

2018年1月22日～2月2日および2月22日の 東京エリア需給状況に関する分析について

2018年4月12日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 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。

◆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(°C)	5.3°C	10.0°C	7.3°C	4.0°C	5.1°C	6.3°C	3.8°C	5.7°C※1
	最低気温(°C)	-0.5°C	-0.7°C	-1.8°C	-4.0°C	-3.1°C	0.6°C	0.5°C	1.5°C
	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 発動実績	発動回数	1回	1回	2回	2回	2回	2回	2回	1回
	発動時間	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	17時～20時
	指令実績(万kWh)	107	100	149 149	149 149	149 149	149 149	180 149	179
	応動実績(万kWh)	125	90	150 120	78 99	135 130	54 90	112 69	150

※1 0時付近の値、日中の最高気温は3°C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。

東京エリアの供給力及び予備力の状況

- ▶ 東京エリアにおける供給力(kW)に関しては、2月2日を除き、2017年10月の需給検証における想定を下回る水準であった。
- ▶ 東京エリアにおける予備力(kW)に関しては、いずれの日も2017年10月の需給検証における想定を下回る水準であった。

(万kW)

	需給検証 バランス 見通し(1月)	1月22日 月 (18時)	1月23日 火 (10時)	1月24日 水 (19時)	1月25日 木 (19時)	1月26日 金 (19時)	需給検証 バランス 見通し(2月)	2月1日 木 (18時)	2月2日 金 (11時)	2月22日 木 (18時)
最大需要	4910	5101	4641	4927	5110	5124	4910	4978	5266	4810
供給力	5530	5368	4854	5188	5302	5371	5347	5207	5564	5065
予備力	620	267	213	261	192	247	437	229	298	255
予備率	12.6%	5.2%	4.6%	5.3%	3.8%	4.8%	8.9%	4.6%	5.7%	5.3%

需給検証との差分										
最大需要	-	+191	▲ 269	+17	+200	+214	-	+68	+356	▲ 100
供給力		▲ 162	▲ 676	▲ 342	▲ 228	▲ 159		▲ 140	217	▲ 282
予備力		▲ 353	▲ 407	▲ 359	▲ 428	▲ 373		▲ 208	▲ 139	▲ 182

※ 現時点のデータであり、今後変更の可能性あり

今冬の東京エリアの電力需給状況について

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月にかけて、厳しい寒さによる電力需要の高まりなどにより、東京電力エリアの予備率が低下し、厳しい需給状況となることが懸念される日が8日間発生した。
- 東京電力PGは初となる電源 I' (※)を8日間(合計13回)発動し、他エリアから融通を7日間受けた。この結果、予備率が安定供給に最低限必要とされる3%を下回ることはなかった。

(※) 10年に1回程度の猛暑や厳冬の場合による需要の急増に対応するための調整力

<厳しい需給状況となった日の需給実績とH1需要・供給力との比較>

厳しい需給状況となった日(ピーク時間)	1月 H1需給バランス (17~18)	1月22日 (月) (17~18)	1月23日 (火) (9~10)	1月24日 (水) (18~19)	1月25日 (木) (18~19)	1月26日 (金) (18~19)	2月 H1需給バランス (17~18)	2月1日 (木) (17~18)	2月2日 (金) (10~11)	2月22日 (木) (17~18)
最大需要	4910	5101	4641	4927	5110	5124	4910	4978	5266	4810
供給力	5530	5368	4854	5188	5302	5371	5347	5207	5564	5065
予備率(融通含む)	12.6	5.2	4.6	5.3	3.8	4.8	8.9	4.6	5.7	5.3
前日時点 予想予備率(融通含まず)		7.3	7.0	1.0	3.5	2.2		7.1	0.6	21.4

注1 単位は最大需要、供給力が万kW、予備率、前日時点予想予備率が%
注2 現時点の暫定値であり、今後変更の可能性あり

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。

はじめに 分析の区分

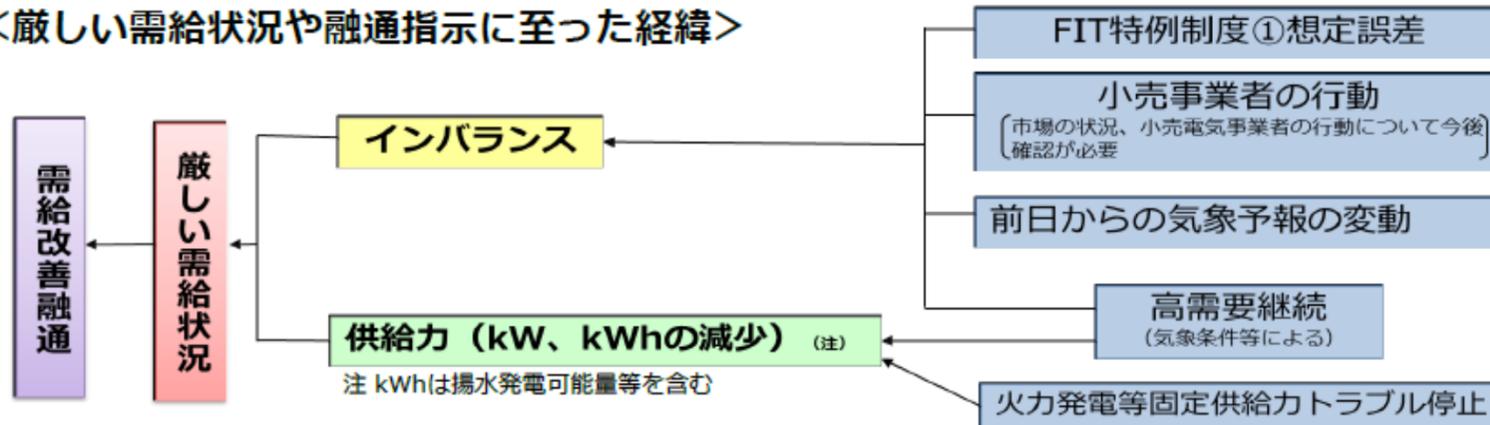
- ▶ 今般の融通指示について、国の審議会（電力・ガス基本政策小委員会）において、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会（以下「監視等委員会」、広域機関が連携して、詳細な分析を実施し、融通の検証や、必要な対策の検討を行うこととされている。
- ▶ 本委員会や国の審議会（電力・ガス基本政策小委員会や制度設計専門会合）でもこれまで議論されているとおり、今冬の融通指示に至った要因としては需給両面の様々な要因が考えられるが、1月23日から2月2日までは厳しい寒波により厳寒H1想定を超える高需要が連続して発生した期間であるのに対し、2月22日は最大需要が厳寒H1想定を下回っており、需要面での要因が大きく異なることから、今回の分析を分けて行うこととした。

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

厳しい需給状況の要因に関する考察と今後の検討

- 今冬の厳しい需給状況や広域機関の融通指示に至った要因としては、
 1. FIT特例制度①太陽光の予測誤差による不足インバランス発生
 2. 小売事業者等の不足インバランスの発生
 3. 火力発電所等固定供給力のトラブル停止
 4. 寒波に伴う想定を上回る需要増等が複数日継続したことや、前日からの気象予報の変動などによる需要の急増などが同時に発生した結果、調整力等の供給余力が減少し、厳しい需給状況に至ったものと考えられる。
- ただし、予測誤差やインバランスデータ、小売事業者の行動等を更に分析する必要があり、電力・ガス取引監視等委員会や広域機関と連携して、更に詳細な分析を実施し、融通の検証や、必要な対策の検討を行う。

<厳しい需給状況や融通指示に至った経緯>



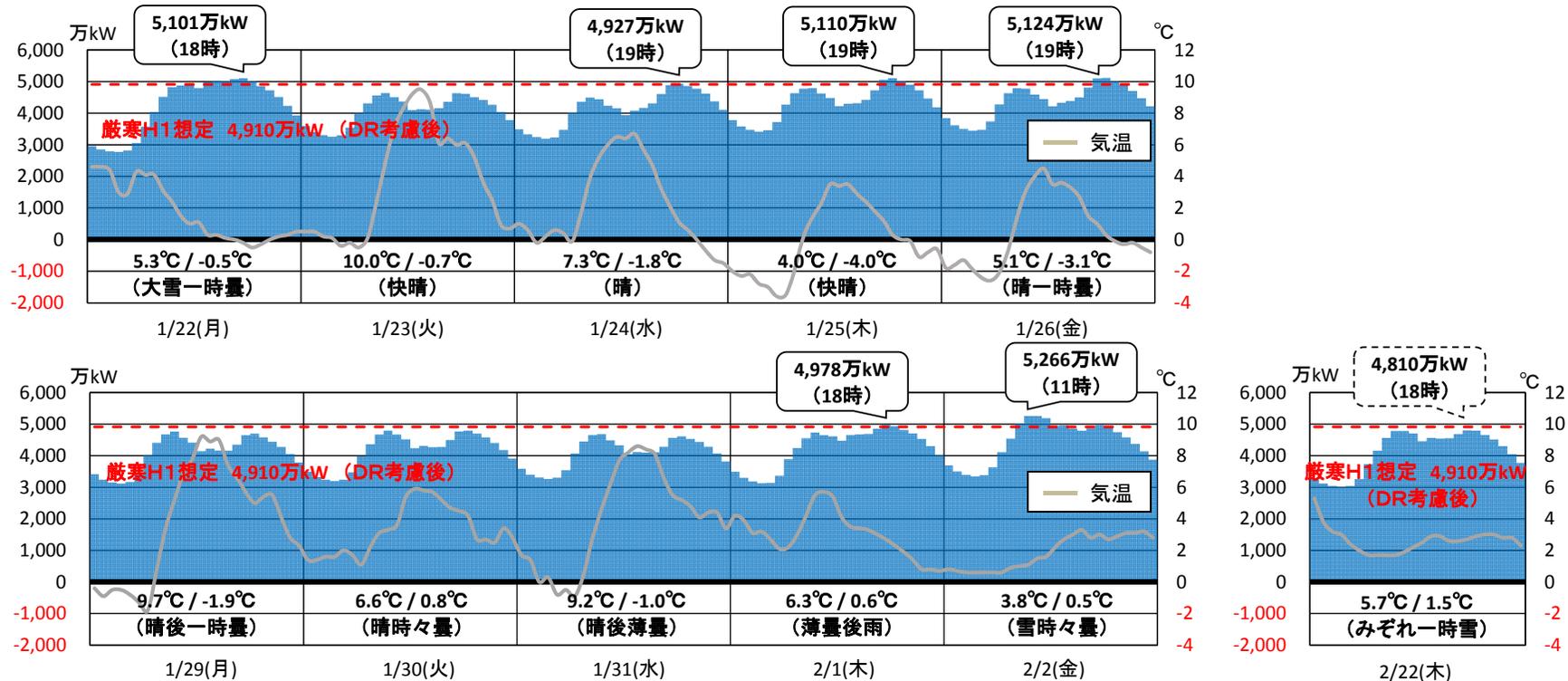
※2018年3月広域機関第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料参照

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

はじめに

東京エリアの特性について

➤ 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との間では、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

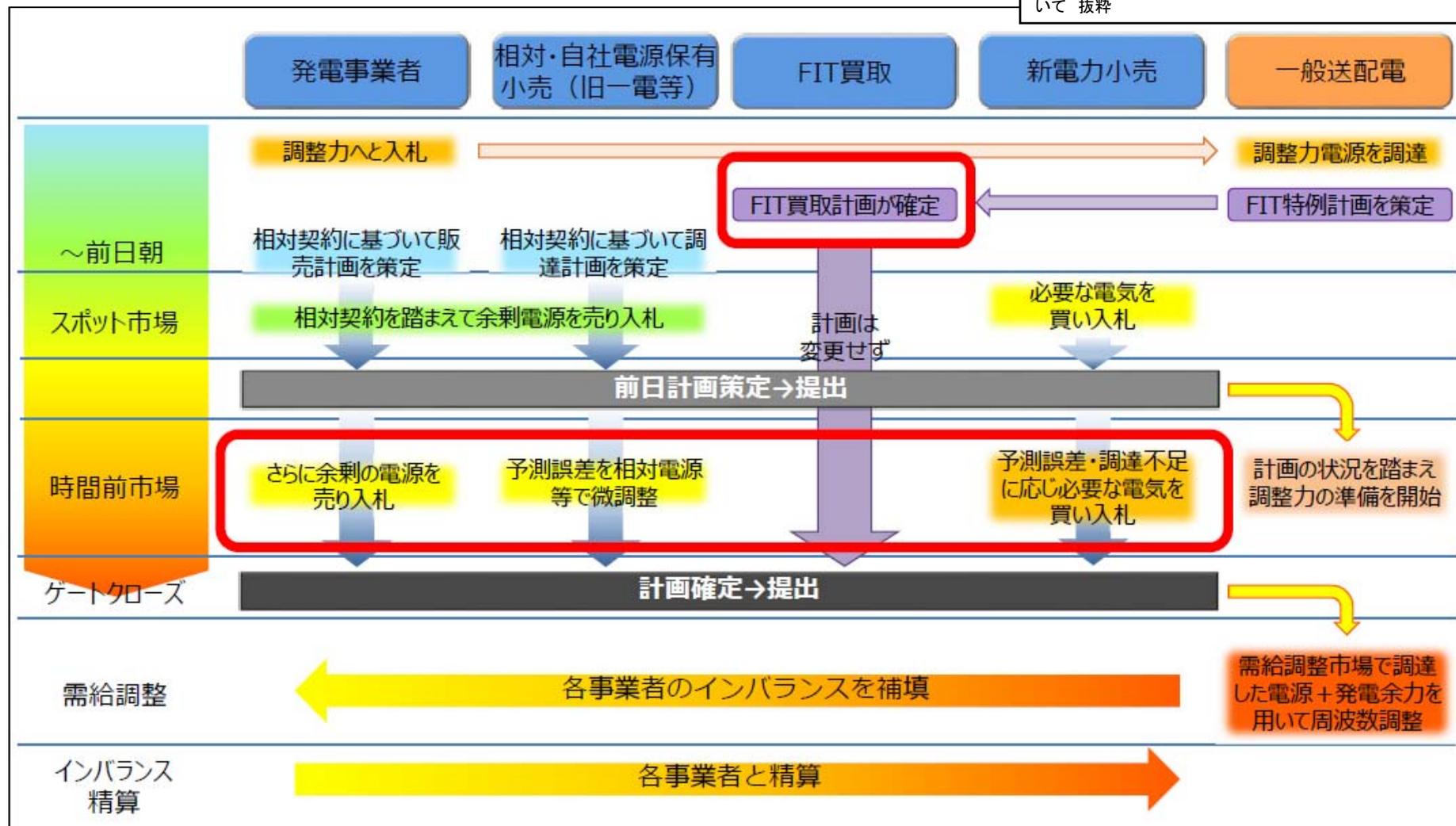
- 厳寒により需要が高まっている中、東京エリアにおいては電源トラブルによる計画外停止が複数発生し、電源Ⅱが減少した。

(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%

(参考) 計画値同時同量制度下における関係者の実務フロー

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6 効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 抜粋



(参考)平成29年度向け及び平成30年度向け調整力の公募結果(電源 I) 11

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第26回)
資料4 一般送配電事業者による調整力の公募調達結果等について
抜粋

平成30年度向け調整力の公募結果 (電源 I -a及び I -b)

容量: 万kW 価格: 円/kWh		北海道			東北			東京			中部			北陸		
		前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減
電源 I -a	募集容量	36.0	36.0	-	95.7	93.9	▲1.8	321.0	320.0	▲1.0	160.7	156.3	▲4.4	33.0	33.0	-
	応札容量	54.3	57.1	2.8	97.4	96.9	▲0.5	326.2	373.0	46.8	160.7	156.3	▲4.4	33.0	33.0	-
	落札容量	36.0	36.0	-	95.7	93.9	▲1.8	323.7	324.3	0.6	160.7	156.3	▲4.4	33.0	33.0	-
	※最高価格	37,862	37,075	▲787	40,911	30,911	▲10,000	15,171	14,842	▲329	11,696	11,885	189	21,461	22,376	915
	※平均価格	25,047	23,441	▲1,606	11,531	10,913	▲618	14,575	13,874	▲701	9,260	9,521	261	15,359	14,944	▲415
電源 I -b	募集容量	募集無し			募集無し			47.0	53.0	6.0	9.7	14.7	5.0	2.0	2.0	-
	応札容量	募集無し			募集無し			47.8	86.7	38.9	9.7	14.7	5.0	2.0	2.0	-
	落札容量	募集無し			募集無し			44.3	48.7	4.4	9.7	14.7	5.0	2.0	2.0	-
	※最高価格	募集無し			募集無し			15,171	14,842	▲329	5,165	4,079	▲1,086	18,317	22,376	4,059
	※平均価格	募集無し			募集無し			15,171	14,842	▲329	5,165	4,079	▲1,086	18,317	22,376	4,059
		関西			中国			四国			九州			沖縄		
		前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減
電源 I -a	募集容量	159.0	152.0	▲7.0	74.5	73.5	▲1.0	31.2	31.7	0.5	106.0	102.4	▲3.6	5.7	5.7	-
	応札容量	159.3	152.2	▲7.1	74.5	73.5	▲1.0	31.2	31.8	0.6	106.0	102.4	▲3.6	5.7	5.7	-
	落札容量	159.3	152.2	▲7.1	74.5	73.5	▲1.0	31.2	31.7	0.5	106.0	102.4	▲3.6	5.7	5.7	-
	※最高価格	12,339	11,024	▲1,315	10,119	10,771	652	17,579	14,398	▲3,181	42,261	15,368	▲26,893	37,336	34,399	▲2,937
	※平均価格	9,740	9,536	▲204	9,785	9,498	▲287	12,328	13,247	919	16,291	11,680	▲4,611	27,878	26,304	▲1,574
電源 I -b	募集容量	26.0	26.0	-	募集無し			4.1	3.6	▲0.5	募集無し			24.4	24.4	-
	応札容量	26.0	27.4	1.4	募集無し			4.1	3.6	▲0.5	募集無し			24.4	24.4	-
	落札容量	26.0	27.4	1.4	募集無し			4.1	3.6	▲0.5	募集無し			24.4	24.4	-
	※最高価格	12,331	11,018	▲1,313	募集無し			17,579	8,403	▲9,176	募集無し			9,352	12,000	2,648
	※平均価格	12,319	10,940	▲1,379	募集無し			17,579	8,403	▲9,176	募集無し			7,676	8,725	1,049

※ 最高価格、平均価格は評価用のkW価格であり、運転継続可能時間、年間停止計画日数、調整力提供可能時間数について、公募要領で定める原則的な要件に満たない場合に入札価格にマイナスの評価が反映されている。

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

参考：各社の電源 I の構成について

- 各送配電事業者が契約している電源 I (a及びb) は、地域によって以下のように構成比は傾向の違いがある。(平成29年度向け公募調達の結果)

平成29年9月 第22回制度設計専門会合 事務局資料

電源 I の構成比

送配電事業者	ア	イ	ウ	エ	オ	カ	キ	ク	ケ	コ	合計
揚水・水力	100%	100%	79%	77%	56%	47%	37%	23%	18%	0%	73%
石油	0%	0%	21%	23%	15%	53%	53%	77%	15%	90%	18%
L N G	0%	0%	0%	0%	11%	0%	10%	0%	30%	0%	6%
L N G(CC)	0%	0%	0%	0%	18%	0%	0%	0%	37%	10%	3%

(参考)平成29年度向け及び平成30年度向け調整力の公募結果(電源I')13

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第26回)
資料4 一般送配電事業者による調整力の公募調達結果等について
抜粋

平成30年度向け調整力の公募結果 (電源I')

	東北			東京			中部			関西			九州		
	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減
募集容量(万kW)	9.1	8.2	▲ 0.9	59.0	34.0	▲ 25.0	19.2	31.2	12.0	17.0	27.0	10.0	28.4	31.8	3.4
応札容量(万kW)	2件 9.3	3件 10.5	1件 1.2	12件 67.7	12件 40.1	- ▲ 27.6	14件 20.4	3件 31.5	▲ 11件 11.1	20件 36.6	18件 54.4	▲ 2件 17.8	15件 31.4	19件 38.9	4件 7.5
落札容量(万kW)	1件 7.4	3件 8.2	2件 0.8	6件 59.9	11件 34.0	5件 ▲ 25.9	11件 19.2	3件 31.2	▲ 8件 12.0	13件 17.0	15件 27.0	2件 10.0	10件 28.5	14件 31.8	4件 3.3
評価用 最高価格(円/kW)※	782	1,088	/	4,750	5,518	/	1,245	3,162	/	5,900	5,106	/	32,622	16,645	/
評価用 平均価格(円/kW)※	782	1,016		4,501	5,138		1,196	2,279		3,034	3,717		8,176	6,607	
契約期間	7/16 ~9/20	7/16 ~9/20		4/1 ~3/31	7/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		4/1 ~3/31	7/1 ~3/31		4/1 ~3/31	7/1 ~3/31	

※評価用最高価格、平均価格について

当年度において、電源I'の評価方法が変更されていることから、前年度との単純比較はできない点に留意が必要。

前年度：評価用kW価格

当年度：評価用kW価格 + 評価用kWh価格

(a)評価用kW価格

運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

(b)評価用kWh価格

上限kWh価格 × 想定発動回数 × 運転継続可能時間

	想定発動回数	運転継続可能時間
東北	2.4回	4時間
東京	3.6回	3時間
中部	1.8回	2時間
関西	3.6回	3時間
九州	3.6回	4時間

(参考)平成29年度向け及び平成30年度向け調整力の公募結果(電源Ⅱ) 14

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第26回)
資料4 一般送配電事業者による調整力の公募調達結果等について
抜粋

平成30年度向け調整力の公募結果 (電源Ⅱ)

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減
電源Ⅱ-a(万kW)	25件 459.9	24件 455.7	▲1件 ▲4.2	25件 1,247.4	25件 1,255.5	- 8.1	128件 4,832.9	127件 4,819.9	▲1件 ▲13.0	60件 2,507.5	58件 2,448.7	▲2件 ▲58.8	18件 478.6	18件 478.6	- -
旧一電以外	2件 26.3	2件 26.2	- ▲0.1	5件 183.4	5件 183.4	- -	21件 527.5	21件 518.9	- ▲8.6	2件 84.2	2件 84.2	- -	1件 25.0	1件 25.0	- -
電源Ⅱ-b(万kW)		4件 55.6	4件 55.6		1件 87.4	1件 87.4		-	-		1件 57.3	1件 57.3		2件 4.7	2件 4.7
旧一電以外		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-
電源Ⅱ' (万kW)		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-
旧一電以外		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-
	関西			中国			四国			九州			沖縄		
	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減	前年度	当年度	増減
電源Ⅱ-a(万kW)	46件 1,974.9	43件 1,830.8	▲3件 ▲144.1	41件 923.6	39件 839.9	▲2件 ▲83.7	18件 404.0	18件 404.0	- -	39件 1,215.2	39件 1,215.2	- -	14件 198.5	11件 172.1	▲3件 ▲26.4
旧一電以外	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2件 28.2	2件 28.2	- -
電源Ⅱ-b(万kW)		3件 143.8	3件 143.8		-	-		-	-		-	-		3件 26.4	3件 26.4
旧一電以外		1件 1.4	1件 1.4		-	-		-	-		-	-		-	-
電源Ⅱ' (万kW)		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-
旧一電以外		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)
資料5 予備力削減等に向けた行動計画について
抜粋

- 旧一般送配電事業者の小売部門が自ら保有する電源（G C後に電源Ⅱ*と位置づけられるもの）を、一般送配電事業者からの要請によりG C前にスポット市場や一時間前市場に投入せずに確保する事例が確認された。
- 電源Ⅱの利用方法については、今後、別途検討されると考えられるが、電源Ⅱの事前予約の正当性について定期的にモニタリングを行うこととしてはどうか。

	確保の有無	確保する水準	考え方
北海道電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギー電源の導入拡大等によってはあり得る。
東北電力	無	—	✓ —
東京電力EP	無	—	✓ —
中部電力	有	2% (11月実績より算出)	✓ 恒常的に確保することはないが、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保する。
北陸電力	無	—	✓ —
関西電力	無	—	✓ 今まで一般送配電事業者より、確保するように依頼されたことはない。
中国電力	今後、確保の可能性有	—	✓ 今後、再生可能エネルギーの導入拡大等により、一般送配電事業者より依頼があった場合は、協議の上、確保することがあり得る。
四国電力	有	確保量は状況により異なる	✓ 太陽光の予測誤差への対応として、電源Ⅱを一定程度確保することが有る。
九州電力	有	0.5% (過去実績平均)	✓ 電源Ⅱについては、一般送配電事業者から要請があった場合に、電源Ⅰ・Ⅱ調整力募集要項に基づき予備力とは別に確保。

*一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる電源等（電源Ⅰを除く）のことであり、ゲートクローズ（G C）以降余力がある場合に一般送配電事業者が周波数調整に利用することが可能なもの

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(1) インバランス

a. FIT特例制度①想定誤差

b. 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

(2) 火力発電所の計画外停止

(3) 複数日に亘る寒波に伴う想定を上回る需要増

(4) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

(5) まとめ

2. 2018年2月22日の状況

(1) インバランス

(2) 火力発電所の計画外停止

(3) 前日からの気象予報の変動

(4) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

(5) まとめ

3. 総括

1. 2018年1月22日～26日、 2月1日～2日の状況

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(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	

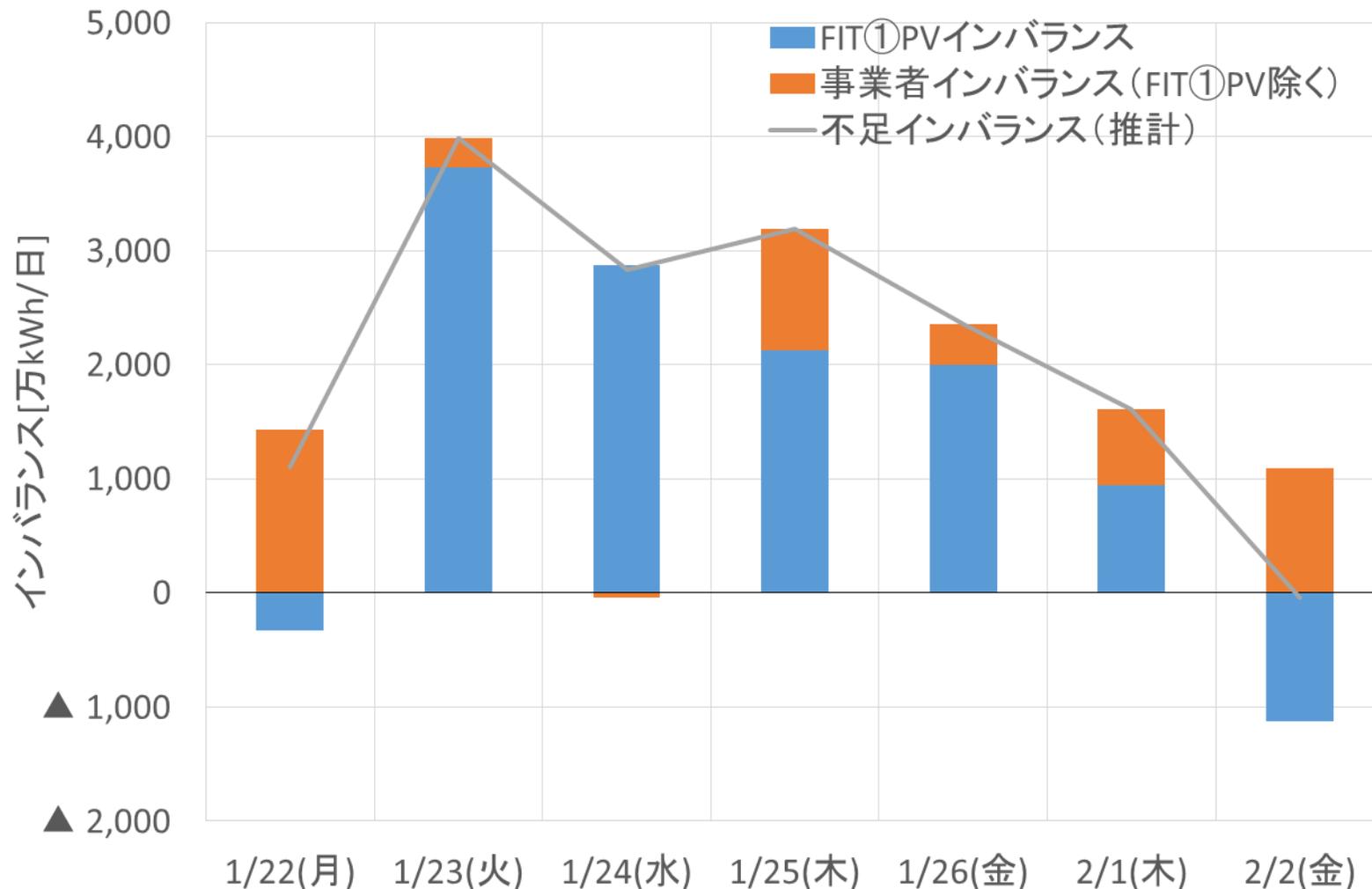
融通電力量

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

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

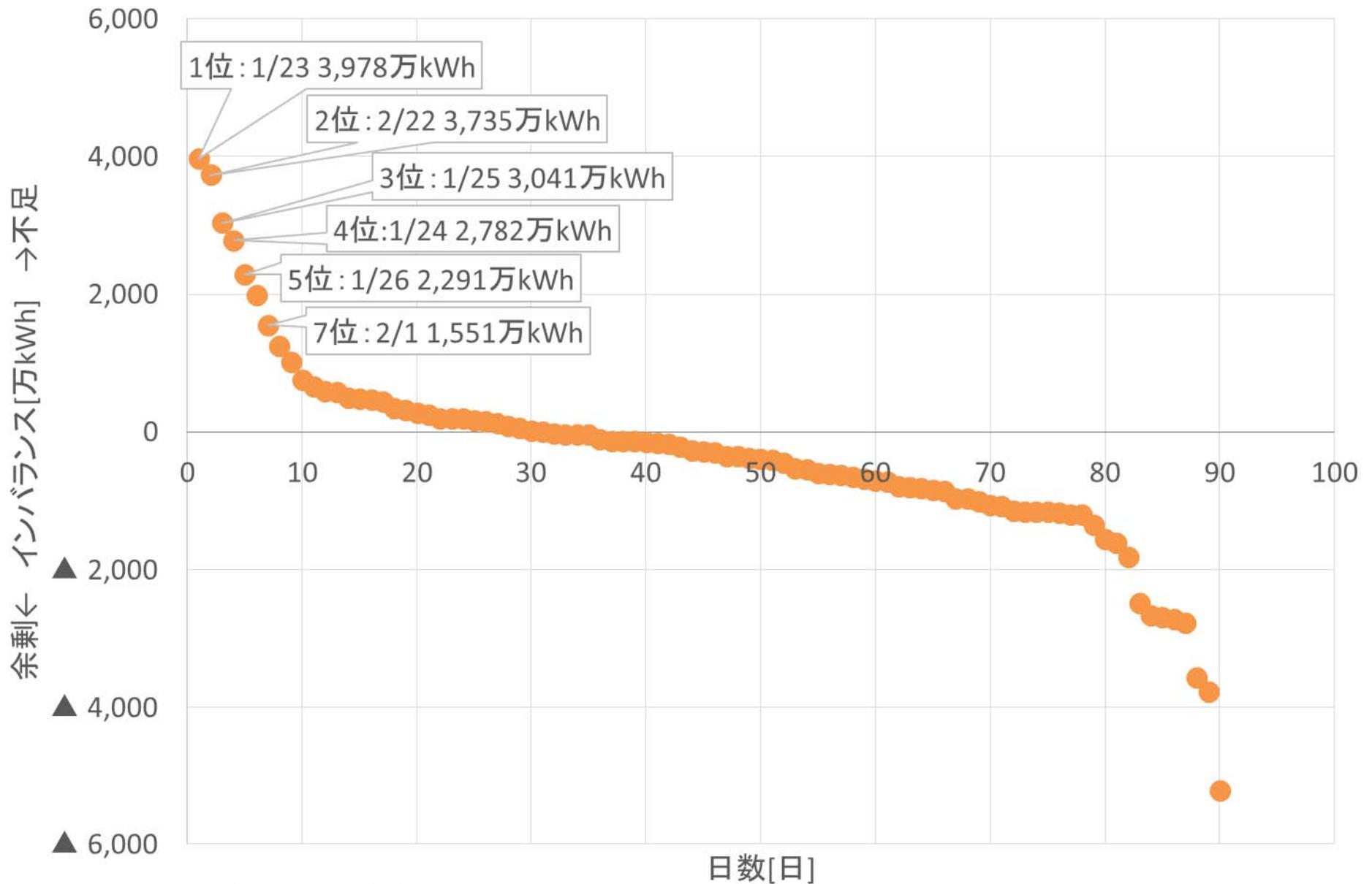
(1) インバランス

➤ 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。



※ インバランスは不足側を正としている

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



※ インバランスは不足側を正としている

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

参考：FIT特例①（太陽光）予測外れ（コマあたり月間最大値）の推移

- 東京エリアにおいては、1月23日に今年度における太陽光予測外れの最大値が発生（コマあたり3,342千kWh（H3需要の12.7%）の不足）

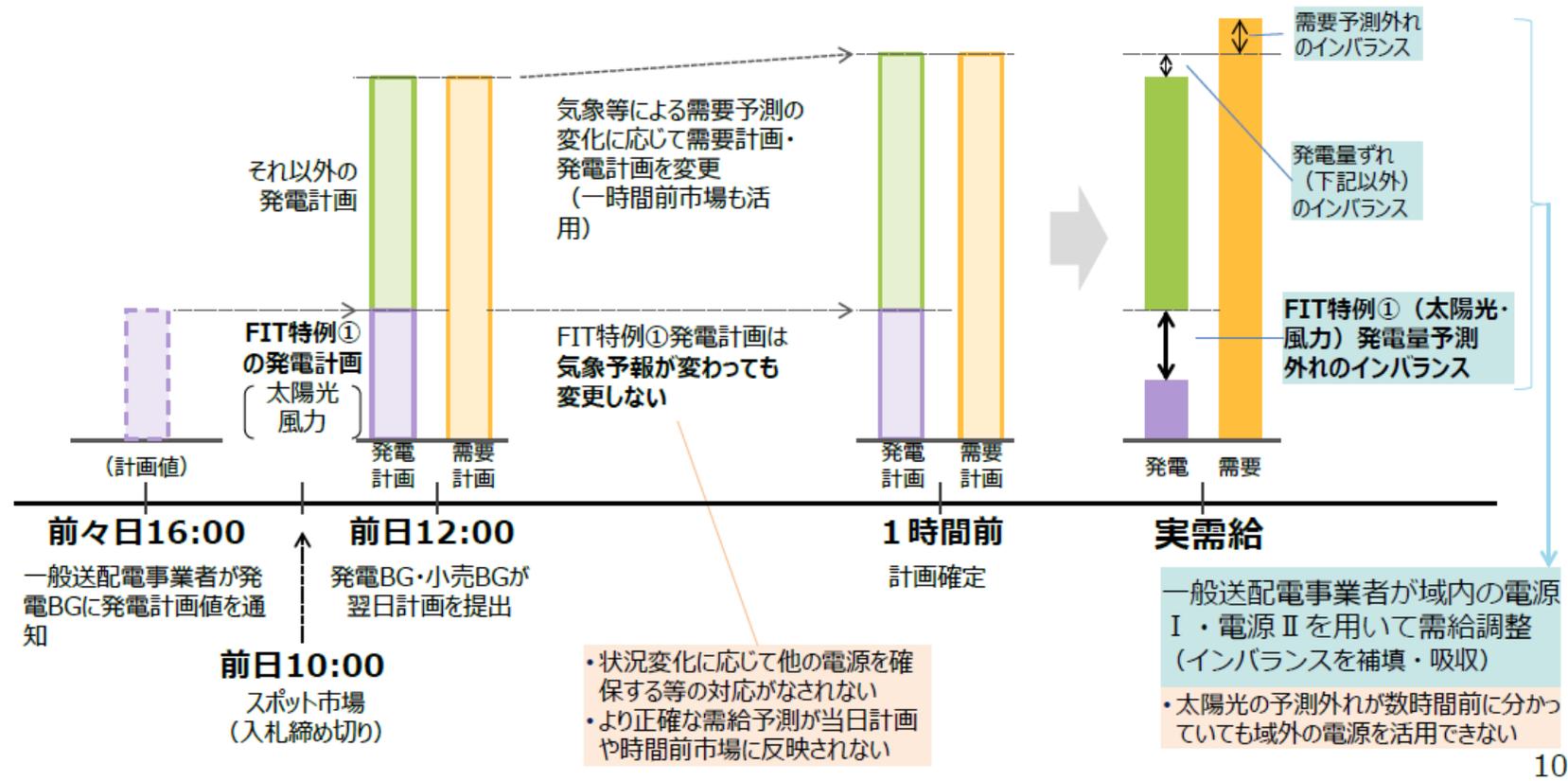
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月
余 剩	予測外れ 月間最大値 (千kWh/30分)	2,009	2,163	2,151	1,384	2,811	1,014	1,931	1,992	1,788	2,165
	H3需要に対する 比率	7.6%	8.2%	8.2%	5.3%	10.7%	3.9%	7.4%	7.6%	6.8%	8.2%
	発生日時 (時間帯)	4月30日 10:30	5月17日 10:30	6月24日 11:30	7月8日 12:00	8月27日 12:00	9月23日 12:30	10月18日 11:30	11月26日 10:30	12月8日 10:00	1月29日 10:30
不 足	予測外れ 月間最大値 (千kWh/30分)	2,062	1,942	1,667	1,807	2,079	2,152	2,085	1,134	2,436	3,342
	H3需要に対する 比率	7.9%	7.4%	6.3%	6.9%	7.9%	8.2%	7.9%	4.3%	9.3%	12.7%
	発生日時 (時間帯)	4月26日 13:30	5月8日 13:00	6月26日 14:30	7月18日 11:00	8月5日 10:30	9月29日 9:30	10月19日 12:00	11月27日 13:30	12月4日 12:30	1月23日 11:00

※東京電力PGからの提供情報等より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※H3需要に対する比率(%)：予測外れ量(30分kWh) × 2 ÷ H3需要 × 100

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

(参考) FIT特例①(太陽光・風力)の発電量予測のタイミング

- FIT特例①(太陽光・風力)の発電計画は、前々日16時に一般送配電事業者が通知した計画値を用いて作成。その後は、気象予報が変わっても、変更しないこととされている。



電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第27回)
資料8 一般送配電事業者の需給調整業務における太陽光の発電量予測について
抜粋

各一般送配電事業者における太陽光発電量の予測について

- 各一般送配電事業者における太陽光発電量の予測時期は、以下のとおり。

	FIT特例①の予測タイミング		前々日 16時	FIT特例③の予測タイミング		前日 10時
	基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信	
北海道電力	3日前21時	前々日7時	予測 FIT特例①の 発電計画値を 通知	前日3時	前日7時	予測 FIT特例③の スポット市場への 売り入れ
東北電力	前々日9時	前々日13時		前日3時	前日6時	
東京電力PG	前々日3時	前々日10時		前々日21時	前日4時	
中部電力	前々日3時	前々日10時		前々日21時	前日4時	
北陸電力	前々日9時	前々日15時30分		前日3時	前日9時30分	
関西電力	前々日3時	前々日11時		前々日21時	前日5時	
中国電力	前々日9時	前々日12時30分		前日3時	前日5時30分	
四国電力	前々日9時	前々日13時		前日3時	前日6時	
九州電力	前々日3時	前々日10時		前々日21時	前日4時	
沖縄電力	前々日3時	前々日10時				

(任意卸供給のため、FIT特例①と同じ前々日16時に通知)

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

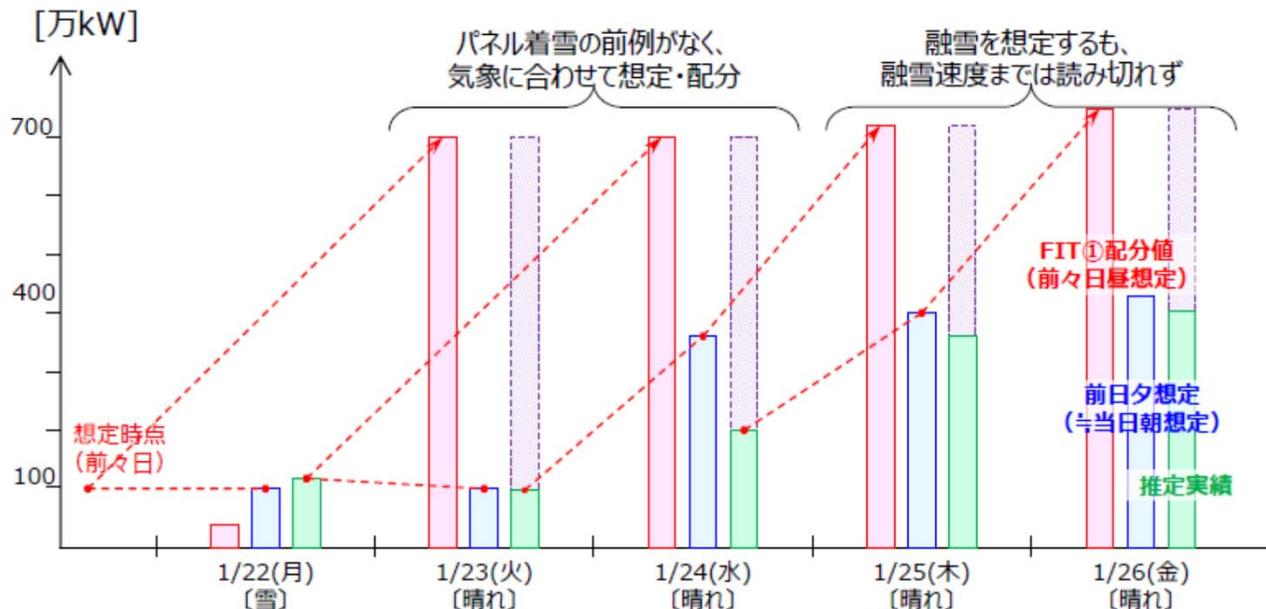
(1) インバランス a. FIT特例制度①想定誤差

- 東京電力パワーグリッド株式会社における、1月22日の週のFIT特例制度①の発電予測の誤差に関しては、融雪が前々日時点の想定通りに進まなかったことが要因。
- ただし、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。

1. 1/22～1/26 のFIT①PV予測状況



- 1月21日作成の1月23日分FIT①PV計画値は、積雪の予想ができず気象に合わせて作成
- 1月22日作成の1月24日分FIT①PV計画値は、作成日午前中は積雪が少なかつたため積雪予想ができず気象に合せて作成
- 1月23日に積雪により1月23日分FIT①PV計画値過大想定となっていることが判明したが、23日・24日作成の25日・26日分FIT①PV計画値は、2日後には融雪が完了していると想定して作成。
- 実際には26日時点でも融雪が進まず、結果週を通して発電計画が過大想定となった。

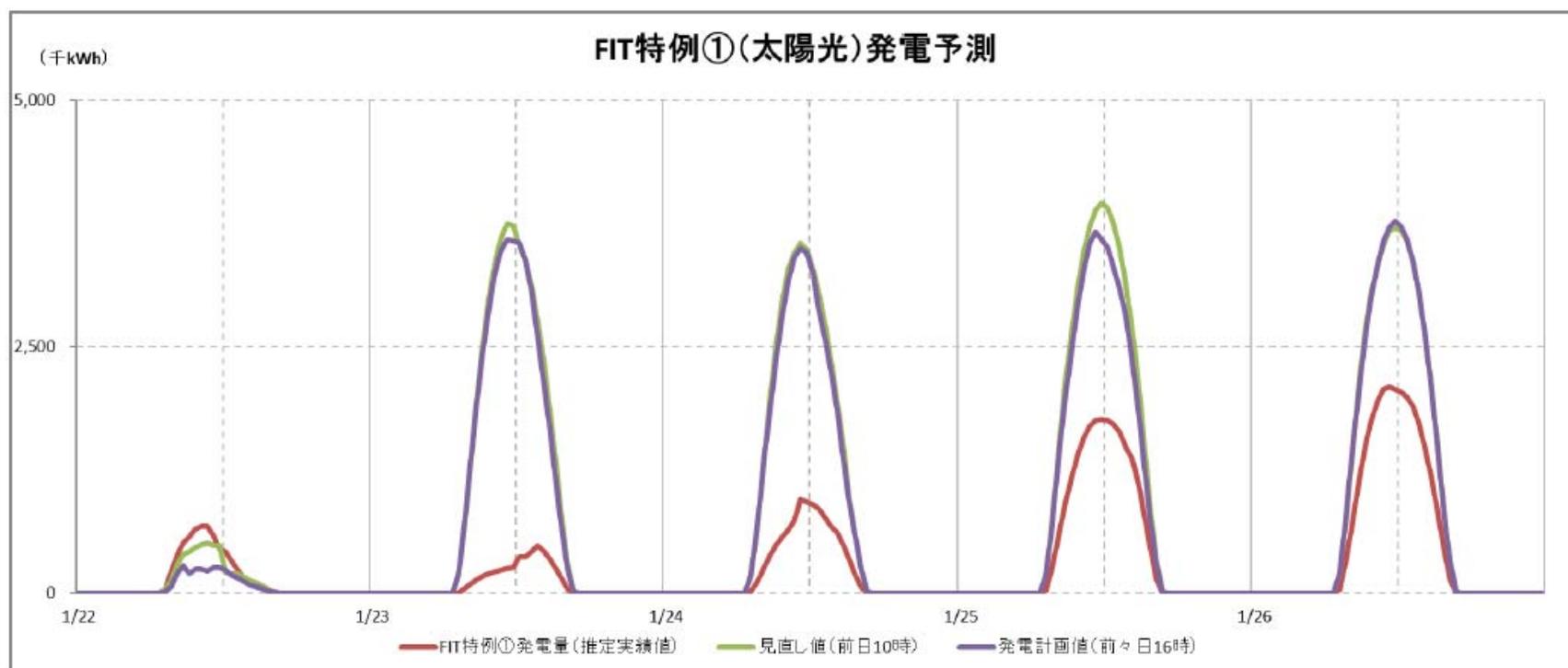


東京電力パワーグリッド株式会社
作成

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

1月22日～26日のFIT特例①(太陽光)の予測について

- 東京電力PGによる1月23日から26日のFIT特例①(太陽光)の予測は、前々日16時、前日10時時点とも大きく外していた。



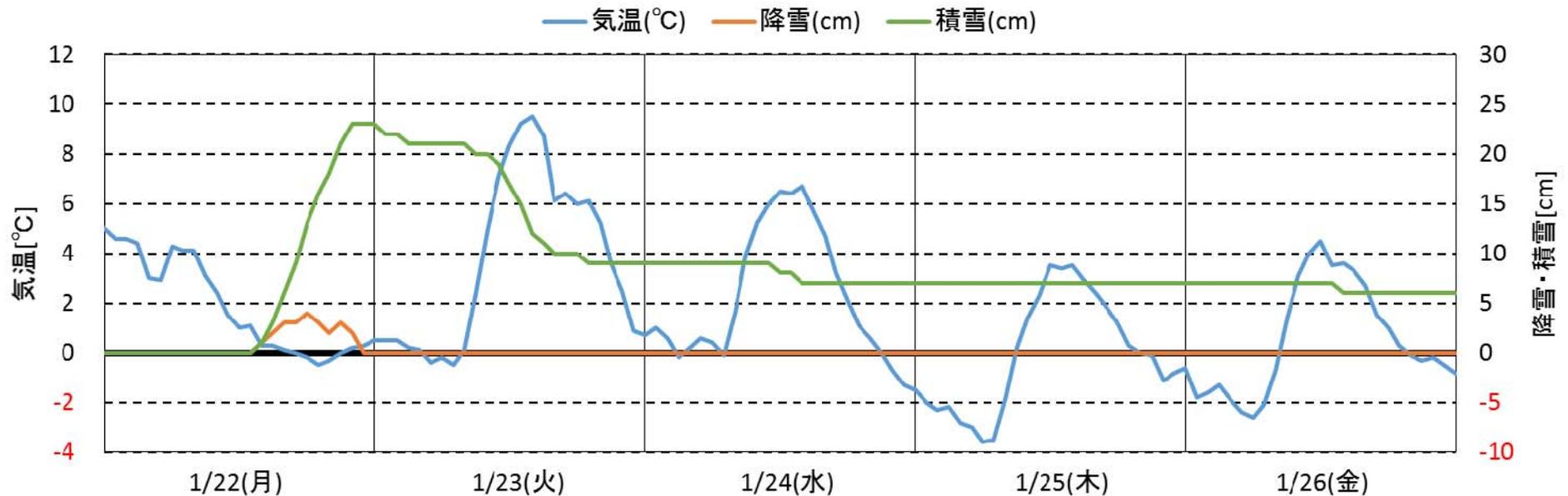
※東京電力PGからの提供情報より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(1) インバランス a. FIT特例制度①想定誤差

➤ 1月23日～1月26日の太陽光想定誤差については、1月23日の太陽光想定誤差の状況や融雪の進捗を考慮すれば、1月24日以降の前々日時点の予測において一定の改善ができた可能性も考えられるが、太陽光発電協会に確認したところ、現時点で速やかに改善を期待するのは難しい状況である(資料2参考資料1, 2参照)。

【参考】「東京」の気温・降雪・積雪実績(気象庁公表データより)



電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第27回)
資料8 一般送配電事業者の需給調整業務における太陽光の発電量予測について
抜粋

FIT特例①(太陽光)の予測タイミングを遅らせた場合の効果試算①

- FIT特例①(太陽光)の予測を前日朝に遅らせた場合、予測外れが大きかったコマの改善効果は以下の通り。
- 地域によって差があるが、改善幅の大きい九州でも前々日16時時点の予測と比べて2割程度の縮小。

FIT特例①(太陽光)の予測外れ量：上位1%コマ(117コマ)の平均(H29.4.1~11.30)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
前々日16時(現行) (千kWh)	136 (5.4%)	429 (6.4%)	1,786 (6.8%)	695 (5.7%)	119 (4.8%)	406 (3.2%)	502 (9.6%)	283 (11.3%)	1,026 (13.6%)	48 (6.6%)
前日朝にした場合 (千kWh)	124 (4.9%)	465 (6.9%)	1,675 (6.4%)	781 (6.4%)	121 (4.9%)	415 (3.3%)	444 (8.5%)	278 (11.1%)	845 (11.2%)	49 (6.7%)
変化率	-9%	+9%	-6%	+12%	+2%	+2%	-12%	-1%	-18%	+2%
前々日16時(現行) (千kWh)	158 (6.3%)	461 (6.9%)	1,590 (6.1%)	864 (7.1%)	95 (3.8%)	498 (3.9%)	473 (9.1%)	323 (12.9%)	1,148 (15.2%)	42 (5.8%)
前日朝にした場合 (千kWh)	150 (6.0%)	445 (6.6%)	1,432 (5.5%)	882 (7.3%)	76 (3.0%)	517 (4.1%)	442 (8.5%)	300 (11.9%)	870 (11.5%)	47 (6.5%)
変化率	-5%	-3%	-10%	+2%	-20%	+4%	-7%	-7%	-24%	+12%
(参考) H3需要(千kW)	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※FIT特例①(太陽光)予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成(インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

※下段カッコ書き：H3需要に対する比率(%) = インバランス量又は予測外れ平均値(30分kWh) × 2 ÷ H3需要 × 100

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第27回)
資料8 一般送配電事業者の需給調整業務における太陽光の発電量予測について
抜粋

FIT特例①(太陽光)の予測タイミングを遅らせた場合の効果試算②

- エリア内のH3需要に対するFIT電源の契約電力の比率が高い5社において、予測を当日朝まで遅らせた場合、予測外れが大きかったコマの改善効果は以下のとおり。
- 地域において差はあるが、前々日16時時点の予測と比べて2～3割程度縮小するものの、なお、かなりの予測外れが発生する。

FIT特例①(太陽光)の予測外れが大きかった上位1%コマ(117コマ)の平均予測外れ量(H29.4.1~11.30)

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		東北	中部	中国	四国	九州
前々日 3時～9時	前々日 10時～13時 (前々日16時通知分)	上位1%の大きい (余剰) 平均 (千kWh)	429	695	502	283	1,026
前々日 21時～前日 3時	前日 4時～10時		465	781	444	278	845
前日 21時	当日 0時～4時		447	689	—	280	740
当日 3時	当日 6時～10時		449 (6.7%)	600 (4.9%)	397 (7.6%)	226 (9.0%)	814 (10.8%)
前々日 3時～9時	前々日 10時～13時 (前々日16時通知分)	上位1%の大きい (不足) 平均 (千kWh)	461	864	473	323	1,148
前々日 21時～前日 3時	前日 4時～10時		445	882	442	300	870
前日 21時	当日 0時～4時		350	803	—	238	623
当日 3時	当日 6時～10時		348 (5.2%)	660 (5.4%)	310 (5.9%)	261 (10.4%)	526 (7.0%)
(参考) H3 需要(千kW)			13,410	24,290	10,450	5,020	15,110

※FIT特例①(太陽光)予測外れ: 発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成(インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

※下段カッコ書き: H3需要に対する比率(%) = インバランス量又は予測外れ平均値(30分kWh) × 2 ÷ H3需要 × 100

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第27回)
資料8 一般送配電事業者の需給調整業務における太陽光の発電量予測について
抜粋

まとめ① (太陽光発電予測外れの影響を緩和する方策の検討)

- 今回、太陽光発電予測外れの影響を緩和する方策を検討するための基礎的なデータとして、予測のタイミングを遅らせた場合の効果を検証した。
- その結果、以下のようなことが明らかとなった。
 - F I T 特例①の予測を前々日夕方から前日朝に遅らせることによる効果は、予測外れが大きかったコマを対象とすると、一部の地域では2割程度の縮小がみられたが、全国的にみると大きな改善は見られなかった。
 - 予測を前日深夜、当日早朝まで遅らせた場合、予測外れが大きかったコマを対象とすると、前々日夕方と比べると2～3割縮小されるものの、その時点でもかなりの大きさの予測外れが発生することが明らかとなった。
- 今回の分析結果を踏まえつつ、引き続きデータの取得・分析を行い、太陽光予測外れに効率的に対応するにはどのような仕組みが望ましいか、F I T 特例の発電計画の策定のタイミング、一般送配電事業者による調整力の確保のあり方等、全体として検討を深めていくこととしたい。

(資源エネルギー庁の審議会でも検討に着手されているところ、適宜情報提供を行うこととしたい。)

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(1) インバランス a. FIT特例制度①想定誤差

- 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く必要があると考えられる。
- 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。

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第27回)
資料8 一般送配電事業者の需給調整業務における太陽光の発電量予測について
抜粋

まとめ② (一般送配電事業者の予測精度を高める取組を促進)

- 一般送配電事業者は、それぞれ独自に予測精度向上に向けた取組を行っている。
- 各社がノウハウを共有するなど協力し、全体として予測精度を高めていくことが重要と考えられることから、そうした取組を促進していく。

今回の分析からの示唆：FIT特例①（太陽光）予測外れへの対応

- 1月23日から1月26日までの大きな太陽光予測外れについては、1月23日の太陽光予測外れの状況や融雪の進捗を考慮すれば、1月24日以降の前々日予測において一定の改善ができた可能性もある。
- 予測精度向上の改善については、今回の事例を踏まえた検討も必要ではないか。
- 太陽光予測外れへの対応については、資源エネルギー庁において役割分担の在り方に関する議論がなされ、小売・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いるところ。これらの議論との連携を取りながら、本委員会においても太陽光予測外れに対する効率的な対応の在り方について、検討を深めていく。
- 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、対応できないリスクがあり、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。

総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 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(第3回) 資料2 系統制約の克服に向けた対応について(その2) 抜粋

2-2-2. 次世代NWへの転換・未来への投資②

課題認識③

自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大し得るが、**適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みの構築が必要**ではないか。

- **全国大で調整力を広域的にかつ最適に活用するための仕組みが必要**ではないか。
⇒需給調整市場の構築
- 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**ではないか。
- 特に**揚水発電**については、経済性の確保が困難な設備もある中、中長期的に必要となる調整力を確保する観点から、**設備維持を図る方策についても検討が必要**ではないか。

課題認識④

今後、分散型電源等が増加すると、NWの利用率が更に低下し得る一方、**系統設備はピーク時を想定して維持・整備**することが必要。

現行、小売側のみが託送料金を負担していることに加え、固定費：可変費が約8：2である中、料金回収は基本料金：従量料金が3：7となっていることを踏まえ、**託送料金制度の見直しが必要**ではないか。



これらの課題に対応するため、短期・中長期の切り分けをしながら、適切な場で議論・審議を行い、具体的な対応策を検討していくべきではないか。

FITインバランス特例制度の見直し

総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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(第4回) 資料2 系統制約の克服に向けた対応について(その3) 抜粋

- 社会コストを最小化しつつ、再エネの大量導入を実現するためには、自然変動電源（太陽光・風力）に起因するインバランスを可能な限り減らし、その解消に必要な調整力を最小化する必要がある。
- FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を保つため、FIT発電事業者の代わりに一般送配電事業者又は小売電気事業者が発電計画を作成し、インバンスリスクを負う「FITインバランス特例制度」が設けられており、FIT電源（太陽光・風力）の大半を、一般送配電事業者が計画作成を行うFITインバランス特例制度①が占める。
- FITインバランス特例制度①の下では、前日10時入札のスポット市場で小売電気事業者が市場調達を計画的に行うことができるよう、一般送配電事業者は発電計画を前々日16時に策定し、小売電気事業者に通知している。
- 一方、自然変動電源は、天候予測の精度等によって、ほぼ必然的に予測誤差によるインバランスを発生させている状況（エリアインバランスの大半を太陽光の予測外れが占めている）。今後、再エネ（特に太陽光）の導入拡大が進むにつれインバランスが更に増大する可能性あり。
- 発電計画と発電実績とのギャップを縮減し、再エネに起因するインバランスを小さくするためには、（1）発電量の予測精度向上、（2）発電計画の通知時期を可能な限り実需給断面に近づける等の対策が想定される。
 - （1）については、一般送配電事業者によるマクロ予測（一定区間内の発電量をマクロで予測）より小売電気事業者によるサイト別予測の精度の方が高いという事業者の声も聞かれた。
 - （2）については、発電計画の通知タイミングを前々日16時から当日早朝に変更した場合、予測誤差は一定程度改善が見られるが、誤差そのものは依然として大きいことに留意が必要。
- なお、FITインバランス特例制度の在り方については、主に電力・ガス基本政策小委員会において議論されており、3月12日の同小委員会において、昨今の技術革新や新規事業の展開を踏まえ、コスト削減からの観点から、一定範囲の再エネ予測変動分の調整は発電・小売電気事業者が行うこととする方が望ましいとの方向性が示されたところ。
- FIT買取期間の終了や将来的なFITからの自立化も見据えつつ、変動再エネのインバランスに対する一般送配電事業者・発電事業者・小売電気事業者の適切な役割分担の在り方について検討していくことが必要ではないか。

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6 効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 抜粋

再エネ予測変動分の調整にかかる役割分担の在り方

- 再エネ予測変動分の調整については技術的發展等の一定の課題はあるが、予測変動分を計画提出締切以前に調整する方が、総じてコスト増への抑制効果が高いと考えられる。

役割分担	GC前に調整（小売等で調整）	GC後に調整（送配電で一括調整）
事業者インセンティブ（小売事業者）	小売事業者は、DR・VPPや時間前市場の活用等の多様な手段を取ることでコスト増を抑制するインセンティブが発生。	インバランス料金や託送料金により一旦平等にコスト計上されるが、小売事業者はDR等の調整力提供による別途収入により、差引きで総コストを削減する方向にインセンティブが発生。
事業者インセンティブ（送配電事業者）	－	インバランス料金や託送料金でコスト回収が可能なため、強いコスト削減インセンティブは生じない。 ※事後評価等により、予測精度向上等を促すことは可能か。
トータルコスト	コスト増を抑制するインセンティブは事業者に広く影響しやすく、外部委託等を含めて手段も多様に採りうる中、事業者の創意工夫に依存するが、総じてコスト増を抑制する傾向が期待できる。	新規事業（調整力提供）参画へのハードルの高さから、全ての小売事業者が自ら別途収入の手段を確保できる訳ではなく、一旦事業者に計上されたコストを他の手段で回収することは必ずしも可能ではない。

FIT制度下での再エネ予測変動分への対応

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6 効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 抜粋

- 現行制度上、再エネの予測変動分への対応は、実需給前に卸市場の活用等により調整可能な計画変動分も含め、送配電事業者の有する調整力に過度に依存しており、調整力確保量の増加による託送料金の値上がりにつながる恐れがある。
- 昨今の技術革新や、新規事業の展開を踏まえると、再エネ予測変動分について遍く送配電事業者の調整力で対応することは、更なる技術革新や新規事業の展開を阻害する可能性があり、全体的なコスト削減からの観点からも、一定範囲の再エネ予測変動分の調整は、発電・小売事業者が行うこととする方が望ましいと考えられる。
- 他方、発電・小売事業者による再エネ予測変動分の調整については、予測精度の改善や調整手段たる時間前市場の在り方、調整に当たっての役割分担など、実現に向けては様々な課題がある。
- このため、FITインバランス特例制度をはじめとして、どのように制度環境を整備すればこれら諸課題がクリアされ、スムーズかつ効率的な再エネ予測変動分の調整へと移行できるか、今後、関連する審議会等の議論も踏まえながら、検討を進めていく。

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(1)インバランス b. 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

▶ 不足インバランスについて、スポット市場や時間前市場の買い入札が十分であったか、融通指示と時間前市場の関係がどのようになっているのか、という点に着目し、スポット市場の約定価格や約定量、時間前市場の約定価格の最高値や約定量をそれぞれ確認したところ、融通に関わるほとんどの期間については価格の上昇や取引量の増加が見受けられた。小売電気事業者の調達活動がある程度活発に行われたと推測される。

- ただし、事業者インバランスが一定量発生している日もあることから、今後、各事業者の運用実態やその背景を丁寧に把握することが必要ではないか。
- なお、国の審議会(電力・ガス基本政策小委員会)において、1月下旬に需給がひっ迫した間、東京エリアのインバランスは総じて不足していたが、インバランス料金は必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかったと報告されていることに留意する必要がある。
- これ以上の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くことが必要ではないか。

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7回) 資料6 効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 抜粋

第9回制度設計WG(2014.10)
事務局資料 一部改変

(参考) 上限値・下限値の設定方法

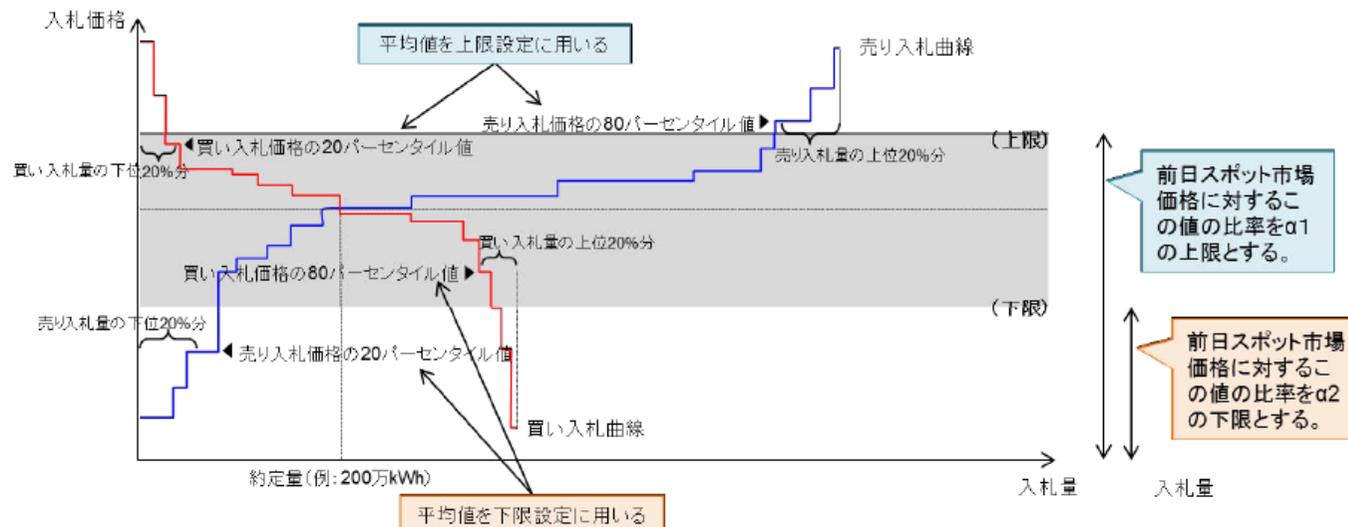
(2) 上限値・下限値の設定について

- 入札曲線を利用して α を定める場合、スポット市場が薄いとインバランス料金が極端に振れる(更に薄ければ玉切れで定義できなくなる)おそれがあるため、 α について何らかの上限値・下限値を定めることが必要。
- 上限値・下限値について、系統利用者が事前に把握できないようにすること(予見可能性の排除)と、事後的なチェックを可能とすることを両立するため、以下のように売りと買いの入札情報を用いて α の上限値、下限値を設定する。

【上限・下限の設定方法】 入札曲線の端部(20%)での「仮想的な交点」に基づく値を排除する方法

$\alpha 1$ の上限値: (スポット市場における買入札の20パーセンタイル値と、売入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格

$\alpha 2$ の下限値: (スポット市場における売入札の20パーセンタイル値と、買入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格

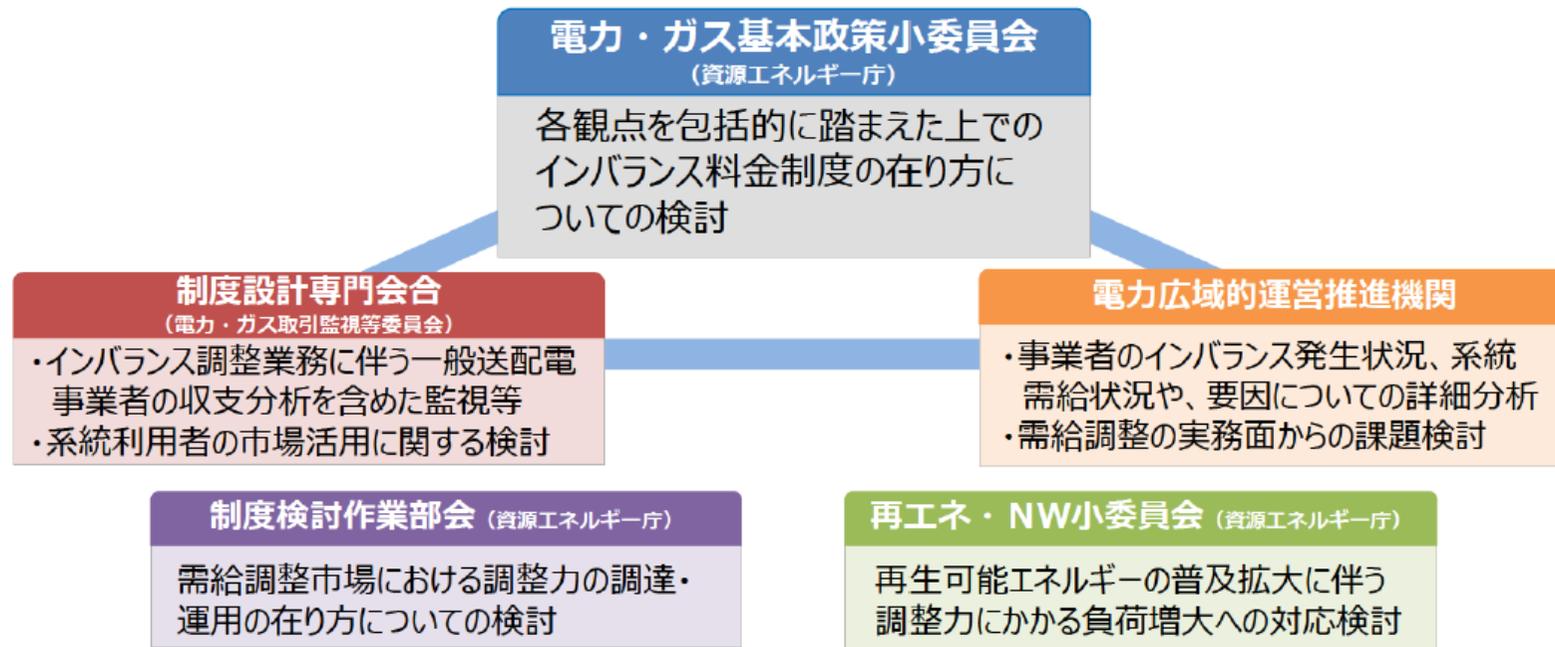


総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会(第7回) 資料6 効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 抜粋

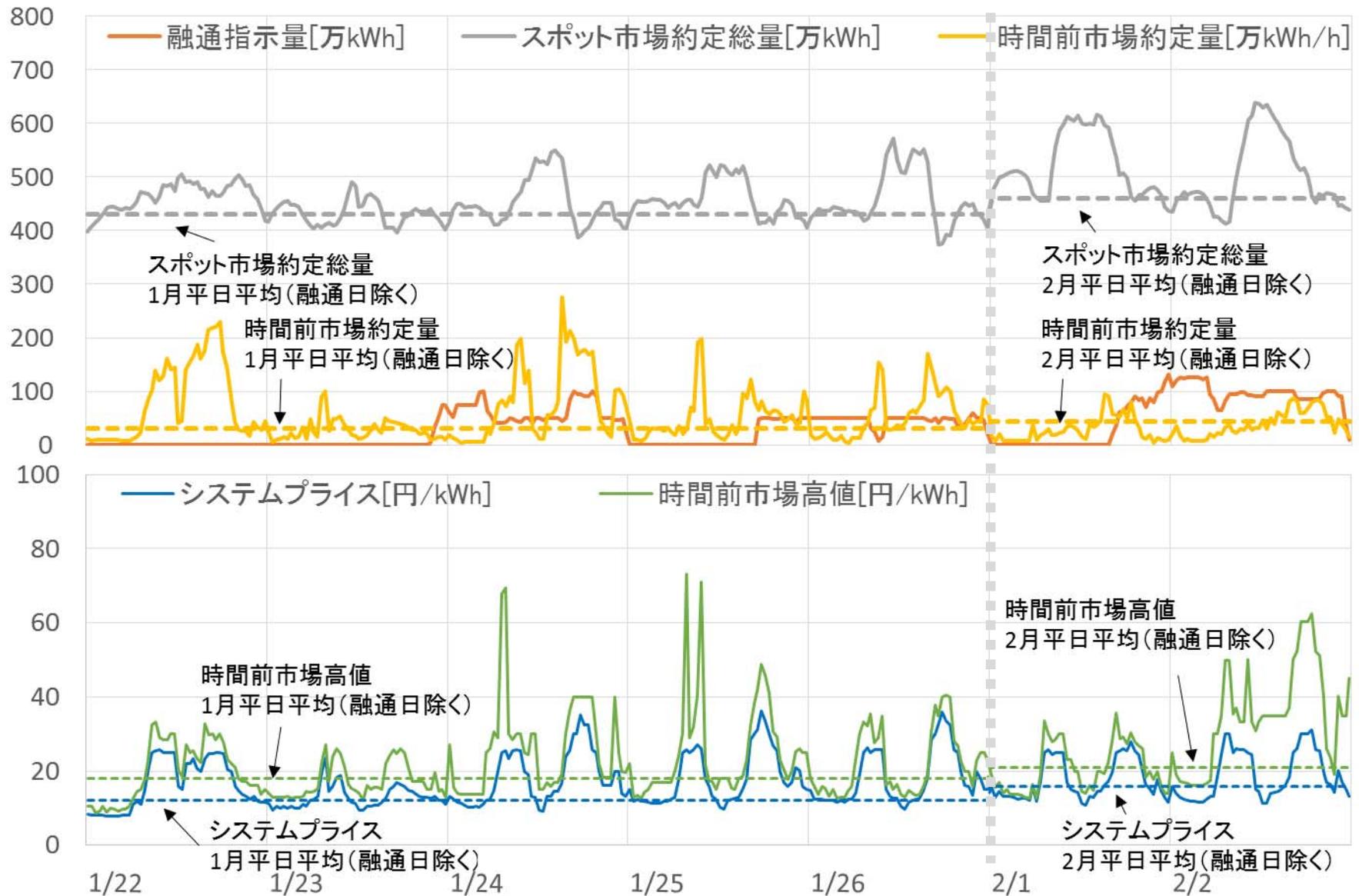
検討の進め方

- 多様な事業者に影響を与えるインバランス料金制度の検討に当たっては、事業者の実態やニーズを丁寧に把握しつつ、本小委員会以外の場における様々な観点での議論・分析等を包括的に踏まえる必要がある。
- このため、他委員会等における議論と緊密な連携を取りながら、事業者ヒアリングの実施等を含め、制度そのものの議論は本小委員会を中心に行っていくこととする。

検討体制 (イメージ)



(参考) スポット・時間前市場の約定量と価格(1月22日~26日、2月1日~2日)



スポット市場 エリアプライス (東京)最高値 [円/kWh]	25.91	23.75	35.1	36.1	36	30	50
---	-------	-------	------	------	----	----	----

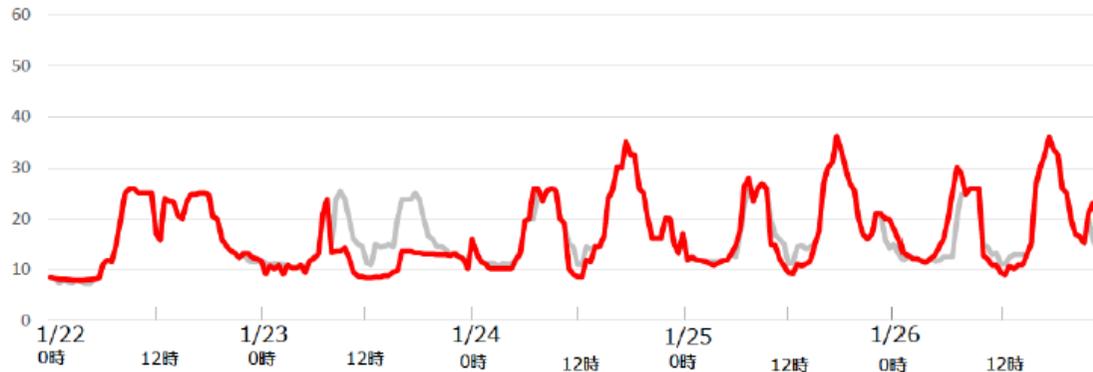
総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会(第8回) 資料5 2018年1月~2月における東京エリアの電力需給状況について 抜粋

(参考) 東京エリアのスポット価格の推移について

- 1月22日~26日、29日~31日、2月1日、2日、22日における東京エリアのスポット価格の推移は以下の通り。

<スポット市場価格の推移>

(2018年1月22日~26日)

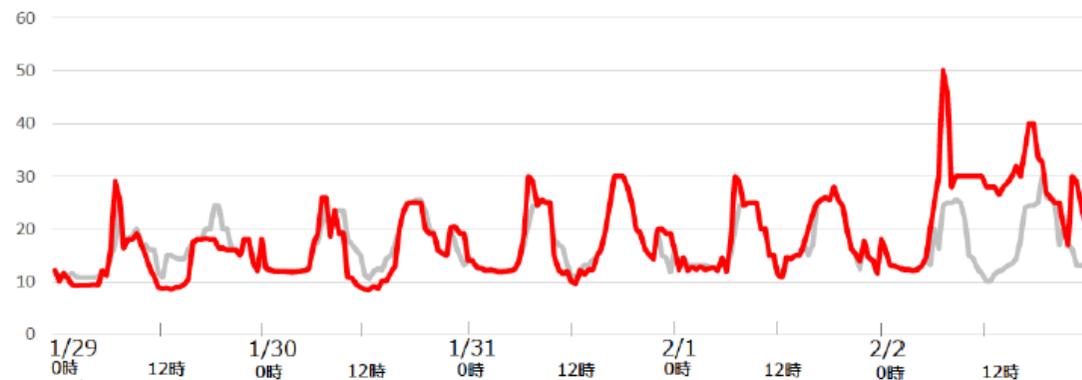


● 上記期間最高価格
2月2日7時~7時30分 : 50円

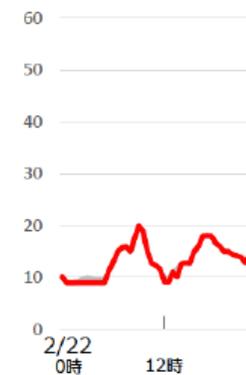
● 平均価格: 17.1円
(小数点第2以下四捨五入)

— 東京エリアプライス
— (参考) 中部エリアプライス

(1月29日~31日、2月1日、2日)



(2月22日)

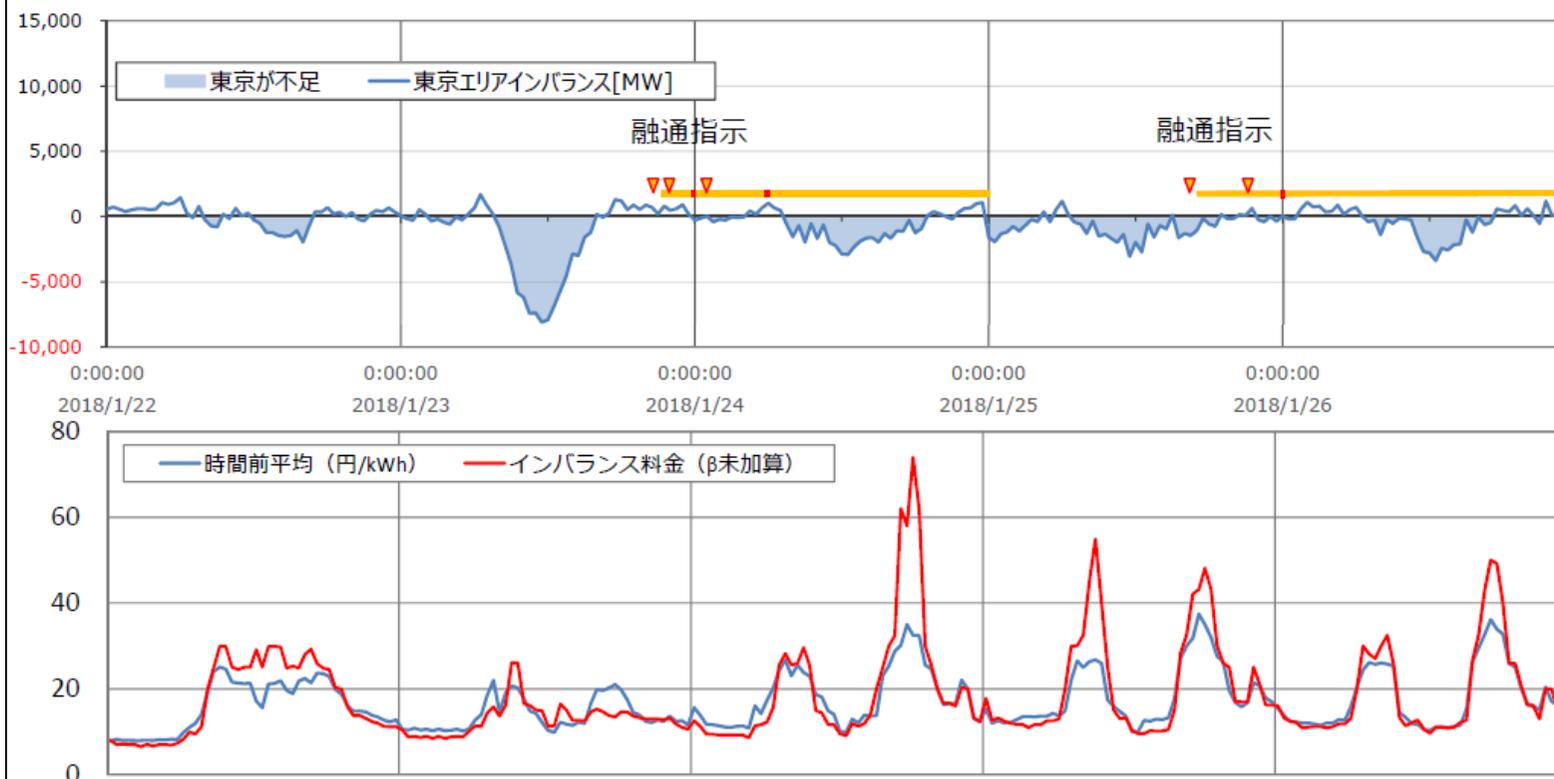


※JEPXHPデータ参照

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6 効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 抜粋

東電管内のエリアインバランスとインバランス料金 (1/22-1/26)

- 1月下旬に需給がひっ迫した間、東電管内のインバランスは総じて不足気味に推移していたが、インバランス料金は必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかった。



(出所)広域機関所有インバランス実績データ(速報値)、JEPX公表インバランス料金データ

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(1)インバランス b. 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

- ▶ また、計画値同時同量制度の下では、当日の需要が計画を大きく上回ると見込まれるときは、需要計画を見直し、追加的な調達を行うことが求められる。
- ▶ 国の審議会(電力・ガス基本政策小委員会)において報告されているとおり、1月下旬の大雪・厳寒に際し、需要の変動に対応して計画を随時見直した小売電気事業者は必ずしも多くなかったと考えられる一方、計画見直しの少ない事業者ほど多くインバランスを発生する傾向がみられた。

- 国の審議会(電力・ガス基本政策小委員会)において、前日計画提出後、需要変動等の状況変化に対応した計画見直しについては、いつ、どのような場合に行うか、一定のルールがあるものではないが、計画見直しの有無はインバランスの多寡に直結することを踏まえ、今後、各事業者の運用実態やその背景を丁寧に分析しつつ、望ましい計画見直しの在り方を検討していくこととする方向性が示されている。
- 今後、資源エネルギー庁の検討に広域機関も協力していく。

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6 効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 抜粋

需給ひっ迫時の計画見直しとインバランス (1/22-1/26)

- 計画同時同量制度の下で、当日の需要が計画を大きく上回ると見込まれるときは、需要計画を見直し、追加的な調達を行うことが求められる。
- 本年1月下旬の大雪・厳寒により東電管内の需要が大幅に増加したときは、事業規模の大きい小売事業者ほど計画の見直し回数は多く、見直し回数が少ないほどインバランスは不足気味に発生する傾向が見られた。また、見直しが多いほど、不足インバランスは軽減されていた。

<2018年1月22～26日>

需要実績 (当該期間内)	平均見直し回数 (一社当たり)	インバランス率 (当該期間内)	見直しをしなかった場合(前日計画)のインバランス率 (当該期間内)	見直しによる改善率 (前日計画を基準としたインバランスから、見直しの結果どれだけ減少したか)
上位10社 (計597百万kWh)	53	-3.34%	-5.20%	35.8%
11～30 (計225百万kWh)	14	-7.63%	-10.75%	29.1%
31～60 (計62百万kWh)	10	-8.73%	-10.70%	18.5%
61～126 (計13百万kWh)	9	-15.10%	-18.81%	19.8%

※需要実績、インバランス率(期間内の総計画量/総実績量 - 1)は速報値。
東京エリアのみなし小売電気事業者(東京電力エナジーパートナー)を除く。

(出所)広域機関所有インバランス実績データ

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6 効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備について 抜粋

状況変化に対応した計画見直しの在り方

- 本年1月の大雪・厳寒に際し、需要の変動に対応して計画を随時見直した小売事業者は必ずしも多くなかったと考えられる一方、計画見直しの少ない事業者ほど多くインバランスを発生する傾向がみられた。
- 前日計画提出後、需要変動等の状況変化に対応した計画見直しについては、いつ、どのような場合に行くか、一定のルールがあるものではないが、計画見直しの有無はインバランスの多寡に直結することを踏まえ、今後、各事業者の運用実態やその背景を丁寧に把握しつつ、望ましい計画見直しの在り方を検討していくこととしてはどうか。

【参考】送配電等業務指針

(託送供給契約者による計画の提出)

第138条 託送供給契約者は、供給区域ごとに、別表8-1に定める需要計画、調達計画及び販売計画(以下「需要調達計画等」という。)を、同表に定める提出期限までに、本機関に提出しなければならない。

2 需要調達計画等には、次の各号に掲げる事項を記載するものとする。

一 需要計画 合理的な予測に基づく需要の想定(需要者の需要抑制量の反映を含む。)

二 調達計画 需要計画に対応した供給力の確保の計画(但し、調達先(卸電力取引所における前日スポット取引及び1時間前取引による調達を含む。以下同じ。)ごとに記載することを要し、翌日計画以降は、調達先の販売計画及び卸電力取引所の約定結果と一致させなければならない。)

3 託送供給契約者は、原則として、翌日計画以降においては、調達計画と販売計画との差は需要計画と一致させなければならない。

(計画の変更)

第144条 託送供給契約者、発電契約者又は需要抑制契約者は、需要調達計画等、発電販売計画等又は需要抑制計画等に変更が生じた場合(本機関が業務規程第109条に基づき計画値を変更したことに伴い必要となる変更を含む。)、速やかに変更後の計画を本機関に提出しなければならない。

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(2) 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。

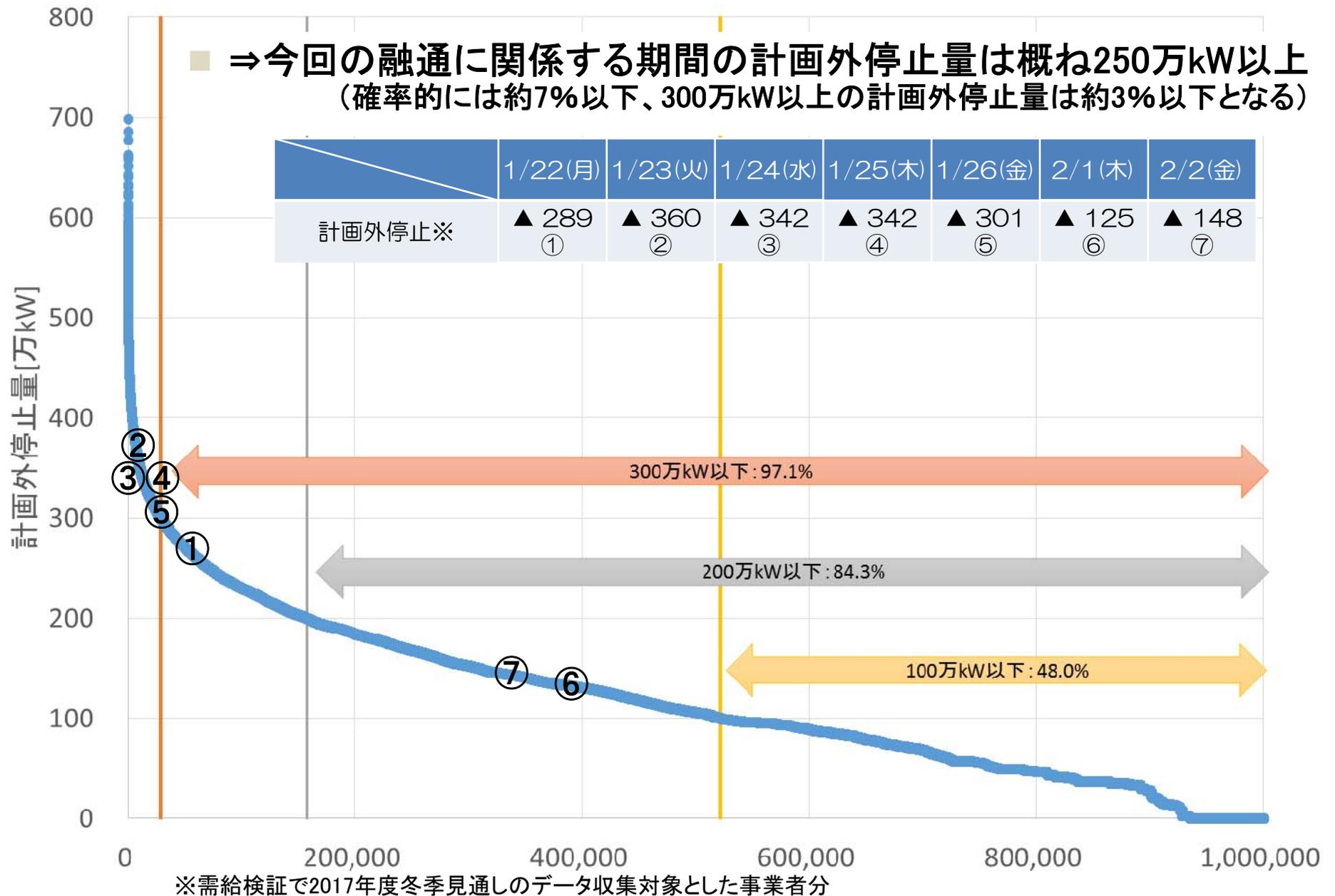
2017年度冬季の見通し(2月分)をベースに、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会においてご報告した、火力総合の計画外停止率2.6%を適用したシミュレーションによる計画外停止量の試算を行った。

(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

(参考) 計画外停止量のデュレーションカーブ (N=1,004,400)



- ▶ 1月22日～26日、2月1日～2日における、東京エリアに接続する火力発電機^{※1}の定期検査等のための計画停止量について、冬季見通し・実績^{※2}がどの程度変化したかを確認した。
- ▶ 今回確認した範囲での見通し時点からの計画停止量について、1月22日～24日は計画通りだった一方、1月25日、26日、2月1日、2日は定期検査等の早期終了により、96万kW減少した。
- ▶ なお、1月22日～26日、2月1日～2日には東京エリアに接続する火力発電機^{※1}で需給停止(BS)しているものはなかった。

※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 JEPXの発電情報公開システム(HJKS)の発電機の停止実績も参考に、見通しとの差異理由が補修等による停止である電源の供給力増減分を差分としてカウントした。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(万kW)

日付	1/22	1/23	1/24	1/25	1/26		2/1	2/2
見通し	220	235	235	235	235		305	305
実績	220	235	235	139	139		208	208
差分	0	0	0	-96	-96		-96	-96

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(3) 複数日に亘る寒波に伴う想定を上回る需要増

2017年12月～2018年2月のうち、1月22日～2月2日を除く平日については、2017年秋の需給検証で想定した需要(日々の最大電力、以降同じ)と気温の相関関係を保っていた。しかしながら、1月22日～2月2日については、記録的低気温が継続した影響で暖房機器の使用が変わり※、需要が増加したと考えられる。特に、2月2日については、早朝からの降雪の影響により、さらに大幅に需要が増加したと考えられる。

また、日平均気温に着目した場合、1月下旬は20年～30年振りの低い水準であった。

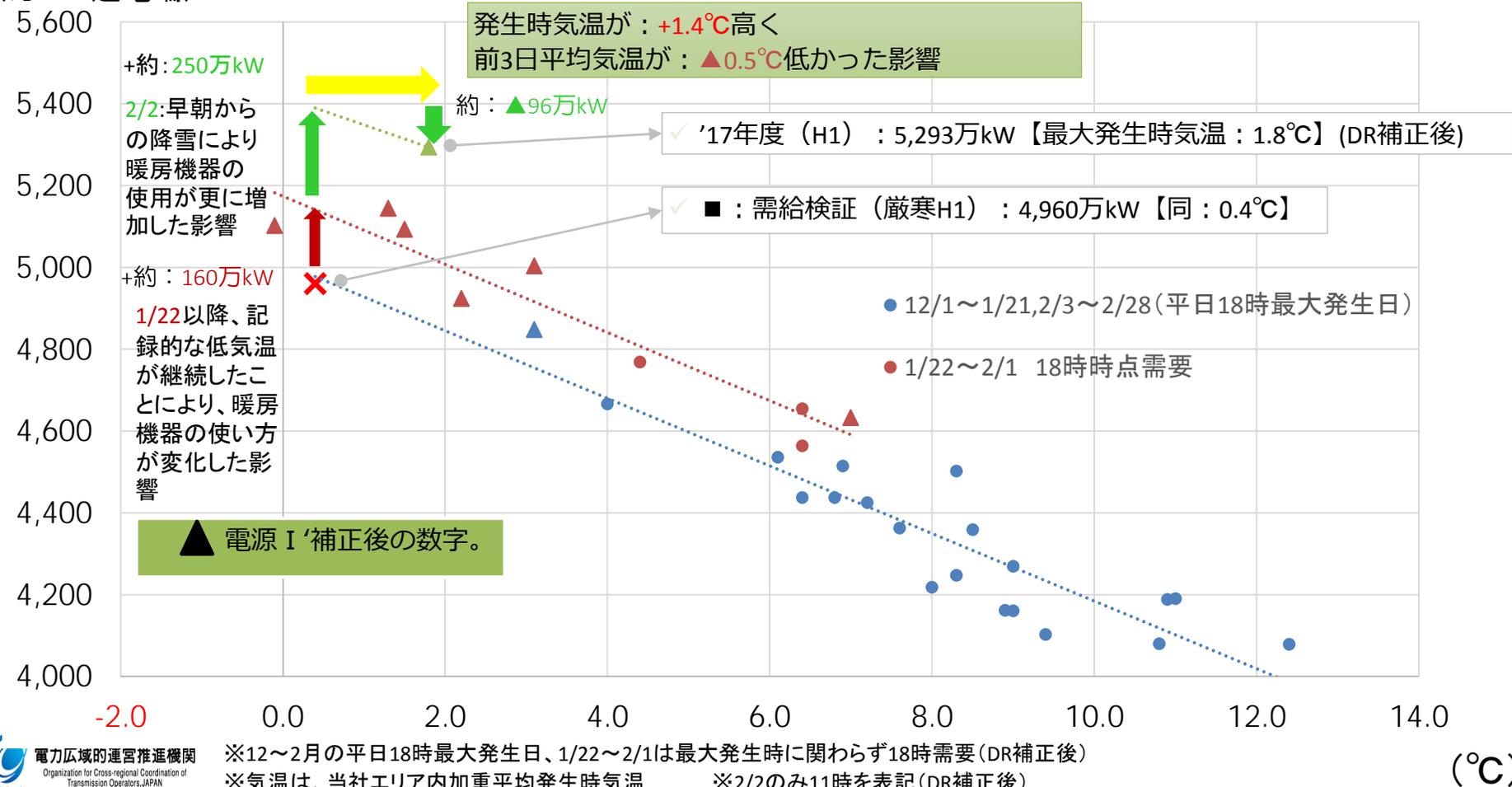
※ 記録的低気温の継続により、暖房機器の設定温度が上がる等の影響と推測

【最大】今冬の最大電力の動向

- 今冬の最大電力（送電端 1日最大）は、2/2に発生した5,266万kW。
- 2/2は電源 I '発動によるDRの影響により、▲27万kW需要押し下げ。
- 冬期需給検証における厳寒H1想定値（4,960万kW）を大きく上回ったが、1/22以降、記録的な低気温が継続したことにより、暖房機器の使い方が変化したこと等が要因。

【今冬の最大電力の動向】

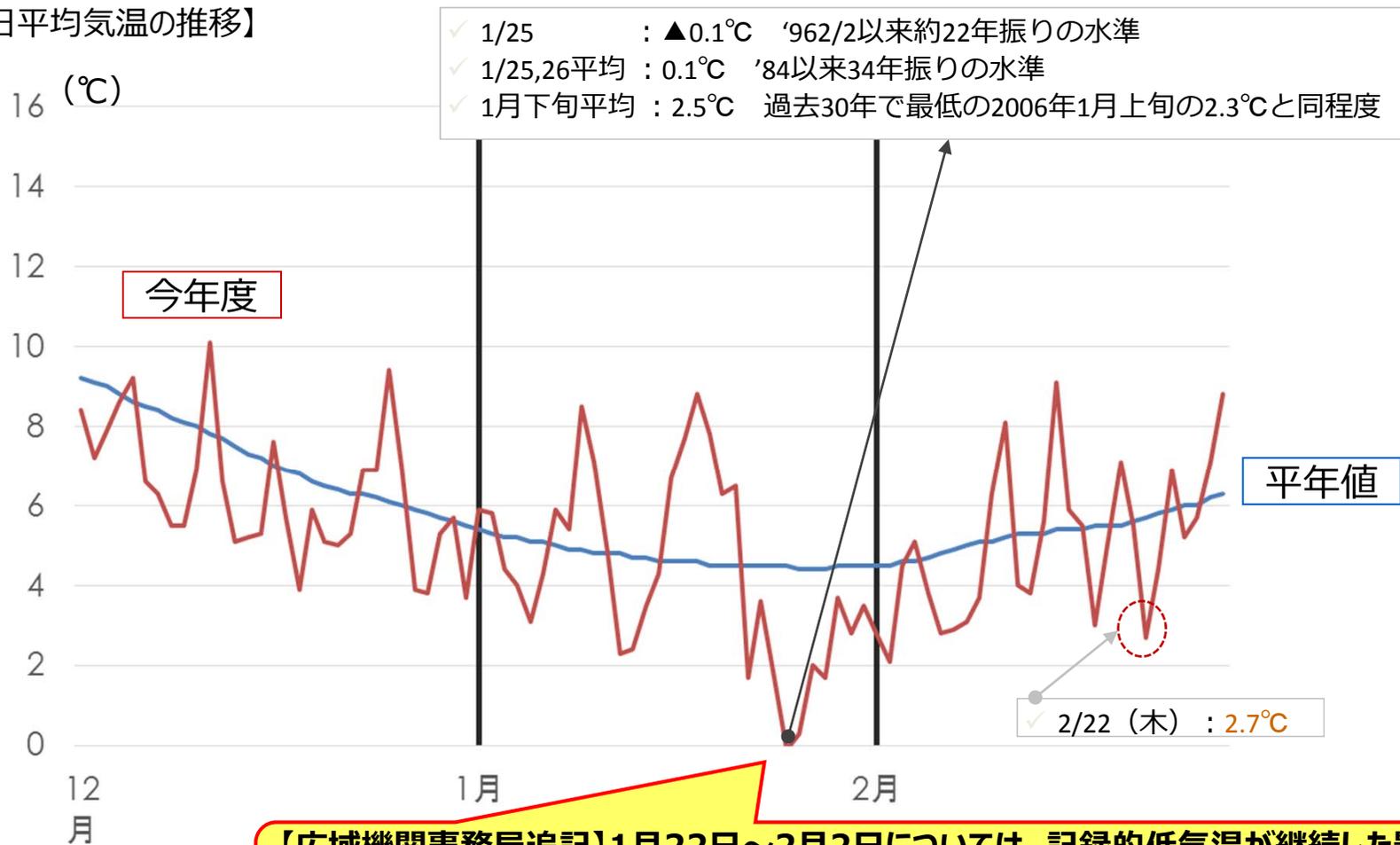
(万kW:送電端)



(°C)

- 1月下旬以降平年を大幅に下回る日が継続して発生。
- 特に1月下旬の日平均気温は、20年～30年振りの水準。

【12月以降の日平均気温の推移】



【広域機関事務局追記】1月22日～2月2日については、記録的低気温が継続した影響で暖房機器の使用が変わり、需要が増加したと考えられる。特に、2月2日については、早朝からの降雪の影響により、さらに大幅に需要が増加したと考えられる。

(参考)東京エリアの2017年度冬季H1実績について

- ▶ 仮に、2017年度冬季のH1実績における電源 I、I' の必要量を(厳気象H1需要×103%)－(平年H3需要×101%)で試算すると以下の通りとなり、夏季よりも大きな値となった。
- ▶ 2017年度冬季のH1時は想定から乖離が大きい状態であったと言えるのではないか。

(万kW)

	H1	H3(供給計画値)	H1×1.03－ H3×1.01
2017年度(夏季想定)	5,600(※1)	5,253(夏季)	462
2018年度(夏季想定)	5,637(※1)	5,316(夏季)	437
2017年度(冬季想定)	4,960(※1)	4,715(冬季)	347
2017年度冬季実績 (※2)	5,293(実績)	4,715(冬季)	690

※1 夏季、冬季の需給検証における厳気象H1想定値

※2 DRによる需要削減実績を需要実績に加算

<電源 I' 必要量>

夏季及び冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑及び厳寒)における最大電力需要(以下、「厳気象H1需要」)が最大となる月について、次式により算定される値とする。

$$\text{電源 I' 必要量} = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

※算定値が0以下の場合、電源 I' 募集量は0とする。

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(4) 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。

* ここではFIT特例制度①の予測外れの代替として、昨年1月実績の平均との差分を適用

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(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)	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%
の 必要量	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

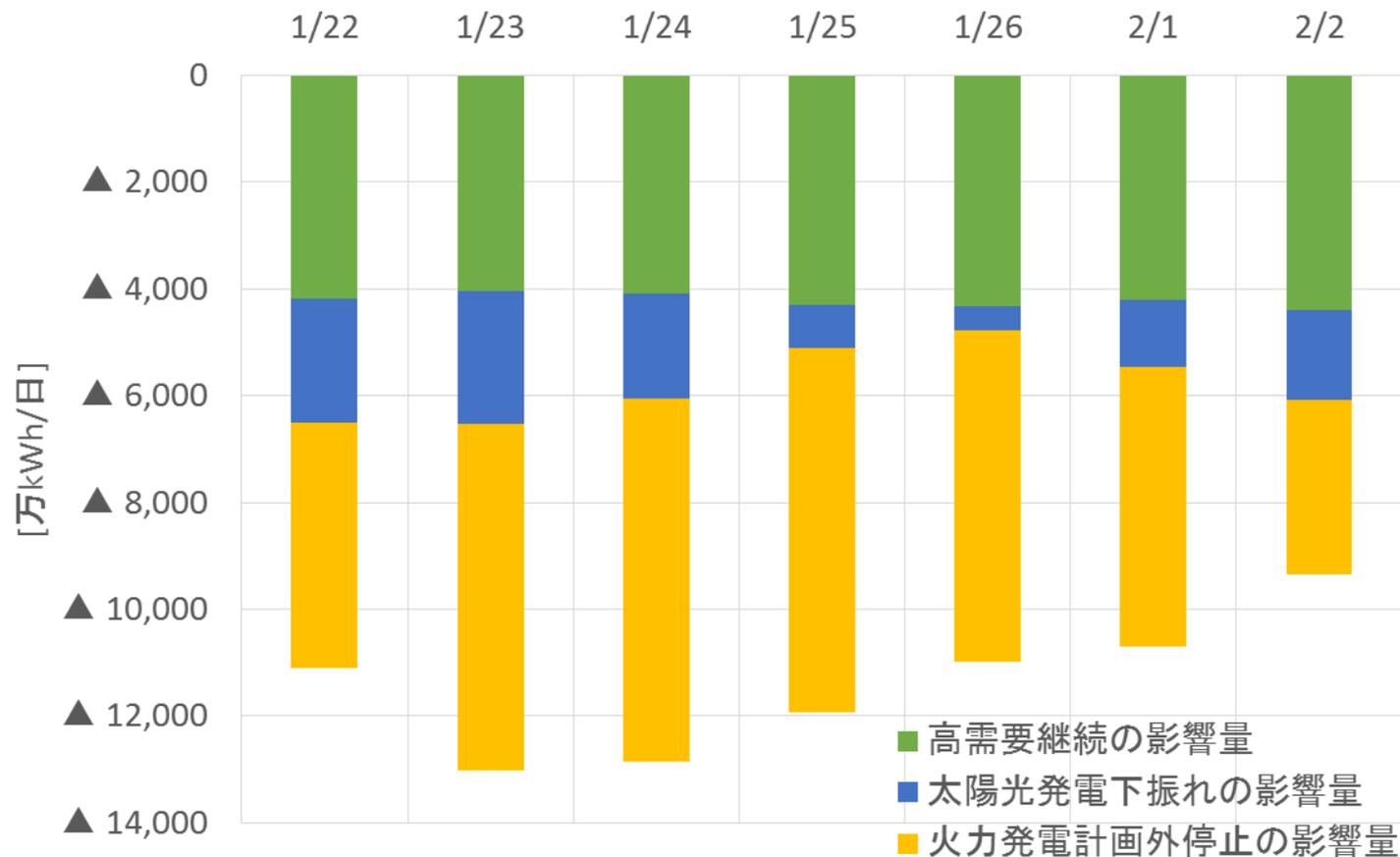
※ 当該日の停止時間が不明な電源については、単日・12時間停止と想定して算出した。

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(4) 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



1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

(5)まとめ

➤ 各要因の影響

- ✓ インバランスの影響については、各日で異なるものの、特に1月下旬については 太陽光パネルに積もった雪の融雪が遅れたことによるFIT特例制度①の想定誤差に起因する影響が大きい。
- ✓ 火力の計画外停止は概ね250万kWであり、日によって異なるが、全てが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あった。
- ✓ 20年～30年振りの低気温により高需要が継続し、厳気象H1を超える需要が連続した。

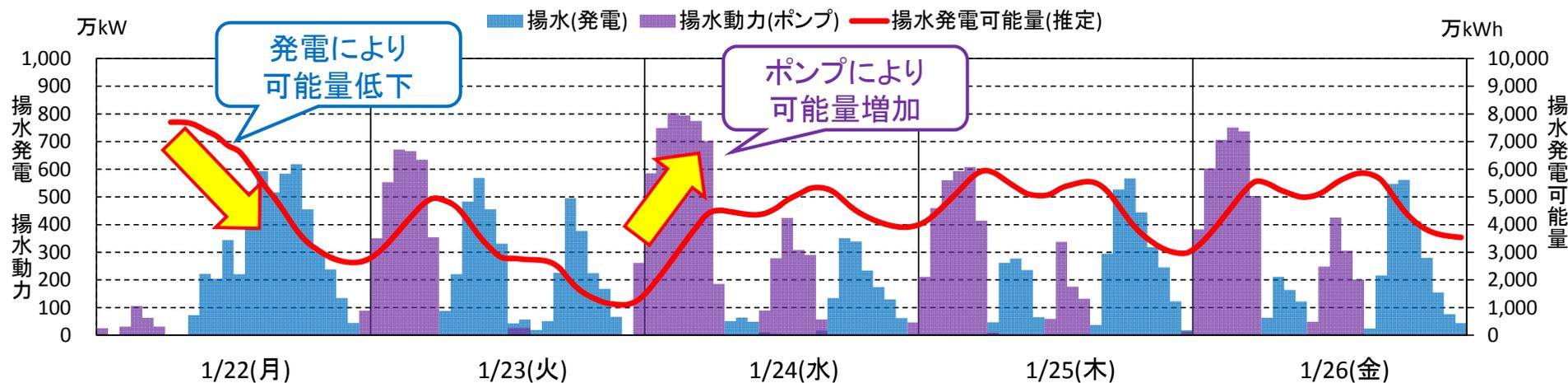
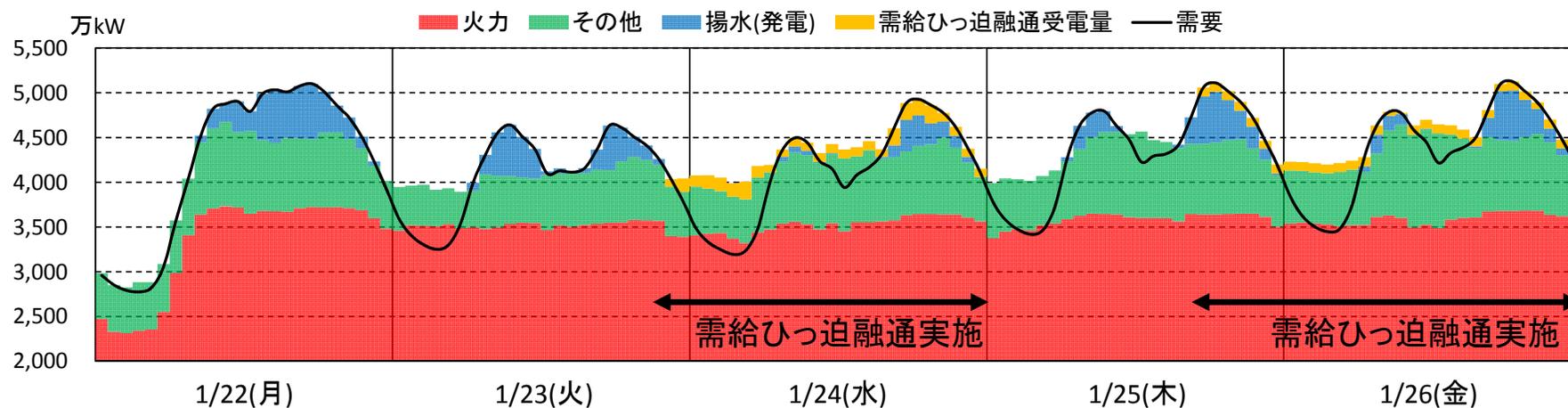
これらの3つの要因により、復水が十分にできないままに調整力として活用する揚水発電を多用せざるを得なかったことなどにより、東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率(3%)が確保できなくなったことから融通指示が必要になった。

(余 白)

(参考)揚水発電ほかの状況について(1月22日~1月26日)

➤ 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。

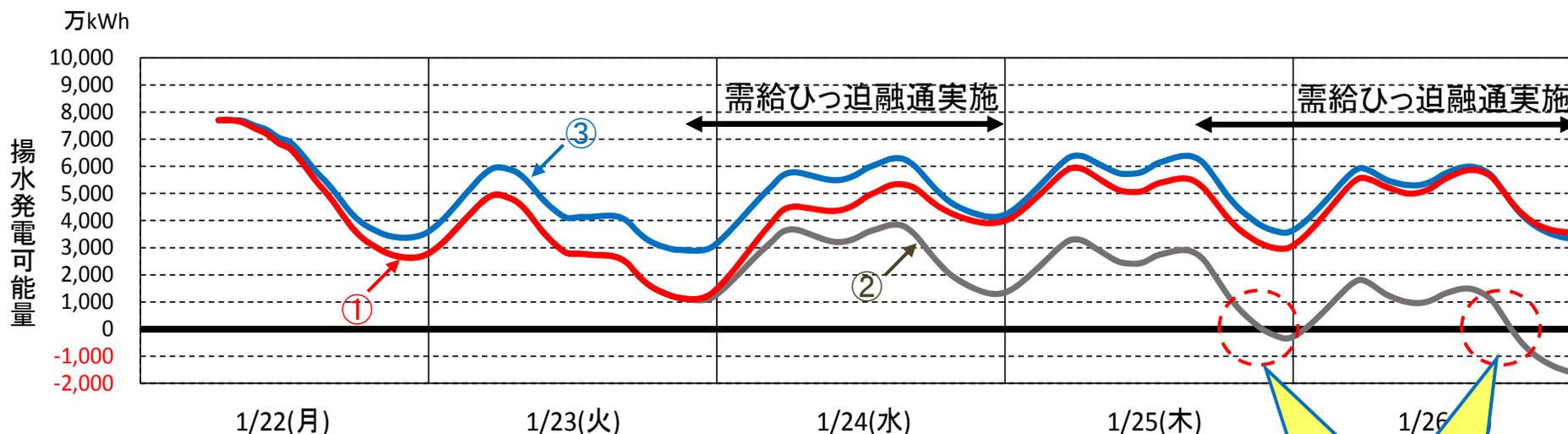
電源別の供給実績



※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

(参考)揚水発電ほかの状況について(1月22日~1月26日)

- ▶ 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る場合※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 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

揚水発電可能量
ゼロ

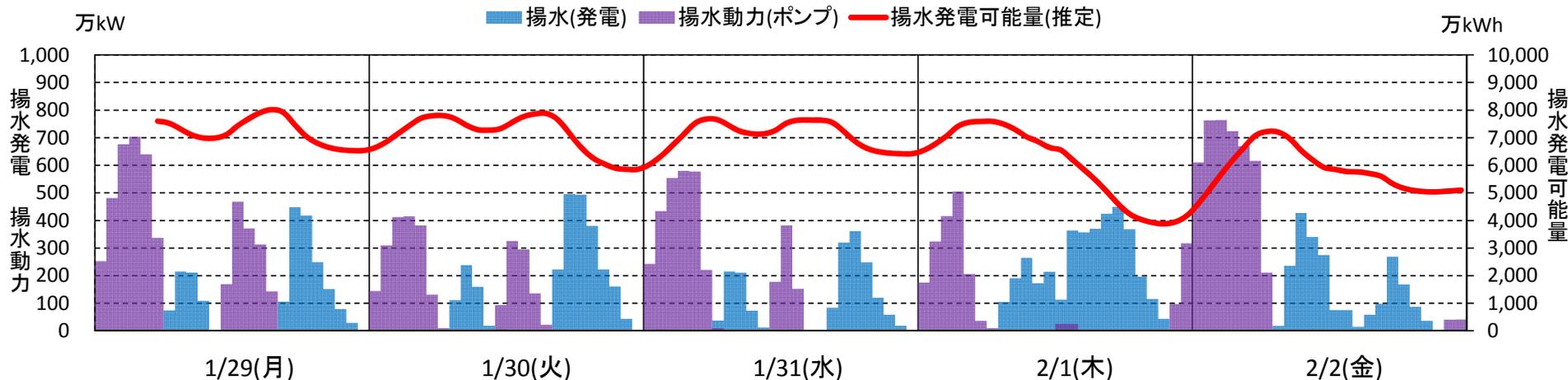
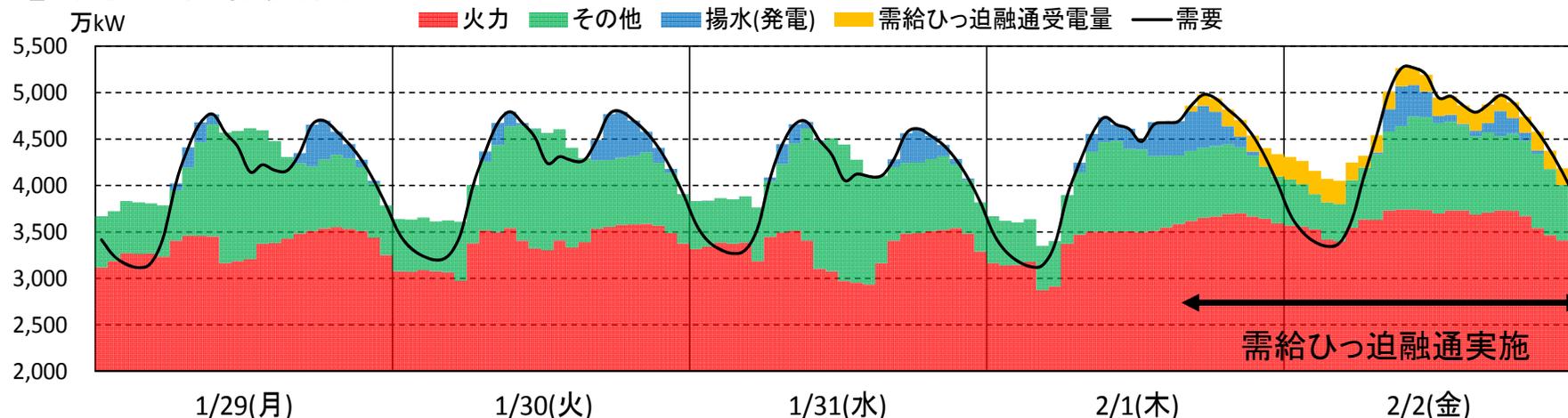
※¹ 仮に火力の計画外停止が50万kW少なかった場合等を想定

※ 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)

(参考)揚水発電ほかの状況について(1月29日~2月2日)

▶ 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。

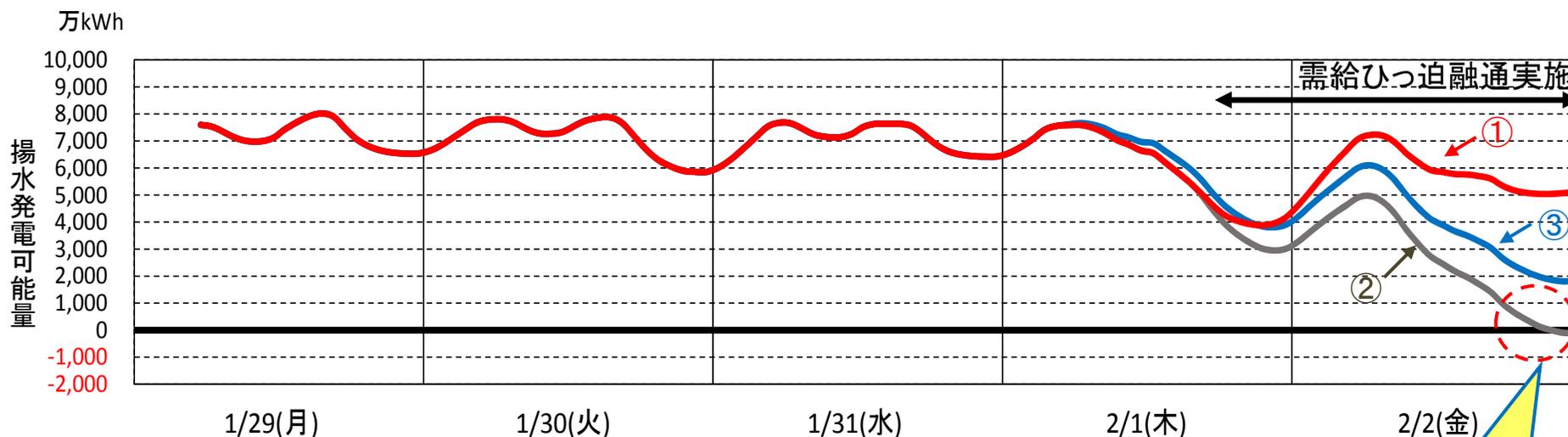
電源別の供給実績



※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

(参考)揚水発電ほかの状況について(1月29日~2月2日)

- ▶ 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)



- 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

揚水発電可能量
ゼロ

※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)

2. 2018年2月22日の状況

2. 2018年2月22日の状況

(1) インバランス

- 2月22日のインバランス量(推計値)を以下に示す。
- 2月22日の不足インバランスは2017年度冬季(12月～2月)の実績の中で第2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(配分値)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

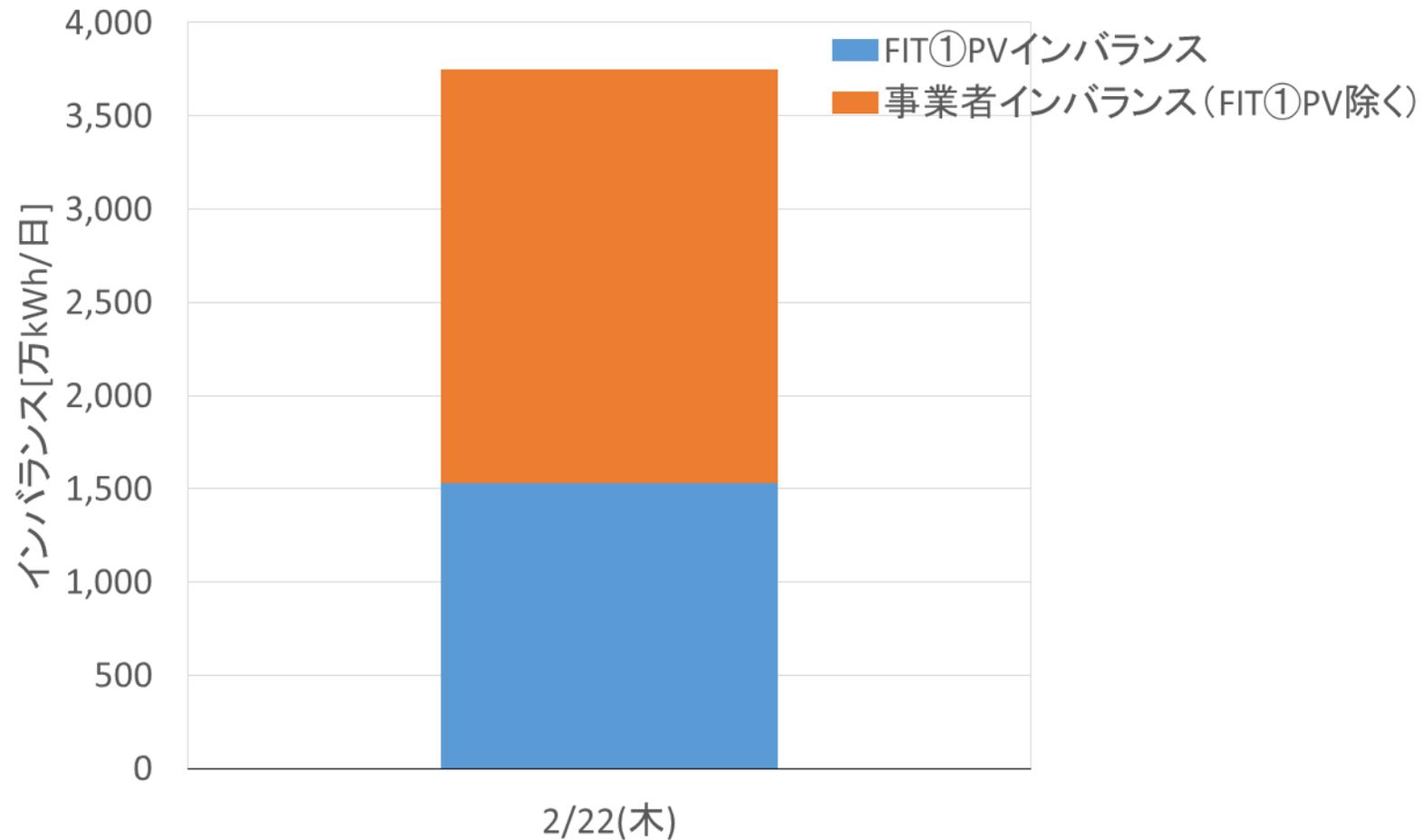
(単位) [万kWh/日]

融通		2/22(木)
		有
FIT①PVインバランス		1,528
	(%)	40.8%
事業者インバランス (FIT①PV除く)		2,219
	(%)	59.2%
不足インバランス(推計)		3,747
不足インバランス平均値 ※2 (月毎、平日 融通日除く)		198
融通電力量		1,030

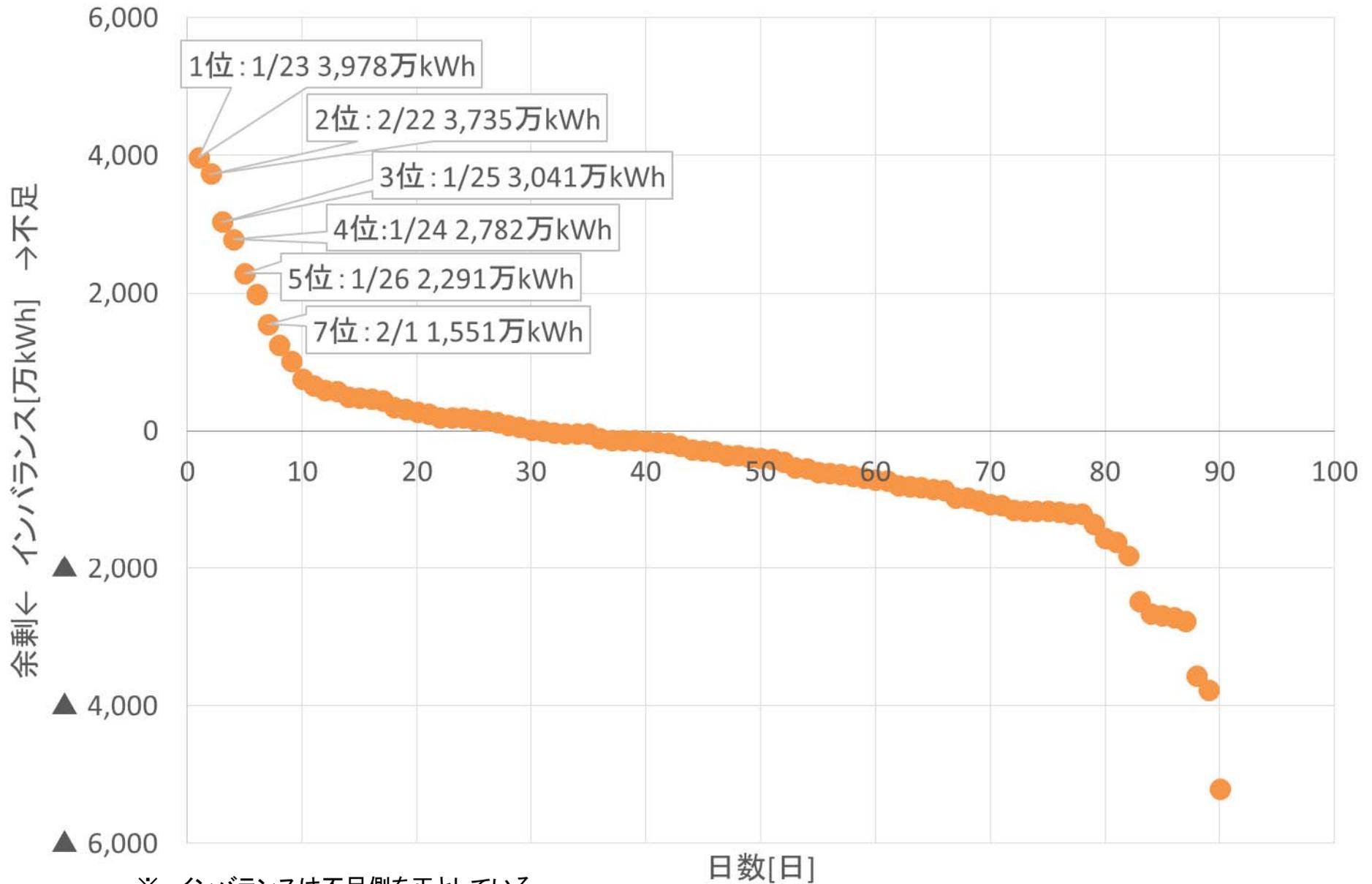
2. 2018年2月22日の状況

(1) インバランス

➤ 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。



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



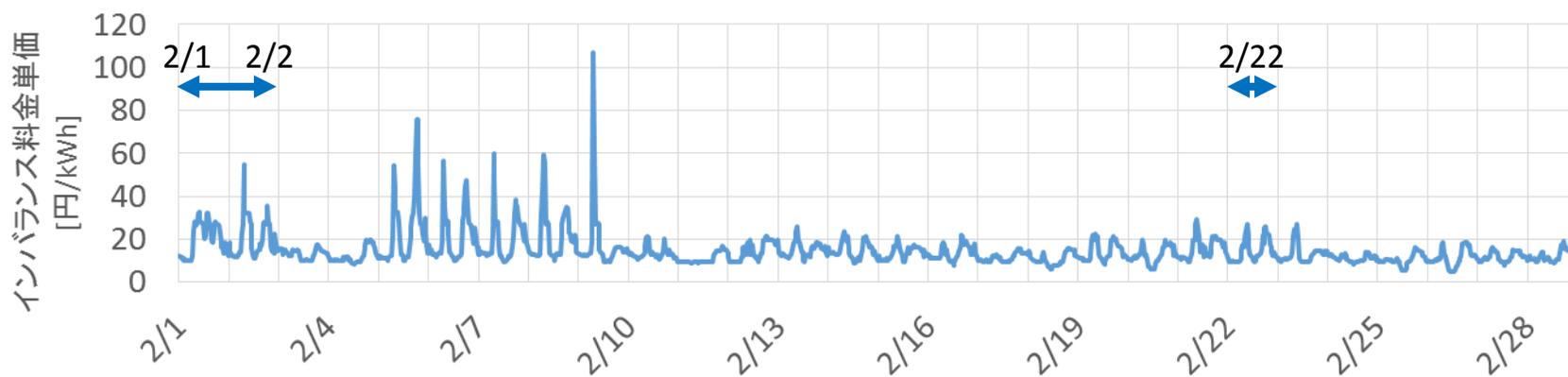
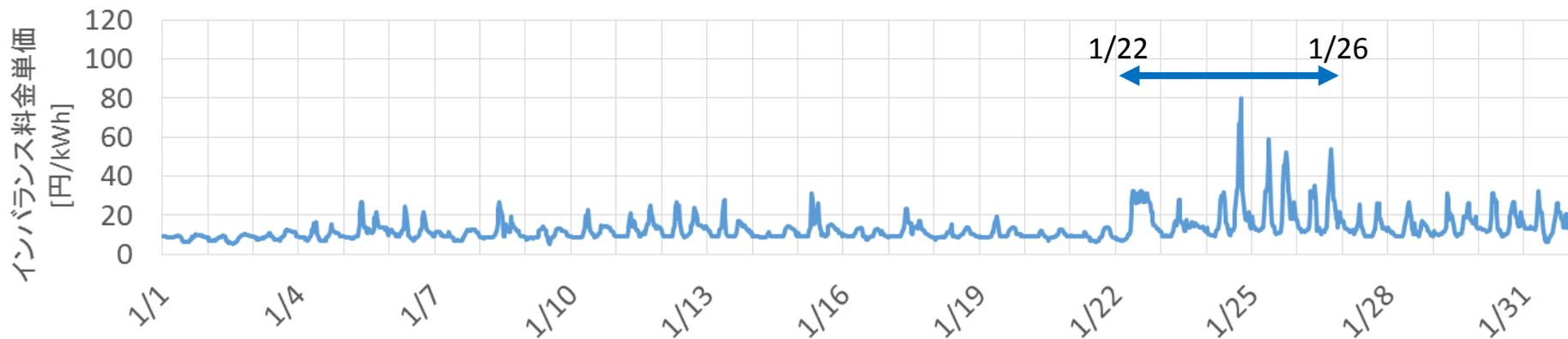
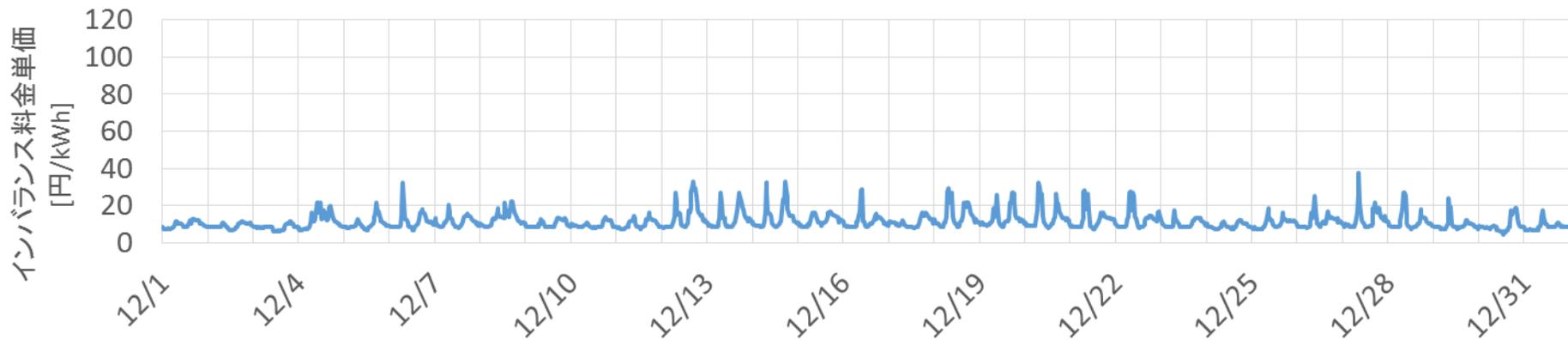
2. 2018年2月22日の状況

(1) インバランス

- ▶ 2月22日については、1月下旬～2月初めに比べ、事業者インバランスが大きいにもかかわらず、時間前市場の約定価格の最高値は25円であり、他の日と比較して上がってはいなかった。
- ▶ なお、1月下旬～2月初めと同様、東京エリアのインバランスは総じて不足していたが、インバランス料金は2017年度冬季(12月～1月)の中では、必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかった。

- 需給ひっ迫エリアの多くの小売電気事業者が調達不足の場合でも、スポット市場価格が低廉であった場合は、時間前市場で高い価格で買い入札を行うインセンティブが働きにくいことが考えられる。
- 小売電気事業者がGC前に調達不足であるにもかかわらず、時間前市場で一定の価格以上の買い入札を行わなかった可能性があることについて、事業者ヒアリングも行って、検証が必要である。
- しかしながら、こうした検証には市場での買い入札価格をはじめ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くことが必要ではないか。
- さらに、国の審議会(電力・ガス基本政策小委員会)において、前日計画提出後、需要変動等の状況変化に対応した計画見直しについては、いつ、どのような場合に行うか、一定のルールがあるものではないが、計画見直しの有無はインバランスの多寡に直結することを踏まえ、今後、各事業者の運用実態やその背景を丁寧に分析しつつ、望ましい計画見直しの在り方を検討していくこととする方向性が示されている。
- 今後、資源エネルギー庁の検討に広域機関も協力していく。

(参考)東京エリアのインバランス料金単価 (2017年12月1日～2018年2月28日:90日分の確報値)



2. 2018年2月22日の状況

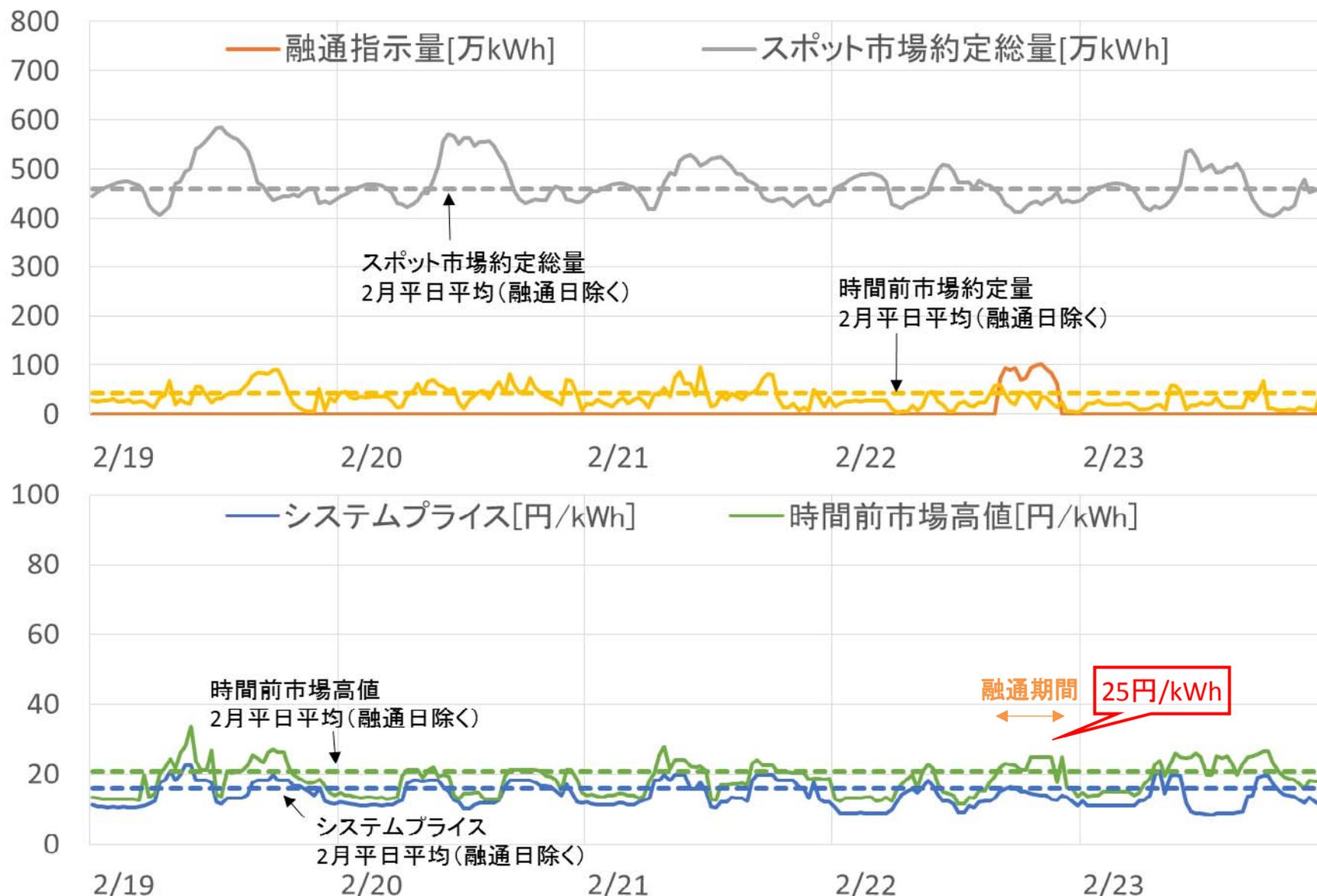
(1) インバランス

- ▶ 2月22日については、1月下旬～2月初めに比べ、事業者インバランスが大きいにもかかわらず、時間前市場の約定価格の最高値は25円であり、他の日と比較して上がってはいなかった。
- ▶ なお、1月下旬～2月初めと同様、東京エリアのインバランスは総じて不足していたが、インバランス料金は2017年度冬季(12月～1月)の中では、必ずしもひっ迫状況に応じて上昇していなかった。

- さらに、旧一般電気事業者(小売部門)である東京電力EPについては、昨年10月の監視等委員会、資源エネルギー庁及び広域機関の予備力削減に関する三者連名文書(※)(以下「ガイドライン」)に対応し、自主的に予備力削減等に向けた行動計画(以下「行動計画」)を実施中であるが、2月22日はGC時点で調達不足の断面もあり、時間前市場で買戻しを十分に行うことができなかった可能性もある。このため、今後、監視等委員会において、資源エネルギー庁及び広域機関と連携しつつ、卸電力市場における流動性向上に向けた取組も十分に考慮しつつ、検証を行う必要があるのではないかと。
- なお、行動計画に沿った取組の実施状況等については、監視等委員会が定期的にモニタリングを行い、制度設計専門会合に報告することとなっている。

※ 「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者(小売部門)の予備力確保の在り方について」
(平成29年10月31日 電力・ガス取引監視等委員会、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関)

(参考) スポット・時間前市場の約定量と価格



スポット市場 エリアプライス (東京)最高値 [円/kWh]	20	18.27	26.89	20	21
---	----	-------	-------	----	----

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)
資料5 予備力削減等に向けた行動計画について
抜粋

行動計画の位置づけ

- 旧一般電気事業者(小売部門)9社は、「電力システム改革専門委員会報告書」(2013年2月)における整理を踏まえ、自主的取組として、限界費用ベースで余剰電力*の全量を卸電力取引所へ投入されている。

*平成28年4月以前においては、スポット市場入札時点において各コマの8%相当分を除く全量が余剰電力として市場へ投入されていた。

- 一方で、平成29年4月以降、一般送配電事業者がH3需要の7%相当分の調整力を確保し、かつ、旧一般電気事業者(小売部門)もまた、スポット市場入札時点等においても2~5%の予備力を確保している事例が見られるため、卸電力市場の流動性向上に向けた一層の取組が必要となっていた。

- このため、第23回制度設計専門会合(平成29年10月)等における議論を踏まえ、電力・ガス監視等委員会は、旧一般電気事業者の小売部門(沖縄を除く*)に対し、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関と共に予備力確保の在り方についての見解を文書で示した上で、原則として、下記の措置を平成30年11月までに実現することを求め(以下「予備力削減等の取組要請」という。)、移行期間における行動計画の提出およびその履行状況の報告を求めることとした。

*北海道電力については、第24回制度設計専門会合において、他の旧一般電気事業者8社と同様に、行動計画の提出およびその履行状況の報告を求める方針が確認された。

旧一般電気事業者(小売部門)9社に対する要請内容

- 需要計画及び需要予測の正確性向上を図ること。
- スポット市場入札時点において、原則として、翌日の自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ限界費用相当価格で投入すること。
- スポット市場入札(前日午前10時)時点以後において、需要の下振れやスポット市場の売れ残りが生じた場合は、原則として、自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分を一時間前市場開場以降に、順次、できる限り速やかに同市場に投入すること。
- 一時間前市場への余剰電源投入について、入札可能量の見直し回数を可能な限り増やすなど、より精緻な取組を行うこと。
- ゲートクローズ(GC)時点までに原則として自社需要を超える電源分を全て一時間前市場へ投入すること。

1

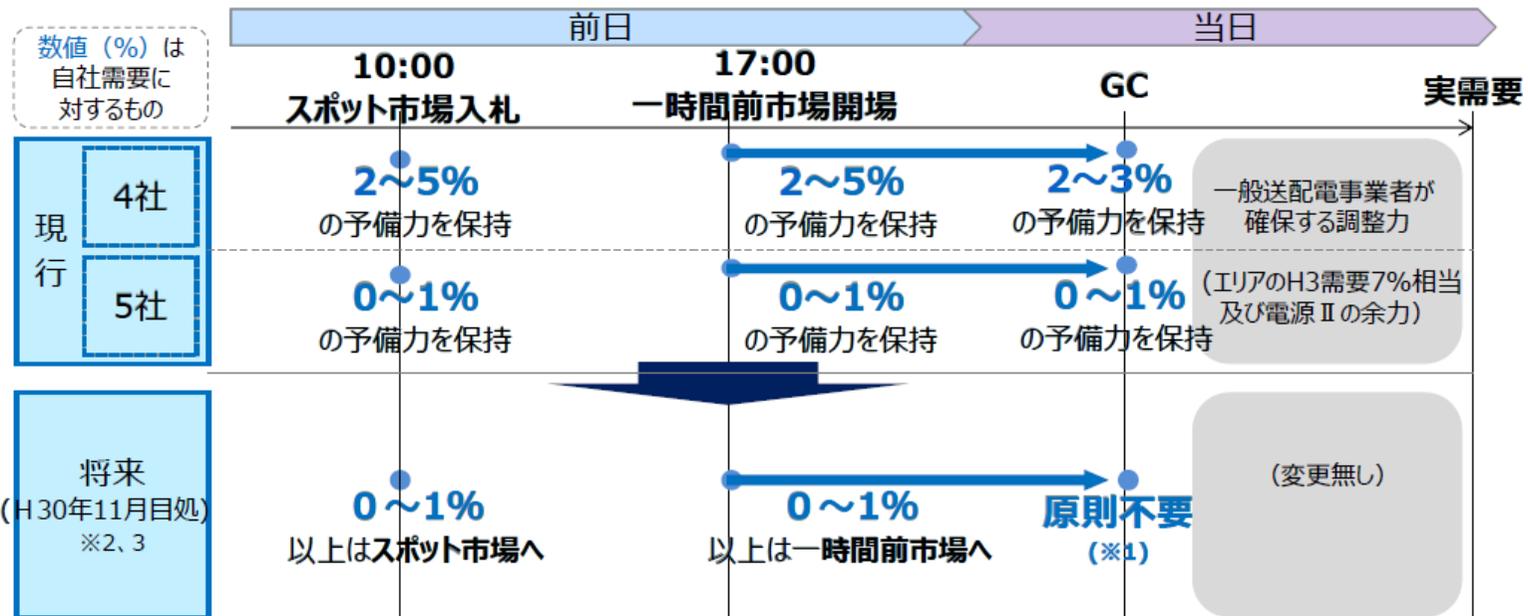
(参考)旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の在り方について 72

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)
資料5 予備力削減等に向けた行動計画について
抜粋

旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の在り方について

第23回制度設計専門会合
(平成29年10月26日)資料
より抜粋

- 今後、スポットおよび一時間前市場入札時点において、自社需要の0~1%相当以上の予備力を超える電源については、それぞれ市場へ投入することを求めることとする。
- また、本取組を進めるに当たっては、移行期間を設け段階的に進める。



- ※1 GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。
- ※2 一時間前市場における取引の厚みが十分ではなく、旧一電の小売部門による買戻しを十分に行うことができるかとの確証がない現時点における措置として、スポット市場および一時間前市場において2~3%相当の予備力を超える電源分を投入する期間を設けることとする。この期間において、安定供給の観点から特段問題が生じないと判断される場合には、翌日の自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ投入する等の運用を開始することとする。
- ※3 本取組は、北海道・沖縄は除く。

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)
資料5 予備力削減等に向けた行動計画について
抜粋

①旧一般電気事業者（小売部門）の予備力の確保水準 【東京電力EP】段階的な予備力削減に向けた取組

- 段階的取組では、供給力確保義務違反に問われないことの確認をもって、平成30年11月までに1%の水準（GC時は0%）を目指す。

時点	スポット市場入札時点 (前日午前10時)	一時間前市場開場時点 (前日午後5時)	需要計画見直し時点	ゲートクローズ (GC) 時点
新たな取組開始前 (平成29年10月末時点)	2～5%	2～3%	2～3%	<u>原則不要 (0%)</u>
新たな取組開始年月	平成29年11月	平成29年11月	平成29年11月	平成29年11月
段階的な取組時点① (平成29年11月末時点)	1～3%	1～3%	1～3%	<u>原則不要 (0%)</u>
段階的な取組時点② (平成29年12月末時点)	0～3%	0～3%	0～3%	<u>原則不要 (0%)</u>
1年後 (平成30年11月時点)	0～1%	0～1%	0～1%	<u>原則不要 (0%)</u>

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)
資料5 予備力削減等に向けた行動計画について
抜粋

今後の対応方針

- 旧一般電気事業者(小売部門) 9社が、予備力削減等の取組要請に沿って、予備力の削減等に関する具体的な行動計画を提出いただいたことは、卸電力市場の流動性を向上させる観点から高く評価されるものであり、今後、その着実な実施が期待される。
- また、行動計画の実施にあたっては、一時間前市場の重要性が従来以上に高まっていることを踏まえ、一時間前市場への余剰の全量投入を確実なものとしていく必要がある。各社からも前向きな表明が行われているものの、一時間前市場への入札見直し回数や売り入札取下げのタイミングなどについて、今後、必要に応じ、さらなる取組の改善を求めることも検討してはどうか。
- 需要計画及び需要予測の正確性向上についても、卸電力市場への入札可能量の算定に大きな影響を与える重要な要素であることから、今後、各社の需要予測の精度向上が期待される。
- このため、今後は、旧一般電気事業者(小売部門) 9社が表明した行動計画に沿った取組の実施状況や卸電力市場に対する影響などについて、定期的にモニタリングを行い、本会合で報告することとしてはどうか。

2. 2018年2月22日の状況

(2) 火力発電所の計画外停止

- 2月22日の東京エリアに接続する火力発電機※¹の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。
- 2月22日の計画外停止(167万kW)については、計画外停止率2.6%※²で評価した場合25%の確率であり、稀頻度事象とは言えないものの、平均より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

2月22日の計画外停止量 送電端(万kW)

	2/22(木)
計画外停止※	▲ 167

※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

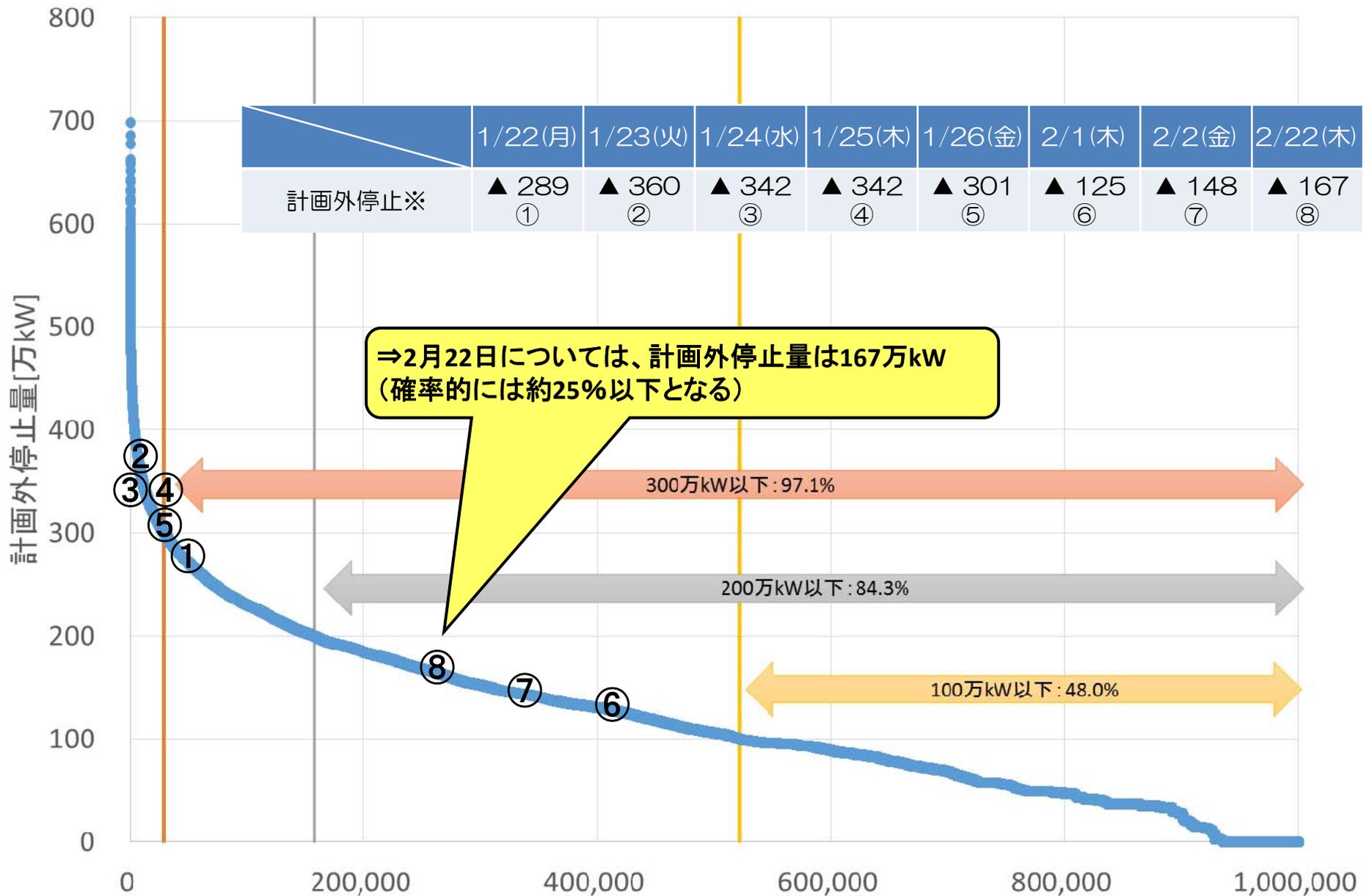
2017年度冬季の見通し(2月分)をベースに、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会においてご報告した火力総合の計画外停止率2.6%を適用したシミュレーションによる計画外停止量の試算を行った。

(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

(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

- ▶ 2月22日における東京エリアに接続する火力発電機^{※1}の定期検査等のための計画停止量について、冬季見通し・実績^{※2}がどの程度変化したかを確認した。
- ▶ 今回確認した範囲での見通し時点からの計画停止量について、見通し時以降に新たに設備トラブルに伴い計画された停止により、2月22日は43万kW増加した。
- ▶ なお、2月22日には東京エリアに接続する火力発電機^{※1}で需給停止(BS)しているものはなかった。

※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 JEPXの発電情報公開システム(HJKS)の発電機の停止実績も参考に、見通しとの差異理由が補修等による停止である電源の供給力増減分を差分としてカウントした。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(万kW)

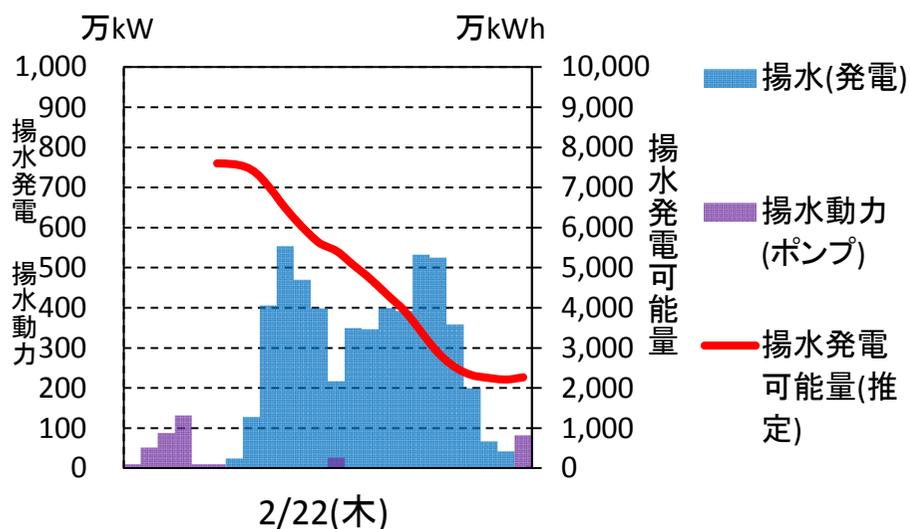
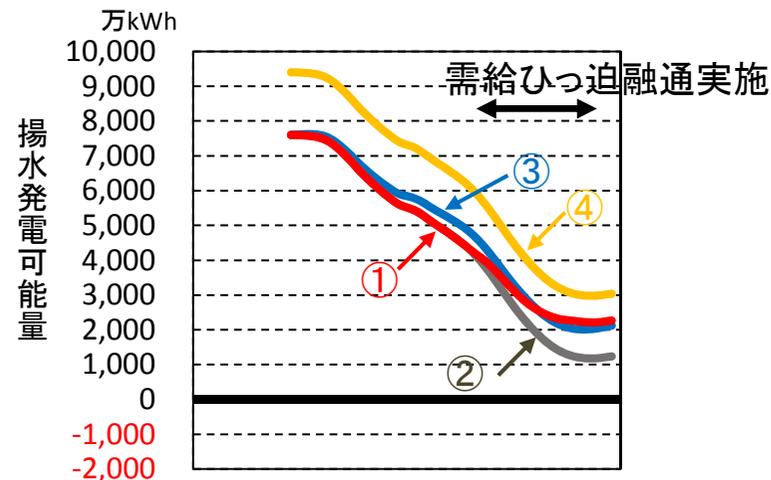
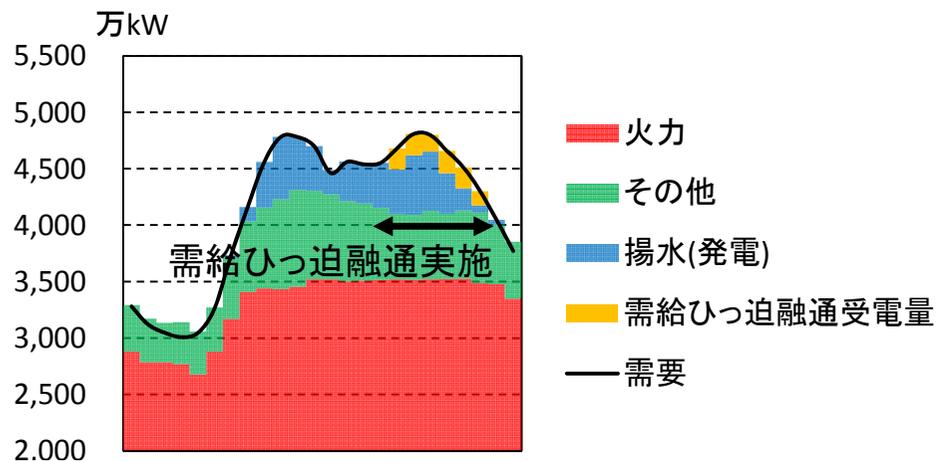
日付	2/22
見通し	345
実績	389
差分	43

2. 2018年2月22日の状況

(3) 前日からの気象予報の変動

- 2月22日の需給状況については、1月22日～26日、2月1日～2日とは大きく異なり、高需要が継続していたという状況ではなかったが、当初想定していたH3需要4,715万kWを多少上回るレベル(4,810万kW)での、融通受電となった。
- 2月22日の東京エリアについては、極めて稀な前日からの気象予報の変動により、需要が急増する結果となった。(資料2参考資料3参照)
- この需要の急増がインバランスに影響していると考えられる。

▶ 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. 2018年2月22日の状況

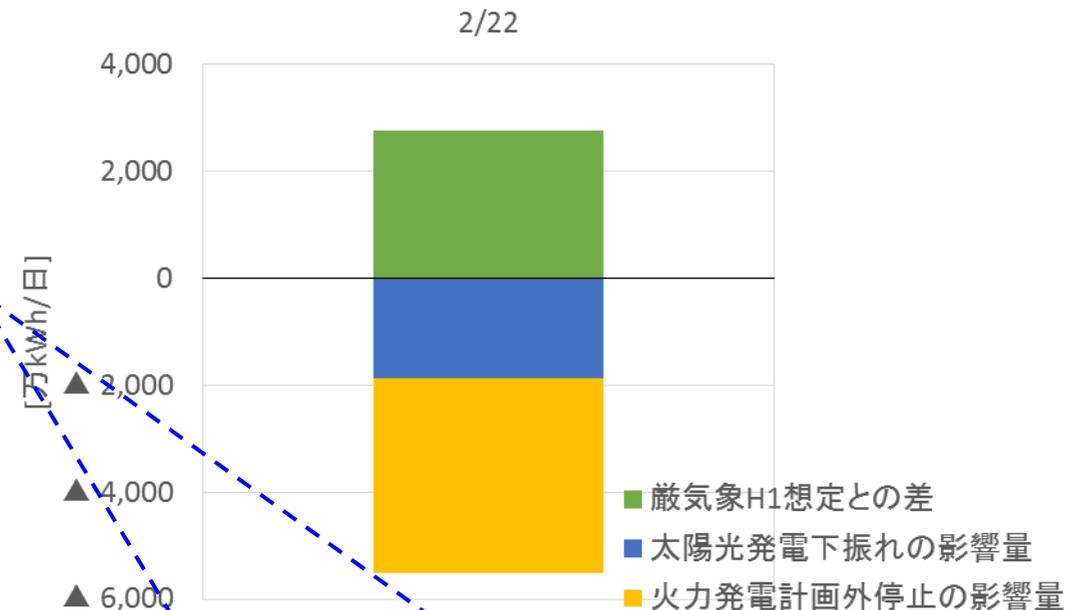
(4) 要因ごとの需給ひっ迫への影響度

- 2月22日については、単発の事象であることから、厳気象H1相当の日電力量をベースに置いて検討した。
- 需要は厳気象H1からは低いレベルであることから、1月下旬～2月初めの事象のように仮定を置きkWhベースの影響量試算を実施したところ、需要増に関する部分は余剰側であり、PV※や火力の計画外停止に起因する部分が大きかったのではないかと推測される。

※ ここではFIT特例制度①の予測外れの代替として、昨年2月実績の平均との差分を適用

単位 ; [万kWh/日]

			2/22(月)
融通有無			有
供給力(予備力の必要量)	厳気象H1想定との差	増減 (%)	2,774 101.4%
	太陽光発電下振れの影響量(昨年実績差)	増減 (%)	▲ 1,867 -68.3%
	火力発電計画外停止の影響量※	増減 (%)	▲ 3,642 -133.2%
	合計		▲ 2,735
融通電力量			1,030



1月下旬～2月初めの事象のように仮定を置きkWhベースの影響量試算をしたところ、需要側では、余剰となり評価できない

※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。

2. 2018年2月22日の状況

(5)まとめ

- ▶ 2月22日の事象については以下が考えられる。
 - ✓ インバランスについては、2017年度冬季(12月～2月)の実績の中で第2位に位置する大きな値であり、また、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。
 - ✓ しかしながら、通常、厳気象H1を超えるような需要でなければ、インバランスや太陽光想定誤差については一般送配事業者の調整力で対応できるものとする。
 - ✓ また、火力の計画外停止は167万kWであり、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あった。

上記の状況でありながら、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。

揚水発電と融通指示の状況

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

- 一般送配電事業者（東京PG）は、火力発電や揚水発電等の調整電源を活用してインバランス補給を実施。
- 多量の不足インバランスにより、下池からの復水可能量を上回る上池の水量を使用した。
- このため、揚水発電の抑制や揚水量の確保の観点から東京電力PGは広域的な融通を要請。広域機関は東京エリアの需給を改善するため、他エリアの一般送配電から東京電力PGに対して最大263万kWの融通指示を実施した。
- この結果、全日で予備率3%以上を確保することができた。

<融通実績>

	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)
最大電力 (万kW)	-	150	200	100	137	263	250	202
受電電力量 (万kWh)	-	235 (22~24時)	2919 (0~24時)	686 (17~24時)	2190 (0~24時)	1274 (16~24時)	4576 (0~24時)	1030 (16~22時)
融通元電力	-	東北、中部	北海道、 東北、中部、 関西、中国、 九州	東北、中部、 関西	北海道、 東北、中部、 北陸、関西	北海道、 東北、中部、 関西、	北海道、 東北、中部、 関西	北海道、 東北、中部、 北陸、関西

注 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に実施

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。

- 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。

➤ 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。

※気象庁HP 「平成30年冬の天候の特徴とその要因について」

<http://www.jma.go.jp/jma/press/1803/05b/h30fuyunotenkou20180305.html>

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。

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 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し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。

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

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

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。

- 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。

- 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。