

今夏の電力の供給力及び需要の見通しについて (原子力発電所の再稼働がない場合)

— ご説明資料 —

平成27年4月16日
九州電力株式会社

(目次)

- 1 はじめに
- 2 今夏の電力需要
 - (1) これまでの電力需要実績
 - (2) 今夏の電力需要想定の方考え方
 - (3) 今夏の電力需要想定
- 3 今夏の電力の安定供給に向けた取組み
 - (1) 供給力対策
 - (2) 電力需要対策
- 4 今夏の需給見通し（原子力の再稼働がない場合）
- 5 需給変動リスクの影響（大型火力機が停止した場合）

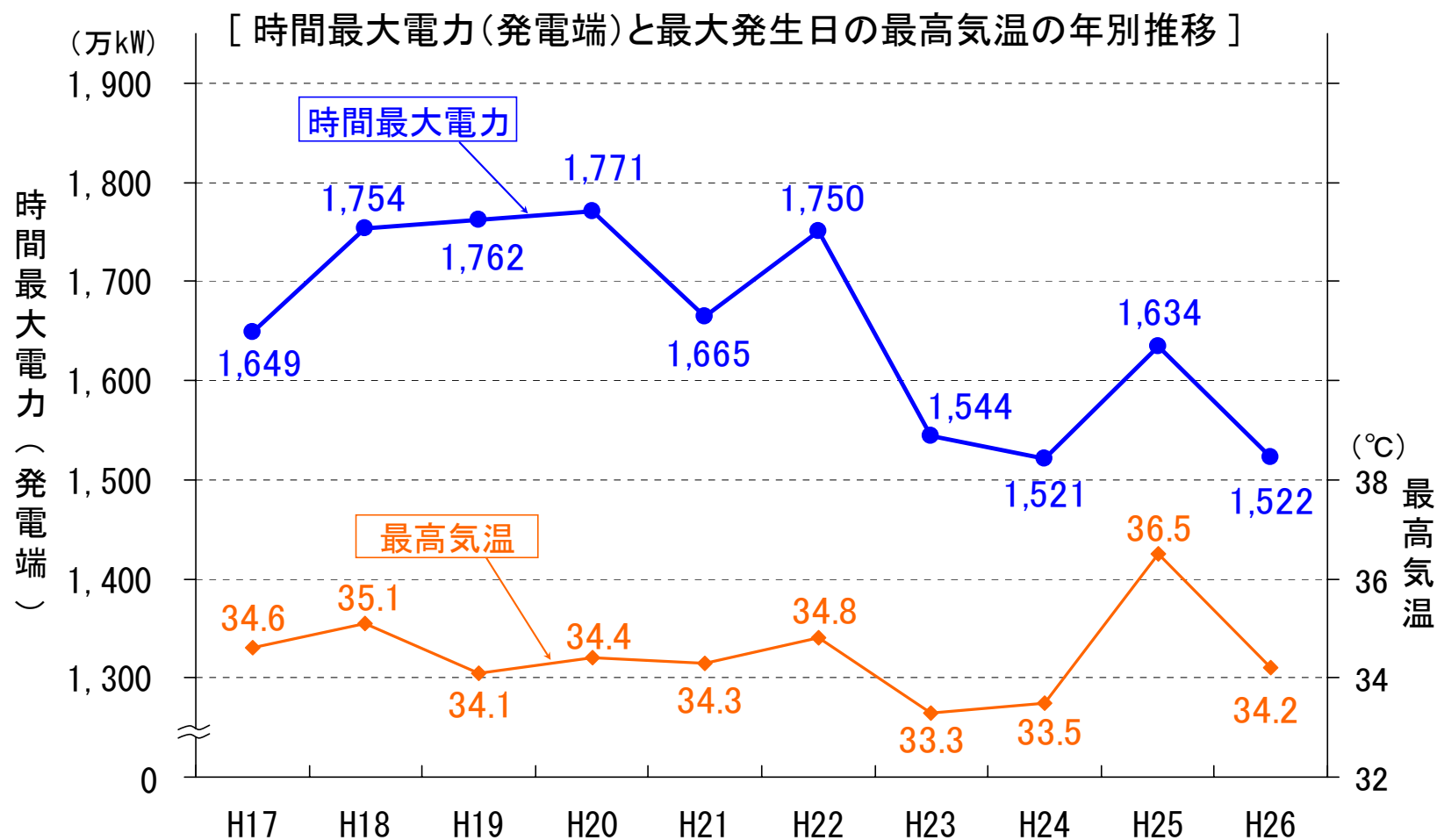
- 当社は、電気事業法第106条第3項の規定に基づく指示により、本日、経済産業大臣に、「2015年度夏季の電力の供給力及び需要の見通し」(原子力の再稼働がない場合)について報告しました。
- 今夏の電力需給については、原子力発電所の再稼働がない場合、定着節電として昨夏お取り組みいただいた節電の約9割を織り込んだ最大電力需要(平成25年度並み猛暑)に対し、他電力会社からの応援融通受電などの供給力対策を織り込むことで、電力の安定供給に最低限必要な予備力(予備率3%)を確保できる見通しです。

しかしながら、火力発電所等の電力供給設備のトラブルなどが発生した場合には、非常に厳しい需給状況となることが予想されます。
- なお、本見通しについては、今後、国の「電力需給検証小委員会」にて検証が行われます。当社の最終的な需給見通しについては、国の検証が完了した後に、速やかにお知らせします。

2 今夏の電力需要

(1) これまでの電力需要実績

- 震災前の至近5カ年の時間最大電力は、ほぼ1,700万kW台半ばで推移。
- 震災以降、時間最大電力は、お客さまの節電へのお取り組み等により、記録的な猛暑となったH25年度を除き、1,500万kW台で推移。

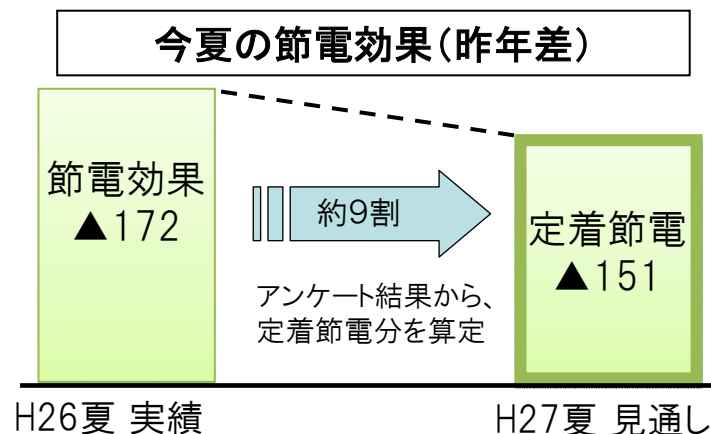


(2) 今夏の電力需要想定の方

- 今夏の電力需要は、定着節電として、昨夏お取り組みいただいた節電の約9割（▲151万kW）を織り込むとともに、至近の景気の動向等を踏まえ想定。

【定着節電の効果】

- ・ 「節電に関するお客さまアンケート」の結果に基づき、昨夏の節電実績 ▲172万kWの約9割の▲151万kWと想定。



【今夏の定着節電及びアンケート調査結果】

	昨夏の 節電実績 (A)	節電の定着率 (アンケート調査結果) (B)	定着節電分 (A) × (B)
大口	▲37	85%	▲31
小口	▲82	90%	▲74
家庭	▲53	86%	▲46
計	▲172	(88%)	▲151

実施時期 : 平成27年1月28日～3月1日

実施方法 : 大口・小口（訪問、郵送、メール、FAX）、ご家庭（Web）

サンプル数 : 大口 431件、小口 391件、ご家庭 1,000件

【景気影響等の見通し】

- ・ 景気影響 : GDPやIIPなどの経済指標※¹やお客さま数（契約kW・口数）の増加見通しなどを勘案し、H22から＋14万kW ※²と想定。

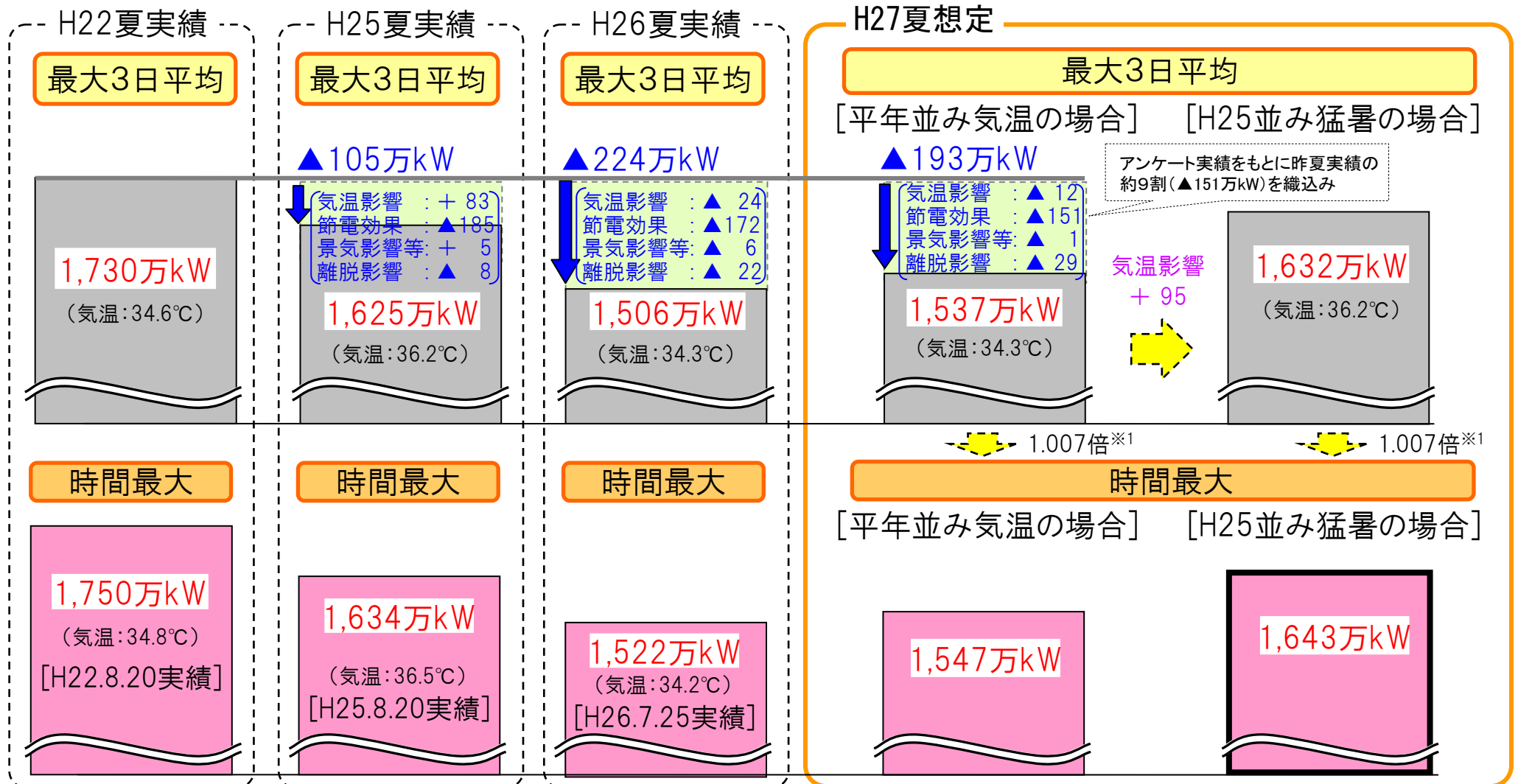
※¹ 経済指標(H22比) : 実質GDP＋4.6%、全国IIP＋2.5%

※² 発電所所内(▲15万kW)を含めた「景気影響等」は▲1万kW

- ・ 離脱影響 : 至近の実績における、お客さまの新電力への離脱増加傾向を踏まえ、H22から▲29万kWと想定。

(3) 今夏の電力需要想定

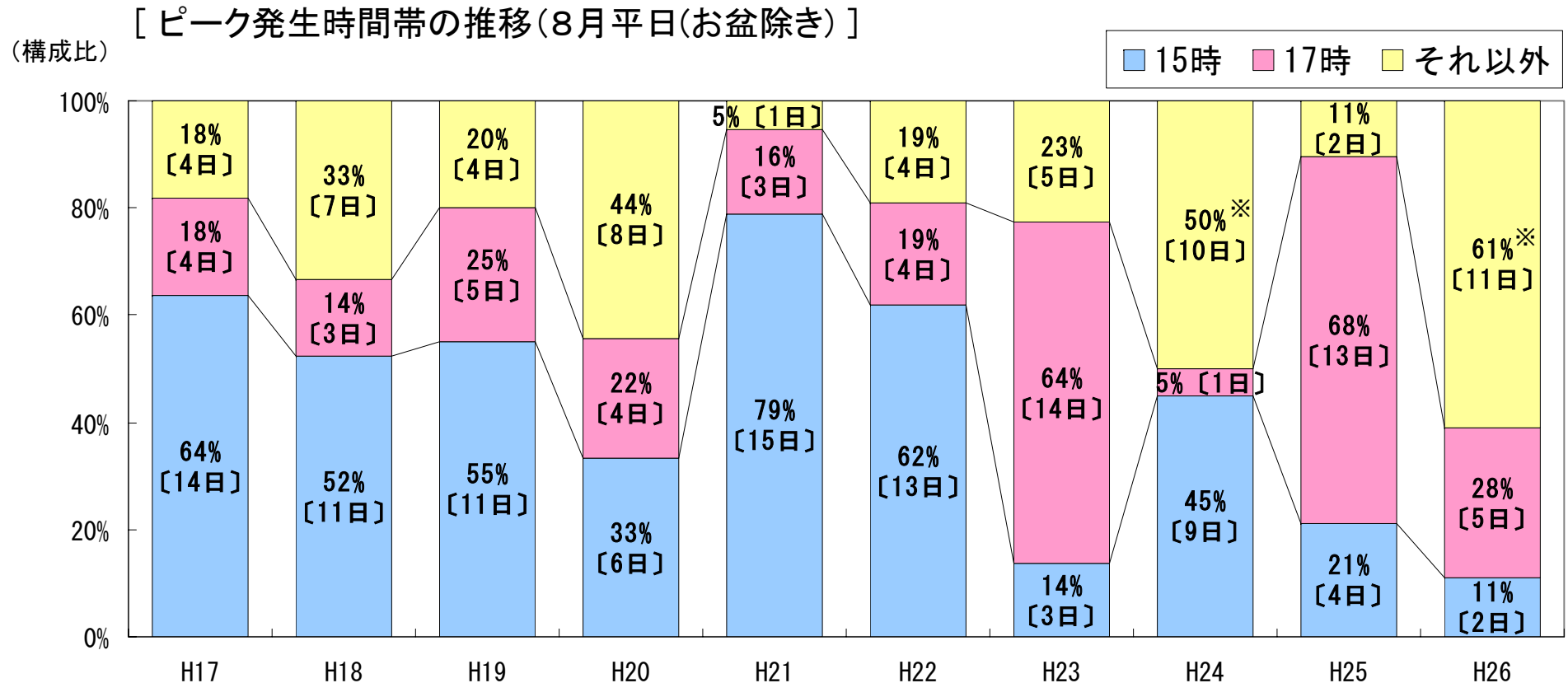
- 今夏の時間最大電力は、アンケート調査に基づき今夏の節電効果▲151万kWを見込み、平年並み気温の場合で1,547万kW、平成25年度並み猛暑の場合で1,643万kWと想定。



※1 過去5ヵ年の夏季の時間最大(H1)/最大3日平均(H3)比率により算出

〔参考：ピーク発生時間帯の推移〕

- 震災以降、ご家庭のお客さまなどに昼間帯を中心に節電にご協力いただいたことなどで、ピークが16～17時に多く発生。
- このような状況を踏まえ、今夏の需給見通しにおけるピーク時間帯は、16～17時で想定。



※ H24、H26年夏は午後から天候が崩れる日が多かったため、ピーク時間帯が午前中（11～12時）に発生。

3 今夏の電力の安定供給に向けた取組み

(1) 供給力対策

- 火力・水力発電所の補修停止時期の調整
 - ・ 設備の保安上、繰延べ困難なものを除き、補修の時期を調整
(電力需要が高くなる7月後半～8月は火力発電所の計画的な補修停止なし)
- 火力燃料の追加調達
 - ・ 原子力の代替として、必要な火力燃料を調達
- 緊急設置電源の活用
 - ・ 豊前発電所のディーゼル発電機
- 火力発電所の供給力増
 - ・ 新大分発電所の吸気冷却装置による出力向上
 - ・ 緊急的な火力出力向上運転の実施 など
- 水力発電所の廃止時期繰延べ
 - ・ 甲佐発電所の設備更新に伴う廃止時期を繰延べ
- 他社からの受電
 - ・ 他電力会社からの応援融通の受電
 - ・ 新電力、発電事業者からの受電
 - ・ 自家発からの受電

(2) 電力需要対策

● 計画調整契約の実施

夏季計画調整契約	・ 休日操業シフトや自家発電稼働増による負荷抑制 〔昨夏：1,024件、約48万kW(計画値)を契約〕
----------	--

● 需給ひっ迫時における対策の継続実施

随時調整契約	・ 需給ひっ迫時に当社からの通告などに基づきお客さまが負荷を抑制 〔昨夏：40件、約36万kWを契約〕
節電アグリゲーター	・ 需給ひっ迫が予想される場合に節電アグリゲーターからお客さまに負荷調整を要請〔昨夏：19社、約0.6万kWを契約〕
スポット負荷調整契約	・ 需給ひっ迫が予想される場合に当社から大口お客さまに負荷調整を要請 〔昨夏：643件、約20万kWを契約〕

● お客さまに節電にご協力いただくためのPR

- ・ 節電のお願いチラシの郵送や当社ホームページ・マスメディア等を活用して広くPRを実施。

節電お願いチラシ等によるPR	・ 法人お客さまへの節電お願いチラシの郵送〔昨夏：約7万件〕 ・ ご家庭向けには、検針票裏面に記載〔昨夏：約700万件〕
省エネ講座によるPR	・ 夏季に向けた「上手な節電講座」の実施
インターネットやマスメディアの活用によるPR	・ 当社ホームページに掲載すると共に、メールマガジン〔約10.7万件〕やフェイスブックで発信 ・ TV・新聞等マスメディアを通じた発信 ・ 需給ひっ迫が予想される場合に、ご登録いただいたお客さまに対して、節電のお願いメールを配信〔約9.0万件〕

4 今夏の需給見通し（原子力の再稼働がない場合）

8

- H25年並み猛暑の場合の最大電力需要に対し、他電力会社からの応援融通受電などの供給力対策を織り込むことで、電力の安定供給に最低限必要な予備力（予備率3%）を確保。

（発電端：万kW）

	7 月		8 月	
	①H25年並み猛暑	②平年並み気温	①H25年並み猛暑	②平年並み気温
需要	1,643	1,547	1,643	1,547
供給力（合計）	1,693	1,693	1,693	1,698
原子力	0	0	0	0
火力	1,227	1,227	1,227	1,227
水力	113	113	109	109
揚水	200	200	215	220
太陽光・風力	65	65	67	67
地熱	16	16	16	16
融通	74	74	61	61
新電力等	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1
予備力 [予備率]	50 [3.0%]	146 [9.4%]	50 [3.0%]	151 [9.8%]

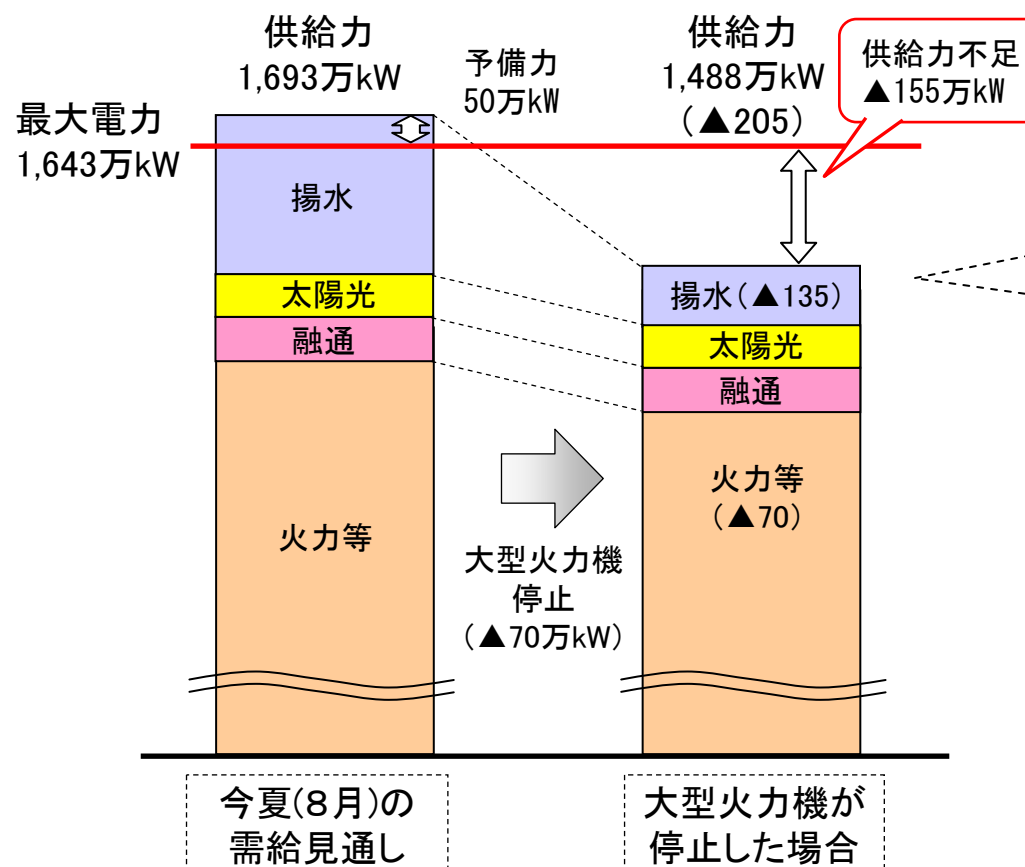
（注）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

5 需給変動リスクの影響（大型火力機が停止した場合）

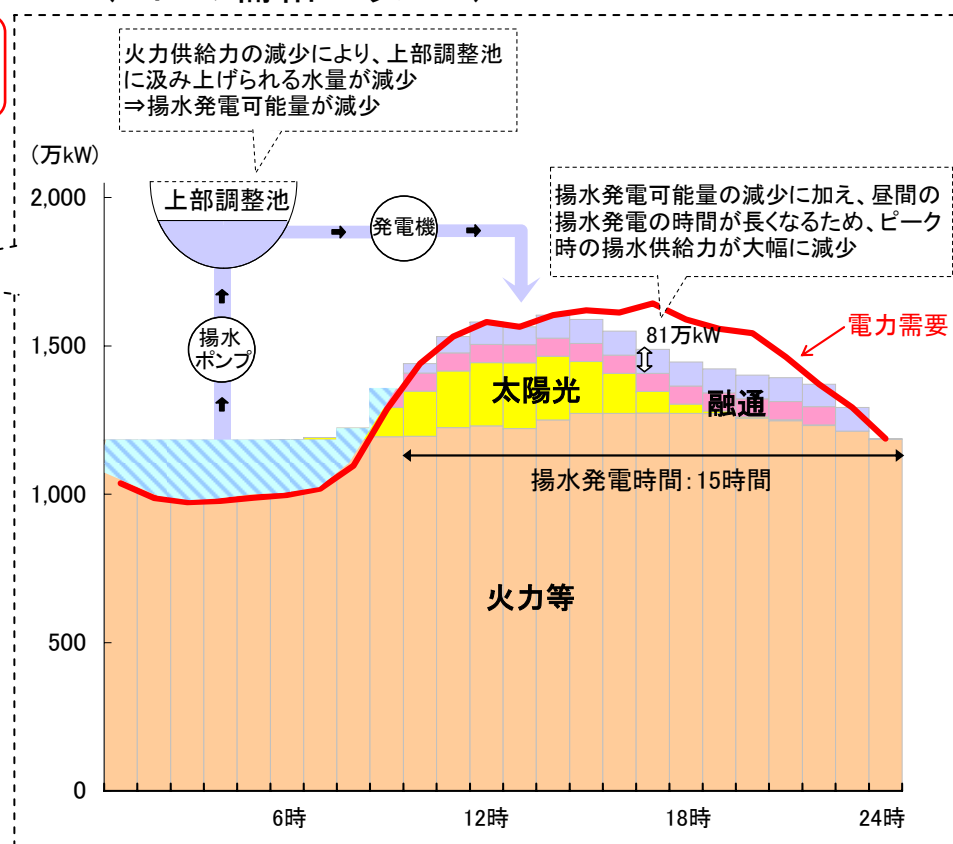
9

- 仮に、大型火力機（70万kW）がトラブルにより停止した場合には、ピーク時の揚水発電の供給力も減少するため、大幅な供給力不足となるおそれ。
- このような需給変動リスクに対しては、電力取引市場及び他電力会社からの電力調達などの追加の供給力確保に取り組むとともに、お客さまに一層の節電をお願いするなど、需給両面の対策に最大限取り組む。

[大型火力機トラブル時の需給バランス(試算)]



(1日の需給バランス)

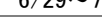


〔 参 考 資 料 〕

- (参考 1) 今夏の電源補修計画 (火力・水力)
- (参考 2) 火力発電設備の法定点検状況
- (参考 3) 火力発電設備の計画外停止・出力抑制の実績
- (参考 4) 火力発電設備の安定運転に向けた取組み
- (参考 5) 太陽光発電の設備導入見通し
- (参考 6) 太陽光発電の供給力
- (参考 7) 太陽光発電の供給力 (太陽光出力比率の算出)
- (参考 8) 風力発電の供給力
- (参考 9) 水力発電の供給力
- (参考10) 揚水発電の供給力
- (参考11) 需給変動リスクの影響
- (参考12) 今夏の需給見通し (8 月) と昨夏見通しとの差
- (参考13) 発電設備容量と今夏の供給力
- (参考14) 川内原子力が再稼働した場合の今夏の需給見通し

- 今夏、火力・水力発電所の補修停止計画のうち、繰延べが困難な件名は以下のとおり。他の補修については、夏季を避けて計画。

火力発電所

		ユニット	出力(万kW)	7月	8月	備 考
自社	石油	相浦2	50	4/29～7/5 		ボイラー定期検査
	LNG	新大分1-1	12	6/29～7/8 		自主点検
		新大分2-1	22	6/23～7/8 		自主点検
		新大分1-1,2,3 新大分2-1,2	12×3 22×2	6/17～7/7 		3-4軸増設工事関連
		新大分1-4,5,6 新大分2-3,4	12×3 22×2	7/11～7/12 		3-4軸増設工事関連
	石炭	苓北1	70	6/29～7/8 		自主点検

水力発電所

		ユニット	出力(万kW)	7月	8月	備 考
自社	揚水	天山1	30	3/18～7/10 		自動制御盤更新工事
		天山2	30	3/18～8/3 		
	一般	山須原1	0.7	H24.10～H28.5 		ダム改造工事
		山須原2	0.7	H24.10～H28.5 		
		西郷1	0.9	H24.9～H28.5 		

(参考2) 火力発電設備の法定点検状況

11

- 火力発電設備は、法に基づく定期的な点検(検査)を行っている。
(通常、ボイラー:2年毎、タービン:4年毎)
- 震災以降、供給力確保のため、火力発電設備の高稼働運用が続いており、通常の周期での法定点検を実施できていない状況。(これまで震災特例により17台の法定期限を延伸)

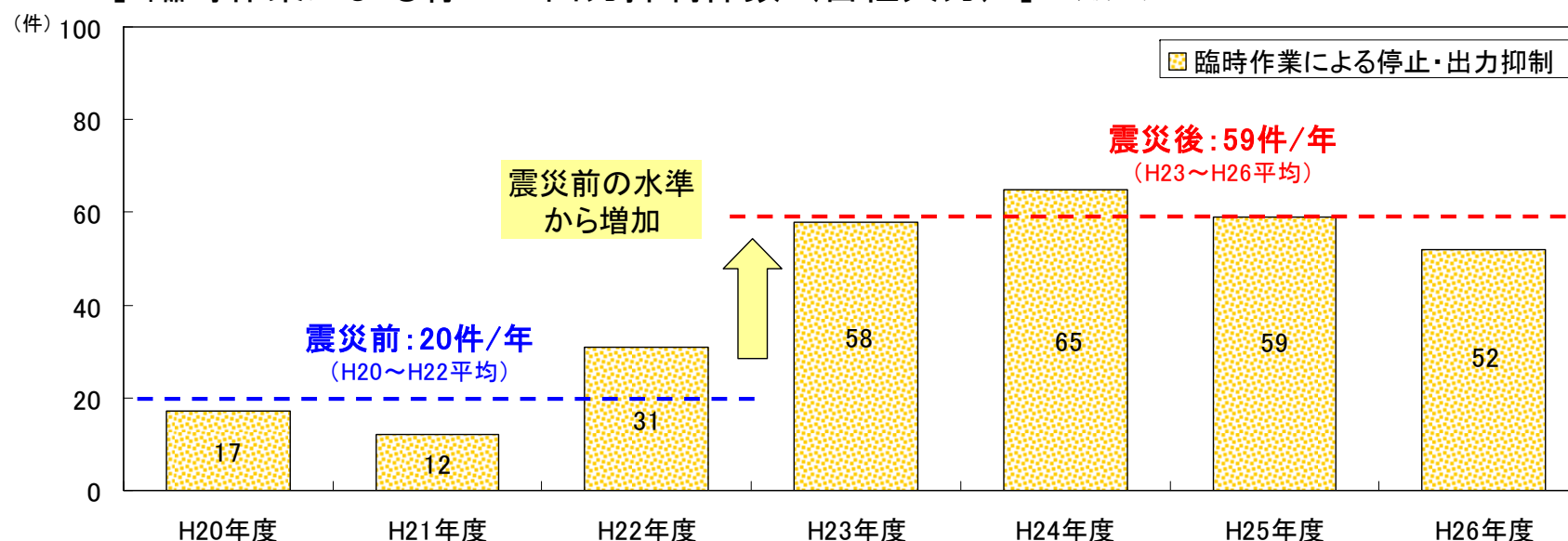
[火力発電設備の法定点検の繰延べ状況(H27.3末現在)]

▼ : 前回法定点検
▽ : 繰延べ前法定期限
▽ : 法定期限(震災特例後)
--- : 通常の法定期限までの期間
→ : 震災特例による法定期限を延伸した期間

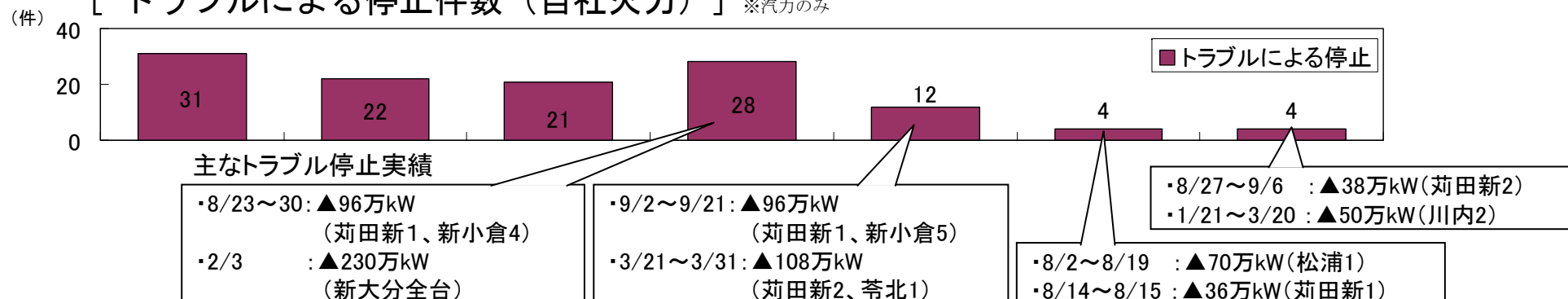
発電所・号機		出力 (万kW)	運開年月 (経年)	H20年度	H21年度	H22年度	H23年度	H24年度	H25年度	H26年度	H27年度
石炭	苓北1号	70	H7年12月 (19年)				▼		▽		
	苓北2号	70	H15年6月 (11年)					▼		▽	
	松浦1号	70	H1年6月 (25年)					▼		▽	
LNG	新小倉3号	60	S53年9月 (36年)				▼		▽		
	新小倉4号	60	S54年6月 (35年)				▼		▽		
	新小倉5号	60	S58年7月 (31年)					▼		▽	
	新大分1-1軸	11.5	H3年6月 (23年)					▼		▽	
	新大分2-1軸	21.8	H6年2月 (21年)					▼		▽	
	新大分2-3軸	21.8	H7年2月 (20年)				▼		▽		
	新大分2-4軸	21.8	H7年2月 (20年)				▼		▽		
	新大分3-1軸	24.5	H10年7月 (16年)					▼		▽	
石油	苅田新2号	37.5	S47年4月 (42年)		▼	長期停止中		H24/6運転再開	▽		
	相浦1号	37.5	S48年4月 (41年)	▼		低稼働延長		▽			
	相浦2号	50	S51年10月 (38年)	▼			▽				
	豊前2号	50	S55年6月 (34年)		▼		▽				
	川内1号	50	S49年7月 (40年)	▼			▽				
	川内2号	50	S60年9月 (29年)		▼		▽				

- 震災以降、トラブル未然防止のために、週末等の需要の低い時期に臨時作業（簡易補修）を積極的に実施している。
- その結果、トラブルによる停止は平成24年度以降、減少している。

[臨時作業による停止・出力抑制件数（自社火力）] ※汽力のみ



[トラブルによる停止件数（自社火力）] ※汽力のみ



- 火力発電設備の安定運転に向けて、「トラブルの未然防止」、「設備異常の早期発見」、「早期復旧」の大きく3つの柱で取組み。

トラブルの未然防止

- 運転操作時における指差呼称の徹底や作業前ミーティングの実施等の基本動作によるヒューマンエラー防止を確実に実施。
- 法定点検繰延べ設備を主体に、軽負荷期等の需給上停止可能な時期を利用した自主点検(簡易点検・補修)を実施。

設備異常の早期発見

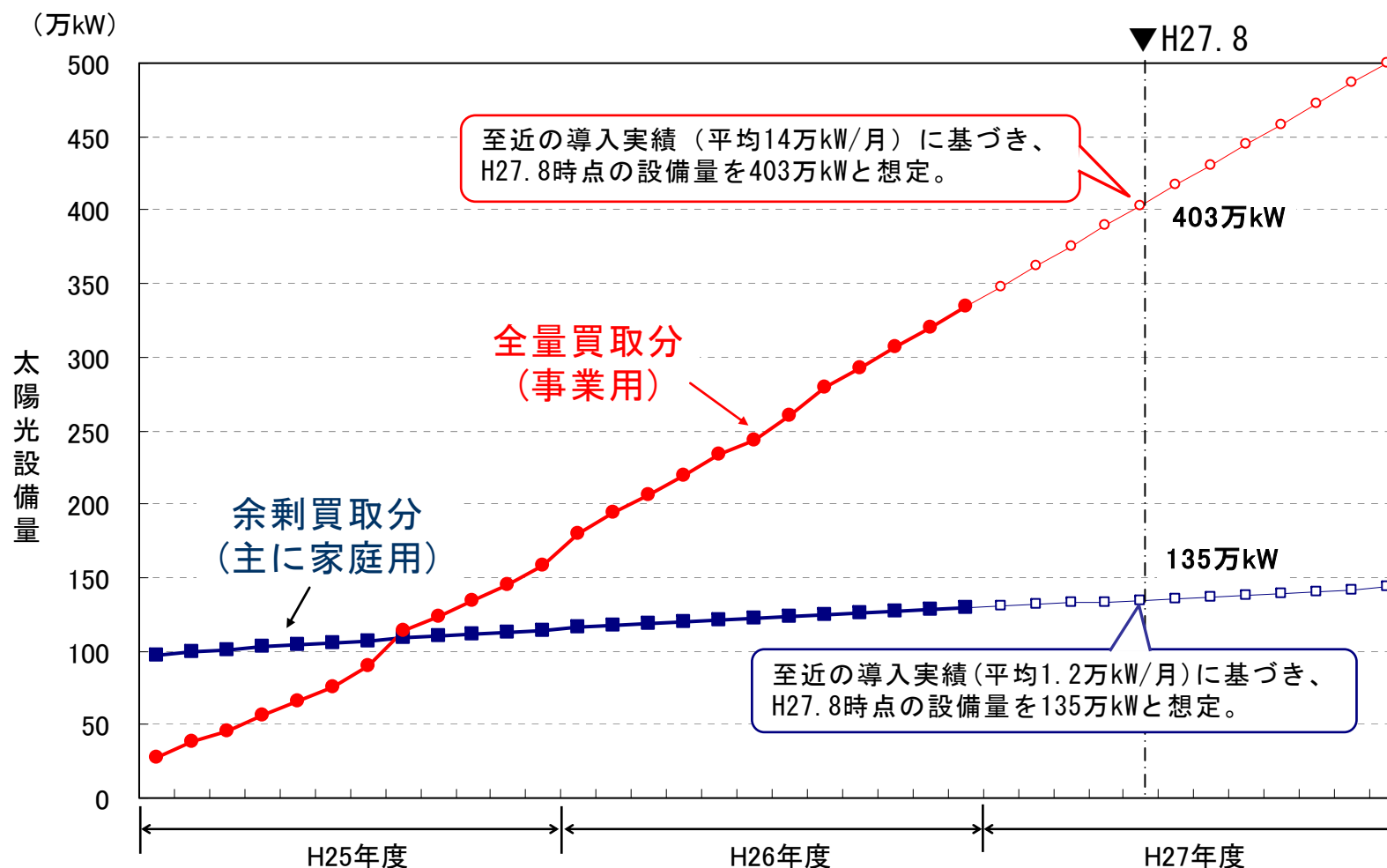
- パトロール、日常点検及び運転状態監視の強化による設備異常の早期発見。
- 特に、パトロールについては、従来実施していた範囲を拡大し、他グループ、管理職、グループ会社による違う視点でのパトロールを追加実施。

早期復旧

- 軽微な不具合については、必要に応じ、需要の低い週末等を利用した昼夜を問わない応急補修・点検を実施。
- 万が一、トラブルが発生した際は、迅速な復旧体制の構築(社内外連絡体制の再構築)、確実な再発防止対策及び水平展開を実施。

- 余剰買取制度や固定価格買取制度の開始に伴う導入拡大を踏まえ、平成27年8月時点の設備容量を538万kWと想定。

[太陽光発電設備の導入見通し]

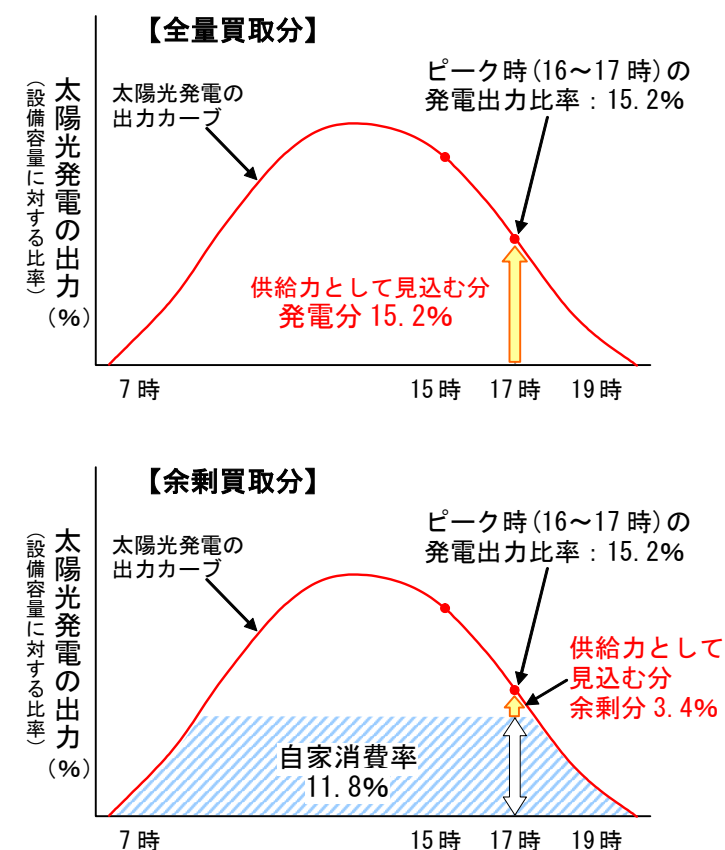


- 太陽光の発電出力は、天気の影響を大きく受けるため、日射量が少ない時であっても、ピーク想定時間(16～17時)に安定的に供給できる量を供給力として織込み。

[今夏(8月)の太陽光発電の供給力]

			今夏(8月)の見通し (16～17時)	参考 (14～15時)
太陽光供給力 (万kW) [=①×a+②×b]			66	167
内 訳	I. 太陽光発電 設備量 (万kW)	合 計	538	538
		内訳		
		全量買取 ①	403	403
		自 社 メガソーラー	0.3	0.3
		余剰買取 ②	135	135
	II. 出力比率(%)		a	
	内 訳	自家消費比率 (%)	11.8%	11.8%
		供給力比率 (%)	b	22.2%

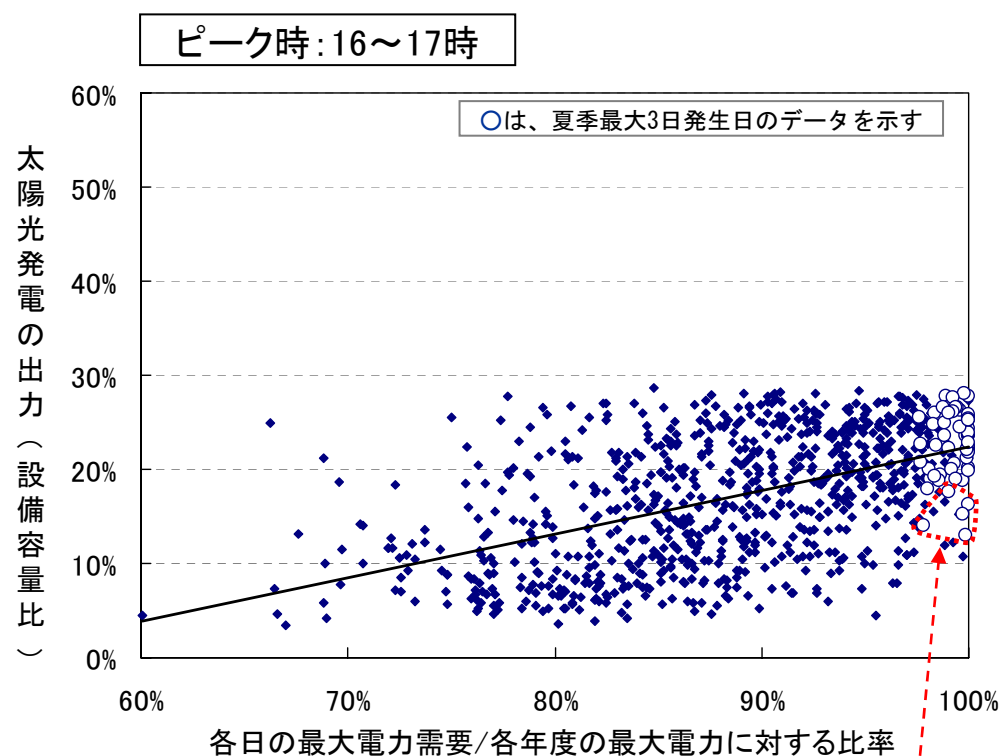
太陽光発電の供給力算定 (イメージ)



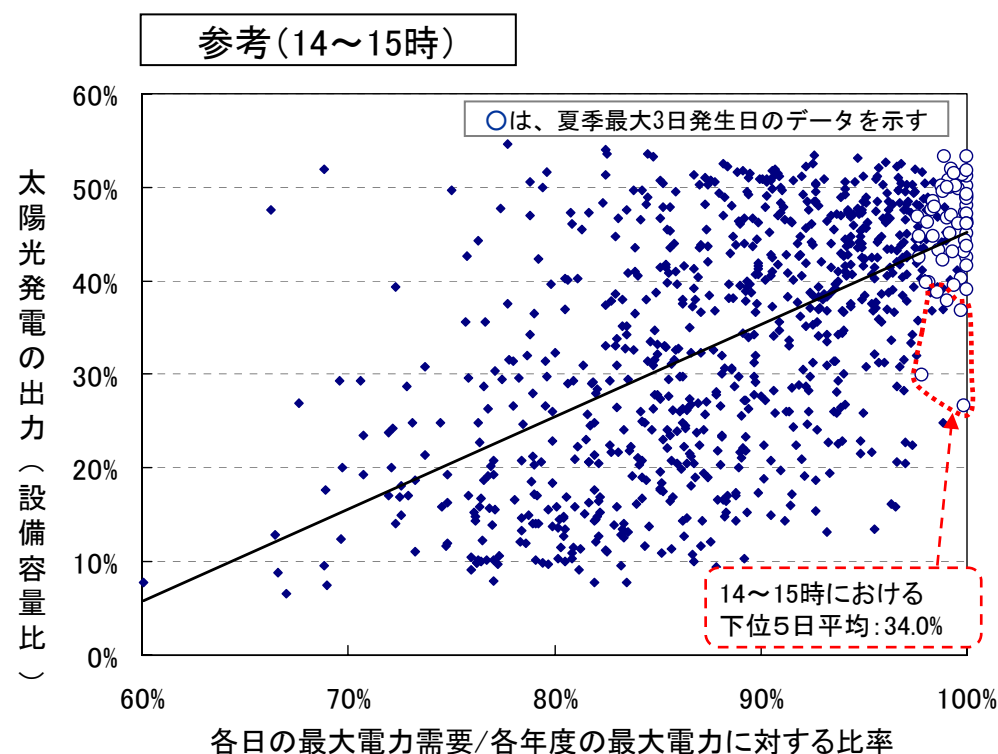
(注) 太陽光の年間の設備利用率は12～13%程度と低く、年間の発電量は57億kWh程度。
これは、当社の発電電力量全体の6%程度。

[最大電力需要と太陽光発電出力との関係]

(過去20ヵ年(H7～H26年)の7～8月(土日祝・お盆除き))



ピーク時(16～17時)に安定的に見込める量として、
夏季最大3日発生日の下位5日平均で評価:15.2%



- 風力発電は、ピーク時に必ずしも風が吹くとは限らないことから、過去の実測データに基づき、水力発電の評価手法と同様、各月の低いほうから5日分の平均をもとに算定。

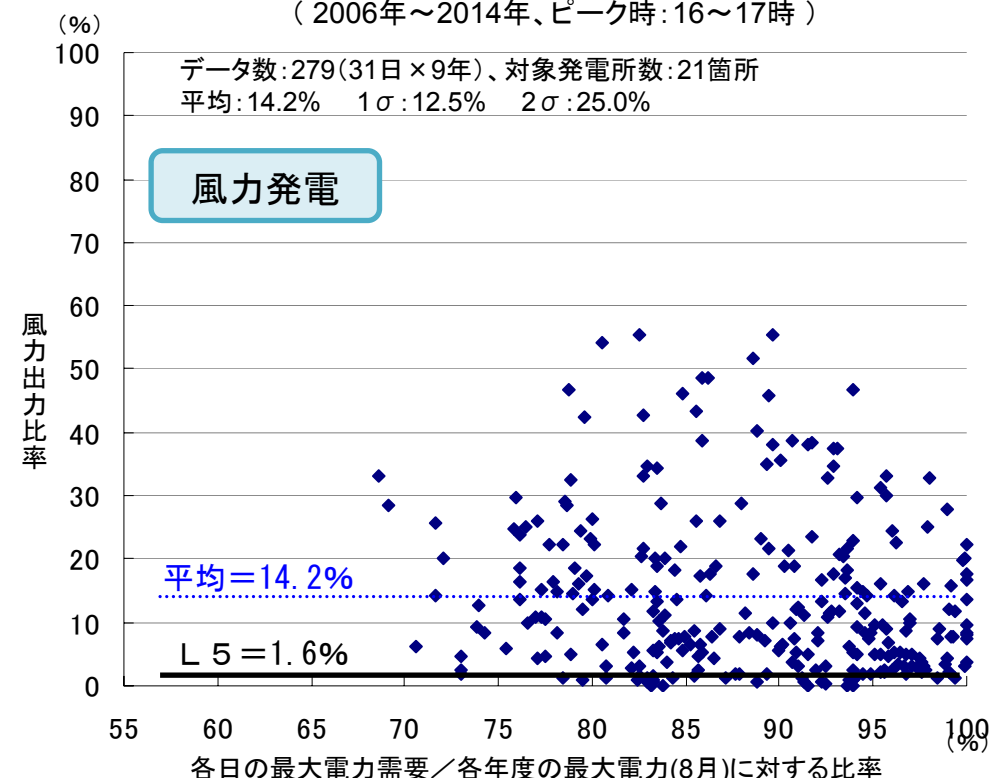
[今夏(8月)の風力発電の供給力]

		今夏(8月)の見通し (16～17時)
風力供給力 (万kW) ①×②		0.7
内訳	設備容量 (万kW) ①	47
	出力比率 (%) ②	1.6

- ・ 月毎に最大需要発生時の風力出力比率が低かった下位5日の平均値を過去のデータが存在する期間で平均。
- ・ 今夏において想定される設備量に、上記の出力比率を乗じて、風力発電の供給力を算出。

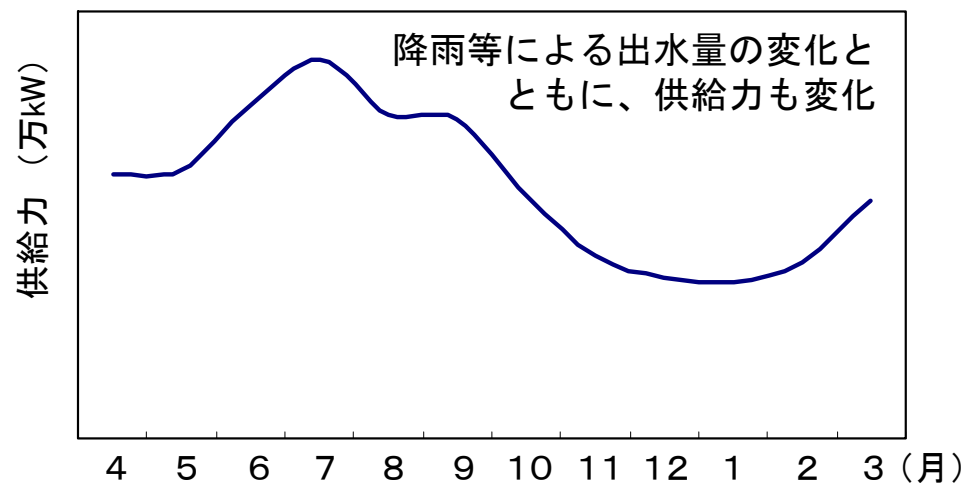
8月の風力発電実績

(2006年～2014年、ピーク時:16～17時)



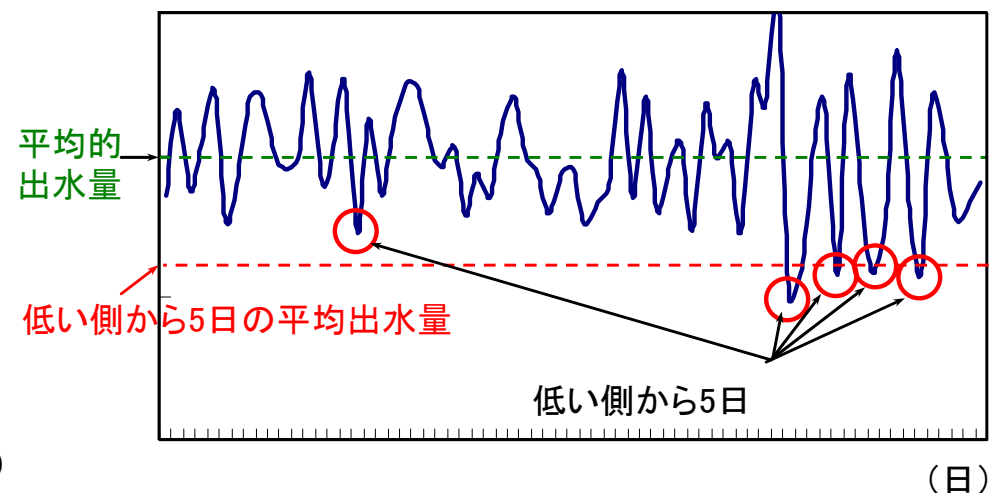
- 水力の供給力は、渇水時(河川の出水量が少ない時)であっても、安定的に供給できる量として、過去30カ年の実績データを用いて、各月の低いほうから5日分の平均をもとに算定。

水力発電の供給力の年間推移イメージ



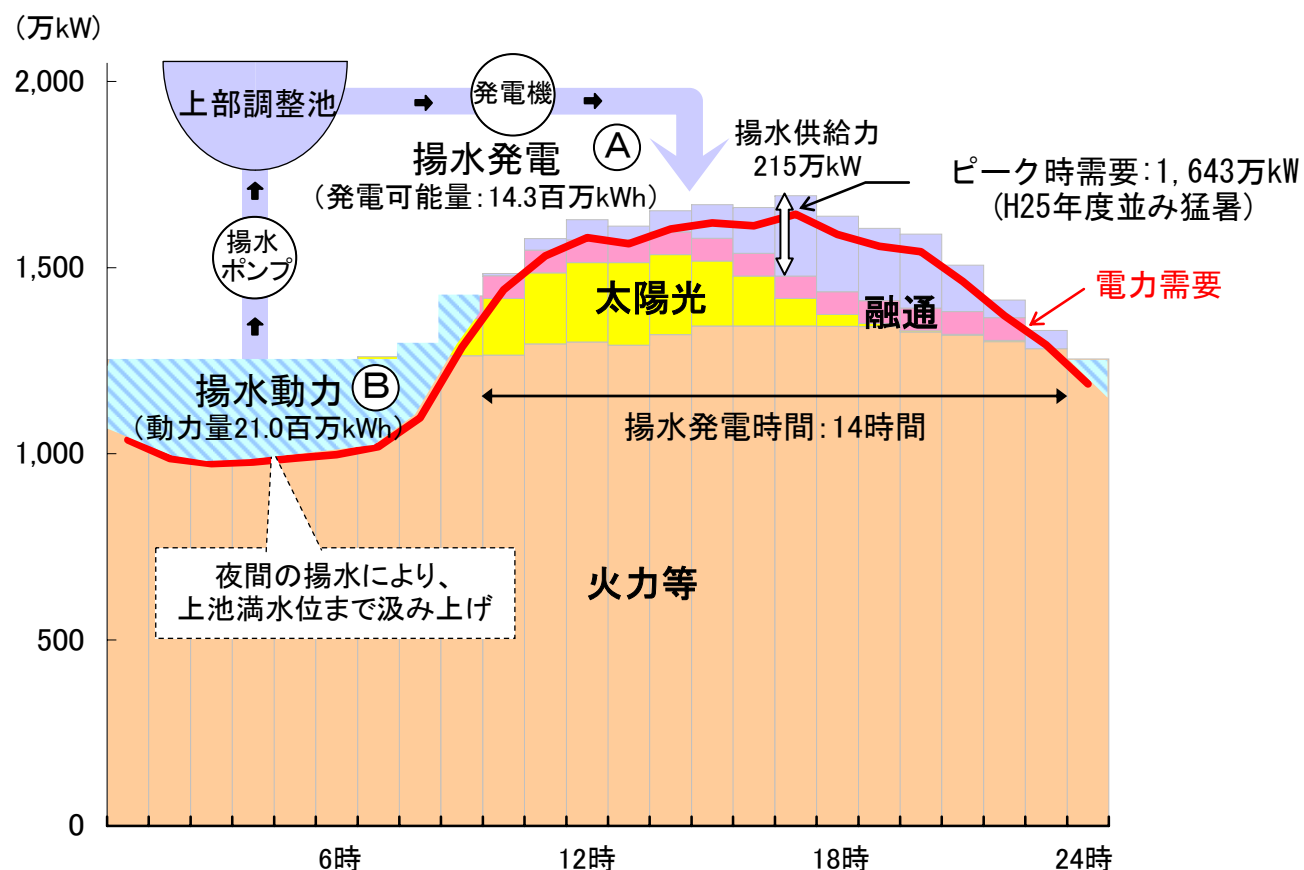
⇒過去30カ年の月別実績平均

出水量の変化と安定的に供給できる量の算出イメージ



⇒過去30カ年の実績平均を基準とし、当該月の出水量の低いほうから5日分の平均の比率を求め、安定的に供給できる量を計上。

- 想定される電力需要に対して、他社からの電力調達、自然変動電源の出力状況などを踏まえた上で、すべての時間帯で必要予備力を確保できるよう発電設備を組合せて供給。
- 揚水発電は、ピーク対応として、上池調整池の保有量を考慮しつつ、電力需要の変化や自然変動電源などの出力状況に合わせて運用する計画としており、各時間帯の予備力が一定となるように揚水供給力を算定。その結果、今夏(8月)は、ピーク時(16～17時)の揚水供給力として215万kWを確保。


$$\textcircled{A} > \textcircled{B} \text{ の } 7 \text{ 割}$$

→ 供給力として不足

$$\textcircled{A} \leq \textcircled{B} \text{ の } 7 \text{ 割}$$

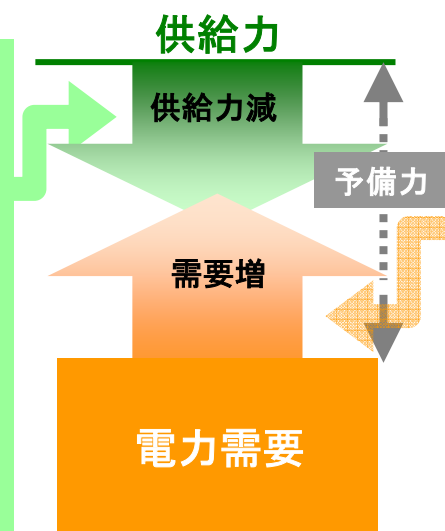
→ 供給力として充足

ただし、上部調整池の保有量に対し、運転時間が長くなる場合には、供給力として計上できる量は、発電設備容量よりも低下

- 火力発電所のトラブル(既述)に加え、以下のような需給変動リスクが考えられ、これらが顕在化した場合には、非常に厳しい需給状況になることが予想される。
- 当社は、需給変動リスクが万一発生した場合においても、電力の安定供給確保に向けて、実運用の直前まで、あらゆる需給両面の対策に最大限取り組む。

[供給面の変動リスク]

ケース	リスク [影響量]
A-1	発電所の計画外停止 ・ 電源線の2回線トラブルに伴う発電所の大規模停止 (新大分火力線: ▲230万kW、苓北火力線: ▲140万kW) ・ 単機最大 ▲70万kW ・ 小丸川下ダム洪水による発電制限 ▲110～▲120万kW
A-2	渇水による水力供給力の減 ・ 渇水の場合 ▲20万kW
A-3	他社の応援余力不足による融通受電の減 ・ 中西地域の予備率の減、▲1%あたり ▲90万kW



[需要面の変動リスク]

ケース	リスク [影響量]
B-1	節電効果の減 ・ 節電率 ▲1%あたり +17万kW
B-2	経済活動の活性化による需要増
B-3	更なる猛暑による需要増 ・ 気温1℃あたり +40～50万kW

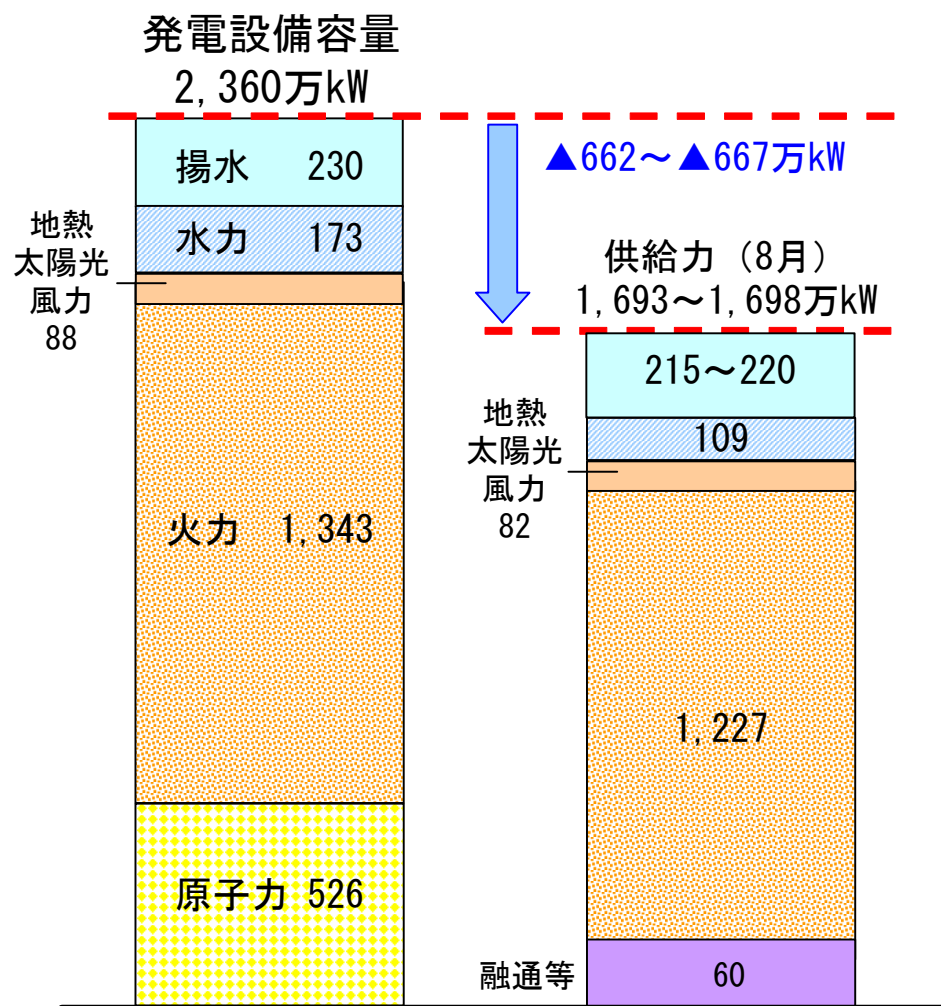
(参考12) 今夏の需給見通し(8月)と昨夏見通しとの差

21

(万kW)

		H27年夏の見通し [①]	H26年夏の見通し [②]	差 [①－②]	主な要因
最大電力 (H1)		1,643	1,671	▲ 28	離脱増などに伴う減
自 社	原子力	—	—	—	—
	火 力	992	991	+1	川内1号出力制約解除などに伴う増
	地 熱	16	16	—	—
	太陽光	0	0	—	—
	水 力	82	82	—	—
	揚 水	215	221	▲ 6	電力間融通の減などに伴う揚水供給力の減
小計		1,305	1,309	▲ 5	—
他 社	火 力	234	188	+46	電源開発(株)松浦火力2号機の復旧などによる増
	太陽光	66	33	+33	設備量の増加に伴う太陽光供給力の増
	風 力	1	1	—	—
	水 力	28	28	—	—
	融 通	61	149	▲ 88	需要減や他社火力の供給力増などに伴う他電力会社からの融通減
	東京	—	20	▲ 20	
	中部	20	83	▲ 63	
	北陸	—	6	▲ 6	
	中国	41	40	+1	
	その他	▲ 1	14	▲ 15	新電力・発電事業者からの受電減など
小計		388	413	▲ 24	—
計		1,693	1,722	▲ 29	—
予備力 [予備率]		50 [3.0%]	51 [3.0%]	▲ 1	—

(注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある



	万 kW	発電設備容量と供給力との差
揚水	▲10～▲15	○ 昼間の揚水発電時間が長くなることから、揚水発電の供給力が低下 ○ 電力需要の変動によって、揚水発電の運転に必要な時間が変わるため、揚水発電の供給力も変動
水力	▲64	○ 河川の出水状況を考慮（渇水時でも安定的に見込める分を計上）
地熱 太陽光 風力	▲6	○ 地熱蒸気量の減等：▲6 万 kW
火力	▲116	○ 休止中の発電所（唐津）の控除：▲88 万 kW ○ 新大分発電所ガスタービン出力の気温影響考慮：▲25 万 kW 等
融通等	+60	○ 一般電気事業者融通：+61 万 kW ○ 新電力への送電等：▲1 万 kW
原子力	▲526	○ 全基停止：▲526 万 kW 玄海原子力▲348 万 kW 川内原子力▲178 万 kW

（注）・太陽光・風力（他社）の設備容量は、今夏（8月）の供給力見込み値を計上
 ・発電設備容量は、玄海原子力1号（平成27年4月27日廃止予定）および唐津2・3号（平成27年6月廃止予定）を含む
 ・四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 仮に、川内原子力が再稼働した場合の今夏の需給見通しは、他電力からの応援融通なしで、予備率は、4%(1基稼働)～11%(2基稼働)程度と試算。

(発電端:万kW)

	川内原子力1基稼働の場合		川内原子力2基稼働の場合	
	7月 (H25年並み猛暑)	8月 (H25年並み猛暑)	7月 (H25年並み猛暑)	8月 (H25年並み猛暑)
需要	1,643	1,643	1,643	1,643
供給力(合計)	1,708	1,727	1,797	1,822
原子力	89	89	178	178
火力	1,227	1,227	1,227	1,227
水力	113	109	113	109
揚水	200	221	200	227
太陽光・風力	65	67	65	67
地熱	16	16	16	16
融通	0	0	0	0
新電力等	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1
予備力 [予備率]	65 [4.0%]	84 [5.1%]	154 [9.4%]	179 [10.9%]

(注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある