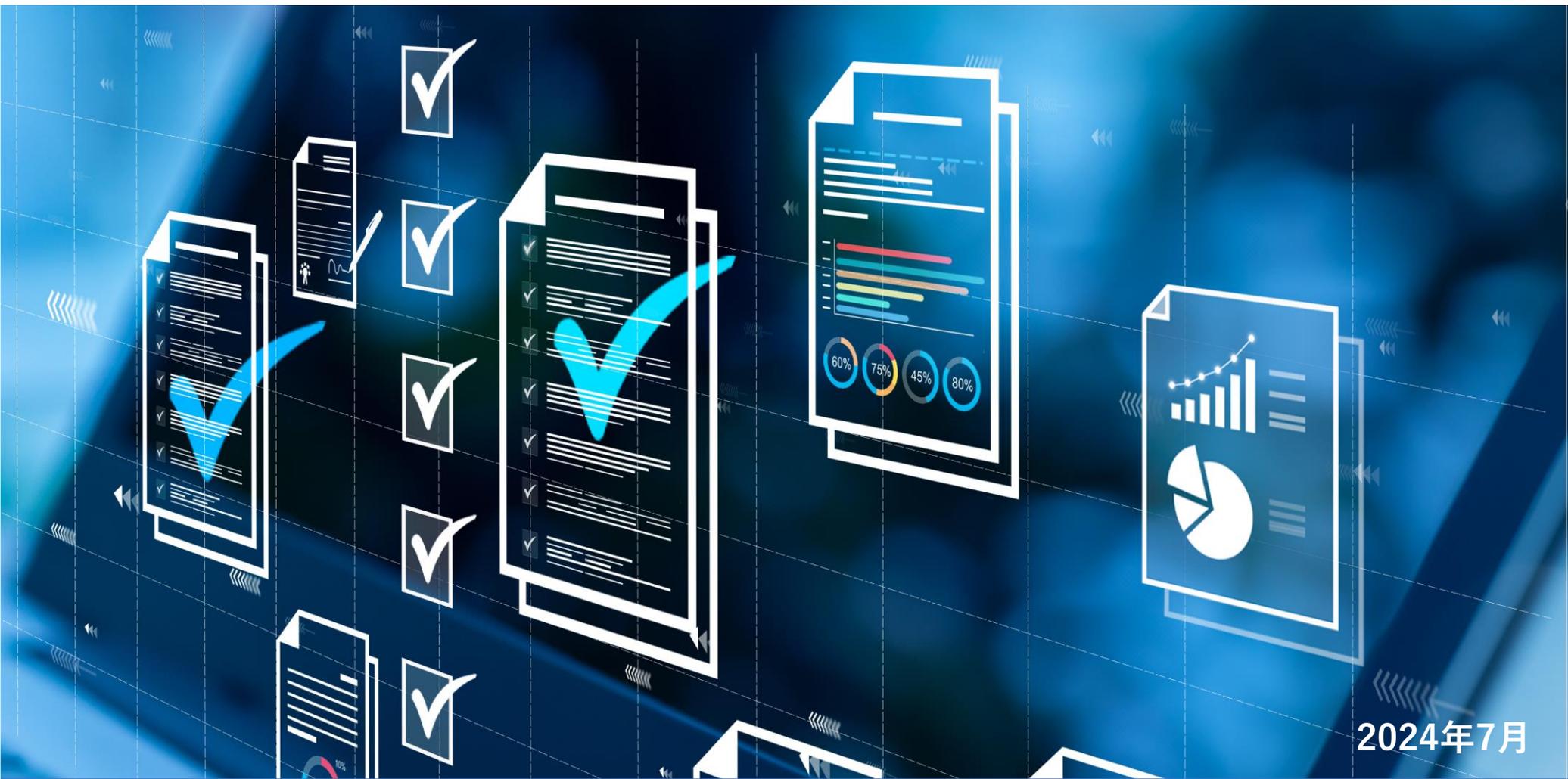




# コーポレートPPAの契約価格 構成要素とチェックポイント



自然エネルギーの電力を調達する手段として、コーポレートPPA（電力購入契約）が注目を集めている。需要家にとっては経済性の点でもメリットを期待できる調達方法だが、通常は20年程度の長期契約になるため、契約価格の妥当性を評価することが重要になる。内部のコンセンサスを得るためにも欠かせないプロセスである。

契約価格を決める構成要素を理解して、客観的な指標を参考に評価することが望ましい。オンサイトPPAとオフサイトPPAに共通するチェックポイントは、発電コスト、電気料金、環境価値価格の3項目である。各項目の参考指標をもとに、コーポレートPPAの契約価格の評価方法を提案する。

契約価格を決める構成要素	2
チェックポイント①：発電コスト	3
事業用太陽光の発電コスト	4
発電コストの主な変動要因	5
太陽光パネルの価格	6
屋根設置の発電コスト	7
風力の発電コスト	8
フィードインプレミアム (FIP)	9
FIPプレミアム算定方法と収入イメージ	10
チェックポイント②：電気料金	11
旧一般電気事業者の電気料金	12
コーポレートPPAによる需要家コスト	13
バーチャルPPAの需要家コスト	14
電気料金の主な変動要因	15
卸電力市場価格	16
チェックポイント③：環境価値価格	17
環境価値価格の主な変動要因	18
非化石証書の動向	19
2024年の標準的な契約価格	20
需要家の判断基準	21
オンサイトPPAのコスト比較イメージ	22
フィジカルPPAのコスト比較イメージ	23
バーチャルPPAのコスト比較イメージ	24

# 契約価格を決める構成要素

## ●コーポレートPPAの契約価格

$$\text{契約価格(円/kWh)} = \text{発電コスト(円)} \div \text{想定発電電力量(kWh)}$$

- ・ 発電コスト：資本費＋運営費（資金調達コストを含む）
- ・ 想定発電電力量：契約期間中の合計（経年劣化や出力抑制などを考慮）

## ●資本費の主な内訳

- ・ 開発費：設計、用地取得など
- ・ 設備費：太陽光パネル、架台、パワーコンディショナなど
- ・ 工事費：施工、造成、系統接続、運転終了後の設備撤去など

## ●運営費の主な内訳

- ・ 維持管理費：点検、保守、清掃、保険、税など
- ・ 発電インバランス費：発電電力量の過不足に伴う精算
- ・ 発電側課金：送配電網の利用料の一部負担（2024年度から）

## ●想定発電電力量の算定方法

$$\text{想定発電電力量(kWh)} = \text{発電設備容量(kW)} \times \text{契約期間(h)} \times \text{設備利用率}$$

# チェックポイント①：発電コスト（太陽光、事業用）

## ●参考指標

- ・資源エネルギー庁/Bloomberg<sup>\*1</sup>：9.9円/kWh（2023年下半期）
- ・FIT/FIP上限価格<sup>\*2</sup>：9.2円/kWh（2024年度、上位15%水準、50kW以上）
- ・オフサイトPPA補助事業<sup>\*3</sup>：10.4円/kWh（2023年、高圧）

\*いずれも運転期間は20年、kWh：キロワット時。

## ●2024年度の想定発電コスト（20年運転）

- ・ベースケース：10円/kWh
- ・追加コスト：1～4円/kWh（用地取得・整備、系統接続など）
- ・事業者マージン：2円/kWh（資金調達コストを含む）

**合計：13～16円/kWh**（発電インバランス費と発電側課金を含まない）

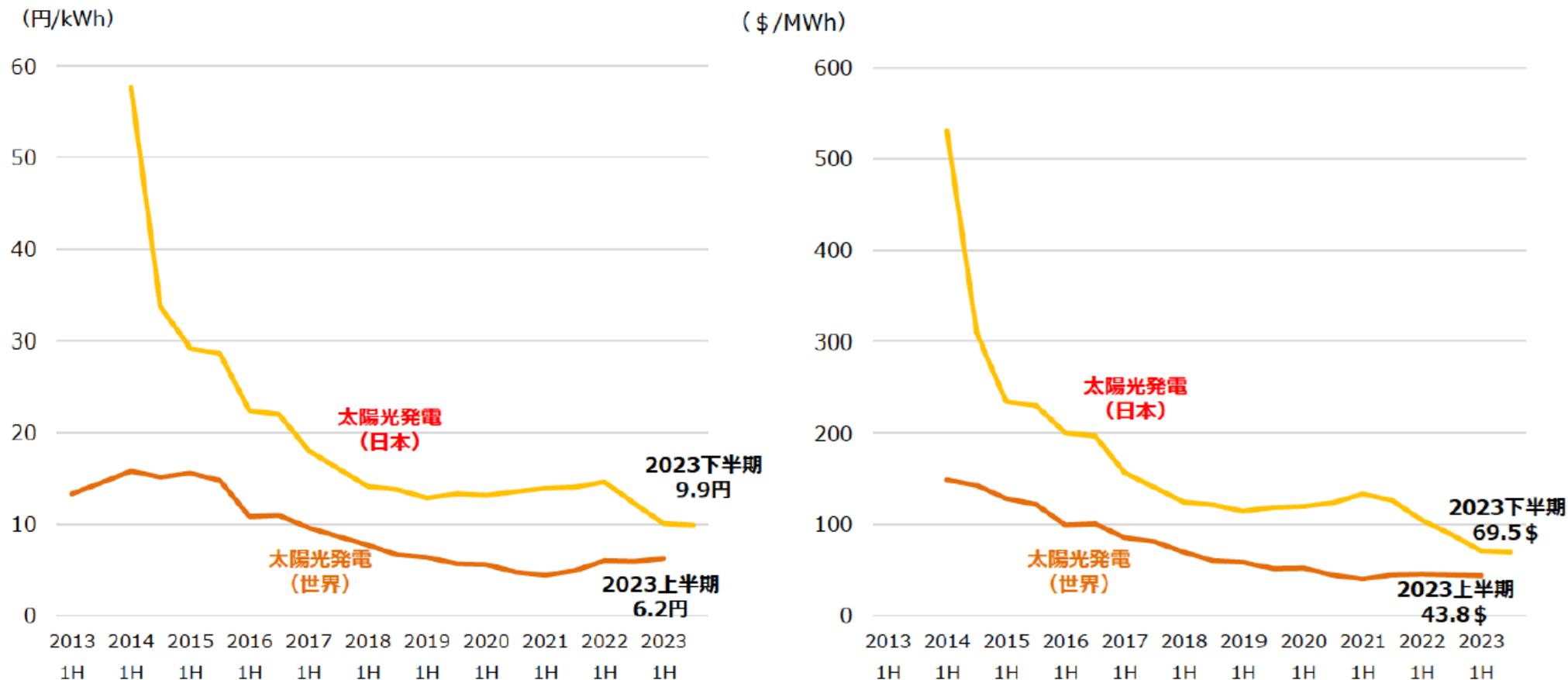
### [出典]

\*1：資源エネルギー庁「太陽光発電について」（2023年12月）

\*2：資源エネルギー庁「なっとく！再生可能エネルギー」（ウェブサイト）

\*3：太陽光発電協会「太陽光発電を用いたオフサイトPPAの普及に向けた提言」（2024年6月）

# 事業用太陽光の発電コスト



※BloombergNEFデータより資源エネルギー庁作成。為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.8)から各年の値を使用。期中のため日本・世界ともに分析中である点に留意が必要。また、世界の最新データは現時点で得られていない。

出典：資源エネルギー庁「太陽光発電について」（2023年12月）

# 発電コストの主な変動要因

## ●設備費

資本費の約6割を占める。約半分は太陽光パネルで、中国を中心に海外製が多い。生産量の拡大に伴って価格の低下が続く。2021年から2022年にコロナウイルスの感染拡大によって生産量が減少して、一時的に価格が上昇した。2023年には生産量が回復して価格が低下。今後も低下傾向が続くと予想されている。太陽光パネル以外の設備（パワーコンディショナなど）の価格も、需給状況で変動する。

## ●施工費

資本費の約3割を占める。工法の改善などによってコストの低減が続いてきたが、2021年から人件費が上昇して、横ばいか微増の傾向が見られる。

## ●系統接続工事費

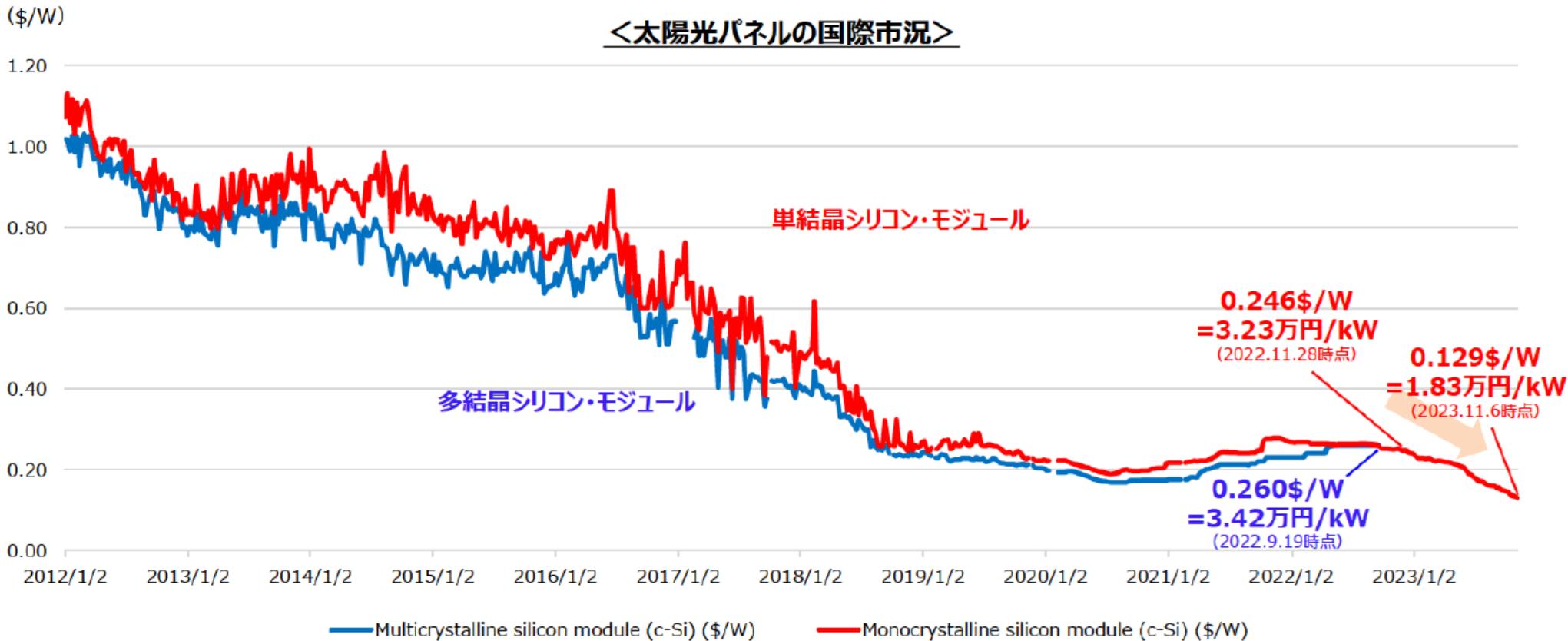
通常は資本費の5%程度だが、高圧の発電設備では建設場所によって、億円単位になるケースがある。

## ●維持管理費、その他

近年は保険料が大幅に上昇。金利の上昇とともに、発電コストに影響を与える。

# 太陽光パネルの価格

## <太陽光パネルの国際市況>



出典：BloombergNEF, 2023年11月14日, Bimonthly PV Index, November 2023: Every Cent Counts  
為替レートはEnergy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.8)から各年の値を使用。  
出典データでは、多結晶シリコン・モジュールの平均スポット価格データについては、2022年9月19日まで掲載。

出典：資源エネルギー庁「太陽光発電について」（2023年12月）

# 屋根設置の発電コスト

## ●地上設置と違う点

- ・ 開発費：用地取得が不要。
- ・ 設備費：屋根の形状によって太陽光パネルを設置する架台が不要（折板屋根）。
- ・ 施工費：屋根の状況によって造成（改修）が不要。
- ・ 設備利用率：地上設置よりも低い。

\* 水平の屋根には太陽光パネルの傾斜を低く抑えて設置する必要があるため。

## ●屋根設置の想定発電コスト（2024年度、20年運転）

- ・ ベースケース：10円/kWh
  - \* 地上設置と比べて開発・設備・施工費は低いが、発電電力量が相対的に少ない（設備利用率が低い）ため、発電コストは同程度と想定。
- ・ 事業者マージン：2円/kWh（資金調達コストを含む）

**合計：12円/kWh（折板屋根、自家消費100%の場合）**

\* 参考指標 FIT/FIP買取価格：12円/kWh（2024年度、運転期間20年）

- ・ 陸屋根の場合：+3円/kWh（架台が必要など）
- ・ 自家消費50%の場合：+5円/kWh（余剰分は環境価値を含めて7円/kWhで売却を想定）

# 風力の発電コスト

## ●陸上風力の参考指標

- ・資源エネルギー庁/Bloomberg<sup>\*1</sup>：15円/kWh（2023年下半期）
- ・FIT/FIP上限価格<sup>\*2</sup>：14円/kWh（2024年度認定、50kW以上）

## ●洋上風力の参考指標

- ・FIT/FIP上限価格（着床式）<sup>\*2</sup>：24円/kWh（2023年度認定）
- ・FIT/FIP買取価格（浮体式）<sup>\*2</sup>：36円/kWh（2023～26年度認定）
- ・促進区域上限価格（着床式）<sup>\*3</sup>：19円/kWh（2028～29年運転開始）

\*いずれも運転期間は20年。

太陽光と比べて運転期間中のコストが高く、金利上昇やインフレの影響を受けやすい。  
事業者による洋上風力の想定発電コストは、2024年の時点で20円/kWhを超えている。

### [出典]

\*1：資源エネルギー庁「風力発電について」（2024年1月）

\*2：資源エネルギー庁「なっとく！再生可能エネルギー」（ウェブサイト）

\*3：経済産業省、国土交通省「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域公募占用指針」（2023年12月）

# フィードインプレミアム (FIP)

## ●制度の概要

固定価格買取制度 (FIT) に代わる自然エネルギー発電事業に対する支援策として2022年度に開始。FITと違って固定価格による買取の保証はなく、発電事業者は電力を売却する必要がある。発電設備ごとに基準価格を決めて、市場価格との差額を国がプレミアムで補填する。発電事業者は電力と環境価値を小売電気事業者や需要家に売却できる (コーポレートPPAが可能)。

## ●メリット

- ・ 発電事業者はコーポレートPPAの契約価格に加えて、プレミアムを取得できる (プレミアムを需要家に渡す契約形態もある)。
- ・ 発電事業者は発電インバランス費と発電側課金に相当する額を、プレミアムの一部として得られる可能性がある (基準価格と市場価格の差額による)。

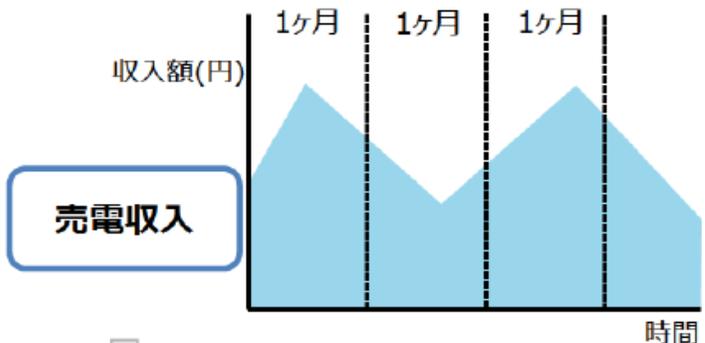
## ●課題

- ・ プレミアムが市場価格によって月ごとに変動するほか、算定方法が複雑なため、長期の収入を予見することがむずかしい。
- ・ 認定を受けるまでに時間がかかり、開発が遅れる可能性がある。

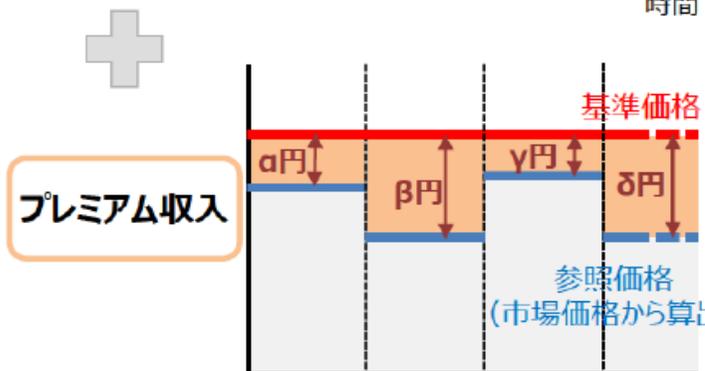
# FIPプレミアム算定方法と収入イメージ

## FIP制度

## FIT制度



- 電力の取引
- JEPX (卸電力取引市場) での取引
  - 相対契約での取引
  - 非化石価値取引



**プレミアム (下記算定式にて毎月算出)**

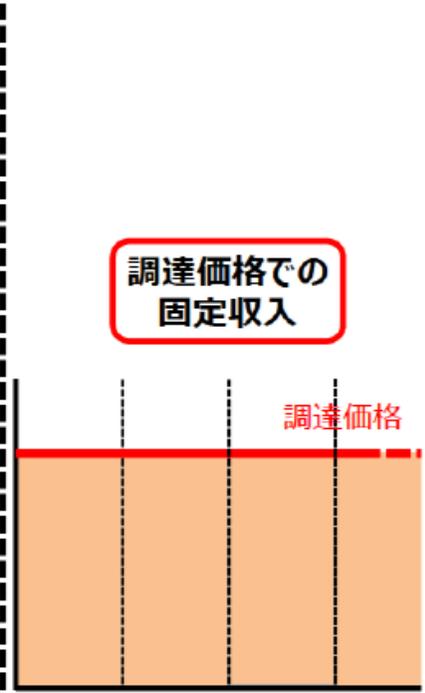
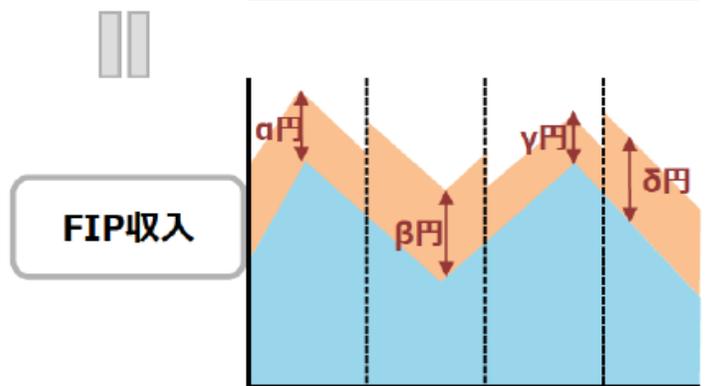
$$= \text{基準価格} - \text{参照価格} \times \text{kWh}$$

**基準価格** × FIT 調達価格と同じ価格

$$\Rightarrow \frac{\text{総費用 (資本費 + 運転維持費)} + \text{利潤}}{\text{総発電電力量}}$$

**参照価格**

- ⇒ 前年度年間平均市場価格
- + (当年度月間平均市場価格 - 前年度月間平均市場価格)
- + 非化石価値相当額
- バランシングコスト
- ※ 変動電源は発電特性 (プロファイリング) が考慮される。



出典：資源エネルギー庁「FIP制度の開始に向けて」(2022年2月14日)

# チェックポイント②：電気料金

## ●参考指標

- ・ 資源エネルギー庁<sup>\*1</sup>：27.55円/kWh (2022年度、産業用)  
19.67円/kWh (2013～2022年度、産業用、10年平均)
- ・ 新電力ネット<sup>\*2</sup>：28.26円/kWh (2023年度、高圧)  
23.45円/kWh (2023年度、特別高圧)

\* 基本料金、電力量料金、燃料費調整額、再エネ賦課金、消費税を含む (補助金は除く)。  
新電力ネットの年度平均は月額料金をもとに自然エネルギー財団が算出 (単純平均)。

- ・ 旧一般電気事業者の電力量料金<sup>\*3</sup>：13.55～25.30円/kWh

10社平均：20.83円/kWh

(2024年4月、高圧、標準プラン)

\* 燃料費調整額、消費税を含む (補助金は除く)。

### [出典]

\*1：資源エネルギー庁「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について」(2023年8月8日)

\*2：エネルギー情報センター「電気料金単価の推移」(ウェブサイト)

\*3：各事業者の契約約款、料金表など

# 旧一般電気事業者の電気料金（高圧、2024年4月）

電力会社	メニュー名	基本料金 (月額、kW)	電力量料金	燃料費調整	電力量料金 (平均、調整後)
北海道	業務用電力	2642.60	23.29	-0.57	22.72
東北	業務用電力	2031.70	30.47～31.67	-6.37	24.70
東京	業務用電力	1890.00	19.16～20.32	0.50	20.24
中部	高圧業務用電力FR (プランA)	1716.26	19.65～20.74	2.24	22.44
北陸	業務用電力	2151.00	27.25	-5.87	21.38
関西	高圧電力AL	1911.80	17.00～18.07	-0.03	17.51
中国	業務用電力	1996.50	29.88～31.32	-8.33	22.27
四国	業務用電力	1665.08	27.48～28.66	-5.56	22.51
九州	業務用電力A	2142.78	14.92～15.85	2.42	17.81
沖縄	業務用電力	1967.93	31.38～32.87	-9.63	22.50

\* 業務用の標準的なメニュー（契約電力500kW以上、6000V供給）  
基本料金以外は、すべてkWhあたりの単価。いずれも消費税を含む（補助金は除く）。

# コーポレートPPAによる需要家コスト

## ●オンサイトPPA（自家消費100%の場合）

- ・需要家コスト  
= PPA契約単価（発電コスト）

## ●フィジカルPPA

- ・需要家コスト  
= PPA契約単価（発電コスト）+ 発電側インバランス費 + 発電側課金  
+ 送電・小売コスト（託送料金 + 容量拠出金反映額 + 事業者マージン）  
+ 再エネ賦課金

## ●バーチャルPPA

- ・需要家コスト  
= PPA契約単価（発電コスト）+ 発電側インバランス費 + 発電側課金  
- 卸電力市場価格（スポット市場、30分単位）  
+ 付帯コスト（証書移転、差金決済など）  
+ 電気料金  
+ 再エネ賦課金

\* コーポレートPPAでは基本料金を設定しない契約が一般的（電力量料金 = 契約単価だけを支払う）。

# バーチャルPPAの需要家コスト

## ●コスト変動要因

需要家はバーチャルPPAの契約価格と市場価格(スポット市場、30分単位)の差額を発電事業者を支払う必要がある(市場価格が高い場合には差額を受け取る)。

## ●想定コスト

- ・ 市場価格(年間平均)：12円…直近10年間(11.61円/kWh)をもとに想定  
\* 日中の市場価格も同水準で想定(天候や季節による価格の変動は年間で平準化を想定)。
- ・ 契約価格13～16円/kWh(太陽光)の場合

**契約価格 + 1～4円/kWh**

## ●コスト抑制策

- ・ バーチャルPPAと組み合わせて使用する電力を市場価格連動型のメニューで購入。バーチャルPPAの差額を電気料金の市場価格連動分でカバーできる。
- ・ 発電設備にFIPを適用。発電事業者がプレミアムの収入分を需要家に支払う。プレミアムでバーチャルPPAの差額の大半をカバーできる可能性がある。  
\* プレミアムは契約価格と市場価格の差額をすべて補填するものではない。

# 電気料金の主な変動要因

## ●燃料費調整額

化石燃料で発電する電力に依存している日本では、電気料金に「燃料費調整額」を加算する制度を適用。旧一般電気事業者が発電に利用する化石燃料の輸入価格(3~5カ月前)をもとに、燃料費調整単価を月ごとに算出する。新電力でも旧一般電気事業者と同額の燃料費調整単価を加算するケースが多い。

## ●卸電力市場価格

電気料金の単価を卸電力市場価格に連動させるメニューが増えている。あるいは燃料費調整額に卸電力市場価格の変動分を反映する事業者もある。

## ●容量拠出金反映額

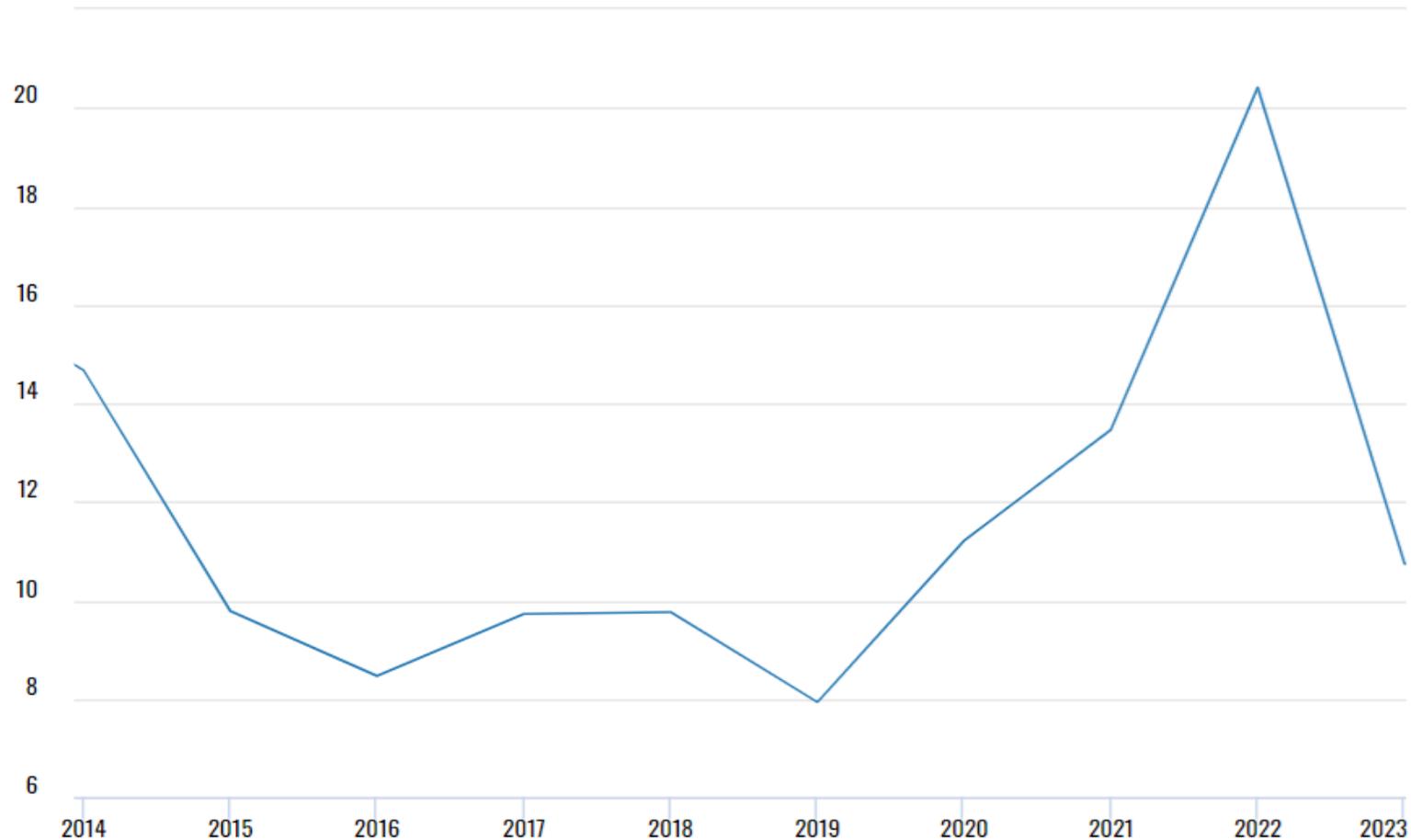
電力の安定供給のために、小売電気事業者などが「容量拠出金」を支払う制度が2024年度に始まった。拠出金を電気料金に反映する事業者が多い。

## ●再エネ賦課金

固定価格買取制度(FIT)で各年度に買い取る電力の追加費用を「再エネ賦課金」として電気料金に加算して徴収。自家発電やオンサイトPPAは対象外。

# 卸電力市場価格（スポット市場、年度平均）

(円/kWh)



年度	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2014 - 2023
円/kWh	14.67	9.78	8.46	9.72	9.76	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	11.61

出典：日本卸電力取引所「取引市場データ」

# チェックポイント③：環境価値価格

## ●参考指標

- ・ 非化石証書\*1：0.4～0.6円/kWh (2023年度、平均価格)
- ・ J-クレジット (再エネ電力)\*2：1.4円/kWh (2023年5月入札、平均価格)
- ・ 国際エネルギー機関\*3：130米ドル/トン (2030年、先進国の炭素価格)  
5円/kWh (電力のCO<sub>2</sub>排出係数を0.25kg/kWhで想定)\*4

## ●想定価格

**2～5円/kWh (2030～2035年)**

### [出典]

- \*1：日本卸電力取引所「取引市場データ」(ウェブサイト)
- \*2：J-クレジット制度事務局「J-クレジット制度について(データ集)」(2024年3月)
- \*3：国際エネルギー機関「Net Zero by 2050」(2021年10月)
- \*4：電気事業低炭素社会協議会「カーボンニュートラル行動計画」(2022年6月)

# 環境価値価格の主な変動要因

## ●需給状況

日本国内の電力に占める自然エネルギーの割合は2022年度で21.7%、2030年度の国の目標は36～38%。当面は需要を上回る供給量があるが、これから多くの企業や自治体などが自然エネルギーの電力の利用量を増やしていくと、需給状況は厳しくなっていく。それに伴って環境価値の価格も上昇することが予想される。

## ●追加性

自然エネルギーの発電設備を新たに追加すれば、火力発電や原子力発電を減らすことができ、二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)の排出や放射性廃棄物の削減につながる。このような「追加性」のある自然エネルギーの電力がもたらす環境価値は、追加性のない自然エネルギーの環境価値よりも高くなっていく。

## ●制度変更

世界全体で脱炭素を促進する流れに合わせて、国内と海外の制度は今後も変わり続ける。国内ではカーボンプライシングの制度が2026年度から本格的に始まり、企業はCO<sub>2</sub>の排出に伴う「炭素コスト」を負担する必要がある。自然エネルギーを利用してCO<sub>2</sub>を削減する取り組みが広がり、環境価値の価格は上昇する。

# 非化石証書の動向

## ●非化石証書の概要

化石燃料を使わない方法で発電した電力の環境価値を証明する。自然エネルギーの電力のうち自家発電を除くとほぼ100%をカバー。固定価格買取制度（FIT）の認定を受けた発電設備の電力の環境価値を対象にした「FIT非化石証書」、そのほかの電力の環境価値を対象にした「非FIT非化石証書」がある。非FIT非化石証書は「再エネ指定あり」と「再エネ指定なし」の2種類に分かれる。日本卸電力取引所の入札による市場取引のほかに、非FIT非化石証書は相対取引も可能。

## ●課題

取引の自由度が低い。市場取引は年4回の入札に限られ、最低価格と最高価格を国が設定。発電方法の違いによる価格差はない。非FIT非化石証書の取引は発電事業者と小売電気事業者に限定（バーチャルPPAの場合だけ需要家も取引可能）。

## ●今後の方向性

非化石証書の制度は徐々に改善されている。今後は発電方法の違いなどによって自由な価格で取引できるように制度を変更する方針。2026年度には新システムで取引を開始できる見込みで、環境価値の高い証書の価格が高くなる。

# 2024年の標準的な契約価格（税別）

## ●オンサイトPPA

12～18円/kWh

\* 屋根の形状や自家消費の比率によって変動。

## ●フィジカルPPA

13～16円/kWh + 発電インバランス費 + 発電側課金 + 容量拋出金反映額

\* 発電インバランス費と発電側課金を合わせて最大2円/kWh程度。

容量拋出金反映額は2～3円/kWh程度（事業者によって徴収しない場合もある）。

## ●バーチャルPPA

13～16円/kWh + 発電インバランス費 + 発電側課金

\* 購入する電力に容量拋出金反映額を加算される場合がある。

# 需要家の判断基準

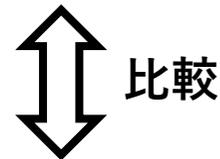
## ●判断基準

コーポレートPPAによって、追加性のある自然エネルギーの電力を長期に利用できる点を考慮する必要がある。

## ●期待効果

- ・ CO<sub>2</sub>の排出削減に伴うコスト抑制（カーボンプライシングなどの影響を排除）
- ・ 脱炭素型の事業による顧客との関係強化、新規顧客の獲得、企業価値の向上（顧客からの要請に応じる効果、あるいは応じなかった場合のリスクを排除）
- ・ インフレによる長期のコスト増加を抑制（コーポレートPPAでもインフレ率を考慮した契約を求められる場合がある）

コーポレートPPAによる需要家の総コスト



通常の電気料金 + 環境価値価格 (CO<sub>2</sub>排出コスト)

+ 事業影響コスト + インフレ影響コスト

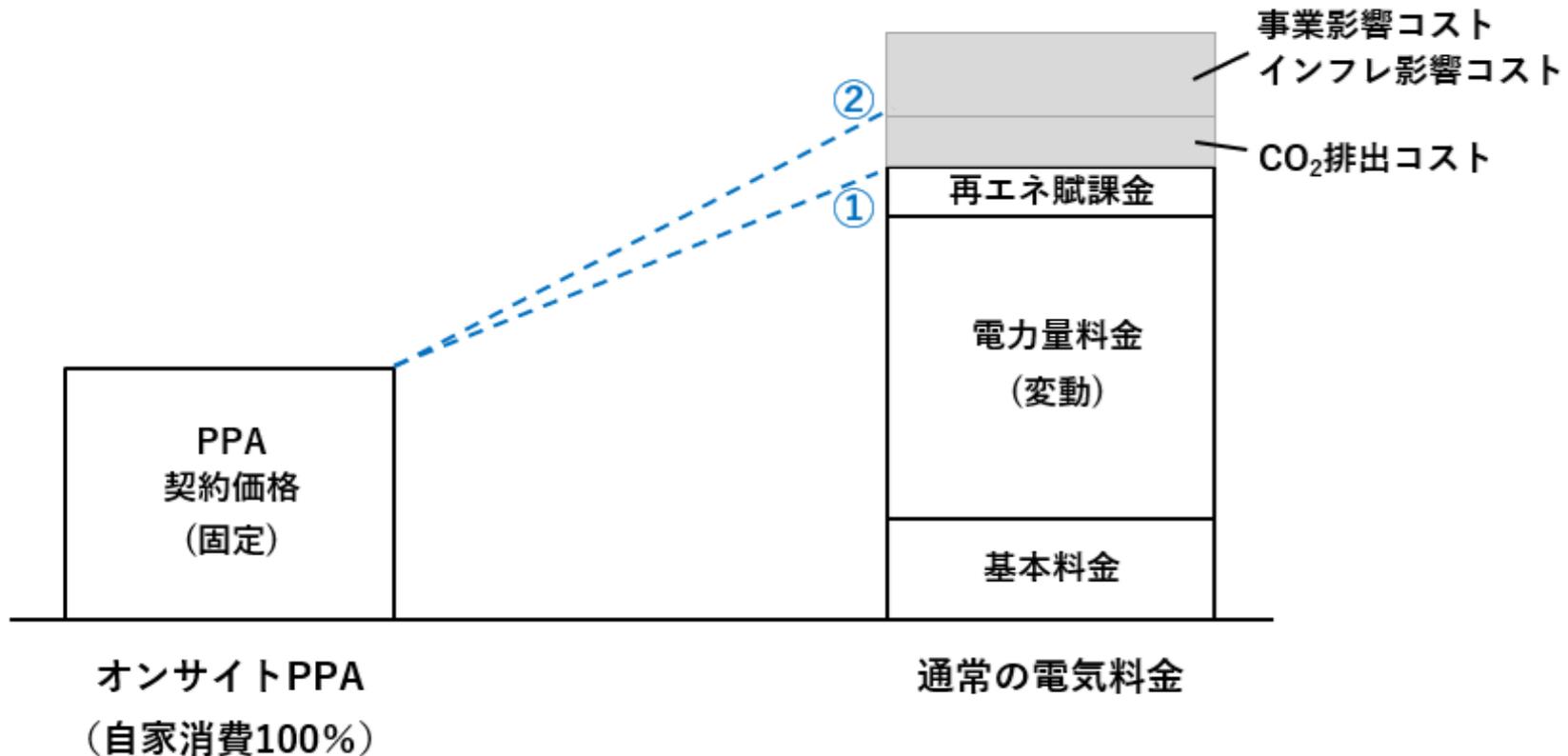
# オンサイトPPAのコスト比較イメージ

## ●比較方法

### ① 電力だけで比較

\*オンサイトPPAには再エネ賦課金がかからない。

### ② CO<sub>2</sub>排出コストを加えて比較



# フィジカルPPAのコスト比較イメージ

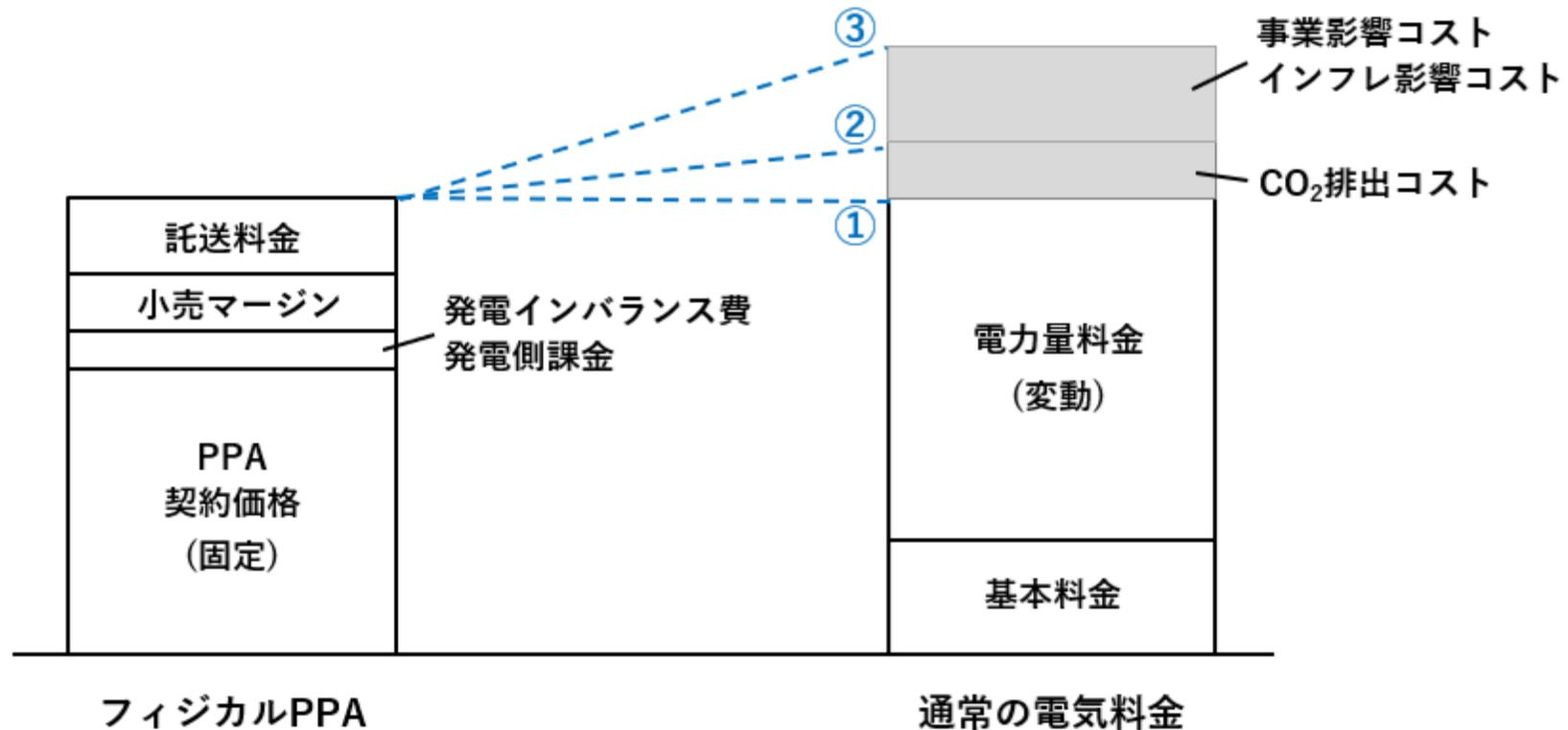
## ●比較方法

### ① 電力だけで比較

\* フィジカルPPAは基本料金を設定しない。容量拠出金反映額がかかる場合には追加。

### ② CO<sub>2</sub>排出コストを加えて比較

### ③ 脱炭素型の事業やインフレの影響を考慮して比較



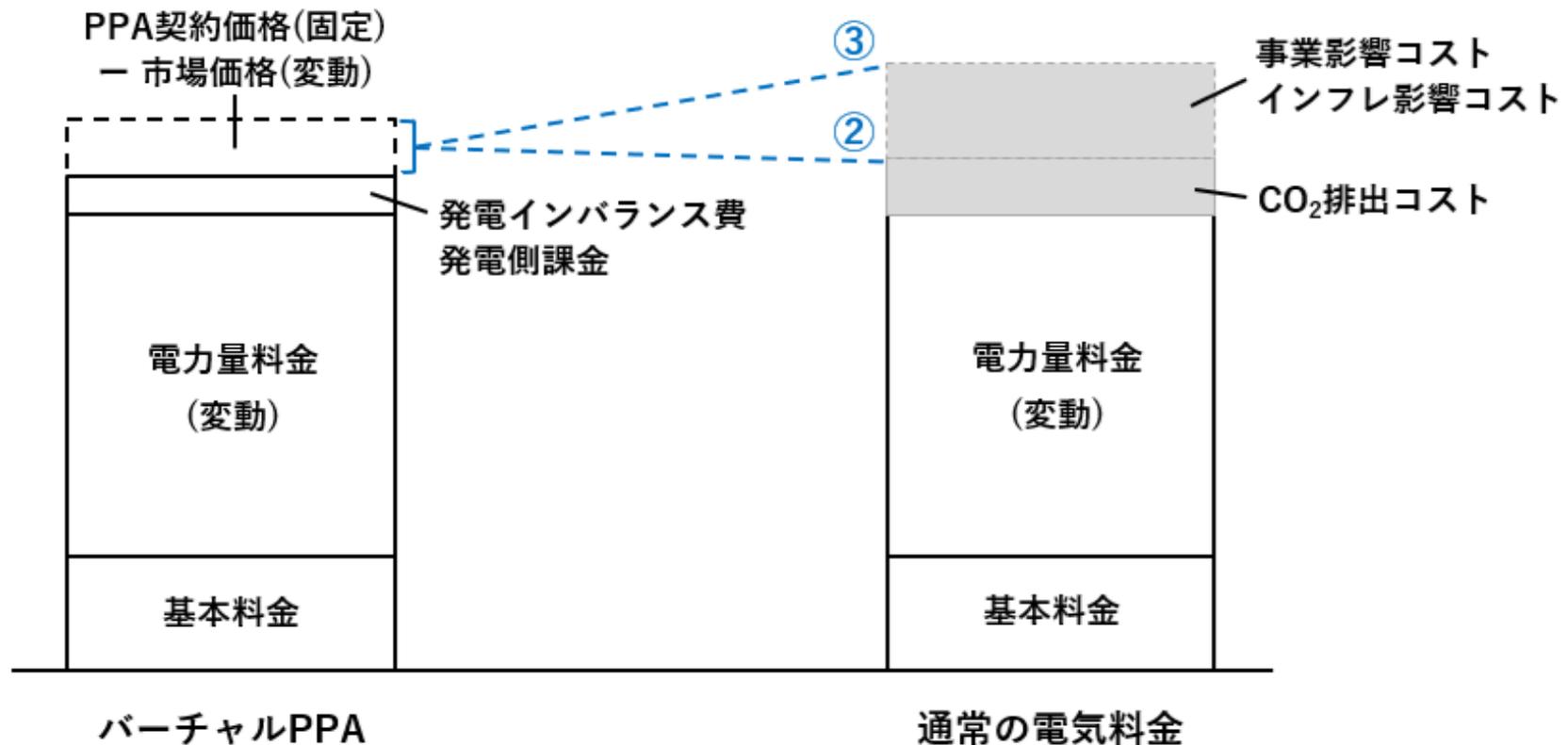
# バーチャルPPAのコスト比較イメージ

## ●比較方法

### ② CO<sub>2</sub>排出コストを加えて比較

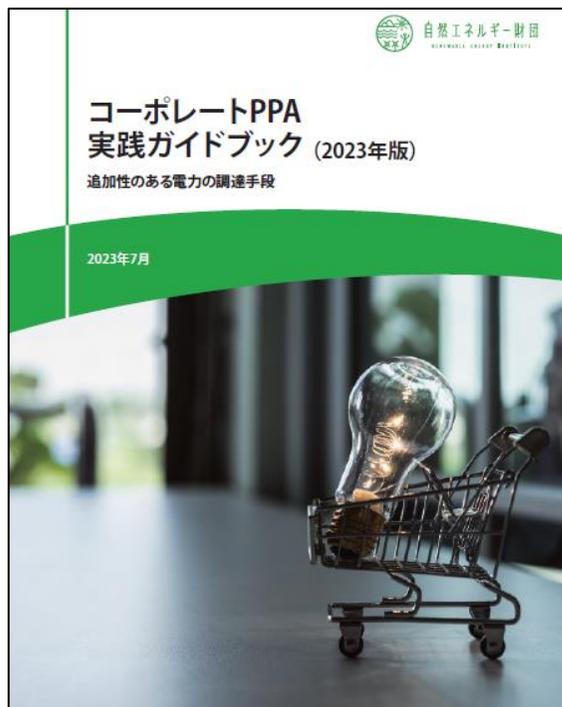
\*バーチャルPPAの「PPA契約価格 - 市場価格」のコストはマイナスになる場合もある。

### ③ 脱炭素型の事業やインフレの影響を考慮して比較



## [参考資料]

### コーポレートPPA 実践ガイドブック (2023年版)



コーポレートPPAの全般について  
詳しい情報が必要な場合には  
この資料をご参照ください。

### コーポレートPPA 日本の最新動向 (2024年版)



コーポレートPPAの契約形態や  
電気料金の比較については  
この資料をご参照ください。

画像をクリックすると  
ウェブサイトから資料をダウンロードできます。

# コーポレートPPAの契約価格 構成要素とチェックポイント

執筆

石田 雅也 自然エネルギー財団 研究局長

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

<https://www.renewable-ei.org/>

[info@renewable-ei.org](mailto:info@renewable-ei.org)