

意見募集結果反映

修正箇所については以下の通り記載

- ・ ページ右上： **修正あり** **追加**
- ・ 記載例：「**意見募集**」

一次調整力～二次調整力②、複合商品、三次②
のルール見直し等に関する市場設計案について
＜意見募集結果反映（案）＞
（修正履歴版）

2022年2月24日

電力広域的運営推進機関

1. 一次調整力に係る事前審査・アセスメント等について
2. 二次調整力①に係る事前審査・アセスメント等について
3. 二次調整力②に係る事前審査・アセスメント等について
4. 複合約定ロジックによる商品（複合商品）に係る事前審査・アセスメント等について
5. 簡易指令システムの適用範囲および専用線に用いる通信方式について
6. 一次調整力～二次調整力②のアグリゲーションによる参入について
7. 三次調整力②の市場ルール見直しについて

1. **一次調整力に係る事前審査・アセスメント等について**
2. 二次調整力①に係る事前審査・アセスメント等について
3. 二次調整力②に係る事前審査・アセスメント等について
4. 複合約定ロジックによる商品（複合商品）に係る事前審査・アセスメント等について
5. 簡易指令システムの適用範囲および専用線に用いる通信方式について
6. 一次調整力～二次調整力②のアグリゲーションによる参入について
7. 三次調整力②の市場ルール見直しについて

- 一次における技術要件の項目は、**周波数計測間隔**、**周波数計測誤差**、不感帯、調定率、遅れ時間を設定する。
- 一次における技術要件の具体的な設定値は、調整力公募において周波数調整を担っている既存電源の設定値、海外事例、および汎用的な周波数計測器の標準規格等を踏まえ、以下の通りとする。

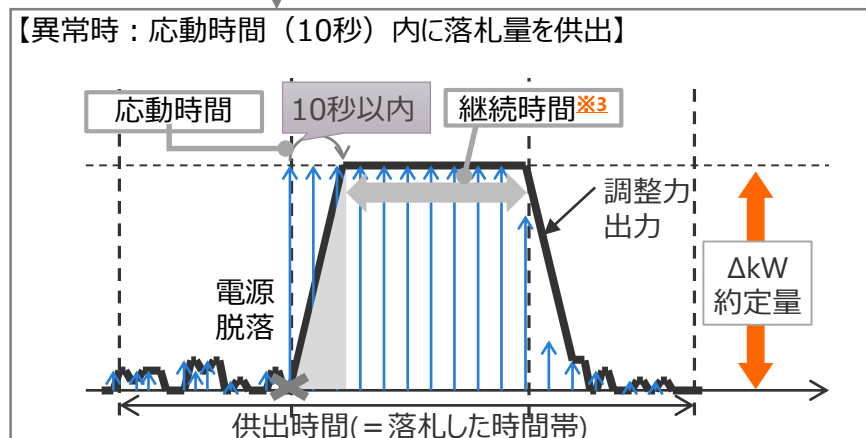
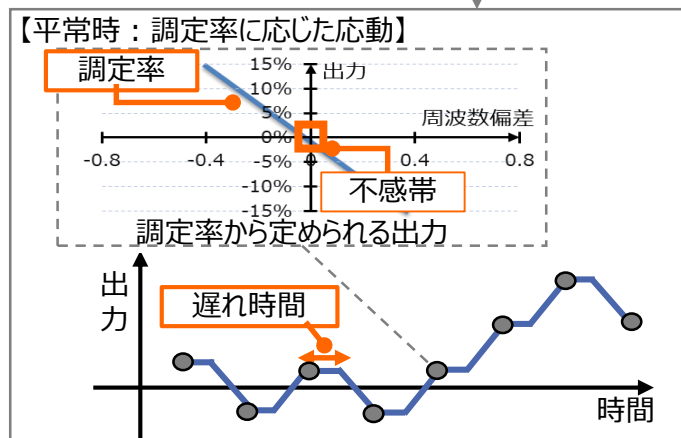
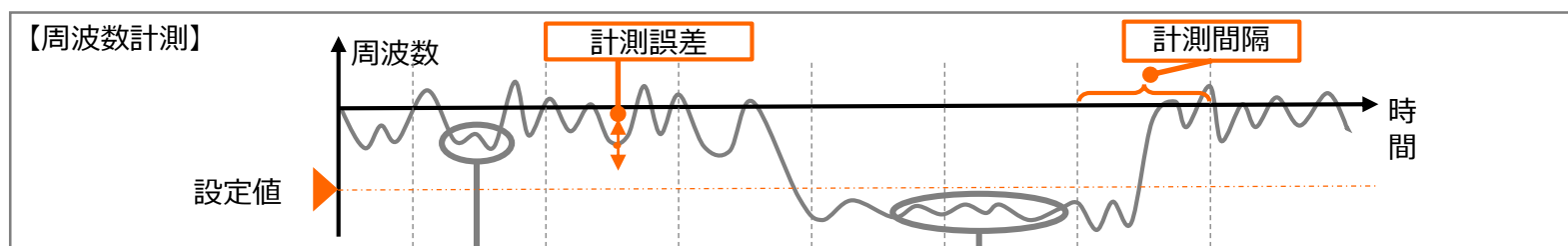
| 項目 | 周波数計測間隔 ^{※1} | 周波数計測誤差 ^{※1} | 不感帯 | 調定率 | 遅れ時間 ^{※2} |
|-----|-----------------------|-----------------------|-----------|------|--------------------|
| 設定値 | 0.1秒以下 | ±0.02Hz以下 | ±0.01Hz以下 | 5%以下 | 2秒以内 |

※1 周波数計測機器に関する要件

※2 周波数変化からリソースが出力変化を開始するまでに要する時間

(周波数計測遅れ、制御ロジックの演算遅れ、実機器の制御遅れ等で構成)

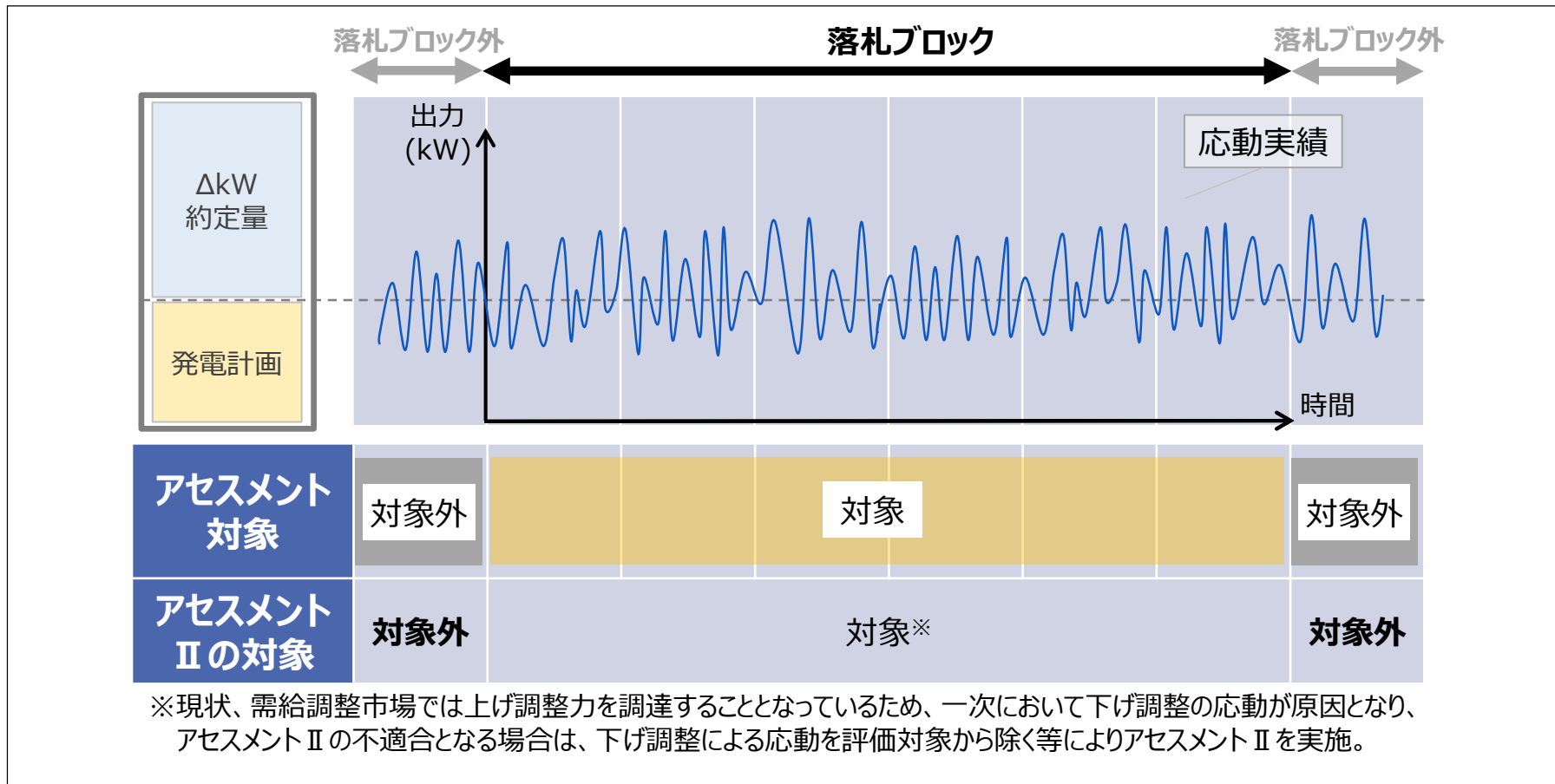
【技術要件項目のイメージ】



※3 電源脱落等により周波数が基準周波数から0.2Hz(北海道エリアは0.3Hz)を下回る状態が5分以上継続する状態において、落札したΔkWの最大量を継続的に供出し続ける時間

- 一次におけるアセスメントの対象は、落札ブロック時間内とする。

【アセスメントの対象イメージ】



- 一次におけるアセスメント I は、三次①、②で整理した考え方と同様に、 ΔkW 落札量を供出可能な状態に維持していたかどうかを確認する。

【アセスメント I の具体的な実施方法】

アセスメント I の具体的な実施方法について 42

- アセスメント I に関する具体的な実施方法は以下の通り。
- アセスメント I については、精算時に落札された ΔkW の実績について全て確認する。

【アセスメント I のイメージ】

| 発電機 | DSR等 |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ GC時点の発電計画を確認。 ✓ 発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認。 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ アグリゲータ単位で設定した基準値と落札量を比較して、リクワイアメントの達成状況を確認 ✓ ΔkW落札量が供出可能量の内数にあることを確認。 |

ゲートクローズ時点の発電計画

※発電販売計画における発電可能な30分単位の最大量を2倍にした値 (kW)

■ 一次における平常時のアセスメントⅡの具体的な実施方法は以下の通りとする。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

| 項目 | 実施内容 |
|-------------|--|
| 評価対象 | 出力変化量※1※2 |
| 評価間隔 | 1秒※3 |
| 評価方法および許容範囲 | 評価点における出力変化量をもとに30分コマ単位で近似線を算出し、近似線の傾きが調定率の傾きと同方向にあること※4 |
| 評価頻度 | 一般送配電事業者が任意に指定する期間を抜き打ちで確認 |

【計測時の基準の考え方】

| | |
|--------------|--------|
| 発電機・蓄電池(ホジ)等 | 発電計画※5 |
| DSR・蓄電池(初)等 | 基準値※5 |

※1：事業者が事前に申告した遅れ時間に基づきデータを補正して評価する
 ※2：周波数の理論値は各エリア中給において一般送配電事業者が計測した周波数

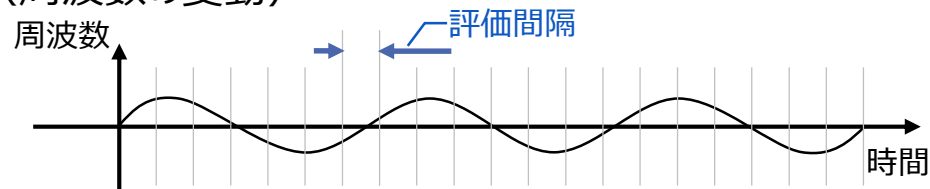
※3：専用線接続の場合は中給取得周期

※4：下げ調整の応動が原因となり、アセスメントⅡが不適合となる場合、下げ調整による応動を評価対象から除く等によりアセスメントⅡを実施

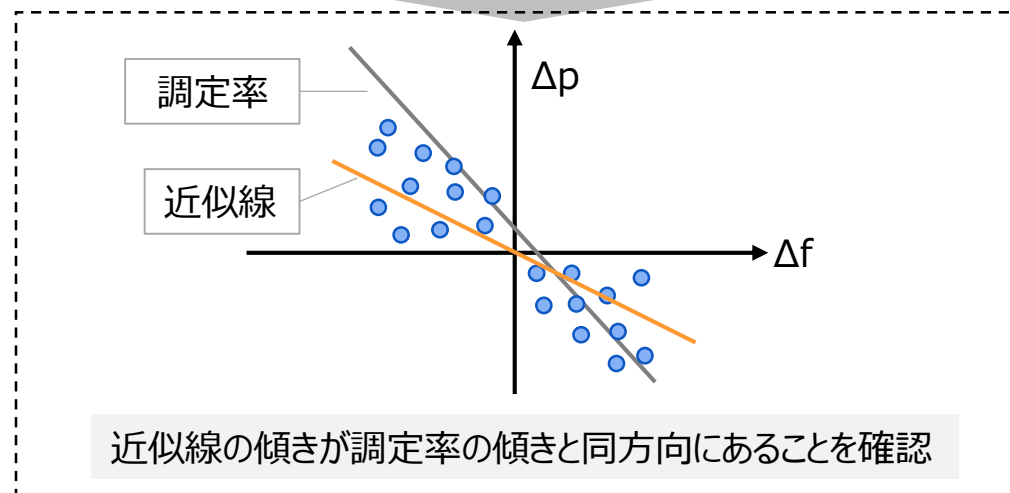
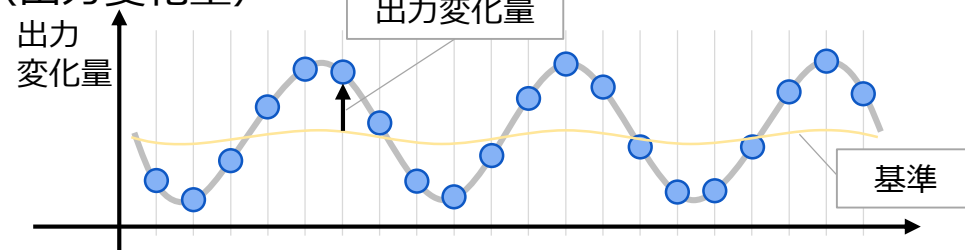
※5：評価間隔と同間隔で基準を作成

【アセスメントⅡのイメージ】

(周波数の変動)



(出力変化量)



■ 一次における異常時のアセスメントⅡの具体的な実施方法は以下の通りとする。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

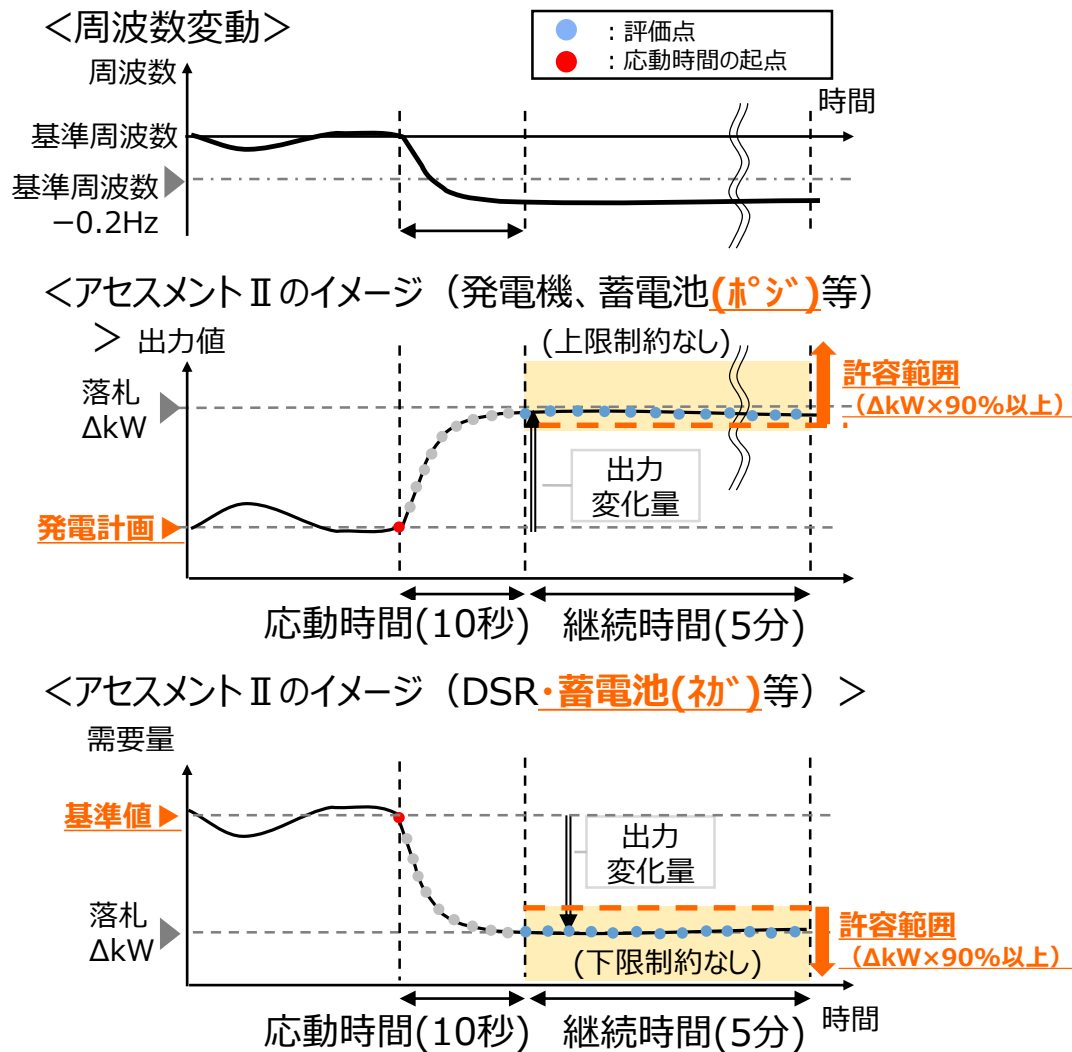
| 項目 | 実施内容 |
|------|---|
| 評価対象 | 出力変化量※1※2 |
| 評価間隔 | 1秒※3 |
| 許容範囲 | 電源脱落時刻から10秒後の周波数偏差 - $\Delta kW \times 10\%$ にもとづく理論値※4 |
| 評価方法 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 電源脱落の発生時刻※5を起点に10秒後の出力値変化量が周波数偏差にもとづく理論値※4に到達していること ✓ 周波数低下の継続中は、電源脱落の発生時刻※5から10秒後を起点に周波数偏差に基づく理論値※2を最低5分間継続して出力していること |
| 評価頻度 | 電源脱落等の発生時刻※5の10秒後～基準周波数から0.2Hz以上低下している間（都度実施） |

【計測時の基準の考え方】

| | |
|--------------|--------|
| 発電機・蓄電池(ホジ)等 | 発電計画※6 |
| DSR・蓄電池(初)等 | 基準値※6 |

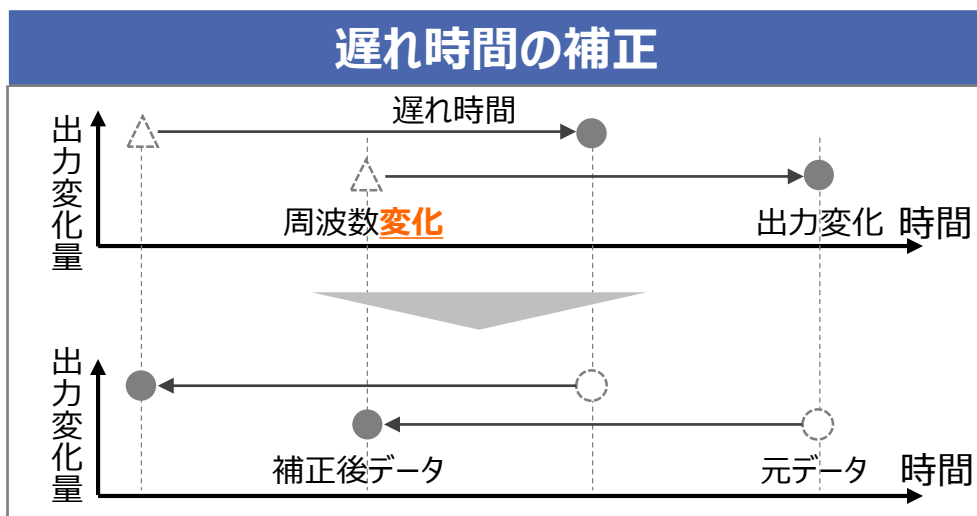
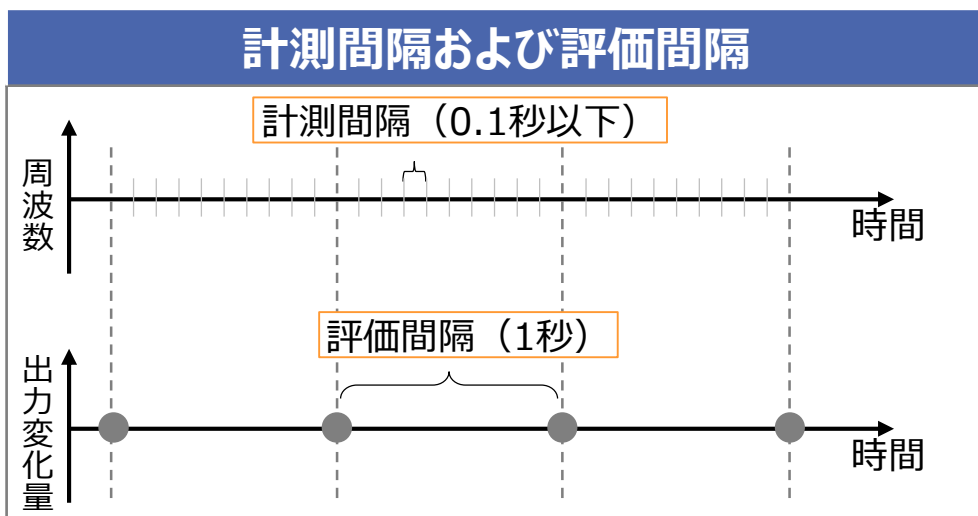
- ※1：事業者が事前に申告した遅れ時間に基づきデータを補正して評価する
- ※2：周波数の理論値は各エリア中給において一般送配電事業者が計測した周波数
- ※3：専用線接続の場合は中給取得周期
- ※4：理論値が ΔkW 落札量より大きい場合には、 ΔkW 落札量とする
- ※5：電源脱落時点において基準周波数を上回っている場合は、電源脱落後最初に基準周波数(50/60Hz)を下回った時点
- ※6：評価間隔と同間隔で基準を作成

【アセスメントⅡのイメージ】



- 一次のアセスメントⅡを実施する際の評価間隔は1秒 **(専用線接続の場合は中給取得周期)**とする。
- アセスメントⅡを実施するにあたっては、落札ブロック時間の全数チェックを行うと取り扱うデータ量が膨大になり、データ処理作業等の負担が増加するため、平常時は一般送配電事業者が任意に指定する期間のデータを確認する。
- オフラインのリソースは応動実績データを事後に提出することになるため、評価を行う期間をランダムに指定する等、予見性を有しないようにする。また、エリア間によるアセスメントⅡの取り扱いに差が生じることが無いように、評価対象とする期間はエリア間で同一とすることを基本とする。
- アセスメントⅡを実施するにあたっては、**一般送配電事業者は、事業者等が予め申告した遅れ時間分を補正して評価を行うこととし、アセスメントⅡで使用する応動データについては、事業者が現地で取得、保存しているタイムスタンプ付きの1秒データを用いることを基本とする。**

※なお、専用線で接続されている場合は、オンラインで一般送配電事業者へタイムスタンプ無しで送信しているデータを用いてアセスメントⅡを実施することとし、その際にはデータの上传遅れも含めて、一般送配電事業者が補正する。

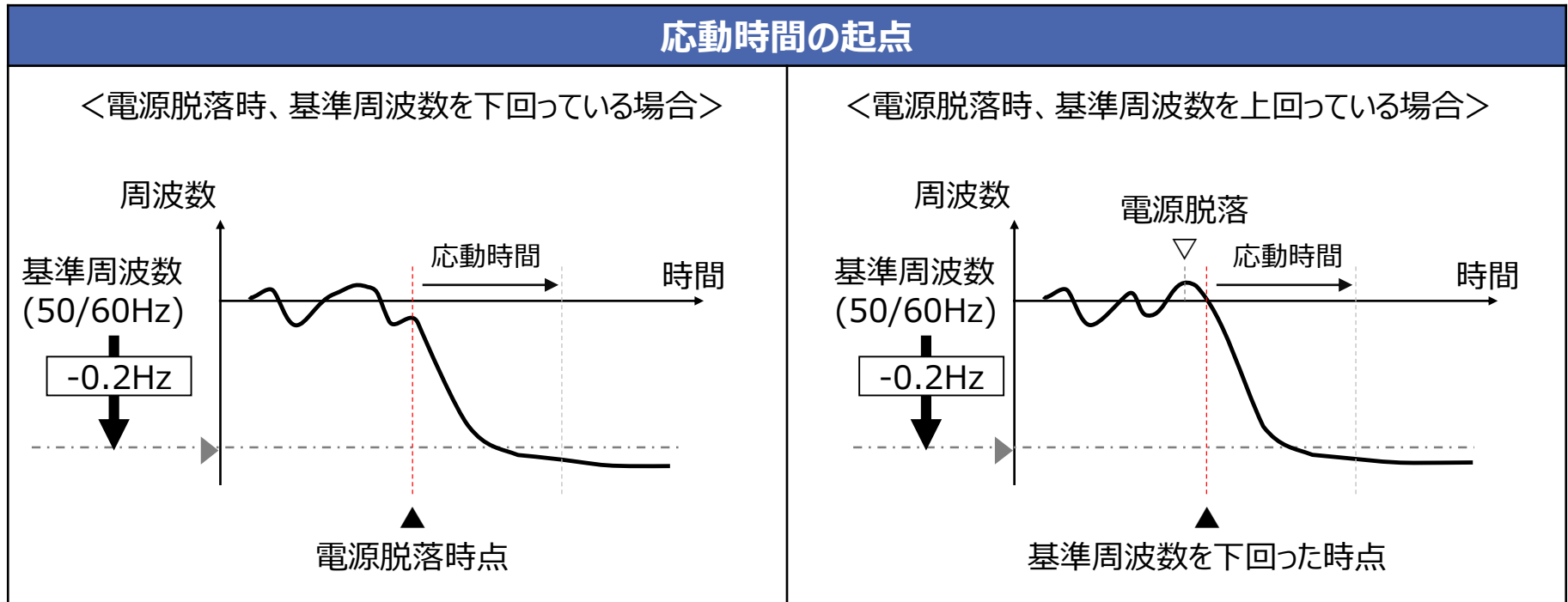


- 一次においては、事業者は、原則として1秒単位の基準となる計画値を提出する。ただし、1秒単位での計画策定は事業者の負担も大きいと見られるため、1分単位の計画値を提出し、一般送配電事業者がその1分単位の計画値を線形補間等により1秒単位に変換したものをアセスメントⅡの基準となる計画値とすることも許容する。
- DSR等における基準値は、三次①で整理したものと同様に、基本的な算出方法を「直前計測型※¹」とすることとし、事業者が計画値を策定する「事前予測型※²」も選択できることとする。
- 基準の提出方法の詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

※1：取得している応動実績データのうち、落札ブロック開始前の5分間を平均する。

※2：原則として、各エリアの評価間隔に合わせて計画値を提出。なお、発電機等の場合と同様、事業者の負担も考慮し、1分単位の計画値を提出し、一般送配電事業者が線形補間等により各エリアの評価間隔に変換することも許容する。

- 異常時であることの判定については、系統周波数が周波数計測の設定値を超過したことをその判断基準とすることとし、その設定値は、現行の周波数調整目標値である-0.2Hzとする。なお、北海道エリアにおいては現行の周波数調整目標値を-0.3Hzとしていることから、設定値は-0.3Hzとする。
- また、応動時間の起点については、異常時の原因となる電源脱落等が発生した時点とする。なお、電源脱落時点において基準周波数を上回っている場合は、電源脱落后最初に基準周波数(50/60Hz)を下回った時点とする。



- 一次①における事前審査は、一次へ参入を予定するリソースが平常時および異常時に求められるそれぞれの応動について、商品要件および技術要件へ適合していることを事前審査において確認する。
- この事前審査で確認する事項や実施方法に関する詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

【事前審査で確認する項目（例）】

| | 審査項目 | 模擬信号のイメージ | 出力結果のイメージ |
|---|----------------|-----------|-----------|
| ① | 調定率 | | |
| ② | 不感帯 | | |
| ③ | 遅れ時間 | | |
| ④ | 応動時間 | | |
| ⑤ | Δ kW供出量 | | |
| ⑥ | 継続時間 | | |

- 一次におけるペナルティ強度は、三次①、②と同様に Δ kW落札価格の1.5倍とし、運用実態等に応じて適宜見直しを行うこととする。

- 一次における平常時の契約不履行時のペナルティは、三次①、②と同様とする。
- 一次における異常時の契約不履行時のペナルティは、一次は周波数低下を抑制するうえで極めて重要な役割を担うことを踏まえ、1回目の不適合判定でも事前審査を改めて実施することとし、その事前審査に通過できない場合は、一定期間、一次への市場参加を禁止するなどの措置を講じることとする。

【三次①、② の契約不履行への対応】

| | |
|--|-------------------------------|
| 契約不履行への対応について | 第11回需給調整市場検討小委員会 資料3をもとに作成 |
| 29 | |
| <ul style="list-style-type: none"> ■ 契約不履行に対するペナルティの詳細を以下の通りとする。 (アセスメントⅠ) <ul style="list-style-type: none"> ✓ アセスメントⅠは発電計画等に対する評価であるため、通常は意図的もしくは過失がなければリクワイアメントを果たしていない事象は発生しない。 ✓ このため、故意もしくは重過失に起因する場合で複数回の是正勧告にもよらず改善が見られない場合においては、段階的な金銭的ペナルティの設定や契約解除等を含めた措置について一般送配電事業者にて検討する（詳細は取引規程等で制定する）。 ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差替の努力や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、是正勧告対象とするか決定する。 ✓ 上記を踏まえ、アセスメントⅠにおける契約不履行に関するペナルティは事業者単位で課すこととする。 (アセスメントⅡ) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 落札時間（30分×6コマ 計3時間）毎に金銭的ペナルティの発生有無を確認し、アセスメントⅡに対するペナルティの発生回数（落札ブロック単位でカウント）が月あたり3回以上となった場合、事前審査を再実施※することとする。 ※ ペナルティに伴う事前審査の再実施については臨時対応の扱いとなることから、都度、属地TSOと協議 ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差し替えの状況や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、カウント対象とするか決定する。 ✓ アセスメントが応札単位で行われることを踏まえ、アセスメントⅡにおける契約不履行に関するペナルティは入札単位（発電機またはパターン単位）で課すこととする。 ■ なお、事業者側および一般送配電事業者の双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、事業者の申出があった場合にはペナルティⅠおよびⅡのペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行時のペナルティについてもカウントの対象外とする。 | |

- 一次における Δ kWの精算については、三次①、②と同様に落札ブロックを対象に精算する。
- 一次におけるkWhの精算については、一次が自端制御であり、落札した全てのリソースがメリットオーダーとは無関係に応動するため、需給調整市場に基づくkWh単価で精算すると効率化が図られない可能性もありうることを踏まえ、需給調整市場に基づくkWh精算を行わず、託送契約における**インバランス単価の確報値を用いて精算する**。

- 一次のオフラインによる参入対象リソースは、新規参入を促す観点や、複数のリソースを束ねて市場参入する必要のある発電機等への専用線構築の費用負担等を考慮し、まずはDSR、蓄電池、および現状において逆潮流アグリゲーションの対象としている発電容量が1,000kW未満の発電機（アグリゲーションにより最低入札量を満たす場合）を参入対象リソース※とする。

※供計ガイドラインに基づかない電源も含む

オフラインによる参入対象リソース
(本取り組み開始段階)

発電機(1,000kW以上)

発電機(1,000kW未満)

蓄電池

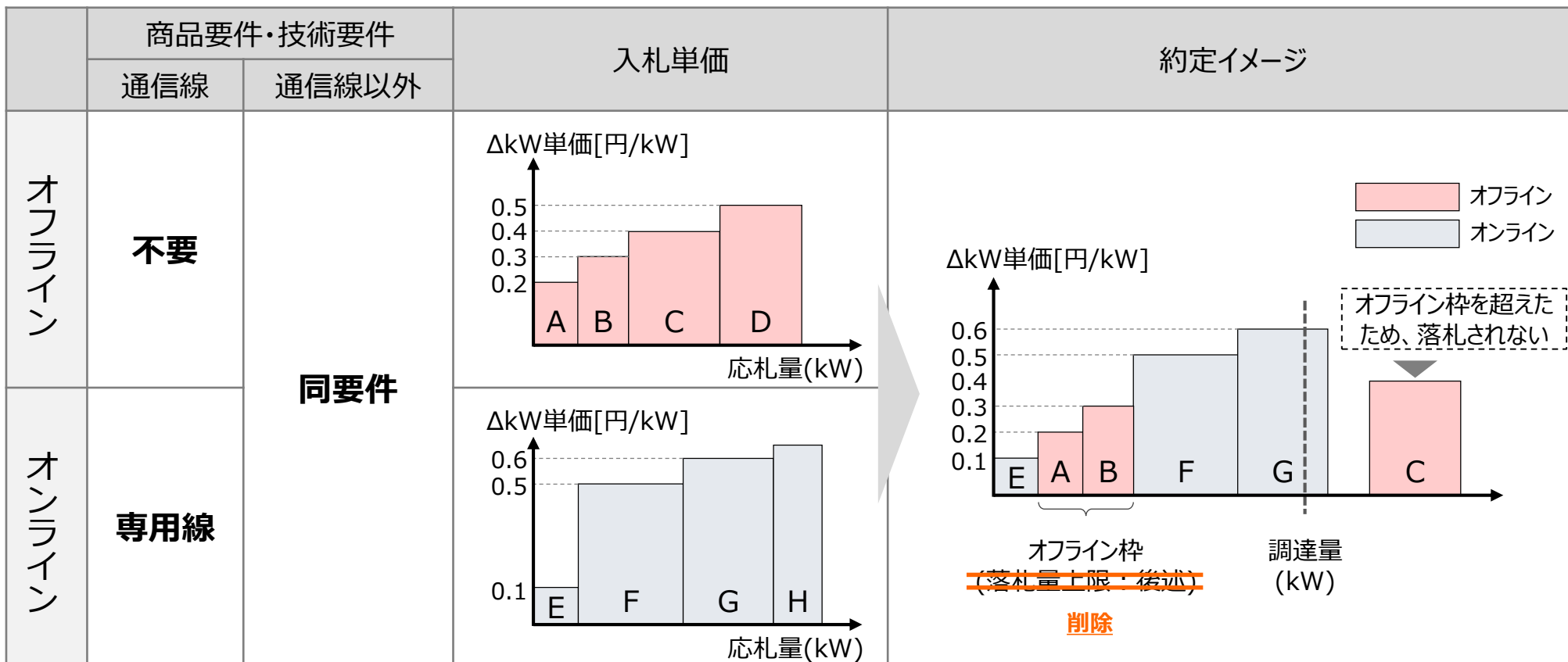
負荷設備(需要家)

| 電源/DR | 期待容量 ^{※1} | 電源種別 | 発電方式別 ^{※2} | 供計ガイドライン ^{※3} に基づく電源 | 供計ガイドライン ^{※3} に基づかない電源 | |
|---------------|-----------------------|---------------|-------------------------|-------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|
| 電源 | 計量単位 1,000kW 以上 | 水力 | 一般(貯水式) | 安定電源 | 発動指令電源 | |
| | | | 一般(自流式) | 安定電源 | | 変動電源(単独) ^{※4} |
| | | | 揚水 | 安定電源 | | |
| | | 火力 | — | 安定電源 | | |
| | | 原子力 | — | 安定電源 | | |
| | | 再生可能 エネルギー | 風力・太陽光 | 変動電源(単独) | | |
| | 地熱・バイオマス・廃棄物 | | 安定電源 | | | |
| | 計量単位 1,000kW 未満 | 水力 | 一般(貯水式) | 発動指令電源 | | |
| | | | 一般(自流式) | 発動指令電源 | | 変動電源(アグリゲート)^{※5} |
| | | | 揚水 | 発動指令電源 | | |
| | | 火力 | — | 発動指令電源 | | |
| | | 原子力 | — | 発動指令電源 | | |
| 再生可能 エネルギー | | 風力・太陽光 | 変動電源(アグリゲート) | | | |
| | 地熱・バイオマス・廃棄物 | 発動指令電源 | | | | |
| DR | — | — | — | 発動指令電源 | | |

オフライン枠の対象リソース

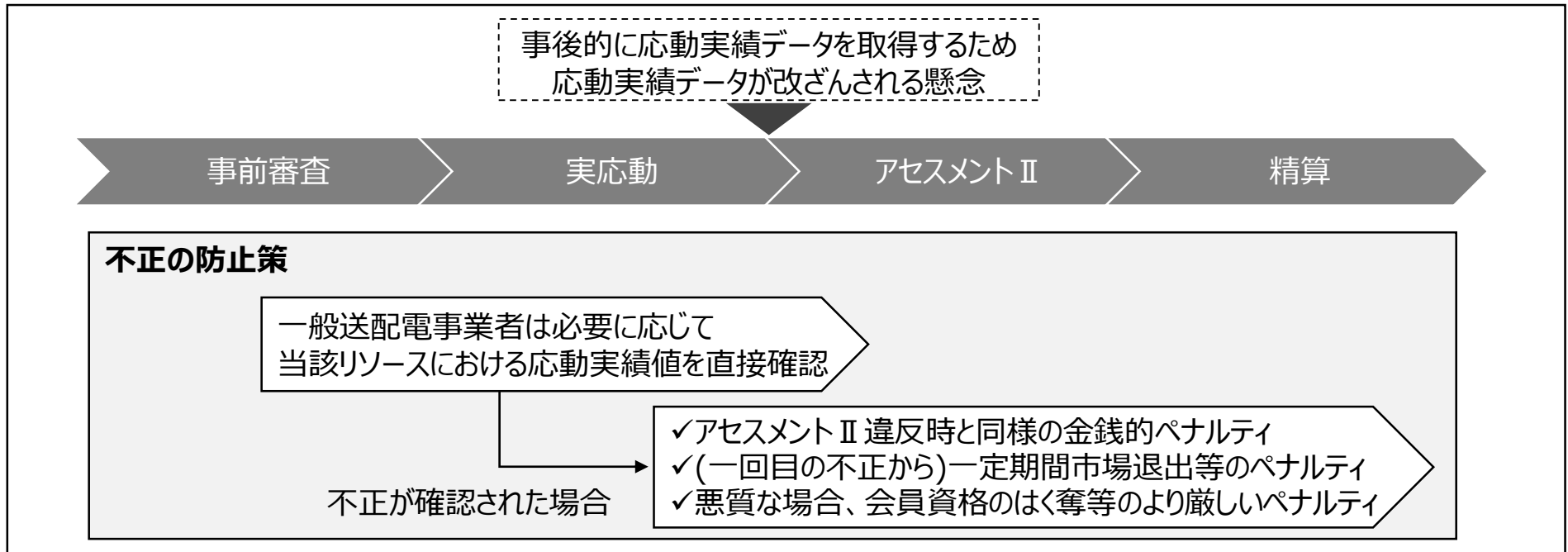
- ※1：期待容量とは、「設備容量のうち、実需給年度において供給力として期待できる容量の最大値」です。
- ※2：蓄電池は発動指令電源として参加可能です。
- ※3：「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」のことを指します。
- ※4：供給計画において、ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は安定電源、調整係数のみ
- ※5：供給力を算定している場合は変動電源(単独)となります。
- ※6：供給計画において、ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は発動指令電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源(アグリゲート)となります。

- 一次のオフライン枠として参入するリソースに求める商品要件や技術要件については、専用線構築に伴う費用負担の抑制にあることを踏まえ、監視および回線以外の応動時間や継続時間等は、オンラインであるリソースと同じ要件を求める。
- 通信線以外の商品要件等はオンラインであるリソースと区別をしないこととするため、市場での約定方法についても、オンラインとオフラインで区別をせず、全ての入札を Δ kW単価のメリットオーダー順に約定させる。



- 応動実績値を事後で提出する際の不正行為を防止するための方策として、一般送配電事業者がオフラインであるリソースの応動実績値を抜き打ちで直接確認することができることとする。
- 不正行為が確認された場合には、アセスメントⅡ違反時と同様の金銭的ペナルティを課すとともに、一回目の不正行為であっても、一定期間、市場退出のペナルティを設定する。また、悪質な不正行為が確認された場合は、取引会員資格のはく奪（取引規程における除名）等のより厳しいペナルティを設定することとする。
- 詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

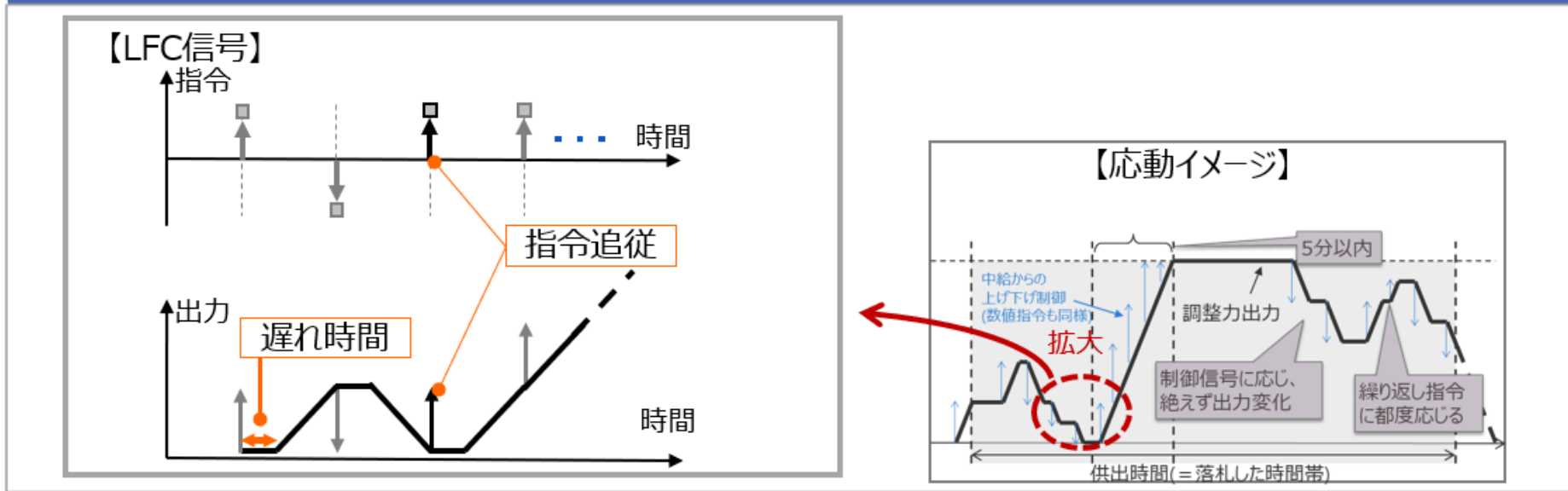
【不正防止策のイメージ】



1. 一次調整力に係る事前審査・アセスメント等について
- 2. 二次調整力①に係る事前審査・アセスメント等について**
3. 二次調整力②に係る事前審査・アセスメント等について
4. 複合約定ロジックによる商品（複合商品）に係る事前審査・アセスメント等について
5. 簡易指令システムの適用範囲および専用線に用いる通信方式について
6. 一次調整力～二次調整力②のアグリゲーションによる参入について
7. 三次調整力②の市場ルール見直しについて

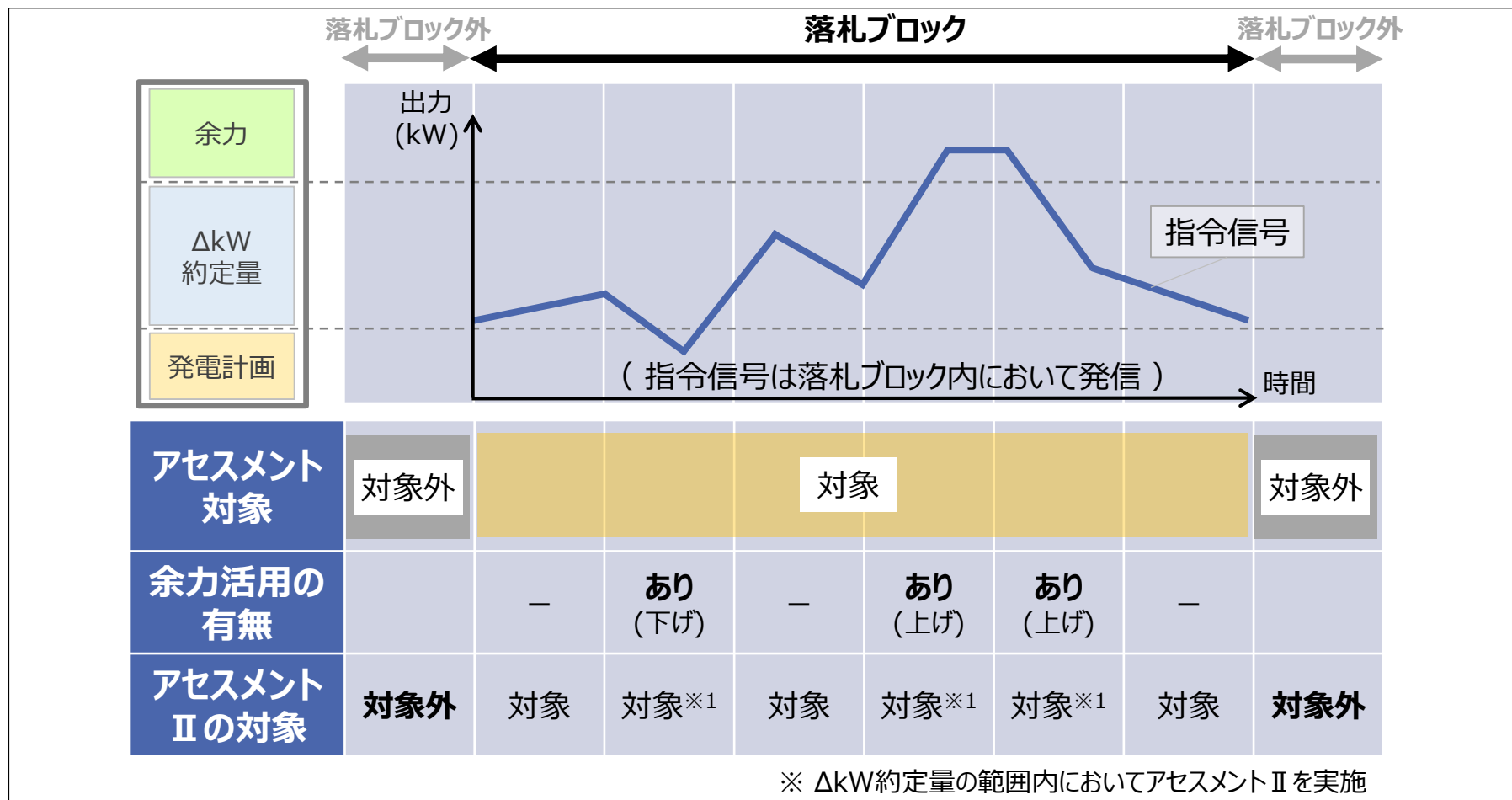
- 二次①における技術要件の項目は、遅れ時間を設定する。
- 二次①における技術要件の具体的な設定値は、市場開設当初は調整力公募で参入している既存電源の値を参考に120秒以内とする。ただし、現状で120秒より早く応動しているリソースがスペックを下げることを容認するものではない。
- 市場開設後の二次①の調達状況や将来的に再エネが主力電源となるなかで必要とされる二次①の遅れ時間の技術的な検討結果も踏まえ、グリッドコードとも協調を図りつつ必要に応じて設定値の見直し等を検討する。

LFC信号に追従した応動のイメージ



- 二次①におけるアセスメントの対象は落札ブロック時間内とする。
- ΔkW 約定量の範囲外の余力を活用した時間を含むコマについては、 ΔkW 約定量の範囲内において一般送配電事業者の指令に追従していることを確認し、追従していることを確認できない場合はアセスメントⅡを不適合する。

【アセスメントの対象イメージ】



- 二次①におけるアセスメント I は、三次①、②で整理した考え方と同様に、 ΔkW 落札量を供出可能な状態に維持していたかどうかを確認する。

【アセスメント I の具体的な実施方法】

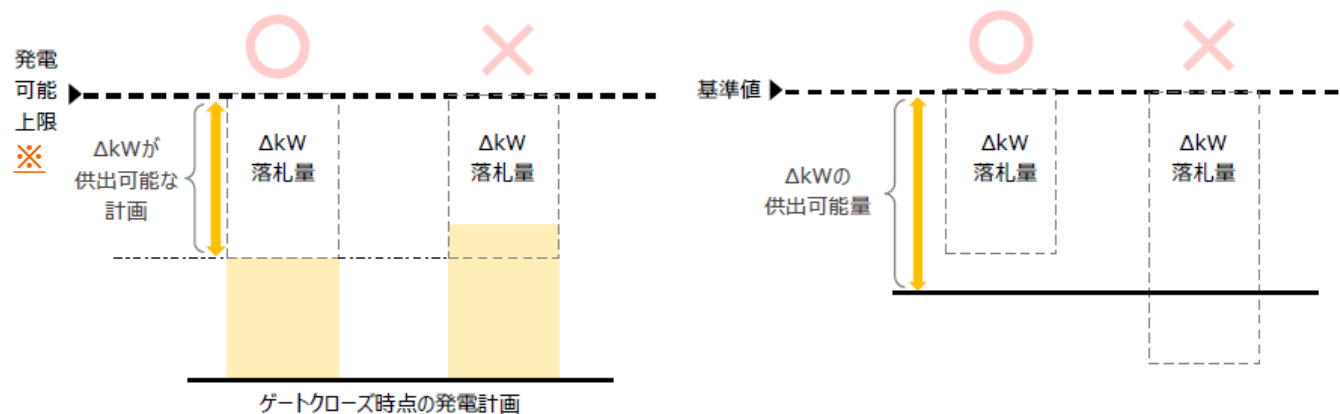
アセスメント I の具体的な実施方法について

42

- アセスメント I に関する具体的な実施方法は以下の通り。
- アセスメント I については、精算時に落札された ΔkW の実績について全て確認する。

【アセスメント I のイメージ】

| 発電機 | DSR等 |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ GC時点の発電計画を確認。 ✓ 発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認。 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ アグリゲータ単位で設定した基準値と落札量を比較して、リクワイアメントの達成状況を確認 ✓ ΔkW落札量が供出可能量の内数にあることを確認。 |



■ 二次①におけるアセスメントⅡの具体的な実施方法は、以下の通りとする。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

| 項目 | 実施内容 |
|------|---|
| 評価対象 | 実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認] |
| 評価間隔 | 各エリアの応動実績のデータ取得周期 (当面は各エリアによって異なる) |
| 許容範囲 | 上限：指令値から落札された ΔkW の10% 下限：応動時間内に ΔkW 約定量に到達する変化速度から落札された ΔkW の-10% |
| 評価方法 | 計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること |

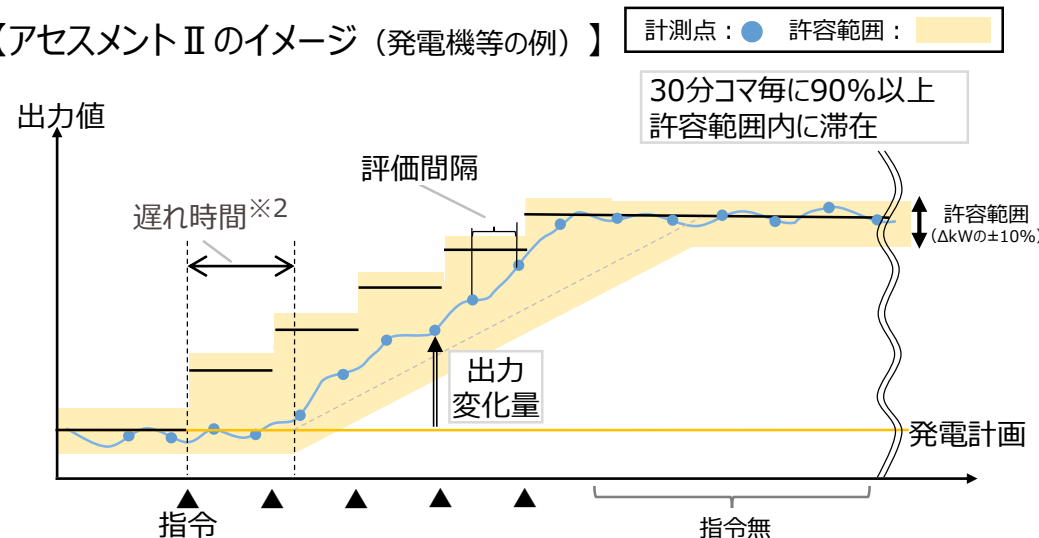
【計測時の基準の考え方】

| | |
|----------|--------|
| 発電機・蓄電池等 | 発電計画※1 |
| DSR等 | 基準値※1 |

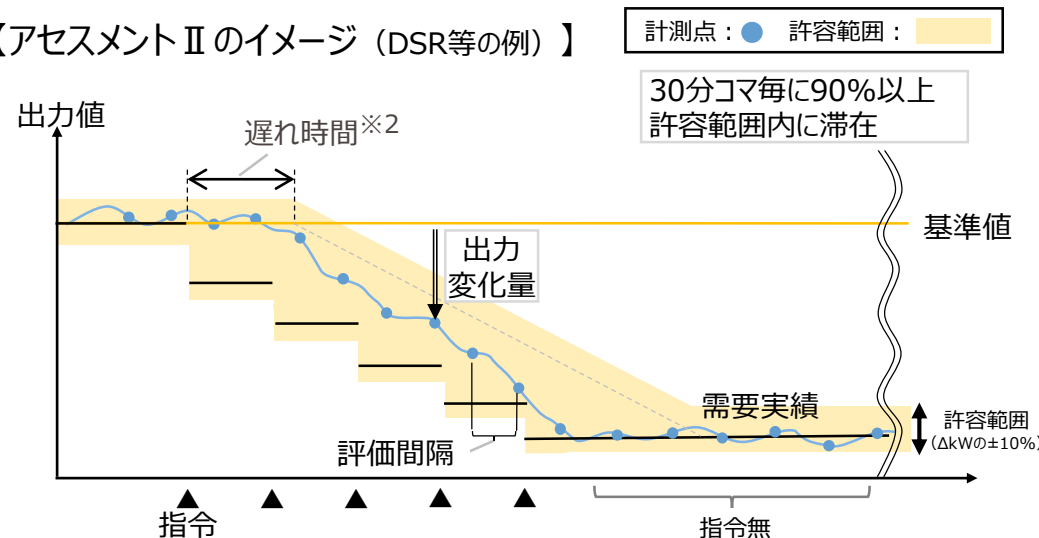
※1：評価間隔と同間隔で基準を作成

※2：中給から指令を受信してから出力を供出開始するまでに要する時間

【アセスメントⅡのイメージ（発電機等の例）】



【アセスメントⅡのイメージ（DSR等の例）】



- 二次①のアセスメントⅡを実施する際の評価間隔は、まずは現状取得可能なデータの最小単位である各エリアにおける応動実績データの中給取得周期とする。
- アセスメントⅡを実施するにあたっては、リソースから中給への伝送遅れも考慮して評価を行うこととし、データ補正方法等の詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

【各エリアにおける応動実績データの中給システム取得周期】

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|-------------------|-----|----|----|----|----|----|----|----|------|
| 応動実績データ 中給取得周期 | 3秒 | 5秒 | 1秒 | 5秒 | 5秒 | 1秒 | 2秒 | 2秒 | 2.5秒 |

出所) 一般送配電事業者より受領

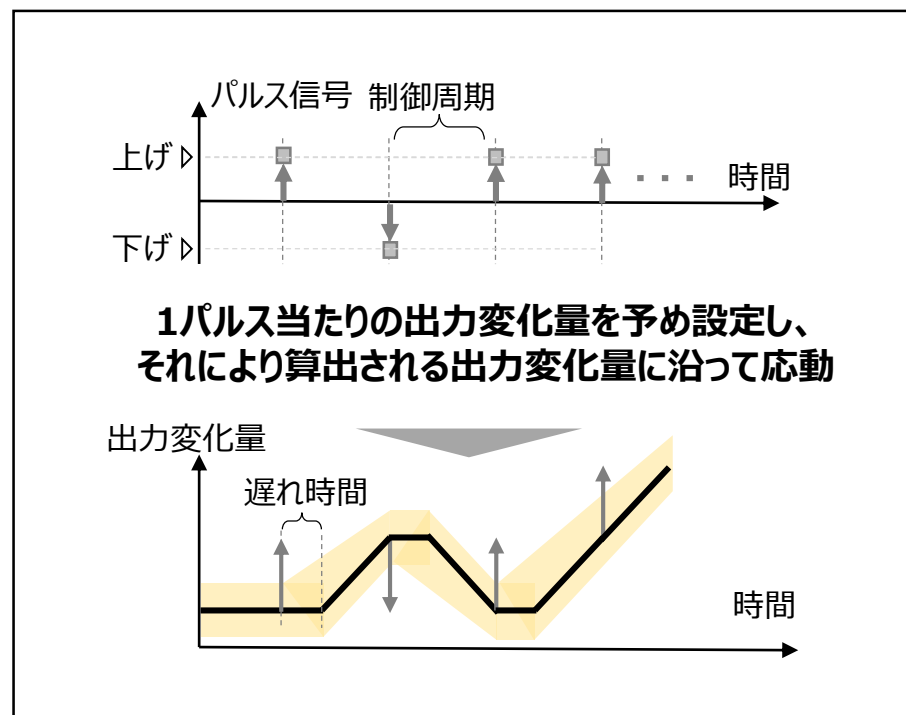
- 二次①においては、事業者は、原則として各エリアにおけるアセスメントⅡの評価間隔に合わせて基準となる計画値を提出する。ただし、数秒単位での計画策定は事業者の負担も大きいため、1分単位の計画値を提出し、一般送配電事業者がその1分単位の計画値を線形補間等により評価間隔に変換したものをアセスメントⅡの基準となる計画値とすることも許容する。
- DSR等における基準値は、三次①で整理したものと同様に、基本的な算出方法を「直前計測型※¹」とすることとし、事業者が計画値を策定する「事前予測型※²」も選択できることとする。
- 基準の提出方法の詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

※ 1：取得している応動実績データのうち、落札ブロック開始前の5分間を平均する。

※ 2：原則として、各エリアの評価間隔に合わせて計画値を提出。なお、発電機等の場合と同様、事業者の負担も考慮し、1分単位の計画値を提出し、一般送配電事業者が線形補間等により各エリアの評価間隔に変換することも許容する。

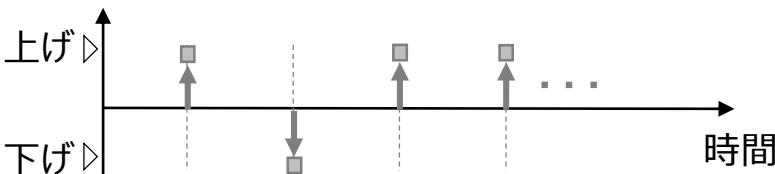
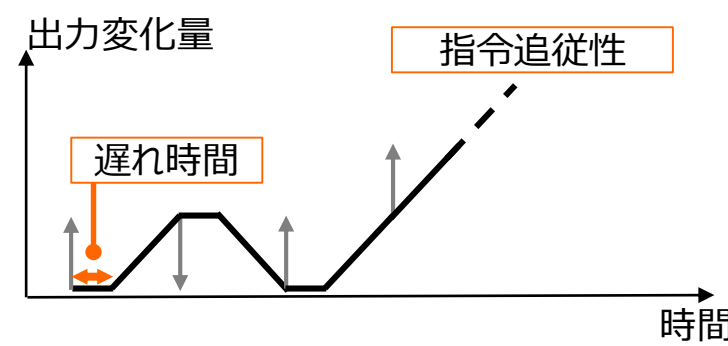
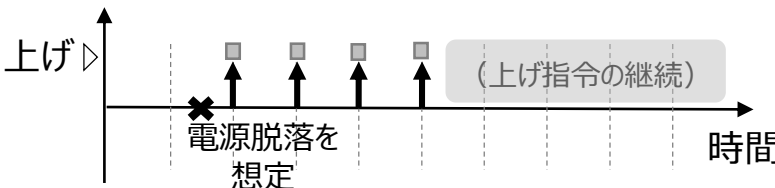
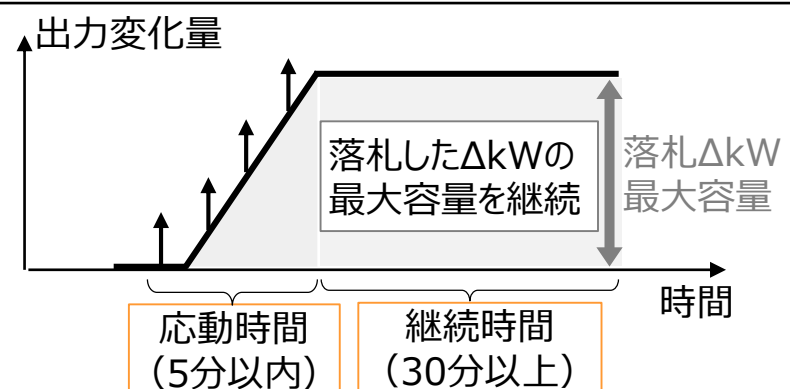
- パルス指令により二次①の応動を求めるエリアにおいては、事前審査の段階で、発電事業者等と一般送配電事業者の間で、1パルス当たりの出力変化量を取り決める。
- なお、蓄電池等については、現状において系統連系技術要件が適用されておらず、また出力変化量を任意に設定可能であるため、系統連系技術要件で定めているLFC変化速度等も参考に1パルス当たりの出力変化量を取り決める。
- 詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

【パルス指令への追従イメージ】



- 二次①における事前審査は、リソースの応動が商品要件および技術要件へ適合していることを確認する。
- 事前審査で確認する事項や実施方法に関する詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

【事前審査で確認する項目（例）】

| | 審査項目 | 模擬信号のイメージ | 出力結果のイメージ |
|---|-------|--|---|
| ① | 指令追従性 | LFC模擬信号（例：パルス指令※の場合）  | 出力変化量  |
| ② | 遅れ時間 | | |
| ③ | 応動時間 | LFC模擬信号（例：パルス指令※の場合）  | 出力変化量  |
| ④ | 継続時間 | | |

※数値指令の場合は、数値により指令される出力変化量に沿って応動

- 二次①におけるペナルティ強度は、三次①、②と同様に ΔkW 落札価格の1.5倍とし、運用実態等に応じて適宜見直しを行うこととする。

- 二次①における契約不履行時のペナルティは、三次①、②と同様とする。

【三次①、② の契約不履行への対応】

契約不履行への対応について

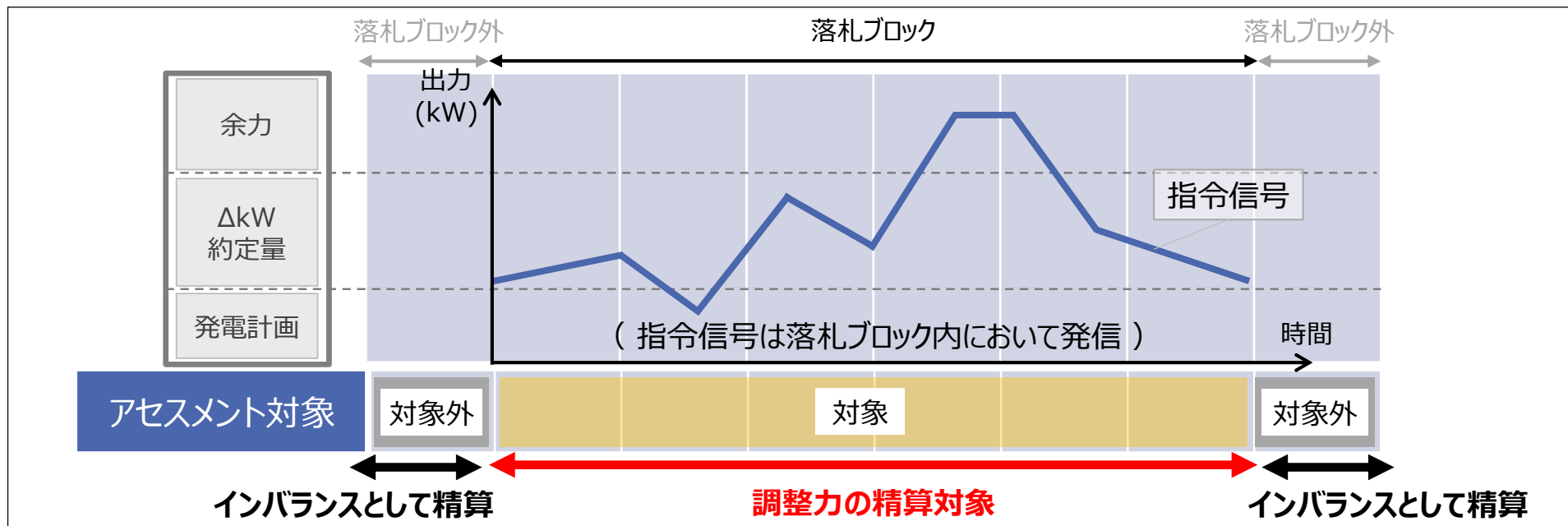
第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

29

- 契約不履行に対するペナルティの詳細を以下の通りとする。
(アセスメントⅠ)
 - ✓ アセスメントⅠは発電計画等に対する評価であるため、通常は意図的もしくは過失がなければリクワイアメントを果たしていない事象は発生しない。
 - ✓ このため、故意もしくは重過失に起因する場合で複数回の是正勧告にもよらず改善が見られない場合においては、段階的な金銭的ペナルティの設定や契約解除等を含めた措置について一般送配電事業者にて検討する（詳細は取引規程等で制定する）。
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差替の努力や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、是正勧告対象とするか決定する。
 - ✓ 上記を踏まえ、アセスメントⅠにおける契約不履行に関するペナルティは事業者単位で課すこととする。
(アセスメントⅡ)
 - ✓ 落札時間（30分×6コマ 計3時間）毎に金銭的ペナルティの発生有無を確認し、アセスメントⅡに対するペナルティの発生回数（落札ブロック単位でカウント）が月あたり3回以上となった場合、事前審査を再実施※することとする。
 - ※ ペナルティに伴う事前審査の再実施については臨時対応の扱いとなることから、都度、属地TSOと協議
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差し替えの状況や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、カウント対象とするか決定する。
 - ✓ アセスメントが応札単位で行われることを踏まえ、アセスメントⅡにおける契約不履行に関するペナルティは入札単位（発電機またはパターン単位）で課すこととする。
- なお、事業者側および一般送配電事業者の双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、事業者の申出があった場合にはペナルティⅠおよびⅡのペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行時のペナルティについてもカウントの対象外とする。

- 二次①における ΔkW の精算については、三次①、②同様、落札ブロックを対象に精算する。
- 二次①における kWh の精算については、落札ブロック内については全て調整力として精算し、アセスメント対象外となる落札ブロック前後についてはインバランスとして精算する。

【精算対象のイメージ】

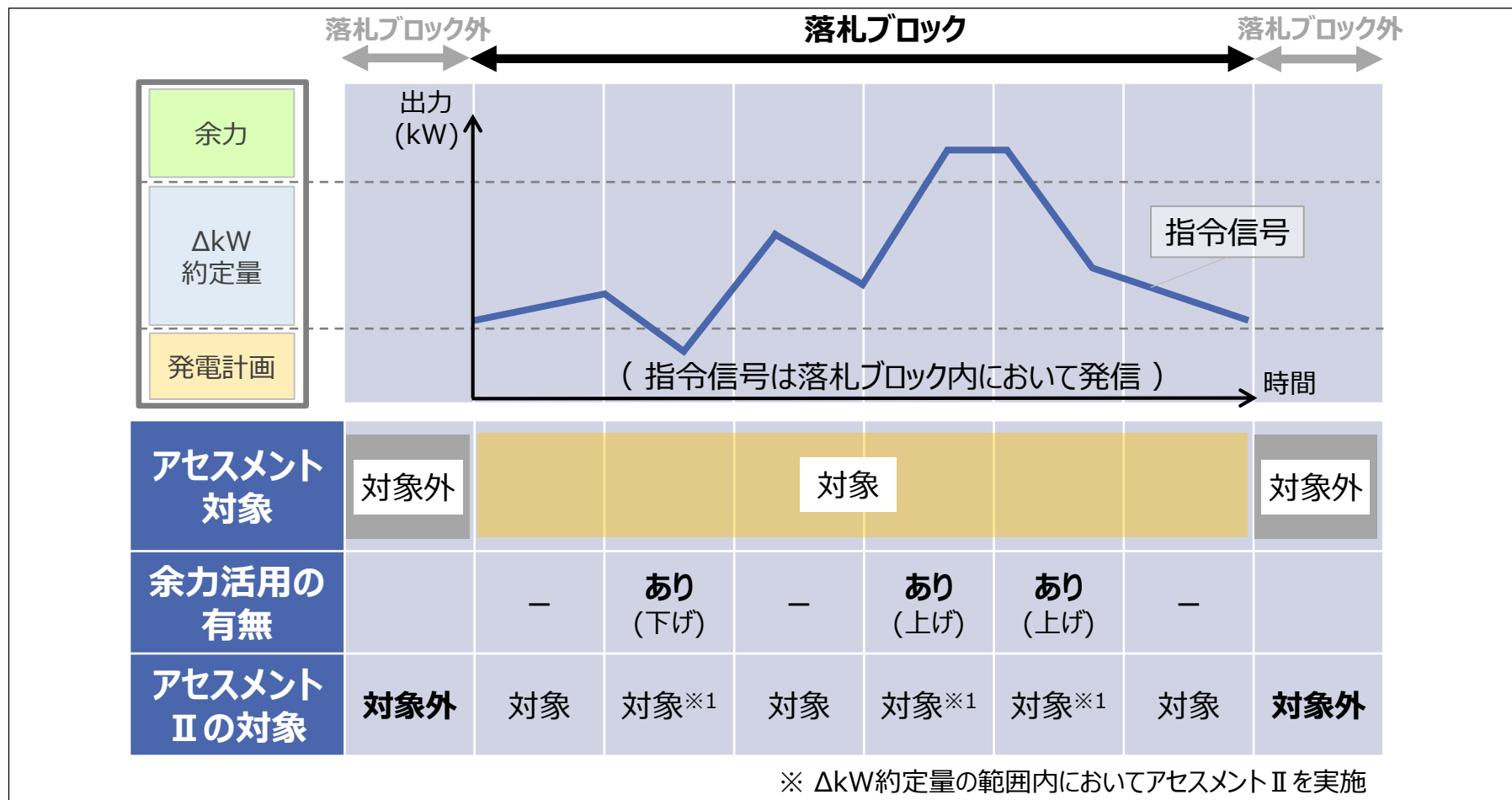


1. 一次調整力に係る事前審査・アセスメント等について
2. 二次調整力①に係る事前審査・アセスメント等について
- 3. 二次調整力②に係る事前審査・アセスメント等について**
4. 複合約定ロジックによる商品（複合商品）に係る事前審査・アセスメント等について
5. 簡易指令システムの適用範囲および専用線に用いる通信方式について
6. 一次調整力～二次調整力②のアグリゲーションによる参入について
7. 三次調整力②の市場ルール見直しについて

- 二次②においては、応動時間や継続時間を除き三次①と同様の商品要件であるため、三次①と同様に技術要件は設定しないこととする。

- 二次②におけるアセスメントの対象は落札ブロック時間内とする。
- ΔkW 約定量の範囲外の余力を活用した時間を含むコマについては、 ΔkW 約定量の範囲内において一般送配電事業者の指令に追従していることを確認し、追従していることを確認できない場合はアセスメントⅡを不適合する。

【アセスメントの対象イメージ】



- 二次②におけるアセスメント I は、三次①、②で整理した考え方と同様に、 ΔkW 落札量を供出可能な状態に維持していたかどうかを確認する。

【アセスメント I の具体的な実施方法】

アセスメント I の具体的な実施方法について
42

- アセスメント I に関する具体的な実施方法は以下の通り。
- アセスメント I については、精算時に落札された ΔkW の実績について全て確認する。

【アセスメント I のイメージ】

| 発電機 | DSR等 |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> ✓ GC時点の発電計画を確認。 ✓ 発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認。 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ アグリゲータ単位で設定した基準値と落札量を比較して、リクワイアメントの達成状況を確認 ✓ ΔkW落札量が供出可能量の内数にあることを確認。 |

The diagram illustrates the assessment process for two types of power supply: 'Generator' (発電機) and 'DSR等' (DSR等). For the Generator, it shows a 'Gate Close Time Power Generation Plan' (ゲートクローズ時点の発電計画) with a 'Maximum Possible Power Generation' (発電可能上限) line. Two scenarios are shown: one where the plan is within the limit (marked with a red circle 'O') and one where it exceeds the limit (marked with a red cross 'X'). The difference between the plan and the limit is labeled as ΔkW 'Fallout' (落札量). For DSR等, a 'Standard Value' (基準値) line is shown. Two scenarios are shown: one where the plan is within the standard value (marked with a red circle 'O') and one where it exceeds (marked with a red cross 'X'). The difference is also labeled as ΔkW 'Fallout' (落札量). A note indicates that the maximum value for the generator plan is 2 times the maximum value of the power sales plan.

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

※発電販売計画における発電可能な30分単位の最大量を2倍にした値 (kW)

- 二次②におけるアセスメントⅡの具体的な実施方法は、以下の通り、三次①と同様の方法で実施する。
 ※エリアにより中給システムの仕様が異なるため、詳細については一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

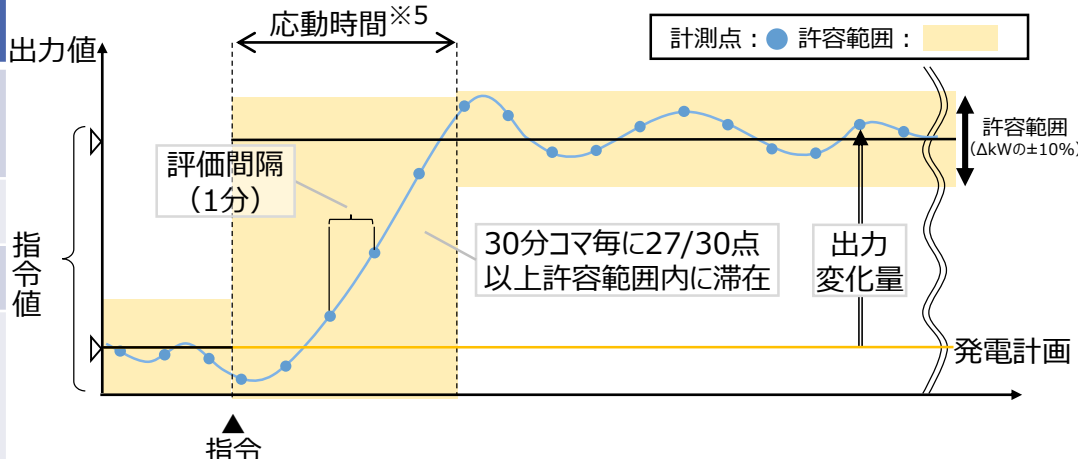
| 項目 | 実施内容 |
|------|--|
| 評価対象 | 実出力(需要実績)と基準の差 [発電端値を送電端値に換算し確認] |
| 評価間隔 | 1分（オンライン） |
| 許容範囲 | 指令値※1・2・3から落札された ΔkW の $\pm 10\%$ |
| 評価方法 | 1分毎の全計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%(27/30点)以上となっていること |
| 中間点 | 設定無し |

- ※1：EDCの演算結果（演算周期は3分または5分）にもとづく発電端での指令値。EDC演算周期よりも短い間隔で指令発信される場合は、EDC演算周期において最後に出る値をEDC演算結果とする。
- ※2：指令無しの場合、指令値ゼロとみなす
- ※3：専用線での出力変化量指令については中給システムの改修が必要
簡易指令での実出力値指令については簡易指令システム改修が必要

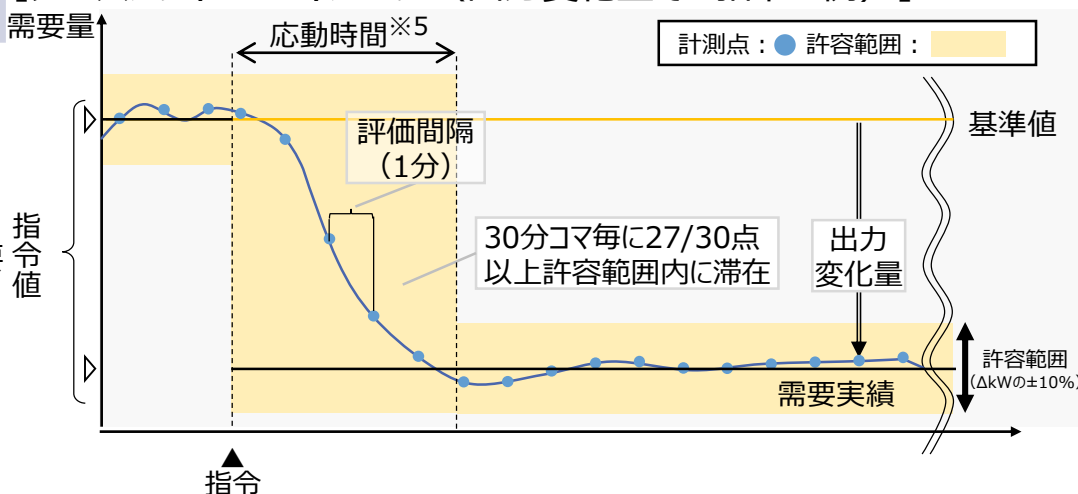
【計測時の基準の考え方】

| 指令方法 | 基準の考え方※4 |
|-------|----------|
| 実出力値 | 発電計画 |
| 出力変化量 | 基準値 |

【アセスメントⅡのイメージ（実出力値での指令の例）】



【アセスメントⅡのイメージ（出力変化量での指令の例）】



※4：三次①の整理と同様とする

※5：中給から指令を発信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間

- 二次②における基準は、三次①と同様の設定とする。

【三次①における基準値の設定】

三次①における基準値の設定について

13

- 調整力の応動評価にあたり、DSRは発電計画等の計画値が無いため、調整力を供出しなかった場合の需要（なかりせば需要）を基準値として定める必要がある。
- 三次①では現時点における需給状態からの細かな応動が要求され、基準値はより指令時点の実需要に近い値である必要があることから、基本的には「直前計測型」をその算出方法とする。ただし、一般送配電事業者のコストが大幅に増加しないことが確認できたため、このことを前提に「事前予測型」も選択できることとし、市場開設後の運用状況を踏まえて必要に応じて見直しを行うこととする。
- 「直前計測型」と「事前予測型」の主な要件は以下の通りとし、詳細は一般送配電事業者が定める取引規程にて定めることとする。

【直前計測型と事前予測型の主な要件】

| | 直前計測型 | 事前予測型 |
|----------------|--|--|
| 概要 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 指令直前の実需要の値を基準値に設定 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ あらかじめ落札時間中の需要を市場参加者が予測し、その値を基準値に設定 |
| 基準値の設定における主な要件 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ オンラインで1分間隔に取得している応動実績データのうち、落札ブロック開始前5点の平均値を基準値とする ✓ ブロックを連続して約定した場合ははじめの落札ブロックで設定した基準値を最終ブロックまで継続。ただし連続するブロックにおいて重複する需要家が無い場合はその限りではない | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 市場参加者が1分毎の予測値を需給調整市場システムを用いて提出し、その値を基準値とする ✓ 落札ブロックの最初のコマの1時間前までに提出 |

- 二次②における事前審査は、三次①と同様、アセスメントⅡと同様の応動確認を行う。

【三次①における事前審査】

三次①における事前審査について

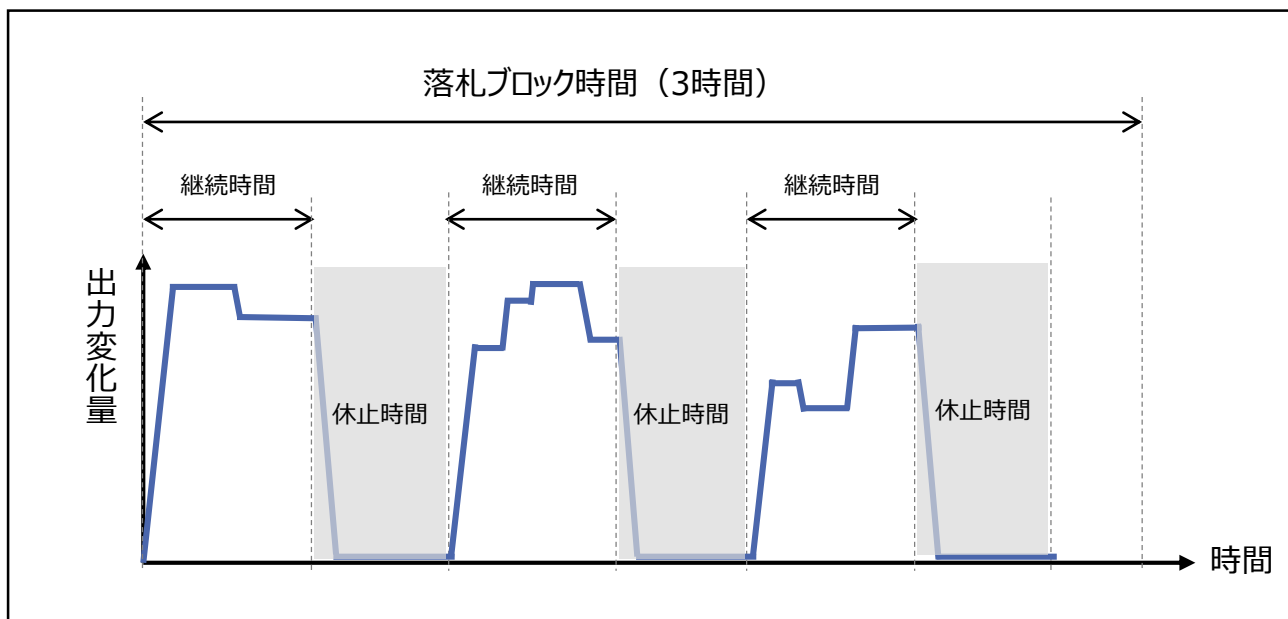
14

- 三次①の事前審査は、アセスメントⅡと同様の応動確認を行うこととする。
- また、発電機等では複数の指令信号（GFやLFC）に対して同時に応動する場合があることから、こうした場合においてはそれぞれの指令信号に対する応動の詳細について、事前審査において確認する。
- なお、過去に実施した同様の試験等により既に商品の要件を満たしている事が確認できる場合については、三次②と同様、過去の試験データ等に基づく事前審査も許容することとする。

- 二次②における商品要件の継続時間は30分以上としており、30分以上継続して出力した後、技術的な理由※等により休止時間が必要となるリソースについては、一般送配電事業者との申し合わせ等に基づき、一定の休止時間を許容することとし、その休止時間については、一般送配電事業者との協議により取り決める。
- 落札ブロック時間内において、事前に取り決めた一定の休止時間が経過した後、再度、二次②の指令が発信された場合は、その指令に応じることとする。
- **蓄電池等のような充放電が可能なリソースが休止時間中に基準値以上の充電を行うと、その充電相当分を別の調整力により供出する必要が生じるため、落札ブロック期間内における基準値以上の充電は原則許容しない。**

※蓄電池等における容量の制約等による理由は除く

【二次②における継続時間のイメージ】



- 二次②におけるペナルティ強度は、三次①、②と同様に Δ kW落札価格の1.5倍とし、運用実態等に応じて適宜見直しを行うこととする。

- 二次②における契約不履行時のペナルティは、三次①、②と同様とする。

【三次①、② の契約不履行への対応】

契約不履行への対応について

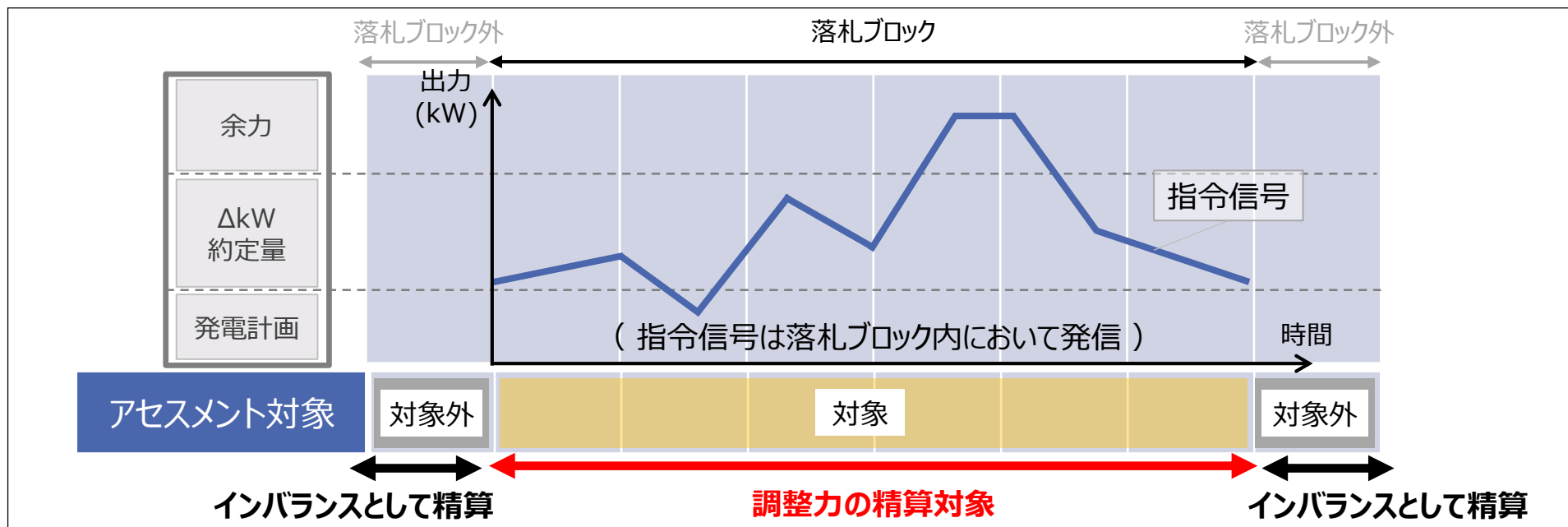
第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

29

- 契約不履行に対するペナルティの詳細を以下の通りとする。
(アセスメントⅠ)
 - ✓ アセスメントⅠは発電計画等に対する評価であるため、通常は意図的もしくは過失がなければリクワイアメントを果たしていない事象は発生しない。
 - ✓ このため、故意もしくは重過失に起因する場合で複数回の是正勧告にもよらず改善が見られない場合においては、段階的な金銭的ペナルティの設定や契約解除等を含めた措置について一般送配電事業者にて検討する（詳細は取引規程等で制定する）。
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差替の努力や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、是正勧告対象とするか決定する。
 - ✓ 上記を踏まえ、アセスメントⅠにおける契約不履行に関するペナルティは事業者単位で課すこととする。
(アセスメントⅡ)
 - ✓ 落札時間（30分×6コマ 計3時間）毎に金銭的ペナルティの発生有無を確認し、アセスメントⅡに対するペナルティの発生回数（落札ブロック単位でカウント）が月あたり3回以上となった場合、事前審査を再実施[※]することとする。
※ ペナルティに伴う事前審査の再実施については臨時対応の扱いとなることから、都度、属地TSOと協議
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差し替えの状況や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、カウント対象とするか決定する。
 - ✓ アセスメントが応札単位で行われることを踏まえ、アセスメントⅡにおける契約不履行に関するペナルティは入札単位（発電機またはパターン単位）で課すこととする。
- なお、事業者側および一般送配電事業者の双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、事業者の申出があった場合にはペナルティⅠおよびⅡのペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行時のペナルティについてもカウントの対象外とする。

- 二次②における ΔkW の精算については、三次①、②同様、落札ブロックを対象に精算する。
- 二次②における kWh の精算については、落札ブロック内については全て調整力として精算し、アセスメント対象外となる落札ブロック前後についてはインバランスとして精算する。

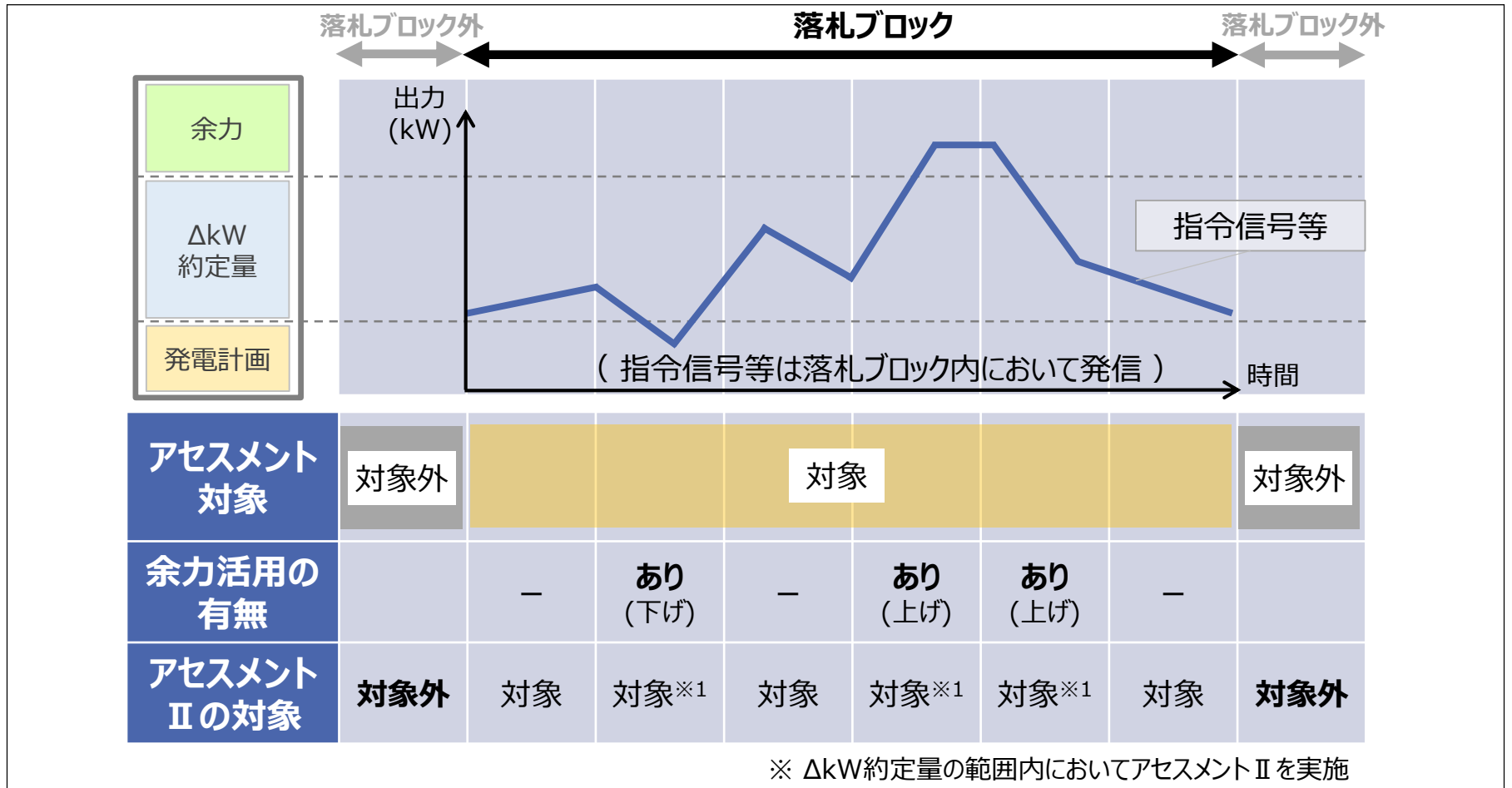
【精算対象のイメージ】



1. 一次調整力に係る事前審査・アセスメント等について
2. 二次調整力①に係る事前審査・アセスメント等について
3. 二次調整力②に係る事前審査・アセスメント等について
- 4. 複合約定ロジックによる商品（複合商品）に係る事前審査・アセスメント等について**
5. 簡易指令システムの適用範囲および専用線に用いる通信方式について
6. 一次調整力～二次調整力②のアグリゲーションによる参入について
7. 三次調整力②の市場ルール見直しについて

- 複合商品におけるアセスメントの対象は落札ブロック時間内とする。
- ΔkW 約定量の範囲外の余力を活用した時間を含むコマについては、 ΔkW 約定量の範囲内において一般送配電事業者の指令等に追従していることを確認し、追従していることを確認できない場合はアセスメント II を不適合する。

【アセスメントの対象イメージ】



- 複合商品におけるアセスメント I は、当該リソースにおける応札可能量が最も大きな商品の ΔkW 落札量に対して、供出可能な状態に維持されていたかどうかを確認する。

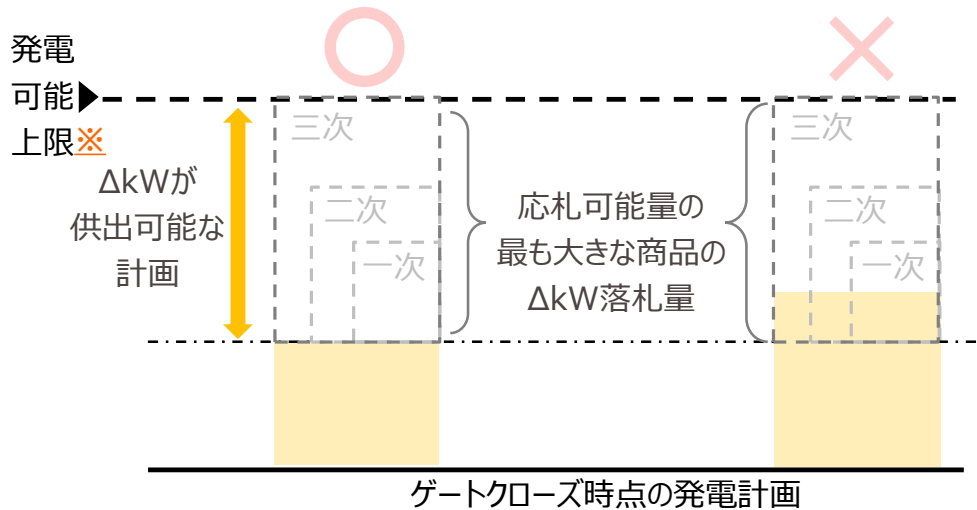
【アセスメント I のイメージ】

発電機

- ✓ GC時点の発電計画を確認。
- ✓ 発電可能上限値および発電計画値の差分が、応札可能量が最も大きな商品の ΔkW の落札量を上回っていることを確認。

DSR等

- ✓ アグリゲータ単位で設定した基準値と落札量を比較して、リクワイアメントの達成状況を確認
- ✓ 応札可能量が最も大きな商品の ΔkW の落札量が供出可能量の内数にあることを確認



※発電販売計画における発電可能な30分単位の最大量を2倍にした値 (kW)

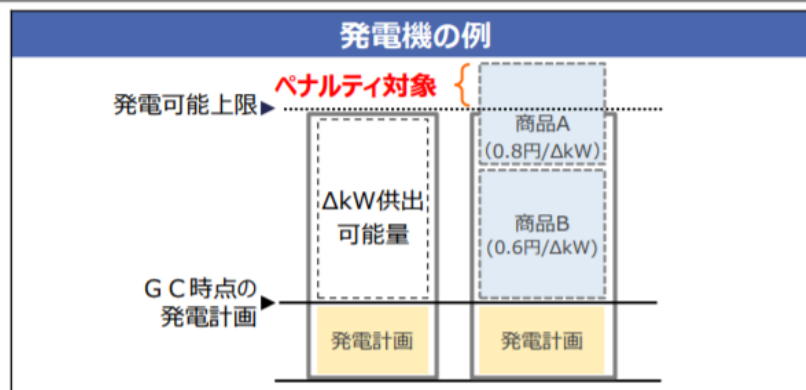
- 複合商品と三次②を同一リソースで同時約定した場合、 ΔkW 単価の安い順にアセスメント I を実施する（ペナルティは ΔkW 単価の高い順に課す）。

【三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合のアセスメント I】

三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合のアセスメント I の考え方

31

- 2022年度に予定されている三次①の市場開設以降、三次①と三次②を同一リソースで同時約定した場合、アセスメント I の実施順序を決定する必要がある。
- この実施順序について、意見募集では、 ΔkW 単価の高い順（ペナルティは ΔkW 単価の低い順）に、もしくは、三次①から商品順にアセスメント I を実施して欲しいとの要望があった。
- しかしながら、需給調整市場で応札する場合は、機会損失等を考慮した上で ΔkW を応札することが想定される。仮に機会損失の大きな入札に対し安いペナルティが課せられた場合、ペナルティを課されることを前提に意図的に卸市場等に供出することが想定され、需給調整市場で本来必要な調整力が供出されない可能性がある。
- これらを踏まえ、三次①と三次②を同一リソースで同時に約定した場合、 ΔkW 単価の安い順にアセスメント I を実施する（ペナルティは ΔkW 単価の高い順に課す）こととしてはどうか。また、同一の商品であっても単価の異なる複数の約定があった場合は、上記と同様の扱いとしてはどうか。



- 複合商品におけるアセスメントⅡの具体的な実施方法は、以下の通りとする。
- 複合商品においては、複数の指令信号への追従を求められる一方、応動実績は一つの値として出力されることから、アセスメントⅡでは落札商品に対する複数の指令信号を一体の指令とみなし、その指令への追従性を確認する。

【アセスメントⅡの具体的な方法（概要）】

| 項目 | 実施内容 |
|------|--|
| 評価対象 | 実出力(需要実績)と基準の差※1 [発電端値を送電端値に換算し確認] |
| 評価間隔 | 内包される単一商品のうち最も評価間隔の短い商品に準じた間隔 |
| 許容範囲 | 一体的な指令信号※2に対して単一商品で整理した許容範囲および一次のΔkW落札量※3を足し合わせた範囲 |
| 評価方法 | 計測点を30分コマ単位で評価し、許容範囲への滞在率が90%以上となっていること※4 |

※1：評価間隔と同間隔で基準を作成。

※2：出力変化量での指令（DSR等への実出力指令を含む）については、中給システムの改修が必要

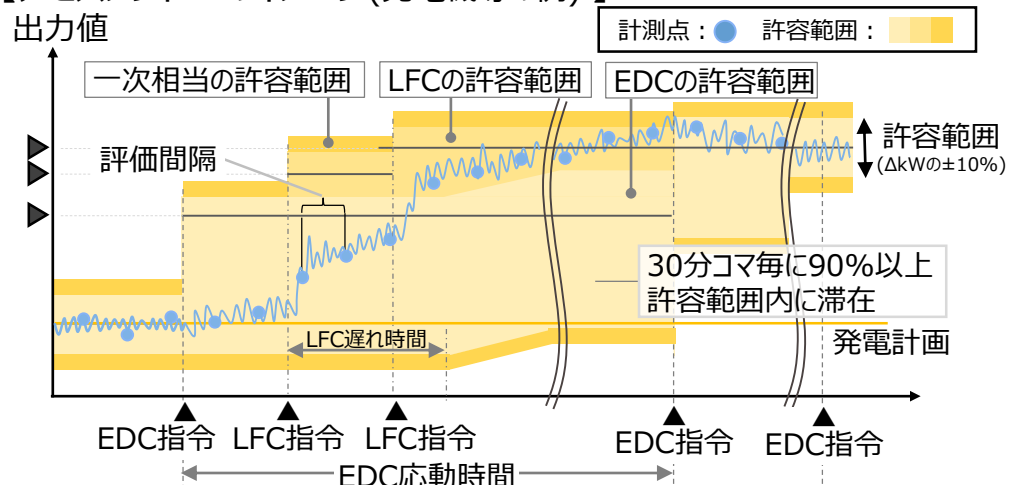
※3：異常時は一次相当の許容範囲の上限は定めない

※4：必要に応じて一般送配電事業者は制御機能の使用状態を確認する

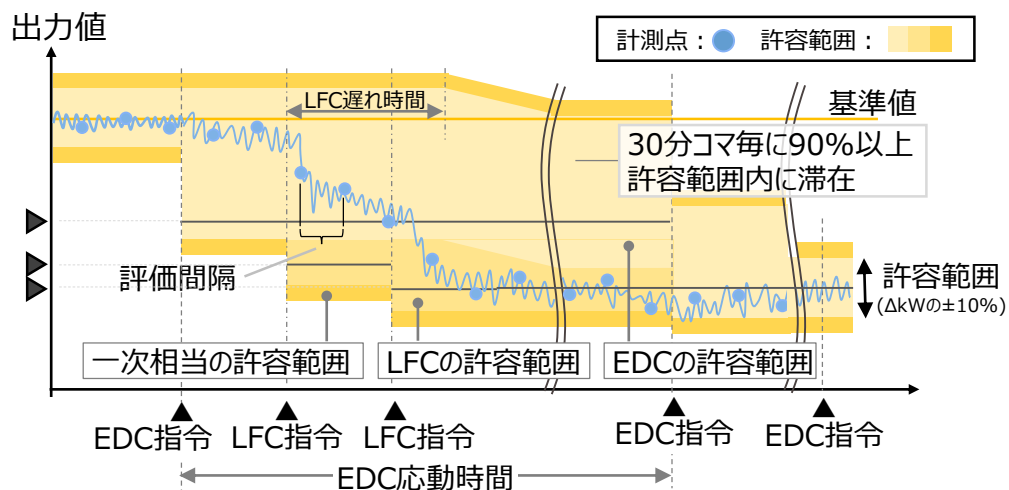
【計測時の基準の考え方】

| 指令方法 | 基準の考え方 |
|-------|--------|
| 実出力値 | 発電計画 |
| 出力変化量 | 基準値※1 |

【アセスメントⅡのイメージ(発電機等の例)】



【アセスメントⅡのイメージ(DSR等の例)】

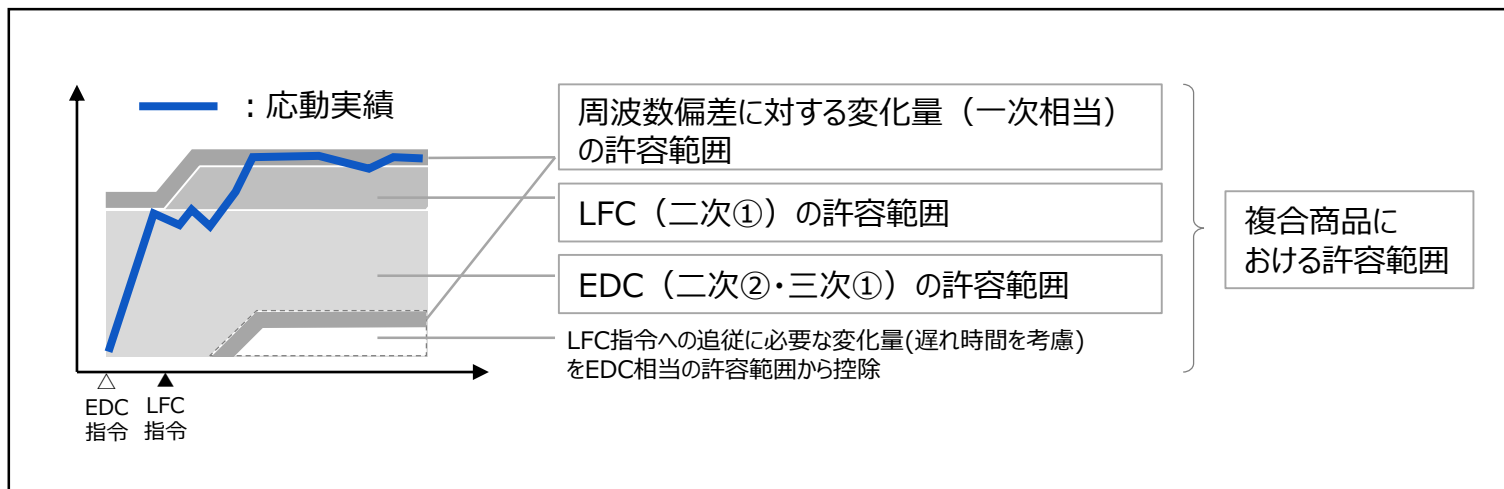


- 複合商品におけるアセスメントⅡの許容範囲は、落札した複数の商品による一体的な指令信号に対して、単一商品で整理した許容範囲を足し合わせたものとする。
- なお、一次が複合商品に含まれる場合は、一次の単一商品において許容範囲を設定していないことから、一次の ΔkW 落札量を一次の許容範囲と捉え、許容範囲に足し合わせる^{※1・2}。
- 許容範囲の設定に関する詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

※1 リソース側で機能ロック等が行われていることを判別できないケースもあるため、必要に応じて、一般送配電事業者は制御機能の使用状態を確認する。

※2 一次の単一商品での整理と同様、異常時においては許容範囲の上限は定めないものとする。

【許容範囲のイメージ（同時にEDC・LFC・周波数偏差に対する変化量に対応する場合の例）】

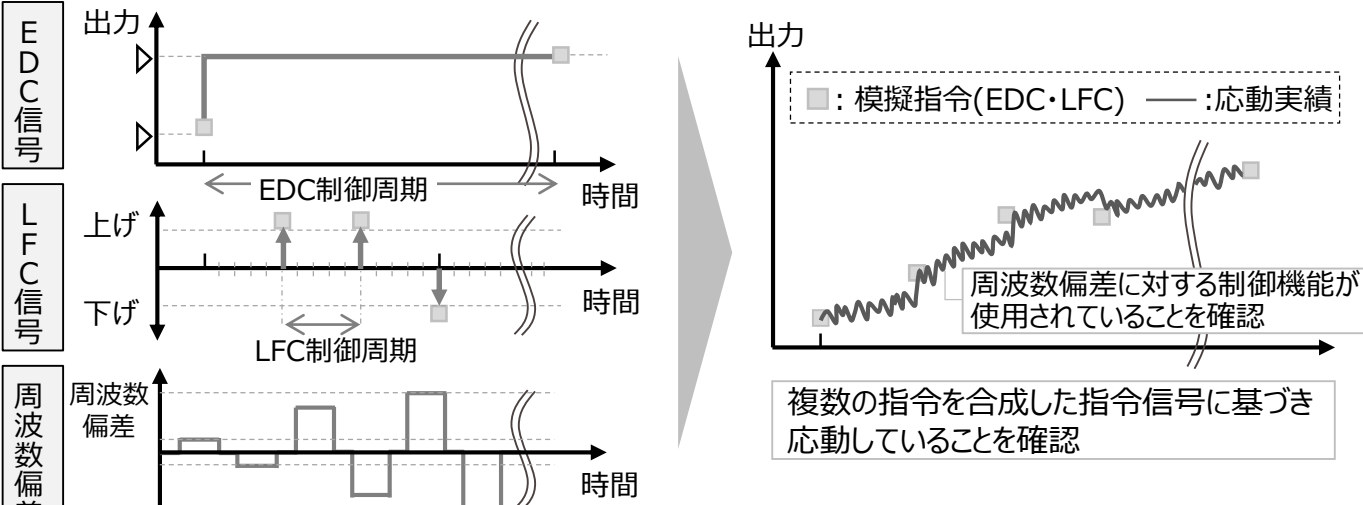


- 複合商品におけるアセスメントⅡの実施にあたり、事前のシミュレーションにおいて一部の既設発電機の出力が許容範囲から逸脱する事例が確認されており、現時点ではその要因を特定できていないことから、当面は、不適合事象が生じた場合、一般送配電事業者は必要に応じ、供出事業者に状況の確認を行い、明らかにリソース側の応動に不備が確認された場合に限り、ペナルティの対象とする。
- 不適合事象が生じた際の状況確認には相当のデータ処理や分析時間を要することが想定されるため、一般送配電事業者および供出事業者の業務負担を考慮し、当面の間、不適合データの確認に際しては、サンプルチェックとすることを許容する。
- 将来的な品質維持の観点では、リソースが一般送配電事業者の指令信号に追従することが重要であることから、許容範囲からの逸脱が生じる要因等について一般送配電事業者が分析を進めたうえで、必要に応じて、市場開設を待たずに、発電事業者等との間でリソースの応動に関する協議等を行うこととする。

- 複合商品のアセスメントⅡを実施する際の評価間隔は、内包される単一商品のうち最も評価間隔の短い商品に合わせる。
- アセスメントⅡを実施するにあたっては、単一商品における取り扱いと同様に、伝送遅れを考慮して評価を行うこととし、データ補正方法等の詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

- 複合商品における事前審査は、応札予定の各商品の事前審査に加え、応札予定の複合商品に係る合成した指令信号への追従性能を確認する。
- 事前審査で確認する事項や実施方法に関する詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

【事前審査で確認する項目（例）】

| | 審査項目 | イメージ |
|---|----------------------------|--|
| ① | 応札予定の各商品の事前審査 | ✓ 一次～三次①の各単一商品における事前審査に準じる |
| ② | 応札予定の複合商品に係る合成した指令信号への追従性能 | <ul style="list-style-type: none"> ✓ 模擬信号等により中給システムからの指令信号に対する応動性を確認 ✓ 周波数偏差に対する制御機能の使用状態を確認  |

- 複合商品におけるアセスメント不適合時のペナルティは、複合約定した商品一体に対して課すこととする。
- 複合商品におけるペナルティ強度は、三次①、②と同様に ΔkW 落札価格の1.5倍とし、運用実態等に応じて適宜見直しを行うこととする。

- 複合商品における契約不履行時のペナルティは、三次①、②と同様とする。

【三次①、②の契約不履行への対応】

契約不履行への対応について

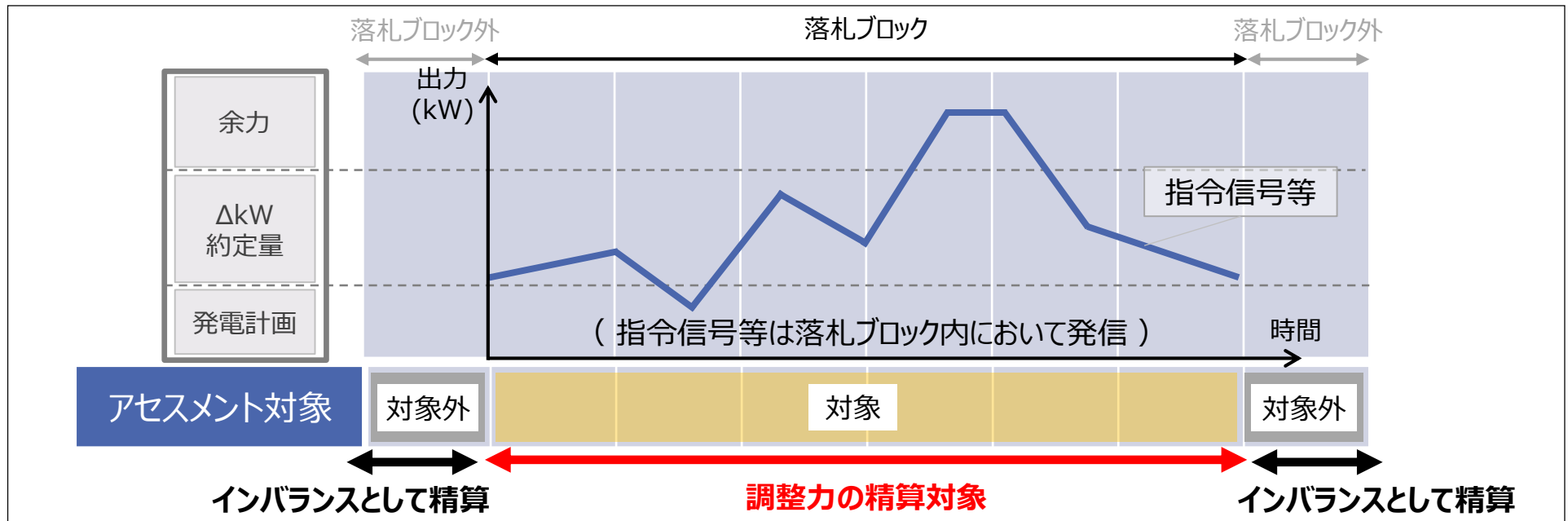
第11回需給調整市場検討小委員会
資料3をもとに作成

29

- 契約不履行に対するペナルティの詳細を以下の通りとする。
(アセスメントⅠ)
 - ✓ アセスメントⅠは発電計画等に対する評価であるため、通常は意図的もしくは過失がなければリクワイアメントを果たしていない事象は発生しない。
 - ✓ このため、故意もしくは重過失に起因する場合で複数回の是正勧告にもよらず改善が見られない場合においては、段階的な金銭的ペナルティの設定や契約解除等を含めた措置について一般送配電事業者にて検討する（詳細は取引規程等で制定する）。
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差替の努力や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、是正勧告対象とするか決定する。
 - ✓ 上記を踏まえ、アセスメントⅠにおける契約不履行に関するペナルティは事業者単位で課すこととする。
(アセスメントⅡ)
 - ✓ 落札時間（30分×6コマ 計3時間）毎に金銭的ペナルティの発生有無を確認し、アセスメントⅡに対するペナルティの発生回数（落札ブロック単位でカウント）が月あたり3回以上となった場合、事前審査を再実施*することとする。
※ ペナルティに伴う事前審査の再実施については臨時対応の扱いとなることから、都度、属地TSOと協議
 - ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長時間停止した場合の契約不履行については、電源差し替えの状況や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、カウント対象とするか決定する。
 - ✓ アセスメントが応札単位で行われることを踏まえ、アセスメントⅡにおける契約不履行に関するペナルティは入札単位（発電機またはパターン単位）で課すこととする。
- なお、事業者側および一般送配電事業者の双方に予見性が無い系統起因による出力抑制等が行われた場合で、かつ、事業者の申出があった場合にはペナルティⅠおよびⅡのペナルティ強度を1.0倍とし、契約不履行時のペナルティについてもカウントの対象外とする。

- 複合商品における ΔkW の精算については、三次①、②同様、落札ブロックを対象に精算することとし、**kWhは落札ブロック内については全て調整力として精算し、アセスメント対象外となる落札ブロック前後についてはインバランスとして精算する。**
- **なお、**kWh精算については、リソースの応動の結果として生じたkWhを商品毎に切り分けないこと、また、複合商品は実需給断面のkWh単価に基づきメリットオーダーでの運用が基本となることから、複合商品に一次が含まれる場合であっても、需給調整市場に関する契約によるkWh単価で精算する。

【精算対象のイメージ】



1. 一次調整力に係る事前審査・アセスメント等について
2. 二次調整力①に係る事前審査・アセスメント等について
3. 二次調整力②に係る事前審査・アセスメント等について
4. 複合約定ロジックによる商品（複合商品）に係る事前審査・アセスメント等について
- 5. 簡易指令システムの適用範囲および専用線に用いる通信方式について**
6. 一次調整力～二次調整力②のアグリゲーションによる参入について
7. 三次調整力②の市場ルール見直しについて

- 二次①は、簡易指令システム性能の制約により、秒単位の間隔で指令・制御ができないことから、通信回線はこれまでどおり、専用線のみとする。
- 二次②は、応動時間を除き、指令・制御方法は簡易指令システムの適用を認めている三次①と同様であること、また新規参入の促進に資することも踏まえ、専用線に加え、簡易指令システムの適用も認めることとする。
- なお、簡易指令システムを二次②に対応させるためには中給システムの改修※が必要となるため、適用開始時期については、各エリアの受け入れ態勢が整い次第、順次開始する。

※休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための改修。

【簡易指令システム適用可否と留意事項】

| | 制御方法 | 制御周期 | 簡易指令 適用可否 | 応動時間 | 留意事項 |
|-------------|------|-------------|--------------|------|----------------------------|
| 二次① | LFC | 0.5～ 数十秒 | × | 5分 | - |
| 二次② | EDC | 数分 | × → ○ | 5分 | 伝送遅延を含め、応動時間内に指令値へ到達する必要あり |
| (参考) 三次① | EDC | 数分 | ○ | 15分 | - |

■ 二次②に簡易指令システムを適用可能とすることに合わせ、商品要件は以下の通りとなる。

(参考) 需給調整市場における商品の要件

| | 一次調整力 | 二次調整力① | 二次調整力② | 三次調整力① | 三次調整力② |
|---------------|-------------------------------------|--|-------------------------------------|----------------------------------|--|
| 英呼称 | Frequency Containment Reserve (FCR) | Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR) | Frequency Restoration Reserve (FRR) | Replacement Reserve (RR) | Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT) |
| 指令・制御 | オフライン (自端制御) | オンライン (LFC信号) | オンライン (EDC信号) | オンライン (EDC信号) | オンライン |
| 監視 | オンライン (一部オフラインも可※2) | オンライン | オンライン | オンライン | オンライン |
| 回線 | 専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要) | 専用線※1 | 専用線※1 | 専用線 または 簡易指令システム※6 | 専用線 または 簡易指令システム |
| 応動時間 | 10秒以内 | 5分以内 | 5分以内 | 15分以内 | 45分以内 |
| 継続時間 | 5分以上 | 30分以上 | 30分以上 | 商品ブロック時間(3時間) | 商品ブロック時間(3時間) |
| 並列要否 | 必須 | 必須 | 任意 | | |
| 指令間隔 | - (自端制御) | 0.5~数十秒※3 | 数秒~数分※3 | 専用線 : 数秒~数分 簡易指令システム※6 : 5分 | |
| 監視間隔 | 1~数秒※2 | 1~5秒程度※3 | 1~5秒程度※3 | 専用線 : 1~5秒程度 簡易指令システム※6 : 1分 | |
| 供出可能量 (入札量上限) | 10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限) | 5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限) | 5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) | 15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) | 45分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) (簡易指令システムも含め) |
| 最低入札量 | 5MW (監視がオフラインの場合は1MW) | 5MW※1,3 | 5MW※1,3 | 専用線 : 5MW 簡易指令システム※6 : 1MW | 1MW |
| 刻み幅 (入札単位) | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW |
| 上げ下げ区分 | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ |

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。
 ※2 事後に数値データを提供する必要有り (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。
 ※3 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。
 ※4 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 : 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始。

- 従来採用されてきた専用線については、信頼性が高い一方で、新設コストが高額であることに加え、鉄塔建設や掘削工事が必要になるため、設備の完成までの期間が長くなる。これに関して、三次①市場ルールに関する意見募集を行った際に事業者から意見が出されたことを受けて、2020年6月以降※、全ての一般送配電事業者において、電柱に添架した光ケーブル回線を活用した通信方式（電柱方式）を、専用線の一方式として適用を始めている。
- これは、大規模災害時等において電柱が倒壊する等した場合に通信が途絶する可能性があるなど、既存の専用線の通信方式より信頼性としては若干劣るものの、新設時のコストや設置工期を抑制できるものであり、すでに事業者は、市場参入にあたり電柱方式を用いた専用線の整備もできるようになっている。

※1：一部のエリアでは、2020年度以前から先行的に電柱方式を取り入れている事例がある

【専用線に用いることのできる通信方式】

2020年度以降に拡充された専用線の通信方式

| | マイクロ波無線方式 | 光ケーブル回線 | | 光ケーブル回線 |
|---------|---------------------|----------------------------|---------------------|---------------------|
| | | 鉄塔方式 | 地中方式 | 電柱方式 |
| 概要 | ・無線鉄塔による無線通信 | ・鉄塔への光ケーブルの添架 | ・地中の洞道への光ケーブルの敷設 | ・電柱への光ケーブルの添架 |
| 信頼性 | ・高い | ・高い | ・高い | ・高い (左記3方式よりは劣る) |
| 新設時のコスト | ・高額 (無線鉄塔の建設が必要) | ・比較的高額 (光ケーブル添架距離に応じ変動) | ・比較的高額 (埋設工事が必要) | ・低額 |
| 工期 | ・10ヶ月～数年程度 | ・10ヶ月～数年程度 | ・10ヶ月～1年程度※2 | ・10ヶ月～1年程度※2 |

※2 光ケーブル敷設対象設備の構築状況（施工環境や立地等）により、さらに工期を要することがある。

- 2020年度以降に拡充された電柱方式は、現状、リソース容量の小さいものについて適用することとされており、定格容量10万kW以上かつ上位2電圧系統に接続されるリソースは従来の方式のみ利用可能となっている。
- 今後、定格容量10万kW以上かつ上位2電圧系統に接続されるリソースに対する専用線の扱いや、一般送配電事業者毎に仕様が異なる点などについて、一般送配電事業者とともに検討を行う。

【事業者が新規参入にあたり利用できる専用線の通信方法】

| | 2020年度以前 | 現状 |
|--|--|--------------------------------|
| 定格容量10万kW以上 かつ上位2電圧系統に 接続されるリソース | 従来方式 主にマイクロ波無線方式 もしくは 光ケーブル方式(地中方式、鉄塔方式) | 従来方式 |
| 上記以外 | | 従来方式 もしくは 光ケーブル方式 (電柱方式) |

1. 一次調整力に係る事前審査・アセスメント等について
2. 二次調整力①に係る事前審査・アセスメント等について
3. 二次調整力②に係る事前審査・アセスメント等について
4. 複合約定ロジックによる商品（複合商品）に係る事前審査・アセスメント等について
5. 簡易指令システムの適用範囲および専用線に用いる通信方式について
- 6. 一次調整力～二次調整力②のアグリゲーションによる参入について**
7. 三次調整力②の市場ルール見直しについて

- 一次～二次②のアグリゲーションによる参入について、自端制御である一次、中給システムの改修を必要としない二次①、および簡易指令システム接続での二次②※に対してはDSR等のアグリゲーションによる参入を認めることとし、専用線接続での二次②に対しては事業者の申し出に応じて検討することとする。
- DSR等が一次、二次①、および簡易指令システム接続での二次②に参入するにあたり必要となる需要家リスト・パターン等の取り扱い等については、これまでに整理を行った三次①、②と同様の考え方を適用することを基本とし、その詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決める。

※休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始。

【アグリゲーションによる参入の対応状況】

| 商品 | 回線 | ネガワット | | ポジワット型／ネガポジ型 | |
|-----|------------------|-------|------------|--------------|------------|
| | | 可否 | 開始時期 | 可否 | 開始時期 |
| 一次 | 専用線 (一部オフライン) | ○ | 2024年度 | ○ | 2024年度 |
| 二次① | 専用線 | ○ | 2024年度 | ○ | 2024年度 |
| 二次② | 専用線 | △ | ※1 | △ | ※1 |
| | 簡易指令 | ○ | 2024年度以降※2 | ○ | 2024年度以降※2 |
| 三次① | 専用線 | △ | ※1 | △ | ※1 |
| | 簡易指令 | ○ | 2022年度 | ○ | 2024年度 |
| 三次② | 専用線 | △ | ※1 | △ | ※1 |
| | 簡易指令 | ○ | 開始済み | ○ | 2023年度 |

※1：出力変化量による指令は、事業者からの申込み状況に応じた中給システム改修完了後に開始可能となる。

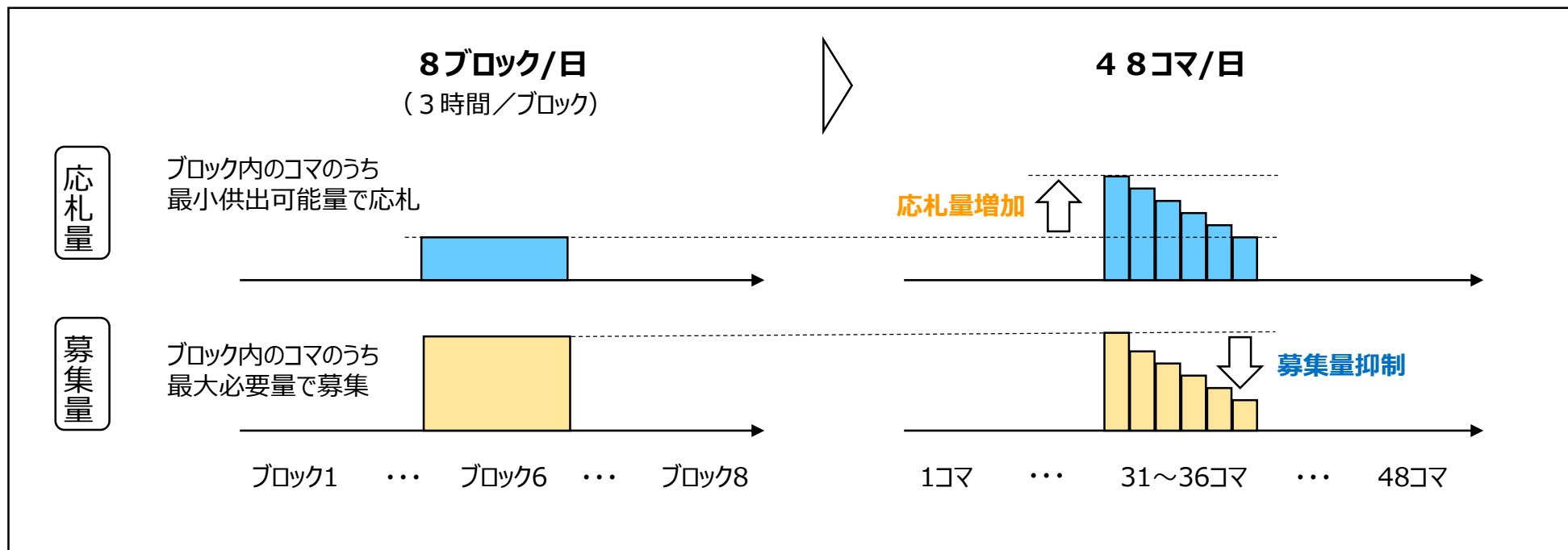
また、実出力値による指令は、中給システムの抜本改修の際に、事業者ニーズを踏まえて対応方法を検討する（2027年度以降）。

※2：休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための改修完了後に開始。

1. 一次調整力に係る事前審査・アセスメント等について
2. 二次調整力①に係る事前審査・アセスメント等について
3. 二次調整力②に係る事前審査・アセスメント等について
4. 複合約定ロジックによる商品（複合商品）に係る事前審査・アセスメント等について
5. 簡易指令システムの適用範囲および専用線に用いる通信方式について
6. 一次調整力～二次調整力②のアグリゲーションによる参入について
- 7. 三次調整力②の市場ルール見直しについて**

- 三次②のブロック時間は、応札量と募集量の算出時間帯のずれにより調達不足が発生していることを踏まえ、入札単位を3時間から30分に短縮する。

【ブロック時間の見直しイメージ】

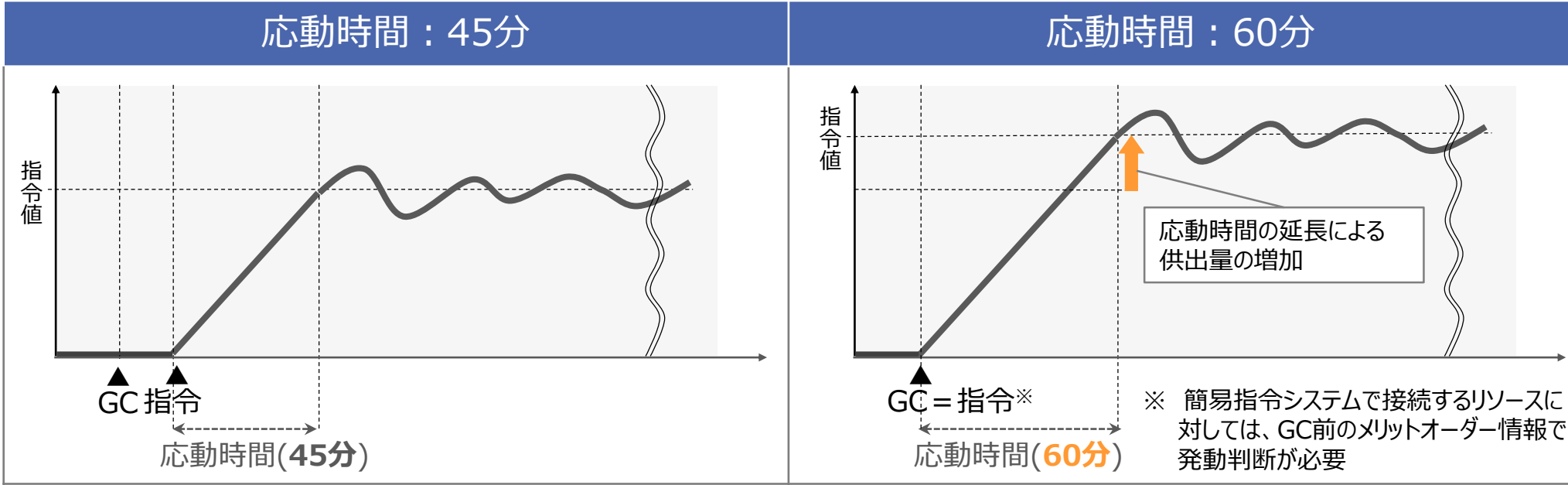


■ BGバランスにおいて下げ代不足時に、BGは停止予定の発電機を三次②に応札することを見送っていることを踏まえ、調整力公募が併存している2023年度までは一般送配電事業者によるユニット並解列（下図の方法1）、また、恒久的な対応として需給当日のユニット解列（下図の方法2）を許容することで、停止予定のユニットを三次②に応札することを可能とする。なお、方法1を2024年度以降も継続するのかについては別途検討する。

| 実施方法案 | 方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列） | 方法2（需給当日のユニット解列） |
|-------|--|---|
| 概要 | <ul style="list-style-type: none"> • BGバランスでは停止予定のユニットが落札した場合、BGバランスに組み込まず、電源Ⅱ契約を活用し運転を行い、最低出力分は実需給の当日にTSOが有する調整力の出力を抑制することで対応。 • 落札したユニットはBGバランスに組み込まないものの、ΔkW価格には起動費や最低出力に要する費用を織り込んで応札する。 | <ul style="list-style-type: none"> • BGバランスでは停止予定のユニットが落札した場合、BGバランスに組み込んだうえで、実需給の当日において、BGバランスで余剰インバランスが見込まれ、かつエリアの上げ代は十分に存在していることを条件に、落札ユニットの解列を許容。 |
| イメージ | <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p><落札時点></p> </div> <div style="text-align: center;"> <p><実需給当日></p> </div> </div> | <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p><落札時点></p> </div> <div style="text-align: center;"> <p><実需給当日></p> </div> </div> |

■ 三次②の応動時間は、応動時間を延ばすことで応札量の増加が期待できるため、45分から60分に延長する。

【応動時間の見直しイメージ】



- システム開発可能件数や開発可能時期および三次②市場ルール見直しの効果量を踏まえ、三次②市場ルールの見直しに係るシステム開発スケジュールおよび適用開始時期は以下の通りとする。
- なお、一次～二次②については、予定通り2024年度の市場開設を目指して、システム開発を進める。

| | 2022年度 | 2023年度 | 2024年度 | 2025年度 | 2026年度 |
|------------|---------|--------------------|--------|-------------|--------|
| システム開発可能件数 | 1件 | 3件 | 3件 | | |
| スケジュール | | ブロック時間見直し（3時間→30分） | | ▽2025年度適用開始 | |
| | 下げ代不足対応 | ▽2023年度適用開始 | ※1・2 | | |
| | | 応動時間見直し（45分→60分） | | ▽2025年度適用開始 | |

- ※1：方法1・2ともに2022年度にTSOのシステム開発を実施し、2023年度から適用開始する。
調整力提供事業者は契約等を含めて対応可能となった以降に下げ代不足対応を適用した取引を実施する
- ※2：改修内容が2021年度中に確定できなければ、適用開始が遅れることがある
また、一部のBGでは工事可能時期の制約により、対応開始が2024年度以降になるところがある

■ **三次②のブロック時間および応動時間の見直しを適用**した場合の三次②に係る商品要件は以下の通りとなる。

(参考) 需給調整市場における商品の要件

| | 一次調整力 | 二次調整力① | 二次調整力② | 三次調整力① | 三次調整力② |
|---------------|-------------------------------------|--|-------------------------------------|----------------------------------|---|
| 英呼称 | Frequency Containment Reserve (FCR) | Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR) | Frequency Restoration Reserve (FRR) | Replacement Reserve (RR) | Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT) |
| 指令・制御 | オフライン (自端制御) | オンライン (LFC信号) | オンライン (EDC信号) | オンライン (EDC信号) | オンライン |
| 監視 | オンライン (一部オフラインも可※2) | オンライン | オンライン | オンライン | オンライン |
| 回線 | 専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要) | 専用線※1 | 専用線※1 | 専用線 または 簡易指令システム | 専用線 または 簡易指令システム |
| 応動時間 | 10秒以内 | 5分以内 | 5分以内 | 15分以内 | 45分以内 |
| 継続時間 | 5分以上 | 30分以上 | 30分以上 | 商品ブロック時間(3時間) | 商品ブロック時間(3時間) |
| 並列要否 | 必須 | 必須 | 任意 | 任意 | 任意 |
| 指令間隔 | - (自端制御) | 0.5~数十秒※3 | 数秒~数分※3 | 専用線: 数秒~数分 簡易指令システム: 5分※5 | 30分 |
| 監視間隔 | 1~数秒※2 | 1~5秒程度※3 | 1~5秒程度※3 | 専用線: 1~5秒程度 簡易指令システム: 1分 | 1~30分※4 |
| 供出可能量 (入札量上限) | 10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限) | 5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限) | 5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) | 15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) | 45分以内に出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令システムも含む)で調整可能な幅を上限) |
| 最低入札量 | 5MW (監視がオフラインの場合は1MW) | 5MW※1,3 | 5MW※1,3 | 専用線: 5MW 簡易指令システム: 1MW | 専用線: 5MW 簡易指令システム: 1MW |
| 刻み幅 (入札単位) | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW | 1kW |
| 上げ下げ区分 | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ | 上げ/下げ |

60分以内
※2025年度以降

30分
※2025年度以降

60分以内に出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令システムも含む)で調整可能な幅を上限)
※2025年度以降

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。
 ※2 事後に数値データを提供する必要有り (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。
 ※3 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。
 ※4 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。
 ※5 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当

注) 全ての商品において、商品ブロック単位 (3時間/ブロック) で取引される。

注) 入札単位は、一次から三次①においては3時間、三次②においては30分。
 ※2025年度以降

(参考)需給調整市場(一次～二次②および複合商品)における取引スケジュールについて

- 一次～二次②および複合商品の入札受付期間については、一般送配電事業者から「系統起因による出力抑制等」の通知を前週月曜14時までに実施し、これを踏まえて前週月曜日の14時から前週火曜日の14時までの間に入札することとする。
- また、市場参加者が作成する週間計画の提出期限は前週水曜日10時、一般送配電事業者が作成する週間計画の提出期限は定時を基本とする前週木曜日中とする。

【需給調整市場(一次～二次②および複合商品)における取引スケジュール】

