

課題別指針

エネルギー

平成25年5月

独立行政法人国際協力機構

産業開発・公共政策部

目次

序文	4
体系図について	5
第1章 エネルギー分野の概況	6
1-1 課題の定義	6
1-2 課題の現状	7
1-2-1 安定した電力供給体制の構築と低炭素化の両立	10
1-2-2 「民間資金／活力の導入」	11
1-3 国際的援助動向	13
1-4 我が国の援助動向	14
第2章 エネルギー分野における各課題に対するアプローチ	16
2-1 上位政策の策定	16
2-1-1 エネルギー政策	16
2-1-2 電力開発計画	18
2-1-3 電力セクター改革	22
2-1-4 電力人材育成と電力技術基準等の整備	27
2-2 エネルギーアクセスの向上	29
2-2-1 送配電線延伸による電化	30
2-2-2 再生可能エネルギー利用のオフグリッド電化（マイクログリッドを含む）	31
2-3 低炭素社会に向けた電源開発	34
2-3-1 石油火力発電（ディーゼル発電）	34
2-3-2 天然ガス火力発電	39
2-3-3 石炭火力発電	44
2-3-4 原子力発電	56
2-3-5 水力発電（小水力を除く）	58
2-3-6 小水力発電	67
2-3-7 地熱発電	71

2-3-8	風力発電	77
2-3-9	太陽光発電	81
2-3-10	太陽熱発電	93
2-3-11	波力発電・潮力発電	98
2-3-12	バイオマス発電	99
2-3-13	廃棄物発電	106
2-4-1	電力系統整備	114
2-5	省エネルギー	131
2-5-1	省エネルギーの定義	131
2-5-2	省エネルギーの現状	133
第3章	JICAの協力の方向性	149
3-1	JICAが重点とすべき取り組みと留意点	149
3-1-1	重点分野を定める上での問題意識	149
3-1-2	JICAが重点とすべき取り組み	151
3-1-3	協力実施上の留意点	152
3-2	今後の検討課題	154
付録	2000年以降のJICAの主な協力事例	155
	用語集	161
	指針作成メンバー	165

BOX 目次

BOX 1 : 気候変動対策.....	13
BOX 2 : 料金政策（長期限界費用と補助金問題）	17
BOX 3 : 電力料金の相場観	20
BOX 4 : インフラ事業民営化の変遷	23
BOX 5 : 日本の電力セクター構造の変遷	25
BOX 6 : 固定価格買取制度（FIT : Feed In Tariff）	32
BOX 7 : スマートグリッド	128
BOX 8 : デマンド・サイド・マネジメント	132
BOX 9 : ESCO（Energy Service Company）	136
BOX 10 : 我が国と欧米との省エネルギーへのアプローチの違い	139
BOX 11 : 国際基準認証と省エネルギーラベリング制度	143

序文

このエネルギー分野課題別指針は、エネルギー分野に関する主な概況や援助動向、アプローチや手法を整理したうえで、JICA 事業による協力の方向性や留意点を示すために作成したものです。これにより、関係者間でエネルギー分野に関する基本的な情報・知識の共有を図るとともに、事業計画の企画・立案および案件の審査や実施の際の参考としています。

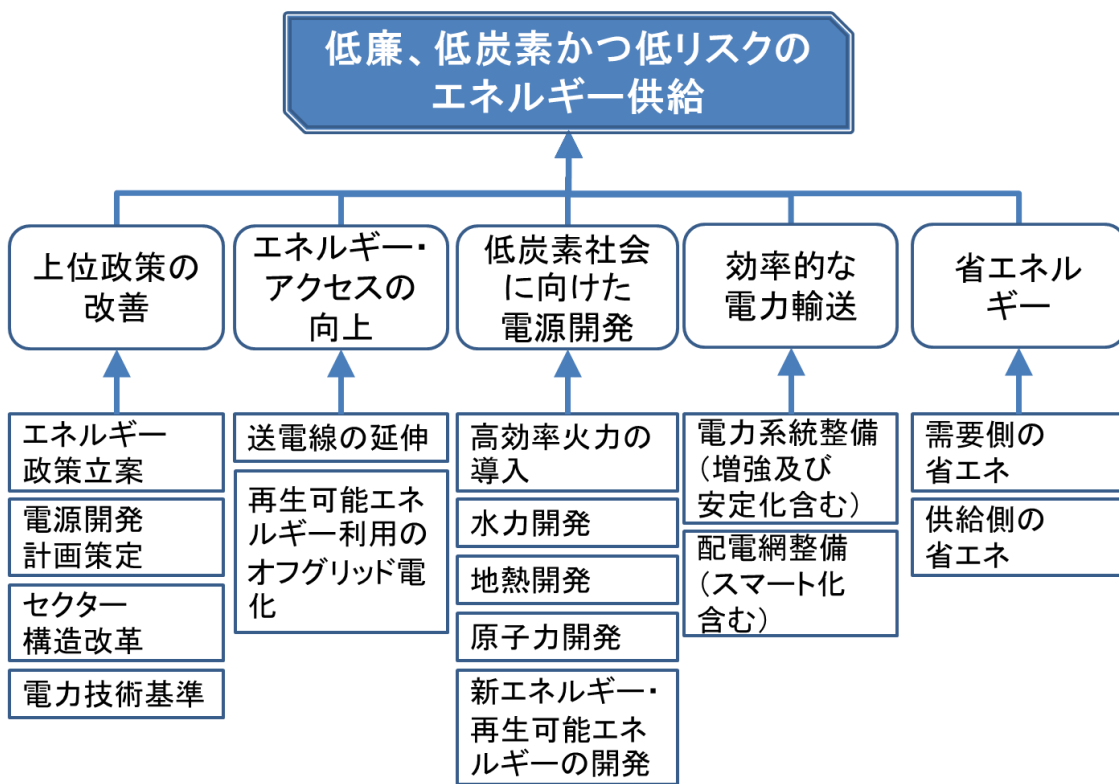
エネルギー分野と一口に言っても、その中身は石油、石炭、天然ガスなど一次エネルギー供給に関するもの、電力供給のように一次エネルギーを利用しやすい形に転換したもの、省エネのように転換されたエネルギーの最終消費に関するものと、非常に幅広いものであります。本指針は、中でも支援対象国からの需要が高く、また日本国内の支援リソースが豊富な電力供給と省エネについて、その全体像と支援対象国の取組の概要を広く理解し、その中で具体的な協力を検討するにあたって必要な知識を提供することを意図しています。

また、この課題別指針について、JICA ナレッジサイト等を通じて外部に公表することにより、広く一般の方々にもこれら JICA のエネルギー分野に対する基本的な考え方を知っていただきたいと考えています。

平成 25 年 5 月

体系図について

本文中で解説を行うが、今日何れの開発途上国においても、地球環境に配慮し持続的な成長を実現するためには、低廉、低炭素かつ低リスクなエネルギー供給の確保が大きな課題となっており、その解決のためには、以下の体系図にあるとおり、様々な課題に取り組む必要がある。



第1章 エネルギー分野の概況

1-1 課題の定義

一般に、最終エネルギー消費の形態からみれば、エネルギーは、産業部門、運輸部門、民生部門の三部門に大別され、そのうち民生部門は、企業の管理部門及び第三次産業等の消費を対象とする業務部門と家庭部門の二部門に分類される。また、一次エネルギーの観点からは、枯渇性の化石燃料資源としての石油、天然ガス、石炭と、再生可能エネルギーとしての水力、地熱、風力、太陽エネルギー、波力、潮力、バイオマスなどに分類される。

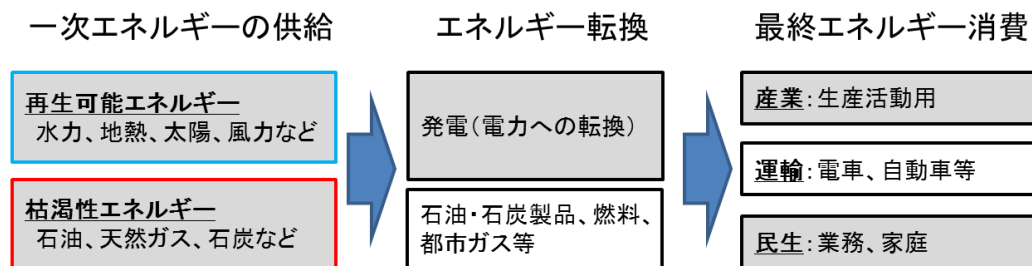


図1 一次エネルギーの供給から最終消費までの流れ

JICAは、これらエネルギーの安定的確保及び効率的な供給に向けて幅広く支援を行うものであるが、実際の協力ニーズの大宗は、産業部門及び民生部門への二次エネルギーとしての電力供給とそのために必要な一次エネルギーの確保に関係している。また、同様の部門における省エネルギー技術の普及へのニーズがこれに続く。

さらに、国連や国際エネルギー機関（IEA）等、エネルギー分野にかかる国際的な議論において、伝統的なバイオマス燃料から近代的なエネルギーへの転換促進、特に電力供給の重要性が謳われていることを踏まえ、本課題別指針では、電力供給を中心に取り扱い、加えて、一次エネルギーに関すること及び省エネルギー技術の普及（図1の色つき部分）について触れるものとする。

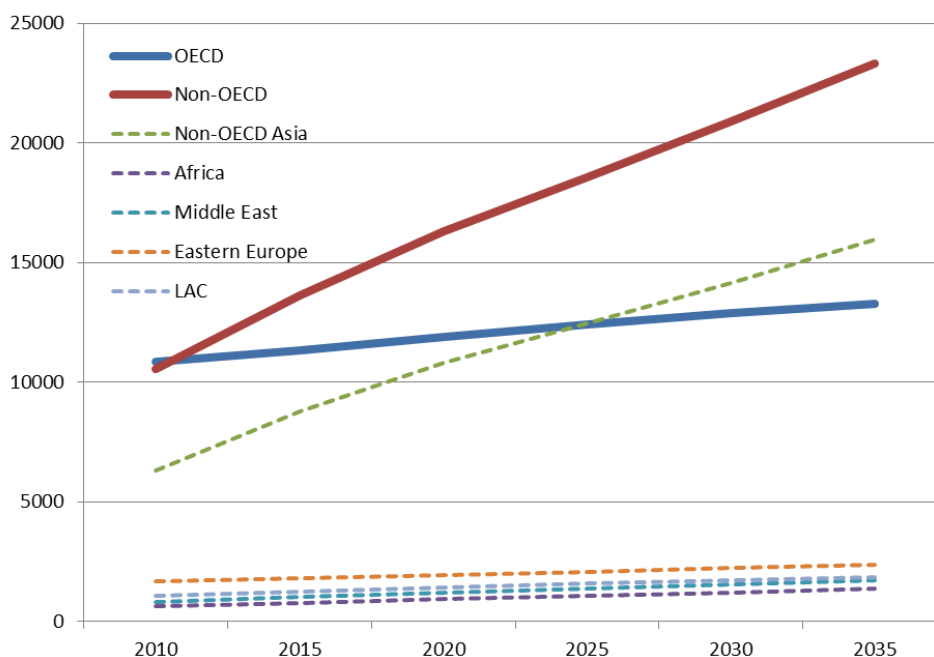
また、健全な電力セクターの発展のためには、電力設備インフラのみならず、これら電力設備を適切に運用するための能力や適切な一次エネルギー／電力開発計画の策定、財務面での制度構築（補助金、電気料金の設定等）といった電力セクターのガバナンス強化が不可欠である。本指針においては、これらについて取り扱っていく。

1-2 課題の現状

エネルギー分野においても途上国が抱える課題は多種多様であるが、この分野においては、一次エネルギーの国際的な動向の影響を大きく受けることから、まずは、途上国一般に共通して言えることを次のとおり述べる。

2012年11月にIEAが発表したWorld Energy Outlook¹ 2012によれば、2010年から2035年にかけて、電力セクターは量・質ともに大きな変革が起こる。

世界の発電総量は、2010年の21,408TWhから2035年の36,637TWhと、平均年率2.2%にて約1.7倍にまで増加するが、発電の主役はOECD地域から非OECD地域へとシフトする。非OECD諸国の発電量は、2010年の10,560TWhから2035年の23,340TWhへと、年率平均3.2%の割合で約2.2倍へと増加する。一方、OECD諸国は、2010年の10,848TWhから2035年の13,297TWhと年率0.8%の割合で約1.2倍の増加に留まる。ただし、非OECD諸国の増加を地域別に見ると、牽引役はアジア地域であることから、今後の電力セクター開発は当該地域が中心となることが想定される。



出所：WEO2012 を基に作成

図 2 2010-35地域毎発電量予測

¹ IEA が毎年 11 月頃に発表。世界のエネルギー需給見通しを分析。WB 等援助機関も本レポートのデータを活用している。なお、本稿では、国際社会が温暖化ガス削減に向け表明済みである各種施策を実施するとの仮定に基づいた“New Policy Scenario”を基としている。

また、質的な変化としては、発電用一次エネルギーの構成において石炭が減少する一方、再生可能エネルギー（特に風力）がシェアを伸ばす見通しである。ただし、石炭の動向は、OECD 諸国と非 OECD 諸国間では動向が異なり、OECD 諸国では 2010 年から 2035 年までで 25%減少するが、非 OECD 諸国では 84%の増と大幅に増加する。また、ガスについては世界的に利用が進み、世界全体で 78%の増である。

結果として、再生可能エネルギーの導入は進むものの、2035 年時点では、引き続き石炭、ガスといった化石燃料が発電量の半分以上（58%）を占め、これに水力、原子力が続く。

表 1 地域別一次エネルギー別発電量の推移（2010-2035）

	OECD諸国					非OECD諸国					全世界				
	2010年		2035年			2010年		2035年			2010年		2035年		
	発電量 (TWh)	シェア (%)	発電量 (TWh)	シェア (%)	増減 (%)	発電量 (TWh)	シェア (%)	発電量 (TWh)	シェア (%)	増減 (%)	発電量 (TWh)	シェア (%)	発電量 (TWh)	シェア (%)	増減 (%)
石炭	3,745	35%	2,794	21%	-25%	4,940	47%	9,114	39%	84%	8,687	41%	11,908	33%	37%
石油	309	3%	90	1%	-71%	591	7%	465	2%	-33%	1,000	5%	555	2%	-44%
ガス	2,544	23%	3,517	25%	38%	2,216	21%	4,949	21%	123%	4,760	22%	8,466	23%	78%
原子力	2,288	21%	2,460	19%	8%	468	4%	1,906	8%	307%	2,756	13%	4,366	12%	58%
水力	1,351	12%	1,622	12%	20%	2,079	20%	4,054	17%	95%	3,431	16%	5,677	15%	65%
風力	269	2%	1,423	11%	429%	73	1%	1,258	5%	1633%	342	2%	2,681	7%	585%
地熱	43	0%	155	1%	282%	25	0%	149	1%	503%	68	0%	315	1%	362%
その他再エネ	296	3%	1,225	9%	313%	69	1%	1,444	6%	1997%	365	2%	2,669	7%	631%
合計	10,848	100%	13,297	100%	23%	10,560	100%	23,340	100%	121%	21,408	100%	36,637	100%	71%

出所：WEO2012を基に作成

表 2 各発電方式の設備利用率、耐用年数、発電コスト比較

発電方式	設備利用率 (%)	耐用年数	発電コスト	
			2010年 (円/kWh)	2030年 (円/kWh)
石炭火力	80	40	9.5	10.3
LNG火力	80	40	10.7	10.9
陸上風力	20	20	9.9~17.3	8.8~17.3
洋上風力	20	20	9.4~23.1	8.6~23.1
地熱	80	40	9.2~11.6	9.2~11.6
太陽光 (メガソーラー)	12	20	30.1~45.8	12.1~26.4
一般水力	45	40	10.6	10.6
小水力	60	40	19.1~22.0	19.1~22.0
原子力	70	40	8.9~	8.9~

出所：2011 年コスト等検証委員会報告書に基づき作成

なお、発電用の一次エネルギーの選択を現実に行うに当たっては、どの程度安定的に発電できるか（設備利用率）、どの程度設備が維持可能か（耐用年数）、どの程度のコストが

かかるか（発電単価）を検討することとなる。こういった条件は開発地点や一次エネルギー価格に左右されるため、単純な比較は困難ではあるが、日本の場合、風力や太陽光は設備利用率及び耐用年数において石炭／ガス火力に劣るうえ、2030年時点でも再生可能エネルギーの発電コストは、化石燃料由来の発電コストよりも高めである。よって、コスト面から見ても石炭やガス火力の導入の進展が予期される。今後は、先進国と同様に途上国においては、こういった火力発電から排出されるCO₂の排出抑制に加え、分離・回収・貯蔵（CCS: Carbon dioxide Capture and Storage）にかかる新技術の開発と実用化に大きな期待がかかっている。

次に、途上国、即ち、非OECD地域特有の課題について述べる。それは、電化率の低さに代表される。下表3は、IEAデータ等に基づき作成した2009年時点の非OECD地域の電化率の一覧である。これによれば、東アジアおよび北アフリカは都市部、地方部とも比較的高い電化率である一方、その他地域は都市部と地方部の格差が目立つ。サブサハラアフリカは経済社会開発の牽引たる都市部の電化率も低く、南アジアの地方部と同レベルにある。今後、これら地域については、電力へのイニシャルアクセスの改善を図るとともに、持続的な経済社会開発を進める上での足枷にならぬよう、十分な電力エネルギーの供給²を図ることが極めて重要である。

表 3 2009年の非OECD地域の電化率

	都市部		地方部		合計	
	電化率 (%)	未電化人口 (百万人)	電化率 (%)	未電化人口 (百万人)	電化率 (%)	未電化人口 (百万人)
非OECDアジア	94%	79	73%	596	81%	675
東アジア	96%	32	86%	150	91%	182
南アジア	89%	48	60%	446	68%	493
中南米	99%	4	74%	26	93%	31
中東	98%	2	72%	19	89%	21
アフリカ	69%	121	25%	466	42%	587
サブサハラアフリカ	60%	121	14%	465	31%	585
北アフリカ	100%	0	98%	1	99%	2
非OECD諸国	91%	207	63%	1,108	75%	1,314
世界	94%	207	68%	1,111	81%	1,317

出所：WEO2012 を基に作成

こういった、非OECD諸国における電力供給ニーズに対応するための電力開発については、「安定した電力供給体制の構築と低炭素化の両立」、「民間資金／活力の導入」、がポイントとなる。次に、これらに関する途上国の課題をみていく。

² IEAは、都市部にて500kWh/年、地方部にて250kWh/年が接続当初に必要な一世帯当たりの電力量としている。

1-2-1 安定した電力供給体制の構築と低炭素化の両立

温室効果ガス（GHG）排出抑制への動きが世界的に高まる中、特に電力セクターは主要な GHG 排出源であることから、排出抑制に向けた取り組みが強化されており、電力セクター開発が高度に進んだ OECD 諸国では、化石燃料から非化石燃料由来の発電へのシフトが進む。

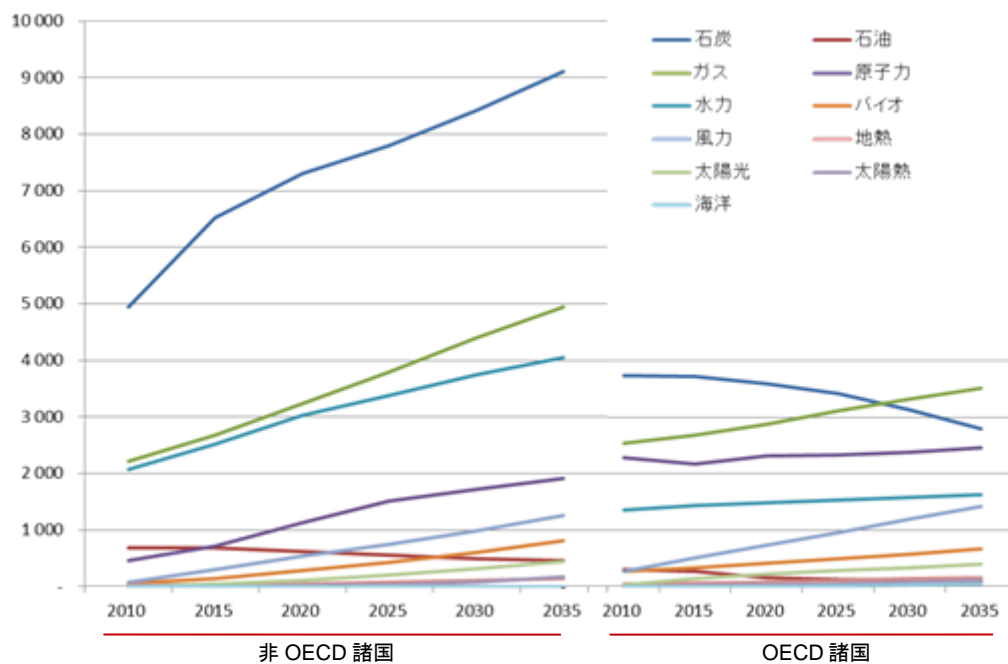
しかしながら、電力セクター開発の初期段階にある。電源の導入ニーズが極めて高い非 OECD 諸国では、太陽光や風力といった出力安定性に欠ける電源ではなく、低廉なベース電源（石炭／ガス火力）を積極的に導入せざるを得ないケースが多い。更に、昨今のシェールガス革命は、国際的なガス供給量の拡大及びガスへの燃料転換により生じた余剰石炭の放出の観点から化石燃料由来の発電量の一層の増加³を後押しする可能性もある。

今後、電力セクターにおける「低炭素化」の推進は、再生可能エネルギーの出力大規模化・安定化および低コスト化を追求しつつも、電力設備の高効率化（発電効率の向上、送配電ロスの低減等）や省エネルギー技術の導入拡大を積極的に進めるといった、発電から需要家までの一連を見通したエネルギー効率の改善を図る必要がある。特に、シェールガス革命により化石燃料価格の軟調化が見込まれる中、高効率機器の導入や省エネルギーといった GHG 削減へのインセンティブの低下が懸念されることから、こういった GHG 削減努力に対する適切な支援がこれまで以上に重要となる。

なお、開発途上国への温暖化対策/気候変動対策への取り組みとして、地球環境部の課題別指針「地球温暖化対策」（2003年6月）および「気候変動分野における JICA の協力の方向性」（2012年6月）の下で、GHG の排出削減対策を吸収源対策と共に、低炭素な社会づくり（緩和策）に向けた重要な対策と位置付けている。

そして、GHG の排出削減策の有効なアプローチとして、①国家計画・セクター戦略、②低炭素技術の開発・普及、③効率的なシステムの構築の3点に重点が置かれており、エネルギー分野においても、①エネルギー政策策定支援、②火力発電所効率改善をはじめ、再生可能エネルギー利用、省エネルギー技術の開発・普及など低炭素技術の開発・普及、③送配電網効率改善など効率的な電力システムシステムの構築等が対応しており、第2章で詳細について記載することとする。

³ シェールガス／オイル革命により、「純化石燃料輸入国」であったアメリカが一大石油／天然ガス輸出国へと転換、これにより、①アメリカ向けの石油／天然ガスが国際市場へ流入、国際的なガス火力開発の進展が見込まれるとともに、②アメリカ国内における天然ガスシフトを受け、余剰石炭が国際的な流通へと向かい、結果、EU 域内石炭火力による発電量が増加する等、国際的な電力開発の動向に大きな影響を与えている。



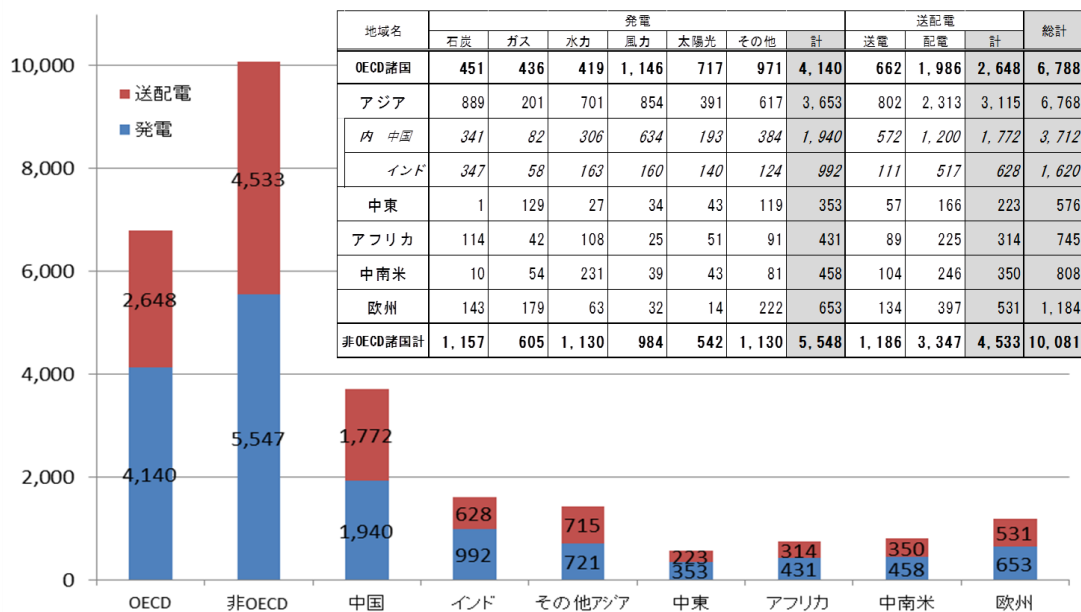
出所：WEO2012 を基に作成

図 3 OECD／非OECD別 一次エネルギー別発電量予測(TWh)

1-2-2 「民間資金／活力の導入」

電力セクターは装置産業であることから、多大な投資が必要である⁴。IEA は、非 OECD 諸国における 2035 年までの電力セクターへの必要投資額を、100,810 億ドルと試算、今後は電源（55,480 億ドル）のみならず、送配電といった流通設備への投資（45,330 億ドル）も重要としている。こういった巨額の資金ニーズを開発援助等公的資金のみで支弁することは不可能であり、採算の見込める国、分野（発電等）については民間資金の導入促進が不可欠である。

⁴一般的な数字として、発電所建設：1 億円/MW、送電線：1 千万円/km 単位の投資が必要。



出所：WEO2012 を基に作成

図 4 2010-2035年の世界の電力セクター必要投資試算額 (billion USD)

財政制約の下で効率的なインフラ整備を図る開発途上国において、1990年代以降、世界的な電力自由化を背景に、民活型の独立型電力供給事業者(IPP)によるプロジェクト市場が拡大していく。

日本企業においても1990年代前半から総合商社を中心とするフィリピンやインドネシアにおける石炭火力発電所がJBIC等公的金融機関の支援により開始された。1990年代後半からは、日本の電気事業法改定(1995年)により、国内事業に専従していた日本の電力会社も海外事業が解禁となり、IPP事業への参画が開始された。

新興国等の経済成長、円高による日本の製造業の海外事業展開などを背景に、2000年以降、アジア(台湾、タイ、フィリピン等)、北米(米国、メキシコ等)などへの投資が増加しており、2000年代後半にはカタールなど中東への投資も追加されている。

2010年代前半は、日本国内の原子力発電所の稼働停止により、電気事業者の収支が悪化する中、電力各社の海外事業展開は以下の4パターンに分かれ多様性に富んでいる。①国内での電気事業の先行きが不透明の中、海外事業を将来成長分野の1つと捉え、積極的展開を検討、②既存海外事業の収益基盤強化を図り、案件を精査しつつ展開を検討、③短期的には、原則、新規海外事業投資を繰り延べ中、中長期的には、将来高い成長が見込める海外事業を成長の柱と位置付け、アジアを中心に収益性を確保しつつ展開を検討、④経営多角化としての海外事業展開より、国内の電気事業にしっかりと基盤を築くことに注力。

1-3 国際的援助動向

電力セクター開発にかかる国際的な援助は、①貧困削減、②再生可能エネルギーの導入拡大、③ガバナンスの強化／電力セクター近代化支援、に重点を置いている。

2011年9月にバンキムン国連事務総長が“Affordable Modern Energy”へのアクセスが持続可能な開発及びMDGsの達成には不可欠との認識から、“Sustainable Energy for All”（SE4A）を提唱、市民社会／民間／官のパートナーシップに基づき、①すべての人々に対する近代的なエネルギーへのアクセス向上、②再生可能エネルギーの導入比率の倍増、③エネルギー効率の倍増、を2030年までに達成することを打ち出し、世銀やEU等バイドナーも本イニシアティブに同調する動きを示している。

世界銀行は、2011年4月に“Energizing Sustainable Development: Energy Sector Strategy of the World Bank Group”をドラフト、優先課題として、貧困削減／成長の機会の創出、地球規模課題への対応、ガバナンスの強化等を掲げ、具体的な施策として、再生可能エネルギー開発／水力開発の推進、省エネの推進、民間セクターの参入促進、ガバナンス強化／セクター改革を支援する一方、石炭火力開発については実質的に支援を行わない方針としている⁵。その他のMDBs（ADB、IDB、AfDB）も同様であるが、石炭火力開発については世銀と比べれば若干前向きであり、たとえばADBはよりクリーンな石炭火力発電（例：流動床、超臨界圧、超々臨界圧）や脱硫装置設置について選択的に検討することとしている。

なお、中国や韓国等、新興ドナーについては、詳細は不明な点が多いが、自国メーカーのコスト競争力を活かし、コンベンショナルな電力設備（亜臨界圧石炭火力、水車等水力発電機器、500kVクラスまでの送電網および変電所等）にて開発実績を上げている模様である。

BOX 1：気候変動対策

1992年にブラジル・リオで開催された地球サミットで採択された「気候変動対策枠組条約」は、今日では日本をはじめ世界190か国以上が締約国となっている。同条約の基本原則には「共通だが差異のある責任」という概念があり、先進国に対しては、自国内で気候変動の「緩和」に資する政策をとるとともに、開発途上国が気候変動の「緩和」と「適応」のための政策を実施するのに必要な資金の援助や技術移転などを実施することを求めている。

同条約の交渉会議である気候変動枠組条約締約国会議（COP）は1995年から毎年開催され、1997年に京都で開催された第3回全体会合（COP3）では、先進国に対し温室効果ガ

⁵ 石炭火力新設への支援についてはIDA対象国に限定するとともに、真に他の電源オプションがない場合のみに検討することとしている。なお、本Strategy Paperについては理事会に付議されたものの、関係国の調整が付かず審議未了の状態にある。（2013年2月現在）

ス（GHG）の削減目標を定める「京都議定書」が採択された。その中で、GHG削減のため、共同実施（JI）、クリーン開発メカニズム（CDM）、排出権取引の3スキーム（京都メカニズム）が定められ、我が国も2002年に批准し、第一約束期間（2008～2012年）のGHGの年間平均排出量を1995年比で6%削減することとした。しかし、京都議定書には最大の排出国（当時）である米国が不参加であり、リーマンショック以降の世界経済の低迷の影響や、2011年の東日本大震災後のエネルギー政策の見直しなどもあり、日本は2013年以降の第二約束期間に参加しないこととしている。

また、気候変動対策をめぐっては、当初から先進国と途上国の間での利害の対立がある。先進国は経済成長が著しくGHG排出量が増加している途上国での対策を注視し、他方、途上国は気候変動対策の必要性については認識しているものの、その対策が経済成長の足かせになることを懸念していることから、近年のCOPでは、その点についての議論が最重要課題となっている。

そうした中、我が国ODAでは、気候変動対策枠組条約の中で途上国に対しても作成が義務付けられている「当該国にとって適切な緩和行動」（Nationally Appropriate Mitigation Actions, NAMA）の策定支援など政策面での支援、或いは水力、太陽光、風力といった再生可能エネルギー電源の整備や省エネルギー分野での技術協力などGHG削減に資する直接的な支援を実施しているほか、気候変動対策円借款（プログラムローン）を通じた政策対話により途上国政府に気候変動対策緩和に資する政策の実施（政策アクション）を促すなど、積極的な取り組みを行ってきた。今後、政策面での貢献を含めて、これまでの取り組みを継続するとともに、途上国において大幅な増加が不可避と予想される石炭火力やガス火力に関し、高効率化と低炭素化への支援を拡大していくことが先進国と途上国の双方の立場からみて有益である。

1-4 我が国の援助動向

我が国は、電力セクター開発は収益性が見込まれることや、必要とされる資金規模が大ききこと等の理由から、資金協力分野では、これまで円借款を中心に支援してきた。ただし、アフリカ地域等を中心に、配電網整備、ディーゼル発電整備といった、比較的資金規模が小さい案件も存在しており、これらについては無償資金協力でも対応している。

技術協力としては、電源開発マスタープランの策定、各種電源のF/Sレベルの調査、及び地方電化計画の策定などの支援に加え、省エネルギー、環境対策等の技術移転や専門的な人材の育成、エネルギー利用に関するマスタープラン作成等の支援を行っている。

昨今は、本邦企業の技術的優位性をフル活用した支援実施への期待が高く、高効率石炭火力発電（超臨界圧、超々臨界圧等）、ガスコンバインドサイクル発電、地熱発電、低損失送電線等の分野における支援が検討されている。ただし、海外企業が技術およびコスト面

での競争力の強化を図る中、こういった日本企業が優位性を持つ分野においても厳しい国際競争が存在していること、企業間の国際的な合併・買収等の動きも激しく、市場動向が日々刻々と変化していることに留意が必要である。

第2章 エネルギー分野における各課題に対するアプローチ

2-1 上位政策の策定

2-1-1 エネルギー政策

(1) 開発途上国エネルギー政策における課題

開発途上国は、人口増加、都市化、工業化など経済発展や民生サービス向上に対応して、エネルギー需要の伸びが著しく、低廉で安定的なエネルギー供給は重要な課題である。また、開発途上国では電力政策と発電に必要な燃料確保のための石油・天然ガス等の供給に関わる一次エネルギー政策との間で必ずしも連携が取れておらず、極端な場合、電力開発計画はできたものの、そこへの燃料供給が計画通りに行われなかったといった問題さえも見られ、総合的エネルギー政策の推進が重要な政策課題である。

原油価格の高騰、シェールガス革命、地球温暖化対応、福島第一原子力発電所の事故などの影響により、世界規模でのエネルギーの流通面を含むエネルギー転換が起きており（WEO2012）、国産エネルギー開発を含むエネルギー源のベストミックスなど開発途上国を取り巻くエネルギー安全保障も重要な課題である。また、開発途上国にとって、外貨支出の削減、輸入エネルギーへの依存度の低減は重要な政策課題であることから、国内の地熱、水力や新エネルギーの積極的な開発は重要な政策課題となる。

気候変動枠組条約の発効以降、新興国・開発途上国側は排出量削減のためには、先進国からの技術・資金援助は不可欠と考えており、毎年開催される締約国会議(COP)の動向を踏まえ、世界的な地球温暖化対応に向けて、上記の地熱、水力や新エネルギーの開発による低炭素なエネルギー供給、経済発展を達成しつつ急激に伸びるエネルギー消費を抑制する供給サイドでのエネルギー効率改善や需要サイドでの省エネルギー対策は地球規模の重要課題である。また、エネルギー開発・利用に伴う環境社会配慮への対応も重要な政策課題となる。

以上の観点から、総合エネルギー政策の推進、エネルギー源ベストミックスによるエネルギー安定供給の確保、更にはエネルギー効率的利用や環境対策のための制度づくりなど、開発途上国エネルギーの上位政策への支援が重視されており、世銀、アジア開発銀行(ADB)、国際通貨基金(IMF)など様々なドナーによって、開発政策融資(DPL)などを活用したエネルギー政策支援が展開されている。

(2) 有効なアプローチ

日本は、1970年代以降の石油危機の経験、1980年代以降の地球温暖化対応の経験から、経済成長、エネルギー安全保障、環境配慮の3つのEの視点を考慮した総合的エネルギー政策を展開してきている。一方、2000年代中頃からの原油価格の高騰など背景に、低炭素

ではあるが比較的成本が高く天候リスクを抱え不安定な再生可能エネルギーの利用拡大が進んでおり、低廉で安定的な供給が脅かされており、開発途上国においても、低廉で、低リスクで、低炭素な3つのLの視点で、持続可能なエネルギーの安定供給のための支援を行っていくことが有効であると考えられる。

エネルギー政策立案には、超長期（20年間）のエネルギー需給見直しを行う必要があり、超長期のマクロ経済構造の分析やエネルギー多消費産業別のエネルギー関連統計の整備が必要であり、現実的なシナリオ分析（原油価格変動、エネルギー効率改善、新エネルギー普及、環境対策技術普及など）を行う必要がある。

また、エネルギー政策は、それぞれの国の根幹となる政策となることから、相手国政府の大臣、次官、局長など高官のリーダーシップ及び電力セクターなどエネルギー分野における日本との相手国との信頼関係の構築が不可欠である。

なお、エネルギー分野は、①電力を含むエネルギー価格は、ありうるべき価格と比して政治的に低く設定される傾向が見られる、②エネルギー浪費インセンティブ、補助金のWinnerは金持ちであるケースが見られる、③多額な補助金が国家財政、低い電力価格が電力公社の財務に悪影響を及ぼしているケースが見られるなど、料金決定方法、料金水準、補助金、公社の財務体質など政治的な困難性を誘発しやすい。そのため、当該分野で協力を展開する国際通貨基金、世銀、アジア開発銀行など国際機関との連携を行い、公共財政管理の観点から分析を行い、当該国政府に働きかけていくことが望ましい。

BOX 2：料金政策（長期限界費用と補助金問題）

電気料金は、ほとんどすべての開発途上国、また日本をはじめ先進諸国の多くでも家庭用については、規制料金制度が採用されている。経済学的には、通常、モノの価格は、需要と供給が市場での自由な取引を通じて調整され、決定されるにもかかわらず、電気料金が規制に基づき設定されるのは、電気事業においては規模の経済性が働くためとされている。電気事業は、事業を行うにあたり必要となる費用、即ち発電・送電・配電設備の建設費用が極めて大きいため新規参入が困難で、また供給規模が拡大するにつれて、財・サービス1単位あたりの生産費用である平均費用が低下するため、自然独占となる。独占状態で設定された価格は、社会全体の資源配分が非効率となるため、価格＝限界費用（電気事業の場合は長期限界費用）となるように、規制により、その価格を調整する必要がある。

長期限界費用を算出するには、まず需要予測を実施し、次にそれに基づく最少費用の電源開発計画を策定する。完全競争市場であれば、競争により個別企業は常に最小の費用で可能な設備投資を実施するが、自然独占では、資源配分の効率性を達成するためには、最小の費用で可能な設備投資計画を策定する必要がある。

長期限界費用は、資本投下を伴う一定期間、単位量あたりの生産増加を達成するために

必要となる費用である。電気事業では通常 20 年程度が想定され、発電設備、燃料費、送配電設備の費用が含まれる。しかし、電気事業は初期投資額が大きいため、限界費用が平均費用を下回る期間が長く、長期限界費用を料金とすると、事業者の財務健全性が脅かされることになるため、修正することが必要となる。なお財務健全性を達成するために収益でカバーされる事業者の支出項目は、「営業支出」（運転・保守・一般管理費等）「資本支出」（設備投資等）「投資報酬」（資金調達コスト）の3つである。

修正の具体的な方法としては、①事業者に対しその財務的健全性を保てるような補助金を支給する、②財務的健全性が保たれる水準まで料金を引き上げる、の2つがある。①の場合、その額の大きさが政府財政に与える悪影響や事業者の非効率な経営を招くおそれがあるため、②を選択することが適当であるとされている。

(3) JICA の協力量針

JICA は、これまでインドネシアやベトナム等の政策を担当している中枢部署に対して、マスタープラン策定支援などによりエネルギー政策支援を展開しており、今後も、ある程度の規模の資金協力を継続的に行う予定のある国、我が国エネルギー安全保障上重要な国等に対しては、一次エネルギーの確保及び効率的なエネルギー利用を推進する観点から本分野への協力を検討していく。

その際、国際的なエネルギー転換の潮流や気候変動対策に関する締約国会議(COP)の動向等を注視し、エネルギー関連の民間企業との連携等を図りつつ、開発途上国の持続可能なエネルギー安定供給に向け、低廉で、低炭素で、低リスクな3つのLの視点で、石油・天然ガス・石炭など化石燃料や水力・地熱など再生可能エネルギーを含めたエネルギー構成全体を対象とし、適切なエネルギー政策立案への支援を行っていく。

2-1-2 電力開発計画

(1) 開発途上国における電力開発計画の課題

電力産業は、巨大な設備産業である。電力設備の整備には多額な資金調達と長期の建設期間を要する。そのため、長期的な需要見通しに基づく、電源開発と電力系統計画を含む最小費用及び最適投資の視点を考慮した最適な電力開発計画（PDP）の策定が必要である。

また、多くの開発途上国では、電力開発計画は、国有電力会社が策定しているが、今後、独立電力供給事業者（IPP）の参入など、電力分野での民営化事業の比率が高まることを考慮すると、事業者間の中立性を保つためにも、政府が行うべき計画である。また、民間事業比率が高まった場合、投資インセンティブが比較的低くなりがちな送配電設備などの共通設備に対する投資を適切に誘引するために長期的視点にたった開発計画が必要である。

更に、域内の水力資源の共同開発、電力の相互融通、送電網の国際ネットワーク化も想定される。域内電力融通の規制機関の設立をはじめ、国際連系に基づいた電力の安定的取引のための制度の整備や事業スキームづくり、電力取引にかかる料金設定などについても政府の重要な役割となる。

以上の状況から、開発途上国のエネルギー政策との整合性をもち、当該国の石油・天然ガス・石炭など化石エネルギーや地熱・水力など再生可能エネルギーの利用も含めた電源構成のベストミックスを考慮し、最小費用の観点及び周辺国との国際電力融通も視野に入れた、最適な電力開発計画を策定できるようになることが求められている。そこで、世銀やアジア開発銀行など様々なドナーによって、電力需要予測から電源開発計画・電力系統計画の策定支援及び本分野に関する公的機関の能力強化支援が行われている。

(2) 有効なアプローチ

電力開発計画は、長期的視点で安定的な電力供給を可能にするために重要な役割を担うものであり、各国における電力政策の上位に位置づけられる。このため、本計画策定支援は、技術的な観点から最適計画を策定する能力向上に重点を置き、最終的には相手国機関の政策的な意向を十分に踏まえて策定することが必要である。

支援の際には、計画を策定するだけでなく、計画策定の際に、明らかになった問題点に対する提言や中長期と短期における対策を含む包括的な内容を盛り込むことが望まれる。策定された計画が実際に活用されるために、技術面、組織・制度面に加え、資金調達・財務面等の公共財政管理の視点を含めた提言を盛り込むことが必要である。

(3) JICA の協力量針

JICA は、これまでインドネシア、ベトナム、ラオス、スリランカ等に対して政策を担当している中枢部署に電力政策アドバイザーとしての専門家の派遣や、開発計画策定型技協による最適な電力開発計画の策定支援を展開している。

今後、特に円借款や小国での無償資金協力などその国の電力投資に大きなインパクトを与える我が国の資金協力が見込まれる国では、低廉で、低炭素で、低リスクな3つのLの視点で、最小費用投資及び電源ベストミックスを実現する最適な電力開発計画への協力を各種の支援を通じて行っていくことが重要である。

また、本分野への協力は、個別の電力案件発掘・形成にも有効であり、我が国が優位性を有する技術を活用した協力を後押しするものでもある。同時に、最適な投資計画を推進することで途上国の公共財政管理の向上にも資すること、また、電力不足が経済成長のボトルネックとなることを未然に防ぐ上でも有効との認識が必要である。

BOX 3：電気料金の相場観

電気事業者の経営者にとっても、電気事業への民間投資家にとっても、その国の電力料金レベルは、重要な関心事項である。

英国をはじめ先進国各国の電力産業民営化や規制緩和は、伝統的な規制業種に競争導入による効率化を求め、政策的には電力料金の低下を期待している。一方、開発途上国の国営企業体である電力事業の民営化は、効率化もさることながら、公的債務負担の軽減を主目的としている。巨額な資金が必要な電力インフラ整備を民間投資にゆだねることで、政府財政の負担を軽減できる。民営化のステップとして、まずは収益性の見込める発電部門がIPPとして外資を含む民間資金に開放された。しかし、電力産業を民間にゆだねることで、政府の補助金は得られなくなり、一方、投資家からは収益を要求されるため、開発途上国の電力料金は上がらざるを得ない傾向にある。

フィリピンでは、1980年代後半から発電部門への投資が行われず、90年頃から電力危機を迎えた。首都マニラで停電が続く異常事態は、発電部門を有利な条件でIPPにゆだねることで電力不足を解消できたが、結果的に電力料金は2倍以上に跳ね上がり、2000年初頭で日本に次いで高い水準であった。当時のアロヨ政権は、フィリピン電力公社(NPC)の民営化に当たり、IPPとの値下げ交渉を指示したが、民営化のために外資との契約を尊重する方針でもあり、料金値下げは容易ではなかった。

石炭火力発電のコストは、燃料費を2セント、金利・設備償却などの固定費を2セントとすると、1kWh当たり4セント程度の発電コストがかかる。水力は固定費がほとんどであり、地点特性により経済性の高い地点から開発される。最近の電力購入契約(PPA)をみると、火力と同じく4セント程度が相場となっている。この電源コストに流通と管理経費(2~3セント)を加えると、1kWh当たりの電力料金は、小売り段階で7セントが標準となる。民営化を指導している世銀やIMFは根拠を提示していないが、2000年度初頭にベトナム、インドネシアの電力料金水準を7セントに引き上げるように指導していた。

マレーシア、タイでは、2000年代初頭は電気料金は6セント程度でも経営は安定していた。これまでも政府資金や円借款など援助資金で補助されてきたためであり、その後、民営化の進展に従い、燃料価格の上昇の影響もあり、電気料金を上げざるを得なくなった。表は、アジアの主要国の総合販売¹単価を示しているが、実際は日本と同じように、家庭用、産業用、業務用など需要の種類ごとに料金表があり、その国の電力政策を反映している。ベトナムは、社会主義的な料金体系であり、進出した外資を必ずしも優遇していない。しかし、産業需要は負荷変化の少ない優良な顧客であり、電力事業の民営化をめざすのであれば、産業需要を逃さない政策が必要と考えられる。ちなみに、我が国では、産業用は低めの単価、家庭用は高めの単価が設定されている。

表 アジア各国の電力料金レベル

	日本	韓国	中国	マレー シア	タイ	フィ リピ ン	インド ネシア	ベトナ ム
人口 (百万人)	127.3	47.4	1,276	23.8	62.4	80.1	228.4	78.7
	127.1	48.9	1,334	27.9	68.1	93.6	232.5	85.8
最大電力 (GW)	174.9	43.1	32.5	10.0	16.1	7.4	16.3	5.6
	174.2	71.3	588.2	15.9	24.0	10.2	24.9	15.5
総合販売 単価 (¢/kWh)	13.3	5.69	4.77	6.05	5.88	10.9	5.12	4.81
	18.5	6.76	8.40	9.27	10.2	16.6	7.44	5.72

(上段：2001年度の実績、下段：2010年度の実績（JEPIC）)

脚注1. 総合販売単価は、販売収入÷販売電力量から算出された値を示す。

2-1-3 電力セクター改革

(1) 開発途上国における電力セクター改革の課題

開発途上国では、電力事業を中心とするエネルギー供給分野の経済インフラ整備が引き続き重要かつ不可欠であり、継続的な支援が必要とされている状況は変わらないが、公的機関によって進められることが多かった経済インフラ整備事業においても、より効率的なインフラ形成・維持管理を目的として、運営などその一部の業務を民間に任せる「外部委託」や公共部門から明確に分離させる「民営化」など民間のノウハウを活用した民活事業が導入されている。

例えば、独立系電力供給事業者（IPP）など民間投資による事業では、出資を行うスポンサーと融資を行う銀行団による巨額な資本によるコンソーシアムで構成され、①電力売買契約(PPA)、②燃料供給契約(FSA)、③土地賃貸契約の契約を準備段階で締結し、④設備の一括納入請負契約(EPCC)、⑤運転保守管理契約(O&MC)を締結して委託を行うことになるが、民間投資の様々なリスクがあり、投資環境の整備が課題である。発電所の建設は、IPPで実施する場合、電力を需要地まで輸送するための基幹送電設備は電力公社で行う場合があるが、資金不足等により設備容量の増強などの建設工事が遅延することが考えられ、円滑な実施のためには公的資金による支援が必要な部分である。また、商業的リスク、法務的リスクなどは、需要予測、料金設定、運営維持管理費（燃料費、人件費）など変動要因を考慮し収益性・持続性について詳細な感度分析を行うことで、ある程度は予測可能であり、契約でコントロールが可能であるが、天災や紛争など不可抗力や開発途上国の政策変更などカントリーリスクについては、民間企業では対応が難しく、世銀の部分リスク保証（PRG）など公的金融機関によるポリティカル・リスク面での支援が必要となる。

また、上記の電力売買契約(PPA)は、事業者が安定的な収益を得るために重要な条件であるが、IPPへの売電価格を含む「電気料金制度」については、開発途上国では、透明性の高い独立した電力規制機関を設置して、総括原価を把握するため、料金スタディを実施して、電力需要想定と電力開発計画を基に長期限界費用(LRMC)を算定し、財務的健全性との調整を図った上で、電気料金の設定を行う場合が多い。詳細な電気料金制度の設定は、例えば、①固定料金制度に加え従量制電気料金制度の導入②負荷平準化対応のため時間別料金制度の導入、③家庭用、産業用、業務用毎の電気料金制度の導入では、①電力メーター設置状況、②ピーク電力など負荷率の状況、③産業振興政策やライフライン・タリフの考え方の導入状況（家計に占める負担の割合（例えば 20%以内）など）など、それぞれの国の事情を踏まえ分析作業を行い、政策面に十分配慮し慎重に決定を行う必要がある。

電力公社の財務的健全性は、極めて重要であり、上記の電気料金の適正な設定以外に、電力ロスの改善が重要な課題である。商業的電力ロスは盗電対策や電力メーター設置による電気料金回収の改善により低減可能であり、技術的電力ロスは、配電部門での電圧高圧化、電線太線化、力率改善など技術的な対応により低減可能となる。特に、海外輸入によ

る化石燃料利用の火力発電設備が占める割合の多い国では、燃料の節約効果も大きく、電力会社の財務的健全性に貢献できるだけでなく、国家レベルでのエネルギー安全保障や気候変動対策にも貢献できる課題である。

さらに、国営電力会社の分割（アンバンドリング）・民営化、卸電力・小売電力の自由化など電力セクター改革を展開する国も多く、電力セクターにおける政府・民間の責任・役割が変化している。

このような経済インフラを巡る投資環境が変化してきたことから、世銀やアジア開発銀行など国際機関でも、各国の発展段階の状況を踏まえ、先行する先進国の経験を基に国営電力会社の分割、民営化などを骨子とする制度整備および制度運営の能力強化支援など電力分野の構造改革支援を展開している。

BOX 4 : インフラ事業民営化の変遷

電力をはじめ、道路、鉄道、上下水道、港湾、空港などのインフラストラクチャーは、国民生活に不可欠な公共財であり、また、巨額の設備投資を必要とすることから、ほとんどの場合、その運営は公共セクターにより担われてきた。しかし、1970年代以降、多くの国で、政府の財政状況の悪化により、インフラ整備・運営に十分な資金が供給できずサービス水準が低下したり、また肥大化した官僚機構により非効率な組織運営が行われたりするなどの課題に直面することとなった。このような状況の中、英国では、サッチャー政権が、国有企業の民営化を実施するなどインフラ事業に民間活力を導入し、また、米国では、伝統的にインフラ事業は民間企業が担うケースが多かったものの、大企業による寡占化が進んでいたことから、カーター政権以降、大規模な規制緩和による、新規参入促進政策が採られた。これら政策は、当時の西側諸国にとどまらず、世界銀行をはじめとする国際開発金融機の主導による構造調整プログラムに組み込まれることで、開発途上国にも広がっていった。

PFI（Private Finance Initiative）は、1992年に英国のメージャー政権が、サッチャー政権の政策の流れの中で導入した手法であり、インフラ事業のうち、公共セクターは計画・監督のみを担い、実際の事業実施は民間セクターに委ねる、というものである。さらに1997年に誕生したブレア政権は、PFIに対抗してPPP（Public Private Partnership）という概念を導入したが、PPPは、PFIをはじめ、コンセッション、BOT（Build Own Transfer）やBOO（Build Own Operation）などのインフラ事業における民間活力の導入手法を包含した概念である。コンセッションとは、民間セクターが、公共セクターが所有するインフラ設備の事業運営権を取得して運営にあたるものである。BOTは、民間セクターがインフラ設備を建設・所有し、一定期間ののち設備を公共セクターに移転するものである。また、BOOはBOTと異なり、設備は公共セクターに移転されない。なお、これらの用語については、

国によっては異なった定義で使用されることもある。

電力セクターにおいては、公的セクターが所有する電気事業者が、発電・送電・配電を一貫して実施する形が大部分であったが、現在では多くの国で、発送配電事業の分離（アンバンドリング）や事業者の民営化が行われている。このうち、民間セクターの参入が最も進んでいるのが発電事業であり、民間からの新規参入者は、一般に独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）と呼ばれている。元々は米国で1978年に制定された「公益事業規制政策法」により誕生した事業形態であるが、電源不足解消の切り札として、開発途上国に拡大していった。手法としては、BOTやBOO方式が取られ、事業者はプロジェクトファイナンスによる資金調達を行って発電設備を建設し、オフテイカー（開発途上国では、信用力の問題から公的セクターが所有する電力会社である場合が多い）との長期売電契約（PPA：Power Purchase Agreement）に基づき、電力を販売する。世界的に有力なIPP事業者としては、仏国 EDF 社、GDG Suez 社、米国 AES 社、英国 International Energy 社などがあり、また最近では中国企業や開発途上国の地場資本による参入も目立っている。日本企業は、商社、電力会社、ガス会社が参入している。

他方、開発途上国では、そもそも公的セクターが当該インフラ事業を運営した経験が無く、その場合に民間資本による運営が行われても、事業のモニタリングが困難であるケースが想定され得る。また、特に外国資本が運営する際には、当該国への運営ノウハウの技術移転が不十分なものになることも懸念される。開発途上国においては、インフラ事業の運営を民間に委ねる場合には、公的セクターが適切にその役割を果たせるよう、その能力向上や人材育成を支援する必要がある。

(2) 有効なアプローチ

電力設備余剰の先進国は、電力料金を低くするための自由化による効率化が有益であるとの見方があるが、一方で、経済成長により電力設備増強が急務の新興国・開発途上国においては、民間資金によって公的資金のギャップを埋めることによって開発を加速化することも重要であるが、同時に、ある程度の垂直統合を維持し、PDPによる投資費用の節減とエネルギー・セキュリティーの観点から最適な電力開発を目指すべきとの見方もある。

また、電力セクター改革のあり様には、商業化、民営化、発送配電分離（機能分離、会計分離、法的分離、所有分離）など様々な形態があり、各国の発展段階や社会経済事情を踏まえた選択が重要である。そして、急激な自由化ではなく段階的な電力自由化のプロセスを踏む方が良いとの見方が一般的である。例えば、制度的な能力が乏しい国は、一足飛びに国営電力公社分割及びIPPなど発電部門での民間投資による急激な自由化を目指すよりも、国営電力公社の効率的な運営による商業化を最初のステップとして取り組む方が良いとの見方がある。フィリピンの事例で言えば、公的資金により、電力投資を行うことが

財政危機により困難となり、極端な電力自由化を進めた結果、東南アジアで最も電力料金の高い国となり、効率化とは逆行することとなってしまったとの見方が有力である。

電力会社の電気事業経営の改善支援策としては、電力ロス低減支援が非常に有効であり、電力メーター設置による電気料金回収率の向上、配電部門での技術的側面（高圧化、太線化、力率改善）による電力ロス低減が有効である。

(3) JICA の協力量針

前述したように、世銀やアジア開発銀行など国際機関が各国の発展段階の状況を踏まえ、電力分野の構造改革支援を展開しているが、一方で、日本では、国内の電力セクター改革自体について現在 On-going といった状況にある。加えて、電力セクター改革においては、IPP 等を通じて各国の利害が関係してくる可能性があり、IPP 促進に向けた制度改善支援等を通じた民活支援については、国際機関を主体とした支援が望ましい場合が多いことに留意する必要がある。

そこで、JICA として、この分野に関与する場合には、他ドナーとの協調、役割分担に十分留意し、①資金協力をレバレッジとした政策対話、②PDP による最適な電力開発計画立案、③IPP 発電所から需要地までの送電設備建設など民活支援、④電気料金設定のための電力料金スタディ支援を通じ、技術的かつ財務・経済的なエビデンスを基に、望ましい電力セクターの政策的なオプションを提示すること等を通じ、ドナー一丸となって対応していくことが重要である。

また、一方、電力会社の財務的健全性の確保のため、JICA は、これまで配電部門の電力ロス低減などを中心とした資金協力と技術協力を組合せた支援を展開してきており、継続的に、電気事業経営の改善に貢献する配電部門の電力低減支援について、電力セクター改革の一環として展開していく必要がある。

何れにせよ、電力セクター改革については、唯一絶対的な正解はなく、この分野に深く関与する世銀やアジア開発銀行など国際機関による支援の動向を十分に踏まえつつ、各国の諸事情を配慮した慎重かつ丁寧な姿勢が求められることに留意が必要である。

BOX 5 : 日本の電力セクター構造の変遷

日本の電気事業の特色として、その 120 年以上の歴史の中で、第二次世界大戦期を除くほとんどの期間、民有・民営で実施されてきたことがある。電気事業者は黎明期には全国にその数 600 社以上が存在していたが、当時は地域独占ではなく、料金も自由料金であったため、各社が顧客の争奪戦を繰り広げた結果、都市部を中心に大きく 5 社（5 大電力会社）に集約されていった。電気事業者間の激しい競争は過大投資とそれに伴う経営状態の悪化、

サービスの低下をもたらし、政府は、規制料金、地域独占という現在まで続く電気事業における基本制度を導入し、競争の沈静化をはかった。さらに戦時体制の進行とともに、政府は電気事業をその統制下におくべく、1937年に日本発送電株式会社を設立し、5大電力会社は、自社の大規模発電所や送電線の現物出資を行った。さらに1941年には、配電事業者の統合を実施し、全国を9地域に分け、それぞれに配電会社が設立され、民営の電気事業者はそれぞれに吸収された。

戦後、日本発送電及び9配電会社は「過度経済力集中排除法」の対象となり、電気事業の再編をめぐり大きな議論が巻き起こったが、最終的に、1951年、北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力の9社が民間企業として設立され、地域独占で発電・送電・配電事業を一貫して実施（垂直統合型の事業経営）する体制となった（その後沖縄の本土復帰により沖縄電力が設立）。また、経済復興に伴う電力需要の急増に対応するための大規模水力開発を目的として、1952年には政府と9電力会社の共同出資により、卸電気事業者である電源開発株式会社が設立された。

その後、1970年代のオイルショックまで、電力需要は年10%以上の割合で増加を続けたが、電気事業者は設備投資に取り組み対応した。その際には、電気事業者が主導する形で、いわゆる「火主水従」「油主炭従」の電源開発が行われた。しかし、オイルショック後は、事業者は油価の高騰、経済成長の鈍化に伴う電力需要の伸び悩み、発電所立地・環境問題の深刻化などに直面し、その克服のため、政府と事業者は共同で脱石油依存のための電源の多様化や電源立地対策に取り組むこととなった。

1990年代に入ると、交通セクター、通信セクターで行われてきた規制緩和の流れが電気事業にも及び、断続的な電気事業制度改革が行われてきた。1995年には、発電部門への新規参入の拡大を柱とする第一次改革が、1999年には大口需要家を対象とする小売り事業の一部自由化を柱とする第二次改革が、2003年に、自由化対象の需要家の範囲拡大を柱とする第三次改革が実施された。また電源開発株式会社は、特殊法人改革の流れの中で、2004年に完全民営化が実施された。第二次電気事業制度改革後は、電気事業への新規参入業者が相次いたが、高い技術力、大きな資本力を持つ既存の電気事業者との厳しい競争から、そのシェアが高まることはなかった。

2011年3月11日の東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故は、原子力発電所の安全管理、原発の停止に伴う全国的な電力不足、電気料金制度の在り方などをめぐる国民的な議論を喚起し、日本の電力政策は大きな転換期を迎えている。しかし、地域独占、発・送・配電の一貫体制、規制料金といった制度は、民間電気事業者の経営を安定させ、それが必要な量・質の電力を必要なタイミングで供給することを可能にし、日本の経済発展を支えてきたのも事実である。

総じて、開発途上国における電力セクターのあり方を考える際には、one-fits-all的な改革

を推進するのは得策ではなく、その国の発展段階、電力需給状況及び政治経済状況などの各国特有の事情を勘案しつつ、改革のあり方を検討する必要がある。例えば、供給力増強が優先される場合と、供給コストの低減が優先される場合とでは、自ずとセクター構造に違いが生じるのは当然である。また同時に、セクター改革を論じるときには、電力の安定供給に不可欠な電気事業者（公的セクター・民間セクターを問わず）の経営の安定化という視点を持つことが必要である。

2-1-4 電力人材育成と電力技術基準等の整備

(1) 開発途上国の電力分野の技術者・行政官の能力強化の課題

開発途上国の電力事情の改善のためには、近代的な電力設備の整備に伴い、電力設備の維持・保守管理技術を向上させ、長く効率的に電力設備を運用させていくための人材育成が課題である。開発途上国では、ひとたび故障が生じた場合、修繕されずに放置されることも多く見受けられる。技術者が電力設備の運転保守についての基礎から十分に知見を有することが、電力セクターの発展に必要不可欠である。

国内外の IPP の参入により、技術基準を含む電力セクターの法制度整備および電力行政官の制度運用の能力強化が重要な課題である。各電力設備の技術基準適用審査において、管理する側（電力行政官）と管理される側（電力事業者）のデマケーションなどを示したガイドラインの作成も基準を運用する上で必要となる。また、広域電力融通のため、域内での電力系統運用基準（グリッドコード）策定の取り組みが、世銀やアジア開発銀行によってグリッドコード策定支援及び本分野における公的機関の能力強化支援が行われている。

(2) 有効なアプローチ

電力技術者の技術能力向上にあたっては、開発途上国内において、体系的に技術能力を向上する仕組みを構築する必要がある。各国の設備とその管理方法、電力技術者の技術レベルについて十分に把握したうえで、理論的な知識強化、現場での OJT、シミュレータ導入による模擬訓練などの協力内容を検討する必要がある。また、電力人材育成は、電力設備整備の資金協力との組み合わせが有効であり、プラント・機器調達・据付等に係る標準的な契約約款に準拠した適正な管理のための人材育成も求められる。

日本の電力産業の運転・保守は高いレベルにあるが、その一つが厳しい技術基準である。一方、開発途上国の多くは、統一的な技術基準をもたず、国内外の民間業者が施設建設を行う際に、それぞれ独自の基準に沿って開発することが多い。電気工作物の技術基準の構築支援は、単に法制度を整備するのみならず、その運用のための人材育成など能力向上支

援が有効である。留意点として、各国の関連組織及び設備状況を十分に把握し基準を整備するとともに、基準を運用できる人材の育成が必要である。

また、電力パワープールなど国際電力融通を視野に入れた広域地域における電力運用のためのグリッドコードなど技術基準は、世銀やアジア開発銀行など国際機関を中心とした支援が行われている。

(3) JICA の協力量針

電力分野での人材育成については、最適な電源開発計画策定能力、基幹系統運営能力、基幹電源運営能力、配電網等の整備能力など、それぞれの国情に合わせて重要であり、JICA が過去に技術協力した国から講師を派遣することも視野に入れ、リソース確保にも留意しつつ課題別研修、技術協力、資金協力等を通じた支援を検討する。

他方、技術基準への支援については、国際機関がグリッドコード整備など一部の支援を展開していることに加え、制度構築・運営面の支援について日本国内のリソースの制約から、今後は本分野への支援については、個別の技術的課題が生じた場合に限定するなど、収束していくことが望ましいと思われる。

2-2 エネルギーアクセスの向上

(1) 開発途上国におけるエネルギーアクセスの課題

人間の安全保障の観点から MDGs など貧困対策に貢献する近代的なエネルギーアクセスは重要な課題である。国際社会では、2030 年までにすべての人々に近代的エネルギーアクセスを開発目標とした取り組みがなされている。電化率が低いサブサハラ・アフリカ地域をはじめ、約 13 億人の人々が電気にアクセスできない状況にあり、国連は SE4A を推進している。

(2) 有効なアプローチ

それぞれの国で、明確な電化目標の設定と資金確保など、国の電力政策や電化計画など政府の中長期的なコミットメントが必要である。そのため、信頼性のあるデータに基づく電化計画の策定支援は有効なオプションである。

電化計画の場合、既存送配電設備の延伸による「オングリッド電化」と、ディーゼル発電及び小水力発電や太陽光発電など独立分散型再生可能エネルギー利用による「オフグリッド電化」（マイクログリッドを含む）による電化方法に大別される。今後の需要想定見込みに加え、需要家の密度や電気料金の支払い意志など経済・財務面を考慮し、優先順位付けをすることが必要である。

なお、テーマ別評価（地方電化の社会経済的効果指標の考察）（2012 年度）では、地方電化による効果発現のためには、計画段階において、電力供給としての地方電化のみならず、貧困削減や飲料水・保健医療分野等の支援との連携を図ることで相乗効果が期待でき、地域開発の視点も含めることが望ましいとされ、データ等の制約にも留意しつつ、複眼的な視点が必要である。

(3) JICA の協力量針

グリッドの延伸を選択するか、オフグリッドの電化を選択するかは、テクニカルな分析に基づく合理的な判断が重要である。そして、その判断に基づいて何処から資源配分していくかは、途上国の政治的判断に委ねられることが多い。

JICA としては、内部リソース制約を踏まえた費用対効果等の観点から、ある程度大きな電力需要規模の国では、基幹系統の電源強化と延伸に注力することが望ましい。ただし、島嶼国などの小国では、オフグリッド電化やマイクログリッド増強への支援の費用対効果は、その国へのインパクトという尺度で見れば大きなものがあるとも言える。

また、一般的にオフグリッドは、技術的に難易度は高くなく、投資額もそれほど大きくはないため、NGO を含めて多くのドナーが協力可能であり、実際、数多くの支援事業が推進されているため、役割分担の観点から JICA の関与は限定的と思われる。

他方で、基幹系統の電源強化と延伸は、資金力と技術力のある限られたドナーでしかできないことから、資金力と技術力を有する JICA は、これに注力するのが適当と考えられる。ただし、グリッドの延伸とオフグリッドの整備は、相互補完の関係にあり、協調して行われるべきものであることから、オフグリッドへの支援を行う他ドナー・民間組織等への側面支援や連携は積極的に行うことが望ましい。

2-2-1 送配電線延伸による電化

(1) 開発途上国における送配電線延伸による電化の課題

商業化・民営化された電気事業者は、事業の採算性を重視するために、需要家の密度や支払意思額／可能額を考慮に入れて、経済性・収益性の高い地域から優先的に電化事業を推進していくため都市部、都市近郊部(Peri-urban)、農村部の電化を段階的に実施していくための適正な電化計画に基づき、必要な資金を調達、短期・中長期視点で着実に電化を進めていくことが課題である。

また、開発途上国の電気事業は、効率的な運営及び会計の透明性の理由から、国営電力公社の分割（アンバンドリング）が進展しており、発電、送電、配電（首都圏と地方部）事業者に分業化され、特に採算性の悪い地方部への送電線延伸は、その設備整備と運用管理の資金をどのように確保していくかが課題である。

地域格差は正や貧困削減の考慮から、基幹系統整備の先にある各戸接続等の低圧配電工事は、先方負担であるため困難な場合が多く、電力事業者のみでは限界があり、地方電化基金設立など各国の電力事情を考慮した政策的な支援の仕組みづくりも課題である。

(2) 有効なアプローチ

電気事業者の経営状況なども考慮して、農村電化よりも、都市電化、都市近郊部の電化など、電化の優先順位を検討することが有効である。延伸による電化を推進するためには、電力事業者の電力事業経営の財務体質の改善が求められ、世銀など国際機関では、持続的な電気料金水準の設定及び電気料金回収するための仕組みづくりの支援を行っている。

送配電設備計画では、送配電設備の高圧化、電線の太線化、力率の改善など電力ロス低減のための対策を盛り込むことも、電気事業経営の観点から有効なアプローチである。

また、送配電線によるナショナル・グリッド延伸のためには、電力ロスを最小とし安定的な電力系統計画とともに、低廉で安定的な電源開発が不可欠であり、最適な電力開発計画を策定し、計画に対応した資金調達を行い、着実に実施していく必要がある。

地方部への送電線延伸は、日本の場合は民間の電力会社に供給義務を課しつつ、地域毎に垂直統合した電力会社では、サービス地域では統一的な電気料金とし、収益性が低い地方部の赤字を、収益性の高い都市部や産業部門で補填している構造となっている。

一方、世銀、欧州ドナー（北欧・英国等）などは、開発途上国の地方部の電化率向上のための取り組みとして、地方電化基金を設立し、電化されている都市部の販売電気料金の数%を電化基金に積み立てし、収益性の低い地方部の電化を円滑に推進するため、地方電化庁および接続補助金制度の設立及び支援を行っており、貧困者層への高額な初期接続料金への補助を行い、電化の推進に貢献している。

但し、制度化されている地方電化基金は順調に蓄積されているが、その地方電化のための制度運営のための能力強化が必ずしも十分でなく、配電ロスの少ない最適な配電整備など技術面での支援、または基金の透明性の高い適切な運用のための会計監査面での支援などが有効なアプローチである。

(3) JICA の協力量針

JICA は、送配電線延伸による電化が当該国の優先課題である場合には、計画の事業化に向け、電化の優先計画策定支援、及びそれを踏まえ開発効果の高い基幹システムの強化・延伸への資金面での支援を検討していく。なお、これは離村地域から見れば、一見遠回りであるが、長期的な視点から見れば、離村地域の多くを包摂した本格的なエネルギーアクセスの向上への近道となり得る。そして、このアプローチをとり得るドナーは限られており、JICA は、他者との関係でこの役割を担う必要があると思われる。

但し、電化に要する技術は比較的単純なものであり、日本企業に優位性がある分野ではない点に予め留意した上で、協力可否を検討する必要がある。

2-2-2 再生可能エネルギー利用のオフグリッド電化（マイクログリッドを含む）

(1) 開発途上国のための再生可能エネルギー利用のオフグリッド電化の課題

オフグリッド電化は、オングリッド電化に比較して、①迅速に電化を行うことが可能であり、②技術的な難易度が低く、③資金面でも巨額な資金が必要でないため多くの機関が支援を展開している。

しかし、オフグリッド電化は、①基本的には高コストで、②需要増に対応できない供給制約、③保守管理などの課題など十分に認識して導入を行う必要がある。

オフグリッド電化の場合は、グリッドによる電化に比べ更に、kW 発電単価が高くなり、一方で遠隔地のため支払意思額が低い場合が多く、政府による補助金など政策面での制度的な支援が必要である。また、全体の系統での融通ができず需要増に対応できない供給制

約があり、システム容量を超えた過負荷による利用は故障原因となり、需要家側の啓蒙活動による支援も必要となる。さらに、地方部の電力供給事業者は、組織面の能力が低い場合が多く、組織強化が課題であり、地元住民組織による保守管理を志向する場合、技術面での支援などが必要となってくる。

また、開発途上国の無電化地域での電力の需要の中心は、一義的に照明および携帯電話の充電である。これらの対応については、バッテリー充電ビジネスが普及しており、民間事業者のソーラーランタン等の革新的な技術と事業による BOP ビジネスモデル展開の公的支援が期待されている。

(2) 有効なアプローチ

ディーゼル発電は、燃料価格の高騰によりランニングコストが増加しており、遠隔地の場合は、小水力発電による代替なども可能であり、経済面、財務面、組織面、技術面での事業可能性の検討を事前に十分実施する必要がある。また、需要サイドにおいて、昼間の電力需要を想起するために、夜間の電灯用需要に加え、地域での電力の生産的利用面での制度的支援を盛り込むことも有効であると思われる。

太陽光発電の場合は、学校や病院など公共施設への設置を含む、コミュニティ・ソーラーの普及などのプログラム化を支援するのが有効であるとされている。また、地域住民のユーザー訓練、保守管理のための仕組みづくりが必要である。

再生可能エネルギーを活用した未電化村落の電化など民間主導の BOP ビジネスの取り組みが展開されており、LED ランプを導入したソーラーランタンの普及支援を展開中である。

(3) JICA の協力量針

既に述べたように、太陽光、風力、小水力など再生可能エネルギーを活用したオフグリッド電化は、UNDP、NGO など多くのドナーが展開している。

今後、JICA は、グリッドの延伸に傾注することを基本とするものの、その過程で得られた情報の提供を通じて、これらの機関との連携を行うとともに、民間ベースの協力への側面支援を展開していく。

BOX 6 : 固定価格買取制度 (FIT : Feed In Tariff)

固定価格買取制度とは、小水力・太陽光・太陽熱・風力・バイオマス等の再生可能エネルギー電源により発電された電力を、政府により決定された価格で、定められた期間にわたって、電気事業者に買取を義務付ける制度である。これら再生可能エネルギーは、発電

単価が火力などの一般的な電源より高く、支援策無しには導入が進まないため、その普及を図るため作成された制度である。買取が義務付けられた電気事業者は、通常の電源の発電単価との差額を、需要家に対しその消費電力量に応じて課金する。

米国で1978年に制定された「公益事業規制政策法（PURPA）」がその原型と言われており、2000年代に入りEUが温室効果ガスの削減目標値を加盟国に課す中、各国で再生可能エネルギー利用促進の切り札として導入が進み、現在は加盟27か国中23か国で実施（類似の支援策を含む）されている。その他の先進国についても、日本では2012年から導入され、米国、カナダ、オーストラリアでも一部の州で実施されている。

FITによる再生可能エネルギーの導入促進については、導入量の増加により、設備の技術革新が進み、設備の価格が低下し、それがさらなる導入量の増加につながる、というメカニズムが想定されている。そのため、買取価格は、設備の導入年度により逡減させ、需要家の負担も減るような制度設計になっている。また、FITの導入が検討された時期は、再生可能エネルギー設備製造産業の黎明期であったことから、導入する国々には自国における同産業の育成を意図する一面もあった。

FITにより再生可能エネルギーの導入は確実に進んでいるが、課題も明らかになっている。EU諸国では、買取価格が高めに設定される太陽光発電の導入が想定以上に進んだことから、電気料金の高騰が社会・経済問題となり、既にドイツでは、再生可能エネルギーの導入量に応じて、年度途中でも買取金額を変更（減額）するなど、きめ細かな運用を行っている。また、太陽光パネルなど設備についても、安価な中国製が世界市場を席巻していることから、米国やカナダなどでは対象を自国製品に限定する動きもあり、新たな貿易問題となっている。

開発途上国では、マレーシア、フィリピン（準備中）、インド（一部の州）、ケニアなどでFITの導入が行われている。しかしFITは、途上国において極めてセンシティブな政治的イシューである電気料金問題に直結する。そのため、先進国とは逆に買取価格が魅力的でなく、再生可能エネルギーの導入促進の切り札にはなりえていない。さらに、FITのような財政的支援措置と車の両輪とも言うべき技術的な支援措置（系統への接続基準など）が十分に整備されていないケースもあり、それらを含めた制度設計への支援が必要である。

2-3 低炭素社会に向けた電源開発

2-3-1 石油火力発電（ディーゼル発電）

石油火力発電は汽力発電⁶と内燃力発電に分けることができるが、JICA事業として案件形成を図る際に石油焚汽力発電はコスト面、環境面などから実現性が高くないため、本項では主に内燃力発電（ディーゼル発電）に関する項目について取り上げる。

(1) 電源の特性

1) 発電方式の概要（内燃力発電）

圧縮して高温になった空気（600℃以上）に燃料を吹き込んだ時に起きる「自己着火」をもとにした爆発でピストンを動かし、ピストンの往復運動をクランクで回転運動に変換することで発電機を駆動させ、電力を発生させる方式（自転車に例えると足がピストン、ペダルがクランクのイメージ）。発電用燃料として主に原油を精製して得られるディーゼル油（軽油）、重油を用いたディーゼル発電、ガスを用いたガスエンジン発電などがある。最大の効率は49%程度。規模は発電用としては20kW～10MW程度。

2) 燃料

石油火力発電の燃料は大きく分けてディーゼル油或いは重油である。これらは、主に原油に対し、蒸留による成分分離、熱などによる成分の分解、不純物の除去、触媒を活用した成分の改質などを施すことで精製される。燃料のメリット、デメリットは以下の通り。

【メリット】貯蔵運搬が容易、供給弾力性に優れる。

【デメリット】価格が高く、燃料価格の変動が大きい、資源埋蔵量が中東に偏重している。

なお、重油はディーゼル油に比べ硫黄や灰分など不純物を多く含むため、運転時の大気汚染への影響が大きい。燃料としての価格がディーゼル油に比し6割程度である。

1973年のオイルショック以降、OECD加盟国から構成される国際エネルギー機関（International Energy Agency: IEA）（2013年1月現在28か国）の間で「石炭に関する行動原則（1979）」が採択され、加盟国間でベースロード用石油火力発電の新設・リプレースを禁止しており、既存の石油火力発電所もミドル・ピーク対応のみに活用を制限している。2011年時点で原油の可採埋蔵量は約55年と言われている（World Energy Outlook 2012）。

3) 電源構成上の役割

石油危機前は、石油火力発電は世界の発電電力量構成の20.6%を占め、石炭火力発電（40.0%）、水力発電（23.0%）に次ぐ重要な位置づけを占めていた⁷が、オイルショック

⁶ ボイラで燃料を燃焼した熱で水を高温、高圧の蒸気に変換し、その蒸気をタービンに吹き付けることでタービン・発電機を駆動させ電力を発生させる発電方式。蒸気の温度・圧力により亜臨界、超臨界、超超臨界などに分類される。汽力発電については現在では石炭を燃料とすることが一般的。

以後需要が低下し、2007年時点では同5.6%となっている。内燃力発電は、同規模他電源に比し、価格は高いが燃料確保と維持管理が容易（対ガスタービン）、或いは安定供給性に優れる（対再生可能エネルギー）といった電源の特性から、島嶼国や復興支援国など、系統の規模が非常に小さい地域でのベース電源としての活用（1MW～5MW程度）の他、大陸でも病院やホテル、空港などでの非常用電源（数百kW程度）として、またタンザニア等、一部サブサハラ諸国では絶対的な電力不足への短期的な対応としてリースによるディーゼル発電が導入されているケースもある。

4) 発電原価

発電コストは燃料輸入の有無など国毎の事情に大きく左右されることから、具体的にはケースバイケースで試算する必要がある。但し、OECDが作成した資料⁸によると、ディーゼル発電の発電コストは119USD/MWh（割引率10%ケース、重油）となっている。このうち、燃料費が占める割合が42%となっている。

5) 他電源との比較優位

ディーゼル発電の他の発電方式と比較した場合のメリット・デメリットは次の通り。

- 【メリット】
- ・ 負荷追従性が非常に高い。
 - ・ 他の火力電源に比し発電設備の保守点検が容易。
 - ・ 供給弾力性があるため⁹、調達が容易。
 - ・ 常温常圧で液体のため、燃料の輸送、貯蔵が容易。
 - ・ 発電設備がコンパクトで、広い設置場所を必要としない。
 - ・ 建設に係る期間が短く、中小規模発電の中では初期投資費用が安い。
 - ・ 再生可能エネルギーに比し電力の安定供給性に優れる。
 - ・ 災害時の復旧も早く、非常用電源としての信頼性も高い。
- 【デメリット】
- ・ 燃料費が高い（重油を使用した場合、若干の低減が可能）。
 - ・ NOx、SOx、PM、黒煙等を排出し、振動・騒音等環境への影響がある。

(2) 国際援助／業界の動向

1) 原油価格見通し

⁷ Energy balance of OECD Countries, Non-OECD Countries, 2009 edition

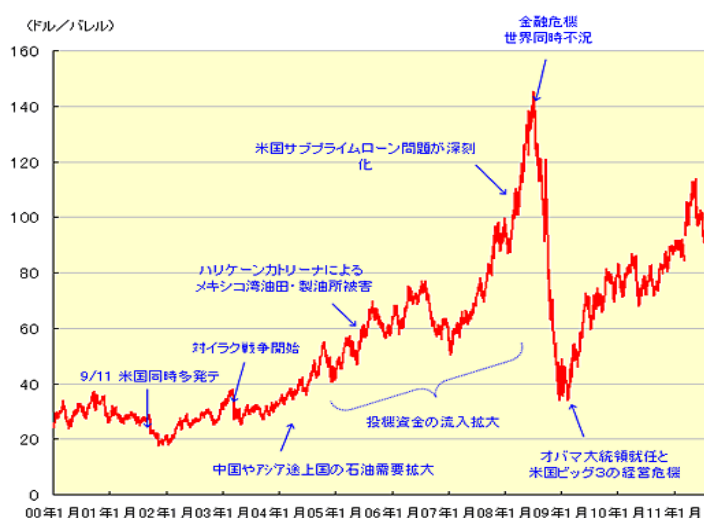
⁸ OECD. 2010. Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition

⁹ OPECが原油価格をみつつ生産調整を行っているため、需要増に応じて供給量の調整が比較的容易。

2011年末の時点で約1.5兆bblと言われる原油埋蔵量は、その約70%がOPEC諸国に由来する。石油需要は2011年の日量8,740万bblから2035年には9,970万bblへと増加することが予想されており、2011年時点で需要の約50%がOECD諸国によるものだが、2035年までの需要の伸びの半分は中国に由来する（World Energy Outlook 2012）。

価格動向は図 5の通り国際情勢の影響を強く受けて非常に不安定である。なお、需要によって多少の揺らぎはあるものの、原油価格とディーゼル油、重油価格は概ね連動する。

今後の価格動向としては、米国におけるシェールガス革命により世界の構図が塗り替えられつつある点¹⁰、イラクが国内石油部門の復興をなしうるかといった点が焦点となる。特に、2012年6月時点で日量約300万bblを生産するイラクが、2035年にはその生産量を800万bblまで増加させることが期待されていることから、イラクの国内石油部門の復興については今後の原油価格動向を大きく左右する。



出所：<http://www.noe.ix-group.co.jp/binran/part01/chapter03/section02.html>

図 5 ニューヨーク商業取引所でのWTI原油価格推移

2) ディーゼル発電主要メーカー

¹⁰ 2020年頃までに、米国は採掘技術の向上により非在来型の原油（タイトオイル）の増産を見込んでおり、世界最大の石油生産国となる（2011年の日量810万bblから1,110万bblとし、サウジアラビアの1,060万bblを抜く）ことが見込まれている（World Energy Outlook 2012）。

トラックや自動車用に開発されたエンジンを使用した発電装置等、種類が多岐にわたり、メーカー数も非常に多い¹¹。アルストムやシーメンスはディーゼル発電に参画していない¹²。

3) ディーゼル発電に関するドナーの動向

ADBはディーゼル発電を、系統から遠い僻地、島嶼部、過疎地などで電源供給の有効な解決策と考えている。大洋州地域では再生可能エネルギーの導入促進に伴うディーゼル発電の焚き減らしが必要としている¹³。また、世銀は現在、新たなエネルギー分野の支援方針を検討しているところであるが、Energy Strategy Approach Paper (2009) においては、クリーンエネルギーの推進を掲げており、ディーゼル発電については言及がない。ただし、復興国であるリベリアに対し、2010年からディーゼル発電機の供与（10MW）を含む電力分野への資金協力を行っていることから、状況に応じた対応を行っていると考えられる。その他、フランスによる無償援助（カンボジア,1996）、USAID、ノルウェーによる無償援助（リベリア,2006）など、主に無償で各ドナーも支援を展開している。

(3) JICAの協力量針、及び実施可能性（feasibility）に影響を与える要因

ディーゼル発電は1基当たりの設備容量が小さいため、JICAが協力を行う際には無償資金協力となることが多い。また、過去の教訓も踏まえ¹⁴、復興国等でディーゼル発電導入を検討する際は、中期的な電源計画、系統計画の内容、可搬式ディーゼルの導入可否を事前に可能な限り検討するとともに、本電源の特性を踏まえ短期・中期的な電源として活用することを明確にしておくことが望ましい。

個別に実施可能性に影響を与える主な要因は以下の通り。協力準備調査の中で具体的な検討を行うが、調査開始前に最低限の確認を行っておくことが望ましい。

1) 財源

過去の当該分野における協力は、開発調査によるF/Sや本邦研修等を除けば、事業規模が小さいことから資金協力においては基本的に無償資金協力に限られる。そして、過去の事例においては、燃料費高騰や需給予測を誤ったことなどにより効果発現が十分でなかった例や、維持管理費用が高すぎるために計画的なスペアパーツの購入に支障をきたす可能性が指摘されている例、運転員の技術不足による維持管理が不十分であった例などがある。これらの教訓を踏まえて、当該分野における今後の案件形成においては、感度分析による

¹¹ ジェネラル・エレクトリック（米）、キャタピラー（米）、バルチラ（フィンランド）、三菱重工（日本）、新潟原動機（日本）、ダイハツ（日本）、川崎重工（日本）、ヤンマー（日本）など。

¹² ディーゼル発電機の構成要素の原動機（発電機を駆動するエネルギーを得る機構）を製造していない。

¹³ ADB 2009. Energy Policy (<http://www.adb.org/sites/default/files/pub/2009/Energy-Policy-2009.pdf>)

¹⁴ 復興支援時にディーゼル発電機を供与し、運用開始後、近隣国との系統接続等により安価な電力が入手可能となり、以後はバックアップ電源としての活用に用途を変更している。

十分な将来予測、維持管理費用のより精緻な見積もり、運転要員の技術レベルに不安がある場合は十分なトレーニングを実施する等の対策を必要に応じて講じていく必要がある。

ディーゼル発電はその電源特性から、財政基盤が脆弱な国への協力となる事が多く、その燃料費及び維持管理費用にかかる財源確保の可能性の検討は、最も重要な検討事項として協力準備調査開始前に確認が必要と言える。また、検討の際は現在の原油価格のみならず、前述のように原油価格動向が非常に不安定であることにも配慮が必要。

2) 燃料確保の可能性

ディーゼル発電は燃料確保にあたり、使用燃料を重油にするか、ディーゼル油にするか検討を行う必要がある。重油の方が安価なため経済面からは望ましいが、当該国のディーゼル発電がディーゼル油を燃料としている場合、重油の調達が現実的でない場合がある。燃料選択によるランニングコストの影響も考慮しつつ、1) の財源の検討も行う必要がある。

3) 他電源との併用可能性

ディーゼル発電は安定供給性に優れる反面、他の電源に比し燃料費が高いため、導入以後は可能な範囲で焚き減らしによりランニングコストを低減していくことが望ましいと言える。特に大洋州のように将来的に大規模電源への転換が望めない地域に対しては、ドナーによる支援を前提とし、小水力、風力、バイオマスなどの再生可能エネルギーとの併用による焚き減らしが当該国の財政状況改善のために有効なオプションとなりうる。

なお、太陽光は、曇天の多い地域の場合、出力変動が大きいため、既存のディーゼル発電機の燃費や消耗度を悪化させる可能性があることや、年間の稼働率が10%台と低いことから、その設備容量に対する発電量（焚き減らし効果）は限定的となる可能性があることに留意が必要である。

4) 規模

導入を予定している発電機が故障した際の系統に与える影響を考慮しつつ、単機の設備容量の最適規模について検討する必要がある¹⁵。

(4) 日本の技術の優位性

ディーゼル発電設備は各企業とも技術が高く確立されており、他の電源に比し、メーカー間で有意な差が見出されていない。

¹⁵ 例えば、系統全体の設備容量が10MWの地域に5MW×1基のディーゼル発電機を導入した場合、仮に同発電機が故障した際、系統の周波数等に与える影響が大きいため、1MW×5基での導入を検討するなど。

2-3-2 天然ガス火力発電

(1) 電源の特性

1) 発電方式の概要

ガスタービンでは空気を吸い込んで圧縮し、噴射した燃料を燃焼させて高温高圧のガスを発生させ、タービンで膨張させる過程で回転動力を得る。このガスタービンと蒸気タービンを組み合わせることで熱効率を高めたものをコンバインドサイクル発電と呼ぶ。コンバインドサイクル発電では、ガスタービン排気が有する熱エネルギーを排熱回収ボイラー（HRSG: Heat Recovery Steam Generator）を用いて回収し、蒸気を発生させて蒸気タービンを駆動させる。これによって、ガスタービン単体で40%前後の熱効率を60%前後まで高めることが可能になる。

2) 燃料

ガスタービンの燃料は原則として天然ガスを用いる。天然ガスはメタンを主成分とすることから、他の火力発電燃料である石油や石炭と比較して硫黄分や窒素分等の不純物が少なく、運転による大気汚染物質の放出が少ない。天然ガスの可採年数は約60年（2010年末）とされているが、2000年代に入り米国における採取技術の進歩により非在来型天然ガス（シェールガス）が市場に出るようになってから、更に埋蔵量は拡大しており¹⁶、特に北米における天然ガス価格は大きく下落している。

天然ガスは陸路で輸送する場合はガスパイプラインを建設することが一般的であるが、海上輸送する場合は液化したうえで液化天然ガス（LNG: Liquefied Natural Gas）として輸送する必要がある。このため、自国での生産量が極めて限られており、また輸入に際して海上輸送しなければならない一部の国（日本、韓国など）において、輸入LNGを発電燃料として用いている。但し、LNG受入のための特殊タンカーや受入基地を整備する必要があり、多額の初期投資が必要になる¹⁷。

開発途上国においてガスタービン発電（コンバインドサイクル発電を含む）の導入を検討する場合は、こうした燃料輸送に係るコストや留意点を十分に踏まえる必要がある。一般的には、自国で天然ガスを産出し、ガスパイプラインによりガス田から発電所まで輸送することが可能な場合に低コストの発電オプションとなることから、こうした条件を満たす国において導入が検討されることが多い。

3) 電源構成上の役割

¹⁶ World Energy Outlook 2012 によると、在来型・非在来型を合わせた可採年数は230年とされている。

¹⁷ 従来は、アジア市場がLNG消費の過半を占めていたが、近年、世界的に需要が拡大する傾向にあることから、受入基地建設の拡大が見込まれている。こうした中、再ガス化装置および貯蔵設備を浮体式（船上）で陸上設備に代える方式が注目を集めており、受入基地建設に係る時間を節約できることから、特に短期的なガス需要への対応方法として注目されている。

ガスタービンは負荷追従性に優れていることから、電力需要の変動に応じて稼働し、主としてピーク時に必要な電力を供給するピーク対応電源として用いられることが一般的である。近年では、高い追従性を生かし、再生可能エネルギーを大量導入した際の出力変動を吸収する役割も期待されている。

4) 発電コスト

発電コストは燃料輸入の有無など国毎の事情に大きく左右されることから、具体的にはケースバイケースで試算する必要がある。但し、複数国をカバーするデータとして、OECDが作成した資料¹⁸があり、当該資料によるとガスを燃料とする発電所の発電コストは76～120USD/MWh（割引率10%ケース）とされている。このうち、建設に係る初期投資は16%を占める一方、燃料費が占める割合が67%と非常に高くなっている。

5) メリット・デメリット

他の発電方式と比較した場合のガスタービン発電のメリット・デメリットは次の通り。

【メリット】

- ・ コンバインドサイクル発電方式を採用した場合の熱効率が低い。
- ・ 大気汚染物質の放出が少ない。
- ・ 数十kWから百万kWまでの発電容量の選択が可能。
- ・ 発電設備の建設に係る期間が短く、初期投資も比較的低い。
- ・ 負荷追従性が高い。

【デメリット】

- ・ 燃料確保・維持管理に係るコストの割合が高い。
- ・ 燃料輸送に係る設備（パイプライン、LNG受入基地等）の整備コストがかかる。
- ・ ガス漏洩による爆発などの危険性がある。

(2) 国際的動向

1) 天然ガス業界

世界における天然ガス消費量は、北米、欧州・ロシア及びその他旧ソ連邦諸国により6割超が占められる。これらの地域では大量の天然ガスが産出されており、かつ既にパイプライン・インフラが整備されていることが背景にある。しかしながら、中印を初めとするア

¹⁸ OECD. 2010. Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition

アジア諸国や中東地域における天然ガス需要の伸びは著しく、世界全体の需要を年率1.6%程度で押し上げる原動力となっている。

こうした世界的な天然ガス需要の増大を背景に、欧米メジャー各社や産油国等による大規模な天然ガス資源開発が進められてきており、特にアジア諸国向けのLNG輸出が拡大する傾向にある。今後も在来型・非在来型を合わせた天然ガス供給量は拡大すると予測されており、2035年時点においても需要量を十分賄える見通しである。

従来、天然ガス価格の決定方法は地域によって異なっており、例えば日本の場合は日本向け原油平均価格にリンクした方法が採用されている。しかしながら、上述のLNGの需給増大を背景としてLNGのスポット及び短期取引が増加してきており、地域間の価格差も縮小する傾向にあるとされている。

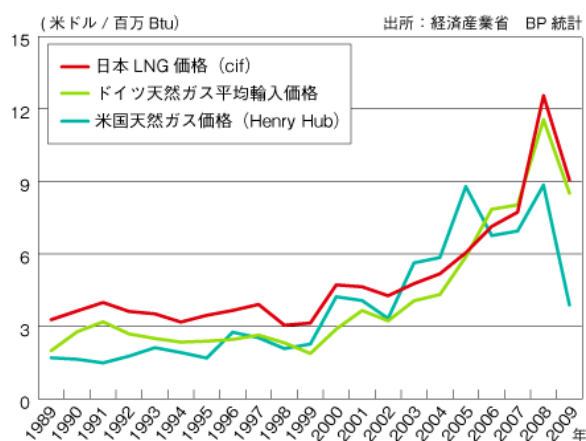


図 6 天然ガス価格の推移表

出所：JOGMECホームページ

2) 発電設備メーカー

ガスタービンの製造業者は世界的にも限られており、GE（米）、シーメンス（独）、アルストム（仏）、三菱重工（日）の4社で9割以上のシェアを占める。なお、三菱重工は、2014年1月を目途に中小型ガスタービンの製造に強みを有する日立製作所との間で火力発電部門を経営統合する方針を表明している。他の日系メーカーとしては、川崎重工が中小型のガスタービンを製造しているほか、東芝がGE製ガスタービンと東芝製蒸気タービン・発電機を組み合わせたコンバインドサイクルシステムを販売する事業を手掛けている¹⁹。なお、東芝とGEは2013年中に火力発電設備を共同で開発・販売する合弁会社を設立する予定。

3) 各国政府・国際機関

¹⁹ 各日系メーカー製品の主な出力帯は、川崎重工 0.6-18MW、日立 31MW、MHI140-330MW。

世銀は、現在、新たなエネルギー分野の支援方針を策定しているところであるが、石炭火力の扱い等を巡り意見が収束せず未だに最終化されていない²⁰。ADBは低炭素電源としてガス火力発電所建設への支援を行ってきており、今後も支援を継続していく方針²¹である。近年では、パキスタン、中国、ウズベキスタン、アゼルバイジャン、ベトナム、タイ等の国において融資実績を有している。

このほか、米国やドイツの輸出入銀行が自国メーカーによる発電プラントの輸出に融資している例がみられる。

(3) 事業の実施可能性（feasibility）に影響を与える要因

ガス火力発電（コンバインドサイクル発電を含む）事業の実施可能性（feasibility）に影響を与える主な要因は以下の通り。協力準備調査の中で具体的な検討を行うが、調査開始前に最低限の確認を行っておくことが望ましい。

1) 燃料確保の可能性

ガス燃料については、主に、①輸送方法（ガスパイプラインの有無・ルートなど）、②必要な天然ガス供給（供給元、供給契約の内容、ガス性状など）の2点が確保されているかを確認する必要がある²²。天然ガスは、発電のみならず運輸（CNG車両）や産業（肥料工場、エチレンプラントなど）用にも需要があることから、自国で生産される場合も発電用に十分な量が確保されるか否かが重要となる。

2) 用水確保の可能性

火力発電設備には一般に冷却水の確保が必要となる。また、コンバインドサイクルであればボイラ用水も必要になることから、必要な量の用水を確保できるか、確認する必要がある。

3) 送電系統との接続

既設のリハビリの場合は問題とならないが、新設の場合は送電系統との接続が可能か、送電設備の建設も事業に含める必要があるか等について確認する必要がある。

4) 環境社会配慮／許認可

²⁰ Energy Strategy Approach Paper (2009) においては、天然ガスの利用についても記述がある。

²¹ Asia Development Bank. 2009. Energy Policy

²² 過去の円借款事業では、ガスパイプライン建設の遅れにより発電所の試運転開始が遅れた事例（インドネシア共和国「グレシック火力発電所 3、4号機ガス化改造事業」(L/A No. IP-352)）や、ガス供給量の不足により発電量が不足した事例（ミャンマー「ガスタービン発電事業（ラングーン）」(L/A No. B-P-42)）等がある。

環境社会配慮や許認可制度は円滑に事業を進めるうえで非常に重要な確認ポイントとなる。具体的には、実施国の法制度に照らして環境影響評価（EIA）を実施する必要があるか、事業承認に必要な手続きと所要時間、用地取得の必要性の有無と非自発的移転住民の有無・規模などの点を確認する必要がある。

5) その他

当該発電方式を採用したことがない実施国においては、運転・維持管理に係る必要な技術力や費用面についての理解を十分有しているかを確認しておくことが望ましい。

(4) 日本の技術の優位性

100MWを超える大型ガスタービンについては、日系メーカーでは三菱重工のみが製造可能である。同社は2014年の日立との火力部門の経営統合を通して、世界的な競争力を高める戦略をとる方針であるが、現時点では300MW級のガスタービンにおいてGEやシーメンスといった欧米企業に対して一定の競争力を有している。

なお、コンバインドサイクル発電を採用する場合は、プラントを最適に設計するとガスタービン出力と蒸気タービン出力は2対1となる傾向があるため、450MW前後の出力（もしくはその倍数）での案件形成を行うことが、日系企業の受注可能性を高めるうえでのポイントとなる。

(5) JICAの協力量針

過去の当該分野における協力は、開発調査によるF/Sや本邦研修等を除けば、事業規模が大きいことから資金協力においては基本的に有償資金協力に限られる。そして、過去の事例においては、燃料である天然ガスの供給に遅れが生じたため運開後の発電量が不十分であった例や、運転ミスや不十分な維持管理体制により、運転開始後数度にわたって事故が発生した例、資材価格の高騰により入札不調を繰り返したことが一因となり着工に至らなかった例などがある。これらの教訓を踏まえて、当該分野における今後の案件形成においては、天然ガスの供給見通しを実施機関のみならず供給機関からも直接情報収集する、運転要員の技術レベルに不安がある場合は十分なトレーニングを実施する、将来的な資材価格の市場動向についての情報収集を十分行う等の対策を必要に応じて講じていく必要がある。

ガス火力発電は環境負荷が小さく、特に天然ガスを産出する国においては、コスト面でも有利であることから重要な発電オプションとなる。電力需要予測を見据えつつ、発電設備増強の必要性が確認される場合は、上記の各種要因に留意しながら、協力準備調査を通

した計画策定支援を行い、有効性が確認できれば有償資金協力を通じた実施支援を積極的に行っていくことが想定される。

なお、新設のほかに老朽化設備のリハビリやリプレースのニーズもあるが、特に既設設備を部分的に改修するリハビリの場合は、オリジナルメーカーしか対応できない可能性もあることから、既設が日本製でない場合は我が国ODAにて対応することの意義を十分に確認することが求められる。

2-3-3 石炭火力発電

(1) 電源の特性

1) 石炭火力発電の概要

ア. 石炭火力発電の仕組み

石炭火力発電は、石炭を燃焼させた熱で高温・高圧の蒸気をつくり²³、蒸気タービンの羽根を回転させ、タービンに接続された発電機を動かし発電する汽力発電である²⁴。つくられた電気は遠方へ無駄なく送るため、変圧器で 275kV 等の高電圧に高め、送電線を通じて各地へ送電される。

イ. 供給力の特徴

石炭火力は、資本費は高いが、原子力に比べると電力需要の変動に対応可能で、我が国ではベース供給力とミドル供給力として活用される。開発途上国で原子力発電設備を有さない国では主にベース供給力として活用されている²⁵。

ウ. 日本における石炭火力開発の経緯

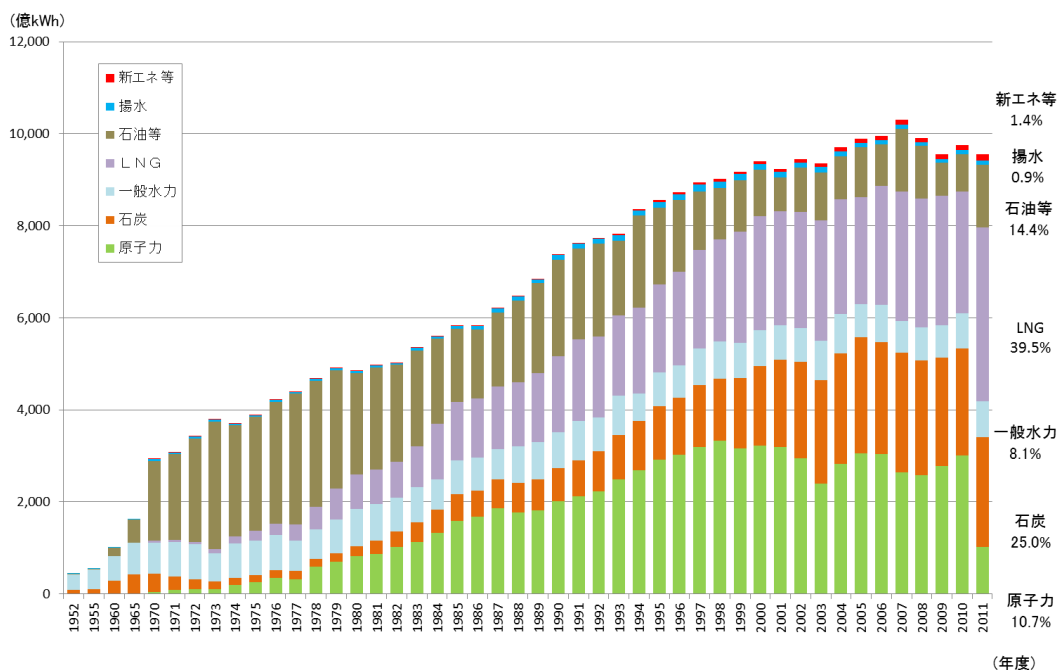
²³ 日本の石炭火力の大半は微粉炭火力。微粉炭火力は石炭をパウダー状に粉砕し、それをバーナーからボイラ内に吹き込んで燃焼させる。

²⁴ 石炭火力発電所の主な設備と発電までの流れは次の通り。先ず石炭運搬船で運ばれてきた石炭が港にて揚炭機（アンローダ）で陸揚げされ、ベルトコンベアで貯炭場へ運ばれる。貯炭場は屋外貯炭場のほか、敷地面積に制約のある日本では最近サイロ式貯炭設備が増えている。貯炭場からベルトコンベアで運ばれる石炭は微粉炭機（ミル）でパウダー状にされた後ボイラ内で燃焼される。燃焼時に発生する熱を利用し、ボイラ内に配管されたチューブの中のボイラ水を高温・高圧の蒸気としタービンへ送り込み、タービンが高速回転し、これに直結する発電機により電気が発生する。

燃焼によって発生した排ガスは脱硝装置、電気集塵器、脱硫装置にて、煤塵、窒素酸化物、硫黄酸化物の大気汚染物質が所要の基準以下になるよう除去された後、煙突から排出される。石炭灰は燃焼の過程でボイラ及び電気集塵器において回収される。

²⁵ 一定規模以上の系統において、ベース供給力として期待できる電源は、流れ込み式水力、石油火力、石炭火力、原子力。このうち、国土に包蔵水力が十分存在しない場合、石油火力は経済性が悪いため、石炭か原子力の選択となるが、原子力の導入に要するリードタイムは長く、途上国の急激に伸びる需要への対応には石炭火力が有力な選択肢といえる。

日本では、石油危機前に約 8 割あった一次エネルギー供給に占める石油依存度を引き下げるため、電力分野において原子力、LNG 火力、石炭火力の開発が推進されてきた²⁶。1975 年には石炭火力は全発電量の 3.7%であったが、2005 年以降約 25%を占めている。



出所：エネルギー白書 2012、資源・エネルギー庁

図 7 日本の発電電力量の推移

エ. 石炭火力発電の効率向上と効果

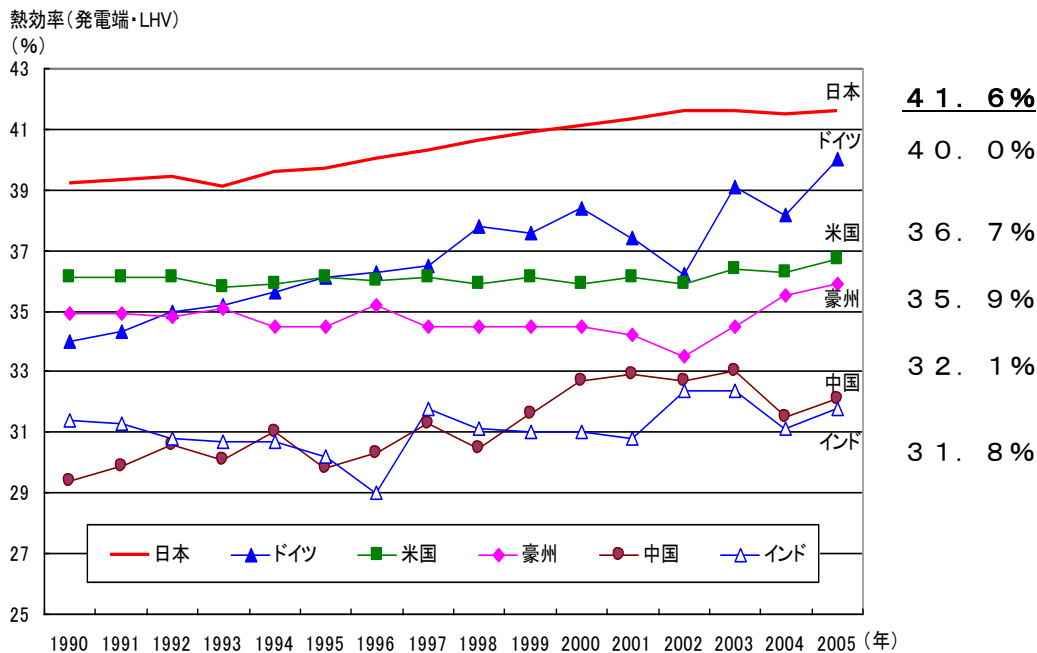
石炭火力は蒸気温度・圧力を上昇させることで発電効率は向上する。日本ではこれまで発電効率の向上のため技術開発に努力を続け、世界で最高水準を誇っている。1970 年代に建設された石炭火力発電所は亜臨界圧ボイラを使用しており発電効率は 37～38%であったが、1980 年代から 90 年代初期には超臨界圧(Super Critical: SC)ボイラが導入され発電効率は 40%台に向上し、さらに、1995 年以降に運転開始した火力発電所では、例えば 2002 年代になり改修され運転開始した磯子火力新 1 号機及び新 2 号機が超々臨界圧(Ultra Super Critical: USC)ボイラとし、41～43%の発電効率を達成した²⁷。

²⁶ 1979 年 IEA の勧告によりベースロード用石油火力の新設が禁止された。1960 年代には石油の使用が拡大し 1973 年には発電電力量に占める石油の割合が 73%を占めていたが、オイルショックの後減少していく。

²⁷ 亜臨界圧 (Sub-Critical、ボイラの型式がドラム式)：蒸気圧力 22.1MPa 未満。

超臨界圧 (SC: Super Critical) 蒸気圧力が 22.1MPa 以上かつ蒸気温度が 566°C 以下。

超々臨界圧 (USC: Ultra Super Critical)：SC のうち、蒸気温度が 566°C を超えるもの。



出所：Ecofys International Comparison of Fossil Power Efficiency (2008)

図 8 各国の石炭火力の平均熱効率

発電効率 1%の向上に大変な技術開発努力を要するが、発電効率の改善により、エネルギー効率も向上し、旧磯子火力発電所（1967 年）（亜臨界圧）が、その時の CO₂ 排出量を 100 とした場合、改修後は 83 となり環境負荷の低減にも繋がっている²⁸。

オ. 環境対策技術

石炭火力では、石油火力や LNG 火力に比べ SO_x、NO_x、ダスト、CO₂ が発生し、それらの大気中排出量を低減させるために技術開発が進められてきた。日本では脱硫技術、脱硝技術の活用により、kWh 当たりの SO_x、NO_x 排出量は世界でも低い排出レベルである。

カ. 石炭資源の特徴

石炭は、植物の遺骸の堆積したものが地中で長い年月をかけて変性したもので、微生物の作用により泥炭に（泥炭化作用）、泥炭にさらに土砂が堆積し熱や地圧の影響を受け、褐炭、瀝青炭、無煙炭へと変質する（石炭化作用）²⁹。石炭火力発電に使用されるのは、主に瀝青炭（熱量 8,000～8,400kcal/kg）、亜瀝青炭（熱量 7,300～7,800kcal/kg）、褐炭（熱量

²⁸ J-Power Annual Report 2009, “特集 磯子火力発電所リプレースが完了”, pp.14-19.

²⁹ 石炭は約 3～3.6 億年前の古生代石炭紀以降、168 万～6,500 万年前の新生代第三紀にかけて世界各地で形成された。石炭化作用により炭素分が増え、水素、酸素が減少、また揮発分が減少し熱量が高くなる。石炭化度の高い順から、無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭、褐炭、亜炭、泥炭に分類される。

7,300~5,800kcal/kg) であるが、熱量の高い石炭ほど資源量は限られており、より低品位の石炭の有効活用が検討されている。

2) 世界の一次エネルギーと石炭資源の消費動向

石炭資源は世界のエネルギー資源のなかで石油に次いで消費量が多く、重要な一次エネルギー源である。1960年代以降世界の一次エネルギー消費量は増加の一途を辿り、2010年には約3倍となった³⁰。同様の期間における世界人口は1965年33億人から2010年68億人³¹と約2倍に、また、一人当たりGDPも約2倍³²に増加しており、一次エネルギー消費量は人口動態と経済成長の変化に沿ったかたちで増加してきている。

一次エネルギー消費量全体における石炭の占める割合は、1965年以降約25~30%で推移してきており、その消費量は1965年と比べ、2010年には約2.5倍に増加した³³。また、増加率は、1960年代から90年代までは年平均約1~2%程度の推移であったが、主として経済成長著しい中国やインドの消費拡大の影響を受け、2000年代には年平均4%の高い伸びを示している。

2011年の世界の石炭消費はアジア地域で7割近くを占めており³⁴、アメリカ、ユーラシア、アフリカと続く³⁵。世界全体では前年比8.6%の伸びを示し、変化の目立つ国は、中国9.7% (1,839百万トン)、インド9.2% (296百万トン)、マレーシア9.2% (15百万トン)、ベトナム8.3% (15百万トン)、インドネシア6.7% (44百万トン)、バングラデシュ6.1% (1百万トン) で、今後これらの国々の石炭消費動向を注視していく必要がある。

なお、参考までに石油のシェアは60~70年代は4割を超えていたが2000年代後半では3割台と減少傾向にあり、2000年台の伸びは年平均1.2%と石炭に比べ低調であった。

今後2035年までに世界のGDP成長は平均3.6%で伸びるとともに、世界人口は26%増加し86億人に達すると見込まれており、それに伴いエネルギー需要は40%増加するとみら

³⁰ BP統計によると1965年時点で3,750百万トン³⁰であったのが、2010年11,978百万トンと約3倍に増加した一次エネルギー消費量全体の10年ごとの推移は1970年4,944百万トン、1980年6,631百万トン、1990年8,105百万トン、2000年9,356百万トン。また、2000年代の年平均約増加率は2.5%。BP統計は、英国石油化学会社BP(元British Petroleum Co. PLC、2001年BPに改称)の統計。世界のエネルギー統計の主要なものの一つ。1965年からの統計を公表している。

³¹ United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2011), *The World Population Prospects: The 2010 Revision*, CD-ROM Edition.

³² Maddison, A.(2009), *Statistics on World Population, GDP and Per Capita GDP, 1-2008 AD*,

³³ 石炭消費量は、1965年時点で1,427百万トンであったものが、2010年3,532百万トンに増加。10年ごとの推移は、1970年1,499百万トン、1980年1,804百万トン、1990年2,207百万トン、2000年2,372百万トン。

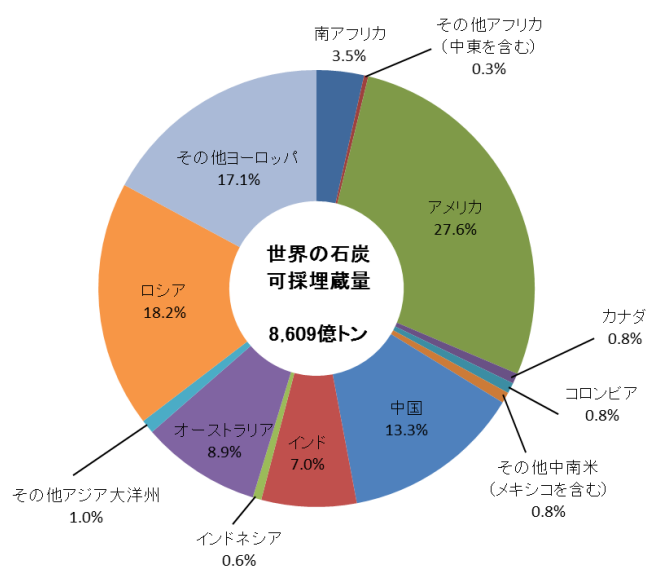
³⁴ 2011年の地域別石炭消費量の地域別シェアは、アジア68.6%、北米14.3%(殆どが米国)、欧州・ユーラシア13.4%(ロシア、ドイツ、ポーランド、ウクライナで同地域の約半分)アフリカ2.7%、中南米0.8%、中東0.2%(BP統計2012)。

³⁵ 石炭エネルギーセンター(2010)、『石炭資源開発の基礎』、財団法人石炭エネルギーセンター。

れている³⁶。また、IEAの石炭市場の中期展望（2012年12月発表）では、現行の政策が大幅に変更されない場合、石炭消費量は増加を続け10年以内に石油消費量と肩を並べるとの見通しを示している。

3) 石炭資源の生産と貿易

石炭資源量は石油に比べ豊富であり、2011年の石炭生産量は76.95億トン（対前年比6.1%増）で可採埋蔵量は8,609.4億トンであった（生産量の115年分に相当）³⁷。



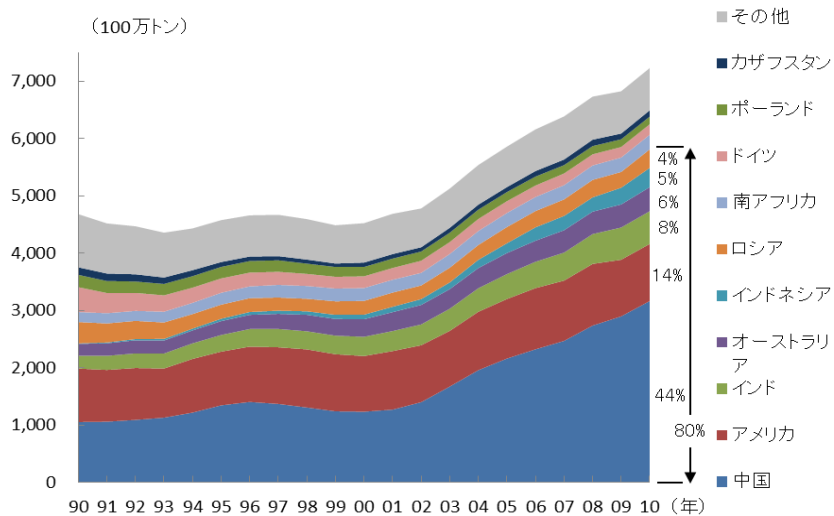
出所：エネルギー白書 2012、資源・エネルギー庁

図 9 世界の石炭可採埋蔵量

世界の石炭生産については、2010年での主要な石炭生産国は、第一位が中国、次いで、米国、インド、豪州、インドネシア、ロシア、南アで、これら上位7か国で世界の約8割の生産を占め、中国の生産量はこの10年間で約2.5倍に伸増加している。

³⁶ IEA, World Energy Outlook 2011

³⁷ 可採埋蔵量とは保有する資源の量のうち、現在の採掘技術で経済的に採掘が可能な量、いわゆる採算の合う量を表す数値。

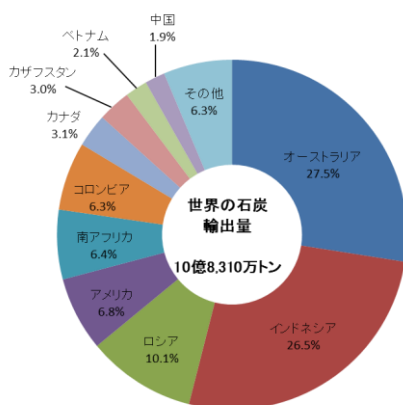


出所：エネルギー白書 2012、資源・エネルギー庁

(注 1) 2010 年データは見込み値。

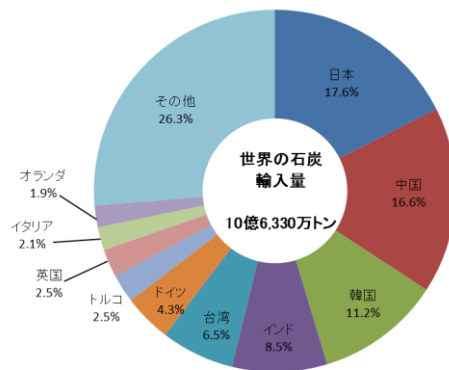
図 10 世界の石炭生産量の推移

石炭貿易は、2010 年の輸出量は、第一位が豪州、以下、インドネシア、ロシア、アメリカ、南アフリカ、コロンビアという順になっており、これら 6 か国で世界の約 8 割の輸出量を占めている。一方、輸入量は、第一位が日本、以下、中国、韓国、インド、台湾で、これら 5 か国で約 6 割を占めている。また、2009 年の我が国の石炭輸入先は、第一位が豪州 (62%)、次いで、インドネシア (19%)、ロシア (6%)、カナダ (5%) となっている。



出所：エネルギー白書 2012、資源・エネルギー庁

図 11 世界の石炭輸出量 (2010年見込み)



出所：エネルギー白書 2012、資源・エネルギー庁

図 12 主要輸入国・地域における石炭輸入量 (2010年見込み)

世界的には中国が生産量、消費量ともに多く、高い経済成長を背景とした石炭需要増に伴い 2009 年には輸入国となった。この変化を受け、インドネシアの石炭の輸出先は 2008 年まで日本が最大であったが、2009 年には中国が第一位³⁸、インドが第三位で輸出量は日本向けの量に追いつきつつある。また、インドネシア国内でも昨今の石炭火力発電所の開発に伴い国内需要が高まっている³⁹。今後日本が必要とする石炭の確保にあたりインドネシア政府とのさらなる関係強化は日本のエネルギー安全保障において重要な課題である。

一方、ベトナムにおいても石炭火力開発計画を背景に、近く石炭輸入国になると見込まれており、アジア地域の石炭需要が益々高まっている。

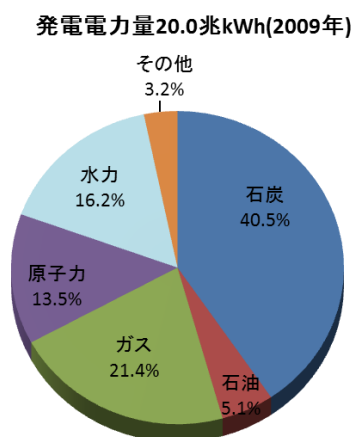
4) 石炭と電力

世界の電源別（発電所の種類別）発電電力量の構成（2009 年時点）では、石炭火力が約 4 割と最大で、次いで天然ガス約 2 割、水力約 16%、原子力約 13%という比率である。

³⁸ Indonesian Coal Book 2010/2011

³⁹ インドネシアでは 2006 年大統領令の国家エネルギー政策において電源構成における石油火力のシェアの減少を目指し、第 1 次クラッシュプログラムを策定。低品位炭を利用した石炭火力発電の推進を目的に、2009 年までに 10,000MW の新設を計画。続いて 2010 年には第 2 次クラッシュプログラムが策定され、2014 年までにさらに約 10,000MW の電源開発を目指し、このなかで石炭火力約 3,400MW の建設が含まれている。（日本エネルギー経済研究所（2011）、「インドネシアにおける高効率石炭火力発電設備導入の可能性とその効果」）

発電電力量に占める石炭火力の割合が特に多い国は（2009年）、南ア 93%、ポーランド 89%、中国 79%、インド 69%、米国 45%、ドイツ 43%、韓国 46%、インドネシア 42% などである⁴⁰。



出所：エネルギー白書 2012、資源・エネルギー庁

図 13 世界のエネルギー源別発電電力量

5) 石炭利用と環境負荷

現在、世界の CO₂ 排出量の約 3 割を石炭火力が占めることから、環境負荷を低減し、よりクリーンな利用が課題となる。我が国では 2010 年の「エネルギー基本計画」において、ゼロエミッション石炭火力や石炭のクリーン利用の重要性が示され、石炭ガス化合発電（IGCC⁴¹）等の高効率化や CO₂ の回収・貯蔵（CCS⁴²）の実証試験等が進められている⁴³。

WEO2011 では、温室効果ガス排出抑制努力のため、石炭火力発電技術の高効率化が進められ、世界で主流となっている亜臨界圧火力から超臨界圧、超々臨界圧火力が増加してくるとの見込みを示している。また、その大型化（単基 1,000MW クラス）の増加を見込んでいる。

仮に、日本の高効率石炭火力発電所のひとつ、磯子火力発電所（横浜市、設備容量 1,200MW（600MWx2 基））など日本の最高水準性能の石炭火力技術を CO₂ 排出の多い米国、中国、

⁴⁰ IEA, Energy Balances 2012 から作成。日本は約 27%。

⁴¹ Integrated coal Gasification Combined Cycle, IGCC とは、石炭をガス化して利用する次世代型の発電方式。コンバインドサイクル発電（ガスタービンと蒸気タービン）を使うことで従来の石炭火力よりも高い発電効率（48-50%）が見込まれ、石油火力とほぼ同等の CO₂ 排出量で発電可能となる。また、大気汚染物質の低減、温排水や用水利用の低減、燃焼後排出されるガラス状のスラグの有効利用が可能等の環境負荷を軽減する特徴がある。

⁴² Carbon dioxide Capture and Storage, CCS

⁴³ エネルギー白書 2012、資源・エネルギー庁。

インドの石炭火力全てに適用した場合には、3カ国合計で年間約13億t-CO₂（世界全体の約5%を占める日本の総排出量に相当）の削減効果があるという試算もあり⁴⁴、日本の高効率石炭火力技術の普及は地球規模での気候変動対策に貢献につながる。

今後、さらなる効率向上を求めIGCCの技術開発が中国、米国、日本、欧州で活発となり、将来的には発電効率50%の技術的進歩の可能性もある⁴⁵。

(2) 開発途上国が抱える課題

経済発展に伴う電力需要の伸びに対し、発電、送電、配電のそれぞれの設備が最適な状態で整備されるために、長期電源開発計画、系統拡張計画（送電網拡張計画）、配電網整備計画が策定され、低コスト、低CO₂排出、低リスク（信頼性の高い）な電力設備開発を進めていくことが望まれる。

1) 石炭火力開発と資源確保

アジア地域においては、当面中国、インドの石炭需要が伸び、石炭貿易は拡大することが見込まれる。石炭消費量の規模を捉える参考として、前述の礮子火力の年間石炭消費量は約3百万トンである。その消費量との対比で中国及びインドにおける2011年の石炭消費量の伸び（それぞれ163.2百万トン、24.8百万トン）は、それぞれが礮子火力54個分、及び8個分に匹敵（64,800MW相当）し、これは、東京電力管内の最大電力約64,000MWと同等規模である。

また、2020年以降は中国の需要はピークを迎え、石炭貿易は横ばいに転じるが、インドは2025年に世界第二位の石炭消費国になる見込みで⁴⁶、需要を適切に見据えた石炭供給源の開発が必要である⁴⁷。

2) 初期投資コスト、運転・維持管理

高効率石炭火力技術の導入が望まれる一方、初期投資コストは若干高く、プロジェクトライフ全体での燃料コスト、メンテナンスコスト、GHG排出に伴うコスト、環境及び社会負担コスト等を勘案した評価・比較に基づく政策的検討が求められる。

⁴⁴ J-Power Annual Report 2009、「特集 礮子火力発電所リプレースが完了」、pp.14-19.

⁴⁵ WEO2011

⁴⁶ WEO2012

⁴⁷ 現在、石炭未開発地域のモンゴルやモザンビークでの炭鉱開発（原料炭）の検討が注目されている。モンゴルの石炭可採埋蔵量は約163億トン（世界10位）と推定され、約7割が褐炭といわれる（新エネルギー・産業技術総合開発機構（2011）、平成22年度海外炭開発高度化等調査「モンゴルの石炭開発状況とアジア太平洋石炭市場への輸出ポテンシャル及びその影響調査」）。モザンビークの可採埋蔵量は2億1,200万トンと推定され、瀝青炭の埋蔵量が多い。これまで殆ど開発されてこなかったが、最近炭鉱開発に着手されている（新エネルギー・産業技術総合開発機構（2011）、平成22年度海外炭開発高度化等調査「世界の石炭事情調査—2010年度—」）。

また、気候変動対策にもたらす効果に目を向け、環境対策設備の導入に加え、CO₂ 排出の抑制、石炭灰の有効利用等を計画段階で検討し導入促進を図る取り組みを政策的に推進することも有益である。

さらに、高効率石炭火力発電所の建設後、高い効率維持のために保守・運転技術者の能力向上が必要である。

(3) 援助ニーズと目指すべき開発目標

高効率石炭火力（超臨界圧（SC）／超々臨界圧（USC））は、現在途上国にて主流である亜臨界圧と比較して高い発電効率による運転が可能で、電力需要の急増に伴う大型安定電源開発の必要性が高い地域（アジア）を中心に導入ニーズは高い。また、国連による SE4A の動きも相まって、アフリカ地域を含め電化率の向上の促進に伴う電力需要増も見込まれる。こうしたなか、石炭火力開発に関しては、十分な包蔵水力を有さないが、一定規模の系統容量があり、且つ石炭の資源確保が現実的である国においては有力な選択肢となり、開発ニーズはある。

また、環境負荷軽減のための高効率化に加え、大気汚染物質の排出抑制、環境基準を遵守した事業計画策定、石炭灰の有効利用等を含めた石炭のクリーン利用における日本の技術活用を促すことが有効である。

さらに、高効率石炭火力の資本費の高さから資金調達が困難である国・地域においては、我が国資金協力のニーズは高い。但し、急速な電力需要の伸びを背景として、短時間での導入を望むケースが多いが、一定のリードタイムが不可欠であることから、長期計画策定段階からの働きかけが効果的である。

(4) 国際的援助動向及び業界の動向

シェールガス革命によるエネルギー消費動向の変化が見込まれる一方、天然ガスの利用には必要なインフラ整備にコストと時間を要するため、石炭火力は今後も世界において主要な電源のひとつであると見込まれる。こうしたなか、高効率石炭火力技術の導入による発電効率の改善は、燃料費の削減や GHG/SOx/Nox 排出抑制に貢献が可能であるため、その必要性は高い。

基幹技術はボイラ及びタービンで、強みは高耐久性素材及び高度な製造技術による高効率性／耐久性である。主要な日本企業は、ボイラは三菱重工、日立、石川島播磨、発電機は東芝、タービンは富士電機。亜臨界圧及び SC 市場は、韓国／中国企業が参入しコスト競争が激化している一方、USC 市場は製造メーカー数が限られており（海外勢は、Alstom:

ボイラ、Siemens:タービン)、日本企業にも競争力がある。ただし、インド、中国では各メーカーは生産の現地化を推進中で本邦からの輸出は困難である。

他方、環境設備に関しては、排煙脱硫装置は川崎重工、荏原、IHI、日立、三菱重工が生産しており、脱硝装置は日立が 2010 年世界シェア 26%を占める。電気集塵器は日立プラントテクノロジーが海外で展開している。但し、昨今の国際的なメーカー間の提携・合併、加えて、技術革新等の動きも目覚ましく、これらの動向には留意が必要である。

導入に際しての留意事項は、初期投資コストが亜臨界圧との比較で高額である点⁴⁸、及び利用可能な石炭の性状の確認が不可欠である点。また、前述のとおり高度な運転・保守管理技術が必要で人材育成の検討が必要である。さらに、系統規模とのバランスへの配慮が重要である。

他ドナーの動向については、世銀は、石炭火力発電所を巡る気候変動への影響に対する懸念を有する主として欧米系の意見と、石炭火力を重要な電源の一つとして位置付ける途上国側の意見との調整に難航しており、協力量針は明確でなく現時点での協力は極めて限定的である。ADB は、超臨界、超々臨界などクリーンな技術の導入への選択的な協力、既存石炭火力の効率上昇のためのリハビリについて検討するとの立場である⁴⁹。

(5) JICA の協力量針

気候変動対策を考慮したとしても、今後増大する途上国の電力需要に応えるための石炭火力の増設は避けられない状況となっている。このような状況下において国際社会は、石炭火力を使用しつつ、あらゆる技術を駆使して CO₂ の排出を可能な限り削減することを迫られている。中でもこの分野で先進的な技術を有する我が国が果たすべき役割は大きい。

このような認識の下、石炭火力分野において JICA は開発途上国における高効率石炭火力の導入を促進するとともに、CO₂ の排出抑制技術の導入、褐炭等の低品位炭の開発・利用の促進、さらには、我が国の石炭資源確保に資する良好な二国間協力関係の構築にも配慮しつつ、特に次の点に留意して協力を行っていく。

ア. 協力適性の見極め（資源確保、電源計画、系統規模等）

石炭火力開発の適性（経済面、技術面、環境面）を十分検討するとともに、我が国のエネルギー安全保障、換言すれば、我が国への燃料炭の輸入に悪影響を与えないことが重要である。そのために、利用可能な炭質の拡大に資するような研究協力や技術開発、そして、設備導入を支援することで、二国間関係を強化していくことを目指す。協力対象の検討にあたり、石炭火力発電所の大型化の流れを踏まえるとともに、現時点では日本の技術の比

⁴⁸ インドネシア・インドラマユ（2012 年度審査予定案件）は 1,000MW で約 2,200 億円

⁴⁹ ADB, Energy Policy (June 2009)

較優位を念頭においた場合、単基容量 1,000MW 規模の事業が想定されるため、系統全体の規模や立地により協力対象の見極めが必要である。ただし、技術の優位性は固定的なものではないため、市場及び技術開発の動向を常に注視しておく必要がある。

イ. 地域別の協力対象

石炭資源の消費・生産動向を踏まえ、協力の主要対象地域は第一に、石炭資源消費の多いアジア諸国が優先される。インド、インドネシア、ベトナム、モンゴルを中心に、バングラデシュなど石炭火力導入に関心を有する国への政策支援などが重要である。第二に、アフリカでは、特にモザンビークの今後の炭鉱開発が注目されており、周辺地域も含めて石炭火力開発の動向には留意が必要である。第三に、その他の地域では経年化した石炭火力に対する環境設備の改善等をメインに、アジア及び欧州が対象に含まれてくる。

ウ. 高効率石炭火力の導入促進

気候変動対策に資するため、クリーンコールテクノロジー (Clean Coal Technology, CCT)⁵⁰の導入促進が望まれる。政策レベルでは、CCT の導入をロードマップ化し亜臨界火力から超臨界 (SC)、そして超々臨界圧 (USC) への将来的なシフトを明確化する政策策定支援の実施も検討する⁵¹。また、一定規模の資金協力が可能な国では USC の導入を視野に、日本技術の海外展開に資する協力を目指す。さらに、高効率石炭火力の導入後、高い効率を維持するために運転・維持管理要員の技術力向上が重要なため、我が国の経験・ノウハウ活用した人材育成にも留意する。

エ. 環境設備の整備

経年化した石炭火力発電所の SO_x,NO_x 対策として環境設備 (脱硫、脱硝装置) の導入を促進し、環境負荷軽減への協力を行うこともありうる。これら対策については、関連設備の費用が高額⁵²であることから導入が進みにくい側面があるが、JICA の協力としては環境基準に関する途上国での意識の高まりを図りつつ、特に環境基準に関する関連法令が整備されているなど国内で意識が高まっている国 (例えば、EU 加盟を視野に入れた旧東欧諸国)

⁵⁰ クリーンコールテクノロジーとは、二酸化炭素の排出や有害物質の発生を抑制し、環境負荷を低減しつつ石炭を活用するための技術のこと。これらの技術には、高効率石炭火力技術、石炭のガス化・液化、低品位の石炭の改質技術、燃焼に伴って発生する石炭灰の有効活用技術なども含まれる。

⁵¹ 参考案件：インドネシア国クリーンコールテクノロジー (CCT) 導入促進プロジェクト (2010-2012) (開発計画調査型技協) では、発電部分に特化し CCT 導入に向けた政策策定支援を行った。協力のなかでロードマップを作成し、2017 年以降運転開始する新設石炭火力は超々臨界 (USC) とする方針が、国有電力会社 (PLN) の電源開発計画に反映されることとなった。これに整合するかたちで高効率石炭火力の計画が進捗することで、技術面での比較優位を有する我が国企業の海外展開へ資する結果につながることを期待される。

⁵² セルビア国「ニコラ・テスラ火力発電所排煙脱硫装置建設計画 (2011 年 LA)」では、限度額 282 億 5,200 万円。ニコラ・テスラ A 火力発電所の合計設備容量は 1,649MW。

や、窒分や硫黄分が高い石炭を使用している国などに対して積極的に導入を働きかけていくことが考えられる。

オ. 環境社会配慮

石炭火力開発の環境社会配慮面での途上国側の能力向上も重要であり、日本の経験を途上国と共有し、現地で適切な環境社会配慮を行い、社会受容性を確保した開発を進めていくことが必要である。

カ. 二酸化炭素回収・貯留（CCS）技術研究

石炭消費量の拡大が見込まれるなか、CO₂排出抑制が石炭利用における重要課題である。このため CCS の早期実用化に向け、内外の研究開発や炭素取引の動向に留意しつつ、必要に応じて科学技術協力の枠組み等を活用して開発途上国での導入に貢献していく。特に、CCSR という将来の CCS 導入を想定した石炭火力の開発への要請に積極的に対応していく⁵³。現在、科学技術協力案件で「インドネシア中部ジャワ州グンディガス田における二酸化炭素の地中貯留及びモニタリングに関する先導的研究」（2012-2017）を実施しているが、同案件の成果を踏まえ、今後の協力の展開について検討する。

キ. 褐炭等の低品位炭の開発・利用の促進

燃料炭として使用可能な石炭資源量を増加させるため、褐炭等の低品位炭の利用拡大に向け、研究開発、資源量確認、技術導入などの支援を行っていく。

2-3-4 原子力発電

(1) 電源の特性

原子炉にて核分裂の際に放出される熱エネルギーを利用して蒸気を発生させ、蒸気タービンを回転させることによって発電する。蒸気発生熱源装置が通常の火力発電（石油、石炭などではボイラー）とは異なるものの、それ以外の発電の仕組みは火力発電と基本的に同じ原理。原子力発電は①発電時にCO₂を排出しない、②発電原価に占める燃料費の割合が低く、資源価格の高騰の影響を受けにくい、③燃料となるウランが、多数の国に賦存しているため、供給安定性に優れる、といった特性を備えるとされ、主にベースロード電源として活用される電源である。

⁵³ CCS（CO₂回収・貯留）は大幅なCO₂の削減目標達成のために重要と認識されている技術で、日本でもエネルギー基本計画（2010年6月）の中で、今後の石炭火力の新増設にあたってCCSR（CCS-Ready）の導入検討が記された。CCSR政策を導入する主な目的はCCSの追設できないプラントを新設することによりCO₂排出源が将来に亘って固定されるリスクを回避することにある。CCSRプラントとは、将来CCS促進策が導入された際にCCS機能を追設できるプラントで、一例として、回収されたCO₂が技術的に輸送可能で貯留可能な場所に立地することなども含まれる。（電力中央研究所（2011）、電力中央研究所報告（4月）「CCS-Readyの技術的・政策的な含意」（報告書番号V10011））

一方、高レベル放射性廃棄物の最終処分について、フィンランドとスウェーデンを除き、埋設処分地が決まっていないなど、課題も多く残されている⁵⁴。

(2) 業界の動向

2012年1月1日現在、世界の30ヶ国・地域で合計427基、384.466GWの発電用原子炉が稼働している⁵⁵。2011年には、福島第一原子力発電所事故の影響もあり、日本・ドイツ・イギリスで計13基の原子炉が閉鎖、又は閉鎖する方針とされたものの、インド、中国、韓国、パキスタンといった新興国では各1基ずつ計4機が新たに運開している。また中国を中心に、現在世界で75基の原子炉が建設中であり、さらにUAE、トルコ、ベトナムといった原子力新規導入国を含めて94基の原子炉の建設が計画されている。また、福島事故後、日本国内においては、原子力政策のあり方について多くの議論がある。

なお、国際エネルギー機関のWEO2012の新政策シナリオによれば、2035年において、580GWが原子力発電によって供給されるとされており、世界では今後も原子力発電の利用が拡大すると見込まれている。

(3) 国際援助の動向

公的輸出信用の秩序ある利用の枠組みを規定した「OECD公的輸出信用ガイドライン取極め」の「別添Ⅱ：原子力発電プラント輸出信用セクター了解」により、原子力発電分野での国際援助による資金協力は規制されている。一方国際原子力機関(IAEA)においては、増加する途上国からの要請にこたえるため、研修生の受け入れ、トレーニングコースの開催、専門家の派遣等の事業を年々拡大している⁵⁶。

(4) 日本の技術の優位性

日本は、アメリカ、フランスに次ぐ数の原子力プラントを所有している。東芝はウエスティングハウス社を買収し、原子力発電容量において世界シェアナンバー1（約28%）のメーカーとなった⁵⁷。また、日立GEニュークリアエナジー、アレバ（仏）と技術提携している三菱重工もあわせると、我が国の原子炉メーカーは世界市場での中心プレーヤーとなっている。また、原子力発電所の主要コンポーネントである、原子炉圧力容器部材について

⁵⁴ (出典) 原子力発電環境整備機構HP <http://www.numo.or.jp/overseas/>

⁵⁵ (出典) 日本原子力産業協会 世界の原子力発電開発の動向（2012年版）

⁵⁶ (出典) 外務省HP http://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/atom/iaea/iaea_g.html

⁵⁷ (出典) 東芝HP http://www3.toshiba.co.jp/power/pr/nuclearenergy/index_j.htm

も、日本製鋼所が圧倒的シェアを誇るなど、原子力発電の分野において、我が国は大きなプレゼンスを示している。

(5) JICAの協力量針

本分野の協力としては、JICAでは、計画段階への協力を含めて原子力発電所建設への支援を本格的に実施した実績はないが、唯一の例外として、1985年から本邦研修を実施してきており、2012年度は原子力発電新規導入予定国から9名の研修員受け入れ、「原子力発電基盤整備計画」の研修を実施。なお、2013年度については、現在のところ予定は無い。

今後、本分野での技術協力や資金協力による協力については、日本政府の方針に従うことが前提であるものの、前出のOECDガイドラインの制約や環境社会配慮ガイドラインとの関係も踏まえる必要がある。また、原子力の平和的利用及びその際の安全性の確保に関する国際・国内世論にも十分留意の上、具体的な事業のあり方を慎重に検討することが肝要と思料される。

2-3-5 水力発電（小水力を除く）

(1) 電源の特性

1) 発電方式の概要

水が落下するときのエネルギーで水車を回して発電する方式である（なお、10MW以下の発電容量のものは小水力発電と呼び、2-3-6にて説明する）。黎明期においては、他の再生可能エネルギーである風力発電や太陽光発電と同様、発電出力が自然任せとなる発電方式であったが、ダムや調整池といった貯水施設を作ることにより、流量を人為的に調節できるようになった結果、発電出力を自由に制御することができるようになった。加えて他の電源と比較し、停止状態からの起動時間が早い（起動特性に優れる）、負荷変動に追従した出力調整が容易（出力応答特性に優れる）、低負荷時でも発電効率がそれほど落ちない（部分負荷特性に優れる）、といった性質を有していることから、ピーク対応電源の役割も果たしていることが特徴である。

2008年末における、水力発電所の設備容量は、世界160か国で計874GW（世界の原子力発電の約2倍）となっており⁵⁸、中国、ブラジル、アメリカ、カナダ、ロシアの5か国でそのうちの半数を占める。

また、発電電力量の面からみると、2010年においては3,431TWhであり、これは世界の総需要の16%に相当する⁵⁹。日本では、62.8TWh（日本総需要の約6.7%、国内最大級のメガ

⁵⁸ World Energy Council , 2010 Survey of Energy Resources

ソーラーである扇島太陽光発電所の推定年間発電電力量（13.7GWh）の約4,500倍）が水力発電によって賄われている⁶⁰。

環境面については、流れ込み式発電（後述）に限れば、水力発電は他の発電方式に比べて、単位発電電力量当たりに必要な用地が最も小さく（0.1km²/TWh/y）⁶¹、環境への負荷が小さい電源といえる。一方、ダム開発を伴う大規模水力の開発においては、上流において水没する地域が発生することや、下流における水資源の利用に制約がでることにより、ステークホルダー間で多くの利害対立が発生することから、環境社会配慮面でのマネジメントが重要となる。

2) 水の利用方式による水力発電所の分類

ア) 流れ込み式（自流式）発電（Run-of-river）

河川流量を調整する池をもたず、自然流量に応じて発電する方式。豊水期にはすべての水を利用することができず、反対に渇水期には発電量が少なくなるという問題点はあるものの、比較的建設コストが抑えられ、環境への負荷も小さいというメリットがある。ベースロードの電源として使用される。

イ) 調整池式発電（Regulating pond）

河川の水を、一日分あるいは一週間程度分の貯水能力を持つ調整池に一旦水を貯水することで、水量を調節し発電する方式。夜間の軽負荷時に発電出力を絞って、調整池に発電用水を貯め、その水で昼間のピーク時に発電するといった利用がなされる。

ウ) 貯水池式発電（Reservoir）

河川の季節的な流量変化を、年間あるいは月間に渡り貯水する容量の池を備えた発電方式。豊水期に水を貯え、主として渇水期に発電する。河川を有効に利用できるものの、貯水のための大規模ダムを建設する必要があり、環境への負荷は大きい。

エ) 揚水式発電（Pumped storage）

発電所の上部と下部に調整池を作り、夜間などの軽負荷時に余剰電力を利用して、下池から上池へ水をくみ上げ、ピーク時間にくみ上げた水を利用して発電する方式。電力システムの運用においては、電力需給の平準化を目的とした蓄電設備として利用される。くみ上げに用いた電力量の約70%しか発電できないため、石炭火力や原子力といった安価なベース電源とセットで運用されることが前提とされる。

⁵⁹ International Energy Agency(IEA), World Energy Outlook 2012

⁶⁰ 電気事業連合会 2011 年度発電速報

⁶¹ IEA, May 2000, Hydropower and the Environment

3) 包蔵水力

エネルギー源としての水力は、利用できる水力地点について、その地形、流量などを調査し、利用可能な値を、調査時点の技術水準と経済性を加味して求めなければならない。このようにして求められた水力は包蔵水力と呼ばれる。

日本においては、技術的に開発可能な包蔵水力は136TWh/Yrであり、2008年の水力発電電力量の実績は74TWh/Yrであることから、包蔵水力のうち54%はすでに開発し、利用されていることがわかる。参考にアジア諸国の水力開発の状況を表4に示す。

表 4 アジア諸国の技術的に開発可能な包蔵水力の開発状況

国名	日本	中国	インド	パキスタン	インドネシア	ベトナム	マレーシア	ミャンマー
技術的に開発可能な包蔵水力 [TWh/Yr]	136	2474	660	204	402	123	123	139
既利用水力 [TWh/Yr] (2008年末)	74	580	115	28	12	24	6.7	4
開発率[%]	54.4	23.4	17.4	13.7	2.9	19.5	5.4	2.8

出所 World Energy Council , 2010 Survey of Energy Resources

4) 他電源との比較

水力発電は、以下のような特長を有する。

ア) Low-Carbon エネルギー

温暖化効果ガスを排出しないクリーンな電源である。

イ) エネルギー安全保障上の重要性

土木工事等必要な初期投資がなされれば、運転経費は安価で、プラント寿命も長い。また、国産の一次エネルギー源である水は、再生可能であるとともに、為替や市場の変動を受けないことから、長期にわたる安定かつ低廉な電源として期待できる。すなわち一国の自立に不可欠なエネルギー安全保障を確保する観点からも、重要な役割を担う電源となる。

エ) 系統運用上の重要性

a) 電力ピークに対応

水力発電所は他の電源に比べて、起動時間が早く（停止状態から10分以内に最大出力まで持っていくことが可能）、部分負荷特性にも優れている。従って、ピーク時間帯に対応する電源として利用されている。また、想定外の需要増加や電源脱落に備えた運転予備力となる電源としての役割も担っている。

b) 電力品質の維持および経済運用に寄与

水車発電機は水車への水の流入量を調節することで、容易に出力調整ができるため、他の発電方式と比べ、急な需要変動に対する負荷追従性に優れている。このため、生産と同時に消費が要求される電力系統にあって、系統事故や間欠性電源の出力変動といった、極めて短時間内に生じる需給のアンバランスに対応するための、瞬動予備力となる電源としても利用されている。

特に日本が世界に先駆け開発・実用化した可変速揚水発電システムでは、従来型の揚水発電システムと異なり、揚水運転時においても、ポンプ用モーターを動かす消費電力を自由に調整できることから、系統で生じた出力変動をきめ細かく吸収することが出来る。従って、太陽光発電や風力発電といった出力変動の不安定な発電の導入が増えることが期待されている状況下においては、調整力をもつ電源としての役割が期待される。加えて、夜間の負荷調整を行う火力電源の代替として可変速揚水を活用することにより、燃料費の削減、CO₂削減といった経済運用、環境負荷低減の役割も期待される。

c) ブラックスタート能力

電力系統が広域停電となった場合、復旧にあたり解列した火力発電所等を再起動するためには、計器や冷却水用ポンプといった機器（補機）を動かすための電気が必要である。水力発電所は外部電源なしに起動することが出来るため（ブラックスタート能力）、広域停電の際は最初に起動し、再起動にあたり大量の所内電力が必要なプラントに、素早く電気を供給することができる。従って、系統全体の復旧時間短縮に大きく寄与する設備であるといえる。

d) 蓄電能力（揚水発電）

既述のとおり揚水発電は、軽負荷時の余剰電力を利用してくみ上げた水を、ピーク時に使って発電する方式である。これにより、長期固定電源（流込み式水力、地熱、原子力）や太陽光、風力といった天候任せの電源からの出力を抑制することなく、効率的な設備利用を図れると同時に、ピーク対応のための電源の設備投資を抑制することが出来る。

また、軽負荷時に揚水運転をすることで、系統負荷の規模を大きくし、石炭や原子力のような単機容量の大きい電源が系統から脱落した際の系統への擾乱を、相対的に小さくするといった運用を行うことが出来る。

(2) 途上国が抱える課題の現状

1) 資金調達

水力発電はその特性上様々なメリットがあるものの、開発に当たり土木工事等の膨大な初期投資が必要なこと、長期間（一般に計画から運開まで10年程度）にわたる開発リードタイムが必要なことから、開発の促進にあたっては、資金調達が最も大きな障壁となっていると考えられる。

2) 環境社会配慮を考慮した持続可能な開発

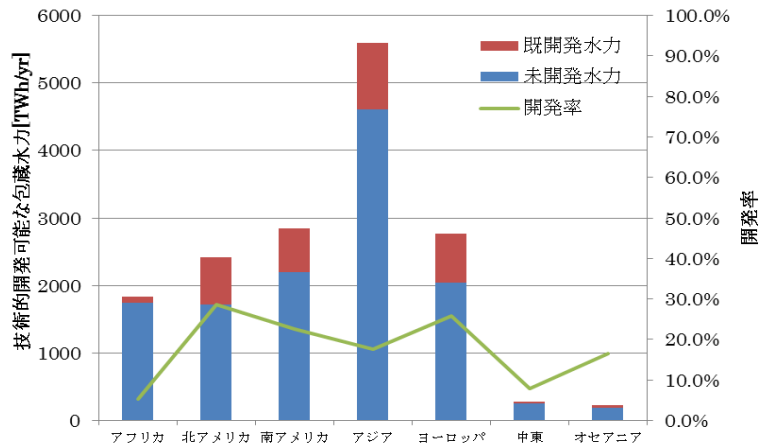
水力発電は貯水施設の建設による景観、生態系、水質等への影響や、施設構築場所に人が住んでいる場合は、住民移転の必要性が生じることから、インパクトが大きい。従って昨今の昨今の環境社会への関心の高まりを踏まえ、パブリックアクセプタンスの形成が重要である。

また、水資源は水力発電のほかに、灌漑、生活用水、水路といったものに利用されるため最適な配分を検討した上での利用が求められる。中でも、国際河川を利用する場合の上下流域国間の調整は特に留意が必要である。

このような環境社会配慮面を考慮したうえで、いかにバランスのとれた持続的な開発を進めていくかが課題となっている。

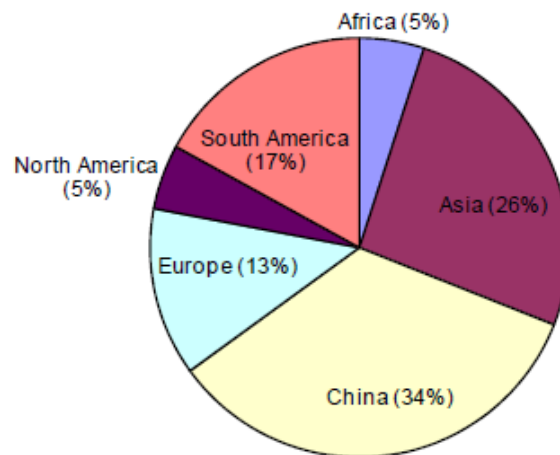
3) 地域間の格差

図 14は、地域別の包蔵水力を示す。一方、図 15は2011～2020年で導入される予定の水力発電の地域別シェアを示している。これらの図から、アジアや南アメリカは堅実な伸びが見込まれているものの、同程度の豊富な包蔵水力を抱えるアフリカのシェアは5%と少ない増を示している。これは、国政不安、環境社会問題に伴う住民の反対、さらに国際河川を利用する場合の上下流域国間の調整問題、膨大な初期投資に必要な資金調達が困難であること等が支障となっていると考えられる。水力発電の開発は、クリーン開発メカニズムの枠組みにおいて数多く予定されていることや、世銀グループの新規借款額も2003年以降、堅調に伸びていることから、途上国での水力開発は先進国からの援助を中心に進められていくものと考えられる。



出所 : World Energy Council , 2010 Survey of Energy Resources

図 14 地域別、技術的に開発可能な包蔵水力



出所 : World Energy Council , 2010 Survey of Energy Resources

図 15 2011年～2020年の間に導入される水力発電の地域別シェア

(3) 援助ニーズと目指すべき開発目標

開発にあたり、当該国政府はまず、自国における水力発電ポテンシャルの抽出を行う必要がある。こちらは新規地点の洗い出しだけではなく、既存の水力発電所のリハビリ評価や既設多目的ダムを利用した水力発電所の建設可能性調査も合わせて検討する必要がある。

資金調達の面では、政府が主体となって、開発資金を呼び込むための政策、市場設計等、事業者のリスクを低減する（すなわち公的機関とリスクを分担する）仕組み・制度の導入

を行うことが求められる。至近の開発例としては、ラオス政府が外国企業と共同で出資し、世界銀行、アジア開発銀行や多数の民間金融からの借り入れにより実現した、ラオス国のナムトゥン2水力発電事業（2010年4月運開）がある。

持続可能な開発の観点からは、環境社会配慮面において、環境アセスメントをより上位の計画段階や政策段階で適用する戦略的環境アセスメント（SEA）の実施や、各ドナーの環境社会配慮ガイドラインの適切な運用、加えて国際水力発電協会（IHA）による「Hydropower Sustainability Assessment Protocol」や民間金融機関・IFCが作成した環境社会配慮ガイドラインである「エクエーター原則」等の動向にも留意することが望ましい。また、パブリックアクセプタンスを得るためには、開発の各ステージにおけるステークホルダーの関与、公衆に対する開発計画や水力発電の役割に関する情報発信が重要である。さらに、国際河川を利用するにあたって、流域国間の調整においては、メコン河委員会（MRC）やナイル流域イニシアティブ（NBI）といった多国間の協調枠組みによる調整努力の継続が重要である。

(4) 国際的援助動向及び業界の動向

先進国の協力によって、開発途上国における水力発電の開発を促進する方策としては、クリーン開発メカニズムが注目されている。2012年12月1日現在、クリーン開発メカニズムの登録プロジェクトとして、全体件数の29%にあたる、1482件の水力発電開発プロジェクトが登録されている⁶²。

また、G20サミットの宣言において、コンゴ民主共和国の「グランド・インガ水力」が、インフラ投資の11のモデルプロジェクトの一つとして指定され、国際開発金融機関によるプロジェクトの推進が求められている。

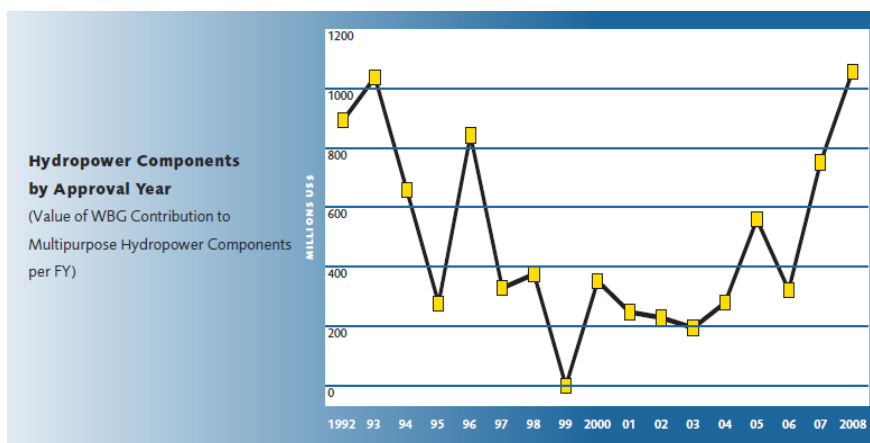
一方、世界銀行の動向としては、水力開発に係る新規借款額は2002-2004年に一年あたり250百万米ドルであったものが、2005-2007年で一年あたり500百万米ドル、2008年には1,000百万米ドルを超えている（図 16参照）。承認されたプロジェクトの大半はアフリカ地域（セネガル、コンゴ民主共和国、シエラレオネ及びウガンダ）とアジア地域（ラオス、インド）のものであり、東ヨーロッパ（ウクライナ、マケドニア、グルジア）でもいくつかのリハビリ案件がある。参考のため、同じ期間における日本の水力開発に係る新規円借款の推移額を図 17に示す。

またアジア開発銀行の動向としては、多目的ダムを伴う貯水式水力発電所の建設について、経済面及び環境社会配慮面を考慮したうえで、実現可能な案件を支援していくと述べるにとどまっている⁶³。承認されたプロジェクト例としてベトナムのソンブン4水力（2008年承認、196百万米ドルの借款）、キルギスの水カハリハビリ（2012年承認、40百万米ドル

⁶² 国連環境計画リソセンターホームページ <http://cdmpipeline.org/>

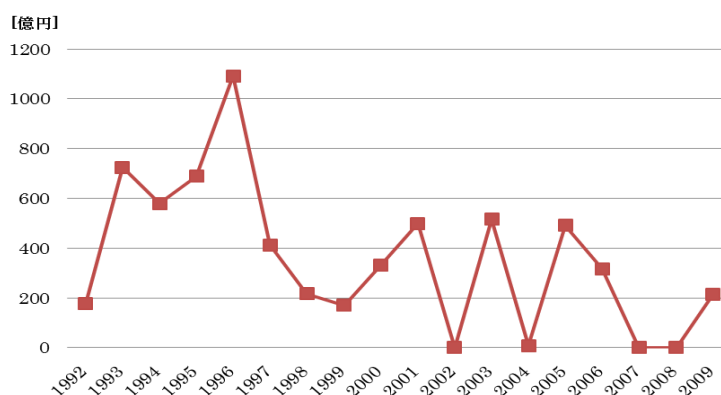
⁶³ Asia Development Bank. 2009. Energy Policy

のグラント及び15百万米ドルの借款)、パキスタンとのパトリンド水力(2011年承認、97百万米ドルのプライベートセクターローン)、などがある。



出所：The World Bank Group. 2009. Directions in Hydropower

図 16 世銀グループの水力開発に係る新規借款額の年度推移



出所：JICA HP「円借款案件検索」より水力発電プロジェクトを抽出して集計

図 17 日本の水力開発に係る新規円借款額の年度推移

(5) 我が国の優位性／リソース制約

日本の主要水力発電機器メーカーである、東芝、日立三菱水力⁶⁴の世界市場における納入実績は水車容量ベースで、東芝は約52GW(うち日本国内で20GW)⁶⁵、日立三菱水力は約

⁶⁴ 2011年に日立、三菱電機、三菱重工の3社の水力発電事業を統合して発足

⁶⁵ 東芝(株)ホームページ http://www.toshiba.co.jp/thermal-hydro/hydro/history/index_j.htm

91GW（うち日本国内で31GW）⁶⁶である。両社合わせて143GW（世界の容量874GWのうち16%）となっており、Alstom（仏）、Andritz（奥）、Voith（独）といった欧州メーカーに比べると海外市場におけるシェアは比較的小さい。

また、揚水発電については、日本の導入実績は2011年末において30GWで世界一である⁶⁷（次いで、中国24GW、米国20GWとなっており、EU全体では45GW、世界全体では140GWである）。このことより、揚水発電の導入を検討しているスリランカ、ベトナム、トルコ、インドネシアといった国から、豊富な開発経験を持つ日本の協力に対し強い関心が寄せられている。加えて、先述の可変速揚水発電システムは、日本が世界で初めて実用化し、導入実績も多く、優位性のある技術であることから、揚水発電の導入を検討している国においては、あわせて同システムの導入可能性を検討すべきと思料される。

(6) JICAの協力量針

水力発電は、他の電源にはない多数の特長を持つ電源であることから、包蔵水力を有する多くの途上国において、高いニーズが存在する一方、広く世界中で古くから利用されている発電方式であることから、我が国の優位性を活かした案件を形成することが必ずしも容易ではないことは事実である。

しかしながら、輸出可能で豊富な天然資源を有し、かつ未開発包蔵水力を有する途上国において、純国産エネルギーとなる水力開発の推進を協力することは、当該国のマクロ経済運営上も好ましいだけでなく、地球環境の保全及びエネルギー安全保障の観点からも望まれるところである。また、我が国の国益の観点からも、化石燃料の消費急増を抑制することにつながり、殆どの化石燃料を輸入に頼る我が国のエネルギー安定供給に間接的にはあるが大きく寄与するものであり、電源開発の重要なオプションの一つとして検討していくことが望ましい。一方で、近年の国際的な環境社会配慮への関心の高まりを踏まえ、開発と環境を両立しうる適当な案件を慎重に選択するとともに、案件形成を慎重に行うことが肝要である。

過去の有償資金協力の事例においては、施設建設に伴う被影響の範囲について、実施機関とプロジェクトによる被影響を主張している者（主に土地所有を主張している者）との主張が折り合わず訴訟に至った例、被影響範囲が確定している土地についても、補償手続きが遅延している例、相手国が内貨予算で実施する部分のうち、発電所の建屋の建設において、放水路の詳細設計に長期間を費やしたうえ、鉄筋調達の遅延、受注した現地土木事業者の不慣れなどにより完成が遅延した例、同じく内貨予算で実施している貯水池の建設

⁶⁶ 日立三菱水力（株）ホームページ <http://www.hm-hydro.com/achievements/deliveries.html>

⁶⁷（出所）International Energy Agency, Technology Roadmap Hydropower

において、受注業者の実施能力に問題があったため、契約を取り消したが、その際に受注業者との間で訴訟となり再入札が遅れ完成が遅れた例、取水堰の新設に当たり、河川両岸の2州で水利権の調整がつかなかったため取水堰の着工が遅れた例などがある。これらの教訓を踏まえて、当該分野における今後の案件形成においては、案件形成段階においては、ステークホルダー会議等を通じ、被影響住民に対する情報公開、補償方針説明の充実を図るように実施機関に求めるとともに、援助実施中においても、相手国が内貨予算で実施している部分を含めた事業全体の進捗状況を的確に把握し、事業が遅延したりしないように必要に応じて適切な助言を行うなどの措置を講ずる必要がある。

(7) 案件形成上の留意点

水力発電所は計画から運転開始までのリードタイムが非常に長いため、息の長い協力が必要とされる。水力案件の案件形成や実施に当たっては、特に①水文、地質、地形等の十分な解析、②送電系統との接続、③適切な環境社会配慮（法制度、許認可、生態系、森林、住民移転、用地買収等）等の点に十分な留意が必要である。また、流域変更が生じる可能性もあり、変更後の下流地域の住民等への配慮が必要である。

本邦技術の強みを活用できる大容量の可変速揚水発電システムについては、揚水発電のニーズと適したサイトがあり、系統設備容量が大きく、日負荷変動の大きい国においては導入の効果が大きいものの、そのような条件を備えた開発途上国は限られるものと考えられる。一般水力については、過去に日本企業が機器を納入した既設発電所のリハビリ案件であれば環境面の負荷も小さく検討しうる。新設案件に関しては本邦企業が優位性を有する分野は必ずしも多くないと考えられるが、本邦企業の意見等に耳を傾けつつ、案件毎に検討していくことが現実的と考えられる。

2-3-6 小水力発電

(1) 小水力の定義

小水力にかかる国際的に統一された定義は存在せず、我が国の場合、10MW 以下を小規模水力、10MW 以上 100MW 以下を中規模水力とした目安としている⁶⁸。海外では、各国が関連規制（電気事業法、環境手続き、補助金、優遇税制等）により独自に定義しているが、10MW 以下を小規模水力、100MW 以下（30～50MW が中心）を中規模水力と呼ぶことが一般的である。なお、中規模水力は、一般的に土木設備の規模建設や、必要とされる環境手続き、発電所運用の観点から比較的大規模水力に近い。そのため、特に 10MW 以下の小水力に焦点を当てることとする。

⁶⁸ 新エネルギー財団（NEDO）「マイクロ水力発電導入ガイドブック」による規定。

水力発電の発電原理は規模にかかわらず同一である。小水力も水流により水車タービン／発電機を稼働させて発電する方式であり、発電出力は使用する水量（トン毎秒）と落差（メートル）で出力が決定される。一般的には土木施工費用の低減化を狙った既設利水設備（灌漑、浄水場等）に設置した従属運転型電源⁶⁹や設備利用率の最大化による発電コスト低減化を狙ったベース電源として活用されることが多い。

小水力のメリットとしては、土木設備（取水堰、導水路等。コストメリットの観点からダムが設置されることは小水力では稀である）が小規模で済むことから、環境社会インパクトが少なく、比較的短期の開発期間（2年程度）で運転開始が見込め、設備利用率は高く、耐用年数についても同様規模の他の発電源と比較して長期間であることから、長期的な発電コストは相対的に低くなる。また、技術的には成熟しており、他の同規模の発電方法（ディーゼル等）と比較して機械的に強く、かつ燃料を必要としないことから、運転・保守管理にかかる技術および費用負担が少ないことがあげられる。

一方、デメリットとしては、「出力が小さい割には建設費用が高い」ことにある。一般的に他の発電方式がkW当たりの建設単価が十万円のオーダーである一方、小水力は百万円のオーダーとなることが一般的⁷⁰である。ただし、オフグリッドにて導入が可能な小規模電源での比較の場合、風力よりは高額ではあるものの、太陽光、ディーゼル発電よりは安い（表2参照）。

(2) 途上国の状況（小水力導入にかかるニーズ）

系統が脆弱かつ発電設備容量が小さい開発途上国においては、条件があれば地方部の主幹電源の役割を担うことも可能である。

一般的に開発途上国の電力開発は、経済開発の牽引役を担う電力大需要地を中心に進められ、都市部近郊への電源設置（主として化石燃料系）や、地方部の大規模電源（大規模水力等）と長距離送電の組み合わせといった形態で進んできた。

一方、地方部の電化は、①小型ディーゼル等小規模電源を利用したミニ／マイクログリッドの構築や、②都市部電力系統の延伸により電力供給を行うケースが多い。ただし、「①」については、ディーゼル発電は燃料調達／運搬コストや維持管理リスクが高い。また、「②」

⁶⁹ 電力負荷の変動ではなく、利水設備の自然流況にあわせた「水にまかせた」運転をする方式。

⁷⁰ 小水力発電の建設費用の大部分は水路等土木設備費用であり、機会費用は小さい。既存水利設備が利用できる場合や地形に恵まれている場合は、土木費用の削減が可能となるため、建設単価が大きく削減される場合もある。

は、一般的に途上国の電力系統は脆弱⁷¹であることから、効率性および安定性の観点から課題が多い。

小水力発電は、運転保守管理費用が廉価な電源であり、水量が持続的かつ安定的に確保できれば、地方部における短期開発可能な地産地消型電源として位置付けることが可能である。また、小水力発電が脆弱な系統の末端部に設置される場合、当該地域における電力供給の安定化に加え、中央と末端を結ぶ送電系統の安定化およびロス低減にも貢献することも可能である。

ただし、前述のとおり、小水力は発電コスト（kWh 当たりのコスト）が他の大規模電源との比較で高額であることから、大規模需要地への電力供給等、他の大規模電源との経済性比較を求められるような用途には不適である。また、基本的に高額な電源であることから、①イニシャルコストの低減（既存水利施設の有効活用、アクセスインフラの新設が不要な地点の選定等）、②民間ベースの開発促進を企図する場合には FIT の導入といった、収益性の向上にかかる施策との組み合わせが重要である。

(3) 小水力開発を進めるにあたって確認すべき事項

小水力発電のメリットを最大限生かすためには、コスト的に優位な他発電方式の電源と競合せず、設備稼働率の最大化、土木施工費用の低減化を図ることができるサイトを見つけることが極めて重要である。そのためには以下の確認が必要である。

1) 電力の用途

前述のとおり、都市部等、他の電源と競合する地域は避け、地方部（脆弱な系統の末端部や主幹系統との関係がない小規模な独立系統）が望ましい。現地の需要家数／需要形態、供給対象、将来的な電力供給計画を確認、中小水力の発電特性⁷²に見合った地域であるかを確認する。

2) サイトの状況

水文データ（経年的なもの）、地形、自然環境、地点へのアクセス、系統への接続方法等。中小水力発電は基本的に高額な電源であることから、発電コストの低減化を追求すべく、発電に利用可能な水量および施工費用に影響を与える地形、アクセス、系統への接続については他の発電方式の開発計画よりも、入念な確認を行う必要がある。

3) 運転保守管理体制

⁷¹ 一般的に途上国の系統は低圧（100kV 未満。30kV 程度も多い。）かつ少ない回線数にて長距離を送電するケースが多く、送電ロスが大きく系統事故による停電も起きやすい。

⁷² 独立系統の場合、需要規模／形態によっては発電設備の運用が制限される場合もあることから、事前の確認が重要。

運営主体、料金回収体制等。一般的に当該発電方式は地方部や農村に設置されるケースが多く、運転保守管理体制に問題があるため、中央の電力事業者（電力公社等）からの支援を確保できる仕組みが必要な場合も存在する。

4) 中小水力開発にかかる優遇制度の有無

国によっては再生可能エネルギーの導入促進のため、FIT 等、開発にかかる優遇措置を講じている場合もある。

(4) 国際的援助動向

詳細実績については確認できないが、昨今の再生可能エネルギー利用促進の観点から各ドナーも一定程度の注力はしている模様である。

(5) 我が国の優位性／リソース制約

小水力発電自体は一般的な水力と同様、技術的に成熟しており、水文等、上記したような事項が確認されれば設計／建設自体は高度ではなく、各国メーカーが対応可能である。そのため、コスト競争の側面が強く、高落差小水量といった例外的なケースを除き日本企業の優位性は極めて低い。

日本のメーカーとしては、従来小水力がニッチ産業であったことから、中小企業が製造ノウハウを蓄積していたが、近年は、国内における再生可能エネルギー開発の高まりを受け、大企業（富士電機、東芝電力システム他）も参入しつつある。

(6) JICA の協力量針

小水力発電は、設備容量が少ないこと、発電コストが高いこと、日本企業の優位性が高くないことを踏まえ、地方電化が我が国協力の重点分野である、日本企業による当該国への市場参入の意欲が非常に高い、無償資金協力が供与可能といった条件が整う場合には、通常型電源との経済比較となるような用途（たとえば基幹系統に連係し大需要地へ電力を供給）は避け、運転・維持管理にかかる技術・費用負担が少ないメリットを十分に活かすことができる地方電化における地産地消型電源として導入を検討していく。また、小水力分野は、中小企業や NGO の関心もありうる分野であり、これら活動が良好な取組みである場合には、積極的に側面支援を行う。

その際、小水力開発の一番のボトルネックは、ほぼ建設コストに起因する発電コストの高さにあることを踏まえ、右コスト高をカバーできる施策（無償資金協力、低利融資、FIT

等)との組み合わせの検討を行う。また、他の水利施設の有効活用による土木施工費用の削減も最大限に考えるべきである。

小水力発電の案件形成は、エンジニアリング調査の対象地域は小さいものの、流域の水文調査、系統調査等、その他の必要な調査項目は、いわゆる一般的な中規模水力調査と大差はなく、小水力建設費用との比較で高額となることが想定される。ついでには、地域開発計画、農村開発計画、灌漑開発計画といった他セクターの開発計画策定の際に、小水力を1つのコンポーネントとして組み込む、もしくは一つの流域全体における小水力開発マスタープラン策定といった形で、調査にかかる負担を軽減することも検討する。

2-3-7 地熱発電

(1) 電源の特性

地熱エネルギーとは、地中深く地球内部に蓄えられた熱源のことである。この熱源により熱せられた地下循環水が、地熱貯留槽と呼ばれる地下構造に滞留しており、これを掘削により熱水・蒸気として取り出し利用する。蒸気としてタービンを回し発電に利用する他、熱源として農業用の温室や魚の養殖などに利用されることもある。

地熱発電は、その安定した出力によりベースロード電源として利用される。その他、温室効果ガスの排出が少ない再生可能エネルギーとしても注目を集めており、またエネルギー安全保障の観点から、純国産の電源としても期待されている。しかしながら、地熱資源には地域的な偏在性（主に環太平洋火山地帯、アフリカ・リフトバレー（大地溝帯）地域、アイスランドなど）があり、どの国でも開発できるものではない。また地熱ポテンシャルが見込まれている国においても、資源探査のコスト、特に掘削時のリスクが大きいため推進に踏み切れない国の例も散見される。その長所・短所は次のとおりである。

長所	短所
<ul style="list-style-type: none"> ・ 安定したベース電源として利用可 ・ 純国産エネルギー ・ 燃料不要の再生可能エネルギー ・ CO₂ 排出量が少ない ・ 熱源の直接利用も可能 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 資源探査コスト・リスクが大 ・ 地熱資源の偏在性と資源量の限界性 ・ 需要変動に応じた細かい運転調整は不可 ・ 維持管理のための技術力・費用が必要 ・ 発電規模は比較的小さい

(2) 地熱開発の流れ

地熱開発は、資源探査から発電所運開までに約 10 年を要する。その主な流れは以下のとおりである。

1) リモート・センシング

資源探査においては、掘削地点を選定するために、広い地域から掘削の点の位置まで徐々に調査範囲を狭めていく方法を取る。このため、第一に、広い地域をカバーするために衛星画像データを駆使した「リモート・センシング」による有望地点の概査を行う。近年は衛星画像技術の発達により、赤外線画像解析による地表温度分布の概査、スペクトル分析による地表変質岩帯分布の概査、地形解析による断層などの地質概査を行う。これらの画像解析を複数組み合わせることで、地表調査ターゲット地点の選定を行う。ただし、地表が深い植生に覆われている場所などでは精度が劣ってしまうという弱点がある。

2) 地表調査

リモート・センシングにより選定されたターゲットにおいて、実際に踏査し、地表調査を行う。地表調査では、有望な地熱地帯の絞り込みと掘削に係るリスク（貯留槽を外すリスク）を低減するために、様々な調査を段階的に実施する。

第一に、地表踏査を行い、熱水による変質岩の採取、温泉湧出地においては温度計測や、温泉水サンプルの採取を行い、これらを試験室で分析する。その化学組成、変質岩の分布などから、地熱貯留槽の存在や大よその有望性を判断する。

地表踏査による地質・地化学調査で有望性を確認し、特に有望な貯留槽の存在が期待される場合には、試掘の精度を高めるため物理探査と呼ばれる探査を行う。これは、地下の貯留槽の深さや広がりなどの大よその分布を探るための探査で、地下構造の電気抵抗の違いから地熱貯留槽を判別する地磁気地電流探査（通称 MT 探査：Magneto-Telluric 探査）や、地下構造の密度分布の違いを測定する重力探査などから構成される。

これらの調査を複数組み合わせることにより、次の段階である坑井調査、いわゆる「試掘」のターゲット選定の精度を向上させる。

3) 坑井調査

地表調査により貯留槽の場所を推定し、掘削のターゲット選定を行った後は、より詳細な貯留槽評価（地熱資源の量・種類などの評価）を行うために、調査井の掘削を行う。掘削した坑井の圧力、温度の他、掘削で出てきた岩石の地質調査を行い、貯留槽評価に必要なデータ収集を行う。ここで掘削した井戸は、生産井、還元井などに転用されることもある。

4) 噴気試験

掘削により地熱貯留槽を掘り当てた場合は、噴気する蒸気と熱水の噴出量、温度、圧力、化学成分などのデータを観測し、実際に発電に利用できる蒸気量であるかを確認する。さらに長期間（1年間に渡る場合も有り）の噴気試験により、噴出量、温度、圧力の変化を観測し、限りある地熱資源の減衰率を概算する。

5) 地熱貯留槽評価

1) ~4) の調査で得られた各種データを基にコンピュータによる貯留槽シミュレーションを行い地熱資源の量・種類を特定する。また、この結果から発電所の最適な規模を決定するシミュレーションを行い、想定される発電規模からの経済性評価をも行うことが可能となる。

6) 環境影響評価

地熱開発を推進するに当たり、環境社会配慮を行う必要がある。一般的に地熱資源は国立公園近傍等の貴重な環境資源を有する地域に存在することが多く、開発に際しては詳細な環境影響評価や環境負荷軽減措置を講じる必要がある。例えば噴気に伴う硫化水素等の大気放出への対策として脱硫装置を取り付けることや、有害成分を含む熱水の地下への還元などが挙げられる。このように地熱開発を推進するに当たり、環境保護との両立が成功の鍵となっている。

7) 発電所建設

その後、発電に使用できる蒸気量・質を基に最適な発電所の設計を行う。基本的な発電の仕組みは火力発電とほぼ同じである。火力発電の場合は、石炭を燃焼し、ボイラーで水蒸気を発生させ、この水蒸気を利用してタービンを回転させ発電を行うが、地熱発電の場合は一般的には地下からの水蒸気交じりの熱水を蒸気と熱水に分離し、この蒸気を利用してタービンを回転させる。通常、1本の蒸気井では発電に十分な蒸気を得ることは出来ず、このため複数の蒸気井から発電所に蒸気を掻き集めるための蒸気パイプラインを、広大な地熱発電工区に渡り建設する必要がある。

項目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目
1. 地表調査									
・地質地化学調査	■								
・物理探査	■	■							
・ターゲット選定		■	■						
2. 坑井調査									
・土木工事		■	■	■					
・調査井掘削		■							
・生産井掘削			■	■	■				
・還元井掘削			■	■	■				
3. 噴気試験									
・短期噴気試験		■	■	■					
・長期噴気試験					■	■			
4. 総合解析									
・発電計画					■				
・貯留槽評価					■	■			
・経済性評価						■			
5. 環境調査									
・環境影響評価						■	■	■	
6. 建設・試運転									
・設計					■				
・蒸気設備							■	■	■
・発電設備							■	■	■
・送電線							■	■	■
・試運転									■

図 18 日本での一般的な地熱開発の流れ

(3) 我が国の援助リソース

我が国は世界有数の火山国であり、豊富な地熱資源に恵まれていることから、地熱開発・発電に関する技術が蓄積している。しかしながら、地熱探査、坑井掘削、貯留槽評価等の資源探査の段階では、他の地熱開発先進国（米、加、アイスランド、ニュージーランドなど）と比較して特段に秀でているというわけではなく、国際的に標準的なレベルと言える。

他方で、我が国が圧倒的な優位性を持つのはタービン製作技術である。特殊な耐腐食加工等に秀でており、耐久性に関しても定評があり、実績ベースでは世界市場の実に 67% を占めている（2010 年初頭までに製作されたタービンの容量での比較：図 19 参照）。これら世界トップクラスのタービンメーカーは東芝、富士電機、三菱重工等である。

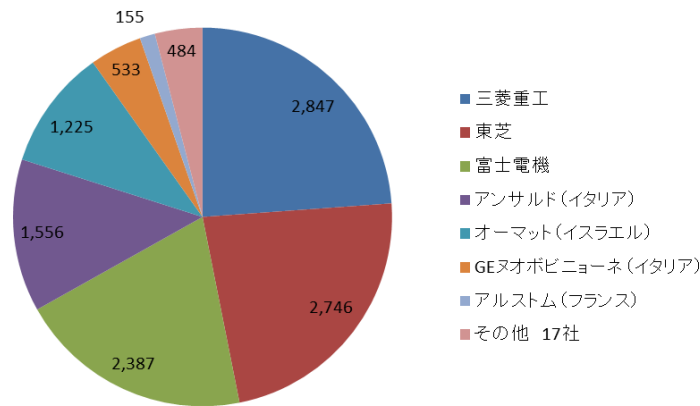


図 19 世界のタービンメーカー（単位：MW）

(4) 途上国が抱える課題・援助ニーズ

一般に地熱開発の初期段階における地熱資源探査、とりわけ坑井調査における掘削においての大きなコスト／リスクが、地熱開発のボトルネックとなっている。現状では掘削調査により地熱貯留槽に遭遇する確率は50%以下と言われており、また開発途上国では貯留槽評価を簡易手法で行っていることが多く、評価の精度が低いため、掘削成功率を低下させる要因となっており、掘削リスクの増大を招いている。

インドネシアでは、地熱発電事業にIPP等の民間事業者が参入しているが、試掘のリスク等があり、民間企業が探査権を得ても、実際の発電所建設まで進むことがなかなかできない状況があった。このため、国主導で初期調査を行い、掘削リスクを減少させ、民間企業の参入を促進するため、世銀や各ドナーによりファンドを設置している。これにより、国主導だけではなく、民間による地熱開発の促進を進めている。

アフリカ・リフトバレー地域では、資源探査段階のリスク軽減に向けた、試掘への資金協力を支援が集中している。しかしながら、この金融ポートフォリオが小さい場合（例えば1本の掘削への資金援助など）、失敗することで事業そのものが頓挫する可能性があることから、リスク回避としては機能し難い。そのため、金融面のリスクヘッジは、ファンドの規模がある程度大きくなって初めて効力を発揮する。例えば、最初の6本の掘削を失敗したとしても、続く4本で成功したとしたら、全体としては将来的な発電事業によりコスト回収が可能となる。これを踏まえ、ケニアのように有望性が見込まれる地熱地帯においては9本～30本程度の規模で、ドナーによる試掘支援が集まっている。

しかしながら、試掘の資金援助を行うことは、援助機関が試掘のリスクを肩代わりしている（金融面のリスクヘッジ）のみで、リスクそのものの低減、つまり掘削成功率の向上には繋がっていない。資金面でのリスクの回避ではなく、技術的な掘削リスクの低減（つ

まり掘削成功率の向上)を行うには地表探査の精度を向上させ、ターゲット選定の精度を向上させると同時に、狙ったターゲットを正確に掘るための掘削技術の向上が必要である。

また、地熱発電事業全体のリスクを低減させるには、貯留槽評価の精度を向上させ、より最適な発電規模を特定し、それを基にした経済性評価を行う必要がある。これにより、事業そのものの採算を予測しやすくなり、全体のリスク低減を達成することが出来る。

(5) 国際的援助動向

1)インドネシア

IPPをはじめ、試掘を進めるためのファンドの形成支援が行われており、インドネシアでは、世銀やKfW等が支援を行っている。また、JICAは、地熱開発マスタープランの策定支援に加え、国営企業案件に対する円借款供与、ファンドスキームや固定価格買取制度などのIPP促進のための政策制度提言、地熱資源評価能力向上のための技術協力等を実施している。

2)アフリカ

現在、援助機関による地熱分野での支援は、地熱資源が確認されながらも、これまで試掘資金不足により開発が進んでこなかったアフリカ・リフトバレー諸国に集中している。特に、地熱資源の発電への有望性が確認された地点においては、上述のとおり、試掘への資金援助が集中している。アフリカ開発銀行、世銀、ドイツ(KfW)、米国(USAID)、フランス(AFD)などが試掘支援の主なプレーヤーとなっている。また、このうち、KfWはAU、ドイツ経済協力開発省、EUアフリカインフラトラストファンドの共同出資による地熱リスク軽減ファシリティ(GRMF)の窓口となっており、アフリカリフト国のうち5カ国(ケニア、エチオピア、ルワンダ、タンザニア、ウガンダ)への試掘支援を行っている。

また、試掘に至る前の地表調査など探査についてはアイスランド、ドイツ、ニュージーランドなどがタンザニア、ウガンダ、ルワンダなどで行っている。その他、GEFやUNEPによるバスケットファンドであるARGeoの資金も探査に利用されている。

3)世界全般

アイスランドは大規模な人材育成プログラムを擁しており、自国に招いて3ヶ月の短期コースから、2年間の修士プログラムまでを提供しており、参加者・卒業生はアフリカリフト地域の地熱開発関係機関の要職に就いている。

発電部分に関しては、最近ではIPPなどの民間リソースで行おうとする動きが加速しており、援助機関による参入は今後減少していくことが予想されるが、現在のところ、我が国のほか、世銀、フランス(AFD)等が、主たるプレーヤーである。

(6) JICA の協力量針

過去の当該分野における協力では、必要蒸気量が確保できていなかったために、発電所を改修したものの定格出力での運転が出来なかった事例もあった。この主な原因は持続可能な地熱資源採取が行われていなかったことによる。地熱貯留槽は限りあるもので、発電に利用できる蒸気量は、適切な維持管理を行わない限り必ず減少し、やがては枯渇する。これを防ぐためには、還元井を掘削し発電に利用した熱水を地下に還元し、また蒸気量の減少に合わせて追加の生産性を掘削することが必要である。また、貯留槽評価の段階で蒸気の過剰採取とならない、持続可能な定格出力を設定する必要もある。上記の事例では、蒸気量減少の原因は、そもそもの設定されていた定格出力が過剰採取であったことに加え、熱水還元を行っていなかったことが挙げられる。またその後、還元井を掘削したものの、生産井にあまりにも近すぎたがために、逆に蒸気を冷却して蒸気量をさらに減少させる結果となった。ここから得られる教訓は、過剰採取とならない蒸気生産量の見極めを行うための緻密な貯留槽評価実施と、適切な追加生産性掘削及び還元井掘削を含む維持管理計画立案への技術支援の重要性である。(近年ではこのような失敗を防ぐために、大型のプラント建設を行う前に、小出力の据付型プラントを先に設置し、蒸気量の推移にかかる十分なデータ採取を行うとともに、プラント設計・建設を行う期間にも電気を生産し、無駄な蒸気を削減するアプローチを採用するディベロッパも散見される。)

また、途上国での課題を踏まえると、地熱井の掘削については、資金の問題と併せ、成功率を向上させるための技術力の向上が重要と考える。具体的には、それぞれの国の状況に応じた「地表探査／掘削ターゲット選定／掘削技術／貯留槽評価等」のそれぞれのステージに対する技術協力を進めていくことが肝要である。先述のとおり、地表探査・掘削ターゲット選定の精度向上は、掘削の成功率を上げることで、失敗のリスク低減につながり、掘削技術の向上は同様にリスクを低減すると同時に、坑井の品質向上にもつながり、これにより将来的なメンテナンスコストの削減にもつながる。

併せて、地熱開発計画策定等への技術協力ニーズも存在することから、マスタープランが作成されていない国に対しては、地熱開発マスタープラン策定への協力をを行い、同時にOJT形式で組織運営・掘削管理、貯留槽評価などの技術移転を図ることも有効である。これにより無駄の少ない、つまり採算の取れる地熱開発を促進し、一国の地熱開発事業全体のリスク低減へと大きく貢献することが出来るものである。

2-3-8 風力発電

(1) 電源の特性

風力発電は、風の運動エネルギーを風車（風力タービン）により回転エネルギーに変換し、その回転を発電機に伝送し、電気エネルギーを作り出す発電システムである。再生可

能エネルギーであることはもちろん、太陽光発電と比較して、昼夜の出力差が小さいことが特徴である。しかし、風速の変動に伴い出力が変動する、ブレードに鳥が巻き込まれバードストライクが発生する、騒音被害や低周波が発生する等のデメリットも有している。

風力発電の発電容量は、①ロータ径（風車の直径）が大きくなるほど発電効率が向上すること、②高所の方が効率よく風を捉えることができることから発電コストの経済性が増すため大型化する傾向にある。しかし、大型化により初期投資額が増大するため、諸条件を勘案したシステムサイズの最適化が必要である。一般的に風力発電に適した地域は僻地が多いため、設置にあたっては既存の送配電線の位置等既存設備との接続に留意が必要である。

(2) 導入地域

風力発電所の設置にあたっては、風況の良い場所の選定が必須である。一般に、風速の目安は年間平均風速 7 m/s 以上とされているが、風況が強すぎる場合は発電には適さないことにも注意が必要である。特に米国中央部や中国西部、英国、アルゼンチン南部等が風況に恵まれている。また、豪州沿岸、南アフリカ、アルゼンチン南部等は 1 年を通して風況に恵まれている。

一般的な傾向と併せ、実際に風力発電所を設置する際には、少なくとも 1 年程度の風況調査を実施する必要がある。これらの調査に基づき、風力発電の適否や、設置する風車の大きさ（容量）等を決定することが可能となる。このため、太陽光発電等と比較し、設置までの調査の期間が長くなる。

また、風車は一般的な建設物より高いことから、雷等の影響も考慮する必要があるため、気象条件の傾向等も調査する必要がある。

(3) 風力発電機の種類とコスト

陸上に設置するタイプと、洋上に設置するタイプの 2 種類に大別される。陸上風力発電は、洋上風力発電に比べ建設費用が安い傾向がある。表 5 に風力発電の建設コスト及び運転コストを示す。洋上風は平均風速が大きく、風の乱れが小さい為、洋上風力発電の方が安定した大出力の電力を得やすい。尚、洋上風力は水深が深くなる程、建設コストが大きくなる。

このような状況から、風力発電の設置に関しては、当該地域の気象や地形に応じた調査を行い、適切なサイズの発電機を設置する必要がある。

表 5 風力発電の建設コスト 及び 運転コスト

	陸上風力	洋上風力
Investment costs, million (million US\$/MW)	1.4~2.6	3.1~4.7
Operation and maintenance costs (US\$/MWh)	12~32	21~48
Lifecycle cost of energy (US\$/MWh)	70~130	110~131

出所：World Bank(2011), Greening the Wind

(4) 導入見通し

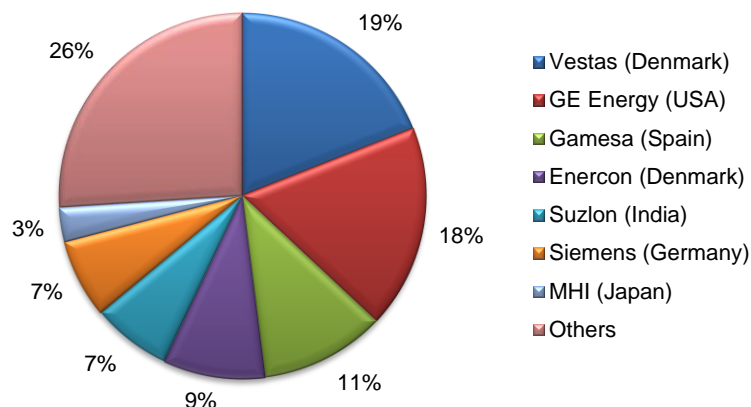
IEA は、風力発電のロードマップにおいて、2050 年には年間発電量約 5,000 TWh 以上に達すると予測しており、これは世界の発電電力量の約 12 %に相当する量である。地域別の発電電力量を見ると、2050 年時点で中国の 1660 TWh が最も大きく、今後の増加割合はアフリカ地域が最も大きくなると予想されており、将来的に風力発電が基幹エネルギーの一つとなることが期待されている。

ちなみに、北アフリカ地域では、サハラ砂漠の過酷な自然環境を活用し、風力発電や太陽熱発電を行い、都市部や欧州等に電力を送るデザーテック構想⁷³等も進められている。

(5) 日本企業の優位性／リソース制約

風力発電メーカーのシェアを図 20 に示す。風力発電の開発が盛んな欧州地域のメーカーが上位を占めている。本邦メーカーとしては三菱重工や日立製作所（富士重工の風力事業を買収）などの大手重工・重電メーカーをはじめ、中小の企業が製造しているが、現段階ではそのシェアは低い。しかし、もともと風力発電関連技術においては、日本の製造業は高い技術力を有しており、今後の展開に期待が集まっている。また、現段階においても、風力発電機の各部材に目を向けると、軸受の分野では世界的に活躍するジェイテクト、日本精工、NTN が競争力を有しており、今後の風車の大型化に伴い、需要が増加する可能性の高い炭素繊維の分野で東レ、東邦テナックス、三菱レイヨンなどが競争力を有している。

⁷³ <http://www.desertec.org/en/global-mission/focus-region-eu-mena/>（2013 年 3 月現在）



出所：NEDO(2010), 再生可能エネルギー技術白書

図 20 風力発電メーカーのシェア（2008 年次点）

(6) 国際的援助動向

世界銀行が実施した風力発電事業に対する支援の実績を表 6 に示す。JICA においては、エジプト・ザファラーナ（2003 年度 L/A）、ガルフ・エル・ゼイト（2010 年度 L/A）等の支援実績がある。

(7) JICA の協力量針

風力発電は、気候や地形といった自然環境に大きく依存したエネルギー源である。このため、①年間を通じた風況調査（風速、風向等）、②落雷状況、③鳥類等の生息調査といった詳細な事前調査が求められる。このため、調査期間のみでも最低 1 年は必要となることに注意する必要がある。また、風力発電所は、風の強弱で出力が変動することから、出力が不安定な電源であり、電力システムに与える影響を考慮し、必要に応じてバッテリー（蓄電池）⁷⁴等の系統安定化のための方策を考慮しなければならない。また、都市部の電力消費地から離れた地方に建築される場合等、新規の送電網の建設等の発生が考えられる。このため、自然環境の状況に加え、既設の送電網の位置関係、系統安定化のためのコスト等を考慮したうえで、計画を進める必要がある。発電所と新規送電線建設が必要となった過去の案件（風力発電以外）において、発電所自体は工期どおりに完成したものの、送電線および変電所の一部建設が遅れたために効果発現が遅延した事例がある。新規送電線の建設が必要となる事業の実施にあたっては、発電所建設および送変電設備建設の両方がスケジュール通りに進捗されるよう継続的なモニタリングが必要である。

⁷⁴ バッテリーコストは、一般的に高額になることに注意が必要。

なお、風力発電は、再生可能エネルギーの中でも発電単価が比較的安い電力であり、一般に太陽光に比べて同一設備容量において年間発電量が多く、再生可能エネルギーの中では優位性を持つ電源である。このため、上記条件がクリアされる場合には、有効な支援策となるものとする。また、大型の洋上風力発電技術の開発・商業化において、将来的に我が国が世界をリードする可能性があり、今後の業界動向を注視する必要がある。

表 6 世界銀行の風力発電に対する支援実績

FY	Country	Financing, million US\$	MW	FY	Country	Financing, million US\$	MW
1993	India	87.2	85.0	2007	China	67.0	100.0
1996	Sri Lanka	3.8	3.0	2007	Mexico	20.5	83.3
1999	Cape Verde	2.7	3.0	2007	Poland	2.8	22.0
1999	China	13.0	21.0	2008	Bulgaria	40.0	156.0
2003	Colombia	2.1	19.5	2008	Jordan	6.0	65.0
2005	China	67.0	100.0	2009	Chile	70.0	46.0
2005	Philippines	1.5	33.0	2009	Czech Republic	27.8	18.5
2006	India	8.0	75.0	2009	India	40.0	132.8
2006	Armenia	3.0	40.0	2009	Uruguay	0.8	10.0

出所：World Bank(2011), Greening the Wind

2-3-9 太陽光発電

(1) 電源の特性

太陽からの光エネルギーを直接電気に変換する再生可能エネルギーのひとつである太陽光発電は、ほぼ無限の太陽エネルギーを半永久的に利用可能であると同時に、化石燃料を使用しないため温暖化対策に有効な技術であり、また、大規模なものでも計画から運開までのリードタイムが非常に短いという利点を有している⁷⁵。他方で、発電が天候に左右され、

⁷⁵ 通常、大規模な火力発電や水力発電であれば10年もしくはそれ以上、ガスタービン火力発電で5年程度、大規模太陽光発電では2～3年程度である。なお、この期間はおおよその目安であり、土地の確保、関連法整備等にかかる期間は含まない。

曇天や雨天時には発電量の低下または停止を招く不安定な側面や日中しか発電できなという特性を持つ電源である。したがって、太陽光発電は、水力発電や火力発電といった従来型主要電源（ベース電源）の代替とはなり得ないため、電源開発にあたっては留意が必要である。実際、先進国を中心にメガソーラーなどの大量導入が進んでいるが、大規模電源としての経済性に関する一般的な評価は定まっておらず、天候による出力変動が系統に与える影響などの技術的課題も多く残されている点に留意が必要である。

また、太陽光発電により直接得られる電力は直流であるが、通常の電源のような交流として利用する場合には、インバーター（直交流変換器）を用いる。このように、太陽光発電の導入にあたっては、その技術的特徴および導入ニーズ（気候変動対策、エネルギー資源の多様化、地方遠隔地への電力供給、災害対策等）地域特性等を十分勘案した上で、適切な電源開発計画、システム設計、施工、運転保守の検討を行う必要がある。

表 7 太陽光発電導入の主な特徴

長所（導入により得られる効果）	短所（導入にあたって考慮すべき課題）
<p>1) エネルギー資源の多様化</p> <p>大洋州の島嶼国など、輸入ディーゼル燃料による発電に依存した地域では、太陽光発電の導入により資源価格高騰に対するリスクを軽減可能な場合がある。ただし燃料価格、システム構成、気象条件等に大きく依存する点に留意すること。</p> <p>2) 未電化地域への裨益</p> <p>配電線の延伸による電化が遅れており、中長期的にも配電線による電化が困難な地域において、独立型の太陽光発電システム（SHS）を導入することにより、照明、携帯電話など必要最小限の電気機器が利用可能となる。</p> <p>3) 気候変動対策（緩和策）</p> <p>太陽光発電は、火力発電と比較してライフサイクルの温室効果ガス排出量が少ない。</p> <p>4) 短い開発リードタイム</p> <p>メガソーラーでも、計画から運開まで3年程度で済むケースがあり、供給増の即効</p>	<p>1) 維持管理体制の構築</p> <p>太陽光発電システムを長期間安定して利用するためには、定期的なメンテナンス、料金徴収（もしくは料金設定）、故障時の対応等を想定した適切な維持管理体制、資金管理が必要である。例えば、地域によっては砂塵等の汚れにより、効率が大幅に落ちることもあるため、O&M対策は必須である。</p> <p>2) 人材育成の必要性</p> <p>国のエネルギー政策を踏まえ、政府（中央、地方）並びに電力公社を対象として、太陽光発電の導入計画手法、政策・制度設計のあり方などに関する人材育成が必要である。また、独立型の太陽光発電システム等、個人での管理が必要になるシステムの場合には、設置を行う技術者に対する人材育成が必要である、また、太陽光システムの利用者に対する基本的使用方法を教えられる体制の構築も必要である。</p> <p>3) 導入コストの高さ</p> <p>他の発電機と比較し、発電容量単位(kWh)当たりの導入コストが高い。稼働率を加味</p>

<p>性がある。</p>	<p>した設備容量はベース電源の数倍必要。(例として、稼働率2割の場合、最低5倍の容量が必要となる。⁷⁶)</p> <p>4)電源の性質に由来するデメリット</p> <p>雨天・曇天時の発電量の低くなるといった電源の不安定性等の天候リスクが大きいこと、夜間は発電出来ないことから系統安定性の確保や蓄電設備の設置が必要となる。コスト増のみならずエネルギー安全保障上の問題を内包している。</p>
--------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

(2) 太陽光発電設備（システム）の分類

太陽光発電設備の分類としては、その利用形態で分ける方法があるが、大きく分けて既存の電力系統（送配電線）に接続する「系統連系型」と接続しない「独立型」の2種類がある。「系統連系型」は、主に発電設備の設置場所や設置規模により、主に「住宅用」「公共施設用」「メガソーラー（発電所）」の3種類に分けられる。「独立型」は、発電した電力の使用目的が一つに限られているか否かで、「単一負荷（専用供給）」「複数負荷（地方電化）」の2種類に分けられる。

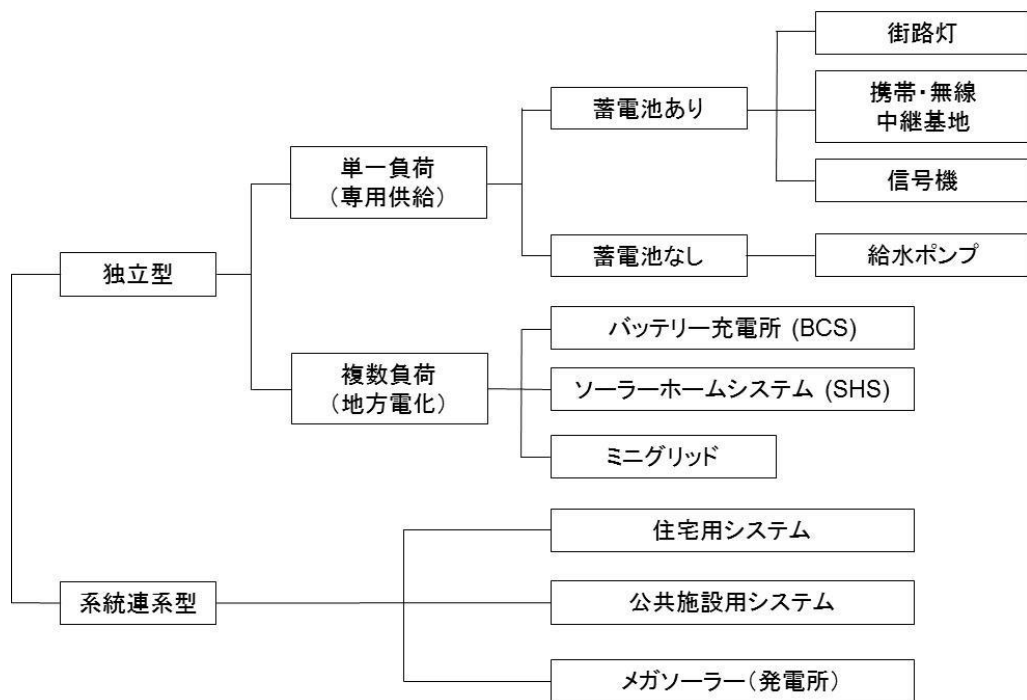
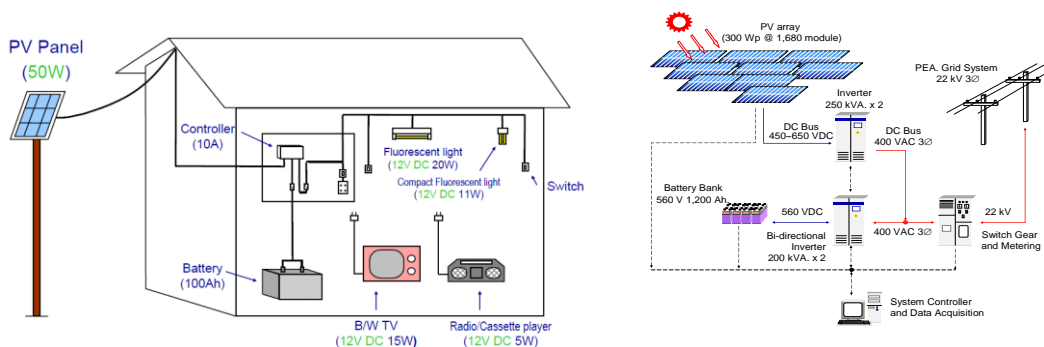


図 21 太陽光発電システムの利用形態



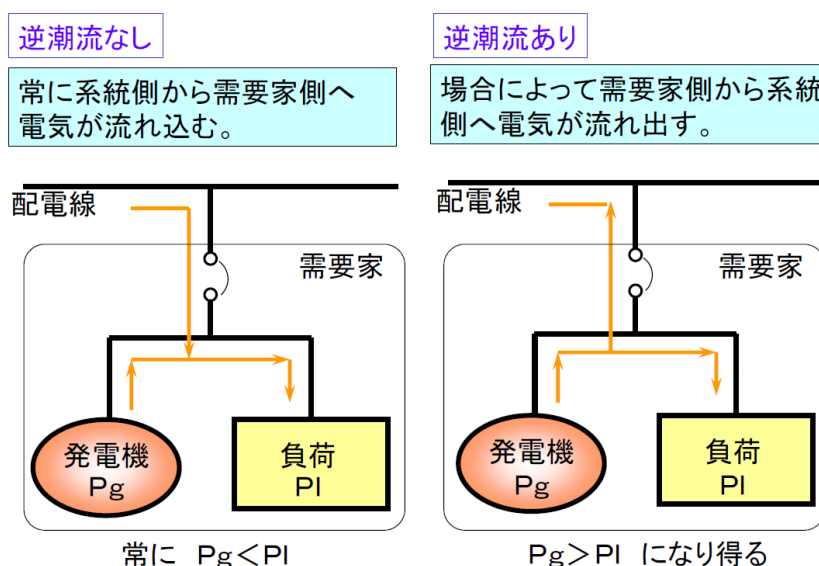
出典：JICA フィリピン地方電化プロジェクト研修資料

図 22 独立型ソーラーホームシステム(左)、系統連系型太陽光発電(右)のシステム構成例

また、既存電力系統に接続している「系統連系型」は、逆潮流⁷⁷を可とする設計を選択した場合、電力系統の所有者である電気事業者等との売買契約を締結することにより、太

⁷⁷ 逆潮流とは、太陽光・風力発電やコージェネレーションなどの様々な分散電源が連系運転中に発電設備設置者の構内から電気事業者の商用電力系統へ向かう有効電力の流れ（潮流）のことを指す。

太陽光発電で発電した電力を販売することができる。逆潮流を不可とする設計を選択した場合は、太陽光発電で発電した電力に自家消費分以上の余剰が生じたとしても、系統側へ流すことは出来ないが、通常の電気供給契約（電気料金を支払う）により、太陽光発電により自家消費分を充足出来ない時には、電力会社による不足分電力の供給が可能である。



出典：「太陽光発電設備の系統連系（オングリッド）の概要について」（JICA産業開発部 2009年）

図 23 発電設備からの逆潮流

(3) 太陽光発電導入にあたっての途上国が抱える課題

1) 地方電化のための太陽光発電導入

開発途上国が有する課題の一つとして、エネルギーアクセスの低さがある。とりわけ電力は、経済・産業活動の発展を下支えする重要な経済インフラであり、同時に人々の生活水準を押し上げる重要な役割を担っている。このため、世界に未だ 13 億人存在すると言われている都市部から離れた無電化地区の人々 (WEO2012) に対する電気提供の方法として、①送配電線の延伸、②太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギー等分散型電源の活用が期待されており、JICA も 1990 年代より独立型太陽光発電を利用した地方電化への協力（開発調査、技術協力プロジェクト）をアジア、アフリカ等の開発途上国で実施してきた。

遠隔農村部（無電化地区）における地方電化を進める際には、①送配電線の延伸（グリッド電化）、②太陽光発電等の分散型電源の設置によるオフグリッド電化を検討し、安定した

メンテナンス、料金徴収体制が保証されるシステムを検討する。グリッド電化は、①延伸にかかるコスト⁷⁸、②延伸距離による電圧降下⁷⁹等の問題があるため、経済性や、技術的な延伸可能な距離を検討し、オフグリッド電化との経済的比較が必要である。一般的には、既存グリッドからの距離が短く、また需要密度が高い地域への供給については、グリッド電化が有利となる。また、脱穀機、冷凍庫など三相負荷が想定される地域の場合には、グリッド電化が必要となる。グリッド電化が困難である場合、オフグリッド電化を検討するが、経済状況、地学的観点、気象条件といった自然状況や、インフラの整備状況、需要家の分散度合い、需要家の使用目的、維持管理体制、スペアパーツ、消耗品の調達可能性等を検討し、適切な電源および電化手法を選択する必要がある。太陽光発電は地理的要因に左右されることは少なく、需要家の近くに設置することが可能であるが、年間平均日照量や連続不日照等を考慮する必要がある。なお、オフグリッド電化の電源種別には、太陽光発電のほかに、小水力発電や風力発電、小型ディーゼル発電等がある。

- ・小水力発電や風力発電は、水力ポテンシャル（川があり、水量、落差があること）や風力ポテンシャル（風速、安定した風）が必要であるが、ある程度まとまった電力容量を得ることが可能。
- ・小型ディーゼル発電は、継続した燃料の確保や燃料の輸送手段が必要。初期投資コストは安いですが、燃料費支出が継続的に必要となり、維持管理体制の問題もあるため、地方電化での適用には課題が多い。

また、地域的に住居が密集している場合、太陽光モジュールやインバータ等の発電設備を共通化し、ミニグリッド（小規模系統）を利用した配電を行うことも検討できる。一方、需要地点毎に太陽光モジュール、チャージコントローラ、バッテリーを組み合わせる電気を供給するのが、単独設置型のSHS（Solar Home System）である。オフグリッド電化のモデルを大別すると、支払い能力の高い需要家がシステムを購入、所有するセールモデルと、自治体やコミュニティがシステムを所有するサービスモデル（Fee for Service）がある。セールモデルでは、それぞれのシステム保有者（家庭）がシステム全体に責任を持つためオーナー意識が強いが、保有者自身が最低限の管理やメンテナンス等を行わなければ継続的使用が難しくなるといった特徴がある。また、適切な農村金融システムが存在し

⁷⁸ 地方部における住宅が分散して存在している場合、1軒あたりの延伸コストは増加する。

⁷⁹ 送電線の延伸距離が長くなると末端地域で電圧降下や不安定性が生じるため、技術的な検討が必要である。

ない場合には、一部の富裕層にしか導入が進まない可能性がある。一方、サービスモデルでは、施設を維持するための管理組合の設置、料金回収システム、メンテナンスシステムの構築等、システムを維持管理するためのバックアップ体制を構築する必要がある。

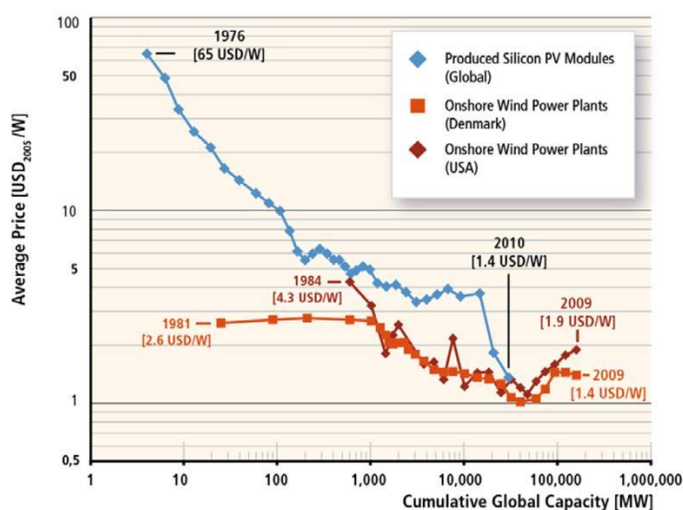
一方、人材も資金も不足している遠隔農村部において、高コスト（設置費用、メンテナンス費用）で、かつ技術的に馴染の薄い太陽光発電をどのように普及させるか（マーケット整備、補助金・等の制度・政策整備も含めた事業運営）、あるいは持続可能な利用のためのメンテナンス体制をどう構築するか（設置・施工・保守を担う業者の人材育成、ユーザー教育・啓発、メンテナンス費用の確保）、といった点が途上国での地方電化への太陽光発電活用における課題と言える。

2) 系統電源として（あるいはディーゼル発電の代替）としての太陽光発電導入

近年は太陽光発電の発電価格が下がる中⁸⁰、エネルギーの安全保障や技術開発の観点から、自国の豊富な自然エネルギーを活用し系統に接続した大規模な太陽光発電（メガソーラーシステム）を導入したいというニーズが、途上国においても増加しており、JICAでも北アフリカ諸国を中心に有償資金協力を視野に入れた実施可能性調査等の協力を行っている。しかし、途上国の既存電力系統はそもそも脆弱な状態にあるのがほとんどであり、その脆弱な系統に不安定な電源である太陽光発電を大規模接続することは、系統全体へ悪影響（電圧変動や周波数変動等）を及ぼす可能性があるため、慎重に検討を行う必要がある。

また、ディーゼル発電を主電源として電力系統を構成している大洋州などの島嶼国は、高コストな輸入燃料利用の削減および国産エネルギー資源の活用促進という目標をかかげ、ディーゼル発電への依存を減らし、太陽光発電等の再生可能エネルギーへの電源シフトを期待している国がほとんどである。しかし、これら島嶼国への太陽光発電導入も、電力容量（kW）が定格容量を安定して得られないことや、電力量（kWh）も時間的に偏る上、平均稼働率が低いために年間発電量を稼げず、燃料焚き減らし効果はあまり期待できないケースがある。そのため、既存系統におけるベース電源の種類や需要特性、既存系統への影響等を十分に調査した上で慎重に計画すべきである。

⁸⁰ 太陽電池パネルは、システム全体コストのうち約47%を占める。新興メーカーの躍進により太陽電池の供給量が急増したが、欧州等でのフィード・イン・タリフ政策の縮小により欧州市場が低迷。需要が伸び悩み急速な価格低下を引き起こしている。日本メーカーは近年の円高の影響も受け、厳しい事業経営を余儀なくされている。



出典：Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, IPCC

図 24 太陽電池の価格低下

なお、太陽光発電はメンテナンスフリーとよく言われるが、機械部品の多い機器と比較すればメンテナンスは容易で簡便であるものの、メンテナンスを全く行わなくてもよいという意味ではない。特に、気候条件の厳しい途上国においては、定期的メンテナンス（短期：発電効率を維持するための砂塵等汚れの除去、配線の確認など。中期：バッテリー等一部機器の交換・更新など。）が必要であり、その費用も導入形態と規模、使用状況に応じて変化する。このため、太陽光発電導入に際しては、その規模の大小を問わず、メンテナンス費用の捻出・確保およびその実施体制について必ず検討しなければならない。

(4) 援助ニーズと目指すべき開発目標

途上国への援助ニーズとしては、太陽光発電の導入促進にかかる計画策定や普及促進のための制度整備支援等が挙げられる。まだベース電源となる従来型の発電所（水力、火力等）の建設も十分でない中、エネルギー安全保障の観点からあえて不安定な太陽光発電を途上国が導入する場合、系統連系型であれば導入可能量や送配電系統への影響に関する分析が必要であり、独立型であれば持続可能な利用を確保するための保守技術や管理能力の向上が不可欠であるが、途上国ではこうした調査・分析・指導能力が不足しているケースが多いため、開発調査等による技術協力ニーズがある。また、個別の太陽光発電導入計画については、フィージビリティ調査も含めた技術協力と資金協力が考えられる。

さらには、不良製品の市場流布を許さず、市場全体における太陽光発電機器の品質水準を保つためには、構成機器の認証制度や技術者向けの資格制度整備等のニーズや、太陽光発電関係機関が集まって構成する業界団体組織の設立・機能強化へのニーズも存在する。

この他、照明等の必要最低限の電力ニーズを満たすための地方電化への協力、保健施設の薬品管理のための太陽光発電導入、揚水ポンプのための太陽光発電など、個別ニーズに応じた太陽光発電の導入にかかる計画、実施支援等のニーズは特に電力インフラ整備があまり進んでいない地方部に多く見られる。

(5) 国際的援助動向及び業界の動向

Energy Outlook 2012 によると、水力発電の着実な増加と、風力および太陽光発電の急拡大（特に太陽光発電は、他の再生可能エネルギー技術よりも早いペースで増加）により、再生可能エネルギーは、世界全体のエネルギー構成において不可欠な要素として地位を確立しており、2015年までに世界第二位の電源となり、2035年までに世界全体で最大の電源である石炭に迫る見込みとされている。

国際的援助機関の動向としては、主に以下のとおりである。

1) すべての人のための持続可能エネルギー(Sustainable Energy for All)

第1章 1-3 に記載済み。

2) 世界銀行(WB)/国際金融公庫(IFC)

WBでは、アフリカ、南アジアなど多くの無電化地域を含む開発途上国において、エネルギーアクセス向上や気候変動対策の観点から支援を行ってきている。特に地方電化については、配電線の延伸に加え、再生可能エネルギーの活用についても推進しており、太陽光発電による保健施設や学校などの公共施設電化および配電線の延伸が困難な遠隔地における世帯電化（SHS）を支援している。また、このような電化支援のみならず、太陽光をはじめとする再生可能エネルギーの利用促進のための政策・制度構築支援も行っている。さらに、世銀では地方電化のみならず、系統電源としての太陽光発電の開発（メガソーラー）についても支援を行っている。

IFCでは、Lighting Africa というアフリカ電化促進プログラムを進めており、ケニアをはじめとするアフリカ各国で、市場原理（Market Based Approach）、市場支援（Market Support）による電化促進を打ち出し、主に、消費者への普及啓発活動と商業リスクの低減に係る支援を行っている。

3) 国連開発計画（UNDP）

UNDPもWB同様、開発途上国におけるエネルギーアクセス向上のための太陽光発電の利用推進を支援してきており、小規模太陽光発電を活用した電化の推進、太陽光発電関連機器の品質認証システムの開発、太陽光発電技術者育成のための人材育成研修の実施など、多岐にわたる。また、近年では、民間セクターとの連携により、包括的な市場の開発・育

成に取り組んでおり、太陽光発電分野においても、日本企業と連携した小規模照明機器（ソーラーランタン）の普及FSの実施や太陽光発電を農業用揚水の電源として活用するパイロット設備の設置をアフリカで実施している例⁸¹もある。

その他、世銀およびアジア開発銀行、アフリカ開発銀行、あるいは二国間の開発協力の中では、地方電化ではなく系統電源としてのメガソーラー開発支援も増加してきている。

（6）日本企業の優位性／リソース制約

敷地面積の制約から、日本では住宅用の太陽光発電システムが市場の8割を占める特殊な市場であるが、2011年3月の東日本大震災の影響や2012年4月の固定価格買取制度（FIT）の開始により、公共施設やメガソーラーへの適用拡大が期待されている。これまでシャープ、京セラ、三洋電気（現：パナソニック）、三菱電機の大手4社が国内市場をリードしてきたが、近年は薄膜系（シリコン薄膜、化合物薄膜）を専門とする新興メーカー（ソーラーフロンティア、カネカ等）も多数参入している。他国企業に対する日本企業（太陽光パネルメーカー）の優位性としては、長期間の運転実績と、多様な利用環境における信頼性向上のための技術蓄積がある。他方、太陽電池の生産技術については中国等の新興メーカーのレベルも向上し、また、kWあたりの価格では中国製品と差が開いているなど、世界市場における価格競争では必ずしも優位なポジションにはない。

（7）JICAの協力量針

太陽光発電は、低炭素かつクリーンな電源であり、開発リードタイムも短く、ランニングコストも安価であることから、途上国にとっては非常に魅力的な電源である。その反面、初期の設備導入、系統安定化対策及び蓄電機能の追加等を加味すると全体の経済性は劣ってくることから、太陽光発電の導入に際しては、各国のエネルギー政策やエネルギー計画、経済性等を検討した上で、他の電源オプションとの比較の中で適切な判断を行う必要がある。安易な補助金の導入（FITも含む）は、長期間にわたり、需要者に負担をもたらすため、将来にわたる経済分析は重要である。このため、環境面を含めた国の政策を反映した計画策定が必要である。特定のエネルギー源ありきで計画を策定するのではなく、地形、気象条件等をも検討し、アセスメント調査を行ったうえで、適正な電源選択（再生可能エネルギーであれば、太陽熱発電、風力発電、太陽光発電等）が求められている。

⁸¹三洋電機「ケニアでのソーラーランタン普及の事業化調査」および三井物産「モザンビークでの太陽光発電を活用した農業支援」。

JICAによる過去の当該分野における協力は、パイロットプロジェクトを含め太陽光発電を用いた持続可能な地方電化の方法が開発調査により検討された（計10か国以上）。こうした地方電化（世帯電化中心）支援の事例からは、途上国村落部の状況を考慮したオフグリッド電化事業の実施体制およびビジネスモデル⁸²の選択、持続可能な維持管理のための人材育成の必要性、基金やマイクロファイナンス等の資金メカニズムの構築、需要家ニーズに合致した設備規模や料金支払方法の設定等が重要である点が明らかとなっている。現在実施中のケニアにおける再生可能エネルギー地方電化分野の技術協力プロジェクト（太陽光発電含む）は、これらの教訓を踏まえて取り組んでいる。

また、2000年代後半以降は、途上国都市部への系統連系型太陽光発電の導入支援が無償資金協力により実施され（約30か国）、環境負荷の少ない電源の活用とエネルギー源の多様化という途上国の再生可能エネルギー政策の後押しを行っているが（約30か国）、大半の対象国で初めての系統連系型太陽光発電の導入であったため、導入時の実施機関に対するきめ細かい技術指導や環境啓発活動の支援を行うなど、ソフトコンポーネントも重視された。しかし、これらはまだ設備設置後間もないため、事業の教訓を得るにはしばらく時間を要する。2010年代に始まったメガソーラー（系統連系）支援も同様である。ただし、用途は地方電化であっても、系統電源であっても、太陽光パネルをはじめ太陽光発電関連機器については価格の下落が顕著であるため、事業の経済性を検討する上で重要な関連資器材価格の市場動向については、情報収集を十分行う必要がある。

以上の認識の下、本分野における協力の方向性を以下のとおり整理する。

（ア）大洋州等島嶼国でのディーゼル発電代替

大洋州の島嶼国など輸入ディーゼル燃料による発電に依存している地域では、燃料の焚き減らし及びエネルギー自給率の向上が大きな政策課題となっている。そのような地域において、太陽光による燃料焚き減らし効果が期待でき、なおかつ、電気料金水準が維持管理収入を得るために必要なレベルを超えている場合において、太陽光発電の導入に関する協力が考えられる。これにより、CO₂削減にも貢献するが、その効果については案件毎に精査することが必要。なお、導入検討にあたっては、システムの安定性や同国の再生可能エネルギー導入にかかる関連制度の状況を確認する必要がある他、地形的特長や気象条件により、他の再生可能エネルギー（小水力、風力、バイオマス等）のオプションをあわせて検討することは必須であり、特定の電源ありきの協力は回避すべきである。

⁸² 太陽光発電を用いたオフグリッド電化普及のためのビジネスモデルについては、本項の「(3) 太陽光発電導入にあたっての途上国が抱える課題 1) 地方電化のための太陽光発電導入」でも触れているが、詳細はJICA「太陽光発電プロジェクト利用地方電化の課題と可能性に関する調査（プロジェクト研究）報告書（平成17年7月）」を参照のこと。

例：太陽光を活用したクリーンエネルギー導入計画（無償資金協力）

マーシャル、パラオ、ミクロネシア、モルディブ等において数十 kW 規模の系統連系太陽光発電設備を導入したもの。実機の導入と併せ、ソフトコンポーネントを実施し、維持管理体制の整備を含む人材育成を実施。

（イ）メガソーラーシステム

砂漠地域や晴天率が高い地域等で、太陽エネルギーポテンシャルの高い地帯において、太陽エネルギー（光、熱）を利用した大規模電源開発への協力を検討する。その中で、太陽光の可能性が高い場合には、メガソーラー導入への支援が想定され得る。この場合、支援対象を大別すれば、メガソーラー本体への支援と、その導入に伴う系統安定化への支援が想定される。

まず、前者については、我が国は技術的にもコスト的にも絶対的な優位にあるわけではなく、また、売電条件を整えば民間事業者も参入が容易なので、途上国側のニーズと我が国の優位性とを慎重に見極める必要がある。

他方、後者の場合、各国が技術開発競争を繰り広げている最中にあるが、現時点では、我が国の優位な技術を適用できる分野がいくつかあり、また、系統への支援という点で公的な支援ニーズも高く、我が国の協力の方向性としてより望ましいと言える。例えば、電池や揚水発電などの蓄電技術、高効率の回転機器（火力等）やキャパシタなどの安定化技術である。

なお、何れの支援対象を選択するにしても、先方政府の政策やエネルギー計画等を検討し、経済性や地形、気象条件のアセスメントを十分に行うとともに、代替電源（太陽熱等）との経済性比較に基づき協力内容を計画する必要がある。十分なアセスメントを経ない特定電源ありきの協力は、厳に慎むべきである。特に、砂漠地帯の場合、太陽光よりも太陽熱の方が、コスト面、稼働時間の面で優れていると判断される場合があるので留意が必要である。

（ウ）研修による人材育成

現在、途上国で導入されている太陽光発電を適切に活用し続けるために、あるいは今後太陽光発電の導入拡大を図るために、エネルギー担当省や電力公社の技術者および計画担当者を本邦に招へいし、技術研修や計画研修を実施する。また、現在技術協力プロジェクトにて太陽光発電技術（地方電化含む）に関する研修体制整備を行っている国において、本邦研修を補完する形での第三国研修の実施を検討していくことが望ましい。

例：太陽光発電導入計画策定支援研修（課題別研修）

（エ）地方電化

地方電化については、太陽光発電ありきではなく、送配電線の延伸および他の独立型電源（ディーゼル発電、その他再生可能エネルギー電源）の活用を視野に入れ、技術的、経済的な比較をした上で進める必要がある。

一般的に言えば、太陽光発電を活用した電化については、無償資金協力や技術協力プロジェクトで支援する場合小規模にならざるを得ず、有償資金協力としてはプロジェクト内部収益率が低く、「太陽光発電電化」単独案件としては成立が困難な分野である。しかし、当該国の地方電化に対する政策上の重要性に鑑み、地方電化を実施するための先方政府の実施体制やスキームの状況によっては検討しうる。

また、島嶼国や系統規模の小さい国、オフグリッドでの対応しか検討できない地域においては、当該国の規模・政策上の優先度、外交上の重要性および自然条件、経済的な側面が整う場合、太陽光発電を用いた電化を検討しうる。

以上を踏まえ、太陽光発電を活用した地方電化については、個別プロジェクトへの協力ではなく、ツー・ステップ・ローンなどの形での支援、BOP ビジネスを通じた企業を通じた支援、あるいは本邦研修および第三国研修の実施を通じて途上国の太陽光発電人材の育成に貢献する、といった間接的な支援を基本方針とすることが望ましい。

2-3-10 太陽熱発電

（1）電源の特性

1) 概要

太陽熱発電は、太陽光をレンズや反射鏡を用いて集光し、その熱を利用する発電方法である。すなわち、通常の火力発電におけるガスや石炭を燃焼させ蒸気を作るかわりに、太陽熱によって蒸気を作り、タービンを回し発電する。再生可能エネルギーは、一般的に燃料費が不要、二酸化炭素等の温室効果ガスの排出がないといった利点がある反面、出力が安定しない等の欠点を有しているが、太陽熱発電は熱を利用する発電システムであることから、電圧変動を少なくするため、バックアップシステムとして蓄熱システムやガスタービンと組合せて導入されることも多い。現状ではコスト面でガスタービンをバックアップ

システムとして活用することが有効であるが、将来的には資源制約、CO₂削減の観点から蓄熱システムが主流になると推定される⁸³。

2) 種類

太陽熱発電の種類は、トラフ型、フレネル型、タワー型、ディッシュ型の4種類がある。4種類の概略を表及び図25に示す。

ア. トラフ型

曲面の集光ミラーを用いて集熱管に集光することにより集熱管内の熱媒（油等）を加熱し、熱交換器を介して蒸気を生成しタービンを回す発電方法である。他の種類の太陽熱発電と比較し、構造が単純であるためプラントコストが安価である。1980年代より商用運転の実績があり、比較的成熟した発電方法である。

イ. フレネル型

平面の集光ミラーの角度を少しずつ変えて並べ、上方にある集熱管に集光し、発電を行うシステムである。熱交換器を介さず、直接蒸気を生成するシステムである為、480℃程度の高温蒸気を得られ、トラフ型より発電効率が高い。

ウ. タワー型

ヘリオスタット（Heliostats）と呼ばれる平面状の集光ミラーを多数用いて、タワーの上部又はタワーの根元に置かれる集熱器に集光し、発電を行うシステムである。ヘリオスタットが太陽の動きを追尾しながら集光する為、最大1000℃程度（通常500℃程度）まで加熱することが可能である。コンバインドサイクルへの応用も期待されている。

エ. ディッシュ型

放物曲面状の集光ミラーを用いて鏡の焦点部に集光し、その熱を利用して発電方法である。全体のサイズは直径5～15mであり、他のシステムと比較して小規模である。その為、分散型発電システムとして適している。一方、多数台をまとめて配置してMW級の発電プラントとすることも可能である。

表 8 太陽熱発電の種類

種類	トラフ型	フレネル型	タワー型	ディッシュ型
効率	15 %	8～10 %	20～35 %	25～30 %
規模	～80 MW	～5 MW	20 MW	0.05 MW
土地占有度	大	中	中	小
実績	多数あり	商用利用開始	実証段階	実証段階

⁸³ なお、ガスタービン側からみると、太陽熱発電から得られた熱源により、ガスの焚き減らし効果があるということも可能である。

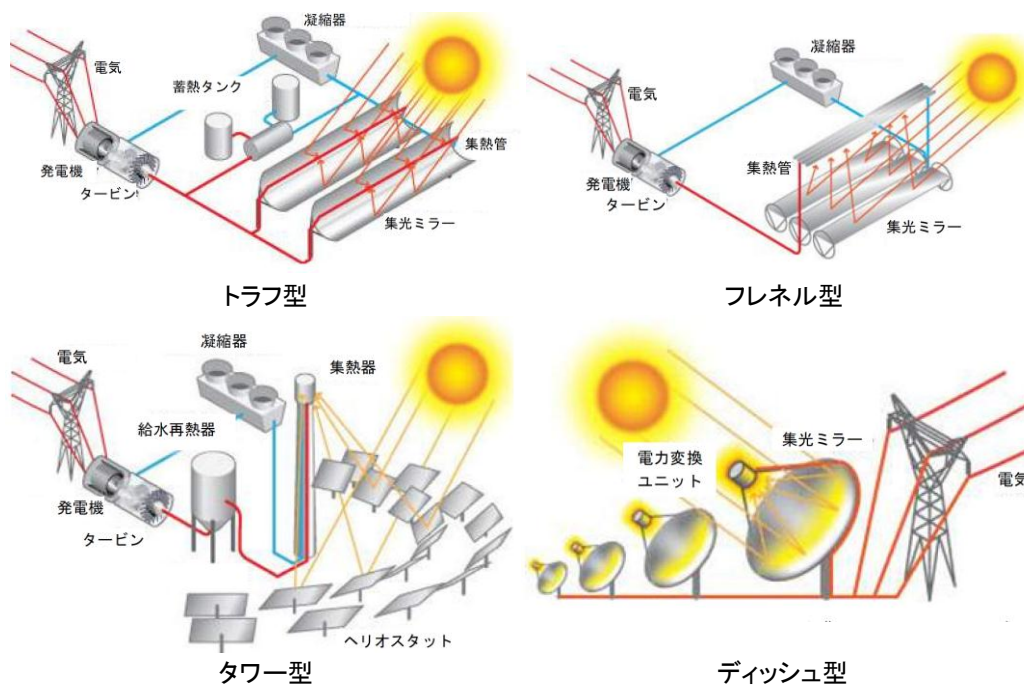


図 25 太陽熱発電の概略⁸⁴

2) 導入可能地域

太陽熱発電には直達日射量の多く、湿気や粉塵の少ない地域が適している。具体的には、北アフリカ、南アフリカ、中東、インド北西部、米国南西部、メキシコ、ペルー、チリ、中国西部、オーストラリア西部等が該当する。図 26 に地域毎の太陽熱発電のポテンシャルを示す。ポテンシャルの高い地域の中でも特に年間日射量変化の少ない低緯度地域が適している。但し、蒸気の復水の為に冷却水が必要となるプラント導入時には、水資源の有無も重要な要素となる。一般に日射量の豊富な地域は水資源に乏しいことが多いことから、十分な水量が確保できない場合は、熱交換効率が低く設備コストの高い空冷式熱交換器を導入せざるを得なくなる。空冷式熱交換器の高効率化・低コスト化が重要課題となっている。

北アフリカ地域においては、サハラ砂漠の過酷な自然環境を活用し、風力発電や太陽熱発電を行い、都市部や欧州等に電力を送るデザーテック構想⁸⁵等も進められている。

⁸⁴ NEDO (2010) 再生可能エネルギー技術白書

⁸⁵ <http://www.desertec.org/en/global-mission/focus-region-eu-mena/>

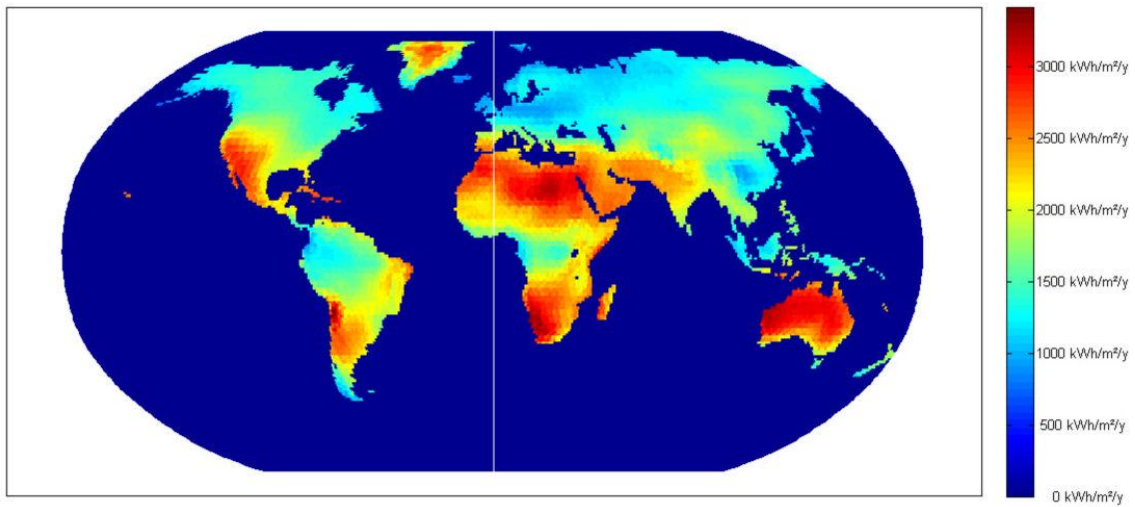


図 26 太陽熱発電のポテンシャル⁸⁶

3) メリット・デメリット

他の発電方式と比較した場合の太陽熱発電のメリット・デメリットは次のとおりである。

メリット

- ① 太陽光発電と異なり、安定した出力を得ることが可能。
- ② ガスタービン発電との組み合わせにより、燃料の焚き減らしが可能。
- ③ 夜間でも発電が可能。

デメリット

- ① 通常のコス火力発電所と比較し、広大な土地が必要。

4) 発電コスト

2008年現在の太陽熱発電のプラントコストを表に示す。トラフ型が構造上、他の発電方式に比べ単純であるため、システム価格が小さい。また、発電コストに関しては、トラフ型に比べタワー型、ディッシュ型は実績が乏しいため、継続してその動向を確認する必要がある。

⁸⁶ NEDO (2010) 再生可能エネルギー技術白書

表 9 太陽熱発電のプラントコストに関して

種類(プラントサイズ)	トラフ型 (50～500 MW)	タワー型 (10 MW)	ディッシュ型 (0.1 MW)
システム価格 (million USD/MW)	40～90	90～	100～
発電コスト (USD/MWh)	150～300	-	-

(2) 国際的援助動向・業界の動向

① 導入実績（主なものを記載）

米国（アリゾナ州）、スペイン、モロッコ等で導入の実績がある。

② 将来予測

IEA は、太陽熱発電のロードマップにおいて、2050 年には年間発電量約 4,750TWh に達すると予測しており、これは世界の発電電力量の約 11%に相当する量である。地域別に見ると、上記の通り、世界的に日射量に恵まれた地域である、北アメリカ、アフリカ大陸、インド、中東における発電量の増加が大きく、将来的に太陽熱発電が基幹エネルギーの一つとなることが期待されている。

また、北アフリカ地域においては、サハラ砂漠の過酷な自然環境を活用し、風力発電や太陽熱発電を行い、都市部や欧州等に電力を送るデザータック構想⁸⁷等も進められている。

(3) 日本企業の優位性／リソース制約

日本国内では 1980 年代に 1 MW の実験設備の建造が行われて以降、目立った動きはなかった。しかし、最近では、東京工業大学、コスモ石油、三井造船などのグループがアラブ首長国連邦（UAE）のマスダールシティで太陽熱発電のビームダウン型の実証プラントを 2009 年に建設し実証試験を実施している。2013 年時点では、①システムが比較的単純なトラフ型が市場の多くを占めている、②スペインやアメリカ等の日射量で優位な地域をもつ国の企業の優位性が高いことから、現時点で普及しているトラフ型に関しては、本邦企業の優位性は低い。

(4) JICA の協力方針

⁸⁷ <http://www.desertec.org/en/global-mission/focus-region-eu-mena/>

太陽熱発電は、低炭素かつクリーンな電源であり、ランニングコストも比較的安価であることから、太陽光発電に適する気象条件を有する途上国にとっては非常に魅力的な電源である。また、ディーゼルまたはガス火力発電を組み合わせることで、電源の不安定さや夜間発電が不可といった太陽光発電のデメリットを補うことが可能である。また、通常の火力発電組み合わせる形式においては、燃料の焚き減らしになるというメリットがある。但し、太陽熱発電は途上国においては新たな電源となる可能性が高いため、運営・維持管理能力強化の必要性が想定される。また、火力発電との統合型の場合は、更に運営・維持管理の難易度が高くなるため、十分な技術移転が行われるよう留意が必要である。

自然環境や経済性を鑑みると設置可能地域が限られているものの、各国のエネルギー政策やエネルギー計画、経済性等を検討した上で、他の電源オプションとの比較の中で適切な判断を行う必要があると考える。

一方で、太陽熱発電システムのメーカーは世界でも限られており、トラフ型という普及モデルに関しては、日本企業の優位性は現段階ではないが、日本企業も新規の技術開発を進めていることから、今後の業界動向を注視する必要がある。

2-3-11 波力発電・潮力発電

波力発電とは、主に海水の波のエネルギーを利用して発電するシステムである。波力によって圧縮した空気を、タービンを介して電力に変換する方式や波の上下運動をジャイロを介して回転運動に変える方式などがある。波のエネルギーを使用していることから、設置場所の自然環境、気象により、変動が大きい。

他方、潮力発電（潮汐発電と同義）とは、潮汐の高低差を電力エネルギーに変換するものである。これに似た発電方式として潮流発電（海流発電と同義）があり、これは黒潮や親潮といった海流の運動エネルギーを利用するものである。何れもタービンを回し発電を行うシステムである。世界の代表的な海流は、黒潮、メキシコ湾流、南インド海流等であり、流速が速く流量も多いため、有効なエネルギー源として期待されている。また、これらの発電方式は、太陽光等と比較し、安定した電力を得ることができる。

これらの発電方式は、現在、研究・開発段階にあり、ODAによる協力の可能性は現段階では小さい。ただし、今後の実用化の状況次第では、太平洋諸国や海岸を持つ国において、実用化の可能性があるため、今後の開発状況を見守る必要がある。

2-3-12 バイオマス発電

(1) 電源の特性

バイオマス資源とは、動植物に由来する有機物（化石燃料を除く）であり、エネルギーの他、化学原料や製品としても有用な資源である。特に、エネルギーとして利用する際は、「バイオマスエネルギー」と称することがある⁸⁸。再生可能エネルギーの一つであるバイオマスエネルギーは、大気中の二酸化炭素が光合成によって植物の枝葉に固定化されたエネルギーであり、その利用により再び大気中に二酸化炭素が放出されたとしても、エネルギーの消費と植物育成のバランスを保つ限り、実質的な二酸化炭素排出がゼロとなる「カーボンニュートラル」なエネルギー源とされている。NOx やSOx の排出も比較的少ないことから、環境への負荷が低いクリーンなエネルギー源とされている。農林業残渣や製材廃材等、廃棄物として未活用のまま処分されている廃棄物系資源をバイオマスエネルギーとして利用することにより、廃棄物の適正な処理・活用につながり、循環型社会の構築にも寄与することが期待される。多様なバイオマス資源を種類・利用形態で分類すると図 27のとおりである。

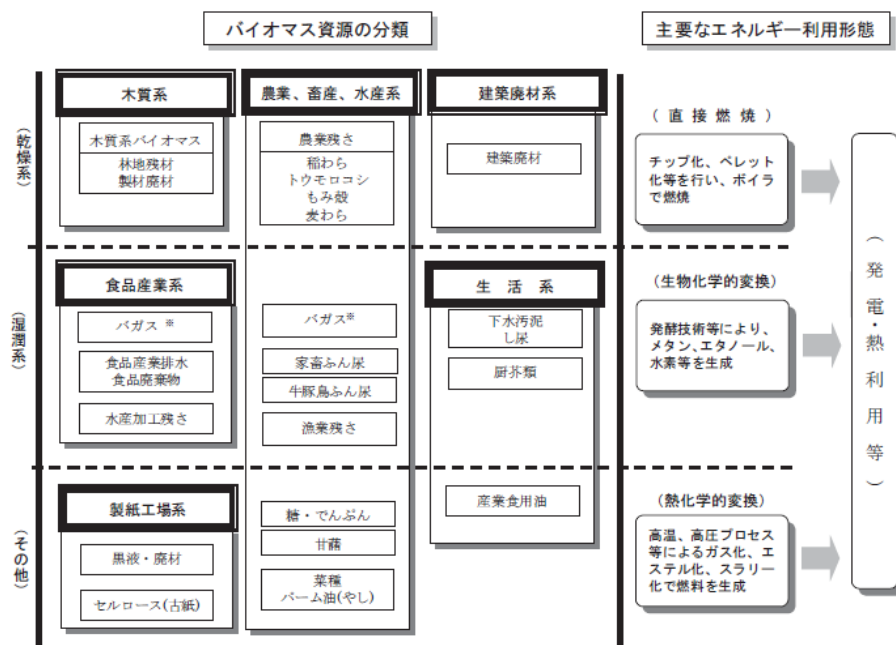


図 27 バイオマスの分類と利用形態

出所：独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（2010）:p.1

⁸⁸ 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(以下、NEDO) (2010)『バイオマスエネルギー導入ガイドブック(第3版)』:p.1。以下、本節の記述は、同ハンドブック pp.1-51 及び NEDO (2010)『再生可能エネルギー技術白書』pp.171-252 に負っている。

バイオマスは、発電が中心となる太陽光、風力等の再生可能エネルギーとは異なり、直接燃焼やガス化による発電利用以外に熱化学変換等を通じて輸送用燃料としても利用できるのが大きな特徴である。近年では、エネルギー利用以外に化学原料・素材原料を含む総合的な利用に向けた「バイオリファイナリー」の研究開発が進んでいる。

(2) バイオマスエネルギー利用に向けての課題

世界全体でバイオマスは一次エネルギーの約10%を占めると言われる。いずれは枯渇する石油資源を代替するエネルギー源としてバイオマス振興をエネルギー政策の一角に据える途上国は多い。また、多くの途上国においてはバイオマスを生み出す第一次産業の占める割合が高いこともその理由の一つとなっている。一方、本格的にバイオマスエネルギーを活用する場合には依然として課題も多い。

エネルギー利用に当たってはバイオマスの性質に見合った技術が多様化している。例えば、サトウキビやトウモロコシ等の食用作物を化学的に変換して自動車燃料等として利用する場合、バイオマス燃料の消費を通じて、貧しい人々に食糧がますます行き渡らなくなり（食糧との競合）、エネルギー作物を増産するために更なる森林伐採や過剰な農地開発が促進されることが懸念される。

また、分散しているバイオマス資源を収集・運搬・貯蔵するシステムが必要であり、籾殻（精米所）やバガス（製糖工場）等の流通経路が既に確立されている場合を除き、新たにシステムを構築するためのコストが必要となる。輸送用燃料として利用する場合、製造コストが高いため、一部の国を除いて導入が進んでいない。

バイオマス燃料の製造プロセス（図 28）を例に取りながら、上記の開発課題について整理すると、以下のとおりである。

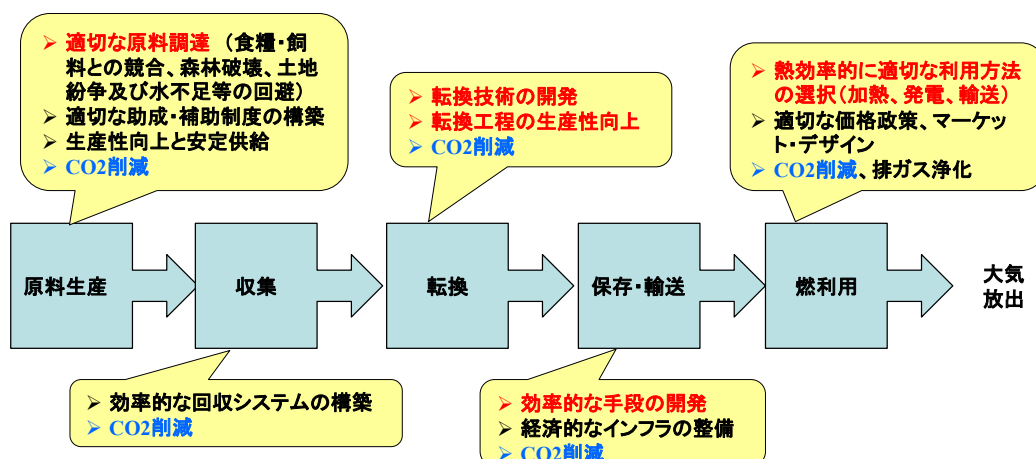


図 28 バイオマス燃料の製造プロセス

出所：JICA（2012）「エネルギー分野における JICA 事業とバイオマス燃料」（2012 年 9 月 3-4 日開催「バイオマス燃料の事業化に向けた国際戦略シンポジウム」発表資料）

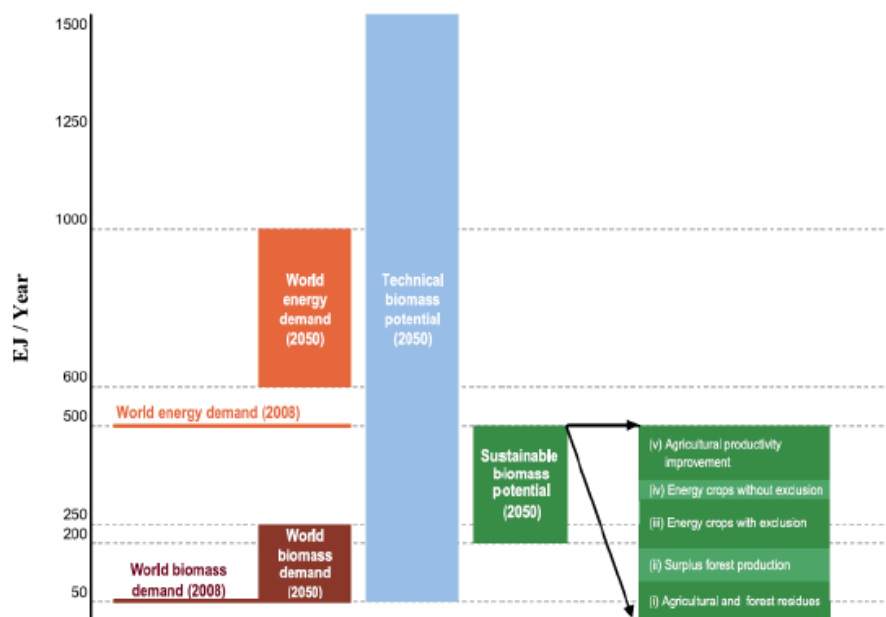
- ①安定供給と経済性の確保（生産性向上とシステムの適正な設計）
- ②環境社会問題を招かない原料調達手段の確保（食糧・飼料との競合回避）
- ③効率的な転換技術の開発と転換工程の生産性の向上（研究開発の促進）
- ④効率的に適切な利用方法の選択

(3) 国際的援助動向・業界動向

1) 世界のバイオマスエネルギーの需要推計

多くの途上国でのバイオマス利用は、薪炭等を用いた家庭での調理用の熱利用が主であり、次いで直接燃焼、ガス化、バイオガスによる発電・熱利用が続き、経済の開発状況に応じて熱・化学変換を通じた輸送用燃料への利用、と多様な形態を取っている。

国際エネルギー機関(IEA)が推計した 2050 年の世界のバイオマスエネルギーの需要量・ポテンシャルの推計は図 29 のとおり。



凡例

- 現在の世界のエネルギー需要 (500EJ/年)
- 現在の世界のバイオマスエネルギー需要 (50EJ/年)
- 2050年における世界のエネルギー需要 (600-1000EJ/年)
- 2050年におけるバイオマスエネルギー需要のモデル計算値 (文献値) (50-250EJ/年)
- 2050年におけるバイオマスエネルギーの技術的なポテンシャル (文献値) (50-1500EJ/年)
- 2050年におけるバイオマスエネルギーの持続可能なポテンシャル (200-500EJ/年)

出所：NEDO（2010）『再生可能エネルギー技術白書』 p.184

（原典：IEA(2009) “Bioenergy- A Sustainable and Reliable Energy Source”）

図 29 バイオマスエネルギーの需要量・ポテンシャルの推計

2) 国際的な研究開発の推進

IEA では 1978 年に IEA Bioenergy を設置し、メンバー国間のバイオマスエネルギーの研究開発等に係る協力や情報共有の促進に役立っている。我が国は 1987 年より NEDO が日本政府の指定する機関として参加している。

実際の活動はテーマごとに 11 のタスクにより行われており、2010 年～2012 年の間、日本は「熱分解ガス化」、「液体燃料の商業化」、「持続可能なバイオマスエネルギーの国際取引」の 3 つに参加し、各技術の開発状況や研究開発を推進するための政策等について情報交換を行っている。

(4) 日本企業の優位性／リソース制約

1) バイオマスエネルギーの開発体制

日本におけるバイオマスエネルギーの導入・普及は欧米ほど進んでいない。日本でエネルギー利用されているバイオマス資源のほとんどは廃棄物系資源であり、原料となるバイオマス資源を生み出す農林水産業が戦後衰退の道を辿っているのが一因である。

こうした中、我が国においては、「バイオマス・ニッポン総合戦略」（2006年3月改定）を始めとして、関連7府省（内閣府、総務省、文部科学省、農林水産省、経済産業省、国土交通省、環境省）が連携して「バイオマス活用推進会議」を設置し、地球温暖化防止や循環型社会の形成などを目的に、バイオマス利用の高度化を実現すべく、技術開発や社会実証実験を進めるなどの政策的対応を図っている。

さらに同会議の下に大学・研究機関、企業の代表から成る「バイオマス事業化戦略検討チーム」を設け、バイオマス利用技術の評価と事業化戦略を検討している。また、バイオマス燃料については、食糧との競合、持続可能な生産・利用、供給安定性・経済性といった中長期的課題を克服するために産学官の「バイオ燃料技術革新協議会」を設立し、次世代バイオエタノール生産の具体的な導入、コスト目標、技術開発、ロードマップ等を内容とする「バイオ燃料技術革新計画」を策定している。

2) 国内技術の競争力

主要なバイオマスエネルギーの変換技術に関し、主に欧米諸国と比較した我が国の競争力については以下のとおり整理されている⁸⁹。

①エタノール発酵

セルロース系エタノール生産の技術開発は、我が国をはじめ、米国や欧州でも積極的に進められており、米国ではソフトセルロースを原料とする実証試験が多数のサイトで実施され、前処理を含めた生産技術全体で先行している。我が国も低コスト・低エネルギーの前処理技術や膜を利用した糖化液濃縮技術等、国産技術による一貫製造技術の確立に向けた産学官連携の取組みが行われている。

②バイオディーゼル燃料製造

エステル交換によるバイオディーゼル燃料製造は、技術面では確立されているものの、日本では廃食用油を原料とするケースが多く、原料調達に限界があり、原料調達コストが高くなるのが普及のネックとなっている。また、日本においては超臨界メタノール法によるバイオディーゼル燃料製造の研究開発が進められている。

③微細藻類

⁸⁹ NEDO（2010）『再生可能エネルギー技術白書』pp.241-242。

現状製造原価が高いため実用化には至っていないが、米国では「国立再生可能エネルギー研究所」や大学での基礎研究の実施、さらにはベンチャー企業等による藻類生産の実用化研究も盛んに行われている。一方、我が国は独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)が実施する「戦略的次世代バイオマスエネルギー利用技術開発」を通じて2030年頃の実用化を目指し、ラボレベルでの有用藻類の培養、油脂生産性の向上等、基礎的な研究開発実施している。我が国の研究レベルは高いと言われる。

④メタン発酵

メタン発酵に必要な要素技術は概ね確立しており、効率向上、コスト低減のための技術開発が進められている。基礎技術は欧州で確立された技術が多く、日本のプラントメーカーは、欧州のプラントメーカーとの技術提携等によりプラントを設計・製造している。今後の普及拡大には都市ガスへの混合や車両燃料などの用途拡大が鍵とされている。

⑤ガス化液体燃料製造(BTL)

原料バイオマスをガス化し、生成したガスから触媒を用いて液体燃料を製造する技術。ガス化システムでは、流動床型ガス化炉（とタール改質の組合せ）、噴流床ガス化炉が開発の主流になっている。前者はシステム、運転が比較的単純でコスト面に優れ、欧州のいくつかの国で商業化が目指されている。一方、前者はバイオマス収集量に応じた設計が可能であり、フィンランド、米国、日本などで開発が進められている。日本においては、メタノール製造、フィッシャー・トロプシュ(FT)合成、ジメチルエーテル(DME)合成などの研究が進められており、十分な技術開発力を有しているとされる。

3) 今後の研究開発の課題と対応

バイオマスエネルギーに関する今後の研究開発の課題とそのための対応は表のとおり整理されている。

表 10 バイオマスエネルギーの研究開発の課題と対応

分類	課題と対応
バイオマスエネルギー共通	1. バイオマス資源の確保、安定供給 2. 収集・運搬コストの低減 3. エネルギー変換効率の向上、低コスト化
生物化学的気体燃料製造 (メタン発酵)	[オンサイト利用] 1. 低コスト化、コンパクト化、省エネルギー化 [オフサイト利用] 2. 既存インフラに導入する際の低コスト化
熱化学的気体燃料製造 (ガス化)	1. 設備、ランニング、メンテナンスの低コスト化 2. 適用可能なバイオマス種の拡大 3. ターゲット低減技術開発
バイオ燃料製造 (ガソリン代替燃料)	1. 持続可能なバイオエタノール生産システム (持続可能な原料生産の確立、LCAのGHG削減) 2. 食料との競合の克服(セルロース系資源の前処理・糖化技術の確立、食糧生産不適地で栽培可能な資源作物の開発) 3. 経済性の向上(低コストでエネルギー効率の高いプロセスの確立) 4. 供給安定性の確保(我が国の技術力を活用し、国産・準国産(開発輸入)のエタノールの生産拡大をはかる)
バイオ燃料製造 (軽油・灯油代替燃料)	[バイオディーゼル燃料製造] 1. 製造コスト削減、エネルギー収支の向上 (副産物の処理・利用技術、適用資源の拡大) [微細藻類由来バイオ燃料製造] 1. 経済的に成立する製造システムの確立 (要素技術のブラッシュアップ → 一貫プロセス開発、実証) 2. 有用物質生産との組合せ、カスケード利用 [BTL(ガス化-液体燃料製造)] 1. 経済的に成立する製造システムの確立 (要素技術のブラッシュアップ → 一貫プロセス開発、実証) 2. 既存の化石燃料インフラの活用

出所：NEDO（2010）『再生可能エネルギー技術白書』p.245

(5) JICA協力の方針

上述のとおり、バイオマスエネルギーの持続可能な開発については依然として課題が多いのが現状である。課題解決については研究開発の動向が大きく作用するため、JICAの協力方針も科学技術協力(SATREPS)等を通じた、新しい技術開発に対する技術協力として実施することが想定される。

当該分野における協力は本邦研修に限られるため、過去の事例からまとめた教訓等を抽出することは難しいが、SATREPS事業として協力を行う場合の留意点としては以下が挙げられる。

- ①科学技術協力：日本の技術的優位性を踏まえた協力であること
- ②エネルギー協力：途上国のエネルギー自給率向上に向けた協力 and/or 分散型の電力供給のための一次エネルギーのオプションとしての協力であること

- ③バイオマスエネルギー協力：原材料の安定的確保、食糧及び既存用途との競合の回避、事業の経済性⁹⁰、等に十分留意しながら事業計画を検討すべきこと

2-3-13 廃棄物発電

(1) 電源の特性

廃棄物発電とは、市民生活や産業活動から排出される廃棄物（ごみ）を、燃料として使用する発電である。廃棄物は、資源として再利用（リサイクルやリユース）されるものを除くと、人間社会に害のないように適正に処理される。具体的には、直接埋設したり、燃焼後廃棄物の量を減らした後に埋立処分する等の方策が取られている。廃棄物処理の過程で、燃焼時に発生する熱エネルギーを使用し発電を行うシステムが廃棄物発電である。

廃棄物発電は、①廃棄物焼却施設に付属し、廃棄物（ゴミ）等を直接焼却する際に生じる熱を利用して発電を行う従来型の火力発電、②廃棄物を固形化燃料(RDF)にして発電を行う RDF 発電、③廃棄物を熱分解し、熱分解ガスを燃焼させるガス化融解、等のシステムがある。

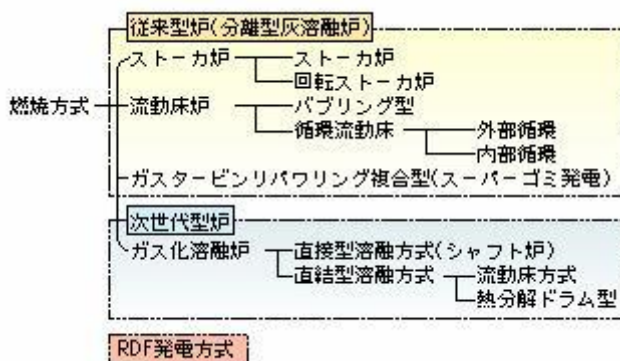


図 30 廃棄物発電方式

出所：資源エネルギー庁ホームページ

一般的に廃棄物発電は、焼却処理される際に発生する熱を利用するため、追加の二酸化炭素の発生はないとの見方もできる。また、他の再生可能エネルギーに比較し、安定供給が可能、都市近郊に分散型電源として設置が可能、都市部に近いことから発生する熱を熱共有（給湯）として利用することも可能といった利点を有している。

⁹⁰ 生産資源バイオマスの場合、原料生産に要する土地面積を考えると非常に低密度なエネルギー源であり、絶対量を確保できる国は限られる。また、他の一次エネルギーに対するコスト競争力がなければ事業化は困難であるのが現状である。

一方で、廃棄物には様々な物質が含まれているため、腐食性ガスの発生や、ダイオキシン、NOx等の発生等の問題もあり、廃棄物の収集・処理が行われた上で、十分な環境対策を講じることが必要となる。また、経済性を上げるため、燃焼の高効率化等がカギとなる。

(2) 廃棄物発電の種類

1) 従来型の廃棄物発電

火力発電は、一般的に石炭や天然ガス等の化石燃料を使用しているが、廃棄物発電においては、廃棄物を化石燃料の代替として使用する。これらの発電を比較すると下表のように整理できる。

表 11 化石燃料火力発電と廃棄物発電の比較

	化石燃料火力発電	廃棄物発電
燃料収集・運搬	大量輸送・一括渡し	多数個所の分散収集・コスト高
燃料性状・量	均一・選択権は事業者 高稼働率可能	不均一・全量引取りの義務あり 低稼働率
プラント規模	電力需要見合いで大規模可能	立地点見合いで大規模困難
プラント効率	事業者が燃料・立地地点選択可能 高温高圧蒸気 水冷復水器使用により高効率可能	高腐食性ガスを発生するゴミも受け入れ 蒸気条件が低い 空冷復水器→低効率 含水率の高いゴミ→所内動力（電気使用量）が大きい。
公害対策	SOx、NOxと特定→効率的除去可能 灰処分容易	HCl、重金属等あり→ダイオキシン対策・ 灰の溶融等必要→所内でのエネルギーが必要

出所：季報 エネルギー総合工学 Vol25 No.1(2002.4)、檜本博也「高効率廃棄物発電技術開発の取り組み」

廃棄物発電は、化石燃料由来の火力発電と比較し、燃料の収集、運搬、性状、さらに効率的な面、またプラント規模の面など、化石燃料火力発電の方が有利となっている。

日本においては、廃棄物処理段階で、廃熱回収のためのボイラを設置しない中小型の焼却炉の使用が長く続いた。これは、塩化水素ガス等による金属腐食から蒸気条件を上げることができないため、蒸気温度が300℃以下と抑えられたためであり、発電に使用する際に

は、発電効率が10%以下とならざるを得なかった。その発電効率の悪さから、発電機能を付帯させ費用対効果を得るためには大型の焼却炉に限定せざるを得ない状況があり、その解決のため、スーパーゴミ発電技術、ガス化熔融発電技術、固形化燃料（RDF）発電技術のような新しい技術を進めることになった。ただ、これらの技術は、まだ、開発の途上にあることから、ODA 対象事業として考慮する際には注意が必要である。

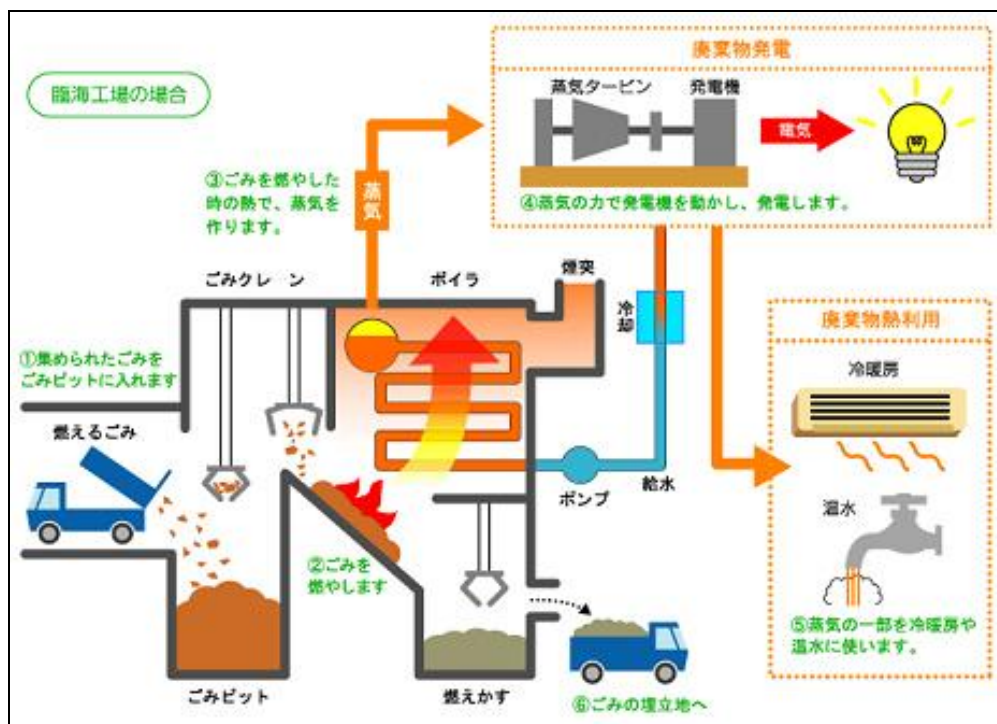


図 31 従来型及び高効率（従来型から設備の適正化）の廃棄物発電

出所：福岡市 新エネルギー（福岡市環境局温暖化対策課ウェブサイト）「廃棄物発電・廃棄物熱利用」

2) スーパーゴミ発電

従来型の廃棄物発電の発電効率が低いといった欠点を補うため、化石燃料等で再加熱（リパワリング）して蒸気の高温化をはかり高効率発電を行う発電技術である。

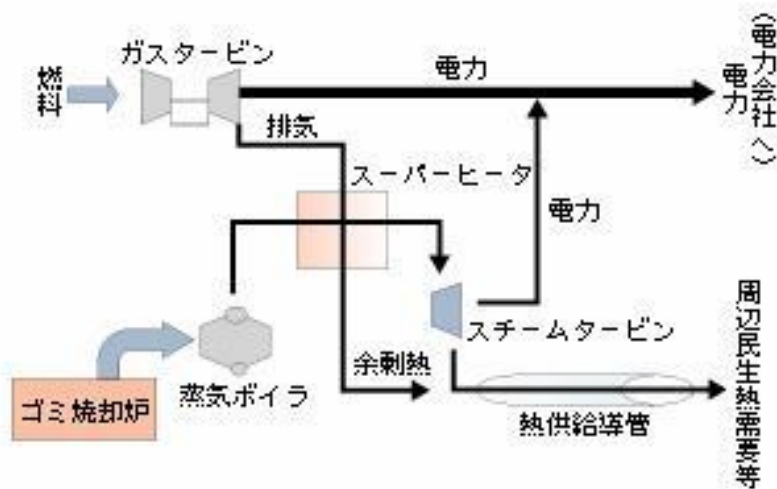


図 32 スーパーごみ発電

出所：資源エネルギー庁ホームページ

具体的には、ボイラ構造を適正化し、4MPa、400℃級の蒸気条件を達成し、蒸気タービンの効率を高めることで、発電効率が20%となる施設が普及している。さらに、高効率20～30%を指向し、化石燃料を活用してガスタービンを平行運用することで出力の最大化を図る技術が開発されている。この技術は、化石燃料の活用により20～30%の発電効率を達成されるが、火力発電所における発電効率が40%程度であることを考えた場合、廃棄物発電への化石燃料の使用が、火力発電所での使用と比較し、必ずしも有効といえない。

3) ガス化溶融発電

ガス化融解発電は、ゴミを熱分解して可燃性ガスを作り、そのガスを水素や一酸化炭素へと改質し、出てきた高温ガスを熱回収してガス生成した後、ガスエンジンなどで発電するシステムである。具体的には、廃木材、紙ごみ、廃プラスチック、都市ごみ等を、650～850℃に加熱しつつ水蒸気を同時に供給すると、これら廃棄物が蒸し焼き状態になり、水素を多く含む燃料ガスが生成される。さらに改質触媒という材料を用いることで、燃料ガス中に含まれる有機物も分解され、水素・一酸化炭素が大半を占める燃料ガスに変換する。また、ゴミから出てきた残渣、いわゆる灰は溶融してスラグやメタルとして再資源化する。

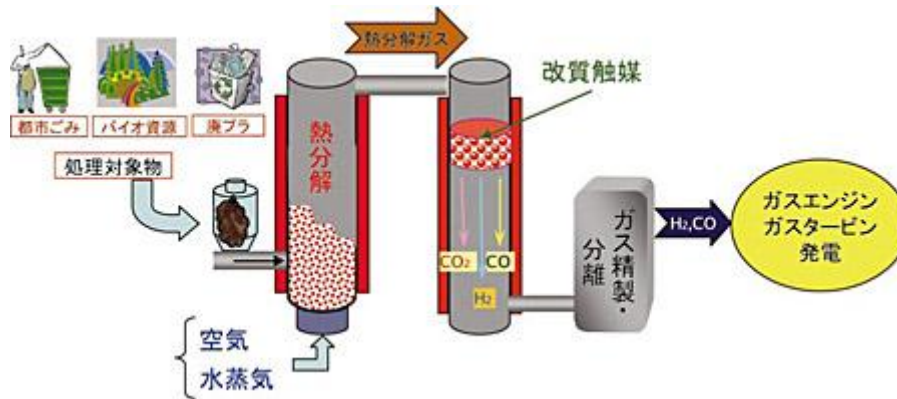


図 33 廃棄物ガス化発電プロセスの概念図

出所：国立環境研究所ニュース 28 巻 6 号 (2010 年 2 月発行) 可燃ごみをエネルギーと考える ～廃棄物発電の効率化～

4) RDF 発電

RDF 発電は、廃棄物から水分、不純物を除去後固形化燃料 (RDF) に変換し、その RDF を焼却・発電するシステムである。RDF は、に優れた燃料として扱われる。RDF は、製造工程で、含水率を低下させ、焼却時の熱効率を高くし、乾燥・圧縮・成形が行われる。このため、廃棄物をそのまま焼却し発電するよりも、効率的な発電が可能になる。また、もとの廃棄物と比較してコンパクトで臭気が抑えられるため、廃棄物に比べ、輸送性、貯蔵性がよくなる。加えて、高温による完全燃焼を行いやすいことから、適正な燃焼管理を行えば、ダイオキシン類の排出の抑制が期待される。

主な RDF 発電施設では、21～30%の発電効率であるが、実際に導入を判断する際は、RDF 製造工程で投入するエネルギーを含め、トータルエネルギーでの効率性を考慮する必要がある。

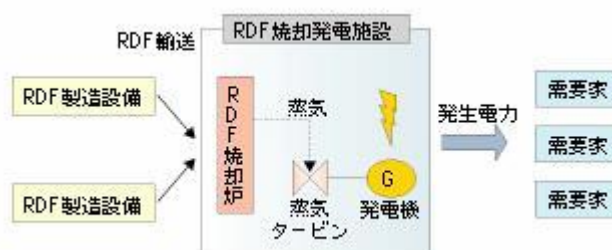


図 34 RDF 発電

出所：資源エネルギー庁ホームページ

(3) 廃棄物発電に関連する法規

日本国内においては、廃棄物発電を行う際には、廃棄物の回収等の必要性があるため、具体的に次のような法規制が行われる。途上国においても、関連する法規に注意する必要があると考えられるため、日本での関連する規正法を記述する。

電気事業法、地方財政法、廃棄物の処理及び清掃に関する法律、環境基本法、循環型社会形成推進基本法、ダイオキシン類対策特別措置法、大気汚染防止法、水質汚濁防止法、騒音規制法、振動規制法、悪臭防止法、建築基準法、建設業法、都市計画法、工場立地法、水道法、航空法、電波法、計量法、工業用水法、建築物用地下水の採取の規制に関する法律、建設工事に係る資材の再資源化等に関する法律、エネルギーの使用の合理化に関する法律、高圧ガス取締法、消防法、労働安全衛生法、労働基準法、毒物及び劇物取締法、危険物取締法、道路法、道路交通法、ガス事業法、公害防止条例

(4) 発電コスト

日本における一般廃棄物焼却施設における廃棄物発電に係るコストは、実績に基づき試算した場合、次表に示すとおりである。処理施設の規模の影響を考慮し、300t/日で区分している。

表 12 一般廃棄物焼却施設の発電コスト試算・分析

施設規模	発電コスト	設置コスト	運転経費
300 t/日以上	9～11 円/kWh	9～25 万円/kW	4.5 万円/kW・年
300 t/日未満	11～17 円/kWh	26～30 万円/kW	4.5 万円/kW・年

(5) 廃棄物の回収

廃棄物発電を進めるためには、廃棄物を発電に必要な量を定期的に収集する必要がある。そのため、廃棄物を確実に収集するシステムが重要となる。廃棄物処理が確実に行われている国でなければ、廃棄物発電は実施できない。廃棄物処理については、当指針では対象としない。

(6) 国際的援助動向・業界の動向

廃棄物発電は、米国や、フランス、イギリス等の EU 諸国等で導入され、最も先進的な発電が進んでいる。また、アジアにおいては、日本のほか、シンガポール、中国、台湾、インド、タイ等の先進国、中進国で導入が進んでいる。前述のとおり、廃棄物収集が確実に実施されなければ、廃棄物発電の実施は困難である。

(7) 廃棄物発電導入にかかる課題

開発途上国において、廃棄物発電を進めるためには、廃棄物処理と発電の2つの側面を考慮する必要がある。そのため、次のような事項を考慮する必要がある。

① 技術的な側面

- ・ 安定した操業が可能な焼却施設（発電設備を含む）の整備
- ・ 施設（発電設備を含む）の安定した運転・管理ができる人材の育成

② 法律・制度的な側面

- ・ 売電事業に係る法制度・仕組みの実施

③ 事業性の側面

- ・ 焼却処理対象廃棄物量及び性状の把握
- ・ 適正な事業計画の立案
- ・ 発電に必要な熱源の安定供給
- ・ 廃棄物発電事業に対する経済的なインセンティブ
- ・ 売電に必要な設備の整備

(8) 日本企業の優位性／リソース制約

日本では、廃棄物焼却によって得られる熱の有効利用が積極的に行われており、近年では、サーマルリサイクルの視点から、施設内利用や近隣施設への熱源の供給だけでなく、売電可能な廃棄物発電も行われている。現在、焼却施設における廃棄物発電の総発電能力や発電効率を向上するための施策が講じられている。これらの経験から、次のような点に優位性があると考えられる。

- ・ これまでの実績等から、廃棄物の量及び質に適した廃棄物発電事業の計画を策定することが可能。
- ・ 廃棄物発電を行うための熱源を供給する焼却施設の整備実績のある技術
- ・ 焼却施設の安定した運転及び維持管理を行うための技術・ノウハウ
- ・ 焼却処理から得られる熱エネルギーを効率的に利用する技術
- ・ 焼却施設に付帯する発電設備の適正な運転及び維持管理に係る技術・ノウハウ

(9) JICAの協力量針

多くの開発途上国において、廃棄物処理の問題は大きな問題である。廃棄物発電を行うためには、安定した廃棄物の収集・処理システムの確立が条件となる。多くの開発途上国

では廃棄物処理が適切に行われておらず、また、廃棄物の焼却処分が行われていないため、廃棄物発電を実施することが困難な場合が多い。このため、まず、適切な廃棄物収集・処理に関する協力が必要となる。廃棄物の収集が適切に行われることを確認したうえで、廃棄物発電の実施を検討する必要がある。

2-4 効率的な電力輸送

2-4-1 電力系統整備

(1) 課題の解説

1) 電力系統の概要

電力系統とは、電力の生産から消費に至る発電所・送電線・変電所・配電線・負荷などの設備全体をいう（図 参照）。多くの開発途上国においては、発展に伴い年々増え続ける電力の需要に対し、慢性的な供給力不足が続いているが、それに応えるためには、発電所の建設と同時に、それと同じ容量の送電線、変電設備、配電線といった流通設備を構築する必要がある。さらに、電気的特性として生産と消費が同時に行われることや大量貯蔵が困難であることから、安定供給を実現するためには、これらすべての設備において、年間の最大負荷に対応できるだけの容量を導入する必要がある。

また、電力系統を運用するためには、設備の稼働状況を監視し、制御をするのに必要な、監視制御システム（SCADA: System Control and Data Acquisition）や監視制御に必要なデータ伝送を行うための電力用通信設備が必要である⁹¹。

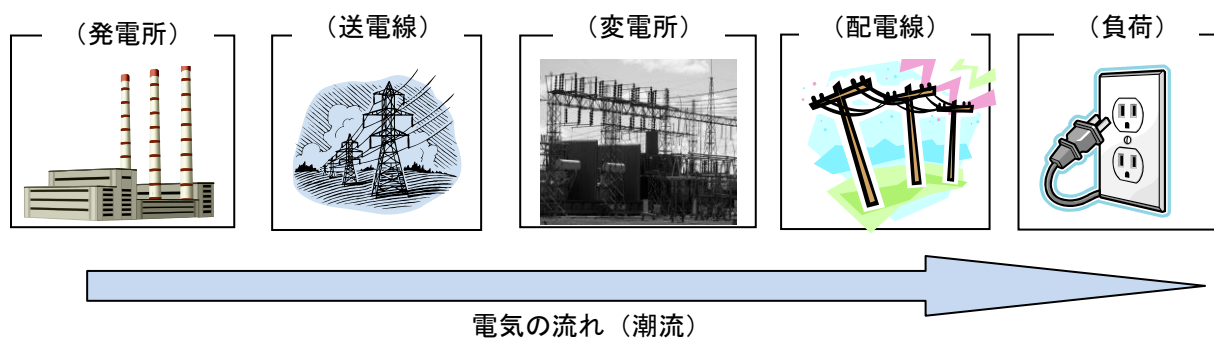


図 35 電力系統イメージ図

2) 電力系統の性質（同時同量）

電力系統の持つ大きな性質の一つが、電力の生産と消費は同時に行われる、ということである。このバランスを保つために、系統の周波数が指標としても用いられており、例えば電力の需要（消費）が供給（生産）を上回ると、周波数が下がるため、系統運用事業者⁹²

⁹¹ これらのシステムや通信設備を IT 技術により高度化した電力系統がいわゆるスマートグリッドである（次項 BOX 記事参照）

⁹² 日本の場合は一般電気事業者の給電指令所

は発電機の出力を増やす（もしくは負荷を遮断する）といった指令を行い、周波数を一定に保つための運用を行う。周波数が基準値を大きく逸脱した場合、系統に連系している発電機が並列運転を続けられなくなり、ある発電機の脱落による供給力の変動がさらに系統の需給バランスに影響をあたえ、別の発電機の脱落につながるといったカスケード現象を引き起こし、大規模停電に至ることになる。

以上のような性質を持つ電力系統を安定かつ確実に運用するため、系統運用事業者は、事前に需要変動を予測し供給力を確保したうえで、時々刻々と変化する需要に合わせて発電量の調整を行っている。

この調整は、出力調整の容易な火力、水力発電所の出力を調整することによって実現され、調整能力は系統に連系する各発電機の単位時間あたりの出力変動可能量の総和で決まる。調整能力を持つ発電方式は一般に、水力>>コンバインド火力>石炭火力、である。

近年再生可能エネルギーとして風力発電が脚光を浴びているが、風力発電の特徴の一つとして、発電電力が風速の3乗に比例することから、風速の変化による短時間領域の発電電力の変動が極めて大きいということがある（たとえば風速が1m/sから3m/sに変化した場合、発電電力は27倍になる）。このため、系統に風力発電からの供給が需要を超えるなどが、需給の変動が系統における需給調整能力を超えてしまうと、需給バランスが崩れ周波数を一定に維持できなくなる。特に夜間等の軽負荷時は、調整力を持つ電源が少なくなるため、導入できる風力発電力はさらに制限される。これは、同じ再生可能エネルギーである太陽光発電も同様な問題を含む⁹⁴。

以上のことから、風力、太陽光といった再生可能エネルギーの導入にあたっては、電力系統面の調整能力が十分に留意すべきである。

3) 系統構成の考え方

電力系統の構成を考えるにあたっては、その目的が、停電の少ない良質な電気を安価にかつ安定的に供給することにあることを念頭に置く必要がある。そのためには、冗長性と経済性のバランスがとれた合理的な系統を構成することが肝要となる。系統構成にあたっては、系統のもつ特殊な性質を極めたうえで、次の基本理念に立って系統構成を考える必要がある。

- ① 適正潮流の維持
- ② 適正電圧の維持
- ③ 系統安定度の維持
- ④ 送配電損失の軽減

⁹⁴ ただし、太陽光は風力ほど出力変動が大きくなく、また比較的負荷の大きい昼間に発電を行う設備であるため、風力ほど問題となっていない

⑤ 故障発生時の停電範囲の縮減および早期復旧

電力系統を流通の面からみると需要地近辺に発電設備を作ることが、必要な流通設備数を減らすことに加え、送電損失、安定度の観点からも望ましいが、現実には発電所の立地にあたり、燃料の物流や環境への影響、用地取得の面などから制約があるケースがほとんどだと考えられる。従って、実際の検討にあたっては、立地可能な電源（発電所）と既存の負荷（需要地）の規模や配置関係、さらに国土や地形など様々な条件を考慮の上、国ごとに最適なあり方を検討する必要がある。

4) 送変電設備の概要

発電所から需要地に電気を送るにあたって、送電電圧が高いほど少ない損失で大容量の電気が遅れる反面、設備形成のための費用が高くなるため、発電所の近くで昇圧し、需要地の近くで降圧して電気を送るのが効率的である。

この電圧の変換を行うのが変電所、発電所から配電用の変電所まで電気を送る設備が送電線である（配電用変電所から需要家までの線路である配電線については、次章で扱う）。

送電方式としては、建設コストの観点から一般的には架空送電が用いられている。一方都市部において用地取得が困難な場合、あるいは海峡横断や離島への送電の場合には、地中送電方式が用いられる。また送電は通常、電圧の昇降が容易な交流で行われるが、長距離のケーブル系統や大容量長距離送電に直流送電方式が用いられる場合もある。

5) 送変電設備の整備

送変電設備を建設するにあたっては、多額の設備投資と期間が必要となり、その設備は一旦建設すると長期間にわたって使用されるため、将来の電源開発動向、他国との連系・融通の可能性、需要動向、経済性など総合的な視点に立ち、設備規模を選定する必要がある。検討項目としては、対象設備の電圧、容量、構成（どの区間を接続するか等）、回線数、変電所の構成（規模や位置）、保護方式などである。

また、電力系統は一体として運用されるシステムであることから、個々の設備構築にあたり、例えば絶縁協調⁹⁵や保護協調⁹⁶といった考え方が必要となる。従って経済面、技術面、系統運用面などを考慮した技術基準を策定し、当該基準に則った設備形成をしなければならない。

さらに、送変電設備は一般公衆が近づける場所に設備を構築することから、公衆安全を確保するための安全基準に則って形成されることも必要である。

⁹⁵ 系統の主回路に接続される機器の絶縁強度を、経済的に合理的なレベルとなるように組み合わせること

⁹⁶ 系統事故の際、停電区間が最小となるように、系統内の遮断器の動作時間を組み合わせること

(2) 途上国が抱える課題の現状

1) 送変電設備マスタープランの策定のための知見不足

開発途上国では、拡大する需要に応えるために、長期的な送変電設備の最適開発計画を策定する必要がある。策定に当たっては(1)5)で述べたような様々な視点を考慮する必要がある。最適な計画を策定するのに必要な知見が十分ではない国も見られる。一方知見はあるものの、各種制約により実行に移せない国もある。

2) 計画に基づく設備形成や設備の更新・維持管理を行うための資源不足

策定された計画に基づき送変電設備を形成する、或いは形成された設備を適切に維持管理し必要な更新を行うための組織、人材、資金といった資源が不十分といった問題がある。

絶対的な電力不足への対応として、一般に分かりやすい電源開発は推進されるものの、送変電設備の増強・改修等を劣後させるケースも見受けられる。また、先進国の資金協力によって最新設備が導入されても、技術を持った人材がおらずまた当該国におけるメーカーの保守管理体制も十分ではないため、ひとたび故障が生じた場合に、修繕されずに放置されたり、キャパシティ・ディベロップメントで技術を習得した人間が、技術を伝承する組織文化が希薄で、より高額な報酬を求めて、組織を退職し、結果として技術が移転されないといった問題があり得る。

3) 設備の形成・運用のための規制・ガイドラインが不備

送変電設備の形成・運用にあたっては、経済面、公衆安全面、安定的な系統運用面などから、技術基準及び安全基準を策定し、確実にそれを運用することが不可欠である。途上国においては、基準が不備である、または基準はあっても更新されず実情に合わず有効に活用されていないため、実質的に送変電設備の整備・運用が体系的に実施されていないといった事例も見られる。

4) 電力セクター改革により、設備形成の責任が不明確

電力セクター改革により、民間に送変電設備の形成がゆだねられている場合において、適切な投資回収メカニズムがなく、責任があいまいといった理由により、必要な設備形成が行われなかった問題が見られている。

5) 適切な環境社会配慮等の必要性

送変電設備の形成に当たっては、広範囲にわたって用地取得、地役権の獲得が必要となる。また、送電設備はルートを一定程度柔軟に設定できるものの、住民移転や（国有林等の）通過ルートによっては許認可や景観等、環境社会面の配慮が求められる場合がある。

(3) 援助ニーズと目指すべき開発目標

送変電設備の整備に当たってはまず、当該国の事情に応じた設備形成の長期計画を立てることが重要である。これを効率的に行うためには、先進国での開発経験によって得られた知見・系統解析技術⁹⁷と当該国の事情に通じた行政官の共同作業が必要である。また途上国では、電力需要が堅調に伸びているため、計画は定期的に見直さなければならない。

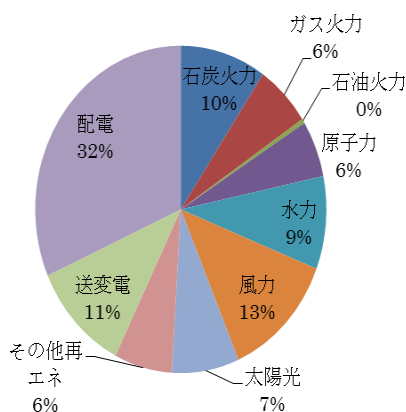
適切に送変電設備を建設・更新し電力システムを安定的に運用するためには、電力行政官、系統の計画・運用技術者、設備の建設・保守技術者といった幅広い分野での人材育成が必要である。人材育成は、途上国が先進国の援助等によって系統計画、送変電設備構築を行うことを通して、計画的に育成するのが最も効果的である。

送変電設備については、民間資金の導入もあり得る発電分野と異なり公的部門の役割が今後も継続するケースが多いと想定されることから、一定の援助ニーズが期待される。

また、設備形成・運用のための規制・ガイドラインが不備な国においては、早期に整備されることが望まれる。電力設備の規格（電圧、周波数など）やその運用が秩序なく進展した場合、不経済であるだけでなく将来的に電力供給に大きな支障をきたす等が懸念される。

(4) 国際的援助動向及び業界の動向

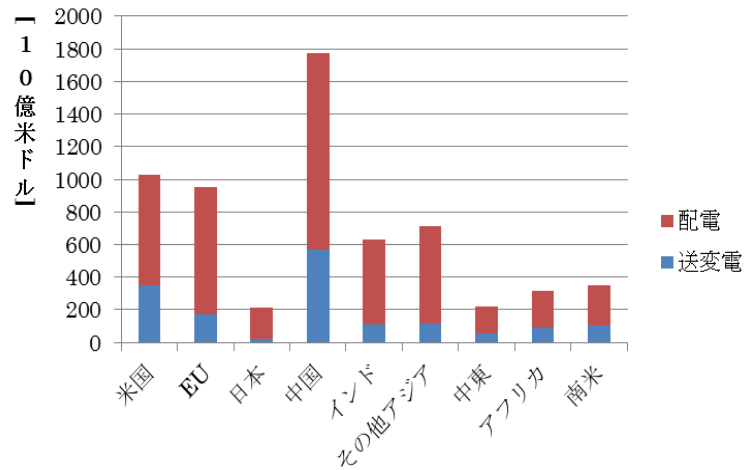
全世界の電力セクターにおける2012-2035年の設備別の投資規模の推計を図36に示す。図の通り送配変電部門は発電部門における投資額とほぼ同等である。また、地域別に見た送配変電設備の投資額を図37に示す。アジア地域が突出している反面、アフリカや南米は比較的小さいことがわかる。図38は世界銀行の送配変電分野における、現在進行中のプロジェクトの地域別借款額である。総額の半分近くをアフリカ地域で占めることがわかる。これは、自力での資金調達が困難なアフリカ諸国において、効果の高い援助を目指すべく、世界銀行がアフリカ地域での送配電網整備に力を入れているものと分析される。



⁹⁷ 系統解析は一般的にコンピューターシミュレーションを用いて行うため、ソフトの操作方法に関する技術移転などは効果が高い。

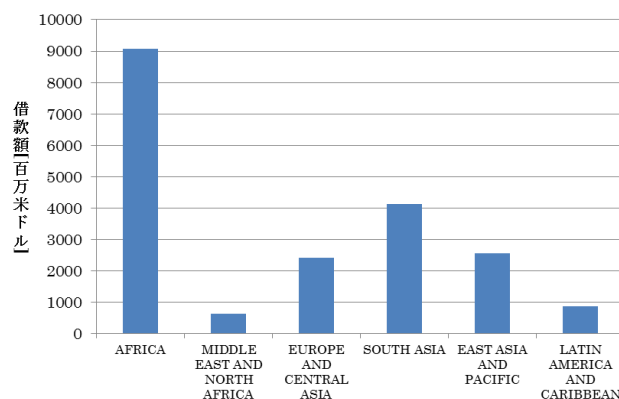
出所 International Energy Agency, World Energy Outlook 2012

図 36 全世界の2012-2035年の設備別投資規模（総額16.9兆ドル）



出所 International Energy Agency, World Energy Outlook 2012

図 37 地域別の2012-2035年の送変電設備投資額



出所 世界銀行データベース

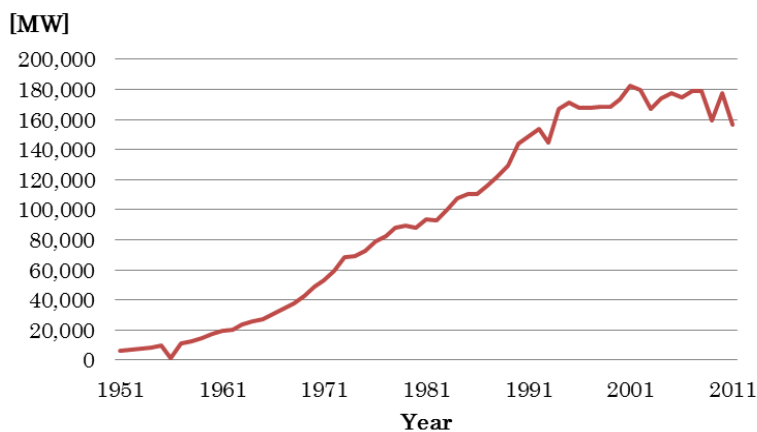
図 38 世界銀行の送変配電分野の地域別借入承諾額（現在進行中のもの）

(5) 我が国の優位性／リソース制約

図39は我が国の1951年～2011年の最大電力の推移を示している。2001年ごろまでは右肩上がりで推移しており、2001年の実績は1951年の約30倍である（年約7%の増加率）。この間、大規模な電力使用制限が行われたのは1974年の石油危機の時のみである⁹⁸。すなわち、

⁹⁸この発動は石油消費の制限が目的であり、供給に必要な設備容量は確保されていた。

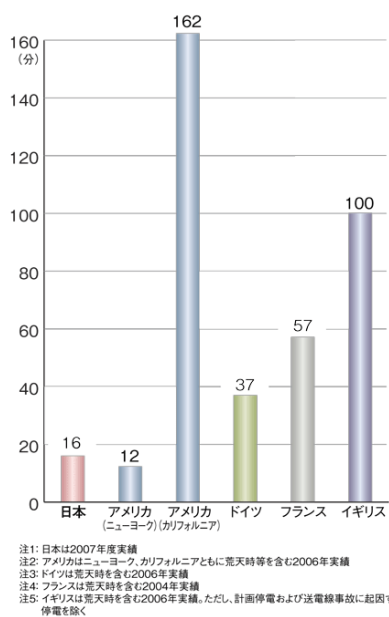
我が国の電気事業者は戦後増え続ける需要に対し、適切に需要予測を行った上で電源、流通設備の設備形成の計画を立て、その計画を着実に実行してきた実績を有する。



出所：電気事業連合会HP「電気事業60年の統計」

図 39 我が国の最大電力推移

また、図40は各国の一需要家あたりの停電時間を示している。各国によってシステムの規模や構成といった条件が違うため、一概には比較できないが、安定供給面からみて我が国は世界トップレベルの系統運用のノウハウを有していることがわかる。



出所 電気事業連合会HP「停電時間の国際比較」

図 40 需要家1軒あたりの年間事故停電の国際比較
120

以上から、我が国では途上国の送変電設備のマスタープラン策定や系統運用事業者へのキャパシティ・ディベロップメント等の分野において、強みを発揮できると考えられる。

設備形成の観点からは、送変電に係る絶対的な優位性を有する本邦技術は必ずしも多くはないが、比較的競争力が高いと考えられる技術は表13の通り。

表 13 送変電分野において、本邦優位性のある技術

技術	概要	主たるメーカー等
海底電力ケーブル	海峡を挟んだ長距離の2点を安定的に大容量送電することが可能。	ジェイパワーシステムズ・ビスカス・エクシム
低損失架空電線	標準電線より送電ロスを25%低減可能。但し電線コストは2倍、敷設工事費を含めた総コストは1.2倍。	同上
高信頼度がいい	経年劣化率が極めて低い絶縁がいい。初期コストは2倍かかるが、メンテナンスコストを削減でき、トータルでコスト低減に寄与。	日本ガイシ
超高圧送変電技術 (1,100kV)	大容量／長距離送電技術。日本の技術が国際標準であり、付帯設備（遮断器、避雷器は日本が強み）	メーカー：東芝、日立、三菱、日本ガイシ他 計画・運用：東京電力

一方、送変配電機器については、図41の世界別シェアをみると、我が国の重電メーカーのプレゼンスは高くない。

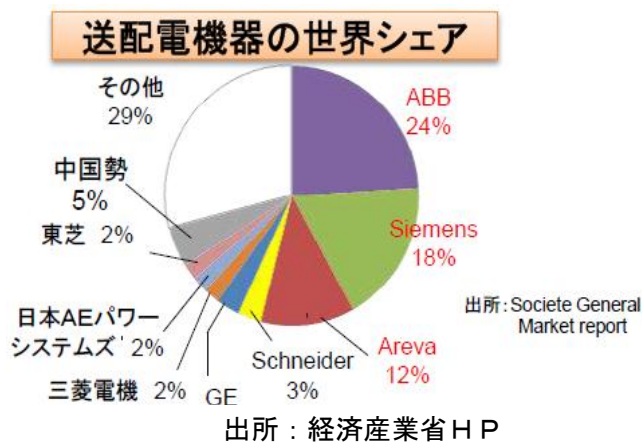


図41 変圧器のシェア

(6) JICAの協力量針

送変電設備のマスタープラン策定は、当該国の電源開発の計画ひいては一次エネルギー開発計画とも密接に関連するもので、すなわちこれは国のエネルギー安全保障の在り方にもかかわってくる。従って、この分野に協力することは、電源、資源開発も含めたエネルギー分野全般において、長期にわたってキーパーソンとの信頼関係を構築することも期待でき、国造りの観点から付加価値の高い協力であるといえる。

送変電設備形成への資金協力は、電力供給信頼度向上やロス削減の観点から、日本の優位性の活かせる分野を中心に、各国毎のニーズを踏まえて検討することが適当と思料する。

基準の策定といった分野においては、策定支援の必要性は認められるものの、必ずしも日本に優位性があるわけではないため、他ドナーによる協力を注視していく⁹⁹。

過去の有償資金協力の事例においては、用地取得の観点からは、送電線敷設ルートにおいて、地元で歴史的・宗教的に重要とされる土地を通過することを住民が拒否したため、迂回ルートの再設計を行った結果、事業期間・費用が増加した例、変電所関連の入札において、入札書類の準備段階の検討が不十分で、本事業による設備を既存の設備と接続させるにあたっての設計及び調整の観点から入札審査が長引き、全体的に工程が遅延した例などがある。これらの教訓を踏まえて、当該分野における今後の案件形成においては、用地取得の観点から、想定されるルートの事前調査・住民向けヒアリング等、より精緻な実施を考慮する、また、スムーズな入札手続きという観点から、電力ネットワーク全体の整合を補償するため、入札書類の準備段階で、設備やインターフェースの技術仕様並びに問題解決の方式・手順や責任ついて、本事業に接続する他のシステム担当者との間に合意を形成しておくなどの措置を講ずる必要がある。

(7) 案件形成上の留意点

送変電設備のマスタープラン策定においては、策定する計画が確実に実行されるよう、セミナー等を通じ広く情報を公開するとともに、当該国の政策と位置付けられるよう働きかけることが重要であるとともに、策定した計画を自ら見直し・変更ができるよう十分な技術移転を行うことも必要である。

送変電設備建設に係る資金協力においては、国際連系送電線の有無も含めてシステム全体の中期的計画を確認することを通じ適切な計画であることを確認するとともに、用地取得、地役権の確保、住民移転、(必要な場合)許認可の獲得等環境社会配慮面を案件形成から事業実施時に適切にフォローしていくことが肝要である

⁹⁹ 広域電力融通における電力系統運用基準(グリッドコード)の策定支援の分野で、世銀やアジア開発銀行が支援を実施している。

2-4-2 配電網整備

(1) 配電の定義

配電線とは、図 35 に示すような電力を輸送するシステムの中で、発電所から送電線で変電所（配電用変電所）まで送られ、電圧を下げた電気を最終的に需要家（工場やビル、家庭）へ送り届ける電線である。発電所から配電用変電設備までの電線を送電線、配電用変電設備から需要家までが配電線となる。配電線の電圧は、配電線が接続されている住宅や工場などの需要家によって異なり、またその定義は国毎に異なるが、日本では 33,000V から 100V までの電圧の配電線が存在する¹⁰⁰。需要家の用途によって配電線内でも降圧して、最終的に一般需要家に電気を届ける。

配電網の運用には配電線や電柱などのハードの整備はもちろんのこと、需要家の電力消費量の把握、それに応じた開閉器の制御、電力料金徴収に必要なシステムなどのソフト面の整備も合わせて必要である。

(2) 援助ニーズと目指すべき開発目標

開発途上国においては電化率の向上が従来の大きな援助ニーズであったが、電化が比較的進んだ国、及び電力事業者の財務健全性や気候変動の観点から電力ロスの削減を求める機運のある国、並びに電気の量に加え質への欲求が高まりつつある国等では、①電力供給の品質向上、②供給信頼度向上や、③配電ロスの低減へのニーズが生じる。

①電力供給の品質とは、需要家に供給される電気の電圧、周波数が規定範囲内に収まっているかどうかである。例えば日本では、低圧需要家の電圧は $101 \pm 6V$ 、 $202 \pm 20V$ と規定されており、周波数については東京電力管内では $50 \pm 0.2Hz$ を管理目標として運用している。途上国では、落雷事故による電圧変動や、周波数変動の増大、高い周波数成分を含んだ電圧などの電力供給品質の問題により需要家機器が破損する事例が多発している。電力品質の低下は様々な原因が考えられるが、例えば需要家電圧が規定値以下となっている場合には、変圧器容量の見直し等の対策が必要となる。②供給信頼度とは、計画停電や事故停電がどの程度の頻度で発生するか、また停電時間がどの程度かにより評価される。停電の頻度を把握する指標として SAIDI（System Average Interruption Duration Index：顧客の停電時間合計／顧客数）、SAIFI（System Average Interruption Frequency Index：顧客の停電総数／顧客数）が挙げられる。供給信頼度を高める方法として、配電系統では裸電線の絶縁電線化、耐雷対策の強化（架空地線、避雷器の重点設置）、N-1 基準¹⁰¹の導入や配電網

¹⁰⁰ 出所：発電・送電・拝殿が一番わかる、技術評論社

¹⁰¹ 電力系統の構成要素（発電機、送電線、変圧器）が N 個あった際に、いずれかの構成要素が 1 つ故障したとしても残った N-1 個の設備で電気を供給できるための基準で、多くの国で導入されている。（出典：Dr.オカモトの系統ゼミナール、日本電気協会新聞部）

のループ化¹⁰²が挙げられる。③送配電ロスの原因は大きく、テクニカルロス（設備の老朽化や、技術的な問題で起きるロス）、ノンテクニカルロス（盗電、未払いなど非技術的な商業的なロス）に大別される。多くの開発途上国では発電容量の絶対量が不足しているため、発電所の投資に比べて送配電網への投資が遅れる傾向にあり、実際の負荷に比して不十分な電線、変圧器容量で供給するためロスの大きい設備となっていることが多い。また、電源には民間資金が入りやすい一方、ノンテクニカルロスへの対応の難しさから配電への民間投資は（配電会社の民営化等事業権の移転を伴うケースを除けば）一般的に困難である。また、ノンテクニカルロスは単に料金回収ができないのみならず、想定できない負荷が増えることで、既存設備の過負荷や性能劣化が生じ、結果的に設備機能不全による、広範囲における電力供給の不安定化につながる恐れもある。表 14 に主なアジアの国の送配電ロス率を示す。

表 14 主なアジアの国の発電設備容量と送配電ロス率(2010年度¹⁰³)

	日本	中国	ベトナム	インドネシア	インド
発電設備容量 [MW]	228,479	966,410	18,494	32,872	173,626
送配電ロス率[%]	4.8	6.5	9.8	9.89	25.5

送配電ロス率は配電だけでなく、送電のロスも合わせて算出した数字であることに留意する必要があるが、仮にインドの送配電ロス率を日本のそれと同程度まで、約 20%低減できたとすると、発電所の増設をせずに約 34,700MW の電力の余剰（インドネシアの発電設備容量に相当）が発生することになる。このことから送配電ロス率の低減がいかに重要な課題かが理解できる。また、アジア以外の開発途上国でも、送配電ロス率が 10~20%台の国は多く¹⁰⁴、ロスの少ない配電網の整備はエネルギー効率の改善の観点からも好ましい。

また開発途上国の都市部では、経済成長に比例した急激な電力需要の増加に対応するため、配電網の構築も急激に進められるが、電力会社が適切に管理できない設備が多く設置される場合もあり、都市部での配電ロスの増加と電力供給が不安定になる原因とされる。こうした問題を解決するための援助ニーズとして、都市の規模の拡大に合わせた配電網の最適計画の策定、それに基づく配電網の改良・拡充・修繕、設備の維持管理への適切な実施、盗電対策、電気料金の確実な徴収方法の確立などが挙げられる。

¹⁰² 配電網で一ヶ所事故が発生したときに、事故区間のみを切り離し、他の区間は無停電で供給できる方式。

¹⁰³ 海外電力調査会 アジア諸国の電力統計 2010 年度

¹⁰⁴ 世界銀行のデータベース

(3) 国際的援助動向及び業界の動向

世界銀行及び地域開発金融機関（ADB、米州開発銀行等）は、送配電網の改良・整備に係わるプロジェクト（TA 及び資金協力）を開発途上国各国で実施している。世界銀行の配電網支援の位置づけは、既存送配電線の改良・修繕によるロスの低減、再生可能エネルギー等も利用した地方電化促進のための送配電線の拡張、電力メーターの設置など、電気料金の徴収に資するシステム導入に関するプロジェクト等が実施されている¹⁰⁵。表 15¹⁰⁶にエネルギー・セクターの種類ごとの世界銀行の融資額を示す。年度ごとに融資額にばらつきがあり、かつ配電案件単体の融資額ではないものの、送配電に係る近年の融資の合計額は火力や省エネルギー分野に肩を並べる額であり、その重要性が確認できる。

表 15 World Bank Group Financing for Energy by Type, FY 2007-12

(Revised US\$ Millions)*

Project Type	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Energy Efficiency	753	1,521	1,685	1,802	1,551	1,353	8,666
Renewable Energy ¹	840	1,471	1,678	1,905	2,977	3,615	12,487
New Thermal Generation ²	364	1,087	987	4,287	290	690	7,705
Other Energy	717	1,015	1,702	2,019	1,783	1,369	8,605
Transmission & Distribution	458	1,605	1,204	2,208	1,397	270	7,142
Upstream Oil, Gas, Coal	729	972	1,076	725	182	880	4,564
WBG Energy Total	3,862	7,670	8,332	12,947	8,181	8,177	49,168

1: This category includes hydropower.

2: New Thermal Generation includes all new fossil-fuel power plants, including new high efficiency fossil-fuel power plants (super- and ultra- critical power plants).

* The numbers in this table were drawn from a review of WBG energy financing undertaken in 2011

¹⁰⁵ 世界銀行 Energy Strategy Approach Paper October 2009

¹⁰⁶ 世界銀行 web サイトより抜粋

ADB の Energy Policy Paper (2009 年) では、4 つの政策実施の一つ“Maximizing Access to Energy for all”の中で、ロスの少ない送配電の導入支援や、システムのオープンアクセスが認められている地域での送配電事業の自由化等について支援を行うとされている。¹⁰⁷

(4) 我が国の優位性／リソース制約

高電圧で地中、海中、陸上に敷設するような高い技術が要求される送電網と比べると、配電網に係る我が国に優位性のある技術は多くないが、配電自動化システム (Distribution Automatic Control System:DAS) 及び AMI システム (Advanced Metering Infrastructure) については優位性がありうる。

DAS とは、電力システムの監視、制御を半自動的に実施できるシステムである。主に供給信頼度の向上や電力ロスの低減に寄与する。停電時間を大幅に短縮(1/10~100)するとともに、電力品質の確保にも寄与。日本ではほぼすべてのエリアで配電自動化システムの導入が完了している。米国や欧州、アジア等の諸外国においては、普及率は高くないが、配電システムの運用効率化、信頼性向上の観点から、後述するスマートグリッド技術の一つとして導入が進みつつある。本邦の主要リソースとして東芝、日立、三菱、富士、明電舎が挙げられる。ただし日本の DAS は個別の技術力は高いものの、海外で求められる技術水準とかい離する場面も想定されることに加え、現状では海外の実績は少ないという弱みもある¹⁰⁸。一般的に DAS については停電回避ニーズが高く、かつ需要家数が多い都市部への導入が有力であるが、以下の 3 点に留意する必要がある。

- 1) 途上国における停電理由には「供給力不足」があり、DAS が本当に有効かの見極めが必要。また、一般的に電力料金が安い途上国では「停電回避」に伴う財務面での便益が極めて低くなり、投資に見合わない状況も存在する。
- 2) 合計停電時間の縮小を図るものであり、停電回数の削減には貢献しないことに留意し¹⁰⁹、適切な配電計画に基づいた導入検討が不可欠である。また、導入に当たっては、配電網のメッシュ／ループ化等、適切な配電網の構築が前提である。
- 3) 日本式の DAS は海外の同等機能を持つ配電システムと比較して安価で構築が可能な場合がある一方、当該地の電力設備基準によっては導入が困難な場合がある。具体的には、配電システムが日本と同じ非接地系統であることが前提となるため、あらかじめ、当該地における送配電設備の技術基準を確認する必要がある。

¹⁰⁷ ADB Policy Paper Energy Policy June 2009

¹⁰⁸ みずほ産業調査 Vol.39 より抜粋

¹⁰⁹ 老朽化した設備により停電が頻発する地域では、導入効果は期待できない。

AMI システムとは、通信機能を備えた電力メーター（スマートメーター）と通信設備を組み合わせ、遠隔／自動検針や、電力使用状況の随時モニタリングを行うものである。AMI システムの導入によって電気料金徴収率の向上（ノンテクニカルロス改善）、料金徴収に係るコスト低減が期待できる¹¹⁰。本邦の主要リソースとしては東芝、大崎電気、エネゲートが挙げられる。ただし、メーターは地域性が強いため、当該国にて実績のある会社が圧倒的に有利である。

(5) JICA の協力量針

過去の協力事例としては無償および有償資金協力による配電網の強化・整備に係る案件や、技術協力による技術者の能力開発の案件等がある。本分野における教訓の例として次の2点がある。①資金協力においては電力系統整備の教訓と類似するが、用地取得に際し配電線敷設ルートにて道路や歴史的建造物への干渉が生じたため、政府機関からの許認可の取得に時間を要し、事業の遅延が発生した。②技術協力においては、供与機材のうち一部の機材マニュアルが現地の言語に対応しておらず、技術移転に影響があったことに加え、現地に機材メーカーの支店や公認代理店がないため供与機材が活用できない事態が発生した。これら教訓を踏まえて、当該分野における案件形成においては、①用地取得に際し、既往案件の実際の事業期間を参考に、実施スケジュールを十分に検討すること、②供与機材の選定の際にはメンテナンスとアフターケアの有無や、現地代理店の有無と対応能力についても留意する必要がある。

また、上記(2)でも触れたとおり、開発途上国にとっては主として以下のニーズがあるが、当該国の電力セクター全体の分析を通じ、優先度が高く、開発効果が高いものを支援していくことが必要。

- ・ 電力の質の向上
- ・ テクニカルロスの低減
- ・ ノンテクニカルロスの低減
- ・ 都市の拡大に合わせた配電網の最適計画の策定・実施
- ・ 電化率の向上

上記のニーズのうち、電化率や電力の質の向上や、配電網の最適計画の策定については、配電網の整備のみならず発電所増設や電力系統の整備が必要となる場合があるため、当該地域の電力開発計画全体も俯瞰する必要がある。

¹¹⁰ 労働組合が強固な途上国電力会社の料金徴収スタッフの雇用問題に繋がるため、留意が必要である。

(6) 案件形成上の留意点

配電網の整備に係る協力については、配電網の計画策定などの政策・計画に係る協力と、施設の増強や技術者に対する技術支援などの、技術面に係る支援が挙げられる。

案件形成にあたっては、①配電は比較的民営化される国が多く、ODA 対象の適否の早期検討、②配電網拡充と電源・系統との整合性の確保、③特に都市部での工事において、道路監督官庁他との調整に留意、④JICA の協力によって配電システムの運営が高度化した場合には、職員の技能を強化するニーズが強まるため、ソフトとハードの両面からバランスの良い支援が必要、等に留意することが望ましい。

BOX 7 : スマートグリッド

スマートグリッドの定義は国際的に統一されたものが存在しないが、従来からの集中型電源と送電系統との一体運用に加え、「情報通信技術の活用により、太陽光発電等の分散型電源を含む供給側と需要家の情報を統合・活用することにより、高効率、高品質、高信頼度の電力供給システムの実現を目指すもの」¹¹¹とされている。また、世界各地域でのスマートグリッドの種類およびその目的は、下表のように分類できる。途上国のニーズとしては表の(3)のほかに、供給信頼度強化と再生可能エネルギーの導入という(1)と(2)の両方を目指すものがある。ただし、スマートグリッドは目的によって必要な技術も異なるため、スマートグリッドの導入を希望する国がある場合は、その目的を確認することが重要となる。また、スマートグリッドの応用として、電力だけでなく、熱や未利用エネルギーも含めたエネルギーを地域単位で統合的に管理すると共に、交通システムなども組み合わせた、「スマートコミュニティ」の実証実験が世界各国で進められている。

なお、スマートグリッドは、依然として実証実験段階にあることから、実証結果を慎重にフォローする必要があることに加え、個別技術のインテグレーター不在を指摘する声がある、途上国の場合は住民が高度なエネルギー供給サービスを相応の対価を支払って入手する意思を持っている必要がある等、個別の協力案件検討にあたっては、十分な留意が不可欠である。

¹¹¹ 低炭素電力供給システムに関する研究会報告書 より抜粋

表スマートグリッドの種類および導入目的¹¹²

種類	目的	該当地域	機能・能力
(1)供給信頼度強化型	<ul style="list-style-type: none"> ・老朽化した電力網を更新 ・保全コストを抑制しつつ、供給信頼性を向上 	米国（北東部など）	<ul style="list-style-type: none"> ・新たな送電・配電網設備 ・停電監視、障害解析 ・系統安定化技術など
(2)再生可能エネルギー大量導入型	<ul style="list-style-type: none"> ・再生可能エネルギーを積極的に導入 ・低炭素型社会の街づくり 	日本 欧州	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽光発電など分散電源 ・蓄電技術 ・プラグインハイブリッド車 など
(3)燃料費削減型	<ul style="list-style-type: none"> ・ディーゼル発電の燃料費を再生可能エネルギーの導入で節減 ・燃料調達が困難になった場合のエネルギー安全保障 	<ul style="list-style-type: none"> ・大洋州などの島嶼国 ・オフグリッド地域 	<ul style="list-style-type: none"> ・再生可能エネルギーとディーゼル発電のハイブリッド化

途上国のニーズは多様である一方、スマートグリッドもこれから発展が期待される技術であるため、様々な選択肢を検討ができる。ただし、スマートグリッドの計画・運用は電力セクターの現状とあるべき未来像について関係者間で合意が取れていることが大前提である。スマートグリッドにおける問題の一つとして、これらの関係者間の合意形成の不足が挙げられる。

現時点のスマートグリッド技術で、JICA として検討可能と考えられるものは、以下の2点である。

- ・都市部における配電ロス低減／停電時間短縮化
- ・島嶼国／飛び地における電力供給安定（ディーゼルと再生可能エネルギーとのハイブリッド）

前者の協力事例としては①配電網の整備と強化、②DAS による系統監視と系統操作、③

¹¹² NEDO 再生可能エネルギー技術白書より一部改

http://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html

自動検針装置などのスマートメーターの導入が考えられる。また、途上国ではそもそも電力が足りず自家発電（ディーゼル）併設が一般的なことに加え、急速な電力需要の増加に伴う設備容量の不足による配電ロス増加や停電時間が問題となっている場合が多い。既存の配電網整備が不十分なところに配電ロス低減や盗電防止のためのDASやAMIシステム等の導入は困難であることから、十分な電源の確保、①や②の対応はスマートグリッド導入のための環境づくりとして重要である。また、②のDASについては、停電時間減少に対して大きなニーズが存在（例：都市部等）することを確認する必要がある。需給調整を行うためには、需要家が消費電力量を把握できる高度なシステムの導入や、時間帯別の電力料金制度の導入など、解決すべき課題が多いため、③においてもまずは系統監視や系統操作に必要な技術の導入から始めることが現実的である。なお、③のスマートメーターの代替の機器としてプリペイド式のメーターが存在する。プリペイド式メーターは日本に優位性はないものの、AMR（Automated Meter Reading）やAMIに比べ通信設備の構築にかかるコストが低いため、電気料金の確実な徴収が主なニーズの場合にはAMRやAMIの代わりにプリペイドメーターの導入を検討することも一案である。

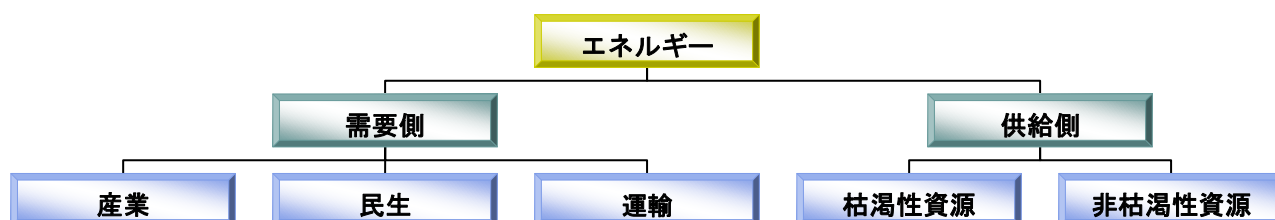
続いて島嶼国/飛び地での電力安定供給の協力事例としては、太陽光発電とディーゼル発電のハイブリッド化がある。留意事項としては、再生可能エネルギーとして太陽光や風力発電のように出力変動が大きいものを導入するときは、可能エネルギーの発電容量は併設したディーゼル発電量で出力変動を吸収できる程度の規模にとどめるか、出力変動を平準化するために蓄電池等を導入する必要がある。蓄電池を利用する場合には、蓄電池の更新費用やリサイクル料金の確保や、蓄電池のリサイクル方法についても確立しておく必要がある。

2-5 省エネルギー

2-5-1 省エネルギーの定義

省エネルギーとは、ある目的達成に対して必要なエネルギーの消費を、設備技術や運転管理の改善等によって減少させることである。広義には、社会全体におけるエネルギー消費の効率化を意味し、「需要側」の産業、民生¹¹³、運輸の省エネルギーに加え、資源（一次エネルギー）をエネルギー（二次エネルギー）に転換する電力、都市ガス等の「供給側」も、エネルギーの自家消費やエネルギー生産プロセスの効率化等、省エネルギーの対象となる¹¹⁴。

ここでは、主として需要側の産業、民生（業務、家庭）における省エネルギーを対象とする。



<各部門の詳細>

- ・ 産業：工場（製造業（製鉄、非鉄、機械、化学、窯業、繊維、紙パ、食品など）、電力、都市ガス、石油製品、熱供給など）
- ・ 民生：業務（ビル：オフィス、ショッピングセンター、病院、ホテルなど）、家庭
- ・ 運輸：車輛、船舶、航空機、交通システム、物流システムなど
- ・ 枯渇性資源：石油、石炭、天然ガス、原子力など
- ・ 非枯渇性資源：水力、地熱、風力、太陽エネルギー、バイオマスなど

出所：「JICA（2005）課題別指針（省エネルギー）」
図 42 エネルギーの「需要側」と「供給側」の分類

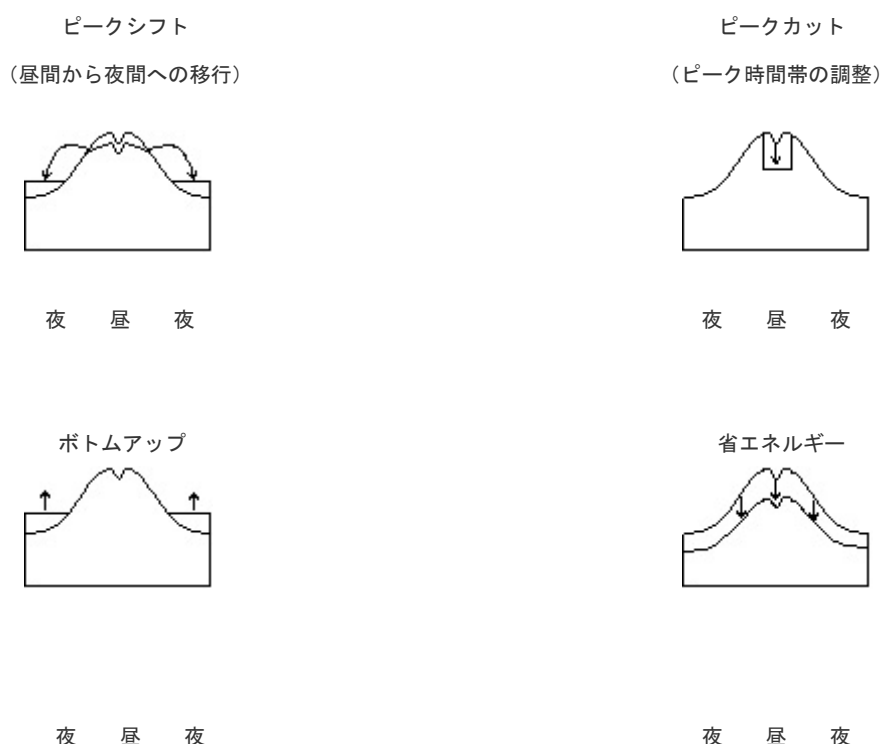
¹¹³ 「民生部門」には、主に商業施設・ビルを含む「業務部門」及び「家庭部門」が含まれる。

¹¹⁴ 出所：JICA（2005）課題別指針（省エネルギー）より

エネルギーは、消費される際、熱エネルギーと電気エネルギーのいずれかの形態で使用される。熱エネルギーとは、石油、石炭、天然ガスなど、資源の燃焼によって得られるエネルギーである。電気エネルギーとは、発電所などにおけるエネルギー転換を経て供給される電気のことである。省エネルギーを包括的に実施するためには、熱エネルギー・電気エネルギー、双方を検討とすることが必要である。

BOX 8 : デマンド・サイド・マネジメント

デマンド・サイド・マネジメントとは、需要側の管理であり、供給側の管理である、サプライ・サイド・マネジメントの反対語として使われる。具体的なデマンド・サイド・マネジメントには、ピークシフト、ピークカット、ボトムアップ、省エネルギーなどがある。省エネルギーとデマンド・サイド・マネジメントは時に同義語として使われるが、省エネルギーは、包括的なエネルギー使用効率の改善である一方で、デマンド・サイド・マネジメントは電力のピーク対応による負荷平準化を示すケースが多い。



出所：「METI (2008) 負荷平準化対策」

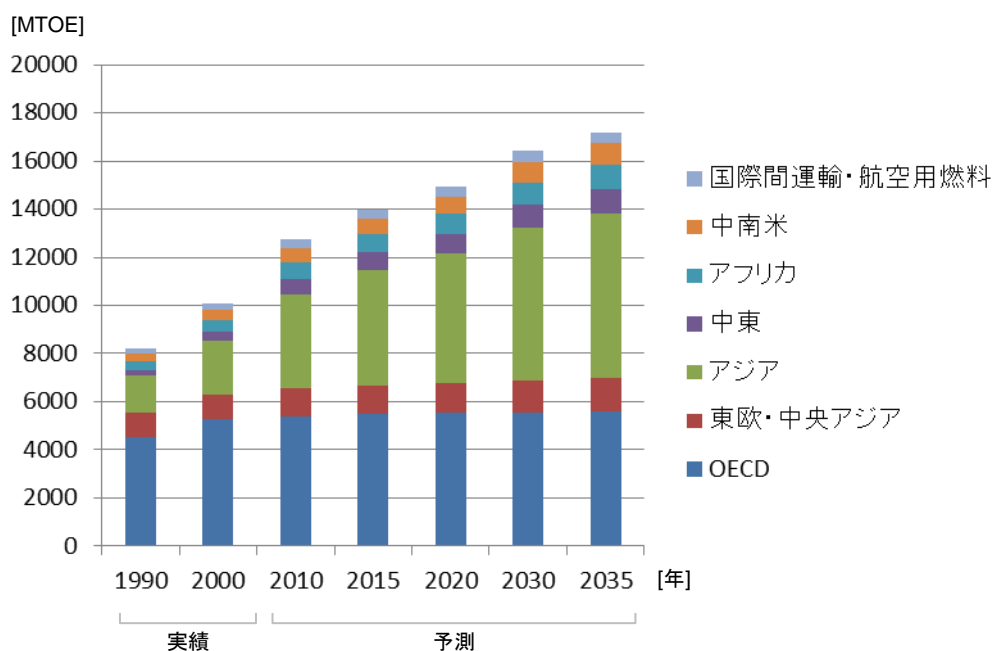
図 デマンド・サイド・マネジメントによる負荷平準化

2-5-2 省エネルギーの現状

(1) 国際的省エネルギーの概況

1) 省エネルギーの必要性

経済成長とエネルギー消費量には一般に相関関係があることから、持続的な経済成長のためにはエネルギーの確保が必須である¹¹⁵。このような背景から、世界の最終エネルギー消費量は継続的に伸びており、1973年の4,672 MTOE¹¹⁶から2010年の8,677 MTOEと約2倍となっている。近年では、OECD諸国のみならず、特に、OECD以外のアジアを中心とした発展途上国の経済成長に合わせてエネルギー需要が急増している。2010年から2035年にかけて、世界経済が140%伸び、世界人口が17億人増えた場合、世界全体のエネルギー需要は35%増える見通しとなっている¹¹⁷。



出所：「IEA World Energy Outlook(2012)」

図 43 世界の最終エネルギー消費量（地域別）

気候変動対策の観点では、化石燃料大量消費の結果として、大気中の二酸化炭素（CO₂）濃度上昇による地球温暖化が進行しており、重要なグローバルイシューの一つとなってい

¹¹⁵ 日本エネルギー経済研究所（2004）エネルギー経済データの読み方入門，省エネルギーセンター

¹¹⁶ MTOE：Million Tons of Oil Equivalent（原油換算百万トン）

¹¹⁷ 新政策シナリオによる検討。出所：IEA（2012）World Energy Outlook 2012

る。特に、エネルギー資源を化石燃料に依存している場合には、経済成長、エネルギー安全保障、環境保全を同時に満たすことは難しく、多くの国で政策的な課題となっている¹¹⁸。

世界のエネルギー需要が高まる中で、エネルギー安全保障と持続的な経済成長を確保するためには、省エネルギーはこれまでになく有効な手段として認識されている。また、気候変動緩和策の中で省エネルギーが最も費用対効果の高い手段であることが、近年のエネルギー経済分析で示されている¹¹⁹。このような背景から、世界的にエネルギー安全保障、持続的な経済成長、環境保全を確保するために、省エネルギーが必要とされている。この3要素は、エネルギー確保（Energy）、経済性（Economy）、環境（Environment）の頭文字を取り3Eと表現されることが多い。

2) 省エネルギーの課題

一方で、省エネルギーの推進には多くの課題がある。一般に省エネルギー設備技術は、既存のものよりも高価であるため、初期投資コストをカバーすることが課題である。初期投資を必要としない省エネルギー運転管理には、人材育成や普及啓発が必要である。また、エネルギー価格が政策的に安価に抑えられている場合には、省エネルギー設備技術の投資回収年数が長期になるため、インセンティブが働きにくい¹²⁰。更に、多くの省エネルギー政策・制度は規制やインセンティブを伴うため、省エネルギーに係る法体系の整備やその実施体制やモニタリング体制の整備を要する。世界的な省エネルギーの推進には、2010年から2035年にかけて、毎年1.5兆ドルが必要であると試算されている¹²¹。

3) 主な省エネルギー施策

省エネルギーを推進するためには、一般に産業部門から手掛けることが有効とされ、特にエネルギー多消費産業である鉄鋼、セメント、化学、製紙、繊維、食品加工産業などが重点分野とされる。他方で業務部門（ビル）と家庭部門は裾野が広いために、省エネルギーの推進は難しいとされる。

省エネルギーを推進するための施策には、規制措置としてエネルギー管理制度、エネルギー診断制度、省エネルギーラベリング制度が、市場原理・支援措置としてデマンドレスポンス、ESCO、ファイナンススキーム、普及啓発活動などがある。主要な施策を以下に示す。（我が国の主要な省エネルギー施策については、2-5-2 (2) 2) 参照。）

規制措置

¹¹⁸ 日本エネルギー経済研究所 (2004) エネルギー経済データの読み方入門, 省エネルギーセンター

¹¹⁹ IEA (2012) World Energy Outlook 2012

¹²⁰ IEA (2012) World Energy Outlook 2012

¹²¹ IEA (2012) World Energy Outlook 2012

エネルギー管理制度 ¹²²	規定量以上のエネルギーを使用する事業者が、社内従業員の中から専門資格を取得したエネルギー管理士を任命し、エネルギー管理を推進すると共に、エネルギー使用量や省エネルギー達成度について規制者に進捗報告する制度。省エネルギー法の下で、義務化されるケースが多い。適用している国は、イタリア、日本、インド、タイ、ベトナム、中国等。
エネルギー診断制度 ¹²³	規定量以上のエネルギーを使用する事業者が、社外のエネルギー診断を受診し、その結果を規制者に報告する制度。同制度は、日本では適用されていないが、インド、中国、ベトナム等では義務化されている。
エネルギー効率基準／省エネラベリング制度 ¹²⁴	エネルギー効率基準／ラベリング制度は、家電製品などを対象に、国の定める基準値・目標値の達成度を判別し、未達成製品の販売規制や最終消費者に対して、エネルギー消費効率の明示を行う制度。対象機器は、エアコン、冷蔵庫、テレビ、照明器具等が代表的である。強制制度、任意制度が存在する。強制制度の適用国は、中国、インド、シンガポール、ベトナム、インドネシア等。任意制度適用国は日本、タイ等。
市場原理・支援措置	
デマンドレスポンス (電気料金)	電気事業者が時間帯別に料金を設定することで、需要家に自らの判断で、割高な料金が設定された高負荷時に需要抑制、割安な料金が設定された低負荷時に需要シフトを促す枠組み ¹²⁵ 。
ESCO	Energy Service Company の略。既設の各種ビル、工場設備などを対象に省エネルギーの成果を保証して改修工事を包括的に実施するビジネス ¹²⁶ 。詳細は BOX2 を参照。
ファイナンススキーム	省エネ機器を対象とした、優遇税制、補助金、低利融資等。省エネ機器投資コストの回収期間を短くし、導入促進を図る。

¹²² 経済産業省 (2010) エネルギー管理制度について、
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g81225f04j.pdf>

¹²³ 省エネルギーセンター (2012) <http://www.eccj.or.jp>

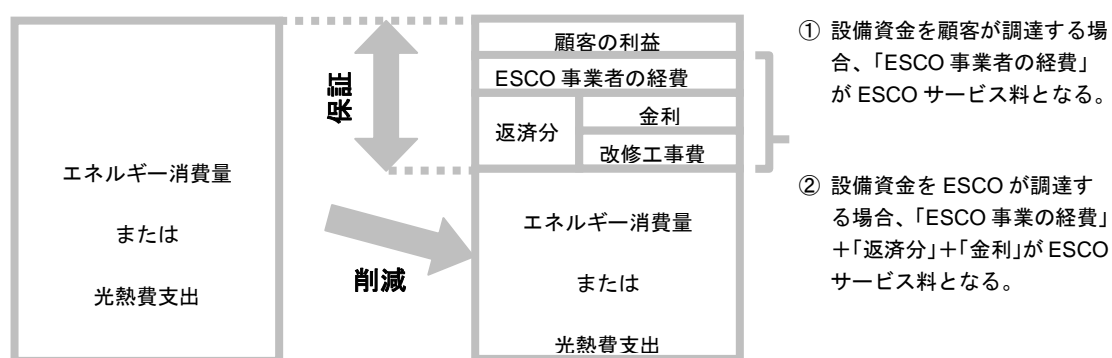
¹²⁴ 省エネルギーセンター (2012) 省エネラベリング制度、http://www.eccj.or.jp/labeling/01_01.html

¹²⁵ 経済産業省 (n.d.) デマンドレスポンスについて、
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/002_s01_01_05.pdf

¹²⁶ 省エネルギーセンター (2012) <http://www.eccj.or.jp>

BOX 9 : ESCO (Energy Service Company)

ESCO とは、既設の各種ビル、工場設備などを対象に、省エネルギーの改善提案を行い、省エネルギー設計・施行、設備の保守・運転管理、事業資金のアレンジ、省エネルギー効果の保証、省エネルギー効果の計測と検証等を包括的に実施するビジネスである。ESCO 事業者は、顧客との契約の中で省エネルギー効果を保証し、その一部を報酬として受け取る。



出所：ESCO 推進協議会（2012）ESCO のススメ

図 省エネルギー効果と保証

ESCO ビジネスモデルは、第一次石油危機以降、原油価格の高騰を受け、米国で生まれ、普及拡大した。同制度は、欧米など、市場原理による省エネルギー推進を重点政策としている国々で普及している。我が国では、政府主導による省エネルギー施策や民間企業の自助努力によって省エネルギーは推進されているため、ESCO の普及は限られているものの、近年では民生部門（業務部門、家庭部門）の省エネルギーを推進するための支援措置として、BEMS¹²⁷、HEMS¹²⁸などの補助金を ESCO 経由で支出する制度が作られている。

ESCO は、一般的にエネルギー価格に歪が少なく、市場原理による省エネルギー推進を重点政策としており、産業部門・業務部門の省エネルギーポテンシャルが高い地域で適応可能である。また政府による優遇税制、補助金、利子補給などのインセンティブ

¹²⁷ BEMS: Building Energy Management System ビルエネルギーマネジメントシステム

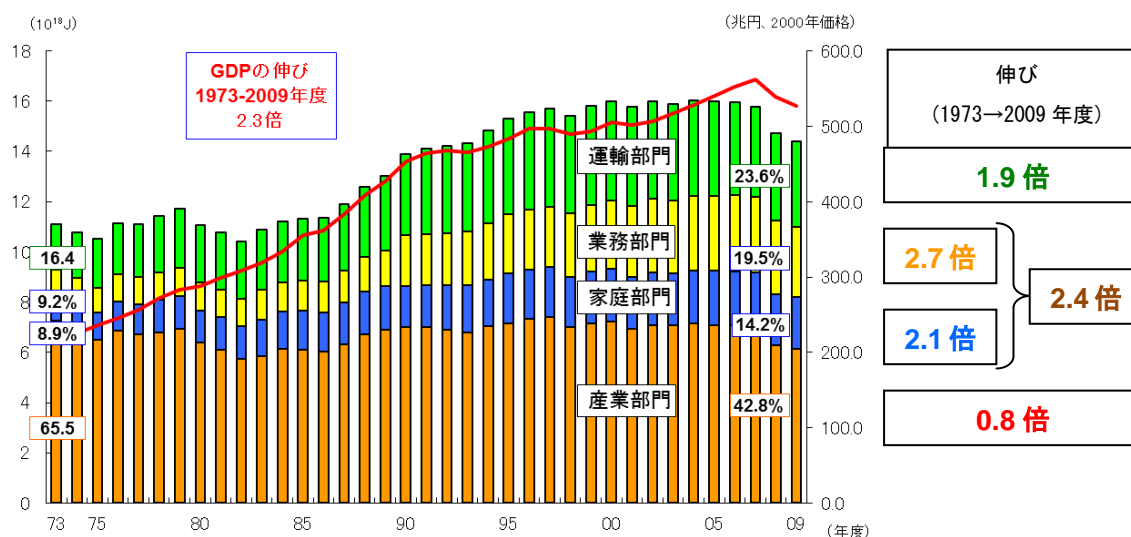
¹²⁸ HEMS: Home Energy Management System ホームエネルギーマネジメントシステム

がある国では、投資回収年数を短縮でき、ESCO 導入の際に有利となる。省エネ設備の投資回収年数は、先進国では3年から10年程度が一般的であるが、途上国では、そのビジネス環境の移り変わりの早さから、3年程度が限度とされており、ESCO 導入の際の障害となっている。ESCO を途上国に導入する際には、これらの点について留意するべきである。

(2) 我が国の省エネルギーの概況

1) 我が国のエネルギー消費動向

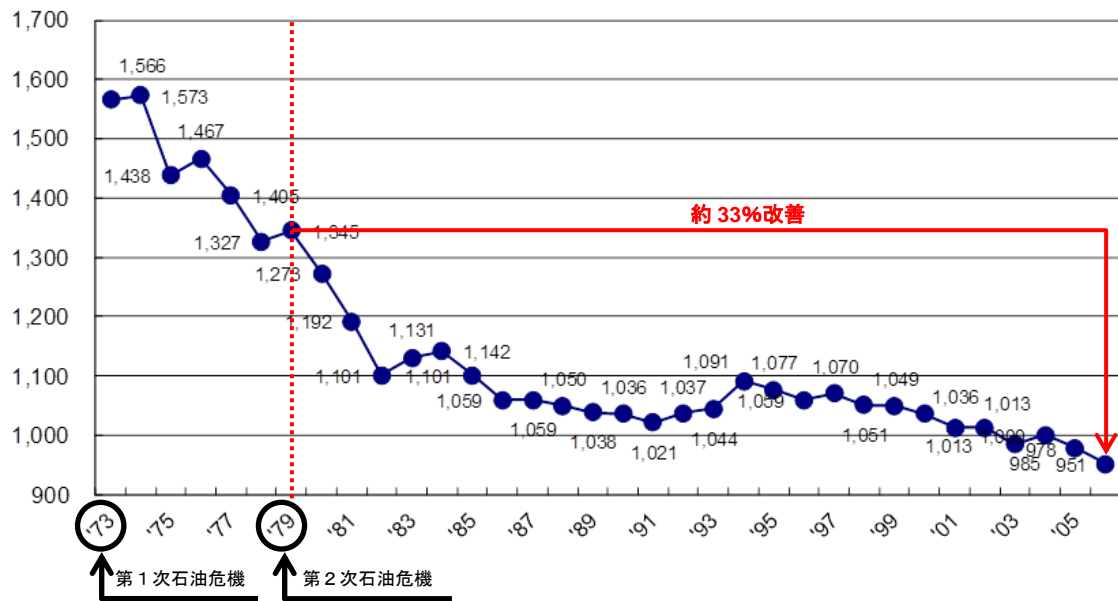
我が国は、エネルギー自給率が低いことから、1970年代の二度にわたる石油危機をきっかけに社会全体の各部門が一体となってエネルギー効率改善を進めてきた経緯があり、現在では世界最高水準の省エネルギーレベルを達成している。特に1979年に「エネルギーの使用の合理化に関する法律」（通称：省エネ法）を施行して以来、指定事業者に対するエネルギー管理制度の導入を通じて、省エネルギーを推進してきた。その結果として、高度経済成長にも関わらず、産業部門のエネルギー消費は過去約30年間にわたり同水準に抑えられている。また、エネルギー利用効率を示すエネルギー原単位は、省エネ法が施行された1979年から2009年までの30年間に約33%改善している。我が国のGDP当たりの一次エネルギー総供給は、急速な経済成長を遂げている中国やインドと比べて、約8分の1の大きさとなっており、省エネルギーが進んだ欧米に比べても米国の約2分の1の大きさ、ドイツ、英国やフランスなどよりも低い値となっている。開発援助として扱う際には、高度な技術・制度を有する日本への期待が大きい分野である。



出所：「経済産業省 (2011) エネルギー白書 2011」

図 44 最終エネルギー消費と実質GDPの推移

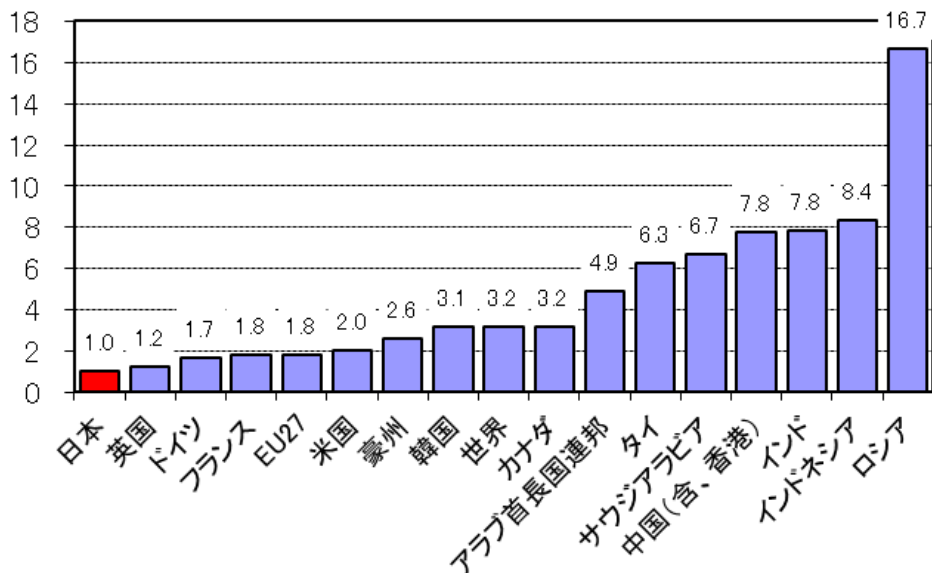
[TOE/10 億円]



出所：「経済産業省 (2011) 我が国の省エネルギー政策について」

図 45 我が国のエネルギー原単位の推移

(指数 日本=1)



出所：「経済産業省 (2011) エネルギー白書 2011」

図 46 エネルギー原単位の主要国比較(2008年)

BOX 10：我が国と欧米との省エネルギーへのアプローチの違い

省エネルギーは、英語で「Energy Efficiency」と訳され、我が国と欧米において、その概念に違いがある。我が国の省エネルギーは、無駄なエネルギー使わないような行動抑制を含めて、エネルギー需要の絶対量を減らすことを目的としている。このような意味において、我が国の省エネルギーは、英語の「Energy Conservation」に近い概念と言える¹²⁹。

他方で、欧米の省エネルギー、即ち「Energy Efficiency」は、同水準の仕事を提供できる高効率機器や代替技術を採用することによるエネルギー消費の低減を目的としており、エネルギー効率化に近い概念である。この場合、行動抑制によるエネルギー需要の低減や、生活水準を代償とした省エネルギーは目的としていない。このように、電気をこまめに消費することや、冷房の温度を下げすぎないことなど、行動抑制を促す省エネルギーは、我が国の独特な取り組みと言える。

このような違いを受けて、欧米諸国では、民間企業による市場原理を活用した省エネルギーの推進に重点が置かれている一方で、我が国の省エネルギー政策・制度は、政府主導による規制に重点が置かれており、アプローチに違いがある。

¹²⁹ IEA (2012) World Energy Outlook, Focus on Energy Efficiency, P269

2) 我が国の主な省エネルギー施策

我が国で省エネルギーを推進するための、主な施策は以下の通りである¹³⁰。

規制措置	
エネルギー管理制度 (産業部門・業務部門)	・ 指定事業者に対する省エネ措置 (年1%の削減努力)
エネルギー効率基準/ 省エネルギーラベリング制度 (業務部門・家庭部門)	・ 家電等に対するトップランナー基準 ¹³¹ ・ 家電の省エネ性能の表示
支援措置	
補助金 (産業・業務・家庭部門)	・ 省エネ設備の導入に際しての補助金 ・ 住宅エコポイント
低利融資 (産業部門・業務部門)	・ 省エネ設備の導入に際しての利子補給等
優遇税制 (産業・業務・家庭部門)	・ 省エネ設備の導入や省エネビル建築に際しての税制 (特別償却) 等 ・ 住宅リフォーム減税

3) 我が国の主要な省エネルギー技術

我が国の代表的な省エネルギー技術は以下の通りである^{132 133 134 135}。

国家ベース、規制	
ヒートポンプ	触媒を利用した熱移動/供給技術 (例: 冷蔵庫、エアコン等)。

¹³⁰ 経済産業省 (2011) 我が国の省エネルギー政策について

¹³¹ トップランナー基準: 電気機器等の省エネルギー基準を、現在商品化されている製品のうちエネルギー消費効率が最も優れているもの (トップランナー) の性能、技術開発の将来の見通し等を勘案して定め、機械器具のエネルギー消費効率の更なる改善の推進を行う制度。2012年4月時点で23機器が対象。出所: METI (2012) トップランナー制度の概要について、
<http://www.enecho.meti.go.jp/policy/saveenergy/save03.htm>

¹³² NEDO (2011) 省エネルギー技術戦略 2011

¹³³ NEDO (2008) Japanese Technology for Energy Savings

¹³⁴ JASE-W (2013) 国際展開技術集 2013

¹³⁵ JICA (2012) エネルギー関連技術資料

	<p>①空調導入の基幹技術であり、比較的普遍的にニーズは存在。</p> <p>②ビルの冷房等大型のヒートポンプは米国系企業が優位。日本企業は冷暖房利用、工業用（温水と冷温の併給）、家庭用（給湯）に強み。</p> <p>③広く普及が可能な技術であり省エネ効果も高いが、エネルギー価格が政策的に低く抑えられている地域では、投資コストの回収には長期間必要。</p> <p>（60%程度の省エネルギー効果¹³⁶）</p>
インバーター	<p>供給電力の周波数調整によるモーターの回転数制御技術</p> <p>①ポンプ、ファン、エアコン等、モーター制御に係る基幹技術であり、比較的普遍的にニーズは存在。</p> <p>②単体では価格面で、日本製品は不利。インバーターエアコンなど、システム全体の制御の場合は、日本製品が優位。</p> <p>（インバーターエアコンは30%～50%程度の省エネ効果¹³⁷）</p>
リジェネバーナー	<p>加熱炉の廃熱回収・燃焼用空気予熱による高効率バーナー</p> <p>①製鉄の圧延工程に使用される鉄鋼業の専用技術</p> <p>②日本製品に比較優位性があるが、海外での導入実績は少ない。</p> <p>（30%～70%程度の省エネ効果¹³⁸）</p>
高効率ボイラ	<p>高効率小型貫流ボイラの大型炉筒煙管ボイラ切り替えによる効率化。</p> <p>①発生蒸気利用による食品加工への利用など</p> <p>②日本製品に比較優位性があり、海外導入実績もあり。</p> <p>（10%～30%程度の省エネ効果¹³⁹）</p>

(3) 途上国の省エネルギーの概況

1) 途上国の省エネルギーの必要性

¹³⁶ 既存ガス使用機器との比較値。

¹³⁷ 非インバータータイプのエアコンとの比較値。

¹³⁸ 既存ガス焚きバーナーとの比較値。

¹³⁹ 大型炉筒煙管ボイラとの比較値。

世界的に省エネルギーは重要ではあるが、対象国の発展段階によってその優先度やポテンシャルが違うことを考慮する必要がある。一般的に、工業が急速に発展し、経済成長の段階にある国は、GDPの伸び率に対してエネルギー需要の伸び率の方が高く、エネルギー供給が需要に追いつかないためエネルギー需給が逼迫している。エネルギー安全保障及び持続的な経済成長の確保のためには、省エネルギーが有効な手段の一つとなる。

近年では、気候変動枠組条約の下で、「途上国による適切な緩和行動（Nationally Appropriate Mitigation Action: NAMA）」、即ち、途上国各国の事情に応じた自主的な排出削減の検討が求められており、省エネルギーが気候変動緩和策のもっとも現実的な対策として期待されている。

2) 途上国の省エネルギーの課題

発展途上国が抱える問題として、各種省エネルギー施策に強制力を持たせるような仕組み（法体系・実施体制）が不足しており、省エネルギーの推進の弊害となるケースがある。我が国と欧米との省エネルギーへのアプローチの違いについてはBOX9で触れている通りだが、途上国で日本型の省エネルギーの推進、即ち、法規制によるエネルギー管理制度やエネルギー効率基準・省エネルギーラベリング制度等を推進する場合には、法体系の整備に加え、法律の強制力の確保が重要であり、当該国のガバナンス能力が大きく問われる。しかしながら、多くの途上国では、ガバナンス能力に制約があるため、省エネルギーが想定通りには普及し難い状況にあり、実効性のある強制制度の構築や省エネ施策の検証がますます重要となっている¹⁴⁰。APEC等の国際会議においても、省エネ制度の強制力に係る検証方法について、各国の取り組みを紹介する等、議題に上ることが多い。

また、途上国では、エネルギー価格（特に電力価格）が政策的に安く抑えられている傾向にあるため、エンドユーザーの省エネルギーに対するインセンティブが働きにくく、電力公社等による赤字経営を補てんするために政府補助金が使われ、国家財政を圧迫しているケースが多い。エネルギー価格が安価な場合、省エネルギーを市場原理で推進するには限度があり、補助金、優遇税制、低利融資などのインセンティブを設ける必要性が高まるが、対象国の所管省庁はエネルギー省等であるのに対し、インセンティブ制度を構築するためには、財務省等の理解・関与が必要となるため、一般的に長期を要する。このような場合には、エネルギー価格の政策的歪みを除去し、電力公社等への補助金を省エネルギー設備・機器へ割り振ることの有効性を相手国財務省に示すことが重要と考えられる。

2-5-3 省エネルギーに係る動向

(1) 国際的援助動向及び業界の動向

¹⁴⁰ IEA (2012) World Energy Outlook, The importance of effective implementation, P279

世界銀行は、省エネルギーの推進のために、民間セクターの活用が不可欠として、民間資本の活用を促す政策・規制・金融・法的枠組みへの支援を重点分野として位置付けている¹⁴¹。また、ADB は、省エネルギーの推進をエネルギー重点政策のひとつとして掲げている。特に、産業部門に対する支援を明確化しており、業界団体、金融機関、ESCO 等の活用によって推進する方針である。民生部門に対しては、基準認証や省エネルギーラベリング制度への支援方針を公表している。また、CDM¹⁴²案件の形成につながる融資・技術支援も支援方針に含めている¹⁴³。

国際的な取り組みとしては、エネルギー管理制度の国際資格である ISO50001 が 2011 年 6 月に発行され、業種と規模を問わず、あらゆる組織がエネルギー管理のために利用できる。並行して、EC（欧州委員会）の拠出により、アセアン諸国におけるエネルギー管理士制度の構築プロジェクト（AEMAS: ASEAN Energy Manager Accreditation Scheme）が 2010 年から 2013 年にかけて実施されており、アセアン 6 か国（カンボジア、インドネシア、ラオス、マレーシア、ミャンマー、フィリピン、タイ、ベトナム）にて、ISO50001 の普及のための活動が展開されている。また、UNDP の支援により、アジアにおける基準認証と省エネラベリング普及のためのプロジェクト（BRESL: Barrier Removal to Cost-Effective Development and Implementation of Energy Efficiency Standards and Labeling Project）が、2009 年から 2013 年にかけて実施されており、アジア 6 か国（中国、タイ、ベトナム、パキスタン、バングラデッシュ、インドネシア）にて、主要家電製品に対する省エネラベリング制度構築支援が行われている。

BOX 11 : 国際基準認証と省エネルギーラベリング制度

近年、WTO /TBT 協定¹⁴⁴により、国際規格の重要度が増しており、家電製品等を認証するための試験機関の認定制度を規定する ISO17025 の動向に注視する必要がある。省エネ

¹⁴¹ World Bank (2011) Renewable Energy and Energy Efficiency, <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTENERGY2/0,,contentMDK:22505284~pagePK:148956~piPK:216618~theSitePK:4114200,00.html>

¹⁴² CDM: Clean Development Mechanism（クリーン開発メカニズム）国連気候変動枠組条約下の「京都議定書」で規定された市場メカニズムを活用する柔軟措置の一つ。途上国で温暖化対策のプロジェクトを行い、当該プロジェクトを実施しなかった場合と比較して、追加的な排出削減があった場合、その排出削減量に対してクレジットが発行される。プロジェクトの実施によって得られたクレジットを先進国の排出削減目標達成に用いることができる。

¹⁴³ ADB (2009) Energy Policy, <http://www.adb.org/documents/energy-policy?page=46>

¹⁴⁴ WTO/TBT 協定 : World Trade Organization / Agreement on Technical Barriers to Trade

世界貿易機関/貿易の技術的障害に関する協定

各国の規制等で用いられる強制規格や任意規格を国際規格に整合化していくことで、規格による unnecessary 国際貿易上の障害を排除し、公正で円滑な国際貿易の実現を目的とした協定。

出所 : METI (n.d.) <http://www.meti.go.jp/committee/materials/downloadfiles/g50913a45j.pdf>

ルギー分野では、エアコンや冷蔵庫などの家電製品におけるエネルギー効率基準の策定や省エネラベリング制度運用に係るエネルギー効率のしきい値策定において、試験方法に係る国際規格の採用が先進国のみならず、発展途上国で主流となりつつある。しかしながら、日本の比較優位性のあるインバーターエアコンや高効率冷蔵庫は、実使用の運転状況に近い低負荷運転時に効果が大きく現れるものの、100%の運転状況のみを計測する現行の国際規格の試験基準（COP方式¹⁴⁵）では、省エネ効果が表れにくい。そのため、経済産業省や日本電機工業会（JEMA）などが主導し、期間効率を含めた試験方法であるAPF¹⁴⁶方式の採用に向けてISO/IEC¹⁴⁷規格改訂への働きかけを行っている。しかしながら、欧米各国の思惑や試験方法の煩雑さもあり、基準認証に係る国際競争は熾烈を極めてい

(2) 我が国の優位性／リソース制約

1) 我が国の組織・人的リソース

一般財団法人省エネルギーセンター（ECCJ）は、日本国内の省エネルギーを推進しており、省エネの専門資格者に係る国家試験、省エネルギー診断、省エネルギーラベリングに係る情報提供や省エネルギー大賞、普及啓発活動等を実施している。国際協力分野では、専門家の派遣、研修生の受け入れ、国際ビジネスとの連携¹⁴⁸等を実施している。

この他、日本政府は、二国間オフセットクレジット制度（BOCM: Bilateral Offset Credit Mechanism）の構築に係るFS事業を展開しており、2012年度は経済産業省、環境省、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）により多数の事業が実施されている。

更に、業界団体として、世界省エネルギー等ビジネス推進協議会（JASE-W）が、日本企業の優れた新エネルギー・省エネルギー技術をビジネスベースで世界に普及させる目的として活動を展開している¹⁴⁹。

同分野の専門家は、その専門性の違いから、まず電気分野と熱分野の専門家に二分される。例えば、省エネルギーセンターが日本国内で実施している中小企業に対する無償の省エネルギー診断では、熱の専門家、電気の専門家が一つのチームを組みエネルギー診断を

¹⁴⁵ COP方式：Coefficient Of Performance、消費エネルギーに対する冷却・加熱能力の割合を表す指標。

¹⁴⁶ APF方式：Annual Performance Factor、期間効率、年間を通したエネルギーの消費効率を表す指標。

¹⁴⁷ IEC規格：国際電気標準会議（International Electrotechnical Commission）が作成した国際規格。

ISO規格：国際標準化機構（International Organization for Standardization）が作成した国際規格。

改訂の対象となっている国際規格はエアコン(ISO16358)・冷蔵庫(IEC62552 Ed.2)

¹⁴⁸ 世界省エネルギー等ビジネス推進協議会省エネルギーソリューションワーキンググループの活動を支援。対象地域は、東南アジア、中東、中南米、ロシア。対象分野は、廃棄物発電、業務用施設、ヒートポンプ・インバーターなど。

¹⁴⁹ JASE-W (2012) <http://www.jase-w.org>

実施する。また、同分野の専門家は、一般的に石油精製、鉄鋼、セメントなどのプラント業界で省エネルギーを推進してきた OB が多く、特定セクターの専門性を有する年配者が多い。このため、特定技術に強い専門家は多数いるものの、語学力を有する専門家、また政策・制度やファイナンスを含む包括的な提案ができる専門家は限られている。近年では、電力会社のコンサルタントチームが、発展途上国の省エネルギーマスタープラン策定調査を受注する傾向にある。

2) 技術

我が国には、競争力のある省エネルギー技術が多数あると言われており、近年では世界省エネルギー等ビジネス推進協議会などによる海外展開が注目されている。代表的な個別技術の詳細は 2-5-2 (2) 3) 参照。

2-5-4 JICA の協力量針

(1) JICA が取るべきポジション

1) 対象分野

我が国において、省エネルギーを国際的に推進しているプレーヤーは数多く存在することから、支援の重複を極力避けるべきである。省エネルギーセンターは、経済産業省の受託事業として個別専門家の派遣を実施しており、政策アドバイザーとして専門家を送るケースや、部門別のエネルギー診断を実施する傾向にあり、鉄鋼・セメント等、個別の業界へのインプットを行うことに適している。また、二国間オフセットクレジット事業でも、エアコンやビルの省エネなど、個別技術や個別セクターに対する FS 事業を実施する傾向にある。これらのプレーヤーは、短期・中期的な支援を実施している。

このため、JICA では、過去から実施してきた包括的な省エネルギーマスタープランの策定支援や、エネルギー管理制度、省エネルギーラベリング制度、省エネルギーファイナンス制度などの個別政策・制度支援など、多様なスキームと相手国政府との窓口を持つ二国間協力の優位性を活かして包括的な制度構築に注力することが望ましい。他ドナーとの差別化として、JICA は制度構築や人材育成に係る技術協力事業を実施すると共に、ツー・ステップ・ローンなどの円借款事業の構築・連携を行っている。省エネルギーツー・ステップ・ローンについては現時点では実績が限られているため、他ドナーの教訓などを制度構築に活用すべきである。今後の省エネルギーマスタープラン策定支援の際には、アベイメントカーブなどの経済分析手法¹⁵⁰を活用した定量的な支援を検討すると共に、「途上国

¹⁵⁰ アベイメントカーブ：想定される気候変動緩和策に対する CO₂ 削減効果をコストと比較し、その費用対効果を図表に示した経済分析手法。詳細は下記参照。
http://www.mckinsey.com/client_service/sustainability/latest_thinking/greenhouse_gas_abatement_cost_curves

による適切な緩和行動（Nationally Appropriate Mitigation Action: NAMA）」の策定に繋がるような支援を行うことが望ましい。JICA は、日本の強みを活かして、省エネルギーの人材育成など、相手国政府主導の政策・制度作りへの支援を実施する共に、日本の技術普及につながる支援の実施が望まれる。また、長期的な視点による支援を実施することが望ましい。ただし、過去の類似案件にならった研修機材の供与を前提としたエネルギー管理制度の構築支援については、国内のリソース確保や資機材調達等に困難を伴うため、省エネルギーマスタープラン策定の段階から、その実施可能性については慎重に検討すべきである。また、欧米が得意としている、市場原理に則した民間ベースの省エネルギーの推進は、世界銀行や他ドナーとの役割分担に留意すべきである。

2) 対象部門

省エネルギーを推進するためには、一般的に産業部門から手掛けることが有効とされ、特にエネルギー多消費産業である鉄鋼、セメント、化学、製紙、繊維、食品加工産業などが重点分野とされている。また、近年では、業務部門（ビル）の省エネルギーが注目を集めており、欧米等ではグリーンビルディングの普及促進、我が国でも建築基準の見直しやBEMSの普及促進などに力が注がれている。他方で、家庭部門は裾野が広いために、省エネルギー施策は普及啓発活動等に限られており、一般的に省エネルギーの推進は難しいとされている¹⁵¹。

このような状況に鑑みて、JICA としては、産業部門及び業務部門の省エネルギーを主たる対象とすることが望ましい。産業部門においては、エネルギー多消費産業である鉄鋼、セメント、化学、製紙、繊維、食品加工業等の重点分野ごとの個別対策も有効であるとされており、世銀、ADB、AFD 等のドナーは、それぞれ個別セクターに絞り込んだ協力を行っているが、JICA としては、個別部門に係る協力実績が限られていることから、多消費産業の重点分野に絞り込んだ協力について、本邦技術の優位性や日系企業への裨益の可能性を含めて、今後検討する余地があろう。

3) 対象地域

最終エネルギー消費量や人口などの規模が大きく、経済発展の進んでいる国への支援が有効である。発展度に係る指標であるエネルギー弾性率（エネルギー消費伸び率/GDP 伸び率）が1以上の国、即ち「エネルギー消費伸び率>GDP 伸び率」の高い国では、一般的にエネルギー需給が逼迫しており、省エネルギーの優先度は高い¹⁵²。また、省エネルギーポテンシャルを図る指標としては、エネルギー原単位（＝エネルギー消費量/GDP）があ

¹⁵¹ 家庭部門の省エネルギー対策として、近年では、スマートメーター等を活用したデマンドレスポンス等が期待されており、我が国では京都府（けいはんな学研都）や北九州市等で実証実験が行われているが、導入に係る検討が開始されたばかりであり、今後の動向が注目されている。

¹⁵² エネルギー弾性率は、対象国の経済状況によって大きく左右され、発展度の低い国でも1以上になることがあるため、過去5年の平均値などを取り、GDPの規模を参照しながら、分析することが望ましい。

り、この値が比較的高い国ほど、省エネルギー推進による効果が期待できる。対象国の産業構造にも留意する必要がある。産業部門のエネルギー消費量が比較的大きい国では、有効な省エネルギー施策が実施可能となる。業務部門と家庭部門は裾野が広く、対象となるビルや家庭の数が多くなるほど、省エネルギーの推進が難しくなり、施策は限定的となる。日本型の省エネルギーを推進するためには、対象国の規制能力が問われ、省エネルギー法や実施体制の整備が案件実施の鍵を握る。また、エネルギー価格に歪の少ない地域では、市場原理により省エネルギーは推進される傾向にあり、歪が大きい地域では、インセンティブ制度の構築が望まれる。以上から、対象地域はアジア、中東、中南米地域が中心となることが見込まれる。一方、欧州地域は、市場原理による省エネルギーが推進されていることから、JICAの関与に当たっては慎重に検討することが望ましい。また、エネルギー供給量の絶対値が少ないアフリカのサブサハラ諸国においては、一般的に省エネルギーよりも供給量増強へのニーズが高く、現段階で需要サイドを対象にした省エネ協力の実施意義は必ずしも高くない。

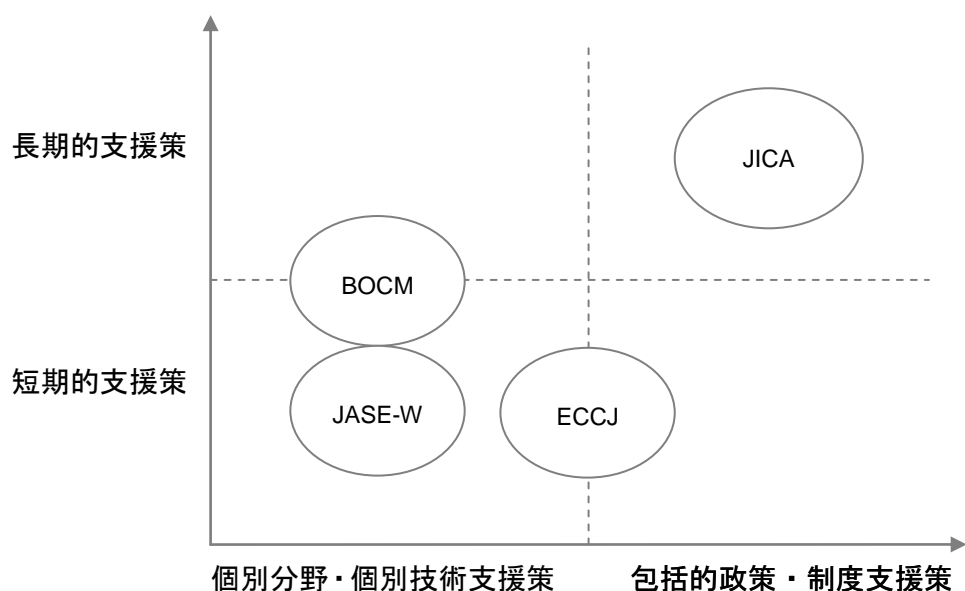


図 47 我が国における国際的省エネルギー推進に係るプレイヤーの整理

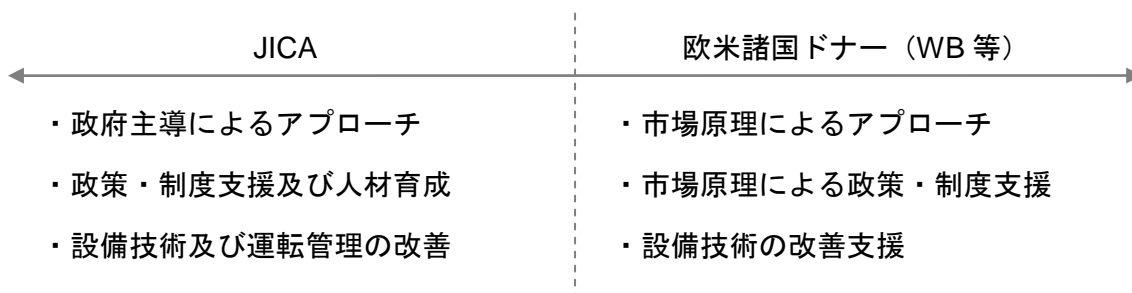


図 48 他ドナーとの省エネルギー推進に係る整理

(2) 実施可能性（フィージビリティ）に影響を与える主な要因

省エネルギー事業を実施する際の実施可能性（フィージビリティ）に影響を与える主な要因は以下の通り。

・ 規模	エネルギー消費量、人口等
・ 発展度	GDP、GDP 伸び率<エネルギー需要伸び率
・ 産業構造	産業部門の割合、構成
・ 省エネルギーポテンシャル	エネルギー原単位（最終エネルギー消費/GDP）
・ エネルギー源（化石燃料依存度）	化石燃料依存度（CO ₂ 削減ポテンシャルに影響）
・ 上位政策	政府主導対民間主導
・ 法体系・実施体制	省エネルギー法の有無、実施体制の整備
・ ファイナンス	国家基金、減税措置、補助金、低利融資制度・政策金融機関等の有無

(3) 過去事例の教訓

タイ国「エネルギー管理者訓練センタープロジェクト（技術協力プロジェクト）（2002-2005年）」及びポーランド国「省エネルギー技術センタープロジェクト（技術協力プロジェクト）（2004-2008年）」等の経験からは、技術協力の成果である省エネルギー研修センターが有効活用されるためには、実技研修が相手国の上位政策に組み込まれることの重要性が教訓となっている。また、イラン国「省エネルギー推進プロジェクト（技術協力プロジェクト）（2003-2007年）」では、供与機材設置の遅れ・機材の不具合による技術移転の遅れ等の問題が生じ、また円滑な技術移転のために供与機材と研修コンポーネントの連動性の確保が重要であることが指摘されている。これらの教訓を踏まえて、当該分野における今後の案件形成においては、関連法令との整合性を十分に確認した上で当該国での制度化を行う。また、機材調達に係る課題については、当該国のニーズの把握と研修機材の選定・調達方法にも留意し、慎重な検討が必要である。

第3章 JICAの協力の方向性

3-1 JICAが重点とすべき取り組みと留意点

3-1-1 重点分野を定める上での問題意識

(1) 途上国のニーズ

第1章で触れているように、今日、多くの途上国では、電力需給が恒常的に逼迫しており電源増強のニーズが高い上、都市周辺部や農村地域の電化率の向上も課題として抱えているケースが大半である。これらの課題解決には、莫大な資金が必要である。特に経済成長率の高い国においては、電力需要の伸びが高く、国内資金や海外からの公的資金だけでその需要を満たすことは困難であり、電力セクター構造の改革、電力市場の整備やその他投資環境整備を通じて、如何に国外からの民間資金を適切に活用できるかが、持続的成長の速度を左右する状況にある。

また、従来、途上国一般に石油依存度が高いが、2000年代中盤以降の原油価格の高騰を背景に石油からのエネルギー転換を迫られている国が多い。そのような中、地球環境への配慮もあって、風力や太陽光といった再生可能エネルギーの導入が進んでいるものの、設備稼働率が低くライフサイクル・コストが高いためベース電源としては期待できず、加えて間欠性の電源であるために供給の不安定化のリスクへの対策が課題として浮上してきている。一方で今後は、比較的低廉な石炭と天然ガスが非OECD諸国における主要なベース電源として大幅に増加することが避けられない見込みとなっており、これらの火力から排出されるCO₂の急増が、今後の気候変動対策における最大のリスク要因の一つとなっている。今後の持続的成長の実現のためにも、低廉、低炭素かつ低リスクな一次エネルギーの確保及び一次エネルギーの多様化は、途上国にとって国家運営上の最重要課題の一つとなっている。

さらには、化石燃料の消費抑制のためにも、電源設備投資の抑制のためにも、省エネルギー技術の普及が政策課題となっている国も多い。

(2) 国際社会の潮流

国際社会においては、途上国の電力セクターが抱える莫大な資金ギャップを埋めるため、民間投資との連携を強化する動きがアフリカも含めて活発化している。また、気候変動対策の観点から、途上国が低炭素社会として発展することに大きな関心が寄せられており、再生可能エネルギーの開発・利用への支援が強化されてきている。また、第1章で触れたとおり、包摂的かつ地球環境に配慮した発展を支援する立場から、「エネルギーの効率的利用」、「再生可能エネルギーの活用」及び「近代的エネルギーへのアクセスの改善」を目指す Sustainable Energy for Allの動きがある。

これらの動きは、資金ギャップを埋めることに貢献し、併せて、石油を代替する一次エネルギーの確保及びエネルギーの多様化を求める途上国ニーズに合致するものであり、JICA もこの潮流に乗っていく必要がある。ただし、その際に留意すべきこととしては、民間資金の活用においては、それが低炭素社会の実現及びエネルギーの安定的確保を効率的かつ効果的に達成できるよう、適切な政策や開発計画によってそれを担保するという点にある。例えば、民間プロジェクトでは開発リードタイムと資金回収期間の短いプロジェクトが好まれる傾向が強く、適切な政策誘導がなければ、結果として高コストかつ偏った電源構成になってしまうリスクがある。また、天候リスクを伴う間欠性の再生可能エネルギーを過度に導入すれば、高コスト化とともに供給の不安定化のリスクを増大してしまうこともあり得る。これらに代表されるようなリスクを回避するには、民間投資の環境整備を支援するとともに、政府の適切な役割も同時に支援する必要がある。

(3) 我が国の事情

前述にあるとおり、途上国の電力セクターが抱える課題は多くかつ広範囲にわたっている。単一のドナーが、これらの課題全てに取り組むことは現実的ではなく、それぞれのドナーが得意とする分野を定めて、お互いに役割分担と連携を強化して取り組むべきものである。これを踏まえ、JICA がどこをターゲットとして取り組むべきか、まずは、日本及び JICA が有するリソースの特徴と優位性を検討する必要がある。

我が国においては、近代化の黎明期から戦後にかけて開発された若干の水力と石炭を除き、国内にこれといった一次エネルギーを有しないにも関わらず、高度成長期に二度にわたる石油危機を乗り越え、コストを適切な水準に抑えつつエネルギー転換と安定供給の確保を実現してきた。その結果、世界にも稀にみる効率的で信頼性が高く、環境面でも優れたエネルギー供給システムを確立し、現在、その技術水準は世界トップレベルにある。この経験と技術力を途上国が抱える課題の解決のために活用していくことが、我が国の二国間援助機関として第一に選択すべきアプローチであると考えられる。

他方、JICA は、東南アジア諸国を中心にエネルギー開発や電力開発に関するマスタープラン策定から電力設備の開発計画、人材育成まで、国家の基幹電力システム（電源と送配電網を含めたナショナル・グリッド）の構築を幅広く支援してきた経験を有する。加えて、比較的豊富な資金力を有しており、世銀、地域開発銀行や一部のドナーを除いて、エネルギー分野において、高度な技術を要する大規模な開発やリスクの高い開発をソフトの面でもハードの面でも支援できる稀少なドナーと言える。

以上のとおり、日本及び JICA のリソースの特徴と優位性を鑑みると、途上国のナショナル・グリッドの構築をターゲットとして、我が国の経験や技術をフル活用していくことが望ましい方向性と言える。これはまた、今日、我が国の経済政策や対外戦略の中で謳われ

ているインフラ輸出の促進や低炭素社会の実現への貢献とも整合性の取れるアプローチと言える。

3-1-2 JICA が重点とすべき取り組み

(1) 基本的な方針

上述の問題意識を踏まえ、JICA がエネルギー分野において掲げるべき基本的な方針として、ナショナル・グリッドの構築支援を念頭に「低廉、低炭素かつ低リスクのエネルギー供給 “Low-Cost, Low-Carbon, Low-Risk” (3L policy)」を掲げていく。

これが意味するところは、以下のとおりであるが、この3つの条件を同時に満たすことは、全ての国にとってチャレンジングなタスクであり、途上国単独ではより困難であるため、日本の技術と資金が必要とされているという認識に立脚する。

“Low-Cost” とは、初期投資額ではなくトータル・コストを低減することを意味する。具体的には、環境性能に優れた低炭素・高効率・高信頼の技術の導入を図りつつ、ライフサイクル・コストや外部不経済を含めたトータル・コストの低減化に貢献する。また、乱開発を回避すべく、適切な開発計画の下での民間投資の活用にも寄与する。

“Low-Carbon” とは、低炭素排出の実現を意味する。具体的には、CO₂の主要排出源となっている基幹電源システムを対象とし、高効率火力、水力、地熱、その他の再生可能エネルギー等の低炭素電源の導入、送配電網の低損失化及び省エネ促進など、我が国の優れた技術を活用し、より多くの CO₂削減に貢献する。

“Low-Risk” とは、エネルギーの安定供給を脅かすリスクを低減することを意味する。具体的には、一次エネルギーの安定確保、エネルギー・ベストミックス、天候リスクの回避・軽減、系統安定化等の実現に寄与する。

なお、エネルギー・セクターの健全性は、一国のマクロ経済に大きく影響することから、技術的観点のみならず、公共財政管理の観点からも妥当性のある支援を他ドナーとも協調しつつ展開していくことを上記方針の大前提とする。

この3Lポリシーは、JICA が掲げる Inclusive and Dynamic Development と整合的である。即ち、基幹電源の強化と送電線延長による都市周辺部の電化率向上及び停電時間短縮等電

力供給の信頼性向上に取り組み、社会的不安定要素を取り除きつつ都市貧困層を包摂するダイナミックかつ持続的成長の加速に貢献するものである。

また、他ドナーや民間等との役割分担に関し、JICA は、我が国の高い技術力と豊富な資金力を背景にナショナル・グリッドに焦点を当てて取り組む。一方で、汎用技術と小規模な資金で対応が可能な再生可能エネルギー等を利用したオフグリッドについては、それに取り組む者への側面支援と相互補完関係の構築を追求する。具体的には、民間連携スキームや草の根スキームを活用した NGO や民間企業への支援、さらには、途上国電力セクターに関する情報の共有や援助事業で蓄積したノウハウの提供等を行う。

3-1-3 協力実施上の留意点

各小課題における留意点は、既に第 2 章で記述したとおり。ここでは、各小課題に共通する一般的な留意点を挙げる。

(1) 国別のアナリティカル・ワークの重要性

国別の具体的な支援内容を検討する際、国別分析を通じた支援方針の策定や具体的案件抽出のプロセスを経ることは極めて重要である。その際、一次エネルギーの確保・利用という最上流から産業・民生レベルの最下流での消費に至るまで、電力セクターの現状を把握した上で、上記 3 L ポリシーの実現に向けた処方箋を描く必要がある。

また、セクター分析においては、電力需給予測に留まらず、特に、電源開発投資における最小費用の観点、民営化のあり方などのセクター構造の観点、及び地球環境への影響に加え、エネルギー・セキュリティの観点、及び相手国の計画能力・実施能力のキャパシティの観点を適切に分析することは、非常に重要である。

(2) 公共財政管理（PFM）の重要性

エネルギー分野は、経済活動に不可欠な要素であるとともに、そのセクター経営の健全性及び投資規模の大きさから、マクロ経済へのインパクトが非常に大きい。そのため、公共財政管理の観点から、料金制度や補助金制度、公共調達・プロジェクト管理のあり方にも着目し、途上国政府の国家財政へのネガティブインパクトを最小化する姿勢を堅持し、IMF 等国際機関とも協調していく必要がある。

また、エネルギー供給は、極めて政治的に大きなイシューとなることが多いため、各国の政治情勢にも配慮することが不可欠である。

(3) 他ドナー・民間との連携の重要性

本分野への協力に際しては、当該国にとって全体最適な投資となるよう、他ドナーとの協調や役割分担が必要である。JICA が、ナショナル・グリッドに集中する際にも、オフグリッドに取り組む他ドナー、NGO 及び民間企業との連携や側面支援に留意する。特に、中小企業支援スキームを積極的に活用し側面支援を強化する。

また、ナショナル・グリッドへの支援においても、他ドナーとの協調融資や、発電所を民間資金、送電線や周辺インフラを公的資金で手当てする PPP (Public Private Partnership) スキームの活用を積極的に検討する必要がある。

なお、電力セクター改革については、民間投資が深く絡み、各国の利害が関係してくる可能性が高いため、国際機関を主体とした支援との協調に留意しつつ、慎重に対応する。

(4) 本邦技術の活用

我が国の強みを活かした支援という観点からは、高効率石炭火力発電（超臨界圧、超々臨界圧等）、ガスコンバインド発電、地熱発電、低損失送電網等、本邦技術に優位性がある案件を推進すると共に、施主と受注企業間で公平にリスクを分担する契約条件を確保していくことが重要である。ただし、技術的優位性やコスト競争力については、今日の業界の変化は激しく、常に最新の業界動向を注視しておく必要がある。

(5) 科学技術協力（SATREPS）の推進

今日、エネルギー分野の技術開発は、百花繚乱であり、石油危機以来の日進月歩の世界となっており、新興国を含めてしのぎを削っている。エネルギー技術の開発には、一般に莫大な費用を要するものであるが、中には比較的小規模な研究資金で対応でき、途上国での社会実装まで短期間のうちに至ることができる可能性を秘めた研究課題も少なからず存在する。そのような研究課題を ODA 事業の現場から見出し、日本側の適切なリソースにアプローチして SATREPS 案件を仕掛けていくことに留意したい。

(6) 環境社会配慮、ジェンダー配慮

個々の事業の展開においては、環境社会配慮ガイドラインの順守とジェンダー・イシューへの配慮を適切に行うこととする。なお、ジェンダー・イシューについては、「ジェンダーと開発」課題別指針の「エネルギーとジェンダー」を考慮の上、実施していく。

3-2 今後の検討課題

(1) 課題別指針の改善、ポジション・ペーパーの更新

今日、エネルギー分野の変化は早く、今後は、政府の援助方針、世界のエネルギー事情、政治経済状況、技術開発の動向、及び業界動向等を踏まえて、課題別指針の内容を随時改善し、併せて、必要に応じて適切な時期にポジション・ペーパーの更新を行っていき、JICAの方針を常により適切なものとすると同時に、職員の人材育成を図っていく鍛錬の機会とする。

(2) 3Lポリシーの評価と対外発信

低廉、低炭素、低リスクの取組み結果を定量的または定性的に把握、評価、対外発信できるよう鋭意取り組んでいく。

(3) 本邦技術の優位性のアップデート

本邦技術の優位性について、正確かつ最新の情報を得られるように取り組み、機構内へのフィードバックを行っていく。

(4) 電力セクターの分析の推進と診断ツールの開発

課題別指針を踏まえて主要な援助対象国に対して、電力セクターの分析を行っていく。そして、その過程で、電力セクターの診断ツールを実践的なアプローチに基づき開発し、以後、実践と改良を継続していく。

(5) 援助ニーズの迅速な把握と適切なソリューションの提供

各国の援助ニーズの迅速な把握を目指し、いち早く適切なソリューションを提供できるように組織能力の強化、人材育成に努めていく。

付録 2000年以降の JICA の主な協力事例

エネルギー政策

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
ベトナム	開発調査	国家エネルギーマスタープラン調査	2006-2008
フィリピン	開発調査	エネルギー計画策定支援	2007-2008
サウジアラビア	技術協力	省エネルギー対策プロジェクト	2006-2007
インドネシア	有償資金協力	気候変動対策プログラムローン（Ⅰ～Ⅲ）	2008, 2009, 2010
南アフリカ	開発調査	エネルギー効率向上プロジェクト	2011-2012
全世界	課題別研修	エネルギー政策	2013-2015

電力開発計画

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
インドネシア	開発調査	最適電源開発のための電力セクター調査	2001-2002
ベトナム	開発調査	電力セクターマスタープラン調査	2005-2006
ベトナム	技術協力	国家電力開発計画支援プロジェクト	2010
スリランカ	開発調査	電力セクターマスタープラン調査	2004-2006
インドネシア	開発調査	ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査	2008
ラオス	開発調査	電力系統計画調査	2008-2009
ザンビア	開発調査	電力開発マスタープラン調査	2008-2009
バングラデシュ	開発調査	石炭火力発電マスタープラン調査	2009-2010
ウガンダ	開発調査	水力開発マスタープラン策定支援	2009-2011
トルコ	開発調査	ピーク対応型電源最適化計画調査	2010-2011

電力セクター改革

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
フィリピン	開発調査	電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング開発調査	2002-2004
スリランカ	有償資金協力	電力セクター改革プログラム	2002
バングラデシュ	有償付帯技プロ	TQMの導入による電力セクターマネジメント強化プロジェクト	2006-2010
ウガンダ	有償資金協力	ブジャガリ送電網整備事業（AFBD 協融） * その他に WB が水力 IPP に保証供与	2007
フィリピン	開発調査	国家電力部門資産・負債管理公社 ALM 改善調査	2009
シエラレオネ	技術協力	電力供給設備維持管理のための能力向上プロジェクト	2011-2014

電力人材育成と電力技術基準等の整備

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
ヨルダン	技術協力	電力訓練センター改善プロジェクト	2004-2005
ベトナム	技術協力	電力技術者養成プロジェクト	2001-2006
ラオス	技術協力	電力技術基準整備・電力技術基準促進支援プロジェクト	2000-2003 2005-2008
カンボジア	開発調査	電力技術基準及びガイドライン整備計画	2002-2004

		調査	
--	--	----	--

送配電線延伸による電化

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
ザンビア	開発調査	地方電化マスタープラン開発調査	2006-2008
ザンビア	有償資金協力	電力アクセス向上事業 (WB 協融)	2009
ブータン	開発調査	地方電化マスタープラン調査	2003-2005
ブータン	有償資金協力	地方送配電計画事業 (ADB 協融)	2011

再生可能エネルギー利用のオフグリッド電化 (マイクログリッドを含む)

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
カンボジア	無償資金協力	モンドルキリ州小水力地方電化計画	2006
ガーナ	開発調査	ガーナ北部再生可能エネルギー利用地方電化マスタープラン	2004-2005
カンボジア	無償資金協力	モンドルキリ州小水力地方電化計画	2006
ペルー	開発調査	再生可能エネルギーによる地方電化マスタープラン	2006-2007
ケニア	技術協力	再生可能エネルギーによる地方電化推進のための人材育成プロジェクト	2011-2015

石油火力発電 (ディーゼル発電)

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
キリバス	無償資金協力	タラワ環礁電力供給施設整備計画	2001
カンボジア	無償資金協力	シナムリアップ電力供給施設拡張計画	2002
東ティモール	無償資金協力	ディリ電力復旧計画	2004
キリバス	無償資金協力	第2次タラワ環礁電力供給施設整備計画	2004
ツバル	無償資金協力	フナフチ環礁電力整備計画	2005
ソロモン	無償資金協力	ホニアラ電力供給改善計画	2005
シエラレオネ	無償資金協力	フリータウン電力供給システム緊急改善計画	2007
パラオ	無償資金協力	首都圏電力供給能力向上計画	2012
リベリア	無償資金協力	モンロビア市緊急電力復旧計画準備調査	2012
全世界	課題別研修	複数台ディーゼル発電機における経済的付加配分による省燃料運用	2012-2014

天然ガス火力発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
ウズベキスタン	開発調査	タシケント火力発電所近代化事業詳細設計調査	2002-2004
インドネシア	有償資金協力	ムアラタワル・ガス火力発電所拡張事業	2003
インドネシア	有償資金協力	タンジュンプリオク火力発電所拡張事業	2004
バングラデシュ	有償資金協力	ハリプール新発電所建設事業	2007
バングラデシュ	開発調査	ベラマラ火力発電所建設計画調査	2008-2009
ウズベキスタン	有償資金協力	タリマルジャン火力発電所増設事業	2010
イラク	有償資金協力	アル・アッカーズ火力発電所建設事業	2010
全世界	課題別研修	ガスタービン・石炭火力発電のメンテナンス技術向上	2011-2014

石炭火力発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
モンゴル	開発調査	ウランバートル第4火力発電所改修計画 支援開発調査	2001-2002
トルコ	技術協力	発電所エネルギー効率改善プロジェクト (オルハネリ石炭火力)	2006-2008
インドネシア	開発調査	クリーンコールテクノロジー (CCT) 導入 促進プロジェクト(高効率石炭火力導入 促進)	2010-2012
ルーマニア	有償資金協力	トゥルチェニ 火力発電所環境対策事業	2005
ベトナム	有償資金協力	ニンビン火力発電所増設事業 (I) (II)	2005, 2006
ベトナム	有償資金協力	ギソン火力発電所建設事業 (I)	2007
ボスニア・ヘル ツェゴビナ	有償資金協力	ウグレヴィック火力発電所排煙脱硫装置 建設事業	2009
ベトナム	有償資金協力	タイビン火力発電所及び送電線建設事業 (1)	2009
ベトナム	有償資金協力	ギソン石炭火力発電所建設事業 (I) (II) (III)	2006, 2010, 2011
セルビア	有償資金協力	ニコラ・テスラ火力発電所排煙脱硫装置建 設事業	2011
全世界	課題別研修	ガスタービン・石炭火力発電のメンテナ ンス技術向上	2011-2014
全世界	課題別研修	低炭素化社会実現のための発電技術	2012-2014
インドネシア	有償資金協力	インドラマユ石炭火力発電所建設事業 (E/S)J	2012

原子力発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
全世界	課題別研修	原子力発電基盤整備計画	2010-2012

水力発電 (小水力を除く)

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
インド	有償資金協力	ウミアム第2水力発電所改修事業	2004
スリランカ	有償資金協力	アッパーコトマレ水力発電所建設事業 (II)	2010
ナイジェリア	無償資金協力	ジェバ水力発電所緊急改修計画	2011
全世界	課題別研修	水力開発の促進	2013-2015

小水力発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
カンボジア	無償資金協力	ラタナキリ州小水力発電所建設・改修計画	2013
フィリピン	無償資金協力	イフガオ州小水力発電計画	2013
フィリピン	無償資金協力	イザベラ州小水力発電計画	2013

ホンジュラス	無償資金協力	テグシガルバ市内給水施設小水力発電計画	2013
ラオス	無償資金協力	小水力発電計画	2013

地熱発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
ケニア	有償資金協力	オルカリア I 4・5号機地熱発電事業	2010
インドネシア	開発調査	インドネシア国地熱発電開発マスタープラン調査	2006-2007
インドネシア	有償資金協力	ルムットバライ地熱発電事業	2010
インドネシア	有償付帯技プロ	地熱開発技術力向上支援プロジェクト	2010-2013
ボリビア	有償付帯技プロ	ラグナ・コロラダ地熱発電所建設事業推進プロジェクト	2011-2013
ペルー	開発調査	地熱発電開発マスタープラン調査プロジェクト	2010-2011
中国	開発調査	チベット羊八井地熱資源開発調査	2001-2006

風力発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
エジプト	有償資金協力	ガルフ・エル・ゼイト風力発電事業	2010

太陽光発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
フィリピン	技術協力	地方電化プロジェクト	2004-2009
チュニジア	有償資金協力	太陽光地方電化・給水事業	2005
ナイジェリア	開発調査	太陽エネルギー利用マスタープラン調査	2005-2007
ガーナ	技術協力	太陽光発電普及のための人材育成プロジェクト	2007-2011
モルディブ	開発調査	マレ首都圏における太陽光発電導入計画調査	2008-2009
全世界	無償資金協力	太陽光を活用したクリーンエネルギー導入計画	2010
全世界	課題別研修	太陽光発電エネルギー技術	2011-2013
全世界	課題別研修	太陽光発電普及のための計画担当者研修	2012-2015

太陽熱発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
エジプト	有償資金協力	コライマット太陽熱・ガス統合発電事業 (地球環境ファシリティ(GEF)協融) * 日本側はガス発電事業部分に協力。	2006

波力・潮力 (協力事例なし)

バイオマス発電

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
ブラジル	SATREPS	サトウキビ廃棄物からのエタノール生産研究	2009 - 2013
タイ	SATREPS	非食糧系バイオマスの輸送用燃料化基盤技術	2010 - 2015
タイ	SATREPS	新バイオディーゼルの合成法の開発	2011 - 2015
ベトナム	SATREPS	持続可能な地域農業・バイオマス産業の融合プロジェクト	2009 - 2014
ベトナム	SATREPS	バイオマスエネルギーの開発による多益性気候変動緩和策の研究プロジェクト	2011 - 2016
モザンビーク	SATREPS	ジャトロファバイオ燃料の持続的生産プロジェクト	2011 - 2016
ボツワナ	SATREPS	乾燥冷害地域におけるヤトロファ・バイオエネルギー生産のシステム開発	2012 - 2017
全世界	課題別研修	バイオマス利用技術普及	2012-2014
全世界	課題別研修	熱帯地域における持続可能なバイオマスおよびバイオエネルギー利用	2013-2015

廃棄物発電（協力事例なし）

電力系統整備

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
パキスタン	有償資金協力	給電設備拡張事業	2005
エジプト	有償資金協力	上エジプト給電システム改善事業	2008
ラオス	技術協力	電力系統計画調査	2008
ベトナム	技術協力	電気事業に係る技術基準及び安全基準策定調査	2006
カンボジア	有償勘定技術支援	送変電システム運営能力強化プロジェクト	2012
タンザニア	無償資金協力	オイスターベイ送配電施設強化計画	2009
全世界	課題別研修	電力系統技術	2011-2014
インド	有償資金協力	タミル・ナド州送電網整備事業 タミル・ナド州送電網整備事業	2012

配電網整備

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
タンザニア	技術協力	効率的な送配電システムのための能力開発プロジェクト	2009 - 2013
ルワンダ	無償資金協力	変電及び配電網整備計画	2011
カメルーン	有償資金協力	送配電網強化・拡充事業	2011
インド	有償資金協力	アンドラ・プラデシュ州農村部高圧配電網整備事業	2011
全世界	課題別研修	配電網整備	2010 - 2012

省エネルギー

国名	スキーム	案件名	協力期間/署名年度
タイ	技術協力	エネルギー管理者訓練センター	2002 -2005
サウジアラビア	開発調査	電力省エネルギー普及促進調査	2007-2008
ベトナム	開発調査	省エネルギー促進マスタープラン	2007-2009
スリランカ	技術協力	省エネルギー普及促進プロジェクト	2007-2011
インドネシア	開発調査	デマンド・サイド・マネジメント実施促進調査	2010-2012
ベトナム	技術協力	省エネルギー研修センター設立支援プロジェクト	2011-
インド	有償資金協力	中小零細企業・省エネ支援事業	2011
全世界	課題別研修	省エネルギー政策立案	2011-2013
全世界	課題別研修	省エネに関する企業と行政の取り組み	2011-2013
全世界	課題別研修	省エネルギー技術と設備診断	2011-2013
全世界	課題別研修	民生部門の省エネ推進	2012-2014

用語集

用語	概要
BEMS	Building Energy Management System の略。ビルのエネルギー管理ツールであり、各種機器のエネルギー消費量を時系列に表示し、エネルギー消費の見える化と管理を行うためのシステム。
HEMS	Home Energy Management System の略。家庭のエネルギー管理ツールであり、各種機器のエネルギー消費量を時系列に表示し、エネルギー消費の見える化と管理を行うためのシステム。
IAEA	国際原子力機関。1957年に発足した原子力の平和利用を進める国際機関である。2012年の加盟国は154カ国。
IEA	国際エネルギー機関。1974年にOECDの枠内における機関として設立された、エネルギーの安全保障を確立することを目的とした国際機関。2012年の加盟国は28カ国。
PFI	Private Finance Initiative の略。PPPの一形態。公共施設等の建設、維持管理、運営等を民間の資金、経営能力及び技術的能力を活用して行う新しい手法。民間を活用することにより、国や地方公共団体等が直接実施するよりも効率的かつ効果的に公共サービスを提供できる事業について活用され、事業コストの削減、より質の高い公共サービスの提供を可能にする。
PPP	Public Private Partnership の略。従来の「公共事業者が直接公共サービスを供給する仕組み」を「公共サービスの提供主体が市場の中で競争していく仕組み」に転換し、最も効率よく質の高い公共サービスの提供を目的として、サービスの属性に応じて民間委託、PFI、民営化等の方策を通じた公共サービスの効率化を図ることをいう。
SEA	戦略的環境アセスメント。事業計画が固まった段階で行う現行の環境アセスメントより早期の、事業実施段階(Project段階)に至るまでの意思形成過程(戦略的な段階)の段階で行う環境アセスメントをいう。
VFM	Value for Money の略。対象事業の施設整備費及び維持管理・運営費に関し、「公共が実施する場合の公的財政負担」と、「PFI事業として実施する場合の公的財政負担」とを比較することにより、PFI方式の事業性を確認するもの。
アンバンドリング	電力市場を自由化し、競争を導入する際に、発電・小売分野がスムーズに行われるように、既存の垂直統合事業体を発電・送電ネットワーク・配電ネットワーク・小売といった機能別に分離すること。
エネルギー・セキュリティ(安全)	エネルギー供給の安定確保を意味する。我が国では、従来は石油などの資源供給安定確保の意味合いが強かったが、昨今は再生可能エネルギーなどの普及促進も視野に入れたエネルギー供給の安定確保も意味

用語	概要
保障)	する。
エネルギー原単位	単位生産量（製品、額等）あたりに必要なエネルギー消費量であり、エネルギー利用効率を示す。省エネルギーの進捗状況をみる指標として活用される。
エネルギー源のベストミックス	エネルギー源の最適な組み合わせのこと。各電源には、供給の安定性、経済性、環境への負荷特性、運転特性などそれぞれの特色に応じて役割が位置づけられており、各電源の特色をうまく組み合わせて、環境保全に努めながら、安定的に電気を供給することを電源の多様化という。
エネルギー効率	Energy Efficiency のこと。発電の場合、熱エネルギー（火力の場合）→流体エネルギー→機械エネルギー→電気エネルギーと、エネルギーを変換して電気を発生させるが、この過程で発生するエネルギーロスの効率。
エネルギー弾性率	エネルギー消費の増加率と経済成長率の比であり、エネルギー利用効率の変化を示す指標。
オフグリッド	中央電源からの送配電網に連系しない独立型の発電システムのこと。
コンセッション（事業権）方式	PFI 方式において、民間企業が設備を建設整備したあと、その所有権を負担付寄付という形で公共セクターに移転し、その見返りに施設を使用した営業権を取得する方式。
シェールガス	頁岩（シェール）層から採取される天然ガス。従来のガス田ではない場所から生産されることから、非在来型天然ガス資源と呼ばれる。
シングルバイヤー制度	系統所有者が事実上の電力売買権を所有し、すべての発電会社から電力を購入するシステム。完全な競争市場ではなく、発電会社のみ競争原理が導入される。フランスにてこの制度が採用されている。（⇔マルチバイヤー制度）
タイトオイル	頁岩（シェール）層などの岩盤層から採取される非在来型の原油。一般に報道でシェールオイルと呼ばれる。
ピーク電源	1日の負荷曲線の中である一定以上の需要に対する供給力を担うもので、需要に応じた出力調整能力（負荷追従性）が求められる。揚水式発電所や、小規模で出力増減が容易な火力発電など。
プール市場	卸売り取引をプール（一種のスポット・マーケット）を通じて行う市場自由化モデル。電力の供給と需要のバランスをとるために電力の取引所（プール）を創設し、発電事業者はプールに電力を販売し、配電事業者はプールから電力を購入する。このモデルでは、発電業者、配電業者の両方に導入され競争市場が形成される。
ブラックスタート能力	外部からの電力供給無しに発電を開始できる能力。停電時の再稼働の際などに求められる能力。

用語	概要
ベースロード電源	一日の負荷曲線の中でベース部分を担う電源。燃料費の安い原子力、流れ込み式水力、石炭火力等が該当する。
マルチバイヤー制度	複数の配電業者が競争原理を働かせ電力を購入する制度。（⇔シングルバイヤー制度）
ミドル電源	ベースロード電源とピーク電源の中間を担う電源。ガスなどの火力発電など。
相対取引市場	発電事業者と供給事業者とが1対1で売買価格・電力量など物的な条件の取り決めを行う取引。
一次エネルギー	自然界から直接採取され、そのままの形で使用されるエネルギーをいう。例として、石炭、石油、オイルシェール、天然ガス、地熱等があげられる。
卸電力自由化	規制緩和により、電力会社以外の企業が、電力会社に電気を売ることができるようになること。
可採埋蔵量	経済可採埋蔵量とも言い、現在の市価で技術的、経済的に採掘が可能な埋蔵量のことを言う。そのため、該当する資源の価格が上がった場合には可採埋蔵量は増加することになる。
供給弾力性	突然の需要増減に対応する能力。石油の場合は現在コモディティ化が進んだこと、常温常圧で液体のため備蓄が容易であり、各国が価格の急騰に備えて備蓄量を増やしていること、世界市場構造の変化で世界の石油生産のうち、OPECの占める割合が相対的に低下していることなどから他燃料に比べ供給弾力性が高い。
計画停電	電力消費量が発電量を越えた際、配電の制限を目的に、日時を決めて停電すること。
系統	物理的に接続された発電、送電、配電設備のことで、中央給電所や操作管理者のもとで一元的に管理される。
系統安定度	電力系統の負荷変化や、故障等の擾乱に対して、各発電機電圧が一定の相边角を保ち、同期回転を維持できる度合い。この同期が乱れた場合、発電機は安定した運転を維持できない。
系統解析	系統変更に伴う潮流計算、短地絡事故などによる過渡安定度、パワーエレクトロニクス機器から発生する高調波など電力系統における様々な電氣的現象を解析すること。
小売電力自由化	規制を緩和しエンドユーザーへの電力販売を自由に行えるようにすること。これにより、従来居住地域の電力会社からしか購入できなかった電力が、地域外の電力会社からでも購入できるようになり、価格競争が導入される。
垂直統合	同一企業が製造、販売及び製品の供給あるいはサービス等の様々な部門を所有する形態。電力産業の場合には、公益企業体が発電所、送電

用語	概要
	網及び配電線を所有して電力サービスのすべての面を統合するのが歴史的に共通の形態であった。
設備容量	瞬間的に発電できる最大の電力のこと。単位はW (kW、MW、GW)。これに対し、同電力で一定時間発電した際に作り出された電気の量を発電量と呼び単位はWh (kWh、MWh、GWh)。
潮流	電力系統内の有効電力及び無効電力の流れの総称。
電化率	電気にアクセスされている割合。分母は定義により異なるが、世帯電化率など。
電力技術基準	電力設備を設計・建設・運転するうえで、技術的な安全性や環境の観点から電力事業者が守るべき内容について記したものの。
電力セクター改革	従来国営もしくは地域独占の形態を保っていた電力セクターにおいて、主に発電事業についてこれまでの独占市場を開放し多くの民間企業の参入を受け入れるとともに、従来の発電所も民営化するという動き。
電力の相互融通	電力の需給バランスに不均等が生じた場合、供給電力が不足している電力会社等の要請により、他の電力会社等より電力を補うこと。
電力品質	一般に、電力品質が良いということは、電圧・周波数が一定で、停電しないといった条件を満たす場合をいう。
独立型電源	電力系統に連結しない発電設備。風力発電、太陽光発電、小水力発電など再生可能エネルギーをさす場合が多い。
独立発電事業者 (IPP)	規制緩和による卸電力事業の自由化によって電力会社以外でも発電が可能になり、こうして生まれた発電会社のことを独立系発電事業者という。
二国間オフセットクレジットメカニズム (BOCM)	途上国の気候変動分野での技術移転や対策実施の仕組みを構築することにより、途上国の持続可能な発展に貢献すると共に、温室効果ガス排出削減・吸収への我が国の貢献を定量的に評価し、我が国の削減目標の達成に活用する制度。2013年3月時点で、経済産業省及び環境省で制度構築中であり、各国でFSを実施中。温室効果ガス排出削減行動の促進を通じ、国連気候変動枠組条約の目的の達成に貢献。
二次エネルギー	石油精製、発電、都市ガス製造などのエネルギー転換を経たエネルギーを言う。
負荷追従性	電力需要に応じて出力を調整する能力のこと。
分散型電源	電気を使用する需要家の近辺に数多く分散設置される比較的小規模な発電設備。小水力、太陽光、風力など再生可能エネルギーを利用する場合が多い。

指針作成メンバー

産業開発・公共政策部 資源・エネルギーグループ

田中 啓生	同部次長兼グループ長		
鈴木 薫	同部参事役		
伊藤 晃之	資源・エネルギー第一課長		
上石 博人	資源・エネルギー第一課	企画役	(2013年1月まで)
小早川 徹	資源・エネルギー第一課	企画役	
和田 泰一	資源・エネルギー第一課	企画役	(2012年11月まで)
小笠原 健二	資源・エネルギー第一課	調査役	
古川 直人	資源・エネルギー第一課		
小関 英剛	資源・エネルギー第一課		
内藤 武司	資源・エネルギー第一課	特別嘱託	
山口 俊太	資源・エネルギー第一課		
住吉 央	資源・エネルギー第二課長		
小島 元	資源・エネルギー第二課企画役		
宇多 智之	資源・エネルギー第二課	主任調査役	
坂元 芳匡	資源・エネルギー第二課	主任調査役	
斎藤 学	資源・エネルギー第二課		
宮田 智代子	資源・エネルギー第二課	専門嘱託	
久保嶋 尚也	資源・エネルギー第二課	特別嘱託	
丹羽 顯	国際協力専門員		
小川 忠之	国際協力専門員		
林 俊行	国際協力専門員		
新屋 輝	産業開発・公共政策部	計画・調整課	嘱託
井田 勝康	産業開発・公共政策部	計画・調整課	嘱託
西尾 新介	産業開発・公共政策部	計画・調整課	嘱託 (2013年1月まで)
三宅 和哉	産業開発・公共政策部	計画・調整課	嘱託