 5.1.5.2 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
	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)

既存技術として高効率石炭火力発電、コンバインドサイクル発電や地熱発電、将来技術として石炭ガス化、CO₂回収・貯留、再生可能、スマートグリッドとした。

ASEAN 諸国では高効率石炭火力発電、コンバインドサイクル発電や地熱発電などの既存技術系のニーズが高い。需給のバランスがある程度とれてから、石炭ガス化プラント発電、二酸化炭素回収・貯留システム、太陽光発電、太陽熱発電、スマートグリッドなどの導入を進めるべきと考え、国内で実証試験を確実にクリアしていくことが当面の目標となる。

既存技術のうち、高効率石炭火力発電技術は中国・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、価格競争力と実績により受注は維持できると予測される。

石炭ガス化プラント発電、二酸化炭素回収・貯留システム、太陽光発電、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成熟には至っていないと考える。しかしいずれ、中国・韓国勢が追い上げてくる可能性があり、今後も国の補助金などで支援し、国内で技術力を蓄えていく必要がある。

特に石炭ガス化プラント発電や二酸化炭素回収・貯留システムなどの将来型案件は、現在ようやく欧米勢と技術的に肩を並べたところであり、今後はさらに燃焼温度を上昇させた F 型や G 型ガスタービンの採用により実証試験を重ね、世界唯一の空気吹き石炭ガス化プラントとして STEP 案件となるのを目指すべきである。

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。

5.2 受注、事業進出の阻害要因と克服課題

図 5.2.1 に日本企業失注の要因分析を示す。

受注、事業進出の阻害要因としては下記項目があげられ、これら課題を克服していくことが受注率向上につながると考えられる。

【重電メーカーの価格競争力低下】

重電メーカーは国内に生産拠点があり、資材調達、円高の継続や人件費などの影響により価格競争力が低くなっている。

【IPP事業で国際入札時日本勢コンソーシアム同士の競合】

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。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。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。

【重電メーカー日本勢同士の競合】

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、非効率の弊害が出ていると推定される。

【案件工程が長期間】

案件工程が長期間のために、需給が逼迫している現地電力会社はより簡便で手続き面での負担の少ない資金源によるスキームを採用する傾向もある。

【政府から日系企業へのバックアップが不十分】

トップセールスが弱い。または国と商社や重電メーカーが一枚岩でないため、トップセールスも有効に働かない。

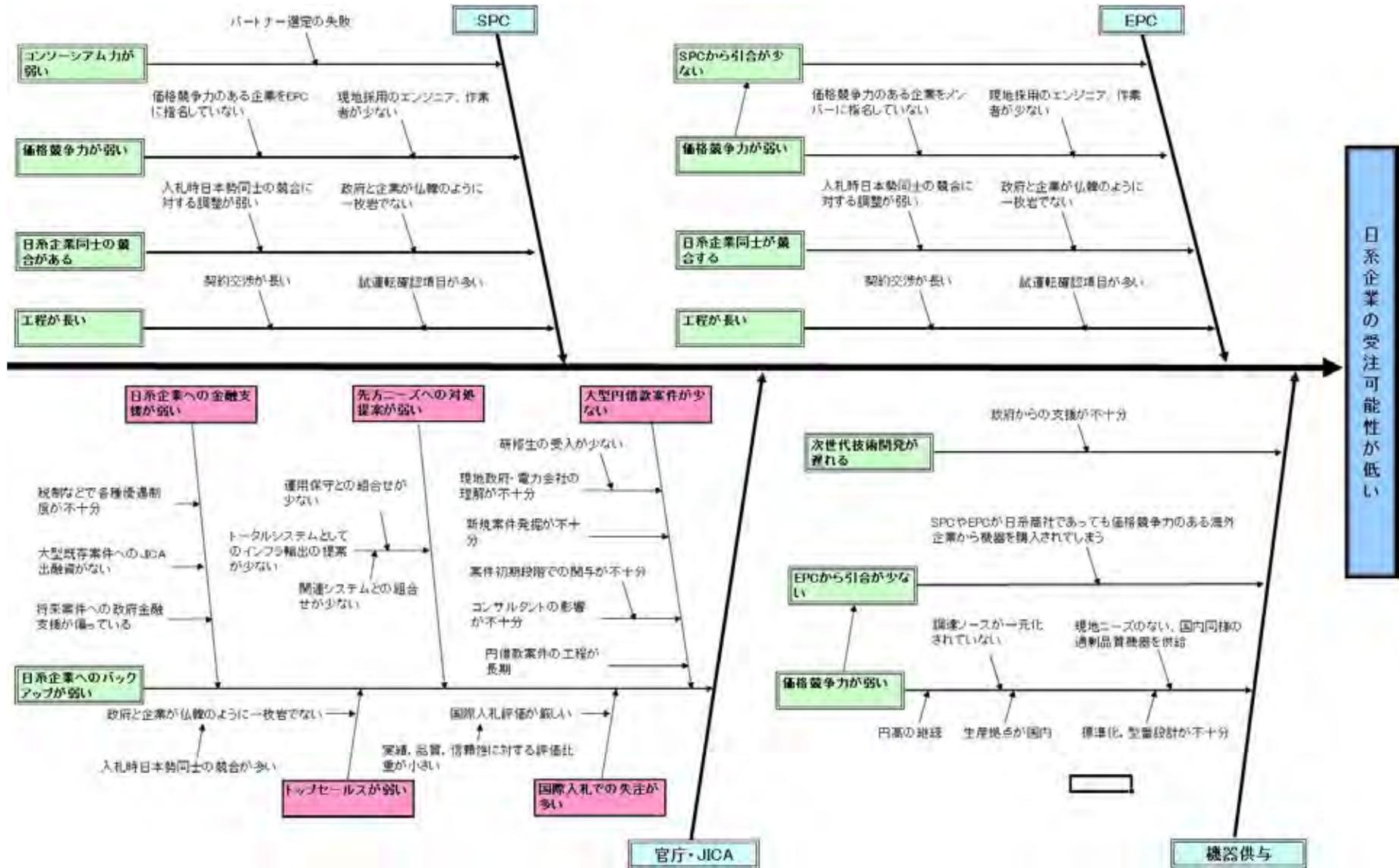


図 5.2.1 日本企業失注の要因分析

5.2.1 技術競争力

表5.2.1.1に国内重電メーカーの競争力を示す。

国内重電メーカーは、信頼性という面においては、全体的に高い技術力を有しており、他国メーカーに比べて優位性があると考えられる。特に技術的優位にある分野として、コンバインドサイクル発電、地熱発電と高効率石炭火力発電があげられる。

石炭ガス化プラント発電、二酸化炭素回収・貯留システム、太陽光発電、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面で熟成には至っていないと考えられる。

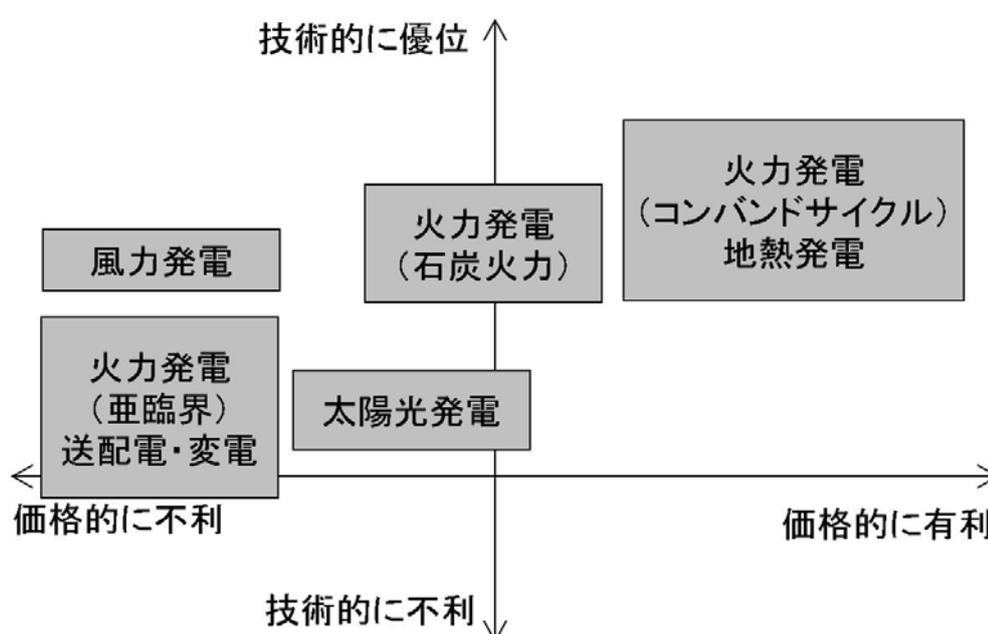


図5.2.1.1 国内重電メーカーの競争力 出典:社内資料

5.2.2 価格競争力

表5.2.1.1によると、価格的に優位にあるのは、コンバインドサイクル発電と地熱発電、次に高効率石炭火力発電があげられる。

石炭ガス化プラント発電、二酸化炭素回収・貯留システム、太陽光発電、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経済性の面で熟成には至っていないと考えられる。ASEAN 当該国においてこれらの技術を多額の借金をしてまで導入することの優先度は、利益をもたらす実績もないことから現時点では低いと考えられる。従って当該国へは無償援助の資金範囲内でトライアル導入を実施し、相手国に利益を認識させる必要がある。将来には円借款により案件展開の可能性も高まり、ビジネス発展が期待できる。

表 5.2.2.1 に日本と韓国の電力大型案件受注に関する比較を示す。韓国と比較する理由として、特に電力市場で急成長を遂げ、現在韓国の受注額は日本の 7.5 倍となっているからである。その理由は、韓国企業の価格競争力にあると推測される。

韓国は、発電プラント受注で実績を伸ばしたが、ビジネスの内容はわが国のプラントメーカーとは異なる。

わが国のプラントメーカーは、発電プラントの製作を自ら手掛けるが、韓国では、発電プラントについて主要機器を欧米や日本メーカーから調達してパッケージングして納入している。つまりパッケージジャーとしてのビジネスが中心であり、ビジネスの中味が機器供与主体である日本とは異なる。

表 5.2.2.1 日本／韓国企業の電力案件受注に関する比較

項目	日本企業	韓国企業
受注額 (2010 年上期)	31 億ドル	231 億ドル (日本の約 7.5 倍)
主な受注形式	機器供与	EPC コントラクター(パッケージジャー)

表 5.2.2.2 に日本／韓国企業が EPC コントラクターとして電力大型案件受注を目指す場合の比較を示す。

日本企業が EPC コントラクターとして受注を目指すとしても、韓国と同様に成功するのは困難である。応札する EPC 価格に競争力が伴わないと考えられるからである。その理由としては、高価な機器である日本製採用と高い日本人の人的費用による。

表 5.2.2.2 日本／韓国企業が EPC コントラクターとして電力大型案件受注を目指す場合の比較

項目	日本企業	韓国企業
能力	設計に強い	建設に強い
主な機器 調達先	日本企業 (ある重電メーカーが EPC 受注した場合、自社製の機器を調達する可能性が高い)	国内・海外企業から個別発注 (斗山、アルストム、シーメンス、アンサルド、GE、三菱重工、日立、東芝などから調達した機器をサイトに持ち込み据付)
人的費用	高い	安い(日本約 6 割)
EPC 価格	高い	安い
EPC 価格 高／低の理由	高価な機器(日本製) + 高い人的費用(日本人)による	安価な機器(海外製) + 安い人的費用(韓国人)による

図 5.2.2.1 に日本企業が電力大型案件受注を目指す場合の現状と今後の展開を示す。

EPC コントラクターとして受注を目指す場合、日本式と韓国式では大きく異なる。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。日本人と比較し韓国人の人的費用が安価なのもあり、その結果、韓国 EPC は価格競争力を持つに至っている。

また機器供与者として受注を目指す場合、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。その

結果、機器の価格競争力は高まることが期待できる。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。

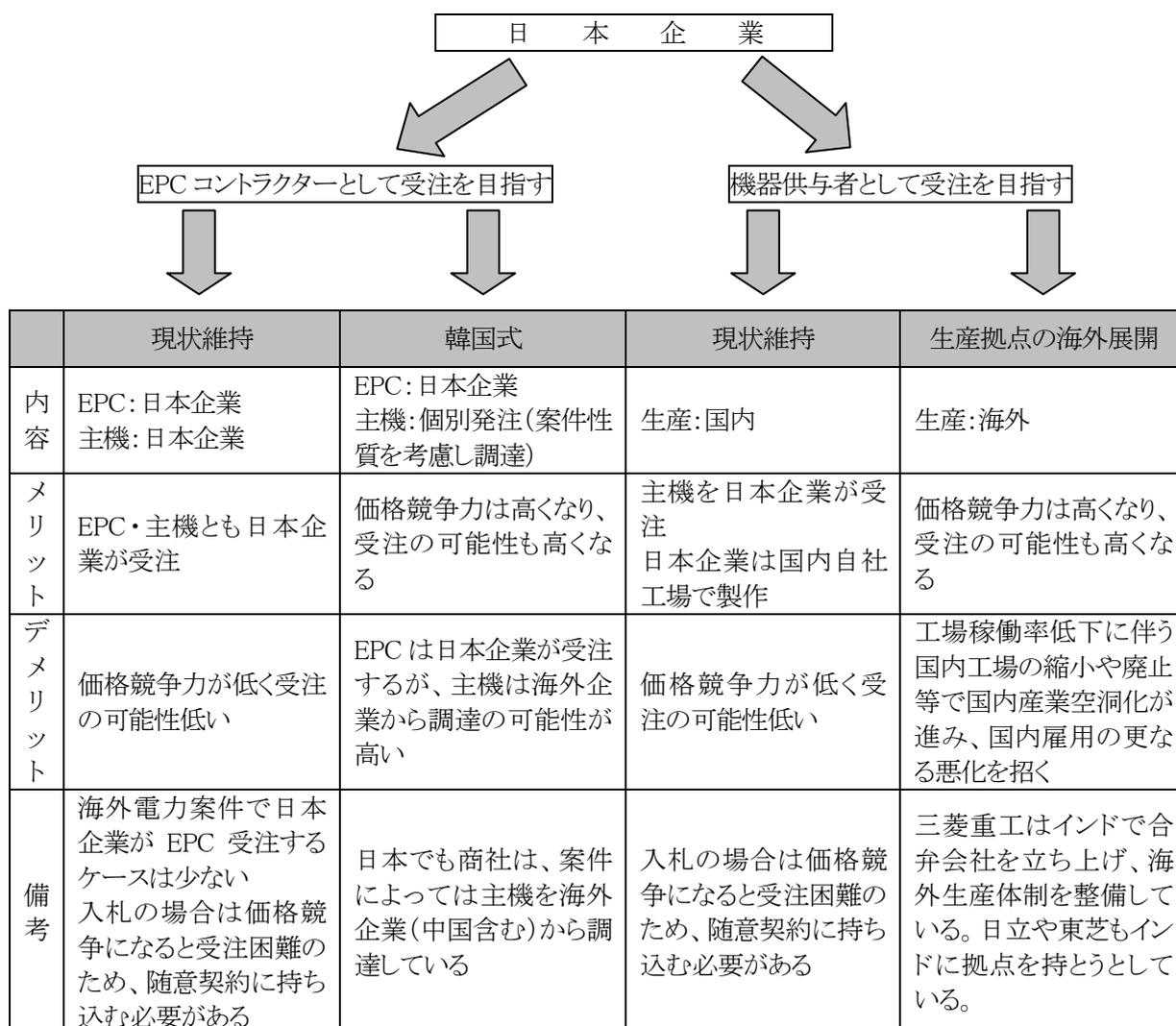


図 5.2.2.1 日本企業が電力大型案件受注を目指す場合の現状と今後の展開

5.2.3 販売・訴求チャンネル

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。これまでは、案件の発掘、形成の段階は JICA 等の国や公的機関が関わる場合もあるが、商社、メーカーなどの民間中心で行う場合も多かった。今後は国や、特に案件の発掘、形成の段階において、国や公的機関のレベルで、相手国の相当機関やカウンターパートに対し直接前面に立って関与していくことなどが挙げられる。

5.2.4 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が変わると試みが中断してしまいがちになる点や、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。

5.2.5 制度

表 5.2.5.1 に ODA(円借款)事業と IPP 事業の比較を示す。

円借款も IPP 事業も国際入札であるが、その評価方式は大きく異なる。円借款案件での入札が競争の結果、技術と価格評価と併せ一番札になって受注に至るのに対し、IPP 案件では入札評価は参考に過ぎず顧客の意向による。つまり、トップセールスなどの政治力によって評価に影響を与えることも可能となる。

また応札する際、日本勢を 1 チームに絞る方がトップセールスは効果的になる。韓国やフランス勢はターゲットとする案件に対して、トップセールスと企業体が一枚岩になっているのに対し、日本勢は複数応札するケースが多く、トップセールスを実施しても日本政府がどの企業体を支援しているのか、相手政府や相手電力会社に不透明に映る危惧がある。また、日本勢同士で競合している中、他国企業体に受注されてしまうケースもありえる。

表 5.2.5.1 ODA(円借款)事業と IPP 事業の比較

案件	ODA(円借款)事業	IPP 事業
入札	国際入札	国際入札
評価方式	Two Envelope 方式で技術評価を満たし、価格評価と併せ一番札になって受注	技術評価を満たし、価格評価と併せた評価はあくまで参考
備考	技術評価を通過後の競争は価格評価が重要 →日本企業不利	トップセールスなどの政治力によって入札評価に影響を与えることも可 (ベトナム原子力の例) 応札する際、日本勢を 1 チームに絞る方がトップセールスは効果的になる

図 5.2.5.1 に ODA(円借款) 事業の工程を示す。

F/S 開始から商業運転開始まで、長期の工程となる。EPC は建設、試運転から引渡しまでの責任を持つ。

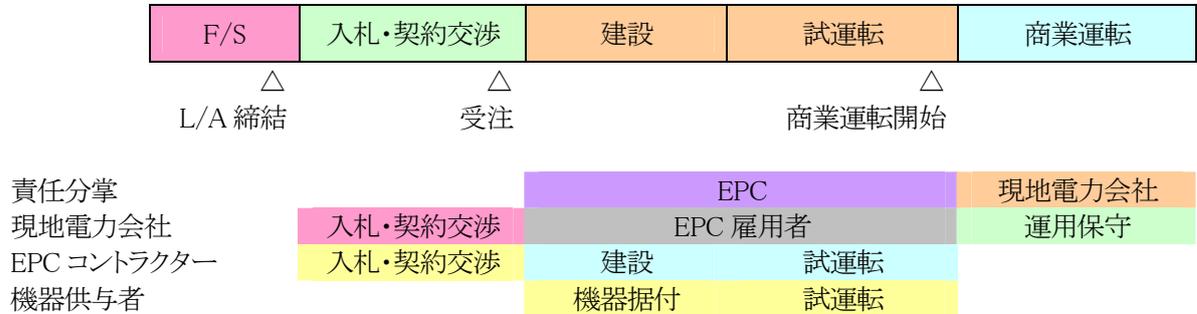


図 5.2.5.1 ODA(円借款) 事業の工程

図 5.2.5.2 に ODA(円借款) のスキームを示す。

EPC コントラクターは入札競争の結果、技術と価格評価と併せ一番札になって受注に至る。

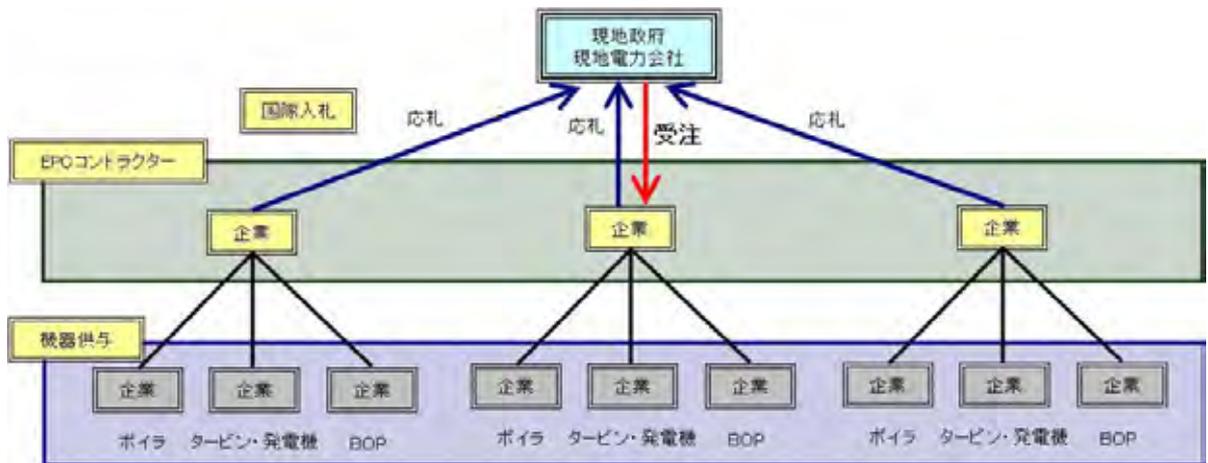


図 5.2.5.2 ODA(円借款)のスキーム

表 5.2.5.2 に ODA(円借款) 事業の受注形態を示す。

EPC コントラクターにはさまざまな形態が考えられる。EPC コントラクターは商社が担うことが多い。しかし商社にも二つのタイプがある。商社タイプ A は EPC コントラクターとして、プラントの設計、機器調達から建設まで実施する(丸紅や住友商事など)。一方、商社タイプ B は表向き EPC コントラクターではあるが、プラントの設計、機器調達から建設まではサブコントラクターに任せ、ファイナンスや保険関係のみをカバーする(三菱商事や三井物産など)。

表 5.2.5.2 ODA(円借款) 事業の受注形態

受注形態	対象	受注先
EPC コントラクター	商社、電力会社、メーカー	現地政府／電力会社から受注
機器供与	メーカー	EPC から受注

表 5.2.5.3 に ODA(円借款) 事業の受注前の問題点と対策を示す。

円借款案件においては、顧客に対する工程長期化が大きな懸念材料となっている。同じ 1,000MW 超々臨界圧プラントで比較すると、中国企業は円借款案件の約三分の一の工程と考えられる。

表 5.2.5.3 ODA(円借款) 事業の受注前の問題点と対策

時	項目	官庁／JICA
F/S から L/A 締結 まで	現状	F/S 等の調査後、二国間で L/A 締結
	問題点	顧客が案件形成を含む円借款案件の工程が長期であることを懸念し、L/A 締結前に速さのある中国勢に案件をさらわれる恐れがある 特に需給が逼迫している地域では危惧される
	対策	案件形成を含む全体工程の短縮

表 5.2.5.4 に ODA(円借款) 事業の受注時の問題点と対策を示す。

EPC としては価格競争力のある応札をしなければならない。そして EPC の引合いを受けるため、機器供与側でも価格競争力のある機器供与が求められる。

表 5.2.5.4 ODA(円借款) 事業の受注時の問題点と対策

時	項目	EPC コントラクター	機器供与者
L/A 締結 から受注ま で	現状	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	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	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

図 5.2.5.3 に IPP 事業の工程を示す。

JICA の役割としては、現地運営事業者への出融資を期待する。

F/S は実施する場合としない場合がある。特定目的会社(Special Purpose Company:SPC)は商業運転開始後も運用事業者として運転保守に携わる。EPC は建設、試運転から引渡しまでの責任を持つ。SPC は商用運転開始後、電力料金収入による安定した収益を確保していく。



図 5.2.5.3 IPP 事業の工程

図 5.2.5.4 に IPP のスキームを示す。

SPC は入札競争の結果、一番札となっても受注に至るとは限らない。入札評価は参考に過ぎず顧客の意向による。つまり、トップセールスなどの政治力によって評価に影響を与えることも可能となる。

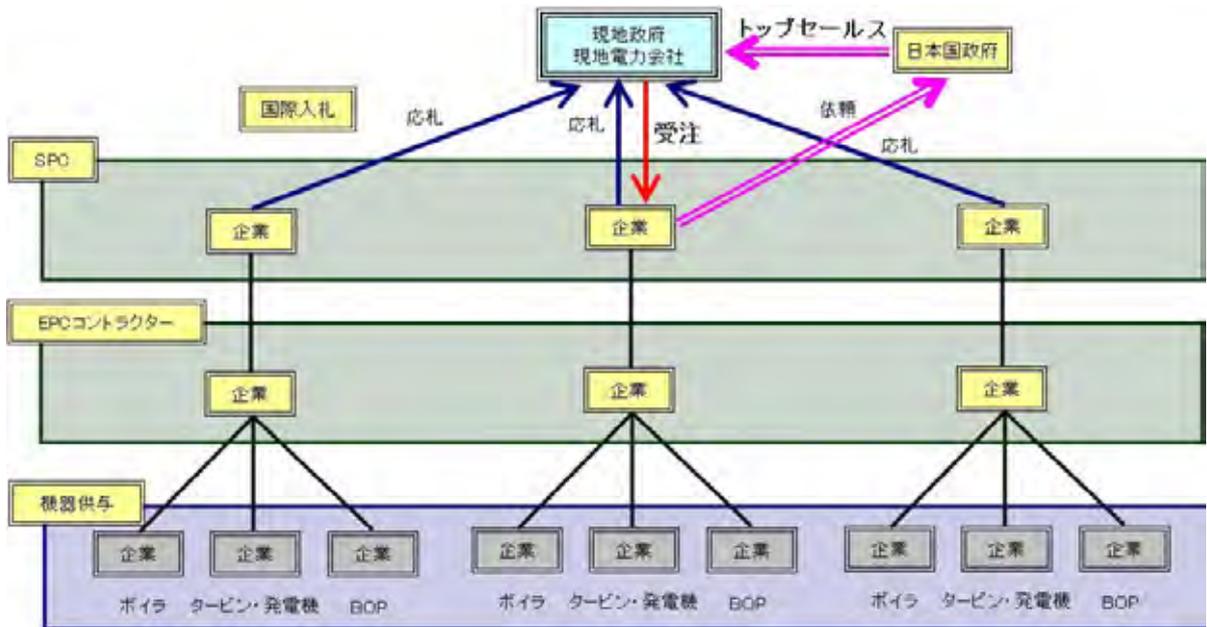


図 5.2.5.4 IPP のスキーム

表 5.2.5.5 に IPP 事業の受注形態を示す。

SPC はコンソーシアムにより多国籍企業で形成されることが多い。また資金力のある商社や電力会社が参画することが多い。SPC は商用運転開始後、電力料金収入による安定した収益を確保しなければならない。そのためにはアベイラビリティを高い値で維持する必要があり、運用保守の経験が重要となってくる。

EPC コントラクターにはさまざまな形態が考えられる。EPC コントラクターは商社が担うことが多い。しかし商社にも二つのタイプがある。商社タイプ A は EPC コントラクターとして、プラントの設計、機器調達から建設まで実施する(丸紅や住友商事など)。一方、商社タイプ B は表向き EPC コントラクターではあるが、プラント

の設計、機器調達から建設まではメーカー等のサブコントラクターに任せ、ファイナンスや貿易実務、契約業務、保険関係等を主にカバーする(三菱商事や三井物産など)。

機器供与は当然ながらメーカーに限定される。

表 5.2.5.5 IPP 事業の受注形態

受注形態	対象	受注先
SPC	商社、電力会社	現地政府／電力会社から受注
EPC コントラクター	商社、電力会社、メーカー	SPC から受注
機器供与	メーカー	EPC から受注

表 5.2.5.6 に IPP 事業の入札時の問題点と対策を示す。

SPC や EPC としては価格競争力のある応札をしなければならない。そして EPC の引合いを受けるため、機器供与側でも価格競争力のある機器供与が求められる。

表 5.2.5.6 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

また、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。

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

IPP 事業での SPC として受注を目指す場合、商社や電力会社が対象となる。

表 5.3.1 に日本企業が大型案件を SPC として受注するための実施項目を示す。

表 5.3.1 日本企業が大型案件を SPC として受注するための実施項目

実施項目	目的
JICA 出融資の検討	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
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	日系企業に対する評価向上
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

注: 太字下線は JICA 関連項目

5.3.1 IPP への JICA 出融資

【目的: 日系企業へのより確実なファイナンス支援(円借款および IPP 案件対象)】

JICA の役割として、現地運営事業者への出融資を期待する。

現在の有償資金援助を円借款から出融資にシフトすることができれば、日本企業受注の可能性は高まる。円借款案件は国際入札を経て受注に至るので、日系企業が受注できるかどうかは不確実なためである。

ODA は表 5.3.1.1 に示すように、二系統に分けて考えるべきである。

将来技術については、ASEAN 当該国においてこれらの技術を多額の借金をしてまで導入することの優先度は、利益をもたらす実績もないことから現時点では低いと考えられる。従って当該国へは無償援助の資金範囲内でトライアル導入を実施し、相手国に利益を認識させる必要がある。将来には円借款により案件展開の可能性も高まり、ビジネス発展が期待できる。また ASEAN 当該国が無償資金援助対象外になった場合は、既存技術が対象となり、その際には既存技術の案件として再生可能やスマートグリッドが成長していることも考えられる。なお NEDO の実証試験事業と JICA の無償資金協力は両者とも資金は二十億円程度と推定するが、NEDO の実証試験事業はスマートグリッドなど研究案件が対象、JICA の無償資金協力は老朽火力発電所のリハビリなどが対象になると考えられる。

表 5.3.1.1 ODA 電力案件支援方式の現在と将来

	分野	ODA 支援方式	備考
既存技術	高効率石炭火力 コンバインドサイクル 地熱	現在:円借款 ↓ 将来:JICA 出融資	相手国政府を対象にする円借款から相手国の民間 IPP 事業などに投融資することで日本企業受注を支援

	分野	ODA 支援方式	備考
将来技術	石炭ガス化 CO ₂ 回収・貯留 再生可能 スマートグリッド	現在:実証段階 ↓ 将来:無償資金援助	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

JICA 出融資は水ビジネスや交通・物流インフラ案件で先行している。

政府は、新成長戦略の一環として再開を決めた ODA による投融資の第 1 弾として、日本企業が手掛けるベトナム・ハノイの水道事業計画への出資を検討している。ODA 投融資はインフラ輸出支援の柱で、途上国に長期、低利の公的資金を提供し、日本企業の受注獲得に向けた支援を強化している。

政府は今後、フィリピン・マニラの高速道路事業への投融資や、日本の中小企業の技術を活用したアジアの途上国に対する支援策なども検討しており、官民一体となった取り組みを目指している。

また政府は、ベトナムが計画する東南アジア最大規模の交通・物流インフラ整備事業への出資を検討している。ベトナム南部空港整備の総事業費は約 5 千億円で、ODA や民間資金を投入する。企画から運営に至るまでの日越の官民共同プロジェクトは初めてとなる。2010 年 10 月の日越首脳会談で確認した 2 国間協力に基づく。施設の設計・建設から運営までを手掛けるシステム輸出として官民連携のモデルケースとなる可能性がある。ベトナム北部港湾整備の事業費は約 1,400 億円で、円借款により 1,200 億円を賄う。民間企業は JBIC の支援などを活用して 200 億円を拠出する。

経済成長が続くアジアでは大規模のインフラ需要があるとされるが、新興国や後発途上国が多く、資金の自前確保が困難な状況にある。PPP 案件は事業費の多くを外国の官民が負担する仕組みとなるため、ベトナム政府は今年から本格的にプロジェクトの推進を図る方針である。

電力案件もこれら案件の後続として JICA 出融資の対象となれば、日本企業受注の可能性を高めることが期待できる。

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

【目的: 日系企業へのより確実なファイナンス支援(円借款および IPP 案件対象)】

現在経済産業省と産業界が推進しているものに二国間クレジット制度の導入があり、実現すれば日本の技術の優位性を活かして高効率石炭火力発電設備などのアジア展開が可能となる。

現在の CDM では、国連による準備から登録まで 2 年以上と審査の長期化が問題となっている。また対象分野も日本が得意とする原子力、高効率石炭火力、CCS は対象外となっている一方、一件当たりの CO₂ 削減規模の大きい案件が多いこと、中国政府による政策誘導措置が強いことなどの要因により、CDM 国別発行シェアでは 7 割以上が中国に集中している。

こうした課題を補うため、先進国と途上国と二国間で温暖化対策を進める二国間オフセットのメカニズムが有効と考えられ、現在、超々臨界圧型石炭火力や原子力発電を対象に二国間オフセットの定量化・制度化

に向けた実現可能性調査に取り組んでいる。

しかし二国間クレジット制度は、国際合意の中で認められたものではない。

電気事業連合会は2011年2月、ポスト京都の枠組みづくりにおいて二国間オフセットを新たなメカニズムとして認定してもらうため、意見書を国連へ提出するなど、国際的な認定に向け官民連携で取り組んでいる。二国間オフセットメカニズムによる受注スキームの適用拡大のために、国際的な理解を得て、早期の認定獲得が期待される。

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

【目的: 日系企業に対する評価向上(円借款およびIPP 案件対象)】

円借款による新規案件の開拓をする場合は、フーミーモデルのように円借款で「先行機＋共通設備(水処理、排水処理、揚運炭、港湾設備)」を設置し、後続機(円借款 or IPP)が参画しやすい環境を作るのが有効である。

i 関連システムとの組合せ

電力(発電)設備単体では価格競争力を持たない場合でも、関連トータルシステムでまとめてターンキープロジェクトとすることにより客先にも大きなメリットをもたらし、日本が優位にたてる可能性が考えられる。発電所と送電系統設備、化学プラント、製鉄所や造水設備と発電設備の組み合わせはこれまでもあったが、さらに日本が力を発揮できるようないろいろな分野、システムとの組み合わせの可能性を検討することが考えられる。例えば発電所(発電設備)とその周辺インフラ(道路、港湾、コミュニティ開発)、発電所と燃料供給、処理設備(ガス田開発、炭鉱開発、ガスパイプライン、LNG設備、核燃料処理設備)、地熱発電設備と生産井、還元井当等の地熱井探査・開発、発電、配電(スマートグリッド)、熱供給、情報通信、上下水道などを含んだ総合都市開発プロジェクトなどが考えられるが、現地ニーズの調査・発掘と、関係各機関、メーカー、識者、専門化によるさらなる可能性の検討が必要である。

ii 運営保守を含めた付加サービスとの組み合わせ

EPC コントラクターと運用保守が分かかれ、連携が不十分であることから発注側の要望への柔軟な対応が困難となっている。併せて、国内のインフラ運営主体は、国内市場が中心であり、海外展開に対して必ずしも積極的でない部分がある。かかる観点から、運営まで含めた事業体制を構築する。具体的には、

- ・ 日本企業による海外投資や事業・企業再編に係る産業革新機構の活用
- ・ インフラの運営まで含めた企業コンソーシアムの形成支援等

を推進する。また、民間企業が国内でもインフラ運営の経験を積めるよう、国内市場改革を推進する。

また、電力(発電)設備に、日本が得意とする各種付加サービスを組み合わせるパッケージとすることにより全体としてシステムの魅力を増し競争力を持たせることが考えられる。付加サービスとしては、ノウハウの供与(設計、エンジニアリング、発電所の保守運用管理など、原子力発電所の廃棄)、教育・トレーニング、長期保守契約(LTSA)、保証期間の延長、運転の遠隔監視(モニタリング)とアドバイスなどが考えられる。しかしながら、一般にアジア地域の客先の資金力は弱く、たとえ猶予期間付きの低利な円借款であろうとも、初期投資額(建設費)を最小にしたいと考えている客先も多い。また、人件費は安くて人手は豊富にあり、省力・合理化の付加サービスに対しては導入意欲が低い面もある。他にも考えられる付加サービスが無いのか、客先ニーズ、リスクとあわせて関係各機関、メーカー、識者、専門化によるさらなる検討が必要と考える。

5.3.4 トップセールスの実行

【目的: 日系企業に対する評価向上(IPP 案件対象)】

案件受注に向け総合的に推進するためには、関係省庁及び関係機関によるハイレベルでの連携・調整体制の整備が必要である。重要案件について、経済協力や金融支援をはじめ、日本企業共同体による総合的支援のパッケージ化し、重要案件に関する首脳・閣僚レベルでのトップセールスを戦略的に実施する。その際、案件とは直接に関係のない相手国側の要望(人材育成、技術協力、パイロット事業等)をオールジャパンでパッケージ化して支援することなどを通じ、重要なインフラ案件の受注を目指す。海外インフラ整備案件における本邦企業受注を促進するため、マルチ・バイの首脳・閣僚会合などハイレベルの対話の場を活用して、相手国に対して、重要なインフラ案件への我が国事業者の参画を働きかけることが重要である。

具体的には、首相から日本企業の設備を採用してもらえよう、依頼のレターを書く。相手先日本大使に、発電所運開式などの重要なイベントには優先的に出席し、日本の ODA の顔が見えるようにアピールしていく。

また、関係研究機関、大学の関係部門では、まず関連技術の研究開発自体を進めることが最優先であるが、それに加えて世界へ向けての論文発表や学会発表等を積極的に行い、世界に通じる権威のある人材から日本の優位技術をアピールさせる。そのためには、関係管轄省庁からの依頼も必要になる。

5.3.5 応札企業体間の調整

【目的: 日系企業に対する評価向上(IPP 案件対象)】

円借款も IPP 事業も国際入札であるが、その評価方式は大きく異なる。円借款案件での入札が競争の結果、技術と価格評価と併せ一番札になって受注に至るのに対し、IPP 案件では入札評価は参考に過ぎず顧客の意向による。つまり、トップセールスなどの政治力によって評価に影響を与えることも可能となる。

応札する際、日本勢を 1 チームに絞る方がトップセールスは効果的になる。電力案件のインフラ輸出

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・フランスなどはメーカーも含め、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考えられる。韓国やフランス勢はターゲットとする案件に対して、トップセールスと企業体が一枚岩になっているのに対し、日本勢は複数応札するケースが多く、トップセールスを実施しても日本政府がどの企業体を支援しているのか、相手政府や相手電力会社に不透明に映る危惧がある。また、日本勢同士で競合している中、他国企業体に受注されてしまうケースもありえる。

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

円借款と IPP 事業での EPC コントラクターとして受注を目指す場合、商社、電力会社やメーカーが対象となる。

表 5.4.1 に日本企業が大型案件を EPC として受注するための実施項目を示す。

表 5.4.1 日本企業が大型案件を EPC として受注するための実施項目

実施項目	目的
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
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

注: 太字下線は JICA 関連項目

5.4.1 円借款案件の形成

【目的: 日本企業が将来受注する可能のある案件創出(円借款案件対象)】

5.8.1 章では JICA 出融資の検討を記載したが、当面有償資金援助は円借款が主体になると考えられる。従いここでは、日本企業受注の可能性を高める円借款案件の形成について述べる。機器供与者として受注を目指す場合、その対象は重電メーカーとなる。

i 超々臨界圧プラントやコンバインドサイクルプラントの新規案件発掘

円借款事業の場合は日本勢が有力となる超々臨界圧プラントやコンバインドサイクルプラントの新規案件発掘を期待する。たとえば、プロジェクト組成・遂行能力に強みがある商社と大使館や相手国政府の省庁に配属されている JICA 専門家の官民連携により、当該国政府や電力セクターのニーズを迅速に入手し、相手国政府から日本政府に対し、円借款を前提とした F/S 実施要請の必要性を認識させていく。

ii プロジェクト(事業)形態の検討

現在の、ODAに限らず海外プロジェクトは一般に設備を納めて据付工事を行い、試運転をして(保証期間終了後に)契約完了というプロジェクト形態であるが、日本企業によるパッケージ型インフラ輸出を促進するために、より多様な客先ニーズを満たせるような他の形態の可能性を検討することも考えられる。例えば、現状のODAにはなじまないかもしれないが、既にベトナムなどでODA 供与の実績のある(フーミー 2-2)BOT、BOO 方式の検討や、日本が輸入する燃料、鉱物資源、食料、CO₂ 排出権などのバーター取引などに国の海外協力事業が支援できるしくみができれば、パッケージ型インフラ輸出の促進に資する可能性もあると思われる。

iii 円借款案件優位性の現地政府・電力会社への強調

スピードのある中国借款に支援され、価格競争力のある中国企業の海外電力案件受注が目立っている。しかし、高金利の中国借款に支援された中国企業の発電プラントと、低金利である円借款に支援された日本企業の発電プラントも初期投資額としては大きな差があるものの、返済していく顧客の立場にすればそのローン総額差は軽減される。円借款案件の優位性を現地政府・電力会社へ強調し、相手国カウンターパートにその認識を深めてもらうことが重要と考える。

また、ベトナムやインドネシアの石炭火力案件では、価格競争力を武器に中国が受注を増やしている。しかし、工期通り完工されたプラントは無く、まともに動いてもいないと聞いている。このような状況を当該国がどのように受け止め、如何にして安かろう・悪かろうに流れていかない仕組みを作るかが大きな課題であり、その点からも円借款案件優位性を現地政府・電力会社へ強調していくべきである。

また、研修生受け入れなどの相手国サポート実施でアピールするのも有効である。

既にベトナムの宇宙センター事業などで、経済産業省が、インフラの運営や管理を担う新興国の技術者支援に乗り出しているが、電力分野でも、相手国の技術者を日本国内に受け入れて研修を実施することが有効と考えられる。相手国の技術者に日本の技術(優位性)を理解して頂く事により、インフラ輸出展開を間接的に促進することに資することができると思われる。

iv 円借款手続きの簡素化による工程短縮

円借款は、アンタイトではあるが、日本のインフラ輸出に役割を果たしてきた。しかしその手続きと要する時間の長さが、借款適用の阻害要因である面も見られる。近年特に、国際市場、材料費、人件費、該当国のエネルギー事情、政治状況などの変化により、円借款適用の検討から着手、工事完成までの間に当初考えられなかったような状況が発生し、プロジェクトの予算や進捗に見直しを迫られるケースもあった。また、その手続きとかかる時間のために、需給が逼迫している現地電力会社はより簡便で手続き面での負担の少ない資金源によるスキームを採用する傾向もある。円借款の本来の趣旨をより有効に活用して、貢献していくためにもその手続きの簡素化とスピードアップを検討する必要がある。

v コンサルタント力の強化

a 案件発掘、案件形成等のプロジェクト初期段階での関与

インフラ案件の展開でのコンサルタントの役割も大きい。案件の発掘、形成、FS、基本計画とエンジニアリング、国際入札(仕様書作成、入札評価)、EPC 契約支援、工事監理等、プロジェクトの全フェーズを通してコンサルタントが関わる。各分野、機種での日本の強みに熟知したコンサルタントが、日本の優れた技術力やノウハウを含めた総合的な競争力を最大限に生かすことにより該当国客先の便益に貢献できるように、機種、技術分野、システムの案件の発掘、形成、FS、基本計画から関わるができる。具体的には、日本が強みを持つ各分野への初期段階からのコンサルティング業務の参入に集中的に取り組むことが考えられる。これらの分野について、基本計画から入札用仕様書作成までのコンサルティング業務をグラントで供与するしくみもケースによっても検討しては良いのではないと思われる。もちろんこの場合も EPC 国際入札の公平性を微塵も損なうことがあってはならない。

b コンサルタントの位置づけの検討

現状の ODA の仕組みの中ではコンサルタントは客先に雇用される形態になっている。国際的にも FIDIC などではコンサルタントの中立性は保証されておらず、基本的に客先の側にたっている。パッケージインフラの海外展開にあたり、より中立的な立場で客先にものが言える立場へ、例えば JICA から直接発注し JICA が雇用するといった形に位置づけを見直すことも、よりフレキシブルなコンサルタントの判断と決定の範囲が可能になり、その公平な立場でのプロジェクト推進に資する可能性がある。

c コンサルタントの協力体制

コンサルタント各社には得意分野(競争力がある、実績が多い)や強い地域があるといわれているものがある。(例えば、技術分野の面では、石炭火力、地熱発電、太陽光、土木・建築に強いコンサルタント、地域の面ではインドネシア・中国に強いコンサルタントなど)。通常 1 つのプロジェクトに 1 社のコンサルタントが assign される場合が多いと思われるが、幹事(リーダー)コンサルタントの下に、それぞれの技術、あるいは地域に強いコンサルタントが協力して、総合的に質の高いコンサルティング業務を提供することにより客先の評価を受け、そのことが日本のインフラ輸出促進に資するものと思われる。

この場合の協業相手としては、技術分野や地域によっては日本のコンサルタントとは限らず、既に協業実績のある欧米のコンサルタントや中国のコンサルタント(設計院)なども視野に入る。

5.4.2 日系機器採用の依頼

【目的: 重電メーカーの受注支援: (円借款および IPP 案件対象)】

日系企業(商社、電力会社)のコンソーシアムによる EPC コントラクターが、価格競争力のある中国や韓国などの海外メーカーを擁立することがある。官庁はコンソーシアムを形成している日系企業に、日系メーカー機器を採用するよう働きかける必要がある。

しかし、コンソーシアム側も価格競争力のある仕様内容で応札しなければならない。従って日系メーカーもコンソーシアム側へ、価格競争力のある機器供給の提案をしなければならない。

5.4.3 パッケージャーとしてのビジネス形態の検討

【目的: 価格競争力の向上(円借款および IPP 案件対象)】

中国や韓国の発電プラントのビジネスの形態は日本のプラントメーカーと異なる場合がある。日本の場合のプラントメーカーは即ち発電プラントの主機(ボイラー、タービンなど)を自ら製作する製造者であり、入札、契約も商社と組んで、彼ら製造者が主体となって進める形がほとんどである。一方、中国、韓国の場合は、主機メーカー(中国の東方、ハルビン、上海、韓国の斗山など)が主契約者として出てくる場合もあるが、山東電建(中国)や GS 建設、大林などの総合コンストラクターが主機を自国メーカー、欧米メーカー、日本メーカーから調達してパッケージングして納入しているケースが多い。これらの総合コンストラクターは、日本の石化エンジニアリング会社に近いが、もう少し幅が広く、土木建築に強い日本のゼネコン的な側面も持ち、また発電プラントエンジニアリング会社(B&V など)的な機能も併せ持つ。韓国、中国ではこうしたパッケージャーとしてのビジネスにより、高い競争力を保って受注をものにしている。

高い調達能力、調達ソースととりまとめ能力により、世界中から競争力のある主機を集めて組み合わせ、発電プラントエンジニアリング能力でそれらをパッケージングして、競争力のあるプラントを組上げることも、日本の受注可能性を高める方策のひとつになると思われる。日本としてもそうしたパッケージング能力のある企業を形成することが必要と思われる。この場合、主機を含む各機器・設備が必ずしも日本製になるとは保証されないが、日本企業としてのプラント受注には貢献することができる。

5.4.4 その他

近年は国内電力案件の市場規模が縮小したが、重電メーカーは市場規模が大きかった時代と変わらずに存在している。しかし鉄鋼メーカーの新日鉄と住友金属が、規模拡大で資金調達力を高め、新興市場攻略に弾みをつけるために合併したように、重電メーカーも自然淘汰により吸収合併が起こらないとも限らない。新興国を中心とする世界的な電力需要の拡大、エネルギー・環境等新規需要分野の増加に伴う一層の品質・技術ニーズの拡大、世界規模での重電メーカー間の競争激化、顧客のグローバル化進展等の理由により合併に至ったとき、独占禁止法に基づく審査を迅速化する必要がある。

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

円借款とIPP事業でEPCコントラクターとして受注を目指す場合、メーカーが対象となる。メーカーとしては、価格競争力を持つ機器供給が最重要課題となる。新興市場のニーズにふさわしい品質、価格の供給を実現していく。

表 5.4.1 に日本企業が大型案件を EPC として受注するための実施項目を示す。

表 5.4.1 日本企業が大型案件を EPC として受注するための実施項目

実施項目	目的
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(役務)、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

5.5.1 生産拠点の海外展開と海外企業との協業

【目的: 価格競争力の向上(円借款および IPP 案件対象)】

中国や韓国などの新興国は、低コストを武器に受注競争に積極参入している。また、欧米企業は、大規模合併等により集約化した上で、発展途上国にサプライチェーンを拡大し、コスト競争力を強化している。かかる観点から、日本企業による海外投資や、海外企業との提携や事業買収など、事業・企業再編を促進し、コスト競争力を強化する。その際は、産業革新機構の活用や合弁企業や現地サプライヤーの品質確保のための人材育成支援等が必要となる。

高い人件費、円高、納入地点からの距離、言語能力を含めた海外ビジネススキルを考えた場合、製造拠点の海外展開は有効な手段と考えられる。既に、三菱重工業、東芝がインドに、日立がカナダ、インドに製造拠点をもち、あるいは計画中、建設中である。これらの製造拠点は現地の会社との合弁であり、販売拠点としての機能も持つ。製造拠点の海外展開はメーカー独自で検討すべき課題である。

日本国内の経済立て直しとは相反する面もあるが、インフラ輸出の価格競争力を考えた場合、避けることのできない検討項目である。

中国企業、韓国企業やインド企業などをパートナーとするとき、そのライセンス契約内容が重要となる。企業固有の技術は開示するべきではない。また、パートナーが海外展開しようとするとき、抑止力を働かせるか、または市場の棲み分けも考慮すべきである。

海外企業との協業(コンソーシアムまたはジョイントベンチャー)は重要と考える。

海外メーカー、中国メーカーとの協業も考えられる。例えば、GE 社はコンバインドサイクル発電設備において、日本ではキーコンポーネントであるガスタービンだけを供給し、HRSG、蒸気タービン、発電機、その他のプラント付帯設備などは日本メーカーに供給させている。中国の火力発電設備の日本メーカーの納入例でも、蒸気タービンと発電機のみ日本メーカーが納めて、他は中国メーカーというケースがある。日本の重工各社もコンポーネントレベル、機器レベルで中国メーカーに技術供与している例もある。丸紅と東方電気の

協業については前述のとおりである。これまでの日本の輸出発電プラントにおいても全て日本製品で構成するという時代は遠い過去のものであり、付加価値が高く、日本の優位技術を含み、プラントの性能と信頼性に重要な影響がある主機(ガスタービン、蒸気タービン、発電機)は最低限日本製品とし、それ以外は該当機器の重要性、価格レベル等に応じて世界中から最適の調達ができるよう、調達ソースの拡大、調達ネットワークの充実をさらに推進し、調達に関連したエンジニアリングも含んだ調達技術をさらに高める必要がある。中国企業との連携については、中国企業の側からも、日本の先進分野で、技術力、営業力、資金といった面での協業のニーズがある。

5.5.2 型式設計導入・拡大

【目的: 価格競争力の向上(円借款および IPP 案件対象)】

中国のタービンは標準型式設計を採用していると言われている。多くの 300MW 機や 600MW 機はそのように設計されたと言われ、中国国内の膨大な発電設備のニーズに対応してきた。日本のメーカーの場合は、特に海外輸出プラントの場合は、顧客の要求やプラントの条件が多様であり、それぞれのニーズに合わせた最適の性能、設備となるように、完全なインデント設計で対応するのがベースであった。客先の要求に細かく対応するこのような日本メーカーの設計が Owner の顧客満足度を高め評価されてきたが、一方では設計の工数を増し、新設計、設計変更により、調達、製造の工数も増し、全体としてコスト高のひとつの要因になっていたと考えられる。

標準型番設計の場合は、設計、調達、製造、試験、現地工事などのあらゆるフェーズで新設計に比べて工数の削減ができ、コストの削減が期待される。同時に部品の共通化、品質の安定も期待できる。日本メーカーも機種により、またコンポーネントにより(例えばタービン制御部品など)以前から標準化に取り組んでおり、タービン本体についても出力レンジ毎のモデルを持ってプロジェクト毎に微調整の実施、部分ごとのブロックデザインを進めているものもあるが、その程度には段階があると思われる。中国の標準型式設計は、元々短期間に膨大な数の発電設備を製造・建設しなければならなかった国内ニーズより発したものであるが、海外プラントでの強い価格競争力の一因になっていると言われており、日本メーカーとしても Owner のニーズが、性能、信頼性、価格のどのバランス点にあるのかを見極め、さらに標準型番設計を進めたコスト重視の設計対応が必要になるとと思われる。

5.5.3 仕様、サービス(役務)、提出成果物の見直し(最適化)

【目的: 価格競争力の向上(円借款および IPP 案件対象)】

日本メーカーは長い間国内市場を中心として事業を進めてきた。長い間、国内電力市場では顧客とメーカーの信頼関係をベースに、電力の安定供給を至上命題として、価格は多少高くても品質・信頼性を最優先とした設計、製造、建設が進められてきた。

そのため、国内電力市場は以下の点で国際(競争入札)市場とは大きく異なっていた。

- ・ 機能購買(の購入仕様書)
- ・ 一般産業より高級な仕様(電力仕様)の採用
- ・ 顧客とメーカーの長期的な信頼関係に基づく業務遂行
- ・ 上記に基づくきめ細かなサービス、ドキュメント提出

10年ほど前から国内電力会社もコストダウン、合理化設計を進めてきており、上記の状況は変化してきている。日本メーカーも、国内市場と国際市場の比重が変化するのに伴って、輸出物件を国内物件とは違うやり方で遂行するようになってきているが、まだ海外メーカーと比べると国内電力会社向けの業務の仕方が残っている面もある。例えば、一般に日本メーカーは客先の要望を最大に満たそうと努力しきめ細かい客先対応をする傾向が強いが、欧米のメーカーは、契約と仕様書に基づき、特に役務の内容、程度、範囲、提出物などについて割り切った対応が多いと言われている。また、設備の仕様等についても、コストダウンと信頼性向上(設計変更が無い)の目的で、メーカーの標準の仕様を適用するように客先に働きかけると言われている。仕様、サービス(役務)、提出成果物などのさらなる最適化(割り切り)を行ってコストを下げることを検討すべきであろう。この点は、顧客満足度とトレードオフの関係にあるが、客先のニーズも良く把握して、最適なレベルがどのあたりにあるのかを見出す必要がある。

また、この観点からは、基本仕様の検討、入札用仕様書の作成、契約などの各ステージで、コンサルタントが検討・配慮すべき事項もある。その場合日本メーカーのコンペティターも同じ条件で公平に評価されることになるが、どちらかといえば客先寄りに要求事項が厳しくなりがちな仕様を見直し、また、あいまいに解釈される点や、解釈の範囲(幅)が許容されるような表現は避け、明瞭な要求記載とすることが望まれる。

日本企業は品質の高さときめ細かい丁寧な客先対応を大きなセールスポイントとしてきた。しかし、客先、地域、プロジェクトの特質によってはそのことによる付加価値の評価が異なる。「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」もある。日本企業は、品質、技術、仕事の丁寧さに誇りを持っており、これらを compromise してまで価格を下げることをよしとしない傾向がまだ残っている。そうした基本意識の変革も必要であり、客先ニーズに合った価格と品質のバランスも求めていくべきである。

5.5.4 調達ソースの共有化、一元化

【目的: 価格競争力の向上(円借款および IPP 案件対象)】

メーカーにとって、素材、部品、補機、加工などあらゆるステージで安くても高品質な調達ができるかどうか、価格競争力を大きく左右する。調達先については各社それぞれ独自のシステム、情報を持っており、重要なノウハウのひとつとなっていると思われるが、各社の調達ソースを開示し、情報の一元化、さらには共同(一括)調達まで進めれば、調達のコスト、手間を軽減することが期待できる。お互いにコンペティターである

各メーカーから自発的にその端緒をきることは難しそうであり、官民一体のパッケージ型インフラ海外展開の一環として官からの指導等も含めて一考の余地があると思われる。

5.5.5 日本企業同士の協業

【目的: 重電メーカーの受注支援(円借款および IPP 案件対象)】

日本企業同士の協業(コンソーシアムまたはジョイントベンチャー)が重要と考える。

これまでの日本のインフラ輸出はメーカー1社、商社1社といった組み合わせで実施することが多かった。その過程で日本メーカー、日本商社どうしが海外メーカーを含めて競合し、受注をめぐるコンペティターとして技術、価格の競争を行ってきた。今後日本の官民一体のパッケージインフラを進めるにあたっては、原子力のパッケージ型インフラ輸出のように日本電力会社、日本メーカー、日本商社どうしの連携を行い、各社の特徴と強みを生かし、価格と技術力の面で日本として最大限の力を発揮できるようにしなければならないと思われる。元々お互いにコンペティターである日本各社が協業するにあたっては、各社のスコープ、役割と責任、リスクの分担、各社ノウハウの開示範囲等、調整が必要な事項がでてくると思われるが、幹事会社および関係監督省庁等の強力なリーダーシップにより、日本経済建て直しのために小異を捨てて大同をとることを各メンバーに理解してもらう必要がある。

5.5.6 技術開発の強化と支援

【目的: 将来案件候補の育成(円借款および IPP 案件対象)】

NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)などを活用し、新エネルギー・省エネルギー等の技術開発・実証実験を推進する。日本技術による世界標準や市場獲得を目指す。

i 優位技術の開発促進

現在日本が(特に中国に対し)優位性を持つと思われる技術分野(高効率石炭火力発電(超々臨界圧火力、新エネ、スマートグリッド、ガスタービン、コンバインドサイクル、補修、延命化技術、省エネ技術、環境保全技術など)についてはその優位性を保持あるいはさらに差別化を進めるように集中的な開発を進めるように、メーカーは努力する必要がある。国もそれらの開発促進のための、資金面、税制面、販促面などでの強力な支援を行う必要がある。

ii 次世代技術の開発

現在日本が(特に中国に対し)優位性を持つと思われる技術分野も早晩中国が追いつくものと思われる。実際、高効率石炭火力発電ではすでに中国内に超超臨界圧火力の建設が進んでいる。日本は、中国がキャッチアップしたときにさらに次の技術を開発し常に先行するものを持てるようにしなければならない。そのた

めの技術開発分野を設定し、関連分野の技術・ノウハウを集中させて日本が競争力を持てるインフラ技術を育てていかななくてはならない。例としては、さらなる高圧高温化火力(A-USC)、ガスタービンの高温化技術、それらに必要な材料開発、炭酸ガス固定化技術、また、再生可能エネルギーとしては地熱、太陽光、太陽熱、風力以外に、規模は小さいかもしれないが、波力、海洋温度差、バイオマス(家畜糞尿、木屑、やしがら)、地熱バイナリ発電などが試みられている。これら以外についても広い分野の知識を集めて次世代技術を開発していく必要がある。

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熟成には至っておらず、ASEAN 当該国においてこれらの技術を多額の借金をしてまで導入することの優先度は、利益をもたらす実績もないことから現時点では低いと考えられる。従って当該国へは無償援助の資金範囲内でトライアル導入を実施し、相手国に利益を認識させる必要がある。将来には円借款により案件展開の可能性も高まり、ビジネス発展が期待できる。将来案件の育成手順(案)は次のとおりである。

1. NEDO 実証試験などによる無償援助によるトライアル導入
2. 利益や裨益効果などの成果を相手国側が認識
3. 相手国政府から日本政府に対し、円借款を前提とした F/S 実施の要請
4. JICA 協力準備調査(SAPROF など)実施
5. L/A 締結し、プロジェクト実施
6. 周辺諸国への水平展開

ただし、次世代技術分野での韓国や中国の追い上げが危惧される。日本の競争力がどうなるかという視点で見ると、新たな消耗戦に陥る恐れもある。日本が開発した技術が高度で魅力的であるほど、後発者はあらゆる手を使ってキャッチアップしようとする。そんな構図では、国や業界を挙げての研究プロジェクトはライバルに追従の道を作ることになる。それを回避するには、特許の管理やパッケージングなど知的財産戦略にあるが、日本にはその成功体験はない。技術自体の開発と併せ、それを使ってビジネスでどう展開するのが重要となる。

iii ソフトウェア技術

電力、発電分野というとハードウェア中心に考え勝ちであるが、ソフトウェアも重要な技術である。電力会社が有している発電所の運用・保守・管理はそのひとつである。超々臨界圧火力発電や地熱発電において日本企業は運用保守技術の経験を積んできている。そのための、運転支援、保守管理支援、性能管理などのコンピューターによる各システムを日本メーカーはユーザーの要望に丁寧に対応しつつ構築してきた。電力システムの運用・管理・最適化などにも日本の電力会社が優れたソフトウェア技術を有しているものと思われる。他にも優れたソフトウェア技術があると思われるが、それらをインフラのハードウェアと組み合わせることにより、

トータルシステムとして競争力のあるパッケージとすることができる可能性がある。

5.5.7 客先ニーズに則したきめ細かい対応

【目的: 日系企業に対する評価向上(円借款および IPP 案件対象)】

勢いついている中国や韓国勢と価格競争に持ち込まれるのを回避するために、客先ニーズを認識していくことが重要である。

中国の発電設備製造の特徴は、標準設計機種(300MW クラス、600MW クラス、(最近では 1,000MW クラス))と、石炭火力が中心であることと思われる。このことは、日本企業に比べて、中国メーカーは様々なサイト条件、燃料およびきめ細かい客先ニーズへの対応が不得手であろうと想像される。日本企業のきめ細かい対応はコスト増とトレードオフの関係にあるが、利点であり、この点を客先に理解して頂いて長期的な非価格競争力の強化につなげる、という方向もあろう。

5.5.8 日系企業への資金援助、諸優遇策

【目的: 日系企業へのより確実なファイナンス支援(円借款および IPP 案件対象)】

日本企業とりわけ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。この状況を救って何らかの形で公的に支援するしくみが必要である。具体的な検討案としては、JICA、JBIC を含む公的機構、金融機関からの日本企業への優遇条件による直接融資(競争力のあるファイナンス)、民間金融機関から日本企業への融資に対する政府援助(利子補給、日本政府、公的金融機関からの保証の供与)、各種税制面での優遇措置などが考えられる。

関係研究機関、大学等で進めている次世代技術開発・育成への、予算の優先的傾斜割付も必要である。

インフラ案件に参加する日本企業にとっては、自身にとって利益になる面ばかりではない。厳しい価格に加え、競合他社との協業、ノウハウの開示などの不利益面もあるものと思われ、資金面での直接支援だけでなく、他の面でも日本企業のインセンティブを維持できるような施策が必要である。例えば、公共事業の優先割り当て、特定分野の研究開発費補助、国の研究機関との連携支援、国の研究機関の共同使用促進、CO₂ 排出権の優遇措置などが考えられるが、他にも広く識者、関係者の意見を求める必要がある。

その他ファイナンス支援強化等のための方策を以下に示す。

- ・ 年金基金・機関投資家によるインフラファンドの設立・投資支援(貿易保険の活用)
- ・ JETRO(日本貿易振興機構)の官民一体のプラットフォーム機能を活用し、各国の計画策定段階での開発計画の策定を促進するとともに、我が国産業の強みと海外インフラ需要との戦略的マッチングを実施
- ・ 事業の特性に応じた OECD 輸出信用アレンジメントの緩和に取り組む(低炭素・省エネプロジェクト等)

- ・ OECD 輸出信用アレンジメントを逸脱した公的輸出信用供与への対応として、OECD 輸出信用アレンジメント準拠/WTO 補助金協定遵守の働きかけ、対抗措置の検討などを実施
- ・ 日本の低炭素な製品・システムの海外展開による気候変動問題への貢献を正当に評価するための新たなメカニズムを構築し、その活用を図る。
- ・ 租税条約・投資協定の締結促進等の投資環境の整備
- ・ 中国インドをはじめとした世界的なエネルギー需要の増大地球温暖化問題等へ対応するため省エネ協力等を推進し、世界全体のエネルギー需給の安定化を図ることが急務。
- ・ 世界最高水準の省エネ技術等優れた技術を有する我が国が、人材育成や技術普及等による、省エネ・新エネ協力を通じ積極的に貢献。
- ・ 具体的には、研修生受入や専門家派遣事業、各国において日本の省エネ・新エネ設備の実証を行うモデル事業等を実施。
- ・ TPP 等の自由貿易協定の協議促進による、現地関税/税金の面での海外競合企業との競争不均衡の排除
- ・ 二国間クレジット・オフセットによる受注スキームの適用拡大

また円借款 STEP の適用であるが、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、今後も現状での STEP 適用は厳しいと考えられる。STEP が日本企業にとってより役立つツールとなるための手段としては、下記項目があげられる。

- ・ OECD 諸国へ、高効率石炭火力やコンバインドサイクル火力なども対象にするよう OECD ガイドライン改革の働きかけを実施
- ・ 復興支援案件の形成
- ・ OECD 諸国チャレンジを避けるため、外交活動を実施
- ・ OECD 諸国チャレンジを避けるため、小規模案件を形成

