

2005 年第一四半期における中国の電力需給および今後の見通し

産業ユニット 電力・石炭・原子力グループ 研究員 倪春春

はじめに

2005 年第一四半期における中国国内総生産の伸び率は、対前年同期比 9.5%の増で、社会固定資産投資は、対前年同期比 22.8%の増となっている。また、貿易黒字は 166 億ドルに達し、そのうち、対外輸出額は 1,559 億ドル、輸入額は 1,393 億ドルである。

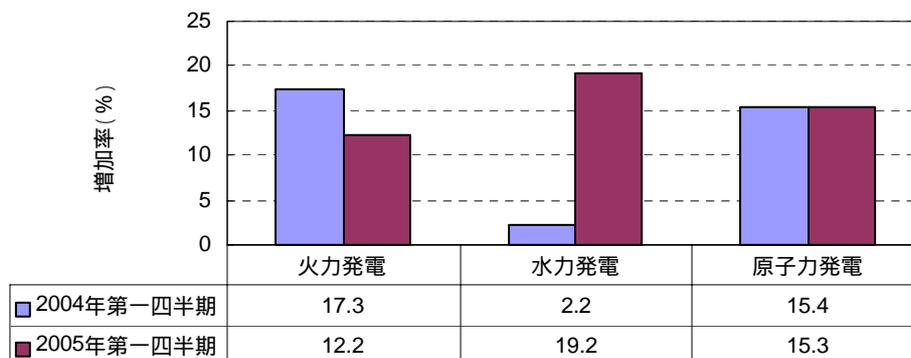
このような経済成長にともない、今年第一四半期における中国の電力供給は需要に追いつかず、電力供給制限や輪番停電が依然として各地で起きている。電力消費の制限措置の実施は、海外投資家を含む産業用需要家の生産稼働率を低下させ、企業および事業者に深刻な影響をもたらすことになる。慢性化している電力需給の逼迫問題を改善するためには、これまで以上の対策を早急に講じる必要がある。本稿では、まず至近の状況として第一四半期の電力需給概況のレビューを行い、また、電力需給に関わる諸要因を分析することによって今後の電力需給の見通しを考察する。最後に、電力需給逼迫を改善するための導入し得る新たな長期対策について検討を試みる。

1. 第一四半期における中国の電力需給

(1) 電力供給

第一四半期の発電量は 5,449 億 kWh に達し、対前年同期比 13.0%の増加である。そのうち、水力発電は対前年同期比 19.2%増の 554 億 kWh、火力発電は対前年同期比 12.2%増の 4,731 億 kWh、原子力発電は対前年同期比 15.3%増の 129 億 kWh である(図1)。全国平均発電量伸び率を超える省は、寧夏(103.1%)、雲南(27.3%)、海南(24.3%)、河南(22.6%)、内モンゴル(21.9%)、上海(20.2%)、広西(19.3%)、山東(17.7%)、青海(16.8%)、江蘇(16.5%)、浙江(15%)、吉林(15%)およびチベット(14%)の順となっている。

図1 第一四半期における中国発電量の伸び率

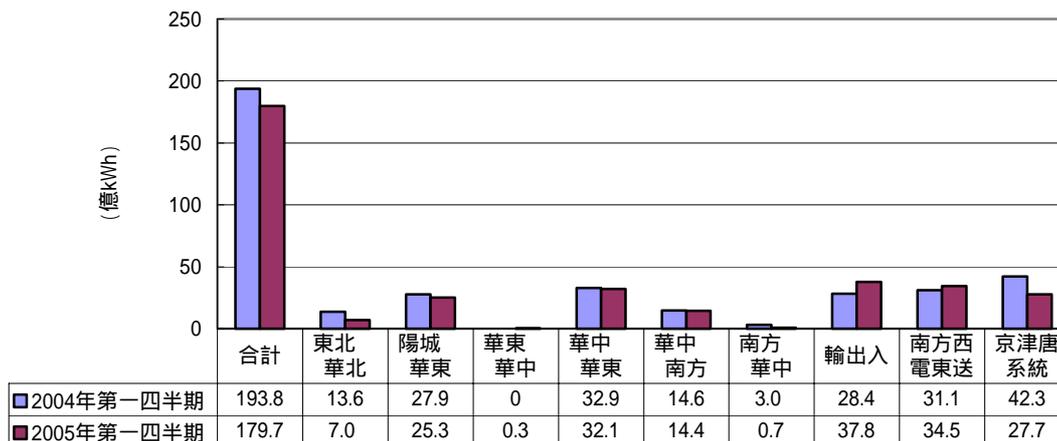


(出所): 中国電力企業連合会資料より作成。

また、各区域系統間における融通電力量は送電網のボトルネックや送電事故により 14 億 kWh 微減の 180 億 kWh となっており、そのうち、山西、蒙西、河北-京津唐、京津唐-冀南および東北-華北の減少幅が相対的に大きい（図 2）。

第一四半期における全国発電設備の平均稼働率は、60.6%となっており、そのうち発電電力量の 86.8%を占める火力発電設備の平均稼働率は 69.4%で、発電量の 10.2%を占める水力発電設備の平均稼働率は 27.0%となっている。

図 2 第一四半期における主要系統間の融通電力量



（出所）：中国電力企業連合会資料より作成。

（ 2 ） 電力需要

第一四半期における消費電力量は、対前年同期比 13.4%増の 5,505 億 kWh となっている。消費の用途別に見ると、農業用が 2.4%の 132 億 kWh、産業用が 74.6%の 4,107 億 kWh、商業用が 10.8%の 595 億 kWh、家庭用が 12.2%の 673 億 kWh となっている。

また、用途別電力消費の動向を見ると、家庭用電力の伸び率は、最も高くなっているほか、農業用電力の伸び率では、前年同期のマイナスからプラス方向（3.3%）に転じている。一方、産業用電力の伸び率は、前年度に比べ減少したものの、全体に占める割合は引き続き 7 割以上を維持している。また、商業用電力の伸び率が前年に比べ 1.9%減少し、シェアが 11.5%から 10.8%に低下した（表 1）。

表 1 第一四半期における用途別電力消費の伸び率（単位：%）

	2005 年第一四半期		2004 年第一四半期	
	伸び率	割合	伸び率	割合
合計	13.4	100	15.7	100
農業用	3.3	2.4	0.2	2.3
産業用	13.2	74.6	17.6	74.5
商業用	11.1	10.8	13.0	11.5
家庭用	18.8	12.2	10.6	11.7

（出所）：中国電力企業連合会資料より作成。

2. 各地域系統における電力需給

第一四半期において、電力供給制限を実施した地域は 25 省にのぼり、制限範囲は去年に比べ拡大したものの、電力需給逼迫の状況はやや緩和された。この間、主要系統の最大電力負荷は 2 億 7,302 万 kW で、対前年同期比 15.9%の増である¹。そのうち、南方電網（系統）と華東電網（系統）における増加幅は最も高く、それぞれ 21.5%と 21.1%までに達した（表 2）。各系統の逼迫状況や逼迫の要因に関する中国電力企業連合会の見解は、表 3 に示す通りである。これによると需給逼迫の主要な原因は、電力需要の増加や発電用石炭の供給不足等が挙げられている。

表 2 第一四半期における各系統の需要電力量および最大負荷

	消費電力量 (億 kWh)	伸び率 (%)	最大負荷 (万 kW)	伸び率 (%)
全国	5,491	13.3	27,302	15.9
華北電網	1,392	15.2	6,537	14.2
東北電網	520	7.5	2,896	9.5
華東電網	1,340	16.5	6,840	21.1
華中電網	947	11.9	4,695	11.5
西北電網	415	12.7	1,812	13.8
南方電網	876	11.2	4,199	21.5

(出所): 中国電力企業連合会資料より作成。

表 3 第一四半期における各系統の逼迫状況

区域電網	区域内系統	電力需給逼迫状況	電力需給逼迫の原因
華北電網	山西	不足	系統の老朽化、計画・計画外運転停止
	内モンゴル西	不足	需要の増加
	河北南	不足	-
	京津唐	不足	予備容量不足
	山東	平衡	-
華東電網	浙江	不足	電力需要の増加
	江蘇	不足	電力需要の増加
	安徽	平衡	-
	上海	平衡	電力需要の増加
	福建	基本的平衡	-
南方電網	広東	不足	発電用石炭の供給不足、降水率の低下
	広西	不足	発電用石炭の供給不足、計画点検、西電東送の負荷の低減
	雲南	不足	発電用石炭の供給不足
	貴州	不足	発電用石炭の供給不足
華中電網	湖北	不足	計画外設備運転の停止 (191回)
	河南	不足	
	湖南	不足	
	江西	不足	
	四川	不足	
	重慶	不足	
西北電網	寧夏	やや不足	計画点検
	青海	やや不足	-
	甘肅	やや不足	発電用石炭の供給不足
東北電網	黒龍江	基本的平衡	-
	吉林	基本的平衡	-
	遼寧	基本的平衡	-
	内モンゴル東	基本的平衡	-

(出所): 中国電力企業連合会資料より作成。

¹主要系統とは、海南、新疆、チベットの独立した省電力網を除く広域電網、すなわち、華北電網、東北電網、華東電網、華中電網、西北電網および南方電網を指す。

3. 2005 年夏季の電力需給の見通し

(1) 要因分析

国内総生産・電力消費伸び率

2002 年以降、国際・国内経済の回復に伴い、中国の国内投資および一般家計支出が拡大・増加し、GDP の伸び率は 9%以上を維持している（図 3）。2004 年 4 月から、政府はマクロ経済引き締め政策を行い、昨年後半から投資が本格的な調整に入ったため、伸び率が 2003 年に比べ減速傾向が見られるものの、伸び率自体は依然として 25.8%の高い水準を維持している。また、今年の第一四半期における投資の伸び率は、すでに対前年同期比 22.8%と非常に高い伸びを示しており、GDP 伸び率も依然として 9.5%台を維持している。一方、経済成長率と電力消費の関係を見ると、図 4 に示されるように、2002 年以降（2004 年は前年に比べやや低下したものの）電力消費弾性値がさらに上昇していることがわかる。従って、2005 年第一四半期における主要経済指標を見ると、国内総生産は引き続き堅調傾向にあり、今後も電力消費の堅調な増加が予想される。

図 3 国内総生産の推移(2000-2004 年)

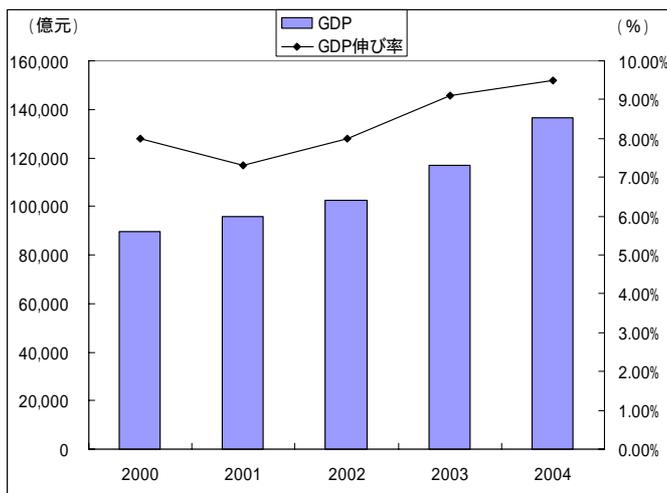
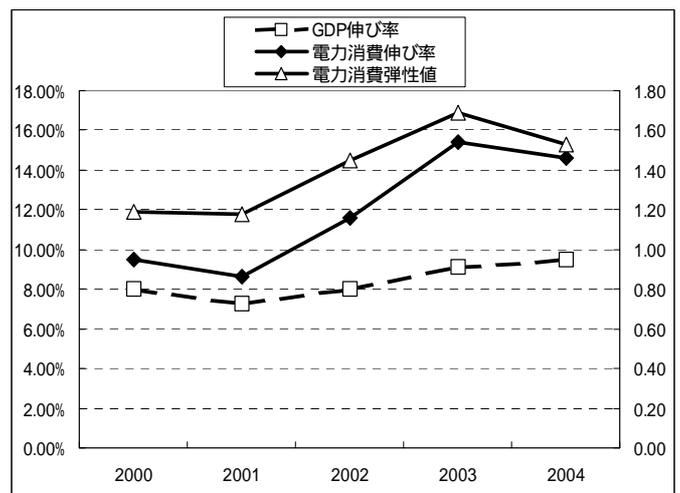


図 4 電力消費弾性値の推移(2000-2004)



(出所): 中国電力企業連合会資料より作成。

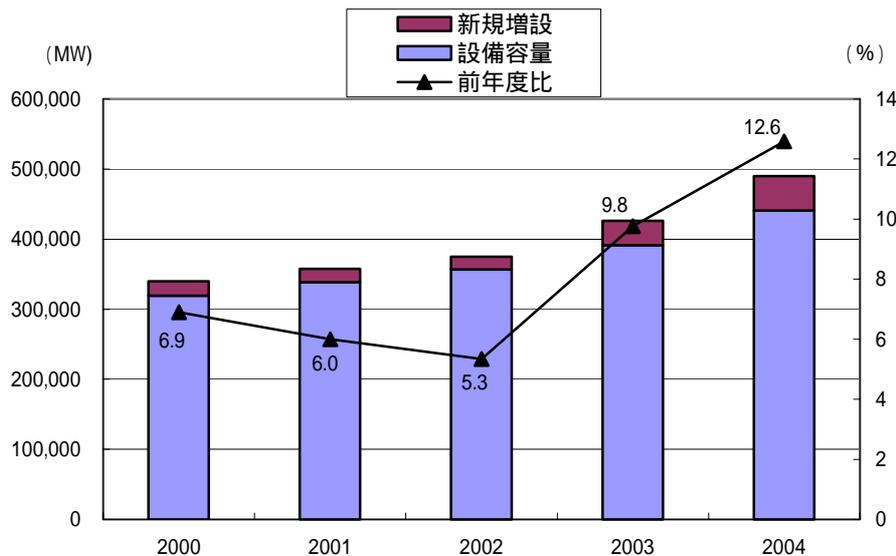
発電設備

これまでの国内投資と個人消費の拡大は、予想を上回る高い電力消費伸び率を牽引し、電力需給状況を悪化させている²。このような急激な経済成長による電力需給逼迫の状況を緩和するため、中国政府は 2003 年以降急ピッチで電力の設備投資を強化してきた（図

² 「十・五計画」によると、中国政府は、2000 年から 2005 年までの期間における年間 GDP 伸び率を 7%と予測しているが、しかし、1998 年から実施した内需拡大や消費促進等の政策（デフレ対策）が奏功したため、各年における実質 GDP の伸び率が予測値を上回っている。そのため、電力消費伸び率も図 4 のとおり想定電力需要伸び率（5%）以上の伸びを示し、電力の需給逼迫を悪化させているのである。

5) 3. 2004 年における設備容量、発電量は、それぞれ対前年比 12.6%増の 4 億 4,070 万 kW と 14.8%増の 2 兆 1,870 億 kWh となっている。一方の電力消費(2004 年)は、12.0%増の 2 兆 1,000 億 kWh に達した。さらに、2005 年に、220kV 以上の新設送電線巨長は 25,000km、変電容量 1 億 4,400 万 kVA、また、新しく増設される発電設備容量は 7,000 万 kW に達する見込みである。しかし、新設 7,000 万 kW のうちの大半は今年後半の正式稼働となるため、今夏の電力供給に寄与することが小さく、夏の電力需要ピークに対応できないことが懸念される。

図 5 電源増設の推移 (2000-2004 年)



(出所): 中国電力企業連合会資料より作成。

電力価格

近年、発電用石炭価格の上昇および送電設備建設に係るコスト増を背景に、2004 年、国家発展改革委員会は 2 回にわたり電気料金の値上げを実施した。第 1 回目は、石炭価格の上昇により発電事業者の負担を緩和する目的で、2004 年 1 月 1 日から火力発電の卸売電気料金と産業用電気料金を対象に、それぞれ 0.07 元/kWh、0.08 元/kWh を値上げした。第 2 回目は、発電事業者および系統運用者の新規設備投資を確保するため、6 月に、南方、華東、華中、華北地区の産業用電気料金を対象に 0.22 元/kWh を値上げした。さらに、今年 5 月 1 日から石炭価格に連動する電気料金制度を産業用電気を中心に導入したことにより、産業用需要家の電気料金が 0.252 元/kWh (全国平均) 値上げされた⁴。一連の料金改正は、事業者の経営負担を考慮したものの、大口需要家、とりわけ、アルミや鉄鋼等素材産業需要家の節電を促し、需給逼迫の緩和に一定の効果をもたらすことが期待できる。

³ 「十・五計画」当初、原子力発電所の新規建設について、政府は慎重な姿勢をとっていたが、しかし、2003 年に、政府は原子力発電所の新規建設を推進するとともに、送電線網の建設を拡大する方針を打ち出し、事実上「十・五計画」の見通しを上方修正することになった。

⁴ 今回の制度では、6 カ月間で石炭価格が 5% を超えて増加した場合に限り、コスト増分の 7 割を電気料金に反映させる内容となっている。

発電用石炭

2001 年以降の電力需要の急な伸び等を背景に、近年、石炭市場の供給は需要に追いつかない状況にある。その背景には、以下の理由が挙げられる。

）政府の炭鉱安全強化対策による石炭供給の不足

近年、大規模な炭鉱事故が連続発生していることから、中央政府は炭鉱ガス事故防止のための専門委員会を設置し、管理監督体制を明確化した。そのため、山西省炭鉱の産出量が著しく低減し、また、北部地域の石炭在庫量が今年初めの 1,026 万トンから 376 万トンまでに減少した。さらに、今年“5.19 承德炭鉱事故”により、今後、炭鉱安全対策がより一層厳しくなることが予想され、発電事業者用石炭の在庫量確保は決して樂觀できない状態にある。

）石炭品質の低下

発電用石炭品質の低下によって石炭火力発電機はより多くの一般炭を消費することになるほか、発電用ボイラーの火が消えたり、ボイラー以外の設備も被害を受ける事故が発生している⁵。そのため、従来予備電源であるディーゼル発電機の運転に切り替える発電事業者も増えてきた。

）石炭の市場価格と計画価格の価格差が拡大する中、計画内石炭の確保が困難化

中国では、発電用石炭のうち約 6 割は計画量・価格が設定され、残りの 4 割は市場価格によるものである。2003 年に入って市場価格が急上昇したため（表 4）、石炭供給事業者はまず市場価格に基づく取引量を優先し、計画内石炭量を最後に供給するようになった。このため、発電事業者は十分な発電用石炭の供給が確保できず、表 3 のように、一部の地域においては電力供給制限を実施したのである。2005 年に入っても石炭価格上昇の傾向は変わらないことにより、引き続き石炭供給不足による火力設備の稼働率が改善されない可能性があると考えられる。

表 4 発電用石炭価格の推移

	2001 年末	2002 年末	2003 年末	2004 年 9 月	2005 年
計画内価格	144.7 (0.9%)	152.2 (5.2%)	155.8 (2.4%)	220.2 (41.3%)	240 ~ (8%+)
市場価格	141.9 (1.9%)	167.8 (18.3%)	173.8 (3.6%)	302.0 (73.8%)	

(出所): 海外電力調査会資料より作成。

(2) 今夏の見通し

上記の諸要因により、今夏の電力需給逼迫は昨年と同様、深刻な電力不足が続くと考えられる。実際、中国国家電網公司によると、今年の夏の電力消費ピーク時、中国全国で約 3,000 万 kW の電力不足が生じ、国家電網系統内でも約 2,500 万 kW 程度と予測されている。

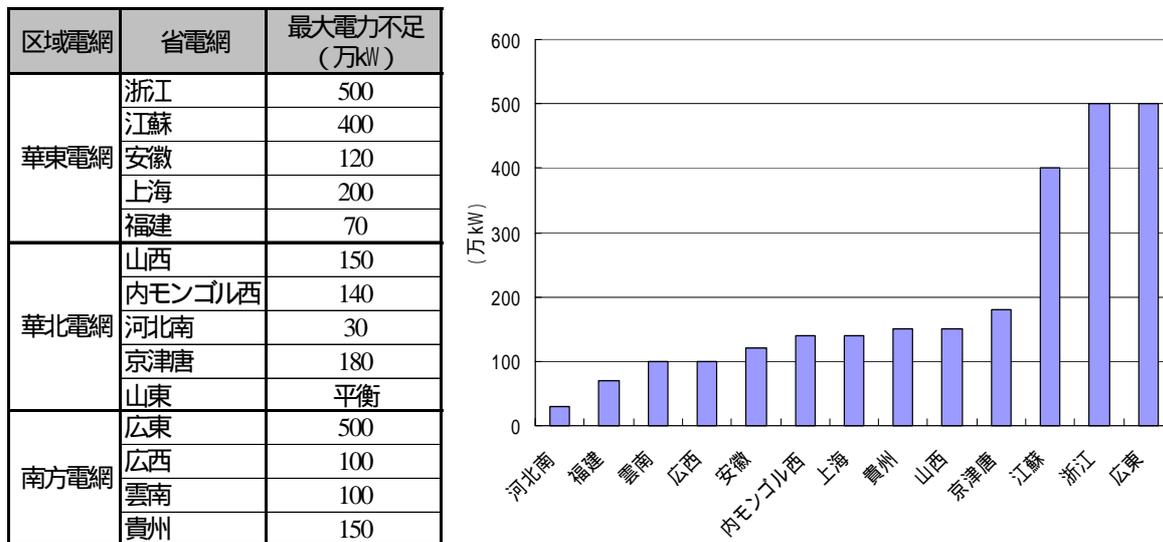
最も深刻な電力不足が予測されているのは、上海を中心とした華東区域、広東を中心とした南方区域および北京を中心とした華北地域である⁶。一方、華中、東北区域では、需給

⁵ 例えば、脱硫措置故障。

⁶ 北京、上海、広東は経済活動が最も活発な地域である一方、エネルギーの大半は市外に依存しているた

がバランスするものと予測されている。

図表 6 各地域における電力不足の見通し



(出所): 中国電力企業連合会より作成。

(3) 今夏の対応策

夏の電力消費ピークを目前にして、外国企業が比較的多い北京、上海、広東においては、電力需給逼迫を緩和するための各種措置が講じられている。

まず、北京市において、今夏の最大電力負荷は 126 万 kW 増の 1,070 万 kW に達し、約 100 万 kW が不足すると予測されている。そのため、北京市政府は、5 月 1 日から産業用需要家を中心に電気料金を 0.395 元/kWh 引き上げ、さらに、時間帯別料金の実施対象を家庭用、公共交通用（地下鉄、公共バス）農業灌漑用需要家以外のすべての需要家までに拡大した。また、従来時間帯別電気料金メニューを改定し、ピーク時間帯とオフピーク時間帯における料金の格差を去年の 2.9 倍から 4 倍までに拡大した。

一方、上海では、今夏の最大電力負荷は 1,850 万 kW から 1,900 万 kW までに達し、約 140 万 kW から 200 万 kW が不足すると予測されている。そのため、市政府が講じる今夏の需給対策は、“輪番休業”による逼迫の緩和。今夏の“輪番休業”の実施時期は 7 月 11 日から 8 月 26 日まで、休業日数は一週間と対象企業に義務付けた。休業対象者の拡大。今夏の対象企業は、昨年 3,000 社からハイテク関連などの連続生産型企業を除くすべての製造企業（外資企業を含む）までに拡大した。省エネ照明灯の導入。繁華街の建物のライトアップ用照明灯を白熱灯から節エネ型照明システムに交換する計画を打ち出している。

また、電力需給逼迫が最も深刻となっている広東省では、今夏の最大電力負荷は昨年に比べ 13.4% 増の 4,500 万 kW に達し、昨年の最高記録をさらに更新する見込み。そのため、

め、地域内の経済発展や石炭燃料の輸送能力および送配電網の送電容量がこれら地域の電力需給状況を左右する大きなファクターとなる。

省の系統運用者である南方電網公司是、追加的域外の三峡ダム発電所および香港からそれぞれ 18.5 億 kWh、25 億 kWh を調達することを決めた。一方、系統の安全運転、供給信頼度を強化するため、今年 195 億元の投資が行われることになったが、これは対前年比 11% 増と過去最高の投資額となる。さらに、需要家対策として、昨年につき“輪番休業”を実施するほか、時間帯別料金実施対象の拡大や遮断料金の導入など需要側管理(DSM: Demand Side Management) 措置を強化する方針である。

4. 今後の課題

本稿の第 3 節で見たように、各電力需要不足地域では需給逼迫への緊急対策として、需要側管理および電力系統の安全管理を中心に措置を取り入れ、一方、中央政府は長期対策として、電力網と発電所の拡大政策を行っている。しかし、中国の電力不足の慢性化を抜本的に改善するためには、既存対策に伴い、以下のような追加的な措置を導入する必要があると考えられる。

電力需要構造の調整

近年、原材料などの生産コストが上昇したことにより、エネルギー多消費型産業である重工業における生産単位あたり付加価値が低下している。しかし、重工業用電力が総需要量に占める割合が継続的増え、また、2000 年以降、国内総生産 1 万元当たりの電力消費量(電力消費原単位)が連続的上昇し、今年の第一四半期では、去年同期に比べさらに 62kWh/万元が増えた。このような原単位の悪化は、上述のような重工業の動向も大きく影響を及ぼしていると考えられる。したがって、今後、電力の消費構造の改善を考える上では、中国にとって産業構造の調整が課題となる。すなわち、産業構造と製品構造を合理的に調整し、エネルギー消費の少ないサービス業やハイテク産業を大々的に発展させると同時に、エネルギー多消費型産業における高付加価値化の進展などを通じて電力の消費原単位を低減させることが重要である。

電気料金の合理化

今年 5 月に国家発展改革委員会は発電用石炭価格に連動する電気料金制度を産業用電力を対象に導入した。2002 年夏以降、発電用石炭の市場価格が上昇し、石炭燃料コストの増加分について、発電会社が負担することとなっているが、一方、卸売電気料金が固定化されているため、発電すればするほど損失がでるといった結果になった。このように、発電用石炭の需給逼迫および発電会社の経営負担を緩和するため、燃料費(発電用石炭)の変動に応じる燃料費調整制度が設けられた。しかし、農業用および家庭用について、年一回の調整となっており、さらに、家庭用電気料金を調整する前に公聴会開催が義務付けられていることから、真の意味で発電事業者の経営負担を緩和するとは言い難い措置である⁷。柔軟な燃料費調整制度を導入するには、現行の電気料金制度を発・送・配電ごとにコストを反映させる体系に再構築する必要がある⁸。

⁷ 今回の燃料調整制度の実施は(2005 年 5 月 1 日より)、農業用および家庭用需要家を対象外とした。

⁸ 中国では、電気料金が政府のマクロ経済を調整する一つ的手段として用いられており、現段階では、卸売電気料金が基本的市場原理に基づいて設定されているものの、送・配電部門におけるコスト反映は必ずしも明確ではない。

電力産業の供給体制改革

1990 年代後半から中国は、石炭、電力分野を含むエネルギー供給事業者の体制改革が行われている。石炭産業は、アジア金融危機および国内経済停滞を契機に従来の計画経済の統制価格・統制配分から完全に市場化された。一方、電力産業の場合、近年の厳しい電力不足の下で、政府は、安定供給を前提に、段階的に電力改革を行ったものの、設備計画や電気料金における中央政府の主導・誘導体制が未だに残されている。したがって、発電用石炭の需給を巡って、石炭供給側の市場メカニズムと電力供給側の計画、移行期体制が対立し、発電用石炭不足を引き起こす原因の一つとなっている。もちろん、電気料金の適正形成がさらに家庭用電気料金の上昇をもたらし、社会経済・国民生活に直接影響することから、改革の実行は段階的に行っていくべきであることは言うまでもない⁹。ただし、少なくとも、電力供給側に競争原理を浸透、拡大させることによって各事業体のコスト削減を促す制度を構築していくべきである。

電力産業における省エネ技術・環境対策の加速化

現在、電力産業において、火力発電に超臨界発電技術の導入や大気汚染物質の排出規制、脱硫措置の設置といった対応が行われている¹⁰。しかし、これまでの実績をみると、省エネ政策がこれ以上進まなければ設備投資を強化しても電力不足は抜本的に解消されない。そのため、電力産業の場合、供給側の省エネ対策として、設備や運転面での技術向上により発電所の熱効率を改善させることができる。また、需要側の省エネ対策として、省エネ電気製品の拡大や先進諸国ですでにビジネスとして存在する ESCO (Energy Service Company) 事業等の導入により、需要側での省エネ対策に貢献することが可能となる。また、省エネに必要な技術や資金、適正人材が不足しているため、京都メカニズムのクリーン開発メカニズム (CDM : Clean Development Mechanism) を活用し、先進諸国と技術提携や人的交流を行うことで、省エネおよび CO₂ 削減に貢献することが期待できる。

むすびに

上述の課題は、必ずしも中国において容易に実施できるものではなく、特に需要構造の調整を行う場合、重工業がこれまでに抱えていた大量の熟練労働者が職を失うことになり、中国の社会安定にとって一つ大きなマイナス要因になりかねない。このようなマイナス的要因をできるだけ回避するためには、ソフトランディング政策を取る必要がある。また、政策の制度設計段階において、先進国の理論や事例を参考にしつつ、中国の社会・経済・エネルギー・環境等の諸問題に配慮した制度を構築することが重要である。

参考文献

- 中国国家電網公司編[2004],『中国電力市場の分析と研究-2004 年春期』,中国電力出版社 .
海外電力調査会 [2005],「北京だより」, 3 月号 .
中国電力企業連合会ホームページ (<http://www.cec.org.cn/>).
中国国家電網公司ホームページ (<http://www.sgcc.com.cn/dwjs/gcsj/200501190064.htm>).

⁹ 家庭用電気料金が実際コストよりも低く設定されているのが中国の小売電気料金の実態である。

¹⁰ 石炭火力発電設備の大型化 (30 万 kW 程度) によって発電効率は徐々に改善してきていたものの、電力不足発生後、発電効率の劣る一方で建設が容易な小規模発電設備が急増 .