

FITインバランス特例制度①の 運用方法の変更について

2019年12月

電力広域的運営推進機関

北海道電力株式会社

東北電力株式会社

東京電力パワーグリッド株式会社

中部電力株式会社

北陸電力株式会社

関西電力株式会社

中国電力株式会社

四国電力株式会社

九州電力株式会社

沖縄電力株式会社

- 資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会での審議結果を踏まえ、インバランスの削減、公正かつ適正な市場価格の形成の観点から、FITインバランス特例制度①（以下、「FIT特例①」という。）の運用方法の変更を行うことになりました。

- 上記に伴う主な変更点は以下の3点です。
 - 太陽光・風力（以下、「自然変動電源」という。）の発電計画値が、一般送配電事業者から小売電気事業者へ前日6時に再通知される運用に変更する。…第1部の資料参照

 - 小売電気事業者が、水力・地熱・バイオマス（以下、「非変動電源」という。）の発電計画値の変更を求める場合、小売電気事業者は前日2時までには再提出する運用の明確化。…第2部の資料参照

 - 小売電気事業者が、自然変動電源の発電計画値の内、自社需要を超過する分をスポット取引市場へ最低価格で入札すると共に、翌日計画においては売れ残り量を控除した値で電力広域的運営推進機関（以下、「広域機関」という。）へ提出する運用に変更する。…第3部の資料参照

- 本資料は、FIT特例①にて買取している（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月より開始される、FIT特例①の運用変更に伴う概要と、計画の提出方法についてご説明するものです。

(第1部) 自然変動電源の発電計画値の前日6時再通知について

1. 概要
2. 計画提出
3. 計画提出時の注意事項

(第2部) 非変動電源の発電計画値の変更について

1. 概要
2. 計画提出

(第3部) 自然変動電源の発電計画値の変更について

1. 概要
2. 計画提出
3. 発電計画値変更までの手順
4. 具体的な発電計画値の変更方法

運用切替までのスケジュール

送配電等業務指針等の変更について

問い合わせ窓口

(第 1 部) 自然変動電源の発電計画値の
前日 6 時再通知について

- 気象条件で出力が変動する太陽光や風力などの再エネ電源の導入拡大が進む中で、再エネ電源の出力を予測する重要性が高まっています。
- このような中、FIT特例に由来する再エネ予測誤差に対応するための、費用負担の増加が懸念されています。
- FIT特例①の自然変動電源の発電予測値は、前々日の気象予報等に基づき、一般送配電事業者が予測しており、前々日の16時に小売電気事業者に通知され、小売電気事業者はその値を用いて、計画を作成しています。
- この結果、前々日の予測値と当日の実績において大きな乖離が発生する可能性があります。その乖離は最終的に、全て一般送配電事業者で調整することになり、その調整コストは、託送料金を通じて事業者の皆様にも影響を与えることとなります。

- 以上の背景を踏まえて、2019年8月資源エネルギー庁の第20回電力・ガス基本政策小委員会において、「FIT特例①の通知については、前々日16時に一度通知をした後に、前日6時に再通知し、小売電気事業者は前日6時の通知を計画に反映する」ことが定められました。
- そこで、FIT特例①にて買取している（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。

論点③：FIT特例①通知の在り方について

- BGの業務フローについてヒアリングを行ったところ、FIT特例①の予測量を受領した後、スポット市場への入札量を決定するまでに必要な作業時間は、1～4時間（注）程度との回答が得られた。
- また、仮に前日6時に通知を行う場合、一般送配電事業者は、前日3時前後に受信したデータを利用してFIT特例①の配分量を通知することが可能となる。
- 加えて、現在、多くのBGでは、前々日16:00に通知を受け、一旦スポット市場への入札を行い、その後、需給計画に変動があった場合は、前日朝に入札計画を修正するとの回答が得られた。
- 以上を踏まえ、FIT特例①の通知については、前々日16時の一度通知をした後に、前日6時に再通知し、BGは前日6時の通知を計画に反映する、という運用の見直しを行うこととしてはどうか。

（注）BGが入札量を決定するまでの業務フロー（ヒアリングベース）

【旧一般電気事業者：約4時間】

※需要量・供給力のボリュームが大きく、それぞれの業務に時間を要する。

- ①データ取込【約1時間】
- ②発電計画策定(需給バランス策定)【約1時間】
- ③供出量の策定【約30分】
- ④入札処理(入札ファイル策定・JEPXへの入札)【約1～1.5時間】

【新電力等：約1～2時間】

- ①データ取込【約5分程度】
- ②発電計画作成【約30分～1時間】
- ③入札処理(入札)【約30分】



3. 再生可能エネルギー由来のインバランスの削減に向けた取組

- 現行のFITインバランス特例①（特に太陽光・風力）では、前々日の気象予報等に基づき送配電事業者が予測した計画値が前々日の16時にBGに通知され、BGはそれに基づいて計画を作成するため、実需給断面で大きなインバランスが発生する可能性が非常に高いが、当該インバランスに係るリスクは全て一般送配電事業者が負っている。

【短期的な取組】

- FITインバランス特例①に起因するインバランスの削減に向けた短期的な取組として、発電予測量の通知時間の見直しを検討し、BG及び一般送配電事業者の実務への影響も考慮した上で、前々日16時に一度通知をした後に、前日6時に再通知を行う運用へと見直しを行うこととした。
- 上記運用の開始時期は、システム改修等に要する期間を踏まえて詳細に検討していくこととされていたところ、事業者の準備に要する期間を考慮し、2020年4月から運用の見直しを行うこととした。

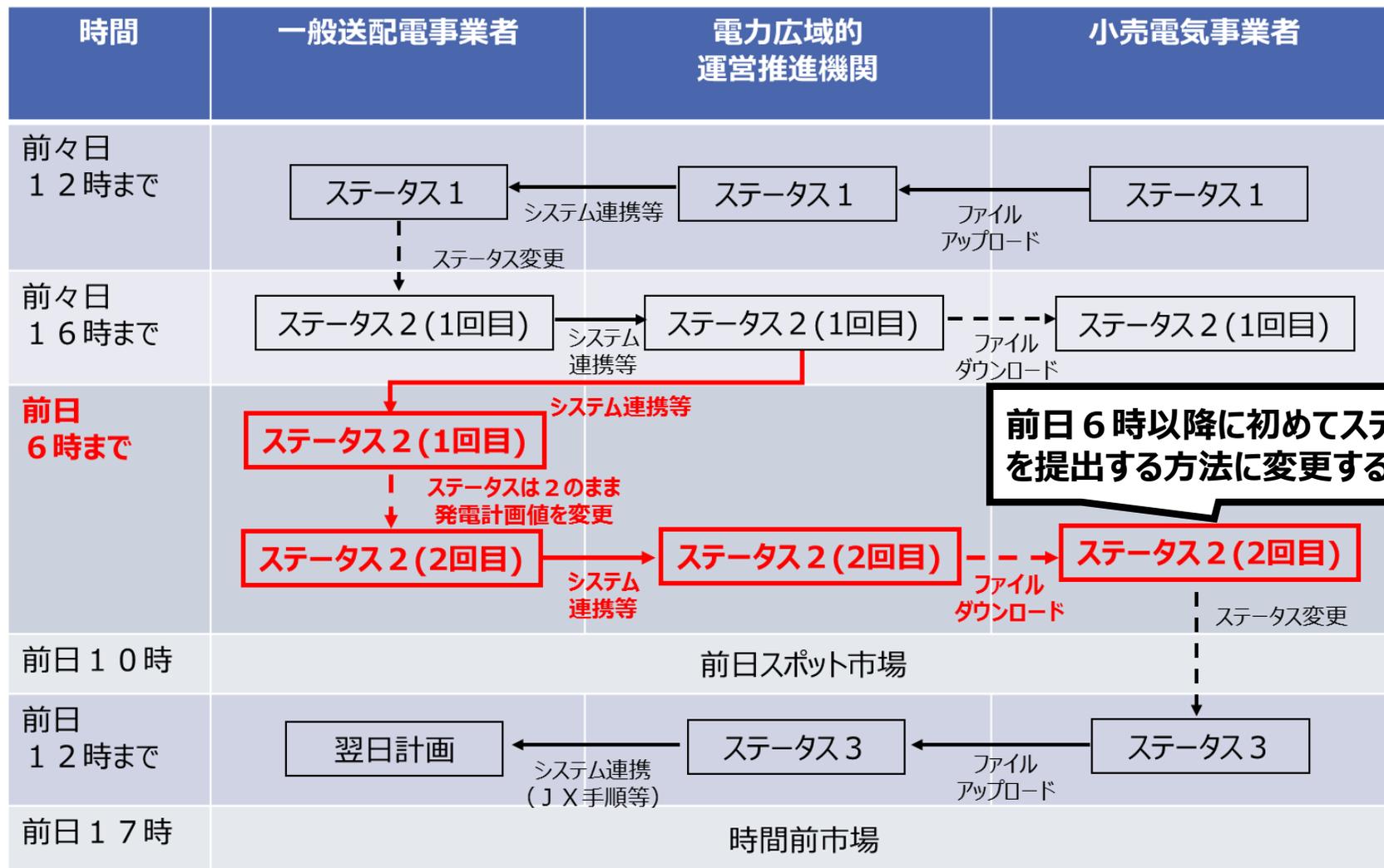
【中長期的な取組】

- 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会においては、FIT制度の抜本見直しに当たり、競争力ある電源への成長が見込まれる電源の新規認定案件について、再エネ事業者自らが電力市場を通じて電気を販売し、他の発電事業者と同様に、インバランスの調整や市場の電力価格、系統負荷等を意識した投資・発電を促していくことが方向性として掲げられている。
- 上記のFIT制度の抜本見直しに係る議論も踏まえ、再エネ事業者の自立化を見据えれば、中長期的には、市場全体における調整コストの抑制に向けて、太陽光予測誤差の削減に向けた取組、再エネ事業者自身が自ら需給調整を行うことができる仕組み作り等が必要ではないか。
- 併せて、太陽光予測誤差の大外しを減らすため、気象予測精度向上に向けた技術的検討についても進めていく。また、電力広域的運営推進機関において、一般送配電事業者による再エネ予測の精度向上に係る取組について確認し、好事例の展開・共有化に努めていただく。

- 2020年4月以降のFIT特例①の計画提出について
- 変更点：自然変動電源について、一般送配電事業者が**発電計画値を前日6時に再通知する**運用を追加

| 処理時間 | 処理手順 | 入力者 | 計画作成業務 | |
|--------------|--------|----------|--|--|
| | | | 自然変動電源 | 非変動電源 |
| 前々日 12時まで | ステータス1 | 小売電気事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・翌日計画のファイル作成 ・BGコード、系統コード等の基本情報の入力 | <ul style="list-style-type: none"> ・翌日計画のファイル作成 ・BGコード、系統コード等の基本情報の入力 ・発電計画値の入力 |
| 前々日 16時まで | ステータス2 | 一般送配電事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・発電計画値の通知 | <ul style="list-style-type: none"> ・発電計画値の妥当性確認 |
| 前日 6時まで | ステータス2 | 一般送配電事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・発電計画値の再通知 | — |
| 前日 12時まで | ステータス3 | 小売電気事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・発電計画値の展開 (部分買取、発電地点別の発電計画値が必要な場合) ・販売計画の入力 | <ul style="list-style-type: none"> ・販売計画の入力 |

- 2020年4月以降のFIT特例①の計画提出の業務フロー
- 変更点：自然変動電源について、一般送配電事業者が**発電計画値を前日6時に再通知する運用**を追加



- 小売電気事業者は**前日6時以降**に、**再通知されたステータス2**の発電計画値で、**ステータス3**を提出（※）してください。

（※）前々日16時～前日6時までのステータス3提出禁止時間帯にステータス3を提出した場合、一般送配電事業者が前日6時にステータス2の再通知を適切に実施できません。

| | 前々日 | | 前日 | | |
|----------|--------------|--------------|-------------------------|---------------|----------------------|
| 時間 | 12:00 | 16:00 | 6:00 | 10:00 | 12:00 |
| 小売電気事業者 | ステータス1 提出 | | ステータス3提出禁止時間帯(※) | | スポット市場 入札 |
| 一般送配電事業者 | | ステータス2 通知 | | ステータス2 再通知 | ステータス3 提出 |

繰り返し前日6時以前にステータス3を提出した事業者に対しては、不適切な発電計画を提出したとみなし、当機関の業務規程に基づく社名公表、指導・勧告等が行われる可能性がある旨申し添えます。

- 小売電気事業者は前日6時まで、一般送配電事業者からステータス2の再通知を受信できなかった場合、**前々日16時のステータス2**の発電計画値で、**ステータス3**を提出（※）してください。

（※）前日6時以降も一般送配電事業者の再通知を待つこととなると、小売電気事業者の前日スポット取引市場入札等への作業時間が確保できない恐れがあるため。

| | 前々日 | | 前日 | | |
|----------|--------------|----------------------|------|---------------|----------------------|
| 時間 | 12:00 | 16:00 | 6:00 | 10:00 | 12:00 |
| 小売電気事業者 | ステータス1 提出 | | | スポット市場 入札 | ステータス3 提出 |
| 一般送配電事業者 | | ステータス2 通知 | | ステータス2 再通知 | |

前日6時までには再通知されない場合は
前々日16時のステータス2にて提出

(第2部) 非変動電源の発電計画値の 変更について

- FIT特例①の自然変動電源の再通知を前日6時におこなうことと合わせて、FIT特例①の非変動電源についても、インバランス削減の観点から、小売電気事業者が前々日16時以降に、計画変更を求める場合には、一般送配電事業者は運用上可能な範囲で、計画変更を受け付けます。
- FIT特例①にて買取している（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の非変動電源の計画変更を求める際の運用の明確化について定めましたので、ご説明いたします。

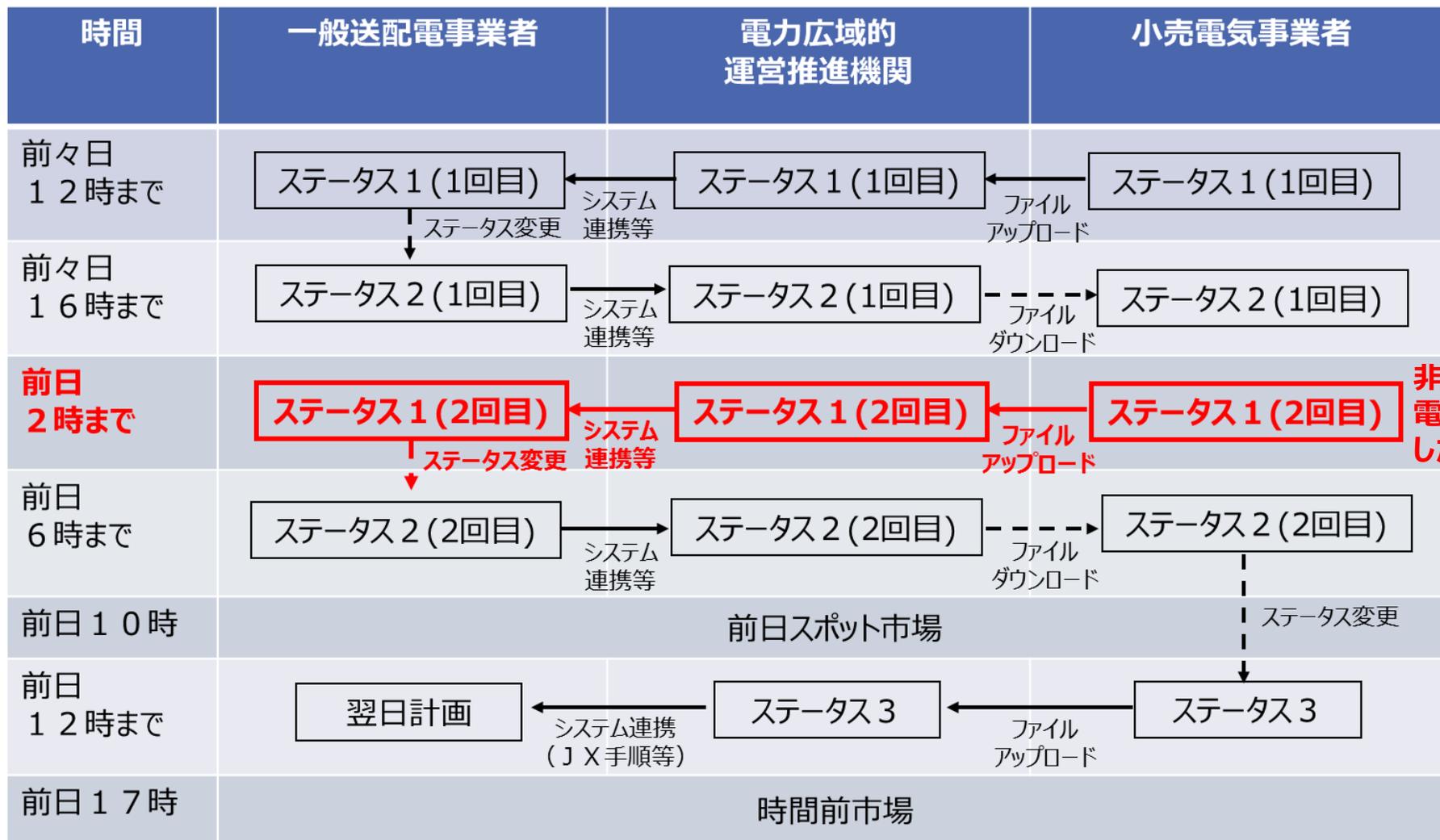
- 自然変動電源の前日6時再通知との整合性を考慮し、小売電気事業者が非変動電源の計画変更を求める場合は、小売電気事業者はステータス1を再提出し、一般送配電事業者は前日6時までに計画の妥当性を確認してステータス2を提出し、小売電気事業者は前日6時から前日12時までにステータス3を提出します。
- ここで、前々日通知において12時～16時の4時間を一般送配電事業者の処理時間としていることを踏まえ、小売電気事業者が、**前々日16時以降に非変動電源の計画変更を求める場合、前日2時までにステータス1を再提出するものとします。**

非変動電源の計画変更時の手順

<変更手順>

1. 小売電気事業者は、発電計画値を変更し、**前日2時までにステータス1を再提出**
2. 一般送配電事業者は前日6時までに計画の妥当性を確認して、ステータス2を再提出
3. 小売電気事業者は前日6時～前日12時までにステータス3を提出

■ FIT特例①非変動電源の計画変更の業務フロー



非変動電源の発電計画値を変更した計画で再提出

(第3部) 自然変動電源の発電計画値の 変更について

- 九州エリアにおいて、2019年春季までは再エネ抑制が実施される見込みがある場合には、前々日16時の需給バランスにおける抑制量を予め控除して、抑制後のFIT特例①の値にて配分を実施していました。
- その結果、前々日の気象予報に基づき予め再エネ抑制量を控除した後の発電量にてスポット市場に入札するため、前々日から当日の気象予測誤差量によっては出力抑制が行われるにも係わらず、エリアプライスが0.01円/kWh（現行のJEPXシステム上の最低入札価格）まで下がりきらない事象が確認されました。
- そこで、2019年秋季から、再エネ抑制が発生する場合においても、FIT特例①の自然変動電源を小売電気事業者へ全量配分する運用に統一しています。

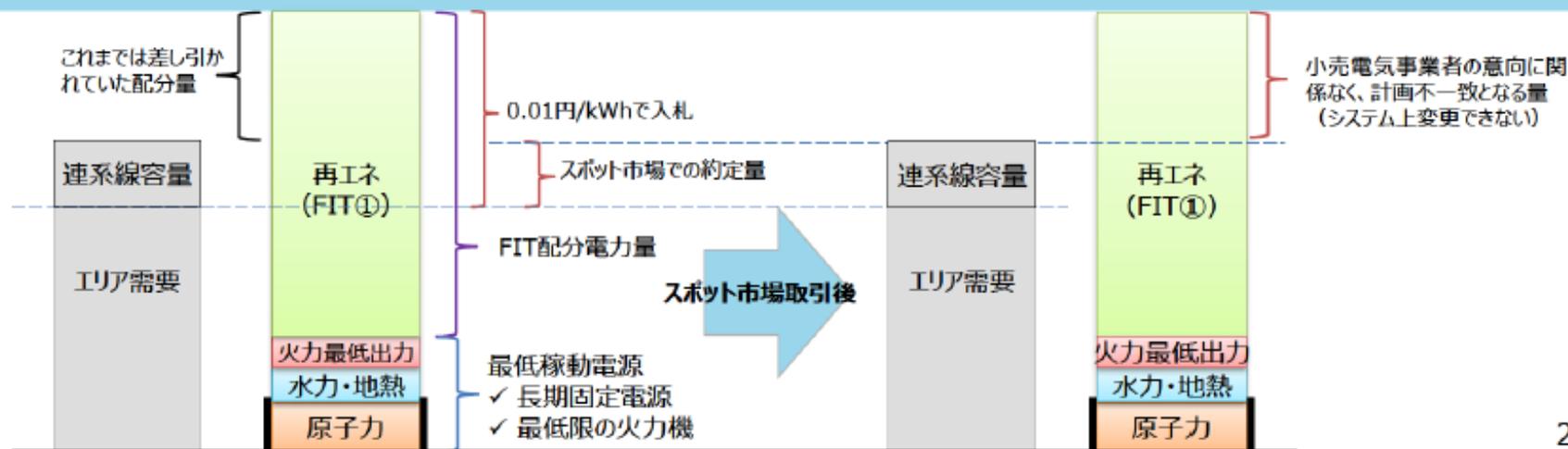
- このため、出力抑制が予測される状況下では、小売電気事業者が自社需要を超える分をスポット市場に0.01円/kWhで入札しても、売れ残る可能性が高く、供給力が過大となります。
また、FIT特例①では自然変動電源の発電計画値は一般送配電事業者が通知をおこなうため、小売電気事業者が発電計画値を変更することができず、計画内不一致が発生してしまいます。
- 以上の背景を踏まえて、2019年6月資源エネルギー庁の第19回電力・ガス基本政策小委員会において、**「小売電気事業者が、FIT特例①の自然変動電源の発電計画値を、売れ残りを控除した計画に変更する」**ことが定められました。
これに合わせて、広域機関システムでは、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。

本日御議論いただきたいこと

- 2018年10～11月に九州エリアにおいて、8回にわたり再生可能エネルギーの出力制御（その大部分はFIT太陽光発電）が実施された。
- この期間の卸市場の動向について、第35回制度設計専門会合において、以下の報告がなされた。
 - ① 該当するコマの九州エリアプライスは、需給状況が適切に反映されていれば、本来は0[円/kWh]近傍で約定することが自然であったと考えられるところ、実際の九州エリアプライスは3～7[円/kWh]前後であった。
 - ② インバランス料金についても需給状況が適切に反映されず、十分低い価格となっていなかった。
- このような状況を踏まえ、同会合においては、以下の整理がなされた。
 - ① 旧一般電気事業者の自主的取組での限界費用入札との関係では、太陽光発電など発電量をコントロールできない電気については、最低入札価格（現行のJEPXシステム上では0.01円/kWh）での入札を求める。
 - ※ 1：発電量をコントロールできない電源の本来の限界費用は0[円/kWh]と考えられる。
 - ※ 2：旧一般電気事業者以外の事業者も、上記の整理による入札を行うことが経済合理的であると考えられる。
 - ② 出力制御実施期間において、余剰インバランス料金がエリアプライスを十分に下回るよう、K、Lの定数による補正の導入に併せて、系統出力制御時における対応についても、手作業に伴う実務的な実現可能性も踏まえつつ、具体的検討を進めていく。
- 本日は、このような議論も踏まえ、出力制御実施期間における余剰インバランス料金の算定方法について御議論いただきたい。

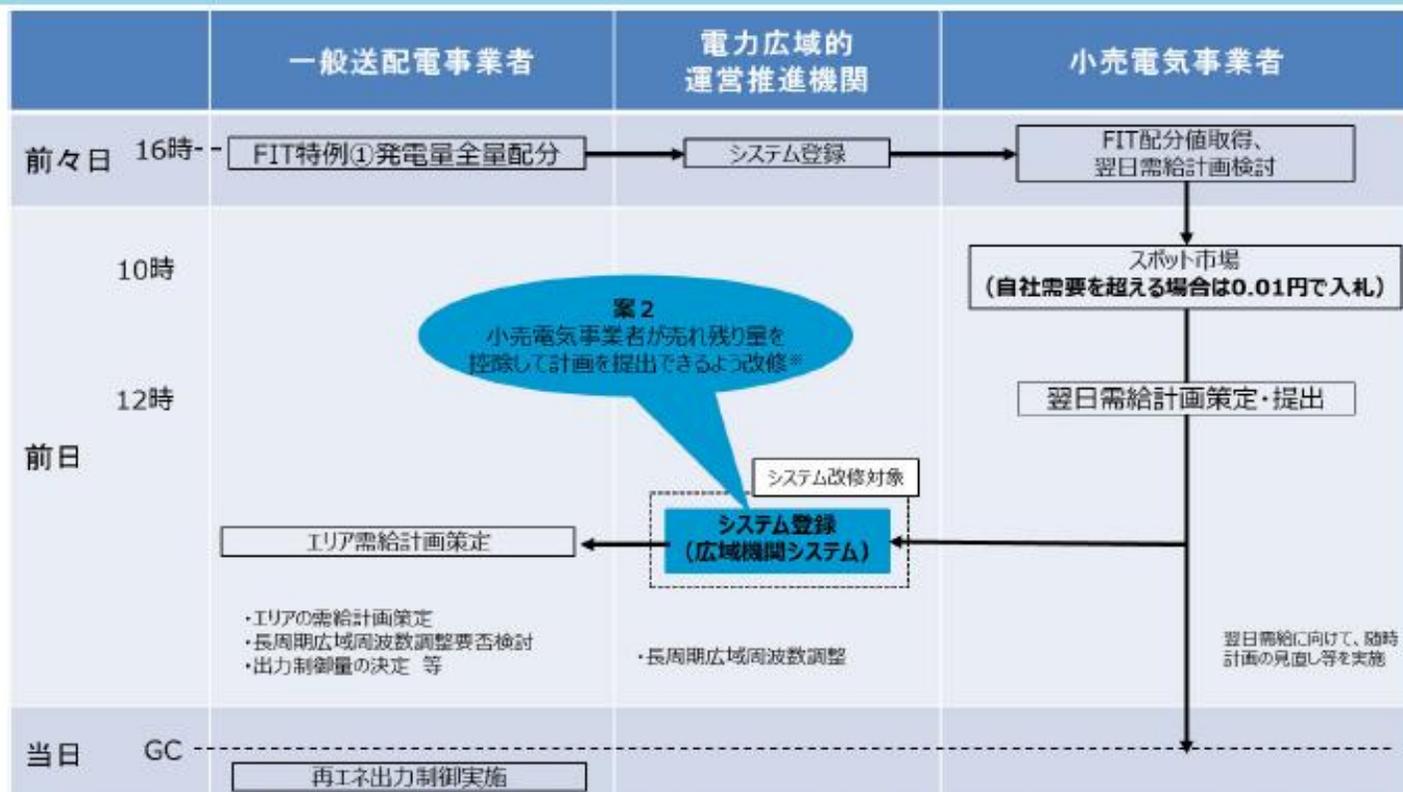
FIT特例①の発電予測量の全量通知及び運用上の課題

- 電力・ガス取引監視等委員会より提案された、出力制御予測量を差し引かず、FIT特例①の発電予測量の全量を小売電気事業者に配分することで、前日スポット市場に再生可能エネルギーの発電量を踏まえた需給状況を反映させることが可能と考えられる。
- 一方で、FIT特例①の発電予測量全量を配分※した場合、出力制御が予測される状況下では多量の再生可能エネルギーの発電が見込まれるため、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、スポット市場において売れ残りが発生する可能性が高い。
 - ※ 小売電気事業者に配分される発電予測量は増加するものの、回避可能費用が市場連動となっている小売電気事業者には大きな影響はないと考えられる。
- この場合、FIT特例①の発電量を設定する主体である一般送配電事業者がインバンスリスクを負うFIT特例①に基づいた現行システム上、小売電気事業者が前々日16時に通知されたFIT特例①の配分量を変更できない仕様となっていることから、自社供給力が多い小売電気事業者を中心に、計画値同時同量制度における計画不一致（供給力が需要を上回る）が発生する。



更なる対応におけるシステム改修について（案2）

- 2つ目の案は、現行システム上、小売電気事業者が前々日16時に通知されたFIT特例①の配分量を変更できないが、前日12時に小売電気事業者が広域機関に提出する翌日発電販売計画で、スポット市場取引後の売れ残り量を控除して計画を提出できるよう広域機関システムの改修を行う。



※ FIT特例①の発電量を設定する主体である一般送配電事業者がインバランスリスクを負うFIT特例①に基づいた現行システム上、小売電気事業者が前々日16時に通知されたFIT特例①の配分量を変更できない。

一般送配電事業者、広域機関のシステム改修について

- 案1・案2のシステム改修に要する費用・期間、メリット・デメリットは以下のとおり。
- 案1・案2とも、小売電気事業者が適正な売れ残り量を控除して発電計画を作成しているかの確認等が必要※な点及び計画提出を自動化している小売電気事業者のシステム改修が必要になる点は変わらない。
- 更なる対策に係るシステム改修は、FIT特例①の再通知等の対応も勘案しながら検討する必要があるが、各案のメリット等を勘案すると、案2の方向で広域機関と調整を進めることが適切ではないか。

※ 運用ルール整備・監視等について関係機関が連携して対応する。

| | システム改修の対象 | 改修費用 | 改修期間 | メリット | デメリット・留意点 |
|----|---|---|-----------------------------------|--|--|
| 案1 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 広域機関 ・ 一般送配電事業者 ・ 小売電気事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 数億円規模 (一般送配電事業者のシステム改修のみに要する費用) | 1年以上 (一般送配電事業者のシステム改修のみに要する期間) | <ul style="list-style-type: none"> ・ これまで同様、一般送配電事業者がFIT特例①を配分する運用が変わらない。 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 改修に時間を要するため、暫定的な措置の期間が長期化する可能性がある。 ・ FIT特例①の配分量の変更に係るTSO・BG間の手続きが1回増える。 |
| 案2 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 広域機関 ・ 小売電気事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 数千万円規模 (広域機関システムの改修のみに要する費用) | 約4ヶ月 (広域機関システム改修のみに要する期間※) | <ul style="list-style-type: none"> ・ 九州エリア以外で出力制御が発生した場合にも当該システム改修で対応可能。 | <ul style="list-style-type: none"> ・ 19・20年度の広域機関システム開発予算の手当てが必要。 |

※ システム改修に先立って広域機関内で予算調整及び19年度予定の広域システム改修の工程関係の調整が必要となるため、システム改修の完了は最速で2020年3月末予定。

(余 白)

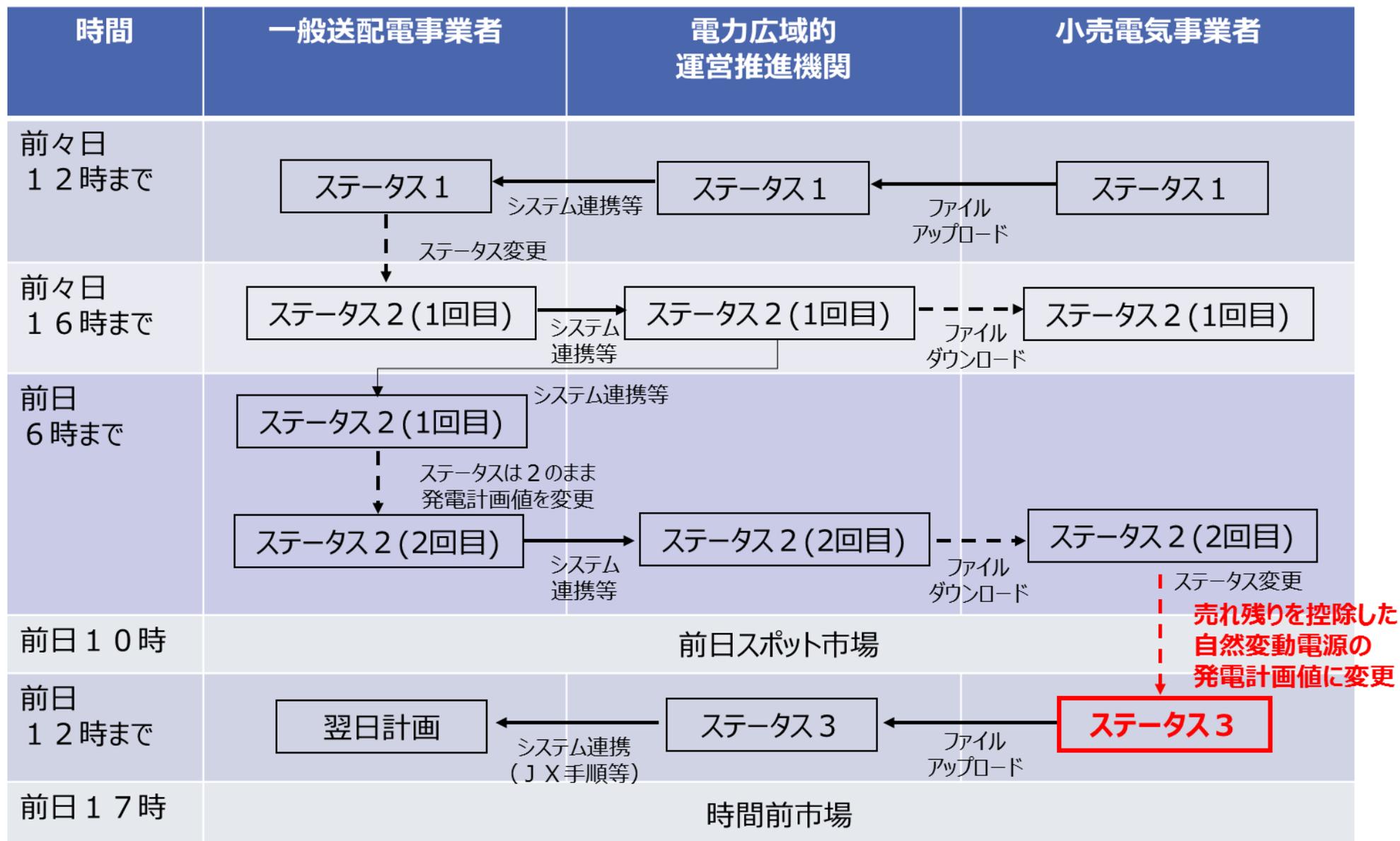
■ 2020年4月以降のFIT特例①の計画提出

■ 変更点

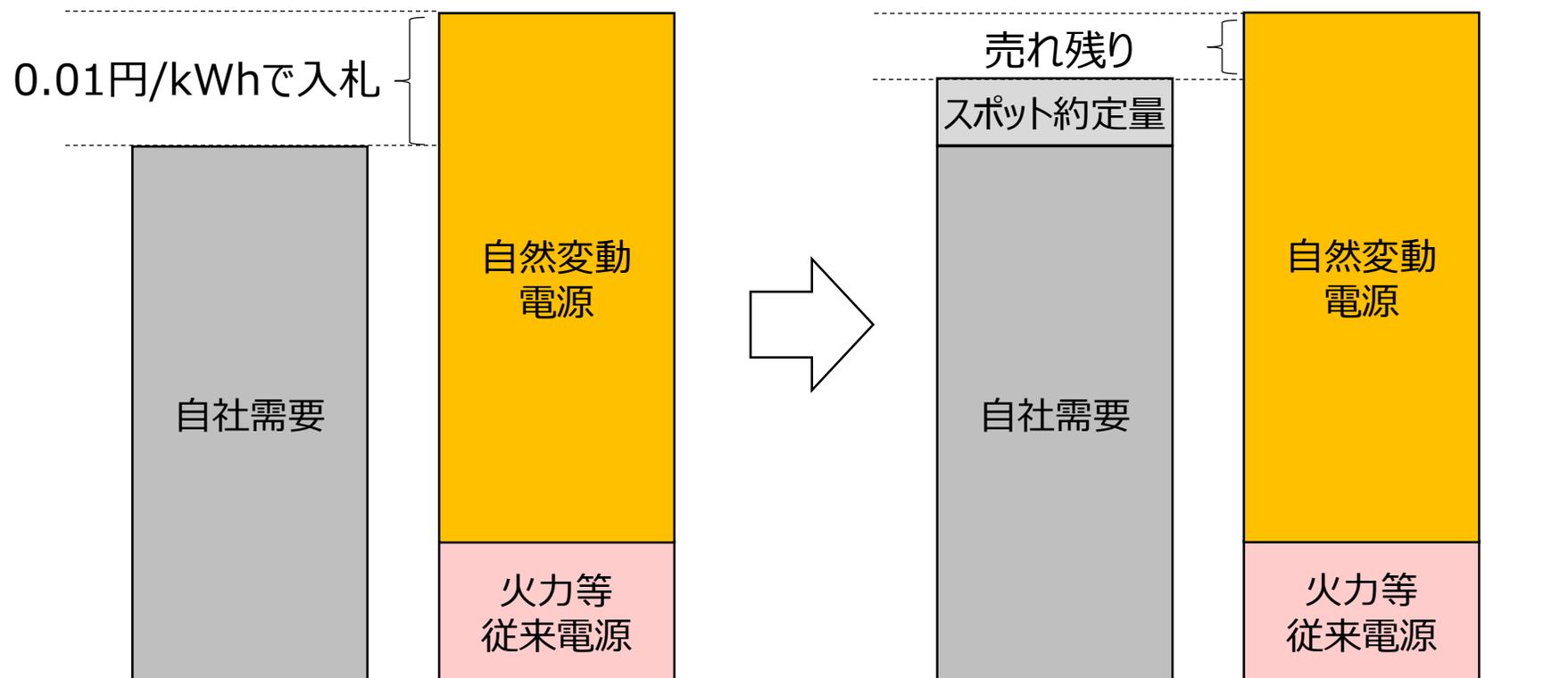
1. 前日10時に自社需要を超える分をスポット市場に0.01円/kWhで売り入札
2. 前日12時までにスポット市場の約定結果で売れ残った量をFIT特例①自然変動電源の発電計画値から控除した上で、ステータス3を提出

| 処理時間 | 処理手順 | 入力者 | 計画作成業務 | |
|--------------|------------|----------|---|--|
| | | | 自然変動電源 | 非変動電源 |
| 前々日 12時まで | ステータス1 | 小売電気事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・翌日計画のファイル作成 ・BGコード、系統コード等の基本情報の入力 | <ul style="list-style-type: none"> ・翌日計画のファイル作成 ・BGコード、系統コード等の基本情報の入力 ・発電計画値の入力 |
| 前々日 16時まで | ステータス2 | 一般送配電事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・発電計画値の入力 | <ul style="list-style-type: none"> ・発電計画値の妥当性確認 |
| 前日 6時まで | ステータス2 | 一般送配電事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・発電計画値の再入力 | — |
| 前日 10時 | スポット市場への入札 | 小売電気事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・自社需要を超える分をスポット市場に売り入札 | — |
| 前日 12時まで | ステータス3 | 小売電気事業者 | <ul style="list-style-type: none"> ・スポット市場の売れ残りを発電計画値から控除 ・発電計画値の展開 (部分買取、発電地点別の発電計画値が必要な場合) ・販売計画の入力 | <ul style="list-style-type: none"> ・販売計画の入力 |

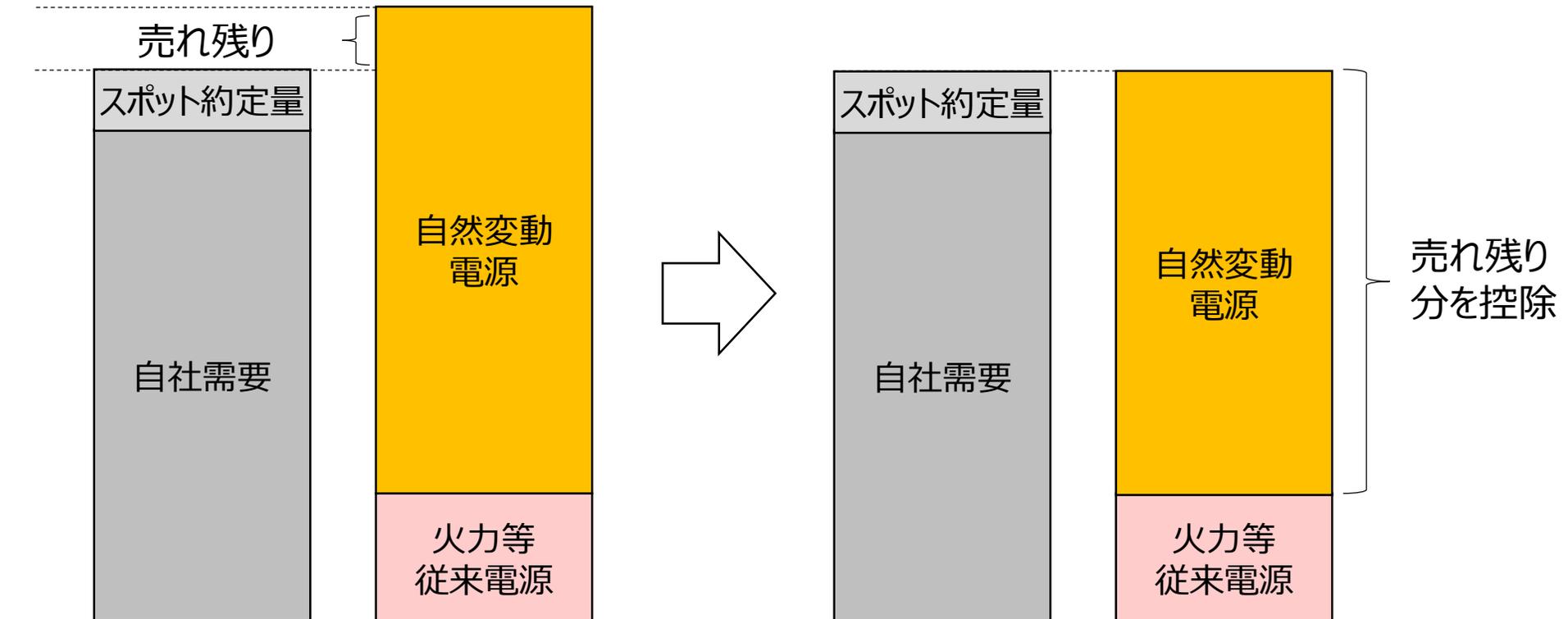
■ 2020年4月以降のFIT特例①の計画提出の業務フロー



- 小売電気事業者は、前日6時のステータス2のFIT特例①の自然変動電源の発電計画を元に、発電計画を作成してください。
- 需要計画を上回るFIT特例①の自然変動電源の発電計画については、スポット市場に0.01円/kWhで入札してください。



- 入札した結果部分約定となり、売れ残った量については、売れ残り量をFIT特例①の自然変動電源の発電計画から控除して計画を作成してください。



- 前日6時にステータス 2 で通知されたFIT特例①の発電販売計画において12:00～12:30のコマにて、600kWh売れ残りが生じた場合を考えます。
- 自然変動電源：4000kWh 需要：3000kWh
 の場合、スポット市場に0.01円/kWhで入札する量は4000-3000=1000kWh
 入札の結果、400kWhが約定し、600kWhが売れ残ったとします。

変更前のFIT特例①の発電販売計画（前日6時ステータス 2 での通告値）

| | | | 発電計画 発電BG No.1 | | | | | | | |
|----|-------------|-----|----------------|-------------------|-------------------|----------------|------------|------|-----|------|
| | | | 発電BGコード | GA999 | 発電BG No.1 | | | | | |
| | | | 発電BG名▲ | 特例1変動電源BG | | | | | | |
| | | | 契約識別番号1 | A9999999999999999 | 発電BG名(特例1変動電源BG) | | | | | |
| | | | 発電計画 BG計 | | 発電計画 内訳 No.1 | | | | | |
| | | | 発電計画BG計 = | 系統コード | 99998 | | | | | |
| | | | Z BG内の発電計画 | | 発電所名▲ | 特例1変動電源BG(太陽光) | | | | |
| | | | | 契約識別番号2 | A9999999999999998 | | | | | |
| | | | | 電源(BG)種別 | FIT電源1 | | | | | ▲ 変無 |
| # | 時間帯 | 変更※ | 発電計画 BG計(kWh) | 変更▲ | 発電計画 (kWh) | 発電上限 (kWh) | 発電下限 (kWh) | 優先順位 | プロダ | 変更▲ |
| 22 | 10:30～11:00 | | 3,000 | | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 99 | | 変無 |
| 23 | 11:00～11:30 | | 3,500 | | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 99 | | 変無 |
| 24 | 11:30～12:00 | | 4,000 | | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 99 | | 変無 |
| 25 | 12:00～12:30 | | 4,000 | | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 99 | | 変無 |
| 26 | 12:30～13:00 | | 3,500 | | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 99 | | 変無 |
| 27 | 13:00～13:30 | | 3,000 | | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 99 | | 変無 |

- 売れ残った600kWhを自然変動電源から控除します
- 下記の「発電計画BG計」、「発電計画」、「発電上限」、「発電下限」、「変更」をそれぞれ変更してください。
※入力支援ツールの場合、「発電計画BG計」は「発電計画」を変更すると自動で変更されます
- 変更後、ステータス3を提出してください

変更後のFIT特例①の発電販売計画（ステータス3で提出する値）

| | | 発電計画 発電BG No.1 | | | | | | | | |
|----|-------------|------------------|-------------------|-------------------|----------------|------------|------------|------|-----|-----|
| | | 発電BGコード | GA999 | | | | | | | |
| | | 発電BG名▲ | 特例1変動電源BG | | | | | | | |
| | | 契約識別番号1 | A9999999999999999 | | | | | | | |
| | | 発電BG名(特例1変動電源BG) | | | | | | | | |
| | | 発電計画 BG計 | | 発電計画 内訳 No.1 | | | | | | |
| | | 発電計画BG計 = | 系統コード | 99998 | | | | | | |
| | | Σ BG内の発電計画 | | 発電所名▲ | 特例1変動電源BG(太陽光) | | | | | |
| | | | 契約識別番号2▲ | A9999999999999998 | | | | | | |
| | | ▲ | 電源(BG)種別 | FIT電源1 | ▲ | | | | | |
| | | ※ | | | 変有 | | | | | |
| # | 時間帯 | 変更※ | 発電計画 BG計(kWh) | 変更▲ | 発電計画 (kWh) | 発電上限 (kWh) | 発電下限 (kWh) | 優先順位 | 力効◆ | 変更▲ |
| 22 | 10:30~11:00 | | 3,000 | | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 99 | | 変無 |
| 23 | 11:00~11:30 | | 3,500 | | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 99 | | 変無 |
| 24 | 11:30~12:00 | | 4,000 | | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 99 | | 変無 |
| 25 | 12:00~12:30 | 変有 | 3,400 | | 3,400 | 3,400 | 3,400 | 99 | | 変有 |
| 26 | 12:30~13:00 | | 3,500 | | 3,500 | 3,500 | 3,500 | 99 | | 変無 |
| 27 | 13:00~13:30 | | 3,000 | | 3,000 | 3,000 | 3,000 | 99 | | 変無 |

- 第1部～第3部までの運用切替は、2020年4月1日のFIT特例①の計画分から適用となります。
- つまり、2020年3月30日にステータス1を提出する分から、運用が変更になります。
- 実需給までのFIT特例①の計画提出に関するスケジュールを下記に示します。

| | 3月30日 (月) | | 3月31日 (火) | | | | 4月1日 (水) |
|----------|-----------|-------|-------------|------|-------------|--------------|----------|
| | | | | | | | |
| 時間 | 12:00 | 16:00 | 2:00 | 6:00 | 10:00 | 12:00 | 0:00 |
| 小売電気事業者 | ステータス1 〆切 | | 非変動電源 変更 〆切 | | スポット市場入札 ※1 | ステータス3 〆切 ※2 | 実需給 |
| 一般送配電事業者 | ステータス2 通知 | | ステータス2 再通知 | | | | |

※1 需要計画を上回るFIT特例①の自然変動電源の発電計画については、スポット市場に0.01円/kWhで入札

※2 スポット市場の売れ残りを発電計画値から控除

- 本運用の変更を行うにあたり、送配電等業務指針第140条を変更しています。
変更後の送配電業務指針は、2019年12月11日に経済産業大臣から認可を受けております。
また、施行日は送配電等業務指針 認可版（未施行分（容量市場分ほか））の附則（令和元年12月11日）第1条の第3項に従いまして、2020年4月1日です。
- ・送配電等業務指針 認可版（未施行分（容量市場分ほか））
https://www.occto.or.jp/article/files/shishin1912_2.pdf
- また、本運用の変更を行うにあたり、本機関ホームページに記載しております、以下の資料等の内容が一部変更になります。2020年4月の運用開始に向けて、2020年1月末までに変更いたします。
- ・発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格（計画値同時同量編）記載要領
<https://www.occto.or.jp/occtosystem/keikaku/keikakuteishutsu.html>
- ・各種計画の作成・提出に関するFAQ
https://www.occto.or.jp/occtosystem/FAQ/files/FAQ_191010.pdf
- ・特によくあるお問い合わせ（FIT特例1）
https://www.occto.or.jp/occtosystem/FAQ/qa_fit.html#q1

- 今回の説明会資料は、本機関ホームページに掲載するとともに、今後、修正・変更がありましたら、適宜更新いたします。今後の問合せ等は以下までお願いいたします。

(問合せ窓口)

(1) FIT特例①の発電販売計画提出に関するお問い合わせ

電力広域的運営推進機関 計画受付問い合わせ窓口

メール：keikaku-uketsuke@occto.or.jp

(2) 今般の制度見直しに関するお問い合わせ

第1部、第2部に関するお問い合わせ

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力産業・市場室

電話：03-3501-1748

第3部に関するお問い合わせ

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課

電話：03-3501-1749

(3) FIT特例①の発電販売計画再提出時のお問い合わせ

エリアの一般送配電事業者に個別にお問合せ下さい