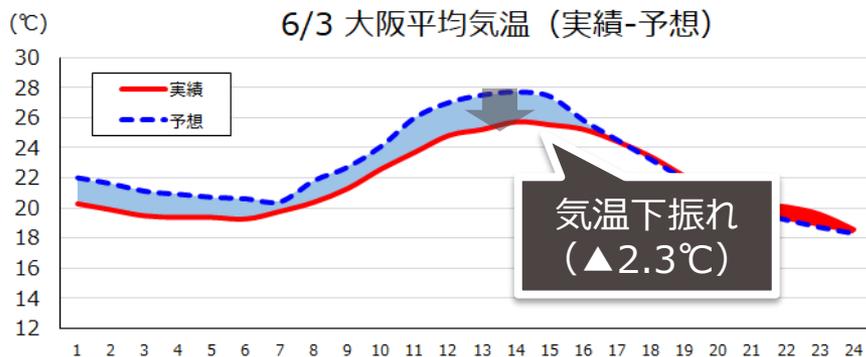
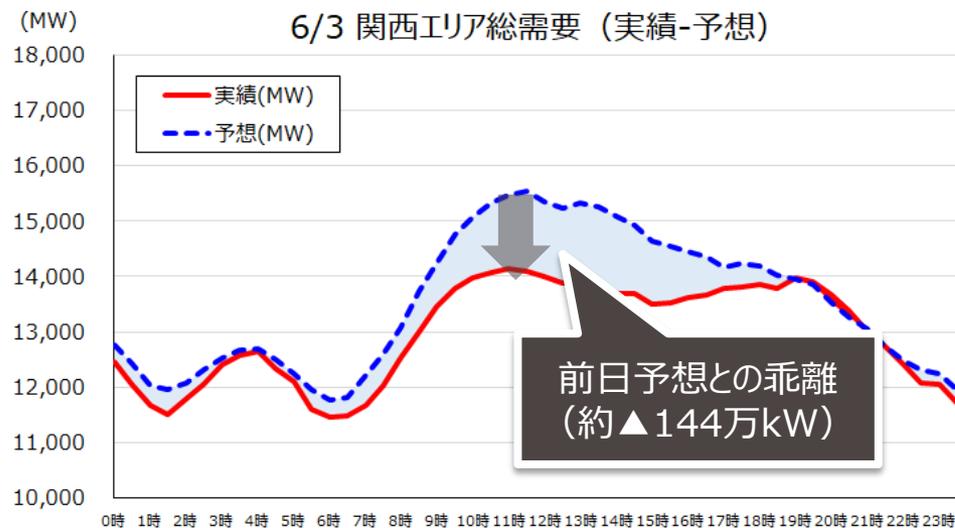


関西エリアにおける下げ代不足融通実施時の 状況について

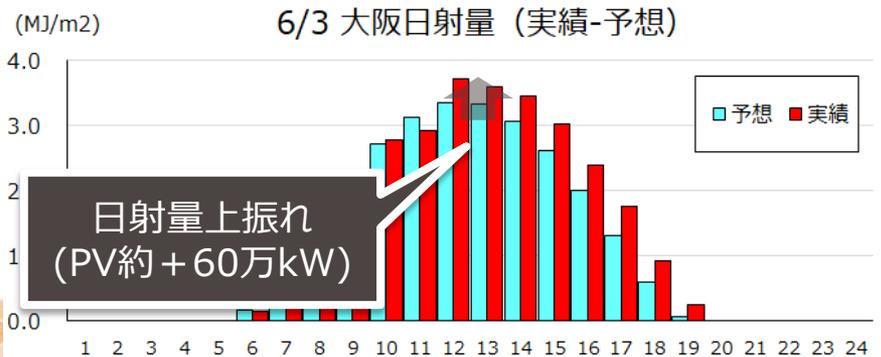
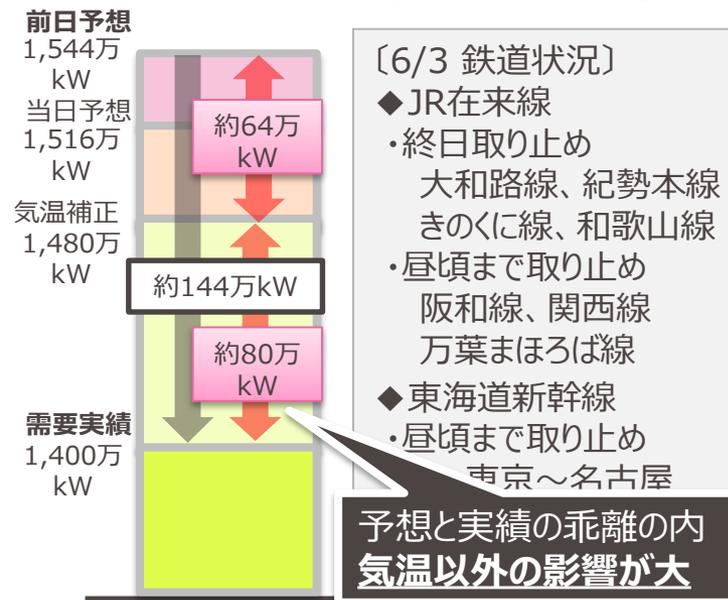
2023年 8月 3日
関西電力送配電株式会社

- 6月3日（土）は気温下振れや前日の豪雨、鉄道運休等の影響により、前日の予想需要と実績の乖離が大きいことに加え、日射量上振れによるPV出力の増加も重なり下げ代確保量が不足。
- この結果、広域機関に「下げ代不足融通」を要請し、最大61万kWの融通を実施した。

【 6/3 関西エリアの需要・気温・日射量の予測値および実績値 】



【 需要下振れの事後検証結果 】



■ 気温下振れ（2.3℃低）要因

衰退期にあった台風が予想よりも勢力を維持し、進行も早く進路も南よりとなったことから、北風が強まり寒気が引き込まれたことで、想定より気温上昇とならなかった。

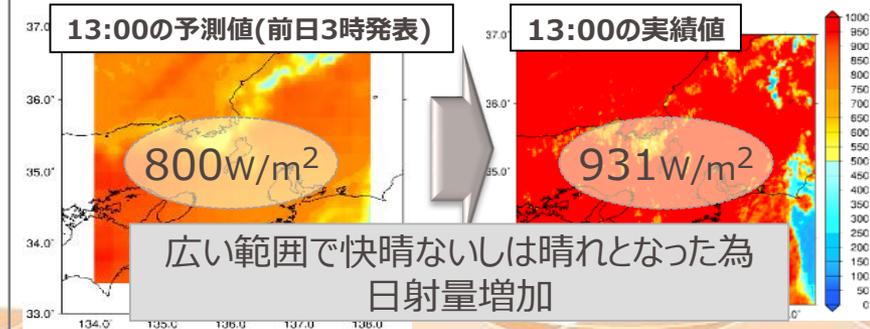
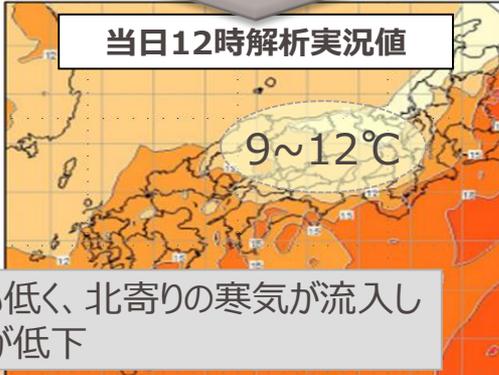
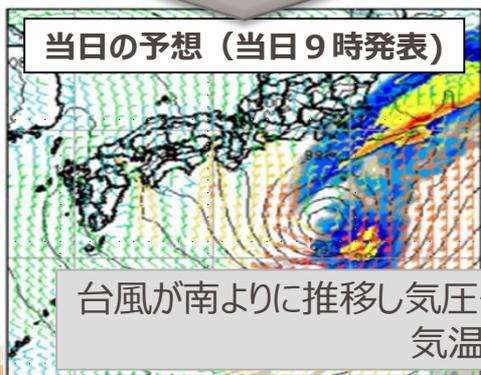
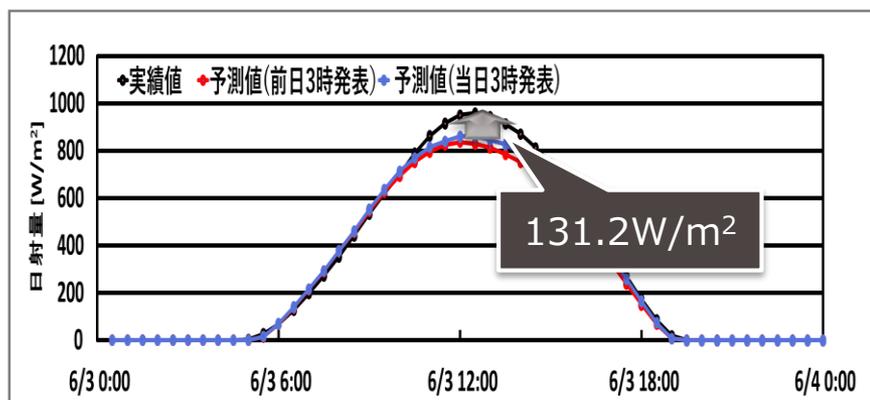
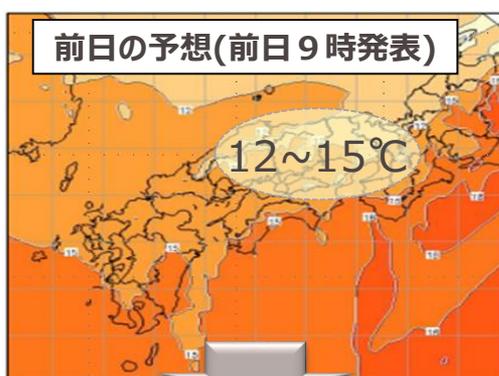
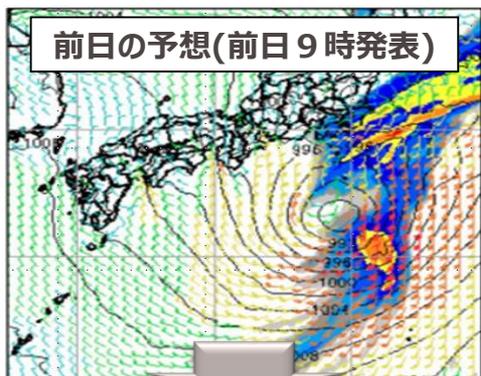
■ 日射量予測（PV出力）上振れ（131.2W/m²）要因

前日予想では快晴に至らず、広い範囲で晴れと想定。当日は台風や前線の影響が想定より小さく広い範囲で快晴ないしは晴れとなり、雲の発生域もごく一部の地域に限られたことからPV出力が過小予測となった。

【 台風2号進路 】

【 上空1,500mの気温場 】

【 前日3時発表の日射量予測値および実績値 】



台風が南よりに推移し気圧も低く、北寄りの寒気が流入し
気温が低下

■ 再エネ出力制御システムの状況

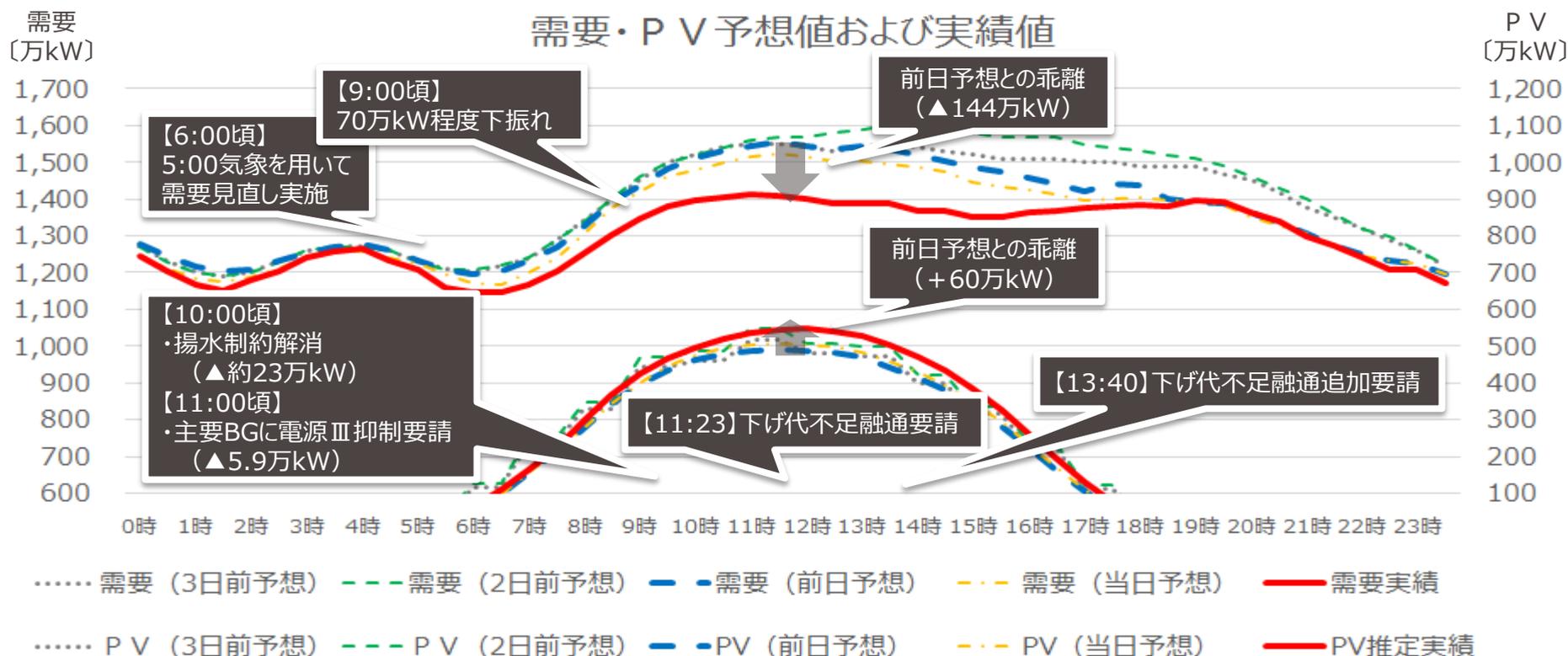
運開前（2023年10月予定）であり、当日のオンライン制御が行えず、オフライン指令による暫定運用中。

■ 下げ代余力の経過状況

前日予想では下げ調整力必要量を確保したうえで、過酷時間帯でも約20万kW下げ代余力があり、電源Ⅲ・再エネ抑制指示なし。

当日は、6時断面で需要見直しを実施したものの9時以降需要が下振れ。

揚水運転制約解消や電源Ⅲ抑制による下げ代（約29万kW）確保に努めたものの 11時23分 および 13時40分 広域機関へ下げ代不足融通の要請を行い、最大61万kWの融通となった。



<参考> 関西エリアにおける下げ代不足融通実施時（6/3）の状況【運用面】 5

■ 当日の時系列

※中西各社とは随時、下げ代不足状況を共有しながら対応

- 9:00～ 需要下振れ傾向、PV概ね予想通り。想定リスク内に収まり、下げ代必要量(需要×2%)確保可能と判断
- 9:55～ 喜撰山P/S 台風接近に伴うダム予備放流に伴う運転制約（約23万kW）作業終了
- 9:57～ 喜撰山P/S 作業終了により下げ代増加するものの、需要下振れ、PV上振れ傾向が継続しており、下げ代必要量を下回る可能性に備え、A社BGへ電源Ⅲ抑制可能量の事前確認実施
- 10:30 需要下振れ、PV上振れ継続により、**下げ代確保量が下げ代必要量と同等**となり、需要・PVの伸びを注視
- 10:55 需要伸びが鈍化し、下げ代必要量確保が困難と判断しA社BGへ電源Ⅲ抑制要請（結果、水力1箇所が抑制可能 11:00–15:00抑制実施（5.9万kW））
- 11:04 B社BGへ電源Ⅲ抑制を要請 ⇒ 抑制不可
- 11:06 C社BGへ電源Ⅲ抑制を要請 ⇒ 抑制不可
- 11:17 広域機関に下げ代不足融通可能性ありを連絡
- 11:23 **広域機関に下げ代不足融通要請（1回目）**
- 11:40 広域機関から東京電力パワーグリッドに受電の指示 → ①
- 12:07 広域機関から東京電力パワーグリッドおよび北陸電力送配電に受電の指示 → ②
- 13:40 **広域機関に下げ代不足融通要請（2回目）**
- 14:00 広域機関から東京電力パワーグリッドに受電の指示 → ③
- 14:13 広域機関から東京電力パワーグリッドに受電の指示 → ④
- 14:20 電源Ⅲ抑制を延長依頼（水力1箇所 15:00–16:00抑制実施（5.9万kW））
- 14:38 広域機関から東京電力パワーグリッドに受電の指示 → ⑤

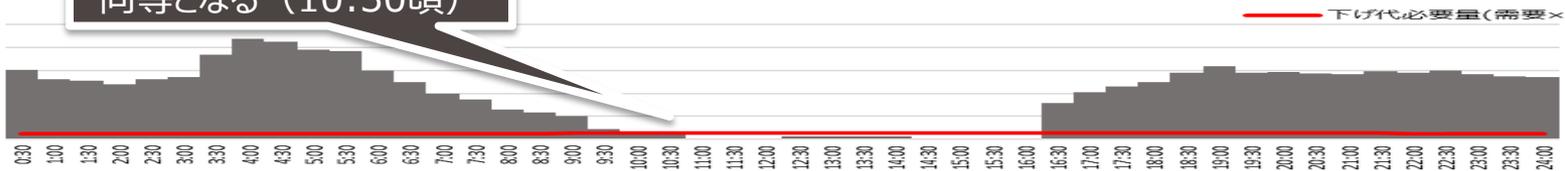
対象時間帯	①12:00 -12:30	②12:30 -15:00	③14:30 -15:00	④15:00 -15:30	⑤15:30 -16:00
関西からの送電	50万kW	最大50万kW	11万kW	60万kW	7.8万kW
東京受電	50万kW	最大49万kW	11万kW	60万kW	7.8万kW
北陸受電		最大 5万kW	-	-	

〔MW〕
5,000
4,000
3,000
2,000
1,000
0

確保量が下げ代必要量と同等となる（10:30頃）

下げ代確保量

■ 下げ代確保量
— 下げ代必要量(需要×2%)



■ 発電機稼働状況

石炭発熱に伴うサイロ消費促進制約により抑制できない火力あり。揚水については作業・洪水制約機以外は最大限活用。電源Ⅲ火力・バイオマスについては合意した最低出力付近で稼働。

12:00～12:30断面

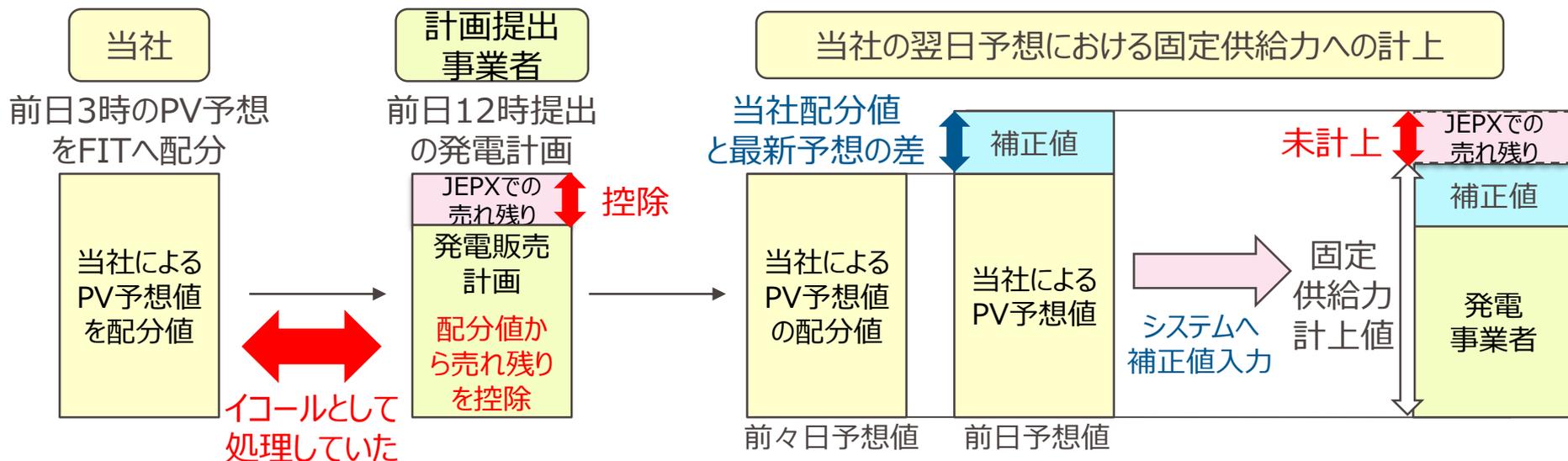
	燃料	発電所	最低出力①	実績②	差異（②-①）	差異理由
電源Ⅰ・Ⅱ火力	石炭	舞鶴2G	25.2	85.8	60.6	石炭サイロ消費促進制約(抑制不可) (6/1~6/18)
	LNG	姫二1G	(※1) 30.6	17.6	▲13.0	周波数調整に伴う出力抑制
	LNG	姫二3G	(※1) 30.6	17.8	▲12.8	周波数調整に伴う出力抑制
	LNG	南港2G	8.5	8.5	0	
合計			94.9	129.7	34.8	※1:LFC 2%確保後最低出力

	発電所	号機	揚水動力①	実績②	差異（②-①）	差異理由
揚水発電	大河内	1 2 3 4	▲96.9	▲97.6	▲0.7	重心水位出力換算誤差
	奥多々良木	1 2 4 5 6	▲72.6	▲74.1	▲1.5	重心水位出力換算誤差
	喜撰山	1 2	▲23.2	▲9.7	13.5	上池水位上昇に伴う可能落ち
	奥吉野	1 2 3 4 5 6	▲80.4	▲76.7	3.7	重心水位出力換算誤差
合計		△ : 作業停止	▲273.1	(※2) ▲258.0	15.0	※2:端数による合計誤差

発電所（抑制可能箇所）	合意した最低出力	実績②	差異（②-①）	差異理由
電源Ⅲ火力	76.3	78.5	2.2	-
電源Ⅲ揚水	11.0	0	▲11.0	出水により揚水運用上限の可能性あり
バイオマス専燃電源	3.4	4.5	1.1	-
地域資源バイオ	0	0.1	0.1	-
合計	90.7	83.1	▲7.6	

■ FIT特例①スポット未約定分の反映不備について

- ・2020.4月FIT特例①の運用変更に伴い、前日朝6時のFIT特例①の再通知以降、発電契約者は販売計画を超過する分をスポット市場に入札し、売れ残り分を控除した値で発電計画を提出するように変更された。
- ・一送は発電契約者が提出する発電計画以外の売れ残り分も含めて供給力とする必要があるが売れ残り分を計上していなかったため、前日時点では太陽光供給力を小さく見積もっていた（約30万kW）ことが検証において見つかった。（売れ残り分を計上できるように対応済）



■ FIT特例①スポット未約定分の下げ代確保量への影響

ただしく計上していれば、前日は下げ代が10万kW程度不足予想、当日は下げ代充足予想となっていた。

6月3日（土）12:00～12:30		前日夕方想定	当日朝想定	実需給 (下げ代不足融通要請前)	備考（前日想定と実需給との比較等）
①需要		1,544.2	1,515.8	1,399.8	約140万kW下振れ(過去3か年の6月実績中最大)
供給力	原子力	487.9	487.9	491.3	
	②火力（調整電源）	194.4	161.4	129.7	
	火力ほか（電源Ⅲ）	105.3	105.2	106.3	
	水力	225.5	159.4	166.1	
	太陽光	488.3	503.7	546.9	約60万kW上振れ(過去3か年の6月実績中最大)
	(X) 太陽光（計上漏れの分）	▲29.4	▲29.4	※-	※当日は発電計画ではなく予測値そのものを採用
	風力	11.5	11.5	11.7	
	連系線	236.0	273.8	254.8	
	③需給調整市場約定分	※-	90.6	-	※需給調整市場約定データ取込前
	④供給力 小計	1,719.7	1,764.4	1706.8	
⑤揚水ポンプ量		177.4	249.8	258.0	
⑥余剰（①+⑤-④）		-	-	※▲49.0	※余剰の場合に負で表記
(a)火力最低		137.0	129.2	129.2	
(b)揚水ポンプ可能		249.8	249.8	※272.8	※実需給断面で喜撰山1台分洪水制約解消（約23万kW）
火力下げ代（A=②-(a)）		57.4	32.2	0.5	
揚水ポンプ余力（B=(b)-⑤）		72.4	0.0	14.8	
下げ調整力確保量（A+B+③+⑥+(X)）		129.8→100.4	122.8→93.4	▲33.7	
下げ調整力必要量		111.3	※67.5	28.1	LFC（需要2%）+最大残余需要誤差 ※ 前日同時間帯必要量 - （需要減少量+太陽光増加）
下げ調整力余力		18.5（当日の判断） →▲10.9（修正後）	55.3（当日の判断） →25.9（修正後）	▲61.8	単位は万kW 過酷時間帯は前日夕方・当日朝・実需給とも12:00～12:30

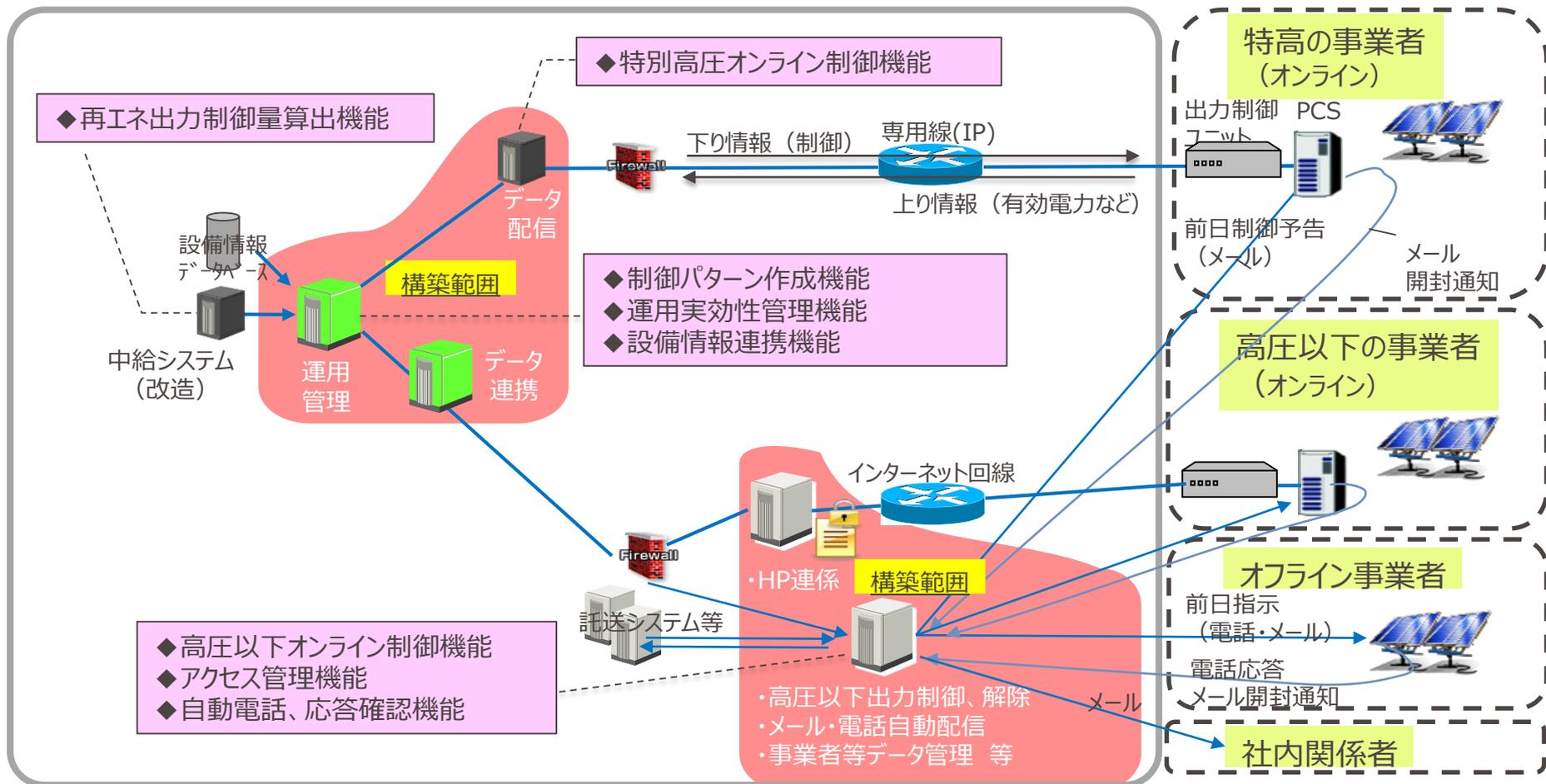
■ 運用方法の再確認・改善

- ・今後も引き続き、舞鶴発電所ではサイロ内や次回荷役予定の石炭の状態およびその他懸念事項を踏まえ、安全上リスクが懸念され燃料制約（抑制不可）を行わざるを得ない場合を除き、下げ調整力として活用出来るよう体制を再確認した。
- ・電源Ⅲおよびオフライン太陽光・風力の当日抑制（前日指示なし）の実施について、今後協議を行う。
- ・下げ代不足の可能性のある時期の下げ代確保状況および対応方法についてエネ庁・広域機関への連絡体制、情報共有を実施。

■ 今後の課題および対応

- ・今回の事象を踏まえ、今後下げ代不足融通の運用方法（要請判断のタイミング、受電会社側の対応も考慮等）についてエネ庁・広域機関・協議会と連携し検討していく。
- ・2023年.10月以降は、再エネ出力制御システムが運開するため、下げ代不足融通に至る前にオンラインによる再エネ出力制御により対応。

■ 2023.10月運用に向け現地試験実施中。8月中旬より社内他システムとの連携など最終確認を予定。



スケジュール	2021	2022	2023	2024
再エネ出力制御システム構築	9月 (構築時期決定) 仕様検討	開発 工場試験	2023/10運用開始予定 現地試験	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者・中給との対向試験 (7~8月) オフライン発電事業者への連絡先確認 (8月) オンライン化工事依頼・回答受領 (8月) 未回答箇所への通知 (8月) 発電制御訓練 (9月)