

三次調整力②調達不足の要因等を踏まえた 市場ルール見直しの方向性について

2021年9月7日

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

- 三次②調達不足については、第23回需給調整市場検討小委員会において、その時点で想定される要因等についてご議論いただき、市場活性化に向けた市場ルールの見直し等について検討を進めることと整理したところ。
- 今回は、調整力の調達・運用方法の変遷を整理したうえで、市場取引を実施していない取引会員への新規アンケートにより頂戴した意見も含めて、市場ルールの見直し等に関する具体的な対策案について事務局で整理したことから、その内容について本日もご議論いただきたい。

1. 調整力の調達・運用方法の変遷と論点

2. 三次②調達不足の要因等を踏まえた検討事項について

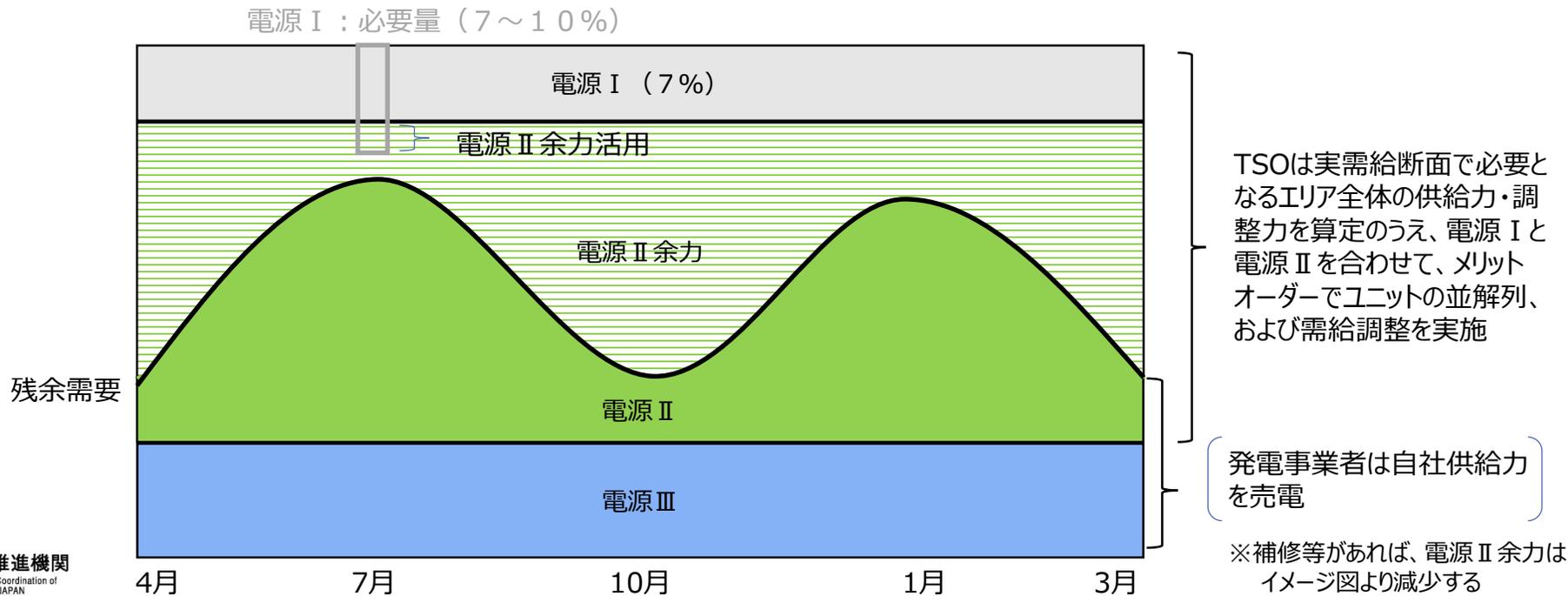
(1) 市場ルール見直し

(2) 市場参加者の増加対応

(参考) 市場動向

- 2020年度以前、一般送配電事業者は、電源Ⅰ-a・Ⅰ-bをGC以降に生じる誤差※1とFIT予測誤差対応に必要な調整力としたうえで、電源Ⅱの余力※2に一定程度期待することを前提に、H3需要など高需要時でも必要となる量を年間を通じて確保（最大7%）。
- 実需給断面では、一般送配電事業者はエリア全体で必要となる供給力・調整力（電源Ⅲ除き、再エネ予測誤差含む）に対して、電源Ⅰと電源Ⅱを合わせてメリットオーダーで並解列指令や需給調整を実施することで、現行の三次②が対応する再エネ予測誤差も含めた需給調整に対応してきた。なお、ここにおいて一般送配電事業者には、GCの概念はなく、GC前においても電源Ⅱに対して並解列等の需給調整に係る指令を実施していた。

※1 時間内変動、電源脱落対応を含む
 ※2 電源Ⅱ事前予約を含む

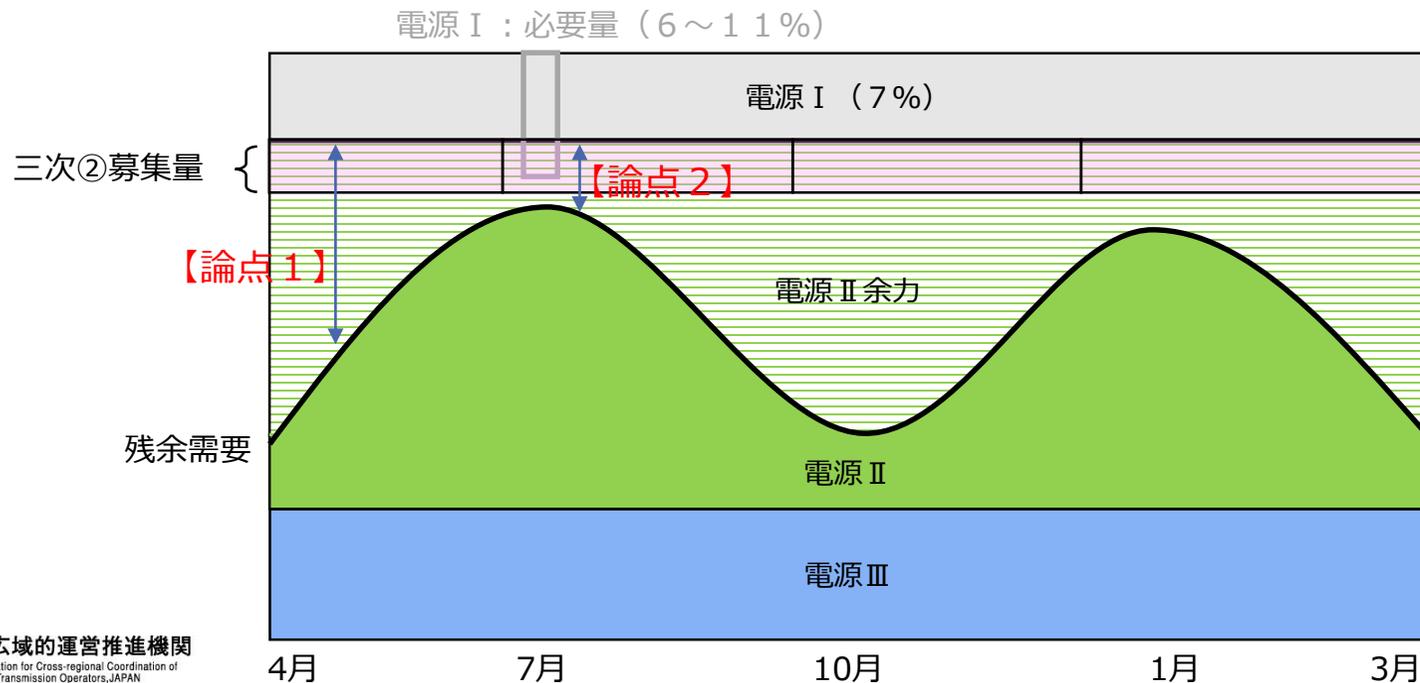


- 2021年度は、電源Ⅰ-a・Ⅰ-bをGC以降に生じる誤差対応※に必要となる調整力としたうえで、電源Ⅱの余力に一定程度期待することを前提に、H3需要など高需要時でも必要となる量を年間を通じて確保（最大7%）。他方、FIT特例①・③の前日～GCまでの予測誤差については、三次②として、需給調整市場において電源Ⅱ余力を原資に応札されることを想定の上、日々の調達を開始。
- 実需給断面では、一般送配電事業者は、三次②調達分は系統並列される前提で、それ以外に必要となる供給力・調整力に対して、電源Ⅰと電源Ⅱを合わせてメリットオーダーで並解列指令や需給調整を実施している。

※時間内変動、電源脱落対応を含む

【論点1】 端境期であり電源Ⅱ余力は十分にあると考えられるなかで、三次②調達不足が生じている原因は何か？（第23回小委）
 調達不足を解消するための具体的な対策をどうするか？（今回検討対象）

【論点2】 kWモニタリングでは予備力が確保できているなかで、三次②調達不足が生じている原因は何か？（次回以降検討）



TSOは実需給断面で必要となるエリア全体の供給力・調整力（三次②落札ユニットは除く）を算定の上、電源Ⅰと電源Ⅱを合わせて、メリットオーダーでユニットの並解列、および需給調整を実施

※補修等があれば、電源Ⅱ余力はイメージ図より減少する。
 ※三次②必要量はFIT出力値に依存するため、昼間に多く、夜間に少ない等1日の中でも変動する。

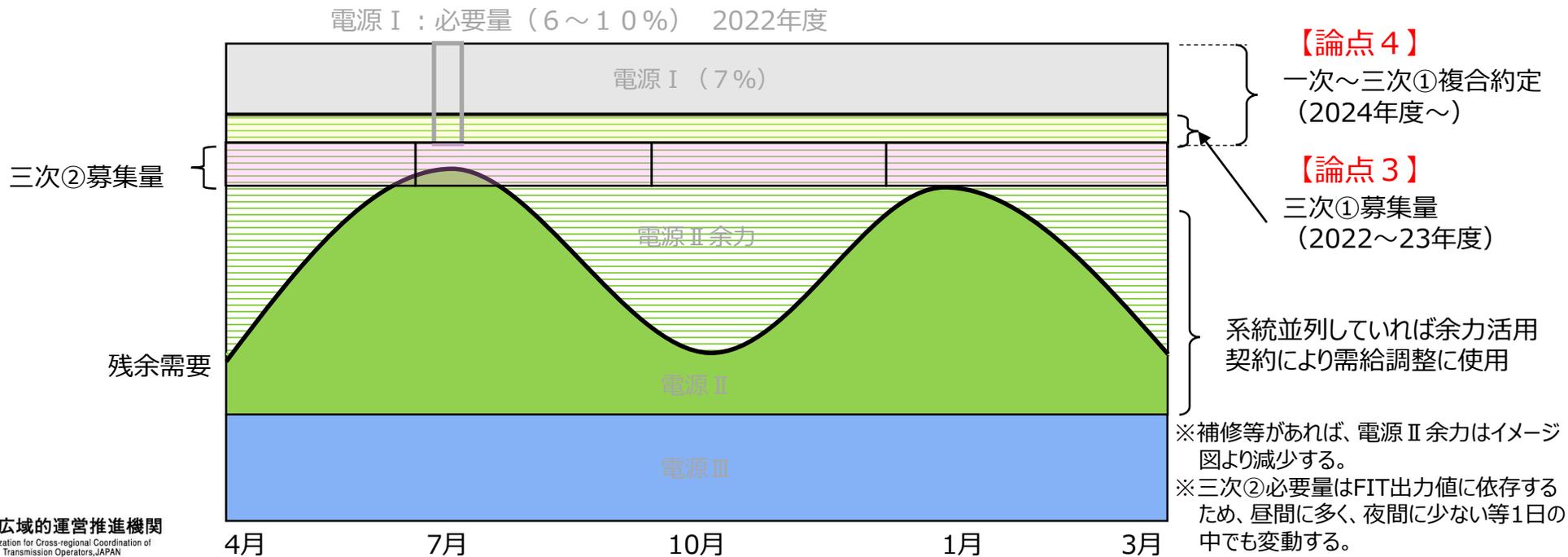
- 2022～23年度は、電源Ⅰ-a公募※1を継続しつつ、GC以降に必要となる調整力として三次①を需給調整市場から毎週調達する（三次②は毎日調達を継続）。
- また、2024年度には、調整力公募が終了し、一次～三次②のすべてを需給調整市場から調達するため※2、電源等の並解列は基本的に発電事業者が実施することとなり、一般送配電事業者は市場調達した電源等を含め、発電事業者が系統並列した調整電源等に対して、余力活用契約も活用して、需給調整を実施することになる。

※1 2022年度は三次①の調達不足に備え、一部のエリアで電源Ⅰ-bを公募

※2 沖縄を除く

【論点3】 2022年度から取引を開始する三次①募集量は？（次回以降検討）

【論点4】 2024年度から取引を開始する週間取引（一次～三次①複合約定）の募集量は？（今回検討対象：資料3）



1. 調整力の調達・運用方法の変遷と論点
 2. 三次②調達不足の要因等を踏まえた検討事項について
 - (1) 市場ルール見直し
 - (2) 市場参加者の増加対応
- (参考) 市場動向

- 第23回需給調整市場検討小委員会において、三次②調達不足に関して想定される要因や課題を整理したところ、まずはそのうちの市場ルールに係わる課題について、具体的対応策を検討していく。

三次②調達不足の要因等を踏まえた今後の検討事項について

24

- 三次②の取引状況および事業者アンケートで得られた意見等を踏まえると、現時点で考えられる三次②調達不足に係る要因や課題は以下のとおりであり、それぞれの要因や課題等の改善に向けた検討を進めていきたい。

三次②調達不足に関する現時点で想定される要因や課題と検討事項例

		想定される要因や課題	(本資料)	検討事項例
調達不足	応札量	<ul style="list-style-type: none"> ・市場取引を行う取引会員が少なく（11社）、競争が活性化していない ・従来のBG最経済計画における余力のみを市場供出している会員も存在。 ・ΔkWの供出を踏まえた計画に基づき市場供出するにおいても、商品ブロック(3時間)を通じての最小値を応札することになる。 また、日中の軽負荷時間帯でBG向け電源を短時間停止することや、余剰インバランスとなることを回避するために、三次②向けに応札する電源数が限られているおそれ 	(P14) (P11) (P15～16)	<ul style="list-style-type: none"> ・市場活性化 ・市場ルールの改善 ・市場監視 等
	募集量	<ul style="list-style-type: none"> ・応札可能な量に対して募集量が多いおそれ 	(P15)	<ul style="list-style-type: none"> ・三次②必要量低減
追加調達		<ul style="list-style-type: none"> ・市場システム外での相対取引であることに加え、約定単価は一般送配電事業者との協議により決定した単価となるため、効率的な調達ではないうえ、売り惜しみや価格つり上げの温床となるおそれ。 	(P18～21)	<ul style="list-style-type: none"> ・市場監視 ・システムによる追加調達 等

取引会員から寄せられた主な意見

13

- アンケートにおいては、商品ブロック時間の見直しのほか、歯抜け約定防止のための複数ブロック約定といった市場ルールに関する意見のほか、募集量やMMSシステムに関して意見を頂いており、今後、市場設計を行うにあたって参考にしていく。

	主な意見
応札量/ 応札方法	<ul style="list-style-type: none"> ・商品ブロック時間に予備力の少ないコマが含まれると三次②応札量が少なくなるため、ブロック時間を見直してはどうか（3時間 → 1時間や30分等）。 ・応動時間45分を緩和することで応札量を増加可能。 ・追加起動の発電機が歯抜け約定とならないよう、連続した複数ブロックの約定が出来るようにしてはどうか。 ・事業者の応札に係る時間を確保するため、入札可能時間を拡大してほしい。
募集量	<ul style="list-style-type: none"> ・三次②募集量が多いのではないか。電源Ⅱ等の余力活用、エリア間融通等により募集量を減少する必要があるのではないか。
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・追加調達においてもMMSシステムにより実施してほしい ・MMSシステムへの発電単価登録方法の見直し（単調増加の見直し、1ユニット2価格の登録） ・事業者のシステム構築時間を確保するため、MMSシステムやAPI等の仕様を極力早く公表してほしい ・約定結果や状態変化をMMSで通知してほしい ・未約定でも結果を通知してほしい ・応動実績の適合・不適合を速やかに通知してほしい

■ 今回、市場ルールの見直しに関して検討する具体的な項目は、第23回需給調整市場検討小委員会でも取り上げた調達不足に関して想定される要因および取引会員から寄せられた意見から抽出した以下の3つ。

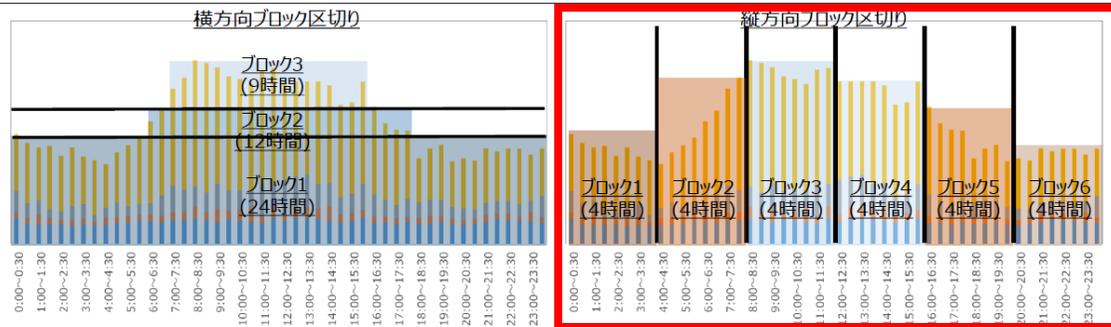
分類	検討項目	具体的内容
応札量 増加対策	①商品ブロック時間の見直し	<ul style="list-style-type: none"> ・現行、3時間/ブロックのところ、三次②の募集量と応札量の算出において、ブロック時間内でずれが生じていることを解消するため、ブロックを細分化するか。 ・また、仮に、ブロック時間を短縮すると、歯抜け約定を生じやすくなることをどうとらえるか。
	②下げ代不足対応	<ul style="list-style-type: none"> ・バランス停止機を応札することで、BGバランスの下げ代が不足することに対応するか。
	③応動時間の見直し	<ul style="list-style-type: none"> ・現行の応動時間は45分であるところ、応札量が応動時間内でリソースが変化できる量に限定されるため、応動時間を延長するか。

- 商品ブロック区分については、第1回需給調整市場検討小委員会等において、縦方向と横方向に区切るケースが考えられるところ、横方向の区切りでは、短時間商品の量が限られ新規事業者の参入可能幅が少ないこと、限界費用相当の電源等での経済的な調整力確保とならないことから、縦方向に区切ることとされた。
- また、縦方向に区切った場合のブロック時間については、区切りの時間で調整対象リソースが入れ替わり、調整力の引継ぎが上手くいかないと周波数調整に影響が生じうることや、欧州の調整力の要件（ドイツのミニット予備力）も参考に、需給調整市場におけるブロック時間（週間、翌日商品共通）として、一旦、4時間と設定している。

論点③-1 商品のブロック区分について

24

- 調整力必要量は、一日の中で大小があり需要の大小に応じて調整力を供出し得る発電機は変化していく。
- 運用面を考慮してブロック分けを考えた場合、下図のように縦・横に区切るケースが考えられる。
- 新規参入の容易さと限界費用に相当する電源等による経済的な調整力確保を考慮し、縦方向に区切ることでよいか。
- システムの機能は、将来の拡張性も考慮し、48区分まで応じられるようにすることでよいか。



	横方向	縦方向
メリット	・24時間一定調達が可能なものがあり、調整力対象機の入替が限定的	・短時間商品の量が横方向に区切る場合と比較して多く、新規事業者の参入可能幅が広がる ・限界費用相当の電源等での経済的な調整力確保を考慮した区切り方が可能
デメリット	・短時間商品の量が限られ、新規事業者の参入可能幅が少ない ・限界費用相当の電源等での経済的な調整力確保を考慮した区切り方ができない ・速い調整力に落選した場合、他の調整力への応札が限定される	・区切りの時間で調整力対象発電機が入替わり、調整力の引継ぎが上手くいかない場合は周波数が乱れる恐れがある。 (約定コマ前後で供出する仕組みを作ることで対応可能か。)

ドイツ：調整力の分類と要件

ENTSO-Eの分類	名称	特性	応答時間	所定出力到達時間	所定出力持続時間	方向	リソースタイプ	調達方法	備考
周波数制御予備力 (FCR)	一次制御予備力：PCR (Primary Control Reserve)	30秒以内に出力調整を行うことのできる自動周波数調整能力	-	30秒以内	0秒~15分	単一商品：上げ代/下げ代の容量	<ul style="list-style-type: none"> 発電 需要 	市場調達	<ul style="list-style-type: none"> 最小入札容量 ≥ 1MW (2011年、5MWから引き下げ) 入札価格上限なし
周波数回復予備力 (FRR)	二次制御予備力：SCR (Secondary Control Reserve)	TSOの給電指令に対して15分以内に出力調整を行える、一般に自動周波数制御 (AFC：Automatic Frequency Control) 機能付きユニットにより提供される出力調整能力	-	5分以内	30秒 ~ 15分	4商品：ピーク、オフピーク時間帯に対して上げ代/下げ代 (4大TSO地域毎の制約あり)	<ul style="list-style-type: none"> 発電 需要 	市場調達	<ul style="list-style-type: none"> 最小入札容量 ≥ 5MW (2011年、10MWから引き下げ) 最小入札単位：1週間 入札価格上限なし
代替予備力 (RR)	ミニット予備力 (Minute Reserve) : TCR (Tertiary Control Reserve)	供給力不足が起こった際にTSOの給電指令から5分以内に負荷追従を行え、二次予備力レベルの回復に資する調整能力 主として火力プラントにより提供され、揚水プラントやガスタービン、遮断可能需要によっても提供される	-	15分以内 (手動)	15分 ~ 4時間	12商品：4時間毎に対して上げ代/下げ代 (4大TSO地域毎の制約あり)	<ul style="list-style-type: none"> 発電 需要 	市場調達	<ul style="list-style-type: none"> 最小入札容量 ≥ 5MW (2012年、10MWから引き下げ) 最小入札単位：4時間 入札価格上限なし

(資料) regelleistung.net等より三菱総研作成

- その後実施した意見募集において、需要側リソースとしてのDRを想定すると、ブロック時間は小刻みの方が対応し易いなどのご意見をいただいた。
- そのため、容量市場にアグリゲートで参入する事業者がリクワイアメントを果たす場として、需給調整市場を活用することも考えられることを踏まえ、容量市場におけるリクワイアメントが継続時間を3時間としていることから、需給調整市場におけるブロック時間を4時間（6ブロック）から3時間（8ブロック）に短縮することとしている。

(論点5) ブロック時間の短縮について 20

■ ブロック時間（＝三次①及び三次②における継続時間）について、短縮できないかといった意見があった。

6. ブロック時間 8	
現行案	主な意見
4時間×6ブロック	→ <ul style="list-style-type: none"> • 3時間 × 8ブロック（1社） • 2時間 × 12ブロック（2社） • 1時間 × 24ブロック（1社） • 30分 × 48ブロック（1社）

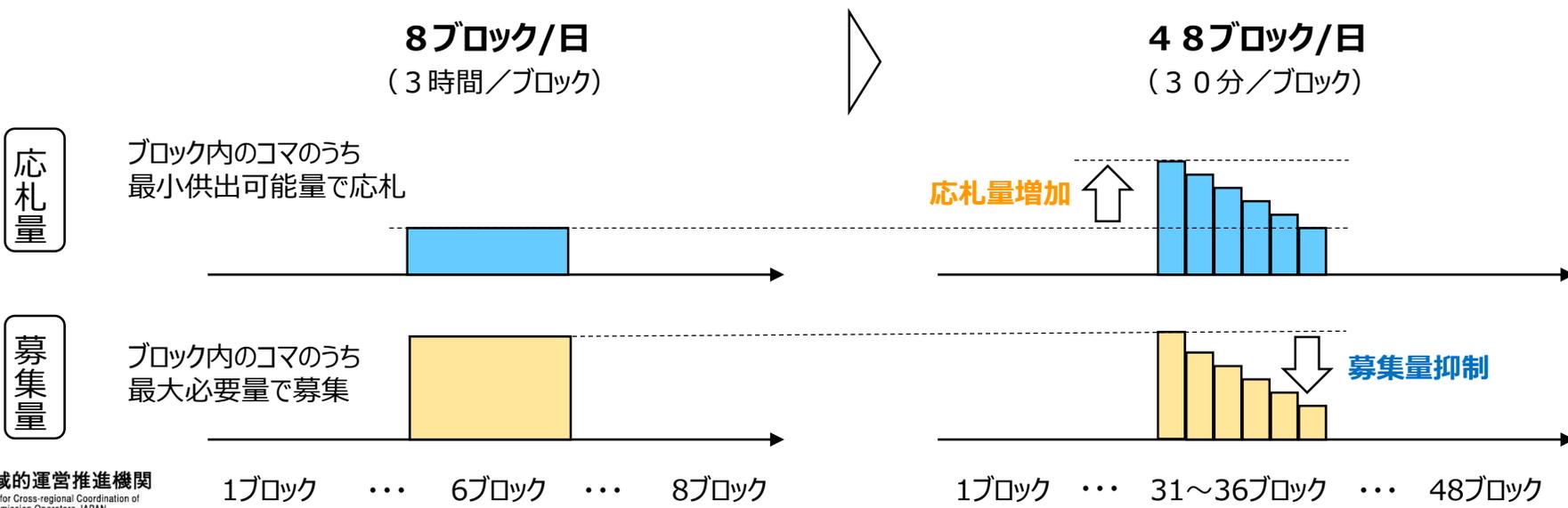
【主な理由】

- 欧州では1時間半～2時間が一般的
- 需要側のリソースとして節電DRなどがあることを想定すると、小刻みの方が対応し易い
- 電源の特性と買手の確保量の確実性を考慮し、電源特性に応じた入札の仕組みが必要のため

(論点5) ブロック時間の短縮について 21

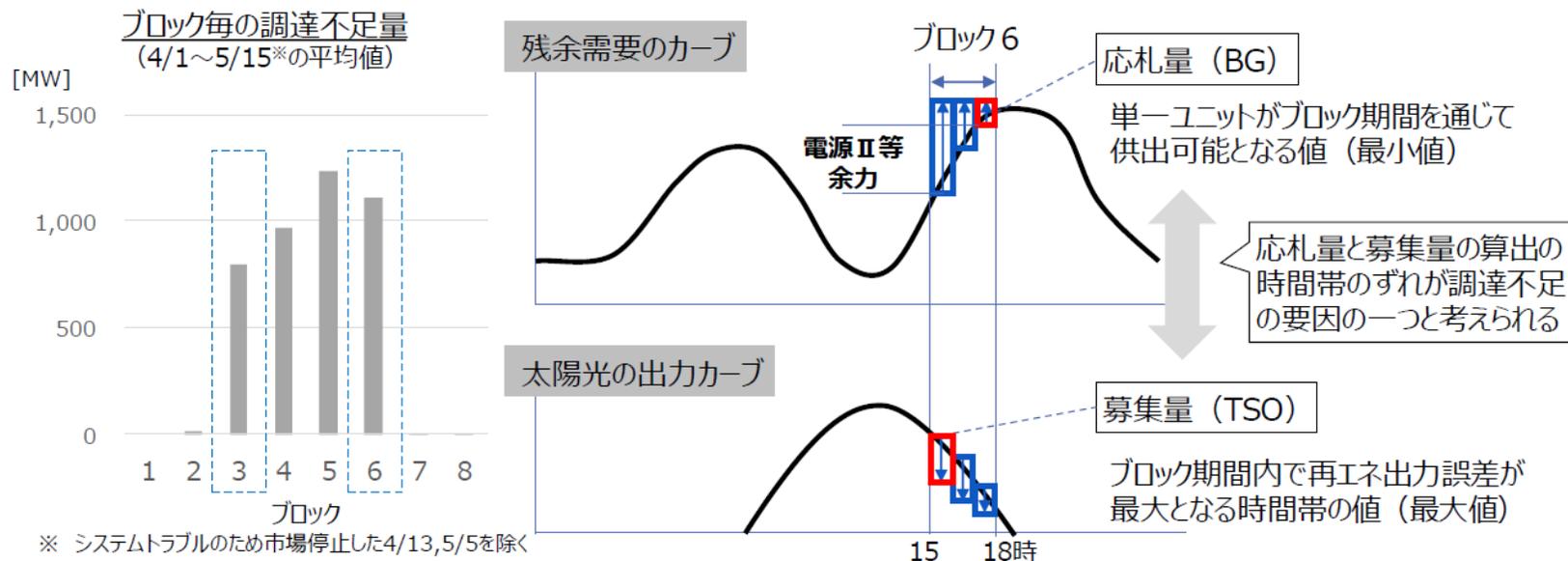
- 容量市場におけるアグリゲートに関するリクワイアメントでは、平常時および需給ひっ迫時ともに、継続時間を3時間としている。
- 容量市場にアグリゲートで参入する事業者がリクワイアメントを果たす場として、需給調整市場を活用することも考えられる。
- そのため、需給調整市場の継続時間（＝ブロック時間）も4時間から3時間に短縮してはどうか。（3時間×8ブロック）

- ブロック時間の設定に関するこれまでの経緯を振り返ると、DR等の新規事業者の参入を促すためにはブロック時間は短い方が望ましい一方で、ブロックが細切れになりすぎると、ブロック間で調整力の持ち替えが必要となり、周波数調整に影響が生じる懸念も踏まえ、3時間と設定されたものと考えられる。
- 他方で、三次②は供給力型商品であり、周波数調整に与える影響は限定的と考えられること、既存電源をリソースとしている事業者のみならず、DRをリソースとしている事業者からも商品ブロック時間の短縮により応札量を増加できる可能性があるとの意見を頂いていることから、3時間を短縮することとしてはどうか。
- そのうえで、新たな商品ブロック時間は、応札側となる事業者において、 ΔkW 応札量を算定する基となる発電計画が30分コマ単位で策定されていること、また、実需給においても三次②の発動指令やアセスメントⅡを30分コマ単位で実施していることを踏まえ、30分としてはどうか。なお、商品ブロック時間の短縮が周波数調整に与える影響については、一般送配電事業者とともに継続的に実績確認をしていくこととしたい。
- また、調整力型である一次～三次①（週間商品）のブロック時間の見直しについては、引き続き検討していく。



三次②の応札量が少ない要因について ～ 市場ルールに係る詳細要因 (1/2) ～ 15

- Δ kWの供出を踏まえた計画を基に三次②応札を実施している事業者から、応札量が少ない理由として商品ブロック（3時間）内における最小供出可能量を応札していること等が挙げられている。需給調整市場における取引は、3時間単位の商品ブロック（8ブロック/日）で行っているところ、今回の三次②調達不足は、この8ブロックのうちブロック3～6で発生している。
- このうち、ブロック6（15～18時）は、昼間帯から点灯帯にかけて太陽光出力が低下するに伴い、残余需要が増加するという変化の大きいブロックであるところ、応札量は商品ブロック期間を通じて供出可能である必要があるため、点灯帯の発電余力が少ない時間帯で算出されることが、このブロックにおいて応札量が少ない要因として考えられる。なお、これは太陽光出力が増加する朝のブロック3（6～9時）についても同様となる。



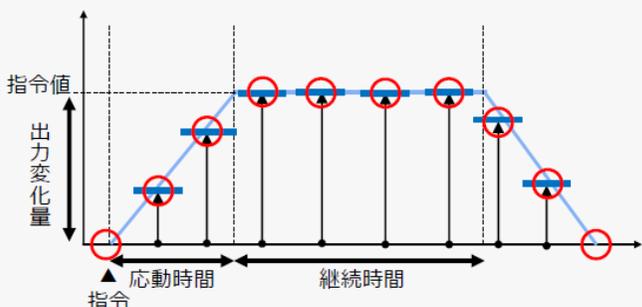
(参考) 調整力型と供給力型の事前審査・アセスメントのイメージ

25

- 「調整力型」の場合、細かな粒度で監視することで応動時間および出力変化値等を正確に評価することが可能。
- 他方、「供給力型」の場合、30分出力平均値で評価するため応動時間および出力変化等を正確に把握できない。

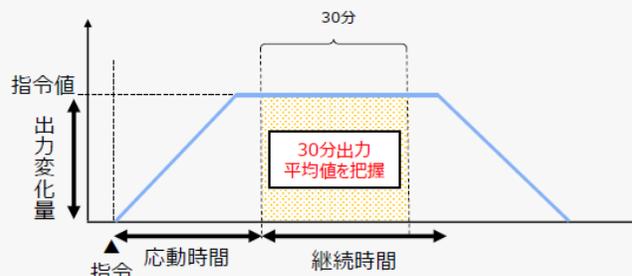
【調整力型の評価のイメージ】

細かな粒度で監視することで、応動が指令値に追従しているかを評価できる。

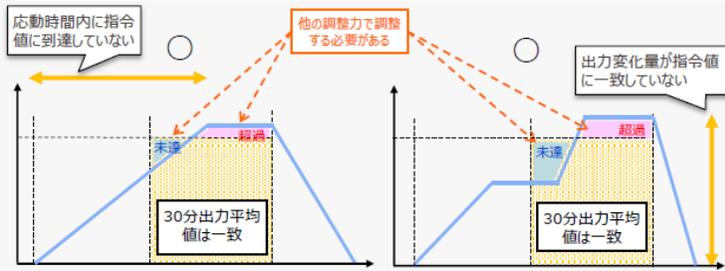


【供給力型の評価のイメージ】

30分出力平均値で応動を評価するため、指令値に追従できたかを把握することができず、30分平均値で水準を達成したかを評価できる。



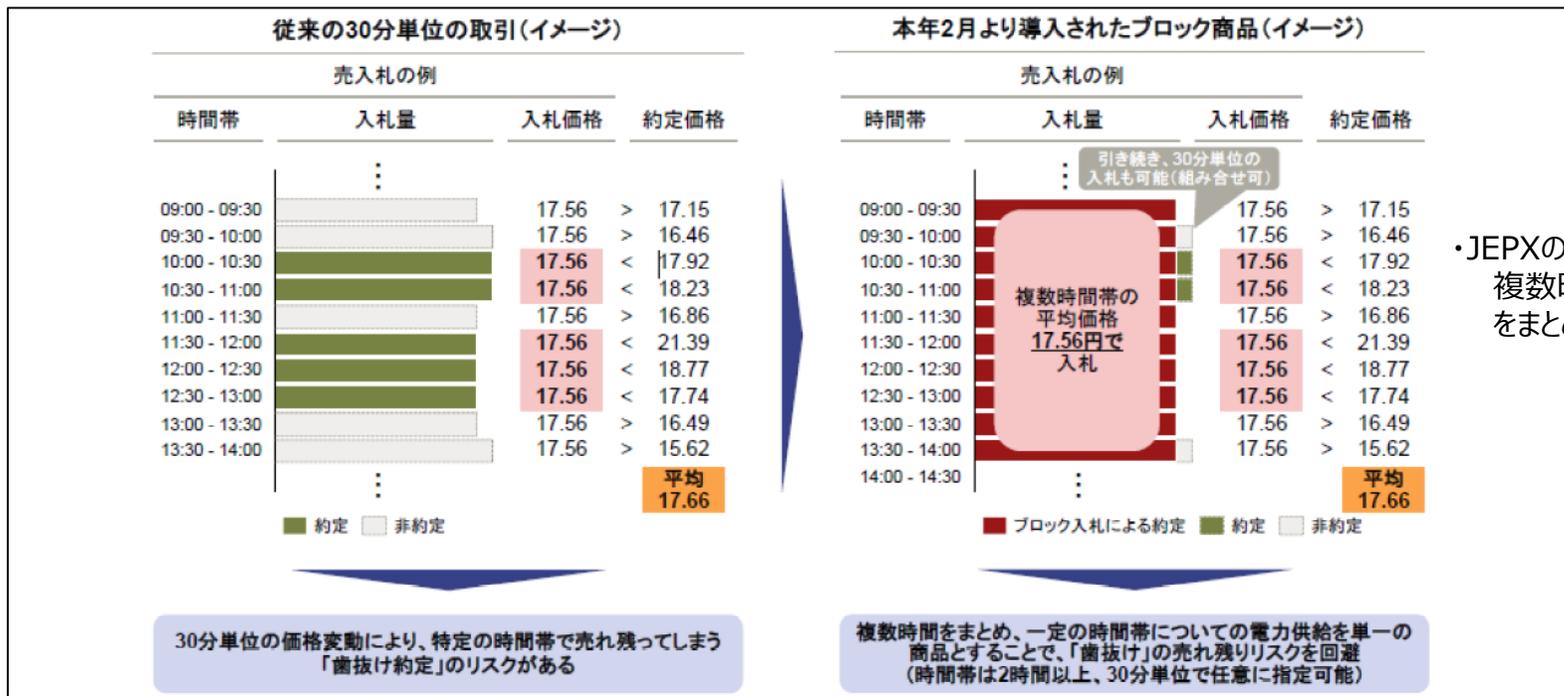
応動時間、出力変化量が商品の要件に合致していても可。



一次～三次①

三次②

- ブロック時間を30分に短縮することにより、三次②の応札量の増加と募集量の抑制が見込まれる一方で、三次②は広域調達を行っていることもあり、30分ごとに落札する、落札しないが入れ替わる、いわゆる、歯抜け約定の頻度が高まる可能性がある。
- 需給調整市場の応札はユニット単位となっているため、この歯抜け約定が生じると、極端な例では、最低出力までの出力抑制と出力上昇を30分ごとに繰り返す可能性があり、リソースの制御負担が大きくなる、もしくは応札可能量が30分以内の応動可能量に制限される可能性も考えられる。
- この歯抜け約定を回避するためには、スポット市場において既に導入されているブロック入札の仕組みを需給調整市場にも導入することが考えられる。



・JEPXのブロック商品
複数時間（2時間以上、任意指定）
をまとめて一つの商品とする

- ブロック入札の仕組みを導入することにより、歯抜け約定を回避できることから、**応札事業者にとってはバランス停止電源の売り入札がしやすくなる**ことに加え、**一般送配電事業者としても制御対象リソースの入れ替わりが低減するため、需給調整は運用がしやすくなる**と考えられる。
- 他方で、スポット市場における検討でも課題となっており、事業者が設定するブロック時間が長すぎる場合に、**ブロック全量が落札されず、結果として、約定量の低下や価格の上昇を招くおそれがある**ことや、**約定処理が煩雑になる**ため、**システム化に時間を要する、あるいは約定処理に時間を要する**など一長一短が存在する。このため、ブロック入札の導入に関しては、本日のご議論内容も踏まえ、引き続き、検討していきたい。

	ブロック入札なし	ブロック入札あり
メリット	<ul style="list-style-type: none"> ・30分コマ単位で約定が決まる ・システムはシンプル（大幅な改修不要） 	<ul style="list-style-type: none"> ・バランス停止電源の売り入札がしやすくなる →リソース・事業者増加による応札量の増加を期待できる ・事業者にブロック選定の自由度が生まれる ・制御対象リソースの入れ替わり低減
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> ・応動時間が実質的に30分となる可能性 ・歯抜け約定における最低出力コストの回収漏れを避けるため、入札価格が上昇する虞 	<ul style="list-style-type: none"> ・ブロック入札の一コマでも約定しないと、ブロック全量が不落となるため、約定量の低下や約定価格の上昇のおそれあり ・約定処理計算の増加（約定までの時間増加） ・システム構築に時間を要するおそれ

- 現行の需給調整市場システム（以下、MMSという）は、商品ブロック時間を30分に変更可能である一方で、I / F改修や30分対応の試験を実施することが必要となることに加え、各TSOの中給システムにおいて、三次②必要量テーブルや募集量登録等に係るシステム改修、また、精算システムにおいても改修が必要になる見通し。また、広域機関システムや、BG側の業務システムも改修が必要と想定されるため、それらの対応期間も考慮のうえ、ブロック時間の見直しを行う時期を決める必要がある。
- これについては、2024年度の一次～二次②の取引開始等に向けたシステム構築のほか、改修事項は本件以外にもあるため、別途、全体を整理することとしたい。

システム	対応者	改修項目	改修期間	改修完了・運用開始の見通し（現在の状況）
MMS	代表 TSO	・I/F改修 30分対応試験 等	確認中	<ul style="list-style-type: none"> ・現在、三次①向けシステム構築中（2022年度）。 ・2024年度に向けて、一次～二次②、および複合約定ロジックの構築などシステム開発案件が輻輳。 ・現在進行中案件を優先すると、I/F改修、30分対応試験のみでも運用開始は2024年度となる可能性あり。
		(・ブロック入札ロジックの追加)		(・ロジックにもよるが、I/F改修より更に時間を要する、つまり2024年度以降となる可能性が高い。)
中給システム 精算システム	各 TSO	<ul style="list-style-type: none"> ・三次②必要量に係る各種処理 ・発動判定処理 ・精算、ペナルティカウント単位変更 等 	仕様確定後、 1年～1年半程度	<ul style="list-style-type: none"> ・現在進行中の案件を優先すると、改修に着手できるのは2023年度の見通し。それを踏まえると、運用開始時期は2024年度となる可能性あり。
広域システム	広域機関	<ul style="list-style-type: none"> ・電源差替時の処理 ・I/F改修 	仕様確定後、 1年半程度	<ul style="list-style-type: none"> ・MMSシステム改修に歩調を合わせる

2 三次調整力①対応ほか制度対応の開発スケジュール

10

- 2024年度に向けて、現在開発中の三次調整力①(2022年度開始)対応以外にも、制度対応によるシステム開発が輻輳する状況。
- 複合約定ロジックの構築については、単純な商品区分追加より難易度が上がるため、本小委でのロジック検討(2021年度上期中目途)が完了次第、実装に向けた詳細検討に着手し開発遅延リスクを軽減。
- 2023年度開始の「ポリアグリ電源の三次調整力②市場対応」や「仕入税額控除へのインボイス制度導入対応(精算システムへの連係対応)」については、複合約定ロジック構築対応と開発時期が重なることから、開発体制の拡充、ショートインターバルでの進捗確認で開発遅延リスクを軽減。

		2020年度	現在 2021年度		2022年度		2023年度		2024年度
		下期	上期	下期	上期	下期	上期	下期	上期
1	三次調整力①対応	システム設計	ソフトウェア製作 対向・運用試験		運用				
2	ポリアグリ、インボイス 制度対応			システム設計	ソフトウェア製作 対向・運用試験		運用		
3	複合約定ロジック先 行検討			詳細仕様 検討					
4	二次調整力①②、 一次調整力対応 ※含む複合約定ロジック				システム設計		ソフトウェア製作、 対向・運用試験		運用

送配電網協議会

©Transmission & Distribution Grid Council

- 第23回需給調整市場検討小委員会において、太陽光出力が大きく、残余需要が少ない時間帯においては、下げ代不足によりBGバランスで停止するユニットを、三次②に応札することを見送るケースが発生していることを取り上げた。また、第61回制度設計専門会合においても、JERAからGCまでの販売電力量減少に備えて下げ代のバッファを考慮する必要があると説明がされた。
- このような下げ代不足への対応としては、以下の2つが考えられる。

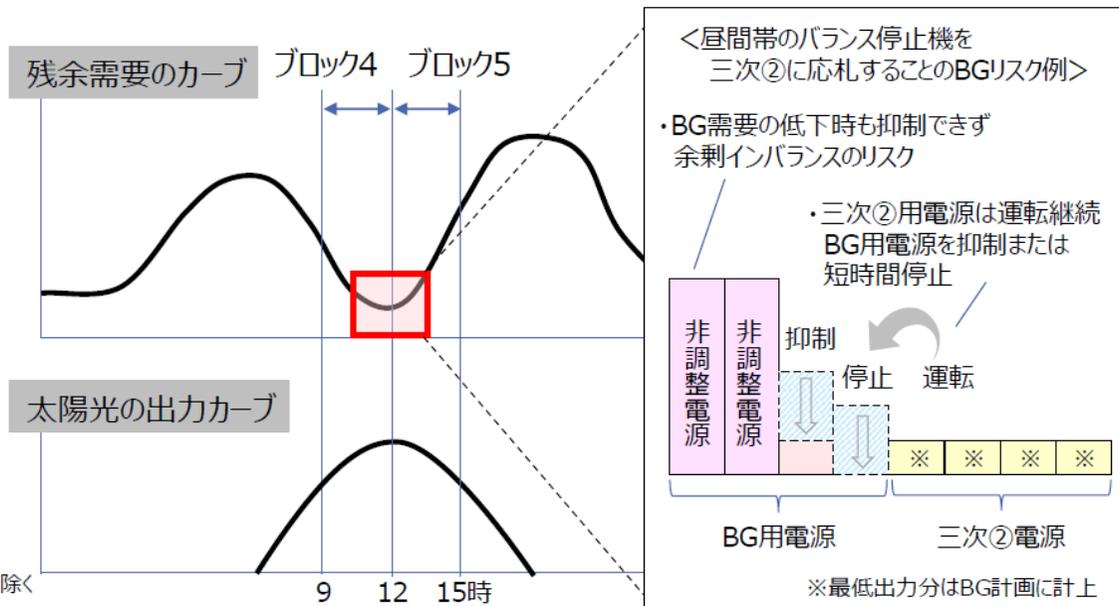
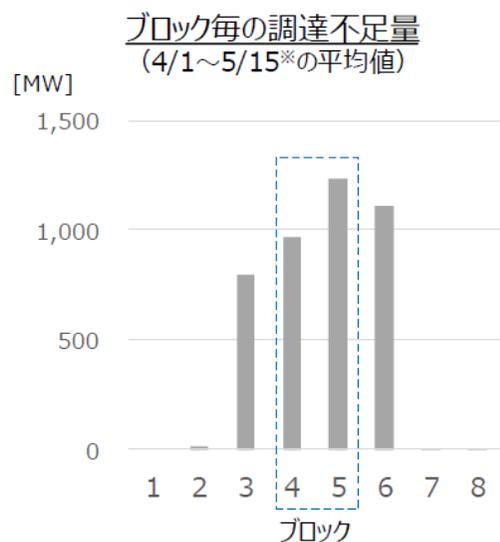
実施方法案	方法1 (TSOによるユニット並解列)	方法2 (需給当日のユニット解列)
概要	<ul style="list-style-type: none"> • BGバランスでは停止予定のユニットが落札した場合、BGバランスに組み込まず、電源Ⅱ契約を活用し運転を行い、最低出力分は実需給の当日にTSOが有する調整力の出力を抑制することで対応。 • 落札したユニットはBGバランスに組み込まないものの、ΔkW価格には起動費や最低出力に要する費用を織り込んで応札する。 	<ul style="list-style-type: none"> • BGバランスでは停止予定のユニットが落札した場合、BG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> <p>BG用電源 三次②電源 BG計画に計上しない</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p><実需給当日></p> <p>電源Ⅱ契約を活用し運転 電源Ⅱ等を抑制</p> </div> </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p><落札時点></p> <p>BG用電源 三次②電源 最低出力はBG計画に計上</p> </div> <div style="text-align: center;"> <p><実需給当日></p> <ul style="list-style-type: none"> • BG余剰インバランスが見込まれる • エリアの上げ代は十分に存在する <p>解列を許容 (BG下げ代を確保)</p> </div> </div>

- 方法 1 は、電源Ⅱ 契約による起動費等の支払いを回避するためにBGバランスに組み込まないユニットをTSOへ通知する等の実務対応が必要となるが、応札量の増加が期待できるため、調達不足が生じている状況の改善には有効な手立てとなりうる。そのため、まずは調整力公募が併存している2023年度までの当面の対応として取り入れることを念頭に、BGとTSOの情報連携方法や電源Ⅱ の費用清算方法等の実務対応について、引き続き検討を進めることとしてはどうか。なお、2024年度以降については、それまでの運用実態も踏まえ、本方法を継続するのかを別途検討することとしたい。
- また、方法 2 は、応札量の増加期待値は限定的ではあるが、電源Ⅱ 契約における清算等の対応は不要であり、かつTSOとBGの協議で対応可能な方法と考えられるため、恒久的対策として取り入れてはどうか。なお、実施時期については、実務面の詳細検討とともに、システム対応要否も確認のうえ、別途整理したい。

実施方法案	方法 1 (TSOによるユニット並解列)	方法 2 (需給当日のユニット解列)
メリット	<ul style="list-style-type: none"> 前日計画段階においてBGバランスに下げ代が不足している状況においても、バランス停止機を三次②へ応札できる。 	<ul style="list-style-type: none"> 需給当日の需要低下等への下げ代 (バッファ) を減少できる。
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> 電源Ⅱ 契約による起動費等の支払いを行わないための事務処理が必要。そのため、BGバランスに織り込まないユニットをTSOへ漏れなく通知する等の連携や電源Ⅱ 契約の内容変更が必要。 実需給当日に、再エネの上振れ等により落札ユニットを起動しない場合でも起動費等は先払いになる。 	<ul style="list-style-type: none"> 前日計画段階においてBGバランスに下げ代が不足している状態には対応できない。
応札量の増加見込み	<ul style="list-style-type: none"> 最低出力分をBGバランスで持ち替える必要がないため、方法 2 より起動可能なユニットは多くなる。 	<ul style="list-style-type: none"> 最低出力分をBGバランスで持ち替える必要があるため、方法 1 より起動可能なユニットは少なくなる。

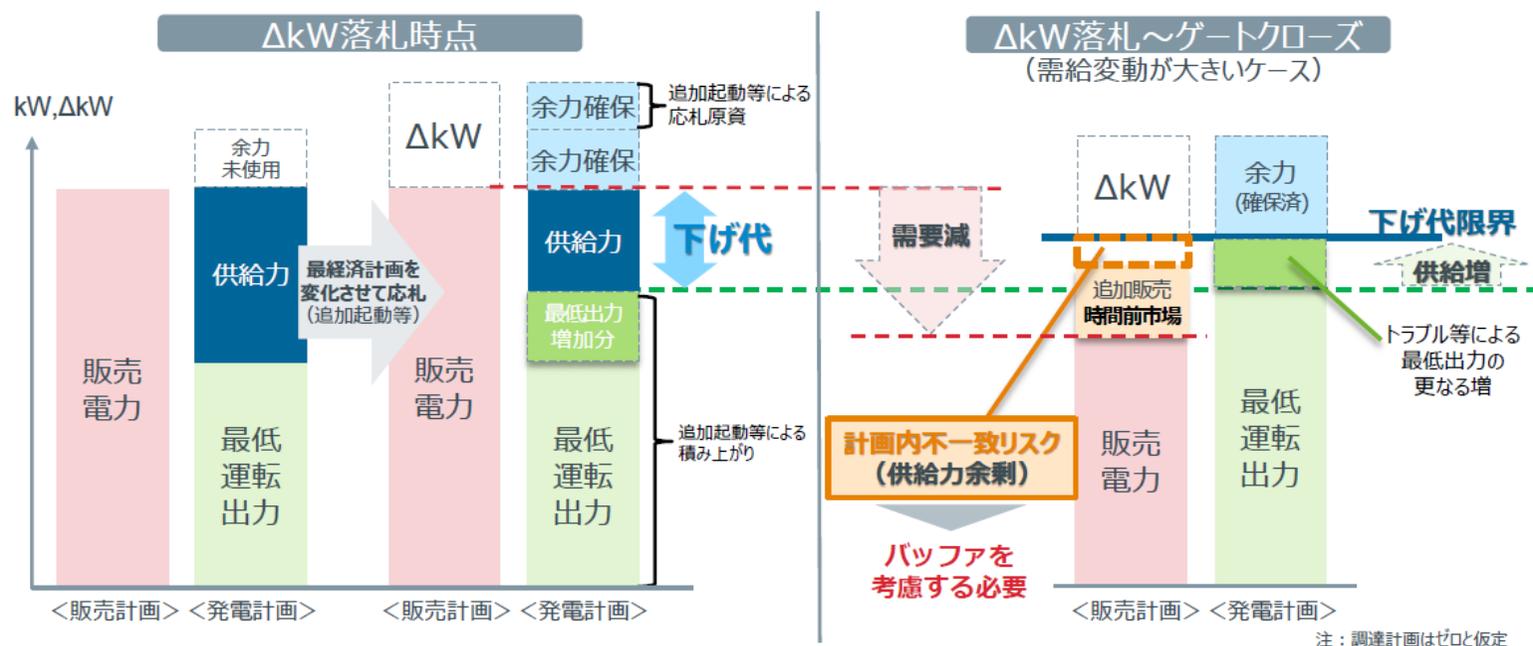
三次②の応札量が少ない要因について ～ 市場ルールに係る詳細要因 (2/2) ～ 16

- また、調達不足が生じているブロックのうちブロック4、5（9～12、12～15時）は、太陽光出力が大きい際に、残余需要が少なくなる時間帯であり、特に、軽負荷期においては、BGは計画値同時同量を確認するため、限界費用の高い発電機の停止等を行うことで対応している。
- そのような需給状況において、BGとしては停止予定の発電機を三次②へ応札し、落札した場合は、当該発電機の運転が求められるため、BGとしては別の発電機の短時間停止が必要となるうえ、実需給で残余需要がさらに低下した場合には余剰インバランスを生じるリスクを負うことになる。このため、それらのリスクを回避するために昼間帯において停止予定の発電機の一部を三次②に応札することを見送っていることが、このブロックにおいて応札量が少ない要因として考えられる。

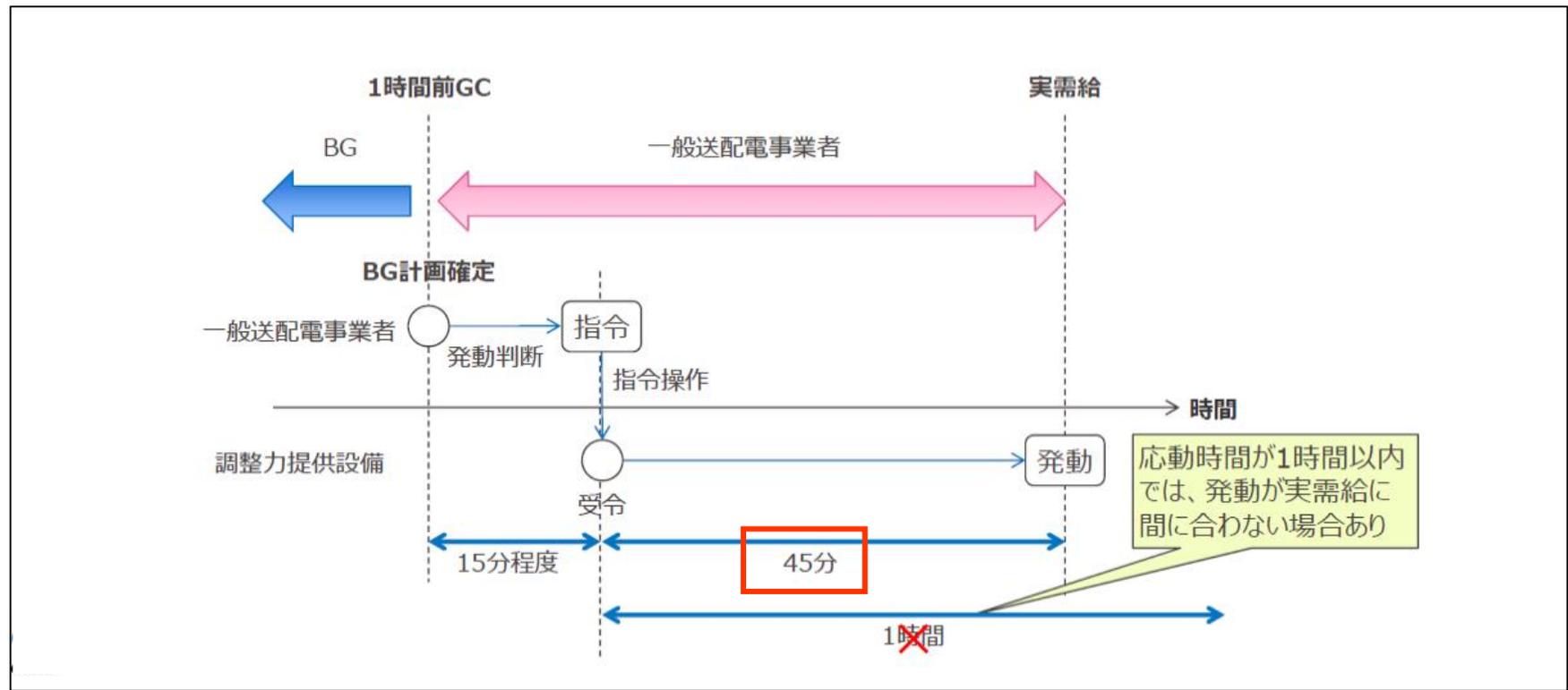


Step2の ΔkW 応札量の増加に向けた課題

- ΔkW に落札した場合は発電機の運転が求められますが、追加起動台数が増えると出力低下が不可能な最低出力分が積み上がり、結果として発電計画における「下げ代」が減少します。
- さらに、落札からゲートクローズまでの販売電力の減少や設備トラブルによる最低出力の上昇などの需給変動の不確実性を踏まえると、計画内不一致となるリスク（参考2参照）があります。そのため、全ての余力を応札対象とすることは難しいと考えています。
- このため、最低出力に上記リスクを回避するためのバッファ（過去実績に基づき算出）を加算し、市場ルールや設備制約を踏まえて応札量を決定しています。【次頁イメージ参照】

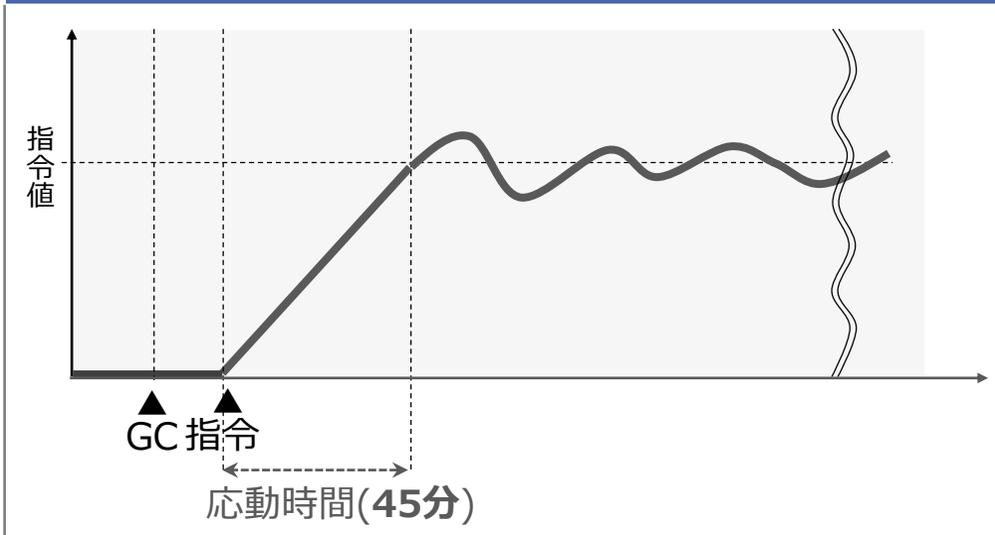


- 応動時間は、一般送配電事業者が指令を発信してから、リソースが指令値に到達するまでの時間となるが、30分計画値同時同量制度のもとにおいて、基本的には指令の発信はGC以降、つまり実需給の1時間前以降となる。
- 三次②は、FIT特例①・③の前日からGCまでの予測誤差に対応する調整力となるが、これを簡易指令システムを介して指令する場合や電源II契約を締結していないリソースへ指令する場合は、一般送配電事業者による発動判断およびシステム操作時間として15分程度を要することを踏まえ、応動時間は45分以内としている。

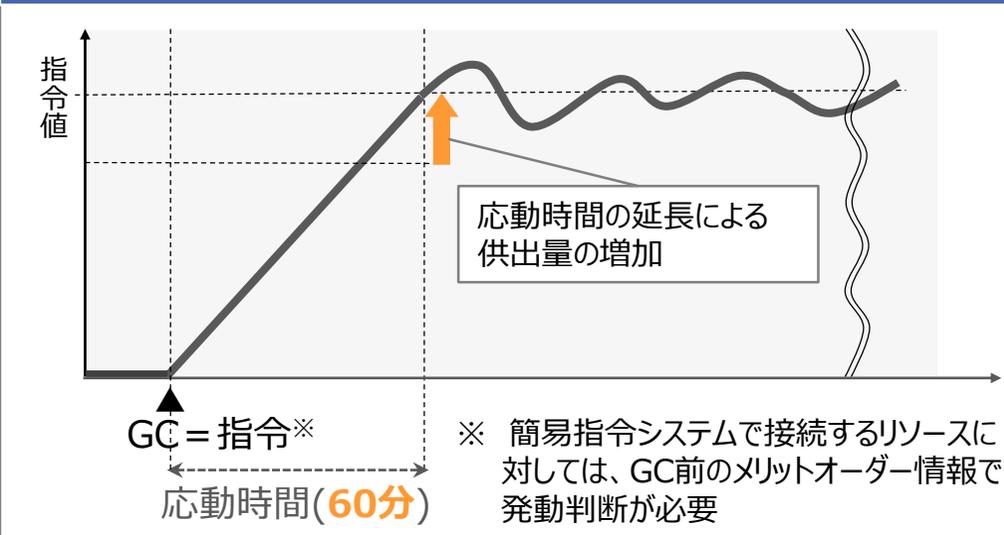


- 他方で、現状の市場取引の大宗を占めている既存電源は専用線で接続されかつ電源Ⅱ契約を締結しているため、これらについてはGC直後のメリットオーダー情報による指令発信が可能であり、応動時間を延ばすことで応札量の増加が見込めることになる。そのため、簡易指令システムで接続しているリソース等も含め、**応動時間は60分に延ばすこととしてはどうか。**
- なお、簡易指令システムについては、中給システムへの接続作業が進められているが、それが完了しているエリアであっても、システム演算等に一定の時間を要することが確認できている。そのため、応動時間を60分とした場合、簡易指令システムで接続するリソースに対してはGC前のメリットオーダー情報をもとに発動判断する必要があることに加え、インバランス価格にも連動するため、各種システム改修が必要となることから、これらの対応については引き続き検討を進めることとしたい。

応動時間：45分



応動時間：60分



1. 調整力の調達・運用方法の変遷と論点
2. **三次②調達不足の要因等を踏まえた検討事項について**
 - (1) 市場ルール見直し
 - (2) **市場参加者の増加対応**
- (参考) 市場動向

- 次に、第23回需給調整市場検討小委員会に取り上げた応札量が少ないことに関する想定要因のうち、取引会員が少ないことへの対応について、検討していく。

三次②調達不足の要因等を踏まえた今後の検討事項について

24

- 三次②の取引状況および事業者アンケートで得られた意見等を踏まえると、現時点で考えられる三次②調達不足に係る要因や課題は以下のとおりであり、それぞれの要因や課題等の改善に向けた検討を進めていきたい。

三次②調達不足に関する現時点で想定される要因や課題と検討事項例

		想定される要因や課題	(本資料)	検討事項例
調達不足	応札量	<ul style="list-style-type: none"> ・市場取引を行う取引会員が少なく（11社）、競争が活性化していない ・従来のBG最経済計画における余力のみを市場供出している会員も存在。 ・ΔkWの供出を踏まえた計画に基づき市場供出するにおいても、商品ブロック(3時間)を通じての最小値を応札することになる。 また、日中の軽負荷時間帯でBG向け電源を短時間停止することや、余剰インバランスとなることを回避するために、三次②向けに応札する電源数が限られているおそれ 	(P14) (P11) (P15～16)	<ul style="list-style-type: none"> ・市場活性化 市場ルールの改善 市場監視 等
	募集量	<ul style="list-style-type: none"> ・応札可能な量に対して募集量が多いおそれ 	(P15)	
追加調達		<ul style="list-style-type: none"> ・市場システム外での相対取引であることに加え、約定単価は一般送配電事業者との協議により決定した単価となるため、効率的な調達ではないうえ、売り惜しみや価格つり上げの温床となるおそれ。 	(P18～21)	<ul style="list-style-type: none"> ・市場監視 ・システムによる追加調達 等

- 第23回需給調整市場検討小委員会においては、取引を実施している取引会員に対して市場ルールの見直し要望等を調査したところ、今回は、新たに参加申し込み中等の取引会員に対して、市場参入にあたっての課題や改善策に関するアンケート調査を実施した。
- その結果からは、事前審査要件とアセスメントⅡ要件の見直しについてご意見を頂いた。

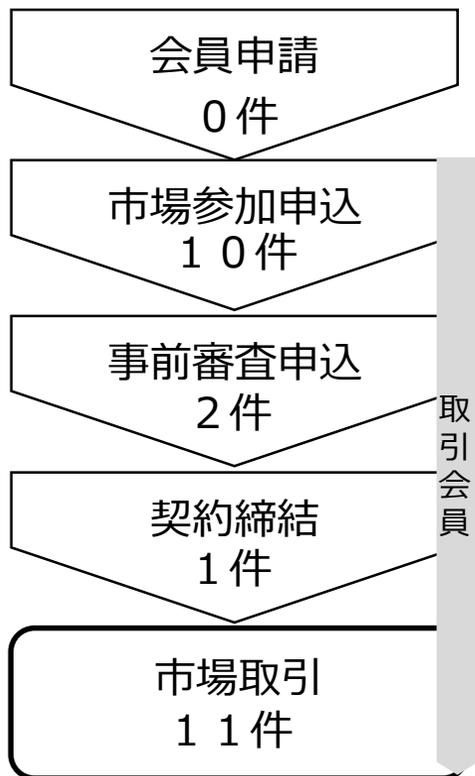
	主な意見
応札量／ 応札方法	<p>【商品ブロック時間】 → 検討項目①</p> <ul style="list-style-type: none"> ・リソースによっては、3時間継続して需要を制御することが厳しいものがあるため、商品ブロックの単位を30分としてほしい。 <p>【事前審査】 → 検討項目④</p> <ul style="list-style-type: none"> ・5分値の追従は困難。事前審査のクリア条件は5分平均値への追従であるが、30分出力平均値で確認するよう緩和してほしい。 ・30分コマ内の5分平均値（6か所）の全てが落札$\Delta kW \pm 10\%$に収まる条件は厳しすぎる。 ・事前審査である5分kW値に追従するための制御システムの実装が過剰な設備投資となる。 <p>【アセスメントⅡ】 → 検討項目⑤</p> <ul style="list-style-type: none"> ・応札量が小さい場合は、応動実績をアセスメントⅡの許容範囲である落札$\Delta kW \pm 10\%$に収めることが厳しいため、$\pm 10\%$の緩和、あるいは供出可能量$\pm 10\%$としてほしい。 <p>【45分応動】 → 検討項目③</p> <ul style="list-style-type: none"> ・補機や燃料系統の切替が必要な出力帯では、供出可能量が限定的となる。
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・ネガ・ポジ混合のアグリゲーションを可能とすれば、1,000kW未満の潜在リソースを確保できるため、調整力の拡大に資する。 ・調整力の発動頻度見込みの開示

【需給調整市場における取引に向けたアンケート調査（申請中会員向け）】

- 実施期間 2021年6月8日～6月18日
- 調査対象 市場取引を開始していない会員 8社（新電力、DR事業者が中心） → 8社から回答

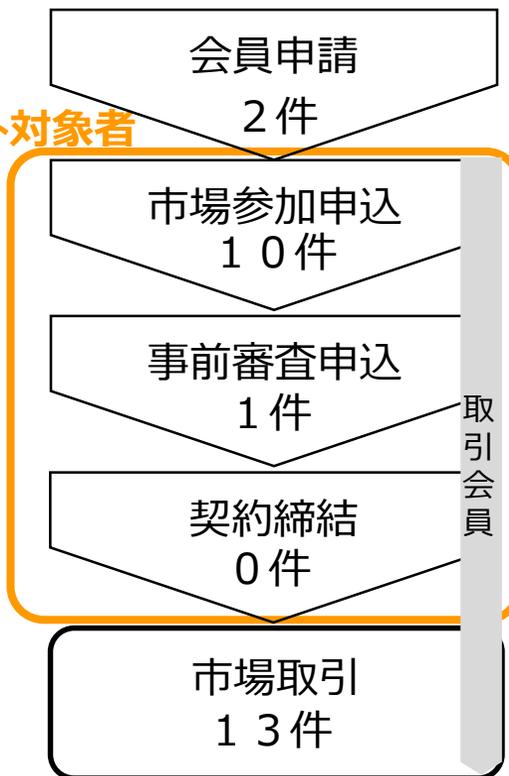
- 需給調整市場への参加希望者は、会員申請→市場参加申込→事前審査→契約締結の順に手続きを行う。
- 現状、電力需給調整力取引所の取引会員は28事業者であり、徐々に増加している。

<2021年5月中旬時点>

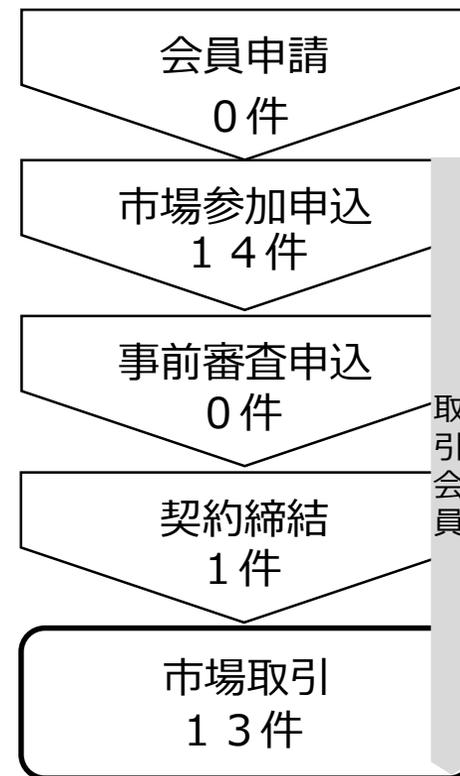


今回の
アンケート対象者

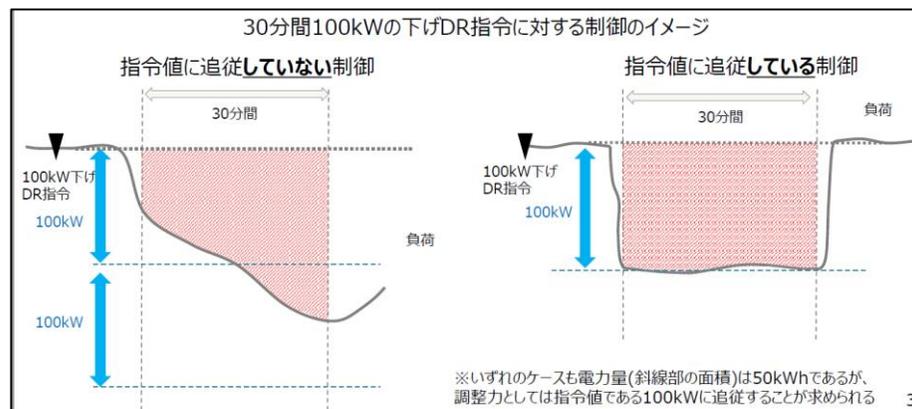
<2021年6月10日時点>



<2021年7月末時点>



- 調整力は、実需給断面において、一般送配電事業者が周波数調整や需給バランス調整を行うために発信する指令値に追従することが求められるところ、三次②は供給力型の調整力と位置づけ、事前審査において5分間隔での指令値に追従できることを確認することをもって、アセスメントⅡにおいては30分出力平均値で評価することとしている。
- この事前審査を、アセスメントⅡと同様の30分出力平均値で確認するとした場合、例えば、ある30分コマ内において、前半の15分は基準 - 20%、後半の15分は基準 + 20%の出力応動でも可となる一方、実運用においては、三次①など応動時間がより速い調整力により、三次②が指令値からズレた出力を調整する必要が生じることとなる。そのため、**三次②以外の調整力が不足する可能性が生じる**ことになり、それを補うために**ΔkW調達量を増やす**と**単純にコストが増加**することにも繋がる。
- また、事前審査で指令値への追従性を確認せず、30分出力平均値の応動評価のみとなれば、スポット市場や時間前市場でkWhを売電することとほぼ変わらないなか、実績kWh値が落札したkWh（もしくはΔkW値）を満たさない場合、スポット市場等で売電すると不足インバランスとなる一方で、三次②では落札ΔkW - 10%まではペナルティが課せられず、需給調整市場の方が緩いものとなる。
- このため、取引会員の増加には寄与すると考えられるものの、このような**要件緩和は望ましくない**のではないかと。



2-2. 事前審査

e. 性能確認(5/11)

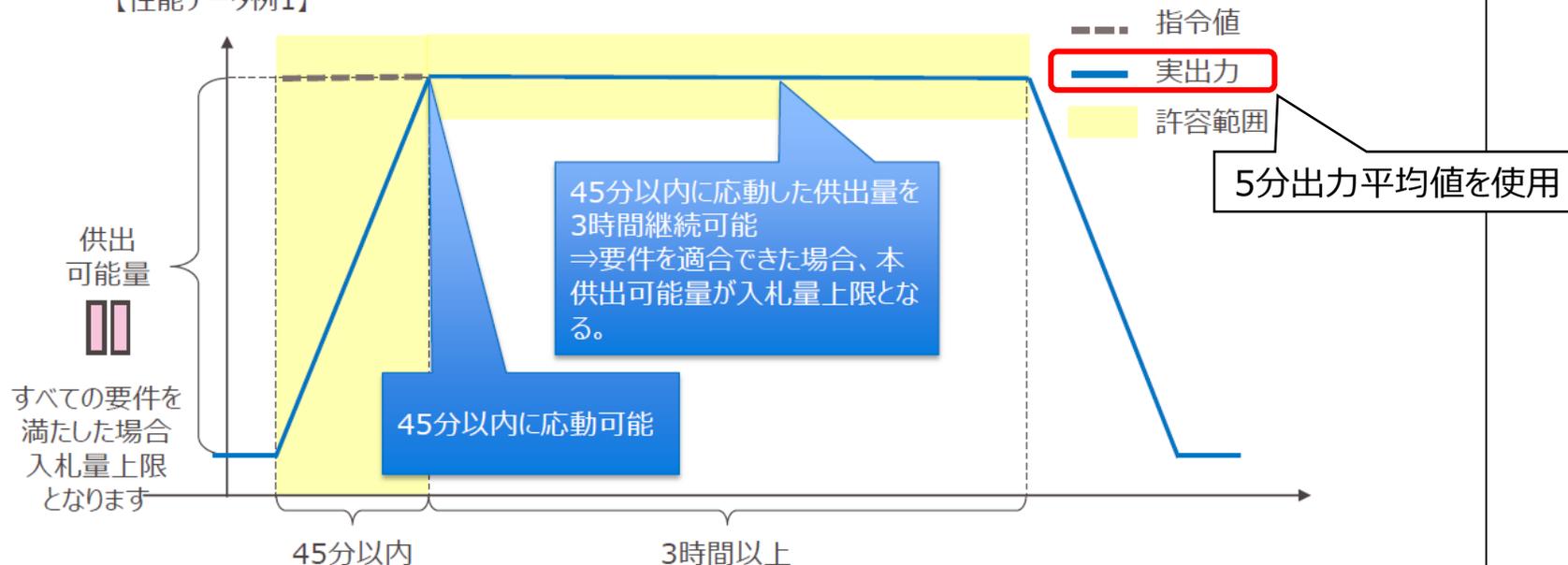
修正有

52

⑥応動時間、⑦供出可能量、⑧継続時間の確認に用いる性能データ例1（発電機の出力行変化曲線）

- 下記発電機の出力行変化曲線にて、応動時間以内に供出可能量まで到達できること、3時間以上供出可能量の出力を継続的に供出可能であることを確認します。
 - ✓ 本実績データにより、50スライドの(2-1)、51スライドの(2-1)および(2-2)を確認可能です。
- なお、要件への適合を確認できた場合、本供出可能量が入札量上限となります。

【性能データ例1】

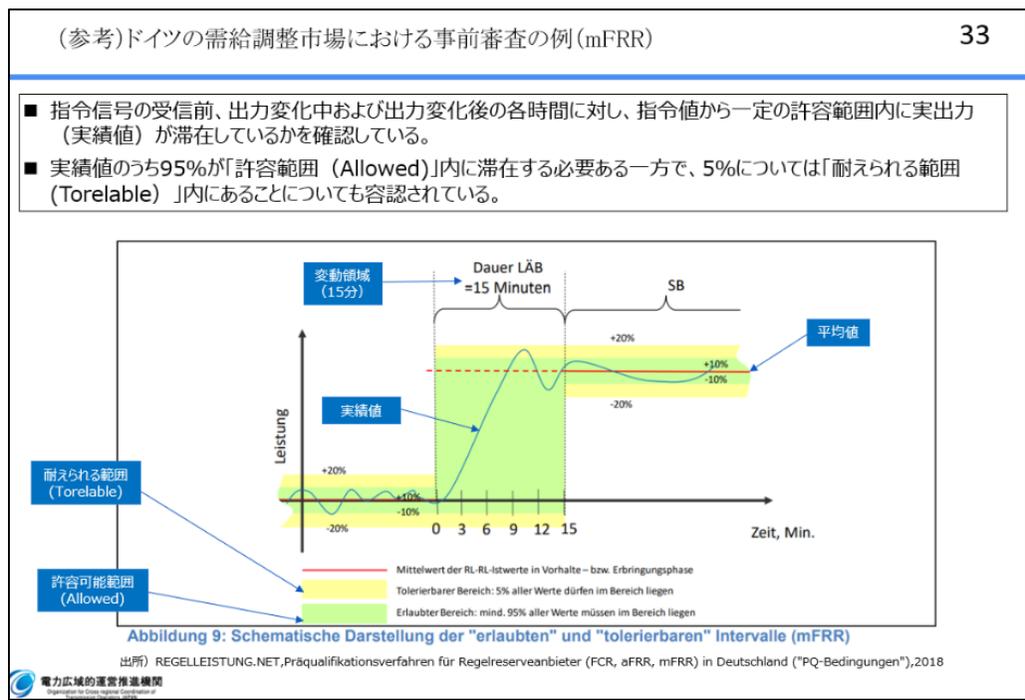


※69スライドの応動実績の評価に準じて提出された性能データの確認をいたします



取引規程 第3章 第22条、第23条、第4章 第26条

- 調整力は、実需給断面において、一般送配電事業者が周波数調整や需給バランス調整を行うために発信する指令値に追従することが求められるものであるところ、実応動評価であるアセスメントⅡについては、海外事例を参考に、指令に追従する際の実出力変動も踏まえ、指令値に対して落札 $\Delta kW \pm 10\%$ の許容幅を設定したものである。
- また、三次②のアセスメントⅡは30分出力平均値で評価するところ、指令値に対して落札 $\Delta kW \pm 10\%$ まではペナルティが課せられないため、この許容幅を広げることは、**実需給断面における調整量の期待値が減少**、つまり、**上げ調整幅が不足する可能性**を意味しており、それを補うために **ΔkW 調達量を増やすと単純にコストが増加**することにも繋がる。
- このため、取引会員の増加には寄与すると考えられるものの、このような**要件緩和は望ましくない**のではないか。



2-9. アセスメント

d. アセスメントⅡ(1/7)

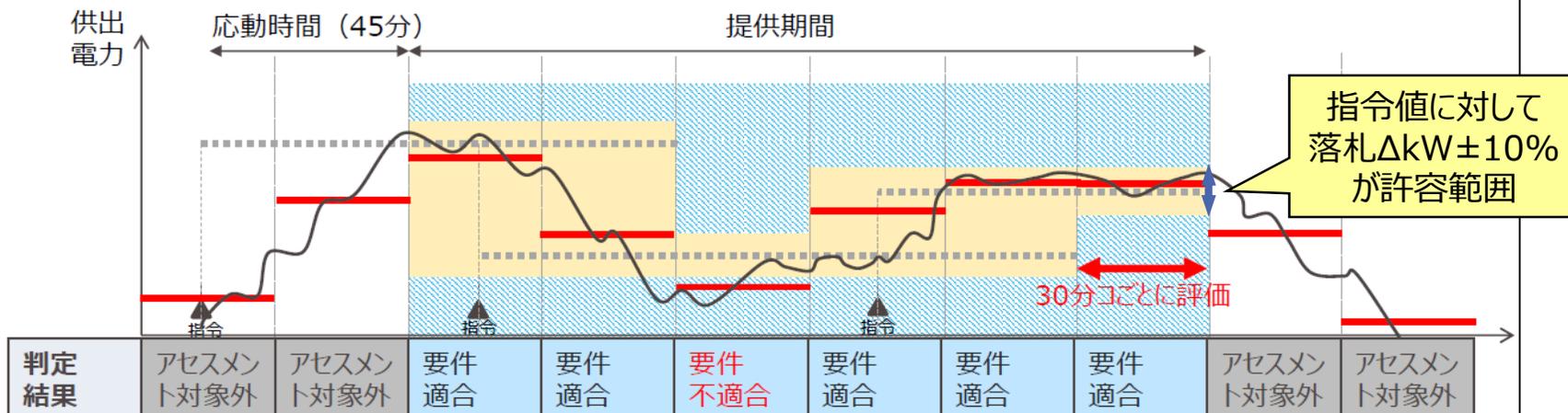
修正有

120

- アセスメントⅡは、提供期間の30分コマごとに、リソースの供出電力（30分）が許容範囲内であれば要件適合、許容範囲を逸脱していれば要件不適合とします。
- なお、同一リソースが同一提供期間において複数約定している場合、リソース単位に ΔkW 約定量を合計して一体でアセスメントⅡを実施します。
- また、同一提供期間において三次調整力②と三次調整力①に約定している場合、三次調整力②の約定量に対しても三次調整力①の評価方法に従った判定を行い、その結果を三次調整力②側にも適用いたします。
- 供出電力（30分）および許容範囲の具体的な算出方法については、次スライド以降で説明します。

【アセスメントⅡのイメージ】

瞬時供出電力： — 供出電力（30分）： — 指令値：
 許容範囲： ■■■ 提供期間： ■■■



取引規程 第8章 第39条

- 今回、第23回需給調整市場検討小委員会等で取り上げた三次②調達不足の要因を中心に、市場ルールの見直しや事業者数の増加対策への方向性について整理した内容は以下の通り。
- 現状生じている調達不足については早急に解消すべき課題であるが、市場ルールの見直しについては、実務的な対応やシステム改修が必要となるため、ルール見直し時期については、一次～二次②のシステム構築も含め、システム関連の全体像も整理したうえで、別途整理することとしたい。

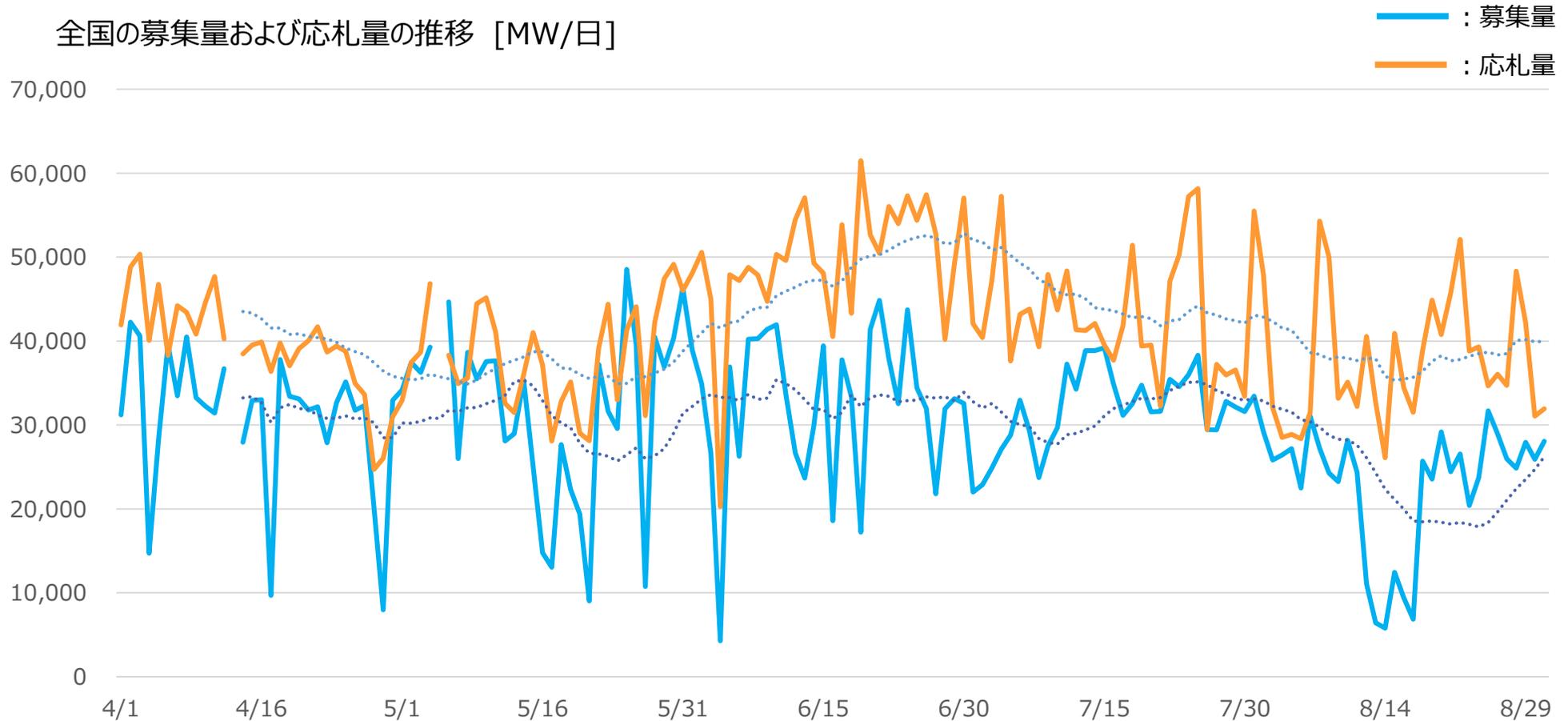
分類	検討項目	現行ルール	見直し案	見直し時期
応札量 増加対策	①商品ブロック時間	・3時間（8ブロック/日）	・30分（48ブロック/日）	システム改修要否 や掛かる期間など を調査のうえ、 別途整理
	歯抜け約定防止	—	・ブロック入札の導入【継続検討】	
	②下げ代不足対応	—	・BGのバランス停止ユニットが落札した場合、BGバランスに組み込まず、電源Ⅱ契約に基づきTSOが運転 ・実需給当日、BGが余剰インバランスが見込まれ、かつエリアの上げ代が十分に存在していれば、ユニット解列を許容	
	③応動時間	・45分	・60分	
事業者数/ 応札量 増加対策	①商品ブロック時間	(上記の通り)		
	③応動時間			
	④事前審査	・事前審査を行う30分コマにおいて、5分平均値が落札最 $\Delta kW \pm 10\%$ の範囲に収まること	(変更せず)	—
	⑤アセスメントⅡ	・30分出力平均値が、指令値に対して落札 $\Delta kW \pm 10\%$ の範囲に収まること	(変更せず)	—

1. 調整力の調達・運用方法の変遷と論点
2. 三次②調達不足の要因等を踏まえた検討事項について
 - (1) 市場ルール見直し
 - (2) 市場参加者の増加対応

(参考) 市場動向

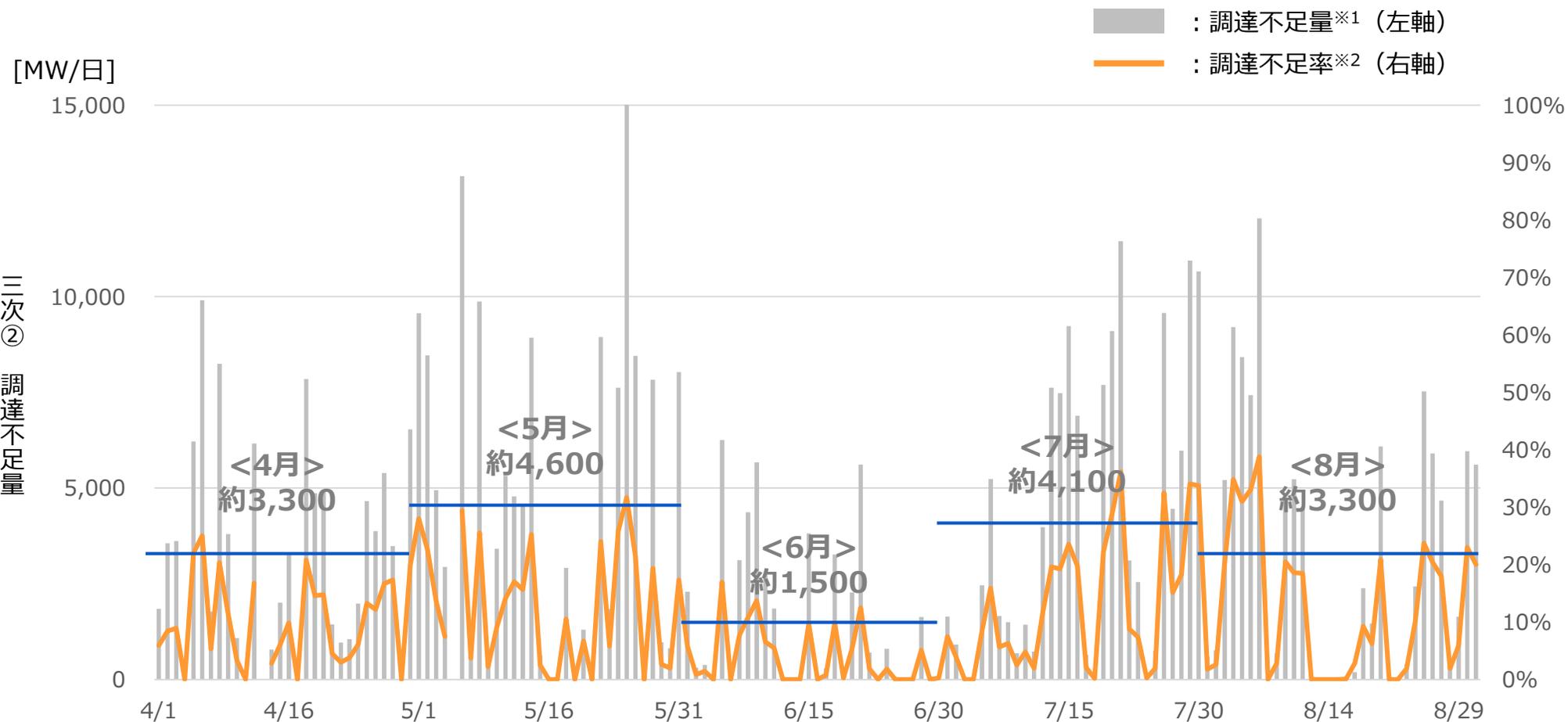
- 募集量は取引開始以降、8月中旬の大雨の期間を除き、大きな変動は見られない。
- 応札量は6月に一旦増加傾向を示したのち、7月に入って減少に転じている。

全国の募集量および応札量の推移 [MW/日]



※ 全8ブロックの全国合計値をグラフ化

■ 三次②の調達不足量は6月に一旦減少傾向がみられたものの、7月中旬から8月上旬にかけて再び増加傾向を示している。

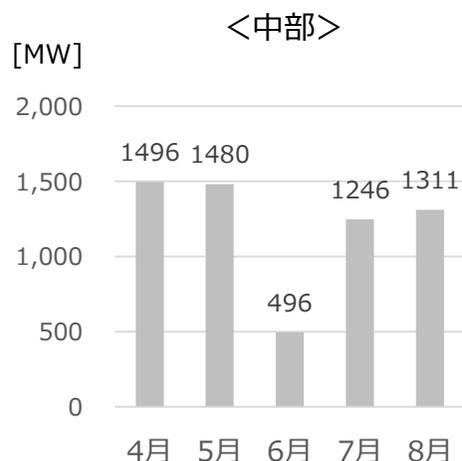
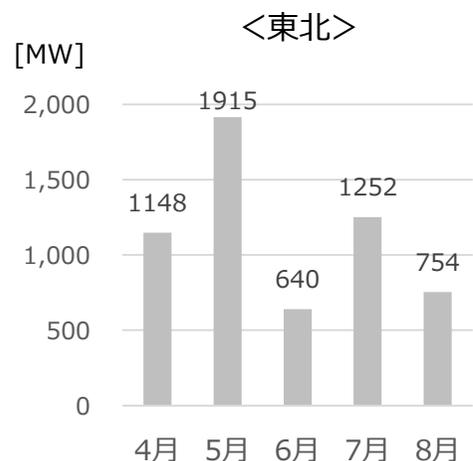


※1 調達不足量は、全8ブロックの全国合計値

※2 調達不足率 = $\frac{\text{調達不足量}}{\text{募集量}} \times 100$

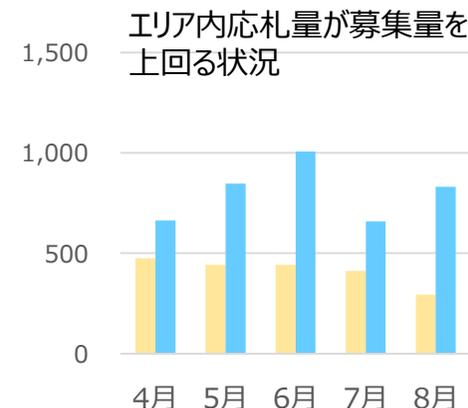
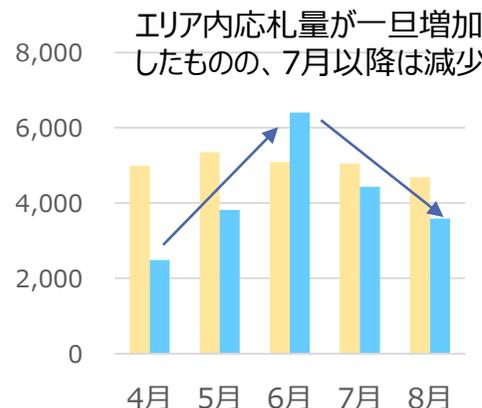
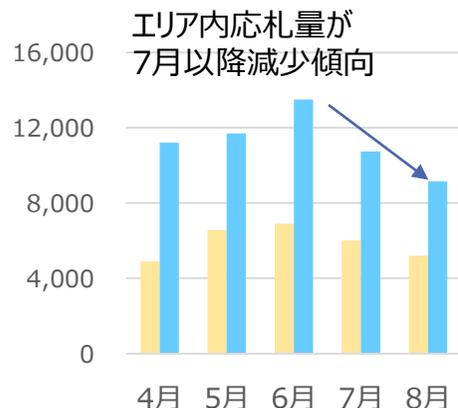
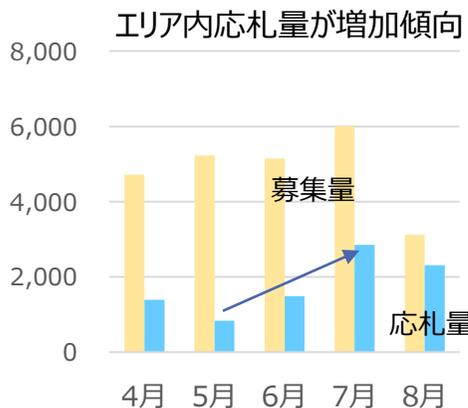
- 4~5月において調達不足が大きかった東北、中部は、6月に入り不足量が減少したものの、7月に入って再び増加に転じている。
- また、これまで調達不足は多くなかった東京については、7月下旬以降、急激に調達不足が増加。

※北海道は、4月以降ほぼ調達不足は発生していないため、割愛している。

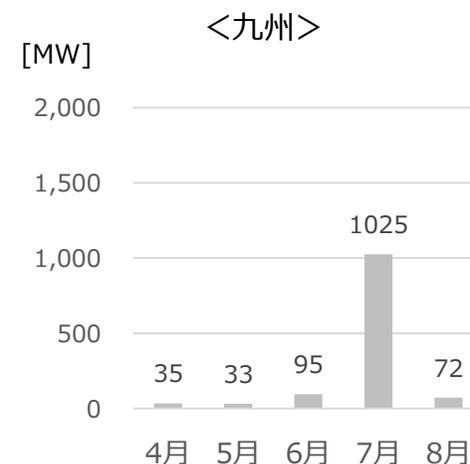
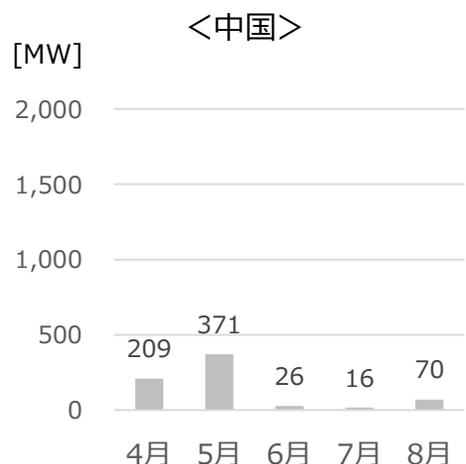
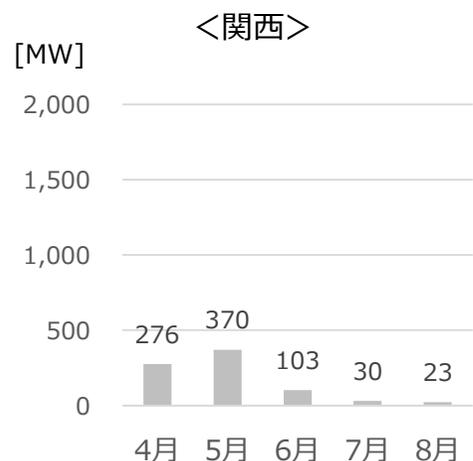


調達不足量

募集量と応札量



- 関西以西は、調達不足は低位で推移。募集量に対して、エリア内応札量が十分に供出されていることによるものと推察される。
- なお、九州における7月の調達不足は、需要が増加するなかで、電源トラブルにより供給余力が減少したことが影響している。



調達不足量

募集量と応札量

