

今後の調整力の確保の在り方について

2023年6月27日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 電力の安定供給のためには、供給と需要を常にバランスさせる必要がある。このため、電気事業法上、周波数維持義務を負う一般送配電事業者は、あらかじめ確保した調整力を用いて日々の需給管理を行っている。
- 近年、太陽光や風力のような出力変動の大きな再エネの導入拡大が進み、天候による変動再エネの出力増減が大きくなっている。その結果、従来に増して、調整力の重要性が高まっている。
- こうした状況を踏まえ、昨年後半、本小委員会において、中長期的な観点から、カーボンニュートラルの実現に向けた脱炭素型の調整力の管理・確保メカニズムの高度化について、御議論いただいた。
- 一方で、足元では、一般送配電事業者による調整力確保の仕組みは転換期にあり、従来実施していた年1回の公募調達から、主に週単位の市場調達へと移行しつつある。
- そうした中で、市場において募集量を十分に調達できなかったり、市場価格の上昇により調達費用が増大したりするなどの課題も生じている。
- 2024年度以降、一般送配電事業者においては、すべての調整力を基本的に需給調整市場で調達することとなることを見据え、本日は、調整力を取り巻く現状と課題を御報告の上、今後の効率的な調整力確保の在り方について御議論いただく。

(参考) 調整力で対応する事象

- 系統安定化業務に用いる調整力は、次の4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、ゲートクローズ（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日などに予想された再エネ出力予測値と実績値との差について、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>

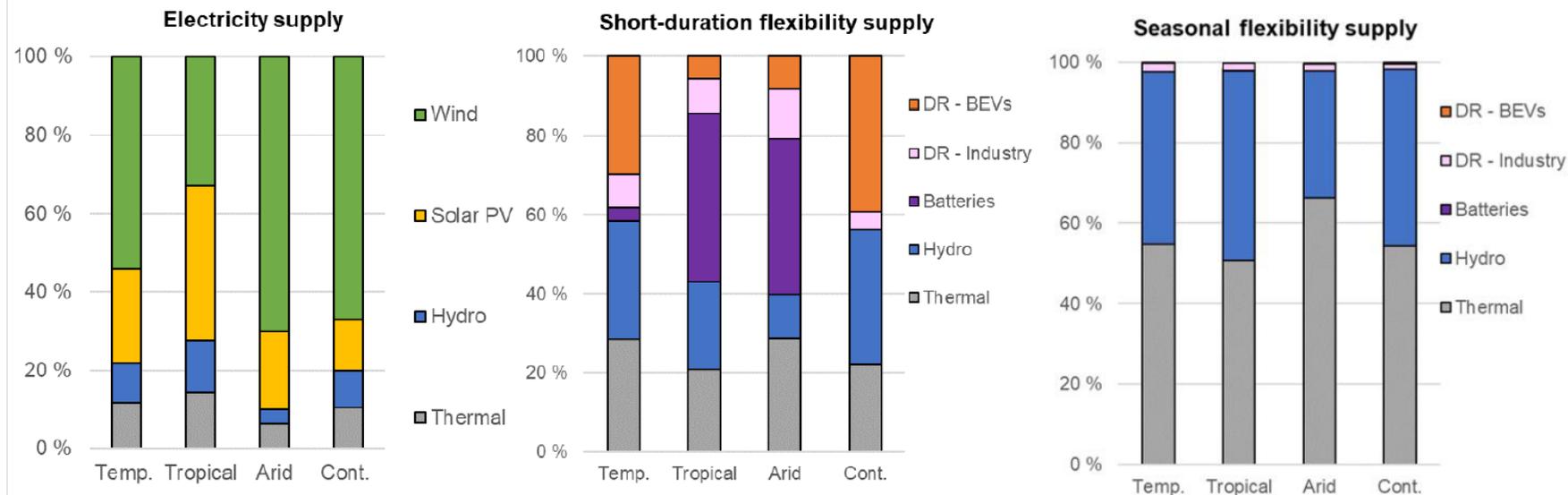
電源が予期せぬトラブルなどで停止すること（＝電源脱落）があり、このような予測不能なトラブルで生じた需要と供給の差に対しても調整力で対応する。

(参考) 変動再エネの変動に対応するための調整力確保

- 調整力が対応する事象の1つが変動再エネの変動であり、IEAレポートにおいては、変動再エネの季節変動に対応する電源として、火力発電や水力発電が活用されていると示されている。

Thermal plants are an important source of flexibility in high VRE systems

Electricity and flexibility supply by technology in the example systems.



At 70%-90% share of VRE from annual generation, thermal plants cover 55%-65% of seasonal flexibility supply with hydropower covering most of the remaining needs.

(参考) 将来的な需給調整のイメージ

(参考) 再エネ主力化時の需給調整のイメージ

- 新たな調整力リソースの候補としては、蓄電池やDR等が考えられ、再エネ主力化となった場合、火力電源以外の新たなリソースが調整力の主体となり、火力電源についてはバックアップ的な要素が強くなると考えられるか。

現状	将来 (再エネ主力化)
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 集中型電力システム 大規模電源を集中的に発電し、大都市の大消費地に向けて一方向的に供給するネットワーク 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 分散型電力システム+大規模再エネ発電 分散電源の普及により、需要地内でも電源を確保し、需要と電源の一体的なネットワークと大規模再エネ発電を消費地に向けて一方向的に供給するネットワーク
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 火力電源が主力となっており、調整力リソースとしても主力となっている。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 再エネ主力化のため、調整力リソースとしても火力電源はバックアップ的な要素が強くなり、蓄電池等の新たなリソースが主力。

1. 調整力の管理・確保メカニズムの高度化

2. 調整力確保の現状と課題

3. 効率的な調整力確保に向けた取組の方向性

脱炭素型の調整力の管理・確保メカニズムの高度化

- 現状、発電電力量の約7割を火力が占めており、太陽光や風力等の変動再エネの導入拡大が進展する中であっても、調整力が不足する事態は生じていない。
- 他方、カーボンニュートラルの実現に向けて、今後、**変動再エネの導入が更に拡大する一方、火力の休廃止が進展すると見込まれる中、安定供給確保に必要な調整力を計画的に確保していくことが重要**となる。
- 同時に、様々な技術を活用かつ競争を促しながら、現状、火力が全体の約7割を占める**調整力の脱炭素化を進めていくことが不可欠**である。
- このため、短期的には、**蓄電池の導入環境の整備や揚水発電の維持・強化**を図りつつ、中長期的には、**長期脱炭素電源オークション等を通じ、脱炭素型の調整力の拡大を促していく**。
- あわせて、国全体の調整力の確保状況を的確に把握しつつ、中長期的に必要な調整力の将来見通しを示していく。

(参考) 今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ (案)

安定供給に必要な供給力の確保

- **安定供給の基盤となる供給力管理メカニズムの高度化**
 - **中長期的な**安定供給に必要な**供給力の維持・開発を計画**する枠組みの形成
 - 需給ひっ迫時の対応体制の高度化 (再エネ出力、自家発、需要等の管理・予測の高度化)
- **十分な供給力を確保する仕組みの構築**
 - 2024年度に始まる**容量市場**の着実な運用、**予備電源**の仕組みの構築を通じた適切な電源退出管理
 - **緊急の電源投資支援**及び計画的な脱炭素電源投資支援 (長期脱炭素電源オークションの枠組みを活用)
- **官民の適切なリスク分担による強靱な燃料調達メカニズムの構築**
 - 燃料調達における国の関与の強化、事業者の調達構造の見直し
 - 地域及び全国大の燃料融通の枠組みの構築

カーボンニュートラル実現に向けた送配電網のバージョンアップ^o、脱炭素電源の導入推進

- **CN実現に向けた次世代電力ネットワークの構築**
 - 広域系統長期方針 (マスタープラン) の策定と早期の具体化 (海底直流送電に対するファイナンス支援等)
 - 分散型リソースの活用による系統運用の高度化
- **脱炭素型の調整力の管理・確保メカニズムの高度化**
 - 変動型の再エネの導入を進めるための調整力の管理・確保の仕組みの構築
 - 脱炭素型の調整力の導入・転換支援 (**揚水&蓄電池の導入促進**、**水素・アンモニア混焼支援**)

小売事業／市場・取引環境／制度のバージョンアップ^o

- **消費者の選択肢と安定性の確保**
 - 小売事業者の**責任・規律の強化** (事業モニタリング、告知強化)
 - 小売事業者のメニュー・**電源・経営に関する情報提供**
- **競争と安定を両立する市場・取引環境の整備**
 - **長期・安定的な電源へのアクセス**・競争の拡大 (望ましい期間・ロットの検討、常時BUの改善)
 - 電源市場・取引の効率化 (**卸市場と需給調整市場**の同時最適化、電源コーディネーターの市場アクセス解放)
- **多様化する小売事業・需要家の形態に応じた制度整備**

（参考）論点② 再エネ大量導入に向けた調整力の確保・管理の仕組みの構築

- 現状、発電電力量の約7割を火力が占めており、変動再エネの導入拡大に伴う調整力や慣性力が不足する事態は生じていない。
- しかしながら、今後、太陽光や風力等の変動再エネが拡大する一方、調整力の中心を担っている火力の比率が低減していくと、**必要な調整力や慣性力を計画的に確保**していくことが重要となる。
- また、カーボンニュートラルの実現に向けては、火力主体の**調整力を脱炭素化**し、揚水や蓄電池等をより一層活用していくことが求められる。
- このため、変動再エネの導入の更なる拡大を見据え、現在、電力広域機関において、マスタープランシナリオにおいて北海道エリアを事例とし、東日本での将来的な調整力の必要量や対策等について、検討を行っている。また、系統WGにて、北海道エリアにおける調整力不足等の対応について、検討を行っている。
- 引き続きこうした検討を進めつつ、地域間連系線の容量も含めた各エリアの特性を踏まえた上で、**全国大で中長期的に必要な調整力や慣性力と対策の方向性について、様々なシナリオの下で検討を深めていく**こととしてはどうか。

(参考) 容量市場の2025年度分オークションにおける調整機能ありの電源の約定量

容量市場メインオークション約定結果
 (対象実需給年度：2025年度)
]2021年12月22日 2022年1月19日訂正
 電力広域機関公表資料より

3. オークション結果の集計・公表 (12) 調整機能あり電源の約定容量

- 調整機能あり電源の約定容量は下記のとおり。
- なお、調整機能ありの非落札電源の応札容量の総量は1,087万kWだった。

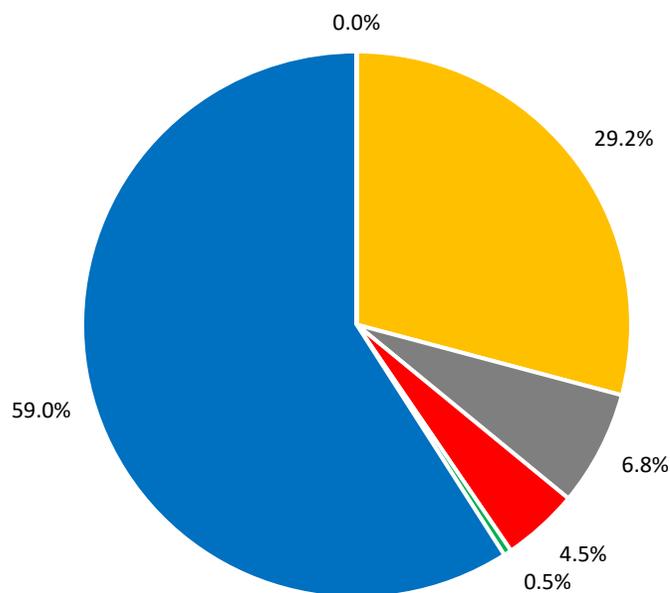
	調整機能あり 電源の約定容量	(内)		(参考) 調達量※
		LNG	揚水	
全国	12,817 万kW	6,200 万kW	2,204 万kW	18,740 万kW
北海道	459 万kW	54 万kW	74 万kW	635 万kW
東北	1,305 万kW	656 万kW	0 万kW	1,973 万kW
東京	4,596 万kW	2,620 万kW	933 万kW	5,914 万kW
中部	2,142 万kW	1,351 万kW	371 万kW	2,736 万kW
北陸	422 万kW	88 万kW	11 万kW	660 万kW
関西	1,756 万kW	754 万kW	372 万kW	2,785 万kW
中国	670 万kW	244 万kW	181 万kW	1,219 万kW
四国	558 万kW	86 万kW	63 万kW	859 万kW
九州	910 万kW	347 万kW	198 万kW	1,958 万kW

※ FIT電源等の期待容量等を含む。(全国計で2,206万kW)

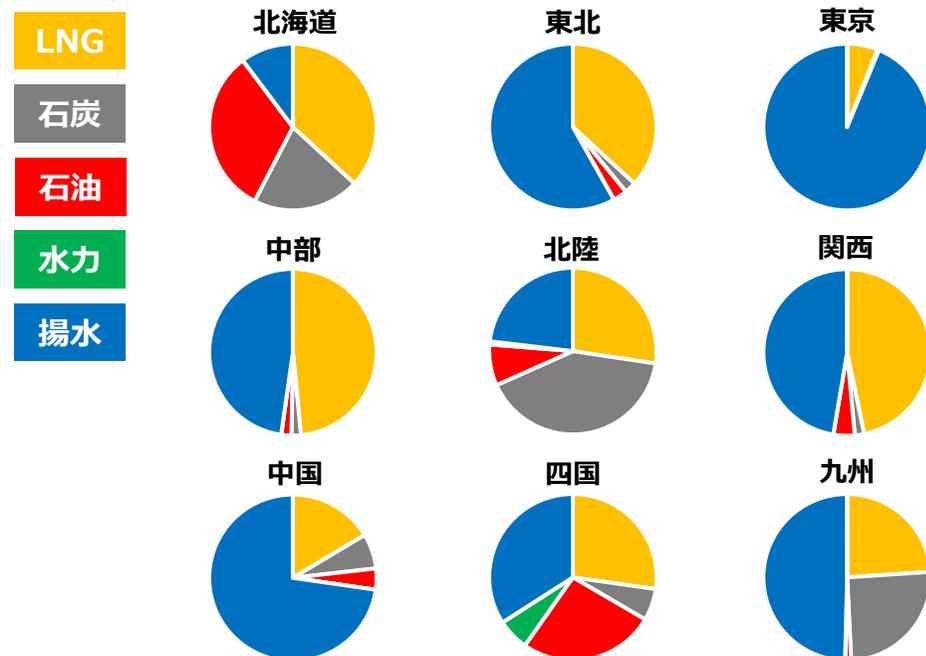
(参考) 2022年度における需給調整市場の電源種別構成比

- 2022年度の需給調整市場（三次調整力①及び②）の電源構成比では、火力発電が全体の約4割を占め、その内訳はLNGが30%、石炭6.5%、石油3.5%となっている。
- 残りの約6割については、揚水発電が59%、一般水力1%となっているが、揚水発電は、その開発に一定の時間を要することや、上池容量等の制約があり、火力発電の退出に伴うタイムスケジュールの中で、必要な調整力を確保していくことが課題。
- また、地域別には、系統連系線の融通量や、エリア内優先約定の影響から、火力発電が5割超を占める場合もあり、調整力の確保と、広域融通などの最適化が重要となる。

<需給調整市場（三次①及び②）の電源種構成比>



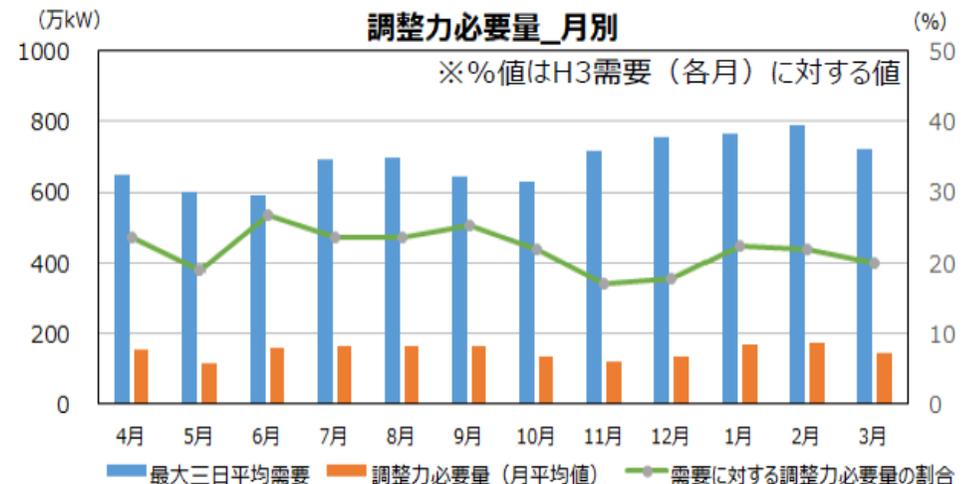
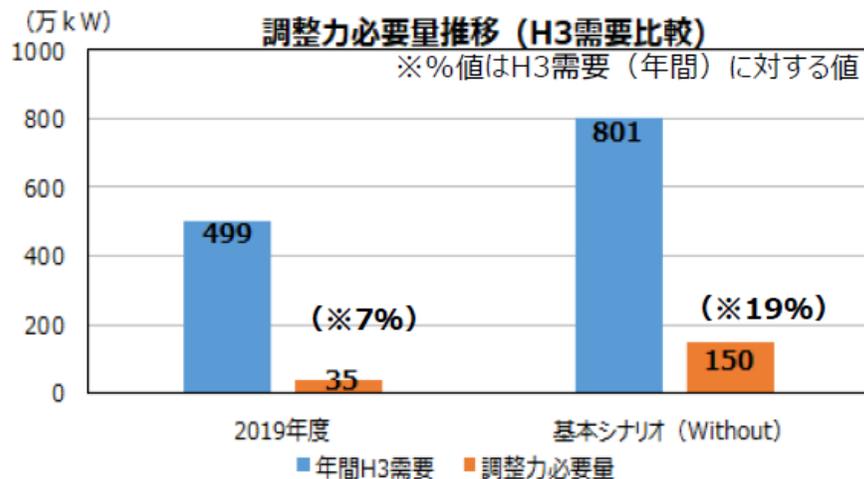
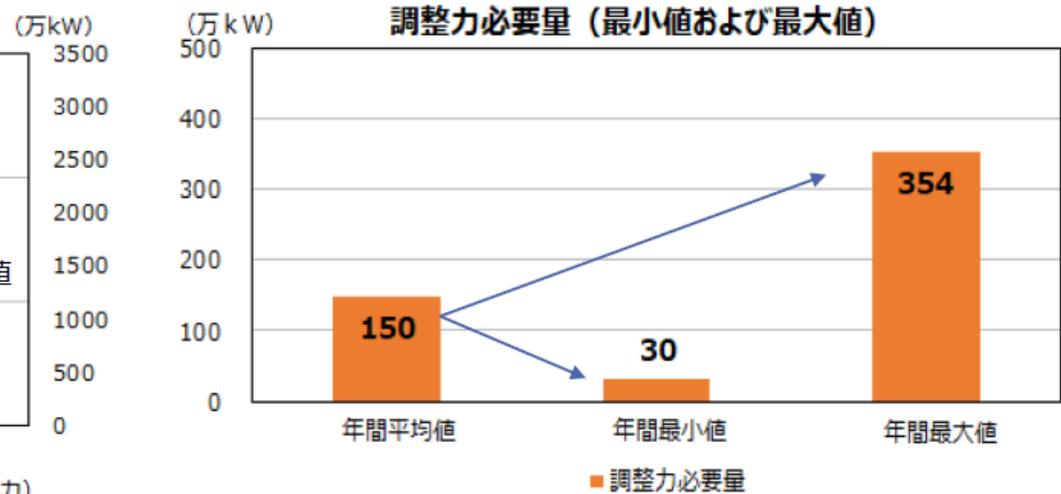
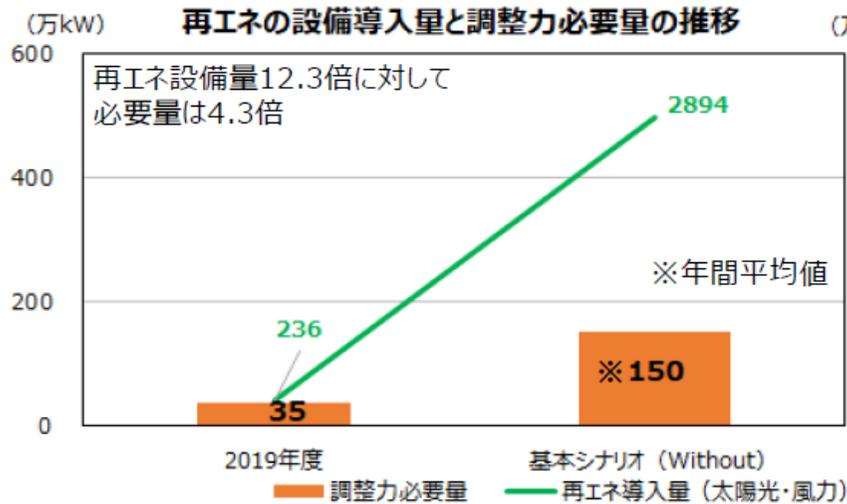
<需給調整市場（三次①及び②）のエリア別の電源構成比>



(参考) 調整力必要量の推計結果

(1) 基本シナリオ (2050Without) における調整力必要量の推計について
【調整力必要量の推計結果 (北海道エリア)】

- 以降、基本シナリオ (2050Without) における各エリアの調整力必要量を推計した結果を記載する。
- 北海道エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、19%という結果となった。



(2) 調整力確保可能量の試算について

22

【調整力確保可能量の試算について (結果)】

- 基本シナリオ (2050Without) において、再エネの出力制御率を増加させない範囲※¹で、基本シナリオで想定している発電設備にて調整力を確保する場合※²、北海道エリアでは平均217万kW、東北エリアでは583万kW、東京エリアでは3139万kW程度確保できるという結果となった。
- エリア単体で見ると、北海道エリアにおいては基本シナリオで想定している調整力リソースのみでは必要調整力が確保できない時間帯が発生する結果となった。
また、上記の時間帯は連系線の空容量も無く、他エリアからの調整力の調達が不可であるため、別途調整力リソースを調達する必要があるという結果となった。

※¹ 年間の再エネ出力制御率を増加させない範囲での前提であり、各時間の出力制御率は変化していることに留意

※² 現状の調整契約の有無は考慮せず、火力、揚水、蓄電池の余力を調整力として扱っている
またDSRやDERといった需要制御による調整力は含んでいないことに留意

※³ ※⁴

	北海道	東北	東京
平均確保可能量 (H3需要比)	217万kW (27.1%)	583万kW (28.7%)	3139万kW (43.5%)
調整力不足時間数 (年間)	1時間	なし	なし
H3需要	801万kW	2034万kW	7211万kW
太陽光設備量	831万kW	3378万kW	6023万kW
風力設備量	2063万kW	2707万kW	754万kW

※³ 調整力必要量 (電源 I 相当) の総量が確保できるかの確認であり、時間内変動・予測誤差それぞれに対する確保可能量の確認については考慮されていないことに留意

また、ゲートクローズ (実需給 1 時間前) までの予測誤差への対応等についても考慮されていないことに留意

※⁴ 基本シナリオ (2050Without) での試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、確保できない可能性があることに留意

- 今後、変動再エネが拡大する一方、調整力の中心を担っている火力の比率が低減していくため、**必要な調整力や慣性力を計画的に確保**していくことが重要であり、様々な技術を活用かつ競争を促しながら、**調整力の脱炭素化**を進めていくことが必要。
- このため、中長期的には、必要となる調整力や慣性力の将来見通しとともに**脱炭素型調整力確保に向けた新たな制度措置**や**市場と競争環境の整備等**について検討していく。
- 同時に短期的な取組としては、**蓄電池の導入支援**や**導入環境の整備**や**揚水発電の維持・強化**などとともに、**水素・アンモニア混焼への支援**に取り組む。また、脱炭素型の調整力の重要性、競争環境確保の観点から、**長期脱炭素オークションの制度設計**についても**必要な検討**を進めていく。

脱炭素型の調整力・慣性力確保に向けた対策

- 脱炭素型調整力の確保に向けた新たな制度措置の検討
- ネガティブプライスや慣性力等市場の整備と、市場を通じた多様な技術の競争環境の整備
- 家庭用蓄電池、EV、エネファーム、ヒートポンプなど低圧リソースの活用に向けた検討 等

蓄電池の導入環境の整備や揚水発電の維持・強化

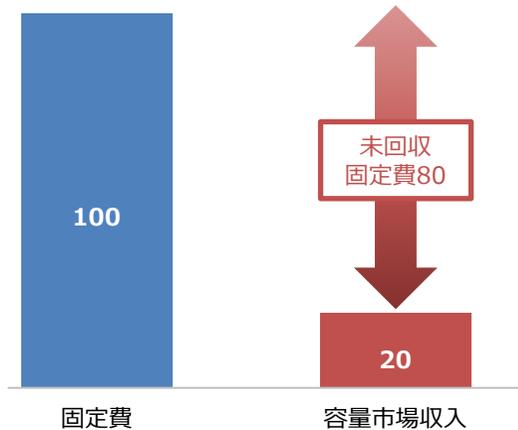
- 蓄電池における導入支援、接続環境の整備
- 揚水発電の維持・強化に向けた予算支援や需給調整市場等への参加機会の拡大の推進
- 発電側課金に関し、揚水発電や蓄電池等については、対応の必要性も含めた検討
- 水素・アンモニア混焼への支援 等

(参考) 揚水発電の課題 (揚水発電の採算性の改善等)

<2025年度の揚水発電における収入と費用>

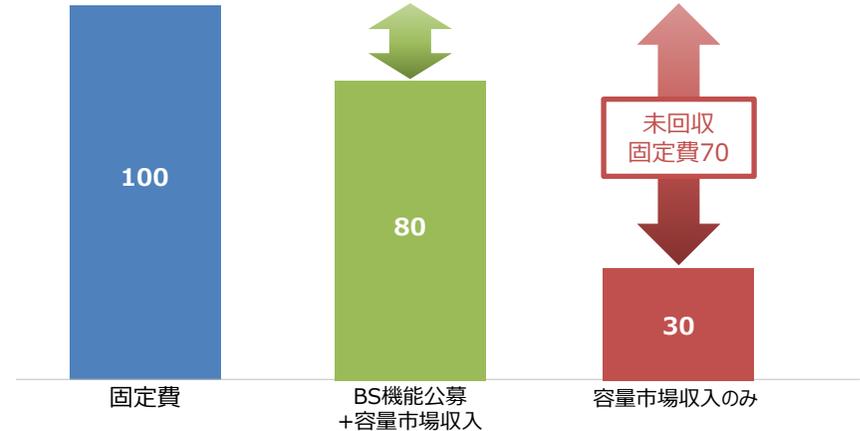
【可変速純揚水】

- 固定費100に対して容量市場収入は約20
- 残り固定費80は市場回収が必要となる



【固定速純揚水】

- 固定費100に対して容量市場収入は約30
- ブラックスタート(BS)機能公募に採択されない場合は、固定費70について市場回収が必要となる



出典：事業者へのヒアリングを通じて経済産業省作成
注) ある特定の事業者の純揚水の収支構造を抽象化したものであり、全事業者の平均値等でないことに留意

<採算性向上等に向けた検討課題例>

方向性	今後の見通し、課題
市場における下げ調整力の商品化の検討	優先給電ルールを前提とする市場設計の中では下げ調整力は商品化されておらず、今後、ゾーン制やノード制など市場主導型の導入に併せて検討
固定速揚水における市場参加機会の拡大の検討	需給調整市場における、固定速揚水の参加機会の拡大可能性の検討
発電機会の拡大可能性の検討	AI等を活用した再エネ予測と上池の運用の高度化などにより、発電機会を失わず、稼働率を向上させる可能性及び支援策の検討
方向性	今後の見通し、課題
発電所の管理コストや揚水時のロス・コスト低減の可能性の検討	遠隔化が可能な制御機器の導入を通じた運用高度化など、蓄電時のロス・コストの低減を図る可能性及び支援策の検討
その他	再エネ拡大に向け、揚水発電の新規開発の可能性及び支援策の検討



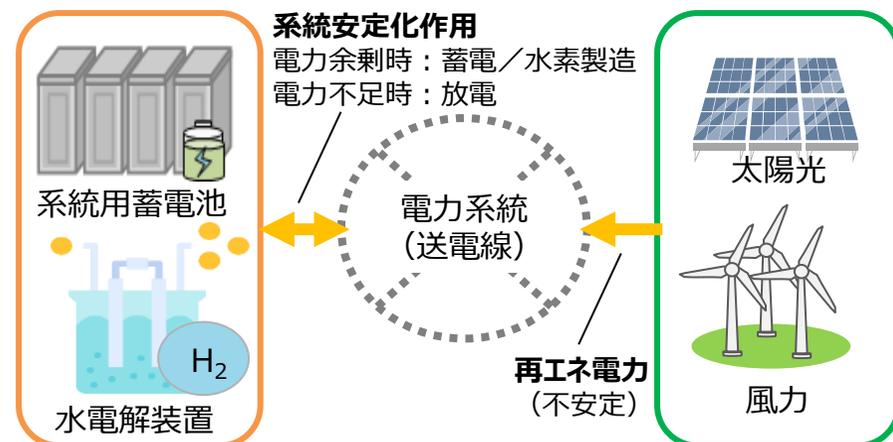
- 太陽光・風力等の再エネは、天候や時間帯等の影響で発電量が大きく変動するため、大量導入が進むと電力系統の安定性に影響を及ぼす可能性がある。実際に北海道等の再エネ導入が先行する地域では、これらの変動に対応できる調整力等が不足しており、再エネ導入の課題になっている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、再エネのインバランス回避や調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資すると考えられる。
- また、水電解装置は、再エネの余剰電力を吸収し別エネルギー（水素）へ転換することが可能であるとともに、その出力を制御することで調整力の供出も可能である。
- 今後、これらの系統用蓄電池や水電解装置の導入について、制度面の整備等も含め、検討していく。

<蓄電池>

- 充放電の応答速度が速く、優れた調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（蓄電）も可能

<水電解装置>

- 出力制御により調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（水素製造）が可能



（参考）中長期対策① 変動再エネ（風力・太陽光）の調整力としての活用

- 需給調整市場では、上げ調整力を調達することと整理されており、下げ調整力については、2024年度以降は余力活用契約により確保される見込み。
- また、現状、変動再エネは、下げ調整力が不足する場合に、優先給電ルールに従って、火力の制御や揚水・連系線の最大活用を行った上で、出力制御されることとなっている。
- 他方で、海外では、変動再エネを上げ下げ両方の調整力として活用している事例も存在する。 ※例えば、スペインでは、必要な調整力の7%を風力が供出（2021年）したとの報告もある。
- 今後、変動再エネの増加に伴い、必要な調整力量も増加していくと考えられるところ、変動再エネを調整力として活用することについて、社会的なコストも踏まえ、どのように考えるか。
- 例えば、出力制御が生じている断面では、スポット価格が0.01円となっている中、これに対する下げ調整力の価値をどのように評価するか。
- また、下げ調整力のみで価値付けすることは、過度な社会コストの増加や安定供給の観点を踏まえれば、上げ下げ両方の調整力を持つことが必要ではないか。

1. 調整力の管理・確保メカニズムの高度化
- 2. 調整力確保の現状と課題**
3. 効率的な調整力確保に向けた取組の方向性

調整力確保の仕組み（現状と課題）

<現状>

- 2016年度以降、各一般送配電事業者は、毎年度「調整力公募」を実施し、周波数維持（需給バランス確保）に必要な調整力を確保してきた。
- 2021年4月には、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、「需給調整市場」を開設し、商品区分に応じて部分的な取引開始を進めてきた。
※需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となる。
このため、対応する事象に応じて複数の商品を用意し、段階的な導入を進めている。
- 現在、需給調整市場の5つの商品区分のうち、2つの商品（三次調整力①及び②）の取引が開始されており、残る3商品については、2024年度から取引を開始する予定。

<課題と対応状況>

- 需給調整市場における三次調整力①及び②の取引開始以降、募集量に対し、応札量が不足する傾向が継続。応札された調整力が全量落札されることも少なくない。
- また、2022年夏には、約定価格が大きく高騰する状況も発生し、電力・ガス取引監視等委員会が取引状況等を確認の上、ガイドラインの改定による応札ルールの明確化等を行ってきた。
- 三次調整力①及び②の取引において発生している調達量の未達や調達費用の大幅な上昇等への対応については、電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関等と連携しつつ、検討を進めてきている。

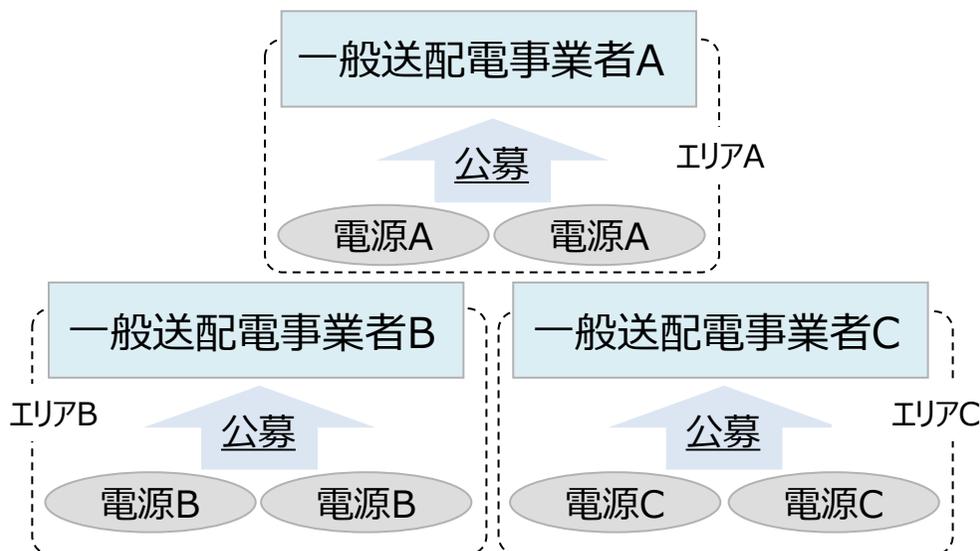
(参考) 需給調整市場について

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている。そのため、2016年10月から調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月からエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るため、需給調整市場を開設し取引を開始した※。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次調整力②のみ取引開始。2022年度からは三次調整力①の取引を開始し、他商品は2024年度から導入予定。

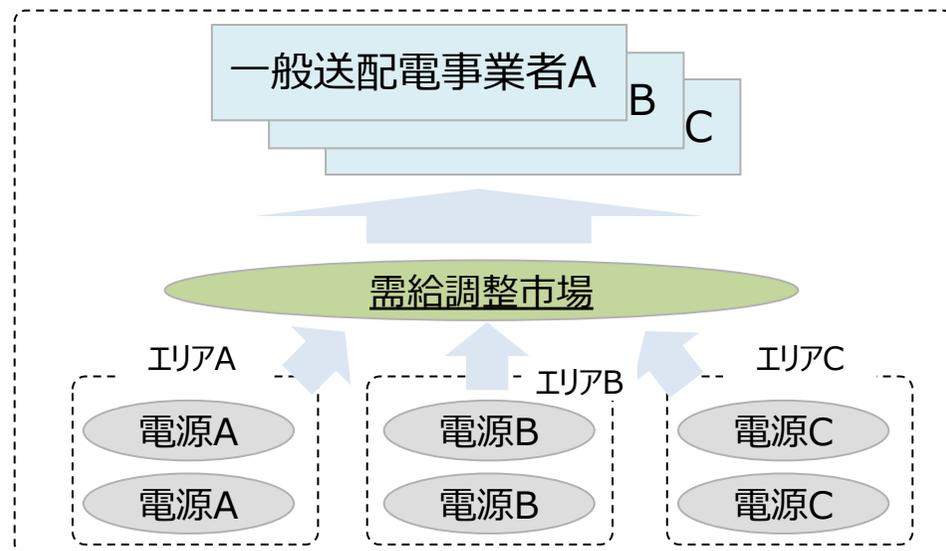
需給調整市場創設前 (調整力公募)

各エリアの一般送配電事業者が
公募により調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者が
エリアを超えて市場から調整力を調達

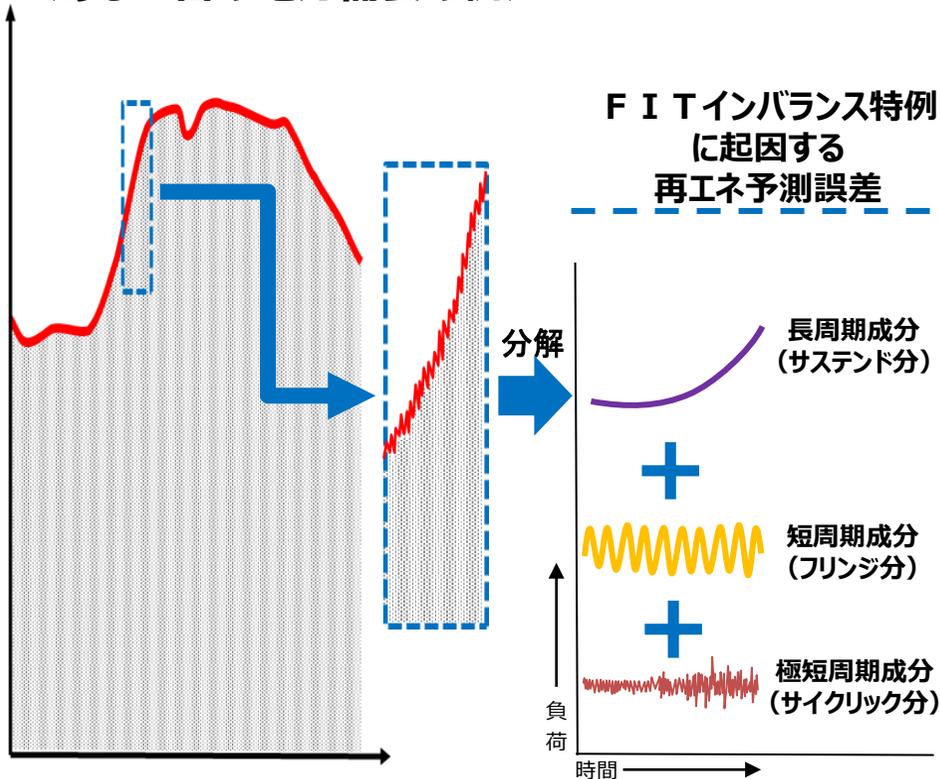


※「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

(参考) 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に応じて一次調整力から三次②までの5つの商品を取り扱う予定**。
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度から低速域の三次②の広域調達を開始**することとした。また、**2022年度からは三次①の調達を開始し、他商品は2024年度から取引を行う予定**である。

<ある一日の電力需要の例>



<商品区分と導入スケジュール>

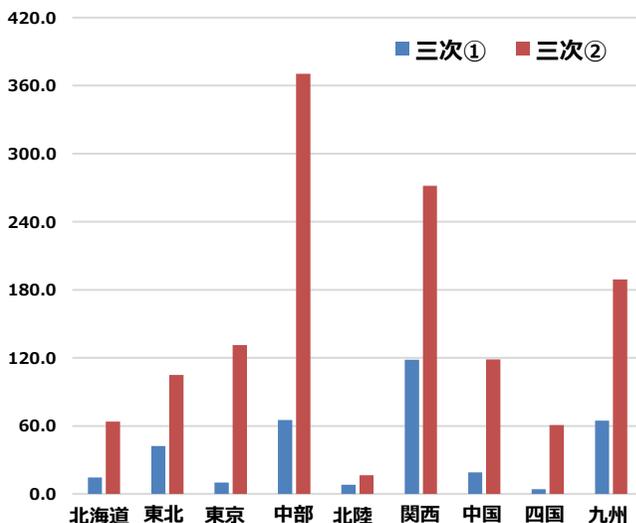
	年度	2021	2022	2023	2024	2025
商品区分	三次調整力② 応動時間45分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	三次調整力① 応動時間15分以内 継続時間：3時間			▼調達開始		
	二次調整力② 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	二次調整力① 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	一次調整力 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

(参考) 2022年度の調整力取引状況

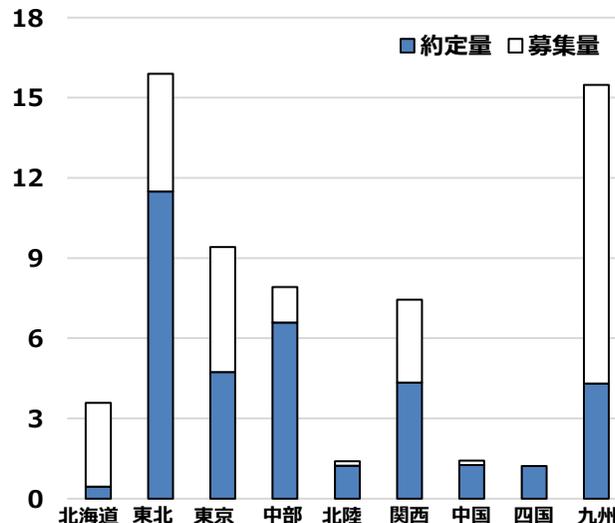
- 需給調整市場において、2021年度から三次調整力②が、2022年度から三次調整力①の取引が開始されている。
- 需給調整市場において、2022年度は、三次調整力②の総約定量は約190億 Δ kW・hとなり、募集量の約80%が調達され、三次調整力①については、総約定量は約36億 Δ kW・h*となり、募集量の約50%が調達された。一方、いずれの商品についても、調達量が募集量に満たしていない状況であった。
- 2022年度の調達費用については、三次調整力②については約1,300億円、三次調整力①については約350億円となった。

※三次①の募集量は、電源 I 契約を勘案した募集量となっている。

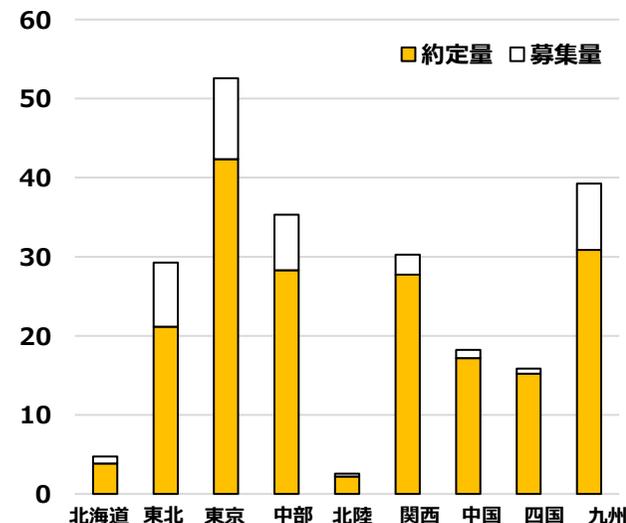
＜約定費用＞ (億円)



＜三次調整力①の調達状況＞ (億 Δ kW・h)



＜三次調整力②の調達状況＞ (億 Δ kW・h)



<これまで>

- 調整力の効率的な調達に向け、複数エリアによる共同調達や、必要量テーブルの見直し、2024年度に向けた複合約定ロジックの構築等が進められている。
- 揚水・蓄電池等のネガポジ電源の活用や低圧リソースの活用等、市場参入リソース拡大についても検討。
- 三次②について、価格規律の見直し。需給調整市場ガイドラインの改定を予定。

- 三次①・三次②について、取引開始後に価格や調達量について問題が噴出。2024年度から他商品(一次・二次①・二次②)の取引が開始されるが、三次①・三次②の状況を踏まえると、2024年度の取引開始前に、再度効率的な調達となっているか検証が必要。

<価格規律について>

- 監視委が三次②について分析した結果、起動費や機会費用・逸失利益等の計上の仕方について、課題が散見された。三次②については約定価格が高騰する中、合理的な行動となる価格で入札を行うことが望ましいため、GLの改訂等を進めている状況。
- 三次①については、三次②以上の調達単価である断面多い状況。同じく週間商品である一次・二次①・二次②の調達が開始される前に、三次②において指摘された機会費用や逸失利益、リスクの折り込み方等について、合理的な行動となっているか、関係各所と連携のうえ検証が必要。

<調整力調達量について>

- 三次①・三次②について調達不足である状況。とりわけ三次①については調達率低く、対応策について検討が必要。調整力応札量を増やす取組(低圧リソース・脱炭素調整力等)に加え、調達する調整力量が適切であるかについても、関係各所と連携のうえ検討が必要。

需給調整市場の課題と対応① 調達量の効率化

- 2021年度に取引を開始した需給調整市場の課題については、①調達量の効率化と、②価格規律の見直し、の観点を中心に検討を進めてきた。
- 調達量については、募集量より応札量の少ない未達が継続している状況であり、こうした状態が継続した場合、市場競争の欠如による価格高騰や、調整力不足による安定供給への支障も懸念される。
- そのような状況を踏まえ、発電事業者にヒアリング等行ったところ、特に1週間前に調達する三次調整力①については、需給変動リスク等もある中、**1週間後の予測が不確実であるため応札する量を抑えざるを得ない**、あるいは、その後に控える**スポット市場との関係で応札しづらい**等の意見が少なからずあった。
- このため、**週間調達**を行っている各商品（一次調整力～三次調整力①）については、システム改修等の時期も踏まえ、2026年度頃から**前日調達に変更する方向で検討を進めている**。
- また、週間調達を継続している間は、**週間時点で調達する調整力量を減らし、不足が予想される場合は、前日に調達する三次調整力②と合わせて追加調達を行うことができないか**、電力広域的運営推進機関において検討を進めている。

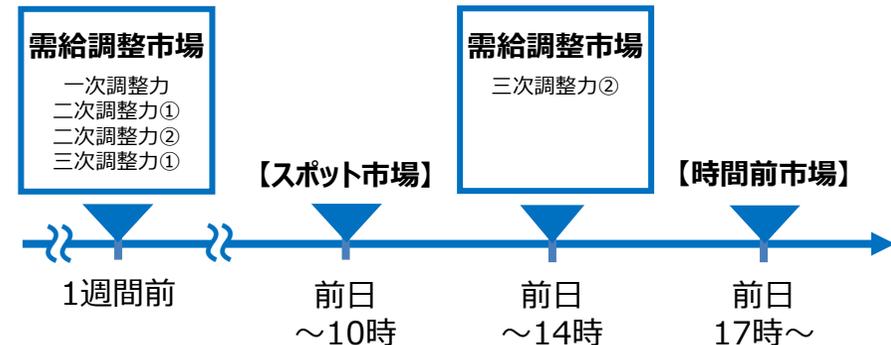
(参考) 発電事業者へのヒアリング結果と需給調整市場の取引タイミング

- 発電事業者にヒアリングした結果、三次調整力①については、**週間調達による予測の不確実性を理由に、需給変動リスクを勘案し応札量を抑えている事業者が確認された。**また、スポット市場や三次調整力②の取引量を事前に控除して応札している事業者も複数存在した。
- また、既に固定費を回収した競争力の高い調整電源については、三次調整力①ではなくスポット市場に応札すれば、シングルプライスにより限界費用以上の利益が得られる可能性が高い。さらに、スポット市場で約定しなくとも、その後に三次調整力②の取引が行われるため、**週間調達である三次調整力①に応札するインセンティブが低い**という回答もあった。

<三次調整力①応札量の考え方に関するヒアリング結果>

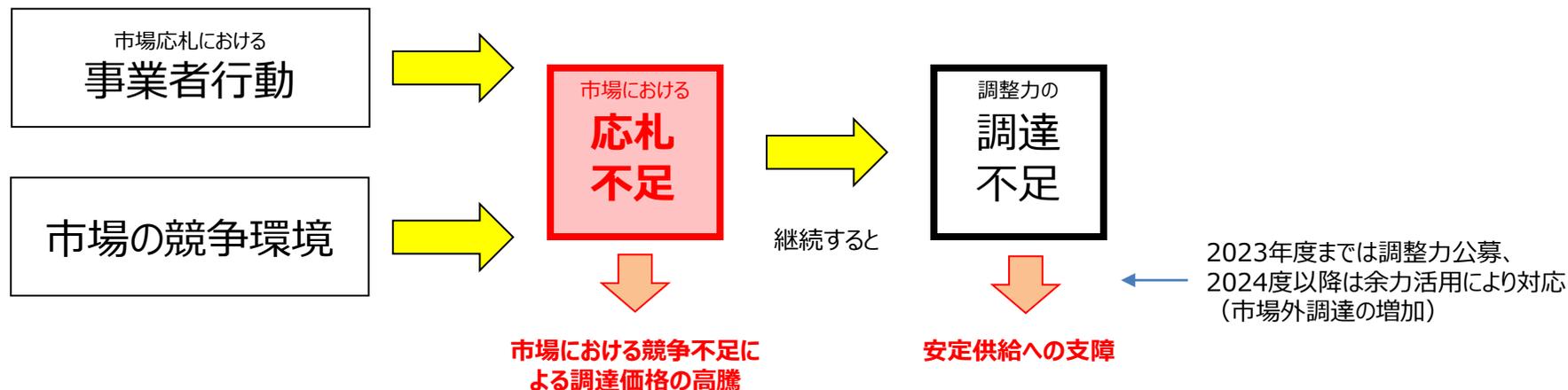
応札量の考え方	発電事業者からの意見例
応札量算定時にある程度リスクを勘案	バランス停止機の影響や、再エネ供給力の下振れ、電源脱落リスクや想定需要の上振れに加え、天気予報の変動等。
三次①応札量からスポット市場入札量を控除	需給調整市場供出による スポット市場への供出量の減少が「適正な電力取引についての指針」に即しているか判断できない。 また、週間ではスポット市場の価格想定が困難であり、 逸失利益算定の合理的な説明が困難。 また、 競争力の高い電源はスポット市場へ供出する方が経済的 である。
三次②供出量を控除	属地エリアの安定供給の観点から、 属地エリアの三次②供出量も意識した上で入札 する。
エリア募集量に合わせ入札	属地エリアの安定供給の観点から、 属地エリアを参考に入札量を確定 する。
価格規律・競争環境	週間調達である三次①と前日取引の三次②の価格規律が同じであり、固定費等は三次②でも回収が可能であることから、 スポット市場での買い戻しリスクを抱えてまで三次①に応札するインセンティブが低い。

<需給調整市場における調整力の取引タイミング>



(参考) 三次①の応札不足について

- 三次①をはじめとする調整力の応札不足が継続した場合、市場における競争不足による価格の高騰や、調整力の調達不足による安定供給への支障が懸念される。
- 現在は調整力公募による調整電源が活用できるため、日々の需給に支障は生じていない。また、2024年度以降は新たに余力活用に関する契約が開始され、安定供給の観点ではセーフティネットとなり得ると考えられる。
- 一方で、それだけでは十分ではなく、需給調整市場に本来期待されていた、調整力調達コストの低減や、運用コストの低減といった効率化を実現するためにも、三次①が応札不足である状況には対策を講じていく必要がある。
- その際、2024年度以降、一次から三次②までの全調整力を需給調整市場から調達することになるため、応札不足への対応も、三次①だけではなく全調整力を対象として実施する必要がある。



- 他方、取引事業者毎のリスクの考え方の差異が解消されたとしても、週間調達であることによる予測の不確実性が根本的に解消されるわけではない。
- そのような予測の不確実性の低減策としては、例えば取引スケジュールの変更も考えられるのではないか。第34回需給調整市場検討小委員会 (2022年12月14日) では、FIT通知も踏まえた再エネ供給力の計算や、スポット市場前のBG供出量検討に要する時間 (4時間) の確保等を勘案したうえで、前々日 (FIT1回目通知後から2回目通知までの間) に毎日三次①等の調整力を取引する案を示している。
- 取引スケジュールの変更による効果、実務面を勘案した実現可能な取引スケジュール、安定供給といった観点も踏まえ、スケジュール変更も視野に入れ、関係各所とともに実施の可否やその内容について、検討する必要があるのではないか。
- なお、現在2024年度に向け需給調整市場のシステム改修が進められており、スケジュール変更を行う場合も、実装まではある程度の時間を要すると考えられるため、その点も考慮し検討を進める必要がある。



(参考) 調達量に関する2024年度に向けた検討の方向性について

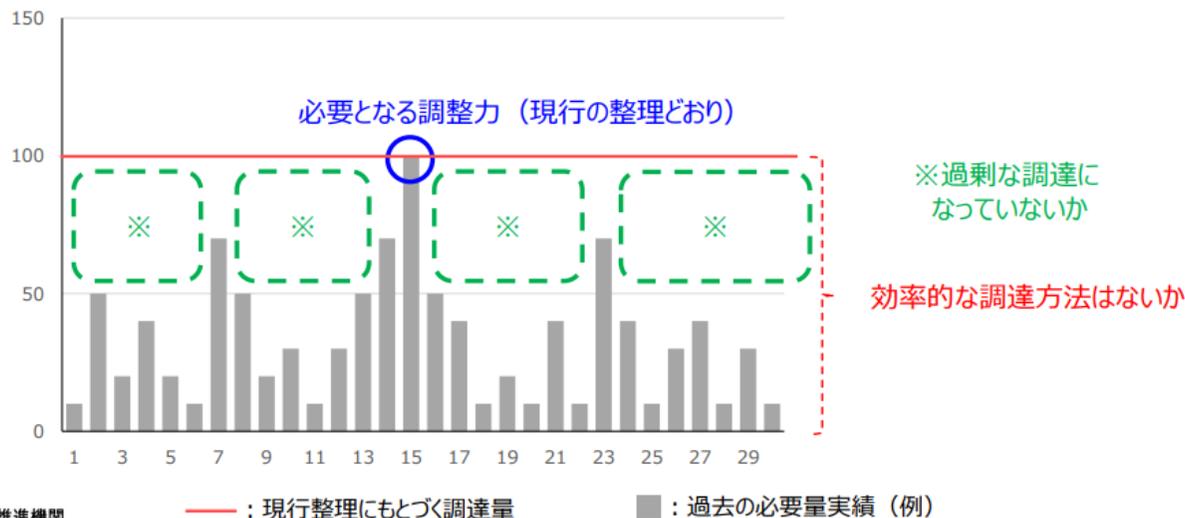
- 週間調達商品の調達タイミングを前日等に移行する場合も、システム対応等に一定の時間を要する中、2024年度以降の調整力の効率的な調達について、**常に最大値相当の調整力を調達する必要があるのか、調達量の観点からも検討を進めているところ。**

2024年度向け検討の方向性について

第35回需給調整市場検討小委員会
(2023年1月24日) 資料3より抜粋

- 2024年度の調整力必要量について、現行整理においては、過去実績相当の誤差に対応するため、過去実績から算出した最大値相当（3 σ 相当）としており、過去実績から算出している以上、その最大値相当の量が必要となる断面があることは変わらない。
- 一方、現行整理に基づけば、常に最大値相当の調整力を確保したうえで需給調整を行うこととなり、この点について調整力公募が併存している現在とは大きく異なる部分であり、過剰な調達となっている部分もあると考えられる。
- これらを踏まえ、2024年度の調整力必要量について、必要となる調整力は確保する（確保できる仕組みとする）としたうえで、その調達を効率的に行えないかという観点から検討を行った。

【2024年度調達イメージ】



(参考) 週間調達商品の調達量の低減について

- 調整力調達量の観点からは、週間断面における調達量（二次調整力②・三次調整力①）を減らし、不足するおそれがある場合、前日（三次調整力②と同時）に追加調達を行うことを検討している。

(論点①) 複合約定時の必要量について（週間断面）

第38回需給調整市場検討小委員会
(2023年4月26日) 資料2より抜粋

- 一次～三次①調達については2024年度以降、複合約定ロジックが導入される。このため、効率的な調達（一次・二次①：3σ相当、二次②・三次①：1σ相当）を行うにあたり、複合約定時の必要量（以降、複合必要量）の考え方を整理する必要がある。
- 現行の複合約定ロジックにおける考え方としては、複合必要量を充足し、かつ商品毎の必要量も充足するように調達することとなっている。
- これを踏まえると、一次・二次①については商品毎の必要量として3σ相当を調達することで周波数安定性は確保されるため、そのうえで二次②・三次①については1σ相当に低減し、あわせて、複合必要量を1σ相当に低減※しても問題ない（周波数安定性の確保と効率的な調達の両立は可能）と考えられるのではないか。

※ 不足時は前日取引にて追加調達を行うことで、需給バランスは維持可能

【現行の整理】

約定方法：商品毎必要量 and 複合必要量で約定	
商品毎必要量	複合必要量
一次～三次①:3σ相当	複合必要量 3σ相当

【効率的な調達】

約定方法：商品毎必要量 and 複合必要量で約定	
商品毎必要量	複合必要量
一次・二次①:3σ相当 二次②・三次①:1σ相当	複合必要量 1σ相当

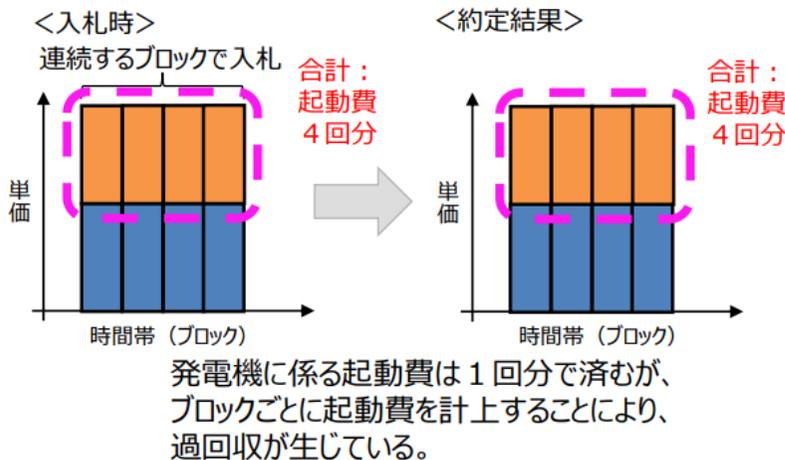
需給調整市場の課題と対応② 価格規律の見直し

- 需給調整市場における価格規律については、「需給調整市場ガイドライン」において、市場支配力を有する事業者が遵守すべき事項を定めている。
- これまで、電力・ガス取引監視等委員会が取引の監視を行ってきた中では、起動費が重複して計上されていたり、実際に起動しなかった電源にも起動費が支払われていたりするなど、費用増加に繋がりうる事業者が複数確認されている。
- このため、応札価格の適正化を図る観点から、価格の在り方に関する議論結果を踏まえ、**2023年3月には需給調整市場ガイドラインの改正を行った。**
- また、電力・ガス取引監視等委員会による取引の監視の中では、調整力の価格に織り込むことができる費用の考え方について、事業者毎にガイドラインの解釈に差があったことも確認されている。
- こうした状況を踏まえ、需給調整市場における**価格規律の在り方**については、電力・ガス取引監視等委員会において、引き続き検討を進めている。

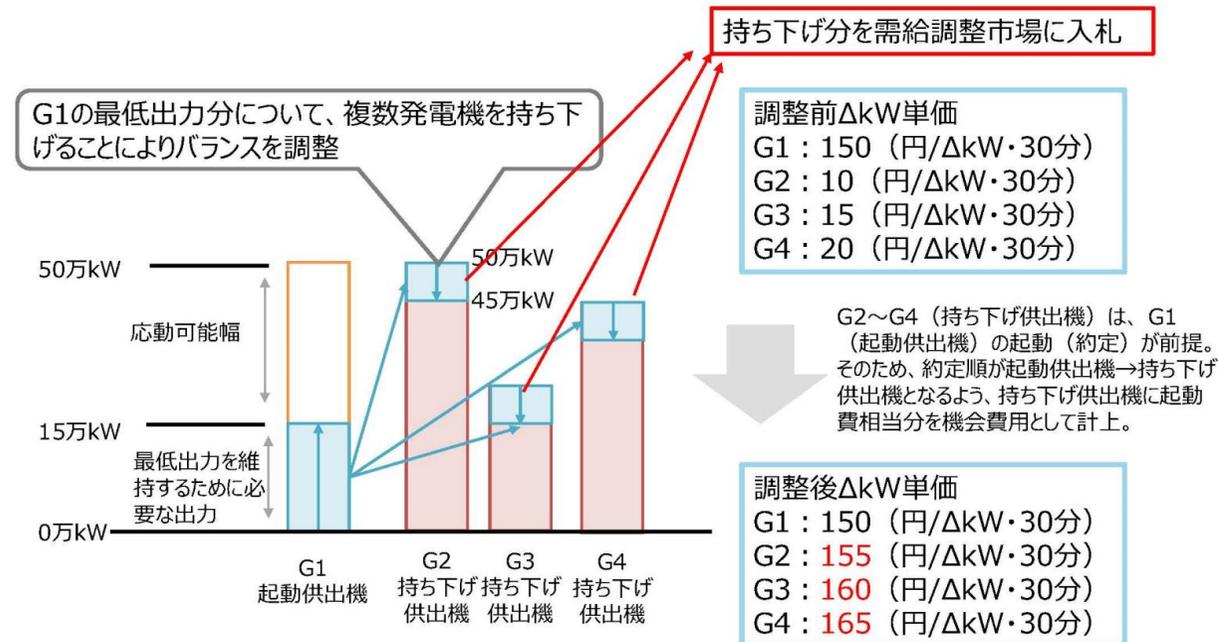
(参考) 電力・ガス取引監視等委員会における価格規律の議論 (例)

- 電力・ガス取引監視等委員会では、需給調整市場の監視を行った結果、例えば、歯抜け約定になった場合、起動費の回収漏れが生じないように、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例も確認された（起動費の重複計上）。
- また、ユニットの出力を下げた際に生じる余力を需給調整市場に出す際に、約定順を調整するため、起動した電源以外の電源に、起動費相当額を機会費用として計上している例も見られた（持ち下げ供出）。
- それらのような事象を踏まえ、応札価格の適正化を図る観点から、電力・ガス取引監視等委員会において価格規律の在り方について議論を行ってきたところ。

<起動費の重複計上による過回収の例>



<追加起動に伴い、余力分が生じたユニット（持ち下げ供出機）の供出例>



（参考）論点①－2：需給調整市場ガイドラインの改定について

- 分析結果を踏まえ、機会費用と逸失利益の計上、持ち下げ供出の扱い、起動費等の扱いに関する整理について制度設計専門会合において議論・検討が行われ、とりまとめられた。そのうえで、機会費用や逸失利益の考え方等については引き続き検討することとし、以下の点については需給調整市場ガイドラインを改定することについて、電力・ガス取引監視等委員会より建議が行われたところ。
- 本件は、電源側の費用を必要な範囲で回収しつつ、その適正化を図るものであり、より合理的な入札行動に資すると考えられることから、**建議の通り需給調整市場ガイドラインを改定することとしてどうか。**

＜ガイドライン改定の方向性＞

- 「機会費用と逸失利益の計上に関する整理」では、需給調整市場ガイドラインにおける限界費用、卸電力市場価格（予想）等について明確化。
- 「持ち下げ供出の扱いに関する整理」では、需給調整市場に対して起動供出機を供出し、同時に持ち下げ供出機も供出する場合の、持ち下げ供出機に関する入札価格の考え方を整理。
- 「起動費等の扱いに関する整理」では、実需給時まで起動しなかったユニットの起動費の返還方法や、電源差替え時の価格の考え方等について整理。

＜需給調整市場ガイドライン 改定事項＞

- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する旨、記載する。また、揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力kWh 市場における記載を参照する旨、記載する。
- 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する旨、記載する。なお、受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とし、受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする旨、記載する。また、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する旨、記載する。
- ΔkW 価格の算出に当たっては、「 ΔkW 価格 \leq 当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする旨、記載する。
- 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないこととし、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、当該年度の先々の取引において計上することを許容する旨、記載する。

1. 調整力の管理・確保メカニズムの高度化
2. 調整力確保の現状と課題
3. **効率的な調整力確保に向けた取組の方向性**

効率的な調整力の確保に向けて（基本的考え方）

- 市場メカニズムを最大限活用しつつ、効率的に調整力の確保を行うため、調整力確保の仕組みに関する今後の検討に際しては、以下を基本とすることとしてはどうか。

1 社会コストの抑制

- ✓ 安定供給確保の観点から、効率化は進めつつも、必要量の調達は大前提
- ✓ 市場調達を基本としつつ、市場外調達も踏まえコスト最小化が図られているかが重要
- ✓ 調整力の脱炭素化は必然的にコスト増を伴う中、どのように脱炭素化を進めるか

2 公平性の確保

- ✓ 市場競争において、同一の条件設定は既存の火力等に有利になる可能性
- ✓ 例えば、蓄電池やDRの育成を図るため、応札条件に差異を設けることはあり得るか

3 持続可能性の確保

- ✓ 持続可能性の観点から、応札事業者に対し、適切なインセンティブを設定
- ✓ 容量市場やスポット市場など、複数の市場において、全体最適をどのように実現するか

(参考) 論点①-3 : 調整力の効率的な調達について

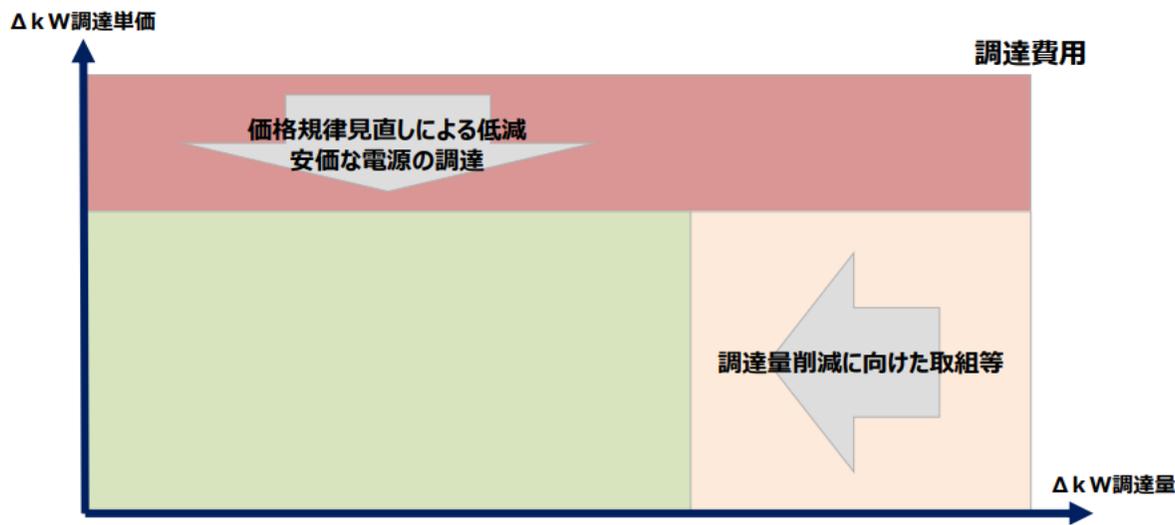
第73回制度検討作業部会(2022年12月21日)資料4より抜粋

- 三次①や三次②においては、取引開始毎にそれぞれ調達量の未達や調達費用の大幅な上昇といった問題が生じ、関係各所と連携のうえ、一体的に検討を進めてきたところ。
- これらの問題は、三次①、三次②特有の問題ではなく、2024年度に取引が開始される他商品においても共通の課題となり得ることから、**2024年度に調達を始める前に、調整力の調達が効率的なものとなっているか、改めて関係各所と連携のうえ検討を進めてはどうか。**

対応の方向性3-3 : 調整力の効率的な調達について

第47回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(2022年12月6日)資料1より抜粋

- 調整力のより効率的な調達に向けて、2021年度から三次調整力②、2022年度から三次調整力①について、需給調整市場を通じた調達が開始した。
- 他方、いずれの調整力についても、調達量の未達や調達費用の大幅な上昇といった課題が生じ、現在、原因の分析と対応策の検討を進めている。
- 今後、2024年度に一次調整力及び二次調整力①・②の市場調達が開始されることも踏まえ、**これらの調整力の効率的な調達の在り方についても、検討を行うこととしてはどうか。**



検討の進め方

- 2024年度以降、一般送配電事業者において、すべての調整力を基本的に需給調整市場で調達することとなることを見据え、現在、効率的な調整力確保の在り方について、電力・ガス取引監視等委員会や電力広域的運営推進機関等において、検討が進められている。
- これらの検討の全体的な整合性を確保しつつ、制度の不断の見直しを行っていく観点から、今後、本小委員会において、調整力確保の状況と課題について、定期的に議論を行っていくこととしてはどうか。
- また、2024年度に本格運用が開始する需給調整市場を中心とする当面の調整力確保の在り方については、足元の課題解決に向けた関係各所における検討を加速化しつつ、本年秋頃を目途に全体を取りまとめることとしてはどうか。
- その際、将来的な供給力と調整力の一括確保に向けた同時市場の在り方の検討が並行して進められていくことを踏まえ、当面の対応策の検討においても、中長期的な将来の在り方と整合性を確保していくこととする。

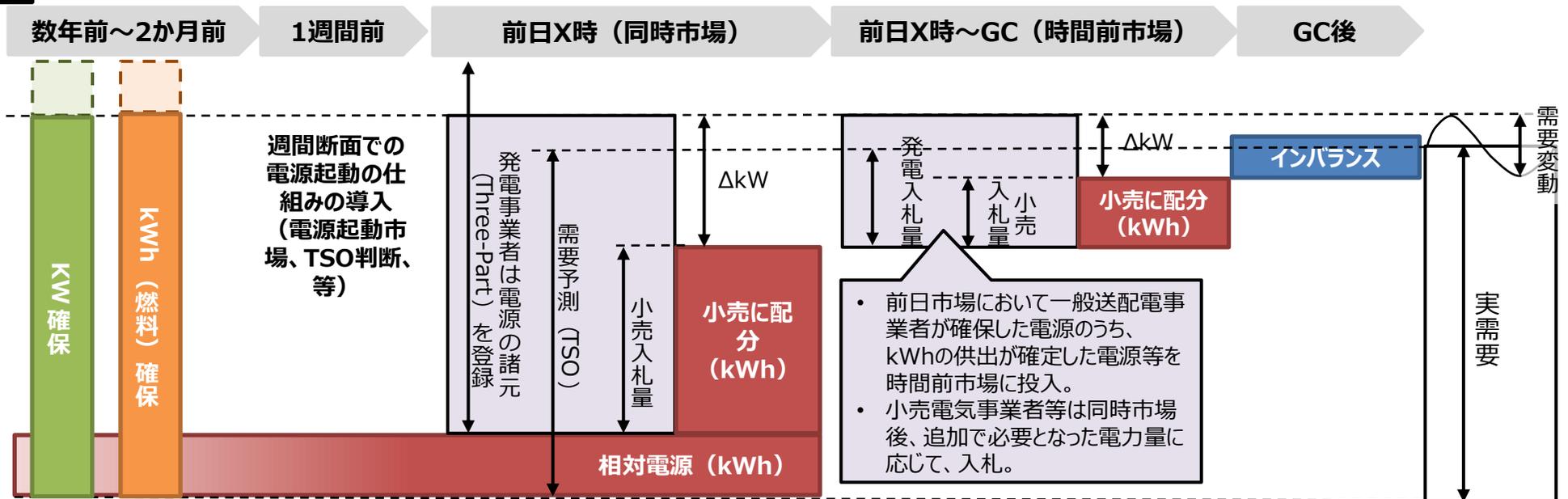
(参考) 供給力と調整力を一括調達する同時市場の在り方 (イメージ)

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ (2022年6月20日) を一部修正

具体的な仕組みのイメージ (※)

- **週間断面での電源起動の仕組みを設ける。**
- **前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。**
 - ✓ 発電事業者が電源諸元 (①起動費、②最低出力費用、③限界費用カーブ) を市場に登録 (Three-Part Offer方式)。
 - ✓ 小売電気事業者は買い入札価格・量 (kWh) を入札。
 - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従い、過不足なく、電源を立ち上げる (kWhとΔkWを確実に確保)。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う。**
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。

(※) 必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。



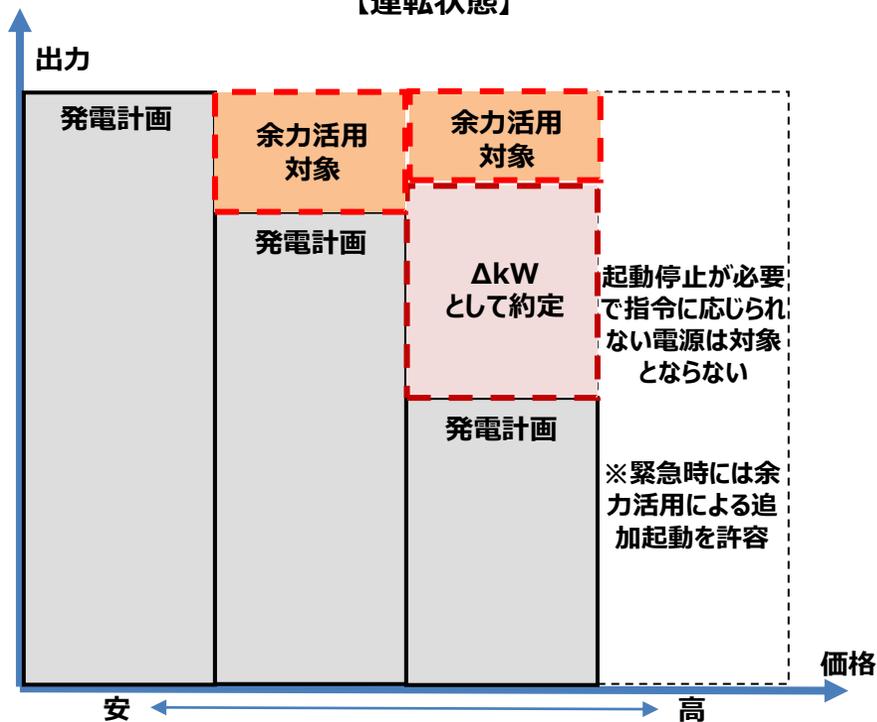
具体的な取組の方向性

- 2024年度に本格運用が始まる需給調整市場においては、将来的な同時市場の実現を念頭に置きつつ、効率的な調整力の確保に向けて、不確実性の高い実需給 1 週間前の取引から、より確実性の高い前日取引に移行していくことが合理的と考えられる。
- 他方、これまで週間取引を前提にシステム対応等を進めてきたため、前日取引に対応するには、一定の準備期間を要する。このため、2024年度及び2025年度は、2026年度を目途とする前日取引の本格開始に向けた移行期間と位置付けることとしてはどうか。
- 具体的には、両年度においては、週間取引をメインとしつつ、これまでの議論を踏まえ、対応可能な範囲で一部前日取引を開始することとし、さらに、効率的な調整力の確保に向けた課題の洗い出しと、必要な対応策の検討を進めることとしてはどうか。
- その際、週間取引については、募集量に比べ応募量が少ないことにより徒に価格が高騰することを回避するため、例えば、対応策として、一定の上限価格の設定や、発電事業者等の応札促進など、市場が効率的に機能するための方策を検討することとしてはどうか。
- その上で、必要な調整力の確保に万全を期すため、前日取引において必要な調整力を確保できなかった場合の追加調達の有り方について、余力活用契約の有り方も踏まえ、検討を深めることとしてはどうか。
- なお、検討に際しては、安定供給を大前提として、コストが最適化されるかという視点に加え、調整力を提供する事業者に対して適切なインセンティブが付与されるよう留意するとともに、卸電力市場をはじめとする他市場に与える影響について目を配る必要がある。

(参考) 余力活用に関する契約

- 2024年度容量市場開設後において、一般送配電事業者がゲートクローズ後に周波数制御・需給バランス調整・系統運用を実施する際は、ゲートクローズ前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことを前提に、社会コストの低減等、より効率的・安定的な需給調整、系統運用を実施するため、余力を活用する仕組みを設けることが整理されている。
- 余力活用に関する契約においては、必要な ΔkW が市場で調達できない場合、 ΔkW 調達不足へのセーフティネットとして、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしている。

＜余力活用の対象のイメージ図＞
【運転状態】



必要な ΔkW が市場で調達できない場合における追加起動について

35

- 必要な ΔkW が市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている一方、現在のように、 ΔkW 未達（三次①）が継続的に発生している状況でも許容するのは論点の一つ。
- この点、 ΔkW 未達の問題は、大きく「応札不足」と「調達不足」に分けられ、「応札不足」は競争が不十分といった市場環境上の問題であり、「調達不足」は調整力が不足することに伴う安定供給上の問題であることから、それぞれ対応のアプローチは異なると考えられる。
- このうち、余力活用契約における追加起動は ΔkW 調達不足への対応（セーフティネット）になると考えられることから、応札不足に対する対応が最大限図られるという前提※で、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしてはどうか。
※引き続き、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討の上、別途報告させていただく。
- また、これらは市場外での調達になることから、合理的（経済的）に行われるための検討（安価な順に広域調達を行う仕組み等）については、引き続き一般送配電事業者と連携して、行ってきたい。