

(参考資料) 需給調整市場について

2019年4月25日

電力広域的運営推進機関

本資料は、ご意見いただく際の参考資料であり、意見募集の対象ではありません

1. 今後新たに開設される市場
2. 調整力について
3. 需給調整市場について
4. 三次調整力②について
5. スケジュールと業務の流れ
6. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第5回までの内容）
7. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第11回までの内容）

1. 今後新たに開設される市場
2. 調整力について
3. 需給調整市場について
4. 三次調整力②について
5. スケジュールと業務の流れ
6. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第5回までの内容）
7. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第11回までの内容）

- 現在、電力を取引する市場として卸電力市場が設置されており、電力量（kWh価値）が取引されている。
- 2021年度に需給調整市場が開設され、調整力の取引が開始される。

（参考）容量市場と需給調整市場との関係（kW価値の取引）

- 需給調整市場という別個の市場で、一部のkW価値を取引することとすれば、kW価値についての調達主体・調達市場が複数になり、効率的なkW価値の調達がしにくくなるとともに、kW価値に対する複数の価格が存在することで容量市場の価格指標性が低下する。
- このため、国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする Δ kW価値は全て需給調整市場で取引することとしてはどうか。
- 容量市場で取引されるkW価値の対象範囲、需給調整能力を持つ電源の確保、事業者の費用負担範囲については、別途検討が必要。

市場	役割	主な取引主体	参入が想定されるリソースの例
容量市場	● 国全体で必要となる供給力（kW価値）の取引	市場管理者（広域機関等） ※分散型の場合は小売電気事業者	年に数回であれば高需要期のピーク時間帯に需要の抑制が可能なリソースなど （例：電源 I'、随時調整契約 など）
卸電力市場	● 計画値に対して不足する電力量（kWh価値）の取引	小売電気事業者	応動に時間はかかるが計画的であれば安価にkWhを提供できるリソースなど （例：経済DR など）
需給調整市場	● ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力（ΔkW価値 + kWh価値）の取引	一般送配電事業者	頻度の高い指令に追従した応動ができるリソースなど （例：調整力（電源 I -a、I -b 相当の調整機能を有していたもの） など）

1. 今後新たに開設される市場
2. 調整力について
3. 需給調整市場について
4. 三次調整力②について
5. スケジュールと業務の流れ
6. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第5回までの内容）
7. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第11回までの内容）

- 電気は「ためられない（＝発電即消費）」という特性があり、一般送配電事業者は、時々刻々と変わりゆく需要（消費）に対して供給（発電）を瞬時瞬時に一致させている。
- ライセンス制の導入以降、発電事業者、小売電気事業者および一般送配電事業者にてGCの前後で役割を分担して需給を一致させている。
 - 発電事業者及び小売電気事業者はそれぞれ計画値同時同量制度の下、30分単位で計画と実績を一致させている。
 - 一般送配電事業者は、発電事業者および小売電気事業者が策定した計画と実績の差としてGC後に残った誤差、FIT特例制度による再エネ予測誤差、30分より短い時間内における需要と供給の変動などを調整力で対応し、最終的に需要と供給を瞬時瞬時に一致させている。
- こうしたあらかじめ把握できない需要と供給の差を一般送配電事業者が一致させるために使う供給力が「調整力」であり、周波数を維持し安定供給を果たすという極めて重要な役割を担っている。

- 調整力は次の四つの事象に対応する必要がある。

＜需要予測誤差＞

小売電気事業者は、需要を予測することで需要計画を作成しているが、需要実績と完全に一致する計画を策定することができないため、GC後に予測と実績に差が生じる。これを「予測誤差」といい、調整力を用いることで需要と供給を一致させている。

＜再エネ予測誤差＞

FIT特例制度により実需給となる日の前々日などに想定された再エネ出力予測値と実績値との差についても調整力を用いて対応している。

＜時間内変動＞

実際の需要は時々刻々と変化し続けており、再エネの出力も時々刻々と変化している。仮に、予測と実績が30分平均値で一致していたとしても、30分より短い時間では細かな変動が生じている。これを「時間内変動」と呼び、こうした事象についても調整力を用いて需要と供給を一致させている。

＜電源脱落＞

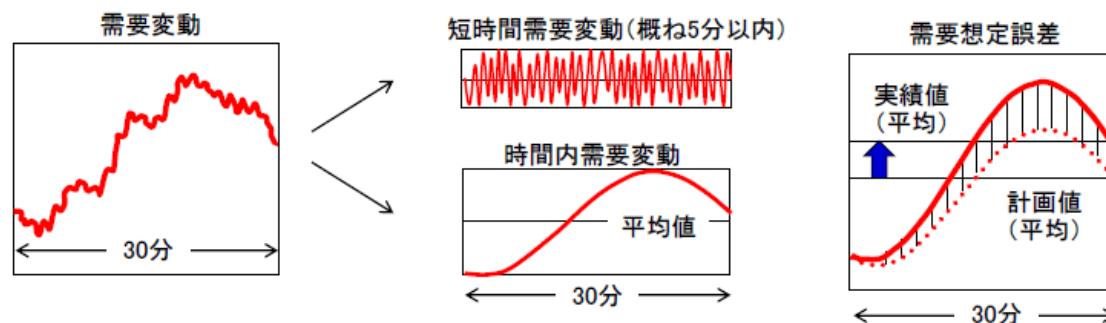
電源が予期せぬトラブルなどで停止すること（＝電源脱落）があり、このような予測不能なトラブルで生じた需要と供給の差に対しても調整力で対応する。

- 需要と供給の変動は、1日の中でも秒単位～時間単位まで様々な周期で変動しており、その変動をあらかじめ把握することはできない。
- こうした様々な種類の需給変動に対し、異なる速度の調整力を組み合わせて需要と供給を一致させている。

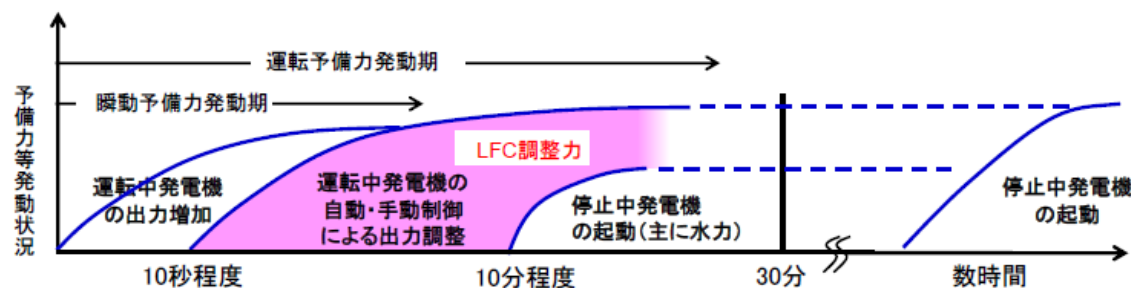
3 需給バランス・周波数維持における調整対象



- 需要変動は、1日の中でも秒単位から時間単位等、さまざまな周期で発生。供給力においても、電源脱落等に伴う供給力減少や再エネ電源の出力変動が発生します。
- 短期断面においては、各変動周期の需給変動や、需要および再エネ電源出力の想定誤差に対し、運転予備力(瞬動予備力を含む)とLFC調整力等を使用し、需給バランス・周波数維持を実施しています。

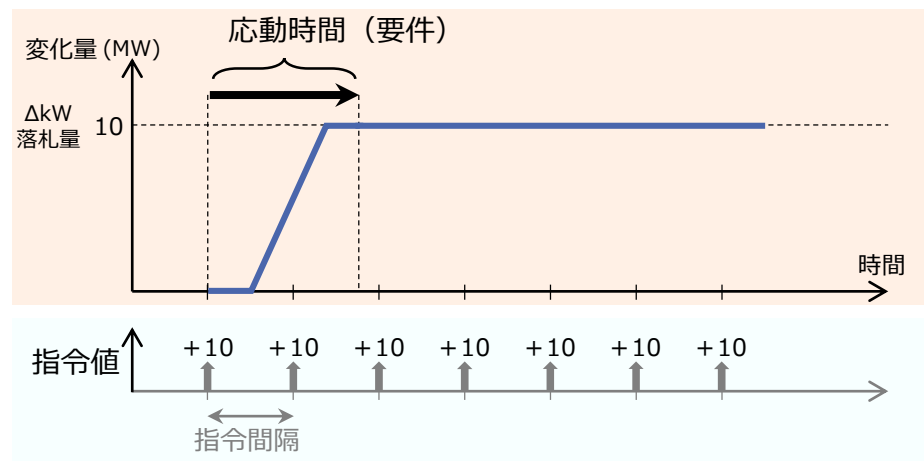


【運転予備力、LFC調整力の応動イメージ】



■ 中央給電指令所から発信された出力指令値まで、規定の応動時間内に到達する必要がある。

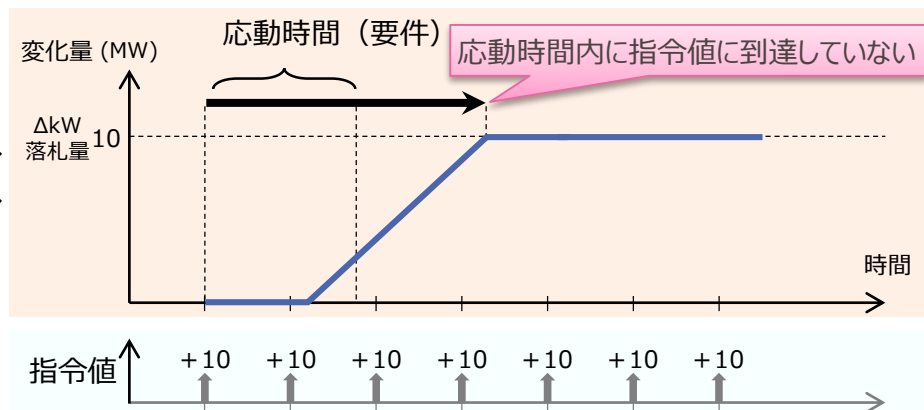
○ 応動時間内に出力指令値まで到達しているケース



(参考) 調整力公募における電源 I'

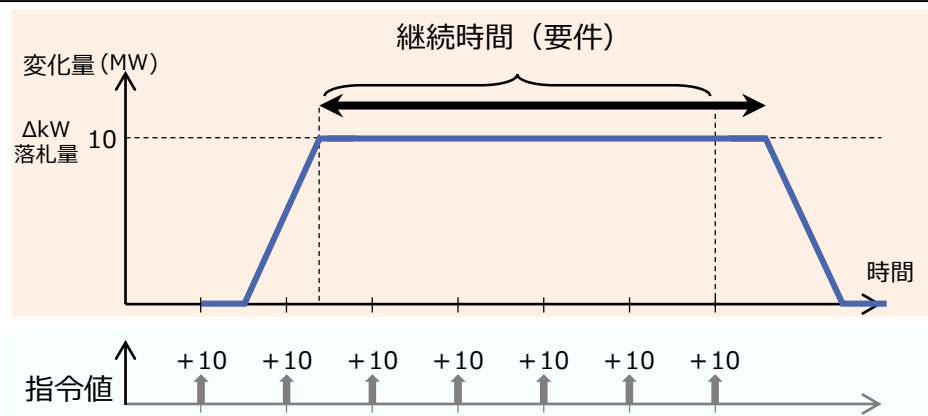
- 電源 I' は、指令から 3 時間以内に応動する必要がある。
- 評価は、指令された時間の各コマ (30分 1 コマ) の kWh 値で評価される。

✕ 応動時間内に出力指令値まで到達していないケース



- 出力指令値が同じ値で継続する場合、規定の継続時間以上にその出力を継続する必要がある。
- 継続時間を超えてもなお、同じ出力指令値を受信した場合は、可能な限り継続することが望ましい。

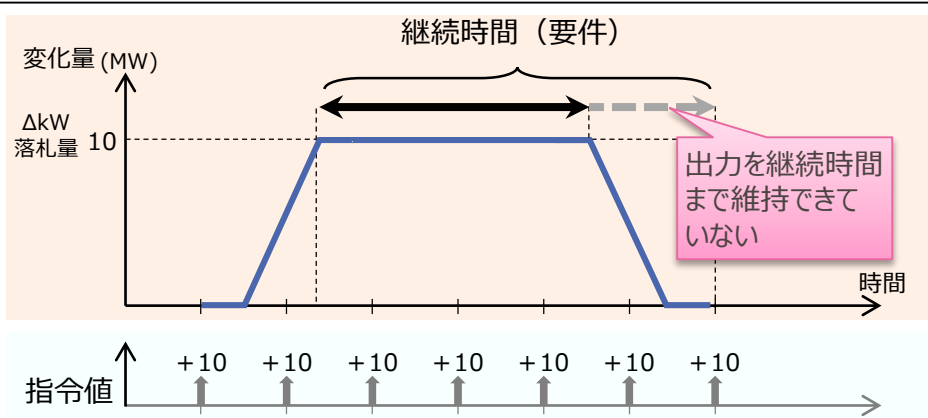
出力を継続時間まで維持できているケース



(参考) 調整力公募における電源 I'

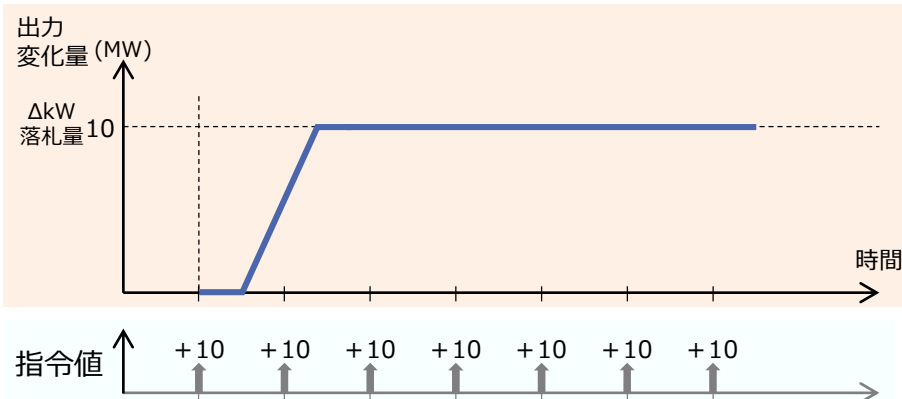
- 電源 I' は、指令に応じた出力増を規定時間継続する必要がある。
- 評価は、指令された時間の各コマ（30分 1 コマ）の kWh 値で評価される。

出力を継続時間まで維持できていないケース



■ 出力指令値に応じた値となるよう出力変化が求められる。

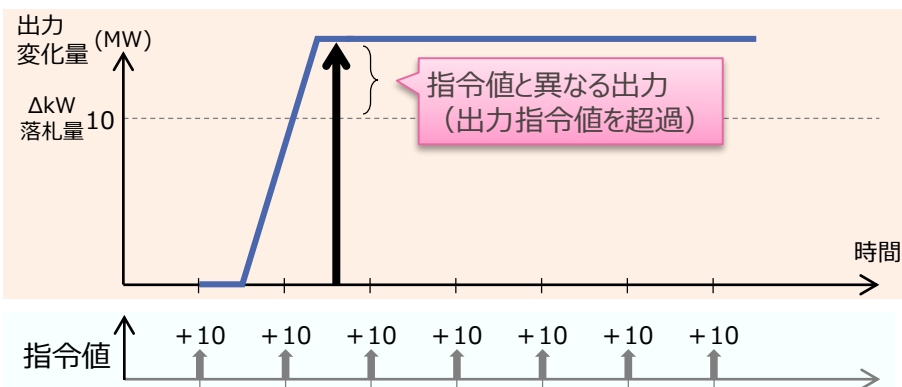
指令値に追従できているケース



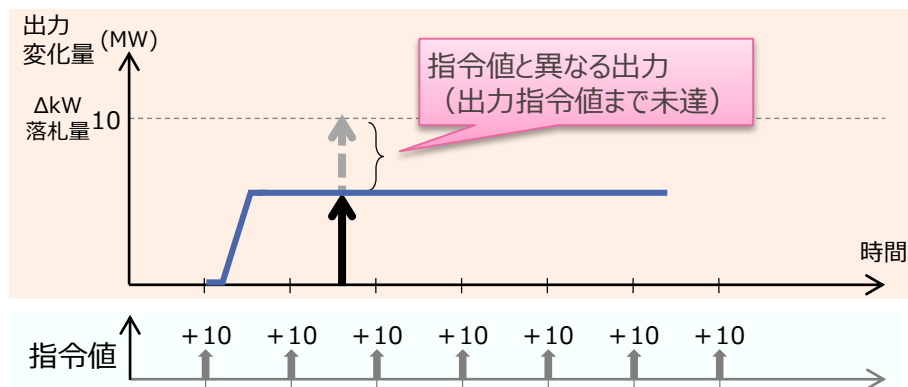
(参考) 調整力公募における電源 I'

- 電源 I'における指令においては、あらかじめ契約した出力値（契約電力）に応じるものとする。
- 指令値を超過した出力に対するペナルティはない

指令値に追従できていないケース①

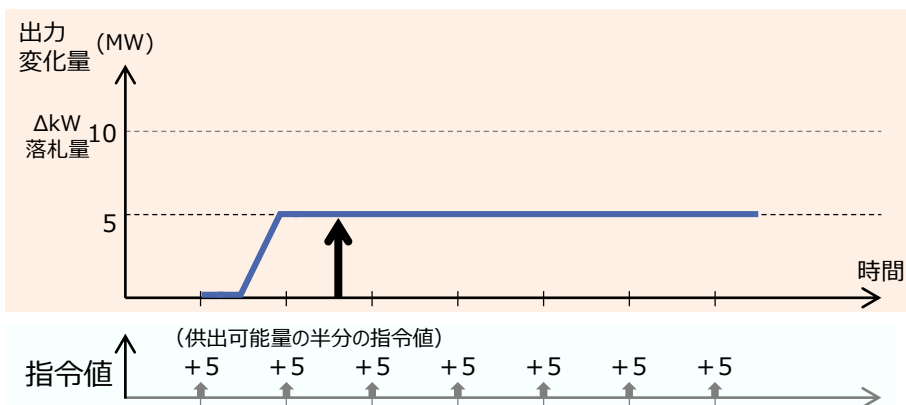


指令値に追従できていないケース②



- 供出可能量の範囲内で出力指令値は変化する。
- 出力指令値が落札した供出可能量の値ではない場合（例えば供出可能量の半分など）は、その指令値に応じた出力の発動が求められる。

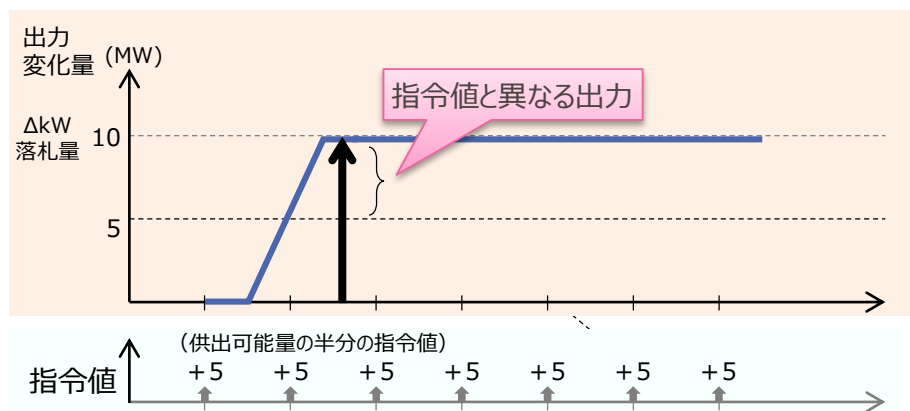
指令値に追従できているケース



(参考) 調整力公募における電源 I'

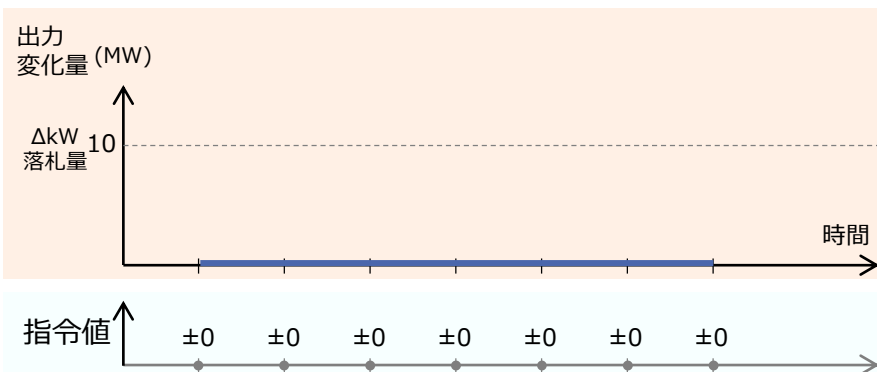
- 電源 I'における指令においては、あらかじめ契約した出力値（契約電力）に応じるものとする。
- 指令値を超過した出力に対するペナルティはない

指令値に追従できていないケース



■ 指令値がゼロの場合は、変化しないこと（変化ゼロ）が求められる。

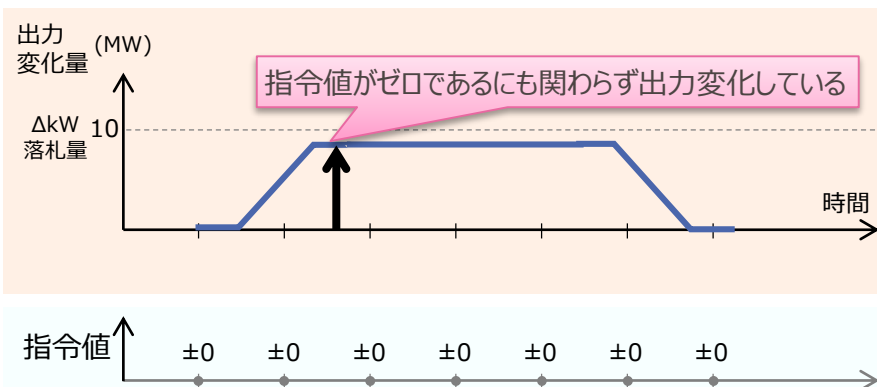
指令値（指令値ゼロ）に追従できているケース



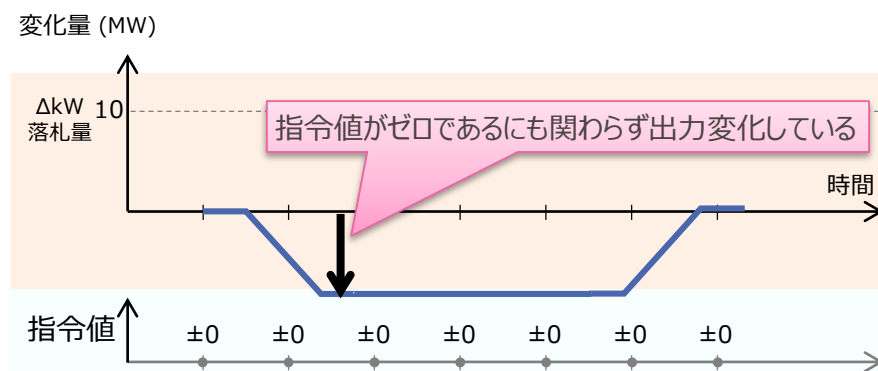
(参考) 調整力公募における電源 I'

- 電源 I' における発動評価は、指令が発信された時間のみが対象となるため、指令が無い時間は評価されない。

指令値に追従できていないケース①

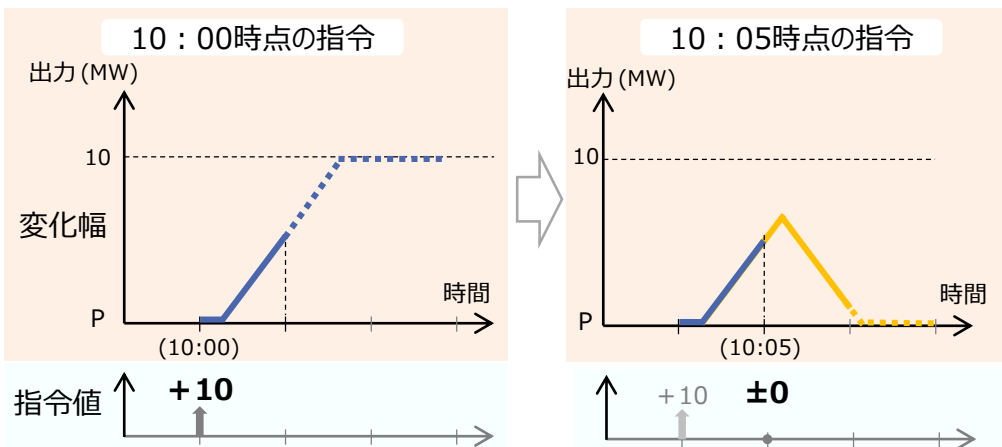


指令値に追従できていないケース②



- 出力指令値は定められた指令間隔で都度変化し、指令値が変更された場合は、前の指令に応じた応動している間であっても、次の指令に応じて定められた応動時間内にその値に変化することが求められる。

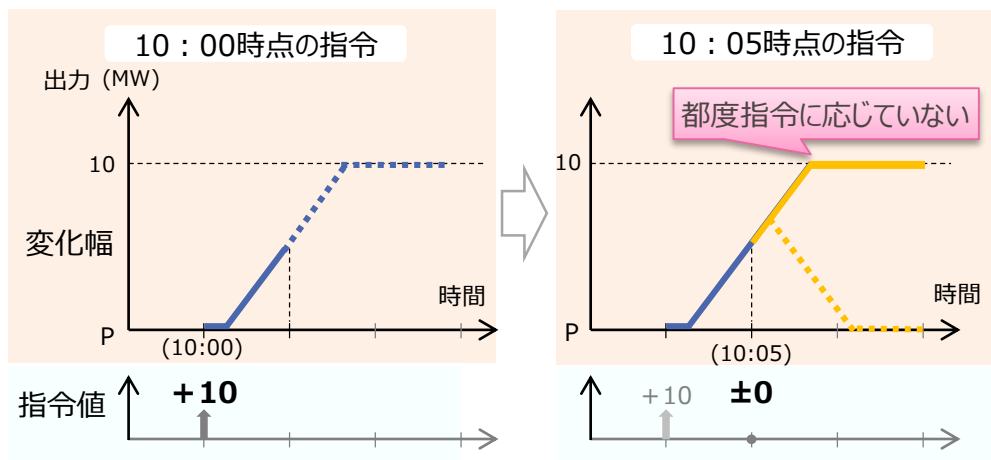
指令値に追従できているケース



(参考) 調整力公募における電源 I'

- 電源 I'における指令においては、あらかじめ契約した出力値（契約電力）に応じるものとする。
- 指令値を超過した出力に対するペナルティはない

指令値に追従できていないケース



1. 今後新たに開設される市場
2. 調整力について
3. 需給調整市場について
4. 三次調整力②について
5. スケジュールと業務の流れ
6. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第5回までの内容）
7. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第11回までの内容）

- 「調整力」は、一般送配電事業者が需要と供給を最終的に一致させる供給力であり、周波数を維持し、安定供給を実現するために極めて重要な役割を担っており、需給調整市場はこうした調整力を取引する市場である。
- 需給調整市場の開設後は、調整力を市場において取引することとなるが、これにより競争が促進され、調達コストの低減、調達の透明性、公平性がより増すことが期待されている。
- こうした点を踏まえ、市場化にあたっては、調整力の広域調達・運用及び商品の細分化を行うこととしている。
 - 「調整力の広域運用」

調整力を運用するためには、一般送配電事業者の中央給電指令所からリアルタイムで制御信号を送る仕組みが必要であり、これは現在、各エリア毎に構築されている。そのため、調整力はエリア内でしか運用できず、調達する際もエリア内で調達する必要があった。広域運用の仕組みを作ることによって、少なくとも旧一般電気事業者間において、競争が発生することが期待できるようになる。
 - 「商品の細分化」

調達する調整力に求める要件を細分化することによって、「応答速度は速い」が「連続して供出できる時間が短い」といった特定の能力だけを持つリソース等でも市場への参加が可能になり、新規参入が増え、競争が促進されることが期待できるようになる。

- 需給調整市場の開設に伴い、順次広域化が進められる。
- 需給調整市場の開設時である2021年度には三次②の広域化が最初に開始される。

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。※1

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
三次調整力② (低速枠)			自主的 運用	3社 広域運用	広域運用+広域調達					
三次調整力① (EDC※3-L)					開始目標	広域調達 (週間) (2022~2023は年間で電源 I -b相当の設備を調達)				
二次調整力② (EDC※3-H)		調整力公募 (電源 I + II)				開始目標	広域調達 (週間)			
二次調整力① (LFC※3)							(週間)			
一次調整力 (GF相当枠※3)							(週間)			

容量市場初回オークション 容量契約発効

- ※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う（各社の改修時期は未定）
（例：kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...）
- ※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。
詳細については今後検討。
- ※3 EDC（経済負荷配分制御）：全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御（小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる）。
LFC（負荷周波数制御）：周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。
GF（ガバナフリー制御）：発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

- GC後の予測誤差や電源脱落等の事象はあらかじめ予測不能であり、事前に指令計画等を策定することができない。一般送配電事業者はこうしたあらかじめ予測不能な需給変動に対し調整力を用いることとで、需要と供給を一致させ、周波数を維持している。
- こうした予測不能な需給変動に対応するためには、実需給断面で必要な機能を持った電源等が、出力を調整できる状態にあることが必要となる。
- 一方、発電事業者は、買い手がいない場合、不要な発電機を停止させる。加えて、発電機の起動には数時間以上を要する。そのため、一般送配電事業者は、調整力として必要となる量の発電機を出力調整できる状態であらかじめ確保しておく必要がある。
- 需給調整市場ではこうした「電源をあらかじめ確保しておくこと」を「 ΔkW 」として取引することとなる。
- また、調整力を発動した結果、実際に生じた電力量（kWh）は、調整すべき電力量としてあらかじめ取り決めておくことができない。そのため、実際に生じた電力量に対して、あらかじめ取り決めた単価で精算することとなる。この点が、取引する電力量をあらかじめ契約する卸電力市場とは異なっている。

■ 需給調整市場における取引には、以下の二つの側面があると言える。

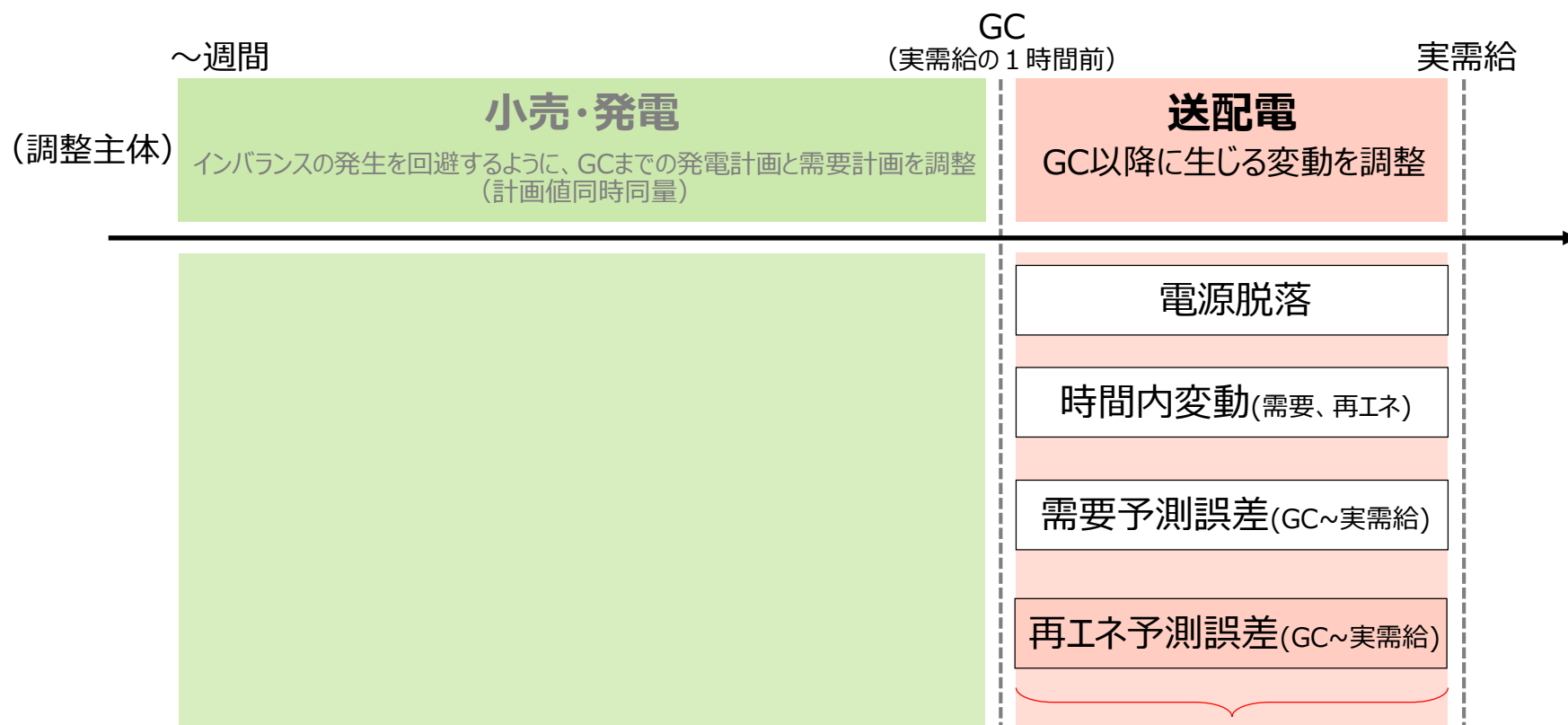
- ✓ 実需給時点で出力を調整できる状態の電源等を商品毎にGC前に確保する「調達」の側面 (ΔkW)
- ✓ GC後に実際に発生した誤差に対して、調整力を発動して対応する「運用」の側面 (kWh)

	調達	運用
卸取引市場	量(kW) 時間(h) $kW \times h \times \text{単価 (kWh価値)}$ ※量を確定	量(kW) 時間(h) 調達した量(確定済)をそのまま受電
需給調整市場	※商品毎 二次② 二次① 一次 量(kW) 時間(h) $kW \times h \times \Delta kW \text{単価 (}\Delta kW \text{価値)}$ $\Delta kW1$, $\Delta kW2$, $\Delta kW3$ t1, t2, t3	※GC後の実誤差を調整するために必要な量のみ受電する。その時点の需給状況により受電しない場合や100%受電の場合もあり得る。 ※商品毎 二次② 二次① 一次 量(kW) 時間(h) $kWh(\text{実績}) \times kWh \text{単価(可変費等)}$ $\Delta kW1$, $\Delta kW2$, $\Delta kW3$ t1, t2, t3

- 以上を踏まえると、需給調整市場において「 Δ kWを取引する」ことは、以下のように整理できる。
- 「 Δ kWを買う」とは
 - ✓ 買い手は一般送配電事業者。
 - ✓ 当該時間に必要な能力をもった調整電源を調達した量、買い手が調整できる状態で確保し、必要な時に指令できる権利を持つこと。
 - ✓ こうした権利に対して対価を支払う。※なお、実際に調整力として発動した場合に生じた電力量（kWh）に対しても対価を支払う。
- 「 Δ kWを売る」とは
 - ✓ 売り手は発電事業者など電源等保有者。
 - ✓ 当該時間に必要な能力を持った調整電源を落札した量、買い手が調整できる状態とし、指令を受けた場合はそれに応じる義務を負うこと。
 - ✓ あらかじめこうした状態にしておくことに対して対価を受領する。※なお、実際に調整力として発動した場合に生じた電力量（kWh）に対しても対価を受領する。

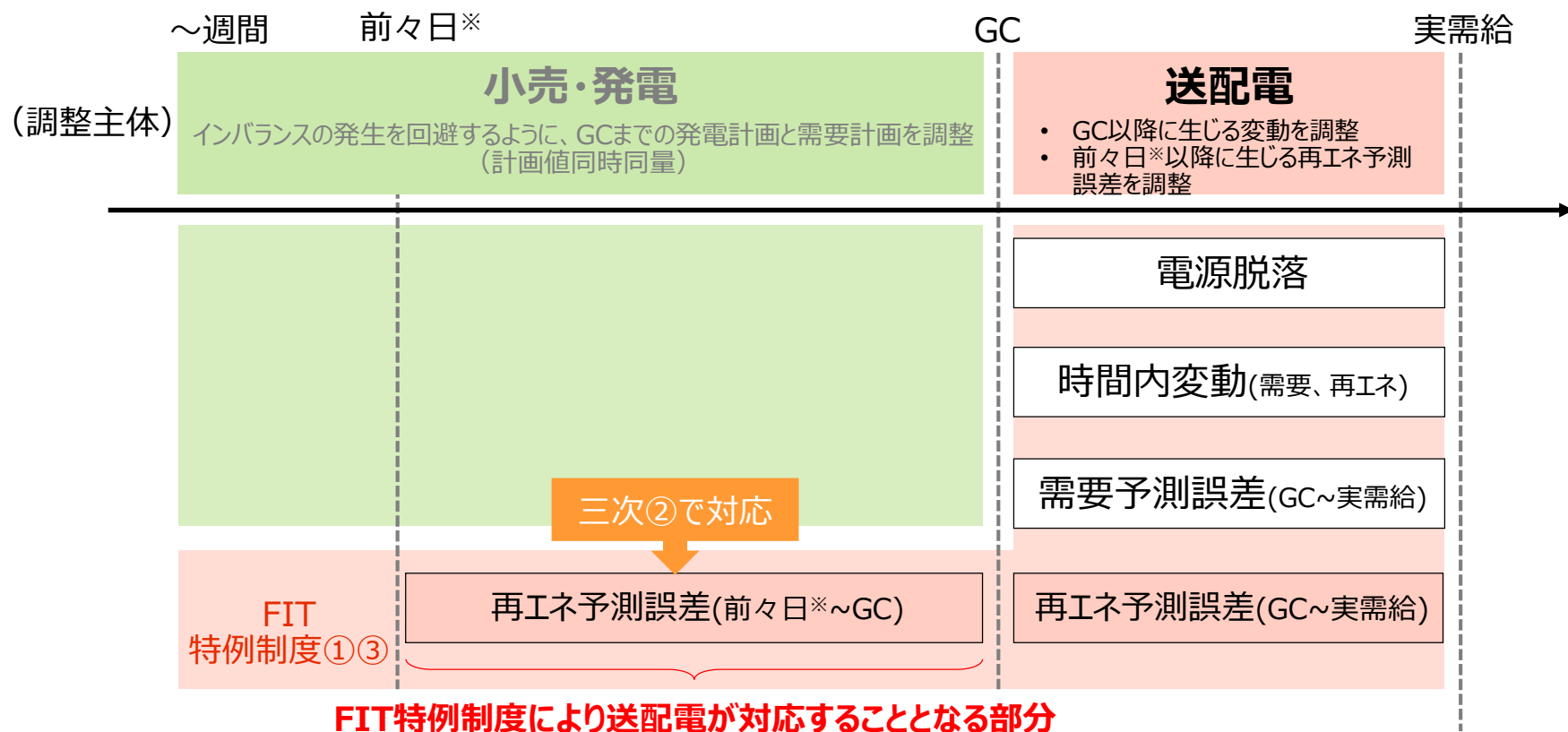
1. 今後新たに開設される市場
2. 調整力について
3. 需給調整市場について
4. 三次調整力②について
5. スケジュールと業務の流れ
6. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第5回までの内容）
7. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第11回までの内容）

- 計画値同時同量制度の下では、GCまでは小売電気事業者と発電事業者が調整（計画変更）し、需給一致を図る。GC以降に生じる誤差、変動については従前より一般送配電事業者が確保している調整力で対応している。
- GC以降に生じる誤差や変動のうち、再エネ予測誤差については、一般送配電事業者が調整力を用いて調整すべき量は「GCから実需給の予測誤差」となる。
- この予測誤差については、GC以降に発生した予測誤差に対応することから、応動時間の短い調整力で対応する。



計画値同時同量制度の下で、送配電が再エネに関して対応する部分

- FIT特例制度がない場合、再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
- 他方、FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前々日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日※から実需給の予測誤差」となる。

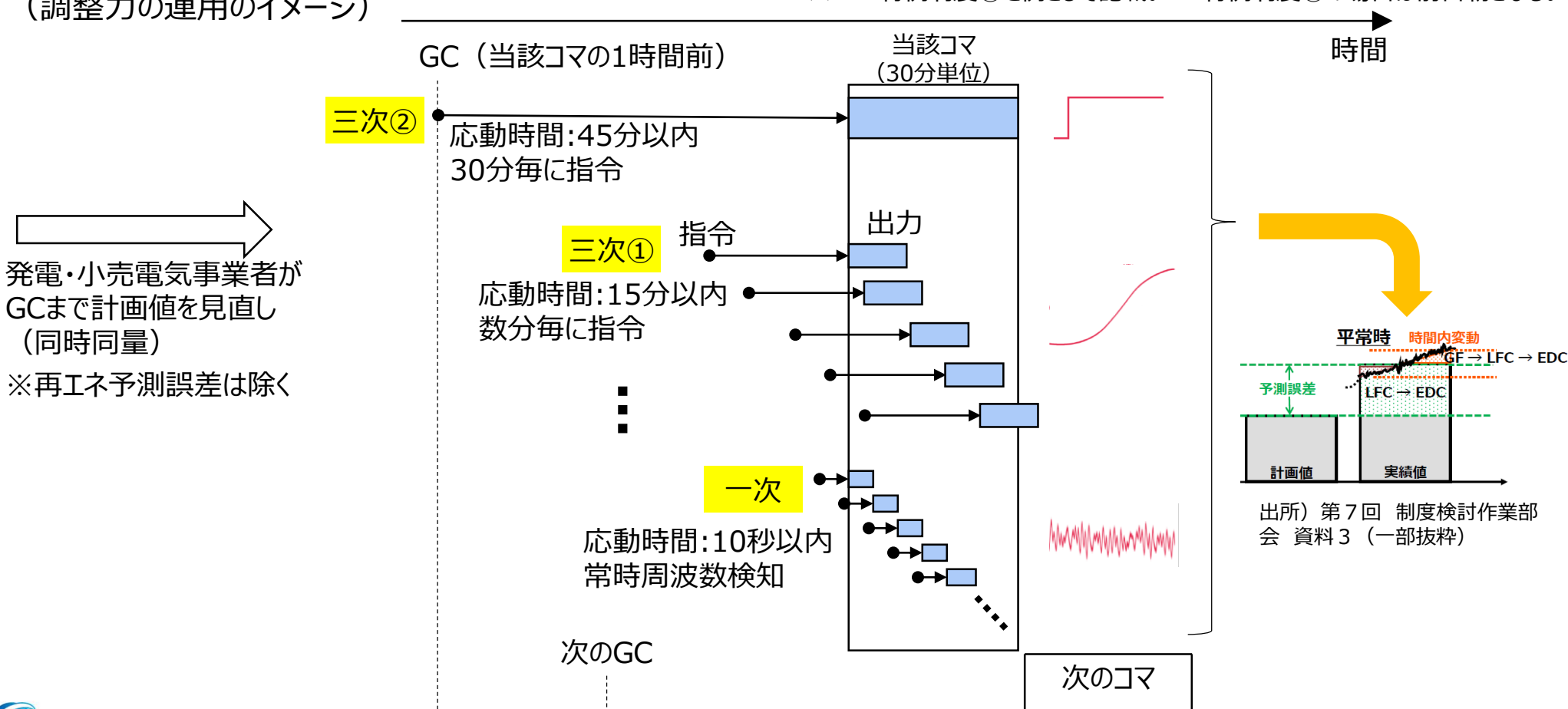


※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

- 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て三次②を商品として設けた。

(調整力の運用のイメージ)

※ FIT特例制度①を例として記載。FIT特例制度③の場合は前日朝となる。



- 必要量とは、一般送配電事業者が日々調達する量のことであり、三次②における必要量の算定方法は、各断面の再エネ予測誤差について、全体の誤差量である「前々日から実需給の誤差」から、一次から三次①の組合せでしか対応できない「GCから実需給の誤差」を控除する方法とする。

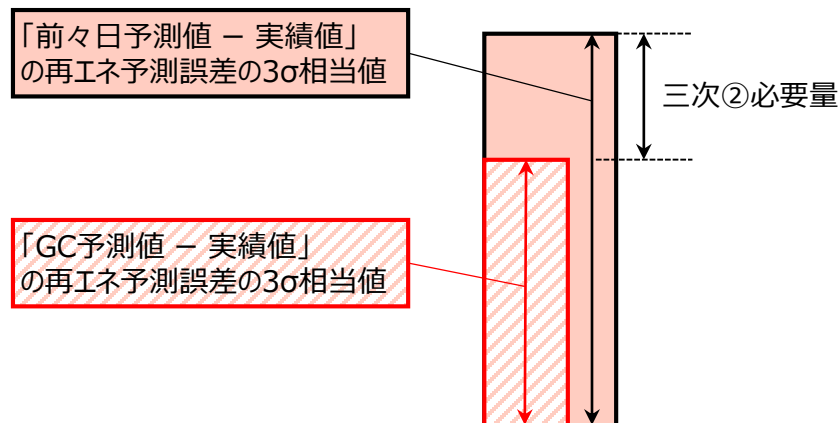
具体的な算定式は、

$$\begin{aligned} \text{三次②必要量} = & \text{「前々日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値}^* \\ & - \text{「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値}^* \end{aligned}$$

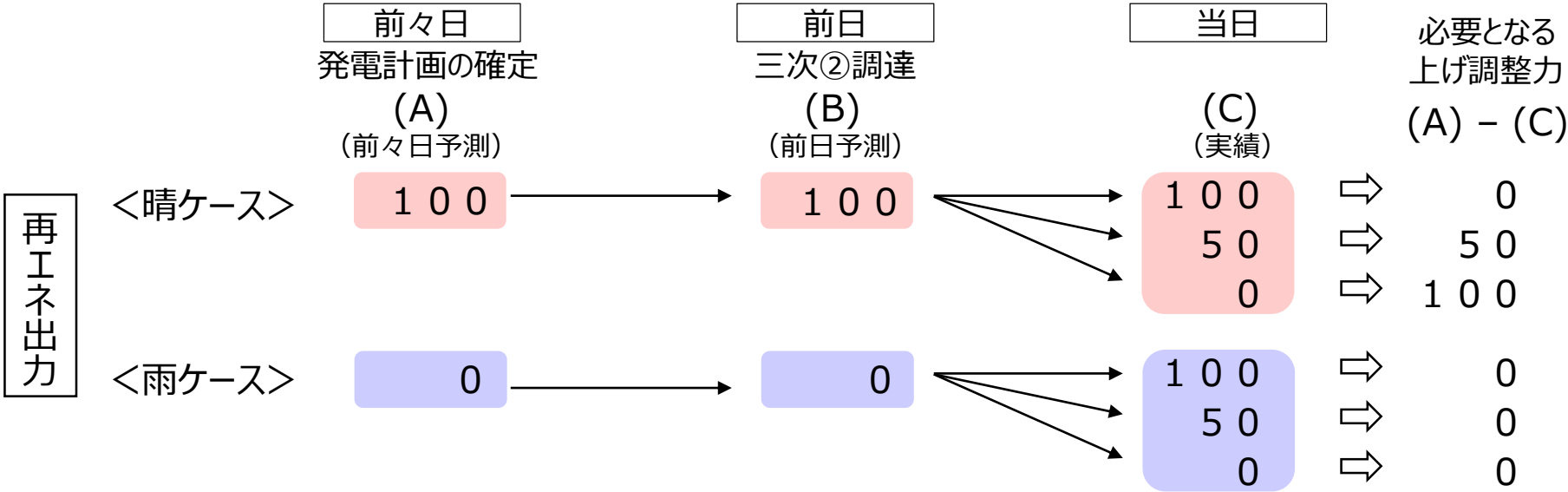
- ただし、現時点において、GC時点の予測値については統計処理による必要量算定を行うために十分な量のデータが蓄積されていないため、2021年度の三次②広域調達開始に向けてデータを蓄積していく。
- 前々日からGCまでの再エネ予測誤差に確実に対応するために、三次②必要量を「前々日予測値 - GC予測値」の再エネ予測誤差の3 σ 相当値 * とする。上記算定式では、前々日から実需給の再エネ予測誤差の方が三次②調達量より大きくなることもあるが、続く「GCから実需給の再エネ予測誤差」に備えて一次から三次①の必要量が適切に確保されていれば、前々日から実需給の再エネ予測誤差の全ての量に対応できることになるため運用上は問題ないと考えられる。

(FIT特例制度①を例に説明)

※「3 σ 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（想定出力の下振れ）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。

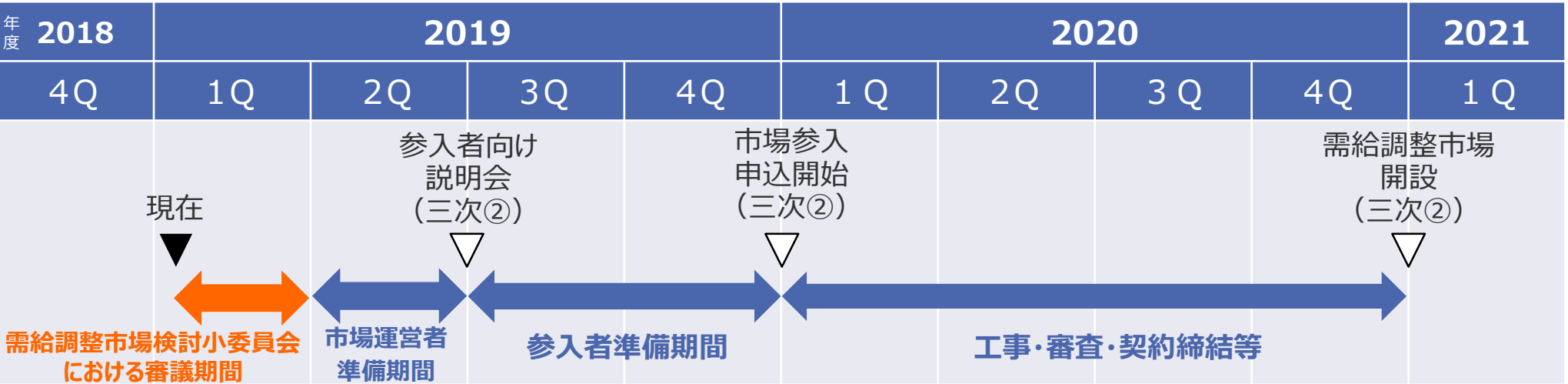


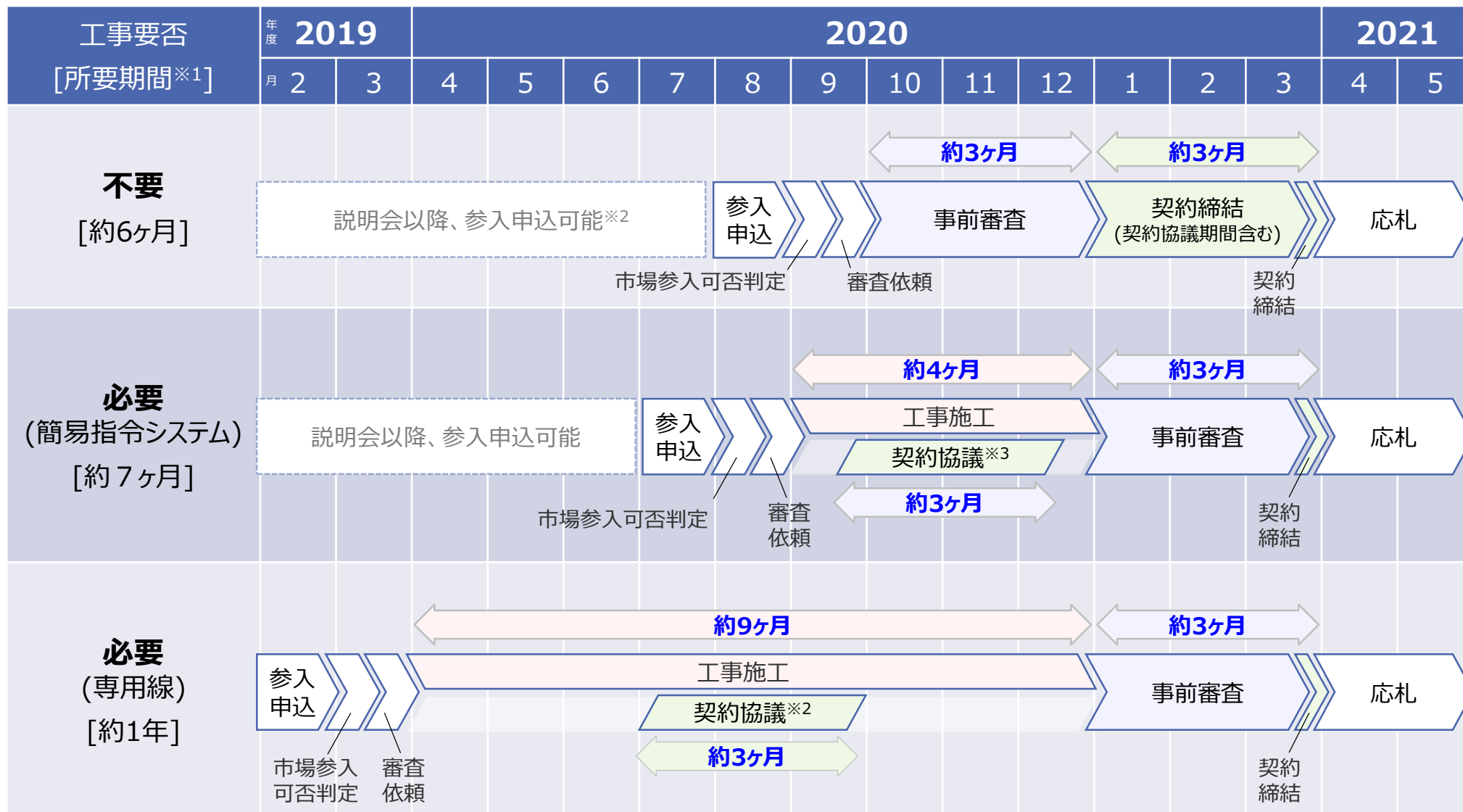
- 再エネ予測誤差に対応する調整力の量は、以下の理由から年間を通じて一定量が必要となるわけではなく、前々日の予測値次第でその必要量が変わる。
 - ✓ 必要となる調整力は、日々の前々日予測値に応じて大きく変わる。
 - ✓ 日射量や気温などにより、月単位でも再エネ予測誤差の傾向が変わる。
 - ✓ 昼間をピークに時間帯により出力予測が増減する。
- したがって、予測出力値・月・時間帯に応じた誤差へ対応するために必要となる三次②の量を事前に算定し、前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力予測に基づき、予測出力値・月・時間帯に応じた量とする。



1. 今後新たに開設される市場
2. 調整力について
3. 需給調整市場について
4. 三次調整力②について
5. スケジュールと業務の流れ
6. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第5回までの内容）
7. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第11回までの内容）

- 市場への参入にあたり事業者側で必要となる事務手続きや専用線敷設に伴う設備工事の期間、また、需給調整市場の開始にあたり、参入者の参入検討のための準備期間やその前段で一般送配電事業者における参入者向けの各種ドキュメント等の整理などの準備期間を考慮し、需給調整市場開設までのスケジュールを以下の通りとする。
(三次②の新規参入は主に簡易指令システムを介するとすれば、専用線の場合と比べて工事の所要期間が短くなることから、半年程度は裕度がある可能性がある。)



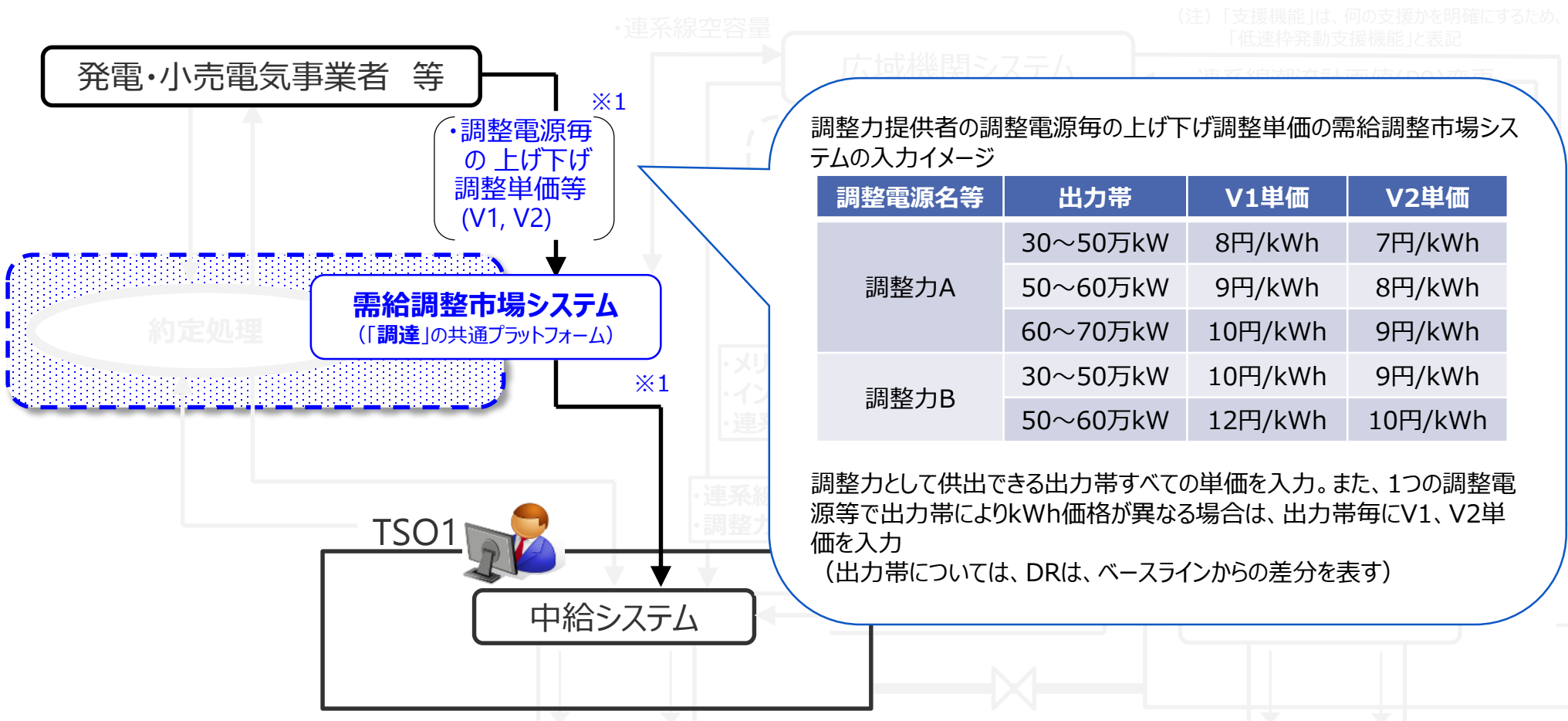


※1 審査依頼から契約締結までに要する期間

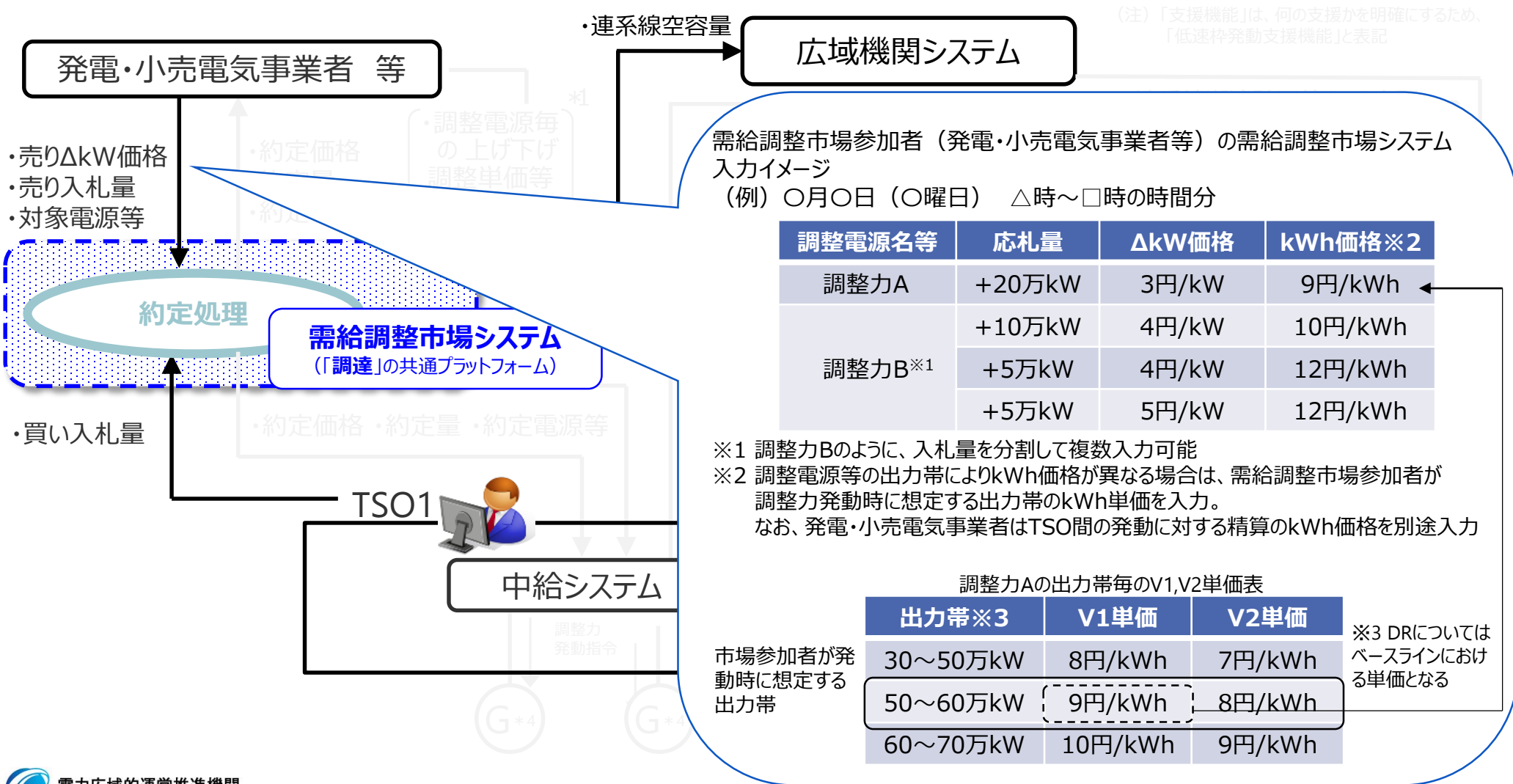
※2 事前審査前に市場参入に関する何らかの取り決めが必要になる場合がある

※3 工事と並行で実施

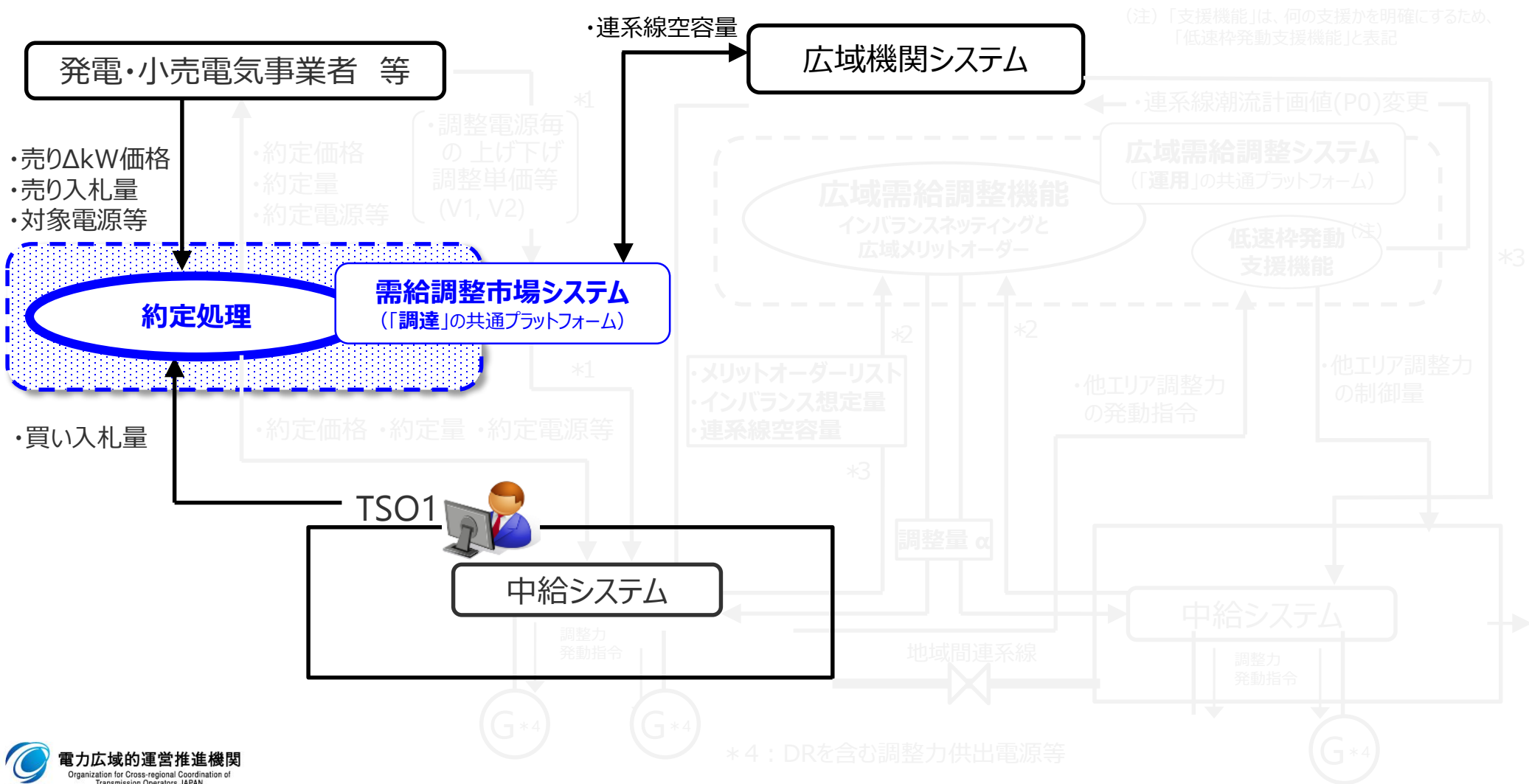
- 調整力提供者は、調整電源等毎に調整力の発動時の上げ調整単価(V1)および下げ調整単価(V2)の情報を、応札の前週に需給調整市場システム（調達）に1週間分入力。



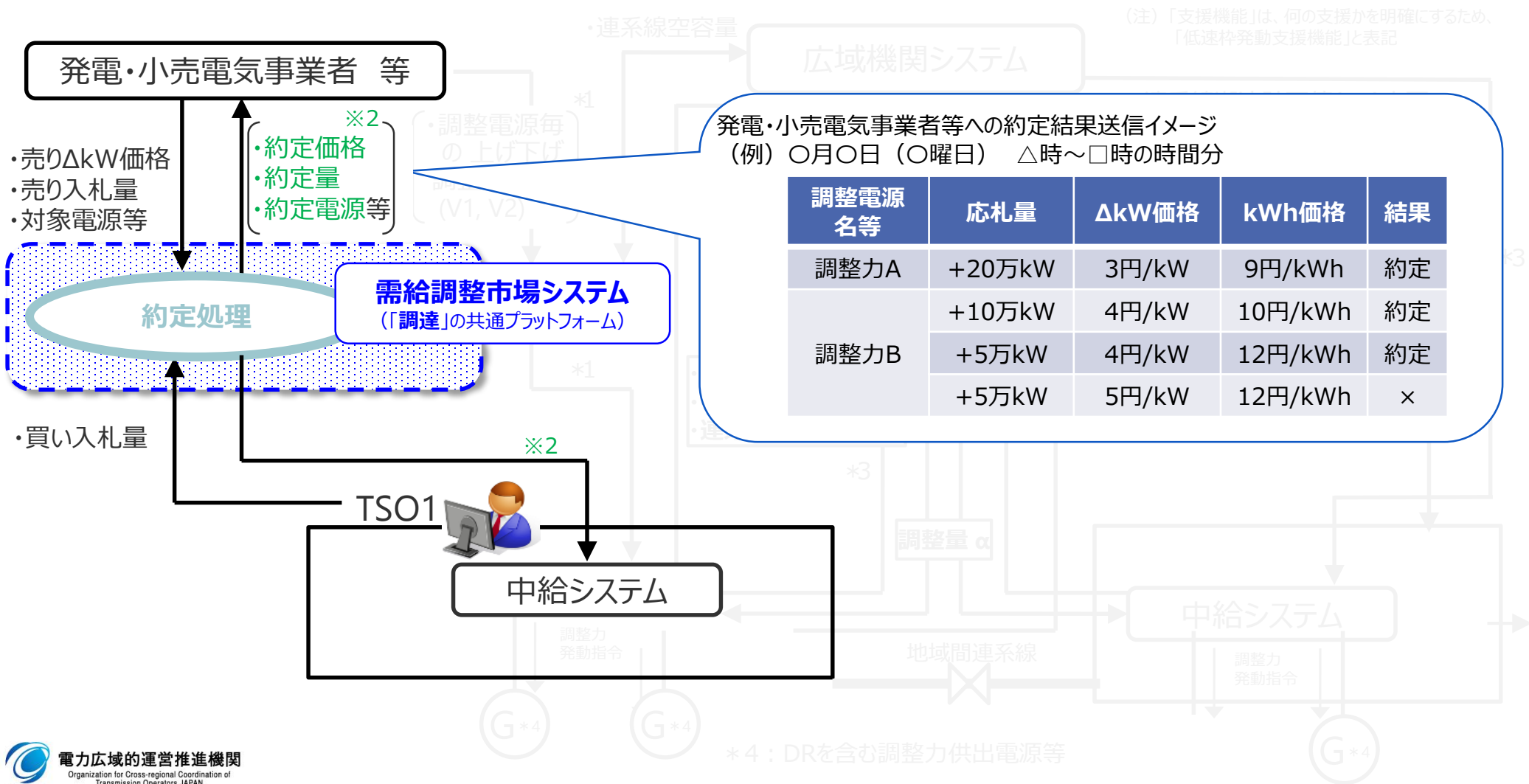
- 需給調整市場に参加する事業者は、応札する調整電源等の売り Δ kW価格、対象電源等を需給調整市場システムに入力する。



- 需給調整市場システムでは、発電・小売電気事業者の応札に対し、 Δ kW価格の安い順（メリットオーダー）に落札するよう約定処理を実施。

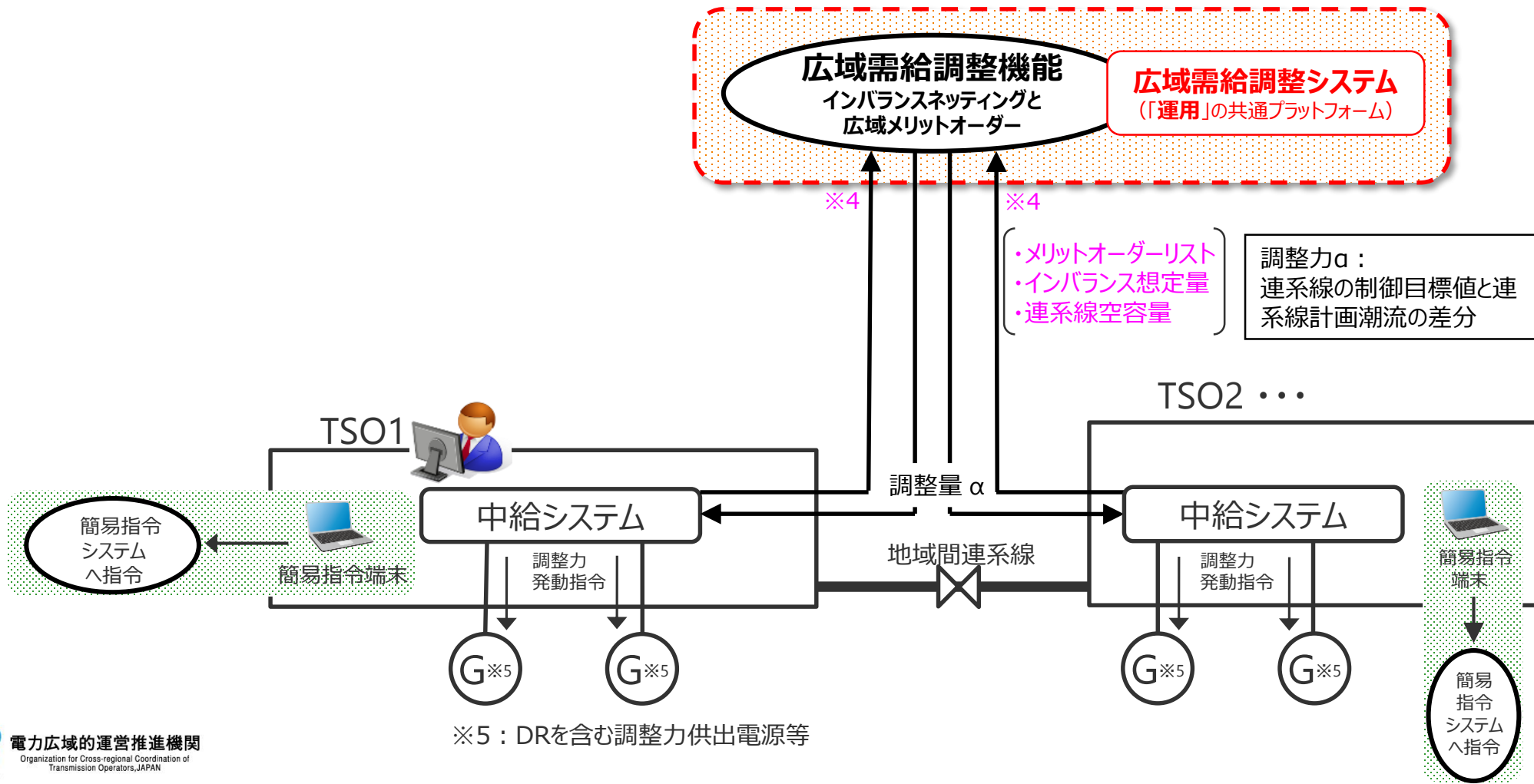


- 需給調整市場システムは、約定処理した結果（約定価格・約定量・約定電源等）を落札した発電・小売電気事業者および一般送配電事業者に送信。



需給調整市場（調達および運用）に係るシステムおよび業務フロー

- 発電・小売電気事業者は、調整力の運用段階で約定した調整力を供出できる状態とする（調整力を織り込んだ発電計画を策定する）。
- 一般送配電事業者は、広域需給調整システムによるインバランスネットティングの結果、広域メリットオーダー演算の結果である調整力 α を踏まえ、自エリアの需給調整を実施。



1. 今後新たに開設される市場
2. 調整力について
3. 需給調整市場について
4. 三次調整力②について
5. スケジュールと業務の流れ
6. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第5回までの内容）
7. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第11回までの内容）

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
①商品区分	● 商品区分は制御区分毎に「一次調整力」「二次調整力」「三次調整力」（上げ・下げ別）という計10区分を基本とする方向で検討。	● 一次・二次（GF・LFC）の細分化については、広域機関において検討。 ● 各商品区分に求められる要件については、広域機関において検討。	➤ 基本となる2区分に加えて予備領域18区分を設けて、最大20区分に対応できる予備領域を確保したシステムとする。
②商品設計	● 特定地域立地電源は各一般送配電事業者が手続きの透明性を確保した上で、相対契約や公募で調達することも含め検討。 ● 調達時に電源の性能に応じて応札電源を評価（入札価格×調整係数で評価）する仕組みの検討。	● 各商品区分に求められる要件の詳細については、広域機関において検討。 ✓ <u>商品ブロック区分は必要調整力の状況変化や新規参入への対応を踏まえて検討。</u> ● 調整係数の詳細については、広域機関において検討。 ● 特定地域立地電源の調達期間等については、広域機関において検討。	➤ 商品ブロック区分は縦割りで最大48区分に対応できるシステムとする。 ➤ 調整係数は0.00～100.00まで設定できるシステムとする。 ➤ 特定地域立地電源および電源Ⅰ'の調達は需給調整市場システム（調達）のシステム外で対応する。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
③広域化による効率化	● 2020年においては、低速域の三次調整力②の広域調達・運用を目指す。 ● 2020年+Xにおいては、二次調整力②、三次調整力①②までの広域調達・運用を目指す。	● 一次・二次調整力（GF・LFC）の広域調達・運用。 ● 広域調達・運用に係る技術的な事項については、広域機関において検討。	➤ 広域調達・運用における連系線の容量確保では隣接エリアおよび運用容量の大きい交流連系線を優先するシステムとする。 ➤ 広域需給調整システム（運用）を以下のシステム仕様により一般送配電事業者の代表会社が発注手続きを行う。 ・インバランス想定量の算出 各エリア毎のインバランス想定量を集約および相殺（インバランスネットティング）することで、全体として調整すべきインバランス想定量を算出。 ・広域メリットオーダーに基づく運用 各エリア毎のkWhのメリットオーダーリストを合成して広域メリットオーダーリストを作成し、GC余力と合わせて広域的に需給バランス調整を行う ・対象エリアは9社とし、中地域三社（関西電力・中部電力・北陸電力）は2020年度から運用開始し、対象調整力および地理的範囲を拡大。 ・2020年4月時点では、広域需給調整機能における三次調整力①相当の運用の機能を運用開始し、二次調整力②相当の運用の機能は機能ロックで対応。 ・三次調整力②相当の運用は、低速枠発動支援機能を活用。なお本機能は需給調整市場システム運用に合わせ、2021年度までに実装。 ・二次調整力①相当の運用の機能はモジュール追加、変更で対応。 ・メリットがないときには一時的にインバランスネットティング機能を停止できる仕組みとする。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
④ 広域化を踏まえた市場の在り方	● 2020年に向けては、一般送配電事業者が代表会社を選定した上で共通プラットフォームを開発し、その上で需給調整市場を開設。 ● システムの仕様等については、開発を担う代表会社が広域機関等の場において検討状況を報告し、客観的な審議を行う方向で検討。 ● 2020年時点における市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体は、一般送配電事業者。 ● 調達・運用の考え方、調整力必要量の考え方、商品設計などの見直しや、応札・落札結果などの取引情報の適切な公開等については広域機関における委員会にて行う。 ● 価格決定方式については、当面マルチプライスのオークションシステムを採用。	● 2020 + X年時における需給調整市場の組織形態や契約形態。 ✓ <u>対象エリア数など現時点では確定的な事項についても、将来の状況変化への対応可否を検討。（9エリア以上のエリア数への対応要否）</u>	➤ 各一般送配電事業者のエリア単位で対応可能なシステムとする ➤ システム開発の代表会社 ・広域需給調整システム(運用)は中部電力および関西電力 ・需給調整市場システム(調達)は東京電力パワーグリッドおよび中部電力 ➤ 需給調整市場システム(調達)について第4回の本小委員会で整理した拡張性・柔軟性を備えたシステム仕様により一般送配電事業者の代表会社が発注手続きを行う。

論点	TFの中間論点整理で 示された方向性	さらに検討を 深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑤ 開場時期	● 調整力は前週に調達。 ● 1年間や季節規模で調達するベース部分については、年度、季節毎に調達。 ● GC（ゲートクローズ）後の実運用については、電源の余力など前週以前に確保したもの以外も含めてkWhのメリットオーダー順に発動する仕組みを創設。	● 調達時期（年度、季節毎等）の詳細については、広域機関において検討。	➤ 三次調整力②はスポット市場終了～時間前市場開場までの間に調達するシステムとする。 ➤ [再掲]2021年度以降の調整電源等の確保において、年間を通じて必要となる量（現在電源 I 公募で固定費を負担している量）は年間で調達する。また、広域運用を行わない商品については、細分化しての広域調達を行わない。今後、広域調達・運用が進む中で適宜見直す。 ➤ 電源の余力活用は年初の公募に基づく契約による。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑥ メリットオーダーの考え方	● ΔkWはメリットオーダーに基づいて落札。 ● kWhは発電事業者等の余力も活用した上で、メリットオーダーに基づいて調整力を発動する市場の仕組みの検討。 ● 効率性の観点から、一電源等で複数商品区分を兼ねることも許容（ΔkWの総コストで評価）。 ・応札時にはΔkWに加えkWh価格も併せて応札。	● 対価の和（ΔkW価値＋kWh価値）を最小化する組み合わせの詳細。 ✓ <u>約定方法（約定処理の順番など）について検討</u> ✓ <u>kWh単価を登録するタイミングについては電源等差替との整合を踏まえて検討</u>	➢ ΔkWでメリットオーダーを評価するシステムとする。 ➢ 2021年度時点では三次調整力②のみの広域約定ロジックを構築し、その他の調整力を含めた複合約定ロジックについてはモジュール追加により対応できるシステムとする。 ➢ kWh単価の変更は可能なシステムとする。 ・2021年度におけるkWh単価変更期限は週間計画策定時点とする。 ・前日、当日（GC前）の変更に対応できるシステムとし、2021年度時点は機能ロックする。 ・kWh単価の変更期限については中給システム改修やFIT特例①の発電計画見直しの動向などを踏まえて引続き検討する。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑦ 調整力の 調達・運 用方法	● 応札・契約単位は原則電源単位。 ● 2020年の暫定的な契約形態は、電源等が立地する一般送配電事業者を経由して契約を締結。	● 複数の調整電源等で連携して調整力を供給することが効率的となる場合における応札・契約単位。 ● 電源の差し替えについては、広域機関において検討。 ✓ <u>[再掲]kWh単価を登録するタイミングについては電源等差替との整合を踏まえて検討</u>	➤ （BG単位ではなく）電源単位での入札に対応できるシステムとする。 ➤ 翌日計画提出を期限として、電源等の差し替えに対応できるシステムとする。約定の結果ΔkW未達となった場合および約定後にΔkWが減少した場合はシステム外で対応する。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑧ 運用の 広域化	● 2020年の調整力の調達・運用に係る精算については、以下のような方向で検討。 ΔkW：共通メルिटオーダーリストの単価に基づき精算（エリア内は当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、エリア間に関係する一般送配電事業者間において精算） kWh：ΔkWの応札時に併せて提出されたkWh単価に基づいて精算（エリア内は当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、エリア間に関係する一般送配電事業者間において精算）	● 2020 + X年の精算方法。➤	➤ 精算にあたり必要となるデータを抽出可能なシステムとする。 （必要なデータ項目については精算の仕組みと合わせて今後検討が必要） ➤ TSO-BG間の精算 • ΔkWは調達段階の商品区分に応じて精算する。 • kWhは商品区分によらずユニット単位（計量単位）で調整の結果発生した電力量（kWh）に対し、V1/V2単価に応じて精算する。 ➤ TSO-TSO間の精算 • ΔkWは需給調整市場システムから抽出した約定情報を用いて精算する。 • kWhは広域需給調整機能、低速枠発動支援機能から抽出した融通情報を用いて精算する。

論点	TFの中間論点整理で 示された方向性	さらに検討を 深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑨ 管理運用 (参入要件・ペナルティ、監視等)	● 参入要件・ペナルティは、監視等委員会での議論を踏まえつつ、引き続き監視等委員会と広域機関の連携のもと検討。 ● 監視は、監視等委員会での議論を踏まえつつ、引き続き監視等委員会において検討。	● 市場支配力を有する事業者に対する一定の規律については、監視等委員会において検討。 ● ΔkW価格およびkWh価格の公表内容については、監視等委員会において検討。 ● 一般送配電事業者が確保する調整力の必要量。	
今後の検討 の進め方	● 基本的には2020年度の開設を予定しているが、需給調整の実際の運用にも密接に関わるものであり、2020年に予定されている東京オリンピック・パラリンピックとの関係等も踏まえ、検討を行う。		➤ 広域需給調整システムの運用開始を2020年4月として進める。 ➤ 需給調整市場システムの運用開始を2021年4月として進める。なお、システム発注に向けた仕様確定の検討を2018年6月末までに行う。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑬ 他制度との整合性	● 2020年度から2023年度のkW価値の扱いについては、需給調整市場でkW価値も含めて対価を支払う方向で検討 ● 容量市場で落札された電源等が、調整力として活用される場合、需給調整市場に入札し、落札されることが必要。（一部抜粋）	✓ <u>kW価値の調達期間（年間）について検討</u> ● 主に調整力等に用いられる電源等については、調整力として活用されることを念頭に、リクワイアメントにおける要件を変更することとし、詳細については広域機関において検討。	➤ 2021年度以降の調整電源等の確保は以下のとおりとし、今後広域調達・運用が進む中で適宜見直す。 ・広域運用・調達されるものは市場調達、エリア内で調達されるものは公募調達。 ・年間を通じて必要となる量（現在電源Ⅰ公募で固定費を負担している量）は電源Ⅰ（Ⅰ-a, Ⅰ-b）公募による。 ・三次調整力②は需給調整市場による。 ・上記以外は電源Ⅱの仕組みによる。 ・電源の余力活用は年初の公募に基づく契約による。 ・電源Ⅰ'相当の仕組みは少なくとも2021年度から2023年度は継続する。

余白

1. 今後新たに開設される市場
2. 調整力について
3. 需給調整市場について
4. 三次調整力②について
5. スケジュールと業務の流れ
6. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第5回までの内容）
7. 需給調整市場検討小委員会で審議された議論の方向性（第11回までの内容）

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
1-1 三次①および 二次②の 広域調達 開始時期		✓ 三次①および二次②の広域運用の見通しを踏まえた広域調達開始時期	✓ 三次①については2022年度より、電源 I -b相当の量を年間で広域調達し設備を確保。実需給断面では、週間でΔkWを広域的に市場で取引することによりエリア間の電源差替えを行う 2024年度以降は、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達 ✓ 二次②については2024年度より、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達
1-2 二次①の 広域調達可否と 開始時期		✓ 以下を踏まえた広域調達の可否 • 広域調達メリットは期待できる一方、kWhがほぼ生じないため広域運用メリットは少ないことや、連系線確保により卸市場に影響を与えること • 連系線事故等における周波数制御を踏まえた調整電源等の偏在リスク ✓ 上記および中給システムの抜本的な改修を踏まえた広域調達・運用開始時期	
1-3 一次の 広域調達可否と 開始時期		✓ 以下を踏まえた広域調達の可否 • 広域調達メリットは期待できる一方、kWhがほぼ生じないため広域運用のメリットは少ないことや、連系線確保により卸市場に影響を与えること • 連系線事故等における周波数制御を踏まえた調整電源等の偏在リスク ✓ 上記を踏まえた広域調達開始時期	✓ 必要量の検討を踏まえた電源 I - a からの切り出し可否やその他の課題（偏在リスク、連系線容量確保、直流設備制約、必要供給予備力との関係）を踏まえ引き続き検討

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
2-1 一般送配電事業者間の契約・精算プロセス	✓ 精算に必要なデータ（エリア情報、価格情報等）はシステムから抽出	✓ kWh単価がインバランス制度の基準となることを踏まえたTSO-TSO間の精算の考え方	✓ 他の関連する審議会等での議論を踏まえ、一般送配電事業者にてその詳細を定める
2-2 直流設備に係る取り扱い		✓ 商品に応じた直流設備固有の制約（調整力の運用における交流設備との違い）	✓ 直流設備の制約を考慮した各調整力の広域運用可能な範囲は以下のとおり。 • 三次②、三次①、二次②については、北海道から九州までの9エリアでの広域運用とする • 二次①、一次については、広域運用に対する設備上の課題があることから、北海道ブロック、東北・東京ブロック、中部・北陸・関西・中国・四国・九州ブロックの合計3ブロックに区分される

課題

これまでの議論の方向性

小委における論点

小委での議論における方向性

運用段階での設
2-3 備トラブル時等の
対応

- ✓ 平常時以外の対応スケジュール
 - ・ 需給逼迫時、連系線事故時
 - ・ 広域需給調整システム（運用）のトラブル時など

- ✓ 需給ひっ迫の要因が電源等トラブルの場合は、トラブルが生じた電源等を供出した事業者に代替電源等の供出を求める。当該事業者が代替電源等を供出できない場合、属地エリアの一般送配電事業者が電源等を調達する。
- ✓ 地域間連系線事故時や広域需給調整システム（運用）のトラブル時は、調整力が不足するエリアの一般送配電事業者が代替電源等を調達する。
- ✓ 一般送配電事業者が代替電源等を調達する際の優先順位は以下の通り。
 - ① エリア内のオンラインで出力調整可能な電源等
 - ② エリア外のオンラインで出力調整可能な電源等
 - ③ エリア内のオフラインで出力調整可能な電源等
 - ④ エリア外のオフラインで出力調整可能な電源等
- ✓ 上記を実施した場合においても調整力が不足するケースや実需給までの時間的裕度が少ないケースにおいては、給電指令や広域機関の指示により一般送配電事業者が代替電源等を確保する場合がある。
- ✓ オフラインで出力調整可能な電源等の運用については広域機関からの指示により一般送配電事業者が行う。

3-1 一般送配電事業者と発電・小売事業者間の契約・精算プロセス

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
	✓ ΔkWは調達段階の商品区分で精算 ✓ kWhはユニット単位でV1/V2単価により精算	✓ TSO-BG間の契約・精算プロセスおよびスケジュール ✓ アグリゲーターに係る計量方法と精算方法	<契約関連> ✓ 需給調整市場における契約は「TSO-TSO間」および「属地TSO-調整力提供者間」とする。 ✓ 「属地TSO-調整力提供者間」では以下の契約を締結する。 ・ 需給調整市場に関する契約（ΔkW・kWh） ・ 余力活用に関する契約（kWh） ✓ 市場取引にかかる詳細等を取引規程で定めることとし、これに基づいて属地TSOおよび調整力提供者で個別に契約を締結する。 ✓ 余力活用に関する契約は、取引規程の関連する部分を参照する契約とする。 ✓ 取引規程の策定にあたっては、市場運営者である一般送配電事業者が詳細を検討する。 <資格要件> ✓ 資格要件については「法人格を有し、純資産額1,000万円以上を有する事業者であること」とする。 <アグリゲーターに提出を求める情報> ✓ 需給調整市場がリソースをアグリゲートする場合に提出を求める情報を以下の通りとする。 ・ 供出する個々のリソースの詳細情報（需要家リスト） ・ 応札、発動時に需要家リストから選択したリソースの組合せに関する情報（パターン） ✓ 需要家リストにおいて設定可能なパターン数の上限は、市場開設時点では10パターンとする。ただし、市場参加者のニーズに応じて、随時その変更要否について検討する。

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-1 一般送配電事業者と発電・小売事業者間の契約・精算プロセス	✓ ΔkWは調達段階の商品区分で精算 ✓ kWhはユニット単位でkWhでV1/V2単価により精算	✓ TSO-BG間の契約・精算プロセスおよびスケジュール ✓ アグリゲーターに係る計量方法と精算方法	＜需要家リストの登録および変更のスケジュール＞ ✓ 具体的なスケジュールを以下のとおりとする。 ① 事前審査までに需要家リスト、パターンを一般送配電事業者に提出 ② 一般送配電事業者は需要家リスト、パターンに基づき事前審査を実施 ③ 需要家リスト、パターンは四半期毎に変更可能とする。変更する場合、応札する四半期の3か月前までに再度提出（変更申請）し、事前審査を実施 ④ 応札時には、登録されたパターンを一つ選択する。応札上限は試験時点のΔkW供出可能量とする ⑤ 落札後、需要計画の締切まで、ΔkW供出量が落札量を下回らないパターンへの差替えは可能 ✓ パターンの審査にあたっては、提出される試験データ等を勘案して審査方法の詳細を決定する。 ✓ 事前審査の実施時期等により、需要が変動する可能性があるため、これらにかかる補正については、過去のデータ等に基づき決定することを許容する。

3-1 一般送配電事業者と発電・小売事業者間の契約・精算プロセス

課題

これまでの議論の方向性

- ✓ ΔkWは調達段階の商品区分で精算
- ✓ kWhはユニット単位でkWhでV1/V2単価により精算

小委における論点

- ✓ TSO-BG間の契約・精算プロセスおよびスケジュール
- ✓ アグリゲーターに係る計量方法と精算方法

小委での議論における方向性

- ＜電力量の精算＞
- ✓ 出力変化量の許容範囲を逸脱した応動が判明した場合の精算は以下の通り。
 - ・落札ブロック内においては、相応の強度を有したペナルティを設けることを前提に、すべて調整力としてkWh精算する
 - ・落札ブロック前後の応動時間については、アセスメント対象外であることを踏まえ、その電力量（実績と基準の差）はインバランスとして精算する
 - ✓ オンラインTMを用いることとし、精算時期はkWhと同様に1～2ヶ月後とする。
 - ✓ kWh、ΔkWおよびペナルティの精算時期が一致することから、預託金の供出は不要とする。
 - ✓ アグリゲーターに対しては、小売単位で基準値および実績の提出を求めることとし、アセスメントはアグリゲーター単位とする。なお、実績等については送電端における数値を提出する。

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-2 余力活用に係る 具体的な仕組み	✓ 年初に公募に基づく契約を行う	✓ 容量市場におけるリクワイアメント等を前提とした余力活用の具体的な仕組みの検討 ✓ kWh単価の登録および変更時期	✓ 容量市場においてリクワイアメントとしている「調整電源に指示できる契約」を「余力活用に関する契約」とする。 ✓ 一般送配電事業者が余力を活用する用途は以下項目であり、その対価は余力活用契約に関する契約を締結し、契約の中で精算する。 ① 電源の経済差替え ② 下げ調整力の運用 ③ ブラックスタート機能の活用 ④ 電圧調整機能の活用 ⑤ 潮流調整機能の活用 ⑥ 系統保安ポンプ（揚水ポンプ運転）機能の活用 ⑦ 緊急時の追加起動 ✓ 余力活用の仕組みを適切に機能させるため、以下事項を実施。 • 一般送配電事業者が調整機能を把握するため、事前審査（書類審査を含む）を実施する • 一般送配電事業者が余力をリアルタイムに把握するため、商品要件で定めるとおり監視情報を一般送配電事業者にオンラインで送信する • 調整機能を全て使用することを、余力活用に関する契約において定める • kWh単価はΔkWが落札された電源と同様、需給調整市場システム（調達）に登録する

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-3 商品設計	✓ 商品区分、商品の要件は意見募集のとおり	✓ 意見募集を踏まえた要件の確定 ✓ 新たなリソースを踏まえた際に、取り決めておくべき事項の整理（DRにおけるベースラインの考え方など）	✓ 意見募集等を踏まえ、商品の要件はP21に記載の通りとする ✓ 三次②における中間点等の設定は不要とする
3-4 調整力を確実に調達するための調達スケジュール	✓ 三次調整力②：前日スポット後 ✓ 上記以外：週間	✓ 三次調整力②以外の調達時期 ✓ FIT①発電計画見直しの動向を踏まえた三次調整力②調達量等の検討	✓ 三次①については2022年度より、電源I-b相当の量を年間で広域調達し設備を確保。実需給断面では、週間でΔkWを広域的に市場で取引することによりエリア間の電源差替えを行う 2024年度以降は、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達 ✓ 二次②については2024年度より、需給調整市場によりΔkWを週間で広域調達 ✓ 一次および二次①については、2024年度以降の調達スケジュールは週間調達 ※週間で調達するとは、「1週間前に1週間分を56商品[3時間×56ブロック]に分けて調達する」ことを指す
3-5 調整力に係る費用の透明性確保と適正な市場競争の促進に向けた情報公開		✓ 情報公開の考え方（公開方法、時期、項目 など） ※制度設計専門会合で議論	

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-6 性能に応じた調整係数の設定	✓ 加点・減点のいずれにも対応できるものとして設定範囲は「0.00~100.00」とする	✓ 調整係数の考え方（性能に応じた設定、電源種別毎の設定など）	✓ 三次②における中間点等の設定は不要とする
3-7 事前審査		✓ 事前審査の考え方 ・内容、方法、時期・頻度 ・容量市場の事前審査との関係 ✓ アグリゲーターについて特に取り決めておかなければいけない項目の整理	＜三次②＞ ✓ 評価対象は「応動時間」「出力変化量」「継続時間」等とし、測定間隔は5分とする ✓ 許容範囲は応札を予定しているΔkWの±10%とする ✓ 審査時の基準について、以下を事前に一般送配電事業者に提出する。ただし基準の想定方法については、一般送配電事業者は指定しない ・発電機では、発電計画を提出 ・DSR等では、5分単位で、事前審査対象時間およびその前の60分の想定値を提出 ✓ 過去データに基づく審査を実施する場合は以下のとおり ・需給調整市場に参加する電源等は、商品要件に適合することが確認できる書類を事前に提出する ・提出された書類をもとに、属地の一般送配電事業者が商品への適合の確認を行い、承認する ・主な確認項目は、「応動時間」「出力変化量」「継続時間」とする ・需給調整市場に参加する電源等は提出する書類は、メーカー試験成績書等の第三者が確認した書類を原則とする ✓ メーカー試験成績書等の提出が困難な場合には、標準パターン化した実働試験を実施（標準パターンは今後検討）

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-8 確実な需給バランス調整を行うために必要となるリクワイアメント		✓ 調達時、運用時に求められる責務 ✓ 容量市場におけるリクワイアメントとの関係	<リクワイアメント> ✓ 調整力提供者がΔkWの提供にあたって生じる以下の義務をリクワイアメントとする。 ・当該時間に必要な能力をもった調整電源を、落札した量について買い手が調整できる状態とし、指令を受けた場合はそれに応じる義務を負うこと ・需給調整に必要な能力とは、「商品の要件」で定められた能力を指す

3-9

リクワイアメントに
対するアセスメント
と実効性を確保す
るためのペナルティ

課題

これまでの議論の方向性

小委における論点

- ✓ アセスメントの考え方
(実施方法、時期など)
- ✓ ペナルティの考え方

小委での議論における方向性

- ✓ 調整力提供者がリクワイアメントを果たせたかどうか確認することをアセスメントとする。

【三次調整力②のアセスメント】

＜アセスメントⅠ（ ΔkW の供出可否の確認）＞

- ✓ ΔkW の供出可否について確認する。詳細は以下の通り
 - ・発電機では、GC時点での発電計画を確認し、発電可能上限値および発電計画値の差が落札可能量を上回っていることを確認
 - ・DSR等では、アグリゲーター単位 ΔkW 落札量が供出可能量の内数にあることを確認
- ✓ 精算時に全データを確認する

＜アセスメントⅡ（応動実績の確認）＞

- ✓ 評価対象は、30分出力平均値の出力変化量とし、評価間隔は30分とする
- ✓ 許容範囲は落札された ΔkW の $\pm 10\%$ とする
- ✓ アセスメント時の基準については以下の通り。ただし基準の想定方法について、一般送配電事業者は指定しない
 - ・発電機では、発電計画
 - ・DSR等では、30分単位で ΔkW 落札時間およびその前の60分について、事前に一般送配電事業者へ提出
- ✓ 将来的にはシステム化等により、データの全数確認を行うことを検討していくこととし、当面はサンプルチェックとなることもある

課題

これまでの議論の方向性

小委における論点

小委での議論における方向性

3-9

リクワイアメントに
対するアセスメント
と実効性を確保す
るためのペナルティ

- ✓ アセスメントの考え方
(実施方法、時期など)
- ✓ ペナルティの考え方

【三次調整力②のペナルティ】

<金銭的ペナルティ（アセスメントⅠ）>

- ✓ ペナルティ対象は ΔkW とする
- ✓ 市場開設時点では電源Ⅰ'と同様に、1.5倍のペナルティ強度を設定することとし、実態に応じて今後見直すこととする。
- ✓ 具体的な算定式は以下の通り

$$\text{報酬額} = \Delta kW \text{落札額} \times (1 - \text{未達率} \times 1.5)$$

$$\text{未達率} = (\Delta kW \text{落札量} - \text{供出可能量}) / \Delta kW \text{落札量}$$

<金銭的ペナルティ（アセスメントⅡ）>

- ✓ ペナルティ対象は ΔkW とし、アセスメントⅡが許容範囲外にある場合、ペナルティ対象とする
- ✓ 市場開設時点では電源Ⅰ'と同様に、1.5倍のペナルティ強度を設定することとし、実態に応じて今後見直すこととする。
- ✓ 具体的な算定式は以下の通り
 アセスメントⅡが許容範囲内：

$$\text{報酬額} = \text{アセスⅠ実施後の報酬額}$$
 アセスメントⅡが許容範囲外：

$$\text{報酬額} = \Delta kW \text{料金} \times (-0.5)$$

3-9 リクワイアメントに
対するアセスメント
と実効性を確保す
るためのペナルティ

課題

これまでの議論の方向性

小委における論点

- ✓ アセスメントの考え方
(実施方法、時期など)
- ✓ ペナルティの考え方

小委での議論における方向性

【三次調整力②のペナルティ】

＜契約不履行に対するペナルティ（アセスメントⅠ）＞

- ✓ 故意もしくは重過失に起因する場合で複数回の是正勧告にもよらず改善が見られない場合においては、契約解除等を含めた措置について一般送配電事業者にて検討する（詳細は取引規程等で制定する）
- ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長期間停止した場合の不履行については、電源差し替えの状況や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、是正勧告対象とするか決定する
- ✓ 対象は事業者毎に課すこととする

＜契約不履行に対するペナルティ（アセスメントⅡ）＞

- ✓ 落札時間（30分×6コマ 計3時間）毎に金銭的ペナルティの発生有無を確認し、アセスメントⅡに対するペナルティの発生回数（落札ブロック単位でカウント）が月あたり3回以上となった場合、事前審査を再実施することとする
- ✓ ただし、電源脱落やシステムトラブル等で長期間停止した場合の不履行については、電源差し替えの状況や停止事由等を明らかにした上で、一般送配電事業者と協議し、是正勧告対象とするか決定する
- ✓ アセスメントが応札単位であることを踏まえ、発電機またはパターン毎に課す

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-10 需給バランス維持に必要な調整力の必要量		✓ 商品区分ごとの調達量の考え方	＜三次②必要量＞ ✓ 基本的な算定式は以下の通り $\text{三次②必要量} = \text{「前々日予測値} - \text{実績値」の再エネ予測誤差の}3\sigma\text{相当値} - \text{「GC予測値} - \text{実績値」の再エネ予測誤差の}3\sigma\text{相当値}$ ✓ この算定は、過去データを使用して月別・想定出力帯別・時間帯別に事前に行う ✓ 前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力予測に基づき、予測出力帯・月・時間帯が一致する上記の算定量とする
3-11 下げ調整力の調達	✓ 現行の運用においてはBG計画の中で下げ調整幅は十分にあり、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない	✓ 下げ調整力の調達の必要性	✓ 以下の点を踏まえて、下げ調整力は調達しないこととする。 ・ 平常時においては、余力活用の仕組みによって、下げ調整力のΔkW調達が行われていない調整能力を持った電源等の下げ調整力を活用できることを前提とすると、発電事業者はメリットオーダーに基づく発電計画を作成するため、安価な調整電源等から順に定格出力となることから、十分な量の下げΔkWを備えた調整電源が自然に生じること。 ・ エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時においても、優先給電ルールによる抑制順位に基づいて、自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げΔkW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量（下げΔkW）を決めることで下げΔkWを確保できること。

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
3-12 ΔkW調達不調や調達後にΔkWが減少した場合の対応方法	✓ 需給調整市場システム(調達)外で対応する	✓ 市場で調達できなかった場合にも確実な需給バランス調整を行うための方法	✓ 電源等トラブル時は、トラブルが生じた電源等を供出した事業者に代替電源等の供出を求める。当該事業者が代替電源等を供出できない場合、属地エリアの一般送配電事業者が電源等を調達する。 ✓ その他トラブル時は、調整力が不足するエリアの一般送配電事業者が代替電源等を調達する。 ✓ 一般送配電事業者が代替電源等を調達する際の優先順位は以下の通り。 ① エリア内のオンラインで出力調整可能な電源等 ② エリア外のオンラインで出力調整可能な電源等 ③ エリア内のオフラインで出力調整可能な電源等 ④ エリア外のオフラインで出力調整可能な電源等 ✓ 上記を実施した場合においても調整力が不足するケースや実需給までの時間的裕度が少ないケースにおいては、給電指令や広域機関の指示により一般送配電事業者が代替電源等を確保する場合がある。 ✓ オフラインで出力調整可能な電源等の運用については広域機関からの指示により一般送配電事業者が行う。

これまでの議論の方向性

✓ 広域調達量の考え方

4-1 一次調整力に係る具体的な調達方法

論点整理⑤ [～2020+X年度 三次①、二次②の 広域調達・運用に向けた対応]

第11回需給調整市場検討小委員会
資料5をもとに作成

64

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
5-1 複合約定ロジック の構築		✓ 調達コストの低減を目的として商品間を複合的に約定するロジックの考え方	
5-2 連系線の容量 確保の考え方	✓ 隣接エリアおよび運用容量の大きい交流連系線を優先して容量確保	✓ 卸市場に与える影響を踏まえた連系線の容量確保の考え方	
5-3 特定地域立地 電源の調達方法	✓ 需給調整市場システム（調達）外で対応する	✓ 対象とする要件（ブラックスタート、電圧調整など） ✓ 具体的な調達方法（方法、時期、期間など）	<ブラックスタート機能> ✓ 2024年度以降は、容量市場におけるkW調達時期（契約発効の4年前）と同時期に年間公募で調達する。 ✓ 2021～2023年度は、電源Ⅰや電源Ⅱの公募を通じて調達する。 <電圧調整機能・潮流調整機能・系統保安ポンプ機能> ✓ 電圧調整等が困難となる地点が確認された場合には、ブラックスタート機能の公募と同様のスキームで、電圧調整機能等を公募する。

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
6-1 1社目の中給システムの抜本的な改修において反映すべき中給改修項目の整理		✓ 将来の広域化に対して制約とならない中給改修項目の整理と改修内容	<制御方式・演算周期の統一> ✓ 二次①の広域運用に向けて、中給システムの抜本改修なしで、各エリアの現在の制御方式を活用する案の検討をシミュレーションを含め開始 ✓ 更なる将来に向けては、中給システムのリプレイスに合わせた抜本改修の検討を進める <単価登録の細分化> ✓ 単価登録細分化、中給システムへの単価登録の自動化、時間帯別に異なる単価の調整力の自動制御については、抜本改修を必要としない改修方法について検討を進める ✓ 中給システムを、30分毎単価を複数認識し、GC直前まで変更可能とできるよう、2021年4月を目途に改修する。（メーカーとの協議により多少前後の可能性あり） <V1/V2による直接的な運用> ✓ V1/V2による直接的な運用には、中給システムの抜本改修が必要であり、実現するための方式について検討を進める ✓ リプレイスまでの間は引き続きabc定数による運用を継続 <中給制御の最大数> ✓ 制御最大数の拡大に関して中給システムの抜本改修等が必要なエリアについては、中給システムのリプレイス等のタイミングに合わせて検討を進める ✓ 接続申込状況に応じて中給システムの改修を実施（個別に相談）

課題	これまでの議論の方向性	小委における論点	小委での議論における方向性
二次調整力① 6-2 に係る具体的な 調達・運用方法		✓ 具体的な調達・運用の 方法	

	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	専用線：オンライン 簡易指令システム：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※1	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	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	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	5MW※1,4	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。

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。※1



※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う（各社の改修時期は未定）
（例：kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...）

※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。
詳細については今後検討。

※3 EDC（経済負荷配分制御）：全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御（小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる）。
LFC（負荷周波数制御）：周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。
GF（ガバナフリー制御）：発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

■ 需給調整市場および容量市場の開設により、年間公募の契約は以下のように順次変更される。

年度 商品	2019	2020	2021	2022	2023	2024～ (容量市場開設※)
需給調整市場 の商品			三次② 需給調整市場 (広域)	三次① 需給調整市場 (広域)	二次② 需給調整市場 (広域) 二次① 需給調整市場 (エリア内) 一次 需給調整市場 (開始時期検討中)	
電源 I -a (kW)	エリア内公募 (年間)					容量市場
電源 I -b (kW)	エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場
電源 I' (kW)	エリア内公募 (年間)					容量市場
電源 II	エリア内公募 (随時)					余力活用
電源 II'	エリア内公募 (随時)					余力活用
ブラックスタート	電源 I 公募時に公募					公募

※国の審議会において容量市場の初回受渡を2024年度から2023年度に見直すことが議論されている。この検討結果を踏まえて需給調整市場のスケジュールを見直す可能性がある。

	容量市場 (発動回数制約電源のリクワイアメント)		調整力公募 (電源 I' 公募要件の代表例※1)	(参考) 需給調整市場 (三次調整力②商品要件)
調達主体	広域機関		一般送配電事業者	一般送配電事業者
取引対象	kW		kW+ΔkW	ΔkW
調達範囲	全国		エリア	全国
調達時期	4年前or 1年前		1年前	前日
発動回数	1 2回		1 2回	ΔkW落札ブロック内で制限なし
応動時間	3時間		3時間	45分以内
継続時間	3時間		3時間	3時間
指令間隔	3時間		3時間	30分
活用時期 の決定	一般送配電事業者		一般送配電事業者	発電事業者
発動者	一般送配電事業者		一般送配電事業者	一般送配電事業者
活用者	小売電気事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
kWh価格	卸市場により決定	予め登録※2	前週登録	ΔkW応札時にあわせて登録

※1 一部の公募要件は異なる

※2 需給ひっ迫時に一般送配電事業者の指示等があった場合にその対価を支払う仕組みは別途検討が必要