

脱炭素に効果的な再生可能エネルギーの調達方法

Procuring Renewable Energy for Decarbonization

石田 雅也*

1. はじめに：世界の潮流

気候変動を抑制するために、世界各国が脱炭素（カーボンニュートラル）に向けた活動を加速させる中で、大量の二酸化炭素（CO₂）を排出する企業の取り組みが重要性を増している。製品やサービスの生産・販売・流通から消費・廃棄に至るまで、さまざまな事業活動において膨大な量の CO₂ を排出し続けている。業種を問わず、その責任は重い。現代そして次世代以降の地球温暖化を抑制するためには、世界中の企業が短期間のうちに脱炭素を実現する必要がある。

脱炭素の手段はいくつかあるが、最も効果的なものは2つに絞られる。省エネ（エネルギー効率化）の推進と再生可能エネルギーの利用拡大である。いずれも長年の技術開発と導入実績によってコストダウンが進み、技術的にも経済的にも効率の良い方法で実現できるようになった。脱炭素の他の手段（原子力、水素、二酸化炭素回収・貯留など）と比べて、経済性や安全性の面で優れている。再生可能エネルギーにも課題はあるが、技術の進展によって解決できる。すでに世界の多くの国や地域が再生可能エネルギー 100%の社会に向けて進み始めている。

気候変動の抑制に重大な責任を担う企業の取り組みも活発になってきた。代表的なプロジェクトが、世界中の大手企業 371 社（2022 年 6 月 1 日時点）が加盟する国際イニシアティブの「RE100」である。事業活動に使用する電力を再生可能エネルギー 100%で調達することを目指すプロジェクトで、日本企業も 70 社（同）が加盟して再生可能エネルギーの電力の利用を拡大中である。

脱炭素を求められる企業にとって、再生可能エネルギーを利用して CO₂ の排出量を削減すること

は、最重要の経営課題になっている。全世界で事業を展開する有力企業が取引先に対しても脱炭素を要請し始めた。その対応に遅れると取引の停止さえ招きかねない。いかに短期間に効率良く再生可能エネルギーの電力を調達できるかが、企業の競争力を左右する時代になった。

2. 進化する電力の調達方法

再生可能エネルギーの電力を調達する方法は、大別して4通りある（表1）。第1に、自家発電した電力を自家消費する方法である。建物の屋根に太陽光パネルを設置する方法が代表的で、日本でも工場や商業施設などの屋上に大規模な太陽光発電設備を導入する事例が増えている。太陽光発電のコストが低下したことによって、通常の電気料金よりも安く太陽光発電の電力を利用できるようになった。コスト削減と CO₂ 排出削減を両立できる効果的な脱炭素の手段である。

第2の調達方法は、小売電気事業者が販売する

表1 再生可能エネルギーの電力の調達方法¹⁾

調達方法	概要
自家発電・自家消費	再生可能エネルギーの発電設備を建設して電力を作り自家消費する
小売電気事業者から購入	再生可能エネルギー100%の電力を購入する
再生可能エネルギー由来の証書を購入	再生可能エネルギーの電力が生み出す環境価値を証書で購入する
コーポレート PPA（電力購入契約）	再生可能エネルギーの発電設備から長期契約で電力を購入する

* 公益財団法人 自然エネルギー財団

再生可能エネルギー 100%の電力メニューを購入することである。日本でも数多くの企業が再生可能エネルギーの電力を求めるようになり、小売電気事業者がさまざまなタイプの電力メニューを販売し始めた。大手の小売電気事業者が販売する水力発電 100%のメニューなどである。ただし発電方法によって環境に与える影響に違いがあるなど、選択にあたって注意すべき点がある。

第3の調達方法として、再生可能エネルギー由来の証書を購入することも可能である。電力は発電方法によって、CO₂を排出しない、資源が持続可能、といった特性の違いがある。環境価値と呼ばれるもので、太陽光や風力などの再生可能エネルギーであれば資源が持続可能であり、原子力であればCO₂を排出しない。とはいえ電力そのものは発電方法に関係なく物理的に同じであるため、環境価値を識別することはできない。

そこで発電方法によって異なる環境価値を証書で証明することが、世界中の多くの国で実施されている。日本には「非化石証書」「グリーン電力証書」「J-クレジット」という3種類の証書がある。電力と証書を組み合わせることによって、その証書が証明する環境価値を伴った電力を使用したとみなすことができる(図1)。再生可能エネルギー由来の証書を購入して、従来から購入している電力と組み合わせれば、再生可能エネルギーの電力を使用したことになる。国際イニシアティブのRE100でも認めている世界共通の再生可能エネルギーの電力調達方法である。

以上の3通りの調達方法は、すでに数多くの企業が採用している。さらに最近になって採用されるようになった新たな方法が第4の「コーポレートPPA」である。もともと発電事業者と小売電気事業者が電力を長期契約で取引することをPPA (Power Purchase Agreement, 電力購入契約) と

呼んでいる。コーポレートPPAは電力を使用する企業(corporate)が発電事業者から長期契約で電力を購入することを指す。再生可能エネルギーで発電した電力を長期契約で購入することによって、継続的にCO₂排出量を削減する効果がある。米国では2015年あたりからコーポレートPPAを採用する企業が急速に拡大した。日本でも2021年から採用する企業が増え始めている。今後ますます世界各国の企業のあいだに広がっていくことは確実である。

3. 求められる電力の要件

再生可能エネルギーの電力には、さまざまな種類があり、環境に与える影響にも違いがある。気候変動を抑制する点だけを考えれば、CO₂を排出しない電力を選択すれば良いが、そのほかの点で環境に大きな影響を与えてしまうことは避けるべきである。日本を含めて世界各国の先進的な企業は、いくつかの基準をもとに再生可能エネルギーの電力を選択している。主な選択基準として、4つを挙げることができる(表2)。

第1の選択基準は、環境負荷が小さいことである。どのような発電方法であっても、環境負荷がゼロになることはない。特に発電設備の建設時と建設後の運転中の環境負荷が問われる。再生可能エネルギーによる発電方法のうち、大規模なダムを必要とする水力発電の環境負荷が相対的に大きい。建設時だけでなく、運転中もダムの下流の水量を減らしてしまうため、河川の水質に影響を与える可能性がある。

第2に、持続性が重要な選択基準になる。再生可能エネルギーの中では、燃料を必要とするバイオマス発電の持続性に注意する必要がある。たとえば地域の木材を燃料に使用する場合には、間伐など森林の保全に伴って生み出される用途のない

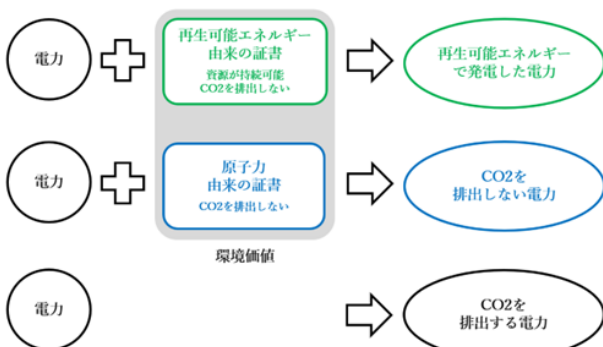


図1 証書による電力の環境価値の証明¹⁾

表2 再生可能エネルギーの電力の選択基準¹⁾

基準	条件
環境負荷	発電設備の建設・運転時に環境に与える影響が小さい
持続性	持続性のある再生可能エネルギーで電力を作り、有害な廃棄物を生み出さない
追加性	再生可能エネルギーの発電設備を新設して、既設の火力発電や原子力発電を代替する
地域貢献	地域社会が発電事業から恩恵を受ける(産業振興、雇用創出、廃棄物削減など)

木材を発電用の燃料に使用することが望ましい。必要以上に木を伐採しないように、間伐材の発生量に合わせた燃料調達計画と発電計画を策定・実行することが求められる。

第3の選択基準として、気候変動の抑制に先進的に取り組む企業が重視している追加性 (additionality) がある。再生可能エネルギーによる発電設備を新たに建設 (追加) することで、火力発電や原子力発電を代替できる。追加性がある再生可能エネルギーの電力を調達することによって、確実に CO₂ 排出量や放射性廃棄物を削減する効果がある。

どのような場合に追加性があるとみなすか、いくつかの考え方があるが、端的な事例をもとに説明する。再生可能エネルギーの電力を調達する方法のひとつとして、既設の水力発電の電力を購入できる。この電力は発電時に CO₂ を排出しないため、電力を購入した企業は CO₂ を排出しない再生可能エネルギーの電力を使用したとみなされる。ただし電力システム全体の CO₂ 排出量は、その企業が水力発電の電力を購入する以前と変わらない。実際の CO₂ 排出量を削減する効果はなく、気候変動の抑制に直接つながらないと考えられる (図2)。

これに対して、太陽光発電設備を追加することを前提に、発電した電力を購入する場合を考えてみる。電力を購入した企業は CO₂ を排出しない再生可能エネルギーの電力を使用したとみなされるだけでなく、火力発電の電力が太陽光の電力に

置き換えられるため、電力システム全体の CO₂ 排出量を削減できる。追加性がある電力を購入することの効果である。これに該当する調達方法は、新設の再生可能エネルギーの発電設備を対象にしたコーポレート PPA か自家発電・自家消費である。長期に CO₂ 排出量を削減できる点でも、新設の発電設備を対象にしたコーポレート PPA や自家発電・自家消費の効果は大きい。

このほかに第4の選択基準として、地域貢献を重視する企業が増えている。地域の環境に悪影響を及ぼすことなく、その地域にある資源を有効に活用して再生可能エネルギーの電力を増やすことにより、地域の産業振興や雇用創出、廃棄物の削減などの効果をもたらすことが期待できる。人口の減少が続く地域の経済活性化、あるいは大量の廃棄物に悩まされる大都市の問題解決に、再生可能エネルギーが果たす役割は大きい。そのような地域に貢献する再生可能エネルギーの電力を選択することも、脱炭素を推進する企業にとって重要な取り組みになる。

以上の選択基準のうち、特に環境負荷、持続性、追加性の3点は世界の先進的な企業の多くが重視している。国際イニシアティブの RE100 では、水力発電とバイオマス発電の電力に関して、環境負荷や持続性を確認したうえで調達することを加盟企業に求めている。追加性の点では、コーポレート PPA や自家発電・自家消費を実施すること、電力や証書を購入する場合には新しい発電設備を選択すること、を推奨している。古くから運転を続けている発電設備の電力や証書を購入しても、気候変動を抑制する効果は小さい、という考え方である。

4. 追加性のある電力の調達

追加性を重視する観点から、日本における再生可能エネルギーの電力の現状を見てみる。4通りある調達方法の中で、追加性が明確にあるのは自家発電・自家消費とコーポレート PPA である (表3)。小売電気事業者から購入できる電力の大半は既設の発電設備によるもので、追加性のないものが多い。証書も同様である。いずれも発電設備の運転開始日をもとに追加性を判断する必要があるが、新たに発電設備を追加する自家発電・自家消費やコーポレート PPA と比べると追加性は劣る。

ただし調達できる電力の量を考えると、小売電気事業者からの購入と証書の購入を併用する必要

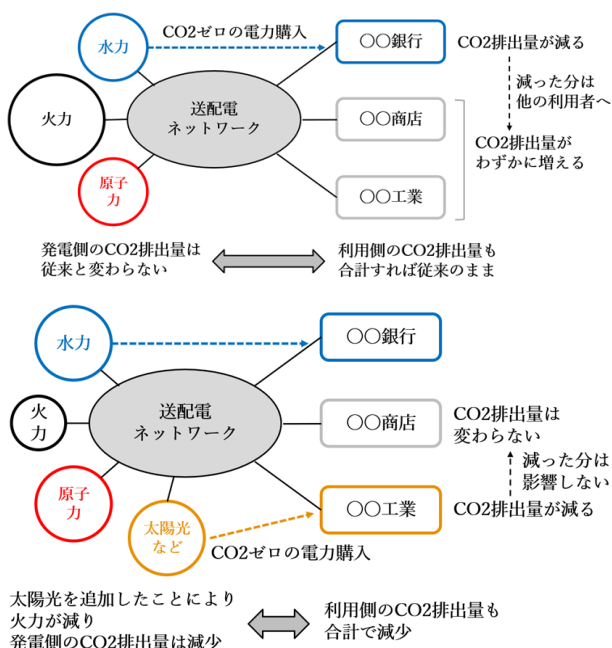


表3 調達方法による特性（日本国内の現状）¹⁾

調達方法	コスト	量	追加性
自家発電・自家消費 (オンサイト PPA を含む)	低い	少ない	ある
小売電気事業者から 購入	やや高い	多い	ない (メニューによる)
再生可能エネルギー 由来の証書を購入	やや高い	多い	ない (証書による)
コーポレート PPA (オフサイト PPA)	高い (今後は低下)	少ない (今後は増加)	ある

がある。自家発電・自家消費では発電設備の規模が限られるため、需要を十分に満たすだけの電力を調達することはむずかしい。コーポレート PPA も新たに再生可能エネルギーの発電設備を建設する必要があり、段階的に調達量を増やしていくことが現実的である。

一方でコストに関しては、太陽光による自家発電・自家消費が日本国内でも最も安い調達方法になってきた。工場や商業施設の屋上に太陽光発電設備を建設すれば、土地代も不要である。一定の規模の発電設備を導入できる場合には、電力 1kWh（キロワット時）あたり 10 円程度で太陽光発電の電力を利用できる。通常の電気料金に含まれる送配電ネットワークの使用料（託送料）や再生可能エネルギーの賦課金もかからないため、コスト面のメリットはいっそう大きくなる。

最近では太陽光発電設備の建設から運転・保守・廃棄までを事業者に委託して、発電した電力だけを購入する企業の事例が増えている。企業にとっては発電設備を建設するための初期投資が不要で、運転から廃棄までを事業者任せにすることができる。発電設備の設置場所を提供するだけで済み、しかも通常の電気料金より安く太陽光発電の電力を購入できる。この方法は企業が発電事業者と契約するコーポレート PPA の一種で、電力を利用する現地（オンサイト）に発電設備を導入する方式であることから「オンサイト PPA」と呼ぶ。

これに対して電力を利用する場所から離れたところに発電設備を導入する方式が「オフサイト PPA」である。追加性のある再生可能エネルギーの電力を調達する効果的な方法として、米国を中心に世界各国でオフサイト PPA が拡大している。まだ日本では導入事例が多くないが、2021 年度に環境省が補助金を実施して 10 数社がオフサイト PPA を締結した。さらに 2021 年度末から 2022 年度にかけて経済産業省が合計 260 億円にのぼる予

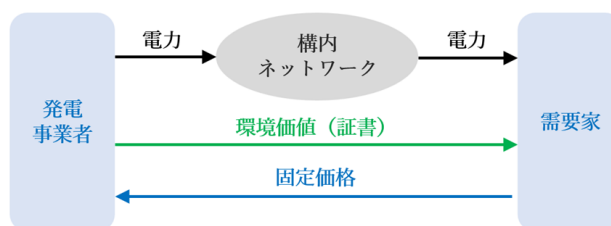


図3 オンサイト PPA の契約スキーム²⁾

算でオフサイト PPA の補助金を実施している。今後オフサイト PPA の案件が日本でも増えることは確実である。

現在のところオフサイト PPA で購入する再生可能エネルギーの電力のコストは、通常の電気料金と比べて少しだけ高い水準にある。当面は国の補助金によってコストの増加を抑える方法をとることができる。さらに 2022 年度に始まったフィードインプレミアム（FIP）を組み合わせることによって、補助金がなくても通常の電気料金と同等のコストでオフサイト PPA を締結することが可能になる。最近では化石燃料の価格高騰などにより、電気料金の上昇が続いている。化石燃料に依存する電力の供給は気候変動を促進してしまう問題だけではなく、経済的にも安定供給の面でも不安な要素が増えてきた。そのような問題を解決する手段として、太陽光発電に加えてコストが低下してきた風力発電によるオフサイト PPA も現実的になってくる。

5. 拡大するコーポレート PPA

企業などの需要家が発電事業者と締結するコーポレート PPA のうち、太陽光発電によるオンサイト PPA は導入事例が急速に拡大している。需要家は発電設備の設置場所（建物の屋上など）を事業者提供して、あとは発電した電力を環境価値とともに購入するだけである（図3）。購入価格は固定で、通常は 10 年以上の長期契約になる。

オンサイト PPA では契約が満了になった時点で、発電設備を無償で需要家に譲渡する契約が一般的である。太陽光パネルの寿命は通常 20 年以上あるため、発電した電力を変換・制御するパワーコンディショナーを交換すれば、長期に運転を続けることができる。発電設備の運転・保守をさらに低いコストで事業者委託することも可能である。CO₂ 排出量と電力の調達コストを長期に削減できるメリットがあり、脱炭素を推進する企業にとっては極めて有効な手段になる。

オンサイト PPA の料金と通常の電気料金を比較すると、コスト面のメリットが明確にわかる。オンサイト PPA では、発電設備の設置から運転・保守・廃棄までのコストを事業者が回収できて、一定の利益を出せることが前提になる。その目安になるのは、固定価格買取制度 (FIT) の買取価格である。FIT の買取価格と同程度の料金でオンサイト PPA を締結できれば、発電事業者は利益を出せる。特に建物の屋上を利用する場合には、土地代や送配電ネットワークまでの接続工事費がかからない分、より低いコストで発電設備を導入することが可能になる。

事業用の太陽光発電の FIT 買取価格は、2022 年度に 1kWh あたり 11 円以下に設定されている。オンサイト PPA の料金も 11 円が目安になり、発電設備の規模が大きくなるほど発電コストが低下して料金を安くできる。一方で通常の電気料金は化石燃料の価格高騰などの影響により上昇している。発電事業者と小売電気事業者のコストに加えて、送配電ネットワークを使用するための託送料がかかり、賦課金も上乘せされる。高圧の契約 (契約電力が 50kW 以上 2,000kW 未満) の場合には、需要家が支払う電気料金は全国平均で 19 円 /kWh 程度になっている (表 4)。

オンサイト PPA は通常の電気料金と比べて格段に低いコストで電力を購入することができて、CO₂ 排出量も削減できる。電気料金が安い特別高圧 (契約電力が 2,000kW 以上) の場合でも、通常は 16 円 /kWh 程度になり、オンサイト PPA よりも高い水準である。オンサイト PPA の料金は契約期間のあいだは固定で、化石燃料の輸入価格や託送料・賦課金の変動の影響を受けない。今後カー

ボンプライシング (炭素の価格付け) が導入されることになれば、化石燃料を使った火力発電のコストはさらに上昇して、太陽光発電によるオンサイト PPA の経済性がいっそう高まる。

もうひとつのコーポレート PPA の契約方法であるオフサイト PPA でも、コスト面のメリットを期待できる状況になってきた。米国をはじめ海外の先進国では、オフサイト PPA がコスト面でも有利な電力の調達方法として、数多くの企業に採用されている。日本では電気事業法の規定によって、送配電ネットワークを経由して需要家に電力を販売できるのは、小売電気事業者に限られている。このため、発電事業者と需要家が直接オフサイト PPA を締結することができない。必ず小売電気事業者を介在させる必要があり、直接契約と比べて追加のコストがかかる。それでも通常の電気料金と比べて、さほど変わらない料金でコーポレート PPA を締結する事例が増えている。

オフサイト PPA には、契約形態によって「フィジカル PPA」と「バーチャル PPA」の 2 通りがある。フィジカル PPA では電力と環境価値をセットで契約するが、バーチャル PPA では環境価値だけを契約して電力は別契約になる。いずれの場合も現在のところ、小売電気事業者を含む三者間契約を結ぶ必要がある。日本ではバーチャル PPA の事例として公表されたものは 2022 年 6 月の時点では見あたらない。フィジカル PPA が主流になっている。

フィジカル PPA では電力と環境価値の対価として、需要家が小売電気事業者に対して固定の料金を支払う。この料金には、発電事業者に支払われる固定価格のほかに、託送料と小売電気事業者の手数料、さらに賦課金も加わる (図 4)。契約期間は FIT と同様の 20 年が一般的である。発電事業者がフィジカル PPA のために建設・運転する発電設備の投資を、長期契約によって確実に回収できるようにするためである。

フィジカル PPA と通常の電気料金を比較する

表 4 オンサイト PPA と通常の電気料金の比較 (高圧契約, 1kWh あたり)²⁾

契約方法	オンサイト PPA (標準ケース)	通常の電気料金 (全国平均)
発電コスト	11 円 (太陽光)	11.5 円
小売コスト	—	
託送料	—	4 円
賦課金	—	3.36 円
合計 (需要家コスト)	11 円	19 円

* 電気料金は 2022 年 1 月時点、基本料金と従量料金を含む。賦課金以外は概数。
(このあとの電気料金の比較表も同様)

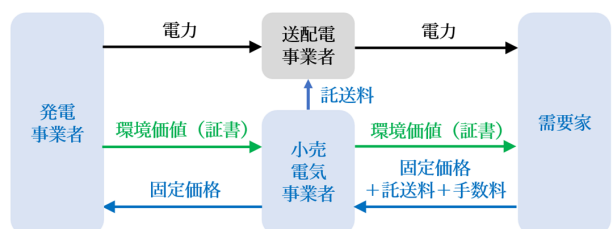


図 4 フィジカル PPA の契約スキーム²⁾

と、徐々に差がなくなってきた。フィジカル PPA でもオンサイト PPA と同様に、太陽光の発電コストを FIT 買取価格と同等の 11 円 /kWh で想定してみる。これに小売電気事業者の手数料、託送料、賦課金を加えると、高圧契約の場合には 20 円 /kWh 前後になる（表 5）。通常の電気料金（全国平均で 19 円 /kWh 程度）よりも少しだけ高い水準である。

ただし通常の電気料金が化石燃料の価格高騰などによって上昇傾向にある。小売電気事業者が卸電力市場から購入する電力の価格は、2021 年度の平均値で 13.5 円 /kWh になった。東日本大震災以降で卸電力市場の価格が最も低かった 2016 年度の 8.5 円 /kWh と比べると、5 円も高くなっている。2022 年度はさらに高い価格で取引が続いているため、電気料金の上昇が懸念される。一方で太陽光発電のコストは着実に低下している。高圧契約であれば、フィジカル PPA と通常の電気料金の差がなくなり、逆転する可能性もある。日本でもフィジカル PPA が拡大する状況になってきた。

コーポレート PPA の先進国である米国では、フィジカル PPA よりもバーチャル PPA を採用するケースが増えている。バーチャル PPA は環境価値だけを取引する契約方法のため、従来の電力の契約を変更しなくて済む点が最大のメリットである。日本国内では大手の製造業などが複数の事業拠点の電力を一括で契約して、ボリュームディスカウントを受けている場合が多い。バーチャル PPA であれば、ボリュームディスカウントを継続したまま、環境価値だけを取得して、再生可能エネルギーの電力として利用することが可能になる。

あるいは事業拠点がビルのテナントになっているケースでは、ビルのオーナーが電力を契約しているため、需要家の希望で再生可能エネルギーの

電力に変更することがむずかしい。そのような場合でも、バーチャル PPA で環境価値を取得すれば、従来の電力のままでも再生可能エネルギーの電力として利用する形になり、電力の利用に伴う CO₂ 排出量を削減できる。フィジカル PPA と比べてバーチャル PPA のほうが、利便性は格段に高い。

ただしバーチャル PPA にはむずかしい点がある。発電事業者は環境価値だけを需要家に提供して、発電した電力を卸電力市場で売却する。卸電力市場の取引価格は変動するため、発電事業者の収入はフィジカル PPA のように一定にはならない。発電設備に対する投資を回収できない恐れがある。この問題を解消するために、バーチャル PPA では電力と環境価値の対価を固定価格で設定したうえで、発電事業者が卸電力市場で電力を取引した時の市場価格との差額を調整する契約が一般的である（図 5）。

このような差額調整のメカニズムによって、発電事業者は一定の収入を確保して投資を回収することができる。一方で小売電気事業者あるいは需要家は、差額調整に伴うコストの変動リスクを負うことになる。市場価格が安い時には、発電事業者に対して差額を支払う必要があり、バーチャル PPA によるコストが増大する可能性がある。米国では、金融機関などがバーチャル PPA に伴うコストの変動リスクを回避するサービスを提供している。日本でもバーチャル PPA の拡大に向けて、同様のリスク回避サービスが求められる。

コストの面では、2022 年度から始まった FIP がフィジカル PPA とバーチャル PPA を後押しする。特にバーチャル PPA と FIP の組み合わせが効果的である。従来の FIT と新たに始まった FIP の違いは、いくつかある。FIT では買取価格を固定で決めるが、FIP では基準価格を決めたうえで、卸電力の市場価格をもとに基準価格との差額を計算して、プレミアムを国が発電事業者に支払う。

もうひとつの違いは、FIT では環境価値を国が所有する制度になっているが、FIP では発電事業

表 5 フィジカル PPA と通常の電気料金の比較（高圧契約、1kWh あたり）²⁾

契約方法	フィジカル PPA (標準ケース)	通常の電気料金 (全国平均)
発電コスト	11 円 (太陽光)	11.5 円
小売コスト	1~2 円	
託送料	4 円	4 円
賦課金	3.36 円	3.36 円
合計 (需要家コスト)	19.5~20.5 円	19 円

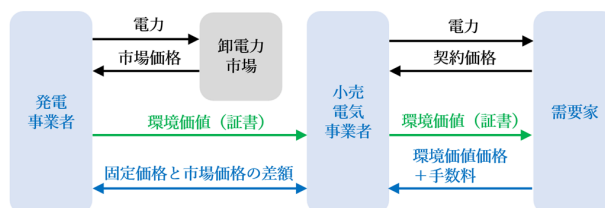


図 5 バーチャル PPA の契約スキーム²⁾
* 需要家が差額を調整する契約もある

者が環境価値を所有できる。これにより、FIPの認定を受けた再生可能エネルギーの発電設備を対象に、フィジカルPPAやバーチャルPPAを結んで、需要家に環境価値を提供することが可能になる。しかも発電事業者はプレミアムを得られるため、FIPを適用しない場合と比べて、フィジカルPPAやバーチャルPPAの価格をプレミアムの想定分だけ引き下げる余力が生まれる。政府の補助金がなくても、通常の電気料金と同程度のコストでフィジカルPPAやバーチャルPPAを締結できるようになる。

政府はすべての電力利用者に課す賦課金を低減するために、FITからFIPへ移行を推進するとともに、FITとFIPの買取価格/基準価格を今後も低下させる方針である。事業用の太陽光については、FIPの対象範囲を年度ごとに拡大していく(表6)。さらに入札を通じてFIPの基準価格を低下させる。2023年度には、出力50kW以上の太陽光発電はFITの入札かFIPのどちらかを選択する必要がある。いずれの場合でも、価格は9.5円/kWh以下になる。それに伴ってフィジカルPPAやバーチャルPPAの契約価格も下がる。

バーチャルPPAでは、発電事業者は電力を売却する際の市場価格の変動分をプレミアムでカバーできるようになる。これにより、バーチャルPPAで課題になる差額調整がなくても、収入の変動を小さく抑えられる。差額調整が不要になれば、環境価値だけを固定価格で取引できるようになり、小売電気事業者や需要家から見たバーチャルPPAのメリットが高まる(図6)。米国のようなコストの変動リスクを回避するサービスも必要なくなる。

バーチャルPPAとFIPを組み合わせると、通常の電気料金と比べた場合の価格差も小さくなる。

表6 固定価格買取制度(FIT)とフィードインプレミアム(FIP)の買取価格/基準価格の推移(事業用太陽光、1kWhあたり)

出力	2021年度	2022年度	2023年度
10kW以上 50kW未満	12円 (FIT)	11円 (FIT)	10円 (FIT)
50kW以上 250kW未満	11円 (FIT)	10円 (FIT/FIP選択)	9.5円 (FIT入札上限 /FIP選択)
250kW以上 500kW未満	10.25~11円 (FIT入札上限)	10円 (FIT入札上限 /FIP選択)	未定 (FIP入札上限)
500kW以上 1000kW未満		9.63~10円 (FIP入札上限)	
1000kW以上			

バーチャルPPAでは従来の電力契約を継続することが可能だが、より料金の安い小売電気事業者に契約を切り替えてコストを下げることもできる。電力の契約を変更しない場合には、環境価値の分だけコストが増える(表7)。その代わりに再生可能エネルギーの電力を長期に利用できて、CO₂排出量を継続して削減できる。

安価な電気料金で契約している場合には、新たにフィジカルPPAを締結すると従来と比べて価格差が大きくなってしまう可能性がある。しかしバーチャルPPAでは電力の契約に関係なく、環境価値のコストを負担するだけで済む。料金が安い特別高圧の電力を利用している大口の需要家でも、わずかなコストの増加で再生可能エネルギーの電力を長期に調達することが可能になる。フィジカルPPAにはないバーチャルPPAのメリットである。

6. おわりに：日本の課題

日本でもコーポレートPPAが現実的になり、企業は追加性のある再生可能エネルギーの電力を調達しやすくなってきた。とはいえ、課題はいろいろと残っている。最大の課題は、新しい再生可能エネルギーの発電設備をいかに増やしていくかである。コーポレートPPAは新設の発電設備を対象

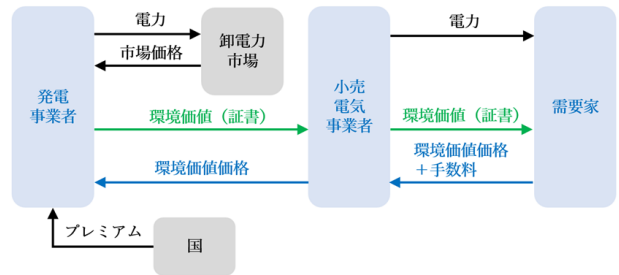


図6 フィードインプレミアムを組み合わせたバーチャルPPA²⁾

表7 バーチャルPPA + FIPと通常の電気料金の比較(高圧契約、1kWhあたり)²⁾

契約方法	バーチャルPPA + FIP (標準ケース)	通常の電気料金 (全国平均)
発電コスト	0.5~1円 (環境価値のみ)	11.5円
小売コスト	11.5円	
託送料	4円	4円
賦課金	3.36円	3.36円
合計 (需要家コスト)	19.5~20円	19円

に締結することが基本で、既設の発電設備の電力を長期契約で購入しても実際のCO₂排出量の削減にはつながらない。

政府は2030年度の国全体の温室効果ガス排出量を2013年度比で46%削減するために、再生可能エネルギーの発電量の割合を36～38%に拡大する目標を掲げている。2020年度の19.8%から10年間でほぼ2倍の水準に引き上げる必要がある。しかし目標を確実に達成するためのシナリオは十分に描けていない。既存の制度を抜本的に見直して改革を推進する必要があるが、スピード感をもって取り組んでいるとは言いがたい。

耕作放棄地を含む土地の利用規制の緩和、送配電ネットワークの効率的な運用など、再生可能エネルギーの拡大に欠かせない施策を迅速に進めないと、国際的に公約した温室効果ガス排出量の削減目標を達成することはむずかしくなる。脱炭素を求められる日本企業の競争力も低下してしまう。

再生可能エネルギーの電力を証明する手段である証書にも、重大な問題点がある。世界の70カ国以上で電力の証書が使われていて、どこの発電設備でどのような方法で発電した再生可能エネルギーの電力であるのか、証書の情報で確認することができる。しかし日本で最も多く使われている「非化石証書」には、そのような情報が含まれていない。再生可能エネルギー由来かそうでないか、FITの適用を受けているかいないか、という情報しかわからない（後付けで発電設備の情報を付与することは可能）。

企業が再生可能エネルギーの電力を利用したことの証明手段として、現在の非化石証書では不十分である³⁾。日本で事業を展開している海外の企業にとっても、非化石証書は制度が複雑で利用し

にくい。世界の多くの国で使われている電力の証書と同等の制度を早急に構築することが求められる。

日本政府は再生可能エネルギーの導入拡大に向けて、海外の先進国と比べて遅れている点を迅速に改善して、企業の脱炭素の取り組みを後押しする必要がある。気候変動の抑制だけではなく、日本全体の産業競争力に直結する重要な問題である。

参考文献

- 1) 電力調達ガイドブック第5版, 2022, 自然エネルギー財団
- 2) 日本のコーポレートPPA, 2021, 自然エネルギー財団
- 3) 電力証書が自然エネルギーを増やす, 2022, 自然エネルギー財団

著者略歴



石田雅也（イシダ マサヤ）

2017年4月から自然エネルギー財団に所属。企業や地域における自然エネルギーの利用拡大を促進する活動を担当。企業と事業者・政府・自治体による情報共有を促進するために「自然エネルギーユーザー企業ネットワーク」(RE-Users)を運営するほか、「電力調達ガイドブック」や「日本のコーポレートPPA」などを執筆。2021年9月から国際イニシアティブ「RE100」のTechnical Advisory Groupのメンバーを務める。1981年に東京工業大学工学部情報工学科を卒業、1983年に同大学院情報工学専攻修士課程を修了。