

スポット価格高騰期間における 一般送配電事業者の対応等について

第57回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和3年3月2日（火）



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

1. 一般送配電事業者の調整力の調達・運用がスポット市場等に与えた影響について

本日ご議論いただきたい点

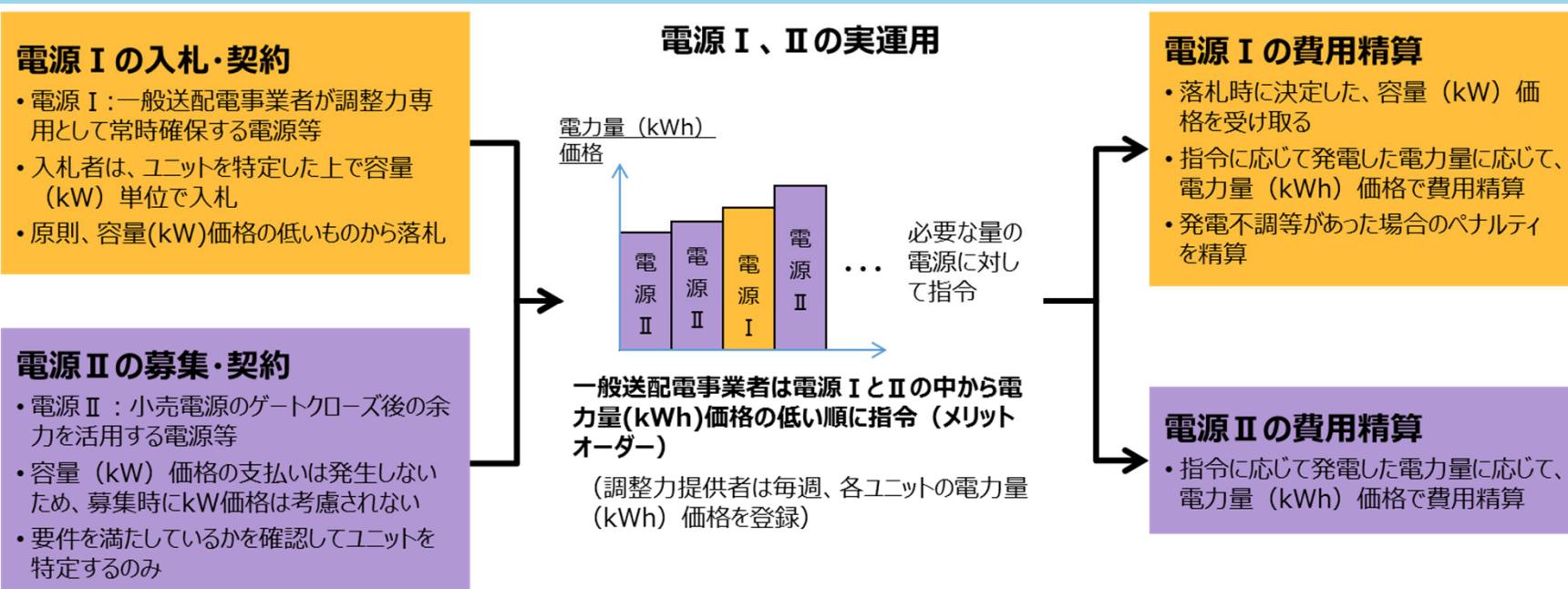
- 今冬の需給ひつ迫期間においては、各エリアの需給バランスを維持するため、一般送配電事業者において、通常の調整力（電源Ⅰ、電源Ⅰ'、電源Ⅱ）への指令に加え、以下のような手段が講じられていた。
 - 発電事業者にオーバーパワー発電を要請、自家発からの調達
 - スポット市場等からの調達、電源Ⅱの事前予約
 - 他エリアの一般送配電事業者からの需給ひつ迫融通を広域機関に要請
- こうした一般送配電事業者の取組は、各エリアの需給を一致させるために必要なものであったと考えられるが、スポット市場価格にどのような影響を及ぼしていたのか、以下について事務局で分析を行った結果について、ご確認いただきたい。

今回の分析

- ①大きな不足インバランスが発生していた日における調整力の稼働状況
- ②一般送配電事業者による電源Ⅱの事前予約
- ③一般送配電事業者によるJEPXからの調達

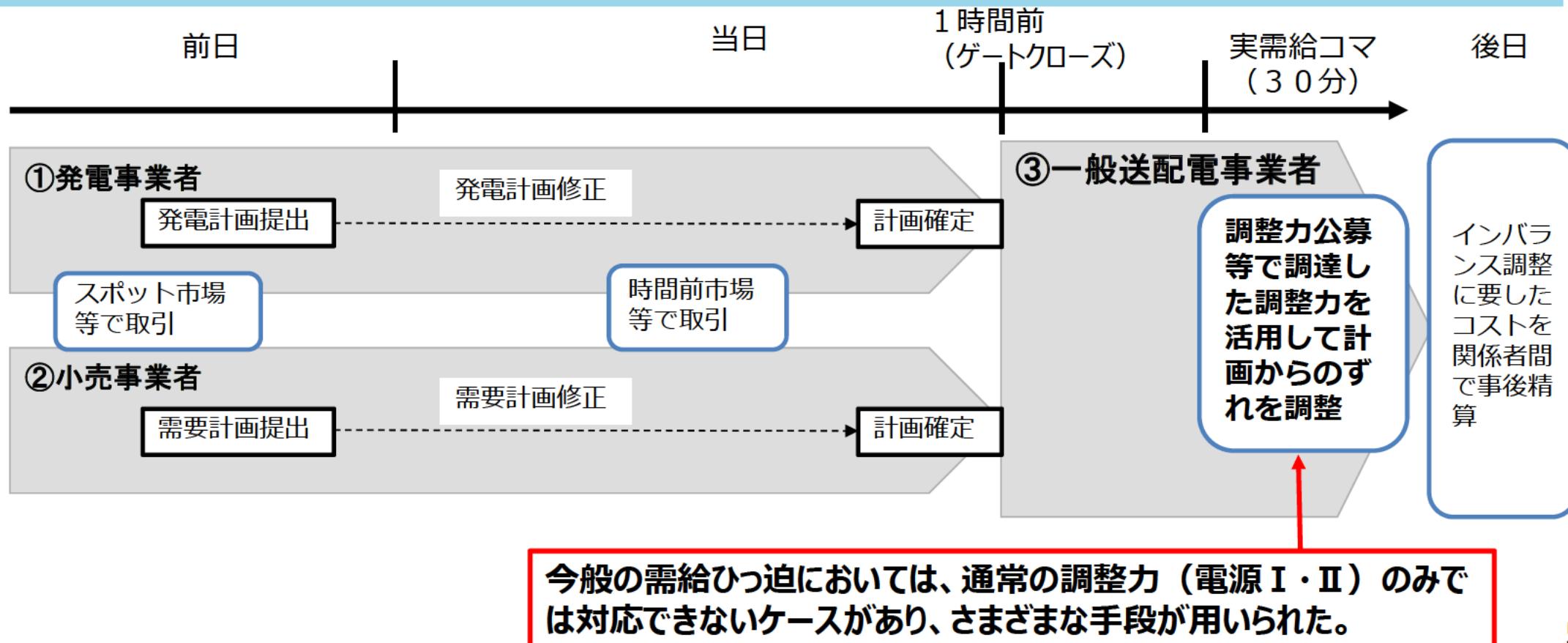
一般送配電事業者による調整力への指令とスポット市場等への影響

- 一般送配電事業者は、需給調整に用いる電源等（調整力）を、公募等の手続きにより発電事業者等から調達。
 - 一般送配電事業者は、調整力専用として常時活用できる電源を、H3需要の7%分、年間契約で確保（電源Ⅰ）。それ以外に、需給ひつ迫時に備えた電源等も年間契約で確保（電源Ⅰ'）
 - これに加えて、小売用の供給力として活用される電源についても、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が調整力として活用可能な仕組みを導入（電源Ⅱ）
- これらのうち、電源Ⅰ及び電源Ⅰ'は送配電専用の電源であるため、その稼働はスポット市場等に影響を与えない。また、電源Ⅱについても、ゲートクローズ後の余力の活用であればスポット市場等に影響を与えない。
- 今回は、一般送配電事業者による電源Ⅱの活用で、通常想定されている余力活用以外のものについて、スポット市場等にどのような影響を与えたかという観点で分析を行った。



一般送配電事業者による需給調整（計画値同時同量の流れ）

- 実需給断面において、一般送配電事業者は、調整力（電源Ⅰ・電源Ⅱなど）を用いてインバランスを補填・吸収する。
※インバランス＝発電事業者・小売事業者の発電計画・需要計画と実際の発電量・需要量との差
- 今回の需給ひつ迫期間においては、通常の調整力のみでは対応できない場面があったことから、他エリアの一般送配電事業者からの融通、自家発等からの調達、スポット市場等からの調達といった手段も用いられた。



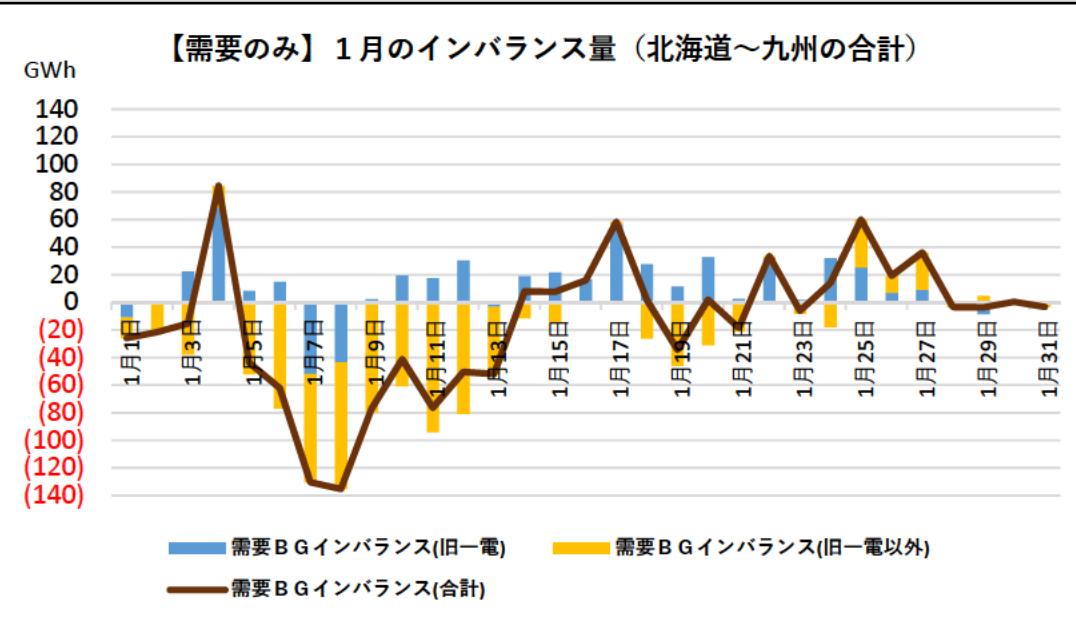
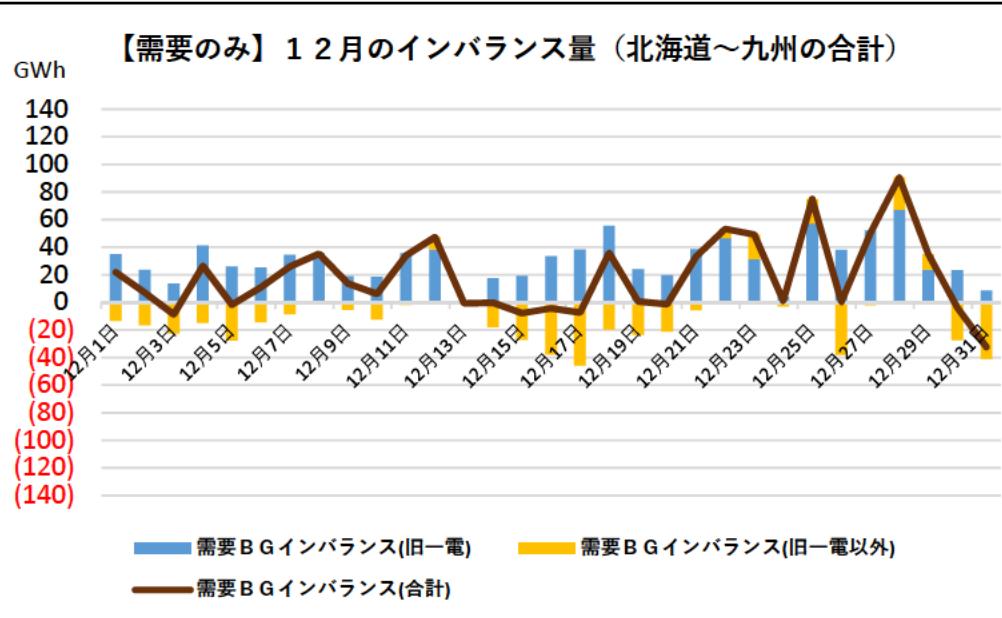
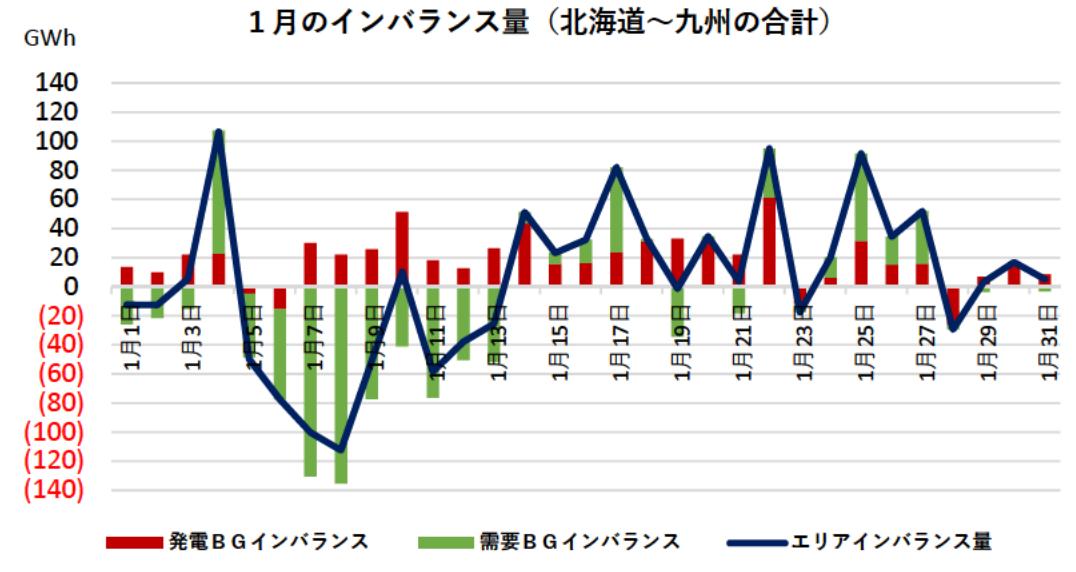
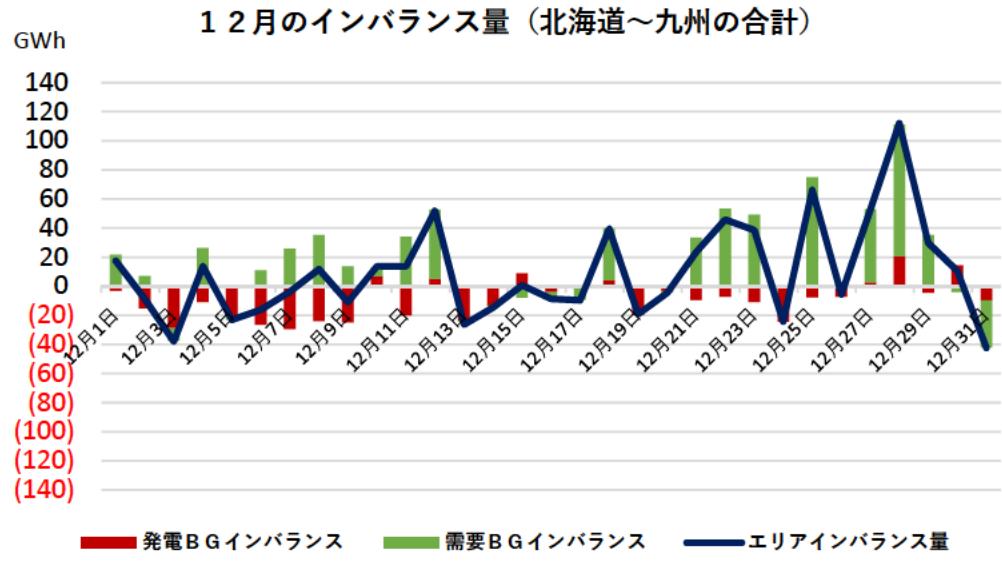
1 – 1

**大きな不足インバランスが発生していた日に
おける調整力の稼働状況についての分析**

インバランスの発生状況について

- 昨年12月～本年1月における、エリアインバランスの状況は以下の通り。
- 1月上旬は、比較的多くの量の不足インバランスが発生していた。

注：1月のインバランス量は速報値のため、
確報で数値が変更になる可能性がある。



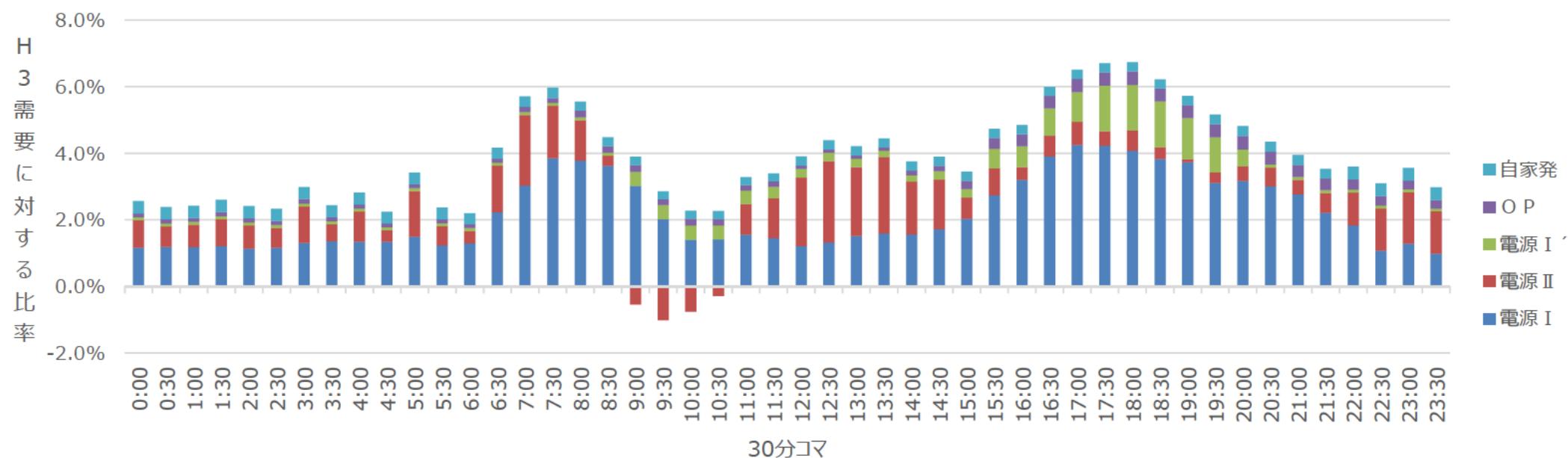
調整力の稼働状況の分析

- 比較的多くの不足インバランスが発生していた1月8日について、一般送配電事業者による調整力の指令量を分析したところ、以下の通り。
- 電源Ⅰが多く指令されていたが、それに加えて、電源Ⅰ'、各種電源のオーバーパワー、自家発なども調整力として活用されていた。また、電源Ⅱが多く指令されたエリアもあった。
- スポット市場で売り切れた状況では、電源Ⅱのほぼ全てが小売に供給済みとなるため、一般送配電事業者が活用できる電源Ⅱは限定されるはずであることから、エリアによっては電源Ⅱの稼働があったことについて、14ページ以降で分析を行った。

調整力の稼働状況（1月8日、9エリア合計）

※1月8日のスポット市場は全48コマが売り切れ状態

全国

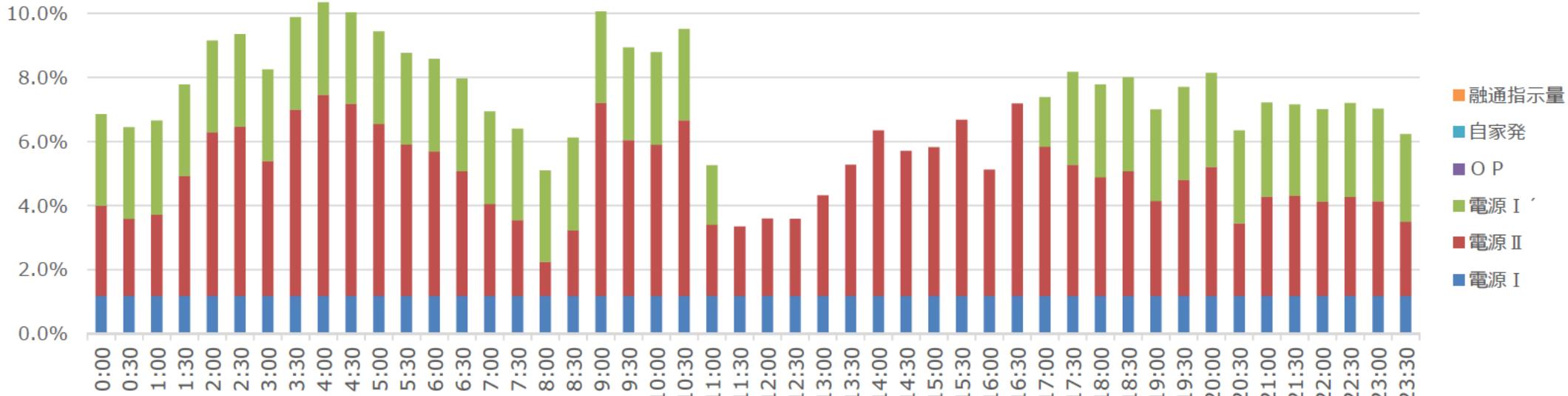


9エリアの調整力稼働量を合計（上げ下げは相殺）

調整力の稼働状況（1／8、北海道、東北）

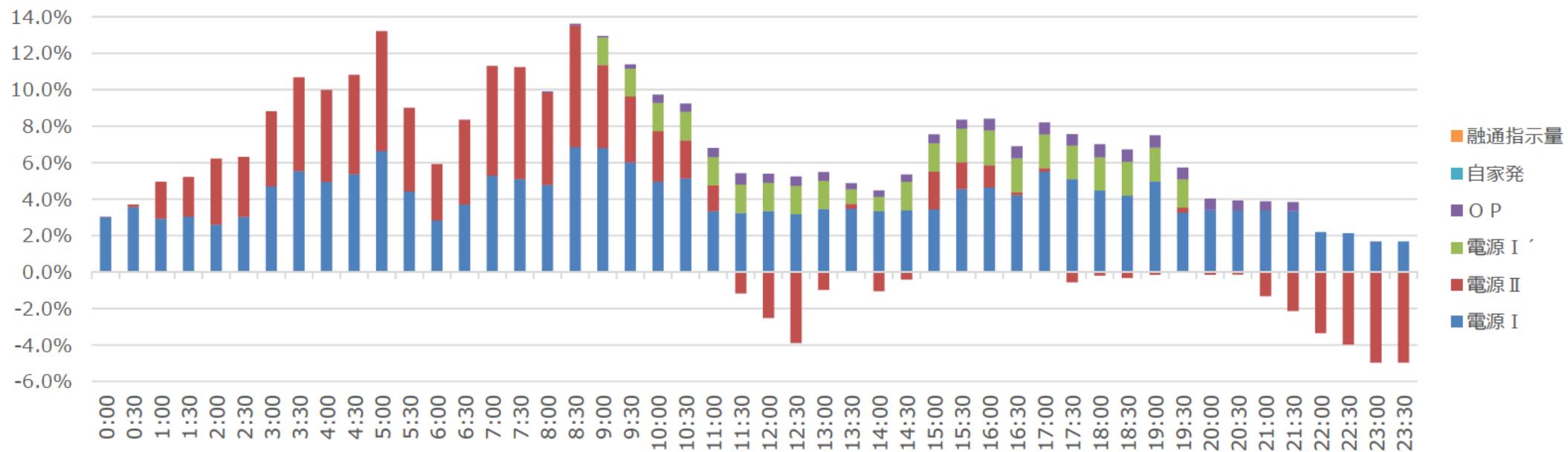
H3需要 : 5.0GW

北海道



H3需要 : 13.7GW

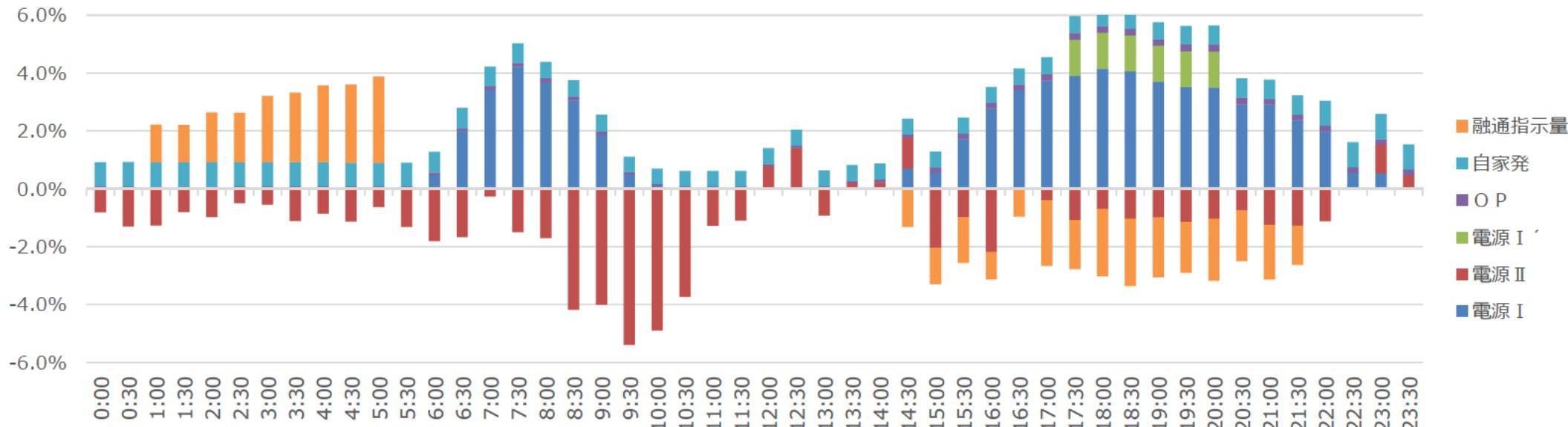
東北



調整力の稼働状況（1／8、東京、中部）

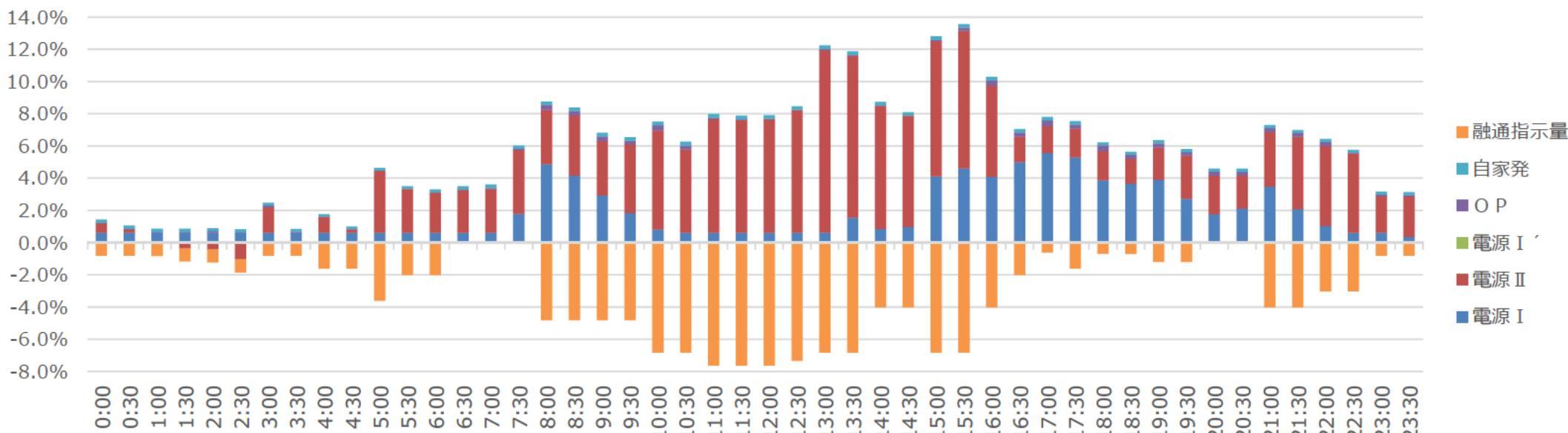
H3需要 : 52.8GW

東京



H3需要 : 24.9GW

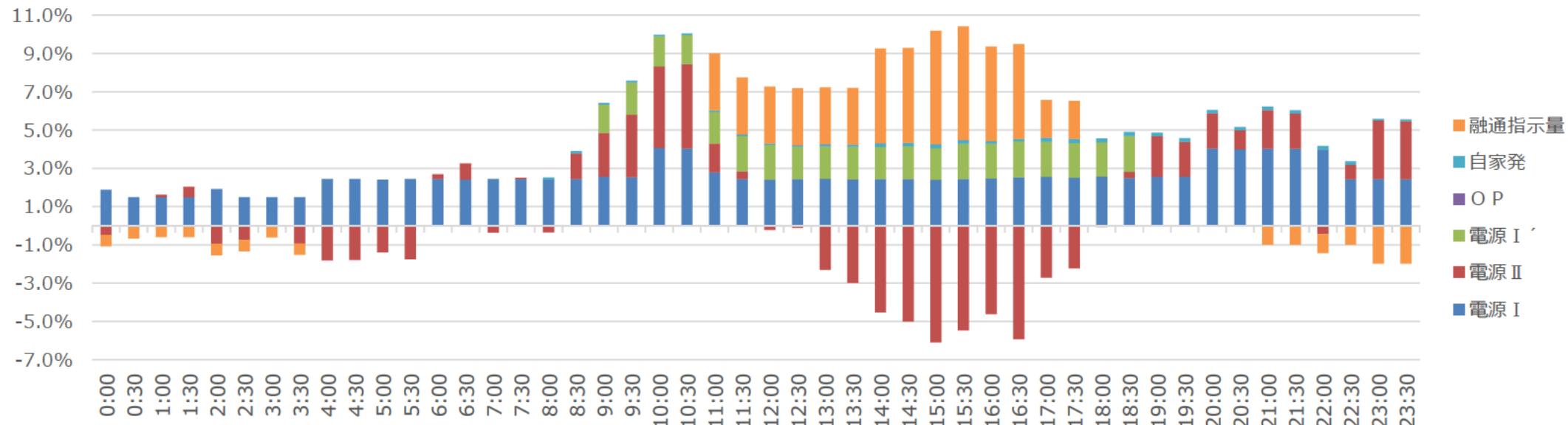
中部



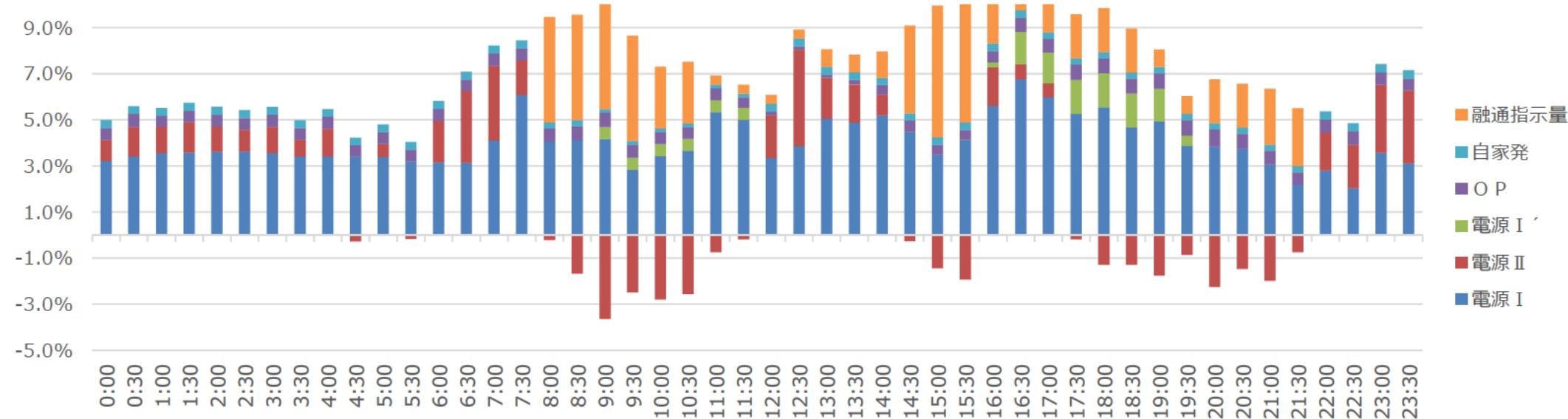
※中部エリアは、冬期は電源 I'を確保していない。

調整力の稼働状況（1／8、北陸、関西）

H3需要：5.1GW

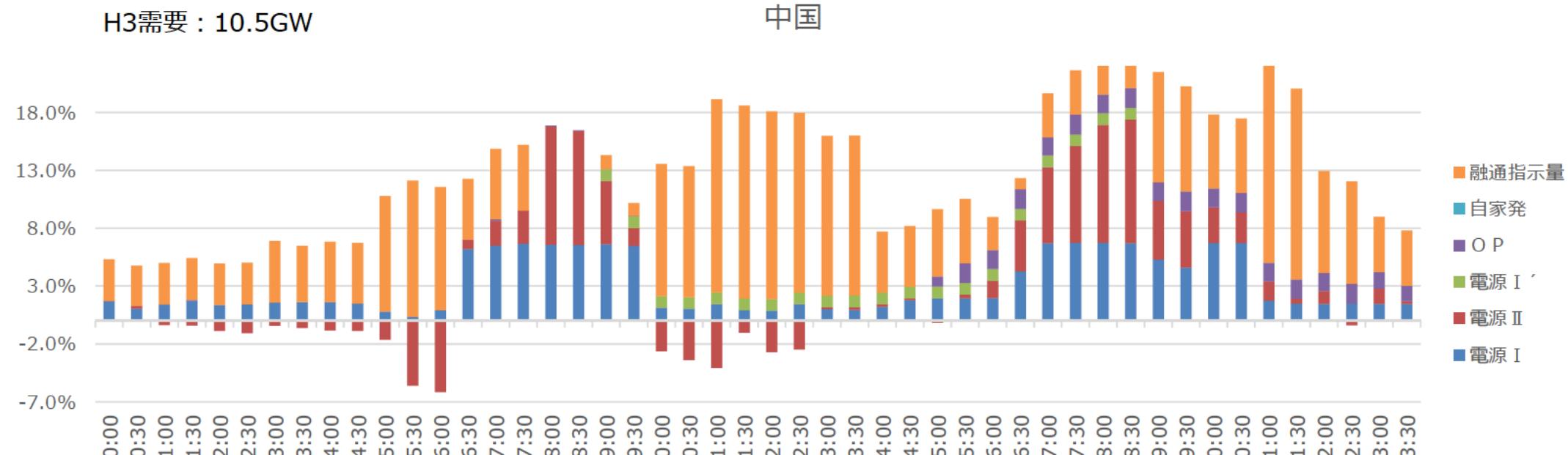


H3需要：26.3GW



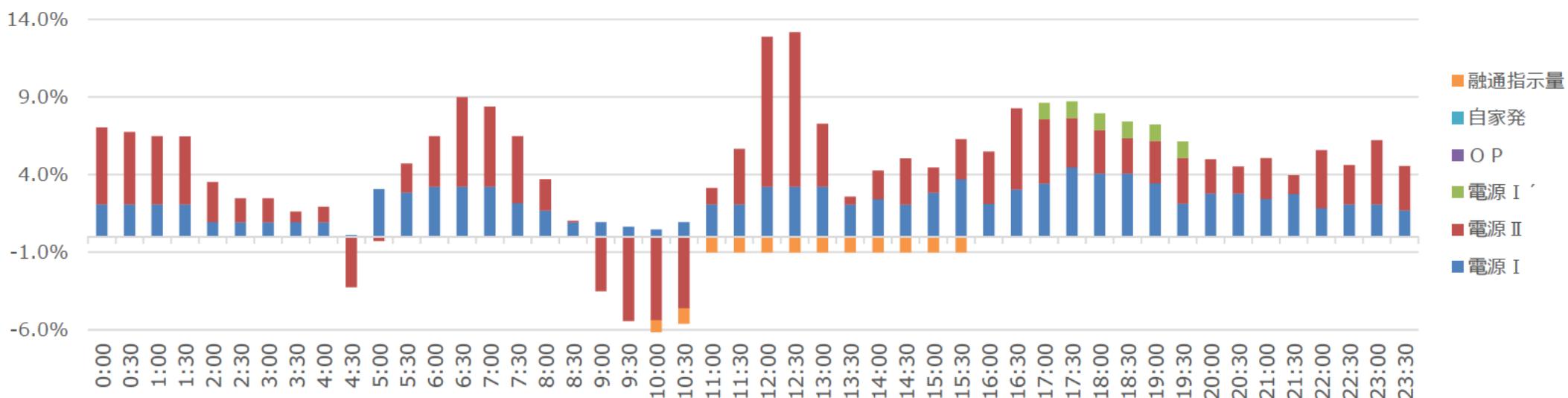
調整力の稼働状況（1／8、中国、四国）

H3需要：10.5GW



四国

H3需要：5.0GW



調整力の稼働状況（1／8、九州）

H3需要：15.3GW

九州



スポット市場で売り切れが発生しているのになぜ電源Ⅱが稼働できたのか

- スポット市場で売り切れが発生したコマにおける電源Ⅱへの指令について一般送配電事業者に確認したところ、以下のようなケースであったとの回答であった。
 - ① 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
 - ② 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
- このように、発電事業者が燃料制約として抑制した（売り入れしなかった）部分への指令であったため、売り切れコマであったにもかかわらず電源Ⅱが稼働していた。
→ このスポット市場への影響について次ページで分析した。

上述①の指令のイメージ

ゲートクローズ時点
(発電計画)

実需給
(送配電指令後)

電源Ⅱ火力
(燃料制約のためスポットに
は売り入れしなかった分)

電源Ⅰ揚水

BG発電計画

電源Ⅱ

電源Ⅲ

送配電が
上げ指令

電源Ⅰ揚水

燃料制約のためスポット市
場に売り入れられなかった
電源Ⅱ火力に指令
(先々のコマのために残し
ておいた燃料を先使い)

売り切れコマにおける電源Ⅱ指令のスポット市場への影響

- 前述した売り切れコマにおける電源Ⅱ指令のスポット市場への影響については、以下のように考えられるのではないか。

売り切れが発生したコマにおける電源Ⅱへの指令

- 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
- 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース

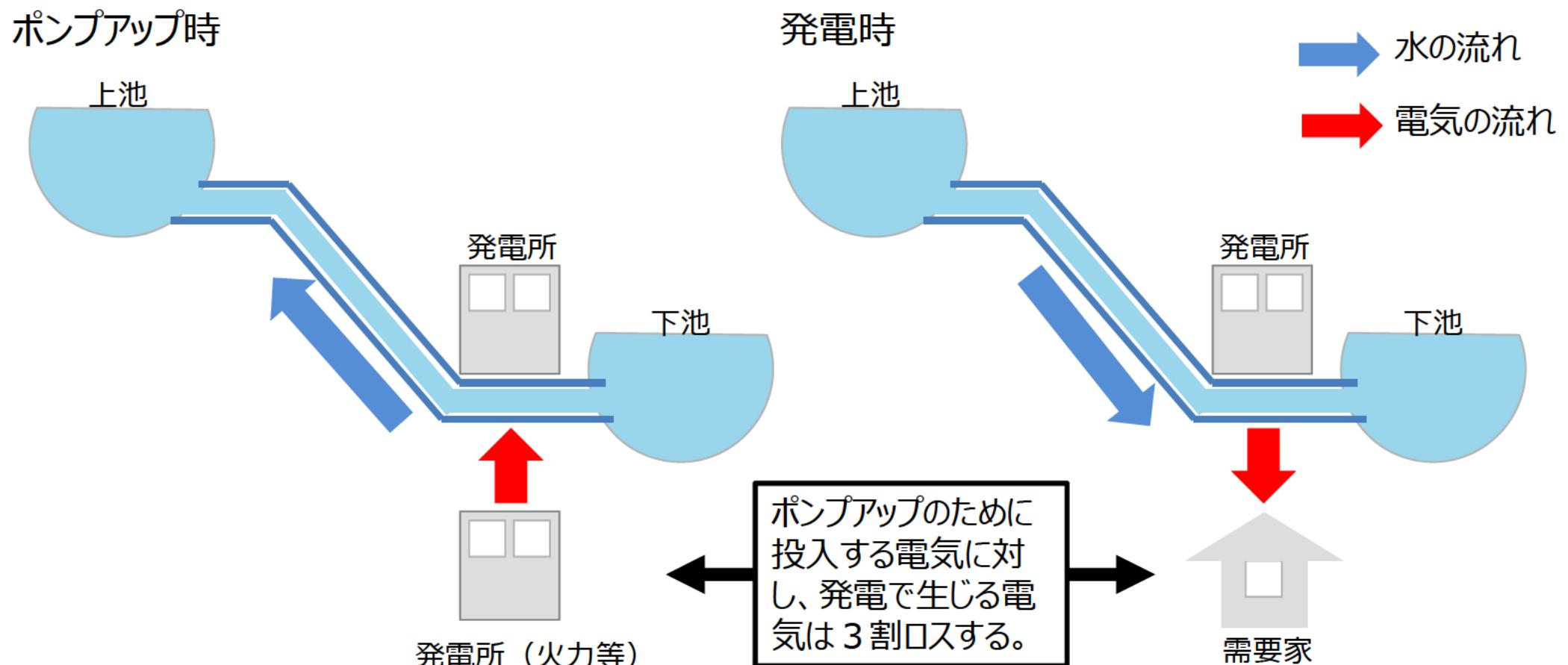
スポット市場への影響（考察）

- こうした電源Ⅱ指令は、発電事業者が燃料制約のためにスポット市場に投入しなかった分への指令であることから、**そのコマについては市場に影響は与えていなかったと考えられるのではないか。（後述する電源Ⅱ予約を除く。）**
- 他方で、こうした指令は先々のコマのために確保しておいた燃料を消費することとなるため、**翌日以降のスポット市場投入可能量に影響があったと考えられる。**
- これについて、**上述①のケースについては、仮に電源Ⅱに指令せず電源Ⅰ揚水に指令した場合には、いずれ揚水ポンプアップが必要となり、揚水ロスを考慮すると、先々のコマにおけるスポット市場投入可能量はさらに減少したと考えられる。すなわち、この電源Ⅱ指令の先々のコマのスポット市場への影響は、電源Ⅰに指令する場合よりもしろ小さかったと言えるのではないか。**
- また、**上述②のケースについては、このコマの需給調整には不可欠の指令であったことから、その後のスポット市場投入可能量に影響があったとしても、致し方ないものと言えるのではないか。**

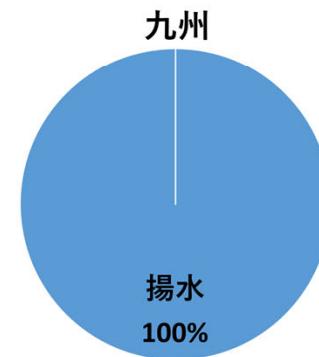
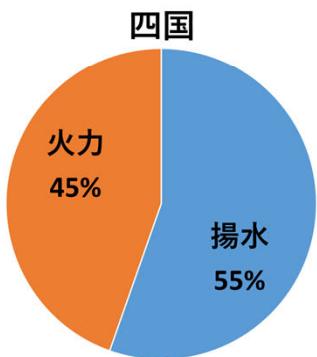
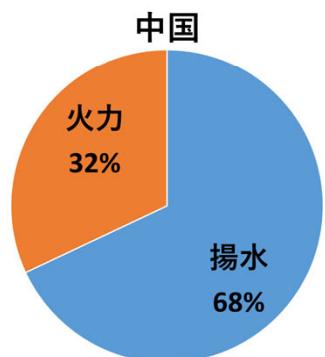
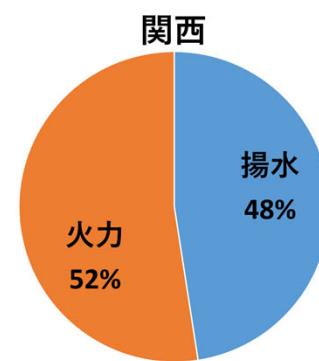
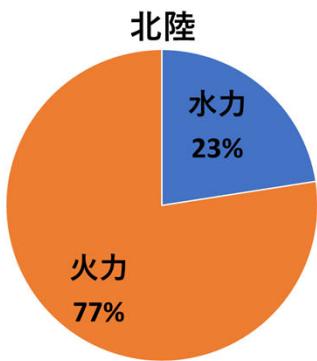
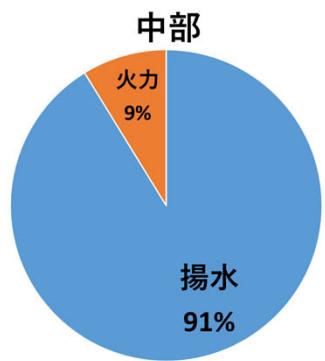
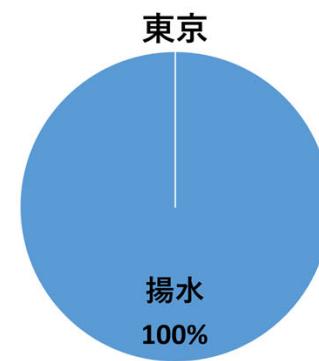
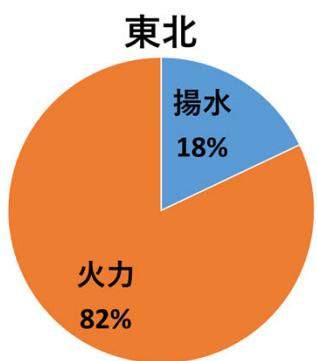
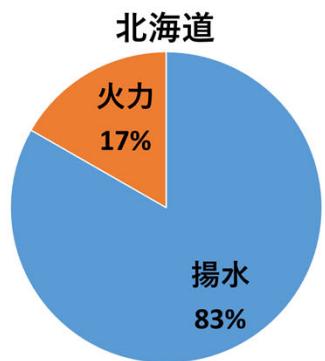
注) 電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを発電事業者が行うこととされている契約の場合、①の電源Ⅱの稼働は、契約に基づく電源Ⅰ揚水のポンプアップを履行したこととして扱われる。

(参考) 揚水口スについて

- 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。
- 水のポンプアップから発電までの間には、ポンプ等の機器効率等の要因によりエネルギー口ス（揚水口ス）が発生し、ポンプアップのために必要な電力に対し、発電時の出力は約3割程度口スする。



(参考) 各エリアの電源 I 確保量の電源種別割合 (2020年度)



1月8日以外の調整力の稼働状況について

- 1月8日以外に、1月5日～13日の調整力の稼働状況についても確認を行ったところ、36ページ以降に添付のとおり。
- これらの期間においても、1月8日と同様、電源Ⅰが多く指令され、それに加えて、電源Ⅰ'、各種電源のオーバーパワー、自家発なども調整力として活用されていた。また、電源Ⅱが多く指令された時間帯もあった。
- 1月8日と同様な調整力の稼働状況であったと考えられるが、特に分析すべき点があるか。

1 – 2 .

一般送配電事業者による電源Ⅱの 事前予約についての分析

一般送配電事業者による電源Ⅱ事前予約の状況（今冬の価格高騰時）①

- 今冬の需給ひつ迫において、電源Ⅱ事前予約の実施の有無を確認したところ、**四国送配電**が12月15～17日、**中部PG**が12月21日に実施していた（各社ホームページでも公表済み）。
- 両社の事前予約の目的は、太陽光等の予測外れによる不足インバランスへの対応であった。
- 予約のタイミングは、12月15日、21日分はスポット市場後であったことから、スポット市場への影響はなかったと考えられる。また、12月16日、17日分はスポット市場前であったものの、スポット市場の約定総量に占める予約量の割合は多くても0.4%程度であり、市場取引への影響は限定的であったものと考えられる。（時間帯毎の予約量は23ページに添付）
- なお、スポット市場前の電源Ⅱ事前予約については、今後、電力広域的運営推進機関において事後検証が行われる。

電源Ⅱの事前予約の実績（昨年12月～本年1月）

一般送配電事業者	期間	予約量合計	予約のタイミング	目的
四国送配電	12/15～17	6.0GWh	12/15 スポット市場後、 12/16、17 スポット市場前	太陽光等予測外れによる 不足インバランス対応
中部PG	12/21	0.3GWh	スポット市場後	太陽光等予測外れによる 不足インバランス対応

※上記予約期間のうち、12/16の2コマで、スポット市場で売り切れが発生していた。（時間帯毎の予約量は23ページに添付）

（参考）電源Ⅱの事前予約の流れ（太陽光発電等の予測外れの場合）

- ① 太陽光発電等の大きな予測外れの発生が懸念（天気予報の大きな変化など）
- ② 電源Ⅱが域外に売られる等により電源Ⅱ余力が域内に残らなければ、太陽光発電等の予測外れによる不足インバランスを穴埋めできないおそれ
- ③ 一般送配電事業者は、一定量の電源Ⅱをスポット市場（時間前市場）に投入せず残しておくよう域内の旧一電に要請（スポット市場前（後）に電源Ⅱを予約）
- ④ 必要な調整力を確実に確保。なお、スポット市場前の電源Ⅱ事前予約の事後検証は、電力広域的運営推進機関が行う。

一般送配電事業者による電源Ⅱ事前予約の状況（今冬の価格高騰時）②

- 電源Ⅱ事前予約について、**関西送配電**からも実施の報告があったが、その詳細を確認したところ、スポット市場後に余力として残っていた電源Ⅱを予約したものではなく、発電事業者が燃料制約として抑制した（売り入札しなかった）部分を確保したものであり、**通常の電源Ⅱ事前予約とは異なるものであった。**
- これらの確保分は、本来市場に供出されるものではなかったことから、15ページと同様にそのコマについてはスポット市場に影響は与えないと考えられる。
- なお、関西送配電では、これらの情報をホームページ上で公表している。

電源Ⅱの事前予約の実績（昨年12月～本年1月）

※発電事業者がスポットへの売り入札をしなかった部分を確保したケース

一般送配電事業者	期間	予約量合計	予約のタイミング	目的
関西送配電	1/6～8	52.7GWh	スポット市場後	需給ひつ迫による不足インバランス対応

※1/6～8の期間では、スポット市場で売り切れが発生。

(参考) 電源Ⅱの事前予約の準用について

令和3年2月17日

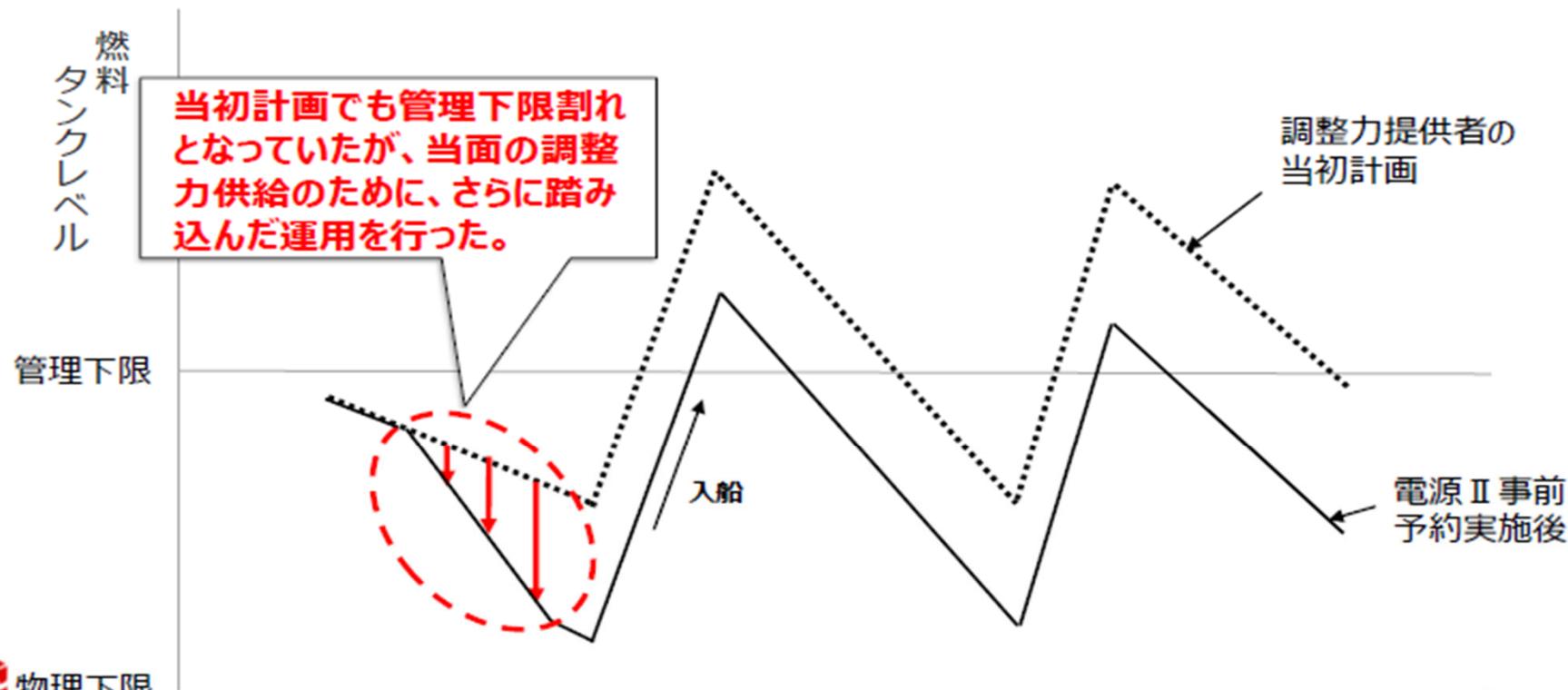
第30回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料4

【参考】電源Ⅱ事前予約の準用について

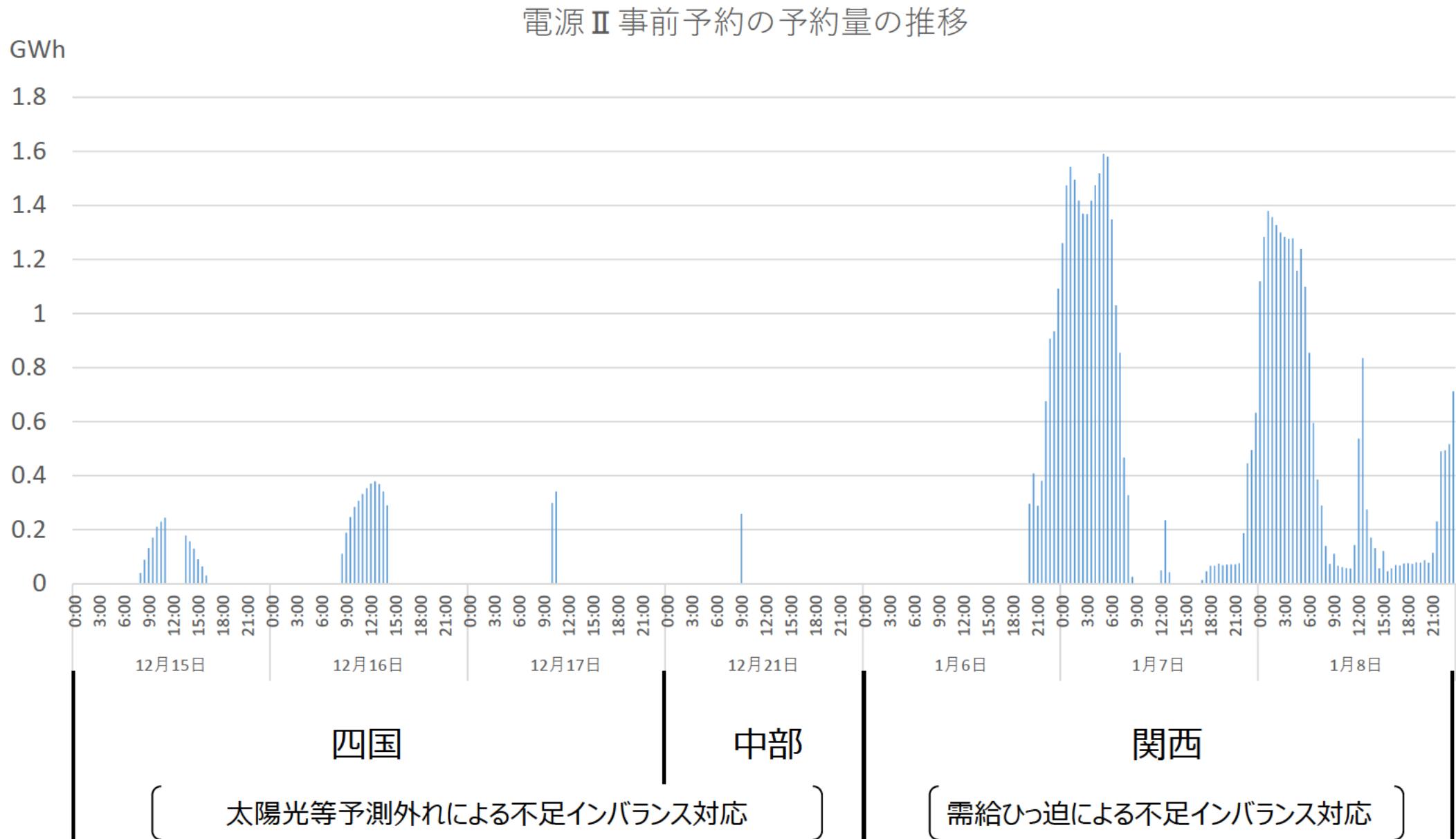
14

- 燃料制約がある中で、想定される不足インバランスに対して、通常の調整電源（電源Ⅰ、電源Ⅱ余力）では充足できない見込みとなつたことから、燃料の管理下限を超えた運用を行うことで不足する調整力を供給することとし、この分について電源Ⅱ事前予約を準用して公表した。なお、本予約はスポット市場後に実施。

（管理下限を下回った運用であり、本来市場に供出されるものではなかつたと考えられる）



電源Ⅱ事前予約の調達量推移



1 – 3.

一般送配電事業者のスポット市場及び時間前 市場からの調達についての分析

一般送配電事業者のスポット市場等からの調達について（今冬の価格高騰時）

- 12月～1月において、一般送配電事業者が、スポット市場及び時間前市場からの調達を依頼したかどうかについて確認したところ、**東京PG**及び**関西送配電**が、調整力提供者（発電・小売）に代理調達を依頼していたことが確認された（これら以外は未実施）。
- 調達量は、日ごとのスポット市場等の約定総量に占める割合が2%を超えたケースも2日あった。

一般送配電事業者によるスポット市場等からの調達状況

日にち	TSOのスポット市場等からの調達量(GWh)	総約定量(GWh)	総約定量に占める割合
12月29日	0.5	871	0.05%
12月31日	0.3	824	0.03%
1月1日	0.6	813	0.07%
1月2日	0.6	832	0.07%
1月3日	17.1	807	2.12%
1月4日	13.9	888	1.56%
1月5日	6.9	886	0.78%
1月6日	2.4	885	0.27%
1月7日	7.6	892	0.85%
1月8日	12.8	916	1.39%
1月9日	8.2	854	0.96%
1月10日	21.1	855	2.47%
1月11日	4.1	834	0.49%

日にち	TSOのスポット市場等からの調達量(GWh)	総約定量(GWh)	総約定量に占める割合
1月12日	5.5	860	0.64%
1月13日	0.8	882	0.09%
1月14日	5.7	911	0.63%
1月15日	2.8	908	0.31%
1月16日	16.2	850	1.90%
1月17日	7.1	842	0.84%
1月18日	0.5	910	0.05%
1月19日	1.1	901	0.12%
1月20日	0.2	910	0.02%
1月21日	7.1	907	0.78%
1月22日	1.9	894	0.21%
1月23日	5.9	849	0.70%
1月24日	0.2	792	0.03%

電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを一般送配電事業者が行う契約となっている場合、通常は電源Ⅱの調整力を用いるが、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ない場合には、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電気を調達しポンプアップすることを依頼することができるとしている※。

※一般送配電事業者は、日本卸電力取引所の取引規程上、卸電力市場での電気の取引は基本的には認められておらず、FIT送配電買取分の売り入れなど、限られたケースでのみ市場取引が認められている。

スポット市場等からの調達が必要だった理由について

- スポット市場及び時間前市場からの調達を行った2者（東電PG及び関西送配電）に説明を求めたところ、電源Ⅰの揚水式発電所の水量を確保するため、調整力提供者に依頼し、スポット市場等を活用してポンプアップ原資を調達したものであったとのこと。（別添資料5-3及び5-4）
- この期間においてはエリア内の電源Ⅱに余力がなかったことから、一般送配電事業者が電源Ⅰ調整力である揚水のポンプアップのため、スポット市場等を活用したkWh調達を依頼することは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、どうか。

2018年6月 第31回制度設計専門会合
資料9

電源Ⅰである揚水の運用について

- 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

2. 一般送配電事業者が公表する予備率 とスポット市場の状況との関係

一般送配電事業者が公表する予備率とスポット価格の動きとの関係

- 一般送配電事業者は、広域機関の「送配電等業務指針」及び資源エネルギー庁の「系統情報の公表の考え方」に基づき、いわゆる「でんき予報」の中で、**ピーク時予備率等を公表**している。
- 今般のスポット価格が高騰した期間において、この予備率が比較的高いにも関わらず売り切れとなった日もあったことから、その分析が必要との指摘があったところ。

一般送配電事業者が「でんき予報」で公表している情報

- a. 翌日予報
 - ピーク時供給力
 - 予想最大需要
 - **ピーク時予備率・使用率** 等
- b. 当日予報・実績
 - ピーク時供給力
 - 予想最大需要
 - **ピーク時予備率・使用率**
 - リアルタイム需要実績（5分間値、1時間値） 等

各一般送配電事業者等の予備率の算定方法

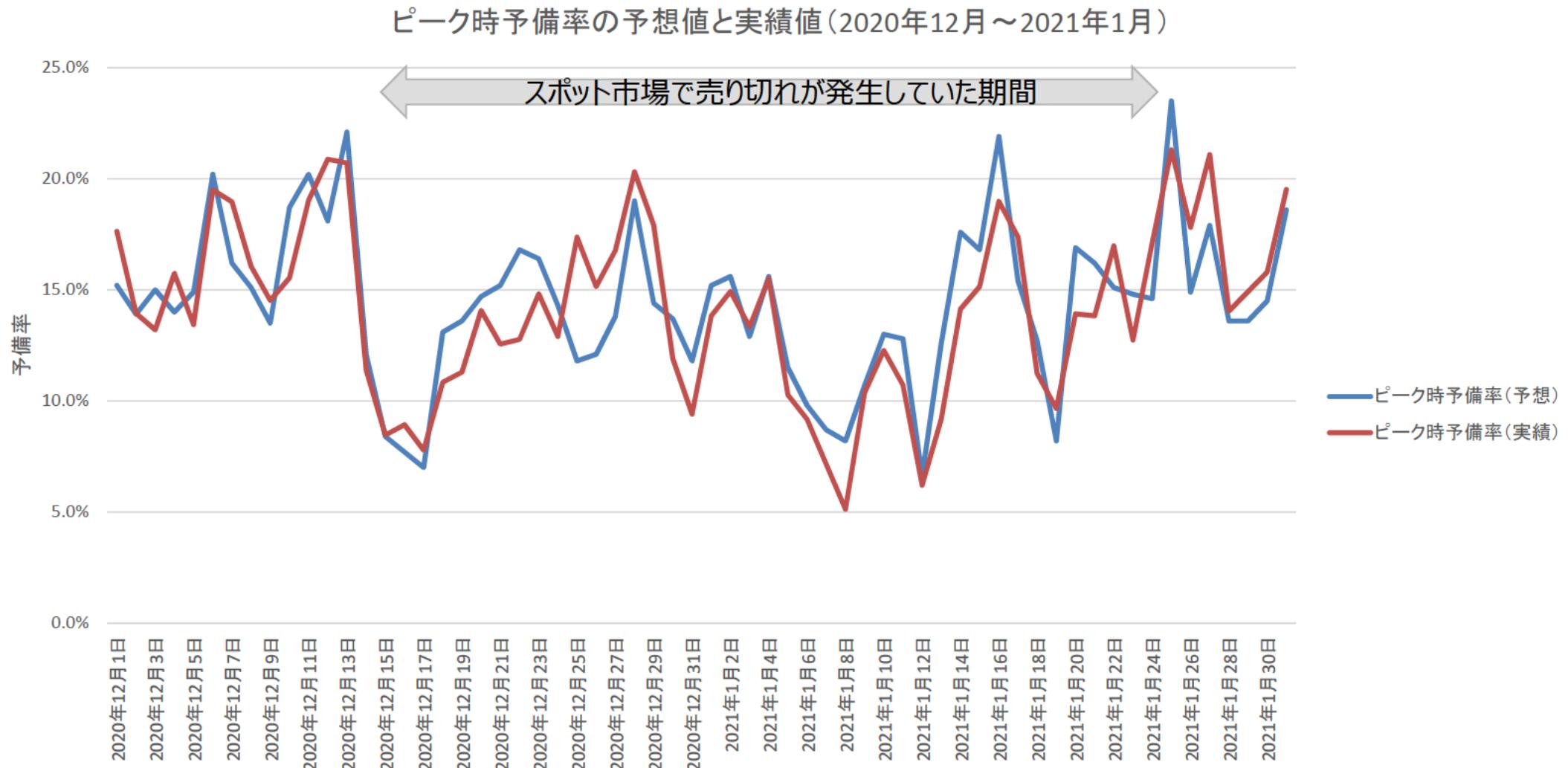
$$\text{予備率} = \frac{\text{対象コマのエリア供給力} - \text{対象コマのエリア需要}}{\text{対象コマのエリア需要}}$$

【参考】第54回制度設計専門会合（2021年1月）における委員等からの意見

- 予備率と燃料制約の関係が議論されるべき。（岩船委員）
- 予備率回復のタイミングで市場供出されなかったメカニズムの解明を。（竹廣オブザーバー）

一般送配電事業者が公表する予備率の推移

- 12月から1月にかけての各日の最小予備率（9エリア計、当日予測値として公表されているもの）及びその実績値は以下の通り。



データ引用元：ピーク時予備率の予想値は電力広域的運営推進機関の系統情報サービスから取得。

ピーク時予備率の実績値は、各一般送配電事業者から報告を受けた一日の各コマの予備率値のうち最小値を引用。

一般送配電事業者が公表する予備率とスポット市場の状況との関係

- スポット市場において売り切れが発生したコマについて、一般送配電事業者が公表する予備率の数値がどのようにであったかを分析したところ、以下の通りであった。
- 売り切れが発生したコマの中には、予備率が20%以上といった比較的高いコマもあった。

予備率ごとのコマ数（2020年12月1日～2021年1月31日）

予備率(9エリア合計)	コマ数	左記のうち 売り切れのコ マ数(※)
～5%	0	0
5%～10%	78	69
10%～15%	351	265
15%～20%	632	333
20%～25%	684	274
25%～	1231	204
合計	2976	1145

(※) 東京エリア・関西エリア・九州エリアのエリアプライスがすべて20円以上であったのコマ

一般送配電事業者が公表する予備率とスポット市場の状況との関係①

- 一般送配電事業者が公表している予備率の計算方法について確認したところ、揚水発電については、実際の発電予定量を考慮した供給力の算定を行っているわけではないとのことであった。また、事業者によって、燃料制約の全量を供給力から減じていないケースがあった。
- そのため、計算上の予備率が比較的大きめになっていたものと考えられる。

分析① 東京エリア（1/14 6:00～7:00）
予備率20.2%、スポット売り切れ

電源・燃種別	設備容量 (MW)	予備率の 計算における 供給力 (MW)	発電実績 (MWh)
揚水（電源Ⅰ・Ⅱ）	11,170	9,611※	2,256
一般水力（電源Ⅱ）	168	0	119
石炭火力（電源Ⅱ）	3,274	3,318	3,273
LNG火力（電源Ⅱ）	26,932	16,800	16,395
電源Ⅲ・その他	—	16,281	16,249
合計	—	46,010	38,292

分析② 関西エリア（12/28 8:00～9:00）
予備率18.7%、スポット売り切れ

電源・燃種別	設備容量 (MW)	予備率の 計算における供 給力 (MW)	発電実績 (MWh)
揚水（電源Ⅰ・Ⅱ）	4,848	3,099※	0
石炭火力（電源Ⅱ）	1,703	1,703	1,702
LNG火力（電源Ⅰ・Ⅱ）	9,141	6,746	6,607
重油等火力（電源Ⅰ・Ⅱ）	3,041	2,075	2,273
電源Ⅲ・その他	—	7,953	7,632
合計	—	21,576	18,214

※これらの一般送配電事業者は、揚水制約について一部のみを反映していた。また、発電予定のない時間帯においても供給力を計上していた。このため、揚水の供給力は実態より大きい数字となっていた。

一般送配電事業者が公表する予備率とスポット市場の状況との関係②

- 一般送配電事業者が公表している予備率の計算方法について確認したところ、揚水発電については、実際の発電予定量を考慮した供給力の算定を行っているわけではないとのことであった。また、事業者によって、燃料制約の全量を供給力から減じていないケースがあった。
- そのため、計算上の予備率が比較的大きめになっていたものと考えられる。

**分析③ 北海道エリア（1/17 20:00～21:00）
予備率29.3%、スポット売り切れ**

電源・燃種別	設備容量 (MW)	予備率の 計算におけ る供給力 (MW)	発電実績 (MWh)
揚水（電源Ⅰ・電源Ⅱ）	796	658	31
一般水力（電源Ⅱ）	292	50	33
石炭火力（電源Ⅱ）	1,772	1,772	1,780
LNG火力（電源Ⅱ）	545	551	549
重油等火力（電源Ⅰ・Ⅱ）	1,978	1,968※	1,334
電源Ⅲ・その他	－	1,115	1,110
合計	－	6,114	4,837

**分析④ 東北エリア（12/30 9:00～10:00）
予備率22.9%、スポット売り切れ**

電源・燃種別	設備容量 (MW)	予備率の 計算における 供給力 (MW)	発電実績 (MWh)
揚水（電源Ⅰ）	460	460	0
一般水力（電源Ⅱ）	874	426	248
石炭火力（電源Ⅱ）	6,085	6,124	6,082
LNG火力（電源Ⅰ・Ⅱ）	6,791	4,599※	3,090
重油等火力（電源Ⅰ）	601	601	364
電源Ⅲ・その他	－	192	200
合計	－	12,402	9,984

※これらの一般送配電事業者は、電源Ⅱの燃料制約について一部のみを反映していたため、LNG火力、重油等火力の供給力は実態より大きい数字となっていた。

予備率の計算における揚水発電の供給力の考え方

- 揚水発電については、上池の貯水量から一日の発電可能量を算定し、それをもとに各コマの供給力を算定している者が多い。

一般送配電事業者からの回答（予備率の計算に用いる揚水の供給力の算定方法）

事業者名	算定方法
北海道電力NW	主に当日朝時点の上池の貯水量から一日の発電可能量を各コマに供給力として配分※。上池容量が十分に大きい発電所は全ての時間帯で定格出力を計上。
東北電力NW	上池容量が十分に大きいため全ての時間帯で定格出力を計上。
東京電力PG	主に当日朝時点の上池の貯水量から算出した一日の発電可能量をピーク時間帯の各コマにロードカーブに応じて配分し、その最大値を揚水の供給力とする。
中部電力PG	主に当日朝時点の上池の貯水量から一日の発電可能量を各コマに供給力として配分※。ただし、太陽光の予測外れなど実需給がエリアの供給計画値と大きく乖離する場合は、揚水の供給力の割り当てを再計算。
北陸電力送配電	揚水発電なし。
関西電力送配電	主に当日朝時点の上池の貯水量から一日の発電可能量を各コマに供給力として配分※。
中国電力NW	主に当日朝時点の上池の貯水量から一日の発電可能量を各コマに供給力として配分※。
四国電力送配電	主に当日朝時点の上池の貯水量から一日の発電可能量を各コマに供給力として配分※。上池容量が十分に大きい発電所は全ての時間帯で定格出力を計上。
九州電力送配電	各時間帯の上池容量に応じて供給力を計上。

※需要の高い時間帯で予備率が一定になるように供給力を配分。その上で、上池に残量があれば残りの時間帯にも供給力を配分。

予備率の計算における燃料制約のある火力発電の供給力の考え方

- 燃料制約のある火力発電については、燃料制約による出力低下を反映して供給力を計上する事業者もいれば、燃料の利用率上限（電力量として使える上限）が設定されていても、一時的に出力上昇が可能であるからなどの理由で燃料制約を考慮せずに供給力を計上する事業者もあった。

一般送配電事業者からの回答（予備率の計算に用いる火力発電の供給力における燃料制約の取扱い）

事業者名	火力発電の供給力の算定における燃料制約の取扱い
北海道電力NW	燃料制約については考慮しない。
東北電力NW	燃料制約については考慮しない。
東京電力PG	燃料制約による <u>出力低下を反映した出力を計上</u>
中部電力PG	燃料制約による <u>出力低下を反映した出力を計上</u>
北陸電力送配電	燃料制約による <u>出力低下を反映した出力を計上</u>
関西電力送配電	基本的に、燃料制約については考慮しない。 (12/26～12/31は、燃料制約による出力低下を反映した計上を試行)
中国電力NW	燃料制約については考慮しない。
四国電力送配電	燃料制約による <u>出力低下を反映した出力を計上</u>
九州電力送配電	燃料制約による <u>出力低下を反映した出力を計上</u>

一般送配電事業者が公表する予備率についての分析のまとめ

- 今回の分析から、一部のコマにおいて予備率が一定以上ありながら売り切れが発生していたという矛盾については、**予備率の計算方法に原因があつたものと考えられる。**
(予備率の計算において、揚水発電の現実的な活用可能量や火力発電の燃料制約が十分に考慮されておらず、実際の上げ余力よりも予備率が大きく計算されている。)
- 系統利用者により正確な情報を提供する観点から、一般送配電事業者は、予備率の計算方法について精査することが必要ではないか。

なお、2022年度以降のインバランス料金においても、需給ひつ迫時補正インバランス料金の計算において、コマ毎の上げ余力を一定の方法で評価した「補正インバランス料金算定インデックス」を計算することされている。

次回以降、この「補正インバランス料金算定インデックス」が今回の需給ひつ迫期間においてどのような値となっていたか分析し、現行の案で適當かどうか分析を行う。

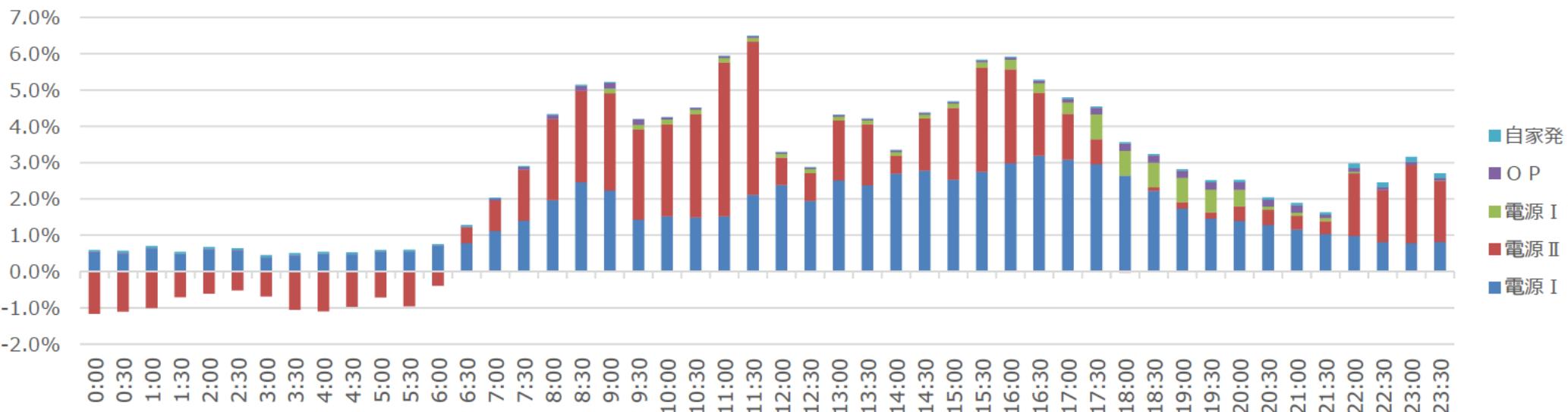
**参考：1月5日～13日（1月8日除く）
の調整力の稼働状況について**

(参考) 調整力の稼働状況 (1/5, 6、全国)

1月5日

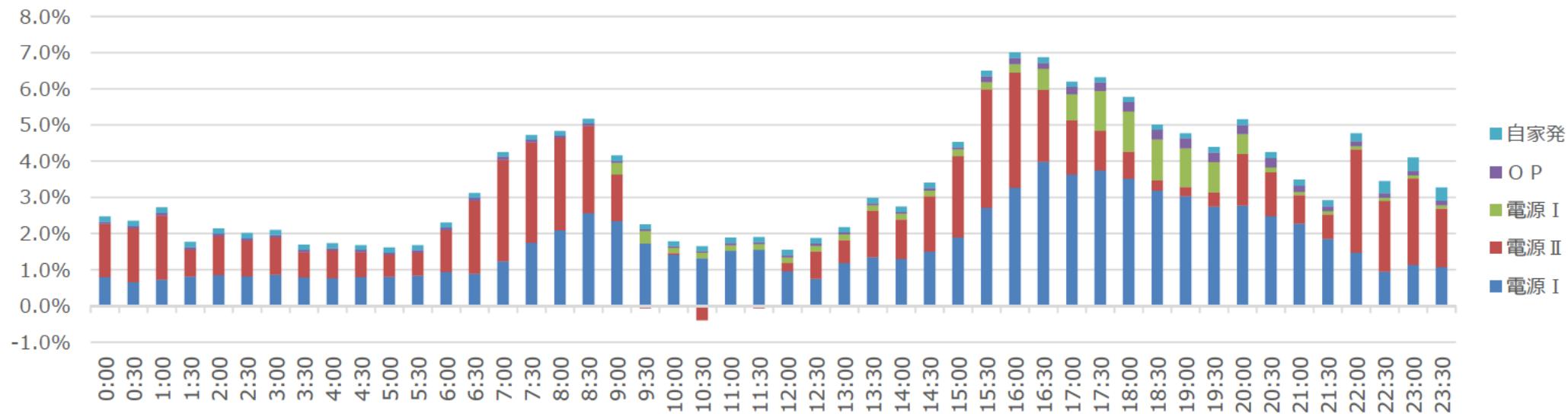


1月6日

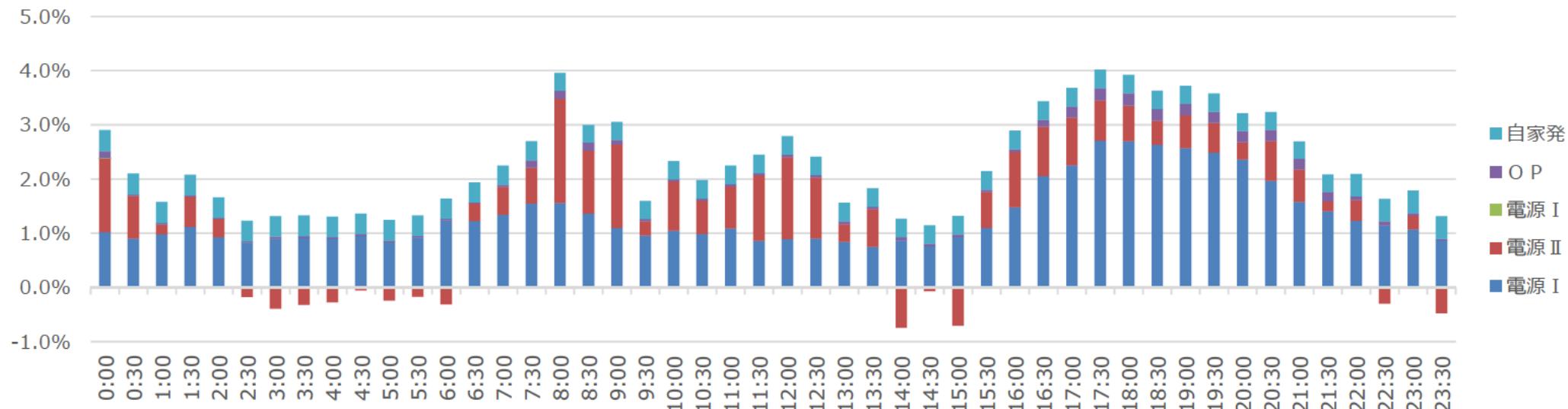


(参考) 調整力の稼働状況 (1/7, 9、全国)

1月7日

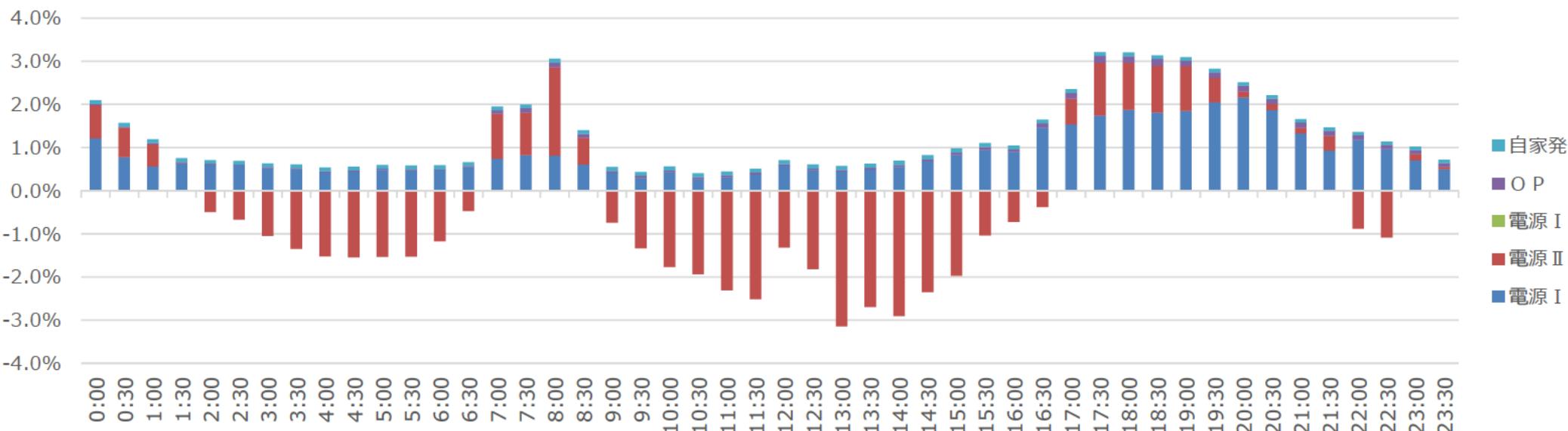


1月9日

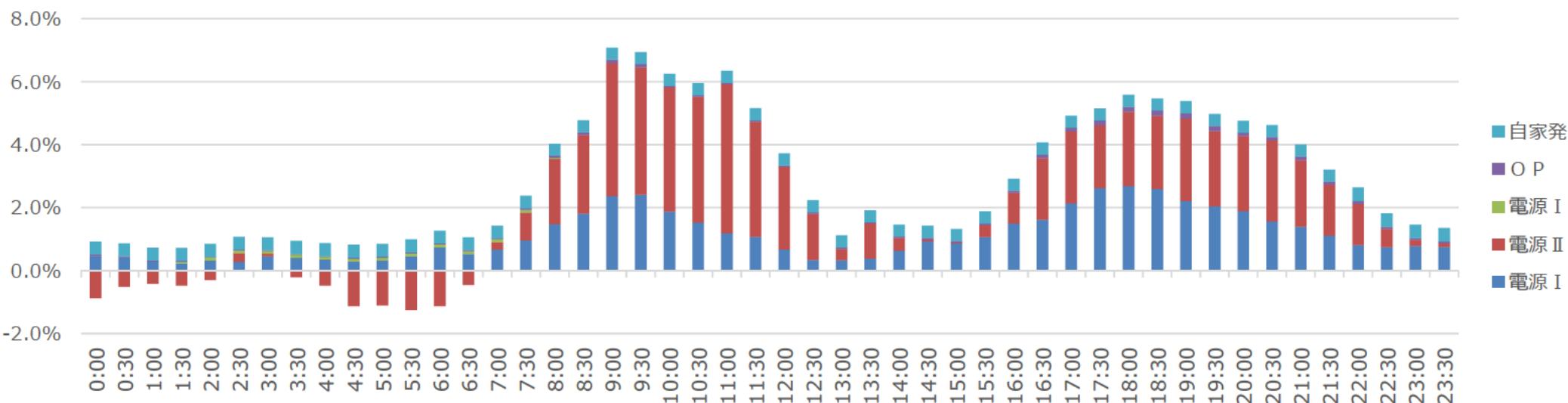


(参考) 調整力の稼働状況 (1/10, 11、全国)

1月10日

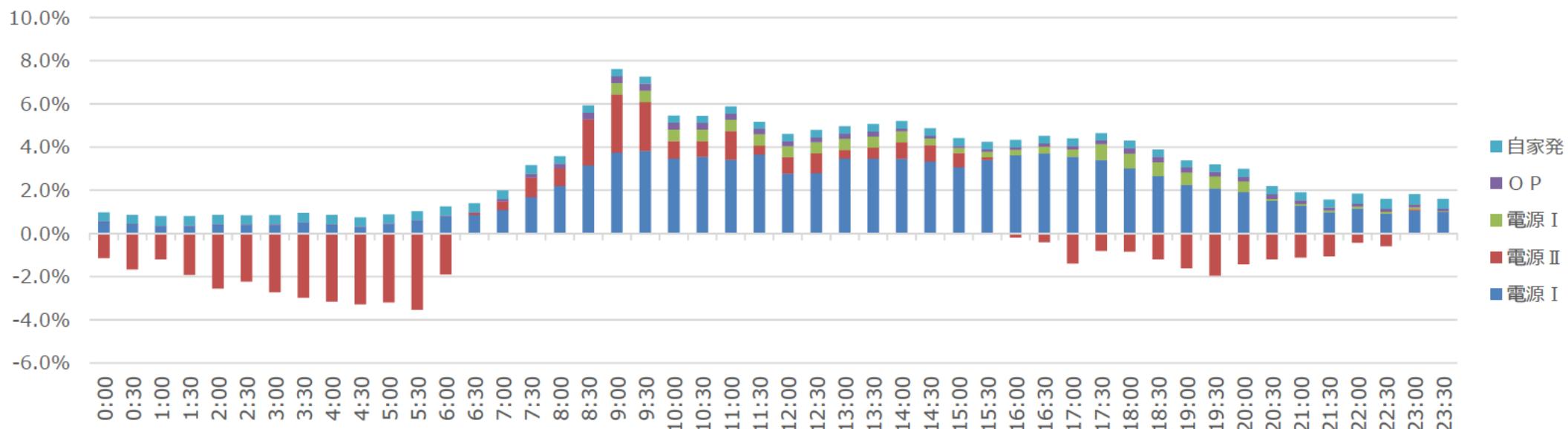


1月11日



(参考) 調整力の稼働状況 (1/12, 13、全国)

1月12日



1月13日

