

東京エリア需給状況に関する分析について (2018年1月22日～2月2日、2月22日)

2018年4月26日

電力広域的運営推進機関

- 広域機関は、2018年1月23日～25日、2月1日～2日および2月22日、東京電力PG供給区域(以下「東京エリア」)の電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給の状況を改善するため、業務規程で定めるところにより、一般送配電事業者に対し、融通指示を計10回行った(融通指示対象期間:2018年1月23日～26日、2月1日～2日、2月22日)。
- 当該融通指示に係る東京エリアの需給状況について分析結果※を取りまとめたので、報告する。

※ 詳細は2018年4月12日 電力広域的運営推進機関 第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2参照

1. はじめに

需給実績

◆需給実績(融通指示後)

		1月22日 (月)	1月23日 (火)	1月24日 (水)	1月25日 (木)	1月26日 (金)	2月1日 (木)	2月2日 (金)	2月22日 (木)
気象実績 (東京)	最高気温(℃)	5.3℃	10.0℃	7.3℃	4.0℃	5.1℃	6.3℃	3.8℃	5.7℃※1
	最低気温(℃)	-0.5℃	-0.7℃	-1.8℃	-4.0℃	-3.1℃	0.6℃	0.5℃	1.5℃
	天候	大雪一時曇	快晴	晴	快晴	晴一時曇	薄曇後雨	雪時々曇	みぞれ一時雪
需給実績	発生時刻	18時	10時	19時	19時	19時	18時	11時	18時
	需要(万kW)	5,101	4,641	4,927	5,110	5,124	4,978	5,266	4,810
	供給力(万kW)	5,368	4,854	5,188	5,302	5,371	5,207	5,564	5,065
	予備力(万kW)	267	213	261	192	247	229	298	255
	予備率(%)	5.2	4.6	5.3	3.8	4.8	4.6	5.7	5.3
融通指示	最大電力(万kW)	—	150	200	100	137	263	250	202
	受電電力量 (万kWh)	—	235 (22~24時)	2,919 (0~24時)	686 (17~24時)	2,190 (0~24時)	1,274 (16~24時)	4,576 (0~24時)	1,030 (16~22時)
電源Ⅰ 発電実績	発電回数	1回	1回	2回	2回	2回	2回	2回	1回
	発電時間	17時~20時	17時~20時	9時~12時 17時~20時	9時~12時 17時~20時	9時~12時 17時~20時	9時~12時 17時~20時	9時~12時 17時~20時	9時~12時 17時~20時
	指令実績 (万kWh)	107	100	149	149	149	149	180	179
	応動実績 (万kWh)	125	90	150	78	135	54	112	150

※1 0時付近の値、日中の最高気温は3℃程度

※ 1月23日・1月25日・2月1日の融通指示は、翌日の1月24日・1月26日・2月2日の予備率改善のため。

※ 需要については、DR実施後の値(1月23日を除く)

※ 需給実績については、速報値のため今後変更となる可能性がある。

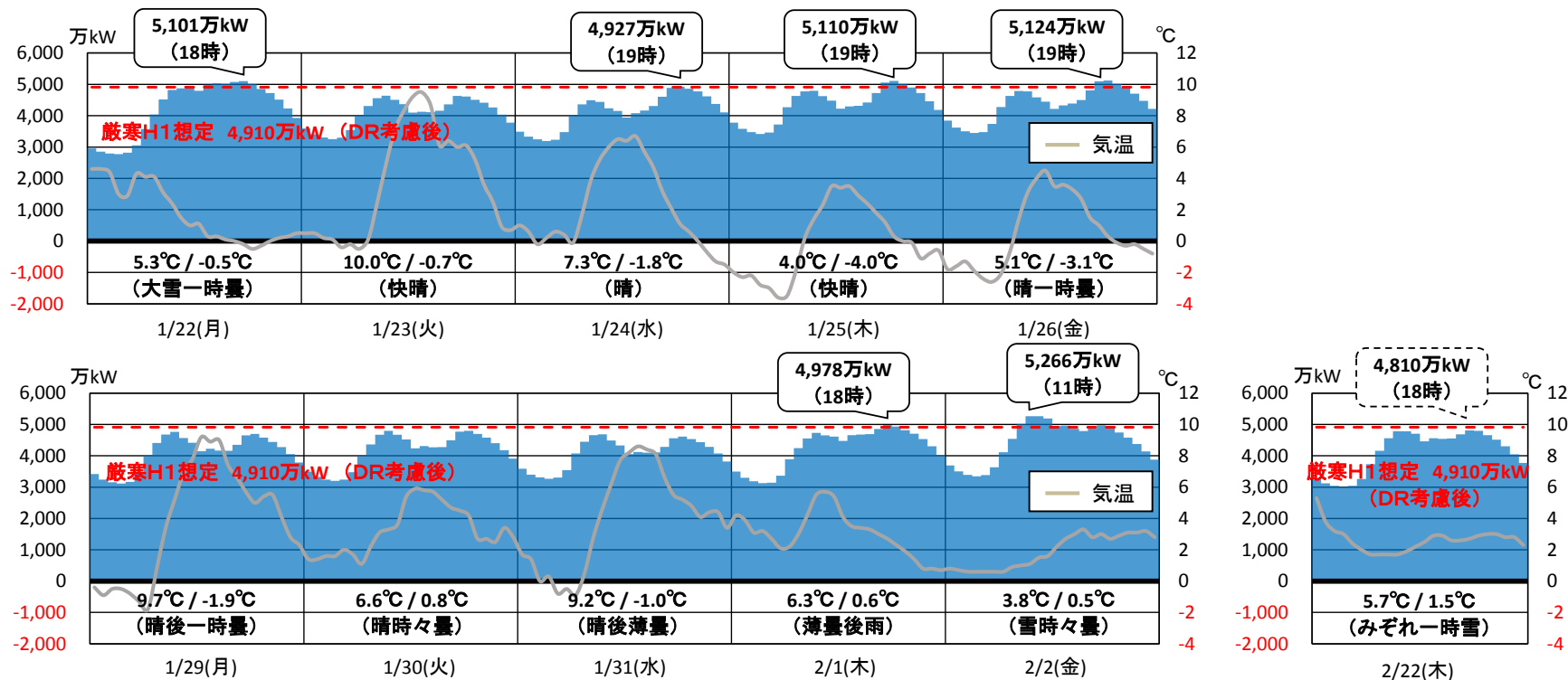
1. はじめに 今冬の東京エリアの電力需要の状況について

需要の状況について

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(第8回) 資料5 2018年1月~2月に
おける東京エリアの電力需給状況について 抜粋

- 1月下旬から2月の初めにかけて、記録的な寒さとなり、2017年10月の需給検証における厳寒H1(※) 想定を複数日で上回った。
- 特に、1月23日から28日にかけて、気象庁から低温注意報が発令されており、気温状況から鑑みても30年に1度程度の厳気象であったといえる。

(※) 冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度)における最大電力需要



※ 需要は東京電力パワーグリッド株式会社でんき予報より、気温(最高気温/最低気温)および天候は気象庁公表の「東京」の値を記載

1. はじめに

全国の状況

- 2017年度冬季については東京エリア以外も強い寒気の影響などにより、沖縄エリアを除き厳寒H1想定を超える需要を記録している。なお、他エリアにおいては、需給ひっ迫に伴う融通指示を実施するような状況には至っていない。

エリア	日付	時刻	需給実績			厳寒 H1 想定※1	需要実績/想定 (%)
			最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率 (%)		
北海道	1月25日(木)	10時	525	599	14.1	516	102
東北	1月24日(水)	18時	1,461	1,545	5.7	1,392	105
東京	2月2日(金)	11時	5,266	5,564	5.7	4,910 (4,960)	107 (106)
中部	1月25日(木)	18時	2,378	2,563	7.8	2,364	101
北陸	1月25日(木)	10時	541	611	12.8	512	106
関西	1月24日(水)	19時	2,560	2,762	7.9	2,404 (2,421)	106 (106)
中国	1月25日(木)	10時	1,096	1,256	14.5	1,041	105
四国	1月24日(水)	19時	508	542	6.7	477	107
九州	2月6日(火)	19時	1,575	1,771	12.5	1,514 (1,521)	104 (104)
沖縄	2月5日(月)	20時	114	155	35.8	117	94

※1 厳寒H1想定 of 括弧内の数値はDR考慮前の値

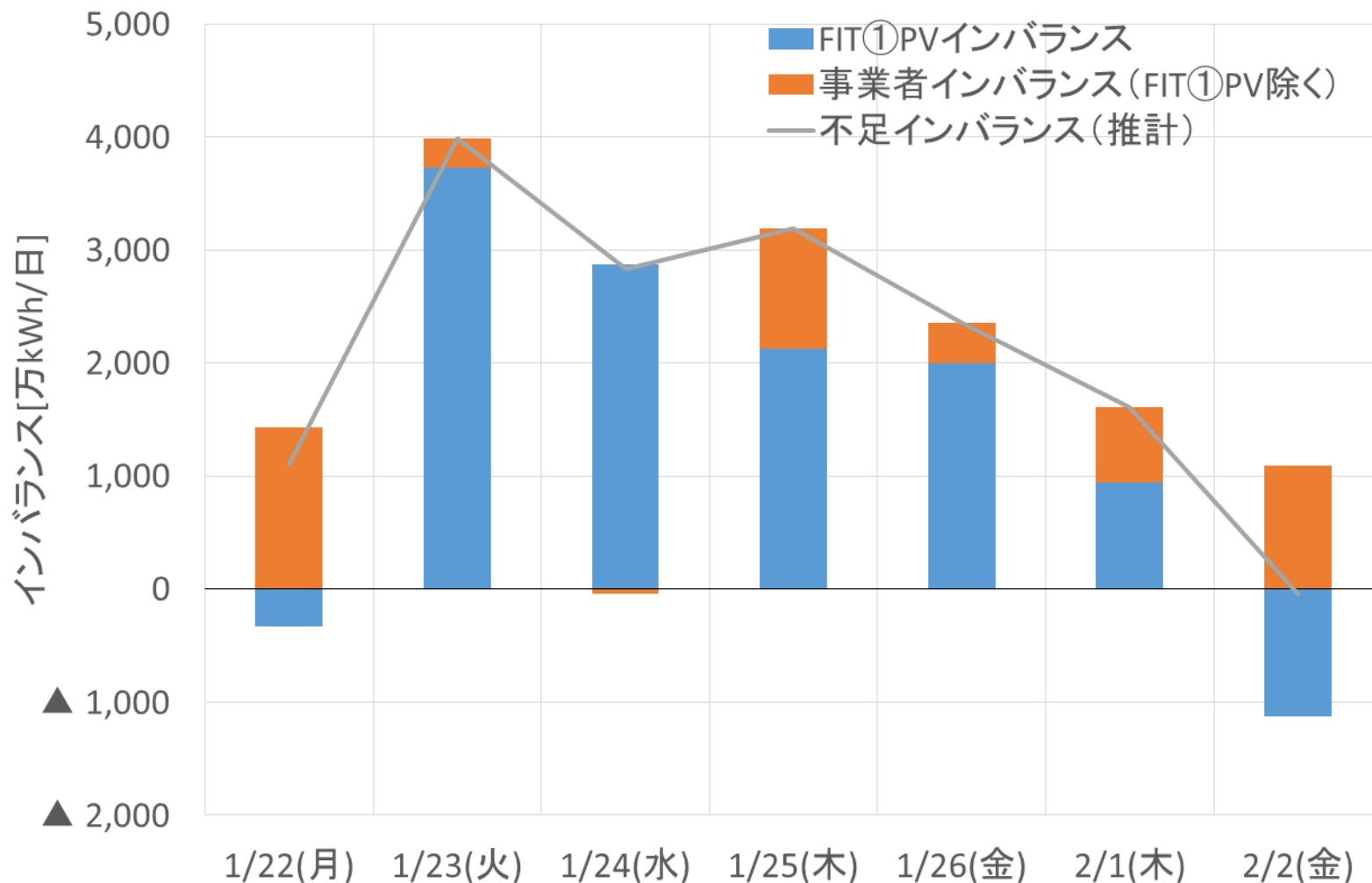
※ 厳寒H1需要とは、冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の厳寒)における最大電力需要

※ 需給実績については速報値のため今後変更となる可能性がある。

2. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(1) 東京エリアのインバランスの状況

- 1月23日～26日、2月1日～2日の不足インバランスは、2月2日を除き、FIT特例制度①によるインバランスが不足であったことが主な要因であることが分かる。



※ 一般送配電事業者の調整力使用量をインバランスとして算出。また、インバランスは不足側を正としている
詳細は2018年4月12日 電力広域的運営推進機関 第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2参照

2. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況 (2) 東京エリアの火力発電所の計画外停止

- 需給ひっ迫に特に関わりがあると考えられる、1月22日～26日、2月1日～2日の東京エリアに接続する火力発電機※¹について、計画外停止量を確認したところ、以下の通りであった。
- これらの計画外停止がなければ、需給状況は改善していたと考えられる。
- 仮に、計画外停止率2.6%※²で、250万kWの計画外停止を評価した場合、7%程度の発生確率となる。日によって異なるが、下記の計画外停止は稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは多いレベルではないか。

※¹ 需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分

※² 第25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 参考資料「電源の計画外停止率の調査結果」

※ 今回調査した計画外停止の量は各日のピーク断面の数値

1月22日～1月26日、2月1日、2日の火力計画外停止量							送電端(万kW)	
日付	1/22(月)	1/23(火)	1/24(水)	1/25(木)	1/26(金)	2/1(木)	2/2(金)	
計画外停止	▲ 289	▲ 360	▲ 342	▲ 342	▲ 301	▲ 125	▲ 148	

※需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分。系統制約等により必ずしも全量が東京エリアへの影響量とはならない。

2017年度冬季の見通し(2月分)をベースに、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会においてご報告した、火力総合の計画外停止率2.6%を適用したシミュレーションによる計画外停止量の試算を行った。

(参考)モンテカルロシミュレーションの前提

- 東京エリアに接続する火力発電機※の計画外停止量(MW)を、モンテカルロシミュレーションを用いて算出した。
- 発電機は、東京エリアに接続する火力発電機※のうち、計画段階(2017年度冬季見通し)で、2月に供給力を計上しているものを対象とし、定格出力(送電端)で評価した。(定格出力計4,378万kW)

※需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分

詳細は2018年4月12日 電力広域的運営推進機関 第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2参照

(3) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

- ▶ 今回の需給ひっ迫は、主に、①高需要の継続、②太陽光発電の発電量の予測外れ(インバランスの増加)※、③火力発電所の計画外停止等が複合的に影響したもの。ここでは、以下の仮定の下、各要因を補うための供給力がkWhベースでどの程度必要だったかの試算を行うことで、各要因の影響度を分析した。

【高需要の継続の影響量】

- ・ 2017年度冬季の厳気象H1想定需要のロードカーブの日電力量をベースとする。
- ・ 2017年度冬季のH1を記録した2月2日については、その日電力量とベースの日電力量の差分を需要増分として算出。
- ・ それ以外の日については、当該日の日電力量と、2月2日の日電力量の比をベースの日電力量を乗じて新たなベースの日電力量を算出しそれとの差分を需要増分として算出。
⇒ 当該期間中は、高需要が継続したことを踏まえ、2017年度冬季のH1が需給検証想定通りであり、その前に比較的高需要が継続したといった場合をベースにおいた。

【太陽光発電下振れの影響量】

- ・ 太陽光発電についてはベースを昨年1月実績の平均相当(設備量差を考慮)とし、それと実績の増減分を算出

【火力発電所の計画外停止の影響量】

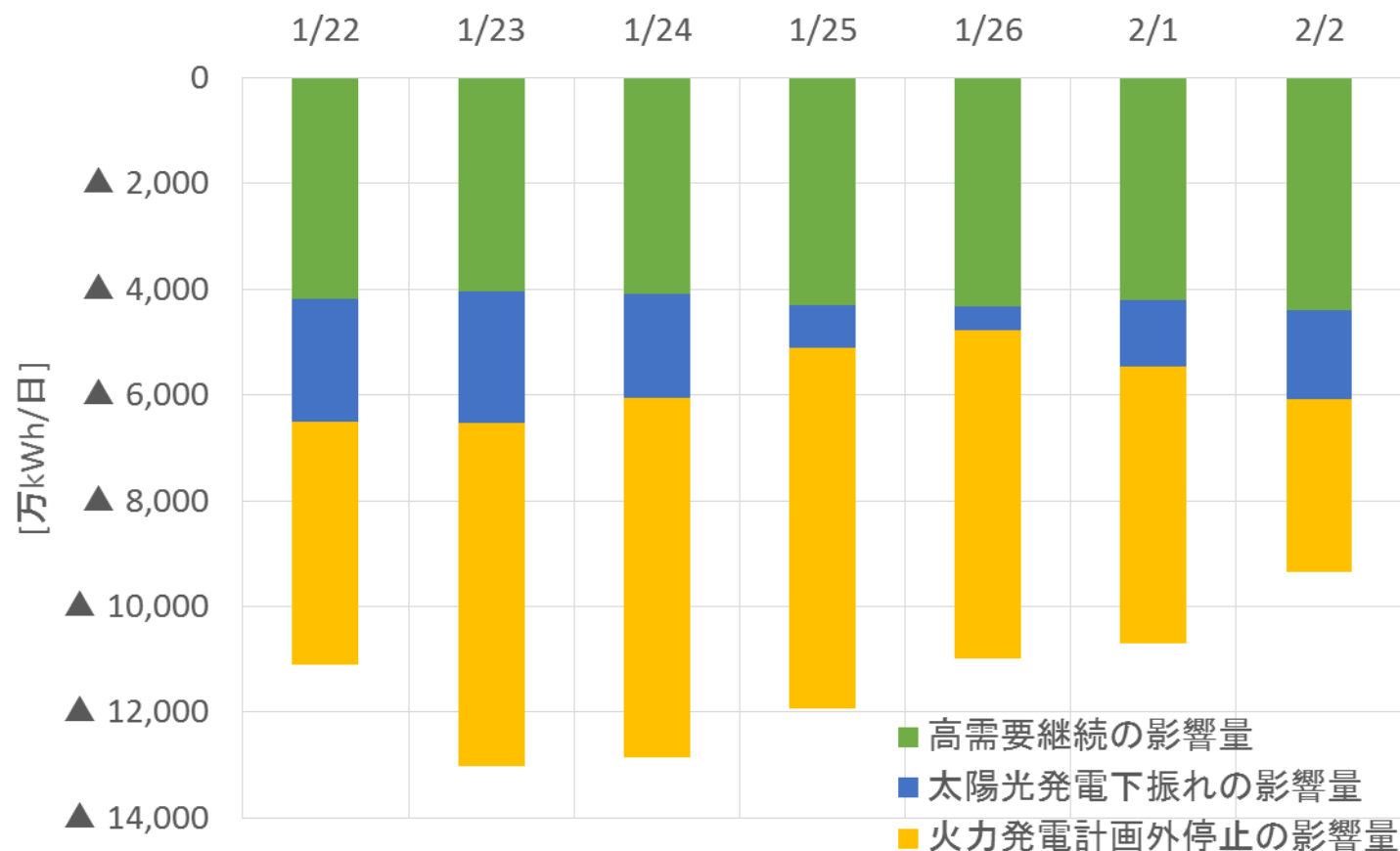
- ・ 計画外停止による東京エリアに接続する火力の想定からの差分の発電電力量を算出。

2. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(3) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

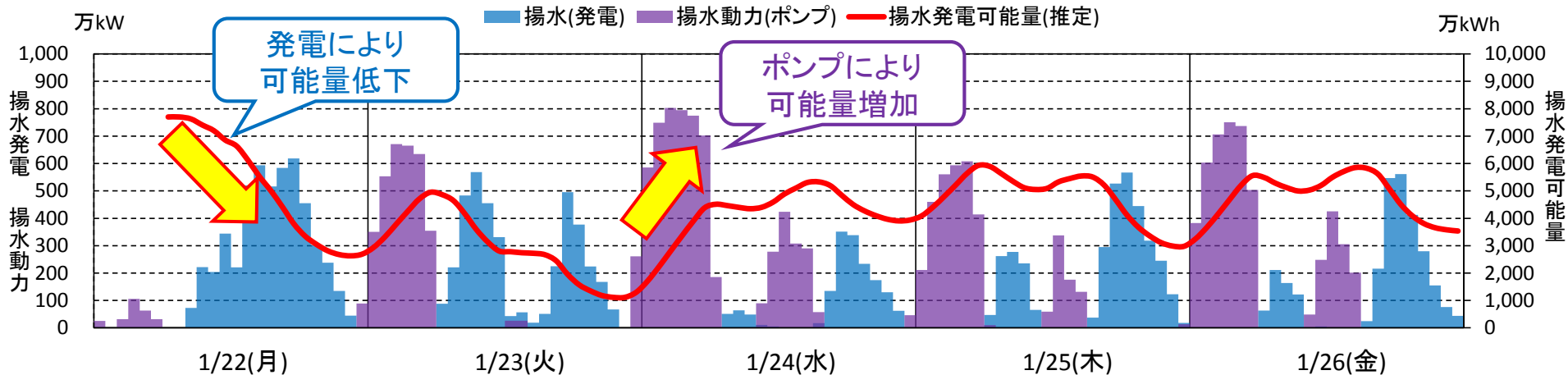
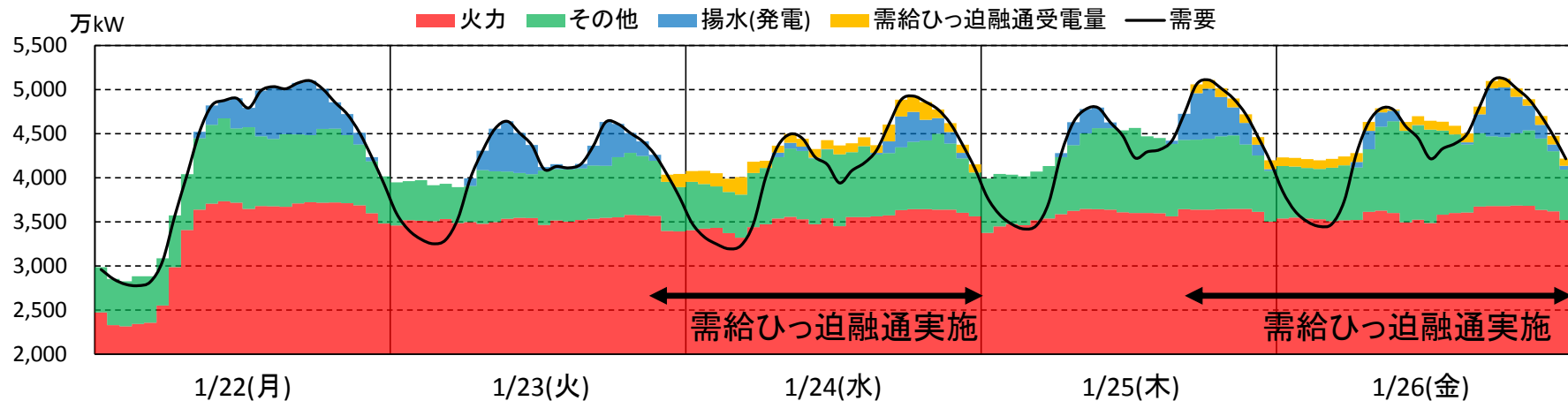
- ▶ 需要増に大きな変化はないが、PVの下振れや火力の計画外停止が影響度変動の主な要因となっている。

※ PVは昨年1月の実績の平均との差分であり、FIT特例制度①のインバランスを意味しないことに留意が必要



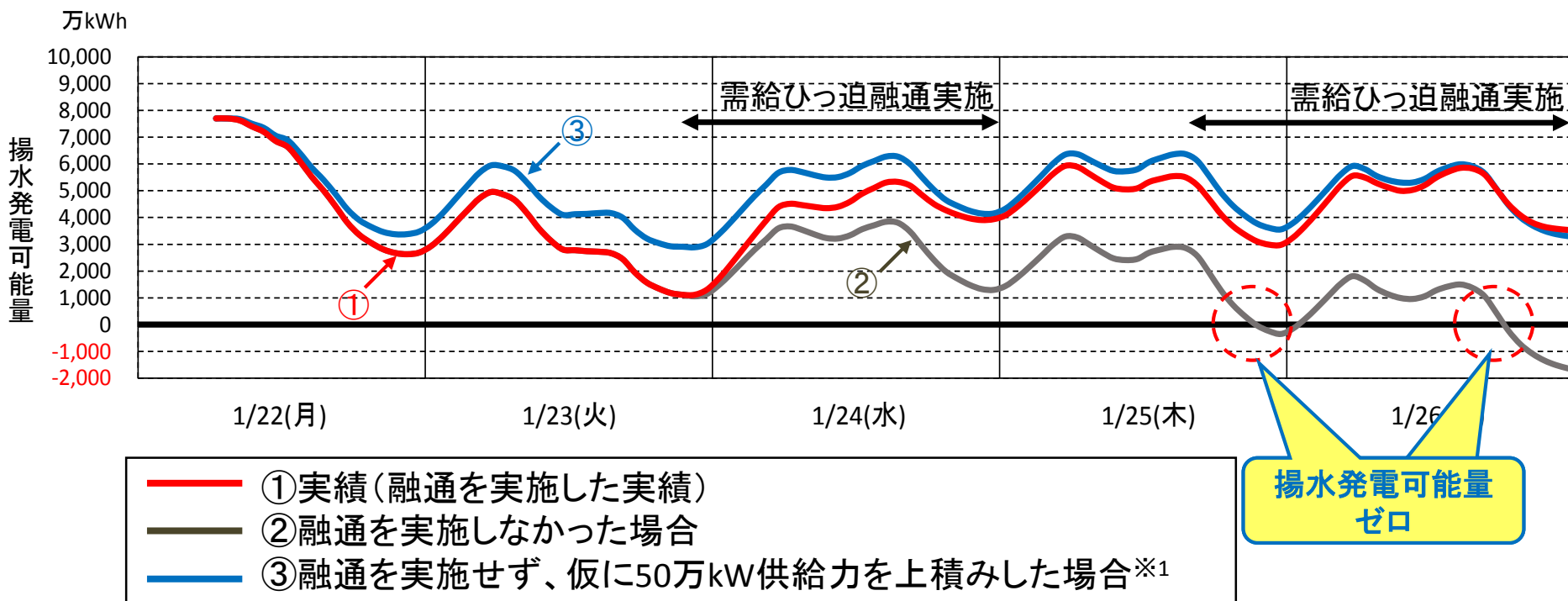
- ▶ 週初めに想定外の需要増により、揚水発電使用量が増加し、その後週を通じた寒気による高需要の継続やFIT想定誤差により、揚水上池への復水が困難な見通しとなったため、他エリアからの融通により揚水供給力を回復することで調整力の確保を行った。

電源別の供給実績



※広域機関システムでオンライン出力をもと作成した推定値

- ▶ 仮に、需給ひっ迫融通を実施しなかった場合、1月25日には揚水発電の上池が枯渇して揚水供給力がゼロとなっていたと推測する。(下図②)
- ▶ また仮に、需給ひっ迫融通を実施せず、かつ、週の初めから50万kW供給力上積みができていた場合※1、融通を実施しなくても揚水供給力は維持できたと推測する。(下図③)

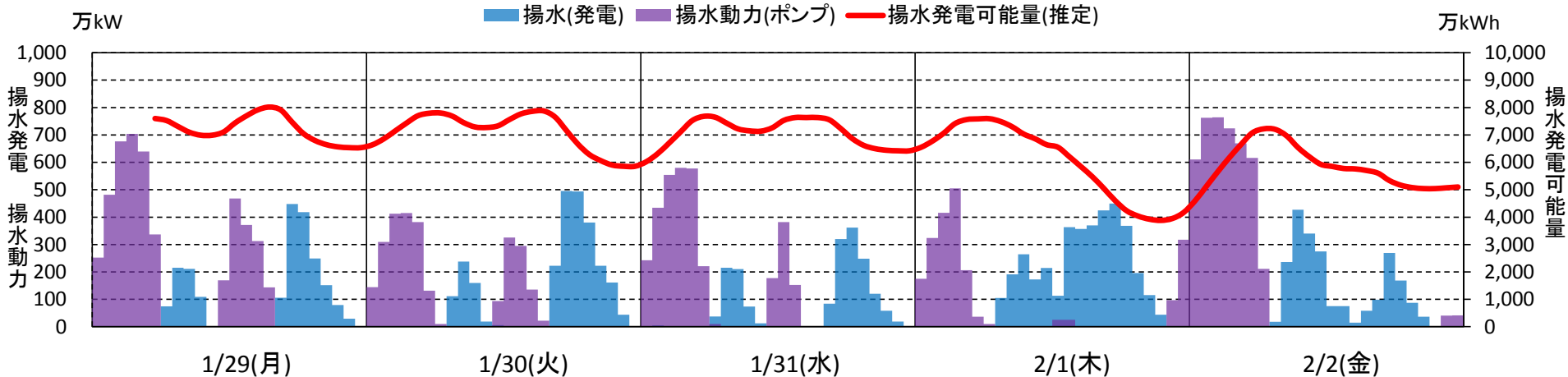
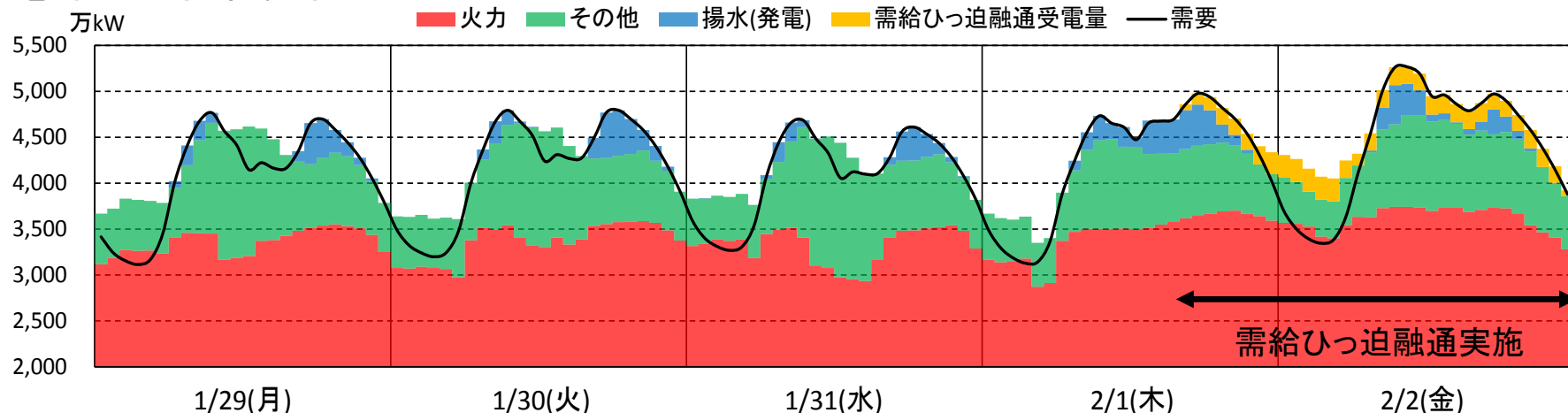


※1 仮に火力の計画外停止が50万kW少なかった場合等を想定

※ 広域機関システムで確認した東京エリアに接続する揚水発電機のオンライン出力をもとに作成した広域機関による推定値(①~③)

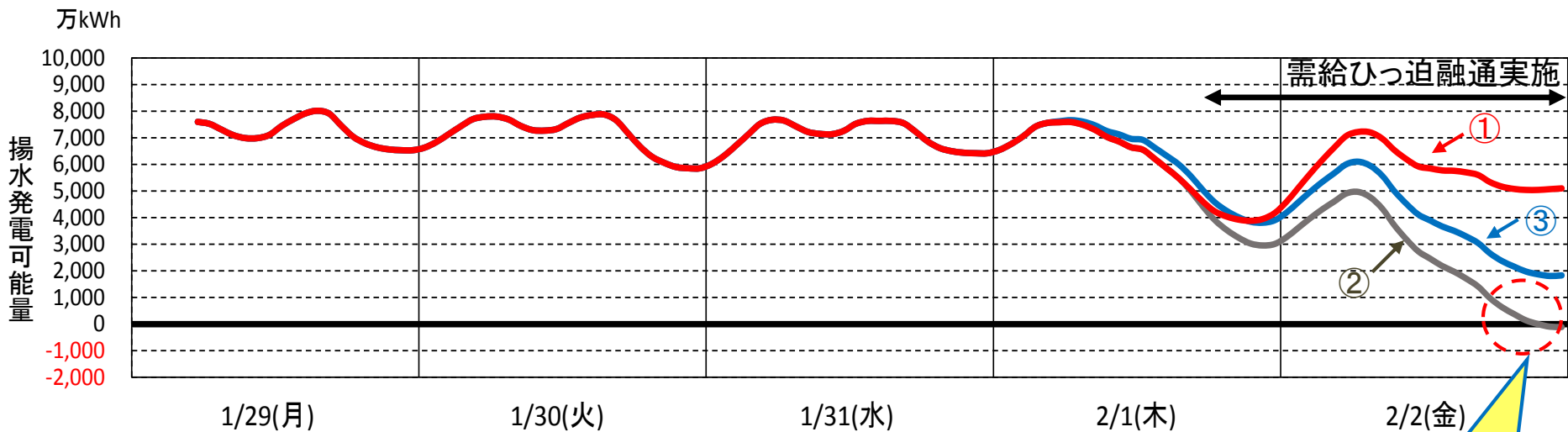
- ▶ 週半ばまでは揚水供給力を維持できていたが、週末の寒波により需要が増加したため、他エリアからの融通により揚水供給力の維持を行い調整力の確保を行った。

電源別の供給実績



※広域機関システムでオンライン出力をもと作成した推定値

- ▶ 仮に、需給ひっ迫融通を実施しなかった場合、2月2日には揚水発電の上池が枯渇して揚水供給力がゼロとなっていたと推測する。(下図②)
- ▶ また仮に、需給ひっ迫融通を実施せず、かつ、2月1日から50万kW供給力上積みができていた場合※1、融通を実施しなくても揚水供給力は維持できたと推測する。(下図③)



揚水発電可能量
ゼロ

- ①実績(融通を実施した実績)
- ②融通を実施しなかった場合
- ③融通を実施せず、仮に50万kW供給力を上積みした場合※1

※1 仮に火力の計画外停止が50万kW少なかった場合等を想定
※ 広域機関システムで確認した東京エリアに接続する揚水発電機のオンライン出力をもとに作成した広域機関による推定値(①~③)

- 1月22日～26日、2月1日～2日の事象については以下の通り考えられる。
 - ✓ 1月23日～26日、2月1日～2日については、稀頻度とまでも言えないものの平均以上の火力計画外停止に、FIT特例制度①想定誤差と高需要の継続という偶発的な事象が重なった。その結果、復水が十分できないまま、調整力として活用する揚水発電を多用せざるを得ず、東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率(3%)が確保できなくなったと考えられる。例えば、仮に復水を電源Ⅰの調整力提供者が行う、あるいは電源Ⅱの事前予約等を実施すれば少なくとも融通指示量は減少していたといえるのではないか。
 - ✓ 現状、電源Ⅰ調整力募集量(7%)については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。また、東京エリアでは、電力システム改革に伴うライセンス制導入の趣旨や卸電力市場の流動性向上に向けた取組等を踏まえ、調整力の必要量を確保できないおそれがあるときであっても、電源Ⅱの事前予約のような対応も分社化後はとられていない。

- ✓ 今後、本機関の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、資源エネルギー庁や監視等委員会と連携しつつ、2020年の発送電分離が進んだ状況、電源Ⅱの事前予約の在り方、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。
- ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
- ✓ さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。

- ▶ 東京エリアでは、電源Ⅰに占める揚水の割合が多い、電源Ⅱの事前予約がなされていない、という特性があり、また、電源の計画外停止が複数発生し電源Ⅱが減少したといった状況があった。

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第28回)
資料6 1月下旬に行われた東京電力PGへの広域融通について
抜粋

東京エリアと他のエリアの違い

- H3需要に対する比率で見ると、より大きな太陽光予測外れが発生しているエリアでは、これまで広域融通が必要な状況には至っていない。
- 東京エリアとの違いとして、以下のようなことが考えられる。

○電源Ⅰに占める揚水の割合の違い

- 東京電力PGが契約している電源Ⅰは、多くが揚水発電であり、他のエリアでは、揚水以外の電源種が多く含まれている。

○電源Ⅱの事前予約の有無

- 中部電力、四国電力、九州電力(送配電)は、太陽光の下振れの可能性がある日は自社小売部門に電源Ⅱの事前確保を要請し、小売部門はその要請に応じている。(スポット市場等へのタマ出しを抑制)
- 東電PGと東電EPの間では、分社化後はこのような対応を行っていない。

○電源トラブルの発生

- 厳寒により需要が高まっている中、東京エリアにおいては電源トラブルによる計画外停止が複数発生し、電源Ⅱが減少した。

(参考) 各エリアにおける太陽光予測外れ最大値(H3需要に対する比率)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光予測外れ 最大値(不足) (H3需要に対する比率)	10.4%	11.8%	12.7%	9.8%	6.0%	6.5%	14.1%	20.4%	26.9%	10.9%

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PGは、電源Ⅰの揚水について、一般送配電事業者（東京電力PG）がポンプアップする契約としている。（東京電力PG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。

3. 2018年2月22日の状況

(1) 東京エリア気温と需要の推移

- ▶ 極めて稀な気象予報の急変により、需要想定が大きくずれるという事象が発生し、これによりインバランスが生じたことで、当日に東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率(3%)が確保できなくなったことから、融通指示が必要になった。

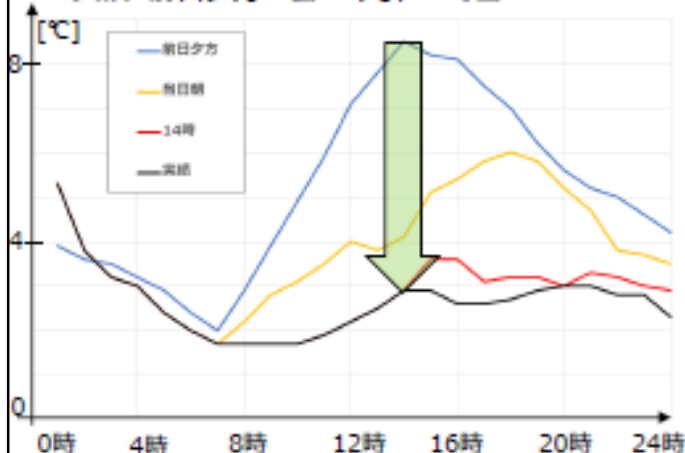
1. 気温と需要の推移

2

- 2月22日は、日中最高気温が8.5℃から2.9℃と大幅に低下した。
- 冬季においては、前日想定から5℃以上気温が低下し、日中最高気温が3℃を下回った事例はなかった。気温変動については過去20年で1度も発生していない事象であった。
(観測期間：20年 12~2月)
- 需要は気温の低下に伴い、前日想定から5,671 万kWh 増加。
- 上記の結果から2月22日の前日から当日の変動は、**極めて稀な事象**であった。

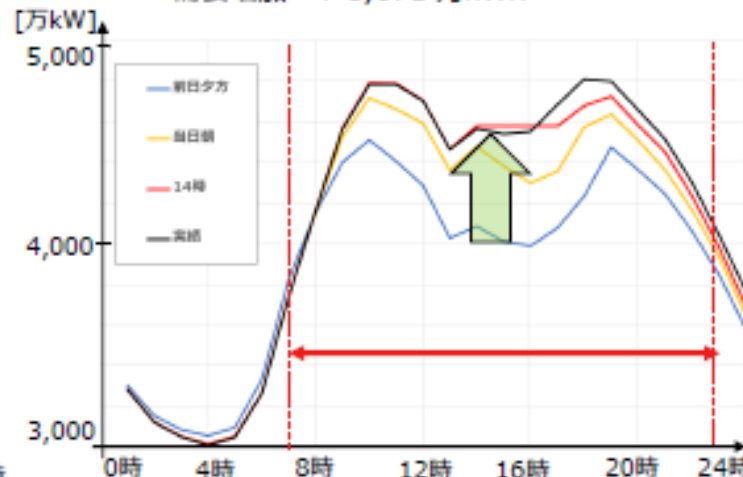
① 気温想定【東京】の推移

- ・日中最高気温 前日夕方想定 8.5℃ ⇒実績 2.9℃
- ・天候 前日夕方：曇⇒みぞれ一時雪



② 想定需要の推移

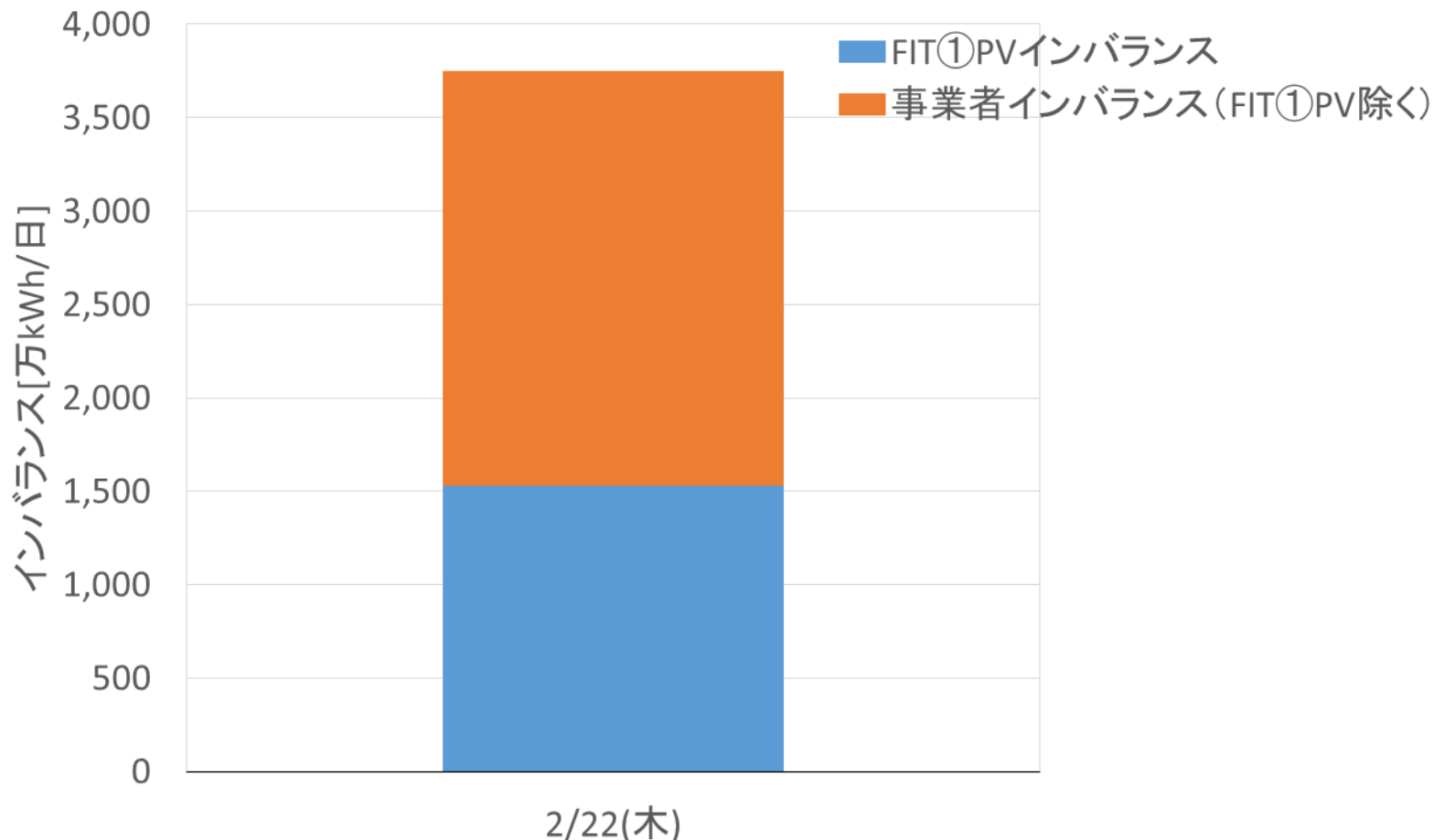
需要増加 + 5,671 万kWh



出典：第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2参考資料3
(東京電力パワーグリッド株式会社作成)

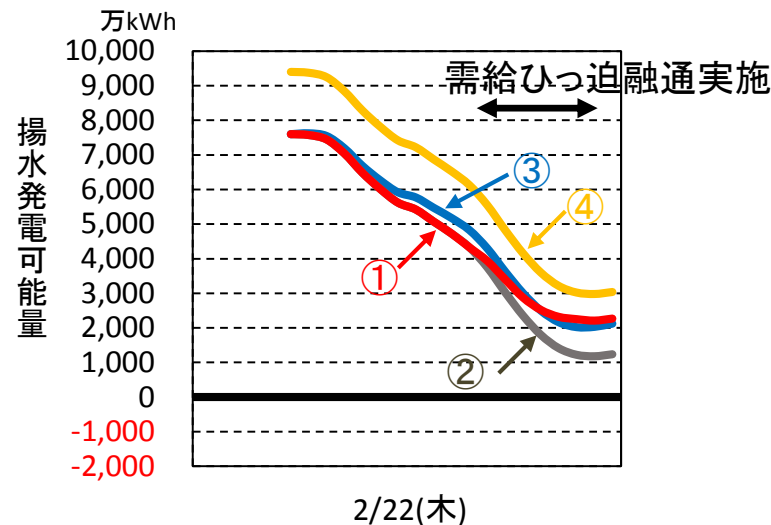
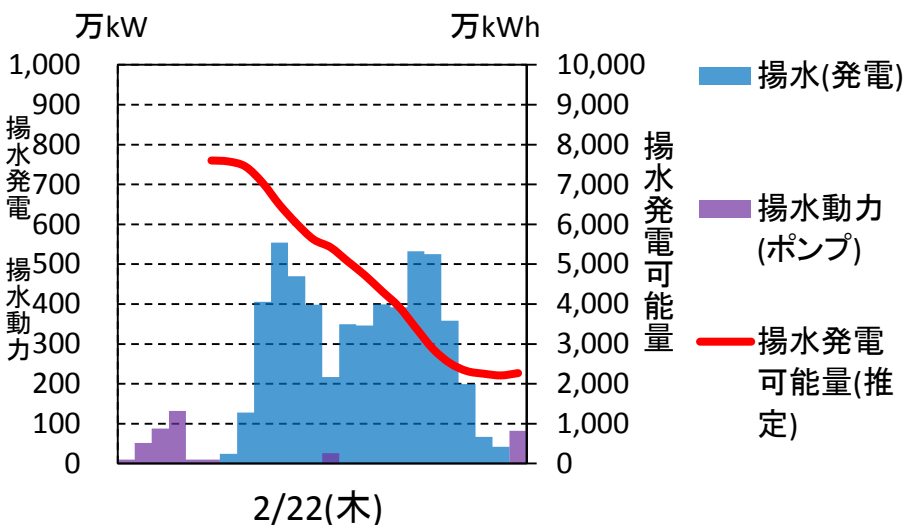
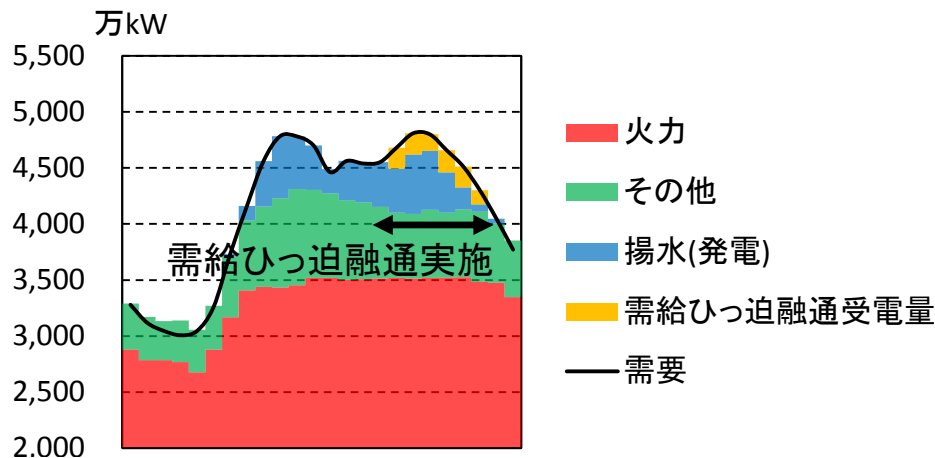
3. 2018年2月22日の状況 (1) 東京エリアのインバランスの状況

- 2月22日の不足インバランスの内訳を見ると、FIT特例制度①のインバランスよりも事業者インバランスの方が大きい。



※ 一般送配電事業者の調整力使用量をインバランスとして算出また、ンバランスは不足側を正としている
詳細は2018年4月12日 電力広域的運営推進機関 第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2参照

▶ 想定外に需要が増加したため他エリアからの融通により揚水供給力の維持を行い調整力を確保した。



- ①実績(融通を実施した実績)
- ②融通を実施しなかった場合
- ③融通を実施せず、仮に50万kW供給力を上積みした場合^{※1}
- ④融通を実施せず、上池満水の場合

※1 仮に火力の計画外停止が50万kW少なかった場合等を想定
 ※ 広域機関システムで確認した東京エリアに接続する揚水発電機のオンライン出力をもとに作成した広域機関による推定値(①~④)

- 2月22日の事象については以下の通り考えられる。
 - ✓ 需要が厳寒H1高需要ではなく、この点は前半の1/23～2/2の要因とは異なっており、2/2以降需給がやや安定化したところでリスク事象が発現した。2月22日の事象のような極めて稀な気象変動であり、事前に予測できない事象については、融通による対応もやむを得ない面があるのではないか。
 - ✓ 現状、電源Ⅰ調整力募集量(7%)については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。
 - ✓ 今後、本機関の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、資源エネルギー庁や監視等委員会と連携しつつ、2020年の発送電分離が進んだ状況、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。
 - ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
 - ✓ さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。

3. 総括

87

➤ 今回ご報告したそれぞれの要因についての対応は以下の通り。

① 需要要因について

- ✓ 2017年度冬季については、気象庁の「平成30年冬の天候の特徴とその要因について」※にもあるとおり、西日本では1986年冬(1985年12月～1986年2月)以降32年間で最も寒い冬となったこともあり、全国ほとんどのエリアについて厳気象H1想定を超過した。
- ✓ 特に東京エリアにおいては、1月下旬から2月初めにかけて記録的な低気温が継続したことにより、高需要が継続したことを確認した。
- ✓ 今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017年度冬季の実績を反映した条件で進めていくこととしたい。
- ✓ なお、今回、電源 I´として複数回、連続のDR発動が行われた。回数を重ねると実効力が低下するという課題もあったものの、需給ひっ迫への対応として需要抑制の一定の効果は確実に認められた。

3. 総括

88

② インバランスの要因について

・FIT特例制度①インバランスについて

- ✓ 今回の事象では、融雪の考慮が課題であり、前日の夕方時点では当日の実績を踏まえた想定により精度の向上が見られるものの、翌々日の融雪考慮については、過去実績等から困難であった。ただし、今回の事象において、前日夕方時点や当日朝時点の想定誤差は、前々日時点の予測の想定誤差に比べ、相当縮小していたことに留意する必要がある。
- ✓ 一般送配電事業者においては、今回の事例も踏まえつつ、今後、各社がノウハウを共有するなど協力し、予測精度向上の改善を図っていただきたい。
- ✓ また、太陽光発電想定誤差への対応については、国の審議会(再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会、電力・ガス基本政策小委員会)において役割分担の在り方に関する議論がなされ、「現在の「ピーク需要の7%」という調整力確保の基準が十分か、定量的に検証した上で負担の在り方についても検討が必要」、「小売電気事業者や発電事業者も一定の役割を担っていくべき」との方向性が示されており、これらの議論に留意する必要がある。
- ✓ 今回、東京エリアではH3需要に対して12.7%を超える太陽光予測外れが発生したが、今後の再生可能エネルギーの導入拡大を踏まえるとこのようなケースの発生が増加する可能性が高い。
- ✓ 一般送配電事業者は調整力(電源Ⅰ:H3需要の7%)以上の予測変動には域内の発電余力(電源Ⅱの余力)も含めて対応しているが、大きな太陽光の予測変動等の場合には、直前の見積もりが不確定な電源Ⅱの余力が結果的に域内に残っておらず、広域融通を行わざるを得ない状況があることから、本委員会においても、今後の再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論も踏まえつつ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していくこととしたい。

3. 総括

89

② インバランスの要因について

・その他インバランス_小売電気事業者等の不足インバランスについて

- ✓ 今回の事象では、その他インバランスの影響が最も大きかったのは2月22日であった。気象予報の変動による需要の見直しについてはやむを得ない面もあるが、それに伴うインバランスが比較的大きかったことは課題と考えられる。
- ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
- ✓ スポット市場や時間前市場における小売電気事業者の行動等については、個社の情報に関する詳細な分析が必要であり、別途、広域機関も協力しつつ、資源エネルギー庁及び監視等委員会にて対応していただきたい。

3. 総括

90

③ 前日からの気象予報の変更に対応した運用

- ✓ 前日からの気象予報の変更については、稀頻度ではあるものの、これに複数の火力発電等の計画外停止が重なると、特に東京エリアでは一気に厳しい需給状況となる。
- ✓ 需給状況の急変に伴う、融通実施はやむを得ない面があると考えられる。しかしながら、時間前市場が一時的に停止する等、利用者への影響もあることから、今後の対応としては、広域機関による融通以外の対応として、リスク発現時に備え、予め一般送配電事業者と広域機関間での情報共有について検討を行いたい。
- ✓ さらに、リスク対応として、複数の火力発電機の計画外停止が発生した場合は、これに備えた調整力の確保策の在り方を広域機関、一般送配電事業者で検討することとしたい。

④ 火力発電機の計画外停止について

- ✓ 今回の融通に関連する期間に複数の火力発電機が150万kW～350万kW程度計画外停止していたことを確認した。平均の計画外停止率2.6%で評価した場合は、日によって異なるものの、稀頻度とは言えないまでも平均よりは大きいレベルと考えられることを確認した。
- ✓ 今回の事象についても、必要予備力算定のために実施することとしている電源の計画外停止率に関する継続調査の中で取り込み、今後の必要予備力検討に反映させていく。

(参考) 融通指示前の1時間前市場の停止時間について

91

融通期間(2018年1月23日～26日)について

指示時間	2018年 1月23日 21:30	2018年 1月23日 22:48	2018年 1月24日 1:51	2018年 1月25日 16:30	2018年 1月25日 21:04
対象期間	1月23日 22:00～24:00	1月24日 0:00～6:00	1月24日 6:00～24:00	1月25日 17:00～24:00	1月26日 0:00～24:00
最大値	150万kW	200万kW	200万kW	100万kW	137万kW
送電会社	東北電力 中部電力	東北電力 中部電力	北海道電力 東北電力 関西電力 中国電力 九州電力	東北電力 中部電力 関西電力	北海道電力 東北電力 中部電力 北陸電力 関西電力
受電会社	東京電力PG	東京電力PG	東京電力PG	東京電力PG	東京電力PG
受付ロック時間	20:52～21:36	21:56～23:01	23日23:16 ～24日2:14	15:50～16:40	19:19～21:18
ロック対象コマ	21:00～ 24日2:30	22:00～ 24日8:30	3:30～24:00	16:00～ 24:00	21:30～ 26日24:00

(参考) 融通指示前の1時間前市場の停止時間について

92

融通期間(2018年2月1日、2日、22日)について

指示時間	2018年 2月1日 15:27	2018年 2月1日 16:23	2018年 2月1日 21:44	2018年 2月2日 0:39	2018年 2月22日 15:48
対象期間	2月1日 16:00~24:00	2月1日 17:00~24:00	2月2日 0:00~7:00	2月2日 7:00~24:00	2月22日 16:00~24:00
最大値	203万kW	60万kW	250万kW	200万kW	202万kW
送電会社	北海道電力 東北電力 中部電力	中部電力 関西電力	北海道電力 東北電力 中部電力 関西電力	北海道電力 東北電力 中部電力 関西電力	北海道電力 東北電力 中部電力 北陸電力 関西電力
受電会社	東京電力PG	東京電力PG	東京電力PG	東京電力PG	東京電力PG
受付ロック時間	14:35~15:41	15:59~16:32	20:22~22:15	1日22:52~ 2日1:04	14:48~15:49
ロック対象コマ	16:00~24:00	17:00~24:00	21:30~ 2日9:30	4:30~24:00	18:30~24:00

3. 総括

93

⑤ リスクケースの検討について

- ✓ 東京エリアの揚水については、計画段階(供給計画、厳気象H1)とも上池満水を前提に揚水供給力を算出しており、厳気象H1に対しては連続発生といったことは考慮されていない。また、2月22日についても上池は満水にされていなかったことを確認した。
- ✓ 今回のように冬季に高需要が連続し、かつ、複数の火力発電機の計画外停止が発生するようなリスクケースについても、揚水発電可能量を含めたkWhバランスを考慮した評価方法について検討を進めたい。

3. 総括

94

- ▶ また、エリア間の融通を複数回実施した今冬の事象を踏まえれば、平成30年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣意見に取り上げた現状の課題の重要性が、改めて確認されたと考える。

平成30年度供給計画の取りまとめについて(平成30年3月30日) 別紙2「平成30年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について」3. 中長期的な調整力の確保について より抜粋

3. 中長期的な調整力の確保について

平成29年度の供給計画では、従来の最大需要時の需給バランス評価だけでなく、再生可能エネルギーの増加を踏まえた軽負荷期の評価の必要性を確認し、一般送配電事業者から重点的にヒアリングを行った。その結果、2018年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、再生可能エネルギーの導入状況や需要が低いときには、複数のエリアで優先給電ルールによる火力電源等の抑制や、再生可能エネルギー電源の抑制が必要となる可能性のあることが示された。

併せて軽負荷期の需給バランスの特徴として、以下のような様相にあることが確認できた。

- ▶ 下げ代調整力が不足する中、昼間の余剰供給力を揚水動力により吸収することが期待されるが、その揚水発電能力についてはエリア間で偏在している状況にあること。
- ▶ 調整力を担う火力電源の系統並列台数が少ない中、夕刻の時間帯での太陽光発電供給力の急な減少に対応する出力変化速度の速い調整力の必要性も高まっていること。
- ▶ 太陽光発電の予測誤差(下振れ)が大きく、この影響で、厳気象時に備えて確保した調整力(電源Ⅰ': 需要の抑制)を重負荷期以外に発動した実績もあり、予備力としての調整力の必要量も増加していること。

上記の再生可能エネルギー導入拡大に伴う軽負荷期での諸々の現象や、前述(2)の冬季最大需要時の太陽光発電の予測誤差の影響などを勘案すると、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提に、エリアで一律に設定している現状の電源Ⅰ調整力募集量(7%)の妥当性について、改めて検討する必要がある。

また、再生可能エネルギー電源を最大限に活用し、長期エネルギー需給見通しの下での安定供給と需給バランスの確保を合理的に達成するためには、中長期的に必要な調整力電源が存在すること、必要な時期に必要な量とスペックの調整力が確実に調達できる仕組みとなっていること、この双方が確立されていることが重要になってくる。そのため、本機関としては、一般送配電事業者と連携をとって、必要な調整力が広域的、経済合理的に確実に調達できる仕組みとしての需給調整市場について、その詳細設計の中で構築していくので、国においても制度導入の基本的考え方を踏まえて、その確実な導入に向けて引き続き対応頂きたい。

3. 総括

95

- 2017年度冬季のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、当機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討する必要がある。

平成30年度供給計画の取りまとめについて(平成30年3月30日) 別紙2「平成30年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について」2. 冬季を含めた残余需要最大時の需給バランス評価の必要性について より抜粋

今冬のような需給ひっ迫が見込まれるような場合に、国民や需要家全般に節電等の何らかの要請をする前の措置として、当機関の会員である電気事業者(発電・小売電気事業者)に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みについて検討していくので、国においても、その仕組みの在り方について当機関と連携をとって検討を進められたい。

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

18

(1) インバランス

- 1月22日～1月26日、2月1日～2日の、インバランス量(推計値)を以下に示す。
 ➤ 各日の不足インバランスは、2月2日を除き、2017年度冬季(12月～2月)の実績の中で上位に位置する大きな値であった※1。

以下に基づき算出

- ・料金精算用のインバランス確報値については、プロファイリングによる補正が入ることから、一般送配電事業者の調整力使用量分をインバランスと考え算出した。
 - ・FIT特例制度①のインバランスについては、プロファイリングの影響により正確な値を得ることが困難であることから、FIT特例制度①の計画値(配分值)と日射量等から推計した実績の差分を一般送配電事業者にて推計
- ※1 2017年度冬季(12～2月)の実績比較は上記によらずインバランス確報値で実施

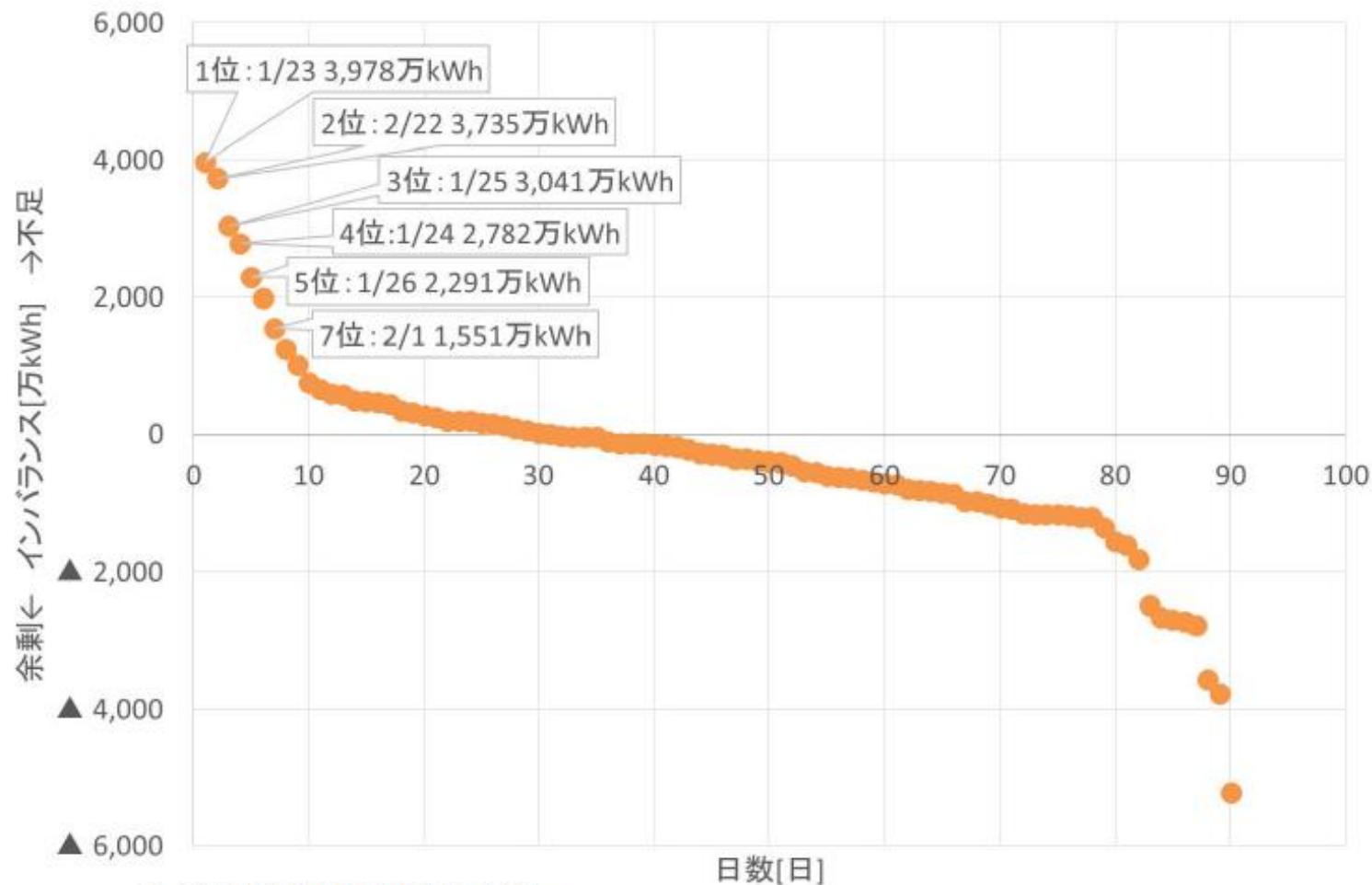
		(単位) [万kWh/日]						
		1/22(月)	1/23(火)	1/24(水)	1/25(木)	1/26(金)	2/1(木)	2/2(金)
融通			有	有	有	有	有	有
FIT①PVインバランス		▲ 330	3,732	2,877	2,124	1,999	943	▲ 1,128
	(%)	-30.0%	93.7%	101.4%	66.6%	84.9%	58.7%	2820.0%
事業者インバランス (FIT①PV除く)		1,431	253	▲ 40	1,067	356	663	1,088
	(%)	130.0%	6.3%	-1.4%	33.4%	15.1%	41.3%	-2720.0%
不足インバランス(推計)		1,101	3,985	2,837	3,191	2,355	1,606	▲ 40
不足インバランス平均値 ※2 (月毎、平日 融通日除く)		453					198	

融通電力量

-	235	2,919	686	2,190	1,274	4,576
---	-----	-------	-----	-------	-------	-------

(参考) 東京エリアの不足インバンス日量
(2017年12月1日～2018年2月28日:90日分の確報値)

20



※ インバランスは不足側を正としている

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

55

(4) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

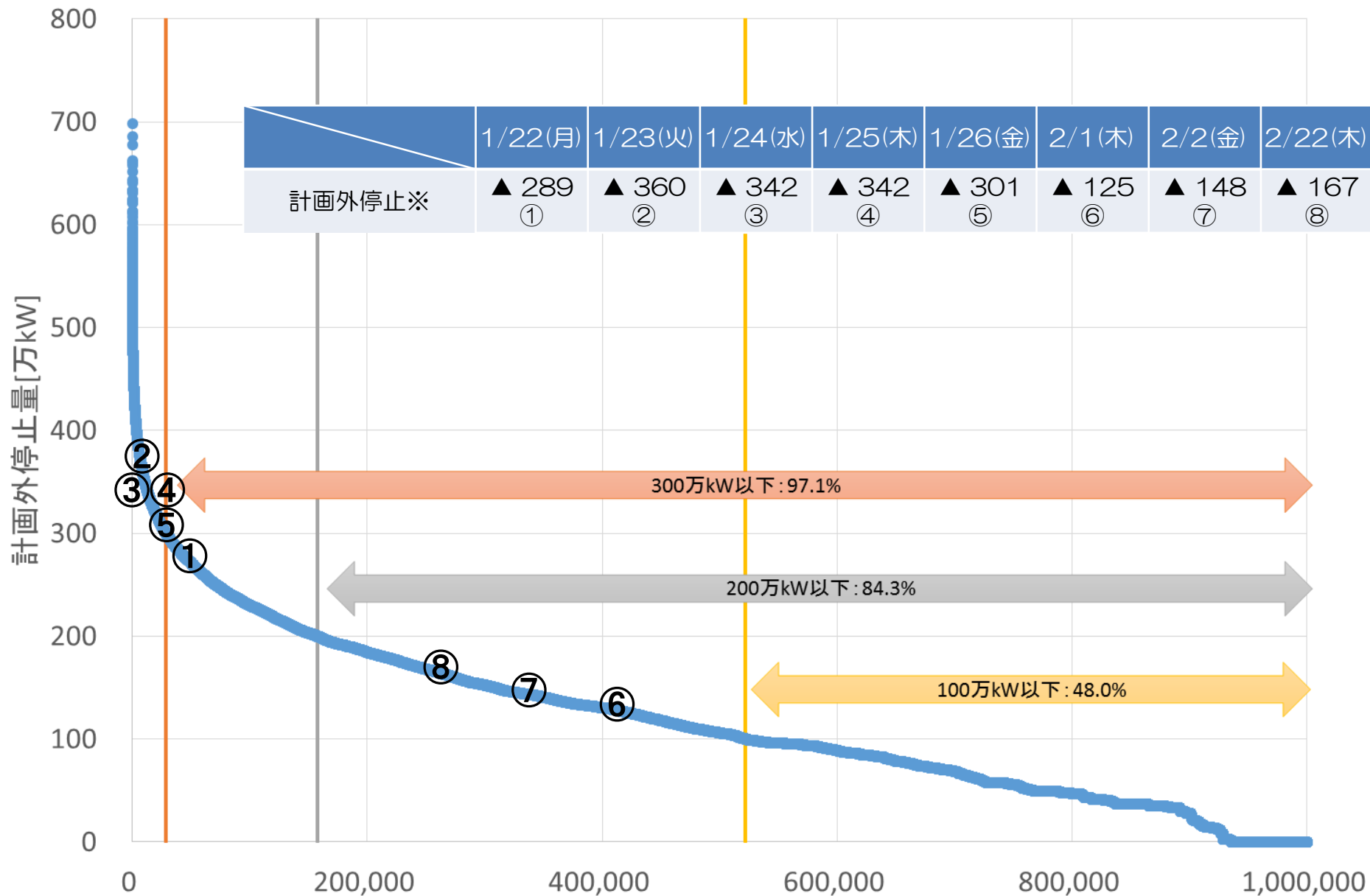
- ▶ 各日における分析結果は以下の通りであり、融通実施日で見れば、影響量は概ね、1日あたり9,000～13,000万kWh、合計68,000万kWhであった。

単位 ; [万kWh/日]

			1/22(月)	1/23(火)	1/24(水)	1/25(木)	1/26(金)	2/1(木)	2/2(金)
融通有無				有	有	有	有	有	有
供給力 予備力 の 必要量	高需要継続の 影響量	増減	▲ 4,176	▲ 4,037	▲ 4,097	▲ 4,308	▲ 4,327	▲ 4,205	▲ 4,386
		(%)	-37.7%	-31.0%	-31.8%	-36.1%	-39.4%	-39.3%	-46.9%
	太陽光発電下振れ の影響量 (昨年実績差)	増減	▲ 2,330	▲ 2,501	▲ 1,949	▲ 798	▲ 443	▲ 1,257	▲ 1,695
		(%)	-21.0%	-19.2%	-15.1%	-6.7%	-4.0%	-11.7%	-18.1%
火力発電計画外 停止の影響量※	増減	▲ 4,586	▲ 6,491	▲ 6,820	▲ 6,820	▲ 6,206	▲ 5,244	▲ 3,279	
	(%)	-41.3%	-49.8%	-53.0%	-57.2%	-56.5%	-49.0%	-35.0%	
合計			▲ 11,092	▲ 13,028	▲ 12,865	▲ 11,926	▲ 10,976	▲ 10,705	▲ 9,360
融通電力量			-	235	2,919	686	2,190	1,274	4,576

※ 当該日の停止時間が不明な電源については、単日・12時間停止と想定して算出した。

(参考) 計画外停止量のデュレーションカーブ (N=1,004,400)



※需給検証で2017年度冬季見通しのデータ収集対象とした事業者分