

需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について

第68回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和3年12月21日



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

需給調整市場の状況について

- 2021年4月1日より、需給調整市場の開設により三次調整力②の取引が開始された。
- 今回は、11月までの需給調整市場（三次調整力②）の募集量・応札量、入札価格の分析について報告する。

三次調整力②を確保することの意義・目的

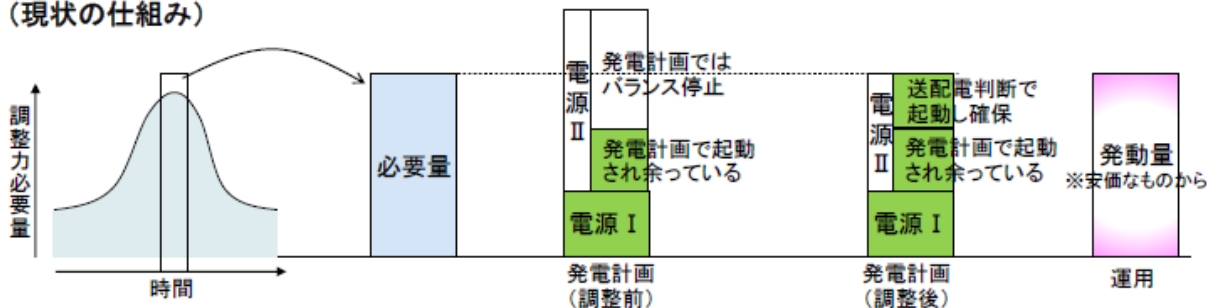
- 昨年度までは、各一般送配電事業者はエリア内の電源Ⅰと電源Ⅱの余力を活用して太陽光の予測外れに対応。そのため、各一般送配電事業者は、エリアごとに、必要に応じて電源Ⅱに起動指令をかけ、必要な調整力を確保していた。（起動費を支払い。）
- 本年度より、太陽光の予測外れに対応するための調整力について、需給調整市場（三次調整力②）で広域的に調達する仕組みを導入。
- これにより、全国大で起動する電源の最適化を図るとともに、新規参入等を通じた競争を促進し、起動費など調整力の調達に要する費用の低減を進めていくこととされた。

（参考）調整力確保の仕組みの変化（調達段階）

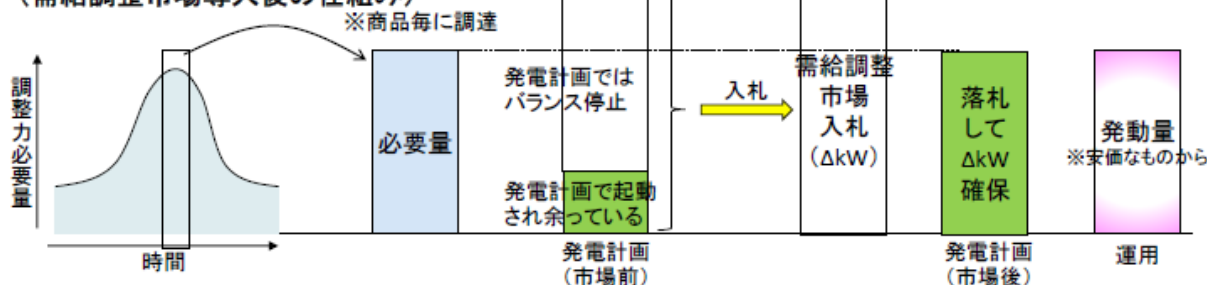
2018年2月27日 第1回需給調整市場検討小委員会 資料4

- 現状は発電事業者の発電計画から電源Ⅱの余力を確認した上で、系統に不足する場合は、電源Ⅱに起動指令をかけるなどして各時間に必要な調整力の量を確保している。
- 需給調整市場導入後は、実需給時点で出力を調整できる状態の電源等を ΔkW として予め市場で調達する。

（現状の仕組み）



（需給調整市場導入後の仕組み）



(参考) 需給調整市場における商品の概要

2021年1月 第21回需給調整市場検討小委員会 資料3

	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※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	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※4	数秒～数分※4	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※5
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※1,4	5MW※1,4	専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW	専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW
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あり(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 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。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 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。

(参考) 三次②の概要

- 三次②は、FIT特例①③の予測誤差に対応するための調整力であり、前日に調達される。
- 需給調整市場の商品の中では最も応動時間が長く設定され、新規参入者にとって比較的参入しやすい。

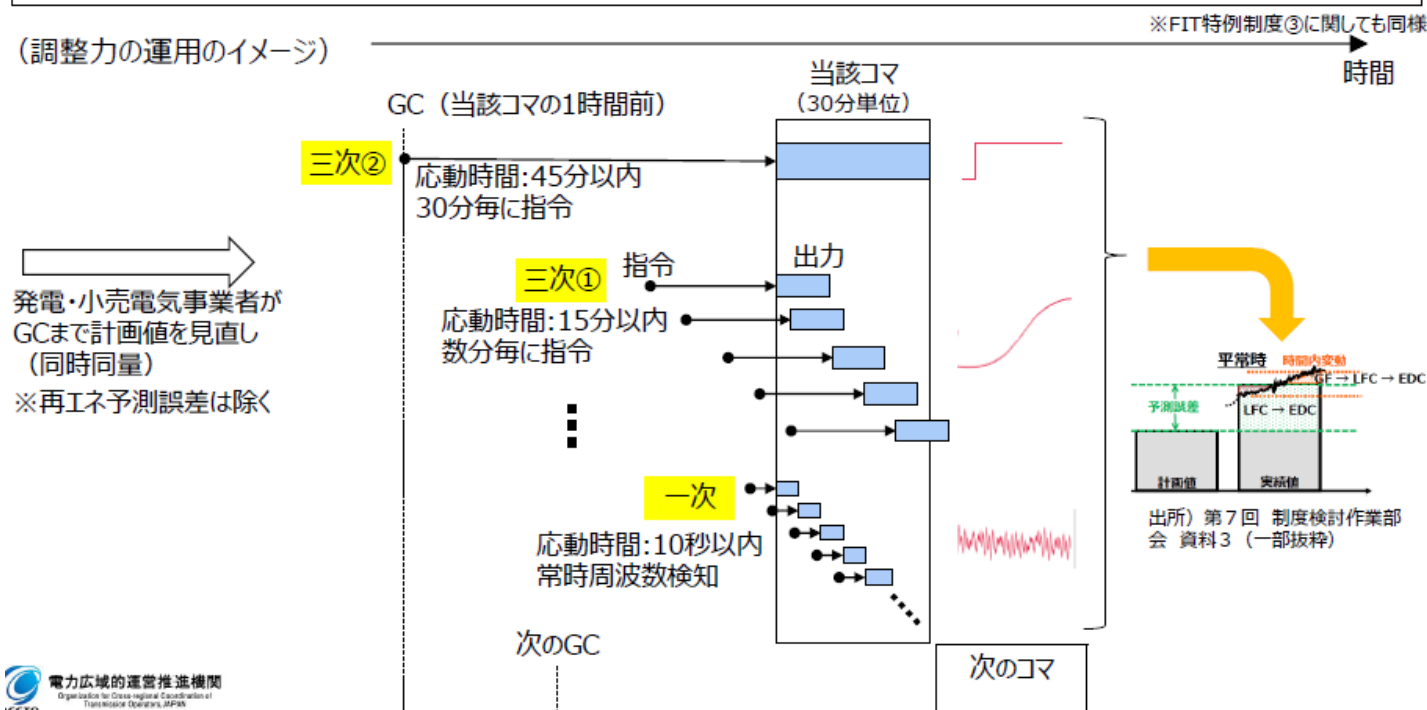
2019年6月 第28回制度検討作業部会 資料5

三次②が対応する事象

7

- FIT特例制度①※を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分がある。
- このような誤差については、応動時間が長い調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次②を商品として設けた。

(調整力の運用のイメージ)



- 三次②の必要量は、一般送配電事業者において、以下のように算出されている。

- 三次②必要量は、これまでの需給調整市場検討小委員会において、過去データを月別・予測出力帯別・時間帯別の三次②必要量テーブルとして整理し、前日のFIT特例の出力予測に基づき選択することと整理されている。
- また、この三次②必要量テーブルは、再エネ設備導入量の変化や、データの蓄積不足を起因とした特異値について補正処理を実施することとされている。

三次②必要量算出に関する考え方について

11

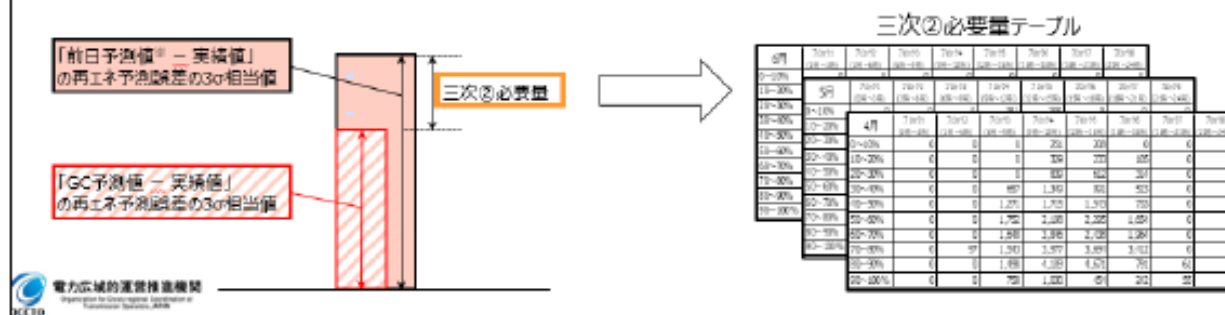
- 三次②は、FIT特例①・③の予測誤差のうち、前日からGC時点までの予測誤差に対応する商品であることから、第7回本小委員会（2018年11月13日）において、その必要量は過去実績に基づき統計的に算出することとし、次の算定式で算出すると整理した。

$$\text{三次②必要量} = \left[\text{「前々日※予測値} - \text{実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \right. \\ \left. - \text{「GC予測値} - \text{実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \right]$$

- また、前日に調達する三次②必要量は、2021年度の調達開始までに蓄積された過去データを、月別・予測出力帯別・時間帯別に整理（三次②必要量テーブル）し、前日※のFIT特例の出力予測に基づき算定することとした。この方針を受け、各一般送配電事業者は、三次②必要量テーブルを作成するために必要となるデータの整備を進めている。

【三次②必要量算出イメージ】

※2020年度以降、FIT特例①の予測値は前日の6時にBGへ再通知することに変更されたため、需給調整市場における三次②取引が行われる際は、前日の出力予測値に基づく算定となる。

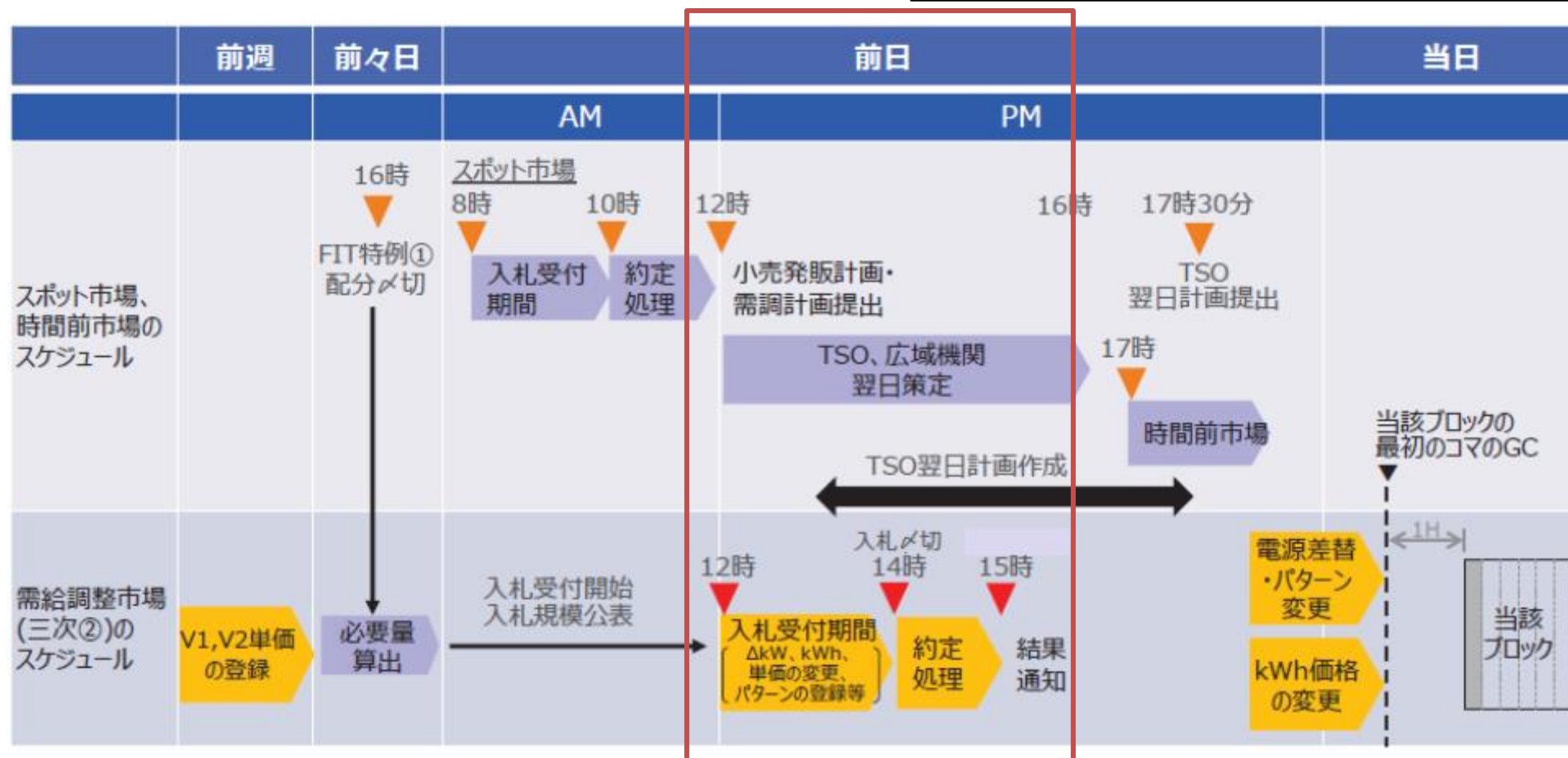


(参考) 三次②の取引スケジュール

- 三次②の調達は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～14時に入札が行われ、14時～15時の間に約定処理が行われる。

三次調整力②の取引スケジュール

2019年6月 第28回制度検討作業部会 資料5を一部加工



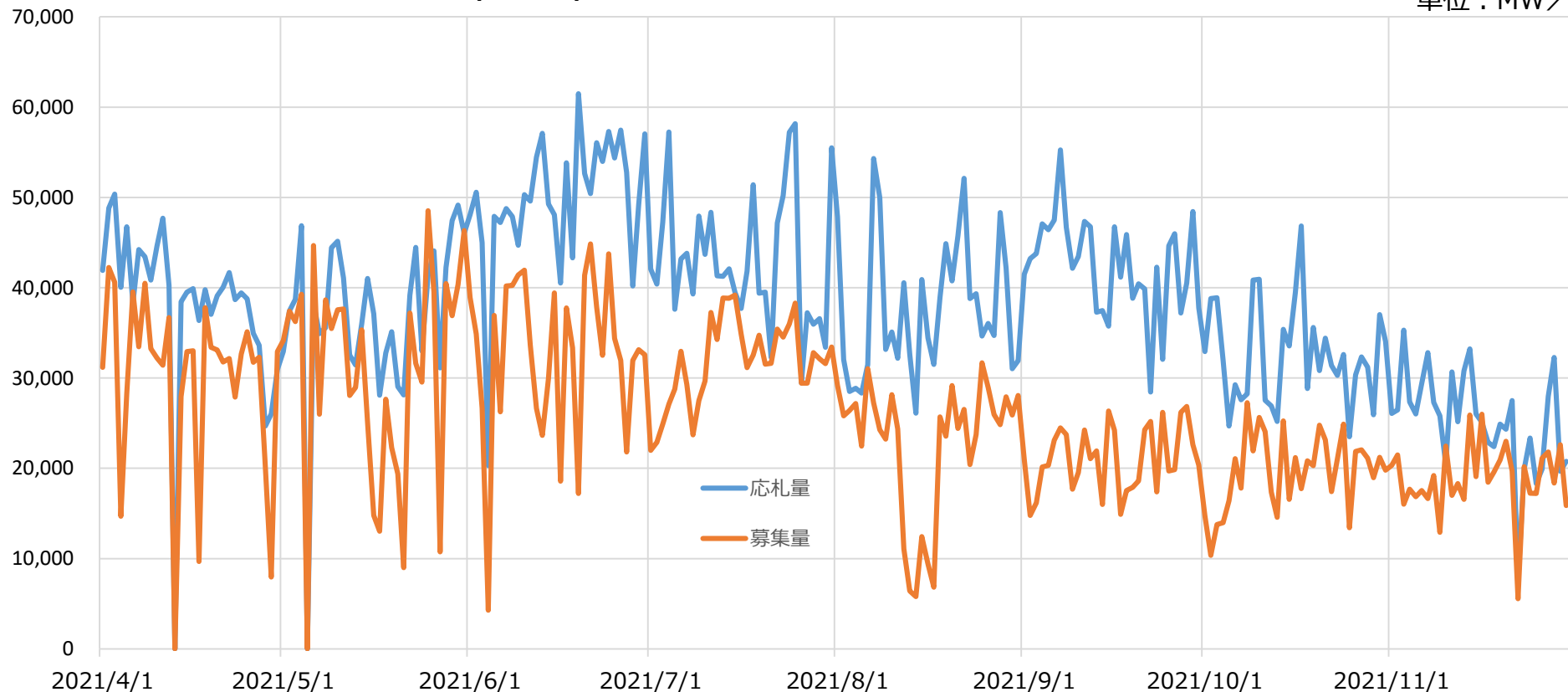
1. 需給調整市場（三次調整力②） の運用状況について

需給調整市場（三次調整力②）：全国の募集量・応札量の推移

- 2021年4月1日～11月30日の全国の募集量及び応札量の状況は以下のとおり。
- 三次②は太陽光等の予測外れに対応するものであるため、日によって募集量が増減。
- 全国合計で見ると、8月以降、全体として概ね応札量が募集量を上回っている。

全国の募集及び応札の状況（1日合計）（4/1～11/30の推移）

単位：MW／日



- ✓ 日別に全 8 ブロックの全国合計値をグラフ化。
- ✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

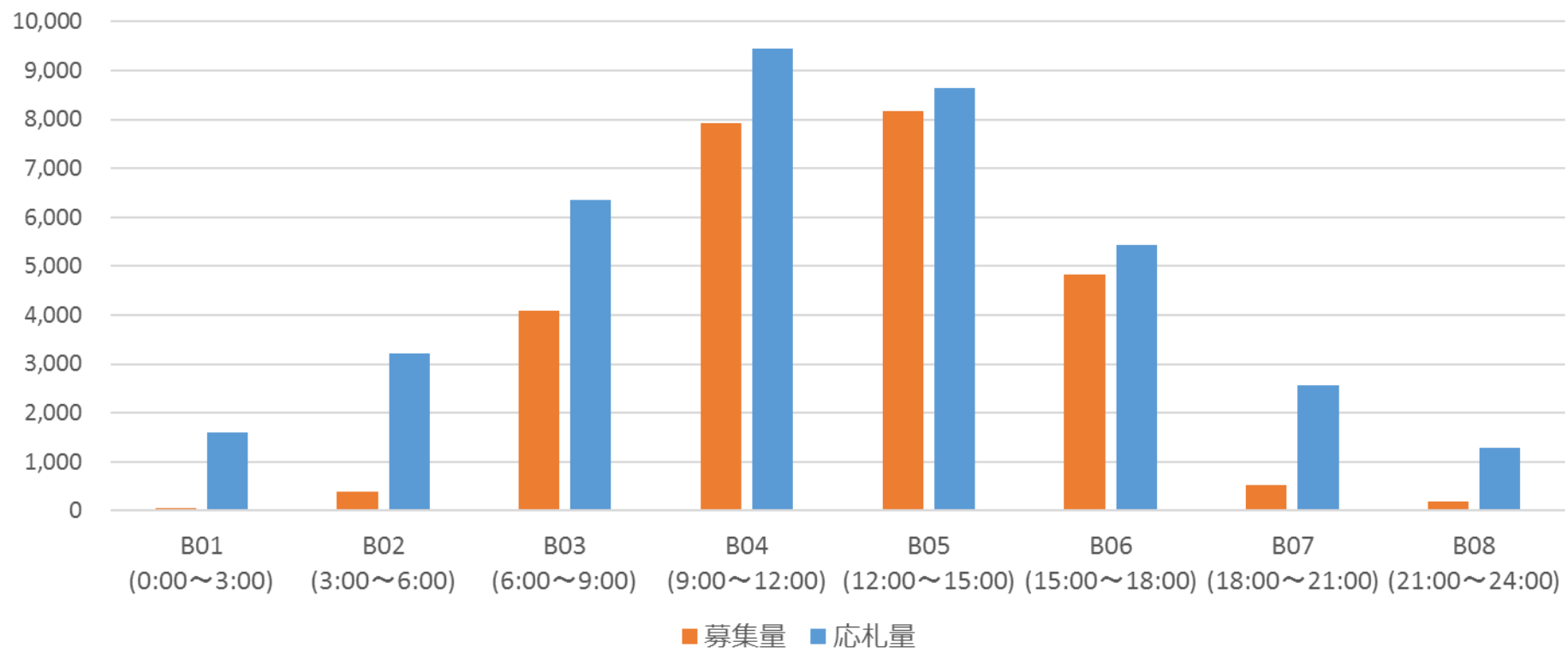
（資料）送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

需給調整市場（三次調整力②）：全国の募集量・応札量の推移

- 2021年4月1日～11月30日のブロック別（時間帯別）の全国の募集量及び応札量の平均値は以下のとおり。
- 3～6ブロック（6:00～18:00）にかけ募集量・応札量とも多い状況である。

(MW) ブロック別平均値

※1ブロック（3時間） 当たり



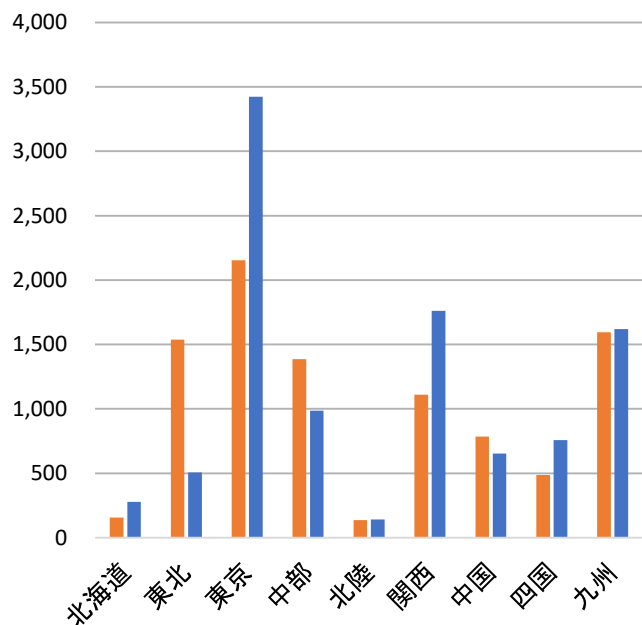
✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

(資料) 送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

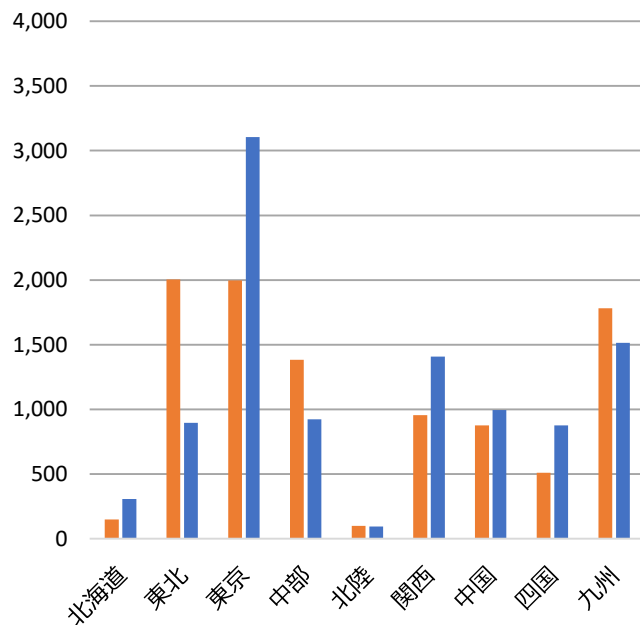
需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の募集量・応札量の状況

- エリア毎の募集量・応札量の状況（2021年4月1日～11月30日までの月別の4ブロック目(9:00～12:00)の平均値）は、以下のとおり。
- 4～7月と比較して9～10月は全体として応札量が増加傾向にあったが、11月は東北、北陸、九州にて、募集量に比べて応札量が少ない状況が見られた。
- なお、11月時点での市場参加者数（応札会員数）は全国計で14者である。

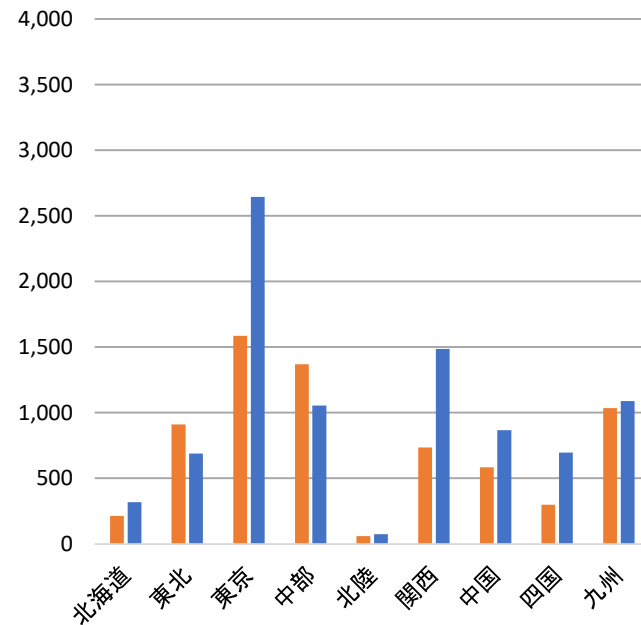
三次②の募集量・応札量（4ブロック目の平均値）（MW）
【4-6月】



募集量 応札量
【7月】



【8月】



✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

（資料）送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の募集量・応札量の状況

- エリア毎の募集量・応札量の状況（2021年4月1日～11月30日までの月別の4ブロック目(9:00～12:00)の平均値）は、以下のとおり。
- 9～10月は全体として応札量が多い傾向にあったが、11月は東北、北陸、九州にて、募集量に比べて応札量が少ない状況が見られた。
- なお、11月時点での市場参加者数（応札会員数）は全国計で14者である。

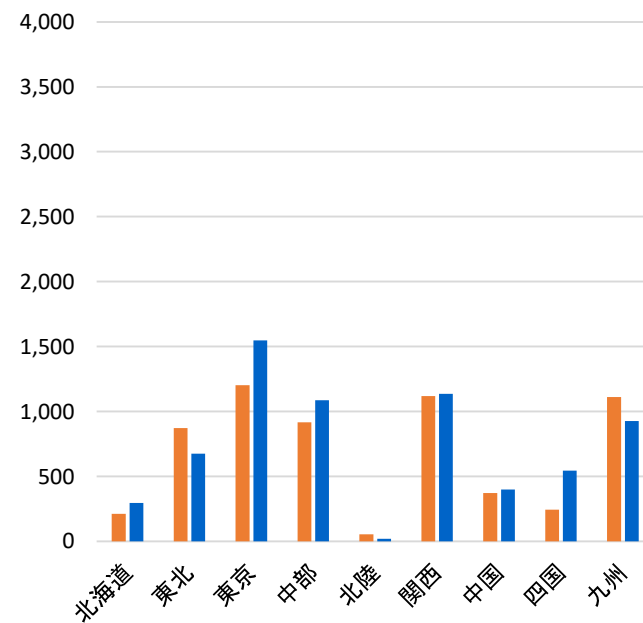
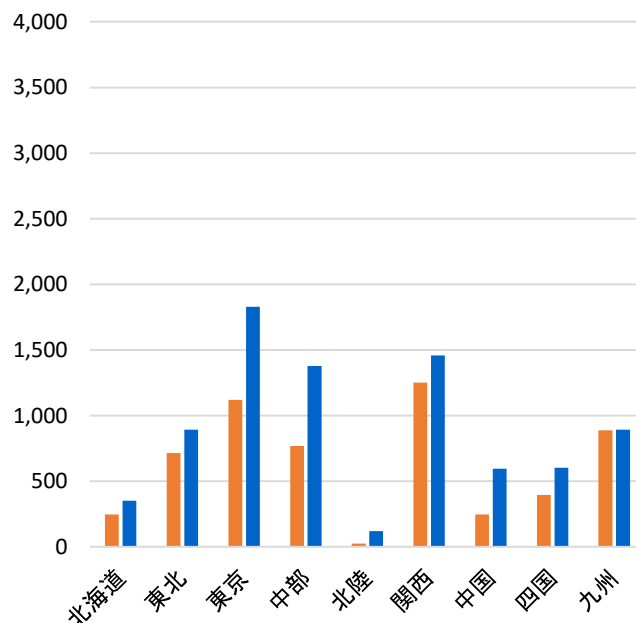
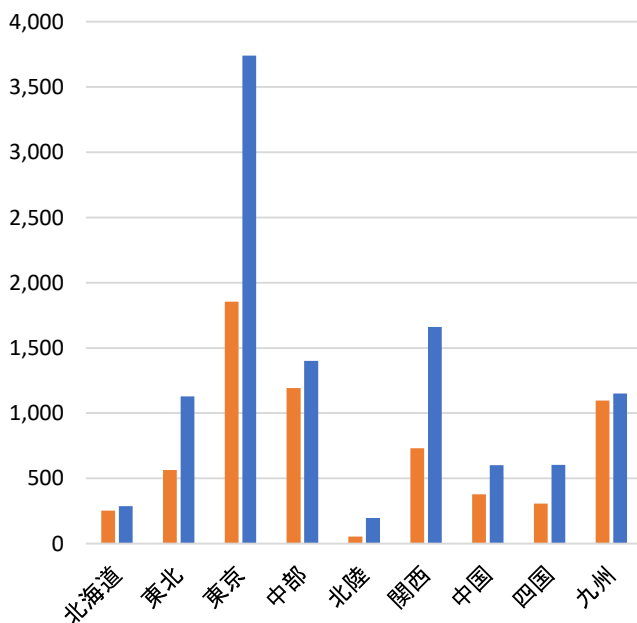
三次②の募集量・応札量（4ブロック目の平均値）（MW）

募集量 応札量

【9月】

【10月】

【11月】



✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

（資料）送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

2. 需給調整市場（三次調整力②）の ΔkW 入札価格の分析等について

2－1． 三次調整力② Δ kW約定価格等の状況

2－2． 三次調整力② Δ kW価格の分析

2－3． 三次調整力② Δ kW調達費用の今後の見込み

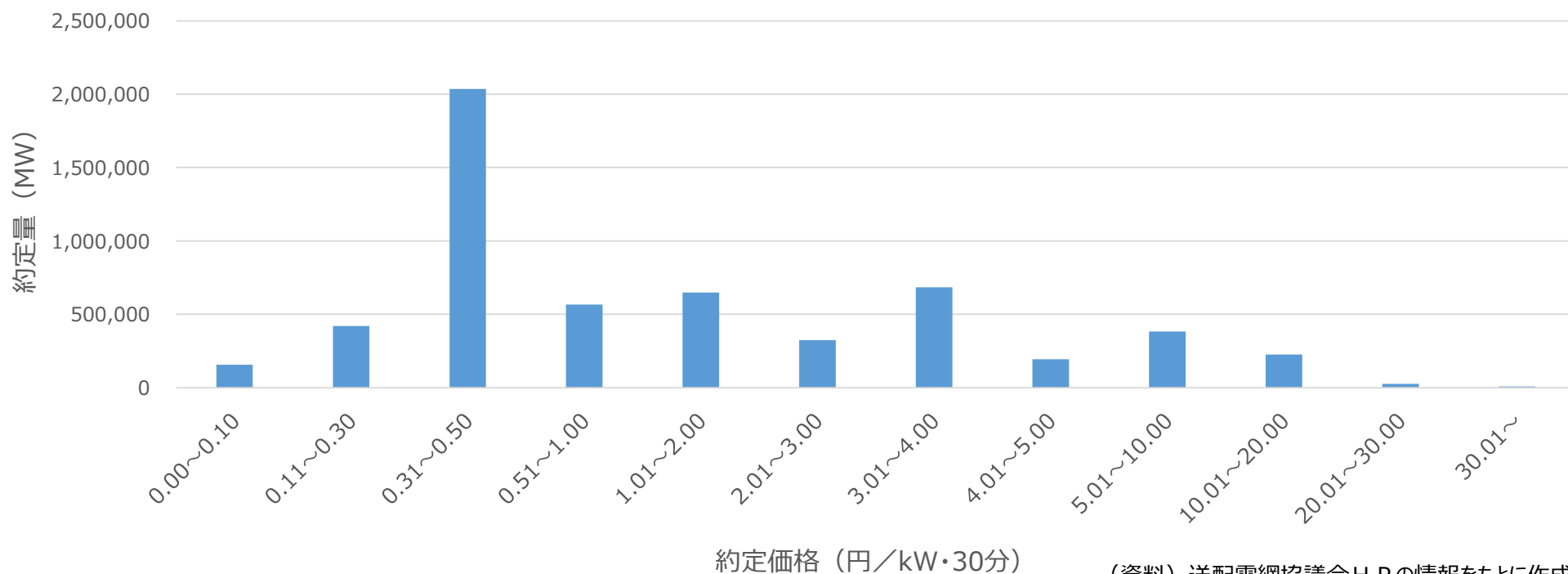
2－1．三次調整力②ΔkW約定価格等の状況

- 需給調整市場が開設された本年4月以降の三次調整力②の取引に関して、価格の分析を行った。

需給調整市場（三次調整力②）：約定価格と約定量

- 2021年4月1日～11月30日の全約定取引の約定価格と約定量の関係は以下のとおり。（速報値ベース）
- 約定価格0.1円以下の約定量は全体の2.8%、約定価格1円以下の約定量は56.0%、10円超となった約定量は4.6%であった。
- なお、これまでの全約定取引の平均約定価格は2.30円、最高約定価格は80円台であった。

約定価格と約定量(2021年4月1日～11月30日)

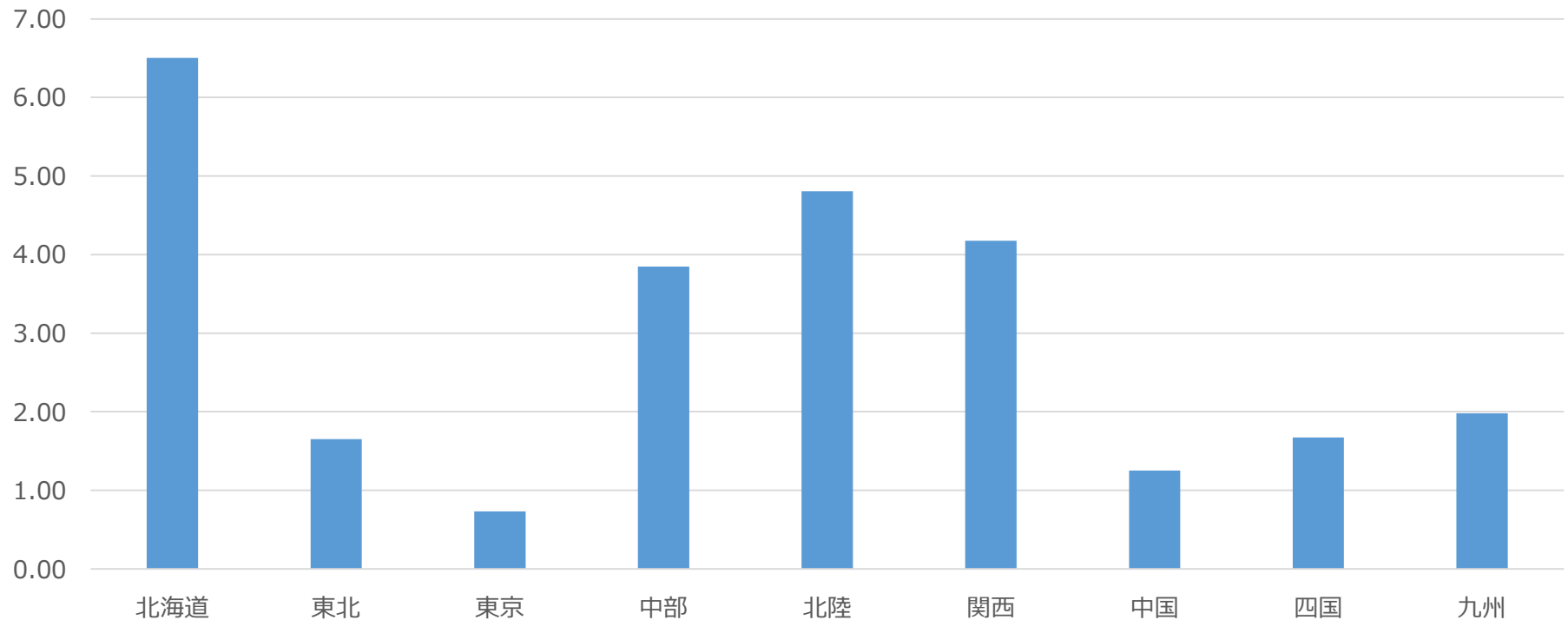


需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定価格の状況

- 三次調整力②について、エリア別の約定価格（4ブロック目(9:00-12:00):11月30日までの平均）は以下のとおり。エリアによって価格差が生じている。

4ブロック目の平均約定価格
(TSO別2021年4月1日～11月30日)

単位：円/kW・30分



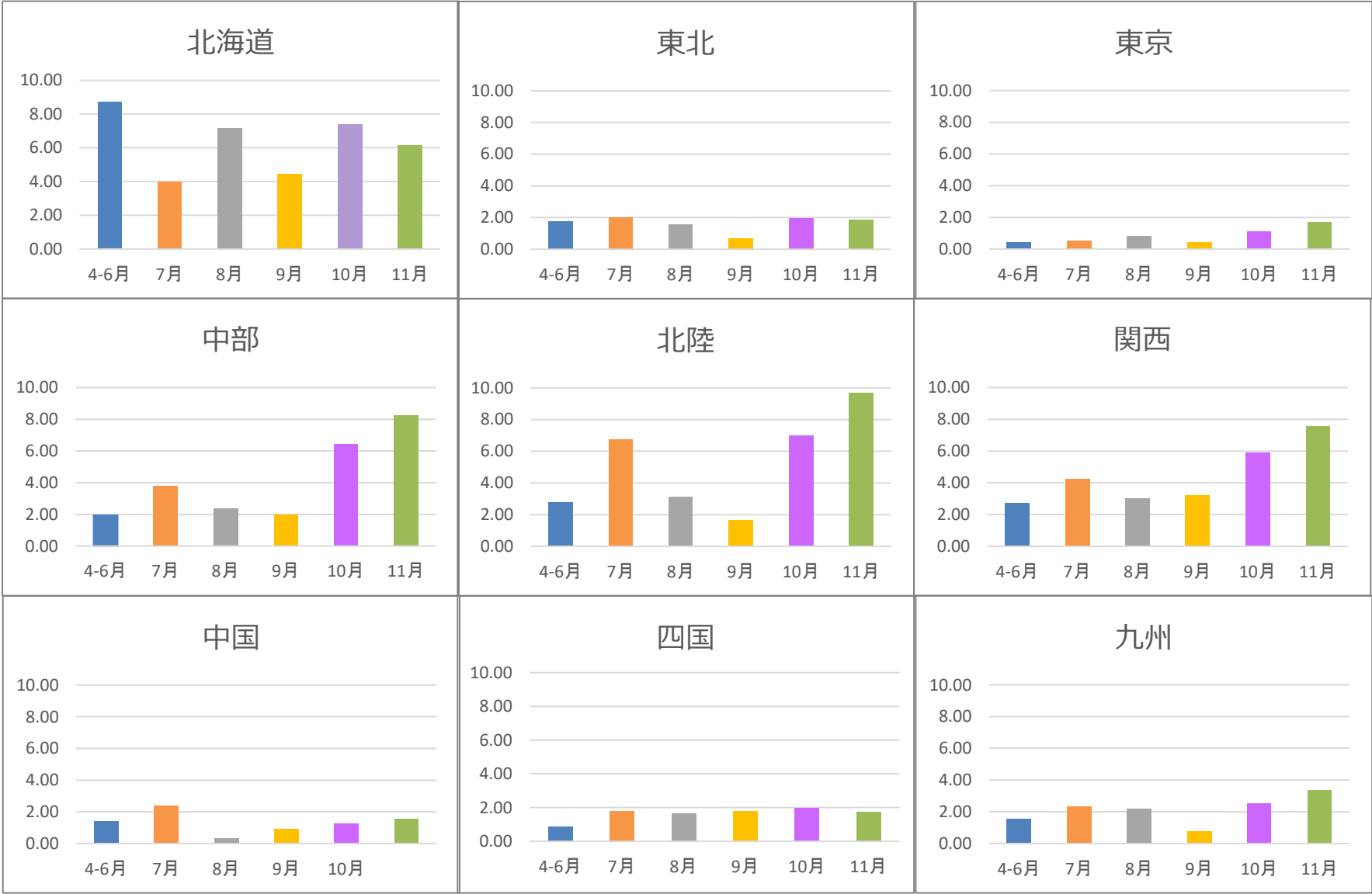
✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

(資料) 送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定価格の状況

※単純平均
単位：円/kW・30分

4ブロック目の平均約定価格（TSO別）



2－2．三次調整力② Δ kW価格の分析

- 需給調整市場においては、需給調整市場ガイドラインにおいて価格規律の考え方を整理している。
- そこで、入札事業者が、実際にどのような考え方にに基づき応札しているかヒアリングを行い、また実際に価格規律の考え方に沿って価格を構成しているかを確認した。

ΔkW価格の登録

- 調整力ΔkW市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等のΔkW価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$$\Delta\text{kW価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$$

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

事業者における入札価格等の考え方

- 旧一電等各社のそれぞれの入札価格の考え方を確認したところ、以下のとおりであった。
- なお、需給調整市場ガイドラインにおける価格規律の考え方に基づいた価格のままでは約定が見込めない場合に、より低い価格で入札することがある旨の回答が複数の事業者からあった。

事業者における入札価格等の考え方

	ΔkW価格の考え方
A社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + マージン ※固定費回収のための合理的な額は算出せず、固定費回収後のマージン相当額で対応
B社	● ΔkW価格 ≤ 固定費回収のための合理的な額（相対契約による基本料金を固定費相当と考える）
C社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + 固定費回収のための合理的な額
D社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + 固定費回収のための合理的な額
E社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + 固定費回収のための合理的な額
F社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + 固定費回収のための合理的な額
G社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + 固定費回収のための合理的な額
H社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + 固定費回収のための合理的な額
I社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + 固定費回収のための合理的な額
J社	● ΔkW価格 ≤ 逸失利益（機会費用含む） + 固定費回収のための合理的な額

固定費回収のための合理的な額について（①電源等の固定費）

- 入札価格の分析を行うにあたり、入札における「固定費回収のための合理的な額」「逸失利益（機会費用）」の内訳の提出を事業者に求め、確認を行った。
- 「固定費回収のための合理的な額」の分析にあたり、まず、各事業者へ固定費に含まれる科目を確認したところ、需給調整市場ガイドラインに沿った科目であり、問題はなかった。
- また、ある小売事業者は、発電事業者より相対契約で確保している電源を入札しており、基本料金を固定費相当額として入札価格を設定していた。この設定については、基本料金は電源の稼働の有無にかかわらず発生するものであり、発電事業者の固定費と同様の性質を持つものであることから、合理的であると考えられるかどうか。

$$\Delta\text{kW価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$$

【固定費に含まれる科目】

- 減価償却費
- 修繕費
- 人件費
- 事業報酬
- 固定資産税
- 一般管理費
- など

- 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)

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

固定費回収のための合理的な額について（②他市場で得られる収益）

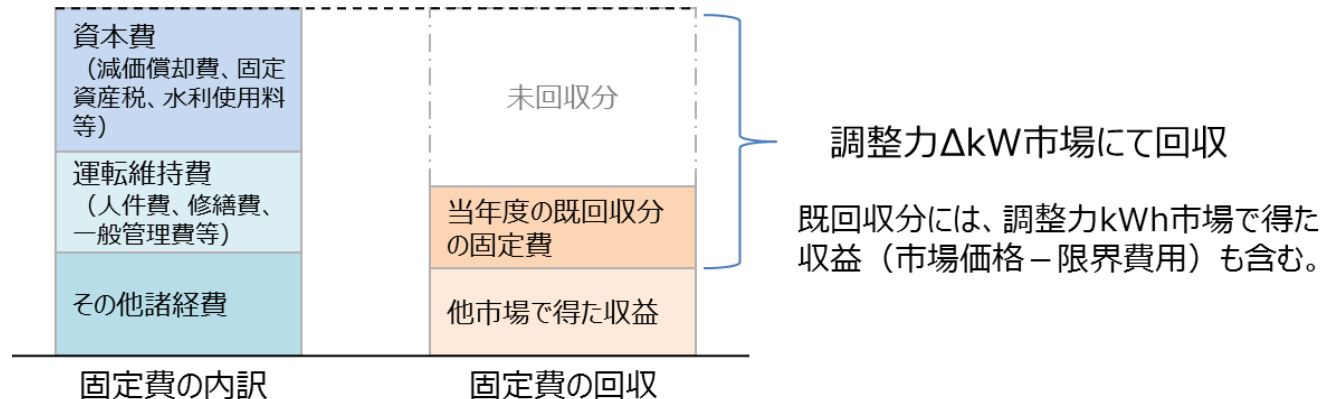
- 固定費回収のための合理的な額は、当年度分の固定費から、他市場で得られる収益を差し引いた額から算出するものとしている。
- 他市場で得られる収益を適切に算出して差し引いているか確認したところ、基本的にはスポット市場の約定可能性等を考慮して他市場収益を見込んでいるとのことであった。
- 一方、他市場で得られる収益を差し引いていない事業者が見られた（※後述）。

固定費回収のための合理的な額(円/ΔkW)

$$= \{ \text{①電源等の固定費(円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW・年)} \} \div \text{③想定年間約定ブロック数}$$

※想定年間約定ブロック数 = 想定年間予約時間 ÷ 3 時間

【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】



固定費回収のための合理的な額について（③想定年間約定ブロック数）

- 各電源における固定費回収のための合理的な額は、需給調整市場（三次調整力②）における想定年間約定ブロック数で除して算出する。
- 想定年間約定ブロック数が各事業者によって大きな差異がないか確認したところ、各事業者によって異なっていたことがわかった。
- 想定年間約定ブロック数は年度初めに設定するものであることから、現時点において本年度に見込まれる実績約定ブロック数より大幅に多く見積もっていた事業者もみられ、それにより入札価格が相対的に低くなっており、固定費の回収額がかなり少なくなっている可能性がありうる。
- 他方、想定年間約定ブロック数を小さく見積り、実績約定ブロック数が想定よりも多い場合、 ΔkW あたりの固定費回収額が大きくなる。これについては、固定費全体で過回収が発生していないか、監視を継続していく必要がある。

固定費回収のための合理的な額(円/ ΔkW)

= {①電源等の固定費(円/ $kW \cdot$ 年) - ②他市場で得られる収益(円/ $kW \cdot$ 年)} \div ③想定年間約定ブロック数

※想定年間約定ブロック数 = 想定年間予約時間 \div 3 時間

固定費回収のための合理的な額について（③想定年間約定ブロック数）

- また、ある事業者は、需給調整市場（三次調整力②）のみの想定年間約定ブロック数を算出せず、卸市場等すべての供出に際する想定年間稼働時間（※ブロック数に換算）で除す（ただし、他市場からの収益を差し引いていない）ことにより、固定費回収のための合理的な額を算出していた。
- この事業者においては、三次調整力②の取引が初年度であるため三次調整力②のみの年間約定ブロックを想定できないため上記の考え方で算出したとのことであったが、当委員会事務局より、実績を踏まえて算出を行うことを検討するよう要請した。

多くの事業者の考え方

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

ある事業者の考え方

$$\begin{aligned} & \text{固定費回収のための合理的な額(円/ΔkW)} \\ &= \text{電源等の固定費(円/kW・年)} \div \text{他市場分販売分（卸市場等）を含めた想定年間稼働時間（ブロック数に換算）} \end{aligned}$$

機会費用・逸失利益について

- 逸失利益（機会費用）については、需給調整市場ガイドラインにおいて、以下のように定められているが、どのようなものを含めているか、不適切な費用の積み方をしていないかどうか、分析を行った。
- なお、三次調整力②を入札するにあたって、 ΔkW を供出する方法は以下の2通りある。
 - － 停止している電源を起動並列し、最低出力までの発電量分だけ、スポット市場で約定した別の電源の出力を下げることで、 ΔkW を供出するケース（いわゆる持ち替えによる ΔkW 供出）
⇒以下の（ア）（イ）の逸失利益（機会費用）が発生。
 - － 電源の持ち替えを行わず、kWの余力で ΔkW を供出
⇒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

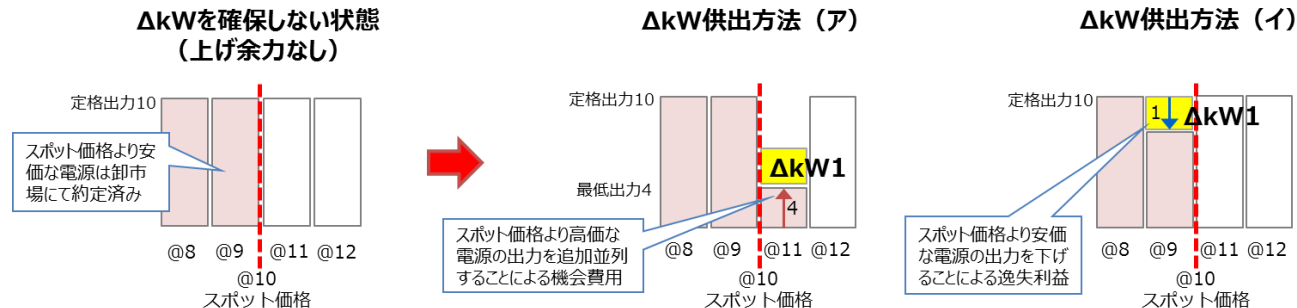
【調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保：逸失利益（機会費用）の考え方】

（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て 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



連続するブロックへの入札における起動費等の重複計上について

- 機会費用・逸失利益の分析を行ったところ、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用の積み方に関して、検討すべき点が見られた。
- 停止している電源を起動並列し、最低出力までの発電量分だけ、スポット市場で約定した別の電源の出力を下げることで、 ΔkW を供出するケース（いわゆる持ち替えによる ΔkW 供出）においては、起動費が発生する。
- 同一の発電機の ΔkW を連続する複数のブロックに入札し、そのまま約定された場合、その発電機に係る起動費は、1回分で済む。
- しかし、連続するブロックへの入札において、それぞれのブロックに起動費を全額計上している事業者が複数存在していることが判明した。

連続するブロックへの入札における起動費等の重複計上について

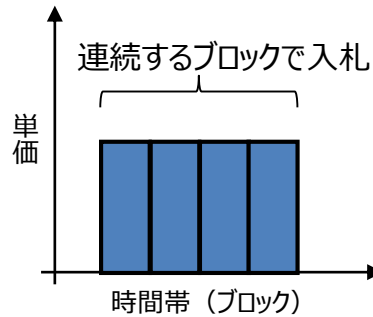
- 各ブロックに起動費を全額計上している事業者の入札行動は、歯抜け約定になった場合に、起動費の回収漏れが生じることから、起動費を確実に回収するため、こうした行動をとっているものと考えられる。
- 一方、起動費の重複計上を行わずに、一回分の起動費を約定確率の高いブロックに傾斜配分するといった入札戦略をとり、起動費回収を行っている事業者も存在する。
- また、起動費だけでなく、最低出力までの発電コストの機会費用においても、連続するブロックにおいて、そのコストを各ブロックに計上する類似事象が見られている。
- こうした起動費等の重複計上は、複数のブロックを約定した場合は結果的に起動費等の過剰回収となっているが、どのように考えるか。傾斜配分のような入札行動をとるべきではないか。
- また、広域機関においてブロック入札の導入について検討される予定であり、ブロック入札の導入に際しても、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用について適切に計上するよう整理していくべきではないか。

(参考) 歯抜け約定のイメージ・起動費の過回収、回収漏れ及び入札戦略の例

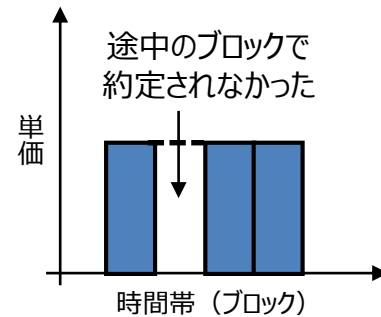
- 歯抜け約定のイメージ、起動費の過回収、回収漏れ及び入札戦略の例は以下の図のとおり。

【歯抜け約定】

<入札時>



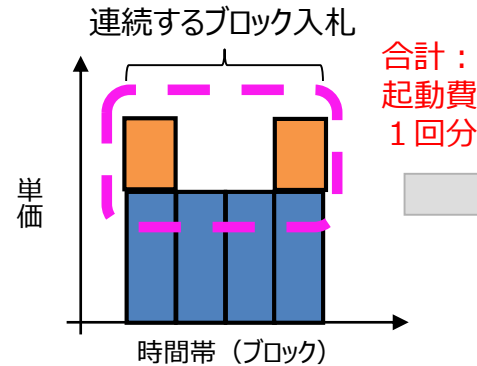
<約定結果>



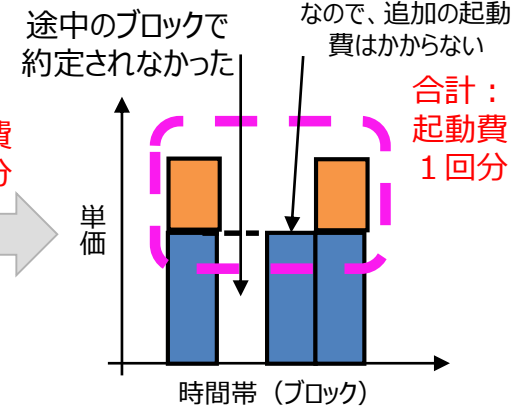
連続するブロックにおいて、一部のブロックのみ約定している状態。

【起動費の入札戦略の例】

<入札時>



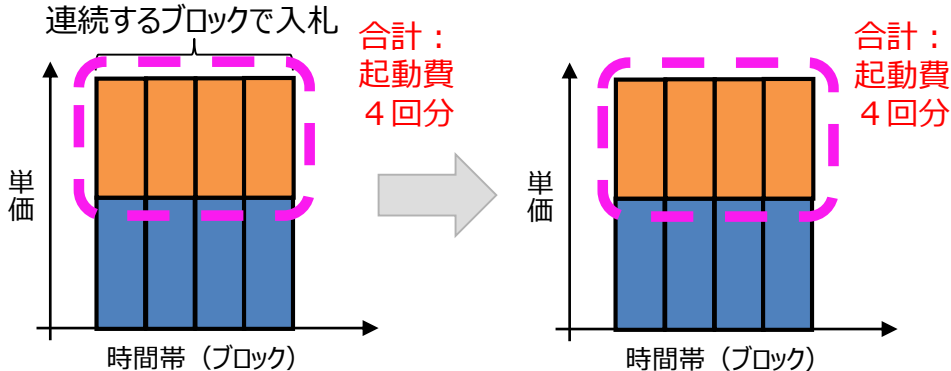
<約定結果>



約定確率の高いブロックに傾斜配分することにより回収漏れを防ぐ。

【起動費の過回収の例】

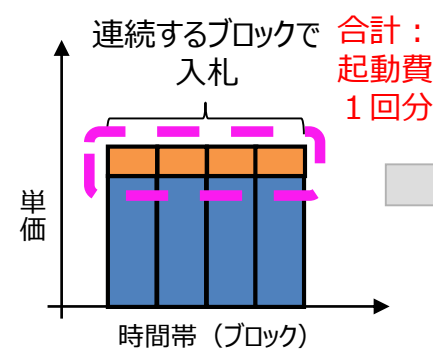
<入札時>



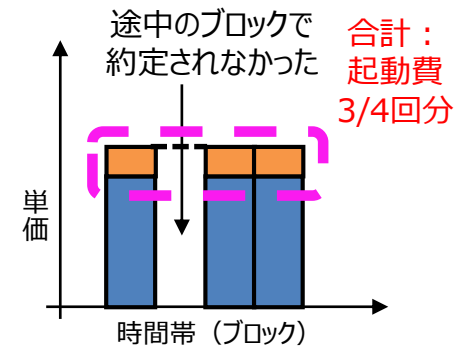
発電機に係る起動費は 1 回分で済むが、ブロックごとに起動費を計上することにより、過回収が生じている。

【起動費の回収漏れの例】

<入札時>



<約定結果>



起動費 1 回分を均等按分すると、歯抜け約定が起こった場合、約定されなかったブロックに計上した分の回収漏れが起こる。

2－3．三次調整力②ΔkW調達費用の今後の見込み

- 三次調整力②の市場調達費用は、本年4月～11月で約784億円であり、その実績を踏まえた年間費用の見通しは約1,122億円程度と見込まれている（※送配電網協議会の試算）。
- 固定費回収において、本年度は取引開始初年度であることから価格規律をもとに抑制的に入札価格を設定していた事業者が、本年度の実績を踏まえ価格規律の範囲内で入札価格を設定した場合等において、固定費の考え方を見直せば、費用が増大する可能性がある。また、現に入札の考え方を変更したことにより単価や費用が上がっている状況も見られている。
 - － 例えば、本年度の実績を踏まえ、想定年間約定ブロック数を実績により近く見込んで入札価格を設定した結果、固定費の回収額が増大した場合
 - － 固定費回収後のマージン相当額で固定費回収を行っている（固定費回収のための合理的な額を算出していない）事業者が、固定費回収のための合理的な額を算出しΔkW価格に上乗せした場合
- その結果、次年度の三次調整力②の年間費用は、本年度より数百億円程度増大する可能性がある。
- 一方、前述において提起した起動費や最低出力までの発電コストの機会費用における重複計上の問題が改善されれば、この分の費用として数百億円程度軽減されるのではないかとみられる。
- 上記を踏まえ、次年度の三次調整力②の年間費用は、取引状況や募集量等に多分に影響されるものの、およそその見込みとしては、約700億～1,300億円程度となりうるのではないかとみられる。なお、2021年度のFIT交付金見込額は約170億円とされていた。
- 次年度のFIT交付金の算出にあたっては、上記も参考として、資源エネルギー庁の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において議論を進めていただきたい。

【三次調整力②調達費用（2021年4月～11月の実績・2021年度見通し）】

※送配電網協議会の試算（億円）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
4～11月実績	76.7	67.5	46.4	193.0	18.6	168.6	65.4	34.9	112.6	783.6
2021年度見通し	107.1	106.4	65.2	289.1	25.2	236.9	86.4	46.9	158.9	1122.2

※12月～3月の必要量は広域機関にて検証済の必要量テーブル、12月～3月の調達単価は4月～11月の実績平均を横置きで算定。4～11月の追加調達分約10億円を除く。

まとめ

- 需給調整市場における三次調整力②の ΔkW 入札価格について、旧一電等を対象に入札価格の分析を行った。
- 固定費については、概ね需給調整市場ガイドラインに沿って算出が行われていたが、一部の事業者において、異なる考え方で算出を行っていた。他社と異なる考え方をしている事業者が固定費の考え方を見直した場合、単価が上がる可能性がある。
- 逸失利益・機会費用については、起動費や最低出力までの発電コストについての機会費用に関して、一部の事業者において、連続するブロックにおいて各ブロックに重複して計上していた。このような場合においては、傾斜配分のような入札行動をとることがのぞましいのではないか。
- 需給調整市場における三次調整力②の取引については、引き続き分析を継続し、本会合において御報告することとしたい。

(参考) 需給調整市場における入札価格等の分析及び評価について

- 需給調整市場については、当分の間は競争が限定的なケースが多く発生することが見込まれること、また、調整力の適切な価格形成が行われることが重要であることから、より確実に不適正な取引を防止する必要がある。
- こうしたことから、需給調整市場における適正な取引を確保するための措置については、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令等の事後的な措置に加えて、上乗せ措置として、市場支配力を有する可能性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措施を講じている。

需給調整市場における措置の全体像

対象事業者	法的措置	上乗せ措置
大きな市場支配力を有する事業者	「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」があった場合には、業務改善命令等で是正（事後的措置）	登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措施）
それ以外の事業者		

(参考) 電気事業法に基づく措置 (事後的措置) について

- 需給調整市場において、電気事業法に基づく業務改善命令等の事後的な措置の対象となる行為については、適正な電力取引についての指針 (以下「適取GL」という) に規定されている。

適取GL (需給調整市場の抜粋)

(5) 需給調整市場の透明性

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

需給調整市場における適正な価格形成を確保する観点から、各事業者は、調整力の応札価格及び調整電力量料金に適用する単価の登録においては、競争的な市場において合理的な行動となる価格で入札 (登録) を行うことが望ましい。

なお、その詳細については、需給調整市場ガイドラインを参考とすること。

イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為

○ 相場操縦

需給調整市場における適正な価格形成を確保する観点から、以下に掲げるような市場相場を人為的に操作する行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。

① 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと。 具体的には以下のものがある。

(a) 市場分断の傾向の分析や事前に入手した地域間連系線の点検情報等により、市場分断が起こることを予測した上で、継続的高値での入札 (下げ調整の場合は、継続的安値での入札) や売惜しみ等を行って市場相場を変動させること

(b) インバランス料金その他電力に関係した取引を自己に有利なものとするを目的として、取引価格の高値又は安値誘導により市場相場を変動させること

(c) その他意図的に市場相場を変動させること (例えば、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げる (下げ調整の場合は、つり下げる) ため売惜しみをする)

② 市場相場を変動させることを目的として需給調整市場の需給・価格について誤解を生じさせるような情報を広めること。

(参考) 需給調整市場における事前的措置について

- 需給調整市場における事前的措置は、大きな市場支配力を有する事業者に対し、競争的な市場において合理的な行動となる価格で入札を行うことを求めており※、その具体的な内容は、需給調整市場ガイドラインに規定している。

※事前的措置の対象外の事業者においても、これを遵守している限りにおいては、市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、確実に、業務改善命令等の対象とはならない。すなわち、セーフハーバーとなる。

需給調整市場ガイドライン (抜粋)

1. 調整力kWh市場

(1) 予約電源以外

上げ調整のkWh価格 \leq 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整のkWh価格 \geq 当該電源等の限界費用 - 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 \times 一定割合）

(2) 予約電源

予約電源については、事前に調整力 Δ kW市場を通じて調達され、既に Δ kWの収入を得ているものであることなどから、当面は、上述（1）にかかわらず、全ての事業者について、その登録kWh価格は「限界費用又は市場価格」以下とする。

2. 調整力 Δ kW市場

(1) Δ kW電源

Δ kW価格 \leq 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 \times 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。

(参考) 事前的措置の対象とする事業者の範囲

- 2021年度の事前的措置の対象とする事業者の範囲は、2019年度のGC時点の分断実績に基づく年間評価（九州については、6～9月、10月～5月に分けて評価）により地理的範囲を画定し、当該範囲における2020年度の電源Ⅰ・Ⅱの発電容量を基に算出した市場シェアが20%以上となる事業者とした。（赤枠が事前的措置の対象となる事業者）。

2021年度の事前的措置の対象とする事業者の範囲（赤枠）

6月～9月：

- a. 北海道
b. 東京・東北
c. 中部・北陸・関西・
中国・四国・九州

	事業者	シェア
a	北海道電力	100%
b	東京電力	70.0%
	東北電力	23.1%
	電源開発	6.5%
	その他	0.4%
c	中部電力	33.0%
	関西電力	26.6%
	九州電力	16.4%
	中国電力	10.9%
	北陸電力	6.8%
	四国電力	5.1%
	電源開発	1.1%
	その他	0.1%

10月～5月：

- a. 北海道
b. 東京・東北
c. 中部・北陸・関西・
中国・四国
d. 九州

	事業者	シェア
a	北海道電力	100%
b	東京電力	70.0%
	東北電力	23.1%
	電源開発	6.5%
	その他	0.4%
c	中部電力	39.5%
	関西電力	31.9%
	中国電力	13.0%
	北陸電力	8.2%
	四国電力	6.1%
	電源開発	1.3%
	その他	0.1%
d	九州電力	100%