

東南アジアにおける原子力発電導入の見通し¹

松尾 雄司* 河野 誠司** 村上 朋子***

エグゼクティブサマリー

インドネシア、マレーシア、フィリピン、タイ、ベトナムといった東南アジアの各国は政府主導のもと、電力需要増加及び資源確保の観点から、2020年前後をめどに原子力導入を計画している。しかしながら実態では、各国ともに原子力導入への課題は多く、計画は数年以上遅延する可能性が高い。また、各国政府の発表するエネルギー政策及び見通しのみでなく、政治・経済状況、インフラ整備状況や社会・産業の体制等を考慮すると、国により大きく事情が異なる。以上を踏まえて各国について見通しを概観すると、以下ようになる。

- ◆ 推進体制の整ったベトナム・タイでは多少の遅延を含むにせよ、比較的順調に原子力計画が進展すると考えられる。
- ◆ フィリピンでは建設が中断された発電所を利用する可能性もあるが、推進体制の面からは、早期の順調な進展は難しい可能性がある。
- ◆ マレーシアでは早急な原子力導入の必要がないため、早期の導入は考えにくい。
- ◆ インドネシアではインフラ整備状況や投資環境から、現計画より大幅に遅延する可能性が高い。

豊富な原子力発電の実績を有する日本の原子力産業界がこれらの国々に貢献し得る領域は大きいと考えられるものの、他国に比べて群を抜いて有利であるわけではない。産業界の参入に際しては、二国間原子力協力協定を含む政府間交流が充実していることが必須条件となることもあり、当面は人材の育成、制度設計、情報の提供等、地道な協力を続けてゆくことが政策上も有用であると考えられる。

はじめに

現在、エネルギーセキュリティ及び地球温暖化対策の観点から、世界各国で原子力発電を見直す動きが強まっており、原子力発電事業の市場もそれに伴い急速な拡大期に入りつつある。特に昨今、石炭・天然ガスといった化石燃料が主要な電源となっている国々において、それらの化石燃料を戦略的輸出資源として温存する、あるいは自国内の電源多様化を図り資源価格高騰リスクを分散するといった観点から、原子力発電を将来の重要な電源として導入しようとする動きがみられている。しかしながら、原子力発電の新規導入にあたっては、エネルギー政策の変更、核拡散防止の枠組みの行方、他エネルギー開発の状況等の不確定要素があり、また人材、技術力、資金調達、燃料調達、安全規制体系の整備、立地対策等、制約条件が多いことから、各国の原子力発電新規導入計画の実現性についての正確な予測は難しい。

世界で最初に原子力発電を商業化したのは1950年代の英国であった。続いて米国、ソ連（現ロシア）、フランスといった核保有国による商業用原子力発電所の建設・運転開始が1960年代にかけて相次ぎ、更に、それらの国から技術導入を受けたドイツ、スペイン、ベルギー、スウェーデン、スイス等の西欧諸国、日本、韓国、台湾などのアジア諸国も1960年代から1980年代にかけて原子力発電を商業化し、多くのプラントを建設・運転開始してきた。1980年代までは北米・欧州を中心として導入が進められてきたが、1990年代以降、欧米での新規建設は停滞し、代わって日本・韓国・中国といった東アジア地域での新規建設が著しく伸びた。

¹ 本稿は、平成19年度に経済産業省から受託して実施した受託研究の一部である。このたび、経済産業省のご了解を得て公表できることとなった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に謝意を表す。

* (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 原子力グループ 研究員

** (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員

*** (財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 原子力グループ リーダー

今後は、エネルギー・電力需要の高い伸びを反映し、アジア地域、特に中国及びインドにおける新規建設基数が多く見込まれている一方、現在は商業用原子力発電所を有していない東南アジア諸国において、急増する電力需要の対応や化石燃料への依存度低減を目的とした原子力発電導入の動きが具体化してきている。

本稿においては、新規に原子力を導入しようとしている国々のうち、エネルギー需要の大幅増大が予想されること、エネルギー安全保障対策等の面から原子力への期待が高まっていること、実際に原子力発電導入計画が最近になって検討されつつあること、わが国と密接な経済・エネルギー関係を有すること、わが国のエネルギー協力における重要な対象地域であること、等を踏まえ、東南アジア5カ国を対象として、分析を行う。分析に当たっては、各国のエネルギー政策動向、他エネルギーの開発動向等も踏まえ、原子力発電導入計画の実現可能性を分析し、導入に向け解決すべき課題の整理を行うとともに、日本の原子力産業がこれらの国々の原子力技術導入に関し貢献できる可能性についても併せて述べることとする。

1. インドネシア

1-1 原子力発電開発の要因

インドネシアは人口約2億2,200万人（2006年現在）GDP成長率5.5%（実質、2006年）²であり、東南アジア地域第1位の一次エネルギー消費国である。電力消費量も経済成長に伴い年々急増しており、特に今後も、人口・GDPともに高率で伸びると予想されており、それに伴い2030年までに一次エネルギー供給は年率3.9%で、発電電力量は5.8%で増大する見通しである³。

インドネシアは石油・ガス・石炭といった資源の豊富な国であり、原油生産量はアジア地域で2位、LNG生産量は同1位であるが、近年、油田・ガス田の老朽化などにより石油・ガスの産出量が大幅に減少し、特に原油は生産量減少にもかかわらず国内需要が増加しているため、2004年には同国は石油の純輸入国となっている。インドネシア政府は、生産分与契約の見直しや上流開発に利用される輸入品の関税免除など投資環境の改善に取り組んでいるものの、大きな成果は上げられておらず、探鉱・開発投資の拡大が今後のエネルギー政策上の大きな課題となっている。発電用ガス・石炭の不足による電力不足は既に顕在化しており、発電・送電設備、石炭等を運搬する船舶や港湾設備等のインフラ整備が未発達であることとあいまって、首都ジャカルタでも停電が頻発している状況である。

インドネシアの主力電源は石炭及び石油である。2005年度のインドネシアにおける総発電電力量は128.6TWhで、電源別のシェアは、石炭（41%）、石油（32%）、天然ガス（14%）、水力（8%）、地熱（5%）であった。今後、総発電電力量は2020年には2005年の約2.5倍の326TWh、2030年には同4倍の519TWhとなると見られており、その中でも将来大きくシェアを拡大すると見られているのが天然ガスである。天然ガスによる発電電

図1 燃料別発電電力量の見通し

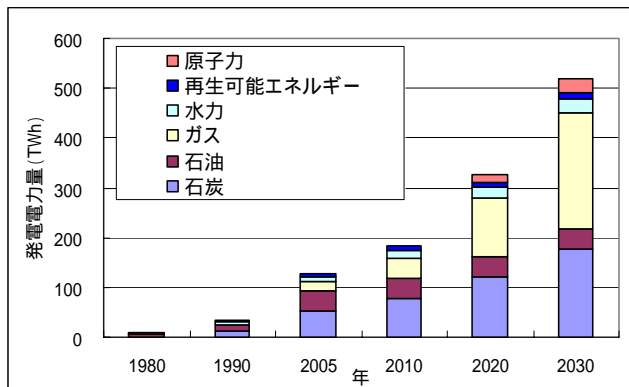
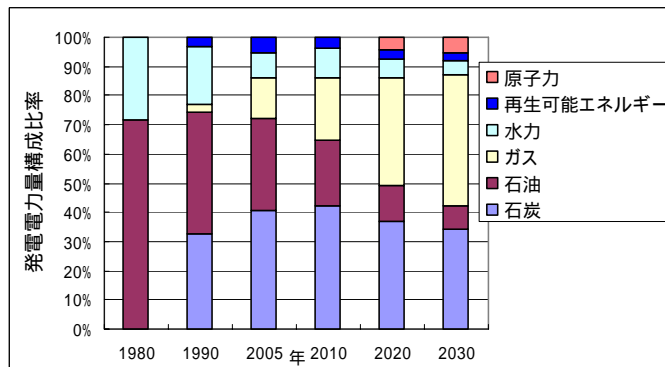


図2 燃料別電源構成比の見通し



(出所) アジア/世界エネルギーアウトルック 2007、(財)日本エネルギー経済研究所

² IMF、World Economy Outlook Database, April 2008 以下、人口及びGDPの見通しについては全て本文献を引用する。

³ 『アジア/世界エネルギーアウトルック 2007』、2007年10月、(財)日本エネルギー経済研究所

力量は、2005年の18TWhから2020年には120TWh、2030年には234TWhとなると予測されており、シェア8%に低下する石油火力に代わり主力電源となる。

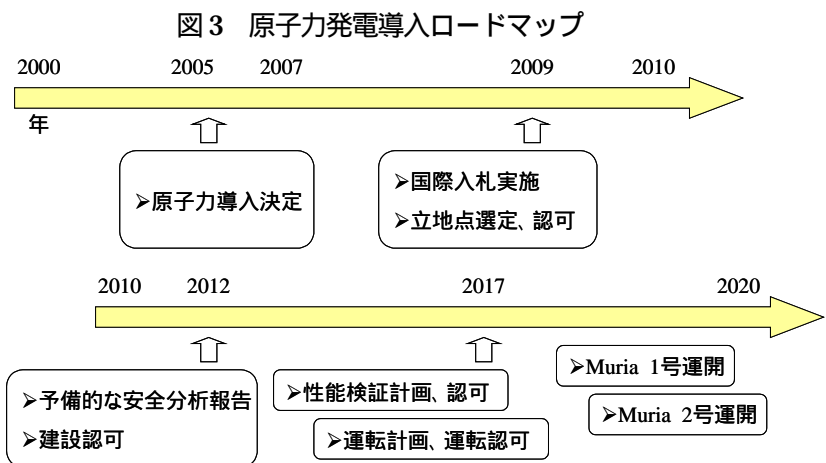
この急増する発電用ガス需要に見合う天然ガスをどのようにして確保するかについては、政府は今後も海外企業の支援を受けつつ新規ガス田開発を積極的に行っていくこと、一方でインドネシア産ガスについては輸出を制限していく方針であることから、増産された国内産ガスをまず国内消費、特に発電需要に振り向けるつもりであることはほぼ確実であると考えられる。ただし、2005年から開発が進められているTangguhプロジェクトも、他の新規ガス田、北スマトラのBlock A やカリマンタン東部沖合のSapi プロジェクト等でも既に数年間の遅れが生じており、計画通りの増産が実現する可能性は低く、電力需要急増にどこまで対応できるかについては不確実性が大きい。

以上より、インドネシアにおいては電力需要の逼迫、他資源(特にガス)開発の不確実性が大きいこと等から、原子力発電も将来の電源構成の中に位置づけられる根拠は十分にあると言える。

図1に燃料別発電電力量の見通しを、図2に燃料別電源構成比(発電電力量ベース)の見通しを示す。

1-2 原子力発電導入計画の概要と体制・導入環境

インドネシアでは急増する電力需要への対応のため、また化石燃料への高依存を低減するための代替的なエネルギー源として、原子力を利用するかどうかという議論が続いてきた。2004年に発表した国家エネルギー政策において、政府は原子力をエネルギーミックスの一つとして位置づけることを明確化し、それに基づき2005年4月に発表された「2025年までの電力需要見通しと電源開発指針」において、政府は2025年までに必要な原子力発電設備容量を12GWと推定した。これを受けて、2016年にMuria半島に600MW超級の原子力発電所を建設する計画の再開を発表し、2004年2月から韓国KEPCOの子会社である韓国水力・原子力発電会社(Korea Hydro and Nuclear Power)と共同で商業化調査を行っている。2007年にインドネシア原子力庁(BATAN)が取りまとめた原子力発電導入ロードマップによると、1基目の100万kW級プラントを2017年までに稼動し、引き続いて計4基を2020年前後に稼動させる計画であり、それに向け2009年に原子炉メーカーの国際入札を開始、併せて立地地点の正式選定及び認可、2012年に予備的な安全審査及び建設認可発効(着工)等となっている。図3に、インドネシアにおける原子力発電導入のロードマップを示す。



(出所) BATAN 資料より作成

インドネシア政府では原子力発電導入に向けた推進体制として、財務省、鉱物資源省、商工業省、外務省、環境庁、それにBATANなど関係各省庁から構成されるNational Teamが2007年に組織され、上記ロードマップの検討、Muria半島を含めた複数の立地候補地点の適用性調査、資金計画、環境調査等について議論を開始している。ただし、正式な発足には大統領承認が必要であり、2009年10月の大統領選挙までは正式に結成されない見通しである。また、原子力発電導入に向け、インドネシア政府や原子力庁、原子力規制庁(BAPETEN)では、IAEA及び各国個別に技術協力・支援を受けており、IAEAからは総括的なプログラムを、韓国KHNPやロシア、フランス、日本、オーストラリア等からは電力要員や運転ノウハウなどを取り入れている。採用する炉型については、技術が実証されていること(運転開始後少なくとも3年経過していること)を条件としており、現在のところ世界で最も実績の多い加圧水型軽水炉(PWR)を有力候補として考えているが、今後の技術革新によってはこれに限定しないとしている。

投資環境に関しては、インドネシアの国情は1990年代と比較すれば安定しているとはいえ、政府の財政状態は依然として悪く、巨額の投資を必要とする新規プロジェクトに向けた投資環境は良いとはいえない。販売電力価格を市場価格とすれば、外資を含めた企業による設備投資を呼び込むことも可能であるが、それだけでは原子力発電のような巨額プロジェクトにおける投資リスクをヘッジするには不十分であり、政府の拠出が必要であるが、現状では厳しい。JOGMECによる石油・天然ガス開発投資に関わる2005年度政治・カントリーリスクランキングではインドネシアは対象124か國中下から8番目に位置する高リスク国とされており⁴、これはもともと社会・政治基盤が脆弱な上、石油輸入国となった同国にとって昨今の原油価格高騰は向かい風であること、電力不足が続いていることなどからきている。

更に投資環境の点から課題とされるのは、インドネシアの輸送・送電に関するインフラ未整備である。需要の多いジャワ・バリ地域を中心として電力不足が続いているが、これは発電設備不足だけでなく、脆弱な送電設備や、石炭輸送インフラの未整備によるところが大きく、原子力発電所建設に当たり必須の条件である安定的な電力の確保が保障されない段階では、投資リスクが大きい。

1-3 導入に向けた課題

前節まで述べたインドネシアにおけるエネルギー状況と見通し、原子力発電導入計画の現状、見通し、投資環境等を踏まえて、本節では導入に向けどのような課題があるか、円滑な推進にはどのような取り組みが必要かについて述べる。

前節1-1で述べたとおり、インドネシアでは電力供給が逼迫しており、電源開発及び燃料の安定的な確保が早急に必要である。しかしながらそれを困難としている要因が、送電線や港湾設備等のインフラ、政治・経済状況、エネルギー産業構造等、至るところに存在し、これらの解決には時間を要すると考えられる。

特に発電設備への投資に対する壁の一つが、電力販売価格が政府により決定される規制体系である。2007年から電力市場の一部が自由化され、2008年から小売及び卸売電気事業者は電力小売市場において国営電力会社 PLN を通すことなく売買できる見通しとなり、電力事業への外資参入も期待できることとなった。一方でインドネシア国内の電力販売部門では価格が政府により決定される規制体系下であり、また販売は PLN の独占であること、現状ではインフラの未整備もあって発電コストが割高であり販売価格が原価を下回ることから、海外電気事業者にとって良い投資環境とは言いがたい。販売価格と原価との逆ザヤによる損失は PLN の場合、政府が補助金により補てんしており、そのため現在のところ PLN の経営に影響は生じていないが、このことは PLN の経営効率化にとって逆インセンティブとなっている。送・配電部門は PLN 及び PLN 子会社である PJB、PJB が中心となっており、実質的に PLN がほぼ独占していることも、経営効率化と財務基盤の強化に対する逆インセンティブである。

推進体制に関しても、プロジェクトの責任の所在が今ひとつ不明確であるという課題が残っている。前述のように2017年の第1号商業用原子力発電所の運転開始に向け National Team を組織し準備を進めている段階であるが、建設・運転の実施主体と目されているのは PLN である。2006年1月、PLN は韓国国営電力会社 KEPCO と、インドネシアでの原子力発電所建設を支援するための協定を締結した。ただし PLN は、原子力発電所の所有者として計画に参画はしても、導入の責任はあくまでも政府であり原子力庁であるとのスタンスを表明しており、具体的に導入のどの段階から積極的に計画に参加するのか明確になっていない。一方で政府側の原子力政策立案者である鉱物資源省では、炉型選定や建設スケジュールの具体化は2009年の国際入札に応札する海外企業の対応次第であるとも受け取れる発言をしており、能動的な計画立案意欲が見受けられない。

環境影響、安全性、放射性廃棄物、核拡散への懸念等を理由とした原子力導入への反対運動も、政府が Muria 半島他への立地を表明した頃からインドネシア国内で、環境保護団体や大学等を中心に活発化している。政府は、

⁴ JOGMEC、2006/11/20

メディア等を通して、原子力発電の経済優位性や安全性を説明する活動を行っており、国民の理解は徐々に進んできているとしているが、今後、計画が具体化するにつれ反対運動もより活発化する可能性もある。

原子力導入の順調な進捗に向けては、反対派と正面から対決しようとするよりも、政府がまずエネルギー安定供給確保を軸とした基本政策を毅然と確立・表明し、社会・経済の安定を図り、National Team を早期に正式発足させ、責任の所在を明確にした推進体制を確立することが最優先課題であろう。併せて、投資環境の改善に向け電力・エネルギー産業構造の健全化を図り、電力企業の経営効率化を目指し、送電線等のインフラ整備を促進する取り組みも必要である。これらの整備には相当な長期間を要すると考えられ、政府が公言している2017年の第1号機運転開始の実現性は可能性が低いといわざるを得ない。

2. マレーシア

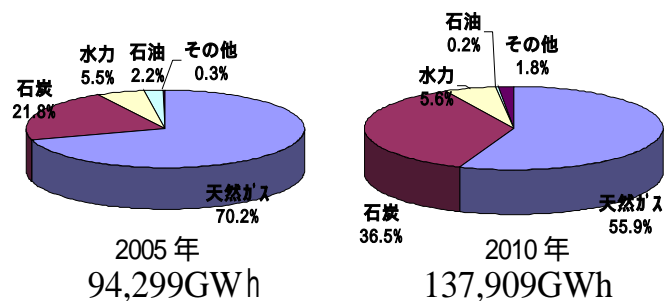
2-1 原子力発電開発の要因

マレーシアは人口約2,640万人(2006年)、GDP成長率5.9%(実質、2006年)であり、今回調査対象とした東南アジア5カ国の中では最も人口が少ないものの、経済成長率は他の国と同等程度に高く、人口一人当たりの一次エネルギー供給量は5カ国中最も多い。今後のエネルギー消費・電力消費にも高い伸びが予想され、2030年までに一次エネルギー消費は年率3.1%、発電電力量は年率5.8%で伸びる見通しである。

マレーシアはエネルギー資源に恵まれた国である。石油確認埋蔵量は、アジア・太平洋地域にお

いては中国、インド、インドネシアに次いで第4位(2007年)、天然ガスはインドネシア、オーストラリアに次ぐ第3位である。今後の電源多様化においても再生可能エネルギーの開発を最優先とする政策を打ち出しており、特に水力については、サラワク州を中心に大規模な開発を行っている。風力、バイオマス、一般廃棄物、太陽光といった新エネルギーについても、政府の支援により導入促進しており、現時点では原子力発電の導入は考えていない。マレーシアにおける電源別発電電力量構成比の見通しを図4に示す。

図4 電源別発電電力量構成比の見通し



(出所) 第9次マレーシア計画より作成

マレーシアでは1980年に制定された資源利用政策”National Depletion Policy”により、マレーシア国内の天然資源を早期に枯渇させることなく、長期にわたって利用していく方針が定められており、このためマレー半島東海岸・ケルテからのガス供給量は最大2,000mmscfdに制限され、70年間にわたって利用することとされている。半島部の天然ガス精製プラントの能力は、このケルテからの供給分およびマレーシア/タイ共同開発地域(JDA)から供給される300mmscfdを合わせた2,300mmscfdであるが、すでに供給量は平均2,128mmscfd(2007年)に達しており、需給は非常にタイトである。このガスの需要増加に対応するため、JDAのほか、インドネシアやベトナムからも輸入されており、その量は497mmscfd(約23%)に達する。供給分の63%が電力向けであり、31%が電力以外の産業部門向け、6%がシンガポールへの輸出向けとなっている。石油価格が高止まりしている中、安価に抑えられている天然ガスへの需要が集中しており、2007年における石油化学工場などの産業用需要(665mmscfd)は前年度比で約20%増加している。このため、天然ガスの更なる効率的な利用や、石炭をはじめとした他燃料の利用促進を図る施策が求められている。

半島部での需要は今後4.3%/年程度で伸び、2010年には2,647mmscfdに達する見込み(うち、電力需要は1,653mmscfd)で、JDAやインドネシアからの輸入量はさらに増える見通しである。

ガスの需要増大の背景には、経済発展による電力需要増加だけでなく、政府が国内のエネルギー価格を低く抑

える政策を取っていることが要因として挙げられる。国有石油会社ペトロナスはガス供給価格の見直しを政府に要求しており、近い将来に値上げが実施される見込みである。また、電気料金は政府による認可制となっているが、ペトロナスによる電力用天然ガス供給価格が値上がりした場合には、政府は原価上昇分の電気料金への転嫁を容認する見通しである。以上の価格政策の変更が必要増大に対する歯止めとなるかどうかは不透明であり、また経済発展を重視するマレーシア政府が、いつ頃、どの程度の価格転嫁を容認するかも不透明である。

以上より、マレーシアにおける原子力発電導入の必要性については、現在の高い供給予備力、水力発電開発等により、短期的な電力需給面からはさほど高くない。しかしながらガスの需給逼迫は現実のものとなっており、マレーシア政府は石炭へのシフトを進めているものの、その石炭の大半はインドネシア等からの輸入であり、昨今の石炭価格上昇による経済への影響は無視できないものがある。更に、2020年以降の長期的なエネルギー需給を考慮すると、代替エネルギーの今後の導入状況次第では、原子力の早期導入案が浮上してくる可能性がある。

2-2 原子力発電導入計画の概要と体制・導入環境

マレーシアは前述のとおり天然資源の豊富な国であり、今後の電源多様化においても再生可能エネルギーの開発を最優先としており、現時点では原子力発電の導入は考えていない。しかし、主放射線利用を目的とした実験炉による基礎研究は、1972年の原子力技術研究所設立以来、継続的に実施されている。1982年に米国 General Atomic (GA)社製の TRIGA(1MW)が導入され、原子力技術研究所(後、マレーシア原子力庁(Malaysia Nuclear Agency)に改称)において現在まで20年以上、良好な運転実績を蓄積している。これは、IAEAの協力によって ASEAN 諸国内で最初に建設された実験炉であり、原子力エネルギーを平和目的にのみ利用する前提で開発・建設・運転されているものである。また1989年にはカナダ原子力公社(AECL)製 SINAGAWA(照射炉)が導入され、TRIGAと同様、医療などの放射線応用技術の研究に適用されている。

エネルギーとしての原子力利用については、現時点では導入の計画は無いものの、政府は今後2010年までに、2010年から2030年の期間におけるエネルギーマスタープランを策定するとしており、ここでは天然ガスの需給タイト化及び国内資源節約を考慮し、原子力の導入が検討されている。2008年2月、原子力開発計画部(Nuclear Power Planning Division)が政府内に発足し、エネルギーマスタープラン向けの検討を開始した。

半島部の大手電力会社テナガ・ナショナル(TNB)では、政府のそのような動きを勘案し、長期電力需給バランスの計画を策定する上で、2020年以降に原子力発電を導入するケースを想定している。その計画によると、2008年から予備的調査・立地選定・人材育成(30-40人の原子力技術者等)開始、2011年頃から環境影響調査及び設計作業開始、2012年に国際入札、2013年に契約、2015年頃着工、2020年に第1号機運転開始となっている。その後2号機以降が稼働し、2025年頃における原子力比率は8%(200万KW程度)となるとしている。図5に2030年における電源構成想定比率(原子力導入あり/無し)を、図6に原子力導入ロードマップを示す。

図5 2030年における電源構成想定比率

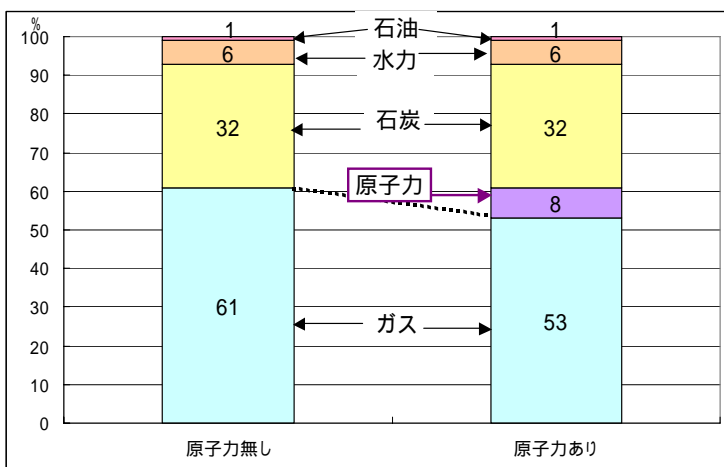
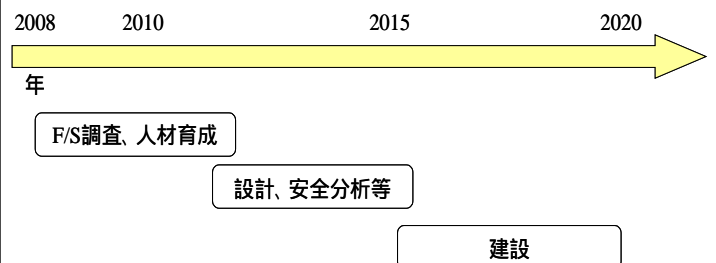


図6 原子力導入ロードマップ



(出所) TNB 資料より作成

マレーシアの投資環境は概ね良好である。経済成長率(GDP)は、97年のアジア通貨危機時にはマイナスに落ち込んだものの、すぐに回復基調に乗せ、近年は5%~7%の水準を達成している。国際収支の経常黒字も定着しており、財政赤字も削減されるなど、良好な経済運営が行われているといえる。また、原子力プラントの所有者として有力な候補である電力会社(TNB)の業績は、堅調な電力需要に支えられて好調である。

また、政府は、マレーシアを国際的なイスラム金融センターとする構想を打ち出しており、イスラム金融への優遇政策を行っている。このため原子力庁では、将来、国が原子力導入をする際には、イスラム系の金融機関によるファイナンスも視野に入れている模様である。

原子力発電所建設に必須ともいえるインフラ整備状況については、1980年代、産業の capability が調査されたことがあり、その結果、土木・建設工事についてはフランスと比較しても産業規模で3分の1程度、製造業者数はフランスの7分の1程度であったという。これは現在にも適用できる結論であるとマレーシア政府関係者は考えており、原子力発電導入に向け、産業基盤としては十分なレベルにあるとしている。

2-3 導入に向けた課題

前述の通り政府は、2010年から2030年までのエネルギーマスタープラン策定に原子力導入を織り込む方向で検討中であり、まずこの計画で原子力導入目標をどの程度具体的に設定するかが注目される。上記図1-6のロードマップ及び図1-5に掲げた「8%程度」に相当する数値目標が明記されることが、2020年の第1号機運転開始に向けては最低限の条件であり、更に、その実現に向け、原子力開発計画部がイニシアチブを取り、プロジェクト実施主体かつ発電所の運営主体である TNB と明確な役割分担のもと、協力して計画を具体化していく必要がある。

主要な課題は資金調達と国民の理解 (PA) である。TNB が実施主体となるとしても政府の債務保証が必要と考えられるが、初期投資の大きな原子力導入にあたっては、ガスや石炭と同じスキームでは TNB でも海外の発電事業者でも選択に二の足を踏む可能性が高い。リスク要因として他にも、電気料金が政府の認可制であることから、原価の高騰分を TNB が吸収しなければならなくなることや、電力需要が想定を下回る事が考えられる。原子力導入の資金計画については、政府ならびに TNB などの関係機関との間の十分な話し合いによる合意のもとで、リスクが一部の組織に集中しないよう策定されることが必要である。

政府による原子力の導入検討はまだ初期段階であり、技術的内容(たとえば、炉の型式)はこれからの検討事項になる。利用率や発電単価などの経済的側面についての関心は高く、当然のことながら初期投資額と維持管理費を合わせたトータルでの価格競争力(発電原価)は重要なポイントになると考えられる。この観点から、2011年頃に想定されている炉型の国際入札において、どのような提案がなされ、マレーシア政府がどのような選択をするのかが注目されることである。

3. フィリピン

3-1 原子力発電開発の要因

フィリピンは人口約8,700万人(2006年)、実質GDP成長率5.4%であり、人口増加を背景に今後も高い経済成長率、一次エネルギー消費の増大が予想される。電力需要も高い伸びを示しており、2005年現在57TWhの発電電力量が、2020年には132TWh、2030年には215TWhとなると予想されている。

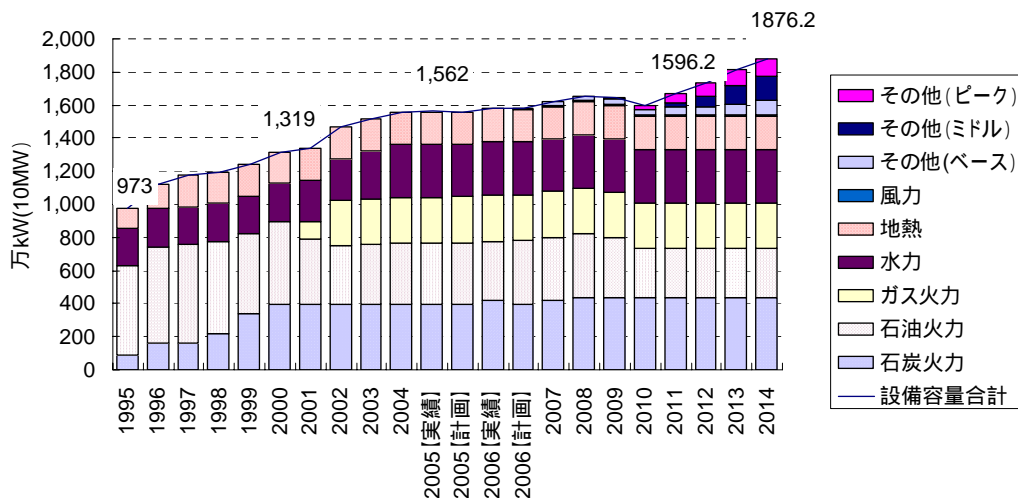
従来、フィリピンの火力発電の主力は石炭及び石油火力であった。しかし1995年から2000年にかけて石炭が年率38.8%と急激に伸びているのに対して、軽油、重油といった石油燃料は発電燃料のシフトに伴い急激に減少している。2000年以降は石油だけでなく石炭の投入量も減少に転じる一方で、火力発電所の商業運転の本格化などを受けてガス火力発電が拡大している。

発電設備容量は、2006年現在1,580万kWと、1995年の約1.6倍に拡大している。電源別に見てみると、1997

年まで総設備の50%以上を石油が占めていたが、天然ガスのシェア拡大に伴い急速に減少、2006年現在では22.8%にまで低下している。一方石炭は2006年には1995年の約4.9倍に増加し、構成比の約26%を占めている。

フィリピン政府の見通しでは、今後発電設備容量は2014年にはフィリピン全体で18,761MWまで拡大する見通しとなっている。図7にフィリピン政府による2014年までの電源開発の見通しを示す。2014年までの電源開発は、温室効果ガス排出抑制に向けて、天然ガス火力と水力、再生可能エネルギーを中心に行われ、石油火力や石炭火力は新規電源開発には含まれていない。よって2014年以降は開発計画が未定であることもあり、国内に豊富な資源量がある石炭が中心的な役割を果たし、再生可能エネルギーは開発が進捗するもののシェアは微増にとどまると予測されている。更に今後2010年以降、電力需要増加の特に著しい首都マニラのあるルソン地区では再び電力不足に見舞われる可能性があり、新規電源開発及び燃料の安定確保はフィリピンにとって緊急の課題である。

図7 2014年までの電源設備容量の見通し



(出所) エネルギー省「Philippine Power Statistics」、エネルギー省「Philippine Energy Plan 2006 update: Power Demand and Supply Outlook」より作成。グラフは両データを連続表示したもの

なお、石炭も天然ガスも、国内生産のみならず輸入も行っており、今後は特に天然ガス需要増加を視野に入れ、政府は積極的な開発及びパイプライン・LNGによる輸入プロジェクトを計画している。主要なパイプライン計画として、「Bat-Man」(Batangas～Manila間、80～100km)、「Bat-Man」(Bataan～Manila間、130～150km)、「Bat-Cave」(Bataan～Cavite、海底、40km)などがある。「Bat-Man」については2009年、「Bat-Man」は2012年までの完成を目指している。LNG基地について、フィリピンエネルギー省は2003年10月、受入基地の建設を検討する可能性があることを明らかにしている。また、現在でもアメリカに次いで世界第2位であり、2007年現在、世界の地熱発電設備容量の約20%にあたる約1,970MWとなっている地熱発電⁵をはじめ、再生可能エネルギーも積極的に開発を進めているが、容量・シェアとも微増にとどまる見通しである。

1992年から93年にかけて、フィリピンでは大規模な電力不足が発生した。当時政府はこれに対し、外資を中心としたIPPを積極的に導入することにより電力不足解消を図ったが、電力供給を最優先としたためにIPPに有利な契約が多く、発電コストが上昇したため、電気料金が高騰した。2006年現在、バンコクやジャカルタ、ハノイといった東南アジア主要地域の電気料金が概ね0.05US\$/kWh程度であるのに対し、マニラでは0.1US\$/kWhとなっているのは、この影響によるものである。

以上のように、石炭・ガスの多くを今後とも輸入に依存することとなるフィリピンにおいては、国内のエネル

⁵ GEO-HEAT CENTE「World Geothermal Generation in 2007 September 2007」

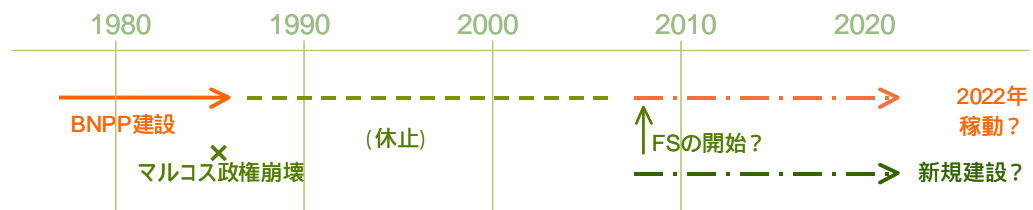
ギー需要増加に追従するだけの燃料が確保できる保証は乏しく、自国内に安定した大容量電源を持つ必要性は高い。政府は現在のところ、再生可能エネルギーに大きな期待をかけており、開発計画もあるが、計画通りの開発に不確実性が大きい上、石炭やガスの比率を有意に下げられるほどの影響力はない。従ってフィリピンにおいても原子力発電が将来の電源構成の中に位置づけられる根拠はあると言える。

3-2 原子力発電導入計画の概要と体制・導入環境

フィリピンではマルコス政権下の1976年にバターン半島においてWestinghouse社製62万kWのPWR（BNPP）が着工され、1985年時点で既に90%以上の完成が見られていた。しかしこの原子炉は安全性・経済性上の問題や政治汚職等の問題があるとしてアキノ政権下で運転認可が見送られ、結局現在に至るまで運転されていない。過去に

この原子力発電所を石炭火力に転換して使用することなども検討されたが、多額の費用がかかることから実施は見送られてい

図8 フィリピンにおける原子力発電所建設の経緯と見通し



る。BNPPの建設はフィリピン政府に対し、長年に亘って多大の借金を強いることとなり、2007年になってようやく借金が完済された。

近年になって原油価格の高騰を受け、原子力発電が同国の電源開発のオプションとして再度浮上し、議論がなされている。現在のアロヨ大統領は2010年の任期中は原子力発電所を建設しないことを明言しているものの、将来のオプションとして保持できるよう人材育成に着手していると報道され、またIAEAは2008年1月29日に停止中のBNPPの稼働可能性に関する調査を行うため同地を訪れている。更に、レイエス・エネルギー省長官は、BNPPの使用検討も有力な選択肢であるとコメントしており、運転開始まで通常ならば17-20年の期間が必要であるとしているが、政府は2022年、あるいは更に前倒しでの稼働も期待していると言われている。以上の経緯及び将来の開発見通しを図8に示す。

今後フィリピンにおいて原子力を導入する方法としてはBNPPの原子炉を改修し、使用する、他のサイトに新規に原子炉を建設する、の2つの選択が考えられる。この選択の可否についてはIAEAのレポートを待って判断しなくてはならないが、BNPP自身既に建設中止から20年の年月が経過していることから、これを改修し、現在の世界水準の軽水炉として稼働させること自体にもかなりの費用が必要となると考えられる。

なお、2008年4月現在、フィリピンにおける原子力導入開発推進体制は正式に組織されていない。

3-3 導入に向けた課題

フィリピンで原子力発電を導入するためには、以下のような問題がある。

(1) 政策推進体制

現在の制度上、電源開発計画を策定し、実施するのはDOEであると思われるが、DOEは過去にBNPPの建設中止とともに廃止されたという経緯もあり、原子力発電を導入すべく十分な予算も専門家も有していない。またフィリピン自体が政権の交代によって体制も方針も大きく変化する国であり、長期の時間をかけて計画を着実に実施することは難しい。今後原子力発電に関して更に差し迫った必要が生じない限り、原子力発電開発を計画し、実施するための体制は作られにくいと思われる。

(2) 資金調達環境

BNPPの建設はフィリピン政府に多額の財政負担を要求したという経緯もあり、国家予算の規模からも、現在の政治体制からも、政府の予算内から今後新規に原発を建設する費用を拠出することは難しいと思われる。また、電力公社(NPC)は今後縮小しIPPによる電力供給がメインになるため、民間で独自に原子力発電所を建設し、運転することも事実上不可能である。結局フィリピンが独自で資金を調達することは難しく、ODA等海外からの資金を当てにしなければならない。

(3) 国民的コンセンサス

BNPPはマルコス政権の負の遺産として国民に広く認識され、原子力に対する国民感情は必ずしも良くない。これを克服するためには、今後国民に対する啓蒙活動等を積極的に行っていく必要がある。

(4) 人材の確保

BNPPの計画中止後既に20年以上が経過しており、原子力発電を実施するための専門家が不足している。政府は人材育成プログラムを計画し教育を行う方針であるが、まだこれから人材を教育しようとしている段階であり、今後の大きな課題であると言わざるを得ない。

(5) 国内の産業体制

海外のメーカーがフィリピン国内において原子力プラントを建設するためには、機器や部品等をある程度国内で調達する必要があるが、それに応えるべき産業がフィリピンには十分に育っていない。このため部品を海外に多量に輸入する必要が生じ、また建設等に係る現地の下請け体制の問題からも計画が大幅に遅延する可能性がある。

これらの問題を克服して原子力導入を行うには、かなりの時間を要すると思われる。フィリピンが今後2030年までの間に原子炉を建設し、運転開始することができる可能性は低い。

同国の原子力計画を進めるためにはまずFeasibility Studyが必要であり、それを実施するための費用を海外に望む声もある。同じ地震国として日本が原子力発電の可能性に関する知見を提供すること、もしくは20年放置されていたBNPPの原子炉の使用可能性についてより精密な調査を行うことは、同国の原子力発展にとって有益であるかもしれない。しかしそれ以上に、まず必要とされているのは人材の教育・訓練や制度設計等、ソフトウェア面での協力であろう。

4. タイ

4-1 原子力発電開発の要因

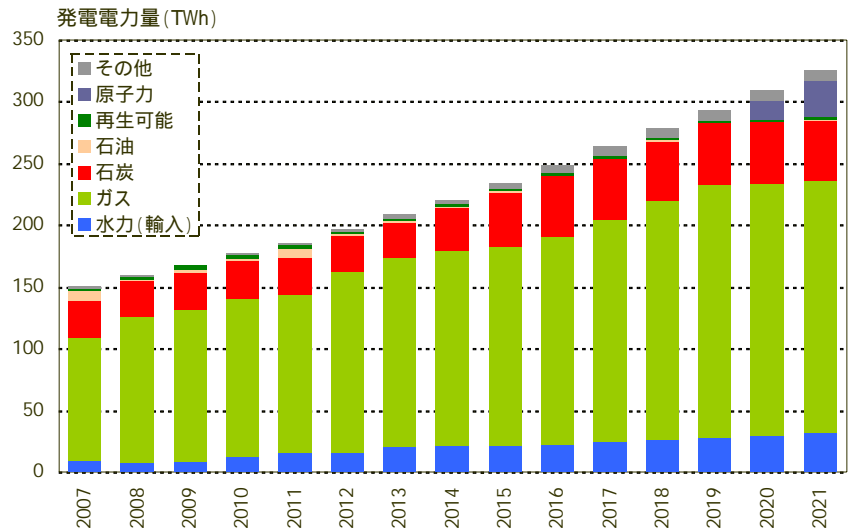
タイは人口約6,500万人、実質GDP成長率5.1%であり、外国資本の工場などを多く有する工業国である。今後2030年にかけて、人口増加率はさほど大きくは無いと考えられるが、GDPは年率4.7%で増大し、それに伴い一次エネルギー供給は年率4.1%で拡大すると予測されている。

経済成長に伴い、電力需要の増大も著しい。1997年から2006年にかけて10年間の発電電力量の伸びは年率4.9%であったが、タイ電力公社(EGAT)が2007年に発表した2021年までの電源開発計画“Power Development Plan 2007 (PDP2007)”によれば、今後も2007年から2021年にかけて5.7%で伸びる見通しである。

この電力需要増大のうち大半を担ってきたのは、現在発電電力量の約7割を占める天然ガスである。しかしながら2004年頃からタイ湾における埋蔵量が減少傾向にあり、今後はタイ湾からのガス生産が枯渇に向かうと考えられていることから、天然ガス火力を減じてエネルギー源を多角化する努力が行われている。その第一として挙げられるのは石炭であるが、NOx、SOx等の環境問題のために住民の反対により石炭火力発電所の建設は大幅に遅延する傾向にあり、石炭の導入は進んでいない。PDP2007では2021年まで石炭火力の導入は進まず、天然ガスの生産量減少にもかかわらず、シェアは依然として高水準に止まる見通しである。図9にPDP2007による2021年までの燃料別発電電力量見通しを示す。

図9 タイにおける2021年までの燃料別発電電力量の見通し

電力需要増大に対応するための第二の選択として原子力の導入が検討されている。PDP2007では2020年に200万kW、2021年に200万kW、計400万kWの原子力発電所の商業運転を開始することとしており、これにより、天然ガスのシェアを2021年には62.8%に低下させることができると予測している。



(出所) EGAT, Power Development Plan (PDP) 2007

以上のとおり、タイにおける今後の主要電源としては、石炭火力の増設に課題が多いこともあり、天然ガスが最有力であると考えられているが、天然ガスへの依存度を今以上に上げることが電力安定確保の観点からは好ましくないことは、政府も危惧するとおりである。従って特に天然ガス価格の高騰が続く今後、タイにおいても原子力発電が将来の電源構成の中に位置づけられる根拠はあると言える。

4-2 原子力発電導入計画の概要と体制・導入環境

タイでは1962年に「原子力平和利用法」が制定され、1967年には電力庁（現在のEGAT）が原子力発電所建設計画を策定、1982年ころに建設する許可が降りていたが、タイ湾の海底天然ガス田の発見により経済性で天然ガス発電のコストに勝てないことなどから計画は中止され、現在オンガラク原子力研究センターの試験研究炉のみが運転されている。

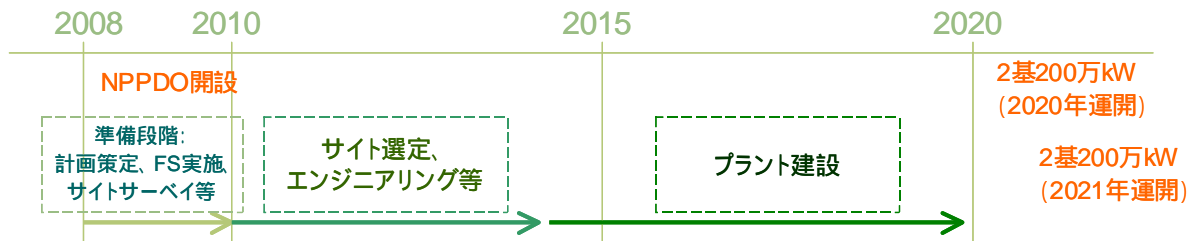
現在電力需要の急速な進展が見込まれる一方で国産ガスの生産量は減少する見込みであり、エネルギーの多様化が急務な課題となっている。その一環として、また高騰する化石燃料価格を背景として、近年原子力発電所建設への動きが再度急速に高まっており、産業界にも原子力計画を加速すべきとの意見が多いとも報じられている。

2007年4月には原子力制度準備委員会（Nuclear Power Infrastructure Preparation Committee：NPIPC）が任命され、ここで策定された原子力制度準備計画（NPIEP）が12月に内閣により承認された。この際同時に原子力発電のための準備を行うための機関として原子力発電所事業開発事務局（Nuclear Power Program Development Office：NPPDO）を開設すること、その予算として3年分で18億バーツ（60億円程度）を計上することが承認され、EPPD、EGAT、OAP（Office of Atoms for Peace）等関係諸機関から人員を集めることとなった。NPPDOは2008年1月に正式に発足し、既に活動を開始している。

今後、NPPDOではPDP2007に従い、2020年に100万kW級の原子炉を2基、2021年に更に2基導入することを目指し準備を進めている。この4基の原子炉は全て同一のサイトに建設されることが想定されており、今後、FSの実施、環境影響調査及びサイト選定等の作業を経て、2015年以降建設に着手することとしている。図

10に、タイにおける原子力導入計画の概要を示す。

図10 タイにおける原子力導入計画の概要



タイの電力業界では外資を含むIPP及びSPP（Small Power Producer）の導入が進んでおり、2006年現在、IPP及びSPPによる発電電力量の50%を占めている。残り50%を占める国営電力会社EGATについては、1992年以来民営化に向け政府の取組みが進められ、2005年には株式会社されたが、EGATの労組や、過去にEGATが引起した水力・火力発電所による環境破壊の責任放棄を懸念する市民グループ等の反対運動があり、2006年3月には最高裁により差し止め命令が出され、民営化の動向は不透明となっている。

IPPではガス・石炭火力を、SPPではコジェネレーション・バイオマス発電を中心に発電容量を伸ばしている。IPPやSPPの発電電力はEGATが購入して送電を行う体制であり、今後も発電電力量の約半分をEGATが、残りを独立電気事業者が占める体制が続くものと思われる。IPP及びSPPには外国の資本が積極的に導入され、日本からも電源開発や中部電力等が参画している。

今後原子力発電が導入された場合、主体となるのはEGATである。過去の原子力計画時に複数の候補地が選定されており、バンコクから遠くない海岸線付近が選定の対象となると思われるが、現状ではこれから新たにサイトを選定する方針である。資金環境についてはEGATの民営化の動向にも依存することとなるが、原子力開発は国家を挙げてのプロジェクトであり、大きな支障なく進展する可能性が高い。

4-3 導入に向けた課題

タイの原子力計画は現在ちょうど新しく始まったばかりである。過去の原子力計画時の技術者は既に定年を迎えようとしており、今後原子力導入を推進するためには人材の育成から始めなくてはならない。また、サイトの候補地として過去の原子力計画時に幾つかの候補は挙げられていたが、今回サイトについても新しく選定する方針であり、バンコクから遠くない海岸線付近ということ以外具体的には何も決っていない。このような現状を考えると、計画通り2020年に初号機の運転を開始することは困難であると思わざるを得ない。

しかし政府上層部は同国における原子力発電の必要性を十分に認識しており、その実現に向けて着実な計画を立て推進している。この計画ではサイトの選定・プラントの建設のみならず人材の確保が急務であることを認識しその育成を目指しており、またパブリック・アクセプタンス等への配慮も視野に入れている。また同国は既に自動車産業などの導入された工業国であり、機器組立て等の下請け体制も比較的しっかりしていると思われる。大容量電源を設置する際の必須条件である送電網も、EGATが一元的に管理しており、送電線の不備や電源設備不足による停電はほとんど生じておらず、インフラは整備されているといえる。

現在、タイの原子力発電導入計画を聞いた日本・米国・フランス・ロシア等、世界中の原子力プラントメーカーが既に同国を訪れ、受注獲得を狙っている状況である。これらのことから、最終的に2030年頃までには、多少の遅延を含みつつも実際に原子力導入が行われる可能性が高いと思われる。

5. ベトナム

5-1 原子力発電開発の要因

ベトナムは人口約8,400万人（2006年）実質GDP成長率8.2%であり、今回調査対象となった東南アジア5カ国の中では最も高い経済成長率を誇っている。今後も8%前後のGDP成長が継続する見通しであり、2030年まで見ても年率平均6.3%の成長率が続き、それに伴い一次エネルギー供給も年率平均5.5%で伸びると予測されている。

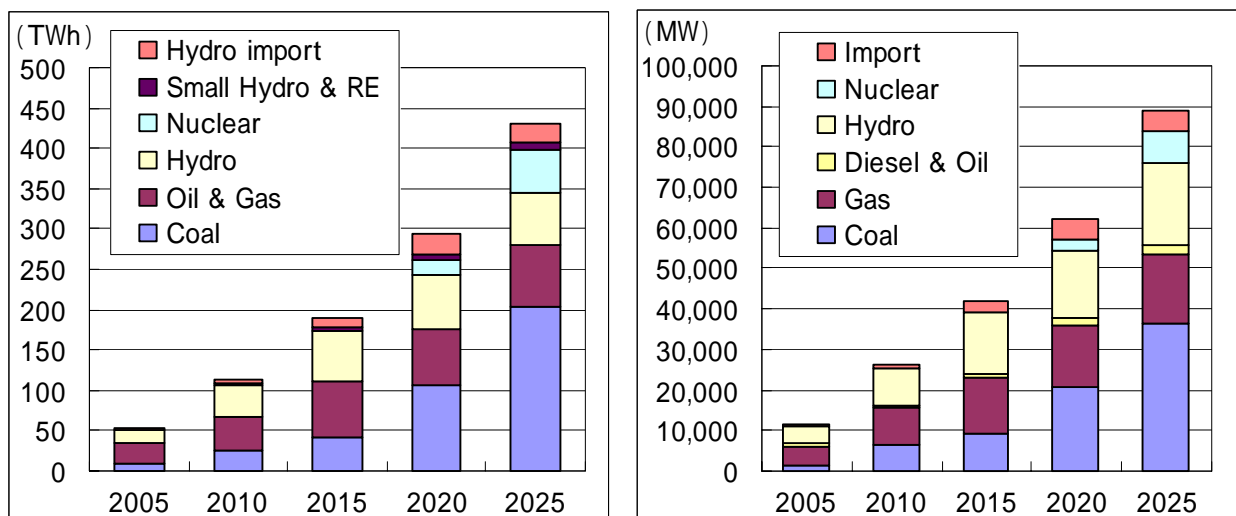
電力需要も急増しており、1996年の電力需要13.4TWhが2005年には45.6TWhと、平均増加率15%で約3.4倍に増加している。最大電力は1996年の3.20GWから2005年に10.5GWと3.3倍となっている。

この急激な電力需要の増加に対応するため、ベトナム政府はIPPおよびBOT（Build-Operation-Transfer）スキームの導入により、民間資本による電力部門への投資を促してきた。その結果、2005年末のベトナムの発電設備容量は11,340MWに達し、うちIPPは22.2%を占めるに至っている。

2007年7月に正式に承認されたベトナムの電源開発計画「2006～2015年間の電力部門開発基本計画と2025年までの展望」（Master Plan for Power Sector Development in the Period 2006 - 2015 with Perspective to 2025、PDP6）によれば、発電電力量は2005年の52.05TWhが2025年には431.69TWhに、発電設備容量は11,340MWから88,848MWに、共に20年間で約8倍になる見通しである。電源別に見ると、水力、石炭、天然ガスの発電電力量、発電設備容量は総じて増加するが、構成比では石炭の割合が増加し、天然ガス・水力の割合が若干低下することとなっている。

図11に、ベトナムの2025年までの電源別発電電力量及び発電設備容量の見通しを示す。

図11 ベトナムの2025年までの電源別発電電力量及び発電設備容量の見通し



（出所） STRATEGIC ENVIRONMENTAL ASSESSMENT OF THE HYDROPOWER MASTER PLAN IN THE CONTEXT OF THE PDP , Asian Development bank より作成

ベトナムは石炭・天然ガス・石油の資源が豊富な国である。石炭に関しては良質の無煙炭が多いこともあり、世界有数の無煙炭生産・輸出国であるが、今後は、ベトナム石炭・鉱物公社（VINACOMIN）が立案した「石炭開発マスタープラン2006-2015年（案）」によれば、2006～2025年の石炭需要が年平均10.6～10.8%で増加するのに対し、国内石炭生産は同2.2～2.8%程度とかなり低い伸びを見通している。このため、2015年頃からは輸出量を最小限にとどめ、供給不足分をインドネシアやオーストラリアからの輸入で補う計画である。再生可能エネルギーについては開発の余地もあり、実際に開発も進捗中であるが、目的は大容量電源確保というより地方電化に重点があり、ベトナム全体におけるシェア増大に期待は出来ない。

以上のように、ベトナムは東南アジアでも有数の石炭・ガス資源の豊富な国であり、インドネシアやタイのよ

うに既に資源輸入国となっているわけではない。そのようなベトナムでさえ、増大する国内のエネルギー需要を今後とも満足できるかは不確実性がある。よって、ベトナムにおける原子力開発の意義は、現在及び短期的な将来の需要というより、中長期的な将来の電源構成の中に位置づけられるものといえる。

5-2 原子力発電導入計画の概要と体制・導入環境

ベトナムで商業用原子力発電所の導入に向けた検討が開始されたのは1990年代である。1996年、工業省及び科学技術省により、「ベトナムにおける原子力導入に関する調査」が実施されており、これに関しては日本やその他の国から原子力研究機関、原子力企業から専門家の協力を仰いでいる。2001年から2003年にかけては、これを受け、総合可能性予備調査（プレFS）が実施され、2003年11月に報告書が取りまとめられたが、このときも日本はじめ韓国、フランス、ドイツといった原子力発電の先端技術を有する国が協力し、ベトナム政府に対して助言を行った。プレFSの調査とほぼ同時並行で「2020年までの原子力平和利用戦略」が策定され、この中で始めて、2020年前後を目処に原子力発電の導入をしていくことが目標に掲げられた。

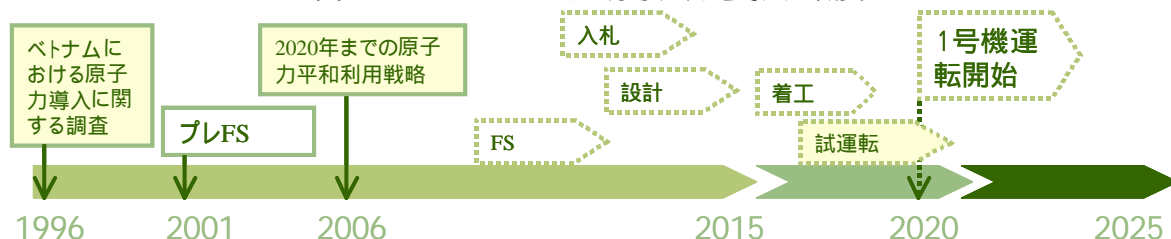
2003年まで実施されたプレFSが首相府に提言されたのは2005年8月である。この中でベトナムにおける原子力発電導入に向けて、安全・法規制、国際協力・協定、人材育成、PA（Public Acceptance）、原子力発電技術、燃料取扱・廃棄物処理、原子力発電の必要性、立地選定、環境評価、建設管理、運転・保守、経済財務分析の12項目が検討された。ベトナム政府は、2020年に商業用発電所1号機の運転開始を目指す際の立地候補地として、南部Ninh Thuan省内の2地点（Phuoc Dinh、Vinh Hai）を挙げている。

その後、2006年1月に「原子力平和利用に関する2020年までの長期戦略」が首相決定されている。その戦略は次のとおり要約される。

- ・原子力発電所初号機は2015年までに建設開始、2020年までに運転開始を目指す。
- ・建設、運転両面を視野に入れたパートナー選定を実施する。1)技術調査、2)パートナーからの技術移転、3)運転開始後10年の技術発展、の3つのフェーズで、国家主導で実施する。
- ・原子炉および燃料についても国内製造（燃料に関するウラン調達含む）を視野に入れる。
- ・MOST（科学技術省）を中心に国家戦略の具体的遂行を図り、関係各省はこれに協力する。

2007年7月、これを受けた「2007-2020原子力エネルギー計画」が首相により承認され、ベトナム原子力庁（Vietnam Atomic Institute）が導入に向けた本格研究を主導することとなり、MOIも、人材育成や基礎研究充実にに向けた取組みを開始することとなった。2007年9月には、ベトナム電力公社EVNの中に「原子力・再生可能エネルギー投資準備委員会」が発足し、将来の原子力発電所所有者と目されるプロジェクト推進主体側の体制整備が開始された。ベトナムにおける原子力発電導入の概要を図12に示す。

図12 ベトナムにおける原子力発電導入の概要



以上の通り、ベトナムは商業用第1号機の2020年における運転開始を目指し、本格的な検討を始めたところであり、現在は各国との支援協力のあり方について協議をしている段階である。導入される炉型、採用されるプラントメーカー等については未定である。

発電事業に関連するインフラ整備及び資金投資環境について概観する。

経済発展に伴い電力不足・インフラ不足が深刻化しているベトナムにおいては、外資の支援によるインフラ整

備は必須である。特に石炭火力、天然ガス火力発電設備の増強が望まれており、制度上も IPP 事業あるいは BOT 方式による 100%外資参入が認められていることもあり、既にこれを利用して日本の九州電力や東京電力が BP や EDF と共同で IPP 事業を展開中である。再生可能エネルギーに関しても、風力発電、太陽光発電、バイオマス、ハイブリッド燃料電池等の分野で既に日本はじめ各国が研究段階の取組みを始めている。資金調達枠組みについても、送配電設備・地方電化・マイクロ水力・石炭火力の環境対策等を対象として国際協力銀行が円借款を行うなどのスキームもあり、参入に必要な事業環境は一応整備されているといえる。

ベトナム政府はインフラ整備に際して自ら資金投入することより、まず円借款、ODA、低金利での融資、といった形態で海外資本導入を図る姿勢を取っている。日本との間においても、日越投資保護協定（2004年12月発効）2003年12月に署名された「日越共同イニシアチブ」及びそれに基づく行動計画の締結等、投資環境改善に積極的であり、それらもあってベトナムにおける海外直接投資（FDI）は年々増加している。

以上より、日本などの外国企業から見たベトナムは、ODA や円借款などの枠組みを利用するにせよ、FDI にせよ、投資環境・事業環境としては概ね整備されているといえるものの、個々の事業リスクについては慎重な判断が求められ、特に発電事業に際しては送電インフラ等が未整備であることに留意する必要があるであろう。

5-3 導入に向けた課題

前節まで述べたとおり、海外企業から見たベトナムの発電部門における投資環境は良好であり、日本を含む外資導入の実績も多数あり、経済状況も安定しており、投資リスクは比較的低い国であるといえる。ただし、送電インフラの整備見通しに不確実性があり、大容量の原子力発電所を建設するにあたり、どの地点に何時ごろまでにどのくらいの容量の送電網が必要か、詳細な検討をする必要がある。

ベトナムは 1990 年代から日本をはじめ諸外国との協力により原子力発電導入を検討してきた経緯があり、東南アジアの中では最も計画が進んでいる国の一つであり、いずれ原子力発電を導入することはほぼ確実と見られている。しかし問題は時期と計画の成熟度であり、1990 年代の予備的検討から 10 年以上、2001 年のプレ FS 開始から 7 年が経過した現在も未だ本格 FS 実施の承認が出ていないことは、推進体制が未だに確立していないことに起因する。ベトナム政府は、本格 FS 実施と並行して国際入札、パートナーの決定を行い、その後技術仕様の詳細検討、設計作業に入るとしているが、予定着工年である 2015 年まであと 7 年の間に、これだけの作業と必要な人材育成が可能かどうかは疑問といわざるを得ない。ベトナムの原子力導入に支援・協力を行う国としては、資金調達計画や技術支援にあたり、これまでの技術・人材交流から得られた知見をベースに、拙速にならない程度の迅速な投資意思決定が何より求められるといえる。

6. 東南アジア5カ国の原子力発電導入可能性（総括）

前章までは、2020年前後に原子力発電の導入を検討している東南アジア5カ国について、それらの国における原子力発電の必要性とその背景、導入計画の概要と進捗状況、導入環境と見通し、導入にあたっての課題について整理した。本章ではそれらを総括し、東南アジア5カ国における原子力の推進要因、導入の現状と見通しについて展望することとする。併せて、これらの国々に日本の原子力産業界がどのような貢献が可能か、各国の実情を踏まえた考察も行う。

インドネシアでは2017年、マレーシアでは2020年かそれ以降、フィリピンでは2022年頃、タイでは2020年、ベトナムでは2020年と、各国ともに2020年前後での原子力発電導入を計画している。これらの国に共通する原子力導入の要因は、急速な経済成長に伴う電力需要の増加であり、大容量の電源が早期に必要なとされていることが第一であるといえる。供給予備率が44%と比較的高いマレーシアでは、原子力導入は現在のところ正式に計画入りしておらず、緊急の必要性は低いが、それでも2020年以降の需要増加に関しては原子力も有力な電源と考えられており、それに向け、導入の検討が開始されたところである。

また、単に電源設備容量の確保だけでなく、石炭あるいは天然ガスへの依存度を低下し、それらの消費増大を抑制する、あるいは戦略的輸出用資源として活用するための電源多様化も、原子力導入の大きな要因となっている。昨今、原油価格の上昇に伴い、天然ガスも石炭も価格上昇が著しくなっており、これらの資源を節約するだけでなく、輸出用資源として活用することも、高い経済成長を維持していくためには重要な政策であるといえる。

原子力導入にあたっての各国に共通する課題は、人材育成、技術基盤の導入・整備、推進体制の充実、送電線等のインフラ整備である。このうち原子力の技術レベルに関しては、現状で各国間に大きな差は無く、いずれの国においても試験炉を所有し原子力技術研究機関において基盤的な研究が実施された経緯があり、建設中断中のパターン原子力発電所を有するフィリピンを除き、どの国も新規に原子力発電開発を進めようとする段階であり、人材育成が大きな課題であることは共通している。

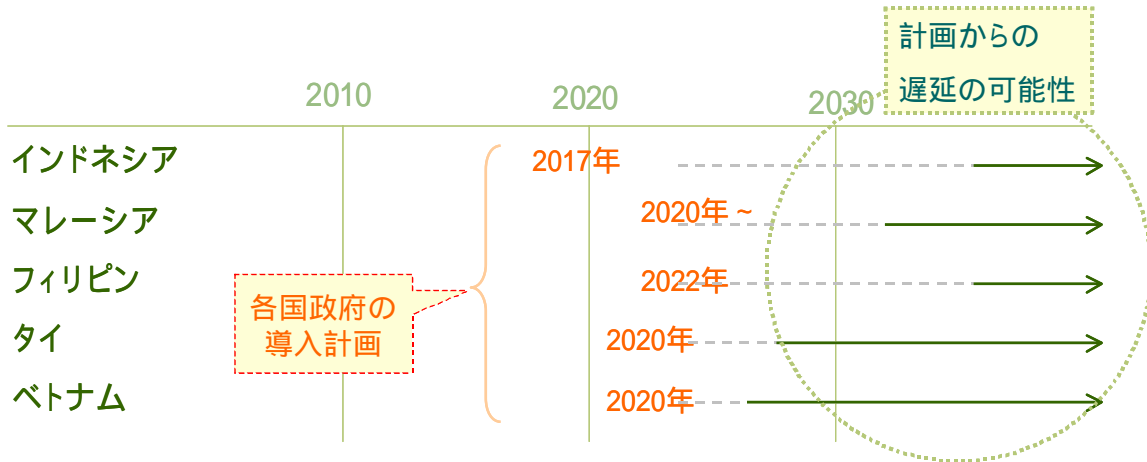
各国間で大きく状況が異なるのは、原子力導入の推進体制の整備状況、電力事業の状況、投資環境、インフラ整備状況である。政府や関係機関の推進体制が、完全とは言わないまでもある程度整備されており、比較的スムーズに計画の具体化が予想されるのが、ベトナム及びタイである。対照的に、推進体制や役割分担が明確でなく、実施主体も明確化していないのがインドネシアであり、マレーシアでは政府内に推進組織が発足したばかりであり、フィリピンに至っては政府の推進組織がまだ無い。投資環境、インフラ整備状況に関しては、比較的良好と思われるのがマレーシア、タイ、ベトナムであり、特に発電事業における海外投資実績の豊富なタイ及びベトナムは、投資環境としては5カ国のうち最も良いといってもいいであろう。経済状況が良く投資リスクが比較的低いという観点ではマレーシアも好条件であるが、マレーシア国内の電気料金規制及びエネルギー政策動向で原子力発電が正式に計画上位置づけられていないことが、現時点での阻害要因であろう。

いずれにせよ、各国2020年頃の導入計画は技術上最も早い導入のケースと見るべきであり、立地・制度設計・人材育成等に要する時間を考慮すると、計画は数年以上遅延する可能性が高い。それを踏まえて各国について見通しを概観すると、以下ようになる。

- ◆ 推進体制の整ったベトナム・タイでは多少の遅延を含むにせよ、比較的順調に原子力計画が進展すると考えられる。
- ◆ フィリピンでは早期にBNPPを利用する可能性もあるが、推進体制の面からは、大幅な遅延も想定される。
- ◆ マレーシアでは早急な原子力導入の必要がないため、早期の導入は考えにくい。
- ◆ インドネシアではインフラ整備状況や投資環境から、大幅に遅延する可能性が高い。

東南アジア5カ国の原子力導入計画の見通しを図13に示す。

図13 東南アジア5カ国の原子力導入計画の見通し



7. 日本の原子力産業の参入・貢献可能性

日本は東南アジア諸国に対し、1990年代頃から積極的に政府間及び民間で原子力分野の技術交流・支援をしてきている。各国政府間の交流は、原子力委員会が1990年3月に「第1回アジア地域原子力協力国際会議」を開催して以来であり、その後1999年に同会議が「アジア原子力協力フォーラム(FNCA)」に移行してからも積極的な支援を継続しており、先進諸国の中では最も早くから東南アジア諸国に対して幅広い分野で支援をしてきたといってもよいであろう。そのほかにも例えばインドネシアに対して、1991年8月から日本の電力系コンサルタント会社ニュージェック社がインドネシア原子力庁(BATAN)の委託を受け、原子力発電導入のフィージビリティ・スタディを開始し、1993年に報告書を取りまとめている。

しかし、そのことは直ちに今後、日本の原子力企業が東南アジア諸国の原子力開発推進パートナーとして選定される要因にはならない。日本と相前後して、フランス、ロシア、米国といった国々も原子力導入の予備的調査に協力しているし、近年は韓国・中国の政府や企業の働きかけも活発である。例えばインドネシア政府は2006年11月に中国と、同12月に韓国とエネルギー分野に関する協力協定を締結し、韓国のKEPCOとインドネシア電力PLNが提携して原子力発電の立地調査を実施している。またベトナムではフランスがプレFS段階から継続的に支援をしており、2007年7月には原子力平和利用に関する二国間協定(ベトナム原子力委員会とフランス原子力委員会との間で締結された協定が政府間協定となったもの)を改訂し、人材育成やプラント建設に関する11項目の協力内容を確認した⁶。また2007年7月にベトナムは、韓国との間でも将来の商業用原子力発電所導入に向けた協議の場を立ち上げている⁷。これは両国間で2006年に締結された原子力協力に関するMOUの延長であり、併せて両国間の貿易保険、技術やエネルギー分野の交流など幅広い内容を含むMOUも締結されている。更に米国、ロシアも、それぞれベトナムの原子力発電所建設に協力することを政府首脳会談の場などで公表している⁸ほか、タイでも同様の動きがある。

日本は世界で3番目の原子力発電設備容量保有国であり、また最初に商業化に成功したのも1960年代と、世界でも歴史のあるほうであるが、フランスや米国は更に歴史も古く、設備容量も運転経験も豊富である。その中で日本の強みを挙げるとすれば、まずODA等による経済援助・技術支援の豊富な実績があり、特にアジア地域ではFNCA等を通じた原子力協力体制が長期間継続してきたこと、またフランスや米国といった世界最大の原子力発電保有国にさえも、原子力設備の納入実績があることから明白な、高い製造技術力であろう。特に原子力分野に限らない発電設備の高い品質に関しては、世界でも定評がある。

一方で日本がフランス、米国、それにロシアと比較して明らかに不利である点が、日本にはウラン生産・濃縮

⁶ 2007年7月12日、Vietnam News Brief Service

⁷ 2007年7月3日、BBC Monitoring Asia Pacific

⁸ 2007年6月28日、RIA Oreanda / 2007年9月13日、Inside Energy

といった核燃料サイクル上流過程の技術及び設備が無いことである。フランスにはウラン生産設備こそ無いものの、世界の多数のウラン生産国にフランス企業の出資する鉱山があり、転換・濃縮・再転換の全ての上流過程を国内に有し、更に再処理施設も有している。ロシアも同様であり、特に濃縮設備容量は世界一である。米国も濃縮設備を有しているほか、濃縮ウランの在庫が豊富にあり、かつて日本や台湾等に原子力発電を導入した際には濃縮ウラン供給保証も併せて導入していた。これらの国々が今後、東南アジアに向け、原子力発電に必須である燃料供給保証とセットで売り込みを行うとすれば、それらのチェーンを持たない日本に比べて相当優位に立つ可能性がある。

また、原子力以外の分野における交流の歴史については、日本も決して浅くはないものの、タイ・マレーシア等の経済界では中華系の人々が大きな力を有しており、自国独自の原子炉技術を中国が主張してきた場合、その影響力も決して小さくはない。また、韓国の企業も近年、価格競争力だけでなく技術力も日本と比肩するレベルとなってきており、日本の誇る高品質がいつまで世界トップレベルであると言えるかについては油断できない状況となっている。

以上より、日本が東南アジアの原子力開発に大きく貢献し得る可能性は高いものの、他国に比べて「群を抜いて有利」であるわけではないといえる。東南アジア各国の外交政策では、貿易・投資及び経済回復を支援できる諸国との二国間関係を望む声が高く、原子力発電導入にあたり協力する国の条件としても、ただ導入して終わりではなく、継続的に経済発展を視野に入れた関係が築けることを挙げている。その国の経済発展・技術向上・社会基盤レベル向上に貢献できる行動の一つとして、アジアの中では最も早期に原子力発電を導入・実用化し、現在では世界第3位の原子力発電実績を有し、また核拡散防止と査察対応の技術に関しては世界トップレベルといわれる日本が、自国の持つ原子力発電に関する技術で貢献する姿勢を示していくことが参入条件の1つとなるであろう。その際に、ひとくちに「東南アジア」といっても、国情や社会の体制は国ごとに大きく異なることを踏まえ、例えば推進体制やインフラが比較的整備され計画の具体化も進んでいる国に対しては、プラント設計・機器製造等を含む最先端の技術的協力を重点を置き、インフラが未整備で社会・経済状況も不安定な国に対しては、社会的基盤の整備等、より包括的な支援をしていく等、各国のニーズを踏まえた姿勢が望まれる。

8. 全体総括及びインプリケーション

本稿においては、近年原子力発電導入計画が具体化しつつある東南アジアの5ヶ国を対象として、各国のエネルギー政策動向、他エネルギーの開発動向等も踏まえ、原子力発電導入計画の実現可能性を分析し、課題の整理を行うとともに、日本の原子力産業がこれらの国々に貢献できる可能性についても併せて述べてきた。以下にその内容を総括するとともに、日本の原子力政策立案関係者及び原子力産業界に向け、今後の原子力産業の国際展開にあたって何に留意すべきかという観点からインプリケーションを述べることとする。

東南アジアの各国は政府主導のもと、電力需要増加及び資源確保の観点から、2020年頃をめどに原子力導入を計画しているものの、各国ともに原子力導入への課題は多く、計画は数年以上遅延する可能性が高い。また、各国政府の発表するエネルギー政策及び見通しのみでなく、政治・経済状況、インフラ整備状況や社会・産業の体制等を考慮すると、国により大きく事情が異なる。従って、協力・支援にあたっては、国ごとの事情・特色を把握し、リスクと機会とを可能な限り正確に見通す判断力が必要となる。

豊富な原子力発電の実績を有する日本の原子力産業界がこの分野で貢献し得る領域は大きいと考えられるものの、他国に比べて群を抜いて有利であるわけではない。また、実際にプラント建設が早急に行われるわけではなく、その基数も限られており、特に民間企業にとっては投資に見合う収益性があるのか、慎重に見極める必要もあるであろう。産業界の参入に際しては、二国間原子力協力協定を含む政府間交流が充実していることが必須条件となることもあり、当面は人材の育成、制度設計、情報の提供等、地道な協力を続けてゆくことが政策上も有用であろう。原子力事業を有する民間企業は、当面は可能な範囲で情報提供を行いつつ、各国における国際入札の内容を、技術習熟度・計画実現性・インフラ整備状況等、投資環境から精査し、拙速にならない程度の迅速な投資判断をしていくことが重要であろう。

お問合せ：report@tky.ieej.or.jp