

. 中国・インドのエネルギー情勢と政策動向

執筆担当者

戦略・産業ユニット	研究主幹	石田 博之	2-1, 2-9
戦略・産業ユニット	研究主幹	佐川 篤男	1-5, 2-5
戦略・産業ユニット	研究主幹	富田 哲爾	2-8
戦略・産業ユニット	主任研究員	郭 四志	1-2
戦略・産業ユニット	主任研究員	小林 良和	2-2, 2-3
戦略・産業ユニット	研究員	森川 哲男	1-4, 2-4
戦略・産業ユニット	研究員	張 悦	1-1, 1-3
戦略・産業ユニット	研究員	倪 春春	1-6, 2-6
戦略・産業ユニット	研究員	チュウ チョン シイアン	1-8
計量分析ユニット	主任研究員	沈 中元	1-9
計量分析ユニット	研究員	松尾 雄司	2-7
計量分析ユニット	研究員	永富 悠	1-7
環境ユニット	主任研究員	田上 貴彦	1-10
環境ユニット	研究員	伊藤 葉子	2-10

中国・インドのエネルギー情勢と政策動向

目次

1	中国	105
1-1	中国のエネルギー政策	105
1-2	中国の石油上流部門	107
1-3	中国の石油下流部門	109
1-4	中国の天然ガス	112
1-5	中国の石炭	115
1-6	中国の電力	118
1-7	中国の原子力	120
1-8	中国の再生可能エネルギー政策	122
1-9	中国の省エネルギー政策	125
1-10	中国の環境政策	128
2	インド	131
2-1	インドのエネルギー政策全般	131
2-2	インドの石油上流部門	132
2-3	インドの石油下流部門	134
2-4	インドの天然ガス	136
2-5	インドの石炭	138
2-6	インドの電力	141
2-7	インドの原子力	143
2-8	インドの再生可能エネルギー政策	145
2-9	インドの省エネルギー政策	147
2-10	インドの環境政策	150

中国・インドのエネルギー情勢と政策動向

1. 中国

1-1. 中国のエネルギー政策

1-1-1. エネルギー需給

中国政府は、「中国のエネルギー発展に関する第 11 次 5 ヶ年計画」において、エネルギー需要に関して、**2010** 年までの一次エネルギー消費量の年平均伸び率を **4%**に抑制し、一次エネルギー消費に占めるエネルギー源別のシェアの変化について、**2005** 年比で、石炭、石油をそれぞれ **3.0%**、**0.5%** ずつ低下させる一方、天然ガス、原子力、水力及び再生可能エネルギーのシェアを拡大するとしている。また、同期間中の一次エネルギーの生産については、年平均伸び率は **3.5%**となると予測している。その結果、**2010** 年の一次エネルギー消費及び生産は、以下の通りとされている（表 1-1-1 参照）。

表 1-1-1. 一次エネルギー需給

	単位	一次エネルギー消費量		一次エネルギー生産量	
		2005年	2010年	2005年	2010年
	億石炭換算トン	22.47	27.00	20.59	24.46
石炭	%	69.1	66.1	76.5	74.7
石油	〃	21.0	20.5	12.6	11.3
天然ガス	〃	2.8	5.3	3.2	5.0
原子力	〃	0.8	0.9	0.9	1.0
水力	〃	6.2	6.8	6.7	7.5
再生可能エネルギー	〃	0.1	0.4	0.1	0.5

(出所)「中国のエネルギー発展に関する第 11 次 5 ヶ年計画」記述より作成

* 再生可能エネルギーに関しては、実用化されたもののみ

1-1-2. エネルギー政策の概要

(1) 国家エネルギー行政機関

2005 年 **5** 月、中国のエネルギー政策立案機関として、「国家エネルギー指導グループ」（国家能源領導小組）が新たに設置された。組織の最高責任者である組長には温家宝総理が就任し、メンバーは各省庁の大臣らで構成されている。また、同グループ直属の事務局としての「能源弁」も設置された。一方、それまでエネルギー政策の企画立案・実施を一元的に担当している国家發展改革委員会の内部部局である「能源局」は、当分の間は「能源弁」と並存する方向である。「能源局」は日常行政業務を担当する一方、「能源弁」はより高度なエネルギー戦略を担当するという。

(2) エネルギー政策

エネルギー政策に関する中長期的なビジョンについて、中国政府は、**2004** 年 **6** 月に「エネルギー中長期發展計画（**2005**～**2020** 年）」を公表し、以下の **8** つの方針を強調している。

- ① 省エネを最重要対策とし、エネルギーの利用効率を高める。
- ② エネルギー構成を最適化し、各エネルギー源の多様化戦略を堅持する。

- ③ エネルギー資源開発地域的配分を合理的にする。
- ④ 国内・海外の両資源を活用する。
- ⑤ 科学技術の進歩と革新を推進し、管理方法を強化する。
- ⑥ 環境保護を強化し、資源の制約と環境の負荷を考慮する。
- ⑦ エネルギーの安全を高度に重視し、エネルギー供給の多元化を進める。
- ⑧ エネルギー開発の支援政策を制定する。

その後、中国政府は、**2006年3月**に「中国の国民経済及び社会発展に関する第**11次5**ヵ年規画（**2006～2010年**）」（以下「**11・5**規画」という）」を公表した。また、**2007年4月**にエネルギー産業発展に関する総合的なガイドラインである「中国のエネルギー発展に関する第**11次5**ヵ年規画（以下「**11・5**エネルギー発展規画」という）」を公表した。その中における資源・エネルギー・環境分野に関する記述は、以下の通りである。

① 要旨

省エネルギー優先、国産エネルギー供給に立脚、石炭資源を基礎とすること、エネルギー源の多様化、需給構造の最適化、国際協力の推進、安定的・経済的・クリーン・安全なエネルギー供給体制を構築すること

② 数値目標

2006～2010年、年平均経済成長率 **7.5%**

2010年に対**2000年**比で一人当たりの**GDP**を倍増

2006年にエネルギーの**GDP**原単位を**5%**改善

2010年にエネルギーの**GDP**原単位を**20%**削減

③ エネルギー源別に関する政策

石炭：「秩序ある発展」大型石炭基地の建設など

電力：「積極的な発展」火力発電高度化、原子力の積極的開発など

石油・天然ガス：「加速的発展」開発の強化、LNG基地の建設、国家備蓄の拡張など

再生可能エネルギー：「強力発展」一次エネルギーでのシェア拡大

省エネルギー：「資源節約と環境保護を基本国策に」重点的省エネ**10**プロジェクトなど

1-1-3. エネルギー政策促進に向けた課題

以上のエネルギー政策の促進に当たっては、中国政府は様々な課題を抱えている。まず、近年において、中国はエネルギー源の多様化が進んでおり、天然ガスや再生可能エネルギーなどのエネルギー源のシェアは徐々に拡大しているものの、旺盛なエネルギー需要に対応するためには、今後とも、石炭と石油を中心とした消費構造が続いていかざるを得ず、環境対策とエネルギーの安全保障のためには、省エネ政策の推進が喫緊な課題となっている。

また、中国政府は国産エネルギーに立脚した供給体制の構築を強調しているが、**2010年**までのエネルギー需給の全体像を描いた「**11・5**エネルギー発展規画」で示されたように、今後**5**年間を通じてエネルギー消費の伸びが生産の伸びを上回るため、国産エネルギーと国内需要のギャップが逆に拡大していくことが確実である。その結果、石油の純輸入量は年間**2**億トンに近づき、輸入依存度が

50%まで上昇すると見込まれている。同じく、天然ガスについても、純輸入国に転じ、輸入依存度が14%にまで拡大していくと予測されている（表 1-1-2 参考）。

表 1-1-2. エネルギー消費の輸入依存度

	単位	2005年				2010年			
		消費量	生産量	純輸入量	輸入依存度	消費量	生産量	純輸入量	輸入依存度
一次エネルギー	億石炭換算トン	22.47	20.59	1.88	8%	27	24.46	2.54	9%
石油	億トン	3.30	1.82	1.49	45%	3.87	1.93	1.94	50%
天然ガス	億立米	473	495	-22	-5%	1076	920	156	14%

注：中国のエネルギー統計年鑑に基づき、石油は1toe=1.42860tce、天然ガスは1,000m³=1.33tceで換算。
 (出所)「中国のエネルギー発展に関する第11次5ヵ年計画」にて公表されたデータより試算

このような輸入依存度増大の結果、中国の国内エネルギー市場と国際エネルギー市場との連動性は更に高まっていかざるを得ない状況となっている。すなわち、国際エネルギー市場においては、昨今の中東を中心とした国際政治情勢の不安定化やエネルギー価格高騰などが発生しており、より複雑性・不確実性が増している。一方、中国国内においては、市場経済への移行により、市場の調整機能をより活用する方向が打ち出されている。その結果として、国際エネルギー市場の変動がより直接的に中国国内市場に影響を及ぼしていく可能性が高い。この結果、エネルギー需給は中国政府の想定どおりにはならない可能性も高く、エネルギー政策の設定・調整がこれまで以上に容易ならざるものとなっていると考えられる。

また、中国においては、エネルギー政策を遂行するための関連法制が未整備の状況である。現在、電力法、石炭法、省エネ法、再生可能エネルギー法が存在しているが、再生可能エネルギー法以外の法制は古くてアップデートされていない。更に、エネルギー基本法や石油、天然ガス及び原子力についての法律は存在していない現状である。中国政府は、2005年からエネルギー基本法を作成し始め、2007年内に立法機関の審議に付す予定だが、スケジュールは遅れると見込まれている。

市場経済への移行過程にあつて、また急激な経済成長に伴ってエネルギー需要が増大する状況下で、以上のような様々なエネルギー政策の促進に向けた課題をよりスムーズに解決することは容易ではない。従来通りの「能源局」ではレベルが低く単一部局では限界があり、エネルギー政策及びエネルギー産業に関する関係省庁のより一層な協力が必要である。例えば、現在のように「能源局」と「能源弁」を併存させるだけでなく、よりレベルが高く、すべてのエネルギー関連の行政部門を網羅する「エネルギー省」の設置も視野に入れる必要があるのではないかと考えられる。

1-2. 中国の石油上流部門

1-2-1. 現在の開発体制と国内外資源開発

中国の石油産業の開発・生産体制は、1998年に行われた改革・再編によって、陸上油田開発を中心に操業してきた中国石油天然気集团公司（CNPC）と石油精製・石油化学を中心事業としてきた中国石油化工集团公司（Sinopec）の資産が再配分され、CNPC、Sinopec 各々が探鉱・開発から精製・販売を担当する垂直統合型の企業に再編された。その後2000年2月、4月にこの両集团公司は、それぞれ持ち株会社とされ、その下に株式会社である PetroChina と Sinopec Corp が設立され、実際

の操業担当会社とされた。**PetroChina** は主に北部と西部などの地域を、**Sinopec Corp** は主に東部、中部地域を中心として油田の探鉱・開発を担当している。一方、**2001年2月**に中国海洋石油総公司（**CNOOC**）はその下に**CNOOC Ltd.**を設立し、海域の石油・ガスの探鉱・開発を担当させている。

1990年代に入ってから、中国における既存の東部の大慶、勝利、遼河という三大主力油田は老朽化し、生産が停滞している。**1990年**の三大油田の原油生産量は、中国全体の**74.2%**を占めていたが、**2000年**にはこの比率は**58.3%**に下がり、さらに**2006年**には**45%**にまで落ち込んでいる。上述の主力油田が生産停滞・減産するのに対し、新疆など西部の陸上油田と海上油田は増産し続け、前者は**1990年**の**2800万トン**から**2006年**には**7217万トン**に、また、後者は**1990年**の**143万トン**から**2006年**の**2865万トン**にまで増大した。その結果、中国全体の原油生産量は**3大石油会社**の努力もあって**1.7億-1.8億トン**を維持し、**2006年**には対前年比**2%増**の**1.84億トン**に達した。しかしながら、国内生産量は需要の増大に追いつかず、石油の需給ギャップは**2006年**で**1.7億トン**に達している。

他方、天然ガスの生産は、石油と比べ優先度が低く、資金、生産・輸送インフラなどの制限等で石油開発より大きく遅れてきた。しかし、中国の天然ガスの生産は**1990年代**から堅調に増加し、**1990年**の**147億 m³**から**2000年**の**262億 m³**、さらに**2006年**には**595億 m³**となっている。

表 1-2-1. 中国 3 大石油会社の海外自主開発の主要指標 (2006 年末)

	プロジェクト (累計件数)	主要進出先	権益油 (万トン/年)	権益ガス (億 m ³ /年)
CNPC	69	アフリカ、中東、中央アジア、南米地域等 20 カ国	2,807	38
Sinopec	36	アジア、米州、中東等 14 カ国	88	—
CNOOC	18	アジア、豪州等 5 カ国	115	0.028

注：① 件数には **2007年1月**時点のデータ

② **CNPC** と **Sinopec** との共同プロジェクトは各々計上している；**Sinopec** と **CNOOC** の権益油・ガスのデータは **2005年**の実績である。

出所：DowJones China Energy、China OGP と 3 大石油会社資料より作成。

中国石油企業の海外展開は、**1990年代**に入り、中国の海外直接投資の拡大に伴い、**1992年**から開始した。中国石油企業の海外展開活動は主に資源探求・開発型海外直接投資により進められてきた。上述した需給逼迫情勢の下で、石油供給確保策の一つとして、海外自主開発の動きが最近活発化している。**CNPC** は **1993年**にカナダに進出して以来、アフリカ、中東、ロシア・中央アジア、南米等で石油探鉱・開発プロジェクト約 **70** 件を実施してきた。**Sinopec** は **2000年**以来、中東、アフリカ、東南アジアなど **36** 件のプロジェクトを行ってきた。**CNOOC** も近年積極的に海外へ展開している。同社は、**2005年8月**、ユノカル買収が米国議会の反対で失敗した後も、アンゴラの深海鉱区等に着実に権益を確保しており、現在東南アジア、オーストラリア等アジア太平洋地域を中心に計 **18** 件の探鉱・開発権を取得している。

1-2-2. 石油上流政策の概要

中国の『**11次5ヵ年**規画』によれば、「東部においては、潜在的な開発余力を創出し、西部におい

ては更なる開発を推進し、また、海域の開発を加速し、南地域を開発する」という基本方針の下、新技術の応用及び投資の拡大などの措置を通じ、**2010**年までに原油とガスの生産量をそれぞれ**1.93**億トン、**920**億 m^3 に拡大するとしている。しかしながら、その石油生産量は、増大する消費量に追いつかず、石油需給の逼迫は益々深刻化し、その需給ギャップは、**2006**年の**1.7**億トンから**2010**年に**2.4**億トン強、さらに**2020**年までに約**5**億トンになると見込まれている。中国政府は、海外資源開発を石油セキュリティ政策の重要な一環として、積極的な資源外交を通じ、産油国と良好な協力関係を構築するなどして、石油企業の海外進出をサポートしている。中国は中東、アフリカ、南米等産油地域・国との関係を一層拡大しており、国家元首級の相互訪問をはじめ、産油国への経済援助、政治的な支持など様々な動きがある。その結果、石油**3**社は、比較的順調に入札に参加でき、探鉱・開発権を着実に入手している。近年、中国政府が展開した主な資源外交件数は**50**件以上に達している。それに伴い、**3**大石油会社は**30**数カ国にわたり開発権**120**件以上を獲得した。また、政府は、活発な資源外交のほかに様々な支援策・措置により、企業の海外資源開発を促進している。例えば、**2004**年**11**月に、国家発展改革委員会と国家輸出入銀行は共同で通達を発し、資源開発等国家奨励の海外投資の重点プロジェクトに対して、低金利の優遇融資措置を与えている。

1-2-3. 石油上流政策実施・促進の課題

中国は今後の資源開発に様々な課題を抱えている。第**1**は、拡大する石油・エネルギー需給ギャップをいかに克服するかである。このために**3**大石油企業は、国内生産が伸び悩む中、西部油田と海洋油田を中心に外資導入と研究開発および鉱区のさらなる対外開放を通じ、国内探鉱強化に取り組むとともに、貿易・直接投資を通じ産油国での海外資源開発及び国際市場での調達を求めていくことになり、国際市場により影響を及ぼすことになろう。

第**2**は、世界の石油ガス田・鉱区への投資機会が限定されていく中で、入札、権益買収を成功させるためには高い投資コストや競争が避けられない。それによってもたらされる国際市場・相場の高騰は、消費国・企業の懸念を引き起こすことになろう。

第**3**は、産油国での投資リスクが高くなることである。**2007**年**1**月下旬、ナイジェリアで起こったような武装グループによる**CNPC**従業員の拉致事件は、今後海外資源開発投資の拡大が進む中、治安の悪い、地政学リスクの高い地域において、頻発する恐れがある。

中国政府は、今後上述の課題を克服し、スムーズに海外資源開発投資を展開する上で、国際社会の反応、エネルギーを取り巻く環境変化を無視することは出来ないと認識している。中国は、胡錦濤国家主席の和諧(調和のとれた)国際社会を目指す戦略、及び**2006**年のサンクトペテルブルクサミットでのエネルギーの国際的協力宣言に基づいて、米日欧など主要国と連携してエネルギー問題の解決に取り組み、また国際社会の懸念に対応しつつ、資源開発を展開するとともに、外国企業との共同開発を積極的に行なっていく方針を示しており、今後の展開が注目される場所である。

1-3. 中国の石油下流部門

1-3-1. 需給動向と産業体制

(1) 需給動向

中国では、**90**年代以降の経済発展に伴い石油の需要量が急増してきた。一方、国内の原油生産量

はほぼ横ばいとなっているため、中国は1993年に原油の純輸入国に転じ、それ以降、原油の輸入量が急増している(図1-3-1参照)。現在、国内で処理する原油の45%が輸入原油となっている。

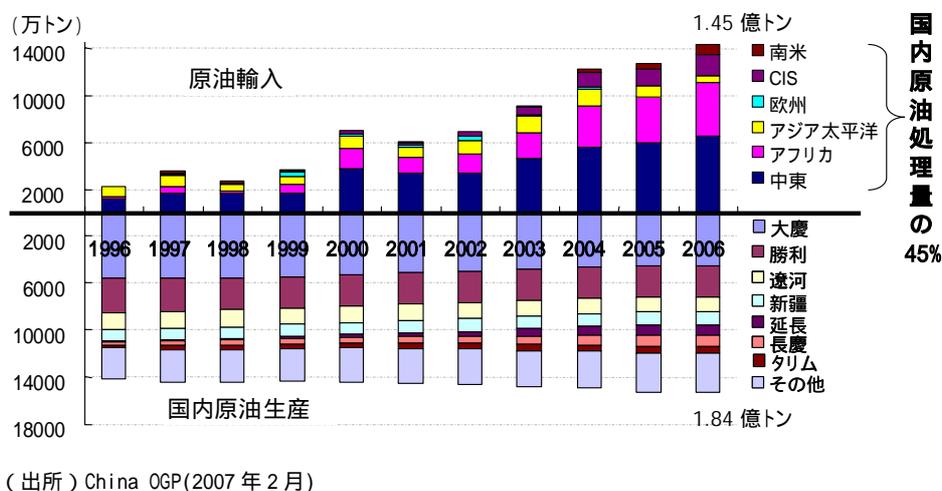


図1-3-1. 地域別原油輸入量と国産原油生産量の推移

また、石油精製能力は拡大し、2005年末時点で常圧蒸留装置の能力は658.7万b/d(米国に次ぎ世界第2位)、常圧蒸留装置の平均稼働率は87%となっている。しかしながら、旺盛な石油需要の増加に追い付かない状況が続いており、2005年の石油製品の純輸入量は1,623万トン(32.5万b/d)であった。一方、近年のガソリンと軽油の需要拡大を受けて、石油製品の白油化及び品質規格強化が進んでいるが、これまで低硫黄原油を中心に対応してきたため、水素化精製装置(脱硫装置)の装備率が低く、接触分解装置及び、水素化分解装置の装備率が比較的高いことが特徴となっている。

中国では、製油所は国内の主要油田の周辺から建設されてきたが、90年代以降は輸入原油を処理するため沿海地域においても製油所が建設されてきている。にもかかわらず地域の経済発展に見合うまでの供給量には到達しておらず、石油製品の供給能力は東北地域と西部地域では過剰、華南地域では不足している状況である。そのため、北から南へ石油製品を輸送する「北油南運」と呼ばれる状況となっており、近年では、西から東への石油製品の輸送パイプラインも建設されている。

(2) 産業体制

中国の石油下流部門の産業体制は、中国石油天然気集团公司(CNPC)、中国石油化工集团公司(Sinopec)、中国海洋石油総公司(CNOOC)、中国中化集团公司(Sinochem)という4つの国営石油・石油化学会社に寡占されている。この4社で精製能力、石油貿易量、石油販売量の90%を占めている。中でも、CNPCとSinopecが主要なシェアを占めている。

また、中国政府はWTO加盟条件に基づき、2002年から石油市場の規制の段階的緩和・撤廃と市場の整備を行っており、2004年12月に石油製品の小売市場、2006年12月に石油製品の卸売市場を外資に開放した。しかし、実態上は市場開放は進んでおらず、依然としてCNPCとSinopecに寡占されるのが現実である。

1-3-2. 石油下流政策の概要

中国政府は、2006年3月、「中国の石油精製産業の発展に関する中長期計画」（2006～2020年）を打ち出した。その主たる内容は以下のとおりである。

(1) 精製能力の拡大

2010年までに製油所の平均稼働率を2005年比5%向上させ、2020年まで90～95%を維持することで、ナフサの一部の輸入を除き、ほぼ国内石油需要への対応が可能になる。2010年までに原油処理能力9,000万トン／年を新設する一方、効率の悪い小規模製油所の能力2,000万トン／年を廃止する。青島などの8ヵ所において、1,000万トン／年のコンビナートを建設し、製油所の全国平均の規模が570万トンに達するようにする。製油所を新設する場合には、その能力は800万トン／年以上と規定する。

(2) 地域間の需給バランスの調整

処理能力が過剰な地域、製品を地域外へ輸送する地域においては常圧蒸留能力の拡大を許可しない。石油製品が不足する地域においては既存設備の改造・拡張によりスケールメリットを持たせ、適切な新規製油所の建設を検討する。精製設備を有していない地域においては製油所を建設する。

(3) 原油の安定供給

製油所の新規建設は原油の供給が保証されていることを前提とする。輸入先の多元化、輸入方法の多元化、輸送方法の多元化により、原油の安定供給を実現する。国際・国内パイプラインの敷設、貯蔵・輸送能力の拡大、25～30万トン級の輸入原油タンカーが着岸可能となるように港湾の整備を図る。先進技術又は原料供給能力を有する外国企業との間で合弁製油所を設立する。但し、中国側株主がマジョリティを確保しなければならない。

(4) 原油処理の最適化

国産内陸一般原油は既存内陸製油所で処理し、主にその地域の需要に対応する。国産海上一般原油は近隣沿海地域で処理する。高硫黄・重質原油は集中して処理する。中東から輸入される高硫黄原油は、沿海部の既存設備で集中して処理する。アフリカ・アジア太平洋から輸入する低硫黄原油は、沿海部等の製油所で国産一般原油と混合して処理する。

(5) 石油製品消費構造変化への対応

競争力のある製油所の二次装置を拡大し、白油化への対応、特に軽油の増産を図る。また、石油精製と石油化学の一体化を実現する。

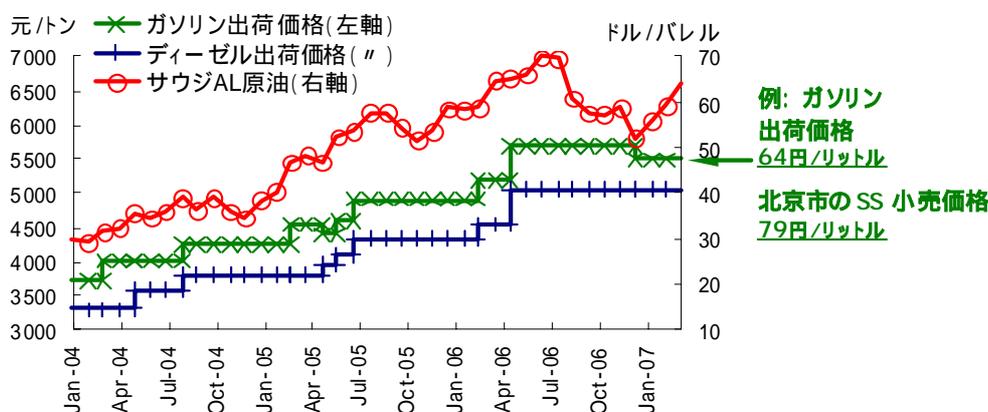
1-3-3. 石油下流政策実施・促進の課題

中国の石油下流部門は、今後の石油消費の増加に伴う輸入原油の拡大、国内市場の白油化の進展、製品の品質規格強化への対応が課題である。そして、石油の安定供給を実現するためには、原油供給の安全保障、資源配置の最適化、二次装置の増強、設備の効率向上などを考えながら、精製能力の拡大を進めていくための政策を進めることが必要である。

他方、現在、石油の販売価格の決定メカニズムが適切ではなく、精製能力の拡大を始め、石油企業のビジネス拡大への投資及び石油産業の発展障害にもなっていると考えられる。具体的には、中国では、原油の国内及び海外向けの販売価格は国際価格とリンクすることになっているが、石油製品の国内の販売価格の決定権は、国家発展改革委員会（NDRC）の管理下にあり、その変動は国際価格の変

動より若干遅れて現れ、値上げ幅及び値下げ幅も国際水準より小さく抑えられている状況となっている（図1-3-2参照）。

(2007年5月時点)



(出所) Oil Report 各年版、China OGP 各年版

図1-3-2 中国の国内製品価格と国際原油価格との比較

こういった状況から、石油会社の収益性は低下しており、精製部門では赤字が生じている。中国政府は、国内石油製品価格を抑え、国民の負担に配慮するとの説明の下、補助金で石油精製企業の赤字を補填しているが、結果的に同補助金は富裕層に対する補填となっているとの見方もある。むしろ、完全に国際市場価格にして、農漁業などの産業や貧困層に直接補助すべきではないかとの批判の声も高まっている。

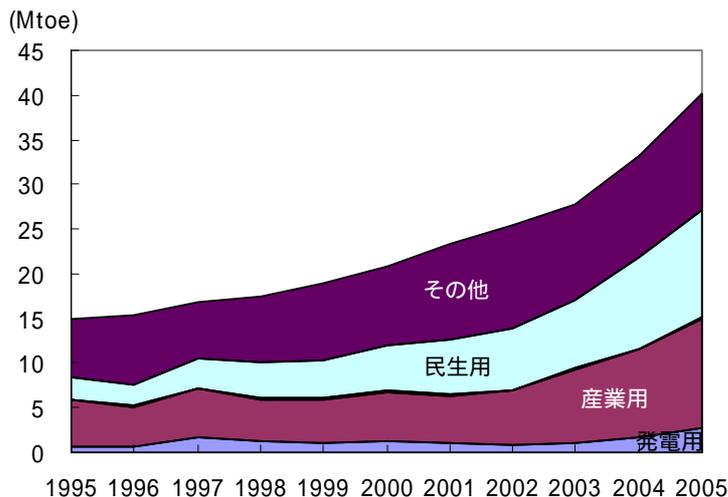
また、原油価格と国内の石油製品の価格の逆相現象により、製品輸出が急増し、国内での供給不足が発生したため、中国政府は石油関係の輸出入関税を高い頻度で調整しており、これを通じて、国内市場の需給調整と輸出入の抑制・促進を図っている。このような市場環境の下、需要と価格の関連性が低いため、政府においても需要の見通しを作成しにくい状況になっている。

なお、このような政府統制価格は、かつての計画経済体制のなごりと石油産業が国営企業による寡占市場であるが故に成り立ってきたといっても過言ではない。今後は、中国が石油産業の発展を実現するためには、経済体制改革と市場開放を進め、国際石油市場及び国内石油製品の需給を徐々に反映できる価格体制とすることにより、石油産業に競争原理を導入し、中国の石油産業の体制を改善していくことが必要である。

1-4. 中国の天然ガス

1-4-1. 需給動向と産業体制

2005年の天然ガス需要は40.1Mtoe (44.6Bcm)であった。過去10年間で需要は年率10%と急激に拡大している。用途別では産業用、民生用、その他（大部分が石油化学原料）を含むがそれぞれ約3割を占めている。2005年時点での発電用需要は全体の6.6%と限定的である。



(出所) IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

図 1-4-1 中国の天然ガス需要の推移

2005 年時点において天然ガス需要は全て国内生産によって賅われていたが、2006 年には LNG 輸入を開始した。現在、LNG やパイプラインによる天然ガス輸入計画が複数存在する。国家发展改革委員会・能源局が 2006 年 11 月に発表した需要見通し、同じく国家发展改革委員会・能源研究所が 2007 年 2 月に発表した供給見通しによると、堅調に増加する需要に国内生産が追いつかず、2010 年に 20Bcm、2020 年には 80Bcm の需給ギャップが発生する。このギャップは輸入によって賅われることになる。

天然ガス上流（探鉱・開発・生産）・中流（輸送）事業は、3 大石油企業である中国石油天然気集团公司 (CNPC)、中国海洋石油总公司 (CNOOC)、中国石油化工集团公司 (Sinopec) の寡占状態となっている。天然ガスの配給は、大半が地方政府が所有する配給会社によって行われている。

1-4-2. 天然ガス政策の概要

中国の天然ガス政策の根幹は、国内ガス田探鉱・開発とパイプラインを中心としたガスインフラの整備の促進である。第 11 次 5 ヵ年規画（2006～2010 年）で規定されている天然ガス政策は以下の通りである。

- コールベッドメタン、メタンハイドレートなど非在来型の石油・ガス資源の調査・探鉱の展開
- 原油生産量の増加を安定させ、天然ガスの生産量を増加させることを並行的に実施
- 深海、タリム、ジュンガル、オルドス、ツァイダムおよび四川盆地などの地域におけるガス開発加速
- 沿海地域における LNG 受入基地の適宜建設
- 幹線パイプラインおよび関連設備の計画・建設の加速と、全国パイプラインネットワークの完備
- 第 2 の「西気東輸」（西部地域のガス資源を東部地域に輸送する）ガスパイプラインおよび他のパイプラインを建設し、パイプラインによるガスの輸入開始

表 1-4-1. 天然ガスの料金体系 (2005年12月)

		政府基準出荷価格 (実際の売買価格は下記価格の ±10%の範囲で変動可)	
		(元/千m ³)	(\$/MMBtu)
グレード			
四川 - 重慶	都市ガス	920	3.03
	化学肥料	690	2.27
	工業	875	2.88
長慶	都市ガス	770	2.53
	化学肥料	710	2.34
	工業	725	2.39
青海	都市ガス	660	2.17
	化学肥料	660	2.17
	工業	660	2.17
新疆	都市ガス	560	1.84
	化学肥料	560	1.84
	工業	585	1.93
その他(大港、遼河、中原)	都市ガス	830	2.73
	化学肥料	660	2.17
	工業	920	3.03
西気東輸 (全シティゲート平均価格)	都市ガス	1,270	4.18
	商業	1,120	3.69
	電力	1,100	3.62
グレード (上記以外)	都市ガス	980	3.22
	化学肥料	980	3.22
	工業	980	3.22

(出所) 国家発展改革委員会

国内ガス田探鉱・開発やパイプライン整備といった項目は、第10次5ヵ年計画の内容と大きく異なるわけではないが、LNG受入基地に関しては、「適宜」とある通りややトーンダウンしている。

石油製品や電力と同様に、中国の天然ガス価格は基本的に政府による規制対象である。発展改革委員会は、価格自由化を志向しており、段階的に値上げがされているが、依然として国際天然ガス価格とは大きなギャップがある(表1-4-1)。

1-4-3. 天然ガス政策の実施・促進の課題

中国政府は、環境面、エネルギー源多角化等の観点から天然ガス利用の促進を志向している。天然ガス需要は急激に拡大し、国内の探鉱・開発も活発化している。中国の天然ガス政策を実施・促進するに際して、国内外を問わず供給源の確保、天然ガス価格競争力の担保という2点が主要な課題になると思われる。

供給源の確保については、現在のところかなりの成果を上げていると言える。国内の探鉱・開発が活発化しており、大規模なガス資源も発見されており、パイプラインインフラも急ピッチで整備されている。しかしながら、上述の需給見通しからも、中長期的には大規模な天然ガス輸入が必要になるのは明らかである。国外よりパイプラインガスやLNGを確保するに際しては、程度の差はあれ国際市場価格での輸入が必要になる。

この点は、天然ガス価格競争力の担保という点に密接に関わる。既に述べた通り、中国の天然ガス価格は依然として規制されており、国際天然ガス価格とのギャップは拡大している。新規LNG契約も順次締結されてきているものの、このような状況下では、天然ガス輸入を急激に拡大することは現実性がない。中国は拡大するエネルギー需要の大半を石炭によって賄う構造を変えていないが、ポス

ト京都議定書枠組に中国が参加すれば、相対的にCO₂排出の大きい石炭利用を無制限に拡大することは困難になる。その際には、天然ガス利用促進のため何らかの補助策を講じるのか、あるいは価格自由化を優先するのかが選択する必要性が高まる。

1-5. 中国の石炭

1-5-1. 需給動向と産業体制

2003年以降、中国の石炭消費は発電用石炭を中心に2002年の14.2億トンから2005年の21.7億トンまで急増し、2006年の消費量は23.7億トンに達すると報告されている。2005年の石炭消費構成では、発電用が全体の48%、熱供給を入れると54%を占め、次いで工業が22%、コークス製造が15%と続いている。今後、石炭消費の増加量は次第に落ち着きを取り戻すことが見込まれているが、中国政府の研究機関である中国工業発展中心は、2010年の総需要を25億~27億トン、2020年の総需要を30億~33億トンと予測している。

中国の石炭生産は、2003年以降の消費拡大に伴い急速に増加し、2005年に22.0億トン、2006年には23.8億トンにまで増大した。しかし、石炭消費の拡大が急であったために石炭需給は2003年後半から逼迫状況に陥った。この逼迫状況は2005年の夏以降に緩和へ向かい始め、2006年には石炭需給はほぼ安定した状態になったと報じられている。

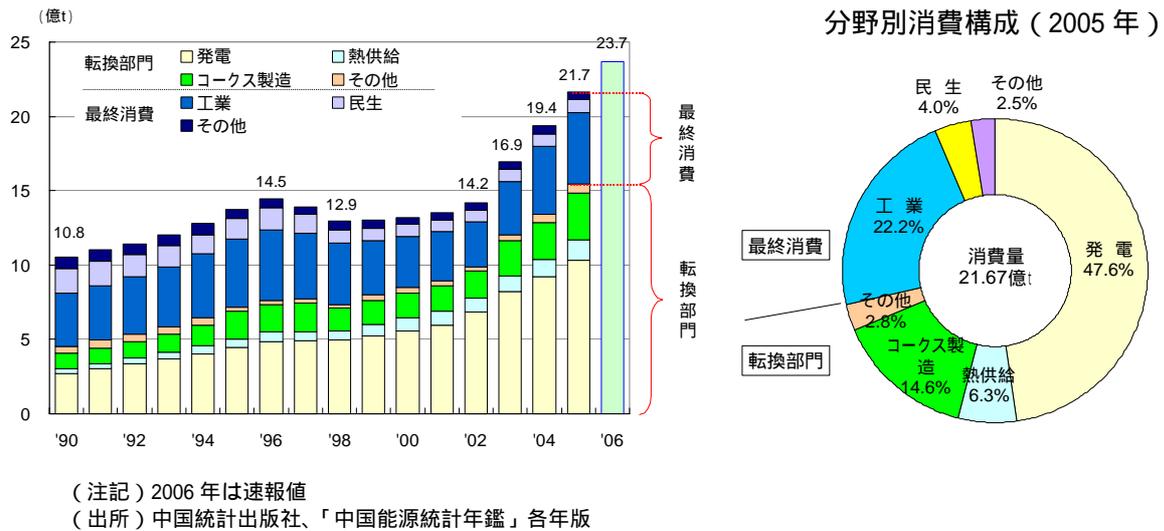


図 1-5-1. 中国の石炭消費の推移と消費構成

石炭生産は、生産企業体別で国有重点炭鉱、国有地方炭鉱、郷鎮炭鉱に大別されるが、2006年の生産シェアは国有重点炭鉱が48%、国有地方炭鉱が14%、郷鎮炭鉱が38%となっている。その多くが小型炭鉱である郷鎮炭鉱は、中国の経済発展に大きな貢献をしてきたが、その一方では、乱掘による資源の浪費、事故の多発、環境破壊などの多くの社会問題を引き起こしている。このため、小型炭鉱の整理・整頓（不良炭鉱の閉鎖、優良炭鉱の能力拡大）が第10次5ヵ年計画期間を通して実施されたが、急激な消費の伸びにより思うように進展せず、この政策は第11次5ヵ年規画期間にも引き継がれている。

一方、石炭輸出入を見ると、石炭消費の急拡大の影響が2004年以降に出ている。2003年に9,400万トンあった輸出量は2006年に6,330万トンまで減少する一方、輸入量は2003年の1,110万トンから2006年には3,820万トンに増加した。主な輸入先はベトナム、豪州、インドネシアであるが、ベトナムとインドネシアからの輸入量が急増している。2007年に入っても輸出減、輸入増の傾向は続いている。今後の石炭輸出入は、需給状況と石炭価格の内外価格差によりその数量が変動するものと考えられるが、石炭輸入は沿海地域を中心に増加することが見込まれる。

1-5-2. 石炭政策の概要

石炭産業は、中国の基盤産業として重要な役割を果たしているが、一方では、産業構造の合理性の欠如、事故の多発、深刻な資源浪費、環境対策の遅れなどの課題を抱えている。このような課題を解決し、今後も増加する国内需要を賄う安定供給のために、2007年1月に発表された「石炭産業発展第11次5ヵ年規画」では、以下の発展方針を掲げ、石炭産業の持続的発展を指導している。

同「11.5規画」では、石炭産業の発展方針として、①石炭産業の整理・統合と秩序ある開発、②体制の刷新・完備、③管理の強化と安全の保障、④炭鉱の再編と産業構造の最適化、⑤科学技術に基づいた産業技術の向上、⑥加工・転換による石炭のクリーンな利用、⑦資源節約と環境保護を掲げている。この方針に基づき、同「11.5規画」では、石炭生産、炭鉱建設、企業集団の創設、技術進歩、職員の資質向上、安全生産、資源節約、炭層ガス、環境保護の9項目について目標が定められ、また石炭産業発展の主要任務が謳われている。

同規画の特徴は、第10次5ヵ年計画と比較して生産調整と資源節約に重点を置いていることにある。生産調整については、これまでの5ヵ年計画と異なり、省（自治区・市）別に生産量、炭鉱建設計画、および小型炭鉱の閉鎖の目標値を設定して強化を図っている。特に、省（市・自治区）別に小型炭鉱の抑制目標を明確に示したことで、小型炭鉱の閉鎖がより強力に進められることになる。なお、2010年の生産目標を26億トンとし、うち小型炭鉱の生産量を対2005年比3億トン減の7億トンとしている。また、全国を資源分布や市場分布に基づいて、「移入区」、「移出区」、「自給区」に分類し、それぞれの地域の果たすべき役割を明確にするとともに、それぞれの地域事情に応じた政策を実施し易くしている。

資源節約については、「資源回収率を適切に引き上げ、炭層ガス、地下水、ボタ、選炭廃棄物などの石炭関連資源の総合利用開発を促進する」としている。また、石炭資源の有償利用および管理強化を図るため、2006年9月に中央政府は、「石炭資源有償使用制度改革実験に関する実施法案」を発表し、9の省（自治区）で試験プログラムの実施を決定している。

また、1996年8月29日に施行された現在の「石炭法」は、石炭産業が抱える諸問題の解決に十分に対応できる内容でないなど石炭産業の現状にそぐわないものとなっている。このため、石炭産業が直面している石炭資源管理、炭鉱経営管理、安全生産、資源の浪費と破壊などの諸問題を解決し、健全でかつ持続的な石炭産業の発展を指導するために改定作業が進められている。

表 1-5-1. 石炭工業発展第 11 次 5 ヶ年計画における石炭産業地域区分

区 分	省・自治区
移入地区	京津冀（北京、天津、河北） 東北（黒龍江、吉林、遼寧） 華東（上海、江蘇、浙江、安徽、福建、江西、山東） 中南（河南、湖北、湖南、広東、広西、海南）
移出地区	晋陝蒙寧（山西、陝西、内モンゴ、寧夏）
自給地区	西南（重慶、四川、貴州、雲南、チベット） 新甘青（新疆、甘肅、青海）

出所：石炭工業発展第 11 次 5 ヶ年計画

1-5-3. 石炭政策の実施・促進の課題

石炭産業が抱える多くの課題を解決し、石炭産業の継続的発展と石炭の安定供給をすべく、多くの政策が掲げられている。その多くは第 10 次 5 ヶ年計画から引き続き実施される政策であるが、これらを着実に実施していく上で最も重要なことは、石炭生産調整であろう。同 11.5 規画では生産量の目標を 2010 年で 26 億トンにしているが、2006 年実績で 23.8 億トンの石炭が生産されていることから、目標を大きく上回る可能性が高い。また、一方では石炭価格の高騰によりこの需要増加を大きく上回る生産能力の炭鉱が建設中もしくは計画されていると言われている。

この状況において、中央政府は、地方政府を指導し、大型炭鉱の優先的建設と小型炭鉱の建設規制、および不合理な小型炭鉱の閉鎖を進めつつ、需要に見合った生産体制を維持しなければならない。供給が不足すれば経済活動に大きな影響を及ぼすことは言うまでもなく、供給過多になれば石炭価格が下落することになる。石炭産業では石炭資源の管理強化としての資源税のアップや保安、環境対策への投資などが生産コストの上昇に繋がるが、中央政府は資源探査、炭鉱建設が安定的に実施できる石炭価格を下回らないように生産調整をしなければならない。

また、石炭価格の低下は、環境対策の遅れにも繋がることになろう。石炭生産地域ではこれまでの生産活動において生態系の破壊が進んでおり、石炭産業は負の遺産となっている環境問題と今後の環境保全を進めていく必要がある。進まなければ生産拡大を制約する要因となろう。

この他、石炭産業の持続的発展、石炭の安定供給のためには、以下の課題に取り組まなければならない。

- これまでも取り組んできた生産技術、職員・労働者の能力、保安の向上に努める。
- 省水型選炭普及等の水不足への対応
- 小型炭鉱閉鎖による地方経済への影響、炭鉱夫等の再就職、関連企業問題
- 中国の発展のボトルネックと言われる鉄道輸送能力の拡大を図る

また、需要増加量の抑制と資源の有効利用により資源節約、さらに環境負荷低減に努めるために、以下のクリーン・コール・テクノロジー（CCT）の開発と普及を進めなければならないとしている。

CCT として、①排煙脱硫・脱硝、②石炭液化・ガス化、③炭層ガスの回収・利用、④選炭の普及および選炭廃棄物の再資源化などについて、すでに米国、南アフリカ、日本などの技術を導入した進行中のプロジェクトもあり、今後の展開が期待される。

1-6. 中国の電力

1-6-1. 電力の需給動向と産業体制

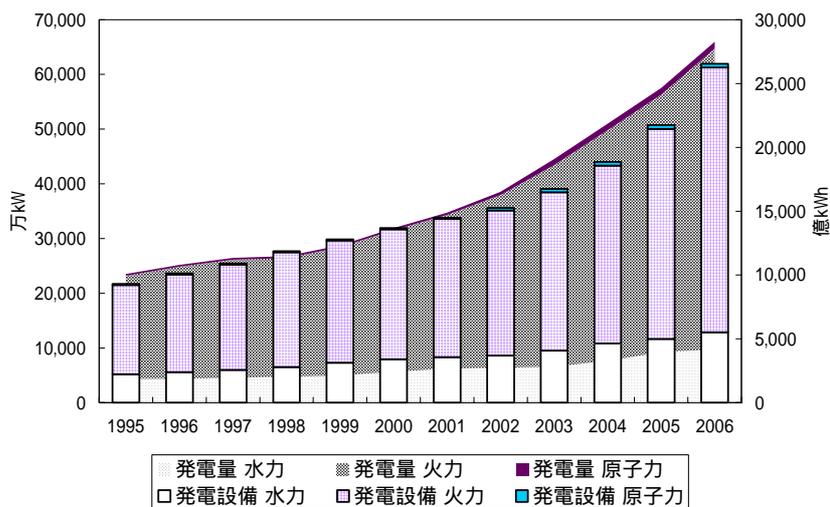
(1) 電力需給

中国では、2003年以降電源開発が急速に進められ、2006年の総発電設備容量は対前年比20.3%増の6億2,200万kWに達し、そのうち、水力が1億2,857万kW（全体の20.7%）、火力が4億8,405万kW（全体の77.8%）、原子力が685万kW（全体の1.1%）となっている。

このように、総発電設備容量のうち、火力発電設備が全体の約8割を占めており、その中でも石炭火力がほとんどである。中国は石炭を豊富に埋蔵していることから、今後も長期的にわたって石炭火力が中心になることは間違いないと言える。

一方で、2006年の発電電力量は対前年比13.5%増の2兆8,344億kWhに達し、そのうち、水力が4,167億kWh（全体の14.7%）、火力が2兆3,573億kWh（全体の83.2%）、原子力が543億kWh（全体の1.9%）となっている。

現在、中国の発電設備容量、発電量ともに米国に続く世界第二位の規模を有しているが、しかし、図1-6-1の通り、発電量に占める火力（石炭火力）発電の割合が増加傾向にあり、環境保全の観点から考えると、今後、中国にとって電源構成の最適化が喫緊の課題となる。



(出所) 中国電力企業連合会年報.

図 1-6-1. 発電設備容量および発電量の推移

2006年末、中国の電力消費量は2兆8,248億kWhに達し、対前年比14.0%の増加である。そのうち、農業用が832億kWh（全体の2.9%）、工業用が2兆1,354億kWh（全体の75.6%）、商業用が2,822億kWh（全体の10.0%）、家庭用が3,240億kWh（全体の11.5%）となっている。工業用電力消費量が全体の3/4を占めている状況は、中国電力消費の大きな特徴の一つである。

2003年から2006年にかけて、中国では電源建設が急ピッチで進められているにもかかわらず、著しく増加する電力需要に対応できず、全国規模での電力需給ひっ迫が2002年末から2006年末まで継続的に発生している。

(2) 電力産業の供給体制

中国では、電力産業に競争原理を導入するため、「電力体制改革に関する方案」(国発 [2002] 5 号、2002 年 3 月公布) に基づき、2002 年 12 月に国家電力公司を、発電 5 社、送電 2 社、補助企業 4 社に分割した。発電 5 社の内訳は、中国華能集团公司、中国大唐集团公司、中国華電集团公司、中国国電集团公司、中国電力投資集团公司である。送電事業は、南方 5 省(広東・広西・貴州・雲南・海南)を管轄とする南方電網公司と、その他の地域を管轄する国家電網公司に二分され、国家電網公司の下には東北・華北・華東・華中・西北の 5 電網公司が設置された。

国家電力公司の再編にともない、国家電力管理監督委員会が中国初の規制機関として、2003 年に設置され、電力市場運営の監督、電気料金、電気事業の管理監督を行っている。

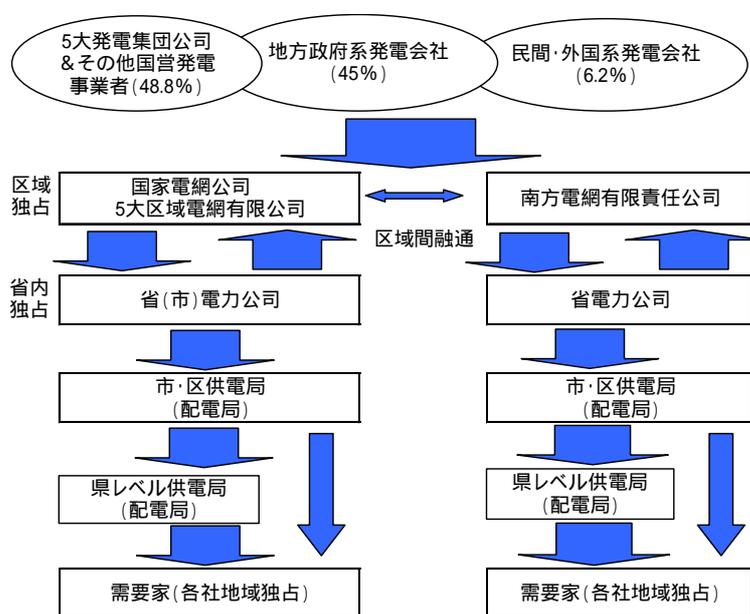


図 1-6-2. 電力産業の供給体制

1-6-2. 電力政策の概要

「第 11 次 5 ヶ年規画」(2006 年-2010 年) 期間中における、電力産業の発展に関する基本方針を以下に取りまとめる。

- ・ エネルギー効率の向上 (2010 年までに、石炭消費量原単位を 355g/kWh、所内率を 4.5%、送電ロスを 7%に低減する。4,500 万 kW のコジェネレーション、2,000 万 kW の選炭廃棄物综合利用発電を建設する、など)
- ・ 生態環境の保護 (2010 年までに、石炭火力発電所の 1kWh 当たりの SO₂ 排出量を 2.7g に、1kWh 当たりの煤塵排出量を 1.2g に抑える、など)
- ・ 電力網建設の強化 (「西気東輸」送電ネットワークの構築を加速させる、など)
- ・ 秩序のある水力発電の開発 (2010 年までに水力発電の目標設備容量を 1.9 億 kW とする、など)
- ・ 石炭火力発電の合理的開発 (小規模火力発電所の閉鎖、など)

- ・ 原子力発電の積極的開発（2010年までに、原子力発電の目標設備容量を1,000万kWとする、など）
- ・ 再生可能エネルギー発電の奨励（2010年までに、一次エネルギー供給量に占める再生可能エネルギーの割合を10%とする、など）
- ・ 天然ガス発電の開発（2010年までに3,600万kWを計画する、など）

1-6-3. 電力政策実施・促進の課題

上記の電力政策の実施・促進にあたっては、現在、主に以下の課題が挙げられる。

- ・ 小規模発電所の閉鎖に伴う雇用問題および地方の安定化問題
- ・ 現行の電気料金制度の下では、省エネインセンティブが働きにくい
- ・ 風力資源のある地域では、送電網の整備が遅れている
- ・ 現行のガス需給ひっ迫状況や既存の産業政策が天然ガス発電の開発を阻害している

上述課題の中でも、電気料金制度の見直しが最重要課題であろう。中国の場合、石炭を除き、電気料金を初めとするエネルギー価格が政府統制価格となっているため、安い電気料金の下では、省エネのための設備投資を行うインセンティブが働きにくい。また、現行の省エネや環境対策はあくまでも10万kW以下の小規模火力発電所の閉鎖や火力発電所の脱硫装置設置の普及に止まっている。今後、増加傾向にある電力部門のCO₂排出量を抑えるためには、20万から30万kW級の石炭火力発電所の発電効率を高める必要があり、そのためにも設備更新による発電コストの増分を小売電気料金に転換できるような電気料金制度の構築が必要不可欠であろう。

1-7. 中国の原子力

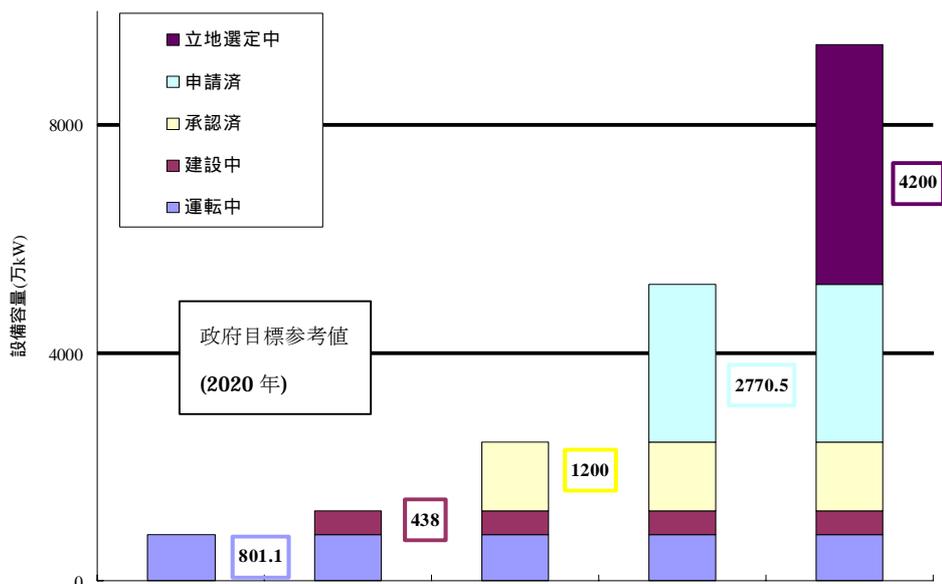
1-7-1. 原子力発電の現状

(1) 原子力発電所運転実績と新規発電設備

中国の原子力発電設備規模は2007年5月に田湾2号(100万kW)が運転を開始し合計で12基、総出力9GWとなった。2006年度の総発電量は2,834.4TWhで原子力発電所の発電量は54.8TWh。特に2005年の設備利用率は80%以上を達成した。核燃料サイクルはバックエンド戦略として再処理路線をとっておりウランの採掘から濃縮までの施設をフルセットを自前で持っている。自国のウラン資源開発に注力する一方で、不足分をカザフスタン、ロシアなどから輸入している。

(2) 原子力発電所の運転・建設・計画状況

運転中が11基（総出力801.1万kW）、建設中が6基（総出力438万kW）、計画中(承認済)が12基（総出力1,200～1,920万kW）、計画中(申請済)が43基（総出力2,770.5万kW）、計画中(立地選定中)が42～44基（総出力4,200～4,400万kW）である。



出所：原子力年鑑 2007 (2006 年 6 月 9 日現在)

図 1-7-1 . 中国の原子力発電所運転・建設・計画状況

1-7-2 . 原子力発電に関する政策概要

(1) 建設目標

中国政府は“原子力発電を積極的に開発する”との方針を打ち出し、原子力発電設備容量を現在の 900 万 kW から 2020 年には総発電設備容量の 4%前後に相当する 4,000 万 kW 程度までに拡大する目標を定めた。この目標値を実現するためには今後 10 年間をかけて毎年 3 基以上の原子力発電プラントを建設し、併せて核燃料の生産能力を 2020 年に現行水準の 4~6 倍にする必要がある。

(2) 具体的な政策

原子力政策に関する具体的な政策として以下の点が挙げられている。

○原子力発電基地の建設の加速

第 11 次 5 ヶ年計画期には田湾第 1 期プロジェクト、広東省嶺澳第 2 期プロジェクトを完成。浙江省三門、広東省陽江等の原子力発電プロジェクトに着工し、一連の原子力発電プロジェクトの事前業務を適切に進める。高温ガス冷却炉による原子力発電モデルプロジェクトを積極的に支援する。

○先進適用技術の優先的発展

100 万 kW クラスの先進的大型加圧水型炉による原子力発電技術の開発。

○核燃料サイクルの生産力および技術水準の向上

採掘、精製、濃縮、再処理など設備規模の拡充。

○先端エネルギー技術研究の強化

高温ガス冷却炉や高速中性子増殖炉、核融合炉技術等の技術開発。

これらを踏まえ核工業集団は次の 3 点を重点方針としている。

- ① 泰山Ⅱ期 60 万 kW2 基と嶺嶼 100 万 kW2 基を複製建設(着工済み)
- ② 第 3 世代炉(AP1000(WH)または EPR(Areva))の海外の技術導入(入札済み審査中)
- ③ 泰山Ⅱ期 60 万 kW に続く 100 万 kW 改良第 2 世代 PWR(CNP1000)の国産標準化

1-7-3 . 原子力政策実施・促進の課題

中国原子力産業の問題点、課題として以下の点が指摘されている。

- ① 原子力発電の自主開発水準が低い。
- ② 現行の核燃料生産力及び技術水準では今後の発展需要を満たすことができない。
- ③ 原子力・放射線の応用及び商業化の進展が遅れている。
- ④ 現行管理体制及び運用体制は市場経済発展ニーズに適合していない。
- ⑤ 高度な専門知識を持つ人材が不足している。

上記の中でも特に今後の技術開発、人材育成が中国原子力政策の重要な課題である。自国での原子炉開発に力を注いでいる現状において、今後自前の技術にこだわるか海外メーカーの参入拡大を認めるかが今後の中国の原子力政策の一つのポイントになる。同様に核燃料生産技術に関してもその技術動向は中国国内だけでなく海外の各メーカーからも注目を浴びるところである。

1-8. 中国の再生可能エネルギー政策

1-8-1. 新・再生可能エネルギーの現状

(1) 資源量

「中国新・再生可能エネルギー白書 1999 年」のデータを用いて推計した結果では、中国の 1 年間の再生可能エネルギー資源の開発可能量は約 71.6 億 TCE(7,000kcal/kg の標準炭に換算)となる。今後中国における再生可能エネルギー産業の開発は、大いに期待できると言える。

表 1-8-1. 中国における開発可能の再生可能エネルギー資源量の推計(1 年間)

技術	単位	開発可能量	標準炭換算 (億tce)
水力	億kW	3.78	8.4
風力	億kW	10	9.3
地熱	万kW	580	0.1
太陽	億tce	48	48.0
海洋	万kW	4,800	1.1
バイオマス:			4.6
薪・柴	億t	1.4	0.8
農作物ワラ茎	億t	5.8	2.9
禽畜の糞便(乾物量)	億t	1.9	0.9
合計			71.6

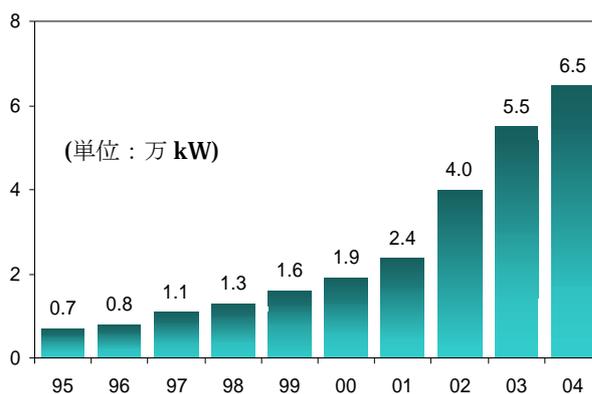
(出所) 中国新・再生可能エネルギー白書 1999 年に基づいて推計した。

(2) 各再生可能エネルギー源別導入状況

①太陽光

2004年における太陽光発電の設備導入実績は6.5万kWに達する。太陽光発電の導入は、1995年の7,000kWから2004年まで、年平均28%で増加している。今まで中国の太陽光発電の導入は、無電化

村の地方電化事業として進められてきた。一部の太陽光発電事業は、国外の機関により無償供与された事例も少なくないが、中国政府によって実施された「光明工程」(1996年)が太陽光発電を普及させた。2006年には、サンテック・パワーという会社が世界太陽電池生産量の約6.3%を生産している。太陽熱の利用は温水器、暖房、カマドなど農村地域を中心に、広範囲に普及している。



(出所) 中国再生可能エネルギー発展戦略国際検討会

図 1-8-1. 中国の太陽光発電(PV)の導入状況

②バイオマス

中国のバイオマス資源開発政策は、単なるエネルギー開発問題ではなく、農村開発という重い課題として取り組まれている。中国政府では、①農村バイオガス、②農業廃棄物(藁・茎)によるガス化と固体燃料化、③バイオ燃料、④バイオマス発電、四つの分野に力を入れて開発を進めている。農村開発目的では、①農村エネルギー総合建設、②農村電氣化建設プロジェクト、③送電到郷(郷へ送電する)などが取り上げられる。

現在、農村のバイオガス導入数はすでに1,700万戸(約65億m³のメタン発酵ガス)(2005年)に達し、バイオエタノールでは102万トン(2005年)の導入実績を持っている。

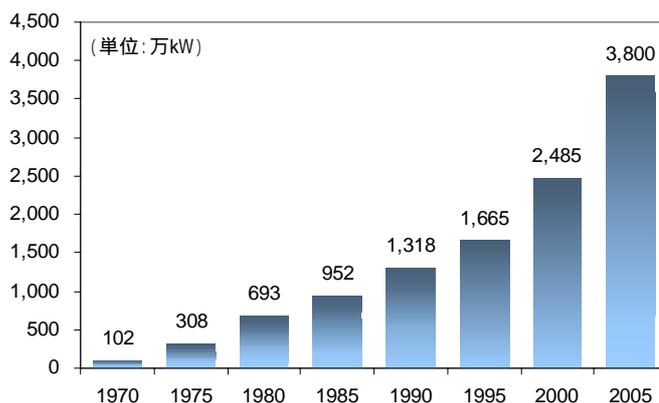
③風力

中国の風力開発は、拡大し続けている。2006年の導入実績では、全国で80箇所、259万kW(2006年)に達している。風力発電の開発は、初期の「乗風計画」(1996年)から大型化風力発電技術の国産化率を向上し、現在では国産率が約80%に達している。風力発電の促進策として、買取価格と入札制度が実施されており、近年ではCDMプロジェクトとして促進されている。

④小水力

2005年の水力発電設備容量は、1億1,600万kWに達し、その内5万kW以下の小水力発電設備容量は、3,800万kWである。小水力発電の開発は、主に農村開発・無電化村対策として進められて

おり、農村のエネルギー供給問題において大きく役割を果たしている。



(出所) 中国水利

図 1-8-2. 中国における小水力発電設備容量 (5 万 kW 以下)

⑤海洋

中国の海洋エネルギー開発は、まだ研究段階である。現在 9 箇所の研究のためのテストプロジェクトが実施されており、最初の汐力発電所は江夏汐力発電所 (1980 年) で、設備容量は 3,200kW、年間発電量は 1,070 万 kWh である。

⑥地熱

中国の地熱発電所は僅か 2 箇所である。いずれもチベット自治区に導入されており、合計発電設備容量は 4.2 万 kW である。一部の地域では、熱供給として開発されている。

1-8-2. 新・再生可能エネルギー政策の概要

中国の経済は長期に亘って成長が続き、それに相応するエネルギー供給がタイトになり、石炭を中心としたエネルギー消費構造により、CO₂、SO₂、NO_x、酸性雨など温暖化問題、環境汚染が深刻化している。中国にとって、再生可能エネルギーの開発は、①エネルギー安定供給・保障、②環境改善政策、③農村開発 (経済格差・農業促進)、④産業育成・技術革新、などの重要な意義を持っている。従って、中国は、農村開発という従来の再生可能エネルギー政策からエネルギー安全保障として開発する方針に戦略を転換した。

中国政府は、2006 年 1 月 1 日にアジア最初の「再生可能エネルギー法」を施行した。本法は再生可能エネルギーの開発及び利用の推進を目的とし、その手段として、再生可能エネルギー産業指導と技術支援、優遇貸付や優遇税制等の経済的インセンティブ等に加えて、電力系統を有する電力業者に対し、再生可能エネルギーにて発電された電力の購入が義務付けられていることが特色となっている。さらに同年「発電価格とコスト分担管理法」、「専項資金管理法」、「中長期計画」、「石油代替エネルギー発展計画」、を次々と発表し、一次エネルギー需要に占める再生可能エネルギーのシェアを、2010 年には 10%、2020 年には 16%にするという高い目標を掲げている。

表 1-8-2. 中国の再生可能エネルギー中長期発展計画（～2020年）

エネルギー源別	単位	2005	2010	2020
一次エネルギー消費量	億tce	22.3	27.0	33.1
再生可能エネルギーシェア	%	n.a.	10.0	16.0
再生可能エネルギー合計	億tce	n.a.	2.7	5.3
水力	万kW	11,600	18,000	30,000
内小水力（5万kW以下）	万kW	3,800	5,000	7,500
風力	万kW	126	500	3,000
バイオマス発電	万kW	200	550	3,000
農・林業廃棄物	万kW	n.a.	400	2,400
ごみ発電	万kW	n.a.	50	200
LFG発電	万kW	n.a.	20	100
大中型メタン発酵ガス	万kW	n.a.	80	300
太陽光発電	万kW	7	40	200
農村電化	万kW	n.a.	25	50
屋上太陽PV	万kW	n.a.	10	100
大型太陽発電所	万kW	n.a.	2	20
その他商業ビル	万kW	n.a.	3	10
太陽熱発電	万kW	n.a.	0	20
太陽熱熱水器	万m ²	8,000	15,000	30,000
バイオガス	億m ³	65	110	180
バイオエタノール	万t	102	200	1,000
バイオディーゼル	万t	5	20	100
バイオ固体燃料	万t	n.a.	100	5,000

（注）バイオディーゼルの2020年目標値は、一部の資料によれば200万tとなっている。

（出所）2005年：周鳳起氏、「我国可再生エネルギー発展的戦略思考」、中国科学院院刊、2006年8月26日、
2010年と2020年：国家発展改革委員会・能源局、2005.11.18「可再生エネルギー法実施及規画目標」より作成。

1-8-3. 新・再生可能エネルギー促進に向けた課題

中国では、持続可能な経済発展を支えるエネルギー政策の構築において、再生可能エネルギーの重要性が強調されている。特にバイオマス資源について、4つの重点開発分野に焦点を絞り、積極的に促進政策を実施しているが、バイオマス資源開発は如何に既存バイオマス技術を商業ベースに根付かせ、普及促進していくかが重要な課題となる。

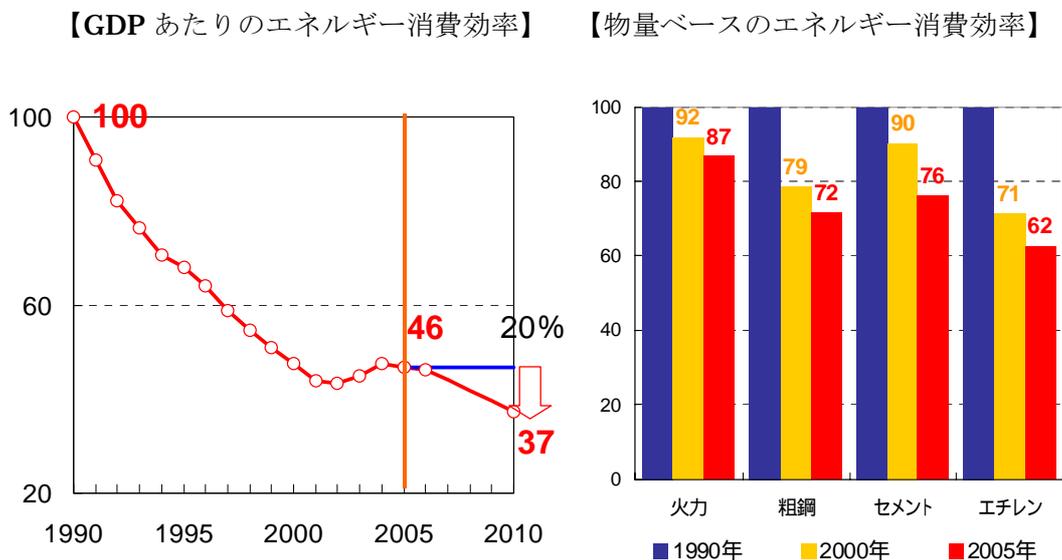
技術面では、太陽熱とバイオガス、太陽光とバイオガス、バイオマス固体燃料と石炭との混焼など、多くのハイブリッド事例が報告されている。中国におけるバイオガス技術の開発は、ハイブリッド利用技術として多くの可能性を示唆している。中国の試みは、技術開発という観点から研究開発を進めつつ、今後いかに実用化していくかが課題となる。

1-9. 中国の省エネルギー政策

1-9-1. 省エネルギーの現状

中国のGDPあたりのエネルギー消費原単位は1980年代から2001年にかけて大きく減少し、2002年から増加に転じた。主なエネルギー多消費産業をみると、物量ベース（火力はkWあたり、その

他は生産量トンあたり)のエネルギー消費原単位は、1990年から2000年にかけては大きく減少したが、最近では改善速度が鈍化している。また、産業構造としては、第2次産業のウェイトが2003年から上昇し、特に製造業に占める重工業のウェイトが急速に上昇している。したがって、近年に見られている、GDPあたりのエネルギー消費原単位の上昇は主要なエネルギー多消費産業消費効率改善の鈍化と産業構造の悪化によるものである。



(出所) 中国「国民経済・社会発展公報」、「中国統計年鑑」、「中国能源統計年鑑」、「国際石油経済」(2007年7期)等による加工。

図 1-9-1. 中国のエネルギー消費効率の変化 (1990年 = 100)

1-9-2. 省エネルギー政策の概要

中国は1980年代から省エネの取り組みを開始した。改革・開放後、経済が急成長し、エネルギーの供給不足が発生したからである。そのため、1986年に国務院は「省エネ管理暫定条例」を公布し、省エネ促進を図った。1998年以降、アジア金融危機の影響でエネルギー需給が一時的に緩和され、石炭と電力の供給過剰が生じたものの、2003年からはエネルギーを取り巻く情勢は大きく変化した。SARSの影響の反動で経済が過熱気味に転じ、電力を中心にエネルギー需給が全般的な逼迫に転じたのである。国際原油価格も高騰し、石油輸入のためのコストが急増した。同じ時期、環境汚染問題がさらに深刻化し、SARSの発生も影響し、人々の環境意識が急速に高まった。また、地球温暖化問題に対して、温室効果ガス排出削減に積極的な努力が欠かせないと中国政府も判断した。こうした多くの出来事を背景に中国の省エネ機運は一気に高まったのである。

現在、中国は国家の省エネ目標として、第11次5ヵ年計画期間中、GDPあたりのエネルギー消費原単位を20%前後低下するとしている。そのための国の省エネ体制としては、国務院の指導下で、国家発展改革委員会を中心に、建設部、科学技術部、財政部、全人代常務委員会など行政または立法機関が共同で取り組んでいる。多くの省エネに関する具体策は2004年に策定した中国初の「中長期

省エネ特別計画」が軸になっている。1998年に施行された中国の「省エネ法」は抽象的な内容がほとんどで実効性に乏しいため現在改正中である。

国家省エネ目標では、1年目（2006年）の省エネ率として4%のGDP原単位削減を設定したが、実施の結果、1.3%しか低下しなかった。こうした結果を受け、国務院は今年6月に「省エネ・排出削減（汚染物質排出削減）総合工作方案」を策定し、省エネ政策を強化した。具体策が43項目があり、内容として産業構造の改善、省エネ技術の促進、金融政策の活用、行政指導の強化、省エネ基準の強化、新エネ導入の促進、国際協力の推進、エネルギー価格の改革、省庁における省エネの促進、省エネ宣伝の強化など、考えられる省エネ政策がほぼ網羅されている。同方案は重要な省エネ政策である。

1-9-3. 省エネルギー促進に向けた課題

中国の省エネの行方は世界の注目を集めている。中国政府がこれだけ多くの省エネ政策を打ち出しているため、省エネ進展への期待が高まっている。しかし、中国の省エネはまだ始まったばかりであり、省エネの成否を問うには時期尚早である。日本の省エネの歴史に照らすと、省エネを定着させるには今後10年単位で考える必要がある。

中国の省エネに関する課題は上記の「方案」の対策内容をみると、非常に多いことが分かる。それぞれの対策内容はそれぞれの省エネ実施上の課題になっているからである。省エネを着実に進展させるには、これらの課題を1つ1つ克服していくしかない。

しかし、もう1つ重要な省エネに関する課題を見逃すことはできない。それは地域格差の問題である。地域格差は決して省エネ政策で解決できる課題ではないが、省エネを順調に進められるかどうかには大きな影響要素となっている。なぜならば、これまで中央政府が数多くの施策を打ち出してきたが、その中身をよく吟味すると、地方レベルで実行不可能と考えられる内容がほとんどとなっているからである。その理由として、

第1に、地域と地域の事情が千差万別であり、中央政府が全容を把握するには困難である。この場合、最初から実効性のある、よい政策の作成を期待できない。

第2に、地域の事情が大きく異なるため、すべての地域に合った政策がそもそも存在しない。中央政府のできることは政策の方針や骨子などの内容しか定めない。

第3に、具体性のある政策（例えば一定規模以下の小規模発電と小規模炭鉱の閉鎖など）を策定したものの、やはり地方の事情（失業問題、企業の設立背景等）で実行されない場合がある。これはいわゆる「上有政策、下有対策」（＝上に政策があれば、下に対抗策がある）ということである。

第4に、そもそも中央政府と地方政府が優先課題として考えていることが一致しない場合が多い。省エネを例にしても、中央政府の省エネへの真剣さは明らかに本物であるが、地方レベルでは別である。「省エネに焦っているのは総理だけ」と大げさに例えられのはこのためである。

歴史を振り返ると、中国の「省エネ法」の前身である「省エネ管理暫定条例」が10年の実行歳月と準備の時間を経て「省エネ法」として生まれ変わったが、その中身が逆に非常に少なくなった。最初の原案は内容的に豊富であったが、検討段階で各行政部門や関係者により、さまざまな理由で多くが削除されたからである。最終的に「実効性のある内容は各部門に任す」という妥協案として現在の省エネ法になった。

地域の格差が大きいだけで、中央政府の政策の実行は困難である。省エネ政策も例外ではない。地域の格差は省エネの大課題であるといっても過言ではない。

地域の格差は客観的に存在する中、いかにこの障害を乗り越えるかには、ある意味で省エネの成否がかかっている。かつて、中国独特の幹部評価制度に経済成長の指標を取り入れたことで、各地方政府は行き過ぎたほど経済発展を最優先にした。地方政府の本格的な行動があるからこそ、各地域が独自の困難を解決でき、この数十年の繁栄を成し遂げた。同じ理由で、省エネへの取り組みをいかに地方政府に真剣に考えさせるかは省エネを進展させる上で最も重要な課題ではないか。

1-10. 中国の環境政策

1-10-1. 温室効果ガス排出量の動向

中国の二酸化炭素排出量は、1994年の28億3181万tから2004年の47億6856万t（1990年比2.08倍）へと大きく増加している。2004年の二酸化炭素排出量のうち石炭が81.7%を占め、セクター別ではエネルギー産業が増加し53.6%に達しており、製造業・建設業が30.3%と続いている。2004年の二酸化炭素排出量で、中国は世界の17.9%を占め、米国に次いで第2位であるが、一人当たり二酸化炭素排出量では3.66tで、世界平均（4.18t）を下回っている。

温室効果ガス全体の排出量については、第1次国別報告書によれば、1994年は40.60億tCO_{2e}（うちCO₂が30.70億t、CH₄が7.30億tCO_{2e}、N₂Oが2.60億tCO_{2e}）であり、後述する国家気候変動プログラムでは、中国専門家の暫定推計として、2004年は61.00億tCO_{2e}（うちCO₂が50.50億t、CH₄が7.20億tCO_{2e}、N₂Oが3.30億tCO_{2e}）とされている。

1-10-2. 気候変動政策の概要

(1) 中国の気候変動に対する国内体制と国際協力

1990年に、中国政府は、当時の国務院環境保護委員会の下に国家気候変動調整委員会（国家気候変化協調小組）を設立し、調整委員会の事務局を国家気象局に置いた。1998年、国家気候変動対策調整委員会（国家気候変化対策協調小組）が設立され、当時の国家発展計画委員会主任が委員長に任命された。

2003年10月、国務院の承認を経て、新しい国家気候変動対策調整委員会（国家気候変化対策協調小組）が正式に設立され、国家発展改革委員会主任が委員長を担当することとなった。

2007年6月12日、国家気候変動対策および省エネルギー排出削減活動指導グループ（国家応対気候変化及節能減排工作領導小組）を設立することが決定された。グループは、国務院総理をグループ長として32人からなる。指導グループの下に国家気候変動対策指導グループ事務局と国務院省エネルギー排出削減活動指導グループ事務局が設けられ、両者ともに発展改革委員会に置かれることになった。

国際協力の面では、1992年6月に国連気候変動枠組条約を批准し、1998年5月京都議定書に署名し、2002年8月に議定書を批准した。

(2) 国家気候変動プログラムの概要

中国国務院は2007年6月3日付けで、発展改革委員会が策定した中国気候変動対応国家方案（国

家気候変動プログラム)を公布した¹。

国家気候変動プログラムでは、まず、中国の気候変動に対する原則として、①持続的発展の枠組みの中で気候変動に対応する、②UNFCCCの「共通だが差異ある責任」の原則にしたがう、③緩和と適応に同じように重点を置く、④気候変動と他の関連する政策とを統合する、⑤科学技術の発展と革新による、⑥国際協力に積極的に広く参加する、をあげ、温室効果ガス排出量コントロールに関する目標を、

- ① 2010年までにGDP単位当たりのエネルギー消費量の約20%削減、その結果としてCO₂排出量を削減
 - ② 一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギー(大規模水力発電を含む)の割合を2010年までに10%まで、炭層メタンの採取を100億m³まで上げる
 - ③ 2010年までに、工業プロセスによるN₂O排出量を2005年の排出量と同じにする
 - ④ 低排出高収量種の米の採用などの促進、反芻動物品種に関する研究・開発などの強化、家畜ふん尿などの管理の強化、バイオガス利用の促進
 - ⑤ 森林被覆率を20%に増加し、2010年までに2005年のレベルを5000万トンを超える吸収量の増加を実現する
- としている。

緩和に関する主な政策・措置は、表1-10-1のとおりである。

表 1-10-1. 緩和に関する主な政策・措置

エネルギー生産と転換	2010年までのGHG 排出削減量
エネルギー産業における政策・措置の強化	
水力発電の適切な開発	約5億トン
原子力発電開発の積極的な推進	約5000万トン
火力発電の技術発展の推進	約1.1億トン
炭層メタン・炭鉱メタン産業の精力的な開発	約2億トン
バイオエネルギー開発の推進	約3000万トン
風力、太陽、地熱および潮力エネルギーの開発・利用の積極的な支援	約6000万トン
エネルギー効率改善および省エネルギー	第11次5か年計画 期間中の削減量
中長期省エネルギー計画における10の省エネルギー優先プログラムの実施	
低効率石炭焼き産業ボイラーの設備改良	5.5億トン
地域コージェネレーション	
廃熱・廃圧の回収	
石油の節約・代替	
モーターシステムの省エネルギー	
エネルギーシステムの最適化	
建築物の省エネルギー	
グリーン照明	
官庁の省エネルギー	
省エネルギーモニタリングおよび技術支援システムの構築	

(出所) 国家発展改革委員会、「国家気候変動プログラム」から作成

¹ 国家発展改革委員会、「国家気候変動プログラム」, 2007年6月3日

<http://www.ccchina.gov.cn/WebSite/CCChina/UpFile/File188.pdf>

<http://www.ccchina.gov.cn/WebSite/CCChina/UpFile/File189.pdf>

1-10-3. 中国の気候変動政策の実施・促進の課題

国際社会に向けては、国家気候変動プログラムで CO₂ 排出削減の数値目標を明示せず、また、気候変動より持続的発展が優先されること、途上国の責任に差異があることを強調するなど、中国が CO₂ 削減の約束を負うことについて改めて消極的な姿勢を示す一方で、途上国にとって難しいとされる GHG 排出量の算定について、専門家による暫定推計とは言え、2004 年の GHG 総排出量を示すとともに、森林被覆率の 20%増加という目標を入れるなど、積極的な一面も見せている。

国内対策としては、国務院が 2007 年 5 月 23 日付けで公布した省エネルギー排出削減総合活動プログラム（節電減排総合性工作方案）²と CDM の着実な実施が課題となる。省エネルギー排出削減総合活動プログラムでは、主要目標として、2010 年までに、国内総生産 1 万元当たりのエネルギー消費量を 2005 年の 1.22 石炭換算トンから 1 石炭換算トン以下に、20%程度下げることなどを掲げ、十大重点省エネルギープログラムの実施や基準以下の生産能力の淘汰などによりその達成を図るとしている。また、政府省エネルギー排出削減活動問責制を設けて、省エネルギー排出削減指標の達成状況を各地の経済社会発展総合評価体系に組み入れ、政府指導幹部の総合審査評価等の重要な内容とし、「一票否決」制を実行することとしているが、この問責制がどの程度、実効性をもち、地方政府において省エネルギーの取組みが行われるかが鍵となる。CDM については、すでに年排出削減量約 7500 万 tCO_{2e} に相当するプロジェクトが CDM 理事会により登録されており、さらに約 2 億 tCO_{2e} に相当するプロジェクトが有効化審査中である。これらの CDM プロジェクトについて今後、CDM 理事会において着実に登録・CER 発行が行われていくことが重要である。

² 国務院、「省エネルギー排出削減総合活動プログラム」、2007 年 5 月 23 日
<http://www.ccchina.gov.cn/cn/NewsInfo.asp?NewsId=8063>

2. インド

2-1. インドのエネルギー政策全般

2-1-1. エネルギー需給動向

インドでは1990年代に入って本格的な経済自由化政策が導入され始め、その下で経済成長が活発化した。1990年代の前半には4%前後のGDP成長率であったが1994～1996年にかけては3年連続7%を超える成長が見られるなど、景気拡大が加速化した。その後も5～8%前後の高成長が持続し、1990年から2005年のGDP成長率は年平均で6.0%であった。こうした経済動向に歩調を合わせて、インドの一次エネルギー消費も大きく拡大してきた。一次エネルギー消費は1990年の1.86億TOE(石油換算トン)から年平均4.8%で増加、2005年には3.79億TOEに達している。この消費量は、2005年時点で、米国、中国、ロシア、日本に次ぐ世界第5位となっている。

エネルギー源別に見ると、1990-2005年の年平均増加率は石炭4.6%、石油4.9%、天然ガス同7.4%となっており、発電用、輸送用燃料としてのエネルギー消費が拡大している。これらのエネルギー源について供給サイドの動きを見ると、豊富な埋蔵量・生産能力を有する石炭、その特性から供給が需要を制約する場合が多い天然ガスの二つについては、国内生産での供給が中心であるのに対して、石油は旺盛な内需の伸びに国内生産が追いつかず、輸入の急増によって国内供給を満たしている状況である。

インドの石油消費は1990年の6300万トンから2005年にはほぼ2倍の1億2900万トンに達した。一方、インドは、中国、インドネシア、マレーシアに次ぐアジア第4位の産油国であるがその生産量は3700万トン前後でほぼ横ばい状況となっている。そのため、インドの純輸入(消費マイナス生産)は、1990年の2700万トンから2005年には9100万トンへと3倍強に増大し、石油の純輸入依存度も同期間で43.6%から71.1%まで大幅に上昇している。インドはその地理的關係から伝統的に中東産油国と密接な経済關係を有しており、石油輸入源としても中東産油国が主力供給源となっている。

なお、これまでは、国内生産量にあわせて消費量が限定されてきた天然ガスについても、2004年1月にペトロネットLNGのダヘジ輸入基地がインドで始めて稼働開始し、天然ガス輸入がスタートした。2006年のLNG輸入量は79.9億m³で、中東カタルからの輸入が約9割を占める。

2-1-2. エネルギー政策の概要

こうしたエネルギー需給状況の下、インドのエネルギー政策において現在プライオリティが置かれているのは、エネルギー安全保障の強化策である。その背景には、インドの石油輸入の大幅増大と輸入依存度上昇があり、さらに最近の原油価格高騰と中東情勢の不安定化に代表される地政学リスクの高まりに対する懸念がそれに拍車を掛ける結果となっている。

インドのエネルギー政策は、関係省庁の政策方針を計画委員会(Planning Commission)で調整・統合し、総合エネルギー政策として国家経済基本政策の基本である「5ヵ年計画」に織り込まれる。しかし、5ヵ年計画におけるエネルギー政策は、5つに分かれたエネルギー関係省庁(石炭、石油・天然ガス、電力、原子力、再生可能エネルギー)がそれぞれ独自に立案した計画を計画委員会が取りまとめているもので、政策実行段階では各省庁が独自に進めるなど、首尾一貫性がなく非効率なものとなっているとの批判がある。

このような状況下、全てのエネルギーを扱い、かつ環境をも配慮した長期的なエネルギー政策を構築する必要性が高まり、計画委員会主導の下、包括的な国家エネルギー政策を策定すべく専門家を委員とする委員会が組織され、2006 年 8 月「総合エネルギー政策」が発表された。同政策では、直面するエネルギー需給上の課題への対応策として以下が挙げられている。

- エネルギー効率向上・省エネを通じた需要の抑制
- エネルギー資源・供給の増加
- 効率的な燃料選択や代替を即す燃料価格の合理化
- 石炭輸入の促進
- 電力部門の改革加速と発電コストの低減
- 再生可能エネルギーの推進と地方電化
- エネルギー安全保障の強化
- エネルギー研究開発の促進と集中
- 家庭エネルギー安定供給、貧困層への政府給付

なお、同政策を基に、2007 年 4 月より開始する「第 11 次 5 ヶ年計画」が策定されたが、同計画のアプローチペーパー（2006 年 12 月）によれば、年率平均 9%の経済成長目標を達成するため、石油、天然ガス、電力、石炭等のエネルギー供給量の増加が必要としている。

2-1-3. エネルギー政策実施・促進の課題

上記エネルギー政策目標を実行・促進するためには、今後いくつかの課題が想定される。

- エネルギー管理価格制度、実効性のある省エネルギー政策の欠如等により省エネルギーが進展せず、エネルギー需要は増大。
- 民間・外資の導入等は図っているが、原油生産量は横ばい、原油輸入が拡大している。一方、石油市場の規制緩和で精製能力が拡大、石油製品輸入国から輸出国へ。ただし、石油下流会社に損失が発生、上流会社が補助金を支援。
- 割当制や規制価格により、石炭開発・生産・輸送に十分な投資がなされず、需給が逼迫し、石炭輸入が増加。
- 規制価格で投資が増えず、電力供給不足は解消せず

以上のように、エネルギー政策を実施・促進するためには、市場価格導入等による投資促進、需要抑制がエネルギー供給不足解消には不可欠であるが、貧困対策との調整は政治的にも容易でなく、実現は非常に困難な状況にあるといえる。

2-2. インドの石油上流部門

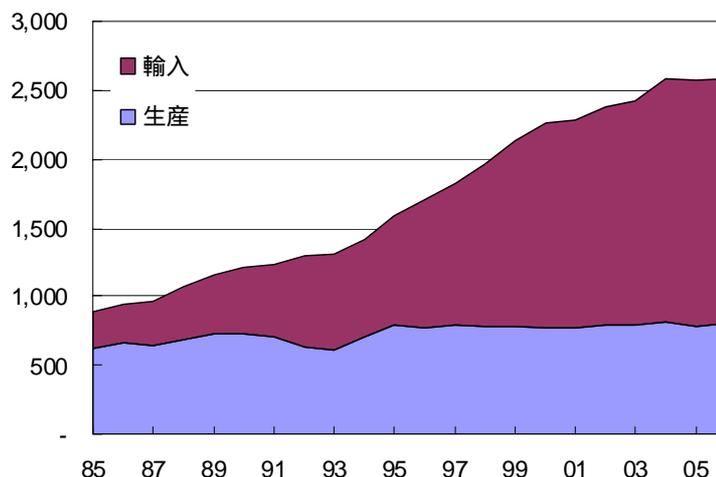
2-2-1. インドにおける石油生産・輸入の現状

インドの石油生産量は過去 10 年間、80 万 B/D 前後で推移している。一方、国内の石油消費は好調な国内経済を背景に着実に増加し続けており、その結果としてインドの石油輸入依存度も高まりつつある¹。インド国内の主力油田は、1974 年に同国西部の洋上鉱区で発見されたムンバイ・ハイ油田

¹ BP 統計 2007 年版の数値によると、インドの石油輸入依存度は 1997 年の 56.2%から 2006 年には 68.7%にまで上昇している。

であり、2005年時点で27万B/Dを生産している。インド国内の石油生産は主として国営石油会社によって行なわれており、2005年度の実績では、政府が74.14%を保有する石油天然ガス公社(ONGC)が全体の76%、同じく政府が98.13%を保有するOil India社が全体の10%を生産し、国営2社で全体の86%の生産を行なっている²。

今後の生産見通しについては、インド政府の見通しによれば、ラジャスタンの新規油田の生産開始をうけて2009年までは緩やかな増産が続くが、それ以降は既存油田の減耗により徐々に減産が進むと想定されている。



(出所) BP 統計 2007 年版

図 2-2-1. インドの国内石油生産と石油輸入の推移

2-2-2. インド石油上流政策の概要

インドの石油上流政策は主として石油天然ガス省によって立案・遂行されている。インドにおける石油の輸入依存度が高まる中、石油上流部門において最も重要な政策といえるのが1997年に導入された新探鉱区付与政策(New Exploration and Licensing Policy: 通称 NELP)である。この政策は、従来国営石油会社2社が独占的に行なってきた国内の上流部門を、外資企業を含む民間企業に開放することによって新規油田の探鉱・開発を促進させ、国内の石油生産量を引き上げることを目的として導入された。1997年以降、2007年9月現在で6回の入札ラウンドが実施され、国営石油会社、国内外の民間会社に対し合計156鉱区が落札されている。

国内油田の探鉱開発と並んで、輸入依存度の高まりを背景に進められている政策が海外の石油上流権益の獲得である。このような海外権益の獲得は、国営石油会社 ONGC の海外部門子会社である ONGC-Videsh が中心となって進められており、これまでに東南アジア、旧ソ連、中東、アフリカ、中南米などほぼ全世界的な規模での上流権益の取得が展開されている。但し、これらの獲得権益のうち実際の生産段階にあるものはスーダン、サハリン(ロシア)、ベトナムなど限られたものしかなく、石油生産量も2006年時点で7万B/D程度と推定され、インドの増大する石油輸入量を賄うに十分な

² インド石油天然ガス省ホームページによる。

量に達しているとは言いがたい。

インド企業による海外上流権益の取得における大きな特色は、投資対象の産油国におけるインフラ投資を併せて行なっている点である。例えばスーダンにおいては内陸部の製油所から紅海沿いの積み出し港までのパイプラインの建設を行なっており、またナイジェリアにおいても18万B/Dの製油所建設や発電所の建設などを行なうことに合意するなど、広義の下流投資とのパッケージで上流権益を取得する事例が見られている。

2-2-3. インド石油上流部門における課題

インドの石油上流部門における課題としてまず指摘できるのが、新技術の導入による国内油田の探鉱開発の推進である。NELPによる鉱区入札においては、ONGCを始めとする国内企業が圧倒的に多くの鉱区を取得し、当初期待されていた外資の参入はわずかであり、いわゆるメジャー企業の参入は見られていない。今後インド国内の石油生産量を維持していくためには、深海油田の開発生産技術や既存油田からの増産を図るための増進回収法など、インド企業が相対的に遅れているといわれている分野での新規技術の導入を図っていくことが大きな課題となっている。

海外進出面における課題としては、権益獲得競争においていかに自国企業の競争優位を確保していくかという点が挙げられる。歴史的な油価の高止まりが続く現在、世界的な上流権益の獲得競争が激しさを増してきている。その中で、インド企業はこれまでインド同様積極的な海外資産の獲得を進めている他国の国営企業（特に中国企業）とも競合するケースが多くなってきており、今後の上流権益の取得に際してはインド企業ならではの独特の競争優位を確立させていく必要がある。この点については、ONGCがオランダの鉄鋼会社Mittal Steelと設立したONGC-Mittalは、その資産獲得においてMittal社のもつ世界的なネットワークを活用出来るというメリットがあり、今後の展開が注目されている。

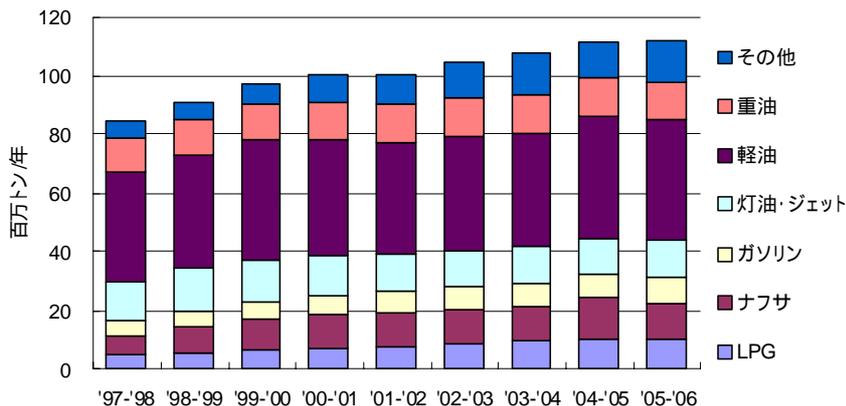
また今後の海外展開については、経済的な意味での持続可能性をどのように確保していくかという点も大きな課題であろう。例えば、ONGCは海外展開の財源は全て自社で調達していると言われていたが、昨今の資機材・サービス価格の高騰や海外取得資産の多くが探鉱段階からの高リスク案件であることを考えると、今後の同社の財源面での負担もさらに大きくなることが想定される。従って、今後中長期的には良好な上流権益の取得をいかに効率的に進めていくか、という点も大きな課題となろう。

2-3. インドの石油下流部門

2-3-1. インドにおける石油下流部門の現状

好調な国内経済にも支えられ、インド国内の石油製品需要は顕著な伸びを示している。インドの石油製品需要の中で最も大きなシェアを占めるのは軽油であるが、伸び率ではLPGとガソリン需要の伸びが大きく、過去5年間の年平均伸び率はそれぞれ8.0%と5.5%となっている。部門別では、産業用の需要が伸び悩む一方、輸送用や民生用、石油化学原料などの非エネルギー用途での需要が堅調な伸びを示している³。

³ IEA『Energy Balances of non-OECD Countries 2003-2004』（2006年版）による。



(出所) インド石油天然ガス省ホームページ。製油所での自家消費分は除く。

図 2-3-1. インドの石油製品別需要の推移

インドの石油下流部門は、石油上流部門同様、国営石油会社が圧倒的に大きな位置を占めている。Indian Oil Corporation (IOC)、Bharat Petroleum (BPCL)、Hindustan Petroleum (HPCL) などの国営企業が国内精製部門、販売部門において占めるシェアは、それぞれ 74.5%、79.6%となっている⁴。民間企業としては、1999年にリライアンスのジャムナガル製油所がインド初の民間製油所の操業を開始し、また昨年にはエッサー社のヴァディナール製油所がインド 2 箇所目の民間製油所の運転を開始した。この両製油所は、国内の供給だけでなく、製品輸出についても積極的に行っており、欧米における高品質規格の石油製品も生産できる装置構成となっている。

現在、インドにおいては将来の国内需要の増加を視野に入れ、合計 170 万 B/D の精製能力の増強が計画されているが、民間企業による案件以外は、全体的に計画の進捗は遅延気味である。

2-3-2. インド石油下流政策の概要

インド石油下流部門における政策は石油天然ガス省によって管轄されている。2000年以降、インドの石油下流部門においては相次いで自由化に向けた政策が展開されてきており、2001年と2002年にはそれぞれ原油と石油製品の輸入自由化がなされ、また2002年以降は、これまで主要国営石油会社に対してのみ付与されてきた国内販売ライセンスが民間企業や外資企業に対しても付与され始めている。その一方で、2002年4月には石油製品に対する統制価格メカニズム(Administered Pricing Mechanism: 通称 APM) が撤廃されたが(民生用の需要の大きい灯油とLPGを除く)、後述するように国内市場で圧倒的なシェアを持つ国営企業の販売価格については依然として政府の承認が必要となるなど、実質的な政府による価格管理体制の解消には至っていない。

品質規格については2005年4月より、国内主要都市においてEuro 3レベルの製品規格が導入され、それ以外の地域ではEuro 2レベルの規格が適用されている⁵。今後は、2010年10月に主要都市

⁴ 2005年度時点。インド石油天然ガス省ホームページによる。

⁵ 2005年4月からの規格については主要都市のガソリンの硫黄分規制は0.015%、同じ主要都市以外のガソリンの硫黄分規制は0.035%。都市部の軽油の硫黄分規制は0.035%、それ以外の軽油の硫黄分規制は0.05%となっている。

においては Euro 4、それ以外の地域においては Euro 3 が適用されることとなっている⁶。

2-3-3. インド石油下流部門における課題

インドの石油下流部門における最大の課題は実質的な価格管理制度の段階的な撤廃である。前述の通り、制度としての APM は撤廃されたものの、国内で 80% 近くのシェアを持つ国営石油会社が国内石油製品（特に灯油と LPG）の販売価格を国際価格を下回る水準に設定しているため、販売価格を自由に設定できる民間石油会社も国営石油会社と同様の水準に価格を設定せざるを得ず、結果として政府による実質的な価格管理制度が残存する形となっている。このため国内で製品販売を行う事業者にとっては国際市況との比較で逆ザヤが生じているのが現状であり、リライアンスなど民間企業は国際価格での販売が可能な製品輸出に力を入れる一方、IOC などの国営企業については政府からの損失補てんがなされている。このような実質的な価格管理制度の見直しについては、国内政治的に困難な部分が多く早急に実現する可能性は低いものの、今後国内の石油需要が大きく伸びていくことも予想されており、財政負担の軽減や需要の抑制という観点からも段階的な自由化が進められていくことが望ましい。

また、石油備蓄制度の整備も下流部門におけるもう一つの大きな課題である。この点については現在取り組みが本格化しており、長期的な石油政策をまとめたものとして 2000 年に公表された「Hydrocarbon Vision 2025」においても 500 万トンの戦略石油備蓄体制の整備が目標として織り込まれており、2004 年 6 月には石油備蓄を所管するインド石油戦略備蓄社が設立されている。具体的な備蓄基地の建設場所としては、ラジャスタン（250 万トン）、マンガロール（150 万トン）およびヴィザーグ（100 万トン）の 3 か所が想定され、建設費は 500 万トン分の備蓄原油の調達費を含め、総額 24.2 億ドルになると見られている。

2-4. インドの天然ガス

2-4-1. 需給動向と産業体制

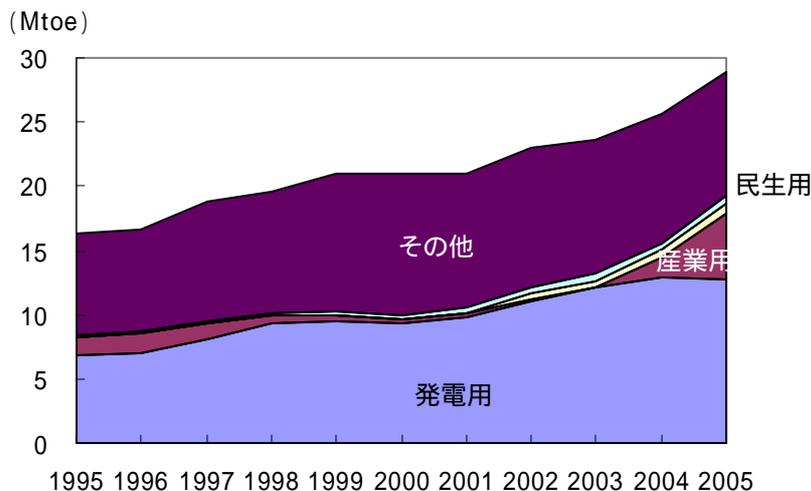
2005 年の天然ガス消費量は 28.8Mtoe（32.0Bcm）であった。過去 10 年間で需要は年率 6% で拡大している。用途別では発電用が 44% を占め、その他（大部分が石油化学原料）が 33% で続いている。産業用は 1995 年の 1.5Mtoe（1.7Bcm）から 2005 年の 5.1Mtoe（5.7Bcm）と急激に拡大している。

2005 年時点において、天然ガス需要の 82% は国内生産、残りは輸入 LNG によって賄われている。中国と同様に、パイプラインガスあるいは LNG を輸入する計画が複数存在する。2006 年 11 月に発表された第 11 次 5 カ年計画の草案（Report of the Working Group on Petroleum & Natural Gas Sector for the XI Plan）では、5 カ年計画期間中での大規模な需給ギャップは想定されていない。探鉱・開発及び生産といった上流事業は、従来 ONGC、OIL の 2 社が独占してきた。しかし、NELP によって民間企業や外資企業にも鉱区が開放され、東海岸オフショアの Krishan Godavari 堆積盆等のガス田開発で大きな成果を上げている。

輸送や販売といった中下流事業に関しては、国営の GAIL（Gas Authority of India）がほぼ独占し

⁶ 2010 年 10 月以降の、都市部におけるガソリンの硫黄分規制は 0.005%、都市部の軽油の硫黄分規制は 0.015% となる予定。

ている。LNG受入基地については、プロジェクト毎に出資者が異なるが、Gaz de France、Shell、Totalといった外資企業も参画している。



(出所) IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

図 2-4-1. インドの天然ガス需要の推移

2-4-2. 天然ガス政策の概要

2006年11月に発表された第11次5カ年計画の草案 (Report of the Working Group on Petroleum & Natural Gas Sector for the XI Plan) によると、天然ガス部門の重点項目となっているのは、国産ガス生産量の拡大とパイプラインインフラの整備である。

国産ガス生産量については、在来型ガス資源のみならず、コールベッドメタンやガスハイドレート等の非在来型ガス資源の開発も行うとされている。生産量目標として、2011年度には2007年度の実績の38%増となる46.63Bcmが設定されている。一方、供給セキュリティ確保策として、海外での自主開発ガス推進は掲げられているものの、数値目標としては2007年度の1.75Bcmから2011年度の2.2Bcmへの増加と、控えめなものになっている。この背景には、近年の順調な国内ガス資源開発状況が、上述した通り需給ギャップ懸念を相当程度低下させたことにあると考えられる。

パイプライン整備に関して、5カ年計画期間中にGAILは約25億ドルを投資し、Dahej-Uran Pipeline (DUPL)、Vijaipur-Kota Pipeline (VKPL)、Jagoti-Pitampur Pipeline (JPPL)、Dabhol-Panvel Pipeline (DPPL)等を整備するとされている。また、下流石油・ガス産業規制機関設立によって規制体系の明確化する方針である。

尚、第10次5カ年計画で示されていたガス価格体系と補助金の問題については、補助金を受けていない国産ガスやLNGが他燃料に対して競争力を持ちつつあるとして、第11次5カ年計画における扱いは縮小されている。

2-4-3. 天然ガス政策の実施・促進の課題

インドの天然ガスの需要は、発電用を中心として急増しており、国内ガス田開発も順調に進んでい

る。特に、東海岸オフショアにおける大規模なガス資源発見は、インドの天然ガス需給バランスを大幅に緩和し、第11次5ヵ年計画期間中において大きな需給ギャップは想定されていない。これは、ガス上流部門の民間や外資企業への開放によって投資が促進された成果であると言える。

前節で述べた天然ガス政策の実施・促進のためには、監督省庁の乱立がもたらす規制体系の非効率性が主要な課題の一つとして挙げられる。包括的なエネルギー政策を立案・実施するにあたって、政策立案・実施機関の集約化が必要とされている。また、第11次5ヵ年計画の草案では強調されていないものの、前述した天然ガス価格に対する補助金や、発電・肥料生産向けに存在する供給量優先割当制度を如何に縮小ないし緩和していくかという問題も完全に解消されたわけではない。

東海岸オフショアにおける大規模なガス資源開発が順調に進めば、供給の確保という点でのプレッシャーは短中期的に弱まるであろう。但し、ガス田開発に係わる資機材コストの高騰や、パイプライン整備のための資金確保というハードルを克服することが必要となる。また、2007年7月にイランからのパイプラインガス輸入に関して懸案となっていた輸入価格が合意されたことは、中長期的なインドの天然ガス供給源確保にとって大きな前進である。しかし、イラン核開発疑惑に対する国際社会の圧力が強まっており、アメリカは対イラン経済制裁を継続している。国連の対イラン経済制裁決議に際して、インド側が賛成に回ったことがインド・イラン関係を微妙にしており、イランからの天然ガス輸入も不透明感が拭えない状況である。イランからの天然ガス輸入については、このような国際情勢が障壁となる。

2-5. インドの石炭

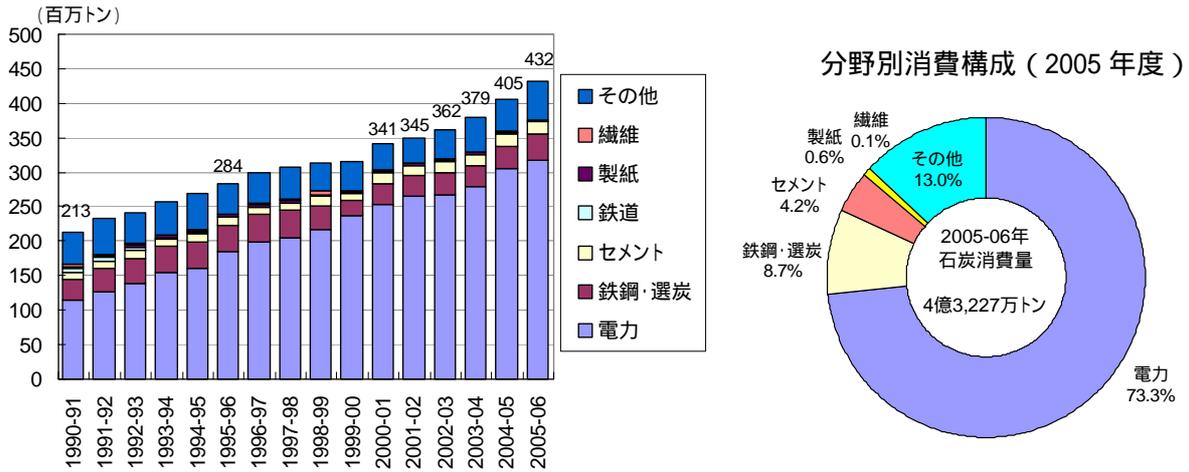
2-5-1. 需給動向と産業体制

石炭消費は、1990年度⁷から2005年度にかけて年率4.2%で増加し、なかでも電力が7.1%と高い伸びを示し、石炭消費の拡大を牽引している。2005年度の石炭消費量は4億3,230万トンで、うち電力3億1,670万トン、鉄鋼（鉄鋼用選炭含む）3,780万トン、セメント1,830万トンと、これら3大業種で消費全体の86%を占めている。今後も石炭消費は、経済成長に伴い電力を中心にこれら3大業種で拡大し、第11次5ヵ年計画では2011年度に7億3,110万トン、2016年度には11億2,500万トンにまで増加するとしている。鉄鋼で使用される高品質原料炭と沿海部の発電所などで使用される少量の一般炭を除いて、国内炭で賄われており、原炭生産量は消費拡大に伴い増加し、2005年度には4億3,710万トンに達した。

石炭生産会社は公営企業と私企業に大別され、2005年度の公営企業の生産量は全生産量の94%を占めている。公営企業ではCIL（Coal India Limited）が最大で、2005年度には3億4,340万トンを生産し、インド全生産量の79%を占め、公営企業生産量の83%を占めている。私企業が所有する炭鉱はCaptive Coal Mineと呼ばれ、石炭需要家が中央政府から鉱区を割り当てられ、自社消費用の石炭を自ら生産する炭鉱で、その生産量は全生産量の6%に過ぎない。

石炭輸出入を見ると、輸出は2005年度に200万トン弱をバングラディッシュなど近隣諸国に輸出しているに過ぎない。一方、輸入は2000年度以降2,000万～2,300万トンで推移していたが、2004年度から増加傾向を示し、2005年度の輸出力は3,860万トンまで増加した。今後、電力、鉄鋼を中

⁷ 1990年4月 - 1991年3月



(出所) Ministry of Statistics and Programme Implementation, "Energy Statistics 2006"

図 2-5-1. インドの石炭消費の推移と消費構成

心に輸入が拡大することが見込まれ、豪州を中心に海外での権益取得が進められている。石炭輸入が大幅に伸びる要因として、大規模石炭火力プロジェクト (Ultra Mega Power Project) の存在が挙げられる。現在、9つの超臨界圧石炭火力発電所建設プロジェクトが進行しており、内6つのプロジェクトで輸入炭の利用を計画している。これらプロジェクトは2012年の運開を目標としている。

2-5-2. 石炭政策の概要

インドでは、一次エネルギー消費の約半分を石炭が占め、石炭の約7割が電力で消費されている。石炭は今後も重要なエネルギー源として、その消費量は拡大することになる。インド政府は、この拡大する石炭需要をできるだけ国内炭で賄い、不足分を輸入で補う方向性を示している。第11次5年計画では石炭需給ギャップ (= 国内需要量 - 国内生産量) を現状の3,000万トン程度から2016年度には7,000万トンに拡大するとしている。今後の経済発展に伴う石炭需要の増加に対してインド政府は、石炭生産、流通、利用の各分野に対する政策を示しているが、そのうち主なものを挙げれば以下の通りである。

- 自社消費鉱区の割り当て (石炭鉱業への民間投資の拡大促進)

これまで自社消費用として電力、鉄鋼、セメントの石炭多消費企業に対して割り当てられていたが、石炭採掘企業 (但し、供給先が決定されている必要がある) に対しても割り当てられるように緩和された。石炭省は2007年2月時点で約250鉱区を確保し、そのうち123鉱区が既に割り当てられている。
- 灰分34%以下の石炭の利用と選炭能力の拡大

山元から1,000km離れた発電所、山元発電所を除く危機的な汚染地域、都市部および環境保護指定区域に位置する発電所に適用される。インドの石炭は灰分が多いという特徴を持つが、この政策は環境への配慮、利用効率、輸送コスト低減などを目指している。

インドの石炭は灰分が高いことからより効率的な利用のために選炭能力の拡大が計画されている。2007 年初頭の石炭省と CIL のトップ会談において、CIL が供給する全ての石炭を選炭処理する方針が確認され、2012 年までに 5.2 億トンの選炭能力の整備を行なう必要があるとしている。

- 外国資本の直接投資

自社消費用炭鉱 (Captive Coal Mine) と自社消費用炭鉱向け選炭設備に限定。

- 国内炭配給制度 (Linkage system)

計画的な需要家に適した品質の石炭供給が、石炭の経済的な利用を目的として 電力、セメント、製鉄 (海綿鉄) の石炭多消費産業 (一般炭)、鉄鋼 (高炉) (原料炭)、非基盤産業 (一般炭) に分けて実施されている。

- 石炭価格の自由化

石炭価格は 2000 年 1 月 1 日より完全自由化されたが、電力省は石炭省に対し、電力料金に悪影響を及ぼす価格レベルに上昇する恐れがあるとし、石炭価格決定のための独立機関設立を求めている。

- 課税

課税には、ロイヤルティー、積載物品税、輸入税があり、ロイヤルティーは生産された石炭に対し炭種とグレード別に 6 グループに分けて規定されている。積載物品税は国内炭に対し 10 ルピー / トンが課税され、輸入税は灰分 12% 以下の原料炭、灰分 12% を超える原料炭 (5%)、一般炭 (Non cooking coal、5%) 別に税率が規定されている。なお、2004 年度以降税率は大幅に引き下げられている。

- CIL の民営化

国家計画委員会は CIL の再構築 (民営化) を提言しているが、石炭省では民営化に対する肯定的な意見の発言はない。

この他、CCT の開発と普及 (エネルギー効率の改善と汚染物質の排出制限)、資源の有効利用 (採炭に適しない薄層や深部に賦存する石炭に対する地下ガス化等) 等を政策として取り上げている。

2-5-3. 石炭政策の実施・促進の課題

インドの石炭産業発展における最も重要な課題は、石炭産業の開放であり、CIL の民営化と民間・外資参入により現状の CIL を軸とした石炭産業の国家管理から民間主導による体制への石炭産業体制の改革を進めることである。現在の国営企業を中心とする産業体制では限界があり、民営化による投資拡大、生産性向上が不可欠であるとしている。しかし、民営化については左派勢力が反対していると言われていことから、その実現には困難が伴うと考えられ、石炭省の示す計画通りの生産拡大は難しく、輸入が更に拡大する可能性を秘めている。

この他、先に述べた政策においても改善すべき点が多く存在すると考えられ、そのうちの幾つかを以下に示す。

- 自社消費鉱区の割り当て

石炭省では自社消費用炭鉱の生産拡大を CIL の生産拡大と並ぶ石炭供給拡大策として、入札制度の改善が 2007 年から進められていると言われていたが、透明性の高い入札物件・制度の整備が課題となっている。現状の割り当て方式では、鉱区を与える場合に CIL に与えた残りを割り当て

ており、品質の悪い鉱区が当たるなど公平な入札制度が確立されていない。現在の入札者のほとんどが石炭需要家であり、その入札者の経営状況（財務体質の健全性）が Captive Mine 拡大の壁となる可能性もある。さらに、割当鉱区が細分化されることで生産性が低くなり、輸送インフラ利用に対する競争などの問題も出てくる可能性がある。なお、生産された石炭は、自社使用もしくは売り先が限定されており、市場で自由に販売できない制約がある。

- 灰分 34%以下の石炭の利用と選炭能力の拡大

山元発電の増加にともない生産量に対する 1,000km 以上の輸送量の比率は低下するが、選炭量が増加しない限り灰分の多い石炭使用の絶対量は減少しないと予想される。これは選炭と密接にリンクしている。民間企業の参入意欲・収益性と CIL 側の資金調達、ならびに可選性が悪いため選炭コストと脱灰率が課題となる。
- 外国資本の直接投資

自社消費用炭鉱（Captive Coal Mine）と自社消費用炭鉱向け選炭設備に限定されており、「自社消費鉱区の割り当」と同様に市場を開放する必要がある。
- 国内炭配給制度（Linkage system）

販売面では安定的な供給方式として国内炭配給制度が優先されているが、安定供給される半面、自由な販売を疎外しており、石炭価格自由化の妨げになっている可能性がある。
- 石炭価格

の合理性と透明性を維持する政策への転換が望まれる。

2-6. インドの電力

2-6-1. 電力の需給動向と産業体制

(1) 電力需給

インドの 2005 年の総発電設備容量（自家発除く）は 1 億 2,429 万 kW であり、その内訳は、水力が 26.0%、火力が 66.3%、原子力が 2.7%、再生可能エネルギーが 5.0%である。過去 10 年間、需要の伸びに対して石炭火力を中心に対応してきた結果、石炭火力が発電設備の約 1/2 を占めている。

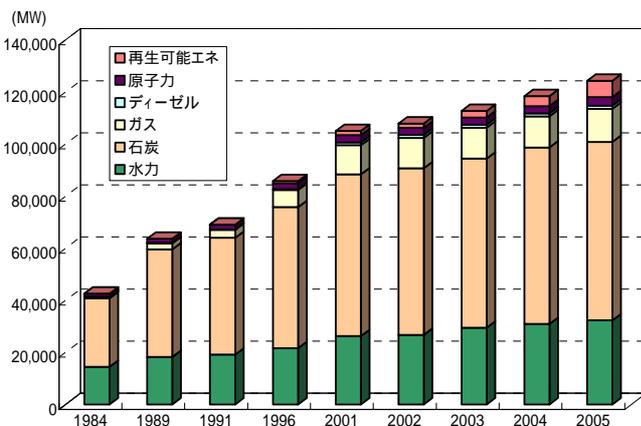


図 2-6-1. 発電設備容量の推移

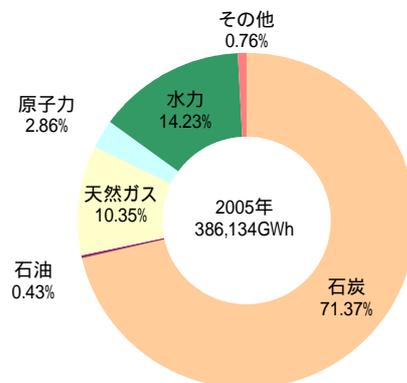


図 2-6-2. 電源別発電電力量割合

2005年のインド国内の発電事業者による発電電力量は5,944億5,600万kWhであった。電源別の構成比をみると、石炭が71.4%を占めており、次いで水力が14.2%、天然ガスが10.4%、原子力が2.9%、その他が0.8%、石油が0.4%の順になっている。電源における石炭火力発電所の役割が大きいのが、インドの特徴である。

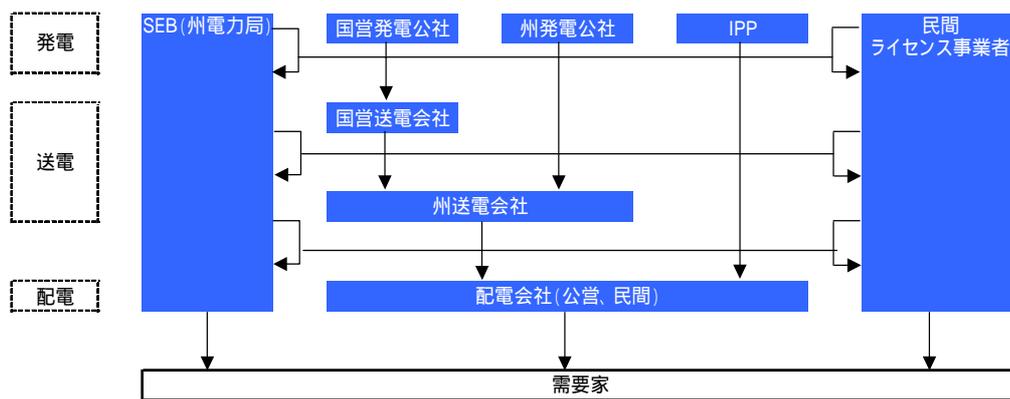
一方で、2005年のインドの電力消費量は3,861億3,400万kWhであった。需要家種別では、工業用が1,215億500万kWh(全体の35.6%)、商業用が313億8,100万kWh(全体の8.1%)、家庭用が956億5,900万kWh(全体の24.8%)、その他が1,215億500万kWh(全体の31.5%)となっている。電力消費量に占める工業用の割合が中国に比べ少ないのが特徴である。

2000年以降、インドにおいても電力需給ひっ迫が生じており、2004年は432億5,800万kWhの電力量不足と1,025万kWの最大電力の不足が発生した。

(2) 電力産業の供給体制

インドの電力事業は、電力省、原子力庁、石炭庁などによって管轄されている。電力省傘下で発電を担当する国営企業として、国営火力発電公社(National Thermal Power Corporation : NTPC)、国営水力発電公社(National Hydroelectric Power Corporation : NHPC)、北東発電公社、ダモダル渓谷開発公社、パークラ・ピース渓谷管理公社がある。原子力庁傘下の原子力発電公社は、1962年、原子力法に基づき設立され、原子力発電の責任を負っている。また、石炭省のナイベリ褐炭公社は、南部のTamil Nadu州における褐炭資源を開発するために設置され、事業の一環として火力発電を担当している。

高電圧の州間送電はインド政府の公営企業である送電公社(Powergrid)が行っており、州内の送電は州送電公社(State Transmission Utilities)などが行っている。配電は大半を各州の州電力庁(State Electricity Board : SEB)が行っている。各発電公社は、主にSEBへ卸供給を行っている。SEBは各州内で発電も行っている。また、Kolkata、Mumbai、Armedabadなどの大都市には発送配電一貫の私営事業者がある。



(出所) 海外電力調査会 .

図 2-6-3. 電力産業の供給体制

2-6-2. 電力政策の概要

2005年2月、「国家電力政策(National Electricity Policy)」が発表された。電力政策は、電力分

野の開発を加速させ、電力供給の全国普及と需要家利益を保護することを目的としており、以下の目標を掲げている。

- ・ すべての住宅への電化を 5 年以内で完了すること
- ・ 2012 年までに電力需要量と最大電力の不足が解消され、予備力が確保されること
- ・ 効率的かつ合理的な料金で信頼度の高い電力を供給すること
- ・ 2012 年までに 1 人あたりの電力使用量が 1,000kWh を超えること
- ・ 2012 年までに生活上必要最小限の電力消費量を 1 家庭 1 日あたり 1kWh とすること
- ・ 電力セクターにおいて、財政方向を転換し、商業資金を可能にすること
- ・ 需要家利益を保護すること

2-6-3 . 電力政策実施・促進の課題

上述の政策を実施するにあたって、以下のような課題が挙げられる。

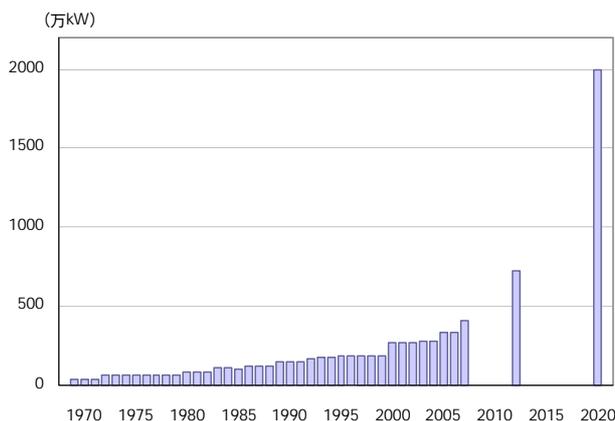
- ・ 発電用石炭、ガス燃料供給の確保
- ・ 電力会社の資金調達の多様化
- ・ 州内・州間送電ネットワークの効率化
- ・ 効率的な配電ネットワークの構築
- ・ 設備容量の拡大および設備稼働率改善のため、既存火力発電所の増設・改設
- ・ 追加的なピーク設備確保のため、既存水力発電所の増設・改設
- ・ デマンドサイドマネジメントの促進
- ・ 発電所用選炭済石炭の確保
- ・ 電気料金制度の合理化
- ・ 盗電防止および料金回収率の向上

インドは貧困撲滅・環境問題の改善というジレンマに直面していることから、電力セクターは上述の課題をすべて克服することは非常に難しいと考えられる。当面は、発電事業者や SEB の事業収支を改善できるような料金制度を構築することによって、発電分野のインフラの建設を促進し、全国の電力需給の維持や農村電気化の普及を図っていくことが最優先課題になるであろう。

2-7. インドの原子力

2-7-1. 原子力発電の現状と見通し

2007 年 9 月現在インド国内では 2 基の軽水炉と 15 基の重水炉の計 412 万 kW が稼働中である。また、現在カイガ及びラジャスタンにて 3 基 66 万 kW の PHWR を、クダンクラムにて 2 基 200 万 kW のロシア製 PWR (VVER-1000) を建設中であり、これらは第 11 次五ヵ年計画期間内 (2012 年まで) に運転開始する予定である。更に 2020 年までには計 2000 万 kW の発電設備容量を達成すべく原子炉を建設することが予定されている。また政府関係者がこの計画を大幅に超える大規模な原子炉建設もあり得るとの見解を示したとの報道が複数なされるなど、今後国内で大幅に増大することが見込まれる電力需要に対応するためにインド政府は今後原子力発電設備を大幅に増強する計画を立てている。原子力発電設備容量の推移を図 2-7-1 に示す。



(出所) 実績：日本原子力産業会議「世界の原子力発電開発の動向」及び Nuclear Power Corporation of India Limited HP、
見通し：Department of Atomic Energy "Long Term Vision of the Department of Atomic Energy" より作成

図 2-7-1. インドの原子力設備容量の推移及び見通し

2-7-2. 原子力発電政策の概要

インドでは第二次世界大戦直後の早い時期から H.J.バーバ博士を中心として原子力の研究開発が行われており、1956 年にはアジア初の試験用原子炉「アプサラ」が臨界に達した。またインド国内には膨大なトリウム資源が埋蔵されていると考えられることから、資源の有効利用及びエネルギー・セキュリティの向上のため、トリウム・サイクルを用いた原子力利用の研究開発計画が立案され、その方針は以下に示す「原子力開発の三段階」として現在に至るまで維持されている。即ち、

1. 国内天然ウランを燃料として加圧重水炉 (PHWR) で発電を行い、使用済燃料を再処理して Pu (プルトニウム) を生産する。
2. 得られた Pu を燃料として高速増殖炉 (FBR) で発電するとともに、U238 及び Th232 を照射・再処理して Pu239 及び U233 を生産する。
3. U233 を燃料として増殖炉 (新型重水炉：AHWR) で発電するとともに、Th232 の照射・再処理により U233 を増殖し、トリウム・サイクルを完成させる。

この方針に従い、1969 年にはフランスと高速炉計画協力協定を結び、重水炉の建設を行うとともに高速増殖試験炉 (FBTR) の建設に着手した。また同年に米国 GE 社製の軽水炉 (タラプール 1・2 号機) が運転開始するなど国際協力を視野に含めつつ開発を行っていたが、1974 年に「平和的核爆発」と称する地下核実験を実施し、以後諸外国との協力は大幅に抑制されることとなった。重水炉については核実験前にカナダから導入した CANDU 炉を基に独自に建設を行い、FBTR についてはフランスが手を引いた後独自開発を行って 1985 年に初臨界に達している。更に 2010 年の臨界を目標として、現在 50 万 kW の高速増殖原型炉 (PFBR) の建設を行っている。

2-7-3. 原子力政策実施・促進の課題

上記の原子力発電設備増強を早期に達成するためには、これまで独自開発を進めてきた比較的発電容量の小さな重水炉ではなく、軽水炉を含む諸外国の技術を用いた容量の大きな原子炉を建設することが不可欠である。また、仮に原子力発電設備のみを増強したとしても、海外からウランを輸入しな

い限り国産のウラン資源のみで現状以上の発電を行うことは難しい。このため、インド政府は当初からのトリウム・サイクル路線は継続したまま、他方で諸外国との原子力協力を通じて軽水炉を導入することを目指している。

2005年7月にはシン首相が米ブッシュ大統領と共同声明を発表し、国内の原子力施設を部分的・段階的にIAEAの保障措置下に置く代わりに、両国の民生用原子力協定を実現すべく努力することが合意された。それを受けて2006年には米連邦議会で「米印平和的原子力エネルギー協力法」が成立し、2007年7月にはムガジー外相とライス国務長官が、原子力協定に係る交渉が最終合意に達したと発表した。この流れを受けてオーストラリア政府もこれまで禁じていたインドへのウランの輸出に前向きな姿勢を示すなど、インドの原子力開発をめぐる諸外国の姿勢は大きく変わりつつある。

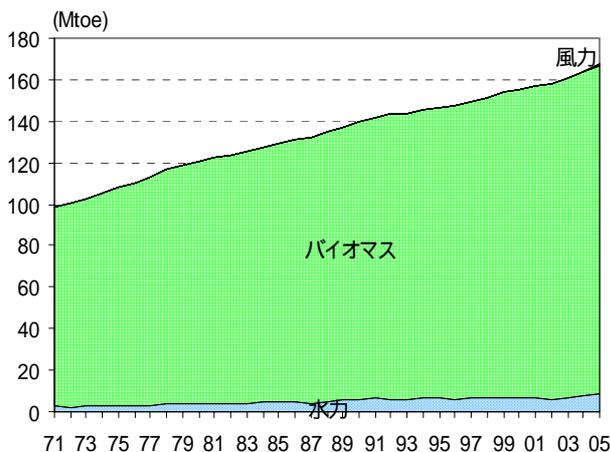
しかしインド政府は核拡散防止条約(NPT)への加盟をしない方針は変えておらず、核実験についても当面の自発的なモラトリアムを宣言するものの今後の実施の可能性を完全に否定はしていないことなどから、日本をはじめとする原子力供給国グループ(NSG)諸国の間ではインドへの協力を疑問視する声も大きい。米国政府がインドとの原子力協力を実現するためにはこれらの諸国の合意を得るとともに議会の諒承を得ることが必要であり、今後の動向はなお不透明である。今後のインドの原子力発電計画の実現の可否は、これらの国際情勢を解決して諸外国からの協力を得ることが可能か否かにかかっている、と言える。

2-8. インドの再生可能エネルギー政策

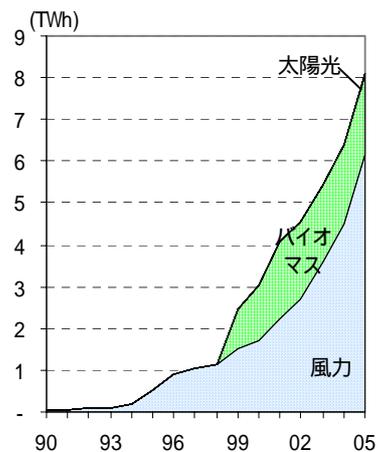
2-8-1. 新・再生可能エネルギーの現状

インドの一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合は、2005年のIEA統計によれば31%であり、石炭の39%に次いで多い。再生可能エネルギーのうち、95%はバイオマスであり、水力が5%(全体の1.6%)、風力が0.3%程度を占める。バイオマスは木質系固体(薪など)が大部分であり、伝統的な固形燃料として利用されている。農村地域を中心にバイオガス(メタン発酵)も生産しており、発電用をはじめ各種燃料として利用されている。また、2002年頃からは輸送用バイオ燃料(エタノール)を生産しており、2006年には約20万kLに達している。

(a) 一次エネルギー



(b) 発電電力量



(出所) IEA “Energy Balances of Non-OECD Countries (2007)” より作成

図 2-8-1. インドの再生可能エネルギー導入の推移

総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合（2005 年）は 16%であるが、水力が 14%、風力が 0.9%、バイオマスが 0.3%を占める。近年、風力発電の導入が急速に進んでおり、2006 年末時点で累積設備容量は 627 万 kW で世界 4 位となっている。次いで多いのはバイオマス発電で約 110 万 kW（コージェネレーションを含む）であり、太陽光発電は約 3,000kW と少ないが、今後の普及が期待されている。

2-8-2. 新・再生可能エネルギー政策の概要

インドの新・再生可能エネルギーを所管しているのは新・再生可能エネルギー省(MNRE: Ministry of New and Renewable Energy)であり、政策立案、計画策定・実施、研究開発・技術開発・商業化、実証プロジェクト推進、産業創造、財政・金融支援、人材開発、知的財産保護、国際協力、コンサルタント、振興・調整などの機能を有する。再生可能エネルギーやエネルギー効率向上技術の資金援助のために、インド再生可能エネルギー開発機関(IREDA: Indian Renewable Energy Development Agency Ltd)を設置している。

包括的な再生可能エネルギー政策を示す「再生可能エネルギー法(Renewable Energy Act)」は制定されていないが、準備は進められている。また、バイオ燃料政策も策定中である。

再生可能エネルギーの導入目標は、2012 年までに今後新設される発電設備容量の 10%あるいは 1,000 万 kW と設定している。この目標を達成するために、様々な導入促進策が講じられている。特に、内外投資家に対し様々な優遇制度を設けて、投資環境を改善しようとしている。

財政・金融支援としては、再生可能エネルギー生産事業者に対する法人税の 10 年間免税、設備投資の加速償却（初年度 80%）、システム・部品製造に係る消費税の優遇減税、資本設備・材料・部品の輸入関税率の引き下げ、および農村・都市・産業分野への再生可能エネルギー設備導入に対する資金援助などがある。

制度面では、電力法(National Electricity Act 2003)や料金政策(National Tariff Policy 2006)に基づき、州レベルで再生可能エネルギー電力の導入割当や優遇料金の設定が行われている。

これらのほかに、太陽光発電技術ロードマップの専門家委員会を設置して本格的な導入を計画したり、将来の水素エネルギーおよび燃料電池に関する技術開発を進めたりするなど、新・再生可能エネルギーの幅広い研究開発に積極的に支援している。

2-8-3. 新・再生可能エネルギー促進に向けた課題

インドに限らず、新・再生可能エネルギー導入に際して最も大きな障害となるのは経済性の問題であるが、エネルギー別には次のような課題が存在する。

- 風力発電は民間主導で順調に建設が進んでいるが、再生可能エネルギー導入目標を達成するためには、ポテンシャルの高い地域で今後とも民間資本の誘致を促進するような施策が必要である。
- バイオマス利用は、現在のところ限られた規模、用途に対する普及が進んでいるに過ぎないので、多様な用途・規模での普及を促進するための政策・投資環境の整備が必要である。
- 太陽光発電は特に発電単価が高いため、現状は実証試験レベルでの利用に留まっている。今後とも、技術開発などによるコスト低減が必要である。
- 太陽熱利用のうち、太陽熱温水器は他の熱源に比べて安価であるが、小売流通の確保が課題とな

って都市部での普及に留まっている。太陽熱調理器は使い勝手が悪いため、今後急激な普及は見込まれていない。

- 水力発電は、特に大規模設備について、住民移転などの問題があるため開発が遅れている。国内の豊富な賦存量に対して開発余地は多く残されている。

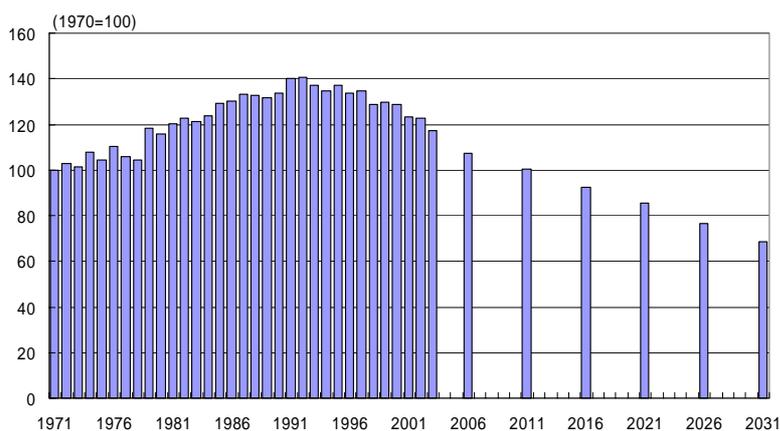
2-9. インドの省エネルギー政策

2-9-1. 省エネルギーの現状

インドでは、高い経済成長を背景としてエネルギー需要が拡大しており、エネルギー輸入の拡大や電力不足などの問題が深刻化している。それらの問題に対処するため、インド政府は国内生産や発電容量の増加に努めているが、需要の増加に追いつかないのが現状である。そのため、需要抑制策としてエネルギーの効率向上や省エネルギーに大きな期待が寄せられているが、制度上、システム上にさまざまな問題をかかえ、目立った成果が挙げられていない。

インドのGDP当たりの一次エネルギー消費は、インドの統計で見ても近年徐々に低下しているものの、2003年で619（石油換算トン/100万米ドル）と世界平均の2.2倍、発展途上国平均の1.2倍となっている。1970～1980年代においては、非商業用エネルギーから商業エネルギーへの代替が進んだ結果、商業エネルギーで見た原単位は上昇していたが、省エネルギー対策が取られるようになった第8次5ヵ年計画期間（1992～1997年）以降、諸対策の効果が徐々に現われて緩やかながら商業エネルギーベースのエネルギー消費原単位も低下傾向に転じている。しかし、前述の通り、その水準は世界平均や途上国平均と比べても依然として高い水準にあり、逆に省エネルギーの潜在量が十分にあることが推測される。

インドの産業部門は最終エネルギー消費（商業エネルギーベース）の約45%を占める最大の消費部門である。一部の企業では先進国並みの省エネルギー技術を導入し、高いエネルギー効率を達成しているが、それ以外の企業では資金面や人材面での課題をかかえ省エネルギー投資が進展せず、非効率な生産を行っていると考えられている。よって、投資に係るさまざまな障害等が除かれれば、省エネルギーが進展する可能性は高いと思われる。



(出所)実績： India Central Statistics Organization, IEA “Energy Balance of no OECD countries”、
見通し： Planning Commission “Draft Paper of Expert Committee on Integrated Energy Police (2005)”より作成

図 2-9-1. インドのGDP当たりのエネルギー消費原単位の推移

2-9-2. 省エネルギー政策の概要

(1) 省エネルギーの担当機関

インドの代表的な省エネルギー推進機関としては、省エネルギー法（後述）に基づいて設立された電力省傘下のエネルギー効率局（Bureau of Energy Efficiency: BEE）と長い実績を有する石油天然ガス省傘下の石油節約調査協会（Petroleum Saving Research Association）の2つの政府機関とBEEのプログラム等を実施する民間機関がある。

(2) 省エネルギー法

インドでは、第8次5ヵ年計画以降、エネルギー効率化や省エネルギーの政策が取られるようになった。しかし、法的な強制力に基づく、奨励策や抑制策を定める制度の整備がなされなかったため、十分な成果が得られなかった。そこで1998-2001年を対象期間とする第9次5ヵ年計画において、省エネルギー法が必要との認識が高まった。

2001年10月、政府は電力省が提出していた省エネルギー法案をベースに省エネルギー法を発効させ、2002年3月に同法を施行した。この法律により、電力省の下にBEEが設立され、エネルギー多消費産業へのエネルギー診断の実施とエネルギー診断士の設置等が義務付けられた。ここで指定されたエネルギー多消費産業とは、アルミニウム、肥料、鉄鋼、セメント、紙パルプ、塩化アルカリ、砂糖、繊維、化学、鉄道、港湾協会、輸送部門、石油化学と石油精製、発電・配電会社、商業施設の15業種で、このうち電力使用が一定基準を超える事業所が対象となる。診断の実施や基準の違反者などに対する罰金制度が存在するが、2002年の法施行後5年間は猶予期間となっていた。ラベリングについては、2006年より冷蔵庫を対象に実施、2007年からは蛍光灯及びエアコンを対象に加える予定である。

しかし、2002年の省エネルギー法施行後、新たな法整備は行われていない。また、省エネルギー法において、州政府に省エネルギー基金の設置を規定したが、実績はないままである。

他方、新・再生エネルギー省（Ministry of Non-Conventional Energy Sources: MINES）の財政支援策の中に、新・再生エネルギー普及の他に、エネルギー効率・省エネルギーに関するものがある。また、同じく新・再生エネルギー省管轄の金融機関であるインド再生可能エネルギー開発庁（Indian Renewable Energy Development Agency: IREDA）においても、再生可能エネルギーの開発・商業化の資金援助に加え、ESCO事業などエネルギー効率・省エネルギーの推進のための財政支援策がある。州政府レベルでも、特定産業に対するエネルギー診断の実施、エネルギー使用量削減に対する資金給与や優遇税制など、省エネルギーに関する法整備を行っている。

(3) 省エネルギー強化策として総合エネルギー政策

インド政府は、2006年8月に計画委員会が策定した「総合エネルギー政策」の中で、インドが抱えるエネルギーに関する課題の一つである相対的に低いエネルギー効率を向上することを、今後の重要な施策の一つに掲げている。そこでは、エネルギーの効率的使用や省エネルギーは、エネルギー需要の抑制を通じて、エネルギー供給拡大と同じ意味を持つと解釈している。そして、近年のエネルギー価格の上昇を背景として、省エネルギーは今まで以上に重視されるようになってきているとして、様々な政策を提言するとともに、比較的短期間で効果が出る施策として、以下のものを挙げている。

- ・ 石炭発電所の効率を向上（新規建設分は効率を現行36%から42%へ）
- ・ 貨物輸送を鉄道にシフト（鉄道輸送のシェアを現行の32%から50%へ）

- ・ 都会ではバスなどの公共交通機関利用を促進
- ・ 自動車燃費の向上（鉄道輸送のシェアを現行の32%から50%へ）
- ・ ハイブリッド車やエタノールブレンド燃料の促進
- ・ 電力負荷の平準化、コージェネレーションの活用、水汲みポンプの効率改善

(4) 国際エネルギー協力の活用

インドは、上述の省エネルギー政策を推進するため、日本を始めとする諸外国との間で、またアジア太平洋パートナーシップ（Asia-Pacific Partnership for Clean Development and Climate、APP）や東アジアサミット（EAS）などの国際的枠組みを通じてエネルギー協力を進めている。

わが国との関係では、1980年代より専門家を派遣したり、研究生を受け入れるなどの人材育成事業を実施している。2000年以降には、鉄鋼会社やセメント会社に対する省エネルギー技術の実証・モデル事業を支援している。2005年4月に小泉総理(当時)が訪印した際に、シン首相との間で、日印グローバル・パートナーシップに署名し、省エネルギーを含む環境・エネルギー面での協力を強化することを合意した。その後、2007年の7月に甘利経済産業大臣とアイヤール石油・天然ガス大臣が、日印エネルギー対話に係る共同声明に署名し、その中で、省エネルギー分野では、特定産業分野（鉄鋼、セメント等）での省エネルギー診断事業を新設、鉄鋼のCDQ（コークス乾式消化設備）モデル事業の円滑な実施、今後3年間で200人規模の省エネルギー政策・技術関連研修の実施、特定産業分野の省エネルギー技術に関する専門家派遣、ワークショップの開催などを実施することなどを合意した。

2-9-3. 省エネルギー促進に向けた課題

インドで省エネルギーを進める上では、いくつかの課題が存在する。

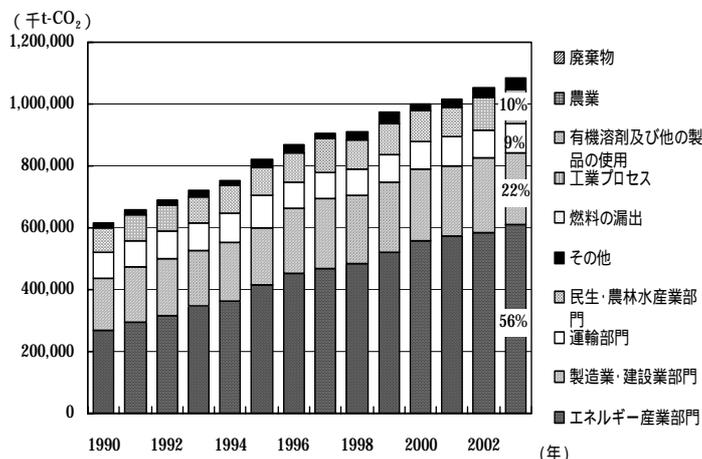
- ・ 省エネ行政が多くの機関に分散（全体を統括するBEEは人員不足）
- ・ 省エネルギー法施行後も具体的な施策実施に至っていない
- ・ 発電・送電におけるロスが非常に大きい
- ・ 電力事情が悪く、工場等では自家発電での操業が一般的で、エネルギー効率が低い
- ・ 技術導入のための資金力不足（公的財政支援制度の欠如等）、専門家の不足
- ・ 省エネ意識の不足（省エネ技術やベンチマークなど情報が不足）
- ・ エネルギー管理価格制度のもとで、省エネインセンティブが働きにくい

上記の中でも、特に重要な課題は、エネルギーの管理価格制度である。インドでは、あらゆるエネルギーの価格に関して政府の管理価格制度が残っている。電力やガスだけでなく、2002年に管理価格制度を撤廃した石油製品に関しても、ガソリン、軽油、民生用の灯油とLPGに限り、管理価格が続いている。管理価格の適応対象は、比較的所得の低い家庭用と農業用であるが、インドのエネルギー最終需要部門の中で最も需要の伸びが高いのは、価格補助を受けている家庭部門と農業部門である。家庭部門では、省エネ意識が薄く、さらにエネルギー価格が低く抑えられていることから、効率が悪くても安い家電製品やエネルギー消費機器が普及する傾向がある。また、農業部門では、灌漑用にポンプが使用され、動力源として電力が使われているが、電力価格が定額制で非常に安く、効率が悪くても安価で長持ちするポンプが売れてしまう。BEEやPCRAが低利融資制度による省エネ製品の普及活動を行っても、省エネ製品の普及はほとんど進んでいない。

2-10. インドの環境政策

2-10-1. 温室効果ガス排出量の動向

インドでは近年、大都市における大気汚染に代表される地域公害や、経済成長及び人口増大によるエネルギー需要の急増によるエネルギー安全保障問題が深刻化している。また、自動車の購入台数が急激に増加している⁸ことなどから、インドのエネルギー起源CO₂排出量は世界第5位の大量排出国となっている。



(出所) IEA, “CO₂ Emissions from Fuel Combustion”, 平成 17 年度国内外における地球温暖化対策関連動向調査ガイドブック、平成 18 年 3 月、(財)日本エネルギー経済研究所

図 2-10-1 . インドの部門別 CO₂ 排出量の推移

2-10-2. 環境政策の概要

インドは、途上国の中でも早くから環境対策の重要性を認識し、1972 年に開催された国連人間環境会議においては参加国の中で唯一、首相が出席し、同年には、科学技術省に「環境政策計画国家委員会」が立ち上げられた。以後、環境問題については環境森林省が担当している⁹。

地球温暖化対策に関連する動きとしては、京都議定書を 2002 年 8 月 26 日に批准し、同年に開催された気候変動枠組条約第 8 回締約国会議 (COP8) のホスト国を務めた経緯がある。また 2004 年には気候変動枠組条約に基づき「第 1 次国別報告書」を提出した¹⁰。

国内においては、エネルギー安全保障、地域公害、貧富の格差といった問題の改善が重要課題となっており、地球温暖化問題に焦点を当てた体系的な政策は現在のところ存在しない。環境森林省は地球温暖化対策に関連するエネルギー政策として「部門別努力 (Sectoral Initiatives)」を策定しているが (表 1)、これらは、エネルギー効率や燃料品質の向上等のエネルギー政策を通して、結果的に GHGs の排出抑制になり得る内容となっている¹¹。

⁸ Shukla ,Sharma ,Rmana ,Climate Change and India Issues ,Concerns ,and Opportunities, Tata McGraw Hill, 2002 年

⁹ International Energy Agency , Climate Change Policy Initiatives , 1992 年

¹⁰ The Government of India , India's Initial National Communication to the UNFCCC , 2004 年 6 月

¹¹ International Energy Agency , Climate Change Policy Initiatives , 1992 年

表 2-10-1：環境森林省「部門別イニシアティブ」

部門	内訳	概要
エネルギー供給	石炭	・石炭は今後も商業エネルギーの中心となる。 ・石炭利用の合理化、民間部門の参入、価格設定の改革、洗炭・燃料技術・炭層メタンなどの新技術の導入
エネルギー供給	石油	・油田のフレアガスの有効活用、排熱回収システムの設置、エネルギー利用診断の導入、石油機器の効率化、ディーゼルから天然ガスへのシフト、省エネ型機器に関する啓発普及、石油節約研究協会の設置
エネルギー供給	天然ガス	・家庭部門における利用促進、運輸部門における石油製品代替燃料として圧搾天然ガス（CNG）の活用、長距離・短距離のガス管の建設、輸入拡大の検討、発電部門における利用促進
エネルギー供給	再生可能エネルギー	・北東部での水力資源の開発、太陽光発電の促進（92万台のPVを既に設置）、風力発電の促進（2002年末で1,507MWの発電設備を導入）、バイオマスの促進（ガス化システム42.8MW、農村地域におけるバイオガス利用設備320万台）、バイオマス有資格プロジェクトに対して実質支払い利息を引き下げる財務支援の適応
エネルギー供給	電気事業者	・規制の再編、公社化、民営化、州有電気事業者の機能分離
運輸	自動車	・自動車排出基準「Bharat 2000」の実施、乗用車排出基準「Bharat Stage II」の実施、大都市におけるCNG車の普及（デリーでは約5万車が導入済み）
運輸	公共交通	デリーにおける地下鉄の導入（2002年実施済み）
産業		・エネルギー効率向上プログラムおよび高効率機器の導入、旧型ボイラーおよび旧型石油利用機器の新型機器への置き換え、燃料転換および新技術の導入
農業		・農業用ポンプのエネルギー効率基準、旧型ポンプの新型機器への置き換え、電気料金の適正化、N20を減らす栽培方法の導入
家庭		・灯油・LPGストーブ、小型蛍光灯、高層ビル揚水ポンプの導入
森林、土地利用と土地利用変化		・全国森林行動計画（持続可能な森林開発の推進）、全国森林政策（全土の1/3を森林でカバーするという目標設定）
農村		・農村電化政策の実施（農業生産に活用される水の供給を行うポンプの電化）、2007年までに農村電化を完了、2012年までに農村世帯の電化を完了、遠隔地の電化は無償資金で提供の予定。

出所：インド環境森林省；平成17年度国内外における地球温暖化対策関連動向調査ガイドブック、平成18年3月、（財）日本エネルギー経済研究所

2-10-3. 環境政策実施及び促進の課題

気候変動対策に関する国際交渉においてインドは、先進国の責任を追求する立場を明確に示し、途上国の目標策定には強く反対している。他方で、途上国の持続可能な開発を目指した温暖化対策として資金・技術移転を要求し、クリーン開発メカニズム（CDM, Clean Development Mechanism）においてはプロジェクトの主要ホスト国となっている¹²。さらに、GHGs 排出削減をもたらす制度（プログラム）の導入及び具体的な普及・促進策の実施を CDM プロジェクト化する、いわゆる「プログラム CDM」の活用について積極的な姿勢を示している。「プログラム CDM」が目指すところによれば¹³、上記に示した「部門別イニシアティブ」等の政策プログラムの実施についても、これをさらに推し進める効果が期待される。しかしながら、CDM の活用においては課題も見られる。CDM 制度においてはプロジェクトの実施によってはじめて温室効果ガスの削減がもたらされたことを示す因果関係の立証が強く求められるが、インドにおいては温室効果ガス排出量に関する統計整備が不十分であることや、プロジェクト事業者がプロジェクトによる排出削減効果を厳密に測定・報告して行くためのインセンティブを継続させにくい側面もある。こうした背景から、インドの提案プロジェクト

¹² UNFCCC、CDM ホームページ

¹³ Guidance on the registration of project activities under a programme of activities as a single CDM project activity (EB28, Annex 15) (66 KB)、UNFCCC、CDM ホームページ

IEEJ:2007年10月掲載

が CDM 理事会により棄却されるといったケースも出ている¹⁴。

今後は、インドで実施される CDM プロジェクト実施の精度を高めるとともに、経済発展の目標とも合致した副次効果をもたらすような気候変動対策を施策を促進し、その実効性を高めて行くことが課題である¹⁵。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

¹⁴ 棄却されたプロジェクト 36 件のうちインド案件は 14 件となっている(2007年10月4日現在)。UNFCCC、CDM ホームページ

¹⁵ C. Dasgupta, TERI, Policy Trends in India, 2007年2月24日スライド資料(国際シンポジウム、気候変動将来国際枠組み(ポスト京都)とCDM(クリーン開発メカニズム)-先進国・途上国協力体制の構築-)