

1 月下旬に行われた東京電力 P G への 広域融通について

平成 3 0 年 3 月 2 9 日（木）



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

本日の報告の内容

- 本年 1 月下旬から 2 月にかけて、合計 7 日間にわたり東京エリアに向けて需給ひっ迫に伴う融通（以下「広域融通」という。）が行われた。
- 本広域融通については、既に電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）及び資源エネルギー庁の審議会において分析等が行われているが、1月のインバランス量の確報値が出たことも踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会として改めて分析を行った。

<広域機関の指示により東電 P G に向けて行われた融通>

	1月23日 (火) (22～24時)	1月24日 (水) (0～24時)	1月25日 (木) (17～24時)	1月26日 (金) (0～24時)	2月1日 (木) (16～24時)	2月2日 (金) (0～24時)	2月22日 (木) (16～22時)
最大電力 (万kW)	150	200	100	137	263	250	202
受電電力量 (万kWh)	235	2,919	684	2,190	1,274	4,576	1,030
融通元電力	東北、中部	北海道、東北、 中部、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

参考：第8回電力・ガス基本政策小委員会資料

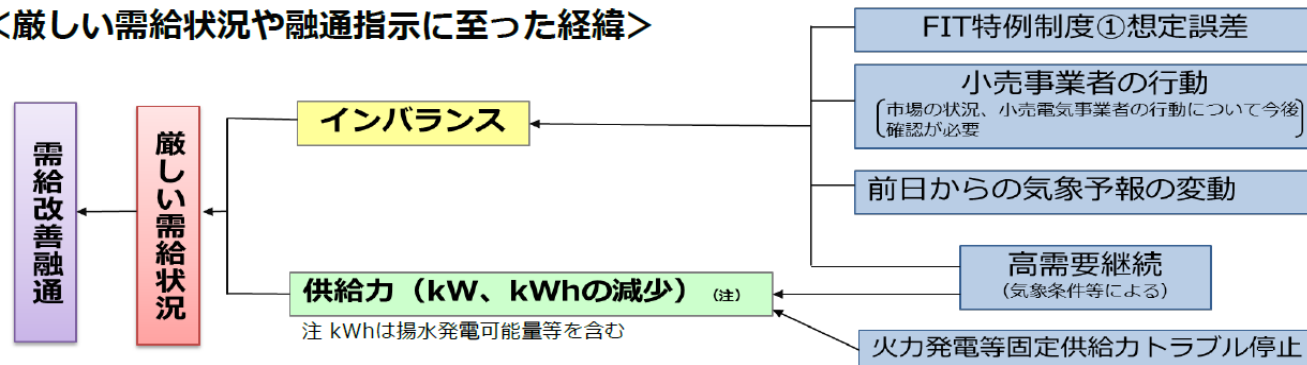
- 電力・ガス基本政策小委員会において、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会、広域機関と連携して、更に詳細な分析を実施し、融通の検証や、必要な対策の検討を行うこととされた。

第8回電力・ガス基本政策小委員会
(平成30年3月5日) 資料5

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

1月下旬の東京電力P Gに対して行った広域融通の概要

- 東京電力P Gによると、1月下旬における広域融通の要請は、様々な要因が重なる中、調整力として使用している揚水の貯水量が低下し、その後の時間帯における予備率の低下に懸念が生じたためであったとのこと。

要請	1/23における指示要請等の内容			1/25における指示要請等の内容	
要請時間	23日 20:38	23日 21:52	23日 23:12	25日 15:47	25日 19:08
要請対象期間	23日 22:00～ 24:00	24日 0:00～ 6:00	24日 6:00～ 24:00	25日 17:00～ 24:00	26日 0:00～ 24:00
最大値	150万kW	200万kW	200万kW	100万kW	100万kW
総量	225万kWh	975万kWh	2,250万kWh	700万kWh	2,400万kWh
要請内容	受電後の予備率が3～5%となるよう、申出量・申出時間を要請			受電後の予備率が3～5%となるよう、申出量・申出時間を要請	
要請理由	<ul style="list-style-type: none">✓ 1/22から継続中の電源トラブルや高需要発生に伴い、1/23までの揚発使用量が増加。✓ 加えて、1/23夜以降の復水見込み量が昼間の使用量を大幅に下回ること、1/24の予備率が1.0%となる可能性を確認。✓ 1/24の予備率改善のため、1/23の17時頃、可能な限り速やかな需給ひっ迫融通が必要と判断。			<ul style="list-style-type: none">✓ 各事業者が提出した発電計画値を反映すると、1/26の予備率は、電源Ⅰ'を発動したとしても、2.2%となる可能性を確認。✓ 予備率を最低でも3.0%以上としつつ、追加的な需給リスク（需要の更なる上振れや追加の電源トラブル等）に備えるためにも、1/25の15時頃、1/25夕方からの需給ひっ迫融通が必要と判断。	

参考：当該期間における揚水発電の状況について

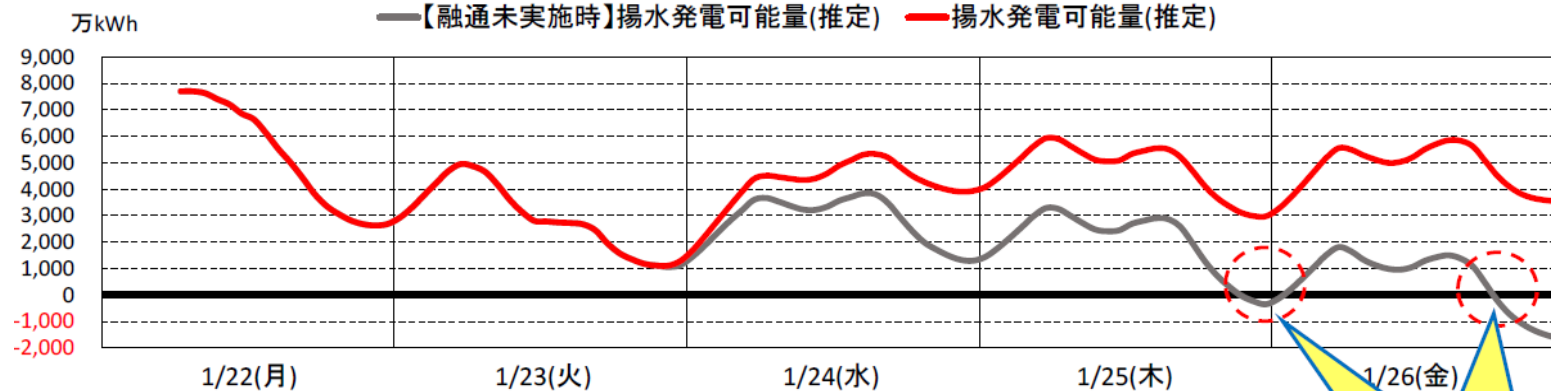
第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成30年3月5日）資料 2

揚水発電ほかの状況について（1月22日～1月26日）

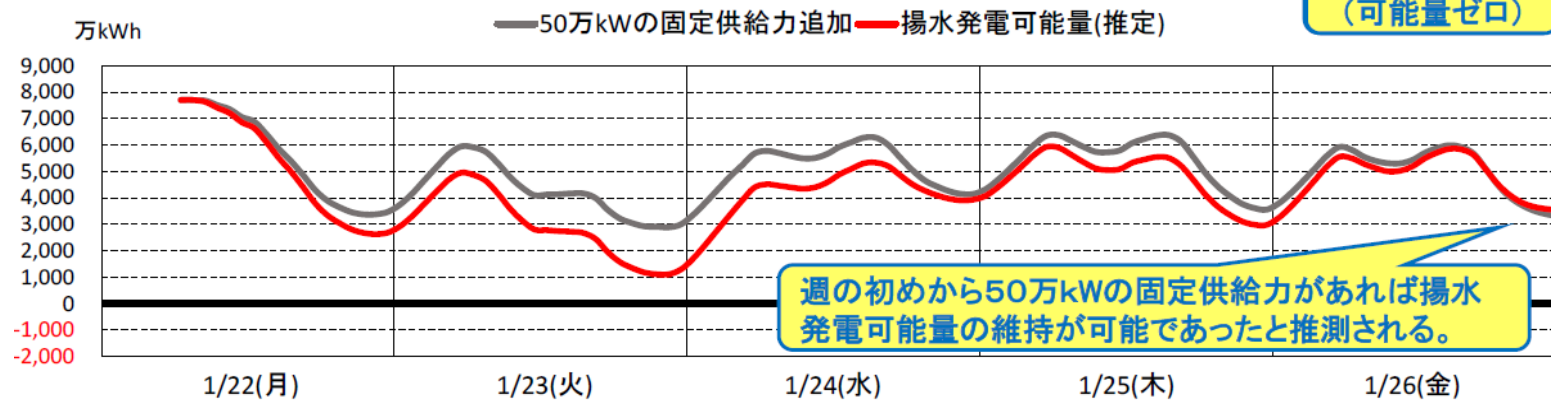
18

- 仮に、融通を実施しなかった場合（下記①）と追加の固定供給力が週を通じて50万kWあった場合※（下記②）の揚水発電可能量の推移を示す。

〔簡易シミュレーション①〕需給ひっ迫融通を実施しなかった場合の揚水発電可能量



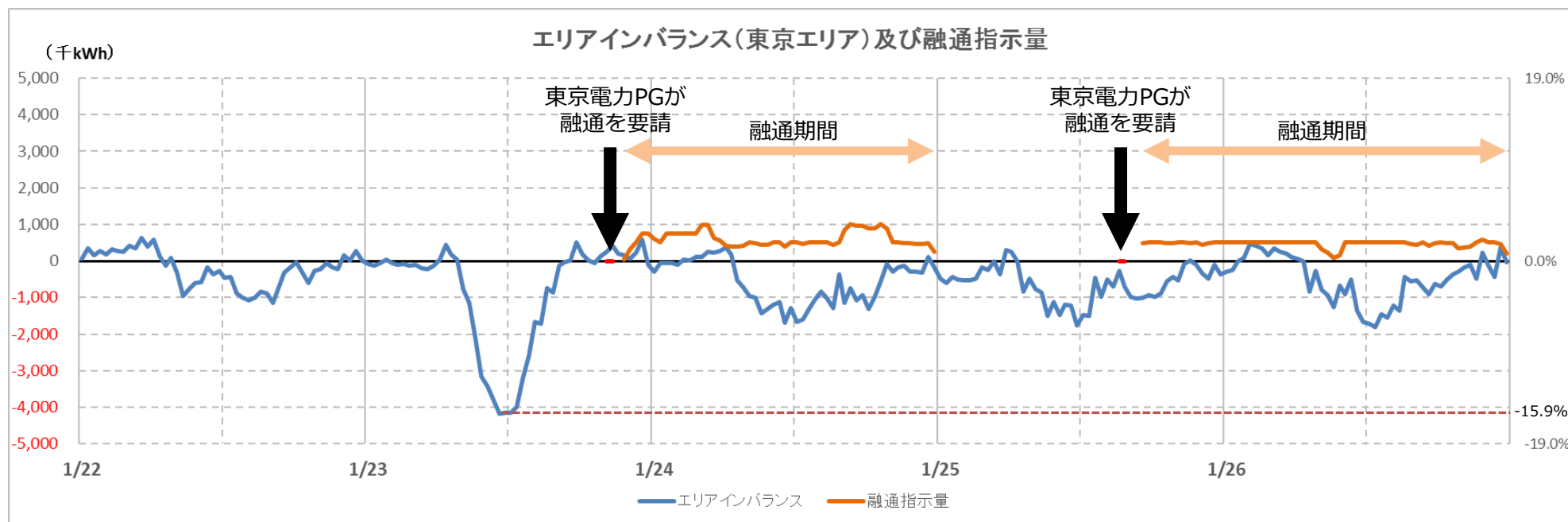
〔簡易シミュレーション②〕固定供給力(50万kW)を追加した場合の揚水発電可能量



※ 仮に火力のトラブル等による停止が50万kW少なかった場合等を想定

1月22日～26日におけるエリアインバランス（東京）の推移

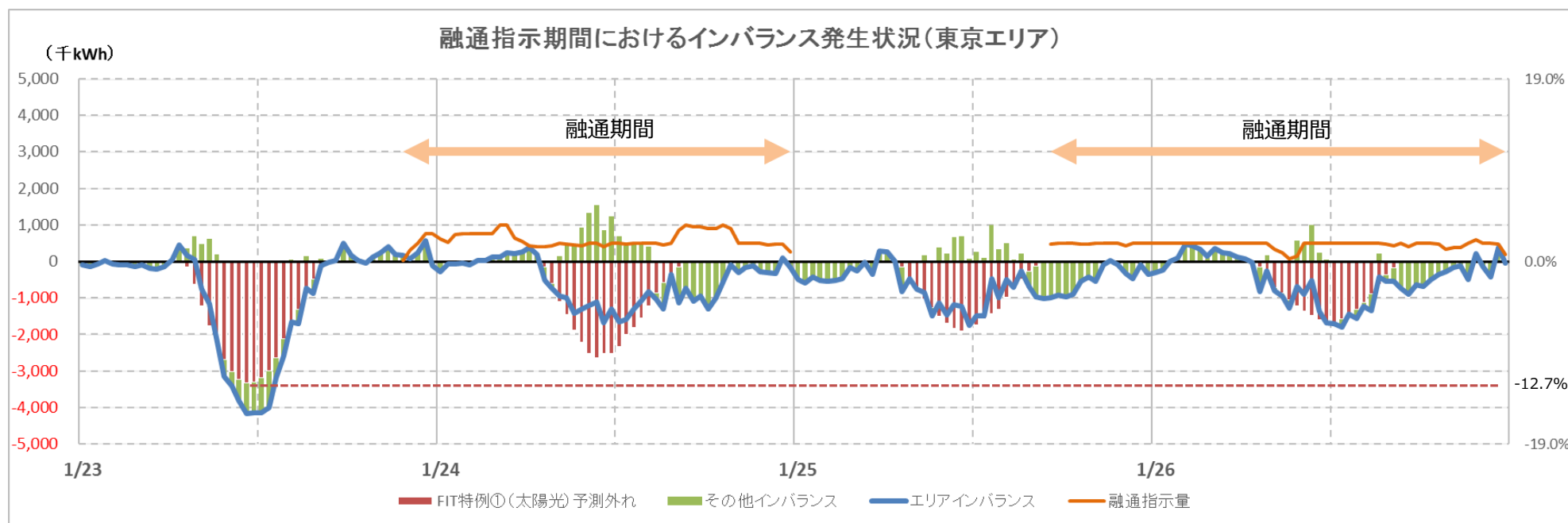
- その週のエリアインバランスについては、東京電力 P G が広域融通を要請した1月23日夜より前の昼間時間帯に大きな不足インバランスが発生していた。その後も、24日、25日、26日の昼間時間帯に不足インバランスが発生。
- 他方、広域融通を要請した1月23日夜及び25日昼間の時点では、大きな不足インバランスは発生していなかった。これらの状況は、揚水の貯水量が不足したため広域融通を要請したという東京電力 P G の説明と整合的。



※広域機関及び東京電力 P G 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

1月23日～26日におけるエリアインバランス（東京）の内訳

- 1月23日～26日の不足インバランスの大部分は、FIT特例①（太陽光）予測外れ（以下「太陽光予測外れ」という。）によるものであった。特に1月23日が最も大きく、H3需要の12.7%に達した。
- 太陽光予測外れ以外のインバランスについては、H3需要の7%を超えるような不足インバランスは発生していない。（最大でH3需要の5.0%の不足インバランスが発生）

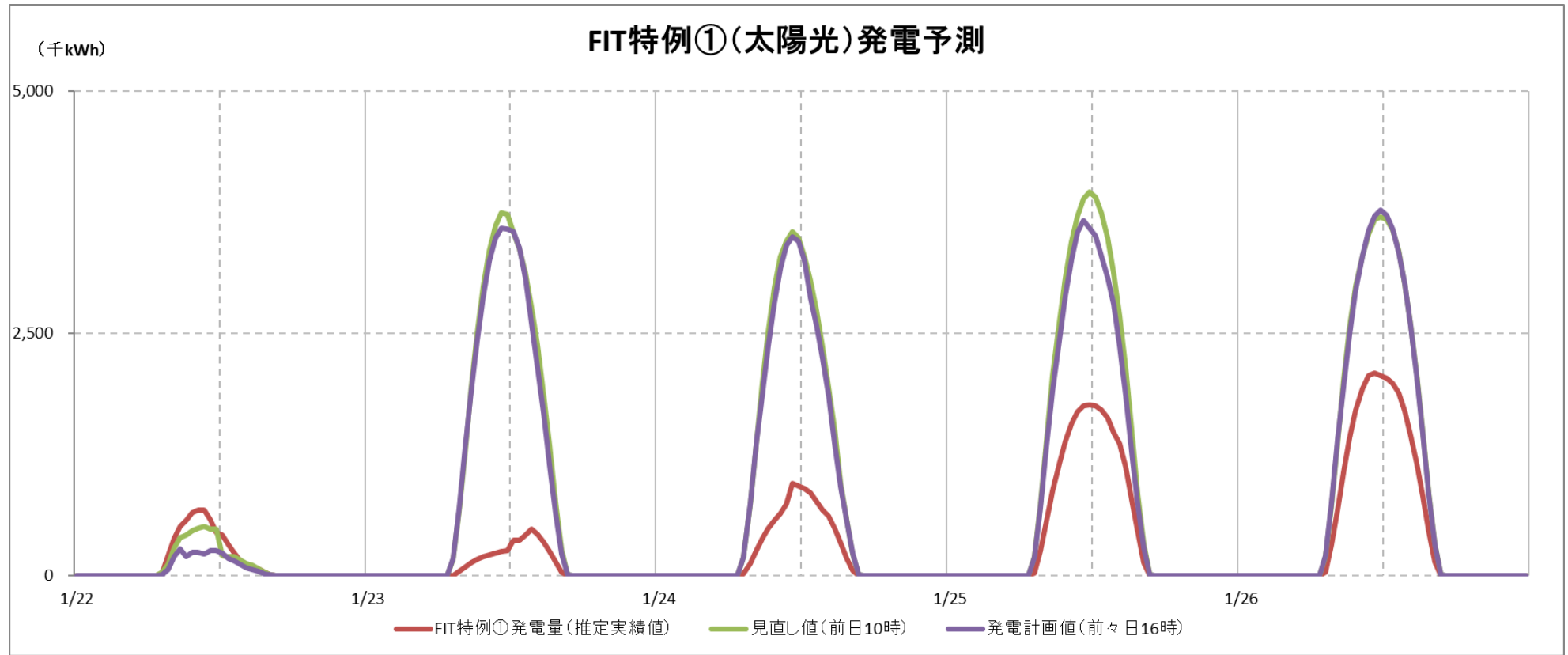


※広域機関及び東京電力 P Gからの提供情報等より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

※右軸は、H3 需要に対する比率

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 P G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。



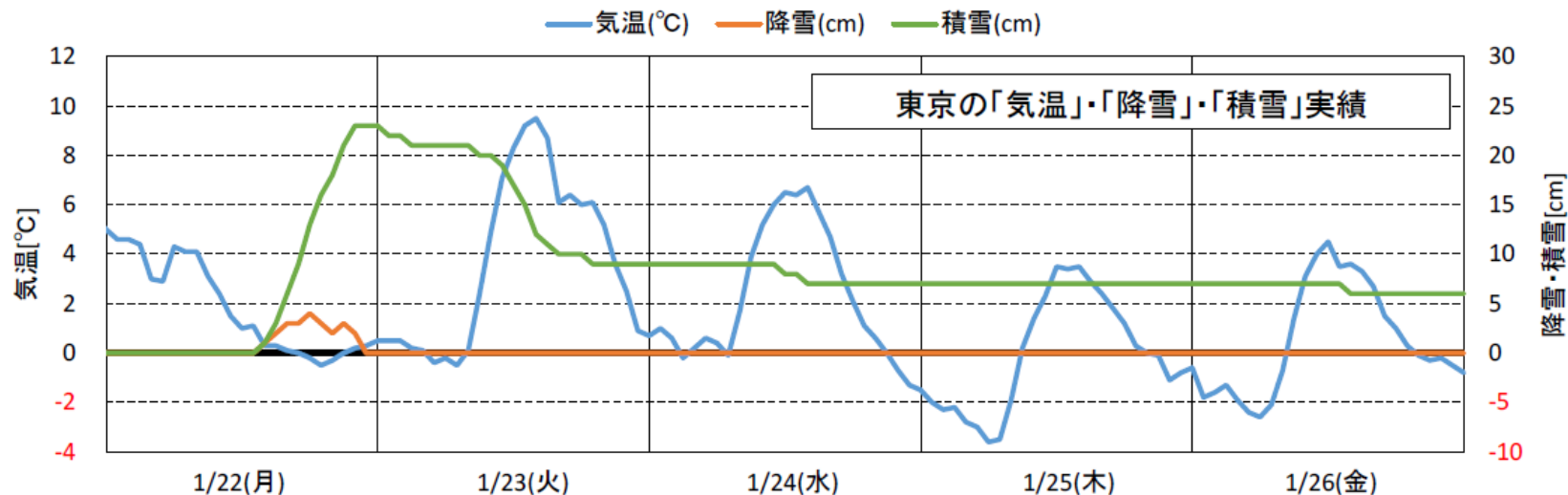
※東京電力 P Gからの提供情報より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

参考：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

(参考) 一般送配電事業者による太陽光の想定について

8

- 1月22日は23cmの積雪を記録し、その後、低温傾向が続き融雪が進まなかった。
- 前々日(1月20日)の段階において、気象情報では積雪量の予測がなく、更にその後の融雪の進捗が考慮できなかったため、FIT太陽光の予測が外れたと考えられる。



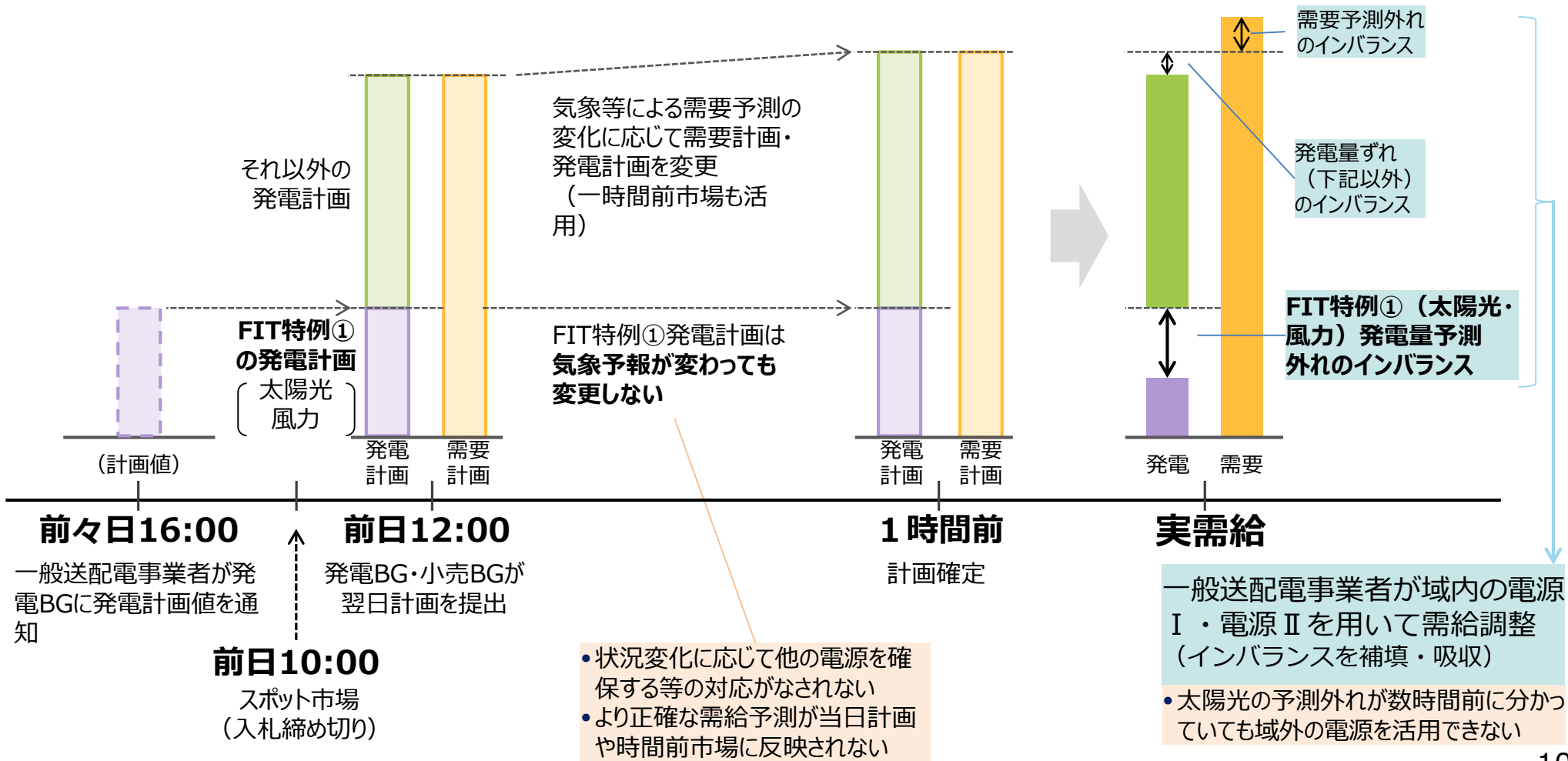
※ 気温、降雪、積雪は気象庁公表の「東京」の値を記載

[参考]大雪となった1月22日の前々日段階(1月20日 10時頃)の気象情報

向こう一週間は、明日(21日)は高気圧に覆われておおむね晴れますが、明後日(22日)は低気圧の影響で雪または雨が降り、関東地方の山沿いや甲信地方を中心に大雪となる恐れがあります。(略)。最高気温・最低気温ともに平年並みか平年より低い日が多く、平年よりかなり低い日もあるでしょう。

(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。



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

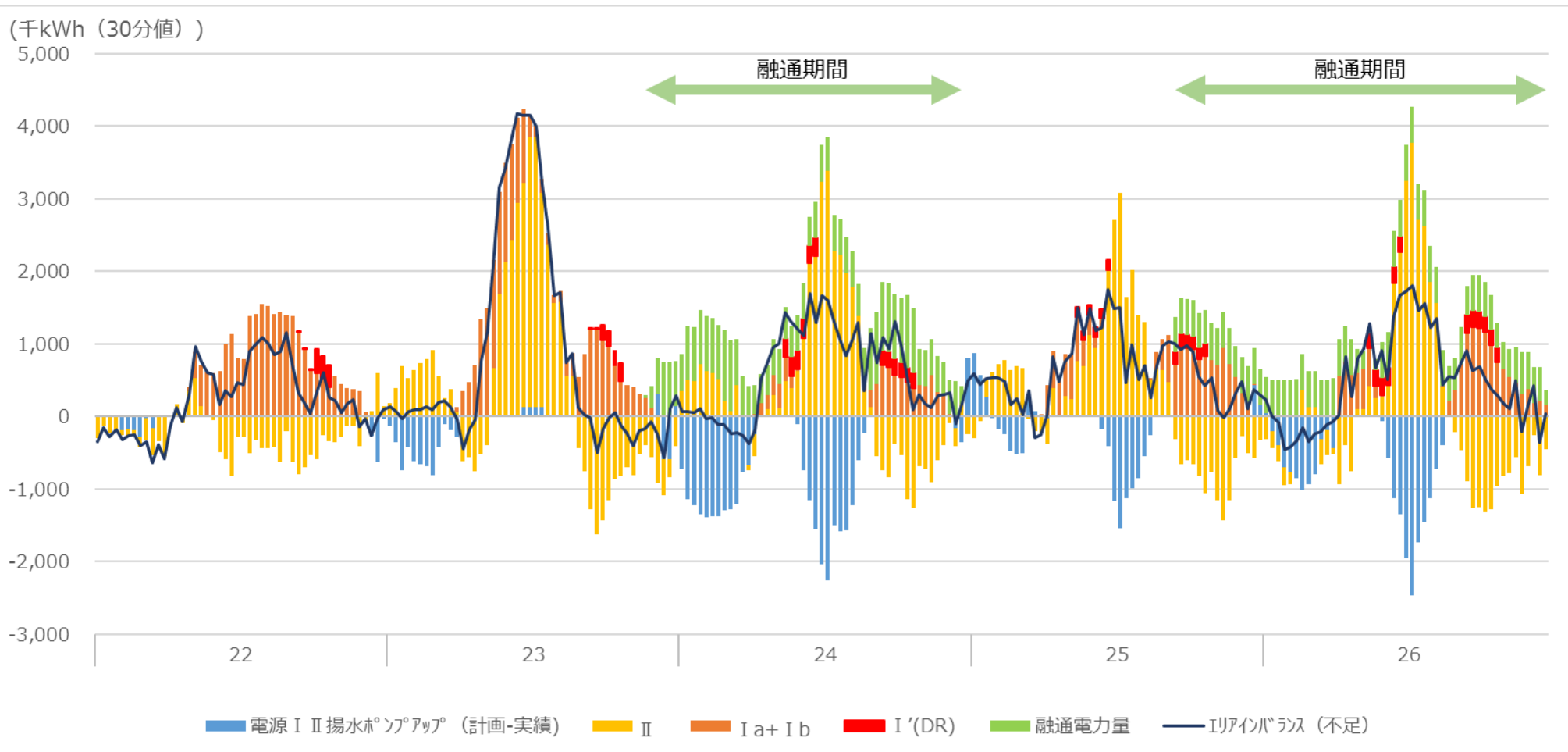
- 東京エリアにおいては、1月23日に今年度における太陽光予測外れの最大値が発生（コマあたり3,342千kWh（H3需要の12.7%）の不足）

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月
余 剰	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P G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

1月22日～26日における東電PGの調整力の活用状況



参考：DR発動実績

- 当該期間において、東京電力 P Gは電源 I ‘として契約しているDR全量に対して発動を指令し、多くが実際に発動した。

(千kWh)	指令量						発動量	達成率
	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)	計		
午前(9:00～12:00)			1,490	1,490	1,490	4,470		
午後(17:00～20:00)	※ 759	※ 1,002	1,490	1,490	1,490	6,231		
計	759	1,002	2,980	2,980	2,980	10,702	8,960	84%

※一部の指令応動時間の短い契約に対して指令

東京エリアと他のエリアの違い

- H 3 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 P G 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：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：電源Ⅱの事前予約について

第25回制度設計専門会合（平成29年12月26日）
資料 5

- 旧一般電事業者の小売部門が自ら保有する電源（GC後に電源Ⅱと位置付けられるもの）を一般送配電事業者からの要請によりGC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。

今回の広域融通が市場に与えた影響：融通元の動き

- 今回の広域融通においては、7エリアの一般送配電事業者から広域融通が行われた。これらの者は、広域融通に必要な電力量を送電するため、電源Ⅰ及び電源Ⅱを活用。

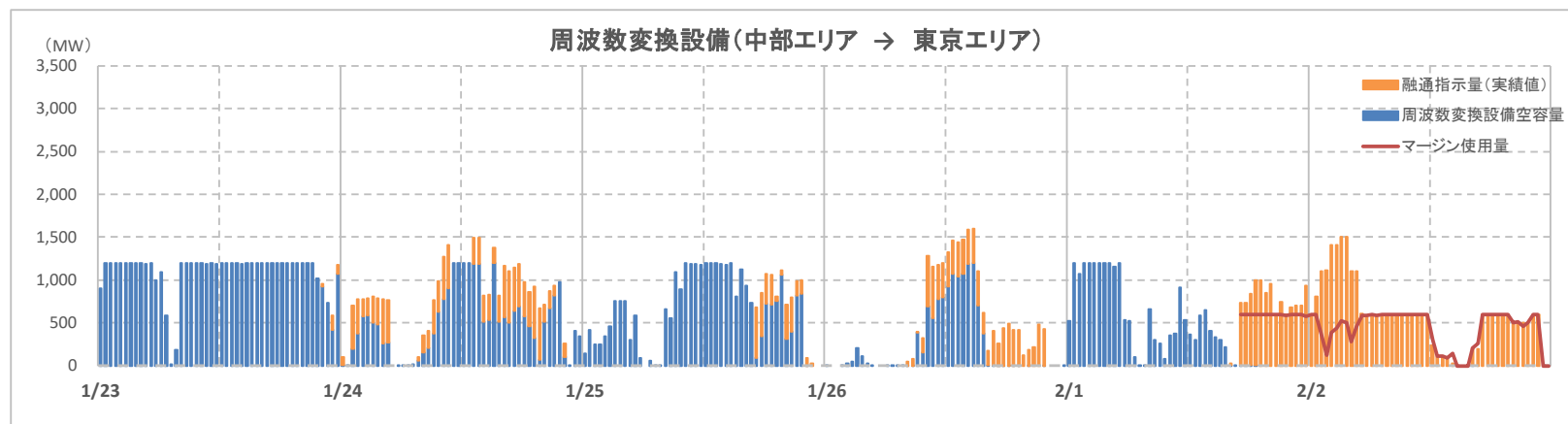
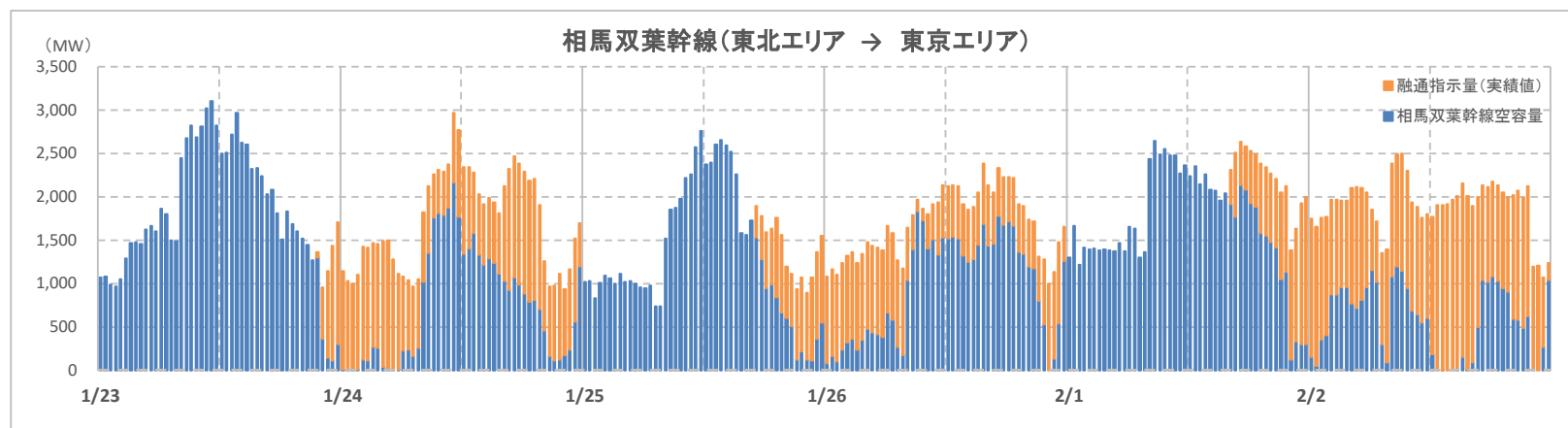
融通元	融通原資	融通電力量（千kWh）			
		1月23日 22～24時	1月24日 0～24時	1月25日 17～24時	1月26日 0～24時
北海道	電源Ⅰ		1,357		564
東北	電源ⅠⅡ	2,200 (1,638)	21,947 (15,412)	5,293 (3,573)	16,650 (10,078)
中部	電源ⅠⅡ	150 (150)	1,510 (1,450)	1,420 (0)	1,527 (270)
北陸	電源Ⅰ				17
関西	電源ⅠⅡ		3,775 (561)	147 (0)	3,145 (998)
中国	電源Ⅰ		300		
九州	電源Ⅰ		300		
合計		2,350	29,188	6,860	21,905

最大電力（千kW）				電源Ⅰ 契約容量 (千kW)
1月23日 22～24時	1月24日 0～24時	1月25日 17～24時	1月26日 0～24時	
	100		100	360
1,367	1,468	1,000	1,000	957
133	510	400	454	1,704
			17	350
	600	147	600	1,853
	100			745
	200			1,060
受電最大 電力	1,500	2,000	1,000	1,370

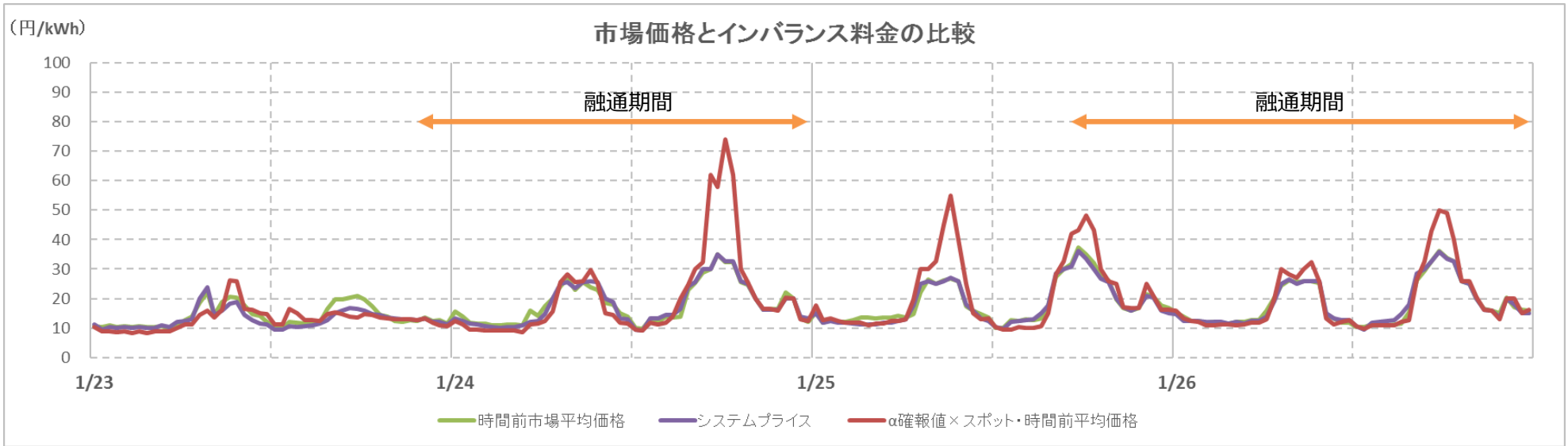
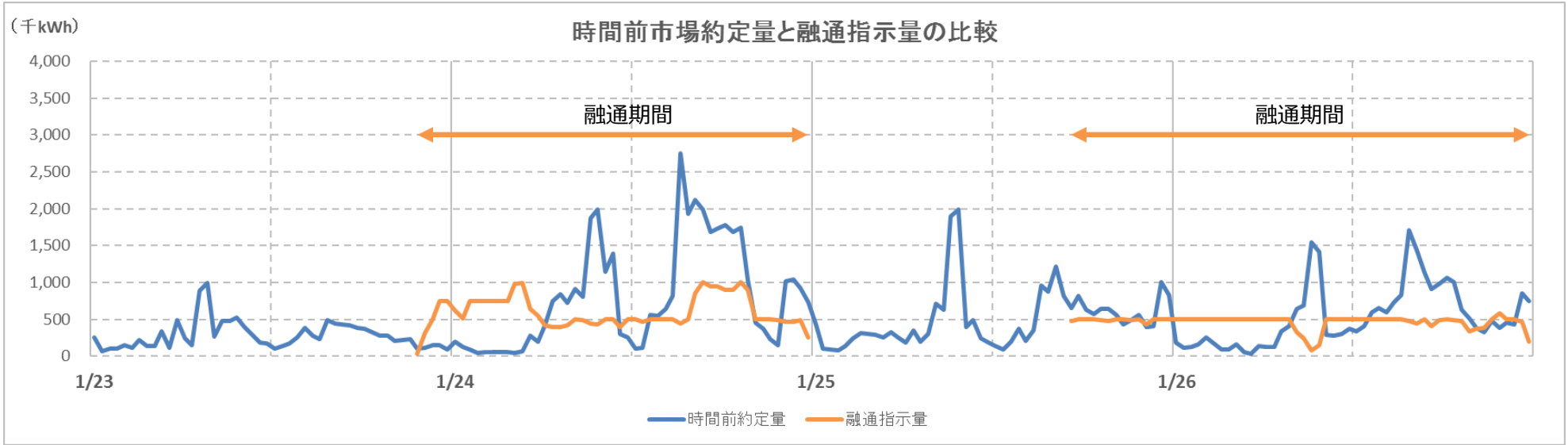
※カッコ内は電源Ⅱの融通電力量

今回の広域融通が市場に与えた影響：連系線

- 今回の広域融通を行うにあたり、連系線の枠が確保されていたが、一部の連系線では、それで空き容量がなくなり、時間前市場で取引が限定された可能性がある。
- また、マージンを活用した時間帯もあり、事故時への対応力が低下していた。
- 他方で、こうした融通により必要な予備率が確保できた。

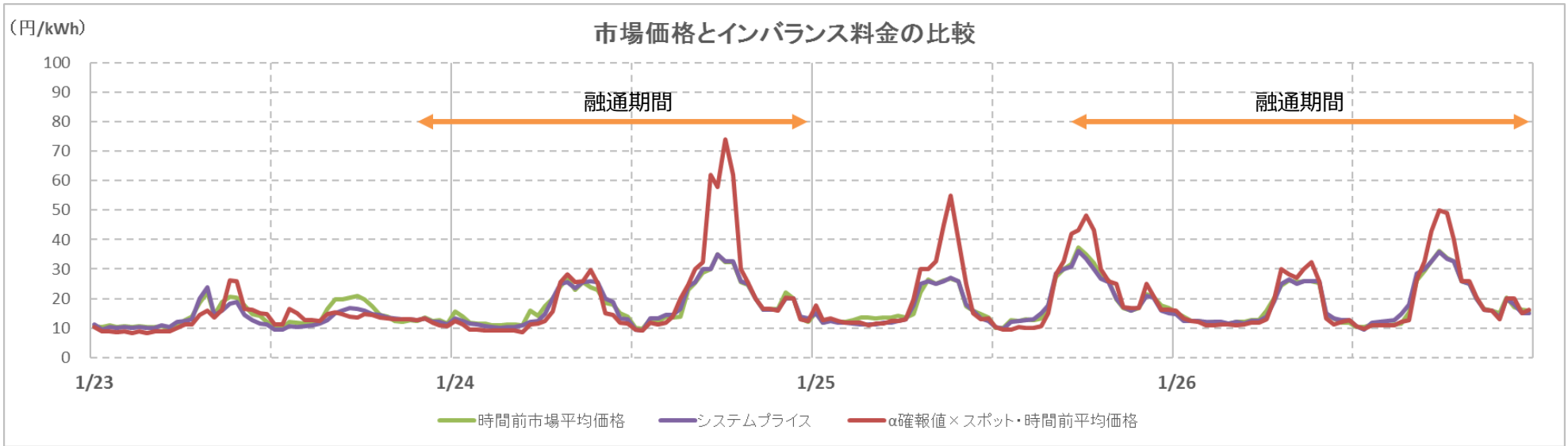
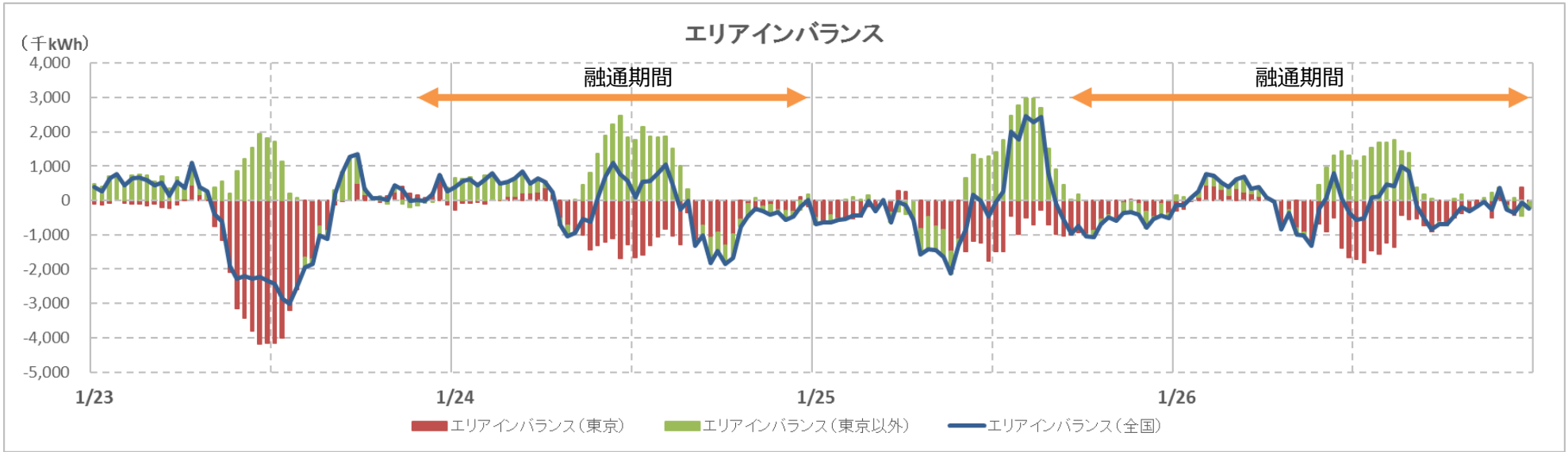


参考：1月23日～26日の時間前市場の取引及び価格の状況



※ J E P X の公表情報等より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

参考：1月23日～26日のインバランス及び市場価格の状況



※ J E P Xの公表情報等より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

今回の分析からの示唆：電源Ⅰとしての揚水の活用のあり方

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

○電源Ⅰの長時間使用に伴う課題について

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

○電源Ⅰの揚水のポンプアップについて

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

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

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。

FIT制度下での再エネ予測変動分への対応

- 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。

FITインバランステ例制度の見直し

35

- 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、インバランリスクを負う「FITインバランステ例制度」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インバランステ例制度①が占める。
- FITインバランステ例制度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インバランステ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。