

# 2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた 調整力の調達・運用の改善等について

第 6 6 回 制度設計専門会合  
事務局提出資料

令和 3 年 1 0 月 2 2 日（金）



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

# 2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた今後検討すべき事項の全体像(調整力の調達・運用の改善等)

- 本会合で取りまとめた「2020年度冬季スポット市場価格の高騰について」(2021年4月28日)を踏まえ、速やかに検討すべきと考えられる課題として記載された「今後検討すべき事項」を基に、2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等について、これまで検討を進めているところ。

2020年度冬季に生じた事象	今後検討すべき事項 ※「2020年度冬季スポット市場価格の高騰について」	検討課題	審議スケジュール
各事業者における適正な価格での登録を促す観点から、精算価格(調整力kWh価格)の具体的整理の必要性が介在	① 燃料不足が懸念される場合における調整力kWh価格の登録のあり方	◆ 調整力kWh価格の機会費用の考え方	2021年6月に審議。継続検討。
一般送配電事業者から自家発電保有者への緊急稼働要請の精算価格において事後調整が発生	② 自家発電設備に対する稼働要請の透明性の向上	◆ 緊急時確保自家発の稼働要請に対する精算価格の考え方	2021年10月に審議済み
継続的なkWh不足に対して電源Ⅰ・Ⅰ'の量が不足 ・ 電源Ⅰ'の発動指令への継続した応動が困難な事業者が存在 ・ 電源Ⅰの揚水発電の稼働をおさえ、燃料制約のある電源Ⅱの指令を実施	③ kWh不足に対応するための調整力の確保についての検討	◆ 継続的なkWh不足に対応するための調整力の調達方法及び精算価格の考え方 ・ <b>電源Ⅰ'長時間発動時のkWh価格の設定・インバランス料金への反映</b> ◆ <b>電源Ⅱ(火力)の燃料先使いの運用</b>	2021年5月に審議。継続検討。 2021年7、10月に審議。継続検討
揚水発電のポンプアップに必要な電源Ⅱの火力電源の稼働が抑制されたため、調整力提供者を通じて卸電力市場からポンプアップの電気を調達	④ 揚水発電のポンプアップ実施主体	◆ <b>揚水発電のポンプアップ実施主体の統一(一般送配電事業者or調整力提供者)</b>	
一般送配電事業者と旧一電との間で需給状況等に関する情報共有がなされた	<b>今回の検討事項</b>		◆ 一般送配電事業者及びグループ内の事業者間における情報共有等の調査 ◆ 需給ひっ迫時等緊急時の情報共有についての整理の明確化 2021年7、10月に審議済み

## (参考)

### 2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた今後検討すべき事項の全体像(調整力の調達・運用の改善等)

- 本会合で取りまとめた「2020年度冬季スポット市場価格の高騰について」（2021年4月28日）を踏まえ、速やかに検討すべきと考えられる課題として記載された「今後検討すべき事項」を基に、2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等について、これまで検討を進めているところ。

制度設計専門会合日程	検討事項
2021年5月31日	継続的なkWh不足に対応するための調整力の調達のあり方について
2021年6月29日	燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）における調整力kWh価格の機会費用の考え方
2021年7月30日	1. 一般送配電事業者及びグループ内の事業者間における情報共有等の調査について（→需給ひっ迫時等緊急時の情報共有について） 2. 一般送配電事業者における調整力の調達・運用のあり方について（燃料制約のある電源Ⅱへの指令について、一般送配電事業者の周波数維持義務について）
2021年10月1日	1. 需給ひっ迫時等緊急時の情報共有について 2. 一般送配電事業者におけるkWh不足時の電源Ⅱの運用について（電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの運用について） 3. 緊急時確保自家発の稼働要請に対する精算価格の考え方
2021年10月22日	1. 電源Ⅰ'の長時間発動時におけるkWh価格の考え方と新たなインバランス料金制度への反映方法について 2. 一般送配電事業者におけるkWh不足時の電源Ⅱの運用について（電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの運用について） 3. 揚水発電のポンプアップの実施主体

# 本日の議論

- 2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた今後の調整力の調達・運用等の検討について、前回会合では、需給ひっ迫時等緊急時において一般送配電事業者から特定の事業者に対して行う情報共有のあり方や電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの運用、緊急時確保自家発の稼働要請に対する精算価格の考え方について議論を行った。
- 今回は、電源Ⅰ'の長時間発動時におけるkWh価格の考え方など、以下の事項について検討を行ったことから、その内容について御議論いただきたい。

## 今回の検討事項

1. 電源Ⅰ'の長時間発動時におけるkWh価格の考え方と新たなインバランス料金制度への反映方法について
2. 一般送配電事業者におけるkWh不足時の電源Ⅱの運用について（電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの運用について）
3. 揚水発電のポンプアップの実施主体

# **1. 電源 I 'の長時間発動時におけるkWh価格 の考え方と新たなインバランス料金制度への 反映方法について**

# 電源 I 'の長時間発動について

- 昨冬の継続的なkWh不足による需給ひっ迫を踏まえ、広域機関では、kWh不足に対応するための調整力確保策として、一般送配電事業者から電源 I '契約者に対して、任意で電源 I 'の長時間発動の協力要請を行うことが整理された。
- 今冬からの運用に向けて、今後、一般送配電事業者は、電源 I '契約者に対して協力要請を行っていくこととなる。その際に、電源 I 'のkWh価格は、入札時に上限kWh価格が登録されており、長時間発動時の運用においても、この価格とするのが適切か、予め精算価格の考え方については整理しておくことが望ましい。
- また、2022年度からの新たなインバランス料金制度の検討では、需給ひっ迫時の各種対策について、インバランス料金にどのように反映すべきかを整理してきたため、今回新たに追加された電源 I 'の長時間発動についても、インバランス料金にどう反映するか整理する必要がある。
- 以上について、事務局において検討を行ったことから、その内容について御議論いただきたい。

## 論点

- 電源 I 'の長時間発動時のkWh価格について
- 電源 I 'の長時間発動の新インバランス料金への反映方法について

## (参考) 電源 I 'について

- 電源 I 'は、夏季及び冬季の厳気象時等の需給ひっ迫時において、一般送配電事業者が需給バランス調整を実施することを目的に調達している調整力。
- 各一般送配電事業者による電源 I 'の調達は、前年度に各一般送配電事業者が実施する調整力公募を通じて行われている。
- 応札対象は、電源 I がエリア内の電源等に限定されているのに対し、電源 I 'は隣接エリアの電源等も応札可能とする広域調達が採用されている。
- 公募の落札評価は、電源 I がkW価格を基に行うのに対し、電源 I 'はkW価格とkWh価格の総合評価で落札者が決定される。

### 電源 I と電源 I 'について

※調整力公募は、2023年度運用分の調達をもって終了予定。

	電源 I	電源 I '
調達方法	公募	公募
応札対象	エリア内の電源等に限る	隣接エリアの電源等も応札可能
落札評価	kW価格	<u>kW価格 + kWh価格</u>



# (参考) 電源 I 'の長時間発動の実施方法

- 電源 I 'の長時間発動の実施方法として、広域機関で開催された調整力及び需給バランス評価等に関する委員会では以下の4案が検討され、当面は案A（可能な範囲の協力依頼）にて対応することとされた。

電源 I 'の長時間の継続時間を依頼することの実施方法比較

26

電力広域的運営推進機関  
2021年4月 第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

- 電源 I 'の長時間の継続時間を依頼するにあたり、その具体的な実施方法について、案A～Dの4案を検討し、需給ひっ迫リスク対応の蓋然性、調達費用、小売の供給力確保への影響などの観点から比較整理した。
- 今冬のkWh不足を踏まえ、今後、**kWhバランスのモニタリング等**について整備していくことから、その**新しい取り組みの効果等について確認しつつ、当面は案A(可能な範囲の協力依頼)にて対応することとし、抜本的な対策の必要性が生じた場合に、改めて各案を比較検討すること**としてはどうか。また、**来冬に向けても可能な範囲で協力依頼**することとしてはどうか。

実施方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I 'の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I 'の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I '公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I 'の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I '-xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力費用が殆ど増加しない</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I 'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I 'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる</li> <li>一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる</li> <li>これまで電源 I 'に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い</li> <li>→kWhモニタリングなどの取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい)</li> <li>評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する</li> <li>調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I 'に参画する事業者に限定了商品(寡占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電源 I 'と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり)</li> <li>事業者の受容性が不明(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)</li> </ul>



# **1 – 1. 電源 I 'の長時間発動時におけるkWh 価格の考え方**

# 電源 I 'の通常発動と長時間発動の運用について

- 電源 I 'の通常発動と長時間発動の主な運用要件について整理すると以下のとおり。
- 電源 I 'の通常発動時のkWh価格については、入札時に予め上限kWh価格を登録することとなり、kW価格とkWh価格の総合評価で落札の可否が決定される。すなわち、電源 I 'のkWh価格については、公募プロセスを通じて競争的かつ透明性を確保した上で、決定されることとなる。
- 電源 I 'の長時間発動は、通常発動時とは運用要件が異なることから、稼働コストについても異なるものと考えられる。このため、電源 I 'の長時間発動時のkWh価格については、協力要請時に個別の価格交渉を通じて決定されることになると考えられるが、そのkWh価格の設定について、どうあるべきか、次頁以降、検討を行った。

## 電源 I 'の通常発動と長時間発動の運用について

項目	通常発動	長時間発動
発動回数	年間12回	年間 1 回
指令タイミング	稼働の 3 時間前まで	稼働の 6 日程度前
運転継続時間	3 時間／回	24時間× 6 日間程度／回
kWh価格	入札時に上限価格を登録。 落札評価の対象となる。	個別の価格交渉で決定。

# 電源 I 'の長時間発動時のkWh価格の設定について

- 前頁のとおり、電源 I 'の長時間発動時のkWh価格については、協力要請時に個別の価格交渉を通じて、決定されることになると考えられるが、稼働コストが通常発動時よりも長時間発動時の方が高い可能性があることを踏まえれば、通常発動時のkWh価格と同じ価格では、協力要請に応じてもらえない可能性がある。
  - － 例えば、3時間のDRであれば、生産をシフトさせることで対応可能だが、6日間のDRであれば、操業を止めるなど大きな生産調整を要する可能性が高く、DRのコストにも差異が発生する可能性が高い。
- したがって、協力要請に応じるインセンティブを確保する観点から、電源 I 'の長時間発動時のkWh価格は、当事者間の価格交渉においては、稼働コストをベースに一定のマージンを加味した価格設定を参考とすることとしてはどうか。
  - － マージンについては、需給調整市場（調整力kWh市場）の事前的措置における固定費回収後のマージンの上乗せ額（限界費用×10%）を参考としてはどうか。

## **1－2. 電源Ⅰ'の長時間発動の新たなインバランス料金制度への反映方法について**

# 需給ひっ迫時等における各種対策のインバランス料金への反映について

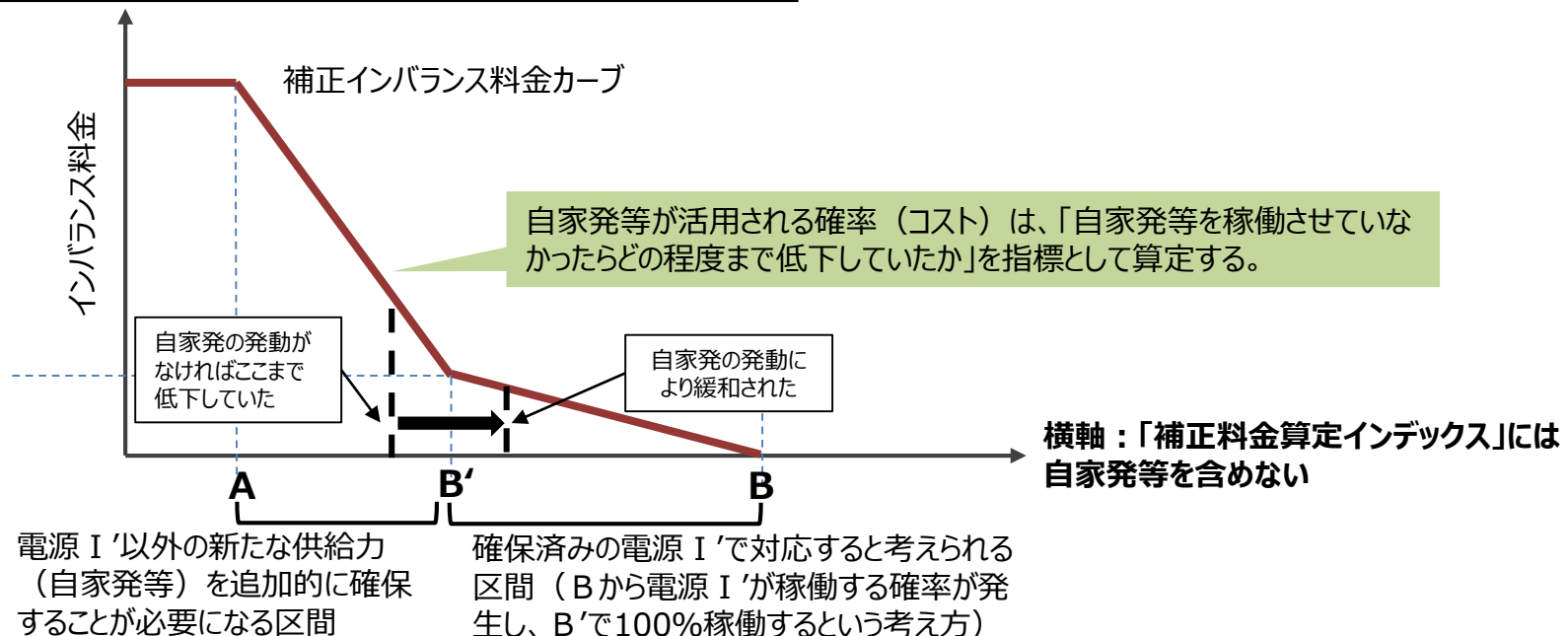
- 需給ひっ迫時において一般送配電事業者は、通常の調整力に加えて、電源 I 'や緊急的に追加確保した自家発も供給力として活用する。更に、需給ひっ迫時には、国によって、電気事業法に基づく電力使用制限や計画停電といった対策が講じられることがある。
- そのコマにおける電気の価値を適切にインバランス料金に反映させるためには、これらの対策が講じられた際には、そのコストがインバランス料金に反映されることが適当である。
- このため、新インバランス料金制度では、需給ひっ迫時等における各種対策は、以下のような方法でインバランス料金に反映することとしている。

需給ひっ迫時に講じられる対策	インバランス料金の計算方法
電源 I '	電源 I 'のkWh価格を通常のインバランス料金カーブに算入。 <u>(調整力の限界的kWh価格 (通常インバランス料金) に反映)</u>
緊急的に確保した自家発からの逆潮	自家発がなければどの程度補正インデックスが低下していたかを指標として、補正インバランス料金カーブに算入。 <u>(補正インバランス料金に反映)</u>
電力使用制限	電力使用制限を調整力とみなし、限界的kWh価格を過去の卸電力取引市場の最高価格を参考に100円/kWhとして、通常のインバランス料金カーブに算入。 <u>(通常インバランス料金に反映)</u>
計画停電	計画停電を調整力とみなし、限界的kWh価格を補正インバランス料金のCの価格として、通常のインバランス料金カーブに算入。 <u>(通常インバランス料金に反映)</u>

# 電源 I 'の長時間発動時のkWh価格のインバランス料金への反映について

- 今回新たに追加された電源 I 'の長時間発動についても、そのコストをインバランス料金にどう反映させるべきかという論点があり、通常インバランス料金と補正インバランス料金のどちらに反映すべきか、検討を行った。
- 電源 I 'の長時間発動は、一般送配電事業者から電源 I '契約者に対して、任意で協力要請を行い、精算価格は個別の価格交渉を通じて決定するということからすると、緊急時に確保する自家発の稼働要請に近い側面がある。このため、インバランス料金への反映方法は、緊急時確保自家発と同様の整理とすることが考えられるのではないかと。
- 具体的には、インバランス料金の算定においては、調整力の限界的なkWh価格（通常インバランス料金）には反映せず、需給ひっ迫時補正インバランス料金で反映するという方法が考えられる。

## 緊急時確保自家発の新インバランス料金における整理

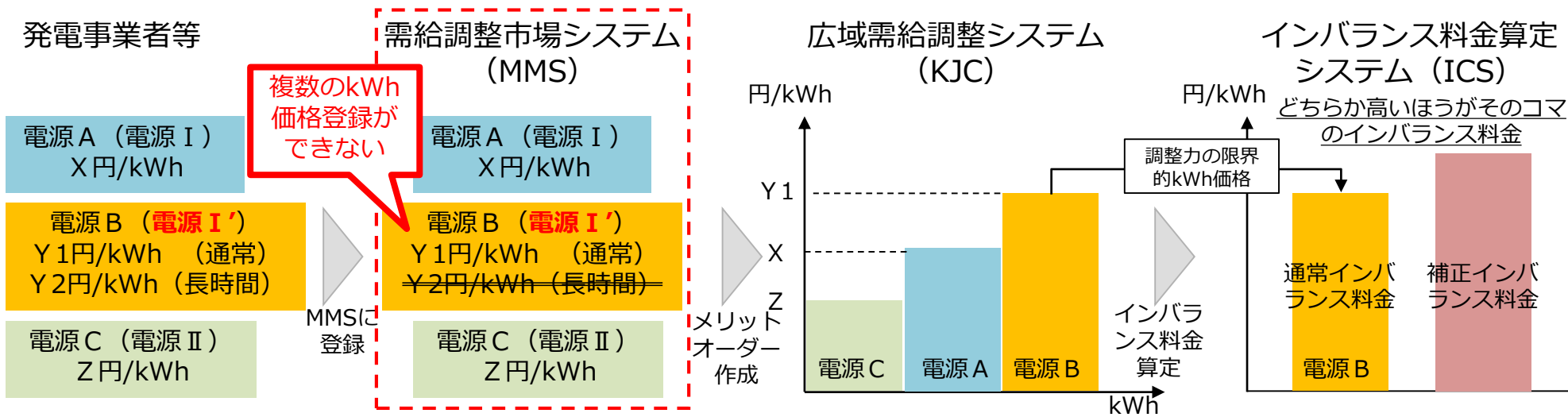




# インバランス料金への反映におけるシステム上の制約について

- また、電源 I' の長時間発動をインバランス料金に反映する方法としては、前頁の需給ひっ迫時補正インバランス料金に反映する方法以外に、通常インバランス料金で反映させるという考えもあり得るが、この場合は、予め kWh 価格を需給調整市場システム（以下、「MMS」という。）に登録させる必要がある。
  - － MMSに登録された調整力のkWh価格が、通常インバランス料金を決定するための広域メリットオーダー作成に引用される。
- しかしながら、MMSでは、同一の電源に対し複数のkWh価格登録を行うことができないというシステム制約がある。すなわち、電源 I' の通常発動時のkWh価格と長時間発動時のkWh価格の両方を同時に登録することがシステム制約上できないこととなっている。
  - － こうしたシステム制約を回避するために手動対応を行った場合は、発電事業者が通常発動と長時間発動を区別して、登録価格の変更を行う必要があり、これが適切に行わなければインバランス料金が誤算定となる可能性がある。
- 以上のように、電源 I' の長時間発動については、緊急時確保自家発の稼働要請に近い側面があることや、通常インバランス料金に反映するのはシステム上の制約があることを踏まえ、補正インバランス料金で反映させることとしてはどうか。

## インバランス料金算定の流れ（イメージ）



# 事務局提案のまとめ

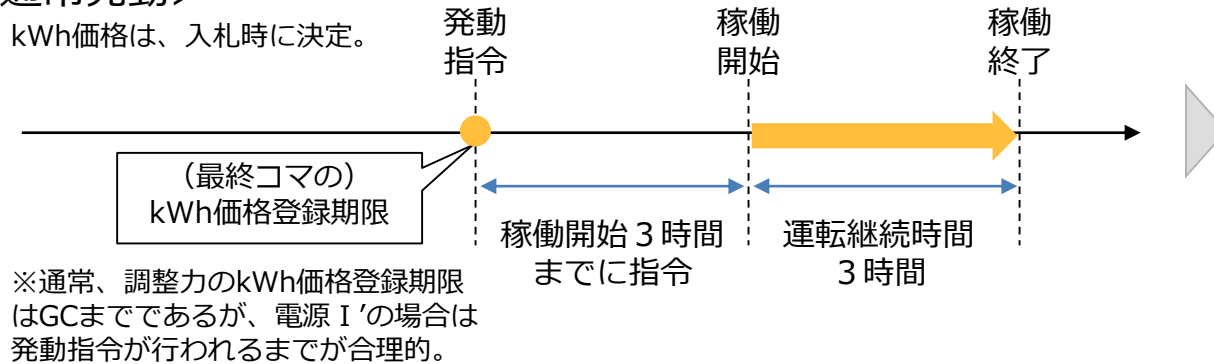
- 今回の事務局提案についてまとめると以下のとおり。
  - ① 電源Ⅰ'の長時間発動時のkWh価格は、当事者間の価格交渉においては、稼働コストをベースに一定のマーヅンを加味した価格設定を参考とすること。
  - ② 電源Ⅰ'の長時間発動については、補正インバランズ料金で反映する。
- なお、2021年度冬季については、2022年度以降の新インバランズ料金制度の運用開始前であるため、②の対応は不要となる。

# (参考) 今後の電源 I 'の運用イメージ

- 今回の議論等をもとに今後の電源 I 'の運用イメージを整理すると以下のとおりとなる。

## <通常発動>

kWh価格は、入札時に決定。



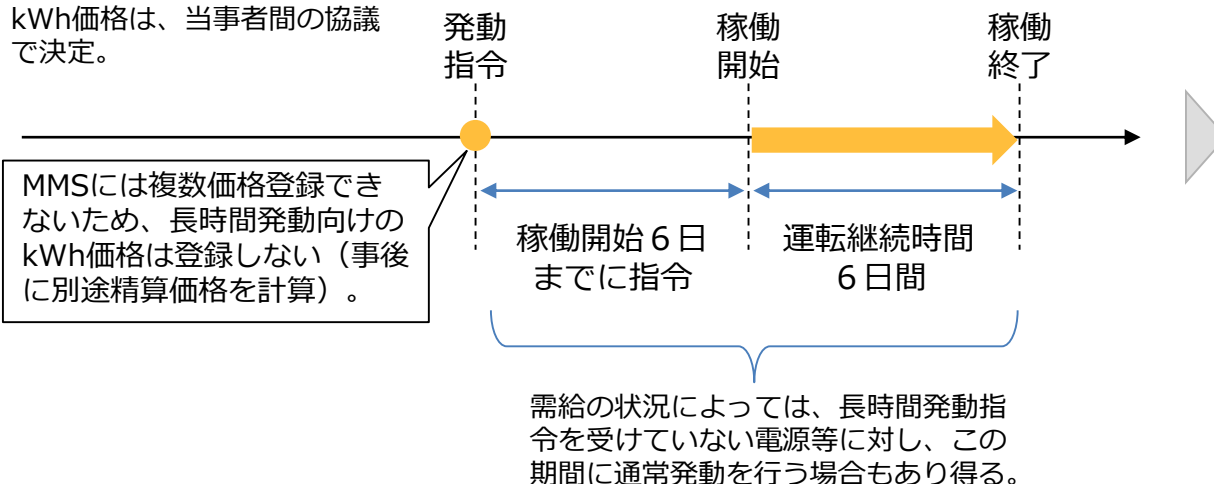
## <インバランス料金>

### 通常インバランス料金に反映

※MMSに登録された電源 I 'のkWh価格を調整力の広域メリットオーダーに組み入れて、調整力の限界的kWh価格を算定。

## <長時間発動>

kWh価格は、当事者間の協議で決定。



### 補正インバランス料金に反映

※電源 I 'の長時間発動なかりせばの補正料金算定インデックスを計算し、その時の補正インバランス料金を算定。

## **2. 一般送配電事業者におけるkWh不足時の 電源Ⅱの運用について**

## 前回会合での議論

- 前回会合（2021年10月1日開催）では、一般送配電事業者による電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令については、一定の状況下においては電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令があり得ることを、電源Ⅱ契約上、明確にしておくことを整理した。
- また、電源Ⅱ契約上、明確にするに当たり、整理が必要な運用方法等の課題については、関係機関と連携の上、今後検討を進めていくこととした。
- 今回は、電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令タイミング等について検討を行ったので御議論いただきたい。

## (参考) 電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの運用について

- 一般送配電事業者による電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令は、相対契約先等の小売事業者の先々のコマにおける供給力に影響があり得たものであったが、仮に電源Ⅰ（揚水）に指令をしていれば、揚水ロスにより、先々のコマにおける供給力に更に影響を与えることとなる。
- 前々回会合の議論を踏まえれば、こうした対応は、継続的なkWh不足による需給ひっ迫時に一般送配電事業者がエリアの周波数維持義務を履行するための必要な対応であったと言える。
- 他方で、こうした対応は現在の電源Ⅱ 契約上は明確になっていない。今後は、kWh不足による需給ひっ迫が発生し、エリア内の電源Ⅱ 余力が減少し、ポンプアップが十分にできず、電源Ⅰ（揚水）の上池が不足するような場合や、電源Ⅰが不足する場合には、電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令があり得ることを電源Ⅱ 契約上、明確にしておくこととしてはどうか。
- また、電源Ⅱ 契約上、明確にするに当たり、整理が必要な運用方法等の課題については、関係機関と連携の上、今後検討を進めていくこととしたい。
  - － 燃料先使い指令時の上げ調整単価（V1単価）については、機会費用を加味したkWh価格を設定。
  - － 電源Ⅱ の燃料先使い指令は、先々のコマの市場供出にも影響を与える可能性があることから、一般送配電事業者は、当該指令を実施した場合は、その実績を可能な限り速やかにHPに公表することとしてはどうか。



# 論点：電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令のタイミング

- kWh逼迫時の供給力対策については、現在、広域機関で検討が進められているところ。kWh逼迫時の供給力対策の実施については、原則として、市場や社会への影響が少ない対策から実施し、それでも逼迫状態の解消がなされない場合は順次、影響の大きい対策の実施に移行していくこととされている。
- 具体的には、kWh余力率3%程度を下回る場合には、以下の対策が原則的な検討順序として整理されているが、電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令タイミングはどうあるべきか。

対策	概要	留意点	市場・社会 影響	判断の 優先順位
①電源Ⅰ'発動	・H1需要時の需給バランス調整用電源（主にDR）	・1回3時間、年度12回までの発動回数制限		
①電源ⅡOP運転	・kWh逼迫時に電源Ⅱを定格出力以上で運転	・電源ごとにOP可能時間等の制約		
②電源Ⅰ'長時間発動	・kWh対策としての電源Ⅰ'の長時間活用（24時間×6日間）	・年度1回の発動制約 ・通常の電源Ⅰ'と同一契約者 ・可能な範囲での協力依頼		
②発電設備の焚き増し	・電源Ⅲ、自家発等の発電設備保有事業者、および相対契約を持つ小売電気事業者・アグリゲータへの焚き増し依頼	・市場供出または相対契約を前提とした、強制力を持たない「依頼」（※一送による買い取りは国にて議論中のため、本議論には含めない）		

電力広域的運営推進機関  
2021年9月 第65回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2-2

融通指示：（1）空容量の範囲内（2）マージン開放（3）運用容量拡大

# (参考) kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と時期

- 広域機関での検討では、kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と時期については、週間ごとに更新するkWh余力率管理において、3 %程度以下となるひっ迫ブロックが予測された時点で、kWh余力率 3 %程度の回復を目標として各対策の実施を判断することとされている。

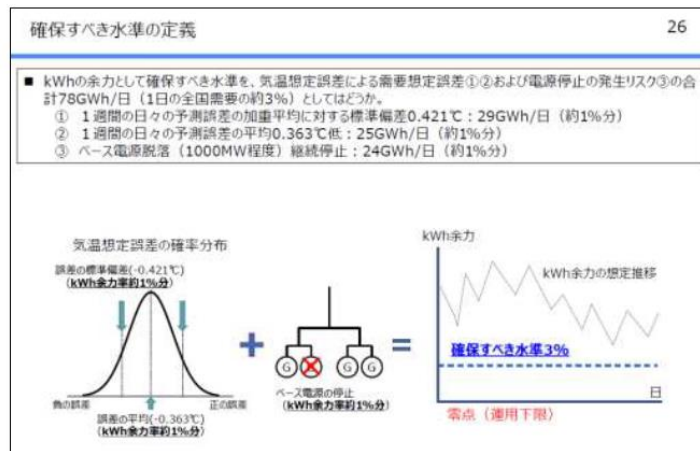
## kWhひっ迫時の供給力対策の開始判断と時期

17

電力広域的運営推進機関  
2021年9月 第65回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2-2

- 前回の本委員会において、kWh対策は、早めに発動を判断し、長い期間にわたって対策を講じることが効果的なことから、判断時点でのリスクの確度を踏まえつつ、適切なタイミングで対策を実施することが必要とした。
- 具体的には、週間ごとに更新するkWh余力率管理において、3%程度以下となるひっ迫ブロックが予測された時点で、**kWh余力率3%程度の回復を目標として各対策の実施を判断することとした。**

※kWh余力率は、燃料在庫を週間需要予測量で割って算出する。100%＝週間需要予測量



追加供給力対策の実施を判断するkWh余力率の考え方 28

■ kWh対策は、早めに発動を判断し、長い期間にわたって対策を講じることが効果的である。  
■ 他方で、想定されるリスクまでの期間が長いと、想定誤差等によりリスクの確度が低く、対策実施後の状況変化によっては、結果として、過剰な対策となる可能性がある。  
■ したがって、リスクの確度を踏まえつつ、適切なタイミングで適切な量の対策を実施することとし、具体的には、下表のように、対策実施内容毎にその発動基準を整理していくこととしてはどうか。

判断例	2ターム前		1ターム前	
	kWh余力率	追加供給力対策	kWh余力率	追加供給力対策
対策必要量が小さいため、1ターム前に実施を判断	3.0～2.5%程度	対策1実施	3.0～2.5%程度	対策1実施
対策必要量が大きく、リスクの確度が高いため、2ターム前から適切な対策を実施	2.5～1.0%程度	対策1実施+対策2準備	2.5～1.5%程度	対策1実施+対策2実施
	1.0%以下程度	対策1実施+対策2実施	1.5%以下程度	対策3実施

1ターム前はリスクの確度が高いため、必要な対策を実施

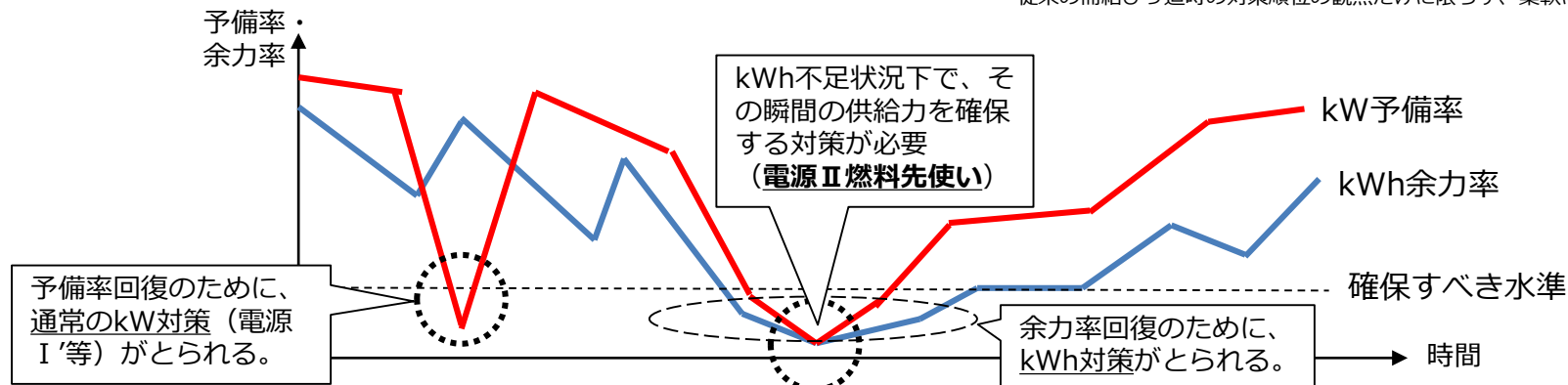
対策単位	対策内容	効果量想定値	元データ	約
対策1	電源1 OP運転	248万kWh/日	電源1'必要量からのOP控除分	約15GWh/日 (1週間の効果量0.5%)
	電源1' 発動	1,238万kWh/日	電源1' 集量 (最大12回)	
	電源3 焚き増し	1,800万kWh/日	2020年度冬季実績想定	
対策2	自車発焚き増し	1,400万kWh/日	2020年度冬季実績想定	約30GWh/日 (1週間の効果量1.0%)
	電源1' 長時間発動	効果量未定	今後契約調整	
対策3	供給電圧調整	1,800万kWh/日	2020年度冬季実績想定	

# 電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令のタイミングの考え方

- 前述の電源Ⅰ'の長時間発動等のkWhひっ迫時の供給力対策と、電源Ⅱ（火力）の燃料先使いは、それぞれ以下の性質があり、両者は異なるものと考えられる。
  - ✓ 電源Ⅰ'の長時間発動等のkWhひっ迫時の供給力対策：不足する燃種以外の燃種の燃料を活用することや、電力需要を抑制させることにより、kWh余力率を回復させる対策。
  - ✓ 電源Ⅱ（火力）の燃料先使い：その時間帯の需給バランスを確保するために、不足する燃料を更に不足させることになってしまってもやむなく取られる措置であり、これは結果的にkWh余力率を減少させることとなる。
- すなわち、電源Ⅱ（火力）の燃料先使いは、kWhひっ迫の状況下で供給力の不足が発生している時に、後で更なる燃料不足の発生という痛みを伴ったとしても、その瞬間の供給力を確保するためにとられる短期的な対策と考えることができるのではないかな。
- したがって、一般送配電事業者による電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令タイミングについては、kWhひっ迫時の供給力対策の指令タイミングによらず、むしろ、従来の需給ひっ迫時の対策順位を踏まえて検討すべきではないか※。
- こうした点を踏まえ、引き続き、関係機関と連携し検討を進めていくこととしたい。

## kW予備率、kWh余力率の推移に応じた供給力対策のイメージ

※需給運用の実務上、その瞬間の供給力確保だけに限らない運用想定もあり得ることから、従来の需給ひっ迫時の対策順位の観点だけに限らず、柔軟に検討を進める。



# 論点：電源Ⅱ（火力）の燃料先使い時の調整力kWh価格等について

- 電源Ⅱ（火力）の燃料先使いを契約上、明確化するにあたり、燃料先使いに応じる調整力提供事業者を経済的な損失が発生しない制度であることが望ましい。
- このため、電源Ⅱ（火力）の燃料先使い時の調整力kWh価格については、機会費用を加味した価格登録を行うこととなる。機会費用の考え方については、第62回制度設計専門会合（2021年6月29日開催）でいくつかの例示を示したが、引き続き詳細について検討を行っていく。

## 燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の火力発電の稼働により発生する機会費用の例

1. 先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分を代替電源の稼働で充当する際の費用  
（＝代替電源の限界費用）
2. 先々の時間帯で発電量の制約により生じる電気の不足分をスポット市場等からの調達で充当する際の費用  
（＝先々の時間帯における市場価格）
3. 先々の時間帯で発電量の制約により生じるスポット市場等での販売量減少による逸失利益  
（＝先々の時間帯における市場価格）

## 先々の時間帯における市場価格の考え方の例

1. 過去の燃料制約が発生した期間におけるコマごとのスポット市場価格の上位Xコマの平均値を基に推計
2. 先渡・先物市場価格を基に将来の市場価格を推計
3. 週間予備率により先々のインバランス料金を推計

※燃料不足のケースにおいて、今、調整力を1kWh提供することは、先々に1kWhの不足インバランスを発生させることにつながり得るものであるから、機会費用を市場価格ではなく先々のインバランス料金から算定することは合理的であると考えられる。

## ※燃料の追加調達を行った場合の余剰リスクについて

電源Ⅱ（火力）の燃料先使いに伴う、燃料の追加調達はそれ自体は機会費用に含みうるものとは考えられないが、追加調達の後にkWhひっ迫が緩和し、燃料在庫が過剰に積み上がった場合の転売損等の損失について、どのように考えるべきか。



# 2024年度以降（電源Ⅱ終了後）の余力活用電源における取扱い

- 現行の電源Ⅱは2023年度までであり、2024年度以降は容量市場で落札した電源を対象に一般送配電事業者と余力活用に関する契約を締結した電源（余力活用電源）がある。
- 電源Ⅱでは、一般送配電事業者による起動指令が可能とされているが、余力活用電源でも緊急時においては、同様に電源の追加起動を許容することとされている。
- こうした点を踏まえれば、余力活用電源についても、電源Ⅱと同様に燃料先使いが可能と考えられるが、2024年度に向けた今後の検討事項になるものと考えられる。

## 資源エネルギー庁 第57回制度検討作業部会 議題3「需給調整市場について」（2021年9月24日）での委員等のコメント

- ✓ 電源確保における容量市場と需給調整市場の関係に踏まえ、調整電源の余力活用について、現状、調達不足発生時は、電源Ⅱがセーフティネットとなっているが、2024年度以降は電源Ⅱ契約がなくなり、余力活用の契約をセーフティネットとして機能させ、現行と同等の安定供給を確保する必要がある。余力活用契約の役割については、需給調整市場検討小委員会について、緊急時には電源の追加起動ができると整理されているが、この整理の方向で進めていただき、余力提供の実効性を確保いただければよいと考える。十分な調整力が確保できず安定供給に支障をきたす恐れがある場合には、状況に応じて一般送配電事業者が柔軟に電源の追加起動を判断できることが望ましいと考える。契約内容をご検討いただきたい。（花井オブ）

## (参考) 余力活用電源の緊急時の追加起動について

- 電源Ⅱ契約では、一般送配電事業者は、調整力が不足するときには停止中の契約電源等に対し、起動指令を行うことができる。
- 余力活用電源においても、想定以上の電源トラブル等により調達した調整力では不足する場合や需給調整市場で調整力が調達できない場合などに限り、電源の追加起動が許容されている。

電力広域的運営推進機関  
2019年4月 第11回需給調整  
市場検討小委員会 資料2

### ⑦緊急時の追加起動

- 第8回本小委員会において、電源等のトラブル時や調達不調時などは、オンライン電源をエリア内からエリア外の順に、次にオフライン電源をエリア内からエリア外の順に調達していくことと整理した。
- 緊急時には、これらの電源に対して起動を指令したり、増出力運転を含む出力増減を指示する必要がある。
- オンライン電源については、こうした緊急時の追加起動や出力増等についても、余力活用の仕組みにおいて実施することとし、その対価を支払えることとしてはどうか。
- なお、調整力のコストを低減し、透明かつ市場原理による効率的な調整力（ $\Delta kW$ ）の調達とその運用を行うために需給調整市場を設けることとなった。他方、電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、需給調整市場で $\Delta kW$ を調達せずとも発電機の調整幅を確保できることとなり、市場に期待していた透明かつ効率的な調整力の調達が果たせなくなる可能性がある。必要な $\Delta kW$ は需給調整市場で確保することを前提とし、第8回本小委員会で整理したように、想定以上の電源トラブル時等により調達した $\Delta kW$ では不足する場合、若しくは必要な $\Delta kW$ が市場で調達できない場合などに限り、電源の追加起動を許容することとしてはどうか。



### **3. 揚水発電のポンプアップの実施主体**

# 揚水発電のポンプアップ実施主体の検討について

- 現在、一般送配電事業者が調整力として活用する揚水発電について、上池への水のくみ上げ（ポンプアップ）は、一般送配電事業者が行うエリアと調整力提供者が行うエリアが存在する。
- これにより、一般送配電事業者が確保した調整力をGC後に運用する断面、すなわち調整力kWh市場では、揚水発電のkWh価格の登録の考え方が、以下のとおりエリアによって異なる状況となっている。
- 2024年度以降、調整力の調達は、エリアごとに調達を行う調整力公募が終了し、全国大で調達を行う需給調整市場のみとなる。また、市場で取り扱う商品も一次調整力から三次調整力②まで、全ての商品が取引可能となり、揚水発電の取引機会の拡大が期待される。
- 調整力の広域運用が行われている状況において、こうした相違からエリアごとに価格にずれが生じることは調整力kWh市場の競争に影響を与えるものと考えられる。また、競争の活性化による効率的な市場を形成するためには、実際に発電を行う調整力提供者が発電コストを適切に計上し、kWh価格を登録することが望ましい。
- このため、ポンプアップ実施主体については、基本的には、調整力提供者に統一する方向性とすることが望ましいと考えられるが、その場合において、こういった課題が考えられるか検討を行ったので御議論いただきたい。
  - － ポンプアップ実施主体をいずれかに統一する場合は、運用変更となる側の一般送配電事業者のシステム改修が発生し、最短でも2年程度要するとのこと。需給調整市場の取引が本格化する2024年度に間に合わせるには、2022年度からシステム改修に着手する必要がある、本論点を2021年までには整理を行う必要がある。

## ポンプアップ実施主体の違いによる登録kWh価格の考え方等

ポンプアップ実施主体	調整力提供者の登録kWh価格	ポンプアップの方法
一般送配電事業者	諸経費 + 一定額	他の電源Ⅰあるいは電源Ⅱを活用。
調整力提供者	ポンプアップコスト + 諸経費 + 一定額	自社の電源あるいは市場から調達した電源を活用。

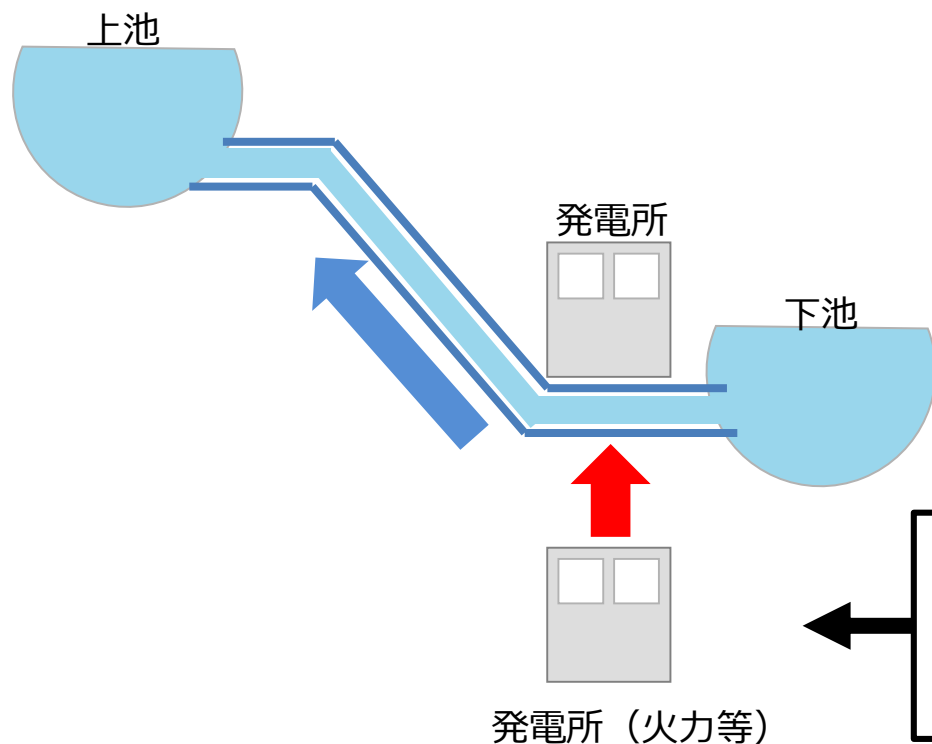
2023年度で電源Ⅰ、Ⅱは終了。  
2024年度以降のポンプアップは、  
需給調整市場のΔkW、容量市場の  
余力活用電源を活用することにな  
ると考えられる。

登録kWh価格の考え方がエリアごとに異なると、調整力kWh市場で適切な競争が行われないのではないか。

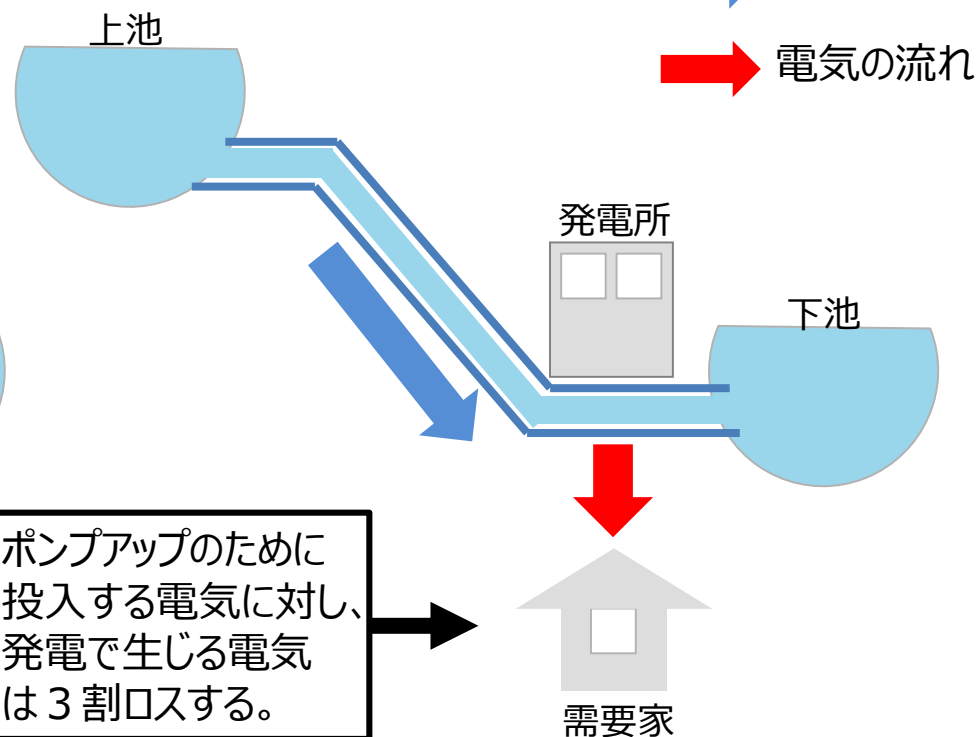
## (参考) 揚水発電について

- 揚水発電は、上下に貯水池をもち、深夜、休日などの電力需要が低い時間帯に下池から上池に水のポンプアップを行い、電力需要のピーク時に発電する方式。
- 現在、調整力の運用では、調整力に活用する水のポンプアップを一般送配電事業者が行うエリアと調整力提供事業者が行うエリアとがそれぞれ存在する。
- 一般送配電事業者がポンプアップを行う場合は、電源Ⅰ又は電源Ⅱを活用する。

ポンプアップ時



発電時



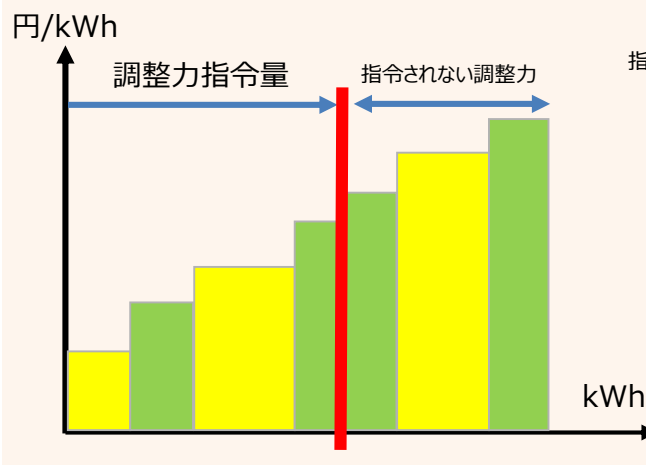
# (参考) 2021年度以降の調整力の運用について (調整力kWh市場)

- 各一般送配電事業者が実需給の20分前までに予測したインバンス量については、広域需給調整システム (KJC) により9エリア分が集計され、全エリアの調整力をkWh価格の安いものから活用して対応。(広域メルトリオーダーによる価格競争)
- その後、実需給断面における、20分前に予測できなかったインバンスや時間内変動への対応は、各エリアごとに自エリアの調整力を用いて対応。(エリアごとのメルトリオーダーによる価格競争)

実需給20分前までに予測されたインバンスは広域メルトリオーダーで調整力を活用

その後は各エリアごとに対応

## 広域需給調整システム



一般送配電事業者 A



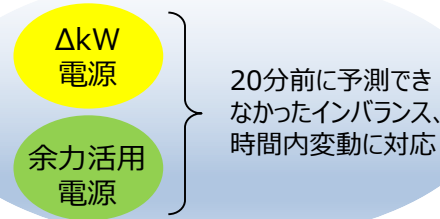
一般送配電事業者 B



一般送配電事業者 C



一般送配電事業者 A



一般送配電事業者 B



一般送配電事業者 C



1. 一次及び二次調整力①に相当する調整力のうち自エリアで活用する調整力を決定。
2. 自エリアのインバンス予測量と1.以外の調整力をKJCに登録。

※二次②相当は、2023年度からKJCに登録

各エリアのインバンス予測量を合計し、必要な量だけKJCに登録された調整力から、広域メルトリオーダーで指令。

1. KJCの指令に基づき調整力を稼働。
2. KJCに指令又は登録されなかった調整力は、20分前に予測できなかったインバンス、時間内変動に対応。

# (参考) 今後の調整力の調達・運用制度の変更の見通し

2020年5月 第47回制度設計  
専門会合 資料3を一部改変

- 2020年度までは、原則、各エリアごとに調整力公募により調整力を調達し、各エリアで調整力を運用していた。現在の調整力公募による電源Ⅰ・Ⅱの調達・運用は、2023年度で終了する。
- 調整力の調達は、2021年度から、需給調整市場が開設し、三次調整力②の広域調達が開始された。2022年度以降も、順次、広域調達の対象が拡大される予定。
- 調整力の運用については、2021年度から、実需給の前に予測されたインバランス（2021,2022は15分毎、2023以降は5分毎）に対して、9エリアの広域メリットオーダーに基づく調整力の広域運用が開始されている。

	2020年度	2021年度	2022・2023年度	2024年度以降
予約電源の調達 (kW又はΔkWコストが発生する電源) ※白色はエリア内の調達、 橙色は市場での広域 調達	<div>電源Ⅰ－a</div> <div>電源Ⅰ－b</div>	<div>電源Ⅰ－a</div> <div>電源Ⅰ－b</div> <div>三次調整力②</div>	<div>電源Ⅰ－a</div> <div>電源Ⅰ－b</div> <div>三次調整力①</div> <div>三次調整力②</div>	<div>一次調整力</div> <div>二次調整力①</div> <div>二次調整力②</div> <div>三次調整力①</div> <div>三次調整力②</div>
余力電源の活用	電源Ⅱ	電源Ⅱ	電源Ⅱ	余力活用電源

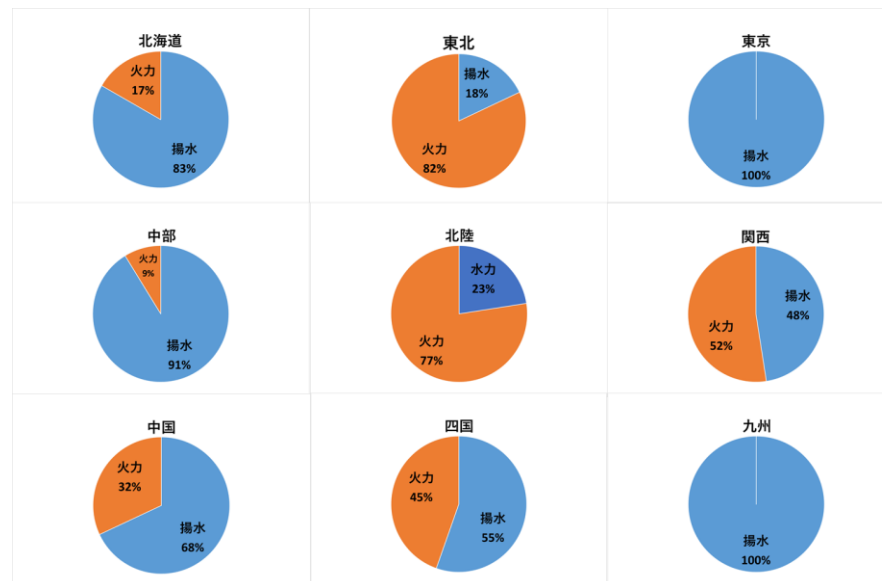
2020年度までは、基本的には各エリアで調整力kWhを運用。

2021年度以降は、連系線容量の範囲内で9エリアの広域メリットオーダーで運用。2021,2022は15分毎の予測インバランス量、2023以降は5分毎の予測インバランス量まで広域運用で対応。(緑枠)

## (参考) 調整力としての揚水発電の有用性

- 揚水発電は、短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いため、需給調整に用いる電源（調整電源）として非常に有用な電源である。
  - － 多くのエリアで揚水発電が調整力（電源Ⅰ）として確保されている。
- また、太陽光等の再エネが過剰に発電した際には、ポンプアップを通じて電力を消費することにより再エネ電力の調整弁としての機能を果たすことで、再エネの導入拡大にも貢献している。
- 2024年度以降、取引開始が予定されている一次調整力、二次調整力①②において、蓄電池等の新たなリソースの参入も検討されているが、引き続き周波数調整機能としての揚水発電に期待される役割は大きい。

### 各エリアの電源Ⅰ確保量の電源種別割合（2020年度）

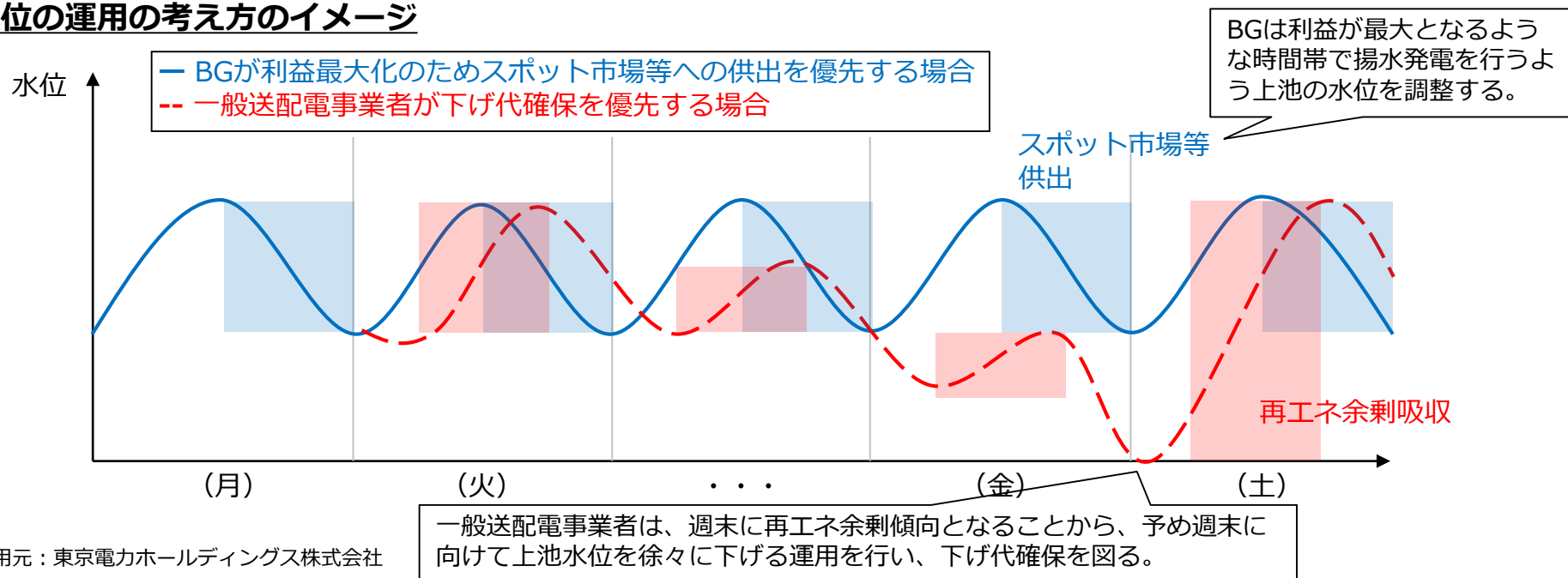




# 論点：下げ調整力確保の観点からの課題

- 現在、一般送配電事業者は、再エネの発電量予測やエリア全体の需給状況を踏まえて、予め上池の水位を適切に下げる運用を行い、再エネ余剰吸収のための下げ調整力（下げ代）を確保する運用を行っている。
- 2024年度以降、調整力提供者がポンプアップを行うことで統一した場合、調整力提供者は経済合理性に基づく行動をとると考えれば、利益が最大となる時間帯で売電できるよう上池水位の運用を行うものと考えられ、状況によっては再エネ余剰吸収のための下げ代が不足する可能性がある。
- しかしながら、先述の需給調整市場（特に調整力kWh市場）に与える影響を考慮すれば、ポンプアップ実施主体は調整力提供者が担うのが望ましいのではないか。このため、調整力提供者がポンプアップ実施主体を担ったときの下げ代の確保策について、今後検討が必要ではないか。
  - － 例えば、一般送配電事業者が事前の契約で調整力提供者から下げ代を確保するなど、下げの価値を評価する仕組みを設けるといった対応案が考えられるのではないか。

## 上池水位の運用の考え方のイメージ



## 事務局提案のまとめ

- 揚水発電のポンプアップ実施主体については、需給調整市場（特に調整力kWh市場）での競争への影響を考慮すれば、調整力提供者に統一する方向性が望ましいと考える。
- 他方で、調整力提供者がポンプアップ実施主体を担うことにより、揚水発電の下げ代が不足すると言った可能性もあることから、下げ代の確保策について、引き続き、関係機関と連携し、検討を深めることとしたい。

## (参考) 揚水発電のポンプアップ実施主体に関する過去の議論

- 揚水発電のポンプアップ実施主体の議論については、過去、2018年1月下旬から2月上旬にかけて発生した東京エリアの需給ひっ迫の検証においても議論が行われていた。

2018年3月 第28回制度設計  
専門会合 資料6

### 今回の分析からの示唆：電源Ⅰとしての揚水の活用のあり方

- 今回の事例を教訓とすべき点は多岐にわたるが、調整力確保の観点からは、揚水を電源Ⅰとして活用するにあたっては、以下についてさらに検討を深めることとしてはどうか。

#### ○電源Ⅰの長時間使用に伴う課題について

- 揚水については、今回の事象を通じて長時間継続運転した際の課題が明らかとなった。
- こうした課題にも対応できるよう、調整力公募における要件の在り方も含め、今後精査が必要ではないか。

#### ○電源Ⅰの揚水のポンプアップについて

- 東京電力P Gは、電源Ⅰの揚水について、一般送配電事業者（東京電力P G）がポンプアップする契約としている。（東京電力P Gは、電源Ⅱの余力を活用してポンプアップする。）
- そのため、域内の電源Ⅱの余力の量がポンプアップ速度の上限となるため、今回の事象においては、広域融通の要請に至ったと考えられる。
- 一方で、一般送配電事業者から電源Ⅰの調整力提供者にポンプアップを要請し、要請された電源Ⅰの調整力提供者が必要な電力を調達してポンプアップする事例もある。効率性も踏まえつつ、どのような方式が望ましいか、検討を深めていくこととしてはどうか。

- 上述2点について、安定供給への影響も考慮しつつ、関係機関等と連携しながら、監視等委員会においてさらに検討を深めることとしてはどうか。

# (参考) 揚水発電のポンプアップ実施主体に関する過去の議論

- 当時の議論では、調整力公募はエリア単独での公募であり、広域調達が行われなかったため、当該エリアの旧一電によって電源Ⅰの大半が占められるなど競争が限定的である状況では、ポンプアップをどちらが行うかはそれぞれ長所短所があることから、ポンプアップ実施主体は統一しないことと整理された。

## 揚水発電の調整力の運用について

2018年5月 第30回制度設計  
専門会合 資料7

- 揚水発電の調整力については、調整力提供者（発電・小売）がポンプアップを行うとしているエリアと、送配電事業者がポンプアップを行うとしているエリアがある。
- 調整力の広域調達の実現に向けて、中長期的には統一化が必要。

## 各社の揚水機のkWh単価の設定パターン（各社からの回答のまとめ）

2018年3月 第28回制度設計専門会合  
事務局資料より抜粋

	上げ指令単価設定の考え方	下げ指令単価設定の考え方	会社
① 調整力提供者がポンプアップを実施（費用負担）	運転予定石油火力機の上げ指令単価の最低値÷揚水効率	運転予定石炭火力機の下げ指令単価の最高値	f社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
②	ポンプアップ原資となった発電機の上げ指令単価÷揚水効率	同左	h社、a社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
③	マージン※	▲（マイナス）マージン※	i社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
④ 送配電がポンプアップを実施（費用を負担）	諸経費（消耗品費等）	▲（マイナス）諸経費（消耗品費等） －下げ調整による発電効率低下影響	b社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
⑤	変動費（消耗品費等）	同左	e社 （電源Ⅰ、Ⅱ）
⑥	ゼロ円	同左	g社、d社 （電源Ⅰ、Ⅱ）

※マージンの額はi社が独自に設定

## (参考) 揚水発電のポンプアップ実施主体に関する過去の議論

- 当時の議論では、調整力公募はエリア単独での公募であり、広域調達が行われなかったため、当該エリアの旧一電によって電源Ⅰの大半が占められるなど競争が限定的である状況では、ポンプアップをどちらが行うかはそれぞれ長所短所があることから、ポンプアップ実施主体は統一しないことと整理された。

2018年5月 第30回制度設計  
専門会合 資料7

### 電源Ⅰである揚水の運用のあり方について

- ポンプアップをどちらが行うかについては、調整力市場の競争が限定的である現状では、それぞれ長所短所があり、本年度の公募においては、どちらかに統一しないことでよい。
- なお、各一般送配電事業者には、それぞれの方式の短所をカバーする工夫などを進めるよう求めることとしたい。

	調整力提供者がポンプアップ	送配電がポンプアップ
具体的な運用	調整力提供者が、自社の電源あるいは市場から調達した電源でポンプアップする	送配電が、他の電源Ⅰあるいは電源Ⅱを活用してポンプアップする
効率性・中立性の観点からの特徴	kWh価格の競争を通じて（各コマで価格が低い調整力から稼働）、コストを削減・効率化。 市場が競争的でない場合、価格が高止まりするおそれ。	送配電が最適運用することを通じて、コストを削減・効率化。 送配電の運用が効率的でない場合、コストが高止まりするおそれ。
運用面での特徴	ポンプアップのタイミング調整のために送配電と調整力提供者との連絡調整が必要となる。 （あるいは、電源Ⅰの調達サイクルを短期間化するなど、ポンプアップ時は他の調整力を確保する仕組みが必要となる。）	送配電のみでポンプアップのタイミングを決めるため、安価な電源Ⅱが活用できる時間帯にポンプアップするなどの工夫が容易。
他エリアの電源の活用可能性	市場から調達することで他エリアの電源を活用することも可能	エリア内の電源Ⅰ・Ⅱしか活用できない。※

※ 1月に東京エリアに対して行われた需給逼迫融通は、さまざまな要因によりエリア内の電源Ⅱの余力が減少し、ポンプアップが十分にできず、調整力の揚水の上池が不足したことが要因。送配電事業者がポンプアップする事業者においては、こうした場合に、調整力提供者に対し時間前市場等を活用してエリア外からkWhを調達しポンプアップすることを依頼できる仕組みを導入してはどうか。 18



## (参考) 揚水発電のポンプアップ実施主体に関する過去の議論

- なお、当時の議論の結果、一般送配電事業者がポンプアップを実施しているエリアにおいては、エリア内の電源Ⅱの余力が減少し、ポンプアップが十分にできず、調整力の揚水の上池が不足するような場合に、調整力提供者に対し時間前市場等を活用してエリア外からkWhを調達しポンプアップすることを依頼できる仕組みが導入された。
- 2020年度冬季のひっ迫では、一部の一般送配電事業者は、この仕組みを活用し電源Ⅰ（揚水）の上池容量の確保を行った。

### 電源Ⅰである揚水の運用について

2018年6月 第31回制度設計  
専門会合 資料9

- 揚水発電の調整力については、調整力提供者（発電・小売）がポンプアップを行うとしているエリアと、送配電事業者がポンプアップを行うとしているエリアがある。
- ポンプアップをどちらが行うかについては、調整力市場の競争が限定的である現状では、それぞれ長所短所があり、今年度実施する公募においてはどちらかに統一しないこととする。
- その上で、送配電事業者がポンプアップする事業者においては、今冬の東京エリアでの需給逼迫融通を踏まえ、エリア内の電源Ⅱの余力が減少し、ポンプアップが十分にできず、調整力の揚水の上池が不足するような場合に、調整力提供者に対し時間前市場等を活用してエリア外からkWhを調達しポンプアップすることを依頼できる仕組みを導入する※。

※調整力提供者との契約協議において実際に導入できるかが決定するため、現時点では、導入できるかは未定。一般送配電事業者としては、導入すべく調整力提供者と協議に臨む方針

## (参考) 揚水発電のポンプアップ実施主体に関する過去の議論

- 前頁のとおり、2020年度冬季のひっ迫では、一般送配電事業者が揚水発電のポンプアップを行うエリアでは、ポンプアップ原資を調整力提供者を通じて市場調達した。
- こうした経緯を踏まえ、2020年度冬季のスポット市場価格の高騰について、本会合で取りまとめた「2020年度冬季スポット市場価格の高騰について」（2021年4月28日公表）では、今後検討すべき事項の一つとして、揚水発電のポンプアップ実施主体を一般送配電事業者と調整力提供者のどちらが担うべきかの検討が挙げられている。

### 2020年度冬季スポット市場価格の高騰について（2021年4月28日公表）（抜粋）

#### 5. 調整力の調達・運用の改善

##### 4) 揚水発電のポンプアップの実施主体

現在、一般送配電事業者が調整力として活用する揚水発電について、上池への水のくみ上げ（ポンプアップ）は、一般送配電事業者が行うエリアと調整力提供者が行うエリアがある。前者は、今冬の需給ひっ迫において、燃料不足によりポンプアップに必要な電源Ⅱの火力電源の稼働が抑制されたため、調整力提供者を通じて卸電力市場からポンプアップに必要な電気を調達した。この対応自体はルールに則ったものであり、電源Ⅱに余力がなかったことから、致し方ないものであり問題となるものではなかったと考えられるが、今回の対応を踏まえ、揚水発電のポンプアップについて、どちらが行うのが適切か、議論する必要がある。