

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 2 回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和 3 年 6 月 2 9 日（火）



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

本日の議論

- 2020年度冬季の需給ひっ迫を通じ、調整力の調達・運用について、運用を明確化すべき点など、いくつかの課題が浮き彫りになった。
- 今回は、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など、以下の事項について、今後の改善の具体策を御議論いただきたい。

今回の検討事項

1. 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
2. 2022年度向け調整力公募における電源 I 'の想定発動回数について

1. 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

燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の調整力kWh価格について

- 2020年度冬季は、多くの発電事業者において火力発電が燃料不足となる懸念が発生し、燃料を節約するため、各日の発電電力量を一定以下に抑制する運用が行われた。
- このような燃料制約期間中、一般送配電事業者は、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱの火力電源に対し、燃料制約を超過した稼働指令等を行った。
- 一般送配電事業者によるこのような調整力の稼働指令等は、燃料の先使いとして先々の時間帯で発電できなくなることから、調整力のkWh価格の精算においては、一部のエリアでは事後協議により機会費用を加味した精算が行われた。

調整力kWh市場における限界費用が明確でない電源等の取扱いについて

- 2021年度以降の需給調整市場の監視及び価格規律のあり方の議論では、調整力kWh市場における限界費用が明確でない電源等の限界費用は、「機会費用も含めた限界費用」を基本的な考え方とすることで整理したが、その詳細までは議論していない。
- 2020年度冬季の事象を踏まえ、各事業者における適正な価格での登録を促す観点から、燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の火力電源の登録kWh価格について、その具体的な算定方法の考え方を検討した。

需給調整市場ガイドライン（抜粋）

経済産業省「需給調整市場ガイドライン
（2021年3月30日）」抜粋

（揚水発電、一般水力、DR等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用も含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録kWh価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

※上記において、貯水制約のある揚水発電及び一般水力並びに燃料制約のある火力発電の限界費用を逸失利益とする場合、この逸失利益には固定費回収額が含まれている場合があることから、これに一定額を加算すると固定費回収額を二重に計上することとなる。したがって、この場合のkWh価格の登録については、「代替電源等の限界費用＋一定額」or「逸失利益」のいずれか高い方を上限とするのが適切と考えられる（代替電源等の限界費用とは、貯水減少又は燃料減少による代替電源の限界費用、揚水運転のために使用した電源の限界費用が考えられる）。

参考：今冬の需給ひっ迫を踏まえた調整力に関する課題の検討について

- 今冬の需給ひっ迫を通じ、調整力の運用についても、運用を明確化すべき点など、いくつかの課題が浮き彫りになった。
- 今後、課題を整理し、検討を進めていくこととしたい。

今冬の需給ひっ迫対応を通じて浮き彫りになった検討課題の例

- 継続的なkWh不足に対して電源Ⅰ、電源Ⅰ'の量が不足
 - － 電源Ⅰは、燃料制約による継続的なkWh不足に対して、その活用が限定的となる時間帯があった（例えば、電源Ⅰの電源種別割合が大きい揚水発電では、先々のコマで調整力が不足しないよう揚水発電の稼働をおさえ、燃料制約のある電源Ⅱの指令が行われた）。
 - － 電源Ⅰ'のDRは1日複数回及び連日発動があったが、継続的なkWh不足に対して応動し続けるのは難しい面がある。燃料制約等で継続的なkWh不足が発生した際の別途の措置を設定すべきではないか。
- 燃料制約の水準を超過した電源Ⅱの稼働に対する精算価格（kWh価格）
 - － 需給調整市場の価格規律の議論では、「機会費用を含む限界費用」を基本的な考え方とし、逸失利益や代替電源の稼働コスト等を例示したが、今回の事象を踏まえより具体的に議論する必要があるのではないか。
- 緊急時確保自家発の稼働要請に対する運用・精算ルール
 - － 一般送配電事業者は、緊急的な供給力確保の必要性から自家発保有者に対し、急遽、稼働要請を行ったが、その精算については事後に協議が行われている。また、今回稼働した自家発の中には、電源Ⅰ'のリソースと重複しているものもあり、電源Ⅰ'の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において事後調整が発生している。緊急時の自家発の稼働要請に対する約款等の規程類の整備を含めた運用・精算ルールの検討が必要ではないか。
- 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は、一般送配電事業者が行うエリアと調整力契約事業者が行うエリアがあるが、前者においては、今冬の需給ひっ迫にてポンプアップ原資の不足により卸電力市場からの調達を行った。今回の対応も踏まえ、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べきではないか。

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

- 火力発電で燃料が十分にある場合には、kWh価格は燃料費等であることが明確である。他方、燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）、発電によって燃料が減少し、以後の時間帯で発電量が制約されることから、以下の機会費用が発生する。
- これらの機会費用（先々の時間帯における市場価格）の考え方について、次頁以降、検討を行った。

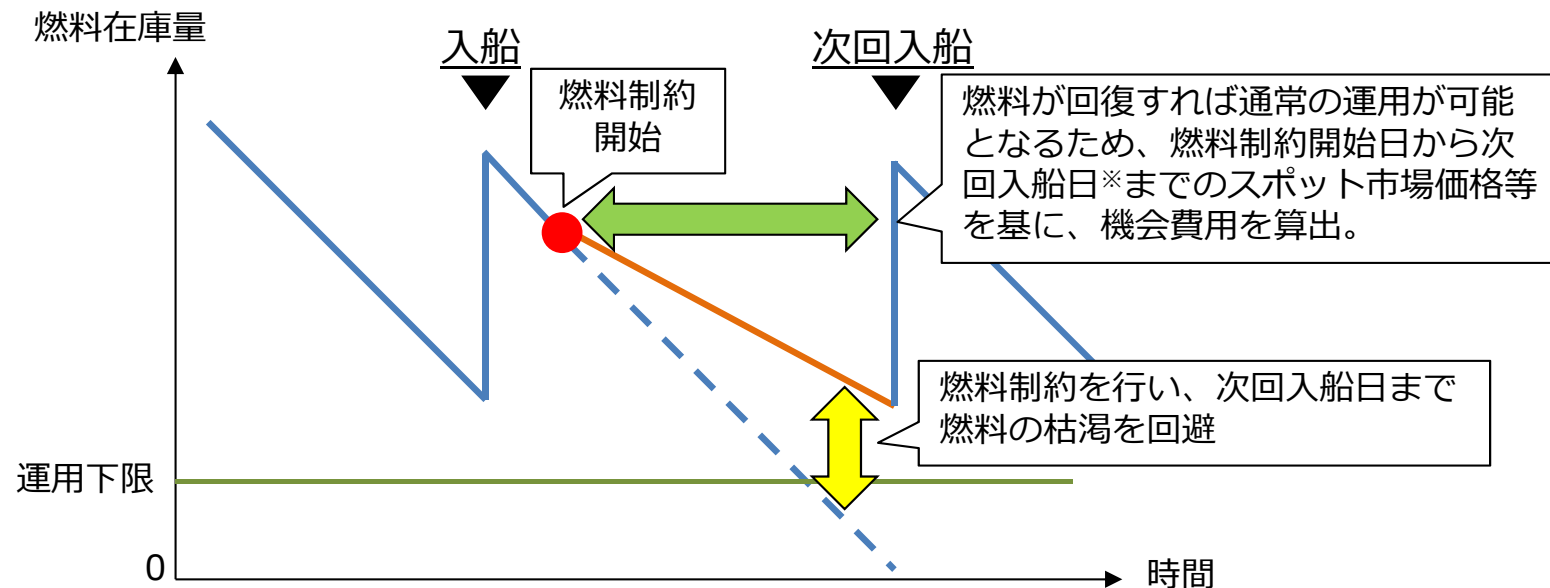
燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）の火力発電の稼働により発生する機会費用の例

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）

機会費用（先々の時間帯における市場価格）の考え方

- 燃料制約は次の入船日（燃料の補充）まで継続すると考えると、今調整力を1 kWh 提供することの機会費用は、その期間中のどこかにおいて市場への売り入札が1 kWh 減少することによる収入の減少又は不足分の1 kWhを市場調達する費用である。
- したがって、この機会費用を算出する際の市場価格は、次の入船日までのスポット市場等の価格を基に見積もるのが適当ではないか。
- なお、機会費用を加味したkWh価格登録が適切に運用されるためには、一般送配電事業者又は広域機関によって、エリア全体の燃料の見通しが随時正確に評価され、その情報が適切に提供されることが必要。

機会費用の算出における市場価格の考え方



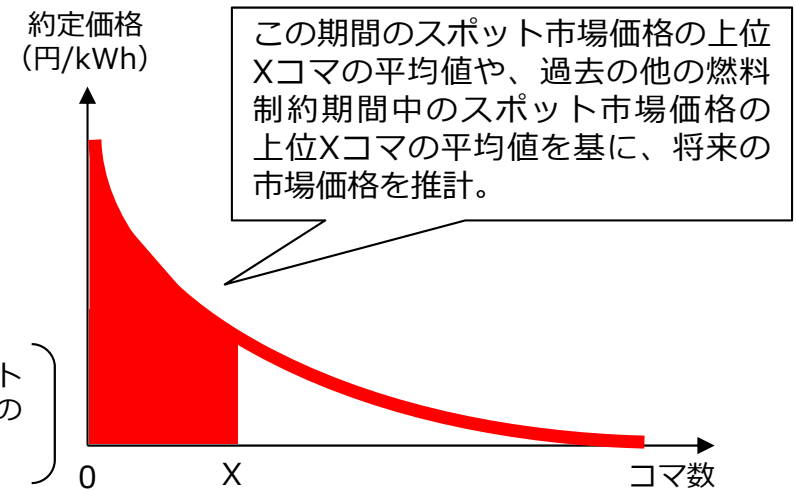
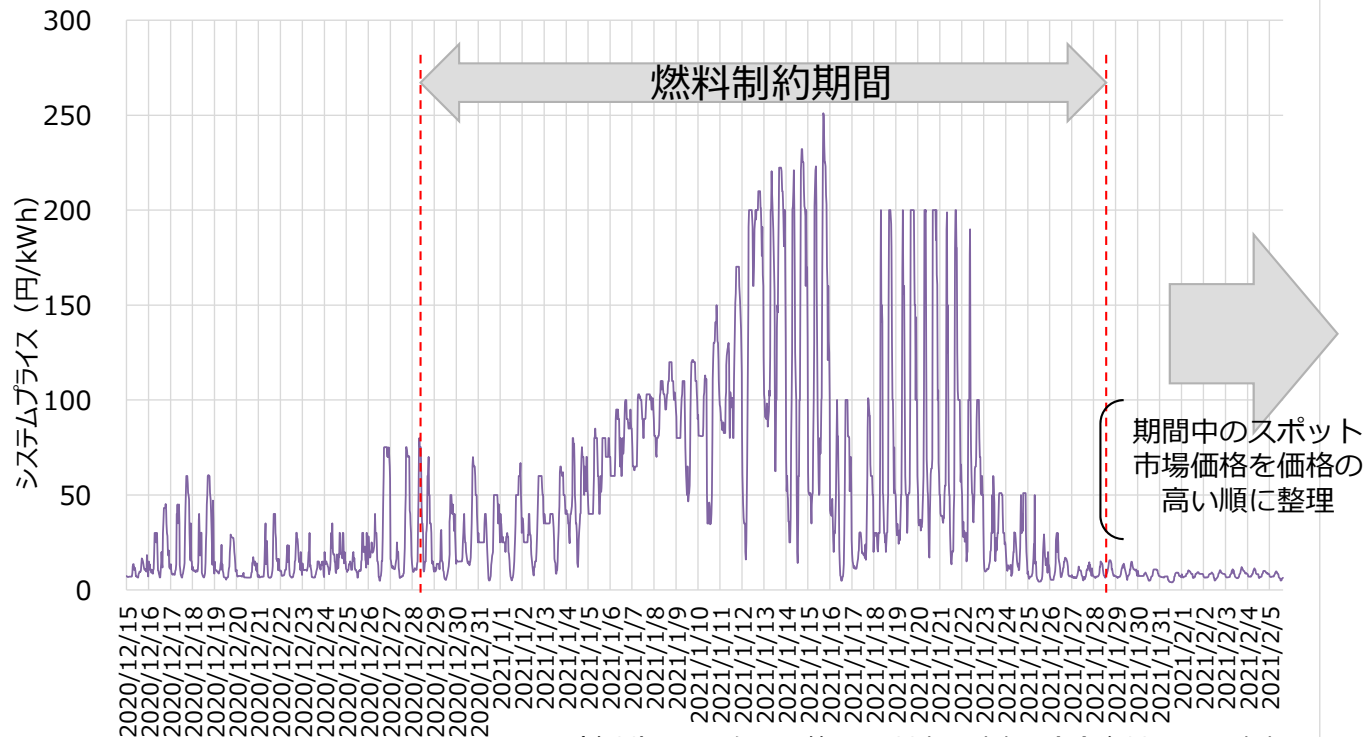
※次の入船日を迎えても燃料制約が解消しないことが明らかな場合は、燃料制約の解消が想定される日までの期間となる。

例 1：過去の市場価格を基に将来の市場価格を推計

- 機会費用を次の入船日までのスポット市場等の価格を基に見積もる場合、将来のスポット市場価格等をどのように考えるべきか。
- 例えば、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算出するのも一案ではないか。
 - － 過去の市場価格を基に将来価格を簡易的に推計するため、機械的に計算できるが、燃料制約下における需給の状況を考慮できていないという点や、参照可能な過去の燃料制約の実績データが不十分という課題がある。

燃料制約期間中の将来のスポット市場価格等の考え方

スポット市場 システムプライスの推移
(2020年12月15日～2021年2月5日) コマ毎価格

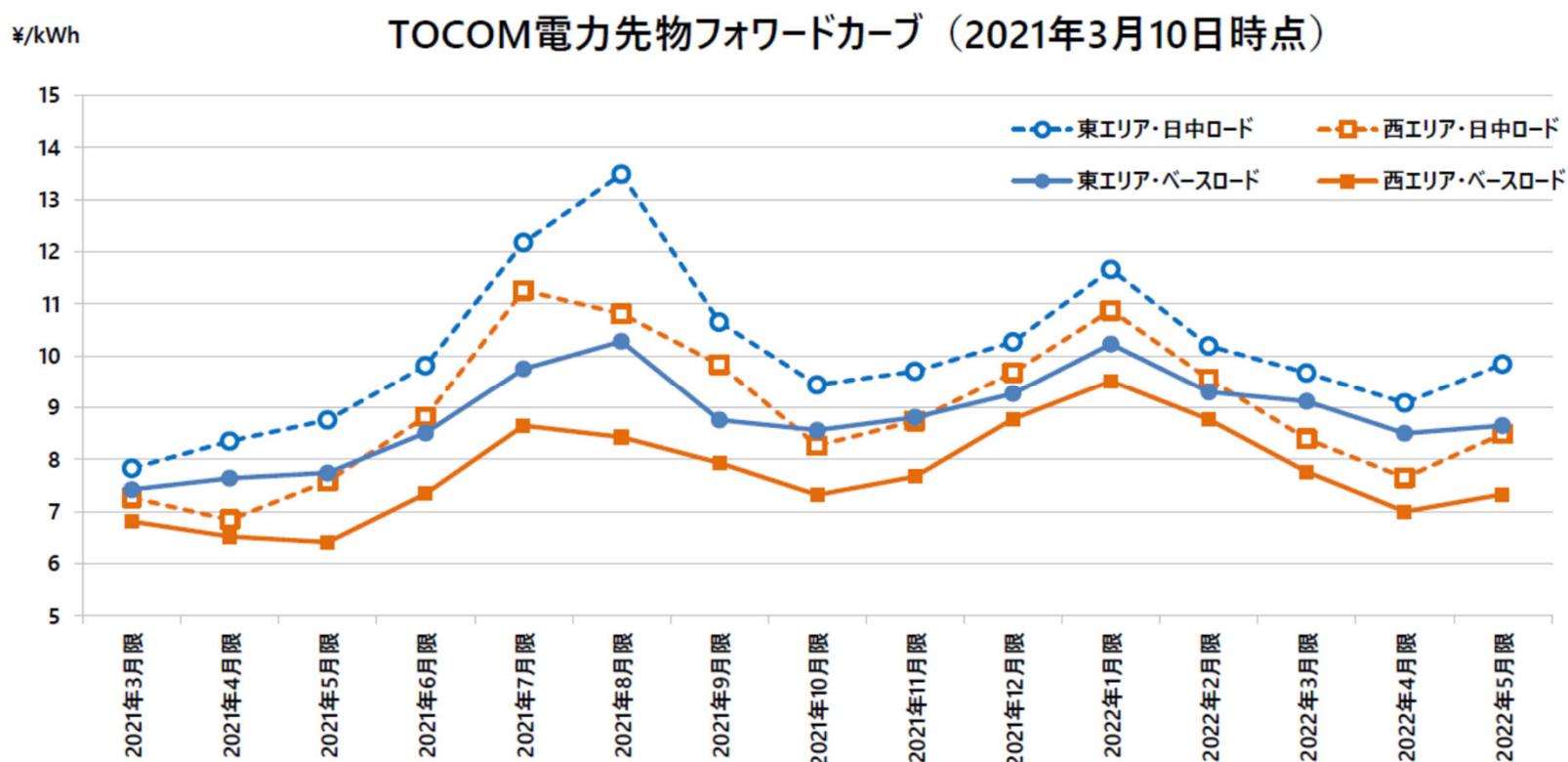


(資料) 2021年2月 第56回制度設計専門会合資料3-1を一部加工

例 2：先渡・先物市場価格を基に将来の市場価格を推計

- 先渡・先物市場価格は、現時点における将来のスポット市場価格等の指標となることから、入札量が十分にあれば、これを基に機会費用を算出するのも一案ではないか。

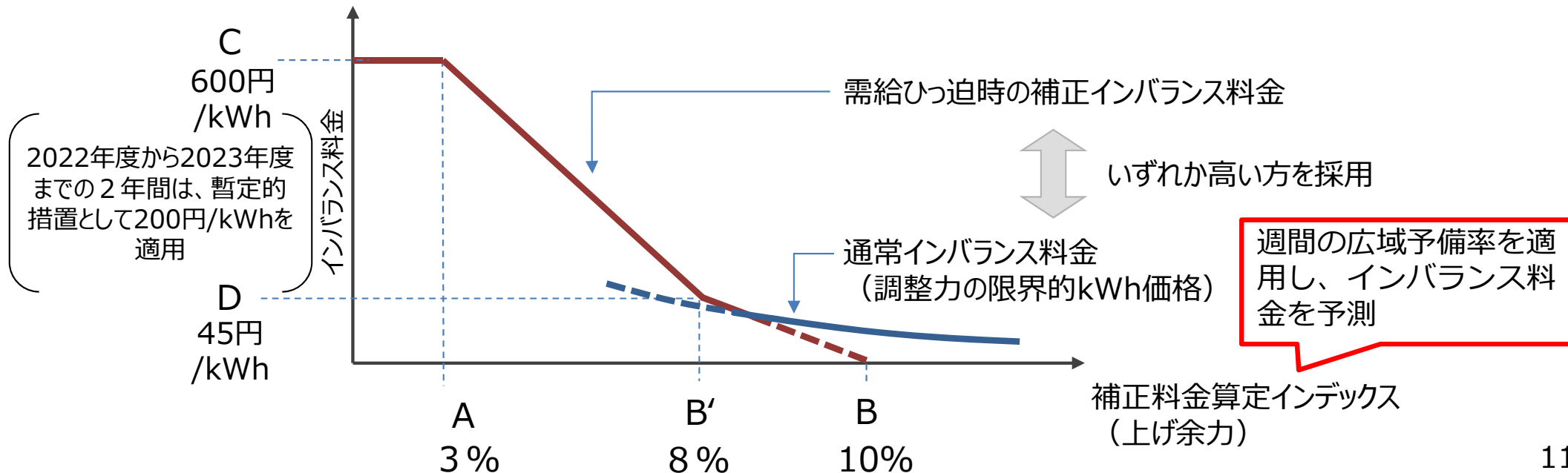
2021年3月 第58回制度設計
専門会合 資料4-2



例 3：週間予備率により先々のインバランス料金を推計①

- 燃料不足により供給力が減少しスポット市場で売り切れとなるようなケースにおいては、スポット市場価格は市場参加者のインバランス料金の予測値から決定される状況になると考えられる。したがって、機会費用の算出に用いる先々のスポット市場価格を、先々のインバランス料金の予測値から推計する方法が考えられるのではないかな。
- また、燃料不足のケースにおいて今調整力を 1 kWh 提供することは、先々に 1 kWh 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、この観点からも、機会費用を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。
- 先々のインバランス料金を推計する方法として、週間の広域予備率を基に先々の補正インバランス料金を推計し、それを参照するというのも一案ではないかな。

2022年度以降のインバランス料金制度



例 3 : 週間予備率により先々のインバランス料金を推計②

- 現在、広域予備率については、1 週間先までのものまで算定・公表する方向で広域機関において検討が進められている。
- 広域機関での検討の詳細を踏まえつつ、将来のインバランス料金を推計する方法について引き続き検討することとしてはどうか。
 - 週間予備率は、1 週間先までの各日について、需要最大コマと予備率最小コマの 2 点が算出されることになっている。

まとめ

- 今回、機会費用の算出方法、特に市場価格の推計方法について、現時点で考えられるものを例示した。
- これら以外の算出方法も十分に考えられることから、本日の議論も踏まえ、引き続き検討を深めることとしたい。

2. 2022年度向け調整力公募における 電源Ⅰ'の想定発動回数について

2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ'の想定発動回数の見直し

- 前回会合では、電源Ⅰ'の想定発動回数については、至近の実績を踏まえた年間発動回数の期待値を算出し、次回公募に向けて想定発動回数を見直すこととした。
- 今回、至近の実績を整理し、次回公募に向けた想定発動回数の検討を行った。

※想定発動回数は年間発動回数の期待値（平均値）として、現在は3.6回で設定されている。

改善事項①：2022年度公募に向けた電源 I' の想定発動回数について

2021年5月 第61回制度
設計専門会合 資料5-1

- 2022年度以降の電源 I' の発動基準については、広域機関の議論において、これまでのエリアの需給状況に応じた発動指令に代わり、広域予備率 8 %を下回ると見込まれる場合にその発動指令が行われるものと整理されている。
- これは過去の発動実績を基に、発動回数が電源 I' の契約上定める年間最大12回となるような広域予備率を算出し、それを発動基準としたもの。このため、広域予備率をもとに電源 I' を発動する場合には、年間最大12回発動することが想定されている。
- 他方で、現行の想定発動回数3.6回は、年間発動回数の期待値（平均値）であることを踏まえると、今後、至近の実績を踏まえた年間発動回数の期待値を算出し、次回公募に向けて想定発動回数を見直すこととしてはどうか。

発動指令電源の運用（1）

30

- 発動指令電源のリクワイアメント（発動回数は年間12回まで）を踏まえると、比較的高めの予備率で発動指令電源を発動した場合、年間途中で発動回数が足りなくなる可能性がある。そのため、過去実績の予備率から発動の判定基準値となる予備率を検討してはどうか。
- 至近3か年（2016～2018年度）では、広域的な予備率が6 %以下の日はなく、7 %以下は年間最大4日間（5コマ）、8 %以下は年間最大8日間（18コマ）と、予備率増加に伴い、加速度的に日数（30分コマ数）は増加している。
- 発動指令電源の発動回数を年間12回以下とするためには、全ての稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機）が起動していることを前提に、広域的な予備率8 %未満と見込まれる場合を判定基準値としてはどうか。

○至近3か年（2016～2018年度）の予備率実績（電源 I' 除く） 単位：日（ ）の数字は30分コマ数

広域的な予備率	2016年 (4・5月除く)	2017年	2018年	年間最大	3か年平均
6 %以下	0	0	0	0	0
7 %以下	0	0	4 (5)	4 (5)	1.3 (1.7)
8 %以下	0	2 (5)	8 (18)	8 (18)	3.3 (7.7)
9 %以下	3 (5)	11 (35)	16 (55)	16 (55)	10 (31.7)
10 %以下	10 (24)	28 (115)	20 (118)	28 (118)	19.3 (85.7)

電力広域的運営推進機関
2019年8月 第42回調整力及
び需給バランス評価等に関する
委員会 資料3

2016年度から2018年度までの実績では、2022年度以降の電源 I' の発動基準（広域予備率が8 %以下）に基づく、年間発動回数の平均は3.3日であった。

2022年度向け調整力公募における電源Ⅰ'の想定発動回数について

- これまで電源Ⅰ'が運用されてきた2016年度から2020年度までの実績を確認したところ、電源Ⅰ'の発動基準となる広域予備率が8%以下となるのは5カ年平均で5.4日であった。
- 他方、想定発動回数を至近の運用実績に基づき見直すこととしたことを踏まえると、運用実績が極端に少ない2016年は除くべきではないか。
- したがって、2022年度向け公募における想定発動回数は、2017年度から2020年度までの4カ年平均7日を基に7回とすることで、一般送配電事業者に要請することとしてはどうか。

広域的な予備率※1実績（電源Ⅰ'発動量および追加供給力対策量※2を除く） 単位：日（ ）の数字は30分コマ数

広域的な予備率	2016年度※3	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	年間最大	4か年平均
4%以下	0	0	0	0	2 (4)	2 (4)	1 (1)
5%以下	0	0	0	1 (1)	2 (12)	2 (12)	1 (3)
6%以下	0	0	0	1 (6)	2 (20)	2 (20)	1 (7)
7%以下	0	0	4 (5)	2 (8)	7 (35)	7 (35)	3 (12)
8%以下	0	2 (5)	8 (18)	5 (19)	12 (68)	12 (68)	7 (28)
9%以下	3 (5)	11 (35)	16 (55)	8 (39)	14 (108)	16 (108)	12 (59)
10%以下	10 (24)	28 (115)	20 (118)	12 (65)	24 (155)	28 (155)	21 (113)

※1 実績における予備率は各エリアの判断において、バランス停止機で起動可能なものを起動させて予備力を確保した場合の値

※2 追加供給力対策量は「2020年度冬季の電源Ⅲ焚き増し・自家発電き増しの一般送配電事業者の調達量」および「供給電圧調整による効果量」

※3 2016年度は一部の月のデータが除かれている。