

インドの電力不足解消への取り組みと 地球環境問題

増田 耕太郎 *Kotaro Masuda*

(財)国際貿易投資研究所 研究主幹

要約

- インドの慢性的な電力不足は、今後の経済成長を阻害しかねない要因の一つである。電力不足の解消は、電力の恩恵をうけることがない貧しい人たちに電力を提供し生活の質の向上を図るためにも必須の要件である。
- 2012年までに全世帯に電力を供給する目標（“POWER FOR ALL BY 2012”）を掲げている。さらに、経済成長を続けていくには、経済成長率を上回る電力供給の伸びが見込まれている。
- 電力不足が解消できていない主な要因は、インフラ整備に伴う開発ガバナンスの問題、電力料金体系の歪や送配電ロス等の電力事業の経営上の問題である。
- 短期的には大規模な石炭火力発電所の建設をすすめ、中長期的にはブータン他の隣国を含めた大規模水力発電所、水力発電の適地が乏しい地域での原子力発電所に大きな期待を寄せている。一方、電源開発の実施には解決しなければならない多くの課題がある。
- インドは温室効果ガスの排出量の多さで世界の4番目の国である。温室効果ガスの排出抑制につながる、低コストで発電できる、比較的短期間で開発できる、など厳しい制約の下での電力開発が必要である。そのために日本が果たす役割とビジネス機会は非常に大きい。

1. 慢性的な電力不足と解消されない要因

インドにとってインフラの脆弱性が経済成長の「アキレス腱」の一つである。さまざまな分野におけるインフラ整備の遅れが目立つ中で、ひとときわ深刻さを増しているのが電力不足である^(注1)。

インドは電力を利用していない人々が農村部を中心に全人口の約6割に達している(2005年時点)。一方、大都市での停電は日常茶飯事で、長い間電力不足に悩んできた。冷蔵庫や冷凍庫を使用する家庭では停電に備えて自家発電設備を持つのも珍しくない。経済成長が高まるにつれ電力需要が急増し必要な電力を十分供給できていない。

電力不足はインドにおけるビジネス展開のうえでの大きな障害でもある。世界銀行ではインドでのビジネス界の約1/3の者が電力不足をビジネス上の障害にあげている。日系進出企業は不安な電力に備えるため自家発電設備を持っているところが少ない。自家発電設備を動かすのに必要な軽油等の価格高騰は企業収

益に不安な要因になる。また、これからの高い経済成長が見込まれるので、電力需要は確実に増加する。

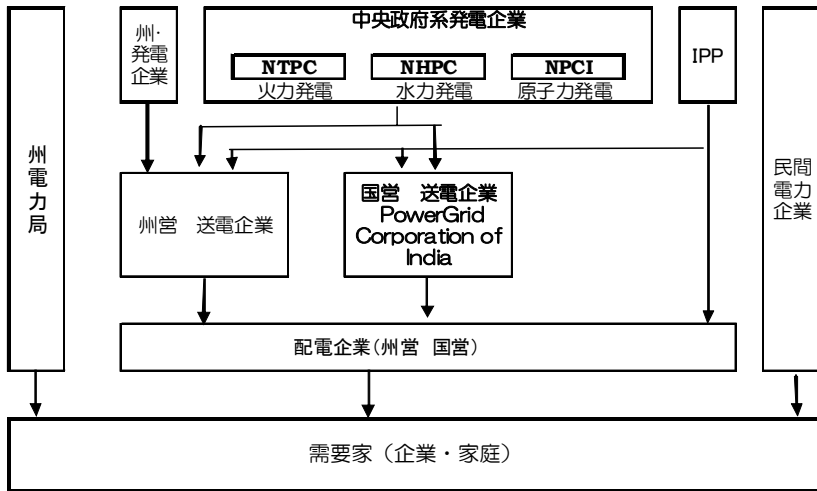
インドの電力・エネルギー状況をまとめると次のとおりである。なお、特に断らない限り2006年時点である。

- ①一次エネルギーの生産量の大半を「石炭」などの固形燃料で占める。また、一次エネルギー消費の7割が「石炭」(39.4%)と「水力以外の再生可能エネルギー」(28.4%)で占める。
- ②エネルギー別発電能力は、石炭火力発電が主体で約7割を占める。「ガス」「石油」を加えたものを「火力」とすると全発電量の8割を超える。
- ③一人あたりの電力消費量は503kWhで、中国(2,060kWh)の約1/4、世界平均の1/5以下である。
- ④電力供給の主体は州電力局(SEB)で、中央政府(州政府を含む)が51%以上を出資する国有企業(PSU: public sector undertakings)が補完する関係にある(図-1参照)。中央政府が出資する国有発電企業

は電源別に分かれ、石炭火力発電の NTPC、水力発電の NHPC、原子力発電の NPCI がある。他に州レベルの電力企業や州際レベルのものがある。送配電網は、PowerGrid Corporation of India が州

際レベルの送配電と国家レベルの送配電システムの開発を担っている。なお、民間部門の参入を認めたのは発電事業が 1991 年、送配電事業が 1998 年である。

図－1 インドにおける電力供給体制（イメージ）



IPP (Independent Power Producer) 独立電力事業者

NTPC (National Thermal Power Corporation)

NHPC (National Hydroelectric Power Corporation)

NPCI (Nuclear Power Corporation of India)

出所：海外電力調査会の資料を加筆して作成

【電力不足】

電力不足の状況を統計からみてみる。

- ①1992 年以降の電源開発の伸びは、4～5%の経済成長に比べると半分以下である。
- ②独立以来、電力供給の増強を図る目標を計画どおり達成したことは1度もなく、近年は目標値の約50%に留まる^(注-2)。
- ③近年の電力不足の状況は総じて悪化の度合いが高まっている。2007/08 年度におけるピーク時の不足率は15.2%である^(注-1)。2008/09 年度の不足は13,124MWに達している。
- ④地域格差が大きく、ピーク時の電力不足が20%前後と高いのは東北地域、西部地域である。また、地域によってピーク時が異なる。
- ⑤インドには9万を超える電力供給を受けていない村（無電化村）が存在する^(注-3)
- ⑥電力不足による停電を回避するため、工場などの大口需要家を中心に自家発電に頼る傾向が強まっている。

【電力不足が解消できない要因】

電力開発が遅々と進まず電力不足が解消されないまま現在に至った要因として多くの点が指摘されている。主なものをあげると次のとおり。

- ①連邦国家制度なので、全国一律の改革が容易でない。地方政府（州政府）の意向を無視した全国一律の方針を徹底させることが難しい。
- ②規制緩和や自由化を進めているが、独立以来の規制と保護をうけてきた既得権を打破することが容易でない。
- ③議会民主主義を原則とする政治制度のために、改革の速度が緩やかにならざるをえず強権的な開発ができない。
- ④電力料金体系の歪み。政策的に、「商業」「工業」分野の電力料金を高額に設定し、「農業」分野や「家庭」向けの料金を低く抑えてきた^(注-4)。格差は縮小しているものの、工業用や商業用の割高な料金体系は不安定な電力供給もあり、大口の電力需要家による自家発電設備の導入を増やし、結果として優良な顧客を失うことにつながっている。

また、消費量の約 50%を占める「農業・家庭用は、電力コストの 80%しか料金収入で回収できず、公的電力事業会社の経営を悪化させ、財政による補填の原因となっている。

⑤送配電ロスが約 30%と高く、盗電と料金不払いの割合が大きい^(注1)。配電部門のみのロスは 11 州で 40%を超える。盗電が容易な低圧線が長い、料金を支払えない低所得者が多い、検針計の精度が低く不正使用が多い、料金請求率が低い、など多くの問題が指摘されている。送配電ロスの問題は電力投資を行う際の料金回収リスクが大きく民間からの投資を妨げる最大の要因ともなる。

そのうち、①から③は開発を進めるうえでのガバナンスの問題、④と⑤は電力事業体の問題とみることができる。特に州電力局 (SEB)、州電力会社の経営赤字が膨らみ、財政による補填が必要となるので州財政の悪化につながっている。

2. 電力不足の解消への取り組み

2012 年までにすべての家庭に電力を提供できる“POWER FOR ALL BY 2012”を掲げている。電力がない村の割合(無電化率)は 17%。全世界の約 5 割、全人口の 6 割が電気の無い生活を余儀なくされている。

電力不足の解消し、そうした人たちの生活の「質」を高めるには安価な電力供給を実現することが不可欠となる。

さらに、生活水準の向上に伴う家庭電器製品の普及や、産業用の電力需要の増加で都市部での電力消費量は急上昇が見込まれ、経済成長に伴う旺盛な電力需要を賄うとなると、高い目標の設定をすることになる。KPMG の予測によれば、2020 年には 2009 年時点の 2 倍の電力需要があるとしている。

仮に一人あたりの電力消費量が現在の中国並みにするには 4 倍の電力供給が必要になる。

このため、インド政府が掲げる電力開発目標は非常に高い。主な目標を列挙する。

①現在の発電設備の 15 万 MW から、12 次五カ年計画の最終年の 2017

年には2倍以上の33万MWを目指す。

② “Power for All by 2012” では、発電量を 2012 年までに 20 万 MW、2040 年までに 40 万 MW に引き上げる。

③州間の送配電網の能力アップを図り、ピーク時能力を 2008/09 年度末の110GW から2011/12年度には152GW に引き上げる。

電力不足を解消し見込まれる電力需要を満たすためには、どうすればよいか。方法は限られている。ただし、いずれの方法も必要電力量を確保することが容易でない状況にある。

【石炭火力】

第1は石炭火力発電所の増強。石炭は国内に豊富にあるので、その活用を図る。

石炭産地・採掘地域は東部および東北地域に偏っている。需要が大きい西部地域や南部地域に電力を供給するには、①産炭地で発電して電力需要のある地域に送電する、②石炭を輸送し電力需要の大きい地域で発

電する、方法がある。いずれも、大規模の送配電網や輸送インフラの改善・整備を必要とする。灰分含有率が高く石炭の質が良くないとされるので、効率的な燃焼・発電技術の導入が必要である。国内の炭坑開発が計画どおりに進まず電力需要に見合う石炭の生産拡大が遅れていることもあり、外国炭による大規模火力発電所の方法に傾きやすい。

このため、電力需要が大きい地域に近い沿岸部に大規模石炭火力発電所を建設し、海外から石炭を輸入して発電する計画を進めている。

石炭の主な調達先はインドネシアである。インド同様に石炭火力の増強に取り組む中国などとの競争が激化し、石炭確保のための投資が活発化している。例えば、Tata Power はインドネシアの石炭会社・Bumi Resources に30%の資本参加をした^(注5)。

①大規模石炭火力計画 UMPP (Ultra Mega Power Plants) がある。UMPP は 4000MW の発電能力を持つ発電所を9のプロジェクトで展開する。石炭火力発電は国有企業の NTPC による発電と、BHEL (Bharat

Heavy Electricals Limited)による機器製造に依存しているが、徐々に民間部門の役割を高めている。UMPP では政府立案の計画に従い民間部門が入札し参加する。4ヶ所が決まっているに過ぎず、3ヶ所をそのうち1社で手がけるので、実行できるか資金調達を不安視する見方もある。また、BHEL が必要とする機器生産の遅れも懸念されている。

②国有火力発電企業の NTPC は現在の3万 MW から第12次五カ年計画の最終年の2017年には、2倍以上の7万MWにする計画である。そのために毎年6000MWの開発を行う。

なお、石炭火力の開発目標を達成できるのかを左右するのは資金調達と燃料確保で、目標の実現を危惧する見方も根強い。

【再生エネルギー】

第2は、環境に優しい再生可能なエネルギー資源を活用する。牛糞やバイオマスなどの非商業用の再生エネルギーが全エネルギー源28.4%を占め(2006年)、風力発電では世界

で5番目に大きい実績を持つ。

農村地帯の70%が無電化で全世帯の約60%が照明用に電力の代わりに灯油を使用している。灯油は電力に比べ「価格」「安全性」「温室効果ガスの排出量」の面で劣る。そこで平均して太陽光が年間250~300日も活用できるので、太陽光(熱)を利用した発電に期待をしている^(注6)。

また、農村ごとに必要量だけを賄うのであれば小規模の設備で済み、大規模な送配電網に接続しないローカル・エリア・ネットワークで対応できる。

この方法は、環境に優しく「地産地消」に通じる考えであるが、大都市の住民や大手需要家に大量供給するには供給量やコスト的に難がある。ただし、無電化村を解消し簡便な方法で電力を供給する方法としては、太陽光・太陽熱・小規模水力発電は有望・有効な方法である。計画の主な内容は次のとおり。

- ①2050年までに最大200GWの太陽光発電を整備する(2008年)。
- ②2020年までに20GWの発電能力の実現を目指す。
- ③2012年までに、中央政府は公共施

設へ 100MW の太陽電池を導入。実用規模の太陽光発電プロジェクトを公共事業として推進し、地方に太陽電池の製造施設を整備する。計画どおりに実現できれば、インドの太陽光発電能力は 2012 年に 1GW に拡大する（英国：Barclays Capital 社の見通し）。

【大規模水力発電所】

第 3 は、大規模水力発電所の開発。温室効果ガスの排出量を抑制するにも、電力需要の変化に対応し火力発電所等の稼働率の向上に役立つ。インドの北部はヒマラヤ山系、チベット・パミール高原を水源とする大きな河川（ガンジス河、ブラムプトラ河他）を持ち。その上流部は大規模な水力発電所が建設可能な場所が多数存在する。このため、北部、東北部など電源適地の近い地域に電力供給するには水力発電事業は有望といえる。水力発電適地を開発すれば 148GW が可能としている。

また、水力発電能力の向上は現在の火力発電と水力発電の割合（75:25）を 2025 年までに 6:4 に改善することを目指している。水力発

電能力を高め火力発電の割合を改善することは刻々と変動する需要の変化に対し火力発電を安定的に行うことに役立つ。

ただし、適地があっても巨大なダム建設となると、移転にともなう住民の強い抵抗や代替地が乏しい等の課題があつて容易ではない。また、中国やパキスタンとの国境問題がある地域もある。このため、発電所建設には多くの困難が伴い、電力が供給できるまでに超長期を必要とする場合が多い。その結果、水力発電の拡充計画に反し全発電能力に占める割合は低下し、開発可能性の約 20% の開発に留まっている。

そこで、インド政府は水力発電所の建設適地を国内に限定せずブータン、ネパールなどの隣国に求め、水力発電所を建設し電力を輸入する計画を進めている。

先行するブータンを例にとり、ブータン電力省の説明などをもとにまとめると次のとおり。

③ブータンには水量が大きく、川幅が狭い峡谷、硬い岩盤をもち、ダムを必要としない流れ込み式の大規模水力発電所の開発適地が多数

あり、インド国内での建設に比べ工期が短く、電源開発が容易である。

④ブータンにとって、水力発電事業から生み出されたインド向け電力輸出は、観光とならぶブータン経済を支える基幹産業である。電力輸出は輸出額の 26.7%を占める（2006-07 年度）。発電量（4.475 billion kWh）の 81.4%が輸出される。CIA Report ではインド向けがほぼ全量と推測している。

⑤中小規模の発電所の電力はブータンの国内向け消費に当て、規模が大きい水力発電所はインドへの輸出向けである。

⑥新たに開発予定の大規模水力発電所の電力はインド向け輸出が目的である。

⑦インドはブータンの最大貿易国であるとともに、最大の投資国である。インドの対ブータン投資の大半が水力発電事業に関わるものであると推測できる。

ブータンでの水力発電の建設費用はインドが負担する。ある例によると 40%が無償で残りの 60%が借款である。完成後はブータン政府の所

有となり、発電した電力をインドに輸出することで借款を返済する。発電収入（年間約 13 億ドル）の約半額が返済に当てられる。

こうした2国間協力で2020年までに 10GW の発電所を建設する計画であるが、それに要する費用（約 100 億ドル以上）が財政的に負担可能なのか実現への懸念がある。

【原子力発電】

第4が原子力発電の拡充。温室効果ガス（GHG）を削減し電力の大需要地に近い所で発電できる原子力発電にかかる期待は大きい。特に、水力発電適地から遠い西部地域や南部地域への電力供給源として期待が大きい。

政府の計画では発電能力を 2020 年までに 6.3 万 MW、2050 年までに 47 万 MW 規模の計画を持つ。現在の 4120MW の発電能力と比べると7倍以上、100 倍以上になる。

その実現には、インドが核の保有国である問題、核燃料の確保、莫大な資金調達などの制約がある。インドは核拡散防止条約（NPT）で核保有を認められていない国として扱われ、包括的核実験禁止条約（CTBT）

とともに批准していない^(注7)。このため、核の拡散につながるのではないかと、の恐れからインドに原子力発電技術や設備を提供することは困難であった。

インドが日本を含む欧米先進国から原子力発電技術・機器を導入・調達するのに必要な要件が3点ある。

第1が原子力協定。NPTに加入していないインドを例外として容認し、核拡散につながらない保障をするための協定^(注8)。第2が米国の原子力関連製品や技術の輸出許可を得ること。

第3が原子炉事故等の補償に関する条約の締結^(注9)。

その懸念を払い、原子力発電の強化・拡充の転機となったのは米国と締結した印-米原子力協定である(2008年締結)。その後、印-仏原子力協定、ロシアとの協力強化などが相次ぎ、インドを有力な原子力発電の輸出先として主要国の売り込みや、インドの核燃料確保などに積極的に動いている。主だった動きを列記してみる。

①インド政府は原子力発電団地を8箇所に15基の原子炉建設を認可した。うち、2箇所は米国企業が建設する。米国企業が手がけるの

は、いずれも700MwHの出力をもつ原子炉2基をもち、合計2800MwHの規模のもの。総工費は100億ドル程度と見込まれている(フランスとロシアが各1ヶ所建設することが内定)。

②ロシアは2009年2月に原子炉建設の協力協定書に調印し、原子力発電所の輸出の道を拓いた。原子力発電所の敷地内に4基の追加の原子炉の建設と他の原発での協力についての政府間協定に仮調印した。

③フランス政府は2008年9月にインドと原子力協定を結び、原子力発電所の輸出の道を拓いた。2009年9月、NPCIはフランスの原子力複合企業のAREVAと共同で2つの原子炉を建設する覚書を締結、発電能力規模は1650メガワット。

④新たに建設する原子力発電所とは別に、既存の設備(17ヶ所、4120MW)の発電能力を5万MWに増強する。

⑤インドの使用済み核燃料の再処理工場の計画を、米国政府と協議中であると伝えられている。再処理工場の計画に米国の合意が得られれば、IAEAの監視の下でインド

が再処理工場を建設し運営を行うことになる。

⑥ウランの長期的安定供給のために、モンゴル、米国、フランス、ロシア、ナミビア、カザフスタンと核燃料確保の協定を結んでいる。さらに、カナダ、ブラジル、カザフスタンからのウランの長期的な安定供給を受けることを視野にしている。

⑦インド政府は『原子力発電分野に外国資本の出資（49%以下）を認める』方向にある。

原子力発電事業は、NPCI の下で保護される法定独占事業として運営され海外からの投資は禁止されてきた。しかし、国有企業3社に対し契約を結び、それらの企業が外資系企業と原子力発電事業の提携をする道を拓いた。

米国企業やフランス企業が原子力発電所の建設を受注する場合、日本企業が大いに関わる可能性がたかい。受注意欲を持つ米国企業2社は、GE (General Electric) が日立製作所との合弁企業である GE-Hitachi Nuclear Energy 社を持ち、Westinghouse は東芝が買収し子会社化しているからだ。

また、三菱重工はフランスの AREVA と合弁企業・ATMEA を設立し協力関係にある。さらに原子力発電所の建設資材や関連機器等を含めると多くの日本企業に大きな商談機会がある。

インドに核関連の製品やサービスを輸出し原子力発電所の建設するための具体的な契約となると課題は少なくない

原子力発電計画を本格的に進めるには前述の3条件（原子力協定、原子力製品・技術の輸出許可、損害賠償制度）をクリアする必要がある。さらに、巨額な建設資金の調達、完成後の運転・保守を含む運営支援などがある。

インドの場合は、核保有国でNPT、CTBT を批准していないので、核拡散や核兵器の開発につながらないことへの保障と信頼を得ることが必須となる。

3. 温室効果ガスの削減と電力インフラの拡充は両立できるか

地球温暖化を防止するためには温室効果ガス（GHG）の削減が必須の

要件である。ところが、インドは世界第4位のGHGの排出量(以下「排出量」)が多い国で、しかも経済成長に伴う排出量の増加が顕著である。

IEAは2006-2030年の増加量をOECD諸国の平均が0.3%であるのに対し2.1%の伸びと予測する。

排出量の増加要因は、一次エネルギー源としての石炭が占める割合が高い、燃焼効率が低い、送配電ロスが大きいことなどである。このため、GHGの排出量を抑えながら電力開発を進めていくことになる。

さらに好ましいのは石炭火力が占める割合を引き下げ、原子力、水力や再生エネルギーなどGHGの排出量の削減につながるエネルギー源の割合を高めることである。

ところが、石炭火力の増強が避けられないという見方が有力である。

IEAは、『クリーン・エネルギーの発電だけでは、インドや中国などの旺盛な需要に追いつかずに石炭火力が増える』と予測する。国連気候変動会議・IPCC(気候変動に関する政府間パネル)議長のRajendra Kumar Pachauriは、インドの状況を、『(数億人の)国民が電力の恩恵を受けて

いない現実を放置しておくことができない』とし、『その電力を賄うには石炭火力に依存せざるを得ない』と指摘する。

今後20~25年は石炭火力に依存せざるをえないとする見方の主な理由は次のとおり。

- ①太陽光発電や風力発電は高コストで、それらの再生エネルギーの低コスト化を待つわけにはいかない。再生エネルギーで賄えるのは、電力需要のごく一部である。
- ②石炭火力を補う原子力発電や水力発電の開発は『時間との戦い』『資金との戦い』になる。石炭火力発電に比べ、原子力発電や水力発電は開発期間が長いことや開発費用が大きいことが障害になる。
- ③電力開発の目標を達成するには民間企業が約3割を担うとされ民間企業の電力開発に期待が大きい。その実現には、資金的・時間的にも有利な石炭火力発電にならざるを得ない。

石炭火力発電に依存し増強することはGHG削減に相反するものであ

る。しかし、国民全体に電力を提供し生活面での質的向上を図ることに異論をはさむ余地はない。大規模な火力発電計画が実現できても、1人あたりの電気消費量やGHG排出量は先進工業国と比べると依然として小さい。国内エネルギー資源を活用し短期間で比較的投資額が少ないのも石炭火力である。

こうした見方に立つと、短期的には石炭火力で乗り切り、中長期的には大規模水力発電や原子力発電に期待することになる。GHGの削減や排出量の抑制を先進国だけに押し付けず応分の責任を担うためには短期的な方法に加え、中長期的な取組みを短期的な取組みと並行して臨むことが必須になる。

そのためには、長期的な期待が高い原子力発電に伴う核拡散防止や発電事故に対する補償などの問題をクリアすることと、巨額な開発費用の問題への対応が不可欠となる。

4. 日本への期待と役割

インドの電力開発問題が短期的な取組みと中長期的な取組みに分けら

れても、日本に対する期待や役割は変わらず非常に大きい。

第1は、当面インドが石炭火力に依存するしかない現状では、クリーンコール技術などの石炭火力発電の効率改善や能力アップ、送配電網の拡充・充実などの分野。それには、既存の製品や技術を輸出するのではなく、GHGの排出を抑え閉じ込める等の研究開発領域も含まれる。

第2は効率的で効果的な大規模な水力や原子力の発電システム（機材ばかりでなく運営を含む）の分野。

電力インフラは巨額なプロジェクトなので、日本にとっても大きな商機である。今までの日本は個々の企業が自社の技術・製品を売り込むことが中心で、日本企業同士の激しい競争をし勝ちであった。ところが、巨額な投資を伴うインフラに関わるビジネスは、個々の技術や個別の製品が占める割合は小さくシステム構築の設計や完成後の運用サービスなどの分野に大半の付加価値がある。

このため、従来のように個々の企業がバラバラに取り組むことに満足せず、インフラ・ビジネスに“オール・ジャパン”的なアプローチが必

要になる。

- ①官民一体となつての取組み。特に、政府の法的、財政的支援など公的部門が担う役割は民間部門では果たせない。特に、諸外国と競って協力し受注につなげるには公的部門～時には政府首脳自らが積極的に働きかけるなどの展開が不可欠である。
- ②日本の場合、運用サービスの経験・実績は国内主体の事業者や国・公的部門にある。このため、メーカーには運用サービスの経験や実績が少なく一貫したシステムとして提供するには、運用サービスの事業者の参画が不可欠である^(注-10)。
- ③インド企業はもとより、外国企業との連携も重要である。外国企業が異なるシステムを統合することなく持ち込めば導入側が混乱する。このため、競争しあう部分と協調しあう部分があり、それぞれの役割を果たす工夫が必要になる。
- ④資本調達の支援

インド産業連盟 (CIT) と AT Kearney の報告書によれば、電力インフラの整備には今後 8～9 年間に約 2500 億ドルの投資が必要

としている。巨額なビジネス機会であると同時に、資金調達が可能なか不安視する意見も多い。このため、日本にとっても ODA を含む広範囲で長期にわたる資金調達分野にも支援とビジネス機会を求めていくが必要になる。諸外国の金融機関との協調が大切だ。

第 3 は、温室効果ガスの削減目標との関係である。日本は GHG の排出量の削減を 1990 年比 25% とする高い目標を掲げている。インドなどの新興国が排出量を削減する目標に向かい参画しないと先進国だけで温暖化を止めることは実現できない。一方、経済発展で生活向上をめざす途上国の活動にブレーキをかけ削減策を求めることは好ましいとは言えない。

日本にとって重要なことはインドなどの新興国の経済活動に役立つ共同事業を提案することである。化石燃料の依存を下げるために、エネルギー効率を高め光熱に要するコストを引き下げる省エネ技術の開発や普及に果たす役割は大きい。

省エネ技術の導入で GDP 当たりの排出量の削減は可能である。イン

ドは GDP 当たりの排出量の削減目標を 2020 年までに 20～25%と COP15 の直前に発表した。

ところが、GDP の伸びはそれを上回るから排出量の削減を実現することはできない。そこで、再生エネルギー資源や原子力や水力の分野の割合を高めることが必須となる。こうした視点からも、インドや他の諸外国の電力インフラの整備や拡充計画に、日本が積極的に関わり果たすことが望まれている。

なかでも、商用化が確立している原子力発電を拡充することは GHG 削減効果が大きいから、核拡散につながることなく核兵器への転用阻止などの対策を採る道を探り積極的に取り組む余地がある。

日本は多くの先進工業国が脱原発などの理由から新規の原子力発電所の建設を停止した後も、建設を続け原子力発電技術のノウハウを積み上げてきた実績がある。原子力発電に必要な機器や資材の分野では世界有数の能力を持つ企業が多く、多くの国の原子力発電所の建設計画には日本企業からの調達を視野にいれている。

そのためには、官民一体、電力サービス企業の参画、相手国企業との連携、諸外国企業・政府との連携などの課題とともに、原子力発電技術の提供に対する幅広い国内でのコンセンサスを得ること、技術を供与できる環境整備を必要とする。

また、そうした途上国への提供に得られた GHG 削減効果が日本の GHG 削減目標の一部に組み入れることができる制度的な枠組みができれば、日本の 25%削減目標の達成にも役立つ。

さらに、無電化村、電力の恩恵を受けない人々を対象にした電力供給向けのビジネス分野にも日本が果たす余地がある。簡単な設備で生産ができ低コスト、故障しにくく保守・補修が容易な仕組みで電力の恩恵が受けられるように、日本の中小企業などが持つ知恵や技術ノウハウを結集し現地企業や NGO と連携したビジネスの可能性を追求したい一つである。

【注】

1. 【電力不足と送電ロス】

1998 年度以降の過去 10 年度間の電力

の不足率をみると、総じて増加傾向にあり最近の2年度は9.6%、9.0%と9%台にある。ピーク時に限ると不足率は13.8%、15.2%と高まる。一方、送電ロスは1999年度以降一度も30%を下回ることはない。(電力省データ)

なお、不足率は電力需要に対してどの程度電力が不足しているかを示し、ピーク時電力不足量のピーク時電力需要量の割合である。送電ロスには顧客に電力供給される過程で失われる電力量の総供給量に対する割合を示し、老朽化した送配電設備や盗電を原因としたロスが含まれている。

表 電力不足と送電ロス

年	平均電力	ピーク時	電力損失
	不足率 ・%	不足率 ・%	
1997-98	8.1	11.3	25.0
1998-99	5.9	13.9	26.5
1999-2000	6.2	12.4	31.0
2000-2001	7.8	13	33.0
2001-2002	7.5	11.8	34.0
2002-2003	8.8	12.2	32.5
2003-2004	7.1	11.2	32.5
2004-2005	7.3	11.7	31.0
2005-2006	8.4	12.3	30.7
2006-2007	9.6	13.8	30.0
2007-2008	9	15.2	30.0

2. 【電力供給の達成度】

1951年以降の1～10次の5ヵ年計画における電力供給計画の達成率をみると、1度も目標を実現したことはなく、最近の3期では目標値の54%、48%、52%と50%前後に留まる(電力省)。

表 電力供給計画

5ヵ年計画 (期間)		目標 (1000 kw)	実績 (1000 kw)	達成率 ・%
第1次	(1951-56)	1,300	1,100	85
第2次	(56-61)	3,500	2,250	64
第3次	(61-66)	7,040	4,520	64
第4次	(69-74)	9,264	4,579	50
第5次	(74-79)	12,499	10,202	82
第6次	(80-85)	19,666	14,226	72
第7次	(85-90)	22,245	21,401	96
第8次	(92-97)	30,538	16,423	54
第9次	(97-02)	40,245	19,015	48
第10次	(02-07)	41,110	21,180	52
第11次	(07-12)	78,000	—	—

出所 電力省

3. 【無電化村】

2009年11月末現在、農村(約59.4万)のうち、無電化村は96,204村で、電化率は83.8%である。電化率が100%であるのは中央政府直轄6地域のうち5地域であるが、29州のうち7州に留まり無電化村が1万を超える州が5州もある。電化率が3割しかない州もあって、地域格差が非常に大きい(電力省)。

4. 【電力料金】

インドの電力料金体系は政策的に産業用・工業用料金を高く設定する一方、農業・家庭用電気料金を非常に低く抑えている。是正傾向にあるものの、農業部門向け料金と工業向け・商業向けとの料金の格差は依然として約 10 倍である（下表参照）。

不安な電力供給のうえに割高な工業用電力料金が大口需要家を中心に自家発電が増え、総供給量の 13%（年度時点）を占めている。

表 電力料金の部門別比較～農業部門向け料金に対する倍率

	1996/97	2001/02
家庭	4.99	4.70
商業	11.28	10.25
農業	1.00	1.00
工業	13.00	9.10
鉄道	16.36	10.80
州外	7.14	4.67
全体	7.80	5.77
平均	8.79	6.61

5. 【インドネシアからの石炭調達】

インドの石炭輸入はオーストラリアとインドネシアが主である。オーストラリア炭は国内炭が向かない鉄鋼生産用が主で、インドネシア炭を主として石炭火力用に輸入していると思われる。イン

ドネシアの石炭量（HS27.01）の輸出先としては日本に次ぐ 2 番目の約 2640 万トン（2008 年）で、10 年間で約 8.0 倍増となっている。

6. 【太陽光（熱）発電】

2020 年までの太陽光発電の目標をみると、電力供給網（系統）に接続した発電所（18GW）のほかに、分散電源（2GW）など多彩である。太陽電池による照明を享受する世帯数目標を 2000 万世帯とし、太陽光発電による電力を使用する小型の照明（Solar Lantern）の普及も、無電化村を減少させる方法になる。

7. 【CTBT と NPT】

CTBT（包括的核実験禁止条約 Comprehensive Nuclear Test Ban Treaty）は発効していない。インド以外にも米国、中国、イスラエルなどは批准していない。一方、NPT（核兵器の不拡散に関する条約：Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons）は 1970 年に発効しているが、インド、パキスタン、イスラエルは非締約国である。

8. 【インド向け核技術の輸出】

インドに核技術を提供することを NPT の例外とする原子力供給国グループ（NSG）の臨時総会（2008 年 9 月 6 日）で日本を含む 46 カ国が全員一致で採択し

た。これにより米印原子力協定でインドへの核技術・製品の輸出が可能となった。

核技術関連製品・技術の輸出は NPT の NSG によるガイドラインで定めた規制がある。パート 1 の「原子力専用品・技術」と、パート 2 の「原子力関連用品・技術」に分かれている。日本の場合は、NSG ガイドラインに従い、『外国為替及び外国貿易法』及びその関連政省令等により輸出管理をしている。

ただし、原子力発電に必要な設備・資材のうち、タービンなど直接に原子力発電に関わらない分野は現行でも輸出は可能である。

9. 【原子炉事故等の補償】

原子力発電所の事故が起きた場合に対する損害賠償を限定化する法案を制定し、米国も加入する原子炉損害賠償制度に関する国際条約に加盟することを米国政府・企業は求めている。

10. 【電力企業の海外事業展開】

東京電力が「海外で原子力発電事業に参入する方向で検討している」と日経新聞（2009-12-9 付）で報じた。技術支援をしている米国の原子力発電会社に対する建設と運転管理に関しコンサルティングをするものである。原子力発電所

の建設機運が世界的に高まるなかで、原子力発電関連機器の製品を製造するメーカーが真に海外展開するには、原子力発電ビジネスや効率的な送・配電ビジネスの分野でのサービス輸出が不可欠である。その意味において、日本の電力企業が「海外での原子力発電事業の本格的な参入」する意義は大きい。

【主要参考資料】

1. “Union Budget and Economic Survey 2008-09 ; The Economic Survey”
2. “India Energy Outlook : End Use Demand in India to 2020” (Jan. 2009)
3. Central Electricity Authority (CEA) : “All India Electricity Statistics” (2006) 他
4. KPMG : “Power Sector in India” (2010-01)
5. KPMG: “Power Summit 2009 ~ Meeting The Goal of POWER FOR ALL BY 2012”
6. IEA : “Electricity in India ~ Providing Power for the Millions”
7. Ministry of Power ; “Progress report on Village Electrification”
8. Planning Commission : “Annual Report on The Working of State Electricity & Electricity Departments”