

# 同時市場における変動性再エネの取り扱いについて

2023年10月23日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（以下、作業部会）の取りまとめにおいて、変動性再エネ電源の取扱いについては、FIT電源・FIP電源・非FIT電源が併存していることを念頭に、FITの特例制度やFIP制度の趣旨や運用を尊重することを基本とし、同時市場（電源起動・出力配分ロジック）で扱う際の入札方法や、SCUCの計算の際の変動性再エネ電源の出力予測主体等について検討を行う必要があるとされていたところ。
- また、第1回本検討会（2023年8月3日）において、日本は米国に比べて変動性再エネの導入量が比較的多く、加えてThree-Part Offerによる同時最適とFIT・FIP制度の融合（市場統合）については、世界でも類を見ない取り組みになるとお示したところ、オブザーバーより、変動性再エネが大量導入される中、どのように運用していくのか、2032年以降卒FIT（非FIT）が増加し市場統合していく中でどのように活用していくのか、丁寧に議論していくことが重要との意見も頂いたところ。
- 今回、作業部会の議論や検討会での意見等を踏まえつつ、同時市場における変動性再エネの取扱いの整理や論点提起をしたため、その内容について、ご議論いただきたい。

1. 議論状況の振り返り
2. 現行のFIT・FIP制度の概要
3. 変動性再エネと市場全体の起動停止計画との関係性
4. 変動性再エネに関する諸契約と事業者の入札方法

1. 議論状況の振り返り
2. 現行のFIT・FIP制度の概要
3. 変動性再エネと市場全体の起動停止計画との関係性
4. 変動性再エネに関する諸契約と事業者の入札方法

- 変動性再エネ電源にはFIT電源・FIP電源・非FIT電源が併存しており、FITの特例制度やFIP制度の趣旨や運用を尊重することを基本に、詳細は今後検討することが必要とされていた。
- これらは大きく、インバンスリスクがない（市場関係なく出力される）FIT特例①・FIT特例③（以下「FIT電源①③」という。）と、インバンスリスクがある（市場統合されている）FIT特例②・FIP・非FIT（以下「FIP電源等」という。）に分類される。

### 再エネ電源（入札方法等）

- 以下、FIT電源（※）、FIP電源、非FIT電源が併存していることを念頭に検討。  
（※）インバンス特例制度として、FIT特例①（TSOがFIT事業者に代わって発電計画を作成し、小売にその発電計画値を割当て）、FIT特例②（FIT電源を買い取った事業者（小売電気事業者）がインバンスを調整）、FIT特例③（TSOが買い取ってスポット市場に投入）の3つが存在。
- **FITの特例制度やFIP制度の趣旨や運用を尊重することを基本とし、詳細は今後検討することが必要**であるが、**P.29の選択肢①や②のように、全量市場を経由して売買を行うこととした場合には、その入札方法等については、下表のような整理が考えられるか。**なお、入札にあたって発生しない費用がある場合（太陽光発電や風力発電の場合における起動費や最低出力費用等）、そのような項目については、0円又は登録なしとして入札を求めることが考えられるか。
- また、FIT特例②やFIP電源、非FIT電源（以下総称して「FIP電源等」という。）については、BGがFIP電源等の出力を予測することが前提となるため、GCまでどのように計画値同時同量を達成するかという点とも関係するため、**時間前市場の詳細設計も重要であり、次回以降検討**をすることとしたい。

#### P.29の選択肢①や②のように、全量市場を経由して売買を行うこととした場合に考えられる入札方法等

電源種	入札方法等	再エネ予測誤差の調整
FIT特例①	・ FIT事業者と小売電気事業者が事前に相対契約を締結した上で、当該電源の発電契約者・アグリゲーター（以下「発電契約者等」）が市場に入札（TSOが発電量を予測して通知）。	・ 三次調整力②（ΔkW-Ⅲ）で調整。
FIT特例②	・ FIT事業者と小売電気事業者が事前に相対契約を締結した上で、発電契約者等が市場に入札（当該電源の発電契約者等が発電量を予測して、入札量を決定）。	・ 再エネ予測誤差はBGサイドが調整。そのため、時間前市場の流動性の向上が重要。
FIT特例③	・ TSOが市場に入札（TSOが発電量を予測して、入札量を決定）。	・ 三次調整力②（ΔkW-Ⅲ）で調整。
FIP電源、非FIT電源	・ 当該電源の発電契約者等が市場に入札（当該電源の発電契約者等が発電量を予測して、入札量を決定）。	・ 再エネ予測誤差はBGサイドが調整。そのため、時間前市場の流動性の向上が重要。

38

- また、同時市場における電源起動・出力配分ロジックにおけるFIP電源等の出力を、BG計画所与とするか、それともTSOの出力予測量を用いるかについては、FIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて、安定的・効率的な運用方法となるよう検討することが必要とされていた。

### 再エネ電源（SCUCの際の再エネ出力量の諸元）

- 前日同時市場でのSCUCの計算（P.15におけるPass 2、Pass 4）の際に、**FIP電源等の出力は、BG計画を所与とするか、それとも、現状のFIT特例①のようにTSOが独自に算出した再エネ電源の出力予測量を用いることとするか。**（※）  
（※）現行制度においては、出力が変動する太陽光発電や風力発電については、BGが計画提出したFIP電源等の出力量ではなく、TSOが別途予測した発電量を諸元として、TSOは系統全体の電源の運用を行っている。
- これまでの議論において、**需要に関しては、前日断面でのBGの需要予測に比べて、TSO予測需要の方が精度が良かったことから、TSO予測需要基準で電源起動の判断等を行う方向で検討しているところ。**同様に考えると、**（仮にFIP電源等の出力予測がTSOの方が精度が高いのであれば）FIP電源等についてもSCUCに関してはTSOの出力予測値を用いるという考え方は整合的のように思える。**
- 一方、今後、**FIP電源等の導入量が増加し、かつ、太陽光・風力といった変動性の再エネについて、インバランス発生量を最小化にする観点や収益最大化のために発電所に蓄電池等を併設することなどが増加することが想定**されること。この場合、**FIP電源等について、発電量を合理的に判断できるのは、TSOではなく、BGとなる。**この場合、**BG計画を所与としてSCUCを行うことが適当と考えられる。**
- 以上を踏まえると、本論点については、**FIP電源等の導入量やアグリゲートの実態に応じて、安定的・効率的な運用方法を検討することが必要となるのではないか。**

検討上の考慮事項①（再エネ電源・制度）

3

- 米PJMは、変動性再エネ（太陽光・風力）の導入量は未だ多くなく、同時最適ロジックにおいて再エネをどのように扱うかについては今後検討される予定（CAISO、ERCOT等は導入量が多く、制度的には先行している模様）。
- また、米国電力市場にはFIT・FIP制度は存在せず、Three-Part Offerによる同時最適とFIT・FIP制度の融合（市場統合）については、世界でも類を見ない取り組みになると考えられる。

＜各国の変動性再エネ設備導入量＞  
（四捨五入の関係で数値は一致しない場合あり）

	ピーク需要 [万kW]	変動性再エネ設備導入量 [万kW]※1			年度
		PV	風力	合計	
PJM	14,793	484 (3.3%)	1,123 (7.6%)	1,608 (10.9%)	2021
CAISO	5,206	1,597 (30.7%)	795 (15.3%)	2,392 (45.9%)	2022
ERCOT	8,004	1,481 (18.5%)	3,623 (45.3%)	5,105 (63.8%)	2022
日本	16,461	6,476 (39.3%)	444 (2.7%)	6,920 (42.0%)	2020
	15,337	11,760 (76.7%)	2,360 (15.4%)	14,120 (92.1%)	2030※2

※1 ( ) 内はピーク需要に対する変動性再エネ設備量の割合  
※2 第6次エネルギー基本計画（野心的水準）をもとに作成

### ■ 増川オブザーバー

まず、やはりこの検討において一つ重要なポイントは、変動性再エネが大量に導入されて、今までと全く異質なものを、火力のように燃料代もかからないし、起動停止のコストもかからないような電源がたくさん入っていったときに、どういうふうに系統運用、市場の設計をするのが日本全体で見たときの最適化になるのかという観点が非常に大事だと思っております、特に、2032年以降は太陽光の場合、卒FITの電源がたくさん出てきて、まさにこれから市場統合が始まってくるわけですがけれども、そういった大量の変動性再エネが市場統合していく中で、それをどういうふううまく活用していくのが日本全体にとって一番いいのかという視点が大事なかなというふうに思っております。

(中略) 特にフィードインプレミアム、FIPなり卒FITした変動性再エネの調整力としての扱いをどうするかということも一つ大きなポイントかなと思っております、例えば今の約定価格がゼロ円になった場合というのは、この同時市場の中では調整電源としての扱いになるようなイメージだと思うんですね。そのときにどういうふうに扱ってどうするか、何が一番全体最適の上で望ましいかというのは考えていく必要があるかなというふうに思いましたので、その点におきまして追加でコメントさせていただきます。

### ■ 西浦オブザーバー

本検討会におきましても、我が国の電力システム、電力市場のアップデートを検討するに当たって、再エネの最大限の導入、市場統合を念頭に、それに対応した需給運用・市場システムを目指すという、勉強会以来の流れをくんでいただいているというところについて、再エネ事業者の団体としてはありがたく思うとともに、我々も今後しっかりと検討に貢献していかなければならないと考えております。

具体的には、資料5の12ページで示されているとおり、事業者の実務の影響の辺りは、事業者団体のオブザーバーとして期待されているポイントかと考えておりますし、関係法令等の関連整理というところも気になるところでございますので、その辺りを中心に今後コメントしていきたいと考えております。どうぞよろしくお願いいたします。

1. 議論状況の振り返り
2. 現行のFIT・FIP制度の概要
3. 変動性再エネと市場全体の起動停止計画との関係性
4. 変動性再エネに関する諸契約と事業者の入札方法

- FIT制度において、再エネ導入促進のため、FIT電源①③の発電量（実績）については、買取義務者（FIT特例①：小売電気事業者、FIT特例③：TSO）が、固定価格で全量買い取る仕組みとなっている。
- FIT特例①の場合、買取義務者（小売電気事業者）においては、自身の売電計画（自社供給、卸市場売り）に関係なく、全量買取を義務付けられており、これをそのまま同時同量計画に反映するだけだと、買取義務者は常にインバンスリスクに晒されることとなるため、買取義務者（小売電気事業者）は、TSOからの計画配分（前日6時再通知分）以降の当該FIT電源の変動に関する同時同量達成義務は免除される。また、当該FIT電源の計画値と実績値の差分はインバンスとなるも、インバンス精算を回避可能費用（≒スポット価格）にて行うことで収支を±0とする仕組みが設けられている。
- FIT特例③の場合、買取義務者（TSO）においては、計画配分（前日6時の再通知分）に従って、スポット市場に売り入札を行うこととなっている。
- また、計画配分（再通知）以降の予測誤差に対しては、TSOが調整力の調達（ΔkW確保：三次調整力②）・運用（上げ下げ調整）等によって需給一致を行っている状況であり、この収支はFIT賦課金やインバンスリスク料で相償している。

		FIT事業者	FIT特例①： 小売が買取義務者	FIT特例③： TSOが買取義務者	TSO
同時同量 達成義務	下振れ時	なし	計画配分 (前日6時再通知)	計画配分（前日6 時再通知）に従って、 スポット市場で売電	計画配分以降のΔkW確保 + GC以降の上げ調整
	上振れ時				優先給電ルールでの抑制 + GC以降の下げ調整
インバンス リスク	不足		インバンスになるが 回避可能費用で 精算（収支±0）		ΔkW（前日～GC）：FIT賦課金 上げ下げ調整：インバンス収支 （インバンスリスク料で補填）
	余剰				

### FIT特例制度における再エネ予測誤差

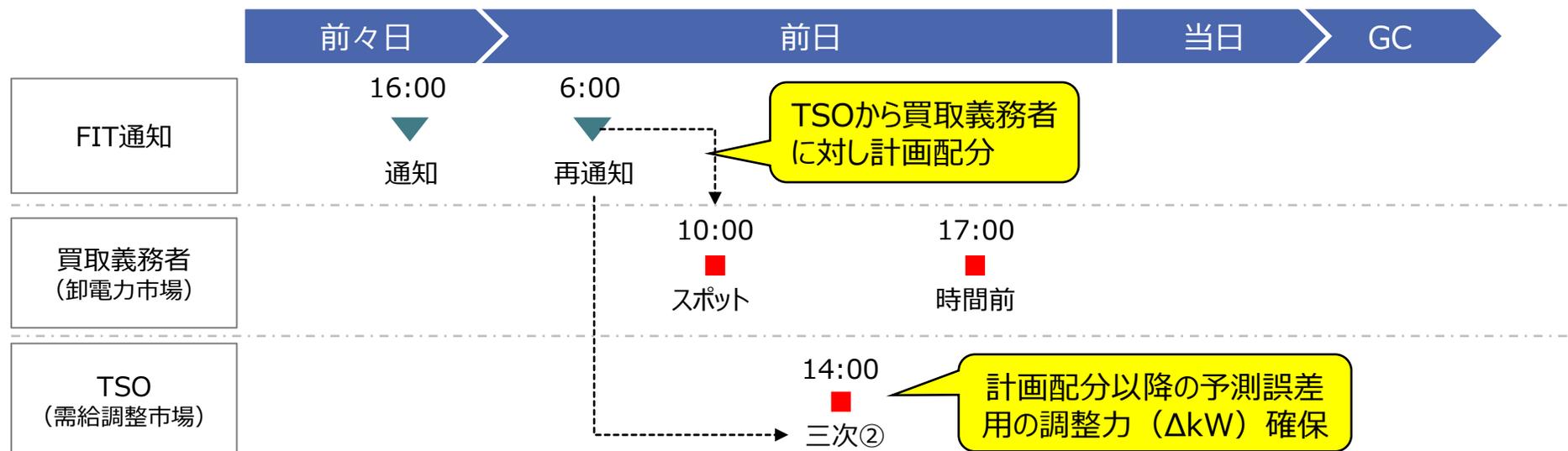
6

- FIT特例制度がない場合、前述のとおり再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
  - 他方、FIT特例制度①※に関しては、一般送配電事業者が前々日に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値としており、実需給まで計画の見直しを行わない。
  - このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日から実需給の予測誤差」となる。
- ※ FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。
- ※ 現在は前々日から前日6時に見直されている



- 通常であれば、発電事業者が発電（GC時の同時同量）計画を策定するところ、FIT電源①③を保有する事業者に関しては、発電事業者自身で計画策定することなく、買取義務者（FIT特例①であれば小売電気事業者。FIT特例③であればTSO。）が代行で計画策定することになっている。
- また、FIT特例①では、買取義務者（小売電気事業者）についても、FIT発電量の計画配分に対し、それ以降の当該FIT電源の変動に関する同時同量達成義務は免除され、FIT特例③では、買取義務者（TSO）が卸電力市場を通じた売電を行う。
- FIT発電量の計画配分については、TSOから買取義務者に対し前日6時頃に行われており、これは取引量の多い前日スポット市場で確実に売電すべく、前日スポット市場の締切（10時）を踏まえて設定※されている。
- また、計画配分以降の下振れ（予測誤差）に備え、TSOは前日需給調整市場で、三次調整力②として $\Delta kW$ を調達しており、この締切時間（14時）については、再通知時間および調整力提供者の応札準備時間を踏まえて設定されている。

※ 制度設計当時、時間前市場の取引量は十分でなく、計画上振れ時の売電（あるいは下振れ時の買電）が上手く行かない際の混乱が懸念された。



- FIT特例①の計画配分が遅くなった場合、BG（買取義務者）は時間前市場や自社電源での調整が必要となり、制度設計当時、時間前市場の取引量は十分でなく、大きな予測誤差が生じる場合には混乱が生じるおそれがあるとされた。

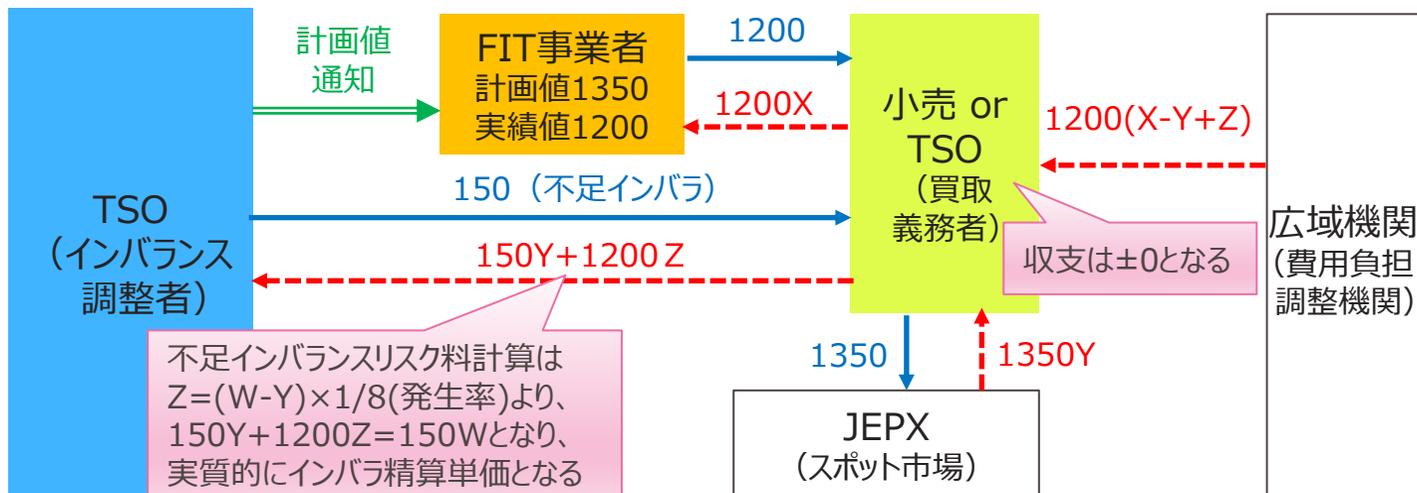
### 論点②：スポット市場との関係(BGの発電計画)

- 現在の運用上、**各BGは**、主にスポット市場で発電量の調整を行っているが、その際、実需給断面の**前々日16時**にFIT特例①の発電予測量を一般送配電事業者から**通知された後、その通知量を踏まえて、前日10時までにスポット市場に入札**を行っている。
- 仮に、スポット市場(前日10時入札〆切)への入札計画への反映に間に合わないタイミングで通知が行われる場合、以下の懸念が生じる。
  - ✓ BGは、スポット市場入札時点でFIT特例①の予測量が確定できないため、時間前市場や自社電源での調整が必要となる。他方、現状、**時間前市場の取引量は十分でなく**、大きな予測誤差が生じる場合には混乱が生じるおそれがある(※)。
  - (※) ただし、ドイツをはじめとした一部海外においては、FIP制度の下で再エネ予測をBG自身が行うことで実需給断面直前までBGが調整を行う運用をしている実態もあるため、これらの事例も踏まえつつ、中長期的に取り組むべき事項として引き続き検討を行うことが重要。
  - ✓ また、卸市場の流動性向上を図る観点から、旧一般電気事業者に対しては、スポット市場及び時間前市場の入札時点において、自社需要の0~1%相当以上の予備力を超える電源について、それぞれ市場へ投入する予備力削減等の取組を資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会及び電力広域的運営推進機関より求めているところ、**この考え方についても再整理が必要**となる。

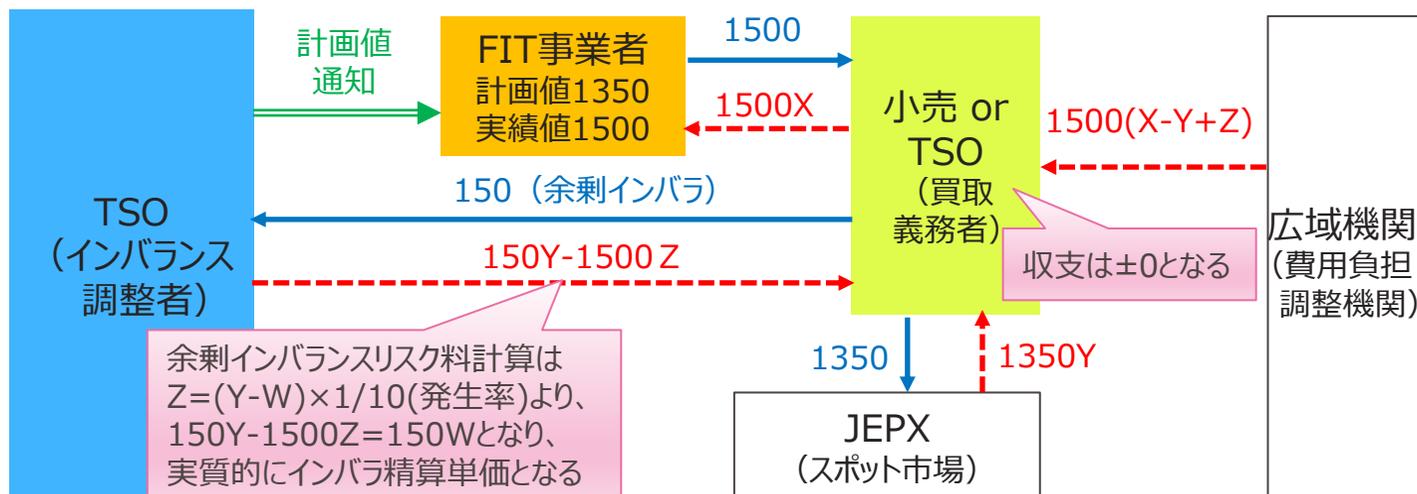


■ また、買取義務者の計画値と実績値の差分はインバンスとなるも、インバンス精算を回避可能費用（≒スポット価格）にて行うことで収支を±0とし、また広域機関（費用負担調整機関）がインバンスリスク料（FIT賦課金）を交付することでTSO収支への影響を相償する（実質的にインバンス精算単価にする）制度が設けられている。

## 【不足インバラ時】



## 【余剰インバラ時】

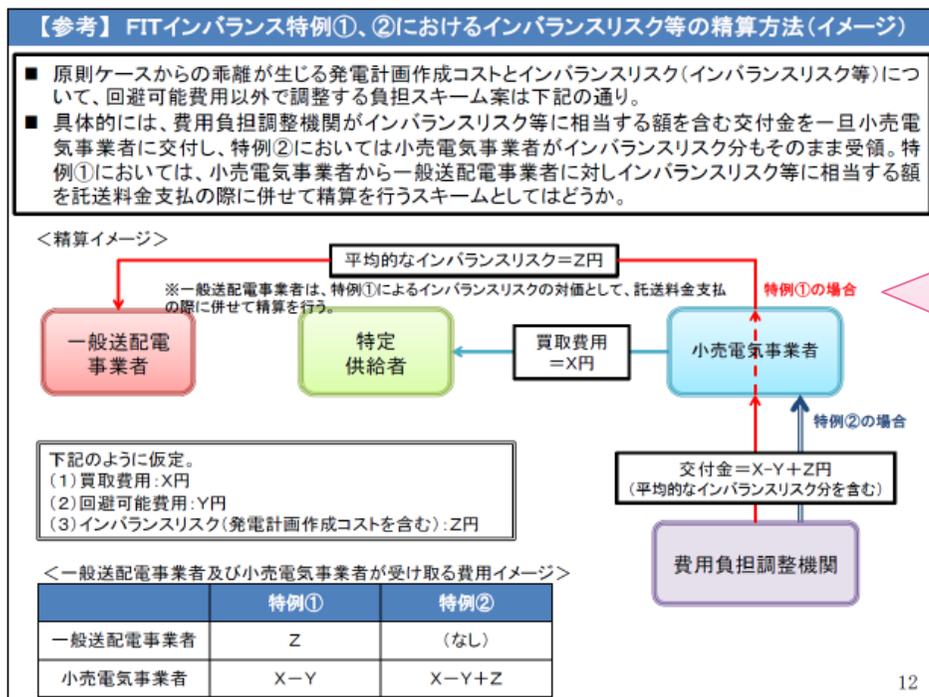


W: インバンス精算単価  
 X: FIT固定買取価格  
 Y: 回避可能費用  
 ≒ スポット市場価格  
 Z: インバンスリスク料

- FITのインバランスク料については本来、再エネ事業者が負うものであるが、固定買取制度の元、インバランス精算は買取義務者となり、かつ、買取義務者の収支をゼロとする制度であることから、インバランスク料は計画配分を行うTSOが負っている状態となっており、本来の負担の在り方から、計画配分を行うTSOのインバランス精算の影響分を補填すべく、インバランスク料という仕組みが整備されている。

### インバランスク料による補填の仕組み

- 一般送配電事業者は、FIT特例①の回避可能費用によるインバランス精算の影響分をインバランスク料による収入により補填される仕組みとなっている。



第6回買取制度運用WG  
事務局資料(2015.5)

・当初は、年度毎の単価設定(平均)となっていたが、システム対応(2022.4)により、30分コマ毎の算定が可能となった

・不足インバランスのみ発生時は  
 $\text{インバランスク料} = (\text{不足インバランス単価} - \text{回避可能費用}) \times \text{発生率}$

・余剰インバランスのみ発生時は  
 $\text{インバランスク料} = (\text{回避可能費用} - \text{余剰インバランス単価}) \times \text{発生率}$

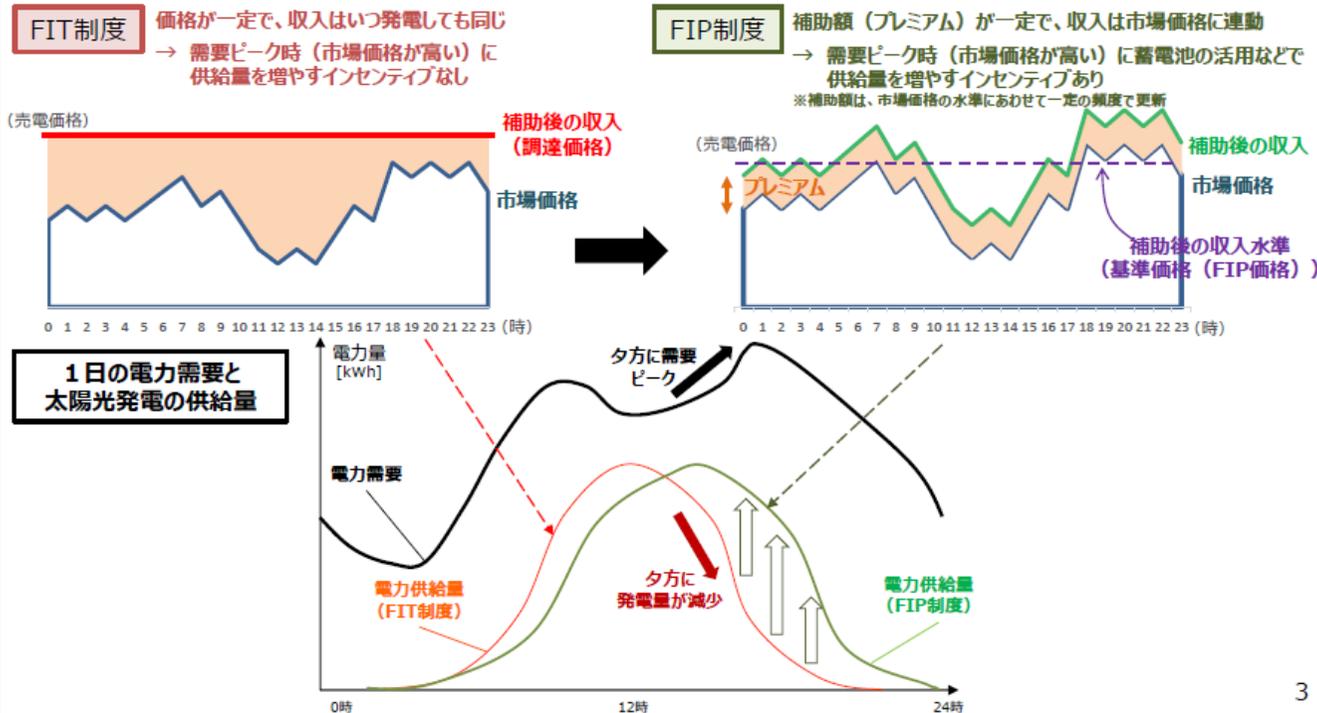
・また、マイナス値となっても可

- FIP制度は、FIT制度と異なり発電量の固定価格での買取りではなく、スポット市場の売電収入と発電実績に応じた補助金（プレミアム）を支給する、電力市場と連動した（市場統合された）再エネ導入支援制度となっている。
- そのため、FIP電源と非FIT電源で補助金有無の違いはあるが、再エネ事業者自身に、同時同量達成義務ならびにインバランリスクが存在する点では、通常の発電リソースと同様になる。

## （参考）市場連動型の導入支援（FIP制度）

2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料2（一部加工）

- 大規模太陽光・風力等の競争力ある電源への成長が見込まれるものは、欧州等と同様、**電力市場と連動した支援制度へ移行。**

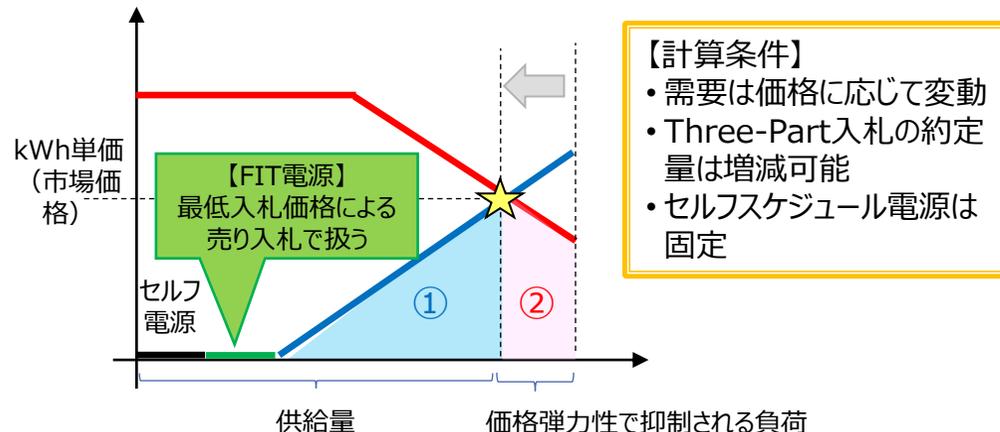


1. 議論状況の振り返り
2. 現行のFIT・FIP制度の概要
3. 変動性再エネと市場全体の起動停止計画との関係性
4. 変動性再エネに関する諸契約と事業者の入札方法

- 前回の本検討会資料3において、時間前市場の設計と調整力確保のタイミングについて、2つのイメージ（「①前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」を以下「イメージ①」、「②前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」を以下「イメージ②」という。）を提示したところ。
- どちらのイメージにしても、FIT制度における同時同量達成義務やインバンスリスクが現行制度と同じと仮定するのであれば、FIT電源①③（買取義務者による買取分）の前日同時市場における取り扱い自体は、現行と大きく変わらないと考えられるか。具体的には、TSO予測に基づく計画配分値について前日同時市場を通じて取引する場合は、限界費用のみの最低入札価格（現行0.01円/kWh）で売り入札することになるため、同時市場（SCUCロジック）においても、成行約定に近い※通常の電源と同じように取り扱うことになると考えられる。
- 一方で、時間前断面でどのような取り扱いをすべきかについては、時間前市場の仕組み等によっても変わり得るため、それらと合わせて検討を進めていく必要がある。

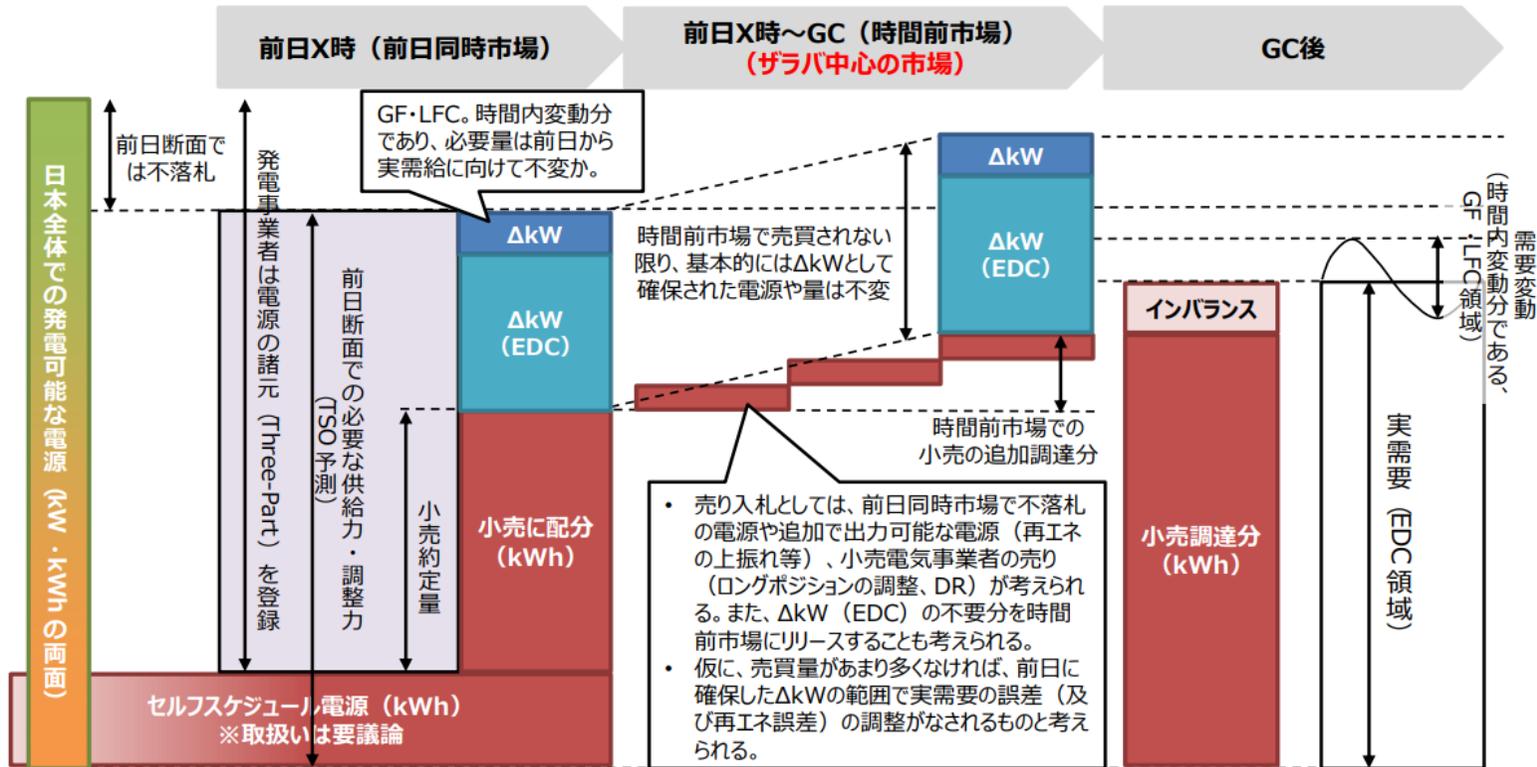
※ 最低入札価格である0.01円/kWhで入札したとしても、同価格の売札量が買札量を上回った場合、約定はプロラタ按分となり売れ残りが発生する（エリアプライス0.01円/kWhの時、発生している事象）

### 価格弾力性を考慮した電源起動・出力配分の最適化ロジック



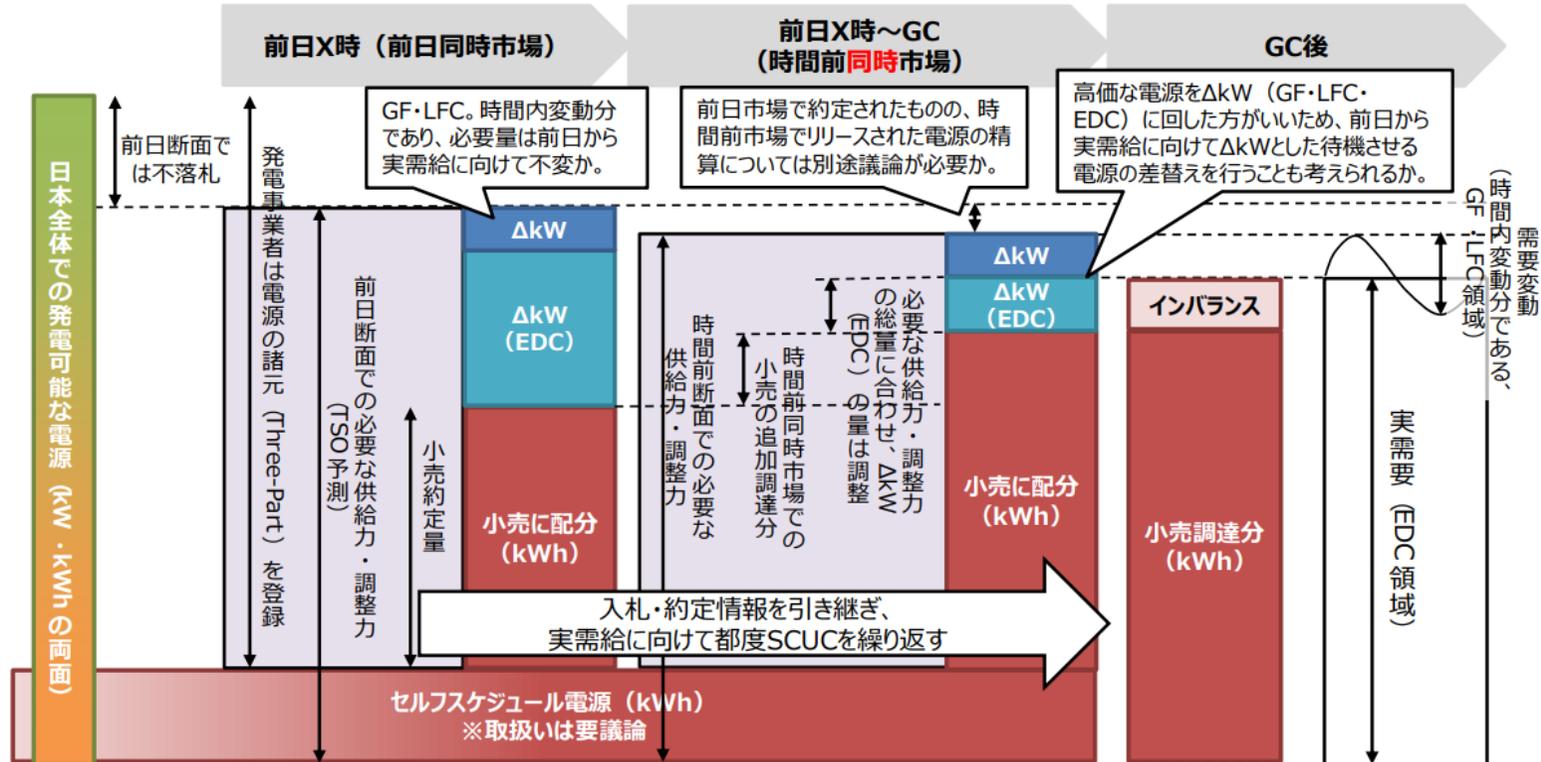
# 「①前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」のイメージ

- スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 $\Delta kW$ を前日断面で現行制度のような考え方で確保し、時間前市場をザラバ中心の市場にするのであれば、以下のようなイメージになるか。



# 「②前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」のイメージ

- 時間前同時市場においても需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体で必要な供給力・調整力を調整するイメージか。米国の市場制度に似た形とも言えるか。



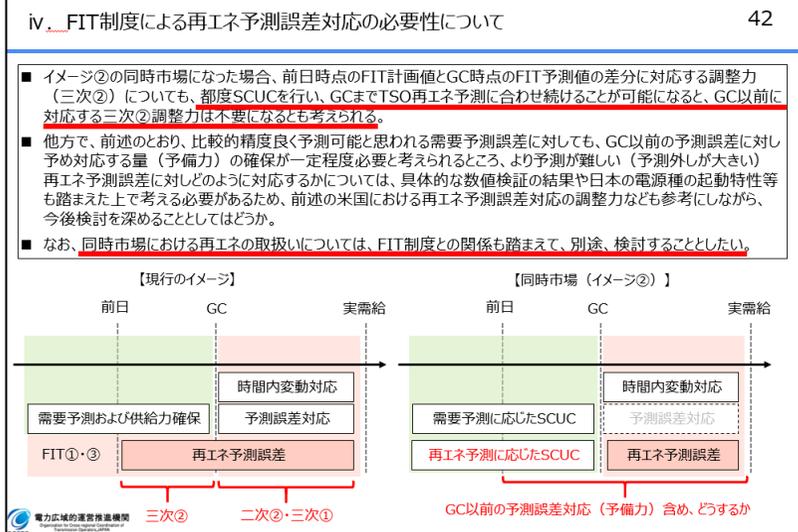
※時間前同時市場が1度だけ開場している図になっているが、複数回行うことも考えられるか。

## 1. 概要

19

- このため、出力抑制が予測される状況下では、小売電気事業者が自社需要を超える分をスポット市場に0.01円/kWhで入札しても、売れ残る可能性が高く、供給力が過大となります。  
また、FIT特例①では自然変動電源の発電計画値は一般送配電事業者が通知をおこなうため、小売電気事業者が発電計画値を変更することができず、計画内不一致が発生してしまいます。
- 以上の背景を踏まえて、2019年6月資源エネルギー庁の第19回電力・ガス基本政策小委員会において、**「小売電気事業者が、FIT特例①の自然変動電源の発電計画値を、売れ残りを控除した計画に変更する」**ことが定められました。  
これに合わせて、広域機関システムでは、小売電気事業者がFIT特例①の発電計画値を変更できるよう改修をおこないます。
- そこで、再エネ抑制が発生しているエリアに係わらず**FIT特例①の自然変動電源を買取している（または買取を検討される）全ての小売電気事業者さま**に対し、2020年4月より実施するFIT特例①の計画提出の運用変更について定めましたので、ご説明いたします。

- また、調整力の取扱いについて、イメージ①の場合、前日同時市場において、その時のFIT電源①③の再エネ予測誤差に応じた $\Delta kW$ （EDC）を確保することが考えられる。この際、前日同時市場においては、他の用途の $\Delta kW$ （EDC）や $kWh$ と同時に調達することも可能であるため、全体の電源の起動量や出力余力を見て、調達量を決定することができれば、現行の三次調整力②と全く同じ考え方で $\Delta kW$ （EDC）を調達する必要は必ずしもないか。
- 加えて、前日同時市場のタイミングから実需給に向けて、TSOの再エネ予測に合わせて、都度SCUCを行うといったやり方も考えられる。この場合、前日段階で予測した再エネ出力からの変動対応のため三次調整力②（調整力）を固定的に確保するやり方ではなく、予備力を一定確保しつつ、時々刻々と変動する再エネ予測誤差に対して、より効率的に全体の電源の運用を行うことも考えられる。
- このやり方について、イメージ①のザラバ中心の市場で調整することも考えられるが、イメージ②の時間前同時市場における追加的なSCUC・SCED（入札・約定情報を引き継ぎ、実需給に向けて都度繰り返す）により対応することで、より効率的に運用できる可能性もある。いずれにしろ当該論点については、「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会」において、深掘り検討を進め、適切なタイミングで本検討会にフィードバックしたい。



- 先述したとおり、市場統合されたFIP電源等には、同時同量達成義務ならびにインバンスリスクが存在する。
- この点、FIP電源等の設備形態としては、太陽光・風力発電設備のみで構成される「単独型」と、蓄電池等が併設される「併設型」が存在し、その電気的特性としては以下のものが考えられるところ。
- これらFIP電源等が同時同量を達成（インバンスリスクを回避）するために、前日同時市場または時間前断面で、どのような行動を行うのか、それらを踏まえ、同時市場（SCUCロジック）でどのように取り扱うべきか検討を行った。

	再エネ上振れ時	再エネ下振れ時
単独型	<p>・PCS制御により上振れ抑制可能（上振れ前の値の保持可能）</p> <p>太陽光・風力 100⇒120</p> <p>PCS</p> <p>20 (PCS制御)</p> <p>100 ⇒100 (値の保持可能)</p>	<p>・再エネ下振れに合わせ、そのまま出力減（下振れ前の値の保持不可）</p> <p>太陽光・風力 100⇒80</p> <p>PCS</p> <p>100 ⇒80 (値の保持不可)</p>
併設型	<p>・PCS制御あるいは蓄電池充電により上振れ抑制可能（上振れ前の値の保持可能）</p> <p>太陽光・風力 100⇒120</p> <p>PCS</p> <p>20 蓄電池等</p> <p>100 ⇒100 (値の保持可能)</p>	<p>・蓄電池放電により一定程度下振れ抑制可能（充電量次第で、保持の可否が変わり得る）</p> <p>太陽光・風力 100⇒80</p> <p>PCS</p> <p>0~20 蓄電池等</p> <p>100 ⇒80~100 (保持可否は変わる)</p>

- ここでは簡単のために、FIP電源等は市場を通じて取引するケースを想定する（相対取引時にどのように取扱うか、次章の論点も含めて、検討が必要。）。
- まず前日同時市場において、FIP電源等は収益最大化のため（発電量に応じたプレミアムを得るため）、その時点の再エネ予測値（以下「前日BG予測値」という。）を0円に近い費用で入札<sup>※1</sup>し、全量約定する<sup>※2</sup>と考えられる。
- その後、時間前断面における再エネ予測値（以下「時間前BG予測値」という。）が上振れした場合には、販売先を探さず時間前市場に売り入札を行い、約定すれば発電計画の書き換え、不落となれば発電計画はそのまま、実需給断面においては「単独型」「併設型」ともに、上振れ抑制を実施<sup>※3</sup>することで、発電計画通りに発電される。
- 上記について、仮にTSO予測値が、前日BG予測値・時間前BG予測値を上回っていたとしても、基本は発電実績に反映されることはないため、同時市場における供給力（kWh）計上はBG計画を所与とすることが望ましいか。

※1 市場に入札するのではなく、蓄電池等に蓄電することで、より市場価格の高いタイミングでの売電を試みる場合もある。  
 ※2 系統余剰時には、最低価格の売り入札で買い入札量を上回るため、按分（プロラタ）約定となる場合もある。  
 ※3 合わせてインバランスを出さない適切なインセンティブ設計となっていることが重要。

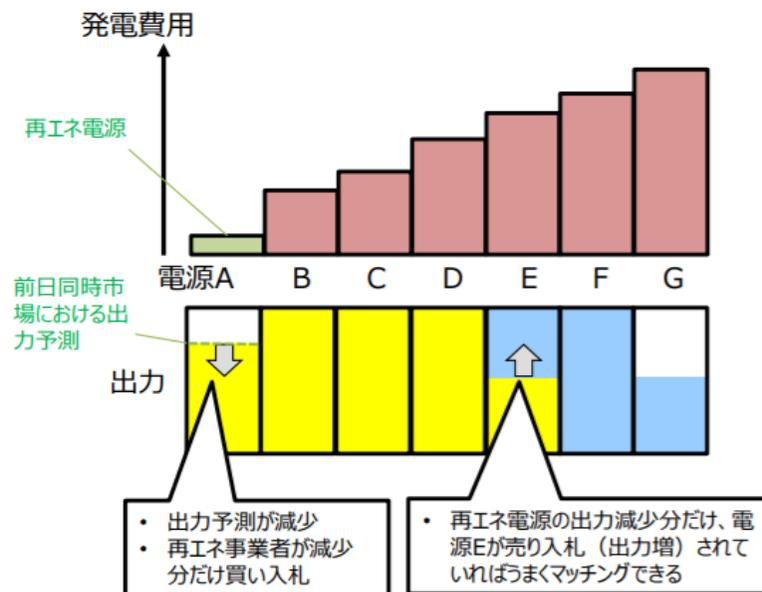


- 再エネ上振れ時の時間前市場取引（再エネ変動対応）については、下記のようなイメージとなる。  
⇒再エネ出力予測が増加:上振れ分の売り入札を行い、買い入札とマッチングすれば約定

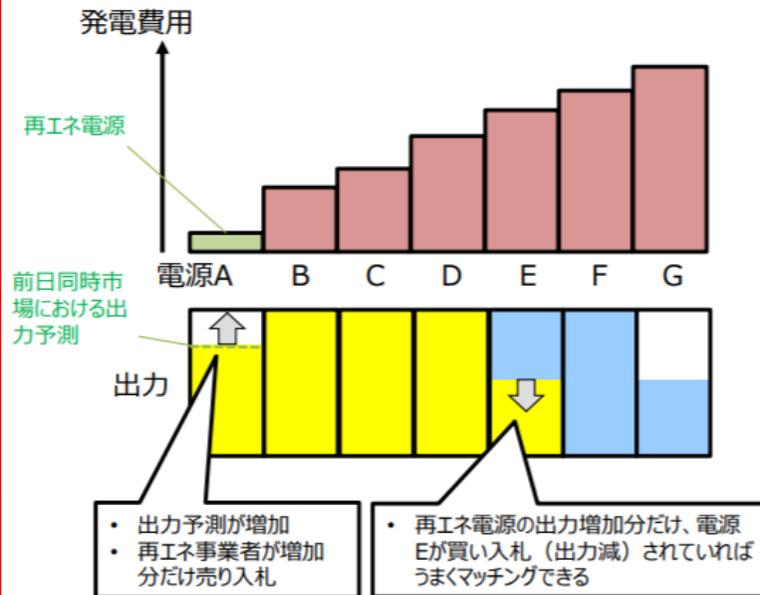
### ケーススタディB：再エネ変動対応の売買

- 再エネ出力予測に合わせた売買量に応じて、Three-Part電源の売買量がマッチング。

#### 再エネ出力予測が減少



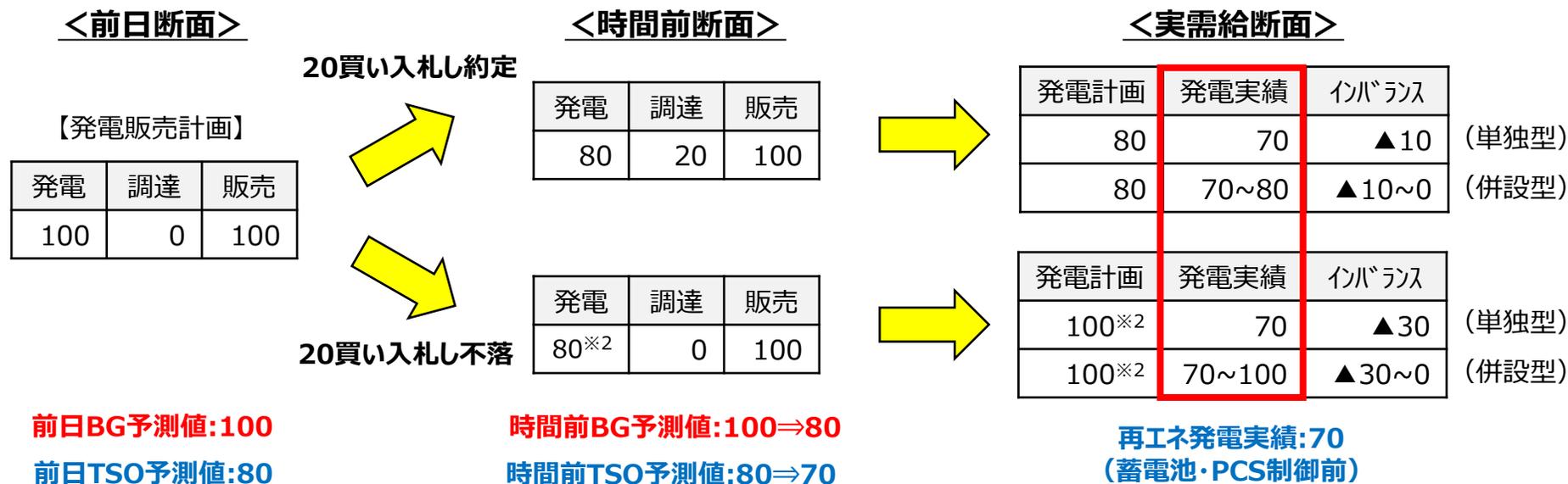
#### 再エネ出力予測が増加



(※) 簡単のため、図にはkWhでの約定のみを図示（ΔkWについては記載していない）。また、最低出力についても考慮していない。

- 続いて、前日同時市場において前日BG予測値が全量約定した後に、時間前断面において、時間前BG予測値が下振れした場合について検討する。
- この時、調達先を探すべく時間前市場に買い入札<sup>※1</sup>を行い、発電計画の書き換えを行った上で（約定時は、調達計画も書き換え）、実需給断面において、「単独型」であれば成行の発電実績を、「併設型」であれば蓄電池放電により一定程度（可能な範囲で）発電計画通りに発電される。
- 上記について、仮にTSO予測値が、前日BG予測値・時間前BG予測値を下回っていた場合、そのまま発電実績に反映されるケースも存在するため、同時市場における供給力（kWh）計上はBG計画を所与とした上で、これらの下振れリスクに対応するための予備力・調整力を一定程度確保する等の対応が必要になると考えられるか。

※1 時間前断面の前に蓄電池等の放電を決定することで、市場で追加調達（買い入札）しない場合もある。



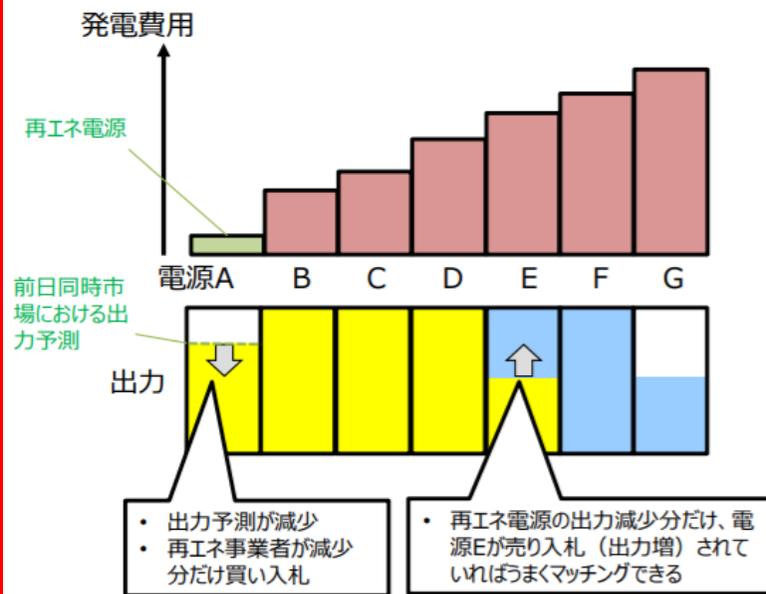
※2 広域機関システム上、計画不一致でも受付するが、適切なインバランス算定のために、広域機関側にて書き換える（発電計画は販売計画に合わせる）仕様となっている。

- 再エネ下振れ時の時間前市場取引（再エネ変動対応）については、下記のようなイメージとなる。  
⇒再エネ出力予測が減少:下振れ分の買い入札を行い、売り入札とマッチングすれば約定

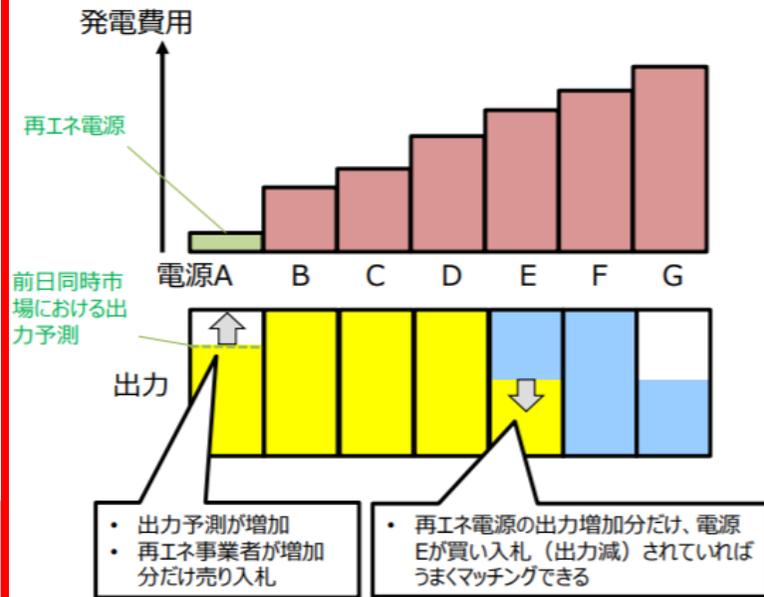
### ケーススタディB：再エネ変動対応の売買

- 再エネ出力予測に合わせた売買量に応じて、Three-Part電源の売買量がマッチング。

#### 再エネ出力予測が減少



#### 再エネ出力予測が増加

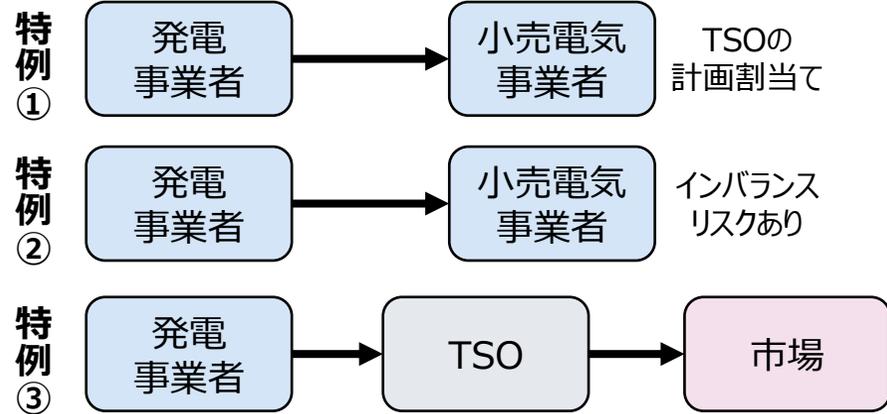


(※) 簡単のため、図にはkWhでの約定のみを図示（ $\Delta$ kWhについては記載していない）。また、最低出力についても考慮していない。

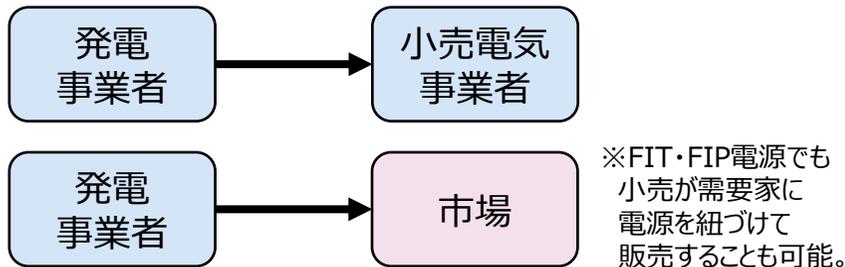
1. 議論状況の振り返り
2. 現行のFIT・FIP制度の概要
3. 変動性再エネと市場全体の起動停止計画との関係性
4. 変動性再エネに関する諸契約と事業者の入札方法

- 脱炭素化に対する世界的な取り組みが加速化するなか、我が国においても再エネ電源の導入拡大が求められており、再エネ電源への投資やその電源からの電力調達に関する手法も多様化している。具体的には、従来のFIT電源やFIP電源に加え、需要家主導型で、発電事業者・小売電気事業者が長期の電力購入契約を結ぶ電力取引形態（コーポレートPPA）について注目が集まりつつある。
- 同時市場の導入後において、それぞれの取引形態に関して、各事業者間の契約がどのように変化するのか、また、発電事業者や小売電気事業者が、市場に対してどのような入札を行うかなどを丁寧に整理することが必要。

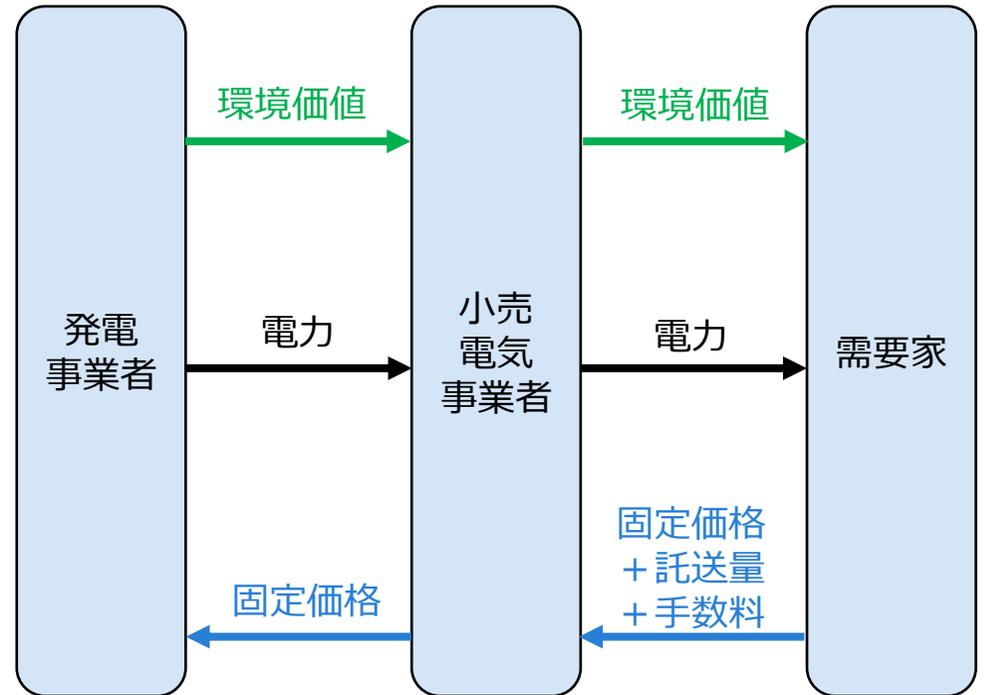
【FIT電源】



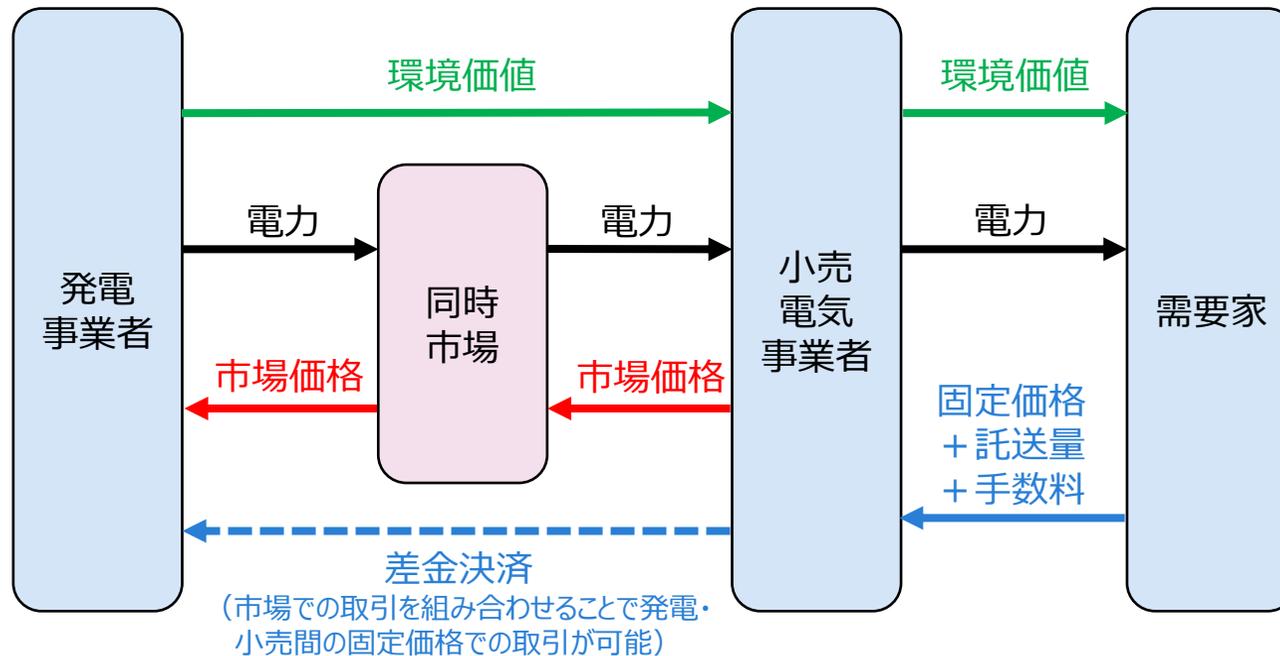
【FIP電源】



【需要家主導型（コーポレートPPA）（一例）】



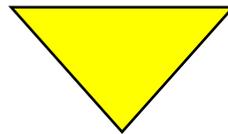
- 前ページ左下の例のように発電事業者が市場に売り入札を行う形の場合については、同時市場における入札方法（発電量を市場約定の結果に委ねるか、自社で確定させたいか）や、入札量の設定の方法（次ページで詳細を記載）は、変動性再エネ電源以外の電源の入札の方法との関係も考慮しつつ、整理が必要。
- また、前ページ右下のコーポレートPPAの例のように、発電事業者と小売電気事業者で事前に相對契約を締結している場合について、同時市場への入札を必須とするか（次ページの選択肢①又は②）否か（次ページの選択肢③）は、今後の同時市場の設計次第と考えられる。仮に、同時市場への入札を必要とした場合には、下図のとおり、取引のプロセスに変化が生じる。この場合について、発電事業者が同時市場に対して、どのような入札の方法（発電量を市場約定の結果に委ねるか、自社で確定させたいか）や入札量の設定の方法（次ページで詳細を記載）を行うか、整理が必要。



- 変動性再エネ電源の出力量を同時市場に入札又は登録する場合、その量の設定方法については、いくつかやり方が考えられる。
- FIP電源等について、変動性再エネ電源の自立化の観点からは、基本的には、発電事業者（もしくは相対契約を締結している小売電気事業者）が自社で発電量を予測した上で、予測した出力量を市場に入札又は登録することが考えられるか。また、その場合の入札内容については下表のように考えられるか。

## 作業部会における入札に関する選択肢の整理

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源		<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報）で入札		
発電量を自社で確定させたい電源	長期固定電源等	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外）	<市場約定> 量のみ入札（優先約定）	<市場外> 量のみ登録
	長期固定電源等以外		<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報、低価格）で入札	



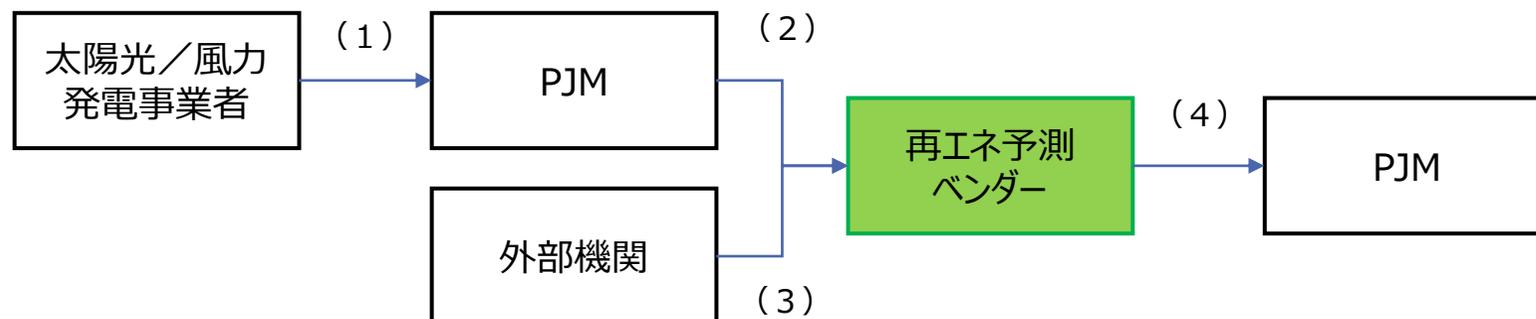
「発電量を市場約定の結果に委ねる」といっても、約定結果としては、基本的には「全量約定する※」か、「約定しない」かの2択となる。  
 ※市場価格が0.01円/kWhの場合、プロラタ約定となることには留意。

## 変動性再エネ電源に当てはめた場合

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
発電量を市場約定の結果に委ねる変動性再エネ電源		<市場約定> 自社の出力予測量 + 価格（限界費用（例:0.01円/kWh））		
発電量を自社で確定させたい変動性再エネ電源		<市場約定> 自社の出力予測量のみ入札	<市場約定> 自社の出力予測量 + 価格（低価格）	<市場外> 自社の出力予測量を登録

- 米PJMにおいては、まず、発電事業者が出力量等の情報を入札した上で（つまり、再エネ電源の市場約定の関係では一義的には発電事業者が出力量の予測主体。なお、市場において不落の場合は再エネ電源を抑制することになる。）、PJMが再エネ予測ベンダーに全体・個別の再エネ出力量を別途予測させ、系統全体での調整力運用等を行うのが実態となる。

### 【ISO/RTOと再エネ予測ベンダーの関係※】



上記フロー内番号	概要
(1)	発電事業者から出力量、気象情報、抑制／停止情報をPJMが受領する
(2)	発電事業者から受領したデータを機密扱いで、再エネ予測ベンダーと共有する
(3)	外部機関から気象データを収集する
(4)	再エネ予測ベンダーが再エネ出力量（全体・個別）を予測してPJMに提出する

- ISO/RTOとしての再エネ予測の実態は下表のとおりであり、再エネ予測ベンダーと連携をしつつ、予測結果を用いて、系統全体の需給調整を行っている。

### 【再エネ予測データ提供者と予測タイミング※1】

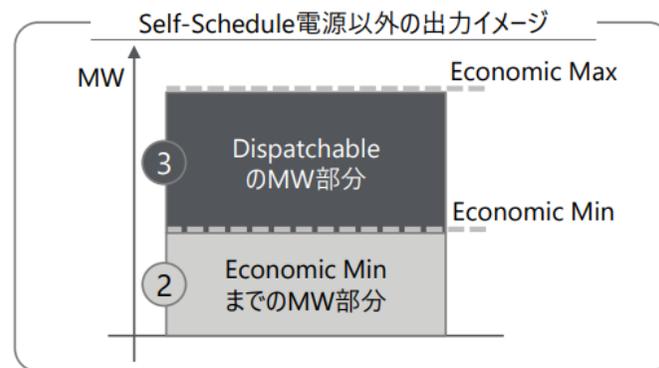
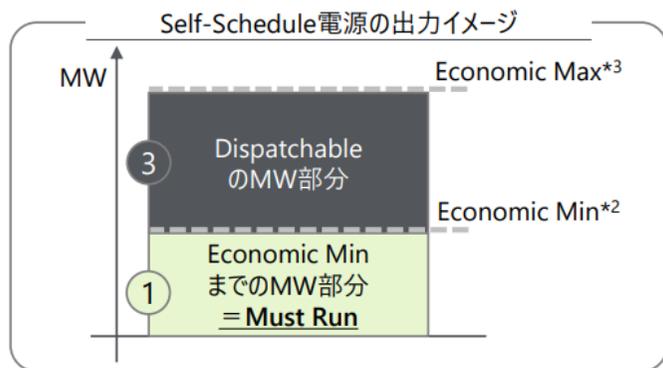
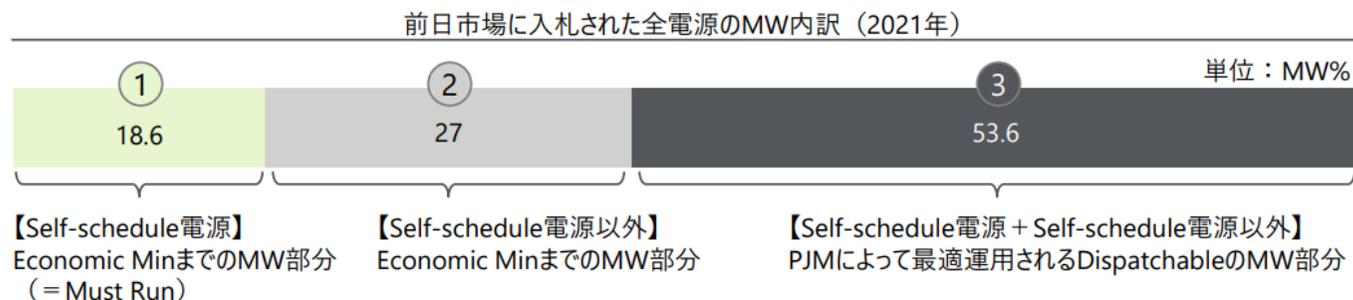
項目	PJM	NYISO	ERCOT	CAISO
再エネ予測データ提供者	再エネ予測ベンダー (複数社)	再エネ予測ベンダー (主にAWS TruePower社)	AWS TruePower社 (風力)	再エネ予測ベンダー (主にAWS TruePower社)
予測タイミング	<ul style="list-style-type: none"> <li>・6時間先までの5分間予測を、10分毎に更新(太陽光、風力)</li> <li>・7日先までの1時間予測を、1時間毎に更新(太陽光、風力)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・7日先までの15分予測を、1時間毎に更新(太陽光)</li> <li>・8時間先までの15分間予測を、15分毎に更新(風力)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・7日先までを予測、1時間毎に更新(風力)</li> <li>・2時間先までを5分毎に更新(太陽光、予測値IHPPF※2)</li> <li>・1~168時間先までを1時間毎に予測(太陽光、予測値PVGRPP※2)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・9時間先までの5分間予測を、5分毎に更新(太陽光、風力)</li> </ul>

※1 各ISO/RTO、各国送電事業者の公開情報等に基づき作成。

※2 ERCOTが採用している予測手法を示す。

Self-schedule電源は、プライステイカーとして市場参加することにより起動を確約させる電源のことであり、下記PJMにおける2021年の事例では、前日市場に入札されたMWの18.6%がSelf-schedule電源のMust Runとして入札されている

Must Run電源の入札割合\*1 (1/2) (PJM)



※ Economic Minは出力調整可能な出力範囲の最小値、Economic Maxは最大値として設定され、Economic Min = Economic Maxの場合は、出力量を一定の形で入札することができる。

\*1 出所：Monitoring Analytics、State of the Market Report for PJM、2022年3月、  
[https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2021/2021-som-pjm-sec3.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-sec3.pdf)

\*2 経済負荷配分に従って調整可能な出力範囲の下限

\*3 経済負荷配分に従って調整可能な出力範囲の上限

4

- 米PJMにおいては、太陽光や風力はDispatchableな電源としての入札が多い。おそらく、再エネ事業者は、一意の価格及び一意の出力予測量を入札した上で、再エネ電源は他の電源に比べて限界費用が低いことを踏まえると、出力予測量（入札量）全量が約定するか、余剰となった場合は一部不落札（抑制）しているものと考えられる。この辺りの実態については、引き続き、可能な限り調査が必要か。

電源種別に見ると、水力発電や原子力発電において、Must Runでの入札割合が大きい

Must Run電源の入札割合\*1 (2/2) (PJM)

■ : Must Run   ■ : Economic Min   ■ : Dispatchable   単位：MW%



\*1 出所：Monitoring Analytics, State of the Market Report for PJM, 2022年3月、  
[https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2021/2021-som-pjm-sec3.pdf](https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2021/2021-som-pjm-sec3.pdf)

以上