

第一回「自然エネルギー市民委員会」資料

# 「新市場拡大措置について」

平成 13 年 9 月 27 日

資源エネルギー庁省エネ部・新エネ部

各国における市場拡大措置について(その①)

	日本 <電力会社等による自主的取組>	(参考) <自然エネルギー議員連盟(案)>	ドイツ	イギリス(現行入札制度) <NFFO:非化石燃料引取義務>
再生可能エネルギーの導入に向けた制度整備の状況	1992年4月 電力会社が「余剰電力購入メニュー」を公表 1998年以降 電力会社各社が「事業用風力購入メニュー(長期電力メニュー)」を公表 2000年10月 「グリーン電力基金」開始 00/11/01 「グリーン電力証書システム」開始 注) 制度の詳細は「5」参照のこと。	○本年5月25日(金)の「自然エネルギー促進議員連盟総会」において、検討中の法案として「自然エネルギー発電促進法(案)」が提示された。  ※今後の検討状況によって、本法案の内容は修正される可能性あり。	00/02/25 再生可能エネルギー法(新法)議会承認 00/04/01 同法施行	1989年 電力法に基づきNFFO制度開始  ※「NFFO」とは、非化石燃料引取義務(Non-fossil Fuel Obligation) ※NFFO制度の詳細は「6」参照  (注)NFFOはイングランドに適用されているが、ノーザンアイルランド及びスコットランドではそれぞれ、NI-NFFO(NFFO for Northern Ireland)、SRO(Scottish Renewable Obligation)という同様の制度が適用されている。

<<制度の内容>>

1. 対象設備 ①対象エネルギー	<グリーン電力制度> a) グリーン電力基金 公共用太陽光発電 大規模風力発電 b) グリーン電力証書システム 風力発電  <余剰電力購入メニュー> -kWh当たり購入単価[円]-																						
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>エネルギー源</th> <th>夏(冬) 昼間</th> <th>その他 昼間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>太陽光発電</td> <td colspan="2">22.88</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">風力 発電</td> <td>(事業用/長期契約)</td> <td>11.47</td> </tr> <tr> <td>(事業用以外)</td> <td>14.33 13.15</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">廃棄物発電</td> <td>(一般廃棄物)</td> <td>11.29 9.82</td> </tr> <tr> <td>(産廃)</td> <td>4.93 4.41</td> </tr> <tr> <td>自家発電設備 燃料電池 コージェネレーション</td> <td colspan="2"></td> </tr> </tbody> </table>	エネルギー源	夏(冬) 昼間	その他 昼間	太陽光発電	22.88		風力 発電	(事業用/長期契約)	11.47	(事業用以外)	14.33 13.15	廃棄物発電	(一般廃棄物)	11.29 9.82	(産廃)	4.93 4.41	自家発電設備 燃料電池 コージェネレーション			<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電</li> <li>風力発電</li> <li>小水力発電(一定出力以下)</li> <li>バイオマス発電 等</li> </ul> <p>※その他、自然現象又は生物体に由来する枯渇しないエネルギー資源を利用する発電が含まれる</p> <p>※熱エネルギーは対象としない。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光(5MWを越える太陽光発電設備を除く)</li> <li>風力</li> <li>地熱</li> <li>水力(5MWを越えるものを除く)</li> <li>バイオマス(20MWを越えるものを除く)</li> <li>地下埋め込み式ゴミ廃棄処理からのガス</li> <li>汚染処理工場からのガス</li> <li>鉱山からのガス(鉱山ガス以外のガスは5MWを越えるものを除く)</li> </ul> <p>※25%以上を越えて連邦政府又は州政府が所有する設備を除く。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電</li> <li>風力</li> <li>水力</li> <li>波力</li> <li>バイオマス</li> <li>廃棄物発電</li> </ul>
エネルギー源	夏(冬) 昼間	その他 昼間																					
太陽光発電	22.88																						
風力 発電	(事業用/長期契約)	11.47																					
	(事業用以外)	14.33 13.15																					
廃棄物発電	(一般廃棄物)	11.29 9.82																					
	(産廃)	4.93 4.41																					
自家発電設備 燃料電池 コージェネレーション																							
②設置年による限定事項	<グリーン電力制度> 助成対象は新規に設置する設備のみ <余剰電力購入メニュー> 設備の設置年による制限はない	設備の設置年による制限はない	設備の設置年による制限はない	設備の設置年による制限はない																			

	日本 ＜電力会社等による自主的取組＞	(参考) ＜自然エネルギー議員連盟(案)＞	ドイツ	イギリス(現行入札制度) ＜NFFO:非化石燃料引取義務＞
2. 導入目標 ①数値目標等	＜グリーン電力制度＞ a) グリーン電力基金 特段の目標設定なし (国内10社の電力会社により個別に実施)	自然エネルギー発電の種類ごとに電気の総供給量に占める割合を設定。	2010年までに、総エネルギー消費における再生可能エネルギー源の割合を2倍以上とする。 ※1999年は5%であり、2010年には10%以上を目指すことになる。	2003年に総電力に占める再生可能エネルギーの割合を5%にする。
②設定根拠	b) グリーン電力証書システム 特段の目標設定なし (電力会社等によって設立された受託会社(1社)が実施)	閣議決定(経済産業大臣が環境大臣に協議するとともに、自然エネルギー発電審議会の意見を踏まえ、閣議決定)	法律	法律
③終期		特段の設定なし(目標年度のみ設定)	特段の設定なし(目標年度のみ設定)	特段の設定なし(目標年度のみ設定)
3. 設備認定主体	＜グリーン電力制度＞ a) グリーン電力基金 各地域の基金運営委員会(民間の任意組織)が助成先を決定。 b) グリーン電力証書システム 受託会社に設けられた中立的な第三者認証機構(民間の任意組織)が発電実績を認証。	経済産業大臣	連邦経済技術省 ※設備稼働後20年間。 ※法施行前の設備は2000年を稼働開始年とする。	
4. 証書制度の有無	無し ＜グリーン電力制度＞ a) グリーン電力基金 基金への参加認定証(参加証明書)を発行 b) グリーン電力証書システム 当該拠出金により支援したグリーン電力量の証明書。ただし、グリーン電力の売買取引証書ではない。	無し	無し	無し
5. 民間事業者による取組	＜グリーン電力制度＞ a) グリーン電力基金 全国10の電力会社により、電力供給区域内の消費者から一口500円程度で、寄附を募り、これらの消費者の寄附金と電力会社自身による寄附金を財源として、各地域のグリーン電力基金制度運用主体(中立機関)から区域内の公共用太陽光発電、大規模風力発電に対して助成金を交付。 b) グリーン電力証書システム 電力会社等によって設立された受託会社により、民間企業を対象として、風力発電のための資金拠出を募り、これを財源として風力発電事業者に対して発電を委託。当該拠出により支援したグリーン電力の実績を証明するグリーン電力証書を発行。 ※「グリーン電力証書」には、所有者、エネルギー源(風力)及び発電電力量が記載される。 ＜余剰電力メニュー＞ 太陽光発電や風力発電等の新エネルギーにより発電された電力は、各電力会社が自主的に設定した「余剰電力購入メニュー」に基づき購入がなされる。 ※ただし、大規模風力発電については、一部入札制度を導入(2000年秋)。	＜自然エネルギー発電供給促進計画＞ 一般電気事業者が、政府の供給目標を踏まえ、毎年度一定期間の自然エネルギー発電による電気の供給計画を作成し、当該年度開始前に経済産業大臣に届け出。  ＜買取り約款＞ 一般電気事業者は、自然エネルギー発電の種類ごとに、その電気の買取りに係る料金、期間その他の買取条件について約款を定め、経済産業大臣に届け出。		注) ドイツ、イギリスにおいても、法律に基づく制度のほか、民間の自主的な取組である「グリーン電力制度」を実施。

	日本 ＜電力会社等による自主的取組＞	(参考) ＜自然エネルギー議員連盟(案)＞	ドイツ	イギリス(現行入札制度) ＜NFFO:非化石燃料引取義務＞
6. 公的部門による関与	特段の規定なし。	<p>＜自然エネルギー促進計画について＞ 経済産業大臣は、供給目標に照らして、計画の内容が不適切である場合には、計画を策定した一般電気事業者に対して勧告することが可能。</p> <p>＜買取り約款について＞ 経済産業大臣は、一般電気事業者の届け出による買取り約款が一定の条件を満たすものでない場合には、一般電気事業者に対し、対応期限を定めた上で、買取り約款の変更命令を出すことが可能。</p>	<p>再生可能エネルギー源毎に、系統運用者が発電事業者から、「固定価格」で購入することを法律にて義務付け。  <b>＜法定価格(固定価格)＞</b>  a. 水力およびゴミ処理場・鉱山・汚水処理工場からのガスによる発電  ・15pf/kWh以上  b. バイオマス発電  ・500kWh未満の発電設備の場合、20pf/kWh以上  ・500kWh以上、5MWh未満の場合、18pf/kWh以上  ・5MWh以上の場合、17pf/kWh以上  ・2002年1月1日以降稼働した新規設備に対しては、年々1%減ずる。  c. 地熱発電  ・20MWh未満の発電設備の場合、17.5pf/kWh以上  ・20MWh以上の発電設備の場合、14pf/kWh以上  d. 風力発電  ・稼働日から5年間は、17.8pf/kWh以上  ・その後は、この期間中に本法の付則に記載された基準設備に対して計算された基準発電電力量の150%に達する設備に対して支払われる補償は12.1pf/kWh以上  ・基準発電電力量の150%に満たない間は、0.75%毎に期間を2ヶ月間延長する。  ・領海の基線から3海里以上沖合にある設備で発電された場合、および、それらの設備が2006年12月31日以前に稼働する場合には、稼働日から)年間  は、17.8pf/kWh以上  ・2002年1月1日以降稼働した新規設備に対しては、年々1.5%減ずる。  e. 太陽光発電  ・99pf/kWh以上  ・2002年1月1日以降稼働した新規設備に対しては、年々5%減ずる。</p>	<p>政府は、地域配電会社に対して、再生可能エネルギー発電事業者と電力購入契約の締結命令を出すことができる(電力購入義務づけ制度*)。  ※「非化石燃料引取義務: NFFO(Non-Fossil Fuel Obligation)」</p> <p>＜NFFO実施プロセス＞  ①政府がNFFOを告示し、公募。  ②エネルギー源毎に再生可能エネルギー発電事業者が応募(入札)  ③政府が規模と構成から最適なプロジェクトを選択  ④政府は、落札されたプロジェクトの電力供給を行う地域配電会社に対して、電力購入を命令  ⑤地域配電会社は、落札業者と電力購入契約を締結  ※買取価格は、落札業者に対して15年間にわたって保証される  ⑥この契約価格と通常電力の市場価格(プール価格)との差額は、化石燃料課徴金による収入をもとに、政府が財政補填する。  ※「化石燃料課徴金:Fossil Fuel Levy」とは、NFFO契約の補填をするために、全ての電力料金に一定割合で課される課徴金のこと。  (全ての小売事業者が負担)  ※上記の割合は現在、0.7%程度</p>
7. 目標未達時の罰則等	特段の規定なし。	特段の規定なし。	特段の規定なし。	導入量は政府の入札によって、コントロールされるため、未達時の特段の罰則規定はなし。
8. 追加費用負担	①電力購入費用 ②系統強化費用 ③その他	<p>国は、一般電気事業者が、自然エネルギー発電による電気の買取りによって負担することとなる費用について、予算の範囲内において、必要な補助を行うことが可能。</p> <p>国は予算の範囲内において、発電設備(発電設備・系統連系関係設備)の設置費用の2分の1以内を補助することが可能</p>	<p>全ての系統運用者に均等に配分され、電力料金に転嫁</p> <p>系統運用者が負担し、電力料金に転嫁</p>	<p>政府の命令に基づき、小売事業者が購入する再生可能エネルギーの割高分について、政府が財政補填</p> <p>再生可能エネルギーについては、化石燃料課徴金が免除。</p>
9. 系統への優先接続	特段の規定なし。	一般電気事業者は、買い取り約款を定める際や、発電者との系統運係に関し必要な措置及び費用負担についての協議にあたっては、自然エネルギー発電の促進を阻害することの無いよう配慮。	再生可能エネルギーによる発電事業者から最も近い系統運用者に対して接続義務及び固定価格での買い取り義務が適用される	再生可能エネルギーに限らず、全ての電源について、送電事業者は発電事業者の要請があれば送電の義務を有す。
10. 制度の見直し		政府は、法施行後5年以内に、自然エネルギー発電に係る費用の適正かつ公平な負担の在り方を含め、自然エネルギー発電を促進するための制度について検討し、必要な措置を講ずる。		

## 各国における市場拡大措置について(その②)

## 《制度の導入状況》

	米国テキサス州	オーストラリア	イギリス	イタリア
再生可能エネルギーの導入に向けた制度整備の状況	99/09/01 電力再編法制定 99/12/20 RPS実施細則制定 00/05/09 REC7プログラム管理機関を指定 (ERCOT) 01/01/05 REC7プログラム公表 01/07/01 証書発行開始 証書取引市場開設 プログラム開始 ※最初の遵守期間(～12/31) ※毎年3月31日がクォータ達成期限	00/12/08 再生可能エネルギー法制定 (新法) ※証書関係及び罰則関係の2法 00/12/21 同法発効 01/01/01 同法施行 01/04/01 プログラム開始 ※最初の遵守期間(～12/31) ※毎年2月14日がクォータ達成期限 (以降は、1/1～12/31) 01/6月 証書取引市場開設	00/07/28 電力法(1989年)の改正 00/10月 コンサルテーションレポート公表 01/7月 実施細則のドラフト提示 01/10月 実施細則制定 02/1月 プログラム開始 ※①輸入電力の制限、②廃棄物発電の範囲が欧州委員会と不調のため、承認が遅れる可能性有り ※最初の遵守期間は、当初予定の2001年10月から遅れて2002年1月(～2003年3月:15ヶ月)となる見込み。	99/03/16 電力自由化法制定 1999年4月 同法施行 99/11/11 実施法制定 2001年秋 制度詳細を決定 2002年1月 プログラム開始 ※電子的な取引システム及び発電量等の計量システムの確立のために、プログラム開始が遅れる可能性あり。

## 《制度の内容》

1. 対象設備 ①対象エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> <li>・太陽光(太陽熱を含む)</li> <li>・風力</li> <li>・地熱</li> <li>・水力</li> <li>・波力</li> <li>・潮力</li> <li>・バイオマス</li> <li>・廃棄物 (埋立地から発生するメタンガスに基づくもの)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・太陽光</li> <li>・太陽熱温水</li> <li>・風力</li> <li>・地熱</li> <li>・水力</li> <li>・波力</li> <li>・海洋エネルギー</li> <li>・潮力</li> <li>・バガスを用いたコージェネ</li> <li>・下水汚泥ガス</li> <li>・エネルギー農作物</li> <li>・埋め立てガス</li> <li>・木材廃棄物</li> <li>・穀物廃棄物</li> <li>・食品・農作物廃棄物</li> <li>・自治体の固体ゴミの燃焼</li> <li>・混焼</li> <li>・黒液</li> <li>・高温岩体</li> <li>・燃料電池</li> </ul> <p>※太陽熱については2001年4月1日以降に設置されたもの、或いは、再生可能エネルギー以外の電力から置き換えられた、電力温水器等の設備に限る。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・太陽光</li> <li>・風力</li> <li>・水力(20MWより小さいもの)</li> <li>・波力</li> <li>・バイオマス</li> </ul> <p>※熱は対象にならない</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・太陽光</li> <li>・風力</li> <li>・地熱</li> <li>・水力(揚水は除く)</li> <li>・波力</li> <li>・潮力</li> <li>・バイオマス</li> <li>・廃棄物 (例えば、プラスチックの燃焼でも可)</li> </ul> <p>※熱は対象にならない</p>
②設置年による限定事項	a) クォータ履行 特段の制限なし b) 証書発行 1999年9月1日以降に設置、稼働した設備 ※オフセット制度あり。	原則、1997年1月1日以降に稼働した施設 ※これ以前の施設については現在の発電量が1997年の発電量のベースラインを上回っているもののみ対象。 ※ベースラインはORER(政府の再生可能エネルギー規制官事務所)が決定 ※オフセット制度なし。	設備の設置年度による制限なし ※廃棄物については対象範囲とすることが検討中。 ※オフセット制度なし。	1999年4月以降に運転開始した新規設備及び増設・改築プラントのみ対象 (当該設備について、運転開始後8年間だけ証書を発行) ※オフセット制度なし。

	米国テキサス州	オーストラリア	イギリス	イタリア
2. 導入目標 ①数値目標等	○2009年1月1日までに2000MWの再生可能エネルギーを増設。 具体的には、累積ベースで、 2003年1月1日までに1,280MW 2005年1月1日までに1,730MW 2007年1月1日までに2,280MW 2009年1月1日までに2,880MW ※1999年実績値880MW	○2010年までに9,500GWh(95億kWh)の再生可能エネルギーを追加的に導入。  ※95億kWhの再生可能エネルギーは、豪州の2000年の総発電量の5%強であり、2010年の予測発電需要量の約4%に相当(発電電力量では総発電量の12.7%)。  『中間目標』 増分(1997年比) 2001年まで 300GWh 2002年まで 1,100GWh 2003年まで 1,800GWh 2004年まで 2,600GWh 2005年まで 3,400GWh 2006年まで 4,500GWh 2007年まで 5,600GWh 2008年まで 6,800GWh 2009年まで 8,100GWh 2010年まで 9,500GWh	○2010年までに販売された電力の10%の再生可能エネルギーの導入。  ※中間目標として、2003年までに5%(現在2.5%)。	○2008年～2012年に760億kWhの再生可能エネルギーを導入。
②設定根拠	法律	法律	規則によって定められる予定	法律
③プログラム終期	2019年まで2,880MWを維持	2020年まで95億kWhを維持	2025年度まで10%を維持(但し、2010年度以降比率が上がる可能性あり)	未定
3. グリーン証書 ①設備認定主体	PUCT (Public Utility Commission of Texas) (テキサス公益事業委員会)	ORER (Office of the Renewable Energy Regulator) (連邦政府再生可能エネルギー規制官事務所)	OFGEM (The Office of Gas and Electricity Markets) (ガス電力市場省)	AEEG (Autorità per l'Energia elettrica e il Gas) (電力・ガス規制局)
②発行主体	ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) (非営利の独立系システムオペレータ)	ORER (政府の再生可能エネルギー規制官事務所)	OFGEM (ガス電力市場省)	GRTN (Gestore Rete Trasmissione Nazionale) (独立系システムオペレータ)
③発行単位	1 MWh (0.5MWh以上は切り上げ)	1 MWh (0.5MWh以上は切り上げ)	1 MWh	100MWh
④発行頻度	四半期毎	発電に応じて発行	月に1回(翌月)	年に1回
⑤証書の有効期限	発行年を含めて3年間	未定	2年間(発行年含む)	1年間
⑥証書の形式・取引	証書は電子証書の形式であり、ERCOTが公開web上(ホームページ)に開設した取引システムにより電子的に取引を行う。  ※取引への参加については特に制限なし	証書は電子証書の形式であり、インターネットを通じて、証書の売買取引が行われる。	登録事業者とOFGEMの間の専用回線を通じて、発電量がOFGEMに報告され、これに基づき、通常のインターネット回線を通じて、取引主体が独自に証書取引を行う。	電子的な証書について、GMEに設置した電子的な取引システムを活用して、証書の取引が行われる予定。  ※現在、電子システムについては検討中(取引主体に対して、GRTNが創設するデータベース上のアカウントを設定し、このアカウントを使ってGRTNの構築したシステム内で電子的に証書取引を行う)
⑦取引システムの開設者	ERCOT (非営利の独立系システムオペレータ)	M-co社(民間企業: The Marketplace Company Pty Limited) ※M-co社がGEM(証書取引市場: Green Electricity Market)を開設	特に公的部門が取引システムを創設することはない。	GME (マーケットオペレータ) ※GRTNの100%出資会社

	米国テキサス州	オーストラリア	イギリス	イタリア
⑧公的部門による関与	特段の介入はない	特段の介入はない	特段の介入はない	特段の介入はない
	<p>GRTNは、市場の証書取引の状況に応じ、「担保証書」と「無担保証書」を発行・売買する。</p> <p>(注)</p> <p>「担保証書」とは、証書制度開始後(2002年1月予定)、GRTNが優遇価格で購入する再生可能エネルギーによる電力を担保として発行される証書。 ※1999年4月の自由化により、従来、電力会社に義務づけられていた再生可能エネルギーの優遇価格買取はGRTNで行うこととなる。</p> <p>「無担保証書」とは、担保なく発行が可能な証書。ただし、発行後3年以内に、発行分相当量の証書を担保証書や市場からの調達により、埋め合わせる必要がある。</p>			
4. クォータ				
①設定主体	ERCOTによりPUCTが定めた計算式に基づき割当(下記③)	ORER (The Office of the Renewable Energy Regulator) (連邦政府再生可能エネルギー規制官事務所)	DTI (Department of Trade Industry) (貿易産業省)	MPA (生産活動省:旧商工省(MICA))
②設定対象	競合小売電力事業者(顧客選択制度に参加している電力小売事業者)	100MW以上の電力を送電網から購入する電力卸売(小売)事業者	電力供給事業者(需要家へ販売する小売事業者)	年間1億kWhを越える発電事業者又は輸入電力事業者 ※自家発は除く
③設定方法	$(A社の当該年のクォータ量) = (A社の販売電力のシェア) \times (州全体の設備導入目標から換算される発電電力量) - (ワット相当分の発電電力量)$ <p>※ワットにより差し引かれた分は再度、競合小売電力事業者に均等に割り振られる。</p>	$(A社の当該年のクォータ量) = (A社の当該年の販売電力量) \times (再生可能電力パーセンテージ)$ <p>※計算結果は0.5MWh以上切り上げ ※(再生電力パーセンテージ)は当該年の3月31日までに、ORERが決定する(2001年は0.24%)。</p>	$(A社の当該年のクォータ量) = (A社の当該年の販売電力量) \times (一定割合)$ <p>※「一定割合」はDTIが設定</p>	$(A社の当該年のクォータ量) = (当該年の発電量/輸入量) - (自家消費量) - (輸出電力量) - 「再生可能エネルギー発電量」 - 「コージェネレーション発電量」 - 1億kWh$ <p>×2%(当面)</p>
④達成方法・期間	遵守年(1月~12月)の翌年の3月31日までにクォータの達成期限。	翌年の2月14日(又はORERにより定められた日)までにクォータの達成期限。 ※不足分はチャージの支払いが必要 [チャージ]57豪州ドル/MWh(税込み) ※チャージは3年以内に不足分を取得すれば、払い戻し有り。 ※不足分がクォータの10%以内であれば、チャージ不要でポロウイング可能。 ※バンキングは認めない。	翌年3月31日までにクォータの達成期限。クォータが未達の場合は、未達分について、バイアウト価格(3p/kWh)を政府に支払う(一種の免罪符のようなもの)ことにより義務の埋め合わせ可能。 ※バイアウトによる収入は、クォータ達成者に分配される。 ※バンキングはクォータの25%まで可能。 ※ポロウイングは認めない。	未定 ※バンキングは認めない。 ※ポロウイングは最大2年間まで可能(上限なし)
⑤罰則等	1MWh当たり50ドル、又は、当該期間の平均市場価格の2倍のうち、どちらか小さい方	10%以上の不足分が発生した場合には、チャージを支払った上で、3年以内の猶予期限が与えられるが、この期間内に不足分を取得することができなければ、チャージの払い戻しが受けられないため、このチャージ相当分が罰金と同じ扱いとなる。(57豪州ドル/MWh)	未定(企業単体或いはグループの売上げの10%を上限として罰金を課すことを検討中)	電力・ガス規制局が義務未達成者に30日以内に証書を購入するように警告を行い、それにも従わない場合は、一年間の電力販売を禁止する方法が検討されている。 ※現実的に上記罰則の適用は難しいのではないかとの声もあり、罰金形式に変更される可能性あり
5. 追加費用負担				
①電力購入費用	競合小売電力事業者が電力料金に転嫁	電力小売事業者が電力料金に転嫁	電力供給事業者が電力料金に転嫁	未定
②系統強化費用	ERCOT管轄内の全ての消費者の電力料金に均等に転嫁	特に規定なし	現行の導入目標レベルでは、特段に系統強化の必要性はない。	未定
6. 優先接続	再生可能エネルギーに限らず、全ての電源について、系統保有者は発電事業者からの要請があれば系統への接続義務有り	再生可能エネルギーに限らず、全ての電源について、送電事業者は発電事業者からの要請があれば系統への接続義務有り	再生可能エネルギーに限らず、全ての電源について、送電事業者は発電事業者からの要請があれば系統への接続義務有り	送電事業者は、再生可能エネルギーによる発電設備については、他の電源よりも優先して系統へ接続する義務有り

## 優遇制度から RPS 制度へ移行した国における評価について

	イギリス	イタリア
(1) 買取制度の評価	<p>・買取制度 (NFFO*) は、水力発電については、ある程度成功。ただし、以下のような問題点がある。( * NFFO : Non Fossil Fuel Obligation)</p> <p>①電力供給事業者 (義務対象者) の商業的なフレキシビリティを損なう (自由度がない) 可能性がある。 特に、電力市場の自由化により、電力供給事業者は独占的に需要家を拘束して電力を供給することが出来なくなる。このため、電力供給事業者が競争的な市場環境を求めるようになる。この中で、NFFO 制度のように、特定量のすべてについて長期間にわたる固定価格での買い取りを義務づけることは困難。 さらに、15年間の技術進歩や需要の予測が困難。</p> <p>②電力供給事業者がコストを補填されているため、コストを最小化させようとするインセンティブを損ない、市場の歪みを生じさせる可能性がある。</p> <p>③再生可能エネルギー発電事業者に対するコスト削減インセンティブがあまり働かない。(契約が結ばれる際には競争が行われるが、それ以降価格が一定となるため。)</p> <p>④入札契約の後に再生可能発電施設の建設が行われるため、入札が行われても、規制や NINBY (自宅の近隣に建設されることに対する拒否感) などの理由により建設許可の付与がされない場合には、実際の建設は行われないことから、施設の建設数が少ない (実際に建設されたプロジェクトの割合は入札されたものの 50%程度)。(つまり、実際に建設可能な施設が、入札の段階で落とされている可能性がある。)</p> <p>(政府報告書 "New and Renewable Energy Prospects for the 21<sup>st</sup> Century" 及び DTI 等インタビュー結果による。)</p>	<p>買取制度には、以下のような問題点がある。</p> <p>①再生可能エネルギーによる発電コストが低下しても、優遇買取価格の見直しが行われなかったために、一部の発電事業者に過剰な利益をもたらした。</p> <p>②①の結果、最終消費者のコストがそれほど下がらなかった。</p> <p>③買い取り制度では、再生可能エネルギー発電設備はあまり増加しなかった。 (Ministry of Productive Activities 及び Italian Authority for Electricity and Gas による。)</p> <p>(参考) イタリアの買取制度について(1991年～1997年) 1991年 国有企業の独占下にあった電力会社の規制を緩和し、再生可能エネルギー及び効率化技術を適用する IPP に対して参入を許可するとともに、その電力を電力公社 (ENEL) が割増料金で買い取る制度を導入。買取価格は運転開始後 8 年間は固定され、それ以降は減額して支払われる。(対象は、再生可能エネルギー発電プラント、コジェネプラント、産業プロセス残滓物プラント、廃熱回収プラント) 1992年に政府の行政命令により、固定価格の支払いにより発生する ENEL の追加コストは、需要家が負担する課徴金によって賄われることとなった。</p>
(2) 証書制度に移行する主なメリット	<p>①義務対象者が義務を達成する上で、以下のような選択肢があるため、フレキシビリティが与えられる。 ・再生可能エネルギーを義務量まで購入する (もし余分に電力を購入した場合には、それを証書の形で売却することが可能)。 ・義務量に満たない場合には証書を購入する。</p> <p>②再生可能発電技術の選択を市場に任せることにより、効率の良い再生可能電力の増加を図ることが可能。</p> <p>③競争的な市場環境との整合性が図れる。</p> <p>④行政の関与の最小化と行政による管理コストの削減が図れる。 (政府報告書 "New and Renewable Energy Prospects for the 21<sup>st</sup> Century" 及び DTI インタビュー結果による。)</p>	<p>①再生可能エネルギーの普及策についても、市場メカニズムを導入することで、普及に関わるコストを低減させていくことが可能。</p> <p>②価格ではなく割当量の決定であるため、再生可能エネルギー発電量の導入目標量を確定させることが可能。 (Ministry of Productive Activities による。)</p>
(3) その他証書制度に移行する要因、背景	<p>・気候変動税の導入に伴い、NFFO の財源となっている Fossil Fuel Levy を継続することは、ビジネス部門の負担を増すことから困難となった。</p> <p>・電力自由化に伴い、NFFO のレファレンス価格の根拠となっていたプール価格制度が廃止され、相対取引 (価格自由化) 制度に変更された。 (政府報告書 "New and Renewable Energy Prospects for the 21<sup>st</sup> Century" による。)</p>	<p>エネルギー供給量のうち輸入割合が 8 割という状況に鑑み、今後、国産のエネルギーとしての再生可能エネルギーの開発の必要性が高まっている。 (Ministry of Productive Activities による。)</p>
(4) 証書制度導入に対する利害関係者の意見 ①義務対象者の意見	<p>(義務対象者=供給事業者)</p> <p>・証書制度を支持 (Innogy 社)。 ・証書制度については、柔軟性の向上といったことが期待され、NFFO 制度より優れていると考えているので基本的に賛成をしている (Electricity Association)。</p>	<p>(義務対象者=発電事業者、輸入事業者)</p> <p>・初期には、発電事業者は目標を達成できないことを懸念。このため、発電事業者は、再生可能エネルギー生産のための管理団体を組織。 (Ministry of Productive Activities による。)</p>
②再生可能電力発電事業者の意見	<p>・証書制度を支持。2010年における導入目標 (総電力販売量の 10%) は妥当な数字であるが、2026年にかけてはさらに比率を上昇させる必要があると考えられる (The British Wind Energy Association)。</p>	<p>・検討の初期には、電力販売において固定買い取り価格がなくなることを懸念。現在は、枠組みの完成により、問題は解決されてきている。 (Ministry of Productive Activities による。)</p>



## R P S 制度を新たに導入した国・州における評価について

	テキサス	オーストラリア
(1) RPS 制度が選ばれた理由	<p>テキサス</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・政府の介入を最小限とするシステムである。</li> <li>・シンプルでかつ機能する直接的なメカニズムである。</li> <li>・再生可能エネルギー導入に必要な費用を最小限とできる。 (テキサス州 RPS 制度立案担当者回答による。)</li> </ul> <p>(参考) 米国風力エネルギー協会による RPS 制度の評価</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・RPS 制度は、電力事業者に対する規制緩和、電力市場再編により、固定価格買取制度が機能しなくなったという状況を背景に導入された制度 (固定価格買取制度については、下段参照)。</li> <li>・RPS 制度は、義務対象者がどのように義務を達成するかについては、義務対象者に任せた制度であるため、柔軟な制度である。</li> <li>・RPS 制度は、市場取引を通じて、クレジット価格が低減するため、最も低いコストで再生可能エネルギーの導入が進む。 (米国風力エネルギー協会インタビューによる。)</li> </ul>	<p>オーストラリア</p> <p>【再生可能エネルギー促進制度の検討における経緯】</p> <p>再生可能エネルギー促進制度の導入に際して、個々の義務対象者がそれぞれ市場で証書を購入する個別責任オプション (The individual Liability option) と中央機関が一括して証書を購入する中央一括購入オプション (The centralised renewable purchasing option) の2つが検討された。</p> <p>検討の結果、中央再生可能エネルギーオプションについては、市場機能が働かず、費用効果的でない等の理由から個別責任オプションが採択された。</p> <p>個別責任オプションのメリットは、以下のとおり (中央再生可能エネルギーオプションの評価は下段参照)。</p> <p>【個別責任オプション (RPS スキーム) のメリット】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・(分散された市場を通じて) 義務対象者に対して大きな自由度が与えられるため、義務対象者がそれぞれ最も望ましいビジネス上の目標を追求できる制度である。</li> <li>・再生可能エネルギー購入オプションよりスキームが簡単であるため、行政コストが低い。</li> <li>・個々の義務対象者が再生可能エネルギー源を自由に選択することにより、供給電力に再生可能エネルギーの比率が高い等の「ブランド」をつけることができる。</li> </ul>
(2) 一定の価格での買い取り制度が選ばれなかった理由	<ul style="list-style-type: none"> <li>・米国においては、連邦レベルで、1978 年の公共事業規制政策法 (PURPA) により、地域の独占的な公益事業者はそれ以外の事業者 (再生可能エネルギー発電事業者等) が公益事業者の発電コスト (回避原価: avoided cost) より安く卸電力を販売することができる場合、その事業者から、電力を買い取る義務が課された。</li> <li>・80 年代前半には、多くの州政府が今後の石油価格の大幅な上昇を想定し、標準価格を高めに設定 (10~15 セント/kWh 以下) するよう公益事業者を指導して PURPA が運用されたことから、再生可能エネルギー電源の導入が進展した。</li> <li>・当該設定価格については、高すぎるとの批判が常にあり、また、独占公益事業者は新たな再生可能エネルギー施設の実際発電コストの限界値を下回る価格まで回避原価を下げることに成功していたことから、90 年代に入って、多くの長期契約が期限切れとなり契約が見直された際に、固定単価からより低水準の変動制の買取価格 (現在、3 セント/kWh 以下) に移行した。</li> </ul> <p>この結果、再生可能発電施設の採算が悪化したため、90 年代に当該制度に新規参入した再生可能発電施設の数は少ない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・PURPA の反省に基づき、1999 年にエネルギー省が提出した包括電力競争法案では、PURPA の買い取り義務規定を廃止し、RPS 基準を導入すべきとされている。ただし、政権交代により、この法案の審議は行われていない。</li> </ul> <p>このような経験を踏まえ、テキサス州の新制度 (RPS) 導入の検討に当たっては、固定価格買取制度の導入についての議論は行われなかった。 (テキサス州 RPS 制度立案担当者回答による。)</p> <p>(同立案担当者による解説: 固定価格制度については、ドイツのように高めの設定を行う場合には、再生可能電力導入に効果があるが、電力価格が高すぎるという批判が伴う。価格設定が低い場合には、再生可能電力導入量が確実に少ない。)</p>	<p>【中央一括購入オプションの概要】</p> <p>義務対象者により設立された中央機関たる再生可能エネルギー購入エージェンシー (RPA: ※) が 2% 目標達成に責任を有し、目標達成のため、証書を一括入札により購入。義務対象者は RPA に対して証書購入費用のための拠出 (例えば毎月) を行う。</p> <p>(※) RPA は政府により設立される場合も検討された。</p> <p>【中央一括購入オプションの評価】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・個別責任オプションと比較して市場機能が働かず、費用効果的ではない。</li> <li>・制度のフレキシビリティを確保するためには、義務対象者は RPA を通じて契約を結ぶ方法と共に個別の契約を結ぶことにより証書を購入する方法も選択可能とすることが必要と考えられた。これにより、義務対象者に選択の自由が与えられ、RPA の一括入札に一定の市場原理を導入することが可能となる。</li> </ul> <p>しかし、この場合には、最も費用効果的で魅力的なプロジェクトは RPA 以外の契約を選び、RPA の契約には費用効果的でないプロジェクトが残ることが予想される。これにより、RPA と契約を結んだ者の負担が不公平となる。また、RPA による目標達成の可能性が減少する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・証書購入費用を買い取り分担金として最終消費者に転嫁する制度を設けた場合には、RPA と義務主体の双方ににとって義務の達成に要するコスト削減のインセンティブがなくなる。</li> </ul> <p>(オーストラリア再生可能目標作業部会最終報告書による。)</p>

## ドイツにおける買い取り制度の評価について

## 1. 買い取り制度の評価

## (1) ドイツ政府による評価

(1991年に買取制度を導入して以来、) 風力は大幅の伸びを示し、風力発電の導入設備容量が世界で最も多い(2001年6月30日現在、6916MW)という結果になったことなど、非常に効果的であると評価。

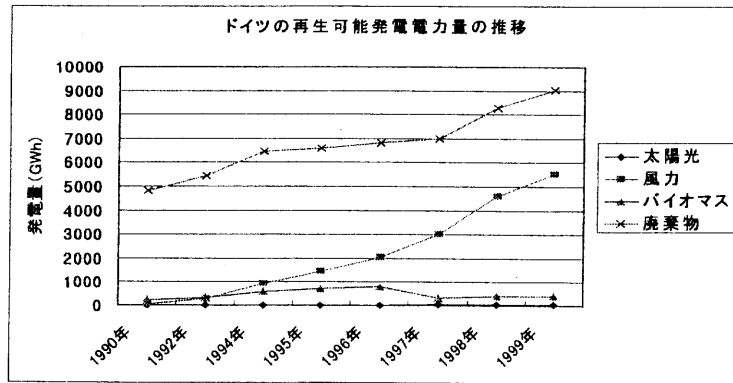
特に現在の制度のメリットは、計画の安定性が確保されること及び国レベルの負担平準化スキーム(注1)があることである。(経済技術省よりの回答。)

## (注1) 国レベルの負担平準化スキーム

系統の運用者は、電力供給量全体に占める再生可能エネルギーの購入量の比率(平均シェア)を計算し、平均シェア以上を購入した場合は、他の系統運用者が平均シェアに達するまで売って補償を得る資格を有する。

## (注2) ドイツにおける再生可能エネルギー発電量の推移

風力発電の購入価格は高めに設定されていたが、バイオマスや太陽光等の価格は、低かったため、発電量の伸びは風力に比べて低い。



## (2) 関係者の評価

## ① ドイツ電気事業連合会 (Verband der Elektrizitaetswirtschaft: VDEW)

- 顧客の自主的な意思によるグリーン料金制度又はグリーン電力取引制度の方がより

競争的であるため、望ましい。

- 1997年に、電力供給業者は、再生可能エネルギー源に対して、研究開発や再生可能エネルギー電力の購入などで約21億ドイツマルクの支出を行ったが、義務づけられた再生可能エネルギー電力の購入によって、経済的に試算した金額よりも年間約4億ドイツマルクを過剰に負担させられている。
- 電力買い取りといった強制的な補助は、非経済的な旧式の水力発電設備を運転する事業者に利益をもたらし、一方で電力市場において影響を受ける電力供給業者の競争力を悪化させる結果となることから、効率的ではない。
- コストインセンティブを与え、一方で非経済的なプロジェクトに補助を与えないようにする必要がある。

(Windpower Monthly News Magazine (2000.3)及び1999年9月のVDEW プレスコンファレンスにおけるドイツ電気事業連合会会長のスピーチ (<http://www.strom.de/gb7.htm>)より。)

## ② ドイツ最大の電力会社 (RWE Energie)

- 2000年の改正では、再生可能エネルギー電力の購入負担を平準化するメカニズムが導入されたが、このためには、本来、長期契約の調整のための移行期間が必要。
- 電力会社が発電する再生可能発電についても対象となったことを評価。

(Windpower Monthly News Magazine (2000.3)及び担当者インタビューより)

## ③ 風力発電を自ら積極的に実施している電力会社 (PreussenElektra)

- 現行制度に対して積極的に評価。

(Windpower Monthly News Magazine (2000.3)より。)

## ④ 風力産業全国連合会 (Bundesverband WindEnergie e.V.)

- 買取価格が固定されるため、採算性の悪い事業にとって投資が安定するのでメリットが大きい。
- 国の予算制度では金額に制限があるが、最終消費者が費用を支払うシステムであるため、継続可能であるとのメリットがある。

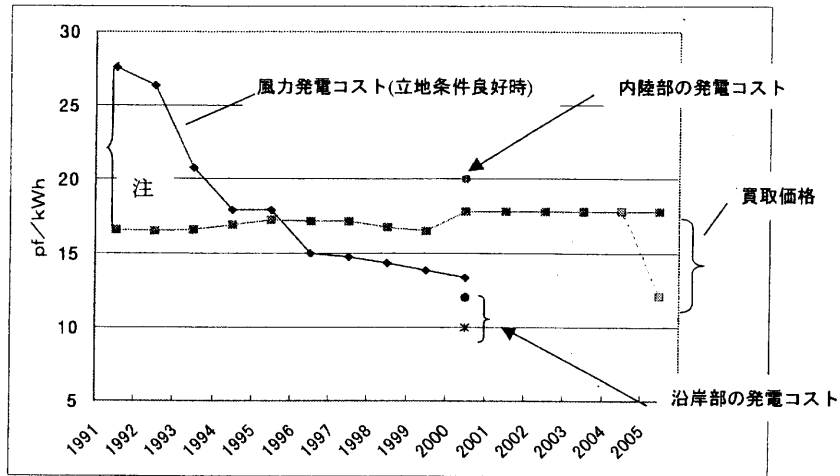
(担当者インタビューより。)

## 2. 買取価格について

## (1) 風力発電の発電コスト及び買取価格の変動について

風力発電の発電コストは全体として相当程度下がっているが、内陸部などの高コスト地域の価格も踏まえ、風力発電の買取価格は2000年の改正でむしろ引き上げられ、買い取り価格は、当面、標準的な発電コストを上回る高水準で推移する状況にある。

発電コストと買取価格の変動（風力発電について）



(注) この部分については、250MW計画により、計画に基づく風力発電について、0.06 ¥/kWhの補助金（自己利用した場合には、0.08 ¥/kWh）又は設備設置に対する資金援助(最大60%)が行われた（1989年開始、1990年補助率調整、1995年提案受理締切り）。

〔発電コストのデータ出典〕 風力発電コスト（立地条件良好時）：風力産業全国連合会 Windenergie 2000

内陸部の発電コスト、沿岸部の発電コスト：風力産業全国連合会インタビュー

## (2) 価格調整のメカニズムについて

- ① 風力：2000年現在の買取価格（17.8pf/kWh）を5年間維持。  
5年経過後、一定条件を満たすものについては、買い取り価格が12.1pf/kWhに下がる予定。ただし、該当するものは少ない見込み。条件を満たさないものについては、高価格を維持。
- ② 当初の買取価格についての低減規定  
風力：2002年以降新設される設備については、当初買取価格が毎年1.5%ずつ低減する。  
太陽光：2002年以降新設される設備については、当初買取価格が毎年5%ずつ低減する。
- ③ 一定期間毎に必要なに応じて価格の見直しが可能。  
2年ごとに、必要なに応じて、新規設備に対する技術的進歩と市場開発に一致させながら、買取価格及び低減率の調整を連邦議会に提案できる。