

市場約定処理を踏まえた優先給電ルールとの関係について

2025年4月15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52回・第53回本小委員会（2024年12月5日・2025年1月24日）において、2026年度から現在の週間断面の取引が前日断面へスケジュール変更（以下、「前日取引化」という。）することに伴う諸課題について詳細検討を実施してきたところ。
- 他方、前日断面における実務面としては、需給調整市場における約定処理後、下げ調整力不足時の対応として、広域機関とTSOが連携した「長周期広域周波数調整」、「再エネ制御量の算出」、「出力制御指示」からなる優先給電ルールに基づく一連の処理※が存在するため、今回改めて、前日取引化に伴うこれら後工程への影響の有無の確認ならびに必要なと考えられる対応を整理したため、ご議論いただきたい。

※ 長周期広域周波数調整における按分処理過程で連系線空容量を参照するため、市場約定後の処理となる。

まとめ

42

- 今回の課題 (①～③) の詳細検討結果をまとめると下表のとおりとなる。
- 次回以降、残りの課題 (④、⑤) についても詳細検討を実施し、関係個所と連携のうえ、整理を進めていきたい。

No	課題	詳細検討結果
①	広域予備率の計上方法	・他審議会の広域予備率の在り方検討において、週間および翌々日計画における調整力計上方法が、「調達不足分※を見込み計上」に整理されたことに伴い、当初想定していた課題（週間取引分が計上されなくなる）も解消されるため、本課題も合わせて整理済とする ※ 余力活用電源を起動するものとみなして予備率に計上
②	発電機の起動判断（前日市場以降で起動が間に合わないリソースの取扱い）	・前日取引化以降のロング機の起動の仕組み（バックアップ方法）については、調整力不足・供給力不足に対応した余力の特別対応に期待するものとする ・TSOが起動した後の扱いに関しては、小売電気事業者の供給力確保に活用するには、発電事業者に対し、卸電力市場への応札を促す必要があり、TSOからの起動指令時刻が、スポット市場の応札メ切り前の電源であれば、スポット市場に応札されることが望ましく、歯抜け約定や起動費取り漏れといった発電事業者側リスクを考慮すると、起動費を含めた限界費用でブロック入札を行う方法が合理的と考えられる ・また、起動指令時刻が、スポット市場の応札メ切りから需給調整市場の応札メ切までであった電源、あるいはスポット市場入札後に不落となった電源の場合、調整力の確実な確保、ならびに起動費等の織込み・回収といった観点からは、需給調整市場に応札されることが望ましい※と考えられる ※現行の容量市場リクワイアメントでは、需給調整市場への応札が十分に促されないとも考えられ、この点、検討が進められている制度的措置の内容によっても取扱いが変わり得るため、引き続き深掘りしていく
③	調達量の判断（現：追加調達の判断）	・こちらも課題①と同様に、広域予備率算定の見直しに伴い、予備率が下がってしまい、常に過調達してしまうといった課題は解消される（適切な判断ができなくなる点は解消） ・また、調達量の判断基準としている閾値（現：翌々日計画の広域予備率12%）について、今年度上期の広域予備率をもとに、算定方法見直し後相当の補正を実施したうえで試算した結果、12～14%程度となり、現在の閾値12%から大きく乖離していないため、今後の実績等を踏まえて変更要否を判断していく ・また、本課題と関連して三次②必要量の見直し（複合商品の調達量により控除量を使い分け）については、前日取引化のタイミングに合わせて実施することが望ましいが、テーブル増加に伴い共同調達が複雑化する等の課題も考えられるため、実現に向けた課題整理について、引き続き検討を深掘りしていく

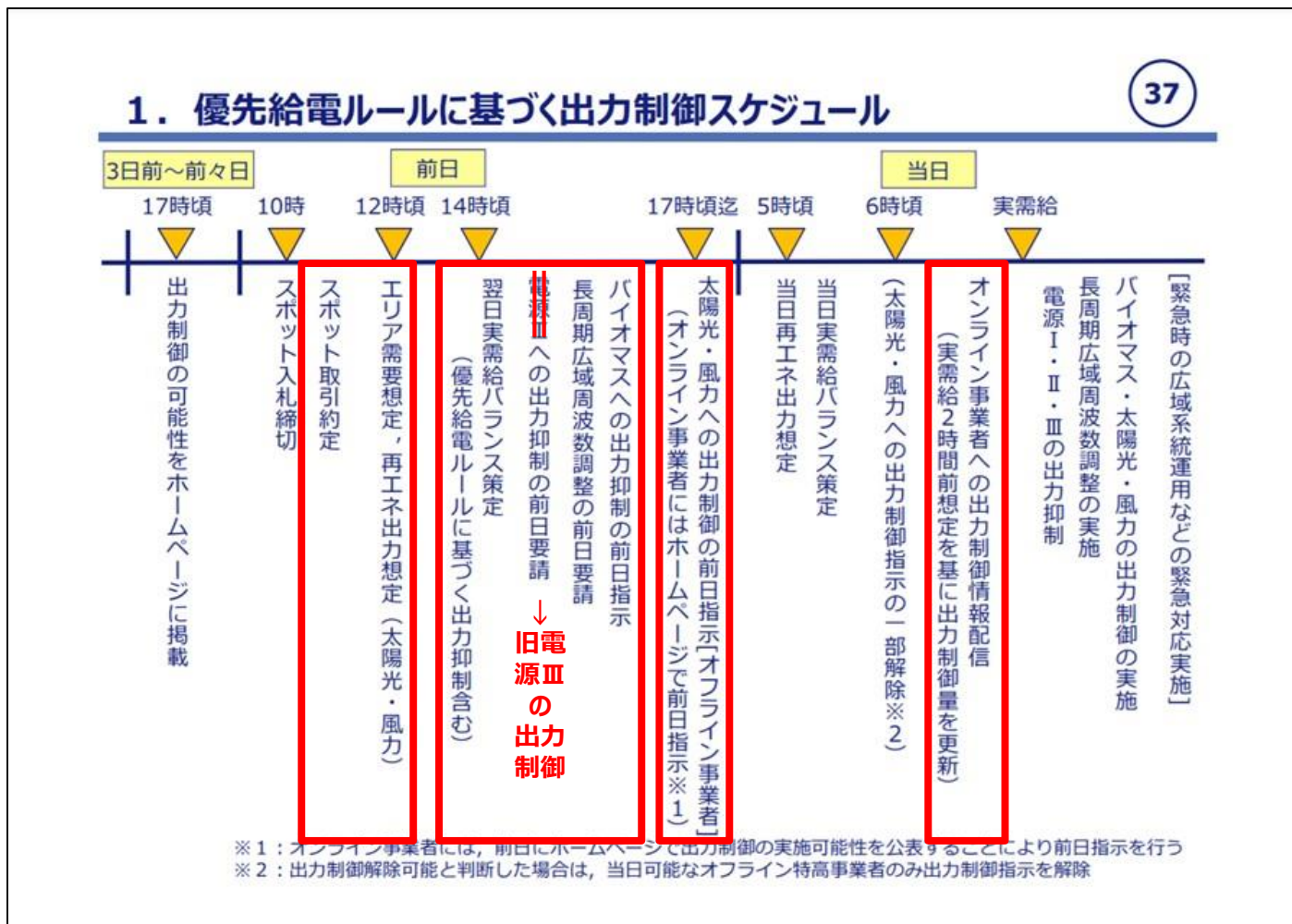
まとめ

24

- 今回の課題(④⑤)の詳細検討結果をまとめると下表のとおりとなる。
- 今後は、前回整理した課題①～③も含め、国をはじめ関係箇所と連携しながら詳細検討を進めていくこととしたい。

No	課題	詳細検討結果
④	連系線枠の取扱い	・連系線枠の取扱い方法としては、連系線枠を最大限活用できる観点から「シリアル処理(逐次処理)」を採用する方向※とする ※ 今後、処理時間の問題が顕在化した際は再度検討を実施する ・また、シリアル処理の付随論点である「どちらの市場を先行にするか」に関しては、シリアル処理の優位性を最大限発揮する観点・調整力提供者の収益機会を最大化する観点から、先行市場を現在の週間商品である「一次～三次①・複合」とし、後続市場を「三次②」とする
⑤	応札商品の偏り	＜課題⑤-I：恒久対策＞ ・応札商品の偏り問題に対する恒久対策としては、まずは「市場一本化案」を本案としつつ、実現可否をはじめ、改修期間やコスト等を踏まえて、次点で「自動エントリー案」を志向することとしてはどうか(ただし、これら両案はMMS改修が伴うため要件定義等を踏まえると、2026年度からの実現は難しい) ＜課題⑤-II：暫定対策＞ ・暫定対策として、MMSや中給システムの改修が伴うものは、恒久対策案と同様に2026年度からの対応が困難と考えられ、システム改修せずにできる運用面や制度面での対策についても考えていく必要がある ・調達不足や価格高騰といった応札商品の偏りにより発生しうる課題は、応札量と募集量のバランスにより顕在化するものと考えられるため、システムに依らない対策としては、<u>現行の応札不足対応の暫定措置である募集量削減の取組みや商品の上限価格といった対応も一定程度の効果を発揮するものと考えられる</u> ・今後の市場応札状況次第ではあるものの、<u>募集量調整の中止判断に際しては、前日取引化後の商品の偏りへの影響も考慮した上での慎重な判断が必要になると言えるため、このような点も踏まえて、今後、国をはじめ関係箇所と連携しながら進めていく</u>

- 優先給電ルールに基づく再エネ出力制御は、前日計画段階で需給バランスを策定し、また、「TSOが調整力として予め確保していない電源（旧電源Ⅲ）」や「バイオマス」の出力制御、「長周期広域周波数調整」を実施した上で、なお、下げ調整力が不足する場合に「再エネ（自然変動電源）」の出力制御を実施するものとなる。



(下げ調整力が不足する場合の措置)

第 1 7 4 条

一般送配電事業者は、前条の措置を講じても一般送配電事業者の供給区域の電気の余剰を解消できず、下げ調整力不足又は下げ調整力不足の発生するおそれがあると判断した場合には、次の各号の順位に従って同号に掲げる措置を講じる。

一 一般送配電事業者及び配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について次のアからウまでに掲げる方法（第 3 号から第 5 号 まで及び第 7 号に掲げる方法を除く。）

ア 火力電源等（出力制御が困難な電源及び下げ調整力不足の解消への効果が低い電源は除く。

以下同じ。）の発電設備等の出力抑制

イ 揚水発電設備の揚水運転

ウ 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

二 長周期広域周波数調整

三 バイオマスの専焼電源（ただし、次号の地域資源バイオマス電源を除く。以下同じ。）の出力抑制

四 地域資源バイオマス電源の出力抑制

五 自然変動電源の出力抑制

六 業務規程第 1 1 1 条に定める本機関の指示に基づく措置

七 長期固定電源の出力抑制

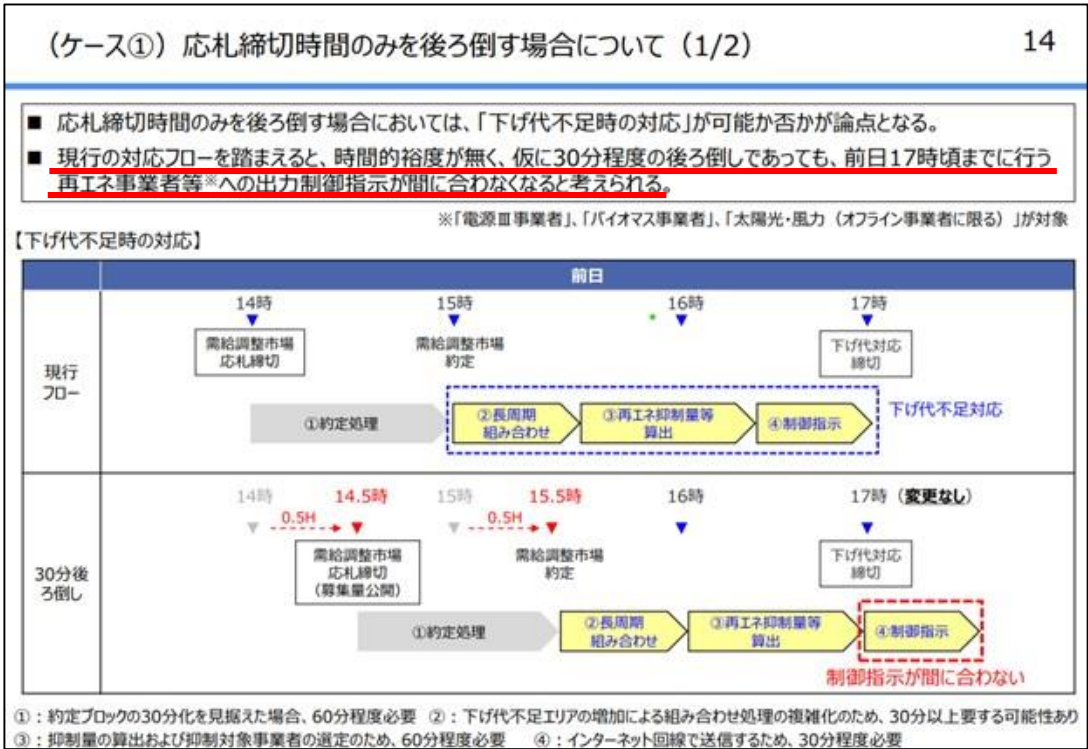
2 一般送配電事業者は、前項各号の措置の実施に要する時間等を考慮した上で、配電事業者及び関係する電気供給事業者に対し、実施に必要な要請又は指令を行う。

1. 前日取引化に伴う市場約定
2. 現行の下げ調整力不足時の対応
3. まとめ

1. 前日取引化に伴う市場約定
2. 現行の下げ調整力不足時の対応
3. まとめ

- 現行の週間商品は複合約定処理を実施しているため、現行の前日商品（三次②：複合約定なし）に比べると、処理時間を要するため、前日取引化後の前日断面の市場約定時間も現行より時間を要する可能性が高い※。
- また、実需給の前日断面において市場約定処理後に実施される下げ調整力不足対応は、最終的に前日17時頃までに再エネ事業者等へ出力制御指示を行う必要があるため、市場約定処理を現行より後ろ倒しすることは難しい。
- これらの点を踏まえて、2026年度の前日取引化後の市場約定処理時間としては、原則的な約定処理時間である60分（14時～15時）以内となるように開発を進めているところ。

※ 加えて、前日取引化に伴い、前日断面では現行の週間商品と前日商品がシリアルに処理されることになる（2026年度当初）



- 前日取引化後の市場約定処理の方法に関して、2026年度当初においては、連系線枠を最大限活用できる点を踏まえ、複合市場（現行の週間市場）、三次②市場（現行の前日市場）の順でシリアル処理されることになる。
- 2027年度以降においては、応札商品の偏り問題への恒久対策として、約定処理ロジックの見直しを検討中であり、本案として、複合市場と三次②市場を一本化して約定処理すること（市場一本化）を志向※しており、この場合はシリアル処理の概念自体がなくなることで、市場約定に係る時間短縮効果も期待できるといえるか。

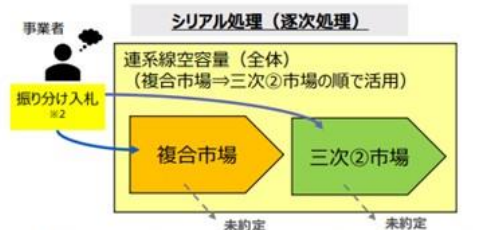
※ 改修規模や難易度等含めた詳細については、今後精査していく。

【課題④】連系線枠の取扱い（二つの前日市場の処理方法）

12

- また、第51回本小委員会（2024年10月23日）において、前日取引化に伴う連系線枠の取扱いに関し、二つの市場の処理方法として、並列処理（並列処理）とシリアル処理（逐次処理）の比較を行った。
- 両者について、処理時間の問題がクリアされる（システム上対応可能）のであれば、連系線枠を最大限活用可能なシリアル処理の方が優位としていたところ、一般送配電事業者と連携し、現時点ではシステム対応可能な見込みを確認できたことから、基本的には「シリアル処理（逐次処理）」を採用する方向※1とした。
- また、シリアル処理の付随論点であった「どちらの市場を先行にするか」に関しては、第51回本小委員会でお示したとおり、シリアル処理の優位性を最大限発揮する観点や調整力提供者の収益機会を最大化する観点から、先行市場を現在の週間市場である「一次～三次①・複合」とし、後続市場を「三次②」とする。
- ただし、シリアル処理はあくまでも先行市場で余った連系線枠を後続市場に連携する機能であることから、事業者の応札（振り分け方）次第では、応札商品に偏りが生じる課題自体は残り得る（⇒こちらが課題⑤）。

※1 今後、処理時間の問題が顕在化した際は再度検討を実施する。



※2 共に独立した市場のため、振り分け次第では応札商品の偏りやその結果、未約定が増える可能性もあり得る。（振り分けにシビアになると考えられる）

【課題⑤】連系線枠の取扱いについて（2/2）

	並列処理（並列処理）	シリアル処理（逐次処理）
メリット	連系線枠を最大限活用できる。処理時間は短縮される。	連系線枠を最大限活用できる。処理時間は短縮される。
デメリット	連系線枠を最大限活用できない。処理時間は長くなる。	連系線枠を最大限活用できない。処理時間は長くなる。

出所：第51回需給調整市場検討小委員会（2024年10月23日）資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_51_haifu.html

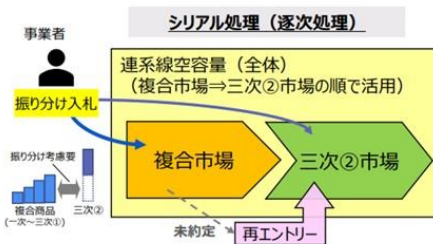
【課題⑤-I】応札商品の偏り（恒久対策の検討）（1/2）

15

- 前日取引化に伴い発生する可能性がある応札商品の偏り※1に関しては、総応札量によるが、どちらかの市場に応札が偏ってしまうと、もう片方の市場商品が調達不足となる可能性を危惧した課題であり、仮に、複合市場側に応札が偏った場合は、三次②が調達不足となり、結果的に価格高騰にも繋がりが得る可能性も考えられるところ。
- その恒久対策のひとつとして、第51回本小委員会にて「先行市場で落札できなかったリソースを後続市場でも活用する仕組み（以下、「自動エントリー」という。）」を提案したところ。（左下図）
- その後、応札商品の偏り問題を解決する仕組みの実現に関して、一般送配電事業者とともに深掘り検討したところ、上記の自動エントリー以外にも、複合市場と三次②市場を一本化して約定処理（以下、「市場一本化」という。）を行うことで、振り分け入札がなくなり、より一層の調達コスト低減（最適化）を図る方法を考案した。（右下図）

※1 前日取引化に伴い前日市場が二つ存在することになり、事業者は同じタイミングでどちらの商品（一次～三次①・複合 or 三次②）にどれだけ応札するかを決める必要（振り分け入札）が生じるため、場合によっては応札商品に偏りが生じる可能性があるといった課題。

<自動エントリー案のイメージ（シリアル処理）>



<市場一本化案のイメージ（単一処理）>



※2 二つの市場の一本化であり、三次②が複合商品の内数となったものではない。

- 他方で、現行の週間商品に関しては、複合約定ロジックに時間を要する場合があることを踏まえて、原則の60分を超える場合については、HP等での公表を行うとし、60分を超過しても約定処理を継続すると整理している。
- この点、前日断面においては、前述のとおり、市場約定処理後に下げ調整力不足対応が存在することを踏まえると、2026年度からの前日取引化後の市場約定処理時間としては、原則である60分以内（14時～15時）に処理が完了できることを前提としつつ、万が一のトラブル等に備えて、リカバリ対応面を含めて60分以内に処理が完結できるように開発を進めていく必要があるといえるか。

MMS改修におけるプロト検証結果について

4

- 現在、2024年度の一次～三次①および複合商品の取引開始に向け、一般送配電事業者にてMMS改修およびプロト検証を進めているところ。
- プロト検証において、入札札数が多いケースの場合、現状の約定処理時間である1時間では計算処理が終わらないケースがあることが判明した（詳細については、資料4-1参照）。

3-8. 計算打ち切り時間と約定時間(3/3)

39

- このため、**約定処理の時間(14時～15時)は原則変更せずに**、万一、計算結果の出力が15時以降となつても、**正式な約定結果として公開する等、可能な限り約定処理を中止しない(=取引を中止しない)打ち切り時間と公開する。**
- **ブロック単位の実体的な打ち切り時間は並列により実行時間を製作・試験工程で確認した上で決定する**こととし、
- また、市場の活性化や事業者の行動の変化等により、約定結果の公開が常態的に15時以降となつた傾向が強い場合には、国や関係機関と相談の上、対応方法を検討していく。

約定処理が最長々での公開時間	最適化計算に用いられる時間	1ブロックあたりの打ち切り時間	入札数による約定結果の差異 (30スライドの検証結果より)	
			512枚	1,024枚
15時頃	約30分	約200秒	準最適解の許容範囲の設定 次第で取引中止は回避可能	取引中止
16時頃	約90分	約600秒	最適解	最適解

※ すべてのブロックが切り切れる時間で計算して、
場合の公時間数
最速解の到着まで切り切れる時間待つところな
くこの解を計算に着手するため、60分時
に設定した場合でも通常は15時まで公開
できるものと思料。
なお、本公開時間は、複数処理の積み重ね
のため、あくまでも目安。

	14時	15時	
	前処理 (15分)	最適化計算 (30分)	後処理 (15分)
			16時
	前処理 (15分)	最適化計算 (30分 + 60分 = 90分)	後処理 (15分)

※ 各時刻の前後には、適宜余裕時間を設けています。©Shimadzu & Densetsu Co., Ltd.

出所) 本小委員会 (2023年3月28日) 資料4-1

プロト検証結果を踏まえた対応について

5

- 約定処理を確実に終わらせるためには、スケジュール上、約定処理にあてる時間自体を延長することが考えられる。
- 他方、約定処理に時間を要するケースが限定されていること、約定処理を延長することにより、調整力提供者の計画修正時間が減少することを踏まえると、まずは、原則、約定処理時間は1時間とし、1時間を超える場合については、一般送配電事業者（取引所）がHP等に公表^{*}するとともに、約定処理完了後速やかに約定結果を公開することとしてはどうか。
- なお、取引スケジュール（約定処理にあてる時間）自体を変更するかどうかについては、2024年度のシステム運用以降の約定処理実績や応札不足対応のシステム改修策も踏まえて、別途検討することとする。

※具体的な公表方法は、一般送配電事業者にて別途検討

【プロト検証結果を踏まえた週間商品の取引スケジュール】

	前週							対象週			
	土	日	月	火	水	木	金	土	...	金	土
2022年度以降の週間計画スケジュール			14時 系統起因による出力抑制等の通知 BGによる週間計画の作成	10時 BG計画提出 BGによる週間計画の修正	10時 BG計画提出 TSOによる週間計画の作成	木曜日に TSO計画提出					
需給調整市場取引スケジュール		入札受付開始 入札規模公表	14時 入札受付期間	14時 15時 約定処理							落札対象期間

原則、14時～15時
但し、上記を超える場合は一般送配電事業者が
その旨をHP等に公表する

 電力広域の運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JEPAA

- 前述のとおり、週間商品の約定処理に関しては、複合約定ロジックを採用しており、時間を要した場合を考慮して、60分を超過する場合の対応を準備しているところではあるが、まずもって、そのような状況とならないように、準最適解の導入をはじめとする求解向上に向けた施策についても実施している。
- その効果もあり、現状、約定処理に60分を超過するようなケースは発生していない。

3-1. さらなる求解向上に向けた検討

26

- 4thプロト検証の結果を踏まえ、第34回本委員会で示した下表#2、#5、#7の対策に加え、「定式化改善」、「ハードウェアの取替え」についても、追加でその効果や実現性を検討。
- 「最適化計算の一部をロジック外で実施する対策」については、深掘り検討の結果、構築に時間を要する割に効果が小さいことが分かったことから、検討対象から除外する。

#	分類	施策	効果予想	対策の検討
1	制約式	入札時刻優先の取りやめ	—	適用済み
2		柔軟性を持たせた オフライン枠の約定ロジック → 3-3	中	追加検討
3		③商品間の重複量を考慮したロジックの見直しについて	大	適用済み
追加		定式化の改善	小	追加検討
4	システム 処理 方法	最適化計算の一部をロジック外で実施	小	対象外
5		計算処理の並列処理化 → 3-2	小〜大	追加検討
6	その他	計算開始時刻の前倒し または、約定結果の公表の後倒し	—	39スライドで整理
7		準最適解を採用 → 3-4	—	追加検討
追加		ハードウェアの取替え → 3-5	?	追加検討

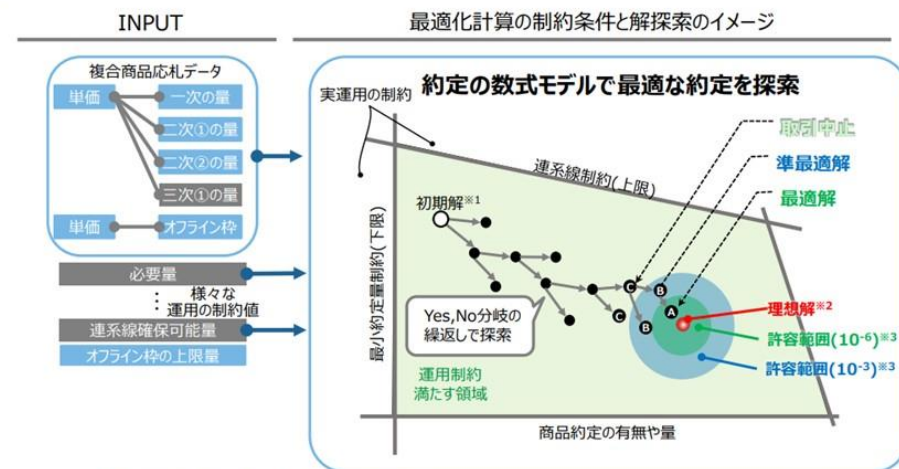
目録外利用禁止 送配電網技術・運用委員会

©Transmission & Distribution Grid Council

【参考】最適解と準最適解のイメージ

32

- 最適解には許容範囲があり、計算打ち切り時間までに許容範囲に入ったものが最適解となる。
- 計算打ち切り時点で求めた解が一定の許容範囲に入った場合、準最適解となる。



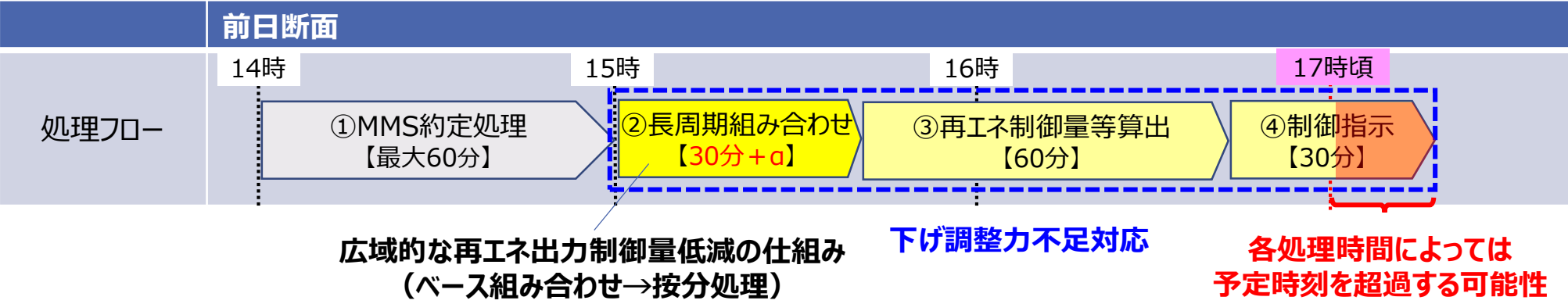
目録外利用禁止 送配電網技術・運用委員会

©Transmission & Distribution Grid Council

1. 前日取引化に伴う市場約定
2. 現行の下げ調整力不足時の対応
3. まとめ

- 現行の下げ調整力が不足した際の処理フローは下図のようになっており、前章のとおり、「①需給調整市場における前日市場の約定処理」が14～15時の間に実施され、その後、下げ調整力不足時の対応として、広域機関による「②長周期広域周波数調整の組み合わせ処理」（以下「長周期組み合わせ」という。）があり、その後に、各TSOによる「③再エネ制御量の算出」「④オフラインの再エネ事業者への出力制御指示」が実施されるフローになっている。
- ここで、広域機関の②に関しては、昨今、複数エリアからの下げ調整力不足の申請数（按分処理数）増加に伴い、処理時間の増加が見込まれ、現在システム改修を実施中であるが、30分 + a（a ≤ 40分）程度はかかる見通し。
- その後、TSOが実施する③や④といった部分は、制御量算出および制御対象事業者の選定や、オフライン事業者への制御指示等、人間系による処理が必要な部分も多く（システム対応が難しい部分も多い）、こちらについても大幅な時間短縮は難しいのが実態となる。
- これまでは、①のMMSの約定処理が概ね20分程度で完了していることもあり（約定スキームとしては60分確保）、最終的な制御指示は予定時刻までに実施されているが、前章のとおり、2026年度の前日取引化に伴い、実際の処理時間が現状よりも増える可能性※があり、また、長周期組み合わせにおいても、按分処理数が増加していくことが予想されることから、今後、最終的なオフライン事業者への制御指示が、17時頃を超過してしまう（顕在化する）可能性があるため、今回その対策案について検討を行った。

※ スキームとしては60分確保で変わらないため、少なくともここを超過しないように設計される。

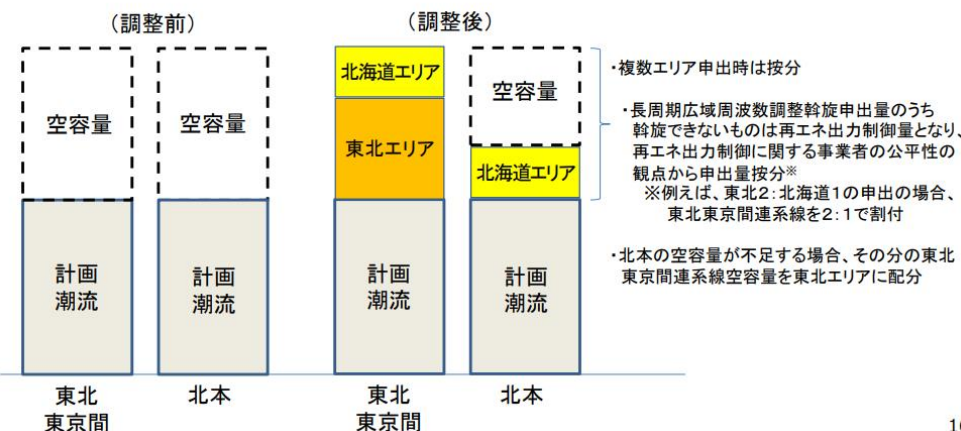


- 広域機関で実施している長周期組み合わせは、広域的な再エネ出力制御量低減の仕組みである。
- その中の処理の一つとして、ベースの長周期組み合わせ後に、按分処理を実施しており、これは複数エリアで供給過多となる場合において、公平性の観点から、両エリアからの申出量によって当該連系線の空容量を両者按分して活用するための計算処理であり、2021年4月より開始している。
- なお、トラブル等で按分処理が中断した場合※においては、ベースの長周期組み合わせ結果が反映されることになる。

※ 全国で見ると按分処理の有無に依らず出力制御低減量の合計は一定となる。

東北・北海道に共通した東北東京間連系線の制約と対応

- 東北エリアと北海道エリアにおいて、同時に供給過多となった場合、両エリアとも東京エリアに電力を流す必要があることから、共通して東北東京間連系線の容量が制約となる。
- このため、東北東京間連系線の容量を、東北エリアと北海道エリアにおいて取り合うこととなるが、公平性の観点から、両エリアからの申出量（供給過多となって連系線により送らざるを得ない量）により按分して対応する予定。



16

論点② 出力制御が行われる複数エリア間の連系線の活用方法

- 現状、あるエリアにおいて出力制御が行われる場合、地域間連系線は、前日に行われるスポット取引や長周期広域周波数調整の結果を踏まえた上で、当日段階において、供給過多のエリアから他エリアへの送電という形で活用される。
 - 複数エリアで供給過多となる場合、長周期広域周波数調整では、昨年、第34回電力小委において、事業者の公平性の観点から、両エリアからの連系線活用の申出量（供給過多となって連系線により送電する量）により按分することと整理されている。
 - 本年4月、中国、四国、九州エリアにおいて同時に供給過多となった際も、この整理に沿って、他エリアへの連系線が活用されており、適切な対応と考えられる。
 - 他方、再エネ導入の観点から、出力制御が行われる複数エリア間における地域間連系線について、将来的にどのように活用していくか整理していくことも有効ではないか。
- 【ケーススタディ（2022/4/17（日）12:00～12:30の例（詳細次ページ））】
- 複数エリアで出力制御があり、長周期広域周波数調整により連系線の活用が行われていた事例。中国では30万kW、四国では20万kWの出力制御が行われた。
 - 中国・四国エリアは連系線でつながれており、仮に両エリアを一体的に考えた場合、例えば、両エリアの出力制御率（出力制御量／再エネ設備量）が等しくなるよう、両エリア間の連系線を活用することも考えられる。
 - 現状、各エリアは異なるエリアとしてそれぞれ対応しているが、将来的に、複数エリアを一体的に捉えて出力制御への対応を図ることとした場合、再エネ電源の立地誘導、需要のシフト、運用上の課題、公平性などの観点を踏まえ、どのように考えるか。

19

出所）第34回電力・ガス基本政策小委員会（2021年4月28日）資料5
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/034_05_00.pdf

出所）第41回系統WG（2022年9月14日）資料3をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/041_03_00.pdf

- 2021年度からの再エネ出力制御指令日数をまとめたものが下表のとおり。(次頁に2023、2024年度実績あり)
- 昨今、複数エリアからの下げ調整力不足の申請数が増加しており、それに伴い、長周期組み合わせにおける按分処理数も増加し、全体的な処理時間が増加している。

2021年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
九州	21	15	3	1	－	4	11	7	1	4	2	13	82
合計(月別)	21	15	3	1	－	4	11	7	1	4	2	13	82

2022年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道	－	2	－	－	1	2	－	－	－	－	－	－	5
東北	5	9	－	－	－	－	－	－	－	－	－	4	18
(東京)	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
(中部)	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
(北陸)	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
(関西)	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中国	2	5	－	－	－	－	2	－	－	－	－	8	17
四国	4	6	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3	13
九州	17	7	－	－	1	1	7	4	1	6	13	23	80
合計(月別)	28	29	0	0	2	3	9	4	1	6	13	38	133

2023年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道	－	－	－	－	－	－	2	－	－	－	－	－	2
東北	5	4	2	－	－	－	－	－	－	－	－	3	14
(東京)	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中部	5	5	2	－	－	－	－	－	－	－	－	2	14
北陸	5	5	2	－	－	－	－	－	－	－	－	1	13
関西	－	－	1	－	－	－	－	－	－	－	－	2	3
中国	18	18	5	－	－	－	4	1	1	2	5	8	62
四国	15	13	4	1	－	－	2	－	1	1	－	5	42
九州	20	24	9	－	1	6	24	15	3	4	8	22	136
合計(月別)	68	69	25	1	1	6	32	16	5	7	13	43	286
2024年度	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
北海道	1	1	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2
東北	12	9	1	－	－	－	2	2	－	－	－	6	32
(東京)	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
中部	6	8	1	－	－	1	2	2	－	－	1	2	23
北陸	11	5	2	1	－	－	1	1	－	－	－	1	22
関西	6	10	4	－	－	－	3	1	－	－	－	6	30
中国	16	16	11	1	－	－	6	4	1	1	1	10	67
四国	9	18	3	－	－	－	3	17	－	6	2	19	77
九州	15	21	11	－	－	5	9	15	10	10	14	18	128
合計(月別)	76	88	33	2	－	6	26	42	11	17	18	62	381

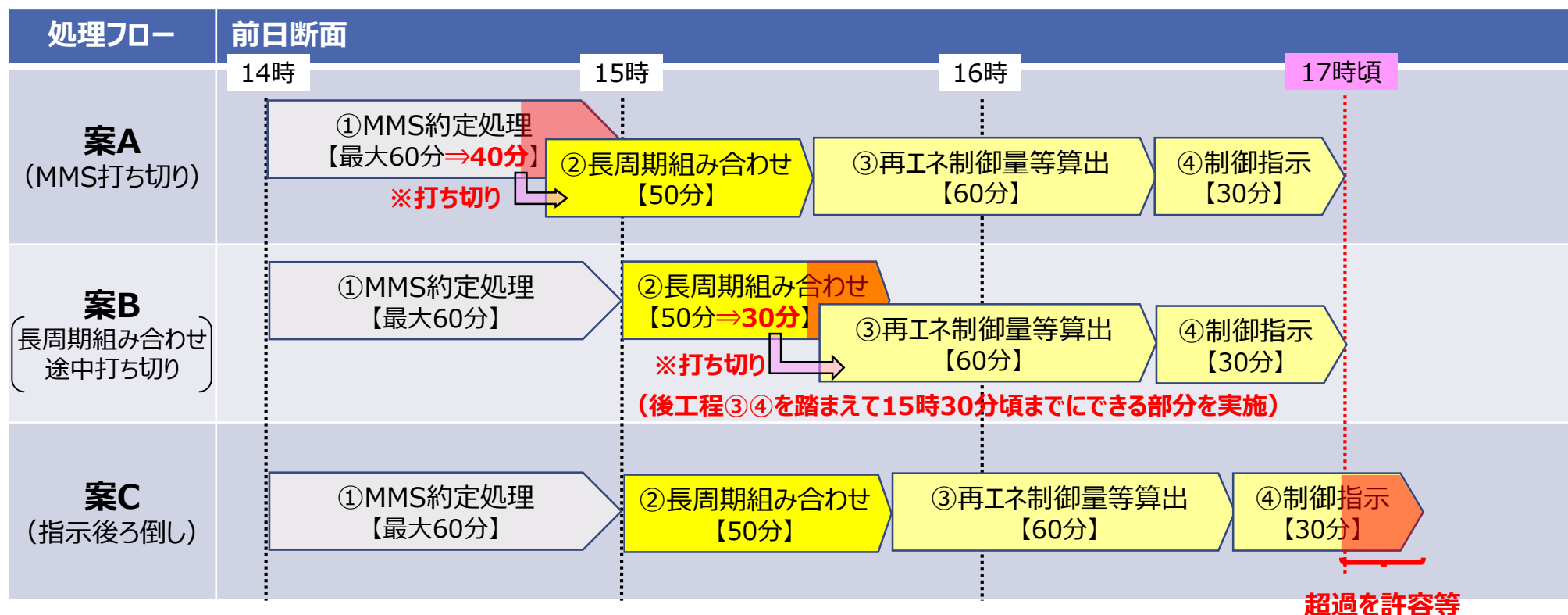
- 前述の可能性（懸念）を踏まえた対策としては以下の3案が考えられ、下図に各処理フローイメージを示す。
（今回、 $\alpha=20$ 分と仮定し、長周期組み合わせに要する時間を、 $30\text{分}+\alpha=50\text{分}$ と仮定する）

案A：MMS約定処理の打ち切り

案B：長周期組み合わせの途中打ち切り（まずは按分処理の打ち切り、15時30分頃で打ち切り）

案C：制御指示の後ろ倒し（17時頃を超過することを許容）

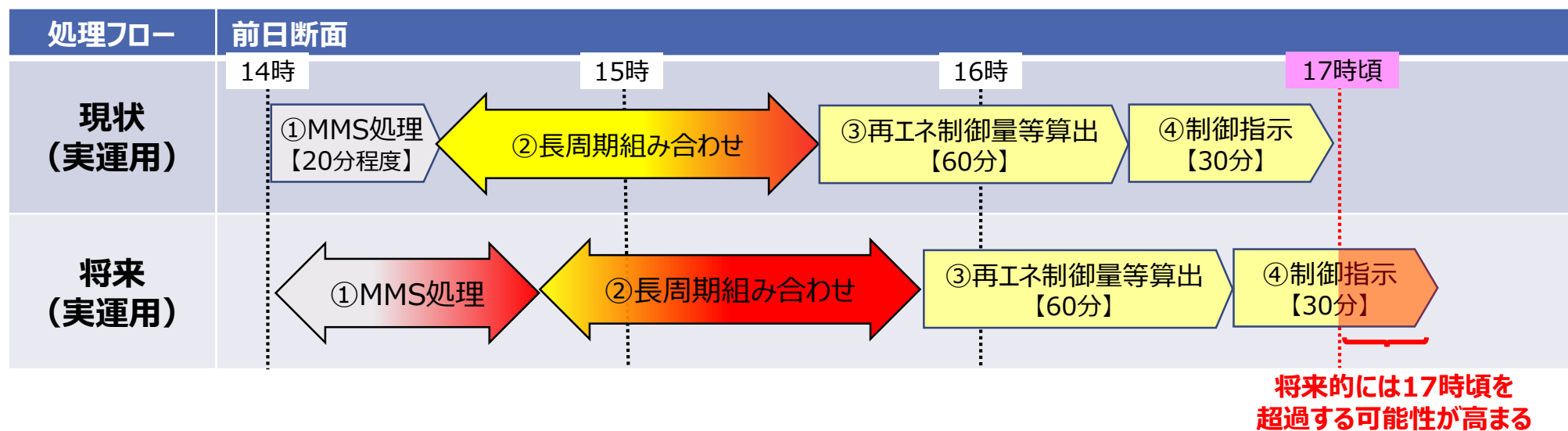
- 次頁で、各対策案の具体的な課題について整理、評価を行う。



- 3つの対策案に関して、制度面と安定供給面に関する課題および発生頻度について下表のとおり整理した。
- 各案とも制度面においては、調達コストやエリア制御量のばらつき、再エネ事業者の受容性といった点の課題がある。
- 一方で、安定供給面と発生頻度の点では、案Aは他案と比べて発生頻度が高く、また案A、Cは安定供給に影響を与える可能性があることを踏まえると、足元で取りえる対策としては、案Bが妥当な案と考えられるのではないかな。
- また、今回このような事象が予見されたことは、優先給電ルールに基づく広域的な再エネ出力制御方法の課題が顕在化しつつある（現状、限られた時間のなか、出来ることが限られる）とも捉えられ、将来的な再エネ大量導入を踏まえた対応（ex.同時市場における最適化処理）を考えていく必要もあるかといった示唆が得られたともいえる。

課題	案A（MMSの打ち切り）	案B（長周期組み合わせ途中打ち切り）	案C（制御指示後ろ倒し）
制度面 （事業者 影響含）	・MMS障害発生時と同様に、打ち切りの場合は、リカバリ処理※により、エリア内、商品毎約定処理（複合約定無効）に移行するため、調達コストが増加となる可能性があるか ※MMSの約定処理と並行しバックアップ処理を実施している（リカバリWebアプリ）	・長周期組み合わせの按分処理打ち切りにより全国での総制御量は変わらない※ - 一方で、按分処理ができないため、エリアによって制御量に不公平が生じる可能性があるか ※長周期組み合わせ自体の打ち切りの場合、総制御量の低減が図れない可能性あり	・事業者の受容性確認が必要か ・契約見直しも必要となるか ・優先給電ルールに基づくスケジュールの変更が必要となるか（時間変更等）
安定 供給面	・リカバリ処理によりエリア内、商品毎約定処理（複合約定無効）となり、余力の対応含め充足未確定な状態となるため、安定供給面に影響を与える可能性	・エリアによって不公平が生じる可能性はあるが、各エリアにおいて必要な出力制御量は満たされるため、安定供給面の懸念はないといえるか	・オフライン事業者への指示遅れによって、対応できなくなる事業者が出てくると必要な出力制御量が満たされず、安定供給に影響を与える可能性があるといえるか
発生 頻度	・後続の長周期組み合わせの処理時間に関わらず、約定処理を打ち切る必要があるため、案B・案Cと比較し発生頻度が高いといえるか	・MMS約定処理と長周期組み合わせが共に長時間化したケースに限り打ち切る必要があるため、案Aと比較し発生頻度が低いといえるか	・MMS約定処理と長周期組み合わせが共に長時間化したケースに限り制御指示が後ろ倒しとなるため、案Aと比較し発生頻度が低いといえるか

- MMS約定処理については、現状、複合約定のない三次②のみであり、20分程度で処理が完了しているが、2026年度の前日取引化以降は、複合約定がある現在の週間商品も取り扱うことになるため、現状よりも処理時間およびそのばらつき度合いも大きくなる可能性が高いと考えられる。
- また、長周期組み合わせについて、昨今の下げ調整力不足申請数の増加に伴い、現状においても、按分処理時間が増加傾向であるが、不足申出量（MWh）や受電側の受入可能量（電源種）の組み合わせによって処理時間が左右されるため、早く終わる場合もあれば時間を要する場合もあるといった特徴がある。この点も今後、下げ調整力不足申請数の増加に伴い、時間がかかるような組み合わせとなる可能性が高まっていくものと考えられる。
- MMS約定処理はスキームとしては60分確保されているが、実運用上は、約定処理が完了次第、下げ調整力不足対応に移行していくことになるため、MMS約定処理と長周期組み合わせが共に時間を要した場合に最終的な制御指示が17時頃を超過してしまう可能性があるといえる。ただし、MMS処理を打ち切る案Aの場合だと、後工程となる長周期組み合わせ時間に依らず（結果的に、長周期組み合わせが早く終わったとしても）MMS処理の打ち切りがなされることになる。

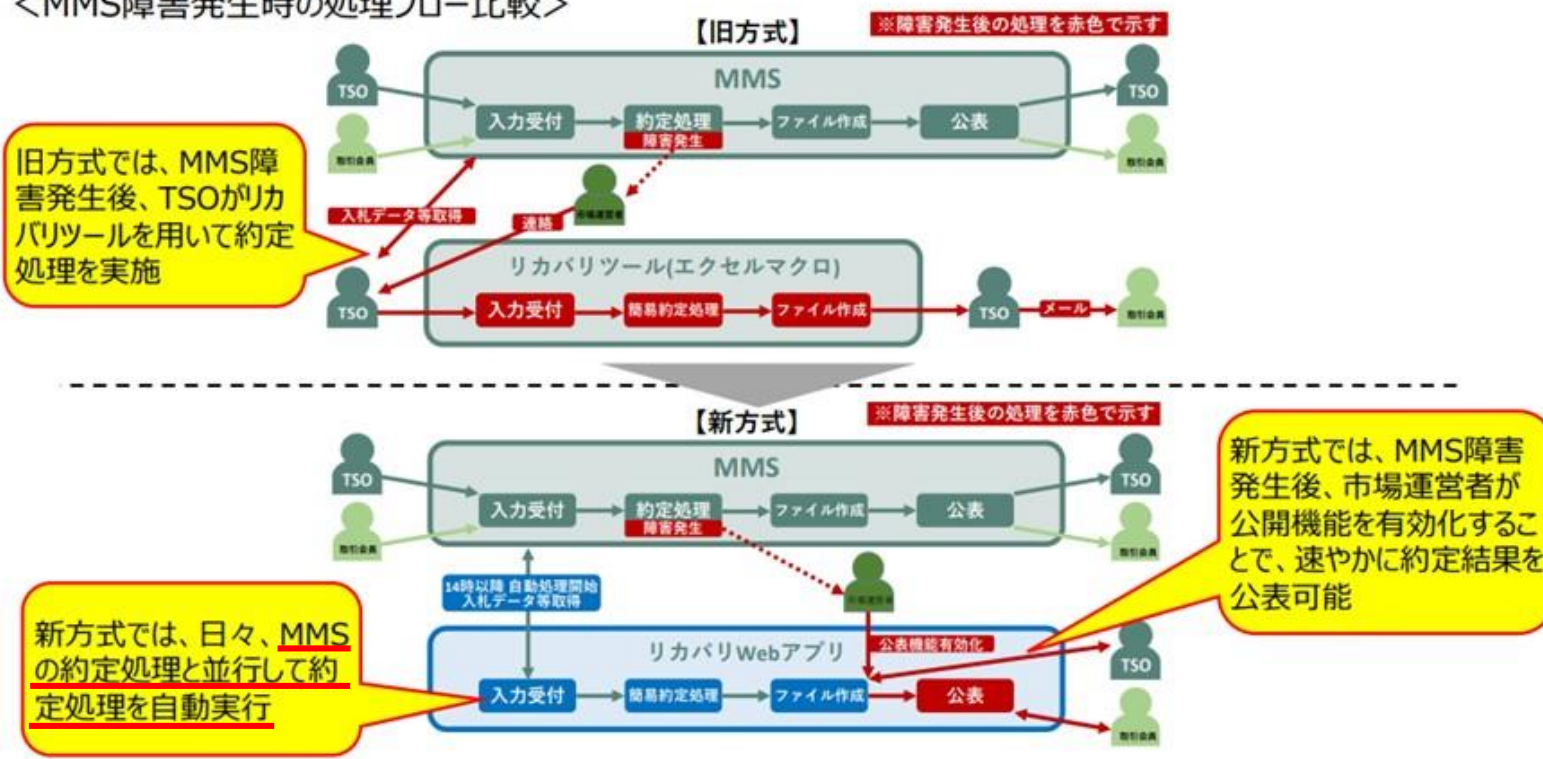


(参考) コンティンジェンシー対応（市場取引継続）の強化

8

- 現在、MMSの約定処理で障害発生した場合、入札情報が利用可能であることを条件に、リカバリツールによる簡易約定処理（エリア内、商品毎約定）に移行し、市場取引を継続する運用としている。
- 2024年度に向けては、リカバリWebアプリを開発し、日々、簡易約定処理を実行することにより、MMS障害発生時の対応（約定処理→公表→取引会員通知まで）を迅速化。

<MMS障害発生時の処理フロー比較>



(ケース②) 実施の可否について

28

- ルール面からは前日段階での制御指示を求められているのみであり、前日の範囲内での制御指示の後ろ倒しは可能と考えられる。
- 一方、再エネ等の制御指示回数が大幅に増加し、軽負荷期を中心に全国的に下げ代が不足している現状を踏まえると、安定供給維持の観点から一般送配電事業者からの制御指示に対し確実に応動してもらう必要がある。
- このような状況下において、制御指示の実効性の観点から定めた、現行の制御指示の通知時間を後ろ倒すことは、安定供給に支障をきたす可能性も否定できないところ。
- また、業務量の観点からは数千から数万の事業者との契約の再締結等が必要となり、大きな影響も想定される。
- これらを踏まえると、ケース②についてはルール面からは実施可能であるが、現実的な取り組みではないと考えられるのではない。

項目		確認結果
I	ルール面	前日の範囲内での後ろ倒しは可能
II	運用実態	実効性の観点から前日の16時～17時の間で制御指示を行っている
III	必要となる対応	数千から数万の事業者との契約の再締結等が必要となる

1. 前日取引化に伴う市場約定
2. 現行の下げ調整力不足時の対応
3. まとめ

- 2026年度からの前日取引化後のMMS約定処理としては、原則としている60分（14時～15時）以内であれば、直接的に後工程（下げ調整力不足対応）に影響を与えることはないことが確認できた。
- 一方で、その後工程を踏まえると、後ろ倒し（延長）することは難しく、現行の週間商品のように状況次第で60分を超過する場合にも約定処理を継続させることは難しいため、2026年度の前日取引化後の市場約定時間としては、原則である60分以内に処理が完了できることを前提としつつ、万が一のトラブル等に備えて、リカバリ対応面を含めて60分以内に処理が完結できるように開発を進めていく必要があるといえるか。
- また、今回、後工程である下げ調整力不足対応において、昨今の下げ調整力不足申請等の増加に伴い、長周期組み合わせの処理時間が長時間化しつつあり、今後、最終的なオフライン事業者への出力制御指示が17時頃を超過してしまう可能性があることも確認できたため、そのようになった際に足元で取り得る対策について整理した。
- 具体的な対策として、制度面や安定供給面、発生頻度を踏まえると、長周期組み合わせの途中打ち切り（案B）をベースとして、17時頃の出力制御指示に至るまでの残工程を踏まえ、15時30分頃までに出来る部分を実施する方向※（状況に応じてまずは按分処理の打ち切りを行う）が妥当と考えられる。
- 更に、今回このような事象が予見されたことは、優先給電ルールに基づく広域的な再エネ出力制御方法の課題が顕在化しつつある（現状、限られた時間のなか、出来ることが限られる）とも捉えられ、将来的な再エネ大量導入を踏まえた対応（ex.同時市場における最適化処理）を考えていく必要もあるといった示唆が得られたともいえる。

※ ベースの長周期組み合わせ結果等より再エネ出力制御指示が不要となる場合はこの限りではない。