

# 非化石価値取引市場によってFITと自由化の整合性は 図れるのか？

## —需要家の視点に基づく論点整理—

The issues of zero emission credits trading in Japan

キーワード：非化石価値，CO<sub>2</sub> 排出係数，発電源証明

朝 野 賢 司 野 口 厚 子

非化石価値取引市場を創設する目的の1つは、非化石電源の環境価値を需要家に訴求することで、固定価格買取制度(FIT)の賦課金負担の軽減を図ることにある。確かに、自由化された電力市場の下で、エネルギー供給構造高度化法に基づく非化石電源比率44%の達成を義務づけられた小売電気事業者にとっては、流動性が担保される市場の創設は必要である。しかし、現状議論されている制度設計では、非化石証書はあくまで小売電気事業者の非化石比率目標達成の手段であり、需要家への訴求手段は調整後排出係数の低減であるものの、わが国の枠組みの中でいくら排出係数が低くなったとしても、これを評価する需要家は限定的であり、賦課金負担の軽減につながるのか疑問である。そこで、国際的な温室効果ガス算定・報告基準であるGHGプロトコルに基づいて、非化石証書の「ゼロエミ価値」を反映した排出係数を算定すべきである。具体的には、①非化石証書を、欧州の発電源証明と同様に、発電源別にみた当該期間の発電量等をトラッキング可能とした上で、GHGプロトコルに対応した排出係数を算定する。その上で、②この排出係数が適用された電気料金メニューを企業等の需要家が選択可能とする。こうした制度設計とすれば、需要家自らが再生可能エネルギー(再エネ)の環境価値を評価・選択し、費用負担を行うことで、再エネ導入が進んでいく可能性がある。これはまさに、電力自由化と再エネ政策が整合的であると言える。市場を機能させる観点から、真摯な制度設計の議論が必要とされている。

1. はじめに
  - 1.1 非化石価値取引市場は必要か
  - 1.2 本稿における論点
2. 非化石価値取引市場の制度設計
  - 2.1 制度が必要とされる背景
  - 2.2 非化石電源の環境価値と初期配分
  - 2.3 ゼロエミ価値の排出係数への反映
3. 非化石証書に需要はあるのか
  - 3.1 小売電気事業者にとってのインセンティブ
  - 3.2 需要家にとっての非化石証書の意義
  - 3.3 発電源証明と需要家による電源選択
  - 3.4 本稿の制度設計提案に考えられる懸念
4. 今後の詳細制度設計に向けた示唆

## 1. はじめに

### 1.1 非化石価値取引市場は必要か

地球温暖化対策計画において、わが国は温室効果ガス排出削減目標として、2030年度までに2013年比26%を削減する中期目標と、2050年までに80%を削減する長期目標を掲げている。この目標達成のため、エネルギー供給構造高度化法(以下「高度化法」)の基本方針および判断基準の見直しが行われ、2030年における電気事業全体の非化石電源比率44%

以上の達成を求めることを規定した。結果として、温暖化対策の推進に関する法律(以下「温対法」)に基づく調整後CO<sub>2</sub>排出係数(排出係数は3章と補章において後述)は、電気事業全体として0.37kg-CO<sub>2</sub>/kWhとすることが自主的な目標として策定されている。

前述の非化石電源比率44%を達成するために、2017年度より非化石価値取引市場が創設される見通しである。この市場によって、卸電力取引所を経由した非化石電気とFIT電気の2つが持つ「非化石価値」に適切な評価を

与え市場で取引させることで、小売電気事業者の高度化法目標達成と FIT 国民負担の軽減につながることを期待されている [1][2]。

確かに、自由化された電力市場の中で、中期目標を達成するために規制的手法を導入することは一定の合理性がある。また、現状では非化石電源と契約する小売電気事業者の偏りがあることを考えると、共同達成ではなく、市場取引によって流動化を担保することは妥当と言えよう。

しかし、非化石価値取引市場に関しては、以下 2 点の根本的な問題点がある。第 1 は、たとえ非化石電源の発電量を目標通りに達成できたとしても、高度化法が規定する非化石比率 44% を達成できない可能性があるという点である。これは、電力需要や非化石電源の発電量等が長期見通しの前提と同じにならないければ、この目標に到達できないためである。また原子力発電の再稼働と運転期間の 60 年延長が順調に進むことを前提としているため、この前提通りにならない場合、非化石比率の目標達成は極めて難しい。つまり、非化石価値取引市場とは、同電源の 2030 年断面の発電量、あるいは発電比率を達成することを企図する制度であるものの、同制度では直接コントロールすることができない様々な要因が存在し、その結果、たとえ非化石価値取引自体が順調に推移したとしても、非化石電源比率の目標が達成されないことも十分に考えられるのである。

第 2 に、仮に非化石電源の比率の達成ではなく、発電量の達成を政策目的としたとしても、現行の制度設計ではこれを最小の費用で達成することはできない点である。非化石価値取引制度は、米国の CO<sub>2</sub> 排出規制 [3] [4] や、英国やわが国でかつて実施していた RPS(Renewable Portfolio Standard)[5] と類似点が多い。RPS は販売電力量の一定割合を再エネ電源から調達することを小売電気事業者等に

義務づける制度で、事業者は対象となる電源を安価な順に調達するため、理論的には最小費用での政策目標を達成することができる [6]。

ただし、わが国の非化石価値取引市場では、再エネ電源の大半は固定価格買取制度（以下 FIT）で買い取られた FIT 電源を対象としているため、非化石電源が安価な順に導入されるわけではない。もちろん、わが国が RPS から FIT に移行した経緯を踏まえれば、いま一度 RPS 型の制度に戻すことは政策的にみれば非現実的なものかもしれない。とはいえ、導入目標に対する費用対効果は RPS 型に比較すれば劣る<sup>1</sup>。非化石電源の発電量や発電比率の達成を目標とするのならば、対象となる電源を安価な順に小売電気事業者が調達できるようにすべきであろう<sup>2</sup>。

## 1.2 本稿における論点

以上の非化石価値取引制度それ自体が内包する実効性の問題や、政策目標に対する費用対効果といった論点については、本稿では分析の対象外とする。本稿では、非化石価値取引市場が創設されるという前提に立ち、前述した同市場によって得られる 2 つの効果（「小売電気事業者の高度化法目標達成」と「FIT 国民負担の軽減」）のうち、特に後者に着目して、今後の詳細制度設計に向けた論点整理を行う。すなわち、小売電気事業者が単に非化石電源比率を達成するためだけでなく、企業等の需要家に排出係数の改善等を通じた非化石価値を訴求することで、本当に FIT の賦課金負担の軽減につながるのか否か、という点である。

具体的な問題意識としては、本稿執筆時点

<sup>1</sup> 例えばわが国における RPS と FIT についての 1kWh あたりの補助単価は、RPS が 5.8 円/kWh に対して、FIT は 20 円/kWh 以上と費用対効果に劣る可能性がある [7][8]。

<sup>2</sup> 経産省は非化石価値取引市場を指して、「こうした仕組みは諸外国に例がない」と説明したと報道されている（日本経済新聞電子版 2016 年 9 月 12 日）。しかし、「諸外国に例がない」のは、本文で述べたように、政策目標に対しての実効性に疑問があり、費用対効果も疑わしいためである。

(2017年1月16日)では、非化石証書の買い手となる小売電気事業者には、高度化法が規定する2030年度等を除いて、非化石証書を取得するインセンティブはほとんどなく、国民負担の軽減につながらないというものである。現在国の審議会等では、非化石証書の取引にともなう排出係数の算定という極めてテクニカルな論点に議論が集中しており、市場参加者の予想される行動と、これを踏まえた市場設計の議論がおざなりになっている。例えば、本誌別稿[9]で論じるように、非化石証書は、国際的なグリーン電力調達の枠組みで認証され、企業を中心とした需要家が再エネ比率を高める証書として使用できる制度上の整理が必要である、といった点は全く議論されていない。

本稿では、まず制度設計の概要について整理し(第2章)、市場参加者(特に小売電気事業者)の予想される行動(第3章)、これらを踏まえた非化石価値取引市場の制度設計の示唆(第4章)についてとりまとめる<sup>3</sup>。

## 2. 非化石価値取引市場の制度設計

### 2.1 制度が必要とされる背景

非化石価値取引市場創設の目的は、前述したように高度化法が規定する小売電気事業者への非化石電源比率を2030年度までに44%以上とすることにある。同市場が必要とされる

<sup>3</sup> なお、本誌別稿[9]との差異は次の点である。本稿は、本稿執筆時点(2017年1月17日)における非化石価値取引市場の制度設計の中でも、同市場を創設した目的の一つである賦課金負担の軽減と、非化石証書に対する需要家の取得動機に着目した分析である。賦課金負担の軽減という観点からは、非化石証書の売却益が賦課金負担の削減に充当されるFIT電源を中心に論じている。

これに対して本誌別稿[9]では、既存のグリーン電力調達の仕組みを踏まえた上で、FIT電源だけでなく、非FIT電源も含む全ての非化石電源を対象に、主要企業等の需要家がどのような枠組みであれば非化石証書の環境価値を評価できるのかについて論じている。

理由は以下2点にまとめられる。

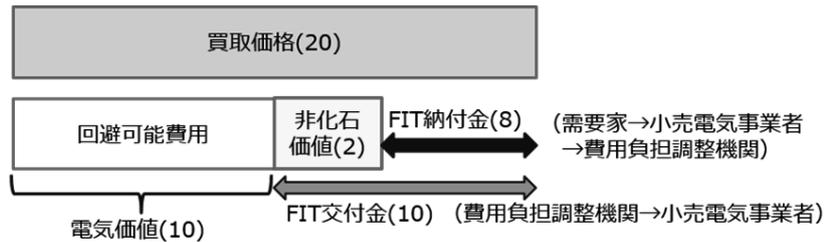
第1の理由は、卸電力取引所の取引によって非化石価値が埋没するため、小売電気事業者の非化石電源へのアクセスが不可能になることである。現行の電力市場では、発電事業者と小売電気事業者との相対取引の場合には、電気そのものに非化石価値が付随することが認められるが、卸電力取引所取引では化石電源と非化石電源が混在しており、うち非化石電源に関してはその他の化石電源と区別せずに取引されるため、その非化石価値が埋没している状況にある。したがって、前述の高度化法での義務達成が困難になることが懸念される。

第2の理由は、FIT電気のもつ環境価値を、需要側のニーズに応じて適切に評価することで国民負担の軽減を図ることである。本来、FIT電気の持つ環境価値は、賦課金を負担する全需要家に帰属する。他方、FIT電気の環境価値を顕在化させて取引させ、その売却益を賦課金に充てることで国民負担が軽減できると電力システム改革貫徹小委員会・市場整備ワーキング(以下「市場整備WG」)では指摘している。図1に、FIT電気の環境価値を需要家に還元する仕組みを示す。

### 2.2 非化石電源の環境価値と初期配分

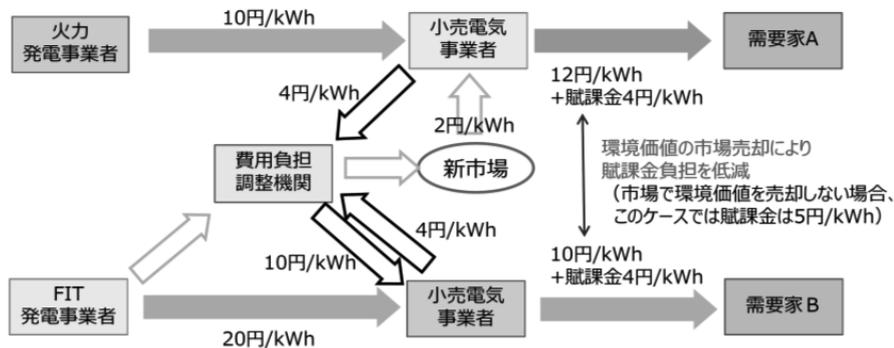
では、非化石価値取引市場において取引される価値とは何か。市場整備WGでは、非化石電源の保有する環境価値は次の3つに分類されるとしている。すなわち、①非化石価値(高度化法上の非化石比率算定時に非化石電源として計上できる価値)、②ゼロエミ価値(温対法上のCO<sub>2</sub>排出係数が0kg-CO<sub>2</sub>/kWhであることの価値)、③環境表示価値(小売電気事業者が需要家に対しその付加価値を表示・主張する権利)である。

非化石価値取引は、同価値をその実電気と一体で取引する方法(バンドリング)ではなく、



※買取価格20円/kWhのうち、FITによる回避可能費用が10円/kWhと仮定

注) 下図説明用に筆者らが作成。現行の制度では、FIT 買取価格 (20 円 /kWh) のうち、電気価値分 (10 円 /kWh) を除いた残り (20-10=10 円 /kWh) が FIT 交付金 (需要家が負担する賦課金 = FIT 納付金) として小売電気事業者に支払われている。これに対して、非化石価値取引市場創設後は、非化石証書売却益 (2 円 /kWh) は小売電気事業者の FIT 電気買取費用の補填にあてられる。その差額 (8 円 /kWh) が FIT 交付金となり、賦課金の削減につながるという仕組みになる。



出典：文献 [1]

図1 非化石価値を需要家に還元する仕組み

非化石価値を証書化し、実電気とは分けて取引する方法（アンバンドリング）によってなされる予定である。これは実電気と分離された非化石価値に価格がつくことによって、確実に非化石価値の顕在化を実現できる点等による。また、相対取引も含め、発電段階で全ての非化石電源の非化石価値を分離し、一律に証書発行の対象とする [2]。

非化石証書の初期配分に関しては、FIT 電源由来証書は費用負担調整機関に、非 FIT 非化石電源由来証書は発電事業者に配分される [2]。そもそも発電段階で生じた非化石価値（および売却益）が、まず誰に帰属するのかについては、FIT のように政策的に補助されていた電源と、それ以外の非化石電源に次のように整理されている。前者の FIT 電源の非化石価値は、この費用を負担する需要家に帰属し、この価値を費用負担調整機関が小売電気事業者に売却することで賦課金の低減を行うことになる。

これに対して、後者の非 FIT 電源の非化石

価値（売却益）は、同電源を保有する発電事業者に帰属される。これは、非 FIT 電源は FIT 等の政策的な補助によるのではなく、発電事業者の経済判断と費用負担のもとに導入されていることによる。また、RPS 等の買取期間終了後の電源に関しては、たとえ補助を前提に導入されていたとしても、買取期間終了後は運転時に補助がないと維持できない、あるいは温暖化対策として買取期間終了後も補助する必要があると整理されている。

また「環境表示価値」は、FIT 電気を含む再生可能エネルギーを対象とした「再エネ指定」と、原子力や大型水力を含み電源を特定しない「指定なし」に分けられる。したがって、「再エネ指定」の非化石証書には「ゼロエミ価値」に加え、小売電気事業者が需要家に「環境表示価値」の一環で「再エネ由来」として訴求できる。このため、再エネ由来電源の価値は原子力に比べて相対的に高くなるだろう。以上、非化石証書の環境価値をまとめたのが表 1

表1 非化石証書に付随する各種環境価値

電源種別	売り手	小売電気事業者にとって		
		非化石価値	ゼロエミ価値	環境表示価値
F II 電源	費用負担 調整機関	高度化法の非 化石発電比率	温対法上の排 出係数ゼロ	再生エネルギー
非F II 再生エネルギー	発電事業者	44% に利用可能	0kg-CO <sub>2</sub> /kWh	なし
非F II 非化石電源 (原子力)				

である。

### 2.3 ゼロエミ価値の排出係数への反映

非化石証書の購入によって、小売電気事業者に移転するゼロエミ価値は、CO<sub>2</sub>の調整後排出係数の計算式を変更することで、以下の極めて複雑な算定式により計算される予定である。

調整後 CO<sub>2</sub> 排出係数 (kg-CO<sub>2</sub>/kWh)

$$= (\text{実 CO}_2 \text{ 排出量} + \text{FIT 調整 CO}_2 \text{ 排出量}^{\text{a)}} - \text{認証排出削減量} - \text{ゼロエミ価値排出削減量}^{\text{b)}}) \div \text{販売電力量}$$

$$\text{a)} \text{FIT 調整 CO}_2 \text{ 排出量} = \text{FIT 買取調整電力量}^{\text{c)}} \times \text{全電源平均係数}$$

$$\text{b)} \text{ゼロエミ価値排出削減量} = \text{非化石証書認証電力量} \times \text{全国平均係数}$$

$$\text{c)} \text{FIT 買取調整電力量} = \text{FIT による当該小売電気事業者買取電力量}^{\text{d)}} - \text{FIT による非化石価値認証電力量 (在庫)} \times (\text{当該小売電気事業者販売電力量} \div \text{全国の総販売電力量})$$

$$\text{d)} \text{FIT による当該小売電気事業者買取電力量} = \text{交付金対象} + \text{卸調達量} - \text{卸販売量} + \text{みなし FIT 電力量}^{\text{e)}} \text{ (JEPX (日本卸電力取引所) 調達分)}$$

$$\text{e)} \text{みなし FIT 電力量} = (\text{小売買取 (市場供出分)} + \text{送配電買取 (市場供出分)}) \div \text{市場約定電力量}$$

そもそも CO<sub>2</sub> 排出係数とは、電気事業者の販売電力量あたりの CO<sub>2</sub> 排出量を示す指標である。従来の実排出係数と調整後排出係数が

使用されてきたが、2017年度から導入予定であるメニュー別排出係数を算定した事業者については、調整後排出係数は参考値として扱われる。3種類の排出係数の変遷については巻末の補遺に示し、算出方法の概要は以下のように示される。

第1の実排出係数とは、CO<sub>2</sub> 排出量を電気事業者の販売電力量で除したものである。

これに対して、第2の調整後排出係数とは、実際の排出量から温室効果ガス排出抑制を行った実績を控除して算出された係数である。調整後排出係数の設定当初、電気事業者の地球規模での排出削減の取り組みである「京都メカニズム」の活用を適切に評価する目的で公表されていた。他方、2012年7月に施行されたFITを踏まえ、まず実排出量にFIT買取費用の負担に応じた買取電力量相当量 (FIT調整CO<sub>2</sub>排出量) を加算した後、クレジット等を控除すると定められている (前述の式での項目<sup>b)</sup>が該当する)。

ただし、FIT調整CO<sub>2</sub>排出量により、FIT電気の買取量が多い電気事業者においては加算される排出量が多くなり、調整後排出係数は逆に悪化してしまうこともある。例えば表2に示すとおり、地域的にFIT設備導入量が多い九州電力や、多くをFIT電気の買取により電気事業を行っている新電力でこの傾向が見られる。

そして、第3の排出係数である「メニュー別係数」は、2017年度から導入される。これは小売電気事業者が販売する料金メニューを類型化して設定されるものである。メニュー別係数は小売電気事業者が任意で設定し国に提出するが、国がこれを確認し公表した場合、当該電気事業者の調整後排出係数はメニュー別排出係数に代わることとなる (調整後排出係数は参考値として表示される)。

メニュー別係数算定の際には、非FIT非化石電源由来証書の初期配分は発電事業者にあ

表2 電気事業者別排出係数（抜粋）  
平成28年12月27日公表

電気事業者名	実排出係数 (kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	調整後排出係数 (kg-CO <sub>2</sub> /kWh)
北海道電力(株)	0.669	0.676
東北電力(株)	0.556	0.559
東京電力EP(株)	0.500	0.491
中部電力(株)	0.486	0.482
北陸電力(株)	0.627	0.615
関西電力(株)	0.509	0.496
中国電力(株)	0.697	0.700
四国電力(株)	0.651	0.669
九州電力(株)	0.509	0.528
沖縄電力(株)	0.802	0.799
アーバンエナジー(株)	0.255	0.249
愛知電力(株)	0.512	0.483
アストモスエネルギー(株)	0.328	0.300
アンフィニ(株)	0.296	0.575
イーレックス(株)	0.555	0.410
池見石油(株)	0.683	0.655
いこま電力(株)	0.569	0.540
(一財)泉佐野電力	0.536	0.490
出光グリーンパワー(株)	0.228	0.000
伊藤忠エネクス(株)	0.489	0.241
伊藤忠商事(株)	0.560	0.531
HTBエナジー(株)	0.615	0.586
エコエンジニアリング(株)	0.520	0.491
SBパワー(株)	0.072	0.331

るため、小売電気事業者が大型水力等を中心に調整後排出係数の低い料金メニューを作成した場合、ゼロエミ価値を当該発電事業者から購入することになるとと思われる。これは前述したように、市場整備WGにおいて、証書の売り手としてFIT電源由来証書は費用負担調整機関が、非FIT非化石電源由来証書は発電事業者という整理がなされていることによる[2]。

以上のように、小売電気事業者に移転された非化石証書の中で、非化石価値は高度化法の非化石比率に、ゼロエミ価値は地球温暖化対策の推進に関する法律（以下、温対法）上のCO<sub>2</sub>排出係数に、環境表示価値は電源構成表示に反映されることになる。

### 3. 非化石証書に需要はあるのか

前述したように、非化石証書の買い手は原則として小売電気事業者であり、売り手はFIT電源由来証書については費用負担調整機関（売

却益は賦課金の軽減に使用）、非FIT非化石電源由来証書については発電事業者（売却益は発電事業者の事業収入）を予定している。

非化石価値取引市場の取引はPay as Bid方式による入札、つまりマルチプライスオークションが実施される予定である。売り手である費用負担調整機関にはFIT電源由来証書を高く売るインセンティブがなく、成り行き価格の入札がなされ、買い入札価格がそのまま約定価格となる可能性が高い。

問題はこの買い入札がどのように実施されるのか、すなわち買い手である小売電気事業者に非化石証書を購入する十分なインセンティブがあるのか否かである。換言すれば、非化石価値取引制度の目的の一つであるFIT国民負担の軽減についての成否は、買い手の市場での行動次第とも言える。

しかし、文献[1][2]や制度設計WGの議論等をみるかぎり、現在の制度設計では非化石証書の需要はほとんど生じないものと思われる。本章では、その理由を示すとともに、改善策について考察する。

#### 3.1 小売電気事業者にとってのインセンティブ

非化石証書を小売電気事業者が保有する動機としては、高度化法の目標年次である2030年度や、2030年度以前のある年度に目標値を設定される可能性がある「中間年」での目標量になる。しかし、この目標年を除き、小売電気事業者に非化石証書を保有するインセンティブはほぼ生じないだろう。換言すれば、買い手である小売電気事業者にとって、非化石証書を取得する唯一の動機は、高度化法が規定する2030年度断面での非化石電源比率44%以上（設定されるのであれば中間年での目標達成）でしかない。

そこで、中間年の設定は今後の論点になるだろうが、これを合理的に設定することが極

めて難しい<sup>4</sup>。これは前述(1.1節)したように、販売電力量や原子力の再稼働の状況等、再エネ導入以外の複合的な要因で決定しなければならないことによる。すなわち、高度化法の非化石比率達成には、小売電気事業者の自助努力だけでは如何ともしがたい外部要因が複雑に絡み合っているため、中間年の設定が難しいのである。

### 3.2 需要家にとっての非化石証書の意義

そこで小売電気事業者が取得したゼロエミ価値を需要家に訴求できるのであれば、小売電気事業者にとって非化石証書を取得するインセンティブが生ずることになる。文献[2]では「環境表示価値については、非化石証書によって加算された非化石比率やオフセットされた排出係数に関しては、その付加価値を需要家に訴求することは可能」としている。つまり、前述(2.3)の算定式で示したように調整後排出係数の低減を需要家に訴求することである。しかし、以下2つの問題から需要家へ訴求する効果は限定的である。

第1の問題は、需要家にとって排出係数低減の意義が、国内的に見いだせなくなっていることである。これは以下のように説明できる。従来、わが国では、温対法を基本とした排出抑制が推進されてきた。しかし、省エネ法・温対法の対象企業が調整後排出係数を用いた排出量を記載する箇所は、事業者全体の取り組みを記載する「特定表」の1箇所にすぎず、個別工場等ごとに報告する「指定表」では実排出係数を用いる。つまり、温対法上は依然として実排出係数が重視されているのが現状である。

これまで、わが国では、排出量算定の軸と

なるCO<sub>2</sub>排出係数の低減を通じてクレジットの経済価値を高めることが狙いとされてきた。特に調整後排出係数にクレジットやFITといった政策的要素をどう反映するのか、この検討に多大な労力を費やしてきた。しかし、調整後排出係数は、国の政策(Jクレジット等で大量に安価なクレジットが供出される等)に左右されることによって毎年の変動が大きくなる。企業の排出抑制の取り組みを排出係数という指標で「見える化」という、本来の目的が果たして達成されているのか疑問である。

今後、メニュー別排出係数が調整後排出係数を代替するなど、ますます複雑化することにより、排出係数の形骸化に繋がる恐れもある。特に報告対象事業所が多い企業にとっては作業負担が増える一方で、報告したからといって何ら社会から評価されることのない温対法に対し、排出抑制の取り組み継続意義を見出し、長期の排出抑制対策を推進することは困難になると考えられる。

第2の問題は、国際的にも、需要家にとっての排出係数低減の意義が低下していることである。ゼロエミ価値を小売電気事業者側で排出係数の低減に利用したとしても、主要企業に環境情報の開示を求めるCDP<sup>5</sup>の下では、高評価が得られないことが挙げられる。

グローバルな事業を展開する主要企業は、自社の排出削減の取り組みを国内外に発信する場として、温対法ではなく、企業の環境対策に関する情報開示・評価の国際的プロジェクト「CDP」を意識している。筆者らの別稿[9]で論じたように、排出量の算定ガイドンスであるGHGプロトコルが改定され、企業の再エネ電源(または低炭素電源)の調達による排出削減を反映する内容となった。これにな

<sup>4</sup> また、証書の有効期間が1年間でバンキングが認められていないことも、中間年の設定を難しくしている一因でもある。バンキングが認められていれば、目標年次より前年量を確保するインセンティブが生じる。

<sup>5</sup> CDPは、以前はCarbon Disclosure Projectの略称とされていた英国に本部があるNGOで、現在は正式名称が「CDP」になっている。詳細は本誌別稿[9]参照のこと。

らい、2016年報告より、CDPでは電力や熱の利用による間接排出量（Scope2 排出量）の算定にあたり、排出削減の根拠として、再エネ電源の調達量と調達手段を明確にすることとなった。

しかし、非化石価値取引市場と CDP は次の3点から相容れない構造になっている。

#### (1)算定に用いる排出係数：マーケット基準とロケーション基準

前述の GHG プロトコルでは、マーケット基準とロケーション基準という2つの算定手法が体系化されている。それぞれで用いる排出係数の定義や算定方法を定めており、CDP 報告もこれに準じて行われている。

マーケット基準は、発電源の特定の情報が記載されている発電証明等が取得できる場合や、発電源から需要までを特定できる電力購入契約（再エネからの出力について電気価値と環境価値を一体（バンドル）として調達する契約）を行った場合、これらに基づく排出係数を使用して Scope2 排出量を算定する手法である。発電証明が取得できない、あるいはバンドルした契約でない場合、契約している電気事業者の実排出係数や調整後排出係数を用いて算定することになる。例えば、わが国の料金メニューとして、非化石比率を高めたメニュー別排出係数が策定されたとしても、発電源を特定できる発電証明や契約に基づくものでない限り、CDP 報告においては実排出係数や調整後排出係数と同等の扱いである<sup>6</sup>。

一方のロケーション基準は、国や地域内の平均排出係数（わが国では代替値に該当）に基づき Scope2 排出量を算定する手法である。

これら2つの手法で算定された Scope2 排出量の差を、再エネ電源の調達による排出削減量として報告し、調達量もあわせて報告する。

<sup>6</sup> メニュー別排出係数を用いて Scope2 排出量の算定ができるよう、CDP 事務局への働きかけが別途必要である。

#### (2)排出係数の精度: 「高い」 から 「低い」 へ

GHG プロトコルでは、マーケット基準で用いる排出係数の精度を「高い」から「低い」に分類・評価している（本誌別稿 [4] 表 5 参照）。発電証明や契約に基づく排出係数は「高い」、それ以外の排出係数（実・調整後排出係数等）は評価が「低い」と評価される。CDP でも同様である。

#### (3)CDPの動向を考慮していない非化石価値取引市場の制度設計

これに対して、現在検討されている非化石価値取引市場では、前述したように非化石証書に伴うゼロエミ価値分を、証書を取得した小売電気事業者の排出係数の調整（低減）に用いる。需要家に訴求できるゼロエミ価値は、排出係数の低減ということになる。しかし、前述したように、発電証明のない排出係数はマーケット基準においては精度の「低い」排出係数として扱われる。したがって、現状の制度設計の下で、排出係数への反映を通じた訴求はできるものの、その排出係数は CDP では低い評価しか受けられないため、需要家が直接、排出削減や再エネ電源の購入量（再エネ比率）にカウントできる制度設計にした方が、訴求効果も大きいのである。

### 3.3 発電源証明と需要家による電源選択

以上のように、現状の制度設計では、非化石証書を小売電気事業者が積極的に欲する、いわば証書の需要が生ずるとは考えにくく、「FIT 国民負担の軽減」とする政策目標の達成は難しいであろう。

そこで、考えられる方策の一つが、国際的な温室効果ガス算定・報告基準である GHG プロトコルに基づいて、非化石証書の「ゼロエミ価値」を反映した排出係数を算定する方策である。具体的には、次の2段階のプロセスを経る。

第1に、非化石証書を、欧州の Guarantee of

Origins（発電源証明，以下 GO）と同様に，再エネ種別と各発電所別にみた1年間等の一定期間における発電量等をトラッキング可能とした上で，前述のGHGプロトコルに対応した排出係数を算定することである。非化石証書がGOと同程度の信頼性を備えれば，前述のScope2のマーケット基準において「精度が高い」排出係数として認定され，企業等の需要家が取得するインセンティブが高まることになる。

その上で，第2に，この排出係数が適用された電気料金メニューを企業等の需要家が選択可能とする。こうした制度設計とすれば，需要家自らが再エネの環境価値を評価・選択し，費用負担を行うことで，再エネ導入が進んでいく可能性がある。再エネの脱FIT化（＝脱補助金化）が進むのであれば，これはまさに，電力自由化と統合的な再エネ政策のあり方である。

そもそもGOとは，全ての供給事業者に対して自身の顧客への発電源の情報開示を義務づける欧州委員会（European Commission：以下「欧州委」）による2009年の電力市場指令（2009/72/EC）に基づくもので，主に再エネ発電に対して設備情報（電源種別場所，容量等）と一定期間内の発電量を証明書として発行してきた[10]。ただし，各国で対象電源の選定は異なり，他方で，GOが発行可能な再エネ電源種別は加盟国が設定可能であるため，現状は不揃いである。例えば，そもそもEU大のGO取引に不参加である英国，FIT等補助対象電源を除くドイツと補助の有無を問わず発行するオランダや北欧諸国，再エネだけでなく全電源に証明書を発行するスイスとオーストリアといった違いがある。

しかし，2016年11月30日に，欧州委から発表された“Clean Energy for All Europeans”と題する文書パッケージ（いわゆる2016 Winter Package）では，GOに関して，FIT等の補助対

象の再エネ電源のGOについては，その売却益を賦課金低減の原資とする案が示されている[11]。これはまさに，わが国のFIT対象電源からの非化石証書の売却益を賦課金負担の軽減に利用する点と同じ発想である。この提案に対しては，制度が複雑化する懸念があるものの<sup>7</sup>，GOを通じて再エネの「価値」を評価する需要家に，同価値を売却し賦課金負担の軽減を促す案自体には，再エネの脱補助金化として評価する意見もある[12]。いずれにせよ，わが国の非化石証書がGOと同程度の信頼性を確保すれば，GHGプロトコルの国際的な枠組みに取り込むことが可能であり，欧州委提案と同様の国際的な制度設計の実験と知見共有にも位置づけられるであろう。

したがって，本稿執筆時点で議論されているように非化石証書を小売電気事業者間で流通させ調整後排出係数に用いるのではなく，欧州GOと同程度のトラッキングの信頼性を確立させ，国際的なGHGプロトコルの枠組みとして，排出係数に適用させることが肝要である。こうした制度設計によって，小売電気事業者が取得した非化石証書を需要家が料金メニューとして選択可能とする。これにより主要企業が再エネ価値を取得する方策を示しながら，「FIT賦課金負担の軽減」を進めることは，非化石価値取引制度を導入する目的の一つに合致するものである。

### 3.4 本稿の制度設計提案に考えられる懸念

他方で，以上のようなゼロエミ価値を需要家へ訴求する方策に対して，懸念される点として以下の2点が挙げられる。第1に，企業等の需要家による支払意志額が賦課金負担を十分に減らせるほど大きいのかという点であ

<sup>7</sup> 通常GOは再エネ発電事業者に帰属し，売却益は発電事業者に帰属する。しかし，欧州委の提案では，FIT等補助電源の売却益は賦課金軽減に使用される（つまりGOの帰属は需要家）となる。これではあたかも2つの制度が並存するため，複雑になるとする懸念がある。

る。例えば、現在わが国で最大のグリーン電力調達を行っている日本自然エネルギーの年間取引量は約3億kWhである[9]。通常、グリーン電力調達は相対取引であるため、この取引単価は明らかではないが、これを多く見積もり例えば5円/kWhで取引されているとしても<sup>8</sup>、現時点では企業からは年間50億円ほどが支払われているに過ぎない。これに対して、2016年度のFIT賦課金単価2.25円/kWhを0.01円減らすだけでも、年間100億円必要である<sup>9</sup>。したがって、非化石証書を前述したGHGプロトコルの精度が高い排出係数に対応させ、ゼロエミ価値を需要家に訴求できるとしても、FIT賦課金負担を十分に軽減させるためには、更なる参画企業の増加と取引量の拡大が不可欠であることが分かる。他方で、これまでわが国のグリーン電力調達はあくまで企業による「企業の社会的責任（CSR）」活動の一環に過ぎなかったため、グリーン電力調達の市場規模が限られていたことは十分に考えられる。

第2に、こうしたCDPの枠組みの中での企業による環境対策の推進が、果たして環境負荷の低減として実効性があるのか、必ずしも明らかではない点である。本誌別稿[9]で論じたように毎年公開されるCDPランク付けは、機関投資家等の行動を規定するまでに影響力が大きくなっており、世界規模で事業を展開する主要企業にとっては無視できないどころか、積極的な環境負荷低減へのコミットメントを表明している。ところが筆者らが主要企業10数社のCDPへの回答書をダウンロード

してみたところ、CDPランクと各企業による再エネ調達量・GHG削減量の相関は必ずしも明確ではなかった。もちろんCDPはあくまで「申告主義」であり、回答内容の確認は監査法人等の第三者機関の認証にまかされているものの、例えば実際に当該企業の活動が環境負荷の低減に寄与しているのか、またこうした企業活動によるCO<sub>2</sub>削減の費用対効果等は明らかではないのである。したがって、CDP等による企業を対象とした環境負荷低減活動の実効性やその費用対効果が今後分析されることが望まれる。

とはいえ、これら2つの懸念を抱えながらも、本稿で繰り返し言及しているように、電力自由化の中で再エネ普及を整合的に実施するという観点からは、本稿が提案するように需要家自らが再エネを選択し、その費用負担を行う方向性は目指していくべきである。これまで電力量(kWh)や発電容量(kW)と一体的に取引されてきた非化石価値を、市場の中で明示的に加味していくことは、システム改革の方向性自体は間違いではない。市場は人工物であり、思った通りに機能しないのであれば仕組みを変える方法を編み出すことが重要である。電力自由化と非化石市場との整合性や、政策目標に対する費用対効果を事前・事後に検証しながら、機動的な制度修正がのぞまれている。

#### 4. 今後の詳細制度設計に向けた示唆

市場整備WGでは、非化石電源（再エネと原子力）で発電された電気の非化石価値を顕在化し、それを小売電気事業者が売買できる非化石価値取引市場の2017年度の創設を提起した。

確かに、自由化された電力市場の下で、エネルギー供給構造高度化法に基づく非化石電源比率44%の達成を義務づけられた小売電気

<sup>8</sup> 5円/kWhは、CO<sub>2</sub>排出削減コストで換算すると約1万円/トン-CO<sub>2</sub>と極めて費用対効果の悪いGHG削減手段になる。

<sup>9</sup> 2016年度のFIT賦課金単価2.25円/kWhは以下の式から算定されている。

2.25円/kWh= (①買取費用2兆3000億円 - ②回避可能費用4975億円 + 費用負担調整機関事務費2.9億円) / ③販売電力量8025億kWh

①、②、③が変わらない前提で、賦課金単価2.25円/kWhから2.24円/kWhに0.01円/kWh減るには、分子が約100億円減る必要がある。

事業者にとっては、流動性が担保される市場の創設は必要ではある。

しかし、現状議論されている制度設計案では、非化石証書の買い手となる小売電気事業者には、高度化法が規定する2030年度等を除いて、非化石証書を取得するインセンティブはほとんどなく、国民負担の軽減につながらない。

そこで、国際的な温室効果ガス算定・報告基準であるGHGプロトコルに基づいて、非化石証書の「ゼロエミ価値」を反映した排出係数を算定すべきである。具体的には、①非化石証書を、欧州の発電源証明と同様に、発電源別にみた当該期間の発電量等をトラッキング可能とした上で、GHGプロトコルに対応した排出係数を算定する。その上で、②この排出係数が適用された電気料金メニューを企業等の需要家が選択可能とする。

こうした制度設計とすれば、需要家自らが再エネの環境価値を評価・選択し、費用負担を行うことで、再エネ導入が進んでいく可能性がある。再エネの脱FIT化（＝脱補助金化）が進むのであれば、これはまさに、電力自由化と整合的な再エネ政策のあり方である。

ここで重要なことは、電力自由化と再エネ政策を整合的に進めるという観点からは、需要家自らがゼロエミ価値を評価し、費用を負担することで、再エネ導入が進むことは望ましいという点である。したがって、非化石取引市場を創設することで、FIT賦課金負担の軽減を目指すという原点を改めて認識すべきである。そのためには市場を機能させる観点から、真摯な制度設計の議論が必要とされている。今後の詳細検討では、政策目標に照らし費用対効果に優れた制度設計を行うとともに、適宜、事後の政策評価に基づく機動的な制度修正が必要である。

## 補. 各種CO<sub>2</sub>排出係数の概要と算定経緯

### 補.1 算定・報告・公表制度の概要

気候変動に関する国際連合枠組条約第3回締約国会議（COP3）において採択された京都議定書の着実な実施に向け、国・地方公共団体・事業者および国民が一体となって地球温暖化対策に取り組むための事項を規定した温対法が1998年に制定・公布された。

その後、2005年2月の京都議定書の発効に伴い温対法が改正され、温室効果ガスを一定量以上排出する者（特定排出者）に対し、温室効果ガスの排出量を算定し、国に報告することを義務付け、報告されたデータを国が集計・公表する「温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度」が2006年4月から施行された。これは、温室効果ガスの排出者が自らの活動による排出量を算定・把握することにより、自主的な排出抑制対策のPDCAを実行することが可能となるとともに、算定された排出量を国が集計して公表することにより、国民・事業者全般の排出抑制に向けた気運を醸成することを目指した制度である。

### 補.2 報告事項と排出量の算定方法

本制度において報告対象となる温室効果ガスは、CO<sub>2</sub>（エネルギー起源CO<sub>2</sub>および非エネルギー起源CO<sub>2</sub>）、CH<sub>4</sub>、N<sub>2</sub>O、HFC、PFC、SF<sub>6</sub>、NF<sub>3</sub>の7ガスである。特定排出者は、自らが抽出した燃料の使用、電気の使用、セメントの製造といった活動ごとに「温室効果ガス排出量＝活動量×排出係数」として、政省令に定められている排出係数を用いて排出量を算定する。

電気の使用に伴うCO<sub>2</sub>排出量（エネルギー起源CO<sub>2</sub>）の算定に使用する排出係数を「CO<sub>2</sub>排出係数」と呼び、通常「kg-CO<sub>2</sub>/kWh」で表される。

### 補.3 CO<sub>2</sub>排出係数の変遷

#### (1)CO<sub>2</sub>排出係数1本立て時期（2005年度～2007年度）

CO<sub>2</sub> 排出係数は、国からの協力依頼により電気事業者が算出し国に提出する。国による内容の確認を経たものを確定値として、電気事業者別に公表される。

本制度における排出量の報告は2007年度（2006年度の排出実績）から開始されているが、この当時のCO<sub>2</sub> 排出係数は、「特定排出者の事業活動に伴う温室効果ガスの排出量の算定に関する省令（2006年3月29日経済産業省令・環境省令第3号）」に定めるデフォルト値（0.55kg-CO<sub>2</sub>/kWh）の他、電気事業者（旧一般電気事業者およびPPS）別係数<sup>10</sup>が使用されていた。

また、特定排出者の報告対象範囲は、1979年に制定されたエネルギーの使用の合理化等に関する法律（省エネ法）により指定される「エネルギー管理指定工場<sup>11</sup>」であり、これを温対法に定める「特定事業所」として、国が公表するCO<sub>2</sub> 排出係数を使用してエネルギー起源CO<sub>2</sub>（実排出量）を算定していた。

#### (2)CO<sub>2</sub>排出係数2本立て時期（2008年度～）

2008年の温対法改正により本制度の一部が改正され、2009年4月から施行されている。2010年度報告（2009年度の排出実績報告）から報告対象範囲が拡大され、各種クレジットが排出量へ反映可能となるなどの制度改正が行われている。主な変更点は以下のとおりである。

①電気の使用に伴うCO<sub>2</sub> 排出量の算定に当たり、デフォルト値を廃止し、国が公表する電気事業者ごとの排出係数を用いて算定する。

<sup>10</sup>デフォルト値を下回るものについて2007年3月に初めて公表された。

<sup>11</sup>年度のエネルギー使用量が原油換算で1,500kL以上あるいは3,000kL以上の工場・事業場。

②特定排出者は、事業者（会社）単位で温室効果ガス排出量を算定して報告する。なお、特定事業所を有する場合は、その排出量の内訳も報告する。

③特定排出者は、温室効果ガス算定排出量（実排出量）の報告に加え、調整後温室効果ガス排出量（調整後排出量）を報告する。

この変更により、特定排出者は、特定事業所における実排出量の報告は従来どおり行い、さらに事業者（会社）全体の実排出量と調整後排出量の報告が加わることとなった。

#### 【参考文献】

- [1] 第2回市場整備WG（2016）「資料3 非化石価値取引市場について」、2016年11月9日
- [2] 第5回電力システム改革貫徹のための政策小委員会（2017）「資料5-2 中間とりまとめ」、2017年2月9日
- [3] 若林雅代・上野貴弘（2015）「米国における火力発電所CO<sub>2</sub>排出規制の動向と今後の展開—連邦環境保護庁の規制『Clean Power Plan』提案を巡って—」、電力中央研究所報告Y14005.
- [4] 若林雅代・上野貴弘（2016）「米国火力発電所CO<sub>2</sub>排出規制 Clean Power Plan の事前評価」、電力中央研究所報告Y15005.
- [5] 田頭直人・西尾健一郎（2007）「海外の再生可能エネルギー支援政策による導入量及び費用」、電力中央研究所報告Y06012.
- [6] Menanteau, P. et al（2003）"Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy", Energy Policy vol31, pp.799-812
- [7] 朝野賢司（2014）「我が国の固定価格買取制度に関する費用負担見通しとその抑制策の検討」、電力中央研究所報告Y13031.
- [8] 朝野賢司（2013）「日本における再生可能エネルギー普及制度による追加費用及び買取総額の推計」、電力中央研究所報告Y12034.
- [9] 朝野賢司・野口厚子・谷優也（2017）「グリーン電力調達の動向と課題—非化石価値取引の詳細制度設計に向けた示唆—」、電力経済研究 No.64, pp.48-57
- [10] Seebach, D. et al（2015）Reliable Disclosure in Europe: Status, Improvements and Perspectives, Final Report Reliable Disclosure Systems for Europe (RE-DISS) – Phase II
- [11] European Commission（2016）Proposal for European Commission's legislative proposal to revise the Renewable Energy Sources Directive

- [12] Jansen, J. et al (2016) The Disclosure of Guarantees of Origin: Interactions with the 2030 Climate and Energy Framework, Center for European Studies Special Report

朝野 賢司 (あさの けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所

野口 厚子 (のぐち あつこ)

電力中央研究所 社会経済研究所