

「再エネの市場統合プロセス」

科研費プロジェクト第7回研究会

2023年3月27日（月）

於：京都大学

中山琢夫

（千葉商科大学）

アジェンダ

1. はじめに
 - FITによる再エネ導入促進からFIPへ
2. FIP (Feed in Premium)
 - 再エネ自立化へのステップ
3. PPA (Power Purchase Agreement)
 - コーポレートPPAの急成長
4. DER (Distributed Energy Resources)
 - 分散型電源の市場開放
5. まとめ

1. はじめに

再エネ導入促進から市場統合へ

- 再エネ導入促進期の政策
 - 固定価格買取制度（FIT：Feed in Tariff）
 - アメリカ（1978）
 - ポルトガル（1988）
 - ドイツ（1990）
 - デンマーク（1992）
 - スペイン（1994）
 - 比較的低コストで、再エネを普及することに成功した
 - 2000年以降、世界中の国や地域が、FIT制度を採用
 - ドイツ「再生可能エネルギー法」（EEG: Erneuerbare Energien Gesetz）（2000）
 - 日本「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法」（2012）
- 再エネの割合が高まるほど、電力市場との統合が重要になってきた

再エネの完全市場統合

- 他の従来型電源と、同じルールで市場参加
 - 市場の価格シグナルに反応して発電
 - 電力システムのニーズに応じてインセンティブを受け取る
 - 柔軟な供給
 - 再エネ割合の高まりは、スポット市場価格を下げる
- 市場の役割
 - 前日（一日前）スポット市場
 - 重要な価格シグナルを出し続ける
 - 当日（時間前）市場
 - リアルタイムに近い取引が可能になることで、再エネの市場アクセスが容易に
 - 増加する再エネの市場取引において、ますます重要な役割
 - 先物（先渡）市場
 - 中長期の価格リスクを管理、ヘッジ
 - PPAの構築をサポート

出所：[Europex \(2020\)](#)

再エネ市場統合手段としてのFIP

- プレミアム型FITとしてのFIP (Feed in Premium)
 - 再エネ発電事業者が受け取ることができるのは、電力市場価格とプレミアムの二つの要素
- 電力市場価格は、時間帯によって変動する
 - 市場価格が低い場合：十分な投資リターンが得られるように
 - 市場価格が高い場合：不当な利益が発生しないように制度設計しなければならない
- FIPのプレミアム水準（基準価格）は、FITの算定額と同等

FIP制度が円滑に実施されるための条件

- 発電事業者と系統運用者が、厳密に**所有権分離**されていること
 - FITのように、電力会社に対する購入義務に頼ることができない
 - 公平な系統アクセスが保証されることが重要
- 電力の大部分が、スポット市場で取引される重要性
 - 電力市場価格を安定させ、変動を抑える
 - 電力市場価格を予測することもまた、プレミアムの適切な設定のために重要
 - 前日（1日前）市場で取引できない場合は、当日（時間前）市場での取引によって、需給補正することも大きな意味を持つ

(メンドーサら、2019)

FIP制度により期待される再エネ市場統合

- 再エネ発電事業者が、市場で電力を卸売りする経験を積む
 - さらに市場統合が進む
- FIT時代の発電事業者
 - 電力会社（一般送配電事業者）が、政府が定めた期間、一定の固定額で、原則発電した電力をすべて買い取っていた
 - 市場取引に慣れていない
- FIT時代の発電所新設
 - ファイナンスは、FITの調達価格とその期間
 - ファイナンス組成が比較的容易
- FIP時代
 - 発電量を的確に予想し、電力を市場取引する能力が求められる
- 直接市場取引
 - 卸電力取引所（JEPX）取引
 - 相対取引

再エネの市場統合プロセス

1. FITによる導入促進プロセス
2. FIPによる市場統合プロセス
 - 自立のためのステップアップ
3. 完全市場統合
 - プレミアム（賦課金）なしの電源へ

2. FIP (Feed in Premium)

- 再エネ自立化へのステップ

日本のFIPの対象

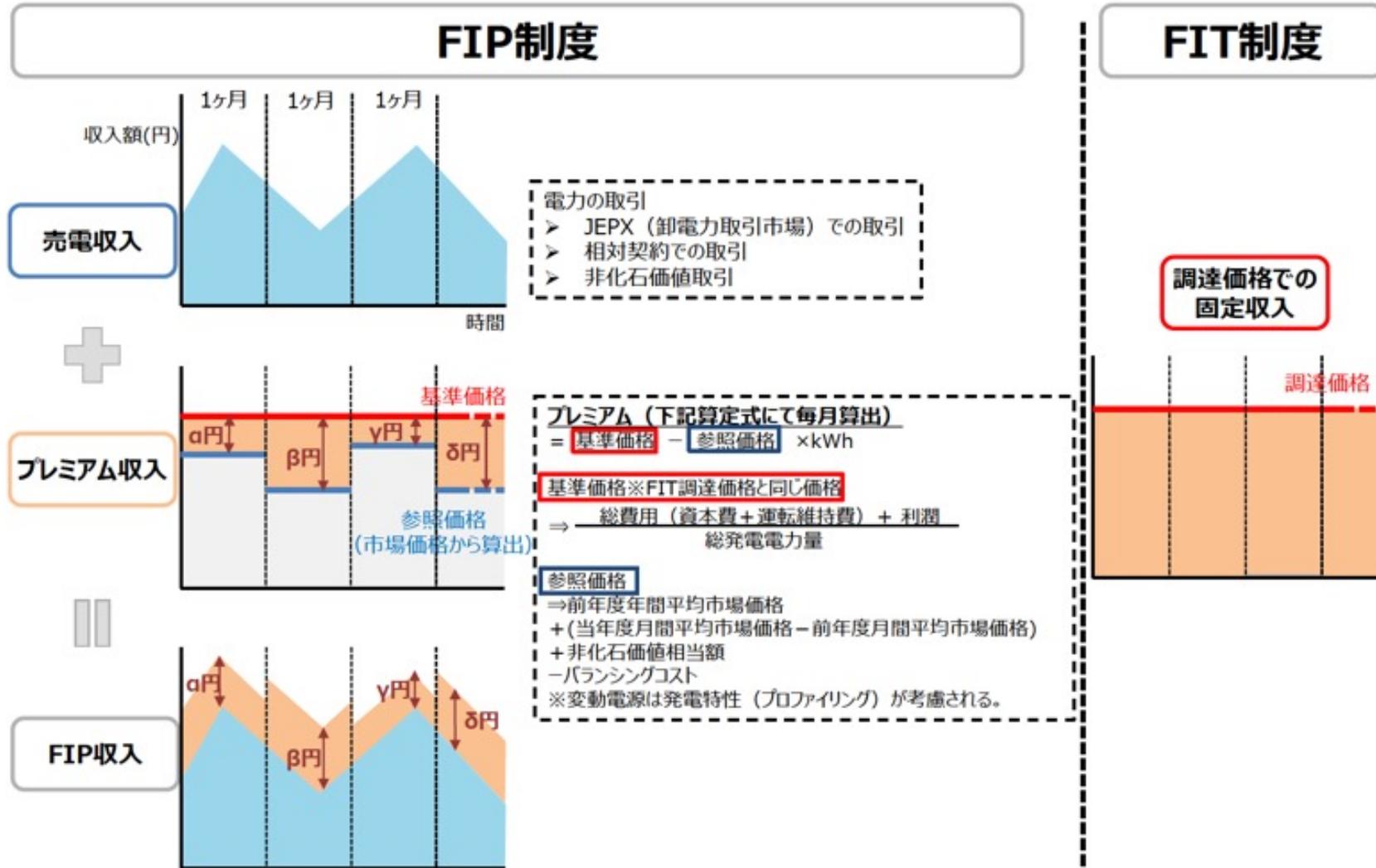
- 日本でスタート（2022）
 - 全電源50kW以上は選択可能
 - FIPのみ認定
 - 太陽光：1,000kW以上（2022）、500kW以上（2023）、250kW以上（2024）
 - 陸上風力：50kW以上（2023）
 - 着床式洋上風力：50kW以上（2024）
 - 地熱・中小水力：1,000kW以上（2022）
 - バイオマス（一般木質等）：10,000kW以上（2022）、2,000kW以上（2023）
 - バイオマス（液体燃料）：50kW以上（2022）
 - バイオマス（その他）：10,000kW以上（2022）、2,000kW以上（2023）
 - 既にFIT認定を受けている事業も、50kW以上は希望すればFIPに移行可

日本のFIP制度導入の意義

1. 再エネの電力市場への統合促進
 - FIT制度と同等程度のインセンティブを維持
 - 価格高騰時などの追加収益機会の存在を認識し、電力市場の価格を意識した事業行動の変化を促進
 - バランシンググループでのインバランス調整や市場売買等、発電プレーヤーとしての業務の習熟
2. 多様なビジネスモデルの促進
 - FIP相対契約を活用したPPAによる民間資金の呼び込みや、小売電気事業者と一体となった電源開発モデルの創出
 - アグリゲーターや蓄電池を活用した新しいビジネスの拡大
 - 諸外国の制度とのイコールフィッティング、海外展開を見据えたプレーヤーの育成
3. 社会コストの低減
 - 市場収入やPPA契約等の民間資金を活用した再エネ導入促進
 - 市場価格を意識した事業者行動の変化による調整力確保費用等の社会コストの低減

出所：[資源エネルギー庁（2022）](#)

FIP制度の収入イメージ



参照価格

【参考2】これまでのFIP制度に関する議論の整理

2021/1/12 第23回大量小委、第11回主力化小委合同会議 資料1

(参考) 市場価格の参照方法、プレミアム交付の流れ (イメージ)

<市場価格の参照方法>

① 前年度年間平均市場価格の確定

各30分コマのスポット市場と時間前市場の価格をエリア別に加重平均する。この価格（以下、30分コマ市場価格）について、発電特性を踏まえ、1年間分の加重平均（非自然変動電源は単純平均）をする。



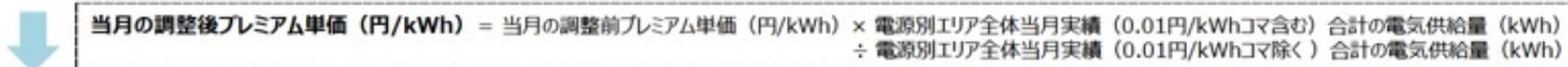
② 当月の参照価格・調整前プレミアム単価の確定

: 当年度当月と前年度同月について、各30分コマ市場価格を発電特性をふまえて加重平均（非自然変動電源は単純平均）し、その差分を補正する。



③ 当月の調整後プレミアム単価の確定

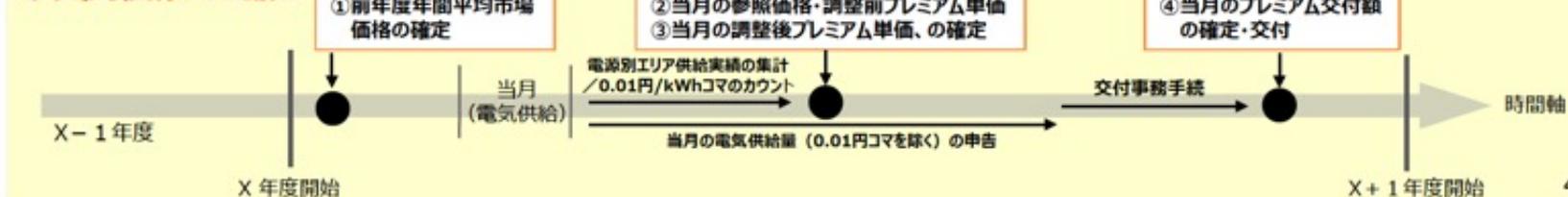
: エリア別に、0.01円/kWhの各30分コマ以外を対象に、以下の調整後プレミアム単価を計算する。



④ 当月のプレミアム交付額の確定

当月のプレミアム交付額 (円) = 当月の調整後プレミアム単価 (円/kWh) x 当該FIP事業の当月の電気供給量 (kWh)
※「当該FIP事業の当月の電気供給量」は、当月において認定発電設備を用いて発電し、及び市場取引等により供給した再生電気の量 (0.01円コマを除く) 電気供給量

<プレミアム交付までの流れ>



出所：[資源エネルギー庁 \(2022\)](#)

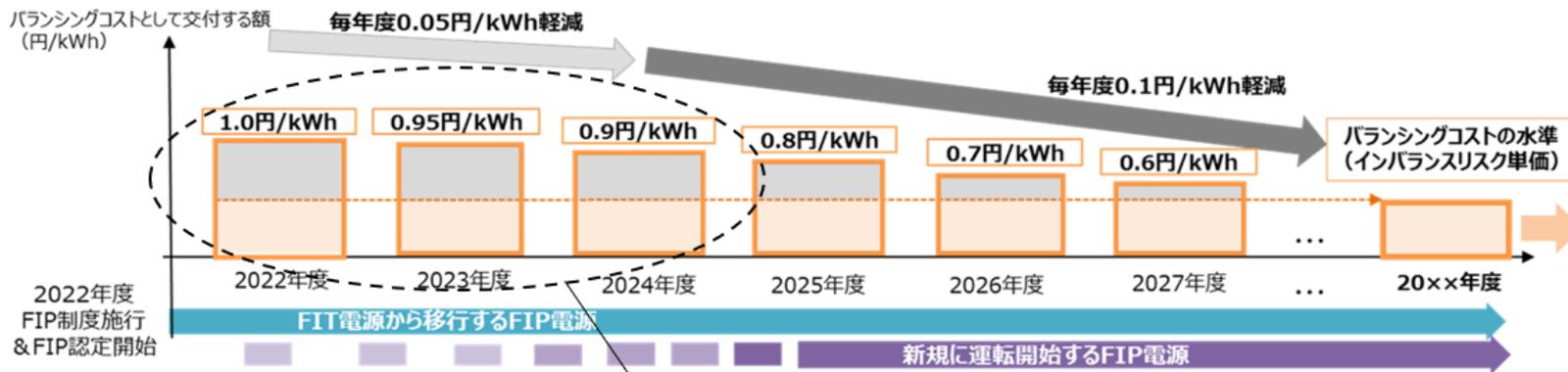
balancing cost

II ①-1 FIP制度

再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会/再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議 中間整理 (第4次) より抜粋

FIP制度のbalancing costについて

- FIP制度の下では、再生可能エネルギー発電事業者は、**通常の発電事業者と同様に**、供給する電気の計画値と実績値を一致させることが求められ (**計画値同時同量**)、計画値と実績値の差分が発生した場合には、その差分調整にかかる費用の負担 (**インバランス負担**) をする。
- 上記を勘案し、一定の金額 (**balancing cost**) を、プレミアムで追加的に手当てするような形で交付する。事業者にとっては、**計画値同時同量を工夫し、そのコストを抑える**ことで、利益を拡大できる。
- 自然変動電源 (太陽光・風力) については、早期にFIT制度からFIP制度への移行を促すインセンティブとして、FIP制度が施行される**2022年度**は、balancing costとして**1.0円/kWh**を交付する。そこから3年目までは0.05円/kWhずつ、4年目以降は0.1円/kWhずつ低減させる。



制度開始当初は、高い水準の金額がプレミアムに含まれる形で交付される。

出所：[資源エネルギー庁 \(2022\)](#)

発電事業者の行動変化

- 売電
 - FIT：固定価格で電力会社が全量買取（一部出力抑制あり）
 - FIP：市場（卸電力取引所）取引または相対取引で、自ら売電
- バランシング
 - FIT：インバランス特例によって免責
 - FIP：自らが発電量予測、計画値を提出。外した場合はペナルティ
- 非化石価値（環境価値）
 - FIT：原則なし
 - FIP：発電事業者に帰属。取引可

3. PPA (Power Purchase Agreement)

- コーポレートPPAの急成長

PPA (Power Purchase Agreement : 電力購入契約)

- 売り手と買い手の間の**長期相対契約**の今日的呼称
 - 電力卸売段階で使われることが多い
- 発電事業者（売り手）と電力会社（買い手）
 - 電力会社：小売電気事業者、一般送配電事業者
 - 例：
 - 独立系発電事業者（Independent Power Producer: IPP）と電力会社との**長期相対契約**
 - FITによる固定価格買取も、IPPと電力会社とのPPAと呼ばれることもある
- 発電事業者（売り手）と大口需要家（買い手）
 - **需要家（買い手）が企業の場合は、コーポレートPPA**
 - 今、**コーポレートPPA**が注目されている

コーポレートPPAとその経緯

- 再エネのコーポレートPPAが世界で大幅に成長
 - とりわけ、最近10年で顕著に
- 大口需要家（買い手）が、再エネ発電事業者（売り手）と、直接PPAを結ぶ
 - パリ協定（2015）目標達成への企業努力
 - 商業・産業部門の企業は、世界の電力の最終需要の約2/3を占める
 - 製造業・工業・農業・建築部門・自動車産業・冷暖房・照明・換気・空調システム運用等
 - 脱温暖化に取り組むことは不可欠
 - ESG投資への対応
 - RE100へのチャレンジ
 - 自社だけでなく、サプライチェーン（供給網）にも求める
- 発電事業者ではない、需要家企業
 - 発電事業者に直接働きかけて、PPA契約で再エネ電力調達
 - 競争的な価格で調達することが重要

コーポレートPPAの分類

- オンサイトPPA

- 需要家の敷地内や近隣で発電した電力を調達
 - 発電事業者に、需要家の敷地内で（太陽光）発電してもらう
 - そこで発電した電力を、需要家が購入する

- オフサイトPPA

- 物理的（Physical）PPA

- 従来型の相対取引
- 需要地の外で発電した再エネ電力を、発電事業者から直接購入する
- 発電原価+託送料+諸費用（再エネ賦課金・balancing費用・アンシラリーサービス料等）を支払う
- 再エネ証書（RECs: Renewable Energy Certificates）を得る
- 発電地点と需要地点が、原則同じ地域電力系統に接続していることが必要

- 仮想的（Virtual）PPA

- 需要家の敷地外で発電した再エネの市場価格を、発電事業者と需要家で金融的手法を用いて差金決済（CfD: Contract for Difference）する
- 発電事業者は、発電した電力を、立地する卸電力市場（スポット市場）に販売する
- 需要家は、発電所が発電して市場に売電した分の再エネ証書（RECs）を受け取る
- 発電地点と需要地点は、必ずしも同じ地域の電力系統に接続している必要はない

オンサイトPPA

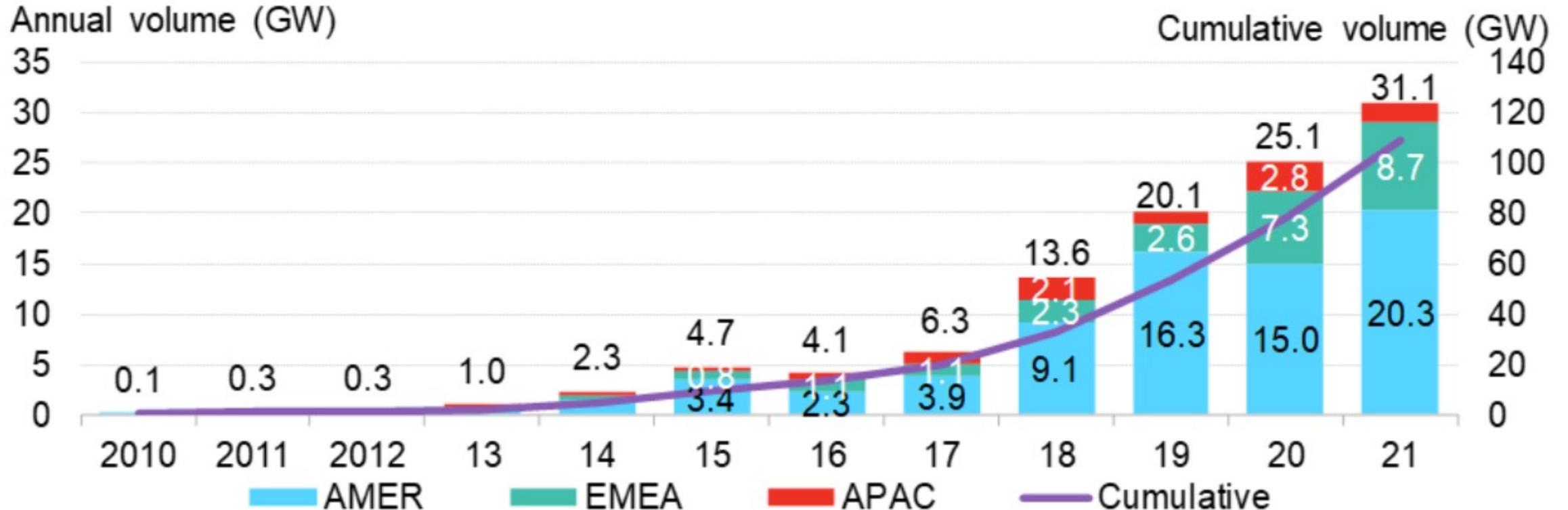
- メリット
 - 屋根上等、設置できる場所があれば、比較的容易に設置できる
 - 発電事業（太陽光等）の経験がなくても、PPAに対応した発電事業者任せ
ておけば、初期費用ゼロ円で導入できる
 - 逆流して全量売電・余剰売電することを目的とせず、自家消費に徹する設
計にしておけば、系統増強費用を請求されることはない
 - 電力会社の電力系統を使わなくて済む
 - 電力系統（電力会社）から購入する電力を購入するよりも、自家発電PPAか
ら購入する方が、電気代を安くすることができる可能性が大きくなる
 - 託送料が要らない
 - ビハインド・ザ・メーター（Behind the Meter） PPA
- デメリット
 - 場所的制約

オンサイトからオフサイトへ

- 企業はまず、屋根上や敷地内（オンサイト）に、太陽光発電システムを設置
 - オンサイト需要の一部を満たす
 - 大規模小売業・流通業・製造業・データセンター等が先導
 - 施設内の設置面積が大きい
 - 太陽光発電に適したスペースを所有
- ただし、すべての企業が、オンサイト発電で十分ではない
 - オンサイト発電では、企業の電力需要の一部しか満たすことができない
- 多くの企業が、オフサイト再エネからの調達オプションを模索
 - 需要の多くの部分を満たす必要性

再エネの世界のオフサイトPPAの成長

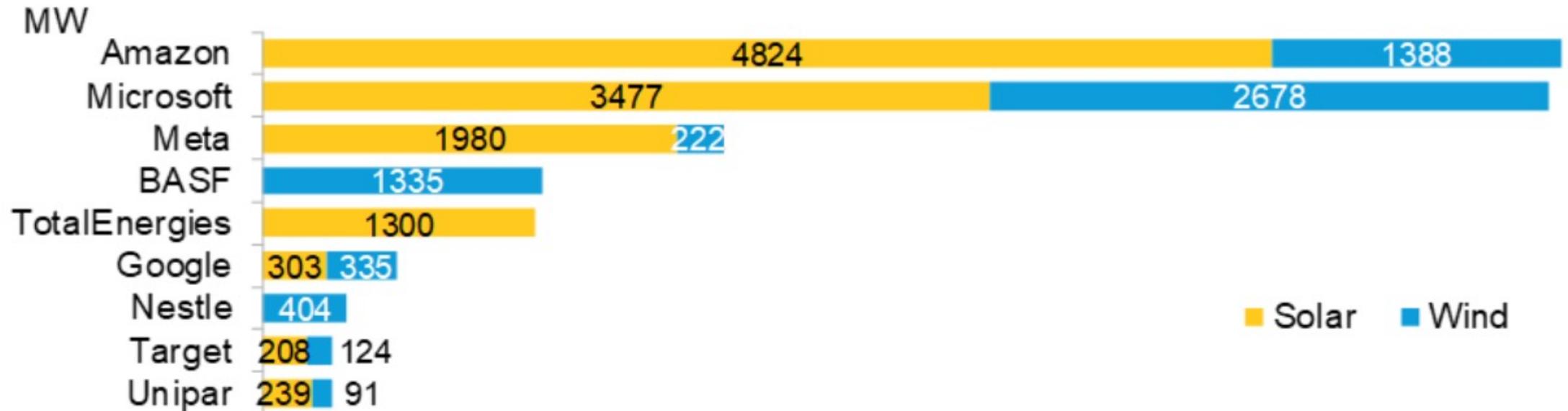
Figure 1: Global corporate PPA volumes, 2010-2021



Source: BloombergNEF. Note: Onsite PPAs excluded. APAC volume is an estimate. Pre-reform PPAs in Mexico and sleeved PPAs in Australia are excluded. Capacity is in MW DC.

再エネ買い手トップ企業（オフサイト）

Figure 2: Top corporate buyers of clean energy in 2021



Source: BloombergNEF. Note: Onsite PPAs excluded. Data is based on publicly available information.

出所：[BloombergNEF\(2022\)](#)

オフサイトの太陽光発電の代表的需要家 (企業) とその方法

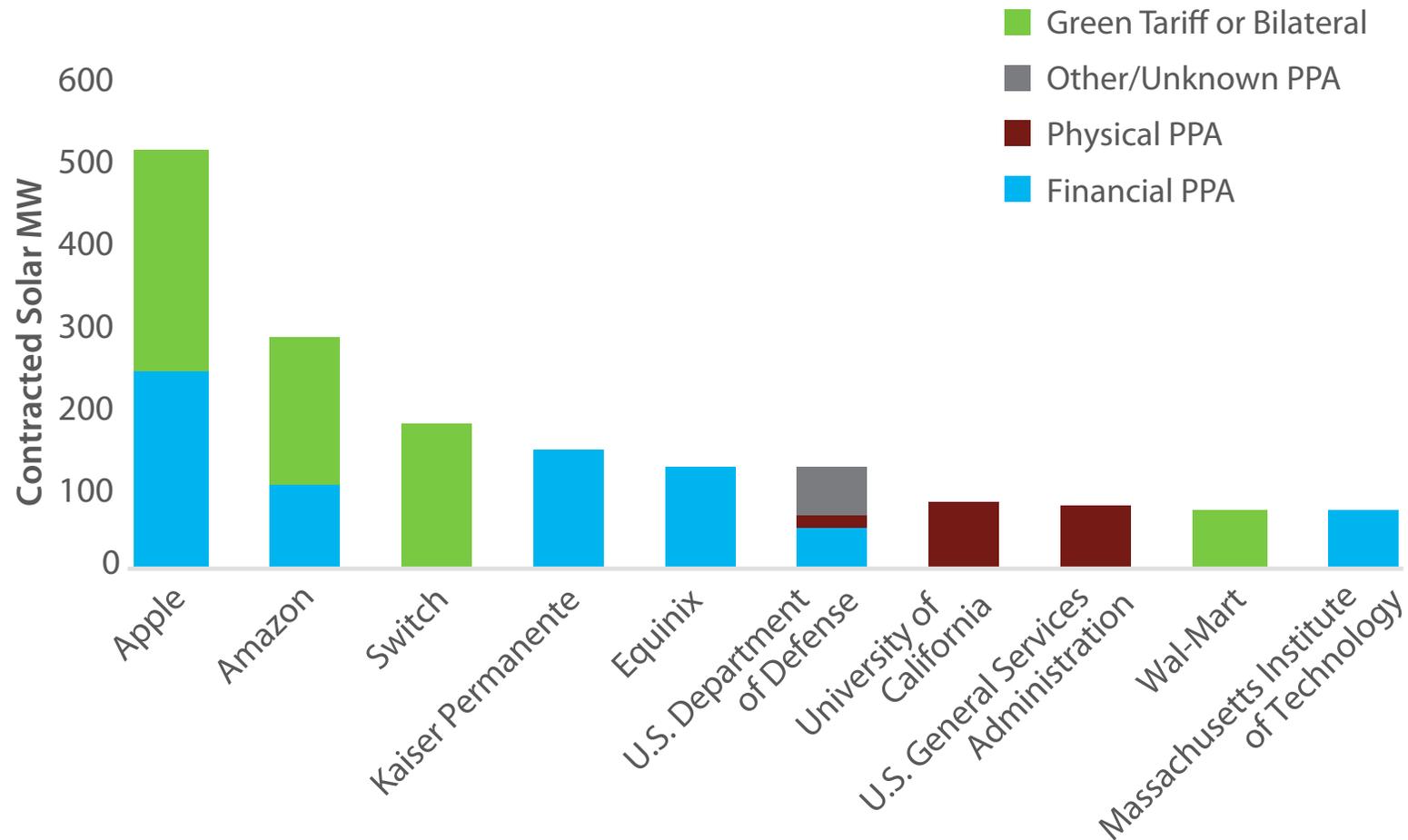


Figure 2. Top corporate purchasers of off-site solar

Note: Not all companies retain the renewable energy credits from their purchase; where renewable energy credits are not retained, no renewable or greenhouse gas reduction claim can be made by the company for that purchase.

出所：[Heeter et al.\(2017\)](#)

仮想的PPAと物理的PPA



The renewable energy generator sells its electricity in the spot market and then settles the price (based on the difference between the variable market price and the strike price) with the company who receives the associated EACs.



The renewable energy generator sells the electricity and associated EACs directly to a company.

- ・ 仮想的PPA (Virtual PPA)
- ・ 金融的PPA (Financial PPA)
- ・ 合成PPA (Synthetic PPA)

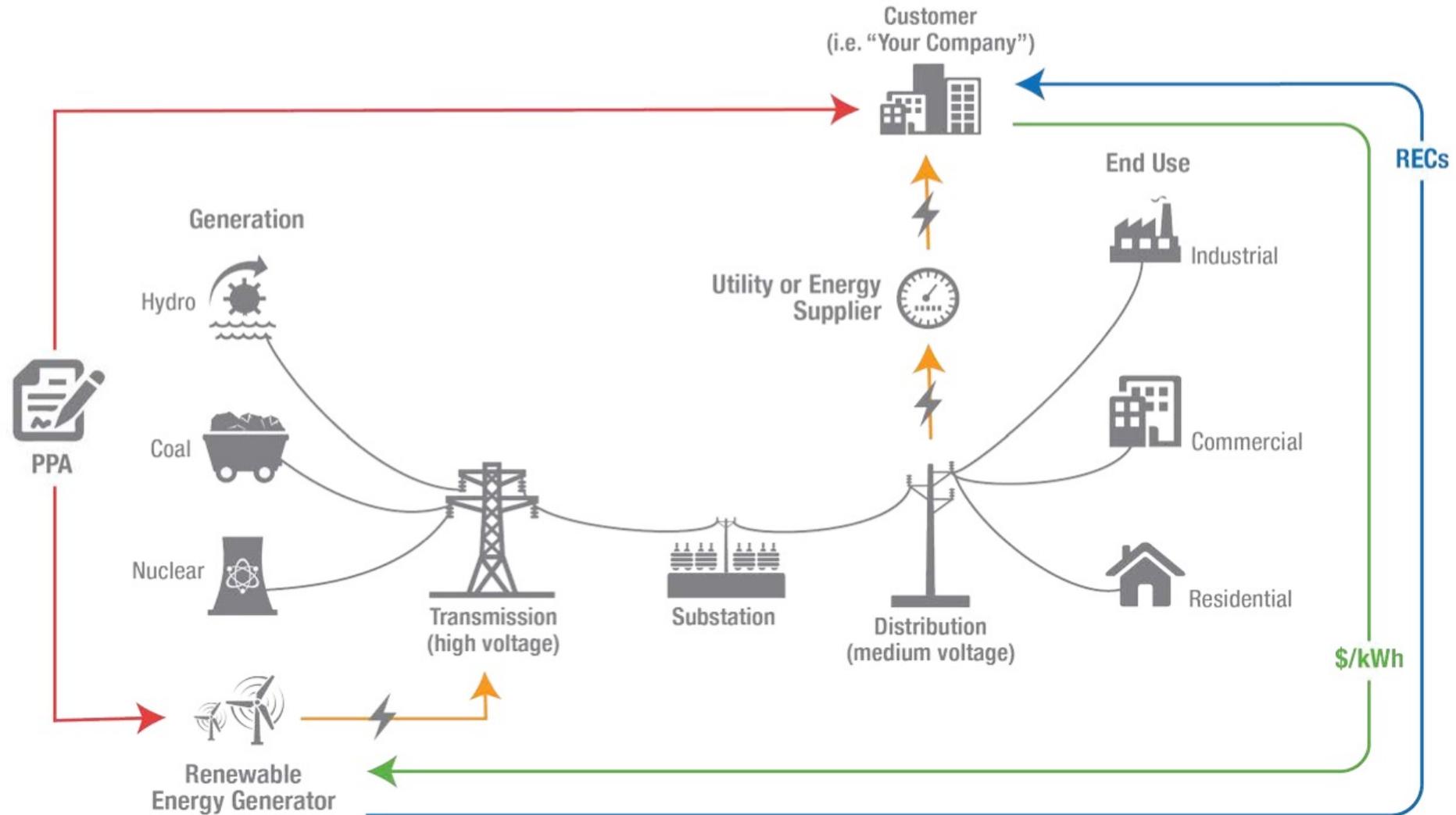
再エネ発電事業者は、電力をスポット市場に販売。環境価値について、買い手企業の証書価値を設定する。価格は、変動する市場価格とストライク価格の差額に基づく。

- ・ 物理的PPA (Physical PPA)
- ・ 袖付PPA (Sleeved PPA)

再エネ発電事業者は、電力と属性証書 (EACs) つまりRECsを、直接買い手企業に販売する。

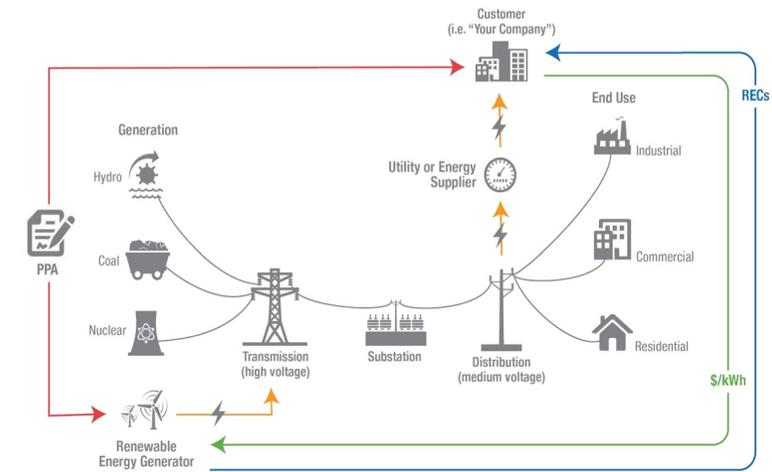
出所：[IRENA \(2018\)](#) based on WBCSD(2018)

物理的PPA（袖付PPA）の概念図

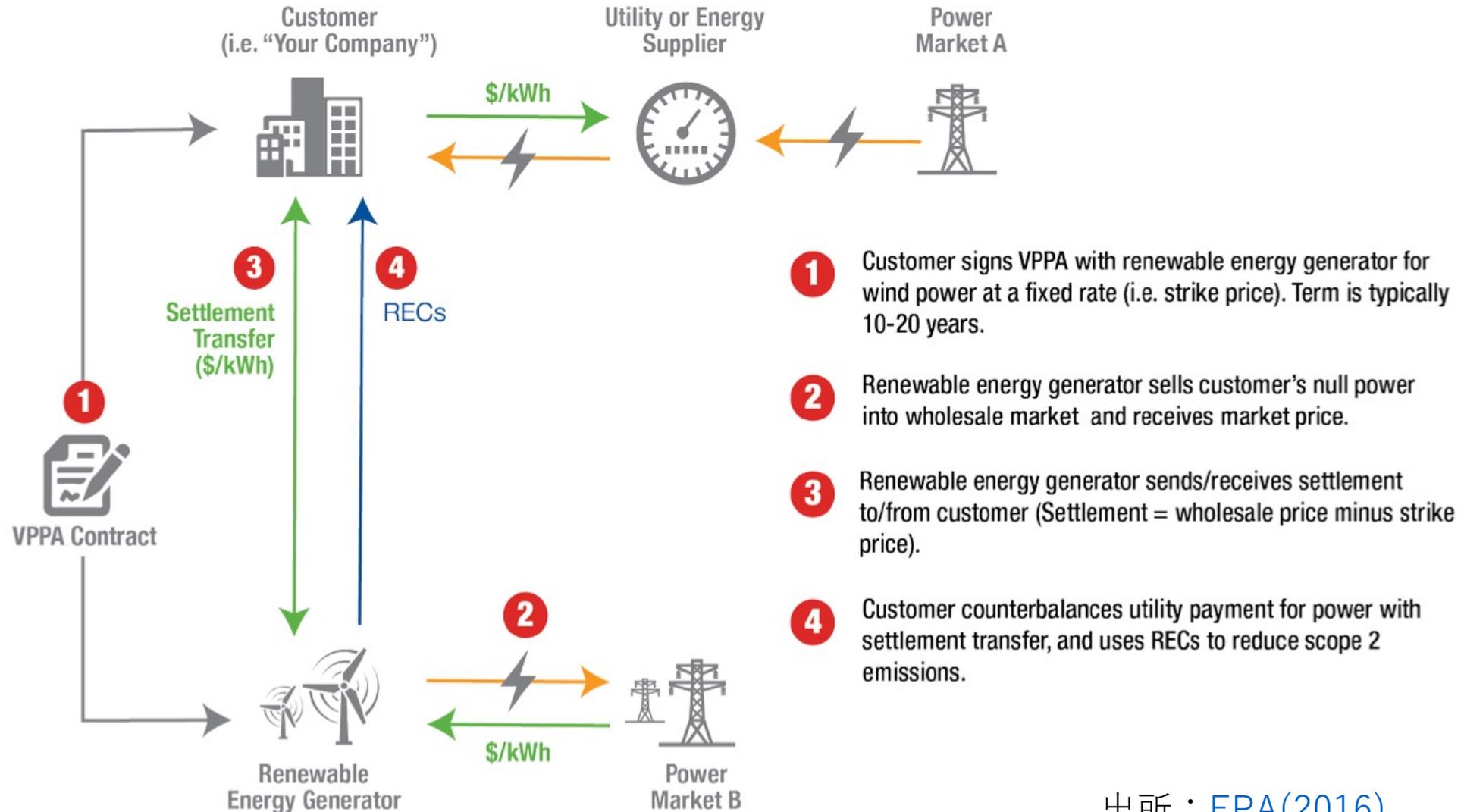


物理的PPA（袖付PPA）

- 以前からあった、「相対取引」手法
- 電力と、環境価値を、発電事業者が買い手企業に直接販売
 - 買い手企業は、電力と再エネ証書（RECs）を得る
- 再エネ発電プロジェクトと、買い手企業の需要地は、原則同じ地域の電力系統に接続していなければならない
- 直接的に、相対契約で販売することは、それを許可する州に限定される

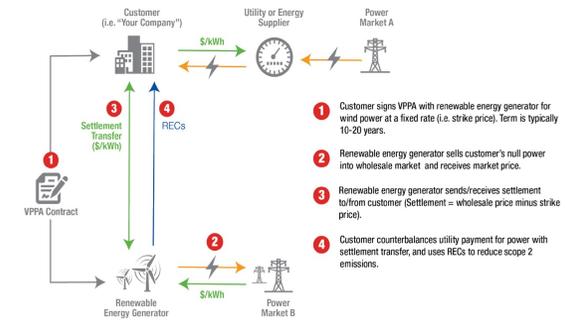


仮想的PPA（金融的PPA）の概念図



出所：[EPA\(2016\)](#)

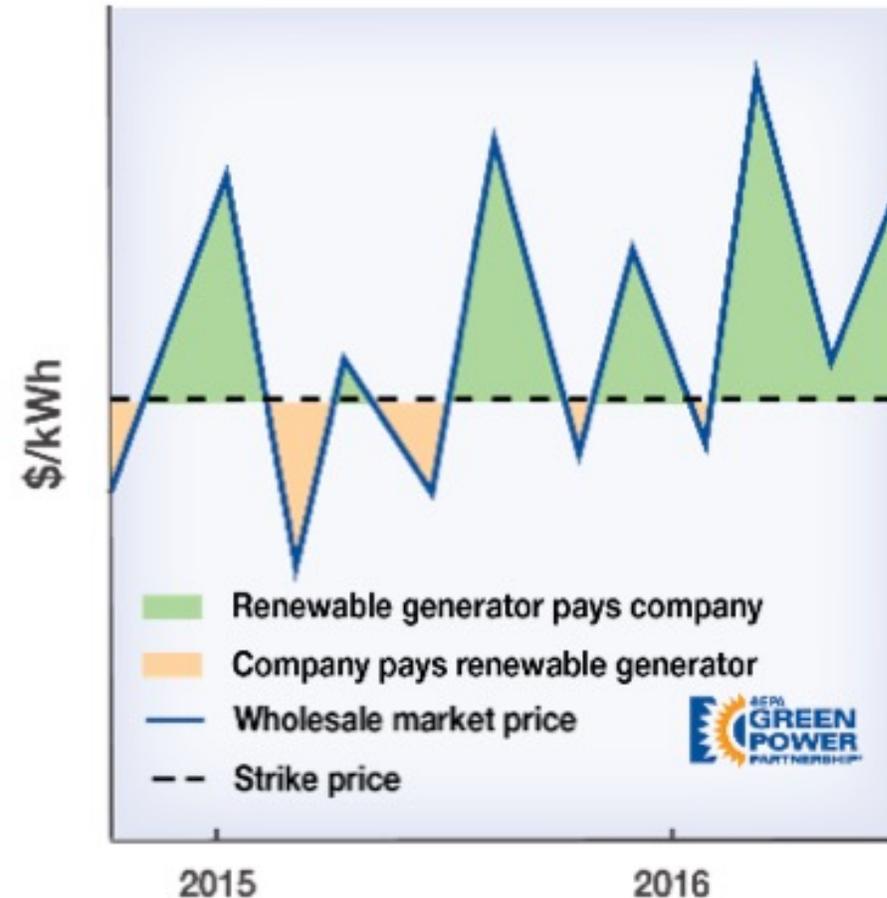
仮想的PPA（金融的PPA）の手順



- ① 再エネの買い手企業（Customer）は、再エネ発電事業者（Renewable Energy Generator）と、仮想的（Virtual）PPA 契約を結ぶ。
- ② 再エネ発電事業者は、買い手企業にとっては無効な電力を卸電力市場に販売し、市場価格でその対価を得る。
- ③ 再エネ発電事業者は、買い手企業と差金決済する。差金は、卸電力市場価格とストライク価格との差分。
- ④ 買い手企業は、既存の電力会社に電力料金を支払い、再エネ証書（RECs）を利用してエネルギー調達にかかる温室効果ガス排出量（SCOPE 2）を削減する。

仮想的（金融的）PPAにおける差金決済 (CfD: Contract for Difference)

VPPA Transfer Settlement



出所：[EPA\(2016\)](#)

仮想的PPA（金融的PPA）

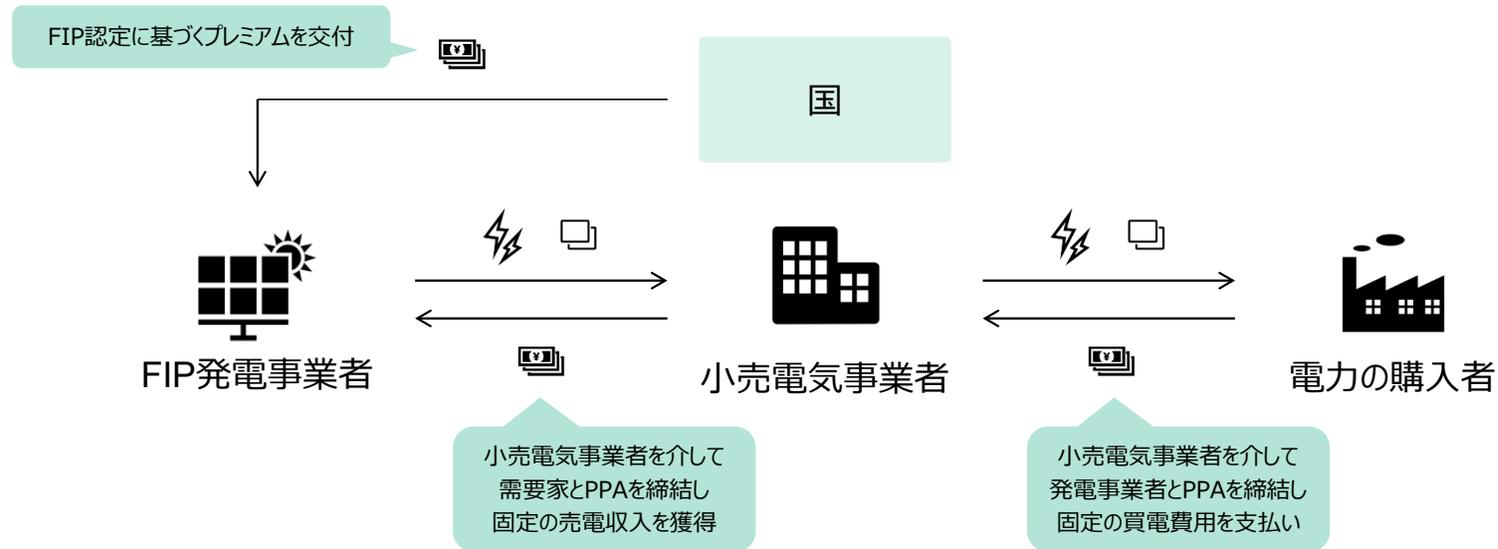
- 仮想的（金融的）PPAが、大規模なPPA市場において標準になりつつある
 - 発電所と需要地が、同じ電力系統につながっていることが要求されない
- 例) テキサスの発電プロジェクトが、ニューヨークの需要家企業と、仮想的PPA契約を結ぶ場合
 - テキサスの発電事業者
 - 電力（Wh価値）：ERCOTに販売
 - RECs(再エネ証書)：需要家企業に譲渡
 - ニューヨークの需要家企業
 - 電力（Wh価値）：NYISO管内の小売電気事業者から購入
 - RECs(再エネ証書)：発電事業者から入手
- 2010年代半ばからの、風力・太陽光の急激な成長
 - 仮想的(金融的)PPAの導入が可能になったことで実現

FIPとPPA

FIP制度下におけるオフサイトコーポレートPPA



- 2022年度開始予定のFIP制度では、発電事業者の裁量で再エネ電力の相対取引が可能であり、FIP制度の支援を受けつつ間接型オフサイトコーポレートPPAを実現することが可能である。



FIP制度と間接型オフサイトコーポレートPPAの両立により
FIP制度の支援を受けつつ再エネ電力を販売することが可能

出所：[環境省 \(2022\)](#)

1.3. DER (Distributed Energy Resources)

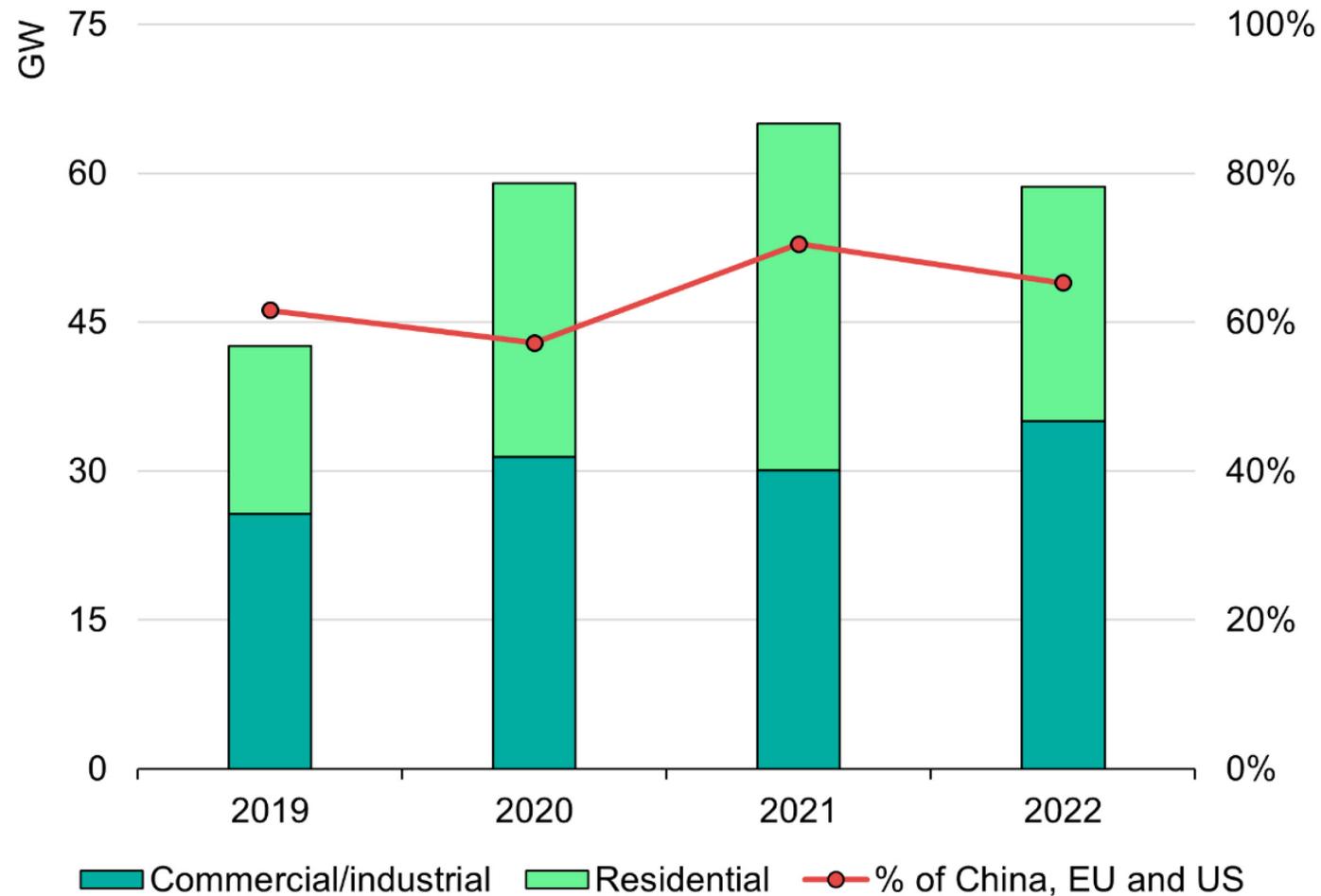
-分散型電源の市場開放

DER (Distributed Energy Resources : 分散型電源) の定義

- 米国連邦エネルギー規制委員会 ([FERC, 2022](#))
 - DERは、配電システムやそのサブシステム、または、需要家のメーターの背後 (Behind the Meter) にあるリソース。DERには、蓄電リソース、分散型発電、デマンドレスポンス、省エネ、蓄熱、電気自動車や、その供給施設が含まれる。
- 欧州委員会 ([EC, 2015](#))
 - DERは、主に低圧 (配電網)、または最終需要家の近くに接続された、小規模から中規模のリソースで構成される。鍵となるカテゴリーは、分散型発電、エネルギー貯蔵、デマンドレスポンスである。
- オーストラリアエネルギー市場委員会 ([AEMC, 2020](#))
 - DERは、家庭や企業でエネルギーを生産、貯蔵、管理できる装置であり、ビ
インド・ザ・メーター装置と呼ばれることもある。それらは、屋根上太陽光
発電、エネルギー貯蔵、デマンドレスポンス、電気自動車、エネルギー管理
システムが含まれるが、これらの技術の多くが、必ずしもメーターの背後だ
けにあるわけではない。

分散型太陽光発電容量の増加分 (2019-2022)

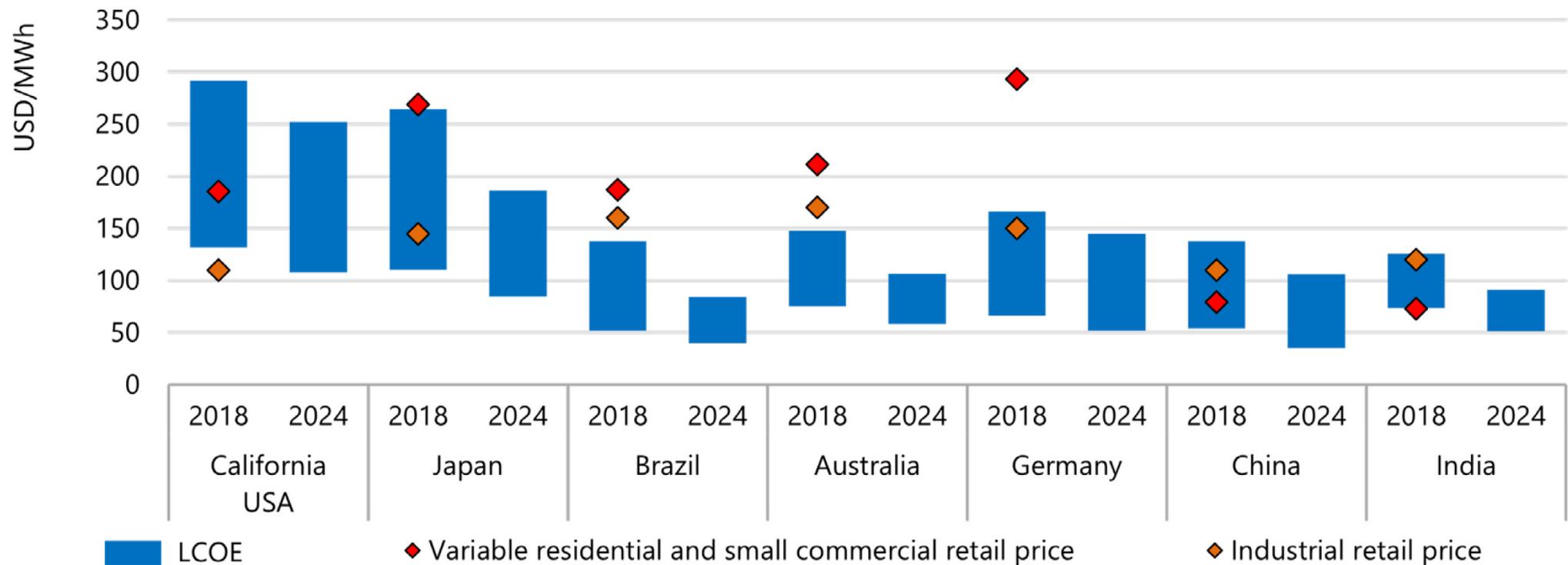
Annual distributed PV capacity additions, 2019-2022



出所：[IEA \(2021\)](#)

分散型太陽光発電システムのLCOEと小売価格

LCOE for distributed PV systems and variable retail electricity prices, 2018/19



IEA. All rights reserved.

出所：[IEA \(2019\)](#)

DERをどう市場統合していくか

- 4つの重要な要素

1. DERと配電システムの可視化
2. DERの系統連系の強化
3. 卸売市場と需給調整市場を、DERにも開放
4. DERの公正な市場報酬の保証

[IEA\(2022\)](#)

1. DERと配電システムの可視化

- 送電システムは自動化のレベルが高く、リアルタイムのデータが提供できる
 - 配電システムの自動化は、小規模なため予測可能な自動化が不十分
 - 配電分野では広範な監視が行き届いていない
 - とりわけ自家消費分 (Behind the Meter)
- より多くのDERがエネルギーシステムに入るにつれ、不十分な可視性は多くの課題を生み出す
 - プロシューマー (需要家) の行動はさらに多様化する
- 送電部門も、配電システムとDERの機能、相互作用をより把握する必要性
 - 送電部門も、DERを需給調整に使う可能性

2. DERの系統連系の強化

- 系統連系ルールは、系統の信頼性でなく、DERの経済性にも大きな影響を与える
 - 売電できるか？
 - 系統使用料、増強費用の支払はいくらか？
- 分散型太陽光発電等DERの普及が進むと、配電系統に課題が生じる可能性
 - DERの系統連系ルールの進化の必要性
 - 逆潮流（売電）の制限は、DERの持続的成長を危うくする可能性
- DERの成長を維持しながら、電力系統の信頼性を保護するDERの系統連系ルールを策定する必要

取組事例

- 信頼性確保のためのグリッドコードの更新
 - [IEEE, Hawaiian Electric](#)
 - [Australian Energy Market Operator \(AEMO\)](#)
 - [German Grid Codes \(VDE FNN\)](#)
- 潜在的なチャレンジへの準備
 - [Minimum System Load Protocol \(AEMO\)](#)
- 柔軟な系統連系アレンジ
 - [Flexible Plug and Play \(UK Power Networks\)](#)
 - [Advanced VPP Grid Integration \(SA Power Networks, AUS\)](#)
- ローカル・フレキシビリティ
 - [Flexible Exports \(UK Power Networks\)](#)

3. 卸売市場と需給調整市場を、DERにも開放

- 電力卸売市場や需給調整市場は、大規模発電事業者、小売事業者を統合するように設計することで、市場の効率性と信頼性を確保している
- 小規模のリソースにも市場を開放することで、市場の効率性を改良することができる
 - DERは、従来型発電機よりも、費用効率的に柔軟性を供給することができる
- システム全体に分散している小規模のリソースは、ある地点の事故被害を減少させ、システムの信頼性を向上させる
- しかし、システムオペレーターにとっては、小規模リソースを統合する移行期には、チャレンジとなる

取組事例

- 独立系のアグリゲーターの市場参加を認める
 - [Sonnen Community](#)
 - [Autobidder \(Tesla\)](#)
 - [FERC](#)
- 独立系のアグリゲーターの役割と責任を明確にする
 - アグリゲーターと、BRP (BG)、TSO間
- 小規模リソースを差別しない、市場商品の再デザイン
 - 需給調整市場ではとくに、物理的制約がある
 - [100kW resource aggregation \(FERC\)](#)
- 新しいリソースの本質的な特徴を反映した市場参加モデルの開発
 - 蓄電池等

4. DERの公正な市場報酬の保証

- DERは、需要地の近くに位置する使いやすい電源
- ほとんどのDER（太陽光発電、蓄電池）の価格は、急速に下落している
 - 市場に参加することで、利益を得るポテンシャルが増えている
- DERが利益を得るポテンシャルは、市場が適切にデザインされる必要性
 - 時間的、場所的な柔軟性の価値に対する公正な報酬
- 刻々と変化する電力システムの状態を反映した市場価格に、時間と場所を加える
 - 長期的なアデカシーを確保するための容量報酬メカニズム
 - 静的なピーク容量よりも、動的かつ柔軟な容量のニーズを反映
- こうした改善により、DERは経済的に魅力的になる
 - 同時に、電力システムの信頼性が強化される可能性

取組の方向性

- 当日市場、リアルタイム市場の取引・決済時間を短くすることで、一時的な市場価格の精度を改善する
- ノード価格設定、柔軟性市場などを通じて、地点別価格シグナルの精度を改良する
- DERの柔軟な容量の価値を保証する
 - 容量メカニズムに、リアルタイム市場価格高騰が発生する仕組み（Scarcity Pricing）を導入する
- 系統信頼性を維持しながらDERがいくつかの収益源を得られるような、送配電系統運用者を含めた市場ルールと調整プラットフォームを確立する

まとめ

再エネの市場統合プロセス

1. FITによる導入促進期
 - 発電コストの低減
2. FIPによる市場統合期
 - 自立のためのステップアップ
3. 需要家主導のPPAによるGX
 - UDA(User-Driven Alliance)モデル
4. DER価値の顕在化
 - 分散型電源のメーターの背後 (Behind the meter)を開放する
5. 完全市場統合