

英国 独自の固定価格買取制度導入に向け、電力市場改革を発表

新エネルギー・国際協力支援ユニット  
新エネルギーグループ  
主任研究員 伊藤 葉子

英国政府は、電力市場改革を進めるための政策文書（White Paper）を 2011 年 7 月 12 日に発表し、再生可能エネルギー電力への投資促進を目指した施策について枠組みを提示した<sup>1</sup>。

英国では、今後 10 年間で、老朽化した石炭火力や原子力発電所（20GW、国内の発電容量の約 1/4 相当）が廃止となる一方、2050 年までに電力需要は倍増すると予想される。このため、大規模発電所 20 件に相当する発電能力の新設と電力系統の拡充が必要となり、エネルギー規制機関（Ofgem）試算によれば今後 10 年間で 1,110 億ポンド（約 14.4 兆円）の投資が求められるとしている。そうした中で、将来の安定的な電力供給の確保、電力部門の低炭素化及び、需要家への経済的負担の最小化を目指し、電力市場改革を実施するとしている。特に、再生可能エネルギーの投資促進に関しては、これまでの施策の変更を含む大幅な政策転換を打ち出し、以下に述べる 2 つの施策により発電部門の低炭素化に向けた価格シグナルを長期的に発信して行く方針を示した：

①炭素の下限価格

2013 年 4 月より炭素の下限価格（CPF：Carbon Price Floor）を設定し、低炭素技術への投資のインセンティブを高め、長期的な投資のコンフィデンスの確立を目指す。CPF（ $\text{£/tCO}_2$ ）は、2013 年  $\text{£}15.7$ （約 2,041 円）、2020 年  $\text{£}30$ （約 3,900 円）、2030 年  $\text{£}70$ （約 9,100 円）<sup>2</sup>としている<sup>3</sup>。具体的には、EU 排出量制度下の炭素価格（EUA 価格）の英国政府見通しと CPF との差額を気候変動税（CCL：Climate Change Levy、2001 年に導入）として EU 排出量取引制度の対象企業に課金するというものである。例えば 2013 年の CO<sub>2</sub> 排出トンあたりの課金水準は、EUA 価格の変動に関わらず、2013 年は CPF（ $\text{£}15.7$ ）と EUA の見通し価格（ $\text{£}10.76$ ）との差額である  $\text{£}4.94$  とされる。

政府は CPF 導入の理由について、2050 年までに温室効果ガスを 1990 年比 80%削減するとの英国政府目標の達成には、現行の EU 排出量取引制度では排出抑制効果が不十分であり、低炭素化への投資に対する不確実性の高さが投資を阻害しているためとしている。

② “差額清算型” の長期固定価格買取制度

低炭素型発電に対しては、電力市場価格と固定価格との差額を発電事業者と買い取り事業者の間で清算する長期固定価格買取制度（FiT CfD：Feed-in-Tariff with Contracts for Difference）

<sup>1</sup> 2010 年 12 月のドラフト発表及びコンサルテーション実施を受け、今般政府の正式回答として発表。

<sup>2</sup> いずれも 2009 年の実質価格。円換算は 1 ポンド 130 円で計算。

<sup>3</sup> EU 排出量取引制度における現在（2011 年 7 月 19 日時点）の排出量価格は  $\text{€}12.22$  ≒ 約 1,400 円。

実施を提案している<sup>4</sup>。制度は、発電事業者と販売先事業者との間で長期契約を締結し、電力市場価格（reference price）が行使価格（strike price）を下回る場合には発電事業者が差分を受け取り、上回る場合には発電事業者が差分を支払う（消費者に還元する）という仕組みである。行使価格は入札に基づき決定するとしており、これにより、発電事業者間の競争を促し、過大な補助を回避しつつ、発電事業者の収入を一定に保つ効果が期待される。

FiT CfD については、清算の基準となる電力市場価格をどのようなものとするのか等、具体的な運用方法については未定の部分も多く、政府は今年末までに検討を進めるとしている（改革案は、2012 年 5 月の国会提出を予定しており、政府は 2013 年春までに法制化を進め、新制度下での低炭素発電プロジェクトは 2014 年頃開始となる予定）。

英国ではこれまで、2002 年に導入された「再生可能エネルギー使用義務制度（Renewables Obligation, RO）」<sup>5</sup>及び再生可能エネルギー証書制度（Renewables Obligation Certificate, ROC）を主たる再生可能エネルギーの促進施策としてきた。また 2010 年 4 月以降は小規模発電設備（設備容量が 5MW 以下）を対象とした固定価格買取制度（FIT）をあわせて実施してきたが、国内の再生可能エネルギーの導入割合は EU27 カ国中 25 位と低迷している。

このため 2010 年 5 月に誕生した保守党政権は、電力市場改革の検討を進め、今般あらためて White Paper として政策方針を示したが、産業界の間では、大幅な制度変更により不確実性が増し、投資意欲に悪影響を及ぼしかねないとの声も聞かれる。特に風力発電業界は、現行の RO 制度下<sup>6</sup>で洋上風力発電の開発が進み、陸上風力発電プロジェクトは 20GW にものぼるといった実績をあげていることから、改革の必要性に懐疑的な見方を示している。また、FiT CfD の行使価格が入札で決定されることについて、価格競争が重視される結果、実現可能性の低いプロジェクトを生み出しかねないとの懸念を示す事業者もある。

他方政府には、施策に呼応し再生可能エネルギー発電が政府の予想を超えて急増するような場合には、事業者が得る利益とこれを支える需要家の費用負担が過大となることへの懸念がある。このため英国政府は、従来の固定価格買取制度のように、再生可能エネルギーへの投資拡大の引き金となる補助水準を行政が見極めるのではなく、“価格発見機能”を市場に委ね制度の費用対効果を高めることを今般の改革提案の狙いとしている。政府の試算によれば、電力市場価格にプレミアムを加算する制度（FiT CfD の対案として政府が提示したもので、電力市場価格の水準が高い場合にも発電事業者は一定のプレミアムを受け取る仕組み）と比べ、2030 年までに 25 億ポンド（約 3,250 億円）の節減が見込めるとしている。

スペインやイタリア等では、手厚い固定価格買取制度の実施により再生可能エネルギー電力が

---

<sup>4</sup> White Paper は、石炭火力発電の CO<sub>2</sub> 排出基準を 450g/tCO<sub>2</sub> とし、実質的には炭素回収・貯留設備（CCS）の付帯を義務付ける施策をあわせて提示している。FiT CfD は、原子力発電や CCS 付帯式の石炭火力発電も対象としている。具体的な仕組みは、技術やエネルギー源の特性に応じ個別に設計される予定である。

<sup>5</sup> 電気の供給事業者に対し販売電力の一定割合を再生可能エネルギーとすることを義務付ける導入割当制度。再生可能エネルギー事業者は、①自ら発電し発電量に応じ、取引可能な再生可能エネルギー導入義務証書（Renewables Obligation Certificates, ROCs）を取得、②ROCs を購入、③バイアウト（政府が決めた金銭の支払い）のいずれかによる義務履行が可能。導入目標は 2010 年までに 10.4%、2015 年までに 15.4%、2020 年までに 20%としている。

<sup>6</sup> 2009 年 4 月以降は、技術に応じ ROCs の発行数に差異が設けられている。例えば洋上風力発電は水力発電等に比して 1.5 倍の ROC が発行される。

IEEJ : 2011 年 8 月掲載

急増し、長期に亘る需要家負担が問題となっている。わが国では「再生可能エネルギー買取法案」が現在国会にて審議中だが、再生可能エネルギー電力の導入拡大に向けたインセンティブの匙加減については諸外国の最新事例を参考としつつ、慎重な検討が求められる。

お問い合わせ : [reporot@tky.iej.or.jp](mailto:reporot@tky.iej.or.jp)