

■役立つページ

RPS法下における風力発電

イー・アンド・イー ソリューションズ株式会社 役員付 中尾 徹

はじめに

私たちの社会は、これまで快適で豊かな生活を実現するため、資源・エネルギーの大量消費を背景とした社会経済システムを築いてきた。世界のエネルギー消費動向は、年々増加傾向にあり、わが国のエネルギー消費量も大きな伸長をみせ、現在世界第4位のエネルギー消費大国となっている。このような社会経済システムが、地球温暖化やオゾン層の破壊といった新たな地球規模の問題、いわゆる「地球環境問題」を生む結果となっている。つまり、近年におけるエネルギーを巡る情勢は、一つはエネルギーセキュリティに対する不安、他の一つは地球温暖化の影響が顕在化しつつあることである。

このような状況下において、新エネルギーの導入と省エネルギーの対策に対する積極的な取り組みが必要とされ、その一環として2002年(平成14年)6月に「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(RPS法:Renewables Portfolio Standard)」が制定された。本法は、電気事業者(電力会社10社の他、電力の小売/卸売事業者29社(平成18年度の義務対象者数))に対して、一定量以上の新エネルギー等(風力発電、太陽エネルギー、バイオマス発電、中小水力発電、地熱発電、複合型発電)を利用して得られる電気の利用を義務付けることにより新エネルギー等の利用を推進するもので、2003年(平成15年)4月に全面施行されて義務が発効している。

なお、同法の導入に伴って、以下に示すような新エネルギー等から得られる電気の取引形態(義務履行方法、買取メニューなど)の他、新エネルギー等の特徴(年変動が卓越、賦存量の地域的な偏在など)を考慮した運用に関する事項が定められている。

- ① 義務履行方法(新エネルギー等で自ら発電、購入、肩代わり)
- ② 買取メニュー(電気と新エネルギー等電気相当量の取引ケース)
- ③ 年度毎の利用目標量に対する5年間の経過調整率の設定

- ④ バンキング(単年度義務量以上に新エネルギー等からの電気を供給した場合、義務超過量を次年度の義務履行に充てるように持ち越すこと)とボローイング(年度の義務量の20%以内を次年度に持ち越すこと)の設定

2006年(平成18年)にRPS法施行後3年を迎えるに際して、前年の10月にRPS法評価検討小委員会が設置され、RPS施行状況を踏まえた検討事項の他、制度の在り方など幅広い議論がなされた。そして2006年(平成18年)5月に総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会RPS法評価検討小委員会の報告書が取りまとめられ、その結果の一つとして2010年度(平成22年度)に利用目標量と義務量を一致(122億kWh)させるため、2006年度(平成18年度)から2009年度(平成21年度)までの義務量の嵩上げが定められた(図-1)。

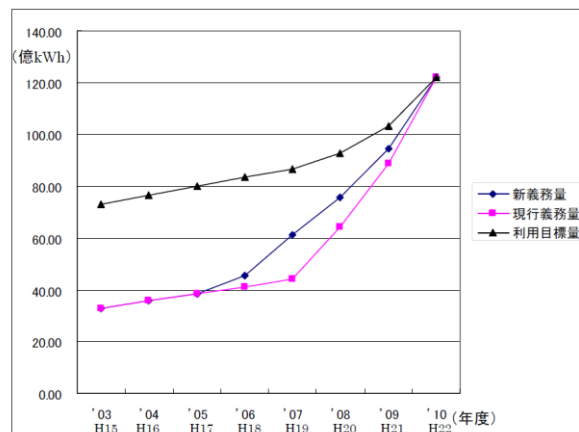


図-1 各年度別の利用目標量と義務量(新旧)の関係図(RPS法評価検討小委員会, 2006)

また、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会RPS法小委員会によりRPS法第3条第1項に基づいて2006年度(平成18年度)中に2007年度(平成19年度)から2014年度(平成26年度)までの利用目標量が新たに制定された(RPS法小委員会報告書, 2007. 3. 13)。それによれば、2010年度(平成22年度)以降、概ね年6-8%の伸び率で2014年度(平成26年度)の新エネルギー

等電気の利用目標量は160億kWhと定められた(表-1)。

表-1 新エネルギー等電気の利用目標量と義務量

年度	2003 (H15)	2004 (H16)	2005 (H17)	2006 (H18)	2007 (H19)	2008 (H20)	2009 (H21)	2010 (H22)	2011 (H23)	2012 (H24)	2013 (H25)	2014 (H26)
利用目標量 (億kWh)	73.2	76.6	80.0	83.4	86.7	92.7	103.0	122.0	131.5	141.0	150.5	160.0
義務量 (億kWh)	32.8	36.0	38.3	45.5	61.2	75.6	94.6	122.0	131.5	141.0	150.5	160.0

同年度における新エネルギー等電気の導入可能量は、今後のエネルギー需給動向や新エネルギー等電気に係るコスト低減の進捗により変動があることから、一定の増減の幅をもたせた推計値で表されており、風力発電の導入可能量は77±5億kWhで新エネルギーの中でも最も多い推計値となっている(表-2)。ちなみに同表に達成率(2014年度の導入可能量に対する2005年度の実績値の割合)を掲げているように、風力発電や太陽光発電の達成率が25-30%であるのに対して、バイオマス発電、中小水力発電・地熱発電のそれは50-80%と比較的高くなっている。これは、風力発電や太陽光発電の賦存量が無尽蔵であることから導入可能量が多く見積もられること、バイオマス発電はバイオマス起源の紙・布類は既に分別収集によりリサイクル利用がなされていたり、廃材や畜産廃棄物は積極的に増産してエネルギー利用を図るものではないため、マテリアルリサイクル原料との競合によりエネルギーとして利用可能な賦存量は自ずと限りがあることによる。また、中小水力発電と地熱発電では、現行の対象範囲の拡大(中小水力発電：現行の水路式のみならず河川維持用水利用発電や利水放流水発電などへの拡大、地熱発電：現行のバイナリー方式発電以外に温泉水の活用などによる低温領域での発電への拡大)が見込まれないと利用可能量は多くは期待できないことによっている。

表-2 新エネルギー等電気に係る2005年度の実績値と2014年度の導入可能量及び達成率

新エネルギー等	実績値 (億kWh)	導入可能量 (億kWh)	達成率 (%)
	2005年度 (H17FY)	2014年度 (H26FY)	
風力発電	19.1	77(±5)	24.8
太陽光発電	4.6	16(±3)	28.8
バイオマス発電	25.0	48(±2)	52.1
中小水力発電・ 地熱発電	7.0	9	77.8
合計	55.7	150(±10)	37.1

RPS法の施行状況

資源エネルギー庁から公表されているRPS法の施行状況を元に、年度別新エネルギー等の認定設備容量、電気供給量及び設備利用率を整理して表-3に取りまとめて示す。認定設備容量を多い順に並べると、バイオマス発電、風力発電、太陽光発電、中小水力発電、複合型発電、地熱発電の順となるが、特に上位3種類の新エネルギーで全体の95%程度を占める。

同様に、電気供給量について多い順に並べると、バイオマス発電、風力発電、中小水力発電、太陽光発電、複合型発電、地熱発電の順となっており、上位4種類の新エネルギーではほぼ全量近くになっている。認定設備容量と電気供給量の伸び率は、複合型発電と地熱発電を除くと、太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、中小水力発電の順になって、太陽光発電と風力発電の導入は着実に進んでいることが窺える。

表-3 新エネルギー等の年度別認定設備容量・電気供給量及び設備利用率のまとめ

新エネルギー等	項目	2003年度 (H15FY)	2004年度 (H16FY)	2005年度 (H17FY)
風力発電	認定設備容量 (万kW)	67.3	92.1 (36.8%)	107.5 (16.7%)
	新エネルギー等電気供給量 (百万kWh)	989.9	1,439.7 (45.4%)	1,909.5 (32.6%)
	設備利用率 (%)	16.8	17.9	20.3
太陽光発電	認定設備容量 (万kW)	52.8	74.1 (40.3%)	98.8 (32.3%)
	新エネルギー等電気供給量 (百万kWh)	195.9	346.5 (76.9%)	458.2 (32.2%)
	設備利用率 (%)	3.2	5.3	5.3
バイオマス発電	認定設備容量 (万kW)	116.4	134.3 (15.4%)	151.3 (12.7%)
	新エネルギー等電気供給量 (百万kWh)	2,038.8	2,207.4 (8.3%)	2,501.7 (13.3%)
	設備利用率 (%)	20.0	18.8	18.9
地熱発電	認定設備容量 (万kW)	0.0	0.2 (-)	0.2 (0.0%)
	新エネルギー等電気供給量 (百万kWh)	0.0	0.3 (-)	7.9 (2,744.6%)
	設備利用率 (%)	0.0	1.6	45.4
中小水力発電	認定設備容量 (万kW)	16.2	16.4 (1.2%)	17 (3.7%)
	新エネルギー等電気供給量 (百万kWh)	838.2	913.6 (9.0%)	697.1 (-23.7%)
	設備利用率 (%)	59.1	63.8	46.9
複合型発電	認定設備容量 (万kW)	0.2	0.3 (31.1%)	0.4 (18.5%)
	新エネルギー等電気供給量 (百万kWh)	1.0	1.2 (12.4%)	1.9 (62.1%)
	設備利用率 (%)	4.8	4.1	5.7
合計	認定設備容量 (万kW)	253.0	317.4 (25.5%)	375.2 (18.2%)
	新エネルギー等電気供給量 (百万kWh)	4,063.9	4,908.7 (20.8%)	5,576.2 (13.6%)
	設備利用率 (%)	18.3	17.7	17.0

注) *1:バイオマス発電の認定設備容量は全体の設備容量に投入燃料のバイオマス熱量比率を乗じたもの。

*2:2004年度と2005年度の欄の括弧内の百分率は前年度に対する伸び率を表す。

図-1に示したように、RPS法では施行後7年間を経過措置期間として、本来の義務量であるべき「利用目標量」の他に、実際の「義務量」が設定されているが、新エネルギー等電気供給量は各年度とも義務量よりも多く、バイキング

総量は2003年度(平成15年度)で7.9億kWh(義務量の約24%)、2004年度(平成16年度)で20.6億kWh(義務量の約57%)及び2005年度(平成17年度)で37.8億kWh(義務量の約99%)とされた。バイキング制度の適用は、新エネルギー等発電事業者にとっては新エネルギー等から得られる電気の需要の減少、価格の下落に繋がりにくいことや、一部のRPS相当量は義務履行に用いることができないこと(無価値化)が懸念されるため、経過調整率の見直しが行われ、2006年度(平成18年度)から5年間で義務量を利用目標値に一致させるよう検討・修正されたことは前述の通りである。

排出権単価からみた新エネルギーの位置づけ

新エネルギー等からの買い取りメニューとして、「電気」と「新エネルギー等電気相当量」を電気事業者に一体で販売する場合と、地元の電気事業者に「電気」、他の電気事業者に「新エネルギー等電気相当量」といったように分けて販売するケースがある。

資源エネルギー庁新エネルギー等電気利用推進室から公表されている「RPS法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果について」から2003年度(平成15年度)から2005年度(平成17年度)までの取引価格を整理した。ここでは新エネルギー間の取引価格の比較を行うため、表-4に示した価格から最高価格と最低価格の上記3年間の平均値を取り上げた。それによれば、一体価格で風力発電が7.5～19.0円/kWh、太陽光発電が19.3～23.3円/kWh(同業務用は10.2～13.4円/kWh)、バイオマス発電が4.0～12.0円/kWh、中小水力発電が4.0～13.6円/kWhとなっている。太陽光発電は、余剰電力購入メニューの電力購入価格が適用され、家庭用/業務用(高圧で電気の供給を受け契約電力が50kW以上1500kW未満の顧客)の電力料金と同等の水準で買い取られているために、他の新エネルギーと比べて取引価格が高く、風力発電の取引価格は太陽光発電のそれに次ぐ高い買い取り価格となっている。なお、一体価格の内訳として電気は2.1～11.2円/kWh、新エネルギー等電気相当量は2.6～9.7円/kWhで取り引きされている(表-4)。

京都議定書の義務を達成するための一手法として、温室効果ガス排出権の買い取りがある。ここでは、この概念を導入して新エネルギーによるCO₂1トン当たりの削減コスト(CO₂排出権

単価と仮称)を推定し、RPS法下の新エネルギーの導入価値について考察する。

炭素の発熱量は8,600kcal/kg-Cで、1kWh当たりの発熱量は860kcal/kWhであるから、炭素の熱量換算した発電量は約10kWh/kg-C、あるいは炭素1kgからCO₂は44/12=3.7kg発生するので10/3.7=2.7kWh/kg-CO₂と表される。しかし、実際には石炭火力発電所の発電効率は、40%程度であることから、二酸化炭素排出量当たりの発電量は2.7×0.4≒1kWh/kg-CO₂=1MWh/t-CO₂となる(言い換えれば、石炭火力発電所で1MWhの電気を起こすのにCO₂1トンの二酸化炭素を放出させることとなる)。表-4に示すように、RPS法の施行下における新エネルギー等電気相当量の取引価格は概ね3～10円/kWhであることから新エネルギーによるCO₂排出権単価は3,000～10,000円/t-CO₂と推計される。

一方、クリーン開発メカニズム(CDM)や共同実施(JI)による排出権取引などのビジネスが活発化してきている。CDMによる排出権の単価及び欧州域内の排出権取引市場の相場は、現在、それぞれ約15-18ドル/t-CO₂と約15ユーロ/t-CO₂とされており、日本円に換算するとそれぞれ約1,800-2,160円/t-CO₂(120円/ドル)と約2,400円/t-CO₂(160円/ユーロ)となって、上記の新エネルギーによるCO₂排出権単価よりも安価である。

つまり、CO₂排出権単価の面からみると、電気事業者は新エネルギーによって得られた電気を比較的高額で購入していることとなり、費用的には海外の温室効果ガス排出権を買い取る方法が低コストで済むこととなる。ただ、省エネルギー技術の進んだわが国において温室効果ガス削減コスト(日本経済新聞朝刊;2006.2.17)は約98,000円/t-CO₂とされており、これは新エネルギーのそれと比較して高価である。

なお、風力発電の新エネルギー等電気相当量の価格は公表されていないが、「新エネルギーによるCO₂排出権単価は、排出権取引市場の相場よりも高価であるものの、省エネルギー技術による削減コストよりも安価である」との一般的な傾向と変わらないものと考えられる。

むすびにかえて

2007年(平成19年)2月に気候変動に関する政府間パネル(IPCC)から第4次評価報告書が発表された。これによれば気候変動の原因が人類による温室効果ガスの排出にあることを、ほ

表-4 RPS 法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格の一覧

区分	購入事業者	発電形態	単純平均価格(円/kWh)				加重平均価格(円/kWh)				最高価格(円/kWh)				最低価格(円/kWh)			
			H15FY	H16FY	H17FY	平均	H15FY	H16FY	H17FY	平均	H15FY	H16FY	H17FY	平均	H15FY	H16FY	H17FY	平均
相当量+電気	電気事業者	風力	11.7	11.9	11.6	11.7	11.8	11.6	11.0	11.5	15.5	20.5	21.0	19.0	8.5	7.0	7.0	7.5
		太陽光(従量電灯)*									23.4	23.4	23.2	23.3	20.0	19.0	19.0	19.3
		(業務用電力)*									13.4	13.4	13.4	13.4	10.7	10.3	9.5	10.2
		バイオマス 中小水力	7.5	7.3	7.5	7.4	7.2	7.5	7.6	7.4	13.0	10.0	13.1	12.0	4.0	4.0	4.0	4.0
		8.4	9.3	9.4	9.0	8.1	8.5	8.4	8.3	13.0	13.7	14.0	13.6	4.5	4.0	3.5	4.0	
電気のみ	電力会社									4.8	4.0	4.0	4.0	2.1	2.1	2.2	2.1	
	電力会社以外		7.8	7.5	7.7		8.4	7.4	7.9		11.3	11.0	11.2		7.3	2.5	4.9	
相当量のみ	電気事業者		6.0	5.4	5.3	5.6	5.2	4.8	5.1	5.0	11.0	8.0	10.0	9.7	1.5	4.0	2.2	2.6

注) *:太陽光発電は余剰電力購入メニューにより取引されている。

一:電気のための価格について、電力会社以外による購入取引は1件のみであるため非公表。

ば明言した内容となっている。それに呼応するかのように、2007年(平成19年)3月に欧州連合(EU)は、2020年(平成32年)までに二酸化炭素を初めとする温室効果ガスの排出量を1990年比で20%以上削減するエネルギー共通政策案を承認した。また、安倍首相は本年5月に2050年(平成62年)までに温室効果ガスの排出量を世界の現状から半減させる目標を政府の長期目標の方針「美しい星50」の中で発表している。

RPS法の制定意義は、その一つに温室効果ガスによる地球温暖化問題への対応として新エネルギーの導入促進を図ることがあげられるが、その利用目標量(義務量)は2010年度で122億kWh(平均設備利用率を17%として約820万kW)、2014年度で160億kWh(同様に平均設備利用率を17%として約1,070万kW)と定められている。新エネルギー部会資料(2001.2)によると発電分野における新エネルギー導入目標は2010年度で1,232万kW(内、風力発電は300万kW)と掲げられていることから2010年度の目標値に対するRPSによる発電量は66%程度、2014年度においても約87%に過ぎず、RPS法による電気の利用目標量では2010年度の新エネルギー導入目標を満たすのは2015年度以降になることが推察される。表-3に示すように、2005年度における風力発電による電気供給量は約19億kWhであった。平均設備利用率を20%とすると、その風力発電設備容量は約109万kWとなって同年度までの累積導入量(約108万kW:NEDO資料)に近似する。つまり、風力発電による発電量はほぼ全量が電気事業者に販売されていると推察されることから、導入目標を達成するためにはRPS法において高い利用目標量の設定が必要であると言える。わが国が地球温暖化問題に主導権を握って世界をリードするためには、単に何%削減といったお題目ではなく、絶えず政策の見直しと実行力が求められる。

一方、設備利用率は中小水力発電で45-65%と最も高く、風力発電とバイオマス発電は17-20%、太陽光発電と複合型発電は3-6%となっ

ている(表-3;地熱発電の設備利用率は年度によって差が大きく、その理由は不明である)。表-2に示すように、中小水力発電と地熱発電の導入可能量は多くは望めないことから、電気事業者は可能量の多い、且つ、設備利用率の良好で発電コストの安価な風力発電から電気を買うことが経済効率的にみて最適であることは自明である。

また、RPS法は新エネルギーなどのさらなる普及のために制定されたものであるから、温室効果ガス排出権の買い取り制度とは切り離して考えるべきであるが、前述したようにCO₂排出権単価の面からみると、電気事業者は新エネルギー等発電事業者から電気(新エネルギー等電気相当量)を比較的高い価格で購入していることになる。このような電気事業者の環境に対する取組みは、国民に広くPRすることが必要で、これは国民の地球環境問題や新エネルギーに対する理解力の増進に繋がるものと考えられる。風力発電も太陽光発電と同様に、自家用発電に余剰電力購入メニューが適用されるケースもあるが、大規模な事業用風力発電(2MW以上)では入札価格による電力購入が増えている状況にある。新エネルギーの中でも設備利用率が高く価格優位性のある風力発電に対して、事業性の確保のために購入価格に関して今迄以上に電気事業者の理解を得たいところである。

風力発電は、その出力の不安定性から系統連系に関する課題が指摘されており、そのため風力発電系統連系対策小委員会では蓄電池などの二次電池の併設や気象予測手法に基づく風力発電出力の予測システム、会社間連系線の活用などのオプションを組み合わせた周波数変動対策、あるいは送電容量などに係る対策があげられている。今後、電力安定化のための低コスト化技術などに係る技術開発の推進とともに、電気事業制度の検討、助成制度の充実などの実効ある施策について速やかに実施し、風力発電の一層の導入促進に繋げることが必要であると考えられる。