

適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について

2019年5月28日

資源エネルギー庁

本日の議論

- 本日は、前回までの審議を踏まえ、以下の3点について御議論いただきたい。

1. FITインバランス特例制度①(以下、「FIT特例①」)の具体的な見直し方策について

- ✓ FIT特例①に由来する再エネ予測誤差に係る調整力($\Delta\text{kW}\cdot\text{kWh}$)を低減するため、社会的コストの観点から踏まえつつ、制度の具体的な見直し方針について検討する。

2. FIT特例①配分量の算定方法の見直し

- ✓ 現在、FIT特例①の配分量は出力制御量を予め差し引いたものとなっているため、市場への供出量が少なくなり、市場価格が適正な水準まで下がらない等の問題が発生している。この点を踏まえ、配分量の算定方法について検討する。

3. 常時バックアップの見直しについて

- ✓ 常時バックアップの利用の実態や、BL市場の創設を踏まえ、常時バックアップの運用変更について検討する。

1. FITインバランス特例制度①の具体的な 見直し方策

前回までの議論①

- 再エネの導入拡大が進む中で、FIT特例①及び③に対応する調整力を確保するための費用負担の増加が指摘されているところ。現状のFIT特例①の通知時刻が実需給断面の前々日16時となっていることから、前々日16時～当日GCまでに生じる再エネ予測誤差に係る調整力負担は全てTSOが担っている状況である。
- 第16回基本政策小委員会において、FITインバランス特例制度の見直しを行うに当たり、予測誤差の調整についてどのようなプレーヤーが費用を担うべきか、どのようなリソースを活用するべきかについて御議論いただいたところであるが、社会全体のメリットに配慮しつつ、少なくとも以下の点においてBGが予測誤差による変動分の調整を行うことが望ましいと整理された。
 - ✓ 需給調整市場の商品の要件を満たさない電源（例えば、一定時間以上の稼働が必要となる電源や応動時間の長い電源等）を活用することができる
 - ✓ DR等、各BGの創意工夫によって更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる。
- また、こうした制度の見直しに当たっては、一般送配電事業者の調整力の運用や予備力の考え方を含めたBGの供給力調達・運用や、これらのシステム開発の必要性や時間前市場の取引量といった市場整備についても考慮する必要があるため、「短期的に取り組むべき事項」と「中長期的に取り組むべき事項」を整理した上で、順次、検討を進めていくこととされた。
- なお、広域機関の委員会（調整力及び需給バランス評価等に関する委員会）においては、再エネ予測の誤差に対応する調整力費用を減らすに当たり、三次調整力②に係る Δ kWの低減と、kWhの低減の2点について取り組むことが必要であるが、発生するかどうか分からない再エネ予測誤差に対応するために、出力を調整できる状態で電源を待機させておくこと（ Δ kW）に多大なコストが生じていることから、社会コスト低減の観点から、 Δ kWの低減が特に重要との指摘があった。

本日の議論

- 本日は、前回までの議論を踏まえ、FIT通知の在り方について、比較的に早期に制度見直しに着手することが可能と考えられる「**短期的に取り組むべき事項**」について御議論いただきたい。
- なお、「**中長期的に取り組むべき事項**」については、諸外国の事例も踏まえつつ、次回以降検討を進めていくこととしたい。
- とりわけ、日本の火力や揚水の準備時間を考えれば、日本においては、 ΔkW は前日には確保しておく必要がある。このため、 ΔkW の低減のためには、前日までに大外しを減らす取組が重要であり、この点については、気象の専門家も含めた検討が必要であると考えられる。

(参考)

論点：FIT特例①に係る再エネ予測誤差の調整主体について

- P13を踏まえると、一般送配電事業者が調整する場合は、三次調整力②で確保した電源に加えGC時点で調整力として活用可能な電源についてメリットオーダーリスト(単価表)を作成して安価な電源から稼働することとなるが、三次調整力②の要件を満たさない電源を使用することはできない。
- 他方、BGが調整する場合には、P13に掲げる課題を解決する必要があるものの、需給調整市場の要件を満たさない電源（例えば、一定時間以上の稼働が必要となる電源や応動時間の長い電源等）を活用することができることに加え、DR等、各BGの創意工夫によって更なる技術革新や新規事業の展開の促進が期待できる可能性があるため、社会的な効用の観点から、望ましいと考えられる。
- このため、FIT特例①における通知時間を現状の前々日16:00からなるべく実需給断面に近づけることが望ましいのではないかと。
- また、2019年11月から卒FIT電源が発生することを踏まえ、将来的なFIT制度からの自立化も見据え、再エネ予測を再エネ事業者含めたBG自らが行う制度(小売BGが予測を行う場合はFIT特例制度②)への移行を促していくことも重要ではないかと。
- こうした制度の見直しに当たっては、一般送配電事業者の調整力の運用や予備力の考え方を含めたBGの供給力調達の運用、さらには、これらのシステム開発の必要性や時間前市場の取引量といった市場整備についても考慮する必要がある。
- したがって、「短期的に取り組むべき事項」と「中長期的に取り組むべき事項」を整理した上で、順次課題について検討を進めていくこととしてはどうか。

再エネの調整にかかる社会的なコストを減らすには (ΔkW とkWhの観点から)

24

- 再エネ予測誤差へ対応するためには、予測が大外ししたとしても対応できる量を確保しておく必要があり、三次② ΔkW 必要量は、予測誤差実績の平均ではなく大外しに備えて状況に応じた3 σ 相当値を確保しておく必要がある。
- この発生するかどうかかわからない予測誤差に対応できるように、電源を出力を調整できる状態で待機させておくこと (ΔkW) にコストがかかり、これはTSO、BGのいずれが確保しようと変わらず必要となるコストである。
- 社会全体で再エネ調整にかかるコストを低減するためには調整力のkWhの低減も必要となるが、大幅に社会的なコストを低減するためには、再エネ予測の大外しを低減し ΔkW を減らすことが決定的に重要である。

• ΔkW のコスト

- ✓ 気象予測の大外れが小さくなれば ΔkW のコストは低減できることとなるが、現時点においては、前々日予測と前日予測では大外れは大きく変わらない。これは再エネ下振れリスクに備えて日々必要となるコストとなる。そのため、社会コストを減らすためには気象予測の大外れを減らすことが重要である。
- ✓ 再エネ予測誤差への対応をTSOまたはBGのいずれが行ったとしても、調整を行うためにはいずれかが ΔkW を確保する必要があるため、社会全体のコストは変わらない。 (FIT特例制度①ではTSOが対応している)
※後述のとおり、TSOおよびBGが二重確保する場合には、社会コストが増加することもあり得る

• kWhのコスト

- ✓ 気象予測の大外れが減らない場合でも、平均的に予測精度が向上すれば、発電計画の精度が上がり、運用段階でよりメリットオーダーによる運用ができることとなり、運用段階で発電機起動/停止に係る見極めを行う際、その判断などの精度が上がることで社会コストが減ることも考えられる。これによりインバランス発生量が抑制されれば、インバランスリスク料 (FIT賦課金から交付) による国民負担も抑制されることとなる。
- ✓ 再エネ予測誤差への対応をTSOおよびBGのいずれが行ったとしても、メリットオーダーでいずれかが調整するため、社会的なコストは変わらない。

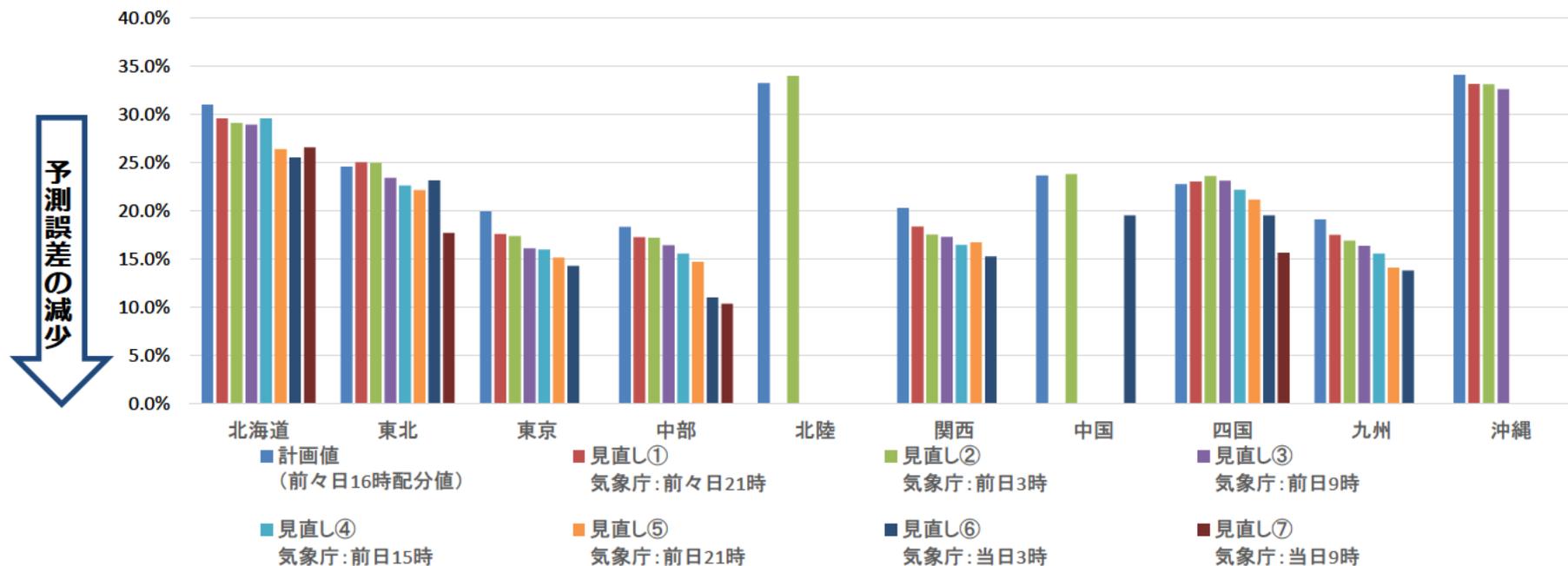
論点①：短期的に取り組むべき事項の考え方

- 現状、FIT特例①に係る再エネ予測値の通知は前々日16時に行われているところ、これを後ろ倒し、実需給に近い断面で通知を行うことができれば、平均的な予測誤差量(kWh)が減少する傾向にあるというデータを、前回の会合においてお示したところ。
- 他方、これによって一般送配電事業者が確保する調整力 (ΔkW) が減少するか否かについては検証が必要であることに加え、各BGの供給力調達の運用や、一般送配電事業者の系統運用等の実務への影響も考えられる。
- このため、「短期的に取り組むべき事項」として、まずはBGや一般送配電事業者の実務への影響が極力少ない範囲で、通知時間の見直しを行うこととしてはどうか。

(参考)太陽光出力予測誤差について

- 太陽光の発電予測タイミングを前々日16時からより実需給に近いタイミングに変更した場合の予測誤差率の変化は以下のとおり。

○予測誤差率((太陽光出力予測誤差値(絶対値)/太陽光出力実績値)%): 2018.4.1~2019.1.31



※一般送配電事業者は、太陽光出力の予測誤差に対応するために、最大限発生しうる予測誤差にも対応できる電源の量(ΔkW)を確保する必要があるため、平均的な予測誤差量が減少するからと言って必要な調整確保量(ΔkW)が減少するとは限らないことに留意する必要がある。

※気象庁・気象事業者における作業時間を踏まえると、気象庁の初期時間から一般送配電事業者の配信まで3~4時間程度(日射量自社予測の場合)、あるいは5~8時間程度(日射量を他社購入する場合)必要である。

(参考)太陽光出力予測誤差について

第16回基本政策小委員会
(2019.3) 事務局資料

○予測誤差改善率((1-見直し配分値での太陽光出力予測誤差/前々日16時配分値での太陽光出力予測誤差値)%): 2018.4.1~2019.1.31

	計画値 (前々日16時配分値)	見直し① 気象庁:前々日21時	見直し② 気象庁:前日3時	見直し③ 気象庁:前日9時	見直し④ 気象庁:前日15時	見直し⑤ 気象庁:前日21時	見直し⑥ 気象庁:当日3時	見直し⑦ 気象庁:当日9時
北海道		4.6%	6.1%	6.7%	4.6%	14.8%	17.7%	14.4%
東北		-1.9%	-1.7%	4.7%	7.9%	9.9%	5.6%	27.9%
東京		11.8%	12.8%	19.1%	19.9%	24.0%	28.3%	
中部		6.0%	6.2%	10.5%	15.2%	19.9%	39.9%	43.5%
北陸			-2.3%					
関西		9.4%	13.5%	14.8%	18.8%	17.6%	24.7%	
中国			-0.6%				17.5%	
四国		-1.1%	-3.7%	-1.5%	2.6%	7.0%	14.3%	31.2%
九州		8.3%	11.4%	14.2%	18.5%	26.1%	27.8%	
沖縄		2.8%	3.0%	4.4%				

○予測誤差率((太陽光出力予測誤差値(絶対値※)/太陽光出力実績値)%): 2018.4.1~2019.1.31

	計画値 (前々日16時配分値)	見直し① 気象庁:前々日21時	見直し② 気象庁:前日3時	見直し③ 気象庁:前日9時	見直し④ 気象庁:前日15時	見直し⑤ 気象庁:前日21時	見直し⑥ 気象庁:当日3時	見直し⑦ 気象庁:当日9時
北海道	31.0%	29.6%	29.1%	28.9%	29.6%	26.4%	25.5%	26.5%
東北	24.6%	25.0%	25.0%	23.4%	22.6%	22.1%	23.2%	17.7%
東京	19.9%	17.6%	17.4%	16.1%	16.0%	15.1%	14.3%	
中部	18.3%	17.2%	17.2%	16.4%	15.6%	14.7%	11.0%	10.4%
北陸	33.2%		34.0%					
関西	20.3%	18.4%	17.5%	17.3%	16.5%	16.7%	15.3%	
中国	23.6%		23.8%				19.5%	
四国	22.8%	23.0%	23.6%	23.1%	22.2%	21.2%	19.5%	15.6%
九州	19.1%	17.5%	16.9%	16.4%	15.6%	14.1%	13.8%	
沖縄	34.1%	33.1%	33.1%	32.6%				

※予測誤差の上振れ/下振れの絶対値

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。

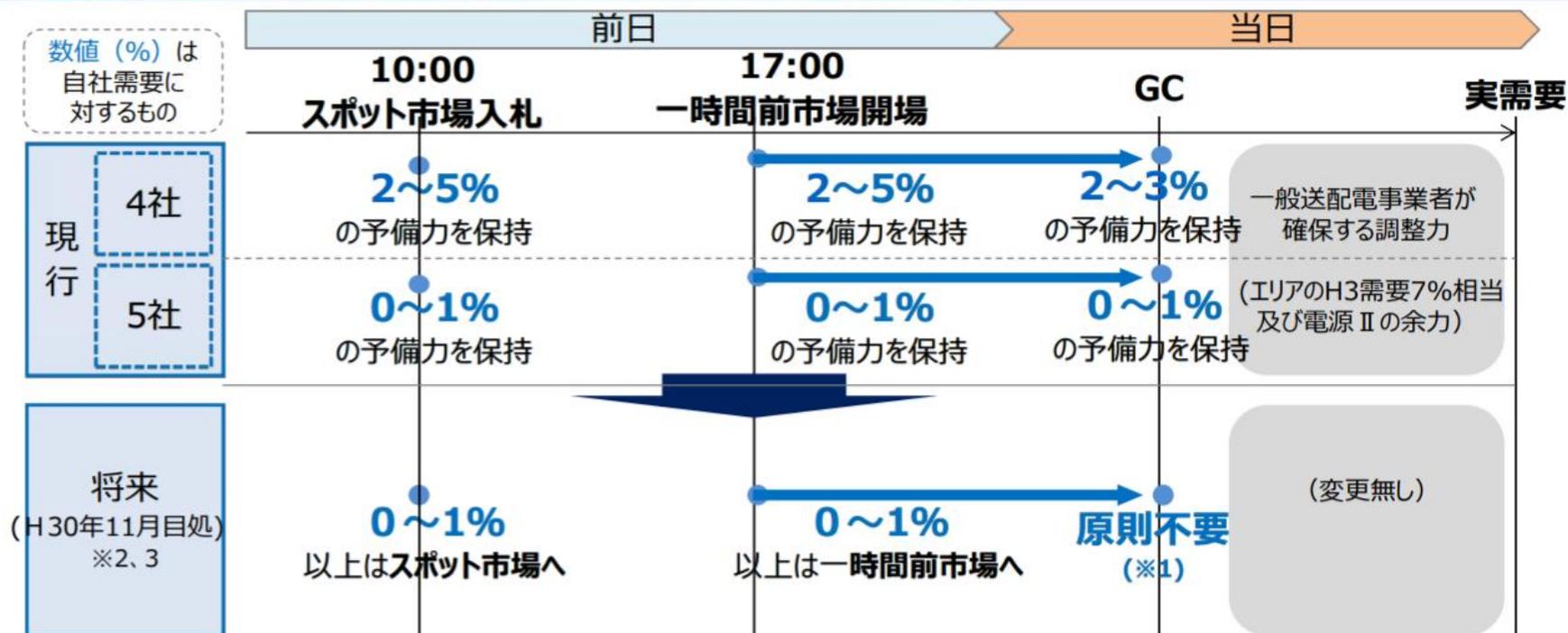


(参考) 旧一般電気事業者(小売BG)の予備力の在り方

第23回制度設計専門会合
(平成29年10月26日)事務局資料

旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の在り方について

- 今後、スポットおよび一時間前市場入札時点において、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は、それぞれ市場へ投入することを求めることとする。
- また、本取組を進めるに当たっては、移行期間を設け段階的に進める。



- ※1 GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。
- ※2 一時間前市場における取引の厚みが十分ではなく、旧一電の小売部門による買戻しを十分に行うことができるかとの確証がない現時点における措置として、スポット市場および一時間前市場において2~3%相当の予備力を超える電源分を投入する期間を設けることとする。この期間において、安定供給の観点から特段問題が生じないと判断される場合には、翌日の自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ投入する等の運用を開始することとする。
- ※3 本取組は、北海道・沖縄は除く。

(参考) ドイツの需給管理について

第16回電力ガス基本政策小委員会 (2019.3) 事務局資料

(参考) ドイツの需給管理について

- ドイツでは、FIP制度を導入しており、再エネ事業者(BG)がGCまでに発生する再エネ予測誤差について調整している。

- ✓ ドイツでは、各事業者がバラシンググループ(BG)を形成し、インバランス精算主体として、それぞれのBGにバラシングマネージャー(BGM)を置いている。
- ✓ なお、系統運用者からの再エネ予測が公表されないまま卸取引が行われており、再エネ予測を事業者の入札戦略の一つとして位置付けている。

○需給管理フローについて



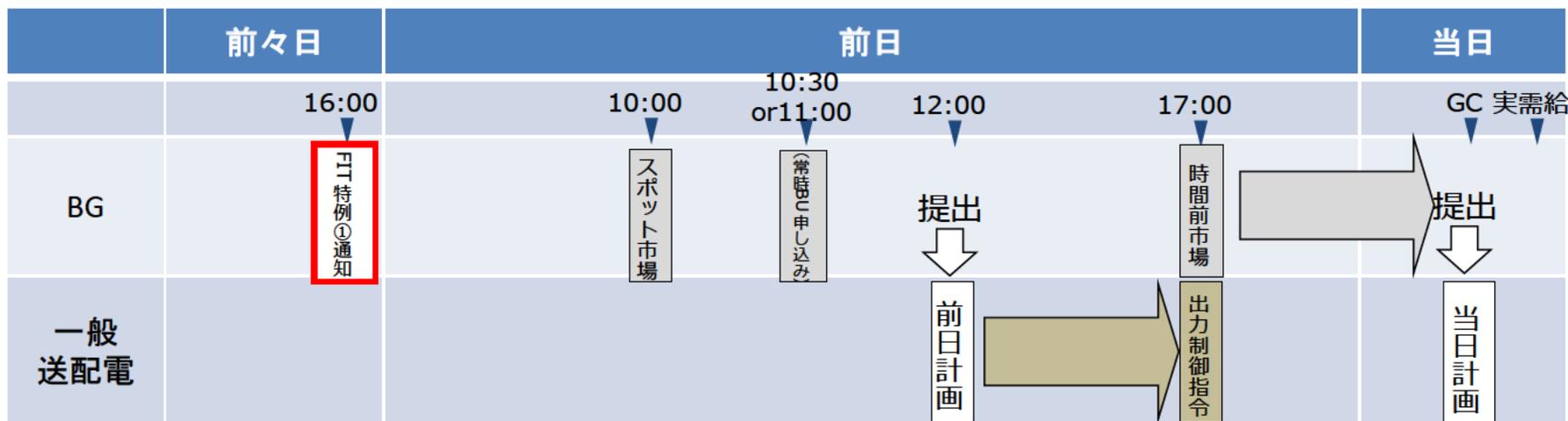
○インバランス清算について

- ✓ 基本的に実同時同量制度を取るが、卸取引分に関しては計画値によってインバランス精算される。

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{BGの} \\ \text{インバランス量} \\ \text{(15分単位)} \\ \hline \end{array}
 =
 \begin{array}{|c|} \hline \Sigma \text{自社発電量(実計算量)} \\ + \Sigma \text{他トレーダーからの調達分(計画値)} \\ + \Sigma \text{他コントロールエリアからの調達分(計画値)} \\ \hline \end{array}
 -
 \begin{array}{|c|} \hline \Sigma \text{需要量(実計算量)} \\ + \Sigma \text{他トレーダーへの販売分(計画値)} \\ + \Sigma \text{他コントロールエリアへの販売分(計画値)} \\ \hline \end{array}$$

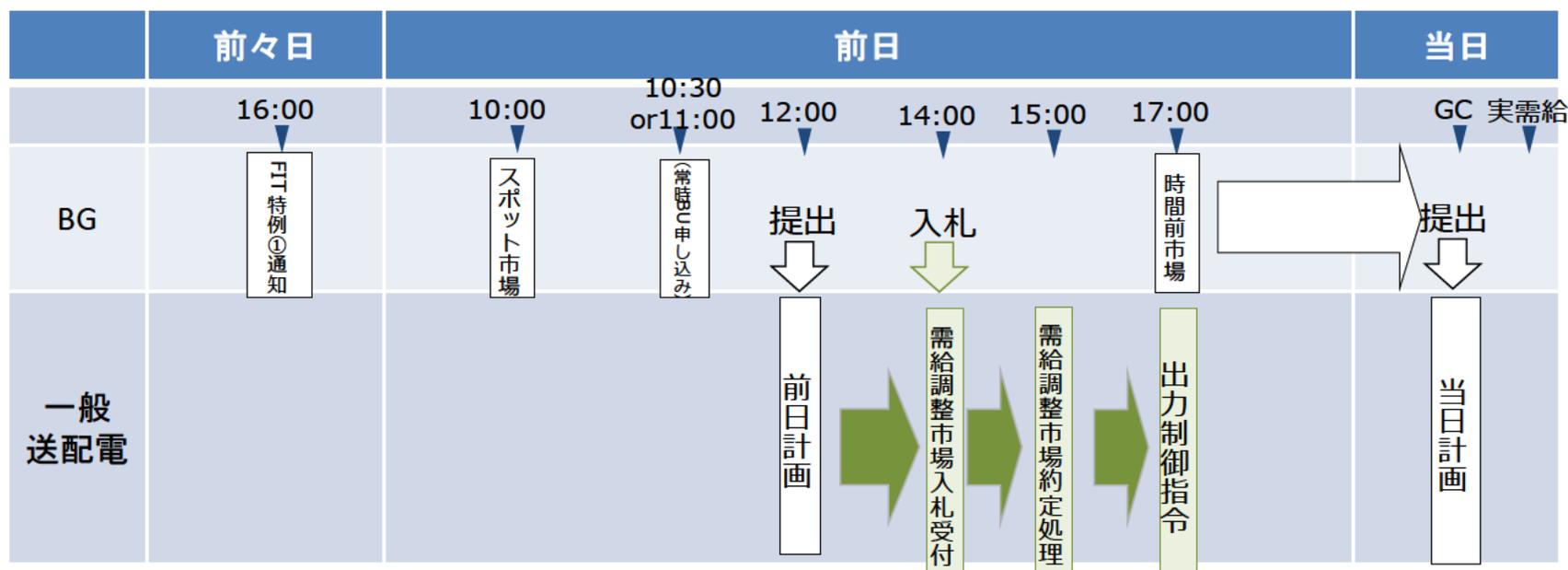
論点②：スポット市場との関係(系統運用との関係)

- 加えて、仮にスポット市場への入札計画への反映に間に合わないタイミング（ex.前日10:00以降）で通知が行われる場合、系統運用との関係では、以下の課題が生じる。
 - ✓「**前日計画の不確実性**」：BGは、通知を踏まえてスポット市場取引を行うことができないため、一般送配電事業者に対して前日12:00に提出される「前日計画」の不確実性が高くなる可能性がある。
 - ✓「**出力制御指令の運用への影響**」：現在、「出力制御指令」は前日17:00に通知されている。しかしながら、この時点で、BGの再エネ以外の出力の不確実性が高くなるため、出力制御への運用に影響があり得る（※）。
- （※）再エネ電源にオンライン電源が多く導入され、実需給直前に出力制御指令を行えるようになった場合は、この限りではないと考えられる。加えて、季節的に出力制御が見込まれる時期・出力制御が見込まれない時期に分けて通知の運用を行うことも考えられる点に留意が必要。
- 以上の運用上の課題を踏まえ、**まずはスポット市場(前日10時入札〆切)への入札計画への反映に間に合うタイミングで通知を行うこと**としてはどうか。
- なお、これらの課題は、いずれも運用上の工夫によって対応は可能と考えられるところ、中長期的な課題として、 Δ kW確保量が減少するか否かの検証と併せ、引き続き検討を行っていくものとする。



(参考) 需給調整市場との関係 (将来的な検討事項)

- 2021年度より需給調整市場が開設され、FIT特例①に対応するための調整力として三次調整力②の取引が開始される予定であるところ。三次調整力②は、実需給断面前日の12～14時に入札受付を行い、前日14～15時に約定処理を行うこととされている。
- この点、仮に三次調整力②への入札に間に合わないタイミングで通知を行った場合には、BG側がFITの計画変更・反映に備え、**需給調整市場への入札を減少させてしまうことで、一般送配電事業者が十分な調整力が調達できない**といった懸念が生じるおそれがある。
- このため、今後、スポット市場より後のタイミングで通知を行う形で見直しを行う場合には、需給調整市場との関係についても整理が必要。



(参考) 第16回基本政策小委員会における委員からの意見

【松村委員】

しかし一方で、ここでも正しく指摘されているとおり、それをある意味で口実にしてというのは言い過ぎかもしれないのだけれども、備えなければいけないからというので、B G側が予備力を大量に持つておく。

一方で、システムのほうもB G側がちゃんとやってくれるかどうかわからないんだから、私たちが持つておきますと、こういうことをやったら、本当に文字どおり無駄な予備力というのを持つてしまうという事態になりかねない。

だから、これは絶対杞憂じゃないと思います。現実には私たちは二重予備力という問題、自由化した直後からかなり長い間ずっと苦しんできたというようなこと。最近ようやくその部分は解決したということなんですが、そのときでも、旧一般電気事業者は、この仕組みが変わったら当然にこのルールというのはいり直しですよという意見表明をしていたはずですよ。

ということは、これもまた二重予備力を持つて気満々だということを意思表示した事業者というのがいる中で、この制度って安易に入れたら本当に非効率的になりかねない。

【大橋委員】

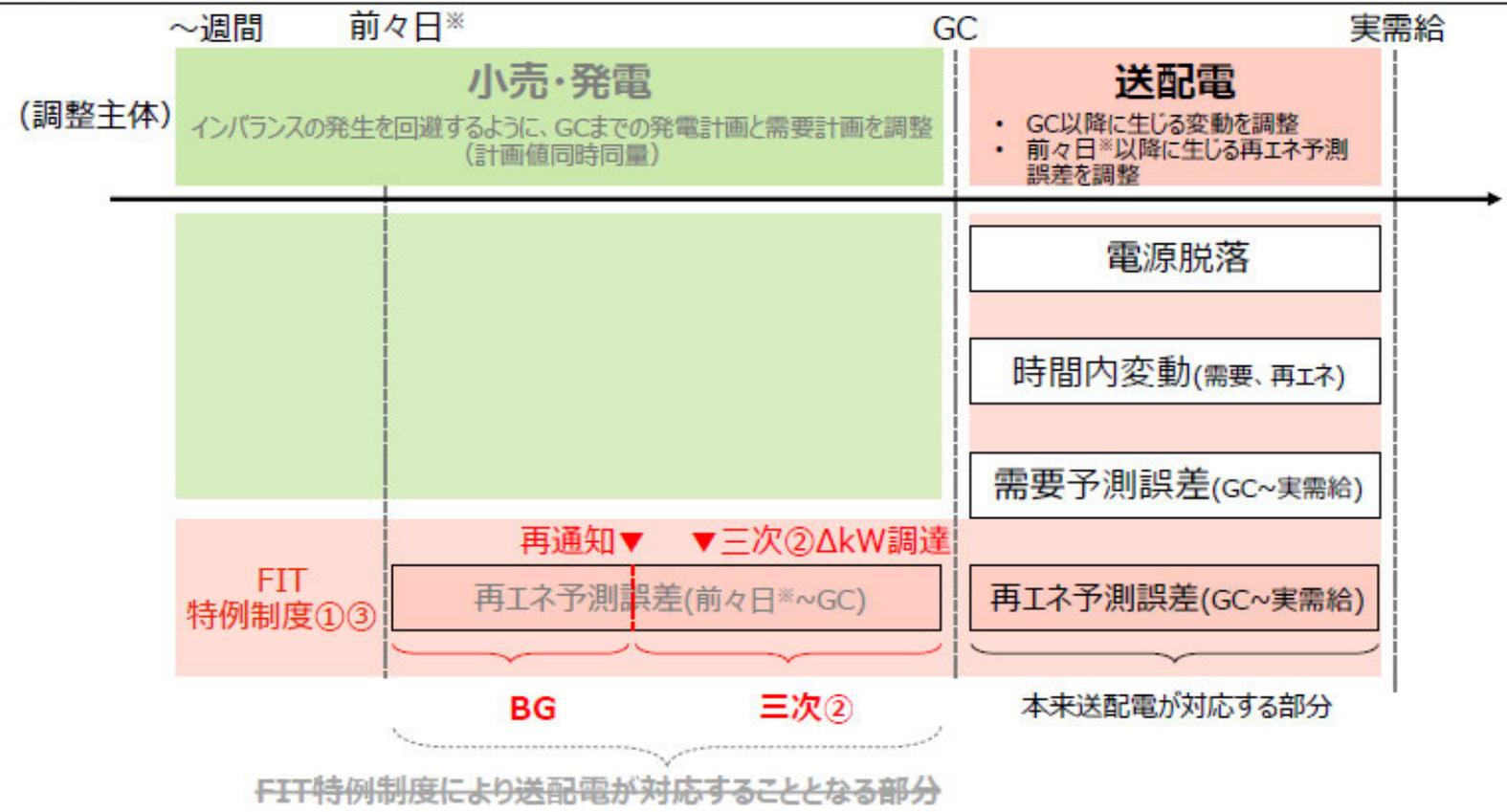
B G側、これはもうまさにメリット、デメリットいただいているとおりで、現状、F I T特例①だと、B G側にいろいろ創意工夫させる余地がなくなっちゃっているの、それはこういうものを彼らにインセンティブを与えることでB G側に創意工夫する余地というのはあるだろうなという気はします。

他方で、これは先ほど佐藤さんから伺ったとおりなんですけれども、おくらせることでメリットがどこまであるのかというところもあると伺っているので、後ろ倒しの件は私はいいと思いますけれども、これはB G側のオペレーションの向上を求めながら、スポットの前に反映できる、要するにスポットのところで反映できるようなところの情報提供まで後ろ倒しするみたいな感覚なのかなというふうには思っていますが、ちょっと私の理解が間違っていたら恐縮ですけれども、引き続き議論はさせていただければなというふうに思っています。

FIT特例制度における再エネ予測誤差

出所) 第11回 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 (2018.12.26) 資料 3 をもとに作成
https://www.octo.or.jp/linka/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_07_halfu.html

- 前々日から前日にかけて、予測精度は大外し (3σ) に大きな改善は見られないが、少なくとも予測時期を実需給に近づけることで予測誤差が増えるということは考えにくい。他方、前日に再通知を行うとすれば、前日の市場スケジュールなど各市場参加者に対する影響を考慮する必要がある。
- 三次②ΔkW調達までにFIT再通知を行うことで、より最新の予測値に基づきΔkWを算定することについては、国の審議会において議論がなされている。

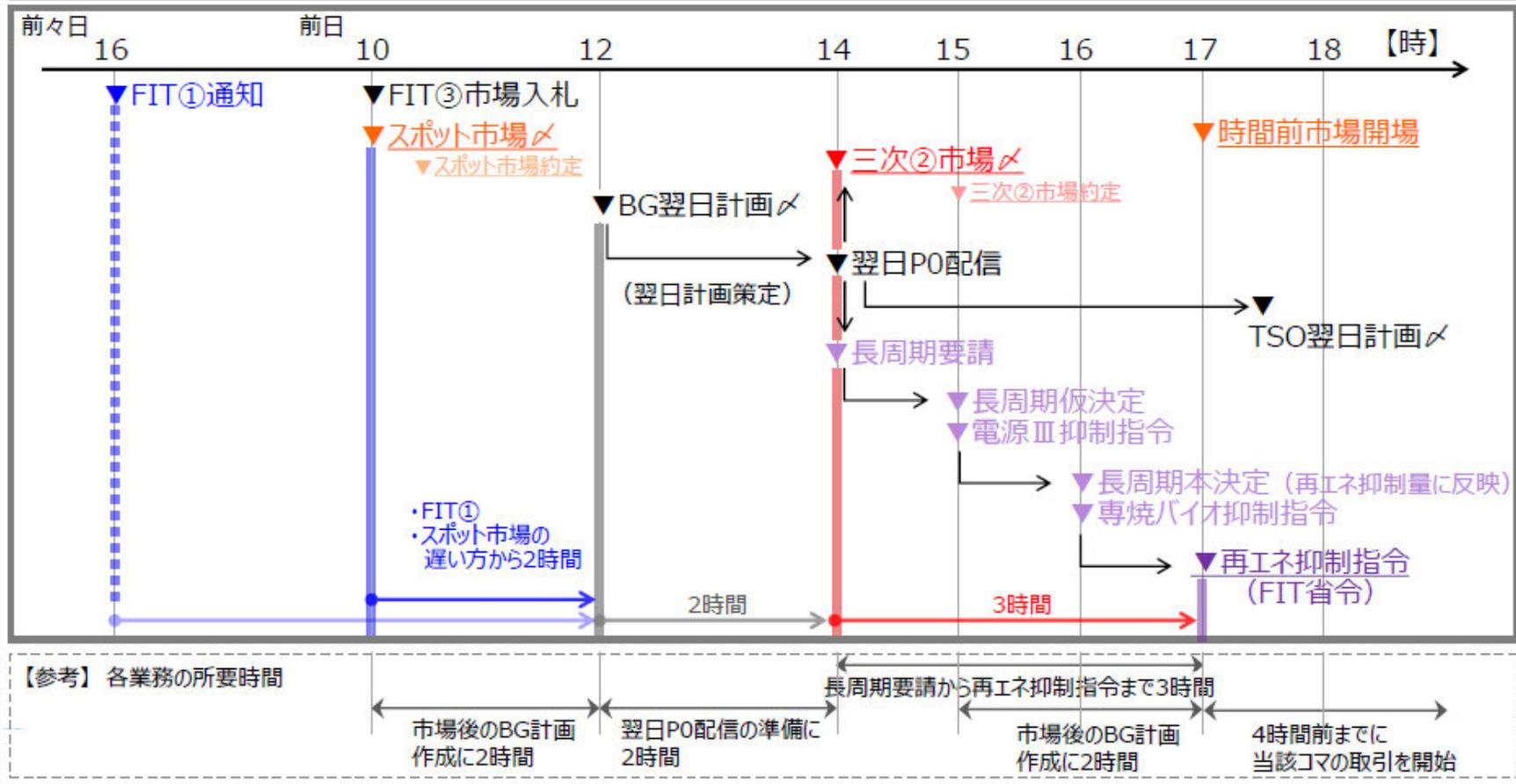


※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

FIT特例①③通知以降のスケジュール

33

- 三次②必要量算定における再エネ出力予測値は、再エネの下ぶれに対するリスク管理量となる。
- 一方、BG計画に織り込まれている再エネ出力予測値はBG発電計画の前提となり、この発電計画に基づきスポット市場供出原資、三次②市場供出原資が算定されることとなる。
- このため、TSOとBGの再エネ出力予測値が整合していることが必要である。



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】



論点③：FIT特例①通知の在り方について（補論）

- 本見直しの適用時期については、システム改修等の期間を踏まえ、詳細を今後検討することとしてはどうか。
- また、中期的に取り組むべき事項についても、引き続き検討を行うこととしてはどうか。

今後の進め方

- FIT特例制度①に加え、今後、送配電買取によるFIT特例制度③（一般送配電事業者が自らBGを組成）が増加していくことを踏まえ、引き続き予測誤差の改善に向けた取組を進める必要がある。
- 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においては、一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、電力広域的運営推進機関が監視・確認することとされたところ。
- このため、再エネ予測誤差の削減に向けた一般送配電事業者の再エネ予測誤差改善の詳細については、電力広域的運営推進機関から次回以降の本委員会において報告いただくこととしてはどうか。

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 中間整理(第2次)抜粋

Ⅲ-2. 適切な調整力の確保

3. 目指すべき自然変動再エネの出力調整の在り方

(2) 再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担

(中略)

一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある。

(中略)

【アクションプラン】

一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、データの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進める。【→資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、一般送配電事業者(2019年度中目途)】

(参考) 再エネ予測精度向上に係る取組について

- なお、再エネ予測誤差の対応に係る調整力コスト(ΔkW)を低減するために、広域機関の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において以下の取組みを行うこととしている。
 - ① エリア毎に確保している ΔkW 必要量についてエリア間不等時性を踏まえた見直し（広域運用できた以降）
 - ② FIT再通知による太陽光予測精度向上（ ΔkW 調達まで）
 - ③ 再エネ予測そのものの精度向上（大外しの低減）

※①は広域機関、②は国、③は一般送配電事業者が取り組む。（③のうち、気象情報の精度向上は気象の専門家による）
- また、再エネ予測誤差の削減に係る広域機関の監視・確認する仕組みとしては、以下のとおり整理されている。
 - ✓ 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において一般送配電事業者による再エネ予測そのものの精度向上に係る取組みについて確認し、好事例の展開・共有化に努める。

- 発生するかどうか分からない再エネ予測誤差に対応するために、出力を調整できる状態で電源を待機させておくこと(ΔkW)にコストが生じており、これはTSO・BGのいずれが対応しても同様に生じるコストとなる。このため、社会全体で再エネの調整にかかるコストを大幅に低減するためには、ΔkWを低減することが決定的に重要となる。
- 再エネ予測誤差(下ぶれ)へ対応するために行う三次調整力②のΔkW調達については、再エネ予測の大外しに備える必要があり、電源の準備等に要する時間について考慮する必要がある。このため、再エネ予測誤差(大外し)を改善し、ΔkW量の低減を図るために、遅くとも前日夕方予測精度が向上したとしても、大外しがなくなる限り、必要となるΔkW量に有意な変化は生じないと考えられるため、大外しを減らすことが重要。
- 前日夕方時点における気象予測精度の向上(大外しの低減)が必要となる。当日朝時点の予測精度向上や平均的な三次調整力②のΔkWを減らす方法は主に以下の3つが考えられる。
 - ① エリア毎に確保しているΔkW必要量についてエリア間不等時性を踏まえた見直し(広域運用できた以降)
 - ② FIT再通知による予測精度向上(ΔkW調達まで)
 - ③ 再エネ予測そのものの精度向上(大外しの低減)※①は広域機関、②は国、③は一般送配電事業者が取り組む。(③のうち、気象情報の精度向上は気象の専門家による)
- 広域機関としては、本委員会において上記の一般送配電事業者の取組みについて確認し、好事例の展開・共有化に努める。実質的にこれが広域機関による監視となるのではないか。
- また、一般送配電事業者が気象会社等から入手している気象情報の精度向上については、エリア毎というより全国共通の課題であり、一般送配電事業者の努力だけでは達成できないことである。
- 気象情報の精度向上に向けては、気象の専門家を含む関係者が協力して取り組むことが重要であり、気象庁・気象会社等が提供する気象情報に関する実証事業・技術開発等に取り組んでいただくことが不可欠である。どのように取り組んでいくかは、資源エネルギー庁と具体的に相談してまいりたい。
- なお、ΔkW調達以降については平均的にも予測誤差を改善することによりインバランスリスク料の低減ができる可能性がある。こういった時間領域についても同様に取り組んでいくこととしてはどうか。

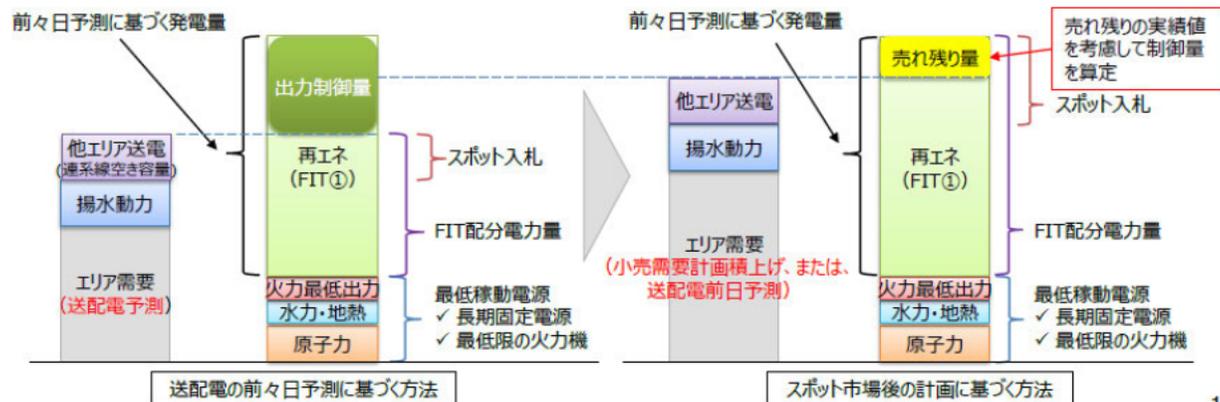
2. FIT特例①配分量の算定方法の見直し

出力制御量の算定方法について

- 電力・ガス取引監視等委員会 第35回制度設計専門会合において、以下の出力制御量の算定方法について、資源エネルギー庁において検討を行うことが望ましいとされた。
 - 前々日時点では、FIT特例①の発電予測量の全量を買取事業者に通知し、買取事業者は自社需要を超える分を成り行きでスポットに売り入札する。
 - スポット市場の結果として売れ残った量を考慮して出力制御量とし、その時点で発電計画を変更する。

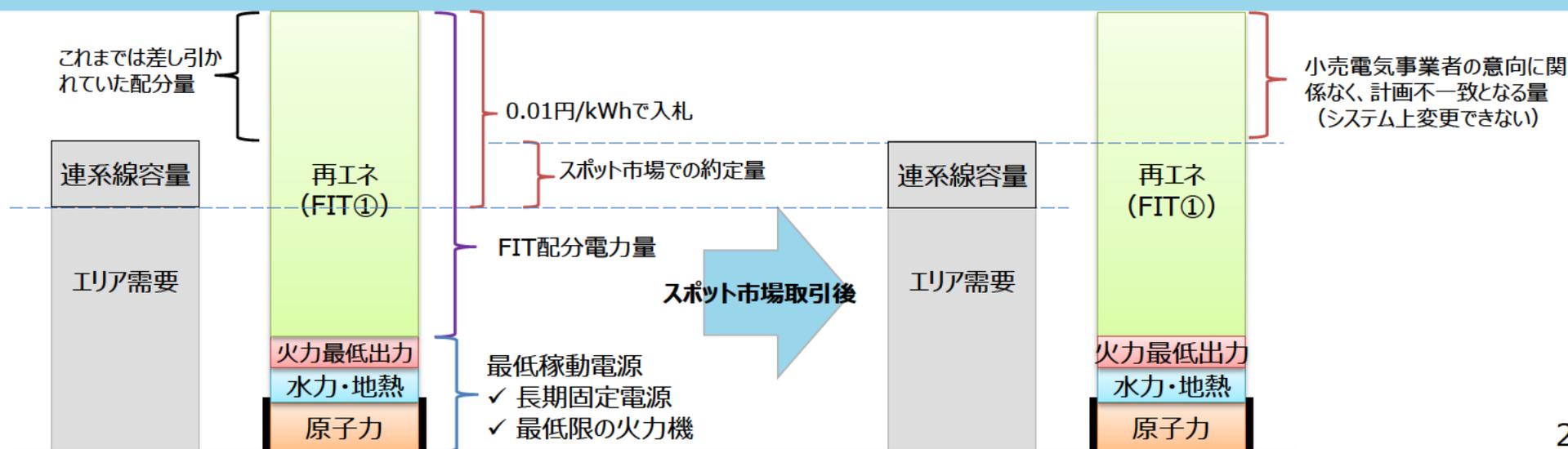
3. 論点3：出力制御量の算定方法について

- 送配電事業者は、現行の運用では、出力制御量の算定を実需給の前々日に実施しているが、現在の需要量等の予測技術の精度には限界があり、結果として前々日時点で出力制御量を多めに見積もった場合などには、スポット市場による連系線活用が十分に行われないおそれがある（このため、現実の出力制御が過大なものとなることを防ぐため、スポット入札終了後実需給前に長周期広域周波数調整を実施する）。また、本年10月より間接オークションが導入され連系線の利用はスポット市場での約定結果によって決定される。
- このため、出力制御量の算定について市場メカニズムを用いて、精緻化を行い、適正な市場価格の形成を確保する観点から、前日午前10時に開場するスポット市場での売れ残りの実績値を考慮して算定する方式などの検討について、資源エネルギー庁において行うことが望ましいのではないか。
 - 前々日時点では、FIT特例①の発電予測量の全量を買取事業者に通知し、買取事業者は自社需要を超える分を成り行きでスポットに売り入札する。
 - スポット市場の結果として売れ残った量を考慮して出力制御量とし、その時点で発電計画を変更する。



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に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。**



運用上の課題に対する対応の方向性（1）当面の対応

- 計画値同時同量制度の運用上、需要と供給の計画不一致は望ましくないため、出力制御が予測される場合には、出力制御予測量を差し引かずに配分されたFIT特例①の発電予測量を、スポット市場取引後に売れ残り量を勘案して変更することが望ましい。
- 具体的な方法として、スポット市場取引後に小売電気事業者が売れ残り量を控除した上で翌日の発電計画を作成し、一般送配電事業者はその計画に基づきFIT特例①の配分量を変更して再配分する方法が考えられる。
- 既に出力制御が行われている九州エリアにおいては、こうした取組を速やかに進める必要があるが、関係するシステム改修を行わずに、九州電力の送配電部門が手作業等でFIT特例①の配分量を変更する場合、九州エリアの全小売電気事業者の配分量を変更することは困難※1。
- このため、暫定的な措置として、需要量が多く、スポット市場において売りポジションをとり得る小売電気事業者を対象（5社程度）に、スポット市場取引後に、配分量を変更することとしてはどうか。
- ただし、この場合、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も必要となることから※2、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。

※1 システム改修による対応についても今後、検討を行っていく。

※2 スポット市場取引後の売れ残り量が、出力制御予測量を差し引かずにFIT特例①の発電予測量が配分された結果なのか、小売電気事業者の需要予測ミスにより、余剰が生じているのか区別がつかない。

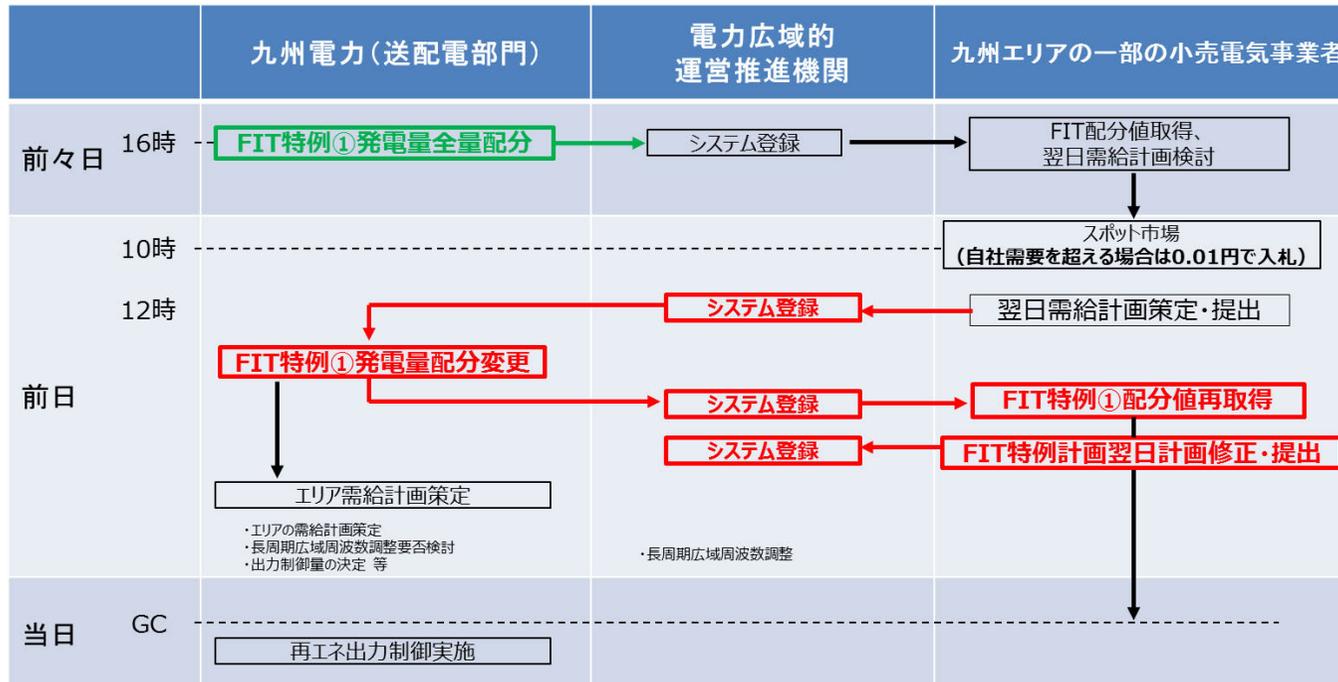
運用上の課題に対する対応の方向性（２） 更なる対応に係る検討

- 現時点においては、九州エリアのみで出力制御が行われているが、他エリアについても同様の対応が必要になる可能性があることから、他の一般送配電事業者や広域機関等においても、システム改修等の対応も含めて検討を進めていく。次回以降の基本政策小委員会において、制度・市場への影響に配慮しつつ必要となるコストや得られる効果の比較等を行いながら、鋭意更なる検討を行うこととしたい。
- なお、システム改修の要否の検討に当たっては、本資料でも提示したFIT特例①の前日6時の再通知や、出力制御量を実需給の直前まで柔軟に変更するといった対応も勘案しながら検討を進めていく。
- 加えて、2019年11月から卒FIT電源が発生することを踏まえ、将来的なFIT制度からの自立化も見据え、再エネ予測を再エネ事業者含めたBG自らが行う制度（小売BGが予測を行う場合はFIT特例制度②）への移行を促していくことも重要である。
- また、第35回制度設計専門会合において、一般送配電事業者が再エネ出力制御量を算定する際、前日午前10時のスポット市場での売れ残りの実績値を考慮することについて議論がなされたが、実際の出力行は最新の気象データに基づく需給予測によって前日16時頃に決定（オンライン制御分については実需給の2時間前に決定）されるため、スポット市場取引の売れ残りをそのまま出力制御量とするのではなく、制御量算定時の参考値にとどめることが適当ではないか。

(参考) 当面の対応の運用イメージ (九州エリア)

- ① 実需給の前々日16時に、九州電力の送配電部門は九州エリアの小売電気事業者に対し、**出力制御予測量を控除せずにFIT特例①の発電予測量を通知 (現行は出力制御予測量を控除)**。
- ② 小売電気事業者は、自社保有の電源を最大限に抑制してもなお、自社需要分を超えるFIT特例①分があった場合には、余剰分をスポット市場に**0.01円/kWh**で入札。
- ③ 一部の小売電気事業者※は、FIT特例①の余剰分に係るスポット市場の売れ残り量を控除した上で、FIT特例①の翌日発電計画を策定・提出。
※暫定的な措置として、需要が多く、スポット市場において売りポジションをとり得る小売電気事業者 (5社程度) が対象
- ④ 九州電力の送配電部門は、一部の小売事業者から提出された翌日発電計画を確認し、FIT特例①に係る発電計画の入力値を当該小売電気事業者が入力した値に合うように書き換える。
- ⑤ 一部の小売電気事業者は、修正した発電販売計画を提出する。

前々日16時のFIT特例①の配分から実需給までのフロー (イメージ)



3. 常時バックアップ制度の見直しについて

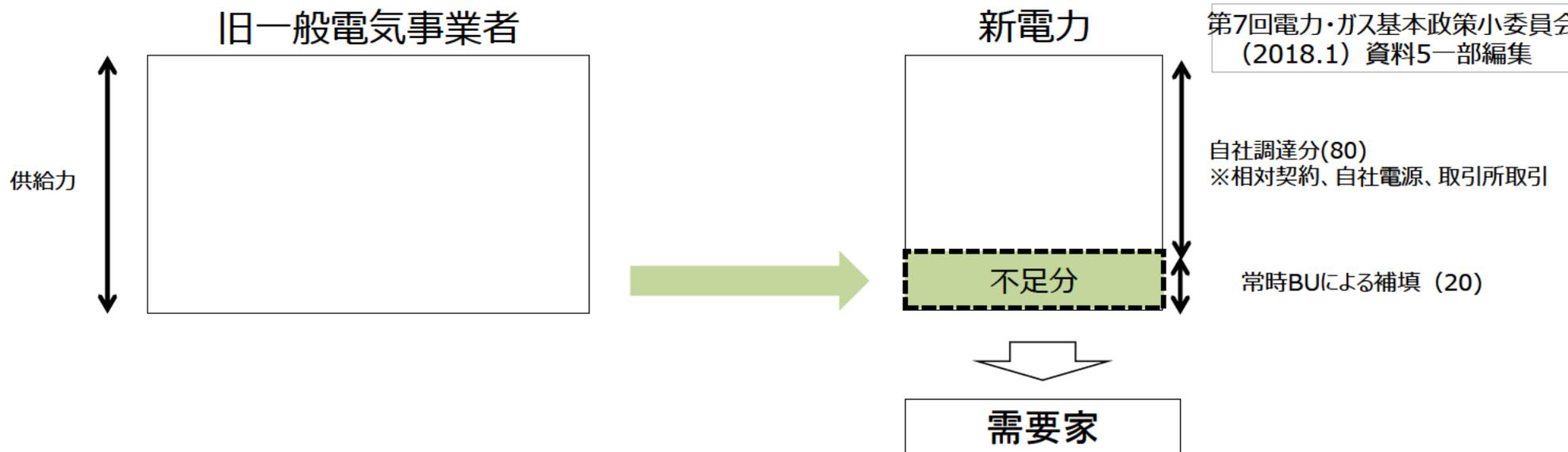
本日の御議論について①

- 昨年(2017)の第9回電力・ガス政策小委員会にて、常時バックアップ制度(以下、「常時BU」という。)(※)の見直しについて議論されたところ。

(※) 常時BUは、新電力がエリアの旧一般電気事業者から電気の一部卸売を継続的に受けて、需要家に対して電力供給を行うものであり、2000年の電力部分自由化に合わせて導入されたもの。

旧一般電気事業者と新電力の間の相対契約(常時補給電力契約)に基づくものであるが、「適正な電力取引についての指針(以下、「適取GL」という。)」において、その契約行為における公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為等が記載されている。

※新規参入者が需要家に100販売する際、供給力として80しか調達できず、20の常時BUを受ける場合の例

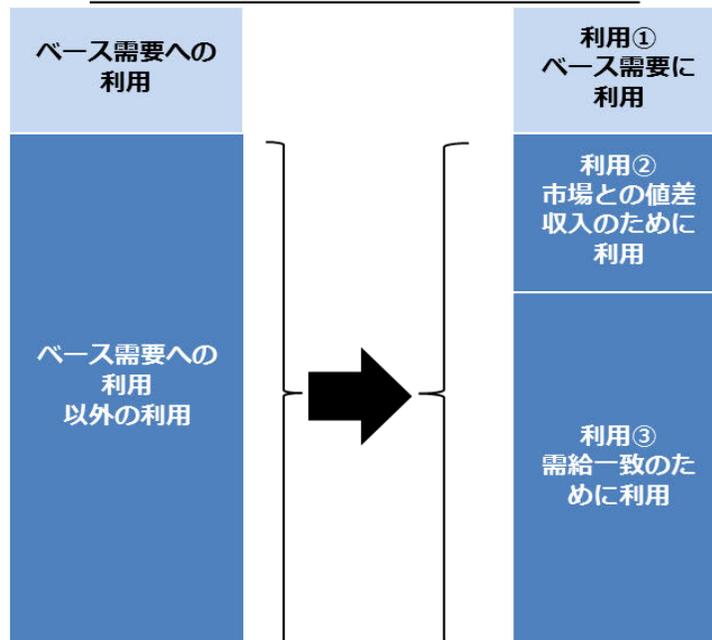


常時BUの使用状況について③

- 前述の意見募集等を踏まえると、常時BUには、ベース需要に満たす用途を含めた様々な使用用途が考えられるが、大別すると以下のような整理が考えられる。

※なお、常時BUの使用状況によっては、用途として利用①～③のうち同時に複数当てはまる場合もある。

利用について (イメージ)



利用状況の整理

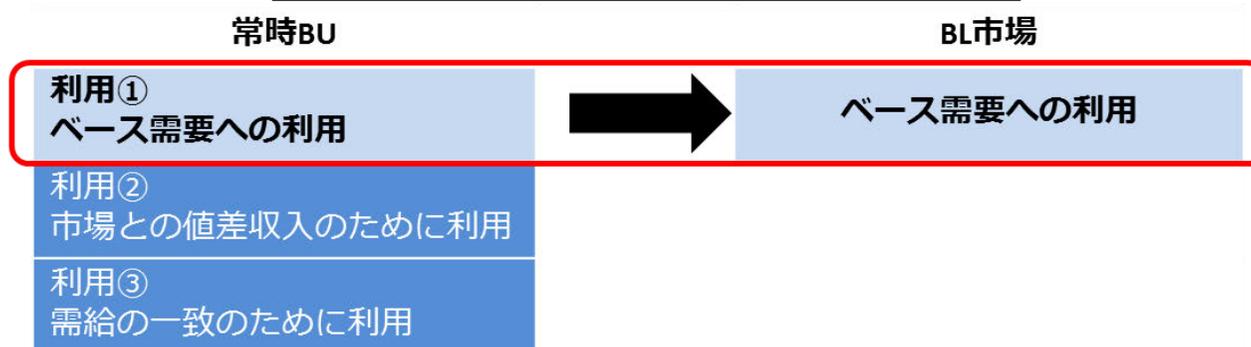
利用①	・ 自身のベース需要に充てる利用
利用②	・ 自身の需要に使わず、市場との値差収入を目的とした利用 (※)
利用③	・ 需給の一致のための利用(しわ取り、ミドル・ピーク需要への供給)

※ 常時BUより高い価格でスポット市場に売り入札したうえで、スポット市場で売り約定した場合は、約定量と同量を常時BUで申し込み、常時BU価格とスポット市場価格の差分を得る。他方、スポット市場で売り約定しなかった場合は、常時BUを申し込まない。(例えば常時BU価格が12円の場合、スポット市場に12+α円で売り入札して約定した後、同量を常時BUに申し込めば、自身の需要に充てることなく常時BUの購入分をスポット市場に売却可能)

常時BUのあり方 (利用①について)

- 新電力のベース需要を満たし、卸市場の競争活性化に資する目的として、BL市場(以下、「BL市場」という。)が2019年に創設予定である。
- 他方、常時BUは、新電力の需要を満たす目的で措置されたものであり、2013年にベース需要を満たすよう料金体系が見直されたことや、前述の使用類型(利用①)を鑑みると、常時BUを自身のベース需要を満たす目的で新電力が使用することが考えられる。
- そのため、BL市場創設後は、常時BUの持つ新電力のベース需要を満たす利用用途はBL市場が代替すると考えられる。
- 常時BUが卸市場活性化までの暫定的な措置であり、常時BUの持つ新電力のベース需要を満たすという政策目的がBL市場の政策目的と重複することを踏まえると、常時BUの持つ新電力のベース需要を満たす機能がBL市場にスムーズに移行することが望ましいのではないかと。

常時BUとBL市場の利用移行イメージ



(参考) 常時BUの見直しについて (昨年の議論)

常時BUのあり方 (利用①について)

- その際、常時BUの政策目的がBL市場の政策目的と重複するといって常時BUを即座に廃止することは、常時BUの利用データや意見募集結果を鑑みると、適切ではないと考えられる。
- 他方、常時BUからBL市場へ機能がスムーズに移行することを求める観点からは、常時BUとBL市場の政策目的が重複する点において、BL市場が創設された後も、(ベース需要を満たす機能を)常時BUに依存することのないよう、以下のような措置を行うことが考えられるのではないかと。
- 選択肢① 常時BUの購入可能枠からBL市場の約定分を控除する。
- 選択肢② BL市場の新電力ごとの購入枠から常時BUの購入分を控除する。
- ②については、各新電力のBL市場における購入可能枠から、単純に前年度の常時BU契約量を控除した場合、BL市場における購入可能枠が限られてしまうため、BL市場への移行がかえって進まないと考えられるのではないかと。
- 他方、①については、BL市場の取引が活性化し、購入量が増加することに伴い、常時BUの使用可能量も減少することから、常時BUからのBL市場への移行を促すものと考えられるのではないかと。
- したがって、常時BUからBL市場へ機能がスムーズに移行することを求める観点からは①を採るべきではないかと。

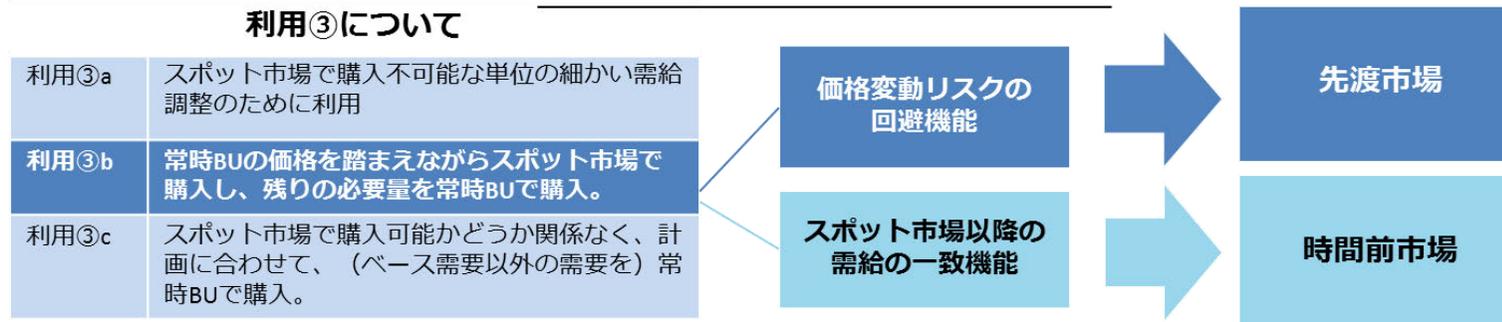
常時BUのあり方 (利用②について)

- 前述のとおり、新電力は、常時BUを必ずしもベース的に利用しておらず、ベース以外の使用については、新電力個社ごとの電源調達手段や市場の価格変動に基づいてなされると考えられる。
- 常時BUが、自己の需要をカバーする十分な電源を保持していない新電力に対して不足電力の補給に充てるために措置された制度であるため、利用②の「自己の需要に使わず、市場との値差収入を目的とした利用」については、制度趣旨に反する使われ方と考えられるのではないか。
- したがって、常時BUを即座に廃止することが適切でないことを鑑みると、少なくとも常時BUの締切時間をスポット市場の約定時間に前倒しすることにより、少なくとも「スポット市場での約定量を見たうえで、市場との値差収入を得る目的で常時BUの使用量を変化させる」使用を不可能とさせる必要があるのではないか。
 - － ただし、常時BUの締切時間を前倒したとしても、常時BU価格が月ごとに固定である以上、スポット価格を予測して常時BUの使用量を変更することで市場との値差収入を得る目的を達成することは可能である。
 - － この点、少なくとも、スポット市場価格を見ながら常時BUとの値差を得るような行動を採ることは不可能となることから、市場の状況等の見直し後の状況を踏まえつつ、改めて検討することとしてはどうか。

常時BUのあり方 (利用③について)

- 利用③bは、「常時BUの価格を踏まえながらスポット市場で購入し、残りの必要量を常時BUで購入する」利用であり、常時BU価格を利用したスポット市場価格変動リスクの回避機能を踏まえた利用と整理できる。
- 他方、常時BUが卸市場活性化までの過渡的措置であることを鑑みると、上記の価格固定化機能についても市場取引に移行することが求められる。
- この点、先渡市場が価格固定機能を代替すると考えられ、常時BUの締切時間を前倒した際には、この機能が先渡市場に移行することが望ましい。
- また、スポット市場約定後に取引可能な市場が（相対契約を除くと）時間前市場のみであることを踏まえると、前日計画段階で需給を一致させた後に、その後の需給の振れを時間前市場で調整を行うことが基本ではあるが、スポット市場約定後・常時BU締切後の需給の一致に係る必要量については、時間前市場において調達することが望ましい。

市場への移行 (イメージ)

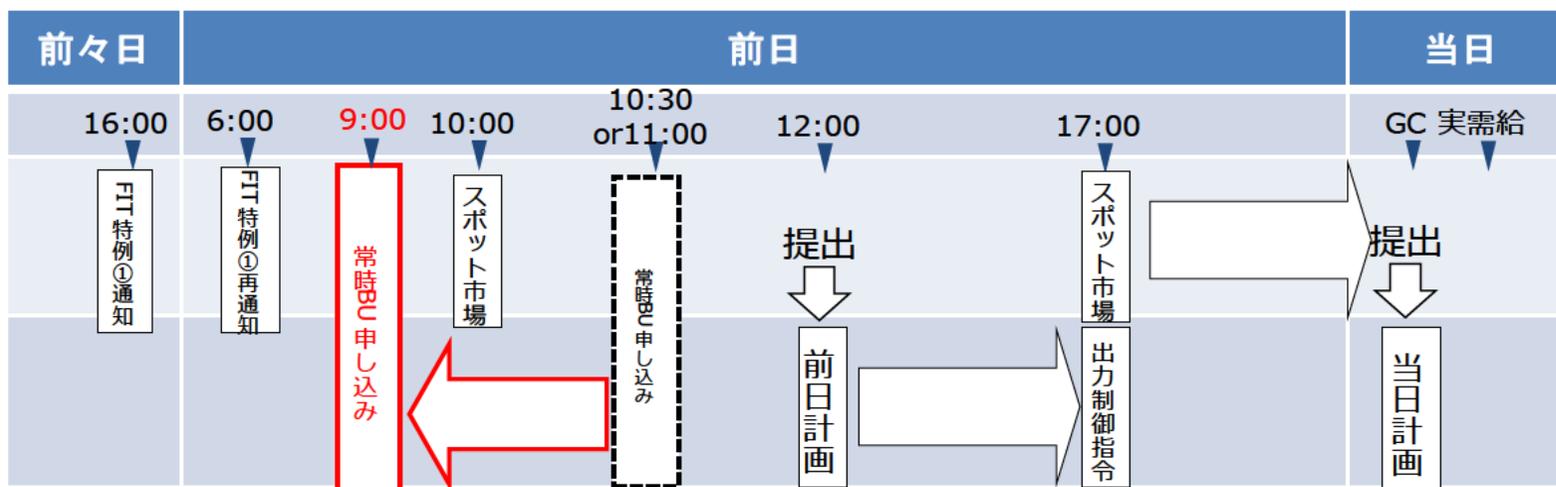


本日の御議論について②

- 本年7月から、BL市場取引が開始されることを踏まえ、本日は、前回までに御議論をいただいた下記2点の具体的な見直しの在り方について御議論いただきたい。
 - ① 常時BUのメ切時間をスポット市場の約定結果が分かる時間より前倒しすること。(=スポット市場との値差収入を得ないようにするため。)
 - ② 常時BUの購入可能枠からBL市場の約定分を控除すること。(=常時BUのベース的な利用をBL市場への移行するため。)

論点①：常時BUのメ切の具体的な前倒し時間について

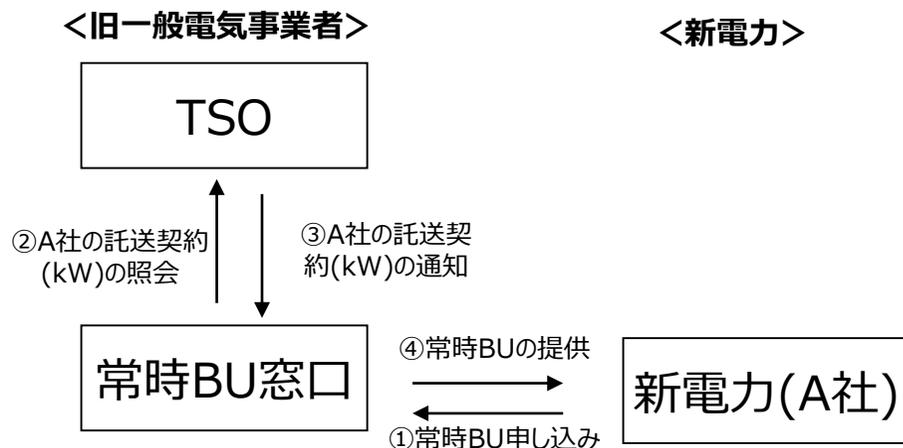
- 第9回基本政策小委員会では、少なくとも常時BUのメ切時間をスポット市場のメ切時間以降まで前倒しすることとされたが、具体的な常時BUのメ切時間については、事業者の運用フローやFITインバランス特例制度の通知時間見直しを踏まえつつ、例えば、**前日9時**として設定することとしてはどうか。
- また、この見直しは、システム開発のスケジュールや契約の手続き等を踏まえつつ、基本的に**2020年1月から開始する方向**で検討することとしてはどうか。（なお、円滑な実施にあたっては、契約当事者の理解・協力が必要であることに留意が必要。）
- FIT特例①通知の見直しと合わせれば、見直し後の業務フローは以下のとおり。



論点②：常時BU購入可能枠の管理について

- 第9回基本政策小委員会では、常時BUが卸市場活性化までの過渡的措置であることを踏まえ、BL市場の購入量を常時BUの購入可能枠から控除することとされたところ。
- 現在、新電力個社の託送契約量(kW)はTSOが管理しているが、新電力の常時BUの申込みに当たっては、常時BU窓口において、申請者の託送契約量(kW)に基づき、常時BUの購入可能枠の管理が行われている。
- BL市場の取引開始後においては、**申込者の常時BU購入可能枠の管理に当たり、BL市場の購入量の情報が必要**となる。しかしながら、**こうした情報を常時BU窓口が知り得る立場にあることは、競争上の問題となり得る。**
- この点、現在、電力・ガス取引監視等委員会においては、卸供給の窓口の在り方の検討が行われているところ、ここでの検討状況も踏まえ、情報の取扱いについて更に整理を行うこととしてはどうか。

○現在の運用状況



(参考) 適正取引ガイドラインの記載

II 卸売分野における適正な電力取引の在り方

2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

(1) 小売電気事業者への卸供給等

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

○ 発電部門と小売部門を分社化した際の常時バックアップの契約窓口

区域において一般電気事業者であった者が発電部門と小売部門の分社化を行う等の組織再編を行った場合、常時バックアップの契約窓口は、他の小売電気事業者と直接的な競争関係にないグループ内の事業者（区域において一般電気事業者であった発電事業者、親会社等）に設置することが、公正かつ有効な競争の観点から望ましい。

3. 競争政策上の基本的な考え方

- 一般論として、旧一般電気事業者を含め、事業者には、その取引先を選択する自由は認められるものと考えられる。しかしながら、競争者を市場から排除するなど不当な目的を達成するための手段として取引を拒絶する場合には、独占禁止法にも違反することとなる可能性がある※1など、競争政策上の問題となる可能性がある。また、そもそも、旧一般電気事業者が電源、特にベースロード電源の大宗を保有する状況においては、小売市場における公正な競争を確保するためには、旧一般電気事業者（発電部門）が機会費用を意識しつつ、自らの利潤最大化を追求する※2ことを通じて、電源アクセスに関する旧一般電気事業者（小売部門）と新電力との間のイコールフットイングが確保されることが、小売電力市場の公正な競争を確保する上で重要であり※3、これは同時に、総括原価の下で形成された発電能力が最大利用されることにもつながることになると考えられるのではないかと。

※1 単独の取引拒絶（独占禁止法19条、一般指定2項）

※2 卸供給交渉の成否、取引条件の判断を経済合理性の観点から行うこととなる。理想的には、たとえプライスメーカーの支配力を有している事業者であっても市場支配力を行使せずプライステイカー的に行動することで効率的な価格形成が行われる。

※3 旧一般電気事業者（発電部門）から同社小売部門に合理的な理由なく市場価格より安く供給する等の内部補助が行われる場合、その規模、態様によっては、小売市場に大きな歪みが生じ、新電力事業者の事業運営が困難となる可能性がある。なお、上流・下流で事業を営む垂直統合事業者が上流で市場支配力を有する状況において、下流で事業を行う競争者に対して卸供給を行う場合に、その価格が、自社の小売価格に照らし、不当に高額である場合は、自らの市場支配力の形成、維持ないし強化という観点から正常な競争手段の範囲を逸脱するような人為性を有する排除行為として、独占禁止法上も問題となる可能性がある（最判平成22年12月17日（NTT東日本事件）参照。）

- このような観点から、旧一般電気事業者が、卸供給※4を行う際に、競争者を排除するインセンティブを有する可能性がある小売部門等※5を窓口としたり、直接又は間接に交渉過程に介入させることは、小売市場における公正な競争を確保する観点から、通常、適切ではなく、むしろ、発電部門など競争排除インセンティブが確実に排除された社内体制において、卸供給の交渉等が行われることが望ましいと考えられるのではないかと。また、仮に、小売部門等が窓口となる場合には、その必要性、妥当性や弊害の防止策※6が各社において厳密に検証される必要があるのではないかと※7。

※4 新電力への需要離脱によって余剰となった発電所の売却等についても、基本的には、同様に考えられる。

※5 小売以外の部門（経営企画部門等）が実施する場合でも、小売部門の利益増大がその業務の目的に含まれる場合には、競争排除インセンティブが生じない適切な意思決定プロセスが採用されたり、情報遮断等が行われない限り、同様のインセンティブが働く可能性がある。

※6 旧一般電気事業者の小売部門がその競争者の卸供給条件を把握する（調達状況を把握する）ことは、一般論として、価格協調行動やカルテルなど競争の減殺を生じるリスクがあるものと考えられる。

※7 窓口の所在につき、現行の電力適正取引ガイドラインでは、常時BUに関しては考え方が示されているが、それ以外の一般の相対取引に関しては記述されていない。

- なお、旧一般電気事業者からは、自社小売部門が他事業者（例えば電気事業以外の事業にも強みを持つ小売電気事業者等）と事業提携する際に、当該他事業者に対して小売部門が必要な電気を合理的な価格で供給することによって、需要家にとって魅力的なサービス、新たな付加価値を創出することが可能となるといった指摘もあるが、小売市場における市場支配力を梃子として、新規参入者等の事業に不当な制限を加えたり、系列化を進める手段とするといった状況がなければ、必ずしも、不当とはいえない可能性もあると考えられるのではないかと。※8

※8 なお、卸供給の申込みを行った新電力事業者等が旧一電と事業提携をしていないことが取引拒絶の正当化理由となるものではなく、事業提携をしない限り卸供給を行わない等の行為は、問題になる可能性がある。