

アジア・オセアニア各国の電力事情と政策

2015年5月
日本貿易振興機構（ジェトロ）
海外調査部 アジア大洋州課

アジア・オセアニア各国の電力事情と政策

2015年5月1日

日本貿易振興機構（ジェトロ）

要 旨

海外への事業展開を図る上で、進出先国・地域の電力の安定供給は最も重要な事業環境上の要件の1つといえる。しかし、ASEAN 新興国や南アジア諸国の一部の国では拡大する企業進出に電力供給が追い付かず、恒常的な電力不足が生じている。また、アジア地域全体で今後電力需要の急速な拡大が見込まれる中、現状では電力不足が喫緊の課題にはなっていない一部の国においても、電源の多様化や省エネ、再生エネルギーの導入など、中長期的視野でのエネルギー政策の立案・実施が必要不可欠となっている。本特集では、各国の電力需給動向（電力需要の推移、電源構成、主要輸入先など）や電力料金、電力調達ルートが多様化や電源開発などを含む中長期的な電力政策の実態、日本企業にとってのビジネスチャンスなどについて報告する。

目 次

1. 電源・燃料多角化や燃料補助金削減などの市場改革が課題（アジア、オセアニア）	1
2. 慢性的な電力不足、送配電事業の改革が急務（インド）	6
3. 再生可能エネルギー開発とともに省エネを推進（インド）	8
4. 岐路に立つ電力政策、脱天然ガス依存迫られる（タイ）	10
5. 省エネで効率改善し多角化を強力に推進（タイ）	14
6. 再生可能エネルギー分野に外資参入の余地も（マレーシア）	19
7. 大型電源開発に加えて省エネ政策も推進（マレーシア）	22
8. 電力市場の自由化を推進、安定供給も実現へ（シンガポール）	25
9. ジャワ・バリでも2017年には電力不足との予測も（インドネシア）	29
10. 供給量は需要の7~8割、天然ガス開発も遅延（バングラデシュ）	33
11. ルソン島の電力不足に備え政府は対応に躍起（フィリピン）	35
12. 日本企業の石炭火力発電技術などに商機（ベトナム）	39
13. 安定した電力供給体制も電力料金の引き下げに課題（スリランカ）	44
14. 輸入頼みから水力主体の国内発電増強へシフト（カンボジア）	47
15. 将来的な投資拡大のカギ握る電力の安定供給（ミャンマー）	50
16. 「東南アジアのバッテリー」目指し進む電源開発（ラオス）	52
17. 南方電網、CO2削減と国外協力を推進（中国）	55
18. 政府はさらなる電力市場改革の実施を重視（オーストラリア）	57
19. 水力を中心とした再生可能エネルギーに大きく依存（ニュージーランド）	60

20. 政府は2018年までの需給ギャップ解消を目指す（パキスタン） 63

【免責条項】

本調査レポートで提供している情報は、ご利用される方のご判断・責任においてご使用ください。
ジェトロでは、できるだけ正確な情報の提供を心掛けておりますが、本調査レポートで提供した内容に関連して、ご利用される方が不利益等を被る事態が生じたとしても、ジェトロ及び執筆者は一切の責任を負いかねますので、ご了承ください。

.....

電源・燃料多角化や燃料補助金削減などの市場改革が課題 (アジア、オセアニア)

ジェトロ・バンコク 伊藤博敏

アジア・オセアニアの電力事情は各国・地域によって大きな差があるものの、地域全体として今後、長期にわたり需要の大幅な拡大が見込まれている。各国の電力政策上の課題もそれぞれ異なるが、多くの国に共通するのは電源および発電燃料の多角化や財政を圧迫している燃料補助金の削減、市場健全化といえる。そのような状況の下で、昨今の原油安の進行は石油依存度の高い国にとって、補助金削減などの電力市場改革を促す好機となっている。今後 20 年間の東南アジア地域における電力インフラ関連投資額は 1 兆ドル規模と試算され、火力発電に関心が集まっている。アジア・オセアニア各国の電力事情と政策を報告する。

■ 大きな伸びが見込まれる電力需要

国際エネルギー機関 (IEA) の報告書「2014 年版世界エネルギー見通し」(World Energy Outlook 2014) によると、中国と OECD 加盟国 (日本、韓国) を除くアジアの電力消費量 (2012 年) は 2,071 テラワット時 (TWh、テラは 1 兆)

となり、世界の消費量全体 (2 万 915TWh) の約 1 割を占めた。中国の消費量を合わせると、世界全体の約 3 割を占める。一方で、アジア (日本、韓国、中国を除く) の 1 人当たり電力消費量は 893 キロワット時 (kWh) と、世界平均 (2,972kWh) の 3 分の 1 の水準だ。東南アジ

表1 アジア・オセアニア各国における電力の供給および消費量 (単位:GWh)

	発電量	輸入電力	輸出電力	送配電ロス	発電施設用	最終消費	主電源
カンボジア	1,434	1,891	0	262	42	3,021	石油(857)
ブルネイ	3,930	0	0	243	480	3,208	ガス(3,891)
ミャンマー	10,732	0	0	2,711	0	8,255	水力(7,766)
スリランカ	11,901	0	0	1,192	296	10,408	石油(7,017)
ニュージーランド	44,295	0	0	2,976	2,019	38,641	水力(22,894)
シンガポール	46,916	0	0	753	1,877	44,286	ガス(39,537)
バングラデシュ	49,039	0	0	5,785	2,756	43,239	ガス(41,727)
フィリピン	72,921	0	0	8,360	5,351	59,211	石炭(28,265) ガス(19,642)
パキスタン	96,125	375	0	16,372	3,340	76,788	石油(34,538) 水力(29,857)
ベトナム	122,845	3,254	1,078	12,054	3,371	109,596	水力(53,384) ガス(43,919)
マレーシア	134,381	105	12	8,360	5,476	120,638	ガス(62,649) 石炭(55,788)
タイ	166,621	10,330	1,911	9,502	5,345	161,749	ガス(117,058)
インドネシア	195,895	2,990	0	17,847	7,142	175,329	石炭(95,325)
オーストラリア	248,941	0	0	12,608	27,002	209,331	石炭(171,239)
インド	1,127,574	4,794	5	192,579	71,032	868,752	石炭(801,341)
中国	4,994,072	6,874	17,653	289,616	565,022	4,128,133	石炭(3,784,933)

(注) ラオスについてはIEAのデータベースに記載なし。

(出所)IEA「世界エネルギー見通し2014」を基に作成

アと南西アジア地域の電力需要は今後、世界全体の伸びを大きく上回るペースで増加すると見込まれている。

IEAの最新データによる各国における発電と国内消費の状況（2012年時点）をみると、カンボジアが最終消費電力の5割以上を輸入に頼っている一方、カンボジアを除くアジア・オセアニア主要各国では国内消費電力の9割以上を自国内の発電で賄っている（表1参照）。燃料については輸入に依存する国が多いものの、国境を越えた多国間での電力の相互供給はそれほど進んでいない状況が分かる。他方、IEAのデータベースでは把握されていないラオスにおいては、電力を主要な外貨獲得手段と位置付け、周辺国への電力輸出拡大を図っている。豊富な水力資源を活用した発電所建設を推し進め、2014/2015年度（2014年10月～2015年9月）には国内で発電した電力の4分の3以上を周辺国に輸出する計画だ。

一連のデータの中で目立つのは、ミャンマー、インド、パキスタンにおける送配電ロス率の高さだ。この背景には、電力設備の老朽化や発電の非効率性に加え、送配電中の盗電なども電力損失の主要因になっている事情がある。上記の3カ国では、電力需要に対する電力不足が顕著だが、送配電ロスが需給バランスの悪化に拍車を

掛ける構造となっており、都市部においても停電が常態化している。また、全国レベルでの電化率も低い水準にとどまっており、無電化地域の電化による格差の是正が政策上の優先課題となっている。

■ 電力市場構造をゆがめる燃料補助金

ASEANや南西アジアの多くの国では、電力価格や燃料コストを安価に抑えるための補助金投入が政府の財政を圧迫し、また市場構造をゆがめる実態が報告されている。IEAによると、バングラデシュとインドネシアにおいては、2013年時点で燃料補助金が燃料供給コスト全体に占める比率（補助金率）が30%を超え、GDP比でも3%を上回っている（表2参照）。また、パキスタン、インド、マレーシアでも補助金率がそれぞれ2割前後と高い水準にある。

ASEAN主要国の中では安価な電力料金体系にあるインドネシアでは、国家予算の約15%に当たる補助金の3分の1近くが電力向けで、財政圧迫の主要因となっている。政府は2014年7月から段階的に電力料金の値上げを実施しているが、国内産業界からは急激な値上げを懸念する声も出ている。

また、インドネシアと同様に政府が補助金で電力向けの燃料コストを安価に抑えているマレーシアでも、補助金による財政圧迫の状況を改

表2 ASEANおよび南西アジア主要国の燃料補助金(2013年時点)

	燃料補助金(10億ドル)				1人当たり補助金 (ドル)	補助金率 (%)	GDP比 (%)
	石油	ガス	石炭	電気			
バングラデシュ	0.6	2.2	0	1.7	29.2	33.6	3.2
インドネシア	21.3	0	0	7.9	116.6	31.3	3.3
パキスタン	0.1	5.6	0	2.4	44.7	23.0	3.4
インド	36.6	4.2	0	6.2	37.6	19.9	2.5
マレーシア	4.9	0.3	0	0.1	177.8	15.6	1.7
タイ	2.8	0.3	0.2	0.3	54.2	6.7	0.9
スリランカ	0.2	0	0	0.1	15.1	6.1	0.5
ベトナム	0.0	0.2	0.0	1.0	13.6	4.3	0.7

(出所)IEA, Energy Subsidies database

善するため、一部の州を除き 2014 年 1 月に商工業用電力料金を平均 16.85%引き上げている。こうした動きの中で、2014 年 1 月にジェトロが現地商工会議所と共同で実施した日系企業向けのアンケート結果では、「電気代、ガス代などのエネルギー価格」を問題とする企業が 49.3%に上り、電力料金の引き上げを不安視する企業が増えている実態が報告されている。

インドにおいても、燃料補助金率が 19.9%、GDP 比で 2.5%を占める構造にあり、財政を圧迫している。貧困層を多く抱える農業や一般家庭向けにコストを下回る電力料金体系を適用する中で、政府の財政上の問題から補助金が不足し、結果として配電業者が赤字に陥るという問題が生じている。補助金をベースとした電力料金設定システムが市場構造をゆがめると同時に、同分野に民間事業者が参入する上での大きな障壁となっている事実がある。

■ 原油安は補助金削減などの構造改革の好機に

上述のとおり、燃料補助金の削減は、財政の健全化と市場構造のひずみを是正し、民間企業の電力事業参入を促す効果が期待される一方、ユーザーである消費者や国内産業界にとってはコスト高につながることから、それを実行する政府にとって極めて難しいかじ取りが求められる。そのような中、昨今の急激な原油安を「燃料補助金削減などの国内構造改革の好機」とも捉える動きもある。

インドネシアでは原油の国際価格下落を契機に、燃料補助金に関する新政策を発表し、2015 年 1 月 1 日から施行した。小売価格を固定し市況価格との差額部分について補助金を給付する方式から、補助金部分を固定化する方式に変更し、併せて特定グレードの燃料に対する補助金を撤廃した。インドネシア政府によると、新政

策の導入に伴い、燃料補助金総額が削減されると同時に、国際市況の影響を受けずに歳出負担を管理することが可能になるという。

2015 年 1 月 8 日付の「バンコク・ポスト」紙では、アジア開発銀行 (ADB) チーフエコノミストのシャンジン・ウェイ氏をはじめとする複数の専門家のコメントを引用するかたちで、「原油安は、原油に依存するアジアの多くの国にとって、高額な燃料補助金削減などこれまで困難だった構造改革を実行する絶好の機会 (Golden Opportunity) だ」と報じた。また、燃料補助金削減の取り組みを進めるインドネシアやマレーシア、インドなどの政府の取り組みなどを例示し、「各国のリーダーがこの改革の好機を逃せば、近い将来、燃料補助金削減に対する国内の反対勢力が再び強まるだろう」と伝えている。

■ 電力を問題視する企業はミャンマーで 8 割超

地域全体の電力需要が著しく増大することが見込まれる中、今後、アジアへ新たにビジネス展開を図る企業、もしくは進出先各国で事業拡大を図ろうとする企業にとっての、ビジネス環境上の最大の関心事の 1 つが、進出先国・地域において電力供給の中長期的な安定が見込めるか、という点だ。

それでは、アジア・オセアニア各国の進出日系企業の間で、現地の産業向けや商業向けの電力インフラはどのように評価されているのだろうか。表 3 は ASEAN、南西アジア、オセアニア主要国の進出日系企業へのアンケート結果 (2014 年 10~11 月実施) で、進出各国の投資環境上の問題点として「インフラの未整備」を選択した企業のうち、具体的な項目を指摘した企業の割合を示したものだ。

これによると、「電力」を投資環境上の問題とした企業の割合は、ミャンマーで 83.7%だった

ほか、パキスタン、バングラデシュで7割、インドで6割、フィリピン、カンボジア、ラオス、インドネシアで4割を超えており、南西アジアやASEANの新興国を中心に、多くの国で投資環境上の主要な問題と認識されていることが分かる。他方、シンガポール、マレーシア、タイの3カ国では電力を問題とする企業の割合は5%台にとどまっており、進出企業にとっての電力事情は同じASEAN域内でも大きな差がある。

電力においては、頻発する停電への備えとして自家発電機の設置が欠かせないのが実態だ。パキスタンの一部の企業からは「時期により1日6～12時間の計画停電があった。停電する時間帯は10回も変更され、そのたびシフトを組み直すため、スムーズなオペレーションに支障を来した」との声も聞かれた。電力事情の不安定な国への進出においては、自家発電設備の導入コストに加え、通常電力よりも大幅に割高な

自家発電設備のランニングコストも見込んだ事業計画の策定が必須となる。

■ 多くの国では電源の多様化も課題に

今後の政策課題として、アジアの多くの国は電源および発電燃料の多角化を図ることで一部燃料への依存を減らし、中長期的な電力の安定を図ることを掲げている。上述のIEAのデータに基づき、ASEANおよび南西アジア各国の電源の構成比をみると、インドと中国で石炭への依存度が7割を超えている（表1参照）。バングラデシュ、ブルネイ、シンガポールでは8割以上、タイでは7割以上をガスに依存している。またミャンマーでは、水力への依存が7割を超えており、多くの国で一部電源への偏重が目立っている。

ミャンマーの場合、電源の7割超を水力発電に依存していることから、特に乾期には雨量が

表3 「インフラの未整備」の具体的な項目別割合 (単位:%)

	電力	通信	工業用水	ガス	道路	港湾
ミャンマー	83.7	79.6	30.6	26.5	75.5	36.7
パキスタン	73.7	21.1	31.6	42.1	47.4	5.3
バングラデシュ	73.0	37.8	8.1	27.0	70.3	32.4
インド	61.2	32.5	23.1	6.8	58.7	26.5
フィリピン	48.9	36.0	6.5	5.8	45.3	46.8
カンボジア	47.5	17.5	5.0	5.0	40.0	7.5
ラオス	46.2	15.4	7.7		30.8	-
インドネシア	41.9	34.4	6.6	8.6	67.1	41.7
スリランカ	28.6	3.6	3.6	3.6	28.6	-
ベトナム	22.5	18.1	2.7	2.2	30.8	11.8
ニュージーランド	9.3	9.3	2.7	4.0	9.3	10.7
シンガポール	5.8	6.1	2.2	1.3	5.4	3.8
マレーシア	5.2	6.7	6.0	0.7	3.7	1.5
タイ	5.1	4.0	1.1	0.2	7.0	2.4
オーストラリア	3.7	3.7	1.6	3.2	4.2	3.7

(注) 有効回答に対する割合。

(出所) ジェトロ「在アジア・オセアニア日系企業活動実態調査結果」を基に作成(2014年10～11月実施)

減り、渇水期の発電量が大きく落ち込むという構造的な問題が発生している。バングラデシュでは、国内発電の大部分を天然ガス燃料に依存しているが、天然ガス不足から石炭などの代替燃料の輸入による燃料の多様化が急務となっている。

インドでは、発電容量の強化が急務である一方、再生可能エネルギーを積極的に推進しており、電源に占める再生可能エネルギーの構成比は2014年10月時点で既に12.5%に達している。主体となる風力発電のほか、太陽光発電も政策的に推進し、固定価格による買い取り制度や税制優遇策を導入している。

電源多様化の課題は、国内の電化率がほぼ100%を達成した現在でも、電力供給がほとんど問題視されていないタイでもみられる。同国では、発電燃料の7割を占めるタイランド湾の天然ガス産出が今後数年のうちにピークを迎えると思われており、石炭火力などへの電源シフトが課題となっている。しかしタイ国内では公害への反発から大規模火力発電所の開発が進まず、輸入依存度がさらに高まる事態も想定されている。ベトナムでも、中長期的な課題として、供給が雨量に左右されがちな水力発電の割合を下げ、石炭火力発電やガス火力発電の割合を高めることが検討されている。

また近年、発電効率の高いガスだき火力発電へのシフトを推進しているシンガポールでも、エネルギー源の多角化による安定供給の強化を図る目的から、2013年から液化天然ガス(LNG)の輸入を開始するとともに、再生可能エネルギーの推進などを進める方針を示している。

■ ASEANの電力インフラ開発需要は1兆ドル規模の試算も

IEAが2013年11月に発表した報告書「東南アジアのエネルギー見通し」によると、東南アジアでは

2035年までに累積で1兆7,000億ドルのエネルギー供給インフラ向けの投資が必要で、その約60% (1兆ドル規模)が電力部門向けと試算されている。加えて、同地域で建設中の火力発電能力の4分の3を石炭火力が占めることなどから、地域全体の電源に石炭が占める比率が2035年には5割前後 (2011年時点では3分の1未満)に高まると予測されている。その上で同報告書では、より発電効率の高い石炭火力発電所の普及 (既存設備の平均発電効率は34%)を図ることを今後の優先課題に掲げている。また、「日本で稼働している石炭火力発電と同じレベルの発電効率を実現することで燃料使用量を減らし、二酸化炭素の排出などを削減する効果が見込める」と報告している。

発電効率の高い高性能な発電設備や送配電網の整備は、日本企業が強みを有する分野であり、発電および送配電設備を含めた1兆ドル規模のインフラ開発需要は、日本企業にとって大きなビジネスチャンスになり得る。一例としてマレーシアでは、高効率石炭火力発電設備を必要とする超々臨界圧石炭火力発電計画が始動している。IHIをはじめとする日本企業主体のコンソーシアムによって開発が進められる予定だ。

また、ASEANおよび南西アジア各国では、省エネルギー・節電への関心も高まっている。新しい規格や基準などの強制的な措置と、ファンドの活用や税制恩典などのインセンティブ付与の両面から、省エネ政策を推進する動きも出始めている。太陽光をはじめとするエコ発電システムや、空調・照明などのプラント関連設備、燃料電池車などは、日本の技術力を発揮できる分野であり、設備導入と併せた技術提供などを通じ、日本企業にとってのビジネス機会が拡大することが期待される。

慢性的な電力不足、送配電事業の改革が急務（インド）

ジェトロ・ニューデリー 西澤知史
原園慶大

電力不足はインドの長年の課題だ。1991年の経済開放以降、電力事業は民間や外資に開放されたものの、電力不足は改善されず経済成長の足かせとなっている。公的企業が実質的に独占する送配電事業の非効率性の解消が大きな課題だ。インドの電力事情に関する最新データなどにに基づき、電力需給動向や参入規制などについて報告する。インド編の前編。

■南部の電力不足顕著に

インド電力省が発表した電力量の需給バランスは表のとおり。電力不足が続いている状況には変わらないものの、不足率（不足量を需要量で割った数値）は2011年度と2012年度の8%台に比べて、2013年度4.2%、2014年度5.1%（推計）と改善傾向にある。ただし、2011年度以降続く経済減速により、同年度から2014年度にかけての電力需要量の伸び率が低下していることには留意が必要だ。同期間における電力供給量の年平均伸び率が5.3%なのに対し、電力需要量の年平均伸び率は4.0%にとどまっている。

電力省が発表した州別の電力需給動向に目を転じると、日系企業の進出が進む主要州でも需給バランスには違いがある。2013年度の不足率で比較すると、インフラの良さに定評があるグジャラート州ではほぼゼロ。次いで、ラジャスタン州（0.3%）、ハリヤナ州（0.6%）、マハラシュトラ州（2.1%）などが全国平均に比べて極めて低い。他方、ウッタル・プラデシュ州（14.0%）、カルナタカ州（9.5%）、アンドラ・

プラデシュ州（6.9%）、タミル・ナドゥ州（5.9%）では全国平均を大きく上回っており、インド南部の電力不足が顕著だった。

また、2014年度の不足率の推計をみると、カルナタカ州が14.4%、アンドラ・プラデシュ州は15.3%と2013年度よりも悪化することが見込まれる。なお、この統計には、産業種別、地域特性、電圧変動、送電技術の不足や盗電によるロスなどを考慮していないため、実際に日系企業が各州で経験する停電状況とうまく整合しない可能性がある。しかし、州別の電力需給バランスをみる上では、一定の評価ができる数値といえるだろう。

■ディーゼル自家発電がコスト増に

フランスの電力インフラ大手シュナイダー・エレクトリックのインド現地法人は2013年、自動車、繊維、製薬、建設、食品加工などの在インド主要企業300社を対象に、電力事情に関するアンケートを実施した。これによると、産業向け電力料金は全国平均で1キロワット時

電力需給バランス

（単位：100万ユニット、%）

	需要量	供給量	不足量	不足率
2011年度	937,199	857,886	△ 79,313	8.5
2012年度	998,114	911,209	△ 86,905	8.7
2013年度	1,002,257	959,829	△ 42,428	4.2
2014年度(推計)	1,048,672	995,157	△ 53,515	5.1

（注）1ユニットは1キロワット時(kWh)。

（出所）インド電力省発表資料を基に作成

(kWh) 当たり 5.0~8.5 ルピー (約 9.5~16.2 円、1 ルピー=約 1.9 円) と、世界的にみても低く抑えられているにもかかわらず、企業の管理費に占める電力コストの割合が 10%を超えている実態が明らかになった。停電が起こると自家発電用のディーゼル発電機を稼働させる企業が多く、これが電力コストの上昇につながっている。ディーゼル発電に係るコストは燃料費に左右されるが、総じて一般的な電力会社からの買電価格の 3 倍といわれる。なお、インド商工会議所連盟 (FICCI) が 2013 年に実施した調査では、会員企業の 3 分の 2 が停電時の備えとしてディーゼル発電機を配備しているとの結果が出ている。

■民間企業の参入が進んでも非効率な発電分野

インドの発電や送配電事業は 2003 年電力法によって規制されるが、民間企業の参入が可能だ。外資企業も自動承認ルートによって 100%まで出資ができる。

事業別にみていくと、発電事業では政府当局が示す規則や基準に従って発電所を建設しなければならないものの、ライセンスは不要だ。実際、民間企業は発電事業へ盛んに参入しており、2014 年 10 月現在の総発電容量 25 万 3,970 メガワット (MW) のうち 35.8%を占めている。

民間参入が進む発電事業だが、障壁も多い。その 1 つが燃料不足だ。インドの主要電源である石炭は、世界有数の埋蔵量を誇るにもかかわらず、採掘権をめぐる国内の政治汚職で採掘が滞っていること、鉄道インフラが脆弱 (ぜいじゃく) であるが故に、インド東部のビハール州やオディッシャ州などの主要産地から全国の石炭火力発電所に十分な石炭の供給ができていないこと、が理由として挙げられる。また、石炭事業は国営化されており、時間感覚に乏しい官僚主義的な対応が非効率な事業運営を招いてい

るとの指摘もある。これらに加え、2014 年 1 月に制定された土地収用法が硬直的で、発電所建設に係る土地の収用が困難になっていることも民間企業の発電事業を阻害する要因となっている。

■送配電分野は公的セクターがほぼ独占

他方、送配電事業にはライセンス取得が必要で、民間企業の参入は限定的だ。送電事業では、州を越える送電は中央政府傘下のインド配電公社が、州内の送電は州ごとに設置された電力規制委員会が管轄していることが一般的で、民間企業のシェアは 3%程度とみられる。

配電事業についても、デリー準州とオディッシャ州で一部の民間企業が参入している以外は、州の電力規制委員会や州政府の公社などがほぼ独占している。なお、インドの多くの州で配電業者は、商工業部門向けの電力料金を高く設定して収益を確保する一方、貧困層を多く抱える農業や一般家庭向けにはコストを下回る逆ぎやの料金体系を適用している。貧困層に対する政策的な措置ではあるが、損失補填 (ほてん) のための州政府による補助金が十分でないこともあり、多くの配電業者が赤字に陥る結果となっている。貧困層からの料金徴収率の低さに加え、こうした料金設定システムが投資回収をより難しくし、参入障壁となっていることは否定できない。

さらに、前出の FICCI の調査によると、土地収用の遅れや州政府の許認可の滞りなどの理由で 120 件近い送電プロジェクトが棚上げになっていることも、国内の電力不足を悪化させる一因とされている。民間企業の参入により発電量が増加しても、送配電分野が公的セクターに独占される状況が続けば、効率的な送配電の実現にさらなる時間を要することが懸念される。

再生可能エネルギー開発とともに省エネを推進（インド）

ジェトロ・ニューデリー 西澤知史
原園慶大

政府は石炭を主体とした既存電源を拡大しつつ、再生可能エネルギーなど新たな電源の開発にも注力している。一方では、電力消費量を抑える省エネルギーの取り組みも始めている。インド編の後編。

■ 石炭が発電容量の6割占める

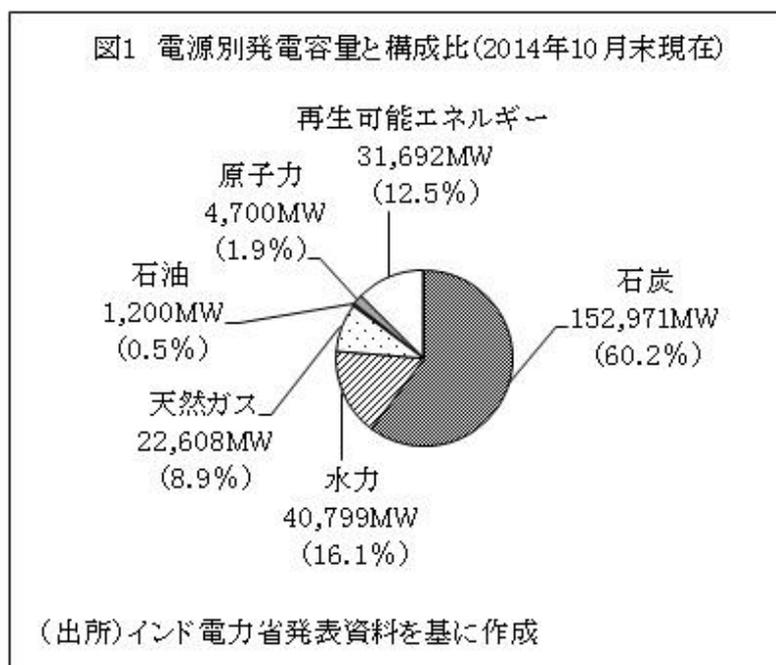
2014年10月時点のインドの総発電容量25万3,970メガワット(MW)を電源別にみると、石炭のシェアが最大で全体の6割を占め、水力(16.1%)がそれに次ぐ(図1参照)。そして、近年シェアを拡大しているのが再生可能エネルギー(12.5%)で、2012年1月末と比較すると発電容量は4割近く伸びている。そのほかでは、天然ガスが8.9%を占め、原子力(1.9%)や石油(0.5%)はわずかだ。

■ 民間企業の参入に期待

政府は5ヵ年計画(2012年4月～2017年3月)で、化石燃料(石炭、石油、天然ガス)による発電容量を8万8,536MW増加させ、期間終了時

の総発電容量を35万6,523MWまで引き上げる目標を設定している。本計画では、民間企業の参入促進のため規制緩和を進める方針が示され、発電容量の増加分のうち53%を民間企業が担うよう期待されている。前の5ヵ年計画では、増加分に占める民間企業の割合は19%にすぎなかった。

他方で政府は、供給源の多様化や環境問題への対応として、再生可能エネルギー分野も積極的に推進している。現状の再生可能エネルギー分野における電源構成は図2のとおり。2000年代初頭から注目を集め、インド南部を中心に導入が進む風力(構成比67%)が最大で、バイオマス(13%)や小水力(12%)が続く。再生可能エネルギーの中で、政府が特に力を入れている



るのが太陽光発電（8%）だ。政府は2010年に「ジャワハルラル・ネルー・ナショナル・ソーラー・ミッション（JNNSM）」を発表した。2022年までに20ギガワット（GW）の太陽光発電を導入することを目指し、固定価格買い取り制度を含む導入促進施策や税制優遇策を実施し、既に地場や外資企業による大型太陽光プロジェクトが複数開始されている。さらに、日照量が豊富なグジャラート州やラジャスタン州などでは州政府独自の太陽光政策が導入され、大型の太陽光発電プロジェクトの誘致を図っている。

■ 大量エネ消費産業に削減目標

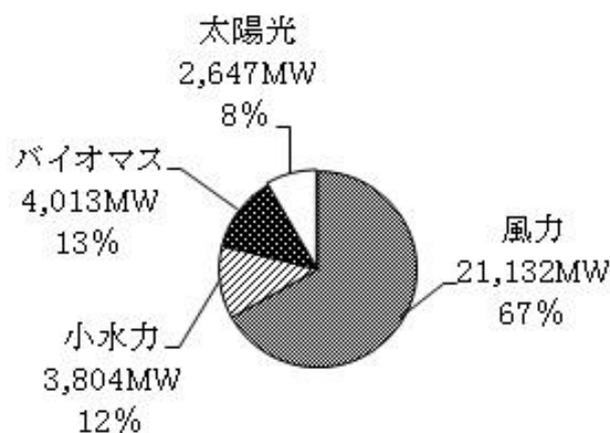
電力政策は、供給サイドのみならず需要サイドも対象にしている。電力消費を低く抑えようとする取り組みだ。政府は2012年度から、エネルギーを大量消費する産業に対し、具体的なエネルギー削減義務を課す「省エネルギー証書取引制度（PAT: Perform, Achieve and Trade、以下、PATスキーム）」を導入した。削減義務が課されるのは8産業分野の478社（アルミニウム10社、塩化アルカリ22社、繊維90社、紙パルプ31社、鉄鋼67社、肥料29社、セメント85

社、火力発電所144社）で、各社に対し2014年度までに達成すべき削減目標が通知されている。

本制度を管轄するエネルギー効率局（BEE）によると、PATスキームの施行により、3年間で980万石油換算トン（toe）、電力にして6,000MWのエネルギー削減と約2,600万トンの二酸化炭素（CO2）排出削減の効果が見込まれている。また、設備の入れ替えなどのため、対象企業による3,000億ルピー（約5,700億円、1ルピー＝約1.9円）の投資が予想され、生産効率アップによるインド企業の国際競争力の向上も期待されている。

インドにとって電力問題の解決は、経済の持続的発展のために不可欠だ。電力事業は民間企業に開放されており、日系をはじめとした外資企業にとっても有望な市場といえる。特に、いまだ民間企業の影が薄い送電や配電事業、さらには潜在成長性の高い省エネ分野は大きな可能性を秘めている。インド特有の規制、投資回収への不安、コスト競争など課題が多いのは事実だが、日本企業が高水準の技術を携えて巨大市場に挑むことに期待したい。

図2 再生可能エネルギーの電源別発電量と構成比
(2014年3月末現在)



(出所)インド新・再生可能エネルギー省資料を基に作成

岐路に立つ電力政策、脱天然ガス依存迫られる（タイ）

ジェトロ・バンコク 浅野義人

タイはこれまで国内で産出する天然ガスを利用し、国内のエネルギーを賅ってきた。今後とも経済発展が見込まれる中、エネルギー需要も増加していくと考えられるが、一方で国産の天然ガスの生産は間もなくピークアウトすると予想されている。エネルギー需要の増加に応えるためには、エネルギー源の多様化や省エネルギーの推進も重要となる。電力を中心とするエネルギーをめぐるタイの現状と政府の取り組みについて報告する。タイ編の前編。

■ 国内のエネルギー供給は国産天然ガスが主体

タイでは従来、タイランド湾から産出する天然ガスがエネルギー供給の主力を担ってきた（表1参照）。タイランド湾の天然ガスは、ボンコット（Bongkot）、パイリン（Pailin）、エラワン（Erawan）などのガス田からパイプラインを経由して輸送され、主にガス火力発電での燃料として利用されており、全体の59%が発電用途だった（2013年実績）。そのほか、14%は工業用に、7%は圧縮天然ガスとして輸送用に用いられている。

2013年にタイランド湾から産出した天然ガスは4,044MMSCFD（1日当たり100万標準立方フィート）で、過去最高を記録している。ガス田の開発に関しては、カンボジアとの国境地帯での開発余地は残されているものの、生産量は間もなくピークを打つと見通されている。また、ミ

ャンマーのアンダマン海にあるヤダナ（Yadana）、イエーダグン（Yetakun）から産出するガスもパイプラインでタイに輸入されている。ミャンマーからの輸入量（2013年）は822MMSCFDだった。さらにそれらの天然ガスを補完するため、2011年からは液化天然ガス（LNG）の輸入を開始しており、2013年の輸入量は191MMSCFD。現在、マプタプットにあるLNG受け入れ基地は、取り扱い能力を増強するための第2期拡張工事が進行中だ。さらに第3期についても別サイトにおいて計画中的という。

原油に関しては、ベンジャマス（Benjamas）、シリキット（Sirikit）などで産出するものの絶対量は少なく、多くを中東からの輸入に頼っている。国内の精製能力は十分にあり、精製した軽油などの石油製品の一部は周辺国に輸出されている。

石炭については、ランパン県メーモー（Mae Moh）

表1 タイの1次エネルギー供給構成（2013年）

〔単位:ktoe(石油換算1,000トンのエネルギー量)、%〕

	生産		輸入		合計	
	数量	構成比	数量	構成比	数量	構成比
水力	24,025	1	0	0	24,025	1
石炭	93,900	4	216,724	10	310,624	14
天然ガス	729,470	33	182,242	8	911,712	42
コンデンセート	83,508	4	0	0	83,508	4
原油	149,337	7	841,611	38	990,948	45
石油製品	0	0	△ 146,269	△ 7	△ 146,269	△ 7
電気	0	0	21,515	1	21,515	1
合計	1,080,240	49	1,115,823	51	2,196,063	100

（出所）エネルギー省資料を基に作成

炭鉱から産出する発電用の褐炭が主力だ。2013年に国内で産出した褐炭1,811万トンのうち1,707万トンは同炭鉱からの産出だった。褐炭の90%は発電用に、10%は産業用に利用されている。また、これとは別に1,733万トンの石炭をインドネシアなどから輸入している。石炭の用途は45%が発電用、55%が産業用だ。

タイは天然ガスに恵まれる一方、原油は輸入に頼っており、国全体での1次エネルギー供給ベースでの輸入依存度は約5割となっている。

■ 電源の9割は天然ガスと石炭、多様化が課題

タイにおける電力供給は、前述したエネルギー事情を反映し、天然ガス中心の構成となっている(表2参照)。2013年時点では、全体の67%が天然ガスによる発電となっている。天然ガス炊き発電のうち、44%はタイ電力公社(EGAT)、47%は独立系発電事業者(IPP)、9%は小規模発電事業者(SPP)によってそれぞれ担われている。次いで、石炭炊きが20%を占めており、EGATのメーモー発電所[2,180メガワット(MW)]、IPPであるBLCP発電所(1,346MW)が大半を担っている。

水力発電については、プミボン(Bhumibol)ダム(780MW)、シーナカリン(Srinagarind)ダム(720MW)など約20の施設を保有している。一方、太陽光、風力、バイオマスといった再生可能エネルギーについては、電力供給に対する貢献という意味ではいまだ役割は限定的だ。また、タイは周辺国から電力を輸入している。ラオスとは1993年6月に電力輸入に関する覚書を締結して以降、テウンヒンボーン(Theun Hinboun)ダム(214MW)、ホアイホー(Houay Ho)ダム(126MW)などから電力を購入している。タイでは外国資本によるエネルギー事業が許容されており、日系を含む外国資本が参画するIPPやSPPを通じて電力供給の一翼を担っている。

今後に関しては、電力需要の動向を踏まえつつ、計画的に電源を開発していくこととされている。現時点では、新しい電源開発計画(PDP)の詳細は明らかになっていないが、天然ガスの生産量の縮小が見込まれる中、石炭火力発電や近隣国からの輸入などを強化するとみられる。

表2 タイの電源別発電電力量

[単位:ギガワット時(GWh)、%]

	2013年実績		2030年計画	
	電力量	構成比	電力量	構成比
天然ガス	119,218	67	201,161	58
石炭	35,352	20	56,479	16
石油	1,418	1	21	0
水力	5,412	3	5,953	2
原子力	0	0	16,046	5
輸入	12,572	7	46,388	13
その他	3,427	2	20,720	6
合計	177,399	100	346,768	100

(出所)エネルギー省資料を基に作成(一部筆者推計を含む)

■ 公害の経験から石炭火力発電に根強い反発

他方、石炭火力発電に関しては、タイには苦い過去がある。アジア開発銀行(ADB)などの支援を受け、メーモー地区で産出した褐炭を利用した同地区の発電所が1984年から稼働しているが、同発電所の排出する年間160万トンにも及ぶ硫黄ガスは、住民の健康被害、コメの枯害、水質の汚染などを引き起こし、周辺住民の間で問題化した。同発電所では適切なフィルターを用いておらず、1988年に移動クリニックが同所を訪問した際、現地には呼吸器疾患を持つ3,463人を含む8,214人の患者が認められたとのことだった。また、操業開始から現時点まで、少なくとも200人余りが呼吸器疾患で死亡したといわれている。

このような歴史的経緯から、タイでは石炭火力発電所の新設には大変な困難が伴う状況にある。香港系のIPPが主導したラヨン県のBLCP発電所(2006年運転開始)の建設に際しては、地元住民のほか、グリーンピースなど国際的NGO

も石炭公害の懸念や地球温暖化防止の観点から反対運動を展開した。地元系 IPP によるラヨン県のゲコ発電所（2012 年運転開始、660MW）では 2013 年 4 月、当地の反温暖化協会と地元団体がラヨン地裁に対し、建設許可を与えた関係当局を提訴した。ヒンクルット（1,400MW）およびボノック火力発電所（734MW）に関しては、石炭公害および海洋資源への影響を懸念する地元の反対の声が強く、2003 年に政府は同計画を断念している。その後、反対派のリーダーが銃撃・暗殺されるという事件も起きた。チェチェンサオ県のナショナルパワー火力発電所（540MW）は 2014 年の運転開始を目指していたが、地域住民の反対の声が強く、2013 年に環境影響評価(EIA)が不承認となった。

天然ガスへの依存を弱め、エネルギー源を多様化する上でも、石炭火力発電が重要なことは政府や経済界関係者には広く理解されている。技術的にも公害問題は克服できると考えられているが、国民に深く浸透した石炭のネガティブなイメージを払拭（ふっしょく）するのは容易なことではない。

近隣国からの輸入に関しては、タイ資本により開発が進められているラオスのホングサー（Hongsa）石炭火力（1,473MW）、サイヤブリ（Xaiyaburi）ダム（1,220MW）などからの輸入が計画されている。また、ミャンマーとの間でもエネルギー当局間で輸入に向けた協議が進められており、中国系企業によるサルウィン川（7,100MW）開発プロジェクト、タイ系企業によるダウェイ（Dawei）石炭火力（4,000MW）など複数の案件が候補とされている。

原子力発電に関しては、電源開発計画には記載されているものの、これまでのところ導入に向けた本格的な議論はされておらず、将来の構想との位置付けとなっている。

全ての発電源を合計した総供給能力は 2011 年末時点では 3 万 2,395MW で、2030 年までに 5 万

5,130MW の能力が追加される一方、1 万 6,839MW がリタイアするため、2030 年時点では 7 万 686MW となる計画だ。

■ 今後の電力需要は工業部門を中心に年間 4% 超の伸び

タイの電力需要は年々伸長している。毎年最も気温が高くなる 4～5 月ごろが需要のピークとなる傾向があり、2013 年のピークは 5 月 16 日午後 2 時に記録した 2 万 6,598MW だった。総供給能力（3 万 3,681MW）の 79% に達している。

電力の最大のユーザーは工業部門で、中でも食品産業の使用量が突出している（表 3 参照）。次いで使用量が多いのは鉄鋼で、以下、電機電子、繊維、自動車、プラスチック、セメント、化学の順。ビジネス部門では商業施設、ホテル、アパートメントの順となっている。

表3 タイの契約種別電力使用量(2013年)
(単位:GWh、%)

契約種別	使用量	構成比
住居	37,657	23
小規模事業者	18,374	11
工業	72,536	44
ビジネス	30,413	19
政府・非営利組織	149	0
農業	354	0
極小規模使用者	2,379	1
その他	2,479	2
合計	164,341	100

(出所) 表1に同じ

今後の電力の需要見通しについては、経済情勢にも左右されるが、年平均 4.1% 程度の伸びが予想されており、2030 年時点の電力使用量は 34 万 6,767 ギガワット時 (GWh) としている（表 4 参照）。いずれにせよ、このような需要予測に基づいた計画的な電源開発がなされており、引き続き安定的な電力の供給が期待される。

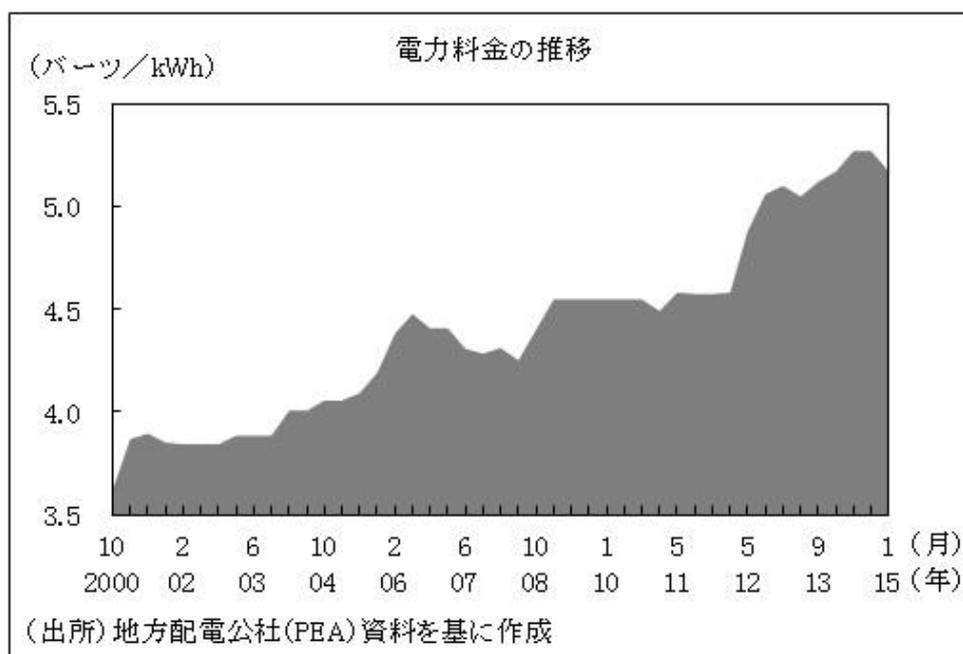
表4 電力需給の見通し

	2013年実績	2030年計画
総供給能力(MW)	33,681	70,686
ピーク時需要(MW)	26,598	52,256
電力使用量(GWh)	164,341	346,767

(出所)表1に同じ

■ 電力価格は15年間で45%上昇

電力料金は用途(住居用、事業用など)、電圧、使用量、使用時間帯などによって異なる。小規模事業用の22~33キロボルト(kV)で時間帯別契約をして、ピーク時に利用した場合の料金は1キロワット時(kWh)当たり4.5827パーツ(約16.5円、1パーツ=約3.6円)となっている。ただし、これは基本料金であり、タイでも日本と同様に燃料費調整単価が加わるため、実際の電力料金はさらに高くなる。燃料費調整は年に3回見直しが行われており、通常は1月、5月、9月に改定される。2014年9月時点では燃料費調整は0.6900パーツとされたため、現在の電力料金は5.2727パーツだ(図参照)。2014年半ばまでは石油価格の高騰が続き、燃料費調整単価もこれに伴い上昇した。2000年時点では電力価格は3.6246パーツだったため、この15年で45%上昇したことになる。



省エネで効率改善し多角化を強力に推進（タイ）

ジェットロ・バンコク 浅野義人

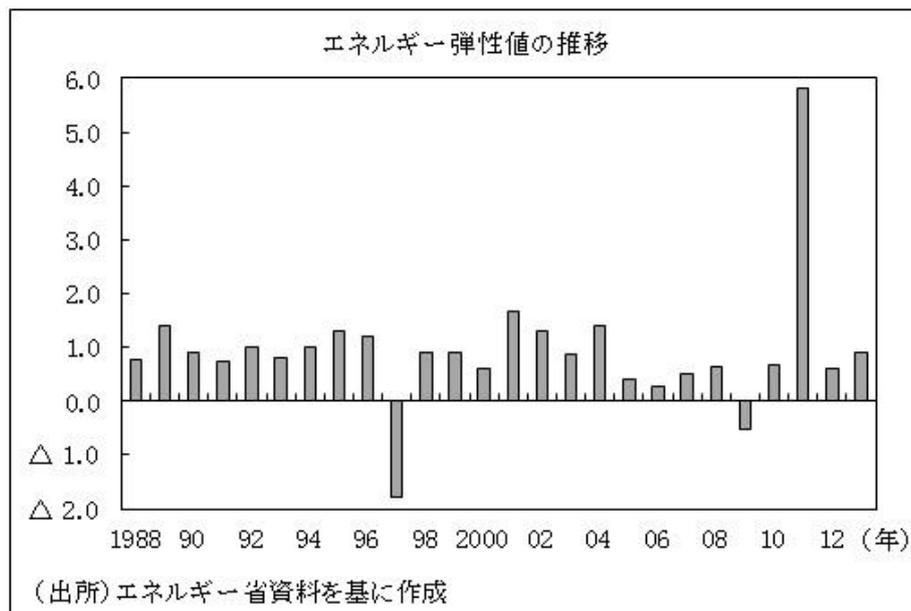
タイにおける省エネルギー政策は、省エネを通じた経済的メリットに力点が置かれている。2030年をターゲットに効率改善の目標値を設定し、関連法により工場やビルに対する省エネの評価・報告義務、規格・基準、エコラベリングなどを規定している。電源の多様化と国外依存脱却の観点から、太陽光など再生可能エネルギーの導入も計画的に進められているが、政府による買い取り価格の変動がプロジェクト推進の障害となっている。タイ編の後編。

■ 2030年までに2005年比25%の効率改善を目指す

タイにおける省エネルギー政策は、マスタープランとして策定された「エネルギー効率化計画」を通じて進められている。同計画は2011～2030年のエネルギー効率化を計画的に進めるために策定され、エネルギー効率を2030年までに2005年比で25%改善し、また、最終エネルギー消費を2030年までに20%または3万ktoe（石油換算1,000トンのエネルギー量）削減することを目指している。目標の達成に向け、強制的措置とインセンティブ措置の統合的適用、消費者の行動にインパクトを与える措置の適用や市場の改革、エネルギー保全分野における官民連携（PPP）の推進、官民の組織へのエネルギー保

全に関する業務の委譲、先進的な技術を利用するための専門家やエネルギーサービス事業（ESCO）の活用、他国への技術依存の低減によるコストの削減などがうたわれている。

経済全体のエネルギー効率を把握する指標としては、エネルギー弾性値が多く用いられている。エネルギー弾性値とは、エネルギー消費の増加率を、経済成長率で除したもので、1よりも小さい値であれば、エネルギー消費の増加率以上の経済成長が実現したということになる。1997、2009、2011年についてはそれぞれアジア通貨危機、リーマン・ショック、洪水により、経済成長とエネルギー消費が特殊な動きをしたため除外して考えると、タイのエネルギー弾性値は緩やかながらも低下する傾向にある（図参照）。特に2005年以降は1を下回る水準が常態



化しており、省エネに向けた取り組みが定着しつつあるといえる。

■ ユーザーの管理義務や規格・基準などを規定

省エネに関する強制法規としては、エネルギー保全法がある。同法は、電力メーター1,000キロワット（kW）以上、変圧容量1,175キロボルトアンペア（kVA）以上または電力換算で熱・蒸気・非再生可能エネルギーを年間2,000万メガジュール（MJ）以上使用する住所（建物）に対して適用され、2013年6月30日時点で3,630の工場、2,193のビルが対象となっている。対象となる工場・ビルは、エネルギー保全の計画や管理プロセスなどを定めたエネルギー保全管理システムの策定、上記システムの実施・報告などを行うエネルギー管理作業グループの設置、オーナーによる省エネ可能性の評価・省エネ目標の設定・監督・当局への報告、エネルギーを使用する機器を定期的に点検しエネルギー消費を改善させるなどエネルギー管理に関してオーナーを補佐するエネルギー管理士（PRE）の選任、などの義務が課せられる。違反した場合、電力使用量に応じた課徴金が課せられ、電力料金の請求の際に徴収されることになる。

また、規格・基準を通じた省エネ政策も実施されている。前述のエネルギー保全法に基づき策定されているビルディングコードでは、2,000平方メートル以上の病院、教育機関、オフィス、コンドミニアム、集会施設、映画館、ホテル、エンターテインメント施設、百貨店を対象に、ビルの熱交換、照明、エアコン、給湯器について省エネ基準が設定されている。例えばホテルの場合、1平方メートル当たりの照明機器は12ワット以下とすることなどが定められている。また、「MEPS（Minimum Energy Performance Standard）」と呼ばれるエネルギー省代替エネル

ギー局による強制的プログラムも存在する。省エネ性能下位3%の製品が排除されるよう基準を設定しており、対象は蛍光灯、モーター、エアコン、冷蔵庫、ディーゼルエンジンなど9品目だ。

さらに奨励的プログラムとしては「HEPS（High Energy Performance Standard）」がある。省エネ性能上位20%の製品の基準を設定しており、タイ電力公社（EGAT）と協力したラベリングプログラムも実施されている。対象は冷蔵庫、エアコン、電気ファン、炊飯器、電気ポット、シャワーヒーター、ガラス、冷却設備など20品目で順次追加されている。



左：家庭用電気製品のラベル、右：家庭用非電気製品または産業用のラベル

■ 省エネ機器導入に対する補助制度なども用意

省エネを進めるための支援措置も用意されている。石油製品に課される拠出金を主要な財源とした ENCON ファンド（エネルギー保全基金）が一種の特別会計的機能を果たし、さまざまな省エネ関連事業に資金を拠出してきた。同基金の出資により ESCO ファンドが組成され、NGO 団体の運営の下、エネルギーサービス事業に投資してきた。具体的には、5～7年後の出口戦略（事業会社による買い戻しなど）を前提にエクイティーで投資〔持ち株比率10～50%、最大5,000万バーツ（約1億8,000万円、1バーツ＝

約3.6円)、あるいはESCOが設備を購入し5年以内に返済させる年利4%相当のファイナンスリース(最大1,000万バーツ)などだ。また、過去には一定期間に行われた省エネ機器の導入に対し、25%の所得控除を認めるとの税制優遇措置を実施したこともある。

省エネ設備の導入に対する補助制度も期間を限定して度々実施されている。2014年度に関しては、投資回収期間7年以下かつ300万バーツ以下となる省エネ機器の導入(入れ替え)に対し、最大30%の補助を行う制度を用意している。先進的設備の実証プログラムも存在する。対象事業の投資コストの40%を助成(最大助成額は600万バーツ)するもので、酸素を燃料とするバーナー、吸収式ヒートポンプなどが採択されている。

またユニークな取り組みとしては、「DSM

(Demand Side Management)」入札がある。需要家側の省エネ努力の程度に応じて助成するシステムで、当局に提案が採用されるか否かは入札で決定される。これまでに8ラウンドの入札が実施された。第1~6ラウンドでは、工場・ビルにおいては最低年間30万キロワット時(kWh)、ホテルにおいては5万kWhの省エネプロジェクトが対象となり、助成額は1kWh当たり最大1バーツだった。第7~8ラウンドでは起業家、大学、国営企業が対象で、最低年間30万kWh以上の省エネをするプロジェクトに1kWh当たり最大1バーツが助成された。

■ 買い取り価格に依存する再生可能エネルギー開発

タイはエネルギーの約半分、特に石油は8割超を輸入に頼っており、エネルギー安全保障の

再生可能エネルギーの2012年実績と2021年導入目標

	2012年実績		2021年目標 (2013年計画値)	
	ktoe	MW または ML/D	ktoe	MW または ML/D
電力分野	1,138	2,786	5,370	13,927
風力	—	112	202	1,800
太陽光	—	377	336	3,000
小規模水力	—	102	85	324
バイオマス	—	1,960	2,508	4,800
バイオガス	—	193	269	600
ネピアグラス	—	—	1,791	3,000
都市廃棄物	—	43	179	400
その他	—	—	1	3
熱分野	4,886	—	9,800	—
太陽熱	4	—	100	—
バイオマス	4,346	—	8,500	—
バイオガス	458	—	1,000	—
都市廃棄物	78	—	200	—
輸送燃料分野	1,270	—	9,464	1,219.2
バイオエタノール	430	1.4	2,447	9.0
バイオディーゼル	840	2.7	2,265	7.2
非在来型	—	—	4,751	1,203.0
合計	7,294	—	24,634	—

(注) 電力分野がMW、輸送燃料分野がML/D(1日当たり100万リットル)。

(出所) エネルギー省の代替エネルギー開発計画を基に作成

観点から、国外依存の低下を図る必要がある。また、発電分野の天然ガスへの依存率は約7割と高く、エネルギー多様化の観点からも再生可能エネルギーに期待がかかる。さらに同エネルギーの導入を通じ、地球温暖化の原因とされている温室効果ガスの低減にも貢献することができる。このような背景から、タイでは再生可能エネルギーの導入が計画的に推進されてきた。

直近の計画は、2013年7月に改定された代替エネルギー開発計画だ(表参照)。同計画は2021年までに最終エネルギー消費量の約4分の1を再生可能エネルギーによって賄うことを目指している。なお、2012年の最終エネルギー消費は6万5,017ktoeで、うち再生可能エネルギーによって賄われたものは7,294ktoeだったので、再生可能エネルギーの割合は11%となる。

発電分野では、早くから再生可能エネルギー導入を促す政策が実施されている。2003年に、新設電源の5%以上の再生可能エネルギー化を義務付ける「RPS (Renewables Portfolio Standard)」が導入された。2007年には、再生可能エネルギーから発電した電力を売電する際に上乗せされる「Adder」と呼ばれる仕組みが導入された。Adderによる1kWh当たりの上乗せ額は、太陽光が8.0パーツ×10年、風力が3.5~4.5パーツ×10年、バイオマス・バイオガスが0.3~0.5パーツ×7年、都市固形廃棄物が2.5~3.5パーツ×7年だった。その後、2010年に太陽光のAdderが6.5パーツに引き下げられて以降、発電分野への助成策は徐々に縮小した。2013年には太陽光に対するAdderは廃止され、固定価格で電力を買い取るFIT (Feed-in Tariff)に変更された。対象は、商業ビルの屋上太陽光発電100メガワット(MW)、住宅の屋上太陽光発電100MW、村落太陽光発電800MWの合計1,000MW。屋上太陽光は1kWh当たり6.16~6.96パーツ、村落太陽光は4.5~9.75パーツで買い取ること

となっているが、従前は基本価格に上乗せ価格がオンされていたことからすると、買い取り価格は大幅に下落したといえる。太陽光への逆風はさらに続き、2014年12月にはAdderを得るために過去に申請されたプロジェクト178件

(1,013MW)のうち、技術的困難性などから計画が遅れていた153プロジェクト(875MW)については、2015年3月までに解決が図られない限り却下される可能性があることが示唆されている。

■ バイオガスに対する支援を強化

一方で、政府のバックアップを強力に受けているのがバイオガスだ。2013年の代替エネルギー開発計画の改定時には、ネピアグラスを利用したバイオガス発電がクローズアップされた。ネピアグラスは非食用のイネ科の多年草で、タイでは象の飼料として知られている。年に3回収穫可能で、タイ中部から東北部にかけて栽培の適地が広がっており、栽培と発電所建設などに対してエネルギー省がサポートすることになっていた。しかし、ネピアグラスを利用したバイオガス発電は研究途上の技術であり、将来の構想としての位置付けもされている。また、2014年5月のクーデター以降、ネピアグラスプロジェクトに対して前政権は過剰に支援をした、との批判も出ているようだ。

燃料分野については、タイではサトウキビやキャッサバからバイオエタノールが、パームからバイオディーゼルが生産されており、バイオ燃料は広く普及している。2013年のガソリンに占めるバイオエタノールの割合は13%だった。2012年10月以降、純粋なオクタン価91のレギュラーガソリンは販売中止となり、販売されているレギュラーガソリンは全てE10(バイオエタノール混合比率10%)以上となっている。また2013年の軽油に占めるバイオディーゼルの割合は6%だった。バイオディーゼルについては、パ

ームの供給能力との関係から、これまでも度々、混合比率が変更されてきている。2014年現在はB7（バイオディーゼル混合比率7%）が標準品となっている。また将来的な技術として、圧縮バイオメタンガスなど非在来型のバイオ燃料にも大きな期待がかけられている。

再生可能エネルギー分野に外資参入の余地も（マレーシア）

ジェトロ・クアラルンプール 新田浩之

マレーシアの電力需要は主にガス、石炭による発電で賅われており、電力輸入を特段必要としていない。電力事業は政府系電力会社がほぼ独占しているが、民間企業にも再生可能エネルギーを中心にライセンスを取得した上で参入の余地がある。マレーシア編の前編。

■ 国内発電で需要を賅う

マレーシアの電力は、2013年時点で国内需要は1,186億キロワット時(kWh)、国内供給は1,321億kWhと需要を満たしている(表参照)。そのため、電力の輸入はほぼゼロだ。国内需要のうち企業向けが922億kWhと77.8%を占め、残りの264億kWhが家庭・公共向けだった。実現性の高い電源開発計画に基づいて、おおむねそれに遅れずに発電所の設置・運営を行っている。このために、電力供給に大きな支障を来すことがないといわれている。

電力供給は政府系電力会社と民間が行っている。政府系電力会社としては半島部をカバーする国営テナガ・ナショナル(TNB)、サバ州の国営サバ電力(ESB)、それにサラワク州の州政府を株主とするSyarikat SESCO Berhad(旧社名Sarawak Electricity Supply Corporation: SESCO)が該当する。TNBは半島部に加えて、

連邦直轄領ラブアンの発電事業も管理する。北はタイ、南はシンガポールの送電網ともリンクしている。民間は独立系発電事業者(IPP)で、マラコフ、1MDBなどは各社が所有する発電所ごとにTNBと長期売電契約を締結し、事業を運営している。2012年末時点の政府系電力会社の供給能力比率は33.8%、IPPは66.2%だった。なお、送配電については政府系電力会社の独占となっている¹。

電源構成はガスと石炭による火力発電が主役となっている。2012年時点で、総発電量に占めるガス発電の比率が45.4%、石炭火力が41.5%で、その他は水力(6.9%)、石油(1.7%)、ディーゼル(3.2%)、再生可能エネルギーなどその他(1.2%)だった。2002年はガス(72.8%)、石炭(12.9%)、水力(7.3%)、石油(6.0%)、ディーゼル(1.0%)となっていたが、この10年間で、安価なガス価格を受けて国内での天然

マレーシアの電力需給状況 (単位:100万kWh、%)

	2011年		2012年		2013年		
		前年比		前年比		前年比	
需要	企業	83,555	5.8	86,867	4.0	92,174	6.1
	家庭・公共	23,023	2.0	24,776	7.6	26,376	6.5
	国内総計	106,584	5.0	111,644	4.7	118,550	6.2
供給	輸出	10		13		17	
	国内総計	118,788	1.7	125,245	5.4	132,070	5.4
	輸入	324		1		4	
	総計	119,113	2.0	125,246	5.1	132,074	5.5

(出所)統計局

¹ 送配電ビジネスは、民間事業者が自ら送配電できる技術があれば可能だが、国営電力会社の送配電設備を使用することは認められていないために、参入は事実上不可能とされる。

ガス需給が逼迫したことなどから、ガスによる発電比率が低下し、石炭の比率が高まってきた。マレーシアの将来的な電源構成について、APEC は、2035 年の電源構成はガス、石炭の比率が低下する一方、水力の比重が高まると予測している。

■ 民間の発電事業参入にはライセンスが必要

先述のとおり、発電事業は民間にも開放されている。半島マレーシアとサバ州における電力事業は、1990 年電気供給法 (Electricity Supply Act, 1990 : ESA) と電気規則 [Electricity Regulations 1994 (Amendments 2003)] により規定されており、発電事業者はライセンスを取得しなければならない。ライセンス申請はエネルギー委員会 (EC) に対して行う。EC は半島マレーシアとサバ州での電気およびガス供給事業を管理する機関であり、両地域における合理的価格での安定供給を担っている。

再生可能エネルギーによる発電については持続可能エネルギー開発庁 (SEDA) が固定価格買い取り制度 (FIT) の手続きや管理を行う。申請の手順としては、再生可能エネルギーによる発電であれば、まず SEDA に対して FIT に基づく申請を行い、次に EC に対し電力事業を行うためのライセンス申請を行う。再生可能エネルギーによらない発電事業については、SEDA への申請は不要だ。

サラワク州においては、5kWh 以上の発電事業を行う者は同州の公共施設省電気管理局 (EIU) にライセンスの申請を行う。また発電施設の設置についても登録が必要だ。EIU によると、外資に対する規制は特にないが、EIU が申請を審査し、必要に応じて条件を付けるとのことだ。しかし今のところ、外資 100% の発電事業者はサラワク州にはない。

■ 化石燃料発電の外資出資は 30% まで

電力事業を行うためのライセンスには、(1) 「Public Installation License」と (2) 「Private Installation License」の 2 種類がある。(1) は第三者向けの発電事業に必要なライセンス、(2) は自家発電のためのライセンスで、売電事業を行うには (1) のライセンスが必要だ。ライセンスには、[Form ST \(JKPPE\) amendment 2011](#) を使用し、[ガイドライン](#)に沿った手続きで EC へ申請する。審査の所要期間は約 2 ヶ月とされている。

ライセンスの認可には、最低払込資本金の要件を満たす必要がある。申請者は事業費の 2% か 20 万リンギ (約 660 万円、1 リンギ=約 33 円) のいずれか高い方を最低払込資本金としなければならない。外資規制は、(1) 石油・石炭などの化石燃料使用による発電事業は 30% まで、(2) 再生可能エネルギーによる発電事業は 49% を上限とし、発電量が 72 キロワットピーク (kWp) までの場合の最低払込資本金は 2 万リンギ、72kWp 以上の場合の最低払込資本金は 5 万リンギとなる。熱電併給システム (コージェネ) の事業者については資本に関する条件はなく、100% 外資が認められている。

その他の留意事項は以下のとおり。

(1) 一般的に、電力がまだ供給されていない地域への供給についてのライセンス発行には EC は協力的だ。しかし、TNB によって電力が供給されている地域でのライセンス発行については、TNB が申請に異議を申し立てる可能性がある。外資参入は可能とされているものの、ハードルは高い。

(2) 売電する場合は電気料金を TNB の料金よりも低く設定しなければならない。

(3) ライセンスの有効期間は最長 21 年。

(4) ライセンス保持者は年次報告を行い、ライセンスの条件を順守していることを報告しな

ればならない。

(5) ライセンスは発電所ごとに申請しなければならない。

(6) 技術的に可能であれば、ライセンス保持者は直接顧客に送電できる。TNB の電力網を経る必要はない。

(7) 電気の長期的な安定供給の確保が重要であり、ライセンス申請者の事業計画を EC が納得できなければ、承認を得ることは難しい。

大型電源開発に加えて省エネ政策も推進（マレーシア）

ジェトロ・クアラルンプール 新田浩之

マレーシアの電力料金は他の東南アジア諸国と比べて低く、ビジネスを展開する上で魅力の1つとなっている。しかし、政府は財政再建を進めるために補助金を減らしており、進出日系企業は電力料金の上昇を問題と捉えている。政府は将来のエネルギー需要増をにらみ、原子力発電などを視野に入れつつ、省エネ政策にも力を入れている。マレーシア編の後編。

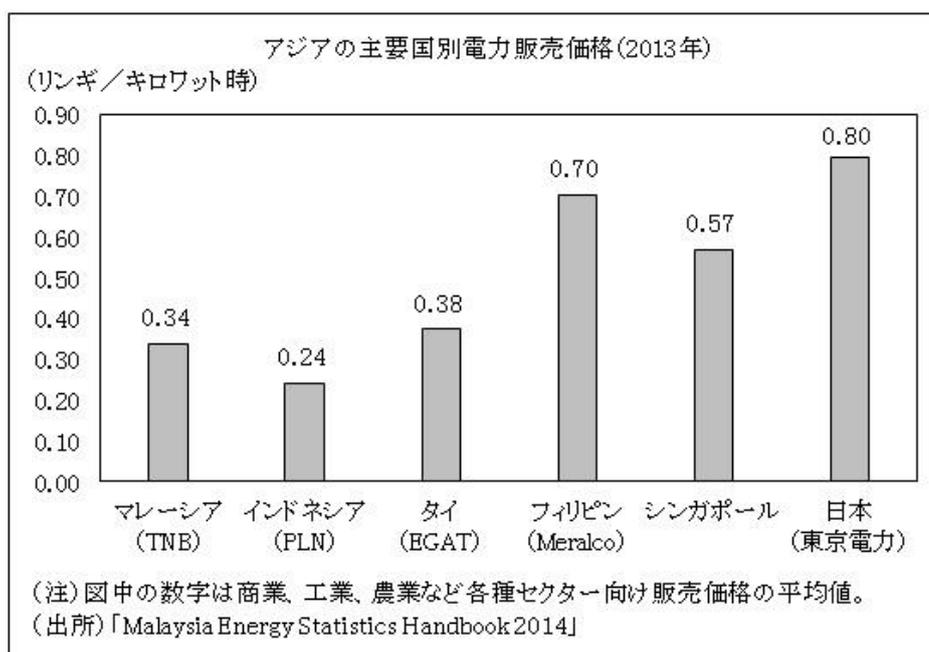
■ 需要家は電力価格の上昇に直面

マレーシアの電力コストをアジア主要国と比較すると、マレーシアの電力販売価格（単価）は、2013年時点で1キロワット時（kWh）当たり0.34リンギ（約11円、1リンギ＝約33円）となっており、インドネシアよりも高いが、日本やシンガポールといった先進国よりは低く、さらにフィリピンやタイも下回る（図参照）。図にはないが、東マレーシアのサバ州は0.29リンギ、サラワク州は0.3リンギであり、マレーシアの電力料金は低いといえる。これは政府が補助金を出しているためだが、これが財政を圧迫する一因となっているため、政府はサラワク州を除き、2014年1月から商工業用電力料金を平均16.85%引き上げた。その後も、さらな

る引き上げの可能性を示唆している。

進出日系企業は電力インフラに大きな課題を抱えていないが、一部には停電に遭う企業もある。2014年1月にジェトロがマレーシア日本人商工会議所（JACTIM）と共同で実施したアンケート結果によると、電力インフラに問題を抱える企業は他のインフラの問題と比較すると少ない。改善が望まれるインフラとしては、公共交通（50.2%）が一番多く、以下、電気、ガスなどのエネルギー価格（49.3%）、通信・インターネット（40.6%）と続いた。電力供給を問題と考える回答の割合は14.3%で、それよりも電力料金の引き上げに不安を感じる企業が目立つ。

同アンケートで停電の頻度についても聞いて



たところ、「全く問題ない」と回答した企業は72.3%だった。3割弱の企業は停電に遭っているが、その頻度は少なくなっている。例えば国営電力会社テナガ・ナショナル（TNB）の資料によると、半島マレーシアでは需要家当たりの停電時間数（SAIDI）は2002年時点で年間128分に及んだが、2013年には64分に減った。マレーシアの場合、長時間の停電はまれで、ほとんどが瞬間停電だ。ペナンの大手電機メーカーによると、「停電は瞬間停電のみで、電線が地中に埋設されているので風雨による停電はない」という。外資系企業の進出が少ない東海岸の州にある企業では、半日程度の停電が年間1～2回発生する。瞬間停電対策に無停電電源装置（UPS）などの設置で対応するとともに、停電時に設備が安全に停止するように保安電源を確保しているという。

■ 大型電源開発に日本企業も参画

政府は2010年6月に発表した「第10次マレーシア5ヵ年計画」（2011～2015年）の中で「石油、ガス、エネルギー」など重点産業を発表した。政府は経済成長を続ける上でエネルギーの確保は必須だとして、電力に関しても幾つかのプロジェクトを立ち上げている。具体的には、エネルギー効率化を企図した熱電併給システム（コージェネ）、太陽光発電能力の向上、原子力発電の検討、サラワク州における水力発電の開発がある。

コージェネの具体化に向けた代表的な動きとして、2014年11月に国営石油会社ペトロナスは、ジョホール州南部の精製・石油化学総合開発（RAPID）が中心のペンゲラン複合施設で、コージェネ発電所の起工式を行った。商業運転は2017年6月1日を予定しており、発電規模は400メガワット（MW）を計画している。原子力発電に関しては、政府は2021年までに1基、

2022年に2基目を建設する計画を明らかにしているが、現在は安全性の確保を最優先に事業化調査を実施している段階だ。

政府は水力発電も重視する。特にサラワク州は水資源が豊富なことから、大規模な水力発電所計画が具体化に向けて動き出した。主要な水力発電所として、バクンダム（2,400MW）、ムルムダム（944MW）、バラムダム（1,200MW）がある。現状、バクンダムは需要が少ないために50%の稼働にとどまり、ムルムダムの建設はほぼ終わり稼働を待つ段階、バラムダムは建設中だ。

以上に加えて、特筆すべき大型電源開発プロジェクトは、ネグリセンビラン州ジマ地区にて建設が予定されている超々臨界圧石炭火力発電計画（1,000MW×2基）だ。同計画に基づく設備は高効率石炭火力発電設備であり、蒸気を超高温・超高压化することで発電効率を高め、燃料の使用量と二酸化炭素の排出量を抑制でき、政府が目指す高付加価値設備の導入と低炭素社会の実現にもつながる。この高い技術を必要とする発電所建設は、IHIがコンソーシアムリーダーとなって設計・調達・建設（EPC）契約を行い、東芝の蒸気タービンと発電機が用いられるなど、日本企業が大きな役割を果たす。なお、商用運転開始は1号機が2018年、2号機が2019年を予定している。

■ 省エネに向けて企業は優遇措置を希望

中長期的なエネルギー開発計画としては、2020年以降は先述した原子力発電所の稼働が注目されるが、原子力の存在感が一気に増すことは考えにくく、今後も石炭、ガスを燃料とする開発計画がメインとなりそうだ。再生可能エネルギーに関しては、前編でも言及した持続可能エネルギー開発局（SEDA）が中心となって導入を進めている。SEDAは固定価格買い取り制度

(FIT) によって、小水力、バイオガス、バイオマス、太陽光による発電を購入することで、再生可能エネルギーの普及を目指している。政府は 2020 年までに再生可能エネルギーによる発電量を計 2,080MW に拡大し、電源構成に占める割合を 11%に引き上げることを目指している。なお、2014 年 8 月時点で、SEDA が認可した発電容量は 811MW となっている。

マレーシアは、国際競争力の確保や家計の負担を減らす観点から省エネ政策を推進している。政府は先述した第 10 次マレーシア 5 年計画の中で、コージェネ導入、地球環境に優しい建造物に対して発行される認証制度 (GBI) の導入、環境車の普及をうたい、実現させている。最大の課題は、省エネを推進する個人の意識が低い点だ。例えば、政府はマレーシアを環境車の「生産ハブ」とすることを企図するが、大手自動車関係者はマレーシア国民の環境配慮への意識が低いことから、高価な環境車が普及するのかが疑問を抱いているという。

政府は各種の省エネ政策を講じているが、企業側はそのインセンティブを不十分と考えている。例えば、JACTIM は 2015 年予算案に盛り込むインセンティブについて、省エネ製品購入や省エネ技術導入に対する支援などを要望したが、10 月に発表された予算案では具体化しなかった。しかし、政府は毎年、国際グリーンテック・エコプロダクツ展示会 (IGEM) を開催するなどエネルギー問題に高い関心を持ち、エネルギー多消費型となっている国のかたちを改めるべく、原子力発電所や再生可能エネルギーの導入、環境車の普及など新しい動きを検討・実現しており、省エネ技術に優れた日本企業にもビジネスチャンスとなり得るかもしれない。

なお、再生可能エネルギーの導入や省エネ政策の優遇措置の詳細については[エネルギー・環境技術・水省のウェブサイト](#)を参照。

電力市場の自由化を推進、安定供給も実現へ（シンガポール）

ジェトロ・シンガポール 小島英太郎

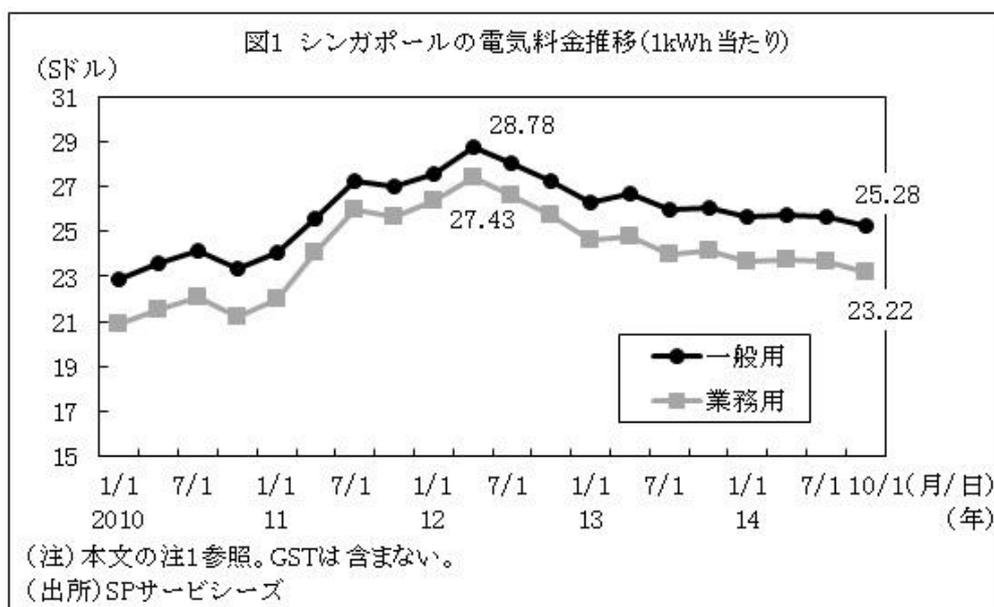
シンガポールの電力供給は、他の ASEAN 諸国と比べても極めて安定しており、停電もほとんどない。エネルギー市場監督庁(EMA)によると、顧客1軒当たりの停電時間は平均1分以下という。一方で電気料金は域内では最も高い水準にあるが、その高い電気料金も近年、低下傾向をたどっている。その背景には、近年の原油価格の低下に加え、シンガポール政府のエネルギー政策による効果が表れていることがある。

■ 電気料金はピーク時より1割以上低下

電力販売会社 SP サービスズによる一般用と業務用の電気料金²の推移をみたものが、図1だ〔1キロワット時 (kWh) 当たり〕。同社は、四半期ごとに発電コストの動向に合わせて電気料金を見直しているが、2012年4月をピークに低下している。2014年12月現在の電気料金は、2014年10月1日に改定され、一般用が前期比1.6%減の1kWh当たり25.28シンガポ

ル・ドル〔約2,199円、Sドル、1Sドル=約87円、財・サービス税(GST)を除く〕、業務用が1.9%減の同23.22Sドルとなった。2012年4月のピーク時と比べると、それぞれ12.2%、15.3%安くなっている。

シンガポールの発電燃料は天然ガスが9割強で、残りは主に石油を使用している（詳細は後述）。天然ガス価格は原油価格と連動していることから、2012年をピークに原油市場価格が下



² 一般用電気料金は、低電圧の住宅・商業向け（月額基本料なし）。業務用電気料金は、高電圧。契約電力量・高電圧の程度に応じた料金設定で、ピーク時（午前7時～午後11時）とオフピーク時（午後11時～午前7時）で異なる（月額基本料あり）。ここでは、1,700キロワット (kW) 以下の契約電力量の場合のピーク時料金の推移をみている。

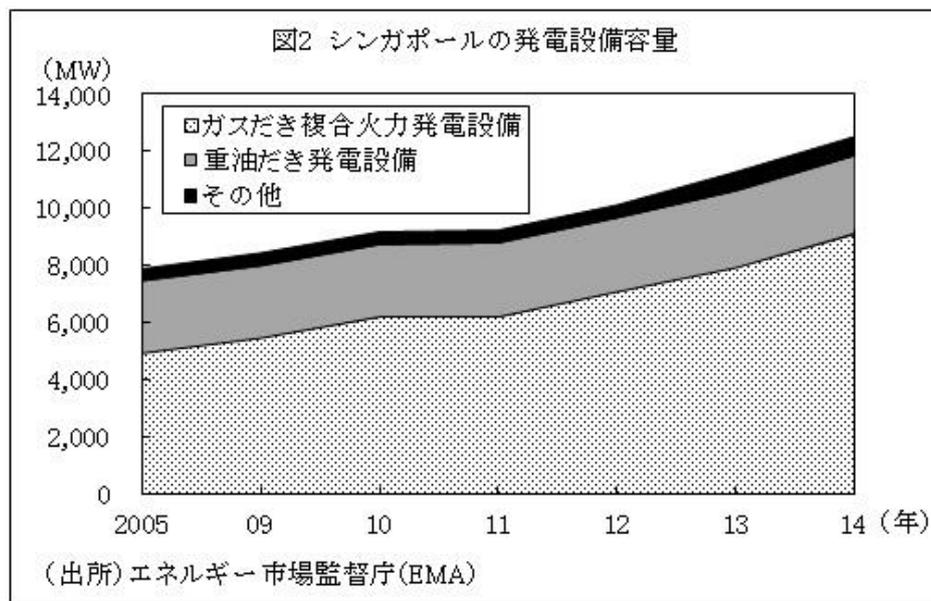
落してきたことを反映して、国内の電気料金も低下したといえる。これに加え、電気料金低下の背景として、シンガポール政府のエネルギー政策をみておく必要がある。

■ 電力市場の自由化と発電部門の民営化で競争を促す

シンガポール政府は 2003 年 1 月から競争入札方式で価格を決定する電力卸売市場（プール市場）を開設し、段階的に小売市場の自由化も進めてきた。小売市場はもともと SP サービスが独占し、全ての電力利用者は SP サービスから購入していた³。上述の電気料金は、その SP サービスによるものだが、徐々に SP サービス以外からも電力を購入できる電力利用者が増えている。小売市場自由化の開始当初、年間 2 万 kWh 以上の大口電力利用者のみ、SP サービスから購入するという選択肢だけでなく、卸売市場から電力を調達する小売会社から 1 年などの長期契約で購入したり、卸売市場から直接購入（競争入札への参加）した

りできるようになった。当初は自由化対象の電力利用者を限定して運用していたが、卸売市場、小売市場が軌道に乗るにつれ、2006 年 2 月に 1 万 kWh 以上、2014 年 4 月には 8,000kWh 以上、さらに 10 月には 4,000kWh 以上の利用者へと段階的に対象を拡大。さらに、2015 年 7 月からは 2,000kWh 以上の利用者へと自由化の対象が拡大されることになっている。最終的には一般世帯も自由化の対象となるが、時期は未定だ。

小売市場自由化の対象となっていない一般世帯や事業者は、SP サービスからしか電力を購入できないが、自由化対象となっている大口電力利用者は電力購入の選択肢が多く、小売価格の決定に競争が働く仕組みとなっている。その結果、電力卸売市場にも競争が促されている。S・イスワラン首相府相兼第 2 内相兼第 2 貿易産業相は 2014 年 10 月 27 日、「われわれの目標は、段階的に電力市場を自由化し、（現在、自由化対象となっていない）残り 130 万の一般世帯・事業者にも（大口電力利用者と同じように柔軟な選択肢を提供することだ」と述べた。



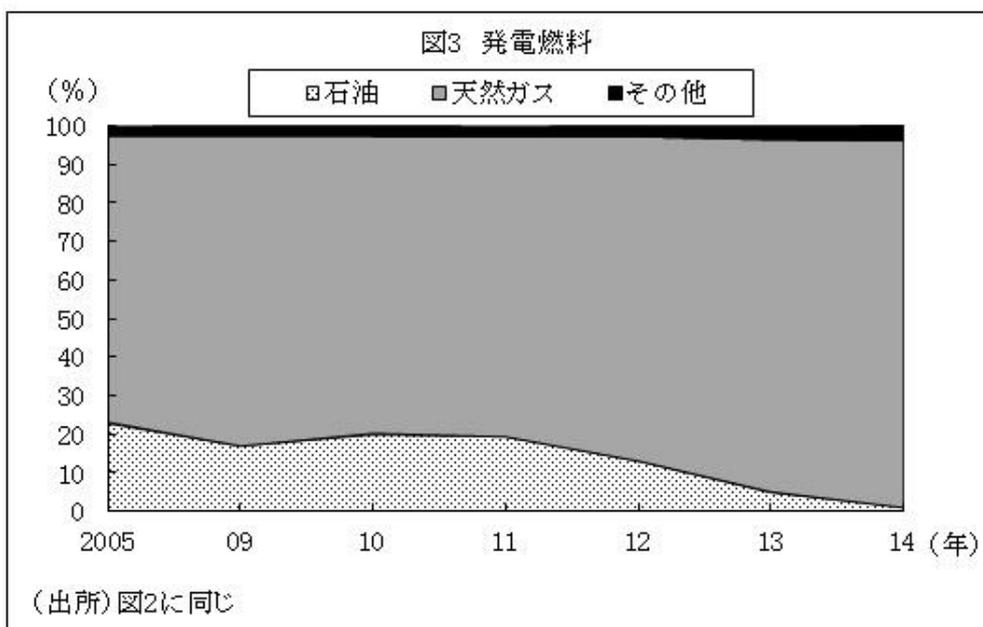
³ 電力卸売市場ができる前の 2001 年の段階で、年間 2 万 kWh 以上の大口電力利用者は、2000 年に政府系会社の傘下ながら民営化された発電会社 3 社の選択が可能になっていた。発電会社 3 社については、本文の後述参照。

一方、発電と送電はもともと、公共事業庁の一部門だったが、1995年にシンガポール・パワーとして会社組織化。2000年にはシンガポール・パワーから発電部門を切り離し、政府系投資持ち株会社テマセク・ホールディングス傘下の3社（トゥアス、セノコ、セラヤ）とし、競争原理を導入。こうして政府系会社の傘下ながら発電部門の民営化が始まり、これら3社の発電事業者は、電力卸売市場の定着とともに2007年6月、民間への株式売却方針が発表され、2008年に順次売却された。この3社のうち、セノコ・パワーについては2008年9月、丸紅、関西電力、九州電力、国際協力銀行およびフランスのGDF スエズで構成されるコンソーシアムが100%株式売却に関する国際入札で落札、テマセクから買収している⁴。その後、発電事業に新たに3社（セムコープ、ケッペル、パシフィックライト）が加わり、主要6社体制となっている（そのほかには、ごみ発電事業者や自家発電事業者）。

EMAによると、2014年の発電設備容量は1万2,511メガワット（MW）だが、このうち95%に当たる1万1,934MWを6社が占める。発電設備容量の内訳の推移をみたものが、図2だ。重油だき発電設備がほぼ一定なのに対し、発電効率の高いガスだき火力発電設備が増加していることが分かる。ガスだき火力発電設備は自由化・民営化以降増加傾向にあるが、2012年以降に急増している。2014年は2010年比で47.2%増加し、全発電設備に占める割合も2010年の67.6%から72.9%へと高まった。

さらに、発電に使用される燃料をみると、2005年時点で74.4%を占めていた天然ガスは2012年以降、その割合を高め、2014年には95.3%を占めるに至った（図3参照）。石油の割合は0.9%にとどまっておき、一定規模の重油だき発電設備を持ちつつも、ガスだき複合火力発電設備に発電を頼っていることがうかがえる。

競争が促される電力市場で、各発電事業者が



⁴ 残りの2社のうち、トゥアス・パワーは2008年3月、中国華能集団傘下のシンシング・パワーに、もう1社のパワー・セラヤは2008年12月、マレーシア電力会社YTLパワー・インターナショナル傘下のサブレ・エナジー・インダストリーズに買収された。

より効率の高いガスだき複合火力発電設備を急速に増強し、発電のほとんどをそれに依存する体質に変わってきた。一方で、消費電力をみると、2013年は前年比1.6%増と過去数年の中で最も緩やかな伸びにとどまっており、電力需給としては供給に余裕が出ている状況といえる。ここまでみてきたように、近年の電気料金低下の背景には、発電コストの大半を占める燃料価格低下が主要因としてあるものの、これまでのシンガポール政府のエネルギー政策を受けた電力市場の変化、電力需給の状況が影響を与えているといえる⁵。

■ エネルギー源の多角化も重要な課題に

ただ、天然ガスの比率が高まるものの、天然ガスの価格は原油価格と連動するため、電力コストが依然高い水準にあるとの指摘も出ている。しかし、先のイスワラン首相府相が「主要なエネルギー戦略は、エネルギー源の多角化、コスト競争力のあるエネルギーの安定供給だ」と述べるように、政府としてはコスト競争力のある電気料金を実現するだけでなく、調達の多角化、安定供給も重要なポイントだ⁶。2002～2004年にはインドネシアから天然ガスを運ぶ海底パイプラインが遮断された事故で停電が発生し、電力の安定供給強化のため2005年から発電燃料多角化を図る狙いでカタールからの液化天然ガス（LNG）の輸入の検討を開始。その後、2006年8月にLNG輸入を決定し、2013年第2四半期からLNGの輸入を開始している（[2013年5月13日記事参照](#)）。このほか現在、電力輸入の検討もしているほか、経済戦略委員会（ESC）は2010年2月発表の戦略提言の中で、

⁵ EMAによると、燃料価格の上昇局面でも、電力市場の自由化が電力コストの上昇抑制に効果を挙げていると強調していた（[2011年12月1日記事参照](#)）。

⁶ シンガポール政府のエネルギー政策については、[2007年12月5日記事参照](#)。

太陽光発電を中心とする再生エネルギーを2020年までにピーク時エネルギー需要の5%に引き上げることを目標に掲げた。発電燃料の多角化で安定供給体制の強化を図ると同時に、国内エネルギー価格の競争力強化も狙っている。

ジャワ・バリでも 2017 年には電力不足との予測も（インドネシア）

ジェトロ・ジャカルタ 藤江秀樹

好調な経済成長をさらに上回る電力需要の伸びが見込まれており、新たな電源開発の必要に迫られている。既に電力の足りない地域があり、人口の集中するジャワ・バリ島でも 2017 年には電力不足に陥るとの予測もある。今後、発電容量を年間 1 割増強する必要があり、政府は独立系発電事業者(IPP)の事業参入を促している。また、発電・送電・配電における外資出資制限を緩和して外資呼び込みを図っているものの、土地収用や複雑な許認可が課題となっている。

■ 電気料金を段階的に引き上げ

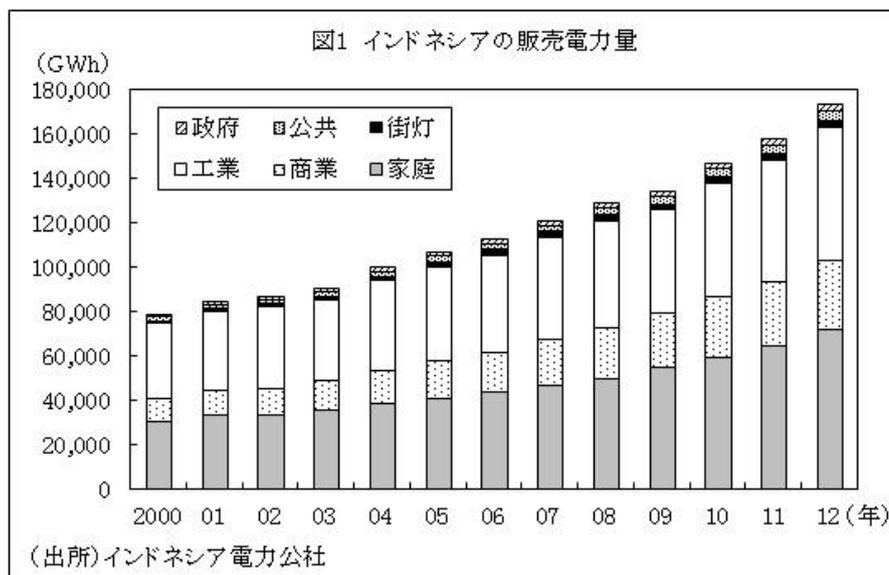
インドネシアでは国内のエネルギー価格を抑えるため、電力に対して政府補助金を投入している。ジェトロの投資コスト比較調査によると、ジャカルタでの 1 キロワット時 (kWh) 当たりの料金 0.07 ドルは、シンガポール (0.12~0.2 ドル)、バンコク (0.06~0.14 ドル)、マニラ (0.19 ドル)、ハノイ (0.04~0.11 ドル)、クアラルンプール (0.1 ドル)、ヤンゴン (0.12 ドル) などと比べて安価だといえる。

燃料補助金額は 2014 年度補正予算の約 15% に当たる 246 兆 5,000 億ルピア (約 2 兆 2,925 億円、1 ルピア=約 0.0093 円) で、そのうち 71 兆 4,000 億ルピアが電力向けだ。この負担が財政圧迫の要因になっている。国家財政法では財政赤字の名目 GDP 比を 3% 以内の範囲に収め

るとしており、インフラ、教育、社会保障費などの分野へ新たに予算を充てることが困難となっている。そうしたことから、財政健全化と省エネルギー促進を目的に、政府は 2014 年 7 月から段階的に電気料金の引き上げを実施している。例えば上場企業では最大 64.7% の値上げ、200 キロボルトアンペア (kVA) 以上の非上場企業 (I3 グループ) というカテゴリーでは 2014 年末までに 38.9% の値上げとなった ([2014 年 6 月 20 日記事参照](#))。

■ ジャワ・バリ島で電力消費の 7 割強

近年の急速な経済成長を背景に、電力の需給バランスが崩れかけている。需要面では、2012 年の販売電力量は 17 万 3,991 ギガワット時 (GWh) で、10 年前の 2002 年 (8 万 7,089GWh)

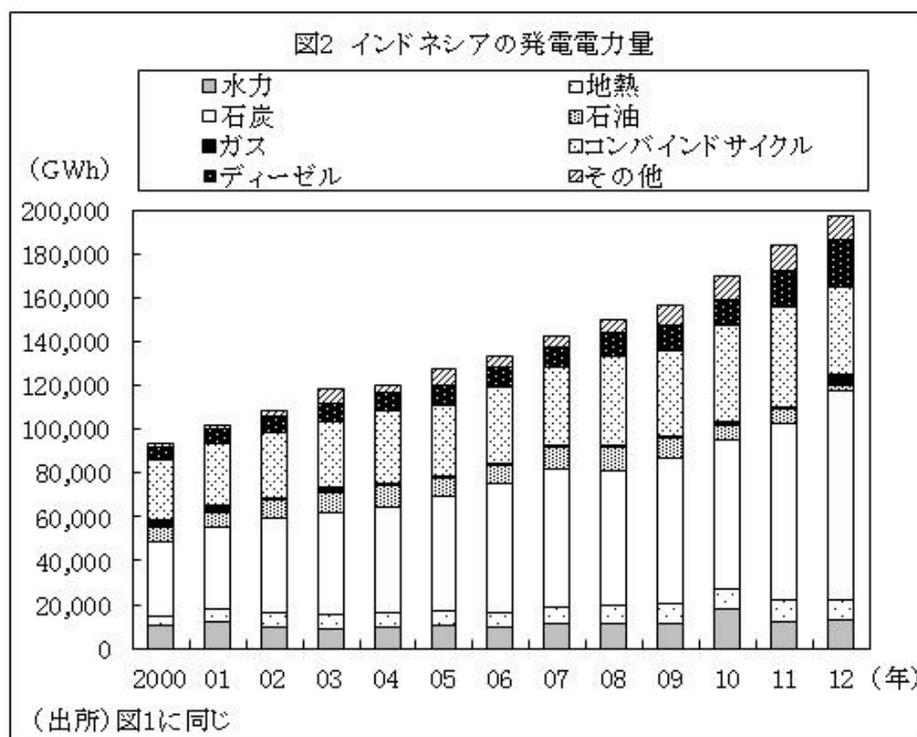


と比較すると約2倍の水準だ(図1参照)。過去5年間をみても、平均で7.5%電力需要が伸びている。用途別比率(2012年)をみると、家庭(41.5%)、工業(34.6%)、商業(17.8%)、公共(2.6%)、街灯(1.8%)、政府(1.8%)の順。近年の傾向をみると、家庭の比率が高まる一方、工業の比率は下落している。また、国内電力消費の7割強をジャワ・バリ島が占めており、年率6~7%前後増えている。ジャワ・バリ島以外の外島では10%前後の伸び率で推移している。

供給面では、発電電力量⁷は2012年には19万7,328GWhと10年前の2002年に比べて1.8倍に増えている(図2参照)。また2008年からの5年間をみると、年率6.5%で増加しているが、前述の販売電力量の伸びよりは低い。電源構成(2012年)は、石炭(48.3%)、コンバインドサイクル(20.0%)、ディーゼル(11.1%)、

水力(6.5%)、地熱(4.8%)、ガス(2.5%)、石油(1.2%)の順。過去10年をみると、石油燃料や天然ガスを使用する発電所(石油、ガス、コンバインドサイクル、ディーゼルなど)から石炭火力発電所へシフトしている。これは、インドネシア石油産業が上流開発の停滞とともに生産量が減少したことに伴うものだ。2004年には石油の純輸入国へ転落しており、石油に依存しないエネルギー政策へ転換を目指す背景となっている。

国内電力事業では、独立系発電事業者(IPP)による電力供給の割合が拡大しつつある。かつてはインドネシア電力公社(PLN)が、発電、送電、配電をほぼ独占的に担っていたが、発電分野については1992年から民間参入が認められた。現在の国内総発電設備容量はPLNが8割弱、IPPが2割強を占め、残りが自家発電事業者(PPU)となっている。



⁷インドネシア電力公社(PLN)による発電に加え、PLNが独立系発電事業者(IPP)および自家発電事業者(PPU)から購入した電力を含む。

■ 9 地域では既に電力不足か

今後の需要見通しについて、PLNは「電力供給事業計画 2013-2022」で、2013年から2022年にかけて電力需要は年平均 8.4%増加すると予測している（表参照）。経済成長率（予測）よりも 1~2 ポイント高い伸びが毎年見込まれており、今後は高まる電力需要を満たすために新たな電源を開発していく必要に迫られている。

地域別の電力需要予測では、ジャワ・バリ島（年平均伸び率 7.6%）に対して、スマトラ島（10.6%）、カリマンタン島（10.7%）、マルク諸島（10.9%）、パプア島（10%）、ヌサトゥンガラ諸島（11.1%）と、外島での電力需要が急増すると見込まれる。しかしこれらの地域では、発電設備や送電線の整備が追い付いていないことから、既に電力不足が発生しているところもみられる。地元紙「インベストール・デイリー」（2014年12月19日）では、スディルマン・サイド・エネルギー鉱物資源相が「全国の9地域（北スマトラ、西カリマンタン、西ヌサトゥンガラ、スマトラ南部など）で、電力供給が需要に追い付いていない」と発言したことが報じ

られている。

ジャワ・バリ島の電力系統では現在のところ、電力不足は大きな問題にはなっていないが、ジャカルタ周辺のショッピングモールやオフィスビルでは、バックアップ用の自家発電装置を設置し、数ヶ月に1度の停電に備えている。一方、日系企業が多く入居するジャカルタ東側の工業団地では、PLNとの優先契約や民間発電会社チカラン・リストリンドからの供給が安定的なため、自家発電装置を保有していない企業が多い。しかし、ジャワ・バリ島でも2017年ごろには深刻な電力不足が発生するといわれている。今後、南スマトラでの石炭火力発電所建設、ジャワ島とスマトラ島を結ぶ海底送電線の敷設事業が予定されており、早期の完成が望まれる。

■ 新政権は今後5年間で3,500万kW増強へ

1998年の通貨危機後のインドネシアでは、発電所の新設が十分でなかったことや既存の発電所の稼働率が低下したことで、電力需給の不均衡がみられた。そのような中、逼迫する電力需給状況を改善するために、政府は2006年に

インドネシアの販売電力量の予測値
（単位：%、TWh）

	経済成長率	販売電力量
2013年	5.8	189.0
2014年	6.0	207.8
2015年	6.9	226.8
2016年	6.9	246.5
2017年	6.9	266.0
2018年	6.9	286.4
2019年	6.9	308.0
2020年	6.9	331.6
2021年	6.9	357.7
2022年	6.9	386.6

（出所）PLN「電力供給事業計画
2013-2022」

電源開発プログラム（第1次クラッシュプログラム）を、2010年1月には第2次電源開発プログラム（第2次クラッシュプログラム）を発表している。両者の電源開発規模はともに約1万メガワット（MW）だ。第1次プログラムは脱石油を狙いとし石炭火力発電所を建設する開発政策、第2次プログラムでは石炭火力だけではなく、電源の多様化を目的として地熱・水力などの再生可能エネルギーも含まれている。第1次プログラムの開発計画年は2006～2009年だが、契約・資金調達・工期の遅延や技術的な問題などで完成がずれ込んでいる。十分に稼働している発電所は少なく、現在の電力不足の要因の1つとなっている。

報道によると、新政権は発電所建設を推進し、今後5年間で約3,500万キロワット（kW）の増強を目指している。2013年末の発電容量は4,712万8,000kWで、74%増に当たる。増加分の内訳として、PLNが4割弱を、残りの6割強をIPPが担うことを想定している。

インドネシアの既設発電設備の約2割強について、日本の官民による協力・投資（ODA、IPP）が関与しているとされる。また、国際協力機構（JICA）も電力分野に対して技術と資金の両面で支援を行っている。

■ 地熱発電事業にビジネスチャンス

民間企業による事業投資については、アジア経済危機により発電所計画が中断するなどの混乱があったが、近年は日本の商社や電力会社などがIPP事業で参入し、チレボン石炭火力発電所（丸紅）、パイトン発電所増設（三井物産、東京電力）、タンジュン・ジャティB石炭火力発電所（住友商事）、ラアジャマンダラ水力発電所（関西電力）などのプロジェクトを推進している。

電力分野の外資参入規制については、外国企

業による出資上限比率などを定めた「投資ネガティブリスト（2014年4月改定）」により、発電（10MW以上の発電機を持つ発電所）、送電、配電では95%、官民連携（PPP）による事業の場合は100%の外資出資が認められている。

ただし、各種許認可・手続きプロセスが複雑で時間がかかることが指摘されている。所轄官庁のエネルギー鉱物資源省以外にも、投資調整庁（BKPM）、PLN、地方政府などを窓口とした数多くのライセンスが存在し、なかなか認可が下りないケースが多いようだ。また、日本企業が出資する大型プロジェクトの中には土地収用問題を抱え、着工が大幅に遅れているケースもある。土地収用については2012年に法律と実施細則が整備されたが、運用面での課題が残っている。

日系企業の参入が期待できる分野としては、再生可能エネルギーの地熱発電が挙げられる。米国や日本と並ぶ地熱資源国インドネシアには約2万8,000MWの発電が可能な世界2位の地熱エネルギーがあるとされ、政府も地熱発電を推進している。しかし、現在の発電設備容量はその約5%分にとどまっている。また、政府は58鉱区に認可を与えているものの、稼働しているのは9鉱区しかない。今後、残りの鉱区の入札が予定されており、日本企業の経験と技術を生かした地熱開発に期待したいところだ。

供給量は需要の7～8割、天然ガス開発も遅延（バングラデシュ）

ジェトロ・ダッカ 酒向奈穂子

バングラデシュでは電化率が55%と低い上、電力需要の7～8割しか足りていない。発電燃料の約8割を占める天然ガスの開発も進んでいないため、不足分を輸入の液化天然ガス(LNG)や石炭で補うことが急務となっている。政府は2018年までに発電容量を1万1,000メガワット(MW)増強する目標を定めているが、短期的には電力料金の値上げが懸念されている。

■ 老朽化し稼働できない発電所も

バングラデシュの電力不足は深刻だ。2014年8月時点の発電容量は1万648MWだが、発電所の老朽化、整備不良、燃料の天然ガスの不足などで稼働中止となっている発電所が多くある。一方、電力需要は年間10%の割合で増加しており、需要の7～8割しか満たされていない。

また、電化率は人口の55%と、電気の普及そのものが遅れている。現在の国民1人当たりの電力消費量は249キロワット時(kWh)だが、6%を上回る経済成長により、今後とも需要の拡大が予測される。

慢性的な電力不足を解消しようと、政府は2013～2018年の間に1万1,000MWの発電容量増強を目標に電力インフラを整備するとしている。国内外の資金を活用しながら、政府と民間による発電所を建設するとともに、インドから500MWの電力輸入を進める予定だ。

■ LNGや石炭など燃料の多角化を検討

発電用燃料の多角化も重要な政策課題だ。2013年時点では、発電されている電力の78.1%は天然ガスを燃料としている。しかし、国産の天然ガスが不足傾向にあるため、代替燃料を取り入れることが急務となっている。政府は燃料の多様化を進めており、具体的には石炭やLNGなどを検討している。ただし、仮に燃料不足を回避できたとしても、大部分を輸入に頼らざる

を得ない石炭やLNGによる発電コストは天然ガス発電よりも高くなるため、今後の電力料金の上昇が懸念されている。

電力インフラの改善に当たっては、日本政府も支援している。2014年6月に、石炭火力発電所の建設と天然ガスの効率化事業のための円借款契約が調印された。調印された案件には、南部のマタバリに定格出力1,200MW(600MW×2基)の「超々臨界圧石炭火力発電所」を建設する事業、家庭用や産業用のガス関連施設にガスコンプレッサー、送ガス管、ガスメーターなどの機材・施設を整備し、天然ガスの効率的な活用を促す事業がある。

■ 発電事業への民間参入は可能

慢性的な電力不足から、政府は民間の発電事業を認可している。発電事業は投資規制業種に当たるが、外資企業も事業認可を事前に得れば100%出資による事業参入が可能だ。ただし、送配電については電力庁(BPDB)など公社が担っている。

政府は民間の発電事業者から電気を購入し、それを固定料金で一般家庭と産業用に販売している。問題は、政府が発電事業者から購入する価格と販売価格の差が、財政の負担になっていることだ。政府の購入価格は1kWh当たり2.51～25.70タカ(約3.8～38.6円、1タカ=約1.5円)である一方、販売価格は、一般家庭用が3.3

～9.4タカ、産業用は6.2～8.7タカ。発電事業者からの購入価格の下限は販売価格よりも安価だが、総額では購入価格よりも販売価格の方が高くなる。加えて、送電時に盗電や漏電があるため、高いロス率も考慮しなければならない。この電力の補填（ほてん）金が財政負担となっており、持続可能性が懸念される。

■ 日系製造業は自家発電機を導入し対応

バングラデシュには2014年現在、約60社の日系製造業が進出しているが、その大多数が自家発電機を導入して電力不足を補っている。品質基準の高い大手アパレルや資材メーカーなどは、瞬間的な停電でも品質や機械に影響が出ないように、電力の100%を自家発電で賄っている。

また、天然ガスが不足しており、新規投資では発電および操業におけるガス使用認可が下りない。ガスの代わりにディーゼルで発電するケースが多いが、ガスに比べて価格が高い。自家発電機を設置する初期投資コストに加え、燃料のランニングコストも負担になっている。

さらに、今後の懸念としては電力料金の値上げがある。現在の電力料金は、周辺のアジア諸国と比べて特段高いわけではないが、進出企業は今後の値上げ動向を注視する必要があるだろう。

■ 再生可能エネルギーを政府は奨励

政府は2009年に再生可能エネルギーに関する政令を発表し、導入を奨励している。再生可能エネルギー発電は全体の0.5%にすぎない。普及させようと、太陽光、風力、バイオマスなど再生可能エネルギーの発電業者には、関連機材の導入にかかる付加価値税（VAT）15%の免除、5年間の法人税免税などの優遇措置を設けている。

民間による再生可能エネルギー普及の取り組みも進んでいる。グラミン銀行のグループ企業であるグラミン・シャクティが、再生可能エネルギーの農村への普及と生活水準の向上を目指した事業に取り組んでいる。同団体は、2012年11月時点で100万個の太陽光パネルを設置したと発表した。2016年末までに、さらに100万個の設置を目指しているという。

ルソン島の電力不足に備え政府は対応に躍起（フィリピン）

ジェトロ・マニラ 石川雅啓

フィリピンの2013年の年間発電量は7,526万5,842メガワット時(MWh)で、電源別では石炭、天然ガス、石油の化石燃料が全体の発電量の約4分の3を占める。2001年に制定された電力産業改革法により電力セクターの民営化・自由化が進められ、かつて国有だった発電施設は現在その約8割が民営化されている。好調な経済成長や民間消費により電力需要が増加していることに加え、パラワン島北西沖の天然ガス田が2015年3月中旬～4月中旬の1ヵ月間、点検のため一時停止することもあり、ルソン島では3～7月に深刻な電力不足が懸念されている。

■ 1990年代の電力危機で電力セクターを民営化

フィリピンのエネルギー省(DOE)によると、フィリピンの2013年の年間発電量は7,526万5,842MWhだった。電源別では、最も多いのが化石燃料によるもので、5,536万2,893MWhと全体の73.56%を占めた。化石燃料の内訳は、石炭が3,208万1,007MWh(構成比42.62%)、天然ガス1,879万1,286MWh(24.97%)、石油をベースとしたものが449万600MWh(5.97%)となっている。残りの26.44%を占めるのが再生可能エネルギーで、このうち水力が1,001万9,308MWh(13.31%)、地熱が960万4,598MWh(12.76%)、バイオマス・風力・太陽光が27万9,043MWh(0.37%)となっている(表参照)。

フィリピンでは1990年代初頭まで、フィリピン国家電力公社(NPC)が発電および送電を一手に担っていた。しかし、1990年代前半に計画停電を余儀なくされるなど電力不足に陥ったため、政府は、発電分野において国外から独立系発電事業者(IPP)を誘致して電力不足の解消を図った。NPCとIPPとの間で締結された電力購入契約(PPA)では、NPCによるドル連動価格での電力の買い取り保証、燃料の供給義務などNPC側に不利な契約となっていた。一方でNPCは、国内の配電会社への卸売価格はペソ建ての低い価格で供給することが求められていたため、1997年のアジア通貨危機でペソが減価すると、NPCの財務状況は悪化して債務が拡大した。

フィリピンの電源別年間発電量と構成比(2013年)

(単位:MWh、%)

電源の種類		発電量	構成比
化石燃料	石炭	32,081,007	42.62
	天然ガス	18,791,286	24.97
	石油をベースとしたもの	4,490,600	5.97
	ディーゼル	3,805,078	
	石油	438,363	
	複合サイクル	247,159	
再生可能エネルギー	水力	10,019,308	13.31
	地熱	9,604,598	12.76
	バイオマス・風力・太陽光	279,043	0.37
合計		75,265,842	100.00

(出所)フィリピン・エネルギー省(DOE)を基に作成

2001年にアロヨ政権が発足すると、電力セクターの民営化と自由化を通じた改革を目指し、電力産業改革法（EPIRA、共和国法第9136号）が6月に制定された。この法律では、1兆ペソ（約2兆7,000億円、1ペソ=約2.7円）を超えるNPCの債務の返済のため、電力部門資産・負債管理会社（PSALM）を設立し、NPCから移管された主要な発電施設の売却を行った。また、それまでの発電・送電から送電部分を切り離し、国家送電公社（TransCo）が設立され、PSALMによる競争入札を通じて民間企業と事業委託契約を行った。

PSALMによるNPCの発電施設売却は、落札企業が独自に電力の売却先を探さなければならなかったことや売電契約に政府保証を付与しない姿勢を取ったことなどから、2005年後半になるまで進展しなかった。しかしその後徐々に、フィリピン電力産業への投資に対する海外の警戒感も薄れ、売却が進展した。2014年までにかつてNPCの所有だった発電施設の約8割が民営化された。この電力セクターの民営化では、アボイティス、サンミゲル、ロペスなど地場の財閥企業も大きな役割を果たした。新規の発電所の建設でも、メトログループ、アボイティスなどが積極的に投資を行っている。

「ブルームバーグ・ビジネスウィーク」誌（2014年11月4日）によると、PSALMのエマヌエル・レデスマ・ジュニア社長兼最高経営責任者（CEO）は、まだ民営化されていない政府の発電施設の20% [1,600メガワット（MW）相当]のうち、2015年にミンダナオ島の石炭火力発電所（210MW）、ルソン島ヌエバ・エシハ州のカセクナン水力発電所（140MW）を売却する予定だ、と語った。

■ 再生可能エネルギーに固定料金買い取り制度

フィリピン政府はまた、民間の再生可能エネルギー開発を奨励するため、2008年12月に再生可能エネルギー法（共和国第9513号）を制定した。この法律に基づき、エネルギー統制委員会（ERC）は2010年7月、再生可能エネルギーの固定価格買い取り制度（Feed in Tariff：FIT）の骨格を公表した。ERCは2012年7月には、FIT価格を1キロワット時（kWh）当たりで、水力が5.9ペソ、バイオマス6.63ペソ、風力8.53ペソ、太陽光9.68ペソと定め、それぞれの買い取り量の上限については水力とバイオマスで25万キロワット（kW）、風力で20万kW、太陽光で5万kWと定めた。これと並行して、再生可能エネルギー発電のコストが通常発電を上回る分を固定価格に上乗せし、消費者が負担する制度（Feed in Tariff Allowance：FIT-ALL）が検討され、2012年11月にその監督機関としてTransCoが指定された。

EOE通達2013-05-0009第3節（事前資格審査）によると、FITに参入しようとする事業者は、DOEから営業確認証明（Certificate of Confirmation of Commerciality）を取得する必要がある。申請事業者は、有効な再生可能エネルギー役務契約（Renewable Energy Service Contract：RESC）のある事業者のみとされる。調査段階から開発段階に移行するための申請書にFITレートに基づいている旨を記載し、同レートに基づいた営業申告書（Declaration of Commerciality）に事業計画書（Work Plan）を添えてDOEに提出する。

現地英字紙などは2014年6月、ERCが2015年に懸念されている電力不足に対応するため、これらのうち太陽光の買い取り電力の上限を50万kWに引き上げることを検討していると伝えた。また10月には、FIT-ALLに基づいて2015年1月から全国の利用者に対し、電気料金が1kWh当たり0.0406ペソ引き上げられる予定と

報道された。

■ 電力不足に備え、大量消費事業者に自家発電を促す対策

フィリピンでは近年、好調な経済成長や民間消費により電力需要が増加している。加えて、マニラ首都圏を含むルソン島の複数の発電所にガスを供給しているパラワン島北西沖のマランパヤの天然ガス田が2015年3月中旬から4月中旬までの1ヵ月間、点検で一時停止する。このためルソン島では、フィリピンで夏に当たる3~7月の深刻な電力不足が懸念されている。その電力不足量は、最大で1,004MWと試算されている。現地主要英字紙「インクワイアラー」(2014年10月23日)によると、アキノ大統領は、2015年夏の3ヵ月間に1日5時間の停電が起こった場合、経済損失は最大で233億ペソに達するとの見方を示した。これには停電による投資や観光産業に与える間接的な影響は含まれないとした。

対応策として講じられているのが、電力を大量に消費する事業者に自家発電を促し、フル稼働させる代わりに、政府がその燃料費を補助する電力制限プログラム(ILP)や、発電所の建設認可の緩和などだ。「マニラタイムズ」(2014年11月14日)によると、フィリピンの配電会社最大手のマニラ電力(Meralco)は、ILPを通じて400~500MWの電力を確保する方針を明らかにした。同社のオスカーレイエス社長は、既に300MWについては契約書にサイン済みだと語った。また、「ビジネスミラー」(2014年12月19日)によると、PSALMは2000年代から操業を停止しているスーカット火力発電所(850MW)の一部稼働を検討している。

なお、非常時の電力不足に対して政府が対応策を実行するに当たっては、EPIRA第71条の規定により、政府権限による電力緊急措置の発動

が必要となる(2014年10月2日参考記事)が、「ビジネスワールド」(2014年12月11日)によると、フィリピンの下院本会議は12月10日、夏季の電力不足に備えてアキノ大統領に非常権限を与える共同決議案第21号を賛成多数で可決した。他方、同決議案では、政府が当初計画していた発電機の新規購入やリースの行使については、コストがかかるとして盛り込まれなかった。

■ 日系企業も電力事業参入できるがリスク高い

フィリピンでの電力事業への外資参入規制として、発電事業については天然資源の採掘などを伴う場合を除き、外資出資上限などは定められておらず、水力発電や石炭火力発電プロジェクトの分野で日本企業の進出がみられる。一方、国内向けの送電・配電事業については、払込資本金額20万ドル未満の場合、外資出資比率は40%以下に制限される。進出日系企業関係者は、フィリピン国内の電力事業への参入リスクとして、電力政策の一貫性の弱さによる政策変更の可能性や、設備や間接コストの高コスト構造を指摘する。

フィリピン住友商事の白石浩社長はジェトロのインタビューに対し、「省エネ、自家発電システムなどの分野で可能性がある」と述べた(2014年10月29日)。一方で、フィリピンで電力事業を行うに当たってのリスクについては、「まず、政府にエネルギー政策に関する国の方向性や具体的なビジョンがあまりみられないこと。次に、頻繁に行われる政策変更。発電にしても、用水開発にしても急な政策変更があるため、投資家にとってはリスクといえるだろう」としている。

また、サンロケ・パワー・コーポレーションの川口隆吉社長は「電力事業の民営化が進んで

いる点では、フィリピンは極めて先進的だ。フィリピンの電力事業の民営化では、建設・運営・譲渡（BOT）方式で、本来、一定期間運営した後に国営のNPCに引き渡す予定だった。しかし現在は、この引き渡し権限をも民営化し、多くはIPPの運営事業体（IPP Administrator：IPPA）に引き継がれる。一方で電力事業は、莫大な初期投資が発生する。EPIRAの下では、政府の買い取り保証がなく、銀行の融資も付かない。またフィリピンの電力投資は、「設備や間接コストなどが周辺諸国と比べて高い」と指摘した（2014年10月31日）。

今後の電力需要や外資規制の点からみると、フィリピンの電力事業は日本企業にとっても参入の余地が大きい。一方、参入リスクを軽減するためにも、政府の安定した政策運営が求められる。

日本企業の石炭火力発電技術などに商機（ベトナム）

ジェトロ・ハノイ 竹内直生

ベトナムの2013年末の発電設備容量の電源構成は、水力発電が5割弱を占める。国土全体での電力不足はみられなくなっているものの、経済成長の著しい南部を中心に電源開発が急務だ。また、政府は自然条件に左右される水力発電の割合を下げ、石炭火力発電の導入を急ピッチで進めている。その中で、既存の発電設備よりも環境負荷が少ない日本の最先端の技術が注目を集めつつある。

■ 2013年末の発電設備容量は前年比14%増、南部で急がれる電源開発

ベトナム電力研究所によると、2013年末のベトナムにおける発電設備容量は、前年比14.0%増の3万597メガワット（MW）だった。電源構成は、水力（1万4,925MW、構成比48.8%）、ガス火力（7,431MW、24.3%）、石炭火力（7,058MW、23.1%）などとなっており、水力発電の割合が高い（図1参照）。

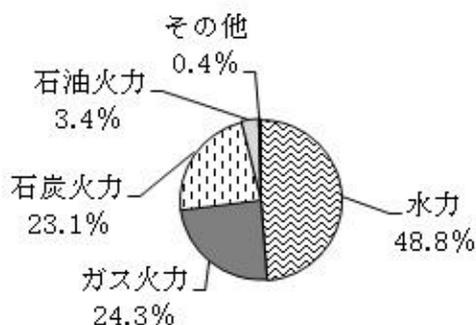
需給状況では、国内の発電容量が総需要を上回っており、カンボジアなど一部の外国向けに電力を販売（輸出）している。一方、送配電の効率性の観点から、中国とラオスから電力を購入しているが、国境周辺の一部地域の電力消費

を賄う程度となっている。

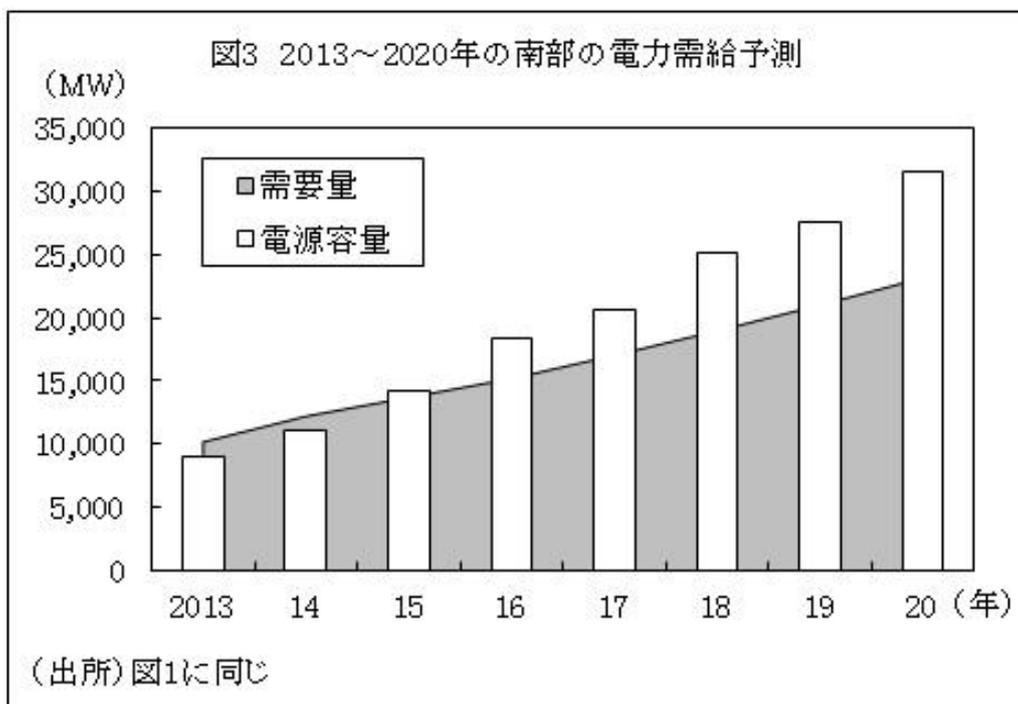
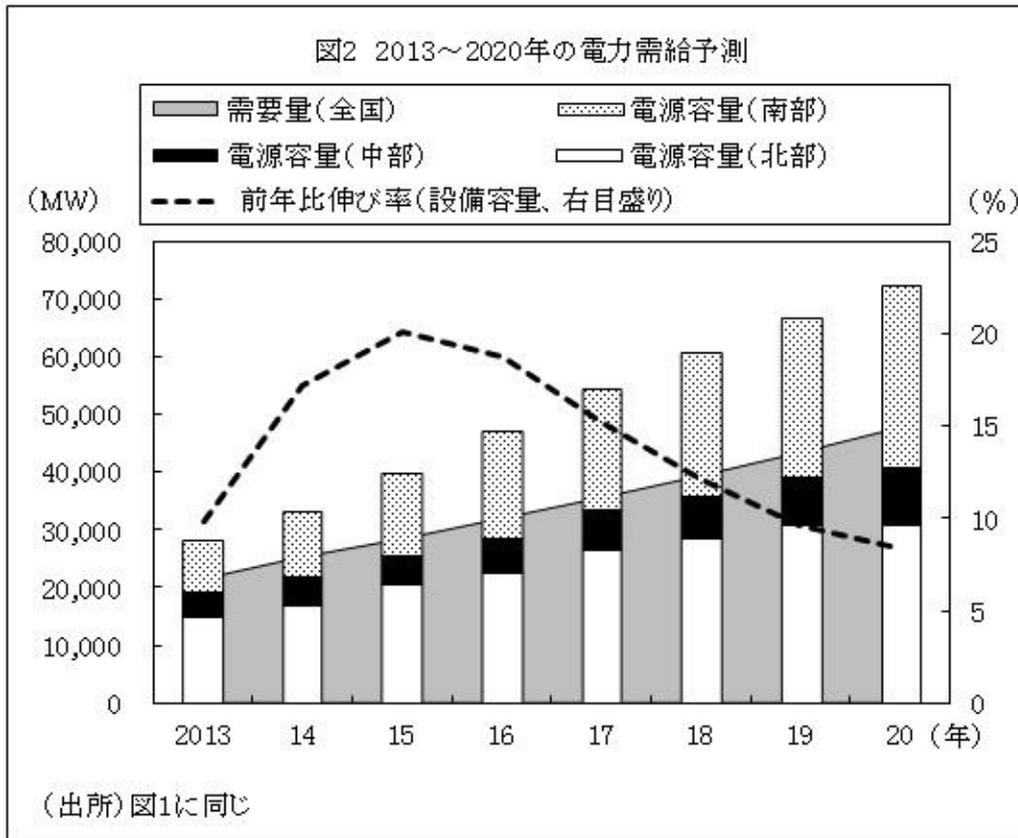
ベトナム電力研究所が2012年に発表した2013～2020年の電力需給予測によると、電力需要は経済成長などに伴い毎年10%前後の伸びが予想されている。ベトナム政府は毎年約14%の需要増加に基づいた電源開発を計画しており、スケジュールどおりに開発が進めば電力の安定供給が可能となる（図2参照）。後述のとおり、政府の電源開発計画が現在のところ順調に進み、大型発電所の運転が開始したことと、近年経済成長が停滞してきたことによる電力需要の伸び率の逡減傾向などもあり、電力不足に関しては近年改善傾向にあるといえる。

しかし、南北約2,300キロに及ぶベトナムでは送電ロスの問題もあり、例えば北部で発電した電力を南部に送るという方法は効率的ではない。特に経済成長が著しい南部では、生活水準の向上に伴い工業だけでなく、民生分野の電力消費の伸びも見込まれており、同地域での電源開発が急がれている（図3参照）。

図1 2013年末時点の電源構成



（出所）ベトナム電力研究所提供資料



■ 電源は石炭火力にシフト、再生可能エネルギー開発には課題

ベトナム政府は5年ごとに国家の電源開発計画 (Power Development Master Plan : PDP) を

発表する。2011年に発表された最新の「ベトナム第7次国家電力マスタープラン (PDP7)」では、発電設備容量を2020年に7万5,000MW、2030年には14万6,800MWとするとしており、2013

電源開発計画の実行率 (単位: MW, %)

	2011年	2012年	2013年	2011～ 2013年	2006～ 2010年 (参考)
電源開発計画	4,187	2,805	2,105	9,097	14,581
電源開発実績	3,188	2,592	3,084	8,864	10,081
電源開発計画実行率	76.1	92.4	146.5	97.4	69.1

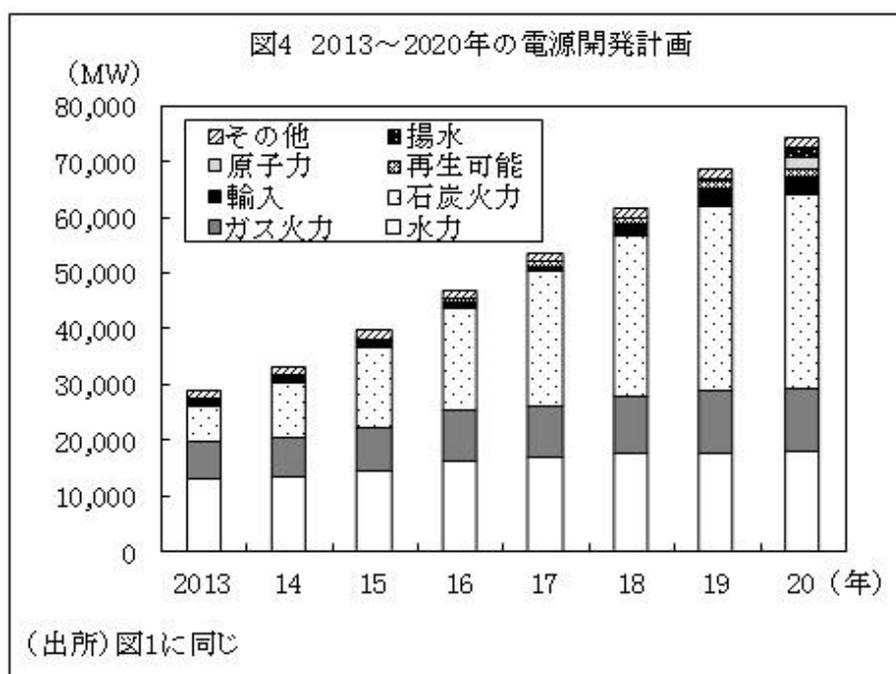
(出所) 図1に同じ

年末の発電設備容量に対して 2020 年は約 2.5 倍、2030 年には約 4.8 倍の容量を確保するという計画だ。ベトナム電力研究所によると、PDP7 における 2011～2013 年の電源開発実行率は 97.4%で、PDP6 下の 2006～2010 年の 69.1%と比較すると、大きく進展している (表参照)。これには、東南アジア最大級のソンラ水力発電所やクアンニン石炭火力発電所が PDP7 の計画よりも前倒しで建設されたことが大きく貢献している。

電源構成については、供給が雨量に左右されがちな水力の割合を下げ(2020年時で 23.1%、2030年時で 11.8%)、石炭火力やガス火力の割合を高めることで (2020年時で 64.5%、2030年時で 63.4%)、電力の安定供給を目指している (図 4 参照)。ベトナム北部は、クアンニン省で良質な無煙炭が産出されるため石炭火力

発電が、南部では近海で天然ガスが産出されることからガス火力発電が主力となっている。一方、発電コストでみた場合に石炭火力の方が安価なことから、今後需給の逼迫が予想される南部の電源開発においては輸入炭の使用が計画されており、深海港などのインフラ整備も必要となる。

また、環境保護の観点から PDP7 では風力発電、太陽光発電、バイオマス発電などの再生可能エネルギーによる電源比率を段階的に増加させることが盛り込まれている。中でもコスト面で最も現実的と考えられていた風力発電については、これまでに 50 件、総出力 4,876MW に相当する案件が計画されていたが、実際に稼働しているのはビントゥアン省の発電所などを含め、3 件、総出力 52MW にとどまっている。発電コストの高さなどがネックになっている



ものと考えられる。

将来の国内エネルギー源の枯渇を想定し、PDP7 では原子力発電所建設にも取り組むこととなっており、2030 年には電力生産総量の 10.1%を占める計画となっている。しかし、当初 2014 年内に予定していたニントゥアン第 1 原発（ロシア国営原子力企業ロスアトムが建設・運営を支援）の着工を、安全性の確保の観点から早くとも 2020 年に延期すると商工省幹部が発表した。なお、同第 2 原発については、既に日本の受注が決定しているが、第 1 原発着工延期の影響は必至と考えられている。

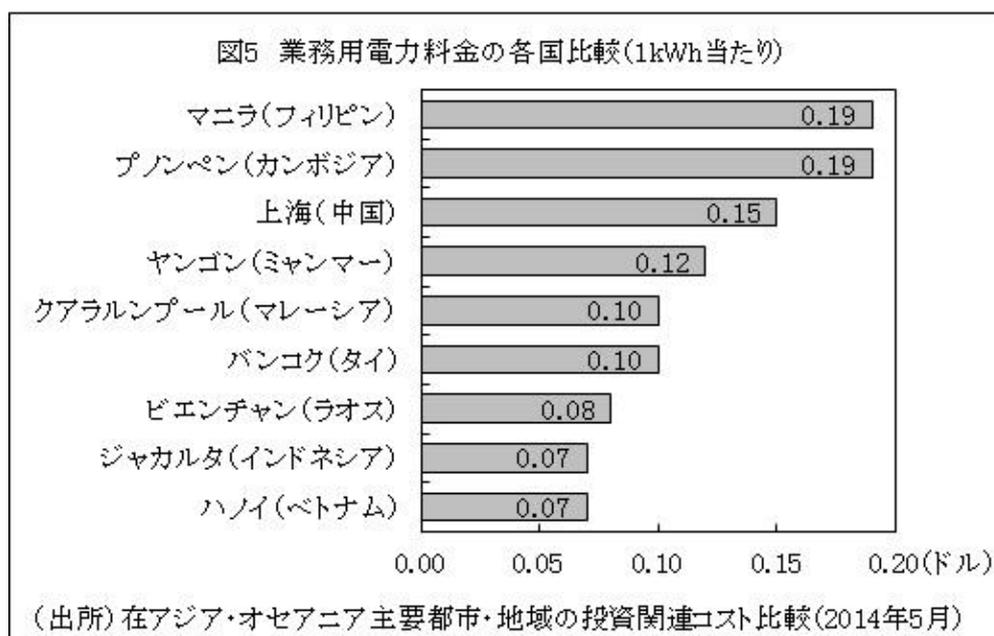
■ 他国より低水準な電力料金、電源開発推進にはネック

ベトナムの業務用電力料金（製造業などが利用）の 2014 年平均価格は、1 キロワット時 (kWh) 当たり 1,508.85 ドン（約 0.07 ドル、1 ドル＝21,340 ドン）となっており、前年よりやや安価となった。業務用電力料金（月額基本料除く）を周辺国と比較すると低水準にあることが分かる（図 5 参照）。以前はベトナムの投資環境上の主な問題点として、電力インフラが指摘されていたが、最近では改善傾向にある。ジェト

ロが 2011 年に実施した調査では、「電力不足・停電」を経営上の問題点として挙げる日系製造業は全体の約 62%に上ったが、2012 年以降はその割合が 26～27%にまで下がった。

ただ、今後さらに電源開発を進めていくためには、ベトナム電力公社（EVN）の資金のみでは限界があり、IPP（独立発電事業者）や BOT（建設・運営・譲渡）方式による投資などを呼び込む必要がある。そこでネックになっているのが、他国と比較して安価な電力料金だ。適正な水準を大きく下回っているため、新規参入する発電事業者によるコスト回収が困難になり、外資が投資に二の足を踏む理由になっているとの指摘がある。当地報道によると、欧州商工会議所が現在の水準の 60%増となる 1kWh 当たり 0.115 ドルへの値上げを提言している。

投資呼び込みのためには、電力取引価格の透明化も必要となるが、電力市場への競争原理の導入も進められている。2012 年 7 月から発電市場の自由化が始まり、BOT 方式や風力などを除く 30MW 以上の発電所事業者は、原則入札により EVN の子会社に売電を行うこととなった。しかし、現状では入札への参加割合は低く、自由化が十分に進んでいるとは言い難い。また、



国家安全保障上の観点から、送配電は EVN 傘下のベトナム国家送電総公社 (NPT) が独占的に行っている。2006 年に首相承認がなされた電力市場改革のロードマップ (工程表) によると、2015 年からは卸売市場が、2022 年からは小売市場がそれぞれ自由化されることとなっており、今後の動きが注目される。

合わせて EVN の経営改善も喫緊の課題だ。2012 年に首相承認が下りた EVN 再編計画によると、2015 年までに金融、不動産など非中核事業から資金を引き揚げ、発電と電力取引など本業に回帰させる内容となっており、現在その取り組みが進められている。

■ 政府の中国企業依存低下を狙う

これまで入札では、低価格を武器に中国企業が多くの特許を受注してきたが、安全保障上の問題、ずさんなスケジュール・コスト管理、機械・設備がほぼ全て中国本国から輸入され、中には低品質・老朽化したものもあること、さらには非熟練労働者の流入など多くの問題があるため、ベトナム政府は一定の品質優先などを盛り込んだ改正入札法を施行するなど中国企業への依存を低下させようとしている。

こうした状況は、BOT 案件に投資する日本企業にとっては追い風となるものの、他国との競争も考慮する必要がある。こうした中、世界最高水準といわれる日本の石炭火力技術が注目されている。現在ベトナム国内で一般的に導入されている石炭火力発電所より、石炭消費量や二酸化炭素発生量などを低く抑えられるため、環境負荷が少ないことが特徴だ。既にギソン第 2 火力発電所 (タインホア省、2013 年に丸紅などが受注) やズエンハイ第 3 拡張火力発電所 (チャビン省、2014 年 11 月に住友商事が受注) などで導入されることが決まっている。

PDP7 においても、「電力を開発しながら資

源・環境を保護し、国の継続的な発展を確保する」とうたわれており、こうした政策と相まって、石炭火力技術関連の日本企業にとってビジネスチャンスは広がりそうだ。

安定した電力供給体制も電力料金の引き下げに課題（スリランカ）

ジェトロ・コロンボ 黄海嘉

2010年以降のGDP成長率が年平均7.5%と高成長が続き、経済活動が活発化するスリランカは、政府が電力確保に力を入れており、アジア域内では電力の安定供給が高い水準で実現されている。一方、石油火力への依存や独立系発電事業者(IPP)からの買い入れなどでコスト高になりやすく、電力料金が高い点がビジネス環境上の問題として指摘される。今後の政府の政策は、引き続き電力供給力の増強に向けた取り組みと、電力価格引き下げのための構造転換の双方に力点が置かれている。

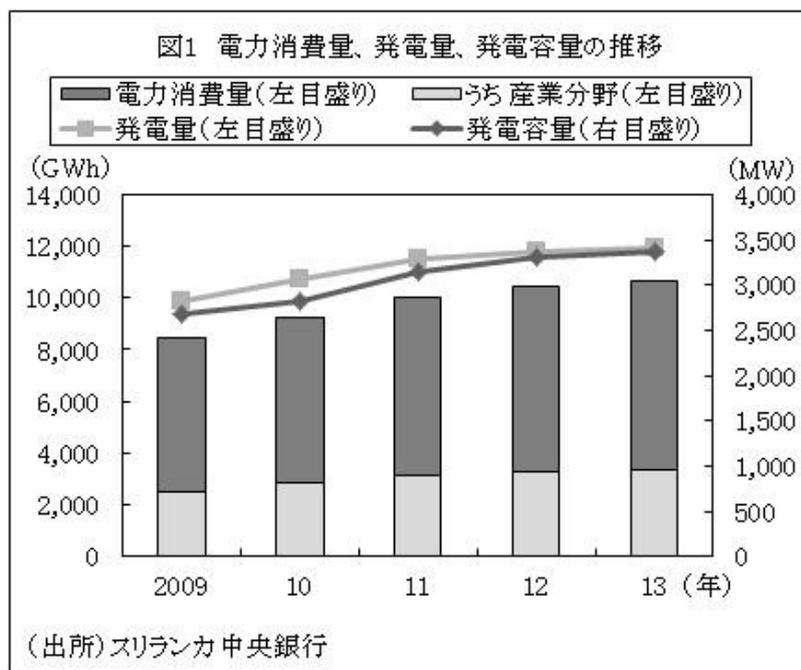
■ 96%の高い電化率を達成

高い経済成長に伴い電力需要が増加しているスリランカだが、大規模な発電プロジェクトがここ数年で稼働し始め、政府が送配電網整備に力を入れていることもあり、電化率は着実に上昇している。2013年には、発電機数は180基（前年比13.2%増）、電化率は96%（前年比3%増）に達した。アジアでは比較的安定した電力供給体制が構築されている。

過去5年間の電力消費量、発電量、発電容量の推移をみると、電力消費量の増加に見合ったかたちで電力供給量も着実に増えている（図1

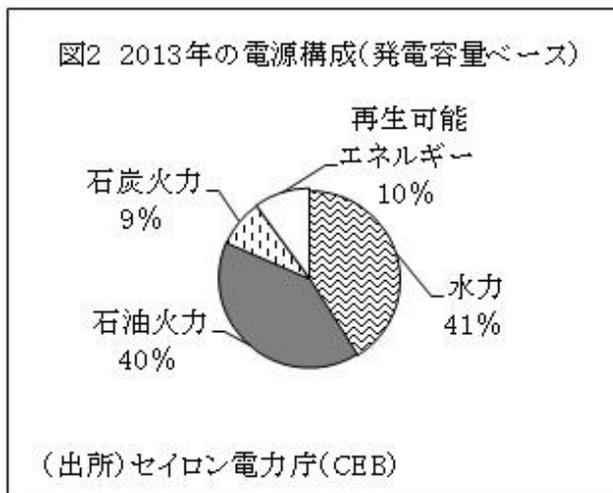
参照）。

2013年の電力消費量は前年比1.4%増の1万625ギガワット時（GWh）と、ここ数年では最も低い伸びだったものの、増加基調にある。内訳をみると、特にホテルと商業目的部門の電力消費はそれぞれ5.0%、5.2%増で、観光産業や商業活動の伸びが牽引した。産業分野の電力消費は1.9%増だった。一方で家庭部門の電力消費は、ユーザー数が4.5%増加したものの、消費量自体は1%減に転じている。これは電力料金上昇の影響などを受け、家庭における節電が進んだ結果といえる。



■ 電力料金がビジネス上の課題に

比較的安定した電力供給体制を持つ一方、電力料金が高いことが同国の電力事情の1つの特徴だ。背景には、石油火力発電依存とIPPからの高コストな電力購入という発電構造がある。2013年の電源構成をみると、水力発電と石油火力発電の割合がそれぞれ約40%だ（図2参照）。石油燃料を全て輸入に頼っているため、国際価格の変動の影響を受けやすい。加えて、天候に左右される水力発電の供給量が落ち込んだ分を石油火力で補うという構造のため、天候次第でさらにコストがかさむことになる。



セイロン電力庁(CEB)は2013年4月、大幅な電力料金改定を発表した(2013年4月11日記事参照)。一般家庭などの小規模電力ユーザー向けの料金は据え置かれたものの、日系の製造業が多く属する産業用電力のIP2、IP3については、ピーク時が大幅に引き上げられた。

電力料金は業種を問わず、コストに直結する問題だ。ジェトロが取りまとめた「日スリランカ・ビジネスニーズ調査(2013年10月)」においても、「優先的に解決すべき課題」の項目で「電力料金の高騰」を挙げた企業が全体の49%(製造業では59%)と最多になるなど、電力料金の高さが企業活動の大きな足かせになっている(2013年12月5日記事参照)。

スリランカ政府も、こうした状況を見過ごし

ているわけではない。2014年9月にはノロチョロイ発電所(後述)の完全稼働を受けて、ラージャパクサ大統領(当時)が電力料金を25%引き下げた。

■ 脱石油依存へ石炭火力発電プロジェクトを推進

スリランカ政府は、高コストな石油火力発電依存からの脱却のため、今後は大型石炭火力発電プロジェクトの推進に加えて、再生可能エネルギーによる発電増も図る方針だ。具体的には、電源構成に占める石炭火力発電のシェアを2010年の20%から2015年には54%に、再生可能エネルギーについては2010年の7%から2015年には10%に引き上げるとの目標を掲げている。

石炭火力発電で最も注目されてきたのは、2005年にラージャパクサ大統領が提唱し、スリランカで初の石炭火力発電所となるノロチョライ発電所[総発電容量900メガワット(MW)]だ。同発電所は中国企業の技術援助と資金援助(4億5,000万ドルの長期融資)によって建設され、2014年内に第3フェーズまで完成し、全て稼働している。

また、インド企業との合弁による東部トリンコマレー地域の石炭火力発電プロジェクトが、2017年に正式に認可される予定だ。発電容量は500MW、投資額は推計5億1,200万ドルに上る。

日本との間では、高効率な石炭火力発電所(600MW)の建設・運営が検討されている。2014年9月に安倍晋三首相がスリランカを訪問した際に開かれた「日本・スリランカ・ビジネスフォーラム」(2014年9月18日記事、9月19日記事参照)でも、同首相がスピーチの中で言及している。プロジェクトには新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)、三菱商事、Jパワー(電源開発)、三菱日立パワーシステムズが参画し、2014年6月に東部トリンコマレー工業地域で事業化調査を開始している。中国やインドの

発電技術は安価な半面、技術力や性能、環境対応を懸念する声もあり、日本には高効率で環境に配慮された発電所建設が期待されている。

つ日本での買い取り価格にも匹敵する水準だ。価格は年々上昇しており、バイオマス分野では過去7年で1.7倍に達している。

■ 再生可能エネルギープロジェクトが順調に増加

再生可能エネルギー分野のプロジェクトも順調に増加している。図2のとおり再生可能エネルギーのシェアは2013年で10%（前年比6%増）に達しており、スリランカ持続可能エネルギー推進機構（SLSEA）によると、この調子で増加すれば2020年には20%までシェア拡大が望めるとしている。2014年10月までのプロジェクト認可状況は表のとおり。

再生可能エネルギーの買い取り価格は固定価格買い取り制度（FIT⁸）が用いられるが、スリランカのFIT価格は他国と比べて高い水準に設定されている。発電方式によって異なるものの、中でも高額なバイオマス発電では、2014年度は1キロワット時（kWh）当たり21.1円となっている。これは日本を除くアジアで最も高額で、か

再生可能エネルギープロジェクト一覧(2014年10月31日時点) (単位: 件、MW)

発電種類	プロジェクト件数	発電容量
運営中のプロジェクト		
小水力	140	292.624
農工業廃棄物	3	13
バイオマス	3	10.5
太陽光	4	1,378
風力	23	98.45
電力買入れ制度署名済みプロジェクト		
小水力	74	153.805
農工業廃棄物	1	2
バイオマス	12	65.02
太陽光	4	40
風力	4	31.1

(出所) 図2に同じ

⁸ Feed in Tariffs。国際的に認められているエネルギーの買い取り制度。

輸入頼みから水力主体の国内発電増強へシフト（カンボジア）

ジェトロ・プノンペン 上田委枝

カンボジア進出を検討する上で一番のリスクに挙げられるのが、電気料金の高さと電力供給の不安定さだ。輸入頼みの弱みを克服しようと、各国の支援を受けながら発電所の建設が進められている。水力発電を中心として、2020年までに稼働分を含め国内18カ所の発電所開発が計画されている。

■ 国内の不足分を周辺国から輸入

カンボジアにおける2013年の発電量は1,770ギガワット時（GWh）で、電源の内訳は水力が1,015GWh（57.34%）、石油火力579GWh（32.71%）、石炭火力169GWh（9.55%）、木・バイオマスなどが7GWh（0.4%）となっている⁹。2011年までは石油火力発電が90%を占めていたが、2012年から水力発電所が増設され、2013年には水力発電による発電量が石油と石炭を合わせた火力発電の約1.4倍となった。

一方で、国内の電力消費量は2013年で4,037GWh¹⁰に上り、国内の発電量はその4割強にすぎない。不足分は輸入で賄っている。ベトナムからが最大で1,691GWh、タイからは580GWh、ラオスからも11GWh輸入しており、国内発電と輸入分を合計した電力量は2013年実績で4,051GWhと、辛うじて需要を満たしている。乾季（11～4月ごろ）には川の水量の減少とともに国内の水力発電量が約半分に落ちるため、この時期の電力需給は不安定で、輸入量が増加する。

また、2013年末時点で電気の通じている村は7,187と全国の5割強にとどまっている。一方で、生活水準の向上や産業の発展に伴い、電力消費者数は2010年から毎年10%台の伸びを示している。

⁹ カンボジア電力庁（EAC）にライセンス登録された事業者による発電量。

¹⁰ カンボジア電力公社資料。

首都プノンペン市内の電気料金は1キロワット時（kWh）当たり0.18ドルと、タイ・バンコク（0.14ドル）、ベトナム・ホーチミン（0.06ドル）、ラオス（0.08ドル）、ミャンマー（0.12ドル）と比較して高い水準にある（ジェトロ投資コスト比較、2014年1月時点データ）。国境付近の特別経済区（SEZ）では直接、隣国から送電線で電力供給を受けている場合もあり、ベトナムおよびタイ国境のSEZでは0.15ドルとプノンペン市内より安価で提供されているケースもみられる。

2014年10～11月にジェトロが実施した「進出日系企業実態調査」でも、在カンボジア日系企業の57.6%が経営上の問題点として「電力不足・停電」を挙げている。特にベトナム国境付近の進出日系製造業からは、電力コストの大幅な差や賃金引き上げの影響などを理由として、ベトナム側への移転を検討する声も聞かれた。

■ 瞬間停電の頻発で機械故障のリスク

プノンペン市内の生活エリアでは、電力供給網の整備が進み、自家発電機を備えた商業施設や共同住宅も増えたため、瞬間的な停電はみられるものの長時間の停電は減少している。

一方で、SEZでは電力供給網の未整備による供給の不安定さが、製造業者にとって深刻なリスクになっている。例えば、ベトナム国境バベット地域のSEZでは、電力供給をベトナム側から受ける地域とカンボジア側から受ける地域

で多少の違いはあるものの、頻発する停電対策に迫られている。同地域のタイセン SEZ に入居する日系企業は「多い時で1ヵ月間に通算5時間以上の停電が発生した」と話す。1回の停電が1時間以上続き、操業停止を余儀なくされることもある。「さらに大きなリスクとなり得るのは瞬間停電後の再通電時に、瞬間的な高電圧が流れることだ。これによって製造用機械、縫製業ではミシンなどや、空調設備が壊れる恐れがある」という。一部の台湾、中国、日系企業では、午前7時半から午後4時半（終業時間）まで輪番制で自家発電機を使用している。なお、鉱業・エネルギー省（MME）によると、2015年に予定されるメコン川ネアックルン橋¹¹の開通後、2018年にはプノンペンからベトナム国境のスバイリエンまでの送電線拡張が計画されている。

■ 発電・送電・配電事業には外資も参入可能

カンボジアの電力に関する開発計画、政策、ガイドラインおよび規格はMMEが決定しており、事業参入のルール策定、ライセンスの発行、管理・監督はカンボジア電力庁（EAC）が行っている。実際に発電・送電・配電事業を行っているのは、公共部門ではカンボジア電力公社（EDC）のみで、そのほか多くの民間企業（または個人）にライセンスが発行されている。そのため、EACの監督の下、各企業が電気料金を決定している。2013年末時点で339件のライセンスが発行されており、2013年末までに実際に操業しているのは327件だ。

外国資本参入に規制はないが、国内外事業者を問わず、電力関連サービス事業者はEACからライセンスを取得しなければならない。ライセンスは、事業内容によって大きく8種類ある¹²。

- (1) 発電（The Generation License）
- (2) 送電（The Transmission License）
- (3) 配電（The Distribution License）
- (4) 複合（The Consolidated License）、(1)～(3)の組み合わせ
- (5) 派遣（The Dispatch License）
- (6) 卸売り（The Bulk Sale License）
- (7) 小売り（The Retail License）
- (8) 下請け（The Subcontract License）

また、設備の設置や操業に当たってはMMEの認める規格を順守することが求められる（「[EAC Standard of Service](#)」参照）。

■ 水力を主体とした電源開発を継続

MMEによると、2012～2019年で18ヵ所〔総発電設備容量3,577メガワット（MW）〕の発電所開発計画があり、うち6ヵ所は操業を開始している。電源は、水力（9ヵ所、2,242MW）、石炭火力（8ヵ所、935MW）、石炭・天然ガス火力（1ヵ所、400MW）だ。そのほか、2013年からサトウキビを利用したバイオマスプラントも2ヵ所操業しているが、発電設備容量は合わせて25MWと小規模だ。

EDCでは、2020年までに予想されるピーク時の瞬間消費電力量を1,538MWと見込み、2017年以降は輸入分も含めて1,672MWを供給可能なため、需要をカバーできるとしている。また、2020年の国内での総発電量は7,444GWhに達し、そのうち水力発電が4,299GWh（57.75%）を占めるとしている。

計画されている18ヵ所のうち7ヵ所は中国の援助によるものだ。日本もプノンペンを中心に円借款や技術協力のプロジェクトを行い、地方では小水力発電施設の建設をODAで実施しており、送配電網の整備を主体に進めていく方針だ。EDCによると、電力政策は今後、石油火力発電を縮小し、水力発電および石炭火力発電を

¹¹ 現在、カンボジア～ベトナム間のメコン川に架かるネアックルン橋を日本のODAで建設中（JICA「[ネアックルン橋建設計画](#)」参照）。

¹² 詳細は「[REPORT ON POWER SECTOR OF THE](#)

[KINGDOM OF CAMBODIA 2014 EDHITION](#)」参照。

2 本柱とする方針という。既に再生可能エネルギーでもある水力が中核となっており、その他の太陽光や風力、バイオマス発電についての奨励政策は計画されていない。

将来的な投資拡大のカギ握る電力の安定供給（ミャンマー）

ジェトロ・ヤンゴン 浜口聡

ミャンマーは民政移管以降、5,000 万超の人口を抱えるマーケットと豊富な天然資源を背景に、アジア最後のフロンティアとして脚光を浴びている。日本企業から海外投資やビジネス展開先として高い期待が寄せられている一方で、電力の供給力不足問題に直面している。電力を安定供給できるかどうか、将来的な投資拡大のカギを握るとみられる。

■ 水力に偏重する電源開発

ミャンマーの電力事情は、水力に偏重して電源を開発してきた結果、水力発電が全発電容量の7割以上を占め、暑季の発電量が大きく落ち込む状況になっている。さらに、送配電設備の容量不足や老朽化から25%前後の高い送配電ロス率、急激な需要増も加わり、最近では最大電力供給力が実際の需要を下回り、計画停電が生じている。ミャンマーの電力需要は、2012年の1,875メガワット(MW)から、2030年には最低でも9,100MW、最大では1万4,542MWに達するといわれている。引き続き停電が必至の状況で、電力セクターでは絶対的に設備容量が不足しているだけでなく、既存設備の老朽化も深刻だ。また、水力発電の暑季の出力制約や、火力発電用燃料の不足といった問題も指摘されている。

今後、日本企業などがミャンマーでビジネスを展開し、同国の持続的な経済成長を実現させるためには、安定した電力供給が不可欠であり、早急な課題解決が求められている。

エネルギー・電力セクター関連省庁としては、エネルギー省(MOE)がエネルギー政策の策定や資源開発、輸出入および国内供給を管轄している。エネルギー政策では、(1)エネルギー自給体制の維持、(2)エネルギー自給のための資源として水力の活用、(3)経済発展に向け発電・送電の拡大、(4)枯渇性エネルギー(石油、天然ガスなど)の節約、(5)エネルギーの節約

や効率的な利用の推進、(6)まき・木炭などの使用過多による森林破壊の防止、を重点項目としている。

■ ティラワ SEZ で期待される電力安定供給

ミャンマーでは、エーヤワディ川やタンルウィン川などの大河が南北に貫流し、支流も多いことから、水力資源が豊富だ。水力エネルギーは貴重な国産資源だが、大規模な水力発電の開発には環境への慎重な配慮が求められることに加え、開発に長い年数がかかる。

一方、天然ガスは国内生産の7割を輸出しており、石油製品を少なからず輸入しているものの、エネルギー純輸出国となっている。天然ガスでは、ヤダナ(Yadana)、イエータグン(Yetagun)の両沖合ガス田からタイ向けにパイプライン・ガス輸出が開始され、生産が本格化している。このようなガス輸出は重要な外貨収入源となっており、輸出全体の約4割を占めている。また、中国向けパイプライン・ガス輸出やゾーティカ(Zawtika)ガス田のタイ向け輸出の開始により、生産・輸出の拡大が見込まれている。急速な電力需要に対応するには、水力を利用しながらも、それに偏ることなく、火力発電などもバランス良く開発していくことが必要とされている。

ミャンマーでは、日本が官民を上げて取り組むティラワ経済特区(SEZ)開発が注目を集めており、周辺インフラの大部分は円借款事業と

して整備される予定だ。日本政府は2013年度、2014年度と合わせて総額約1,140億円の借款契約に調印しているが、そのうち約3分の1の約400億円が同SEZの周辺インフラ整備に向けられている。電力関連設備としては、25MWの火力発電所2基（計50MW）、変電所、33キロボルト（kV）配電線、230kV送電線の整備を予定している。50MWのデュアルフュエル対応型火力発電所については、既に設計作業が終了し、2015年中の着工を目指している。また、発電所新設に先行し、既存のタンリン変電所から33kV配電線の敷設を進めており、2015年上半期の完工を予定している。

ミャンマーに工場進出を果たした企業にとって、電力不足は会社の損益を大きく左右する要因の1つだった。特に発電量が大きく落ち込み停電が頻発する4月や5月は自家発電コストがかさみ、通常月に比べ経費が3倍ほどに膨れ上がる工場も多い。そうした中、ティラワSEZにおいては稼働の初期段階から安定的な電力供給がなされることが期待されている。

「東南アジアのバッテリー」目指し進む電源開発（ラオス）

ジェトロ・ビエンチャン 山田健一郎

「東南アジアのバッテリー」を目指すラオスは、水力発電事業を中心に電源開発を精力的に推し進めている。中でも、独立系発電事業者による大規模開発が近年進んできた。今後はメコン川本流ダムの開発を目指す。環境や漁業資源の保全が大きな課題だ。国内の電化率が 87%を超える中で、新エネルギー技術も期待されている。

■ タイやベトナムなどに向け電力を輸出

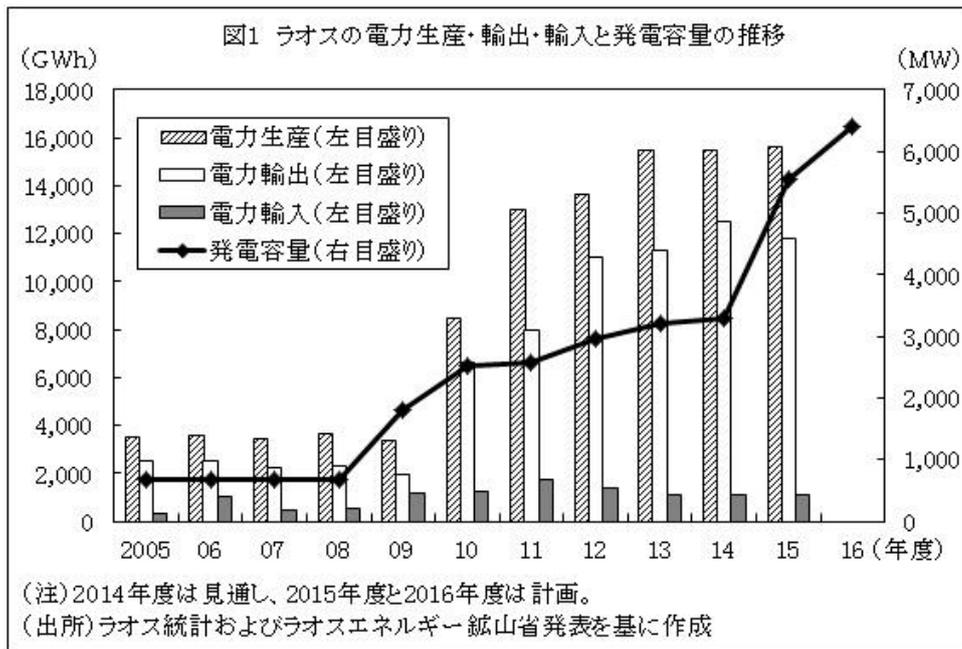
電力を重要な外貨獲得手段として位置付け、東南アジアのバッテリーを目指すラオスは近年、電源開発を精力的に推し進めている。特に水力資源が豊富で、中国雲南省から流れるメコン川がラオス国内を北から南へ約 1,500 キロ縦断しており、豊富な雨量によってアンナン山脈などの高地から幾つもの支流がメコン川に流れ込んでいる。その理論包蔵水力は 2,650 万キロワット (kW) だ。うち、技術的に開発可能な包蔵水力は 1,800 万 kW で、メコン川支流だけでも開発可能な包蔵水力は 1,250 万 kW に達するとされる。2014 年 11 月末時点では、25 ヲ所のダム [3,244.6 メガワット (MW)] が稼働している。

現在、5MW 以上の発電事業としては、国内向け 16 事業、輸出向け 5 事業の建設が行われている。2014 年内にナムニアップ 3A (44MW) が完成したのに続き、2015 年中にはホングサーリグナイト火力発電所 (1,878MW) を含む 7 事業 (計 2,398MW) が完成予定で、さらに 2016 年には 7 事業 (計 868MW) が完成することで、現在の 2 倍の発電容量に達する。なお、関西電力が出資して建設が開始されたナムニアップ 1 ダム (289MW) は 2019 年の完成を予定している。



ホングサーリグナイト火力発電所

また、2015 年度 (2015 年 10 月～2016 年 9 月) には全国で 1 万 5,659 ギガワット時 (GWh) を発電する計画で、うち 1 万 1,793GWh の輸出 (5 億 3,527 万ドル) を見込んでいる (図 1 参照)。主な輸出先はタイで、同国では現在の 2,000MW の電力購入を 2018 年までに 5,400MW とし、2020 年までに 7,000MW に拡大する計画だ。さらに、ベトナムやカンボジア向けのほか、シンガポール向け輸出も視野に入れている。2014 年 9 月の第 32 回 ASEAN エネルギー相会合では「ASEAN Power Grid」の実現のためのパイロット事業として、ラオスからシンガポールへの 100MW の送電事業 (LTMS PIP) がラオスとタイ、マレーシア、シンガポール間で合意されており、事業化調査が実施されている。



■ IPPが電源開発の原動力に

ラオス政府は、ラオス電力公社 (EdL) による国営企業による開発とともに、民間資本による電源開発促進のために独立系発電事業者

(IPP) の投資を奨励している。現在建設中もしくは準備中の38事業 (6,300MW) のうち、IPPは31事業 (5,800MW) を占め、ラオスにおける電源開発の原動力となっている。これはコンセッション (公共施設等運営権) によるBOT (建設・運営・譲渡) やBOOT (建設主体の民間企業が公共施設を所有・運営) 形式の民間資本による電力開発で、IPPから政府への電力設備の移管は20~30年後としている。また、ラオス政府とIPPとの契約では、IPPはその出力の約5~10%に相当する電力を、EdLを通してラオス国内向けに供給しなければならないとされる。

一方、政府によるIPPへの出資については、2005年2月にLao Holding State Enterprise (LHSE) をEdLから独立させ、Nam Theun2ダムなど大型輸出発電事業を中心に同社に20%程度出資している。

参入に際して特筆すべき障壁はほとんどみられないものの、2011年に改正された電力法で

は、15MW以下の小規模水力発電事業へは外資の参入が認められないこと (第39条)、コンセッション期限の延長が廃止され最大30年としたこと (第29条)、地方電力供給での価格決定に際して損益が出る場合への政府からの補填 (ほてん) 金が廃止されたこと (第49条) とともに、環境保全や移住、土地の接収に伴う補償の厳格化などが盛り込まれている。

■ メコン川本流開発には周辺国から懸念も

電源開発に尽力しているラオス政府が大きく期待しているのが、年間を通し豊富な水量を誇るメコン川本流のダム開発事業だ。既にラオス領内のメコン川本流域に建設が予定されている9水力発電ダムのうち第1号事業となるサイニャブリダム (1,260MW) の建設が38億ドルの投資で開始されており、2019年に完成予定だ。これはタイの大手建設会社であるチャー・カンチャンとLHSEがそれぞれ80%、20%を出資し、発電量の95%をタイへ輸出する計画だ。これに対し、現在でもメコンデルタ地域への自然土砂流入量の減少による塩害の拡大や漁業資源の減少を懸念するタイ、カンボジア、ベトナムが

らは、その環境アセスメントに疑問が投げられている。また、第2号事業であるドンサホンダム（260MW）については2013年11月に建設を開始する計画だったが、周辺国の反対により現在もその交渉が長引いている。

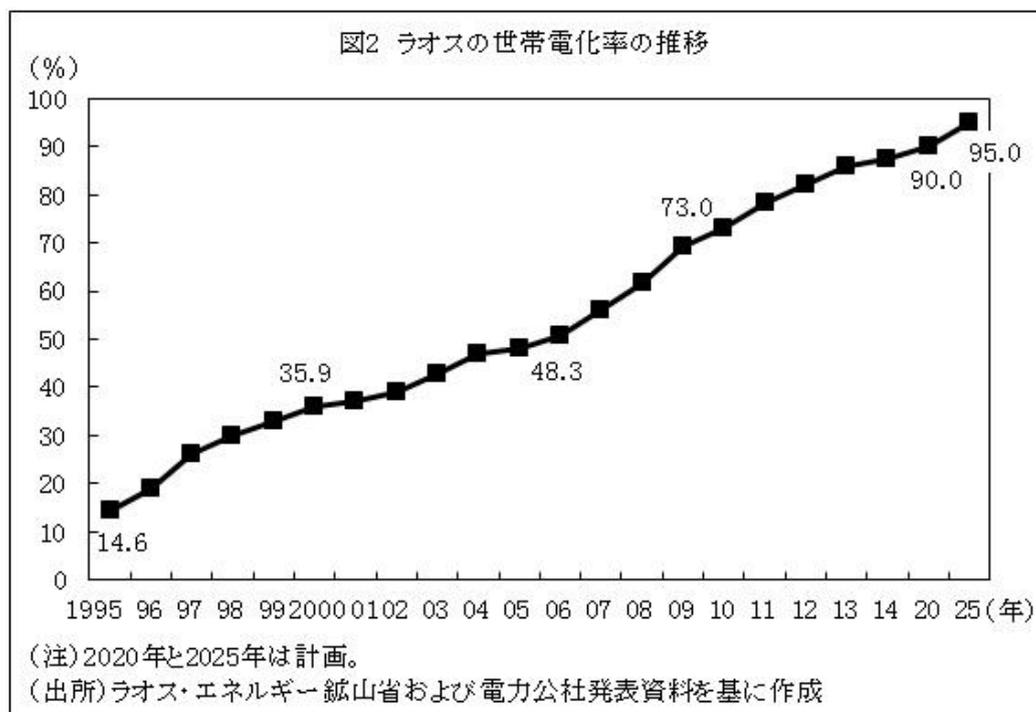


サイニャブリダムの建設地周辺

■ 期待される新エネルギー技術

ラオスでは周辺国に比較しても国内送電線の整備が進んでおり、既に全国で 87.58%の

世帯が電化されており、さらに 2020 年までに 90%、2025 年までに 95%の電化を目標としている（図 2 参照）。この中で、今後は遠隔地や山岳地の電化が課題となっており、コスト効率の観点から送電線の延伸よりもオフグリッドによる地域での小規模水力や太陽光、風力の発電が期待されている。中でも、15MW 以下の小規模水力は 169 ヶ所で稼働し、また太陽光発電では現在約 1 万 2,000 世帯（全体の 1.25%）が利用しているとされるが、効率が良く維持管理が容易な技術が求められている。また、これらの技術を融合したハイブリッド型発電の導入例も既にある。ただ、風力については、シェンクワン県など一部地域で事業化調査が開始されたばかりだ。近年の工業化の中で、サトウキビやキャッサバの残渣（ざんさ）を用いたバイオマス発電も動き出しており、水力発電とともにこれら新技術への期待も高まっている。



南方電網、CO2削減と国外協力を推進（中国）

ジェトロ・広州 粕谷修司

広東、雲南、貴州、海南、広西など南部の5省・自治区で送配電網の建設、運営などを担う中国南方電網（以下、南方電網）は、多額の投資で送配電網の整備を進め、管轄域内の停電時間の大幅短縮を実現している。進出日系企業からも電力不足への懸念は聞かれなくなっている。近年では、再生可能エネルギー電源の整備を進め、二酸化炭素（CO2）排出量の削減にも取り組む。さらに、大メコン圏地域（GMS）での電力協力も積極的に推進している。

■ 停電時間は10年間で8割減

広東省では、急激な経済発展とともに2000年ごろから電力不足が顕在化していた（表1、表2参照）。同省では、水力資源が豊富な中国西南部からの送電に電力供給を依存しているが、2000年代にはこうした電源地域での渇水や送電設備の未整備などにより、省内の日系企業でも、週1～2日の工場の操業停止を余儀なくされるほど、停電が頻発していた。

表1 南部5省・自治区の電力消費量
（2014年1～9月）（単位：億kWh、%）

	電力消費量	
		前年同期比
広東	3,960	9.2
雲南	1,102	5.5
広西	956	5.8
貴州	840	4.3
海南	189	9.3
合計	7,115	7.9

（出所）中国南方電網ウェブサイト

表2 広東省における域内総生産（GRP）と電力消費量の推移
（単位：億元、%、億kWh）

	GRP		電力消費量	
		前年比		前年比
2000年	10,741	11.5	1,335	—
2005年	22,557	14.1	2,674	—
2010年	46,013	12.4	4,060	12.5
2011年	53,210	10.0	4,399	8.3
2012年	57,068	8.2	4,619	5.0
2013年	62,164	8.5	4,830	4.6

（出所）広東統計年鑑2013年版、2013年広東国民経済・社会发展統計公報

国务院国有資産監督管理委員会のウェブサイトによると、南方電網は、送配電網の整備のため、2006～2010年の第11次5ヵ年計画時に前期比2.3倍の3,023億元（約5兆7,437億円、1元＝約19円）を投じたほか、2011～2015年の第12次5ヵ年計画時には5,000億元もの資金を投じる予定である。こうした結果、2012年までの10年間で都市部の利用者当たりの年間平均停電時間は、26.2時間から5.2時間へ大幅に短縮された。近年、進出日系企業からも、事業環境上の課題として電力不足を指摘する声はほとんど聞かれなくなった¹³。

■ 2015年までにCO2を2億トン削減

南方電網のウェブサイトによると、同社の所管地域には、水力、火力、原子力などの電源があり、2014年9月時点で総発電設備容量は2億3,000万キロワット（kW）に上る。うち火力が1億2,000万kWと全体の52.2%を占め、次いで水力の9,688万kW（42.1%）、原子力の712万kW（3.1%）の順だった。非化石電源の総発電設備容量は2013年末時点で全体の46%、発電量は同38%に達している。

¹³ 南方電網の所管地域外である福建省アモイ市では2014年7月、酷暑と送電線増設工事の遅れにより、消費電力量が瞬間的に発電量を上回り、一部の日系企業などに対し計画停電が実施された。一方、市内の米系大手メーカーや保税区内の企業には節電要請はあったが、計画停電は実施されず、日系企業の関係者は「市内の有力企業に電力が優先的に配分された」とみている。

再生可能エネルギー電源の整備も進められており、海南省、広西チワン族自治区では風力発電所が、雲南省では2010年から総発電設備容量でアジア最大級を誇る太陽光発電施設が稼働している。同社では、第12次5ヵ年計画が終了する2015年までに総発電量に占める非化石電源の割合を43.3%へ引き上げ、2010年に比べCO2排出量の2億トン削減を目指す。

■ GMSでの電力協力を推進

南方電網は、香港とマカオへの電力供給のほか、中国政府によりGMS電力協力プログラムにおける中国側の協力企業として位置付けられるなど、国外進出も積極的に行っている。同社による2013年の香港への電力の輸出量は香港全体の消費量の25%を、マカオでは93%を占めたほか、同年末時点の累計でベトナム、ラオスへの輸出量はそれぞれ281億キロワット時(kWh)、5億kWhに上った。一方、ミャンマーからは同時期までに95億kWhの電力を輸入してきた。

電力の輸出入以外にも、同社は、ベトナムでの水力発電プロジェクトへの投資、タイ電力公社(EGAT)との太陽光発電に関する協力なども進めている¹⁴。

2014年11月にはアジア開発銀行と中国財政部により地域協力に関する国際会議が北京で開催された。南方電網は同会議で、GMS以外にも、バングラデシュ・中国・インド・ミャンマー経済回廊など地域間での(1)電力協力、(2)再生可能エネルギーの推進、(3)スマートグリッドと新技術の発展に関連する調整メカニズムづくりを提唱している。

¹⁴ 中国・東盟(ASEAN)年鑑2013年版によると、GMSでは、これまでも大唐集団がミャンマーとカンボジアで、華電集団がカンボジアで、水電建設集団がラオスで水力発電プロジェクトに出資している。

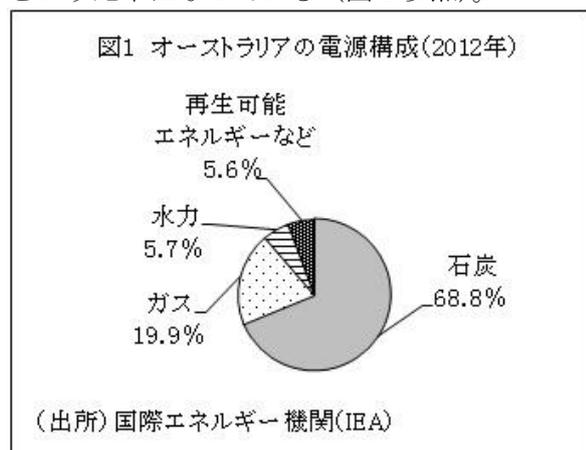
政府はさらなる電力市場改革の実施を重視（オーストラリア）

ジェトロ・シドニー 平木忠義

オーストラリアの電源構成の約7割を占める石炭火力と約2割を占めるガス火力は、ほとんどが自給エネルギーによって賄われている。国内の電力価格は、1990年代後半から行われた電力市場の民営化や自由化により比較的抑えられていたものの、2007年以降に急上昇した。保守連合政権は、州政府の有する資産の民営化を促進する施策や炭素税の廃止を既に実施するとともに、再生可能エネルギー導入目標を含む気候変動対策の見直しに着手している。

■ 1次エネルギー自給率の高さは世界2位

オーストラリアは石炭、天然ガス、原油などの資源産出国として知られる。国際エネルギー機関（IEA）によると、オーストラリアの2012年の1次エネルギー自給率は247.4%と、OECD諸国の中ではノルウェーに次ぐ2位の高さとなっている。エネルギー源別に自給率をみると、石炭が511.6%、天然ガスが158.8%。このような状況を反映し、オーストラリアの電源構成は石炭火力が約7割、ガス火力が約2割、その他（水力、再生可能エネルギーなど）が約1割という比率になっている（図1参照）。



■ 過去に卸電力取引市場を通じた市場の自由化を推進

オーストラリアでのエネルギー部門の民営化は、1980年代にビクトリア州から始まった。当時、同州政府が州内総生産の30%に相当する300億オーストラリア・ドル（約2兆7,900億

円、豪ドル、1豪ドル＝約93円）の純負債を抱えていた事情もあり、州の電力産業は公共部分を全く残すことなく、約230億豪ドルで民間企業に売却された。

その後、ニューサウスウェールズ州、クイーンズランド州、南オーストラリア州、タスマニア州、および首都特別地域においても1998年に、電力事業者の競争および電力生産と使用の効率化を推進することや電力使用者の供給者選択を可能にすることを目的として卸電力取引市場（NEM: National Electricity Market）が創設された。上記4州と首都特別地域では、NEMによって電力市場の民営化と自由化が促進され、段階的な小売り自由化も実施された。なお、距離による非経済性から西オーストラリア州が独自の卸売市場を持っているほか、北部準州については卸売市場を介さずに電力が供給されている。

現在、オーストラリアでは発電事業と送電事業が分離（いわゆる発送分離）され、その資産の多くは民営化されている。しかし、ニューサウスウェールズ、クイーンズランド、タスマニアの3州における送配電網は州政府の公社によって運営されている。

そのような状況下、連邦政府は2014/15年度（2014年7月～2015年6月）予算において、インフラ成長パッケージの一部として、2018/19年度末までの期限付きで資産リサイクルイ

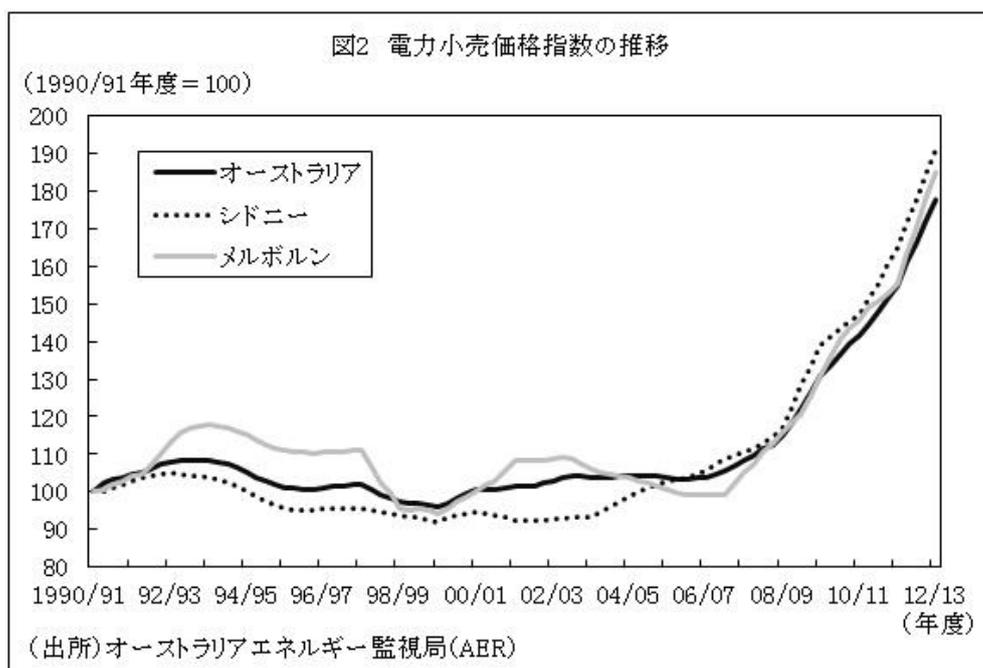
ニシアチブを導入し、州の持つ資産の民営化を促している。これは、州政府が資産売却により得た収入を新たな経済インフラ再投資に充てることを促進するもの。2016年6月30日までに連邦政府が承認する資産売却・再投資プログラムに対しては資産売却価格の15%に相当する奨励金を受けられる。このため、ニューサウスウェールズ州政府では2014年6月に州政府の電力公社4社のうち3社を99年リースという方式により民営化すること、クイーンズランド州政府も同年9月に電力公社3社を50年もしくは99年リースによって民営化する方針を示している。他方、タスマニア州政府は2014年8月に策定したエネルギー戦略(案)で、「州電力資産の民営化の計画はない」との考えを示している。

■ 電力市場改革で価格低廉化の必要性を強調

オーストラリアでは、エネルギー自給率の高さと電力市場の民営化・自由化により、電力料金は1990年代から2000年代前半には比較的安価に推移していたが、2007年を境として大幅に上昇している(図2参照)。

オーストラリア生産性委員会は2013年6月26日、電力市場改革に関する提言書を公表した(2013年8月9日記事参照)。提言書では、「2007年6月から2012年12月までの間に電力小売価格は70%上昇しており、送配電設備の維持費用が大きな負担となっている」と分析。2015年までに、(1) 州政府が保有する電力資産の民営化、(2) スマートメーターの段階的導入、(3) 送配電網の拡充の抑制、などを行う必要があると提言している。

連邦政府が2014年9月23日に出したエネルギー白書草案(グリーンペーパー)によると、家計の電力価格は過去4年間にオーストラリア平均で約50%上昇しており、その主要因は電力需要に対して安定的な電力供給を行うための設備投資にあると分析している。また、炭素課金制度(いわゆる炭素税:2014年7月1日付で廃止)や固定価格買い取り制度をはじめとするその他の環境政策も、同様に電力価格の上昇に影響を与えていると指摘している。このため、同草案は「消費者からのエネルギー利用データへのアクセスの改善」「信頼できる標準の確保による必要のない送電設備投資の抑制」「エネ



ルギー利用の効率改善」「必要のない規制の撤廃や市場介入およびさらなる民営化」などによって、電力市場改革を実施し、電力価格を可能な限り低廉化させることが必要と強調している。

可能エネルギー導入目標も見直す方針を示しており、今後の議論の行方が注目される。

■ 再生可能エネルギー導入に国民の95%が肯定的

保守連合政権は電力料金引き上げの一因となっていた炭素課金制度を2014年7月1日付で廃止し、新たな気候変動対策となる「ダイレクトアクションプラン」を10月31日に上院で可決させた（[2014年8月6日記事参照](#)）。炭素課金制度の廃止によって、2014年4～6月期の電力料金は5.1%下落しており、一定の効果を挙げている。

「オーストラリアン」紙は2014年8月に今後のエネルギーの在り方について、18歳以上の国民1,209人に対する電話による世論調査を実施した。調査結果によると、発電所や送配電網の運営については44%が州政府などの公社が実施した方がよいと回答し、民間がよいとする17%を上回った。また、今後10年間で最も成長するエネルギー源として太陽光（63%）と風力（56%）への評価が高い一方で、化石燃料（9%）、エタノール（14%）、原子力（19%）は相対的に低い評価となっている。電力産業が今後10年間で挑戦すべき課題については、約2割が「エネルギー価格の上昇に対するコスト管理」「適切な価格に基づく再生可能エネルギーの導入」を挙げている。このように、国民の再生可能エネルギーに対する期待は高まってきており、回答者の95%は再生可能エネルギーの導入に対して肯定的で、88%は政府が実施する再生可能エネルギー導入のための予算に好意的な見方を示している。

保守連合政権は、2020年までに国内電力の20%を再生可能エネルギーで賄うという再生

水力を中心とした再生可能エネルギーに大きく依存（ニュージーランド）

ジェトロ・オークランド 林道郎

ニュージーランドでは、電源に占める再生可能エネルギーの割合が以前から高い。過去のピーク時には 90%を超えた年もあり、2013 年は水力発電を中心に 75.1%を占めた。今後の電源開発においても、政府はその重要性を強調している。

■ 発電量と消費量はおおむね増加傾向

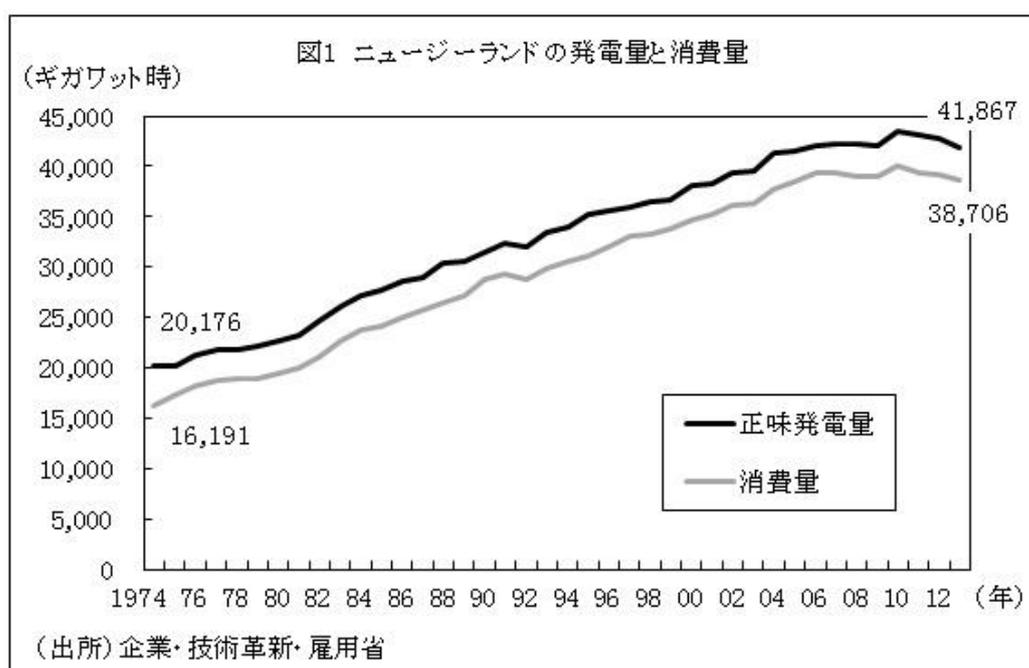
ニュージーランドにおいて、発電量（発電所内で要した電力量を差し引いた正味の発電量）と電力消費量は、若干の凹凸はありながらも毎年おおむね増え続けている（図1 参照）。

電源に占める再生可能エネルギーの割合が高いのがニュージーランドの大きな特徴で、2013 年では 75.1%に上る（図2 参照）。これは最近になってからの傾向というわけではなく、過去においても継続的に高い水準を維持してきた。データが公開されている 1974 年以来、ピーク時の 1980 年には 91.3%に上り、最低となった 2001 年においても 64.7%を占めた。

再生可能エネルギーの中でこれまで最も重

要な位置を占めてきたのが水力で、2013 年も電源全体の 54.5%を占めている。シェアが最大だった 1980 年には 84.4%に達し、1974 年以降で 50%を切った年はない。再生可能エネルギーでは、次いで地熱のシェア（全体の 14.5%）が大きい。化石燃料としては、ガスと石炭が主利用され、石油は現時点でほとんど使われていない。

もともと、かつては電源といえばほとんどが水力だった印象もあるニュージーランドだが、最近では多様化してきた。20 年前の 1993 年と比較した各電源別の発電量をみると、特に風力は 2,000 倍以上、石炭は 3.22 倍、地熱が 2.69 倍と、大きく増えている。中でも風力は、現時点では電源全体の 4.8%を占めるにすぎないが、



近年の伸びは著しい。1993年当時は風力発電が導入され始めたばかりだったこともあり、20年間で2,000倍を越す伸びだ。

■ 主な用途は鉱工業などや住居、商用

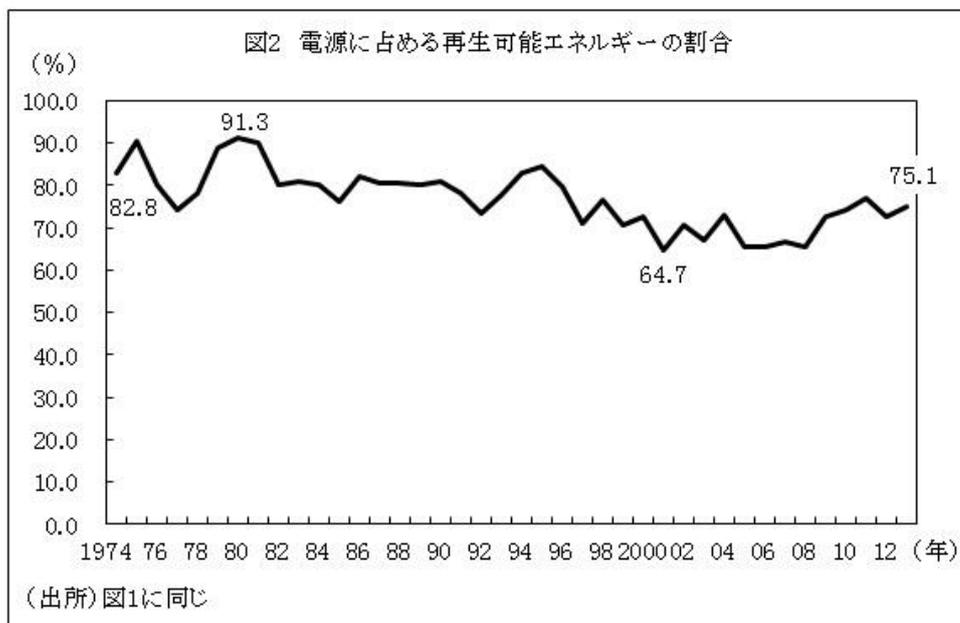
一方で電力消費量についてみると、鉱工業など（36.9%）、住居（31.8%）、商用（24.5%）が主な用途になっている。

この中で目を引くのが、鉱工業などのうちの「基礎金属」で、全体の16.3%を占める。農林畜産業のイメージの強いニュージーランドだが、基礎金属にはニュージーランド・アルミニウム・スマルター（NZAS）によって運営されているアルミニウム精錬事業が関係しているものとみられる。当該事業は豊富な水力発電電力を背景として誘致されたもので、1971年に操業が開始された。NZASには日本企業からの出資もあり、日本を最大の市場としている¹⁵。

産額¹⁶に比べて2倍以上の高い伸びになっている。電力消費全体の伸びが実質GDPの伸びより低いことを勘案すると、全般的には省エネルギーがある程度進んだ一方で、農林水産業に関してはエネルギーを消費せざるを得ない事情があると考えられる。

■ 今後も再生可能エネルギーの開発が軸に

電力をめぐるさまざまな課題があるが、その1つが価格の上昇だ。先述したとおり再生可能エネルギーに恵まれたニュージーランドであっても、この問題を避けて通れない。企業・技術革新・雇用省が実施しているエネルギー価格のモニタリングによると、住宅用電力価格の推移は図3のようになる¹⁷。基本的に上昇傾向にあり、特に1999年以降は右肩上がりとなっていることが分かる。事業用に供される電力価格は必ずしも同様とはいえないと



他方で、ここ20年間の電力消費量の伸びを用途別にみると、農林水産業の消費量が実質生

考えられるが、住宅用の電力価格には発電コストがほぼそのまま反映されていると推定され

¹⁵ ニュージーランドの貿易統計によると、2013年のアルミニウム（HS第76類）輸出の半分近く（47.8%）が日本向け。また、日本への輸出全体の中でアルミニウムは16.4%を占め、対日輸出品目として乳製品などを上回り最大となっている。逆に日本の貿易統計では、2013年のアルミニウム塊（HS7601）の輸入全体の中でニュージーランドは7.1%を占めている。

¹⁶ 実質GDPに占める農業、林業、水産業分の合計。

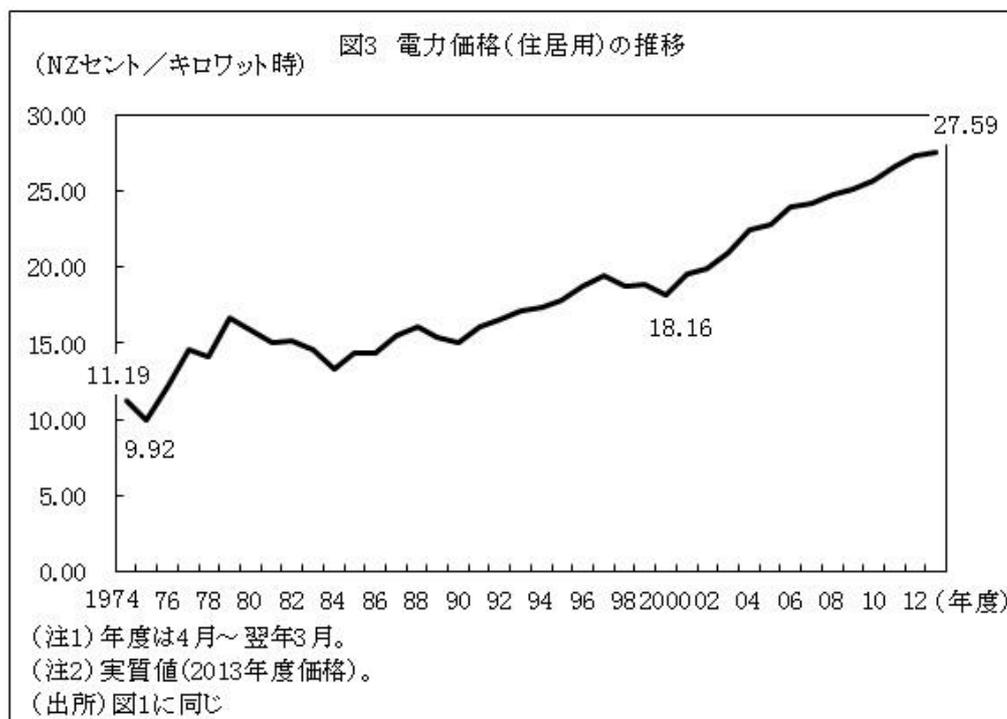
¹⁷ このモニタリングでは鉱工業用、商用の価格推移も紹介しているが、同省は「価格集計手法を見直している」という。

る。

こうした状況下、政府の電力・電源政策は、2011年に当時の経済開発省（現在は企業・技術革新・雇用省）が発表した「2011～2021年ニュージーランド・エネルギー戦略」に取りまとめられている。この中で、到達目標を「保有するエネルギーの潜在性を最大化する」と定め、そのための優先課題として、(1) 多様な資源開発、(2) 責任ある環境対策、(3) エネルギーの効率的利用、(4) エネルギー確保と適切価格の追求、が取り上げられた。

「多様な資源開発」は、これら4課題の中でも最も基本と位置付けられているようだ。他方で、その内容をみると、エネルギーの多様化にばかり重点が置かれているわけでもない。ここで重点的に取り上げられているのは「再生可能エネルギーの開発」で、例えば補足説明において「2025年までに、再生可能エネルギーによる発電比率を90%とする」目標が提示されている¹⁸。

は考えにくい。当該報告書においては、地熱、海洋エネルギー、バイオマスについても開発の有望性に言及している。



もっとも、水力については現在以上の開発余地

¹⁸ この点に関して当該報告書では、「エネルギー供給源に悪影響を及ぼさないことを前提とする」と説明されている。

政府は2018年までの需給ギャップ解消を目指す（パキスタン）

ジェトロ・カラチ 久木治
北見創

パキスタンは慢性的な電力不足に見舞われており、企業活動や国民生活にとって大きな問題になっている。停電解消は国家の最重要課題の1つで、政府は2018年までに電力需給ギャップを解消し、2025年までに国内の発電容量を倍増させるという目標を掲げている。新規の発電プロジェクトは主に外国資本の独立系発電事業者(IPP)によって開発が進められている。

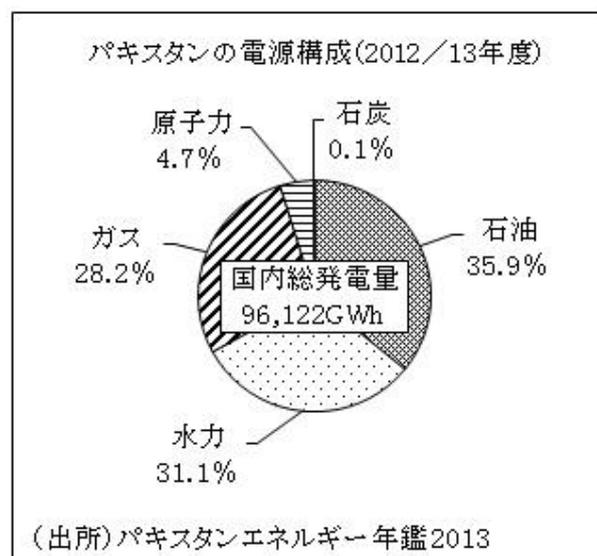
■ 「循環債務」が慢性的な停電の背景に

パキスタンの総発電容量は2013年6月時点で2万2,812メガワット(MW)。直近10年間の年平均増加率は約2.5%にとどまり、十分な発電設備が増設されているとは言い難い。2012/13年度(2012年7月～2013年6月)の国内総発電量は9万6,122ギガワット時(GWh)で、電源構成は石油火力、水力、ガス火力の3本柱となっている(図参照)。政府の「パキスタン年次計画(2014/15年度)」によると、水力への依存度が高いため、雨季に当たる7～8月を除くと発電量は低下する傾向にあり、特に2014年4月は燃料高に水不足が重なり、発電容量は平均1万4,400MWだったのに対し需要は平均1万8,400MWと、4,000MWの深刻な電力不足に見

舞われた。

また、「循環債務」と呼ばれるパキスタン固有の構造的な問題がある。(1) 政府が電力料金を安く抑えていること、(2) 消費者の電力料金未払いが多発していること、(3) 送電ロス・盗電が多いことなどが原因で、電力供給会社は発電事業者に債務を負い、発電事業者は石油会社に代金を支払えなくなり、石油会社は輸入代金を用意できず石油が輸入されない事態となる。こうした悪循環により、慢性的に停電が起り、経済活動や社会生活に悪影響を及ぼしている。

日系企業の生産工場においても、十分な電力供給を受けることは困難だ。ラホールの日系企業A社の工場では2013年1月から2014年3月までの間、毎日6～12時間の計画停電があった。停電する時間帯は10回も変更され、そのたびにシフトを組み直し、スムーズな操業に支障を来した。自家発電機を用意している工場も多く、カラチの日系企業B社の大規模工場(建築面積約9万平方メートル)では1,250キロボルトアンペア(kVA)の発電設備(市価で1,000万～2,000万円)を8機設置している。一方、中小企業C社の縫製工場は自家発電機を設置していない。



■ 目立つ中国支援の電力プロジェクト

シャリフ政権は2013年に、循環債務の支払

い、電力料金の値上げ、盗電に対する罰則強化といった取り組みを行った。その上で、2014年5月に発表した「ビジョン2025」の中で、2018年までに電力の需給ギャップをなくし、2025年までに2万5,000MWの電源を追加すると発表。新規発電所プロジェクトも多く打ち出されており、電力不足解消への期待は大きい。

2018年までに追加される新規電源は1万6,564MWで、主なプロジェクトとしてはガダニ電力パーク（発電容量：6,600MW、支援元：中国）、タルベラ・ダム発電所4号機（1,410MW、中国）、サヒワール石炭火力（1,200MW、中国）、ジャムショロ石炭火力（1,320MW、アジア開発銀行）、タール石炭火力（1,320MW、日本）、ラルカナ石炭火力（1,320MW、不明）、ニールム・ジェルム水力発電所（969MW、中国）などがある。中国の支援を受けて建設しているものが多い。また、道路やパイプライン建設などで中国西部地域とパキスタンをつなぐ「パキスタン・中国経済回廊計画」に基づき、電力分野も含め中国が支援するプロジェクトが今後、数多く予定されている。ロイター通信（2014年11月21日）によると、中国政府および銀行は同計画のため、パキスタンに456億ドル相当の借款を供与するようだ。

■ 民間は主に PPP 方式で参入

電力・エネルギー分野はパキスタンにとって最も投資を促進したい産業だ。パキスタンでは、ほぼ全ての業種で外資100%の参入が認められており、同分野も例外でない。

パキスタンのインフラ調達は伝統的な一括請負契約と、非伝統的な官民連携（PPP）方式（BOO、BOT、BOOTの3方式）があり、民間企業はPPP方式で参入することが多い。同国ではBOO（Build Operate Own）は民間事業者が発電所を建設し、運営し、撤去する方式。BOT（Build

Operate Transfer）は建設、運営までは同じだが、一定期間後に所有権を政府に移転する。

BOOT（Build Operate Own Transfer）はBOTとほぼ同義と考えてよい。BOOTは例えば水力発電所の場合、[民間電力インフラ委員会（PPIB）](#)は「法的にはBOOT方式で50年までの所有が可能だが、通常は25～30年間程度まで認められる」としている

カラチ、ラホールには日本の商社が出資するIPPが数社あり、現地企業と合弁で火力発電所を建設し、運営している。一例として、豊田通商はパキスタンでのIPP発電事業の経緯について、同社ウェブで子供向けに「お仕事マンガ：パキスタンIPP発電事業編」として提供しているので参考になるだろう。日系のIPPに出向している日本人駐在員に聞いたところ、「循環債務を含めて、日々の業務で政府の対応などにストレスを感じる事が多く、困難はあるが、利益は大きい」という。

外資に対しては、再生可能エネルギー分野への参入にも期待が高まっている。政府は戦略的に電源の分散化を図っており、同分野への投資には「[再生可能エネルギー発電開発政策（2006年）](#)」で、(1) 風がなく発電できない場合のリスク保証、(2) 発電した電力の購入保証、(3) 輸入設備に対する関税免除、(4) 法人所得税、源泉税、売上税の免除、などの投資インセンティブを用意している。管轄する代替エネルギー開発庁（AEDB）は、2006年の政策導入から2014年6月までに、風力で34プロジェクト、太陽光で24プロジェクト、バイオマスで5プロジェクト、小規模水力で103プロジェクトを認可している。

アンケート返送先 FAX：03-3582-5309
 e-mail：ORF@jetro.go.jp
 日本貿易振興機構 海外調査部 アジア大洋州課宛

● ジェトロアンケート ●

調査タイトル：アジア・オセアニア各国の電力事情と政策

今般、ジェトロでは、標記調査を実施いたしました。報告書をお読みになった感想について、是非アンケートにご協力をお願い致します。今後の調査テーマ選定などの参考にさせていただきます。

■ 質問1：今回、本報告書での内容について、どのように思われましたでしょうか？（○をひとつ）

4：役に立った 3：まあ役に立った 2：あまり役に立たなかった 1：役に立たなかった

■ 質問2：①使用用途、②上記のように判断された理由、③その他、本報告書に関するご感想をご記入下さい。

--

■ 質問3：今後のジェトロの調査テーマについてご希望等がございましたら、ご記入願います。

--

■ お客様の会社名等をご記入ください。（任意記入）

ご所属	<input type="checkbox"/> 企業・団体	会社・団体名
	<input type="checkbox"/> 個人	部署名

※ご提供頂いたお客様の情報については、ジェトロ個人情報保護方針 (<http://www.jetro.go.jp/privacy/>) に基づき、適正に管理運用させていただきます。また、上記のアンケートにご記載いただいた内容については、ジェトロの事業活動の評価及び業務改善、事業フォローアップのために利用いたします。

～ご協力有難うございました～

アジア・オセアニア各国の電力事情と政策

作成者: 日本貿易振興機構(ジェトロ)

〒107-6006 東京都港区赤坂1-12-32
TEL: 03-3582-5179 (海外調査部アジア大洋州課)
<http://www.jetro.go.jp>

本原稿は 2015 年 1 月 27 日～2 月 26 日付け通商弘報に掲載された原稿を一部加筆・修正したものです。

禁無断転載