

発動指令電源が需給調整市場に応札した場合の対応について

2023年6月1日

需給調整市場検討小委員会 事務局
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 第34回制度検討作業部会（2019年9月13日）において、容量市場において落札された発動指令電源は容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提にしたうえで、調整力としても活用が可能と整理された。
- これを受け、第19回本小委員会（2020年9月29日）において、発動指令電源が需給調整市場に応札・約定し、発動指令を受けた場合のアセスメント・kWh精算の方法について、三次②で約定したケースを例として明示していたものの、三次②以外の商品におけるアセスメント・kWh精算の方法については、他の商品要件が定まっていなかったことから明示していなかった。
- また、発動指令電源が、需給調整市場に基づく一般送配電事業者からの調整力指令（調整力指令）と発動指令を同時に受けた場合の対応も明確になっていなかった。
- このため、発動指令電源が、需給調整市場に応札・約定した場合のアセスメント・kWh精算の方法の明示、ならびに発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の在るべき対応について検討を行ったため、ご議論いただきたい。

- 第34回制度検討作業部会において、発動指令電源は容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提にした上で、調整力としても活用が可能と整理された。

発動指令電源の選択制についての考察②

- 前述のとおり、選択制とした場合、運用断面において需給ひっ迫が想定された場合に供給力が減少し、運用断面の信頼度が低下する懸念があると考えられる。
- そのため、安定供給の観点からは、一送が発電指令電源を確実に持ち需給ひっ迫時にきちんと備えられていることが重要であり、その点を鑑みて、一送による選択制はとらないこととし、容量市場において落札された発動指令電源は、容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提にした上で、さらに、調整力としても活用が可能と整理することとしてはどうか。
- なお、現在発動指令電源と同じ機能（一送による3時間前までの発電指令により追加的に供給力を提供する）を持つ電源を電源 I' として確保しており、この電源 I' と同程度の量が発動指令電源に参入すれば、発動指令電源として一送が必要とする量が確保できていると考えられるのではないか。
- そのため、2020年度に予定されている容量市場の初回オークションのあとに開催される振り返りにおいて、発動指令電源がきちんと確保されているか（発動指令電源の確保量の変化）を検証する必要がある。その結果を踏まえ、必要に応じて、発動指令電源の最低確保量を設定する等、運用断面での信頼度確保のあり方を検討することとしてはどうか。

論点整理 [共通](2/2)

赤字：前回議論結果
青字：検討再開条件

15

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
7-4 将来の混雑系統からの調整力の調達の在り方	<ul style="list-style-type: none">✓ 当面（2026年度まで）はノンファーム電源の市場参加を認める✓ 約定ΔkWの対価支払いなし、代替確保費用は、一般負担とする	<ul style="list-style-type: none">✓ ΔkW代替確保の具体的方法✓ 混雑の影響が大きくなる2027年度以降に向けて、日本における混雑発生状況を踏まえた混雑処理方法	今回議論
7-5 発動指令とΔkWの同時発動時の整理	<ul style="list-style-type: none">✓ 発動指令とΔkWの同時発動時は両方のリクワイアメントを達成する必要がある	<ul style="list-style-type: none">✓ 恣意的に片方のリクワイアメントを満たさない場合の措置	

1. 発動指令電源の要件等
2. 需給調整市場におけるアセスメント・kWh精算の方法
3. 発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の対応
 - 3-1. 対応の方向性について
 - 3-2. 過去整理における懸念事項について
4. まとめ

1. 発動指令電源の要件等
2. 需給調整市場におけるアセスメント・kWh精算の方法
3. 発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の対応
 - 3-1. 対応の方向性について
 - 3-2. 過去整理における懸念事項について
4. まとめ

- 今回の議論の対象となる発動指令電源は、単体の期待容量が1MW未満の電源・安定的供給力を提供できない自家発・DRなどを組み合わせることで期待容量が1MW以上の供給力を提供するものを指す。

第2章 募集概要

オークション参加対象となる電源等

容量市場概要
募集概要
参加登録
メインオークション
契約の履行
容量拠出金
その他

16

- オークション参加対象となる電源等は、実需給年度に供給力を提供できる安定電源・変動電源・発動指令電源です。既に相対契約を締結している電源等も容量市場に参加することができます。
- オークションの募集対象となるエリアは、日本全国です。ただし、沖縄地域及びその他地域の離島※1を除きます。

オークション参加対象となる電源等の概要

安定電源	変動電源		発動指令電源
	変動電源(単独)	変動電源(アグリゲート)	
単体の期待容量※2が1,000kW以上の安定的な供給力を提供するもの	単体の期待容量※2が1,000kW以上の供給力を提供するものうち、自然変動電源に該当するもの	単体の期待容量※2が1,000kW未満の電源のうち、自然変動電源を組み合わせ※3することで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの	単体の期待容量※2が1,000kW未満の電源・安定的供給力を提供できない自家発・DRなどを単独または組み合わせ※3することで、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの
(例) > 火力、原子力、 > 大規模水力(揚水式、貯水式、一部の自流水式) > 地熱・バイオマス・廃棄物	(例) > 水力(一部の自流水式) > 風力 > 太陽光		(例) > DR > 自家発 > 蓄電池 > その他

※1：離島とは電気事業法施行規則第3条の2の2で定める本土と系統が接続していない島を指します。

※2：期待容量とは、「電源等情報として登録した設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」です。(詳細は第3章で後述)

※3：組合せは同一供給区域内の電源等の組合せに限ります

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

出所) <メインオークション関連> 容量市場 制度詳細説明会資料をもとに作成
https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/210921_youryou_seidosyousaisetsumei.pdf

(参考)オークション参加対象となる電源等の詳細

オークション参加対象となる電源等

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	単体 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			
	単体 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		

※1：期待容量とは、「電源等情報として登録した設備容量のうち、実需給年度において供給区域の供給力として期待できる容量」です。(詳細は第3章で後述)

※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。(次項以降も同様)

※4：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、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源(単独)となります。

※5：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。



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

■ 容量市場における発動指令電源のリクワイアメントは、一般送配電事業者の発動指令に応じ、相対契約に基づく小売電気事業者への供給や卸電力市場等への応札をすることと定められている。

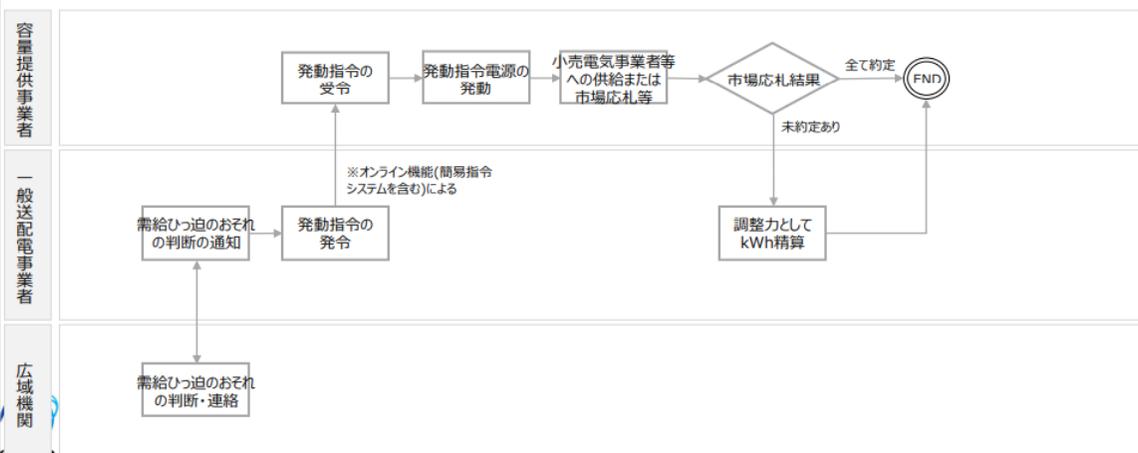
- 発動回数 : 年間最大12回 (1日1回)
- 指令のタイミング : 実需給の3時間以上前
- 継続時間 : 3時間 (土曜日、日曜日、および祝日を除く9時～20時の間)

⑧ 発動指令への対応：リクワイアメント

38

安定電源	変動電源(風)	変動電源(太陽)	発動指令電源	実需給の2年前	平常時	需給ひっ迫時
------	---------	----------	--------	---------	-----	--------

- 容量提供事業者は、年間で最大12回(3時間継続/回)おこなわれる一般送配電事業者からの発動指令に応じていただきます。
- 一般送配電事業者からの発動指令は、平日の9時～20時を対象に、実需給の3時間前までに発令されます。
- 一般送配電事業者からの発動指令は、1日1回とします。
- 一般送配電事業者から発動指令が発令された場合は、相対契約に基づく小売電気事業者等への供給や卸電力市場等に応札してください。
- 上記に関わらず、一般送配電事業者が発動指令を行い、年間13回以上の発動指令または1日2回以上の発動指令が発令される場合がありますが、リクワイアメントの対象外とします。



- 容量市場における発動指令電源のアセスメントでは、発電指令に応じて提供した供給力が、アセスメント対象容量（容量確保契約容量）を満たしていたかを、30分コマ単位で確認する。なお、不足した容量はリクワイアメント未達成量となり、ペナルティが発生する。

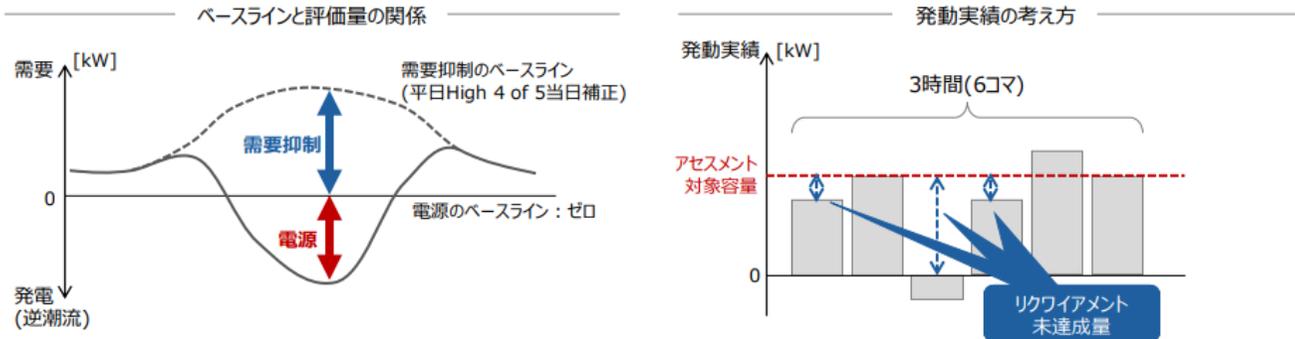
⑧ 発動指令への対応：アセスメント

39

安定電圧	変動電圧(単)	変動電圧(アグリ)	発動指令電源	実需給の2年前	平常時	需給ひっ迫時
------	---------	-----------	--------	---------	-----	--------

- 本機関は、コマ単位（30分単位）でアセスメントを実施します。
- 発動指令に応じて提供した供給力が、アセスメント対象容量（＝容量確保契約容量）に対して不足した場合、不足した容量をリクワイアメント未達成量とします。
- 容量提供事業者は、実需給後の翌々月末までに、以下のデータを容量市場システムに提出してください。
 - 各エネルギーリソース毎の各コマごとのベースライン、計量値および発動実績*1
 - 電源等リスト全体の発動実績
- ベースラインの算定については、以下を用いてください。
 - 需要抑制(購入電力の削減)：High 4 of 5(当日補正あり)
 - 電源(逆潮流)：ゼロ
- 本機関は、提出いただいたデータを用いて本機関が算定した発動実績と、提出いただいた発動実績が一致していることを確認することとし、不一致の場合、計算ロジックおよびデータを確認の上、発動実績を再算定していただきます。

※1：
 需要抑制の発動実績 = ベースライン - 計量値
 発電の発動実績 = 計量値 - ベースライン



- 容量市場における発動指令電源のペナルティは、容量確保契約金額に対して、リクワイアメント未達成量に応じて科される。

⑧ 発動指令への対応：ペナルティ

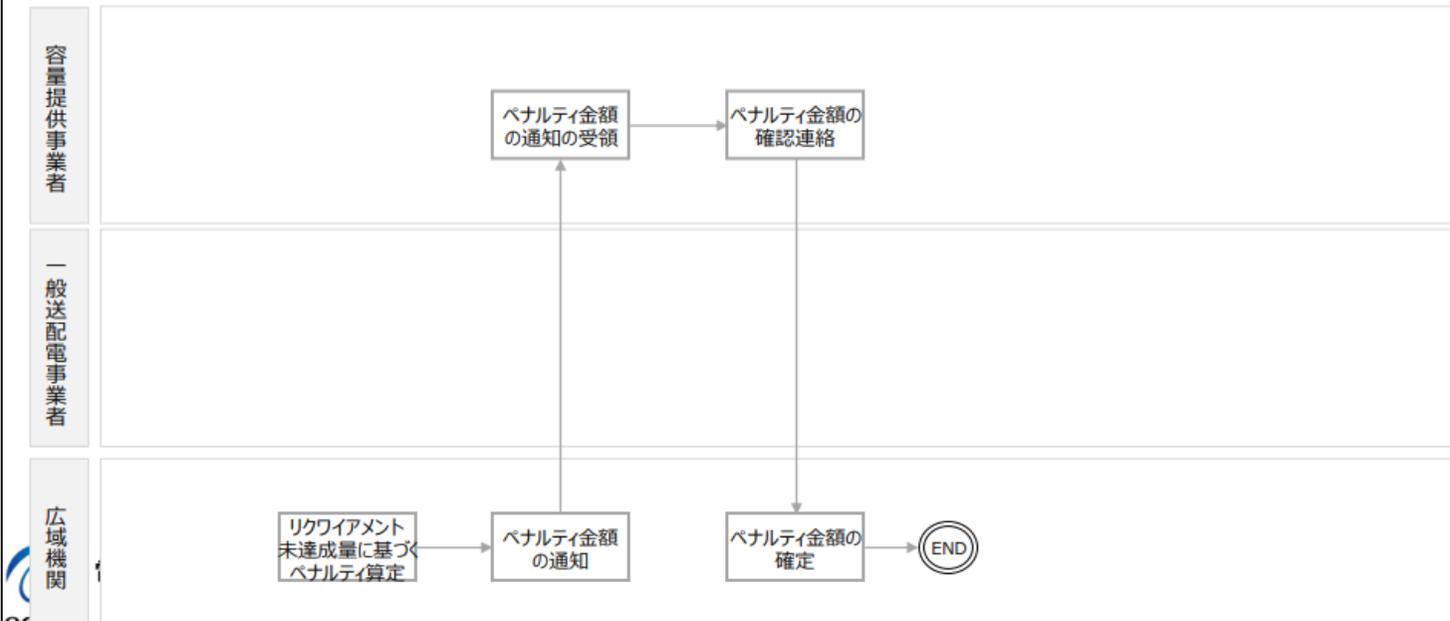
42

安定電源	変動電源(単)	変動電源(グリ)	発動指令電源	実需給の2年前	平常時	需給ひっ迫時
------	---------	----------	--------	---------	-----	--------

- リクワイアメント未達成量に対して、以下の経済的ペナルティが科されます。

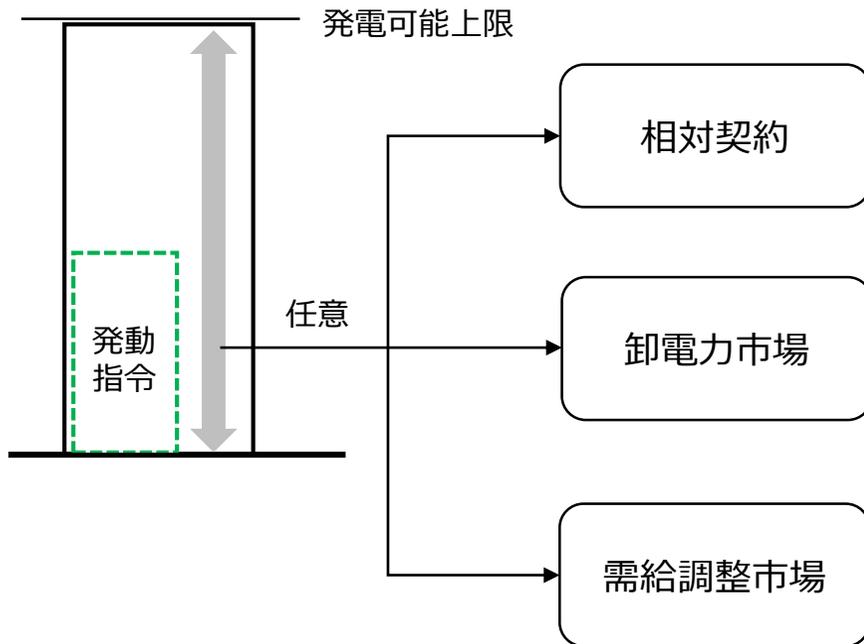
$$\text{経済的ペナルティ金額(円)}^{*1} = \text{容量確保契約金額(円)} \times 110\% \times \frac{\text{リクワイアメント未達成量(kWh)}}{\text{アセスメント対象容量(kW)} \times 3\text{h/回} \times 12\text{回}}$$

※1 発動1回あたりの金額(発動は年間で最大12回)

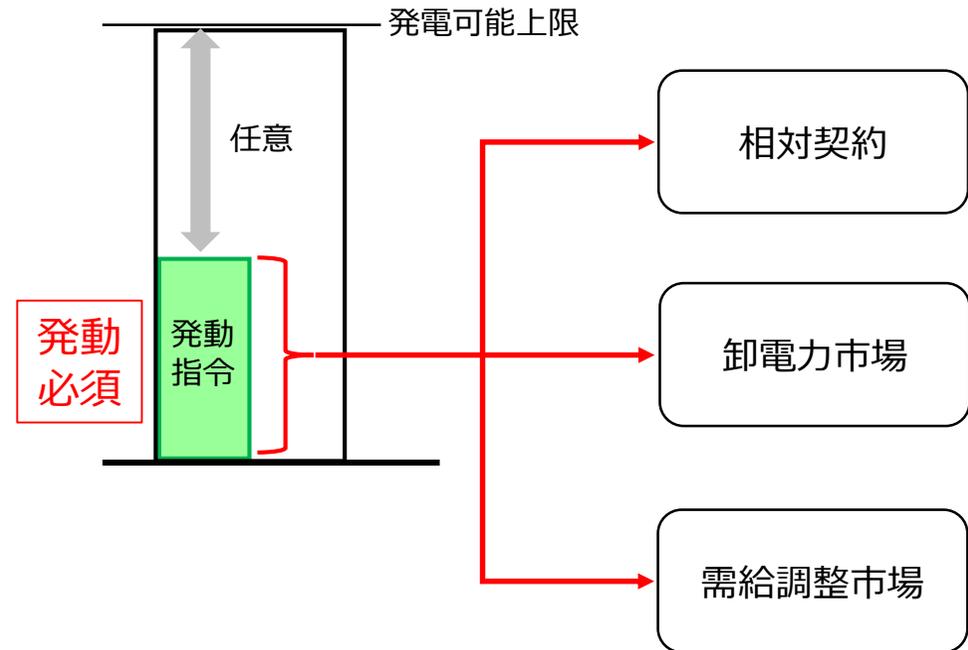


- 発動指令電源は、リクワイアメントを達成できることを前提に、発動指令を受けていない場合においては、事業者の任意で需給調整市場への応札も認められている。
- ただし、発動指令電源が発動指令を受けた場合は、容量市場におけるリクワイアメントを達成するため、発動指令分を相対契約に基づく小売電気事業者等への供給や卸電力市場等に応札し、供給力として発動する必要がある。

【発動指令を受けていない場合】



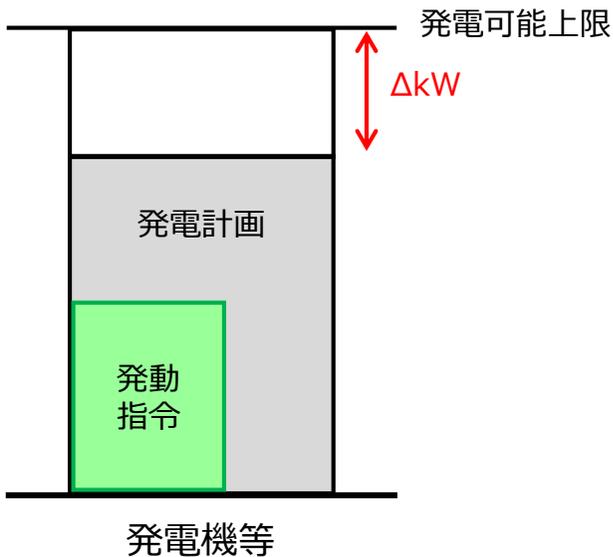
【発動指令を受けた場合】



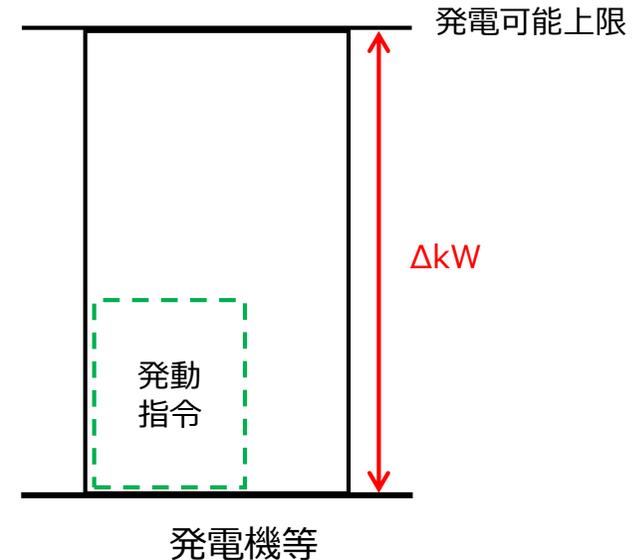
1. 発動指令電源の要件等
2. 需給調整市場におけるアセスメント・kWh精算の方法
3. 発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の対応
 - 3-1. 対応の方向性について
 - 3-2. 過去整理における懸念事項について
4. まとめ

- 前述のとおり、発動指令電源は需給調整市場への応札が認められており、需給調整市場に約定し、かつ発動指令がない場合においては、これまで整理してきた商品毎のアセスメント・kWh精算を実施することとなる。
- 他方、発動指令電源が需給調整市場に約定し、かつ、発動指令を受けた場合についても、需給調整市場に約定している以上、アセスメント・kWhの精算を実施する必要がある。
- この点、発動指令分を卸電力市場や相対取引等、需給調整市場以外でも約定しているケース（ケース1）と、需給調整市場のみで約定しているケース（ケース2）でアセスメント・kWh精算方法が異なることから、それぞれのケースについて明示を行った。

(ケース1) 需給調整市場以外



(ケース2) 需給調整市場のみ



- アセスメント I は、 ΔkW 落札量を供出可能な状態に維持していたかを確認するため、 ΔkW 供出可能量が ΔkW 落札量を上回っていることを確認するものである。
- ケース1の場合、既に発動指令分が供給力として計画計上されており、発動指令分を除いた ΔkW 供出可能量が ΔkW 落札量を上回っていることを確認することとなる。
- 他方、ケース2の場合においては、計画計上されておらず、発動指令分を含んだ ΔkW 供出可能量が ΔkW 落札量を上回っていることを確認することとなる。
- なお、これらのアセスメント I の方法に関しては、全商品共通となる。

(ケース1) 需給調整市場以外

(ケース2) 需給調整市場のみ

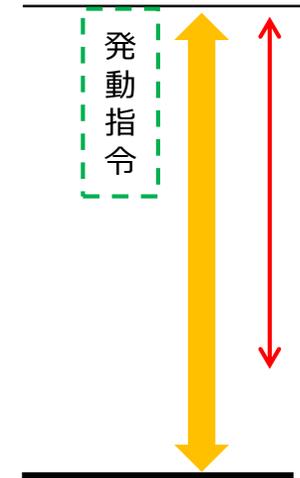
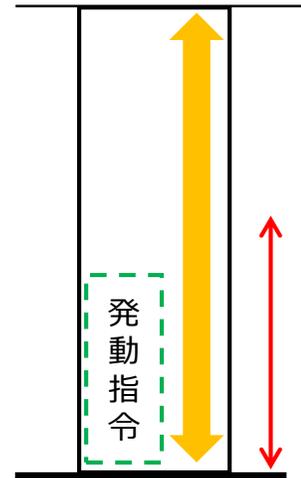
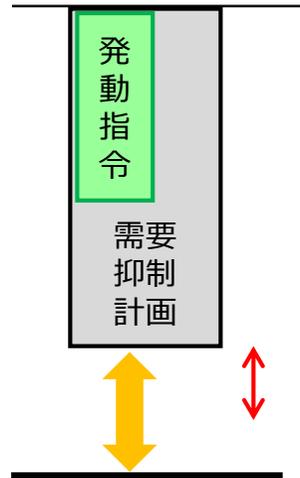
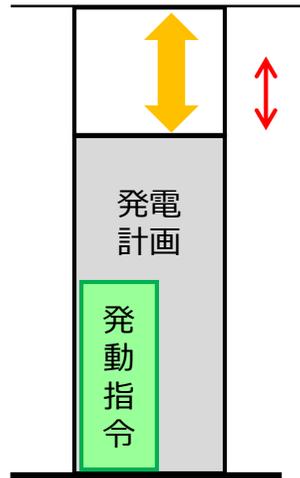
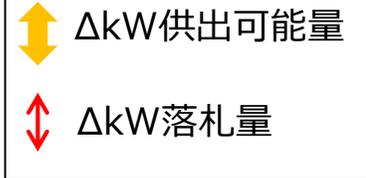
発電可能上限

基準値計画

発電可能上限

基準値計画

凡例



発電機等

DSR等

発電機等

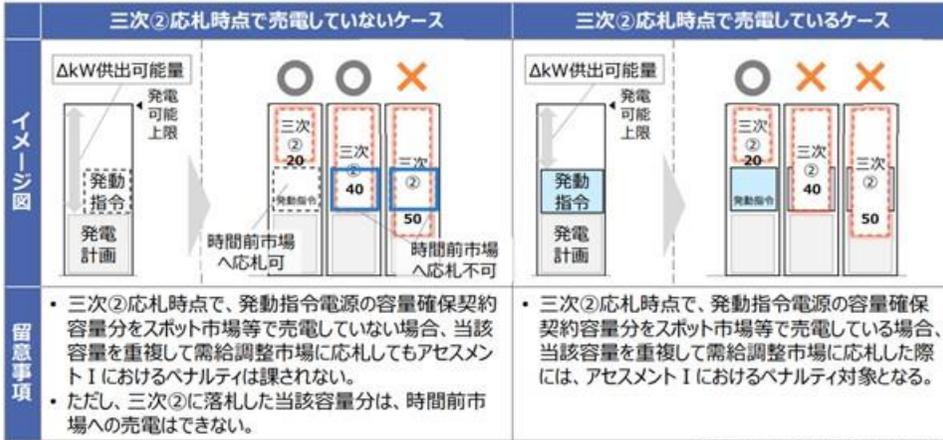
DSR等

【2024年度以降/発電機】

三次②と発動指令電源で同時約定した場合のアセスメント I

25

- 容量市場で発動指令電源として落札された容量分については、発動指令された場合、相対契約や卸電力市場への応札等を通じて小売電気事業者に供給力を提供されることを基本としつつ、発動指令される以前において、需給調整市場等への応札は可能であることを踏まえ、需給調整市場のアセスメント I を実施する。
- 代表的なケースのイメージおよび留意事項は、以下の通り。

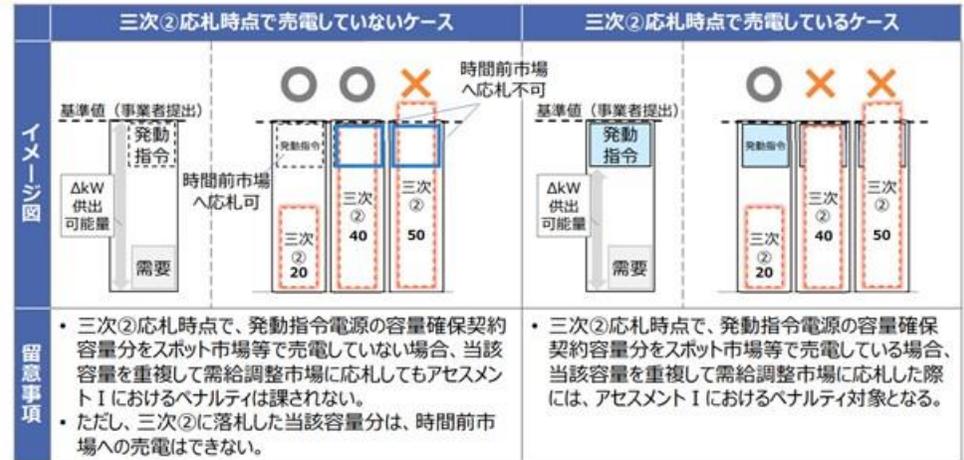


※ 一例を記載のため、詳細は各要綱等を参照

【2024年度以降/DSR】

三次②と発動指令電源で同時約定した場合のアセスメント I

26



※ 一例を記載のため、詳細は各要綱等を参照



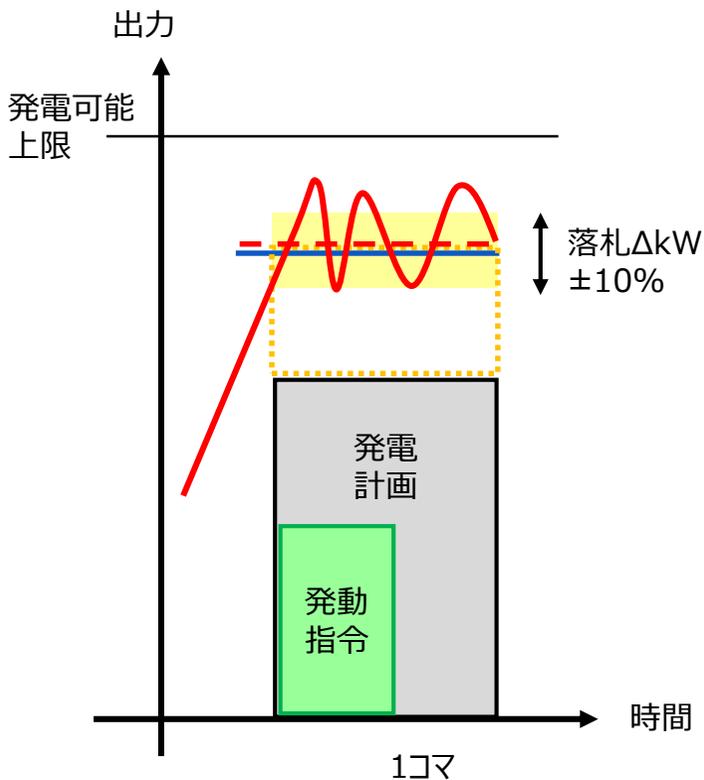
- アセスメントⅡは、調整力が一般送配電事業者からの指令（自端による周波数偏差含む）に応じて、適切に応動したかを確認するものであり、その方法は以下のとおり、商品毎に異なっている。
- 今回、第19回本小委員会で示した三次②を含め、他の商品のアセスメントⅡ・kWh精算方法についてお示しする。

商品	アセスメントⅡの概要
三次②	供給力型として、調整力の供出kWhが指令に応じた許容範囲に収まっているかを確認する
三次①	調整力型として、調整力の供出電力が指令に応じた許容範囲に収まっているかを確認する※
二次②	
二次①	
一次	平常時：調整力の供出電力実績が調定率の傾きと同方向かを確認する 異常時：調整力の供出電力が落札 Δ kWの全量を供出していることを確認する

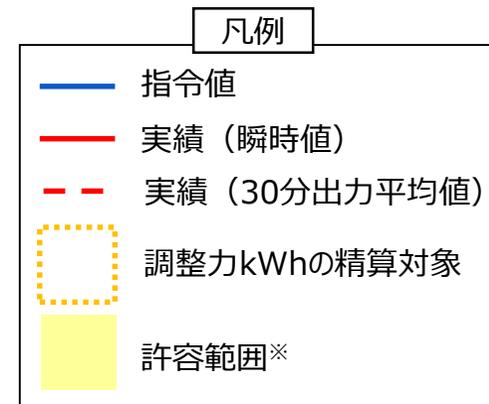
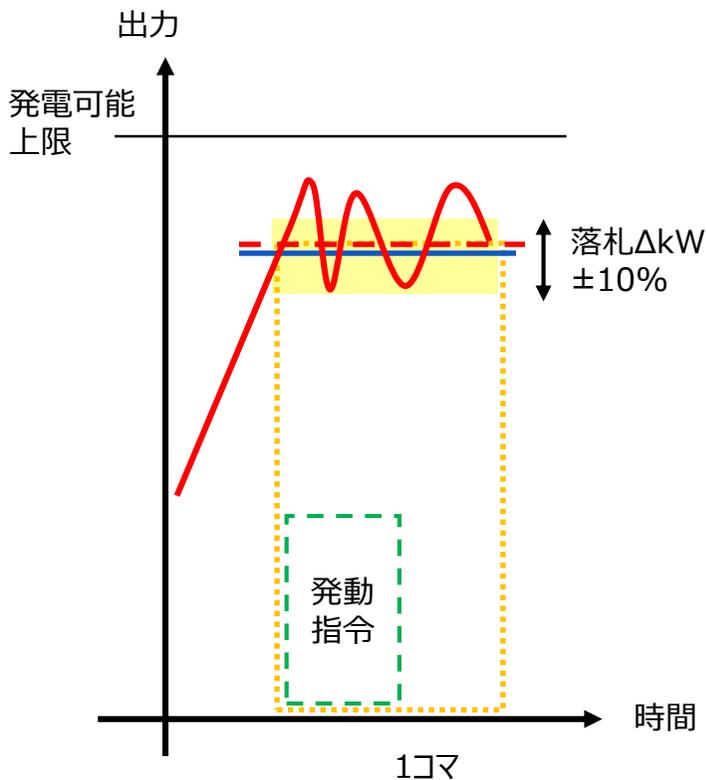
※ 複合商品を含む

- 三次②については供給力型のアセスメントⅡを実施するため、発電機等の場合、いずれのケースにおいても30分コマ毎に、出力変化量（30分出力平均値）が指令値に基づく許容範囲（落札 Δ kW \pm 10%）に収まっていることを確認する。
- また、それぞれのケースにおいて、調整力の発動量（kWh）を特定し、それに応じてkWh精算を実施する。

（ケース1）需給調整市場以外



（ケース2）需給調整市場のみ

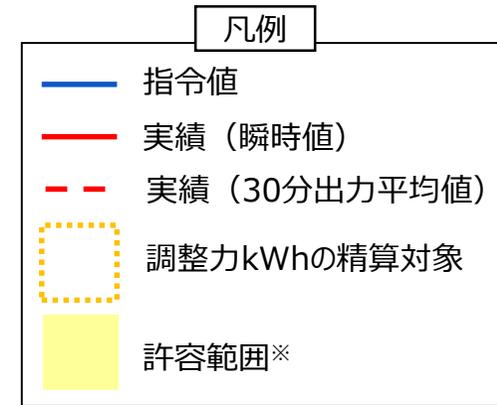
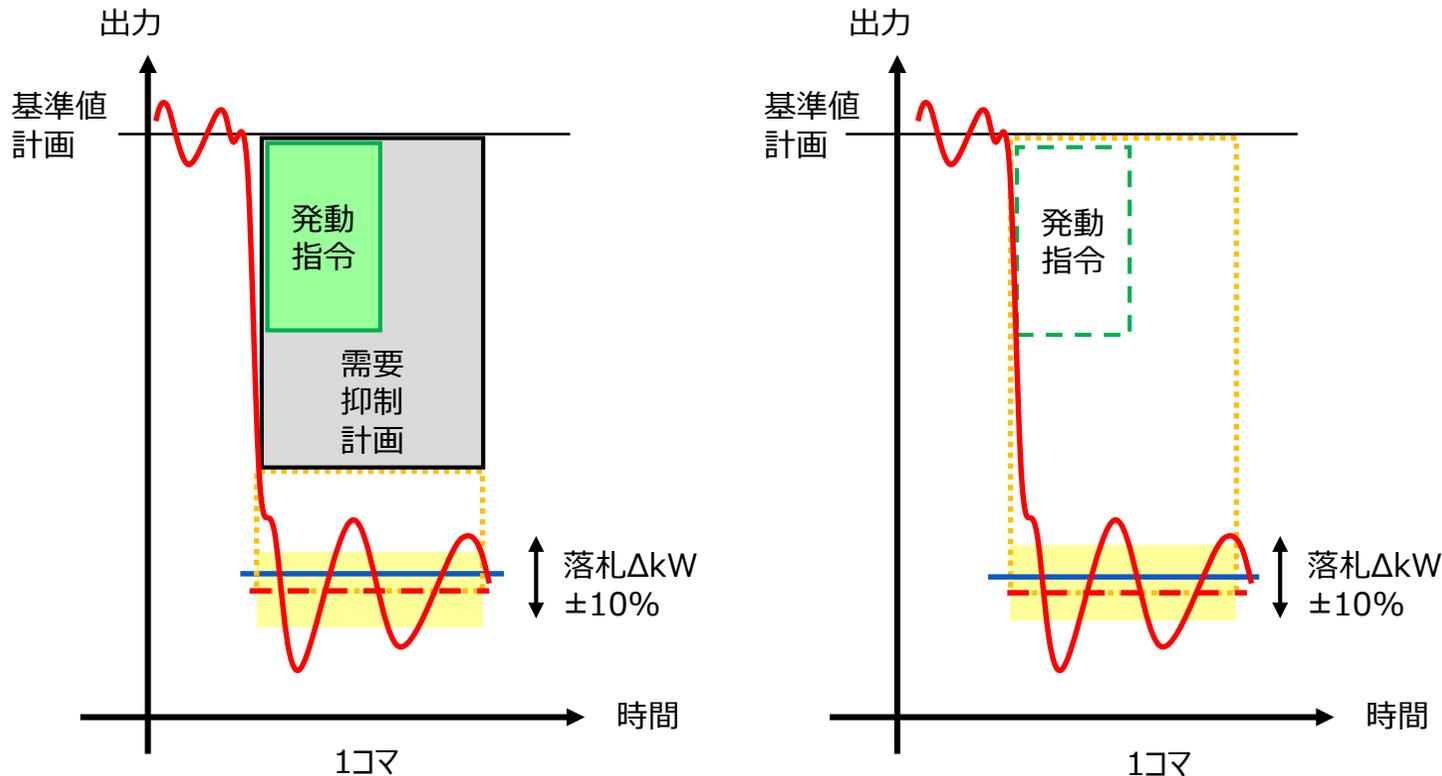


※三次②は供給力型のため、30分kWh値の許容範囲となる

- 三次②DSRの場合も、基本的には発電機等と同様、いずれのケースにおいても出力変化量（30分出力平均値）が指令値に基づく許容範囲（落札 Δ kW \pm 10%）に収まっていることを確認する。
- また、それぞれのケースにおいて、調整力の発動量（kWh）を特定し、それに応じてkWh精算を実施する。

（ケース1）需給調整市場以外

（ケース2）需給調整市場のみ



※三次②は供給力型のため、30分kWh値の許容範囲となる

※ 上記イメージ図においては需要抑制のベースラインと基準値計画が一致
アセスメントⅡは需要抑制計画分を補正して実施

(参考)商品区分および入札単位ごとの瞬時供出電力 (4/

新規

55

商品区分注1		(1) 三次調整力②	(2) 三次調整力①または二次調整力② (複合約定対象商品に三次調整力①および二次調整力②を含むときを含む)	(3) 二次調整力① ((4) 以外の場合で、複合約定対象商品に二次調整力①を含むときを含む)	(4) 一次調整力 (複合約定対象商品に一次調整力を含むときを含む)	(5) 一次調整力
		専用線オンラインまたは簡易指令システム		専用線オンライン		オフライン
需要家リスト・パターン	事前予測型	合計基準値電力から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	1分基準値電力 (事前予測型) から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	属地区域基準値電力 (事前予測型) 注4から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	属地区域基準値電力 (事前予測型) 注4から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	1秒基準値電力 (事前予測型) 注6から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値
	直前計測型	-	1分基準値電力 (直前計測型) から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	属地区域基準値電力 (直前計測型) から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	属地区域基準値電力 (直前計測型) から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値	1秒基準値電力 (直前計測型) から合計補正計測電力および合計需要抑制計画電力を差し引いた値

注1: 同一リソースが同一提供期間に複数の商品に同時に約定している場合 (余力活用に関する契約を締結している場合を含む) は、約定している商品 (余力活用に関する契約を締結している機能の商品を含む) のうち、最短のサンプリング周期の瞬時供出電力の商品区分の欄を参照ください。

注2: 瞬時供出電力は、属地区域と協議のうえ、決定します。

注3: 取引会員が属地区域発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を属地区域発電計画電力とみなします。

注4: 取引会員が属地区域基準値電力計画 (事前予測型) を提出せずに1分基準値電力計画 (事前予測型) を提出しているときは、1分基準値電力 (事前予測型) の線形補間を行い、線形補間後の値を属地区域基準値電力 (事前予測型) とみなします。

注5: 取引会員が1秒発電計画電力計画を提出せずに1分発電計画電力計画を提出しているときは、1分発電計画電力の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒発電計画電力とみなします。

注6: 取引会員が1秒基準値電力計画 (事前予測型) を提出せずに1分基準値電力計画 (事前予測型) を提出しているときは、1分基準値電力 (事前予測型) の線形補間を行い、線形補間後の値を1秒基準値電力 (事前予測型) とみなします。

注7: ネガボジリスト・パターンに発電リソースおよび需要リソースが含まれる場合は、発電リソースの瞬時供出電力および需要リソースの瞬時供出電力を合計した値を瞬時供出電力とします。

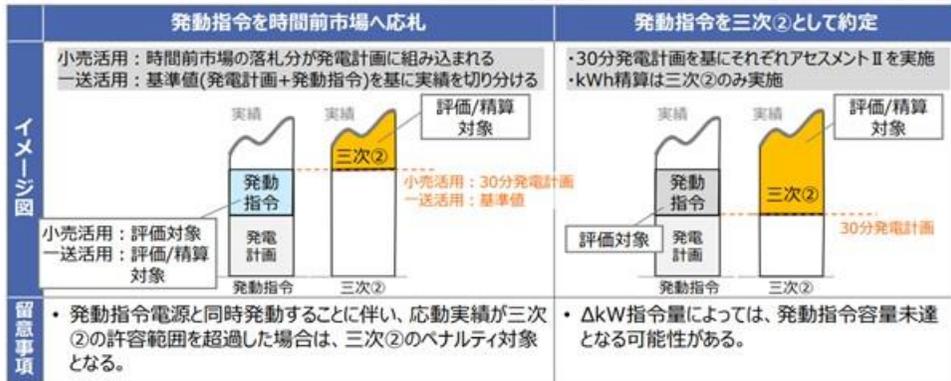
三次② 三次① 二次② 二次① 一次 複合

取引規程 第2章 第13条

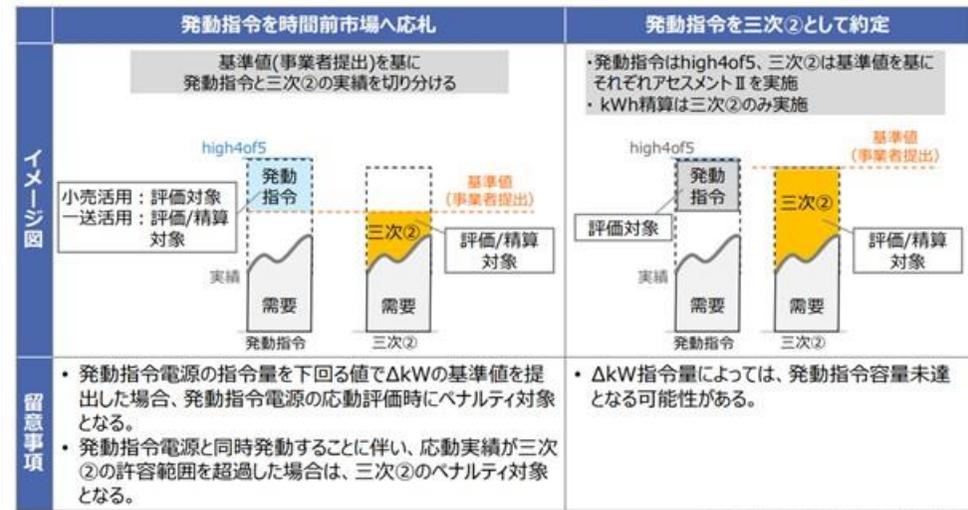
【2024年度以降/発電機】
三次②と発動指令電源で同時約定した場合のアセスメントⅡおよびkWh精算方法 27

- 発動指令電源については、第34回制度検討作業部会（2019年9月13日）において、安定供給の観点から、一般送配電事業者が発動指令電源を確実に持ち需給ひっ迫時にきちんと備えられていることが重要であり、その点を鑑みて、一般送配電事業者による選択制は取らないこととし、容量市場において落札された発動指令電源は、容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提にしたうえで、さらに、調整力としても活用が可能と整理されたことを踏まえ、アセスメントⅡ、kWh精算を実施する。
- 当日発動指令があった場合の代表的なケースのイメージおよび留意事項は、以下の通り。

(参考) 第34回制度検討作業部会（2019.9.13）資料3
https://www.mps.go.jp/shinpiaku/techo/tenryoku_gas/tenryoku_gas/seido_kenta/zdf/024_03_00.pdf



【2024年度以降/DSR】
三次②と発動指令電源で同時約定した場合のアセスメントⅡおよびkWh精算方法 28

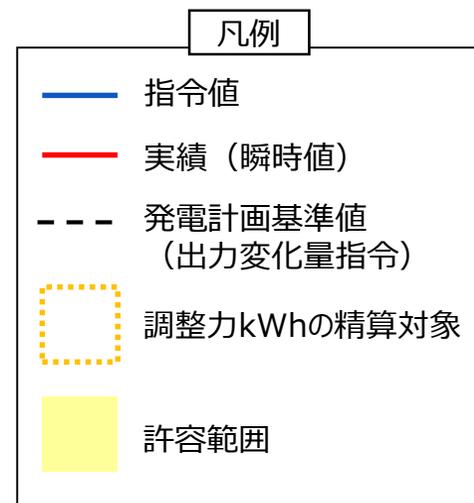
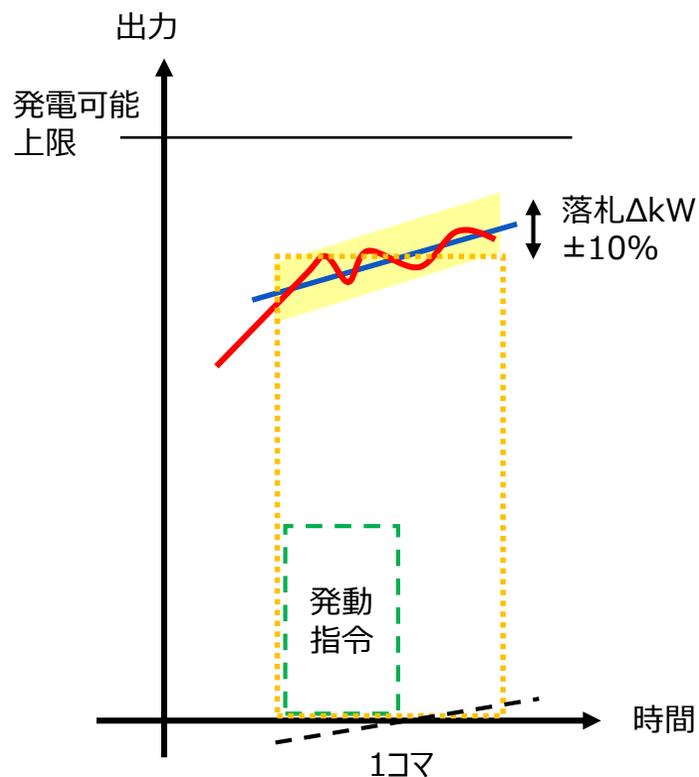
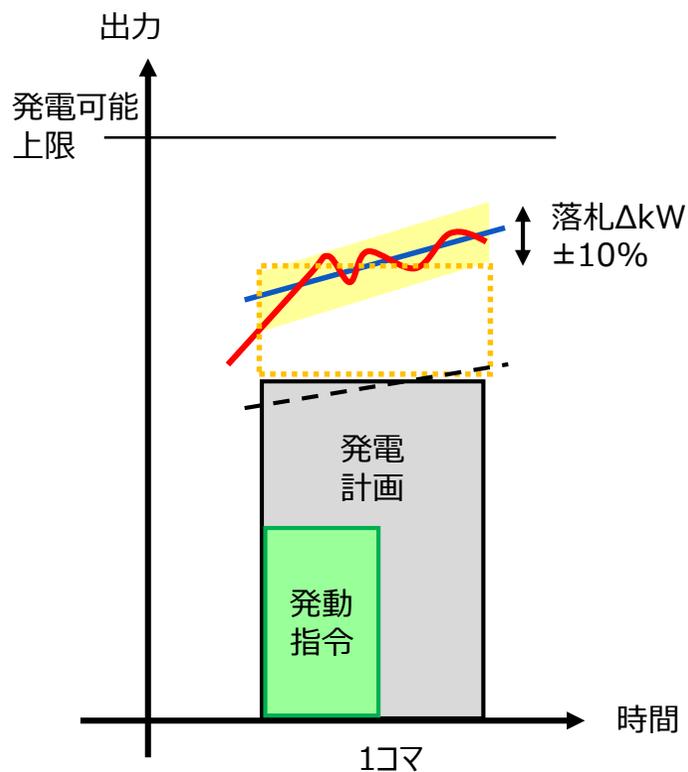


※ 上記イラストの左ケース（発動指令分が卸電力市場等で小売活用）の場合、発動指令分（小売活用）と調整力（一送活用）をそれぞれ適切に評価するために切り分ける必要があり、現行取引規程においては、発動指令分（小売活用）を補正することによって、切り分けてアセスメントⅡを行うこととしている

- 二次①～三次①については、調整力型のアセスメントⅡを実施するため、発電機等の場合、いずれのケースにおいても商品毎に異なる評価間隔を用いて、瞬時の実績値が商品毎の指令値に基づく許容範囲（落札 $\Delta kW \pm 10\%$ ）に収まっていることを確認する。
- また、それぞれのケースにおいて、調整力の発動量（kWh）を特定し、それに応じてkWh精算を実施する。

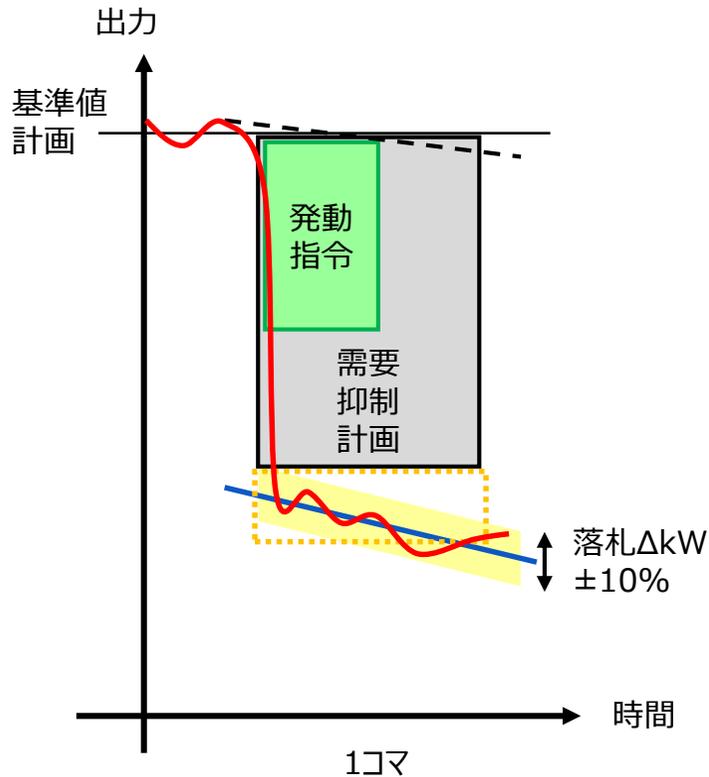
（ケース1）需給調整市場以外

（ケース2）需給調整市場のみ

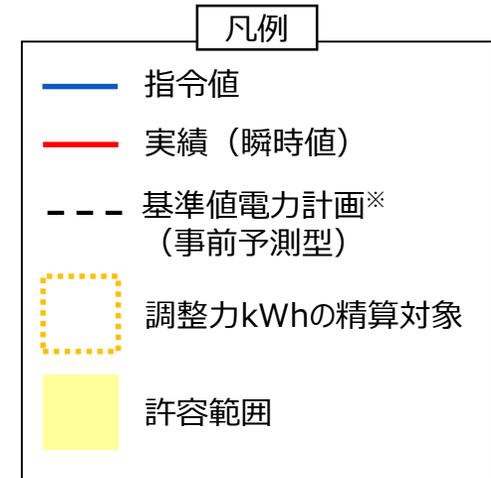
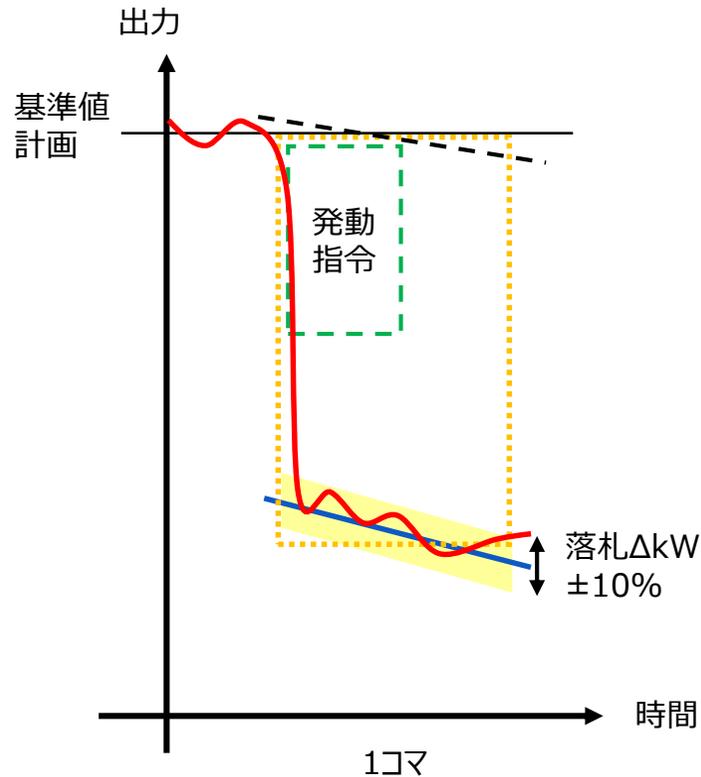


- DSRの場合も、基本的に発電機等と同様であり、いずれのケースにおいても瞬時の実績値が商品毎の指令値に基づく許容範囲（落札 $\Delta kW \pm 10\%$ ）に収まっていることを確認する。
- また、それぞれのケースにおいて、調整力の発動量（kWh）を特定し、それに応じてkWh精算を実施する。

（ケース1）需給調整市場以外



（ケース2）需給調整市場のみ

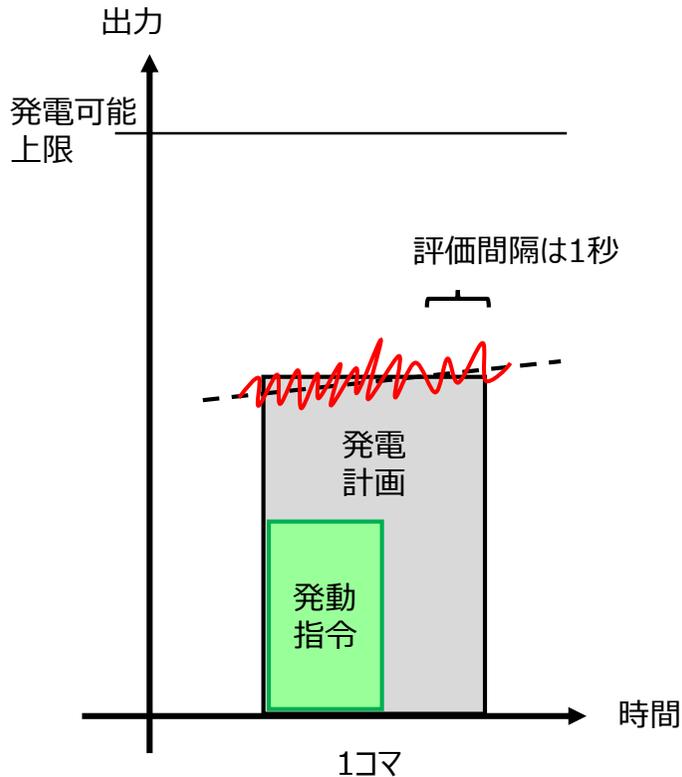


※直前計測型の基準値電力計画は基準値計画と同じ

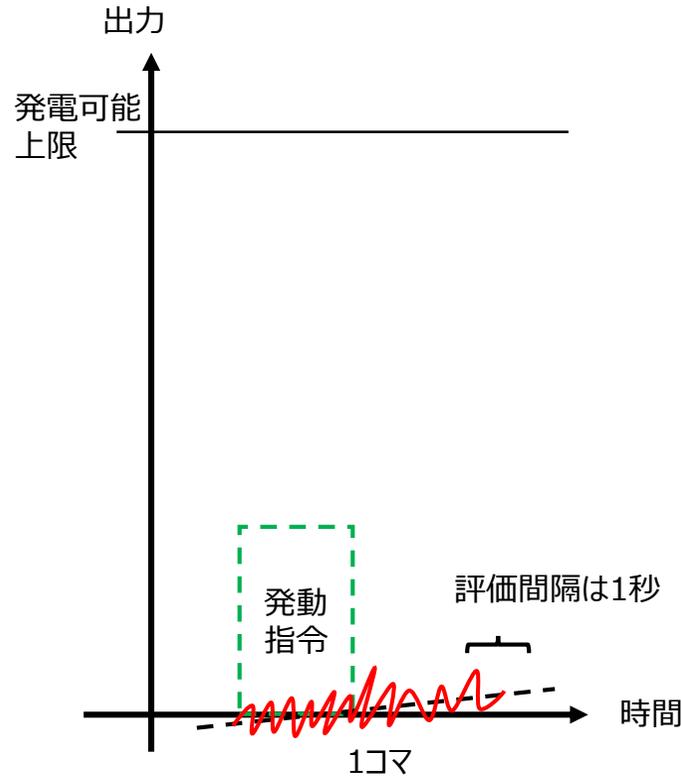
※ 上記イメージ図においては需要抑制のベースラインと基準値計画が一致
アセスメントⅡは需要抑制計画分を補正して実施

- 一次（平常時）におけるアセスメントⅡにおいては、周波数変動に応じて適切な応動をしたことを確かめる。
- 発電機等の場合、いずれのケースにおいても、出力変化量（瞬時の実績値と発電計画基準値の差分）の近似線の傾きが調定率の傾きと同方向にあることを確認する。

（ケース1）需給調整市場以外



（ケース2）需給調整市場のみ

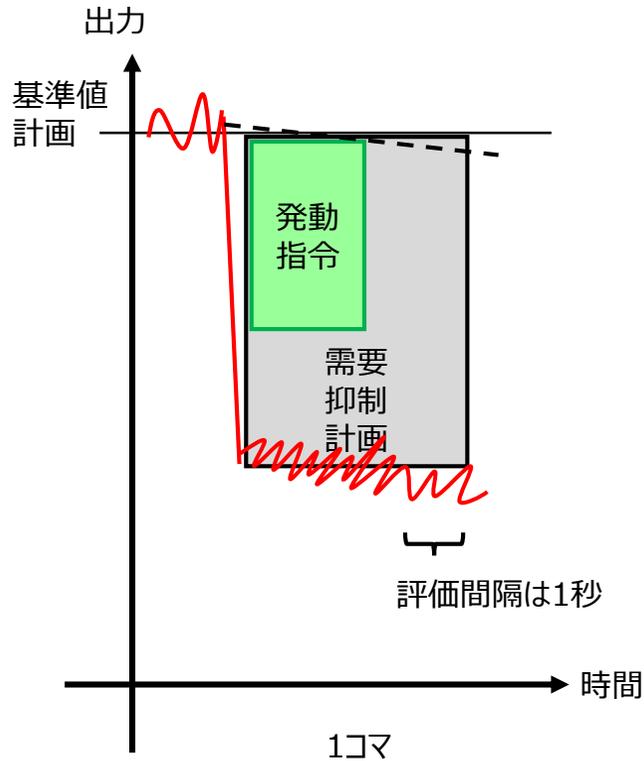


凡例

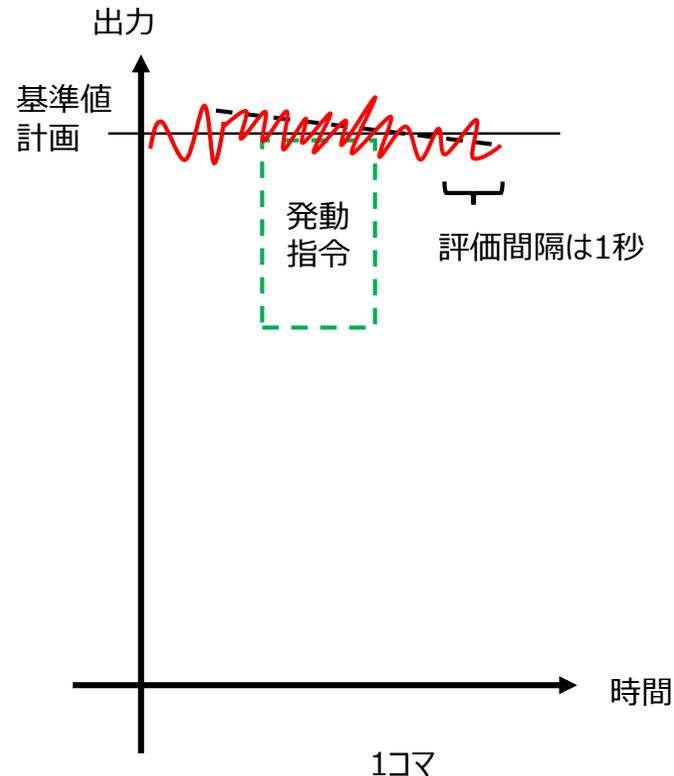
- 実績（瞬時値）
- - - 発電計画基準値

■ DSR（直前計測型・事前予測型）の場合も、基本的に発電機等と同様であり、出力変化量（瞬時の実績値と基準値電力計画の差分）の近似線の傾きが調定率の傾きと同方向にあることを確認する。

（ケース1）需給調整市場以外



（ケース2）需給調整市場のみ



※直前計測型の基準値電力計画は基準値計画と同じ

※ 上記イメージ図においては需要抑制のベースラインと基準値計画が一致
アセスメントⅡは需要抑制計画分を補正して実施

一次におけるアセスメントⅡの実施方法について (平常時)

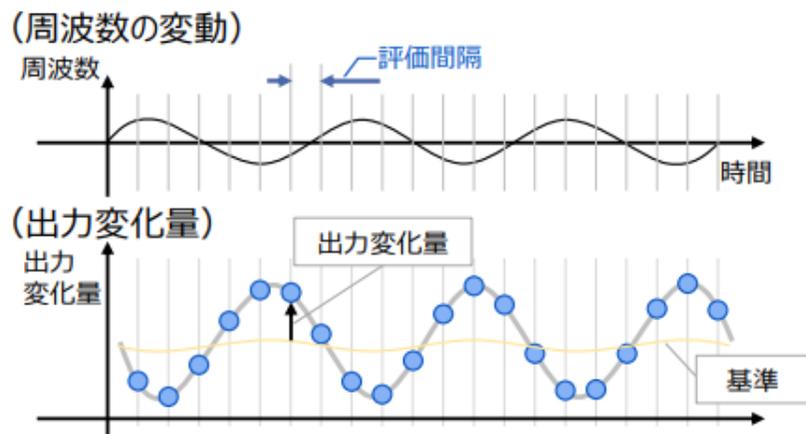
7

■ 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

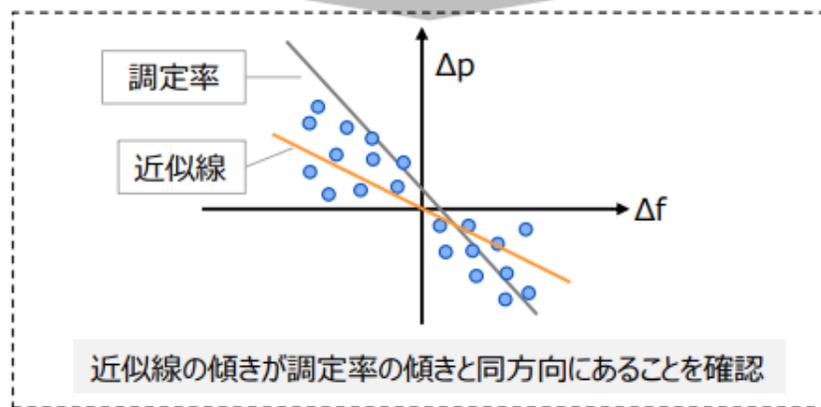
【アセスメントⅡのイメージ】



【計測時の基準の考え方】

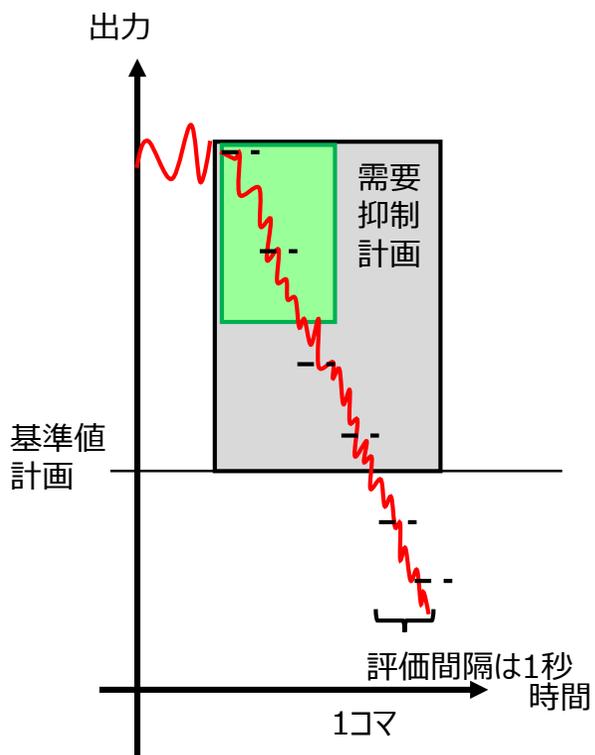
発電機・蓄電池(ホシ)等	発電計画※5
DSR・蓄電池(赤)等	基準値※5

- ※ 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

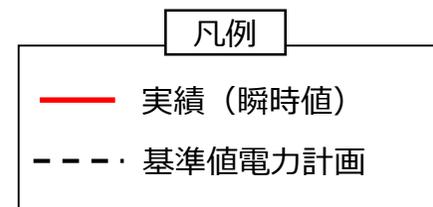
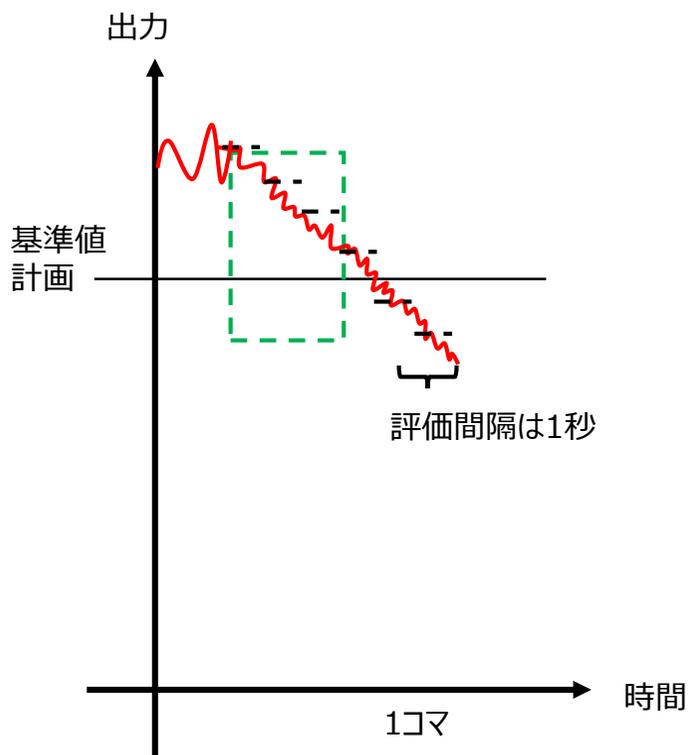


- 第38回本小委員会において、導入を進めるとしていた追加基準値の場合のイメージは以下のとおり。
- なお、追加基準値に係るアセスメント実施方法は、引き続き検討のうえ、その詳細については取引規程等において定めることとする。

(ケース1) 需給調整市場以外



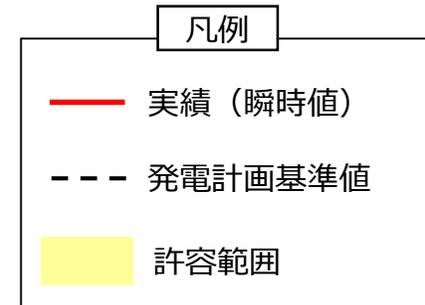
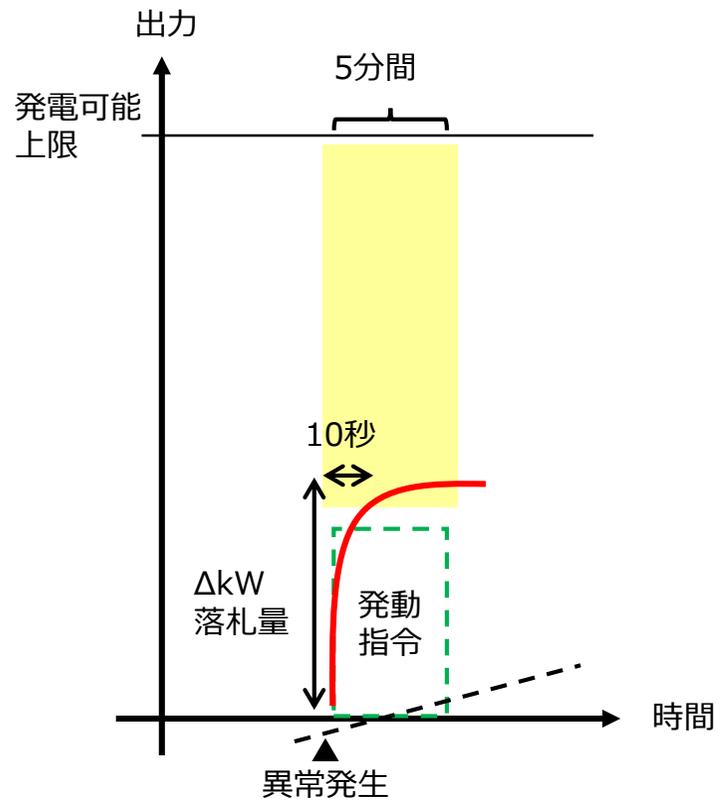
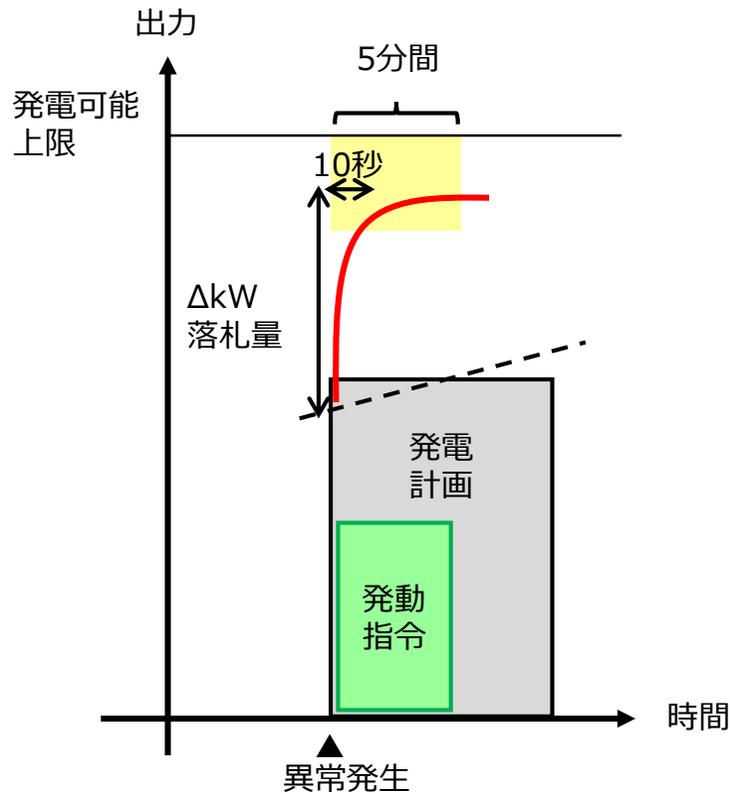
(ケース2) 需給調整市場のみ



■ 一次（異常時）については、発電機等の場合、いずれのケースにおいても、電源脱落発生等の異常発生時刻を起点に10秒後の出力値変化量が落札 $\Delta kW \times 90\%$ 以上を供出していること、ならびに周波数低下継続中において最低5分間継続して供出し続けていることを確認する。

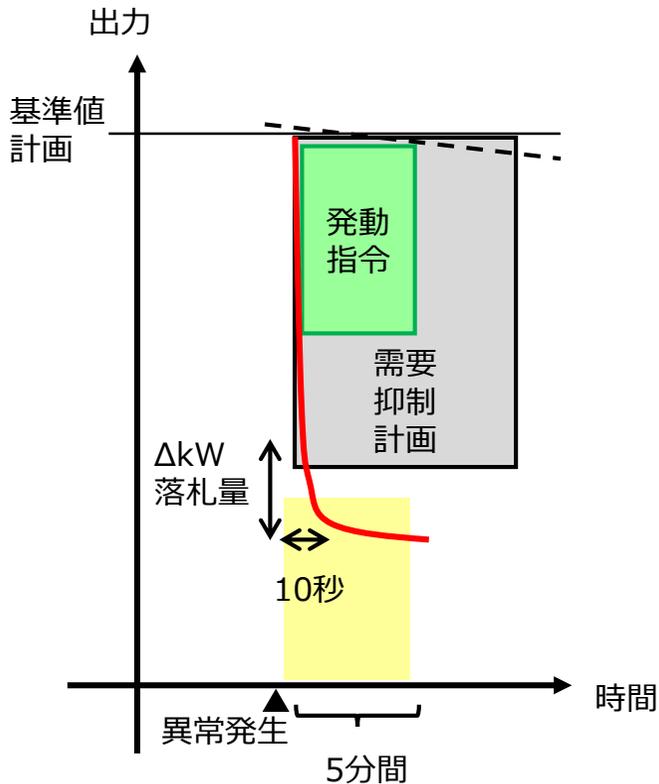
（ケース1）需給調整市場以外

（ケース2）需給調整市場のみ

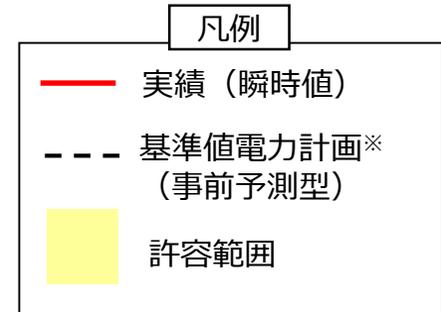
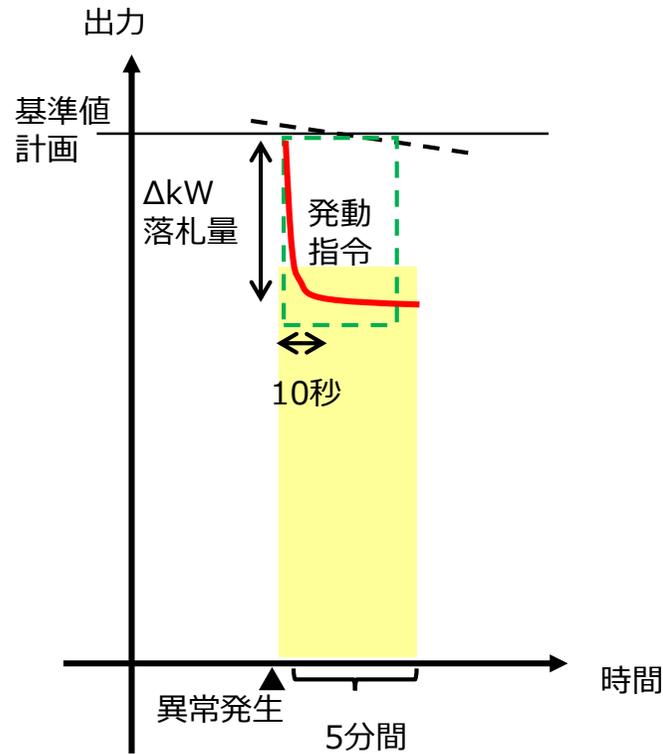


■ DSR（直前計測型・事前予測型）の場合も、基本的には発電機等の場合と同様であり、いずれのケースにおいても、電源脱落発生等の異常発生時刻を起点に10秒後の出力値変化量が落札 $\Delta kW \times 90\%$ 以上を供出していること、ならびに周波数低下継続中において最低5分間継続して供出し続けていることを確認する。

（ケース1）需給調整市場以外



（ケース2）需給調整市場のみ



※直前計測型の基準値電力計画は基準値計画と同じ

※ 上記イメージ図においては需要抑制のベースラインと基準値計画が一致
アセスメントⅡは需要抑制計画分を補正して実施

- 一次については、需給調整市場におけるkWh精算は行わず、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こととしており、これは、発動指令電源であっても同様である。

一次における Δ kWおよびkWhの精算について

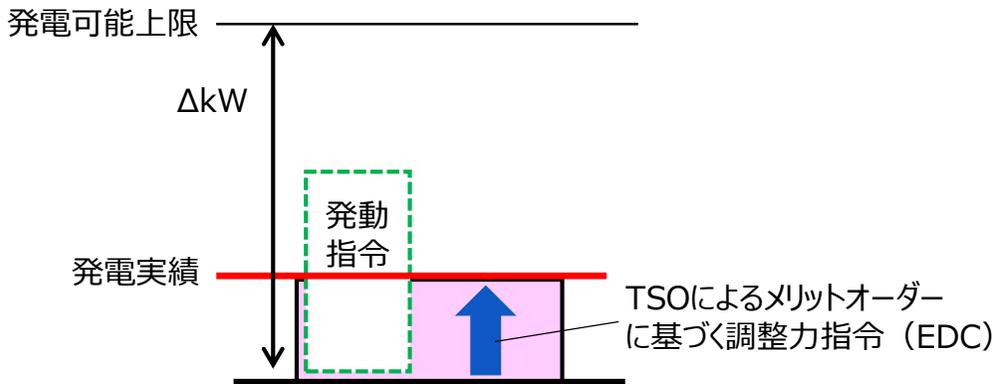
15

- 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。

1. 発動指令電源の要件等
2. 需給調整市場におけるアセスメント・kWh精算の方法
3. 発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の対応
 - 3-1. 対応の方向性について
 - 3-2. 過去整理における懸念事項について
4. まとめ

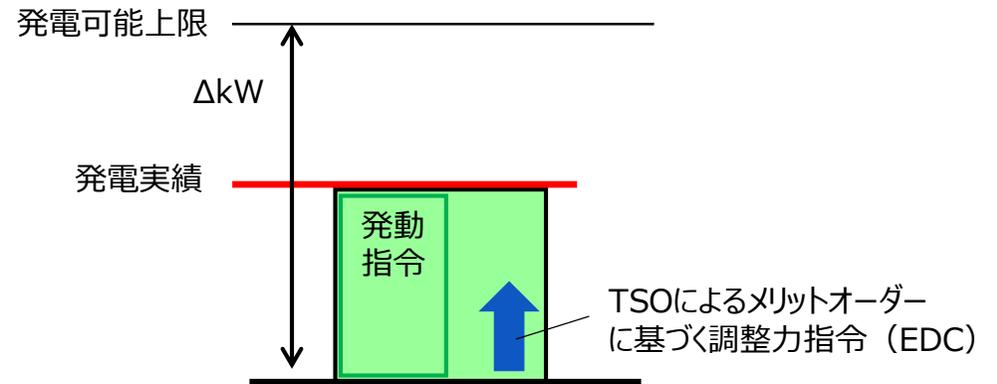
- 発動指令電源が需給調整市場で約定し、かつ、発動指令を受けた場合、発動指令電源は容量市場と需給調整市場双方のリクワイアメントを満たす必要がある。
- 調整力指令はメリットオーダーに基づいて行われることから、需給状況によっては発動指令を満たさない調整力指令となることがあり、この場合、調整力指令に応じれば容量市場のリクワイアメントを満たさないこととなる。一方で、発動指令に応じれば需給調整市場のリクワイアメントを満たさないこととなる。
- このため、発動指令電源が発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の在るべき対応を検討するため、発動指令電源と他の電源を含め、発動指令電源が調整力指令に応じたケース（ケース1）と、発動指令に応じたケース（ケース2）について、ケーススタディを行った。

(ケース1) 調整力指令に応じたケース



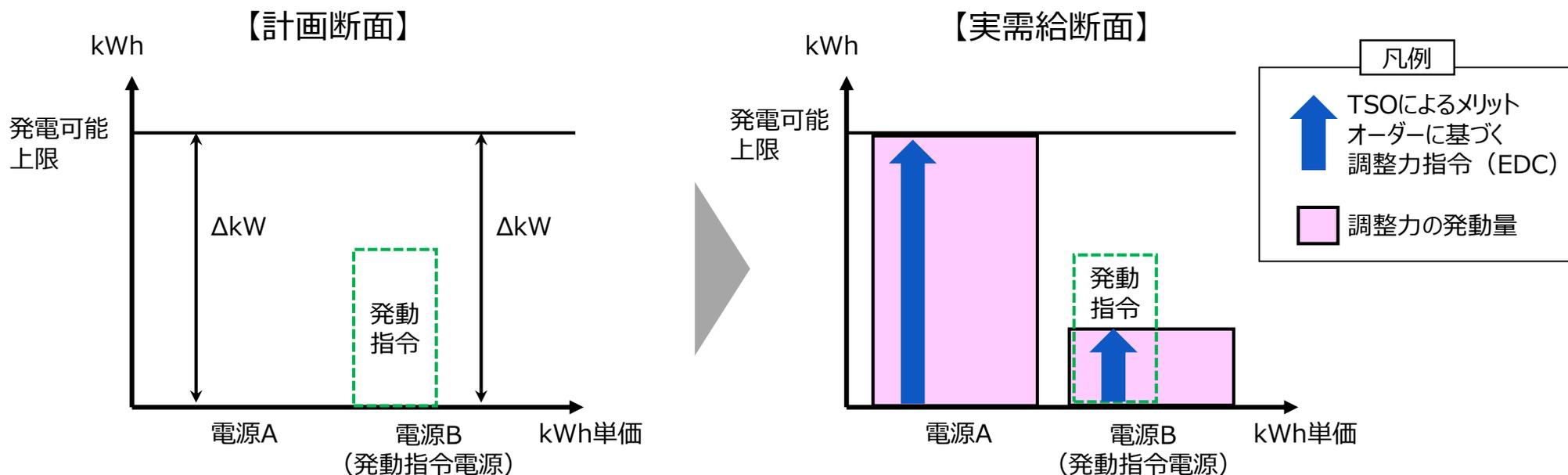
需給調整市場のリクワイアメント：達成
 容量市場のリクワイアメント：未達成

(ケース2) 発動指令に応じたケース



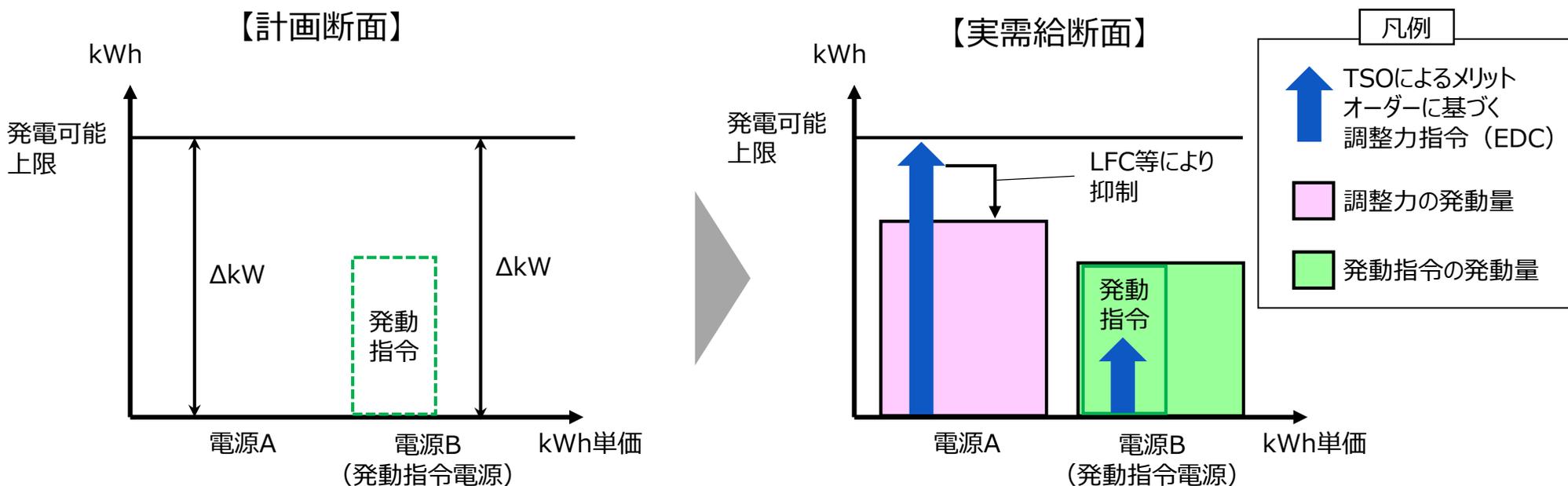
需給調整市場のリクワイアメント：未達成
 容量市場のリクワイアメント：達成

- 調整力提供者は需給調整市場で約定した場合、計画断面において、約定した ΔkW を発動できるよう余力を確保した計画を作成し、実需給までに必要に応じて、電源の並列を行い、調整力を発動できる状態とする必要がある。
- 他方、一般送配電事業者は、実需給断面において、需給調整市場で約定した電源の ΔkW 等、全ての調整電源を用いて、メリットオーダーに基づいた調整力の発動指令を行う。
- 需給ひっ迫等により発動指令電源に発動指令が行われたとしても、実需給断面での需給バランスとして、結果的に、発動指令の全量発動が不要となる場合がある。この場合、発動指令電源が調整力指令に応じることで、調整力コストは最小化されるものの、容量市場のリクワイアメントを満たさないことから、発動指令電源を有する事業者に対しては容量市場のペナルティが科されることとなる。



系統全体としては調整力コストが最小化されているものの、
発動指令電源を有する事業者には容量市場のペナルティが科される

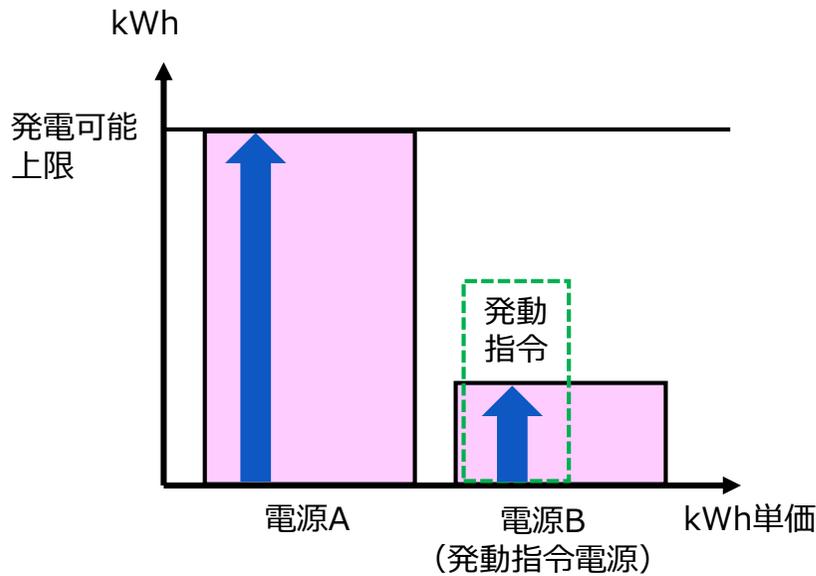
- 他方で、発動指令電源が発動指令に応じたケースにおいては、発動指令電源は容量市場のリクワイアメントを満たす一方で、調整力指令には応じていないため、需給調整市場のリクワイアメントを満たせず、発動指令電源を有する事業者に対して需給調整市場のペナルティが科されることとなる。
- また、調整力指令については、メリットオーダーに基づいて行われるものの、発動指令電源がメリットオーダーに依らない応動をすることによって、実需給断面では、需給の最適バランスが崩れ、結果的に調整力コストの増大に繋がる。
(安定供給上は、LFCなど高速な調整力により崩れた需給バランスが適正化されるため、直ちに支障はない)



系統全体として調整力コストは最小化されず、
発動指令電源を有する事業者には需給調整市場のペナルティが科される

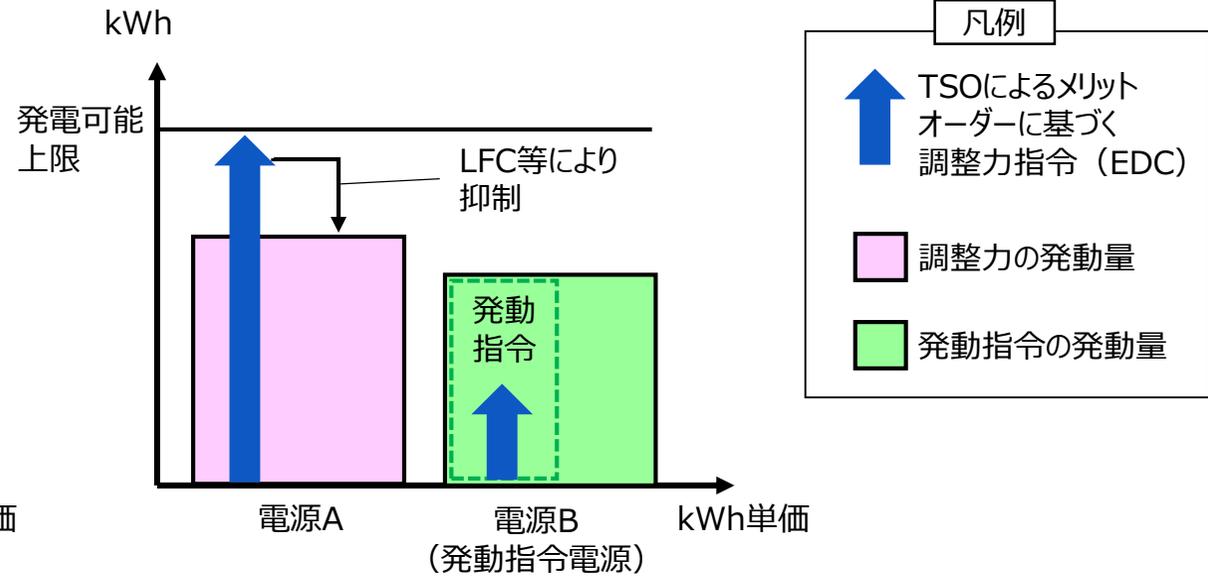
- 以上より、調整力コスト最小の観点からは、発動指令電源は調整力指令に応じることが望ましいものと考えられる。
- 他方、発動指令電源を有する事業者は、容量市場または需給調整市場のいずれかのペナルティを科されることから、ペナルティの大小によって、いずれかのリクワイメントを意図的に達成しようとする裁定行為が行われる場合がある。
- この点、容量市場のペナルティ金額は需給調整市場のペナルティ金額より大きいと想定されるため、事業者としては容量市場のリクワイアメント達成（ケース2の実現）を優先し、その結果、調整力コスト増大に繋がる可能性がある。

(ケース1) 調整力指令に応じたケース



<発動電源を有する事業者に科されるペナルティ>
容量市場のペナルティ金額：大

(ケース2) 発動指令に応じたケース



<発動指令電源を有する事業者に科されるペナルティ>
需給調整市場のペナルティ金額：小

凡例

- ↑ TSOによるメリットオーダーに基づく調整力指令 (EDC)
- 調整力の発電量
- 発動指令の発電量

- 需給調整市場のペナルティはマルチプライスオークションの落札 Δ kW価格に基づき、容量市場のペナルティはシングルプライスオークションの落札容量の価格に基づくことから、一概には算出できない。
- 今回はペナルティの規模感を確認するため、発動指令電源1MW (Δ kW供出可能量：1MW) が容量市場のNetCONEで約定し、かつ、需給調整市場には、三次②落札実績単価で応札・約定したものととして、算出した。

<容量市場のペナルティ>

- ・NetCONE:9,557円/kW
- ・発動指令容量の50%で調整力指令 (3時間)

$$\Rightarrow \text{ペナルティ金額} : 9,557\text{円/kW} \times 1,000\text{kW} \times 110\% \times \frac{1,000\text{kW} \times 50\% \times 3\text{時間}}{1,000\text{kW} \times 3\text{時間} \times 12\text{回}} = 438,029\text{円}$$

<需給調整市場のペナルティ>

- ・落札単価:6,2円/ Δ kW \cdot h
- ・落札ブロック：1ブロック (3時間)
- ・アセスメントⅡペナルティ倍率：1倍

$$\Rightarrow \text{ペナルティ金額} : 6,2\text{円}/\Delta\text{kW}\cdot\text{h} \times 1,000\text{kW} \times 3\text{時間} \times 1\text{倍} = 18,600\text{円}$$



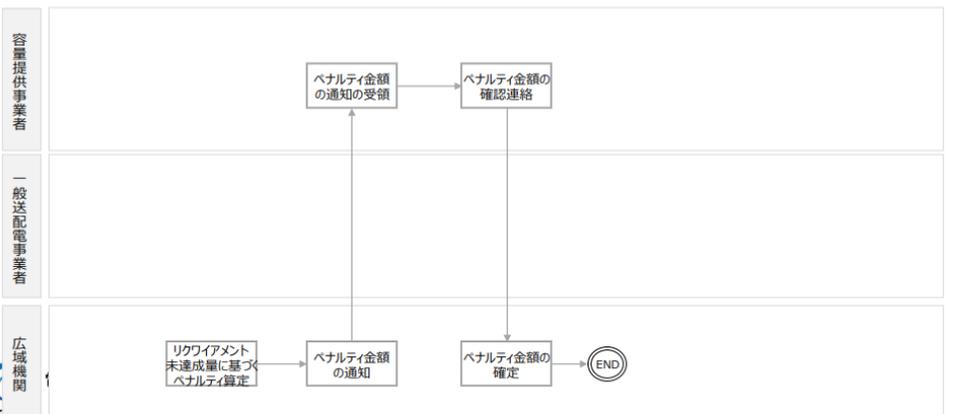
⑧ 発動指令への対応：ペナルティ

42

■ リクワイアメント未達成量に対して、以下の経済的ペナルティが科されます。

➢ 経済的ペナルティ金額(円)^{※1} = 容量確保契約金額(円) × 110% × $\frac{\text{リクワイアメント未達成量(kWh)}}{\text{アセスメント対象容量(kW)} \times 3\text{h/回} \times 12\text{回}}$

※1 発動1回あたりの金額(発動は年間最大12回)



3. 経済指標更新値による指標価格 (Net CONE) 算定

8

- 指標価格 (Net CONE) は、新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから容量市場以外の収益を差し引いたものとしている。
- Net CONE算定にあたっては最新の経済指標^{*}を用いることとしており、2021年度メインオークション (対象実需給年度:2025年度) から以下の経済指標を更新した。
- 2022年度メインオークション (対象実需給年度:2026年度) のNet CONEは、国等が公表する経済指標等にもとづく算定の結果、**9,557円/kW**となった。
- また、上限価格 (Net CONEの1.5倍) は、14,335.5円/kWとなった。

(参考) 2021年度メインオークション (対象実需給年度:2025年度) のNet CONEは、9,372円/kW

<今年度の算定において更新した経済指標>

赤枠が今回更新箇所

要素	経済指標等	更新時期	今回の設定数値	(参考) 2021年度メインオークションの設定数値	備考
インフレーション率	GDPデフレーター	3月 (2次速報)	5.25%	3.13%	内閣府公表 (基準年(2014年)からNet CONE算定年までの物価上昇率の実績値)
評価期間の期待インフレーション率	コアCPI	3月下旬 (暦年値)	0.39%	0.34%	総務省公表 (将来の物価上昇率の予想値)
自己資本比率	企業活動基本調査	7-8月 (確報)	43.0%	42.9%	経済産業省公表
他人資本コスト	貸出約定平均金利	4月	0.88%	0.86%	日本銀行公表

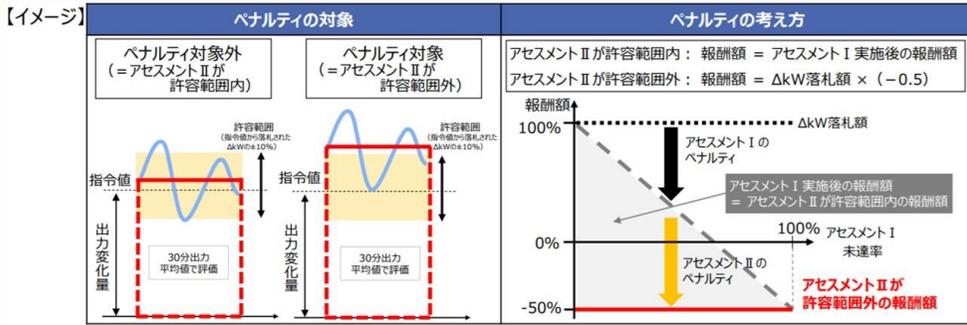
出所) 容量市場におけるリクワイアメント・アセスメント・ペナルティの概要をもとに作成
https://www.occto.or.jp/market-board/market/files/200513_requirement_hoka_gaiyo.pdf

出所) 第38回容量市場の在り方等に関する検討会 (2022年5月30日) 資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/market-board/market/youryou_setsumeikai.html

アセスメントⅡに対する金銭的ペナルティについて

31

- アセスメントⅡは一般送配電事業者の指令に従い、応動が商品の要件を満たしていたことを確認するものであり、指令への応動確認は、30分の出力平均値でコマ毎に評価し、その許容範囲は指令値から落れられた ΔkW の $\pm 10\%$ と整理した。
- アセスメントⅡでは、「商品の要件」に定められた需給調整に必要な能力 (=リクワイアメント) について確認することとされていることからペナルティ対象は ΔkW としてはどうか。
- また、調整力の特性を踏まえたと応動の評価にあたっては細かな時間粒度で計測する必要があり、これを30分出力平均値で評価することと整理したため、ペナルティの判定にあたり計測は1点(1コマ毎)となる。仮に5分周期(計6点)でアセスメントⅡを実施した場合に許容範囲を超えた点があったとしても、今回の30分出力平均値で評価した場合には許容されることがある。このため、30分1点(1コマ毎)の評価は、細かな時間粒度での誤差について都度問わないことから、一定程度、条件が緩和された評価方法であると言える。
- このことから、アセスメントⅡについてはコマ毎に出力変化量が許容範囲外にある場合は、すべてのケースをペナルティ対象とするかどうか。また、ペナルティ強度は、アセスメントⅠの100%未達時と同様、1.5倍のペナルティ強度としてはどうか。



金銭的ペナルティ緩和の方向性について

19

- 金銭的ペナルティを緩和する案としては、ペナルティ強度の最大値(1.5倍)を下げることや、アセスメントⅡがアセスメントⅠに比べ厳しいことを踏まえ、アセスメントⅡのみペナルティ強度を緩和することも考えられ、下記案が挙げられる。
- なお、最大強度を1.0倍より下げると、調整力提供者は ΔkW 供出量を確保しなくとも、あるいは全く応動しなくとも、対価を受け取ることができるため、少なくとも最大強度1.0倍は確保する必要がある。
- アセスメントⅠは ΔkW の供出可否の確認であり、調整力提供者が意図的に確保しない場合もありうる一方、アセスメントⅡは調整力提供者の意図とは別に不適合となりうること、ならびに調整力提供者の市場参加インセンティブや、一般送配電事業者の収支構造(ペナルティ時に極力差損を発生させない)を考慮し、**ペナルティⅡのみ強度を1.0倍にすることとしてはどうか**。なお、今後も取引実態に応じて、適宜ペナルティ強度を見直すこととしたい。

案	説明	考え方	評価
1	ペナルティⅠ・Ⅱの最大強度を1.0倍とする	最大限の参加インセンティブを付与する	・調整力提供者にとって支払いリスクがなく、大きな参加インセンティブとなる一方、ペナルティⅠの際には一般送配電事業者側に差損が発生する可能性
2	ペナルティⅠ・Ⅱの最大強度を低減する(1.0 < 強度 < 1.5)	ΔkW 確保・応動インセンティブも一定程度確保しつつ、参加インセンティブを増加させる	・上記に比べると、 ΔkW 確保・応動インセンティブは強くなるが、一般送配電事業者側に差損が発生しない倍率設定が難しい
3	ペナルティⅡのみ強度を1.0倍とする*	ペナルティⅡがペナルティⅠと比べ厳しいため、強度に差を設けつつ、参加インセンティブを付与する	・ペナルティの厳しさが異なることを踏まえ、強度に差を設けることは一定の合理性があると考えられる ・一般送配電事業者に差損が発生しない範囲(差損が大きくない範囲)で、最大限の参加インセンティブを付与することが可能となる
4	ペナルティⅡの強度を0~1.5倍とする*(アセスⅠ同様に達成度合いに応じた強度)	最大強度1.5倍のまま、応動インセンティブを維持しつつ、ペナルティの厳しさを合わせる	・アセスⅡにおける達成度合いという新たな考え方の検討が必要 ・最大強度は変わらないため、市場参加インセンティブは弱い

※ペナルティⅠ・Ⅱのうち大きい方を採用する

出所) 第11回需給調整市場検討小委員会(2019年4月25日)資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_11_haifu.html

出所) 第36回需給調整市場検討小委員会(2023年3月2日)資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_36_haifu.html

2023年度の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用の金額水準案

- 2023年度の交付金活用については、2022年の取引実績、ガイドライン及び取引規程の改定を踏まえた調達単価に、効率化係数やインセンティブを考慮した取引実績量を掛けることで、エリア毎の交付金活用額を算出。

エリア	調達単価 (円/ΔkW・h)	×	エリア	修正後の実績量 (億ΔkW・h)	=	エリア	2023年度交付金見込額 (億円)
北海道	14.6		北海道	3.6		北海道	53.4
東北	5.8		東北	21.3		東北	123.6
東京	3.2		東京	43.6		東京	141.1
中部	6.8		中部	30.1		中部	205.3
北陸	7.3		北陸	2.0		北陸	14.8
関西	10.2		関西	29.6		関西	300.1
中国	6.1		中国	17.6		中国	108.0
四国	3.4		四国	15.2		四国	51.7
九州	6.6		九州	30.8		九州	204.8
沖縄	2.1		沖縄	2.2		沖縄	4.6
平均	6.2		合計	196.0		合計	1,207.4

※ 1 : 各数値は四捨五入のうえ表示。

※ 2 : 実際の交付額単価は、FIT設備の見込量で算定した交付金額を、エリアごとに2023年度の買取電力量の見込値で割り戻し、決定されるものであることに留意が必要。

※ 3 : 沖縄については、需給調整市場が開場していないため、2021年度・2022年度交付金算定時と同じ考えのもと、交付金を算定する。

※ 4 : 三次②では調達不足が発生していることを踏まえ、2023年度の調整力確保費用算定には、取引実績量を使用したが、今後調達不足の解消が進んだ際には、取引実績量ではなく、必要量の実績値を使用することが考えられる。

- 在るべき姿として、系統全体のメリットオーダー（調整力コスト最小）を達成できることが望ましいと考えられるものの、発動指令電源を有する事業者にとっては、メリットオーダーを目指した結果、大きなペナルティを科されることとなる。
- 在るべき姿実現のためには、容量市場のペナルティを緩和、もしくはペナルティ対象外とすることが考えられるところ、容量市場のペナルティは需給調整市場のペナルティと比べ、十分に大きいことを踏まえると、緩和するだけでは事業者行動の変化は期待しにくいことから、容量市場のペナルティ対象外とすることが一案となる。
- 他方、単純に発動指令電源を容量市場のペナルティ対象外としてしまうと、需給調整市場に約定していない時間帯の発動指令に応じるインセンティブがなくなることになる。
- そのため、**発動指令があり、かつ発動指令の時間帯において需給調整市場に約定している容量と発動指令容量に重複がある容量分に限り、容量市場のリクワイアメントを満たしているものとみなす**※方向性としてはどうか。
- なお、この方向性については、容量市場が4年後の容量確保契約となっていること等を踏まえ、ルール変更の可否・実施時期等を、広域機関の容量市場の在り方等に関する検討会および資源エネルギー庁とも連携のうえ、検討を進めていくこととしたい。

※ 故意に応動しない場合はこの限りではない

- 容量市場の対価は、電源の持つ供給力（kW価値）を維持し、何らかの形で実需給において供給していたことに対する対価である。
- 他方、需給調整市場の対価は、実需給における需給変動もしくは周波数変動に対する調整力（ Δ kW価値）を確保し、一般送配電事業者の指令に応じたことに対する対価である。
- 前述のとおり、発動指令電源が、需給調整市場のリクワイアメントのみ満たすことで、需給調整市場および容量市場の両市場から対価を得ることができるものの、それぞれの市場において求めている価値が異なるため、需給調整市場において容量市場が求めるところの供給力を行使していると考えれば、それぞれの価値に対して対価が支払われることは合理的であり、問題ないものとする。

1. 発動指令電源の要件等
2. 需給調整市場におけるアセスメント・kWh精算の方法
3. 発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の対応
 - 3-1. 対応の方向性について
 - 3-2. 過去整理における懸念事項について
4. まとめ

- 第34回制度検討作業部会（2019年9月13日）において、発動指令電源に対して、発動指令を行うか、調整力指令を行うかを一般送配電事業者による選択制とした場合、発動指令電源を有する事業者としては、片方のリクワイアメントを満たすだけでよく、リクワイアメントの達成が容易になることから、発動指令電源が需給調整市場へ積極的に参入することとなる一方で、発動指令電源分の従来型電源が使われなくなることになり、運用断面の供給信頼度が下がってしまう可能性があるとの指摘があった。
- このため、安定供給の観点から、一般送配電事業者による選択制は採らないこととし、発動指令電源は、発動指令に対応できることを前提にした上で、さらに、調整力としても活用が可能と整理された。
- 上記背景を踏まえ、発動指令電源が発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の対応の方向性を、前述の通り（容量市場リクワイアメントを満たすものとする）ことで、発動指令があったとしても調整力指令に応じさせる）とした時、一般送配電事業者による選択制を採用し、調整力指令を行う選択をしていることと実質的に同義となる。
- そのため、第34回制度検討作業部会で指摘があった供給信頼度低下の懸念に関して、深掘り検討を実施した。

発動指令電源の選択制についての考察①

- 発電指令電源（DRや蓄電池等）は、従来型電源とは異なり、あらかじめ需給ひっ迫が予想される場合ではなく、当日の需給状況の急激な悪化等、3時間前までの発電指令により追加的に供給力を提供できることに価値があるもの。一送の日々の需給運用においても、同じような機能を持つ電源 I' を活用し、対応を行っている。
- 今後需給調整市場の整備が進み、発動指令電源に対して、容量確保契約に基づき発動指令を行うか、調整力として発動指令を行うか選択制とした場合、片方の市場のリクワイアメントを満たすだけでよく、リクワイアメントの達成が容易になることが想定されるため、容量市場において発動指令電源として落札された電源が、需給調整市場における三次調整力②に積極的に参入することが想定される。
- もし、発電指令電源が三次調整力②として活用されると、その分三次調整力②として活用される想定だった従来型電源が使われないことになる。もし、発電指令電源が活用される量が増えている場合、活用されなくなった従来型電源はバランス停止することとなる。仮に、三次調整力②の調達後の需要の増加等により、一送が発動指令電源に発電指令を行うことになった場合、その断面においては、稼働を見込める電源の量が容量市場で確保した量を下回ることとなり、運用断面での供給信頼度が下がってしまう可能性がある。

12

発動指令電源の選択制についての考察②

- 前述のとおり、選択制とした場合、運用断面において需給ひっ迫が想定された場合に供給力が減少し、運用断面の信頼度が低下する懸念があると考えられる。
- そのため、安定供給の観点からは、一送が発動指令電源を確実に持ち需給ひっ迫時にきちんと備えられていることが重要であり、その点を鑑みて、一送による選択制はとらないこととし、容量市場において落札された発動指令電源は、容量確保契約に基づく発動指令に対応できることを前提にした上で、さらに、調整力としても活用が可能と整理することとしてはどうか。
- なお、現在発動指令電源と同じ機能（一送による3時間前までの発電指令により追加的に供給力を提供する）を持つ電源を電源 I' として確保しており、この電源 I' と同程度の量が発動指令電源に参入すれば、発動指令電源として一送が必要とする量が確保できていると考えられるのではないか。
- そのため、2020年度に予定されている容量市場の初回オークションのあとに開催される振り返りにおいて、発動指令電源がきちんと確保されているか（発動指令電源の確保量の変化）を検証する必要がある。その結果を踏まえ、必要に応じて、発動指令電源の最低確保量を設定する等、運用断面での信頼度確保のあり方を検討することにしてはどうか。

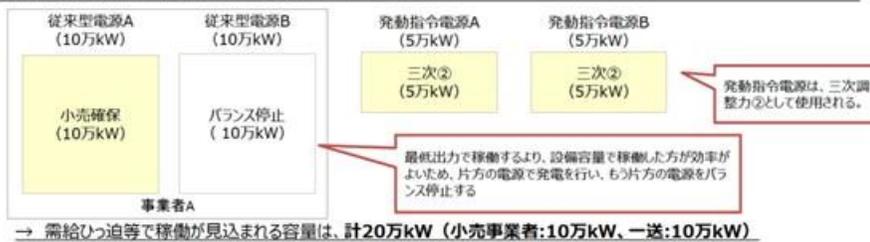
15

(イメージ) 三次調整力②に発動指令電源が活用される場合の影響① (電源単位)

①発動指令電源が三次調整力②として活用されない場合



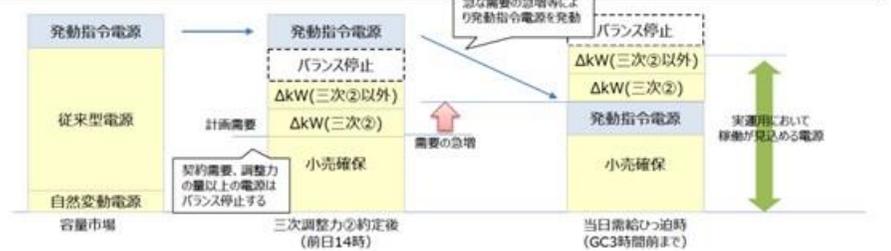
②発動指令電源が三次調整力②として活用された場合



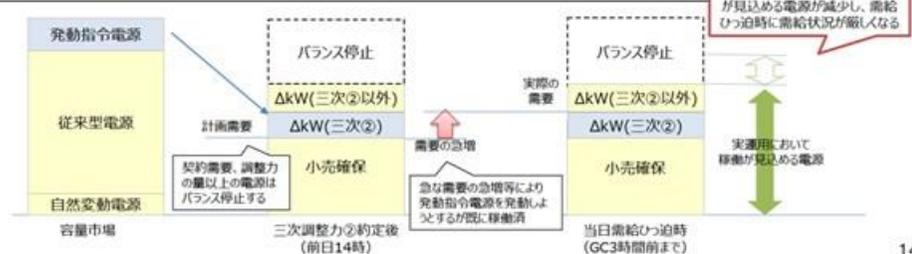
※発動指令電源が三次②の調整能力を持っている場合

(イメージ) 三次調整力②に発動指令電源が活用される場合の影響② (運用断面)

①需給ひっ迫時に発動指令電源がすべて発動できる場合

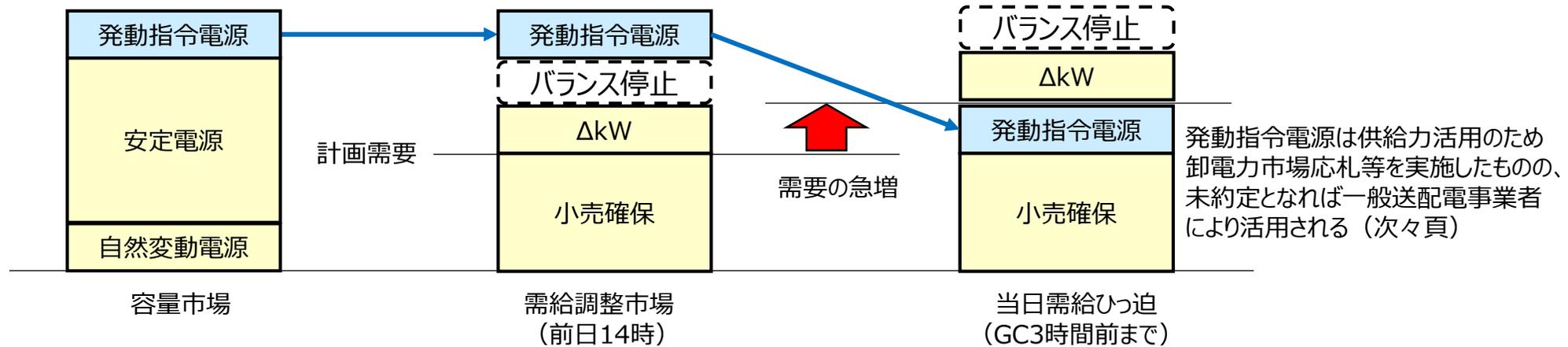


②発動指令電源が三次調整力②にすべて入った場合

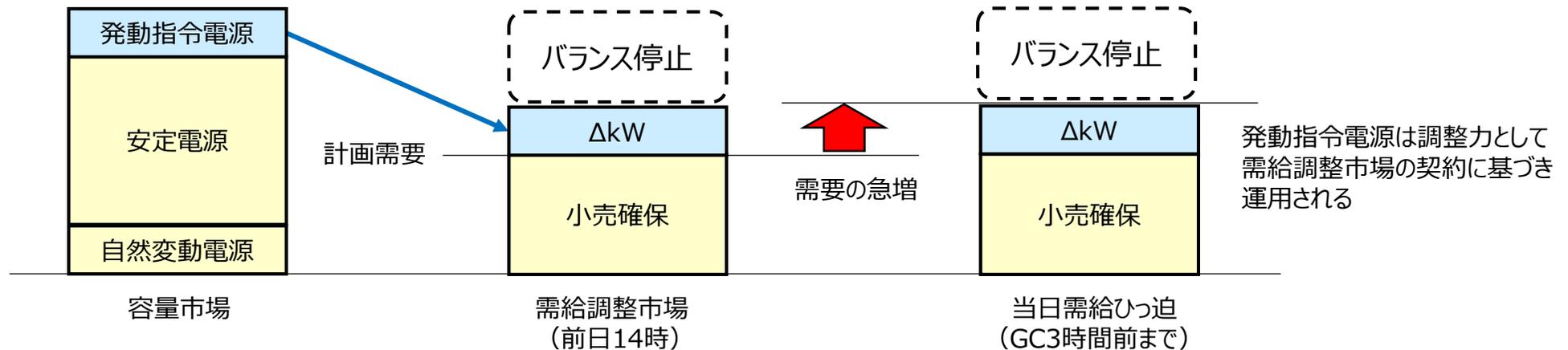


- 発動指令電源が需給調整市場に参加（および約定）することによって、需給調整市場で未約定となった安定電源がバランス停止した後に、需要の急増があれば、結果的に供給力が不足する懸念がある。

【発動指令電源が需給調整市場に応札（落札）していないケース】

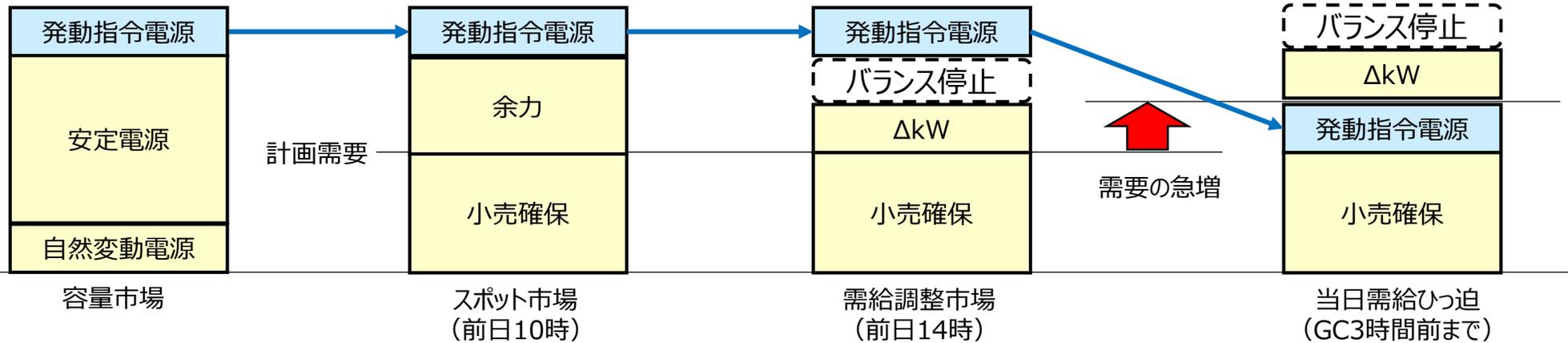


【発動指令電源が需給調整市場に応札（落札）したケース】

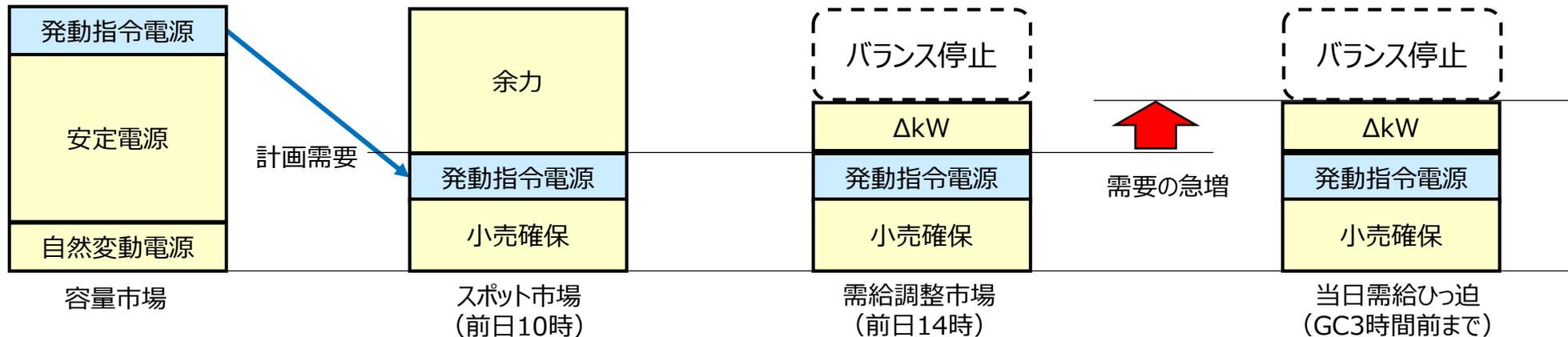


- 他方、発動指令電源がスポット市場に参加（および約定）することによっても、同様の懸念は発生する。
- すなわち、供給信頼度低下の懸念は、発動指令電源に対する選択制採用により生じるものではなく、需給ひっ迫に対応すべき発動指令電源が、需給ひっ迫発生前に他の用途で使用されている（これによって時間前市場の流動性が低下している）ことによって、生じている懸念といえる。

【発動指令電源がスポット市場に応札（落札）していないケース】



【発動指令電源がスポット市場に応札（落札）したケース】



需給ひっ迫時における発動回数制約電源の発動指令、kWh費用の支払いについて

5

- 現在の電源 I' は一般送配電事業者が調達・活用しているが、容量市場開設後は小売電気事業者も含めて幅広く活用される。どのようにすれば小売電気事業者の供給力として活用できるかについて検討が必要である。
- 容量市場で調達された発動回数制約電源は、容量確保契約（広域機関=発電事業者間）に基づき一般送配電事業者により3時間前までに発動指令される。
- 一般送配電事業者による発動指令が実需給の3時間前までであるため、時間前市場に間に合うことを踏まえると、発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉だしを行い、小売電気事業者が調達する機会を得ることで小売電気事業者が活用できるのではないか。その場合、アグリゲーターは小売電気事業者からkWhの支払いを受けることになる。
- また、時間前市場で調達されなかった場合は一般送配電事業者が調整力として確実に活用することとしてはどうか。このため、一般送配電事業者の発動指令による発動のうち小売が調達しなかった余力が調整力として確実に使われ、費用の精算が行われる仕組みが必要となる*。なお、従来電源に対するひっ迫時の指示がなされた場合も同じ仕組みを適用できるか検討が必要。（三次調整力②としての活用も考えるが、要件が必ずしも一致しないこと、発動判断は当日朝となることが大半であると考え、この判断のタイミングはΔkW調達に間に合わないケースが多い。）

※通常のGC後の余力活用の仕組みと異なるため、支払いの仕組みは別途検討が必要

	調達者 (kW)	発動判断	発動指令	活用者	概要
現状	一般送配電事業者 (電源 I' 公募)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者が3時間前までに発動指令を行い、アグリゲーターが当該時間に発動し、電源 I' 契約により精算する。
容量 市場 開設後	広域機関 (容量市場)	一般送配電事業者 (容量確保契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (容量確保契約)	小売電気事業者 (時間前市場)	3時間前までの発動指令後に、小売電気事業者が時間前市場により調達し、卸市場取引を通じて、小売電気事業者の間で精算する。
				一般送配電事業者 (支払う仕組み※)	時間前市場で落札されなかった場合、一般送配電事業者が活用することとなる。支払いの仕組み※などkWh単価を予め取り決める契約により精算する。

- 前述のような供給信頼度低下を防ぐためには、需要の急増により需給ひっ迫に陥るような場合においては、発動指令電源に対して、ひっ迫に陥る前の卸電力市場や需給調整市場への応札を禁止することが考えられる。
- 他方、需要の急増および需給ひっ迫はいつ起こるか正確に予見できない以上、ひっ迫前の卸電力市場等への応札を禁止することは、実質的に、年間※を通じて卸電力市場等への応札を禁止することと等しくなり、発動指令電源の収益機会が著しく失われることにも繋がることから、その方向性は望ましくないか（また、応札不足が顕在化している需給調整市場にとっても、応札対象リソースの減少は望ましくないか）。
- むしろ本来的には、需給ひっ迫している状況下では、安定電源・発動指令電源に関わらず、供給力として必要な量は発動すべきところ、安定電源がバランス停止していることが、供給信頼度低下の要因とも考えられる。
- そのため、現状の安定電源・発動指令電源の容量市場リクワイアメントの実態を確認の上、供給信頼度低下への対応方法に関する深掘り検討を行った。

※ 発動指令電源は、平日9時から20時までリクワイアメントが課されている

- 現行の容量市場リクワイアメントにおいては、発動指令が行われるような需給ひっ迫の際、安定電源に対し、卸電力市場や需給調整市場への応札を求めており、これにより供給力等を増やし、ひっ迫解消させるよう促している。
- 他方で、過剰な供給力とならないよう、卸電力市場や需給調整市場に応札のみを求めており、必ずしも約定を必須としているものではないところ。
- ただし、需給ひっ迫のおそれがある場合には、バランス起動が間に合う限り、市場応札をし続ける必要がある。

③市場応札：リクワイアメント

19

安定電源	変動電源(風)	変動電源(アグリ)	変動指令電源	変動後の2年前	平常時	需給ひっ迫時
------	---------	-----------	--------	---------	-----	--------

- 市場応札のリクワイアメントについては、容量停止計画（出力抑制に伴う停止計画は除く）を提出していない範囲のコマが対象となります。
- 容量提供事業者は、アセスメント対象容量の範囲内で、小売電気事業者等が活用しない余力^{※1}の全量を卸電力取引所または需給調整市場（以下「卸電力市場等」という）に応札していただきます。アセスメント対象容量以上の供給力を応札することも可能です。
- 電源等情報に登録した『相対契約上の計画変更締切時間』以降において、卸電力市場等が閉場しており余力を応札する市場が存在しない場合、リクワイアメント対象外となります。
- 市場応札のリクワイアメントについては、卸電力市場等に応札することであり、約定することを必須とするものではありません^{※2}。
- 小売電気事業者等が活用しない余力の全量を特定の市場に応札した場合、未約定に伴う余力およびその後増加した余力についてはリクワイアメント対象外とします（ただし、需給ひっ迫時は除きます）。

※1：電源等情報の登録時に提出していただいた『相対契約上の計画変更締切時間』以降に電源が有している余力のことを指します。
 ※2：不当に高値で応札している場合においても、リクワイアメント達成とするものではありません。

— 小売電気事業者等が活用しない余力の考え方 —



③市場応札：アセスメント

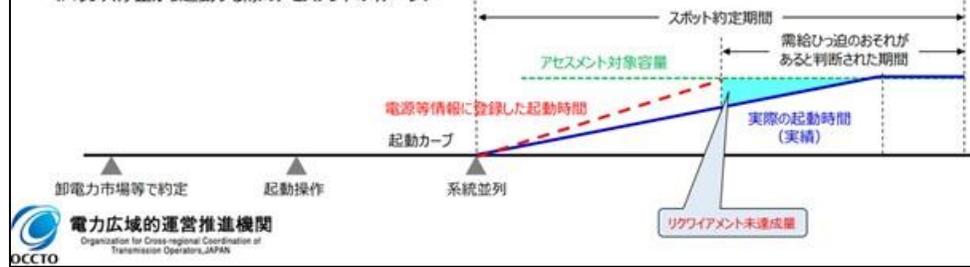
22

安定電源	変動電源(風)	変動電源(アグリ)	変動指令電源	変動後の2年前	平常時	需給ひっ迫時
------	---------	-----------	--------	---------	-----	--------

- バランス停止中の電源については、需給注情報が発令（個間から前日計画受領までの間）された場合、容量提供事業者は起動準備をしていただき、前日計画受領以降において需給ひっ迫のおそれがあると判断された場合、経済的に卸電力市場等に応札してください。（卸電力市場等における約定結果が推定する以前にバランス停止から起動する必要はありません）
- バランス停止から起動した場合、電源等情報の登録時に提出した『電源の起動時間』と比べて起動に時間を要している場合、本機関はバランス停止から適切に起動していないと判断する場合があります。
- この場合、本機関は、容量提供事業者に対して発電実績の提出を求めるとし、需給ひっ迫のおそれがあると判断されたコマにおいてアセスメント対象容量以上の供給力を提供しないと判断した場合、アセスメント対象容量と発電実績の差分をリクワイアメント未達成量とします。

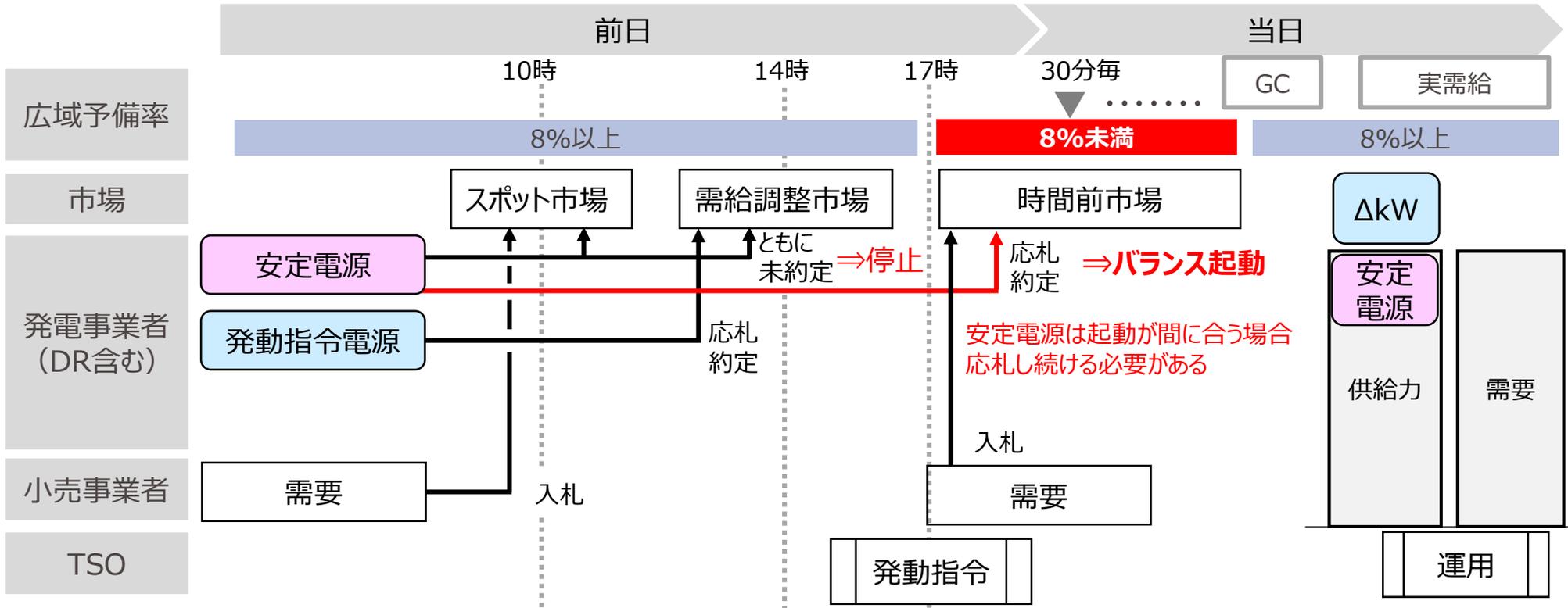
注) 容量提供事業者が託送契約(接続供給契約・発電量調整供給契約等)を締結していない場合、託送契約等を締結している事業者から発電実績の提供を受ける環境を整えていただく必要があります。
 一般送配電事業者から各地点の発電実績を取得できるのは、託送契約等を締結している事業者であり、容量提供事業者が託送契約等を締結していない場合、一般送配電事業者から発電実績を取得することはできません。

<バランス停止から起動する際のアセスメントのイメージ>



■ 具体的には、需給調整市場後に需給ひっ迫が起こった際、スポット市場・需給調整市場ともに未約定となった安定電源については、バランス起動が間に合う限りにおいては、時間前市場に応札し続ける必要がある。

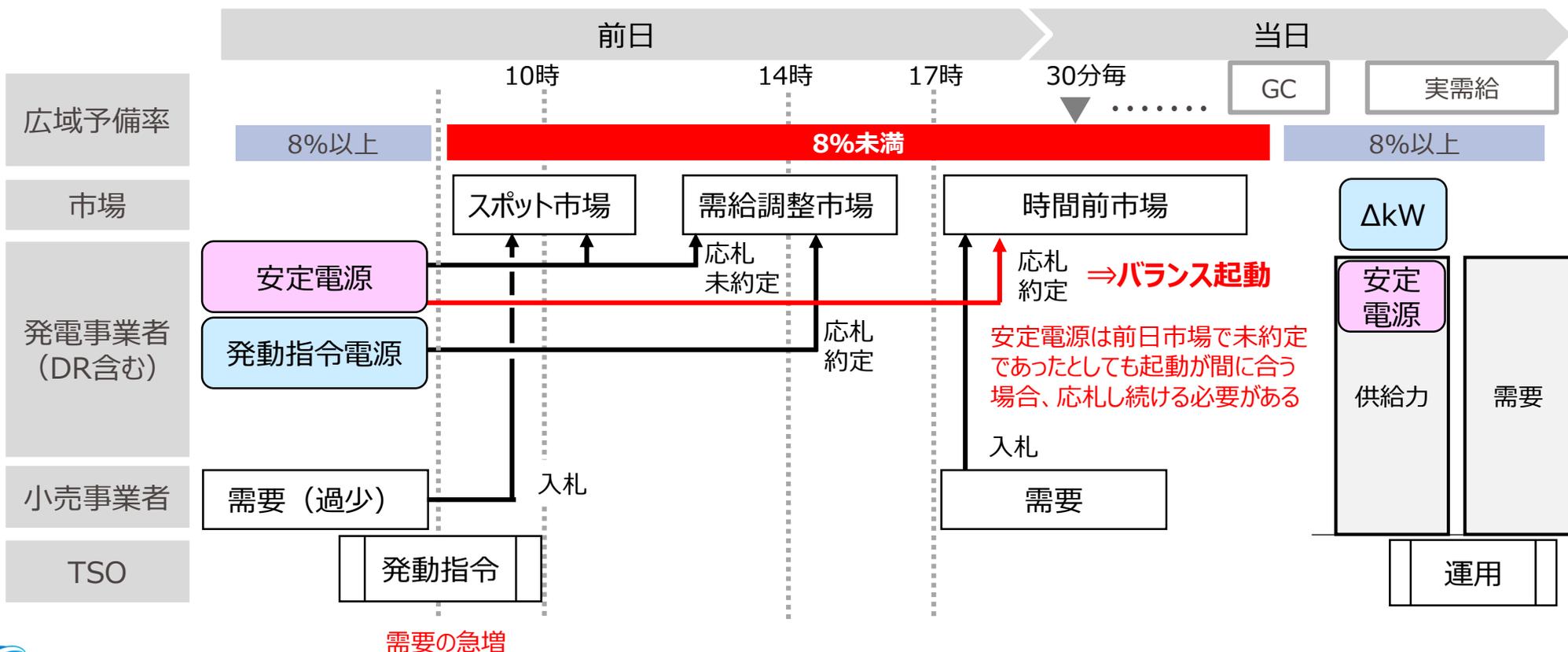
【安定電源に対する容量市場リクワイアメントのイメージ】



需要の急増

- また、スポット市場前から需給ひっ迫が起こっていた場合、小売事業者が需要想定を外してスポット市場に買い入札をした結果、安定電源はスポット市場未約定となる可能性はあるものの、需給ひっ迫自体は改善していないことから、その後、バランス起動が間に合う限りにおいては、時間前市場にも応札し続ける必要がある。
- こうしたことから、従来懸念されていた供給信頼度の低下は、大きくないと考えられるのではないか。

【安定電源に対する容量市場リクワイアメントのイメージ】



需要の急増

- 他方、発動指令電源に対しては、安定電源同様に相対契約に基づく小売電気事業者等への供給や卸電力市場等応札を求めているものの、未約定となった場合には、一般送配電事業者により活用され、発動指令量を実需給で供給していれば、リクワイアメントを満たしたことになる。

⑧ 発動指令への対応：リクワイアメント

38

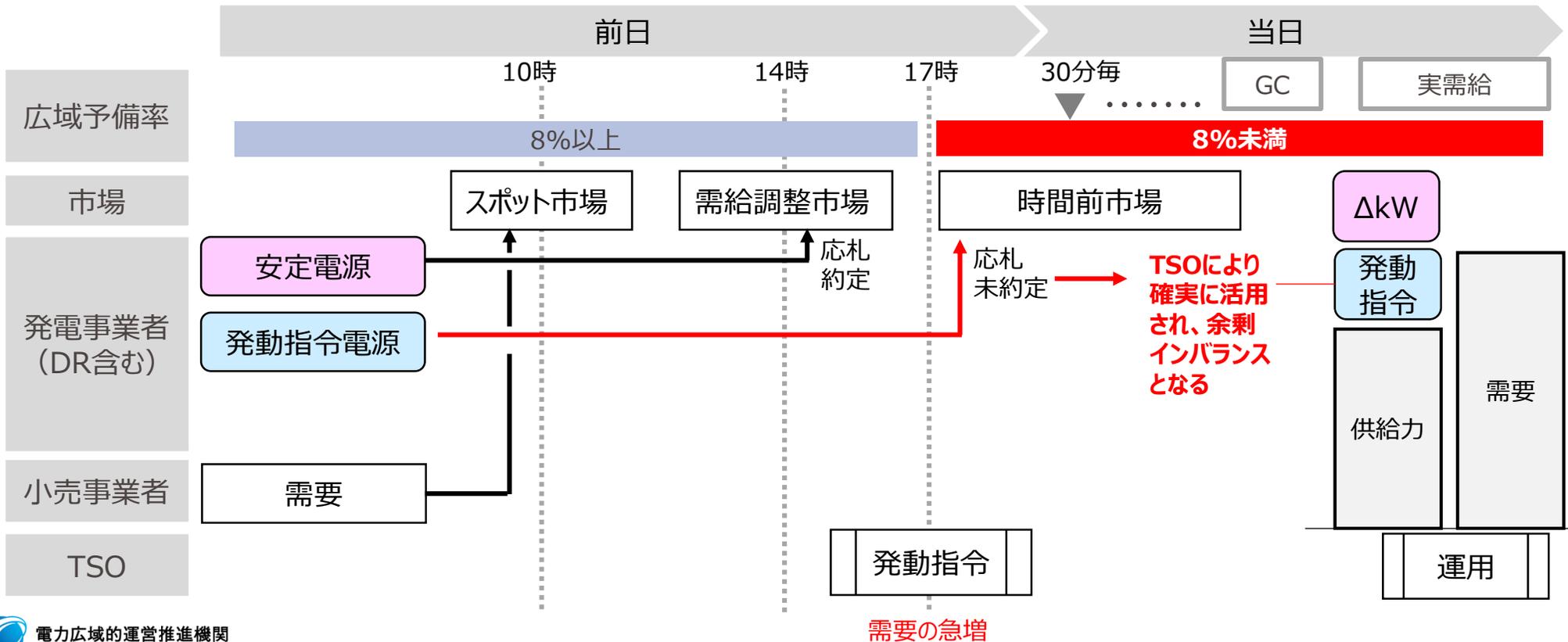
安定電源	変動電源(風)	変動電源(アグリ)	発動指令電源	高度給の2年前	平常時	需給ひっ迫時
------	---------	-----------	--------	---------	-----	--------

- 容量提供事業者は、年間で最大12回(3時間継続/回)おこなわれる一般送配電事業者からの発動指令に応じていただきます。
- 一般送配電事業者からの発動指令は、平日の9時～20時を対象に、実需給の3時間前までに発令されます。
- 一般送配電事業者からの発動指令は、1日1回とします。
- 一般送配電事業者から発動指令が発令された場合は、相対契約に基づく小売電気事業者等への供給や卸電力市場等に応札してください。
- 上記に関わらず、一般送配電事業者が発動指令を行い、年間13回以上の発動指令または1日2回以上の発動指令が発令される場合がありますが、リクワイアメントの対象外とします。



- このため、安定電源同様、発動指令電源においてもリクワイアメント上、供給信頼度低下の懸念に繋がることはない。
- 一方、未約定時の一般送配電事業者による活用はインバランス単価で精算され、需給調整市場に約定した場合のようなメリットオーダー運用は不可能であることから、基本は卸電力市場等で活用される（可能な限り、経済的に時間前市場に応札し続け、市場メカニズムを働かせる）ことが望ましいと考えられる。

【発動指令電源の運用の流れ（イメージ）】



4. 発動指令電源の精算単価の見直しについて (4 / 4)

12

- 発動指令電源の精算単価にインバランス料金を用いた場合、事業者にとっては調整力の精算とインバランス精算は金額面では同義となるため、発動指令電源の未約定分はインバランスとして扱うことが考えられる。
※インバランスはB G単位で精算されるため、当該B G内において発動指令電源の発動量を仕訳・精算する必要がある場合は、事業者間で実施するものとする。
- 発動指令電源のリクワイアメントにおいて、相対契約または卸電力市場を通じて小売電気事業者へ供給力を提供することとしており、**需給ひっ迫時において未約定となる事例は限定的**であることが考えられる。
- また、**適切に入札した結果、未約定となったとしても需給ひっ迫時においては不適切な余剰インバランスを発生させるものではないため、通常のインバランスと同様に扱う**ことが考えられる。
※なお、未約定となった場合においても、容量市場での契約容量を供給することがリクワイアメントとなっている
- 上記整理から、**発動指令電源の未約定分についてはインバランスとして扱う**こととしてはどうか。

(松村委員)

更に先程の議題 1 で言うべきだったかも知れないが、容量市場のリクワイアメントという点について合理的な指摘が出て来たと思う。調整力市場、もしくはスポット市場に出すだけでよいとなると不足になるかも知れないという懸念はもっともであると考えた。今までだと週間市場で調整力を出し、その後スポット市場があって、調整力市場で約定してしまえばもちろんスポット市場には出せないことになるため、どちらか一方でもよいと考えてもよかったのかもしれないが、今後はスポット後の重要性が増してくることになる。例外的に本当に難しい電源を除くと、スポットに出し、なおかつ売れ残ったものは基本的に調整力市場に出す。それが出てくることをリクワイアメントにすべきではないかという点は、容量市場の検討会のほうで早急に考える価値があることと考える。

- 供給信頼度低下の懸念は、発動指令電源の需給調整市場への選択制採用により生じるものではなく、需給ひっ迫に対応すべき発動指令電源が、需給ひっ迫発生前に他の用途で使用されている（これにより時間前市場の流動性が低下している）ことによって、生じている懸念といえる。
 - この点、現行の安定電源の容量市場リクワイアメントにおいては、需給ひっ迫のおそれがある場合には、バランス起動が間に合う限り、市場応札をし続ける必要があることから、従来懸念されていた供給信頼度の低下は、大きくないと考えられるのではないかと。
 - また、現行の発動指令電源の容量市場リクワイアメントにおいては、卸電力市場等応札が求められ、未約定となった場合にも一般送配電事業者により活用されることから、供給信頼度低下の懸念に繋がることはない（ただし、市場メカニズムの観点から、基本は経済的に時間前市場に応札し続ける等、卸電力市場等での活用が望ましい）。
- 
- 上記より、「発動指令があり、かつ発動指令の時間帯において需給調整市場に約定している容量と発動指令容量に重複がある容量分に限り、容量市場のリクワイアメントを満たしているものとみなす※方向性」（一般送配電事業者による選択制を採用し、調整力指令を行う選択をする方向性）に大きな問題はないものと考えられる。

※ 故意に応動しない場合はこの限りではない

1. 発動指令電源の要件等
2. 需給調整市場におけるアセスメント・kWh精算の方法
3. 発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の対応
 - 3-1. 対応の方向性について
 - 3-2. 過去整理における懸念事項について
4. まとめ

- 発動指令電源が、需給調整市場に応札・約定した場合のアセスメント・kWh精算の方法、ならびに発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の在るべき対応について検討を行った結果については以下のとおり。

【需給調整市場におけるアセスメント・kWh精算の方法】

- 発動指令電源が需給調整市場に応札・約定した場合のアセスメント・kWh精算の方法について、全商品について明示を行った。

【発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の対応】

- 発動指令電源が、発動指令と調整力指令を同時に受けた場合の在るべき姿として、系統全体のメリットオーダーを達成できることが望ましいと考えられることから、以下の方向性で関係各所と検討を進めていくこととしてはどうか。
 - 発動指令があり、かつ発動指令の時間帯において需給調整市場に約定している容量と発動指令容量に重複がある容量分に限り、容量市場のリクワイアメントを満たしているものとみなす※
- なお、上記方向性とした場合、発動指令電源の需給調整市場への参加が促されることとなり、安定電源のバランス停止、ひいては実需給断面での供給信頼度が低下する懸念が生じるものの、容量市場におけるリクワイアメント等を踏まえると、大きな問題はないものと考えられる。

※ 故意に応動しない場合はこの限りではない