

# 我が国原子力プラント産業の国際展開と 地球温暖化対策効果の調査研究報告書

平成 22 年 3 月

財団法人 国際経済交流財団  
委託先 社団法人日本プラント協会



この事業は、競輪の補助金を受けて実施したものです。

[http:// ringring-keirin.jp/](http://ringring-keirin.jp/)



当該事業結果の要約.....	1
----------------	---

## 目 次

1. はじめに .....	7
2. 調査研究の目的・実施方法・日程.....	8
2.1 目的.....	8
2.2 調査研究の実施方法 .....	8
2.3 調査研究の日程 .....	10
3. 世界エネルギー市場におけるに民生用原子力エネルギーへの期待.....	12
3.1 世界における原子力発電の導入・拡大計画の現状 .....	12
3.1.1 世界の原子力発電の現状.....	12
3.1.2 世界の原子力発電の見通し .....	18
3.2 主要地域・国における原子力発電の動向と支援措置 .....	22
3.2.1 北米.....	22
3.2.1.1 米国 .....	22
3.2.1.2 カナダ.....	54
3.2.2 アジア .....	56
3.2.2.1 中国 .....	56
3.2.2.2 韓国 .....	60
3.2.2.3 ベトナム .....	66
3.2.2.4 タイ .....	69
3.2.2.5 インドネシア.....	70
3.2.3 西欧.....	71
3.2.3.1 フランス .....	71
3.2.3.2 その他の西欧諸国（英・独・伊・ベルギー・スイス・北欧等） .....	79
3.2.4 ロシア・東欧 .....	84
3.2.4.1 ロシア.....	84
3.2.4.2 その他の東欧諸国 .....	88
3.2.5 中南米諸国.....	90

4. 本邦企業による海外における原子力プラントビジネスの展開.....	91
4.1 資本参加・業務連携 .....	91
4.2 原子力発電所建設及び運営管理.....	92
4.3 核燃料サイクル関連事業.....	93
4.3.1 主要ウラン生産国の埋蔵量・生産・輸出状況と我が国企業のウラン鉱石の採掘・精製事業への参加.....	93
4.3.2 世界の核燃料サイクル関連事業の概況と我が国企業の核燃料サイクル事業への参加 .....	102
5. 現地調査対象国における原子力発電計画と我が国企業のプラントビジネス推進への取り組み.....	111
5.1 現地調査対象国の選定 .....	111
5.1.1 サウジアラビア王国 .....	111
5.1.2 インド共和国 .....	111
5.2 対象国における原子力発電計画とその実施状況 .....	112
5.2.1 サウジアラビア王国 .....	112
5.2.2 インド共和国 .....	119
6. 我が国企業による海外原子力発電プラントビジネス展開に係る問題点と解決策 .	136
6.1 発電プラントの運営・保守・管理（電力事業者の参加） .....	136
6.2 燃料供給への対応.....	136
6.3 ファイナンス .....	137
6.4 機器調達 .....	139
6.5 国際的枠組みへの参加・法整備・人材育成・技術移転等への協力.....	140
6.6 安全確保・環境影響・パブリックアクセプタンスへの対応 .....	142
6.7 原子力損害賠償制度 .....	143
6.8 市場別ビジネススキーム構築.....	146
6.9 官民連携 .....	148
7. 対象国原子力発電プラント導入による CO <sub>2</sub> 削減期待と京都メカニズム手法の導入可能性.....	150
7.1 原子力発電による CO <sub>2</sub> 削減効果の分析.....	150
7.2 京都メカニズム CDM/JI ツールの原子力発電導入への適用における課題の検討 .....	152
7.2.1 京都メカニズムの概要.....	152
7.2.2 京都メカニズムにおける原子力技術利用制約 .....	152

7.2.3	日本の原子力を CDM/JI の対象とする取り組み強化の背景 .....	153
7.2.4	原子力発電の地球温暖化対策としての有効性に関する論議 .....	153
7.2.5	温室効果ガスの排出動向 .....	153
7.2.5.1	温室効果ガス排出の現状 .....	153
7.2.5.2	今後の見通し .....	153
7.2.5.3	様々な排出指標 .....	153
7.2.6	途上国の原子力導入における課題 .....	153
7.2.6.1	導入状況 .....	153
7.2.6.2	技術移転 .....	153
7.2.6.3	基盤整備 .....	153
7.3	CDM/JI の適用による原子力発電プラント促進の可能性と展望 (提言) .....	153
Appendix 1	委員会議事録 .....	153
Appendix 2	海外調査記録 .....	153
Appendix 3	インド原子力関連新聞記事－参考和訳 .....	153
Appendix 4	参考文献 .....	153

## 当該事業結果の要約

1. 1979年のTMI事故および1986年のチェルノブイリ事故の後、原発の建設は停滞したが、今世紀に入り世界の経済成長に伴うエネルギー需要の増大および価格高騰・変動等エネルギー供給上の不安定性が増すと共に地球温暖化問題への関心が高まるにつれ、化石燃料依存を低減し、二酸化炭素を排出しない原子力発電の新增設の動きが世界的に活発化し、原子力ルネッサンスと呼ばれるような展開が見られる。  
このような状況の下で、原発未導入国からサウジアラビア、既保有国からインド、を選んで両国の原発への取り組み状況を現地調査すると共に、その他の国における新增設の動向を概観した上で、我が国原発プラントビジネスの国際展開に係る問題点と解決策ならびに新增設国に対する我が国の協力の在り方を検討した。また地球温暖化対策としての京都メカニズム（CDM/JI）の原子力発電への適用についても検討した。以下はその調査と検討の結果の要約である。
2. 世界の現有および建設中の原発能力  
現在稼働中の原子炉が30か国に436基370GW（1GW=1,000MW=1百万kW）ある。米国104基101GW（世界の27%）、フランス59基63GW（同17%）、日本53基46GW（同12%）、ロシア31基22GW（同6%）、ドイツ17基20GW（同5%）に10GW超の能力を有する韓国、中国、ウクライナ、カナダ、英国を含めた10か国で世界の原発の86%を保有している。世界の総発電量に占める原子力の割合は14%（2008年）である。建設中の原子炉は53基47GWあるが、大きいのは中国18基18GW、ロシア9基7GW、韓国6基7GW、インド6基3GWである。中国の現在建設中の原子炉が稼働すれば、稼働原子炉能力でドイツおよびロシアを抜いて第4位になると見込まれる。
3. 2030年までの原発能力の見通し  
世界の原発能力は、IAEAの見通しによれば、2030年に511GW～807GWに増大する見込みである（2008年比38～118%増）。最も伸びるのは極東地域で、2030年までに134～231%伸び、世界に占めるシェアは現在の21%からほぼ1/3になる見込み。北米での伸びは12～48%で、世界に占めるシェアは現在の30%から30年には20%強に低下し、極東に続く第2位の地位になる。現在世界の原発の1/3を占める西欧は、ドイツ等での原子力に対する消極的政策もあって、その地位は極東および北米に抜かれる。ロシアを含む東欧は現能力48GWから83～121GWへ73～152%の比較的高い伸びが見込まれる。現有能力が小さいラ米、アフリカ、中東・南アジア、東南アジア・太平洋地域を合わせると、現在の10GWから30年には37～101GWへ3.7～10倍に増え、世界に占めるシェアも現在の3%から7～13%へ拡大する見込み。

#### 4. 主要国における原発の現状と導入計画

今後原発の新增設が見込まれる国のうち、我が国の原発プラントビジネスの観点から特に重要と思われる国の状況とこれに対する我が国企業の取り組み状況を概観する。

- (1) 米国では TMI 事故の後、新規の建設許可・新規の発注は途絶えていたが、2001 年ブッシュ政権成立とともに原子力を積極的に活用する施策が打ち出された。新規炉の設計承認については、GE（日立、東芝）の ABWR、ウェスチングハウス（WH）の AP1000 が承認済みである他、WH、GE 日立、Areva および三菱重工業がそれぞれの炉について承認申請中。炉の建設・操業一括許可（COL）については「原子力規制委員会」が、我が国企業が関係する案件を含む 17 件 26 基の申請を受付け、審査中。
- (2) 中国（台湾を除く）で操業中の原子炉 11 基 9GW に対し 2020 年の目標容量を 86 GW とすることが検討されている。建設中の炉も今では 20 基 23GW に増え、本年～来年に建設開始予定炉が 37 基 40GW、申請中の炉が 150 基 150GW と続いている。主に米国（WH）とフランス（Areva）のから技術移転を受けつつ、独自技術の開発も進めており、こうして開発された炉（CPR-1000 や CAP1400）が次々と建設中あるいは計画中である。

中国の原発への我が国メーカーの係り方としてはプラントのコンポーネントの納入という形が考えられる。

韓国では 20 基 18GW が稼働中で、建設中 6 基 7GW（うち新古里 3、4 号機は APR1400 型 PWR、UAE で建設するものと同タイプ）、計画中 6 基 8 GW（いずれも APR1400）がある。韓国は原子力関連ビジネスを戦略的輸出産業と位置づけて政府がバックアップ、2030 年までに世界の新增設プラントの 20%を確保することを目指している。

ベトナムでは 2020～21 年に原発を 1 百万 kW ×4 基を操業する政府決定がなされている。1 期計画 2 基建設に関してはロシアのロスアトムに発注する方針が固まっており、2 期の F/S を巡っては日・仏・韓が競っていると伝えられる。我が国としては官民連携により受注に取り組む方針であり、受注を期待したい。

タイでは 2020 年に 1,000MW クラスの原発運開、2030 年までには 11 基の原発運開を目指して、現在 F/S 作業中である。

インドでは従来のトリウムサイクルを目指し戦略を踏襲しつつ、電力需要増大に対応して海外の軽水炉の導入による原発拡大策を推進しており、露、仏、米を中心に活発な商談が展開されている。
- (3) 中東湾岸協力会議は従来から共同で原発を建設する構想を持っていたが、UAE は独自の原発建設を行うこととし、韓国に発注した。サウジも原発を導入する検討を開始している。ヨルダン、エジプト、トルコ等でも原発建設に動き出している。

- (4) 西欧では、英国が今後のエネルギー政策の中で原子力の重要性を位置付け、推進を図っている。フランスは、引き続き原発を電力供給の中心に据える方針で、フラマンビルで EPR (1,650MW) を建設中。加えて自国での経験と蓄積した技術・ノウハウを基礎に国際的な原子力ビジネス展開を図っている。イタリアではチェルノブイリ事故後の脱原発政策から 2008 年に原発推進への転換がなされ、2030 年には電力供給に占める原子力のシェアを 25% とする方針。フィンランドでは 5 番目の原発 (Areva/Siemens が受注) が建設中で、さらに増設計画がある。他方、ドイツ、ベルギーおよびスウェーデンでは一定の稼働年数経過後の施設廃止方針等があり、新規建設は当面難しそうである。
- (5) ロシア・東欧諸国では、各国とも相対的に原子力への依存度が高く、引続き原発建設に積極的。原子炉はロシアの VVER 型炉への依存が大。リトアニアでのバルト 3 国・ポーランドの J/V による原発建設では仏・米・日・韓の炉への関心も示されている。
- (6) ラ米ではメキシコ (BWR)、アルゼンチン (PHWR) およびブラジル (PWR) が原発保有国で、アルゼンチンは 2011 年完成予定の PHWR 1 基を建設中で、ブラジルは 5 基の建設計画のうち 1,270MW 1 基は、Areva により本年中に建設開始される予定。

#### 5. 本邦原子力関係企業による海外展開

本邦企業はこれまで海外原発プロジェクトの建設を一括して請負ったことはなく、原子炉容器、制御棒駆動装置、蒸気タービン発電機等コンポーネントの輸出に留まっていた。2006 年以降我が国 3 大メーカーは、国際的な合従連衡により、世界の原発ビジネスを主導する立場になり、これまでの機器輸出ビジネスの形態から原発プロジェクトを一括請負い、場合によっては事業参画へと対応していくことが求められている。

#### 6. ウランの生産および原子燃料サイクル

世界のウラン資源は、約 5.5 百万 tU で、その内訳は豪州 1,243、カザフスタン 817、ロシア 546、南ア 435、カナダ 423、米国 342、ブラジル 278、ナミビア 275、ニジェール 274、ウクライナ 200 等となっている (2008 年、単位千 tU)。

現在の年間使用ウラン燃料は約 65 千 tU で、鉱山からの一次供給 44 千 tU と核兵器解体濃縮ウランや再処理燃料等の二次供給 21 千 tU によって賄われている。一次供給国は、カナダ 9,000、カザフスタン 8,521、豪州 8,430、ナミビア 4,366、ロシア 3,521、ニジェール 3,032 等 (いずれも単位 tU)。多国籍資源企業である Rio Tinto、Cameco、Areva、KazAtomProm、ARMZ、BHP Billiton 等 6 社で 75% を供給している。WNA による 2030 年までのウラン需給見通しによれば、早ければ 2014 年以後、遅くとも

2020年代半ばには供給不足が予測されている。

我が国企業も自国原発の原料確保の目的のほか、原発プラント輸出に際し燃料供給要請に応えるためにも、海外からの長契、スポットでの入手のほか、資本参加による利権確保も重要になっている。カザフスタンにおける権益取得等が既にあるが、鉱山への資本参加によるウランの安定確保に対しては、政府間協定の締結や資金面での公的支援が引き続き望まれる。

核燃料サイクル施設としては、我が国は成型加工工場を除いて、十分な施設を持たず、海外への役務委託に依存している。世界の転換および濃縮サービスの供給能力も2020年代前半以降供給力不足が見込まれ、新たな増設が必要になる。

## 7. 原発プラントビジネスの国際展開に係る問題点と解決策

最近のUAEにおける韓国の原発建設受注やベトナムにおけるロシアの原発一期計画受注を契機に、我が国の海外インフラ・プロジェクトに対する取り組み方に関し種々の問題点が各方面から指摘されている。しかし、各国それぞれに企業の形態や立場あるいは官民の関係も異なっており、ましてや我が国の場合は軍事援助をできる立場になく、他国と同じ対応を求めることは必ずしも適当ではない。原発の売込にあたり、日本として可能な提案内容と対象国のニーズを十分検討した上で、対象国に優先順位を付けることも検討の余地がある。その上で、日本の持てる資源を最大限生かす形で有望な対象国に戦略的アプローチを官民一体となってすすめることが必要である。本報告書では、以上を踏まえた上で、我が国の海外原発プラントビジネス展開に係る問題点と解決策について検討した。その結果は以下のとおりである。

### (1) 官民連携

原子力ビジネスはもともと政府間の原子力協定締結を前提に進められるという特殊性がある。韓国、フランスおよびロシアの場合は、コンソーシアムの主要メンバーが国営企業で、これらと国が一体となって商談が進められている。これに対抗して我が国企業が原子力ビジネスの展開を図るためには、やはり国によるプロジェクト・リスクのバックアップを含めた強力な官民連携が必要である。

### (2) 発電プラントの運営・保守・管理

相手国によっては、建設完了後のプラントの運営・保守・管理を求めてくることもある。原発で電力会社を含めた我が国企業が、そこまで踏み込んでリスクを取る用意があるかどうか、関係者間でどのように取り組むのか検討すべき課題である。

### (3) ウラン資源の確保

プラントの運転に際し当初のウラン燃料の装荷を求められ、さらに継続的なウラン燃

料供給を要請されることもあろう。我が国の燃料確保という目的に加えて、この要請に応えるためにもウラン資源の確保および濃縮役務確保等の備えが必要である。

#### (4) ファイナンス

原発の建設コストが1基当たり数十億ドルに達することでもあり、ファイナンスの確保は重要課題。米国では2010-11年度予算教書で従来の融資保証枠185億ドルから545億ドルへの増額要求をしている。なお、WHがAP1000×2基を納入予定のVogtle原発プラントについてはエネルギー省の融資保証83.3億ドルが条件付きで承諾されている。先進国で日本企業の参加するプロジェクトに関しては、NEXIの保険およびJBICの投資金融の活用が可能である。途上国向けにはJBICの輸出金融等やNEXIの保険の活用が考えられる。その資金量の確保に関する予算上の配慮（1,000MWクラス以上の原発プラントを10基受注すれば500億ドル以上）が必要である。

#### (5) 企業連携

東芝のWH買収、日立-GEの原子力部門統合および三菱重工業とArevaの連携を活用しながら、さらにEPCの総合的競争力を高めるために、他国メーカーとのアライアンスや現地企業との提携による現地生産体制の構築等を図るべきであろう。

#### (6) 安全確保・環境影響・パブリックアクセプタンス

安全確保・環境影響・パブリックアクセプタンスへの対応は原子力の場合、特に重要である。これらは一義的にはホスト国側の責任において対処すべき問題であるが、我が国企業がプロジェクトに出資参加する場合には、出資者としての責任を問われるので留意すべきである。

#### (7) 原子力損害賠償制度

我が国を含めた先進国では、原子力事業に係る事故により損害を受けた被害者を救済するため「原子力損害賠償法」が制定されている。原子力事業者は無過失・無限の賠償責任を課し、その責任を原子力事業者に集中することを前提に、①原子力事業者の「原子力賠償責任保険」への加入義務、②国との「原子力損害賠償補償契約」締結、③社会的動乱、巨大天災地変という原子力事業者の責任にしない場合の、政府による被害者への直接措置という体制がとられている。アジア諸国では制度が不十分といわれており、我が国としては制度充実のため支援することが望まれる。また、原子力損害賠償に関する国際条約については、各国間での原子力賠償制度の共通化や越境損害時の裁判管轄権等の整備という観点から、我が国として締結すべきかどうかを専門的立場から検討し、結論を出すべきであろう。

(8) インドへの対応

我が国はインドが核不拡散条約の締約国でないため我が国からの原子力プラント輸出を認めていない。今般 IAEA による民生用原子力施設の査察および原子力供給国グループによる例外扱いの承認等を前提として、いくつかの国は原子力協定の調印と商談の推進に踏み切った。我が国も実質的な核不拡散の確保のための各国による外交努力を前提として、原発プラント輸出解禁へ向けた環境整備をお願いしたい。

8. 原発による CO<sub>2</sub>削減期待と京都メカニズム手法の導入方法

ポスト京都議定書の新たな目標達成の仕組み構築で、CDM/JI の原子力への適用を含めた多面的なアプローチが求められることが重要である。途上国の原子力技術利用促進のために何らかの支援をすることが、CO<sub>2</sub>排出量削減、地球温暖化防止に非常に有効であると認識する。

今後のポスト京都議定書の方向性を踏まえて、CDM/JI 適用による原子力発電プラント促進に関して考慮すべき点を以下にまとめた。

(1) 新たな負担の仕組み構築

温暖化防止達成のため、ポスト京都議定書の枠組みの中で先進国と途上国が共に参加できる新たな排出削減負担のあり方を構築する必要がある。日本は、米国、中国、インド等と共に、先進国、途上国という枠組みにとらわれず、1人当たり排出量、GDP 当たり排出量等の指標に加え、排出削減分担方法を複眼的に捉えた世界共通の排出基準をつくる等、新たな枠組みの議論に積極的に参画すべき立場にあると考える。

(2) 京都メカニズム (CDM/JI) における原子力技術利用

ポスト京都議定書の枠組みで、CDM/JI に原子力を加えられるように、日本がリーダーシップをとって、中国、インド等と共に欧州各国に対して主張し、その実現に向けて積極的な役割を果たすことが重要である。

(3) CDM/JI による原子力技術利用促進支援

当面は、確立された技術で、大規模電源となりうる原子力の建設促進で、温暖化抑制を図らなければ、自然エネルギー利用の将来展望も開けないと考えられ、原発の一層の導入が現下の情勢の中で取りうる国際社会の唯一の対策と言っても言い過ぎではないであろう。そのためには原発への CDM/JI 適用は、原発導入へのインセンティブを提供し、有効である。

以上

## 1. はじめに

本調査研究は、財団法人国際経済交流財団より平成 21 年度委託事業「我が国原子力プラント産業の国際展開と地球温暖化対策効果の調査研究」として実施したものである。

民生用原子力エネルギーの活用は持続可能な発展に必要なエネルギー安定供給、地球温暖化防止というグローバルな課題の解決策として再生可能エネルギーと並んで今や国際経済活動の展開においてきわめて重要な位置付けを与えられている。

我が国政府は、「新国家エネルギー戦略」において、2030 年以降、発電電力量に占める原子力発電比率を 30～40%以上にすることを目指す一方、国際的には我が国原子力産業が技術・マンパワーを通じて原子力発電の導入・推進に向けた世界的な流れに貢献していくことを支援する方針である。

世界の原子力プラント市場においては、我が国メーカーが世界的な業界再編の中核を占めているが、原子力リネッサンスともいわれる近年の原子力発電を巡る新規ビジネスの展開にあたっては政府支援の態様も競争力を左右する要素となっているなど熾烈な状況が現実となっている。

本調査はこうした我が国原子力プラント産業による国際ビジネス展開においてホスト国の事情を斟酌した対応の在り方と問題点を現地調査実施による事例紹介も含め分析、我が国としての必要な支援の方向を探る。併せて、原子力発電見直しの事由ともなっている地球温暖化対策への貢献という側面を、京都メカニズムの CDM/JI スキームの適用可能性に着目のうえビジネス展開における解決すべき課題と対応を検討する。

本報告書が、原子力発電の国際ビジネスに参画を図る本邦企業がその企業発展にとって好ましい成果を上げる方向づけに寄与し、また、政府関係機関をはじめとする公的な支援策の決定・推進の一助になることを期待する。

## 2. 調査研究の目的・実施方法・日程

### 2.1 目的

本調査は、我が国原子力プラント産業による国際展開と経済交流を具体的に推進するため、原子力発電未導入諸国及び既設置国、の中から今後の我が国との経済交流強化に繋がる国・地域を選定し、その原子力発電の導入・拡大の動向を把握したうえ、これら諸国に対する我が国原子力プラント産業の対応のあり方と問題点を分析し、必要な支援策と経済交流の方向を探る。加えて、原子力発電による CO<sub>2</sub> 削減効果について、京都メカニズムのツール適用可能性の視点から見直しその解決すべき課題と対応を取り上げる。

### 2.2 調査研究の実施方法

#### 1) 資料・データの収集・分析

- (1) 国内で available な各国及び IAEA など国際機関等の情報・データから、各国の原子力発電プラント導入・拡大の動向の概略を把握し、本調査重点対象国を選定した。
- (2) 海外における原子力発電プラントビジネスに参画しつつある我が国原子力プラントメーカーはいずれも当協会の正会員であり、また原子力ビジネスに関係する商社も当協会の賛助会員であるので、これら協会員と協会との強いリンクを活用して原子力発電開発に関する国際展開の方針、重点国情報、海外諸国との交流強化の問題点と方向、政府等に対する支援の要望等についてヒアリングを実施した。

当協会は京都議定書上の国連から信任された DOE（指定運営組織）であり、CDM/JI に関しても専門家の立場にあるが、さらに本件に関しての各種情報・データを広く収集し分析した。

#### 2) 有識者で構成される委員会の設置・開催

上記 1) の分析をベースに、問題点の抽出と対応策については我が国関係業界をはじめとする有識者（下記）からなる第 3 者委員会を 3 回開催、調査チームからの付議、検討を重ね提言を含む報告書の作成指針とした。

## 記

委員長	横田 雅	社団法人日本原子力産業協会 政策推進部 マネジャー
委員	河野 漢彦	日揮株式会社 営業統括本部 原子力・環境担当 営業部長
委員	肥田 隆彦	日本原子力発電株式会社 国際協力技術開発チーム チームリーダー
委員	堀口 宗尚	株式会社日本政策金融公庫国際協力銀行 国際業務戦略部 次長
委員	柴田 洋二	社団法人日本電機工業会 原子力部長
委員	河田 昌彦	三菱商事株式会社 重電機本部重電機ユニット 原子力輸出チーム部長代理
オブザーバー	中杉 秀夫	社団法人日本原子力産業協会 国際部リーダー

### 3) 現地実態調査

選定対象国（サウジアラビア、インド）に調査研究員を派遣し、政府当局、現地電力事業者等と面談、原子力発電プラントビジネス展開にかかる対象国の法整備・人材育成等の状況、原子力発電計画の有無と内容等の本調査研究項目のデータを入手。加えて、先方からの原子力交流・協力に対する我が国関係先への期待及び要請事項を把握した。そのうえで、対象国に対する我が国原子力プラントビジネスの課題と解決策を分析・調査した。

### 2.3 調査研究の日程

平成 21 年 10 月 15 日～平成 22 年 3 月 31 日

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
委員会(研究会)							○		○		○	
資料収集・分析							→	→	→→			
国内関係先ヒアリング							→					
現地調査									⇔			
提案事項検討										→→		
報告書作成										→→	→→	

(当初計画)

#### 1) 第三者委員会 開催

- 第1回 平成21年11月6日 調査主要事項
- 第2回 平成22年2月17日 現地調査報告
- 第3回 平成22年3月4日 報告書要旨

#### 2) 国内関係先ヒアリング

以下の関係先に対しヒアリングを実施している。

経済産業省資源エネルギー庁	小山 雅臣	電力・ガス事業部原子力政策課 課長補佐(国際担当)
	川内 拓行	電力・ガス事業部原子力政策課 企画調整一係長
東京電力(株)	近藤 純一	顧問
	久玉 敏郎	国際部長
三菱重工業(株)	佐々木 秀晴	海外戦略本部海外事業管理部 部長
	内海 聡	原子力事業本部原子力輸出部 次長
	菊岡 達	原子力事業本部原子力輸出部 輸出企画グループ長
日立GEニュークリア・エナジ ー(株)	吉村真人	原子力国際本部原子力海外技術部 部長
(株)東芝	西川孝志	電力システム社 企画部 部長

3) 現地調査

平成22年1月7～16日、サウジアラビア及びインドを訪問した。  
調査員は以下のとおり。

(社)日本プラント協会	新開 耿	環境・民活・投資推進協力センター 特別参与
	川原 勇雄	環境・民活・投資推進協力センター 上席部長
	北澤 真也	(非常勤嘱託調査員) 丸紅ユティリティ・サービス (株) 原子力第2部 課長

### 3. 世界エネルギー市場における民生用原子力エネルギーへの期待

#### 3.1 世界における原子力発電の導入・拡大計画の現状

##### 3.1.1 世界の原子力発電の現状

世界には 2009 年 11 月現在稼働中の原子炉が 30 カ国(台湾は中国に含める)に 436 基 370,304MW、建設中の原子炉(その中にはイランの最初の原子炉がある)が 53 基 47,223MW 存在する。最大の保有国は米国の 104 基 101 千 MW (世界の 27%) で、続いてフランス 59 基 63 千 MW(同 17%)。わが国は第 3 位で 53 基 46 千 MW(同 12%)を保有する。続いてロシア(同 6%)、ドイツ(同 6%)。上位 3 カ国で全体の 54%と 1/2 以上、5 カ国で 68%と 2/3 を占める。10 千 MWを超えるのは、続いて韓国、台湾を含む中国、ウクライナ、カナダ、英国であるが、これらを含めた 10 カ国で世界全体の 86 %を保有している。

建設中の原子炉は 53 基 47 千 MW であるが、このうち中国が 16 基 15 千 MW、次にロシアの 9 基 7 千 MW、韓国の 6 基 7 千 MW、インドの 6 基 3 千 MW が続く。2008 年および 2009 年(11 月まで) に建設開始した炉がそれぞれ 11 基 10 千 MW および 11 基 8 千 MW と増えてきている。そのうち中国の炉が、両年で 11 基 11 千 MW(いずれも PWR)と半分を占めている。いずれ中国の現在建設中の原子炉が稼働すれば、稼働原子炉能力でドイツを抜いて第 5 位 (台湾を入れるとロシアを抜いて第 4 位) になると見込まれる。(図表 3.1.1-1 参照)

稼働中および建設中の炉のタイプは、(図表 3.1.1.-2)および(図表 3.1.1-3) の通りであり、加圧式軽水炉のシェアが大きく(稼働中の 66%、建設中の 84%)、続いて BWR (同 23%、8%。現有のほぼ 3/4 は米日で持つ。) で両者合わせて現有炉および建設中の炉とも全体のほぼ 90%に達する。次は Candu 等の重水炉 (稼働中の 6%) でその 70%以上はカナダとインドで持つ。1950 年代の炉の規模は 50MW 以下であったが、その後技術進歩とスケールメリット追求の結果大型化し、現有のものは 100~1,500MW で、平均すると約 850MW になっている。ただ、途上国における小容量のグリッドや僻地のエネルギー供給に対応するものとして、また漸進的投資によるリスク回避の目的で 300MW 以下の小型炉や 300~700MW の中型炉に対するニーズも続いている。

現存の炉の操業開始以来の経年数は、24~25 年経過したものが一番多く (65 基で全体の 15%)、29 年以下の炉は、基数で全体の 69%、能力で 75%である。経年 30 年以上の炉は最長 42 年の炉を含め 134 基(31%)93 千 MW(25%)である。(図表 3.1.1-1)(注) 米国や日本では使用期限は 40 年とされているが、更新認可を得てさらに 20 年延長が可能である。最長耐用年数が 60 年だとすれば、経年 30 年から 39 年の炉 125 基(29%)、90 千 MW(24%) が 10 年以内に更新期を迎えるとはいえ、さらに 20 年延長可能とすればリタイアは未だかなり先のことになるだろう。

(注) 現存炉の経年数の分布は、原子炉の建設が 1960 年代から年々増加し、建設中の炉数が 1979 年に 233 基のピークに達し、以後米国 TMI 事故の影響で急速に減少していったことを反映している。すなわちその年から 5 年後に商業運転開始した炉が 2009 年に最も多く稼働しているのである。

2008 年の世界の原子力発電量は 2,597.8TWh ( $10^9$  kWh) で、総発電量に占める割合は平均 14%であった。これは国によってばらつきがあり、フランスでは 76.2%、続いてリトアニア 72.9%、スロバキア 56.4%、ベルギー 53.8%(以上 4 カ国で 50%超)、日本は 24.9%(2008 年は東電柏崎刈羽発電所の停止等があって低くなっている)。概して旧東欧圏を含めヨーロッパ諸国の原発の比率が高い(例外は、英国、オランダが 15%を下回っている)。途上国は、今後増設に意欲的な中国(台湾を除く)やインドを含めてまだ原発の比率は低い。(図表 3.1.1.-1)

過去 3 年間の稼働率について見ると(図表 3.1.1-5)、平均的には 81%とかなり高い。原発が基本的にベースロードとして使われているからであるが、我が国は地震多発国であることや安全規制の運用が厳しいためか炉の停止時間が長く、英国とパキスタン並みに稼働率が低い。米国、スイス、オランダ、韓国、フィンランド、ルーマニアおよびスロベニアの稼働率は 90%を超えている。

なお、世界のエネルギー生産全体に占める原子力のシェアは、1970 年における 0.5%以下から 1990 年代に 7%に達した後、2006 年には全体の 6%に若干シェアを落としている。(図表 3.1.2-2)

IAEA(International Status and Prospects of Nuclear Power)によれば、原子力発電量の増加は、1990~2004 年の間に 714TWh (約 40%)増加したが、設備追加による増加は 36%で、稼働率向上(72.3%→83.2%)による寄与率が 57%とむしろ設備増加を上回った。残りは設備改修によるアップレーティングの寄与率が 7%であった。これは 1986 年のチェルノブイリ事故以後、安全性が向上し炉の緊急停止(スクラム)頻度が 1990 年の 1.8/7000 時間から 2007 年には 0.55/7000 時間に減ったこと等によるが、それは一つには安全規制や業界統合等を通じ相互のベストプラクティスや学んだ教訓の情報交換が増大したことも寄与していると言われる。

図表 3.1.1-1 各国の原子炉の基数と発電能力

国名	稼働中の原子炉		建設中の原子炉		2008年原子力発電量	
	基数	能力(MWe)	基数	能力(MWe)	TWh	総発電に占める割合
カナダ	18(4)	12,577 (2530)			88.3	14.8
米国	104	100,683	1	1165	806.7	19.7
アルゼンチン	2	935	1	692	6.9	6.2
ブラジル	2	1,766			13.2	3.1
メキシコ	2	1,300			9.4	4.0
ベルギー	7	5,863			43.4	53.8
フィンランド	4	2,696	1	1,600	22.1	29.7
フランス	59	63,260	1	1,600	419.8	76.2
ドイツ	17	20,470			140.9	28.8
オランダ	1	482			3.9	3.8
スペイン	8	7,450			56.5	18.3
スウェーデン	10	8,958			61.3	42.0
スイス	5	3,238			26.3	39.2
英国	19	10,097			48.2	13.5
アルメニア	1	376			2.3	39.4
ブルガリア	2	1,906	2	1,906	14.7	32.9
チェコ	6	3,678			25.0	32.5
ハンガリー	4	1,859			13.9	37.2
リトアニア	1	1,185			9.1	72.9
ルーマニア	2	1,300			10.3	17.5
ロシア	31	21,743	9	6,894	152.1	16.9
スロバキア	4	1,711	2	810	15.5	56.4
スロベニア	1	666			6.0	41.7
ウクライナ	15	13,107	2	1,900	84.5	47.4
南アフリカ	2	1,800			12.8	5.3
インド	17	3,782	6	2,910	13.2	2.0
イラン			1	915		
パキスタン	2	425	1	300	1.7	1.9
中国	11	8,438	16	15,220	65.3	2.2
台湾	6	4,949	2	2,600	39.3	17.5
日本	53(1)	45,957 (246)	2	2,191	241.3	24.9
韓国	20	17,647	6	6,520	144.3	35.6
合計	436	370,304	53	47,223	2,597.8	14.0

(注)カナダおよび日本の( )内は長期の運転停止中の炉で、外数。日本のそれは高速増殖炉もんじゅ。

(出典： I A E A's Power Reactor Information System database(updated on 2009/11/20)および 2008 年原子力発電量は、IAEA, "Energy ,Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030")

図表 3.1.1-2 炉型別の稼働中および建設中原子炉

炉 型	稼働中の炉		建設中の炉	
	基数	能力(MWe)	基数	能力(MWe)
BWR	92	83,656	3	3,925
FBR	2	690	2	1,220
GCR	18	8,909		
LWGR	16	11,404	1	925
PHWR	44	22,441	4	1,298
PWR	264	243,204	43	39,855
合計	436	370,304	53	47,223

(注) BWR(Boiling Water Reactor) : 沸騰水型軽水炉、FBR(Fast Breeder Reactor) : 高速増殖炉、GCR(Gas Cooled Reactor) : 黒鉛減速ガス冷却炉 (英国開発)、LWGR(Light Water Graphite Reactor) : 黒鉛減速加圧軽水冷却炉(ソ連開発)、PHWR(Pressurized Heavy Water Reactor) : 加圧水型重水炉 (カナダ開発の Candu が典型)、PWR(Pressurized Water Reactor) : 加圧水型軽水炉

(出典 IAEA's Power Reactor Information System database(updated 2009/11/20))

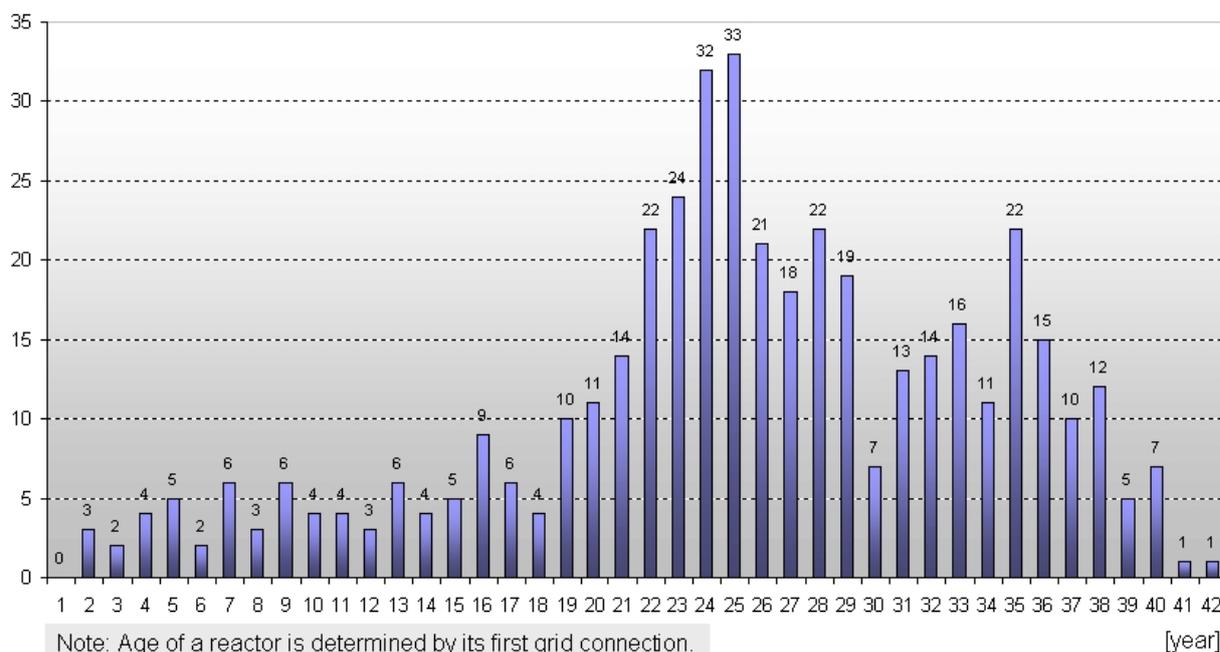
図表 3.1.1-3 各国の稼働中原子炉の炉型(2007 年末)

Country	PWR		BWR		GCR		PHWR		LWGR		FBR		Total	
	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)	No.	MW(e)
Argentina							2	935					2	935
Armenia	1	376											1	376
Belgium	7	5 824											7	5 824
Brazil	2	1 795											2	1 795
Bulgaria	2	1 906											2	1 906
Canada							18	12 610					18	12 610
China	9	7 272					2	1 300					11	8 572
Czech Rep.	6	3 619											6	3 619
Finland	2	976	2	1 720									4	2 696
France	58	63 130									1	130	59	63 260
Germany	11	13 973	6	6 457									17	20 430
Hungary	4	1 829											4	1 829
India			2	300			15	3 482					17	3 782
Japan	23	18 420	32	29 167									55	47 587
Korea, Rep. of	16	14 824					4	2 627					20	17 451
Lithuania									1	1 185			1	1 185
Mexico			2	1 360									2	1 360
Netherlands	1	482											1	482
Pakistan	1	300					1	125					2	425
Romania							2	1 305					2	1 305
Russian Fed.	15	10 964							15	10 219	1	560	31	21 743
Slovakia	5	2 034											5	2 034
Slovenia	1	666											1	666
South Africa	2	1 800											2	1 800
Spain	6	5 940	2	1 510									8	7 450
Sweden	3	2 819	7	6 215									10	9 034
Switzerland	3	1 700	2	1 520									5	3 220
United Kingdom	1	1 188			18	9 034							19	10 222
Ukraine	15	13 107											15	13 107
USA	69	66 697	35	33 885									104	100 582
<b>Total</b>	<b>265</b>	<b>243 421</b>	<b>94</b>	<b>85 275</b>	<b>18</b>	<b>9 034</b>	<b>44</b>	<b>22 384</b>	<b>16</b>	<b>11 404</b>	<b>2</b>	<b>690</b>	<b>439</b>	<b>372 208</b>

(注)2009年11月現在の図表 3.1.1-1 および図表 3.1.1-2 との基本的な違いは、08年12月にスロバキアの Bohunice2 号 PWR(VVER)408MW が、09年1月に日本の中電浜岡 1 & 2 号 BWR515&806MW が、それぞれ閉炉になったことによる。

(出典 IAEA, “International Status and Prospects of Nuclear Power”)

age 図表 3.1.1-4 稼働中の原子炉の経年別基数(2009年3月現在)



(出典 IAEA, “International Status and Prospects of Nuclear Power”)

図表 3.1.1-5 過去 3 年間の原子炉の稼働率(EAF)

Country	2006		2007		2008		2006-2008	
	No. of Reactors	EAF (%)	No. of Reactors	EAF (%)	No. of Reactors	EAF (%)	No. of Reactors	EAF (%)
ARGENTINA	2	87.6	2	82.7	2	83.7	2	84.7
ARMENIA	1	76.1	1	73.8	1	69	1	73
BELGIUM	7	87.7	7	90.5	7	84.6	7	87.6
BRAZIL	2	81	2	78.4	2	86.2	2	81.8
BULGARIA	4	79.9	2	82.5	2	87.5	4	82.9
CANADA	18	84.6	18	80.7	18	80	18	81.8
CHINA	9	87.3	11	86.5	11	86.5	11	86.8
CZECH REPUBLIC	6	79.4	6	78.3	6	78	6	78.6
FINLAND	4	92.8	4	94.7	4	92.5	4	93.3
FRANCE	59	81.6	59	78.5	59	77.6	59	79.2
GERMANY	17	89.6	17	75.7	17	79.9	17	81.7
HUNGARY	4	81.5	4	87.1	4	86.1	4	85
INDIA	16	55	17	51.6	17	43.6	17	49.8
JAPAN	55	69.1	55	63.2	55	57	55	63.1
KOREA, REPUBLIC OF	20	92.3	20	90.2	20	93.2	20	91.9
LITHUANIA, REPUBLIC OF	1	73.5	1	83.8	1	84.5	1	80.6
MEXICO	2	93.9	2	89.7	2	83.1	2	89
NETHERLANDS	1	84.6	1	95.1	1	92.6	1	90.9
PAKISTAN	2	70.7	2	68.1	2	55.5	2	64.7
ROMANIA	1	90.3	2	96	2	90.3	2	91.9
RUSSIAN FEDERATION	31	75.1	31	76.9	31	80.6	31	77.5
SLOVAK REPUBLIC	6	82.5	5	82.1	5	87.8	6	84
SLOVENIA	1	89.9	1	90.9	1	98.6	1	93.1
SOUTH AFRICA	2	65.6	2	80.4	2	81.3	2	75.8
SPAIN	9	87.7	8	81.1	8	86.4	9	85.1
SWEDEN	10	82.7	10	80.9	10	77.8	10	80.4
SWITZERLAND	5	92.8	5	93.5	5	92	5	92.8
UKRAINE	15	77.8	15	77.3	15	77.1	15	77.4
UNITED KINGDOM	23	67.1	19	63.3	19	54.3	23	61.9
UNITED STATES OF AMERICA	103	91	104	92.1	104	91.1	104	91.4
<b>World Wide</b>	<b>442</b>	<b>82.9</b>	<b>439</b>	<b>80.9</b>	<b>439</b>	<b>80</b>	<b>447</b>	<b>81.3</b>

(注)稼働率(ENERGY AVAILABILITY FACTOR)は、一定期間に発電能力が生み出し得る発電量に対する操業ロスを差し引いた実際の発電量の割合。

(出典 IAEA, “International Status and Prospects of Nuclear Power”)

### 3.1.2 世界の原子力発電の見通し

IAEA による 2030 年までの原子力発電能力の見通しによれば、原子力発電能力は 2008 年の 371GW（総発電能力に占める割合は 8%）から 2020 年の 445~543GW(同 7.5~8.2%)および 2030 年の 511~807GW (同 7.1~9%)に増大する見込みである。2030 年の能力は 2008 年比で 38~117%増えることになる。(図表 3.1.2-1)

図表 3.1.2-1 原子力発電能力の見通し

Country Group	2008			2010 (*)			2020 (*)			2030 (*)		
	Total Elect. GW(e)	Nuclear GW(e)	%	Total Elect. GW(e)	Nuclear GW(e)	%	Total Elect. GW(e)	Nuclear GW(e)	%	Total Elect. GW(e)	Nuclear GW(e)	%
North America	1282	113.3	8.8	1296 1314	114 115	8.8 8.7	1440 1545	126 130	8.8 8.4	1568 1807	127 168	8.1 9.3
Latin America	297	4.0	1.3	303 311	4.0 4.0	1.3 1.3	379 432	6.9 8.0	1.8 1.9	483 636	10.8 23	2.2 3.5
Western Europe	780	122.5	15.7	793 793	119 122	14.9 15.4	880 948	90 131	10.3 13.8	984 1171	82 158	8.4 13.5
Eastern Europe	494	47.5	9.6	498 498	47 47	9.5 9.5	587 602	68 81	11.6 13.4	681 775	83 121	12.2 15.6
Africa	118	1.8	1.5	124 126	1.8 1.8	1.5 1.4	162 201	2.8 4.1	1.7 2.1	222 344	6.1 17	2.8 5.0
Middle East and South Asia	364	4.2	1.2	379 394	7 10	1.9 2.5	538 639	13 24	2.5 3.8	729 991	20 56	2.7 5.6
South East Asia and the Pacific	170			189 193			249 283	0.0	0.0	318 411	0.0 5.2	0.0 1.3
Far East	1157	78.3	6.8	1200 1222	79 80	6.6 6.6	1665 1969	138 165	8.3 8.4	2186 2822	183 259	8.4 9.2
World Total	Low Estimate High Estimate	4662 371.6	8.0	4782 4852	372 380	7.8 7.8	5901 6619	445 543	7.5 8.2	7171 8958	511 807	7.1 9.0

(注) (\*) 原子力発電能力見通しでは、耐用年数が来たときの古い発電機の計画的リタイアを考慮している。

(出典 : IAEA, "Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030", 2009 Edition)

この場合、低い見通し(ローケース)は現行の法制や規制がほとんど変わらず現在の趨勢が継続することを前提としており、高い見通し(ハイケース)は現在のトレンドが原子力にとって好ましい環境になること、すなわち最近の経済成長と電力需要の伸び率が維持され、各国の温暖化ガス削減政策が強化されることを前提にしている。後者は楽観的見通しではあるが、あり得るし、技術的には可能なシナリオであると IAEA はみている。高低いずれの見通しも現下の金融危機にもかかわらず(地域により異なる影響があるが)原発の増大期待に影響を与える中長期の要素は大きくは変わらないとみている(原発の性能や安全性は問題なく、地球温暖化、エネルギー供給保障、高かつ変動する化石燃料といった問題がある中でエネルギー需要増加は中長期的に継続する)。IAEA は毎年原子力発電の見通しを行っているのであるが、年々見通しを上向きに改定している(図表 3.1.2-2)。昨年は、政府、電力事業者およびプラント製造・建設者の計画や

投資に対するコミットメントが時間の経過とともに確実になり、信頼性が高まったことおよび08年8月にインドとIAEA間で「保障措置協定」が締結され、原子力供給グループが対印原子力貿易制限を解除したことによりインドが原子力拡張計画を加速することが可能になったことが予測を高める一つの要因になった。

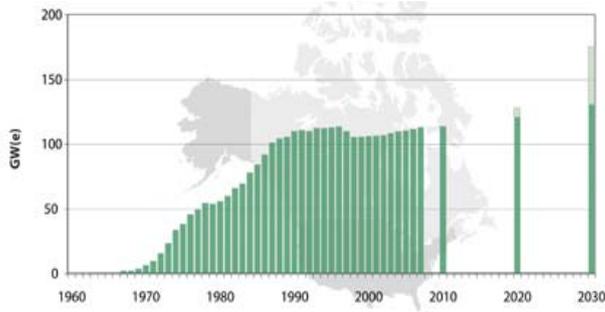
この見通しを地域別の観点から見ると次のような点が、浮き上がってくる。(図表 3.1.2-1)

- ① 08年から30年にかけて最も伸びるのは極東地域(モンゴル、日、中、韓、メコン三国、フィリピンが含まれる)で、2.4倍~3.3倍になり、ローケースでも他地域のハイケースを超える。世界に占める極東の原子力発電能力のシェアは現在の21%からローケースで36%、ハイケースで32%となり、世界のほぼ1/3を占めることになる見込みである。
- ② 北米の伸びは12~47%であるが、30年における世界に占めるシェアは極東に続く第2位の大きさになる(ローケース25%、ハイケース21%)。
- ③ 西欧の見通しではローケースとハイケースで大きく異なり、前者では原子力に対する消極的政策の継続(ドイツの稼働年数32年超の施設の廃止、スウェーデンでの2010年廃止政策等)を見込んで現状能力から減少する見込みであるのに対し、後者では28%の伸びで、前提の違いで幅が大きくなっている。世界トップの座から4位(ローケース)ないし3位(ハイケース)に転落する。
- ④ 東欧は現能力48GWから83~121GWへ73~152%の比較的高い伸びが見込まれ、ローケースでは西欧の能力を超すと見込まれる。
- ⑤ 現有能力が少ないラ米、アフリカ、中東・南アジア、東南アジア・太平洋地域(インドネシアからミャンマーまでのアジアと大洋州・太平洋諸国が含まれる。)を合わせると現在の10GWから30年には37~101GWへ3.7~10倍に増え、伸び率としては大きなものとなる。世界に占めるシェアもこれら地域を合わせると現在の3%から7~13%へ拡大する見込み。

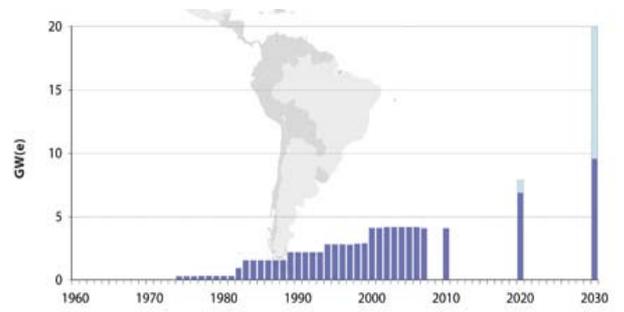
TMI(1979年)およびチェルノブイリ事故(1986年)や原子力プラント建設費の上昇等の影響で1980年代後半から東アジア等を例外として北米、東西ヨーロッパで能力増が停滞してきたことを考えると最近の原子力発電再評価の動きはまさに原子力カルネッサンスと呼ぶにふさわしい。西欧および北米の低い見通しを例外として、他地域では総電力供給能力に占める原発の比率が低・高いずれの見通しでも現状を上回る見込みである。これらの背景には、化石燃料等供給の確保に関する不確実性、同価格のボラティリティーおよび地球温暖化ガス削減の要請があることは広く認識されているところである。ただし、IAEAの見解は西欧における先行きに関して低い見通しと高い見通しで大きく分かれており、西欧での再生可能エネルギー導入・普及策等との兼ね合いでの不確定な原子力政策を反映しているものと思われる。

図表 3.1.2-2 地域別原子力発電能力の実績と見通し

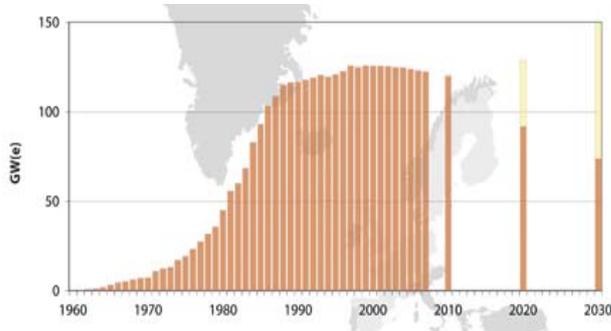
(北米)



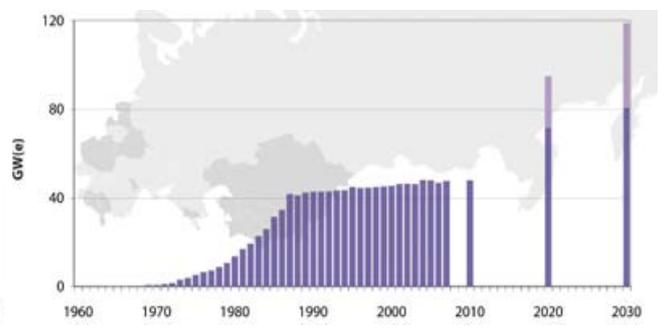
(ラテンアメリカ)



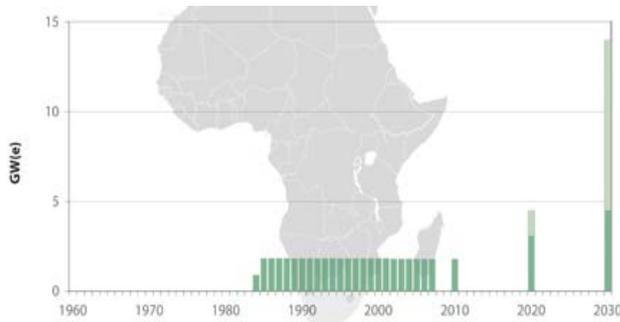
(西ヨーロッパ)



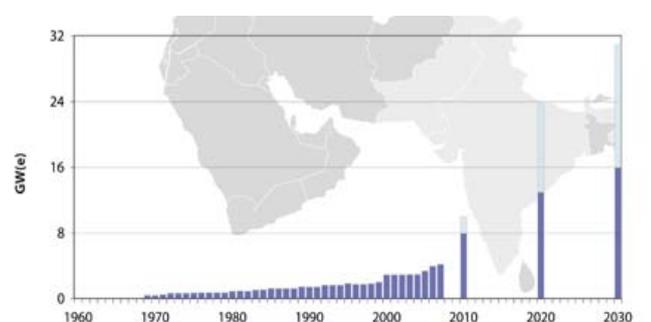
(東ヨーロッパ)



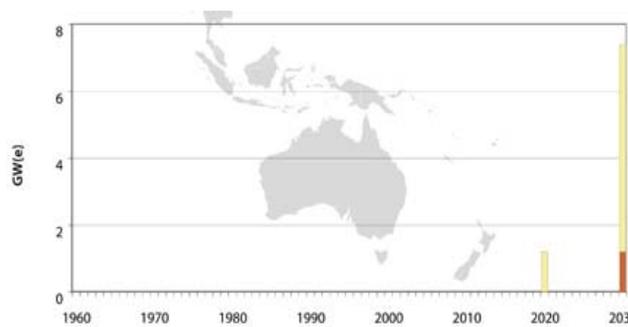
(アフリカ)



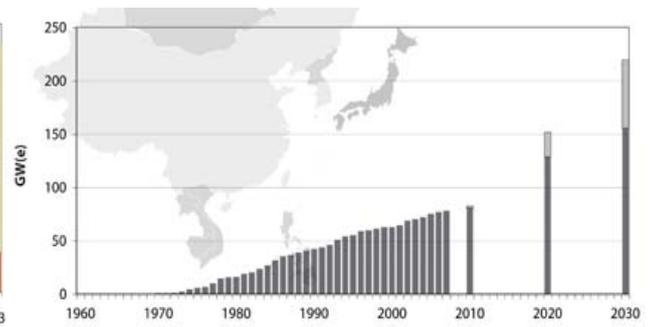
(中近東・南アジア)



(東南アジア・太平洋)



(東アジア)



(注)2008 年までは実績。見通しの棒グラフの色の濃い部分が低い見通しで色の薄い部分を加えたものが高い見通しを示す。

(出典：IAEA, "Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030"  
2009 Edition)

以上の見通しに対して「世界原子力協会」(World Nuclear Association)が策定した 2100 年までの長期にわたる原子力発電の見通しによれば、その途中段階になる 2030 年において原発能力は 602~1,339GW の上下幅の中に納まるであろうと予測している。その 2030 年における予測能力の地域別上下限値は下表の通りである。WNA による予測の前提は、次の通り。

- ① 世界の人口の急速な伸び(66 億人→2050 年 90 億人)に伴うエネルギー需要の著しい伸び
- ② 地球温暖化対策として、化石燃料削減のため省エネ、各種の再生可能エネルギーの利用、自動車用バッテリー・水素燃料の開発・改善、CCS 技術の適用、等々の対策がとられるが、原子力と競合せず、補完関係にある
- ③ エネルギーにおける電気利用の増大、その中で化石燃料による発電の減少
- ④ 原子力燃料確保は制約要因とならない(新鉱床の発見、採掘技術の向上、ウラン尾鉱の利用、再処理増大、トリウムサイクルの導入、高速増殖炉の採用等によって長期的に確保可能)
- ⑤ 温暖化対策としてクリーンエネルギー技術への移行のペースが継続する

IAEA の見通し(図表 3.1.2-3 を参照)の高い見通し(2030 年 807GW)は、この WNA の見通しの範囲に入っているが、低い見通し(511GW)は WNA の想定の下限をも下回っている。

両者の違いで大きいのは、WNA が西欧および中近東・南アジアの伸びを大きく見ているのに対し IAEA は控えめの見通しになっている点と逆に IAEA が極東の伸びを相対的に大きく見ているのに比し WNA はそうでもない点である。なお、WNA は国ごとの見通しも示しているが、これによれば既存の原発保有 30 か国に加え、2030 年にかけて新規保有国・地域が 35 か国・地域登場することになっている。その主なものは UAE を含むガルフ協力機構 12~50GW、イタリア 7~20GW、トルコ 5~15GW、ナイジェリア 2~15GW であり、タイ、マレーシア・シンガポール、フィリピン、バングラデシュ、オーストラリア、エジプト、ポーランド等の名前も挙がっている。

図表 3.1.2-3 WNA による 2030 年における原発能力見通し (GW)

地 域	2030 年における 下限能力	同左 上限能力
北米	140	210
ラテンアメリカ	16	69
西ヨーロッパ	151	270
東ヨーロッパ	97	173
アフリカ	13	62
中近東・南アジア	48	175
南東アジア・大洋州	4	38
極東	133	334
その他	0	8
世界合計	602	1,339

(出典：WNA, “THE WORLD NUCLEAR CENTURY OUTLOOK” の資料から作成)

なお、世界原子力協会 (WNA) は原子力燃料の需給見通し(Global Nuclear Fuel Market: Supply & Demand 2009-2030)の基礎に置く原発の能力増見込みを作成しているが、これによれば 2030 年に世界の原発能力は基準ケースで 600GW、高いケースで 818MW と予測しており、IAEA の中間値 659GW～高いケース 807GW に比較的近い見通しとなっている。

### 3.2 主要地域・国における原子力発電の動向と支援措置

#### 3.2.1 北米

##### 3.2.1.1 米国

#### 1) 米国における原子力発電の導入と現在の供給体制の確立

##### (1) 原子力発電の導入からスリーマイル島原発事故まで

民生用原子力発電の実用化は、アイゼンハワー大統領が 1953 年 12 月の国連総会演説において「平和のための原子力(Atoms for Peace)」提案を行い、従来軍事目的のみに使われていた原子力を平和利用に向ける政策転換を行ったことが契機になった。米国ではこれを受け、翌年 8 月に「原子力エネルギー法」が改正され(Atomic Energy Act of 1954)、平和目的の原子力エネルギーの開発と利用に民間参入が認められ、原子力エネルギー開発推進と規制を担当する「原子力エネルギー委員会(Atomic Energy Commission)」が設置された。多くの官民共同研究グループが設置され、発電用原子炉の概念が検証された。米国で最初の商業用原子力プラントは 1957 年 12 月にペンシ

ルベニア州 **Shippingport** で運転開始された（ウェスティングハウスが AEC との協力で設計した 60MW の PWR、オペレーターは **Duquesne Light Co.**、1982 年まで稼動）。続いて 100%民間資金で建設された イリノイ州 **Dresden-1** 発電所（GE 製 197MW の BWR で、オペレーターは **EXELON**。）が、1960 年 6 月運転開始（1978 年まで稼動）。

（注）世界で最初の実用原発は 1954 年 6 月に運転開始した旧ソ連のモスクワ郊外オブニンスク原発（黒鉛減速軽水沸騰水炉 5MW）、また世界で最初の商業用原発は 1956 年に完成した英国セラフィールドのホルダーホール発電所（黒鉛減速炭酸ガス冷却炉 60kW）といわれる。米国では、**Shippingport** での商業用発電所の前に、1955 年 8 月アイダホ州の人口 1,000 人の町 **Arco** での沸騰水型試験炉による電力供給、1957 年カリフォルニア州 **Santa Susana** での民間で最初の原子力発電（ナトリウム試験炉）がある。

以後 1971 年までに 22 基の商業用原発が建設され、1971 年の全米発電量の 2.4%をまかなった。1973 年には電力会社から 41 基の原子力発電所建設の発注があり、年間発注量としては最多を記録した。ただし、オイルショックの影響で原発建設コストが高騰し、発電コストが石炭のそれを上回ることになり、1973 年を最後に新規発注は最近に至るまで行われていない。それでも 1974 年には初めて 1,000MW 級の大型原子力発電プラント **Zion-1**(1,040MW の PWR)が運転開始し、1979 年には 72 基の原発が米国商業発電量の 12%を供給した。

60 年代および 70 年代における立法・行政上の重要な措置としては、次のようなものがある。

1964 年 8 月 **Private Ownership of Special Materials Act** の制定によって原発事業者に発電用燃料所有が認められた。1973 年 6 月以降はウラン燃料の民間所有が義務化された。

1974 年 10 月 **Energy Reorganization Act of 1974** によって AEC の機能が新設の 2 つの機関に分割された。**Energy Research and Development Administration(ERDA)** が R&D を担当、**Nuclear Regulatory Commission (NRC**；原子力規制委員会)が原発に係る規制を担当。

1977 年 4 月 カーター大統領は使用済核燃料の再処理計画を無期延期すると発表

1977 年 8 月 **Department of Energy Organization Act** の制定。ERDA の機能 (R&D) を新設のエネルギー省 (DOE) に移管。

1979 年 3 月 28 日に米国原子力史上最悪の事故がペンシルベニア州のスリーマイル島(**Three Mile Island**)で発生した(注)。この事故および後の 1986 年 4 月に旧ソ連(ウクライナ)で起ったチェルノブイリ第 4 発電プラントの事故は世界的に原発の機運を

高め、以後多くの国で原子力発電所の計画は停滞に追い込まれた。

(注) スリーマイル島 (TMI) は州都 Harrisburg 南東 10 マイルにあるサスケハナ川の中州(周囲 3 マイル)。事故があった炉は、TMI-2 号機で B&W 社製のネット出力 88MW の PWR。電力事業者は GPU(General Public Utilities)で、操業を Metropolitan Edison 社に委託していた。事故は二次冷却水系の給水ポンプ停止に始まり、機器の機能不全と人為ミスが重なって発生した。すなわち、二次冷却系給水ポンプ停止 (蒸気発生器への給水停止) → 一次冷却水系・原子炉内の温度と気圧上昇→加圧器上部の安全弁が自動的に開く (しかし圧力が低下しても開いたまま固着、2 時間 20 分開きっぱなし中に 500 トンの一次冷却水が流出) →自動的にスクラム (緊急時に制御棒を炉心に全部挿入し、核反応を停止させる) が作動、非常用炉心冷却装置 (ECCS) も作動、加圧器水位計は高水位と誤表示 (安全弁が開いたままで加圧器内の水が流れていたのも高水位と表示) →作業員は冷却水が過剰と判断、マニュアルに切り替え ECCS による給水を停止→一次冷却水沸騰・炉内水位低下→炉心の 2/3 が露出→炉心温度上昇、被覆管の約 45%が熔融・・・という経過をたどり、2 時間 20 分後に安全弁の異常に気づき閉鎖、3 時間 23 分後に ECCS により緊急給水し、ようやく異常事態停止。流出した冷却水はタンクから溢れ原子炉格納庫建屋の床に流出、これをポンプで補助建屋廃棄物タンクに送り、ここから放射能が外部漏洩。また炉内で発生した水素ガス等の放射性ガスは大気中に流出。3 日後には州知事から 5 マイル以内の妊婦・幼児 14 万人に避難勧告が出された。後の事故調査により圧力容器に亀裂が発見されており、あわやチェルノブイリ並みの事故に至るところであったといわれる。

TMI 事故では幸い負傷者が出ず、放射能の過剰な被曝も避けられたが、以後 NRC は原子炉操業の安全性を改善するため、より厳しい安全規制とより厳格な検査手続きを課すことになった (建設許可から商業運転までの期間は十数年)。他方、DOE は 1980 年 3 月に、事故を起こした TMI-2 原子炉の廃棄・燃料回収のための研究開発計画を開始し、10 年かけて原子力の安全技術の開発に大きな前進をもたらしたと言われる。

## (2) 現在の供給体制の確立

TMI 事故以後、原子炉の新規の建設許可は出されておらず、電気事業者からの新規発注も最近に至るまで途絶えていた。ただし、TMI 以前に建設許可され、建設開始されていた原発は、一部の中止されたものを除き以後も計画が進められ、順次完成し、操業されていった (稼働中の原発で最も新しいものは 1972 年に建設開始し 1996 年に商業運転を開始した TVA の Watts Bar-1 1,123MW の WH 製 PWR。1,165MW の PWR である Watts Bar-2 は現在建設中で、これが TMI 事故以前に建設許可の下りた最後の原発プラント)。そして 1990 年には稼働原発は 112 基、能力 100 百万 kW に達し、原子力による発電量も全発電量のほぼ 20%と石炭に続くシェアを達成した。その後当初の古い原発のリタイアがあり基数は 104 基に減少したが、改修による出力向

上 (uprating) (注)や稼働率 (capacity factor) の 90%前後への向上に伴って発電量は増え、全発電量に占めるシェアを維持している。米国における現在の第Ⅲ世代の軽水炉 (PWRおよびBWR) による原子力発電の供給体制は 1990 年前後に確立し、出力向上と稼働率向上によって発電量を増やしながら今日まで続いてきている。(図表 3.2.1.1-1 および図表 3.2.1.1-2 参照)

(注) NRCは 1970 年代以降 116 件の出力向上(uprates)を承認した。これによる出力向上は合計で新規の発電所 5 基以上に相当する 5,200MWに達する (2008 年 1 月現在)。2007 年 9 月のNRCの調査によれば 2012 年までの 5 年間にアップレート申請を計画しているものが、さらに 24 件 (1,751WM相当) ある。

1980 年代～1990 年代の原発関連の主な立法・行政上の措置は、以下の通り。

- 1983 年 1 月 「核廃棄物政策法 (NWP A)」制定によって使用済み燃料を含む高レベル放射性廃棄物処分のための貯蔵所用地を定める計画を設定。また廃棄物の所有者・発生者に処分コストをまかなうフィーを設定。
- 1987 年 12 月 NWP A 改正 DOE に高レベル廃棄物の永久貯蔵所としてネバダ州のユッカマウンテン(Yucca Mountain)が適当か否かを評価することを要請。2002 年に議会は DOE のユッカマウンテンの地層深部に貯蔵する提案を承認。
- 1992 年 10 月 「1992 年エネルギー政策法」により新たな原子力プラント許認可手続きが定められた。従来案件ごとに NRC の設計認証 (reactor design certification) を必要としていたが、承認済みの同型原子炉設計はそのまま使用可能になり、従来個別の認可が必要であった建設と運転につき一括認可(combined construction and operating license; COL)が可能になった。COLとは独立に先行して原発の用地に関し早期用地許可(early site permit)が可能となった。

図表 3.2.1.1-1 原子力発電機 1955—2008 年

Year	Original Licensing Regulations 1			Current Licensing Regulations 1		Perman ent Shutdown s	Opera ble Unit s 6
	Construct ion Permits Issued 2,3	Low-Power Operating Licens es Issued 3,4	Full-Power Operating Licenses Issued 3,5	Early Sit e Permits Issued 3	Combined License Application s Under Review		
1955	1	0	0	--	--	0	0
1956	3	0	0	--	--	0	0
1957	1	1	1	--	--	0	1
1958	0	0	0	--	--	0	1
1959	3	1	1	--	--	0	2
1960	7	1	1	--	--	0	3
1961	0	0	0	--	--	0	3
1962	1	7	6	--	--	0	9
1963	1	3	2	--	--	0	11
1964	3	2	3	--	--	1	13
1965	1	0	0	--	--	0	13
1966	5	1	2	--	--	1	14
1967	14	3	3	--	--	2	15
1968	23	0	0	--	--	2	13
1969	7	4	4	--	--	0	17
1970	10	4	3	--	--	0	20
1971	4	5	2	--	--	0	22
1972	8	6	6	--	--	1	27
1973	14	12	15	--	--	0	42
1974	23	14	15	--	--	2	55
1975	9	3	2	--	--	0	57
1976	9	7	7	--	--	1	63
1977	15	4	4	--	--	0	67
1978	13	3	4	--	--	1	70
1979	2	0	0	--	--	1	69
1980	0	5	2	--	--	0	71
1981	0	3	4	--	--	0	75
1982	0	6	4	--	--	1	78
1983	0	3	3	--	--	0	81
1984	0	7	6	--	--	0	87

Year	Original Licensing Regulations 1			Current Licensing Regulations 1		Perman ent Shutdown s	Opera ble Unit s 6
	Construct ion Permits Issued 2,3	Low-Power Operating Licens es Issued 3,4	Full-Power Operating Licenses Issued 3,5	Early Sit e Permits Issued 3	Combined License Application s Under Review		
1985	0	7	9	--	--	0	96
1986	0	7	5	--	--	0	101
1987	0	6	8	--	--	2	107
1988	0	1	2	--	--	0	109
1989	0	3	4	--	--	2	111
1990	0	1	2	--	--	1	112
1991	0	0	0	--	--	1	111
1992	0	0	0	--	--	2	109
1993	0	1	1	--	--	0	110
1994	0	0	0	--	--	1	109
1995	0	1	0	--	--	0	109
1996	0	0	1	--	--	1	109
1997	0	0	0	0	0	2	107
1998	0	0	0	0	0	3	104
1999	0	0	0	0	0	0	104
2000	0	0	0	0	0	0	104
2001	0	0	0	0	0	0	104
2002	0	0	0	0	0	0	104
2003	0	0	0	0	0	0	104
2004	0	0	0	0	0	0	104
2005	0	0	0	0	0	0	104
2006	0	0	0	0	0	0	104
2007	0	0	0	3	5	0	104
2008	0	0	0	0	12	0	104
Total	177	132	132	3	17	28	--

(注)1. コラム1-3はNRC規則10 CFR Part 50(当初の規則)、コラム4-5はNRC規則10 CFR Part 52(現行規則)に基づく許認可。

2. 建設開始許可は現行規則では運転許認可と一括で発給される(combined construction and operating license or COL)。未だ発給されたものはない。
3. 件数は各年に発給された件数で、各年の現存件数ではない。
4. Lower-Operating License はテスト運転のライセンス。
5. Full-Power Operating License はテスト運転を経た後の商業運転ライセンス。
6. Operable Unit は各年末における商業運転可能基数(商業運転許可累計-永久シャットダウン累計)。

(出典：Energy Information Administration/ Annual Energy Review 2008)

図表 3.2.1.1-2 原子カプラント運転の推移 1957-2008 年

Year	Nuclear Electricity Net Generation	Nuclear Share of Total Electricity Net Generation	Net Summer Capacity of Operable Units <sup>1</sup>	Capacity Factor <sup>2</sup>
	Billion Kilowatthours	Percent	Million Kilowatts	Percent
1957	(s)	(s)	0.1	NA
1958	.2	(s)	.1	NA
1959	.2	(s)	.1	NA
1960	.5	.1	.4	NA
1961	1.7	.2	.4	NA
1962	2.3	.3	.7	NA
1963	3.2	.3	.8	NA
1964	3.3	.3	.8	NA
1965	3.7	.3	.8	NA
1966	5.5	.5	1.7	NA
1967	7.7	.6	2.7	NA
1968	12.5	.9	2.7	NA
1969	13.9	1.0	4.4	NA
1970	21.8	1.4	7.0	NA
1971	38.1	2.4	9.0	NA
1972	54.1	3.1	14.5	NA
1973	83.5	4.5	22.7	53.5
1974	114.0	6.1	31.9	47.8
1975	172.5	9.0	37.3	55.9
1976	191.1	9.4	43.8	54.7
1977	250.9	11.8	46.3	63.3
1978	276.4	12.5	50.8	64.5
1979	255.2	11.3	49.7	58.4
1980	251.1	11.0	51.8	56.3
1981	272.7	11.9	56.0	58.2
1982	282.8	12.6	60.0	56.6

Year	Nuclear Electricity Net Generation	Nuclear Share of Total Electricity Net Generation	Net Summer Capacity of Operable Units <sup>1</sup>	Capacity Factor <sup>2</sup>
	Billion Kilowatthours	Percent	Million Kilowatts	Percent
1983	293.7	12.7	63.0	54.4
1984	327.6	13.5	69.7	56.3
1985	383.7	15.5	79.4	58.0
1986	414.0	16.6	85.2	56.9
1987	455.3	17.7	93.6	57.4
1988	527.0	19.5	94.7	63.5
1989	529.4	17.8	98.2	62.2
1990	576.9	19.0	99.6	66.0
1991	612.6	19.9	99.6	70.2
1992	618.8	20.1	99.0	70.9
1993	610.3	19.1	99.0	70.5
1994	640.4	19.7	99.1	73.8
1995	673.4	20.1	99.5	77.4
1996	674.7	19.6	100.8	76.2
1997	628.6	18.0	99.7	71.1
1998	673.7	18.6	97.1	78.2
1999	728.3	19.7	97.4	85.3
2000	753.9	19.8	97.9	88.1
2001	768.8	20.6	98.2	89.4
2002	780.1	20.2	98.7	90.3
2003	763.7	19.7	99.2	87.9
2004	788.5	19.9	99.6	90.1
2005	782.0	19.3	100.0	89.3
2006	787.2	19.4	100.3	89.6
2007	<sup>R</sup> 806.4	19.4	<sup>R</sup> 100.3	<sup>R</sup> 91.8
2008 <sup>P</sup>	806.2	19.6	100.3	91.9

(注)1. Net Summer Capacity とは 6 月から 9 月の夏季ピーク需要期に数時間のテスト計測で示される発電所内の使用電力を除いた最高発電能力。

2. Capacity Factor とは一定期間における発電量のフル操業時の発電量に対する割合。

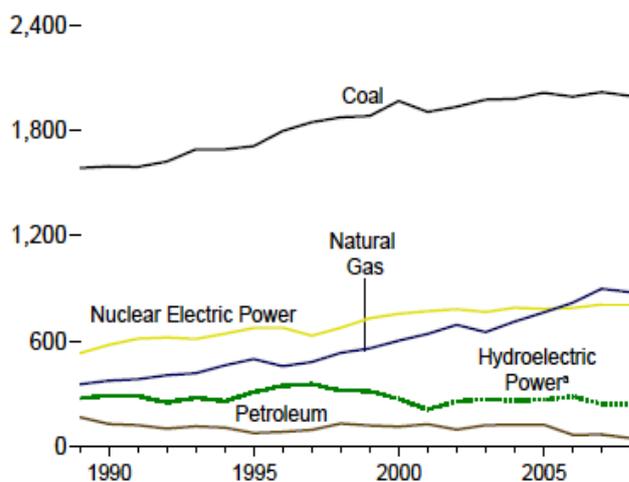
R は改定、P は暫定値、(s) は 0.05 未満を示す。

(出典 : Energy Information Administration/ Annual Energy Review 2008)

米国における発電量に占める原発のシェアは1990年に19%に到達して以後、今日まで20%前後を維持しているが、その順位は2006年以降石炭、天然ガスに続き第3位となっている。2008年のシェアは、石炭(49%)、天然ガス(21%)および原子力(20%)である(図表3.2.1.1-4参照)。

図表 3.2.1.1-3 電源別発電量 1989-2008年

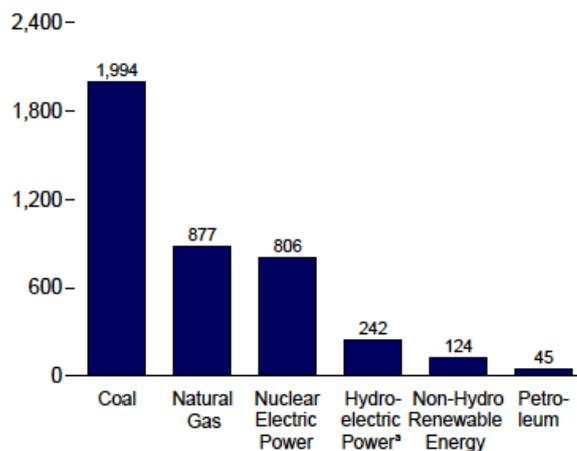
単位 : 10億 kWh



(出典 : Energy Information Administration/Monthly Energy Review Sept 2009)

図表 3.2.1.1-4 電源別発電量 2008年

単位 : 10億 kWh

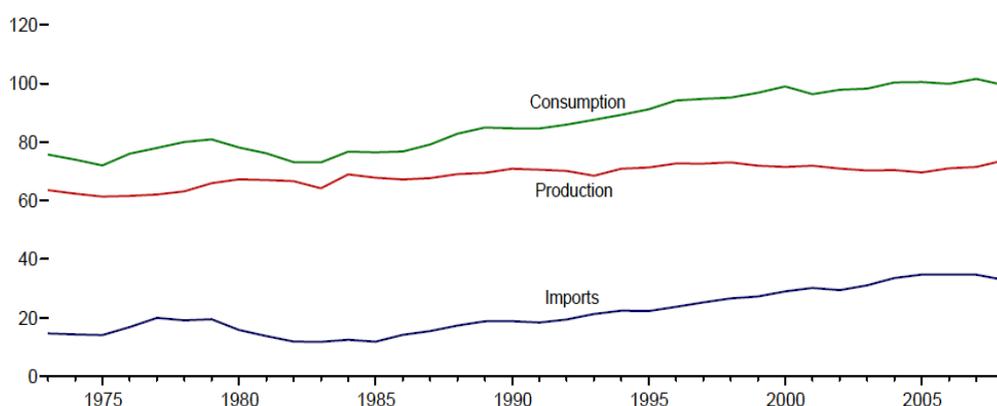


(出典 : Energy Information Administration/Monthly Energy Review Sept 2009)

ここで一次エネルギーの需給、熱源別の動向とその中に占める原子力の位置づけを見ておくと、以下の図の通りであり、国内原油の生産減少を主因として生産と消費のギャップが特に 1990 年代以降拡大し、輸入依存度が上昇していること(石油の輸入依存度は、1975 年 36%、1990 年 42%、2000 年 53%、2008 年 57%と上昇、一次エネルギーの輸入依存度は同期間に 16%→17%→25%→26%と上昇)が、問題となってきている。この間一次エネルギーに占める原子力のウェイトは高まっている(1975 年 2.6%→1990 年 7.2%→2000 年 7.9%→2008 年 8.8%)。

図表 3.2.1.1-5 一次エネルギーの消費・生産・輸入 1973-2008 年

単位：千兆B t u

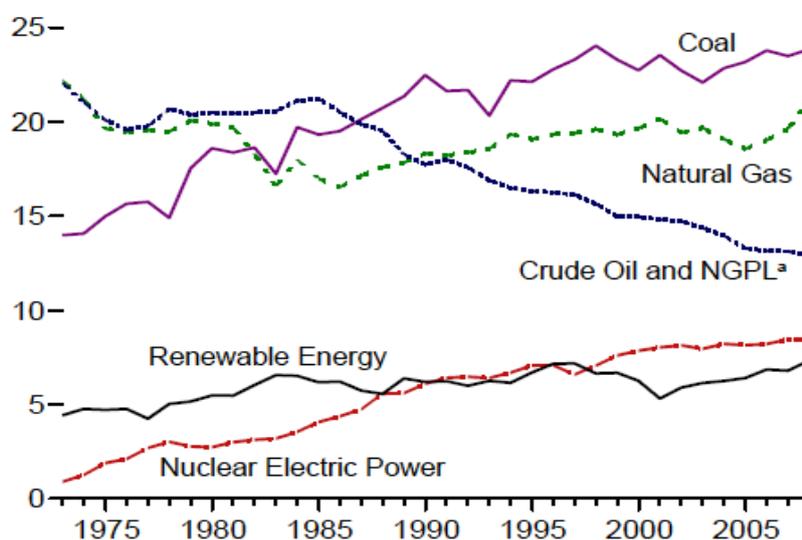


(注)B t u(British thermal unit)は、1 ポンドの水を 1° F 上昇させるに要する熱量

(出典：Energy Information Administration/ Monthly Energy Review Sept 2009)

図表 3.2.1.1-6 一次エネルギーの資源別生産 1973-2008 年

単位：千兆B t u

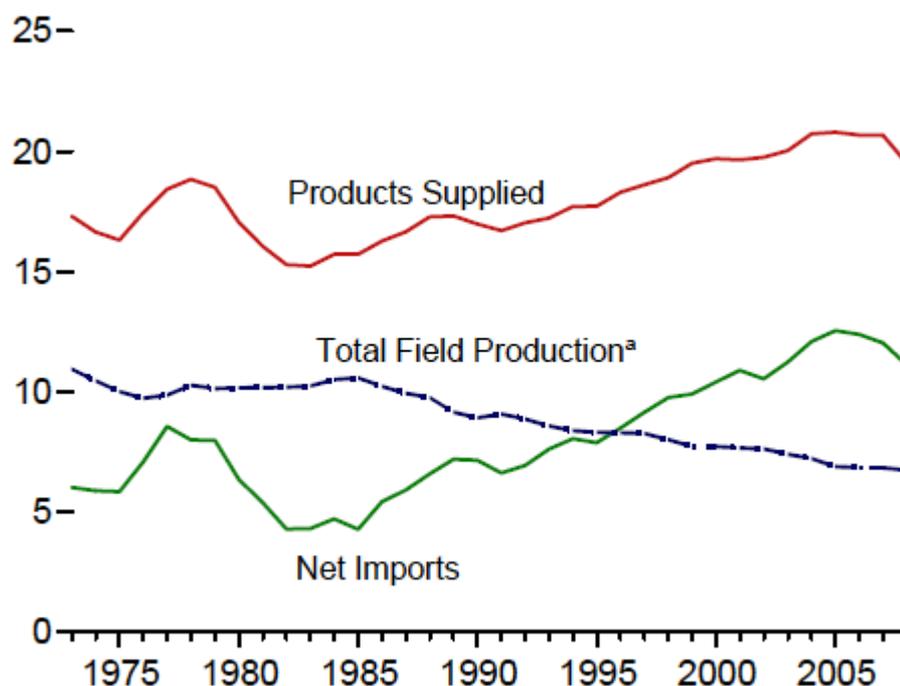


(注)NGPL(natural gas plant liquid)は、天然ガス処理プラントまたはガス田で産出される液体燃料(コンデンセート等)

(出典：Energy Information Administration/ Monthly Energy Review Sept 2009)

図表 3.2.1.1-7 石油製品の供給 1973-2008年

単位：百万b/d



石油製品供給合計	16,322	16,988	19,701	19,419
ネット輸入	5,846	7,161	10,419	11,041
(輸入依存度)	(36%)	(42%)	(53%)	(57%)

(出典)上図に同じ

## 2) ブッシュ政権のエネルギー政策と原子力エネルギー推進策

### (1) 国家エネルギー政策

2001年共和党ブッシュ政権成立以降、米国の原子力政策は大きな転換を遂げた。ブッシュ大統領は就任早々、チェイニー副大統領をヘッドとし主要閣僚をメンバーとする「国家エネルギー政策策定グループ(National Energy Policy Development Group)」を設置し、2020年までの長期間を見据えた包括的な米国のエネルギー政策の策定を諮問し、同グループは、2001年5月16日付で「国家エネルギー政策(National Energy Policy)」を答申した。これは当時既に顕在化していたエネルギー需給の不均衡と対外

依存の高まり(石油の輸入依存度が 1999 年には 52%に達し、地域によっては電力不足から輪番停電も発生)およびエネルギー価格の変動・高騰等の問題が、90 年代のエネルギー需要の伸びが今後も続くとすれば、20 年後には一層深刻になり(石油の国内生産は需要量の 30%以下、天然ガスも自給率 80%台から 60%台に低下、電力不足も予想される)、米国のエネルギー安全保障に重大な支障をもたらすとの懸念に対し、「アメリカの将来にとって信頼できて、安価に入手可能で、環境上健全なエネルギー(Reliable, Affordable, and Environmentally Sound Energy for America's Future)」を確保するための諸施策を提言したものであった。同政策は、①長期かつ包括的戦略、②エネルギー供給増およびクリーンで効率的エネルギー使用の促進のための技術の推進ならびに③エネルギー、環境および経済政策の統合による生活水準向上という 3 つの原則を掲げた上で、これらを適用して 5 つの具体的国家目標を定め、これらの目標を達成するため合計 103 項目の勧告を行っている。5 つの目標は、①省エネ推進、②発電、送電、パイプライン、製油所等のエネルギー・インフラの復旧・拡充、③国内エネルギー供給の増加と多様化、④環境の保護・改善、⑤エネルギー安全保障の強化である。

この中で原子力については、米国の発電量の 20%を占め、石炭(52%)に続く第 2 位を占めているが、二酸化炭素や汚染有害物質の排出もなく、発電コストも他の資源による発電と遜色がないこと、近年原発の基数は閉鎖により減ったが、出力向上(uprating)や稼働率(capacity factor)の引上げによって発電量が増加してきたこと、原子力産業は厳格な検査基準、検査官の各プラントへの常駐および知見ある地域検査官の配置等包括的な検査計画を持つ NRC の監視下にあることに加え、新しい設計の導入、運転経験の積重ね、安全性研究や運転訓練の改善が相俟って TMI 事故後は強力な安全記録を達成してきたこと等を踏まえた上で、原子力エネルギーを米国のエネルギー政策の主要な要素として位置づけ、その拡大を勧告している。具体的な措置として①NRC は安全性と環境保護の優先度を確保しつつ、新しい先進技術による原子炉の認可申請を評価し、促進すること、②NRC は電気事業者による既存の原発の改修による出力向上(uprating or updates)を促進すること、③NRC は既存原発の運転認可延長を行うこと(注)、④エネルギー省と環境庁は原子力エネルギーの大気の質改善の潜在力を評価すること、⑤原発増加に備えて原子力の安全性規制のため体制を強化すること、⑥核廃棄物の地下深部貯蔵のため最善の科学を駆使すること、⑦原発閉鎖に備えた非課税積立金のための立法化、⑧Price-Anderson Act(原子炉事故の際に即時に被害者に無過失保険準備金の枠組みを提供する法律)の延長を求めている。

(注)原子力エネルギー法(Atomic Energy Act)に基づき NRC は当初 40 年間の運転ライセンスを発給。これを 20 年間更新。2009 年 6 月までに 50 の炉の更新を承認済み。現在運転中の炉で最初に更新期を迎えたのは、2009 年 4 月 Oyster Creek、今年中にさらに 3 つ

の炉、2010年中に2つの炉が更新期を迎える。なお、2006年2月時点、米国で運転中の原子炉の年齢は平均24年。

また、「国家エネルギー政策策定グループ」は、先進的核燃料サイクルと次世代原発技術開発に関し、廃棄物を低減し、核拡散抵抗性を高める再処理方式の再検討、プルトニウの分離・蓄積抑制による世界的な核拡散防止あるいは国際協力によって、クリーンで、効率的で、廃棄物が少なく、かつ核拡散抵抗性のある再処理・燃料処理技術開発の検討も勧告している。

## (2) 原子力 2010 計画

「国家エネルギー政策」で原子力エネルギーは米国が今後目指すエネルギー・ミックスの重要な構成要素と位置付けられたものの、1973年までに発注され TMI 事故以前に建設許可が発行されていた原発の建設は 1990 年までにはほぼ完了（同年稼働基数は 112 基のピークに達し、以後一部の古い原発の閉鎖が始まり、稼働基数は減少）、アップレートや稼働率向上による発電増強はあったが、1989 年以降原子力発電能力は 100 百万 kW 前後に落ち着いた(図表 3.2.1.1-2 参照)(注)。かかる状況下で「国家エネルギー政策」に呼応して、産業界は Vision2020 を発表、2020 年までの 50,000MW 新規原発能力増設構想を打出し、他方 DOE は 2030 年に向けて第IV世代の原発の研究・開発へのロードマップの検討を開始した。DOE は、当面 2010 年までの短期のエネルギー供給の緊要性に鑑み、第IV世代計画を補完するものとして「短期展開グループ(Near-Term Deployment Group)」を設置、同グループは「米国における 2010 年までの新規原発プラント展開のためのロードマップ(A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010)」という勧告書を作成した。

(注)1970 年代後半以降の原発新設の停滞は、TMI 事故の影響もあるが、原発建設コスト上昇、天然ガス価格の低下、電力供給過剰（～80 年代）、技術的問題、複雑な規制手続きや住民の反対運動による建設遅延に伴う建設費上昇、電力供給の規制緩和に伴う投資環境の見通し難等によるものと言われる。

DOE は、2002 年 2 月、このロードマップの勧告に基づき、2010 年(今では 2010 年代半ば) までに操業開始を目指す新規の改良型軽水炉（既存の第III世代の原子炉と第IV世代の原子炉をつなぐ第III世代+の改良型軽水炉）の建設に向けて技術上、規制上および制度上のバリアーを取り除くための措置を盛り込んだ「原子力 2010(Nuclear Power 2010)」計画を打出した。同計画は、官民が資金折半により協力して、新規原発プラントの立地選定と早期立地許可 (Early Site Permit)、改良型原子力プラント技術の開発・設計認証 (Design Certification) と実用化、新規原子力プラントの投資対効果および許認可等規制手続き(建設・運転一括許認可 Combined Construction and

Operating License; COL)等について、いくつかの先行事例を試行・検証するとともに、後続する将来の原発の建設・運転のために技術的あるいは規制上の参考となる基準や指針を提示することによって、原発の建設を促進せんとするものであった。本計画の実施以降のこれらの進捗状況は下表の通りである。

図表 3.2.1.1-8 早期立地許可(Early Site Permit)の発行状況 (2009.9.2 現在)

Site	Applicant
Clinton ESP Site	Exelon Generation Company, LLC
Grand Gulf ESP Site	System Energy Resources Inc.
North Anna ESP Site	Dominion Nuclear North Anna, LLC
Vogtle ESP Site	Southern Nuclear Operating Company

(注) 早期立地許可は、建設・運転許認可にかかわらず、それ以前の早い時期に立地の安全性と環境の評価を踏まえて NRC が発行（有効期間は 10-20 年でさらに 10-20 年更新可能）。NuclearPower 2010 では上表の上 3 サイトを選定して実施。

(出典) U.S.NRC Homepage, Early Permit Applications for New Reactors

図表 3.2.1.1-9 設計承認申請・発行状況 2009.5.29 現在

(発行済みの設計承認)

Design	Applicant
Advanced Boiling Water Reactor (ABWR)	General Electric (GE) Nuclear Energy
System 80+	Westinghouse Electric Company
Advanced Passive 600 (AP600)	Westinghouse Electric Company
Advanced Passive 1000 (AP1000)	Westinghouse Electric Company

(審査中の設計承認申請)

Design	Applicant
AP1000 Amendment	Westinghouse Electric Company
Economic Simplified Boiling-Water Reactor (ESBWR)	GE-Hitachi Nuclear Energy
U.S. Evolutionary Power Reactor (U.S. EPR)	AREVA Nuclear Power
U.S. Advanced Pressurized-Water Reactor (US-APWR)	Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.

(注) Nuclear 2010 の対象に選定されたのは AP1000 および ESBWR。

ABWR は 2001 年時点では設計承認され、日本（東電柏崎刈羽発電所）で稼働中。

(出典 U.S.NRC Homepage , Design Certification for New Reactors)

図表 3.2.1.1-10 建設・運転一括許認可申請の受付状況 (2009.9.28 現在)

Expected New Nuclear Power Plant Applications Updated September 23, 2009						
Company*	Date of Application	Design	Date Accepted	Site Under Consideration	State	Existing Operating Plant
<b>Calendar Year (CY) 2007 Applications</b>						
NRG Energy (52-012/013)***	09/20/2007	ABWR	11/29/2007	South Texas Project (2 units)	TX	Y
NuStart Energy (52-014/015)***	10/30/2007	AP1000	01/18/2008	Bellefonte (2 units)	AL	N
UNISTAR (52-016)***	07/13/2007 (Envir.) 03/13/2008 (Safety)	EPR	01/25/2008 06/03/2008	Calvert Cliffs (1 unit)	MD	Y
Dominion (52-017)***	11/27/2007	ESBWR	01/28/2008	North Anna (1 unit)	VA	Y
Duke (52-018/019)***	12/13/2007	AP1000	02/25/2008	William Lee Nuclear Station (2 units)	SC	N
2007 TOTAL NUMBER OF APPLICATIONS = 5 TOTAL NUMBER OF UNITS = 8						
<b>Calendar Year (CY) 2008 Applications</b>						
Progress Energy (52-022/023)***	02/19/2008	AP1000	04/17/2008	Harris (2 units)	NC	Y
NuStart Energy (52-024)***	02/27/2008	ESBWR	04/17/2008	Grand Gulf (1 unit)	MS	Y
Southern Nuclear Operating Co. (52-025/026)***	03/31/2008	AP1000	05/30/2008	Vogtle (2 units)	GA	Y
South Carolina Electric & Gas (52-027/028)***	03/31/2008	AP1000	07/31/2008	Summer (2 units)	SC	Y
Progress Energy (52-029/030)***	07/30/2008	AP1000	10/06/2008	Levy County (2 units)	FL	N
Detroit Edison (52-033)***	09/18/2008	ESBWR	11/25/2008	Fermi (1 unit)	MI	Y
Luminant Power (52-034/035)***	09/19/2008	USAPWR	12/2/2008	Comanche Peak (2 units)	TX	Y
Entergy (52-036)***	09/25/2008	ESBWR	12/4/2008	River Bend (1 unit)	LA	Y
AmerenUE (52-037)***	07/24/2008	EPR	12/12/2008	Callaway (1 unit)	MO	Y
UNISTAR (52-038)***	09/30/2008	EPR	12/12/2008	Nine Mile Point (1 unit)	NY	Y
PPL Generation (52-039)***	10/10/2008	EPR	12/19/2008	Bell Bend (1 unit)	PA	Y
2008 TOTAL NUMBER OF APPLICATIONS = 11 TOTAL NUMBER OF UNITS = 16						
<b>Calendar Year (CY) 2009 Applications</b>						
Florida Power and Light (763)***	6/30/2009	AP1000	09/04/2009	Turkey Point (2 units)	FL	Y
Amarillo Power (752)		EPR		Vicinity of Amarillo (2 units)	TX	UNK
Alternate Energy Holdings (765)		EPR		Hammitt (1 unit)	ID	N
2009 TOTAL NUMBER OF APPLICATIONS = 3 TOTAL NUMBER OF UNITS = 5						
<b>Calendar Year (CY) 2010 Applications</b>						
Blue Castle Project		TBD		Utah	UT	N
Unannounced		TBD		TBD	TBD	UNK
2010 TOTAL NUMBER OF APPLICATIONS = 2 TOTAL NUMBER OF UNITS = 2						
<b>Calendar Year (CY) 2011 Applications</b>						
No Letters of Intent have been received from applicants expressing their plans to submit new COL applications in CY 2011.						
2007 - 2011 Total Number of Applications = 21 Total Number of Units = 31						

\*Project Numbers/Docket Numbers \*\*Yellow - Acceptance Review Ongoing \*\*\*Blue - Accepted/Docketed

- (注)1. \* ( ) 内はプロジェクト整理番号 \*\*黄色は受付審査中 \*\*\*青色は受付完了
2. Nuclear Power 2010 では Dominion の North Anna, TVA(NuStart Energy)の Bellefonte, NuStart Entergy の Grand Gulf が選定された。
- (出典 U.S.NRC Homepage , Expected NPP Applications 、(注) 2. は各社プレスリリース)

(3) 2005 年国家エネルギー政策法

「国家エネルギー政策」の提言に基づきブッシュ政権は包括的なエネルギー政策法案を議会に提出、審議を開始したが、同政権が 2 期目に入って 2005 年 8 月によりやく「2005 年エネルギー政策法 (Energy Policy Act of 2005)」が成立した。これは 1992 年の「国家エネルギー政策法」以来 13 年振りに米国の包括的なエネルギー戦略を方向づけるもので、エネルギー効率改善と省エネの推進、国内の石炭、原子力および石油・ガスのよりクリーンで生産的な利用によるエネルギーの対外依存軽減、環境を保全しエネルギー対外依存を減らす再生可能エネルギーの開発推進によるエネルギー供給の多様化ならびに 21 世紀の送電網の構築等による信頼できる電力供給の確保を通して米国経済の強化、環境改善およびエネルギー安全保障を目指すものである。これらの

施策を達成する手段として、資金支援のための予算配分、税控除、融資保証、低利融資等の支援を与えることとしている。このうち原子力エネルギーに関する主な施策は次の通りである。

① Price-Anderson 法の延長

2003 年末に失効していた同法を 2025 年まで 20 年間延長。原子炉の事故の際に、原発運営者が即時に被害者向けに無過失保険準備金の枠組み（95,800 千ドル、年間 15 百万ドル限度）を提供するもの。

② 融資保証

（プロジェクト・コストの 80%限度。返済期間 30 年またはプロジェクト期間の 90%以内）再生可能エネルギー、石炭ガス化、水素燃料電池等空気汚染・温暖化ガス排出削減に寄与する革新的技術が対象となっているが、原子力も含まれる。

③新設原発に対する発電税控除

2021 年 1 月 1 日以前に操業開始した発電所を対象に 8 年間 6,000MW まで 1 kW 当たり 1.8 セントを控除（1,000MW 当たり年間 125 百万ドル限度）

④ 原子炉建設遅延コストをカバーする政府のスタンバイ支援

NRC の検査・試験・分析等の見直し・承認スケジュール不履行および訴訟に起因する遅延のコストを政府がカバー。最初の 6 基までで、最初の 2 基は 100%（それぞれ 500 百万ドル限度）、次の 4 基は 50%（それぞれ 250 百万ドル限度）をカバー。

⑤ 原子力研究開発および水素プロジェクトに対する資金支援

合計 2,950 百万ドル。うち Nuclear Power 2010、第IV世代原子炉イニシアティブおよびリサイクル・転換技術評価のための燃料サイクル・イニシアティブを支援する原子力エネルギー研究開発に 1,600 百万ドル、アイダホ国立研究所における電力・水素コージェネ第IV世代原子炉建設費用 1, 250 百万ドルおよび 2 基の既存原子力プラントでの水素生産検証 100 百万ドル。

⑥ 原子炉廃棄準備積立金の非課税扱いの延長

⑦ DOE の高レベル放射性廃棄物処理方法に関する 1 年以内の報告義務

(4) 国際原子力エネルギー・パートナーシップ (GNEP) と日米原子力エネルギー共同行動計画

2006年2月、ブッシュ大統領は、「国家エネルギー政策法」の目的であるエネルギーの対外依存を減少するためクリーンなエネルギー技術の研究・開発を促進するとして「先進エネルギーイニシアティブ (Advanced Energy Initiative)」を発表、空気汚染物と炭酸ガスを排出しない石炭発電、太陽光・風力発電、ハイブリッド・電気自動車、水素燃料車、先進的エタノール生産等の技術の研究・開発等への投資に加え、クリーンで安全な原子力エネルギーの国際的な研究・開発を目指す「国際原子力エネルギー・パートナーシップ(Global Nuclear Energy Partnership:GNEP)」を打ち出し、これに2007年予算250百万ドルを配賦することとした。

このGNEPは、仏、英、日、露等と協力して先進的原子炉と使用済み核燃料の新しいリサイクル技術を開発する一方、途上国にはそのエネルギー需要に合致する小規模の原子炉と必要な燃料供給を保障し、その見返りに原子力エネルギーを民生利用に限定させ、武器製造に利用可能なウラン濃縮と再処理活動を断念させることによって核拡散を防止せんとするものである。GNEPには米国における原子力廃棄物処分問題を解決する狙いもある。すなわちユッカマウンテン(Yucca Mountain) (注)において永久処分を要する放射性廃棄物の量と放射能毒性を減らすことができ、廃棄物貯蔵所の追加が不要になるということである。ただし、ユッカマウンテンにおける原子力廃棄物処分計画の緊要性を減ずるものではなく、いかなる燃料サイクルのシナリオにおいてもユッカマウンテンは必要だとしている。

(注) 米国はカーター政権時の1977年に使用済み核燃料廃棄物を再処理する計画を無期延期しており (現状はそれぞれのプラント内等に分散保管)、使用済み燃料の処分が長年の懸案であった。2002年にはユッカマウンテンの地中深部に貯蔵する計画が議会で承認されており、DOEからNRCに対しその建設許可申請がなされているが、地元からはネバダ州知事の提訴等反対の声が上がっている。仮にユッカマウンテン処分場の建設ができたとしても2015年頃から使用済み燃料処分場が不足するといった問題が指摘されている。ただし、後述のとおりオバマ政権は、ユッカマウンテン・プロジェクトについて実質的に中止し、有識者委員会を設置して代替案を検討することとしている。

GNEP第1回閣僚級会合は米、日、仏、露、中の代表が参加して2007年5月に開催、同年9月には同第2回会合が開かれ我が国を含む16カ国がGNEPの「原則に関する声明」に署名し国際的体制が確立した。2008年11月現在参加国は25カ国になっている。

一方、日米2国間においても2007年4月「日米原子力エネルギー共同行動計画 (United States-Japan Nuclear Energy Action Plan)」が策定され、DOE長官と我

が国経産、文部、外務各大臣間で調印された。この共同行動計画は、①GNEP 構想に基づく原子力エネルギー研究開発協力、②原発の新規建設支援のための政策協調、③核燃料供給保証メカニズムの構築ならびに④核不拡散を確保しつつ、原子力エネルギーに関心を有する国における安全性とセキュリティの確保された原子力エネルギーの拡大を支援するための協調、を目的として、関係各省・機関で構成する運営委員会の下で実施される。運営委の下に専門家チームからなるワーキング・グループが設置され実施をサポートする。

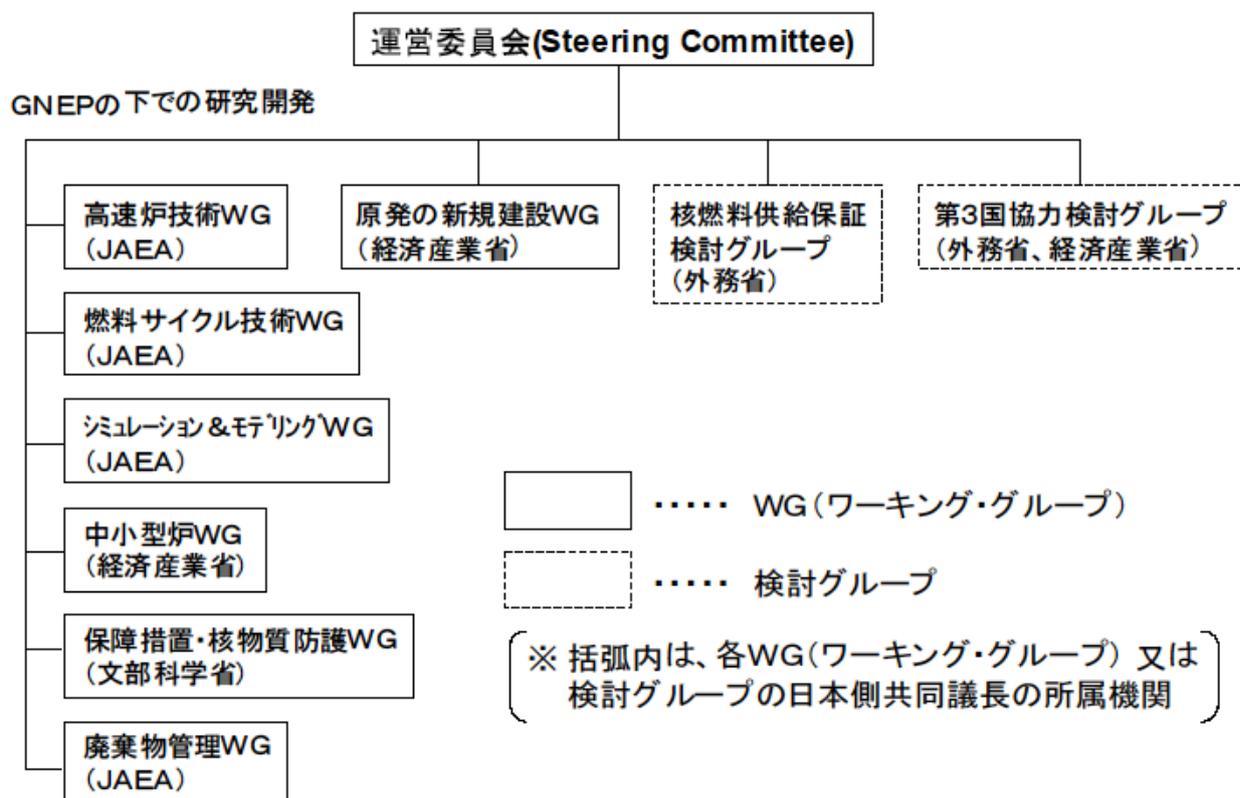
第1回の運営委員会は2007年7月に、第2回運営委員会は2008年6月に、それぞれ開催され行動計画の方向付けと各ワーキング・グループでの活動状況のレビュー(第2回)等がなされてきたが、原子力発電所の新規建設を支援するための金融支援について今後も日米間の調整を推進することが合意される(第1回および第2回)とともに、米国から米国での新規建設に対する日本からの金融支援への期待が示され(注)、また「原子力損害の補完的補償に関する条約 (Convention on Supplementary Compensation for Nuclear Damage; CSC)」への日本の参加を求める発言があった(いずれも第2回)ことが注目される。

(注)2008年6月のボドマンDOE長官と甘利経済産業大臣による日米原子力共同声明においては、米国における新規原発建設について、日本貿易保険(NEXI)や国際協力銀行(JBIC)の活用を検討することを明記。米国DOEが運営する債務保証制度と組み合わせて同一プロジェクトを支援する等の政策協調を進める旨を発表。

また、米国DOEはGNEP計画のコアになるプルトニウム等を燃焼させる先進リサイクル炉(Advanced Recycling Reactor; ARR)および使用済み燃料処理設備(Nuclear Fuel Recycling Center)の一括提案を募集、三菱重工、AREVAおよび日本原燃等が共同で提出した技術的提案が認められ、2007年11月にDOEとの間でGNEP計画に参画するための契約が締結された。ただし、後述のとおりオバマ政権はこれらの計画を中止することを決め、科学的研究開発に限って継続することとしている。(注)

(注)これとは別にJAEA、フランス原子力庁(CEA)およびDOEの三者間におけるナトリウム冷却高速炉プロトタイプの開発を目標とする技術協力の関係がある。

図表 3.2.1.1-11 日米原子力エネルギー共同行動計画の組織図



(注) JAEA は日本原子力研究開発機構

### 3) オバマ政権の原子力政策

オバマ政権のエネルギー政策の指針となる考え方は、海外石油への依存と気候変動に伴うリスクを回避するため太陽光、風力、バイオマス等の再生可能エネルギーならびに原子力発電等国内のエネルギー資源の利用を拡大し、またこれらを支える科学と研究開発を振興せんとするものである。そうすることによって経済復興、新たな雇用創造およびクリーンな産業促進が図られるとしている。ホワイトハウスのエネルギーと環境に関する文書は次のように述べている。

(Energy and Environment:

[http://www.whitehouse.gov/issues/energy\\_and\\_environment](http://www.whitehouse.gov/issues/energy_and_environment))

- ・ 国内でクリーン・エネルギー産業・経済を発展させ、国外にアウトソースしえないグリーン・ジョブの創造を促進する
- ・ 次世代のエネルギー技術に投資する(クリーン・エネルギー経済への移行のために)

エネルギーの研究開発に 10 年間で 1,500 億ドルの投資)

- ・ 変動の激しい石油価格に左右されない強い経済を目指して、化石燃料依存を抑え、エネルギーの独立を達成するためクリーン・エネルギー資源への投資を行う（次世代自動車とその燃料の導入促進、国内の再生可能エネルギー、化石燃料、バイオ燃料および原子力エネルギーの開発による国内エネルギー供給の増大ならびに運輸、電力、工業、建設および農業の各部門のエネルギー効率引上げのための投資促進）
- ・ これまでやってきたイオウ酸化物、窒素酸化物、その他の有害排出物への取り組みに続き、過去に放置されてきた炭酸ガス排出のルートを閉める（炭酸ガス排出にキャップを設定することによって、外国石油依存の低減、化石燃料使用の削減および新産業の促進に対処可能。国内産業に平等な競争条件を確保し、貿易相手先の気候変動への取り組みを促す）

これらの指針を具体化するオバマ政権でのエネルギー関連予算は、2009 年 2 月に成立した「アメリカ復興・再投資法(American Recovery and Reinvestment Act)」による景気刺激策(総額 7,870 億ドルの補正予算)および 2010 年度予算要求(予算教書)の中のエネルギー省(DOE) 予算で、図表 3.2.1.1-12 および図表 3.2.1.1-13 に示されている。

図表 3.2.1.1-12 エネルギー省 (DOE) 予算の推移

Program (\$ in millions)	FY 2008 Approp.	FY 2009 Enacted	FY 2009 Recovery Act	FY 2010 Request	FY 2010 vs. FY 2009	
					\$	%
Energy Efficiency and Renewable Energy..	1,704	2,179	16,800	2,319	+140	+6%
Electricity Delivery & Energy Reliability.....	136	137	4,500	208	+71	+52%
Fossil Energy.....	889	1,110	3,400	882	-229	-21%
Nuclear Energy.....	754	871	—	845	-26	-3%
Science.....	4,083	4,758	1,600	4,942	+184	+4%
ARPA-E.....	—	15	400	10	-5	-33%
National Nuclear Security Administration...	9,093	9,617	—	9,945	+328	+3%
Environmental Management.....	5,757	5,992	6,000	5,830	-162	-3%
Civilian Radioactive Waste Management...	386	288	—	197	-92	-32%
Other.....	1,230	1,283	6,025	1,218	-65	-5%
<b>Total, Discretionary Funding.....</b>	<b>24,032</b>	<b>26,248</b>	<b>38,725</b>	<b>26,394</b>	<b>+146</b>	<b>+0.6%</b>

再生可能エネルギー等（上表の Energy Efficiency & Renewable Energy）予算の内訳

Program (\$ in millions)	FY 2008 Approp.	FY 2009 Enacted	FY 2009 Recovery Act	FY 2010 Request	FY 2010 vs. FY 2009	
					\$	%
Solar energy.....	166	175	—	320	+145	83%
Wind energy.....	49	55	118	75	+20	36%
Geothermal technology.....	19	44	400	50	+6	14%
Biomass.....	196	217	787	235	+18	8%
Fuel cell technologies.....	206	169	43	68	-101	-60%
Vehicle technologies.....	208	273	2,700	333	+60	22%
Building technologies.....	107	140	—	238	+98	70%
RE-ENERGYSE.....	—	—	—	115	+115	N/A
Other.....	753	1,106	12,752	421	—	—
<b>Total.....</b>	<b>1,704</b>	<b>2,179</b>	<b>16,800</b>	<b>2,319</b>	<b>+140</b>	<b>6%</b>

(注)1. 米国の会計年度は 10 月 - 9 月

2. FY 2010 Recovery Act は 2009 年 2 月に成立した American Recovery and Reinvestment Act (アメリカ復興・再投資法) で総額 7,870 億ドルの不況対策法(補正予算)

3. Discretionary Funding (裁量的経費) は毎年の歳出法案で決定される通常の歳出。この他に社会保障費等別の法案で金額が決まる義務的経費がある (本表には含まれていない)。

4. MOX (プルトニウムとウラン混合酸化物燃料) 成型加工施設予算は National Nuclear Security Administration に含め、「先進技術自動車製造融資補助金」7,510 百万ドルは本表から除かれている。

(出典 : Steve Isakowitz(CFO of DOE) Presentation on DOE's FY 2010 Budget)

2010 年度 (2009 年 10 月 ~ 2010 年 9 月) の予算は、実質的には「復興・再投資法」に基づく予算を含めて考える必要がある。そういう観点から 2010 年度予算全体をみると、省エネ・再生可能エネルギー関連予算が 8 倍以上と大幅に増えていることがわかる。2010 年度予算だけを見ても 6% 増えている (特に太陽光、風力、自動車技術、省エネ建築技術が大幅な伸び)。また Electric Delivery & Energy Reliability が「復興・再投資法」で 45 億ドル計上されているが、その多くはスマート・グリッド関連の R&D 計画 34 億ドルおよびスマート・グリッドの地域エネルギー蓄電デモ費用 7 億ドルが占めている。「復興・再投資法」の化石燃料 34 億ドルは石炭の R&D (クリーンコール発電イニシアティブ、炭酸ガス捕捉) 向けである。

原子力については 845 百万ドルと 2009 年度比でむしろ若干減少している (図表 3.2.1.1-13)。これは前述した「原子力 2010 計画 (Nuclear Power 2010)」に基づく官民折半による費用負担のうち政府負担金分が、同計画が終了に近づいたことにより減少したことによるものである。具体的には「Nuclear 2010 計画」予算は 2009 年度 178 百万ドルから 2010 年度では NuStart が行っている COL (建設運転ライセンス) 申請に係る手続き諸費用の政府負担金 20 百万ドルのみが計上され 158 百万ドル減少した (△89%) ためである (図表 3.2.1.1-13)。

図表 3.2.1.1-13 原子力エネルギー予算の内訳

Program (\$ in millions)	FY 2008 Approp.	FY 2009 Enacted	FY 2009 Recovery Act	FY 2010 Request	FY 2010 vs. FY 2009	
					\$	%
Research and development.....	257	515	—	403	-112	-22%
Fuel Cycle R&D.....	—	145	—	192	+47	+32%
Nuclear Power 2010.....	134	178	—	20	-158	-89%
Generation IV nuclear systems.....	114	180	—	191	+11	+6%
Infrastructure	239	285	—	364	+79	+28%
Other.....	258	71	—	71	—	—
<b>Total.....</b>	<b>754</b>	<b>871</b>	<b>—</b>	<b>845</b>	<b>-26</b>	<b>-3%</b>

- (注) 1. Fuel Cycle R & D は、廃棄物管理、高レベル廃棄物削減および半減期の長い高放射性物質の安全管理・処分に関する技術の長期の科学的研究開発予算。
2. Generation IV nuclear systems は、第IV世代の原子炉に係る広範な課題解決のための研究活動費用。
3. Infrastructure は、①DOE の原子力技術施設の維持費 77 百万ドル（うち 30 百万ドルはプルトニウム 238 生産施設の再開のための当初費用。プルトニウム・プロジェクトは 7 年間にわたり実施され、最終的には年 5 kg のプルトニウムを生産、NASA の宇宙探査および国防用の燃料に使用される。）、②アイダホ国立研究所内の研究開発施設（改良型実験炉を含む）の維持管理費用 203 百万ドルおよび③アイダホ研究所のセキュリティー関連費用 83 百万ドル、合計 364 百万ドル。2009 年比増加は、①11 百万ドル、②63 百万ドル、③5 百万ドル、計 79 (+28%)。
- (出典：Steve Isakowitz(CFO of DOE) Presentation on DOE's FY 2010 Budget)

原子力に関しては、上記のとおり炭酸ガス排出がほとんどないクリーンなエネルギーおよび対外依存しない国内資源として位置付けられ、共和党政権の下で進められた「2005 年エネルギー政策法 (Energy Policy Act of 2005)」に基づく施策が基本的には継承され、改良型（第Ⅲ世代+）の原子力プラントは、建設・運転許可を経て数年後から建設されていくものと考えられる。

ただし、「国際原子力エネルギー・パートナーシップ(Global Nuclear Energy Partnership; GNEP)」に関しては、前政権が国内計画として推進しようとしていた使用済み燃料の商業再処理計画およびこれを前提とする高速増殖炉計画は追求せず、拡散抵抗力のある燃料サイクルと廃棄物管理戦略に関する長期的で科学に基づく研究開発を継続することとしている。このため三菱重工、AREVA および日本原燃等が DOE との間で 2007 年 11 月に契約した先進リサイクル炉(Advanced Recycling Reactor; ARR)および使用済み燃料処理設備である原子燃料リサイクルセンター(Nuclear Fuel Recycling Center)のプロジェクトは中止されることになった。

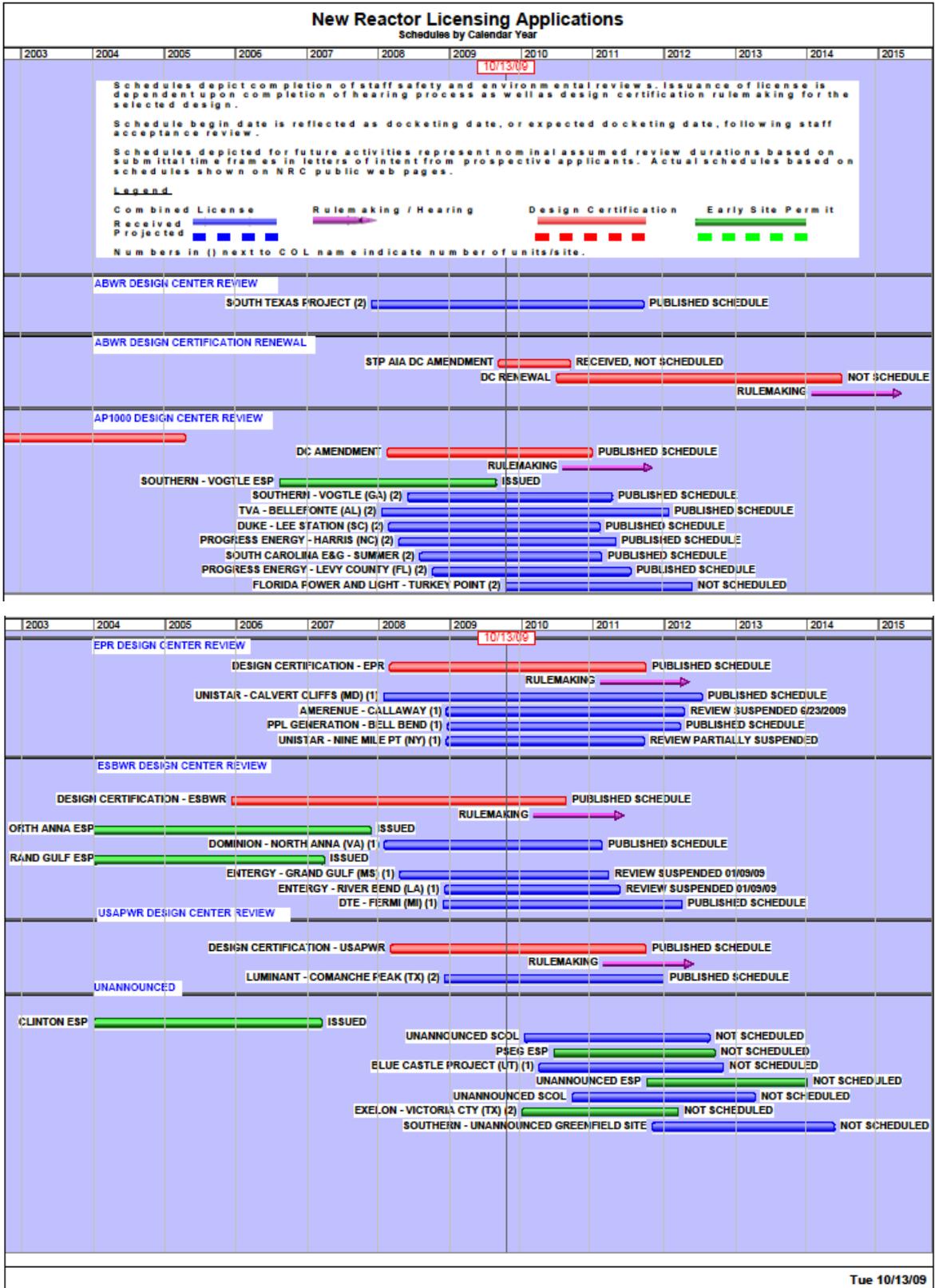
また、ユッカマウンテンにおける使用済み燃料および高レベル放射性廃棄物の貯蔵所計画について、DOE は 2008 年 6 月 NRC に対し建設許可申請を行ったが、新政権はかねて

より地元の反対が強かった本計画に対して新たな廃棄物処分の代替案を検討することとし（有識者会議を設置）、2010年度予算においてはユッカマウンテン開発（さらなる土地取得、アクセス道路や追加の工事等）のための予算は付けず、NRCでの建設許可申請手続きおよび代替案検討作業のための予算のみが要求されている。従って2010年度の原子力廃棄物処理の関係予算要求額（図表 3.2.1.1-12 の Civil Radioactive Waste Management）は197百万ドルと前年度配分額 288 百万ドルとの対比で 32%の減少となっている。

2010年に入り大統領はDOEに対し有識者委員会(Blue Ribbon Commission)を設置して、使用済み核燃料の再処理、廃棄物の貯蔵・取扱を含む原子力燃料サイクルのバックエンドの管理政策を検討し、勧告書を作成させることを指示、DOEはコウクロフト元大統領補佐官およびハミルトン元下院議員を共同議長とする有識者委員会を設置することとした。同委員会は18カ月以内に中間報告を、2年以内に最終報告を提出することになる。

現在NRCに申請されている建設・運転包括許可(COL)申請は、図表 3.2.1.1-14 に示されている通り、申請の意図表明があるものを含め現在のところ 21 件 31 基分である。またこのうち東芝、ウェスティング・ハウス (WH)、GE 日立および三菱重工業が受注しているものが、9 件 14 基に達する。

図表 3.2.1.1-14 新型炉の許可申請スケジュール



(出典 NRC Homepage/New Reactor Licensing Applications)

## 関係企業受注状況

### ① GE 日立 合計 4 基

- ・ Dominion North Anna(Virginia) ESBWR 1.52 百万 kW×1 基  
COL 受付 (以下同じ) 08.1.28  
(長期納品契約締結済み)
- ・ NuStart Energy(Entergy) Grand Gulf(Mississippi) ESBWR 1.52 百万 kW×1 基  
08.4.17 (Entergy と GE 日立は発電設備に関し長期納品契約締結済み)
- ・ Detroit Edison Fermi(Michigan) ESBWR 1.52 百万 kW×1 基 08.11.25  
(フェルミ 2 発電所に増設。)
- ・ Entergy River Bend(Louisiana) ESBWR 1.52 百万 kW×1 基 08.12.4  
(長期納品契約締結済み)

### ② 東芝 合計 2 基

- ・ NRG Energy South Texas Project(Texas) ABWR 1.4 百万 kW×2 基 07.11.29  
(本件は NRG 社(NJ)と CPS Energy 社(TX)の両電力会社が 2015~16 年の運転開始を目指して計画中の South Texas Project の 3 および 4 号機に係るもので、東芝は STP 社と 09 年 2 月 EPC 契約を締結している。東芝は、本契約推進等のため NRG 社と Nuclear Innovation North America 社を設立している(NRG 88%、東芝 12%、東芝は 300 百万ドル出資)。東電が ABWR の運転経験を基にコンサルティングを実施。

### ③ WH 合計 6 基 (注)

- ・ Southern Nuclear Operating Co. Vogtle(Georgia) AP1000 1.1 百万 kW×2 基  
08.5.30  
(Show Group と共に Southern の子会社 Georgia 電力と Vogtle 発電所 3, 4 号機に係る EPC 契約を 08 年 4 月締結。運転開始はそれぞれ 2016 年、2017 年の予定)  
South Carolina Electric & Gas Summer(South Carolina) AP1000 2 基  
08.7.31  
(Show Group と共にスキャナ電力の子会社 South Carolina 社とサマー発電所 2, 3 号機建設に係る EPC 契約を 08 年 5 月に締結。運転開始はそれぞれ 2016 年、2019 年の予定)
- ・ Progress Energy Levy County(Florida) AP1000 2 基 08.10.6  
(Levy 発電所 1 号機 2016 年、2 号機 2017 年それぞれ運転開始予定。Show Group と共に 09 年 1 月 EPC 契約締結済み)

④ 三菱重工 合計 2 基

- ・ Luminant Power Comanche Peak(Texas) USAPWR 1.7 百万 kW × 2 基  
08.12.2

(テキサス電力が計画中の 2~5 基 2 百万~6 百万 kW で USAPWR の採用が決定。このうちの 2 基に係るもの。三菱重工は建設・エンジ会社 Washington Group International および三菱商事と組んで推進の予定)

(注)WHはこのほか、TVA社から同社が07年10月建設再開したWatts Bar発電所2号機(1973年建設開始、1985年建設が80%進んだところで中断されていた。2012年運転開始予定)の原子炉(PWR)設備更新に関するエンジニアリングおよび周辺機器を受注している。

- ・ これらはNRCによって安全性および環境影響の観点からの審査を受けている。ライセンスの発行は公聴会手続きおよび原子炉設計承認のルール作りにかかっているため正確には予測し難いが、NRCのレビュー予定(図表 3.2.1.1-14)から見ると早ければ2011年から順次発行されていくものと思われる。建設開始はライセンス発行があったところで電力会社が電力需給や建設コスト見積もり等を勘案して決めることになる。

DOE のエネルギー年次見通しの 2009 年改定版(An Updated Annual Energy Outlook 2009 , April 2009) (注) による燃料別発電量および原子力発電能力見通しは、図表 3.2.1.1-15 のとおりである。

(注) DOE は、毎年エネルギー見直しを見直して発表しており、2009 年についても 3 月に公表したが、これは 2 月に成立した「アメリカ復興・再投資法」に基づく省エネや再生可能エネルギー促進策等の政策効果を反映していなかったため、4 月にこれを反映すると共にその後の経済情勢の変化をも織り込んで改訂版を作成した。

図表 3.2.1.1-15 発電量見通し

(単位) 十億 kWh

	2007年	2010年		2020年		2030年	
		ARRの影響 響入れず	基準 見通し	ARRの影響 響入れず	基準 見通し	ARRの影響 響入れず	基準 見通し
石炭	2,021	2,024	2,022	2,172	2,198	2,281	2,311
石油	66	56	56	50	49	51	50
天然ガス	892	803	775	830	714	1,090	976
原子力	806	809	809	895	876	929	890
再生可能 エネルギー	352	436	468	598	708	703	798
その他	22	31	31	28	28	29	29
合計	4,159	4,161	4,162	4,573	4,573	5,084	5,055
原子力能力 (GW)	100.5	101.2	101.2	113.1	110.3	115.0	110.1

(注) 「ARRの影響入れず」は American Recovery and Reinvestment Actによる政策効果を考慮しない見通しで、「基準見通し」は DOE, “An Updated Annual Energy Outlook 2009”の ARRの効果を入れた基準見通し(Reference Case)。

(出典 DOE's Energy Information Administration/An Updated Annual Energy Outlook 2009)

これによれば「アメリカ復興・再投資法」による省エネ、再生可能エネルギーの増加やクリーン・コール計画の効果もあって、原子力エネルギーに対する依存度は2007年現在の19.4%から30年には17.6%に相対的に低下する見込みである。この結果原発の発電能力は110GWに留まることになる。運転期限延長後の期限がくる7基4.4GWの廃棄および改修(アップレート)による能力増3.4GWを考慮するとして新設による原発能力増加は2007年比10.6GWで足りることになる。これは1百万kW規模のプラント10基相当、より大型の1.7百万kWであれば6基で足りる。これは前述の各社のCOL申請あるいは契約状況からみるとやや非現実的と思われる。実際の原発建設は経済成長率、石油等他のエネルギー価格あるいは再生可能エネルギーの普及具合等によって異なってくるが、その点に関しDOEのアップデート前の09年3月見通しにおける「高成長ケース」を紹介すれば、新設による能力増は27.8GW(2030年の原発能力見通し127.3-アップレート3.4+リタイア4.4-2007年能力100.5)となっている。むしろこちらの見通しが現実に近いように思われる。

これらの計画が実現するためには、資金の裏付けが必要であるが、「2005年エネルギー政策法」で導入された融資保証制度(注)として原子力発電建設には185億ドルの枠が配布

されているが、DOE の発表によると 08 年 10 月 2 日現在で DOE は 17 の電力会社から 14 プラント (21 基の原子炉 28,800MW に相当、5 つの炉型が含まれている) および 2 社からフロントエンドの原子力施設のプロジェクト 2 件に係る融資保証の申請を受け取ったが、申請金額は前者が 1,220 億ドル (プロジェクトコスト 1,880 億ドル)、後者が 40 億ドルで、それぞれ 185 億および 20 億ドルの保証枠を大幅に超過している。DOE はこのうち Southern の VogtleAP1000-2 基に対して、83.3 億ドルの融資保証供与を決定。3 プロジェクトについて審査している (UniStar Nuclear の Calvert Cliffs3 USEPR-1 基、NRG energy の South Texas ABWR-2 基、SCANA の Virgil C. Summer AP1000-2 基)。

しかし、1 基 60 億ドル以上するプラントをカバーするためには 185 億ドルでは到底賄い切れず、追加の保証枠が求められていたが、2010-11 年度予算要求において 545 億ドルに拡大している。また、2009 年 12 月には融資保証計画のルールの変更を行い、輸出信用機関その他の金融機関が融資保証計画の対象プロジェクトに参加しやすくするため、レンダ一間で同順位の担保権を確保できるようにした (従来は DOE に優先権を与えていた)。

(注) 「2005 年エネルギー政策法」の「第 XVII 章革新的技術に対するインセンティブ」に規定される融資保証で、その政策指針が、DOE の通達で出されている。これらによれば対象プロジェクトはエアポリューション、温暖化ガス排出を削減し、改善された技術を採用するプロジェクトで、具体的には 10 カテゴリーが指定されており、改良された原子力エネルギー設備 (Advanced nuclear energy facilities) もその 1 つ。

条件は、期間：設備の耐用年数の 90% または 30 年のいずれか短い期間、金額：原則としてプロジェクトコストの 80% 以内、金利：民間市場金利を勘案して DOE が適当と判断する金利を超えないこと、保証料：管理経費をカバーするに足るフィーを徴求、等。

#### 4) 核燃料サイクル

最後に米国の核燃料サイクルの状況、特に米国では使用済み燃料の再処理は行われていない (いわゆる once-through cycle) ので、鉱石採掘・製錬 (mining-milling) - 転換 (conversion) - 濃縮 (enrichment) - 成型加工 (fabrication-assembly) といったアップフロントの状況を概観する。

米国の民間原子炉の所有者・操業者が購入する各種形態でのウランの 86% (08 年) は海外からのものであり、毎年オーストラリア、ロシア、カナダが上位 3 位を占めている (08 年では左記の順番で 3 カ国計  $U_3O_8$  換算で 34.6 百万ポンド、全購入量 53.4 百万ポンドの 65% を占める)。国内産のウランは 14% に過ぎない (図表 3.2.1.1-16)。これを原子炉に装荷された燃料集合体 (fuel assembly) に含まれるウランで見ると 08 年で合計 51.3 百万ポンドのうち 88% (45.1 百万ポンド) は輸入されたものである。形態別購入量ではウラン精鉱 (イエローケーキ) で 29.3 百万ポンド (55%)、フッ化ウラン ( $UF_6$ ) で 19.2 百万ポンド (36%) および濃縮ウランで 4.9 百万ポンド (9%) を購入している (いずれも 08 年)

が、それぞれ外国依存率は 86%、88%および 71%となっている（図表 3.2.1.1-17）。濃縮ウランでの外国からの購入が少ないように見える（ $9\% \times 71\% = 7\%$ ）が、別途米国発電所がウラン原料を外国濃縮工場に濃縮委託のために引き渡したウランが 20 百万ポンド（08 年、 $U_3O_8$  換算）あり（図表 3.2.1.1-18）、これは濃縮された後に米国発電所が引き取るものである。米国発電所による濃縮役務の購入（濃縮委託）は、08 年では 12,599 千 SWU（Separative Work Unit）（注）、このうち外国での役務は 10,709SWU（85%）で、このうちロシア 38%、英国 17%、オランダ 8%、仏・独合わせて 8%等となっている（図表 3.2.1.1-19）。

（注）分離作業単位。天然ウランを濃縮する際に、必要とする濃縮度の濃縮ウランを得るための仕事量の単位。ウラン濃縮度を高めるほど、また廃棄濃度を低くするほど SWU は大きくなる。0.7%の天然ウランから 4%の濃縮ウランを 1 トン生産し、その場合に出る廃棄物の濃度を 0.25%とすれば約 5.8 千 SWU の分離作業量となる。ちなみに我が国の六ヶ所村日本原燃の濃縮工場の実働能力は 450 千 SWU で、将来は 1,500 千 SWU の能力にする計画。

図表 3.2.1.1-16 米国民間原子炉所有者・操業者による国別ウラン購入量・価格  
（単位： $U_3O_8$  換算千ポンド、ドル／ポンド）

Origin Country	Deliveries in 2004		Deliveries in 2005		Deliveries in 2006		Deliveries in 2007		Deliveries in 2008	
	Purchases	Weighted-Average Price								
Australia	11,660	13.38	9,957	15.60	17,052	21.23	11,507	30.35	12,758	41.59
Brazil	0	--	0	--	822	19.61	W	W	W	W
Canada	16,468	13.45	22,881	14.35	13,325	17.61	10,717	32.89	9,791	48.72
China	W	W	W	W	W	W	0	--	0	--
Czech Republic	W	W	0	--	W	W	347	77.02	W	W
Germany	0	--	W	W	0	--	0	--	0	--
Kazakhstan	4,211	10.18	1,639	14.32	1,628	25.74	2,407	57.36	3,818	60.61
Kyrgyzstan	0	--	0	--	0	--	W	W	0	--
Namibia	2,780	14.67	2,963	16.82	3,009	18.46	3,115	25.24	3,880	54.79
Niger	W	W	0	--	W	W	W	W	W	W
Russia	10,329	12.10	12,959	12.92	15,116	16.34	16,766	32.04	12,080	27.64
South Africa	2,091	11.60	573	16.51	725	20.69	W	W	783	27.50
Tajikistan	0	--	W	W	0	--	0	--	0	--
Ukraine	W	W	0	--	W	W	W	W	0	--
United Kingdom	W	W	0	--	W	W	0	--	W	W
Uzbekistan	2,303	12.35	2,505	11.85	2,020	15.89	1,263	24.42	1,923	56.06
<b>Total Foreign</b>	<b>51,760</b>	<b>12.76</b>	<b>54,742</b>	<b>14.21</b>	<b>55,732</b>	<b>18.75</b>	<b>47,011</b>	<b>33.05</b>	<b>45,633</b>	<b>43.47</b>
United States	12,342	11.87	11,007	15.11	10,807	17.85	3,973	28.89	7,720	59.55
<b>Total Purchases</b>	<b>64,102</b>	<b>12.61</b>	<b>65,749</b>	<b>14.36</b>	<b>66,539</b>	<b>18.61</b>	<b>50,983</b>	<b>32.78</b>	<b>53,353</b>	<b>45.88</b>

（注）W は公表差し控え。

（出典 Energy Information Administration/2008 Uranium marketing Annual report）

図表 3.2.1.1-17 米国民間原子炉所有者・操業者による  
形態別・鉱石生産源別ウラン購入量・価格（2008年）  
（単位：U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>換算千ポンド、ドル/ポンド）

Deliveries	Uranium Concentrate	Natural UF <sub>6</sub>	Enriched Uranium	Total
<b>U.S.-Origin Uranium</b>				
Purchases	4,117	2,244	1,359	7,720
Weighted-Average Price	54.11	69.83	59.07	59.55
<b>Foreign-Origin Uranium</b>				
Purchases	25,183	16,911	3,538	45,633
Weighted-Average Price	50.13	35.93	29.19	43.47
<b>Total</b>				
Purchases	29,300	19,156	4,897	53,353
Weighted-Average Price	50.70	40.01	38.95	45.88

（注）フッ化ウランおよび濃縮ウランには、転換および濃縮役務購入分は含まれていない。

（出典 Energy Information Administration/2008 Uranium marketing Annual report）

図表 3.2.1.1-18 米国民間原子炉所有者・操業者によるウラン原料の濃縮国への引渡数量  
（単位：U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>換算千ポンド）

Enrichment Country	Feed Deliveries in 2006			Feed Deliveries in 2007			Feed Deliveries in 2008		
	U.S.- Origin	Foreign- Origin	Total	U.S.- Origin	Foreign- Origin	Total	U.S.- Origin	Foreign- Origin	Total
France	109	7,591	7,699	0	3,067	3,067	W	W	3,116
Germany	0	1,456	1,456	W	W	W	W	W	W
Netherlands	0	2,851	2,851	0	3,223	3,223	W	W	2,079
Russia	0	W	W	0	0	0	0	W	W
United Kingdom	254	6,965	7,219	W	W	2,862	W	W	5,658
Europe <sup>1</sup>	0	8,404	8,404	W	W	8,273	W	W	5,662
Other <sup>2</sup>	0	W	W	0	W	W	0	W	W
<b>Foreign Total</b>	<b>363</b>	<b>29,963</b>	<b>30,326</b>	<b>479</b>	<b>18,943</b>	<b>19,421</b>	<b>1,496</b>	<b>18,581</b>	<b>20,077</b>
United States	4,659	21,594	26,253	3,033	26,566	29,599	4,243	19,038	23,280
<b>Total</b>	<b>5,021</b>	<b>51,557</b>	<b>56,578</b>	<b>3,512</b>	<b>45,508</b>	<b>49,020</b>	<b>5,738</b>	<b>37,619</b>	<b>43,357</b>

（注）1. ヨーロッパの具体的国名は未報告

2. 具体的国名は未報告

W はデータ公表差し控え

（出典 Energy Information Administration/2008 Uranium marketing Annual report）

図表 3.2.1.1-19 米国の民間原子炉所有者・操業者による濃縮役務の購入  
(単位：千 SWU)

Country of Enrichment Service (SWU-origin)	2004	2005	2006	2007	2008
China	W	W	W	0	0
France	2,325	1,831	2,154	613	556
Germany	851	583	818	681	468
Netherlands	402	581	960	1,703	1,038
Russia	4,563	5,059	4,724	6,176	4,793
United Kingdom	1,379	1,379	2,001	1,939	2,195
Europe <sup>1</sup>	W	W	W	W	W
Other <sup>2</sup>	0	W	W	W	W
Foreign Total	10,411	10,343	11,808	12,729	10,709
United States	1,374	1,052	1,630	1,473	1,890
Total	11,785	11,394	13,437	14,202	12,599
Average Price (US\$ per SWU)	-	-	106.57	114.58	121.33

(注) 1.&2. 具体的国名は未報告

W はデータ公表差し控え

(出典 Energy Information Administration/2008 Uranium marketing Annual report)

以上のように総じて海外起源のウランへの依存度が高いのは、米国内のウラン鉱山、転換、濃縮の能力が原子力発電量に見合うだけのものがないことによる。ウラン鉱山は 2008 年には 10 か所の坑内掘り鉱山と 6 か所の溶媒抽出法 (in-situ leaching mining) による鉱山が操業され、ウラン生産量は 3,879 千ポンド。08 年末には 4 か所の製錬所 (鉱石処理能力 6,150st/d) と 9 か所の溶媒抽出法のプラント (生産能力 U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> 12 百万ポンド/年) があつたが、同年のウラン精鉱 (イエローケーキ) は、White Mesa 製錬所 (鉱石処理能力 2 千 st/d) と 6 か所の溶媒抽出法のプラント (生産能力 U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> 8.5 百万ポンド/年) で合計 3,902 千ポンドを生産し、4,130 千ポンドを出荷した。

図表 3.2.1.1-20 ウラン鉱山での生産およびウラン精鉱の生産・出荷  
(単位：U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>含有千ポンド)

	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年
鉱石生産量	2,200	2,452	3,045	4,692	4,541	3,879
坑内掘操業鉱山数	1	2	4	5	6	10
溶媒抽出操業鉱山数	2	3	4	5	5	6
ウラン精鉱生産量	2,000	2,282	2,689	4,108	4,534	3,902
同上出荷量	1,600	2,280	2,702	3,838	4,050	4,130
製錬所操業数	0	1	1	0	0	1
溶媒抽出操業プラント	2	3	4	5	5	4

(出典 Energy Information Administration/2008 Uranium marketing Annual report)

図表 3.2.1.1-21 民間原子炉に装荷された燃料集合体中のウラン生産元

(単位：U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>換算千ポンド)

Origin of Uranium	2004	2005	2006	2007	P2008
Domestic-Origin Uranium	7,682	9,293	12,327	1,840	6,228
Foreign-Origin Uranium	42,372	49,014	39,373	43,659	45,086
<b>Total</b>	<b>50,054</b>	<b>58,307</b>	<b>51,700</b>	<b>45,498</b>	<b>51,314</b>

(注) P=暫定値

(出典 Energy Information Administration/2008 Uranium marketing Annual report)

米国の転換工場は、イリノイ州メトロポリスにある Honeywell International Inc.の工場のみがある。他に転換工場を持つ国は加、仏、英、中および露である。

米国のウラン濃縮工場は United States Enrichment Corp. (USEC) 1社のみである。同社は「1992年エネルギー政策法」によってもともと DOE が行っていた事業を民営化するため、とりあえず財務省 100%所有の政府企業として設立され、1996年4月にクリントン大統領の調印によって「USEC 民営化法」が成立した後、1997年7月に民営化が大統領によって承認された。同社の濃縮工場は、DOE からリースされたものでケンタッキー州の Paducah とオハイオ州の Piketon(予備用)にあり、いずれもガス拡散法による濃縮法である(能力は 11,300 千 SWU/年)。この他、建設中の工場として USEC の遠心分離法による Piketon 工場 (3,500 千 SWU/年)、Louisiana Energy Service のニューメキシコ州における遠心分離法による工場 3,000 千 SWU/年、計画中のものとして GE 日立のノースカロライナ州 Wilmington 工場 (レーザー分離方式 3,500~6,000 千 SWU)、Areva によるアイダホ州 Idaho Falls 工場 (遠心分離法 3,000 千 SWU) がある。

成型加工工場は、Areva の 2 工場、B&W Nuclear Operations Group、Global Nuclear Fuel-America、Nuclear Fuel Services および Westinghouse による工場がある。

### 3.2.1.2 カナダ

カナダの総発電量は631百万MWH(2007年)で、そのうち原子力は約15%を占める。他は水力58%、石炭17%、ガス6%などとなっている。

1950～1960年代における各種重水炉による実験を経て、最初の商業炉はオンタリオ州ピッキングで1971年に操業開始した。現在18基(12,600MW)が稼働中である。うち16基はオンタリオ州に、他はケベック州とニューブルンズビック州にある。いずれも重水炉CANDUである。

図表 3.2.1.2-1 カナダの原子炉

	MWe net	Status	Operator	First power	Planned close
Pickering A1	515	Operating	Ontario Power Generation	1971/2005 <sup>a</sup>	2022
Pickering A4	515	Operating	Ontario Power Generation	1972/2003 <sup>a</sup>	2018
Pickering B5	516	Operating	Ontario Power Generation	1982	2014
Pickering B6	516	Operating	Ontario Power Generation	1983	2015
Pickering B7	516	Operating	Ontario Power Generation	1984	2016
Pickering B8	516	Operating	Ontario Power Generation	1986	2017
Bruce A1	(750)	Refurbishing	Bruce Power	1977/(2010) <sup>a</sup>	2035
Bruce A2	(750)	Refurbishing	Bruce Power	1976/(2010) <sup>a</sup>	2035
Bruce A3	750	Operating	Bruce Power	1977/2004 <sup>a</sup>	2036
Bruce A4	750	Operating	Bruce Power	1978/2003 <sup>a</sup>	2036
Bruce B5	822	Operating	Bruce Power	1984	2014
Bruce B6	822	Operating	Bruce Power	1984	2014
Bruce B7	822	Operating	Bruce Power	1986	2016
Bruce B8	795 <sup>a</sup>	Operating	Bruce Power	1987	2017
Darlington 1	881	Operating	Ontario Power Generation	1990	2020
Darlington 2	881	Operating	Ontario Power Generation	1990	2020
Darlington 3	881	Operating	Ontario Power Generation	1992	2022
Darlington 4	881	Operating	Ontario Power Generation	1993	2023
Gentilly 2 <sup>b</sup>	638	Operating	Hydro Quebec	1982	2011
Point Lepreau 1 <sup>b</sup>	635	Refurbishing	New Brunswick Power (sold to Hydro Quebec)	1982	2034
<b>Total operating (18)</b>	<b>12,652</b>				

(注)上付き a：1997年休止した Pickering A の4基の炉のうち A4 は2003年、A1 は2005年に操業再開 (A2 と A3 は再開の予定なく、本表から除外)。Bruce A2 は1995年、A1 は1997年、A3 と A4 は1998年にそれぞれ休止し、A3 と A4 はそれぞれ2004年と2003年に操業再開、A1 と A2 は改修中で2010年に運転再開の予定。

上付き b：Candu-6タイプ(700MW)

(出典：WNA, Nuclear Power in Canada, updated 18 Feb. 2010)

政府は 1952 年に民生用原子炉の R & D を目的として Atomic Energy of Canada Ltd.(AECL)をクラウン・エージェント（国営機関）として設立したが、AECL は現在改良型 CANDU 炉の開発、建設、既設炉の改修等を手がけている。重水炉は、重水の生産コストがかかるが、ウラン燃料の濃縮を必要としないので燃料コストの節約ができ、燃料補てん・メンテナンスのための停止期間の短縮化が可能となる特色がある。

現在 CANDU 炉は 7 カ国に 29 基があり、またその派生炉がインドに 13 基（さらに建設中あり）ある。CANDU 炉の輸出はこれまで 12 基の実績がある（韓国 4、中国 2、ルーマニア 2、インド 2、パキスタン 1、アルゼンチン 1）。

計画中または申請中の炉は 3 件約 9,000MW に達する。

図表 3.2.1.2-2 計画中または申請中の原子炉

Utility	Site	Capacity (MWe)	Type	Operation
OPG	Darlington, Ontario	4 x 1000 approx	ACR-1000, EPR or AP1000	From 2018
New Brunswick Power (now Hydro Quebec)	Point Lepreau, New Brunswick	1 x 1100	ACR-1000	
Bruce Power Alberta	Peace River, Alberta	3,120 - 4,340 MWe, depending on the number of reactor units (up to four) and the design chosen	Undecided	From 2017

(注)ACR(Advanced Candu Reactor)-1000 は AECL(Atomic Energy of Canada Ltd.)の申請。

EPR は Areva、AP-1000 はウェスチングハウスの申請。

(出典：前表に同じ)

カナダのウラン開発については、「4.3.1 主要ウラン生産国の埋蔵量・生産・輸出状況」を参照。

### 3.2.2 アジア

#### 3.2.2.1 中国

中国の原発(629 億 kWh)が総発電に占める割合は 2.3% (2007 年)で未だ低い、今後の計画は目白押しである。

中国で操業中の原子炉 11 基 8,587MW に対し 2020 年の目標容量は数年前には 40 GW を目標にするといわれていたが、2008 年 3 月には国家エネルギー局から 50GW (総発電に占める原発のシェア 5%) と発表され、同意年 6 月には 60GW とされ、同年 7 月には国務院が 86 GW (その時点での建設中 18GW) を目指すことを検討していると伝えられている。建設中(2009 年末までに建設開始)の炉が 20 基 22,950MW、本年から来年にかけて建設開始予定の炉が 37 基 40,180MW、それに申請中の炉が 150 基 150GW と続いている。技術のベースは当初はフランス、カナダ (重水炉)、ロシア (VVER) からの炉を導入しながら習得され、最近は主に米国とフランスの炉をベースに習得しつつ、独自技術の開発を進めている。Areva の EPR をベースに自主開発した中国型炉を CPR と称して中国広東核電集団 (CGNPC) を中心に十数基建設中。ただし、これには Areva が知財権を有し、輸出には制約がある。また Areva (45%) と CGNPC 他 (55%) は、EPR 等 PWR の技術移転のための J/V を設立すると発表している。

仏電力公社 EdF と CGNPC はいくつかの経緯を経て広東省台山原発建設・運営のための J/V (EdF30% 6~8 億ユーロ、CGNPC70%) を設立する契約を締結し、2 基の EPR(1,700MW)を建設すると共に、J/V が 50 年間に亘り操業を行う。契約金額 80 億ユーロには原子炉 35 億ユーロ、タービン発電機 3 億ユーロ 2026 年までの燃料代も含まれているそうである。輸出信用は 17 億ユーロ。Areva は主要機器の製造を開始しており (タービンは Alstom から購入)、2013 年に 1 号機、2015 年に 2 号機が完成の予定。

WH は国家核電技術公司 (SNPTC) と最初の 4 基の AP1000 (ロケーションは三門と海陽) については技術移転し、後続炉は SNPTC が独自に建設できるようにする条件で契約締結した。なお、山門と海陽の各 1 号機用の圧力容器と四基の発電機は WH から韓国斗山に再発注され、タービン発電機は、下記の通り発電所から三菱重工に発注されている。さらに WH は SNPTC および上海核工程研究設計院(SNERDI)と共同でより大型の 1,400MW クラスの炉の開発をしていると発表したが、2009 年末には SNPTC と中国華能集团公司 (China Huaneng Group) が J/V を設立し、CAP1400 型炉を中国華能の石鳥湾発電所付近 (山東省) に建設する予定 (2013 年建設開始、17 年運開予定)。続いて CAP1700 も開発の予定で、中国はこれらに知財権を持つことになり、対外輸出の可能性も開かれものとみられている。なお、中国が独自開発し秦山で稼働中の CNP-300 と同型炉 300MW の PWR2 基がパキスタンの Chasma で操業中である他、追加 2 基が契約済みとなっている (中国核工業総公司)。

このような状況の中で、我が国企業としては、全体のプラントのうち技術競争力を持つ

特定部分を受注しており（その実績は、三菱重工業：海陽原発1,2号機向けおよび山門原発で新設される2基向けタービン発電機、三菱電機：遼寧省紅沿河および福建省寧徳の両原発向け6基の制御システム）、今後も継続が可能であろう。

図表 3.2.2.1-1 操業中の原発

プラント名	省名	炉型	デザイン	発電容量 net	運転開始
大亜湾 Daya Bay-1 & 2	広東	PWR	仏 Framatome	2×944 MWe	1994
秦山 Qinshan-1	浙江	PWR	中国	279 MWe	April 1994
秦山 Qinshan-2 & 3	浙江	PWR	中国 CNP-600	2×610 MWe	2002, 2004
嶺澳 Lingao-1 & 2	広東	PWR	仏 Framatome	2×935 MWe	2002, 2003
秦山 Qinshan-4 & 5	浙江	PHWR	カナダ Candu-6	2×665 MWe	2002, 2003
田湾 Tianwan-1 & 2	江蘇	PWR	ロシア VVER	2×1,000 MWe	2007
<b>合計（11基）</b>				<b>8,587 MWe</b>	

（出典：日本原子力研究開発機構 小林孝男「最近の原子力発電建設・計画の動向」2007.11.21 および WNA, “Nuclear Power in China”, updated 15 Feb. 2010)

図表 3.2.2.1-2 建設中および計画中の原発

Plant	Province	MWe gross	Reactor model	Project control	Construction start	Operation
Lingao Phase II units 1&2	Guangdong	2x1080	CPR-1000	CGNPC	12/05, 5/06	12/10, 8/11
Qinshan Phase II units 3&4	Zhejiang	2x650	CNP-600	CNNC	4/06, 1/07	2011, 2012
Hongyanhe units 1-4	Liaoning	4x1080	CPR-1000	CGNPC	8/07, 4/08, 3/09, 8/09	10/12, 2014
Ningde units 1-4	Fujian	4x1080	CPR-1000	CGNPC	2/08, 11/08, 1/10, 15/7/10	12/12 - 2015
Fuqing units 1&2	Fujian	2x1080	CPR-1000	CNNC	11/08, 6/09	10/13, 8/14
Yangjiang units 1-4	Guangdong	4x1080	CPR-1000	CGNPC	12/08, 8/09, 15/7/10, 15/3/11	8/13 - 2016
Fangjiashan units 1&2	Zhejiang	2x1080	CPR-1000	CNNC	12/08, 7/09	12/13, 10/14
Sanmen units 1&2	Zhejiang	2x1250	AP1000	CNNC	3/09, 12/09	11/13, 9/14
Haiyang units 1&2	Shandong	2x1250	AP1000	CPI	9/09, 31/7/10	5/14, 3/15
Taishan units 1&2	Guangdong	2x1700	EPR	CGNPC	10/09, 1/7/10	12/13, 11/14
Shandong Shidaowan	Shandong	210	HTR-PM	Huaneng	1/10?	2013 or 2014
Fangchenggang/Hongsha units 1&2	Guangxi	2x1080	CPR-1000	CGNPC	early 2010	2014, ?
Fuqing units 3-6	Fujian	4x1080	CPR-1000	CNNC	2010, ?	
Changjiang units 1&2	Hainan	2x650	CNP-600	CNNC or Huaneng	First half 2010	2014, 2015
Tianwan units 3&4	Jiangsu	2x1060	VVER-1000 (AES-91)	CNNC	10/2010	
Hongshiding (Rushan) units 1&2	Shandong	2x1080	CPR-1000	CNEC/CNNC	Deferred from 2009?	2015
Ningde units 5&6	Fujian	2x1080	CPR-1000	CGNPC		
Dafan, Xianning units 1&2	Hubei	2x1250	AP1000	CGNPC	late 2010	
Xiaomoshan (Jiulongshan) units 1&2	Hunan	2x1250	AP1000	CPI	2010?	4/2015-2018
Taohuajiang units 1-4	Hunan	4x1250	AP1000	CNNC	9/2010	2015
Pengze units 1&2	Jiangxi	2x1250	AP1000	CPI	2010	2013-14
Haiyang units 3&4	Shandong	2x1250	AP1000	CPI	2010?	
Tianwan units 5&6	Jiangsu	2x1200	VVER-1200	CNNC	10/2010	
Wuhu units 1&2	Anhui	2x1250	AP1000	CGNPC	12/2011	8/2016
Total: 57		63,130 MWe				

(出典： WNA , “Nuclear Power in China” , updated 15 Feb. 2010)

図表 3.2.2.1-3 中国における原発のロケーション



(注) 発電所名 (北から順に)

紅沿河 Hongyanhe 威海 Weihai (山東省乳山) Hongshiding

海陽 Haiyang 田湾 Tianwan (安徽省蕪湖) Bamaoshan

秦山 Quinshan 山門 Sanmen 寧德 Ningde 福清 Fuqing

天威 Tianwei 嶺澳 Lingao 大亜湾 Daya Bay

腰古(台山) Yaogu(Taishan) 陽江 Yangjiang (江西省) Bailong

(出典: WNA, "Nuclear Power in China", updated 15 Feb. 2010)

台湾の状況について若干触れておく。

台湾では6基の原子炉が稼動しており、設備容量はネットで4,927MW(発電容量の11%)である。総発電に占める原発の割合は17%である。台湾北端の金山(Chinshan)と国聖(Kuosheng)の各2基計4機はGE製のBWRであり、南端にある馬鞍山(Maanshan)の2基はWH製のPWRである。いずれも台湾電力(Taipower)によって操業されている。

龍門でABWRの1,350MW2基が建設中である。GEが原子炉を、三菱重工業がタービンを、他社がその他部分を建設中。1999年に建設開始したが、1/3進捗したところで政権交代でプロジェクトがキャンセルされたが後に復活、完成が遅れて1基目の開運は2011年2基目は2012年とみられている。コストオーバーランにより建設費はMW当たり29億ド

ルに達する見込みと言われる。2025年にかけてさらにもう1基追加することが計画されている。

台湾はNPTの調印国であったが、中国が1971年にこれに代わってNPTの当事者になった。従って現在はNPTの当事者になりえないが、IAEAとは米国も加わった3者契約を結び、すべての施設についてIAEAのセーフガードの対象としている。

### 3.2.2.2 韓国

韓国の原子力関係の活動は1957年にIAEAに加盟し、翌年「原子力法」が成立した時から始まったが、同国で初めての原子炉 Kori(古里)－1号機が運開したのは1978年。以後 Kori では1980年代に4号機まで建設され、Wolsong(月城)で1～4号機(Canduの重水炉)、Yonggwang(靈光)で1～6号機、Ulchin(蔚珍)で1～6号機が建設され、現在合計20基ネット容量17,716MWが稼働している(Wolsongの重水炉4基以外はすべて加圧水型軽水炉)(図表3.2.2.2-1参照)。発電能力は世界第6位である。韓国の総発電能力(2008年72.5GW)の24%、総発電量(424,423GWh)の36%(150,958GWh)を占めている。

現在建設中の炉はShin Kori(新古里)－1～4およびShin Wolsong(新月城)－1～2の6基6,700MWであるが、Shin Ulchin(新蔚珍)－1～2の建設許可も2009年4月に下りている。さらにShin Kori－5～6およびShin Wolsong－3～4の計画もある。Shin Kori－3～4以下では次世代型炉であるAPR1400が建設される。以上建設中・計画中の12基合計容量は14,800MW(ネット)で、本年末から2021年にかけて順次運開されることになっている。

韓国政府は、2015年に原発能力を25.9GW(総発電能力の28%)に、2020年には原発能力27.3GW(総発電能力の29%)、原発による電力供給量226TWh(総電力供給量の43.4%)に、2030年までには原発設備能力を総発電能力の41%とし、これにより総電力供給の59%を供給する計画である。

Kori－1&2とWolsong－1から始まった1970年代から80年代にかけての原発建設はウェスチングハウス、カナダAECL、フラマトム(Arevaの前身)やコンバッション・エンジニアリング(後にWHに吸収)とのターンキー契約の下で外国企業の技術と知識に依存して建設された。この間徐々に韓国企業も外国企業の下でコンポーネントと作業を請負い国産化率を高めるとともにノウハウを習得していった。1987年に韓国業界はコンバッション・エンジニアリング(CE)の協力の下10年間の技術移転計画を開始、並行してカナダAECLにCandu3基を発注(これには韓国企業の参加比率大)。韓国はCEの原子炉SYSTEM80をベースに設計された韓国標準原発プラントOPR(Optimised Power Reactor)1000を開発、Ulchin－3から使用。また、ABB－アトム・コンバッション・エンジニアリングのSYSTEM80+をベースにした1,400MWのAPR(Advanced PR)1400を開発、2008年から建設開始したShin Kori－3から採用している。現在は2012年目標で1,500MW

の APR の開発に取り組んでいる。

KEPCOK 傘下の韓国水力原子力発電(KHNP)は、今まで事故の記録を持たず安全運転を誇っており、設備稼働率も 90 ～95%と世界最高の水準にある。(図表 3.2.2.2-3 参照)

電力公社(KEPCO)は、1961年に電力3社の統合によりその前身である Korea Electric Co.として設立され、1982年に国有化され名称も KEPCO となった。89年には株式の 21%が一般に売却され証取に上場(現在の株主構成は政府 51%、一般株主 49%)。2001年には民営化を見据えて発電部門を KHNP と 5つの火力発電会社(南部、中部、東西、西部、南東の地域会社)に分割し、KEPCO はこれら子会社の統括会社兼送配電の独占会社となった。原発プロジェクトを手がける場合、子会社としては発電会社 KHNP、設計・エンジニアリング担当の Korea Power Engineering Co.Ltd(KOPEC)、メンテナンス・修理事業 Korea Plant Service & Engineering Co.Ltd.(KPS)、Korea Nuclear Fuel Co. Ltd.(KNF)等があり、EPCコントラクターおよびオペレーターとしての KHNP を中心としてそれぞれが役割を分担し、これらに民間のプラントメーカーDoosan Heavy Industries & Constructio(斗山重工)、建設会社 Hyundai Engineering & Construction( 現代建設)、SamsungC&T (三星物産) 等が参加する。

韓国の産業政策を所管する知識経済省 (Ministry of Knowledge Economy) は、本年 1月に入り、2030年までに原子炉 80 基、4,000 億ドルの輸出を達成し、世界市場の 20%を確保して米国、フランスもしくはロシアに続く第 3 位の供給国になることを目指すと宣言した。原子力関連ビジネスは自動車、半導体および造船という韓国が重点を置いて振興している産業に続いて最も収益の見込める市場であるので、今後の主要な輸出産業としてバックアップするということである。2012年までには一切の知財権の制約のない 100%自給を目指し、UAE に続いてトルコ、ヨルダン、ルーマニア、ウクライナおよび東南アジア諸国 (KEPCO は、インドネシアの国営電力会社 PLN と原発建設のための F/S を行う協定を締結済) に売込みを図ると言う。輸出に加えて、780 億ドルの O&M と修理市場にも参入する計画であるとのことである。実にチャレンジングな、他国の関係者を刺激する発言であるが、我が国にとっては極めて手ごわい競争者が登場したということであり、原子力産業の国際展開に対する官民を上げての戦略的取り組みをあらためて構想すべき時期にきたというべきであろう。

図表 3.2.2.2-1 韓国の稼働中の原子炉

Reactor	Type	Net capacity	Commercial Operation	Planned Close
Kori 1	PWR - Westinghouse	587 MWe	4/78	2017
Kori 2	PWR - Westinghouse	650 MWe	7/83	
Wolsong 1	PHWR - Candu	679 MWe	4/83	
Kori 3	PWR - Westinghouse	950 MWe	9/85	
Kori 4	PWR - Westinghouse	950 MWe	4/86	
Yonggwang 1	PWR - Westinghouse	950 MWe	8/86	
Yonggwang 2	PWR - Westinghouse	950 MWe	6/87	
Ulchin 1	PWR - Framatome	950 MWe	9/88	
Ulchin 2	PWR - Framatome	950 MWe	9/89	
Yonggwang 3	PWR (Syst 80)	1000 MWe	12/95	
Yonggwang 4	PWR (Syst 80)	1000 MWe	3/96	
Wolsong 2	PHWR - Candu	700 MWe	7/97	
Wolsong 3	PHWR - Candu	700 MWe	7/98	
Wolsong 4	PHWR - Candu	700 MWe	10/99	
Ulchin 3	OPR-1000	1000 MWe	8/98	
Ulchin 4	OPR-1000	1000 MWe	12/99	
Yonggwang 5	OPR-1000	1000 MWe	5/02	
Yonggwang 6	OPR-1000	1000 MWe	12/02	
Ulchin 5	OPR-1000	1000 MWe	7/04	
Ulchin 6	OPR-1000	1000 MWe	8/05	
Total: 20		17,716 MWe		

(出典 World Nuclear Association, “Nuclear Power in Korea”, 13 January 2010)

図表 3.2.2.2.-2 建設中および計画中の原子炉

Reactor	Type	Net capacity	Start construction	Commercial operation
Shin Kori 1	OPR-1000	1000 MWe	June 2006	12/2010
Shin Kori 2	OPR-1000	1000 MWe	June 2007	12/2011
Shin Wolsong 1	OPR-1000	1000 MWe	November 2007	3/2012
Shin Wolsong 2	OPR-1000	1000 MWe	September 2008	1/2013
Shin Kori 3	APR-1400	1350 MWe	October 2008	9/2013
Shin Kori 4	APR-1400	1350 MWe	September 2009	9/2014
Shin Ulchin 1	APR-1400	1350 MWe	March 2011	12/2015
Shin Ulchin 2	APR-1400	1350 MWe	March 2012	12/2016
Shin Kori 5	APR-1400	1350 MWe	8/2014	12/2018
Shin Kori 6	APR-1400	1350 MWe	8/2015	12/2019
Shin Wolsong 3	APR-1400	1350 MWe		6/2020
Shin Wolsong 4	APR-1400	1350 MWe		6/2021
Total 12		<b>14,800 MWe</b>		

(出典 World Nuclear Association, “Nuclear Power in Korea”, 13 January 2010)

図表 3.2.2.2-3 主要国の設備稼働率(2007年)

(単位：%)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Korea	84.5	87.2	87.4	87.3	87.5	87.6	90.2	88.2	90.4	93.2	92.7	94.2	91.4	95.5	92.5	90.3
Japan	71.8	73.2	73.7	78.5	79.9	81.7	82.6	79.4	78.7	79.4	77.5	58.8	69.9	68.7	69.7	63.9
U.S.	68.9	70.6	73.2	76.7	74.9	69.9	75.9	84.5	87.2	88.1	89.4	87.2	90.3	89.4	89.8	91.0
France	63.1	68.7	67.1	70.5	73.7	71.7	72.6	71.0	72.3	73.1	74.6	74.9	76.5	77.6	77.3	76.0
Canada	68.1	70.1	76.4	68.0	65.1	60.7	50.3	51.6	49.8	53.4	53.1	53.5	64.2	65.8	70.9	66.7
Germany	71.6	69.2	71.8	71.2	79.1	82.9	79.2	87.6	86.8	87.2	83.3	84.2	87.2	86.1	89.2	73.4
World average	67.3	69.6	70.2	71.5	72.9	72.2	73.7	75.6	76.4	78.9	78.9	76.5	78.8	79.3	79.5	77.8

(出典：Ministry of Knowledge Economy Special Report, “Korea Offers Excellence in Nuclear Power Technologies”, Jan.25,2010)

現在のところ国内ウラン資源は発見されておらず、ウラン精鉱（2008年所要量 3,100 t U）はカナダ、オーストラリア等から長契またはスポットで輸入している。海外のウラン資源への権益取得もしており、例えば KEPCO は 2009 年 12 月にニジェールのウラン開発会社に 20% 出資し、35 年間にわたり 500 t U/y を確保。国営の Korea Resources Corp.（大韓鉱業振興公社）も海外ウラン開発に投資する計画。濃縮ウラン所要量は 1.8 百万 SWU だが、すべて米、仏、加等から海外調達。2007 年に KHNP は、Areva NC と長期濃縮役務契約を結んだ。2009 年には Areva NC の株式 2.5% を取得している。軽水炉および重水炉用の燃料成型加工はすべて KEPCO の子会社 KNF が行っている。

放射性廃棄物の管理と処分、高レベル廃棄物に関する国民のコンセンサス作りのため 2009 年に Korea Radioactive Waste Management Co. Ltd. (韓国放射性廃棄物管理公団) が設立された。KHNP は原子力発電会社として使用燃料 kg 当たり 900 千ウォン(約 700 ドル)のフィーを KRWM に支払っている(以前は発電量に応じたフィーを教育科学技術省に納入、そこから原子廃棄物管理基金に支払われていた。これは「1988 年原子力エネルギー法」に基づく「排出者支払い原則」によるもの)。

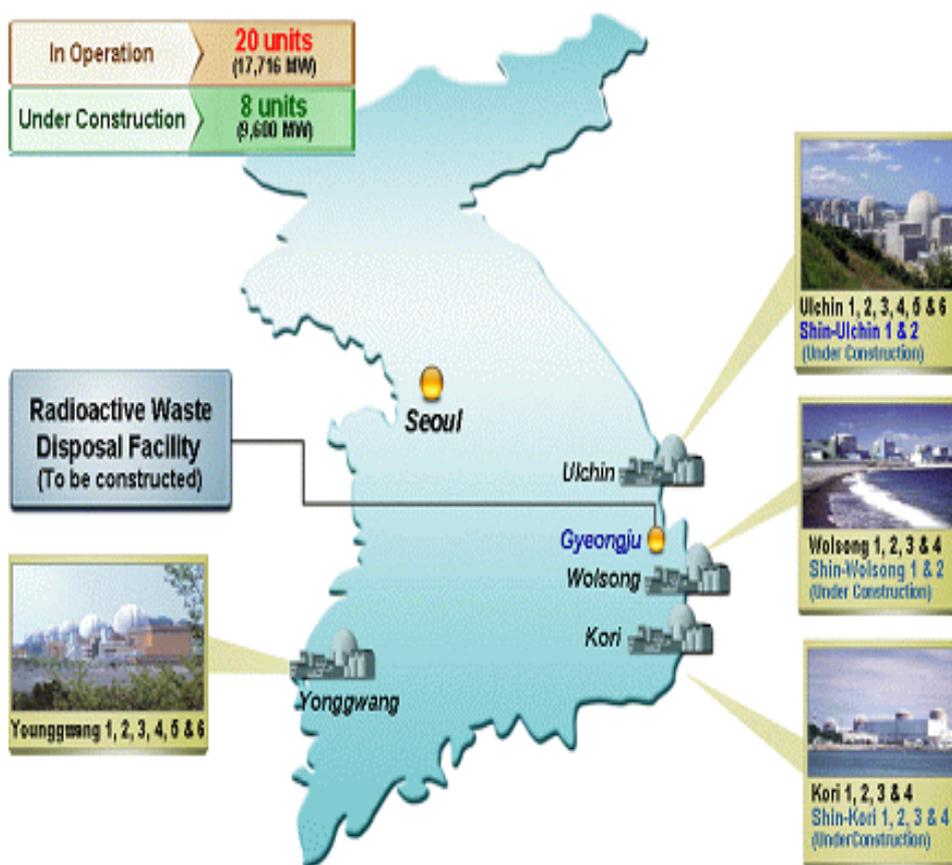
使用済み燃料は、2016 年に最終能力 20,000 トンの中間貯蔵施設ができるまで当面は各原発のサイトに貯蔵される。オンサイトの貯蔵能力は 12,000 トンと言われるが、2008 年末で約 10,000 トンが貯蔵されているとのことである。長期的には地層深い地下保管・処分が目指されている(場所は未定)。

再処理に関しては、現状米国との原子力協力協定により国内・海外ともにできないが、

韓国側はその改定を訴えている。

中低レベルの放射性廃棄物も現在 200 リッターのドラム缶に詰めて各発電所で保管されている (60 千個)。集中貯蔵所として Gyeongju(慶州)が指定され住民投票で 90%の賛成を得たと言う。地表から 80mに地下貯蔵所を作り、当面 100 千個のドラム缶を収容できるようにし、将来は 700 千個までに拡張することとしている (建設費は当初 730 百万ドル、最終的には 1,150 百万ドル。このほか毎年地元に対する 300 百万ドルの支払いがある由)。

図表 3.2.2.2-4 韓国の原子力施設



(出典 : Ministry of Knowledge Economy Special Report , “Korea Offers Excellence in Nuclear Power Technologies”, Jan.25,2010)

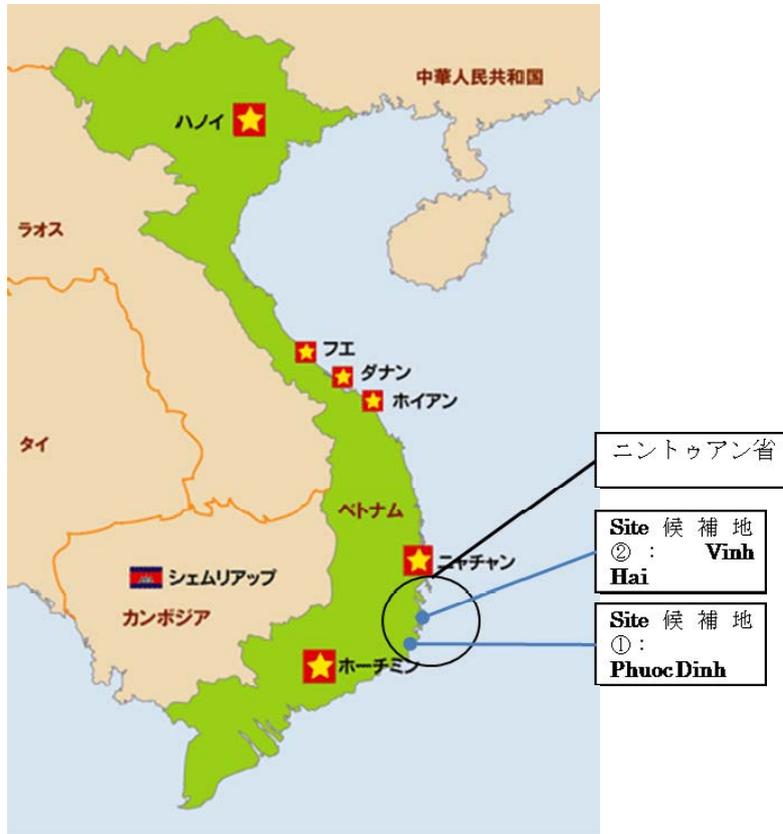
### 3.2.2.3 ベトナム

ベトナムの発電設備容量（2006 年末時点）は約 13,000MW であり、その内訳は、水力：31%、石炭：15.6%、石油：1.3%、ガス：31.1%、ディーゼル発電：0.08%、その他（IPP 等）：20.9%である。

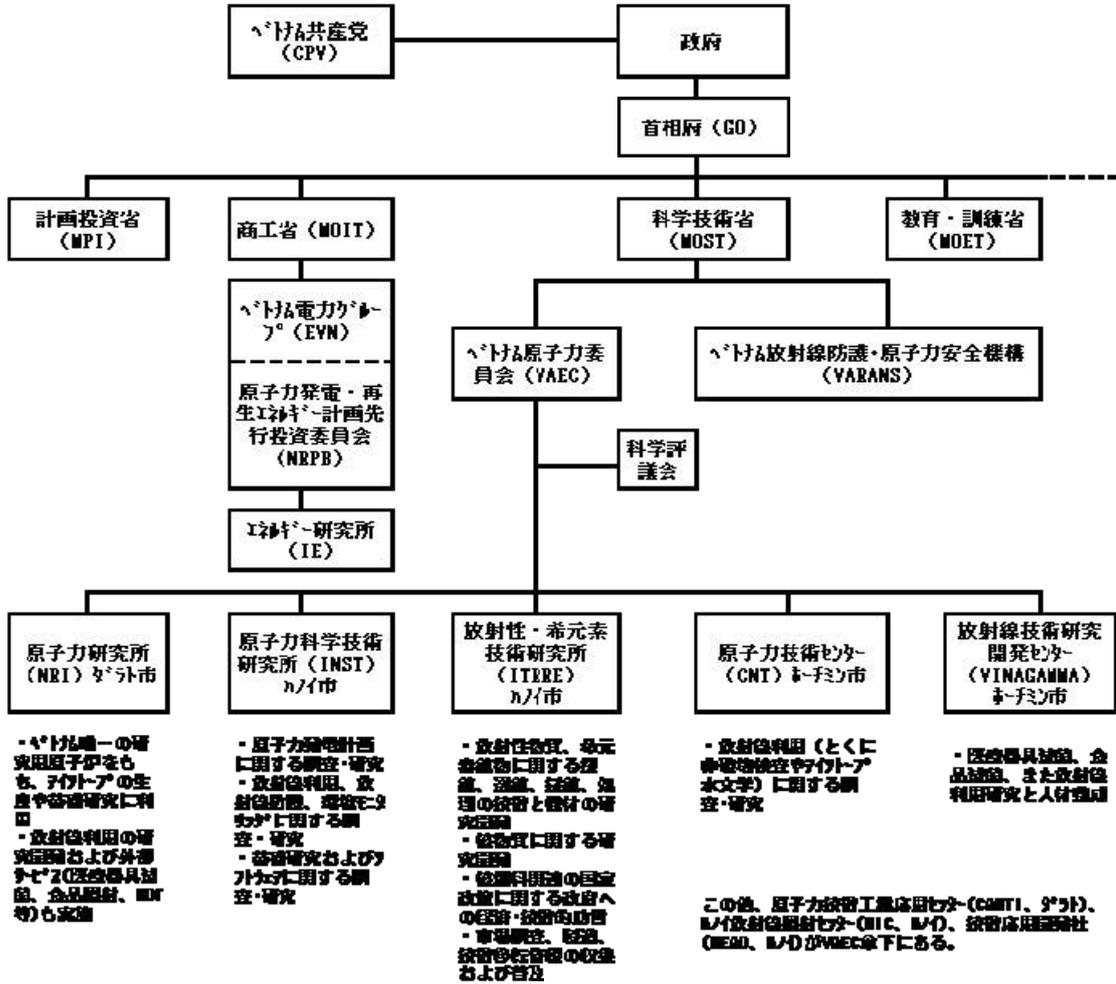
ベトナムにおける原子力発電の計画と現状は以下の通り。

- ・ 2007 年 5 月に首相がプレ FS 報告書を基本承認
  - ・ 2007 年 1 月 ベトナムの FS 協力に対応する受注主体を日本原子力発電(株)とする方針を電事連が決定。
  - ・ 2008 年共産党委員会にて増設方針（2020 年までに 2 基 x 2 サイト）
  - ・ 2009 年 11 月 プレ FS（投資計画）が国会にて承認
  - ・ 2010 年 2 月 ベトナム政府が ロシア国営の 原子力企業ロスアトムに原発二基の工事を発注する方針を固める（第二期工事の発注先は未定）
  - ・ 2014 年 建設開始
  - ・ 2020 年 1,000MW 級の原子力発電所初号機を運転開始
  - ・ 2025 年までに 1,000MW 級 x 11 基の原子力発電所を建設、運転開始
- 建設候補地については、ベトナム中南部沿岸のニントゥアン省内の①Phuoc Dinh、②Vinh Hai の 2 か所に絞り込まれている。

図表 3.2.2.3-1 ベトナム原子力発電所建設候補地



図表 3.2.2.3-2 ベトナムの原子力関連機関図



(出典：社)日本原子力産業協会 ホームページ 躍進するアジアの原子力 2009年10月2日より)

### 3.2.2.4 タイ

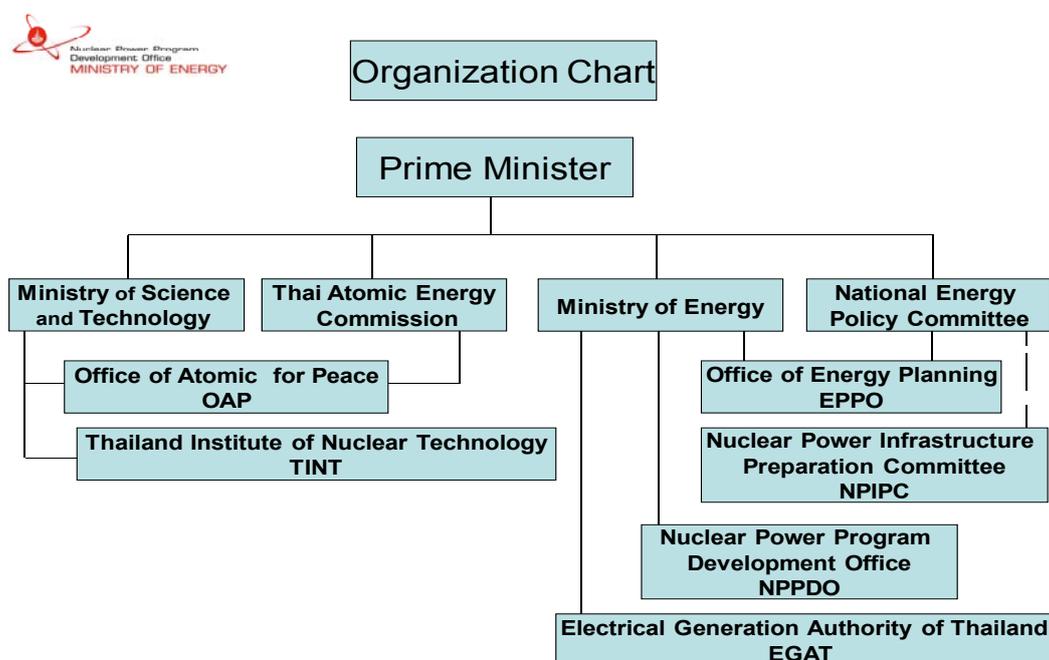
タイの総発電量（2007年）は27,788MWであり、その内訳は、水力：13.6%、火力：34.8%、コンバインドサイクル：46.0%、ガスタービン：3.0%、ディーゼル発電：0.5%、その他（新エネルギー、輸入分）：11.1%である。タイにおける原子力発電の計画と現状は以下の通り。

- ・2008年11月より米国 Burns & Rowe 社をコンサルタントとして起用し、候補地選定を中心とする原子力発電導入の為のFSを実施
- ・2010年5月 FSを終了
- ・2010年内にIAEAが定める19の検討項目に関し、検討し Readiness Report 作成
- ・2014年にタイの原子力発電所初号機建設の為の国際入札
- ・2020年 1,000MW級の原子力発電所を運転開始
- ・2030年までに11基の原子力発電所を建設、運転開始

FSは2008年に設置された、NPPDO (Nuclear Power Program Development Office)がメインに行い、タイ電力公社 EGAT が実行部隊として Burns & Rowe と FS を実施している。よって2009年末の時点では建設候補地選定作業は終了していない。

なお、タイにおける原子力発電導入に係わる組織図は以下の通り。

図表 3.2.2.4-1 タイにおける原子力発電導入に係わる組織図



(出典： Thailand's Preparation for Starting a Nuclear Power Program  
Mr. Pricha Karasuddhi Technical Advisor Nuclear Power Program Development Office (NPPDO)  
Ministry of Energy 2008)

### 3.2.2.5 インドネシア

電力供給は 1,330 億 kWh(2006 年:褐炭 44%、石油 29%、ガス 15%、水力 7%、地熱 5%)。現状、稼働率が低く停電が頻発しているが電力需要は工業生産が年率 10.5%と成長するなか 2026 年には 4,500 億 kWh と見込まれている。

政府は現在の電源が 45%化石燃料となっていることに鑑み、これを原子力発電に切り替える方針。

既に 3 基の研究炉が国家原子力エネルギー庁 (BATAN) によって運転中であり、3 基目は原発の導入を支援するものとしてジャカルタ近郊スルボン原子力施設に 30MW 規模で 1987 年、稼働開始している。

当初の動きとしては 1989 年、政府は中部ジャワ Muria 半島に原発を建設する調査を BATAN によって開始しており、我が国の新日本技術コンサルタント社 (その後、(株) ニュージェックと改称) が F/S を受注、地層構造の点から Ujung Lemahabang を候補地とする結果を 1996 年にだしている。しかしながらこの Muria 半島を対象とする計画は政治的配慮から 1997 年初には無期限に延期されている。2001 年明らかにされた発電戦略では同国の電力需要の 75%以上をカバーするジャワ-バリ発送電系統に原発を導入することは可能であり、1,000MW の実証技術を使用、2016 年に 2,000MW、2025 年に 6,000-7,000MW と能力アップするとしている。2003 年には BATAN が原発の炉型候補を韓国(1,000MW、PWR)、カナダ (700MW、PHWR) のいずれかに絞り込んだ旨、報ぜられ、程なく韓国の OPR1000 がオプションとして挙げられた。

2006 年原子炉法によってジャワ中部北沿岸部の 3 候補地の一つは建設～運転を IPP 事業者にさせることが出来ることと規定された。計画では Muria1,2 号機(各 1,000MW)は 2008 年国際入札、2010 年落札とともに建設開始、2016-17 年商業運転開始とする工程であったが実現するに至らなかった。また、Muria3,4 号機は 2016 年に国際入札、2023 年運転とされていた。

2007 年には韓国電力会社及び韓国水力・原子力発電会社 (KHNP) の両社がインドネシア地場企業 (PT Medco Energi International) との間で MOU 締結、KHNP 社からの OPR1000(1,000MW)2 基を 30 億ドルで建設する F/S を進めていくこととしている。また、BATAN は Madura で韓国の小型 SMART 原子炉による発電及び淡水化のプロジェクトの pre-F/S を実施することとしているが、韓国での参照プラント製造待ちとなっている。

韓国以外ではスラウェシ島 Gorontalo 省がロシアから洋上原発プラントの導入を検討している旨、報道されており、また、日本は 2007 年 11 月経済産業省とエネルギー・鉱物資源省との間で協力協定を締結、原発の導入準備、計画、発展促進及び広報への支援を供与することとしている。IAEA は別途、インドネシアの核技術監督庁と Muria 及び Madura における安全面での調査を実施中である。

### 3.2.3 西欧

#### 3.2.3.1 フランス

フランスの原発能力は63GW(原子炉59基)で米国に続いて世界第2位の大きさである。それは総発電能力116GW(うち水力25GW、化石燃料26GW)の54%を、それによる電力供給量は430TWh(ネット)で総電力供給量の78%を、それぞれ占めている(2007年)。また一次エネルギー供給に占める原子力のウェイトは43%である。これは第一次オイルショック後に、国内化石燃料が少ないうえにコスト高、水力資源はほぼ利用し尽くされていたという状況の下で、原子力の利用を拡大する戦略が政府により採用されたためである。この結果、エネルギーの対外依存の低下(エネルギー安全保障)、ヨーロッパでもっとも低い電力コスト(2009年の加重平均電力料金は4.3ユーロ¢/kWh)およびCO<sub>2</sub>排出量の抑制がもたらされた。フランスは毎年60~80TWh(総発電量の10数%)の電力を近隣諸国に輸出している(電力は第4位の輸出品目で、フランスは世界最大の電力輸出国)。

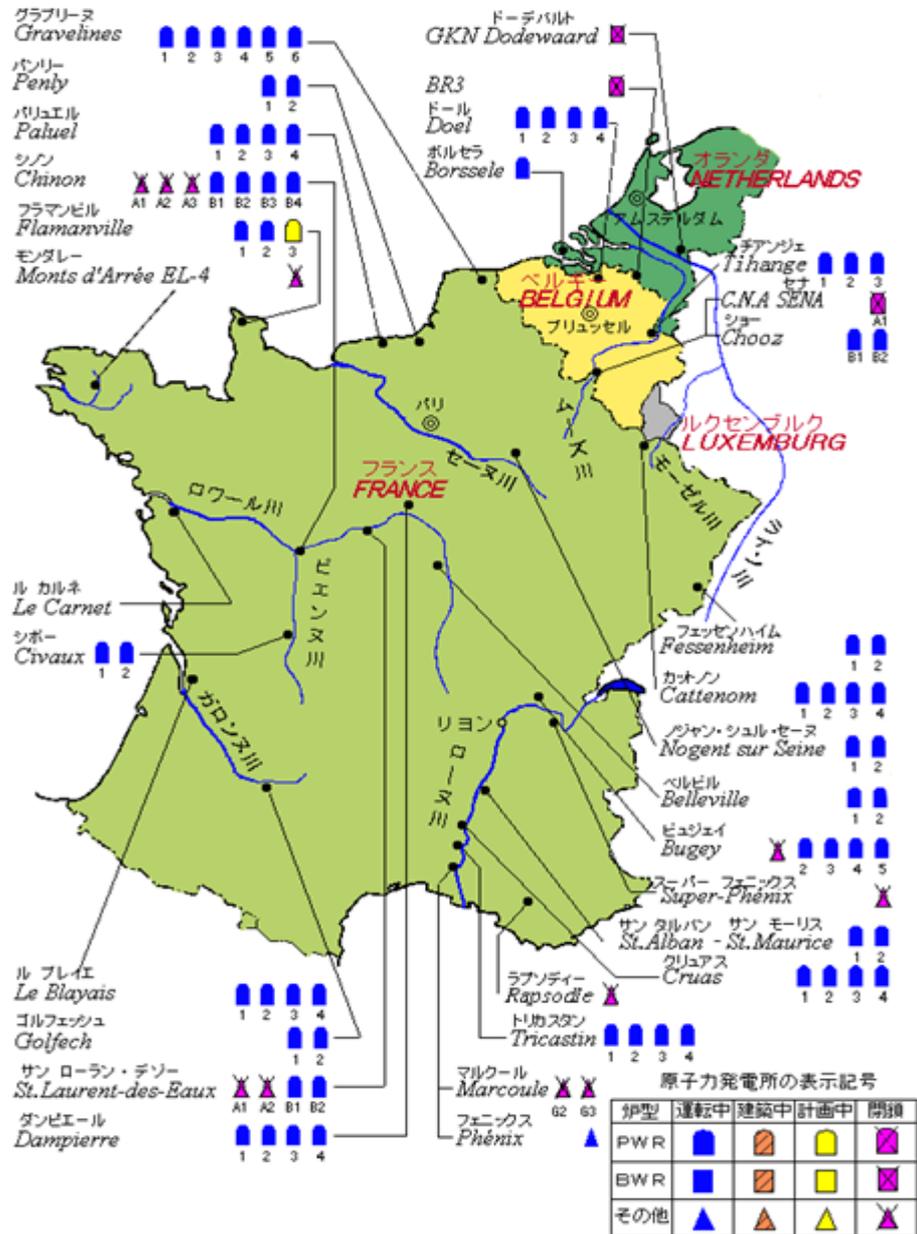
図表 3.2.3.1-1 フランスの原子炉

Class	Reactor	MWe net, each	Commercial operation	
900 MWe	Blayais 1-4	910	12/81, 2/83, 11/83, 10/83	
	Bugey 2-3	910	3/79, 3/79	
	Bugey 4-5	880	7/79-1/80	
	Chinon B 1-4	905	2/84, 8/84, 3/87, 4/88	
	Cruas 1-4	915	4/84, 4/85, 9/84, 2/85	
	Dampierre 1-4	890	9/80, 2/81, 5/81, 11/81	
	Fessenheim 1-2	880	12/77, 3/78	
	Gravelines B 1-4	910	11/80, 12/80, 6/81, 10/81	
	Gravelines C 5-6	910	1/85, 10/85	
	Saint-Laurent B 1-2	915	8/83, 8/83	
	Tricastin 1-4	915	12/80, 12/80, 5/81, 11/81	
	1300 MWe	Bellevalle 1 & 2	1363	6/88, 1/89
		Cattenom 1-4	1300	4/87, 2/88, 2/91, 1/92
		Flamanville 1-2	1330	12/86, 3/87
Golfech 1-2		1310	2/91, 3/94	
Nogent s/Seine 1-2		1310	2/88, 5/89	
Paluel 1-4		1330	12/85, 12/85, 2/86, 6/86	
Penly 1-2		1330	12/90, 11/92	
Saint-Alban 1-2		1335	5/86, 3/87	
N4 - 1450 MWe	Chooz B 1-2	1500	12/96, 1999	
	Civaux 1-2	1495	1999, 2000	
Total (58)		63,236		

(注) 上表の他に高速増殖炉(FBR)130MW1基がある。

(出典: WNA, "Nuclear Power in France", updated Feb.2010)

図表 3.2.3.1-2 フランスの原発立地点



(注) ベルギーの Doel および Tihange の原発プラントは、GdF Suez が実質 100% 所有する Electrabel が所有し、操業している。

(出典:原子力百科事典 ATOMICA)

現有の原子炉は高速増殖炉 1 基を除きすべて PWR であり、Framatome(現在は Areva NP)が設計し、建設を請け負った 900MW34 基、1,300MW20 基および N4 型 1,450MW4 基の 3 つの標準型に統一されている。PWRのすべてのオペレーターはフランス電力公社

(Electricité de France : EdF) である。高速増殖炉は CEA (原子力庁) と EdF の共同運営となっている。原子炉能力は EdF の発電能力の 90% を占めるので、電力使用のロードに応じて運転され、運転停止されることもあるので、稼働率は 70% 台と比較的に低くなっている。

原発を運営する EdF は、1946 年にいくつかの電力会社を統合して国有企業として設立された。2004 年 8 月 9 日「電気・ガス公共サービス法」が制定され EdF と GdF (フランスガス公社) は同年 11 月 19 日に会社法に基づく株式会社となった(ただし、法律により株式と投票権の 70% 以上は国が所有することになっている)。EdF は 2005 年 10 月 30% の増資を行い株式上場。2008 年末現在国が株式の 84.66% を所有。国有企業として会計監査院等の検査を受け、投資は国の事前承認または事前通知を要し、発電設備の建設・操業許可、料金設定等においても国の関与に服する。

総資産 2,003 億ユーロ、売上高 643 億ユーロ、純利益 34 億ユーロ (いずれも 2008 年連結ベース)。売上高の国別構成は、仏 53、英 13、独 12、伊 9、その他欧州 12、その他 1 (%)。

配電網管理業務は 2007 年以降子会社の ERDF SA に移管された。2008 年に子会社を通ずるテークオーバー・ビッドにより英国最大の発電会社 British Energy (8 つの原発を持ち、英国電力市場で 20% のシェアを占める) を買収。米国では Constellation Energy への出資を増やす (8.52% へ) と共にその原子力子会社 Constellation Energy Nuclear Group (CENG) の株式 49.99% を取得することに合意。CENG は Calvert Cliffs (Maryland)、Nine Mile Point (NY) および R.E. Ginna (NY) の 3 プラントで 3,869MW の発電能力を持つ。

EdF はいくつかのヨーロッパの電力会社に、次の 2 つの契約形態に基づき電力供給を引受けている。

- ① EdF の原発プラントの資金調達への参加。近隣諸国電力会社は、その参加シェアに見合う電力確保の権利を取得 (下記のイタリア ENEL との契約参照)
- ② 長期売電契約

このように EdF は国営企業でありながら、国内に電力供給するだけでなく、EU 諸国を中心に海外での電力事業を手がけ、海外の電力会社と多角的な取引関係を持っている。国際事業を国内事業と並行して展開している点は、それぞれ国内の地域を活動の拠点として、そこで培われた経験・ノウハウを有効活用する範囲で国際展開する我が国電力会社と様相を異にしている。

なお、フランスにおける原発以外の発電は、EdF による水力および火力の外、主に GdF (フランスガス公社) と Suez が 2008 年 7 月合併して設立された電力・ガス会社 GdF Suez (注) の関係会社 CNR (ローヌ公社) (水力発電 3,000MW) や SNET (電力熱公社) (火力発電 2,480MW) や地域の機関によって行われている。なお、DGF Suez は、ベネルクス 3 国において 16,000MW (火力 31%、ガス 25%、原発 26% 等) の能力を持って発電事業を

行っているベルギーの Electrabel を実質 100% 支配している。また、GdF Suez は EdF が建設予定の Penly における原子炉 EPR(European Pressurised Water Reactor)に一定の持分を持つことを検討している。

(注)国が所有していた GdF 株式 80%は合併後 GdF Suez の株式 35.7%になった。同社は合併に際し Suez から分離した水処理・廃棄物管理会社 Suez Environnement の株式 35%を所有。

海外におけるフランスの 900MW 級 PWR は、南アで 2 基、韓国蔚珍で 2 基および中国で 4 基（広東大亜湾 2 基、嶺南 2 基）稼働している。

次世代の 1,650MW Areva NP EPR はフラマトムがシーメンスとの共同で開発したもので、第 1 号機が Flamanville で建設中である（整地完了後 2007 年 12 月コンクリート流し込み開始、2013 年運開予定）。原子炉部分は Areva に、タービン・発電機部分は Alstom に発注されている。EdF の計画では 2020 年以降、既存炉を年 1 基の割合で順次 EPR に代替していくとのことである。第 2 号機は Penly に建設されることが発表されている（2017 年運開予定）。EdF は、その持ち分の 50%までは他に売却する可能性があり、GdF Suez が 25%、Total が 8.3%、イタリア ENEL（注）が 8~12.5%、ドイツ E.On（ドイツの電力・ガス会社で、ヨーロッパ各国を中心に海外でも電力会社を所有・運営）が 8%をそれぞれ取得することが検討されている。

(注) 2007 年 11 月の EdF-ENEL（イタリア）間の契約により、Flamanville で建設中の 1650 MWの EPR（ヨーロッパ型加圧水型炉）に 12.5%（450 百万ユーロ）の投資を行う（これにより ENEL は 200MWの権利を取得）と共に追加 5 基に対しても同様比率で投資することが取極められた。これにより EdF は逆に将来のイタリアあるいは他のヨーロッパ地域で ENEL が行う原発プロジェクトの建設・操業に参加するオプションを持った。

Areva は、上記「3.2.1.1 米国」でも述べた通り、現在米国においても EPR の設計承認を申請すると共に 6 件 7 基の建設・運転一括許認可（COL）申請を行っており、最初の建設を 2011 年にも開始することを期待している。このため現地企業 Northrop Grumman と組んでバージニア州 Newport News に重量コンポーネント製造拠点を設置する予定である（360 百万ドルの投資）。この他の海外での EPR の建設計画は次の通り。

- ・フィンランド：政府（43%）と民間株主（57%）が持ち株比率に応じてコストで発電電力を引き取る取極めの下に設立している TVO 社が、2003 年 12 月の Areva との契約に基づき同国第 5 基目の原子炉を建設中（当初契約額 32 億ユーロ、タービンと発電機はシーメンスが供給）。既存の 860MW の BWR2 基が稼働中の Olkiluoto(同国南西部)で 2005 年 5 月に建設開始、遅延により 2012 年に運開予定。コスト・オーバーランは 15 億ユーロと言われ、Areva は同額の引当金を積み立て

ている由。

- ・中国 : Taishan (広東省台山) 1&2号機 建設中
  - ・英国 : EdF と E.ON が EPR 建設者として選定されている
  - ・イタリア : ENEL と EdF が少なくとも 4 基を共同で建設する意図を表明。  
イタリア当局の認可待ち
  - ・南ア : ESKOM の発注候補ショートリストに載っている
  - ・インド : マハラシュトラ州 Jaitapur で 6 基建設が検討されている
- (2009年2月 Areva-NPCIL間 MOU)

ベトナム、アルジェリア、モロッコ、ヨルダン等の需要量が比較的小さく、グリッドの能力も大きくない先に対しては EPR より小規模の ATMEA (Areva と三菱重工との J/V) が開発した ATMEA1(1,100MW)を供給することも考えられている。

従来 CEA (原子力庁) が原子力政策を、Framatome が原子炉の製造を、CEA (原子力エネルギー庁) の子会社 Cogema が核燃料製造を、それぞれ担当し、そして原発の運営を EdF が行う体制の下で、フラマトムは原子力プラントの受注を独占してきた。そのフラマトムは、2001年1月シーメンスの原子力部門を買収、社名を Framatome ANP とし、同年9月 Cogema と共同持ち株会社 Areva SA を設立、傘下に原子力プラント部門(旧 Framatome ANP)の Areva NP、原子力燃料部門(旧 Cogema) の Areva NC を置き、2004年には Alstom の送配電部門を買収、Areva T&D として傘下に収めた。

Areva の 2008 年の売上高は 132 億ユーロ (仏 28%、その他欧州 29%、アジア大洋州 19%、米州 15%、アフリカ・中東 9%)、純利益は 589 百万ユーロ。株主構成は、国 87% (CEA79%、共和国 5%、石油公社 3%)、投資証券 4%、預金供託金庫 4%、EdF2%、Calyon 1%、Total1%、従業員 1% で、無議決権株式である投資証券のみが株式市場に上場されて、取引されている。

Areva は自国のウラン燃料確保とともに各国の顧客の要望にも対応して、海外でウラン鉱山の開発・生産を行うと共に燃料の転換—濃縮—成型加工から再処理までを手がける。

フランスは毎年原発のために 12,400 t UO<sub>2</sub> (10,500 t U) を必要としており、その主要部分をカナダ (注1) から 4,500tU およびニジェール (注2) から 3,200tU 入手すると共に、他にオーストラリア、カザフスタン(注3)およびロシアから主に長契ベースで輸入している。2008年の Areva のウラン生産量 (J/V での取分) は 6,307 t (世界の生産の 15%)であったが、今後 5年で倍増する計画。またソースの多様化も図る計画 (注4)。

- (注) 1. 2007年カナダのウラン鉱山会社 UraMin を買収。これには中国の電力会社 OGNEP が 45%出資し、生産物の 50%以上を取得する計画。
2. 2009年1月ニジェールにおいて世界で2番目に大きいウラン鉱山 Imouraren 鉱山の操業許可を得た。12億ドル以上の投資により 2012年から 35年間 5,000 トン/y 生産する計画。これによりニジェールは世界第2位の生産国になる。ニジェール政府が 1/3 出資、

Areva とニジェール政府等との J/V である鉱山会社 SOMAIR(Arlit ウラン鉱山)および COMINAK(Akouta ウラン鉱山)も出資。

3. 2007 年 6 月 Kazatomprom との仮契約で同社との J/V 会社 Katco を設立、2039 年迄 4,000 t/y を生産、Areva が販売すると共に、Kazatomprom の燃料アSEMBル・プラント建設に協力することになった。
4. ヨルダン原子力エネルギー審議会 (JAEC) との 2008 年 8 月の MOU および同年 10 月の協定によりヨルダン中部でのウラン探鉱を共同で進めることが取極められた後、2010 年 2 月鉱山開発契約がヨルダン財務大臣、JAEC 委員長、Areva の CEO および JAEC と Areva の J/V(Nabataean Energy)間で調印され、Areva に 25 年間の独占的開発権が与えられた。推定埋蔵量は 140 千 t、予定生産量は約 2,000 t/y。生産されるウランはヨルダンで計画されている原発 (海外で濃縮し、ヨルダンに戻す) および輸出に充当される予定。

Areva グループが行う燃料サイクルの転換－濃縮－成型加工および使用済み燃料の再処理ならびに ANDRA が実施する廃棄物管理の概要は以下のとおりである。

転換工程：Areva の子会社 Comurhex のローヌ渓谷にある Pierrelatte 工場 (能力 14,000 t/y UF<sub>6</sub>、世界の転換能力の 26%) で 6 フッ化ウラン 13,000 t/y を生産、うち約 40%を輸出。現在 610 百万ユーロを投資して Comurhex II プロジェクト (所在地：Pierrelatte および Malvesi) により 15,000 t/y の増設を計画中 (2012 年に生産開始予定)。ウラン燃料を 21,000 t U/y に増加する目標。

濃縮工程：Areva の子会社 Eurodif の Tricastin 工場 (能力 10.8 百万 SWU (注) で約 81,000MW の原発に供給できる量に相当) でガス拡散法による濃縮。Areva は遠心分離法による濃縮技術を持つ Urenco の子会社 URENCO Enrichment Technology Co.(ETU)に 50%出資参加する契約を締結 (不効率なガス拡散法に代替する目的)。新規の Georges Besse II 濃縮工場を 2007 年から建設中。30 億ユーロの 2 系列の工場で能力は 8.2 百万 SWU (11 百万 SWU まで拡大の余地あり)。第 1 系列の第 1 フェーズが 2009 年末に操業開始 (フル操業は 2014 年の予定)。第 2 系列は 2009 年に建設開始、2016 年にフル操業の計画。これには GdF Suez5%、関西電力と双日 2.2% 韓国水力原子力発電 (KHNP) 2.5% がそれぞれ出資参加。EdF は 2009 年 2 月に 2025 年までの 17 年の長期契約 (50 億ユーロ) を締結。KHNP は 2007 年に 10 億ユーロの長期契約を締結。米国アイダホ州 Bonmneville でも濃縮工場を建設予定。

(注) SWU=Separative Work Unit。ウラン濃縮に必要な作業量の単位。

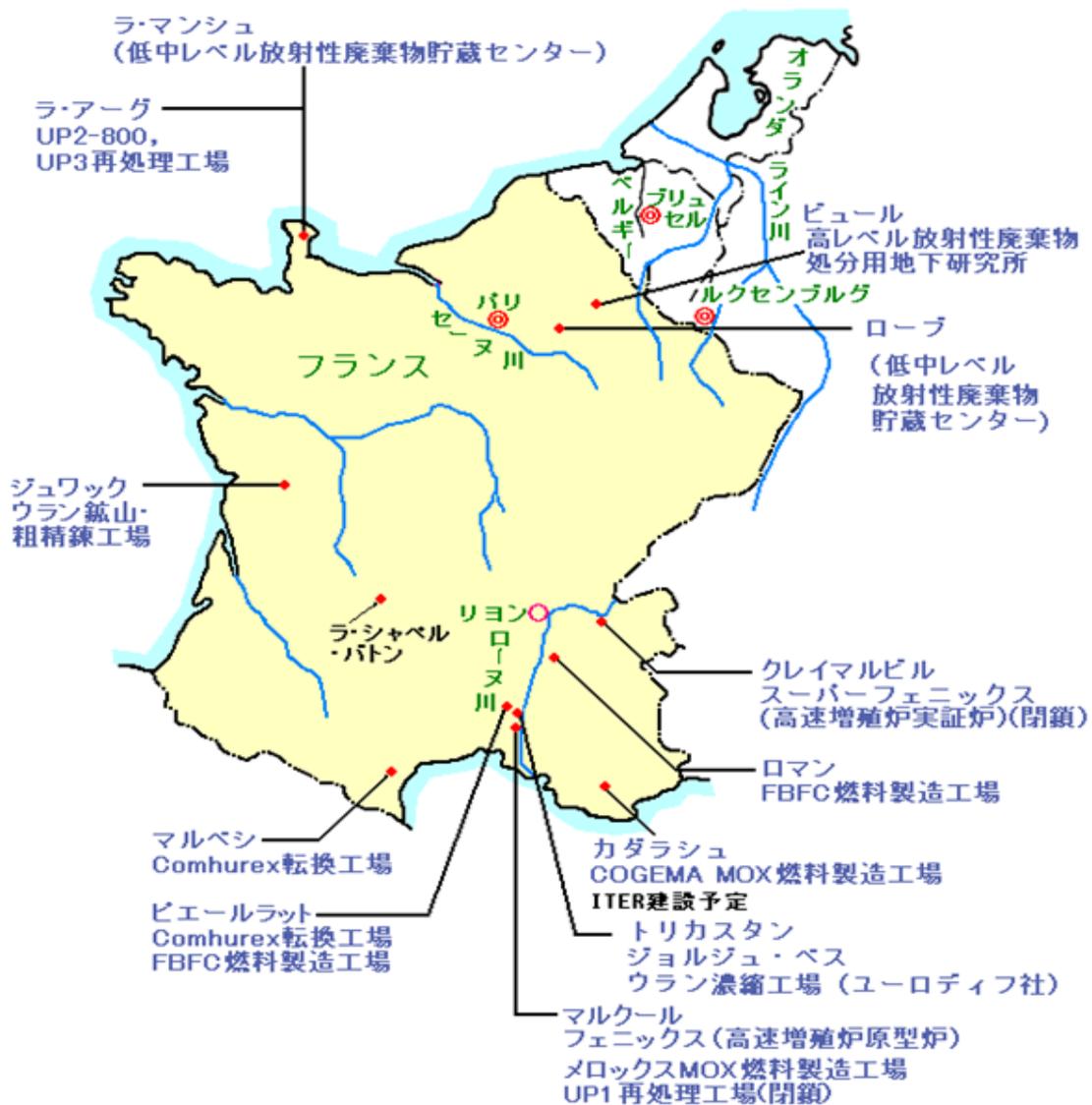
成型加工：フランスおよびベルギーのいくつかの Areva の工場で行われている。

2008 年 12 月三菱重工、三菱マテリアルおよび三菱商事と燃料成型加工分野での J/V 設立の合意があった。

再処理： 使用済み燃料の再処理はウランとプルトニウムの回収および高レベル廃棄物処分量の減少の観点から、当初から採用。国内の炉および海外からの使用済み燃料が Areva NC のラ・アーク (La Hague) (ノルマンディー) 再処理工場に持ち込まれる。使用済み燃料処理能力 1,700 t/yr (2009 年再処理量 929 t、うち EdF からの使用済み燃料 850 t。EdF は 2010 年から再処理量を 1,050 t に増加の予定。Areva は 2015 年までに年処理量を 1,500 t にする計画)。EdF の再処理量 850 t から 8.5 t のプルトニウムおよび 810 t のウランを回収。約 3% の高レベル廃棄物はガラス固化されて処分のため保管。プルトニウムはマルクール (Marcoule) 近くの Melox 工場 (認可能力 195 t/yr、実生産能力 150 t) に運ばれ 100 t (2010 年から 120 t/yr) の混合酸化物 (MOX) に加工されて EdF の 20 基 (さらに 4 基が許可される予定) の 900MW の炉で使用される。他のヨーロッパ諸国の 35 基の炉および日本の炉でも MOX 利用 (2008 年末で Areva の MOX 契約量は 30t/yr)。回収ウランは Comurhex の転換工場で転換 ( $U_3O_8$  にして中間貯蔵するか再濃縮のため  $UF_6$  に転換)。再濃縮は Comurhex またはロシアの Seversk の工場で行われ、後者からは Areva の FBFC Romans 工場 (能力 150 t/yr) に戻されて  $UO_2$  に再転換。

廃棄物の処分： ANDRA (Agence Nationale des Destion des Dechets Radioactifs :放射性廃棄物管理公社) が 1991 年「放射性廃棄物法」により設立。フランス東部ムーズ県ビュール (Bure) に地下研究所を設置、そこでの試験結果報告に基づき 2006 年 6 月「原子物資・廃棄物管理計画法」が制定され、深地層処分を放射性廃棄物の標準的手段と定め、2015 年までに貯蔵所設置の許可、2025 年までに運営開始の目標を設定。ANDRA は中低レベル放射性廃棄物の Soulaines 処分施設および極低レベル廃棄物の Morvilliers 処分場 (2003 年夏運開。今後 30 年間に亘り 650 千 t 受入れるように設計) も運営している。

図表 3.2.3.1-3 フランスの原子力燃料サイクル施設



(出典：原子力百科事典 ATOMICA)

### 3.2.3.2 その他の西欧諸国（英・独・伊・ベルギー・スイス・北欧等）

#### 1) 英国

電力供給は 3,800 億 kWh（2006 年：石炭 38%、ガス 36%、原子力 19%）。電力はフランスの原発から輸入（2006 年：3%）もしている。電力供給に占める原子力のシェアは近年、稼働中の原発が旧式であるところから 2007 年：15%、2008 年：13.5%と低落傾向を示している。

英国は 1956 年、世界で最初の商業用原発を稼働させており、現在は国内に 19 基（総発電容量：11,000MW）の原発が稼働中である。政府はエネルギー安定供給と CO<sub>2</sub>削減（2008 年 10 月、2050 年までに CO<sub>2</sub>排出を 80%カットの長期目標を公表）を達成するために原発は不可欠の手段とみなしている。

1989 年、電力システムの民営化及び規制緩和が導入された際には、原子力発電所は全て公的部門の支配下に置く旨、政府方針が表明されたが、1995 年、原子力白書は規制緩和された市場においては原発新設への公的セクター支援措置は保証されるものではないとする方針を明らかにしている。1996 年には稼働中の原発のうち初期に導入された Magnox(MAGnesium Non-OXidising) 炉型以外 (AGR-Advanced Gas-cooled Reactors : Magnox に次ぐ第 2 世代、英国標準として採用された炉型) は民間セクターに移管され、British Energy(BE)の傘下に入った。一方、Magnox 炉型原発及び燃料サイクルの施設は全て国有企業である BNFL(British Nuclear Fuels Ltd.)が所有することとなった。

2006 年にはエネルギー政策上、エネルギー保証への懸念と CO<sub>2</sub>排出制限の必要性から既存原発の更新が国家的課題として明確に浮上することとなり、同年 6 月には第 3 世代への更新を念頭に米国と類似した原発炉ライセンス供与プロセスを採用する方針が関係省庁【Health & Safety Executive/Environment Agency】より明らかにされた。

更新対象となる原発は稼働開始が最も遅い 1 基 (PWR 1,196MW) を除く全てで 2023 年までに閉鎖される予定である。

2007 年になるとエネルギー白書において原発の能力アップへの民間投資が謳われ、BE も新設原発案件の資金調達を支援する民間出資参加を呼びかけた。

図表 3.2.3.2-1

Power Reactors Planned and Proposed

Proponent	Site	Type	Proposed capacity MWe	Grid connection agreement MWe	Start-up
EdF / BE	Sizewell, Suffolk	EPR x 2	3300	3300	2019
EdF / BE	Hinkley Point, Somerset	EPR x 2	3300	3300	2017
Horizon (RWE + E.On)	Oldbury, Gloucestershire	EPR or AP1000*	1600-2400	1600	2020+
Horizon (RWE + E.On)	Wylfa, Wales	EPR or AP1000*	3600	3600	2020+
Iberdrola + GdF Suez + Scottish & Southern	Sellafield, Cumbria	?	3600		2020+
Total planned & proposed			16,200		

\* awaiting completion of GDA before decision. Total 6000 MWe proposed for both sites.

4 EPR are "planned" - 6600 MWe, 9600 MWe "proposed" in WNA reactor table.

EdF Energy has additional grid connection agreements for Dungeness, Bradwell and Wylfa - about 1650 MWe each.

(出典：World Nuclear Association HP: 「Nuclear Power in the United Kingdom」(2009))

これまでのところ出力合計で 16,200MW に達する新設計画（図表 3.2.3.2-1）がでており、併せて、炉型についての GDA (generic design assessment)申請が WH(AP1000)、Areva NP(EPR1600)、GE-Hitachi Nuclear Energy(ESBWR)、Atomic Energy of Canada(ACR-1000)の各社からなされた。2009 年 3 月にはフランス及び米国とそれぞれ EPR、AP1000 の GDA 認可促進に向けた二国間合意が発表されている。

2008 年 9 月には BE は EdF からの 125 億ポンドに達する takeover bid を受託、2009 年 5 月には英国の大手エネルギー卸売り事業会社 Centrica が EdF から BE の 20%を買収すること合意しており英国における原発産業の活性化が見込まれるところである。

2009 年 11 月には 2025 年までのエネルギー政策につき National Policy Statements(NPS)案が公表されているが、このなかで原発は中心に位置づけられており 2017 年以降、老朽化した原発はその他エネルギー分野の同種プラントと同様に民間企業グループによって更新されるとみており、原発は再生可能エネルギー及び CCS (Carbon Capture & Storage)と並んで低炭素技術を三位一体で支えるものとみなされている。

## 2) ドイツ

電力供給は 6,370 億 kWh (2007 年：石炭 55%、原子力 25%、ガス 12%、風力 6%)。現在、稼働中の原発は 17 基 (総発電容量 20,239MW)、1990 年東西ドイツ統合によりそれまで東独で稼働していたソ連設計の VVER が全て停止されたことから現存プラントは Siemens-KWU によって建設されたものばかりである。

ドイツにおける原発への支持は 1970 年代、石油危機ショックとエネルギー供給の不安定さへの懸念から強固なものであったが 1986 年 Chernobyl 事故を契機として同年、社会民

主党（SPD）政権下で10年以内に原発を廃棄する法案が決議され1998年10月、SPD及び緑の党連立政権誕生により原発の段階的廃止へと法改正が行われた。政府は電力会社との協議により2001年6月、大手4社と平均操業期間32年に相当する発電量の設定、新設の禁止、燃料廃棄物の原則 on-sight 貯蔵からなる合意に達し、この結果、2003、2005年各1基の経済性が低いことから閉鎖された。

こうした脱原子力政策については、これまでのところCO<sub>2</sub>削減目標達成への制約、閉鎖に見合う電力供給確保のため周辺諸国からの輸入依存アップといった悪影響が見込まれるとして経済相、電力業界、Deutsche Bank, IAEA などから早急の見直しが寄せられているところである。

### 3) イタリア

イタリアの電力供給は2007年で国内発電が3140億kWh(53.5%ガス、12%石油、16%石炭、12%水力)、輸入が450億kWhと14%を占めている。そして輸入電力が全量、フランスEdF(Electricite de France)の原発によっている。

イタリアはG8で唯一、国内に原発を保有せず、しかし電力輸入量（ネット）が世界最大の国となっている。

こうした現況に至るまでは戦後、民生用原子力利用でパイオニアとみなされるような原発への取り組みがあり、これがChernobyl事件を契機とした国民投票（1987年11月）、原発事業停止の政府決定（1988年）によって1990年以降、燃料サイクル等、関連施設を含め decommission 扱いとなってしまう、2004年改定エネルギー法によって海外企業との発電合弁事業を通じた電力輸入の途が開かれるまで15年間に及ぶ原発事業の冬眠期間があった。

2005年には前年の新たな動きを踏まえENELがEdFとの協力協定を締結、フランス原発からの電力輸入を進めることとなり、2008年5月には政府が新経済発展法案によってエネルギー供給における石油、ガス及び輸入電力への依存過多の傾向を軽減するため5年以内に新たに原発建設を行うこととし、2030年までには電力供給に占める原発シェアを25%とする方針を打ち出し2009年7月国会承認となっている。

#### (1) 原発事業停止政府決定までの取り組み

1960年には1952年設立の原発発展促進機関を再編成し原子力エネルギー国家委員会を立ちあげている。1966年、ENELは1980年までに12,000MW相当の建設計画を発表しており、原発機器の供給者としてANSALDOが設立されている。1988年政府による原発事業停止決定の対象は稼動中4基（発電容量合計1423MW、炉型：英Magnox、GE、WH）、完工目前のBWR2基、国産設計PWR6基及び燃料サイクル施設を含んでいた。

## (2) ENEL の事業展開

2005年 EdF との協力協定によりフランスの新設 EPR(Flamanville-3)1,650MW 及び将来建設予定の同型 5 基  $1000 + \alpha$  MW に 12.5% の持分を獲得し、これらプラントの設計・建設・運転にも参加することとなった。更に、2009年8月には EdF と折半出資で原発 (AREVA EPR 1650MWx4 基以上、サイト：イタリア国内 3 箇所、所要資金 160~180 億 EUR) 建設の F/S 会社を設立している。F/S 如何で原発 BOO 事業会社を設立する予定。サイト別には 2 基を北部、中部、南部に各 1 基。ENEL の見通しとしては第 1 基分についてはライセンス取得時期：2011 年、建設・運転：2013 年としたうえで、建設開始：2015 年、稼働：2020 年。また、新設原発からの電力価格は現行 (EU 平均より 30%、フランスより 60%それぞれ高い) より 30%安くなると見込まれている。

ENEL はフランス以外に 2004 年スロヴァキア Slovenske Elektrarne に 66%出資、2009 年 2 月スペイン Endesa に追加出資 (25%追加、持分は 92%へ) を行い、それぞれの投資先が保有する原発資産へのグリップを高めている。

## (3) 政策支援

政府は新経済発展法案 (2009 年 7 月国会通過) に引続き 2010 年 2 月には新設原発のサイト決定基準にかかる規制を導入しており、本年 5 月 10 日までに内閣は関係各省 (経済発展省、教育省、環境省) の調整を済ませた原子力戦略文書を発出する予定である。

## 4) ベルギー

ベルギーには 7 基 6 GW の原発が稼働しており、総電力の 54% を供給している。しかし、2003 年に稼働年数 40 年以上の施設廃止と原発新設禁止を法定している。

## 5) スイス

電力供給は 680 億 kWh (2007 年：原子力 40%、水力、電力輸入)。現在、稼働中の原発は 5 基 (総発電容量 3,252MW) で 1960 年代には電力供給不足が見込まれる中で環境に配慮した電力供給の観点から政府の勧奨により原発が導入 (第 1 号機：1969 年) された。

スイスは原発について国民投票による方向付けが重要な役割を果たしている。

1990 年の国民投票は原発新設を 10 年間凍結するモラトリウムが 54.6% の支持を獲得した。2003 年国民投票では 1998 年当時に国会発議されていた 2 つの反原子力提案 (2014 年までの段階的廃止を謳う「原子力がない電力」案及び原発投資・能力アップへのインセンティブ廃止を行う「10 年凍結モラトリウムの延長」案) が否決された。

一方で、2008年には3地点でそれぞれ1,100-1,600MW規模の新設計画につき炉型構造承認申請が連邦エネルギー省になされている。

使用済燃料の再処理については AREVA 及び BNFL（英国原子燃料会社）への委託再処理となっている。既に使用済み燃料約 1,000 トンが海外へ委託再処理のため搬送されているが、2005年原子力法によって2006年央から10年間、再処理が凍結となっている。

## 6) 北欧

### (1) スウェーデン

電力供給は2008年で1,460億kWh（水力46.9%、原子力42%、化石燃料9.7%、風力1.4%）、毎年、降水量如何で水力の比率は変動、また季節によってその他北欧諸国（フィンランド、ノルウェー）との電力融通（2008年は国内発電量の1.4%）を行っている。

現在、原発は10基（総発電容量：9,400MW）稼働中である。1965年原油価格変動回避及び安定供給の見地から原発導入を決定、70年代、80年代とそれぞれ6基ずつ商業運転を開始した。

しかしながら米国 Three Mile Island 原発事故を契機とする1980年国民投票により原発継続反対が明らかとなったことから2010年までに12基を全廃する国会決議がなされている。その後、1991年には労働組合からの反対による段階的廃止実行の政府決定取り下げ、1995年には国民経済及び地球環境保全の観点から2010全廃は不可能とするも一部閉鎖実施を謳う政府諮問委員会報告など政府方針が固まらないなかで1997年、与野党3党合意によりバーゼベック発電所1、2号機（サイト：デンマーク首都コペンハーゲンから30km）の閉鎖を決定、それぞれ1999、2005年に実施された。一方で残りの10基については2010年閉鎖期限が延期されることとなっている。

2006年登場した連立政権はその後、原発容認に傾いてきた世論にも同調する路線をうちだしており、2009年3月には廃止施設を代替する新設は認めることにより既存10基を維持するとして脱原発法（1980年国民投票を踏まえ原発新設を禁止）廃止案を国会提出している。

### (2) フィンランド

電力供給は年820億kWh（2009年：原子力27.8%、水力15.5%、輸入15.3%、ガス14%、石炭ほか）。現在、原発は4基（総発電容量：2,700MW）で稼働率は平均94%と世界で最高水準にある。原発事業者は民営電力会社である TVO（政府持分43%）及び Fortum Corporation（上場エネルギー企業、政府持分51%）でありそれぞれ2基ずつ操業している。

2002年、TVOによる第5番目の原発建設の政府申請に対し国会が107-92で承認、

2009年運転開始と見込まれた。この当時にあつては西欧諸国で原発新設の国家承認が降りるのは10年以上も経過していたことからフィンランドの決定は画期的であった。2003年、TVOはAREVA及びSiemens（タービン・ジェネレーター）とオルキルオト3号機（EPR、1,600MW）の契約締結、2005年5月に建設開始となったが工事遅延で商業運転は2012年央と見込まれている。コストオーバーランは15億EUR（当初契約額32億EUR）とも報道されており、AREVAは損失引当金処理を行っている。

また、2007年にはTVO、Fortum両社はそれぞれ新設原発につきEIAを開始しており、2008年TVOはオルキルオト4号機（1000-1800MW）新設につきEIA許可を提出のうえ建設の原則許可申請、設計F/S提出（検討対象炉型はEPR、東芝ABWR、GE-Hitachi ESBWR、MHI APWR、韓国 APR-1400）を行っている。

更に、同じ2007年、ドイツの電力・ガス事業会社E.Onの子会社を中心とする工業・エネルギー事業会社から組成されたコンソーシアムが設立した新設合弁会社Fennovoima Oyは2020年までに操業予定で原発（1,500-2,500MW）建設の意向を表明、2009年1月には建設の原則許可申請を提出している。炉型としてはAREVA（EPR 或いは SWR-1000）及び東芝 ABWR が選定対象、2010年政府決定、2012年建設開始と見込まれている。

### (3) ノルウェー

電力供給はほとんど水力発電に依存、2007年1380億kWh（総発電容量：29,500MW）、原発は未使用である。産業界からはエネルギー安定供給の確保の観点から国内で豊富に埋蔵されているトリウムを利用した原発による水力発電代替が期待されている。政府任命の諮問委員会は2008年2月、トリウムを燃料とする原発に可能性ありとしてHalden研究炉でのトリウム利用実験を答申している。また、原子力エネルギーに関する国際協力の強化をはかり、原子力科学及びエンジニアリング分野で人材育成をするべきことが報告されている。

## 3.2.4 ロシア・東欧

### 3.2.4.1 ロシア

2007年におけるロシアの電力生産量は1,016百万MWhで、原子力は160百万MWh（16%）、他はガス・石炭が67%、水力が18%を占めた。2009年の原発の発電量は163.3百万MWhで、VVERにより83.7百万MWh、RBMK他により79.6百万MWhが供給された。総発電容量211GWのうち原子力は10%を占めている。原子炉の稼働率は1998年から2003年にかけて56%から76%に、2008年には79.5%に高まったが、Energoatomは2015年には90%を目指している。

図表 3.2.4.1-1 稼働中の原子炉

Reactor	Type V=PWR	MWe net, each	Commercial operation	Scheduled close
Balakovo 1	V-320	950	5/86	2015
Balakovo 2	V-320	988	1/88	2017
Balakovo 3-4	V-320	950	4/89, 12/93	2018, 2023
Beloyarsk 3	BN600 FBR	560	11/81	2010
Bilibino 1-4	LWGR EGP-6	11	4/74-1/77	2009, 09, 11, 12
Kalinin 1-2	V-338	950	6/85, 3/87	2014, 2016
Kalinin 3	V-320	950	12/04	2034
Kola 1-2	V-230	411	12/73, 2/75	2018, 2019
Kola 3-4	V-213	411	12/82, 12/84	2011, 2014
Kursk 1-2	RBMK	925	10/77, 8/79	2021, 2024
Kursk 3-4	RBMK	925	3/84, 2/86	2013, 2015
Leningrad 1-2	RBMK	925	11/74, 2/76	2019, 2022
Leningrad 3-4	RBMK	925	6/80, 8/81	2025, 2011, +15 yr
Novovoronezh 3-4	V-179	385	6/72, 3/73	2016, 2017
Novovoronezh 5	V-187	950	2/81	2035 after upgrade
Smolensk 1-3	RBMK	925	9/83, 7/85, 1/90	2013, 2020
Rostov 1	V-320	990	3/01	2030
Total: 31		21,821 MWe		

(注)V-320 は一般的に VVER-1000 と言われる炉の基本モデルで、V-230 と V-213 は一般的には VVER-440 と言われ、V-179 と V-187 はそれらの原型炉である。Rostov は Volgodonsk として知られている。

RBMK は冷却に軽水を、減速材に黒鉛を使うロシア独特の炉。チェルノブイリ事故以来大幅設計変更・改造が行われている。

(出典：MNA, Nuclear Power in Russia, updated 16 Feb 2010)

電力需要は 2015 年に 1,426 百万MWh（高シナリオでは 1,600 百万 MWh）、2020 年には 1,700～2,000 百万 MWh に達すると予想されている。この中で、ガスによる発電を減らし、水力と原子力発電量のシェアを減らす方針で、先々 2030 年には原子力のシェアを 25～30% に増やす目標を持っている。

このため政府は原発増設計画を策定しており、2009 年の能力 23.2GW（グロス）を 2020 年には 43.3GW へ約 20GW 増設する計画である。VVER-1200 の炉を中心に 18 基の増設になる。

図表 3.2.4.1-2 2020 年までの原発増設目標計画



(出典：MNA, Nuclear Power in Russia, updated 16 Feb 2010)

上の図ではプラント名を特定して操業開始時期ごとに並べてあるが、これらはいずれも現在建設中の炉9基7,480MWおよび計画中8基8,300MWにリストアップされているもの(図表 3.2.4.1-3 参照)であり、実現の可能性の高いものと言える。2017年～2019年にプラント名を確定しないもの(New NPPと書かれたもの)が1基ずつ、2020年には2基予定されているが、建設申請中の炉が37基36,680MW(リスト省略)あり、このうち5基が建設実行され完成すれば目標が達成されることになるわけで、実現の可能性は高いと言えよう。

図表 3.2.4.1-3 建設中・計画中の原子炉

Plant	Reactor Type	MWe	Status, Start Construction	Commercial operation
Rostov/ Volgodonsk 2	V-320	1000	Const	10/2010
Kalinin 4	V-320	1000	Const	10/2011
Kursk 5	RBMK	1000	Const?	indefinite
Vilyuchinsk	KLT-40S	40 x 2	Const 5/09	2012
Beloyarsk 4	BN-800 FBR	880	Const	2014
Novovoronezh II -1	VVER 1200/ V-392M	1200	Const 6/08	2012-13
Leningrad II-1	VVER 1200/ V-491	1200	Const 10/08	10/2013
Novovoronezh II -2	VVER 1200/ V-392M	1200	Const 7/09	2015
<b>Subtotal of 9</b>		<b>7480 gross, 7130 net</b>		
Rostov/ Volgodonsk 3	VVER 1000/ V-320	1100	Planned, 2010	2014
Leningrad II -2	VVER 1200	1200	Planned, 2011	2016
Rostov/ Volgodonsk 4	VVER 1000/ V-320	1100	Planned, 2011	2016
Baltic 1 (Kaliningrad)	VVER 1200	1200	Planned, 2010	2016
Seversk 1	VVER 1200	1200	Planned, 2010	2016
Obninsk	SVBR-100	100	Planned, 2011	2015
Leningrad II -3	VVER 1200	1200	Planned, 2011	2017
Nizhegorod 1	VVER 1200	1200	Planned, 2012	2017
Seversk 2	VVER 1200	1200	Planned, 2012	2017
Tver 1	VVER 1200	1200	Planned, 2012	2017
Nizhegorod 2	VVER 1200	1200	Planned, 2013	2018
Tver 2	VVER 1200	1200	Planned, 2013	2017
Baltic 2 (Kaliningrad)	VVER 1200	1200	Planned, 2012	2018
Leningrad II -4	VVER 1200	1200	Planned, 2014	2019
Beloyarsk 5	BREST	300	Planned, 2016	2020
<b>subtotal of 15</b>	<b>VVER 1200</b>	<b>15,800 gross, approx 15,300 net</b>		
<b>24 基合計</b>		<b>グロス 23,280、ネット 22,430</b>		

(出典 : MNA , Nuclear Power in Russia, updated 16 Feb 2010)

原発設備の製造に関しては基本的にロシア独自の技術と能力を備えている。ロシア最大の重工業会社 OMZ の Komplekt-Atom-Izhora 工場では現在年産 2 基の VVER-1000 加圧水型軽水炉に要する鍛造品を生産できるが、2016 年からは新型 VVER-1200 型炉の国内 4 基納入（+輸出）に対応できるよう 2008 年にヨーロッパ最大と言われる 12,000 トンの水圧プレスを再建したが、第 2 段階として 15,000 トンにまで能力アップをする計画である。タービン発電機は子会社の LMZ(Leningradsky Metallichesky Zavod)、Alstom Atomenergomash（仏 Alstom49% と国営原子力機器メーカー Atomenergoprom の子会社

Atomenergomash 51%の J/V)、シーメンスが 25%所有する Silovy Mashiny が 1,200MW 以上の大型タービン発電機の製造を行っている。

#### 3.2.4.2 その他の東欧諸国

東欧諸国では、各国とも相対的に原子力への依存度が高いが、引き続き原発建設に積極的スタンスがとられている。機器は主としてロシアの VVER 型炉への依存が大きいが、ルーマニアで CANDU が、スロベニアとクロアチアの J/V で WH の炉が採用されている。

ウクライナでは 1986 年にチェルノブイリ発電所の事故が起きた。これはロシア製 RBMK で、冷却材に軽水を、減速材に黒鉛を使うロシア独特の炉であったが、4 号機で事故があり、2 号機は 1991 年にタービン室の火災後運転停止、1 号機は 1997 年に、3 号機は 2000 年に国際的圧力により閉鎖された（現有の炉はいずれもロシア製の VVER）型の加圧水型軽水炉である）。

にもかかわらず、同国は電力を大きく原発に依存している（2007 年 47%）。特に、2006 年 1 月のロシアからの天然ガス供給の停止は、エネルギーの安全保障への関心と原子力の活用の必要性への認識を高め 2030 年に向けても引き続きそのシェアを維持する方針である。そのためには現在の 13.9 GW(注)を 2030 年の 29.5GW に増やす必要があるということで、リプレース 9 基、新設 12 基合計約 25GW が、計画ないし申請中である。

(注) このうちヨーロッパ最大の原子力発電所 Zaporozhe の能力は 950MW ×6 基=5,700MW。

2 番目に大きいのはフランスのダンケルク近郊 Gravelines 発電所 5,460MW。

このうち Khmeinitzki 3~4 号機の入札に露 Atomstroyexport、チェコ Skoda、Areva、WH および 韓国 KHNP が招かれたが、ロシアと韓国のみが応札、金融条件で鉦床が続いている由（ロシアの提示は 85%50 億ドルを運開後 5 年返済）。

ウクライナはウラン資源保有国で 200 千 t U を持ち、年間 830 t U（2009 年）のウランを生産しているが、国内所要量の 30%程度で他は主にロシアに依存している。また濃縮等もロシアに依存している。ロシアの IUEC(国際ウラン濃縮センター)に 10%の出資をしている。

ルーマニアは電力供給の 13%を原子力で行っている。原子炉はカナダの CANDU6 であり、現有能力は 700MW×2 基、現在 720MW×2 基を増設中である（2016~17 年に完成予定）。さらに新しいサイトで 2020 年までに 4 基を建設する計画がある。

ブルガリアは Kozloduy 原子力発電所で 6 基を持ち、電力をギリシャ、トルコ、セルビア、マケドニアに輸出していた。1-2 号機を 2002 年に閉鎖、3-4 号機も EU への加盟の条件として 2006 年末から運転停止しその余裕はなくなったが、2 基の運転で電力の 35%を供給している。2 基の稼働再開の検討と共に、Belene プロジェクト（VVER 型 1,060MW×2 基）

の計画も少しずつ動き出している。資金調達に関しブルガリア側と Rosatom 等の間で交渉中。

スロベニアとクロアチアはスロベニアに J/V を持ち WH 製の炉 696 MW を操業し発電電力を折半して引き取っている。1,600MW の新規計画を検討中である。

ハンガリアは Paks 発電所に VVER 型炉 470MW×4 基を持ち、国の電力供給の 37% (2007 年) を発電している (なお、同国はスロバキアから所要電力の 15%程度を輸入している)。2030 年までに 6,000MW の建設が必要とされる中、議会は 2009 年初めに 2020 年過ぎに 1 基、2025 年頃に 1 基をそれぞれ建設することに予備的承認を与えた。Paks は 2011 年入札、12 年コントラクター決定、建設期間 2013-17 年を想定している。炉のタイプとして想定しているのは、Areva の EPR、Areva-三菱重工業の Atmea1、Atomstroyexport の AES-2006 および WH の AP1000 であるという。燃料は全面的にロシア依存。

スロバキアはロシアの V-213 型炉 5 基 352MW×5 基を持っていたが 2 基は EU 参加条件により閉鎖した。現在国内電力供給の 50%を原発でまかなっている。現在 420MW×2 基 840MW を建設中で、2012-13 年に完成予定。イタリアの ENEL が電力会社 SE の株式 66% を取得している。

チェコは 2 か所の発電所でロシアが設計し、SKODA が建設した VVER440 型×4 基および VVER-1000 型×2 基計 3,686MW を操業し、国内電力の 30% (2007 年) を供給している。電力公社 CEZ は Temelin 発電所に追加 4 基 3,400MW を建設の予定で、環境省に環境影響評価を依頼している。2009 年 10 月に 2 基について入札開始、資格審査で Skoda・Atomstroyexport・Gidropress グループ、Areva と WH が残っている。

リトアニアはかつてはラトビア、ベラルーシおよびロシアに電力供給し、2,009 年にも同国電力の 70% (20%はガス発電) を供給していた最後の原発 (ネットで 1,185MW) を同年 12 月に閉鎖した。これはリトアニアが EU に参加する条件として EU から求められていたもので、2004 年 12 月に閉鎖された 1 号機(2 号機と同規模)に続くものであった (いずれも水冷・黒鉛減速のチェルノブイリ型。これによりこの型式の炉はロシアにのみ残ることになった)。今後はガス同様電力も当面はロシアから輸入することになる。

旧炉の閉鎖に伴い新規の原子炉建設計画が進んでいる。2007 年 2 月バルト 3 国とポーランドは、リトアニアの旧原発サイトに 1,600MW×2 基を建設することに合意。続いて 2008 年 7 月関係国電力会社はプロジェクト開発会社として Visagino Atomine Elektrine(VAE) を設立 (とりあえずリトアニア 51%、他の 3 カ国が各 16%出資。後日出資シェアは変更の予定)。設備能力は 3,200~3,400MW の予定で、各国の電力引き取りみ合いの希望能力は、リトアニア 1,090-1,160MW (34%)、ポーランド 1,000MW、ラトビアとエストニアはそれぞれ 400-600MW。VAE の計画は 2012 年建設開始 2018 年運開。炉のデザインの候補は

Atomstroyexport の VVER(1,000 or1,500MW)、AECL の CANDU、WH の AP600 or 1000、Areva の SWR-1000 or EPR、GE 日立の ABWR or ESBWR、三菱重工業の APWR、KEPCO の APR-1400。VAE は原発経験がないため E.ON、RWE、Vattenfall および EdF

をパートナーとして検討していると伝えられる。

リトアニアの調査団が 2010 年 2 月 KEPCO を訪問、APR-1400 の設置について話し合ったが、KEPCO が IPP を設置し、建設と運転を行うことを含めた話し合いであった模様。

### 3.2.5 中南米諸国

ラテン・アメリカ地域ではメキシコ、アルゼンチンおよびブラジルだけが原発保有国である。メキシコには GE 製 BWR665.5MW×2 基合計 2,365MW がある。アルゼンチンは Siemens(Kraftwerk Union)製およびカナダ AECL 製の Candu6 の PHWR（それぞれ 335MW および 600MW）を持ち、国内電力の 6.3%を賄っている。現在 Siemens による 692MW の PHWR を建設中で 2011 年完成予定である。ブラジルはリオデジャネイロ西方の Angra dos Reis にウエスチングハウス製 PWR626MW（Angra1 号）および Kraftwerk Union（KWU）製 PWR1,270MW（Angra2 号）を操業しているが 3 基目（2 号機と同じ KWU 製 PWR1,270MW）を本年中に建設開始し、2015～16 年に運開予定である。1975 年当時ブラジルは西独と契約を締結、15 年間で 1,300MW×8 基を建設することとし、2 基は KWU から機器輸入するが、6 基は 技術移転契約に基づきブラジル国産化 90%を図る予定であった。しかし、経済的困難により Angra2 号は 2000 年によりやく完成、3 号機は、これから Areva が建設予定である。今後の計画についてブラジル政府は、1,000MW×4 基を 2015 年から建設する計画を発表した。北東部に 2 基、Angra 周辺に 2 基が計画されているが、Eletronuclear(電力公社の子会社の原子力公社)が採用する候補の炉として、AP1000、Atomea-1 および VVER-1000 の名前が挙がっている。

(注) 1969 年ドイツの Siemens および AEG 両社は原子力部門を統合して Kraftwerk Union(KWU)を設立したが、1977 年 AEG は KWU 株式を Siemens に売却。1987 年 Siemens は KWU を統合して Siemens の発電部門となり、さらに 2001 年に Siemens の原子力部門は Framatome に併合され Framatome ANP となった。同社は後に Areva NP に社名変更。2009 年には Siemens はその株式 34%を Areva に売却する意図を表明している。

## 4. 本邦企業による海外における原子力プラントビジネスの展開

### 4.1 資本参加・業務連携

既述のとおり世界的に原発建設の需要増大が顕著となっているなかで我が国の3大メーカーにおいてもほぼ時を同じくして国際的な合従連衡の世界に突入している。

#### 1) 東芝—WH(Westinghouse)

2006年10月、東芝は英国原子燃料会社(British Nuclear Fuels.plc BNFL)のグループ会社BNFL USA Group Inc.及びWestinghouse Electric UK Limited(以下、両社を併せてWH)の株式を取得、WHは東芝グループ会社となった。東芝はこの株式取得の実行にあたり、米英両国に持株会社を設立、当該株式の77%(4,158百万米ドル)を有することで経営権を確保、残余分は戦略的共同パートナーとして、The Shaw Group Inc.(以下、Shaw)及び石川島を出資している。Shawは1987年設立、米国を代表する総合エンジニアリング会社、原発については配管の設計・製造技術に加え建設工事管理に定評がある。

IHIは、東芝が手掛けた国内BWR建設のすべてで圧力容器製造を担当している。

東芝・WHの連携構築は、製造、販売、技術それぞれの分野で補完関係を構築、シナジー効果の最大化を図るものであり、なかでもBWR、PWRの両方式に機器・サービス提供ができる体制一元化によってグローバルな原子力グループを目指すものとなっている。

なお、WHの中核会社であるWestinghouse Electric Companyは従来同様、米国に本拠を持つ独立会社として運営される。

#### 2) 日立—GE

2006年11月、日立とGEはBWRを中心とする原子力事業の強化拡大を狙って世界的な戦略提携につきLOI締結を行っている。両社は日米に建設・保守・サービス事業を行う会社を相互に株式持ち合いで設立(日本新会社:2007年7月、「日立GEニュークリア・エナジー」日立80%、GE20%;米国新会社:2007年6月、「GE-Hitachi Nuclear Energy Americas LLC」日立40%、GE60%)、ABWR(Advanced BWR)を主体に世界市場での拡大をはかるとともにBWRの次世代大型炉であるESBWR(Economic and Simplified BWR)の開発を実施していく。ABWRは従来のBWRより、安全性・信頼性、運転性・操作性、経済性、放射性廃棄物低減の点で改良されており、日立は国内の電力会社、プラントメーカー及びGEと共同開発、国内の運転中及び建設中の計6基すべてを手掛けている。日立はBWRについてはGEと1967年包括技術ライセンス契約、1981年クロスライセンス契約締結と技術力を高めつつ、内外でBWRプラントの建設・運転保守管理にGEとの協力関係を構築している。両社はBWR型原発の世界市場におけるシェア拡大のため、設計、製造、建設、保守サービスなどの分野(但し、燃料事業は対象外)における協力関係強化を図っていくものである。

なお、日米の新設会社は米国会社が日本を除く世界各国、日本会社が日本における事業をそれぞれ所管することとなっているが、個別案件においてはホスト国政権とのチャンネルをも勘案のうえ対処しているようである。

### 3) 三菱重工業—AREVA

2006年10月、三菱重工業（以下、MHI）はフランス AREVA NP（以下、AREVA）と第3世代の1000MW級原発プラントの共同開発に合意、更に資材調達、サービス、燃料サイクル、新型炉などの分野においても協調することとしている。

AREVA はフランス政府・政府機関が株式の約9割を保有する実質的な国有企業。

原発プラントの設計・製造から燃料加工、使用済み燃料再処理まで原発ビジネスを総合的に展開する世界最大のグループ。

MHI は国内において世界の原発設備の65%以上占めるPWRを23基（出力合計19,366MW）建設、我が国のPWRプラント初号機である関西電力美浜1号（WH、1970年運開）を含む技術輸入段階から自主技術第2世代、自主技術の改良開発を進めた第3世代へと発展してきている。更に、国内で今後3基のPWR納入を予定しており、このうち日本原子力発電向け2基（敦賀3号、4号）はAPWR(1538MW)と呼ばれる改良型PWRで、米国及び欧州市場への参入のためそれぞれ所要の認証取得手続きを行っている。

両社は翌2007年、新型第3世代PWR原子炉(ATMEA1：1100MW)の開発販売のため合弁会社を設立、2009年、販売開始に至っている。

AREVA との業務連携は燃料分野でも設計・開発・製造・販売まで一貫して行う総合原子燃料会社として三菱原子燃料（株）を2009年4月設立、三菱グループ3社（MHI35%、三菱マテリアル30%、三菱商事5%）にAREVAが参入（30%）している。本事業では日本国内市場におけるウラン燃料（PWR、BWR対応）供給に加え、海外市場でのMHI設計によるPWR燃料の販路拡大を狙う。また、MHI・AREVA両社は米国市場向けの燃料製造設備建設に向け共同出資の方向である。

## 4.2 原子力発電所建設及び運営管理

本邦企業による海外における原発プロジェクトへの参加状況をみると「原子力カルネッサンス」ともいわれるなかで世界的な新規原発建設需要の盛り上がりが出ている近年まではプラントメーカーによる単発のEPC輸出対応であった。

輸出品目としては米国・欧州向け取り替え機器（例、上部原子炉容器、制御棒駆動装置）、アジアで中国（泰山ほか）、台湾（龍門ほか）向け蒸気タービン発電機などが主体であった。また、運営管理については台湾・龍門のように本邦企業が担当した事例もあったがいずれも主機部分が提携先(GE)であるところからサブコントラクターとして関与するものであった。

今や既述のとおり本邦プラントメーカーが国際的な合従連衡により世界の原発ビジネスを主導する立場になったことから、これまでの輸出ビジネスの形態から本格的な事業参画へと対応していくことが求められてきている。

以下、最近の事例を挙げる。

#### 1) MHI の対米進出

MHI は米国市場において APWR を販売する計画から 2006 年、全額出資現法 Mitsubishi Nuclear Energy Systems, Inc.(MNES)を設立、翌年 NRC に US-APWR の設計認証を申請済みである。同年、テキサス州に原発を持つ電力会社ルミナントにより増設 2 基(x1,700MW) 分につき MHI の US-APWR を選定する決定が下され 2008 年 9 月、COL 申請(同年 12 月 NRC 受理)がなされている。2009 年 1 月、MHI はルミナントと本増設事業推進を目的として合弁会社 Comanche Peak Nuclear Power Company(ルミナント 88%、MHI12%)を設立、COL 審査完了(2011 年 12 月予定、約 1 年後、最終認可取得見込み)に備えている。

#### 2) UAE 原発案件における日本企業

既述のとおり 2009 年 12 月、韓国コンソーシアムによる受注が発表された UAE 原発案件には本邦企業としては日立—GE によるコンソーシアム組成が以下のようになされている。

- ・プラントサプライ：日立 GE ニュークリア・エナジー
- ・電力会社：東京電力及び

Exelon Generation(米国最大かつ世界第 3 位の原発事業会社)

- ・商社：丸紅
- ・エンジニアリング：日揮

また、受注した韓国コンソーシアムは WH からの輸入技術を自主開発した APR1400 を提供していることから、プラント建設において WH 東芝による連携サプライが見込まれている。

### 4.3 核燃料サイクル関連事業

#### 4.3.1 主要ウラン生産国の埋蔵量・生産・輸出状況と我が国企業のウラン鉱石の採掘・精製事業への参加

##### 1) 世界のウランの生産状況

世界の現有原子炉能力約 370GW を前提にすると年間ウラン使用料は約 65 千トンになる。これは鉱山からの一次供給ならびに在庫、核兵器解体濃縮ウラン、使用済み燃料の再処理

によるプルトニウムとウラン、劣化ウランの再濃縮等からなる二次供給によって賄われている。2008年においては一次供給約44千tUに対し二次供給は約21千tUであったと推測されている。

図表 4.3.1-1 国・地域別ウランの生産推移 (t U)

Country	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Canada	11604	10457	11597	11628	9862	9476	9000
Kazakhstan	2800	3300	3719	4357	5279	6637	8521
Australia	6854	7572	8982	9516	7593	8611	8430
Namibia	2333	2036	3038	3147	3067	2879	4366
Russia (est)	2900	3150	3200	3431	3262	3413	3521
Niger	3075	3143	3282	3093	3434	3153	3032
Uzbekistan	1860	1598	2016	2300	2260	2320	2338
USA	919	779	878	1039	1672	1654	1430
Ukraine (est)	800	800	800	800	800	846	800
China (est)	730	750	750	750	750	712	769
South Africa	824	758	755	674	534	539	655
Brazil	270	310	300	110	190	299	330
India (est)	230	230	230	230	177	270	271
Czech Repub.	465	452	412	408	359	306	263
Romania (est)	90	90	90	90	90	77	77
Germany	221	104	77	94	65	41	0
Pakistan (est)	38	45	45	45	45	45	45
France	20	0	7	7	5	4	5
total world	36 072	35 574	40 178	41 719	39 444	41 282	43 853
tonnes U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	42 529	41 944	47 382	49 199	46 516	48 683	51 716
percentage of world demand				65%	63%	64%	68%

(出典:WNA)

図表 4.3.1-2 会社別ウラン生産量(2008年)

Company	tonnes U	%
Rio Tinto	7975	18
Cameco	6659	15
Areva	6318	14
KazAtomProm	5328	12
ARMZ	3688	8
BHP Billiton	3344	8
Navoi	2338	5
Uranium One	1107	3
Paladin	917	2
GA/ Heathgate	636	1
other	5543	13
Total	43,853	100%

(出典:WNA)

図表 4.3.1-3 10大ウラン鉱山(2008年)

Mine	Country	Main owner	Type	Production (tU)	% of world
McArthur River	Canada	Cameco	underground	6383	15
Ranger	Australia	ERA (Rio Tinto 68%)	open pit	4527	10
Rossing	Namibia	Rio Tinto (69%)	open pit	3449	8
Olympic Dam	Australia	BHP Billiton	by-product/ underground	3344	8
Kraznokamensk	Russia	ARMZ	underground	3050	7
Arlit	Niger	Areva/Onarem	open pit	1743	4
Rabbit Lake	Canada	Cameco	underground	1368	3
Akouta	Niger	Areva/Onarem	underground	1289	3
McClellan Lake	Canada	Areva	open pit	1249	3
Akdala	Kazakhstan	Uranium One	ISL	1034	2
Top 10 total				27,436	62%

(注)ISL=in situ leach(溶媒抽出法)

(出典:WNA)

2008年の一次供給(鉱山からの供給)は、カナダ、カザフスタンおよびオーストラリアの3国がそれぞれ約20%を占め、約60%は3国からの供給であった。

ウラン鉱山での生産を、企業別でみると上位10社で全生産の87%を占めている。

## 2) 各国の生産状況

### (1) カナダ

カナダのウラン生産(2008年 10,617 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)は、主にサスカッチワン州北部で互いに隣接して所在する3つの鉱山で行われている。2011年以降同地域の2鉱山が操業開始する予定。

(カナダ5鉱山の概要)

#### ①McArthur River:

世界最大のウラン鉱山。埋蔵量150千t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>、品位21%、地下600mに賦存。生産能力10,000 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>。80km南のKey Lakeで精鉱。Camecoが鉱山・精鉱所のマジョリティーの株主かつオペレーター。Arevaはそれぞれ30.2%および16.7%のパートナー。

#### ② McClellan :

Arevaが70%所有し、オペレーター。Denison Mines22.5%と海外ウラン資源開発7.5%とのJ/V。

#### ③ Rabbit Lake : 1975年から生産し、年々生産減少。

#### ④Cigar Lake :

確認埋蔵量160千t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>、品位19%、450m地下、予定年産量7,000 t U。

Cameco50%所有かつオペレーター、他にAreva 37%、出光8%、東電5%所有。

#### ⑤Midwest :

埋蔵量 18,900 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>、生産予定量 7 年間 2,600 t /y U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>。Areva69.16%所有かつオペレーター、他に Denison Energy 25.17%、海外ウラン資源開発の現法 OURD Canaca5.67%所有。

## (2) カザフスタン

カザフスタンの生産量は今世紀初めの 2,000 t U から 2008 年には 8,500 t U を超え、2009 年の生産見込みは 13,500 t U。2010 年には 18,000 t U、さらに 2018 年には 30,000 t U の生産を目指している。同国の原子力関連業務のすべてを管理運営する政府所有の KazAtomProm によれば 2015 年までには世界のウラン供給の 30% (24,000 t U) を目指すとのことである。そして単にウランとしてでなく徐々にペレットにまで成型加工して付加価値を高めて輸出することを目標にしている。

## (3) オーストラリア

世界第 3 位の生産国オーストラリアでのウラン生産は、ノーザンテリトリーにある Ranger 鉱山、南オーストラリア州の Olympic Dam と Beverley の両鉱山で行われており、4 番目の Honeymoon 鉱山は 2009 年末～2010 年に生産開始の予定。

Ranger 鉱山のウランは、日本、韓国、中国の他欧米の電力会社に販売されている。同鉱山は 1980 年から生産開始しているが、少なくとも 2012 年迄は生産継続が決定されている。同鉱山会社 Energy Resources of Australia Ltd.(ERA)は Rio Tinto により 68%所有されている(一般株主 32%)。Olympic Dam 鉱山のウランは、銅鉱石の副産物として生産されている。生産会社 WMC は現在は BHP Billiton の完全子会社。確認・推定埋蔵量は 347 千 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>、確度の低い資源量まで加えると 2,452 千 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>がある。埋蔵量の品位は 0.059% と低い、銅の精錬過程で抽出するので、バイアブルであるという。ウラン精鉱は、米、加、日、韓、中および欧州の電力会社に長契で販売されている。Beverley 鉱山の生産は溶媒抽出法によりなされ、659 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>であったが、2009 年からは 1,500 t に引き上げられる予定。販売契約は米国の電力会社トの間に締結されている。埋蔵量は少なくとも 21 千 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>。同鉱山の所有者でオペレーターは、米国 General Atomics 社の子会社 Heathgate Resources Pty Ltd.。南オーストラリア州 Honeymoon 鉱山は、2,900 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>の見込み資源量で、生産を 6 年間 400 t /y 程度が見込まれている。カナダの Uranium One51%と三井物産 49%の合弁会社が開発・生産。

## (4) ロシア

ロシアでは Atomenergoprom(AEP)の 100%子会社である Uranium Holding Co.

(ARMZ) が 2007 年に Tenex および TVEL の国内ウラン鉱山の全資産および海外 J/V の持分を引き継いで運営している。2008 年の生産は 3,521 t U、2009 年には国内生産 3,564 t U およびカザフスタンにおける ARMZ の 3 鉱山(Zarechnoye、Karatua および

Akbastau)からの生産取り分 1060 t、計 4,624 t (前年比 31%増)であった。現在 ARMZ が行っている国内でのウラン生産は南東シベリアの中国およびモンゴル国境に近い Krasnokamensk を拠点とする Priargunsky 鉱山 (資源量 0.159% のウラン 130 千トン、生産能力 3,500 t/y、2007 年生産実績 3,037tU、フランス、スウェーデン、スペインにも輸出)、Priargunsky 北西 500 kmにある Khiagda(資源量 100 千 t U)およびウラル山脈東方の Dalur である。

ARMZ は 2008 年に 2015 年までに 61 億ドルを投資して、生産量を 3 倍増し 10,300 t/y に、2024 年にはさらに 20,000 t/y に引き上げることを目標にしている。

この計画概要は次の通り。

既存鉱山での増産 (投資額は 20 億ドル) :

Priargunsky : 3,000t/y→2020 年 5,000t/y

Dalur : 350t/y→2017 年 800t/y

Khiagda : 150t/y→2013 年 650t/y→2017 年 1,800t/y

新規鉱山開発 :

Elkon プロジェクト : チタの北北東約 200 kmにあるサハ共和国(ヤクーチヤ)における 8 つの鉱床からなるロシア最大の坑内掘り大規模鉱山。資源量 0.146%で 320,000 t U。副産物として金も生産。開発会社 EMMC 社を設立。2013 年生産開始→2015 年 3,000 t→2024 年 5,000 t。投資額 27 億ドル。ARMZ51%所有の P P P 方式で日、韓、印の参加を想定。Elkom プロジェクトに電力、送電網、道路・鉄道等のインフラ建設および工業施設を含めた地域の総合開発の機関車の役割を持たせている。生産開始 2015 年→2018 年 1,000 t→2020 年 2,000 t→2024 年 5,000 t。

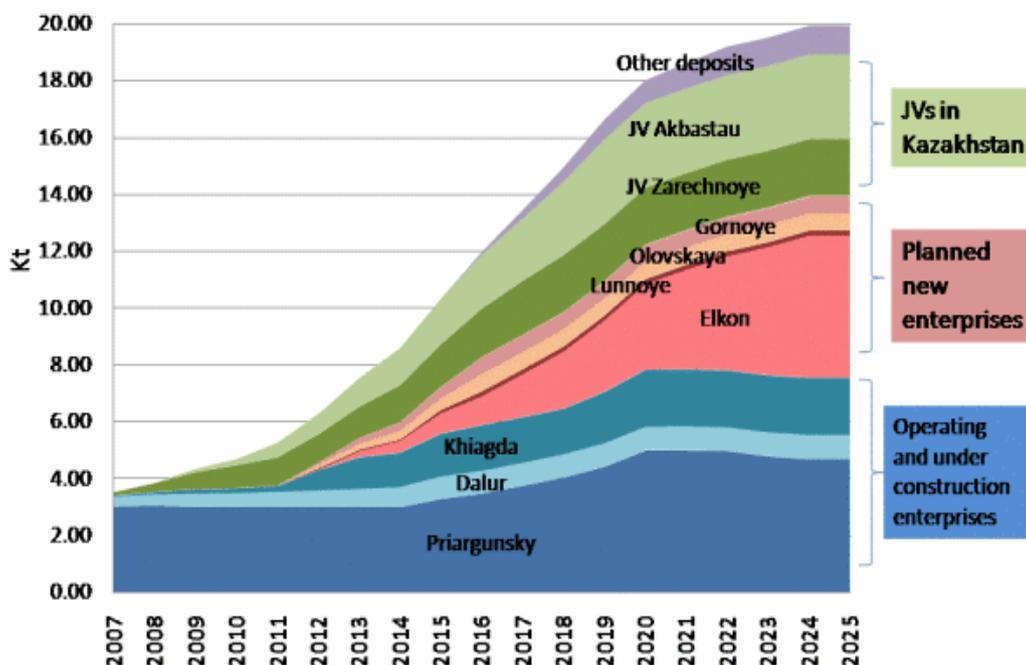
Olovskoye および Gornoye 鉱山 : 既存の Priargunsky 鉱山と Khiagda 鉱山の近くで開発。それぞれ 2014 年生産開始→2017 年 600 t U。

海外生産 :

カザフスタンで 6,000 t U/y を確保するため Zarechonoye および Akbastau の 2 J/V 設立。ウズベキスタン Aktau(500t)、ウクライナ Novo-Konstantinovskoye(2,500t)、モンゴル Erdes(500 t)の可能性もある。

なお三井物産は ARMZ(当時 TENEX)と 2006 年 10 月サハ共和国で Yuzhnaya 鉱山 (ウラン埋蔵量予測 250,000 t U) 開発の F/S につき合意、開発に至れば 25%の権益を三井物産が取得の予定。総工費見込み 245 百万ドル、生産は 2015 年から 1,000 t U/y の見込み。またカナダの Cameco と ARMZ は 2007 年 11 月、両者で J/V を設立し、加・露両国でウランの探鉱・開発をおこなうことに合意。

図表 4.3.1-4 ロシア ARMZ のウラン生産計画



(出典)WNA, “Nuclear Power in Russia”, updated 16 Feb. 2010

(5) ニジェール

ニジェールは世界のウラン生産の 7.5%を生産している。その主要鉱山は首都 Niamey～北東に道路で 1,002km、サハラ砂漠の南端にある 2 つの鉱山 Arlette(or Arlit)と Akouta であり、前者は SOMAIR 社 (Areva NC63.4%、ニジェール国家鉱物資源オフィス ONAREM36.6%所有) によって 1971 年から、後者は COMINAK 社 (Areva NC34%、ONAREM31%、海外ウラン資源開発 25%、スペインの EnusaSA10%が所有) によって 1974 年から、それぞれ生産開始された。Arilit 鉱山の 80km 南方にある Imouraren 鉱山 (資源量 146 千 t U) の開発が決まり 2013 年から 35 年間にわたり 5,000tU/y の生産を行う予定で、ニジェール最大のウラン鉱山になる。Areva が採掘ライセンスを取得、ImourarenSA に 2/3 を出資(ニジェール政府が 1/3 を所有)して開発に当たる。2009 年 12 月韓国 KEPCO が Areva の持ち分 10%を取得し製品の 10%を受け取る権利を確保した。

2006 年中国の CNNC は Abokorum 鉱床(12,790tU) の開発に合意した。Imouraren の南西にある Azelik 鉱床の Teguidda(13 千 t U)で 2010 年から 700tU/y の生産が始まる予定。

Azeilik プロジェクトはニジェール政府 33%と中国企業三社 SinoU37.2%、ZXJOY Invest24.8%、Trendfield5%の J/V である SOMINA が所有している。

(6) ナミビア

ナミビアでは世界で 3 番目に大きい Rossing 鉱山がある。Rio Tinto が 68.6%を所有、他にはイラン 15%、南ア産業開発公社 10%、ナミビア政府 3%が所有。中欧、北米、中国等

のアジア向けに売られている。他にも以下の通り有力鉱山が発見されている。

Langer Heinrich	資源量	65,000 t U	2006年から操業 09年 1,430tU/y
Rossing South		102,910	豪 Extract Resources(Rio Tinto16%、Kalahari40% 所有)が F/S 中。5,700tU/yの計画
Trekopje		48,500	Areva Resources Namibia が開発中
Valencia		25,700	Forsys (加) が子会社を通じ 2012 年から生産開始 2,200tU/y
Marenica		13,000	豪 Marenica Energy80%、Areva11%が参加
Etango		61,500	

ナミビアは電力需要 (3 TWh) の半分を南アに依存しているが、南ア自身が需給逼迫しており、政府には 2018 年までに原発による電力供給をしたいとの考えがある。

### 3) ウランの埋蔵量

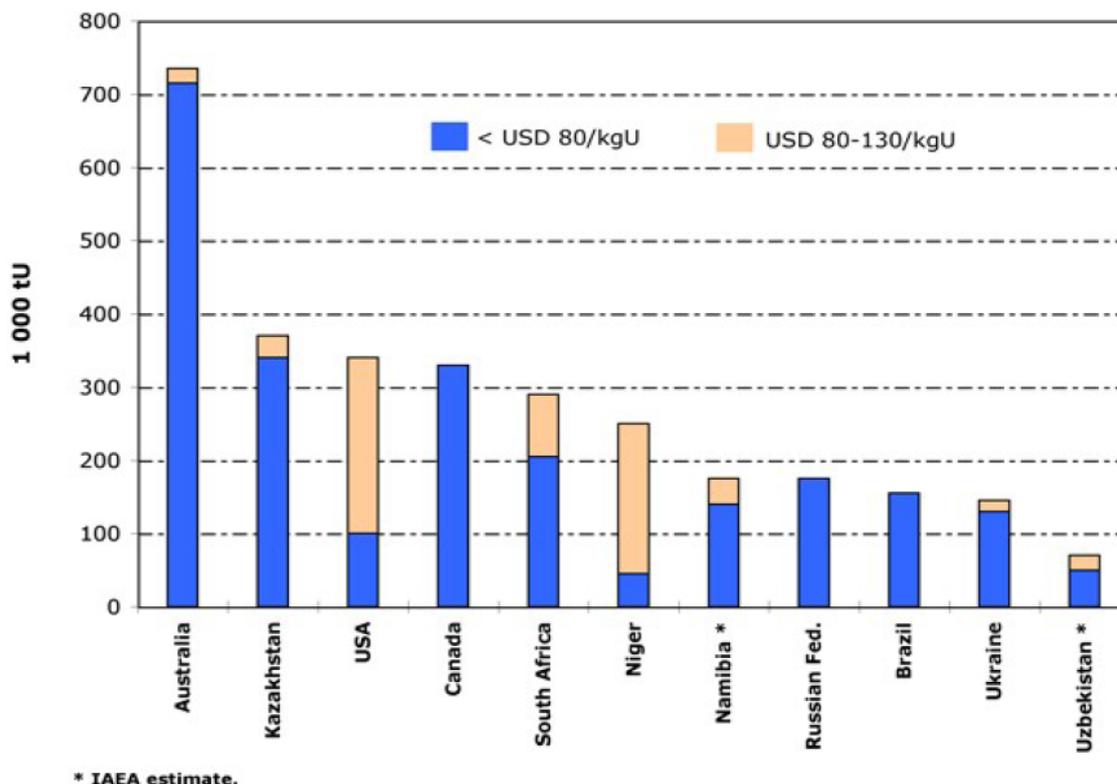
現在の年間ウラン使用料約 65 千トンからすると現在の回収可能ウラン資源は 84 年分あり、他の資源に比して相対的には豊富であると言える。探鉱作業が進み、あるいはウラン価格が上昇すればこの量は増える可能性がある。

図表 4.3.1-5 ウランの回収可能資源量 (注) (2007 年)

	tonnes U	percentage of world
Australia	1,243,000	23%
Kazakhstan	817,000	15%
Russia	546,000	10%
South Africa	435,000	8%
Canada	423,000	8%
USA	342,000	6%
Brazil	278,000	5%
Namibia	275,000	5%
Niger	274,000	5%
Ukraine	200,000	4%
Jordan	112,000	2%
Uzbekistan	111,000	2%
India	73,000	1%
China	68,000	1%
Mongolia	62,000	1%
other	210,000	4%
World total	5,469,000	

(注) Reasonably Assured Resources +Inferred Resources ,to\$130/kg

図表 4.3.1-6 上表（図表 4.3.1-5）のうちかなり確度の高いウラン資源量（注）



（注） Reasonably Assured Resources of Uranium

（出典：WNA）

#### 4) ウランの二次供給源

核燃料の二次供給源として重要なものとして核兵器の在庫がある。1987年以後米国と旧ソ連邦諸国は軍縮協定を締結し、核兵器備蓄を約80%削減することを取り決めてきた。その核兵器には90%以上に高濃縮したウラン235を大量に含まれており、またあるものはMOX燃料として使用できるプルトニウムを含んでいる。1993年の米国－ロシア間「核兵器解体に伴う高濃縮ウランの処分に関する政府間協定」によって、ロシアの核兵器解体から発生する高濃縮ウランを希釈した民生用原子炉用の低濃縮ウラン152 tUを2013年迄米国が引き取るようになっており、その分が2008年には9千 tU と同年の2次供給約21千 tUの主要部分を占めた。

その他の二次供給としては電力会社や政府が持つ貯蔵用ウランがあるが、120千 tU との推定もあるが機密事項とされていてははっきりしない。使用済み燃料の再処理によって回収されるプルトニウムとウランは一次供給の1,500～2,000 tU相当である。ウラン濃縮工程から出るテーリング(尾鉱)は0.25～0.35%のウラン235を含んでおり(劣化ウラン)、年間発

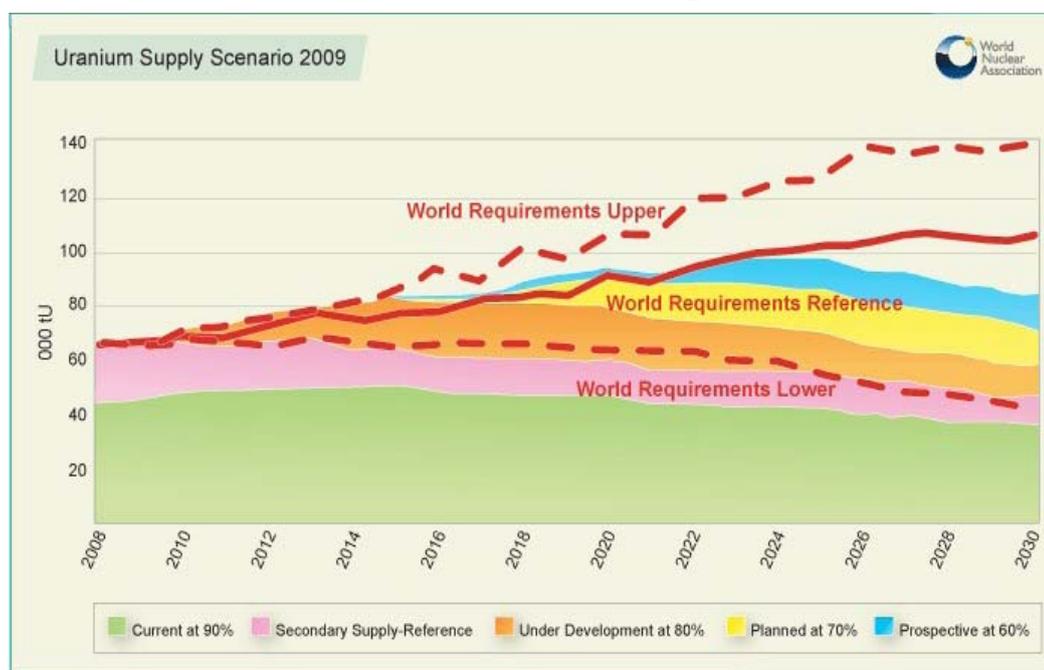
生量はウランにして 35,000 t U に相当する。これはプルトニウムと混ぜて MOX として使用されるか将来の高速増殖炉用に備蓄されている。この劣化ウランの再濃縮はロシアで行われており年間に数千トンのウランを生産しているが、中止になる予定で、代わりに米国で始まる予定。

トリウムの利用もインド等で検討されているがいまだ商業化には至っていない。

#### 5) ウランの需給見通し

最後に WNA によるウランの長期需給見通しを紹介する。2030 年に向けた原発の増設（2030 年時点で、基準見通し 600GW～高い見通し 818GW）に応じた所要量に対し供給がどこまで可能かを開発段階に応じて掛け目をかけて予測したものである。

図表 4・3・1-7 ウランの需給見通し



(出典) WNA, “Uranium Markets”, Sept.2008

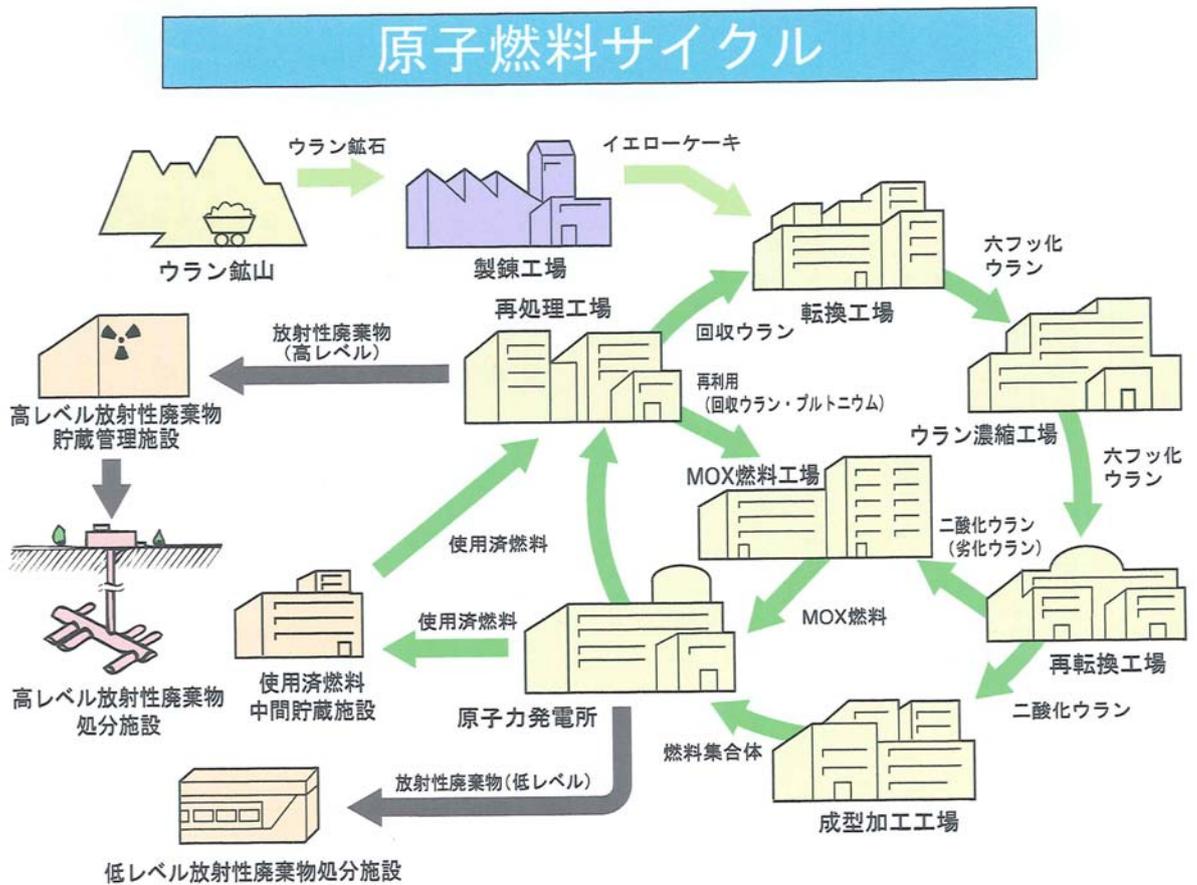
これによれば基準見通しでは 2020 年代半ばまでは需給が均衡するが、原発増設が高水準となるケースでは 2010 年代半ばから供給不足が懸念される状態になる。開発計画中鉱山の前倒しでの実施等が必要になる可能性がある。

#### 4.3.2 世界の核燃料サイクル関連事業の概況と我が国企業の核燃料サイクル事業への参加

##### 1) 核燃料サイクル

ウラン燃料が原子炉で使用される前までの前工程および燃料が原子炉で使用された後の後工程のを示す原子燃料サイクルの概念図は下の図の通りである。ここでは、その前および後工程の主要な事業に関して世界の状況を概観する。

図表 4.3.2-1 原子燃料サイクル



(出典：電気事業連合会)

##### 2) 転換工程

イエローケーキに含まれるウランは、ウラン 238 が大部分の 99.3%、核分裂するウラン 235 は 0.7%と少ない。原発燃料として使用するためには後者の比率を 3~5%に高める(濃縮する)必要があるが、その濃縮の前段階として濃縮しやすいようにウラン精鉱(イエローケーキ)から不純物を取り除き、化学処理して最終的に6フッ化ウラン(UF<sub>6</sub>)の気体にする転換工程が必要。なお重水炉の場合は、この工程の途中でできる2酸化ウラン(UO<sub>2</sub>)を燃料として使う。世界の転換工場は下表の通りである。

我が国は、ウラン鉱石調達と同様、転換役務については完全に海外依存。Atomenergoprom（露）、Comurhex(Areva)（仏）、Converdyn（米）、Cameco（加および英）の4社で世界の転換設備容量の96%を占める。我が国は主に仏および米に委託。現在の転換の需給はタイトであるが、転換技術が高度なものでなく比較的安価かつ短期間で増設・導入可能であるので、転換施設の国内立地は当面必要でないというのが我が国政府の方針である。

図表 4.3.2-2 世界の転換工場能力

Company	Nameplate Capacity (tonnes U as UF <sub>6</sub> )
Cameco, Port Hope, Ont, Canada	12,500
Cameco, Springfields, UK	6000
JSC Enrichment & Conversion Co (Atomenergoprom), Irkutsk & Seversk, Russia	25,000*
Comurhex (Areva), Pierrelatte, France	14,500
Converdyn, Metropolis, USA	15,000
CNNC, Lanzhou, China	3000
IPEN, Brazil	90
<b>Total</b>	<b>76,090</b>

(注)\*稼働能力は12,000~18,000tU/y。従って世界の実質能力合計は51,090~69,090tU/y

(出典：WNA, “Uranium Enrichment”, 27 Jan. 2010/02/28)

### 3) 濃縮工程

核燃料サイクルのアップフロントの施設としては、我が国は濃縮設備（150千SWU/y。将来1,500千SWUまで増設）、再転換工場(450 t/y)ともに能力不足で、海外施設への役務委託に依存している。世界の濃縮工場は図表 4.3.2-3 の通りである。

濃縮施設については、核不拡散の観点からセンシティブな施設であり、国際ウラン濃縮センター（IUEC）というものを創設して、国際的管理下に置き、その代わりに中小ないし新興の原発導入国に対して必要な濃縮ウランの供給を保証するものである。ロシアのAngarsk(シベリア)は、ロシアがマジョリティーを握り、カザフ、アルメニアおよびウクライナも出資参加するが、濃縮技術へのアクセスを認めず、代わりに低濃縮ウランの供給を保証する。2007年にIAEAとロシアは同施設をIAEAのセーフガードの対象リストに入れることに合意した。

Arevaの子会社EurodifのTricastin濃縮工場(能力10.8百万SWUで約81,000MWの原発に供給できる量に相当)の設立も、IUECに類似していた。フランスが60%のマジョリティーを取り、残りをイタリア、スペイン、ベルギー、イランが所有。フランス以外は技術へのアクセスは認められず、製品の分配にのみに与る仕組み。Arevaは遠心分離法による新規のGeorges Besse II濃縮工場を2007年から建設中で、2系列の工場の能力は8.2百

万 SWU（11 百万 SWU まで拡大の余地あり）。第 1 系列の第 1 フェーズが 2009 年末に操業開始（フル操業は 2014 年の予定）。第 2 系列は 2009 年に建設開始、2016 年にフル操業の計画。フランス原子力エネルギー審議会は、Eurodif 同様、海外パートナーを入れることを提案、当面 GdF Suez5%、関西電力と双日 2.2%、韓国水力原子力発電（KHNP）2.5% がそれぞれ出資参加することになっている。EdF は 2009 年 2 月に 2025 年までの 17 年の長期契約（50 億ユーロ）を締結。KHNP は 2007 年に 10 億ユーロの長期契約を締結。

なお、Areva は、別途米国アイダホ州 Bonnevile でも濃縮工場を建設予定。

Urenco は、イギリス、オランダの両政府およびドイツの E.On と RWE(それぞれドイツで 1, 2 位の電力会社)の 3 国が 1/3 ずつを所有、3 国に濃縮工場を持ち、米国でもニューメキシコで濃縮事業を開始した。

GE(51%)、日立(25%)および Cameco(24%)は、米国で Global Laser Enrichment を立上げ、新技術による濃縮事業に乗り出す計画である。

世界の転換および濃縮サービスの供給能力もウラン供給と同様基準ケースでは 2020 年代前半くらいまでは需要を満たせるが、その後供給力不足が見込まれ、新たな増設が必要になるとみられている（図表 4.3.2-4 および図表 4.3.2-5 参照）

現在世界の成型加工容量は、AREVA NP、BNFL/WH および GNF（GE）の系列メーカーで世界の 2/3 を占めている。わが国では、三菱原子燃料(株)（PWR 設備能力は年 440tU）、グローバル・ニュークリア・フュエル・ジャパン（GNF-J）（GE、日立、東芝の合弁会社 Global Nuclear Fuel の日本子会社）（BWR 用）および原子燃料工業（ウェスチングハウス 52%、住友電工・古川電工各 24%出資）（PWR/BWR 用）の 3 社で国内需要を賄うに十分の設備規模。

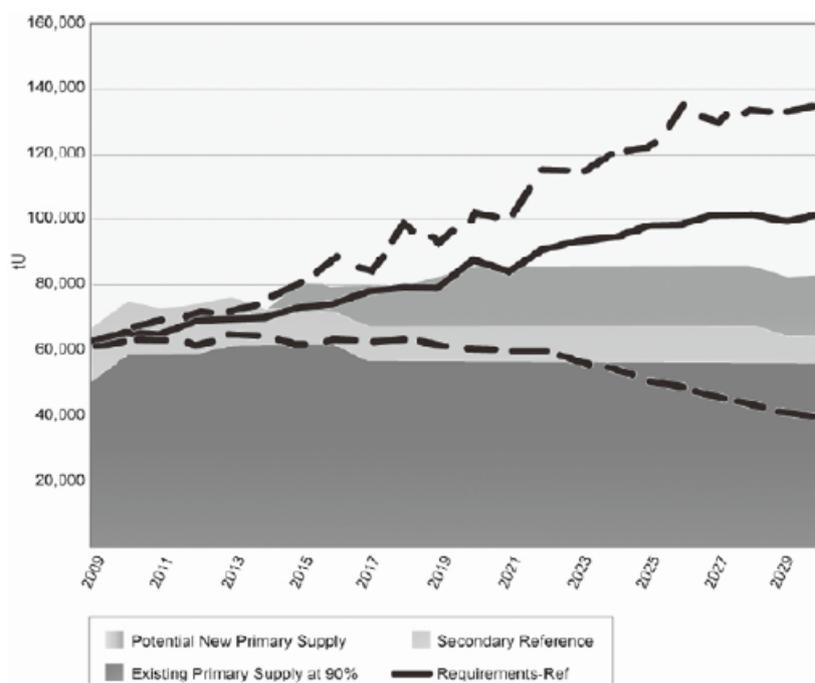
図表 4.3.2-3 世界の濃縮工場能力—操業中および建設中 (千 SWU/y)

country	company and plant	2005	2008	2015
France	Areva, Georges Besse I & II	10,800*	10,800*	7000
Germany-Netherlands-UK	Urenco: Gronau, german; Almelo, Netherlands; Capenhurst, UK.	8,100	11,000	12,100
Japan	JNFL, Rokkaasho	150	150	750
USA	USEC, Paducah & Piketon	11,300*	11,300*	3800
USA	Urenco, New Mexico	0	0	5900
USA	Areva, Idaho Falls	0	0	1000
Russia	Tenex: Angarsk, Novouralsk, Zelenogorsk, Seversk	20,000	25,000	33,000
China	CNNC, Hanzhun & Lanzhou	1,000	1300	3000
	Other	5	100	300
	<b>total SWU</b>	<b>51,350</b>	<b>59,650</b>	<b>68,850</b>
	<b>Requirements (WNA)</b>		<b>48,000-46,500</b>	<b>47,000 - 61,000</b>

(注)\* ガス拡散法。他は遠心分離法

(出典 : WNA, "Uranium Enrichment", 27 Jan. 2010/02/28)

図表 4.3.2-4 転換工程需給見通し

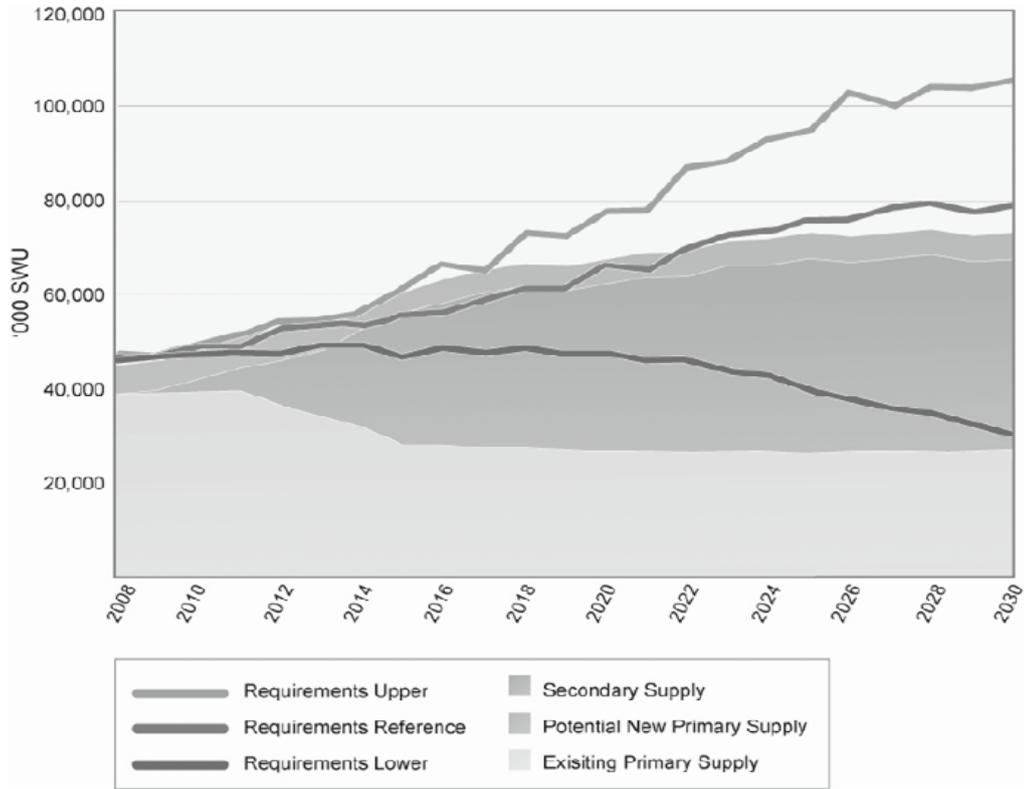


(出典 : 蝦名裕介「ウラン需給の見通しと本邦企業のウラン資源確保の取組み」

(国際協力銀行「国際調査室報」2009年11月号に所収)

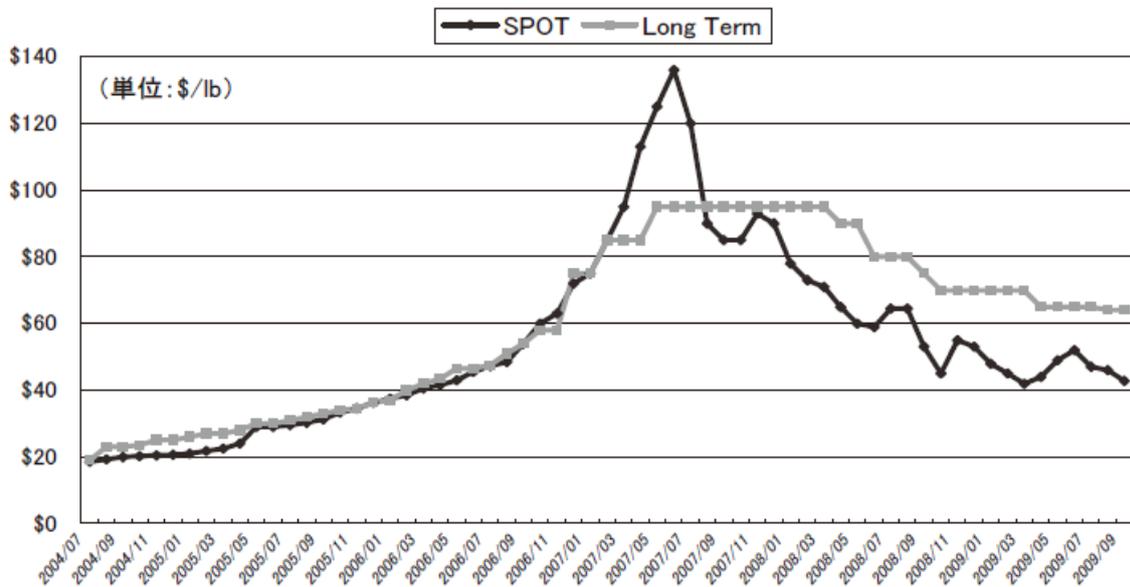
(原資料 : WNA, "The Global Nuclear Fuel Market" )

図表 4.3.2-5 濃縮工程需給見通し



(出典：蝦名裕介「ウラン需給の見通しと本邦企業のウラン資源確保の取組み」/国際協力銀行「国際調査室報」2009年11月号に所収/原資料：WNA, “The Global Nuclear Fuel Market” )

図表 4.3.2-6 ウラン精鉱スポット・長径価格推移



(出典：蝦名裕介「ウラン需給の見通しと本邦企業のウラン資源確保の取組み」/国際協力銀行「国際調査室報」2009年11月号に所収/原資料は UxC Uranium Market Outlook )

#### 4) 再処理工程

使用済み燃料は世界的には再処理されず、そのまま貯蔵される場合が多く（フランス・スルー）、商業用の再処理施設を持つ仏（旧 COGEMA、現 Areva NC）、英(BNFL)、ロシアぐらいである（インドも再処理施設を持つが、他国から委託を受けるほどの規模にはない）。

現在日本には、東海村の日本原子力研究開発機構の実験的な工場（年 200tU 程度の処理能力）しかないため、再処理の大部分を Areva(仏)と BNFL(英)に委託している。委託量約 5,600t はすべて輸送済みで、フランスからは再処理廃棄物のガラス固化体がすべて我が国へ返還済みである。

我が国は、2005 年の「原子力政策大綱」（閣議決定）では、直接処分案(フランス・スルー)を採らず、再処理リサイクル路線の継続を決め、再処理工場建設とプルサーマル計画を推進している。六ヶ所村で建設中の「日本原燃」の再処理工場は 2006 年 3 月からアクティブ試験を開始、2010 年中には同試験を終了、通常運転に入る予定（800 トン U/年、使用済み燃料貯蔵容量 3,000 トン U）。

再処理によってウランとプルトニウムを回収、再利用に回し、これによって最終廃棄処分する高レベル放射性廃棄物の量を減らすことができる。当面我が国は、改修燃料は MOX 燃料として軽水炉で使用するが、いずれは高速増殖炉で本格的にプルトニウムを使用することを目指している。

図表 4.3.2-7

## 世界の再処理工場

(2008年3月現在)

### 運転中

国名	設置者	設置場所(工場名)	処理能力	操業開始年
フランス	AREVA NC	ラ・アーグUP2	1,000tU/年	1996
		ラ・アーグUP3	1,000tU/年	1990
イギリス	BNFL	セラフィールド(THORP)	900tU/年	1994
ロシア	Mayak Production Association	チェリアピンスク(RT-1)	400tU/年	1971
日本	日本原子力研究開発機構(JAEA)	東海再処理工場	0.7tU/日	1977

### 建設中

国名	設置者	設置場所(工場名)	処理能力	操業開始年
日本	日本原燃株式会社(JNFL)	青森県六ヶ所村	800tU/年	2009(予定)

(注) フランスの処理能力は現在 2 基で 1,700t/y。日本原燃の再処理工場の操業開始は、遅れている。この他、インドの再処理能力が 275t U/y ある。

(出典：電気事業連合会)

世界的には仏、スイス、ベルギーが自国使用済み燃料の再処理による回収ウランを再濃縮または濃縮ウランとのブレンドにより軽水炉燃料として利用。

我が国電気事業者の海外再処理委託に伴う回収ウラン(現在の保管量は約 6,500 t U)は、海外での転換、濃縮、再転換役務の委託先確保(ロシアで濃縮、カザフスタンで再転換等)に向けた政府間手続き等の環境整備を行うことが政府方針。商業ベースで回収ウランを海外販売する選択肢も持つ方針。

国内回収ウラン(現在電気事業者の保管量は約 500 t U。六ヶ所村再処理施設稼働後は濃縮度約 1%の回収ウラン 740 t U/年が発生の見込み)は、当面は将来のウラン需要に備えた戦略的備蓄との位置づけ。電気事業者および日本原燃は、日本原子力研究開発機構の協力も得て将来の国内利用を想定した転換施設導入の検討を進めることになっている。

### 5) MOX 燃料工場

再処理工場でできるウランとプルトニウムが 1 : 1 で混ざっている MOX 粉末にウラン粉末(六ヶ所村の施設では濃縮工場から出るウラン 238 を主成分とする劣化ウラン(depleted uranium)を転換工場で酸化物にしたものを使用する計画)を加えて、最終的にできあがる MOX 燃料の成分であるプルトニウム 4~9% (注)、ウラン 91~96%に合わせて調整し(粉

末調整工程)、この粉末を圧縮してペレット状にし、焼き固め(ペレット形成工程)、このペレットを燃料棒に装填、これを束ねて燃料集合体にする。

(注)ウラン燃料の場合燃えるウラン 235 の割合が通常 3~5%に対し、MOX 燃料の場合プルトニウムの割合が高いのは、核分裂しないプルトニウム 240 や 242 が含まれているため。なお、ウラン燃料を使用する軽水炉でもウラン 238 が中性子を吸収してプルトニウムができ、そのうちプルトニウム 239 や 241 が、核分裂する。従って生成したプルトニウム自体が実は軽水炉内で燃料になっている。発電量全体に占めるプルトニウムによる発電量は約 30%となる。これに対し、プルサーマルで MOX 燃料を利用する場合のプルトニウムによる発電寄与度は平均 50%強と言われる。

現在世界で稼働中の軽水炉 MOX 燃料加工施設は、Areva(旧 COGEMA)、NDA(BN-GS)(英)が主なもので、Belgonucleaire (ベルギー) は 2006 年に閉鎖された。米国では Areva の技術提供により建設中。

我が国の MOX 燃料工場は、六ヶ所村で日本原燃によって 2009 年 1 1 月着工、2015 年 6 月竣工予定。能力 130 トン/年(再処理工場から出るプルトニウムは 5 トン/年に対応)(使用済み燃料集合体 7 本に対し MOX 燃料集合体 1 本ができる)。粉末調整工程は Areva の MIMAS プロセス。

図表 4.3.2-8 世界の MOX 燃料成型加工能力

	2009	2015
France, Melox	195	195
Japan, Tokai	10	10
Japan, Rokkasho	0	130
Russia, Mayak, Ozersk	5	5
UK, Sellafield	40	40
Total for LWR	250	380

(出典：WNA, “Mixed Oxide(MOX) Fuel”, updated March 2009)

## 6) プルサーマル計画

プルサーマルとは、プルトニウム(plutonium)を含む MOX 燃料を軽水炉(thermal reactor)で利用すること。plutonium と thermal を結びつけた和製英語。使用済み核燃料中のプルトニウムを燃料として有効活用するプルサーマル計画の着実な推進(これによるウラン節約効果は 10~20%)は我が国の「エネルギー基本計画」(2007 年 3 月閣議決定)にも謳われている。

海外ではフランスが原子炉の 1/3 でプルサーマルをやっており、ドイツでも 1/2 の原子炉で採用されていると言われる。2006 年にヨーロッパでは 180t の MOX 燃料が 30 基以上の

炉に装荷された（使用許可のある炉は 40 基）。

我が国のプルサーマル計画は、2009 年 6 月に見直され、遅くとも MOX 燃料工場が操業開始する 2015 年までに、全国の 16～18 基の原子炉でプルサーマルの導入を目指すことになっている。各社の年間プルトニウム使用量は 0.1～0.5 トン（ただし MOX 燃料 100%を使用予定の電発の大間原発 ABWR138.3 万 kW の場合は 1.1 トン/年）計 5.5～6.5 トン/年であるが、当面は英仏での再処理で回収されたプルトニウム（これまでの再処理委託契約に基づき回収された各社のプルトニウムは 2008 年末で計 25.2 トン）を MOX 燃料に加工して使用するが、日本原燃の MOX 燃料工場が稼動したら 2015 年以降徐々に国内での回収プルトニウム(5 トン/年)を利用することになる。プルサーマルで先行しているのは、九電玄海 3 号機、四電伊方 3 号機、中電浜岡 4 号機、関電高浜 3,4 号機で、いずれも 2010 年から導入を予定しており、九電は 2009 年 8 月仏メロックス工場で加工した MOX 燃料を装荷済み、四電も 2010 年装荷済み、中電も同じく仏から MOX 燃料を入荷済みで、本年から利用予定。電発大間は 2013 年から導入予定。東北電力女川発電所の計画は地元宮城県と市町が実施への同意を決めた。

## 5. 現地調査対象国における原子力発電計画と我が国企業のプラントビジネス推進への取り組み

### 5.1 現地調査対象国の選定

今回の調査では海外における今後の原子力プラントビジネスを展開するにあたり、原子力の平和利用及び安全性の確保を前提とし、エネルギー市場の安定化、CO<sub>2</sub>削減等の経済効果を発揮しうるビジネス展開が可能、且つ、関係本邦企業の事業発展に寄与すると判断される原子力プラント戦略上の有望国として、以下を選定の二国を選定した。

#### 5.1.1 サウジアラビア王国

近年のオイルブームを背景とする成長（年平均 4.3%/2004～08 年）の持続に、人口増加（年約 2.4%/2009）が相まり、且つ若年層が占める比率が高い。この為、電力需要が急増しており、電源開発が急務となっている。同国を支える石油については向こう 80 年程度持つと考えられているが、石油は発電以外の利用法も多く、輸出する事による外貨獲得の重要な資源との考えが広まっている。電源開発にあたり発電プラントを増設する計画の中、ベースロードとしての発電プラントは石油・ガスだけではなく、原子力発電所の導入を検討すべきとしている。

そんな中、GCC 諸国としては初めてアラブ首長国連邦（UAE）が 2017 年の運開を目指して原子力発電所の導入を決めた。この UAE の動向に他の GCC 諸国も倣う可能性が高い。特に GCC の盟主を自負するサウジアラビアは遅れを取るまいと積極的に検討進める事も十分考えられる。

また、サウジアラビアにとって日本は最大の石油輸出国であり関係も深く、サウジアラビアは日本との関係強化を期待している。

こうした背景に基づき、特に UAE に続き今後中東諸国に原子力発電所が導入される現実味が高い国で且つ、日本と繋がり深い国としてサウジアラビア王国を今後の我が国の原子力プラント輸出先の有望国として選定した。

#### 5.1.2 インド共和国

インドは承知の通り、核拡散防止条約（NPT）、包括的核実験禁止条約（CTBT）に参加していない国である。しかし、人口が 12 億人（2008 年推定）と中国に次いで多く、2003～09 年の平均 GDP 成長率は 7.8%と高い。これに伴い、エネルギー消費も過去 10 年間で約 1.5 倍まで増加している。1969 年に営業運転を開始した GE 製のタラプール 1&2 号機に始まり、2007 年までに 17 基を建設、操業している。NPT、CTBT に参加してこなかった関係で、自国内で原子力技術を開発してきたが、人口増加、それに伴う電力需要の増加を賄うべく、原子力発電所の増設が計画されているが、既存の自国技術である重水炉を使っ

た PHWR に加えて軽水炉の導入が検討されている。そんな中、各国がインドへの軽水炉導入に協力するべく協定を締結している。時系列的には、2007 年 7 月アメリカ、2008 年 9 月フランス、2008 年 12 月ロシア、2009 年 11 月カナダとそれぞれ締結している。こうした状況下、日本は唯一の被爆国として現状一貫してインドが NPT、CTBT に参加するまでは民生用原子力の協力についても行えない立場を表明している。しかしながら、こうした問題が解決された際、日本だけが取り残されない様、原子力発電所を導入済の国で巨大市場であるインドの今後の増設計画の把握は必要と考える。この観点からインドも今後の我が国の原子力プラント輸出先の有望国となりえるという考えに基づき選定した。

## 5.2 対象国における原子力発電計画とその実施状況

### 5.2.1 サウジアラビア王国

#### 1) サウジアラビア概況

2009 年度の同国経済成長率は 1～2%が見込まれている。一時的な影響はあったとはいえ、基本的にリーマンショックに端を発する世界的経済不況はサウジアラビアには殆ど影響がないと言える。これは非石油部門の成長によるところが大きい。これは GCC 諸国 (UAE、カタール、クウェートなど) に対しても同様の事が言え、ドバイショックの影響は一時的なもので済んでいる。

サウジアラビアの 2010 年度国家予算は約 13 兆円。2009 年から 5 年間に 4,000 億ドル (約 40 兆円) がインフラ (電力、淡水化事業、Hydrocarbon 案件など) 整備に見込まれている。これは SWF (sovereign wealth fund) として SAMA (サウジアラビア通貨庁) が管理し、主として米国債で運用されている外貨予算から充当される。

サウジアラビアの国家体制に関しては、アブドゥラー第 6 代国王を頂点にサウード王家を中心とする統治体制が取られている。国会もすべて国王の任命制である為、反対派に有力な勢力はない。またアメリカのサポートを受けている。しかしながら、現国王が 80 代、実質上王位を継承するとされるナーフ王子も 70 代と共に高齢であり、こうした高齢の支配層と若年層の間に潜在的に存在する国家体制への不満のギャップが王位継承問題を機に表面化する可能性は否定できない状況にある。

現体制下では国王が承認した案件はほぼ間違いなく実行に移されるのが実情。

人口については 2009 年時点で約 2,400 万人であるが、その内約 30%が外国からの出稼ぎ労働者等外国人である (注)。また人口増加率は年 2.4%程度であり、若年層が占める率が高い。

2009 年の 20 代の失業率は約 20%であり、国家予算の 25%が教育費に充てられ、特に若年層に勤労の機会を創出する事に力が置かれている。

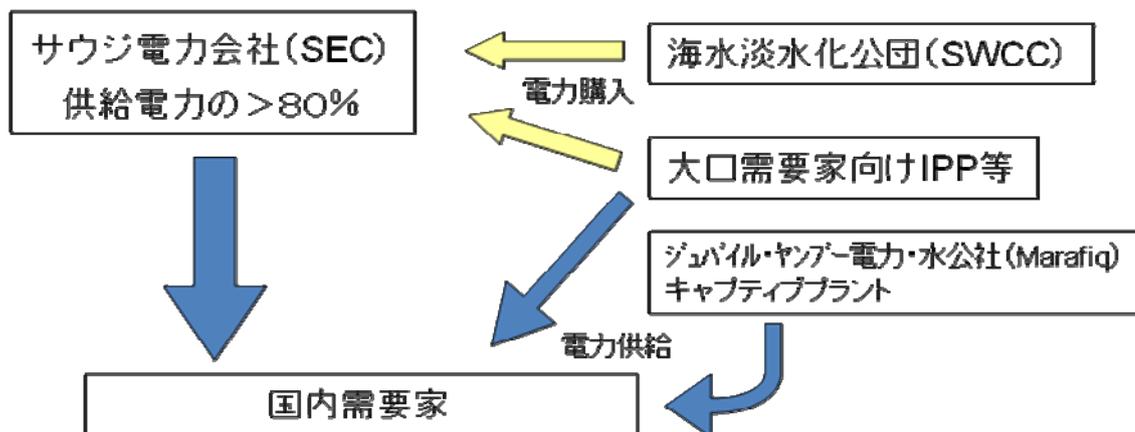
(注) 邦人の在サウジアラビアの人数は首都リヤドで約 300 人、西部のジェッダで約 500 人である。

## 2) サウジアラビア電力事情

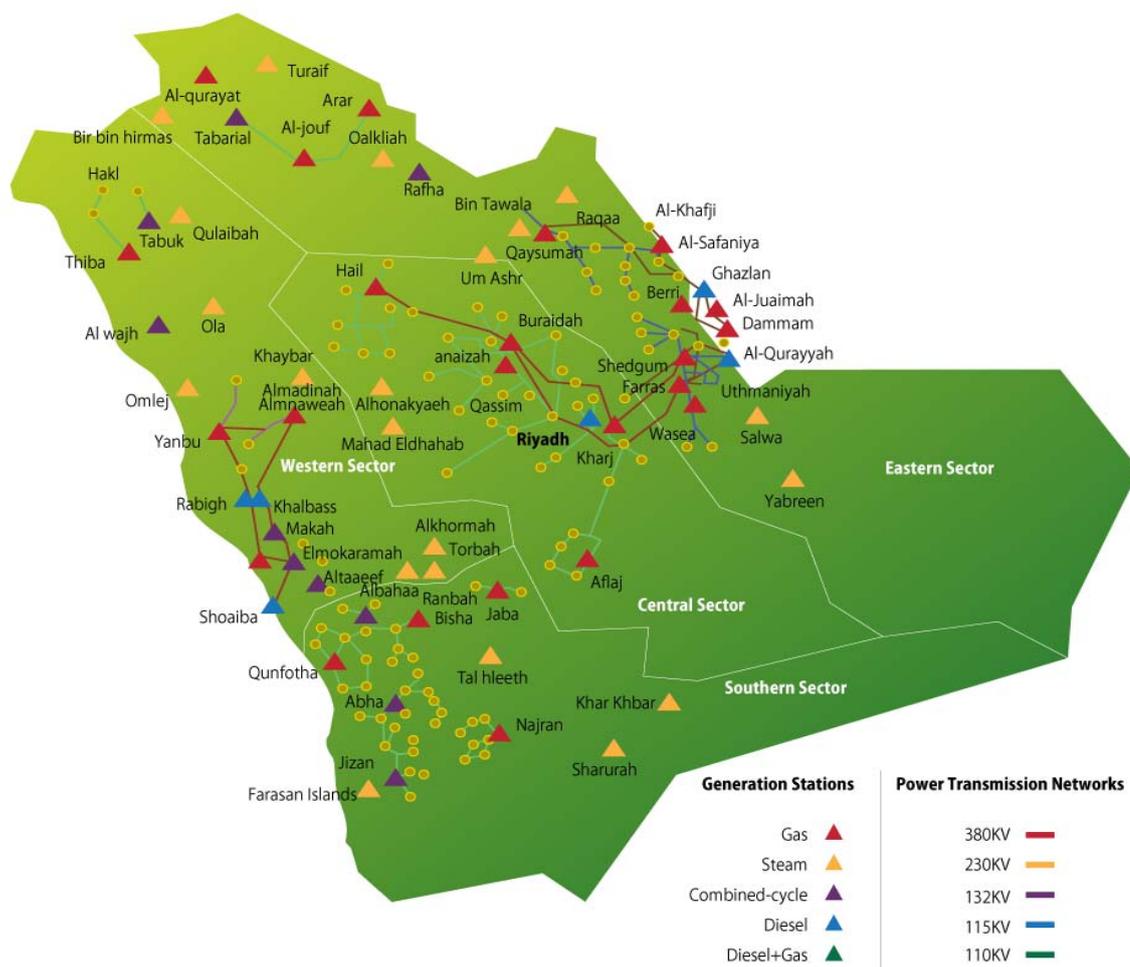
サウジアラビアの電力需要は 2002～08 年にかけて年平均 5.9%拡大し、2008 年には 181,000GWh となった。また、1 人当たりでは、同期間に平均 3.4%増加し、2008 年に 7,299kWh と、OECD 諸国並となった。さらに、ピークロードは同期間に年平均 8%増加し、2008 年に 38,000MW となった。この様な電力需要の拡大で、発電設備の増強にもかかわらず予備率は 2008 年に 3.3%と急減し、需要逼迫が顕著となっている。背景には、工業団地の建設や都市開発の推進、電力化率の向上、経済発展に伴うライフスタイルの変化や人口の増加などがある。

供給電力は、サウジ電力会社 (SEC) の発電電力のほか、海水淡水化公社 (SWCC) の造水プラントから副産物として供給される電力、Saudi Aramco などのキャプティブ・プラントから SEC に売却される余剰電力があるが、SEC が全体の 80%以上を占めている。尚、サウジアラビアは、すべて火力発電である。

図表 5.2.1-1 サウジアラビア電力供給体制の概要



図表 5.2.1-2 サウジ電力会社の発電設備及び送電網



(出典 : Saudi Electricity Company 2008 Annual Report)

### 3) サウジアラビアの開発計画概要

2009年時点でのサウジアラビアの発電容量は 39,000MW となっている。これに対し、2018年までに容量ベースで 65,000MW まで増加するべく、US\$550 億を投資し、実現しようとして計画している。その後、2032年までに現在の発電容量に加え、さらに 45GW の増設を計画している。

### 4) サウジアラビアにおける原子力発電所導入計画の現状

サウジアラビアの概況及び電力開発計画の概要は上述の通りである。増大する電力需要に対応するためのオプションの1つとして10年前から原子力発電導入の検討は行われてきた。

向こう20年は原油、ガスを使った発電をメインに考えて問題なく、石油自体も向こう80年程度は持つと考えている。ただし、石油は発電以外の利用法も多く、輸出する事による

外貨獲得の重要な資源である為、2032年までに約45GWの発電プラントを増設する計画であるが、これを実現する為にベースロードとして原子力発電の導入は必要であると考えられてきた。導入の検討はサウジアラビア国内の関係各所からメンバーを召集し、KACST (King Abdulaziz City for Science and technology 注1)が窓口となり、関係各省内に Technical コミッティーと Policy コミッティーの二つを立ち上げており、メンバーは SEC (Saudi Electricity Company/サウジ電力会社)、SWCC (海水淡水化公団)、国防省、外務省、環境省、KACST、がメンバーである。SECでは現在、Generation Planning Dept. が現状原子力導入関係については担当する事になっている。

Technical コミッティーの方では、KACST が外部専門家を雇って技術的な検討、評価を行う事になっており、KACST が行った評価をコミッティーが承認するという手順が取られる予定。また KACST は技術検証に加え、メーカー、省庁、規制当局をコーディネートする立場にある。

原子力を導入する事になった場合、SEC がその導入を実行する組織になるのかどうかについては現在未定。どの組織が原子力発電所導入の実行部隊になるのかは政府 (Nuclear Authority) の方針次第である。

原子力発電導入時の初期投資については、通常の火力発電所導入に係る投資の約4倍の投資 (1MW 当たり4百万ドル) が必要になるとの認識が持たれている。

原子力発電導入時には、1. 技術移転、2. 原子力発電が経済性の面でどれ位火力発電に比べ優位性 3. CO<sub>2</sub>削減の観点の評価要素になる。

これまでに締結された各国とのサウジアラビアとの原子力関連協力については以下の通りである。

- ・2007年2月、露・プーチン大統領が同国を訪問し民生用原子力開発の協力表明。同月、協定に調印
- ・2008年1月、仏・サルコジ大統領が同国を訪問し民生用原子力開発の協力表明
- ・2008年5月16日、米国と民生用原子力協力に関する覚書 (MOU) に署名
- ・2009年8月、アブドル・ラフマン水利電力相が原子力発電所初号機建設に向けて計画中であると語る。
- ・2009年9月 SEC の Al-Barrak 社長によると社内に原子力 Task1 Force を立ち上げているとの事 (今回聴取時は発電部が検討しているとの事)

今後サウジアラビアに対し原子力関連の協力、アプローチを行うのであれば、日本側でまず外務省、経済産業省と調整が必要との事 (在リヤド日本大使館)。その上で、日本政府とサウジアラビア政府間に原子力分野での協力の為の MOU 等を締結することがまず必要である。

(放射線医療関係では KACST の Atomic Energy Research Institute と日本放射線総合

研究所との協力が協議中との事)

(注) KACST 概要

名称： KACST (King Abdulaziz City for Science and Technology)

総裁： Dr. Mohammed ibn Ibrahim Al-Suwaiyel

所在地： サウジアラビア、リヤド

設立年： 西暦 1977 年

主な政策の内容：

- a. 科学技術の進歩のための国家政策の提案。
- b. 王国の発展のための科学的研究プログラムの実行。
- c. 農業や産業の研究開発への民間セクターの育成。
- d. 奨学金や共同研究を通じて、様々な研究機関や国際的な科学的プログラムの強化
- e. 科学研究の分野での奨学金及びトレーニングコースの提供、また、個人や事業所への科学的応用研究を実施する奨学金を授与する。
- f. 研究やデータ交換のために、王国の政府機関、学術機関や研究機関との調整

従業員数： 約 2,500 名

国王を議長として、重要閣僚で科学技術全般の戦略決定、予算等には大きな権限を有する KACST の中に研究部門があり、コンピュータ・エレクトロニクスや航空宇宙等々の研究所で構成されるが、その中に Atomic Energy Research Institute という研究所がある。

下記サイトに書かれている responsibility を読むと、原子力技術の目的、戦略、応用に対する規制枠組みの策定、原子力技術研究の実施、等々原子力技術の利用及び開発（とはいえ、現時点では農業、産業、医療、研究といった分野）のみが記載

<http://www.kacst.edu.sa/en/about/institutes/Pages/ae.aspx>

また、研究部門には別に Energy Research Institute なる研究所も存在する。こちらは従来のエネルギー（水、石油、ガスなど）と再生エネルギーに関する研究を行っている。

尚、日本のモバイル・メディア事業関連企業とコンピュータ・エレクトロニクス研究所とで業務提携、航空宇宙研究所と日本の財団法人で共同研究を行っている実績がある。

## 5) GCC 諸国、ヨルダン、エジプト等中東諸国における原発導入計画と同計画への協力の 問題点

GCC 諸国 既報の通り、2017 年の運開の計画にて最近韓国電力に原子力発電所 4 基の建設及び O&M サービスを発注したアラブ首長国連邦がサウジアラビア含む他の GCC 諸国を圧倒する形でプロジェクトを進めている。他の GCC 諸国（クウェート、バーレーン、カタール、オマーン）についても IAEA の協力の元、GCC 地域内に訓練センターと調査機関を設置する協議がなされている（2009 年 9 月 29 日 Doha にて開催された GCC Nuclear Strategy Work Shop にて。）

諸国の検討状況及び原子力供給国との関係は以下の通り。

### (1) GCC (湾岸協力会議/Gulf Cooperation Council)

加盟国：クウェート、サウジアラビア、バーレーン、アラブ首長国連邦（UAE）、  
カタール、オマーンの 6 カ国

UAE 以外の GCC 諸国については具体的な計画は未定（または未公表）なるも、以下の通り、諸外国との原子力協力を進めている。

- ・ 2006 年 12 月 GCC、原子力平和利用に関する調査開始を発表
- ・ 2007 年 2 月 GCC と IAEA、原子力発電と海水淡水化計画についての FS 協力で合意
- ・ 2008 年 4 月 UAE は独自に原子力総合政策を発表（2020 年までに原子力発電所 500 万 kW の運転目標）
- ・ UAE の首長国公社（ENEC）、米 CH2M ヒルに原子力発電所導入計画管理の契約締結。
- ・ 米、仏、ロシア、英、韓、中国等が進出（契約、協定等締結）
- ・ 2009 年 9 月 原子力分野に関するワークショップ開催

### (2)ヨルダン

- ・ 2008 年 5 月 仏アレバと原子力発電所建設の可能性について協議開始
- ・ カナダ型重水炉(CANDU 炉)導入に関する FS 調査実施

### (3)エジプト

- ・ 過去 2 度、原子力発電所の導入を試みている。初回は 1964 年。しかし、1967 年の第 3 次中東戦争にて、また建設資金調達面で難航し、頓挫。2 回目は 1974 年。ウエスチングハウスに LOI が発行されるが、1979 年の TMI 事故による市民の反対及び建設資金調達面で難航し、頓挫。3 回目は 1983 年。ターンキー契約にて PWR2 基（900MW x 2 基）が国際入札に掛けられたが、チェルノブイリ事故による原子力発電への否定的意見がで、頓挫。

2007年10月にムバラク大統領が伸び続ける国内電力需要、石油・ガス価格の変動による電力料金への悪影響、国内の天然資源の埋蔵量、ほぼフルキャパシティーの水力発電の実情に鑑み、原子力発電所導入が不可欠であることを明言。以降、以下の取り組みを実施中

- ① 原子力発電導入に絡む諸活動の調整、進捗管理・監視する top-level committee を組成
- ② 原子力・放射線法のドラフト作成 (Nuclear Safety, Security, Safeguards, Civil Liability, 及び原子力発電所及び原子力関連施設での活動を規制し、監視する為の独立した規制当局の設立をカバー)
- ③ 進行中のエネルギー政策、計画をレビュー

コンサルタント起用により、以下作業の実施

Phase-1 : a) 新しい建設候補地選定と評価、b) El-Dabaa サイト調査の update、  
c) 契約前作業

Phase-2 : プロジェクト実施(オプション)

#### 6) サウジアラビアを含む GCC 諸国、ヨルダン、エジプト等中東諸国への原子力関係協力についての問題点

現在、我が国はこれらのどの国とも二国間原子力協力協定は締結されていない。また、UAE 以外の国とは原子力協力に関する MOU が締結されていない。原子力協力を進める場合、日本政府及び各対象国の政府間に原子力協力協定または MOU の締結が不可欠になる。

今回サウジアラビア訪問時に各所で聞かれたが、サウジアラビアでも日本の技術は高く評価されており、同国では特に価格より品質を優先するという事であった。上記の中東諸国は原子力発電所導入を検討しており、実際にサウジアラビアはアメリカ、ロシア、フランス、各国との間に民生用原子力協力に関し MOU を締結し、またエジプトに関してはアメリカ、ロシア、フランスに加え、韓国とも二国間原子力協定を締結している。こうした事実に鑑みると、その技術が高く評価されている日本にも原子力協力を求める事が考えられるため、日本としてこれらの国に対する原子力協力をどうするのか、原子力協力協定を締結する場合、締結に向けた具体的な検討がまず必要である。

特にサウジアラビアについては、今回の調査を通じて KACST が原子力発電所導入の検討を行っており、同所へのアプローチは日本政府による Assignment 等が無いと難しいところがあり、引き続き実態把握、情報収集するワークが必要と考える。

一方で、サウジアラビア含む中東諸国に関しては、微妙なパワーバランスの元に成り立っており、特にサウジアラビアについてはアブドゥラー第6代国王が80代、実質上の次期王位継承者も70代と共に高齢であり、こうした高齢の支配層と若年層の間の不満、ギャッ

プが王位継承問題を機に表面化する可能性も否めない為、外務省ふくめ、慎重なアプローチが必要となる可能性がある。

## 5.2.2 インド共和国

### 1) インド概況

人口は世界第二位の約 11.7 億人。国土面積は 3,287 平方 km であり、ロシアを除くヨーロッパとほぼ同じ広さを有す。GDP はアジアでは日本、中国に次いで第三位。2008 年度は 1 兆 1,368 億ドル。08 年度の成長率は 6.7%と、その堅調に成長している。その内容としては、①製造業とサービス業の 2 桁成長、②年収 9 万ルピー以上の中間層は（2001 年時）全人口の 3 割でさらに拡大していること ③海外で居住・活躍しているインド人は約 3,000 万人 ④就業人口が豊富なこと（20 歳未満の人口割合は 42.8%）などがあげられる。

こうした近年のインドの成長を牽引しているのは内需と投資である。貯蓄率は 00 年度に約 25%だったものが 05 年度には約 32%に。投資率も約 26%が 06 年度は約 34%に増加している。部門別では製造業とサービス業がそれぞれ約 10%成長しており、資本財・基礎財の生産（鉱工業部門）拡大が近年の成長を牽引。また IT、IT 関連輸出（ソフトウェア）は過去 5 年間で 3 倍以上に伸び、携帯電話加入者数の成長率も年率で 47.2%と、驚異的成長を続けている。逆に農業のシェアは大きく減少している。

また、貿易の拡大も顕著である。過去 4 年間で貿易総額は倍増し 06 年度約 3,170 億ドルになっている。輸出相手国の一位は米国、2 位はアラブ首長国連邦、三位は中国。輸入相手国の一位は中国、そしてサウジアラビア、ドイツが続く。日印貿易について、二国間貿易額は過去 4 年間に倍増（04 年約 53 億ドル → 08 年約 106 億ドル）している。鉄鉱石や宝石などを日本が輸入、機械・電子機器・鉄鋼製品・輸送機器などがインドへの主な輸出品である。わが国の対インド直接投資額は 05 年に 298 億円であったが 08 年実行ベースで約 400 億円と増加している。日印双方とも貿易拡大のポテンシャルはますます高まっていくものと考えられている。

2008 年の統計では、在留邦人：3,284 人 日系企業進出状況：627 社（1,049 拠点）である。

近年の外国直接投資は、インドの 4 拠点に集中している。①デリー-NCR、②マハラシュトラ州、③カルナカタ州、④タミル・ナドゥ州 ①は隣接のハリヤナ州やノイダ州を含めた一大産業拠点。ホンダなど日系自動車産業が集積している。②はインド最大のコンテナ港を抱えているムンバイと、プネーには地場産業や外資の大規模製造拠点が集積。③は多国籍 IT 企業が集積。研究開発型投資の中心地でもあるバンガロールが有名。トヨタを中心に日系企業も多数進出している場所。④はインドのデトロイトと呼ばれ自動車産業の集積地。チェンナイでは優良工業団地の開発が進んでいる。

## 2) インドの電源構成に占める原子力発電の現況

原子力はインドでは火力、水力、再生可能エネルギーに次ぎ、4番目に大きな発電システムである。現在、インドの原子力増設計画では2020年までに20,000MW、2032年までに32,000MWを増設し、2050年までに国内総電力の25%を原子力により供給する事を目標としている。

中央電力庁 (Central Electricity Authority) によると、原子力による発電は4,120MWに2009年11月に達し、155,859MWの2.6%を占めるに至っている。

## 3) インド原子力略史

1948年 Atomic Energy Act 制定

Atomic Energy Commission(AEC)設置

(注)我が国の原子力基本法制定は1955年。1956年に原子力委員会設置。

1954年 Department of Atomic Energy(DAE)設立

1957年 Bhabha Atomic Research Center (BARC)の前身 Atomic Energy

Establishment, Trombay(AEET) 設立(アジア初の研究用原子炉

APSARA[1MW, 1956]、CIRUS[軍事用 40MW, 1960 運開、2010 閉鎖予定]、DHRUVA [軍事用 100MW, 1985]およびその他の研究施設を運営)

1962年 Atomic Energy Act of 1962 (1948年法に代替) (原発には国営企業のみが関与)

1969年 10月インド初の原発 BWR (GEが建設) が営業運転開始(Tarapur-1)

1973年 カナダ AECL の協力による PHWR 営業運転開始(Rajasthan-1)

1974年 Pokhran (Rajasthan 州)で地下核実験。以後外国からの燃料・技術提供等が途絶え、燃料・技術の自給体制を迫及

1983年 Atomic Energy Regulatory Board (AERB) 1962年原子力エネルギー法に基づき設置 (原子力の安全性に関する規制機関。立地選定、設計審査・認可、建設許可、試運転ライセンス、運転、閉鎖に係る許認可手続き)

(注) 原子力プラントサイトの環境認可はAERB(安全規制)とは別に環境森林省から取得。

1987年 NPCIL 設立 (←1984年 Nuclear Power Board←1967年 Power Projects Engineering Division, Mumbai)

1998年 Pokhran (Rajasthan 州)で5回の核実験

2002年 ロシア型 PWR (VVER) 1,000MW<sup>2</sup> 基建設開始

2004年 500MW の PFBR 建設開始 (於 Kalpakkam)

2007年 7月 米印原子力協定調印、2008年 10月議会の承認

2008年 8月 IAEA 理事会が民生用原子炉の保障措置(査察)協定を承認(2009年 2月調印)

9月 NSG (原子力供給国グループ)がNPT非加盟国インドをガイドラインの例外扱いとすることを承認

仏印原子力協定調印

12月 露印原子力協定調印

2009年 カザフスタン、モンゴル、ナミビア、アルゼンチンおよびカナダとそれぞれ原子力協定調印(英国および韓国とも協定締結へ向けた動きあり)

#### 4) 原子力発電の現状

インド最初の商業用原子炉 BWR 160MW×2 基は、GE がターンキー契約に基づき 1964 年 10 月建設開始、1969 年操業開始(Tarapur-1&2)。並行してカナダの Atomic Energy of Canada Ltd.(AECL)との共同事業(CANDO 炉の技術導入)として Rajasthan で PHWR の 1 号炉(100MW)を 65 年建設開始、72 年完成。2 号炉 (200MW) は 68 年建設開始したが、74 年核実験後カナダの協力がなくなり自力で建設、80 年操業開始。以後 NPCIL が 2007 年までに 13 基を建設し、現有容量は 17 基 4,120MW。建設中 6 基 3,160MW、うち 2,000MW ×2 基はロシア製 VVER (PFBR は BHAVINI が建設)。

図表 5.2.2-1 インドの操業中および建設中の原子炉

Name	Type Status	Location	Capacity (MWe)		Date
			Net	Gross	Connected
<a href="#">KAIGA-1</a>	PHWR Operational	KARNATAKA	202	220	2000/10/12
<a href="#">KAIGA-2</a>	PHWR Operational	KARNATAKA	202	220	1999/12/02
<a href="#">KAIGA-3</a>	PHWR Operational	KARNATAKA	202	220	2007/04/11
<a href="#">KAIGA-4</a>	PHWR Under Construction	KARNATAKA	202	220	2010/04/30
<a href="#">KAKRAPAR-1</a>	PHWR Operational	GUJRAT	202	220	1992/11/24
<a href="#">KAKRAPAR-2</a>	PHWR Operational	GUJRAT	202	220	1995/03/04
<a href="#">KUDANKULAM-1</a>	PWR Under Construction	TAMIL NADU	917	1000	2011/02/28
<a href="#">KUDANKULAM-2</a>	PWR Under Construction	TAMIL NADU	917	1000	2011/08/31
<a href="#">MADRAS-1</a>	PHWR Operational	TAMIL NADU	205	220	1983/07/23
<a href="#">MADRAS-2</a>	PHWR Operational	TAMIL NADU	202	220	1985/09/20
<a href="#">NARORA-1</a>	PHWR Operational	UTTAR PRADESH	202	220	1989/07/29
<a href="#">NARORA-2</a>	PHWR Operational	UTTAR PRADESH	202	220	1992/01/05
<a href="#">PFBR</a>	FBR Under Construction	TAMIL NADU	470	500	
<a href="#">RAJASTHAN-1</a>	PHWR Operational	RAJASTHAN	90	100	1972/11/30
<a href="#">RAJASTHAN-2</a>	PHWR Operational	RAJASTHAN	187	200	1980/11/01
<a href="#">RAJASTHAN-3</a>	PHWR Operational	RAJASTHAN	202	220	2000/03/10
<a href="#">RAJASTHAN-4</a>	PHWR Operational	RAJASTHAN	202	220	2000/11/17
<a href="#">RAJASTHAN-5</a>	PHWR Operational	RAJASTHAN	202	220	2009/12/22
<a href="#">RAJASTHAN-6</a>	PHWR Under Construction	RAJASTHAN	202	220	2010/02/28
<a href="#">TARAPUR-1</a>	BWR Operational	MAHARASTRA	150	160	1969/04/01
<a href="#">TARAPUR-2</a>	BWR Operational	MAHARASTRA	150	160	1969/05/05
<a href="#">TARAPUR-3</a>	PHWR Operational	MAHARASTRA	490	540	2006/06/15
<a href="#">TARAPUR-4</a>	PHWR Operational	MAHARASTRA	490	540	2005/06/04

操業中計	18 基	3,782	4,120
建設中計	5 基	2,910	3,160
合計	23 基	6,692	7,280

(注)本表では2009年12月22日にグリッドに連結された Rajasthan-5(220MW)が Operational となっているが、合計欄では建設中としている。発電所の所在地は(図表 5.2.1-2)の地図を参照。

(出典 : IAEA, PRIS data base)

インドの発電容量 156,092MW に占める原発の割合は 2.6% (石炭火力 52%、水力 24%、ガス 11%、再生可能エネルギー10%、ディーゼル1%)。2008年度の原発発電量は 14,716GWh で全発電量(723,556GWh)の 2%。

(注)2009年9月現在の我が国の発電設備容量は、241,846MW(うち原子力 47,935MW、20%)。

2008年度発電量は、971,870GMWh(うち原子力 247,099GMWh、25%)。

なお、原発のロードファクターは 2005年度以降低下しているが、これはウラン燃料の供給不足によるものとされており、インドの燃料供給面での弱点を露呈している。(図表 5.2.2-2 参照)

図表 5.2.2-2 原子力による発電能力・発電量・ロードファクターの推移

年 度	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
発電能力 (GW)	2.72	2.72	2.77	3.36	3.90	4.12	4.12	4.12
発電量 (GWh)	19,390	17,780	16,850	17,240	18,607	16,777	14,716	13,408
ロードフ ァクター(%)	81	75	70	56	57	46	41	49

(注)2009年度は4-12月

(出典：Central Electric Authority)

## 5) インド政府の原子力開発戦略

### (1) トリウム燃料サイクルの確立

国内に賦存するウランとトリウムを利用することによりトリウム燃料サイクルを確立し真のエネルギー安全保障の達成を目指す。(初代原子力委員長 Dr. Bhabha が提唱)

(注)トリウム(Th。原子番号 90)は自然にはトリウム 232 (半減期 140 億年)としてモナズ石等に含まれる。トリウムは地殻中にウランの 5 倍以上賦存する。インドは豪州に次ぐトリウムの埋蔵量を持つ (290 千トン)。中性子を吸収すると  $\text{Th-232} \rightarrow \text{Th-233} \rightarrow \text{Pa-233}$  (プロトアクチニウム、原子番号 91)  $\rightarrow \text{U-233}$  の変換を行い、ウラン 233 (核燃料) を生成。炉心内に Th と U-233 を装荷し、核分裂させると上記の通り Th-232 が U-233 に転換。こうして生成した U-233 が、分裂消滅した U-233 より多ければ増殖が達成される。インドは、これを応用した新型重水炉 APHWR を建設予定。これは熱中性子 (減速された中性子) により核分裂連鎖反応を起こさせる炉であり、高速中性子で核分裂を連鎖させる高速増殖炉と異なる。

トリウム燃料サイクルは次の 3 段階を経て達成する計画。

第 1 フェーズ： 国内天然ウランを利用して軽水炉および PHWR で発電+プルトニウム生産 (使用済み燃料の再処理により抽出)

第 2 フェーズ： プルトニウムと (ブランケットに) トリウムおよびウランを装荷して高速増殖炉(FBR)で発電+プルトニウムおよびウラン 233 の生産。Kalpakkam(Madras)の Indira Gandhi Center for Atomic Research(IGCAR)でテスト用 FBTR 40MW が 1985 年から稼働中。BHAVINI が実用 PFBR (500MW) を建設中(2010 年 9 月臨界、2011 年 9 月商業運転の予定)。2020 年にかけてさらに 500MW ×4 基計画中。

第3フェーズ：(トリウムサイクルの確立) A(Advanced)HWRによる発電+ウラン233の増殖(トリウム232/ウラン233MOXとプルトニウム239/トリウムMOXを燃料とする発電)。減速剤として重水、冷却剤として沸騰軽水を使用。300MWのAHWRの詳細設計はBARCによって完了。2012年までに建設開始し、2020年までに運開予定(サイト未定)。トリウム燃料の再処理センターはKalpakkamに建設予定。

## (2) 外国からの軽水炉導入

電力不足・電力需要増大および地球温暖化への対応として、(1)の戦略と並行して大規模軽水炉の導入を図る。このため米印原子力協定調印(2007年7月)以降、NPT非締約国としての例外措置を確保し、各国と原子力協定締結。なお、軽水炉操業には濃縮ウランの確保が必須。

## 6) 原子力関係組織

(図表 5.2.1-1)参照。

## 7) インドの原子力自給自足体制

### (1) 原発の技術・設備・建設・運営

NPCILは、最初の3基およびFBRを除きこれまで原発プラント建設に関しEPCコントラクターとして建設を統轄、その操業も独占的に行ってきた。また、建設工事や主要機器等については基本的には国内企業が供給できる体制が整っている(ただし、KudankulamのVVERの場合はロシアやCIS諸国の製品が多数使用されている)。今後原発拡大が見込まれる中、原発の建設・運営に対する他の国営企業の参入や民営化の動きがみられる他、機器メーカー等の供給力強化のためのJV設立や工場拡充の動きがある。インドにおける主要な原発工事・機器製造企業は次の通り。

#### ・ Larsen & Toubro(L&T) :

エンジニアリング、建築、インフラ建設、機械製造等を手がけるコングロマリット。これまでのほとんどの原発で、サイトの土木・構造物建築、PHWRおよびFBR用原子炉、格納庫、配管・ポンプ、熱交換器、制御棒駆動装置、廃棄物処理設備、重水製造プラント等の製造・建設に従事。Westinghouse(AP1000用)、AECL(ACR-1000用)、Atomstroyexport(VVER用)、GE日立(ABWR用)向けのコンポーネント供給契約締結済。NPCIL(26%出資)と合弁でGujarat州Haziraに

内外向け原子力発電用鍛造品製造工場（600 トンのインゴット製造設備ならびに 9,000 トンおよび 17,000 トンの大型プレスを設置）を建設中(11 年に完成予定)。三菱重工業と合弁会社を 2007 年に設立、蒸気タービンおよび超臨界圧ボイラーの製造を行っている。

・ **Bharat Heavy Electricals(BHEL) :**

政府が株式の 68%を所有する重電機メーカー。ボイラー、タービン、発電機等製造。2年間で 75 億ドルを投じ 1,600MW 原子炉部品製造工場建設を計画。NPCIL との合弁で 700MW~1,600MW 原子炉対応のタービンを製造する計画もある。

・ **Hindustan Construction Co. (HCC) :**

Rajasthan1~6 号機および Kudankulam1~2 号機を始めとしてインドの原発の半数以上の建設に従事。特に原子炉格納庫、コントロールルーム建屋建設等。2009 年 9 月英国エンジニアリング会社 AMEC PLC と原発建設のための合弁会社設立。

・ **Bharat Forge(BFL) :**

Pune(Maharashtra 州) 拠点の多国籍企業（米 Kalyani ループ傘下）で、世界最大の自動車用鍛造品メーカー。最近は電力等非自動車用鍛造品・機械部品に注力。プネー工場に 4,000 トンのプレス設置。09 年 1 月 Areva と大型鋳鍛造品製造のための J/V 設立に関する MOU に調印。原発プラント、タービン・発電機、製鉄ロール等向け鍛造品生産を目指し 14,000 トン自由鍛造プレス、製鋼設備を導入の予定(2013 年完成予定)。土地選定中。BHEL の参加も見込まれる。

2008 年 11 月仏 Alstom とタービン、発電機工場（年間能力 5000MW）建設およびその他の電気機器工場設立のための合弁契約に調印。2009 年 12 月 Gujarat 州 Mundra 工場で起工式。将来は原発用タービン・発電機も生産予定。

原発建設は従来 NPCIL が独占してきたが、他社の進出の動きもある。

・ **National Thermal Power Corp. (NTPC):**

NPCIL (51%) と合弁企業を設立、原発建設することに合意(2009 年 2 月 MOU) (2017 年までに 2, 000MW を建設する計画)。

・ **National Aluminium Co. (NALCO):**

製錬所に対する電源多様化のため NPCIL と 1000MW を建設する契約を締結。

・ **Indian Oil Corp Ltd. (IOCL):**

2009年11月にNPCILとMOU締結（1000MW建設を目指す）。NPCILがオペレーターとして51%所有、IOCLが26%所有する合弁事業。

また、政府は、法改正により民間の原発および燃料サイクルの各段階への参入を認める意図を表明している（ただし外資による直接の投資は禁止）。さらには、NTPC、NPCIL および BHEL は、合弁企業を設立し、インド製 PHWR (220MW) をナミビアやモンゴル等からのウラン供給の見返りに輸出する構想を持っていると言われる。

## 8) ウラン資源

インドはウランの確認埋蔵量 54,000 トン、かつ鉱石中のウラン含有量が 0.1%という低品位（海外のウラン鉱石は 12~14%のものまでである）であるというウラン供給の制約から現在の PHWR での発電は 10,000MW までが限度であると言われ、原発のウェイトを増やしていくためには、前述したトリウムサイクル（トリウムの埋蔵量は 290,000 トンで世界第2位）の確立および海外ウランの確保が必要。

インドのウラン鉱山・精鉱施設の概要は次表、所在地は（図表 5.2.2-7）を参照。

採掘とプロセッシングは、DAE 傘下の Uranium Corp. of India Ltd. (UCIL) が実施。

図表 5.2.2-3

### India's uranium mines and mills - existing and announced

State, district	Mine	Mill	Operating from	tU per year
Jharkhand	Jaduguda	Jaduguda	1967 (mine) 1968 (mill)	175 total from mill
	Bhatin	Jaduguda	1967	
	Narwapahar	Jaduguda	1995	
	Bagjata	Jaduguda	2009?	
Jharkhand, East Singhbhum dist.	Turamdih	Turamdih	2003 (mine) 2008 (mill)	190 total from mill
	Banduhurang	Turamdih	2007	
	Mohuldih	Turamdih	2011	
Meghalaya	Kylleng-Pyndeng-Shahiong (Domiasiat), Mawthabah, Wakhyn	Mawthabah	2012	340
Andhra Pradesh, Nalgonda dist.	Lambapur-Peddagattu	Seripally /Mallapuram	2012	130
Andhra Pradesh, Kadapa dist.	Tummalapalle	Tummalapalle	2010	220

（出典：World Nuclear Association, “Nuclear Power in India”, 13 January 2010）

2009年2月ロシアのTVEKとDAE間で燃料供給協定締結。10年間に2000トンの天然ウラン・ペレットをインドに供給（780百万ドル）。また60トンの低濃縮ウランおよびロシアの協力により建設中のKudankulam原発用の燃料も供給される。ロシアは使用済燃料の再処理に制限をつけていないと伝えられる。

仏ArevaはEPR供給に際しライフタイムの燃料供給を保証。

カザフスタン、ナミビアおよびモンゴルとの原子力協力協定はウラン確保が目的。

## 9) 燃料サイクル

Hyderabad にある DAE 傘下の Nuclear Fuel Complex でウラン精鉱(イエローケーキ、 $U_3O_8$ )を精製(refining)・転換(conversion) (注)。

(注) 精製工程：ウラン精鉱(イエローケーキ)の精製錬。イエローケーキを硝酸で溶解、不純物を取り除いた後、脱硝により 3 酸化ウランを生成 ( $U_3O_8 \rightarrow UO_3$ )。転換：3 酸化ウラン ( $UO_3$ ) を硝酸に溶かし、硝酸ウラニル( $UO_2(NO_3)_2$ ) とし、これにアンモニア水( $NH_3$ ) を加えて ADU ( $(NH_4)_2U_2O_7$ ) として沈殿させ、脱水後ガス燃焼ロータリーキルンで水素還元して 2 酸化ウラン ( $UO_2$ ) を生産。濃縮するためにはさらにフッ化水素と反応させて 4 フッ化ウラン (固体のグリーンソルト) にし、これをフッ素と反応させてガス状の 6 フッ化ウラン ( $UF_6$ ) ( $UO_3 \rightarrow UO_2$ ) にする必要があるが、重水炉の燃料としては、濃縮せず 2 酸化ウランを成型加工して使う。

Hyderabad のメインプラントでは PHWR 用燃料を成型加工 (400 t/y)。小プラントでは輸入濃縮ウランから Tarapur の BWR 用燃料を成型加工 (25 t/y)。

Rajasthan 州 Rawatbhta で新に 500 t/y の PHWR 用燃料プラントを計画中。PHWR からの使用済み燃料の再処理(Purex 法)は、Trombay、Tarapur および Kalpakkam で BARC によって行われ、FBR 用のプルトニウムを抽出(100t/y)。重水は DAE 傘下の Heavy Water Board の 7 つの重水プラントから供給。

放射性廃棄物は、プラントサイトごとに処理され、貯蔵されている。固化施設が Tarapur と Trombay にあり、Kalpakkam で建設中。高レベル廃棄物の地層処分による最終処理は、BARC で研究中。

## 10) 今後の原発増設計画

インド政府が 2006 年 8 月に作成した「総合エネルギー政策」によれば、今後の電力需要見込みは次表のとおりであり、原子力のウェイトは現在の総発電量・能力の 2~3%から発電量で 2021 年度 8.7%、2031 年度 10.3%に、また発電能力でそれぞれ 6.8%、8.1%になるとされている。また、現在の原子力開発戦略が成功すれば 2050 年までには能力を 250GW 以上に引き上げることも可能としている。

政府による電力部門の実際の施策は、5 年計画に従って行われており現在の第 11 次電力 5 年計画 (2007~2011 年度) の設備能力目標 (改定後) は 238GW (2012 年 3 月末)。第 12 次計画(2012 ~2016 年度)期間中には 100GW の上乗せが考えられているが、最終決定に向けて政府内で調整中といわれる。

図表 5.2.2-4 インドにおける発電量・発電能力見通し

	2002 年度	2006	2007	2008	2011	2016	2021	2031
総発電量 (TWh)	534	671	704	724	1,026	1,425	1,980	3,628
うち原子力	19	19	17	15	64	118	172	375
発電能力 (GW)	108	132	143	148	220	306	425	778
うち原子力	3	4	4	4	11		29	63

(注) 2008年度までは実績、2011年度以降は見通し。この見通しはGDP成長率8%、エネルギー弾性値の平均0.7(年々通減)を前提とし、可能な水力、ガス、原子力等の開発を見込んだ上で差を石炭火力で埋めるシナリオになっている。

(出典：Planning Commission, “Integrated Energy Policy”, Aug.2006)

2011年度末時点での原発能力は現在建設中のものが稼働することにより7,280MWとなる見込みである。その後については、DAEの目標は2020年20GW(ただし、2007年に首相は国際協力の道が開かれたので40GWは可能と発言)、2032年32GWである。

現在計画中の原発を並べてみると次の通りで、これらを積み上げれば(高速増殖炉の商業運転が成功し、かつ新規原発パークでの海外LWR各1基が少なくとも2012年に建設開始され、2020年には完成することが前提であるが)、2020年までの目標20GWは達成され、2032年32GWも軽水炉の完成があればほぼ達成できる見込み。

- ・ 700MWの PHER×4基のうち2基は Rajasthan-7&8 (Rawatbhatta)、2基は Kakrapar-3&4。将来は他に Bargi (Madhya Pradesh 州)で PHWR×2基、Kumharia (haryana 州)で同4基の計画あり。
- ・ FBR 500MW×2基 BHAVINI が建設
- ・ AHWR 300MW 2020年までの完成目標  
(海外からのLWR受け入れのため既存の Kudankulam の他に4ヶ所の原発パークを建設予定)
- ・ Kudnkulam (Tamil Nadu 州) 建設中の2基に加えて VVER1,000MW×4基
- ・ Haripur (West Bengal 州) VVER1,000MW×6基
- ・ Jaitapur (Maharashtra 州) Areva の EPR (Evolutionary Power Reactor) 1,650MWを2基から始まって最終的に6基9,900MWまで増設。Areva がライフタイム燃料供給。使用済燃料の再処理を認めている。
- ・ Chhayamithi Viridi (Gujarat 州) Westinghouse (or GE・日立)が2012年に建設開始し、1基を2018年完成目標。最終的には6,000MW発注の見込み。
- ・ Kovvada (Andhra Pradesh 州) 同様に GE・日立(or Westinghouse) が2012年に

建設開始し、1基(1350MWのABWRか)を2018年完成目標。最終的には6,000MW

(注) これらについては18ヶ月以内に土地取得、基本インフラ建設、原子力エネルギー規制委員会(AERB)および環境森林省の認可取得を目標。1ヶ所に1,000~1,600MW×6~10基程度(計約10,000MW)を建設予定。

なお、関連のMOUは次の通り。

2007年1月:露印間MOU(Kudamkulamに4基増設他)

2009年1月:AECL(加)L&T間MOU(先進CANDUC炉ACR-1000での協力)

2009年2月:Areva-NPCIL間MOU

2009年3月:GE日立-NPCIL間MOU(ABWR建設交渉開始)

2009年5月:WH-NPCIL間MOU(AP1000建設交渉開始)

2009年8月:韓国電力(KEPCO)-NPCIL間MOU(APR1400の建設の可能性検討)

#### 11) 二国間原子力協定とNSGガイドラインの例外扱い

Full-scopeのIAEA保障措置を受け入れてこなかったが、6つの炉(GEによって建設されたTarapur1-2号機BWR、Rajasthan1-2号機CANDU PHWRおよび建設中のロシアの設備供給に係るKudankulam1-2号機VVER)に関してはINFCIRC/66 Safeguards Agreementに基づき個別の査察対象となっている。2008年8月にIAEAによる保障措置承認に伴い民生用の14の炉(上記の6つの炉に加えKakrapar 1-2号機、Narora 1-2号機およびRajasthan 3-6号機)に関しては2014年までにIndia Specific Safeguards Agreement(およびAdditional Protocol)に基づき査察対象に入ることになった。

(注) full-scopeの保障措置協定(包括的保障措置協定)はNPTに基づく保障措置協定(INFCIRC/153-type agreementと言う)。これに対しINFCIRC/66/Rev.2-type agreementは二国間原子力協定等に基づきNPT非締約国がIAEAと締結するもので、当該二国間で移転される核物質・原子力資機材のみが対象となる「個別の保障措置協定」。この他核兵器5カ国が自発的にIAEAと締結している自発的協定(voluntary offer agreement)がある。なお、インドはAdditional Protocol(追加議定書、このモデル追加議定書はINFCIRC/540(corrected)と言う)にも調印したが、これは保障措置協定により申告されていない活動の申告やアクセスが認められていない場所等へのアクセスを認めることが義務付けられることで保障措置を強化するもの。

これまで原子力供給国(Nuclear Suppliers' Group)は、NPT非加盟(従ってfull-scope IAEA safeguards非適用)であるため原子力関連貿易からインドを排除してきたが、インド

が IAEA と民生用原子炉に関し保障措置協定を締結し、核軍縮・核廃絶と核不拡散へのコミットメントと行動を継続する意思表示していること等を考慮して 2008 年 9 月制裁解除。

(注) インドは NPT にも CTBT (包括的核実験禁止条約) にも未加盟。NPT は 5 カ国のみ  
に核保有を認め、それ以外の国に核保有を認めない不平等条約と言うのがインドの主張。

なお、我が国「原子力政策大綱」は、原子力に関する国際協力の在り方に関して、次のように述べている。

#### 「5-2. 国際協力

・・・平和利用、核不拡散の担保、安全の確保、核セキュリティの担保を求めることを前提としつつ、二国間や多国間、国際機関を通じての情報や経験の交換等の国際協力を推進するべきである。・・・」

##### 「5-2-1. 開発途上国との協力

・・・協力を実施するに際しては、相手国の原子力の平和利用と核不拡散を確保するため、相手国の政治的安定性、原子力利用の状況、関連条約・枠組みへの加入・遵守状況等に留意する必要がある。・・・」

##### 「5-3. 原子力産業の国際展開

・・・我が国が原子力資機材・技術の移転を行うに当たっては、国際的な核不拡散体制の枠組みに沿って、各種手続や輸出管理を引き続き厳格かつ適切に講じるべきであり、かつ、迂回輸出防止のために諸外国・地域との協力を一層強化していく必要がある。加えて、相手国における安全の確

保並びに核拡散防止及び核セキュリティ確保のための体制の整備状況、さらに相手国の政治的安定性等を確認するとともに、国内外の理解を得ることが前提となる。そのような前提に立ち、相手国における原子力発電利用の成熟度に応じて、以下に挙げるとような取組を行っていくことが適切である。・・・」

#### 12) 諸外国のインドとの原子力協力

2009 年末までに、以下の各国がインドとの原子力協定に調印している。

- ・ 2009 年 10 月 アルゼンチン
- ・ 2009 年 9 月 モンゴル、ナミビア
- ・ 2009 年 1 月 カザフスタン
- ・ 2008 年 12 月 ロシア
- ・ 2008 年 9 月 原子力供給国グループ (NSG) がインドへの核技術の輸出解禁
- ・ 2008 年 9 月 フランス
- ・ 2007 年 7 月 アメリカ (2008 年 10 月発行)

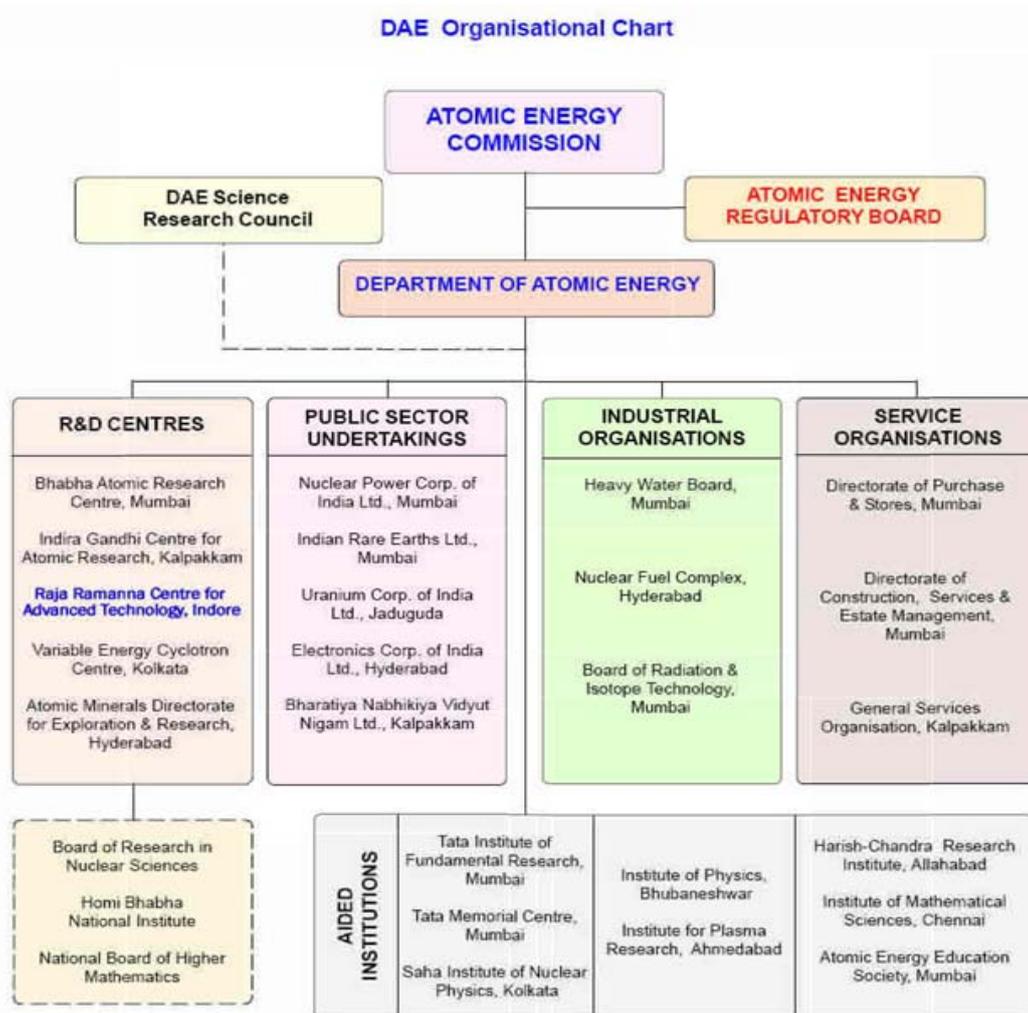
その他、2010年2月 インドと英国は民生分野での原子力協力協定の締結に向けた共同声明に調印。2010年1月からは韓国もインドとの原子力協定締結に向けて交渉を開始している。カナダも交渉している。

### 13) NPT・CTBT 未締約国としてのインドに対する我が国の対応

上記の諸外国のインドとの現在の原子力協力については2008年9月のNGSによるインドへの核技術の輸出解禁に拠る所は勿論であるが、日本のNGSによる同処置に対する反応としてはすべての新聞がネガティブな報道を行った事に鑑ると、世界唯一の被爆国である我が国のパブリックオピニオンとして、インドへの原子力協力には否定的と言わざるを得ない。

しかしながら、インドは12億人近い人口を有す大国であり、CO<sub>2</sub>削減に大きく寄与する民生用の原子力発電所への建設協力という観点から国民の理解を得るアプローチを含め検討が必要である。

図表 5.2.2-5 インド原子力エネルギー省の関係組織図



(出典 : Department of Atomic Energy Government of India ホームページ)

## 主な機関の概要

### 「公営企業：Public Sector Undertakings」

- ・ NPCIL (インド原子力発電公社)・・・政府直轄組織を 1987 年に政府 100%所有の会社形態にし、運営上の自由度を付与し、原子力プラント建設資金の市場調達を可能にしたもの。原発プラントの設計、建設、検収、運転に責任を持つ。
- ・ BHAVINI・・・2003 年設立。 高速増殖炉建設(第 1 号機 500MW)を担当
- ・ ECIL・・・原子炉の制御・計測機器等の設計・製作
- ・ IRE・・・トリウム、レアアースを含有するミネラル・サンドの採掘、加工
- ・ UCIL・・・ジャルカンド州 **Jaduguda** におけるウラン鉱石の採掘、処理、加工。1967 年設立

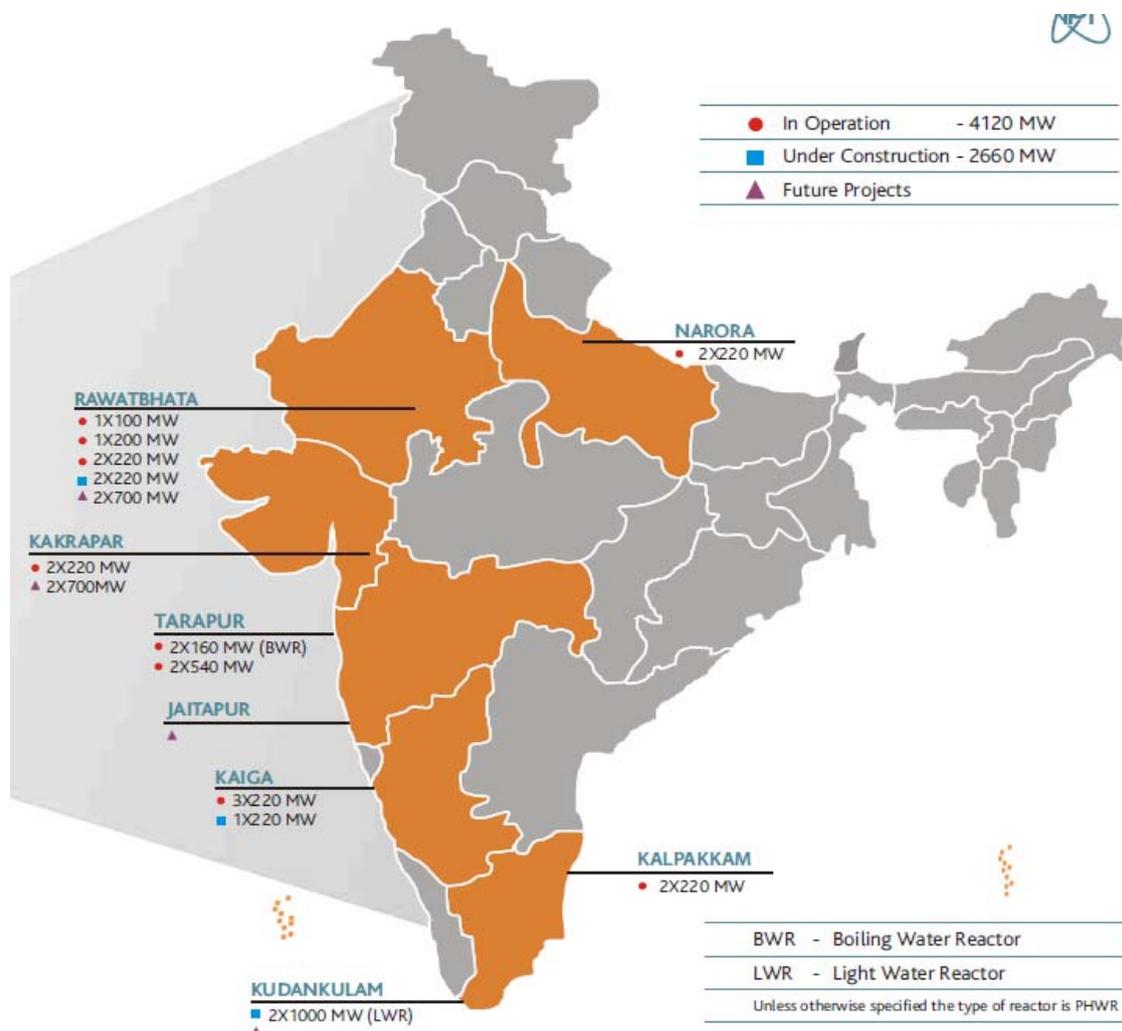
### 「研究開発機関：R&D Centers」

- ・ BARC (バーハ原子力センター)・・・Apsara (1MW)、Cirus (40MW)、Dhruva (100MW) の研究炉を運転。トリウムの大規模使用に向けた技術の実証のための AHWR (300MW) の設計開発を担当。
- ・ IGCAR (インディラ・ガンジー原子力研究センター)・・・FBR 技術の R&D 担当。500MW の PFBR の技術開発は完了、Kalpakkam で炉建設のための掘削作業が BHAVINI によって開始。

### 「産業部門：Industrial Organizations」

- ・ HWB (重水製造局)・・・重水の生産・供給。1967 年 Heavy Water Projects 設置→1989 年に HWB
- ・ NFC (核燃料コンプレックス)・・・UCIL から供給されるウラン精鉱を精製・転換し、PHWR 用燃料集合体製造。BWR 用には輸入濃縮ウランから燃料集合体を製造。ジルカロイ部品 (ジルコニウムは熱中性子の吸収断面積が最小のため、ジルカロイは燃料被覆管や沸騰水型原子炉用燃料集合体のチャンネルボックス材料として利用)、ステンレススチール管の製造

図表 5.2.2-6 インドにおける原子力発電所



Map for representation purpose only, not according to scale.

(出典：NUCLEAR POWER CORPORATION OF INDIA LIMITED ホームページ)

図表 5.2.2-7 インドにおける原子力エネルギー関連施設

## Atomic Energy Establishments in India



(出典 : Department of Atomic Energy)

## 6. 我が国企業による海外原子力発電プラントビジネス展開に係る問題点と解決策

### 6.1 発電プラントの運営・保守・管理（電力事業者の参加）

運転員教育訓練、安全の確保については日本の電力事業者は経験も豊富で得意な分野である。問題点としては、適切な教育訓練を提供する際の言語の問題がまず挙げられる。また、導入国の法律、規制の内容によっても日本の経験がそのまま活かさない事態も考えられる。

またこれに関連し、保守に関しては日本の原子力プラントの稼働率が現状 60%前後であるのに対して、米国や韓国が 90%前後の稼働率である点は、定検の短縮（保全の最適化）、長期サイクル運転、計画外停止回数の削減など、保安規定等の制定稼働率を上げる為の取り組みが他国に比べ遅れている傾向にあることもある。しかし同時にそれは日本の安全基準が他国に比べ厳格である事や、法規制に拠るところが大きい面もある。

WANO 等が取り組んでいる WORLD スタンダード的基準に鑑みた法規制、安全基準の確立を稼働率向上への取り組みとともに、検討される必要がある。

### 6.2 燃料供給への対応

我が国は経済的に活用できる天然ウランの資源を持たないので、主要なウラン資源保有国であるオーストラリア、カザフスタン、カナダ等に依存せざるを得ないが、その多くは Rio Tinto や ArevaNC 等の多国籍資源会社および資源国国営企業が利権を有する一方、原子力発電を有する中国、韓国、フランス、ロシア等が利権確保に動いている。このような中で我が国としてもスポット、長期契約による単純買鉱とともに鉱山事業への資本参加による利権確保により長期的なウランの安定確保に努める必要がある。それは我が国電力会社の燃料確保のためだけでなく、原子力プラント建設に際しホスト国から求められる燃料供給保証への対応という意味でも重要である。このためには電力会社、プラントメーカーおよび商社の活動に加え、政府・公的機関の支援が一体となった官民連携が求められる。その点でカザフスタンにおける 2006 年の政府間覚書締結と各社の J/V への参加の事例は一つのモデルケースとなろう。

我が国には原子燃料サイクルのすべての施設を持ち合わせているわけではない。この点は Areva が原子力関連事業をすべてをグループの中で垂直統合しているフランスや Rosatom の傘下で AtomEnergoProm が子会社を通じ再処理・廃棄物処理を除き原子力事業のあらゆる分野を統合している旧社会主義国ロシアの場合と異なる。我が国は不足する分を英・仏に委託して対応しているが、濃縮工場の能力アップや再処理工場の完成に努めることはもちろん、将来原発能力に見合った能力を自前で持つか否かを検討すべきではなかろうか。

### 6.3 ファイナンス

海外での原発建設に係るファイナンスについては当該建設国・事業主体の資金力をはじめとする事業環境如何によってそのニーズが変化し、従ってファイナンス形態も ODA、OOF、民間資金協力(直接投資、融資、債券発行ほか)と多様な選択肢がありうる。しかしながら、原発建設における所要資金は最近の UAE 案件成約額の事例にみられるように巨額であり、また、長期にわたる工事・事業期間と随伴するリスクを勘案すると公的な融資保険制度による支援が不可欠である。現状、本邦企業が海外原発事業に参画するにあたって利用可能な公的支援スキームとしては以下のとおり。

#### 1) 国際協力銀行 JBIC

##### 【輸出金融】

我が国から原発機器を輸出する場合、公的輸出信用機関の紳士協定として輸出者間の公平な競争環境の実現を謳う OECD 輸出信用ガイドライン及び同ガイドライン原子力セクター了解に準拠した支援が適用される。

具体的な融資スキームとしては海外の買主、金融機関をそれぞれ借入人とする場合、B/C (バイヤーズ・クレジット)、B/L(バンクローン)があり、通常、JBIC 及び民間金融機関からなる協調融資となり民間金融機関融資分については日本貿易保険 NEXI によるリスクカバーがなされる。

この融資スキームは開発途上地域を対象としており、先進諸国には当該輸出案件に対し競合国から通常条件より有利な信用供与がなされる場合これへの対抗措置(マッチング)を講ずるときに限り認められる。

また、OECD 輸出信用ガイドラインの標準的融資条件に対し、原子力セクター了解として 2009 年 7 月以降、以下のとおり条件改正が施行されている。

- ・最長償還期間：現行 15 年→ 18 年へ延長
  - ・償還条件：元利均等償還の適用範囲拡大、不均等返済の導入
  - ・最低金利：実質削減
- 現行：償還期間 15 年-7 年国債利回り+175bp  
新規：償還期間 15 年-9 年国債利回り+120bp

更に、こうした輸出にかかる JBIC/NEXI による公的支援の前提として我が国の場合、輸出相手国にかかる核不拡散、原子力安全確保の観点から経済産業省によって以下 3 項目の安全確認(1996 年制度化)が行われている。

- ・相手国が安全規制を適切に行える体制を整備していること

- ・安全確保などにかかる国際取り決めなどを受け入れていること
- ・輸出機器製造企業が、当該機器の品質保証、輸出後長期間の保守補修及び関連研修サービス実施を自らの責務として積極的に対応すること。

### 【投資金融】

本邦企業による海外の原発建設案件における出資等、事業参入の場合、JBIC は当該事業体に対し投資金融を供与できる。但し、この融資スキームは開発途上地域における事業に限定されるものであるが原子力発電については我が国産業の国際競争力の維持又は向上の観点から例外措置がとられ米国等先進国向けにも認められている。

(参照：平成 19 年法律第 57 号株式会社日本政策金融公庫法第 11 条別表第 3 備考(8)及び(13) )

なお、これまでのところこのスキームによる原発建設案件への融資実績はない。

### 2) 日本貿易保険 (NEXI)

JBIC による輸出金融においては民間銀行による協調融資分について NEXI の貿易代金貸付保険 (2 年以上) による引受がパッケージで利用可能となる。

この保険によって協融銀行は非常リスク及び信用リスクに該当する事由により貸付金の回収ができないことによる損失を填補することが可能となる。リスク発生に該当する事由として原子力事故があげられている。

また、投資金融の場合、運用にあたって海外投資保険の付保は条件となっていないが投資先の企業が不可抗力リスク、収用・権利侵害リスク等に該当する事由により事業不能等の状況に陥ることになった場合、受けた損害を填補することができる。不可抗力リスク発生に該当する事由として貿易代金貸付保険と同じく原子力事故があげられている。

### 3) 米国 DOE による融資保証プログラム

米国における原発新設案件へのファイナンスプログラムとしては DOE として融資保証プログラムを提供することが可能となっている。去る 2010 年 2 月、オバマ大統領は 1979 年 Three Mile Island の事故以来、供与されていないこの融資保証枠 (現行：185 億ドル) を 545 億ドルに引き上げることを予算教書で要求している。他方、ジョージア州 Vogtle 2 基 (AP1000) の建設に対しては、83.3 億ドルの債務保証を付与する旨、発表されている。

### 4) 「鳩山イニシアティブ」における環境投資支援

鳩山政権は 2009 年 12 月国連気候変動首脳会合において 2012 年末までの間、排出削減

等の気候変動対策に取り組む途上国への支援を打ち出している。具体的な支援策としては2012年までの約3年間で官民で1兆7,500億円規模の支援（内公的資金1兆3,000億円）を実施するとしており、現在、公的資金協力の融資スキームの構築作業が進捗中である。本支援策では日本の先進技術がリードしている省エネ機器設備から原発等のインフラ・システム分野に至るまで世界への普及促進が謳われている。本支援策はCOP15における政治合意の成立を前提としているが、成立に至らなかったことから引続き商品化が期待されるところである。

#### 6.4 機器調達

原発建設にともなう機器調達はホスト国政府にとっても産業政策の観点から先進国、途上国を問わず共通に重視されており、サプライヤーとしてはそのような期待に対応できるようサプライチェーンの構築に戦略的な配慮をしてくれている。

ホスト国ではたとえば中国は、国産製造を最大化し、設計及びプロジェクト管理は自前とする基本政策を打ち出しており、炉型の選定についてはPWRを中心とするも限定することはしないとして海外サプライヤーからの協力を奨励し競争させることとしている。また、英国では政府（Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform）が2008年9月原子力産業サプライチェーンに焦点を当てた製造業戦略として国内の原発建設とともに輸出開拓も推進することとし、英国製造業支援に150百万ポンドを決定している。

上記のこうした中国、英国の動向に伴うサプライヤーの対応として以下を紹介する。

##### 1) WH

WHは基本戦略として”buy where we build”を掲げており、英国においては上記の政策に応えるものとして英国内の原発（AP1000）新設に必要な機器及びサービスを提供する地場企業3社（BAE Systems, Rolls Royce, Doosan Babcock）と協力する旨のMOUを締結している。協力対象は設計、モジュール統合、構成部品据え付け・アセンブリー、部品製造、安全及び技術支援、commissioning支援とフルカバーとなっており、結果として建設に必要な作業・サービスの80%まで地場企業によって供給される可能性を生みだしている。

##### 2) AREVA

AREVAも英国における上記政策が表明された同年、原発（EPR）建設需要を踏まえ、英国国内で最も低コストでのプラント建設を実現できる地場企業のサプライチェーン構築を目的として英国を代表するエンジニアリング企業2社（Balfour Beatty, Rolls Royce）と業務提携を行っている。AREVAは建設に当たっては同社傘下となったSiemens（電力機器製造部門）と協働するが、このエンジニアリング企業との提携を通じてEdf-British Energy及びE.Onとも連携していくことになっている。

### 3) MHI

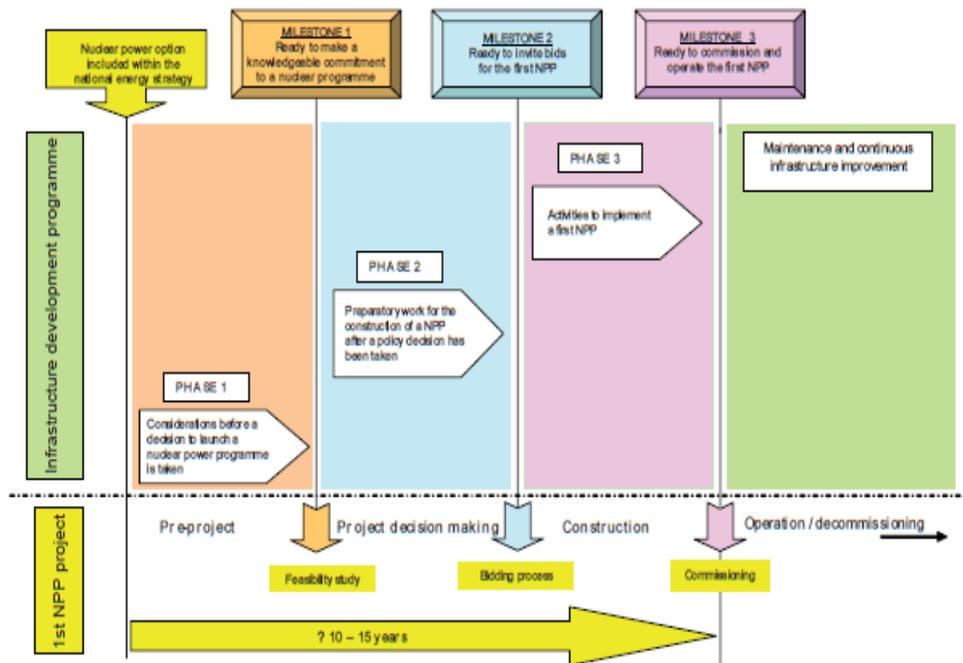
MHIはWHが2007年、中国の三門及び海陽原発で受注したAP1000につき蒸気タービン発電機4基すべての建設を受け持っている。この建設に当たってはMHIはコンソーシアム・パートナーである中国における火力発電設備3大メーカー、ハルビン動力設備有限公司(以下、ハルビン)と連携、MHIはタービンローターをはじめとするタービン本体部分の設計・製作、ハルビンは配管類及び付帯設備などをカバーする。MHIは2008年4月にはハルビンと原発設備(PWR)主要機器の技術供与契約を締結しており、120万kw級の原発用大型蒸気タービンをはじめとする主要機器の技術供与に踏み切っている。こうした技術供与契約を契機として主要部分の設計・製作は段階的に中国側へ移転されることになる。

上記事例にみるとおり機器調達はホスト国における原産機器の国産化ニーズと建設コスト削減ニーズという2つの課題への対応を迫るものといえ、本邦企業としては確立した現行のアライアンスによるサプライチェーンの実態が今後の受注により確実に繋げられるような重層的発展的なものになっているか見極めることが必要と考えられる。

### 6.5 国際的枠組みへの参加・法整備・人材育成・技術移転等への協力

現在世界には原発保有国が30ヶ国あるが、新規導入を計画あるいは検討している国が多数ある。2030年までに原発を持ちたいと考えている国は、世界原子力協会(W.N.A)によれば38カ国以上に達する。これらの大部分はいわゆる途上国であって、原子力発電を導入するための制度的インフラを欠いている国が多い。IAEAは原発導入のために当該国が行うべきインフラ整備を段階を経て完成させるための指針として「マイルストーン」(Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power)を作成している。マイルストーンは3段階に分かれており、第1段階は当該国が原発導入の方針を決定する以前の検討段階、第2段階は原発導入の決定(Milestone1)後、建設に至るまでの準備段階(F/Sはこの段階でなされる)、第3段階は準備完了(Milestone2)後の入札ー建設の段階でコミッションング(Milestone3)で終わる段階、その後は操業・メンテナンス段階に入る。

図表 6.5-1 制度的インフラ開発計画



(出典 : IAEA, “Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power”Sept.2007)

Milestone1 までに達成すべき事項は、原子力エネルギー計画実施のための組織作り、整備すべき制度的インフラの確定・認識、開発計画での原発の位置づけ、資金調達の評価・検討、設備調達計画の検討等があり、Milestone2 までには、関連法の制定、関連国際法の採用、関係組織の設置、人材養成、安全保障・安全計画策定、実施体制の確立、資金計画策定、等々があり、建設段階では法規、規制機関、実施機関の技術・経営能力、人材、必要資金等々についてきちっと確保されていることが問われる。これらの道標に関しては、IAEA 等の国際機関も支援するが、2 国間でも支援・指導していく必要がある。特に、プラントを売り込む先には最初の段階から手を差し伸べ、組織・法整備、人材育成、F/S や資金計画策定等の面で協力することが、商談を有利に進めることにもつながるであろう。また、相手国によっては、建設完了後の O&M についても一定期間 EPC コントラクター側に依存する場合がある。これに適切に対応することも我が国としては重要な課題である。UAE の原発建設で韓国勢が受注したことの背景には、彼らが UAE 側の要求に積極的に応じたこともあったのではないかとと思われる。我が国の場合、操業に当たる電力会社が長期にわたってかかる要請に応じられるか否かを含めて、我が国としての体制をどう形成するのか、基本的なところから議論する必要がある。

## 6.6 安全確保・環境影響・パブリックアクセプタンスへの対応

原子力発電を導入している国は、通常その行政を担当するラインの組織から独立して規制機関があり、設計・立地・建設・操業等に関する許認可と監視を行っている。我が国の場合は、原子力安全委員会が設置されており、同委員会は、経産省、文科省からの独立性、中立性が保たれるよう内閣府に置かれ、内閣総理大臣を通じて関係行政機関への勧告権を有する等、通常の審議会よりも強い権限を持っている。その機能は、原子炉の設置許可等に関する安全審査、行政部門が行う設置後の後続規制の監視・監査等の規制調査、原子力安全に関する指針類の整備、事故対策等となっている。経産省の外局として「原子力安産・保安院」があるが、これとの関係は、原子炉等の設置許可に関する安全の一次審査を保安院が行い、その諮問に応じて二次審査を委員会が行って保安院に答申し、許可がなされる。建設・運転・廃止段階に関する保安院の後続規制は、その実施状況が委員会に報告され、委員会は後続規制を監視・監査して調査する。両機関による安全確保に関するダブルチェック体制である。米国にはエネルギー省（DOE）から独立した規制機関として Nuclear Regulatory Commission(NRC)があり、原子力の安全性に関し必要で望ましいと考える基準を作成し、実施する権限を与えられている。

また原子力発電所あるいは燃料サイクルの施設の建設に関しては、原子力固有の安全性に加え一般的な環境影響評価もなされるが、これは通常環境省の所管になる。そして許認可、環境影響評価に当たっては地元住民や地方行政の同意取得が不可欠になる。

原子力ビジネスの国際展開に当たっては、これらのことがホスト国で確保されていることが前提になる。かかる体制整備について我が国として積極的に協力すべきことについては、上記 6.5 で述べたとおりである。

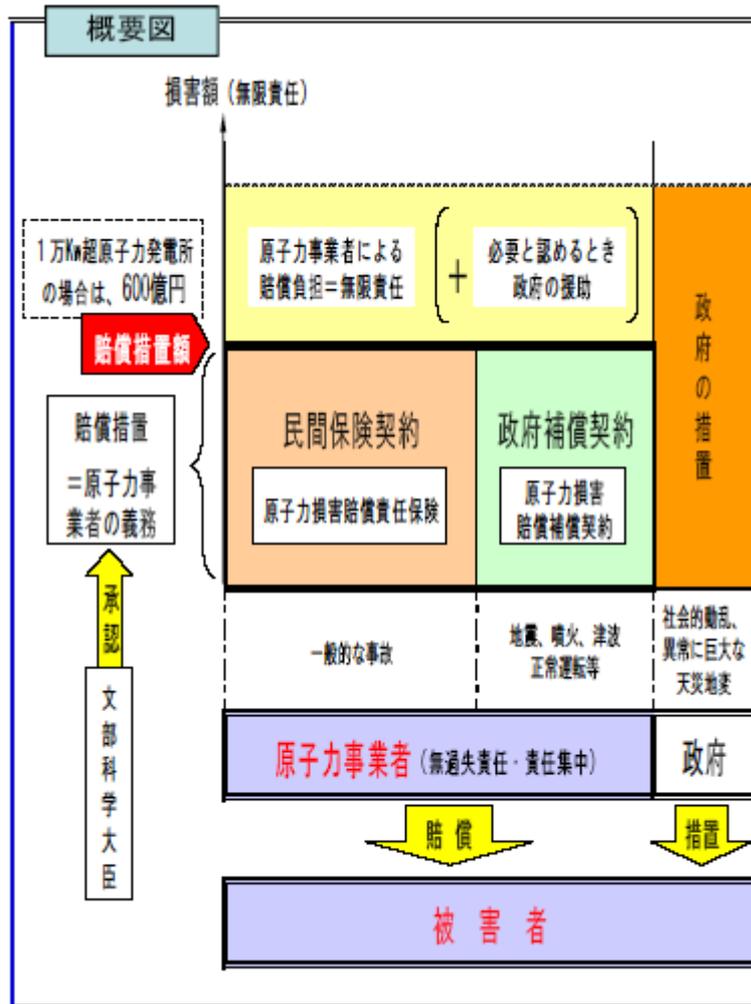
JBIC や NEXI の「環境・社会配慮のガイドライン」においては、経産省に対して原子力発電輸出案件に係る安全確保等に関する配慮の確認を求めることとなっているが、同省は、①与信の対象になる輸出が、安全確保、放射性廃棄物対策、原子力事故対策等の観点から適切な配慮の下に行われる輸出であることを確認すると共に、②相手国・地域が安全規制を適切に行える体制等を整備しており、かつ安全確保等のための国際取り決め等を受入れ、遵守していること、ならびに機器等の製造者が、品質確保や当該機器等の保守補修および関連研修サービスを適切に行っていくこと、の 3 点に関して、ホスト国と製造者それぞれが自らの責務であると認識して、これらに積極的に対応していくことについて確認することになる。

## 6.7 原子力損害賠償制度

我が国には「原子力損害賠償法」が制定されており、原子力事業に係る事故により損害を受けた被害者を救済する措置が定められている。これにより原子力事業者に無過失・無限の賠償責任を課し、その責任を原子力事業者に集中することを前提に、(i) 原子力事業者に対し「原子力賠償責任保険」への加入を義務付け（通常の場合賠償措置額は 600 億円）、(ii) 国と「原子力損害賠償補償契約」を結んで賠償措置額を超える部分を必要に応じ国が援助すると共に、(iii) 社会的動乱、巨大天災地変という原子力事業者の責任にしない場合は、政府が直接被害者に措置を取るという体制がとられている。欧米各国は類似の国内制度を整備しているが、アジア諸国では制度が不十分といわれており、我が国としては制度充実のため支援することが望まれる。これによりプラント輸出者の責任範囲を明確にできる点で重要である（すなわち、事故による被害者に対する責任の所在が原子力事業者にあり、設備を建設した輸出者や EPC コントラクターにないことを明確にする。これらに瑕疵があった場合には事業者との間では責任が生ずるとしても）。

また、原子力損害賠償に関する国際条約については、各国間での原子力賠償制度の共通化や越境損害時の裁判管轄権等の整備という観点から有意義と思われる。既に「パリ条約」（2004 年改正議定書 EU 中心の 16 カ国で採択、未発効）、ウィーン条約（1997 年改正議定書がアルゼンチン、ベラルーシ等 5 カ国で採択、2003 年発効）および「原子力損害の補完的保証に関する条約」（CSC）（1997 年 IAEA で採択、米国等 4 カ国が締約国。米国は 2008 年 5 月批准）の 3 条約があるが、CSC を中心に、我が国として締約すべきかどうか専門的立場から検討し、結論を出すべきであろう。

図表 6.7-1 原子力損害賠償法の概要図



(出典：文部科学省原子力計画課「原子力損害賠償制度について—国際的な観点を中心に—」)

図表 6.7-2 アジア周辺諸国の原子力損害賠償制度の概要

国名	日本	韓国	中国	台湾	フィリピン	インドネシア	マレーシア
根拠法	有	有	無 (国務院回答書が原子力損害賠償の根拠)	有	有	有	有
事業者責任	有・無限	無限	有限	有限	有限	有限	有限
	責任限度額 (円貨)	-	3億 SDR 約513億円	RMB 3億 約45.5億円	NT \$ 42億 約145億円	\$ 500万 約5.3億円	9000億ルピア 約102億円
賠償措置額	原通貨	600億円	KRW 500億	RMB 3億	NT \$ 42億	調査中	原子力エネルギー委員会が保険その他の財務保証の種類・条件を規定する
	(円貨)	600億円	約51億円	約45.5億円	約145億円		
政府補償	有無	有	有	有	有	国内法には特に規定なし	原子力エネルギー委員会が保険その他の財務保証の種類・条件を定める
	内容	損害賠償額が措置額超過時は必要と認める場合に援助	損害賠償額が措置額超過時は必要と認められる場合に援助	損害賠償額が措置額超過時は援助	保険または財務保証の額が損害賠償額に不足する場合は融資 ・重大な原子力事故の場合必要な救済策を講じる		
	限度額	-		RMB 8億	保険等の財務保証の額が損害賠償額に不足する場合、措置額を限度に必要な資金を提供 \$ 500万		
免責事項	社会的動乱 ・異常に巨大な天災・地震	国家間の武力衝突、敵対行為、内乱または反乱	社会的動乱 ・異常に巨大な天災	国際紛争、内戦 ・重大な天災	武力紛争、戦争行為、内紛、暴動 ・深刻な天災	国際武力紛争、国内武力紛争 ・重大な自然災害	武力紛争、戦争行為、内紛、暴動 ・重大な天災

(出典：文部科学省原子力計画課「原子力損害賠償制度について—国際的な観点を中心に」)

## 6.8 市場別ビジネススキーム構築

(原発既保有先進国、既保有途上国、未保有途上国等原発利用発展段階に応じたアプローチ・コンソーシアム組成の在り方、その他の留意点)

今後対象となる各国を以下にカテゴライズし、夫々のケースに応じたビジネススキーム、アプローチを検討する。

なお、欧米の既保有先進国（米国、ドイツ、イギリス等）へのアプローチは基本的に機器調達のみがメインとなると考えられる為ここでは検討しないものとする）

① 既保有途上国（インド、中国、台湾、ブラジルなど）

② 未保有途上国

ケース A) ターンキー発注が可能な UAE の様なケース（サウジアラビアなどが該当の可能性有）

ケース B) 導入基盤が脆弱で人材育成、法・安全基準の整備等含め技術移転を行いつつ導入させるケース（タイ、ベトナムなど）

提供 Item		① 既保有途上国	② 未保有途上国	
			ケース A (UAE)	ケース B (タイ、ベトナム等)
6.5 6.1	人材育成・ 発電保守管理 (電力事業者の関与)	基本不要	要	要
6.5	法規制、 安全規格・基準 (保安院、安全基盤機 構、法律専門家の関与)	既に整備済故不要	要	要
6.2	燃料供給への対応	不要	要	要
6.3	ファイナンス	要	← (導入国に よる)	← (導入国に よる)
6.4	機器調達 プラントメーカー、 建設会社	要	要	要
6.6	安全確保・環境影響・ PA 対応	不要	要	要
6.7	原子力損害賠償制度	?	要	要
*	政府間協力	インド、パキスタ ンなど一部のみ	要	要

未保有途上国については、導入の段階に応じ、関与する組織が異なる為以下に導入の段階を大別し、上記組織の関与を検討する。(アドバイス、人材育成等の関与のみについてはここでは考慮しない。O&Mが契約スコープに含まれる場合のみ考慮)

ケース A ターンキー発注が可能な UAE の様なケース (サウジアラビアなどが該当の可能性有)

開発段階 ／関与組織	電力事業者	調査会社 コンサル	プラントメーカー／建設会社	保安院等
導入可能性 検討(FS)	要	要	---	法規制等 で要
候補地選定	要	要	---	---
建設	SVとして	---	要	---
燃料供給	コンサルと して	---	?	---
運転	要	---	---	---
保守・運営	要	---	保守に要／下請	検査

ケース B 導入基盤が脆弱で人材育成、法・安全基準の整備等含め技術移転を行いつつ導入させるケース (タイ、ベトナムなど)

開発段階 ＼関与組織	電力事業者	調査会社 コンサル	プラントメーカー／建設会社	保安院等
導入可能性 検討(FS)	要	要	---	法規制等 で要
候補地選定	要	要	---	---
建設	SVとして	---	要	---
燃料供給	コンサルと して	---	?	---
運転	不要	---	---	---
保守・運営	不要	---	保守に要／下請	---

開発段階に応じ、必要な時期に必要な組織がコンソーシアムを組成する事が基本ではあるが、参加企業間でのリスク分担に関する取り決めが留意点となる場合が多い。建設時のコンソーシアム組成では特に、コンソーシアム組成企業間でのインターフェース、リスク管理が懸念される。主に懸念されるのは完工リスク、工事遅延リスクである。

導入国別に検討すると、東南アジア等は比較的距離的、文化的に日本に近い国を対象にする場合と、中近東の様に距離が遠く、文化的に日本と異なる地域での事業の場合、作業員管理に起因する問題で、建設、据付のリスクが高くなる可能性がある。一方、機器に関しては基本的に本国での製作が大部分である為、インフラ等の問題はあがるが、対象国による

リスクの差は比較的ないと考えられる。

また、原子力特有のリスクとしては、特に初号機プロジェクトについては、許認可リスクも大きい。

建設が EPC 方式により国際入札となる場合、導入可能性検討(FS)、建設候補地選定に関与した企業（関連企業含む）は“Conflict of interest”の問題で、建設時の入札資格を失う。この観点から、EPC 受注を目指す企業は建設以前の段階には関与出来ない。しかしながら、これら FS 等事前調査で情報を得ておく事は設計、リスク分析の為の情報を得られる事から、入札において有利な情報を得る事が出来る。この為、日本勢としては、国内での情報共有を前提に、開発段階の初期から関与していく事が重要と言える。この観点から、日本勢としては対象国で導入の検討が始まった極力初期の段階から関与し、導入国が望む内容を提供出来る体制をオファーしていく事が重要になる。

そうした取り組みとは別に、数千億円単位の事業である原子力発電所建設に絡むリスクを一企業が負う事は非常に難しいと考えられる為、完工リスク、工期遅延リスク（許認可、パブリックアクセプタンスに起因するもの含む）をバックアップする体制を構築することが必要になる可能性がある。

また、導入国側のプロジェクト実行主体が国家主導、又は民間主導（電力事業者）等により、我が国の対応も政府主導、民間主導と対応が異なることも考えられる。

## 6.9 官民連携

最近の UAE、ベトナムにおける原発新設商談においてそれぞれ韓国、ロシアによるコンソーシアムの受注（但し、ベトナムは確実と判断される状況）に至ったことはこれからの商談においても熾烈な国際競争が予見され、そうしたなかでは戦略に裏付けられた有効な官民連携を構築していくことが必須である。

韓国は原子力発電輸出産業化戦略を打ち出し 2030 年までに世界で発注される原発の 20%獲得、世界 3 位を目指すとしており、競争力向上のため原子炉耐久性改善など研究開発支援(政府補助金)も予定している。我が国としては基本は民間企業の事業戦略を尊重しつつ、民生用原発の持つ経済社会的重要性（エネルギー安定供給、低炭素社会実現への貢献）から産業政策上、明確に支援する姿勢を早急に確立することが必要である。

かかる意味では、このほど原発を含む新興国でのインフラ開発等を対象として日本の産業競争力を強化する方向での検討方針（産業構造審議会）が打ち出され、加えて海外原発の事業化調査を請け負う官民新会社設立の動き(注. 日経 2010.2.20/27)が出てきていることは注目される。新会社構想はかつての資源確保がらみのナショプロ投資会社を想起させるものであるが事業化調査に限定するとしてもその運営に当たっては現実のホスト国側の意向に即応できる迅速な意思決定と体制整備が必要とされるのでこうした有効に機能するビジネスモデル形成ができるかが鍵となろう。

いずれにしろ成約するには原発建設協力オファーそのものの競争力に加え、その他のレバレッジ（例．軍事協力）提供も不可欠となっており、日本勢としては先ずは、個別民間企業はそれぞれのグローバルな国際事業展開戦略において「選択と集中」により対象国としてのホスト国を選別することが **must** と思われ、一方、官は関係省庁等の個別利害を超え国際政治経済 **context** における我が国の当該ホスト国との関係維持発展を評価、展望のうえ参画決定するプロセスが不可欠であろう。

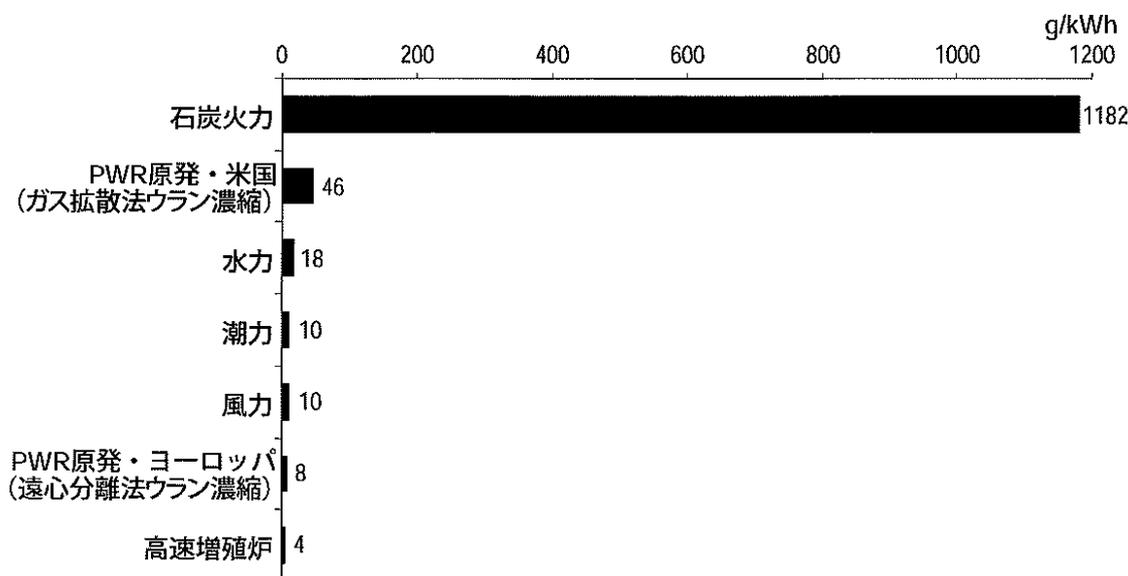
## 7. 対象国原子力発電プラント導入による CO<sub>2</sub>削減期待と京都メカニズム手法の導入可能性

### 7.1 原子力発電による CO<sub>2</sub>削減効果の分析

原子力発電は原理的に発電時に CO<sub>2</sub>を排出しないことから、ライフサイクルを考慮した場合の単位電力量を発電する際の CO<sub>2</sub>の排出量が、化石燃料の場合と比較して桁違いに少なく、地球温暖化という人類共通の課題に対応するためには、原子力発電なくして解決策を見出せないという考えは無視しえないものとなっている。

実際に原子力発電による CO<sub>2</sub>排出量は他の電源と比べてどれだけの量なのかを図表 7.1-1 は示している。

図表 7.1-1 電源別 1kWh あたりの CO<sub>2</sub>排出量



(出典 : Review-Generale Nucleaire)

図中、欧州諸国の PWR ではウラン濃縮にエネルギー集約度の低い遠心分離法を用いるのに対し、米国は消費エネルギーの大きいガス拡散法を用いるために高くなっている。

図表 7.1-1 によれば、石炭火力を原子力発電に置き換えた場合、大きな CO<sub>2</sub>の削減効果が期待できることがわかる。1,000 MW の石炭火力建設をやめ、代わりに同じ発電容量の PWR 原子力発電所 (遠心分離法) を建設することにすれば、単純に考えて CO<sub>2</sub>排出量の増加を約 930 万トン/年の抑制が可能となる計算になる。(年間の稼働率を定格運転で 90% と仮定した場合。)

ここで電力使用に限った場合として原子力発電の推進は CO<sub>2</sub>の削減にどれだけの効果が期待できるかを考える。

国際エネルギー機関 (IEA) の見通しでは、2030 年における世界全体の CO<sub>2</sub>排出量は約 420 億トンであり、総発電設備 (4,400 GW) のうち 9%が原子力となっている。世界の総発

電量に占める原子力発電比率が日本並み（30%）になったと仮定すると、CO<sub>2</sub>の排出量は約355億トンと試算され、約65億トンの削減が可能となる。このIEAの見通しをベースに試算すると、2030年時点で発電設備1GWを原子力に置き換えるとCO<sub>2</sub>が0.07億トン削減されることになることが分かる。

2007年の世界全体の発電設備（2,189GW）における原子力発電の比率は17%。今後の20年間で世界の電力需要は2倍になるといわれているので、この比率を保つだけで更に300から400基の原子力発電所が必要となる。比率が30%と仮定した場合には530～700基の原子力発電所が必要となる。

図表7.1-2は今後20年間で原子力の比率が17%/30%になると仮定した場合の、其々の場合の原子力発電開発の見通しを示している。

図表7.1-2. 今後20年間の原子力発電開発の見通し

	2007年	2030年				増加量（30年/07年）			
	GW	予測(GW)		予測(倍)		GW		シェア%	
		17%	30%	17%	30%	17%	30%	17%	30%
北米	113.2	175.0	308.8	1.5	2.73	61.8	195.6	16	21
中南米	4.10	20.0	35.3	4.9	8.61	15.9	31.2	4	3
西欧	122.6	150.0	264.7	1.2	2.16	27.4	142.1	7	15
旧ソ連・東欧	47.80	119.0	210.0	2.5	4.39	71.2	162.2	19	17
アフリカ	1.80	14.0	24.7	7.8	13.7	12.2	22.9	3	2
中東・南アジア	4.20	41.0	72.4	9.8	17.2	36.8	68.2	9	7
東南アジア・太平洋	—	7.40	13.1	—	—	7.4	13.1	2	1
極東	78.50	220.0	388.2	2.8	4.95	141.5	309.7	38	33
世界全体	372.20	748.0	1,320	2.0	3.53	375.8	947.8	100	100

（出典：IAEA「2030年までのエネルギー、電力、原子力発電見通し」（2008年））

様々な考慮すべき観点があるが、敢えて新設／既設の石炭火力発電設備を原子力に切り替えることだけで、今後10年間でCO<sub>2</sub>増加を頭打ちにさせるためには原子力の比率を30%にまで引き上げることでほぼ達成できるかも知れない。原子力の比率が2007年時点の17%から2030年に30%とするまで段階的に引き上げるとすると、2020年時点で全世界のCO<sub>2</sub>排出量は345億トン、2030年ですでに述べたように355億トンで10年間のCO<sub>2</sub>排出量の増加が1億トン/年となり2007年から2020年までの約4.2億トン/年とは有意の差があると判断できる。

## 7.2 京都メカニズム CDM/JI ツールの原子力発電導入への適用における課題の検討

### 7.2.1 京都メカニズムの概要

気候変動枠組み条約第3回締約国会議（COP3）が1997年12月に京都で開かれ、先進国の温室効果ガス排出削減目標が京都議定書として合意された。具体的な内容は、2008～2012年の期間における目標として、1990年の排出量に比して、日本は6%、米国は7%、EUは8%削減することなどが決定された。その合意内容は図表7.2.1-1に示す通りとなっている。

図表 7.2.1-1 京都議定書達成の目標の要点

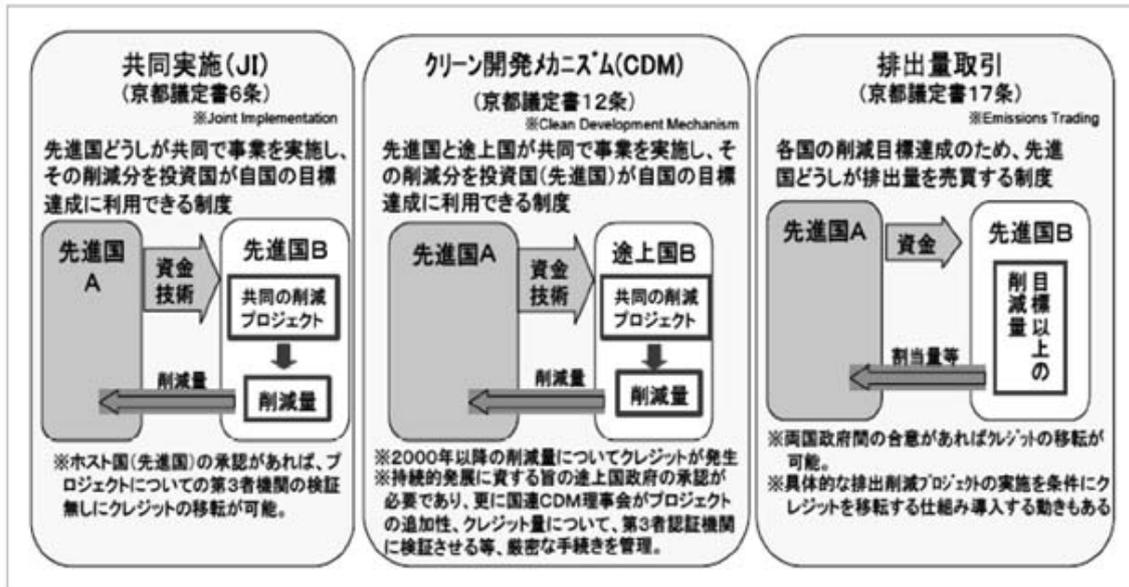
対象ガス	二酸化炭素、メタン、一酸化二窒素、代替フロン等3ガス [ハイドロフルオロカーボン類 (PFCs)、六フッ化硫黄 (SF <sub>6</sub> )] の合計6種類			
吸収源	森林などの吸収源による二酸化炭素吸収量を算入 (日本3.9%、EU0.5%、カナダ7.2%など)			
基準年	1990年 (HFC、PFC、SF <sub>6</sub> は1995年としてもよい)			
目標期間	2008～2012年の5年間			
数値目標	先進国全体で少なくとも5%削減を目指す 各国の目標は、日本▲6%、米国▲7%、EU▲8%など			
	(参考)	数値目標	吸収源枠	温室効果ガス排出量
	日本	▲6%	▲3.9%	▲2.1%
EU	▲8%	▲0.5%	▲7.5%	

(出典：科学技術動向研究センター2005年作成)

### 7.2.2 京都メカニズムにおける原子力技術利用制約

京都メカニズムでは、国内の温暖化対策だけでなく他の国と共同実施の温暖化対策事業で生ずる温室効果ガス削減量で自国の排出ガスを削減したものとする制度や、他の国から排出削減量を買う制度を使って、削減目標を達成することを認めている。図表7.2.2-1に示すように、共同実施 (JI、Joint Implementation)、クリーン開発メカニズム (CDM、Clean Development Mechanism)、排出量取引 (ET、Emissions Trading) の3つがある。JIは排出削減義務のある先進国間で実施するプロジェクト、CDMは排出削減義務のある先進国と排出削減義務のない途上国との間で実施するプロジェクトである。それぞれプロジェクトの運用上ルールは、2001年7月ボンで開催されたCOP6において議論され、京都メカニズムに原子力技術利用を含めるかどうか大きな争点となった。

図表 7.2.2-1 京都メカニズムの概要



(出典：経済産業省第 25 回地球環境小委員会資料、2004 年)

欧州諸国は、途上国の温暖化防止策支援に原子力技術利用を認めることに反対を表明した。その理由として一つは先進国が自国で温暖化対策を実施するのが本来の主旨であり、CDM の対象を拡大することは限定すべきであるということ、二つ目は原子力の核燃料は持続可能性がないという点、三つ目には安全管理に対する懸念があげられている。一方、日本をはじめとして、欧州以外の先進諸国ならびに中国、インドなど一部の途上国は原子力技術利用を CDM と JI の対象に入れるよう求めたが、結論として JI や CDM のもとで行われた原子力事業から生じる排出削減量を削減目標の達成に使うことは「差し控える」ことになり、実質的に原子力技術利用は除外され、現在にいたっている。

### 7.2.3 日本の原子力を CDM/JI の対象とする取り組み強化の背景

日本政府は京都議定書の次期約束期間において原子力を CDM/JI の対象とすべく国際枠組みに対する働きかけを強化する方針を掲げていたが、2009 年 12 月のコペンハーゲン会議においては、2013 年以降の次期枠組みの合意達成のための討議の対象として原子力が取り上げられることはなかった。

しかしながら、日本の以下に述べるような事情から、引き続き取り組み強化を図らなければならない情勢となっている：

- ① 日本国内の温室効果ガス排出量は減るどころか、逆に増えており、削減目標を達

成するには「京都メカニズム」に大きく頼らざるを得ない状況にある。

具体的には、基準年である 1990 年の CO<sub>2</sub> 排出量 (12 億 6100 万トン) に対して、2006 年に 13 億 4100 万トンと、削減どころか、6.4%上回っている。

- ② 国内での原発増設は住民の反対だけでなく電力需給バランスからも頭打ち (政府の見通しで、2030 年頃までは新規建設が年 1 基前後、現実にはそれさえも困難) となっており、CO<sub>2</sub> 排出削減への貢献は期待できない状況。こうした状況の中で、原子力産業と技術・人材を維持するためにも海外への進出に積極的に取り組まなければならない背景がある。
- ③ 中国、インドなどはエネルギー需要の急速な高まりへの対応として、大型石炭火力に依存せざるを得ない状況にある。そうした国への原子力導入促進は当面の CO<sub>2</sub> 排出抑制に避けて通れない情勢にあり、技術的、資金的な面での国際的なサポートは不可欠であろうと考えられ、これらの国への進出は、上記 1)、2) 項の背景を考慮するときに、日本がとりわけ取り組みを強化すべき分野であることが分かる。

#### 7.2.4 原子力発電の地球温暖化対策としての有効性に関する論議

- ① 図表 7.1-2 の国際エネルギー機関 (IEA) の予測によれば、今後 20 年間で発電電力の 30%を原子力発電とするならば、約 1,000 基の大型原発が必要となる。これを達成するには、平均して原子力を毎年 50GW (100 万 kW 級原発を毎年 50 基) 増やしていくことになる。こうした原子力発電所の増設によって見込まれる二酸化炭素排出の削減効果が、それだけの投資に見合うものかどうかの評価が必要である。
- ② ムーディーズのデータ (New Nuclear Generating Capacity - Potential Credit Implications for U.S. Investor Owned Utilities, Moody's Corporate Finance, May 2008) によると、原子力発電所の初期投資コストの推定額はキロワット当たり 7,500US ドル、1,000 基の原発を建設するには、およそ 7.5 兆 US ドルかかると計算される。原子力は原子力発電所だけでなく、核燃料工場や核廃棄物管理・処分場の増設、原子炉や各施設の解体と処分、更には核不拡散体制、安全管理システム、人材育成、原子力損害賠償制度、インフラ基盤などの整備が必要となり長い時間と巨額のコストが想定される。  
こうした投資を、他の温暖化対策 (自然エネルギーによる二酸化炭素排出の削減、エネルギー利用効率の向上による削減、等は CO<sub>2</sub> 削減効果が原発の 4 倍ある、という見方もある) への投資とのバランスを考慮しながら進める必要がある。

- ③ 深刻な気候変動を回避するには、世界の平均気温の上昇を 2℃未満に抑える必要があるといわれている。そのためには実効性のある対策を早急に導入・普及させ今後 10 年間で排出量を減少方向へ転じることが必要であるとの見方がある。

一つの方策として、原子力発電所に関して言えば、設置計画から運転までに 10 年以上かかり、送電線等のインフラ整備も考慮するならば更に長い時間がかかることは容易に推察できることである。今後 10 年で CO<sub>2</sub> を減少方向へ転じるためには、2030 年時点に向けて原発の比率を 30%に引き上げるならば、見通しが立つことを既に述べた。そのためには 2020 年までに約 350 基の原発を新たに建設、運転を開始している必要がある。そのためには、ここ 1, 2 年のうちに現在計画中・建設中のプラントを併せて 350 基が着工、あるいは建設・計画を計画通り実行していく必要がある。

原発を気候変動回避の対策の一つとして推進するためには、こうした対策の実効性に対する懸念に対する答えを提出することが求められる。

- ④ 「京都メカニズム」における CDM のねらいは、その実施を通じて先進国の削減目標達成を支援すると同時に、途上国(ホスト国)の持続可能な開発に貢献することを目的としている。原子力発電の燃料はウランであるが、ウラン資源も化石燃料と同様に枯渇することを考慮すると、持続可能な開発の点で疑問が投げかけられることが予想される。

ウラン資源の現時点での埋蔵量の見込みは 85 年分、プルサーマルを全面的に活用しても、100 年分しかない。今後、原発の増設でウラン燃料の供給可能年数は短くなるであろう。

2030 年で原発の割合が 30%を占めるとすると、単純計算によると 2030 年時点でその先 65 年でウラン燃料が尽きることになる。(プルサーマルを全面的に適用するという前提)

一方、ウラン資源の有効活用を可能とする高速増殖炉はその開発が始まってから 50 年以上が経過しているが未だ実験段階であり、日本政府は 2050 年ごろの実用化を掲げている。原子力が実質的な温暖化対策と位置付けるためには、現在の計画を実現可能なものとする努力が強く求められる。さらに計画の前倒しも必要となってくる。

- ⑤ 現行の原子力でも核廃棄物の処分はまだ解決はしていない。したがってそのコストは現段階では見通すことはできない。原子力発電所が増設されれば、放射能汚染や深刻な事故が発生するリスクは拡大するであろう。100 万 kW の原子力発電プラント 1 基は年間およそ 200 キログラムのプルトニウムを生成すると云われている。これは原爆 25 個分に相当する量とみられており、将来、プルトニウム燃料

による発電サイクルが可能になったとして、安全性に対するリスクは一層高まることは間違いない。プルトニウムが世界中で燃料として使われるようになった場合、核拡散や核テロのリスクは現状とは比較にならないほど高まることは避けられない。この安全保障上の課題への対応策に対する国際的なコンセンサスを得ることが原子力を温暖化対策として推進する上で重要な解決すべき課題と言える。

⑥ 原子力が CDM/JI として容認されるという方向性が打ち出されたと仮定すると、その建設プロジェクトは CDM/JI の要件を満たさなければならない。そのための方法論の策定が前提となる。方法論の中に、すでに述べた原子力の持つ固有の問題を持ち込むことは現実的でなく、燃料サイクルの問題やセキュリティ、さらには最終的な設備老朽化対応や廃棄時の諸問題の解決は、将来の解決に委ねるなどのコンセンサスが前提となる。

⑦ 原子力が CDM/JI の対象として容認されたと仮定して、日本が京都議定書約束期間の最終年（2012 年）に目標達成するためには、排出量を 11 億 8500 万トン、鳩山首相の掲げた 2020 年までに 1990 年比で CO<sub>2</sub> 排出量 25%削減を達成するためには、排出量を 9 億 4600 万トンまでにしなければならない。

前述のように 2006 年時点で 13 億 4100 万トンであるから、2006 年～2012 年で 1 億 5600 万トン、2006 年～2020 年で 3 億 9500 万トン、それぞれ削減することが求められる。（図表 7.2.4-1 参照）

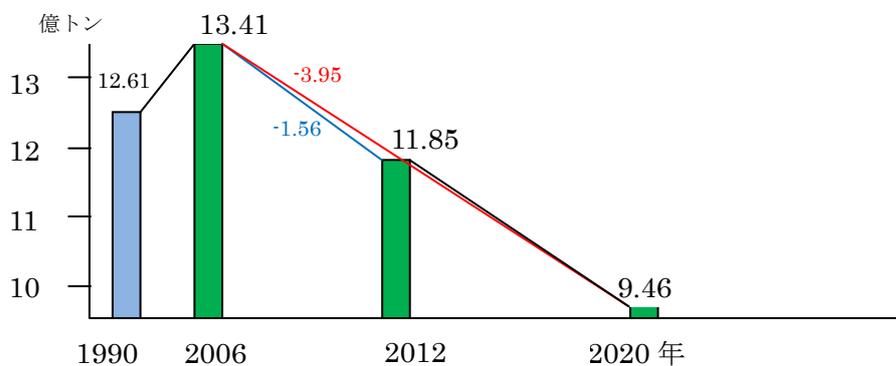
これを全て原発建設による排出権によって賄うとすると、2012 年までに 100 万 KW の原発 17 基、2020 年までに 42 基分の排出権購入が必要である。CDM における CER（Certified Emission Reduction）の現在の市場価格（1CO<sub>2</sub>eton = 10 ドル）で換算すると、2012 年までに 4212 億円、2020 年までには 2 兆 4885 億円が必要とされることが分かる。（図表 7.2.4-2 参照）

図表 7.2.4-2 では、さらに削減目標のうち、20%、60%を国内での自然エネルギー乃至は原発建設で対処し、残りの削減量を、海外からの排出権購入で対応することを前提として、原発で全て(100%)、50%、25%のそれぞれのケースで、原発何基分に相当する CO<sub>2</sub>削減を必要とする、および購入費用による経済的インパクトを試算した。（他の自然エネルギー利用との Mixture を考慮）

購入費用の経済的インパクトは、CDM の場合は該当国への経済的なインセンティブの規模と見做すことができる。

（原発 1 基はいずれも 100 万 kW/基、稼働率 90%で試算）

図表 7.2.4-1 2012 年/2020 年までの CO<sub>2</sub> 排出削減計画



(執筆者作成)

図表 7.2.4-2 CO<sub>2</sub> 排出削減計画の経済的インパクト

		削減目標に対する国内削減分 0% の場合			削減目標に対する国内削減分 60% の場合			削減目標に対する国内削減分 20% の場合		
		100%	50%	25%	100%	50%	25%	100%	50%	25%
原子力による CO <sub>2</sub> 削減割合		100%	50%	25%	100%	50%	25%	100%	50%	25%
京都議定書 目標達成 (19 年比 6% 削減) ~2012	購入する CO <sub>2</sub> 削減量	1.56 億トン			0.62 億トン			1.25 億トン		
	原発依存の場合の新規基数	17 基	9 基	5 基	7 基	4 基	2 基	14 基	7 基	4 基
	排出権購入費用	4,200 億円			1,680 億円			3,360 億円		
1990 年比 25%削減 ~2020	購入する CO <sub>2</sub> 削減量	3.95 億トン			1.58 億トン			3.16 億トン		
	原発依存の場合の新規基数	42 基	21 基	10 基	17 基	8 基	4 基	34 基	17 基	8 基
	排出権購入費用	2 兆 4,885 億円			9,954 億円			1 兆 9,908 億円		

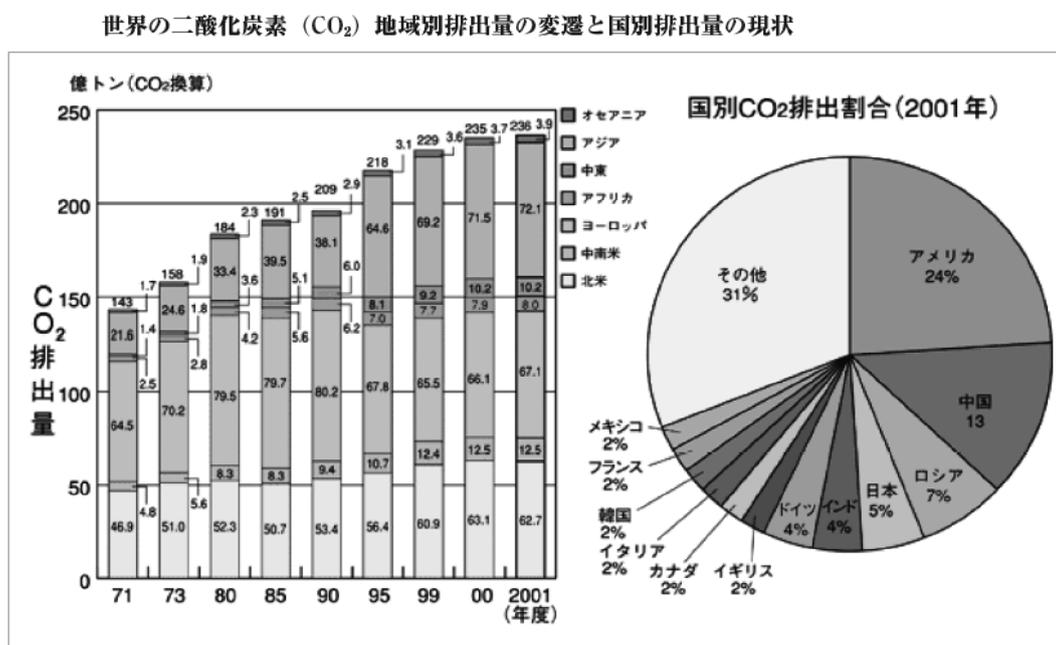
## 7.2.5 温室効果ガスの排出動向

ポスト京都議定書における温室効果ガス排出削減負担のあり方を考える際に、世界の温室効果ガス排出が現状どのような構造となっているか、そして、今後、先進国、途上国の排出状況がどうなるのか、また、その排出指標にはどのようなものがあるのかを把握しておくことが重要である。温室効果ガスとしては、絶対量が大きく効果の大きいエネルギー起源二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）を対象にする。

### 7.2.5.1 温室効果ガス排出の現状

世界の地域別の CO<sub>2</sub> 排出量の変遷と国別の CO<sub>2</sub> 排出量の現状を図表 7.2.5.1-1 に示す。世界の CO<sub>2</sub> 排出量は着実に増加し、その中でもアジア地域の排出量の伸びが大きくなっている。国別排出量では、2001 年度で、米国、中国、ロシア、日本、インドの順になっているが、上位 5 カ国で現在京都議定書による削減義務を負っているのは、第 3 位のロシアと第 4 位の日本だけである。ロシアは 1990 年比±0 %の目標となっているが、現在の排出量は 1990 年の水準を大幅に下回っており、大量の余剰枠を抱えている。ロシアも実質的には削減目標を負っているとは言えない。すなわち、世界の排出量の上位約半分のうち、京都議定書上の排出削減義務を履行する意欲を実質的に示しているのは、第 4 位の日本だけという構造である。

図表 7.2.5.1-1



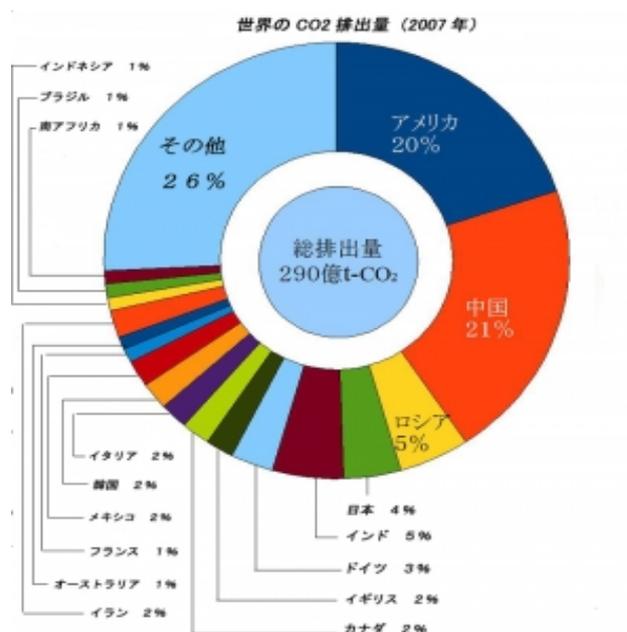
グラフ内の数値は億トン CO<sub>2</sub>

(財) エネルギー総合工学研究所ホームページ

一方、IEA が発表した最新の統計（「2009年版温室効果ガスの排出統計」）によれば、2007年の世界全体のCO<sub>2</sub>排出量は、前年に比べて3.4%増えて289億6,200万トンとなっている。これを国別にみると、1位はそれまでの米国を抜いて、前年比8%増の中国で60億7,100万トンとなり世界の排出量に占める割合が約21%となったことが注目される。

図表 7.2.5.1-2 に最新の各国のCO<sub>2</sub>排出割合を示す。

図表 7.2.5.1-2 世界のCO<sub>2</sub>排出量(2007年)



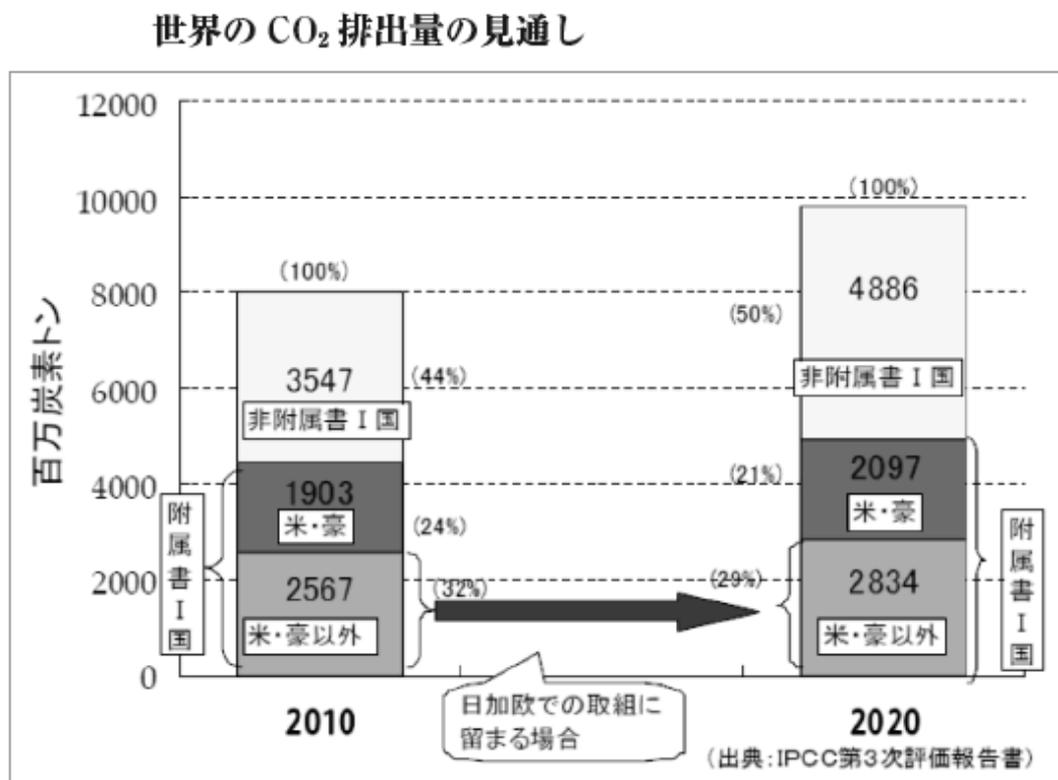
(出典：(IEA) 2007年統計データ)

### 7.2.5.2 今後の見通し

世界のCO<sub>2</sub>排出量の今後の動向を図表 7.2.5.2-1 に示す。京都議定書上、削減義務が規定されている先進国の中から、離脱表明をしている米国、豪州を除いた残りの国の排出量が世界に占める割合は1990年で35%にとどまっていたが、気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の見通しでは今後減少を続け、図表 7.2.5.2-1 の米・豪以外に示されるように2010年で32%、2020年には29%程度になるものと予想されている。一方、途上国の排出量は、図表 7.2.5.2-1 の非附属書I国に示されるように今後大幅に増大し、2020年には世界全体の半分を占めると予測されている。このように、現状の京都議定書は今後排出量の大幅な増加が見込まれ地球温暖化の進行に大きな影響を持つと見られる地域を含んでいない。将来の地球温暖化への対処には、米国、豪州、途上国の排出をどのように抑制するかが大きな課題である。また、これらの主要排出国が参加できる新たな協調のあり方を様々な排出指

標を用いて構築する必要がある。

図表 7.2.5.2-1



附属書 I 国：気候変動枠組条約の附属書 I に掲載されている国（先進国+経済移行国）。京都議定書上、同附属書に掲載された国が温室効果ガスの削減義務を負う。途上国は非附属書 I 国に含まれる。

出典：IPCC 第3次評価報告書

この点で、2009年12月にコペンハーゲンで開催された COP15 の結論に注目が集まったが、合意され 協定に拘束力はなく、2012年に期限切れとなる京都議定書以降の温暖化対策について、合意の期限を設けることも見送られることとなり、明確な方向性が打ち出されることはなかった。且つ、協定への署名は任意で、全世界の参加を保証していないものである。

コペンハーゲン協定および COP15 でのその他の合意の概要を以下に記述しておく。

## 1) コペンハーゲン協定

### (1) 協定内容

- ① 京都議定書以降の拘束力のある枠組み作り：決定先送り。
- ② 京都議定書に代わる協定を結ぶか、京都議定書に加えて新たな協定を結ぶか：決定先送り。
- ③ 先進国はすべての国を含む新たな協定を支持。一方、途上国は京都議定書の定める先進国の目標を強化するとともに、米国に関する拘束力のある目標と途上国の対策について定める追加の協定を求めている。
- ④ 新協定の期間を 2013－17 年、2013－2020 年、あるいはそれ以外とするか：決定先送り。

### (2) 長期目標

- ① 世界の気温上昇を摂氏 2 度以内に抑えるべきという科学的見地を認識。
- ② 科学的見地から、世界の温暖化ガス排出量を大幅に削減する必要があるとの立場で一致。
- ③ 早急に排出量増加に歯止めを掛ける必要があるとの認識で一致。
- ④ 2050 年などの長期的な削減目標について合意を先送り。
- ⑤ 協定の取り組み状況を 2015 年に検証し、長期目標の強化などを検討する。

### (3) 先進国の削減目標

- ① 先進国は 2020 年の排出削減目標にコミット。目標は 2010 年 1 月 31 日までに提出。2/1 までに 55 カ国が提出、これは世界の排出量の 78%に相当すると云われている。

日本：90 年比 25%

米国：05 年比 17%

EU：90 年比 20 から 30%

等々

- ② 京都議定書の締約国は既存の目標を強化する。
- ③ 2020 年の削減目標で基準とする年について合意せず。
- ④ 先進国は現段階で 2020 年の削減目標として 1990 年比 14－18%減を提示。
- ⑤ 中国など途上国は、先進国全体で 2020 年までに 1990 年比で少なくとも 40%の削減を要求。

### (4) 途上国の削減計画

- ① 途上国は排出量の増加を緩和する計画を実施。計画は 2010 年 1 月 31 日までに提出。

- ② 削減計画の取り組み状況は2年に一度、国連を通じて報告する。
- ③ 先進国の支援を受けて実施した計画は記録に残す。

#### (5) 資金支援

- ① 「コペンハーゲン・グリーン気候基金」を創設。
- ② 途上国の温暖化対策支援として、2020年までに年1,000億ドルの拠出を目指すことで合意。さまざまな資金源を含む。
- ③ 先進国は、途上国の温暖化対策を支援するため2010—12年に300億ドルを拠出。
- ④ 各国の拠出額や受取額について合意を先送り。
- ⑤ 支援の大半はコペンハーゲン・グリーン気候基金を通じて行い、森林破壊の緩和や気候変動への対応、クリーン技術の開発・共有などを支援する。

#### (6) 熱帯雨林の保全

- ① 森林保全を通じた排出量削減の「重要な役割」とそのための資金調達の必要性を認識。

### 2) その他の合意

#### (1) 対象外のセクター、抜け穴

- ① 航空、海運セクターの排出量を削減目標に含むか、農林業を含むことを義務化するかどうかについて合意せず。
- ② 京都議定書は航空・海運の排出量を目標の対象とせず、先進国は農林業など土地利用からの排出量を目標に含む義務はない。

#### (2) CO<sub>2</sub>（二酸化炭素）市場

- ① 京都議定書で創設された既存のクリーン開発メカニズム（CDM）に基づく削減量増加の方法について合意せず。
- ② CO<sub>2</sub>の回収・貯蔵および森林保全をCDMの対象に含めるかについて合意せず。

#### 3) 熱帯雨林の保全

- ① 森林破壊対策において先住民の関与を保証することで合意。
- ② 途上国に森林破壊の原因を特定し、伐採による排出量の測定を開始するよう要請。
- ③ 森林保全を目的とする基金創設について合意せず。

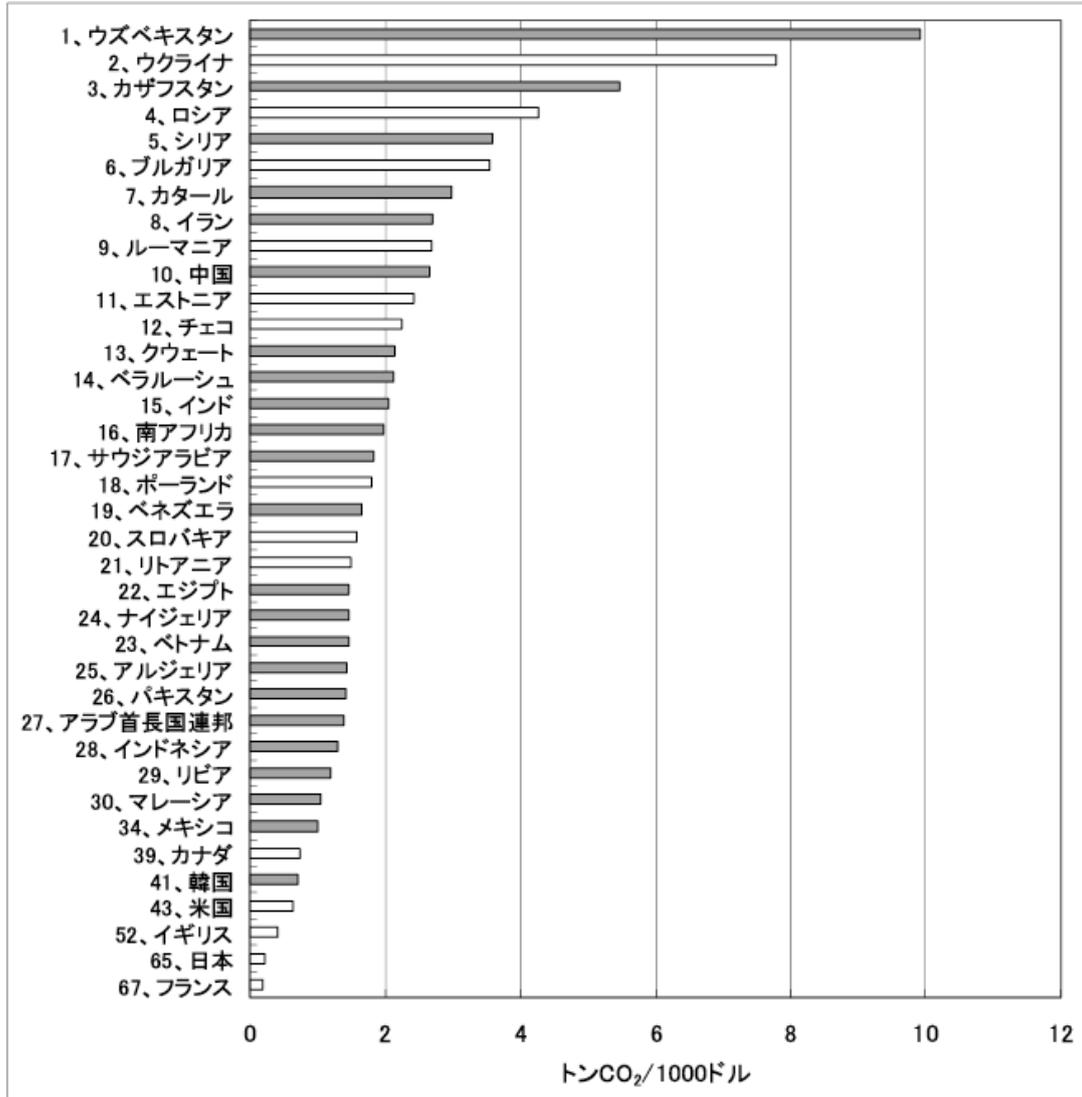
### 7.2.5.3 様々な排出指標

先進国、途上国の排出状況を、排出指標を変えて評価する。図表 7.2.5.1-2 は、第 17 位までの国別排出総量（2007 年）を示すが、第 1 位の中国、第 4 位のインドを初めとして途上国が 8 ヶ国を占める。日本は第 5 位である。排出指標として主に米国などが主張しているのは、図表 7.2.5.3-1 に示す GDP（国内総生産）当たり排出量（2000 年）である。上位 30 ヶ国中、途上国が 21 ヶ国にもなる。中国は第 10 位、インドが第 15 位、米国、日本は 43 位、65 位となっている。一方、中国、インドなど途上国が排出指標として推すのは、図表 7.2.5.3-2 で表される一人当たり排出量（2000 年）である。これを見ると、第 1 位から第 3 位までをカタール、クウェート、UAE と途上国が占め、上位 30 ヶ国中、途上国は 10 ヶ国である。米国、日本は 4 位、21 位、中国、インドは、59 位、65 位となっている。

こうした指標が自国の削減目標、或いは削減義務を決定する政府間交渉の場で自国の都合で用いられているのが実情である。これらの指標はそれぞれ無視しえないものではあるが、CO<sub>2</sub> 削減という全世界共通の目標達成の妨げとなるようでは、指標としてふさわしくないと見えよう。より公平な指標の導入も視野に入れながら、最後は先進国、途上国の双方が歩み寄る形での結論しかないであろう。

図表 7.2.5.3-1

GDP 当たりの CO<sub>2</sub> 排出量

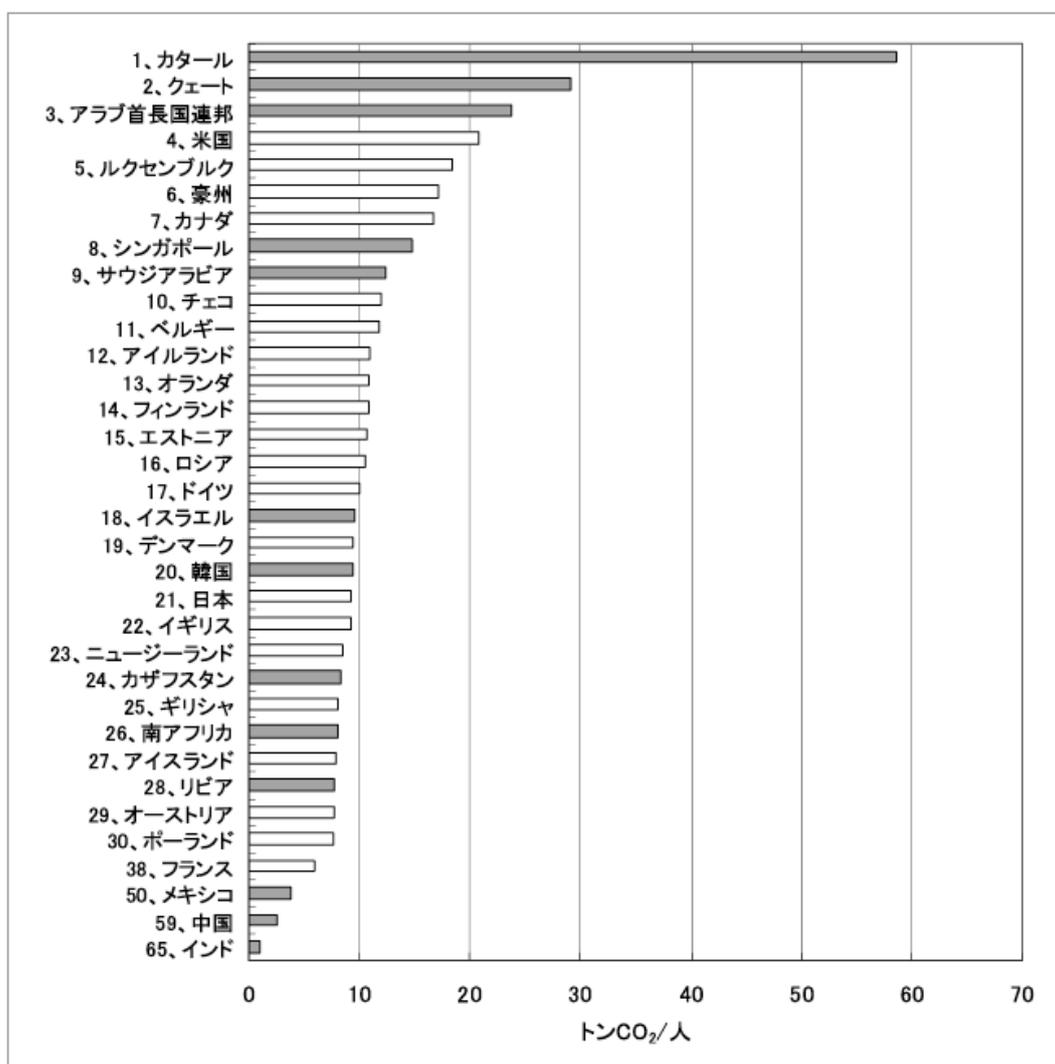


上位 30 カ国を示す。国名の左側数字は順位を表す。排出総量上位 10 位までの国は、31 位以下でも表記した。色つきの棒は、途上国を示す。

科学技術動向研究センターにて作成

図表 7.2.5.3-2

1人当たりのCO<sub>2</sub>排出量



上位30カ国を示す。国名の左側数字は順位を表す。排出総量上位10位までの国は、31位以下でも表記した。色つきの棒は、途上国を示す。

科学技術動向研究センターにて作成

途上国は、COP8（2002年11月、ニューデリー）以降、「共通だが差異のある責任」（気候変動枠組条約第3条第1項）の原則の下、「まずは先進国が率先して取り組むべき」と主張し、将来の枠組みに関する議論を開始すること自体に強い抵抗を示してきた。しかしながら、地球規模の課題である温暖化問題に取り組むにあたって、この途上国の主張は 図表 7.2.5.3-1、図表 7.2.5.3-2 で示されるように必ずしもすべての指標で根拠を有するとは限らない。

途上国は、主に一人当たり排出量の指標を重視する主張を行っているが、排出総量で見ると、上位の中国、インド、韓国、メキシコ、南アフリカ、ブラジルなどの国々にも地球環境のために率先して果たすべき責務があるという議論がある。ポスト京都議定書における排出削減の新しい負担のあり方を構築するにあたっては、米国、豪州、途上国も参加できるよう、既存の先進国、途上国という分類のみに固執することなく、様々な指標を用いて世界共通の排出基準をつくるなど複眼的に考えることが重要である。

## 7.2.6 途上国の原子力導入における課題

前項で述べたように、途上国の持続可能な発展及び温暖化加速抑制には、温室効果ガス排出量が少なく基幹電源として利用できる原子力技術を早い時期に導入することが効果的であると考えられる。しかし、アジアなどの途上国において原子力利用を推進するには、安全対策や核不拡散対策、基盤整備対策が非常に重要である。ここでは、途上国における原子力技術導入状況を整理し、利用促進における課題について記述する。

### 7.2.6.1 導入状況

2007年末現在、世界で運転中の原子力発電所は435基、合計出力は約392.2GW（3億922万kW）で過去最高となっている。図表 7.2.6.1-1 に示すように、このうち途上国の合計は42.85GWで世界全体の約1割を占めるに過ぎない。しかしながら、今後、電力需要の大幅な増加が予測されている中国では、現状の計画で2020年までに原子力発電設備容量をそれぞれ40GWに拡大する方針が打ち出されていたが、2009年春には70GWに上方修正した。さらに上方修正の勢いで建設ペースが進んでいるようである。インドでも2031年までに63GWまでに増やす予定である。一方、現在運転中の原子力発電所を持たないインドネシア、カザフスタン、エジプトなども、原子力発電所を新規に建設する計画を持つ。さらにベトナムは既に事業化を決定し、2014年着工し、2020年までに運転を開始、2025年までには発電量を2倍にする計画である。

図表 7.2.6.1-1 途上国の原子力発電導入状況

国名	運転中の原子力発電(GW)	
	出力	基数
韓国	17.72	20
中国	9.12	11
台湾	5.16	6
インド	4.12	17
ブラジル	2.01	2
南アフリカ	1.89	2
メキシコ	1.36	2
アルゼンチン	1.01	2
パキスタン	0.46	2
途上国合計	42.85	64
(日本)	49.58	55
世界合計	392.24	435
途上国／世界	10.9 %	14.7 %

(出典：日本原子力産業協会 2008.1.1 現在)

これらの計画も含めた世界の原子力発電設備容量の変化に伴う世界のウラン需要量は、2002年の66,815tU(トンウラン)／年から2020年時点には高ケースで86,070tU(+29%)に、低ケースで73,495tU(+10%)に増加すると予測される。他方、ウラン生産能力は2003年の約47,000tU／年から2020年には約62,000tUになるとの予測である。不足分の充足も課題である。なお、中国、インド、パキスタンはウラン自給策をとっている。

途上国がこれらの計画、更には温室効果ガス排出抑制に向けさらなる原子力発電導入を実施していく上で、今後どのような課題があるかを次節以降にまとめた。以下では、新規に原子力発電を導入しようとしている途上国や原子力発電導入の拡大期にある途上国を対象とする。

### 7.2.6.2 技術移転

途上国の原子力技術利用推進にあたっては、先進国が技術のライセンスや各種国際約束等を考慮しながら、原子力発電技術だけでなく、原子力施設の安全確保や原子力プラントの安全性を高める原子炉保全技術などの安全管理技術、また核不拡散体制を保証する核物質管理技術などを移転していくことが大きな課題である。原子炉保全技術では、高経年化対策としての配管検査技術や予防保全技術、補修技術などが重要である。

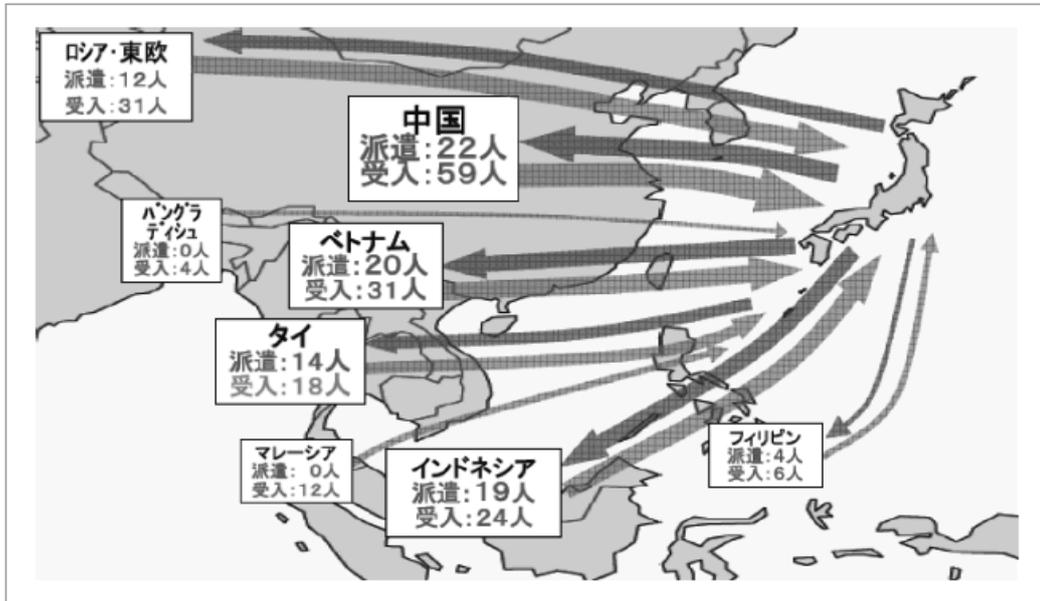
原子力安全分野におけるアジア諸国との多国間及び二国間協力は、既に、アジア原子力協力フォーラムや国際原子力機関（IAEA）アジア原子力地域協定の枠組みなどにより始まっているが、今後、日本はこのような枠組みやその他研究交流、研修事業制度を通して相手国の原子力安全技術基盤の形成とその向上に寄与していく必要がある。なお、協力の際には、相手国の政治的安定性、関連条約・枠組みへの加入・遵守状況等に留意することも必要である。

### 7.2.6.3 基盤整備

途上国の原子力技術利用推進にあたってのもう1つの課題は、途上国に応じたきめ細かい原子力導入基盤整備である。今後、新規に原子力発電を導入しようとしている途上国に対しては、先進国が相手国の体制整備状況に合わせて核不拡散体制、安全規制体系、原子力損害賠償制度、国民への広報活動等のソフト面でのインフラ基盤整備で側面支援を行うことが重要である。また、これらの体制を途上国で維持・強化していく人材の育成支援も大切である。特に、日本は、図表 7.2.6.3-1 に示されるように上記原子力研究交流、研修事業制度やアジア原子力協力フォーラム等の枠組みを通して、アジア諸国の人材育成等インフラ基盤整備に協力してきているが、さらに協力支援を推進していくべきである。なお、原子力発電の場合、相手国の基盤整備、法整備、人材育成等支援に長い時間が必要で、2国間原子力協定あるいは協力合意の枠組み等を早期に結ぶことが望まれる。一方、原子力発電導入の拡大期にある途上国に対しては、先進国が核不拡散対策のもとで安全面・人材面で協力することはもちろん、原子力技術の平和利用展開という視点で先進国原子力事業者による途上国への国際展開を積極的に支援すべきである。

図表 7.2.6.3-1

日本の原子力研究交流、研修事業制度によるアジア諸国への協力  
(平成 15 年実績)



対象制度：①原子力研究交流制度、②国際原子力安全セミナー、③国際原子力安全技術研修事業、④国際原子力安全交流派遣事業、⑤原子力発電所安全管理等国際研修事業、⑥国際原子力発電安全協力推進による長期研修、⑦原子力発電基礎コース。①～④は文部科学省、⑤⑥は経済産業省、⑦は国際協力機構（JICA）により実施されている。対象分野は、農業、工業、医療等における放射線利用も含む。（出典：原子力委員会新計画策定会議第 25 回資料）

途上国の原子力技術導入に関しては、先進国による資金支援も必要である。現在、世界銀行は京都メカニズムに対応するため各種炭素基金を運営している。また、ポスト京都議定書では、気候変動による影響への対応で途上国支援のための資金（コペンハーゲン・グリーン気候基金）運用が創設され、2020年までに年1,000億ドルの拠出を目指すことで合意している。なお、CDM等京都メカニズムに原子力技術利用が採用された場合、日本がCDMを活用し削減量を得るためには、途上国が火力発電所を建設する予定のところを、一義的には日本が資金と技術を出し、当該途上国と共同事業で原子力発電所を建設することになると考えられる。

### 7.3 CDM/JI の適用による原子力発電プラント促進の可能性と展望（提言）

現状の京都議定書京都メカニズムの概要と原子力制約の状況、ならびに先進国と途上国の温室効果ガス排出動向を述べ、ポスト京都議定書の新たな目標達成の仕組み構築で、原子力の CDM/JI への適用を含めた多面的なアプローチが求められることが重要であることを述べた。しかしながら、COP15 ではポスト京都議定書の枠組みに関して具体的な進展がなく、また、原子力の扱いについては今後の政府間の交渉を待たねばならない状況であることを述べた。さらに、途上国の原子力技術利用促進のために何らかの支援をすることが、21 世紀の世界の CO<sub>2</sub> 排出量を削減し、地球温暖化防止に非常に有効であるという試算を示し、京都メカニズムでの原子力技術利用の有効性についての認識を示した。

一方、途上国において原子力利用を推進するには、安全対策や核不拡散対策、インフラ整備が極めて大切である。そこで本報告では、途上国の原子力技術導入現状を整理し、今後の利用促進に必要な移転技術とインフラ整備の課題についてもまとめた。これらを前提として、今後のポスト京都議定書の方向性を踏まえて、CDM/JI 適用による原子力発電プラント促進に関して考慮すべき点を以下にまとめた：

#### 1) 新たな負担の仕組み構築

地球温暖化防止という地球規模の目的を達成するため、先進国と途上国が共に参加できる、ポスト京都議定書の枠組みの中で新たな排出削減の負担のあり方を構築する必要がある。削減義務を履行する意欲を実質的に示している日本は、米国、中国、インド等と共に、既存の先進国、途上国という枠組みにとらわれず、1 人当たりの排出量、GDP 当たり排出量など、すでに考慮してきた指標に加えて、排出削減分担方法を複眼的にとらえた世界共通の排出基準をつくるなど新たな枠組みの議論に積極的に参画すべき立場にあると考える。

#### 2) 京都メカニズム (CDM/JI) における原子力技術利用

ポスト京都議定書の枠組みで、CDM や JI に原子力を加えられるように、日本がリーダーシップをとって、中国、インドなどとともに欧州各国に対して主張し、その実現に向けて積極的な役割を果たすこと。日本は、その主張において欧州の環境政策担当者に原子力の安全性を十分に説明するため、説得力のある根拠に基づいたアプローチが重要である。

### 3) CDM/JI による原子力技術利用促進支援

途上国の今後の持続可能な発展や温暖化加速抑止には、原子力発電の一層の導入が必要であるが、途上国での原子力発電建設の促進には、核不拡散を確保しつつ、以下のような支援が必要である：

- ①原子力発電安全管理に関する技術の途上国への技術移転、支援体制確立が必要である。日本が、その体制づくりに協力すること。その際、途上国の関連条約・枠組みへの加入等の働きかけも重要である。
- ② 途上国の国情に応じた原子力導入に不可欠なインフラの整備を推進する。とりわけ、人材養成やファイナンスが大切である。途上国の原子力人材育成、核不拡散体制、安全規制体制、原子力損害賠償制度、国民への原子力広報活動など、かつて日本が確立してきた基盤の構築・整備を今度は日本が途上国に対して積極的に支援する役割を担う。
- ③ CDM/JI 適用による原子力発電プラント建設は、途上国の立場からは大きなインセンティブを提供することになり、すでに述べた、現実的で効果的な温暖化防止対策となりうることが確認された。上記(1)、(2)の課題を速やかに解決し、原発建設促進の後押しを期待できる CDM/JI の下での現在建設中のプラント、計画されているもの、さらに新規の意欲的な建設計画を促進することだけが現下の情勢の中で取りうる国際社会の唯一の対策と言っても言い過ぎではないであろう。
- ④ 他の自然エネルギー利用の電源開発の促進は云うまでもなく望ましいことである。とりわけ、日本は CO<sub>2</sub> 削減義務の履行を、CDM/JI による排出権購入に大きく依存して達成することは本末転倒と言わなければならない。国内での自然エネルギー利用の発電プラント建設促進や、省エネ、国民生活のライフスタイルの見直しなど、多くを求められる。加えて、自然エネルギー利用の発電における技術開発、省エネ技術の一層の高度化を図り、その成果を国際貢献という形で途上国へ移転し、途上国の自然エネルギー発電の促進や省力、省エネルギーの導入に力を注ぐべきである。

もちろん、これらも CDM/JI の対象とすることで、一層の温暖化防止と CO<sub>2</sub> 削減目標の達成に貢献するものとなる。

とはいうものの、やはり当面は、確立された技術であり、大規模電源となりうる原子力の建設促進で、当面の温暖化抑制を図らなければ、自然エネルギー利用の将来展望も開けないと考えられる。

## Appendix 1 委員会議事録

第1回 委員会 2009年11月6日

第2回 委員会 2010年2月17日

第3回 委員会 2010年3月4日

第1回  
「我が国原子力プラント産業の国際展開と地球温暖化対策効果の  
調査研究事業」委員会  
議事録

1. 日時：2009年11月6日 15:00～16:35

2. 場所：社団法人 日本プラント協会 会議室

3. 出席者

【委員長】

社団法人日本原子力産業協会  
政策推進部 マネジャー 横田雅

【委員】

日揮株式会社  
営業統括本部 原子力・環境担当 営業部長 河野漢彦

日本原子力発電株式会社  
国際協力技術開発チーム チームリーダー 肥田隆彦

株式会社日本政策金融公庫国際協力銀行  
国際業務戦略部 次長 堀口宗尚

社団法人日本電機工業会  
原子力部長 柴田洋二

三菱商事株式会社  
重電機本部重電機ユニット 原子力輸出チーム部長代理 河田昌彦  
(欠席)

【オブザーバー】

社団法人日本原子力産業協会  
国際部 リーダー 中杉秀夫

【事務局：社団法人日本プラント協会】

- 専務理事 丸山元喜
- \* 新開 耿 環境・民活・投資推進協力センター 特別参与
  - \* 川原勇雄 環境・民活・投資推進協力センター 上席部長
  - \* 岡田正巳 技術室 室長
  - \* 青木滋夫 技術部長
  - \* 杉田哲也 環境・民活・投資推進協力センター（欠席）
- （\*：調査員）

【外部調査員】

丸紅ユティリティ・サービス株式会社  
原子力第2部 課長 北澤真也（欠席）

4. 議事

事務局による調査主要事項の説明（資料：別添）にかかる委員コメント、質疑応答は以下のとおり。

（中杉）

本邦企業国際競争力の課題と対応（4）については対象国ごとにみるのか  
或いは共通の課題を全般的にみるのか？具体的な課題は相手国によって異  
なり、それによって対応の仕方も異なってくる。また対応の仕方は日本と  
フランス或いは米国とで異なっている。他の国はどのように対応している  
のか、事例も調べられれば、日本としてどうすべきか課題が明確になる。  
→主要な対象国における課題を横並びに比較するとともに、輸出国側での  
対応の違いにも注目して調査したい。

（委員長）

CO2削減関連部（5）と（4）のウェイト如何？  
→（5）のCO2削減京都メカニズム手法の導入の部分は、分量としては全  
体の1/2を占めることはないが、今回の調査の大きな柱の1つで重要な部  
分になる。

（柴田）

二国間原子力協定の締結を加速化させるヒントを出してほしい。日本はNPT  
やIAEAのフル査察受入等厳しい条件をつけてなかなか協定締結が進まない。  
協定締結国が韓国より少ない。それから燃料サイクルの国際管理をどうす  
ればよいか、燃料供給保証の関連でも大事だ。

(中杉)

サウジを調査対象とする考え方は我が国の石油依存関係を勘案したものか？原発ビジネスとしてはUAEが先行している。

→UAEは入札段階にあり、間もなく落札者が決まればその後はしばらく新規ビジネスは考えにくい。日本のプラントメーカーの関心が強い先としては、相当な人口があって、それなりの経済規模を踏まえ電力需要の伸びが見込まれるところといえるし、原発の建設が見込まれていても既に多くの関係者が深くかかわり、調査もしている国（例、ベトナム、米国）については改めて取り上げる意味はないので、今は余り商談が進んでいないが将来対象になりそうな国としてサウジとインドを選んだ。インドはNPT未加盟国で当面商談を進められないが、将来のためにも情報収集しておく意味があると考えた。

(河野)

その他新設国はどこか？

→東欧、ブラジルほか。

(肥田)

どこの国にどの程度の規模で新設計画があるかをチェックしてみることが重要。小さい国で最初に130～170万KW規模で立ち上げるとなると増設は当分先までなくなる。どういう出力規模を入れようとしているのか、それによっては日本が持っている炉のシリーズの妥当性が問題になる。

資金力のある国をビジネス対象とするのはどうか？通常、お金のない国が原発を入れたいといってくる。原発はコストが安いという思い込みがあって入れたいと言ってくる。

原発を導入しようとする国は必ずファイナンス、燃料供給保証、人材育成及び安全・品質保証を一緒に言ってくる。これらへの対応が原発ビジネスの鍵である。

(委員長)

原発の投資額が大きく、建設期間が長いことからリスクが大きくなるが、運転のリスクもある。これに誰が責任を持ってやるのか、BOT等に電力会社が参入協力するにもリスクが大きい。O&Mをどうするかが重要である。

(肥田)

IAEAのMilestonesは触れている範囲は広範であらゆる必要項目を含んでい

るが具体的内容が伴っていない。どのような内容のものを実際にどのように実施するかが重要。

国情が安定しかつリスクが小さい国でないと民間の電力会社の進出は無理。タイはFS受注活動中であるが地元電力会社はリスクテークができず、案件進捗が停止してしまった。

(中杉)

去る6月にIAEA主催で入札評価に関する国際会議があり、トラブル事例紹介もあり参考となる。

(肥田)

原発導入側はプラントはどこからでも買える、重要なのは(計画実施の)システムと燃料と人だという。

(中杉)

原発ビジネスは「器(プラント)と燃料」のビジネスといえる。仏勢のアプローチが典型である。

(堀口)

これまではメキシコ、中国等への炉心、タービン等、10数件の輸出融資実績がある。米国向け原発ビジネスへの支援を実現するため2008年10月先進国向け投資金融を政令改正により解禁、原発事業への融資指針を作成する先端チームを創設している。  
環境ガイドライン上、安全性確認を外部依存(経産省)に頼ってJBICとして何もしなくてよいのか検討中である。

(柴田)

建設過程ではシビルの技術の確保が重要な鍵を握っており、civil engineering人材の確保がポイントである。米国でもユニオンの力が強く土木工事でしばしば問題が生じている。

(専務理事)

原発ビジネスについては公的金融につき格段の配慮をお願いしたい。  
また、ポスト京都においてCDMプロジェクト化の実現を期待しているところ。今回調査では原発導入でどれだけCO2を減らせるか、原発を京都メカニズムの対象に入れる可能性及びCDM対象になれば日本の原発ビジネスの

強みになるかどうかを検討したい。

(中杉)

FNCA の場でアジアにおいて原発を CDM 対象として導入する方向が閣僚ベースで提唱されている。豪州が反対しているが他は賛成だと言われる。

(青木)

地球の温度の上昇を 2℃以下にするための CO2 排出削減をするためには 2020 年までに原発を 350 基、2030 年までには 700 基建設しなければならない計算になる。

以上

第2回  
「我が国原子力プラント産業の国際展開と地球温暖化対策効果の  
調査研究事業」委員会  
議事録

1. 日時：2010年2月17日 15:00～16:50

2. 場所：社団法人 日本プラント協会 会議室

3. 出席者

【委員長】

社団法人日本原子力産業協会

政策推進部 マネジャー 横田雅

【委員】

日揮株式会社

営業統括本部 原子力・環境担当 営業部長 河野漢彦

日本原子力発電株式会社

国際協力技術開発チーム チームリーダー 肥田隆彦

(欠席)

株式会社日本政策金融公庫国際協力銀行

国際業務戦略部 次長 堀口宗尚

社団法人日本電機工業会

原子力部長 柴田洋二

三菱商事株式会社

重電機本部重電機ユニット 原子力輸出チーム部長代理 河田昌彦

(欠席)

【オブザーバー】

社団法人日本原子力産業協会

国際部 リーダー 中杉秀夫

【事務局：社団法人日本プラント協会】

専務理事 丸山元喜

- \* 新開 耿 環境・民活・投資推進協力センター 特別参与
  - \* 川原勇雄 環境・民活・投資推進協力センター 上席部長
  - \* 岡田正巳 技術室 室長 (欠席)
  - \* 青木滋夫 技術部長
  - \* 杉田哲也 環境・民活・投資推進協力センター (欠席)
- ( \* : 調査員 )

【外部調査員】

丸紅ユティリティ・サービス株式会社  
原子力第2部 課長 北澤真也

4. 議事

事務局より別添資料に沿ってサウジアラビア及びインドの出張報告、UAE 原発関連情報紹介、取りまとめにかかる問題点の整理案説明を行い、概要、以下のとおり委員コメント、質疑応答があった。

1. サウジアラビア

(横田) サウジアラビアを調査対象国に選定した理由は

(事務局) 米、仏、露が原子力協力協定または覚書を調印するなどサウジアラビアへの働きかけの動きがあることに加え、UAE においては具体的計画があるものの商談が進捗していたので、同じ中東地区で経済規模の大きな国としてサウジを選んだ。

(柴田) エネルギー基本計画はあるか、また、長期計画はどこが策定しており、情報アクセスはできるか

(事務局) SEC (サウジ電力公社) の 2008 年の年報に 2020 年までのエネルギー戦略が書かれている。

(柴田) 韓国の動きは。

(事務局) 特に聞いていない。なお、SEC 副社長からはサウジの原発への取り組みに関しては、関係者で構成する委員会で検討しているが、年内には何か動きがあると示唆する発言があった。

2. インド

(柴田) インドでは原子力損害賠償法が未成立と思われるが話題として出たか  
(中杉) 昨年12月に法案の準備がなされている由を聞いている。インドは米国企業(ユニオンカーバイド)との間でボパール事件の犠牲者への賠償が決着をみておらず、外資進出についてはこの先例がトゥローマとなっていた経緯がある。国会に上呈されることになるう。  
ベトナム商談ではこうした体制は整備されていないようだがロシアであれば賠償問題となれば政府ペースで決着をつけるということであろう。

(事務局) 米国との契約では使用済み燃料の再処理の取り扱いが問題だと聞いているが、どう扱うのか。

(中杉) 米国製原子炉から出る使用済み燃料の再処理について協議する必要があるとされており、米国がインドの米国産燃料に対する優先再処理権を認めるのが課題となっているようだ。  
インドによる核実験へのシミュレーションは両国の国会に見解の差があるので政府ペースで協議しなければならない。

(事務局) 石炭火力では超臨界につき MHI、東芝の両社はインドで合弁の生産拠点を設立しているが、原発プラントになるとどのような対応になってくるのか  
(中杉) 国交がない台湾への原発プラント輸出の先例が参考となるのでは。即ち、米国(GE)が PRIME Contractor として問題が生じたとき全面的に責任をとり本邦メーカーには遡及させないということにして解決した。

(柴田) ABWR と ESBWR で日本製品の組み込まれ方が異なることはなく、そういうことはないのではないかと。いずれにしろ必要なコンポーネントに日本製が組み込まれれば輸出できない。台湾方式に緑が点灯したといってもインドでは赤ではないか。

(事務局) やはりインドについては日本政府の政策がクリアされなければ対処できない。

(横田) 日本政府のスタンスにかかわらず、米、仏、露はインドへの協力を進めることになるので、インドにおける原発の開発は進んでいくということである。

(中杉) Alstom と BHEL が鍛造品で合弁生産拠点を形成しているのはインドにおける原発機器供給の拠点として取敢えず橋頭堡を作ったものとみられる。

(横田) 原産協会の検討会では3月には海外展開の諸問題につき国に対する提言

をまとめる予定。ただし、インドへの展開についてはハードルが高い状況。

### 3. UAE 関連及び取りまとめ問題点

(丸山)相手国によって人材、技術レベル、法制・組織の整備状況等が異なり、これに応じて原子力のビジネス戦略は変えていかざるを得ない。

(堀口)UAE 原発商談での韓国勢の受注については多々、要因解明がなされているが価格面で言われている日立・GE コンソーシアムとの20%差については採算確保という観点から考えると KEDO 対象機器の転用といった見方も理解できるところである。

(事務局)今回は商談途中から価格が限りなく固定価格化した由であり、民間企業としての本邦企業の場合、踏み込んで低価格を提示するリスクを取れなかったと聞いている。韓国の場合政府のバックアップと国営企業であるという立場でより大きなリスク負担ができたのかもしれない。

(横田)KEPCO はマジョリティーを政府が所有しているとはいえ、株式が公開されているので、その点は日本の電力の立場と同じではなかったと思う。韓国では大統領府に本件に対処するため、政策室長が指揮するプロジェクトチームを組成して、これが前面にたって諸々の課題に対応しうるメニューを出させたと聞いている。ただし、仮に日本政府がプロジェクト体制を取っていたとしても、本件で言われているように、原子力賠償の肩代わりをもとめるという極端な要求が出てきた場合には、韓国と同じような対応ができたとは思えないところである。

(丸山)関係業界が一堂に参画するナショナルプロジェクト仕立てにすることが必要ではないか。

(横田)報告書の最終章にある原発を CDM/JI として組み込ませるシナリオについての分析は地球環境問題に対応しうる象徴的なツールとして原発を位置付けられるか否かという意味で重要であり、MOFA に政策変化を迫ることも期待したいところである。

以上

第3回  
「我が国原子力プラント産業の国際展開と地球温暖化対策効果の  
調査研究事業」委員会  
議事録

1. 日時：2010年3月4日 14:30～16:20

2. 場所：社団法人 日本プラント協会 会議室

3. 出席者

【委員長】

社団法人日本原子力産業協会

政策推進部 マネジャー 横田雅

【委員】

日揮株式会社

営業統括本部 原子力・環境担当 営業部長 河野漢彦

日本原子力発電株式会社

国際協力技術開発チーム チームリーダー 肥田隆彦

株式会社日本政策金融公庫国際協力銀行

国際業務戦略部 次長 堀口宗尚

社団法人日本電機工業会

原子力部長 柴田洋二

三菱商事株式会社

重電機本部重電機ユニット 原子力輸出チーム部長代理 河田昌彦

(欠席)

【オブザーバー】

社団法人日本原子力産業協会

国際部 リーダー 中杉秀夫

【事務局：社団法人日本プラント協会】

専務理事 丸山元喜 (欠席)

- \*新開 耿 環境・民活・投資推進協力センター 特別参与
- \*川原勇雄 環境・民活・投資推進協力センター 上席部長
- \*岡田正巳 技術室 室長 (欠席)
- \*青木滋夫 技術部長
- \*杉田哲也 環境・民活・投資推進協力センター (欠席)

(\*：調査員)

【外部調査員】

丸紅ユティリティ・サービス株式会社

原子力第2部 課長 北澤真也

4. 議事

事務局より原稿要約版に沿って報告書による取りまとめの概況を説明、以下のとおり委員コメント、質疑応答があった。

(中杉) 発電容量の記載は「万KW」で統一することが望ましい。

ベトナム商談でのロシアとの関係であるが正確にはF/S実施について協定締結をしたわけではないと理解しているが。

(肥田) ロシアはVVER 2 基建設のための設計の一環としてFS相当の調査は行うことになっていると聞いている。その調査は日本が提出した1、2期に共通するF/S発注仕様書に沿って行われる予定と理解している。

(横田) 発電能力見通しのローケース、ハイケースの部分は表現ぶりに違和感があるので工夫してほしい。

(柴田) 用語として出力向上(能力向上ではなく)、設備利用率(操業率ではなく)を使用してほしい。また、官民連携に関連して導入国での原子力損害賠償法の未整備に触れて欲しい。また、官官連携も必要ではないか。

(肥田) ベトナムは原発についてはロシアとフランスのみに要請を出した経緯があり、官民連携をとったとして受注できるか疑問である。我が国としては戦略的に協力するにあたっては選択と集中のプロセスが欠かせない。また、トップセールスにしても軍事協力とかODAといったレバレッジのきくメニューと合わせ技で行くことが肝要。導入対象国の状況

把握とそれに的確に応える日本側の対応オプションの有無の検討を行い、アプローチ対象国の選定及びその方法を一元的に行うことが肝要。日本も首相からメコンサミットの際、ベトナム側に提案を行ったが国会中ということにかわされており、土俵に上がる前に負けている感がある。

ロシアとの協定が遅くとも6月までにできればそのまま進捗するであろうがベトナム電力公社（EVN）は石炭火力プロジェクトが遅延していることから原発は1、2期の同時並行と考えており、ロシア先行については懐疑的である。現状はロシアは軍事協力（潜水艦）、中国への対抗力としてレパレッジを効かせている訳でベトナム側は F/S 及びプラント建設についての交渉先として決めたということであろう。ベトナム側は運転については人材育成のみを期待しており、運転支援までは現状求めている。

（事務局）官民一体で原発 F/S を執り行う新会社構想が報道されているがどのようにみているか。

（肥田）新会社の内容は把握していないが、ベトナムは原発については IPP にみられるような SPC を考えていないので無駄ではないか。官民で最初の段階で議論しておくべきでありコンサルタントが早期に入り込むことが重要である。

（横田）原発を CDM/JI 対象として利用できる場合の試算として 2020 年までに 100 万 kw の原発 42 基分の排出権購入とのことであるが、業界で通常言われている目標（2020 年までに 9 基）とかい離がある、前提条件が大胆すぎはしないか。

（事務局）設備利用率 90%として、削減量の全量を原発によって賄うとしている。

（横田）資源エネルギー省原子力部会の検討状況を参考にしてほしい。

（堀口）輸出信用期間につき現行の最長 18 年の延長が出されているが、背景如何。

（事務局）昨年改正時に日本は米国とともに 20 年超の延長を主張したが EU に押し切られ 18 年で決着を見たという経緯を勘案したものである。

以上

## Appendix 2 海外調査記録

(1) 調査日程

(2) 面談記録 (サウジアラビアおよびインド)

## 2. 海外調査記録

### (1) 調査日程 (2010年1月8日～16日)

1月8日～10日	サウジアラビア リアド
1月11日～14日	インド デリー
1月15日	インド ムンバイ
1月16日	帰国

## (2) サウジアラビア面談記録

### サウジアラビア調査面談記録

2010年1月 25日

丸紅サウジアラビア会社  
品川豊社長, Mr. Kamal S. Kabli

当方：新開、川原、北澤  
面談日時： 1月9日(土) 10:30-11:30  
場所： 同社会議室

#### 1. サウジアラビア概況

・2009年度の同国経済成長率は1-2%が見込まれている。一時的な影響はあったとはいえ、基本的にリーマンショックに端を発する世界的経済不況はサウジアラビアには殆ど影響がないと言える。これは非石油部門の成長によるところが大きい。これはGCC諸国(UAE、カタール、クウェートなど)に対しても同様の事が言え、ドバイショックの影響は一時的なもので済んでいる。

サウジアラビアの2010年度国家予算は約13兆円であり、2009年から5年間に4,000億ドルがインフラ(電力、淡水化事業、Hydrocarbon案件など)整備に見込まれている。

現在、対外資産運用残高が40兆円あるがいわゆるSWFではなく年金庁及びSAMAが米国債主体に投資している。

・サウジアラビアの国家体制に関しては、アブドゥラー第6代国王を頂点にサウード王家を中心とする統治体制が取られている。国会もすべて国王の任命制である為、反対派に有力な勢力はない。またアメリカのサポートを受けている。しかしながら、現国王が80代、実質上王位を継承するとされるナイーフ王子も70代と共に高齢であり、こうした高齢の支配層と若年層の間に潜在的に存在する国家体制への不満のギャップが王位継承問題を機に表面化する可能性は否定できない状況にある。

現体制下では国王が承認した案件はほぼ間違いなく実行に移されるのが実情。

・人口については2009年時点で約2400万人であるが、その内約30%が外国からの出稼ぎ労働者等外国人である(\*)。また人口増加率は年2.4%程度であり、若年層が占める率が高い。

2009年の20代の失業率は約20%であり、国家予算の25%が教育費に充てられ、特に若年層に勤労の機会を創出する事に力が置かれている。

(\*) 邦人の在サウジアラビアの人数は首都リヤドで約300人、西部のジェッダで約500人である。

#### 2. サウジアラビア電力事情と開発計画概要

・首都リヤドではそれほど停電等は無いが、地方都市では、特に西部(Western Region)では夏場数時間単位で停電がある。2009年時点でのサウジアラビアの発電能力は39,000MWとなっている。

これに対し、2018年までに容量ベースで65,000MWまで増加するべく、US\$550億を投資し、実現しようと計画している。近年の主なプロジェクト計画としては、

#### IPP

- ① RABIGH IPP (西部地区) 1,200MW 2009年KEPCO、中国企業が受注
- ② RIYADH IPP/PP-11 (中部地区) 2010年成約予定 1,400-1,800MW
- ③ QURAYYAH IPP (東部地区) 2011年成約予定 2,000MW

#### EPC

- ① QURAYYAH (東部地区) 3,100MW (1,900+1,200) 韓国に丸紅僅差で敗退
- ② RABIGH Extension Stage-6 (西部地区) 2,400-2,800MW
- ③ PP-10 Add-On 2,000MW (+1,600MW)

がある。

### 3. GCCグリッドについて

・GCC諸国で電力の融通を行う為にGCCグリッドが計画されている。具体的には

Phase-1:

サウジ-クウェート-バーレーン-カタールの各グリッドを接続

Phase-2:

UAE-オマーン-サウジのグリッドを接続

これにより、GCC内でのグリッドを統合し、GCC内で電力融通を行う事を可能にする。2012年までに統合する事で計画が進行中である。

サウジアラビア電力公社 (Saudi Electricity Company / SEC)

Mr. Ali Saleh Al-Barrak, President & CEO,

Mr. Fouad Jwayed Alsherebi, Executive Vice President Generation

丸紅サウジアラビア会社品川社長、Mr. Kamal S. Kabli 同席

当方：新開、川原、北澤、

面談日時：1月9日(土) 12:30-14:00

場所：サウジアラビア電力公社 社長執務室内

#### 1. サウジアラビアにおける原子力発電所導入計画の現状

・サウジアラビアでは10年前から原子力発電導入の検討を行ってきた。概況としては向こう20年は原油、ガスを使った発電をメインに考えて問題なく、石油自体も向こう80年程度は持つと考えている。ただし、石油は発電以外の利用法も多く、輸出する事による外貨獲得の重要な資源である為、2018年までに約30GWを増設する計画であるが、これを実現する為にベースロードとして原子力発電の導入は必要であると考えている。他国では何百機という原子力発電所が安全に稼働している為、平和利用目的であれば全く安全上問題はないと認識している。

具体的な導入の検討はサウジアラビア国内の関係各所からメンバーを召集し、

Technical コミッティーと Policy コミッティーの二つを立ち上げており、メンバーは SEC (サウジ電力公社)、SWCC (海水淡水化公団)、国防省、外務省、環境省、KACST (King Abdulaziz City for Science and Technology)、がメンバーである。SECでは Generation Planning Dept. が現状原子力導入関係については担当する事になっている。

Technical コミッティーの方では、KACST が外部専門家を雇って技術的な検討、評価を行う事になっており、KACST が行った評価をコミッティーが承認するという手順が取られる予定。(今回の SEC での情報聴取では具体的には明言されなかったが、2010年度内にKACST が Technical 評価を終え、承認を求められる事になるかも知れないとの事。既に IAEA に対するプレゼンは5回程度実施済み)

また、原子力を導入する事になった場合、SEC がその導入を実行する組織になるのかどうかについては現在未定。どの組織が原子力発電所導入の実行部隊になるのかは政府 (Nuclear Authority) の方針次第である。

原子力発電導入時の初期投資については、通常の火力発電所導入に係る投資の約4倍の投資が必要になるとの認識である。(UAE の発注事例では約4百万ドル/MW と経済性に難)

・

#### 2. サウジアラビアのウラン資源の埋蔵量

・サウジアラビア国内のウラン資源の埋蔵量の調査については SEC では把握していない。Ministry of Oil & Mineral で過去に行っていたら情報がある筈。

#### 3. GCC グリッドと原子力発電所導入

・GCC グリッドは現在進行中であるが、5年内程度を目途に各国が電力を輸出出来る体制をとり、各国間で融通出来る様にする。

在サウジアラビア日本国大使館

岩井文男公使、長野俊樹一等書記官

丸紅サウジアラビア会社品川社長 同席

当方：新開、川原、北澤

面談日時： 1月10日(日) 10:00-11:20

場所： 大使館内応接室

#### 1. 訪問の趣旨説明

・(当方) 今回の調査目的に照らし KACST に面談を申し入れたが、日本政府または大使館からの紹介が必須との事で時間的制約もあり断念した。、今後のサウジアラビアでの原子力発電導入関連情報収集に際しては、KACST 往訪を実現致したくその節は大使館のご協力をお願い致したい。

・KACST は外務省、国防省、水電力省、SEC、GCC 代表等のメンバーによって構成されており、政府に対し原発導入にかかる政策提言をする役割を持ち、閣議了解により発動されることとなる。

## 2. 日本政府・企業による原子力発電関係での同国へのアプローチ

・原子力発電関係ではこれまで、日本政府としてのアプローチはない。また日本企業によるサウジアラビアへの原子力発電関係ビジネスでのアプローチもないと思う。原子力関係全般については、放射線治療関係でKACSTのAtomic Energy Research Instituteでは日本企業の協力関係もある。原子力関係で協力を進めるのであれば日本政府 - サウジ政府間で原子力協力に関し MOU を締結しておく必要があると考えるので、今後本格的に進めるのであれば、日本側で経産省、外務省にまずは話を通しておいて欲しい。日本側から正式に依頼があれば大使館としては勿論協力出来る。

## 3. その他

・サウジアラビアはGCCの盟主としての立場もあることから今般のUAEによる原発発注の動きに対しては稼働予定時期である2017/18年を念頭にこれに遅れないよう原発導入を進めようとするが見込まれる。

・原油生産は目下、協調減産(450万Bbl)しており生産能力1250万Bblから800万Bblの水準に落としている。このうち200万Bblは国内製油所能力一杯に供給されているが残余分600万Bblは通常の余剰運用レベル(150~200万Bbl)に比してほぼ3倍となって一部がGCC諸国に輸出されている。

・サウジアラビアでは石油製品は政府が80%補助金を付けた価格で流通している。原油生産コストは平均4ドル/Bblであるが国内販売価格80ドル/Bblとの差額が全額、政府収入となる。この為電力会社に対する原油価格は\$4/バレル(?)で納められている。原油輸出量を確保するため国内消費量(7000万Bbl)を抑制する要があり、この点からも原発は重要。

・サウジアラビアは日本の原発の安全性を評価しているので高価格でも発注することになる。

・2009年は日本がサウジアラビアにとっては最大の原油輸出国であった。

・ウラン資源の調査はヨルダン国境(北西部)で行われた実績がある。

・サウジアラビアに対しても経産省による省エネ関係のミッションは非常に多い。

サウジアラビア 水電力省 Electricity & Co-generation Regulatory Authority

Dr. Abdullah M. Al Shehri, Governor 他2名

丸紅サウジアラビア会社品川社長、Mr. Kamal S. Kabli 同席

当方：新開、川原、北澤、

面談日時： 1月10日(日) 13:00-13:50

場所： サウジアラビア水電力省 執務室内

### 1. サウジアラビア側より

・サウジアラビアと日本とは現在良好な関係にあり、両国が共に協力を必要としている。電力部門は特に重要であり、日本には非常に期待している。特に日本の技術力はサウジアラビアでは非常に受け入れられている。

## 2. 原子力発電導入計画について

・現在コミッティーを召集して検討中であるが、原子力発電導入に関する政府承認等をいつ得るのかは現在全く未定の状態。2032年までに現在の電力供給能力4.5GWを12.5GWに増設していく中に原子力も組み込まれていく事になる筈。導入の際の実行部隊はサウジ政府が決める。SECについては政府の出した方針を導入するのみ（SECは方針決定に関与してこない）

GCC諸国で原子力トレーニングセンターを建設する、という報道に関しても、現状ではアイデア段階に過ぎない、とのこと。サウジアラビアへの原子力発電導入に関してはKACSTが技術検証に加え、メーカー、省庁、規制当局をコーディネートする立場にある。

原子力発電導入時には、1. 技術移転、2. 原子力発電が経済性の面でどれ位火力発電に比べ優位性 3. CO2削減の観点 が評価要素になる。

以上

### (3) インド面談記録

#### 【インド】

#### 1. 国際協力銀行 ニューデリー駐在員事務所

面談先

木村 丞一 首席駐在員

宮本 博道 駐在員

日時：2010.1.12 10:00～11:00

場所：(往訪)

入手資料：India's Nuclear Power Sector -An Insight

#### (1) 石炭火力プロジェクトをめぐる動向

- ・ボイラー、タービンの国内需要はこれまでは BHEL が Siemens、Alstom の技術供与を受け一手に引き受けていた。
- ・超臨界圧ボイラー、タービンについては Siemens が技術供与をしていたがこのほど MHI が Larsen & Toubro Ltd. (L&T) と、東芝が JSW Energy Ltd. とそれぞれ合弁で生産拠点を設立している。
- ・従来、インド側は発電用ボイラー、タービンの調達にあたっては買いたたきによる廉価購入を通してきたが最近は高価格でも技術優位にあるものを調達する傾向。こうした傾向は太陽電池についても見られ、かつては廉価な中国品が購入されていたが、日本品（京セラ、シャープ、三洋）に傾斜してきている。

#### (2) インド向け発電案件をめぐるビジネス環境変化

- ・IPP スキームについては PPA 契約の安定性に問題があることからこれまでのところほとんど進捗してこなかった。
- ・急速な電力需要の伸びに対応するプロジェクト新設へのイニシアティブとして Ultra Mega Power Projects (注. サイトあたり所要資金約 1600 億ルピーで 4000MW 規模の石炭火力発電プロジェクトを B00 事業として新設する構想、電力省によって導入され、傘下の PFC : Power Finance Corporation が推進機関) が実施されている。
- ・Ultra Mega Power Projects の実績をみると事業主体 (developer) として海外企業は参入しておらず、Tata, Reliance 等、地場資本に限定されている。
- ・インド政府の保証は出なくなっている。

### (3) デリー・ムンバイ産業大動脈 (DMIC) 構想

・本構想の実施主体である開発公社 (Delhi-Mumbai Industrial Corridor Development Corporation Limited: 略称 DMICDC) による工業団地等の対象インフラプロジェクトの事業性評価、許認可取得等、プロジェクト組成・準備に必要な資金の調達のためプロジェクト開発基金 (Project Development Fund) が設立されるが、JBIC は本基金が必要とする資金総額 150 百万ドルのうち 75 百万ドルをインドインフラ金融公社 (India Infrastructure Finance Company Limited) を介して事業開発等融資にて支援。

なお、産業大動脈構想のうち貨物専用鉄道建設事業は、円借款によって支援されることとなっており、2009 年 10 月にそのフェーズ 1 として事業の詳細設計及び入札準備を行うエンジニアリングサービスを対象として 26 億円の円借款 L/A が調印された。

- ・具体的な対象インフラプロジェクトの実施に際してはプロジェクト毎に SPVs (Special Purpose Vehicles) が組成され、当該 SPV は用地取得、環境保全対策許可、F/S 等、プロジェクト履行の諸要件クリアーを実施したところで ICB に向け落札した developer が事業主体として SPV から事業継承を受けることとなる。
- ・対象インフラプロジェクトの選定には JETRO、インド商工会議所が参加する予定である。

## 2. Power Finance Corporation Ltd.

面談先

Mr. Rajeev Sharma Director (Projects)

Mr. S. K. Bhan Addl. General Manager (Projects)

日時：2010.1.12 14:30 ~15:30

場所：(往訪)

### (1) 沿革

- ・1986年設立、政府全額出資
- ・国内電力事業会社の当時の財務状況が劣悪で国際開発金融機関（WB, ADB）からも資金調達が困難な状況に陥っていたことから政府として支援の必要性を認め設立にいたったもの。
- ・発電、送配電、関連インフラ（鉄道、港湾等）に従事する政府直営企業、民間企業、プロジェクトに長短融資等を行う。発電は火力、水力、太陽光等が対象になるが、原子力は政府が直接資金の手当てをし今のところ PFC の対象外。

### (2) 原発関連

- ・原子力エネルギー法については原発ビジネスの展開を想定して民間企業の参入を可能とさせる改訂が検討されている。
- ・原発は2020年までに20,000MWに持っていく計画である。

### (3) 融資概況

- ・2008年度の融資総額は5,703億ルピー（うち term loans 5,061億ルピー）、貸付額は2105億ルピー（うち term loans 1,638億ルピー）。
- ・融資条件
  - 金利：RBI ガイドラインに準拠
  - 調達コスト（平均7~8%）+マージン2%
  - 期間：火力15年、水力20年年以内、平均6年
  - 担保・保証：政府・銀行保証または発電所等の資産担保
  - 融資割合：高格付けカテゴリーの優良政府企業に対してはプロジェクトコストの75%も認めるが、通常は70%。民間企業に対しては50%限度だが、通常は火力20%、水力25%。

### (4) Ultra Mega Projects への融資

- ・ 4000MW の大型石炭火力発電所を 14 か所に建設する計画（マディヤ・プラデシュ州、オリッサ州、チャッティースガル州、ジャールカンド州は国内炭、他は輸入炭使用）。UMPP で PFC は要の役割を指定されている。
- ・ 即ち、PFC は SPV を設立し（既に 9 の SPV を設立）、土地取得、許認可、F/S、EIA 等の投資前作業を行い、そのコストを負担。投資前準備作業が終了次第、当該 SPV はプロジェクト実施のため最低電力価格を提示した事業者（developer）に承継されるよう競争入札を行う。  
投資前の作業を PFC が行うことによって developer の手間が省け、実施が促進される。
- ・ Reliance が developer となっているプロジェクトが 3 件（マディヤ・プラデシュ州 Sasan Power、アンドラ・プラデシュ州 Coastal Andhra Power、ジャールカンド州 Jharkhand Integrated Power）では、いずれも中国企業（China Light & Power）が subcontractor となっている。  
他の一件は Tata（グジャラート州 Coastal Gujarat Power）が受注、シーメンス、韓国斗山とコンソーシアムを組む（東芝もサブで入る）。

#### （5）資金調達

- ・ 95%相当は国内での政府及び民間金融機関からの借り入れ並びに債券発行。
- ・ 5%分は WB、ADB、ECB(External Commercial Borrowing)による対外借り入れ等。2008 年度は ADB の C/L の引き出しのみ。  
当該借り入れ分は送配電におけるロス削減による州電力庁（SEB）等の損益改善を目標とした Accelerated Power Development & Reform Program への融資にも利用されている。

### 3. CEA( Central Electricity Authority)

相手先

S. Seshadri Member(Thermal) & Ex-Officio  
Addl. Secretary to Govt. of India

日時： 2010.1.12 12:30 ~ 13:30

場所：(往訪)

#### (1) 原発の動向

- ・現在、稼働中の原発発電容量は約 4000MW、建設中のものが 3000MW (うちロシアの炉建設が 1000MWx2 基)。米国との協定は、発効のため条件を満たすための話し合いをしている (第 3 者損害賠償保険条約への参加及び再処理施設認可)。
- ・原発にかかる問題点としては燃料供給、水、環境保全がある。また、制度的な課題として民間企業参入がある。地球環境問題への対応としても原発利用促進がオプションとして再認識されてきている。  
放射性廃棄物の処理については原発プロジェクトの数が増大してきてからの検討で対応できる。
- ・原発の立地としては海岸地域がベストであり、インドでは西海岸も東海岸も問題ない。  
住民の理解向上 (パブリックアクセプタンス) についてはこれまで数件の事例を経験しているがパブリックアクセプタンスへの対応はそれほど難しいものとは考えていない。

#### (2) 第 12 次電力 5 年計画

- ・3 か月後に発表予定の第 12 次電力 5 年計画 (2012-17) では電力供給能力増加 100GW、うち火力 70%、原子力 5-10%と見込まれているが、原子力の 10%は難しく 5%に近いほうであろう。
- ・石炭火力については環境影響の観点から炭田開発に遅れが出ていることや超臨界圧ボイラー・タービンを導入しても CO2 排出は依然として大きい等の事情がある。
- ・原子力が最善のオプションとして認識され始めている。

#### (3) 電力機器調達の国産化推進

- ・発電プロジェクトにかかる機器調達については国産化義務があるが法規制としてはまだ明文化されていない。

4. Hitachi India Trading Pvt. Ltd.  
Hitachi India Pvt. Ltd.

相手先

Kenji Noda Managing Director  
野田 研治

日時：2010.1.13 11:00 ～ 12:00

場所：(往訪)

(1) 原発新規プロジェクト関連動向

NPCIL との MOU 締結は以下のとおりであり、4 サイトが決定済み。

・ GE Hitachi Nuclear Energy (GEH)

ABWR (日本：柏崎刈羽、浜岡、志賀で実績あり)

サイト候補：Andhra Pradesh または Gujarat

・ Westinghouse Electric Company (WEC)

AP1000。

サイト候補は上に同じ。

・ AREVA

1650MW EPR 2～6 基 燃料供給保証付き

サイト：Maharashtra/ムンバイ近郊

・ Atomstroyexport

VVER1000 4 基 (追加 2 基も)

サイト：Tamil Nadu 州 Chennai/Kudankulam (目下、2 基建設中)

(2) 政府間協力協定の動向

・ 米国 (2008.10 締結)

使用済み燃料の再処理問題は協議継続、原子力賠償責任条約問題について協議中

エネルギー省による認可は近い

・ 日本

インドが核不拡散条約 (NPT)、包括的核実験禁止条約 (CTBT) に未調印ということへの対応もあり日本は 2008 年 9 月の原子力供給国グループ (NSG) によるインドとの民生用原子力協力協定の容認決定 (インド例外化) に際しても沈黙 (消極的支持) を維持してきた。

政府間協力協定の締結については日本大使館筋にも早期解決を陳情している。

日立としては GE を頭に立てて動いている状況。

### (3) 国産化対応

・ GE Hitachi は NPCIL, BHEL (Bharat Heavy Electricals) と ABWR 建設につき合意しているが協力覚書程度である。

・ NPCIL と L & T は原発プラントの圧力容器や製鋼分野での合併事業を進めることで合意しているが、L & T による原発プラントの実績はこれまでのところは 500MW までであり、日立 GE がすすめようとしている原発は 1350MW であり、当面は L & T に任せられる話ではない。やはり先進国側に支援協力を仰がざるを得ない。

### (4) 原発事業への民間参入

・ 火力発電では既に IPP に見られるように事業主体として民間企業の参入が実現している。原発事業については NPCIL が独占しているが、TATA, Reliance といった民間企業がやりたがっており、法改正の議論がでていいる。IPP で原発までやることになるかどうか。いずれにしろ原発の運営は外国企業には認められない。コントラクターとして認めるかどうかは議論されている。当面の 4 サイトでは NPCIL が EPC コントラクター。

NTPC (火力発電公社) が NPCIL と一緒にやる可能性はある (2 次系のタービン、発電の技術・設備は原子力も火力も同じ)

### (5) 燃料供給

・ NPCIL の稼働中原発には GE プラントがあるが燃料供給の制約により稼働率が半分程度となっており、現在、ロシア、フランスほかとの燃料供給契約締結の動きがある。石炭も国内炭の質が悪く、輸送のネックもあり、輸入が必要になっている。

・ 基本的には炉を納入するところが燃料供給保証をすることとなる。

・ 但し、民間企業としては核実験など一旦有事の際を想定するならば燃料供給保証を履行できるかという問題がある。

・ 米国との政府間協定 (2008 年) の際にも、インドはパキスタンとの関係もあり核実験をやらないとの言質は与えていない。米国は見返りの武器ビジネスも絡めて原発の受注をしたと承知している。結局は二重基準を使っている。

### (6) Ultra Mega Power Projects

・ これまで developer として外国勢が未参入であるのは、一旦、問題が発生した場合の対応に難があることからとみられ、TATA, Reliance といった政府当局に影響のある地場企業であれば対応可能ということであろう。

## 5. 丸紅インド会社

相手先

瀬戸 太郎 部長（電力担当）

日時：2010.1.13 17:00～18:00

場所：（往訪）

### （1） Ultra Mega Power Projects

- ・これまで3件を Reliance が、1件を Tata が落札した。Tata のプロジェクトには Siemens と韓国斗山重工が機器提供する。
- ・インドの発電容量は 155GW であるが、実働は 100GW で 10～13% が電力不足。停電もある。これに急ぎ対処する必要がある。
- ・出来上がりの電力料金は約 2 ルピー/kWh。
- ・一方、EPC 契約価格は超臨界の場合、40～42 百万ルピー/MW（原発建設コストは 1100MW クラスで 4000～5000 億円）。

### （2） 超臨界タービン・ボイラープロジェクトを巡る環境変化

- ・2009年10月 NTPC が5つのサイトで計11基の入札を発表（2010年1月締め切り）。
- ・最近中国製発電プラントは安かろう悪かろうと排除される傾向が出てきている。インド側はインドに製造拠点或いは合併企業を持っていることを EPC 発注条件としてきている。基本的なスタンスは BHEL や L&T 等のインド企業に受注して欲しいということ。東芝、三菱重工業、ANSALDO いずれも合併企業を立ち上げ応札体制の整備を図っている。
- ・海外メーカーの作業員については、このほど従来のビジネスビザ扱いではなく労働ビザの取得を条件とするよう指導が強化された。これは中国企業が建設工事に中国人労働者を多数連れてきて（ビジネスビザで入っている）、インド人の雇用機会を奪っていたのを阻止することを狙った措置であるが、その影響が日本を含む他国の人員入国にも及び困っている。

### （3） インドにおける電力プロジェクト実施上の問題点

- ・気象条件、特に雨期に道路水没による土木工事、輸送の遅延が発生
- ・通関の遅延
- ・土地収用・購入上のトラブル

Reliance が州公社から受注した事例で、一旦は合意した土地引渡しに関し、住民が価格に不満と言って提訴している。

- ・行き過ぎた民主主義
- ・環境影響評価にかかる公聴会プロセス
- ・共産党政権の州におけるストライキ等への事前対応の必要性

#### （４） 電力供給

- ・インドの電力供給は石炭火力 50%強、水力 25%、ガス 10%、風力 6%、原発 3%、ディーゼル 1%。
- ・天然ガスを利用したガスタービンを Reliance が開発中。GSPC (Gujarat State Petroleum Co.) が LNG 受入れ基地を建設し、豪州、カタール、イエーメンから輸入しようとしている。東海岸でも LNG 受入れ基地計画がある。水力では NHPC がブータンに資金援助して水力発電所を建設し買電する計画もある。

#### （５） 日系企業の受注状況

- ・IPP で外国企業が受注したのはタミールナド州チェンナイで丸紅が参加しているものぐらいではないか (PTN というアポロ病院経営者との合併で、丸紅 26% 所有。丸紅が EPC コントラクターとして建設、ガスタービンは MHI 製。2001 年運開)。
  - ・水力では日立、東芝がプライムをとったことがある。2008 年にクリシュナパトナム州電力公社向けに超臨界圧蒸気タービン 2 基を受注。L&T との合併会社で組み立て納入。ボイラーは BHL が納入。
- L&T-MHI 合併のタービン発電機会社は、民間電力会社ジャイプラカシュ向け 770MWx2 基のタービン・ボイラー、マハラシュトラ州電力公社向けにボイラータービン 660MWx3 基を受注。続いてパンジャブ州電力公社向け 660MWx2 基でも L/I 入手と立て続けにとっている。

## 6. 丸紅インド会社

相手先

今井 正弘 副社長 兼 ムンバイ支店長

期日：2010.1.14 17:00～18:00

場所：(往訪)

### (1) DMIC

・グジャラート州が、ムンドラにターミナル・港湾施設を建設しようと画策している。同州首相は次期連邦首相ともうわさされている人物で、日本でも毎年、投資誘致セミナーを開催するほどで商魂もたくましい。

ムンバイのあるマハラシュトラ州は税関をはじめ汚職の蔓延度合いはインド有数。ムンバイでも新空港建設、コンテナヤード建設などの計画はあるが、グジャラート州はハブ構想を持つなど開発促進に熱心。最近 TATA モーターが西ベンガル州で軽自動車（ナノ）工場進出を図ったが、政治団体をバックとする労働争議に見舞われ、すぐに撤退し、グジャラート州に工場移転を決めた。但し、西ベンガル州は共産党政権ではあるが工場誘致には熱心で、三菱化学が PTA 工場に進出。

グジャラート州にはアダニグループがおり、LNG 受入れ基地、ガス発電、太陽光発電、鉄道建設を手がけている。

### (2) インドにおけるプラント建設の問題点

- ・労務問題（解雇が難しい）
- ・州ごとに異なる環境。州政府の安定度・政策
- ・部品調達（1社に絞らず複数からの調達によりリスク分散が重要）

### (3) ムンバイへの企業進出

・2008年のテロ事件以降、復興への動きも加わり全体として景観が急速に変容している。

・韓国企業（例、LG、現代自動車）の進出が目立つ一方で、本邦企業は金融、商社、保険が主体でメーカーは郊外（約170km南東 PUNE 地区）への進出が若干（例、シャープ）みられる程度、NTT ドコモが TATA と事業連携するなど本格化はこれから。

### (4) インドへの企業進出

- ・本邦企業としては従来、スズキ（小型車5割のシェア）とホンダ（2輪車で

6割のシェア、乗用車も)。バンガロールにトヨタが出る。日産も現地企業との合併でチェンナイに出る。日立は高所得者対象の家庭用エアコンをやっている。在留邦人はデリーに 350 人、ムンバイ 300~350 人、プーネ 150 人など。韓国のプレゼンスは、家電の LG、三星、車の現代等大きい。

#### (5) インド市場の特性

・ 11 億人のなかで中間層（課長クラスで年収 250~300 万円。TATA 等の一流企業では同じ課長クラスでその 2 倍。この層であれば小型自動車を買える。どの層を狙って事業展開するかが問題。

## 7. JETRO ムンバイ事務所

相手先

西橋 時男 投資アドバイザー

日時：2010.1.15 11:00～12:00

場所：(往訪)

入手資料：

- 「マハラシュトラ州・工業団地」
- 現地新聞切り抜き

### (1) DMIC

・グジャラート州の海岸は-17mの水深があり、大型船の接岸が可能。ムンバイは水深浅く、かつ浚渫も難しい。デリー—ムンバイではなく実態はデリー—グジャラート大動脈である。

・グジャラート州には TATA が 60,000 台の自動車工場を建てる。アダムグループ（発電、食用油等に従事するインド第9位のコングロマリット）が、ムンドラ港灣を建設中。L&T が MHI との合弁で同州 Hazira で超臨界ボイラー・タービン工場を建設中で、1～3月に稼働する。

### (2) 日本企業のインド進出

・自動車でスズキが50%のシェア、2輪車でホンダが60%のシェア。トヨタ、日産もスズキに対抗して出る。家電もTV、エアコン等が出ている。重電もMHI、東芝がそれぞれL&T、JSWと合弁で出ている。サービス分野ではNTTドコモがTATAと組んで携帯電話事業をやる（投資額2500億円）。金融では第一生命が養老保険で、野村証券がリーマン・ブラザーズのインド拠点を買収、インドの商権を得た。商社はトレーディング中心で投資がない（その中で丸紅は石油開発に投資）。その他、コルカタで三菱化学がPTA工場設立（丸紅、三菱商事も出資）。自動車用鋼板は輸入から国産化の動き。JFEが地場JSWスチールと包括的提携契約締結。第一歩として自動車用鋼板で提携。新日鉄もTATA Steelと自動車用鋼板の事業化を検討中。

## 8. NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited)

相手先

K. C. Purohit Director (Projects)

M. K. Kannan Outstanding Scientist

Associate Director (Business Development)

Arun Samota Addl. Chief Engineer (business Development)

S. K. Basu Associate Director (Future-LWR)

期日 : 2010. 1. 15 15:30~16:40

場所 : (往訪)

先ず先方よりパワーポイントによりインドの原発及び NPCIL について説明。

### (1) インドの燃料別発電能力の現状と予測

	現状 (MW)	2031/32 年予測 (GW)
火力	95,151 (64.1%)	390 (55.7%)
水力	36,878 (24.9)	150 (21.4)
再生可能エネルギー	13,242 (8.9)	97 (13.9)
原子力	4,120 (2.8)	63 (9.0)
合計	149,391 (100)	700 (100)

### (2) 3 Stages のトリウムサイクル戦略

#### (3) 諸外国との協力状況

- ・ 4 サイトで 1000MW の軽水炉建設計画。
- ・ ロシア 1000MWx2 基建設中 (ソフトローン供与されている)。
- ・ AREVA (1650MW)、米 WH 及び GE 日立 3 サイトでそれぞれ当面 1 基建設。
- ・ KEPCO とは話し合い中だが、サイトは決まっていない (政府間協定次第)。
- ・ PHWR の経験あり、軽水炉との similarity があり、人材もいるので軽水炉の建設・操業に問題はない。

#### (4) 原発事業の民営化について

- ・ Atomic Energy Act により原発は建設・Commissioning・O&M について政府機関 (government owned agency) によって実施される旨、規定されている。

(5) 売電

- ・各州の配電会社に売る。価格は Tariff Commission が決める。

(6) 原発事業実施上のポイント

- ・サプライチェーンにおける sequential supply
- ・モニタリング
- ・使用済み燃料は NPCIL の所管ではない。DAE に引き渡し、他社が担当。

### Appendix 3 インド原子力関連新聞記事－参考和訳

## インド原子力関連新聞記事－参考和訳

### 1. “10-fold n-power capacity scale-up on”, *Business Line the Hindu*(Jan.31,2010)

「原発能力10倍に拡大へ」 ビジネスライン・ザ・ヒンドゥ紙

(2010年1月31日付)

Snil Sasl New Delhi 1月30日

インドの原子力能力を次の10年で約10倍に拡大する計画が進行してきており、中央政府は38,000MW以上の新規の原子炉能力に対し「原則的」承認を与えた。

ロシア、フランスおよび米国からの1,000～1,650MWの輸入軽水炉が目標能力の80%以上を占め、残りは700MWの国内加圧式重水炉が占めることになろう。

政府当局が述べるところでは、「原子炉は最初のコンクリート注入から商業運転まで約6年間の懐妊期間をかけて建設される計画である。計画ではこれらのサイトで2012年までに最初の2基のセットの工事が始まる。」とのこと。

基礎的な環境許可を含む土地の許認可は、Koodankulamプロジェクトの第2フェーズ(ロシアのVVER型炉の追加4基) およびフランスの原子力メジャーであるAreva NPがそのEPR炉を建設する予定のJaitapur(マハラシュトラ州)については受領されている。

国有の原子力発電公社は、当初2020年までに合計設備能力20,000MWを達成する目標を設定した。

これは政府当局者によれば、東芝ウェスチングハウスのAP1000型の炉、GE-日立のABWRの炉型、Arevaの1,650MW欧州加圧式炉およびロシアのVVER炉が割り当てられた土地で展開されることが決まり、軽水炉計画にはずみがつけば40,000MWに拡大する可能性がある。

許認可を手に入れた炉以外に、4基の700MWの国産PHWRがグジャラート州のKakrapar(KAPP-3&4)ならびにラジャスタン州Rawatbhata(RAPP-7&8)で既に建設中である一方、ロシアの援助で2基の1,000MWの炉がタミール・ナド州Koodankulamで浮上している。

ロシアは、それぞれ1,000MWの2基のVVER-1000から成るプロジェクトの第1フェーズを稼働させようとするまでに進んだ段階にあるKoodankulamサイトにおいて、同じ炉の追加計画を進めることによって新生期のインド原子力市場において先発者の優位性を勝ち得てきた。またロシアは西ベンガル州において6,000MWの新規能力用にグリーンフィールドの土地を確保した。

フランスもまたJaitapurサイトにおいて新規プロジェクトを立ち上げる作業を開始した。

検討中の新規原子炉

炉の型	場所	能力 (MWe)
国内 PHWRs	ハルヤナ州クムハリア	4×700
同上	マディヤプラデシュ州バルギ	2×700
軽水炉 (ロシア VVER)	タミルナド州クダンクラム	*4×1,000
軽水炉(仏 EPR)	マハラシュトラ州ジャイプール	6×1,650
軽水炉 (米 GE・日立 or WH)	グジャラート州チャヤミトル	**6×1,000
同上	ビルデイ アンドラプラデシュ州コバダ	6×1,000
軽水炉(ロシア VVER)	西ベンガル州ハリプール	6×1,000

\*2×1,000 が既に建設中

\*\*最終能力は選択される炉の実際の規格による

(PHWR=加圧式重水炉)

## 2. 「GE 日立、最新の原子炉導入を計画」

(NNA-インド版) 2010 年 2 月 8 日

米ゼネラル・エレクトリック (GE) と日立製作所が共同出資する GE 日立ニュークリア・エナジー (GEH) は、インドで建設予定の原子力発電所に次世代沸騰水型軽水炉 (ESBWR、出力 1,520 メガワット=MW) を供給する計画だ。5 日付ビジネス・ライン (電子版) が伝えた。

部品の現地調達率は 65%程度に達する見通し。GEH が主力とする改良型沸騰水型軽水炉 (ABWR、1,350MW) は、インドと民生用の原子力協定をまだ締結していない日本で大部分が組み立てられるため、導入は見送られる公算が大きい。GEH は「ESBWR の開発は全面的に米国で行っており、インドへの設置に支障はない」としている。

ESBWR について、ジャック・フラー社長兼最高経営責任者 (CEO) は「発電能力の向上とシステムの簡素化により、キロワット当たりの稼働・管理コストが低下した」と強調。さらに「ESBWR が持つ高い安全性とコスト面のメリットは、次世代原子炉における世界戦略で重要な鍵を握る」との見方を示した。

同社長兼 CEO はまた、インドを地域における ESBWR の部品調達拠点と位置付ける可能性も示唆した。

### 3. 「印原子力公社が年内にPWR営業運転 軽水炉の導入本格化」

(電気新聞) 2010年2月8日

インド原子力発電公社(NPCIL)のS・K・ジェン会長は電気新聞の単独インタビューに応じ、年内にも100万キロワット級ロシア型加圧水型軽水炉(VVER)が営業運転に入ることを明らかにした。インドでは独自の加圧水型重水炉(PHWR)を開発してきたが、国内の電力需要増に対応するため軽水炉の導入に着手。原子力を現状の456万キロワットから2032年までに6300万キロワットへ拡大する計画で、今後は大型の軽水炉導入が本格化する。

NPCILはインドの原子力の設計、建設、運転、保守を手がける国営企業。現在は19基の原子炉を運転している。ジェン会長は「現在3基が営業運転を控えている段階にあり、そのうち1基がPHWR、2基がロシアが設計したPWR(VVER)。これらは今年末までに営業運転に入る計画だ」と話した。

インドは1960年代に米国から沸騰水型軽水炉(BWR)を導入、続いてカナダ型重水炉(CANDU炉)を建設したが、74年の核実験以降は海外からの技術協力や機器の供給が停止。独自にPHWRを開発してきた。しかし、その出力は1基あたり22万~54万キロワットと小規模だった。

国内の電力需要増に対応するため、国産のPHWRの大型化を進めており、近く国内2地点で70万キロワット級PHWR4基の建設に着手する。一方で100万キロワット級軽水炉の導入を本格化させ、456万キロワットから6300万キロワットへと現状の10倍以上という大きな目標の達成を目指す考えだ。

営業運転に入るVVERはタミルナドゥ州のクダンクラムで02年に着工したもの。運開すればインドにとって約40年ぶりの新規軽水炉となる。インドはロシアのほか米国、フランスとも原子力協力協定を結んでおり、韓国とも近く協定締結に向けた交渉に入る。軽水炉の導入にあたっては、こうした国々と連携することになる。

ジェン会長は現在建設中の50万キロワット級高速増殖炉(FBR)原型炉についても2年以内に試運転に入るとし、その後さらに3基を建設するという。

#### 4. “Energy Parks to be set up in 5 States”, *Business Line the Hindu* (2009/12/15)

“エネルギーパークを5サイトで設置予定” ビジネスライン・ザ・ヒンドゥ紙

(2009年12月15日付)

PTI 通信 ヴァドダラー (12月14日)

インド原子力委員会(AEC) Srikumar Banerjee 委員長は、「インド政府は、グジャラート、マハラシュトラ、西ベンガル、アーンドラ・プラデーシュ、タミル・ナドゥのこれら5

つの州で原子燃料を用いて 6 万 MW の発電を目標にするエネルギーパーク建設を計画している」と語った。

月曜日、当地（ヴァドダラ）にてバーバ原子核研究センターとマハラジャ・サヤジラオ大学により共同開催された印原子力省（DAE）固体物理学シンポジウム後に就任した Banerjee 委員長は、5 州それぞれでのエネルギーパーク建設のための候補地選びが終了したと話した。

また、エネルギーパーク建設に関連した環境などの問題及び世論についても対応していると同委員長は付け加えた。

エネルギーパークはインド原子力発電公社（NPCIL）もしくは民間企業の活用により建設される予定である。

エネルギーパーク又は発電所建設により追加される原子力発電容量は、2030 年までに 6 万 MW となり国内総需要の 10%の割合を占める見通となる。

### 大型原子炉

Banerjee 委員長は、同パークでは 1000MW 及び 1650MW の発電能力を持つ大型原子炉が建設されるだろう話す。

現在のところ、各々 700MW の設備容量を持つ新規原子力発電所の設置作業が、グジャラート州 Mithivirdi（ミヒヴァルディ）、西ベンガル州 Haritpur（ハリプール）、タミル・ナドゥ州 Kudaipunal（クダイプナル）、及びアーンドラ・プラデーシュ州の 4 サイトにて着手されている。

### 5. “Nuclear Power Corpn hopes to buy land for projects in 18 months – Fast-Tracking Forest Ministry, AERB clearances”, *Business Line the Hindu* (2009/12/11)

“インド原子力発電公社 18 か月内にプロジェクト用地の買収を希望—環境森林庁、原子力規制庁による迅速な承認” ビジネスライン・ザ・ヒンドゥ紙（2009 年 12 月 11 日付）

Our Bureau ムンバイ（12 月 10 日）

「インド原子力発電公社（NPCIL）は今後 18 か月の間に沿岸を拠点とした発電所 5 箇所の土地買収手続の完了を確信している」と同社の Jain 総裁は、木曜日、第 5 次米国原子力通商団の訪問の記者団に語った。

Jain 総裁は、NPCIL は各サイトに最大 1 万 MW 級の原子力パーク構想を計画していると述べ、「土地買収、プロジェクト準備、及びサイトの基本インフラ整備に関しては 18 か月を目標にしている」と語った。

また、「我々は米国政府からの積極的なサポートを期待している。目標達成は可能なはず

だ。原子力規制庁（AERB：Atomic Energy Regulatory Board）及び環境森林庁からの特定の承認は迅速に処理されている。」と述べた。

各パークは最低でも 6 基の 1000MW 又は 1650MW 級、総容量約 1 万 MW の原子炉を有する予定。インド政府はアーンドラ・プラデーシュ州 Kovvada（コバダ）、グジャラート州 Chhayamithi Virdi（チャヤミヒ・バルディ）、マハシュトラ州 Jaitapur（ジャイタプール）、西ベンガル州 Haripur（ハリプール）、タミル・ナドゥ州 Koodankulam（クダンクラム）でのパーク建設を承認している。NPCIL は過去 4 年間に GE 日立やウェスチングハウスなどのベンダーらと原子炉の供給について効果的に交渉を行い、「米国企業の技術的知識、インド業界の競争力、そしてこれらをいかに結合させるかに関して、理解力をかなり高めた。」と同氏は語った。

GE 日立ニュークリア・エナジーの Daniel Roderick 上席副社長は、同社は過去 45 年間インド原子力業界と付き合いしており、原子炉に関しては最先端技術を提供するだろうと語った。

また、高度な専門技術を持つ有能なインドメーカーが多いことを考えると、GE 日立はインドからグローバルなサプライチェーンを提供することが出来るだろうと付け加えた。

#### **6. “Interview M.V. KOTWAL—We’re positioning as a one stop solution for N-plnts”, Hindustan Times (2009/12/11)**

**“M.V. Kotwal 氏インタビュー — 原子力発電所のためのワンストップ・ソリューションに” ヒンダスタン・タイムズ紙**

**(2009 年 12 月 11 日付)**

今後 10 年間に国の新たな原子力シナリオから 430 億米ドル（約 38.7 兆円）に達する国内機会を得ると試算している原子力省と一体となり、総合重電機メーカーのラーセン&トウブロ社（L&T）は大規模ビジネスでの莫大な利益を期待して、この機会を生かす大規模計画を準備している。

L&T 社の M.V. Kotwal 取締役兼上席副社長は、計画に関する同社の準備について本紙に語った。

質問 「原子力分野における貴社の能力は？また、今後数年のうちに原子力ビジネスが高まる将来性についてどのように考えているか？」

回答 インドの原子力設備容量は現在の 4,120 メガワット（MWe）の設備容量から、2020 年までに 2 万 MW、2030 年までには 6.3 万 MW になるだろう。L&T 社のような 1960 年代からインドの原子力プログラムに関わり、重要機器の供給からスタートしてその後ラジャスタン発電所では主要原子炉自体を受注した会社にとっては大きな可能性がある。L&T 社は国内 17 基の原子炉のうち 15 基に関わっている。原子炉のため

の特殊機器を製造する専用施設の整備も L&T 社と NPCIL の合弁で整いつつある。我々はインドの原子力発電所のワンストップ・ソリューション（注：1 会社で様々なサービス・製品が供給可能）だと自社を位置づけている。

質問 「原子力ビジネスからどのくらいの利益を期待しているのか？」

回答 当社が期待する利益は 2011～2012 年までに約 600 億ルピー、2015～2016 年までには 1000 億ルピーまで増加すると考えている。

質問 「世界的に注目している機会は？また、どの市場に注目しているのか？」

回答 世界では合計 130 基が建設計画されており、282 基が今後 10 年間のうちに計画される予定だ。予想される総投資額は、控えめに見ても今後 10 年間で 3.2 兆米ドル（約 288 兆円）である。主な輸出市場は米国、EU 諸国、中国、及びロシアである。L&T が現在注目しているのは米国と EU 諸国への輸出である。

質問 「L&T 社の原子力ビジネスの戦略は？」

回答 当社は技術的には中間的な立場にいたいと思っている。つまり、インドもしくは海外のあらゆる種類の原子炉型の要件に応じたいと思っている。当社は既に原子力公社（AEC：カナダ）、東芝ウェスチングハウス（米国）、GE 日立（米国）、アトムストロイクスポート（ASE：ロシア）といった主要な原子力技術メーカーと戦略的提携を結んでいる。また、アレバ（仏国）とも仕事上の良い関係を築いてきている。

## 7. “US nuclear cos using Indian parts”, *The Times of India* (2009/12/8)

“米国原子力企業 インド国産部品の利用を検討” タイムズ・オブ・インディア紙

(2009 年 12 月 8 日付)

ニューデリー

原子力発電所の建設コストを下げるために、アメリカ企業は最大限許容できる発電所部品の現地調達を検討している。

加えて、コスト効率の良い現地の製造工場を活用するために、海外の発電プラント向け機器の調達にもインドを利用したいと考えている。

インドで 1 万 MW 級原子力発電所を建設する予定の米国 GE 日立の Donald L. Roderick 上席副社長は、米政府の許可を受けた供給予定の原子力炉で使用する構成部品の最大 70% を現地で生産する予定であると語った。

米国企業による原子力発電所の建設は、幾つかの関連問題に対する両国政府による承認を未だに待っている状況である。米国企業がインドで発電所を建設するには米政府の承認

が必要である。このため、両国は使用済燃料再処理の権利について合意する必要がある。

#### **8. “First N-plant with US tech by 2018 – Step by Step: Leading US nuclear tech companies expect end to legal glitches soon”, *Hindustan Times* (2009/12/8)**

“米国技術による初号機を 2018 年までに建設 – 着実に 米大手原子力技術系会社は法的問題がまもなく解決すると期待 ” ヒンダスタン・タイムズ紙 (2009 年 12 月 8 日付)

ニューデリー

インドは、米国から輸入した技術に基づく原子力発電所の初号機を 2018 年までに設置する可能性が出てきた。米国からの 2 大原子炉サプライヤーであるウェスチングハウスと GE 日立は、2012 年までにヴァルディ (グジャラート州) 及びコバダ (アーンドラ・プラデーシュ州) にて原子力発電所建設作業の着手、及びその後 6 年間 (2018 年まで) に原子炉初号機の商業運転開始を確信していると述べた。

GE 日立の Donald L. Roderick 上席副社長は、「2010 年初めまでに米国輸出規制の合理化が図られ、インドへの原子炉供給の許可が下りると予想している。」と本紙に語った。

「その後すぐにインド原子力発電公社 (NPCIL) と商業的な対話を始め、2012 年までにサイトでの作業に着手すると予想している。」と同氏は話した。初号機の運転開始までに 4 年、すなわち 2018 年までかかるため、大規模な原子力発電所建設は 2014 年までに着手しなくてはならない。

ウェスチングハウスの Meena Mutyala 副社長は、「NPCIL は一度に原子炉 2 基の契約を発注すると思うが、2011 年までに発注するべきだと考えている。原子炉を供給するにはその後 6 年を要する。つまり、我々は 2018 年までにインドに原子力発電所を建設できることを意味している。」と語った。

GE もウェスチングハウスもインドでの原子力発電所には軽水炉 (LWR) を供給する予定である。GE 日立による LWR の規模は 1520MW に対し、ウェスチングハウスは 1100MW である。インドは米国企業による技術を用いた原子炉 2 基の建設から始めることを計画しているため、2018 年までに 2600MW の原子力発電容量の増加が期待できる。

Roderick 氏は、「米国や欧州向け原子力発電所機器の輸出用製造工場としてもインドを利用したい」と語っている。

#### **【右上表内】**

米国からのささやかな援助によるパンチ力

2,500MW : インドが予想する 2018 年までに米国技術による原子力発電容量

12,000~20,000MW : インドが予想する米国製原子炉 12~20 基を用いて発電される合計原子力発電容量

原子力分野での信頼：

CII-USIBC(\*)がインドで開催した会議には米国企業 50 社以上が参加。

原子炉メーカー：GE 日立、ウェスチングハウス

その他機器メーカー：Babcock & Wilcox、Bechtel、CH2Mhill、Curtiss-Wright、Cameco、Converdyn、USEC

\* CII：Confederation of Indian Industry（インド工業連盟）

USIBC：US-India Business Council（米印ビジネス協議会）

## 9. “Russian N-deal better than US offer”, *Hindustan Times* (2009/12/8)

“米国の提案を上回るロシアとの原子力取引” ヒンダスタン・タイムズ紙

(2009年12月8日付)

モスクワ

インドが将来核実験を行なったとしても、ロシアはインドへの原子燃料の供給を継続するだろうが、正式な核保有国の地位をインドに与える核不拡散条約の修正は支持していない。

月曜日（注：12月7日）にインドのマンモハン・シン首相とロシアのドミトリー・メドベージェフ大統領が署名した民生用原子力協定は、米印が合意した「123協定より上」と評されている。協定が何らかの理由で解約されたとしてもロシアはインドへ原子燃料や技術の提供を継続することを協定で義務付けているからだ。

また、現在別の協定で米国と交渉中のインドによる使用済燃料の再処理及び濃縮について、ロシアとの協定では合意されている。

しかし、シン首相は最も大きな魚を逃した。クレムリンでの共同記者会見で、メドベージェフ大統領は「極めて率直に言うと、核クラブを拡大させることに興味はない。」と語った。

インドが単に事実上の核保有国ではなく、正当な核保有国とする NPT への修正案について、インド政府は核兵器を保有している 5 か国からの支援を求めている。

NPT は 1967 年 1 月 1 日以前に核実験を実施した国を核保有国と認めている。インドはその期限を同国が最初の核実験を行なった 1974 年 5 月 18 日以前とするよう求めている。

## 10. “US nuclear firms set for Take 2 of talks with India – Power Conclave: GE, Westinghouse executives meet L&T, NPC, BHEL”, *Hindustan Times* (2009/12/7)

“米国原子力企業はインドとの交渉で 2 基建設予定 — 電力密議：GE、ウェスチングハウス上層部が L&T、NPT、BHEL と会談” ヒンダスタン・タイムズ紙

(2009年12月7日付)

ニューデリー

米国大手原子力メーカーの最高幹部らがインドでの原子力発電所建設に向けて、インドとの戦略的提携を堅固にするために、月曜日（注：12月7日）ニューデリーに集結する予定である。1兆ルピー規模の潜在的投資で12000MWeを発電するプラントについて話し合われる。（目安として1MWeで100ワットの電球を1万個点灯できる）

先月のマンモハン・シン首相のワシントン DC 訪問と、米国民間原子力関連企業がインド原子力セクターへ投資できるようになる原子力損害賠償法整備の可能性を受けて、グローバルな原子力企業リーダーである GE とウェスチングハウスが主体となってこれらの企業間会合が開かれる予定である。

2大企業のほかに、Babcock & Wilcox、Bechtel、CH2MHill、Curtiss-Wright、Cameco、Converdyn、USEC も代表団に参加している。インド側は、ラーセン&トッブロ（L&T）、バラット重電（BHEL）、インド火力発電公社（NTPC）、インド原子力発電公社（NPCIL）が参加する。

この12000MWeは、インド政府が既に宣言している米国、フランス、ロシアから企業との技術協力を得て電力生産する32000MWeの一部である。

2009年10月に印原子力省より「原則的な」承認が与えられた5サイトのうち、コバダ Kovvada（アーンドラ・プラデーシュ州）とチャヤミヒ・バルディ Chhayamithi Viridi（グジャラート州）の2サイトは米国技術が用いられる計画となっている。

CII（インド工業連盟）及び米国・インドビジネス評議会の調整により、代表団は規制に関する諸問題、特に米国企業の同国での投資を可能にするインドが提案した原子力損害賠償法についても協議する予定だ。

ビジネスレベルでのインドと米国の原子力関係は、2基の原子炉（1000MW級）から始まる。「最初の2基の作業が落ち着いた後に、同じサイトで原子炉の増設が行なわれるだろう」と原子力省幹部は本紙に語った。

インドは28基の軽水炉（LWR）を調達する予定としており、そのうちの12基を米国、10基をロシア、6基をフランスから輸入する見込み。これらの軽水炉を設置する原子力発電所建設予定地は、チャヤミヒ・バルディ Chhayamithi Viridi（グジャラート州）、コバダ Kovvada（アーンドラ・プラデーシュ州）、クダंकラム Koodankulam（タミル・ナドゥ州）、ハリプール Haripur（西ベンガル州）、ジャイタプール Jaitapur（マハシュトラ州）の5か所に決定している。

【右表内 出典：印原子力省】

“ここでは核分裂なし：原子力発電計画”

36,000MWe

(上記数字は)米国、フランス、ロシアから輸入される軽水炉 28 基による発電量 32,000MWe を含むインドの原子力発電容量追加計画。

Haryana (ハリヤナ) 及び Madhya Pradesh (マディヤプラデーシュ) での国内加圧重水型原子炉から各発電容量 700MWe、6 基の総容量で 4200MWe がもたらされる。

(右上より時計回り)

マディヤプラデーシュ州バルジ Bargi : 1400MWe、700MWe×2 基

西ベンガル州ハリプール Haripur : 6000MWe、1000MWe×6 基

アンデラプラデーシュ州コバダ Kovvada : 6000MWe、1000MWe×6 基

タミルナドゥ州クダंकラム Kundankulam : 4000MWe、1000MWe×4 基

マハシュトラ州ジャイタプール Jaitapur : 9900MWe、1650MWe×6 基

グジャラート州チャヤミヒ・バルディ Chhayamithi Virdi : 6000MWe、1000MWe×6 基

ハリヤナ州クンハリア Kumharia : 2800MWe、700MWe×4 基

“これまでの話”

4120 メガワット : 現在のインドの原子力設備容量

3160 メガワット : 建設中の原子力発電所からの発電容量

17 基 : インド国内の原子力炉基数

6 基 : 建設中の原子炉基数

#### 1 1 . “Nuclear Power Corp to invest Rs 150 cr in forgings venture – Unit will open export potential for Larsen & Toubro”, *Business Line the Hindu* (2009/12/1)

“インド原子力発電公社が鍛造事業に 15 億ルピー出資 : ラーセン&トゥブロ社の輸出を視野に” ビジネスライン・ザ・ヒンドゥ紙

(2009 年 12 月 1 日付)

Our Bureau ムンバイ (12 月 10 日)

インド原子力発電公社 (NPCIL) は、ラーセン&トゥブロ社 (T&L) との特殊鋼と超重量鍛造品を製造する合弁企業で 26%の株式となる 15 億ルピーを出資する予定である。

L&T 社 A.M.Naik 取締役会長によると、同社は合弁会社で資金の 74%となる約 46.5 億ルピーを出資し、資本金 57.5 億ルピーで始動することになっている。全体では、同社は約 175 億ルピーが必要になると考えられ、債権で調達することになる。

合弁会社は、ハイδροカーボンセクター及び火力発電所の重要機器の重量鍛造品に加えて、原子炉や加圧器、蒸気発生器の完成鍛造品を供給する予定。グジャラート州ハジラ Hazira の港湾部への直接的なアクセスにより多様な輸送及び輸出が容易になる。

### 発電所エリア

L&T 社重工業部門の M.V. Kotwal 取締役兼上席副社長は、重量鍛造品のプレミアム価格が見込まれて、不確実な納入スケジュールに直面している国内及び海外市場に対応していただくだろうと語った。

合弁会社はハジラにある L&T 社が所有する 100 エーカー施設のうちの 6.5 万平方メートルを使用する。その用地に、最大 600 トンの鋳塊を製造できる専用の鉄鋼溶解工場や 9 千トン及び 1.7 万トン鍛造プレスを設置した重量鍛造工場も作られる予定である。

### 自助努力

設備ユニットは 10 万トンの鉄鋼材を処理し、4 万トンの鍛造品を製造することができる。直径 8.5m、高さ 5m の大型鍛造品を作ることが可能だ。このユニットは 2011 年の運転開始を予定している。

インド原子力委員会 (AEC) の Anil Kakodkar 委員長は、「NPCIL と L&T 社の合弁会社は自立した形で同国の原子力発電が着実に進展していくという我々のビジョンを反映している。建設予定施設は、原子力炉や原子燃料サイクルのための広範囲な設備、その他ハイドロカーボンや発電などのインフラ整備におけるサプライチェーンのギャップを埋めることに大きく貢献するだろう。」と語る。

NPCIL の S.K. Jain 総裁は、「この合弁会社は、2020 年までに 20 ギガワット、2032 年までに 63 ギガワットの原子力発電容量を達成するという目標に向けた大きな戦略的ステップである。これにより軽水炉技術のローカライゼーション（現地に合わせた変更）をするという NPCIL の努力を加速し、重要な原子力機器の輸出の可能性を広げるだろう。」と語った。

国内の鍛造施設により原子力発電所コストをどの程度削減できるかについて、L&T 社 Kotwal 氏は技術移転はベンダー供給コストの中の主要構成要素であったため、定量化することはできないと話す。Naik 取締役会長は世界的なメガワット当たりの全体コストは約 4 百万ドルであるのに対し、インド国産計画では 2 百万ドルにまで削減したと述べた。

1 1 . “L&T ties up with NPCIL to make forgings for n-plants – Rs 2,000-cr project in Hazira is part of plan to tap domestic potential”, *Business Line the Hindu* (2009/11/29)

“L&T 社と NPCIL が合弁会社設立 原子力発電所向け鍛造品製造で:ハジラでの 200 億ルーピープロジェクトは国内の可能性を引き出す計画の一部” ビジネスライン・ザ・ヒンドゥ紙

(2009 年 11 月 29 日)

ムンバイ（11月28日）

ラーセン&トオブロ社は、原子力発電所向け鍛造品の製造を目的とした200億ルピー規模のプロジェクトの着手に向けて、インド原子力発電公社（NPCIL）との合弁会社契約への署名に準備万端だ。

製造施設はグジャラート州ハジラに建設され、特殊鋼や超重量鍛造品を製造する予定である。

これは、原子力発電所の設備や機器について国内の可能性を利用することを目的としたNPCILの国産化計画の一環であると言う。NPCILは合弁会社ではごく一部の株式を所有する。

L&T社のハジラ施設は、ハイδροカーボン・電力セクター用の鍛造品の製造目的で機器が設備されているが、原子力向け鍛造品は基準や仕様が全く異なり、より大きい直径の設計に対応するために現存の施設をアップグレードしなくてはならないと同社幹部は語る。

現行世代の原子力発電所は様々な大きさ、重量、仕様の鍛造品が200近く必要である。原子炉容器、タービンローター、蒸気発生器は4千トン以上の鍛鋼品でできている。

原子炉上蓋単体の製造だけでも、重量500トンにもなる鍛造物7個が必要だと言われる。

L&T社のA.M. Naik取締役会長は、同社は既に2基の蒸気発生器の製造を受注しており、更に受注を期待していると本紙に語った。

同社は、相当数の関連機器の製造施設だけでなく、タービン、ボイラー、及び重量鍛造工場の建設に総額350億ルピーを費やしている。

オウトクンプ社インド支社のYatinder Pal Singh Suri社長は、原子力発電所向けの鍛造品を製造するには耐腐食性が非常に高い二相鋼やオーステナイト鋼が必要であると語る。

オウトクンプ・フィンランド社は80年の歴史を持つ世界的なステンレス鋼メーカーであり、燃料貯蔵や燃料取扱設備、貯蔵タンク・キャスク、輸送用バスケットなど原子力業界で利用する重要な製品を製造している。

NPCILに原子炉や燃料取扱、放射線遮へいのための鍛造品を供給しているAMW-MGM Forgings社のMuralidhar Bhagawat常務取締役は、建設中の700MW原子炉に大きなチャンスがあると話す。

NPCILは現在国内で総発電容量4120MWとなる原子炉17基を運転しており、2020年までに発電容量を2万MWにまで高める計画である。

#### 【中央表内】

##### “高まる原子力機運”

- 合弁会社はスーラト近くのL&T社所有のハジラ施設に本拠地を構える予定。
- 現行世代の原子力発電所には様々な大きさ、重量、仕様の200近くの鍛造品が必要
- L&T社は総額350億ルピーを費やしてタービン、ボイラー、及び重量鍛造工場を建設済み

**1 2. “France okays Indian nuke deal – Grants India right to reprocess nuclear fuel”,  
Hindustan Times (2009/11/28)**

“フランス議会 インドとの原子力協定を承認：原子燃料再処理の権利を付与” ヒンダスタ  
ン・タイムズ紙

(2009年11月28日付)

ニューデリー

重要な節目を越えて、インドとフランスとの民生用原子力協定がフランス議会により満場一致で可決された。これにより、仏企業によるインドでの原子力発電所の建設に道を開く。

仏大使館広報担当者によると、仏下院は火曜日（注：11月24日）原子力エネルギーの平和的利用の発展に係るインドとフランスの協力協定の批准を承認する法案を採択した。

仏上院は10月15日に法案を採択していた。

「両院による満場一致の可決は、フランスとインドとの原子力平和利用協力協定の発展では重要な節目である」と広報担当者は語った。

フランスは、昨年の対インド原子力関連機材禁輸措置解除から数日以内にインドと原子力平和利用協力協定を締結した最初の国である。

フランスの原子力メーカーAreva には、マハラシュトラ州ジャイタプールでの原子力プロジェクト用サイトが割り当てられており、2基の原子炉を建設する予定だ。

原子力供給グループ（NSG）の原子力技術移転ガイドラインにあるインド限定の棄権約款が9月6日に発効され、フランスとの協力協定は9月30日に締結された。

フランス議会による協定の批准により早期の履行が可能になる。

仏印原子力協力協定では、保障措置の下でインド国内の仏製原子炉からの使用済燃料の再処理が認められ、これら原子炉に対する核燃料の提供を保証している。

**【右表内】**

“マイルストーン”

- マンモハン・シン印首相とニコラス・サルコジ仏大統領（写真）
- 対インド核燃料最大供給者の一国であるフランス。サルコジ仏大統領が訪印中の2008年1月に「民生用原子力協力協定に係る包括合意」に調印
- NSG からの対インド棄権約款が出た後のマンモハン・シン印首相訪仏中に両国が協定書に調印し、インドへの仏製原子炉販売の道を開く。
- 仏原子力メーカーAreva は、マハラシュトラ州ジャイタプールのサイトを割り当てられ、2基の原子炉を建設予定。

**13. “Obama agrees to finalise nuke deal – Historic Visit: PM gets red carpet welcome in US, wants to broaden partnership; Obama to visit India next year”, *Hindustan Times* (2009/11/25)**

“オバマ大統領、原子力協定の最終化確約：歴史的訪問 印首相 米国にて歓待、パートナーシップの拡大を望む；オバマ大統領、来年訪印へ” ヒンダスタン・タイムズ紙  
(2009年11月25日付)

ワシントン D.C. :

インドのマンモハン・シン首相とバラク・オバマ米大統領は火曜日（注：11月24日）、歴史的な会談を行なった。シン首相はこの会談を「素晴らしい機会の瞬間」と呼び、インドとアメリカが共有した多くの価値を振り返った。

同様に、オバマ大統領は、パキスタンや中国へインドがますます接近していることは、インドとの関係に影響しないことを遠まわしに示唆しながら、米国とインドとの関係強化についてシン首相を安心させようと努めた。

両首脳は画期的な原子力協力協定を決着させると述べた。オバマ大統領は、「米国の輸出を拡大し、両国で雇用を創出する米印原子力平和利用協力協定を完全実行するという我が政権の決意を新たにした」と記者団に話した。

インドを初めて公に「核保有国」と認識して、オバマ大統領は核武装のない世界に関する共通のビジョン達成を追求する上で、同国は米国の真のパートナーであると述べた。

シン首相は、両国は対テロ対策や核兵器のない世界の実現、環境問題などの課題に対応するために連携できると述べた。

「歴史上でこの重要な時期において、今回の首相訪問は、21世紀の重要なパートナーシップの一員となり、両国の関係構築という面前にある機会に語りかけている。」と大統領は歓迎式典で述べた。

また、大統領は来年インドを訪問すると語った。

肌寒い天気のため、米政府によるシン首相の歓迎式典は屋外から室内へと変更された。

オバマ大統領とミッシェル夫人は、オバマ政権発足から10か月、初の国賓としてシン首相と Gursharan Kaur 首相夫人を迎えた。

シン首相は、「両国の関係において素晴らしい機会の瞬間である。インドと米国両国は、有能で進取な両国民の計り知れない潜在力を活用し、互いの成長と繁栄を支持するために連携していけるし、そうすべきだ。」と述べた。

**【右上表内】**

会談内容ハイライト：

- 米国はインドに対し、パキスタンや中国への接近機会増大は同国との関係に影響しないことを再度保証。
- 米印原子力協力協定の実行を確約。
- 対テロ対策で連携することに両国が合意。
- 温室効果ガス削減対策に関する議論については言及せず。

#### 1 4. “Manmohan, Obama to iron out pending issues on nuke deal”, *Business Line the Hindu* (2009/11/19)

“マンモハン印首相とオバマ米大統領、原子力取引に関する懸案事項を調整” ビジネスライン・ザ・ヒンドゥ紙

(2009年11月19日付)

Our Bureau ニューデリー (11月18日付)

Timothy J. Roemer 駐インド米大使は、マンモハン・シン印首相とバラク・オバマ米大統領は、間近に迫ったシン首相のワシントン訪問の際に、米印原子力平和利用協力協定の未解決問題を解決しようと努めるだろうと本紙に話した。

また、「諸問題はすぐに解決されるだろうと楽観している。協定が解決の方向に向かうよう努力している。」と水曜日（注：11月18日）に語った。

#### 未解決問題

今年初めにニューデリーに赴任したときは4~5件の問題を解決する必要があったと述べながら、Roemer 大使は、民生用原子力損害賠償法の制定及びインド国内で米国原子力関連企業がビジネスを行なうための許認可を含む3件について保留となっていると指摘した。インドと米国が「双方にとって有利な状況」としての原子力協定を説明しながら、同大使はインド国内の発電容量を増やすだけでなく、米国内の雇用の創出や製造セクターを助けることにもなると述べた。

協定は二国間関係に多くの信用と信頼をもたらしたと語る。

会合では、気候変動や教育、貧困救済に関連する問題についても両首相は議論する予定となっている。

シン首相は今週土曜日に米国に向けて出発する予定。オバマ大統領が迎える初の国賓となる。

## 15. “ONGC plans N-plants – Diversify and Grow: Giant courts new fields to turn integrated energy firm”, *Hindustan Times* (2009/11/3)

“印石油・天然ガス公社（ONGC）原子力発電所建設を計画：多角化と成長 総合エネルギー企業へ転換するために新分野へ挑戦” ヒンダスタン・タイムズ紙

(2009年11月3日付)

ニューデリー：

巨大公営企業である石油・天然ガス公社（ONGC）が、ガス発電を加えた数十年に渡る石油探査に特化した事業から原子力分野への参入多角化する計画の概略を伝えた。

ウラン採掘への参入を昨年発表した ONGC は、インド国内での原子力発電所設置の可能性を真剣に検討している。

原子力発電分野では、民間企業の参入はまだ許可されていないため、ONGC は公益企業の立場を利用してビジネスに乗り出すことを計画している。

ONGC の RS Sharma 取締役兼会長は、本紙に対して、同社は原子力発電分野への参入を真剣に検討しており、本件に関してインド原子力規制委員会の Anil Kakodkar 委員長と既に数回協議していると語った。

資金力のある ONGC が新たな取り組みを推進するには、海外のパートナーシップが必要となるだろう。考えられる連携について、Sharma 会長は「この方面ではまだ何も決定していない。この件に関するビジネス計画は当社での戦略会議ですぐに議論する予定だ。」と述べた。

新分野に踏み出そうとする ONGC は、これまでにガス発電に参入してきた。原子力エネルギーへの参入意欲は、総合エネルギー企業として浮上するための同社の長期計画の一環である。

昨年、ONGC は、インド国内でのウラン採掘作業を共同で行なうためにインドウラン公社（UCIL）との連携を発表した。UCIL はインド国内でのウラン採掘を唯一許可されており、ONGC のような他企業へ採鉱権を割り当てる権限を持っている。

ONGC にとって、ウラン採掘は同社のオペレーションを自然な形で延長したものである。石油やガスの陸上探査と似ているからだ。ONGC や民間企業のリライアンス・インダストリーのような会社を刺激する他の要因は、国際市場における高いウラン価格に便乗する機会だ。

インド国内には総設備容量 4120 メガワットとなる原子炉 17 基が稼動している。2660 メガワットの容量を有するプラント 3 か所が 2010 年 3 月までに運転開始する予定だ。現在、国営のインド原子力発電公社がインド国内で原子力電力を生産する唯一の会社である。

【中央表内】

ウランとその後

- 原子力発電所：分け合う力
- 総合エネルギー会社を目指す長期計画の一環となる ONGC の原子力分野新規参入計画
- ガス発電分野には参入済み
- 巨大公営会社は昨年ウラン採掘計画を発表。リーダー的活躍している石油探査と同様のウラン採掘作業
- 国営インド原子力発電公社のみが現在原子力電力を生産
- ONGC にとっては原子力発電所を運営するパートナーが必要だが、連携については未定

## Appendix 4 参考文献

## ( 参考文献一覧 )

- 原子力委員会「原子力白書」平成 18 年～20 年版
- 経済産業省資源エネルギー庁「原子力政策大綱」
- 同上「原子力立国計画」
- 同上ホームページ「原子力政策の現状について」
- 同上「2009 年エネルギー白書」
- 同上“Report on Japan’s Nuclear Introduction Experience”
- 同上「原子力ルネッサンスと日本の役割」2009 年 7 月
- 総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会 原子力部会「国際戦略検討小委員会報告」平成 21 年 6 月
- 外務省ホームページ（軍縮・不拡散）
- 国際協力銀行ホームページ関連情報・資料
- 国際協力機構（JICA）ホームページ関連情報・資料
- 日本原子力産業会議 原子炉開発利用委員会 原子力国際展開懇話会「原子力産業の国際展開に向けて」2004 年 11 月 5 日～2005 年 3 月 23 日
- 日本エネルギー経済研究所「各国における原子力発電所の建設に関する実態調査報告書」平成 20 年 3 月
- IAEA, “ Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2030”, 2009 Edition
- ditto, Power Reactor Information System database, updated on 2009/11/20
- ditto, “International Status and Prospects of Nuclear Power”
- ditto, “Latest News related to PRIS and the Status of Nuclear Power Plants”, 22 Nov 2009
- ditto, Country Nuclear Power Profiles, 2009 Edition 各国版
- ditto, “Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power”, Sept. 2007
- ditto, Tom Mazour, “ National Infrastructure for Newcomers/INIR Missions” presented at the Workshop on IAEA Tools for Nuclear Energy System Assessment for Long-Term Planning and Development, 20 -23 July 2009
- ditto, “Common User Considerations(CUC) by Developing Countries for Future Nuclear Energy Systems: Report of Stage 1” 2009
- ditto, Technical Meeting on Invitation and Evaluation of Bids for Npps, 9-12 June 2009 プレゼンテーション資料
- WNA, “The World Nuclear Century Outlook”
- ditto, “Nuclear Power in Canada”, updated 18 Feb. 2010 他各国版
- ditto, “The Nuclear Fuel Cycle”, updated Dec. 2009

- ditto, “Uranium in Canada” updated Feb.2010 他各国版
- ditto, “Supply of Uranium”, Sept. 2009
- ditto, “Uranium Enrichment”, 27 Jan. 2010
- ditto, “Uranium Market”, Sept.2008
- ditto, “Processing of Used Nuclear Fuel”, updated Oct.2009
- ditto, “Mixed Oxide(MOX) Fuel”, updated March 2009
- OECD/NEA 「原子力エネルギーアウトルック (2008) エグゼクティブ・サマリー」
- 齋藤伸三(原子力委員会委員長代理)「原子力政策大綱の示すこれからの原子力政策」(電気協会報 2009. 6)
- 村上朋子(日本エネルギー経済研究所)「日本の原子力政策の現状と課題」(電気協会報 2009. 6)
- 石井明子 (日本原子力産業協会)「世界の原子力発電開発の動向 2009」
- 長野浩司(電力中央研究所)「原子力ルネッサンス(Nuclear Renaissance)は本物か？」(火力原子力発電 Oct. 2009)
- 服部拓也 (日本原子力産業協会理事長)「プロローグ「原子力ルネッサンス」への道のり」(電機協会報 2009. 4)
- 小林孝男 (日本原子力研究開発機構)「最近の原子力発電建設・計画の動向」2007.11.21 (JAEA Rep07-7)
- 電気事業連合会広報部「地球温暖化対策に係る最近の動向と原子力発電の推進について」(電気協会報 2009. 9)
- 田中隆則 (エネルギー総合工学研究所 NUPEC)「次世代軽水炉開発と我が国原子力産業の国際展開」(原子力総合シンポジウム 2009年5月27日)
- 滝沢真之 (三菱総合研究所)「原子力ビジネスの現状」(電気協会報 2010. 2)
- 長野浩司・上野貴弘・西尾健一郎(電力中央研究所)「CO<sub>2</sub>排出の大規模削減と原子力」(電気協会報 2009. 5)
  
- 資源エネルギー庁「米国の原子力政策の最近の動向について」平成 21 年 6 月 18 日
- The White House ホームページ関連情報
- U.S.DOE ホームページ関連情報・資料
- U.S.NRC ホームページ関連情報・資料
- Office of Management and Budget 関連ファクツ・シート
- Federal Register Vol.74,No.232/Dec.4,2009
- Energy Information Administration, “An Updated Annual Energy Outlook 2009”, April 2009 他関連資料
- 市原路子 (JOGMEC)「オバマ政権と米国石油・ガス開発」2009/7/2
- 富田直子・井上寛 (海外電力調査会)「米国の電気事業の現状とオバマ政策の影響」(火

力原子力発電 July & Aug.2009)

- 長岡鋭（日本原子力研究開発機構）「米国の原子力政策について」平成 21 年 1 月 16 日
- 鈴木達治郎（電力中央研究所）「米国原子力政策の現状と課題」（電気協会報 2009.10)
  
- JETRO 「平成 20 年度原子炉導入可能性調査支援事業報告書」2009 年 3 月
- エネルギー関連産業のアジア展開に関する研究会「エネルギー関連産業のアジア展開について 中間報告」平成 17 年 3 月 30 日
- 中杉秀夫（日本原子力産業協会）「アジア諸国での原子力カルネッサンス：エネルギー確保と原子力発電システム開発」（電気協会報 2009. 9)
- Ministry of Knowledge Economy, “Korea offers Excellence in Nuclear Power Technologies”(MKE Special Report,Jan.25,2010)
- The JAIF-KAIF Seminar on Nuclear Industry, Oct26-27,2009 プレゼンテーション資料
- KAIF, Vendors for Nuclear Industry in Korea
- Dr. Hoang Anh Tuan(Vietnam Atomic Energy Commission), “Status of the Nuclear Power Program in Vietnam”, The IAEA Technical Meeting, 9-11 June 2009
- 日本原子力産業協会「躍進するアジアの原子力 ベトナム社会主義共和国」2009 年 10 月 2 日現在
  
- 日本原子力産業協会「躍進するアジアの原子力：インドの原子力開発」2009 年 12 月 27 日
- Planning Commission, “Integrated Energy Policy”, Aug.2006
- Dept of Atomic Energy ホームページ関連情報
- NPCIL ホームページ関連情報
- Central Electricity Authority ホームページ関連資料
- Power Finance Corp. Ltd. , 23<sup>rd</sup> Annual Report
- 西橋時男（JETRO ムンバイ）「マハラシュトラ州・工業団地」2010/1/11
- 小林孝男（日本原子力研究開発機構）「インドの原子力発電計画と核燃料サイクルの見通し」2006.7.4
- 国際協力銀行ニューデリー事務所「JBIC のインド向け取組」2009 年 11 月 25 日
- 同上 “India’s Nuclear Power Sector-An Insight”
- 第 40 回原子力委員会資料第 4 号「原子力供給国グループにおける「インドとの民生用原子力協力に関する声明」の採択について（案）」平成 20 年 9 月 16 日
- 海外電力調査会「インドの電力事業」
- 藤原洋一（前原子力委員会委員長）「インドに見るアジアの原子力開発（前編）」(Energy Review 2007.3)

- 藤原洋一・佐藤浩司（日本原子力研究開発機構）「同上（後編）」（2007. 4）
- 内藤香（核物質管理センター）「インドに対する補償措置の概要について」（第 1 回国際問題懇談会資料第 6 号）平成 18 年 4 月 28 日
- インド国内各紙記事（同翻訳は APPENDIX 3 参照）
- BHART Forge,L & T, Reliance, JSW 等現地企業ホームページ情報
  
- 在サウジアラビア日本国大使館「リヤド案内」平成 20 年 10 月 21 日
- Ministry of Water and Electricity, “Electricity Growth & Development in the Kingdom of Saudi Arabia”
- Saudi Electricity Co., 2020 Ambitious Energy Strategy(Annual Report 2008)
- 佐竹繁春（野村総合研究所）「金融危機後の中東経済と日系機械産業の事業機会」（JMC2009. 12）
- Andan Shihab-Eldin, “Prospects and Outlook for Nuclear Energy: The Case & Requirements for the GCC”, Oxford Energy Seminar, 28 July, 2009
  
- 国際協力銀行フランクフルト事務所「欧州における原発の現状と今後の見通し」平成 21 年 9 月
- 日本エネルギー経済研究所「欧州原子力産業等動向調査報告書」平成 21 年 3 月
- EDF 2008 Financial Report
- Areva ,2008 AREVA Reference Document
- ditto, Report on Responsible Growth-Areva in 2008
- 伊勢公人（海外電力調査会）「ドイツの電気事業」（火力原子力発電 Jan. 2010 ）
- 奈良長寿（海外電力調査会）「英国における電気事業の概要」（火力原子力発電 Dec.2009）
- 小林雅治（日本原子力産業調査会）「欧州各国の原子力政策と現状の紹介②（ロシア、東欧諸国）」（電気協会報 2009. 8）
- DMZ（ロシア）ホームページ関連情報
  
- 蝦名裕介（国際協力銀行）「ウラン資源の見通しと本邦企業のウラン資源確保の取組み」（国際調査室報 2009 年 11 月第 3 号）
- 山名元（京都大学原子炉実験所教授）「原子燃料サイクルの状況」（電気協会報 2009. 12）
- 同上「核燃料サイクルとプルサーマル」（電機協会報 18 年 1 月号）
- 電気事業連合会「六ヶ所再処理工場回収プルトニウム利用計画(平成 21 年度)」平成 21 年 6 月 12 日
  
- 気候変動と原子力発電（Climate Change and Nuclear Power）マイケル・シュナイダ

ー (Mycle Schneider)

- 京都メカニズムにおける原子力技術利用への動きー京都議定書の将来枠組みでの注目点ー (大平竜也、持田勲)
- 原子力を取り巻く現状と今後の方向性について (資源エネルギー庁 平成 20 年 2 月)
- 我が国原子力産業の国際展開 (資源エネルギー庁 平成 17 年 11 月 18 日)
- 原子力は「クリーン開発メカニズム」(CDM) の対象として不適格 (Greenpeace Briefing)
- 千崎雅生 (日本原子力研究開発機構)「ウラン燃料と核不拡散」(電気協会報 2009. 11)
- 原子力安全委員会ホームページ
- 原子力安全・保安院ホームページ
- 文部科学省原子力計画課「原子力損害賠償制度についてー国際的な観点を中心にー」
  
- 東芝、日立、三菱重工業他関係各社のプレス・リリース他の関連情報・資料
- 電力各社ホームページ関連情報・資料
- 古市正敏(海外電力調査会)「電力会社の海外事業展開」(電気協会報 2009. 1)
- 主要商社ホームページ関連情報
- 海外ウラン資源開発ホームページ
- 日本原燃ホームページ
- 原子燃料工業ホームページ
- グローバル・ニュークリア・フュエル・ジャパンホームページ
- 「通商弘報」関連記事
- IEAJ ホームページ関連記事
- 新聞各紙関連記事
- EnB 各号関連記事
- ENN 各号関連記事
- 日経ビジネス関連記事
- The Economist 関連記事
- 電気事業連合会「でんきの情報広場」
- 原子力百科事典 ATOMICA 関連記事
- ウィキペディア(Wikipedia)関連記事