

日本のコーポレートPPA

契約形態、コスト、先進事例

自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

2021年11月



謝辞

本報告書の作成にご協力いただいた企業・団体の皆様に感謝いたします。

執筆担当者

石田雅也：自然エネルギー財団 シニアマネージャー（ビジネス連携）

免責事項

本報告書に記載した情報は執筆時点で入手可能な内容に基づいていますが、その正確性に関して自然エネルギー財団が責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には、自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会の構築することを目的として活動しています。

目次

第1章：コーポレート PPA の特徴	1
1-1 追加性のある電力の調達手段	1
1-2 日本特有の契約形態	4
1-3 制度改革による新たな選択肢	11
第2章：オンサイト PPA の実現方法	16
2-1 契約形態	16
2-2 コスト	18
2-3 先進事例	20
第3章：フィジカル PPA の実現方法	24
3-1 契約形態	24
3-2 コスト	26
3-3 先進事例	31
第4章：バーチャル PPA の実現方法	39
4-1 契約形態	39
4-2 コスト	43
4-3 先進事例	46
第5章：コーポレート PPA の課題と対策	47
5-1 契約条件	47
5-2 リスク対策	49
5-3 導入ポテンシャル	51
政策提言：コーポレート PPA 拡大に向けて	55

* 自然エネルギー財団は 2020 年 9 月に、「[コーポレート PPA 実践ガイドブック](#)」を発行しました。海外の動向を中心に、コーポレート PPA の基本的な契約方法などを紹介しています。

新たに発行した本レポートでは、日本で実施するコーポレート PPA に焦点を当てて、各種の契約形態、コストの想定、締結された事例、課題や政策について、最新の状況をまとめました。コーポレート PPA に取り組む企業や事業者を対象に、契約の検討や締結に役立つ実務的な情報を提供することが目的です。基本的な事項については、上記のガイドブックもご参照ください。

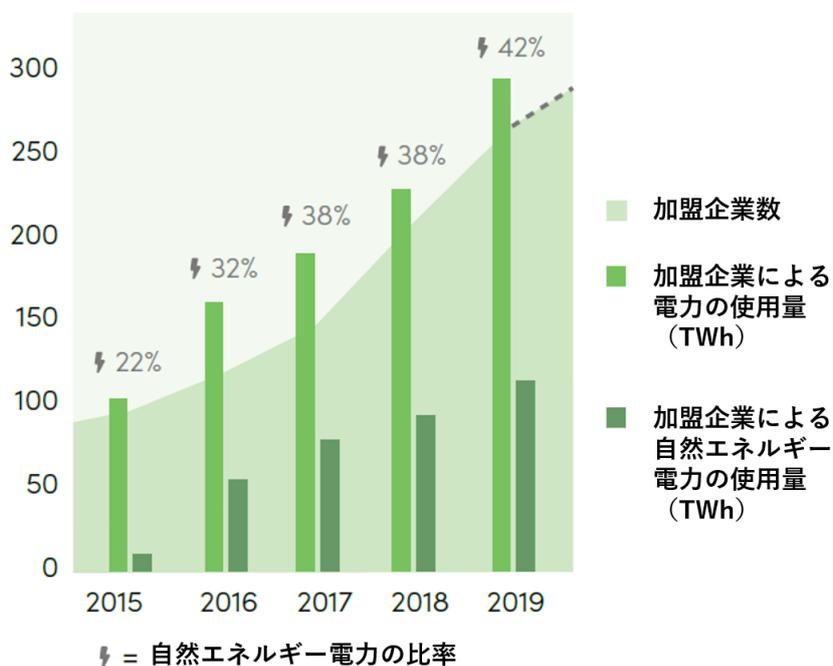
第 1 章：コーポレート PPA の特徴

1-1 追加性のある電力の調達手段

世界の主要国が気候変動の抑制を目指して、2050 年までに温室効果ガスの排出量を実質ゼロに削減するカーボンニュートラルの取り組みを加速させている。その推進役として期待されるのが、大量の温室効果ガスを排出している産業界である。

排出削減に有効な自然エネルギーの利用拡大に向けて、世界の有力企業が自然エネルギー100%の目標を掲げて電力の切り替えを進めている。国際イニシアティブの「RE100」に加盟する企業は 300 社を超え、2019 年の時点で各企業が使用する電力のうち 40%以上が自然エネルギーに切り替わった(図 1-1)。年間に 1000 億 kWh(キロワット時)を超える規模である。日本企業の RE100 加盟数も 60 社を超えて、自然エネルギーの電力を利用する動きがあらゆる産業に広がってきた。

図 1-1 ●RE100 加盟企業の電力利用状況



TWh：テラワット時 (=10 億キロワット時)

出典：RE100 (日本語訳は自然エネルギー財団)

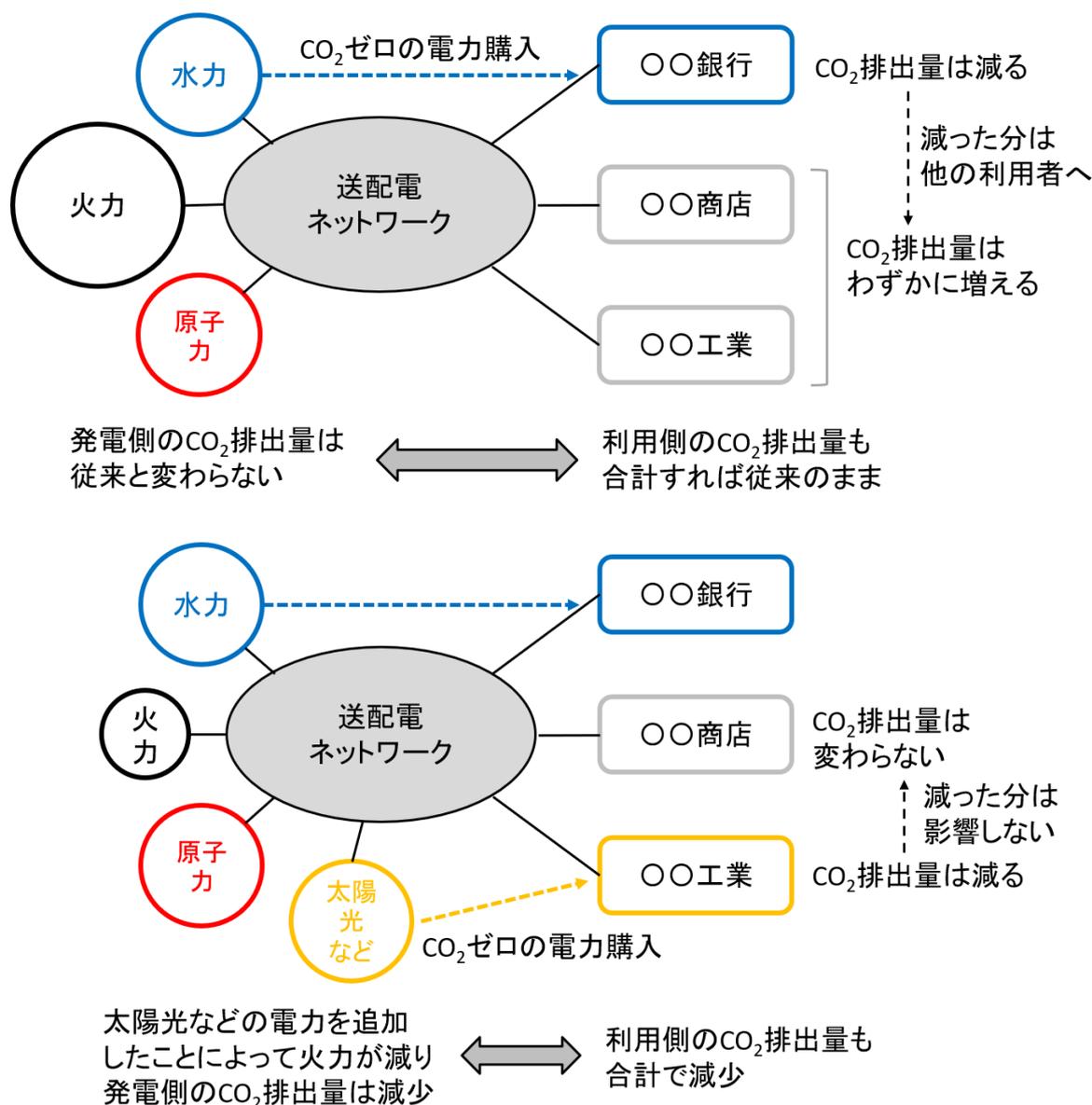
ただし自然エネルギーの電力であれば何でも良いというわけではない。発電に伴う環境負荷が小さくて、エネルギー源に持続性があり、さらに新設の発電設備から電力を調達する「追加性 (additionality)」が求められる。自然エネルギーの発電設備を新たに追加することによって、既設の火力発電所の電力を代替して、CO₂(二酸化炭素)の排出量を削減できるからである。

追加性のある電力を小売電気事業者から購入することは、現在の日本では簡単ではない。小売電気事業者が販売する自然エネルギー100%の電力の大半は既設の発電設備が供給している。自然エネルギー由来の証書も同様である。

自然エネルギー100%の電力として販売している代表的な例が、水力発電 100%のメニューである。購入した企業は CO₂ 排出量ゼロの電力として利用できる。とはいえ既設の水力発電所の電力であり、企業が購入したことによって国全体の CO₂ 排出量が減るわけではない。実際には他の企業や家庭が使用する電力の CO₂ 排出量がわずかに増えることになる。このような電力には追加性がない、とみなす考え方が世界の主流になっていて、気候変動の抑制にはさほど効果がないと考えられる。

これに対して、太陽光や風力など自然エネルギーの発電所を新設して、その電力を企業が購入すると、火力発電の電力を代替できるため、国全体の CO₂ 排出量が減る。購入した企業は CO₂ 排出量ゼロの電力として利用できて、他の企業や家庭が使用する電力の CO₂ 排出量に影響を与えない。追加性のある電力を購入することによって、気候変動の抑制に貢献できる。新設の発電所とコーポレート PPA を結んで電力を購入すれば、CO₂ 排出量の削減効果は長期に続くことになる(図 1-2)。

図 1-2 ●自然エネルギーの電力購入による追加性
追加性なし(上)、追加性あり(下)



追加性に関しては、このような考え方のほかに、電力を購入することが新たな自然エネルギーの開発につながるか、その資金を提供する効果があるか、といった投資促進の観点で判断する考え方もある。しかし実際に CO₂ 排出量を削減して気候変動を抑制するためには、投資促進よりも新設の発電設備かどうかで判断するほうが明確である。

RE100 に加盟する企業が自然エネルギーの電力を調達する方法を見ると、追加性のある電力を長期に購入できるコーポレート PPA の割合が年々高まっている。加盟企業が 2019 年に調達した自然エネルギーの電力のうち 26%がコーポレート PPA によるものである(図 1-3)。2030 年までには証書や小売電気事業者からの購入を上回って、主力の調達方法になると考えられる。日本でも 2021 年に入ってから、自然エネルギーの利用拡大に先進的に取り組む企業が相次いでコーポレート PPA を締結し始めた。

図 1-3 ● RE100 加盟企業の自然エネルギー電力の調達方法

調達方法	自然エネルギーの比率					電力量 TWh (2019)	企業数 (2019)
	2015	2016	2017	2018	2019		
証書購入	60%	40%	46%	43%	42%	50	131
小売電気事業者 から電力購入	35%	41%	35%	31%	30%	35.5	149
電力購入契約 (PPA)	3.3%	13%	16%	19%	26%	31	76
自家発電	<1%	3%	1%	4%	2.5%	3	151
オンサイト PPA による電力購入	<1%	<1%	<1%	2%	<1%	0.8	19

TWh：テラワット時（＝10 億キロワット時）

出典：RE100（日本語訳は自然エネルギー財団）

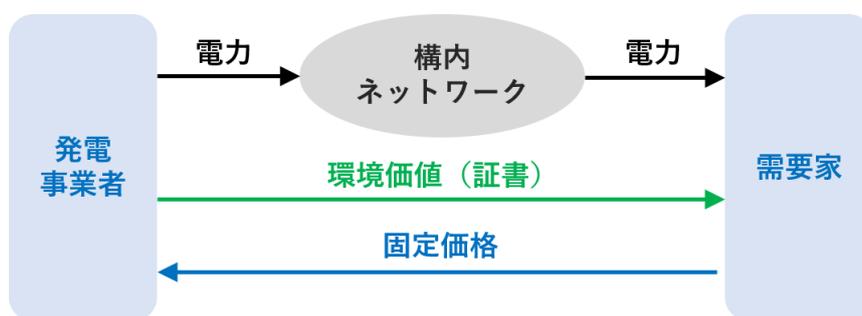
1-2 日本特有の契約形態

コーポレート PPA は発電設備の場所によって、オンサイトとオフサイトに分かれる。さらにオフサイト PPA はフィジカル PPA とバーチャル PPA の 2 種類がある。オンサイト PPA は日本と海外で同じ契約形態だが、オフサイト PPA は日本と海外で異なる。

■オンサイト PPA の概要

オンサイト PPA は企業などの需要家が発電事業者と契約を結んで、電力を使用する拠点の建物の屋上や敷地内に発電設備を建設する。発電した電力は構内ネットワークを通じて需要家に供給する。需要家は供給を受けた電力と環境価値(証書)に対して、固定価格を支払う(図 1-4)。

図 1-4 ●オンサイト PPA の契約形態 (日本と海外で同じ)



発電設備の建設費は事業者が負担して、設備の所有権も持つ。資金調達から建設、運転、保守・メンテナンス、廃棄までが事業者の責任範囲である。需要家は発電設備の用地を提供するだけでよく、それ以外には供給を受けた電力と証書の購入代金を支払うだけで済む。自家発電と比べて手間とリスクが小さい点の特徴である(図 1-5)。ただし契約が満了した後に発電設備を引き取った場合には、設備の廃棄を含めて自家発電と同様の責任が発生する。

図 1-5 ●自家発電とオンサイト PPA の業務分担

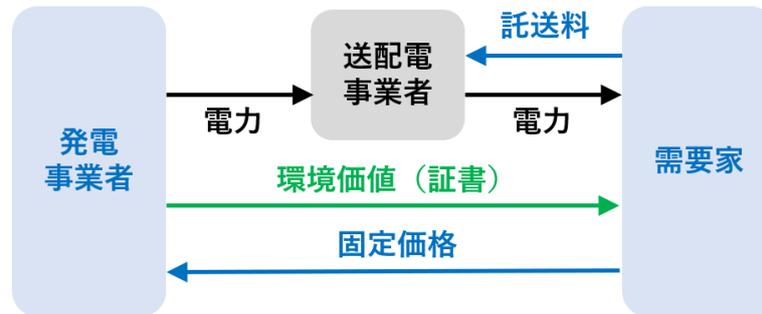
	用地提供	資金調達	設備建設・所有	系統接続	運転・保守	設備廃棄
自家発電	需要家					
オンサイト PPA	需要家	発電事業者				

太陽光発電のコストが低下してきたことにより、建物の屋上を利用したオンサイト PPA を導入する事例が日本でも増えてきた。特に広い屋上がある工場や物流施設、大型の商業施設などを対象にオンサイト PPA が活発になっている。電気料金が 10 円/kWh 前後の特別高圧の電力を利用している大口の需要家でも、同等以下のコストで追加性のある自然エネルギーの電力を利用できる。

■フィジカル PPA の概要

フィジカル PPA では、需要家が電力を利用する拠点から離れた場所に発電設備を建設する。海外の多くの国や地域では、発電事業者と需要家が直接フィジカル PPA を結ぶことができる(図 1-6)。需要家はオンサイト PPA と同様に、発電した電力と環境価値を固定価格で事業者から購入する。それに加えて送配電ネットワークを利用するために、託送料を送配電事業者を支払う。

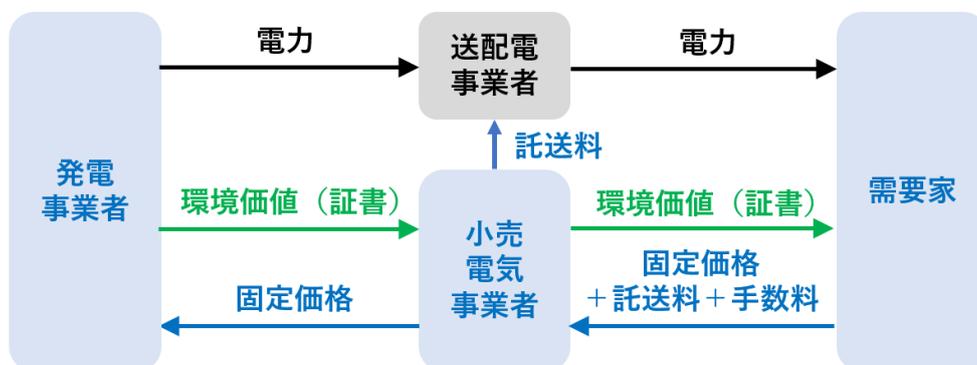
図 1-6 ●フィジカル PPA の契約形態 (海外)



これに対して日本では、発電事業者と需要家のあいだに小売電気事業者を介在させてフィジカル PPA を結ぶ必要がある。電気事業法の規定により、送配電ネットワークを経由して需要家に電力を販売する事業は、国に登録した小売電気事業者だけに認められている。

日本のフィジカル PPA では、発電事業者が電力と環境価値を小売電気事業者に供給して、それを小売電気事業者が需要家に販売する 2 段構成になる(図 1-7)。需要家は小売電気事業者に対して、フィジカル PPA に伴う固定価格のほかに、送配電ネットワークを利用する託送料と小売電気事業者の手数料を加えた金額を支払う。通常の電力供給形態と変わらないが、特定の発電設備の電力と環境価値を長期に一定の価格で購入できる点がフィジカル PPA の特徴である。

図 1-7 ●フィジカル PPA の契約形態 (日本)



海外のように発電事業者と需要家がフィジカル PPA を結ぶケースでは、需要家の責任で発電量と需要を調整しなくてはならない。需要家が専門の組織を作って需給調整するか、外部の専門業者に委託する必要がある。このような需給計画・調整の業務を日本では小売電気事業者に任せることができる(図 1-8)。フィジカル PPA に小売電気事業者を介在させるメリットである。

図 1-8 ●フィジカル PPA の業務分担（海外、日本）



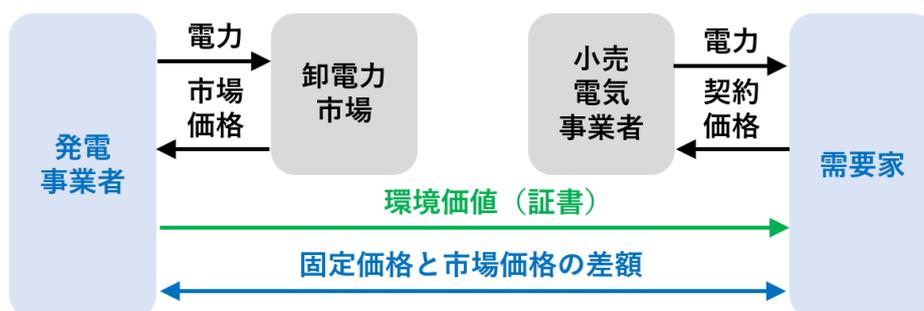
ただしコストの面では、オンサイト PPA のように通常の電気料金と同等の価格で契約することは現在のところむずかしい。高圧契約の場合には、好条件でも 2 円/kWh 程度のコスト増加になる。特別高圧では、コストの差はさらに大きくなる。今後は発電コストが低下して、新たな政策が始まり、さほどコストを増やさずにフィジカル PPA を結ぶことが期待できる。

■バーチャル PPA の概要

バーチャル PPA では、環境価値だけを発電事業者と需要家のあいだで取引する。電力は従来の契約のまま小売電気事業者から購入すればよく、契約を変更する必要はない。発電事業者と需要家のあいだで電力の取引を伴わないことから、仮定の電力購入契約を意味するバーチャル PPA と呼ぶ。ただしフィジカル PPA と同様に、海外と日本では小売電気事業者の位置づけに違いがある。

バーチャル PPA の対象になる電力は、発電事業者が全量を卸電力市場に売却する(図 1-9)。この時に発電事業者が得られる収入は市場価格で決まる。市場価格は変動するため、発電事業者が一定の収入を得られるように、バーチャル PPA で設定した固定価格と市場価格の差額を需要家と精算する点が特徴である。市場価格が低い場合には需要家から発電事業者へ、高い場合には発電事業者から需要家へ、差額を支払う。

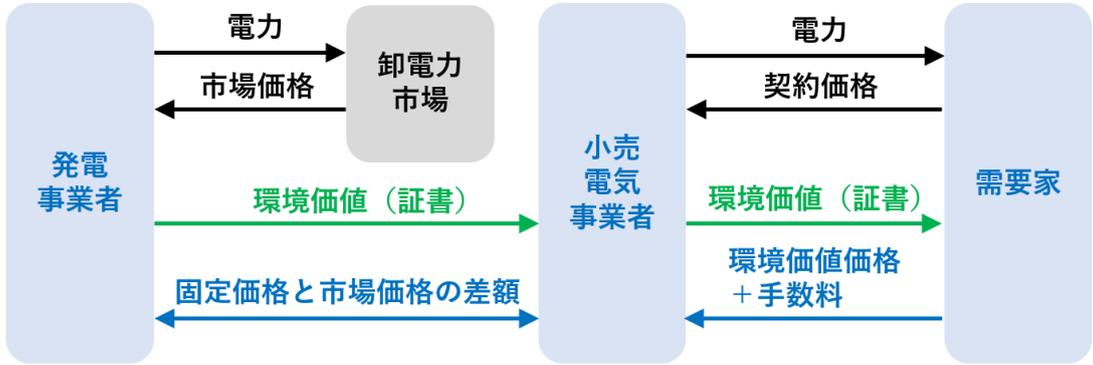
図 1-9 ●バーチャル PPA の契約形態（海外）



日本のバーチャル PPA でも、基本的な契約形態は海外と変わらない。需要家は電力の契約を変更する必要はなく、発電量に相当する量の環境価値だけを購入して、発電事業者と差額を精算する。ただし現行の法制度では、バーチャル PPA でも小売電気事業者を介在させる必要がある。

固定価格と市場価格の差額精算に関して、日本では2通りの方法が考えられる。1つ目の方法は、発電事業者と小売電気事業者のあいだで差額を精算して、需要家は環境価値のコストだけを支払う(図1-10)。市場価格に基づくコスト調整は小売電気事業者の責任で実施する。需要家から小売電気事業者に支払う手数料が増える可能性があるが、バーチャル PPA のコストを固定できるメリットは大きい。面倒な差額精算の業務からも解放される。

図 1-10 ●バーチャル PPA の契約形態 (日本)



2つ目の方法は、海外と同様に需要家が差額を精算する。小売電気事業者は証書の供給と精算業務を仲介するだけである。この場合には、小売電気事業者を介在させるメリットがほとんどない。発電事業者と需要家が直接やりとりすれば済む。

フィジカル PPA とバーチャル PPA の環境価値は、「非 FIT 非化石証書」で発電事業者から需要家に提供する必要があります。現在のところ、発電事業者が需要家に非 FIT 非化石証書を直接供給できない制度になっている。この制度が変われば、日本でも海外と同じ契約形態で発電事業者と需要家がバーチャル PPA を結べるようになる。その代わりに需要家には、市場価格の変動に伴う差額の精算が求められる。

2通りあるバーチャル PPA の契約スキームのうち、需要家は差額精算の手間とリスクを想定して、小売電気事業者を介在させるかどうかを選択することになる(図1-11)。

図 1-11 ●バーチャル PPA の業務分担 (海外、日本)

	卸供給	発電計画	需要計画	需給調整	証書取得	差額精算
小売メニュー	発電事業者		小売電気事業者			
バーチャルPPA (海外)	発電事業者					需要家
バーチャルPPA (日本、小売介在)	発電事業者					小売電気事業者
バーチャルPPA (日本、小売不在)	発電事業者					需要家

* 日本で小売不在のバーチャル PPA には非化石証書の制度変更が必要

■コーポレート PPA の契約価格と電気料金^a

太陽光を中心に自然エネルギーの発電コストが低下したことによって、コーポレート PPA の契約価格と通常の電気料金の差は縮まってきた。オンサイト PPA では、平均的な電気料金より安い価格で電力を購入できる状況になっている。一方のオフサイト PPA では、現在のところ電気料金よりも高くなるケースが多い。

オンサイト PPA の場合には、送配電ネットワークを利用しないために託送料(高圧の契約で約 4 円/kWh)が不要になる。さらに通常の電気料金には再エネ賦課金(2021 年度で 3.36 円/kWh)が課されるが、これも必要ない。太陽光パネルを建物の屋上に設置すれば、土地代や造成費も不要である。太陽光発電のコストが低下したことによって、オンサイト PPA で契約する電力の単価は 10 円/kWh 前後の水準になっている。

電気料金の全国平均単価は、特別高圧(契約電力 2000kW 以上)で 10 円/kWh 程度、高圧(50kW 以上 2000kW 未満)で 14 円/kWh 程度である。その上に再エネ賦課金加わる。単価が低い特別高圧の電力を契約している場合でも、オンサイト PPA を実施して電力の調達コストを低減できる状況になってきた。

これに対して送配電ネットワークを利用するオフサイト PPA では、通常の電気料金と同様に、託送料や再エネ賦課金が課される。小売電気事業者はオフサイト PPA に伴う需給調整などが必要になり、そのための費用もかかる。オフサイト PPA の単価を平均的な電気料金と比べると、現状では特別高圧で 3~4 円/kWh、高圧で 2 円/kWh くらい高くなる。

このような状況は 2022 年度から変わることが予想される。太陽光発電のコストが一段と低下することが見込まれるほか、国全体の自然エネルギーの導入量を拡大するために、オフサイト PPA のコスト低減につながる政策が実施される。それに伴ってオフサイト PPA のコスト競争力が高まり、通常の電気料金の水準に近づいていく。特に高圧の契約であれば、同等以下の水準になることも期待できる。

現時点で日本の電力の約 7 割を占める火力発電のコストは燃料の輸入価格によって変動する。脱炭素に向けてカーボンプライシング(炭素の価格付け)の導入も検討されていて、火力発電のコストが上昇することを想定しておく必要がある。特に CO₂ 排出量が多い石炭火力は縮小することが確実である。低コストで発電できる石炭火力の供給量が減れば、電気料金は上昇する。火力発電に依存した電力を購入し続けるよりも、コーポレート PPA で太陽光や風力の電力を購入するほうが経済的なメリットを得られるようになる。

とはいえ、できるだけ電力の調達コストは増やしたくない。太陽光や風力の発電コストが今後さらに低下することを前提に、もう少しコストが下がってからコーポレート PPA を検討したいと考える企業は少なくない。しかし、そのあいだも火力発電を主体にした電力を消費して、CO₂ を排出し続けることになる。当面の電力調達コストを抑制する代わりに、気候変動を促進してしまう。

^a 電気料金は通常、契約電力の大きさによる「基本料金」と毎月の使用量による「電力量料金」で計算する。本レポートでは、基本料金と電力量料金の合計額を使用量で割った単価で各種のコストを比較する。

先進企業のあいだでは、気候変動を抑制するために、多少コストが増加しても、自然エネルギーの電力を優先して調達する動きが広がり始めている。日本でもコーポレート PPA が活発になってきた要因である。企業の事業活動に伴う CO₂ の排出を社会的なコストとみなす考え方も定着しつつある。電力調達コストの一部を社会的なコストと位置づけて、従来の契約を自然エネルギーの電力に切り替える企業が増えてきた。

政府も 2030 年までに追加性のある自然エネルギーの電力を拡大する施策として、コーポレート PPA を促進する方針である。企業が直面するコストの問題を解消するために、環境省は 2020 年度からオンサイト PPA を対象に補助金を開始した。2021 年度にはオフサイト PPA も対象に加えて、合計 11 件のオフサイト PPA を採択した(図 1-12)。

図 1-12 ●オフサイト PPA を対象にした環境省の補助金交付案件 (2021 年度)
「令和 3 年度オフサイトコーポレート PPA による太陽光発電供給モデル事業」

発電事業者 (代表事業者)	太陽光発電設備 所在地	需要家 (需要場所)
クリーンエネルギーコネク	宮城県、福島県、茨城県、栃木県、 群馬県、埼玉県、愛知県、三重県 (合計22カ所)	第一生命保険 (東京都)
クリーンエネルギーコネク	茨城県、群馬県、埼玉県 (合計12カ所)	清水建設 (東京都)
北陸電力ビズ・エネルギー ソリューション	福井県	セブン-イレブン・ジャパン (富山県、石川県、福井県)
クリーンエネルギーコネク	茨城県 (3カ所)	シナネンホールディングス (東京都) シナネンエコワークス (千葉県)
興農GPSS	神奈川県	(神奈川県、東京都)
IQg	新潟県	(新潟県)
ジェネックス	静岡県	花王 (東京都)
みんなパワー	兵庫県 (水上)	アマタ (兵庫県、福岡県、茨城県) 花王 (東京都)
みんなパワー (三井住友トラスト・ パナソニックファイナンス)	奈良県 (水上)	三井住友信託銀行 (京都府、兵庫県) 花王 (東京都)
みんなパワー	奈良県 (水上)	高砂熱学工業 (埼玉県) 花王 (東京都)
おひさまPPA	奈良県	(奈良県)

* 補助事業を実施する環境技術普及促進協会の公開情報をもとに、需要家や事業者による発表情報を追加
(需要家が不明な場合には需要場所だけを掲載)

2022 年度には経済産業省が太陽光発電によるオフサイト PPA を対象に新しい補助金を開始する。一定の規模以上の太陽光発電設備を新規に設置して、発電した電力を需要家が長期契約で調達する場合に適用できる。総額 80 億円の予算で実施する予定である。コストの増加を理由にオフサイト PPA を実施できない企業にとって、補助金の活用は有効な手段になる。コストを増やさずに追加性のある自然エネルギーの電力を利用できる効果は大きい。

ただし補助金が効果を発揮するのは当初に限られる。本来は通常の電気料金と同等以下の価格でオフサイト PPA を締結できることが望ましい。そのような状況を作り出さなければ、数多くの企業にオフサイト PPA が普及していかない。太陽光や風力の発電コストの低下に加えて、自然エネルギーの電力供給に関連する各種の制度を変更して、コスト低減を促進することが不可欠である。

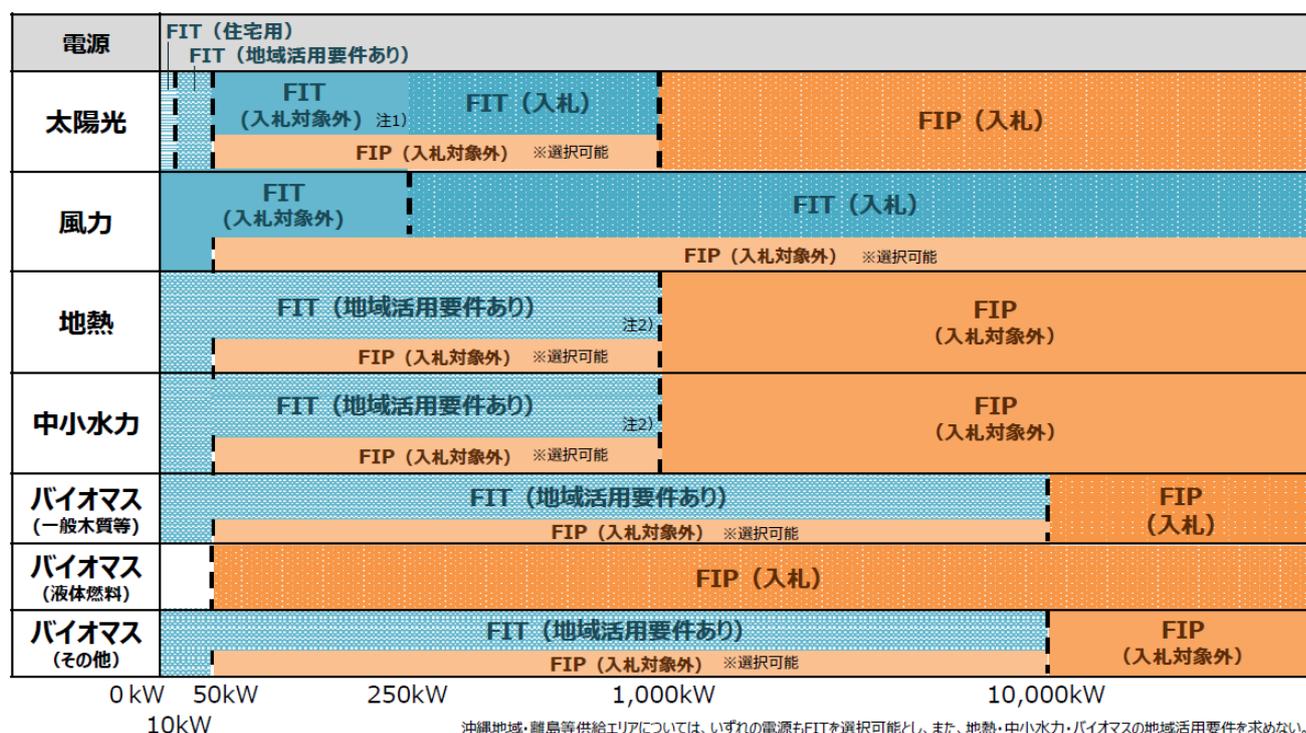
1-3 制度改革による新たな選択肢

日本のコーポレート PPA で最大の課題であるコストに関しては、国が 2022 年度に実施する 2 つの制度改革によって改善が期待できる。1 つ目の制度改革は、固定価格買取制度(Feed-in Tariff、FIT)に代わるフィードインプレミアム(Feed-in Premium、FIP)を 2022 年 4 月に開始することである。

■フィードインプレミアムによるオフサイト PPA

2022 年度から、出力が 1000kW 以上の太陽光・地熱・中小水力は FIP だけになって、従来の FIT の認定を受けられなくなる(図 1-13)。バイオマスも燃料の種別と出力によって FIP だけになる。風力だけは出力が大きくても FIT か FIP を選択できるが、いずれは FIP に限定される。

図 1-13 ●FIT と FIP の対象になる電源 (2022 年度)



注1) 太陽光の2022年度の入札対象の閾値は、2021年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。注2) なお、地熱・中小水力の当該の閾値は、2023年度も同じとする。

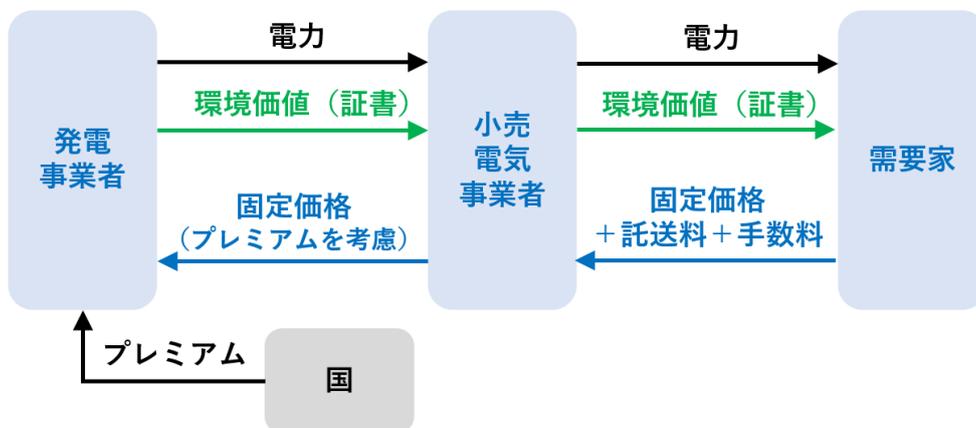
出典：資源エネルギー庁

FIP には FIT と違うルールがいくつか設けられる。第 1 に、FIP の認定を受けた発電設備を運営する事業者は、発電した電力を卸電力市場か小売電気事業者に売却する責任を負う。FIT のように国が全量を固定価格で買い取る保証はない。

その代わりに、発電事業者は発電した電力の環境価値を保有して小売電気事業者に売却できる。この点が FIT から FIP へ移行する第 2 のルール変更で、発電事業者はコーポレート PPA を実施しやすくなる。

発電事業者は FIP の認定を受けることで、国からプレミアム(差額補助)を得ながら、電力と環境価値をセットにして小売電気事業者に供給できる。FIPを活用してフィジカル PPA を結べるようになる。発電事業者はプレミアムを得られるため、フィジカル PPA の固定価格を低めに設定しても同等の収入を得ることが期待できる(図 1-14)。需要家にとってはフィジカル PPA のコストを引き下げることが可能になる。

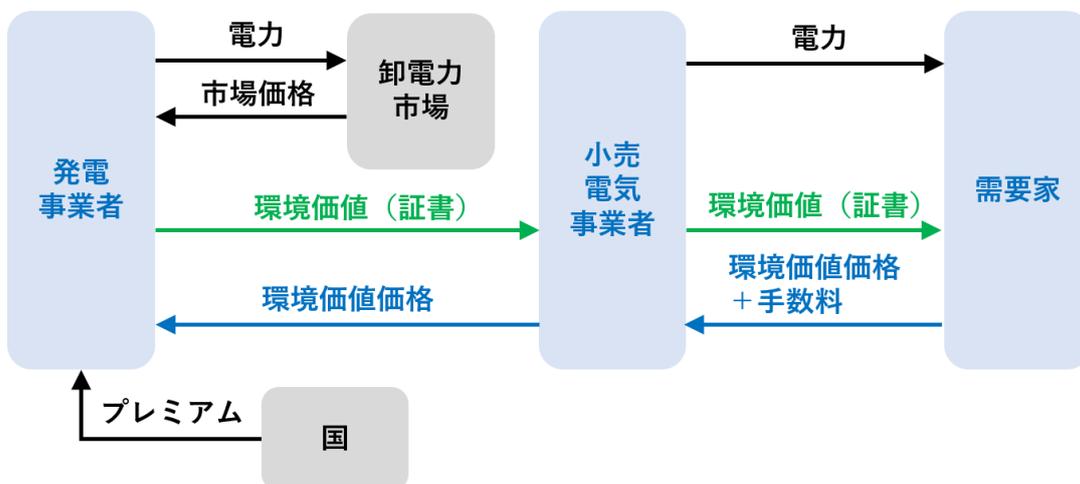
図 1-14●フィジカル PPA の契約形態 (FIP を適用)



同様の効果はバーチャル PPA でも期待できる。バーチャル PPA では発電事業者が卸電力市場に電力を売却する時の市場価格をもとに、固定価格との差額を精算する必要がある。FIPを適用すると、市場価格が低い場合にはプレミアムが高くなり、発電事業者は一定の収入を得ることができる。市場価格が高い場合には、想定よりも収入が増える仕組みである。バーチャル PPA の差額を埋める効果がある。

このような FIP の特徴を考慮すると、バーチャル PPA で固定価格と市場価格の差額を精算しない契約も考えられる。発電事業者、小売電気事業者、需要家のあいだで、環境価値の取引価格を固定で決めることができれば、バーチャル PPA の契約条件をシンプルに設定できる(図 1-15)。変動する市場価格を参照しながら差額を計算して精算する手間も省ける。

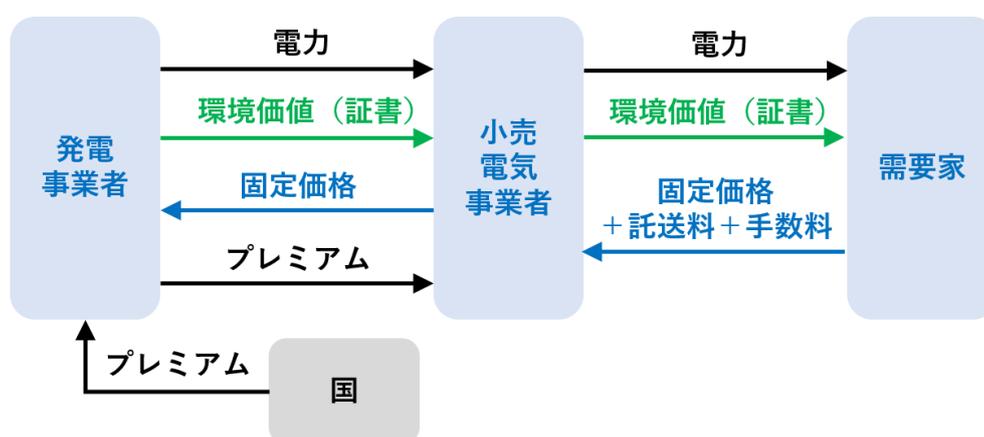
図 1-15●バーチャル PPA の契約形態 (FIP を適用、差額精算なし)



ただし発電事業者にとっては、プレミアムが変動するため、長期の収入を保証されるわけではない。発電設備の開発資金を金融機関などから調達する際に、この点を問題視される可能性がある。そのような場合には、プレミアムによる収入を発電事業者から小売電気事業者に移転する契約形態もある。

小売電気事業者は発電事業者に対して、プレミアムに関係なく固定価格を支払う(図 1-16)。この方法であれば、発電事業者は固定価格買取制度と同様に長期の収入を確定できて、開発資金を調達しやすい。小売電気事業者が日常の電力取引を通じて価格調整能力を発揮できる場合に可能な契約形態である。

図 1-16 ●フィジカル PPA の契約形態 (プレミアムを小売電気事業者へ移転)



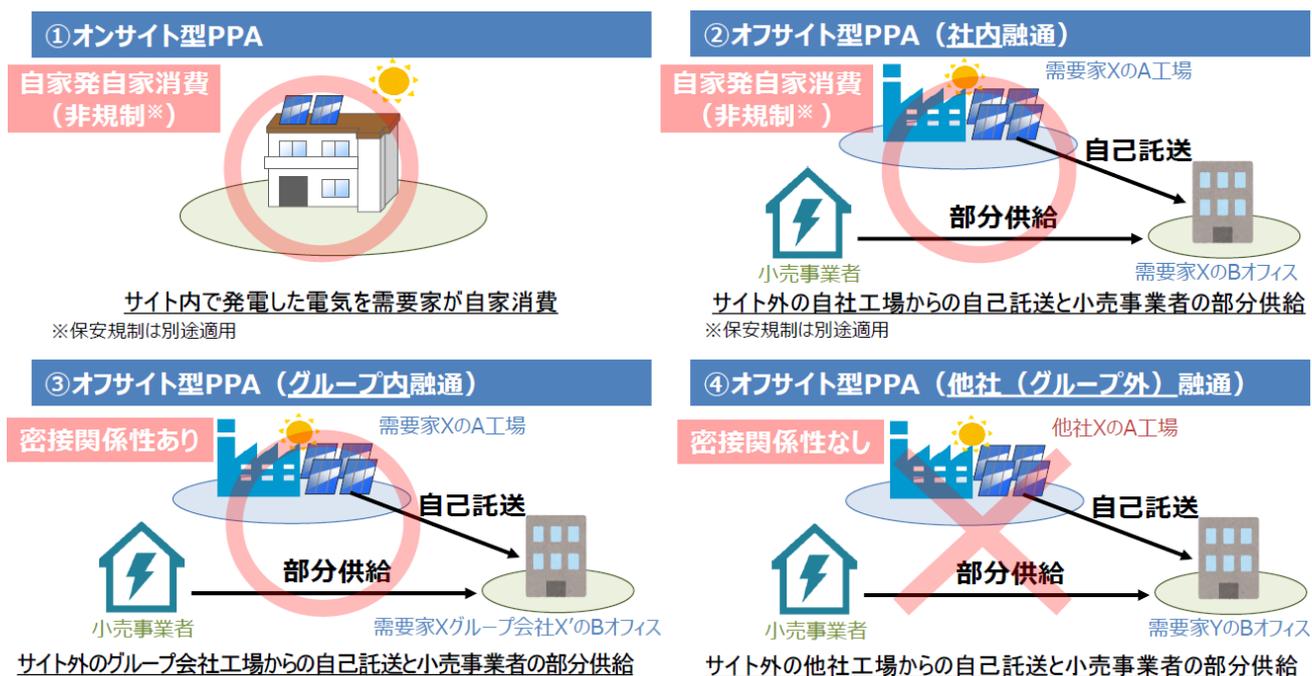
■自己託送によるフィジカル PPA

FIP のほかにも、コーポレート PPA を促進する制度改革がある。「自己託送」の見直しである。自己託送の制度を利用すると、需要家が自家発電した電力を他の拠点まで、送配電ネットワークを経由して供給できる。現行の制度では、電力を利用する拠点が社内あるいは資本関係のあるグループ内であれば、自己託送が認められる。電力の供給形態としてはオフサイトのコーポレート PPA(フィジカル PPA)に近い。ただし資本関係のない発電事業者が需要家に電力を供給する目的では利用できない。

自己託送のメリットは、小売電気事業者を介在させることなく、送配電ネットワークを利用して電力を供給できる点にある。小売電気事業者が販売する電力に課される再エネ賦課金(2021 年度は 3.36 円/kWh)がかからないため、その分のコストを削減できる。ただし発電量の計画値を国の電力広域的運営推進機関に報告するなど、需給調整の義務を負う。計画値と実績値に差が生じた場合には、送配電事業者とインバランス料金を精算しなくてはならない。この点では小売電気事業者と同様の業務が求められる。

政府はオフサイトのコーポレート PPA を推進するために、資本関係のない事業者と需要家のあいだでも(図 1-17 の④に該当)、自己託送を利用してフィジカル PPA を実施できるように要件を緩和する。FIT や FIP の認定を受けていない発電設備を対象に、需要家が自然エネルギーの電力を利用することを目的に発電事業者と契約する場合に限って認める。需要家と発電事業者が共同で組合を設立して、料金や費用負担について定めた組合契約書を締結することが条件になる。

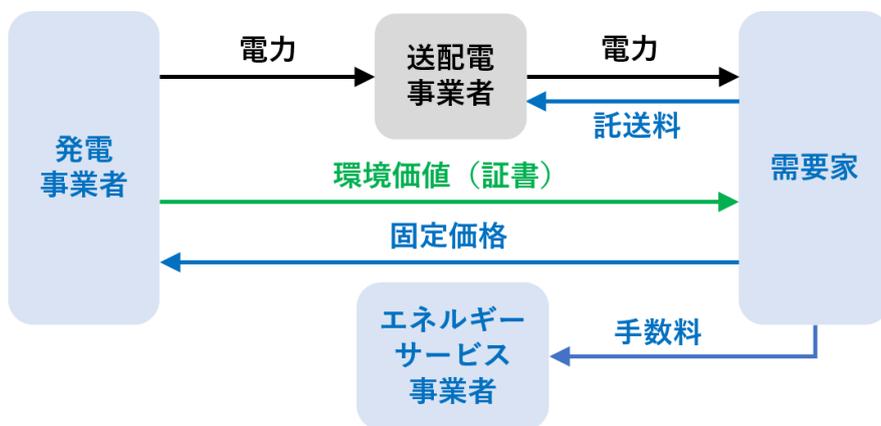
図 1-17●自己託送制度の適用範囲（従来）



出典：資源エネルギー庁

自己託送の要件が緩和されると、発電事業者と需要家は自己託送を利用してフィジカル PPA を結ぶことができる(図 1-18)。海外のフィジカル PPA と同様の契約形態になる。発電計画の作成や報告を発電事業者任せることができる。小売電気事業者を介在させる必要はなく、再エネ賦課金も課されない(将来は自己託送でも再エネ賦課金を課す可能性がある)。

図 1-18●フィジカル PPA の契約形態（自己託送制度を適用）



その代わりに、需給調整の業務を自社で実施するか、専門の事業者へ委託する必要がある(図 1-19)。海外ではエネルギーサービス事業者が需要家に代わって需給調整を請け負うケースが多い。日本でも需給調整などのサービスを提供する事業者は増えつつある。IT(情報技術)を活用して効率的に需給管理を実施すればコストを低減できる。

図 1-19●自己託送の業務分担



自己託送制度を活用してフィジカル PPA を実施する場合に注意すべき点がある。需要地点の電力使用量が発電量を上回る状態を維持しなくてはならないことである。自己託送では原則として、余剰電力を発生させることは認められない。自己託送の要件が緩和されてフィジカル PPA に適用できるようになっても同様である。

このような制約があるため、自己託送によるフィジカル PPA で電力を供給できる対象は、常に一定以上の電力使用量を見込めるケースに限られる。太陽光発電で電力を供給する場合には、休日に電力使用量が大幅に減るオフィスビルは適さない。休日を含めて日中の電力使用量が多いデータセンターや商業施設が対象になる。その場合でも、発電量が需要を上回らないように、発電設備の規模を抑える必要がある。あるいは複数の拠点に電力を供給して、余剰電力を発生させないようにすることが求められる。

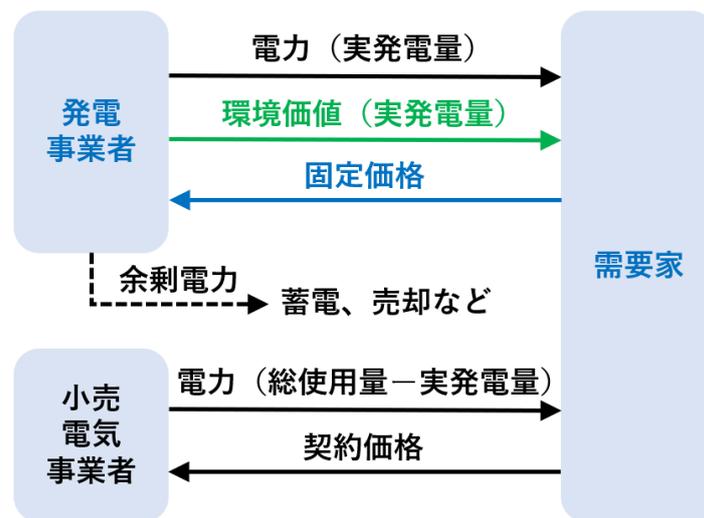
自己託送制度を活用するためには、もう 1 つ重要な点がある。送配電事業者との調整である。自己託送を実施するにあたって、接続供給契約、発電量調整供給契約、振替供給契約の 3 種類を送配電事業者と締結する必要がある。事前に自己託送の利用場所や発電設備について説明して、送配電事業者の理解を得たうえで契約を結ばなくてはならない。このような一連の手続きを事業者に委託する場合でも、需要家は送配電事業者と締結する契約の内容を把握しておくことが望ましい。

第2章：オンサイト PPA の実現方法

2-1 契約形態

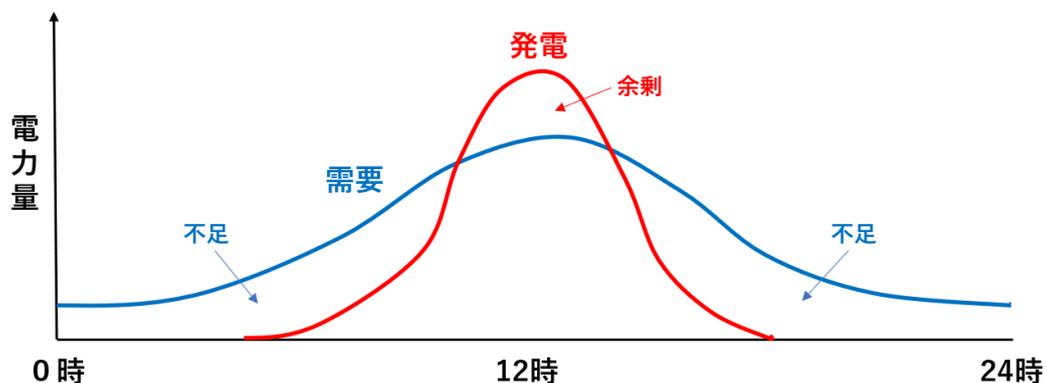
オンサイト PPA は発電事業者と需要家の二者間の契約で済むため、オフサイト PPA と比べてシンプルである。需要家が発電事業者に支払う料金は、あらかじめ決めた固定価格に発電量を掛け合わせて計算する。固定価格の決め方は、発電設備の導入費や毎年の運転維持費などを合計した総費用に、発電事業者の利益を上乗せして、想定した発電量から単価を計算する方法が標準的である。需要家は実際の発電量に応じて月額料金を発電事業者に支払い、発電量に相当する電力と環境価値を購入する(図 2-1)。

図 2-1 ●オンサイト PPA の契約形態 (小売電気事業者とは別契約)



発電量が需要家の事業拠点で使用する電力量を超える場合がある。余剰電力は蓄電するか、発電事業者が卸電力市場などに売却する必要がある。余剰電力を売却するためには、発電設備を接続する送配電ネットワークの容量に空きがあることが前提になる。売却できない場合には、余剰分を抑制しなくてはならない。一方で太陽光発電によるオンサイト PPA だけでは、需要を満たすことができない(図 2-2)。従来の電力契約を継続して、不足分を購入する必要がある。

図 2-2 ●オンサイト PPA (太陽光発電) の電力需給イメージ (1日)



オンサイト PPA の導入事例が増えるに伴って、発電した電力を効率的に利用する取り組みも進んできた。中部地方を中心にスーパーマーケットやドラッグストアなどを展開するバローグループでは、店舗の屋根を利用したオンサイト PPA を拡大するにあたって、「余剰電力循環モデル」と呼ぶ新しい方法を事業者と共同で開発した。

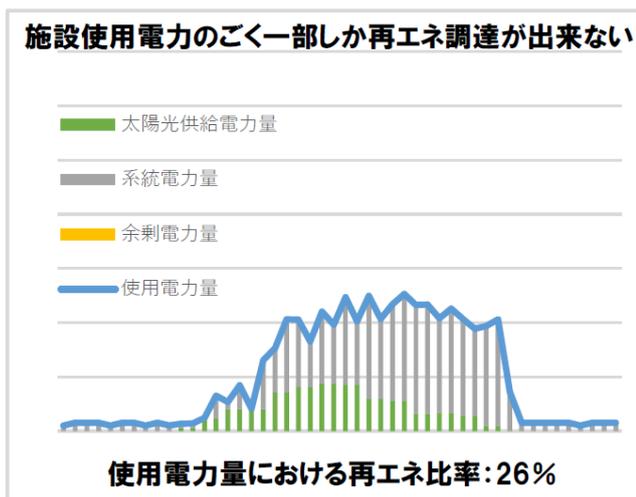
このモデルでは、オンサイト PPA の対象になる施設の電力使用量に関係なく、設置可能な最大規模の太陽光発電設備を導入する。電力使用量の少ない施設では、昼間や休日に余剰電力が発生するが、共同事業者の小売電気事業者が余剰電力を他の需要家に販売することで、発電した電力の全量を活用できる。小売電気事業者は電力データと気象データをもとに、AI(人工知能)の機能を使って発電量と需要を予測し、余剰電力量を算出して、販売できる電力量を見極める。

これまでバローグループでは、電力需要が小さい施設には小規模の太陽光発電設備しか導入できなかった。新しいモデルを採用すれば、大規模な太陽光発電設備を導入して、発電量を最大化できる。実際に岐阜県の店舗では、夏季に余剰電力を大量に発生させながら、1日の電力使用量の86%を太陽光発電で供給した(図2-3)。

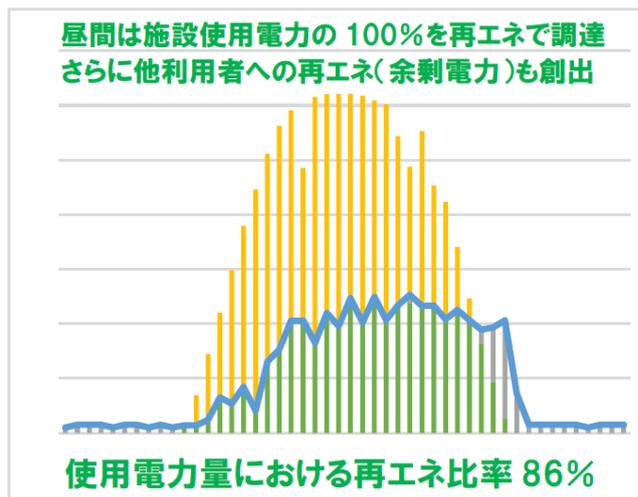
オンサイト PPA は需要家にとって、通常の電気料金よりも低いコストで自然エネルギーの電力を長期に利用できるメリットがある。余剰電力の問題を解決できれば、さらに効果的な電力調達手段になる。

図 2-3 ● オンサイト PPA の最大化・余剰電力活用事例 (商業施設)

従来モデル



余剰循環モデル



※2021年7月13日のデータ。従来モデルはシミュレーション値。

出典：バローホールディングスほか

2-2 コスト^a

オンサイト PPA のコストを想定するためには、発電事業者の収益モデルを考えるとわかりやすい。オンサイト PPA は発電事業者から見て、一定の利益を確保できる契約であることが前提になる。直近の太陽光発電のコストをもとに、オンサイト PPA の収益モデルを検討してみる。

出力 1000kW の太陽光発電設備を屋根置きで設置した場合を想定する。出力に対して太陽光パネルを多めに設置する「過積載」を条件に、設備利用率を 17% (固定価格買取制度における 2020 年度の想定値) で計算すると、年間の発電量は 150 万 kWh になる。この規模の太陽光発電設備に対する投資額を、固定価格買取制度の想定をもとに計算する。

政府が 2021 年度以降の固定価格買取制度の買取価格を決めるにあたって、2020 年度における事業用太陽光発電(出力 50kW 以上)のシステム価格を 14.2 万円/kW で想定した。システム価格には太陽光パネルなどの設備費のほかに工事・設計費が含まれる。運転維持費は年 0.5 万円/kW、設備の廃棄費は 1 万円/kW を見込んだ。以上を合計して、出力 1000kW の太陽光発電設備の投資額は 2 億 5200 万円になる。

オンサイト PPA の契約期間を 20 年に設定すると、総発電量 3000 万 kWh で、発電単価は 8.4 円/kWh になる。これをもとに需要家に売電する価格を決める。2021 年度に締結したオンサイト PPA の売電単価は、10 円/kWh 程度が平均的な水準と考えられる。発電事業者の総収入は 20 年間で約 3 億円になり、年平均で 1% 弱の利益を上げることができる(図 2-4)。投資に対する収益率としては低めだが、投資額を抑制できれば利益率は高まる。

図 2-4 ● オンサイト PPA の収益モデルの例 (太陽光発電、屋根置き、2021 年度)

発電設備出力	1000kW (交流)
発電量	年間150万kWh (設備利用率17%)
運転期間	20年
総投資額	2億5200万円
発電コスト	8.4円/kWh
売電価格	10円/kWh (環境価値を含む)
総収入	3億円
投資収益率	0.95%/年

* 投資収益率 = (収入 - 投資額) ÷ 投資額

^a 電気料金は通常、契約電力の大きさによる「基本料金」と毎月の使用量による「電力量料金」で計算する。本レポートでは、基本料金と電力量料金の合計額を使用量で割った単価で各種のコストを比較する。

需要家から見ると、オンサイト PPA を結ぶことによって、10 円/kWh の単価で 20 年間にわたって太陽光発電の電力を購入できる。あるいはもう少し高い単価で契約期間を短く設定することも可能である。

2021 年度における電気料金の平均的な水準は、基本料金と電力量料金を合わせると、特別高圧が約 10 円/kWh、高圧が約 14 円/kWh である。さらに再エネ賦課金(3.36 円/kWh、2021 年度)が加わる。個々の需要家の電気料金の単価はさまざまだが、オンサイト PPA では再エネ賦課金がかからないため、高圧の契約であればオンサイト PPA のほうが確実に安くなる。特別高圧の場合でも、電気料金の平均単価が 7 円/kWh(再エネ賦課金を含まない)を上回る場合には、オンサイト PPA が有利になる可能性が大きい。

電気料金の単価は季節や時間帯によって変わる。太陽光発電は日中に発電するため、単価の高い時間帯に発電できるメリットがある。一方で夏の気温が高くなる時期に、太陽光パネルの温度が上昇して発電量が低下する。冬には日照時間が短くなって発電量が減少する。オンサイト PPA を検討する際には、月別の想定発電量をもとに従来の電気料金と比較する必要がある。

20 年間の長期契約となれば、電気料金の動向も想定しておかなくてはならない。化石燃料の輸入価格など、先行きを見通しにくい要因があるが、長期的に電気料金が下がることは考えにくい。むしろ脱炭素に向けてコストの安い石炭火力発電が減少し、さらにカーボンプライシング(炭素の価格付け)が導入されると、火力発電のコストが上昇して電気料金を押し上げる可能性がある。

オンサイト PPA で検討すべき重要な点の 1 つは、契約を終了した後の発電設備の所有権である。契約満了後に発電設備を需要家に無償で譲渡するケースが多い。太陽光パネルは使用開始から 20 年が経過しても、通常は十分な発電能力を持続できる。発電した電力を変換するパワーコンディショナーの寿命は 15 年程度で、契約期間中に交換する場合もある。太陽光パネルを設置する架台は材質によって長期に使い続けられる。

需要家は契約満了後に譲渡を受けた太陽光発電設備を利用して、運転維持費だけで電力を使うことができる。それまでと同じ発電事業者が設備の運営を継続して委託するか、別の事業者と契約を結ぶことも可能である。運転維持費だけで済むため、当初に契約していた価格よりも低くなる。

ただし、いずれは発電設備を廃棄する必要があるため、そのコストを見込んでおく必要がある。固定価格買取制度では、2020 年度の時点で太陽光発電設備の出力 1kW あたり 1 万円の廃棄費用を想定している。出力が 1000kW の太陽光発電設備であれば、1000 万円の廃棄費用がかかることになる。

2-3 先進事例

オンサイト PPA を実施する最適な場所は、屋上に広いスペースがあって、周囲に高い建物など太陽光を妨げるものがないところである。郊外にある大型の商業施設や物流施設、大規模な工場がオンサイト PPA に適した導入場所になる。

■イオン（流通業）

流通業大手のイオンは、全国各地に展開している商業施設の屋上で太陽光発電を実施している。従来は自社で発電設備を建設・運転する自家発電を採用していたが、最近では事業者へ委託するオンサイト PPA に力を入れている。その先駆けになったプロジェクトが滋賀県にある商業施設の「イオンタウン湖南」である（写真 2-1）。

写真 2-1 ● 「イオンタウン湖南」の太陽光発電設備



出典：イオンタウン

イオンタウン湖南は 2014 年に開業した大規模な商業施設で、開業から約 6 年が経過した 2020 年 9 月に、広大な屋上のスペースを利用してオンサイト PPA による太陽光発電を開始した(図 2-5)。発電設備の出力は最大で約 1000kW。発電事業者は三菱 UFJ リースのグループ会社である。

図 2-5●イオングループのオンサイト PPA 導入事例

需要家	イオンタウン
電力利用場所	イオンタウン湖南 (滋賀県湖南市、高圧契約)
発電事業者	MULユーティリティイノベーション (三菱UFJリースの100%子会社)
発電設備出力	1162kW
電力供給開始	2020年9月
契約年数	非公表

イオングループは 2021 年 10 月の時点でオンサイト PPA を合計 8 店舗で実施している。店舗で年間に使用する電力の 10%前後を供給できる。オンサイト PPA で購入する電力の単価は従来の電気料金(基本料金と電力量料金の合計)よりも安くなるように発電事業者と契約する。電力の調達コストを低減したうえで、太陽光発電の電力を利用して CO₂ 排出量を削減できる。

オンサイト PPA の契約期間は 15 年から 20 年を基本に締結している。ただし対象の店舗が長期に営業を継続できない場合に備えて、6 年目以降に解約できることを契約条件に加える。契約期間の満了時には 3 通りの選択肢がある。設備の無償譲渡(契約期間が短い場合には有償譲渡も)、契約更新(運転維持費だけを支払う)、事業者の責任で設備廃棄、から選択する。

イオングループでは全国の商業施設を対象にオンサイト PPA の導入可能性を調査中で、現在のところ 300 店舗以上で実施できる見込みである。店舗のほかにも、2023 年に千葉県に開業する物流施設の屋上に、出力 3360kW の大規模な太陽光発電設備をオンサイト PPA で導入する計画である。契約する電力は特別高圧になるが、標準的な電気料金よりも単価を低く抑えることができる。

イオングループは日本で有数の電力ユーザーである。2020 年度の電力使用量は 71 億 kWh にのぼる。グループで使用する電力を 2040 年までに自然エネルギー100%で調達する目標を掲げているが、そのうち 10%程度をオンサイト PPA で調達する方針である。さらにオフサイト PPA で 20%程度を調達して、追加性のある自然エネルギーの電力を長期契約で増やしていく。

■カイハラ産業（製造業）

デニム生地メーカーとして海外でも有名なカイハラ産業の事例は、製造業が結ぶ大規模なオンサイト PPA の先駆けになった。広島県にある三和工場の屋上に、オンサイト PPA で太陽光発電設備を導入して、2021 年 6 月から電力の利用を開始した(図 2-6)。発電事業者はオリックスで、契約期間は 18 年。複数の事業者の提案のうち、コスト対効果が最も大きい提案を採用した。

図 2-6●カイハラ産業のオンサイト PPA 導入事例

需要家	カイハラ産業
電力利用場所	三和工場 (広島県神石郡上市高原町、特別高圧契約)
発電事業者	オリックス
発電設備出力	2247kW
電力供給開始	2021年6月
契約年数	18年

三和工場で年間に利用する電力の約 12%をオンサイト PPA による太陽光発電で供給できる。この工場は使用する機械が大型のため、建屋の面積が大きく、屋上も他の工場に比べて広い(写真 2-2)。2000kW を超える大規模な太陽光発電設備を屋上に設置することが可能で(写真 2-3)、太陽光発電による電力の利用率を高めることができた。

写真 2-2●「三和工場」の全景（オンサイト PPA 導入前）



出典：カイハラ産業

写真 2-3 ● 「三和工場」の屋上に設置した太陽光パネル



出典：カイハラ産業

オンサイト PPA では実際の発電量に対して、固定の単価で料金を支払う。三和工場で契約している電力は特別高圧だが、従来の電気料金（基本料金と電力量料金の合計）と比べて約 25%安くなる。特別高圧の電気料金は全国平均で 10 円/kWh 程度である。太陽光発電のコストが低下したことによって、電気料金が低い特別高圧でも、オンサイト PPA を締結してコストを削減できる。

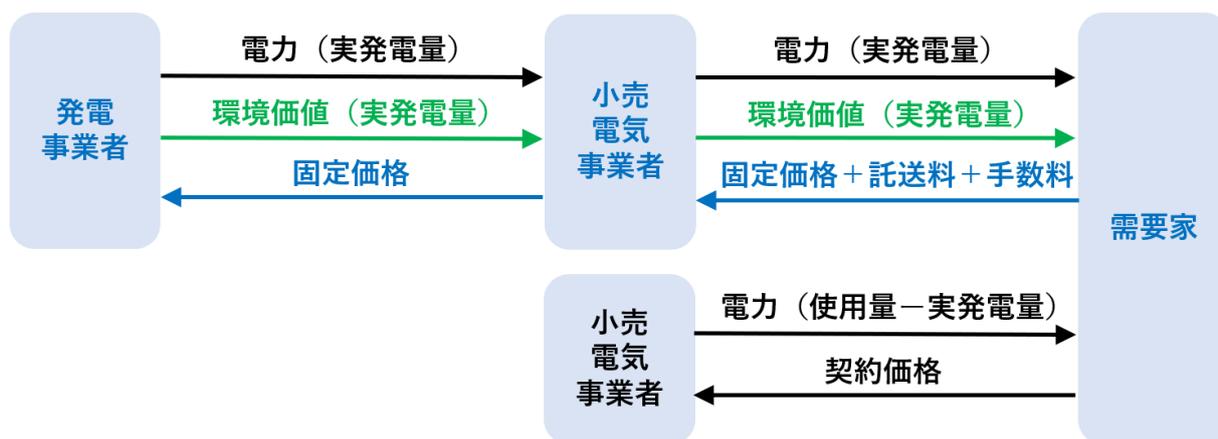
オンサイト PPA の太陽光発電設備にトラブルが発生した場合には、発電事業者が対応する。ただし運転を停止しているあいだの電力の補償はない。もし補償を契約に加えると、当然ながら単価は高くなる。オンサイト PPA では運転停止による補償を契約に盛り込まないケースが一般的である。

第3章：フィジカル PPA の実現方法

3-1 契約形態

日本国内でフィジカル PPA を締結するためには、発電事業者・小売電気事業者・需要家による三者間の契約が必要になる。特定の発電所を対象に、発電事業者と小売電気事業者のあいだで電力の供給契約を結び、その電力を小売電気事業者から需要家に供給する。合わせて環境価値を発電事業者から小売電気事業者を通じて需要家に提供する形になる(図 3-1)。

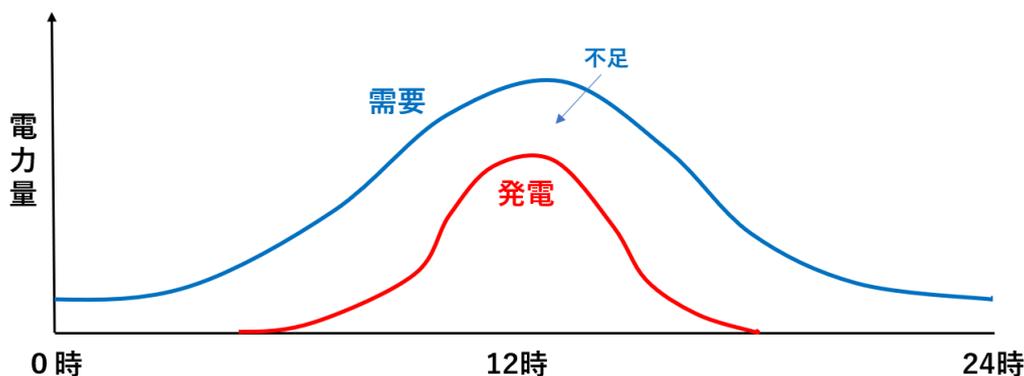
図 3-1 ●フィジカル PPA の契約形態



フィジカル PPA ではオンサイト PPA と同様に、年間と月間の想定発電量に基づいて、単価を固定価格で決める方法が一般的である。需要家は小売電気事業者に対して、送配電ネットワークの利用料(託送料)と手数料を加えた価格を支払う。さらに再エネ賦課金が通常の電力契約と同様に上乗せされる。

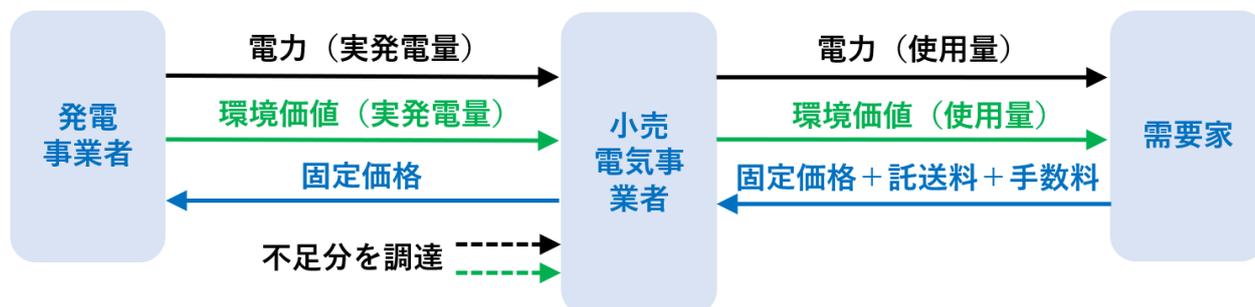
需要家は想定発電量ではなくて、実発電量で電力と環境価値の供給を受ける。電力と環境価値の購入金額も実発電量で計算する。太陽光発電や風力発電であれば、時間帯や天候によって供給量が変動する。フィジカル PPA では余剰の電力が発生しないように、需要家の使用量よりも少ない発電量で契約を結ぶケースが一般的である(図 3-2)。不足する分はフィジカル PPA とは別に、小売電気事業者と契約して購入する必要がある。

図 3-2 ●フィジカル PPA (太陽光発電) の電力需給イメージ (1日)



このような 2 本立ての契約ではなくて、フィジカル PPA で不足する分を含めて小売電気事業者が一括で電力と環境価値を供給する方法もある。需要家の電力使用量に合わせて不足分を調達して、全量を自然エネルギーの電力で供給する。フィジカル PPA と同一の固定価格で契約を結べば、需要家は実発電量に関係なく、一定のコストで自然エネルギーの電力を 100%利用できる(図 3-3)。

図 3-3 ●フィジカル PPA の契約形態 (自然エネルギー電力 100%供給)



流通業大手のセブン&アイグループはフィジカル PPA を主体に、店舗で使用する電力を自然エネルギー 100%で購入する契約を NTT グループと締結した。NTT グループの中でエネルギー事業を担当する NTT アノードエナジーグループが、セブン&アイ専用の太陽光発電所を建設して、電力と環境価値をフィジカル PPA で提供する。さらに不足する分については、トラッキング付非化石証書を付与した自然エネルギーの電力を追加して供給する(図 3-4)。

図 3-4 ●セブン&アイグループの自然エネルギー電力 100%購入契約



出典：セブン&アイ・ホールディングスほか

このような自然エネルギーの電力を 100%供給する方法は、小売電気事業者が介在するフィジカル PPA では実施しやすい。海外のフィジカル PPA では小売電気事業者が介在しないために、発電量の不足分を需要家みずからで補充する必要がある。日本のフィジカル PPA では、需要家が需給調整する必要はなく、小売電気事業者を通じて自然エネルギーの電力を 100%調達することも可能になる。

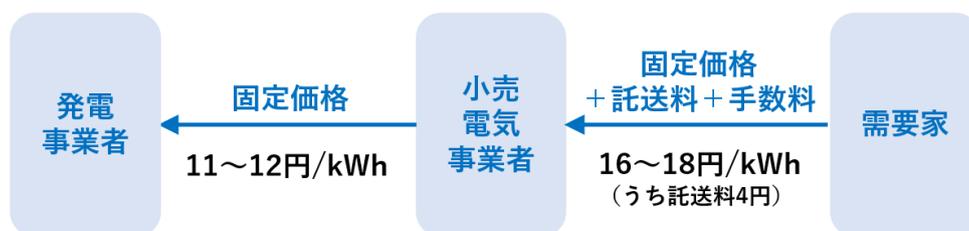
3-2 コスト^a

需要家から見たフィジカル PPA のコストは、発電事業者に対する電力と環境価値の対価に加えて、小売電気事業者が送配電事業者に支払う託送料と、小売電気事業者の業務に伴う手数料(需給調整やインバランス料金の精算など)の合計になる。再エネ賦課金が上乗せされる点は、通常の電力を購入する場合と同じである。

2022 年度の状況を想定して、フィジカル PPA のコストを検討してみる。発電事業者は固定価格買取制度(FIT)やフィードインプレミアム(FIP)で売電するケースをもとに、フィジカル PPA の収入を見込む。2022 年度の FIT/FIP の価格は、事業用の太陽光発電(出力 50kW 以上)では 10 円/kWh である(出力 1000kW 以上は入札で価格を決定)。これに環境価値の価格を上乗せすると 11 円/kWh 前後になる。フィジカル PPA で同等以上の固定価格を保証するためには、11~12 円/kWh が妥当な価格と言える。

小売電気事業者は託送料と手数料を上乗せして、需要家に電力と環境価値を提供する。託送料は全国平均では、高圧が約 4 円/kWh、特別高圧が約 2 円/kWh である。小売の手数料は事業者によってさまざま、契約電力の大きさにもよるが、高圧で 1~2 円/kWh、特別高圧で 1 円/kWh 前後が標準的な水準と考えられる。これらを合計すると、需要家がフィジカル PPA で支払う価格は、高圧で 16~18 円/kWh(図 3-5)、特別高圧で 14~15 円/kWh になる。

図 3-5 ●フィジカル PPA の想定コスト (高圧契約、2022 年度)



通常の電気料金は 2021 年度の時点で高圧が約 14 円/kWh、特別高圧が約 10 円/kWh が全国の平均的な水準である。さらに自然エネルギー100%の電力メニューでは、証書で環境価値を付与して 1~2 円/kWh ほど高くなるケースが多い。電気料金の水準が当面のあいだ変わらないと想定した場合でも、高圧ではフィジカル PPA の価格(16~18 円/kWh)と自然エネルギー100%の電力メニューの価格(15~16 円/kWh)に大きな差はなくなる。

今後は太陽光発電のコストが低下してフィジカル PPA の価格が下がり、一方で通常の電気料金は化石燃料の輸入価格や火力発電の稼働率によって変動する。カーボンプライシング(炭素の価格付け)が導入されれば、火力発電のコストが上昇して電気料金が高くなる可能性は十分にある。高圧の電力を利用する需要家にとって、長期の電力コストを考えると、フィジカル PPA を結ぶことで経済的なメリットを期待できる。

^a 電気料金は通常、契約電力の大きさによる「基本料金」と毎月の使用量による「電力量料金」で計算する。本レポートでは、基本料金と電力量料金の合計額を使用量で割った単価で各種のコストを比較する。

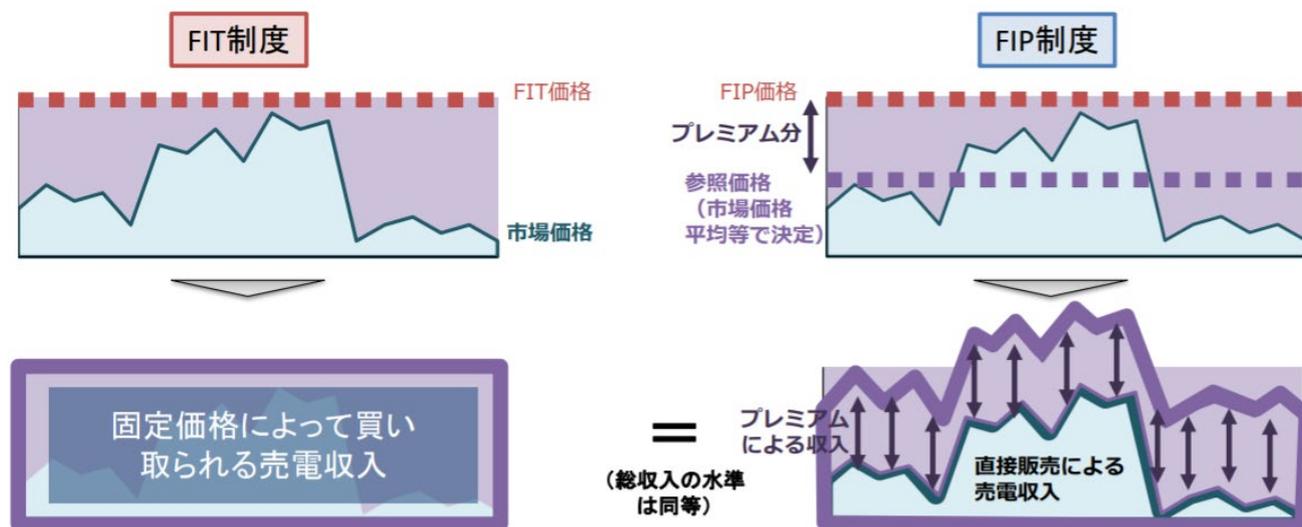
ただし特別高圧では、フィジカル PPA の価格(14~15 円/kWh)と自然エネルギー100%の電力メニューの価格(11~12 円/kWh)のあいだに 3 円程度の差がある。大量の電力を利用する特別高圧の需要家にとって、この価格差を許容してフィジカル PPA を結ぶことは現実的ではない。何らかの方法でコストの差を縮小する必要がある。

■フィードインプレミアムによるコスト低減

そこで期待したいのが FIP(フィードインプレミアム)である。発電事業者が FIP の認定を受けて太陽光や風力の発電設備を建設・運転した場合に、プレミアムを収入として得ながら、小売電気事業者を介して自然エネルギーの電力を需要家に供給できる(フィードインプレミアムの対象になる電源についてはp11を参照)。プレミアムを前提に、フィジカル PPA の価格を引き下げることが可能になる。

FIP では卸電力市場の取引価格に基づいて月ごとに参照価格を算出する。一方で発電設備の認定時に FIP 基準価格(固定)が決まる。参照価格と基準価格の差をプレミアムとして国が発電事業者に支払う仕組みになっている。FIT では常に固定価格で電力を売電できるのに対して、FIP では発電事業者の売電収入が変動するが、年間の総収入は FIT とほぼ同等の水準になる想定である(図 3-6)。

図 3-6 ●FIT と FIP による発電事業者の収入



出典：資源エネルギー庁

さらに FIT と FIP で違う点が 2 つある。第 1 に、FIP では発電事業者が電力を売却する責任を負わなくてはならない。売却方法としては、卸電力市場で入札して取引するか、小売電気事業者と相対契約を結ぶか、どちらかである。

第 2 の違いは、FIT で発電した電力の環境価値は国が保有するのに対して、FIP では発電事業者が環境価値を保有して売却できる。発電事業者が電力と環境価値をセットにして小売電気事業者に供給する方法は、フィジカル PPA そのものである。

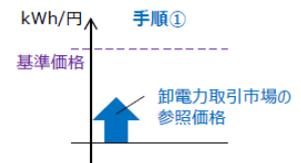
需要家は FIP の認定を受けた発電設備を対象にフィジカル PPA を結ぶことで、電力と環境価値をまとめて調達できる。発電事業者はプレミアムを得られるため、フィジカル PPA の価格を低めに設定しても、投資回収に必要な収入を確保しやすくなる。FIP によってフィジカル PPA のコストの問題を解消することが期待できる。

プレミアムの計算方法は複雑である。卸電力市場の取引価格のほかに、環境価値の価格、電力の需給調整に必要なバランシングコストなどを加味して決定する(図 3-7)。それぞれが変動するが、環境価値の価格とバランシングコストは相殺しながら、年度を追って縮小することが見込まれるため、プレミアムに対する影響は限定的と考えられる。長期契約のフィジカル PPA では、FIP の基準価格と卸電力市場の参照価格の差でプレミアムを想定するのが適切だろう。

図 3-7 ●プレミアムの計算方法

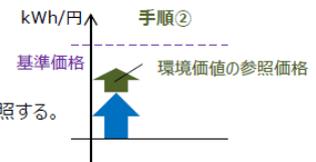
手順① 卸電力取引市場の参照価格を算定 (=プレミアムから控除される)

- 趣旨：FIP認定事業者の、電気（環境価値を除く）の取引による収入の期待水準を算定する。
- ◎方法：a) 卸電力取引市場（スポット市場・時間前市場）の価格を参照する。
b) 変動電源については電源プロファイル（エリア毎）を実施する。
c) 需給に応じた価格シグナルを発生するよう前年度年間市場価格を参照した上で、事業者の収入の期待水準から乖離しないよう月間補正する。



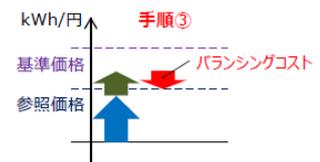
手順② 環境価値の参照価格を算定 (=プレミアムから控除される)

- 趣旨：FIP認定事業者の、環境価値の取引による収入の期待水準を算定する。プレミアムから控除することで、環境価値の二重取りを防ぐ。
- ◎方法：非化石価値取引市場（非FIT再エネ指定）の直近1年間（4回開催分）のオークション価格の平均を参照する。上記①の電気（環境価値を除く）の取引による参照価格に加算（=プレミアムから控除）する。



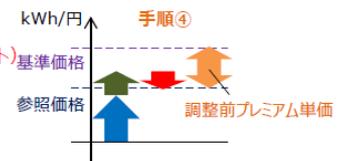
手順③ バランシングコストを上記①②の合計から控除 (=プレミアムに加算される)

- 趣旨：FIP制度の下で発電事業を実施するに当たり追加的に発生する業務やリスクを勘案する。また、制度開始から一定期間は、変動電源の需給管理技術・ノウハウ蓄積のため経過措置も付与する。
- ◎方法：kWh価値を供給するに当たり発生するコストを反映するため、上記①②の合計の参照価格から控除（=プレミアムに加算）する（=参照価格の確定）。



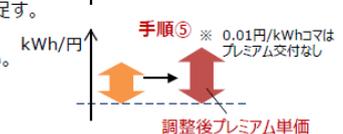
手順④ 調整前プレミアム単価の算定

- 趣旨：0.01円/kWhの時間帯も含めて供給した電気に交付されるべきプレミアム単価を機械的に算定する。
- ◎方法：基準価格 - 参照価格（=①卸電力取引市場の参照価格 + ②環境価値の参照価格 - ③バランシングコスト）
（=④調整前プレミアム単価）



手順⑤ 出力制御が発生するような時間帯以外にのみ交付するプレミアム単価の算定

- 趣旨：事業者に対し、出力制御が発生するような時間帯に電気供給せず、それ以外の時間帯でのより多くの供給を促す。その際、事業者の収入が期待水準が乖離しないような工夫をする。
- ◎方法：スポット市場におけるエリアプライスが0.01円/kWhになった各30分コマ・エリアを対象に、プレミアムを交付しない。その交付しないプレミアムに相当する額を、0.01円/kWh以外の各30分コマ・同一エリアを対象に、電源種別に割り付ける（=⑤調整後プレミアム単価）。

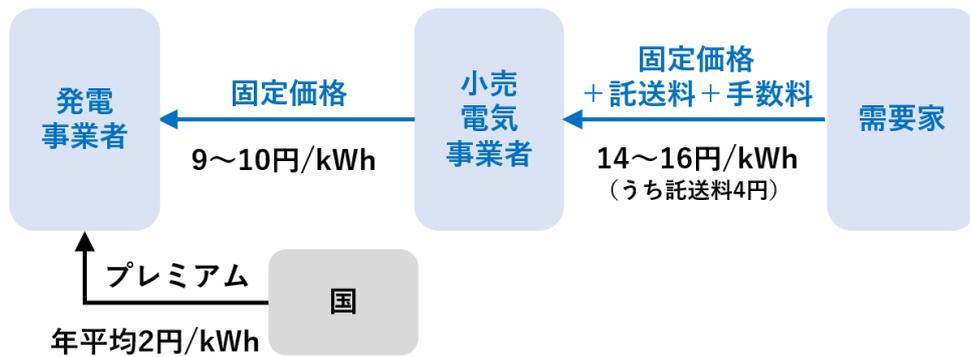


出典：資源エネルギー庁

2022年度の太陽光発電の FIP 基準価格は 10 円/kWh である。卸電力市場の平均取引価格は年度によって変動するが、直近で取引価格が安定していた 2019 年度の年間平均(7.9 円/kWh)を参考に 8 円/kWh で想定すると、プレミアムは平均 2 円/kWh になる。

FIP を適用しないフィジカル PPA の価格が高圧で 16~18 円/kWh として、FIP を適用することによって、プレミアムの分だけ価格を引き下げて 14~16 円/kWh で契約できる可能性がある(図 3-8)。この価格ならば通常の電気料金とさほど変わらない。特別高圧でもフィジカル PPA の価格が 12~13 円/kWh になって、自然エネルギー100%の電力メニューの価格(11~12 円/kWh)に近い水準になる。

図 3-8●フィジカル PPA の想定コスト（FIP 適用、高圧契約、2022 年度）



* 太陽光発電の FIP 基準価格を 10 円/kWh、卸電力市場の参照価格を年平均 8 円/kWh で想定

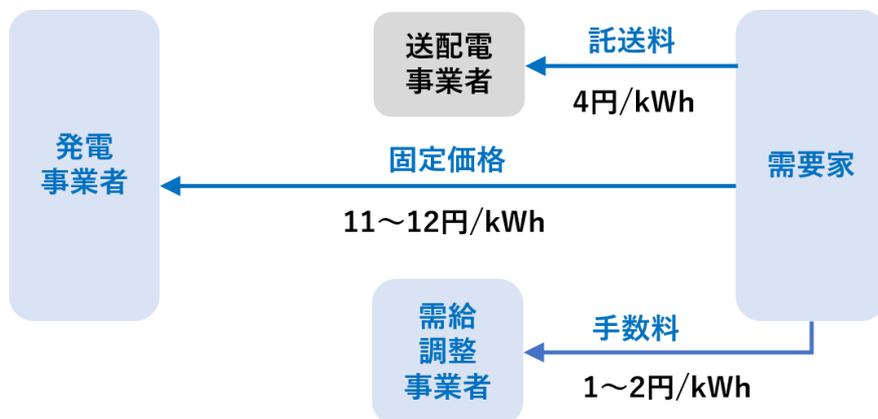
■自己託送によるコスト低減

FIP のほかにも、フィジカル PPA の価格を引き下げる有効な方法として、自己託送制度の活用がある。資源エネルギー庁は自己託送制度の要件を緩和して、フィジカル PPA に適用できるようにする（自己託送については p13 を参照）。早ければ 2022 年から要件を緩和する見通しである。ただし FIT や FIP の認定を受ける場合には適用できない。

自己託送は需要家が複数の事業拠点のあいだで電力を融通できる制度で、小売電気事業者を介さずに電力を供給できる。コストの面で最大のメリットは、再エネ賦課金を支払わなくて済む点である。その代わりに、電力の需給調整の責任を負わなくてはならない。通常は専門の事業者に委託することになる。

自己託送の場合でも、フィジカル PPA で需要家から発電事業者に支払う価格を 11～12 円/kWh で想定する。さらに送配電事業者に支払う託送料と需給調整事業者の手数料がかかる。需給調整事業者の手数料を小売電気事業者と同程度で見込むと、高圧では 1～2 円/kWh である。合計すると、16～18 円/kWh になる（図 3-9）。

図 3-9●フィジカル PPA の想定コスト（自己託送、高圧契約、2022 年度）



* 再エネ賦課金（3.36 円/kWh、2021 年度）が不要

高圧の契約で単価が 16～18 円/kWh であれば、FIP を適用しない場合のフィジカル PPA と同じ水準である。自己託送では再エネ賦課金が課されないため、需要家のコストは賦課金(3.36 円/kWh、2021 年度)の分だけ低くなる。再エネ賦課金は 2022 年度以降も上昇することが見込まれることから、自己託送によるフィジカル PPA のメリットが大きくなっていく(図 3-10)。

図 3-10 ●フィジカル PPA の想定コスト比較 (高圧契約、全国平均、2022 年度)

契約形態	フィジカルPPA	フィジカルPPA (FIP適用)	フィジカルPPA (自己託送)
需要家の総コスト (税別)	16～18円/kWh + 再エネ賦課金	14～16円/kWh + 再エネ賦課金	16～18円/kWh
発電事業者	11～12円/kWh	9～10円/kWh (+プレミアム2円)	11～12円/kWh
小売電気事業者	1～2円/kWh (手数料)	1～2円/kWh (手数料)	—
送配電事業者	4円/kWh	4円/kWh	4円/kWh
需要調整事業者	—	—	1～2円/kWh

自己託送を活用したフィジカル PPA に対して、再エネ賦課金を課さないルールが長期に続くかどうかは流動的である。電力ユーザーが負担する再エネ賦課金を特定のケースだけ免除することに関しては、政府の審議会でも反対する意見が出ている。とはいえ自己託送を利用する場合には FIT や FIP を適用できない。国の買取費用を増やさずに自然エネルギーの電力を追加する効果がある。

資源エネルギー庁は当面のあいだ、自己託送に再エネ賦課金を課さないルールを継続しながら、再エネ賦課金の公平性にどのような影響があるかを検証する方針である。かりに自己託送に再エネ賦課金を課すとしても、通常の電力に上乗せする再エネ賦課金よりも低く抑える可能性が大きい。例えばドイツでは、自然エネルギーで発電した電力に対しては、自家消費も含めて再エネ賦課金を通常の 40%徴収する制度を実施している。

日本では 2050 年の脱炭素に向けて、自然エネルギーによる電力の導入量を大幅に増やす必要がある。太陽光発電の自家消費や自己託送によるフィジカル PPA を促進することは、導入量の拡大に効果がある。このような観点から、自家消費や自己託送に対して、再エネ賦課金を課さないルールを継続する可能性が大きい。

3-3 先進事例

■ヒューリック（不動産）

フィジカル PPA のコストを通常の電気料金と比較すると、高圧の電力を利用する需要家であれば、コストの差は大きな問題ではなくなりつつある。不動産会社のヒューリックは 2020 年から、フィジカル PPA による自然エネルギーの電力を利用している。公表されたフィジカル PPA の事例としては、日本で初めてである。

ヒューリックのフィジカル PPA はグループ内で完結させる点が特徴である。太陽光発電所の建設を開発事業者に委託して、完成した発電設備をヒューリックが買い取って所有する。発電した電力はグループ内の小売電気事業者に供給したうえで、需要家としてヒューリックが電力を購入する。自社グループ完結型のフィジカル PPA によって、他社に依存しない体制で自然エネルギーの電力を調達している(図 3-11)。

図 3-11 ●ヒューリックグループのフィジカル PPA（自社グループ完結型）



出典：ヒューリック

最初のプロジェクトとして、出力 1311kW の太陽光発電所を埼玉県に建設して 2020 年 10 月に運転を開始した。発電した電力を東京都心にあるヒューリックの本社ビルで利用している(図 3-12)。契約年数は 20 年で、高圧で電力を供給する。年間の発電量は約 150 万 kWh を見込み、本社ビルの電力使用量とほぼ同じである。フィジカル PPA を締結したことで、本社ビルに入居するグループ会社を含めて、自然エネルギーの電力を 100%利用できるようになった。

このフィジカル PPA では、発電事業者のヒューリックからグループ会社の小売電気事業者に 13 円/kWh で電力を売却する。ヒューリックが太陽光発電所の開発に投資した資金に一定の利回りを載せて、20 年間の総発電量で割り出した単価である。

小売電気事業者から需要家のヒューリックには、従来の電気料金と同等の約17円/kWh(基本料金なし、再エネ賦課金を含まない)で販売している。託送料金(高圧で約4円/kWh)を送配電事業者に支払うため、小売電気事業者の利益はほとんど見込めない。それでもグループ全体では、太陽光発電所の開発で一定の利益を得たうえで、コストを増やさずに追加性のある自然エネルギーの電力を長期に調達できる。自社グループ完結型のフィジカルPPAのメリットである。

図 3-12 ●ヒューリックグループのフィジカル PPA 導入事例

需要家	ヒューリックグループ
電力利用場所	ヒューリック本社ビル (東京都中央区、高圧契約)
発電事業者	ヒューリック
発電設備	太陽光発電所 1311kW (埼玉県加須市)
小売電気事業者	ヒューリックプロパティソリューション (ヒューリック子会社)
電力供給開始	2020年10月
契約年数	20年

ヒューリックはグループ全体で使用する電力(年間6000万kWh)を2024年までに自然エネルギー100%で調達する目標を掲げている。目標を達成するために、合計で約5万5000kWの太陽光発電所を開発して、フィジカルPPAで電力を購入する計画である。2021年末の時点では、18カ所の太陽光発電所が運転を開始して、約2万kWの発電規模になる。

太陽光発電所を建設する場所は、関東・東北・中部にある耕作放棄地や山林・雑種地などである。傾斜がほとんどない土地を選択している。地元の自治体や住民の合意を得られることを前提に開発することが基本方針である。さらに第三者に依頼して自然災害リスクレポートを作成し、安全性を確認してから開発に着手する。

■セブン&アイ（流通業）

セブン&アイグループでは発電から小売まで事業者任せて、需要家の立場でフィジカル PPA の拡大に取り組んでいる。最初のフィジカル PPA は NTT グループと締結した。発電事業者は NTT アノードエナジー、小売電気事業者は NTT アノードエナジーグループのエネットである (NTT アノードエナジーが小売を取次)。

NTT アノードエナジーがセブン&アイ専用の太陽光発電所を千葉県 2 カ所に建設する。発電した電力はコンビニエンスストアのセブン-イレブン 40 店舗のほか、東京都内の複合商業施設「アリオ亀有」に供給する (図 3-13)。固定価格による 20 年の契約で、すべての店舗が高圧で電力の供給を受ける。

図 3-13 ●セブン&アイグループのフィジカル PPA 導入事例

需要家	セブン&アイグループ
電力利用場所	セブン-イレブン40店舗（高圧契約） アリオ亀有（東京都葛飾区、高圧契約）
発電事業者	NTTアノードエナジー
発電設備	太陽光発電所 ①セブン-イレブン向け 0.8MW （千葉県千葉市） ②アリオ亀有向け 2.3MW （千葉県香取市）
小売電気事業者	エネット （NTTアノードエナジーが取次）
電力供給開始	①2021年6月、②2022年1月
契約年数	20年

各店舗ではフィジカル PPA による電力量よりも多くの需要がある。不足する分は NTT アノードエナジーが別途調達して、環境価値を付けたうえで自然エネルギーの電力として供給する (p25 の図 3-4 を参照)。両方の電力を合わせて同じ固定価格で購入する契約を締結した。セブン&アイによると、従来の電気料金と比べて価格は少し高くなったものの、標準的な高圧の電気料金よりも低い水準である。

セブン&アイは環境保護の観点から、フィジカル PPA の対象になる太陽光発電所の要件を決めている。森林を破壊しない、生態系を崩さない、地形を変えない、といった条件を事業者に提示したうえで、条件に合う用地に発電設備を建設するように求める。NTT アノードエナジーがセブン&アイ専用に建設した太陽光発電所の用地は、野球場の跡地である。

セブン&アイは続いて 2 件目のフィジカル PPA を北陸電力グループと締結した。発電事業者は北陸電力 ビズ・エナジーソリューション (北電 BEST) で、小売電気事業者は北陸電力である。福井県の日本海沿岸に広がる臨海工業地帯に 6000kW 超の太陽光発電所を新設して、発電した電力の全量を北陸地域のセブン-イレブン約 300 店舗に供給する。臨海工業地帯であれば、セブン&アイの環境保護の条件を満たす。20 年間の契約で、2022 年の春から電力を供給する予定である。

■花王（製造業）

花王も環境保護や地域の合意を前提に、東京都内の本社で使用する電力をフィジカル PPA で調達する（図 3-14）。小売電気事業者のみんな電力（2021 年 10 月 1 日に UPDATER に社名変更）を介して、2 社の発電事業者とフィジカル PPA を締結した。地上に設置する太陽光発電所のほかに、ため池を利用した水上太陽光発電所から電力の供給を受ける。水上太陽光発電所は花王以外に需要家 3 社がフィジカル PPA を結んでいて、3 社の余剰分を花王に供給する契約である。

図 3-14●花王のフィジカル PPA 導入事例

需要家	花王
電力利用場所	本社（東京都中央区、高圧契約）
発電事業者	①ジェネックス、②みんなパワー
発電設備	①印野南原太陽光発電所（静岡県御殿場市） ②杉池太陽光発電所ほか3カ所（奈良県、兵庫県）
小売電気事業者	みんな電力
電力供給開始	2022年2月
契約年数	①20年、②非公表

花王は地上と水上の太陽光発電所から合計で年間に約 85 万 kWh の電力の供給を受ける予定である。本社で使用する電力の約 30%に相当する。それ以外の約 70%についてはトラッキング付きの FIT 非化石証書を組み合わせた電力を購入する。フィジカル PPA による電力の供給量が変動しても、自然エネルギー 100%の電力を利用できる契約を結んだ。両方の単価は同じで、全体のコストは変わらない。2022 年 2 月に電力の供給が始まる。

花王に電力を供給する発電事業者 2 社は、フィジカル PPA を締結するにあたって、環境省が 2021 年度に実施した補助金（令和 3 年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金）を適用した（p9 を参照）。この補助金はフィジカル PPA で使用する太陽光発電設備と系統接続設備の導入費のうち 3 分の 1（上限 1 億 5000 万円）まで交付を受けることができる。発電事業者は補助金の分だけ単価を下げて、小売電気事業者に電力を販売する。需要家が支払う単価も安くなる。

このフィジカル PPA を仲介する小売電気事業者のみんな電力は、発電事業者から 10 円/kWh で電力を購入する契約を結んだ。託送料などを加えて、需要家に 15～16 円/kWh 程度で販売することが可能である。花王の本社は高圧の電力を使用している。補助金を適用することにより、フィジカル PPA で調達する電力の単価を従来と同程度に抑えることができると考えられる。

■第一生命保険（金融）

第一生命保険も環境省の補助金を適用してフィジカル PPA を締結した。発電事業者のクリーンエネルギーコネクが関東・東北エリアの 22 カ所に建設する太陽光発電所の電力を、小売電気事業者のオリックスを介して購入する。発電規模は合計 2MW になる。契約期間は 20 年である。2022 年 2 月から電力の供給を開始して、第一生命が東京都内で所有する大規模なオフィスビル 3 棟で使用する(図 3-15)。

図 3-15●第一生命保険のフィジカル PPA 導入事例

需要家	第一生命保険
電力利用場所	大規模オフィスビル3棟 (東京都内、高圧契約)
発電者	クリーンエネルギーコネク
発電設備	太陽光発電所 2MW (関東・東北エリア22カ所)
小売電気事業者	オリックス
電力供給開始	2022年2月
契約年数	20年

フィジカル PPA の対象になるオフィスビルには、テナントの企業が入居している。ビルで消費する電力のうち、第一生命の使用分になる共用部を自然エネルギーに切り替える。フィジカル PPA の締結に伴って、従来の小売電気事業者から契約を変更した。補助金を適用することで、電力の調達コストの増加を抑えることができる。

第一生命は自社で使用する電力を 2023 年度までに自然エネルギー100%で調達する目標を掲げている。当面は証書を購入する方法が中心になる見込みだが、コストを抑えることができれば、追加性のある電力を優先して採用する方針である。

フィジカル PPA に加えて、全国各地の営業拠点の屋上にオンサイト PPA で太陽光発電設備を導入する。第 1 弾として、関東エリアの 16 カ所の営業拠点に導入することを検討中である。従来の電気料金と同等のコストになることを前提に、フィジカル PPA とオンサイト PPA を拡大していく。

■アマゾン（IT サービス）

全世界の企業の中で、アマゾンが締結したコーポレート PPA の契約規模は最大である。開発中の発電設備を含めて合計 1000 万 kW にのぼる。

日本でも初めてのコーポレート PPA を三菱商事グループと締結した。首都圏と東北の約 450 カ所に地上設置型の太陽光発電所を建設して、2022 年から 2023 年にかけて電力の供給を開始する（図 3-16）。発電設備の出力は合計で約 2 万 2000kW になり、年間に 2300 万 kWh の電力を供給できる見込みである。

図 3-16●アマゾンのコーポレート PPA 導入事例

需要家	アマゾン
電力利用場所	非公表
発電事業者	三菱商事エナジーソリューションズ （三菱商事子会社）
発電設備	太陽光発電所 約2万2000kW （約450カ所）
小売電気事業者	MCリテールエナジー （三菱商事子会社）
電力供給開始	2022～2023年
契約年数	非公表

この契約では太陽光発電設備の出力が平均 50kW 未満と小規模な点の特徴である。広くない土地でも利用できるほか、低圧で送配電網に接続しやすい利点がある。太陽光発電設備が約 450 カ所に分散するため、全体の発電量の予測を三菱商事グループの ElectroRoute 社（本社アイルランド）が担当する。海外で蓄積したノウハウを生かして、多数の太陽光発電所を効率的に運用する体制である。

アマゾンは米国をはじめ海外では、環境価値だけを取得するバーチャル PPA を締結するケースが多い。日本で三菱商事グループと締結した契約に関しては詳細を公表していないが、電力と環境価値の両方を調達するフィジカル PPA を採用したと考えられる。現在のところ日本ではバーチャル PPA を実施する環境が整っていない状況にある。

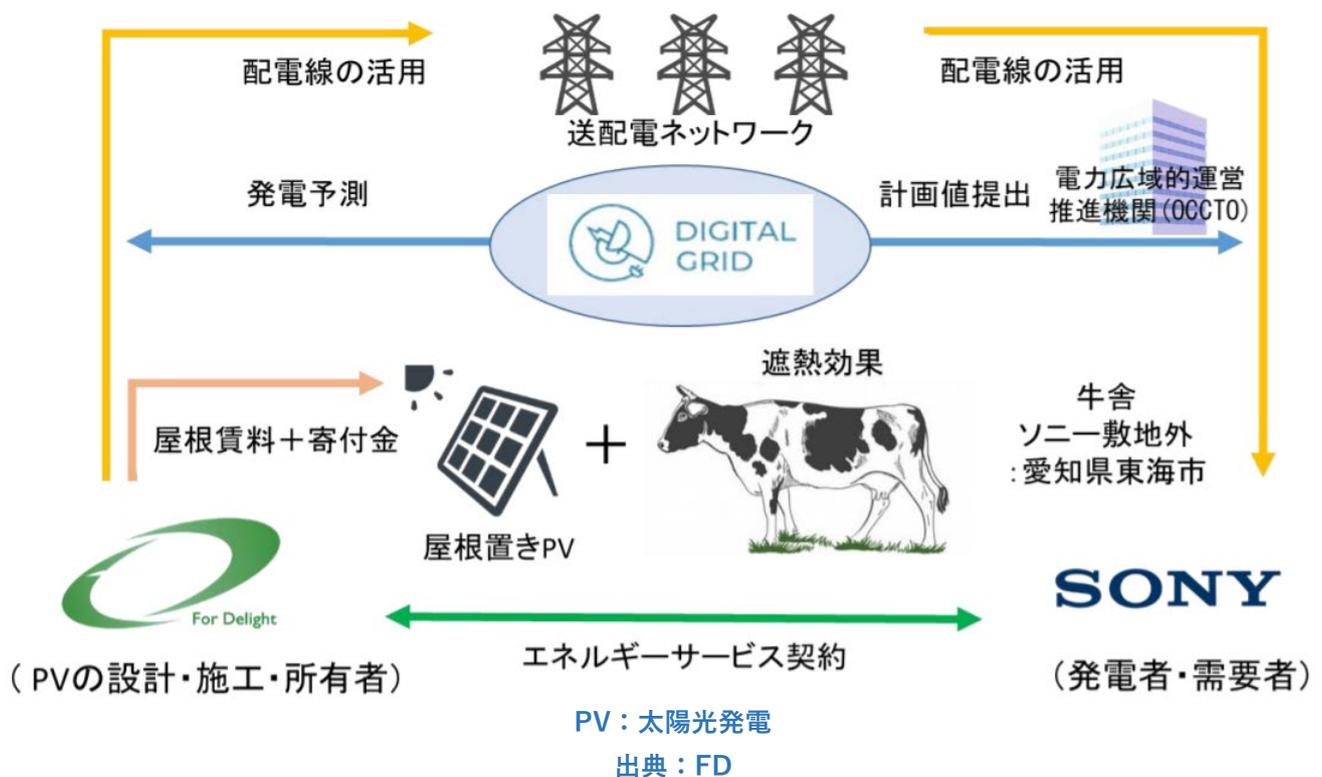
アマゾンは全世界で使用する電力を 2030 年までに自然エネルギー100%で調達する目標を掲げてきたが、その目標を 5 年前倒して 2025 年までに達成できる見通しである。日本でも大規模な物流施設やデータセンターを運営しているため、膨大な量の電力を消費する。自然エネルギーの電力を調達する手段として、第 1 弾のプロジェクトをきっかけに今後フィジカル PPA を急速に拡大していくとみられる。さらにバーチャル PPA も環境が整えば調達手段に加わる。

■ソニー（製造業）

フィジカル PPA のコストを低減させる方法として、今後は自己託送の活用も有効になる。自己託送による自然エネルギーの電力調達に関しては、ソニーグループが先進的に取り組んでいる。現行の制度のもとで、フィジカル PPA に近い形で自己託送による電力供給を実施している。

ソニーグループは愛知県にある牛舎の屋根に太陽光パネルを設置して、発電した電力を送配電ネットワーク経由で、県内にあるグループ会社の工場に供給している（図 3-17）。発電設備を建設して所有するのは、愛知県に本社がある発電事業者の FD で、ソニーグループと資本関係はない。

図 3-17 ●ソニーグループの自己託送制度を活用した電力供給



現行の自己託送制度では、発電設備の運営者と電力の供給を受ける需要家が同じ会社、あるいは資本関係にあることが要件になっている。このため需要家のソニーグループが太陽光発電設備を運営する発電者になったうえで自己託送を適用した。

自己託送を適用するためには、発電設備の運営者が 30 分単位の発電計画を策定して、国全体の需給調整を担う電力広域的運営推進機関に提出する義務がある。ソニーグループは発電設備を所有する FD とエネルギーサービス契約を結んで、発電計画の作成・提出などの業務を一括で委託している。実際に発電計画の作成・提出業務を担当するのは、電力取引システムを運営するデジタルグリッドである。

ソニーグループとFD が結んだ電力供給契約の年数は 15 年である(図 3-18)。通常のフィジカル PPA は 20 年の契約が多いが、自己託送を適用したことで 15 年でも両社の収支が見合う契約を結ぶことができた。電力の供給を受けるグループ会社の工場は特別高圧で契約している。託送料は高圧と比べて安く、全国平均では 2 円/kWh 程度である。

図 3-18●ソニーグループの自己託送（敷地外）導入事例

需要家	ソニーグループ
電力利用場所	ソニーグローバルマニュファクチャリング & オペレーションズ 幸田サイト (愛知県額田郡、特別高圧契約)
発電者	ソニーグループ
発電設備	太陽光発電所 約400kW (愛知県東海市)
エネルギー サービス事業者	FD
電力供給開始	2021年4月
契約年数	15年

今後は自己託送の要件が緩和されて、発電設備の運営者と需要家のあいだに資本関係がない場合でも、自己託送を適用して電力を供給できるようになる。ソニーグループが実施したように需要家が発電設備の運営者になる必要はない。海外と同様に、小売電気事業者を介在させずにフィジカル PPA を結ぶことができる。

それでも発電計画の作成を含めて電力の需給調整が必要になることに変わりはない。自社で需給調整の業務をこなすか、専門の事業者へ委託するか、どちらかの方法で対応する必要がある。いずれの場合でもコストはかかるが、再エネ賦課金を課されないメリットのほうが大きい。自己託送の要件が緩和されると、コストを抑えながら追加性のある電力を調達できるようになる。

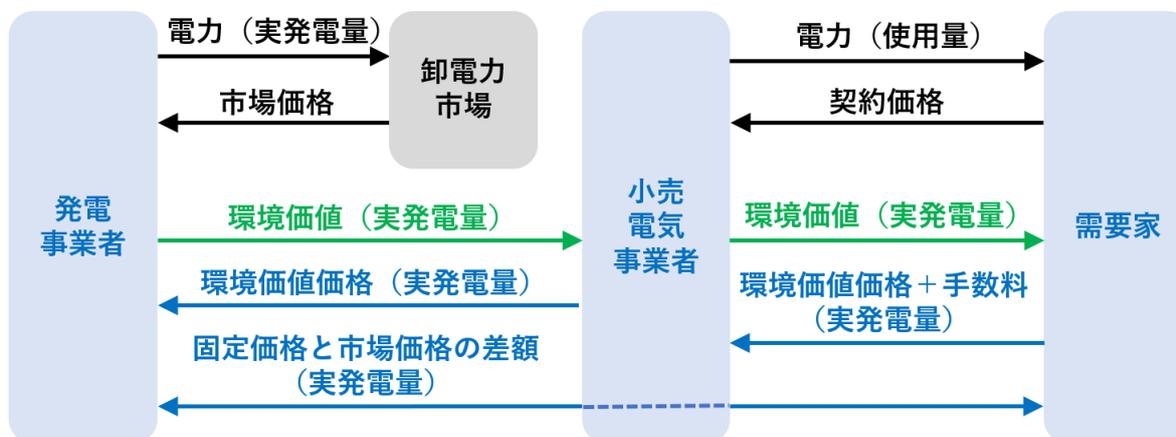
第4章：バーチャル PPA の実現方法

4-1 契約形態

コーポレート PPA が盛んな米国では、環境価値だけを取引するバーチャル PPA が主流になっている。需要家が電力の取引に関与しないで済む点がメリットである。既存の電力の購入契約を継続したまま環境価値を取得して、自然エネルギーの電力を増やすことができる。日本でも現行の法制度のもと、バーチャル PPA を結ぶことは可能である。現在のところフィジカル PPA と同様に、小売電気事業者を介在させる必要がある。

バーチャル PPA では、発電事業者は発電した電力を卸電力市場に売却して収入を得る。この点は日本と海外で同じである。そのうえで日本では環境価値だけを小売電気事業者を通じて需要家に提供する必要はある(図 4-1)。電力に関しては、需要家が小売電気事業者と結んでいる従来の契約を継続できる。ただし電力とバーチャル PPA による環境価値を同じ小売電気事業者から購入することが条件になる。

図 4-1 ● バーチャル PPA の契約形態



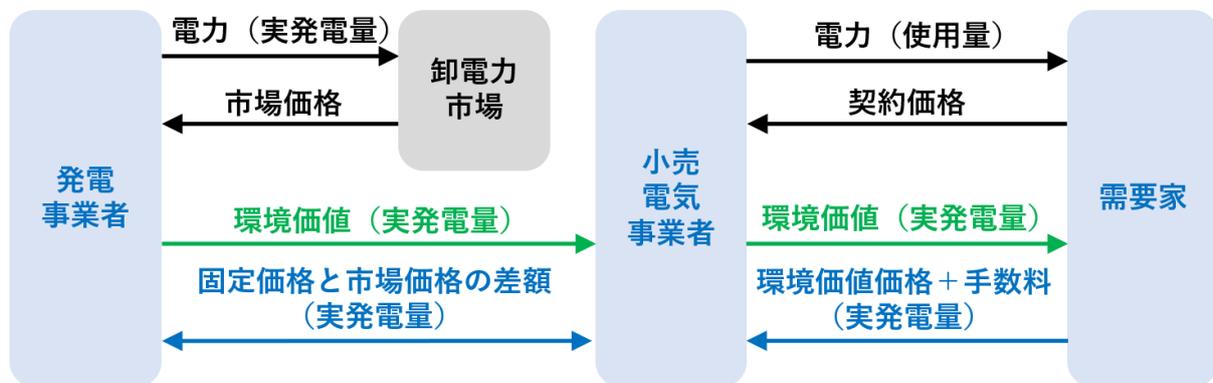
フィジカル PPA と比べると、バーチャル PPA では契約に伴う金額の精算が複雑である。発電事業者が一定の収入を得られるように、卸電力市場で売却した時の取引価格(市場価格)とバーチャル PPA の価格(固定価格)の差額を精算する必要がある。

市場価格が固定価格よりも低い場合には、需要家が発電事業者に対して差額を支払う。逆に市場価格が固定価格よりも高い場合には、発電事業者が需要家に差額を支払う。これにより発電事業者の収入は市場価格に関係なく常に固定価格と同じになる。一方で需要家は差額変動によるコスト負担のリスクを負う。

バーチャル PPA における差額の精算は月単位でまとめる方法が一般的である。発電事業者と需要家のあいだで精算する方法が基本だが、需要家に代わって小売電気事業者が精算業務を請け負う方法もある。小売電気事業者は精算した金額を需要家に請求・返金する方法をとるか、需要家を関与させずに自社の責任で精算処理する方法も考えられる。

小売電気事業者は日常的に卸電力市場から電力を購入している。その調達コストの中でバーチャル PPA の差額分を吸収できる可能性がある。小売電気事業者が差額の精算に責任を持つ契約では、需要家は環境価値の価格と手数料だけを小売電気事業者に支払えばよい(図 4-2)。変動する卸電力市場の取引価格の影響を受けずにコストを固定できる。そうなれば需要家にとっては、小売電気事業者をバーチャル PPA に介在させるメリットが大きくなる。

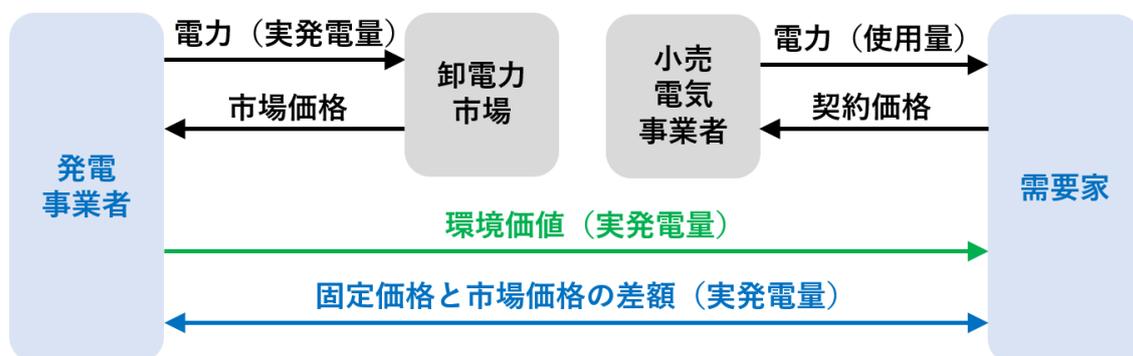
図 4-2 ●バーチャル PPA の契約形態 (需要家のコストを固定するケース)



バーチャル PPA で提供する環境価値は、非 FIT 非化石証書(再エネ指定)で証明する必要がある。現在の非化石証書の制度では、発電事業者が非 FIT 非化石証書を発行したうえで、小売電気事業者を通じて需要家に提供しなくてはならない。需要家が非 FIT 非化石証書を発電事業者から直接購入することは認められていない。

政府は非 FIT 非化石証書の制度変更を検討中で、近いうちに直接購入を認める可能性が大きい。需要家が発電事業者から非 FIT 非化石証書を直接購入できるようになれば、日本でも米国のバーチャル PPA と同じように、小売電気事業者を介在させない契約形態が可能になる(図 4-3)。

図 4-3 ●バーチャル PPA の契約形態 (発電事業者と需要家が直接契約)



*非 FIT 非化石証書の制度変更が必要

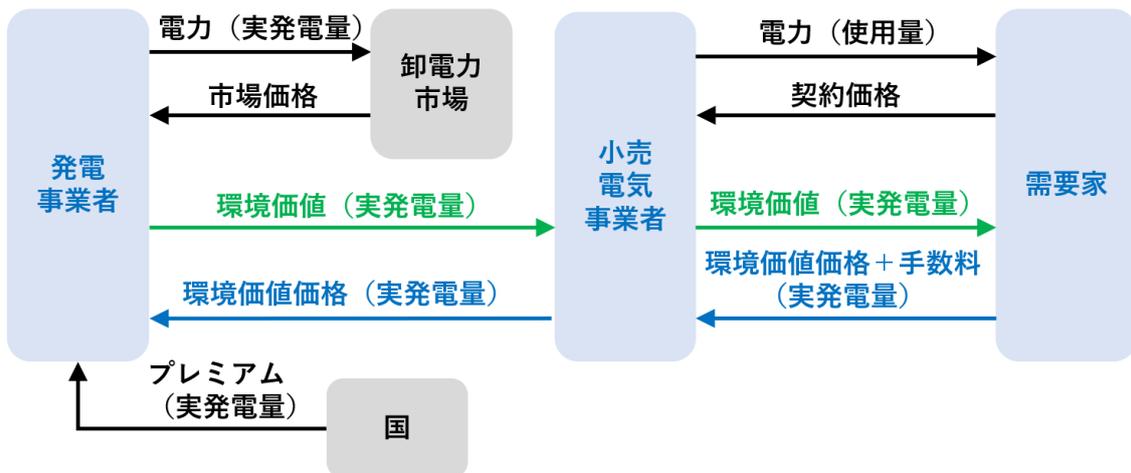
需要家は小売電気事業者に手数料を払わずに、発電事業者とバーチャル PPA を締結して環境価値を取得できる。その代わりに固定価格と市場価格の差額を発電事業者と精算する業務が発生する。コーポレート PPA のメリットの 1 つであるコストを長期に安定させることがむずかしくなる。バーチャル PPA で小売電気事業者を介在させるかどうかは、業務量に加えてコストの安定性で判断する必要がある。

■フィードインプレミアムによる契約形態

2022 年度に始まるフィードインプレミアム(FIP)によって、バーチャル PPA の契約形態がシンプルになる可能性がある。発電事業者は FIP の認定を受けることにより、国からプレミアムを受け取りながら、電力と環境価値を売却できるようになる。

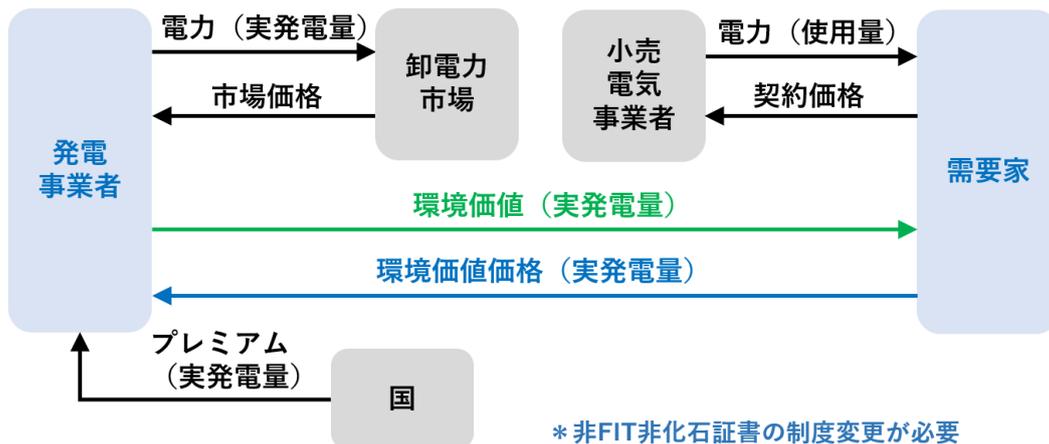
プレミアムは卸電力市場の取引価格をもとに決定する方式を採用しており、バーチャル PPA の差額精算と同様である。市場価格が低い時には、プレミアムが高くなる。発電事業者はプレミアムを受け取ることによって、一定の収入を得られる。バーチャル PPA で差額の補填を受けなくても、収入が大幅に減る状況にはならない。小売電気事業者あるいは需要家から発電事業者へ、環境価値の価格だけを支払えば済む。差額を精算する手間が省けて、需要家が負担するコストも長期に固定できる(図 4-4)。

図 4-4 ●バーチャル PPA の契約形態 (FIP 適用)



このように差額の精算が不要な契約が可能になると、バーチャル PPA に小売電気事業者を介在させるメリットはなくなる。発電事業者と需要家だけでバーチャル PPA を締結するほうが効率的である(図 4-5)。需要家が発電事業者から非 FIT 非化石証書を直接購入できるように制度を変更することによって、FIP とバーチャル PPA を組み合わせた自然エネルギーの電力調達を実施しやすくなる。

図 4-5 ●バーチャル PPA の契約形態 (直接契約、FIP 適用)

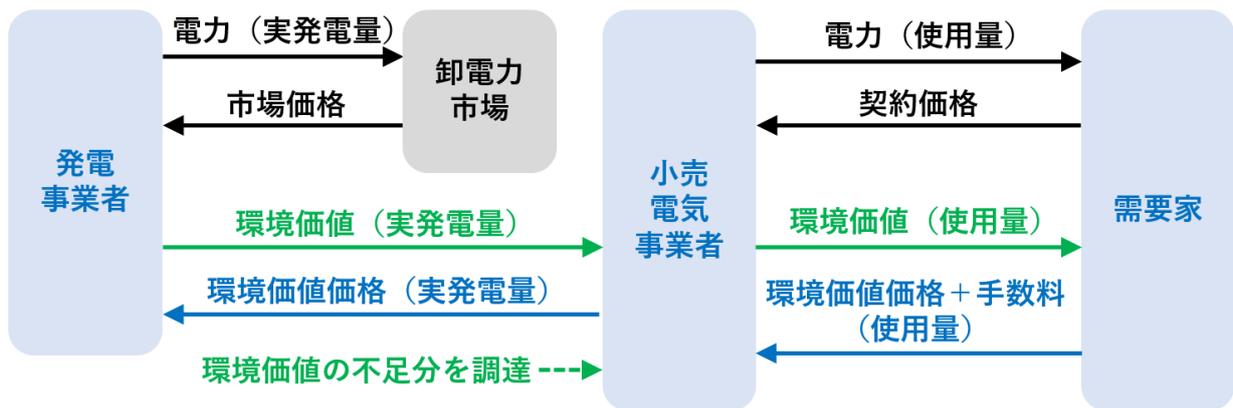


■その他の契約形態

バーチャル PPA において小売電気事業者が果たせる役割はほかにもある。需要家がバーチャル PPA で取得できる環境価値は、実際の発電量に相当する分だけである。需要家が事業拠点で使用した電力の100%に相当する環境価値を取得できるわけではない。

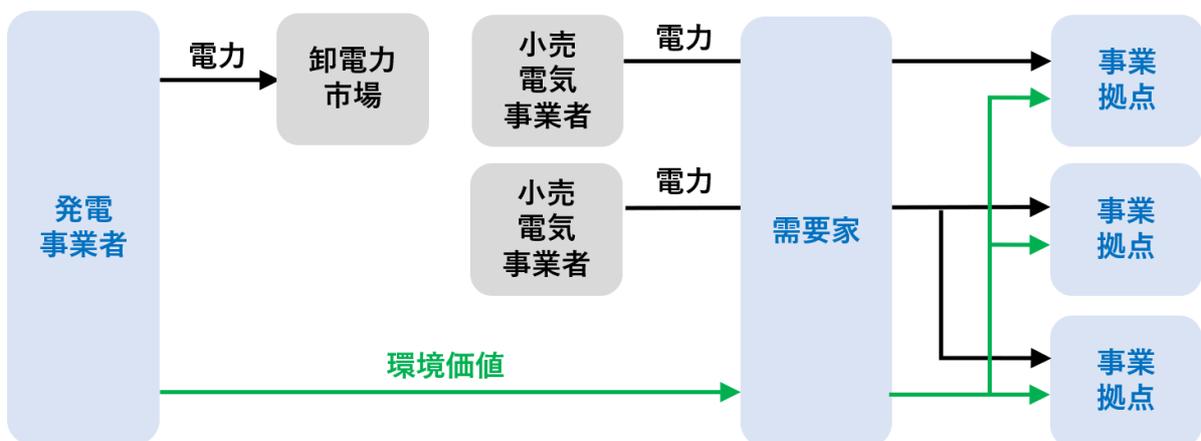
小売電気事業者がバーチャル PPA に介在することによって、実発電量で不足する分の環境価値を市場などから調達して、合わせて100%の環境価値を供給する契約が可能になる。需要家にとっては手数料がかかるが、環境価値の不足分を調達する手間が省ける。電力の使用量に相当する環境価値の調達を小売電気事業者任せにすることができる(図4-6)。

図4-6●バーチャル PPA の契約形態 (自然エネルギー証書100%供給)



バーチャル PPA では、1つの契約で取得した環境価値を複数の事業拠点に分配することも可能である。小売電気事業者を介在させない契約を結ぶことが前提になるが、電力の供給を伴わないため、個々の事業拠点の電力使用量に関係なく、一括で環境価値を調達できる(図4-7)。発電事業者と大型の契約を結ぶことによって、単価を低く抑えられるメリットも生まれる。

図4-7●バーチャル PPA の契約形態 (複数の事業拠点に環境価値を分配)



* 非 FIT 非化石証書の制度変更が必要

4-2 コスト^a

バーチャル PPA のコストを想定する場合には、フィードインプレミアム(FIP)の活用を前提に、固定価格と市場価格の差額を精算しないシンプルな契約形態で考えたほうがわかりやすい。

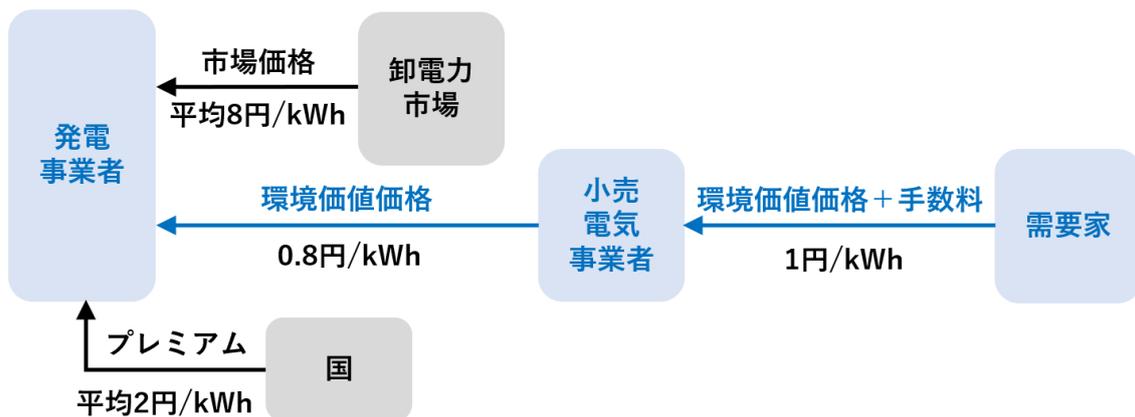
2022 年度に FIP の認定を受ける事業用(出力 50kW 以上)の太陽光発電設備に対しては、1kWh あたり 10 円の FIP 価格を保証することになっている(出力 1000kW 以上の価格は入札で決定)。実際のプレミアムの計算方法は単純ではないが、概算で[プレミアム=FIP 価格-市場価格]で算定する(プレミアムの計算方法は p28 の図 3-7 を参照)。

卸電力市場の取引価格は 2020 年度に異常値を記録したため、その前の 2019 年度の年間平均(7.9 円/kWh)をもとに、2022 年度の平均価格を 8 円/kWh で想定してみる。FIP 価格が 10 円/kWh であれば、プレミアムは単純計算で平均 2 円/kWh になる。

そのうえで発電事業者には、バーチャル PPA による環境価値の売却収入が加わる。バーチャル PPA の環境価値は非 FIT 非化石証書(再エネ指定)で提供することになる。非 FIT 非化石証書は相対取引のほか、市場取引も可能である。市場取引では最低価格が 0.6 円/kWh、最高価格が 1.3 円/kWh に設定されている。

バーチャル PPA による環境価値の相対取引では、市場取引の最低価格よりも高い価格で契約することが想定される。例えば 0.6 円/kWh より少し高め、0.8 円/kWh で小売電気事業者が環境価値を取得して、手数料を加えて 1 円/kWh で需要家に提供する、といった価格水準が想定できる(図 4-8)。

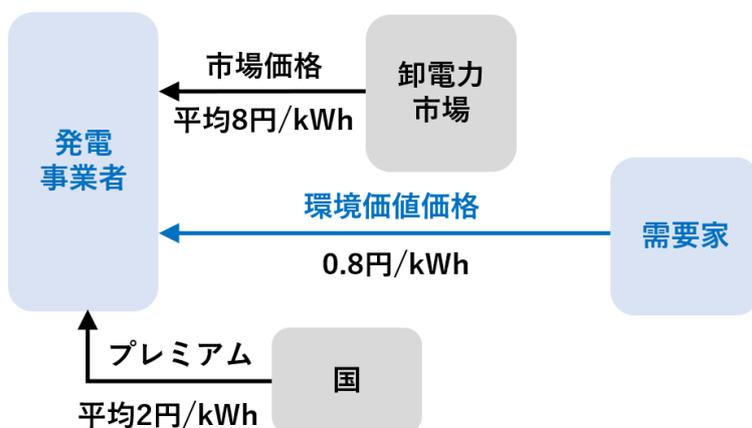
図 4-8 ●バーチャル PPA の想定コスト (FIP 適用、2022 年度)



^a 電気料金は通常、契約電力の大きさによる「基本料金」と毎月の使用量による「電力量料金」で計算する。本レポートでは、基本料金と電力量料金の合計額を使用量で割った単価で各種のコストを比較する。

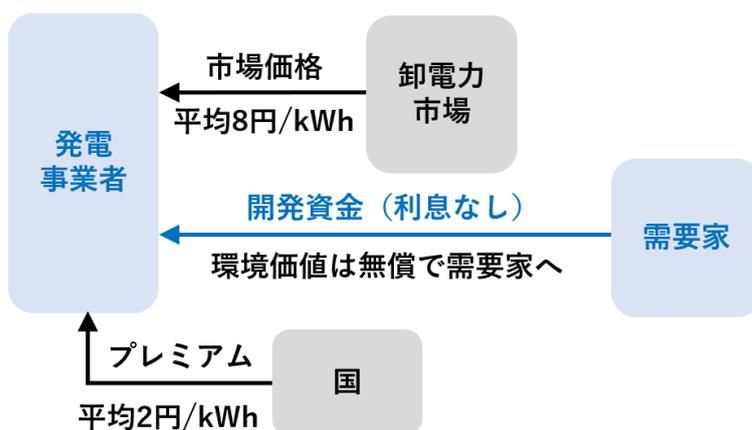
ただし大量の電力を使用する需要家にとっては、長期にわたって環境価値に 1 円/kWh を支払い続ける契約は結びにくい。環境価値のコストを低減させる 1 つの方法は、非 FIT 非化石証書の直接購入が可能になった時点で、発電事業者とバーチャル PPA を直接締結して、小売電気事業者に支払う手数料を省くことである(図 4-9)。環境価値の購入量が多い場合には、さらに価格を引き下げることが可能になる。

図 4-9 ●バーチャル PPA の想定コスト (FIP 適用、直接契約、2022 年度)



需要家が発電事業者に対して、自然エネルギーの発電設備を建設するための開発資金を提供する方法もある。開発資金の返済を受ける時に、利息分として環境価値を無償で取得する(図 4-10)。発電事業者は FIP による電力の売却とプレミアムで利益を上げることができ、利息を支払う代わりに環境価値を無償で提供しても採算をとれる。資金力のある需要家にとっては、自然エネルギーの電力を長期に安価に調達する手段の 1 つになる。

図 4-10 ●バーチャル PPA の想定コスト (FIP 適用、開発資金提供、2022 年度)



以上のバーチャル PPA の想定コストは、事業用の太陽光発電設備を前提に FIP の認定を受けた場合である。FIP の認定を受けなければ、発電事業者が一定の収入を得られるようにするため、バーチャル PPA で決めた固定価格と市場価格の差額を精算する必要がある。精算額がどのくらいになるかを予測することはむずかしい。

バーチャル PPA に小売電気事業者が介在する契約であれば、小売電気事業者が差額を吸収して、需要家に差額の精算を求めない契約も可能になる。その代わりに小売電気事業者の手間とリスクを考慮して、バーチャル PPA の固定価格が高くなる可能性がある。需要家は総コストと差額精算リスクのどちらを重視するかによって契約形態を選択する(図 4-11)。

図 4-11 ●バーチャル PPA の想定コスト比較 (高圧契約、全国平均、2022 年度)

契約形態	バーチャル PPA	バーチャル PPA (FIP適用)	バーチャル PPA (FIP適用、直接契約)
需要家の総コスト (税別)	平均15円/kWh + 差額精算 + 再エネ賦課金	平均15円/kWh + 再エネ賦課金	平均14.8円/kWh + 再エネ賦課金
発電事業者	—	—	0.8円/kWh
小売電気事業者 電力販売	平均14円/kWh (託送料などを含む)	平均14円/kWh (託送料などを含む)	平均14円/kWh (託送料などを含む)
小売電気事業者 証書販売	1円/kWh + 差額精算 (発電事業者への支払分を含む)	1円/kWh (発電事業者への支払分を含む)	—

* FIP を適用する場合には差額を精算しない想定

バーチャル PPA とフィジカル PPA のコストを需要家の立場で比較すると、コストの構造に明確な違いがある。フィジカル PPA では、発電コストが大きな影響を与える。コストを低く抑えられる発電事業者であれば、低い価格でフィジカル PPA を結ぶことも可能である。

一方のバーチャル PPA では、小売電気事業者が需要家に販売する電力の小売価格でコストが決まる(図 4-12)。環境価値(証書)の価格はさほど影響しない。バーチャル PPA のコストを低減させるためには、電力の購入価格を引き下げることが重要になる。従来の小売電気事業者と交渉して価格を引き下げるか、別の小売電気事業者とバーチャル PPA を前提に有利な価格で電力の契約を結ぶ方法もある。ただし小売価格は値上げの可能性もあるため、フィジカル PPA のように長期にコストを抑制できるとは限らない。

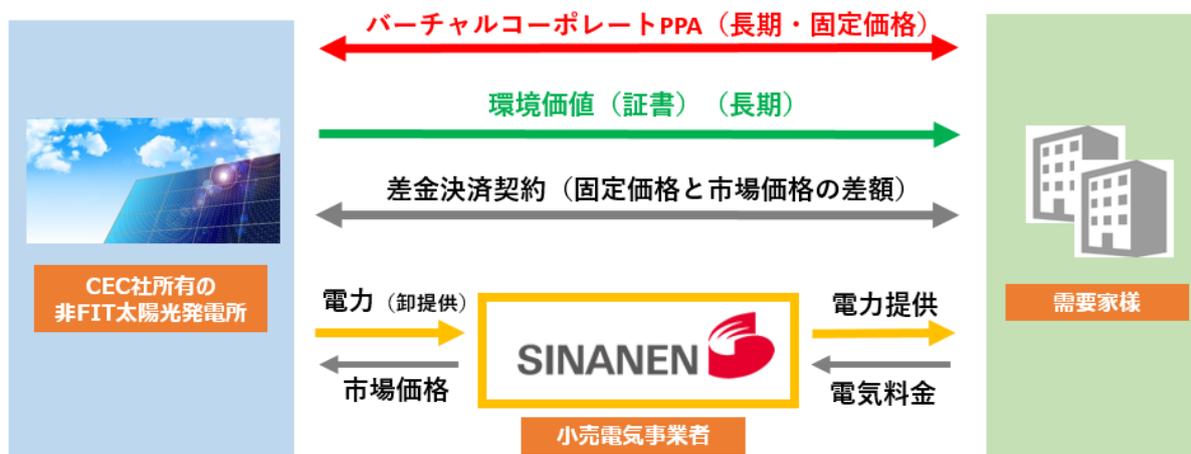
図 4-12 ●バーチャル PPA とフィジカル PPA のコスト比較 (高圧契約、全国平均、2022 年度)

契約形態	バーチャル PPA (FIP適用)	フィジカル PPA (FIP適用)
需要家の総コスト (税別)	平均15円/kWh + 再エネ賦課金	14~16円/kWh + 再エネ賦課金
発電事業者	—	9~10円/kWh (+プレミアム2円)
小売電気事業者 電力販売	平均14円/kWh (託送料などを含む)	5~6円/kWh (託送料などを含む)
小売電気事業者 証書販売	1円/kWh (発電事業者への支払分を含む)	

4-3 先進事例

日本国内でバーチャル PPA の事例は、2021 年 10 月の時点で公表されたものはない。小売電気事業者のシナネンがバーチャル PPA の事業化に向けて、グループの持株会社であるシナネンホールディングスが需要家になる契約を検討している。米国のバーチャル PPA と同様に、需要家と発電事業者が直接契約を結ぶ形態である(図 4-13)。

図 4-13 ●シナネンが検討中のバーチャル PPA 実施イメージ (直接契約)



* 非 FIT 非化石証書の制度変更が必要

出典：シナネンホールディングス

このようなバーチャル PPA を実現するためには、発電した電力の環境価値を非 FIT 非化石証書で発行して、発電事業者から需要家に提供する必要がある。非 FIT 非化石証書の制度が変更されて、発電事業者と需要家のあいだで相対取引できるようになるまで待たなくてはならない。

シナネンはバーチャル PPA を実施する前に、発電事業者のクリーンエネルギーコネクト(CEC)とフィジカル PPA を締結した。CEC が複数の太陽光発電所(出力は合計 1000kW)を建設して、東京都心にあるシナネンホールディングスの旧本社ビルなどに電力を供給する。電力の供給開始は 2022 年 2 月を予定している。

フィジカル PPA を通じて電力を供給しながら、卸電力市場の取引価格をもとに、バーチャル PPA を実施した場合の差額の発生状況などを分析する。市場価格が高騰あるいは低迷した時の影響も確認したうえで、差額をできるだけ平準化する方法を検討していく。そのノウハウをもとに、非 FIT 非化石証書の制度変更を待って、需要家にバーチャル PPA を提案する方針である。

第 5 章：コーポレート PPA の課題と対策

5-1 契約条件

コーポレート PPA の契約条件には、従来の電力供給と異なる点がいくつかある(図 5-1)。発電事業者と電力の契約を結んだ経験がない需要家にとっては、理解しにくい契約項目も含まれる。しかも契約期間が 20 年程度の長期に及ぶケースが多い。社内・社外の関係者を含めて綿密な検討が必要になる。

通常の電力供給契約と比べて、コーポレート PPA で重要な契約項目は 4 つある。第 1 は想定発電量である。年間と月次の想定発電量を予測して、それをもとに購入価格を決めることになる。発電所を建設する地域の過去のデータなどを参考に想定発電量を算出するが、可能であれば第三者の評価を受けることが望ましい。ただし想定発電量を価格設定の参考値に利用するだけで、契約書に記載しないケースもある。

第 2 の重要な契約項目は価格である。通常の電力契約であれば、使用する電力の最大値で決まる基本料金と、月間の使用量に応じた電力量料金で計算する。コーポレート PPA の場合には基本料金がなくて、電力量料金の単価だけで契約するケースが一般的である。単価を算出するには、発電事業者の総事業費(発電設備の建設費や運転維持費などの総額)と利益、小売電気事業者の手数料を加えて、契約期間中の想定発電量で割る方法が使われる。

価格に関しては、バーチャル PPA の場合に差額の精算方法を詳細に決めておくことも重要である。卸電力市場の取引価格をどの期間で参照して精算するかによって差額は違ってくる。取引価格が異常値になる場合を想定して、下限と上限も設定しておく。

第 3 の重要な契約項目は証書(環境価値)の取り扱いである。自家発電と同様のオンサイト PPA の場合には、発電に伴う電力の環境価値を証書にする必要がないため、通常は電力計を使って発電量と供給量を計測して、環境価値の量を証明する。計測したデータに対して第三者の認証を受けることが望ましい。

オフサイト PPA の場合には、フィジカル・バーチャルともに、非 FIT 非化石証書(再エネ指定)で環境価値を証明する必要がある。発電事業者が実発電量をもとに非 FIT 非化石証書の認証を受けて、日本卸電力取引所の管理口座に登録する。登録した非 FIT 非化石証書を発電事業者から需要家に移転することで、需要家は自然エネルギーの電力を購入したことを証明できる。このような一連の手続きを契約書で明確にしておく。

第 4 の重要な契約項目として、想定した発電量に過不足があった場合の対応方法を事前に決めておく必要がある。発電設備は定期保守などで計画的に運転を停止するほかに、トラブルによる計画外の運転停止の可能性がある。さらに太陽光発電や風力発電の場合には、天候によって想定どおりには発電量を得ることができない。

定期保守など事前に計画できる運転停止期間は、契約書の付則として記載しておけば、あらかじめ対策をとることができる。契約後に運転停止期間を変更する場合に備えて、発電事業者から小売電気事業者と需要家に変更を通知することも規定しておく。

トラブルによる計画外停止、天候による発電量の過不足に関しては、誰がどのような対応方法をとるかを決めておくことが重要である。計画外停止に関しては、発電事業者が責任をもって、想定値と同量の電力と環境価値を供給する契約が考えられる。ただし契約価格が高くなることが想定される。天候による発電量の過不足に対しては、小売電気事業者が責任を負う契約もある。追加の収入や費用が発生する可能性があるため、その処理方法も規定しておく必要がある。

このほかに、契約終了後の更新や途中解約の条件についても、可能な限り規定しておくことが望ましい。特にオンサイト PPA では、契約終了後の発電設備の所有権が重要である。用地を所有している需要家が発電設備の無償譲渡を受ける契約が多い。その場合に、(1) 需要家が発電設備を運転して電力を使い続ける、(2) オンサイト PPA を契約した発電事業者を引き続き運転を委託する、(3) 別の事業者にも運転を委託する、といった方法を選択できるようにしておく。

オフサイト PPA の場合には、契約期間が 15～20 年間であれば、発電事業者が初期投資の回収を完了している。その点を考慮して、契約終了後は従来よりも低い価格で電力と環境価値を需要家あるいは小売電気事業者に提供する方法が現実的である。価格などの契約条件をあらかじめ決めることが難しい場合には、契約終了までに当事者間で協議して決定することを規定しておく。

図 5-1 ●コーポレート PPA の主な契約項目（一般的な契約項目を除く）

契約項目	規定内容
発電設備	発電事業者名、設備所在地、発電方法、定格出力、運転開始日
想定発電量	年間と月次の発電量（計画値）
補助金	名称（FIT/FIPを含む）、補助内容
受電地点	需要家名、拠点名、所在地、受電電圧
系統接続	送配電事業者名、接続地点
電力供給 （フィジカルの場合）	小売電気事業者名、契約電圧
契約期間	開始日、終了日、契約終了後の更新条件、途中解約の条件
購入価格	単価、その他の費用
差額調整 （バーチャルの場合）	購入価格と市場価格の差額計算方法、精算頻度
証書	証書名、取得方法
設備運転計画	定期保守期間
計画外停止	補償の有無、補償の内容と条件
発電量の過不足	調整の有無、調整の内容と条件

5-2 リスク対策

通常の方法で電力を購入する場合と比べて、コーポレート PPA にはさまざまなリスクが伴う。主なリスクは 5 種類に分類できる。(1)太陽光発電や風力発電を利用する場合の「天候リスク」、(2)卸電力市場の取引などで生じる「市場リスク」、(3)契約の当事者による「信用リスク」、(4)発電設備が計画どおりに稼働しない「運転リスク」、(5)法律の改正などに伴う「事業リスク」がある(図 5-2)。需要家が特に留意すべきは、天候リスク、市場リスク、運転リスクである。

図 5-2 ●コーポレート PPA の主なリスク

天候リスク	発電量	想定発電量に対する実発電量の超過・不足（証書も同様）
	出力変動	時間ごとの供給量の超過・不足
市場リスク	価格変動	卸電力市場の価格変動（バーチャルの場合）
	値差	発電設備と受電地点の市場価格の差（バーチャルの場合）
	出力抑制	発電設備に対する出力抑制
信用リスク	購入者	供給者の契約不履行
	供給者	購入者の契約不履行
運転リスク	性能低下	技術的な要因による運転停止や出力低下
	資金調達	供給者の資金調達不調
	遅延	運転開始日の遅延
	不可抗力	災害などによる発電設備の損傷
事業リスク	法改正	運転開始前の法改正によるコスト超過や取引変更
	企業評価	購入者の中核事業に対する評価低下
	環境価値	証書に求められる環境価値の追加・変更

天候リスクに関しては、太陽光発電と風力電力が主な対象になる。契約で規定した想定発電量のとおり電力の供給を受けることは期待できない。過不足が生じることを前提に対策を講じる必要がある。需要家から見た天候リスクの対策は 2 通りある。

1 つ目の方法は、実際の発電量に関係なく、想定発電量に相当する電力と環境価値を発電事業者あるいは小売電気事業者が供給するように規定する。事業者は不足分があれば他の方法で調達し、過剰分があれば市場などを通じて売却する。想定発電量を保証する代わりに、需要家が事業者を支払う単価は高くなる可能性が大きい。

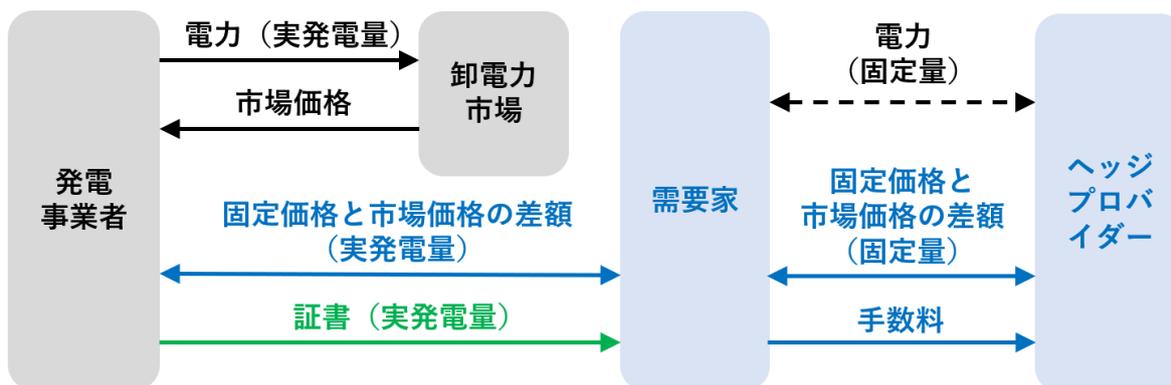
もう 1 つの方法は、リスク対策の専門会社と契約して、電力と環境価値の過不足を調整する。米国ではコーポレート PPA を対象に、「ヘッジプロバイダー」と呼ぶ専門会社がリスク対策サービスを提供している。日本でもコーポレート PPA の拡大に伴って、ヘッジプロバイダーが増えてくることが予想される。

ヘッジプロバイダーは複数の需要家と契約して、コーポレート PPA で生じる電力と環境価値の過不足を集約する。需要家によって余剰と不足が生じれば、相互に融通することで過不足を調整できる。さらに発電量と需要の予測をもとに、先物市場などで電力と環境価値を取引して全体の量を調整する。IT(情報技術)や AI(人工知能)を活用して、電力取引と金融のノウハウを組み合わせたサービスを提供することが可能である。

このようなヘッジプロバイダーのサービスは、市場リスクの対策にも利用できる。バーチャル PPA では、市場価格の変動による差額の精算が求められる。契約した固定価格より市場価格が低い場合には、需要家が発電事業者に対して差額を支払わなくてはならない。市場価格が低い状態が長期間に及ぶと、差額の支払いが増加する。逆になるケースもあるとはいえ、需要家は差額精算による電力調達コストの増加を想定しておかなくてはならない。

米国では市場リスクに対応したサービスの 1 つとして、ヘッジプロバイダーが需要家から固定価格で電力を買い取り、同時に市場価格で需要家に売却する、というバーチャルな電力取引がある。需要家はヘッジプロバイダーと差額を精算することによって、発電事業者とのあいだで生じる差額精算分(実発電量)のうち、ヘッジプロバイダーとの取引分(固定量)を相殺できる仕組みである(図 5-3)。需要家はヘッジプロバイダーに手数料を支払う代わりに、バーチャル PPA に伴う差額の増加を抑制できる。

図 5-3 ●ヘッジプロバイダーのサービスメニュー例 (Fixed Volume Swap)



運転リスクに対しては、ヘッジプロバイダーではなくて損害保険会社のサービスを利用する方法が一般的である。自然エネルギーの発電設備に対して、損害保険会社が補償サービスを提供している。コーポレート PPA の契約条件として、発電事業者が損害保険に加入することを義務づけることによって運転リスクに対応できる。コーポレート PPA ではオンサイトでもオフサイトでも、発電設備に対する損害保険の加入が不可欠である。

5-3 導入ポテンシャル

コーポレート PPA を実施するためには、自然エネルギーの発電設備を建設できる場所を確保する必要がある。日本は小さな島国で、すでに太陽光発電が数多く導入されていることから、今後の拡大余地はそれほど大きくない、と懸念する声も聞かれる。しかし実際のところ、日本国内には自然エネルギーの発電設備を導入できるポテンシャルが十分にある。

環境省が 2021 年 3 月に公表した自然エネルギー電力のポテンシャル調査の推計によると、太陽光発電と風力発電を中心に、合計で 40 億 kW を超える発電設備の導入ポテンシャルがある。このうち経済性を考慮して、固定価格買取制度(FIT)と同程度の売電価格で発電することを前提にした高位のシナリオでは約 10 億 kW、FIT よりも低い売電価格で発電する低位のシナリオでも約 3 億 5000 万 kW を見込める。

年間の発電量に換算すると、低位で約 1.1 兆、高位で約 2.6 兆 kWh になる。2019 年度の国内の発電量は火力や原子力を含めて約 1 兆 kWh である。それを上回る量の電力を自然エネルギーだけで供給できるポテンシャルがある(図 5-4)。

図 5-4 ●自然エネルギー（再エネ）電力の導入ポテンシャル

最新の推計結果 (令和元年度再生可能エネルギーに関するソーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書)					【参考】総合エネルギー統計 (2019年度速報) ※4	
再エネ種	区分	導入ポテンシャル※1		経済性を考慮した導入ポテンシャル※2 (シナリオ1 (低位) ~シナリオ3 (高位))		発電電力量実績
		設備容量 (万kW)	発電量 (億kWh/年)	設備容量 (万kW)	発電量 (億kWh/年)	発電量 (億kWh/年)
太陽光	住宅用等※3	20,978	2,527	3,815~11,160	471~1,373	(内訳) ・再エネ [1,057] ・水力 [796] ・原子力 [638] ・天然ガス [3,815] ・石炭 [3,277] ・石油 [695]
	公共系等※3	253,617	29,689	17~29,462	2~3,668	
	計	274,595	32,216	3,832~40,622	473~5,041	
陸上風力		28,456	6,859	11,829~16,259	3,509~4,539	
洋上風力		112,022	34,607	17,785~46,025	6,168~15,584	
中小水力		890	537	321~412	174~226	
地熱		1,439	1,006	900~1,137	630~796	
合計		417,402	75,225	34,667~104,455	10,954~26,186	10,227

※1 現在の技術水準で利用可能なエネルギーのうち、種々の制約要因（法規制、土地利用等）を除いたもの。中小水力のみ、既開発発電所分を控除している。

※2 送電線敷設や道路整備等に係るコストデータ及び売電による収益データを分析に加え、経済的観点から見て導入可能性が低いと認められるエリアを除いたもの。

低位なシナリオ（FIT価格よりも低い売電価格）～高位なシナリオ（FIT価格程度）に分けて推計している。（シナリオ別導入可能量）

※3 住宅用等：商業施設、オフィスビル、マンション、戸建住宅等。公共系等：庁舎、学校、公民館、病院、工場、工業団地、最終処分場、河川敷、港湾、公園、農地等

※4 資源エネルギー庁 総合エネルギー統計 令和元年度(2019年度)エネルギー需給実績（速報）

出典：環境省

導入ポテンシャルのうち、早期にコーポレート PPA を実施できる余地がどの程度あるかを把握するために、自然エネルギー財団が分析した 2030 年度における太陽光発電と風力発電の導入見通しを参照する。太陽光発電については、利用可能な土地や建物の屋根の面積をもとに、電気料金や FIT 買取価格などの経済性を考慮して導入量を分析している。風力発電については、環境影響評価の手続きが進行中のプロジェクトを対象に、系統接続の可能性を考慮して導入量を推計した。

その結果、太陽光発電の導入量は現状の政策を維持するケースで約 1 億 kW、土地の利用規制などを緩和する転換促進ケースでは約 1.4 億 kW まで拡大できる。2019 年度と比べて 2 倍以上の導入量が見込める(図 5-5)。風力発電の導入量は現状の政策を維持するケースでも 2000 万 kW を超えて、2019 年度の 5 倍以上に拡大できる。太陽光と風力を合わせて、2030 年度までにコーポレート PPA を拡大できる余地は十分にある。

図 5-5 ●2030 年度の太陽光発電（上）と風力発電（下）の設備容量の見通し
（単位：100 万キロワット、太陽光発電は連系端出力＝交流）

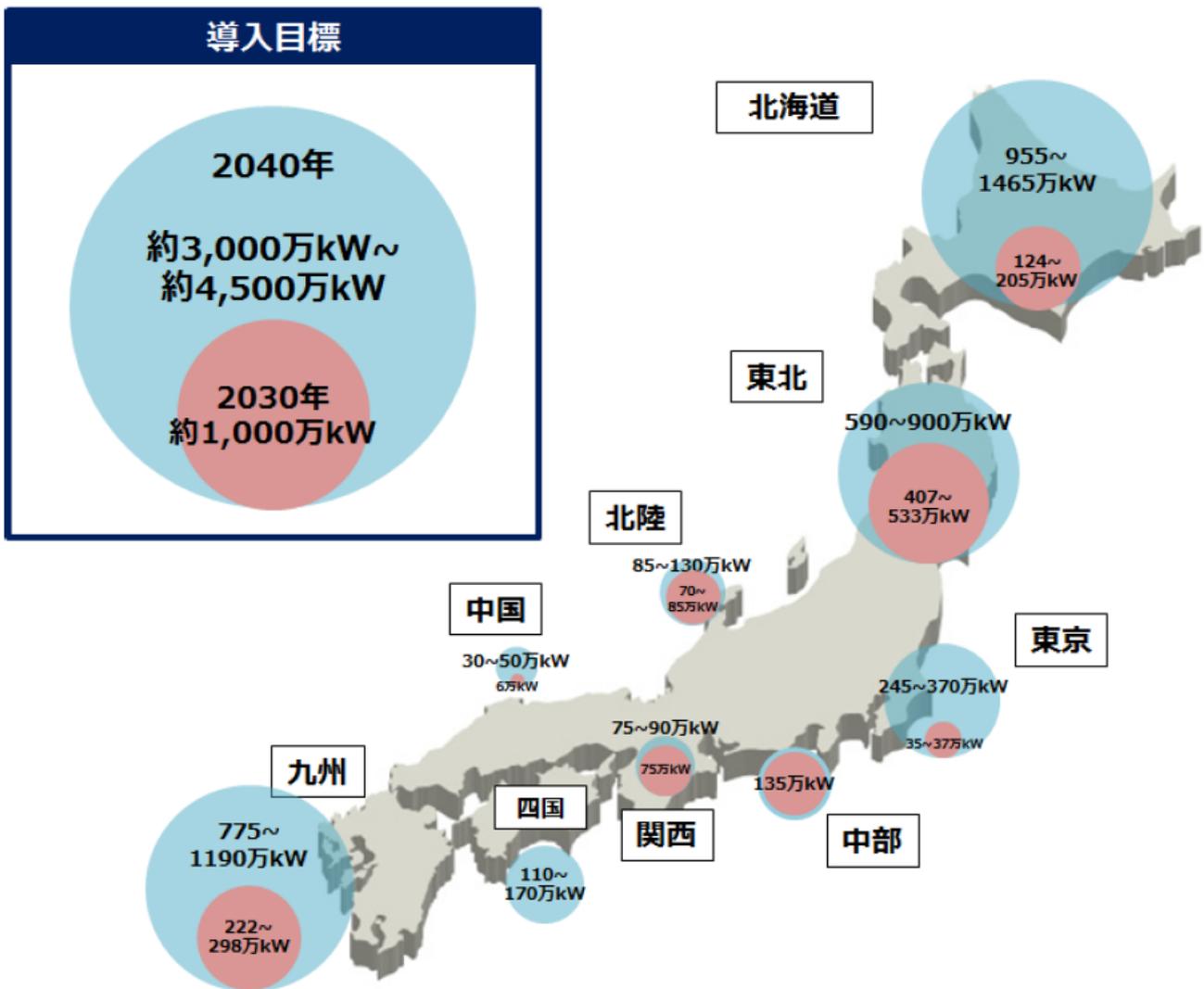
	2019 年度	2030 年度	
		現状政策ケース	転換促進ケース
住宅用（屋根置）	11.3	20.3	25.8
産業用（屋根置）	n/a	15.7	36.1
事業用（地面置）	44.3	66.1	82.8
合計	55.6	102.1	144.6

	2019 年度	2030 年度	
		現状政策ケース	転換促進ケース
陸上	4.3	16.6	19.2
着床	0.0	6.7	10.0
浮体	0.0	0.1	0.1
合計	4.4	23.3	29.3

出典：自然エネルギー財団

さらに 2030 年以降には洋上風力発電の拡大が期待できる。経済産業省と国土交通省が 2020 年 12 月に発表した「洋上風力産業ビジョン」では、2030 年に約 1000 万 kW、2040 年には約 3000 万～4500 万 kW の導入目標を掲げた。風況に恵まれた北海道・東北・九州では、それぞれ 1000 万 kW 前後に、東京電力の管内でも最大で 370 万 kW の導入量を目指す(図 5-6)。

図 5-6 ●洋上風力発電の導入目標

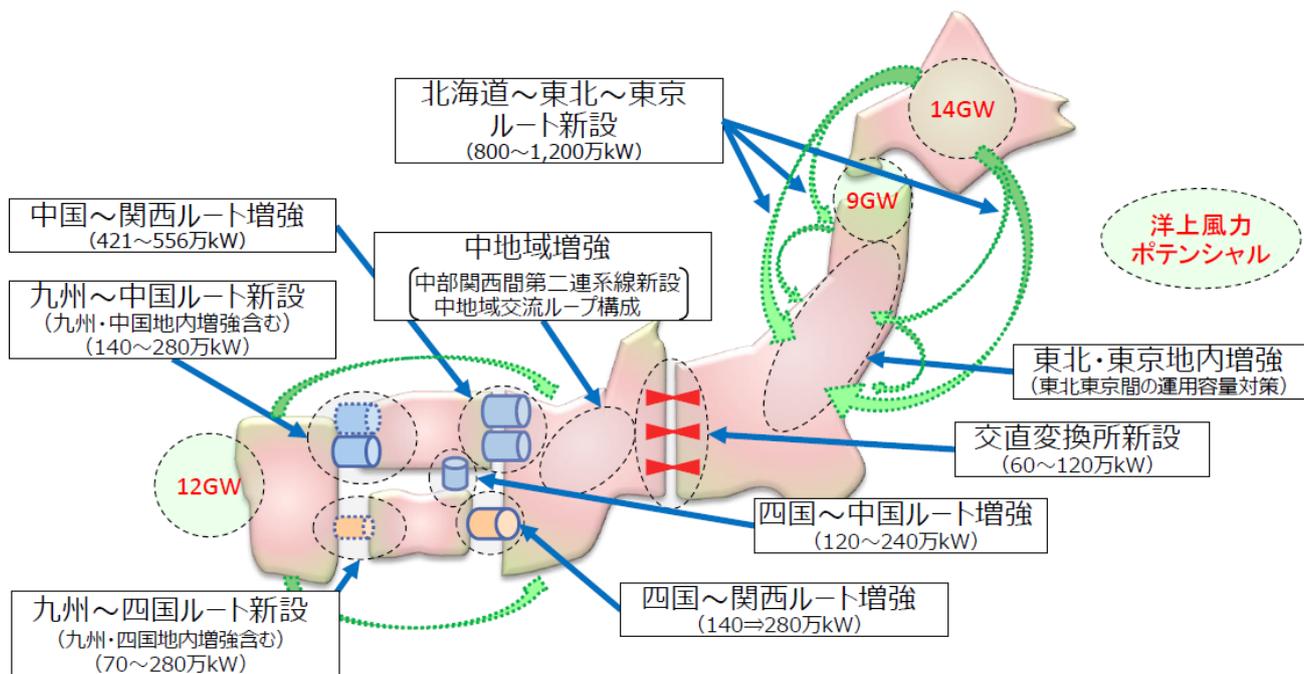


出典：経済産業省、国土交通省

新たに大量の洋上風力発電を導入するためには、発電設備が集中する地域から電力需要が多い地域まで、送電網の増強が欠かせない。国全体の送電網の増強を担当する電力広域的運営推進機関が長期計画として「マスタープラン」を作成中である。北海道・東北・九州と東京や関西を結ぶ送電ルートを新設して、洋上風力で発電した大量の電力を全国各地に効率的に供給できるようにする計画である(図 5-7)。

洋上風力発電を全国で 4500 万 kW 導入するケースでは、送電網の増強に約 3.8 兆～4.8 兆円の投資が必要になる試算が示されている。この投資に対して自然エネルギーの電力を拡大することによる燃料費や CO₂ 排出量の削減効果を見込める。費用対効果を評価しながら送電網の増強を進めていく。計画どおりに洋上風力発電を拡大できれば、2050 年の脱炭素(カーボンニュートラル)に向けて、日本でもコーポレート PPA が着実に増える。

図 5-7●洋上風力発電の拡大に対応する送電網増強計画「マスタープラン」の検討イメージ
 (電源偏在シナリオ、洋上風力発電 4500 万 kW 導入ケース)



GW：ギガワット (=100 万キロワット)

出典：電力広域的運営推進機関

中長期に送電網を増強する一方で、当面はコーポレート PPA に必要な新設の太陽光や風力による発電設備を送電網に接続する必要がある。政府は送電網を効率よく利用するために「日本版コネクト&マネージ」を推進している。現在の送電網には実際のところ空き容量が多くある。新設の発電設備を接続できるようにして、容量を超えてしまう状況になった時に発電設備の出力を抑制する考え方である。

ただし日本版コネクト&マネージに対する送配電事業者の取り組みは、政府が想定したほどには進んでいない。早期に日本版コネクト&マネージの効果を上げて、自然エネルギーを活用した新設の発電設備を送電網に数多く接続できるようにする必要がある。既存の送電網を最大限に利用できなければ、コーポレート PPA に限らず、国が掲げる 2030 年の自然エネルギーの導入目標の達成もむずかしくなってしまう。今こそ政府の実行力が求められる。

これから世界全体で脱炭素による経済成長を目指す状況の中で、日本国内に自然エネルギーを十分に活用できる状況を作り出すことがますます重要になってきた。先進国の中で遅れをとってしまうと、日本の企業は競争力を失い、海外の有力企業が日本から撤退することにもなりかねない。

コーポレート PPA を実行しやすい電力システムを構築できれば、産業界における脱炭素の実現スピードが速まる。今後の経済成長にもつながる。米国を先頭に欧州やアジア太平洋地域でもコーポレート PPA の取り組みが急速に進んでいる。日本政府は自然エネルギーの拡大策の一環で、コーポレート PPA の環境整備を早急に進めて、企業の脱炭素を後押しする必要がある。

政策提言：コーポレート PPA 拡大に向けて

日本国内で多くの企業が迅速かつ柔軟にコーポレート PPA を締結できるように、政府は現行の法制度を見直し、新たな政策を実行する必要がある。主な政策を以下に提言する。

1. 自然エネルギーの開発に伴う規制緩和（土地利用など）

日本には自然エネルギーの導入ポテンシャルが豊富にあるが、農地などの土地利用に関する規制によって、発電設備を導入できない場所が全国各地に数多く存在している。農林水産業や環境への影響に配慮することを前提として、関連する規制を適切に緩和することが求められる。地域にある自然エネルギーの資源を生かしたコーポレート PPA の拡大により、脱炭素と地域振興を両立させることが可能になる。

2. 電力システム改革の推進（自由化、メリットオーダーなど）

日本の電力システムにおいて、自由で公平な競争状態を創出するための改革が長年にわたって進められてきたが、いまだ十分な成果が上がっていない。旧一般電気事業者にも有利な制度が数多く残っており、発電事業と小売事業の分離など抜本的な改革が必要である。特に太陽光や風力よりも原子力を優先する給電ルールは日本独自の不合理なものである。海外と同様のメリットオーダー（限界費用が低い電力から供給）に基づく給電ルールへ早期に改正すべきである。

3. 自然エネルギーの利用環境の整備（証書など）

企業が自然エネルギーの電力を利用するうえで、日本の法制度は海外の主要国と比べて遅れている点が多い。特に自然エネルギーの電力を認証する証書の制度が複雑に作られていて、多くの企業や事業者が不便を感じている。原子力を対象に加えた非化石証書の制度を見直し、海外と同様の自然エネルギーだけを対象にした証書の制度を確立すべきである。コーポレート PPA を促進するためには、自然エネルギー由来の証書を需要家が自由に取得できるようにする必要がある。

4. 地域と企業の連携支援（マッチング）

コーポレート PPA を実現するためには、発電事業者と需要家が連携して、自然エネルギーを生かした新しい発電設備を建設する必要がある。発電に適した場所は全国各地に分散している。コーポレート PPA に適したプロジェクトを企業が効率的に選択できるように、全国の自治体・事業者・企業の連携を支援するマッチングのためのプラットフォームを、政府が主導して構築・運営することが望まれる。

5. 脱炭素の促進（カーボンプライシングなど）

日本を含む世界の主要国が脱炭素に向かう中で、企業による取り組みは極めて重要である。従来の化石燃料に依存したエネルギーの利用体制から自然エネルギーへの転換を迅速に進めるためには、自然エネルギーの促進策に加えて、化石燃料の削減を推進するカーボンプライシングなど新たな対策が不可欠である。自然エネルギーの利用に対して経済的なインセンティブを与えることにより、産業界全体で脱炭素に取り組む動きが加速する。

●参考文献

国内

「コーポレート PPA 実践ガイドブック」(2020 年 9 月)、自然エネルギー財団

「企業・自治体向け電力調達ガイドブック(第 4 版)」(2021 年 1 月)、自然エネルギー財団

「コーポレート PPA の普及施策や関連する施策について」(2021 年 7 月 28 日)、資源エネルギー庁

「自己託送に係る指針(改正案)」(2021 年 9 月)、経済産業省

「令和 3 年度以降の調達価格等に対する意見」(2021 年 1 月 27 日)、調達価格等算定委員会

「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」(2021 年 10 月)、
資源エネルギー庁

「電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第五次中間とりまとめ」(2021 年 8 月)、
資源エネルギー庁

「FIP 制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスの更なる活性化」(2021 年 2 月 16 日)、
資源エネルギー庁

「太陽光発電について」(2020 年 11 月)、資源エネルギー庁

「地球温暖化対策推進法の一部改正法案及び再エネポテンシャル調査について」(2021 年 3 月)、環境省

「2030 年エネルギーミックスへの提案(第 1 版)」(2020 年 8 月 6 日)、自然エネルギー財団

「洋上風力産業ビジョン(第 1 次)」(2020 年 12 月 15 日)、経済産業省・国土交通省

「マスタープラン 1 次案とりまとめの方向性について」(2021 年 3 月 25 日)、電力広域的運営推進機関

海外

「RE100 Annual Progress and Insights Report 2020」(Dec 2020), RE100

「Term Sheet for Renewable Energy Transaction」, Renewable Energy Buyers Alliance

「Individual Power Purchase Agreement for Corporates and Utilities」, European Federation of Energy Traders

「A Corporate Purchaser's Guide to Risk Mitigation」(Jan 2019), Rocky Mountain Institute

「Risk mitigation for corporate renewable PPAs」(Mar 2020), RE-Source Platform

日本のコーポレートPPA
契約形態、コスト、先進事例

2021年11月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門1丁目ビル 11F TEL:03-6866-1020(代表)

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org