

同時市場における特殊なリソース (変動性再エネ) の取扱いについて

2025年4月22日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第12回本検討会（2024年9月25日）において、変動性再エネ電源の取扱いについては、実需給が近づくにつれ精緻になるFIT電源の発電予測量・発電量と特例発電BGの発電計画とが乖離し、市場の約定量や価格に影響を与えること※について、今後検討が必要としたところ。
- また、第14回本検討会（2025年3月24日）において、火力電源以外の入札方法として、変動性再エネ電源等の入札・登録情報としてどのような情報を求めるか、またThree-Part情報をどのように活用（適用）するかについて、引き続き検討が必要とされた。
- 今回、現行制度における変動性再エネ電源の取扱いと昨今顕在化し始めている課題等を踏まえつつ、同時市場において変動性再エネ電源を取扱う仕組み、ならびにその場合の入札・精算の方法・課題について整理を行ったため、ご議論いただきたい。

※ 時間前同時市場のSCUC・SCEDにおいて、実需給に向けて改善する出力予測に応じて、FIT電源の発電量を都度見直せると、より効率的に市場取引できるようにも思えるものの、特例発電BG（ひいては電気の受渡し先の小売BG）にインバランスリスクが生じるという問題が発生する。

6.1 特殊な電源の取扱い

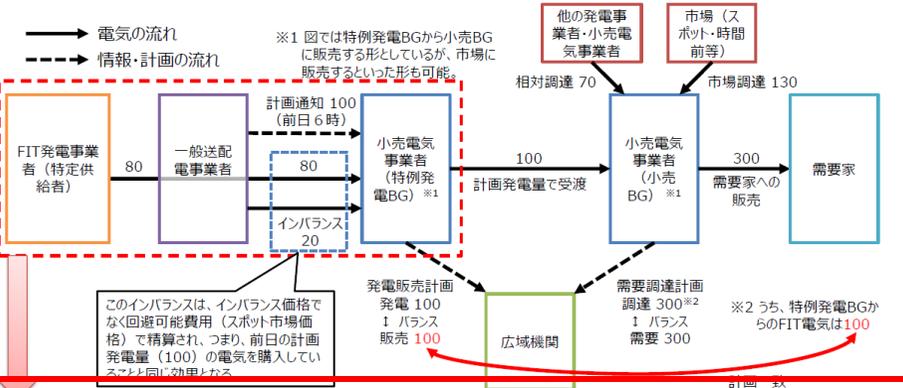
【変動性再エネ電源】

- 変動性再エネ電源には、FIT電源、FIP電源、非FIT電源があり、FIT電源は、FIT特例①（小売・特例発電BGがインバランス精算主体、インバランスリスクなし）、FIT特例②（小売がインバランス精算主体、インバランスリスクあり）、FIT特例③（TSOがインバランス精算主体、スポット市場投入）に分類される。
- これらの電源について、各BGの入札行動やそれに伴う需給曲線の変化と、市場全体を見たときの予備力・調整力の確保の在り方の両面から議論することが必要。
- 特に、FIT特例①・③については、現行制度上は前日6時の通知から特例発電BGの発電計画（FIT特例①）やスポット市場への投入量（FIT特例③）を変動させないという運用になっている。予備力・調整力を柔軟に運用する観点からは、実需給が近づくにつれて精緻になる再エネ出力予測に応じて、FIT電源の発電予測量を変化させた方が良いという考え方もあり得るものの、FIT特例①については、特例発電BGの発電計画の随時変更を求める形とすると、小売電気事業者のインバランスリスクとなる。
- 以上のとおり、**実需給が近づくにつれて精緻になるFIT電源の発電予測量・発電量と、特例発電BGの発電計画とが乖離し、市場の約定量や価格に影響を与えうること**について、今後検討が必要と思われる。

92

(参考) 現行のFIT特例①の計画提出実務 (イメージ)

- 現行のFIT特例①における計画提出実務のイメージについては下図のとおり。なお、FIT特例③については、図の左部について、FIT発電事業者から一般送配電事業者に電気が渡り、スポット市場に投入されるというシンプルな形となる。



94

論点④：火力電源以外の入札方法等

課題

- **火力電源以外の入札方法**：本検討会では、これまで、主に火力電源を念頭において入札方法等の検討を行ってきた。このため、再生可能エネルギー電源等、火力電源以外の入札方法等についても、検討を行っておく必要があると考えられる。
- **相対契約で調達した電力の余剰等**：小売電気事業者等が相対契約で調達した電力に余剰が生じた場合など、小売電気事業者が同時市場において売り入札を行うことも考えられる。このような場合の入札方法についても検討が必要。

検討の方向性

- **火力電源以外の入札方法**：例えば、再生可能エネルギー電源やDR等の入札・登録情報としてどのような情報を求めるか。この点について、北米の市場では、Three-Part 情報のうち、増分費用や起動費の一部が適用されるとされており、海外の事例も参考にしつつ、検討を進めてはどうか。
- **相対契約で調達した電力の余剰等**：小売電気事業者が相対契約で調達した電力に余剰が出た場合には、基本的には、量と価格を登録する入札（通常は最低価格等での成行売り等）を行うことになるか。

1. 現状の変動性再エネの取扱いと課題

- － 1. 市場取引と市場外取引（優先給電ルール）の仕組み
- － 2. 市場外取引（優先給電ルール）の課題

2. 同時市場における取扱いと課題

- － 1. 同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み
- － 2. 入札方法に関する課題（物理的対応）
- － 3. 精算方法に関する課題（金銭的対応）

3. まとめ

1. 現状の変動性再エネの取扱いと課題

- － 1. 市場取引と市場外取引（優先給電ルール）の仕組み
- － 2. 市場外取引（優先給電ルール）の課題

2. 同時市場における取扱いと課題

- － 1. 同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み
- － 2. 入札方法に関する課題（物理的対応）
- － 3. 精算方法に関する課題（金銭的対応）

3. まとめ

- 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、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。
- 本章では、まずもって変動性再エネ電源が現行制度（市場取引・市場外取引）でどのように取り扱われているのか、また、昨今顕在化し始めている課題等についてお示しする。

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

1. 現状の変動性再エネの取扱いと課題

- － 1. 市場取引と市場外取引（優先給電ルール）の仕組み
- － 2. 市場外取引（優先給電ルール）の課題

2. 同時市場における取扱いと課題

- － 1. 同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み
- － 2. 入札方法に関する課題（物理的対応）
- － 3. 精算方法に関する課題（金銭的対応）

3. まとめ

- 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GC前に、下振れに備えた上げ調整力調達（ΔkW確保：三次②）、上振れに備えた優先給電ルールでの出力制御を行い、GC以降の調整力運用（上げ下げ調整）**等により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出力制御 + 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

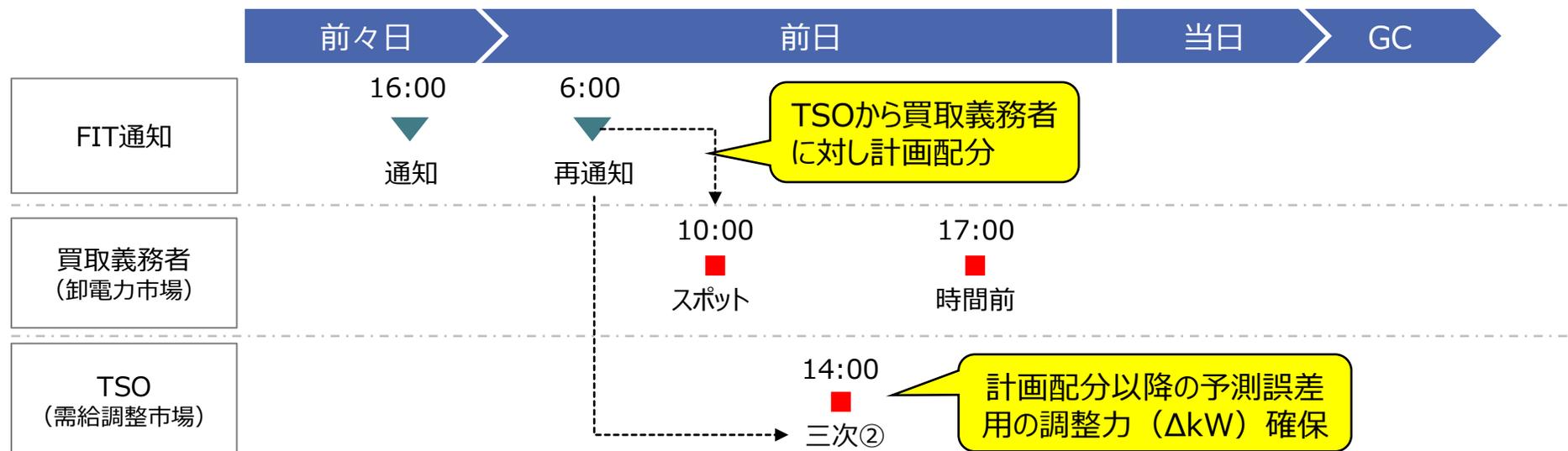
6

- 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。 ※ 現在は前々日から前日6時に見直されている
- ※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。



- 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 ΔkW 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計画配分が遅くなった場合、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)

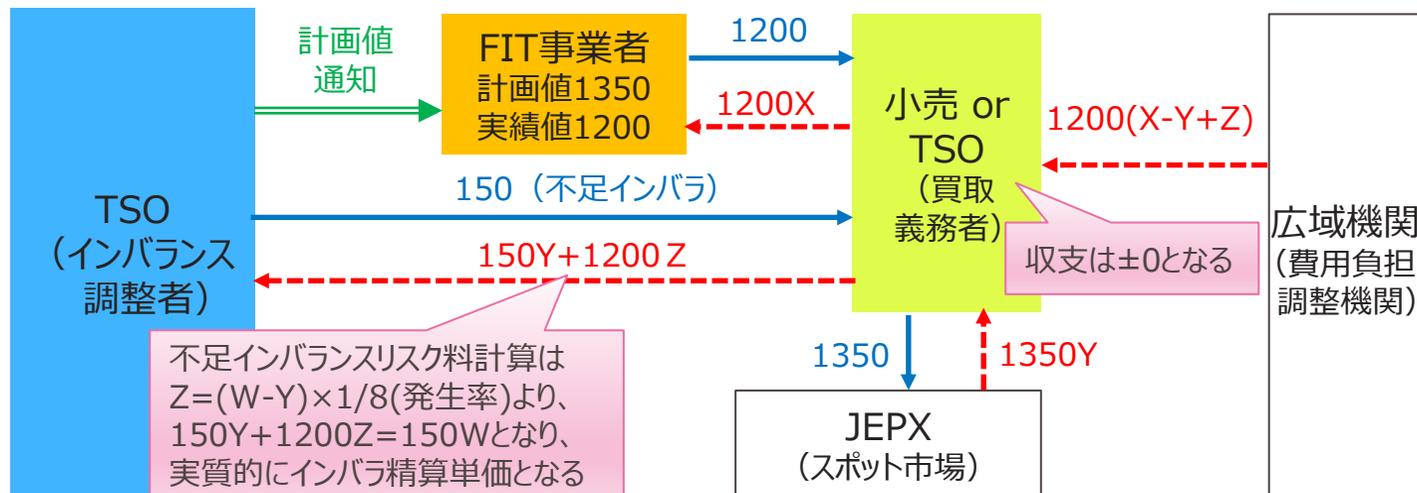
- 現在の運用上、**各BGは**、主にスポット市場で発電量の調整を行っているが、その際、実需給断面の**前々日16時**にFIT特例①の発電予測量を一般送配電事業者から**通知された後、その通知量を踏まえて、前日10時までにスポット市場に入札**を行っている。
- 仮に、スポット市場(前日10時入札〆切)への入札計画への反映に間に合わないタイミングで通知が行われる場合、以下の懸念が生じる。
 - ✓ BGは、スポット市場入札時点でFIT特例①の予測量が確定できないため、時間前市場や自社電源での調整が必要となる。他方、現状、**時間前市場の取引量は十分でなく**、大きな予測誤差が生じる場合には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、FIT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。



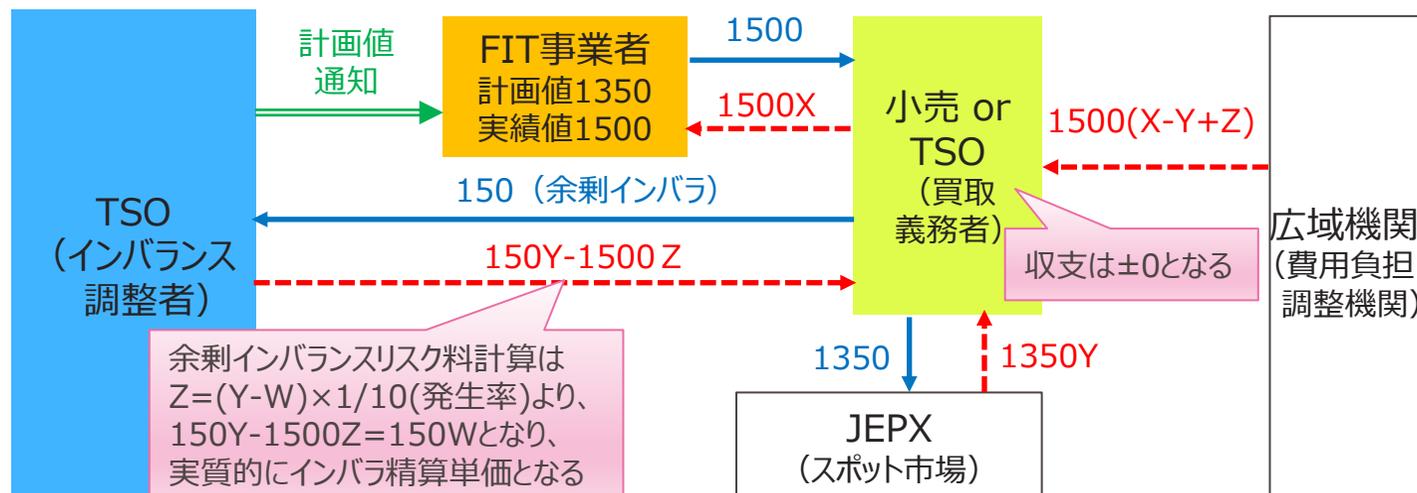
※ 図は2019年時点のものであり、現在はFIT特例①の通知時間が前々日から前日6時に見直されていることや、常時BUの申込時間に変更されていることに注意。

- 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

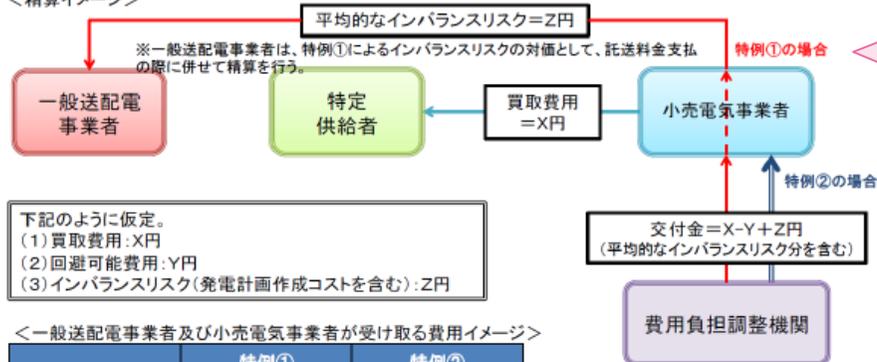
- 一般送配電事業者は、FIT特例①の回避可能費用によるインバランス精算の影響分をインバランスク料による収入により補填される仕組みとなっている。

【参考】 FITインバランス特例①、②におけるインバランスク料等の精算方法(イメージ)

- 原則ケースからの乖離が生じる発電計画作成コストとインバランスク料(インバランスク料等)について、回避可能費用以外で調整する負担スキーム案は下記の通り。
- 具体的には、費用負担調整機関がインバランスク料等に相当する額を含む交付金を一旦小売電気事業者に交付し、特例②においては小売電気事業者がインバランスク料分もそのまま受領。特例①においては、小売電気事業者から一般送配電事業者に対しインバランスク料等に相当する額を託送料金支払の際に併せて精算を行うスキームとしてはどうか。

第6回買取制度運用WG
事務局資料(2015.5)

<精算イメージ>



下記のように仮定。
(1) 買取費用: X円
(2) 回避可能費用: Y円
(3) インバランスク料(発電計画作成コストを含む): Z円

<一般送配電事業者及び小売電気事業者が受け取る費用イメージ>

	特例①	特例②
一般送配電事業者	Z	(なし)
小売電気事業者	X - Y	X - Y + Z

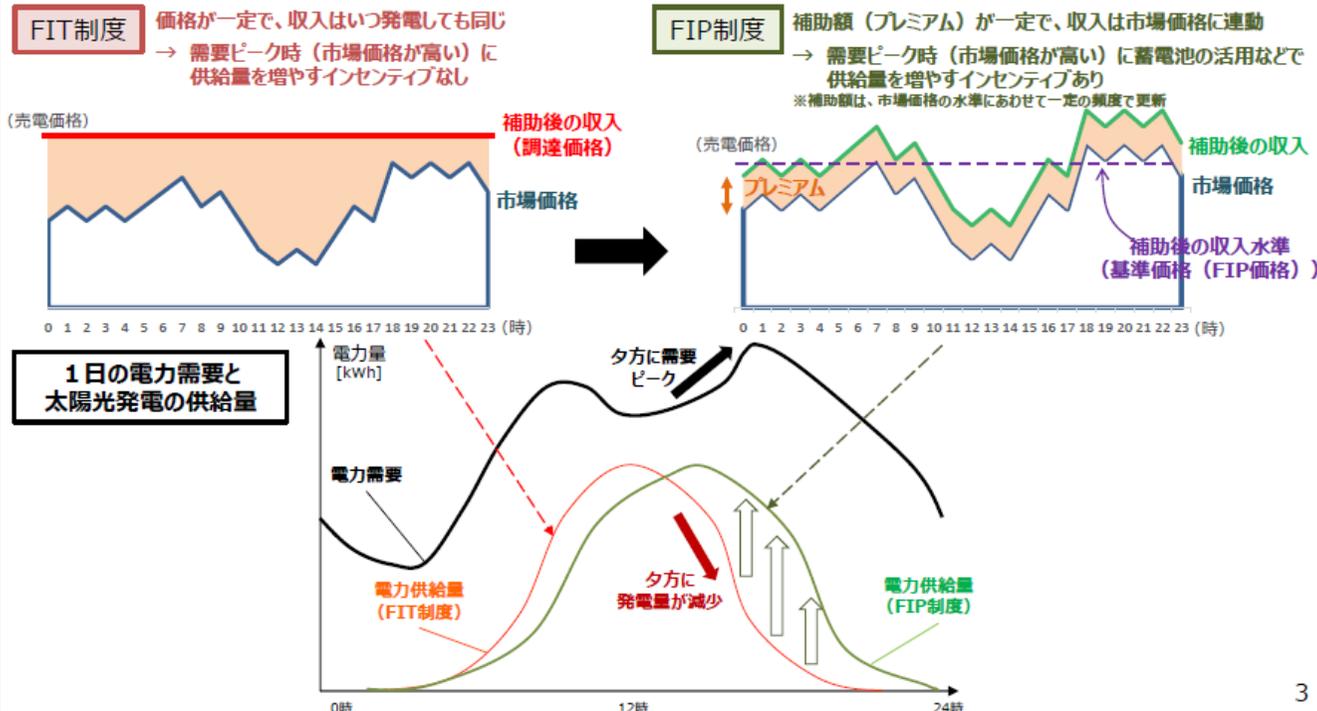
- ・当初は、年度毎の単価設定(平均)となっていたが、システム対応(2022.4)により、30分コマ毎の算定が可能となった
- ・不足インバランスのみ発生時は
インバランスク料 = (不足インバランス単価 - 回避可能費用) × 発生率
- ・余剰インバランスのみ発生時は
インバランスク料 = (回避可能費用 - 余剰インバランス単価) × 発生率
- ・また、マイナス値となっても可

- 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）

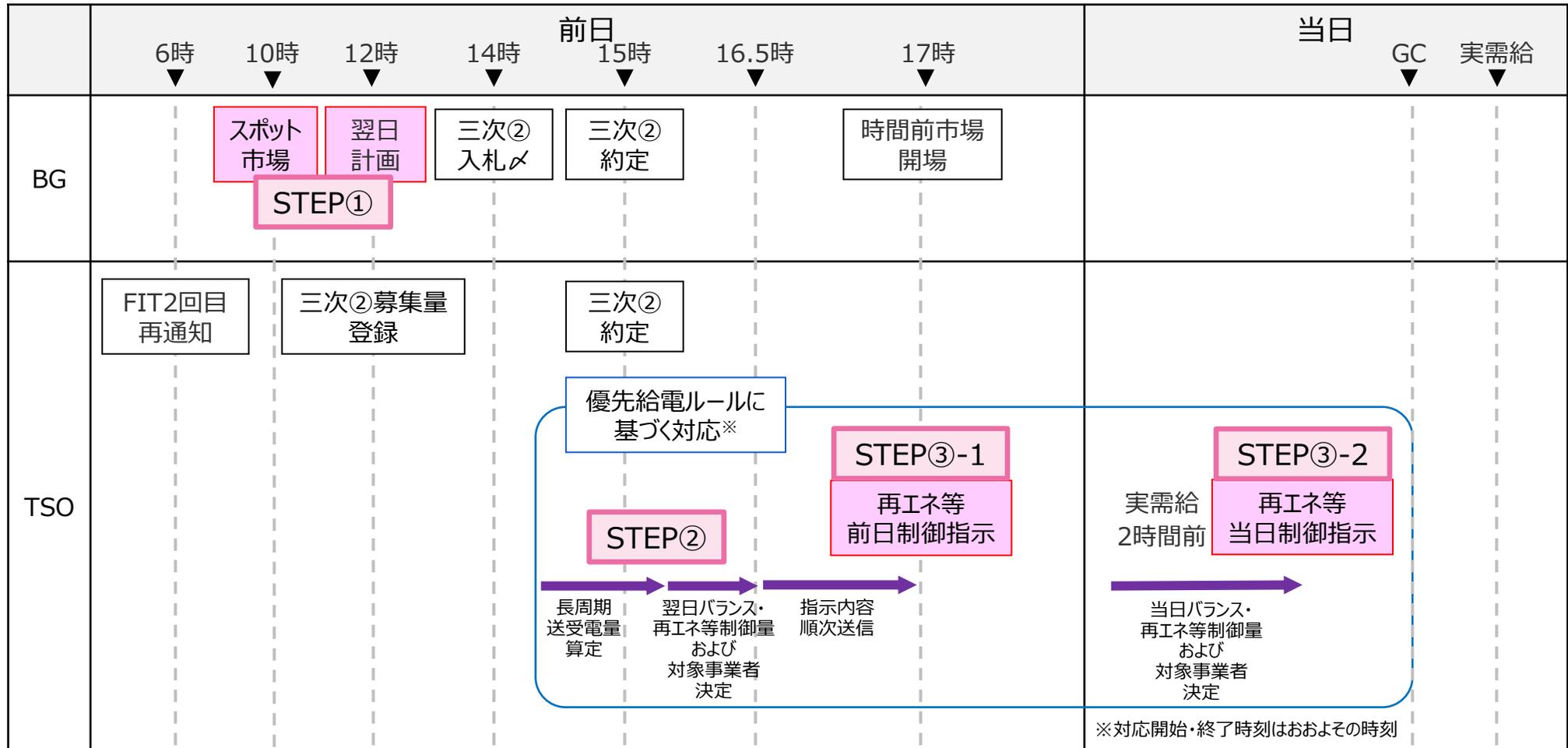
2020/07/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第18回）・再エネ主力化小委員会（第6回）合同会議 資料2（一部加工）

- 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**。



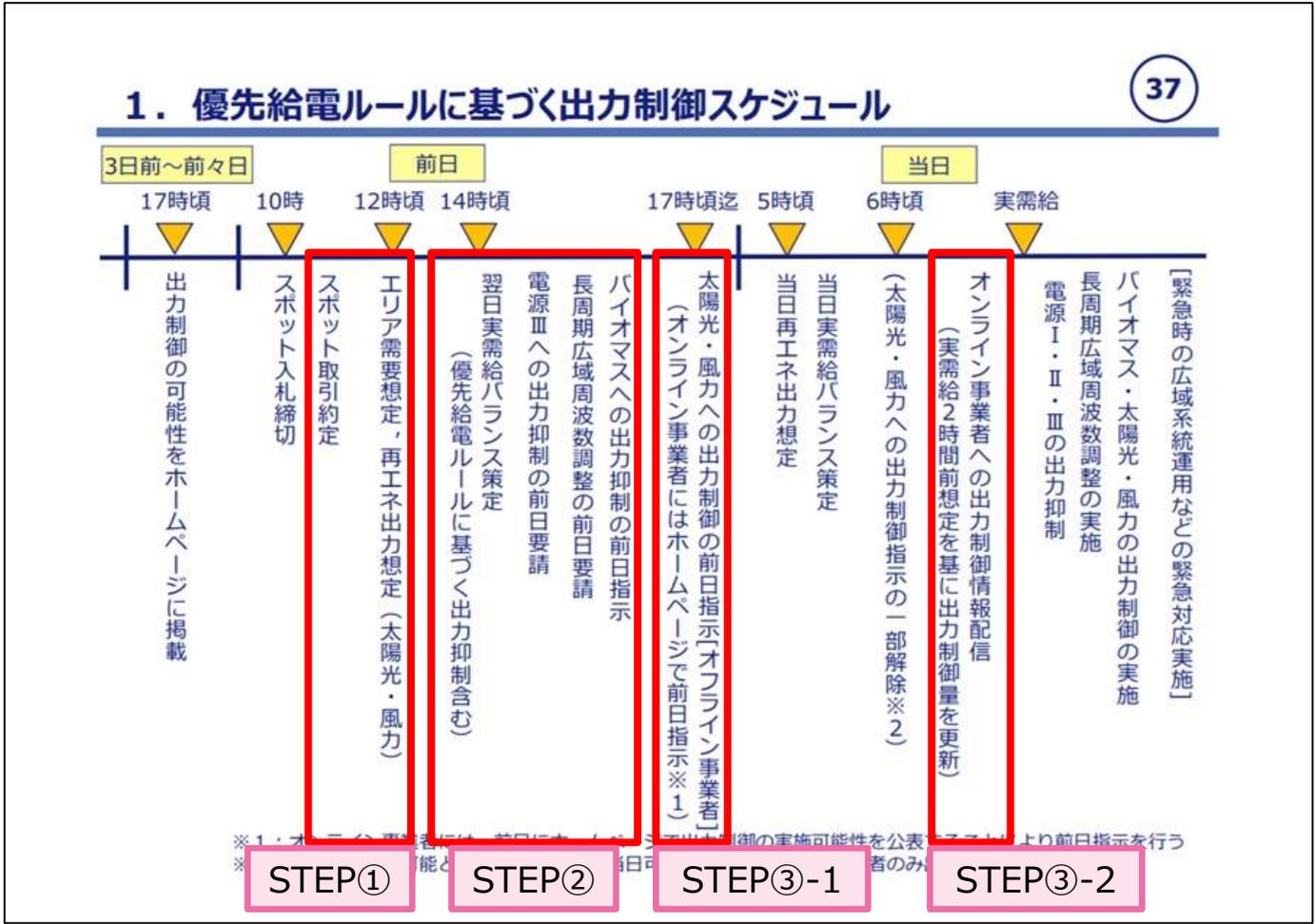
3

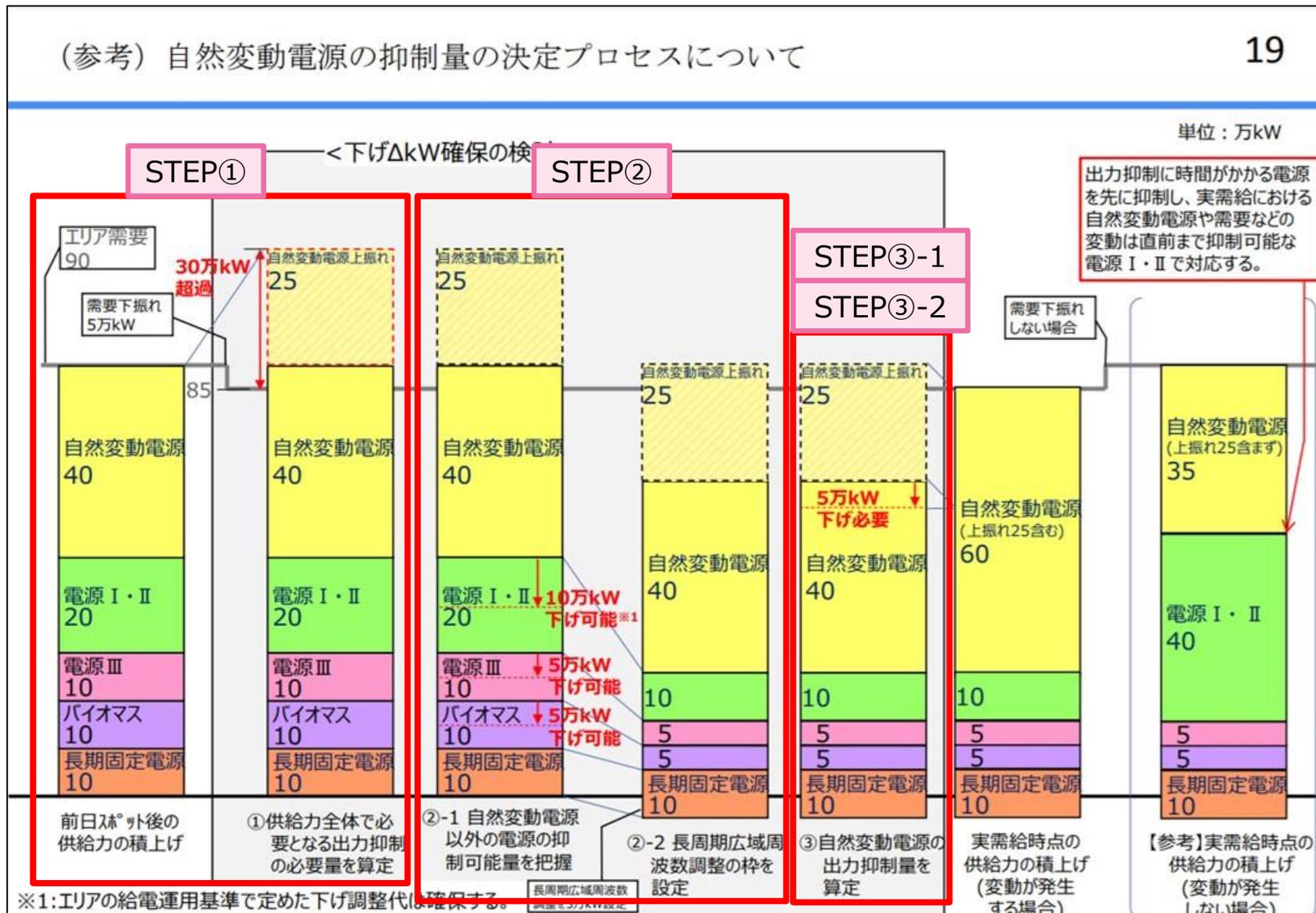
■ また、前述の計画配分（前日6時再通知）以降、実際にどのような市場取引・市場外取引が行われているのか、具体的には優先給電ルールに基づく再エネ出力制御（オフライン事業者には前日の17時頃、オンライン事業者には実需給の2時間前頃に制御指示）がどのような仕組みで行われているのか、実態について深掘りを行った。



■ 優先給電ルールに基づく再エネ出力制御は、前日に需給バランスを策定し、「電源Ⅲ※（火力等）」や「バイオマス」の出力制御をした上で、なお、下げ調整力不足時に「変動性再エネ電源（自然変動電源）」の出力制御を実施する。

※ 厳密には“旧の電源Ⅲ”となるが、本資料においては便宜上、“電源Ⅲ”と表記する。





(下げ調整力が不足する場合の措置)

第174条

一般送配電事業者は、前条の措置を講じても一般送配電事業者の供給区域の電気の余剰を解消できず、下げ調整力不足又は下げ調整力不足の発生するおそれがあると判断した場合には、次の各号の順位に従って同号に掲げる措置を講じる。

一 一般送配電事業者及び配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について次のアからウまでに掲げる方法（第3号から第5号まで及び第7号に掲げる方法を除く。）

ア 火力電源等（出力制御が困難な電源及び下げ調整力不足の解消への効果が低い電源は除く。

以下同じ。）の発電設備等の出力抑制

イ 揚水発電設備の揚水運転

ウ 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

二 長周期広域周波数調整

三 バイオマスの専焼電源（ただし、次号の地域資源バイオマス電源を除く。以下同じ。）の出力抑制

四 地域資源バイオマス電源の出力抑制

五 自然変動電源の出力抑制

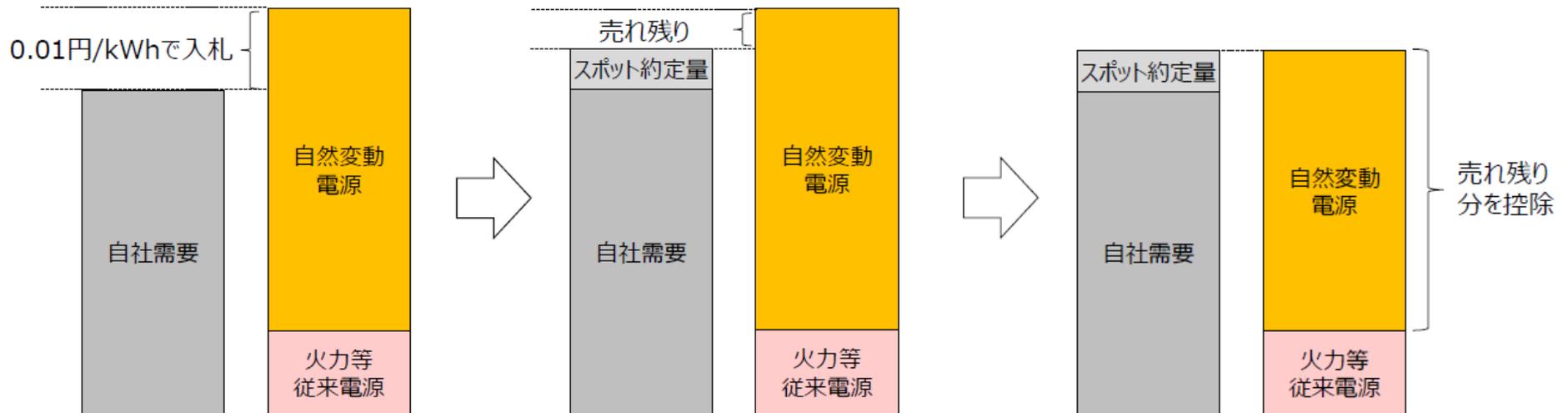
六 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

七 長期固定電源の出力抑制

2 一般送配電事業者は、前項各号の措置の実施に要する時間等を考慮した上で、配電事業者及び関係する電気供給事業者に対し、実施に必要となる要請又は指令を行う。

- まず、計画配分（前日6時再通知）後のSTEP①（スポット取引～発電計画策定）において、FIT電源①③については、計画配分値を用いた発電計画の策定にあたり、買取義務者の自社供給分（FIT電源①の一部）以外はスポット市場に入札（売電）することとなるが、前日スポット市場で売れ残った場合※、買取義務者は売れ残り分を控除して同時同量計画を策定してもよい制度となっている。
- つまり、現行の制度上は、**市場取引等を通じた前日計画の同時同量が達成されており、その後の再エネ上振れ等がなかったとしても（再通知後の予測誤差がなかったとしても）スポット売れ残り分のFIT電源①③余剰は残存し、市場外取引である優先給電ルールに基づく再エネ出力制御は発生し得る**制度となっている。
- また、このときFIP電源等については、プロラタ按分で未約定（売れ残り）となった分について、相対等で他の売電先を見つけない限り、同時同量計画に織り込めない（基本的に事業者自ら抑制する）制度にもなっている。

※ 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）

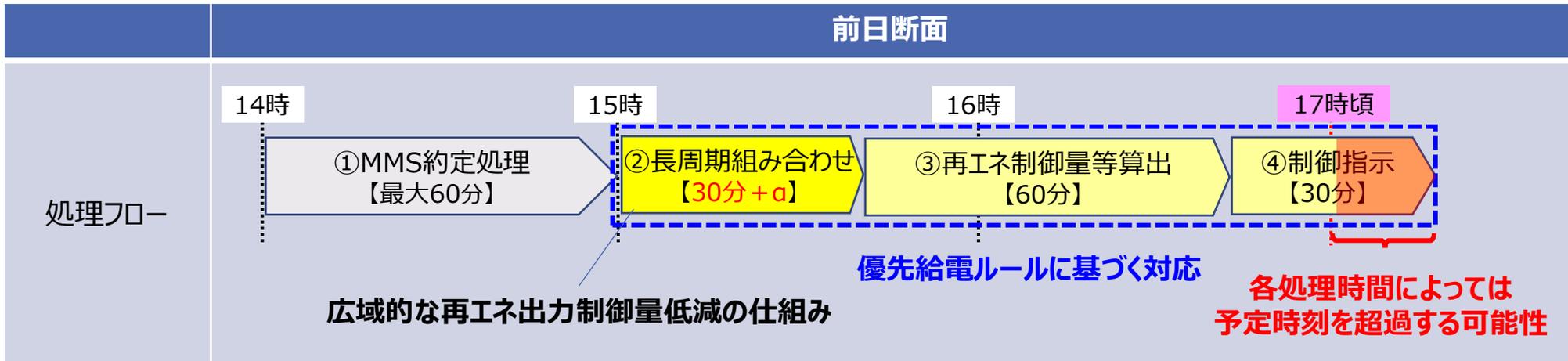


1. 概要

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。

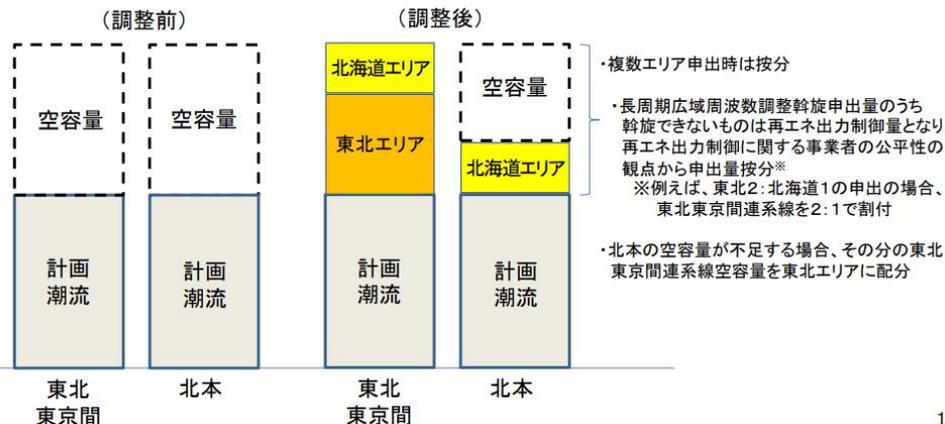
- また、発電計画策定後のSTEP②（優先給電ルールに基づく対応）における現行の処理フローは下図のようになり、「①需給調整市場における前日市場の約定処理」が14～15時に実施され、その後、広域機関による「②長周期広域周波数調整の組み合わせ処理」（以下「長周期組み合わせ」という。）があり、その後、各エリアのTSOによる「③再エネ制御量の算出」と「④オフラインの再エネ事業者への制御指示」が実施されるフローになっている。
- この点、「②長周期組み合わせ」に関しては、昨今、複数エリアからの下げ調整力の申請数（按分処理数）増加に伴い、処理時間増加が見込まれ、また、TSOが実施する③④といった部分は、出力制御量算出および対象事業者の選定や、オフライン事業者への制御指示等、人間系による処理が必要な部分も多く（システム対応が難しい部分も多く）、相当程度の時間とマンパワーが費やされている実態がある。



- 広域機関で実施している長周期組み合わせは、広域的な再エネ出力制御量低減の仕組みである。
- その中の一つの処理として、按分処理を実施しており、これは複数エリアで供給過多となる場合において、公平性の観点から、両エリアからの申出量により、当該連系線の空容量を両者按分して活用するための計算処理であり、2021年4月より開始している。

東北・北海道に共通した東北東京間連系線の制約と対応

- 東北エリアと北海道エリアにおいて、同時に供給過多となった場合、**両エリアとも東京エリアに電力を流す必要があることから、共通して東北東京間連系線の容量が制約となる。**
- このため、東北東京間連系線の容量を、東北エリアと北海道エリアにおいて取り合うこととなるが、**公平性の観点から、両エリアからの申出量（供給過多となって連系線により送らざるを得ない量）により按分して対応する予定。**



論点② 出力制御が行われる複数エリア間の連系線の活用方法

- 現状、あるエリアにおいて出力制御が行われる場合、地域間連系線は、前日に行われるスポット取引や長周期広域周波数調整の結果を踏まえた上で、当日段階において、供給過多のエリアから他エリアへの送電という形で活用される。
 - **複数エリアで供給過多となる場合、長周期広域周波数調整では、昨年、第34回電力小委において、事業者の公平性の観点から、両エリアからの連系線活用の申出量（供給過多となって連系線により送電する量）により按分することと整理されている。**
 - **本年4月、中国、四国、九州エリアにおいて同時に供給過多となった際も、この整理に沿って、他エリアへの連系線が活用されており、適切な対応と考えられる。**
 - 他方、再エネ導入の観点から、出力制御が行われる複数エリア間における地域間連系線について、将来的にどのように活用していくか整理していくことも有効ではないか。
- 【ケーススタディ（2022/4/17（日）12:00～12:30の例（詳細次ページ））】
- 複数エリアで出力制御があり、長周期広域周波数調整により連系線の活用が行われていた事例。中国では30万kW、四国では20万kWの出力制御が行われた。
 - 中国・四国エリアは連系線でつながれており、仮に両エリアを一体的に考えた場合、例えば、両エリアの出力制御率（出力制御量／再エネ設備量）が等しくなるよう、両エリア間の連系線を活用することも考えられる。
 - 現状、各エリアは異なるエリアとしてそれぞれ対応しているが、将来的に、複数エリアを一体的に捉えて出力制御への対応を図ることとした場合、再エネ電源の立地誘導、需要のシフト、運用上の課題、公平性などの観点を踏まえ、どのように考えるか。
- 19

- 前述の市場外取引（優先給電ルール）を経て、最終的に再エネ出力制御指令（STEP③-1、③-2）に至った日数※をエリア別にまとめたものが下表の通りとなる。（次頁に2023～2024年度実績あり）
- 基本的には、毎年度右肩上がりの傾向であり、今後の再エネ導入拡大に伴い、これらの処理頻度・負担については、今後さらに拡大することが想定される。

※ 実際に出力制御を実行した場合（前日指令なしで当日出力制御した場合を含む）の指令日数。

2021年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
九州	21	15	3	1	—	4	11	7	1	4	2	13	82
合計(月別)	21	15	3	1	—	4	11	7	1	4	2	13	82

2022年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道	—	2	—	—	1	2	—	—	—	—	—	—	5
東北	5	9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	18
(東京)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(中部)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(北陸)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(関西)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
中国	2	5	—	—	—	—	2	—	—	—	—	8	17
四国	4	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	13
九州	17	7	—	—	1	1	7	4	1	6	13	23	80
合計(月別)	28	29	0	0	2	3	9	4	1	6	13	38	133

(参考) 昨今の再エネ出力制御指令日数※(2023～2024年度実績)

25

※ 実際に出力制御を実行した場合（前日指令なしで当日出力制御した場合を含む）の指令日数。

2023年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道	－	－	－	－	－	－	2	－	－	－	－	－	2
東北	5	4	2	－	－	－	－	－	－	－	－	3	14
(東京)	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中部	5	5	2	－	－	－	－	－	－	－	－	2	14
北陸	5	5	2	－	－	－	－	－	－	－	－	1	13
関西	－	－	1	－	－	－	－	－	－	－	－	2	3
中国	18	18	5	－	－	－	4	1	1	2	5	8	62
四国	15	13	4	1	－	－	2	－	1	1	－	5	42
九州	20	24	9	－	1	6	24	15	3	4	8	22	136
合計(月別)	68	69	25	1	1	6	32	16	5	7	13	43	286
2024年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道	1	1	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2
東北	12	9	1	－	－	－	2	2	－	－	－	6	32
(東京)	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中部	6	8	1	－	－	1	2	2	－	－	1	2	23
北陸	11	5	2	1	－	－	1	1	－	－	－	1	22
関西	6	10	4	－	－	－	3	1	－	－	－	6	30
中国	16	16	11	1	－	－	6	4	1	1	1	10	67
四国	9	18	3	－	－	－	3	17	－	6	2	19	77
九州	15	21	11	－	－	5	9	15	10	10	14	18	128
合計(月別)	76	88	33	2	－	6	26	42	11	17	18	62	381

1. 現状の変動性再エネの取扱いと課題

- － 1. 市場取引と市場外取引（優先給電ルール）の仕組み
- － 2. 市場外取引（優先給電ルール）の課題

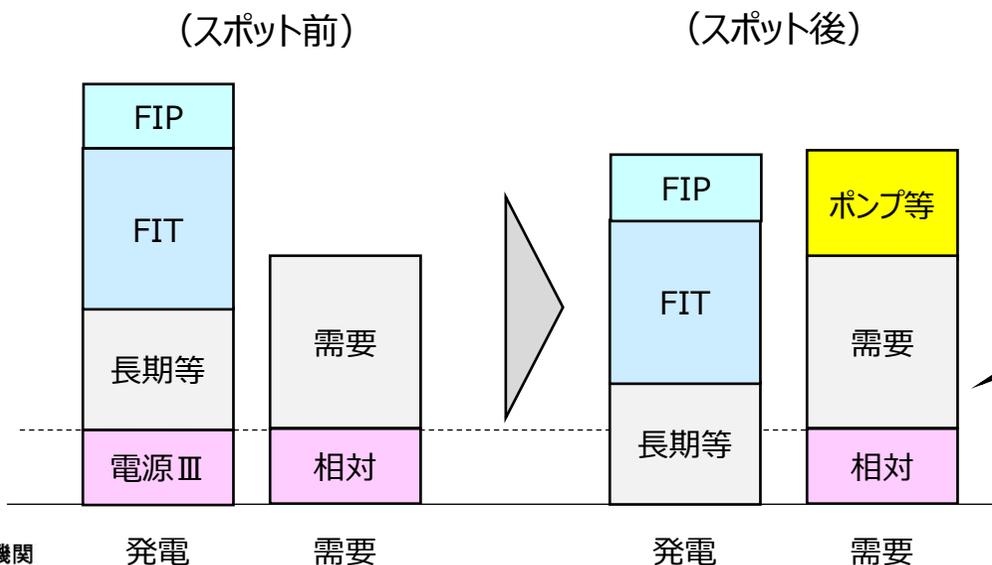
2. 同時市場における取扱いと課題

- － 1. 同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み
- － 2. 入札方法に関する課題（物理的対応）
- － 3. 精算方法に関する課題（金銭的対応）

3. まとめ

- 市場外取引（優先給電ルール）が発生するような需給状況においては供給過剰となっていることから、前日スポット市場における約定価格は最低価格（0.01円/kWh）付近で約定されると想定され、このような場合、発電コストが少なからず生じる調整電源・電源Ⅲを有する事業者は、前日スポット市場から供給力を調達により、自身の調整電源・電源Ⅲの供給力と差し替えることが経済合理的な行動になると考えられる。
- また、揚水発電や蓄電池を有する事業者は前日スポット市場からの買い入札によりポンプや充電を行うことで、安価に供給力を蓄えることができ、約定価格が高いと考えられる時間帯に発電することで収益を得られることとなる。
- このような経済合理的な調整電源・電源Ⅲの差替やポンプ等が行われることで、前述の制度上発生しうるFIT電源①③余剰や、未約定となるFIP電源等を減少させた上で、それでもなお供給余剰となる場合に、優先給電ルールによる下げ調整や電源Ⅲ・再エネの出力制御が行われることが制度上望ましいと考えられる。

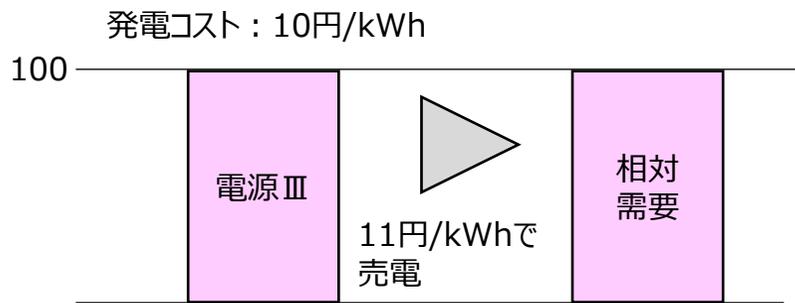
【経済合理的行動に基づく前日スポット約定結果】



供給過剰の場合、卸市場の約定価格が安いため、調整電源・電源Ⅲ供給力の差し替えやポンプ等による需要創出を行うことが経済合理的

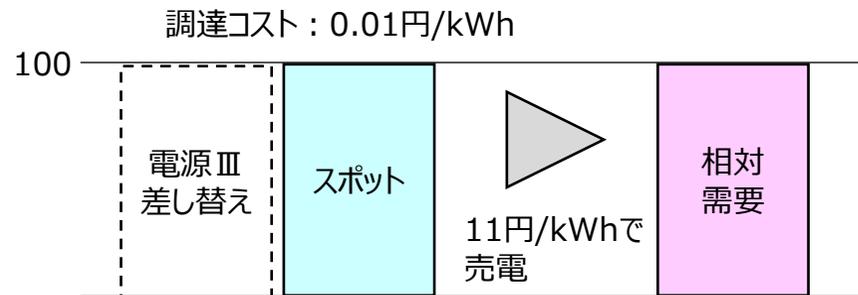
- 通常、発電コスト10円/kWhの電源Ⅲを用いて、相対需要（100kWh）に供給（11円/kWhで売電）していると仮定すると、発電事業者は、100円の利益を得ることができる。
- 他方で、供給過剰となり、前日スポット市場が最低価格付近で約定すると見込まれる場合、発電事業者は自身の電源Ⅲを停止（差替）し、前日スポット市場から調達した供給力を相対需要に供給することで、発電事業者自身の利益が最大化される。

【通常の電源Ⅲの電力売買】



支出： $100 \times 10 = 1000$
収入： $100 \times 11 = 1100$
合計： $1,100 - 1,000 = +100$ 円

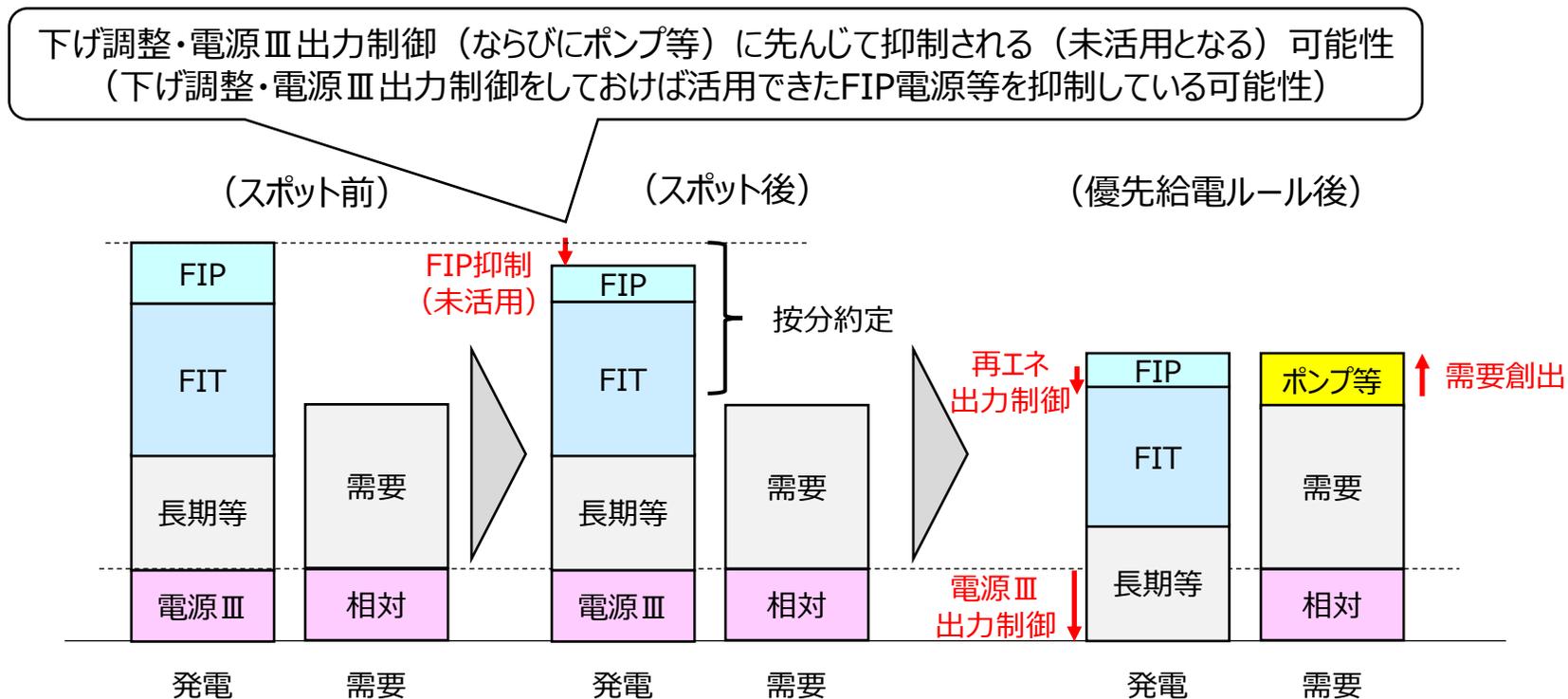
【供給過剰時の電源Ⅲの電力売買】



支出： $100 \times 0.01 = 1$
収入： $100 \times 11 = 1100$
合計： $1,100 - 1 = +1,099$ 円

- 一方、優先給電ルールの実績としては、電源Ⅲ出力制御も一定程度発生している。（次頁に2022年度実績あり）
- この時、現行の優先給電ルールに基づく対応（STEP②以降）は、スポット取引～発電計画策定（STEP①）後に行われることから、スポット取引を行いプロラタ按分で未約定（他の売電先が見つからず事業者自ら抑制）となった**FIP電源等について下げ調整・電源Ⅲ出力制御（ならびにポンプ等）に先んじて抑制される（未活用となる）可能性が高まる**ことを指す（言い換えると、下げ調整・電源Ⅲ出力制御をしておけば活用できたFIP電源等を抑制している可能性があるという意味）。

【市場外取引（優先給電ルール）によるFIP電源等の抑制（未活用）イメージ】



- 市場外取引（優先給電ルール）を経て、最終的に電源Ⅲ出力制御指令に至った日数を纏めたものが下表の通り。
- このうち、再エネ余剰が最も厳しい九州エリアでは年間の約50%の日数で電源Ⅲ出力制御が行われていた。

【2022年度 電源Ⅲ出力制御日数】

左：出力制御日数 右：衆力制御日数／各月（年間）日数

	北海道		東北		東京		中部		北陸		関西		中国		四国		九州	
4月	3	10%	8	27%	0	0%	0	0%	2	7%	0	0%	17	57%	18	60%	24	80%
5月	5	16%	15	48%	0	0%	0	0%	6	19%	0	0%	11	35%	16	52%	17	55%
6月	2	7%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	4	13%	4	13%	5	17%
7月	1	3%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1	3%	2	6%
8月	7	23%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	1	3%	2	6%
9月	3	10%	1	3%	0	0%	0	0%	3	10%	1	3%	4	13%	4	13%	10	33%
10月	0	0%	1	3%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	15	48%	17	55%	23	74%
11月	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	3	10%	17	57%	18	60%
12月	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	8	26%	9	29%
1月	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	2	6%	0	0%	0	0%	8	26%	20	65%
2月	0	0%	1	4%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	8	29%	21	75%
3月	0	0%	10	32%	0	0%	1	3%	0	0%	2	6%	19	61%	21	68%	29	94%
年間	21	6%	36	10%	0	0%	1	0%	13	4%	3	1%	73	20%	123	34%	180	49%

出所) インバランス料金情報公表ウェブサイトの公表データから集計
 期間中の1日(48コマ)のうち1コマでも電源Ⅲ出力制御があれば1日としてカウント

- また、市場外取引（優先給電ルール）の処理フローについては、相当程度の時間とマンパワーが費やされている。
- この点、第55回需給調整市場検討小委員会（2025年4月15日）において、実務対応が間に合わない場合の対策が検討されており、**優先給電ルールに基づいた広域的な再エネ出力制御方法の課題が顕在化しつつある（現状、限られた時間のなか、出来ることが限られる）とも捉えられ、将来的な再エネ大量導入を踏まえた対応（ex.同時市場における最適化処理）を考えていく必要**もあるかといった提言がなされている。

各対策案の課題整理と評価

18

- 3つの対策案に関して、制度面と安定供給面に関する課題および発生頻度について下表のとおり整理した。
- 各案とも制度面においては、調達コストやエリア制御量のばらつき、再エネ事業者の受容性といった点の課題がある。
- 一方で、安定供給面と発生頻度の点では、案Aは他案と比べて発生頻度が高く、また案A、Cは安定供給に影響を与える可能性があることを踏まえると、足元で取りえる対策としては、案Bが妥当な案と考えられるのではないか。
- また、今回このような事象が予見されたことは、優先給電ルールに基づく広域的な再エネ出力制御方法の課題が顕在化しつつある（現状、限られた時間のなか、出来ることが限られる）とも捉えられ、将来的な再エネ大量導入を踏まえた対応（ex.同時市場における最適化処理）を考えていく必要もあるかといった示唆が得られたともいえる。

課題	案A（MMSの打ち切り）	案B（長周期組み合わせ途中打ち切り）	案C（制御指示後ろ倒し）
制度面 （事業者 影響含）	<ul style="list-style-type: none"> ・MMS障害発生時と同様に、打ち切りの場合は、リカバリ処理[※]により、エリア内、商品毎約定処理（複合約定無効）に移行するため、調達コストが増加となる可能性があるか ※MMSの約定処理と並行しバックアップ処理を実施している（リカバリWebアプリ） 	<ul style="list-style-type: none"> ・長周期組み合わせの按分処理打ち切りにより全国での総制御量は変わらない[※] 一方で、按分処理ができないため、エリアによって制御量に不公平が生じる可能性があるか ※長周期組み合わせ自体の打ち切りの場合、総制御量の低減が図れない可能性あり 	<ul style="list-style-type: none"> ・事業者の受容性確認が必要か ・契約見直しも必要となるか ・優先給電ルールに基づくスケジュールの変更が必要となるか（時間変更等）
安定供給面	<ul style="list-style-type: none"> ・リカバリ処理によりエリア内、商品毎約定処理（複合約定無効）となり、余力の対応含め充足未確定な状態となるため、安定供給面に影響を与える可能性 	<ul style="list-style-type: none"> ・エリアによって不公平が生じる可能性はあるが、各エリアにおいて必要な出力制御量は満たされるため、安定供給面の懸念はないといえるか 	<ul style="list-style-type: none"> ・オフライン事業者への指示遅れによって、対応できなくなる事業者が出てくると必要な出力制御量が満たされず、安定供給に影響を与える可能性があるといえるか
発生頻度	<ul style="list-style-type: none"> ・後続の長周期組み合わせの処理時間に関わらず、約定処理を打ち切る必要があるため、案B・案Cと比較し発生頻度が高いといえるか 	<ul style="list-style-type: none"> ・MMS約定処理と長周期組み合わせが共に長時間化したケースに限り打ち切る必要があるため、案Aと比較し発生頻度が低いといえるか 	<ul style="list-style-type: none"> ・MMS約定処理と長周期組み合わせが共に長時間化したケースに限り制御指示が後ろ倒しとなるため、案Aと比較し発生頻度が低いといえるか

1. 現状の変動性再エネの取扱いと課題

- － 1. 市場取引と市場外取引（優先給電ルール）の仕組み
- － 2. 市場外取引（優先給電ルール）の課題

2. 同時市場における取扱いと課題

- － 1. 同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み
- － 2. 入札方法に関する課題（物理的対応）
- － 3. 精算方法に関する課題（金銭的対応）

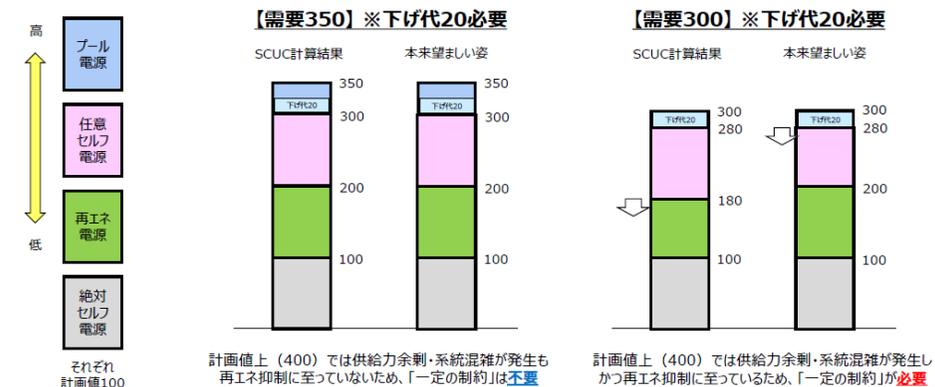
3. まとめ

- 前述の課題① (FIP電源等の未活用) については、前日以降の同時市場ロジック (SCUC) において、調整電源・電源Ⅲについても市場計画電源 (Three-Part情報を登録したプールスケジュール電源) として取り扱うことにより、単価が高いと考えられる調整電源・電源Ⅲを出力制御した上で、FIP電源等含む変動性再エネ電源の出力制御が行われる本来望ましい姿になる (課題①の解決が図れる) と考えられる。
- この点、第14回本検討会において、出力制御や混雑処理等といった安定供給の観点から、自己計画電源入札を制限する考え方として、抑制対応が必要になる地点・時間に対して「一定の制約」を反映する方法を検討しており、それらの仕組みと組み合わせることにより実現可能になると考えられる。

「一定の制約」の特定方法 (抑制側) について (2 / 3)

18

- その上で、どのような場合に「一定の制約」が発生するか (「一定の制約」を課すべきか) 検討を行った。
- まず、SCUCロジックは最初、「一定の制約」が発生しているか分からないため (言い換えると、「一定の制約」を課す要否を特定するため) 任意セルフ電源に関しても抑制せずに (出力下限固定のまま) SCUC計算を実施する。
- この場合、下図のとおり、SCUC計算で再エネ抑制に至るようなケースでは、本来的には (優先給電ルールの) 任意セルフ電源を先に抑制することが望ましいため、「一定の制約」要否の特定方法としては、SCUC計算で再エネ抑制に至っている系統 (エリア・地内系統) を対象とすることが考えられるか。

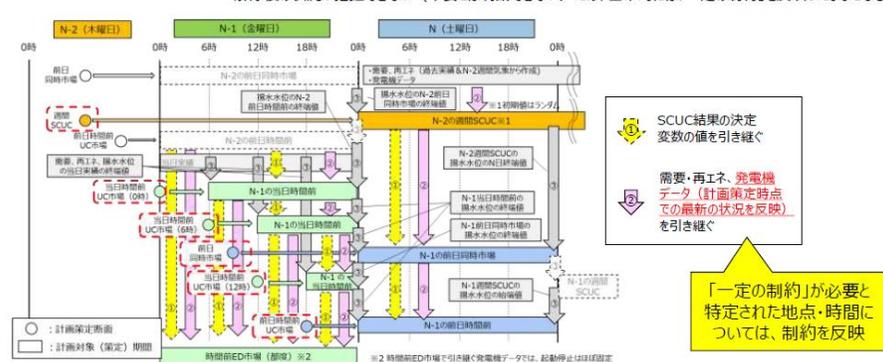


「一定の制約」の市場取引への反映方法について

24

- 最後に、「一定の制約」が必要と判断した場合に、市場取引にどのように反映するのかについて検討を行った。
- 前日 (あるいは時間前) 同時市場に、最新状況をもとに「一定の制約」を課そうと思うと、理想的には各取引断面ごとに、制約無 (制約要否の確認) と制約有 (必要箇所) に制約を課した状態で、2回の計算が必要となるが、SCUC計算には時間がかかることを踏まえると現実的ではないと考えられる。
- そのため、「一定の制約」要否特定については直前のSCUC計算 (前日同時市場の場合、週間SCUCの結果) を元に行い、次の市場取引を行う (SCUCデータを引き継ぐ) 際、「一定の制約」を反映する方法が考えられる。

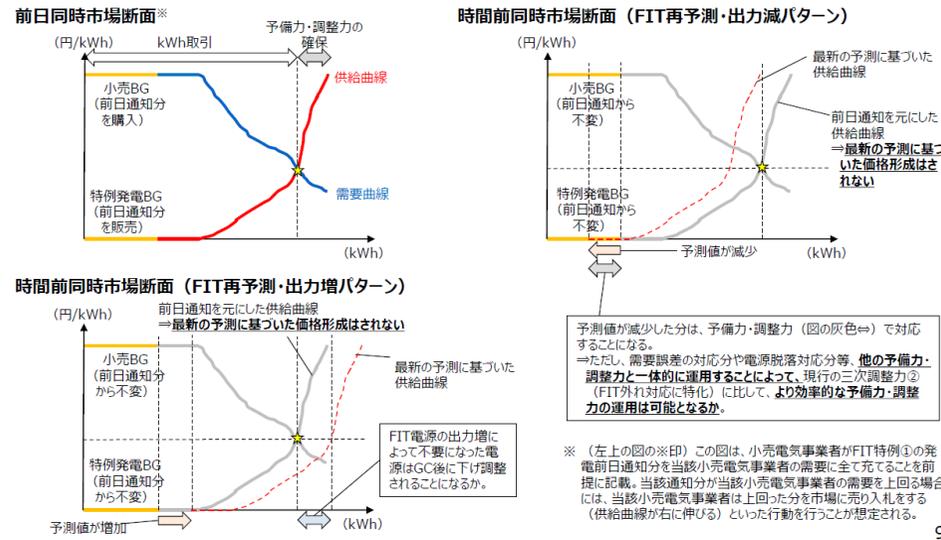
※ 一度、「一定の制約」が必要と特定された地点・時間については、その後、状況変化があったとしても「一定の制約」解除後の状況を把握できない (不要とは判断できない) ため、基本的には「一定の制約」を反映したままとなる。



- また、前述の課題② (実務上の困難) についても、同時市場ロジック (SCUC) を活用することで、地域間連系線 (ならびに地内送電線) の制約を考慮した上で、最適な (≒再エネ出力制御が最小となる) 需給バランスが算定され、言い換えると、現行の「長周期組み合わせ (按分処理含む)」や「再エネ制御量算出 (ノード単位での総量算出まで)」が自動化されることから、課題②の解決が相当程度図れるとも考えられる。
- 加えて、優先給電ルールに基づく対応は、前日～当日における再エネ出力予測・需給バランス想定の変化に対しても実施している (これにより不要となった出力制御指示の一部解除等を行っている) ことから、時間前同時市場のSCUCロジックにおいても、実需給に向けて改善する再エネ出力予測に応じて、変動性再エネ電源の発電量を都度見直せると、より効率的な市場取引と需給運用 (三次②必要量低減・再エネ制御量最小化) が可能になるか。

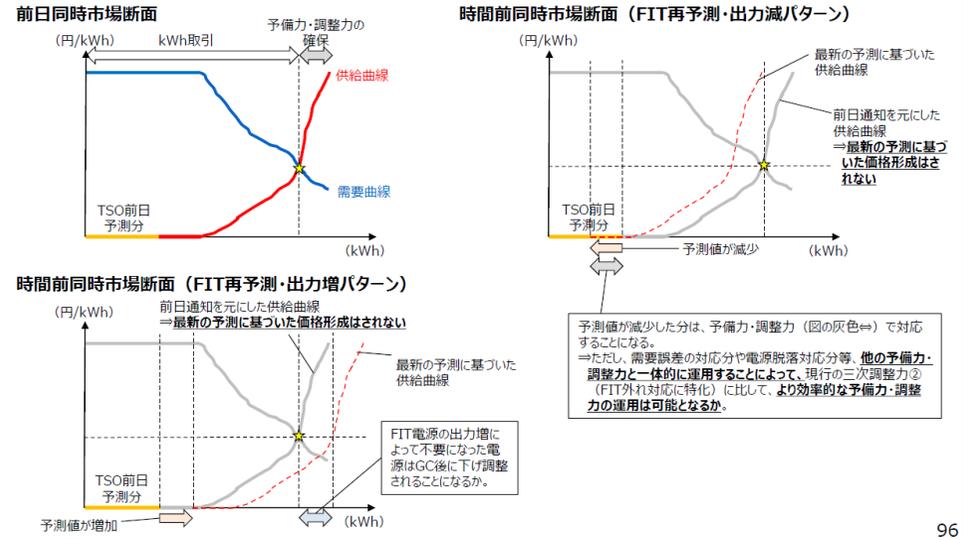
(参考) FIT特例① (小売がインバランス精算主体、インバランリスクなし) の論点

- 現行制度と同様、小売買取分は前日のFIT通知のまま動かさない場合 (インバランリスクなし)、**市場取引 (価格・量) として、FIT電源の誤差分が反映されないことについてどう考えるか。**



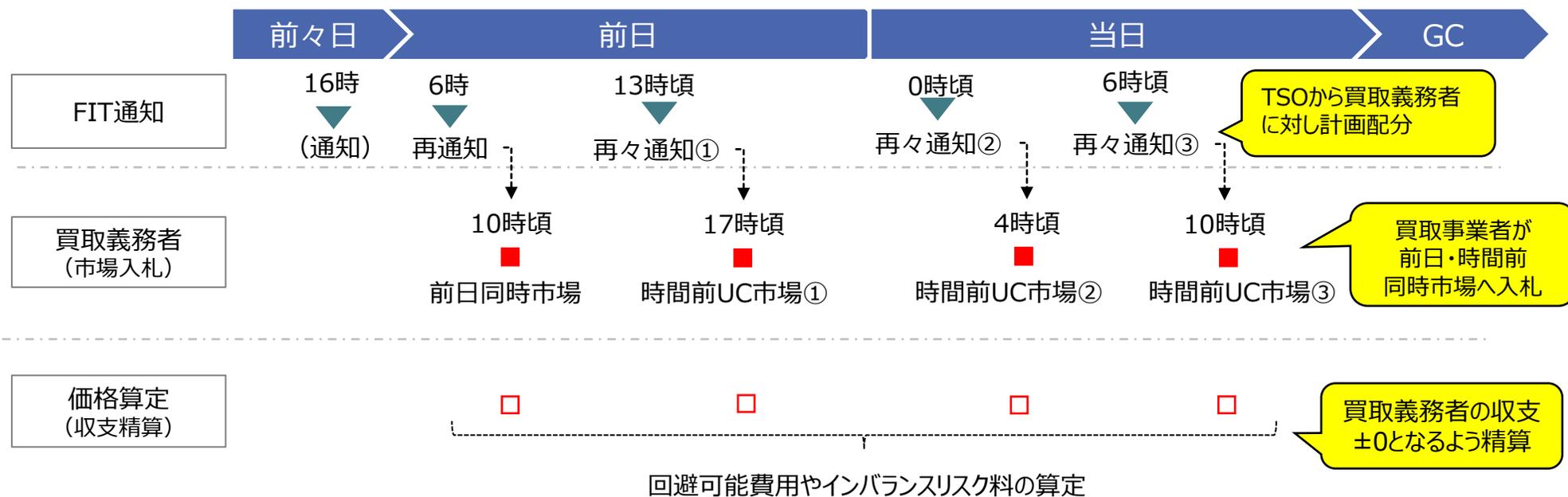
(参考) FIT特例③ (TSOがインバランス精算主体) の論点

- 買い札が前日通知で固定されないことを除けば、基本的に前ページと同じ需給曲線のイメージとなる。**市場取引 (価格・量) として、FIT電源の誤差分が反映されないことについてどう考えるか。**



- 一方で、最新の再エネ出力予測値を同時市場ロジック (SCUC) に都度反映させるには、FIP電源等であれば、インバンスリスク回避のため事業者の自発的な入札が期待されるが、FIT電源①③に関しては、TSOからの最新の計画配分 (再々通知) に基づき、買取義務者が入札 (あるいは計画見直し) を行う必要がある。
- この点、買取義務者が都度の入札 (あるいは計画見直し) に対応できるかの物理的な課題、ならびにFIT制度は買取義務者の収支を±0とする (金銭的負担をかけない) 制度であるため、買取義務者が都度の入札を行った際、収支±0に対応できるかの金銭的な課題が存在する。
- 上記について、そもそも変動性再エネ電源について、各市場取引断面でどのようにThree-Part情報を取り扱うのか含め、入札・精算の方法 (対応可否) について整理を行った。

【同時市場ロジック (SCUC) を活用した仕組みのイメージ】 ※再々通知や時間前同時市場の時間は一例



1. 現状の変動性再エネの取扱いと課題

- － 1. 市場取引と市場外取引（優先給電ルール）の仕組み
- － 2. 市場外取引（優先給電ルール）の課題

2. 同時市場における取扱いと課題

- － 1. 同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み
- － 2. 入札方法に関する課題（物理的対応）
- － 3. 精算方法に関する課題（金銭的対応）

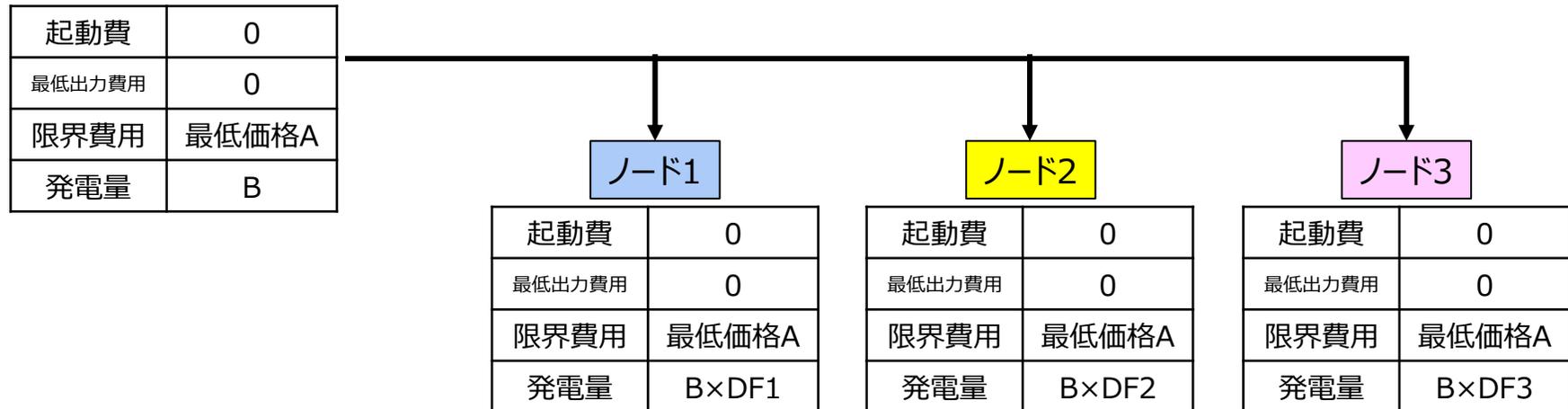
3. まとめ

- FIT電源①③については、現状もスポット取引する際は、最低入札価格（0.01円/kWh）で入札していることから、同時市場においても限界費用のみ最低価格（起動費・最低出力費用はゼロ）で入札することが考えられる。
- また、同時市場ロジック（SCUC）は系統制約を考慮することから、計算処理上はノード単位の売り入札が必要になる一方、買取義務者（特に特例①の小売）がノード単位で入札することは現実的ではないことから、現行同様、買取義務者の入札はエリア単位で行い、ロジック内でTSOが把握する係数に合わせて分配する方法が妥当か。
- FIP電源等についても、基本的には上記と同じ方法にすることも一案だが、必要に応じてThree-Part情報のうち、起動費・最低出力費用の項目活用や、ノード単位・エリア単位※の入札は選択可能とすることも考えられる。

※ エリア単位で入札する場合、どのノードに分配するか、予めTSOと協議（申し合わせ）しておくことが必要か。

【変動性再エネ電源の入札方法イメージ（下図はFIT電源①③の例）】

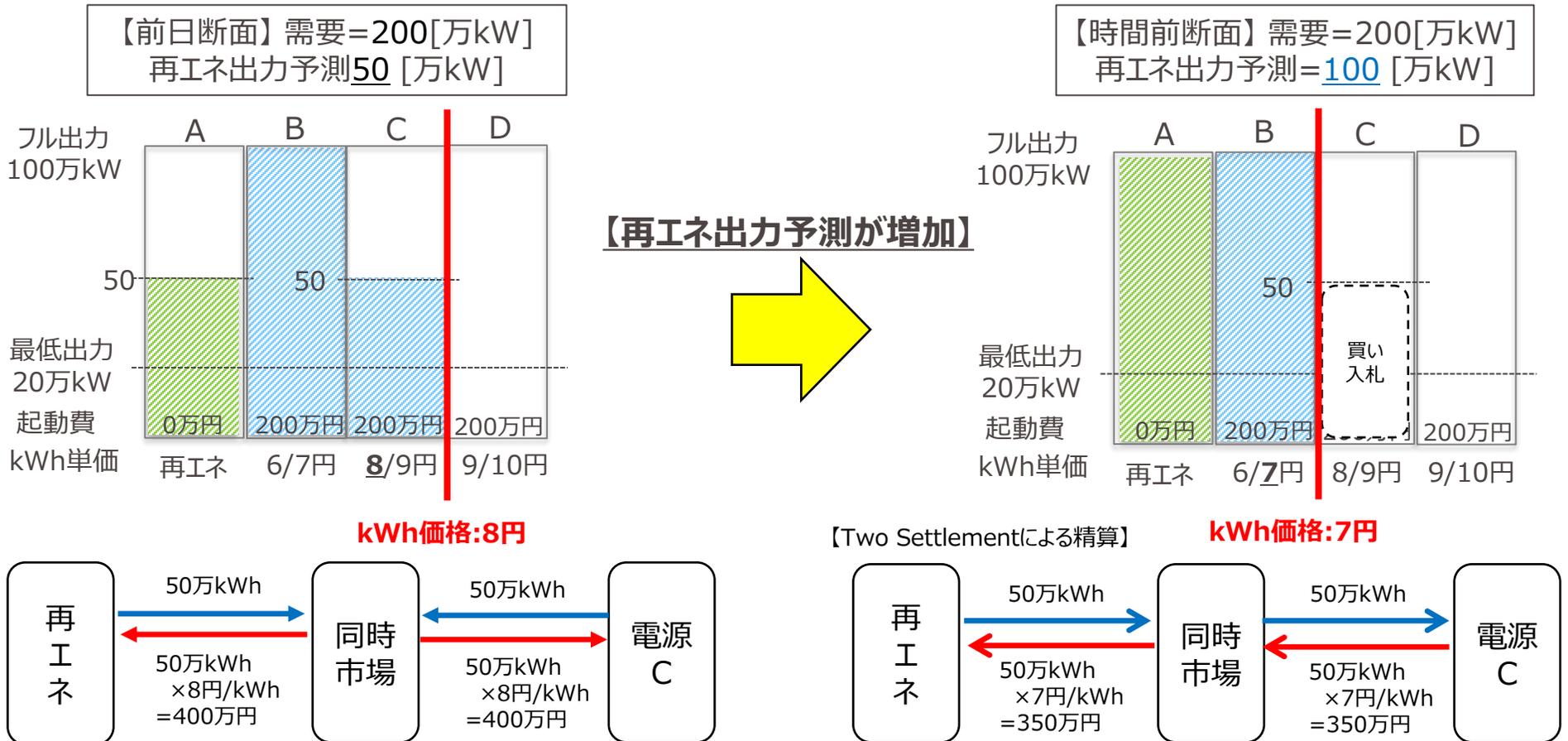
FIT電源①③の入札（エリア単位）



・DF1～DF3は各ノードの分配係数（Distribution Factor）、FIT設備量に応じて予めTSOが設定しておく方法等が考えられる。

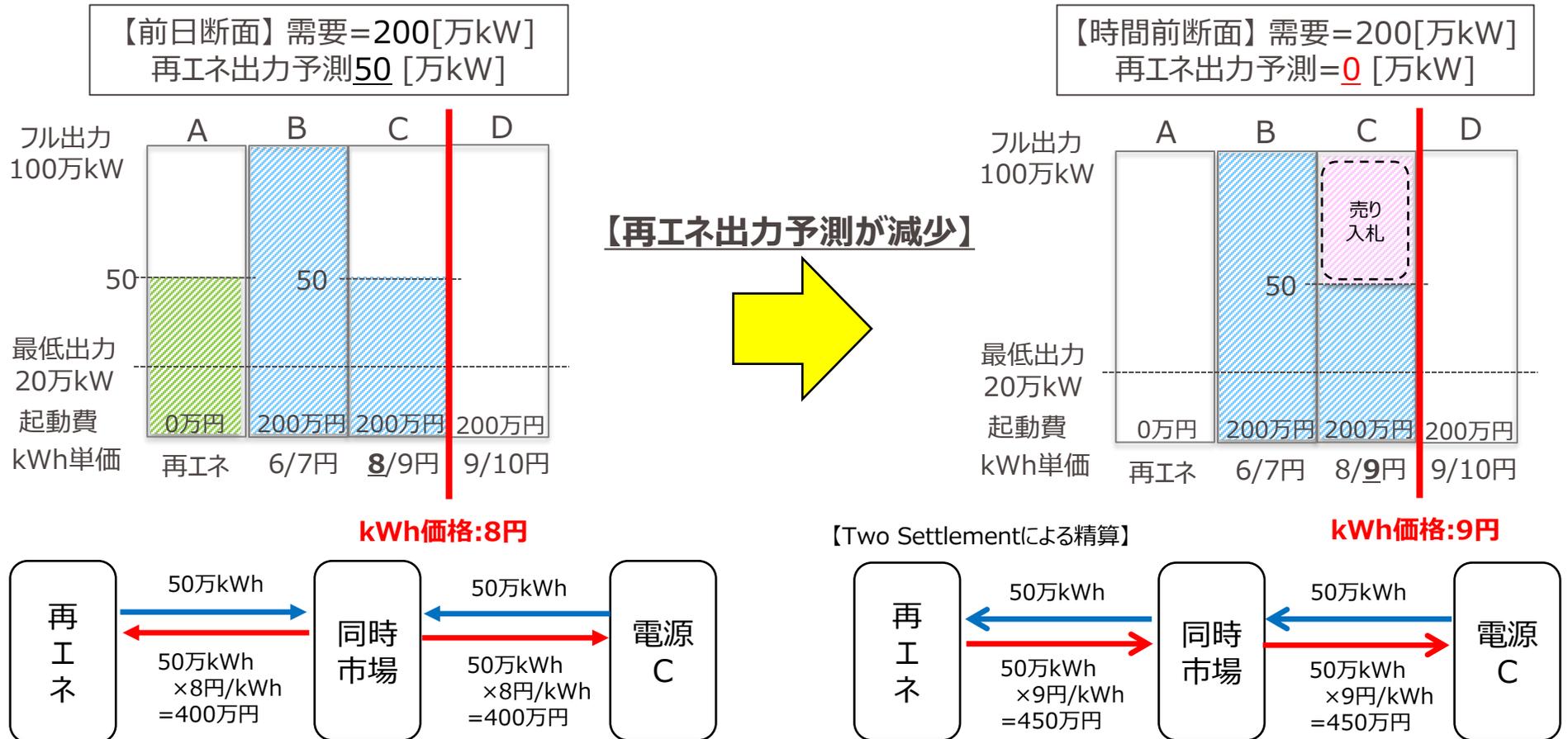
- 前日以降に再エネ出力予測が上振れた際は、入札情報のうち発電量を更新（下図では前日50→時間前100）することで、単価の高い電源の買い入札※（出力減）とマッチングすることが出来る。
- このとき、再エネ上振れで基本的には市場価格が低下する断面だと考えられ、FIP電源等にとっては前日予測精度を上げようとするインセンティブ、単価の高い電源にとっては下げ調整に応じる対価が支払われる整合的な構図となる。

※ 時間前断面においても、「停止or最低出力～フル出力」まで市場計画電源として入札し続けることで、買い入札の構図となる。



- 前日以降に再エネ出力予測が下振れた際は、入札情報のうち発電量を更新（下図では前日50→時間前0）することで、単価の高い電源の売り入札※（出力増）とマッチングすることが出来る。
- このとき、再エネ下振れで基本的には市場価格が高騰する断面だと考えられ、FIP電源等にとっては前日予測精度を上げようとするインセンティブ、単価の高い電源にとっては上げ調整に応じる対価が支払われる整合的な構図となる。

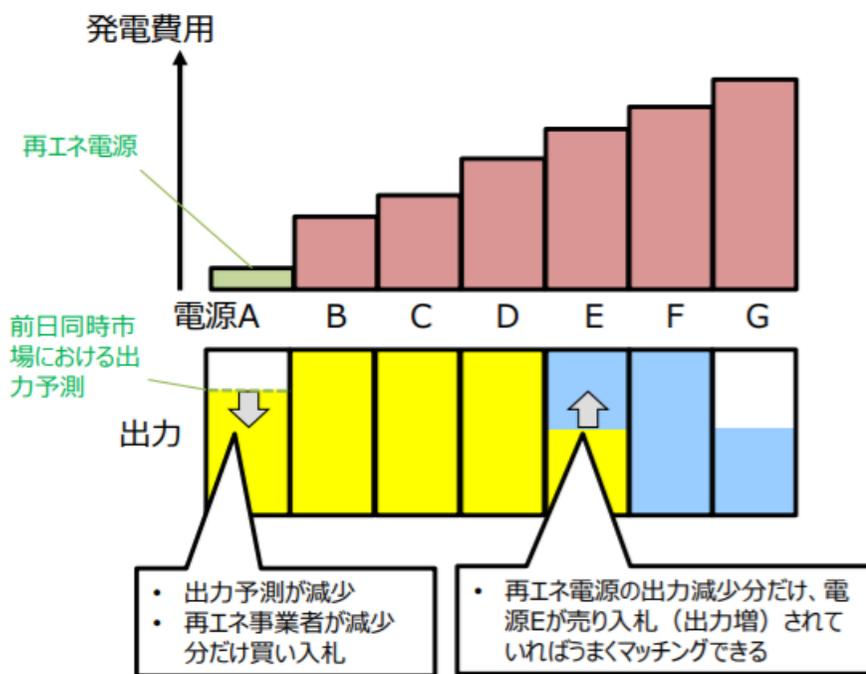
※ 時間前断面においても、「停止or最低出力～フル出力」まで市場計画電源として入札し続けることで、売り入札の構図となる。



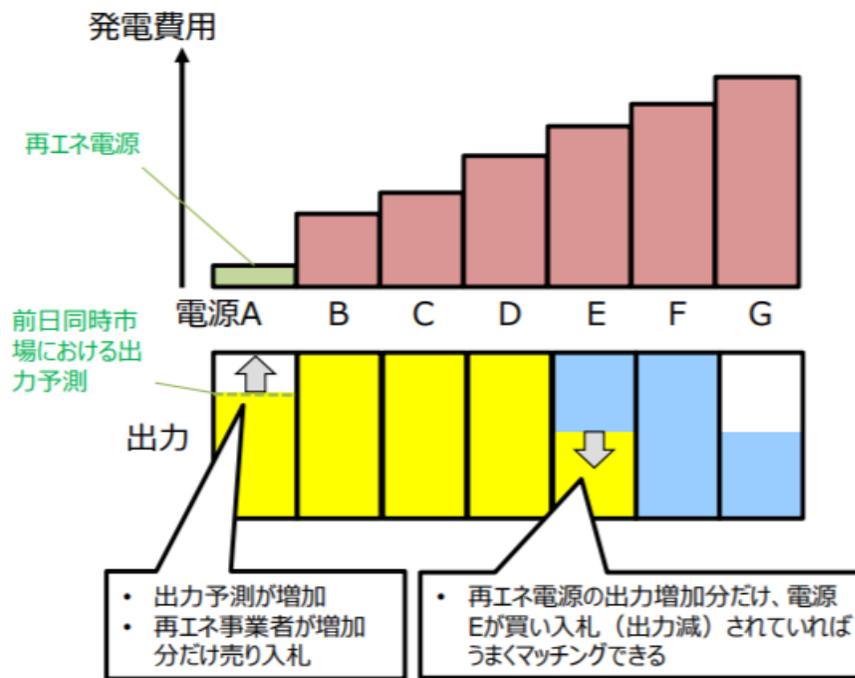
ケーススタディB：再エネ変動対応の売買

- 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（ Δ 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。

- 前述の通り、時間前同時市場ロジック（SCUC）を活用すれば、基本的には前日以降の再エネ変動分（上振れ・下振れ）についても売買可能と考えられる一方、インバンスリスク低減インセンティブを有するFIP電源等と異なり、FIT電源①③に関しては、TSOからの最新の計画配分（再々通知）に基づき、入札（あるいは計画見直し）を行うといった買取義務者の新たな負担になり得ることをどのように考えるか。
- この点、FIT電源③であれば、買取義務者（TSO）にとり、三次②必要量低減や前述の課題（優先給電ルール対応の限界）解決に寄与することから、FIT電源①に比べると負担が少ないとも考えられるか。
- 一方、FIT電源①については、買取義務者（小売）に対するインセンティブが直接的には存在しないことを考えると、どのように取り扱うかが課題※となる。
- 以上の課題については、関連する審議会等におけるFIT電源①③の取扱いの検討状況を踏まえ、引き続き、検討していくこととしてはどうか。

※ 2017年以降、基本はTSO買取になっており、固定買取期間（最長20年）を考慮すると、2036年頃には大宗のFIT電源①は存在しなくなると思われるため、FIT電源①の取り扱いのみ現行のまま（前日再通知のみ）とするのも一案か。

- FIT特例①計画配分が遅くなった場合、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、FIT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。



※ 図は2019年時点のものであり、現在はFIT特例①の通知時間が前々日から前日6時に見直されていることや、常時BUの申込時間に変更されていることに注意。

1. 現状の変動性再エネの取扱いと課題

- － 1. 市場取引と市場外取引（優先給電ルール）の仕組み
- － 2. 市場外取引（優先給電ルール）の課題

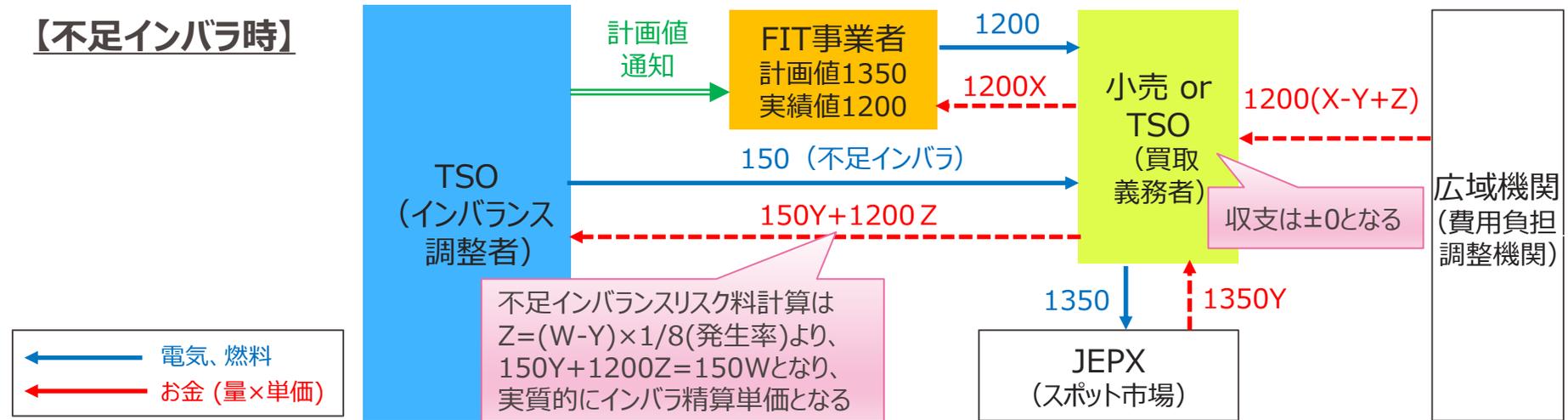
2. 同時市場における取扱いと課題

- － 1. 同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み
- － 2. 入札方法に関する課題（物理的対応）
- － 3. 精算方法に関する課題（金銭的対応）

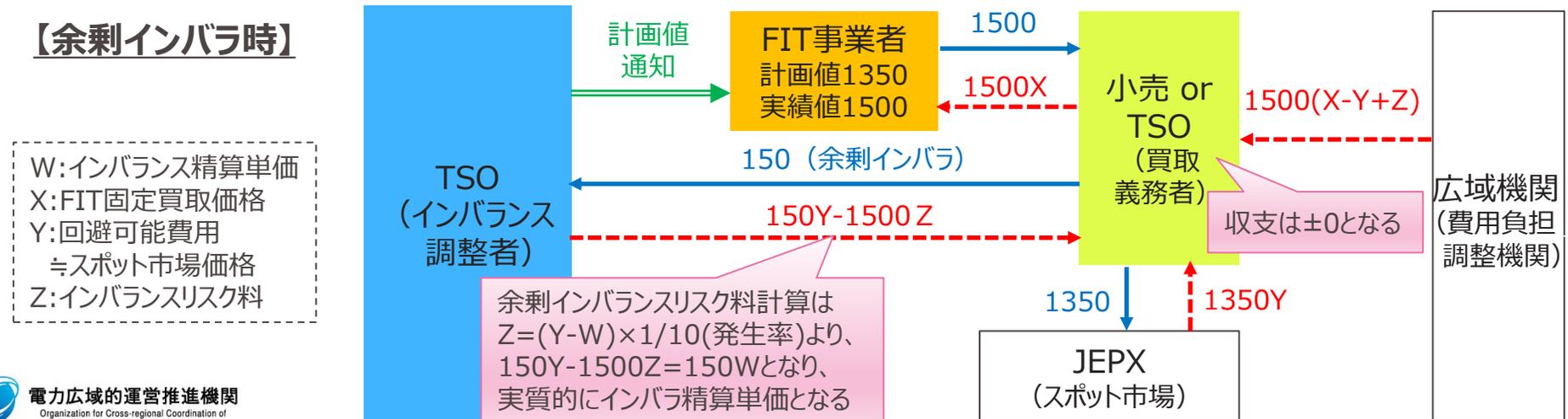
3. まとめ

- FIT制度は買取義務者の収支を±0とする（金銭的負担をかけない）制度であるため、前述のような買取義務者が都度の入札対応を出来たとしても、収支±0に対応できるかといった金銭的な課題も存在する。
- ここでは再々通知含め、どのような精算方法とすればFIT電源①③買取義務者収支を±0とできるか検討を行った。

【不足インバラ時】



【余剰インバラ時】



- FIT電源の計画値と実績値の差分はインバランスとなる※も、インバランス精算を回避可能費用（≒スポット価格）にて行うことで、買取義務者の収支を±0とする仕組みが設けられている。
- この点、現行制度においても、厳密には「小売買取はスポット市場 + 時間前市場価格の加重平均」、「TSO買取はスポット市場価格」と異なっており、今回、新たな仕組みは、前日同時市場だけではなく時間前同時市場も活用した仕組みとなるため、「前日および全時間前同時市場価格の加重平均」とした上でお金の流れについて確認した。

※ 厳密にはFIT電源③（TSO買取）はインバランスとはならないが、TSO内のお金の流れは同様であるため、合わせて確認を行う。

(参考) 回避可能費用について 13		
改正FIT法による制度改正について（平成29年3月 資源エネルギー庁）より抜粋（一部修正）		
<ul style="list-style-type: none"> ■ 回避可能費用とは、FIT電気の買取義務者が、FIT電気の調達によって支出を免れた費用を指す。 ■ 回避可能費用単価の算定方法については、平成28年4月の電力小売全面自由化に伴い、従来の総括原価方式を前提とした算定方法から、市場価格連動へと見直しを行っているため、送配電買取における回避可能費用もスポット市場価格とすることとする。 ■ なお、小売買取においては、小売事業者にとってのFIT電気の調達価格が回避可能費用となるため、市場価格連動への見直しに伴い、5年間の激変緩和措置を講じており、一定の条件を満たすものについては従来の算定方法を維持することとしている。 		
<回避可能費用単価の算定方法>		
時期等	回避可能費用単価の算定方法	備考
(1) 平成24年度・平成25年度認定分（小売買取）	全電源平均可変費単価	激変緩和措置あり (令和2年度末まで一定の条件を満たせば維持可能)
(2) 平成26年度・平成27年度認定分（小売買取）	①全電源平均可変費単価 + 全電源平均固定費単価 ②火力平均可変費単価 の組み合わせ ※①：太陽光、風力、水力の供給力計上した分+地熱、バイオマス ※②：太陽光、風力、水力の供給力計上していない部分	※激変緩和措置の対象外となる場合は、(3)の方式で算定
(3) 平成28年度～（小売買取）	スポット市場価格 + 時間前市場価格の加重平均 (30分単位)	令和3年度以降、小売買取分はこの方法に一本化
(4) 平成29年度～（新FIT法、送配電買取）	スポット市場価格 (30分単位)	送配電買取の対象はすべてこの方法

- 回避可能費用単価(小売買取)については、小売全面自由化や市場価格との値差による転売益防止等の背景から、インバランス料金と同様に市場価格連動とされた。
- また、小売事業者はスポット市場および時間前市場の両方を利用することから、旧インバランス料金の考え方と同様、スポット市場価格と時間前市場価格の加重平均を用いることとなった。
- 回避可能費用単価(TSO買取)と考え方が異なるのは、FIT電源③(TSO買取)は、基本的には全量スポット市場に売り入札を行う仕組みであるため、スポット市場価格のみになったと考えられるか。

小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法の検討(1)

- 買取制度運用ワーキンググループでの議論においては、小売全面自由化後の回避可能費用について、下記のような背景を踏まえ、原則として小売全面自由化後の新規買取契約は市場価格に連動する方式に移行すべきとの意見が多数であった。他方、既存買取契約については、小売料金への影響の観点から一定の激変緩和措置を講ずることが適切との方向性が示された。
- なお、小売電気事業者はゲートクローズ(1時間前)まで、スポット市場及び1時間前市場の両方を利用して電気の調達を行うことが想定されることから、新たな回避可能費用単価としては、インバランス料金の考え方と同様に、スポット市場価格と1時間前市場価格の加重平均値を用いることとなった。

回避可能費用を市場価格連動に見直す背景

1. 電力システム改革を通じ、従来の一般電気事業者を中心としたシステムが改革され、総括原価方式が将来的に撤廃されることから、回避可能費用の価格指標として「一般電気事業者が支出を免れた平均費用ベース」を採用できなくなり、新たな価格指標が必要になる。
2. 電力システム改革を通じ、卸電力市場の流動性が増大し、市場価格の指標としての役割が高まることが期待される。これを踏まえ、小売全面自由化後の「インバランス料金」も市場価格連動になる。
3. 市場価格と現行の回避可能費用の構造的な値差を利用して、小売電気事業者が転売益を得られる状況は国民負担増加に繋がる問題であり、取引所に転売することで、再エネが安く調達できたメリットが需要家に還元されないといった事態を防ぐ必要がある。

6

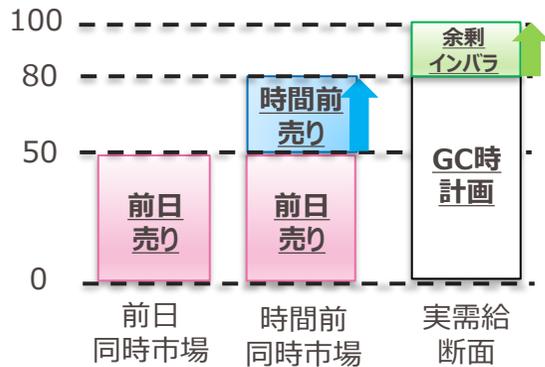
小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法(詳細)

1. 回避可能費用として使用するべき市場価格指標
 - スポット市場と1時間前市場の加重平均(30分値をそのまま用いる)
2. 回避可能費用を設定する上で考慮すべき事項
 - スマートメーターによる30分電力量が利用できない場合は、プロファイリングで対応
 - 通常時はシステムプライスを採用するが、市場分断が生じる場合はエリアプライスとする。
 - 離島の場合は、市場価格連動ではなく、一般送配電事業者のエリアごとに、離島の需給調整に用いる調整力の実コストをもとに算出
 - 回避可能費用が買取価格を上回る場合、原則、買取義務者が費用負担調整機能に対し、回避可能費用と買取価格の差を支払う(実際には、交付金の算定の際に相殺する)。ただし、離島の場合は、恒常的に回避可能費用が買取価格を上回る場合もあると考えられることから、そのような案件については、交付金の申請を行わないこととする。なお、これにより、回避可能費用と買取価格の差分だけ、離島供給コストとして託送料に上乗せされる費用が圧縮されることとなる。
 - 小売全面自由化後は、全ての小売電気事業者(現一般電気事業者と現新電力)と同様の扱いとする。
3. 変動性電源と非変動性電源の扱い
 - 両者に差を設けない(ただし、将来において、容量市場が整備された場合には、必要に応じて、その価格を長期契約の回避可能費用に反映することを検討する)。

7

■ 前日以降に再エネ出力予測が上振れた際（下図では前日50→時間前80→実需給100）、回避可能費用を「前日および全時間前同時市場価格の加重平均」とした上で、インバンス精算を行うことで、買取義務者の収支が±0になっている（金銭的負担をかけない）ことが確認できた。（合わせて従来通りのインバンスリスク料算定方法を用いることで、TSOのインバンス精算影響分も補填されていることが確認できた）

【再エネ出力予測が増加】

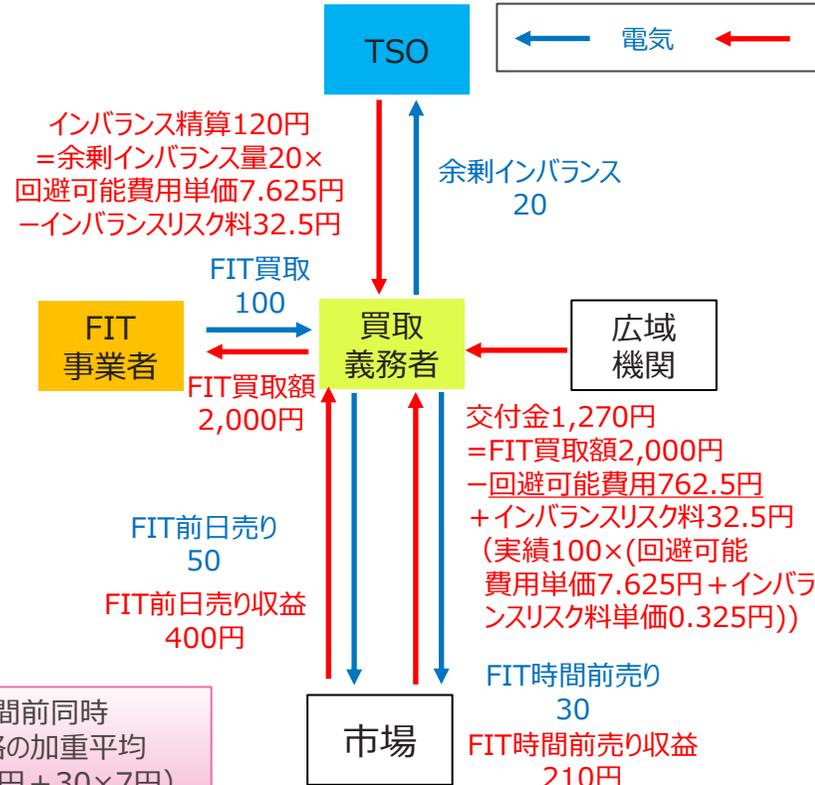


【前提条件】

前日FIT予測値：50
 前日同時市場価格：8円
 時間前FIT予測値：80
 （30を時間前売り）
 時間前同時市場価格：7円
 FIT実績値：100
 （20の余剰インバンス）
 インバンス価格：6円
 FIT固定買取価格：20円
 回避可能費用単価：7.625円
 インバンスリスク料単価：0.325円

前日・時間前同時市場価格の加重平均
 $(50 \times 8円 + 30 \times 7円) / (50 + 30)$

$(回避可能費用 - インバンス価格) \times (発生率)$
 $= (7.625 - 6) \times 20 / 100 = 0.325円$



買取義務者の収支

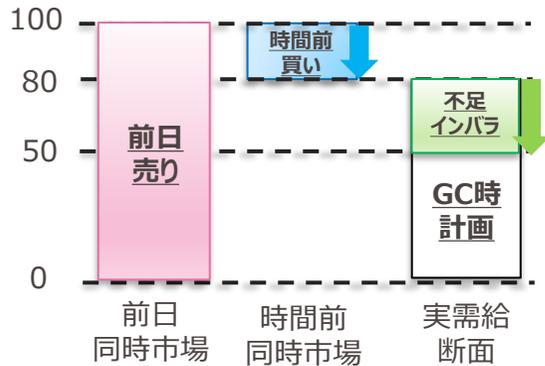
収入	項目	金額
収入	前日売り収益	400
収入	時間前売り収益	210
支出	交付金	1237.5
支出	インバラ精算	152.5
支出	FIT買取額	2000
収支		±0

インバンス収支

収入	項目	金額
収入	下げ調整収益	120 (=20×6)
支出	インバンスリスク料	32.5
支出	回避可能費用	152.5
収支		±0

■ 前日以降に再エネ出力予測が下振れた際（下図では前日100→時間前80→実需給50）、回避可能費用を「前日および全時間前同時市場価格の加重平均」とした上で、インバランス精算を行うことで、買取義務者の収支が±0になっている（金銭的負担をかけない）ことが確認できた。（合わせて従来通りのインバランスリスク料算定方法を用いることで、TSOのインバランス精算影響分も補填されていることが確認できた）

【再エネ出力予測が減少】

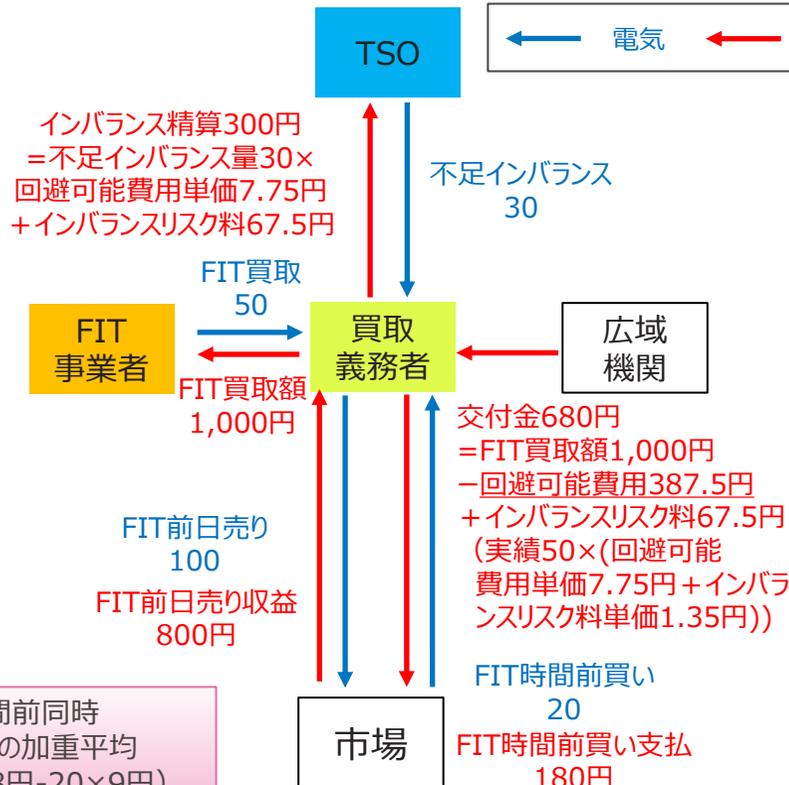


【前提条件】

前日FIT予測値：100
 前日同時市場価格：8円
 時間前FIT予測値：80
 （20を時間前買い）
 時間前同時市場価格：9円
 FIT実績値：50
 （30の不足インバランス）
 インバランス価格：10円
 FIT固定買取価格：20円
 回避可能費用単価：7.75円
 インバランスリスク料単価：1.35円

前日・時間前同時
 市場価格の加重平均
 (100×8円-20×9円)
 / (100-20)

(インバランス価格-回避可能費用) × (発生率)
 = (10-7.75) × 30/50 = 1.35円



買取義務者の収支

収支	項目	金額
収入	前日売り収益	800
	交付金	680
支出	時間前買い支払	180
	インバラ精算	300
	FIT買取額	1000
収支		±0

インバランス収支

収支	項目	金額
収入	回避可能費用	232.5
	インバランスリスク料	67.5
支出	上げ調整費用 (30×10)	300
収支		±0

- FITのインバランスリスクについては本来、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、インバランスリスクは計画配分を行う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、インバランスリスク料という仕組みが整備されている。

インバランスリスク料による補填の仕組み

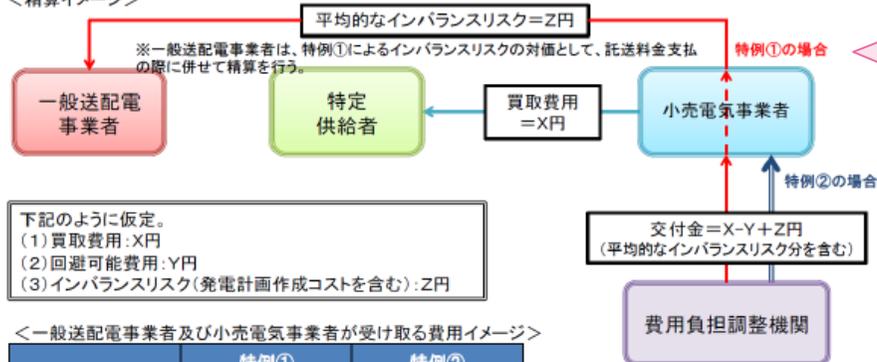
- 一般送配電事業者は、FIT特例①の回避可能費用によるインバランス精算の影響分をインバランスリスク料による収入により補填される仕組みとなっている。

【参考】 FITインバランス特例①、②におけるインバランスリスク等の精算方法(イメージ)

- 原則ケースからの乖離が生じる発電計画作成コストとインバランスリスク(インバランスリスク等)について、回避可能費用以外で調整する負担スキーム案は下記の通り。
- 具体的には、費用負担調整機関がインバランスリスク等に相当する額を含む交付金を一旦小売電気事業者に交付し、特例②においては小売電気事業者がインバランスリスク分もそのまま受領。特例①においては、小売電気事業者から一般送配電事業者に対しインバランスリスク等に相当する額を託送料金支払の際に併せて精算を行うスキームとしてはどうか。

第6回買取制度運用WG
事務局資料(2015.5)

<精算イメージ>



- ・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
インバランスリスク料 = (不足インバランス単価 - 回避可能費用) × 発生率
- ・余剰インバランスのみ発生時は
インバランスリスク料 = (回避可能費用 - 余剰インバランス単価) × 発生率
- ・また、マイナス値となっても可

- 前述の通り、同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組みとする場合、FIT制度の趣旨を尊重すると、FIT電源①③買取義務者が都度の入札対応を行ったとしても、収支を±0とする（金銭的負担をかけない）必要がある。
- この点、回避可能費用を「前日および全時間前同時市場価格の加重平均」としてインバランス精算を行うことにより、買取義務者の収支が±0になっている（金銭的負担をかけない）ことが確認できた。（合わせて従来のインバランスリスク料算定方法を用いることで、TSOのインバランス精算影響分も補填されていることが確認できた）
- 上記により、FIT電源①③に関し、TSOからの最新の計画配分（再々通知）に基づき都度入札（あるいは計画見直し）を行うのであれば、回避可能費用を「前日および全時間前同時市場価格の加重平均」としてインバランス精算を行うことにより、買取義務者の収支を±0にする方向性が考えられるか。

1. 現状の変動性再エネの取扱いと課題

- － 1. 市場取引と市場外取引（優先給電ルール）の仕組み
- － 2. 市場外取引（優先給電ルール）の課題

2. 同時市場における取扱いと課題

- － 1. 同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み
- － 2. 入札方法に関する課題（物理的対応）
- － 3. 精算方法に関する課題（金銭的対応）

3. まとめ

- 今回、現行制度における変動性再エネ電源の取扱いと昨今顕在化し始めている課題等を踏まえつつ、同時市場において変動性再エネ電源を取扱う仕組み、ならびにその場合の入札・精算の方法・課題について整理を行った。

【同時市場ロジック（SCUC）を活用した仕組み】

- FIP電源等であれば自発的な入札を、FIT電源①③に関しては、TSOからの最新の計画配分（再々通知）に基づき、買取義務者が入札（あるいは計画見直し）を行うことで、現行制度における課題解決ならびに効率的な市場取引と需給運用（三次②必要量低減・再エネ制御量最小化）が可能になる

【変動性再エネ電源の入札方法】

- FIT電源①③について、買取義務者の入札はエリア単位で行い、限界費用のみ最低価格（起動費・最低出力費用はゼロ）で入札することが考えられる（ロジック内でTSOが把握する係数に合わせて分配）
- FIP電源等について、必要に応じてThree-Part情報のうち、起動費・最低出力費用の項目活用や、ノード単位・エリア単位の入札は選択可能とすることが考えられる
- 前日以降に再エネ出力予測が上振れ・下振れした場合は、入札情報のうち発電量を更新することで対応できるが、このうちFIP電源等は事業者の予測更新の都度、FIT電源③は最新の計画配分（再々通知）の都度とすることが考えられる一方、FIT電源①の取扱いについては、買取義務者（小売）に対するインセンティブが、直接的には存在しないことを考えると、どのように取り扱うかが課題となる

【変動性再エネ電源の精算方法】

- FIT電源①③に関し、TSOからの最新の計画配分（再々通知）に基づき都度入札（あるいは計画見直し）を行うのであれば、回避可能費用を「前日および全時間前同時市場価格の加重平均」としてインバランス精算を行うことにより、買取義務者の収支を±0にする方向性が考えられる