

今冬の電力の供給力及び需要の見通しについて (今冬の需給見通し)

— 詳細ご説明資料 —

平成24年10月12日

九州電力株式会社

(目次)

- 1 今冬の電力需要
 - (1) 電力需要の年別推移
 - (2) 電力需要の月別推移
 - (3) 今冬の電力需要想定

- 2 今冬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

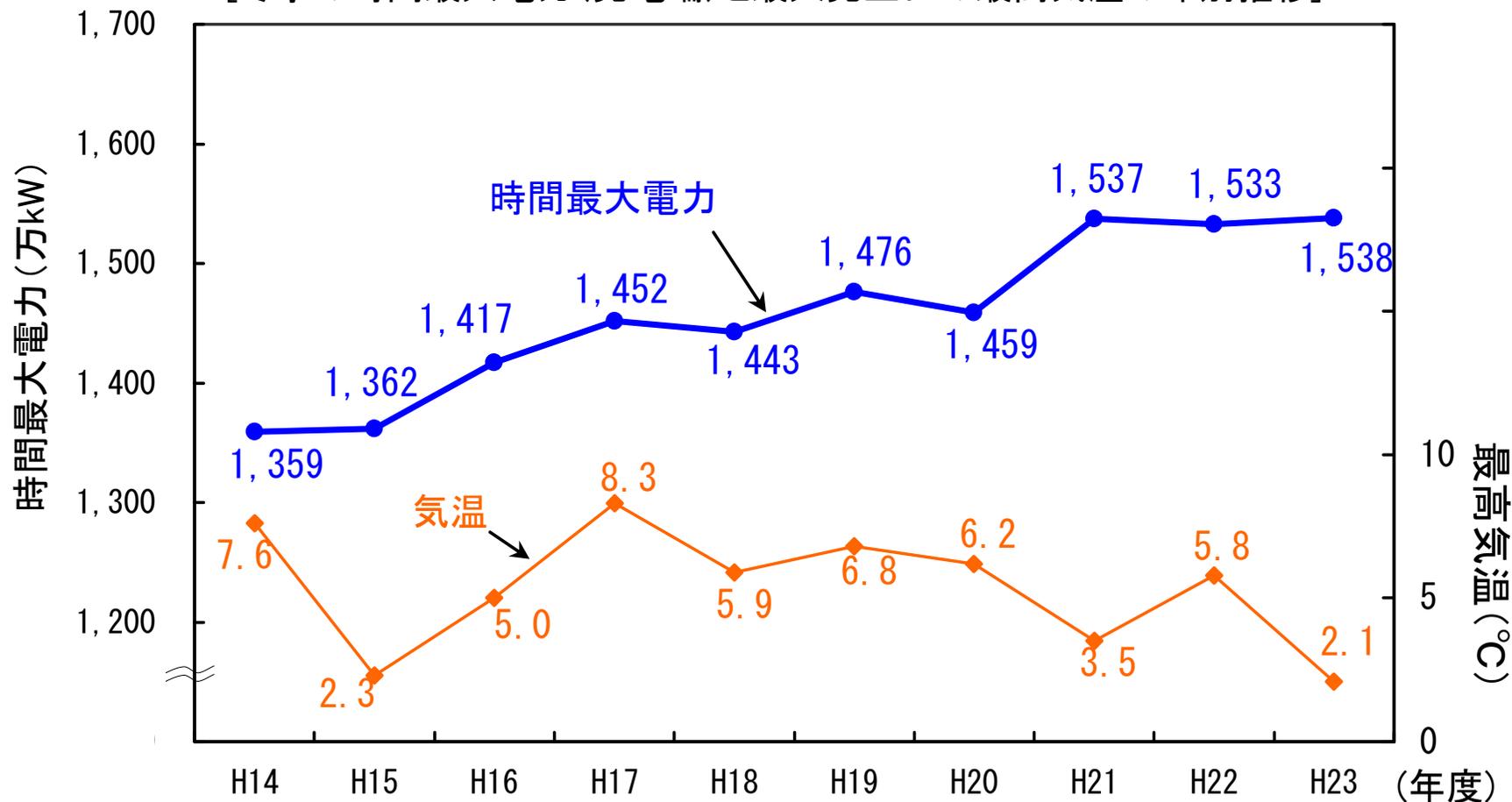
- 3 今冬の供給力

- 4 今冬の需給見通し

(1) 電力需要の年別推移

- 至近3か年の冬季の時間最大電力は、1,530万kW台で推移。
- 昨冬は、数値目標を伴う節電要請期間を通じて、一昨年比▲6%程度の節電にご協力していただいたものの、寒波により九州全域で記録的な寒さに見舞われ、2月2日(木)に1,538万kWを記録し、過去の冬季最大電力を更新。

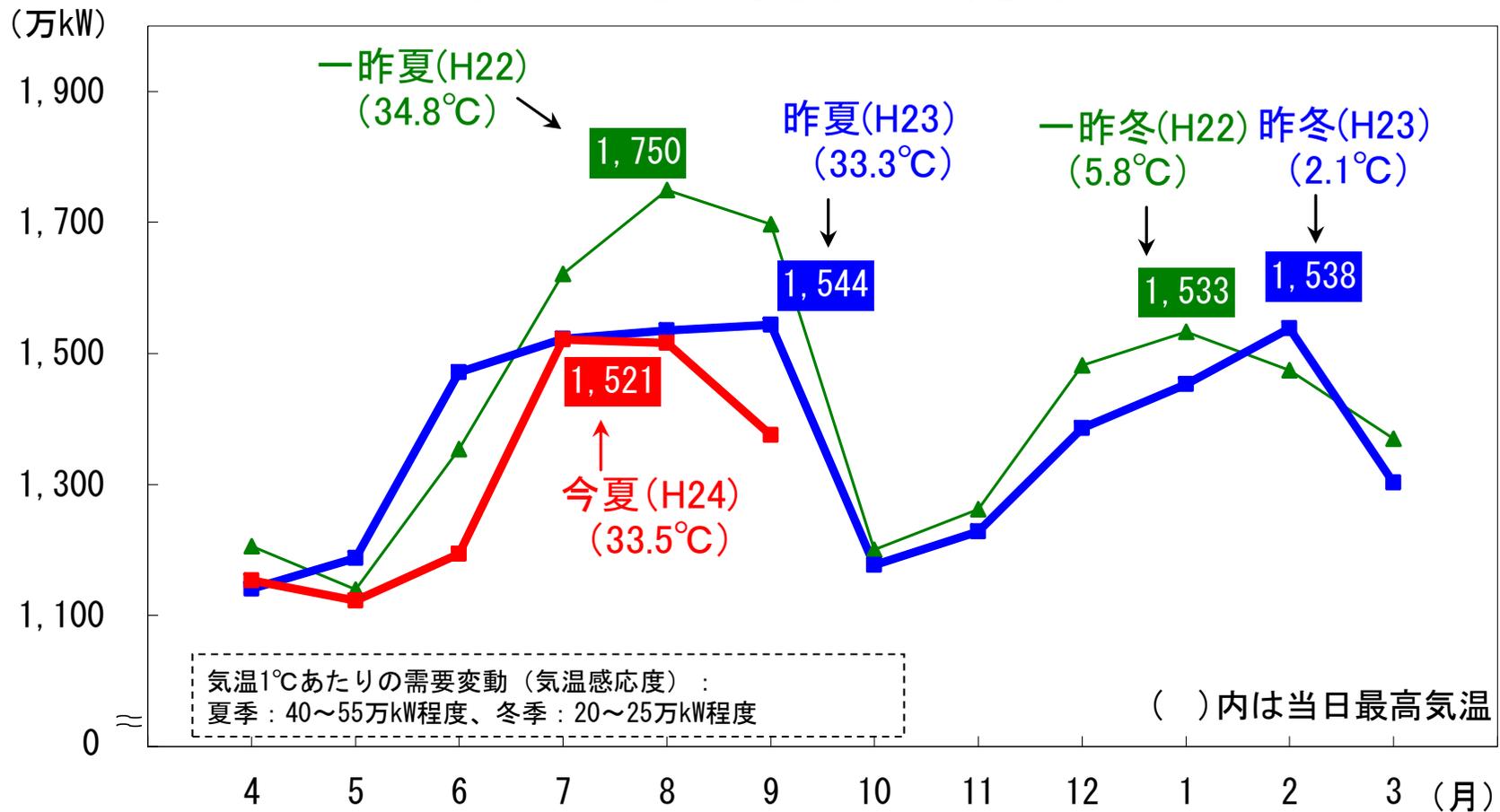
[冬季の時間最大電力(発電端)と最大発生日の最高気温の年別推移]



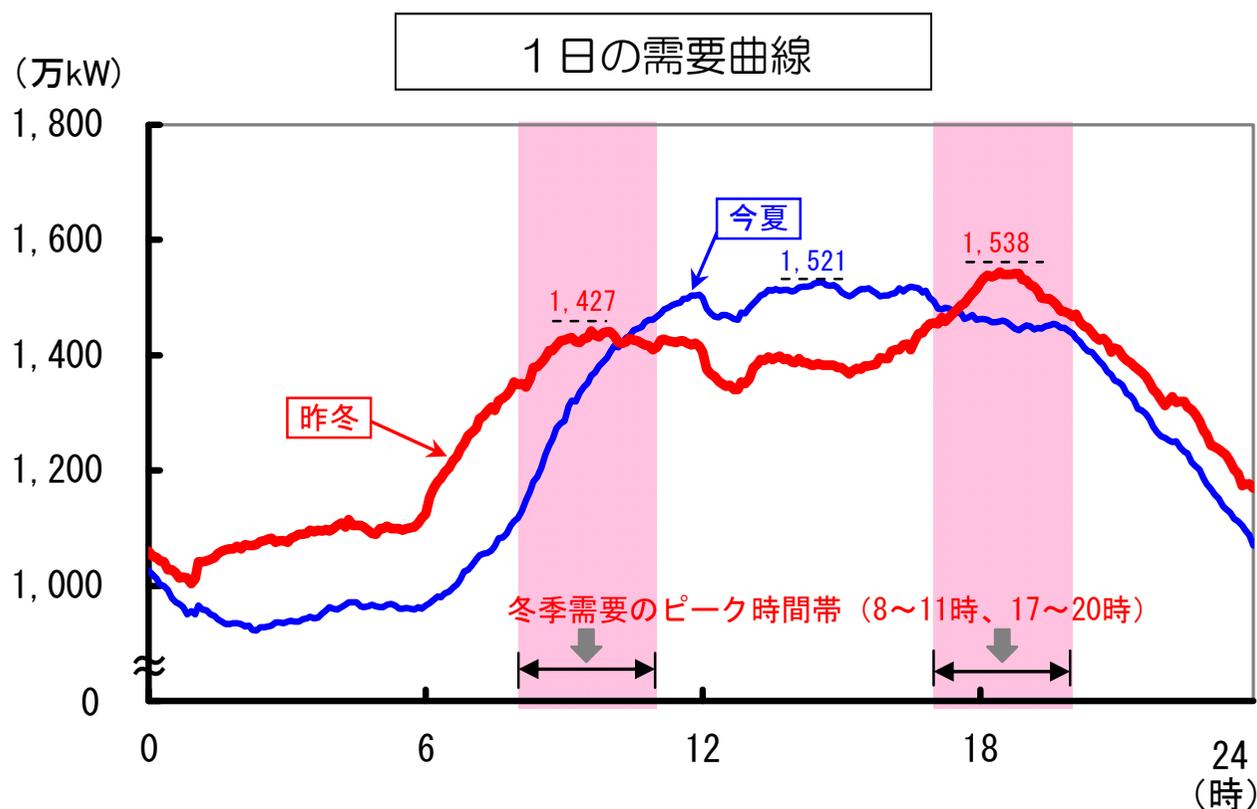
(2) 電力需要の月別推移

- 冬季の電力需要は、震災以前は、通常夏季の8～9割程度であったが、震災以降、夏季とほぼ同水準で推移。

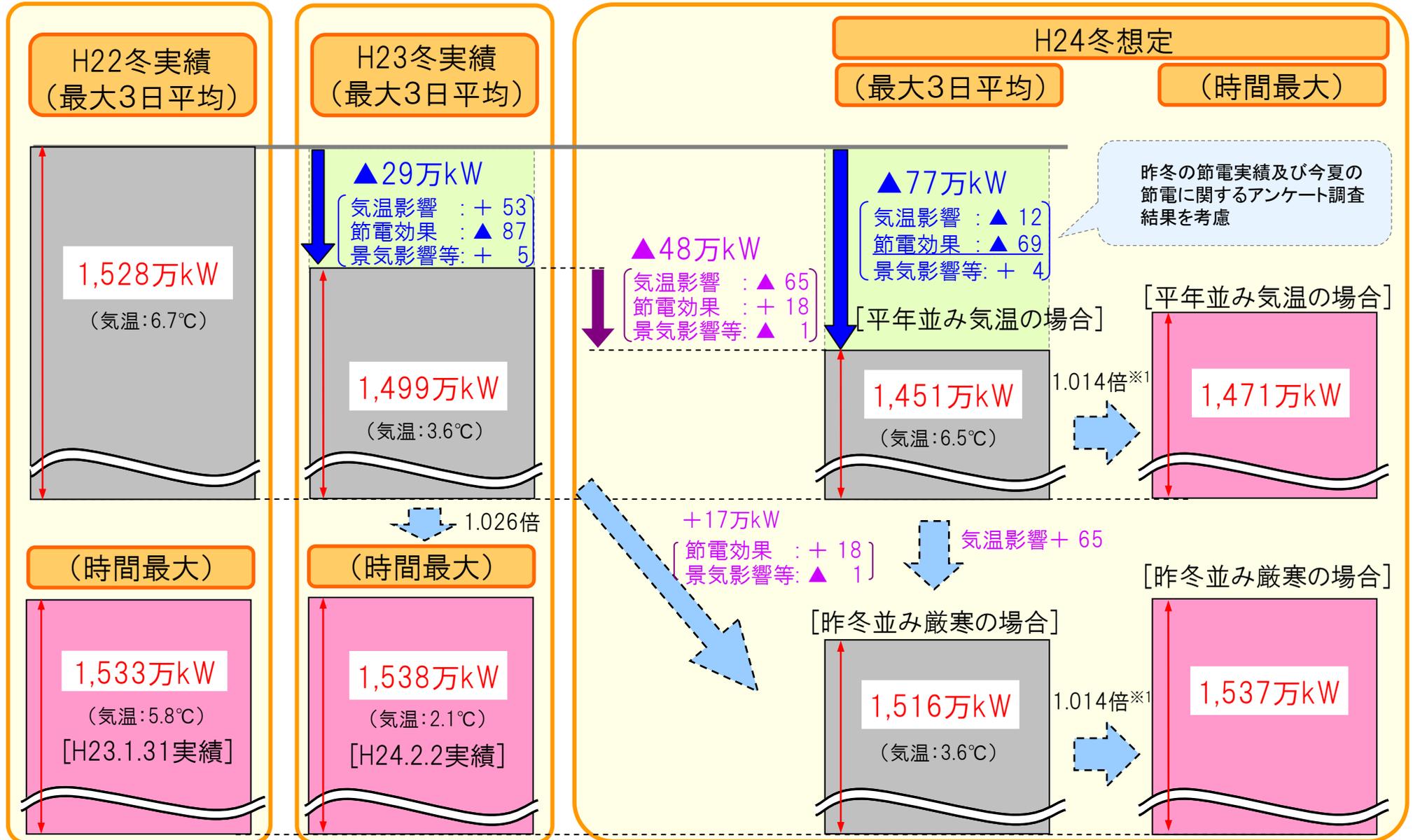
[時間最大電力(発電端)の月別推移]



- 冬季は、暖房の使用量が多くなる午前(8~11時頃)と照明や家庭用需要が多くなる点灯帯(17~20時頃)に需要のピークが発生。
- 空調や照明等の使用時間が夏季に比べ長いため、1日のうちで電力需要の大きな時間帯が長い。また、深夜および早朝の電力需要は夏季に比べて大きい。
- 気温が1℃低下すると、時間最大電力が20万kW/℃程度増加。



(3) 今冬の電力需要想定



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

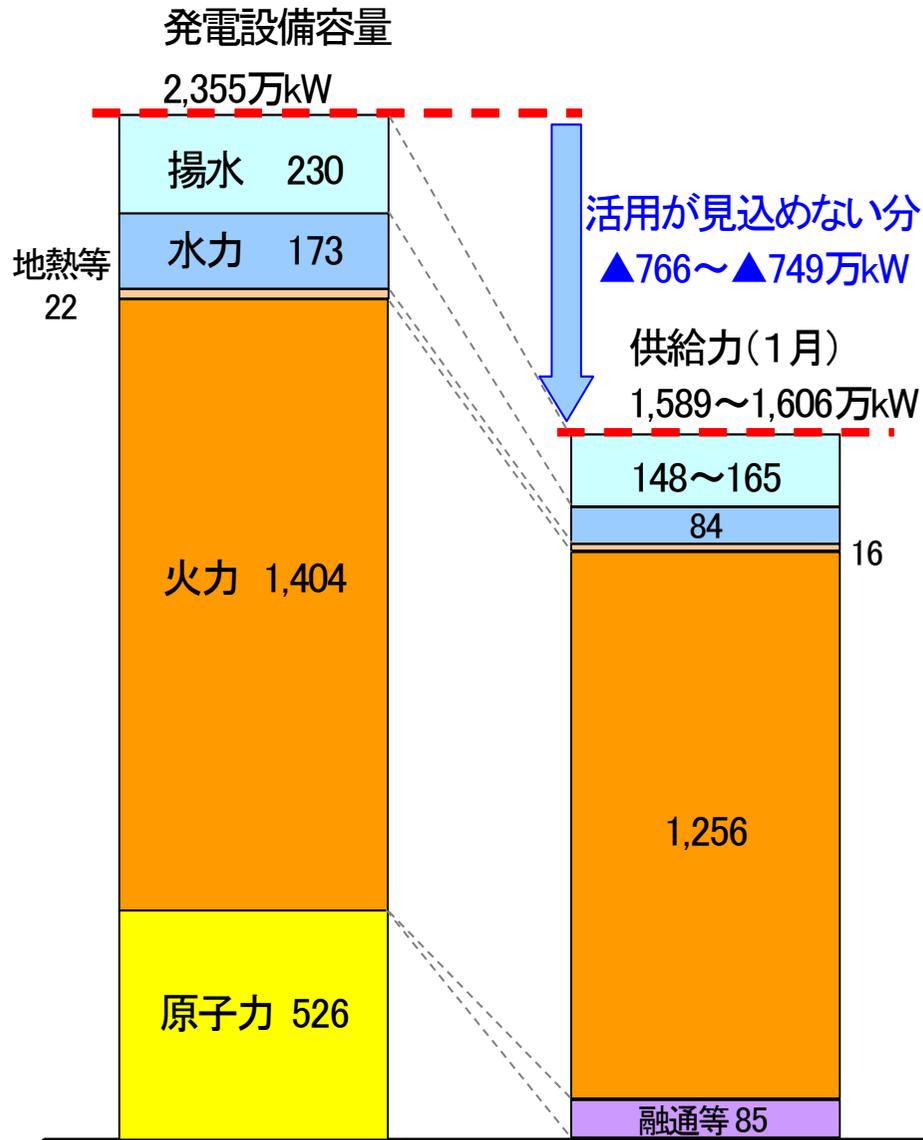
(1) 供給力対策

- 現時点（計画段階）で対応可能なあらゆる供給力確保策を実施。
 - 火力・水力発電所の補修停止時期の調整
 - ・設備の保安上、繰り延べ困難なものを除き、最大限補修時期の調整を実施。
（今冬は新大分1号系列3軸のタービン点検のみ実施）
 - 火力燃料の追加調達
 - ・原子力の代替として、追加調達を実施。
 - 他社からの受電
 - ・他電力会社からの応援融通の受電：最大で昼間76万kW、夜間37万kW
 - ・新電力・発電事業者からの受電：昼間11万kW、夜間14万kW
 - ・自家発からの受電：昼間12万kW、夜間10万kW
 - 水力発電所の廃止時期繰延べ
 - ・甲佐発電所（最大出力：0.4万kW）の設備更新に伴う廃止を繰延べ。
 - 緊急設置電源の追加設置
 - ・今夏に加えて、今回、新たに離島用の移動用発電設備2台（0.3万kW）を追加設置。
（計4台、0.6万kW）

(2) 電力需要対策

- 需要面からの対策として、昨冬導入した「冬季計画調整契約」を、今冬も実施。
 - 今後お客さまを個別訪問し、休日操業シフトや自家発稼働増による契約コンサルティングを実施。

- 今冬の供給力は、活用が見込めない分を除くと、1,589~1,606万kW程度となる見通し。



	発電設備容量と供給力(1月)との主な差	
	万kW	
揚水	▲82 ~ ▲65	○ 昼間の揚水発電時間が長くなることから、揚水発電供給力が低下 ○ 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	▲89	○ 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)
地熱等	▲6	○ 蒸気量の減を考慮：▲5
火力	▲148	○ 休止・長期計画停止中の発電所（唐津、大分）の控除：▲138 ○ 新大分発電所 1-3 軸の補修停止：▲10 ○ 緊急設置電源の設置や自家発からの受電増：+13
融通等	+85	○ 他電力会社からの受電：+76 ○ 発電事業者からの受電等：+9
原子力	▲526	○ 全基停止：玄海▲348、川内▲178
合計	▲766 ~ ▲749	—

(参考) 発電設備容量と今冬の供給力の内訳 (火力)

[万kW]

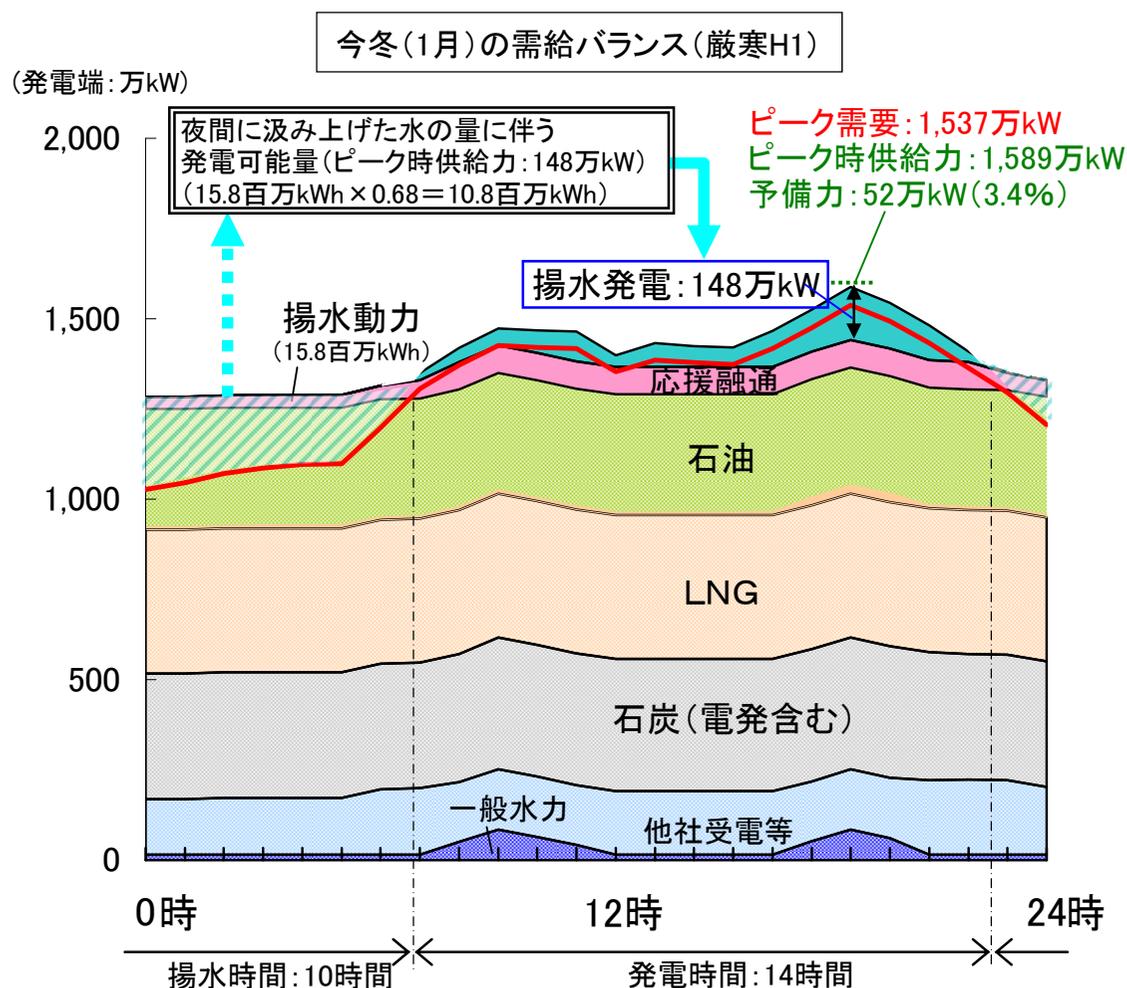
種別等	発電所		設備容量	今冬1月の 見込み供給力	差	備 考	
			(A)	(B)	(B-A)		
火力	石炭	松浦 1号	70	70	—		
		苓北	1号	70	70	—	
			2号	70	70	—	
		苅田 新1号	36	36	—		
	LNG	新小倉	3号	60	60	—	
			4号	60	60	—	
			5号	60	60	—	
		新大分	1号系列	69	58.3	▲10.7	・1-3軸の補修停止(▲10.1)、気温影響に伴うガスタービン出力減(▲0.6)
			2号系列	87	87	—	
	3号系列		73.5	73.2	▲0.3	・気温影響に伴うガスタービン出力減	
	石油	大分	1号	25	0	▲25	・休止中
			2号	25	0	▲25	
		唐津	2号	37.5	0	▲37.5	・長期計画停止中 (部品の調達・交換に2年程度必要)
			3号	50	0	▲50	
		相浦	1号	37.5	37.5	—	
			2号	50	50	—	
		豊前	1号	50	50	—	
			2号	50	50	—	
		川内	1号	50	50	—	
			2号	50	50	—	
苅田 新2号	37.5	37.5	—	・長期計画停止中であつたが、H24年6月に運転再開			
増出力運転			—	15	+15	・緊急時にのみ増出力運転を実施	
緊急設置電源			—	1.0	+1.0	・離島移動用発電設備の活用(+0.6)、豊前発電所ディーゼル(+0.4)	
内燃力			39.5	26	▲13.5	・本土と連系していない離島(内燃力)の島内需要対応分を除いた供給余力は、本土需要対応として活用できないため控除(▲21.6) ・本土と連系している五島の内燃力設備の臨時稼働(+8.1)	
他社			246.7	244.5	▲2.2	・所内電力等を控除(▲14.0) ・自家発等からの受電分を織込み(+11.8)	
合計			1404.2	1256	▲148.2		

(参考) 発電設備容量と今冬の供給力の内訳 (水力、地熱等、融通等)

[万kW]

種別等		設備容量 (A)	今冬1月の 見込み供給力 (B)	差 (B-A)	備 考
水力	自社 (揚水除き)	128.2	62.3	▲65.9	・ 安定的に見込める分を計上 (▲64.6) ・ 貯水池式発電所のダム運用水位を考慮 (▲1.0) ・ 九州北部豪雨に伴う復旧作業 (▲0.3)
	他社	45.1	21.2	▲23.9	・ 安定的に見込める分を計上 (▲17.5) ・ 貯水池式発電所のダム運用水位を考慮 (▲6.4)
	合計	173.3	83.5	▲89.8	
地熱等	地熱	21.2	16.3	▲4.9	・ 蒸気発生量の減を考慮
	太陽光	0.3	0.0	▲0.3	・ 冬季ピークが日没後のため、供給力として見込めない。
	風力	0.3	0.0	▲0.3	・ 安定的な出力が見込めないため、供給力として未計上。
	合計	21.8	16.3	▲5.5	
融通等	他電力会社からの受電	—	76.0	+76.0	
	新電力からの受電等	—	9.1	+9.1	
	合計	—	85.1	+85.1	

- 揚水発電は、火力や一般的な水力などと違い、電力需要が少ない夜間に水を汲み上げ、電力需要が増加する昼間に、それを流下させて発電するもの。
- 揚水発電の供給力は、上池に貯めている水の量に限りがあるため、その水の使い方によって変わり、揚水発電の運転時間が長くなればなるほど、昼間に活用できる供給力は減少する。



(発電端:万kW、%)

	1月		2月	
	平年並み気温	H23年度 厳寒並み気温	平年並み気温	H23年度 厳寒並み気温
需要	1,471	1,537	1,471	1,537
供給力	1,606	1,589	1,602	1,584
原子力	0	0	0	0
火力	1,256	1,256	1,253	1,253
水力	84	84	83	83
揚水	165	148	164	147
地熱等	16	16	16	16
電力会社間融通	76	76	76	76
新電力 からの受電等	9	9	9	9
予備力 (予備率)	135 (9.2)	52 (3.4)	131 (8.9)	47 (3.1)

(注) 四捨五入の関係で合計値が合わないことがある

- 今冬は、現時点で対応可能な供給力対策を行ったとしても、予備率3%程度と十分な供給力を確保できない状況。
- さらに、昨冬(2月2日)のような寒波による電力需要の急増や、火力発電所等の電力供給設備のトラブルなど、以下のような需給変動リスクが顕在化した場合には、より厳しい需給状況が予想される。

[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 ・ 単機最大▲70万kW ・ 小丸川下ダム洪水による発電制限▲80~▲120万kW
A-2	渇水による水力供給力の減 ・ 渇水の場合▲10万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▲70万kW ・ 他社発電所の計画外停止

[需要面の変動リスク]

ケース	リスク [影響量]
B-1	寒波による需要増 ・ 気温1°Cあたり+20~30万kW
B-2	節電効果の減 ・ 節電率▲1%あたり+15万kW

