

サマリー

中国の風力発電政策と風力発電市場の動向

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員 倪 春春

中国政府は、2007 年 9 月に発表した「再生可能エネルギー中長期発展計画」の中で、風力エネルギーの開発について、2010 年までに 500 万 kW、2020 年までに 3,000 万 kW の目標が掲げられているが、今年 3 月に発表された「再生可能エネルギー発展 11 次 5 年計画」の中では、風力発電の 2010 年の導入目標量が、「再生可能エネルギー中長期計画」よりも 500 万 kW 増の 1,000 万 kW に上方修正され、大きな注目点となった。

そこで、本論文では、「再生可能エネルギー発展 11 次 5 年計画」において、風力発電導入目標量の上方修正に至った中国風力発電市場の発展経緯とりわけ近年の風力開発に係わる政策諸要因を分析する上で、中国風力発電市場の課題および今後の動向を論じることとする。

分析の結果、以下の要因により中国の風力発電の導入現状を考えると 2010 年までには 1,000 万 kW あるいはそれ以上に達する可能性が非常に高いということから、「再生可能エネルギー発展 11 次 5 年計画」期において、風力発電の設備容量目標数値を上方修正したのである。

- 1) 2003 年以降の特許権風力発電プロジェクトの実施
- 2) 「再生可能エネルギー法」および関連細則の実施
- 3) 風力発電設備の国産化率の設定 (70%)
- 4) 風力発電設備の輸入関税の改定
- 5) クリーン開発メカニズムの活用

しかし、中国の風力発電市場は急速な伸びを示している一方、風力発電価格の合理化、大型発電所の拡大による系統の安全・安定運用の確保・維持、風況評価精度の向上や発電設備の検査・認証制度の構築などの諸課題を解決し、今後の風力発電市場の健全化を図っていく必要がある。

お問い合わせ:report@tky.ieej.or.jp

中国の風力発電政策と風力発電市場の動向

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ 研究員 倪 春春

はじめに

中国政府は石炭化石燃料に偏るエネルギー消費構造を調整するため、再生エネルギー利用の拡大を重視し、2005 年 2 月に「再生可能エネルギー法」を制定し（2006 年 1 月施行）、また、2006 年 3 月に策定した「第 11 次 5 ヶ年計画」（2006-2010 年）の中においても再生可能エネルギーの推進を目標に掲げ、再生可能エネルギーに関する基本方針が示された。

その後、2007 年 9 月に発表した「再生可能エネルギー中長期発展計画」の中で、2020 年までの再生可能エネルギーの中長期発展目標数値が具体的に示され、風力発電については、2010 年までに 500 万 kW、2020 年までに 3,000 万 kW の目標が掲げられている。しかし、わずか半年後に発表された「再生可能エネルギー発展 11 次 5 ヶ年計画」（2006-2010 年）の中では、風力発電の 2010 年の導入目標量が、「再生可能エネルギー中長期発展計画」の 500 万 kW から 1,000 万 kW に上方修正されていることは、大きな注目点となっている。

そこで、本論文では、「再生可能エネルギー発展 11 次 5 ヶ年計画」において、風力発電導入目標量の上方修正に至った中国風力発電市場の発展経緯とりわけ近年の風力開発に係わる政策諸要因を分析する上で、中国風力発電市場の課題および今後の動向を論じることとする。具体的に、第 1 章で中国風力資源の状況および風力開発の現状をレビューし、第 2 章で風力発電の導入を促してきた諸政策や措置、第 3 章で今後の目標達成に向けた風力発電市場の課題を整理し、第 4 章でそれらを総括することとする。

1. 中国の風力資源および風力発電の概要

1.1 風力資源の分布

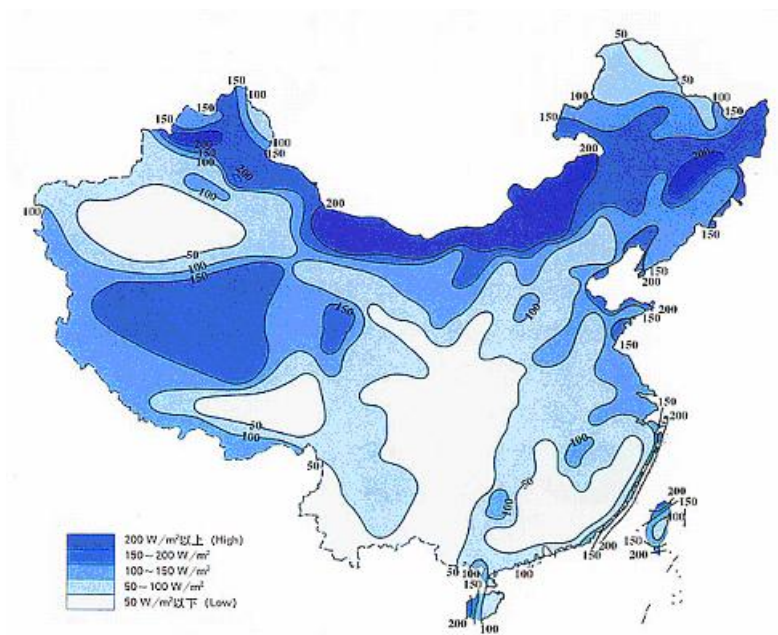
中国の風力資源は豊富で、中国国家気象局の資料によると、地表から 10 メートルの高さにおける風力資源の総量は約 32.26 億 kW、そのうち開発可能および利用可能な陸上風力資源量は 2.53 億 kW、50 メートル高さのところにおける風力資源は 10 メートル高さのところと比べ約倍の 5 億 kW あまりである。また、近海における開発可能および利用可能な風力資源は 7.5 億 kW である。

図 1-1 に示す通り、中国の風力資源が豊富な地域は以下の通りである。

- 1) 三北地域（東北地域、華北地域、西北地域）：東北三省（吉林省、黒龍江省、遼寧省）、河北省、内モンゴル自治区、甘肅省、寧夏自治区、新疆自治区など省（自治区）の 200km 範囲内の地帯。年風力のエネルギー密度は 200W から 300W/m² 以上である。

- 2) 東南沿海および付近の島：山東省、江蘇省、上海市、浙江省、福建省、広東省、広西自治区、海南省など省（市）の沿海約 10km 範囲内の地帯。年風力エネルギー密度は $200\text{W}/\text{m}^2$ 以上である。
- 3) 個別の内陸地域：鄱陽湖付近地域、湖北省九宮山や利川などの地域¹。
- 4) 近海地域：中国東部沿海水深 5 メートルから 20 メートルの海域で、推定風力資源量は約 7 億 kW である。

図 1-1 中国の風力資源の分布



(出所) 中国風力エネルギーネットワーク

1.2 風力発電導入の歴史的推移および導入実績

1) 風力発電導入の歴史的推移

中国の系統連系風力発電所の導入推移を下記の三つの段階に大きく分けることができる。

① 1986 - 1993 年の初期パイロットプログラム段階

この段階においては、外国政府のODAや借款を利用し小型風力発電所建設のパイロットプログラムが行われた。中国で初めて系統連系した風力発電所は、1986 年 4 月に操業を開始した山東省栄成風力である。この風力発電所はデンマーク製の 55kW 風車 3 基で構成されている。また、同年 10 月には、ベルギー政府から贈与された 4 基の 200kW 風車が福建省の平潭に据え付けられた。1998 年以降、外国政府借款の増加に伴い、内モンゴル自治区、新疆自治区、遼寧省、広東省、吉林省、浙江省などは積極的に海外から設備を導入し風力

¹ これらの地域は湖や特殊地形の影響により風力資源が豊富に有するのが特徴である。

発電所の建設を行った²。一方、中国政府は、主に風力発電プロジェクトの投資や風力発電設備の研究開発に一部の資金援助を行った。

② 1994 - 2003 年の産業化体制構築の段階

この段階において、風力発電の全量買取制度が 1994 年に旧国家電力部により策定され、風力発電価格は生産コストプラス合理的な利潤の下で算定され、価格が連系エリアの平均卸電気料金よりも高い差額部分については、当該エリアの電力会社だけでなく全省レベルの電力会社が共同負担する仕組みとなった。この政策により、1994 年から 1997 年まで、新設風力発電設備容量は年々拡大し、1997 年に新設された風力発電設備容量は 1996 年までの累計設備容量を上回り、対前年比伸び率が 194.3%に達した。しかし、その後、中国の電力市場に競争原理が導入され、1994 年に旧国家電力部が策定した風力発電価格の算定基準が廃止され、風力発電の導入促進措置がなくなったことから、1998 年以降中国の風力発電市場は緩やかな成長段階に転じた。

③ 2003 年以降の規模化および国産化段階

2003 年、国家発展改革委員会は気象資料を用いて初めて中国全国の風力資源評価を行い、また、地形や交通、送電網の条件により全国の風力発電所の立地選定を行った。この風力資源に対する全国調査結果に基づき、同年国家発展改革委員会は特許権風力発電プロジェクトを実施した³。特許権風力開発プロジェクトは風力発電事業者の売電コストおよび設置する風力発電設備の国産化率を条件に競争入札により事業者を決める制度である。中国政府はこのような風力発電の特許権入札を通じて国内の風力資源の開発規模を拡大させ、風力発電設備の国産製造技術力を向上させることによって風力発電価格を低減させることが目的としている。

2003 年の実施開始から 2008 年 6 月末現在まで計五期、340 万 kW 規模の風力発電プロジェクトの公開入札が行われた。表 1-1 に示す通り、2003 年第 1 期特許権プロジェクトの総設備容量は 20 万 kW であったのに対し、2007 年第 5 期の開発規模は 95 万 kW に達し、風力発電の開発規模がこの 4 年間で約 5 倍となっており、中国風力発電事業の大きな成長性を示している。なお、2007 年 12 月末現在、商業運転した中央政府主導の特許権風力プロジェクトは約 81.5 万 kW、特許権風力プロジェクト全体の 23.9%を占めている。

また、2005 年 2 月、「再生可能エネルギー法」が採択され（2006 年 1 月より施行）、再生可能エネルギーの開発、投資、普及のための基本的な枠組みが整備された。その後、後述で詳細に述べる「再生可能エネルギー法」に係わる一連の実施細則が策定され、再生可能エネルギーの導入促進を促す原動力となった。

² 邢穎[2006], 「中国の風力開発の現状と見通し」, 『海外電力』, 2006 年 3 月号, (社) 海外電力調査会。

³ 特許権とは特別許可権方式で国家所有資源の開発、政府主管インフラの建設などを行うことであり、中国版 PFI (PFI : Private Finance Initiative) である。

表 1-1 第 1 期～第 5 期特許権風力発電プロジェクト及び進捗状況（2007 年 12 月末現在）

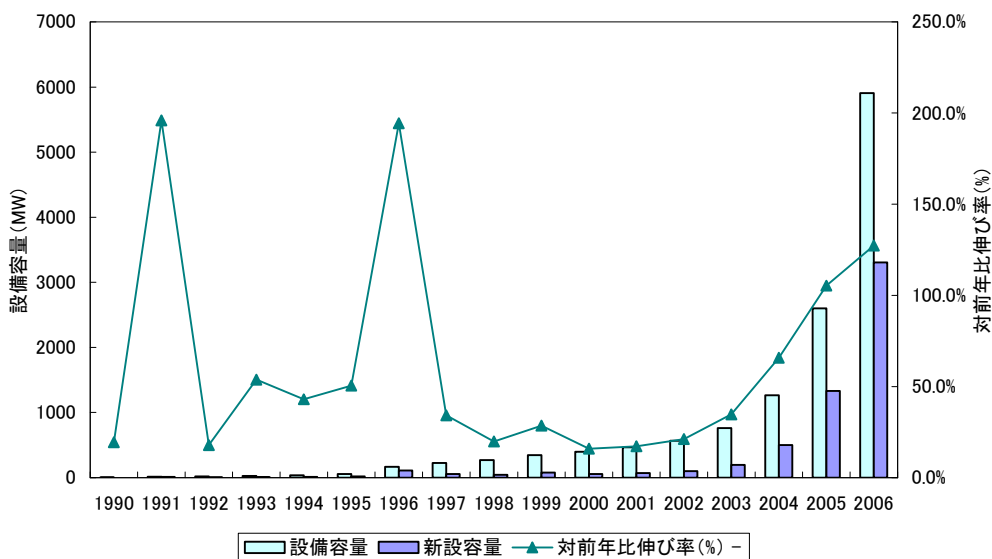
期別	年度	特許権プロジェクト	設置容量 (MW)	運転中の設備容量 (MW)
第一期	2003年	江蘇如東風力発電所 I	100	100
		広東恵来石碑山風力発電所	100	100
第二期	2004年	江蘇如東風力発電所 II	150	150
		吉林通榆團結風力発電所	400	200
		内モンゴル輝騰錫勒風力発電所	200	200
第三期	2005年	江蘇東台風力発電所	200	建設中
		江蘇大豊風力発電所	200	50
		甘肅安西風力発電所	100	15
第四期	2006年	内モンゴル錫盟灰騰梁風力発電所	600	建設中
		内モンゴル包頭巴音風力発電所	200	建設中
		河北張北单晶河風力発電所	200	建設中
第五期	2007年	内モンゴル烏蘭伊力更風力発電所	300	建設中
		内モンゴル通遼北清河風力発電所	300	建設中
		河北商徳御道口風力発電所	150	建設中
		甘肅玉門昌馬風力発電所	200	建設中
合計			3400	815

（出所）中国風力発電工程情報ネットワークおよびその他の報道資料に基づき作成。

2) 風力発電導入の現状

上述のような法体系整備の下で、中国の風力発電設備容量は 2003 年の 56.7 万 kW から 2007 年には 590.6 万 kW までに達し、年平均伸び率は 79.7%であった。また、至近 2 年間の実績をみると、2006 年、2007 年の総設備容量の対前年比伸び率はともに 100%を超えており、特に 2007 年の場合、2000 年以降の最高伸び率 127.2%を記録した（図 1-2 参照）。

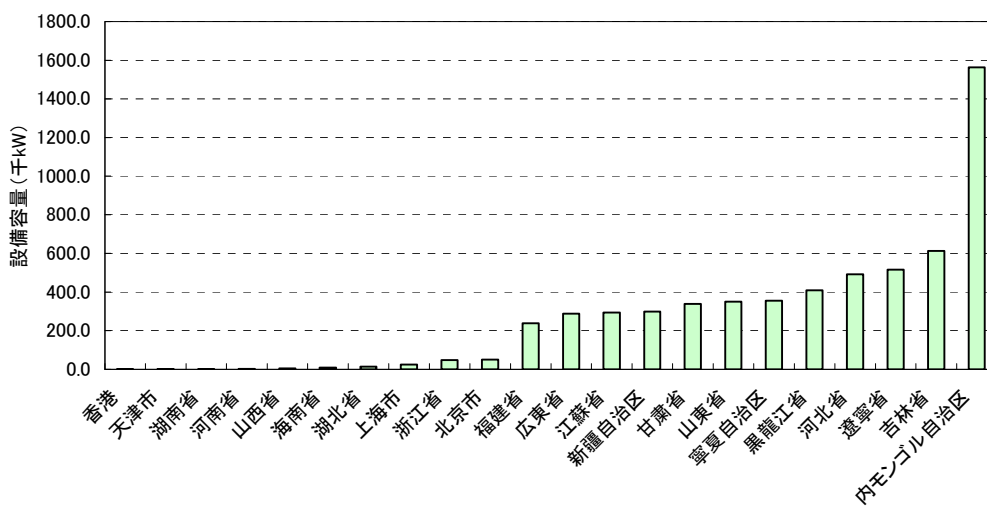
図 1-2 風力発電設備容量の推移（1990-2007 年）



（出所）中国新エネルギーネットワークおよび中国風力エネルギー協会資料より作成。

また、2007 年末までに、中国全国の 21 省に計 158 箇所の風力発電所が建設され、省別の導入状況を見ると、設備容量が最も多い省は内モンゴル自治区、吉林省、遼寧省、河北省、黒龍江省の順となっており、これら上位 5 省の風力発電設備容量は全体の 60%を占めていることから、現在、中国の風力資源の開発が前述で述べた三北地区を中心に行われていると言える（図 1-3 参照）。

図 1-3 省別風力発電設備の導入状況（2007 年末まで）



(出所) 「2007 年中国風力発電所設備容量統計」, 中国風力エネルギー協会.

2. 中国の風力発電に関する制度整備

本章では、2005 年以降急速な成長を遂げた風力電源開発の背景および 2008 年 3 月に発表された「再生可能エネルギー発展 11 次 5 カ年計画」のなか、2010 年における風力発電の目標数値の改定に至った背景を風力エネルギーに関する制度整備、風力発電設備製造業に関する法的整備およびその他の要因に分けて分析することとする。

2.1 風力エネルギーに関する法的整備

1) 「再生可能エネルギー法」(2006 年 1 月より施行)

2005 年以降、中国の風力発電の導入が急速に進展した最も大きな要因として、2006 年 1 月に施行された「再生可能エネルギー法」が挙げられる。同法は 2005 年 2 月、中国全国人民代表大会常務委員会より採択され、2006 年 1 月施行が開始された。同法は再生可能エネルギーの開発と利用をエネルギー事業の優先分野として位置付け、再生可能エネルギー発電の全量買取を電力会社に義務付けた。買取価格(卸電気料金)は、国務院価格主管部門の認可制とし、再生可能エネルギーの開発・利用促進に配慮することと規定している。また、再生可能エネルギーの買取、系統連系で生じた費用の負担は、最終的に小売電気料金に転嫁

することも盛り込まれている。その後、「再生可能エネルギー法」の施行に向けて以下のような一連の細則が制定された。

2) 「再生可能エネルギー発電に関する管理規定」(2006 年 1 月より施行)

2006 年 1 月、国家発展改革委員会は「再生可能エネルギー発電に関する管理規定」を公布した。同規定は、再生可能エネルギー発電の管理基準、再生可能エネルギーの開発・利用に関する電力網企業および発電企業の役割について、それぞれ明記し、主なポイントは下記の通りである⁴。

表 2-1 「再生可能エネルギー発電に関する管理規定」の概要

章	主なポイント
第 3 章 プロジェクト管理	<ul style="list-style-type: none"> ・ 主要河川に建設される水力発電、25 万 kW 以上の水力発電、5 万 kW 以上の風力発電は国家発展改革委員会が認可・審査し、その他のプロジェクトは省レベルが認可する。 ・ 国家政策及び資金支援が必要なバイオマス発電、地熱発電、海洋エネルギー発電、太陽光発電は国家発展改革委員会に申告する。 ・ 再生可能エネルギー発電の買取価格は、国务院価格主管部門が各種再生可能エネルギー発電の特徴や各地域の状況に基づき公布する(認可制)。また、政府は再生可能エネルギーの開発・利用の促進に配慮すると共に再生可能エネルギー開発・利用技術の進歩により買取価格の改定を随時行う。 ・ 再生可能エネルギーが公開入札の場合、買取価格は落札価格とする。水力発電を除く再生可能エネルギーの買取・販売による電力会社の費用増加分は、全国の電力需要家が分担し具体的な方法は別途規定する。
第 3 章 電力網企業の責任	<ul style="list-style-type: none"> ・ 省レベル以上の電力網企業は省レベル以上の政府が策定した「再生可能エネルギー発集中長期計画」に基づき、関連送電設備の建設計画を行い、国家および省の送電網発展計画に盛り込む。 ・ 電力網企業は計画に基づき、送電網の設計および論証研究を積極的に行い、再生可能エネルギー発電の建設状況とニーズに合わせて送電網の建設および改造を行い、再生可能エネルギー発電の全量系統連系を確保する。 ・ 再生可能エネルギーの系統連系は、電力網会社が建設・管理する。 ・ 電力網企業は購入再生可能エネルギー電源の計量・統計を行い、省レベル電力網企業は毎年 1 月 20 日前までに統計を省政

⁴ 中国では、2002 年 12 月に発電と送配電分野の分離が行われたため、現在、発電企業は発電事業のみ、電力網企業は送配電事業・小売供給事業を行う体制となっている。

	府エネルギー主管部門に提出する義務がある。
第 4 章 発電企業の責任	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電企業は再生可能エネルギー発電の投資・建設を積極的に行い、国家が規定した再生可能エネルギー発電の割当義務を担うべきである。発電量の割当指標や管理方法は別途規定する。 ・ 発電事業者は計量メータを設置し、毎年 1 月 15 日前までに前年度の設備容量、発電量、卸電力量関連データを省政府のエネルギー主管部門に提出する義務がある。

(出所)「再生可能エネルギー発電に関する管理規定」, 国家発展改革委員会ホームページ.

3) 「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理に関する試行方法」(2006 年 1 月より施行)

「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理に関する試行方法」は、2006 年 1 月以降政府が承認した再生可能エネルギー発電の価格算定基準および費用負担方法について規定したもので、主なポイントを整理すると表 2-2 の通りとなる。

表 2-2 「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理に関する試行方法」の概要

章	主なポイント
第 1 章 総則	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本「施行方法」の対象再生可能エネルギー源は、風力発電、バイオマス発電、太陽エネルギー発電、海洋エネルギー発電、地熱発電とし、水力発電の買取価格は暫定的に現行規定に基づき算定する。 ・ 再生可能エネルギー発電価格は政府公定価格と政府認可価格の 2 種類の形式で実施し、政府指導価格は競争入札で確定した落札価格とする。 ・ 再生可能エネルギー価格が脱硫型石炭火力発電の基準価格より高い差額部分は、全国省レベル以上の電力販売量に均等割すること。
第 2 章 買取価格の算定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 風力発電の買取は政府指導価格とし、入札で確定した落札価格とする。 ・ バイオマス発電の買取価格について、政府公定価格の場合、各省の 2005 年脱硫型石炭火力発電の基準価格に 0.25 元/kWh を加算し、競争入札の場合、落札された価格とする。ただし、所在地域の基準価格を超えてはならない。 ・ 太陽エネルギー発電、海洋エネルギー発電、地熱発電について、政府公定価格を実施する。その価格は国务院価格主管部門がコストプラス利潤の原則で定める。
第 3 章 費用の支払と分担	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力網企業が再生可能エネルギー電力を購入した料金と従来型電源の平均卸売り電気料金との差額は、附加金の徴収を通じて全国の小売電気料金に分担する。

(出所)「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理に関する試行方法」, 国家発展改革委員会ホームページ.

4) 「再生可能エネルギー発展専門資金管理暫定方法」(2006年5月30日より施行)

2006年6月、中国財政部は「再生可能エネルギー発展専門資金管理暫定方法」(以下「暫定方法」)を公布し、再生可能エネルギーの開発に対するさらなる支援強化策を打ち出した。この「暫定方法」は特別基金の支援重点、申請および審査批准、財務管理、考査監督などについて定めており、これにより石油代替用の再生可能エネルギー、建築領域に応用できる再生可能エネルギー、風力、太陽エネルギーなど発電目的の再生可能エネルギーの開発について、中央政府の財政支援を受けられるようになった。

同基金の利用方法は、無償資金援助と貸付金利補助の2種類があり、①潜在力が大きく前途有望な石油代替用の再生可能エネルギー、②建築物の熱供給・暖房・冷房関連の再生可能エネルギー、③発電目的の再生可能エネルギーの3大分野の開発と利用を重点的に支援することとなっている。具体的には、建築物の熱供給・暖房・冷房関連の再生可能エネルギーの開発と利用では太陽光・地熱などの普及を重点的に支援し、発電目的の再生可能エネルギー開発では、風力、太陽光、海洋エネルギーなどの普及と応用を重点的に支援するとしている。

5) 「再生可能エネルギー中長期発展計画」(以下「中長期発展計画」)(2007年8月)

2007年8月、「再生可能エネルギー中長期発展計画」が発表され、その中では2010年に再生可能エネルギー消費はエネルギー消費全体の10%(2005年は7.5%)、2020年には16%を占める目標を掲げている(表2-3参照)。風力発電は重要な再生可能エネルギー源として、表2-4のような中長期(2020年まで)の発展目標が立てられている。

表2-3 「再生可能エネルギー中長期発展計画」の導入目標

	2005年	2010年	2020年
エネルギー消費全体に占める再生可能エネルギーの比率	7.2%	10%	16%
再生可能エネルギーの年間利用量	1.6億トン標準炭	2.7億トン標準炭	5.3億トン標準炭
総発電電力量に占める再生可能エネルギー発電量の比率(水力を除く)	—	1%	3%
水力発電設備容量	1.17億kW	1.8億kW	3億kW
風力発電設備容量	126万kW	500万kW	3,000万kW
バイオマス発電設備容量	200万kW	550万kW	3,000万kW
メタンガス年間利用量	80億m ³	190億m ³	400億m ³
太陽光発電設備容量	7万kW	30万kW	180万kW
太陽熱温水器集熱面積	0.8億m ²	1.5億m ²	3億m ²
バイオエタノール年間利用量	102万トン	200万トン	1,000万トン

(出所)「再生可能エネルギー中長期発展計画」, 国家発展改革委員会ホームページ。

表 2-4 「再生可能エネルギー中長期発展計画」における風力発電の発展目標

項目	内容		備考
	年度	設置目標	
設備容量	2010年	500万kW	① 10万kW級大型風力発電所を約30箇所建設する。 ② 江蘇省、河北省、内モンゴル自治区3箇所ですべて100万kW級の風力基地を形成する。
	2020年	3,000万kW	① 広東省、福建省、江蘇省、山東省、河北省、内モンゴル自治区、遼寧省、吉林省など規模化開発の条件を整っている地域において、いくつかの総設備容量200万kW級の風力大省を形成する。 ② 新疆達坂、甘肅玉門、蘇沪沿海、内モンゴル輝騰錫勒、河北張北、吉林白城など6箇所ですべて100万kW級大型風力基地を形成する。 ③ 100万kWの洋上風力発電を建設する。
新設発電設備容量	2020年	2,900万kW	投資総額約2,000億元
設備生産	2010年	国内製造を主とする設備製造能力の形成	
	2020年	自主知的財産権を主とする国内設備製造能力の形成	

(注) 1元約16円。

(出所) 「再生可能エネルギー中長期発展計画」, 国家発展改革委員会ホームページ。

表 2-3 の再生可能エネルギーの導入目標を達成するため、政府は以下の措置を講じることとしている。

- 強制的な市場割当政策の実施
 - － 総発電量に占める再生可能エネルギー発電量の比率は 2010 年に 1%、2020 年に 3%に達する
 - － 権益発電設備容量 500 万 kW 以上の事業者に対し、発電総容量に占める再生可能エネルギー発電比率を、2010 年に 3%、2020 年に 8%以上とすることを義務付ける（水力を除く）
- 電力網企業に対し、「再生可能エネルギー発電に関する管理規定」の厳格な執行
- 石油企業に対し、バイオエタノール、バイオディーゼル混入ガソリンの販売義務付け
- 再生可能エネルギー発展目標に係わる関連政策の策定、整備
- 財政投入拡大、税制優遇策の実施

6) 「電力網企業の再生可能エネルギー発電量全量購入に関する監督管理方法」(2007 年 9 月 1 日より施行)

2007 年 7 月、国家電力監督管理委員会(以下「電监会」)は「電力網企業の再生可能エネルギー発電量全量購入に関する監督管理方法」を公布した。これまで、電力網企業による再生可能エネルギー発電の全量購入が義務化されていたが、これに対する監督体制が整っていないため、今回の監督管理方法の公布により、電力網企業による再生可能エネルギーの購入状況をモニターリングする体制が形成されることになる。

同方法は、再生可能エネルギーの全量購入に対する電监会の監督管理職責、監督管理措置、法律責任などが規定され、主な内容は表 2-5 の通りである。

表 2-5 「電力網企業の再生可能エネルギー発電量全量購入に関する監督管理方法」の概要

章	主なポイント
第 2 章 監督管理職責	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力網企業の再生可能エネルギー発電プロジェクトの受入工事の計画を監督管理する。 ・ 再生可能エネルギー発電ユニットと系統との連系状況を監督管理する。 ・ 電力網企業の再生可能エネルギー発電企業に対する連系サービスの実施状況を監督管理する。 ・ 給電指令機構の再生可能エネルギー発電の優先指令の実施状況を監督監視する。 ・ 再生可能エネルギー発電の安全運行を監督管理する。 ・ 電力網企業の再生可能エネルギー発電量の全量買取の実施状況を監督管理する。 ・ 再生可能エネルギーの費用決済を監督管理する。 ・ 電力企業の再生可能エネルギー発電に関するデータの記載・保存状況を監督管理する。
第 3 章 監督管理措置	<ul style="list-style-type: none"> ・ 省レベル電力網企業および再生可能エネルギー発電企業は、毎月 20 日前までに所在地の電力監督管理機構に前月分の再生可能エネルギー発電の電力網併入量、卸売価格と価格の決済実績を報告しなければならない。同時に、省レベル電力網企業は、再生可能エネルギー電気料金の附加金収支状況、割当取引状況を報告する義務がある。 ・ 電力網企業は再生可能エネルギー発電企業に対し、再生可能エネルギー発電の電力網併入量、電気料金、再生可能エネルギー発電量が電力網に全量併入できなかった持続時間、推計電力量、具体的な原因と電力網企業の改善措置の情報を公開しなければならない。 ・ 電监会は法律に基づき、電力網企業、再生可能エネルギー発電企業、給電指令機構に対し現場検査を行う。

(出所) 「電力網企業の再生可能エネルギー発電量全量購入に関する監督管理方法」, 国家発展改革委員会ホームページ.

7) 「省エネルギー発電給電指令方法（試行）」（2007 年 8 月）

国家発展改革委員会、環境保護総局、電力監督管理委員会等は、2007 年 8 月共同で「省エネルギー発電給電指令方法（試行）」を策定、公布した。

同「方法」は、再生可能エネルギー発電を優先的に稼働させ電力供給させるとともに、消費・汚染排出レベルに応じて優先順位をつけ、消費・汚染排出レベルが低い順から優先的に給電されることとし、これにより、エネルギー・資源消費と汚染物の排出を減少させることを目的としている。ただし、卸電気料金の改定は予定されていない。同「方法」は、まず、四川、貴州、広東、江蘇、河南の 5 省で実験的に実施することとなっている。なお、同「方法」における給電の優先順位は、表 2-6 の通りである。

表 2-6 省エネルギー発電給電優先順位

優先給電順位	対象電源
1	風力、太陽光、海洋エネルギー、一般水力（小水力含む）
2	出力調整可能な水力、バイオマス、地熱、環境保全基準を満たすゴミ発電
3	原子力発電
4	石炭コージェネ、余熱、余圧、ボタなど資源综合利用発電
5	天然ガス発電、石炭ガス化発電ユニット
6	その他石炭火力発電
7	石油発電

（出所）「省エネルギー発電給電指令方法（試行）」、中国国務院ホームページ。

8) 「再生可能エネルギー発展 11 次 5 ヶ年計画」（2008 年 3 月）

国家発展改革委員会は、2008 年 3 月に「再生可能エネルギー発展 11 次 5 ヶ年計画」を発表した。同計画は、2006 年から 2010 年までの期間における再生可能エネルギーの発展目標と重点促進分野などを示したものである。

中国政府はすでに 2007 年 9 月に「再生可能エネルギー中長期発展計画」を発表しており、その中で 2010 年および 2020 年までににおける再生可能エネルギーの導入目標を定めている。今回発表された「再生可能エネルギー発展 11 次 5 ヶ年計画」は、基本的に「中長期計画」に沿っており、ただし、2010 年の風力発電の導入目標量について、「中長期計画」の 500 万 kW から 1,000 万 kW に上方修正され、風力発電開発の立地や開発規模、具体的な目標数値が打ち出されていることは大きな注目点と言える（表 2-7 参照）。また、風力発電の普及をさせるための風力発電設備の製造技術について、2010 年まで 1,500kW 級以上の発電設備ユニットおよび 3,000kW 級の洋上発電ユニットの国産化を目指す方向を明らかにした。

9) その他策定計画中の実施細則

上述の公布済実施規則のほか、現在 6 の実施細則の策定が計画されている（表 2-8 参照）。

表 2-7 「第 11 次 5 カ年計画」期間中における風力発電建設の地域分布

区分	省(市・自治区)	規模(万kW)		プロジェクトの分布
		建設済・建設中	運転開始累計	
重点地区	河北	300	200	張家口、承德、黄驊等
	内モンゴル	400	300	輝騰錫勒、灰騰梁(錫盟)、達里、達茂、通遼、巴彥淖爾等
	江蘇、上海沿海	200	100	江蘇如東、東台、大豊、啓東等の風力発電所；上海崇明、南匯等の風力発電所；江蘇省、上海市近海の風力発電モデルプロジェクト
	甘肅	400	100	玉門昌馬、安西、白銀等
	吉林	100	50	洮南、洮北、通榆、双遼、長嶺等
	遼寧	100	50	阜新、昌図、康平等
	新疆	100	40	達坂城、阿拉山口等
	小計	1,600	840	
	一般地区	山東	60	20
	広東	60	30	恵来、南澳、陸豊甲東、徐聞、川島等
	寧夏	50	30	賀蘭山、中寧等
	福建	40	20	平潭、莆田、漳浦、古雷等
	黒龍江	20	10	佳木斯、依蘭等
	浙江	25	10	岱山、蒼南、慈溪等地区
	山西	25	10	左雲、右玉、神池等
	小計	280	130	
	その他地域	120	30	
	合計	2,000	1,000	

(出所)「再生可能エネルギー発展 11 次 5 カ年計画」, 国家發展改革委員会ホームページ。

表 2-8 「再生可能エネルギー法」実施細則(2008 年 6 月現在)

策定済み	策定計画
<ul style="list-style-type: none"> ・ 「再生可能エネルギー発電に関する管理規定」 ・ 「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理に関する試行方法」 ・ 「再生可能エネルギー発展専門資金管理暫定方法」 ・ 「再生可能エネルギー中長期発展計画」 ・ 「電力網企業の再生可能エネルギー発電量全量購入に関する監督管理方法」 ・ 「省エネ発電給電指令方法(試行)」 ・ 「再生可能エネルギー発展 11 次 5 カ年計画」 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「再生可能エネルギー法に適用する水力発電の規定」 ・ 「再生可能エネルギー資源調査と技術規範」 ・ 「農村地域の再生可能エネルギー財政支援政策」 ・ 「低利子と税制優遇政策」 ・ 「太陽エネルギー利用システムと建物の融合規範」 ・ 「再生可能エネルギー電力の系統連系および関連技術基準」

2.2 風力発電設備製造業に関する法的整備

1) 「風力発電の建設管理要求に関する通知」(2005年7月4日)

2005年まで、中国の風力発電設備はほぼ輸入に頼っていたため、2005年7月に、国家発展改革委員会は「風力発電の建設管理要求に関する通知」(以下「通知」)を公布し、風力発電所建設の承認基準のひとつとして、風力発電設備の国産化率を70%以上に達し、輸入設備に関しては税関規定により納税義務があることを明確に定めた。

同「通知」は、その後の外国設備メーカーによる中国国内製造メーカーへの技術移転を促し、中国風力発電製造メーカーの技術力を向上させ、国内メーカーの市場規模を次第に拡大させる大きな牽引力となった。

2) 「再生可能エネルギーの産業発展指導目録」(2005年11月29日)

2005年11月、国家発展改革委員会は関係部署による支援施策の策定、研究機関・企業による研究開発、投資・建設の方向の指導に資するために、88項の再生可能エネルギー開発利用と設備製造の種類をリストアップし、公布した。その中で、風力エネルギーに関しては、23項目が盛り込まれている。

3) 「大出力風力発電ユニットおよび関連基幹部品、原材料の輸入関税に係わる調整通知」(2008年1月1日より施行)

2008年4月、中国財政部は「大出力風力発電ユニットおよび関連基幹部品、原材料の輸入関税に係わる調整通知」(以下「通知」)を公布し、国内企業が大出力風力発電ユニット(1,200万kW以上)の開発、製造のために輸入する基幹部品と原材料にかかる輸入関税と輸入段階付加価値税を還付し、一部の風力発電ユニットを購入する際の免税措置を撤廃することを決めた。同「通知」は2008年1月1日に遡って実施することになっており、また、5月1日からは、新たに認可される内資・外資プロジェクトが輸入する単機定格出力2,500kW以下の風力発電ユニットはその免税措置を一律に廃止することになる。5月1日以前に認可されたプロジェクトが前述の規格の風力発電ユニットを輸入する場合、11月1日までは、「輸入設備租税政策の見直しに関する国务院の通知」の関連規定が適用される(1998年1月1日より施行)。

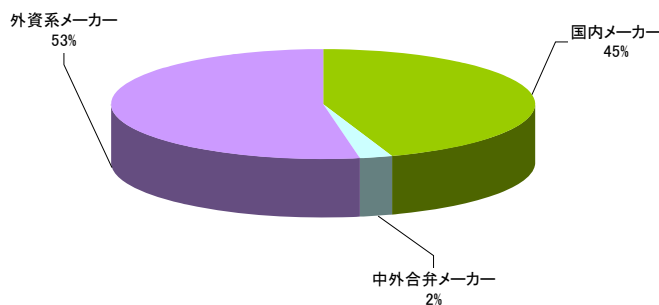
政府は同「通知」の実施により今後国内の風力設備製造メーカーの製造力を向上させ、現行の600kW級、750kW、850kW級を主流とする製造技術レベルを1,500kW以上に増強させる狙いである。

上述の風力発電設備製造業に対する法的整備を行うことにより、海外先端設備の技術移転が図られ、中国の風力タービン製造メーカーは着実に国内の市場シェアを拡大しつつある。中国風力エネルギー協会によると、2007年、中国にある風力タービン製造メーカーは44社を数え、そのうち、国内メーカーが19社、中外合弁メーカーが5社、外資系メーカ

一が20社となっている。

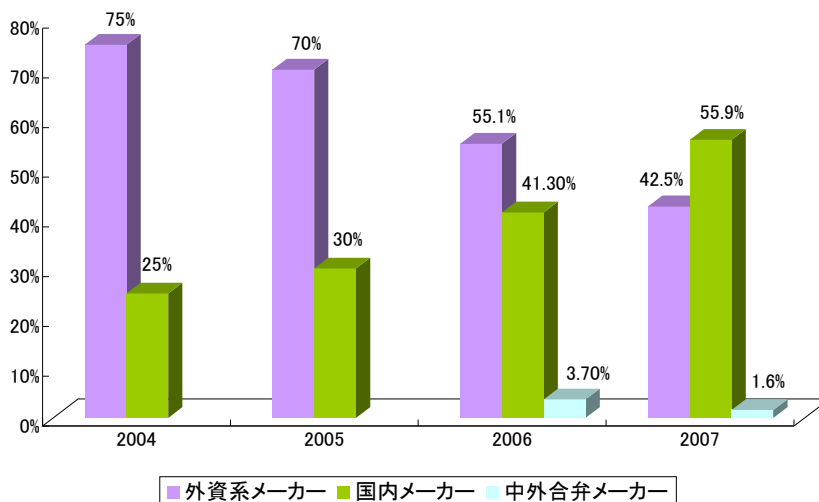
2007年の中国風力発電設備の市場シェアをみると、中国国内メーカーは前年度の30.8%から44.8%までに拡大し、一方、中外合弁メーカーは前年度の3.3%から2.3%まで、外資系メーカーは65.9%から52.8%までシェアを落としている(図2-1参照)。また、2007年単年度の製造状況をみると、国内メーカーは前年度の41.2%から55.9%までにシェアを伸ばし、一方、中外合弁は前年度の3.7%から1.6%まで、外資系メーカーは55.1%から42.5%までシェアを低下していることから、今後、中国国内企業の市場シェアが大幅に拡大することが予測できる(図2-2参照)。

図2-1 中国風力発電設備市場の市場シェア(2007年)



(出所)「2007年中国風力発電所設備容量統計」, 中国風力エネルギー協会.

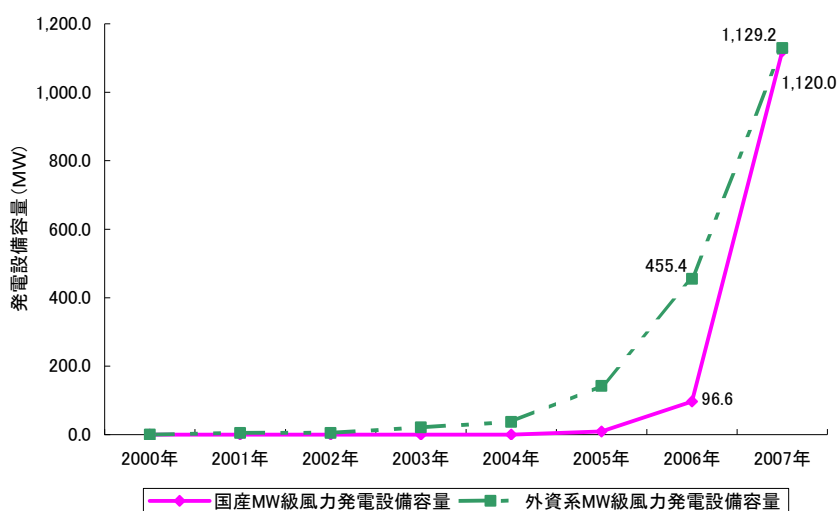
図2-2 2007年新設風力発電設備の市場シェア



(出所)「風力発電：中国電源構成の第三の選択肢」, 中国発電企業情報ネットワーク；「2007年中国風力発電所設備容量統計」, 中国風力エネルギー協会.

さらに、1,000kW 級以上の大規模風力発電設備の製造状況をみると、2006 年、外資系メーカーの生産量が 46 万 kW であるのに対し、中国国内メーカーの製造量は僅か 9.7 万 kW であった。しかし、2007 年に MW 級風力発電設備製造市場における国内メーカーのシェアが急速に拡大し、市場全体の約半分を占めるようになった。したがって、今後、中国の風力発電設備メーカーは MW 級以下の風力発電設備市場だけでなく、大規模な風力発電設備市場においても主役を果たしていくことは間違いないである。

図 2-3 中国 MW 級風力発電設備容量の推移 (2000-2007 年)



(出所) 施鵬飛, 「特許権風力開発プロジェクト」, 2008年5月27日プレゼン資料.

2.3 その他の要因

中国の風力発電市場の成長を促した要因は、主として上記の中国政府の風力エネルギーに対する法的整備および風力設備産業に対する法的整備が挙げられるほか、現在、京都議定書枠組みの中で取り込んでいる CDM (CDM : Clean Development Mechanism, クリーン開発メカニズム) も間接要因のひとつとして捉えることができる。

UNEP (UNEP : The United Nations Environment Programme, 国連環境計画) のデータベースによれば、2008年6月4日現在、CDM 理事会に登録されている中国のプロジェクトは計 202 件があり、そのうち、風力発電プロジェクトが 60 件 (計 299 万 kW)、中国登録プロジェクト全体の 30.7%、世界登録風力プロジェクト全体の 45.5% を占めていることから、中国の既存風力発電設備容量のうち半分は CDM プロジェクトとして活躍されていることは言うまでもない。このように、中国は京都議定書のクリーン開発メカニズム制度を活用し国内で風力発電プロジェクトの促進スピードを一層加速させたのである。

表 2-9 CDM 理事会に承認されている中国プロジェクトの内訳（2008 年 6 月 4 日現在）

分野	登録件数（件）
水力	69
風力	60
省エネルギー	19
バイオマス	11
埋立地ガス	10
HFCS	10
N2O	8
CBM	8
燃料転換	6
森林・再植林	1
合計	202

（出所）UNEP データベース。

3. 中国の風力発電市場における課題

3.1 風力発電の価格形成問題

中国の風力発電の価格形成は、2006 年に施行した「再生可能エネルギー法」およびその後の関連細則の公布により大きく、①入札価格と政府認可料金（2003-2005 年）と、②入札価格プラス政府認可料金（2006 年以降）、という二つの段階に分けることができる。

2003 年から 2005 年までの風力発電価格について、中央政府が実施する特許権風力プロジェクトの場合、価格は落札価格で決められ、一方、地方政府が実施する風力開発プロジェクトの場合、価格は政府の認可料金となっている。しかし、「再生可能エネルギー法」や「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理に関する試行方法」の導入により、2006 年以降、すべての風力発電プロジェクトについて、入札で確定した落札価格を政府の承認を得る上で当該プロジェクトの発電コストになり、所謂政府指導価格が導入されたのである。

風力プロジェクトの競合入札制度は、前述のように中国の風力エネルギーの導入・促進において大きな役割を果たしてきたが、しかし、入札による発電価格の決定方式は民間企業や外資系企業の市場参入を妨げる結果となった。実際に、これまでの特許権風力プロジェクトの落札結果をみると、第 1 期（2003 年）を除く（江蘇如東風力発電所 I 期、華睿公司）政府主導の風力開発プロジェクトに落札された民間企業は皆無である（表 3-1 参照）。また、地方政府が認可する 5 万 kW 以下の風力開発プロジェクトにおいても、事業者のほとんどが国有大型発電企業およびエネルギー企業である。その背景として、国有大規模発電事業者やエネルギー企業などが事業の採算性を重視するよりも近い将来の中国版 RPS 法（RPS : Renewables Portfolio Standard）を見越して、ここ数年、国内の各地で再生エネ

表 3-1 特許権風力プロジェクトの落札価格および落札事業者 (2003-2007年)

年	プロジェクト	入札募集規模 (MW)	落札規模 (MW)	落札価格 (元/kWh)	最低入札価格 (元/kWh)	最高入札価格 (元/kWh)	落札事業者
2003年	江蘇如東Ⅰ期	100	100	0.4365	0.4365	0.7191	華睿公司
	広東恵来	100	100	0.5013	0.5013	0.7179	広東粵電集团公司
2004年	江蘇如東Ⅱ期	100	150	0.5190	0.5190	0.5660	龍源電力集团公司、雄亜有限公司連合体
	吉林通榆	100	2×200	0.5090	0.5090	0.5096	①龍源電力集团公司、吉林吉能電力集团公司、雄亜有限公司連合体 ②華能新能源環保産業控股有限公司、中国華能集团香港有限公司連合体
	内モンゴル輝騰錫勒	100	2×100	0.3820	0.3820	0.4260	①北京国際電力新能源有限公司、北京国際電力開發投資有限公司連合体 ②中国華電集团公司
2005年	江蘇東台(大豊)	200	2×200	0.5190	0.4600	0.5460	①国華能源投資有限公司、神華能源股フェン有限公司連合体(東台プロジェクト) ②中国電力投資集团公司(大豊プロジェクト)
	甘肅安西風力発電所	100	100	0.4616	0.4616	0.5560	黄河上流水電開發公司
	山東即墨王村	100	150	0.6000	0.7261	0.7261	華電国際電力股フェン有限公司
2006年	内モンゴル錫盟灰騰梁	300	2×300	0.4056	0.4058	0.5651	①中広核能源開發有限公司、中広核国際有限公司連合体 ②北方連合電力有限公司
	内モンゴル包頭巴音	200	200	0.4656	0.4566	0.5550	龍源電力集团公司、雄亜有限公司連合体
	河北張北半島河	200	200	0.5006	0.5006	0.6010	中国節能投資公司、香港建設有限公司連合体
2007年	内モンゴル鳥蘭伊力更	300	300	0.4680	不明	不明	新疆金風科技有限公司
	内モンゴル通遼北清河	300	300	0.5216	不明	不明	華銳風電科技有限公司
	河北商徳御道口	150	150	0.5510	不明	不明	華銳風電科技有限公司
	甘肅玉門昌馬	200	200	0.5206	不明	不明	東方汽輪機廠

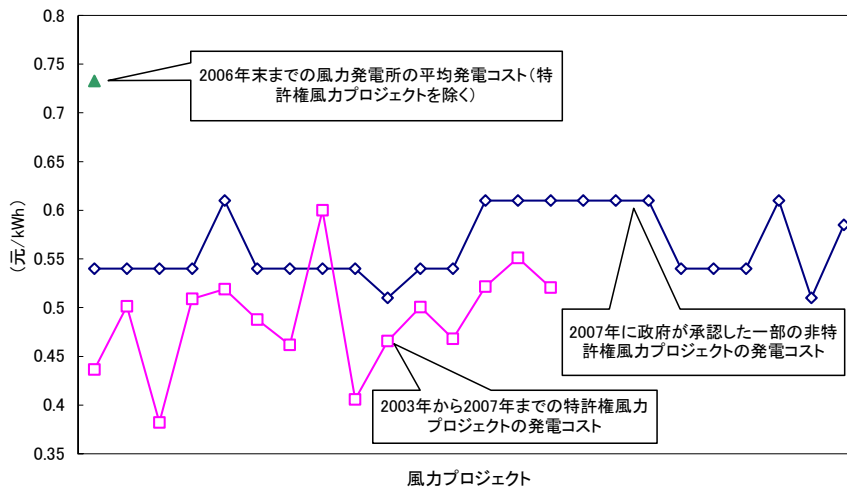
(注 1) 1元約16円。

(注 2) 表に示した発電価格は発電機の総運転稼働数が3万時間以内の系統連系価格で、3万時間経過後の価格は所在地の脱硫火力の基準卸電気料金が適用される。

(注 3) 落札規準について、2003年、2004年においては最低入札価格を提示した事業者となっており、しかし、2005年以降、審査基準に占める入札価格のウェットが下方修正され、2005年では、入札価格が全体の評価要素の40%、2006年は30%、2007年は25%までに改められた。なお、2007年の特許権風力プロジェクトの審査基準における各採点要素の比重は、入札価格が25%、風力発電機の国産化率が35%、技術が20%、入札事業者の融資能力・財務状況がそれぞれ10%となっている。

(出所) 中国風力発電情報ネットワークおよびその他報道に基づき作成。

図 3-1 中国の風力発電価格



(出所) 各種報道資料に基づき作成。

ルギー資源の確保に走ってきたことが大きな理由として挙げられる⁵。

前述の通り、中国政府が発表した「再生可能エネルギー中長期発展計画」の中で、初めて発電事業者の発電量に占める再生可能エネルギー発電量の比例数値を明確に打ち出した（権益発電設備容量500万kW以上の事業者は2010年までに非水力発電再生可能エネルギー比例を5%、2020年までに10%に達しなければならない）。この比例目標数値が制度化されれば、今後、中国の大手発電企業は再生可能エネルギー発電の定額達成義務を負うことになる。

このような政府方針の下で、大手発電事業者にとって風力発電分野における投資が薄利あるいは原価われであっても、石炭火力や水力発電分野による高リターンが得られるため、恣意的な低価格を提示し排他的な入札行動を起こすことが可能であった（図3-1参照）。大規模発電・エネルギー事業者にとって、近年の再生可能エネルギー分野における多大な投資は現在の利益追求よりも将来の追うべき義務や長期利益を見据えて、このような経営戦略を立てたのである。一方、民間企業は経営規模が小さく、合理的な採算性に基づく応札価格の設定しかできないため、風力市場への参入が阻害されているのが現状である。

低発電コストの設定は合理的な経済活動を求める事業者を市場から排除するだけでなく、風力開発事業者は発電のコスト圧力を上流部門に転換させる可能性があることから、風力発電設備の製造事業者にも影響を及ぼしかねない。これまで、中国の風力発電設備の製造技術は主に国内メーカーが外資系企業との合弁や海外ライセンス技術の導入などによりようやく750kW、850kWユニットの量産化を実現したため、国内の風力発電設備市場が成長期を辿っている時期において、風力市場の下流における低い風力発電価格の形成は設備製造メーカーのR&Dへの熱意を損ない、企業に現在の利益、短期的な発展に止まってしまう可能性がある。

入札による風力発電の価格決定メカニズムは開発事業者形態の多様化や風力発電設備メーカーの成長を妨げ、電力・エネルギー企業による市場の寡占をもたらすことから、今後も引き続き風力発電価格の算定方法を見直していく必要がある。

3.2 アンシラリーサービス料金体制の構築

風力発電はクリーンな電源である一方、出力が不安定であるため、オングリッド風力電源は系統運用者によるアンシラリーサービスの提供が必要となる。これまで、中国の風力エネルギーの開発は主に既存の送電線網の状況に基づき、小規模な風力発電所の建設が行われてきた。これら小規模風力発電所の系統連系発電量が少ないため、系統の安定運転にはほとんど影響がでなかった。しかし、近年、大規模な風力発電所の増加に伴い新たな送

⁵ 2006年第4期特許権風力プロジェクトまでの落札価格は一般的に低いと言われており、しかし、2007年第5期の競合入札において、政府は最低応札価格および最高応札価格を審査基準からはずし、また、応札価格の比重を採点要素全体の25%までに下げたことにより、2007年の落札価格は事業者にとって8%-10%の内部収益率の確保までには達していないが、発電コストをカバーできる価格になってきていると言われている。

電線の計画、建設が必要になってくる。風力電源の購入にあたって、一般的に送配電企業の増分コストは①送電線網の整備コスト、②アンシラリーサービス、③風力電源の購入による費用の増加分に分けることができる。これら三つの増分費用要因のうち、①および③については第2章で述べた「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理に関する試行方法」により、コストが補填されている。具体的に、風力発電系統連系のための送電線建設の場合、送電線延長が50km以下の場合、kWhあたり0.01元、50km～100kmメートルの場合、0.02元、100kmメートル以上の場合、0.03元がそれぞれ「再生可能エネルギーのための電気料金附加金」から支払われる。なお、同附加金制度は2006年に中国の小売電気料金制度に導入され、kWhあたり0.001元が小売電気料金に上乗せされ、全国の各電力会社が料金徴収の代行を行い、国家電力監督管理委員会が料金の管理・配分を行っている。また、③については、同様に電気料金の附加金から補填される仕組みとなっている。2006年、2007年9月末までの「再生可能エネルギーのための電気料金附加金」の配分詳細は、表3-2、表3-3にまとめる通りである。

表3-2 主要風力資源地域の風力発電価格の補助状況

省	2006年			2007年(1-9月)		
	設備容量(MW)	発電量(kWh)	補助金額(万元)	設備容量(MW)	発電量(kWh)	補助金額(万元)
河北省	124.5	8,725	2,178	226.5	30,559	7,217
内モンゴル西部	49.5	14	4	289.5	1,389	2,866
江蘇省	200	2,130	365	201	5,282	844
福建省	76.2	11,015	1,707	121.8	10,265	1,769
吉林省	197	22,358	5,679	545.8	34,559	8,496
内モンゴル東部	275	11,300	3,085	270.5	33,768	8,004
黒龍江省	160.8	6,655	1,686	190.8	13,340	3,379
新疆自治区	112.5	18,575	4,300	142.5	23,649	5,653
寧夏自治区	30.9	3,887	1,228	110.4	9,957	2,904
甘肅省	61.2	2,002	579	207	10,075	2,701
山東省	—	—	—	159.2	8,637	2,203
遼寧省	—	—	—	188.9	10,929	2,744

(出所) 国家発展改革委員会ホームページ。

表3-3 主要風力資源地域の風力連系費用の補助状況

省	2006年		2007年(1-9月)	
	設備容量(MW)	補助額(万元)	設備容量(MW)	補助額(万元)
内モンゴル西部	49.5	0.1406	—	—
福建省	30	22	75	40
吉林省	49.3	30	—	—
内モンゴル東部	140	61	—	—
新疆自治区	30	2	60	57
寧夏自治区	—	—	79.5	59
甘肅省	—	—	100	27
江蘇省	—	—	54.5	39
河南省	—	—	15	40

(出所) 同上。

今後、大規模な風力発電所の建設拡大に伴い、送電網企業は系統の安全・安定運用を確保するため、無効電源補償措置の導入や既設送電線網の改造・拡張建設を行うことが必要となる。したがって、現時点で「再生可能エネルギー発電価格および費用分担管理に関する試行方法」に規定されていないアンシラリーサービスコストの補償について、今後見直していく必要がある。

3.3 競争入札プロジェクトに係わる関連業務体制の改善

これまで、いくつかの特許権風力プロジェクトにおいて、風力資源の評価準備段階が不十分であるため、様々な問題をもたらしている。例えば、江蘇如東 I 期（2003 年）の場合、風力状況を調査する際に、風況精査塔が 1 箇所のみで設置されたため、風力資源の調査精度が非常に低かった。吉林省通榆（2004 年）プロジェクトの場合、落札された華能新能源会社は実際に入札書と異なる開発場所が指定され、しかし、その地域に関しては前期調査が行われていなかったため、計画していた発電量と実際発電量にずれが生じた。また、2005 年の山東即墨プロジェクトでは、十分な風力測定データおよび土地面積データが欠けていたにもかかわらず競争入札が行われ、その結果、建設段階において、その他のプロジェクトと土地の利用について利害関係が発生し、最終的に当プロジェクトが取り消される結果となった。このような不十分な準備段階は特許権プロジェクトだけでなく、地方政府が主導の風力開発プロジェクトにも見られている。風力資源の状況調査などといった前期準備段階は開発事業者にとって事業の安定性、採算性を考慮するための必要不可欠な前提条件であるため、今後、まずは準備段階を着実に行う上でその正確度を高めていく必要がある。

また、風力発電所の竣工現場の検査体制について、現在、関連規定が不明確であるため、入札承諾基準に達していない事業者に対しては具体的な対処措置が講じられていない。そのため、一部事業者の設置風力発電設備が入札仕様書と異なるケースが見られている。同様に、現在、風力発電設備の検査・認証制度が構築されていないため、設備の品質検査・認証は設備メーカーの自主的な行動となっている。その結果、一部の国内製造事業者は未検査・未承認のユニットを市場に販売し、これら発電設備の品質および技術性能上の問題による風力発電所の稼働がやむを得ず停止したケースがいくつかあった。

今後、大規模な風力発電所や国内設備メーカーの市場が拡大する中で、風力発電所の現場検査制度の具現化や設備品質に関する検査・承認の義務付けは風力発電所の運用健全化を図る重要な措置と言える。

4. おわりに

本論文では、2008 年 3 月、中国政府が発表した「再生可能エネルギー発展 11 次 5 ヵ年計画」における 2010 年までの風力発電導入目標量を上方修正した経緯を大きく、中国政府の風力エネルギー資源に関する政策、風力発電設備製造業に関する政策、その他の間接要因

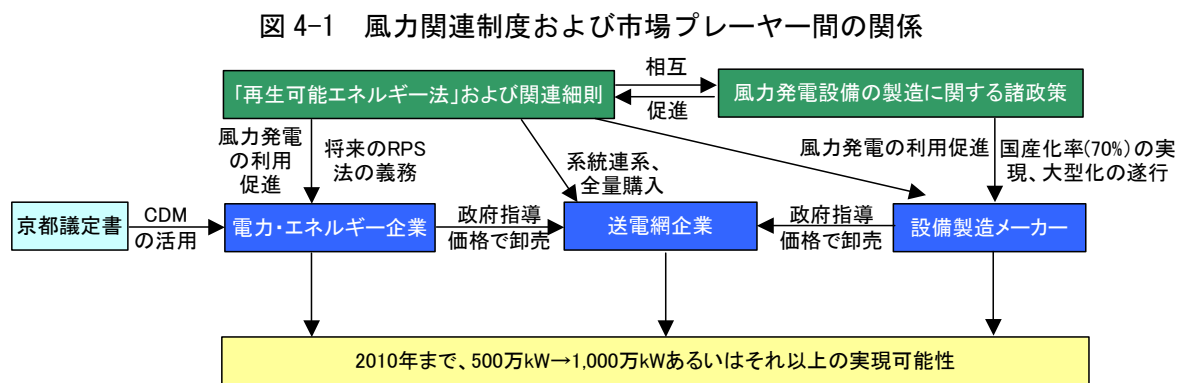
に分けてみてきた。

2003年以降、中国政府は特許権風力プロジェクトの実施により風力発電の導入を促進、さらに、その後の「再生可能エネルギー法」および関連細則の実施により風力発電の規模を急速に拡大させた。その結果、中国の2007年における風力発電の設備容量は2003年の56.7万kWから590.6万kWまでに達し、世界第5位に上った。

風力発電の設備容量を拡大させると同時に国内の風力タービンメーカーを育成するため、中国政府は風力発電設備の国産化率を70%に設定し、その結果、2007年の新設風力発電設備市場における国内メーカーと外国メーカーとの市場シェアが初めて逆転し、また、2007年の風力発電市場全体のシェアをみると、国内メーカーは前年度の30.8%から44.8%までに拡大し、一方、外資系メーカーは65.9%から52.8%までシェアを落としており、両者間の差は次第になくなり近い将来に中国国内メーカーが市場の主導権を握ることは間違いないである。

また、中国のこれまでの風力発電市場の発展とCDMの利用について、明確な関係はみられないものの、CDM理事会に登録されている中国の風力発電プロジェクトの設備容量は中国風力発電設備容量全体の50.6%にも占めていることから、クリーン開発メカニズムが中国の風力資源開発分野に活用されていることは間違いないである。

これらの要因をフローチャートでまとめると図4-1に示す通りである。



このように、中国はすでに2007年の時点で風力発電設備容量が500万kWを突破、さらに、現在、建設中・計画中のものを含めて考えると2010年までには1,000万kWあるいはそれ以上に達する可能性が高いとみて、「再生可能エネルギー発展11次5ヵ年計画」期において、風力発電の設備容量を上方修正したのである。

中国の風力発電市場は急速な伸びを示している一方、風力発電価格の合理化、大型発電所の増加による系統の安全・安定運用の確保・維持、風況評価精度の向上や発電設備の検査・認証制度の構築などの諸課題を解決し、今後の風力発電市場の健全化を図っていく必要がある。

参考文献

1. 邢穎[2006], 「中国の風力開発の現状と見通し」, 『海外電力』, 2006 年 3 月号, (社) 海外電力調査会.
2. 海外電力調査会著[2008], 「中国の電力・エネルギーの最新動向」, 『海外電力』, 2008 年 3 月号別刷, (社) 海外電力調査会.
3. 中国新エネルギーネットワーク (<http://www.windpower.org.cn/index.jsp>).
4. 中国風力エネルギー協会ホームページ (<http://www.cwea.org.cn/main.asp>).
5. 中国国家発展改革委員会ホームページ (<http://www.sdpc.gov.cn/>).
6. 中国国務院ホームページ (<http://www.gov.cn/>).
7. 中国風力発電情報ネットワークホームページ (<http://www.windpower.org.cn/index.jsp>).
8. 「風力発電：中国電源構成の第三の選択肢」, 中国発電企業情報ネットワーク (<http://www.powerplants.com.cn/fddt/zxgz/200805060005.htm>).
9. UNEPホームページ (<http://uneprisoe.org/>).
10. 崔民選編[2007], 『2007 中国エネルギー発展報告』, 社会科学文献出版社.
11. 施鵬飛, 「風力特許権プロジェクト」, 2008 年 5 月 27 日プレゼン資料.
12. 李俊峰, 高虎, 施鵬飛, 時環麗, 馬玲絹, 秦海岩, 宋彦勤[2007], 『2007 中国風力発電発展報告』, 中国環境科学出版社.

お問い合わせ:report@tky.ieej.or.jp