

2023年度からの新たな託送料金制度 (レベニューキャップ制度) における調整力 費用の算定方法等について

第71回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和4年3月24日(木)



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の議論

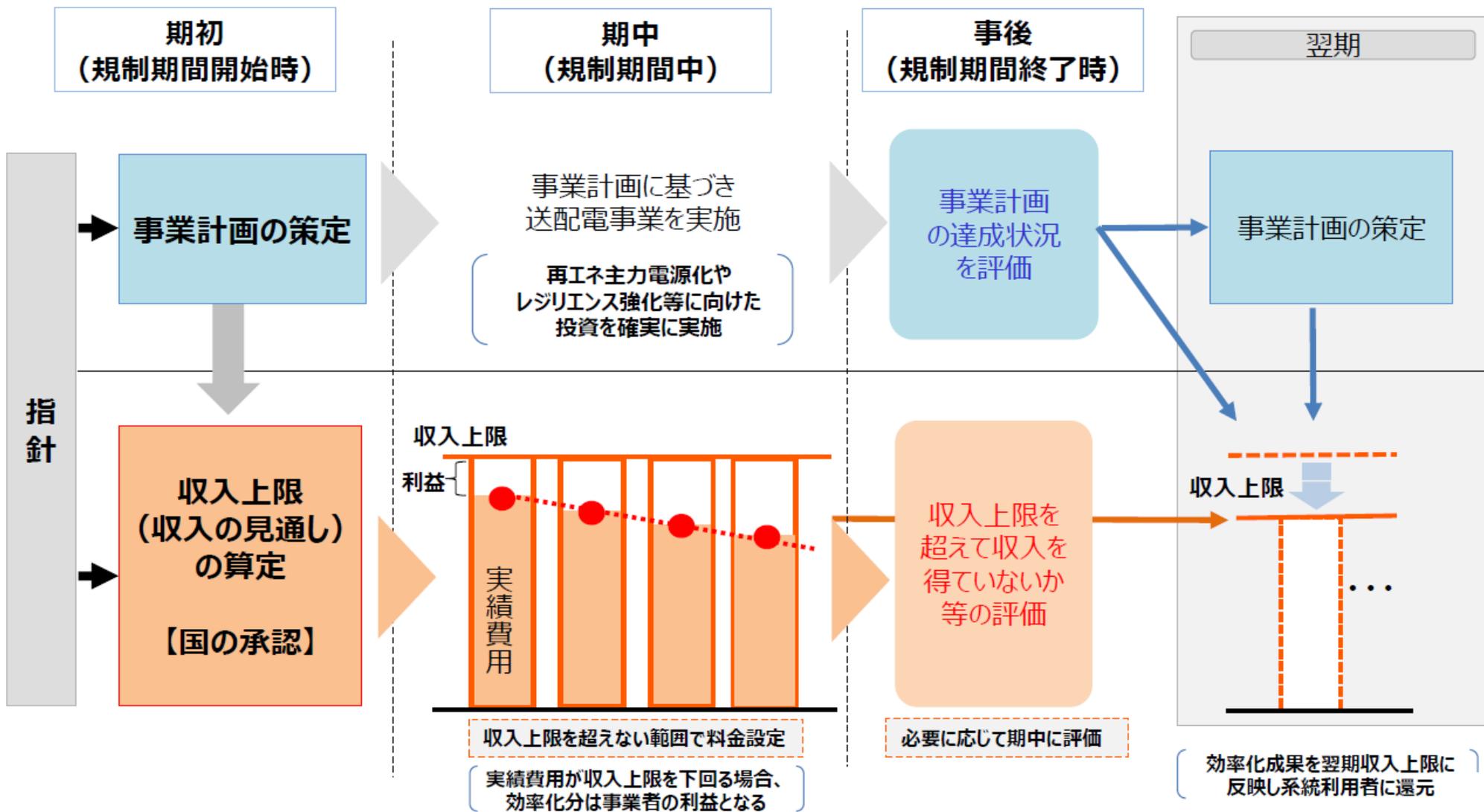
- 2021年度から需給調整市場が開設され、ゲートクローズ前の再エネ予測外れに対応するための調整力である三次調整力②の取引が開始された。三次調整力②の調達原資であるFIT交付金見込額は当初約170億円としていたが、実際に取引が開始されると、その確保費用見込額は約1,100億円となることが判明した。
- 必要な調整力を市場を通じて透明性をもって、より効率的に調達するために需給調整市場が開設されたが、調整力の確保には相応の費用がかかることが明らかとなった。今後、順次開始される一次調整力から三次調整力①の確保費用についても、相当な費用となることが不可避であり、費用低減のためのあらゆる方策が必要とされる。
- 一次調整力から三次調整力①の調達原資は託送料金であり、現在、託送料金制度は2023年度からの新制度（レベニューキャップ制度）の運用開始に向けて、一般送配電事業者からの申請、審査に向けた準備を行っているところ。調整力費用の審査・査定方法についても、今後、料金制度専門会合において議論が進められる予定。
- 今回は、料金制度専門会合での議論に先立ち、これまで調整力に関する様々な論点について議論を行ってきた制度設計専門会合からの意見等を伝えるべく、レベニューキャップ制度における、2023年度から2027年度までの第一規制期間における調整力費用の算定方法と費用低減の方策について検討を行ったので、その内容について御議論いただきたい。

1. レベニューキャップ制度の全体像

新しい託送料金制度の全体像

託送料金制度（レベニューキャップ制度）中間
取りまとめ詳細参考資料

- 新しい託送料金制度では、一般送配電事業者が、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲で柔軟に料金を設定できることとされている。本制度が、一般送配電事業者が、送配電費用を最大限抑制しつつ、必要な投資を確実に実施する仕組みとなるようその詳細を設計していく必要がある。



一般送配電事業者における収入上限の算定方法

- 一般送配電事業者は、一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画の実施に必要な費用をもとに収入上限を算定し、国に提出する。

事業計画の実施に必要な費用を見積もり（イメージ）



(参考) 制御不能費用には分類しない費用 (事後検証を行う費用)

託送料金制度 (レベニュー
キャップ制度) 中間取りまとめ
詳細参考資料

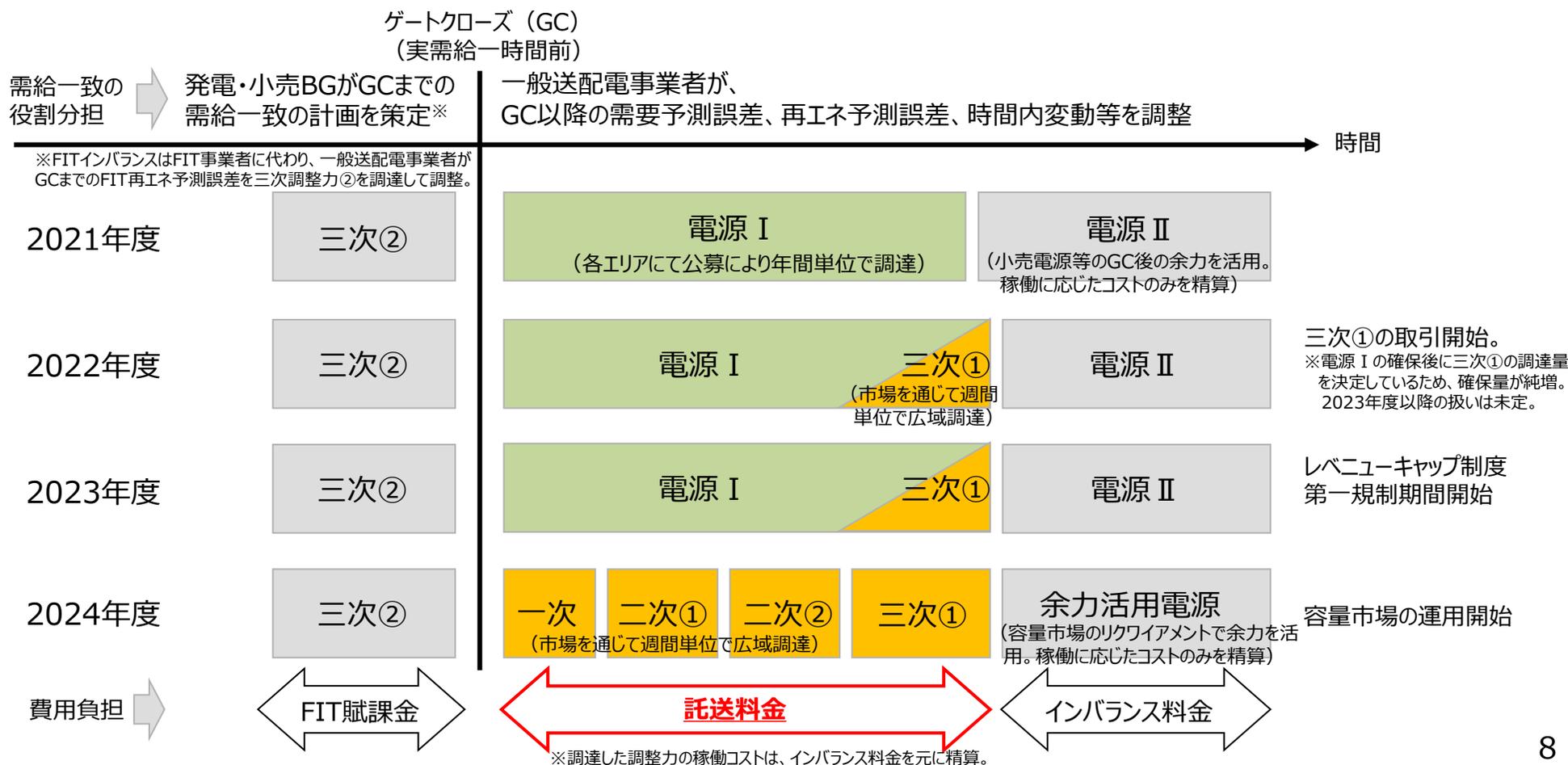
- 以下の費用については、外生的な要因に影響を受ける一方で、一定の効率化を求める点も考えられることから、制御不能費用には分類せず、事後的に確認、検証を行った上で、必要な調整を行う。

費用 (大項目)	費用 (小項目)	特に留意、確認すべき事項
託送料	地域間連系設備の増強等に係る費用 (9社負担分)	✓ 増強費用の金額については、国による査定に加え、工事主体の事業者に対し、その他の事業者が事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
事業者間精算費		✓ 各事業者が他社の託送原価に対し、事前に効率化を求めていくべきという観点から、事後的に確認が必要。
補償費		✓ 当事者同士の交渉を踏まえて、補償金額が過大となっていないか、適切な交渉が実施されているか、事後的に確認が必要。
災害復旧費用		✓ 災害の規模や頻度が事前に予期できないことや、迅速な対応を優先する観点から、費用が上昇する可能性が高い。一方で、災害時においても何らかの効率化を求める観点からは、過去の災害時における復旧費用との比較等を通じて、事後的に復旧費用の妥当性を検証することが必要。
調整力費用	調整力固定費 (～2023年度) 及び調整力可変費 需給調整市場における 1次～3次調整力①の調達費用	✓ 我が国においては、今後順次、広域調達や需給調整市場での調達に移行していく中で、市場の広域化、成熟を通じてマーケット価格については、低減の余地があると考えられることから、事後的にその状況を確認することが必要。

2. 調整力費用（一次～三次①） の算定方法

2021年度以降の調整力の調達・運用について

- 2021年度以降、需給調整市場の開始により、これまで一般送配電事業者が自エリアを対象とした公募で年間単位で調達していた調整力（電源Ⅰ）は、一次調整力から三次調整力①までに商品が細分化され、全国大の市場調達により週間単位で効率的に調達が行われることとなる。



(参考) 需給調整市場における商品の概要

	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

※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面は15分。

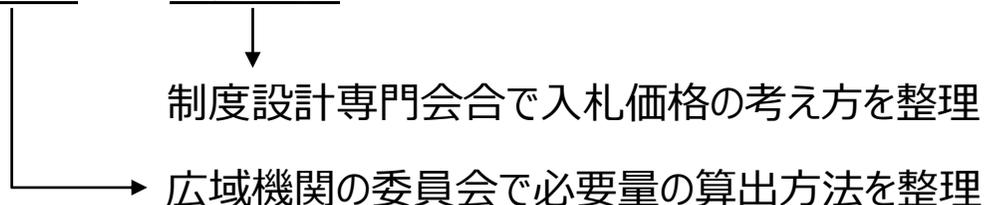
注) 全ての商品において、商品ブロック単位(3時間/ブロック)で取引される。

一次調整力～三次調整力①の調整力費用の全体像

- 需給調整市場では、買い手である一般送配電事業者は買い入札価格を提示せず、必要量のみを示し、原則、売り入札価格の安い順から必要量分だけ約定させる。また、約定方式はマルチプライス方式を採用しており、約定した調整力は、入札価格で精算が行われる。
- 各商品（一次～三次②）の必要量は、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）の委員会において、必要量の算出方法に係る詳細検討が行われている。
- また、入札価格（調達単価）は、制度設計専門会合において、大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対して、上限価格を設定し、この価格以下での入札を要請している。※

一次調整力～三次調整力①の調整力費用

$$\text{調整力費用} = \text{必要量} \times \text{調達単価}$$



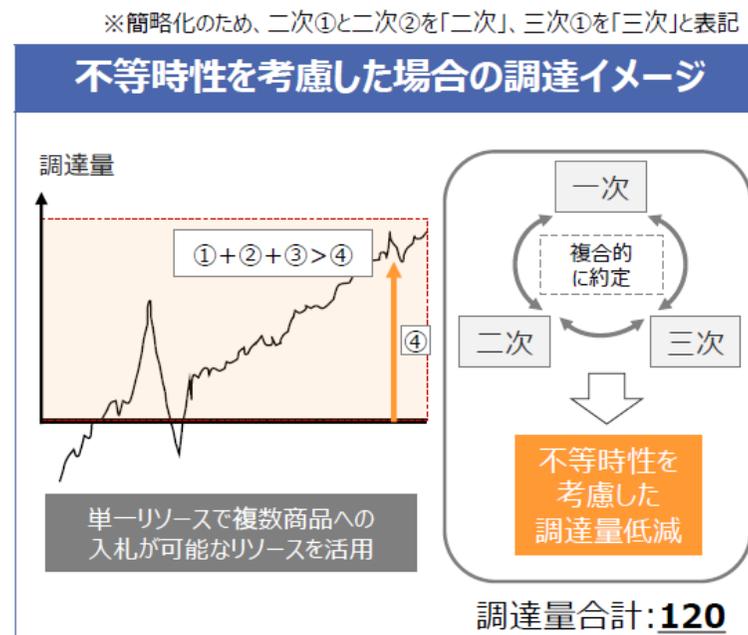
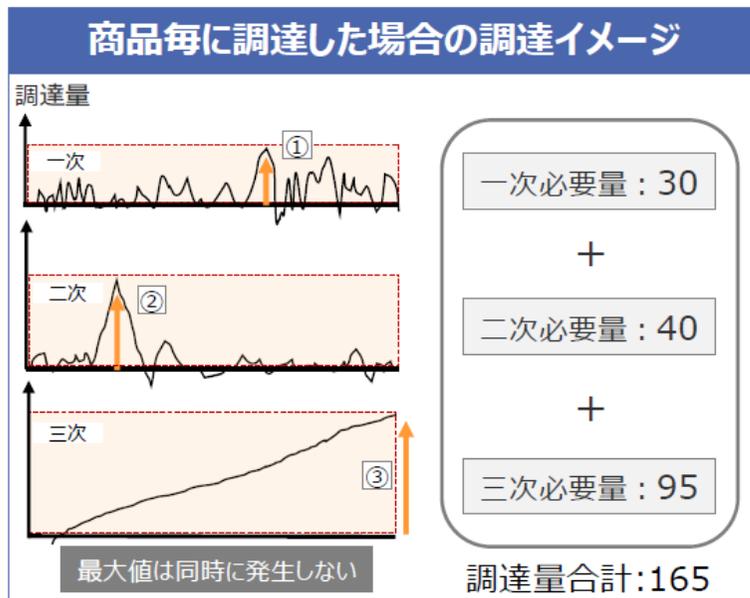
※要請対象外の事業者においても、この上限価格を遵守している限りにおいては、確実に、電気事業法による業務改善命令等の対象とはならない、すなわち、セーフハーバーであることを示している。

2 - 1. 調整力費用（一次～三次①） の算定方法（必要量）

論点：一次～三次①調整力費用の算定方法（必要量）

- 需給調整市場の各商品の必要量については、広域機関の委員会において、必要量の算定方法に係る詳細検討が既に進んでいる。
- 例えば、各商品の必要量は、同時にその必要量の最大値が発生するわけではないこと（調整力稼働の不等時性）から、単一の電源等で複数商品への入札が可能な場合には、これを許容することとし、各商品の必要量の合計を低減させる工夫を行っている。
- このような最適化手法を、落札評価プロセスにおいて複合約定ロジックとして組み入れることにより、必要量の最小化を図ることとしている。
- 以上を踏まえ、一次調整力から三次調整力①までの必要量については、広域機関の複合約定ロジックの考え方に基づき見積もることとしてはどうか。

【不等時性を考慮した調達による調達量低減のイメージ】



電力広域的運営推進機関
2021年3月 第22回需給
調整市場検討小委員会
資料2

(参考) 一次～三次①の複合約定ロジックによる必要量算定式

- 広域機関の委員会で整理された複合約定ロジックの考え方による一次～三次①の必要量算定式は以下のとおり。
 - 複合約定時の必要量 = { 残余需要元データ - (BG計画 - GC時点の再エネ予測値) } の3σ + 単機最大ユニット
- 一次～三次①は、GC以降の需要予測誤差、再エネ予測誤差、時間内変動等に対応するための調整力であるため、三次②で対応するGC前の再エネ予測誤差については、必要量には含まれない。

不等時性を考慮した複合約定時の考え方

37

電力広域的運営推進機関
2019年11月 第14回需給
調整市場検討小委員会
資料2

- 各商品の必要量の考え方では、それぞれ別のリソースで対応できる必要量を算定した。各商品の必要量において、不等時性を考慮した必要量の合成値は、各商品の必要量の合計値より小さい値となる。そのため複数の機能を持つ調整力を複合して約定する場合の必要量は、不等時性を考慮した合成値で算定することとしてはどうか。
- ✓ 複合約定時の必要量： { 残余需要元データ※1 - (BG計画 - GC時点の再エネ予測値) } の3σ相当値※3 + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値※2

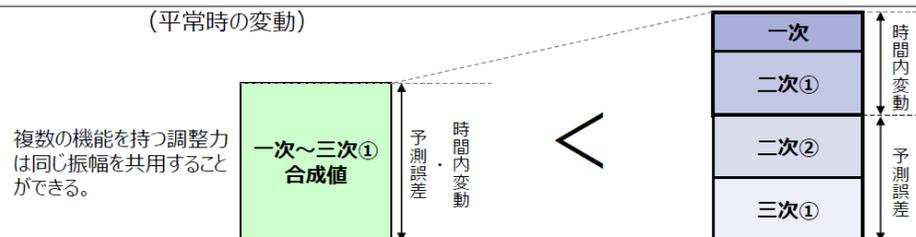
※1 残余需要1分計測データ

当該月の前後1か月を含めた3か月実績データを使用して月毎、商品ブロック毎に算定

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 複合約定時についても、一次から三次②と同様に、平常時の必要量は、各月別・商品ブロック別に必要量を算定してはどうか。事故時の電源脱落に対応する必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。



(参考) 複合約定ロジックによる調整力必要量の低減効果について

- 広域機関において、2020年度の実績を基に、一次～三次①の商品ごとの必要量と複合約定ロジックの考え方に基づく必要量とを試算したところ、複合約定ロジックの導入により調整力必要量を4割程度低減できることが確認されている。

複合約定による必要量の低減効果について

9

電力広域的運営推進機関
2021年9月 第25回需給
調整市場検討小委員会
資料3

- 2020年度の実績をもとに、一次から三次①の商品毎の必要量と不等時性を考慮した複合約定を導入した際の必要量を試算し、複合約定の導入効果を評価した。
- 商品毎の必要量については、年間平均の合計値が11～16%程度となる一方で、複合約定時の必要量は6～9%程度となり、複合約定の導入により**4割程度を低減**できることを確認した（リソースの調整幅を複数の商品で共有することによる必要量低減）。
- このことから、複合約定の導入は調整力の調達量を低減することができ、またそれにより調達コストの低減に資するものと考えられる。

【一次～三次①の必要量（年間平均）】

各エリアH3需要※比率[%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア平均
三次① (A)	7.9	7.0	5.2	5.1	5.5	5.4	6.0	5.9	7.0	6.1
二次② (B)	3.4	2.9	2.5	2.3	2.3	1.5	2.9	3.3	2.7	2.6
二次① (C)	2.4	2.2	1.7	2.0	2.0	1.8	2.4	1.9	2.2	2.1
一次 (D)	2.2	2.3	1.8	2.0	2.4	2.0	2.9	1.9	2.2	2.2
合計 (E) (=A+B+C+D)	15.9	14.4	11.2	11.4	12.0	10.7	14.1	13.0	14.1	13.0
複合約定 (F)	9.3	8.6	6.3	6.4	6.2	6.3	8.3	8.1	8.6	7.6
低減量 (G) (=E-F)	6.5	5.8	4.8	5.0	5.9	4.4	5.8	5.0	5.5	5.4

算定諸元：2020年度実績（冬季需給ひっ迫発生日のデータを除く）

※2020年度供給計画第1年度

(参考) 電源 I 必要量との比較評価について

- スライド 8 のとおり、調整力の調達は、これまで公募で調達していた電源 I が、一次～三次①に細分化され、需給調整市場を通じて調達が行われる。
- 2021年度向けの電源 I の必要量と複合約定ロジックによる一次～三次①の必要量を比較したところ、両者の必要量はほぼ同等レベルであることが確認されている。

電源 I 必要量との比較評価について

13

電力広域的運営推進機関
2021年9月 第25回需給
調整市場検討小委員会
資料3

- 電源 I に対応すべき上げ調整力必要量は、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会では毎年度算定されており、今回は複合約定が対象としている一次～三次①の必要量を算定している2021年度向けと比較した。
- また、電源 I 必要量は残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量で評価しているため、複合約定の必要量としてブロック6・7を評価対象とした。
- **電源 I 必要量は6～11%程度**と評価されたことに対して、**複合約定時の必要量は6～9%程度**となり、**ほぼ同等レベル**となっている。このことから、電源 I に代わる一次～三次①を複合約定へ移行することは、必要量の点で概ね妥当と考えられるのではないかと。

【一次～三次①の必要量 (年間平均) ※1】

	1B (0～3時)	2B (3～6時)	3B (6～9時)	4B (9～12時)	5B (12～15時)	6B (15～18時)	7B (18～21時)	8B (21～24時)
北海道	6.7	7.0	12.2	13.4	13.1	8.0	6.8	7.2
東北	8.8	8.3	8.4	10.5	9.6	9.1	7.4	6.9
東京	4.8	4.2	7.4	9.0	8.3	6.2	5.4	5.3
中部	4.4	4.3	7.5	8.8	9.8	7.1	4.8	4.6
北陸	4.8	4.4	8.2	8.9	7.2	6.7	4.7	4.6
関西	4.6	4.3	7.6	8.8	8.0	6.4	5.3	5.0
中国	6.2	5.7	9.3	11.4	9.8	9.7	7.4	6.5
四国	3.3	3.2	7.3	15.3	14.9	12.0	5.0	3.5
九州	5.2	4.4	11.2	14.1	12.1	10.0	5.6	6.0

平均

	需給調整市場 6・7B (平均)	2021年度 電源 I 必要量※2
北海道	7.4	10.8
東北	8.3	9.0
東京	5.8	6.0
中部	5.9	7.5
北陸	5.7	7.5
関西	5.9	7.2
中国	8.5	9.7
四国	8.5	9.1
九州	7.8	8.0

一次～三次①の必要量の更なる低減

- これまで電源Ⅰの必要量は、エリアによってはH3需要の7%を超過する量が算定されることもあったが、年間を通じて一般送配電事業者が電源を専有することに対する小売事業者の供給力確保の影響への考慮や、必要量に対する不足分は電源Ⅱを適切に活用することで対応できると考えられていたことから、電源Ⅰの調達量はH3需要の7%としていた。
- 2024年度以降は、電源Ⅱが廃止となり、必要な調整力は需給調整市場を通じて、確保することとされていることから、一次～三次①の調達量は時間帯によっては電源Ⅰの調達量よりも増加することが見込まれる※。

※電源Ⅰの必要量は、残余需要（需要から太陽光と風力の出力を控除した量）が残余需要ピークの95%以上となる時間帯のコマ（主に夕方の太陽光の出力が低下する時間帯に多い）を対象に算定している。他方で、一次～三次①の必要量は、1日を3時間ごとに区切った時間帯（ブロック）ごとにそれぞれ算出しているため、日中の太陽光の出力予測誤差の大きい時間帯では、電源Ⅰの必要量よりも大きくなる場合がある。

一次～三次①の調達量について

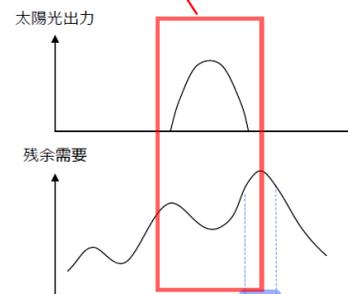
16

電力広域的運営推進機関
2021年9月 第25回需給
調整市場検討小委員会
資料3

- 現在の調整力公募では、電源Ⅰ調達量は7%とし、電源Ⅰ必要量が7%を超過する場合は、電源Ⅱ余力を活用することとしている。
- 他方で、2024年度以降は調整力公募が終了し、電源Ⅱ余力に期待できなくなるため、7%を超過する必要量についても、需給調整市場からの調達が必要と考えられる。
- 今回試算したエリア別の複合約定時の必要量では、ブロック3～6において7%を大幅に超えるものもあり、今年度から取引を開始した三次②においてブロック3～6で調達不足が生じていることを踏まえると、精査が必要と考えられる。
- 必要量が大きい要因としては、GC以降の再生エネ出力予測誤差やBGの需要予測誤差が影響していることも想定されるため、一般送配電事業者における再生エネ出力予測精度やBGの需要予測精度の動向と共に、複合約定時の必要量の推移について、引き続き、確認していきたい。

【一次～三次①の必要量（年間平均）※】

	1B (0～3時)	2B (3～6時)	3B (6～9時)	4B (9～12時)	5B (12～15時)	6B (15～18時)	7B (18～21時)	8B (21～24時)
北海道	6.7	7.0	12.2	13.4	13.1	8.0	6.8	7.2
東北	8.8	8.3	8.4	10.5	9.6	9.1	7.4	6.9
東京	4.8	4.2	7.4	9.0	8.3	6.2	5.4	5.3
中部	4.4	4.3	7.5	8.8	9.8	7.1	4.8	4.6
北陸	4.8	4.4	8.2	8.9	7.2	6.7	4.7	4.6
関西	4.6	4.3	7.6	8.8	8.0	6.4	5.3	5.0
中国	6.2	5.7	9.3	11.4	9.8	9.7	7.4	6.5
四国	3.3	3.2	7.3	15.3	14.9	12.0	5.0	3.5
九州	5.2	4.4	11.2	14.1	12.1	10.0	5.6	6.0



※ 2020年度供給計画
第1年度のH3需要比率

残余需要の高い時間帯
(電源Ⅰの評価時間帯)

一次～三次①の必要量の更なる低減（続き）

- 他方で、2022年度から始まる新インバランス料金制度が価格シグナルとして適切に機能することで、BGに対し需要計画等の精緻化など需給調整の円滑化に向けた適切な行動を促すことにつながり、調整力の必要量の低減が期待される。
- このため、需給調整市場における調整力の調達費用については、約定価格だけでなく、実際の調達量についても、事後的にその状況を確認すべきではないか。

2 - 2. 調整力費用（一次～三次①） の算定方法（調達単価）

一次～三次①調整力費用の算定方法（調達単価）

- 需給調整市場の入札価格（調達単価）の考え方については、市場の適正な取引を確保するため、制度設計専門会合において、2019年12月から2020年12月にかけて、相当な議論を積み重ね、整理を行い現在の運用に至っている。
- したがって、一次調整力から三次調整力①までの調達単価については、制度設計専門会合で整理された入札価格の考え方に基づき算定することが妥当と考えられる。
- 次頁以降、逸失利益（機会費用）や固定費回収のための合理的な額の見積もり方法について検討を行った。

需給調整市場ガイドライン（抜粋）

2. 調整力ΔkW市場

(1) ΔkW電源

ΔkW価格 ≤ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用 × 一定割合）

(2) 電源 I

2021年度以降も、エリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電（発電・小売）以外の参加者は限定的と考えられることから、2021年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対し、これまでと同様、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定する。

ΔkW価格における逸失利益（機会費用）の考え方

- 需給調整市場ガイドラインでは、逸失利益（機会費用）を以下のとおり整理している。
- 一次～三次①は、実需給の前週に取引が行われるため、ここでの卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格（予想）を指すこととなるが、スポット市場価格（予想）より高価な電源は、ΔkW価格に起動費等の機会費用を計上し、スポット市場価格（予想）より安価な電源は、ΔkW価格にスポット市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益を計上する。

需給調整市場ガイドライン（抜粋）

（逸失利益（機会費用）の考え方）

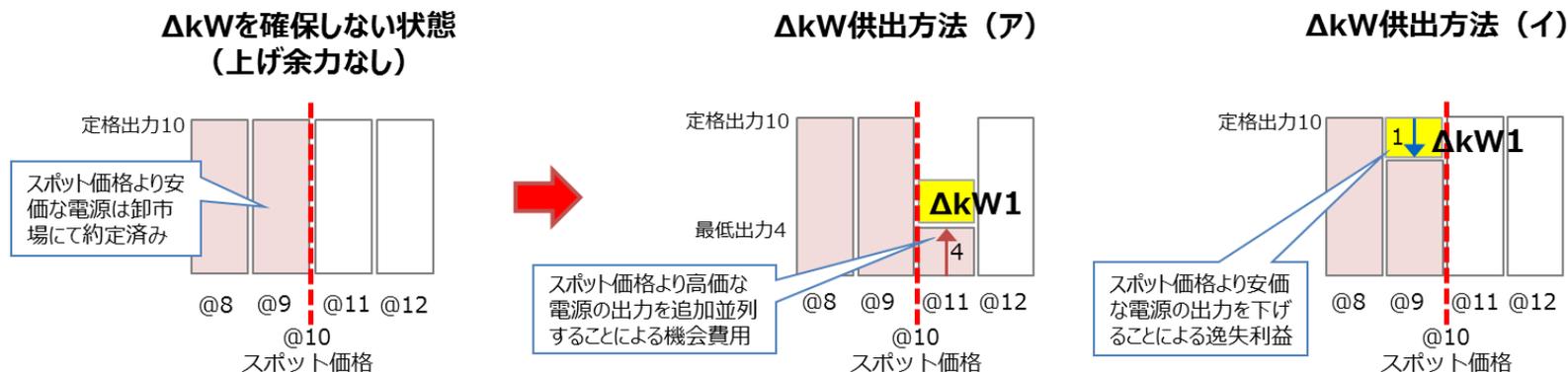
（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列しΔkWを確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生。

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げΔkWを確保する場合

この場合、ΔkWで落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生。

【図表4】調整力ΔkW市場に供出する電源のΔkW確保の考え方



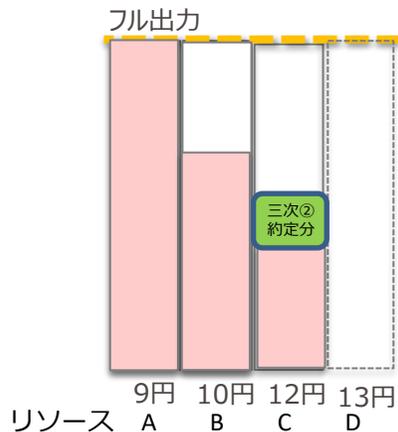
ΔkW価格への逸失利益の計上方法

- ΔkW価格に計上する逸失利益は、発電事業者の週間計画時点での電源の発電余力を需給調整市場（一次～三次①）に供出した場合の、ΔkW供出量分のスポット市場価格（予想）と限界費用との差額となる。
- この考え方を踏まえると、各コマのBG計画における各電源の発電量と発電実績との差分は、上げ調整力として運用された部分であるため、当該差分はΔkWとして確保され運用されたものと考えられるのではないかと*。
- 時間内変動に対応する調整力は、細かく上げ調整と下げ調整を繰り返しkWhが発生しないため、上記の考え方で全ての調整力がカバーできるわけではない点に留意が必要。
- したがって、ΔkW価格への逸失利益の計上は、上げ調整力として運用された電源ごとの限界費用とスポット市場市場価格（実績）を考慮して、試算することとしてはどうか。

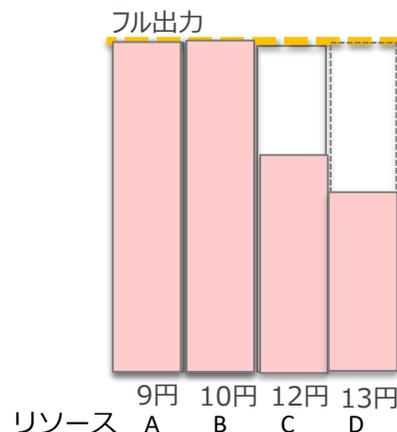
ΔkW価格への逸失利益の計上方法

*当該差分には、三次②運用分も含まれることから、三次②発電量を算出し発電実績から控除する。

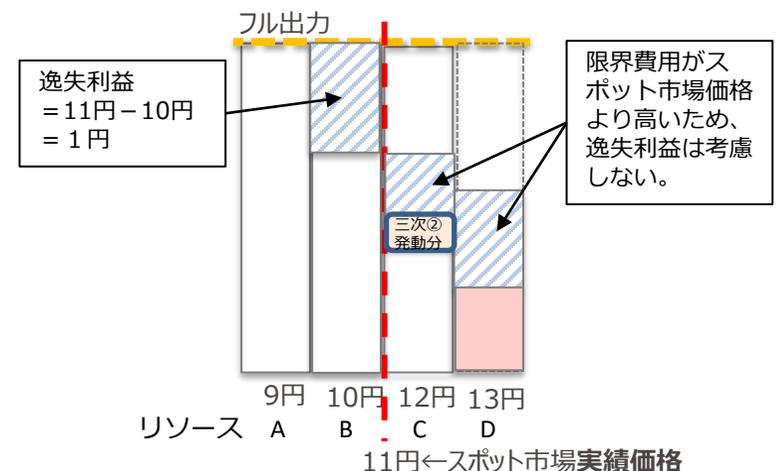
<BG計画>



<発電実績>



<発電実績 - BG計画>



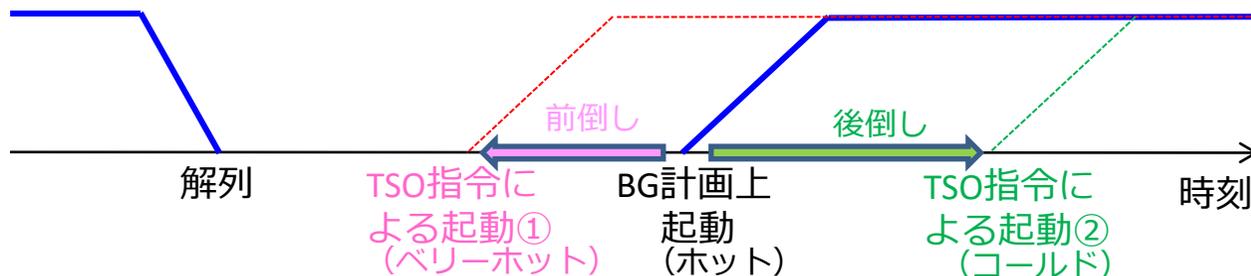
電源 I・II 契約における起動費の精算方法

- 電源 I・II 契約では、発電事業者は起動費を事前に登録し、一般送配電事業者から起動指令が行われると、登録された起動費に基づき精算が行われる。
- このとき、BG計画において予め電源の起動が予定されている場合は、一般送配電事業者からの指令タイミングにより、いくつかの精算パターンが発生する。

BG計画において予め電源の起動が予定されている場合の起動費の精算パターン

パターン	精算方法
①BG計画上、稼働計画はないが、一般送配電事業者からの指令により起動する場合	一般送配電事業者から発電事業者に対し、登録された起動費が支払われる。
②BG計画上の起動時刻から変更を求めない場合	発電事業者は予定通り電源を起動するため、一般送配電事業者との間で精算は発生しない。
③一般送配電事業者からの指令により、BG計画より起動時刻を前倒しする場合（下図①）	前回解列からの時間が短くなるため、BG計画よりも起動費が少額となる（hot→very hot）ため、起動費の差額（100万円）を発電事業者から一般送配電事業者を支払う。
④一般送配電事業者からの指令により、BG計画より起動時刻を後倒しする場合（下図②）	前回解列からの時間が長くなるため、BG計画よりも起動費が高額となる（hot→cold）ため、起動費の差額（200万円）を一般送配電事業者から発電事業者を支払う。

起動時の状態	起動費（例）
2時間以内（very hot）	200万円
8時間以内（hot）	300万円
5 6時間以内（cold）	500万円



ΔkW価格への起動費等の機会費用の計上方法

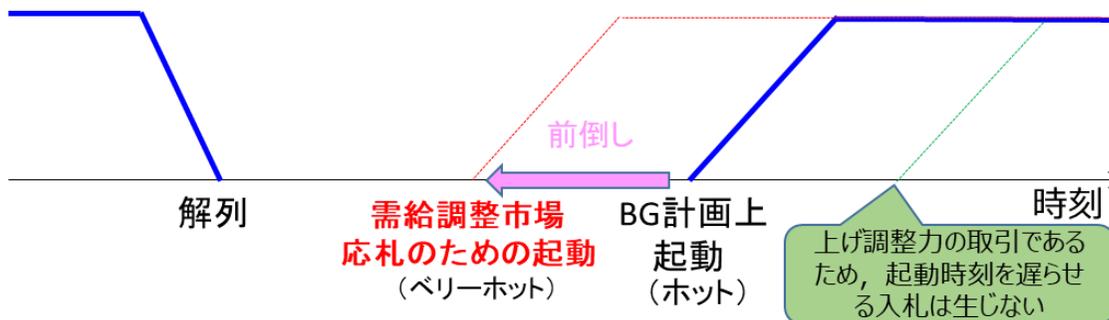
- 需給調整市場に応札する場合、現状の電源 I・II の運用を基に考えると、以下のパターンに応じて、それぞれ起動費等の機会費用をΔkW価格に計上するものと考えられる。
- したがって、ΔkW価格への起動費等の機会費用の計上は、電源 I・II の運用実績を以下のパターンに当てはめて、試算することとしてはどうか。

ΔkW価格への起動費等の機会費用の計上方法

パターン	精算方法
①BG計画上、稼働計画がないが、需給調整市場に応札するために起動する場合	起動費や最低出力までの発電量について、スポット市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用をΔkW価格に計上する。
②BG計画上の起動時刻から変更しない場合	発電事業者は予定通り電源を起動するため、ΔkW価格に起動費等は計上しない。
③BG計画上、起動する電源で需給調整市場に応札するため、BG計画より起動時刻を前倒しする場合（下図）	前回解列からの時間が短くなるため、BG計画よりも起動費が少額となる（hot→very hot）ため、起動費の差額（100万円）と最低出力までの発電量について、スポット市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用をΔkW価格に計上する。

※前頁のパターン④のようにBG計画より起動時刻を後倒しするということは、需給調整市場に調整力を応札する場合において発生し得ない。

起動時の状態	起動費（例）
2時間以内（very hot）	200万円
8時間以内（hot）	300万円
5 6時間以内（cold）	500万円



ΔkW価格への逸失利益（機会費用）の計上方法のまとめ

- 一次～三次①の調整力費用のうち、ΔkW価格への逸失利益（機会費用）の計上については、過去の各コマのBG計画における各電源の発電量と発電実績、起動費の精算実績、電源ごとの限界費用とスポット市場市場価格（実績）のデータを基に、以下のようにΔkW価格に計上する逸失利益（機会費用）を試算することとしてはどうか。

ΔkW価格への逸失利益（機会費用）の計上方法

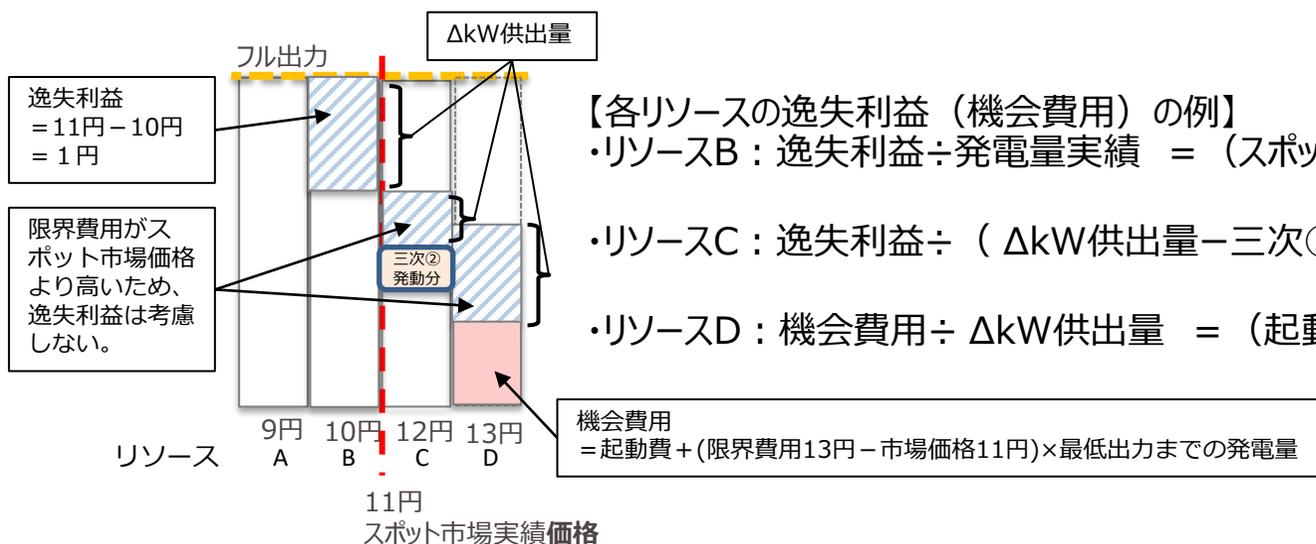
①一般送配電事業者が起動指令を行った電源

起動費や最低出力までの発電量について、スポット市場価格（実績）と限界費用との差額を算出し、当該電源のΔkW供出量（＝実績発電量※－BG計画における発電量）で除す。※三次②発電量は控除する。

②一般送配電事業者が上げ調整指令を行った電源

スポット市場価格（実績）が限界費用よりも高い場合、これらの差額を算出し、当該電源のΔkW供出量で除す。
 スポット市場価格（実績）が限界費用よりも安い場合、逸失利益はゼロとする

上記①、②により算出した価格を電源ごとに加重平均し、ΔkW価格に計上する。



ΔkW価格における固定費回収のための合理的な額の考え方

- 需給調整市場ガイドラインでは、固定費回収のための合理的な額の考え方を以下のとおり整理している。

需給調整市場ガイドライン（抜粋）

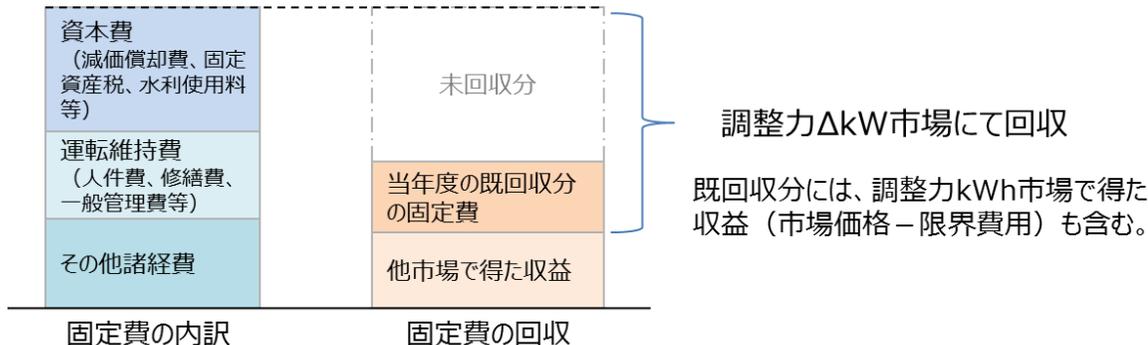
②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額の考え方は、調整力kWh市場と同様に、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既回収分も含む）を差し引いた分とする。

$$\begin{aligned} & \text{固定費回収のための合理的な額(円/ΔkW)} \\ & = \{ \text{①電源等の固定費(円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW・年)} \} \div \text{③想定年間約定ブロック数} \\ & \text{想定年間約定ブロック数} = \text{想定年間予約時間} \div 3 \text{時間} \end{aligned}$$

また、予約電源が、調整力kWh市場において、kWh価格を市場価格で登録することにより、「市場価格－限界費用」分の収益が発生した場合は、当該収益についても当年度分の固定費の既回収分とする。

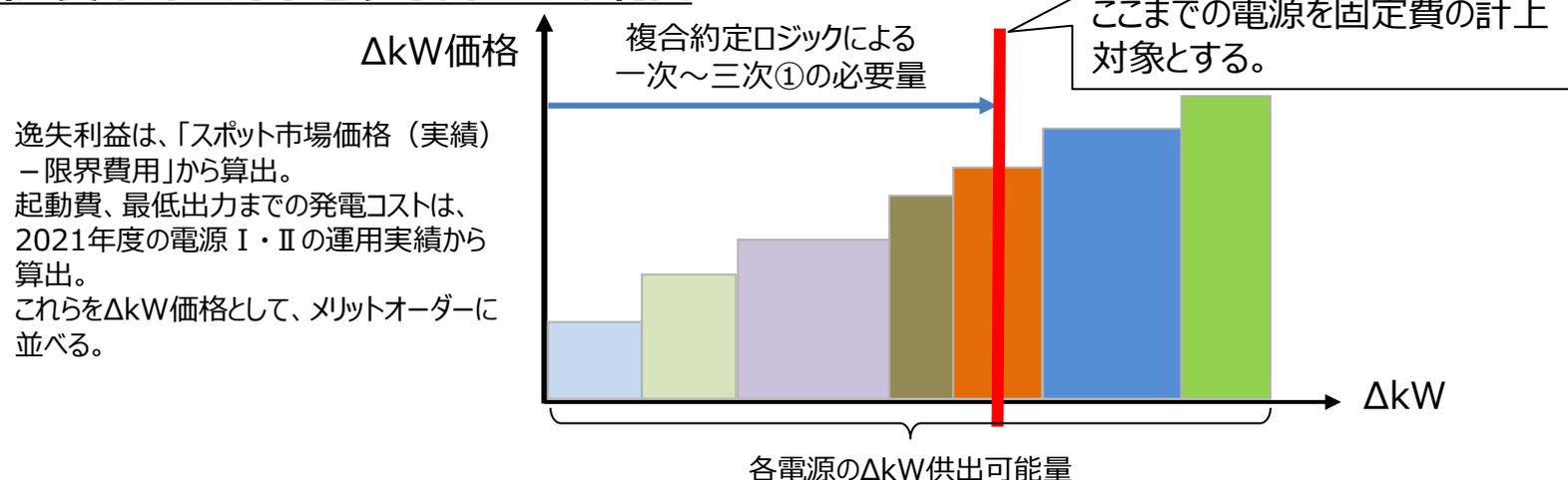
【図表 5】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



固定費の計上対象とする調整力の範囲について

- これまで電源Ⅰの必要量は、エリアによってはH3需要の7%を超過する量が算定されることもあったが、必要量に対する不足分は電源Ⅱを適切に活用することで対応できると考えられていたことから、電源Ⅰの調達量はH3需要の7%としていた。
- 2024年度以降は、電源Ⅱが廃止となり、必要な調整力は需給調整市場を通じて、確保することとされていることから、一次～三次①の調達量は時間帯によっては電源Ⅰの調達量よりも増加することが見込まれる。
- したがって、固定費回収のための合理的な額を見積もるに当たっては、電源Ⅰ分に加えて電源Ⅱ分の固定費も考慮する必要があるのではないか。
- また、その考慮すべき範囲については、前々頁までの方法で算出した逸失利益と起動費等から、各電源の仮の ΔkW 価格のメリットオーダーを作成し、一次～三次①の複合約定ロジックの考え方に基づく必要量分までとすることどうか。

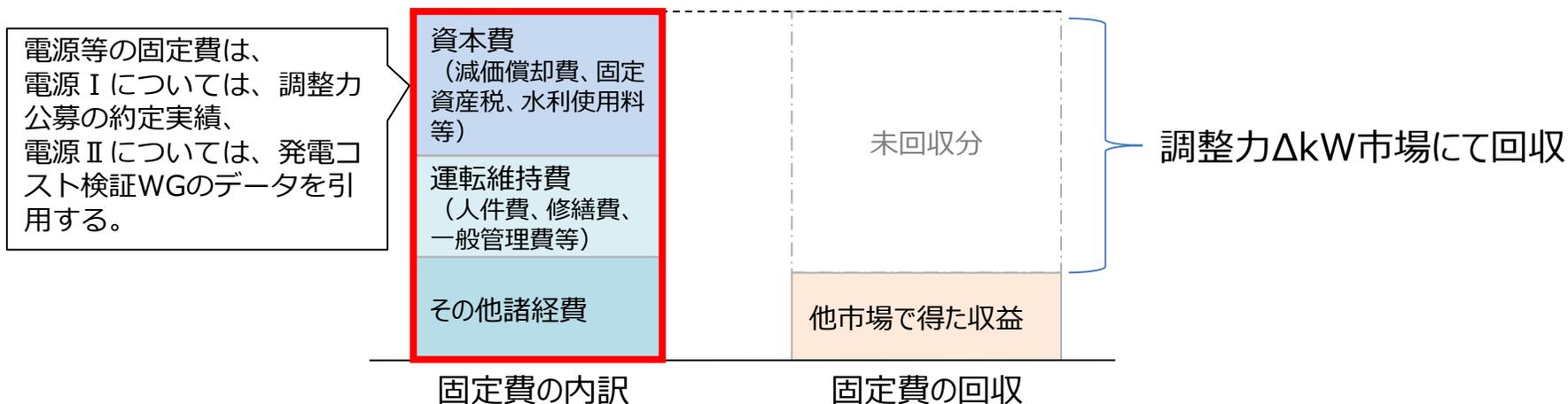
固定費の計上対象とする調整力の範囲



電源等の固定費の算定方法

- 固定費の計上対象とする調整力の範囲を確定した後は、これらの固定費をどのように試算するかが次の論点となる。
- 電源Ⅰについては、これまでの調整力公募においてkW価格（固定費）の精算が行われていることから、約定実績のデータを引用することが可能。
- 他方、電源Ⅱについては、kW価格の精算は行われず、稼働実績に応じたkWh価格の精算しか行われないため、固定費をどのように試算するか整理が必要。
- 現在、公表データの中で引用可能なものとして、資源エネルギー庁の発電コスト検証WG（発電コストレビューシート）のデータがあるため、これを基に電源Ⅱについては固定費を試算することとしてはどうか。

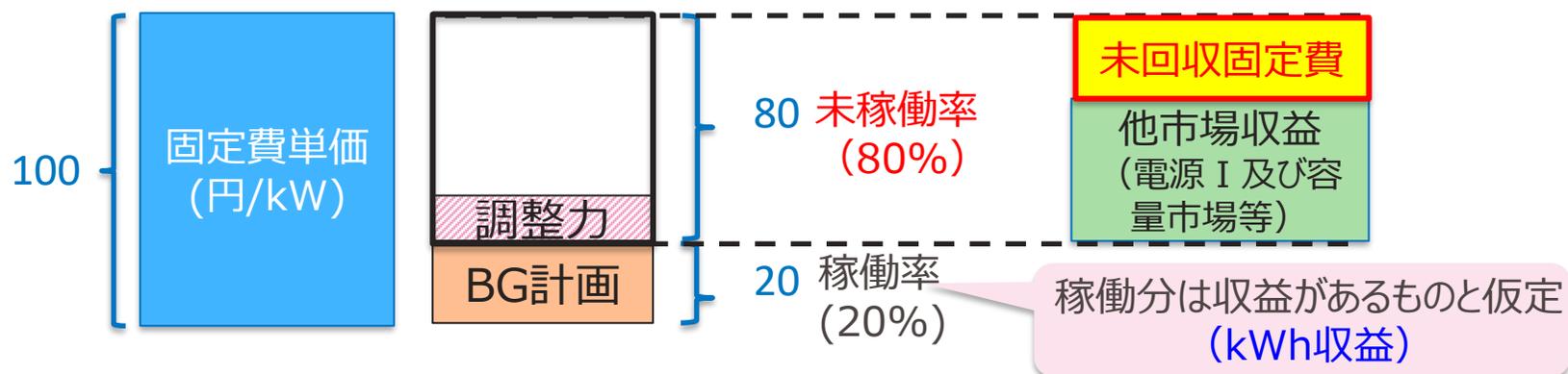
ΔkW価格への固定費回収のための合理的な額の計上方法



他市場で得られる収益の算定方法

- Δ kW価格に計上する固定費回収のための合理的な額では、電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既回収分も含む）を差し引くことが求められている。
- 他市場で得られる収益については、電源 I（2023年度のみ）、容量市場（2024年度以降）、ブラックスタート機能公募、スポット市場等が考えられる。
- 電源 I（2023年度のみ）、容量市場（2024年度以降）※、ブラックスタート機能公募については、約定実績のデータを引用することが可能。※容量市場の2026年度、2027年度分については、次頁参照。
- 他方、スポット市場等からのkWh収益については、個々の電源等のkWh収益を把握できないため、どのように試算するか整理が必要。
- スポット市場等で約定した電源等の発電量は、BG計画に反映されることを踏まえると、電源等の定格出力とBG計画値からBG計画分の稼働率が算出できるため、これを固定費回収率と仮定し、他市場で得られる収益に加味することとしてはどうか。

他市場で得られる収益の算定方法



他市場で得られる収益の算定方法（容量市場の約定価格想定値）

- 他市場で得られる収益のうち、容量市場から得られる収益（容量市場の約定価格）については、2024年度が14,137円/kW、2025年度が3,495円/kW（北海道、九州は5,242円/kW）であるため、これを引用することが可能※。
- 2026年度、2027年度の約定価格想定値については、容量市場の指標価格（Net CONE）（2024年度：9,425円/kW、2025年度：9,372円/kWの平均値）を引用してはどうか。

3. 経済指標更新値による指標価格（Net CONE）算定

6

電力広域的運営推進機関
2021年4月 第31回容量市場の
在り方等に関する検討会 資料5

- 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、2020年度メインオークション（対象実需給年度:2024年度）から以下の経済指標を更新した。
- 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、国等が公表する経済指標等にもとづく算定の結果、**9,372円/kW**となった。
- また、上限価格（Net CONEの1.5倍）は、14,058円/kWとなった。

（参考）2020年度メインオークション（対象実需給年度:2024年度）のNet CONEは、9,425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) 2020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)	3.13%	2.84%	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	1月下旬 (暦年値)	0.34%	0.26%	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)	42.9%	42.3%	経済産業省公表
他人資本コスト	貸出約定平均金利	2月	0.86%	0.98%	日本銀行公表

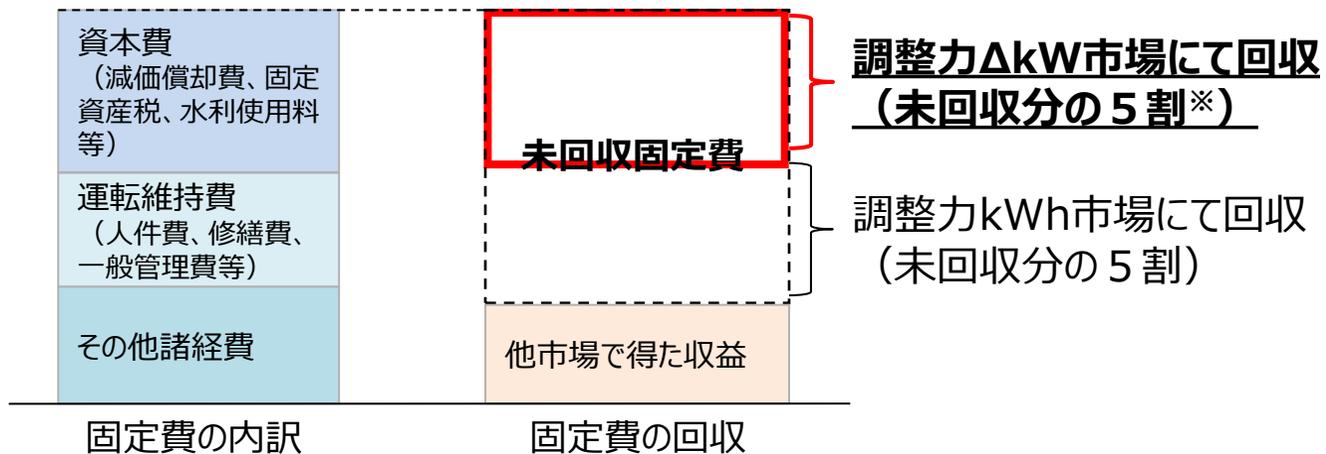
※容量市場から得られる収益を算定するに当たっては、経年、入札価格による控除額も考慮。

※2023年度は容量市場開始前であるため、未回収固定費が大きくなることが想定される。このため、2024年度から2027年度までの未回収固定費を参照することも可能としてはどうか。

ΔkW価格に計上する未回収固定費の割合

- 電源等の固定費から他市場で得られる収益を差し引くことで、需給調整市場で回収が期待される未回収固定費が算出される。
- 他方で、需給調整市場には、調整力ΔkW市場と調整力kWh市場があり、需給調整市場ガイドラインでは、どちらにも未回収固定費（固定費回収のための合理的な額）を計上することが可能。
- 両市場にどの程度計上するかは、実際は応札事業者の入札戦略によるが、今回の試算においては、等分で計上するとみなし、ΔkW価格に計上する未回収固定費は5割※とすることでどうか。

ΔkW価格に計上する未回収固定費の割合



※需給調整市場の競争状況が時期によって異なることが想定されるため、約定確率を考慮した未回収固定費の設定について更に精査が必要。

ΔkW価格への固定費回収のための合理的な額の計上方法のまとめ

- 一次～三次①の調整力費用のうち、ΔkW価格への固定費回収のための合理的な額の計上については、過去の各コマのBG計画における各電源の発電量、電源Ⅰや容量市場等の約定実績、発電コスト検証WG等のデータを基に、以下のようにΔkW価格を試算することとしてはどうか。

ΔkW価格への固定費回収のための合理的な額の計上方法

①固定費の計上対象とする調整力の範囲

各電源のBG計画値等を基にΔkW供出可能量を算出。次にこれらの電源について逸失利益と起動費等を算出し、これを仮のΔkW価格としてメリットオーダーを作成。このメリットオーダーから一次～三次①の複合約定ロジックの考え方に基づく必要量分までを固定費の計上対象とする調整力の範囲とする。

②電源等の固定費

電源Ⅰは調整力公募の約定実績、電源Ⅱは発電コスト検証WGのデータを引用する。

③他市場で得られる収益

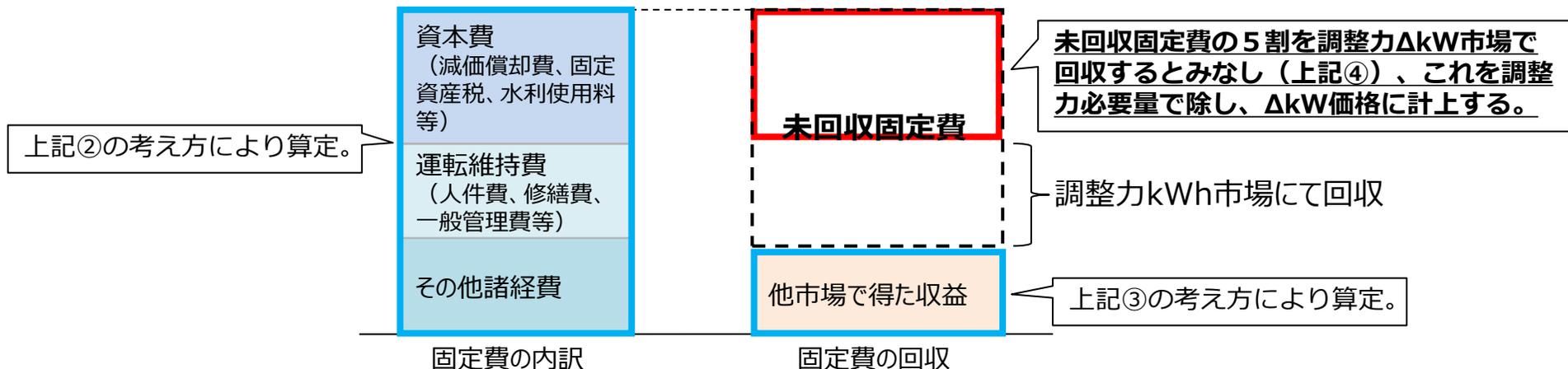
電源Ⅰ（2023年度のみ）、容量市場（2024年度以降）、ブラックスタート機能公募については、約定実績のデータを引用。ただし、容量市場の2026年度、2027年度の約定価格想定値は、容量市場の指標価格を参考に設定する。

kWh収益については、電源等の定格出力とBG計画値からBG計画分の稼働率を算出し、これを固定費回収率として電源等の固定費から控除する。

④ΔkW価格に計上する未回収固定費（＝②－③）の割合

未回収固定費は、調整力ΔkW市場と調整力kWh市場で等分で回収するとみなす。

上記①～④により算出した価格を複合約定ロジックの考え方による調整力必要量で除し、ΔkW価格に計上する。



調整力費用の算定方法に係る事務局提案のまとめ

- レベニューキャップ制度における、2023年度から2027年度までの第一規制期間における一次調整力から三次調整力①までの調整力費用については、以下の方法で算定することとしてはどうか。
 - ① 必要量については、広域機関で検討された複合約定ロジックの考え方にに基づき試算。
 - ② 調達単価については、需給調整市場ガイドラインの考え方にに基づき、前頁までの方法で、逸失利益（機会費用）、固定費回収のための合理的な額を試算。
- 以上の考え方を制度設計専門会合における整理とし、料金制度専門会合における調整力費用の審査・査定方法として提案することとしてはどうか。

3. 調整力費用等の需給運用の更なる費用 低減に向けた検討

調整力費用等の需給運用の更なる費用低減に向けた検討

- 調整力費用等の需給運用の費用低減に向けた取組としては、現状、広域需給調整の実施等が行われており、また、2022年4月から新インバランス料金制度が開始されると、インバランス料金がBGに対し需要計画等の精緻化に向けたインセンティブとなり、系統全体のインバランス量が低減することが期待されている。
- しかし、調整力費用の増加が見込まれる中、引き続き需給運用の更なる費用低減に向けたあらゆる方策の検討が必要。例えば、一般送配電事業者各社では、現在、中給システムのリプレイスに向けた仕様統一の検討を行っており、特にEDC制御による仕様統一や、起動費、最低出力コスト、限界費用カーブ等の情報を用いて発電機の起動停止計画を策定する機能※の実装は、全国大でのメリットオーダーの更なる追求に貢献し、需給運用コストを低減させることにつながる。 ※この機能により、Three Part Offerが実施可能となる。
- 他方で、これらの機能実装が最大限効果を発揮するためには、一般送配電事業者による需給運用に係る制度面での追加的な整理が必要な面もある。
- したがって、今後、以下の事項等について関係機関と連携し、より検討を深めていくべきではないか。

需給運用の更なる費用低減に向けて検討を深めるべき事項

① 余力活用電源の運用方法の明確化

電源Ⅱ契約では、一般送配電事業者は、起動指令等が柔軟にできるため、電源Ⅰ・Ⅱの持ち替えによる経済運用や上げ余力の確保が可能。

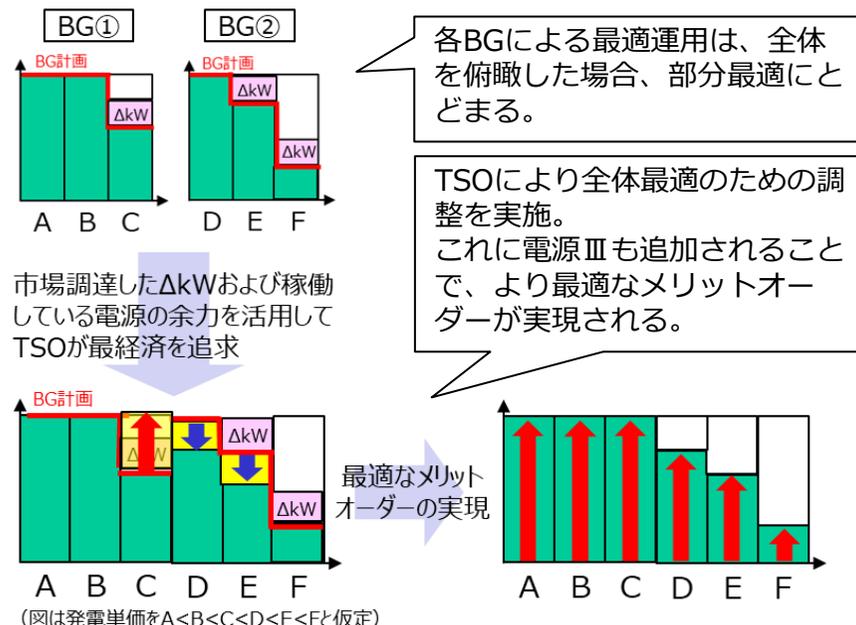
電源Ⅱ廃止後の余力活用電源においても経済差し替えは許容されているが、一般送配電事業者からの起動指令等はひっ迫時などに限定する方向であるため、より詳細な運用方法の整理が必要ではないか。

② 電源Ⅲ（非調整電源）のオンライン指令機能の具備

上記においてEDC制御により実現される最適運用は調整力の範囲に限られる。より最適なメリットオーダーを実現するためには、電源Ⅲについても一般送配電事業者からオンライン指令可能となるよう機能を具備すべきではないか。

③ リクワイアメント発動のための電源等の価格情報等の提供

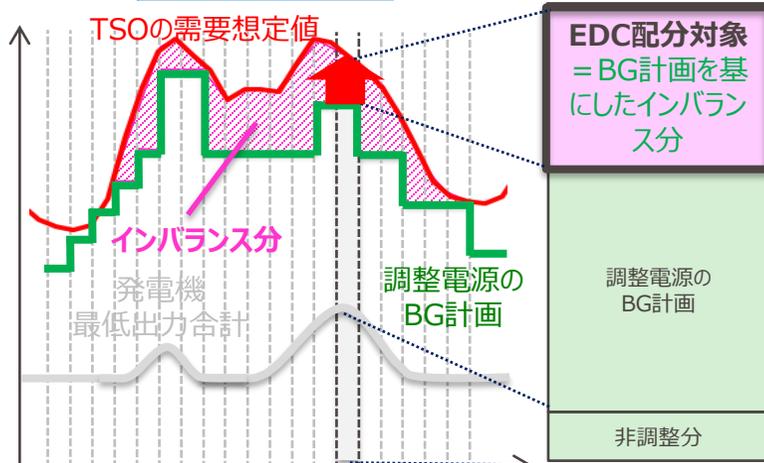
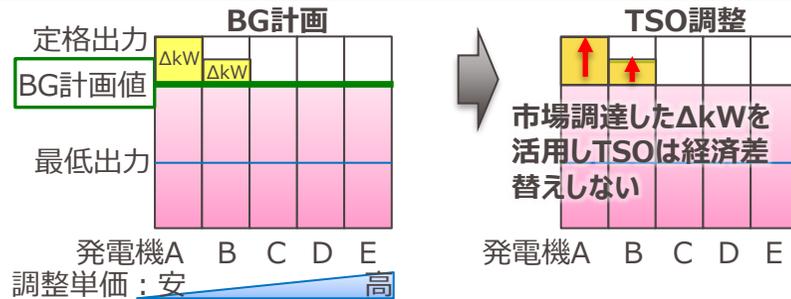
容量市場の需給ひっ迫時のリクワイアメントでは、容量提供事業者に対し、市場応札や一般送配電事業者からの供給指示に応じることが求められる。これらのリクワイアメントを効率的に運用するために、電源等の限界費用、起動費等を一般送配電事業者に登録する仕組みが必要ではないか。



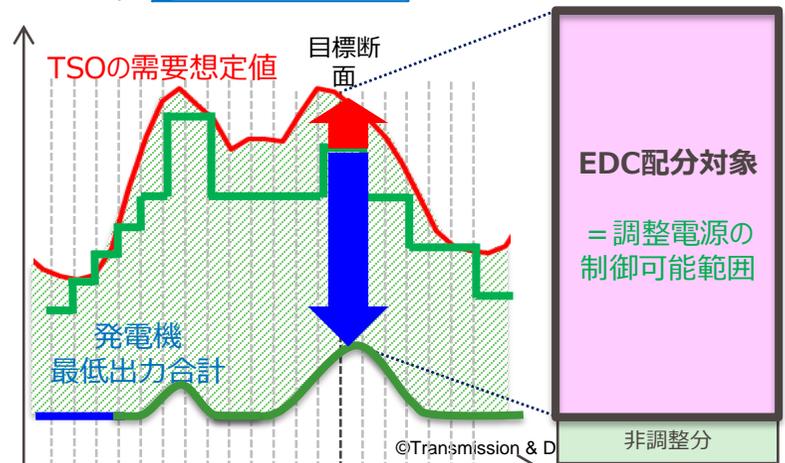
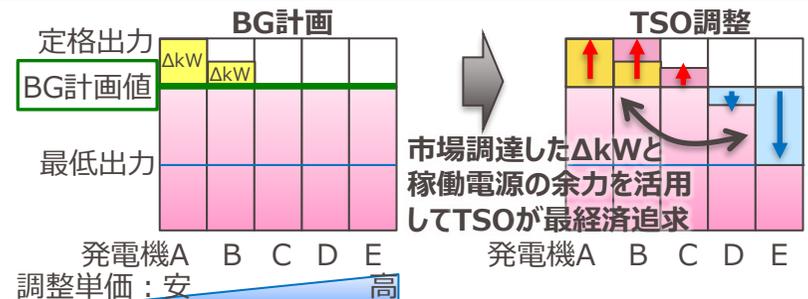
(参考) ②EDC機能の仕様見直しの方向性

- 仕様統一時には、インバランス対応に要した調整コストをインバランス料金で回収する制度に鑑み **BG計画を基にしたインバランス分のみをEDC配分対象とする**ロジックも考えられるが、余力活用の仕組みの整理において、容量市場開設後も経済性向上を目的とした出力増減を行うこととなっており、社会全体の燃料コスト低減の観点から、**稼働している電源等の制御可能範囲をEDC配分対象とする**方向で検討。
※現状も調整電源の制御可能範囲をEDC配分対象としている
- また、今後のエリア内混雑発生に備えて、送変電設備を最大限活用したメリットオーダーを実現すべく、潮流制約を考慮したEDC機能として構築する方向。

EDC配分対象 = BG計画を基にしたインバランス分



EDC配分対象 = 稼働している電源の制御可能範囲



(参考) ④発電機の起動停止に関する方向性

- 2024年度以降、平常時は卸電力市場ならびに需給調整市場をふまえて、発電事業者が発電機の起動停止計画を策定することになる。
- 一方で、再エネ出力抑制の回避や需給ひっ迫時の供給力確保の議論が進行中であることを考慮すると、緊急時の周波数維持に支障を及ぼさないよう、**揚水の上池管理機能や、「起動費」「最低出力コスト」「限界費用カーブ」等の情報を用いた発電機の起動停止計画（UC）策定機能※（潮流制約を考慮）は具備しておく**（使用しなければ平常時整理と同様）方向で検討中。

※ Three-Part Offerと同じ機能

2021.12.14 第42回電力・ガス基本政策小委 資料5より一部抜粋

前回御提案させていただいた内容

資料3-1参照

	2021年度	2022～2023年度	2024年度以降
供給能力確保義務	<p>原則として、小売電気事業者は自らkWhを確保することを通じて、供給能力確保義務を果たすことが必要。需給に一定程度余裕がある場合にスポット市場等の売り切れが生じた場合（詳細要検討）やJEPXを通じた卸電力の取引が停止した場合は、売り切れによって発生するインバランス料金の支払いを行っていることを条件に、「正当な理由がある」として、供給能力確保義務違反とならない（論点②、②-2）</p> <p>「市場価格の動向を踏まえても経済合理的な説明ができない価格での入札を行っていないこと」が条件</p>	-	<p>容量市場における容量拠出金を支払う義務（金銭支払義務）とする（論点①）</p> <p>本日の本資料での議論対象</p>
計画値同時同量義務	上記と同様（論点③）		2022～2023年度と同様とすべきかどうか （論点③）
燃料確保	一般送配電事業者によるkWh公募により調達する方法や他の方法も含め、今後より詳細検討（論点④）		