

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6月26日

資源エネルギー庁

1. FITに係る予測誤差の削減について

前回までの議論

- 第16回電力・ガス基本政策小委員会において、FIT特例①の発電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、今後、電力広域的運営推進機関より御報告いただくこととされた。
- また、前回の本小委において、前々日16時に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際の対応について議論を行った。
- 全量配分した場合、出力制御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、売れ残りにより計画不一致が発生する可能性が高い。
- 既に出力制御が発生している九州エリアについては、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が、九州電力の送配電部門が手作業等で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であることから、**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された。**
- また、暫定的な措置に係るシステム化を検討するとともに、今後、他エリアについても九州エリア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こととされた。

- 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、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。
- 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して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】

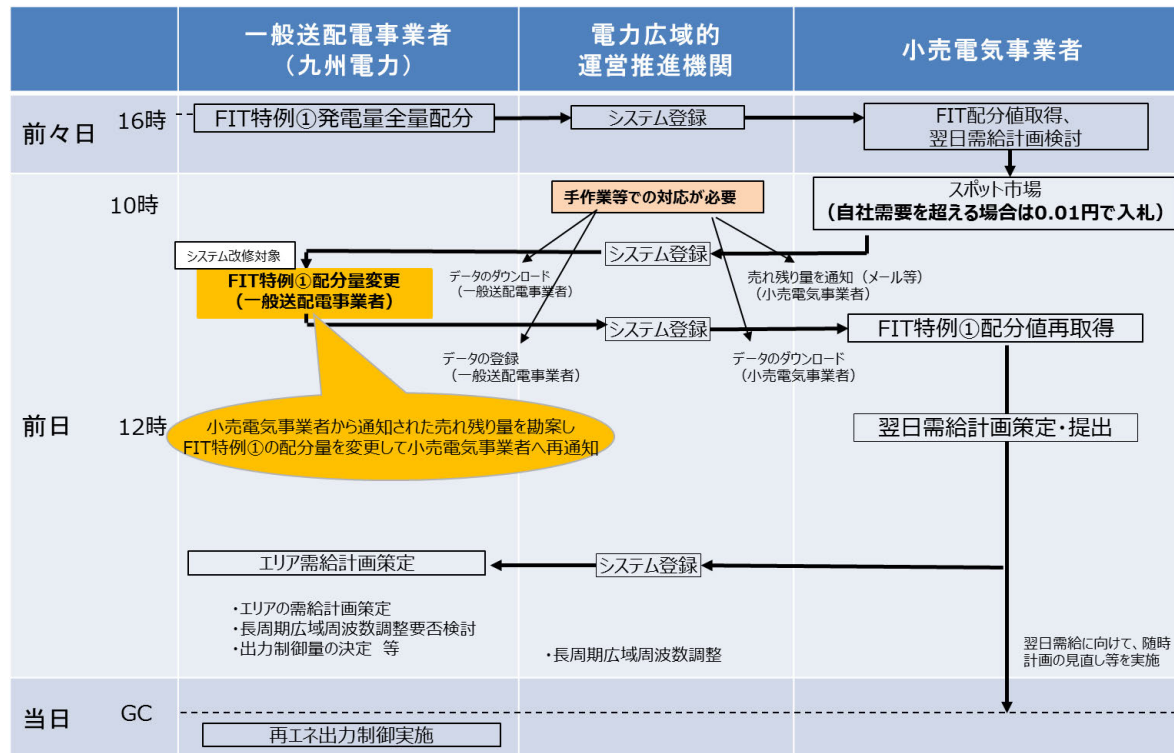
一般送配電事業者による出力予測の予測誤差自体を減らすなど、再生可能エネルギーに起因するインバランスを小さくし、国民負担の抑制を図るため、データの予測精度や運用実態、全体のインバランス設計も踏まえ、実現可能な方策について検討を進める。【→資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関、一般送配電事業者（2019年度中目途）】

本日の議論

- 本日は前回の議論を踏まえ、以下 2 点についてご議論いただくとともに、電力広域的運営推進機関より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御報告いただく。
 - 九州エリアにおける暫定的な措置に対するシステム改修による対応について
 - 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けるシステム改修による対応について

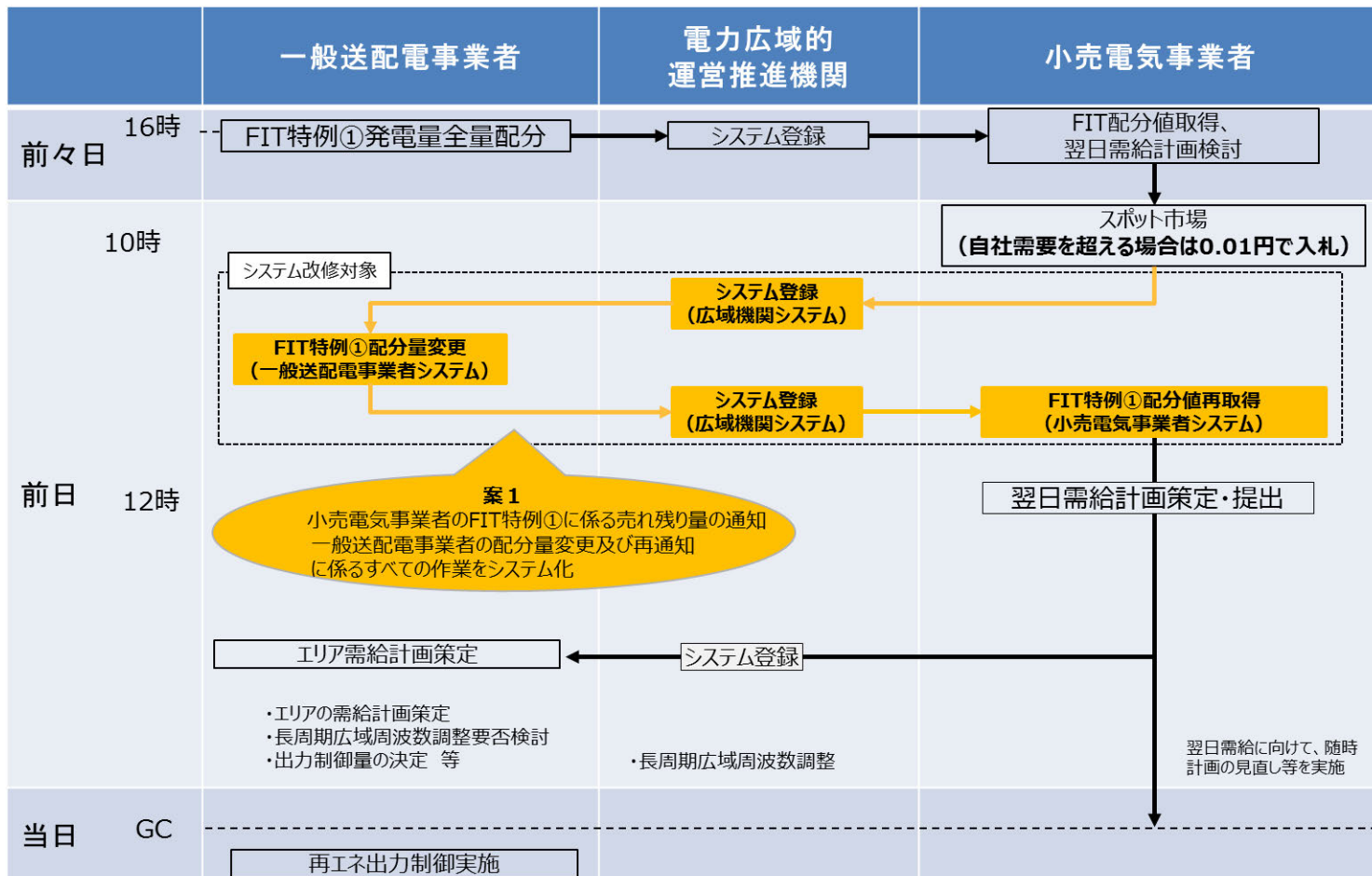
九州エリアにおける暫定的な措置に対するシステム改修による対応について

- 暫定的な措置に対するシステム改修による対応については、九州電力の送配電部門のみシステムを改修したとしても、FIT特例①配分量の修正に係る連絡や、売れ残り量を控除した配分量データの送付など、一般送配電事業者と小売電気事業者間の手作業等での対応についてはシステム化できない。
- ついては、暫定的な措置に対する九州電力の送配電部門のみのシステム改修は行わず、更なる対応におけるシステム改修が完了するまでは、九州電力の送配電部門において、出力制御が想定される際の手作業等の対応を継続することとしてはどうか。



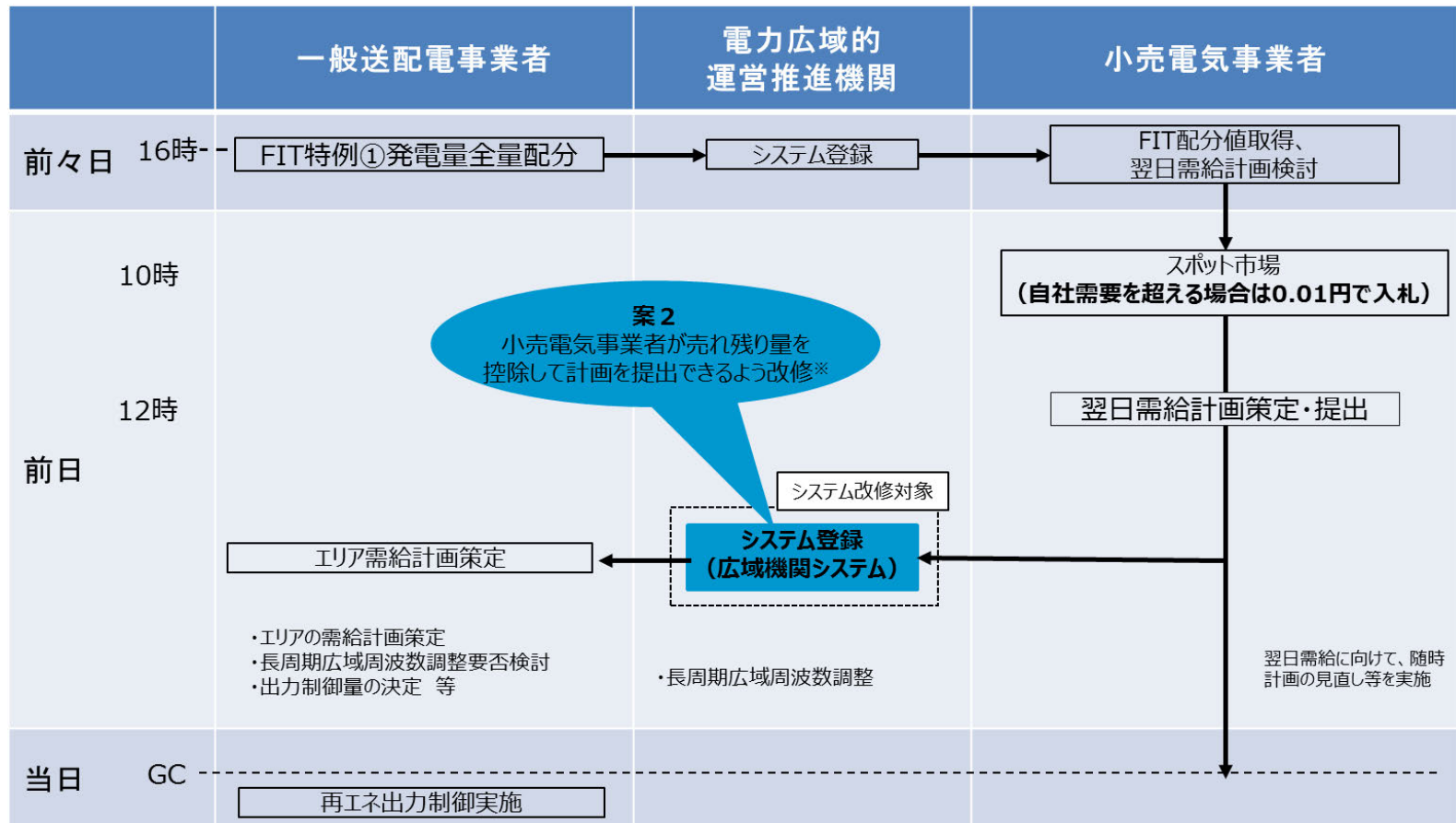
更なる対応におけるシステム改修について（案 1）

- 小売電気事業者の計画不一致を解消するための更なる対応として、2つの案の検討を行った。
- 1つ目の案は、スポット市場取引後に、小売電気事業者がFIT特例①に係る売れ残り量を一般送配電事業者へ通知し、一般送配電事業者はその売れ残り量を勘案して配分量を変更して再配分を行う一連の流れを、担当者の手作業等で行うことなく全てシステム化できるように改修を行う。



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。

2. 2021年度以降のインバランス料金制度 について

本日御議論いただきたいこと

- 第12～14回電力・ガス基本政策小委員会において、2021年度以降のインバランス料金制度について御議論いただき、制度の詳細な設計について、電力・ガス取引監視等委員会において、システム改修に要する期間も踏まえて検討を進めていただくこととしていたところ。
- 本日は、システム開発の要件等に係る制度設計の検討結果について、電力・ガス取引監視等委員会より御報告いただく。

2021年度以降のインバランス料金制度の基本設計の方向性

系統不足時	不足BG	余剰BG	系統余剰時	不足BG	余剰BG
$P > V1$	P	V1	$P > V2$	V2	V2
$P < V1$	V1	V1	$P < V2$	V2	P

- ・ P : 卸市場価格を参照した価格
- ・ V1 / V2 : 上げ調整力コスト / 下げ調整力コスト

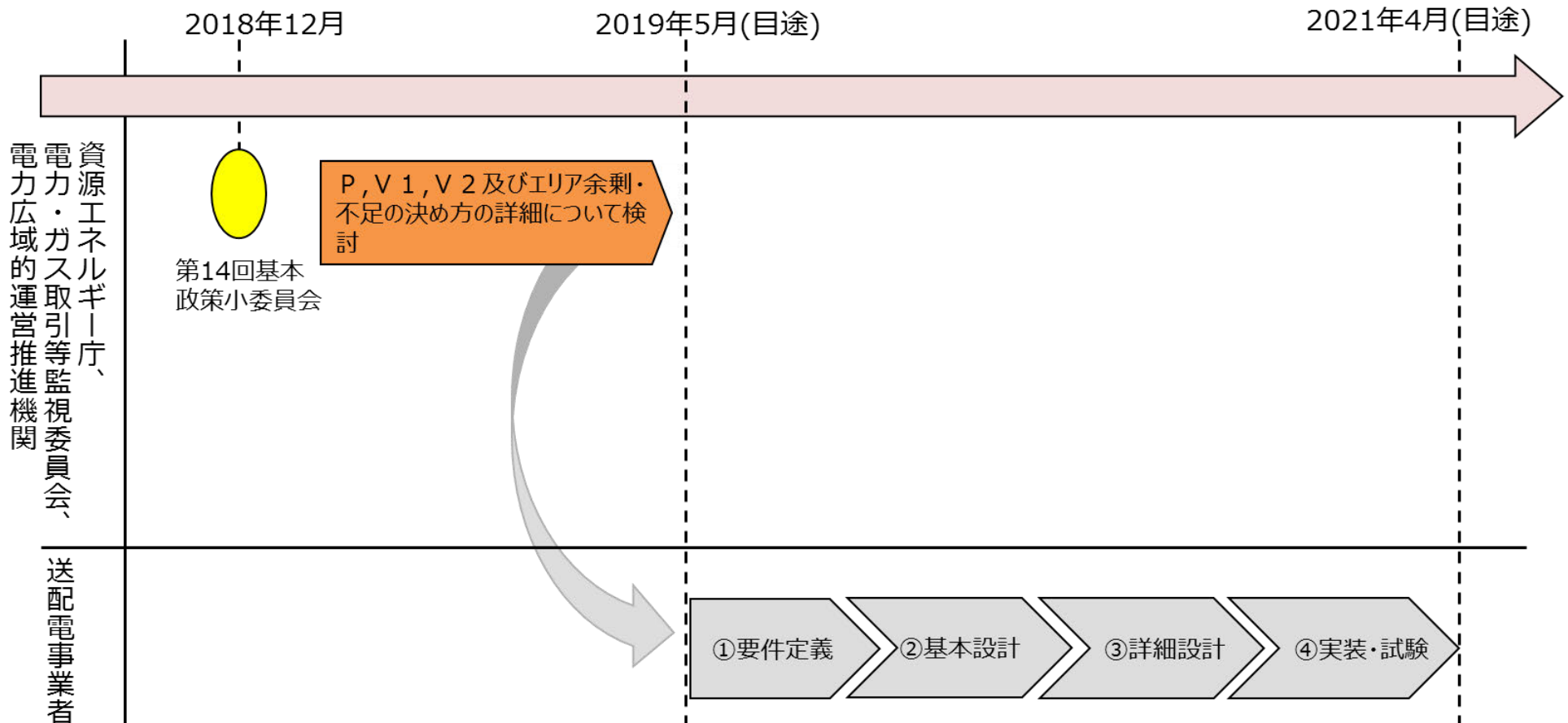
【電力・ガス取引監視等委員会において詳細に御検討いただいた点】

- ・卸電力市場価格及び調整力コストの具体的な参照方法
- ・系統の不足 / 余剰の判定方法
- ・需給ひっ迫時におけるインバランス料金の考え方
- ・インバランス料金に係るタイムリーな情報公表の在り方

(参考)

今後のスケジュール

- 今後、本日御議論いただいた基本的な方向性に基づき、更なる詳細について、電力・ガス取引監視等委員会において、システム改修に要する期間も踏まえ、資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関の協力を得つつ検討を進めていただき、その結果について本委員会において検討した上で、2019年5月を目途に結論を出すこととしてはどうか。



※需給調整市場開設のスケジュールに応じて上記のスケジュールには変更があり得る。

3. 災害時等の市場の停止・再開の在り方について

本日御議論いただきたいこと

- 日本卸電力取引所（以下、「JEPX」という。）においては、北海道胆振東部地震（2018年9月6日午前3時7分地震発生）が発生した際、十分な供給力が確保されず、市場参加者が発電・需要の計画を見通した上で安定的に正常な取引を行うことが困難な状況にあると判断した上で、2018年9月7日～9月26日の北海道エリアのスポット市場を停止した。
- 現行制度上、インバランス料金は卸電力取引価格に連動して算定されること、北海道エリアのスポット市場の停止により、参照すべき卸電力取引価格が無かったこと、また、取引停止期間中のインバランス料金の算定方法があらかじめ決まっていなかったことから、当該期間の北海道エリアにおけるインバランス料金の精算については、特例的に、当該期間の前後7日間の北海道エリアプライスの平均値を用いることを事後的に決定した。
- しかしながら、市場停止・再開の基準が不明確であると、市場の信頼性が揺らぎ、市場取引の活性化の妨げになりうる懸念される。
- また、現行のインバランス料金単価は卸電力取引価格に連動しているため、市場が停止した場合には、インバランス料金の算定にも支障が生じる。
- 一方で、2021年度以降のインバランス料金制度の検討が進められており、需給ひっ迫時にはDRの発動コストを踏まえたインバランス料金の算定を行うことが検討されている。
- その他、現在、東京商品取引所より電力先物取引の試験上場申請がなされるなど、電力先物取引が今後広がっていく可能性も考慮すると、先物取引の精算の観点からも、卸電力取引市場の停止時の取扱いが課題となる。
- このため、本日は、災害時等における卸電力市場の停止・再開の在り方について御議論いただきたい。

(参考)現在のインバランス料金の算定方法

不足インバランス料金(不足BGに適用) = 基準インバランス料金 + K

余剰インバランス料金(余剰BGに適用) = 基準インバランス料金 - L

K, L : エリア毎に決まるインセンティブ定数

(2019年4月1日以降から適用。2019年3月までは基準インバランス料金で精算)

基準インバランス料金 = システムプライスと1時間前市場価格の30分毎の加重平均値 $\times \alpha + \beta$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項 (当該コマにおいて発生したインバランス量が全てスポット市場において取引されたと想定した場合のシステムプライスと、実際のシステムプライスの比率)

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項 (エリアプライスとシステムプライスの差分の月間中央値)

(参考) 電力・ガス基本政策小委員会における議論

【論点3】北海道エリアにおけるインバランス料金の算定方法②

- なお、今回の北海道における大規模停電時の経験を踏まえ、需給バランスが大きく崩れた場合等における卸電力取引市場における取引停止に係る取り扱いを今後検討していく。
- 加えて卸電力取引市場が停止した際のインバランス料金に関する制度設計を今後検討していくこととする。

(参考)電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめ(2018年11月27日)

第4章 今後の対策パッケージ

2. 中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

<減災対策（停電被害・リスクの最小化）>

（2）停電の早期復旧に向けた取組

⑤ 需給ひっ迫フェーズにおける卸電力取引市場の取引停止に係る扱いの検討

今回の北海道における大規模停電時の経験も踏まえ、需給バランスが大きく崩れた場合等における卸電力取引市場における取引停止に係る取扱いを今後検討する。合わせて、卸電力取引市場が停止した際のインバランス料金に関する制度設計を今後検討する。

(参考) 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会における議論

第4回脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会
(2019.6) 事務局資料

(3) 小売電気事業者の役割について

- 昨年夏から秋にかけてした一連の災害時においては、停電原因や復旧見込みといった需要家が必要とする情報について、その発信元である一般送配電事業者がアクセス過多によるサーバーダウン等により、適切に小売電気事業者へ情報の提供を行うことが困難な状況にあった。
- こうした課題を踏まえ、前述の通り、一般送配電事業者は情報発信の体制強化に取り組むこととしているところであり、こうした取組を通じて、状況把握のために需要家や小売電気事業者が必要とする情報を一般送配電事業者がプッシュ型で情報発信することは極めて重要。
- このような取組を通じて、昨年夏から秋にかけての一連の災害時に発生した状況は改善されるものと見込まれるが、より効率的かつ迅速に情報発信を行う観点から、小売電気事業者からも積極的かつ適切な情報提供を行うための方策（例：一般送配電事業者と連携等も含めた災害時の問い合わせ対応に関する訓練の実施等）について検討してはどうか。
- また、小売電気事業者は、電気事業法に基づき供給力確保義務を負っているところ、災害発生時等の需給ひっ迫時においても、DRによる需要抑制を含め達成手段は各事業者により異なり得るが、必要な供給力を確保する義務は引き続き存在することとなる。この点、他の委員会等において、卸電力取引市場の継続・停止の条件や、2021年度から導入される需給ひっ迫時など需給状況に応じて需給調整が一層図られる適切なインバランス料金の在り方についても検討が進められているところ、需給調整が図られる蓋然性を高めるべく、更なる検討を進めてはどうか。

<電力の小売営業に関する指針（平成28年1月制定 経済産業省）>

(2) 停電に関する問合せ対応に関して問題となる行為及び望ましい行為

苦情等の処理の具体例として、停電に関する問合せについては、託送供給に関するものであったとしても、小売電気事業者が需要家に対して適切に情報提供を行うことが適当であり、小売電気事業者が行うべき対応については、以下のように考えられる。（中略）

イ 望ましい行為 i) 送配電要因であることが明ら

かな停電への対応

送電線の切断など、送配電設備の要因で停電していることが明らかな場合には、一般送配電事業者がホームページ等を通じて提供する情報を用いて、小売電気事業者が需要家からの問合せに対応することが望ましい。また、このような場合には、一般送配電事業者は小売電気事業者に対して、停電情報をホームページ等を通じて適時に提供することが望ましい。

【論点 1】市場停止・再開の考え方について

- 災害等により特定エリアで全域停電している場合においては、売り入札・買い入札が行われ、約定したとしても、実際の電気の受渡しはできない。このように、市場において電気を受け渡せない場合には、市場を開場することは合理的ではないと考えられるのではないか。ただし、こうした場合のインバランス精算については、予めルール化が必要と考えられる。（⇒論点 2）
- また、全域停電からの再開直後など、実際の電気の受渡しができるようになったものの、需要に対して供給力が継続的に不足している、又は不足し得る事象が生じた際に、仮に市場を開場すると、以下のような課題や効果が考えられる。これらも踏まえ、供給力が継続的に不足し得る場合の市場の停止・再開をどのように考えるか。

<課題>

- ✓ 需要に対して供給力が継続的に不足し得る状況では、その際のインバランス料金が市場価格の決定要因となる。

⇒需給ひっ迫時においては、DRの発動コストを勘案したインバランス料金の検討が電力・ガス取引監視等委員会において検討されているところ、災害等により需要に対して供給が継続して不足する状況におけるインバランス料金のあり方については、別途検討を行うことが必要と考えられるのではないか。

<効果>

- ✓ 発電事業者にとっては、インバランス料金の設定次第では、限界費用が高く通常の市場取引においては入札されない電源を抛出するインセンティブとなる。
※短期的には上記のような行動が期待できない可能性もある点に留意が必要。
- ✓ 小売事業者にとっては、多様な手段を通じて自ら供給力（需要抑制分を含む）を確保したり、新たな料金メニューを創設するインセンティブとなる。
- ✓ ひいては、災害時であっても、発電事業者と小売事業者に自発的な行動を促すことができる可能性がある。

(参考) 北海道胆振東部地震の際のJEPX取引について



【論点 2】市場が停止している場合のインバランス料金

- 北海道胆振東部地震の際には、市場停止期間中の北海道エリアについて、取引停止期間中のインバランス料金の算定方法が予め決まっていなかったことから、特例的に、仮想的な市場価格として市場停止前後一週間のエリアプライスの平均値をインバランス料金単価とすることを事後的に決定した。
- 一方で、上記のような状況においては、北海道エリアの需給は平常時と比較して相当ひっ迫していたと考えられ、2021年度以降は、需給ひっ迫時にはDRの発動コストも勘案したインバランス料金の算定を行うことが、現在、電力・ガス取引監視等委員会において議論されている。
- 上記を踏まえつつ、供給力（需要抑制分を含む）を供出する側及び調達する側の双方にとって一定の合理性のある、市場停止時のインバランス料金について、短期的（～2020年度）・中長期的（2021年度以降）な算定方法を、それぞれ予め定めておくことが適切ではないか。

(参考)

【論点3】北海道エリアにおけるインバランス料金の算定方法①

- スポット市場取引停止等期間におけるインバランスは、本来は小売事業者が卸電力取引所等において調達すべきであったが、スポット市場取引の停止や需給バランスの悪化により調達できなかった電力量であると考えられる。
- また、この期間中は、①本来であれば市場が高騰する需給状況であったこと、②また、大型石炭火力発電が停止している間は、相対的に高い単価の電源の稼働や自家発事業者からの電気の調達によって、エリア内の供給力が賄われていたことを踏まえれば、この期間中のインバランス料金は、少なくとも、仮に北海道エリアにおいてスポット市場が開いていたとした場合に形成される価格以上の水準であることが適当と考えられる。
- 他方、この期間中スポット市場は開場していないため、事後的に価格付けを行うことは困難である。
- このため、この期間中の北海道エリアにおけるインバランス料金単価は、平休日の影響も勘案し、一定の合理性を持って参照することのできる同期間の前後7日間の北海道エリアプライスの平均値を用いることとしてはどうか（次頁）。

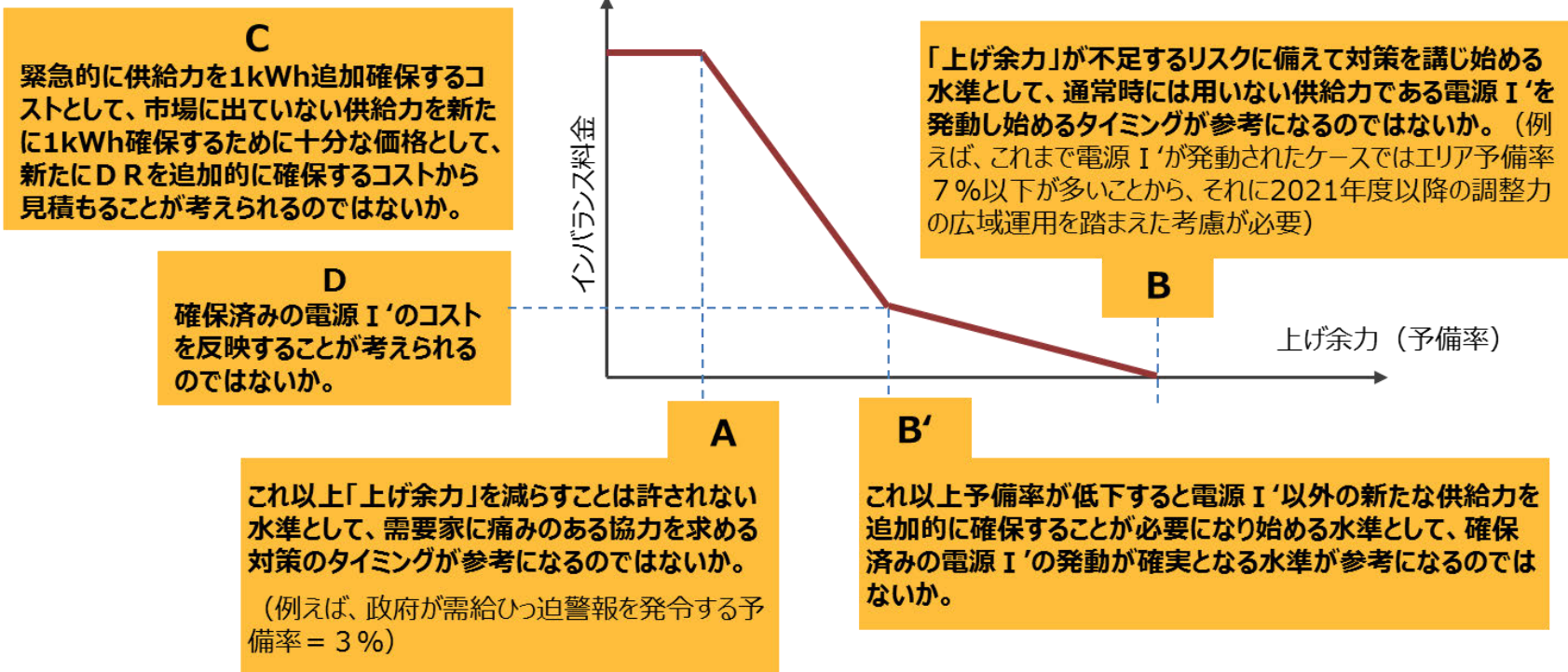
(※) 上記の手法を用いた場合の平均料金水準は、15.60円/kWh。

これに対し、仮に、機械的に算定されるインバランス料金を基礎として、今般の震災に伴い増加した費用のうち、経常費用のみを加算した場合の料金水準を試算すれば、16~17円/kWh。

(※) スポット市場取引停止等時期における、FIT制度における回避可能費用単価のうち、市場価格に連動することとされている単価及びFIT特例制度におけるインバランス単価については、上記の手法を用いて定めた料金とすることとしてはどうか。

今回の事務局における検討のまとめと今後の検討方針

- 今回、これまでの一般送配電事業者の需給ひっ迫時における対応状況等を踏まえて検討した結果、以下のような考え方で設定することが一案として得られた。
- 2021年度から調整力の広域運用が開始されることで、予備率と一般送配電事業者の需給対策との関係は現状から変更されることから、具体的な数値については、この案をベースにしつつ、引き続き検討を深めていく(2021年度以降も実績等を踏まえて必要に応じ検証を行う)。
- また、インバランス料金の計算に用いる予備率(上げ余力)の定義についても、精緻化が必要。



※なお、災害時・市場停止時におけるインバランス料金のあり方については、別途検討を行う。

4. 災害に起因する特別損失に関する 超過利潤上の取扱いについて

2018年度における各社の災害に関する損失

- 2018年度は大型台風や北海道胆振東部地震といった自然災害が発生し、一般送配電事業者及び一部のガス導管事業者では、復旧費用等の損失の計上が相次いだ。
- 当該損失額はその金額の多寡により、営業費用もしくは特別損失として会計上処理されている。

<電力>

	北海道	中部	関西		中国	四国	九州	沖縄
主な災害	北海道胆振東部地震	台風21・24号	台風21号	その他台風・地震	西日本豪雨	西日本豪雨	台風	台風
計上額(連結)	40億円	40億円程度	128億円	10億円程度	37億円	10億円程度	20億円以上	10億円程度
計上区分	特別	営業	特別	営業	特別	営業	営業	営業

<ガス>

	大阪
主な災害	大阪北部地震
計上額	20億円
計上区分	特別

※北海道は上記の他、節電や石油焚き増しの影響で65億円営業損益が悪化

託送収支に関する超過利潤計算

- 託送料金収支の適正性を評価するため、一般送配電事業者及びガス導管事業者は毎年度、送配電部門／ガス導管部門の超過利潤(欠損)額の計算が求められている。
- 仮に超過利潤が一定値を超過した場合、経済産業大臣は該当一般送配電事業者又はガス導管事業者に対し、料金変更命令を課すこととされている。
- 超過利潤(欠損)の計算にあたり、特別損益は、料金原価項目以外の損益要因であることから、財務損益や事業外損益と同様に、当期純利益から控除される仕組となっている。

電気事業託送供給等収支計算規則 様式第1 第5表

超過利潤計算書	
年 月 日から 年 月 日まで	
(単位 百万円)	
項 目	金 額
送配電部門当期純利益(又は送配電部門当期純損失)(①)	
送配電部門の事業報酬額(②)	
追加事業報酬額(③)	
送配電部門の財務費用(株式交付費、株式交付費償却、社債発行費及び社債発行費償却を除く。)(④)	
送配電部門の財務収益(預金利息を除く。)(⑤)	
送配電部門の事業外損益(⑥)	
送配電部門の特別損益(⑦)	
その他の調整額(⑩=⑧-⑨)	
インバランス取引等損益(⑧)	
法人税補正額(⑨)	
当期超過利潤額(又は当期欠損額)(⑪=①-②-③+④-⑤-⑥-⑦-⑩)	
うち想定原価と実績費用との乖離額	

※ガス導管事業者についても同様の計算方法

論点

- 特別損失は、今般のように災害起因によるもの（以下「災害特損」）の他、有価証券売却損、過年度損益修正などが一般的に存在。これらは、「経常的ではなく、金額的に重要と判断されるもの」（企業会計原則注解12等）との原則に基づき、監査人による監査も踏まえて、各社において、特損としての計上是非が判断される。
- 今般の災害特損については、本来は送配電部門及びガス導管部門の費用であるが、上記会計上の原則から特損に位置付けられることとなったもの。この結果、料金原価には加味されず^{※1}、一般送配電事業者及びガス導管事業者は当該費用を回収する手段がない状況が生じている。

※1: 現行の電気の託送料金算定上では、過去10年間の災害復旧修繕費(注. 特損はこれに入らない)の最大・最小値を除いた8年分の平均値を料金原価に織り込むこととされており、特損に計上されると料金原価に織り込まれないこととなる。

- また、託送収支上も、料金原価と同様の考え方から、超過利潤計算において、災害特損分はすべからず考慮されないこととなっており、災害特損が発生してもこれを超過利潤から除くことができない。
- このように、災害損失のうち特別損失とされるものを、会計上の取扱いをそのまま託送料金算定及び託送収支上の扱いとして一律に規定することは妥当とは言い難く、また、災害はいつ発生してもおかしくないことを踏まえると、こうした状況は早期に解消することが必要であることから、当該費用を回収する対象に含めることが適切と考えられる。このため、託送収支上^{※2}においては、平成30年度実績より、災害特損を超過利潤から除くことするとともに、電気の託送料金算定上においては、災害特損相当費用を適切に回収できるような措置を検討していくことが適切ではないか^{※3}。

※2: 部門別収支計算上も同様の取扱いとする。

※3: この点、脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(以下「レジリエンス小委」)において、今後の託送制度のあり方が検討されているところ、災害からの早期復旧を促す災害対応の費用回収スキームの在り方等についても引き続き検討していく。

（参考）「託送制度の在り方」に係る検討の進め方・論点

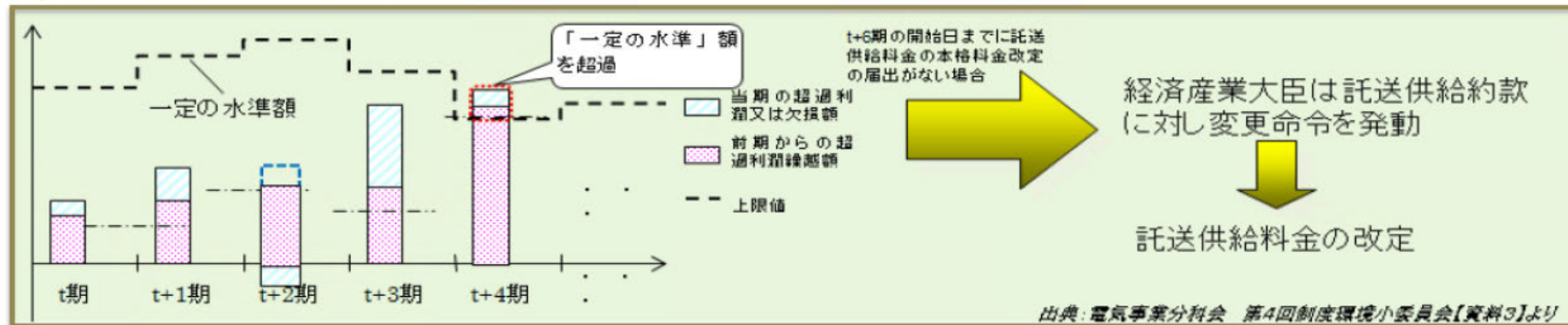
- 次世代型のネットワークに転換していくため、「効率化の徹底」と「必要な投資促進」を両立させる託送制度の在り方について検討していくことが必要ではないか。
- この際、電力システム改革を推進し、さらには再エネ大量導入等の課題に対応した託送制度の改革を先行して進めている欧米の先進事例を参考にしてはどうか。
- ただし、欧米の先進事例を参考に制度設計を検討するにあたっては、我が国のこれまでの制度設計・運用等からの移行可能性等を踏まえつつ、課題・論点ごとに制度のメリット・デメリットを精緻に分析した上で、全体としての整合性が確保された制度を検討すべきではないか。
- 本日（第2回）の議論では、総括原価とプライス/レベニューキャップといった基本設計の差異（及びそれらが相対化されつつある現状）を含め、日本・イギリス・ドイツの制度変遷及び現状の制度の比較を行いながら、「託送制度の在り方」を検討するにあたっての基本的な考え方を整理し、次回以降の具体的な制度の方向性に係る議論に繋げてはどうか。
- また、「託送制度の在り方」を検討する中で、併せて、災害からの早期復旧を促す災害対応の費用回収スキームの在り方や送配電事業者が確保する供給力・供給予備力・調整力の費用回収の在り方についても検討してはどうか。

(参考) 現行のストック管理とフロー管理の概要

- 現行制度は超過利潤累積額が一定の水準を超過(ストック管理)するか、もしくは、想定単価と実績単価の乖離率が一定比率を超過(フロー管理)した場合で、翌々事業年度開始日までに値下げ届出がなされない場合には託送供給等約款の変更命令が発動

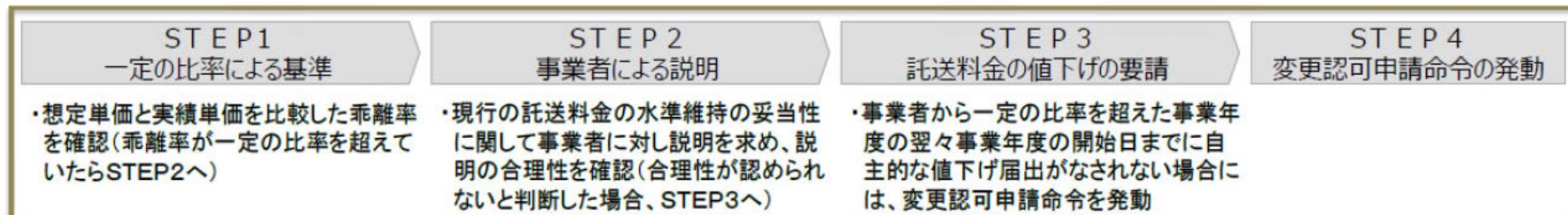
<ストック管理方式>

超過利潤累積額が一定の水準を超えた場合で、翌々事業年度開始日までに値下げ届出がなされない場合には、託送供給約款(料金)に対する変更命令を発動する仕組み



<フロー管理方式>

「想定単価と実績単価の乖離(原価とのズレ)」を確認し、乖離が一定の比率を超え、事業者の説明に料金水準維持の合理性が認められない場合に、翌々事業年度の開始日までに値下げ届出がなされない場合には、託送供給約款(料金)の変更命令を発動する仕組み



(参考) 一般送配電事業者における災害復旧費の回収

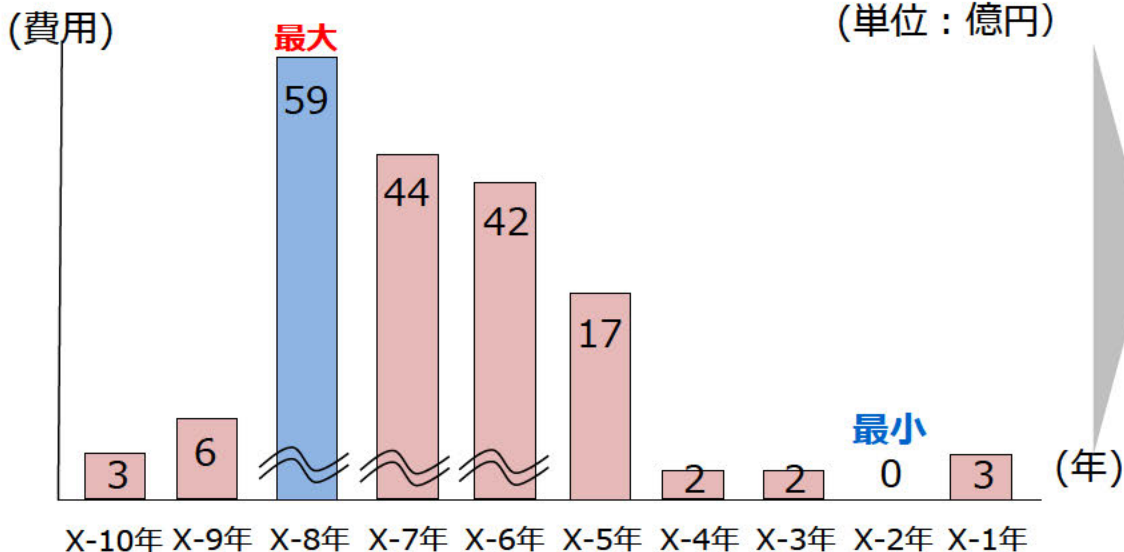
- 災害復旧修繕費については、直近10年間のうち、**実績額が最大の年及び最小の年を除く8年間**の実績平均値と比較しつつ査定を行い、原価への算入が認められている。

※1件1億円未満の災害復旧修繕費については、原価算定時に計上されない。

- なお、**日本では事後回収制度が存在せず**、実際の災害復旧修繕費が原価算入額を上回った場合であっても、**事後回収が認められた実績は無い**。

原価算入額算定イメージ

直近10年の災害復旧修繕費実績



過去実績合計

178 算入時除外

59

119

原価算入額

直近10年間の実績額の合計値から**最大値と最小値を除く8年間の実績の平均値**を算入。(単位：億円)

$$(178 - 59 - 0) \text{ (億円)} \div 8 \text{ (年)}$$

14.9

X年以降の
原価算入額

17.8

(参考)
最大値と最小値を
除外しない場合の
原価算入額

※1件あたり1億円以上の災害復旧修繕費を上記実績として計上。