

2014 年 7 月 28 日

イギリスの電力市場改革と日本の再エネ政策への示唆

Electricity Market Reform in UK and its implication on Japan's renewable policy

東京大学 山口光恒

要旨

- 1、イギリスでは低炭素社会実現、電力安定供給、再エネ目標の効率的達成を目指した電力市場改革（EMR）が昨年 12 月に議会を通過し、この実現に向けて着々と手が打たれている。
- 2、イギリスは低炭素社会実現のため GHG 排出量を 2050 年に 80%減、2025 年に 50%減（いずれも 1990 年比）という意欲的且つ Unilateral な目標を国内法で定めている。EU 法に基づく再エネ目標（2020 年に最終エネルギー需要の 15%）もほぼ達成が出来ないほどの高い目標である（2012 年暫定実績は 5.2%）。
- 3、EMR の内容は、①変形固定価格買取制度（CfD、詳細は本文参照、基本的には FIT にほぼ同じ、対象は再エネ、原子力、CCS）、②Capacity Market（化石燃料によるバックアップ電源確保策）、③最低炭素価格、④（事実上石炭火力を排除する）CO2 排出基準、である。上記①には補助金の上限値が設定されている
- 4、イギリスは 1990 年代に電力民営化に踏み切り、以降電力自由化の分野で世界をリードしてきた。しかし上記 2、のあまりにも厳しい目標達成のためには電力セクターへの投資を促進するインセンティブが必須となり、従来の自由市場重視から方針を転換し、EMR のように市場への干渉を強化せざるを得ない状況となった。しかし例えば再エネ買取価格での太陽光及び陸上風力のオークションの採用、Capacity Market でのオークション導入、変形固定価格買取制度（CfD）導入など、政府の干渉に際して少しでも市場機能を取り入れてコスト最小化を図ろうとしている点がイギリスの特徴である。
- 5、しかし EMR による電気料金引き上げは不可避であり、既にこの兆しはある。2013 年には家計の電気代のうちエネルギー・気候変動政策による部分が年間 12000 円（14%）と推計されているが、これは 2020 年には更に上昇する。特に値上げの影響が大きいのは国際競争に曝されているエネルギー集約産業である。
- 6、労働党は政権奪取時に電気料金凍結を掲げており、2015 年の総選挙ではこれが大きな政治問題になる可能性が高い。意欲的すぎる目標を掲げた無理が表面化しつつある。
- 7、上記から EMR を巡る今後の動向は日本の温暖化及び再エネ政策にも大きな示唆を与えるものである。
- 8、具体的には 2020 年以降の日本の削減目標策定に際して実現見込みのない数字を掲げないこと、日本の FIT 制度の早期且つ抜本的見直しである。後者の具体例としては特殊技術を除く全ての技術の同等な扱い、太陽光など確立した技術に関する買取価格入札制度導入、買取量或いは補助金上限値の設定等である。

目次	2
1、低炭素社会実現・電力安定供給・再エネ目標達成に向けての電力市場改革	3
2、イギリスの気候変動政策	4
3、イギリスの発電構成と再エネの伸び	8
4、電力市場改革（EMR）以前の電力政策	9
4.1 RO 制度とその効果	9
4.1.1 RO 制度の内容	
4.1.2 RO 割当量の決定方式	
4.1.3 Banding の導入	
4.1.3 RO 制度の実績	
4.1.4 温暖化対策としての RO 制度	
4.2 固定価格買取制度（FIT）の導入とその効果	13
4.2.1 FIT 制度の概要	
4.2.2 FIT の実績	
4.2.3 タリフ改訂	
4.2.4 FIT のコスト、CO2 削減効率、電気料金への影響	
5、電力市場改革（EMR）の内容	17
5.1 EMR の目的	18
5.1.1 電力安定供給の確保	
5.1.2 発電部門での低炭素化	
5.2 EMR の概要	19
5.2.1 FiTcFd（以下 CfD）	
5.2.1.1 CfD の概要	
5.2.1.2 Strike Price の決め方（オークションの可否）	
5.2.1.3 再エネに関する Strike Price 案とその根拠	
5.2.1.4 再エネ普及の見通し	
5.2.2 Capacity Market	
5.2.2.1 Capacity Market の背景	
5.2.2.2 Capacity Market の概要	
5.2.2.3 Capacity Market の容量及び価格の決め方	
5.2.2.4 Capacity Market による追加コスト	
5.2.3 CPF（電力に対する最低炭素価格）	
5.2.4 Emissions performance standard	
5.3 エネルギー・気候変動政策の電気料金への影響と補助金の上限値	28
5.3.1 エネルギー・気候変動政策の電気料金への影響	
5.3.2 補助金上限値（Levy Control Framework）	
6、まとめ EMR の評価と我が国への示唆	32
参考文献	35-42

1、低炭素社会実現・電力安定供給・再エネ目標達成に向けての電力市場改革

イギリスは将来の低炭素社会に向けて 2008 年 10 月に制定された気候変動法 (Climate Change Act 2008、CCA) により 2050 年までに GHG 排出量を 1990 年比 80%削減することを法的拘束力ある長期目標として制定している^{1, 2}。これに向けての中期目標としては気候変動委員会 (The Committee on Climate Change、CCC、8 人の委員からなる独立の委員会) の勧告に沿って 2008 年を初年度とする 5 年ごとの炭素予算を組み、現時点では第 4 炭素予算期間目標まで法律で定められている³。因みに第 1 炭素予算期間 (2008-2012 年) の削減率は 22%、第 2 期間 (2013-2017 年) のそれは 28%、2020 年を含む第 3 予算期間 (2018-2022 年) は 34%、第 4 予算期間 (2023-2027 年) は 50%減となっている (基準年は 1990 年)⁴。参考までに EU 全体としての 2020 年目標は 90 年比 20%削減であるのでイギリスは独自に極めて高い削減目標を掲げていることが分かる⁵。政府の見通しでは第 2 予算期間目標までは達成の目処が立っているが⁶、第 3 および第 4 炭素期間の目標達成は現在の政策のままではきわめて厳しく、これが達成できないと 2050 年目標の達成もまた困難になるとの認識に至った。ここで第 3 炭素予算期間達成に向けて鍵となるのが電力部門での早急な低炭素化である。

上記に加えて老朽化や大気汚染規制による原子力や石炭火力発電設備の減少の中で 2015 年を中心にイギリスの電力需給が逼迫する見通しで、電力安定供給対策 (低炭素電源の増設と需要面の管理) を早急に導入する必要がある。更にこれまで再生可能エネルギー (以下再エネ) 促進策として各種対策 (Renewable Obligation – RO–や小規模発電を対象とした固定価格買い取り制度である FIT) を採用したにも拘わらず EU の再エネ指令に基づくイギリスの再エネ目標 (2020 年までに 1 次エネルギーの 15%) の達成も覚束ない状況であった。このように低炭素化 (温暖化対策)、電力安定供給、それに再エネ目標達成の 3 つの目標を極力低廉なコスト (affordability) で達成すべく、2010 年 12 月政府は Electricity

¹ CCA Part 1 第 1 条 1 項 ” It is the duty of the Secretary of State to ensure that the net UK carbon account for the year 2050 is at least 80% lower than the 1990 baseline”。なお、炭素予算に CO₂ 以外の GHG を含めることについては CCC の勧告により決まった。

² この目標の根拠は工業化以降の気温上昇を 2℃以内 (濃度は 450ppmCO₂e 以内) に抑えること (より厳密にはこれに加えて非常に危険な濃度である 4℃に達する確率を 1%以下に抑えること) を前提とすると世界の GHG 排出量は今後 (2007 年から) 10 年以内にピークを迎え、2050 年の世界の排出量は少なくとも現状 (2007 年) から半減する必要がある。これを「縮小と収束 (contraction and convergence)」原則により 2050 年の一人当たり排出量均等化を目指し、それには一人当たり排出量を 2.1~2.6 トンに抑える必要があり、これをイギリスに当てはめると 2050 年の排出量を 1990 年比最小でも 80%減 (2005 年基準では 77%減) にする必要があるというものである

³ 後述の通り第 4 炭素予算期間の目標については 2014 年に見直しの有無を検討することとなっている。

⁴ CCCからの勧告では国際交渉がまとまった場合には第 3 炭素予算期間の目標は 42%減とされたがこの期間中にはこうした状況にない。第 4 炭素予算についても交渉がまとまれば 55%削減とあるが、これは交渉次第で現時点では予断は出来ない。

⁵ EU では本年 1 月 22 日 2030 年目標として 1990 年比 40%削減との欧州委員会の原案が示されたが、最終的に欧州議会や閣僚理事会を経て決定するのは早くても 2014 年末となる見込みである。

⁶ このうち第 1 炭素期間については 2012 年の確定数字が本年 2 月 4 日に発表され、それによると第 1 炭素期間の排出量は目標の 3018MtCO₂e に対して 36.3MtCO₂e だけ下回った (DECC (2014))。

Market Reform, Consultation Document を公にし、電力市場改革 (EMR) に向けて一步を踏み出した。この文書を皮切りに関係者との対話を重ねつつ、2011 年 7 月には電力市場改革白書 (Planning our electric future; a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity、以下白書)、同年 12 月には Planning our electric future: technical update (以下 Technical Update)、翌年 5 月には電力市場改革: 政策概要 (Electricity market reform: policy overview May 2012、以下 2012 年 5 月の政策概要)、同年 11 月には同じ題名の電力市場改革: 政策概要 (Electricity market reform: policy overview November 2012、以下 2012 年 11 月の政策概要) を公表し、2013 年 6 月 27 日 EMR の詳細が発表された。この間 2012 年 11 月にはエネルギー法案 (Energy Bill) が議会で提案され、上下両院での審議を経て、2013 年 12 月に法律 (Energy Act) として成立した⁷。2014 年に入ってから制度の詳細設計等に関する政府の文書が多数出されている。

上記の通りイギリスの電力市場改革 (EMR) は周到な準備と協議の上に着々と前進しているが、時間軸としては 2030 年を一応の目処としている (白書)。

日本では電力市場改革というと発送電分離や小売り部門の自由化など専ら経済産業省の電力システム改革専門委員会で議論された内容を想定しがちであるが⁸、イギリスの場合このような改革 (電力システムの全面自由化、laissez-faire) は 1990 年代初頭に世界に先駆けて終了している。しかしこの結果近い将来電力の安定供給に支障を来す恐れが顕在化し、且つこのままでは政府の掲げる意欲的な低炭素化目標達成が危ぶまれるとの認識の下に、むしろ市場への干渉を強めることで目的を達成しようという改革であるという点で日本のそれとは根本的に異なる内容であるという点を認識しておくことが必要である。

上記を踏まえ、イギリスの EMR の具体的な内容は次の 4 種のツールからなっている。

- ① Feed in Tariff Contract for Difference、FiTCfD、以下単に CfD (再エネ、原子力、炭素貯留・隔離-CCS-の促進策としての変形 FIT)
- ② Capacity Market (間欠性を有する再エネ増加による化石燃料予備容量の確保)
- ③ Carbon Price Floor (CPF、発電に適用される最低炭素価格)
- ④ CO₂ 排出の直接規制による抑制 (Emissions Performance Standard、EPS)

以下、第 4 章で内容を検討するが、その前にこれまでのイギリスの気候変動政策、発電分野での再エネ促進策を振り返っておく。なお、本稿では £ 1 = ¥ 170 の換算率を用いる。

2、イギリスの気候変動政策

既述の通りイギリスの炭素予算は 2008 年気候変動法 Section 4 の規定により、気候変動委員会 (CCC) の勧告に基づき政府が定め、議会で法定化されることになっている。法では 2008-2012、2013-2017、2018-2022 の 3 つの炭素予算を 2009 年 6 月まで、それ以降については予算期間開始の 12 年前の 6 月 30 日までに定めることとされている。はじめの 3

⁷ 議会での審議の進捗状況については <http://services.parliament.uk/bills/2013-14/energy.html> を参照。

⁸ 日本の電力システム改革については経済産業省 (2013) 参照

つの炭素予算については労働党政権下で規定通り 2009 年に定められたが、第 4 炭素予算期間（2023-2027）については連立政権発足後の 2010 年 12 月に CCC が勧告を行い、2011 年 6 月にその内容で法定化された（第 5 炭素予算期間である 2028-2032 の勧告は 2015 年となる）。以下第 4 次炭素予算期間目標制定に際しての CCC の勧告（CCC 2010）の概要をまとめておく。この内容を知ることによってイギリスの温暖化政策決定の背景と思考過程を知ることが出来る。

第 4 炭素期間の目標制定に際して最も重視したのは 2050 年の長期削減目標達成に向けた 2030 年時点での途中経過との整合性である。長期目標は既述の通り 90 年比 80%削減であるが、これは実排出量では 1.6 億トン（CO₂ 換算）で一人あたり 2 トンとなる⁹。なお、これまでの炭素予算には国際海運・空運からの排出は含まれていないが、2050 年目標はこれを含んだもので、この両部門の 2050 年目標は 2005 年以下とされている。ということはこの両部門以外では 2050 年の削減割合は 90 年比 85%となる（これをもし CO₂に限ると 90%の削減になる）。また、留意すべきは長期削減目標は基本的に国内対策で達成が必要とすることである。というのは世界の炭素価格が 200 ポンド以上になると見込まれ、こうなると Credit の主たる提供者である途上国でも自国での削減に努めねばならないからである。

上記長期目標を念頭にそれを達成する 2030 年の実現可能な排出パスを描くと 2030 年の排出量は 310 MtCO₂e と 90 年比 60%減となる。この場合 2009 年（排出量 574 MtCO₂e）から約 20 年間で年間排出量の 46%削減が必要とされるが、これを達成したとしても 2050 年目標達成にはその後 20 年間で更に 62%の削減が必要となる。2030 年にここまで削減しないと 2030 年以降これ以上の削減が必要となるが、これは難しいというのが 2030 年の仮の（indicative）目標の意味である。この背景の下で 2025 年（2023-2027 年）の第 4 炭素予算の 5 年間の排出目標は 1950Mt CO₂e（国内対策のみ）、世界が参加する国際枠組みが合意された場合には 1800Mt CO₂e となった。削減率は前者が 50%、後者が 55%（いずれも 90 年比）である。この場合 2030 年の炭素価格は £ 70/tCO₂ 程度と試算される。

しかし既に決定している第 3 次炭素予算のままでは第 4 次予算目標達成は困難な見通しであるので、第 2 次および第 3 次予算の目標を更に引き上げる必要がある。最近の見通しでは景気後退もあり政府も各種政策を導入しているので、EU ETS 対象以外の分野（業務、民生、運輸など）での努力で国際枠組みの合意が出来たときの予算（以下これを本格予算と称する）を達成見込みである。従ってこの部門については国際合意がないにも拘わらず本格予算の数値を用いることとする。この結果第 2 および第 3 炭素期間修正予算及び第 4 炭素期間の予算は表 1 の通りである（第 1 炭素期間については不変）。EU ETS 対象部門については英国の主導で 2020 年目標を更に厳しくすることが出来れば、この点も反映したものとするとあるが、現在の情勢がそうならないのでこちらは据え置きである。

⁹ Cline (2011)によれば 2020 年までコペンハーゲン合意の内容で推移しつつ気温上昇を 2℃以内に抑えるには、世界のすべての国で 2050 年の一人あたり排出量を 1.43 t にする必要があると試算されている。

(表 1) 第 1～第 3 炭素予算引き上げ案と第 4 炭素予算案 (5 年間、単位 100 万トン)

	第 1 予算期間 (2008-2012)	第 2 予算期間 (2013-2017)	第 3 予算期間 (2018-2022)	第 4 予算期間 (2023-2027)
暫定予算	3018	2782	2544	1950*
削減率(90年比)	22%	28%	34%	50%
ETS 対象部門	1233	1078	985	690
上記以外	1785	1740	1559	1260
本格予算	3018	2679	2245	1800*
ETS 対象部門	1233	1009	800	—
上記以外	1785	1671	1445	—
引き上げ案	3018	2749	2430	—
ETS 対象部門	1233	1078	985	—
上記以外	1785	1671	1445	—

出典：CCC (2010) 114 頁表 3 及び 135 頁表 3-6 を基に作成。

★第 4 炭素予算期間からは従来の Interim budget (暫定予算)、Intended Budget (本格予算) という言葉に代えて、Domestic Action budget (国内対策での予算)、Global Offer budget (2℃目標達成に向けてのイギリスの排出上限予算) となったが、実質的な変更はない。なお、CCC では第 4 予算期間の国内対策予算は EU ETS 以外の Credit を使わない提言をしているが、この点政府は Silent である。

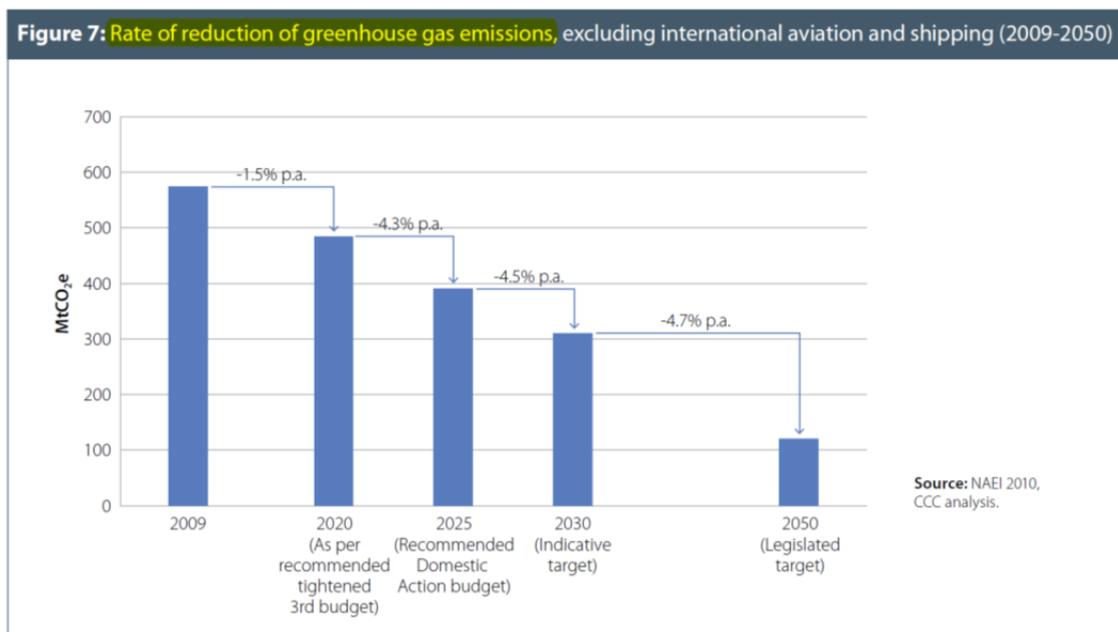
CCC (2010) では上記の第 2 および第 3 炭素予算期間の目標引き上げおよび第 4 次予算目標達成に向けて必要な政策として EMR、これを補完するための炭素下限価格、R&D 予算措置 (CCS、電気自動車、ヒートポンプなど)、エネルギー効率向上等を挙げている。このうち EMR は電力を対象とした政策であり、電力市場改革がイギリスの気候変動対策の目玉であることが分かる。

このほか EU との関係では 2020 年削減目標の 20% から 30% への引き上げ、EU ETS の排出上限値 (Cap) 引き下げ、新車に対する CO₂ 排出上限値等も提言しているが、現時点でこれらはいずれも実現の可能性はない¹⁰。EU、イギリスとも経済の停滞で気候変動問題に対する国民の関心が薄れており、こうした中で対策強化はますます困難になっているのではないかと思う。

上記を踏まえた 2050 年にかけての毎年の GHG 削減率は図 1 の通りで、後になるに従って削減率が高まる (2009 年から 2020 年までは年率 1.5% 減、2020-15 年は同 4.3% 減、2020-30 年は同 4.5% 減、2030-50 年は同 4.7% 減)。

(図 1) 2050 年に向けての年間削減率

¹⁰ 自動車からの CO₂ 排出削減基準値設定については大型高級車の多いドイツのメルケル首相の反対で頓挫していることは周知の通り。



CCC (2010) P.25 より転載

次にコストであるが、国全体の目標達成コストは GDP の 1%以下ではあるが業種によっては競争力に影響が出るところもある。これに対しては Sectoral agreement か国境税調整 (BCA) を課すことで対処するとしているが、前者は具体的にどうするのか、後者は貿易への悪影響をどのように考えているのかが気になるところである。

2013 年 6 月、CCC はその後のイギリスの排出量の推移を見つつ目標達成のためにいくつかの提案を行った (CCC 2013)。ここでは現状分析として 2012 年の GHG 排出量は低気温とガスから石炭への回帰により前年比 3.5%上昇、さらに将来経済が成長を取り戻すと更に増える可能性があるとして指摘し、このままでは第 3 および第 4 炭素期間目標の達成が困難なので、削減のスピードを上げなければ将来の低炭素経済構築のコストは更に上昇すると警告している。こうした中で政府に対して電力、建物、産業、運輸等セクター別に様々な勧告を行っている。この中心となるのは電力部門であるが、これに関する勧告として EMR で予定されている Capacity Market のうち 2014 年度に予定されている 2018 年度の容量および風力発電の買取価格の早期制定、2030 年に向けた発電の炭素集約度目標の制定、後述の変形 FIT 補助金上限値 (2020 年までしか決まっていない) の 2030 年までの延長、新規原子力発電所建設契約の締結などを挙げている。

第 4 炭素期間の予算 (2023-2027 年平均で 90 年比 50%削減) については CCC の勧告を受けて連立政権発足翌年の 2011 年に法定化したものの、財務省、運輸省、産業省などの反対もあって 2014 年見直しをするとの付帯条項がついていた。しかし見直しについては CCC の勧告に基づかねばならないことになっており、予算決定時点に比べて大幅な状況の変化の有無が重要な論点となる。この点については 2013 年の 11 月から 12 月にかけて CCC の

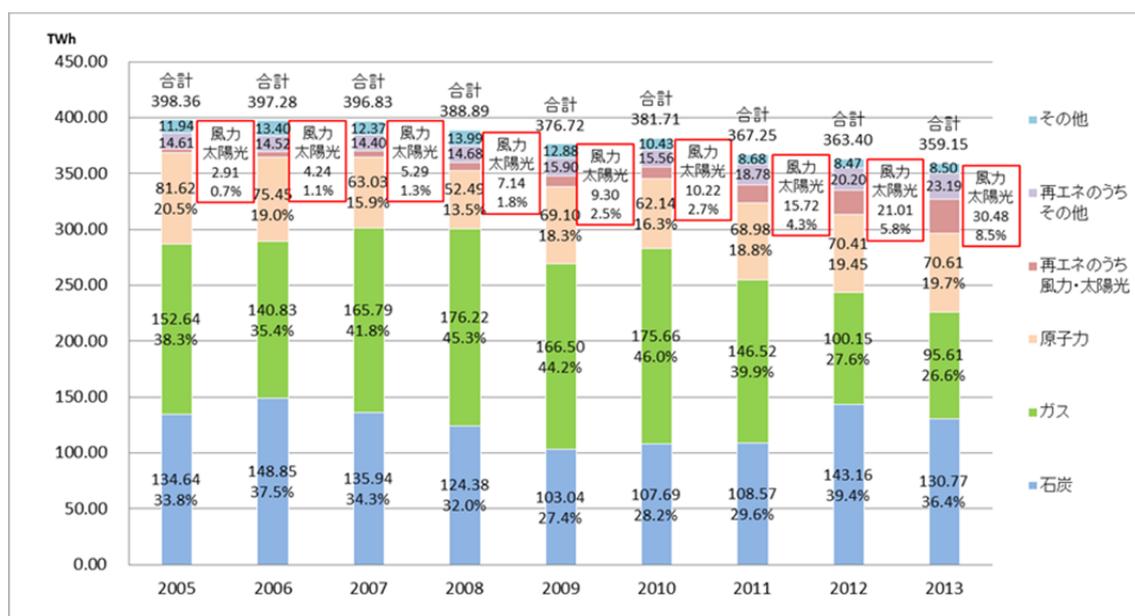
勧告が出され、そこでは気候科学、国際的な状況、EU の状況等の諸点から見て 2010 年の CCC 勧告当時と比べて「大幅な変更はなく、予算は変えるべきではない」との見解が披露された (CCC 2013b, 2013c)。これを受けて本年 1 月 8 日から下院で見直しの審議が開始された (House of Commons 2014) が、おそらく見直しはされないものと思われる。

こうした厳しい気候変動対策も一つの要素として電力市場改革 (EMR) が進められているのである。以下 EMR の詳細な説明を行うが、その前に、イギリスの電源別発電構成と再エネの伸びの状況、次いで EMR 以前の電力政策について述べる。

3、イギリスの電源別発電構成と再エネの伸び

念のためイギリスの発電電力量および技術別内訳を下記に掲げる (図 2)。表 2 は内訳の数値である。全体として発電電力量が漸減していること (2013 年のそれは 2005 年比 9.8% 減)、再エネの割合が 2013 年には 15.8% まで増加していることが分かる。このうち特に太陽光と風力、特に洋上風力のここ数年の伸びは著しい (2013 年には洋上風力だけで総発電量の 3.2% を占めるまでになった)。なお、2012 年に石炭がガス抜いているが、これはアメリカの低廉なシェールガスの出現で石炭からガスへの転換が起こりアメリカの余剰石炭が安い価格で欧州に向かったこと、EU の大気汚染規制でイギリスで旧式石炭火力が 2015 年で閉鎖となるのでその前に安い石炭火力発電の最大活用を図っていることが原因である。EMR 発足前にこれだけ再エネが伸びたのはそれまでに存在した Renewable Obligation 制度と小規模発電を対象とした固定価格買取制度 (FIT) によるところが大きい。しかしそれでも電力安定供給や発電部門の低炭素化目標達成には不十分であるとの状況認識の下に EMR が導入された。以下まず EMR 以前の再エネ促進策について簡単に触れる。

(図 2) 2005-2013 年技術別発電電力量の推移 出典: DECC (2014c) を基に筆者作成



(表 2) 2004—2012 年技術別発電電力量の推移 単位 TWh

年度	石炭		ガス		原子力		再生可能エネルギー				その他		合計	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	合計	%	(TWh)	(%)	TWh	%	TWh	%
2005	134.64	33.8	152.64	38.3	81.62	20.5	17.52	4.4	(2.91)	(0.7)	11.94	3.0	398.36	100.0
2006	148.85	37.5	140.83	35.4	75.45	19.0	18.76	4.7	(4.24)	(1.1)	13.40	3.4	397.28	100.0
2007	135.94	34.3	165.79	41.8	63.03	15.9	19.69	5.0	(5.29)	(1.3)	12.37	3.1	396.83	100.0
2008	124.38	32.0	176.22	45.3	52.49	13.5	21.82	5.6	(7.14)	(1.8)	13.99	3.6	388.89	100.0
2009	103.04	27.4	166.50	44.2	69.10	18.3	25.21	6.7	(9.30)	(2.5)	12.88	3.4	376.72	100.0
2010	107.69	28.2	175.66	46.0	62.14	16.3	25.79	6.8	(10.22)	(2.7)	10.43	2.7	381.71	100.0
2011	108.57	29.6	146.52	39.9	68.98	18.8	34.50	9.4	(15.72)	(4.3)	8.68	2.4	367.25	100.0
2012	143.16	39.4	100.15	27.6	70.41	19.4	41.21	11.3	(21.01)	(5.8)	8.47	2.3	363.40	100.0
2013	130.77	36.4	95.61	26.6	70.61	19.7	53.67	14.9	(30.48)	(8.5)	8.50	2.4	359.15	100.0

出典： DECC (2014c)から作成 2013 年は暫定数字 (2013 年の太陽光は(2014d)によると 2TWh で 0.6%)

4、電力市場改革 (EMR) 以前の電力政策

イギリスでは電力は国有化されていたが、サッチャー首相末期に制定された 1989 年電気法 (The Electricity Act 1989) により 1990 年以降民営化・自由化が促進され、以来電力についても市場を活用する政策が促進されてきた¹¹。こうした中で気候変動対策および EU の再エネ電力及び再エネ促進政策 (2001 年の再生可能エネルギー電力指令及び 2009 年の再生可能エネルギー促進指令、後者によりイギリスは 2020 年までに最終エネルギー消費に占める再エネ割合 15%達成の法的義務を負った) 遵守のために再エネ発電促進策として 2002 年に RO (Renewable Obligation) 制度、2010 年には固定価格買取制度 (FIT) を創設してきた。FIT 導入後は前者は大規模再エネ発電 (5MW 超)、後者は小規模再エネ発電 (5MW 以下) と対象の棲み分けが行われた (但し脚註 13 参照)。本章ではこの二つの政策の内容と効果を検証する。

4.1 RO 制度とその効果

4.1.1 RO 制度の内容

この制度は電気供給事業者 (Supplier) に一定量の再エネ電気の供給を割り当てることでイギリス全体の再エネ発電電力量を増加させることを目的として 2002 年に始まった (北アイルランドだけは 2005 年)。Renewable Obligation Certificate (ROC) という証書を再エネ発電事業者に与え、この証書に市場で価格をつけることで再エネ発電事業者のインセンティブとするものである (本制度は EMR 導入に伴い新規受付は 2017 年 3 月で終了となる)¹²。なお、RO 対象再エネ発電技術には風力、水力、バイオマス、太陽光などほとんどの技術が含まれている。発足当初は対象発電施設の規模の制限はなかったが、2010 年に 5MW 以下の再エネ発電施設を対象に固定価格買取制度 (FIT、後述) が発足したのに伴い、RO

¹¹ イギリスの電力自由化の詳細な経緯については Sinin (2002)参照

¹² 制度自体は 2037 年まで 20 年間にわたって継続する。しかし 2027 年からの 10 年間については政府が ROC の価格を定め発電事業者から直接購入する。ROC 最後の数年間での価格変動を抑えるためである (DECC 2013b)。

はこれを超える大型施設を中心とする制度となった¹³。

電力システムが自由化されたイギリスで電気事業に携わるものは発電事業者、送電事業者 (National Grid、高圧線)、配電事業者 (12-13 社、物理的に電線を最終需要家につなげる、中圧、低圧)、小売り事業者 (Supplier) に分類される。小売り事業者は自らは発電せず、いわば Internet の Provider のような機能を有し、ここが最終需要家に対する電気料金を決める。RO 制度ではこの小売業者に販売電力の一定割合を再エネ電気とすることを義務づける¹⁴。具体的には毎年の各 Supplier の再エネ販売義務量は当該年度開始の半年前までに政府が決めるが、これは ROC の割り当てという形をとる。他方、再エネ発電事業者は毎月その発電実績をガス電力市場規制庁 (Office of Gas and Electricity Markets、Ofgem) に届け出る。この実績に応じて Ofgem から ROC を取得する。再エネ発電事業者はこうして取得した ROC を Supplier (或いは Trader) に売却することで卸売り電力価格での販売収入に加えて当該分の Premium を得る。もしこの上乗せ分 (Premium) が十分高く、Premium に卸売市場価格を加えた額が再エネ発電事業者のコストを上回れば再エネ発電が採算にあうこととなる。Supplier は (発電事業者或いは Trader から) 購入した ROC を Ofgem に提示して遵守を証明する。この点から明らかのように Supplier が義務を遵守するために必要としているのはあくまで ROC の提示であり、電力卸売市場から再エネ電気を購入しても義務遵守の一部とはカウントされない。もし必要な ROC 量を提示できないときには buy-out payment (罰金) を支払うことで義務遵守とみなされる。罰金は ROC の割合に応じて Supplier に還付される。

ROC は取引可能な商品で予め価格が設定されることはない。Supplier と発電事業者の交渉で決まる。当然のことであるが再エネ供給が需要を上回れば価格は下落し、逆も真である。

4.1.2 RO 割当量の決定方式

再エネ振興の視点から特に重要な点は Supplier に対する ROC の割当量の決定である。これが大きければ再エネ発電量が増え、小さければ増えない。しかし前者の場合には ROC 価格が上昇し、Supplier は RO 遵守コスト (ROC 調達コスト) を電気料金に上乗せすることが出来るので電気料金の上昇に直結する (DECC 2013a によれば RO による平均家計の年間電気代上昇効果は 2013 年で £30—約 5100 円—と試算されている)。このあたりのバランスを考慮しつつ割当量はどのように決まるのだろうか。

DECC (2012a) および DECC (2013b)によれば次の通り。即ち、ROC の割当量は 2009 年改定の Renewables Obligation Order の規定に従い、Fixed target か Headroom calculation かのどちらか大きい方で決めることになっている。Headroom 方式というのは予想される再エネ発電量 (ROC 供給量) に一定の幅 (margin) を上乗せして割当義務量 (ROC

¹³ 50KW 以上 5MW 以下については RO に止まるか FIT に移行するか 1 回限りの選択肢が与えられた Ofgem (2013b)。

¹⁴ Ofgem (2013a)の Appendix 2 によると 2011-12 年度 (2011 年 4 月～2012 年 3 月)の RO 適格 Supplier の数は 85 社だがこのうち実際に義務量の割り当てを受けたのは 36 社に留まっている。

需要量) とする方式である。これにより発電量の予想が正しければ常に ROC の需要 (義務量) が供給 (再エネ発電量) を上回り、ROC 価格を一定レベル以上に保つことが出来るので、再エネへの投資家にとっても常に ROC に対する市場があり、価格も安定的だとの安心感を与えることが可能となる。これに対して Fixed Target とは MWh あたりの ROC 割当量を予め固定した方式である。2013-14 年 (以下このように記述するときには 2013 年 4 月～翌年 3 月、つまり日本の 2013 年度と同じ) および 2014-15 年を例にとると、Fixed Target 方式ではそれぞれ 40M ROC、42.6M ROC、Headroom 方式では同じく 61.5M ROC、72.3M ROC となるが、このうち大きい方で決まるので最終的には後者となった。

4.1.3 Banding の導入

2002 年の RO 導入時には全ての再エネ技術に対して 1MWh あたり 1 ROC であったが、2009 年から政府が重点的に導入したい技術については同じ発電量に対して高い ROC を付与することとし (このように技術により幅を設けることを Banding という)、例えば風力や太陽光などには 1MWh あたり 2 ROC とした。2013 年にはそれ以降の年に対する ROC も併せて公表されるようになり、洋上風力振興と陸上風力の抑制、そして大型太陽光抑制という政府の狙いが一層明確になった¹⁵。表 3 はこの一部を抜粋したものである。

(表 3) RO 制度と Banding (主要技術のみ)

	2009 ROC/MWh	2013/2014 ROC/MWh	2014/2015 ROC/MWh	2015/2016 ROC/MWh	2016/2017 ROC/MWh
陸上風力	1	0.9	0.9	0.9	0.9
洋上風力	2	2	2	1.9	1.8
太陽光 (屋根設置型)	2	1.7	1.6	1.5	1.4
太陽光 (地上設置型)	2	1.6	1.4	1.3	1.2
バイオマス	—	1	1	1	1

出典 DECC (2013p), p.30

Banding の拡大に伴い 1 MWh の発電に対して発行される ROC の加重平均は 2009-10 年の 1.04 から 2012-13 年には 1.27 にまで拡大した。

4.1.4 RO 制度の実績

イギリスの RO 制度による再エネ発電電力量は、2010 年 4 月の FIT 制度導入で小規模発電事業者はそちらに移行したものの¹⁶、制度導入時の 2002 年以降漸増し、2011-12 年には初めて総電力供給量の 10%を超え、2012-13 年には 11.2% (発電量 35TWh) に達した¹⁷

¹⁵ 2013/2014 にかけての太陽光 Banding の 2.0 から 1.7 への引き下げ直前に 50 を超える太陽光発電施設 (発電容量 220MW) の駆け込み申請があった (Ofgem 2014a)。

¹⁶ RO 対象発電施設は FIT 制度が発足した 2010 年には前年の 7228 から 1981 に激減したが、ROC の割当量 (義務量) は 16%増大した。

¹⁷ 小規模施設を対象とする固定価格買取制度 (FIT) を加えると 11.7% (36.7TWh) となる。なお、ここでは分母が発電電力量ではなく、そこから発電に使われた電力を引いた電力供給量である点に留意が必要。

(Ofgem 2014a)。

表 4 は RO が発足した 2002-03 年及び Banding が導入された 2009-10 年から現在に至る 4 年間の状況を表したものである。

(表 4) RO 制度の下での再エネの伸びの状況

	2002/03	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13
義務量	9,261,588 MWh	30,101,092 ROC	34,749,418 ROC	37,676,829 ROC	48,915,432 ROC
対前年伸び率 (%)	-		15.44	8.42	29.83
MWh 当たり義務量	0.03	0.097	0.111	0.112	0.158
実際発行量	5,562,669	21,227,618 ROC	24,884,608 ROC	34,753,771	44,298,719 ROC
(内陸上風力)	1,087,657	7,237,999	7,670,727	11,653,061	12,178,078
(構成比%)	19.55	34.10	30.83	33.53	27.49
(内洋上風力)	43,812	2,716,787	5,016,832	8,785,088	15,689,598
(構成比%)	0.79	12.80	20.16	25.28	35.42
対象発電施設数	505	7,228	1,981	2,249	3,151
対象発電容量	1,675 MW	7,625 MW	8,528 MW	12,471 MW	16,300 MW
対象施設発電量	N/A	20.3 TWh	23.2 TWh	31.0 TWh	35.0 TWh
ROC 価格 (£)	45.94	52.36	51.34	42.27	44.38

出典 DECC(2012b), Ofgem(2013a)及び Ofgem(2014)を基に筆者作成

ここで注目に値するのは 2012-13 年の義務量の伸び (4892 万 ROC で前年比 29.8%増) である。義務量は Banding により MWh とは直接リンクはしなくなったが、それにしてもこの伸び率は高い。義務量は前年の 10 月 1 日までに発表されるが、DECC (2012a)及び (2013b) によれば 2013-14 年の義務量として 6150 万 ROC (前年比 25.7%増)、2014-15 年には 7230 万 ROC (前年比 17.6%増) が既に決まっている。従って、後述の変形固定価格買取制度 (CfD) が始まる 2014 年 10 月までに更に大幅増となる。

義務量に対して実際の ROC 発行量についてみると 2012-13 年に初めて洋上風力が陸上風力を逆転した。前述の通り同じ発電量に対して洋上風力は陸上の 2 倍程度の ROC を受け取れることに加えて稼働率も相対的に高かったからである¹⁸。

2012-13 年には対象発電施設 (3151)、対象施設発電容量 (16,300MW) とともに急増しており (それぞれ前年比 40%、30%の伸び)、発電量も約 13%の伸びを示している。Ofgem (2014) によれば内訳は、陸上風力 12.1TWh (34.7%)、洋上風力 8.8TWh (25.2%) で風力合計で 60%、これにバイオマス中心の燃料による発電 6.3TWh (18.1%) を加えると 78%を占める。なお、この年は既述の通り大型太陽光の駆け込み申請はあったものの、太陽光については発電量はまだまだ少ないので RO の下での独立した数字が無く、下水のガス発電や波力などと併せて RO 対象発電量の 1.6%を占めるに過ぎない¹⁹。上記から ROC の主力は陸上風力で、洋上が有利な Banding を追い風に急追中という状況である。

上記の通り特にここ 1-2 年についてはイギリスの再エネ発電の振興に RO が大きな役割を

¹⁸ Ofgem (2014) p.27 によれば陸上風力の稼働率は 2011-12 年の 28%が翌年 23.7%に低下したが、洋上は反対に同期間 31.6%から 33%に上昇した。

¹⁹ この理由の一つは北国のイギリスでは太陽光の稼働率が風力に比べて極端に低い (DECC 2013b では 9.7%とされている) ので、banding である程度優遇されても魅力が薄いのではないかと思う。

果たすようになってきた。とはいえあまりに意欲的なイギリスの低炭素社会実現、及び EU ワイドの再エネ目標達成²⁰には (FIT や水力を加えても) 不十分である。ROC は量を定め、価格 (ROC 価格) を市場に任せる効率的な手法であるが、量自体が Headroom 方式の場合でも再エネ発電事業者の予想発電量 (発電容量×稼働率) に依存する為、飛躍的な増大は考えられない。こうしたことから今回の電力市場改革 (EMR) の発想が生まれたのである。なお、2012-13 年の RO に伴う補助金総額 (ROC の価格×遵守のために提出された ROC の量) は 19.9 億ポンドとなる (Ofgem 2014a, p.45-50)。

4.1.5 温暖化対策としての RO 制度

最後に CO₂ 削減の観点から RO の効率性を見てみる。上述の通り 2012-13 年に提示された ROC (補助金) の総額は 19.9 億ポンド、この年の再エネ総発電量は 35TWh で、これによる CO₂ 削減は 1730 万トンである (化石燃料発電の CO₂e 排出量を 0.493kgCO₂e/kWh で計算、Ofgem 2014a p.33)。つまり CO₂ を 1 トン削減するのに £115.1 (19600 円) かかったという計算になる。従って温暖化対策としては極めて非効率な手法であったと判断できる。とはいえ、政府の報告書の中にこうした数値を入れるところは経済合理性を尊ぶイギリスらしさであると思う²¹。

4.2 固定価格買取制度 (FIT) の導入とその効果

RO 制度は上記の通りそれなりの成果を挙げてきたとはいえ、特に小規模の発電事業者 (企業、地域社会、住宅所有者等) にとっては手続きが複雑で、更に異なる発電技術ごとに必要とする補助のレベルが異なるにも拘わらずそのように設計されていなかった (2009 年導入の RO の Banding はこうした要請に一部応えてはいるものの不十分であった) ため、例えば太陽光については全く普及しなかった。他方ドイツやスペインにおいては固定価格買取制度 (FIT) の導入により特に太陽光発電が急速に伸びていた²²。更に、EU 指令に基づくイギリスの法的義務 (再生可能エネルギーの最終エネルギー消費に占める割合を 2020 年までに 15%とする) を満たすには電力部門で再エネ割合を 30%まで引き上げる必要があるにもかかわらず 2009 年当時僅か 6.6%に止まっていた (House of Commons 2011)。こうした背景の下で 2008 年のエネルギー法 (Energy Act 2008) によりイギリスでの FIT 導入が決まりその後細部の詰めを経て 2010 年 4 月から総発電容量 5MW 以下の小規模再エネおよび低炭素発電 (太陽光、風力、水力、嫌気性バイオマス発電 (anaerobic digestion)、それに 2KW までの化石燃料による小規模熱電併給 (CHP)) を対象とした FIT が始まり²³、

²⁰ 目標 15% (最終エネルギー消費に占める再エネの割合) に対して 2005 年 1.3%、再エネの普及が急速に進んだ 2013 年でも 5.2% (暫定値) に過ぎず、ほとんどの専門家は目標達成不可能と見ている (DECC 2014g)。

²¹ DECC (2013o)p.8 に EU の再エネ目標の非合理性の例としてイギリス政府はこの数字 (但し 1 年前の £96.61) を挙げている。

²² 例えば 1990 年から 2007 年間の再エネの割合はイギリスでは 1.6%から 5.1%に増えたに過ぎないが、同期間ドイツでは 4.3%から 15%にまで増加した (Ofgem 2013c)。

²³ 北アイルランドは FIT を導入せず RO に対するインセンティブの強化で対応した。

それに伴い発電容量の少ない太陽光、風力、小水力などが RO からこちらに移行した (50kW 未満の太陽光、風力、水力などは RO 対象外となり、50kW 以上 5MW 以下については RO に止まるか FIT に移行するか 1 回限りの選択肢が与えられた)。

4.2.1 FIT 制度の概要

FIT についてはここで改めて説明する必要はないが、最大の特徴は長期にわたる固定価格での買い取り保証である (系統への優先規定は明記はないが、事実上こうした扱いを受けているものと思う)。発電事業者から見ると、あらかじめ定められた買い取り価格 (タリフ) で例えば太陽光は 25 年、風力は 20 年間電力を売ることが出来る。RO 制度では ROC 価格は ROC に対する需要と供給 (市場) で決まるので、発電事業者或いは投資家にとっては必ずしも収益の保証がない。こうした懸念を取り除くのがこの制度である²⁴。

当初タリフは 4 年後の 2013 年に見直されることになっていたが、実際には特に買取価格の高い太陽光を中心に想定を遙かに超える発電量となったので、翌年 8 月以降引き下げが続いたことは後述の通りである。買い取り義務を負うのは国内で 5 万以上の顧客を有する大手電力供給事業者 (Supplier) で、卸売価格との差 (FIT による補助金) は最終的には需要家の負担となる。特定の地域の供給業者のみに高値買い取りの負担が集中しないように、対象供給業者は規制当局 (ofgem) に FIT タリフに従った再エネ年間購入金額を報告、これを基に Ofgem が合計支払金額を計算、これをすべての供給業者がマーケットシェアにより支払ったとした場合の金額を計算、実際の支払いがこの額よりも少ないすべての供給業者は差額を基金に支払い、この基金は自社のシェアよりも多く (FIT 買取で) 支払った供給業者に還元される (DECC 2010a)。

制度開始に際してのタリフは kWh あたり太陽光 41.3p (70.2 円、既築建物への設置) ~ 29.3p (49.8 円、100kW 超 5MW 以下)、風力 34.5p (58.7 円、1.5kW 以下) ~ 4.5p (7.7 円、1.5MW 超 5MW 以下) などで特に太陽光を優遇するものであったが (DECC 2010a)、制度開始から 1 年 4 ヶ月後の 2011 年 8 月以降大型を中心に大幅引き下げが行われた (詳細は後述)。

4.2.2 FIT の実績

現時点で入手可能な最新の情報により発足以来の FIT の実績をまとめたのが表 5 である (データの制約から対象施設数と発電容量は本年 3 月末現在の数値であるが、発電量は 2013-14 年の数値が未発表のためその前の 2 年間の数字を入れてある)。

(表 5) FIT の実績

²⁴ 日本との相違は住宅および商業施設 (householder or business) が当該場所に設置する設備については発電量全量を固定価格で販売し、さらにその一部を Grid に流す部分(これを export と呼ぶ)についても 3p/kWh と安いながら追加的に収入を得られる点である (DECC 2010a, p.33)。

		対象施設数	発電容量 MW	年間発電量 GWh	
		2014年3月末現在	2014年3月末現在	2011-12年	2012-13年
		470,892	2,386	498	1,675
内訳	太陽光	464,520 (98.6%)	2,056 (86.2%)	259 (52.0%)	—
	風力	5,359 (1.1%)	215 (9.0%)	94 (18.8%)	—

出典：Ofgem (2012a)、Ofgem (2013e)、及び 2012-13 年の発電量は <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/feed-in-tariff-generation-statistics> (ここから Feed-in Tariff generation statistics にアクセス)、2014 年 3 月末対象施設数と発電容量は <https://www.gov.uk/government/collections/feed-in-tariff-statistics> から Quarterly Sub-national Feed-in Tariff statistics にアクセスして入手

表から明らかなおり施設数ベースでは太陽光が圧倒的であるが、発電容量になるとその割合が漸減し、稼働率の問題もあって発電量では(時点が異なる数字ではあるが)大きく低下する。もう 1 点注意を引くのは 2011-12 年から翌年にかけて発電量が 3 倍以上に増加している点で、この時点で漸く FIT の存在が認められたと見ることが出来る。

4.2.3 タリフ改訂

上記の通り FIT は 2010 年の制度発足直後から太陽光に集中した上に、規模も 5M に近い大型のものが予想以上に増加し、小規模発電振興策としての制度の趣旨とは異なる方向性が出てきた。政府はこの原因の一部は太陽光モジュールのコストが予想を超えたスピードで低下し、その結果として太陽光発電事業者の内部収益率 (IRR) が制度発足時に見込んだ 5% を超えたので、タリフ制定の時には対象として考慮しなかった 250kW 超 5MW の大型 PV の申請が出てきたものと認識するに至った。このまま放置すれば FIT に伴う補助金が巨額となり、電気代上昇に直結する。こうした状況の下で太陽光については本来の見直し期間である 2013 年を待つことなく制度発足 1 年もたたないうちにタリフ見直しの方針を表明し (DECC 2011b)、2011 年 8 月に大規模太陽光発電を中心にタリフの大幅引き下げを断行したのである (例えば 250kW 超 5MW 以下については kWh あたり 29.3p=50 円から 8.5p=14 円へと 70% 強の引き下げ²⁵⁾。表 6 に示すようにその後も状況に応じて年に数回ずつタリフの改定 (引き下げ) を実施しているが、この素早い対応は日本にとって大いに参考となる。この背景として FIT 制度を最終的に電力消費者が負担する補助金と位置づけ、補助金が消費者にとって最大価値を生むように効率的に使われねばならないとのイギリス政府の認識がある (DECC 2011b)。また、後述の通り (財務省の意向で) 補助金の上限額 (Levy Control Framework) が導入されており、本制度の下で太陽光の大型化が進むと本来の趣旨である小規模事業者及び太陽光以外の技術に補助が回らなくなる点についても懸念を表明している²⁶ (同)。このあたりイギリス政府の考え方は (日本に比べて) 合理的である。

²⁵ 表面上のタリフの引き下げは例えば 250kW 超 5MW 以下については kWh あたり 29.3p から 8.5p への引き下げであるが、Ofgem の統計は消費者物価指数で現在の値に調整してあり、この場合は 33.2p から 9.18p への引き下げとなる。表 6 に掲げたタリフの変遷はこれに従っている点留意願う。

²⁶ 具体例として 5MW の太陽光発電 1 件で年間補助金が 130 万ポンドに達するので、もしこれが 20 件になると 2600 万ポンドとなる。これは 2 万 5000 件の住宅設置太陽光発電の補助に相当するとしている。

(表 6) FIT タリフの変遷 (太陽光のみ抜粋) p/kWh

	Year 1	Year 2			Year 3			Year 4			Year 5		
	2010.4.1 ~ 2011.7.31	2011.8.1 ~ 2012.3.2	2012.3.3 ~ 2012.3.31	2012.4.1 ~ 2012.7.31	2012.8.1 ~ 2012.10.30	2012.11.1 ~ 2013.4.30	2013.5.1 ~ 2013.6.30	2013.7.1 ~ 2013.9.30	2013.10.1 ~ 2013.12.31	2014.1.1 ~ 2014.3.31	2014.4.1 ~ 2014.6.30	2014.7.1 ~ 2014.9.30	
	屋根設置型	≤4 kW (新築)	40.83	40.83	21.65	21.65~9.28	16.50~7.32	15.86~7.29	15.44~7.03	15.30~7.03	15.30~7.03	14.90~6.61	14.38~6.61
	≤4 kW (既築)	46.81	46.81	21.65	21.65~9.28	16.50~7.32	15.86~7.29	15.44~7.03	15.30~7.03	15.30~7.03	14.90~6.61	14.38~6.61	14.38~6.38
	>4 - 10kW	40.83	40.83	17.32	17.32~9.28	14.95~7.32	14.37~7.29	13.99~7.03	13.86~7.03	13.86~7.03	13.50~6.61	13.03~6.61	13.03~6.38
	>10 - 50kW	35.57	35.57	15.67	15.67~9.28	13.92~7.32	13.38~7.29	13.03~7.03	12.91~7.03	12.91~7.03	12.57~6.61	12.13~6.61	12.13~6.38
	>50 - 100kW	35.57	20.52	13.30	13.30~9.28	11.86~7.32	11.81~7.29	11.10~7.03	11.40~7.03	11.40~7.03	10.71~6.61	10.71~6.61	10.34~6.38
	>100 - 150kW	33.20	20.52	13.30	13.30~9.28	11.86~7.32	11.81~7.29	11.10~7.03	11.40~7.03	11.40~7.03	10.71~6.61	10.71~6.61	10.34~6.38
	>150 - 250kW	33.20	16.19	13.30	13.30~9.28	11.34~7.32	11.30~7.29	10.62~7.03	10.91~7.03	10.91~7.03	10.25~6.61	10.25~6.61	9.89~6.38
	>250kW - 5MW	33.20	9.18	9.18	9.18	7.32	7.29	7.03	7.03	7.03	6.61	6.61	6.38
地上設置型		33.20	9.18	9.18	9.18	7.32	7.29	7.03	7.03	7.03	6.61	6.61	6.38

Ofgem E-Serve: 2012 年 2 月 28 日版 http://www.fitariffs.co.uk/library/regulation/1304_PV.pdf および 2013 年 4 月 30 日版 <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/fits/tariff-tables/Documents1/FIT%20Tariff%20Table%201%20July%202013%20PV%20Only.pdf>、2014 年 1 月 31 日版 <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/85846/010214rpiadjustedtariffspv1.pdf> 及び 2014 年 4 月 30 日版 <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/87468/fitpaymentratetableforpublication1july2014pv tariffs.pdf> により作成。なお、タリフは 2012 年 11 月 1 日以降は 2013 年 12 月時点の消費者物価指数 (RPI、2.7%) で現在価格に調整。それ以前については 2012 年 12 月時点の消費者物価指数 (3.1%) で 2013 年の値に調整したもの。従ってこの両者の間に物価上昇率の相違による断絶があるが基本的な流れはこれで見ることが出来る。

なお、例えば 2012 年 4 月 1 日以降の大部分のタリフのように幅で表示されている場合には高い値 (Higher Rate) が通常のタリフ、低い値は建物のエネルギー効率が悪い場合のタリフ (Lower Rate)、25 カ所以上の発電施設所有者は "Higher Rate" の 90% にあたる "Middle Rate" が適用となる (ここでは Middle Rate は表では表示していない)。

また、2012 年 11 月 1 日から翌年 4 月 30 日の期間中については 2013 年 2 月 1 日にもタリフの見直しがあったが太陽光については変更がなかったのでここでは一つの欄としてある。

ここで参考までに日本の状況に触れておく。FIT 制度開始から 2 年弱経過時点の 2014 年 3 月末時点で大型（非住宅）太陽光認定容量の認定容量は実に 63GW（実導入量はこの 1 割強に達した²⁷。これまでも年に 1 回タリフの小幅見直しが行われてきたが、さすがにここに来て数量或いは金額面での上限値制定も含めた見直しの動きがある。これに対してイギリスの FIT の下での太陽光発電は発足後 1 年で 78MW に達している（Ofgem 2011）が、それでも日本とは桁違いに少ない。それにも拘わらず制度発足から 1 年経過前にタリフ見直しを決め、1 年 4 ヶ月時点で特に大型太陽光については既述の通り 7 割強の大幅引き下げを実施、その後も年に何回もの引き下げを行っている。「過ちては即ち改むるに憚る事なかれ」、この変わり目の早さを日本でも見習うべきであろう。

4.2.4 FIT のコスト、CO2 削減効率、電気料金への影響

イギリスの FIT タリフはその後現在に至るまでに 11 回に亘って引き下げられてきた。この理由は FIT 導入に伴う追加コスト（補助金）の抑制である。追加コストとは発電事業者への支払い分（FIT タリフと卸売価格の差）、家庭の再エネ発電電力量のうち Grid に提供した部分についての支払い、それに事務経費等からなる（Ofgem 2012a）。Ofgem (2013e) によれば制度 3 年目に当たる 2012-13 年のコストは約 5 億ポンドである（p.21）。前年に比べれば急増しているが、同年の RO のコストは約 20 億円（本稿 4.1.5 参照）なのでこの 1/4 程度である。

ここで見方を変えて温暖化対策としての FIT の効率性はどうか。RO と同様に化石燃料発電の CO₂e 排出量を 0.493kgCO₂e/kWh とすると、FIT の 2012-13 年の発電量（1675 GWh）による排出減は 83 万トン、コストが 5 億ポンドなのでトンあたり 600 ポンド（10 万円、RO は 115 ポンド）と天文学的数字となる。FIT の本来の目的は小規模再エネ発電の促進ではあったが、これは温暖化対策としてはあまりに非効率である。政府が毎年タリフを引き下げているのは宜なるかなといえる。

次に平均的家庭の 2013 年の電気料金に対する影響試算であるが、RO が年間 30 ポンドの値上げ（電気料金の 5%相当）に相当するのに対して FIT は 7 ポンド（同 1%）と RO よりはかなり小さい（DECC 2013a）。これは元々 FIT が小型発電施設を対象としていたこと、2011 年 8 月に大型太陽光について大幅引き下げを行い、その後も小型太陽光タリフの引き下げが続いたことが影響していると考えられる²⁸。

5、電力市場改革（EMR）の内容

本稿第 1 章低炭素社会実現に向けての電力市場改革において EMR の背景と目的について述べた。既述の通り EMR の目的は電力安定供給、発電部門での低炭素化、消費者負担

²⁷ <http://www.meti.go.jp/press/2014/06/20140617003/20140617003-2.pdf>

²⁸ ただし同じ箇所（78 頁）で EU ETS の電気料金への影響が 8 ポンドと試算されている。EU ETS の価格が低迷していることもあるが、これに比肩する大きさではある。

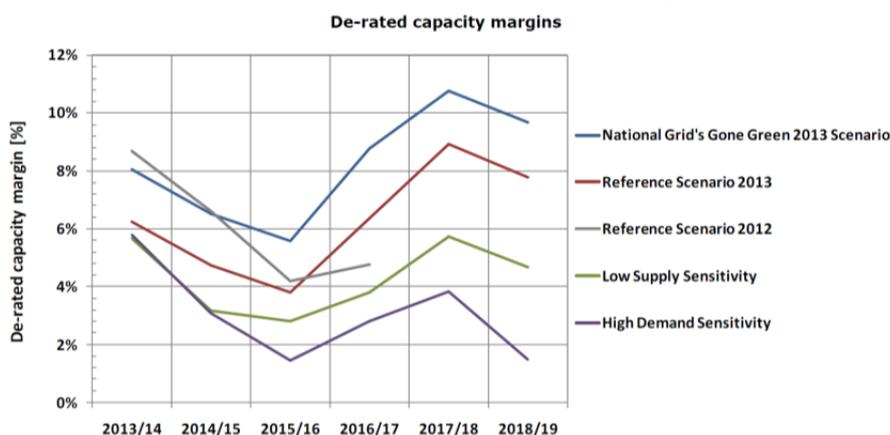
の最小化（affordable な電気料金）の 3 点であるが、この点について若干補足しておく。

5.1 EMR の目的

5.1.1 電力安定供給の確保

イギリスでは老朽化した原子力発電所の閉鎖、EU の大気汚染規制（Large Combustion Plant Directive）による旧式石炭火力発電所の閉鎖、で既存の供給能力が 2015 年に向けて低下する²⁹と共に、EMR の一部である発電所に対する CO2 直接規制で CCS 無しの石炭火力の新設は不可能となる。他方電力のピーク需要も近年の経済低迷を反映して減少し、2018-19 年には需要側の工夫によって更に低下する見込みであるが、供給・需要共に不確実性が大きい。Ofgem (2013d) が 2019 年までの電力供給の余裕度（de-rated capacity margins、冬のピーク電力需要に対する供給の余裕度）とそれに伴うリスクの評価を実施している。結果は図 3 の通りである。全体としていえることはすべてのシナリオで 2015-16 で底を打ち、その後回復するが 2018-19 には再び緊迫する。Ofgem の Reference Scenario の余裕度は前年に比べて低下しているが、2015-16 は 4% を切る見込みである。Reference シナリオ以外に余裕のあるシナリオ（National Grid's Gone Green 2013 scenario）、供給力が大きく低下するシナリオ、そして需要が高まるシナリオについても試算しているが、特に高需要のケースでは 2% を切る危険な状況となる。これに加えて 1 年間に需要が供給を超える時間の試算も行っているが、Reference シナリオでは 2015-16 年に 3 時間となり、他の欧州各国が受容可能としている最高水準である。ただし高需要シナリオではこれが 9 時間にも達すると見込まれ、電力安定供給がイギリスにとって緊急課題、従って EMR の主要テーマの一つであることは間違いのない事実である。

（図 3）ピーク時の電力供給余裕度 出典 Ofgem (2013d)



²⁹ EU の大規模燃焼設備指令では 1987 年以前に稼働開始した石炭火力は特段の対策なしに 2015 年あるいは累計稼働時間が 2 万時間に達するまでのどちらか早い時期まで稼働が可能。従ってこのすべては 2015 年に稼働を停止する。こうしたこともあって 2015 年が供給能力が最低となる。1987 年以降に稼働開始した石炭火力は公害対策が必要となる。事業者としてはこの対策費と将来見込まれる利益との対比で稼働継続の可否を検討する (EU 2001, DEFRA 2010)。

5.1.2 発電部門での低炭素化

既述の通りイギリスは 2050 年までに GHG 排出量を 90 年比で 80%削減することを国内法で規定している。これに加えて EU 指令に従って 2020 年までに最終エネルギー消費に占める再エネの割合を 15%に引き上げる義務を負っており、このためには電力に占める再エネ割合を 30%に引き上げる必要があると試算されている。DECC (2011a)によればこのためには 2020 年までに発電所新設で 750 億ポンド、送電部門で 350 億ポンド、合計 1100 億ポンド (18.7 兆円) の投資が必要とされている。しかし低炭素発電技術は初期投資が高く、市場への参入も限られ (原子力)、小規模事業者は長期安定的な買い手を見つけることが困難である (再エネ) 等の理由で、このままでは必要な投資が実現しそうにない。上記から投資家が安心して投資でき、かつ効率的な発電部門の脱炭素化政策が必須との判断に至り、これを実現する政策として EMR 導入提案となったものである。

5.1.3 消費者負担の最小化

これまでに見てきたように風力を中心とする数量政策である RO、5MW 以下の太陽光を中心とする価格政策である FIT により特に近年再エネの伸びに弾みがついてきた。とはいえ 2012-13 年のコスト (補助金) が合計 25 億ポンド (RO20 億ポンド、FIT5 億ポンド、合計 4250 億円) に達し、今後も増加の一途と予想される。この結果は電気料金引き上げに止まらず経済全体としての非効率に結びつく (この最たるものが温暖化対策としての高コストである)。すでに補助金総額については上限値が設定されているものの (後述の Levy Control Framework 参照) このままでは制度としての持続性が難しい。こうしたこともあって EMR では陸上風力や太陽光など確立した技術については制度発足時点から買取価格にオークションを取り入れ、消費者負担の最小化を図っている。この点は日本にとっても大いに参考になる。

5.2 EMR の概要

第 1 章で述べたとおり EMR の内容は次の 4 点からなる。この中心ははじめの 2 つである。

- ① Feed in Tariff Contract for Difference、FiTCfD、以下単に CfD (再エネ、原子力、炭素貯留・隔離の促進策としての変形 FIT)
- ② Capacity Market (間欠性を有する再エネ増加による化石燃料予備容量の確保)
- ③ Carbon Price Floor (CPF、発電に適用される最低炭素価格)
- ④ CO₂ 排出の直接規制による抑制 (Emissions Performance Standard、EPS)

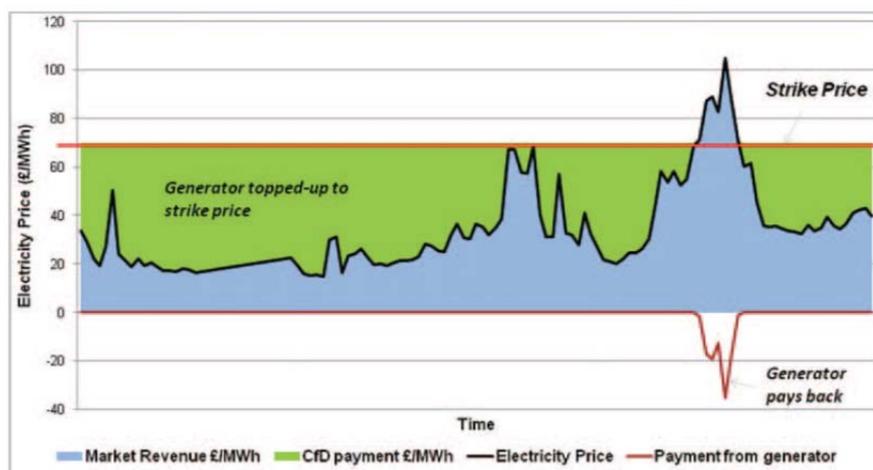
5.2.1 FiTCfD (以下 CfD)

5.2.1.1 CfD の概要

CfD は電力の固定価格買取制度であるが、FIT との違いはもし卸売り電力価格が買い取り価格を上回った場合はその差額を発電事業者が戻し入れする義務を負う点である。なお、

CfD は低炭素電力の促進にあるので、対象は再エネに限らず原子力、CCS も含まれる点に注意が必要である（以下これを包括して再エネ等という）。概念を図にすると次の通り

(図4 CfD の概念図)



出典：DECC (2012c) p.15

上図で縦軸は MWh あたりの電気料金、横軸は時間である。仮に固定買取価格 (Strike Price) がオークション或いは政府の決定で 70 ㎍ 前後に決まったとし (太い茶色の直線) 卸売電気料金が黒線のように変動したとする。再エネ事業者等はこの価格で電気を市場で販売し (収入は水色の面積)、Strike Price との差額 (緑の面積) を補助金として受け取る。しかし燃料費の高騰等何らかの理由で卸売価格が Strike Price を上回った場合には当該分について戻し入れの義務を負う (図で Generator pays back とある面積)。通常の FIT はこういう場合に再エネ事業者等は電気を市場で売ること追加利益を得ることが可能であるが、本来 Strike Price が一定の利潤を保証する水準に決まっているとすればこのようなケースは超過利潤に相当するので好ましくない。これを防ぎ、少しでも補助金の有効利用を図ろうとの仕組みである。とはいえ仮に Strike Price が市場価格より相当高い水準に決まれば市場価格がこれより高くなる可能性は低い。従ってこの仕組みが通常の FIT と異なるかどうかは Strike Price 次第である。さらに、Pay back が発生するか否かに関わりなく、Strike Price の水準により再エネ等への投資判断に大きな影響を与えるので、この制度の評価としては pay back 制度の有無と言うよりは Strike Price をどの水準で決めるかが重要な点である。再エネ等の促進に重点を置きすぎると補助金の額が高くなり、社会的には資金の非効率的使用となり、その結果電気料金が上昇する。従って本当の問題は Strike Price の決め方、及びその水準の妥当性である。

5.2.1.2 Strike Price の決め方 (オークションの可否)

政府は当初から Strike Price (固定買取価格) を極力オークションで決めることを考えており (DECC 2010b)、最終的には 5MW 超の陸上風力と太陽光等のような確立された技

術については 2014 年 10 月の CfD 制度発足時点からオークションの導入が決まった (DECC 2014b)。これによって事業者が不当に高い利潤を得るのを防ぐことが可能となる。他方、この決定に至る経過時点では、オークションがイギリスの電力市場で十分機能するか、また新しい技術に充当できるかについては慎重に対処する姿勢が示された。例えば国民との対話を経て出された 2011 年 7 月の EMR 白書 (DECC 2011a) では新たな制度への移行をスムーズに行う必要があること、オークション導入に必要な条件 (例えばオークションが十分競争的に行われるのに必要な参加者が見込めるか、政府が求める導入量を確保できるか) が充足されていないとしてこれを断念すると共に、2020 年までに技術別のオークション等の導入を目標とする意志が表明された。これを受けて検討の結果、太陽光や風力も含めた再エネについて後述の通り **Strike Price** (買取価格) の最高値が公表された。再エネの促進にはこの価格は高いほどよいが、他方で財務省が効率性の観点から課した補助金上限値を超過してしまう恐れがあり、また、育成したい技術に補助金が回らない可能性がある。こうしたことから政府は再エネを「確立した技術」(5MW 超の陸上風力と太陽光等) とそうでない技術 (洋上風力、地熱等) に分け、前者については制度発足時からのオークション導入を提案し、国民の意見を聴取の後政府提案通り決定した経緯にある (DECC 2014a, 2014c)。このあたり財務省による財政上のチェック機能が働いたと言うことと思う。

ここで注目すべきは、政府は再エネとその他低炭素技術 (原子力及び CCS) を明確に区分している点である。前者については発電事業者も多く、多様な投資家が見込めるのでオークション等導入の機が熟しているとした反面、例えば原子力は応募可能なコンソーシアムが 3 社しかないこと、CCS も含めて初期投資のコストやリスクを勘案すると新規参入者が見込めないことから、後者については **Strike Price** 自体も個別交渉としている点である³⁰ (DECC 2011a, 2011c)。

5.2.1.3 確立不十分な再エネに対する **Strike Price** とその根拠

2013 年 6 月 27 日政府はプレスリリースにおいて確立された技術を含む再エネの **Strike Price** 案の一部を公表し (DECC 2013f)、翌月詳細な案を発表した (DECC 2013e)、各方面の意見を聞いた上で同年 12 月にタリフが一旦決まった。タリフは CfD 対象の全ての再エネ技術について発表されたが、ここではこのうち風力と太陽光のみを下記に再録する (表 7、詳細は DECC 2013n p.7 参照)。なぜならこの 2 種の 2020 年の発電容量見込みが最も大きいからである (陸上風力 10-12 GW、洋上風力 8-16 GW、太陽光が 1.8-3.2 GW、いずれも 5MW 超、なお、これに次ぐのがバイオマスで 1.2-4 GW)。タリフは基本的には当

³⁰ 原子力については再エネと異なり 1 件ごとの個別交渉で **Strike Price** が決まる。Hickley Point C のサイトでの原子力発電所新設に関しては政府と事業者であるフランスの EDF の間で昨年 10 月 21 日に **Strike Price** が 9.25p/kWh-15.7 円)、買取期間 35 年間で交渉が成立し、1995 年以来初めて原子炉が新設され 2023 年に発電を開始する予定である。建設費は £ 160 億 (2.7 兆円) と極めて高額。推定年間 CO2 削減効果は 900 万トン (DECC 2013l)。この時点では EMR は議会で承認されていなかったが、実績が先行した形となっている。

初案の通りであるが、太陽光と陸上風力が若干下がり、洋上風力は 2018 年だけがほんの少し高くなっている（固定価格での買取期間は 15 年間）。既述の通り前 2 者は最終的にオークションに移行したがおよその水準を知るという意味もあって掲載した。

(表 7) Strike Price 抜粋 £/MWh, 2012 年価格 (2013 年 7 月時点)

Technology	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Offshore Wind	155	155	150	140	140
Onshore Wind (>5MW)	95	95	95	90	90
Solar Photo-Voltaic (>5MW)	120	120	115	110	100

出典：DECC (2013n) p.7 このうち 5MW 超の陸上風力と太陽光は最終的にはオークションとなった

1 ポンド 170 円とすると、kWh あたり洋上風力が 26.4～23.8 円、陸上風力が 16.2 円～15.3 円、太陽光が 20.4 円～17.0 円である。陸上風力と太陽光が 5MW 超となっているのは、これ以下のものは FIT の対象となるからである³¹。なお、後述の通り価格は年と共に漸減する。参考までに日本の 2014 年度の FIT のタリフと比較すると、日本は陸上風力が 20kW 以上 23.8 円/kWh、洋上風力は 38.9 円/同、太陽光は 10kW 以上が 34.6 円/同で、太陽光及び洋上風力の高さが目立つ（いずれも税込み）。

DECC (2013e)に昨年 7 月時点での Strike Price (案) の根拠の説明がある。それによると買取価格はイギリスの再エネ目標を達成するのに十分なほどの再エネ促進効果があり、電力部門の脱炭素化を測りつつ、電気代上昇による消費者のコスト負担を補助金上限値以内に抑える水準とある。この価格であれば再エネの発電容量が 2020 年までに 37GW に達し発電電力量は 102TWh で総発電量の 32%にまで上昇する。この場合 2020-21 年の補助金総額は（電気料金等にもよるが）上限一杯の 76 億ポンドとなる見込みとされている。

Strike Price 案提示に際し、もう 1 点考慮した要素は RO 制度との比較である。というのは 2016-17 年までは再エネ発電事業者は RO と CfD のどちらをとるかを 1 回だけ選択可能となっているので、もし Strike Price が RO より不利であれば、CfD は選択されないからである。かといって RO よりも有利な価格とすると CfD は選択されるであろうが、RO に対して効率性を欠くこととなる。こうしたことを勘案して、提示された案では RO と優劣無しの水準とした（勿論モデル計算の結果である）。この場合、再エネ事業者或いは投資家にとって CfD の方が収入の安定性が補償されるので資本調達コストが低下する点も勘案している。

買取価格設定に際して留意すべきは再エネ普及による技術進歩に伴うコスト低下を織り込んだことである。初年度は RO と同等と仮定し、以降はコストが低下することを前提に年を追って価格を低下させている。

³¹ FIT では太陽光の買取価格が 250kW 超 5MW までについては 6.61 ペンス(約 11.2 円)と Strike Price に比べてかなり安くなっているが、この理由としては大型ソーラーについては FIT から外し極力 CfD に移行させたいとの思惑があるのではないかと思う。

上記の考え方に基づき一旦は各技術の **Strike Price** を決めたものの、図 2 から 2013 年の再エネ発電量は 53.7TWh と前年比 30% も伸び、総発電量に対する割合も 14.9% にまで急増した。こうした状況でこのままでは補助金上限値突破の可能性が高いと判断した結果、前節で述べたとおり太陽光や陸上風力のような確立した技術についてははじめからオークションとして同じ土俵で勝負をさせることとなったものである³²。

5.2.1.4 再エネ普及の見通し

CfD 導入により再エネがどの程度普及するのはコスト、化石燃料価格、CCS や原子力の動向等によって左右される。こうした点に一定の仮定をおき、National Grid (イギリスの独占的な送電会社) が試算した結果が DECC (2013e) に掲載されている。それによると 2020 年の再エネ発電量は 94~113TWh³³ (うち 9TWh は小規模再エネに対する FIT 制度による) で、同年のイギリスの総発電量の 30~35% に達し、この結果同年のイギリスの最終エネルギー需要に対する再エネの割合も目標の 15% に達するとしている。これは政府の予測ではなく National Grid のモデル計算との位置づけであるが、この計算通りうまくいくかどうか、今後の展開が注目される。

発電容量 (FIT を含まず) で見ると大きいのは陸上風力 10~12GW、洋上風力 8~16GW で、全体の 72~79% を占める。

5.2.2 Capacity Market

5.2.2.1 Capacity Market の背景

既述の通り EMR の目的の一つは電力安定供給である。しかしこの他に低炭素化および EU の再エネ目標達成に向けて CfD で再エネを急速に伸ばす事も目指しており、これは必然的に間欠性電源の増につながり、電力安定供給を脅かすものである。こうしたことから自然条件の変化に柔軟に対応できる火力発電を予備電源として維持しておく必要がある。他方で燃料費のかからない再エネ (風力、太陽光など) の限界発電コストはほぼゼロであり、これが増えれば増えるほど (供給曲線=限界費用曲線が右にシフトすることで) 卸売り電力価格が下がり、限界電源である化石燃料発電 (ガスまたは石炭) の稼働率が下がり、採算に乗らなくなってくる (詳細については山口光恒 2013、19 頁以下参照)。また、需要が一定であれば再エネの増加は必然的に火力の稼働率を引き下げる。これを放置すれば火力発電所の閉鎖が進み電力安定供給に逆行する³⁴。こうした事態を避けるために化石燃料発電所に補助金を支払ってその容量を維持する (換言すればこうした電源への投資にインセンティブを与える) ためのツールが Capacity Market (以下 CM) である。具体的には予め化石燃料発電 (厳密には CfD、FIT、RO 制度の下で補助金を受けていない電源)

³² 2014 年 7 月 23 日付で CfD、及びすぐ後に述べる Capacity Market が、EU 内の競争を阻害せず EU の国家援助規定に違反しないとの EU の判断が示された (EU 2014a and b)。

³³ 数値のうち大きい方は技術進歩によってコストが早期に低下した場合。従って上限値と見て良い。

³⁴ 実際にドイツでこうした状況が発生している。2013 年 8 月 14 日および 15 日付 Financial Times 参照。イギリスについても DECC (2012d) に In 2011, capacity fell by 2% on the previous year, due to the closure/mothballing of several CCGT stations, partially offset by an increase in wind capacity との表現がある。

事業者と契約を結び、必要が生じた際に事業者が一定の電力を供給することを約束することで対価を得るという制度である（約束不履行の時には罰則の対象となる）。なお、システムオペレーターからの緊急容量提供依頼は遅くとも提供の 4 時間前までとなっている（DECC 2013i）。しかし火力発電でも特に石炭火力の場合には一旦発電を停止している場合にこの猶予期間で十分かどうかという問題はあると思う。

なお、発電部門のみではなく需要側が省エネ機器の導入等で電力使用を削減する場合（DSR）も CM の対象となる。政府によれば省エネ等による需要側の潜在節電量は 32TWh（総需要の 9%）、CO2 削減は 320 万トンとされている。

5.2.2.2 Capacity Market の概要（DECC 2013a、DECC 2013g 及び DECC 2014e による）

政府は 2014 年 12 月に 4 年先の 2018-19 年の冬期に向けてオークションを行って必要な容量を確保する予定である（DSR は 1 年後に向けてのオークション）。オークションごとに必要とする容量は後述の Reliability 基準に基づいて決める。なお、需要側でも必要な場合に自社の電力需要をカットすることをコミットすることでこの市場に参入可能である。あらゆる手段を動員しようという意図である。容量確保にかかるコストは電気供給事業者がマーケットシェアに基づき負担する（とあるがこれは最終的には電気料金値上げで使用者負担になる）制度設計に際しては自国のこれまでの経験や他国の例も見ながら決定する。制度は 5 年ごとに見直される。

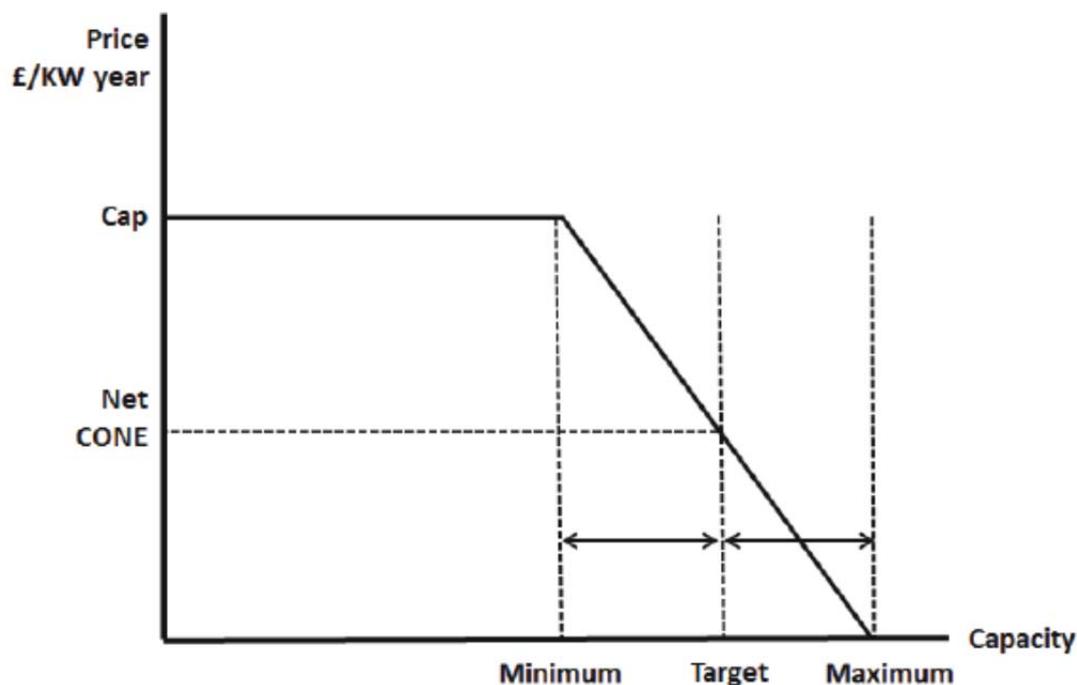
オークションは技術中立に行われる点、また、オークション実施から実際に Capacity 提供の時期までに 4 年の期間があるが、この間にこの権利を Secondary Market を通して売買することでリスクヘッジを可能とする点もいかにもイギリスらしい。

5.2.2.3 Capacity Market の容量及び価格の決まり方（DECC 2013e による）

上述の通りオークションごとに設定する Target level の容量は reliability standard (RS) に依拠するが、DECC (2013e)で提案されている案は次の通り。そもそも Capacity Market は電力供給不足が懸念される場合に備えるものであるので契約容量は大きければ大きいほど安心である。他方契約すればそれに応じて容量提供発電事業者に対価の支払い義務が生じるので、絶対安全なレベルまで容量を確保することは不経済である。つまり容量確保と経済性の間にはトレードオフが存在する。この間の最適レベルを決めるのが RS である。換言すれば所定の年に電力不足になるコストとそれを防止するコストのバランスから最適値を求めるという問題で、RS は LOLE (loss of load expectation)で表わされる。これは長期間でみて年間平均で需要が供給を上回る時間の期待値である。政府の提案は LOLE を年間 3 時間とするというものである。ただし 3 時間というのは特定の年度にこれだけの停電があると言うことではなく、ほとんどの場合消費者に大きな影響を与えないレベルと説明されている。他国との比較ではフランスが 3 時間、オランダが 4 時間といったところである。このようにして LOLE が決まるが、同じ LOLE でも電力の需給見込みによって必要とする容量は違ってくる。政府はこれを利用して目標とする調達（契約）容量を決める。

政府は次にオークションごとの需要曲線を描く。以下図 5 で説明する。

図 5 Capacity Market での需要曲線の例示



出典 DECC (2013e) 53 頁

X 軸は容量(出力)、Y 軸は提供する容量の価格、Cap は予め定められる価格上限値、Net CONE は net cost of new entry で供給曲線を表す。

図 5 で横軸の Capacity とは調達側（政府）が必要とする容量（需要）、縦軸は Capacity として政府に供給される容量の価格である。太線は Capacity への需要曲線である。価格が高ければ需要が減り安ければ需要が増大するので本来右下がりの曲線（図では直線）であるが、価格には上限値（Cap）が設けられ、これは供給側の価格操作を防ぐ役割を果たしている。供給曲線は直線 Net CONE（net cost of new entry）で表され、容量増強のための大型ガス火力（OOGT）新設コストから市場での販売電力収入を差し引いた額（年間、KW 当たり）である（但しオークションごとに改定可）。Target とある点は調達目標容量で需要曲線と供給曲線の交差する最適点である。また、Minimum あるいは Maximum とはそのときの経済情勢によって最適点から乖離して契約容量を増減できる範囲を示す（価格が高ければ購入量を減らし低ければ増やす）³⁵。

ここで Capacity Market について付言すると、この契約は発電事業者に対して、いざ必

³⁵ 2014 年 12 月のオークション（対象は 4 年先の 2018-19 年）では Target 容量は 50.8GW（これ以外に需要サイドの容量 2.5GW は 1 年前にオークションされる）、最大・最小値は±1.5GW、Cap は £ 75、Net CONE は £ 49 に決まった（DECC (2014f)）。価格は消費者物価指数によって調整される。なお、上記から Capacity 確保のためにガス火力発電所の新設を前提にしていることが分かる（既存火力の方が容量提供の（限界）費用は安い、これではとても足りないとの認識である）。しかし 2018-19 年までには大型ガス火力の建設が間に合わないとの理由で Net CONE は当初案の £ 29 から £ 49 に引き上げられたものである（DECC 2014e）。

要という時に契約に従って所定の発電容量を提供する義務を負わせ、実際にそうした場合の有無に拘わらずオークションで決まった料金を支払う（約束不履行の場合には罰金）というものであるが、提供を約束した容量を民間供給業者に提供していればそれで義務を果たしたとみなされる、というのが英国政府の見解である（実際筆者はこの点につきイギリスのエネルギー・気候変動省の担当者に直接確認した）。しかしこれではいざという場合の追加容量にはならないのではないかと思われる。これが可能となるのは火力発電の稼働率がよほど低い場合かと思われるが、2010 年から 2012 年にかけてガスは 61.6%、47.8%、30.4%、石炭が 40.2%、40.8%、57.1%である（DECC 2013h p.142）。この程度であれば追加キャパシティの約束をしても、いざという場合には稼働率を向上させることで対応可能なものかどうか、このあたりは専門家による検証が必要であろう。

EU では加盟国に再エネ普及目標義務を課しており、再エネ増加に伴う化石燃料発電への悪影響は各国に共通のものである。2013 年 9 月 9 日付 Financial Times 記事 (European Utilities warn EU over energy risks) は世界最大の電気事業者であるフランスの GDF Suez の社長の言として、最近数年間で 30GW のガス火力が操業停止に追い込まれたが、この動きに歯止めをかけるべく Capacity Payment (Capacity Market と同じ概念) の創設を訴えている。

5.2.2.4 Capacity Market による追加コスト

Capacity Market の補助金の家庭の電気料金への影響として 2020 年に年間 13 ポンド（約 2000 円）と予測されている（DECC 3013e）。勿論これは予測であり、実際にはオークションで決まる補助金の率（KW あたりの価格）や必要とする容量などによって変動する。なお、この補助金は後述の補助金に対する上限値（Levy control framework）の適用対象にはならない（DECC 2013d）。

5.2.3 CPF（電力に対する最低炭素価格）

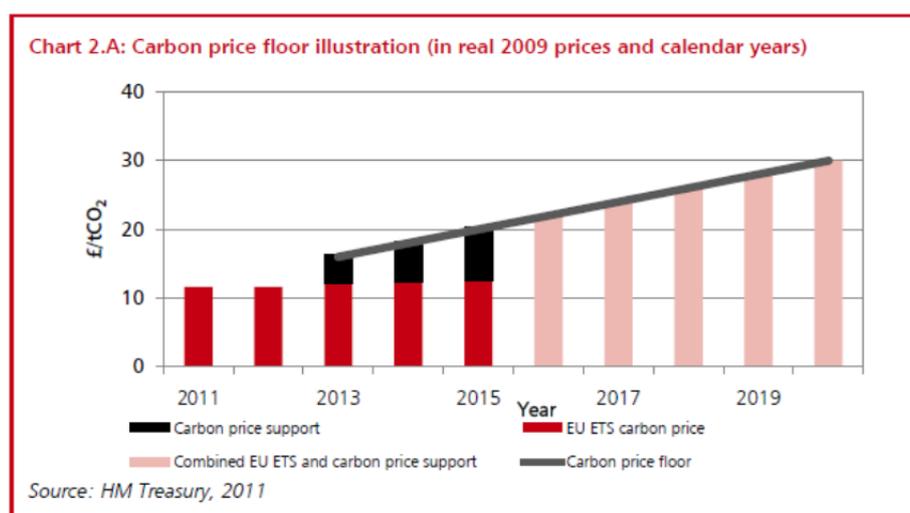
イギリスの EMR のもう一つの柱は化石燃料発電に課税することで発電部門への低炭素投資を呼び込むための Carbon Price Floor (CPF) の導入である。イギリスを含む EU 諸国は EU ETS により炭素に明示的に価格を付けているが、経済低迷の結果排出権価格は 2008 年にピーク（トン 30 ユーロ以上）に達したものの同年秋のリーマンショックで半値となり、2013 年 1 月には瞬間風速で 3 ユーロを切る有様で低迷している。2010 年 6 月、連立政府は連立協定に従い発電部門への低炭素投資のインセンティブとするため 2013 年 4 月から CPF を導入する意向を明らかにし、2010 年 12 月には案を提示して各界からの意見を聴取、その結果を勘案の上で翌 2011 年 1 月に法案を作成、予定通り 2013 年 4 月に導入した。この内容は発電用の化石燃料に政府の定める CPF（最低炭素価格）と EU ETS の差額（これを Carbon price support と呼ぶ）を課税するというものである。税の支払い義務者は発電事業者には化石燃料を供給する事業者である³⁶。この結果発電に係る炭素価格

³⁶ 発電用のガスや石炭は従来 CCL（気候変動税）を免除されていたが、この措置により新たに課税されることとなる。

がイギリスのみ突出することになり、産業界からは国際競争への悪影響に対する懸念の声が出ていた。

主として HM Treasury (2011) に従いこの具体的な中身を説明する。政府は 2013 年度の CPF (最低炭素価格) を約 16 ポンド/tCO₂ と定め、2020 年には 30 ポンド、2030 年には 70 ポンドに直線的に引き上げる (2009 年価格)。各年の EU ETS の価格は当該年度引き渡しの先物価格の平均価格を用いる。この結果 2013 年度の差額 (税金に相当) は £ 4.94/tCO₂ となる³⁷。化石燃料により CO₂ 排出量が違うのでこれに排出係数を乗じて税金の計算をする³⁸。この税率は課税年の 2 年前に確定する (2013 年度のそれは 2011 年度予算で決める)。同時に 2 年先 (2014 年度及び 2015 年度) までの参考税率も発表する (2014 年度は £ 7.28、2015 年度は £ 9.86 という数字が既に出ていた)。2013 年 3 月には 2015 年度の税率が £ 18.08 と発表され、参考として 2016 年度、17 年度の見込み (£ 21.20、£ 24.62) が示された (HM Revenue & Customs 2013)。2015 年度の税率が当初見込みの £ 9.86 から £ 18.08 にほぼ倍増したのは EU ETS の排出権価格が予想より大幅に低迷したためである。なお、数年先の参考税率まで提示するのは、投資家の将来の変動リスクを減少させるためである。

図 6 CPF と EU ETS 価格の関係図 (イラスト)



出典 : HM Treasury (2011) p.16 実際の EU ETS の価格はこの図より大幅に下落している。

図 6 は 2020 年までの CPF と EU ETS 価格の関係を図示したものである。EU ETS の

³⁷ HM Treasury (2011) p.17 に詳細があるが、これによると 2013 年度の CPF は £ 16.21/tCO₂ であるが、これは 2009 年価格なのでインフレ率を考慮すると 2013 年度では £ 19.16/tCO₂ となる。他方 EU ETS の 2013 年度渡し先物価格平均は €16.63/tCO₂ で、これは £ 14.21/tCO₂ に当たる。この差が £ 4.94/tCO₂ となる (計算すると £ 4.95/tCO₂ であるが、文書ではなぜか £ 4.94/tCO₂ となっている)。

³⁸ 例えばガスの場合には kWh あたり 0.000184t の CO₂ を排出するので、£ 4.94 にこの係数を乗じると kWh 当たり £ 0.00091 で、これがガスに対する税率となる。しかし直線的に上昇する CPF 価格と低迷する EU ETS 価格を反映して 2015 年度の税率は £ 0.00334/kWh と 3.7 倍にもなっている。

排出権とは無関係に CPF は直線で上昇する。この図では EU ETS の価格は安定的で CPF のみが上昇する絵が描かれており、これを反映して両者の差は年々拡大する見込みとなっている。実際には 2013 年度の EU ETS の価格は見込みの€16.63/tCO₂ を大きく下回っているため CPF と EU ETS の乖離は予想を超える幅で拡大している。この分イギリスの電気料金が相対的に上昇し、イギリスの産業の国際競争力に悪影響を及ぼす。

こうした状況に直面して財務省は 2014 年 3 月、2016 年以降の税率 (CPS) を 2015 年度の水準である £18/tCO₂ で凍結することを決定した (HM Revenue & Customs 2014、表 8)。その理由は EU ETS 価格の予想外の低迷で、家庭の電気料金の引き上げ、イギリス産業の国際競争力への悪影響が生じるという点である。元々 CPF は発電部門での低炭素電源投資の誘因として導入されたものであるが、現実には期待に背く結果となっている。

(表 8) CPF による税金相当額* (CPF と EUETS 価格との差) £/ t CO₂

	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18
2011年3月 発表	4.94	(7.28)	(9.86)		
2013年3月 発表		9.55	(18.08)	(21.20)	(24.62)
2014年3月 凍結発表			18.00	(18.00以下)	(18.00以下)

*正式には carbon price support rate と呼ばれる。

括弧内は参考値で、EU ETS の価格動向により変化する。ただし 2016-17 以降は事実上の Cap

5.2.4 Emissions performance standard

政府は EMR の一環として新たな CO₂ 排出規制を設けている (Energy Act 2013, Chapter 8 参照)。対象は新設火力発電設備で、当初はベース電源としての使用で kWh あたり 450gCO₂ 以下と決まった。一旦この規制の下で許可を受けた発電施設は 2044 年まで操業可能である。表面上はこれだけの規定であるが、これにより事実上石炭火力は CCS (炭素回収・貯留) なしでは規制を満たすことが不可能で、新設は不可能となる (新設のガスコンバインドサイクル発電所はこの規定をクリアーできる)。これは発電部門の低炭素化には役立つが電力安定供給面で不安が残る。こうしたことから、電力安定供給に支障がある場合にはこの規定の適用を一時的に中断できることになっている (DECC 2013k)。

5.3 エネルギー・気候変動政策の電気料金への影響と補助金の上限値

5.3.1 エネルギー・気候変動政策の電気料金への影響

以上イギリスの電力市場改革について検討してきた。ここでイギリス政府の資料 (DECC 2013a) を基にエネルギー・気候変動政策の電気料金への影響を見よう。ただし政策の中には省エネ関連で EEC (Energy Efficient Commitment) や、省エネ製品奨励策のようにマイナスコストの政策も混入しているので、政策のうち EUETS、Carbon Price Floor

(CPF)、RO 補助金、EMR (Cfd および Capacity Market の補助金)、それに 5MW 以下の再エネを対象とする FIT の補助金のコストを別立てとした表 6 を作成したのでそれにより説明をする。なお、政府資料では 2030 年の試算があるが、2030 年の EU ETS の価格、Cfd や Capacity Market の補助金など大きな不確定要素があるのでここでは 2013 年および 2020 年の試算のみを示す。

(表 9) エネルギー・気候変動政策の電気料金への影響

単位ポンド(2012年価格)

	2013			2020		
	家計	中堅企業 ^{※1)}	エネルギー集約企業	家計	中堅企業 ^{※1)}	エネルギー集約企業
政策なし	582	900,000	7,100,000	670	1,000,000	7,900,000
政策あり	563	1,140,000	8,200,000 ^{※2)}	598	1,370,000	11,000,000 ^{※2)}
政策の影響	-18 ^{※3)} (-3%)	240,000 (27%)	1,100,000 ^{※2)} ^{※3)} (15%)	-72 (-11%)	380,000 ^{※2)} ^{※3)} (38%)	3,100,000 ^{※2)} ^{※3)} (39%)
(内訳)						
CPF	6	10,000	130,000	50	120,000	1,100,000
RO	37	90,000	780,000	63	150,000	1,300,000
EMR(含むCM)	—	—	—	47	110,000	990,000
FIT	9	20,000	200,000	22	50,000	460,000
(小計)	(52)	(120,000)	(1,110,000)	(182)	(430,000) ^{※2)}	(3,850,000) ^{※2)}
EUETS ^{※4)}	10	20,000	220,000	17	46,000	380,000
その他 (省エネ等)	-80	100,000	-230,000	-127	-90,000	-1,130,000

※1) CRC (Carbon Reduction commitment 参加企業)

※2) この数字は最大値である。実際にはたとえばエネルギー集約企業の2013年「政策あり」のケースは7,300,000～8,200,000ポンドとなっているが、下限値はRO補助金を0とするなど現実的ではないので、ここでは最大値をとった。

※3) 四捨五入の関係で(政策なし-政策あり)の数字と一致しない。

※4) EUETSの価格は英国政府による推定。これがCPF (Carbon Price Flow)まで上昇するとCPFのコストはゼロになるがそうはなっていないのでCPFとEUETSの間には乖離があることを前提としている。

出典：DECC (2013a) の TableF1、F2b、F3 を基に筆者作成

表 9 の通り電気料金に対するエネルギー・気候変動政策の影響は家計と企業では大きく異なり、企業のうちでも当然のことながらエネルギー集約的企業への影響(コスト増)が大きい。このうち特に家計については上述の通りマイナスコストの政策の影響が大きいので、政策の導入によって(政策無しに比べると)2013年では年間18ポンド、2020年には同72ポンド電気料金が安くなるとされている(但し絶対金額では上昇)。しかしこのうち再エネ目標達成と電力市場改革関連の政策(CPF、RO、FIT、EMR-Capacity Market の補助金を含む、ただしEMRの補助は2013年はなし)による電気料金値上げは2013年で52ポンド(8840円)であるが2020年には182ポンド(3.1万円)に跳ね上がることが見込まれている³⁹⁾。

当然のことながら企業への影響は大きい。政府資料では企業への影響を中堅企業、エネルギー集約大企業に分け、中堅企業についてはCRC (Carbon Reduction Commitment) 参加企業とそうでない企業を分けている。表 9 ではこのうち前者の数字をとったが、後者

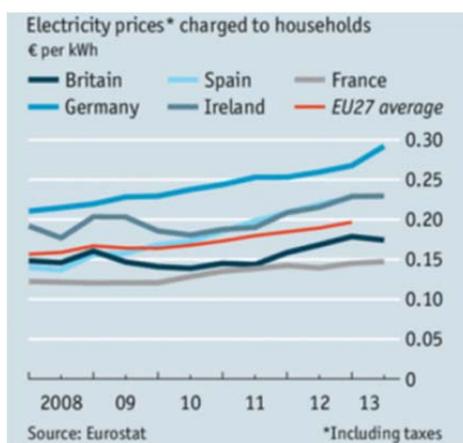
³⁹⁾ もし EU ETS の価格が下落すると CPF との差が拡大するのでこの金額は更に上昇する。

についても大きな相違はない。なお、政策なしの場合の 2013 年の年間電気料金は中堅企業が 90 万ポンド、エネルギー集約大企業が 710 万ポンドと後者は約 8 倍である。

以下、国際競争に曝されるエネルギー集約大企業への影響を見よう。再エネ目標達成と電力市場改革関連の政策導入による電気代上昇は 2013 年で 110 万ポンド、2020 年の見込みは 385 万ポンド（表 9 の小計欄参照）で、政策なしに比べて前者で 15%、後方で 48% のコスト増となる⁴⁰。参考までにこれとは別に EU ETS による値上げは 2013 年 22 万ポンド、2020 年 38 万ポンドと推測されている。

すぐ後で述べる通りイギリスではエネルギー価格上昇が政治問題化する兆しが現れているが、これに関して直近の家計の電気代負担増を別の観点から見てみよう。イギリスの電気料金（kWh あたり）は図 7 の通り EU 平均を下回っているが、2013 年には家計の電気代のうちエネルギー・気候変動政策による部分が 80 ポンド（13600 円）と全体の 14% を占めると推定されている⁴¹。現在の政策を続けていく限りこの額及び割合は確実に上昇する。

図 7 欧州主要国の電気料金比較



The Economist, Sept. 28, 2013

こうした中で 2013 年 9 月 24 日、野党党首で以前エネルギー・気候変動大臣を務めていた Ed. Miliband が、2015 年 5 月の総選挙でもし政権を奪取したら、以降 20 ヶ月間は電気・ガス料金を凍結するとの考えをうち出し大きな混乱を引き起こした。これに対して保守

⁴⁰ 表 9 の説明にある通りこれらは最大値をとったものである。例えば RO への補助金は 2013 年には 0 ~ 78 万ポンド、2020 年には 0 ~ 130 万ポンドなどと幅がある。

⁴¹ この数字はここまで述べてきた上昇分ではなく年間の電気料金の内訳という点に注意が必要。2013 年の家計の電気料金は合計 576 ポンド（約 10 万円）、内訳は卸売り電気料金 215 ポンド（37%）、系統コスト 133 ポンド（23%）、供給事業者のコストと利潤分 121 ポンド（21%）、政策コスト 80 ポンド（14%）、税金 27 ポンド（5%）である（DECC 2013a, p.78）。この数値は家計でのエネルギー効率改善・省エネ（33800kWh）を差し引いたネット負担の内訳及び割合である。本文ではこのうち政策コストを取り上げている。

党・自由党連立政権はそもそも大胆な低炭素化目標を定めたのは労働党政権であり、**Miliband** はその責任者であると言って反論している。これまで述べてきたようにイギリスの **EMR** は電力部門に低炭素電源投資を呼び込む事を目的としているが、これによって今後は電気代上昇に更に拍車がかかることは上述の通りである。こうした折に電気/ガス代金凍結を打ち出すのは総選挙に向けての人気取り政策に他ならないが、この発言は投資家にとって新たな不安定要素となっている。つまり現在の連立政権の政策に沿って再エネや原子力に投資しても電気代上昇が凍結されればその負担は発電事業者にもしわ寄せされるからである。逆に言えば、もしイギリス国民が本当にイギリスの意欲的な温暖化対策目標及び再エネ促進策を受け入れるのであれば **Miliband** のアドバルーンを拒否すべきであるし、もし甘言に乗って労働党に投票をするのであれば **CO2** 削減目標の見直し、再エネ目標の放擲につながる。この意味で今後のイギリスの政局には留意が必要である。

5.3.2 補助金上限値 (Levy Control Framework)

イギリス政府内で気候変動政策の旗振りエネルギー・気候変動省 (DECC) である。他方 DECC に任せておくと政策のコストが高くなりすぎてその分他の重要政策に悪影響を与えることから財務省 (Osborne 大臣) の要請で毎年の補助金に上限値 (cap) がはめられている。対象は RO、FIT、CfD であるが、将来他にも同様の政策が出てくればそれにも当てはまる。但し Capacity Market の補助金は Cap の対象外である。DECC (2011c) では 2014 年度までの Cap が決まっていたが、DECC (2013d) で 2020 年度までの Cap が定められた (2021 年度以降は未定)。具体的な上限額は表 10 の通り (2014 年度までは RO、FIT などの内訳が明記されていたが、2015 年度以降は一本化されている)。これによれば 2020 年度の補助金の上限は 76 億ポンド (1 兆 2900 億円) である。

(表 10) Levy control framework 再エネに対する補助金の年間限度額 (単位 £10 億)

年度	2011/ 2012	2012/ 2013	2013/ 2014	2014/ 2015	2015/ 2016	2016/ 2017	2017/ 2018	2018/ 2019	2019/ 2020	2020/ 2021
金額	2.09	2.63	3.18	3.87	4.30	4.90	5.60	6.45	7.00	7.60

出典：DECC (2011c) p.4 および DECC (2013d) p.2 より作成、2011/12 価格。2021 年以降は未定。対象は RO、FIT、CfD (但し 2014 年までは低所得年金生活者に対する Warm Home Discount を含む) で Capacity Market への補助金は対象外。原子力については記載が無く対象に含まれるかどうか不詳。過去の実績では補助金のうち RO が 8 割強を占めており、これを引き継ぐ CfD の割合が同様に高いものと推定される。

ここで補助金 Cap とイギリスの再エネ目標の関係について付言しておく。5.2.1 (19 頁以下) で述べとおり政府は昨年 6 月から 7 月にかけて CfD の Strike Price を発表した (表 7 参照)。当時政府は、この (買取) 価格であればイギリスの再エネ目標を達成するのに十分なほどの再エネ促進効果があり、電力部門の脱炭素化を測りつつ、電気代上昇による消費者のコスト負担を補助金上限値 (2020 年では 76 億ポンド) 以内に抑えることが可能と

判断していた (DECC 2013e)。しかしその後も再エネ導入の増加が続きこのままでは補助金上限値突破が見込まれる自体となった。こうした中で本年 5 月、政府は 5MW 超の陸上風力や太陽光などの確立した技術の買取価格にオークションを取り入れることを決断した (DECC 2014c)。ここでは再エネ促進と補助金上限値のトレードオフのうち、後者を重視したのである。これに類する動きとしては 2016 年以降の Carbon Price Floor の凍結の動きがある。

他方で CCC は低炭素社会実現に向けて現在 2020 年までしか規定のない補助金上限値を 2030 年まで決めるよう提言している (CCC 2013)。本年 7 月 15 日、イギリスの気候変動政策の進捗状況に関する議会への CCC の報告書が公開された (CCC 2014)。それによると 1990-2013 年のイギリス全体の GHG 排出削減率は 28%であったが、電力部門は 29%削減を達成しており、運輸 (2%) や建物 (6%) に比べて良くやっているとの評価と共に、2030 年にかけての不確実性が更なる投資呼び込みの障害になるとしている。この解決策として 2030 年にかけての EMR の明確な方向性の提示、具体的には 2030 年の炭素集約度目標の設定 (50-100gCO₂/kWh)、資金面での支援策の明示、洋上風力商業利用及び CCS 促進戦略を挙げている。

こうした中で政府は再エネ促進・気候変動目標達成と効率性 (家庭の電気代や産業の国際競争力の維持) の間で難しい舵取りを迫られることとなる。今後のイギリスの状況から目が離せない所以である。

6、まとめ EMR の評価と我が国への示唆

以上イギリスの電力市場改革 (Electricity Market Reform、EMR) について詳細に検討してきた。EMR はほぼ最後の段階に来ており、細部は変更があるかも知れないが、大筋は本稿で述べた内容と変わらないものと思う。この内容は自由市場システムから政府による規制強化 (干渉) への転換であるが、いかにもイギリスらしいのは規制の手法として極力市場メカニズムを取り入れようとしている点である。例えば冒頭に述べたとおり太陽光や陸上風力発電などの確立された技術に対する CfD の買取価格の一部に技術中立的なオークションの導入、電力安定供給確保に向けた化石燃料発電のバックアップのための Capacity Market へのオークションの採用などである。このほか再エネ補助に上限値を設けているところも再エネ普及と電気料金上昇のバランスを考慮した措置である。

もう 1 点イギリスの優れているところは EMR 導入に際して 2010 年以降何度も白書その他の文書を発行して国内各方面との対話を通して国民にコストと便益、さらには電気料金上昇見込みを示した上で、時間をかけ、関係者の納得を得て進めるやり方であり、これは日本の FIT 導入状況の対極にある。この点は気候変動政策にも当てはまり、国民への論理的な説明、利害関係者との対話を経て適宜政府案を修正する柔軟性、議会における詳細なやりとり等々、日本でも是非こうありたいものだとの思いを何度も強く抱いたものである。また、小型太陽光を中心とする FIT における素早い軌道修正 (買取価格引き下げ) も、

間違いに気づいたときの反応としては見事なものであった。

しかし全体の評価としては破綻のシナリオと言わざるを得ない。その根拠としては高すぎる目標がある。イギリスの電力政策はサッチャー以来自由化を目指し、EU 全体の電力自由化を先導してきた。しかし近年、

- ① EU の大気汚染規制による旧式石炭火力の閉鎖が目前に迫りそれに原子力発電の老朽化が重なって電力安定供給に支障を来す可能性が生じてきたこと
- ② あまりにも意欲的な脱炭素化目標（GHG 排出量の 1990 年比 2050 年 80%減とこれに向けての 2025 年の半減目標）を掲げてしまったが、現状ではこの目標の達成は厳しいこと
- ③ EU 指令により EU の再エネ目標（イギリスの場合には再エネで 2020 年の最終エネルギー消費の 15%を賄う）を受け入れてしまったが、現状ではこれはほとんど実現不能であること

から状況を変える切り札として導入しようというのが電力部門での EMR である。これを一言で言えば電力部門への投資呼び込みのインセンティブ政策である。政府の試算上は全ての政策がうまくいけば電力安定供給、GHG 大幅削減、EU の再エネ比率の 3 つの目標の達成は可能とされているが、これを額面通り受け取ることは出来ない。また、再エネの急増は化石燃料バックアップ電源減少によって電力安定供給に逆行する⁴²。仮に目標が達成されたとしても再エネと原子力は CfD による補助金、化石燃料は Capacity Market による補助金という具合に、全ての電源が補助金漬けとなる。この結果当然のことながら電気料金は上昇し、経済全体としての効率性が低下する。

イギリスの家庭用電気料金は図 7 の通り EU 平均より低い、今後の上昇は必至で、企業への影響は更に大きいことは既に指摘したとおりである。この結果はドイツ同様電気料金値上げの政治問題化であり、国際競争力喪失を通じた経済への悪影響である。つまり現在提案されている政策は一旦法律で決めてしまった低炭素化と再エネ導入目標達成に向けての無理を承知の政策である。経済や国民生活全体とのバランスを欠き、持続不能な政策なのである。過ぎたるは及ばざるが如しとはこのことである。振り返ってみるとイギリスの GHG2025 年半減目標は 2008 年 11 月に成立した気候変動法の下での 2050 年 80%減達成に必要な経路として定められたものである。これは註 2 の通り 2°C 目標を前提に一人あたり排出量均等化の考え方で決めたもので、費用便益分析は行われているがあくまで 2 次的なものとしての扱いであることが明言されると共に、割引率（正確には純時間選好割引率）が 2.25%をこえると費用が効果を上回ることが示されている（このあたりの詳細は山口光恒（2010）参照）。また、EU の再エネ目標は 2009 年 4 月 23 日に決まったものである。現在イギリスを苦しめているこの二つの目標はいずれも 2008 年秋のリーマンショック直後に制定されたもので、実質的審議はこれ以前に行われた。現在は当時と状況が一変

⁴² 2013 年 10 月 12 日付 The Economist によるとドイツの電力大手 E.ON, RWE および EnBW は 15GW 以上の容量カットを発表している。

しており、欧州でも経済成長や雇用が最大優先順位となっている。今必要なのは効率的な経済（資源）運営である。Ed Miliband の政権奪取時のエネルギー価格据え置き発言により電気料金が政治問題化しつつある現在、これを機にイギリスにおいて 1 日も早く持続可能なエネルギー政策に立ち戻ることを強く希望するものである。

同時にイギリスの経験は日本に対しても貴重な示唆を与えるものである。最も大切なことは初動動作、すなわち国としての目標を如何に定めるかということである。この際現実を直視せず理想に走ってしまうと、次はその目標達成に向けた無理な政策が続くこととなる。2020 年、或いは 2030 年目標策定に際してイギリスの経験に学ぶべき点は多い。

日本での再エネ促進策は早急に見直さざるを得ないと考えるが、その際イギリスの例を参考にしつつ思い切って次の諸点を取り入れてはどうかと考えている。具体的には日本の再エネの安定成長に向けて、全ての再エネ技術の同等な扱い（洋上風力等ごく特殊の技術を除いた確立された技術について買取価格の差の撤廃）、確立された技術についての可及的速やかな技術中立的な入札制度の導入、買取数量もしくは補助金総額の上限設定、原子力の新設が困難な場合の Capacity Market の創設等であり⁴³、それに向けた国民との冷静な対話である。もう 1 点日本の FIT では政府の委員会がコストに所定の利潤を上乗せして買取価格を決めることとしているが、コストは業者の提出資料をそのまま用いている。コストダウンが進んでいる今日、この点はモデルを用いるなどして検証を行うべきである。

最後に 2013 年 10 月 28 日付の Financial Times の記事を引用して終わりの言葉とする。曰く、「(イギリス) 政府は産業部門の Gosplan (旧ソ連の国家計画委員会) になりつつある。政府が建設すべき発電所を定め、価格を決め、建設費用の融資を保証する。……これはイギリス型資本主義である。この結果は国が計画を立案することによる非効率と民間資本の縮小を招き、更に政治家が遡及して考えを変えるかもしれないリスクが加わる。……イギリスは折角経済が回復途上にある中であまりにも高いエネルギーコストで回復の足を引っ張る余力はない⁴⁴」。

完

本稿執筆に際し本年夏まで東京電力ロンドン事務所副所長をつとめられた平野 学氏からイギリスの電力市場に関する貴重な情報及びアドバイスを頂いた。また、資料蒐集面で秘書の松田真紀さんに大変尽力願った。ここに記して感謝の意を表する。

⁴³ 2013 年 10 月 17 日付日本経済新聞朝刊経済教室で筆者が提案したのはこれ以外に、系統接続のボトルネック解消に向けた革新的技術の研究開発支援、自由貿易の堅持（国内産業保護政策の排除）である。

⁴⁴ "The government is becoming the industry's Gosplan. It decides what plants are built, sets their prices and guarantee financing for their construction. ……This is capitalism with British characteristics. It combines the inefficiency of state planning with the expense of private capital, exacerbated by the fear that politicians will retrospectively change their minds. ……Britain cannot afford to hobble itself with overly high energy costs as it embarks on the road to recovery".

参考文献

- 経済産業省 (2013)、「電力システム改革専門委員会報告書」 総合資源エネルギー調査会
総合部会電力システム改革専門委員会 2013年2月
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/report_002_01.pdf
- 経済産業省 (2020)、「海外の再生可能エネルギー電源に係る優先規定の検討状況について」
平成22年12月1日 次世代送配電システム制度検討会第1ワーキンググループ (WG1) 平成22年12月1日 第6回配付資料2
http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004671/006_02_00.pdf
- 山口光恒 (2013)、「日本の再生可能エネルギー固定価格買取制度の制度設計」、2013年環境
経済政策学会発表論文 http://m-yamaguchi.jp/papers/20130921_22.pdf
- 山口光恒 (2010)、「英国の中長期目標の内容と評価」日経 BP 連載 2010年7月12日、
26日、8月9日 http://m-yamaguchi.jp/others2/bp_35.pdf
- CCC (2014), “Meeting Carbon Budgets – 2014 Progress Report to Parliament”,
Committee on Climate Change July 2014
<http://www.theccc.org.uk/publication/meeting-carbon-budgets-2014-progress-report-to-parliament/>
- CCC (2013a), “Meeting Carbon Budgets – 2013 Progress Report to Parliament”,
Committee on Climate Change June 2013
http://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2013/06/CCC-Prog-Rep-Book-singles_web_1.pdf
- CCC (2013b), “Fourth Carbon Budget Review – part 1 Assessment of climate risk and
the international response”, Committee on Climate Change Nov. 2014
<http://www.theccc.org.uk/publication/fourth-carbon-budget-review-part-1/>
- CCC (2013c), “Fourth Carbon Budget Review – part 2 The cost-effective path to the
2050 target”, Committee on Climate Change Dec. 2014
<http://www.theccc.org.uk/publication/fourth-carbon-budget-review/>
- CCC (2010), “The Fourth Carbon Budget - Reducing emissions through the 2020s”,
Committee on Climate Change December 2010
http://archive.theccc.org.uk/aws2/4th%20Budget/CCC-4th-Budget-Book_plain_singles.pdf
- Cline (2011), “Carbon Abatement Costs and Climate Change Finance”, Peterson
Institute for International Economics, William R. Cline, July 2011
- DECC (2014a), “Electricity Market Reform: Allocation of Contracts for Difference,
Consultation on Competitive Allocation”, Department of Energy & Climate
Change, January 16, 2014

- https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/271919/Competitive_allocation_consultation_formatted.pdf
- DECC (2014b), “Electricity Market Reform: Allocation of Contracts for Difference, A Government response on Competitive Allocation”, Department of Energy & Climate Change, May 13, 2014
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/310272/competitive_allocation_government_response.pdf
- DECC (2014c), “Energy trends section 5: electricity, Fuel used in electricity generation and electricity supplied (Table 5.1)”, Department of Energy & Climate Change, updated June 26, 2014
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/323524/et5_1.xls
- DECC (2014d), Energy trends section 6: Renewables, Renewable electricity capacity and generation (Table 6.1)”, Department of Energy & Climate Change, updated June 26, 2014
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/323527/et6_1.xls
- DECC (2014e), “Electricity Market Reform: Consultation on proposals for implementation Government Response”, Department of Energy & Climate Change, June, 2014
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324170/Government_Response_to_EMR_implementation_consultation.pdf
- DECC (2014f), “Confirmation of demand curve parameters for the first capacity auction”, Letter from The Hon Edward Davey MP, Secretary of State, June 27, 2014
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324973/20140627_Edward_Davey_to_Nick_Winser_and_Mark_Ripley.pdf
- DECC (2014g), “Energy Trends: June 2014, special feature articles – Renewable energy in 2013”, Department of Energy & Climate Change, June 26, 2014
<https://www.gov.uk/government/publications/energy-trends-june-2014-special-feature-articles-renewable-energy-in-2013>
- DECC (2013a), “Estimated impacts of energy and climate change policies on energy prices and bills”, Department of Energy & Climate Change, March 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/

- [ile/172923/130326 - Price and Bill Impacts Report Final.pdf](#)
- DECC (2013b), “Calculating the Level of the Renewables Obligation for 2014/15”, Department of Energy & Climate Change, September 30, 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/245488/calculatingro_2014_15.pdf
- DECC (2013c), “Electricity generation and supply figures for Scotland, Wales, Northern Ireland and England”, Department of Energy & Climate Change, December 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/269439/regional-generation-2004-2012.xls
- DECC (2013d), “Annex D: Levy Control Framework Update, Extending the Framework to 2020/21”, Department of Energy & Climate Change, July 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223654/emr_consultation_annex_d.pdf
- DECC (2013e), “Consultation on the draft Electricity Market Reform Delivery Plan”, Department of Energy & Climate Change, July 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223650/emr_delivery_plan_consultation.pdf
- DECC (2013f), “Press release, New energy infrastructure investment to fuel recovery”, Department of Energy & Climate Change, June 2013
<https://www.gov.uk/government/news/new-energy-infrastructure-investment-to-fuel-recovery>
- DECC (2013g), “Electricity Market Reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals” Department of Energy & Climate Change, July 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/209280/15398_TSO_Cm_8637_DECC_Electricity_Market_Reform_web_optimised.pdf
- DECC (2013h), “Digest of United Kingdom energy statistics 2013”, Department of Energy & Climate Change, 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/225067/DUKES_2013_published_version.pdf
- DECC (2013i), “Electricity Market Reform: Capacity Market – Detailed Design Proposals”, Department of Energy & Climate Change, June 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/209280/15398_TSO_Cm_8637_DECC_Electricity_Market_Reform_web

[_optimised.pdf](#)

DECC (2013j), “Consultation on options to reduce electricity demand - Government Response A Government Response to ‘Electricity Demand Reduction, a consultation on options to encourage permanent reductions in electricity use’ November 2012”, Department of Energy & Climate Change, May 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/246125/government_response_edr_consultation.pdf

DECC (2013k), “Energy Bill: Emissions Performance Standard”, Department of Energy & Climate Change, Oct. 2013
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/204819/eps_policy_brief.pdf

DECC (2013l), “Press Release - Initial Agreement reached on new nuclear power station at Hinkley”, Department of Energy & Climate Change, Oct. 21, 2013
<https://www.gov.uk/government/news/initial-agreement-reached-on-new-nuclear-power-station-at-hinkley>

DECC (2013m), “DECC Community Energy Strategy Position Paper”, July 2013
<http://ukcec.org/sites/default/files/files/DECC%20Community%20Energy%20Strategy%20joint%20position%20paper.pdf>

DECC (2013n), “Investing in renewable technologies – CfD contract terms and strike prices”, Department of Energy & Climate Change, December 2013
[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/263937/Final Document - Investing in renewable technologies - CfD contract terms and strike prices UPDATED 6 DEC.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/263937/Final_Document_-_Investing_in_renewable_technologies_-_CfD_contract_terms_and_strike_prices_UPDATED_6_DEC.pdf)

DECC (2013o), “A 2030 framework for climate and energy policies, UK Government Response to Commission Green Paper COM(2013) 169 final”, 1 July 2013
<https://www.gov.uk/government/publications/response-to-the-european-commissions-consultation-on-the-eus-2030-climate-and-energy-framework>

DECC (2013p), “UK Renewable Energy Roadmap Update 2013”, 1 November 2013
<https://www.gov.uk/government/publications/uk-renewable-energy-roadmap-second-update>

DECC (2012a), “Calculating the Level of the Renewables Obligation”, Department of Energy & Climate Change, September 28, 2012
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65530/6527-calculating-renewables-obligation-2013-14.pdf

DECC (2012b), “Renewables obligation: Statistics”, Department of Energy & Climate

Change, April 23, 2012

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48336/5115-renewables-obligation-statistics.pdf

DECC (2012c), “Electricity Market Reform: policy overview”, Department of Energy & Climate Change, November, 2012

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65634/7090-electricity-market-reform-policy-overview-.pdf

DECC (2012d), “UK Energy Sector Indicators 2012”, Department of Energy & Climate Change

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65900/6801-uk-energy-sector-indicators-2012.pdf

DECC (2011a), “Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity”, Department of Energy & Climate Change, July, 2011

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48129/2176-emr-white-paper.pdf

DECC (2011b), “Feed-in Tariffs Scheme: Summary of Responses to the Fast-Track Consultation and Government Response”, Department of Energy & Climate Change, June 9, 2011

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42765/fits-fast-track-government-response---final.pdf

DECC (2011c), “Control Framework for DECC levy-funded spending, Questions and Answers”, Department of Energy & Climate Change, December 8, 2011

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48244/3290-control-fwork-decc-levy-funded-spending.pdf

DECC (2010a), “Feed-in Tariffs, Government’s response to the Summer 2009 Consultation”, Department of Energy & Climate Change, February 2010

<http://www.fitariffs.co.uk/library/regulation/100201FinalDesign.pdf>

DECC (2010b), “Electricity Market Reform Consultation Document”, Department of Energy & Climate Change, December 2010

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42636/1041-electricity-market-reform-condoc.pdf

DECC (2010c), “Government Response to the technical consultation on the model for improving grid access”, Department of Energy & Climate Change, July 27 2010

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/f

[ile/42979/251-govt-response-grid-access.pdf](#)

DECC (2010d), “Proposal for improving grid access”, Department of Energy & Climate Change, July 27, 2010

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42975/253-improving-grid-access-ia.pdf

DEFRA (2010), “Environmental Permitting Guidance, the Large Combustion Plants Directive for the Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2010”, Department for Environment, Food and Rural Affairs, March 2010

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/69327/pb13635-ep2010combustionplants.pdf

EU (2014a), “State aid: Commission authorizes UK aid package for renewable electricity production”, European Commission Press Release, July 23, 2014

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-866_en.htm?locale=en

EU (2014b), “State aid: Commission authorizes UK Capacity Market electricity generation scheme”, European Commission Press Release, July 23, 2014

http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-865_en.htm?locale=en

EU (2001), “DIRECTIVE 2001/80/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants”, OJ L 309, 27.11.2001
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0080&from=EN>

EU (2009), “DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC”, L140/16, Official Journal of the European Union

HM Revenue & Customs (2014), “Carbon price floor: reform and other technical amendments”, Her Majesty Revenue & Customs, March 19, 2014

<https://www.gov.uk/government/publications/carbon-price-floor-reform>

HM Revenue & Customs (2013), “Carbon price floor: rates from 2015-16, exemption for Northern Ireland and technical changes”, Her Majesty Revenue & Customs, March 13, 2013

<http://www.hmrc.gov.uk/climate-change-levy/carbon-pf.htm> この頁の最下段 Further information に pdf あり

HM Treasury (2011), “Carbon price floor consultation: the Government response”, Her

- Majesty Treasury, Her Majesty Revenue and Customs, March 2011
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/190279/carbon_price_floor_consultation_govt_response.pdf
- House of Commons (2014), “Energy and Climate Change Committee, Oral evidence: The 4th Carbon Budget review, HC 959”, January 8, 2014
<http://www.parliament.uk/business/committees/committees-a-z/commons-select/energy-and-climate-change-committee/inquiries/parliament-2010/4th-carbon-budget-review/>
- House of Commons (2011), “Renewable Electricity: Feed-in Tariffs and The Renewables Obligation”, Dr. Elena Ares, House of Common Library, June 23, 2011
http://www.fitariffs.co.uk/library/regulation/110623HOC_FITS_RO.pdf
- Ofgem (2014), “Renewables Obligation Annual Report 2012-13”, Office of Gas and Electricity Markets, February 2014
<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/renewables-obligation-ro-annual-report-2012-2013>
- Ofgem (2013a), “Renewables Obligation Annual Report 2011-12”, Office of Gas and Electricity Markets, March 21, 2013
<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/renewables-obligation-annual-report-2011-12>
- Ofgem (2013b), “Feed-in Tariff: Guidance for renewable installations (version 5)”, Office of Gas and Electricity Markets, April 19, 2013
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58855/fit-generator-guidance.pdf>
- Ofgem (2013c), “Renewables Obligation: Guidance for Generators” Office of Gas and Electricity Markets, April 3, 2013
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58274/draft-ro-guidance-generators-april-2013.pdf>
- Ofgem (2013d), “Electricity Capacity Assessment Report 2013”, Office of Gas and Electricity Markets, June 27, 2013
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/75232/electricity-capacity-assessment-report-2013.pdf>
- Ofgem (2013e), “Feed-in Tariff: Annual Report 2012-13”, Office of Gas and Electricity Markets, December 19, 2012
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/85271/fityear3annualreport-finaledition.pdf>

- Ofgem (2012a), “Feed-in Tariff (FIT): Annual Report 2011-12”, Office of Gas and Electricity Markets, December 19, 2012
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58860/fits-annual-report-2011-2012.pdf>
- Ofgem (2012b), “Monitoring the ‘Connect and Manage’ electricity grid access regime Third report from Ofgem”, Office of Gas and Electricity Markets, Nov. 15, 2012
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/52808/20121120-monitoring-connect-and-manage-electricity-grid-access-regime-third-report-ofgem.pdf>
- Ofgem (2010), “Connection and Use of System Code (CUSC): CAP148, CAP161, CAP162, CAP163, CAP164, CAP165, CAP166, CAP167 and CAP168”, Office of Gas and Electricity Markets, Oct 22, 2010
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/52813/tar.pdf>
- Ofgem (2011), “Feed-in Tariff (FIT): Annual report 2010 – 2011”, Office of Gas and Electricity Markets, December 22, 2011
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58868/fits-annual-report-2010-2011.pdf>
- Ofgem (2009), “Renewables Obligation: Guidance for generators over 50kW”, Office of Gas and Electricity Markets, March 27, 2009
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/58327/large-gen-guidance-2009-publication.pdf>
- Simon, G., (2002), “Regulation of the UK electricity Industry 2002 Edition”, Centre for the Study of Regulated Industries, University of Bath
http://www.bath.ac.uk/management/cri/pubpdf/Industry_Briefs/Electricity_Gillian_Simmonds.pdf