

# 6/27~7/1の需給ひっ迫時の 揚水発電運用状況について

2022年8月30日

---

東京電力パワーグリッド株式会社

- 前回(第75回)の制度設計専門会合(2022年7月26日)にて、新インバランス料金の状況等の議題において、6/27~7/1の需給ひっ迫時の東京エリアの揚水発電の運用状況等についてご議論いただき、詳細な状況の確認の必要性についてご指摘いただいたところ。
- 今回、朝方の揚水ポンプアップが最も多かった6/29(水)の揚水発電の運用状況等について整理したため、ご確認いただきたい。

第75回制度設計専門会合(2022年7月26日)資料6抜粋

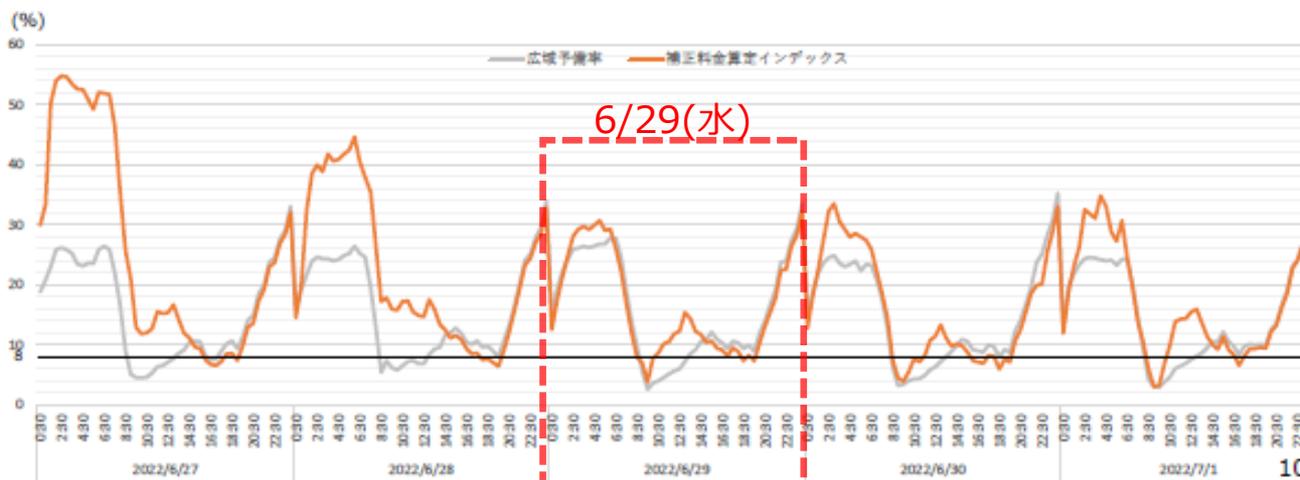
## 東京エリアの補正料金算定インデックスの推移

- 補正インバランス料金適用時の東京エリアの補正料金算定インデックスは下記のとおり。
- 6月29日から7月1日にかけて、補正料金算定インデックスはいずれも9:30頃に一番低くなる傾向にあった。

※補正料金算定インデックスと広域予備率は揚水や追加供給力の計上方法に違いはあるものの、概ね同様の推移を示している。一部の状況で数値に相違が見られるケースがあるが、これは揚水の供給力の計上方法や追加供給力の違い<sup>※2</sup>によるものであり、制度設計上も想定されていたもの。

※1) 補正料金算定インデックスと広域予備率はいずれもGC時点のもの

※2) 2024年度にはインバランス料金算定にあたっての補正料金算定インデックスを広域予備率と一本化することを目指すこととされている

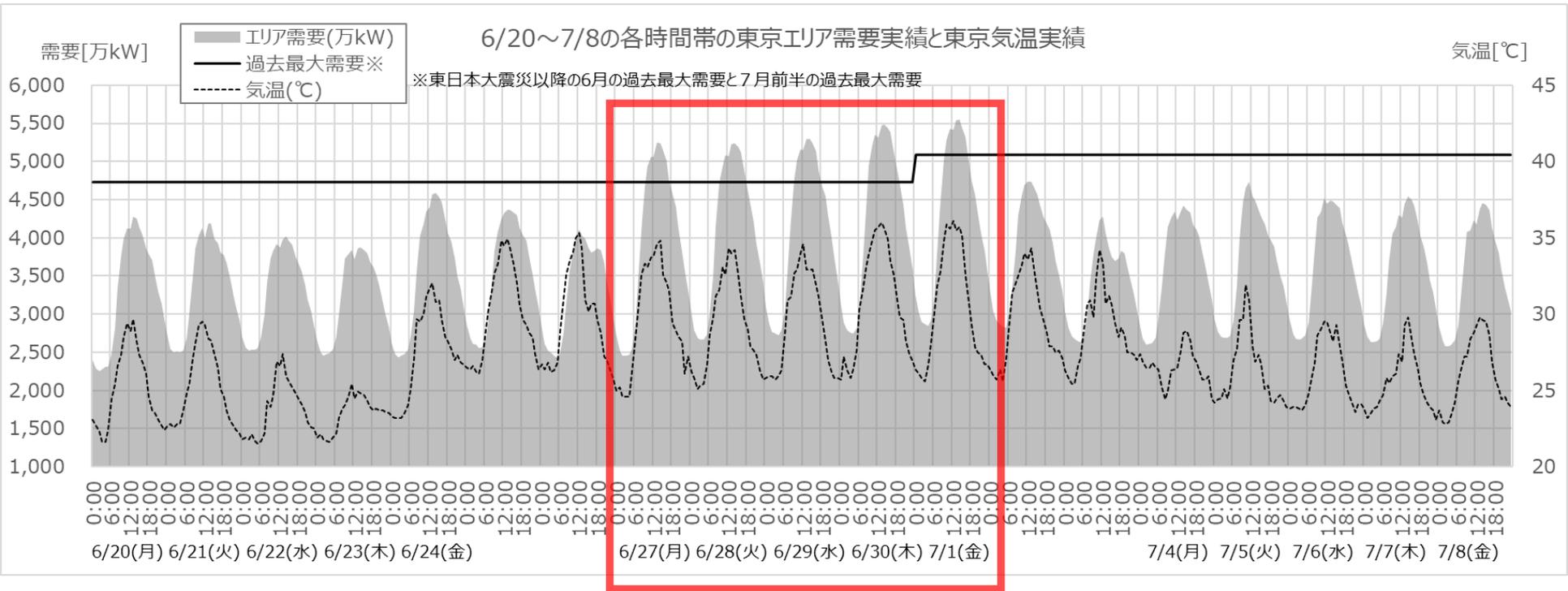


# 1. 6/27~7/1需給ひっ迫状況について

(第52回電力・ガス基本政策小委員会(2022年7月20日)資料4-1抜粋)

## 2. 揚水発電の運用状況等について

## 3. 今回の揚水発電の運用状況等を踏まえた課題



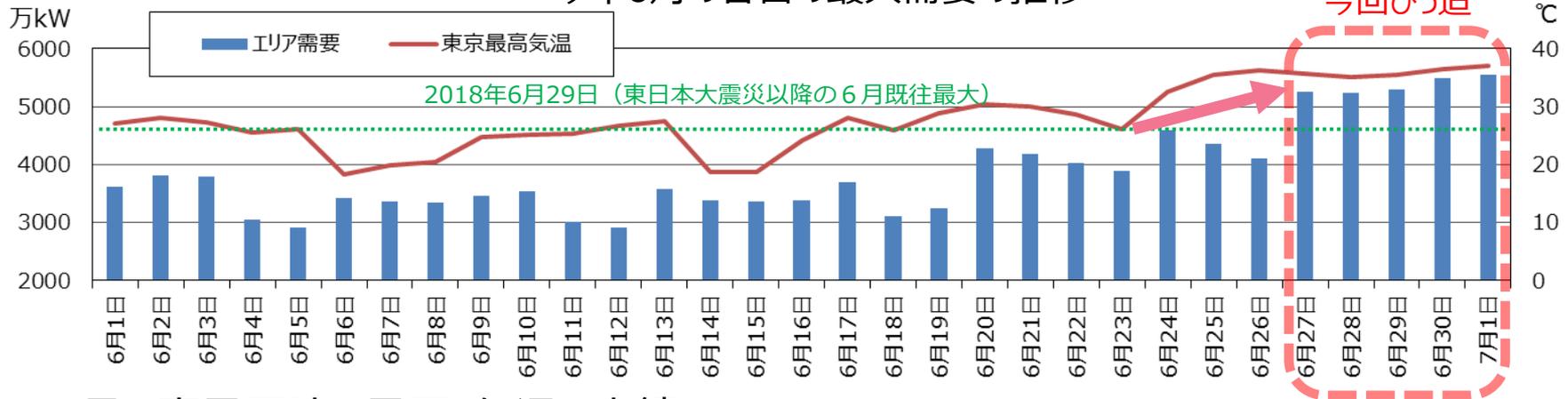
6/27~7/1需給ひっ迫



# 6/27～7/1の気温と需要の状況

- 関東甲信越地方は観測史上最速の6/27に梅雨明けし、記録的な猛暑となった。
- 6/27～7/1は、東日本大震災以降の6月最大需要4,727万kW(2018年6月29日実績)を510万kW～760万kW上回る需要が連日発生。(6/30は5,487万kW、翌7/1は更に59万kW高い5,546万kWを記録)

### 今年6月の各日の最大需要の推移



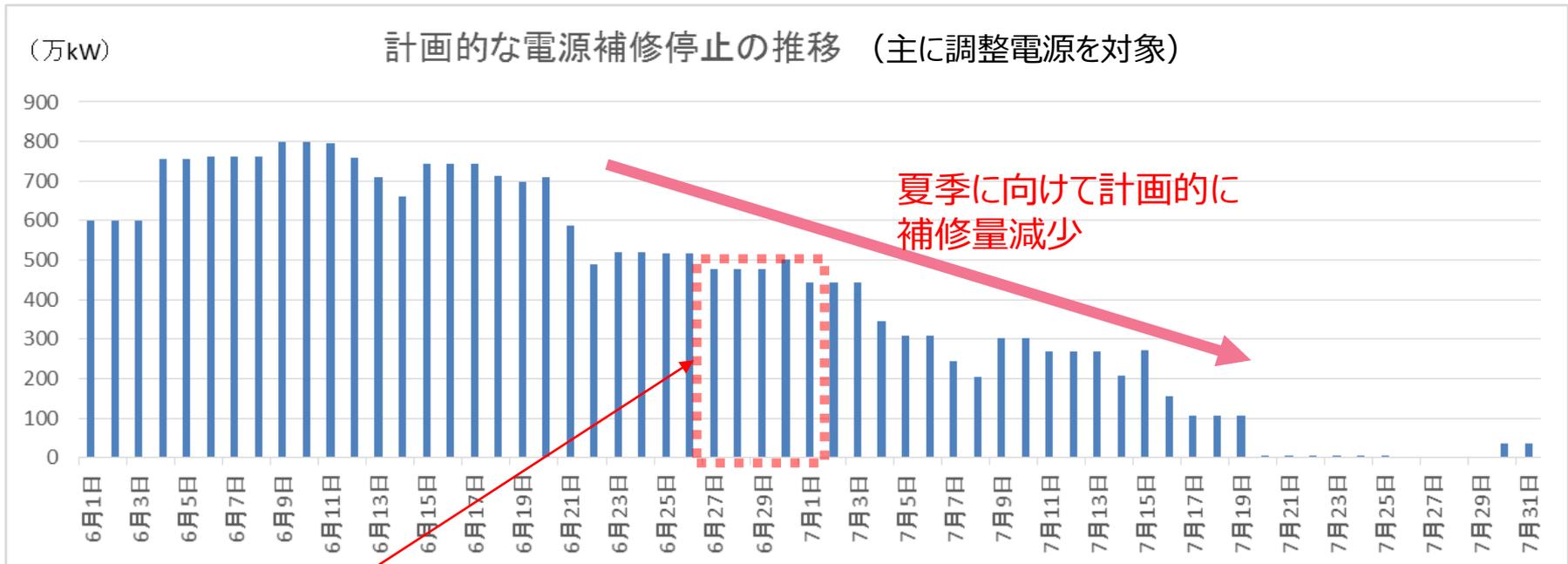
### 6月の高需要時の需要・気温の実績

順位	日付	最大需要		東京天気	
		時刻	万kW	最高気温 °C	平均気温 °C
1	2022年6月30日	14～15時	5,487	36.4	30.8
2	2022年6月29日	13～14時	5,296	35.4	29.4
3	2022年6月27日	13～14時	5,254	35.7	29.5
4	2022年6月28日	14～15時	5,238	35.1	29.2
5	2018年6月29日	14～15時	4,727	32.9	28.3

今回ひっ迫

# 6/27~7/1の電源等の補修停止

- 7月下旬~9月上旬の高需要期における供給力不足を回避するために、電源等は基本的に6月までに補修停止を実施している。6/27~7/1において補修停止中の電源等は500万kW程度であった（主に調整電源を対象に算定）。
- 今回、6/24(金)時点において、翌週の高需要の可能性を踏まえ、一部補修計画(100万kW程度)の見直し(延期)を実施。



6/27~7/1は  
500万kW程度の補修停止  
(当初計画は+100万kWであったが  
一部補修計画の見直しを実施)

今回需給ひっ迫  
(6/27~7/1)

夏季に向けて計画的に  
補修量減少

# 追加供給力対策

- 6/27～7/1の需給ひっ迫時の追加供給力対策として「電源Ⅰ' (6/30までは協力お願い)」、「電源Ⅱ増出力」、「自家発電増し」、「需給ひっ迫融通」、「供給電圧調整」を実施して、最大で約200万kWの供給力を追加確保。
- なお、自家発電増しは6/26(日)時点における翌日以降の需給ひっ迫を想定して、先行して実施判断。

	6/26	6/27	6/28	6/29	6/30	7/1
追加供給力確保量(16～17時)		217万kW	150万kW	201万kW	158万kW	166万kW
電源Ⅰ'発動 (ひっ迫見通し時点で供給力計上)		[協力なし] 15:00 → 18:00 (前日より計上)	15:00 → 18:00 (前日より計上)	15:00 → 18:00 (前日より計上)	15:00 → 18:00 (前日より計上)	15:00 → 18:00 (前日より計上)
電源Ⅱ増出力運転 (ひっ迫見通し時点で供給力計上)		9:30 → 22:00 (前日より計上)	(前日より計上)	(前日より計上)	(前日より計上)	(前日より計上)
自家発電増し要請 (要請実施後、供給力計上)	11:00判断 ○	8:00 → 22:00 (前日より計上)	(前日より計上)	(前日より計上)	(前日より計上)	(前日より計上)
需給ひっ迫融通受電 (融通指示後、供給力計上)		10:30 → 24:00 (当日計上)	15:00 → 22:00 (当日計上)	2:00 → 24:00 (当日計上)	7:00 → 24:00 (当日計上)	9:00 → 16:30 14:00 → 17:00 (当日計上)
50Hz・60Hz両用機切替 (切替指示後、供給力計上)		14:35 → 19:46 (当日計上)		15:17 → 17:33 (当日計上)		
供給電圧調整 (要請受領後、供給力計上)		11:15 → 23:25 (当日計上)	(当日計上)	(当日計上)	(当日計上)	9:00 → 19:30 (当日計上)



# 6/27~7/1需給状況について（最小予備率時）

- 高気温に伴い、需要が大幅に増加し、需給ひっ迫となったものの、火力増出力運転等の追加供給力対策を実施、および需給ひっ迫準備情報の発出や需給ひっ迫注意報の発令等により、安定供給を維持。

		6/27(月)	6/28(火)	6/29(水)	6/30(木)	7/1(金)
対象時刻(最小予備率時)		16~17時	16~17時	16~17時	16~17時	16~17時
前日 想定 ※1	東京想定気温	32.0℃	32.3℃	33.6℃	34.2℃	34.0℃
	需要	5,093万kW	5,065万kW	5,282万kW	5,453万kW	5,271万kW
	供給力	5,220万kW	5,099万kW	5,369万kW	5,530万kW	5,605万kW
	エリア予備率※3	2.5%	0.7%	1.6%	1.4%	6.3%
当日朝 想定 ※2	東京想定気温	33.1℃	32.7℃	33.6℃	34.3℃	33.9℃
	需要	5,193万kW	5,079万kW	5,363万kW	5,414万kW	5,425万kW
	供給力	5,205万kW	5,243万kW	5,461万kW	5,562万kW	5,588万kW
	エリア予備率※3	0.2%	3.2%	1.8%	2.7%	3.0%
実績	東京実績気温	32.6℃	32.6℃	32.9℃	34.9℃	35.1℃
	需要	5,012万kW	5,122万kW	5,142万kW	5,383万kW	5,315万kW
	供給力	5,452万kW	5,539万kW	5,623万kW	5,729万kW	5,713万kW
	エリア予備率※4	8.8%	8.1%	9.4%	6.4%	7.5%
追加供給力対策		217万kW ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・(ひっ迫融通) ・供給電圧調整	150万kW ・電源I'発動 ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・(ひっ迫融通) ・供給電圧調整	201万kW ・電源I'発動 ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・(ひっ迫融通) ・供給電圧調整	158万kW ・電源I'発動 ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・(ひっ迫融通) ・供給電圧調整	166万kW ・電源I'発動 ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・(ひっ迫融通) ・供給電圧調整
需給 ひっ迫	準備情報	前々日発出 ●	前々日発出 ●	○	○	○
	注意報	前日発出 ○	○	○	○	○

※1 前日14時頃時点の想定 ※2 当日9時頃時点の想定 ※3 需給ひっ迫融通を含まない予備率 ※4 16-17時の実績(予備率最小とは限らない)



## 【参考】6/27～7/1需給状況について（最大需要時）

		6/27(月)	6/28(火)	6/29(水)	6/30(木)	7/1(金)
対象時刻(最大時)		13～14時	14～15時	13～14時	14～15時	14～15時
前日 想定 ※1	東京想定最高気温	34.5℃	34.0℃	35.0℃	36.0℃	36.0℃
	需要	5,212万kW	5,262万kW	5,411万kW	5,619万kW	5,480万kW
	供給力	5,521万kW	5,532万kW	5,545万kW	5,810万kW	5,894万kW
	エリア予備率※3	5.9%	5.1%	2.4%	3.4%	7.5%
当日朝 想定 ※2	東京想定最高気温	34.5℃	34.0℃	35.0℃	36.0℃	36.0℃
	需要	5,250万kW	5,224万kW	5,499万kW	5,615万kW	5,591万kW
	供給力	5,483万kW	5,497万kW	5,697万kW	5,790万kW	5,726万kW
	エリア予備率※3	4.4%	5.2%	3.6%	3.1%	2.4%
実績	東京実績最高気温	35.7℃	35.1℃	35.4℃	36.4℃	37.0℃
	需要	5,254万kW	5,238万kW	5,296万kW	5,487万kW	5,546万kW
	供給力	5,630万kW	5,763万kW	5,775万kW	5,995万kW	6,073万kW
	エリア予備率	7.2%	10.8%	9.0%	9.3%	9.4%
追加供給力対策※4		124万kW ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・(ひっ迫融通) ・供給電圧調整	64万kW ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・供給電圧調整	183万kW ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・(ひっ迫融通) ・供給電圧調整	141万kW ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・(ひっ迫融通) ・供給電圧調整	66万kW ・火力増出力運転 ・自家発電き増し ・供給電圧調整
需給 ひっ迫	準備情報	前々日発出 ●	前々日発出 ●	前々日発出 ○	前々日発出 ○	前々日発出 ○
	注意報	前日発出 ○	前日発出 ○	前日発出 ○	前日発出 ○	—

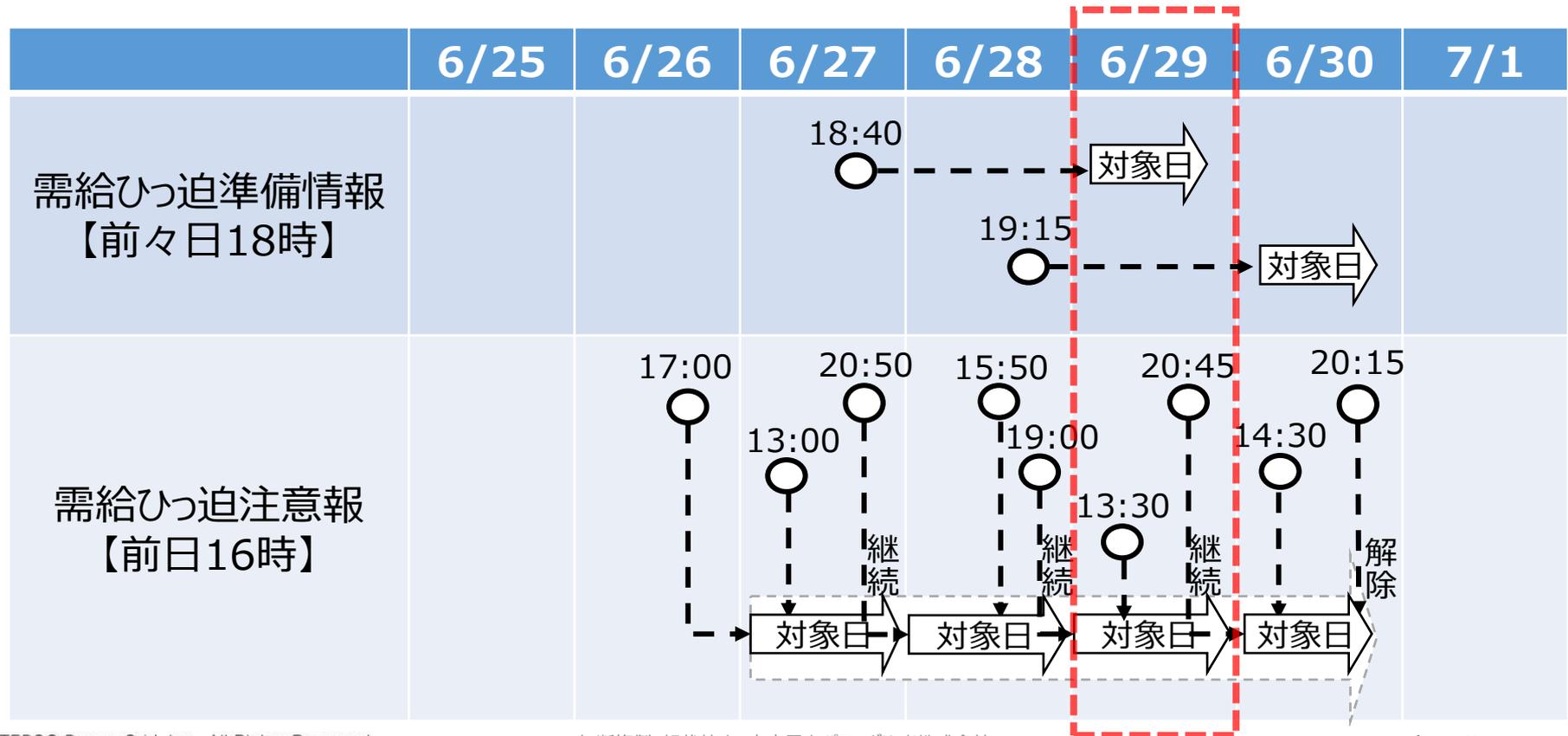
※1 前日14時頃時点の想定 ※2 当日9時頃時点の想定 ※3 需給ひっ迫融通を含まない予備率

※4 15時以降使用率ピーク見通しのため電源 I'、融通をこの時間帯実施なしの日がある



# 需給ひっ迫準備情報の発出・需給ひっ迫注意報の発令

- 6/29・6/30は前々日（6/27・6/28）に算定する翌々日の需給バランス評価の結果、エリア予備率5%未満となったことから、需給ひっ迫準備情報を発出。
- 6/27は、前日(6/26)に算定する翌日の需給バランス評価の結果、広域予備率5%未満となったことから、国と連携して需給ひっ迫注意報を発令し、その後の需給ひっ迫が継続したことから、注意報も継続し、6/30に解除。

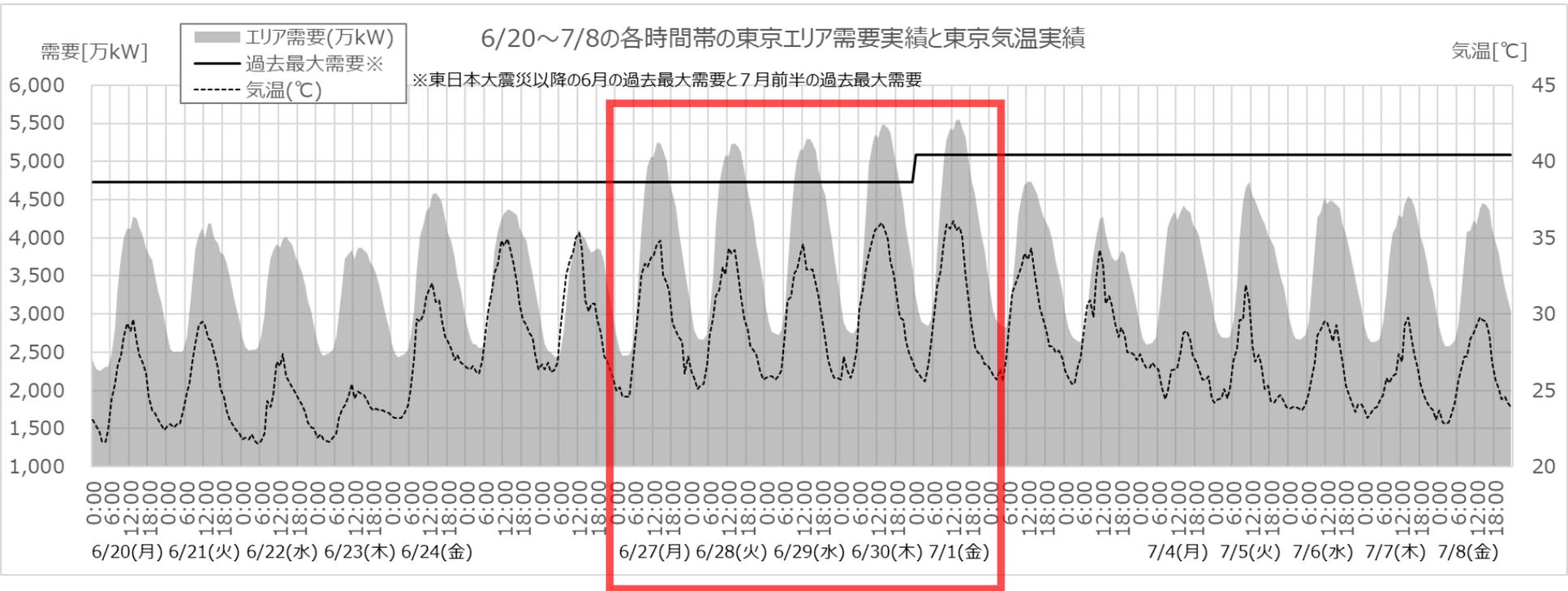


# 1. 6/27~7/1需給ひっ迫状況について

(第52回電力・ガス基本政策小委員会(2022年7月20日)資料4-1抜粋)

# 2. 揚水発電の運用状況等について

# 3. 今回の揚水発電の運用状況等を踏まえた課題



6/27~7/1需給ひっ迫

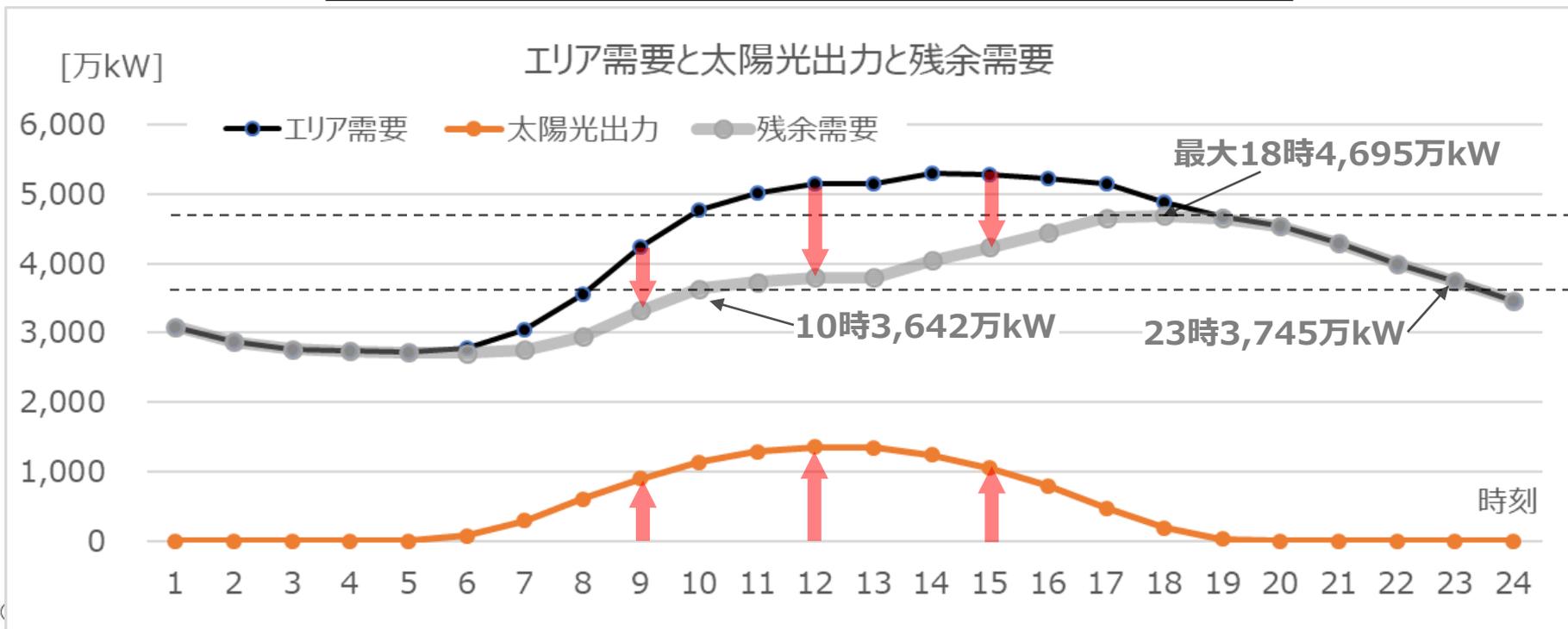


# 需要と太陽光出力の状況（残余需要）

- 今回、揚水発電の運用状況等を整理するにあたり、揚水発電のような電源Ⅰ・Ⅱ等の調整電源にて対応すべき需給状況を確認するために、残余需要に着目した。
- 残余需要とは、「需要電力から、太陽光発電及び風力発電の出力を控除した需要」※であり、6/29(水)の残余需要の最大値は4,695万kWとなる。
- また、朝方は需要増加に対して太陽光出力の増加も大きく、残余需要は10時で3,642万kWであり、23時の3,745万kWよりも100万kW程度小さい。

※出所「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集」より一部省略

$$\text{（残余需要）} = \text{（エリア需要）} - \text{（再エネ(太陽光)出力）}$$



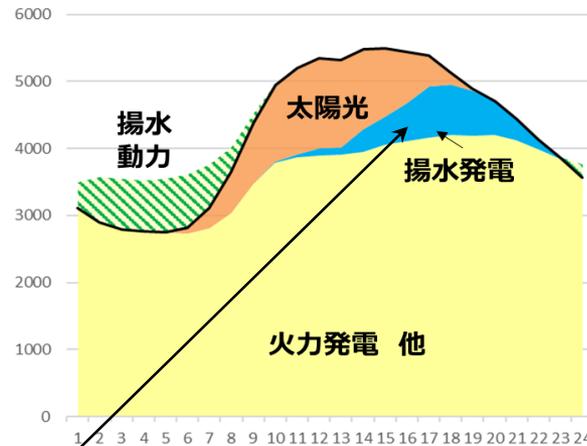
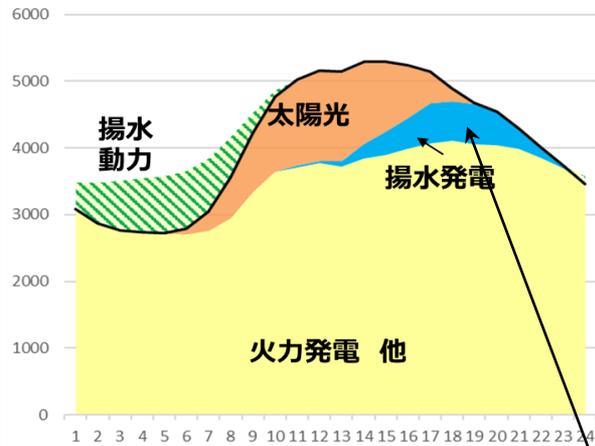
# 夏季と冬季の需要カーブ・供給力カーブ

- 冬季については、高需要時に太陽光出力が小さく、揚水発電が朝方から夜遅くまで長時間運転することにより、揚発上池貯水量が枯渇するリスクが高い。これに対して、夏季については、需要増加時には太陽光出力が増加し、揚水発電量は一定程度に抑えられることが期待される。
- 他方で、夏季においても猛暑高需要となる場合は、火力発電等の供給力が一定程度確保できないと、揚水発電量が増加し、更に連続して高気温・高需要となることにより、揚発上池貯水量が枯渇するリスクが生じる。

## <夏季の需要・供給力カーブ>

2022.6.29(水) 夏季需給ひっ迫  
最大需要: 5,296万kW

2022.6.30(木) 猛暑需給ひっ迫  
最大需要: 5,487万kW

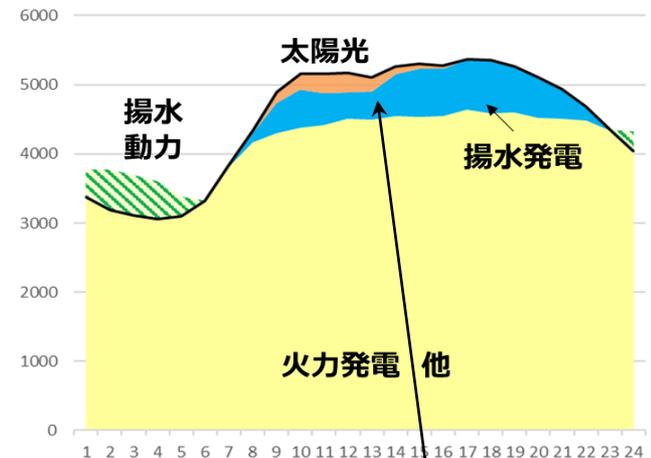


- 高需要になると揚水発電量が増加
- 高需要が連続すると、揚発上池貯水量枯渇リスクあり

## 【参考】

## <冬季の需要・供給力カーブ>

2022.1.6(木) 冬季最大  
最大需要: 5,374万kW

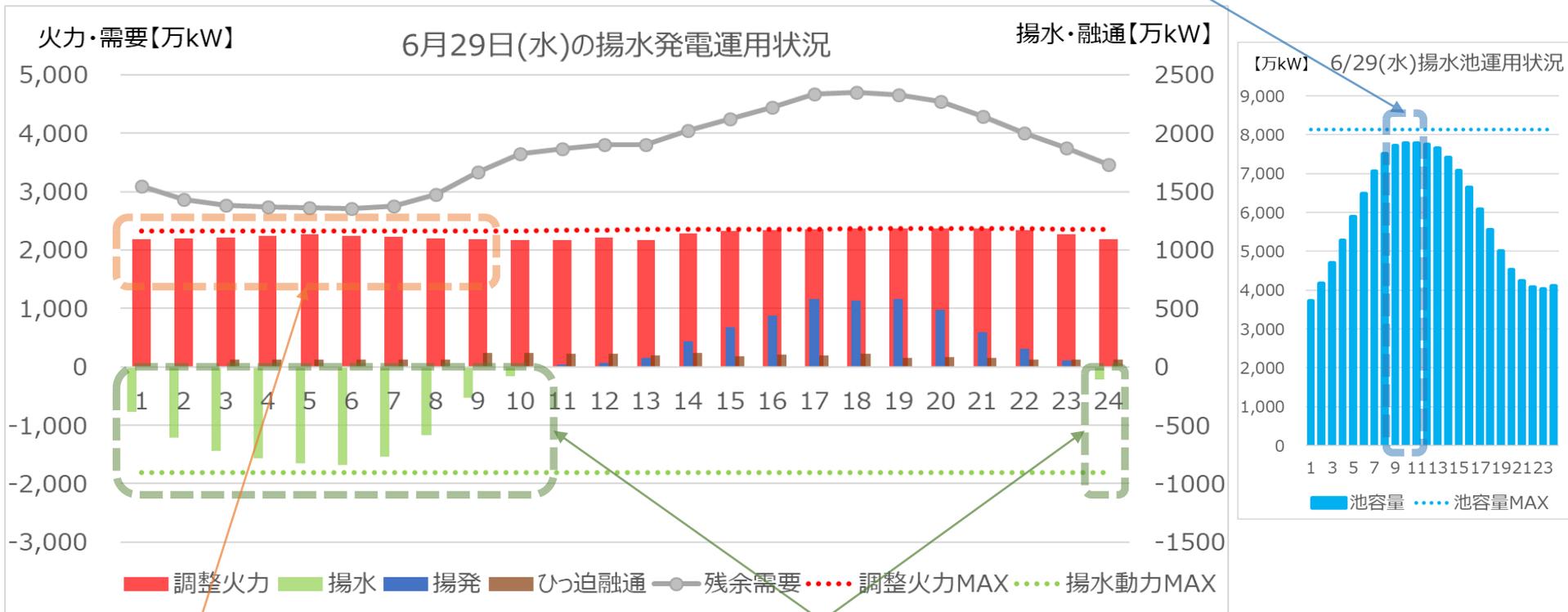


- 揚発の運転時間が長く、揚発上池貯水量枯渇リスクあり

# 揚水発電等の運用状況

- 6/29(水)以降も高需要継続が想定されたことから、6/29(水)朝方において揚発上池貯水量を極力満水位に近づける必要があった。
- そして、夜間を通して調整火力電源を高出力運転とし、更に需給ひっ迫融通を受電することにより確保した供給余力によって、残余需要の低い10時まで揚水ポンプアップを最大限実施することで、揚発上池貯水量上限の96%程度まで貯水することができた。

## 揚発上池貯水量:8時92%程度、10時96%程度



**調整火力電源を高出力**

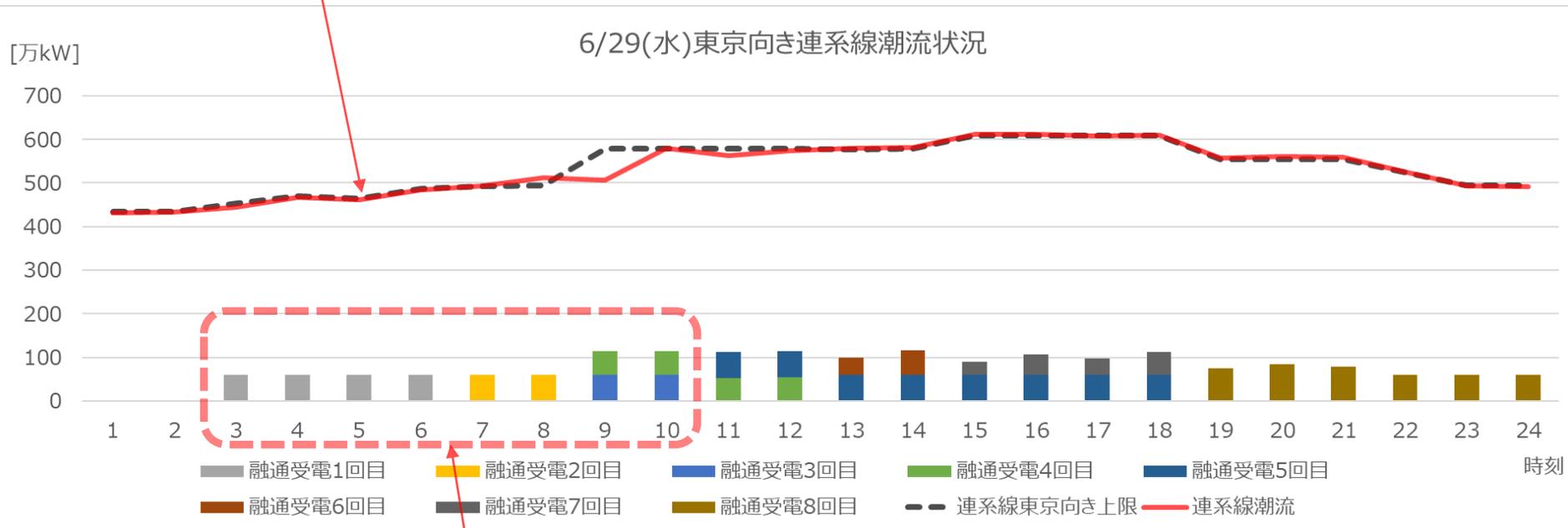
**揚水ポンプアップを夜間～10時まで最大限実施**



# 【参考】揚水ポンプアップ原資の市場調達・需給ひっ迫融通受電後の連系線潮流状況

- エリア内の調整火力電源の余力のみでは6/29(水)朝方において揚発上池貯水量を満水位とすることが難しかったため、夜間の揚水ポンプアップ原資として、卸電力市場から約156万kWhを調達し、更に、需給ひっ迫融通の受電を申し入れた。
- 結果として、連系線の空容量の範囲で最大限の需給ひっ迫融通を送電いただき、6/29(水)2時～10時にて約590万kWhを受電した。

## 連系線の空容量の範囲で最大限受電



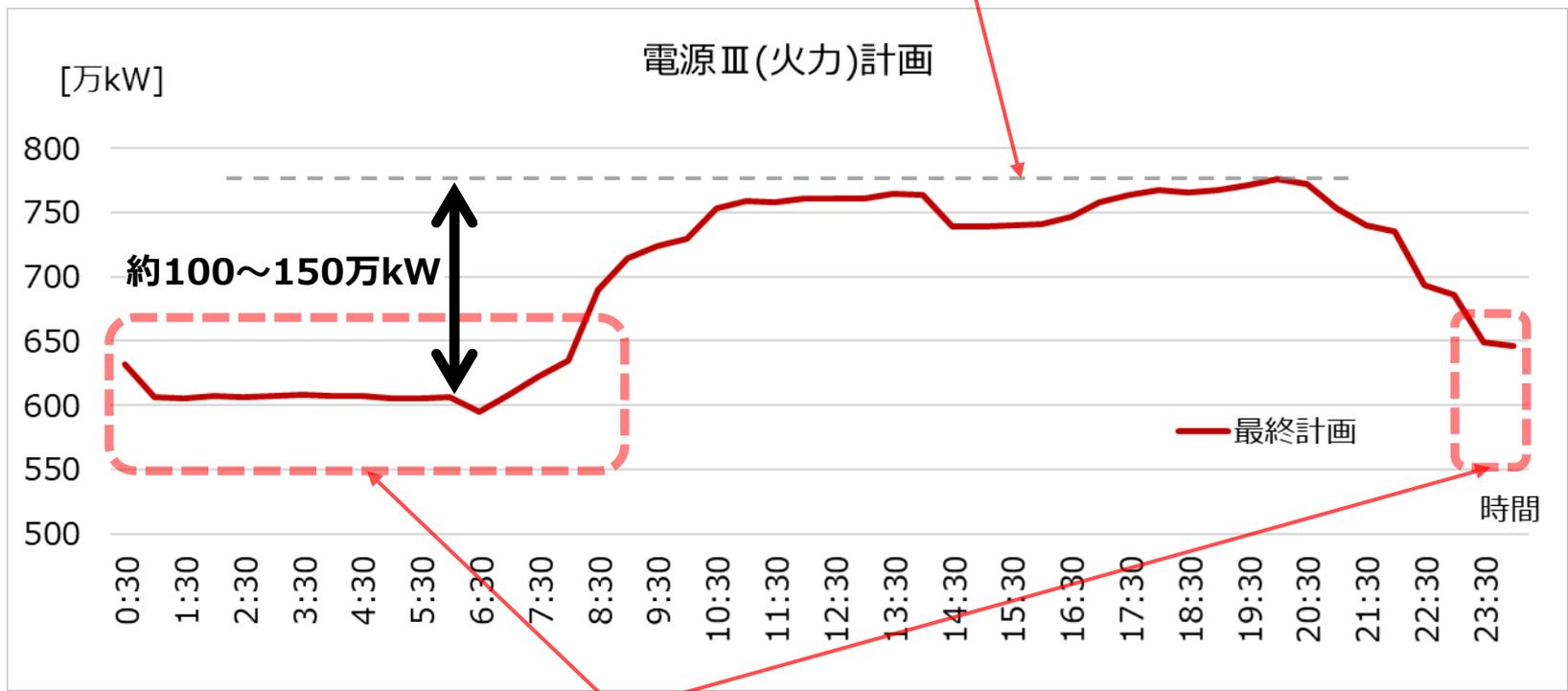
## 2時～10時にて約590万kWhの需給ひっ迫融通を受電



# 【参考】電源Ⅲ(火力)発電計画

- 6/29(水)の電源Ⅲ火力の発電計画については、ピーク時間帯(10時頃～20時頃)に対して、深夜帯(23時頃～8時頃)の計画値が約100～150万kW程度低い状況であった。
- 各電源の燃料事情などの影響もあると推察されるが、仮にこれらの電源をピーク時間帯並みに増出力することができた場合、更に約700～1000万kWh程度の揚水ポンプアップ原資を確保することができた可能性がある。

## ピーク時間帯の電源Ⅲ(火力)計画値



**ピーク時間帯に対して深夜帯の電源Ⅲ(火力)計画値が約100～150万kW程度低下**

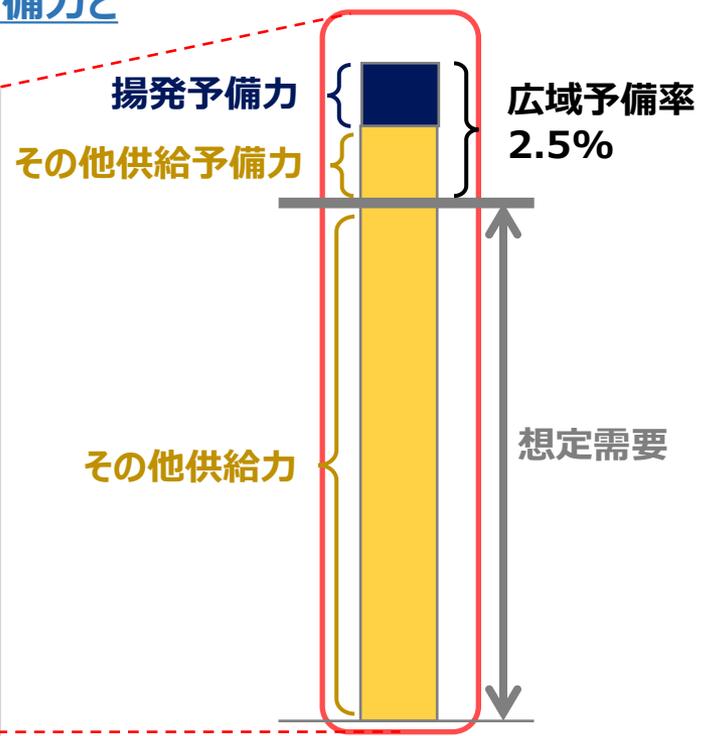
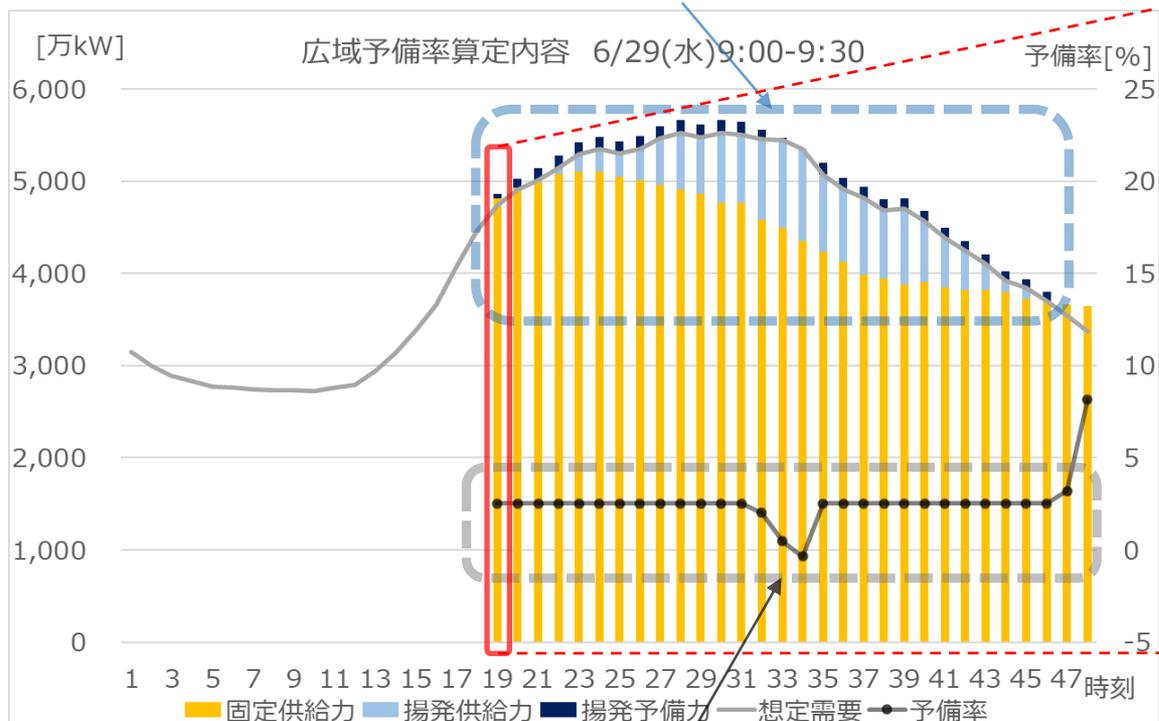


# 広域予備率算定状況 (9時~9時30分(19コマ)GC時点)

- 広域予備率算定では、予備率一定となるように揚発予備力を各時間帯に配分した結果、9時~9時30分(19コマ)は揚発予備力とその他供給予備力で広域予備率が2.5%となった。
- また、朝方の揚水ポンプアップによって揚発上池貯水量が増加するため、揚発予備力が増加し、広域予備率を増加させることができた。なお、TSOによる揚水ポンプアップは調整力の発動であり、予備率算定には影響しない(TSOによる揚水ポンプアップは需要想定に計上されない)。

※32~34コマでは揚発供給力・揚発予備力は揚発設備定格まで計上

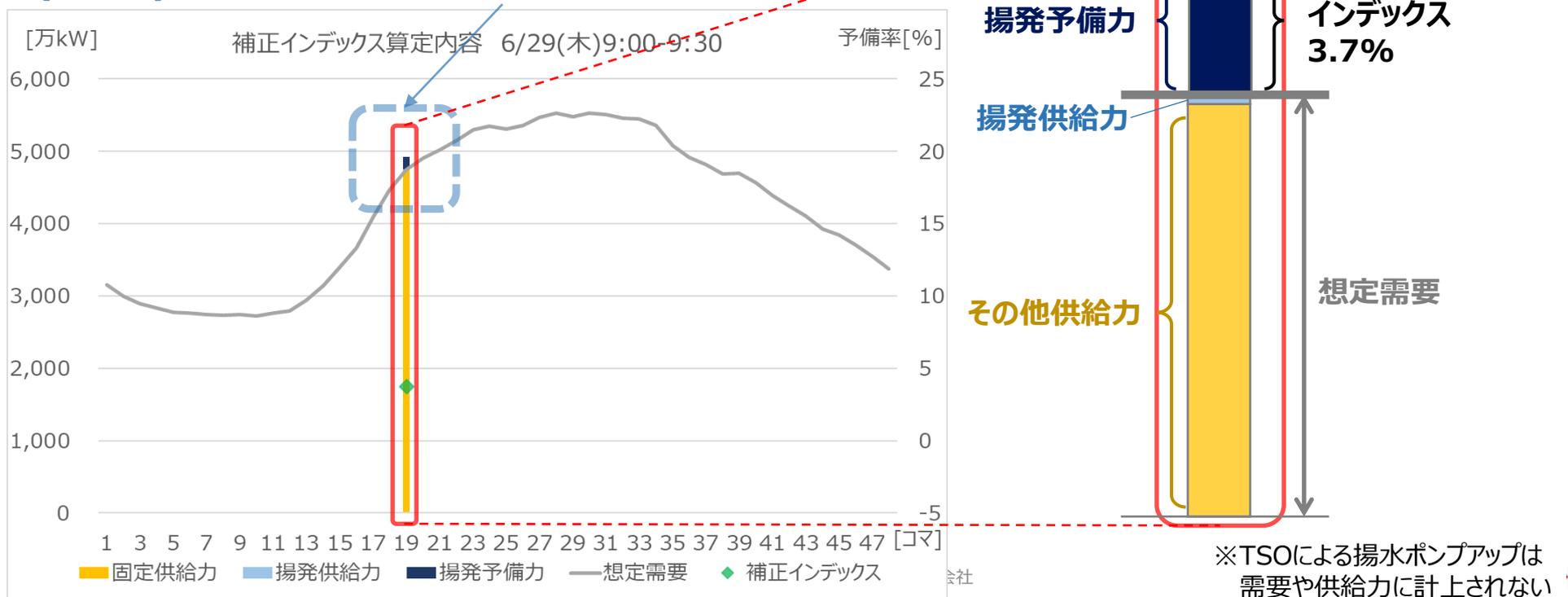
**広域予備率算定では、予備率一定となるように揚発予備力を各時間帯に配分した結果、9時~9時30分(19コマ)は揚発予備力とその他供給予備力で広域予備率は2.5%**



# 補正料金算定インデックス算定状況 (9時~9時30分(19コマ)GC時点) 17

- 補正料金算定インデックス算定では、調整力として活用できる揚発上池貯水量を3時間で使い切る揚発予備力として配分した結果、9時~9時30分の時間帯は揚発予備力で補正料金算定インデックスは3.7%となった。
- また、朝方の揚水ポンプアップによって揚発上池貯水量が増加するため、揚発予備力が増加し、補正料金算定インデックスを増加させることができた。なお、広域予備率算定と同様に、TSOによる揚水ポンプアップは調整力の発動であり、補正料金算定インデックス算定には影響しない(TSOによる揚水ポンプアップは需要想定に計上されない)。

**補正料金算定インデックス算定では、揚発上池貯水量を3時間で使い切る揚発予備力として配分した結果、9時~9時30分(19コマ)の補正料金算定インデックスは3.7%**



- 広域予備率算定と補正料金算定インデックス算定では、揚水発電の供給力計上内容(潜在計算内容)が異なる。具体的には、広域予備率算定では「予備率一定計算したもの」となるが、補正料金算定インデックス算定では、「当該コマで調整力として活用できる貯水量を3時間で除算したものに発電計画値を加算したもの」となる。
- また、自家発電増し等の追加供給力対策の考慮有無についても異なる。

## <広域予備率と補正料金算定インデックスの算定内容の主な違い>

項目		広域予備率	補正料金算定インデックス
揚水発電（潜在計算） （主に調整電源【電源Ⅰ・Ⅱ】 の揚水発電所）		予備率一定	[当該コマで調整力として活用できる貯水量] / 3 + 発電計画値（BGと共用の場合）
追加供給力対策	火力増出力等	火力増出力運転等を供給力に <u>計上する</u>	火力増出力運転等を供給力に <u>計上しない</u>

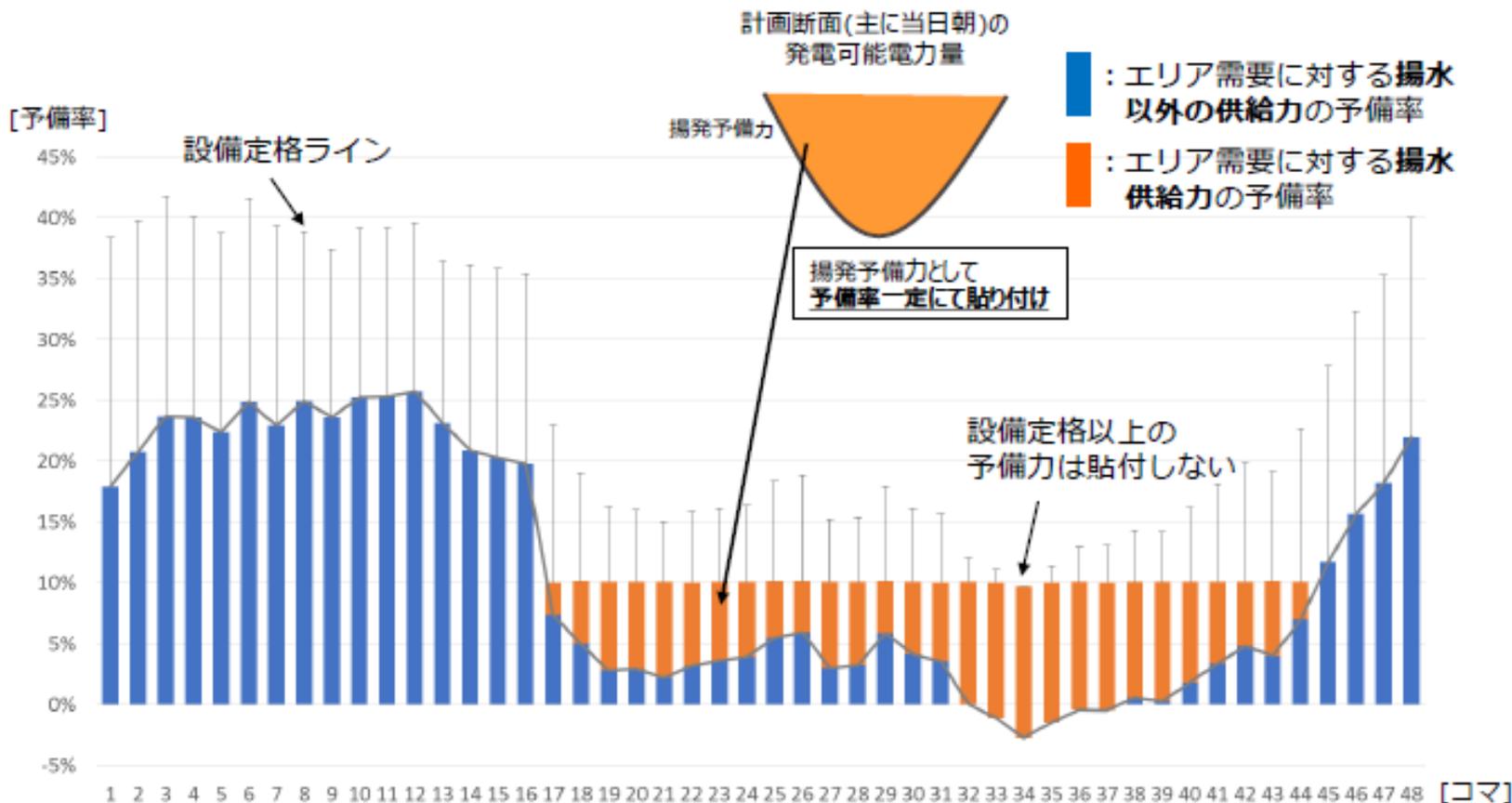


第47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年1月28日)資料 2 抜粋

## 予備率一定の潜在計算イメージ

29

- ①揚水以外の供給予備率を算出 (図中青色)
- ②仕上がりの予備率が一定になるように上池貯水残を配分する。図は、主に当日朝計画時点。



資料「インバランス料金制度等について」抜粋（電力・ガス取引監視等委員会事務局ネットワーク事業監視課、令和4年1月28日）

## 補正インバランス料金算定式に用いる「補正料金算定インデックス」（横軸）の算定方法

調整力の広域運用が行われるエリア（広域エリア）ごとに次式で算定する。

$$\text{補正料金算定インデックス} = \frac{\text{当該コマの広域エリア内の供給力} - \text{当該コマの広域エリア需要}^{\ast}}{\text{当該コマの広域エリア需要}^{\ast}}$$

※ エリア需要は、一般送配電事業者によるゲートクローズ時点での予測値を用いる。

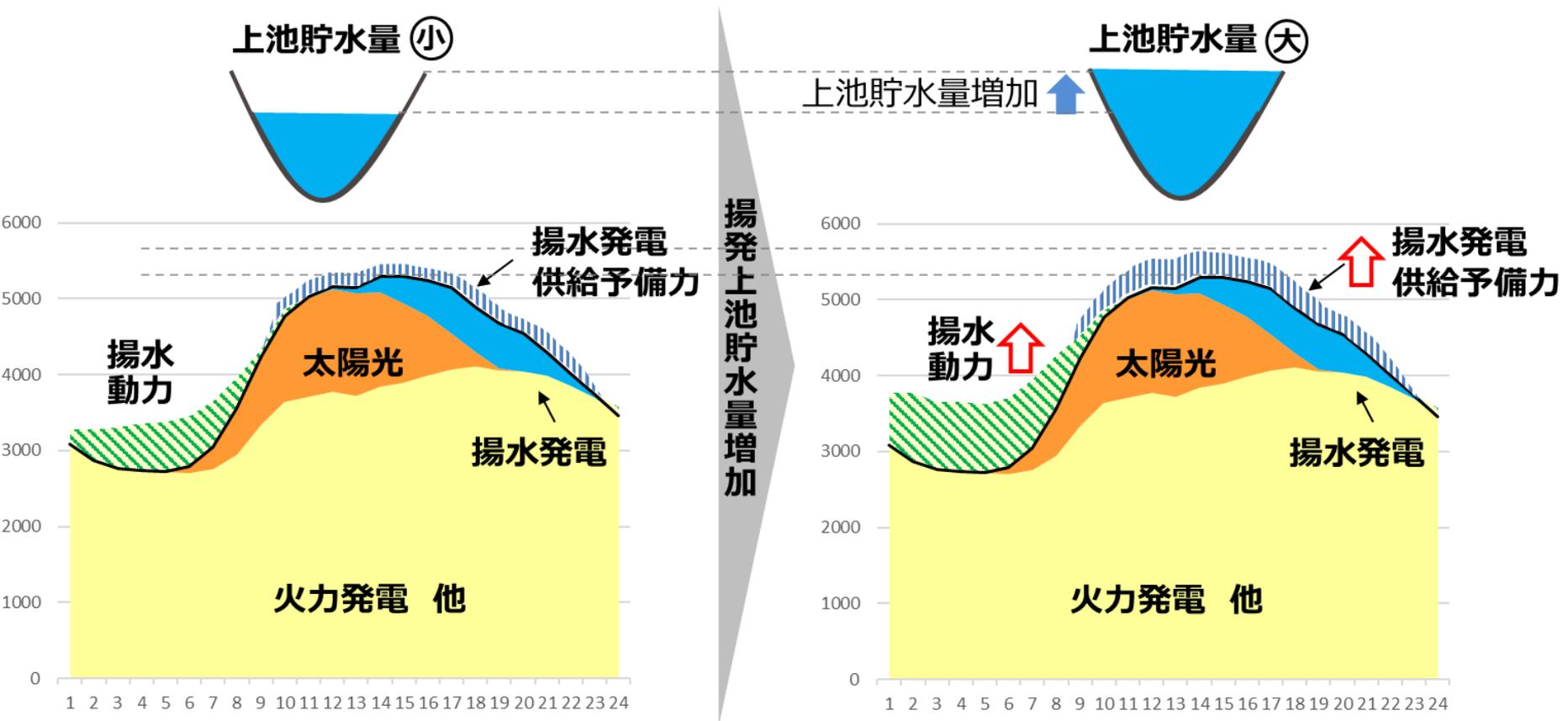
電源種別		「補正料金算定インデックス」における各電源の供給力の算定方法
調整電源 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力等	起動並列している電源の最大出力を計上
	一般水力	貯水式、調整池式 以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定（※） 設備の最大出力 or そのコマで調整力として活用できる貯水量 / 3時間 + 発電計画値（BGと共用の場合）
	揚発	純揚水・混合揚水 以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定（※） 設備の最大出力 or そのコマで調整力として活用できる貯水量 / 3時間 + 発電計画値（BGと共用の場合）
非調整電源 (電源Ⅲ)	火力・原子力・一般水力・揚発等	発電計画値を計上（一般送配電事業者の緊急確保自家発は含めない）
	太陽光・風力	気象予測に基づく出力想定値

※ 3時間は、点灯ピーク等のピーク時間に合わせ貯水量を全て使い切ることを想定。そのコマにおいて下池の制約等がある場合にはそれも考慮する。



# 【参考】揚発上池貯水量と揚発供給予備力計上の関係イメージ

- 広域予備率算定および補正料金算定インデックス算定において、揚水ポンプアップや追加供給力対策等により揚発上池貯水量が増加することで、揚水発電としての供給予備力として計上できる全体量が増加する。
- したがって、揚発上池貯水量が増加すると、広域予備率および補正料金算定インデックスは増加することとなる。



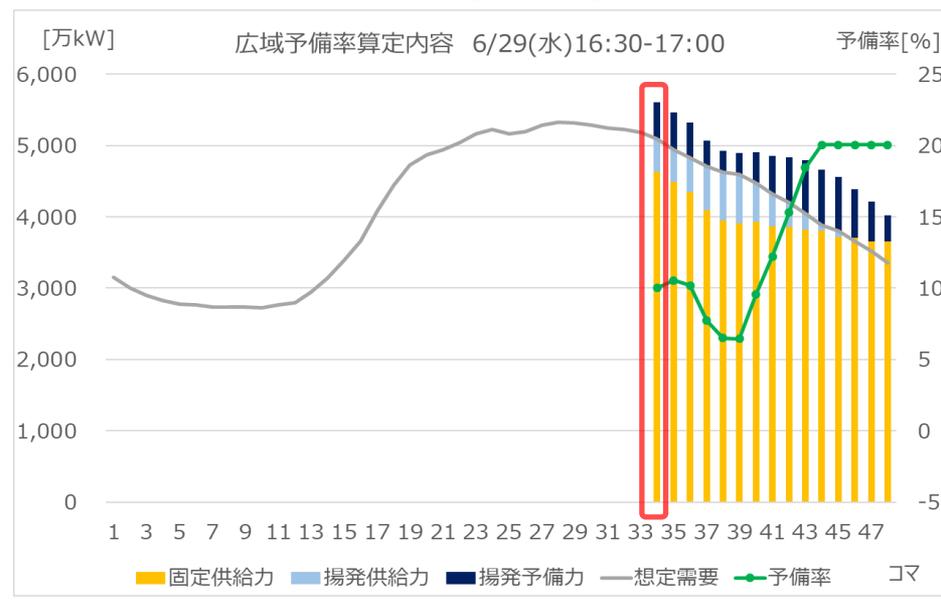
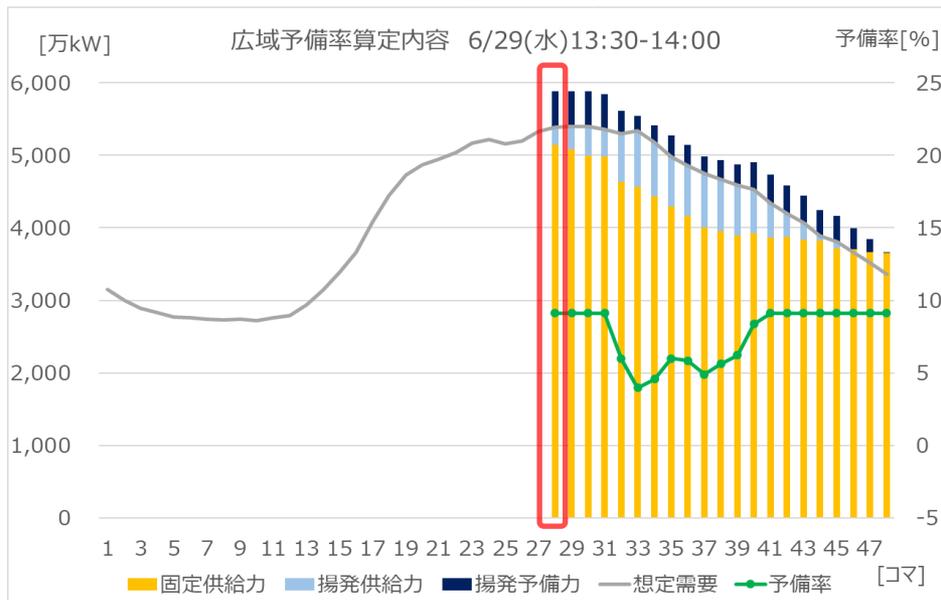
# 広域予備率算定状況

(13時30分～14時(28コマ)GC時点、16時30分～17時(34コマ)GC時点)

- 9時～9時30分(19コマ)の時間帯と同様に、最大需要時の13時30分～14時(28コマ)、前日見通しで最小予備率時の16時30分～17時(34コマ)の広域予備率算定結果としては、予備率一定となるように揚発予備力を各時間帯に配分した結果、それぞれ9.1%、10.0%となった。
- なお、9時～9時30分(19コマ)に比べて、当日の後半の時間帯になるほど、広域予備率が増加しているのは、当日の前半の時間帯の揚発予備力の加算、残余需要下振れによる揚発使用量減少、追加供給力対策の発動判断(供給力計上)などが考えられる。【詳細はP24～26にて後述する】

<13時30分～14時(28コマ)のGC時点>

<16時30分～17時(34コマ)のGC時点>



※32～40コマでは揚発供給予備力は揚発設備定格まで計上

※34～43コマでは揚発供給予備力は揚発設備定格まで計上



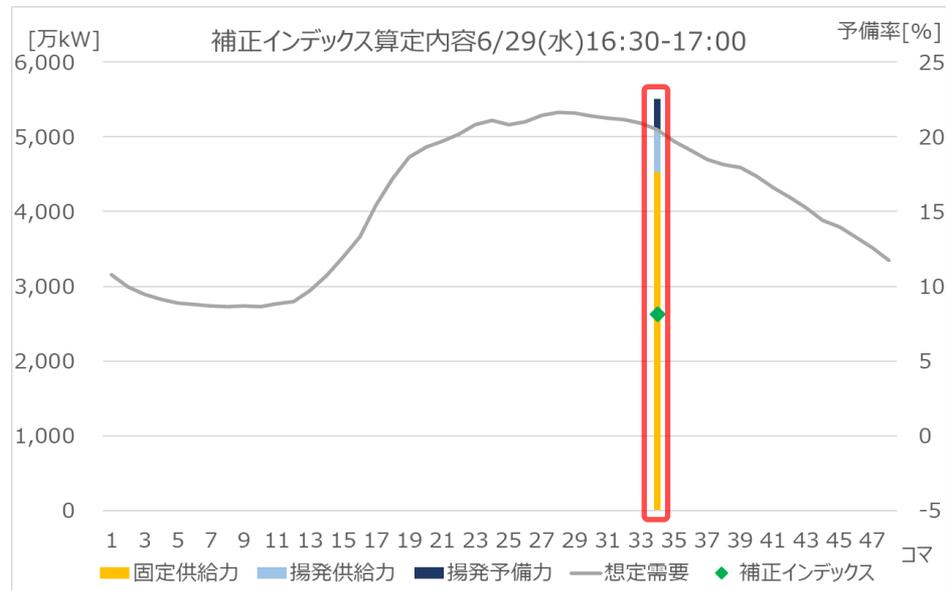
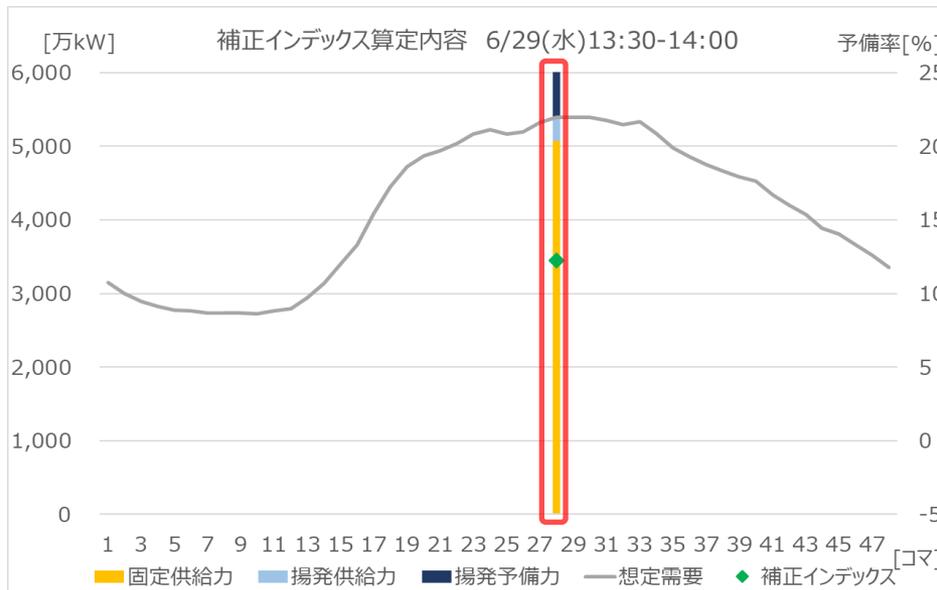
# 補正料金算定インデックス算定状況

(13時30分～14時(28コマ)GC時点、16時30分～17時(34コマ)GC時点)

- 9時～9時30分(19コマ)の時間帯と同様に、最大需要時の13時30分～14時(28コマ)、前日見通しで最小予備率時の16時30分～17時(34コマ)の補正料金算定インデックス算定結果としては、当該コマで調整力として活用できる貯水量を3時間で除算して揚発予備力として配分した結果、それぞれ12.2%、8.1%となった。
- なお、9時～9時30分(19コマ)に比べて、補正料金算定インデックスが増加したのは、残余需要下振れによる揚発使用量減少、追加供給力対策の発動判断(供給力計上)などが考えられる。【詳細はP25～26にて後述する】

<13時30分～14時(28コマ)のGC時点>

<16時30分～17時(34コマ)のGC時点>



# 広域予備率算定における揚発供給力の予備率一定計算

- 広域予備率算定にあたっての揚発を供給力計上する予備率一定計算では、当該日にすべての揚発上池貯水量を使い切る算定内容のため、当初想定どおりに、想定と実績に差異がなく、揚発予備力が発動されない場合は、その後の時間帯の揚発予備力として加算されるため、時間の経過とともに、揚発予備力が増加することとなる。

第47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年1月28日)資料2 抜粋・追記

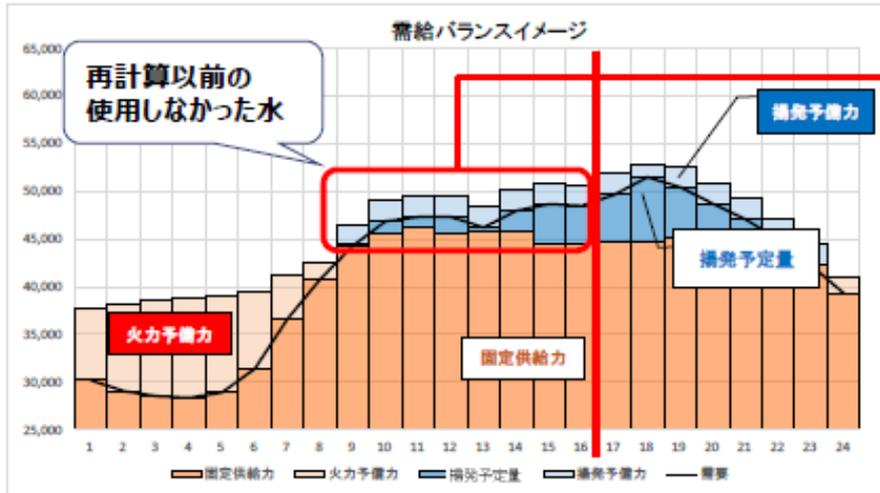
## b-1. 調整電源の潜在計算方法統一化の詳細（未利用分の再配分）

31

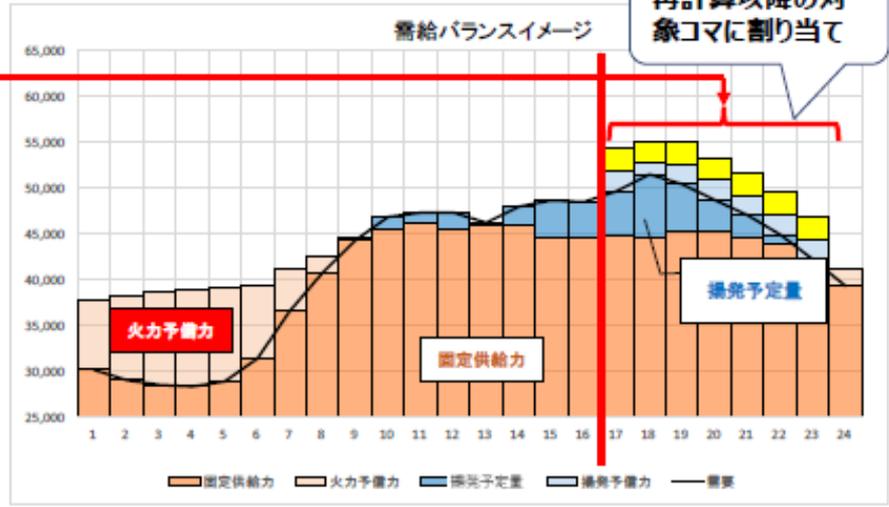
- 主に翌日から当日計画断面（主に当日朝）以降に揚発供給力を再計算した場合、再計算以前の使用しなかった水（左図赤枠）を再計算以降の他時間帯に割り当て、揚発予備力に加算する。

広域予備率増加

計画断面(主に当日朝)の揚発計算（予備率一定）

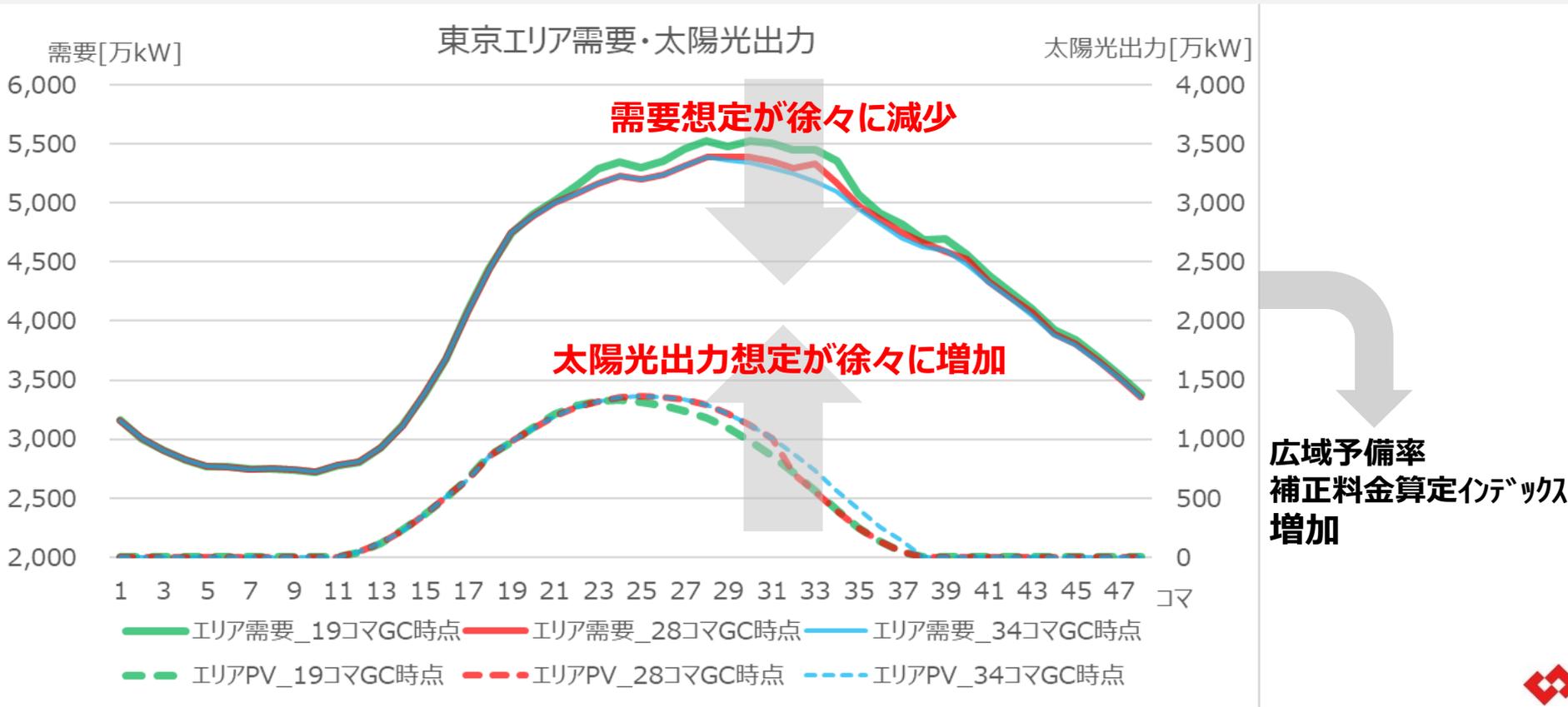


使用しなかった水を再配分（予備率一定）



# 需要想定および太陽光出力想定の推移

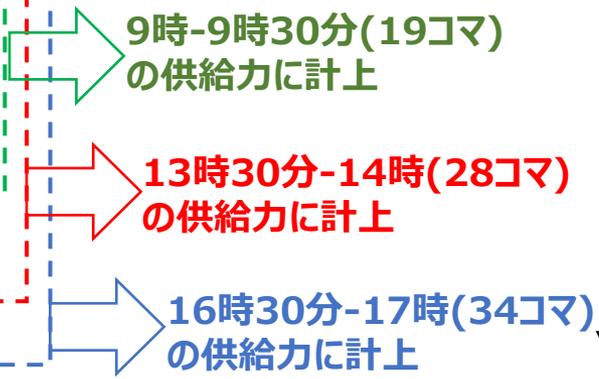
- 9時～9時30分(19コマ)、13時30分～14時(28コマ)、16時30分～17時(34コマ)の広域予備率および補正料金算定インデックス算定時の需要想定については、最大需要で5,527万kW→5,392万kW→5,390万kWと徐々に減少(下振れ)していた。他方で、太陽光出力想定(日量)については、1億27万kWh→1億386万kWh→1億827万kWhと徐々に増加(上振れ)していた。
- 上記の需要想定の下振れ及び太陽光出力想定の上振れについては、揚発上池貯水量を増加し、揚発予備力を増加することとなるため、広域予備率および補正料金算定インデックスが増加する要因の一つと考えられる。



# 追加供給力対策の発動判断(供給力計上)

- 需給ひっ迫融通については、連系線の空きを市場で極力活用することを基本とし、実需給に近い段階で(概ね2時間前に)、応援エリアの需給を確認し、広域機関による融通指示を実施している。
- そのため、6/29(水)の計8回の融通指示のうち、9時～9時30分(19コマ)では1回目～4回目の融通指示量が供給力に計上され、13時30分～14時(28コマ)では1回目～6回目の融通指示量が供給力に計上され、16時30分～17時(34コマ)では1回目～7回目の融通指示量が供給力に計上された。
- 上記の融通指示量の増加は、揚発上池貯水量を増加し、揚発予備力を増加することとなるため、広域予備率及び補正料金算定インデックスが増加する要因の一つと考えられる。
- なお、需給ひっ迫融通以外の追加供給力対策(電源 I'、火力増出力運転など)は、翌日の需給見通し(予備率想定)を踏まえ、前日想定時点から供給力に計上していた。

No.	融通内容				
	受給月日	指示時刻	融通時間	最大電力 (万kW)	電力量 (万kWh)
1	6月29日	0:25	2:00 ~ 6:00	60	240
2	6月29日	4:33	6:00 ~ 8:00	60	120
3	6月29日	6:39	8:00 ~ 10:00	60	120
4	6月29日	7:30	8:00 ~ 12:00	55	216
5	6月29日	8:32	10:00 ~ 18:00	60	480
6	6月29日	11:04	12:00 ~ 14:00	55.9	95.9
7	6月29日	13:23	14:00 ~ 18:00	73.9	166.7
8	6月29日	17:17	18:00 ~ 24:00	87.7	418.3



補正料金算定インデックス  
広域予備率  
増加



## 1. 広域機関における需給ひっ迫対応 連系線を活用した融通指示とひっ迫時の容量拡大に関する運用

9

- ◆ 電力需給ひっ迫発生時の追加供給力対策には、電源 I 'などを各エリアの一送が行う対策と、広域機関が行う他エリアからの融通指示がある。
- ◆ 他エリアからの融通は連系線の空きがあれば時間前市場等の取引で極力活用することが基本。また、**応援エリアの需給状況も踏まえて融通量が決まる**ことから**実需給に近い段階（概ね2時間前）に融通指示**を行う。
- ◆ また、マージン使用など停電を抑えるための機能を活用する場合にも、実需給に近い段階で判断することで、リスクを最小化することが基本となる。

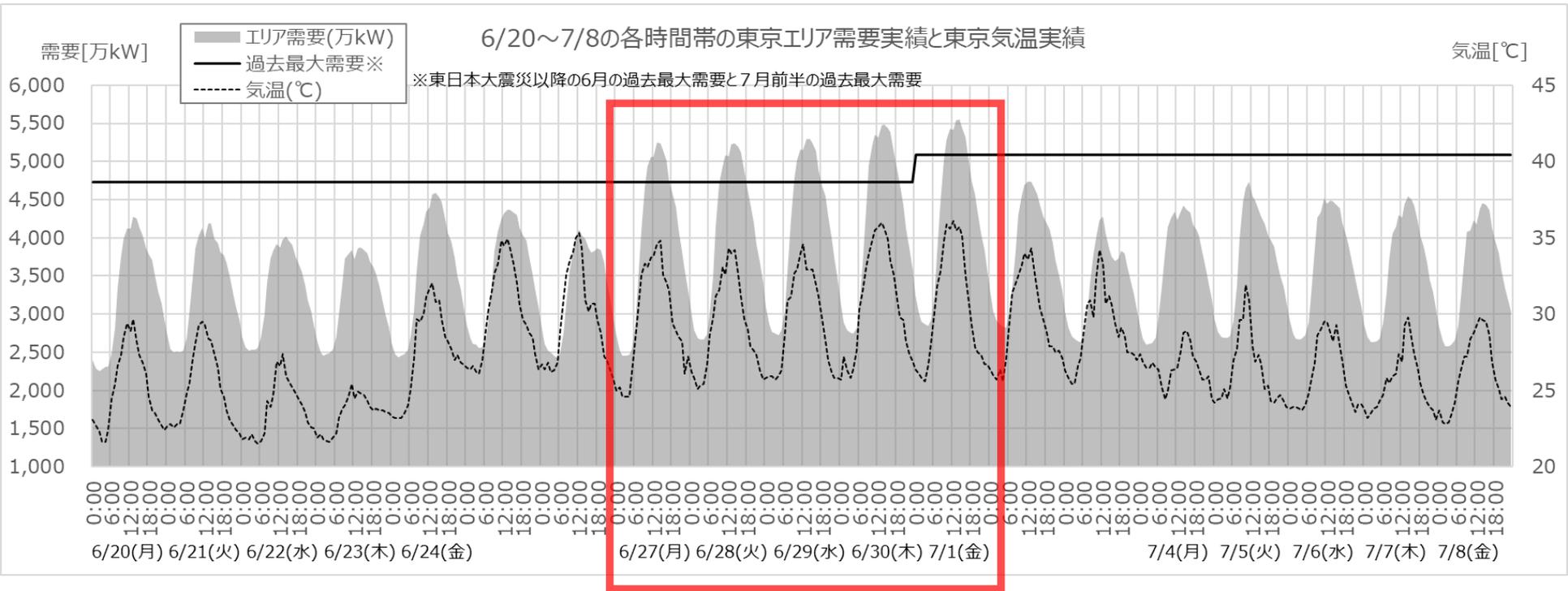


# 1. 6/27~7/1需給ひっ迫状況について

(第52回電力・ガス基本政策小委員会(2022年7月20日)資料4-1抜粋)

# 2. 揚水発電の運用状況等について

# 3. 今回の揚水発電の運用状況等を踏まえた課題



6/27~7/1需給ひっ迫



# 今回の揚水発電の運用状況等を踏まえた検討課題

- 前回(今年3月)の需給ひっ迫と同様に、今回(6月)の需給ひっ迫についても、お客さまはじめ関係者の皆さまの多大なご協力・ご支援により、停電を生じさせることなく乗りきれたことに心より感謝。
- 前回(第75回)の制度設計専門会合(2022年7月26日)の指摘事項である「6/27～7/1の予備率が午前中に小さく、その後、緩和する傾向」について、今回の揚水発電の運用状況等を踏まえた分析により、その主な要因として、「揚発の供給力計上方法」、「残余需要(需要と太陽光出力)見通しの変化」、「追加供給力対策の発動判断(供給力計上)」を整理した。
- 需給(予備率等)見通しについては、事業者の行動に影響を与えることから、極力変動が小さい方が望ましいと考えられ、それに向けた検討課題について整理したため、ご確認いただきたい。

## 今後の分析に向けて

第75回制度設計専門会合(2022年7月26日)資料6抜粋

- 今回、6月27日から7月1日の東京エリアの需給ひっ迫時のインバランス料金、広域予備率及び補正料金算定インデックスの関係等を中心に分析を行った。
- 揚水発電は、前日時点では、各時間帯の予備率が一定になるように貼り付けを行っているところ、6月27日～7月1日にかけての東京エリアの需給ひっ迫の期間においては、当日の追加供給力の確保や節電により、午前中の上池の水の使用が抑えられ、供給力を再配分する計算を行った結果、午後以降の予備率が緩和する傾向にあった。このため、補正インバランス料金が適用され、高額のインバランス料金が発生する時間帯が午前になることが多かった。
- ただし、これは、一定の条件下で生じた事象であり、需給ひっ迫時に必ず上記のような傾向が生じるものではないことに留意が必要。
- 補正料金算定インデックスと広域予備率は2024年度から一本化を目指すこととしているが、引き続き広域予備率や補正料金算定インデックスとインバランス料金の関係について、分析を深めていくこととしたい。



# 今回の揚水発電の運用状況等を踏まえた課題

- 広域予備率や補正料金算定インデックスの当日の変化の主な要因(「揚発の供給力計上方法」、「残余需要(需要と太陽光出力)見通しの変化」、「追加供給力対策の発動判断(供給力計上)」、及び電源Ⅲ発電計画の状況を踏まえ、下表のとおり検討課題を抽出し、その検討の方向性を整理。
- 引き続き、国・広域機関など関係者の皆さまと連携して検討してまいりたい。

No.	今回抽出された検討課題	概要 →引き続き検討してまいりたい
1	・揚発の供給力計上方法(予備率一定計算)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 現状の揚発の供給力計上方法(予備率一定)では、当日の需給状況によって、揚発供給力の変化が大きく、予備率の変動に影響していると考えられる。あらためて上池貯水量に制約のある揚発の供給力計上方法について再確認することが必要か。</li> <li>・ 広域予備率と補正料金算定インデックスの算定内容は現状異なり、需給運用に直結する広域予備率と整合することとしているが、具体的な整合内容(揚発の供給力計上方法(揚発上池貯水量の残量の扱いなど))について整理が必要か。</li> </ul>
2	・残余需要見通しの精度向上(PV予測・需要予測の精度向上)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ FIT特例制度に係るPV予測と同様に、PV予測精度向上に取り組む。</li> <li>・ 節電効果の需要想定への反映など、需要予測精度向上に取り組む。 【第52回電力・ガス基本政策小委員会(2022年7月20日)資料4-1記載内容】</li> </ul>
3	・追加供給力対策の発動判断(供給力計上)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 需給ひっ迫融通については、連系線の空きを市場で極力活用することを基本とし、実需給に近い段階で(概ね2時間前に)融通指示を実施することとし、供給力計上については融通指示受領後に実施している。</li> <li>・ 事業者の行動への影響を踏まえ、追加供給力対策の発動判断(供給力計上)の考え方についての整理および公表(理解いただくこと)が必要か。</li> </ul>
4	・電源Ⅲの扱いの整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 夜間の揚水ポンプアップ原資不足時に電源Ⅲ出力が低下していたことを踏まえ、電源Ⅲの余力を活用すべく、電源Ⅲの運転情報の把握とともに需給ひっ迫時の起動並列等の仕組みなどの整理が必要か。</li> </ul>