

平成23年11月25日
~~平成23年11月1日~~
九州電力株式会社

玄海原子力発電所4号機の定期検査開始時期の変更等に伴い、節電期間等を見直し
〔詳細は、平成23年11月25日プレス発表「今冬における節電期間の見直しについて」をご参照ください〕

今冬の電力需給見通しと 節電へのご協力のお願いについて

— 詳細ご説明資料 —

- 1 今夏の需給実績について
 - (1) 電力需要の実績
 - (2) 省電効果について
 - (3) 需給実績
- 2 今冬の需給見通しについて
 - (1) 需給見通し
 - (2) 供給力確保に向けた取組み
- 3 今冬における節電のお願いについて
 - (1) 今冬における節電のお願い
 - (2) 数値目標5%の考え方
 - (3) 節電にご協力いただきたい期間
 - (4) 節電にご協力いただきたい時間帯
 - (5) 節電に対する当社の取組み
 - (6) ご家庭・法人お客さま等における節電の具体事例

1 今夏の需給実績について

(1) 電力需要の実績

- 今夏の電力需要は、最大3日平均電力（日々の最大電力のうち、夏季の上位3日の平均値）が1,537万kW、日電力量（1日の発電電力量）が3億5百万kWhと前年を大きく下回った。
- この要因は、九州全域で最高気温が前年を大きく下回り、高気温が一定期間継続しなかったことに加え、ご家庭、企業・自治体等お客さまが「省電」に取り組んでいただいた効果と考えている。

【最大電力、日電力量（発電端）】

	最大3日平均電力 (万kW)	日電力量 (百万kWh)	時間最大電力 (万kW)
平成23年度 実績	(8月9日,8月30日,9月1日) 1,537	(8月9日) 305	(9月1日15時) 1,544
前年差 (比)	▲193(▲11.1%)	▲33(▲9.8%)	▲206 (▲11.8%)
前年記録 (平成22年度)	1,730	338	1,750

(2) 省電効果について

- 今夏の最大電力（最大3日平均電力）は、気温の影響を除くと昨年に比べて110万kW程度低くなった。その大半は、お客さまにご協力いただいた「省電」の効果であったと考えている。

	H23年度 (A)	H22年度 (B)	前年差 (A) - (B)
最大3日 平均電力 (万kW)	1,537	1,730	▲193
最高気温 (℃)	32.9	34.6	▲1.7

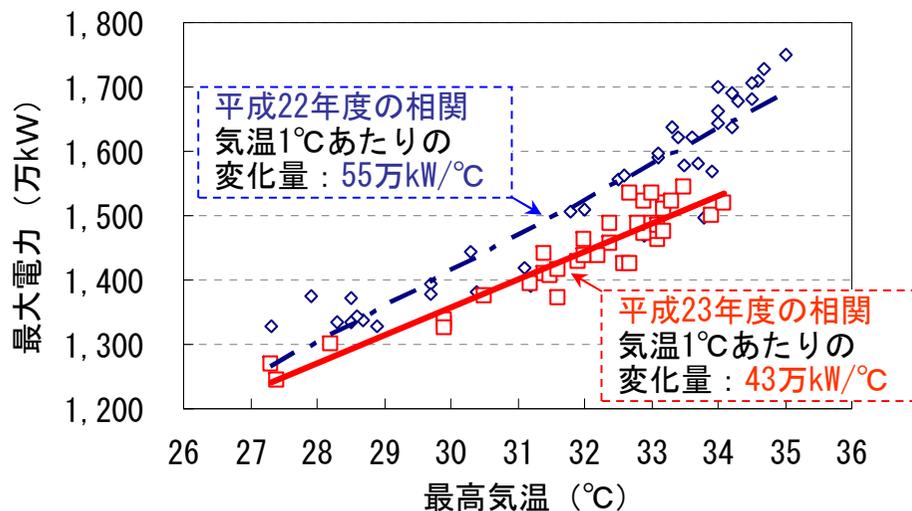
○ 気温の影響：▲80万kW程度

今夏は前年に比べ、最大3日平均電力発生日の最高気温が1.7℃低いことから、今夏の気温1℃あたりの最大電力の変化量によれば、気温による影響は▲80万kW程度となる。

○ 省電等の影響：▲110万kW (▲7%) 程度

上記以外の要因であり、省電等の影響と考えられる。

(参考) 時間最大電力と最高気温の関係



【最大電力（最大3日平均電力）】

(単位：万kW)

	前年差	要因	
		気温の影響	省電効果等
最大3日平均電力	▲193(▲11.1%)	▲80(▲4.6%)	▲113(▲6.5%)
電灯（家庭用）	▲66(▲13.8%)	▲36(▲7.5%)	▲30(▲6.3%)
業務用	▲62(▲11.4%)	▲22(▲4.0%)	▲40(▲7.4%)
小口等	▲48(▲12.9%)	▲22(▲5.9%)	▲26(▲7.0%)
産業用大口	▲17(▲5.0%)	—	▲17(▲5.0%)

(注1) ()内は前年からの伸び率。

(注2) 数値は推計値。

【販売電力量（7月～9月度累計）】

(単位：億kWh)

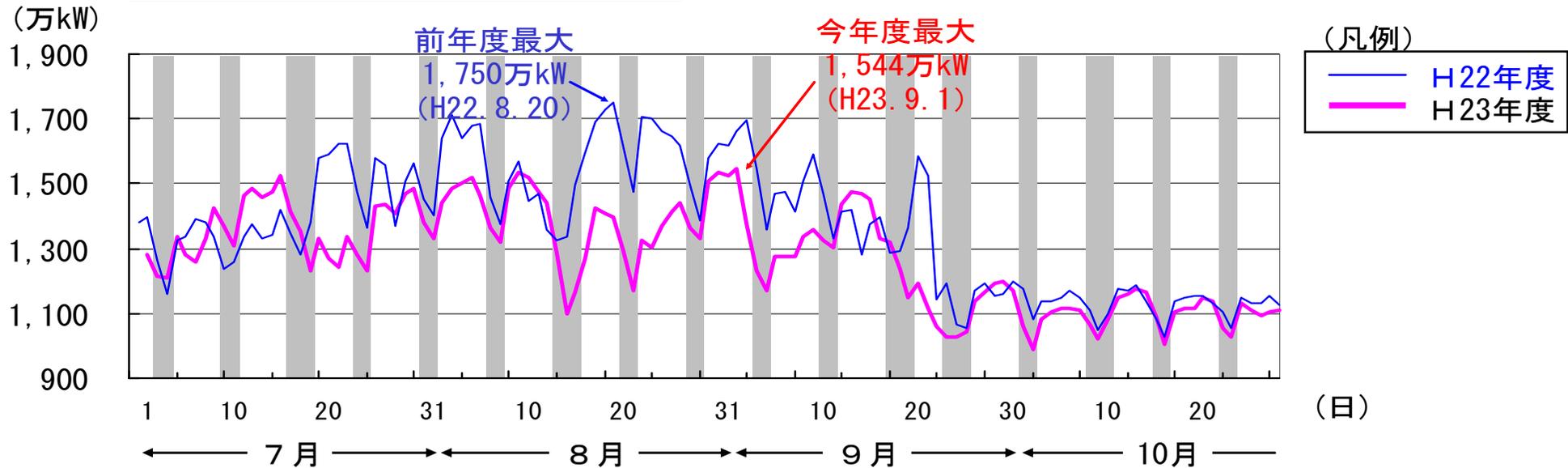
	前年差	要因	
		気温の影響	省電効果等
販売電力量	▲10.5(▲4.4%)	▲2.5(▲1.0%)	▲8.0(▲3.4%)
電灯（家庭用）	▲5.8(▲7.3%)	▲1.1(▲1.3%)	▲4.7(▲6.0%)
業務用	▲3.2(▲5.4%)	▲0.9(▲1.6%)	▲2.3(▲3.8%)
小口等	▲1.8(▲4.9%)	▲0.5(▲1.3%)	▲1.3(▲3.6%)
産業用大口	+0.3(+0.4%)	—	+0.3(+0.4%) [▲0.6(▲1.0%)]

(注) ()内は前年からの伸び率。[]内は新增設等による生産増の影響を除いた数値。

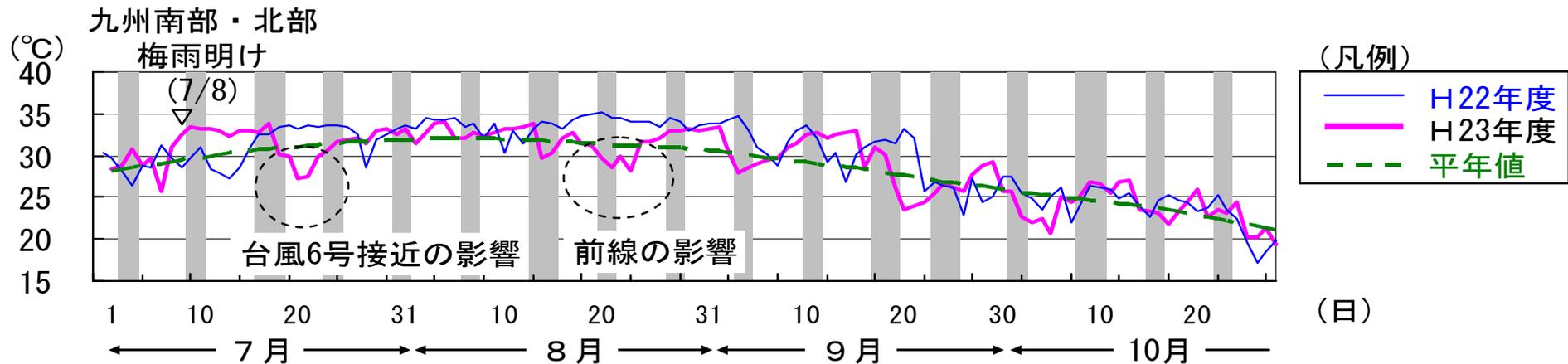
- 前年夏に比べ、今夏は気温が低めに推移

※網掛け■は、土日祝日・盆を示す。

時間最大電力（発電端）の推移



最高気温の推移 (九州7県平均)



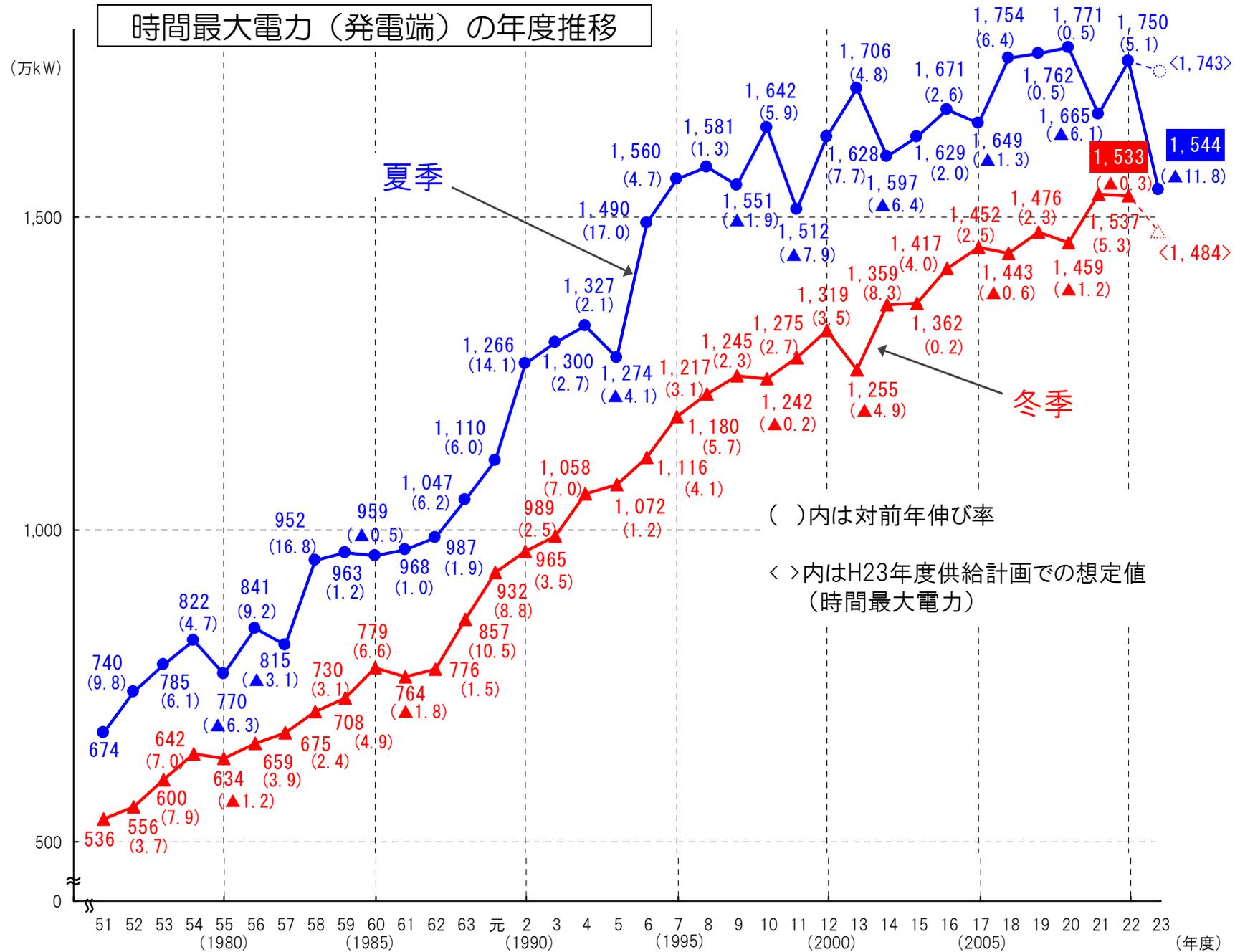
(3) 需給実績

- 原子力発電所の停止の対応として、代替となる火力発電所の燃料の追加調達や、他社からの受電の増加、電力供給設備の事故防止・維持管理の徹底などの取組みを行ったことにより、電力供給に大きな支障は生じなかった。

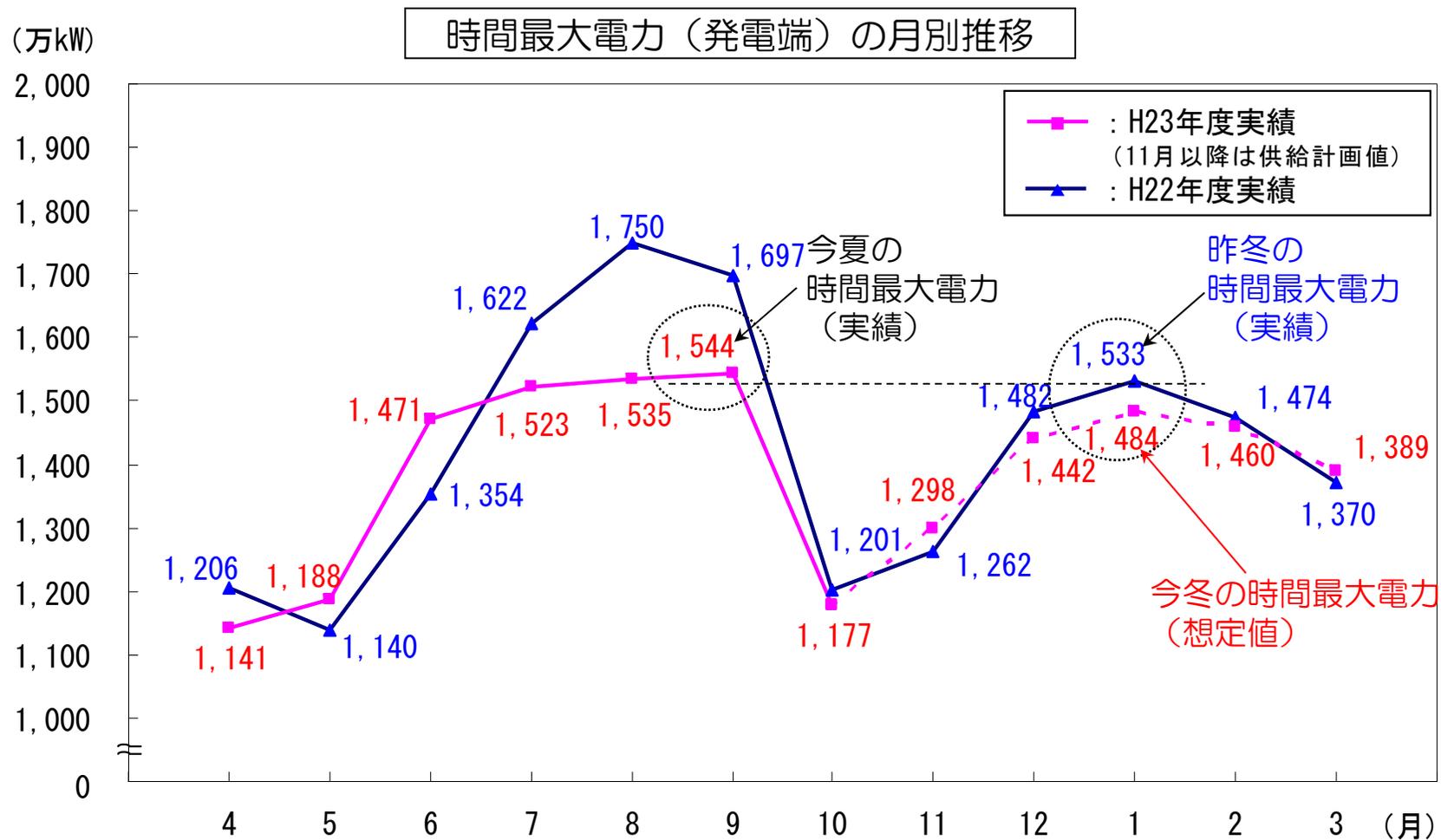
【最大電力バランス (計画差)】

(最大3日平均電力、発電端) (単位: 万 kW)

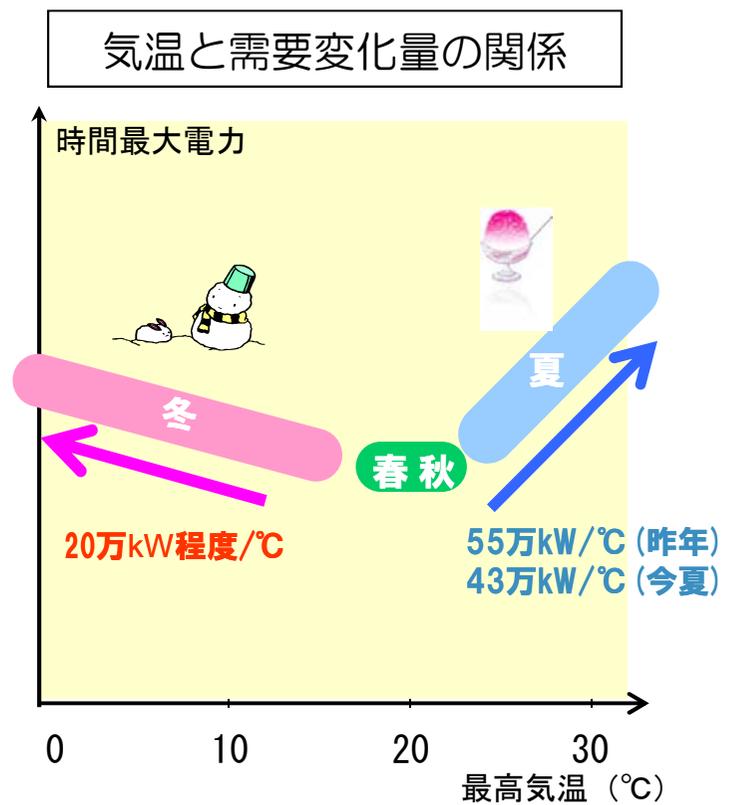
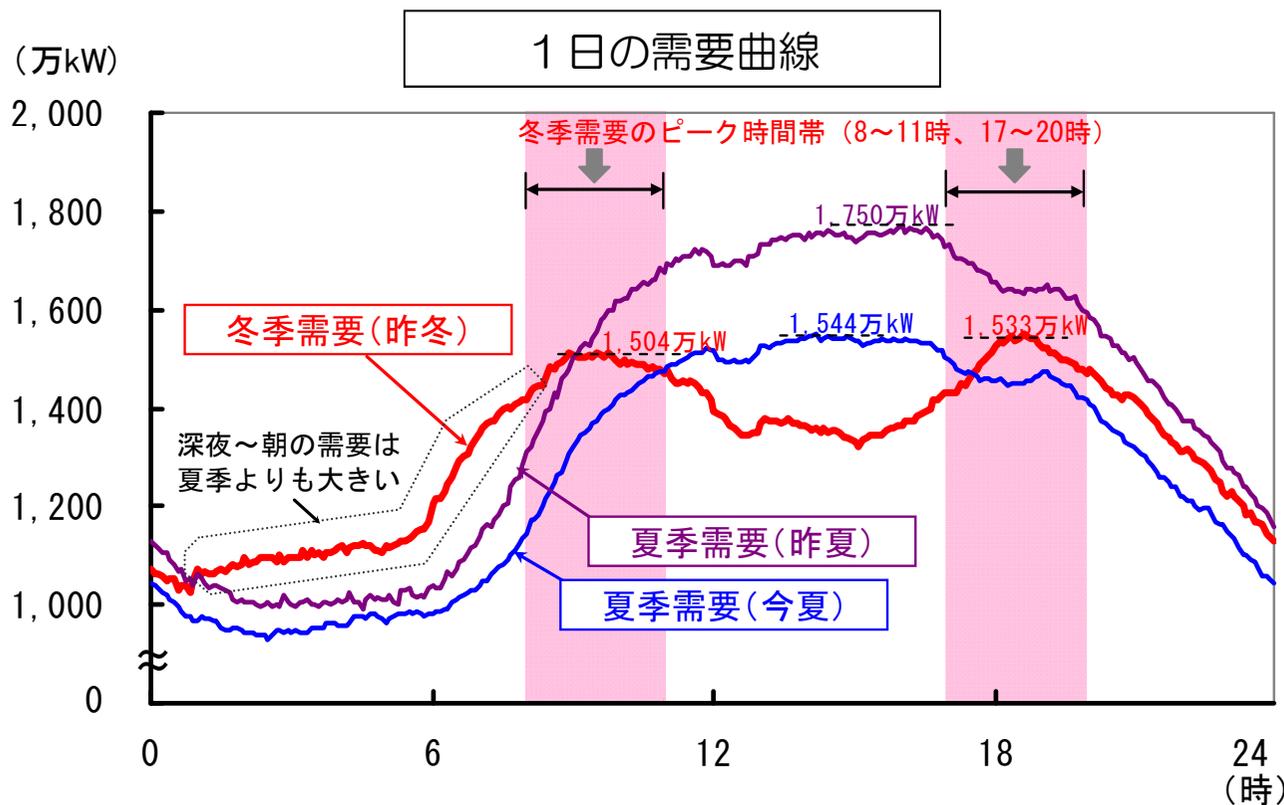
		計画 (需給見通し)		実績	
		当初計画 (H23 供給計画)	原子力運転再開延期時 (7月15日公表) (A)	(B)	計画差 (B-A)
電力需要		1,722	1,718	1,537	▲181
供給力	自社				
	水力	313	313	328	+15
	火力	948	956	907	▲49
	原子力	520	257	237	▲20
他社		260	260	260	0
合計		2,041	1,786	1,732	▲54
供給予備力 (供給予備率)		319 (18.5%)	68 (4.0%)	195 (12.7%)	+127 (+8.7)



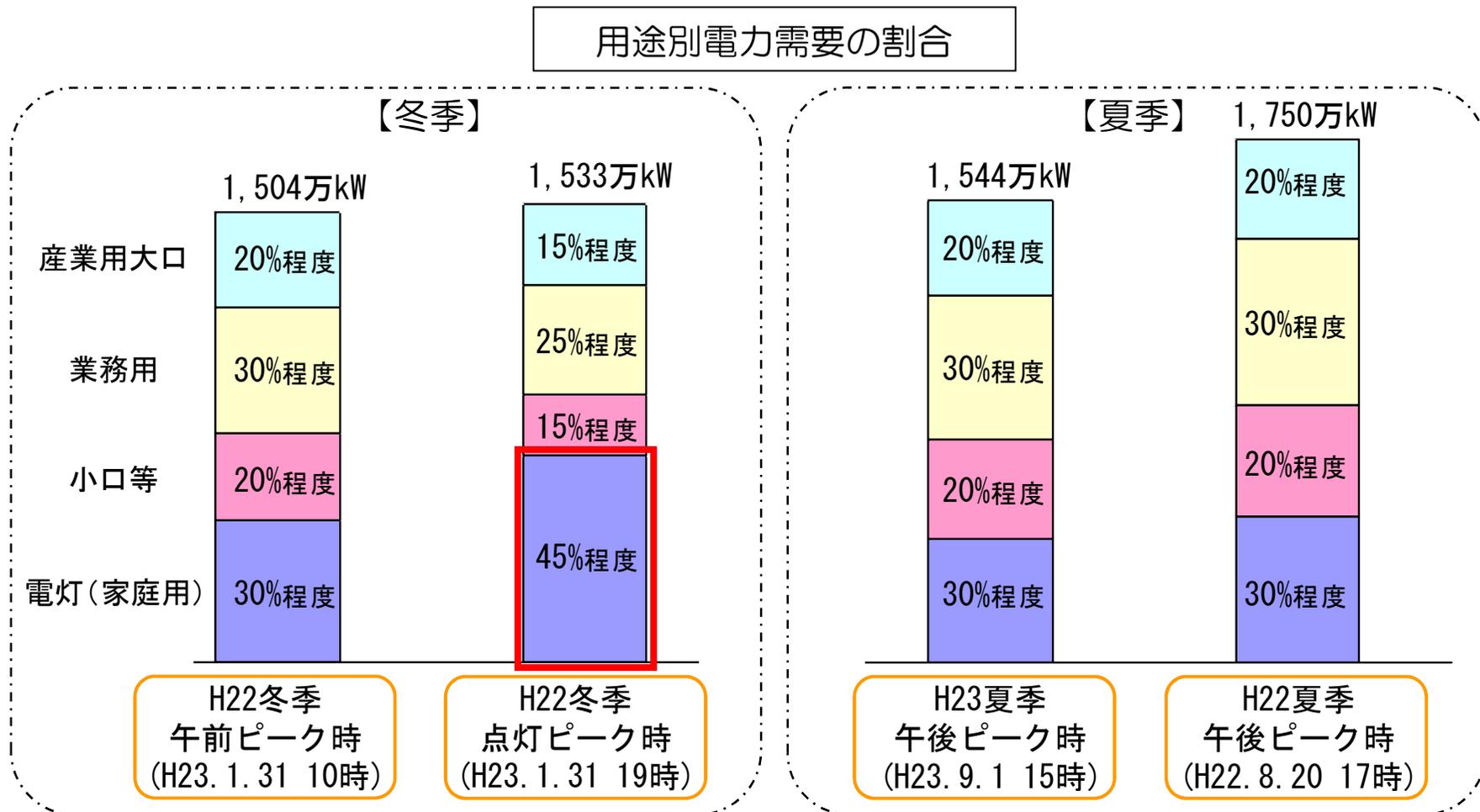
- 冬季の電力需要は、通常夏季の8～9割程度。
- 昨年度 (平成22年度) 冬季については、厳冬の影響により、1,533万kWと今夏並みの実績を記録



- 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の多くなる点灯帯（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。
- 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。



- 冬季の点灯ピーク時は、午後にピークが発生する夏季に比べ、産業用・業務用・小口等の割合が減少し、家庭用需要が多くなる傾向。
(昨年度冬季最大発生時の需要の45%程度は家庭用需要)



(注) グラフ中の数値 (%) は推計値

2 今冬の需給見通しについて

(1) 需給見通し

【1月度の需給見通し】

- すべての原子力発電所の停止に伴い、供給力確保の方策を最大限実施しても、電力需要（最大3日平均電力）に対し、供給予備率は1%未満となる見込み。

〔 需要急増や発電機の計画外停止に備えた供給予備率5%（今冬における最大）電源ユニット70万kW相当）の確保は困難な状況。 〕

- 仮に昨年度冬季の最大需要（時間最大電力）が発生した場合には、供給予備率は、▲2.2%と不足する懸念。

【今冬の需給見通し】（1月度：発電端）

（単位：万kW）

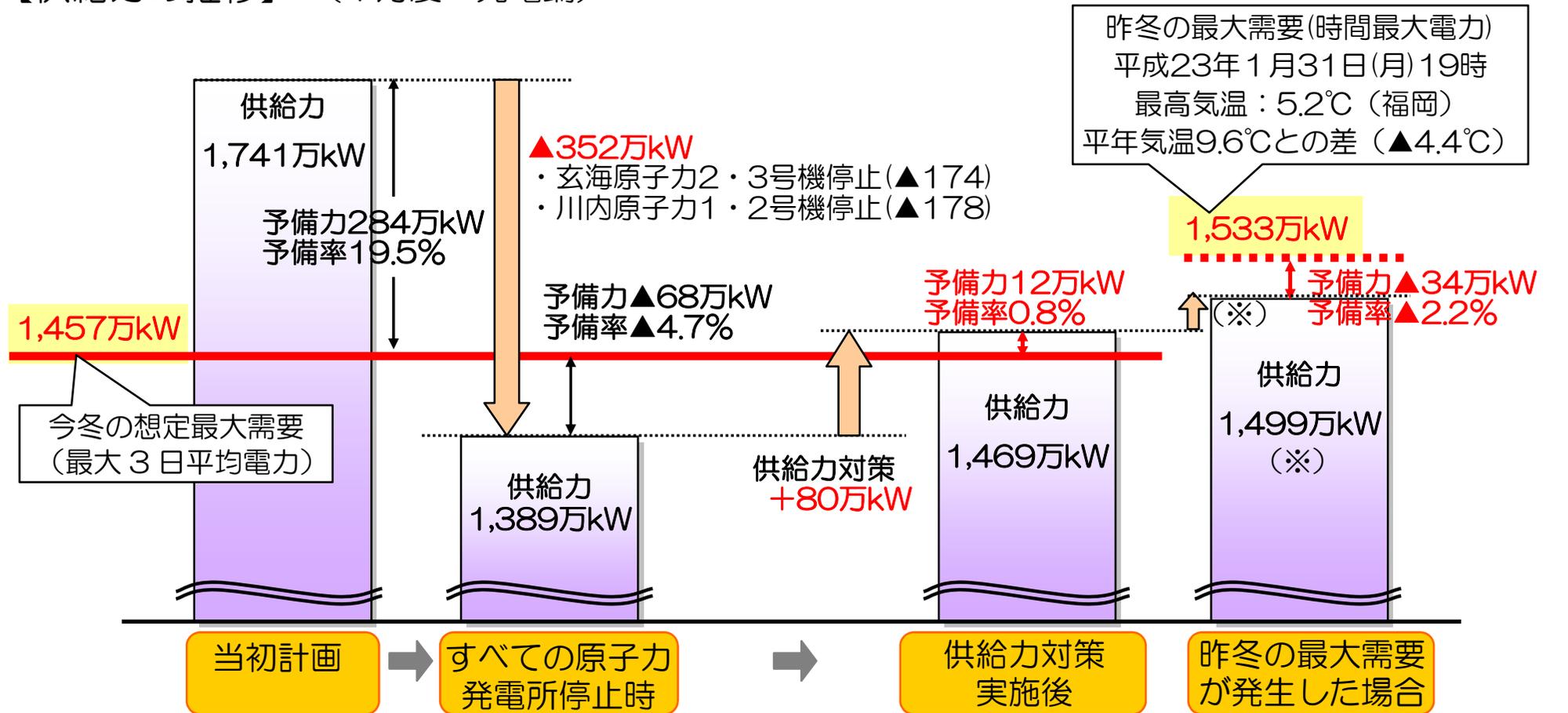
	当初計画		すべての原子力 発電所停止時	供給力対策実施後				
				当初計画ベース （最大3日平均電力） の場合	昨冬の最大需要 （時間最大電力） が発生した場合			
最大3日 平均電力	1,457	〔 1,420 〕	1,457	〔 1,420 〕	1,457	〔 1,420 〕	1,533	〔 1,483 〕
供給力	1,741	〔 1,688 〕	1,389	〔 1,353 〕	1,469	〔 1,431 〕	1,499*	〔 1,450 〕
供給予備力 （供給予備率）	284	〔 268 〕	▲ 68	〔 ▲ 67 〕	12	〔 11 〕	▲ 34	〔 ▲ 33 〕
	(19.5%)	(18.8%)	(▲ 4.7%)	(▲ 4.7%)	(0.8%)	(0.8%)	(▲ 2.2%)	(▲ 2.2%)

〔 〕内は送電端

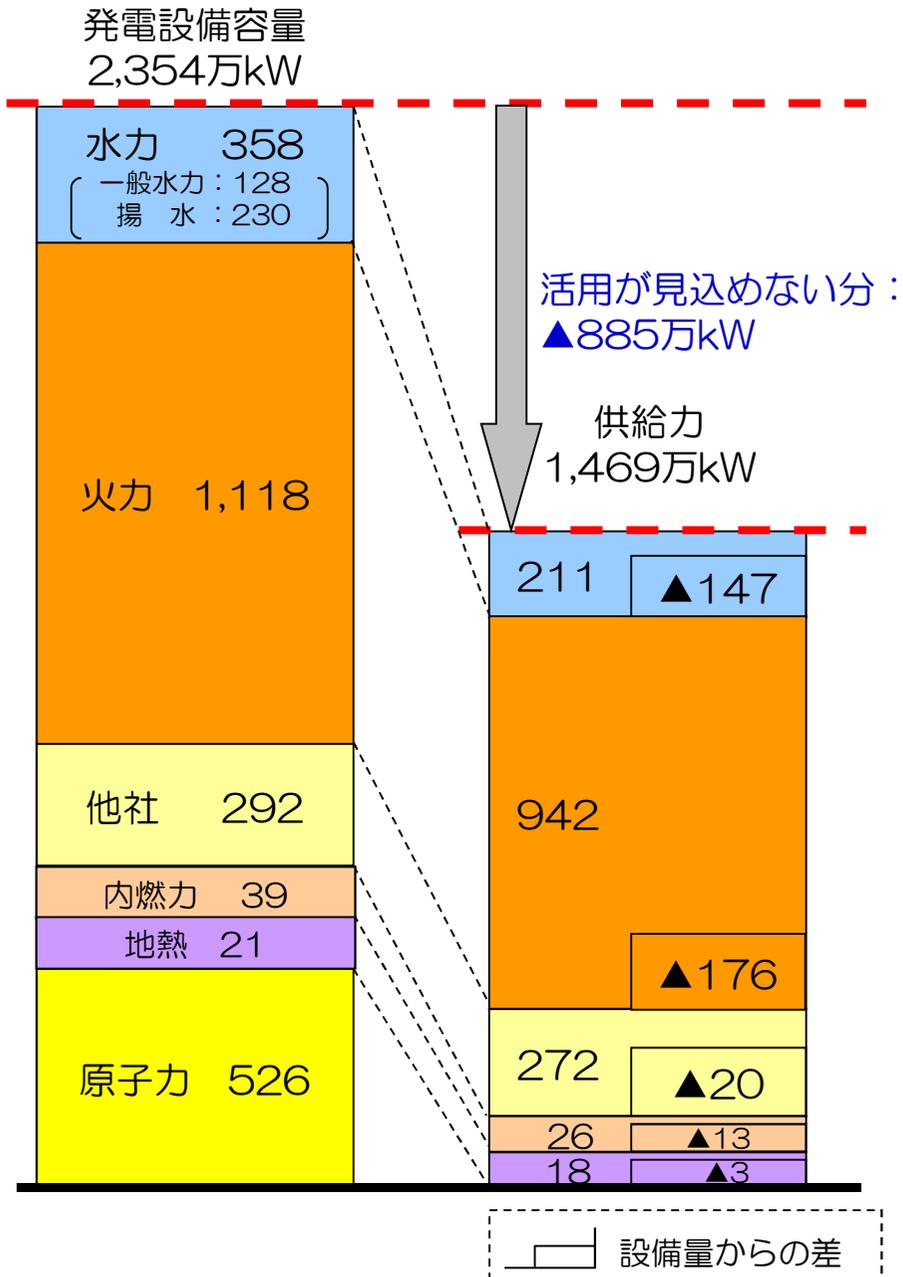
※需要急増への緊急的な対応として、以下の供給対策を追加実施。

- ・揚水発電所の上池を最大限活用（+17万kW）
- ・火力発電所の出力向上運転（冬季：+13万kW）

【供給力の推移】 (1月度：発電端)



- (※) 需要急増への緊急的な対応として、以下の供給対策を追加実施。
- ・揚水発電所の上池を最大限活用 (+17万kW)
 - ・火力発電所の出力向上運転 (冬季: +13万kW)



	設備量と供給力との差	
	万kW	
水力	▲147	○揚水発電の活用可能量を考慮：▲89万kW ○河川の出水状況を考慮（平年並み）： ▲58万kW
火力	▲176	○休止・長期計画停止中などの発電所（唐津、大分、苅田新2号機の設備量）の控除：▲175万kW ○新大分発電所のガスタービン出力に対する気温の影響を考慮：▲1万kW
他社	▲20	○他社水力の河川出水状況を考慮（平年並み）： ▲23万kW ○他社火力の所内電力等を控除：▲13万kW ○他事業者等からの受電増：+16万kW
内燃力	▲13	○離島内燃力の供給余力のうち、本土需要対応には活用できないものを控除：▲13万kW
地熱	▲3	○蒸気量の減を考慮：▲3万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〕
合計	▲885	—

種別等	発電所	設備容量 (万kW) (A)	今冬1月 の供給力 見込み (万kW) (B)	差 (B-A)	備考		
火力	石炭	松浦 1号	70	70	0		
		苓北	1号	70	70	0	
			2号	70	70	0	
		苅田 新1号	36	36	0		
	LNG	新小倉	3号	60	60	0	
			4号	60	60	0	
			5号	60	60	0	
		新大分	1号系列	69	68.4	▲ 0.6	・気温影響に伴うガスタービン出力減 (▲0.6)
			2号系列	87	87	0	
	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 (▲0.3)	
	石油	大分	1号	25	0	▲ 25	・休止中 (補修内容検討や部品の調達・交換に2年程度必要)
			2号	25	0	▲ 25	
		唐津	2号	37.5	0	▲ 37.5	・長期計画停止中 (補修内容検討や部品の調達・交換に2年程度必要)
			3号	50	0	▲ 50	
		相浦	1号	37.5	37.5	0	
			2号	50	50	0	
		豊前	1号	50	50	0	
			2号	50	50	0	
		川内	1号	50	50	0	
			2号	50	50	0	
苅田 新2号	37.5	0	▲ 37.5	・運転再開について、検討中			
合計		1118	942.1	▲ 175.9			

種別等		設備容量 (万kW) (A)	今冬1月 の供給力 見込み (万kW) (B)	差 (B-A)	備考
他社	火力	246.7	232.8	▲ 13.9	<ul style="list-style-type: none"> ・ 所内電力等を控除 (▲12.6) ・ 設備保全のための補修。ただし、電力需要の低い年末年始に補修停止するよう時期を調整 (▲1.3)
	水力	45.1	22.8	▲ 22.3	<ul style="list-style-type: none"> ・ 河川の出水状況を考慮 (平年並み) (▲16.2) ・ ダム運用水位を考慮 (▲4.1) ・ 発電機点検 (▲2.0)
	その他	-	16.1	16.1	・ PPS、自家発等からの受電分を織込み
	合計	291.8	271.7	▲ 20.1	
内燃力		39.5	25.8	▲ 13.7	<ul style="list-style-type: none"> ・ 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 (▲21.8) ・ 本土と連系している五島の内燃力設備の臨時稼動 (+8.1)

（2）供給力確保に向けた取組み

- 火力発電所の補修停止時期の調整
 - ・ 石油火力の補修停止時期の変更（豊前1号機、相浦2号機、川内1・2号機など）
 - ・ LNG火力の補修停止時期の変更（新大分2号系列第2軸、3号系列第3軸など）
- 水力発電所の補修停止時期の調整
 - ・ 水力の補修停止時期の変更（天山1・2号機、大平1・2号機など）
- 離島内燃力設備の臨時稼働
 - ・ 五島内燃力発電設備（8万kW）の臨時稼働
- 他社からの受電増
 - ・ 他電力会社からの計画的融通の受電、発電設備を有する事業者（IPP、共同火力、PPS、自家発電等）からの受電増
- 原子力発電所の代替となる火力発電所の燃料（石油、LNG）の追加調達

(参考) 供給面での取組み前後の需給バランス (最大電力：kW面)

【当初計画】 (発電端) (単位：万kW)

	12月	1月	2月	3月
最大電力(最大3日平均)	1,422	1,457	1,421	1,347
供給力	1,791	1,741	1,716	1,593
供給予備力	369	284	295	246
供給予備率 (%)	25.9	19.5	20.8	18.3

↓ ←右記①

【原子力全基停止時】

	12月	1月	2月	3月
最大電力(最大3日平均)	1,422	1,457	1,421	1,347
供給力	1,484	1,389	1,334	1,185
供給予備力	62	▲ 68	▲ 87	▲ 162
供給予備率 (%)	4.4	▲ 4.7	▲ 6.1	▲ 12.0

↓ ←右記②

【供給力対策後】

	12月	1月	2月	3月
最大電力(最大3日平均)	1,422	1,457	1,421	1,347
供給力	1,526	1,469	1,480	1,437
供給予備力	104	12	59	90
供給予備率 (%)	7.3	0.8	4.2	6.7

【昨年度の時間最大電力相当の需要が発生した場合】

	12月	1月	2月	3月
最大電力(時間最大電力)	1,482	1,533	1,474	1,377
供給力(※)	1,561	1,499	1,506	1,437
供給予備力	79	▲ 34	32	60
供給予備率 (%)	5.3	▲ 2.2	2.2	4.4

(注) 四捨五入の関係で合計値があわない場合がある

(①の内訳)

	12月	1月	2月	3月
原子力の発電再開の延期による供給力減	▲ 307	▲ 352	▲ 382	▲ 408

(②の内訳)

	12月	1月	2月	3月	
供給力確保の取組み	火力・水力の補修時期調整	+71	+137	+191	+281
	離島内燃力設備の臨時稼働	+8	+8	+8	+8
	他社からの受電増他	+26	+24	+25	+29
原子力停止の間接的影響	▲ 63	▲ 89	▲ 77	▲ 66	
合計	+42	+80	+147	+252	

期間を通して今冬の最大電源ユニット (70万kW) 相当の供給予備率5%の確保は困難

- (※) 需要急増時の緊急的な対応として、以下を追加実施
- ・揚水発電所の上池運用容量を最大限活用 (+17万kW)
 - ・火力発電所の出力向上運転 (冬季：+13万kW)

【当初計画】

(単位 : 億kWh)

	12月	1月	2月	3月
発電電力量	83.4	85.4	79.6	79.2



発電電力量の増減内訳

【原子力停止の影響】

原子力の発電再開延期等に伴う不足電力量	▲ 28.3 (▲ 33.9%)	▲ 27.1 (▲ 31.7%)	▲ 31.9 (▲ 40.1%)	▲ 31.4 (▲ 39.6%)
---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

() は全発電電力量に占める割合

【対応策】

火力発電所の燃料 (石油・LNG) の追加調達等※	+ 24.0	+ 22.7	+ 28.0	+ 25.5
他社からの受電増	+ 3.8	+ 3.9	+ 3.4	+ 5.5
離島内燃力設備の臨時稼働	+ 0.5	+ 0.5	+ 0.5	+ 0.4
合計	+ 28.3	+ 27.1	+ 31.9	+ 31.4

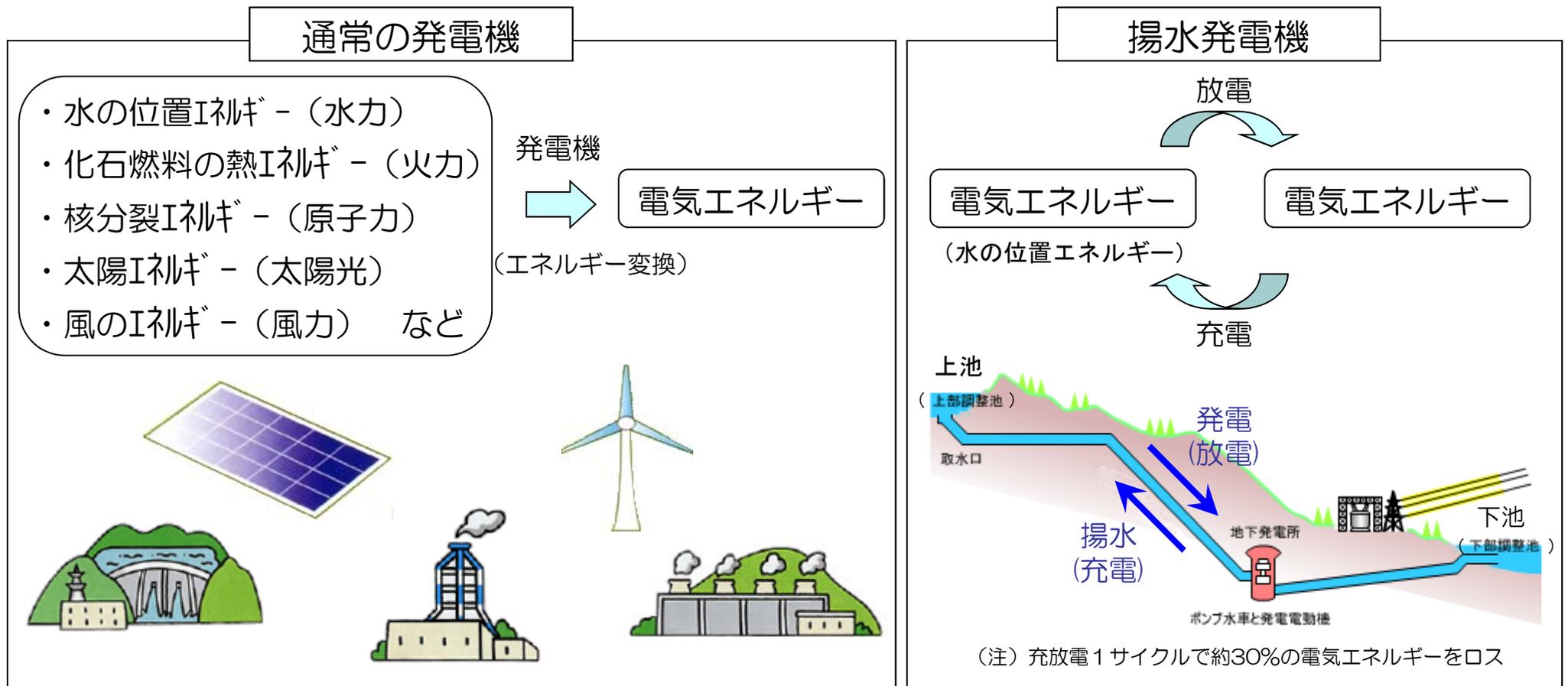


不足電力量	0	0	0	0
発電電力量の不足は解消				

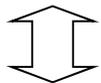
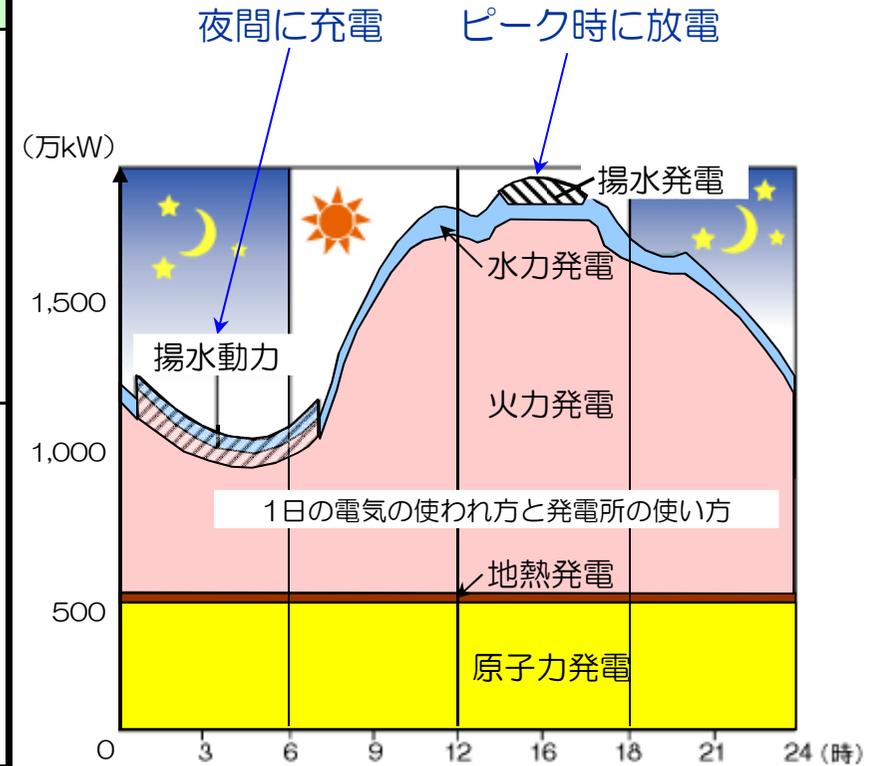
※12月~3月の燃料追加調達量 (石油換算) : 約220万kℓ (当初計画 : 約130万kℓ)

「揚水発電所は大きな蓄電池」

- 通常の発電機が燃料等の持つエネルギーを、電気エネルギーに変換する「**エネルギー変換装置**」であるのに対し、揚水発電所は電気エネルギーの蓄積（充電）と放出（放電）を繰り返す「**エネルギー蓄積装置**」。
すなわち、基本的に蓄電池と同じ。



揚水発電の特徴	主な用途
大容量蓄電池としての電力調整能力	電力使用量の大きな時間帯（ピーク時）への対応とともに、時々刻々と変化する電力の使用量にあわせて発電量を調整でき、効率的な電力の安定供給に寄与
迅速な起動能力 (通常の火力機では起動～最大出力まで半日～数日程度要するが、揚水発電機は緊急起動～最大出力まで2分程度)	他の発電機がトラブル等で発電できなくなった場合に、緊急起動することによって電力需給面での迅速な対応が可能 (頼りになる予備力)



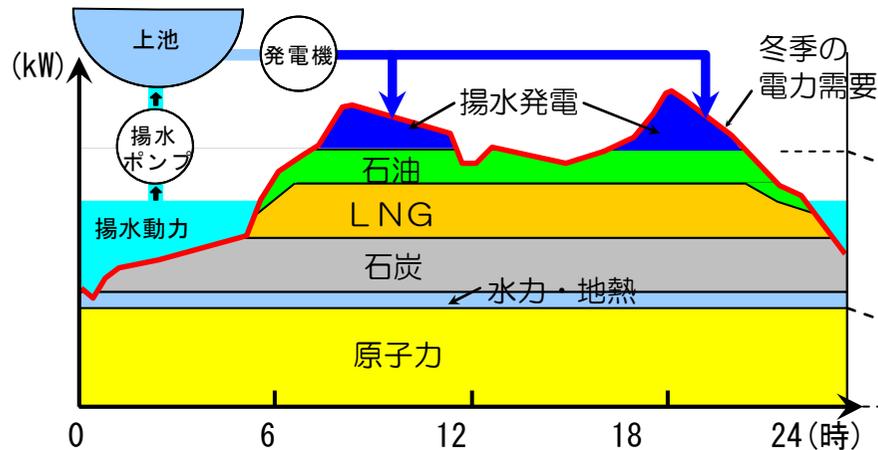
- ただし、「充電しなければ発電できない」「充放電1サイクルで、約30%のエネルギーロスがある」ため、長時間の供給力としては期待できない。

〔「電源ベストミックス」としては、揚水発電所は総発電設備容量の1割程度が適当
(当社では、総発電設備容量2,354万kWに対して、揚水発電設備容量は230万kW)〕

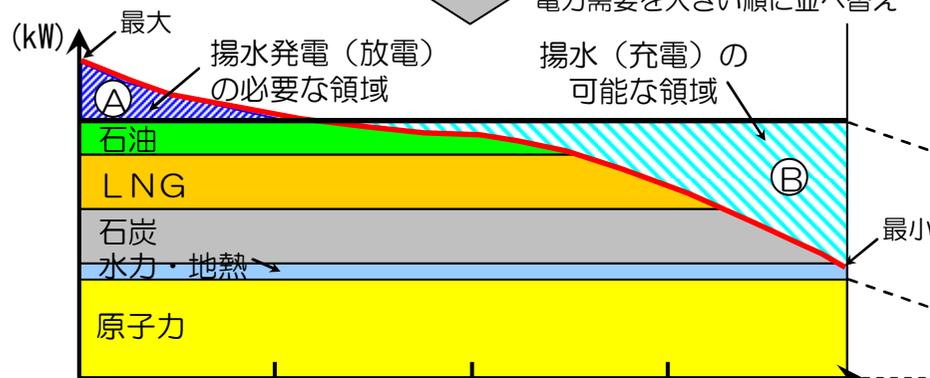
- 夜間に揚水（充電）するための電気エネルギーが十分確保できなければ、揚水発電は、ピーク時間帯の供給力として十分に活用できない。

①揚水以外の供給力に余裕がある場合

〔夜間に十分「充電」できるため、ピーク時間帯の供給力として活用可能〕



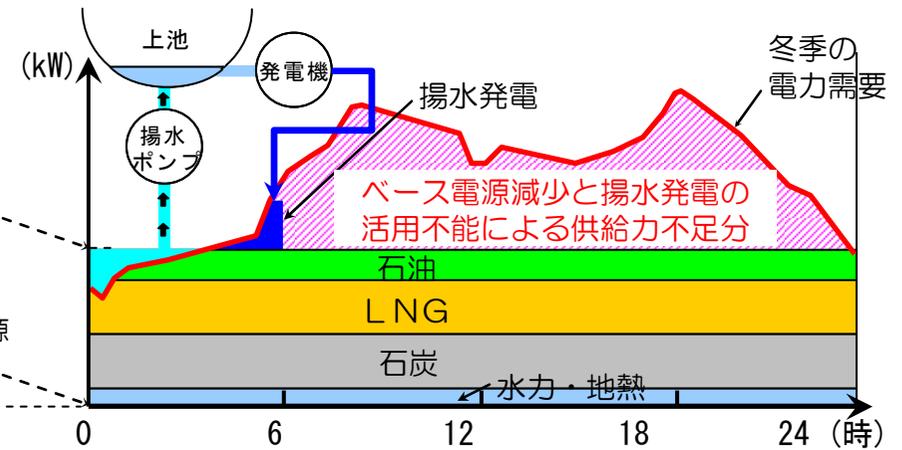
電力需要を大きい順に並べ替え



$(\text{面積} \textcircled{A}) < (\text{面積} \textcircled{B} \times 70\%)$ (ロス30%考慮)

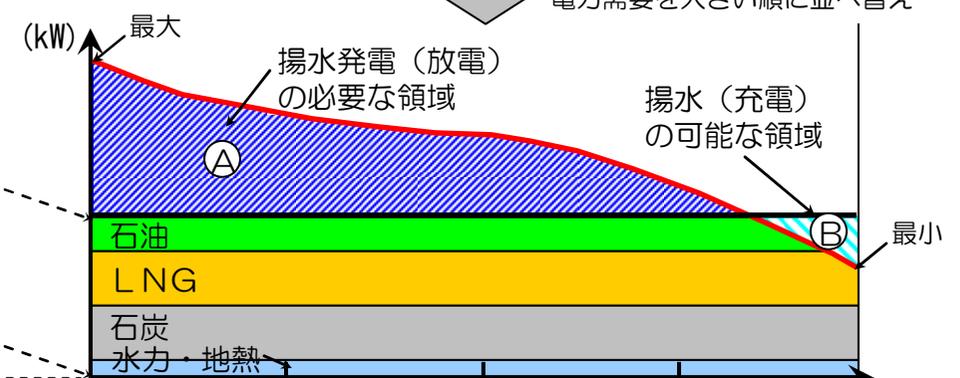
②揚水以外の供給力が十分でない場合

〔夜間の「充電」が十分にできないため、ピーク時間帯の供給力として活用できない〕



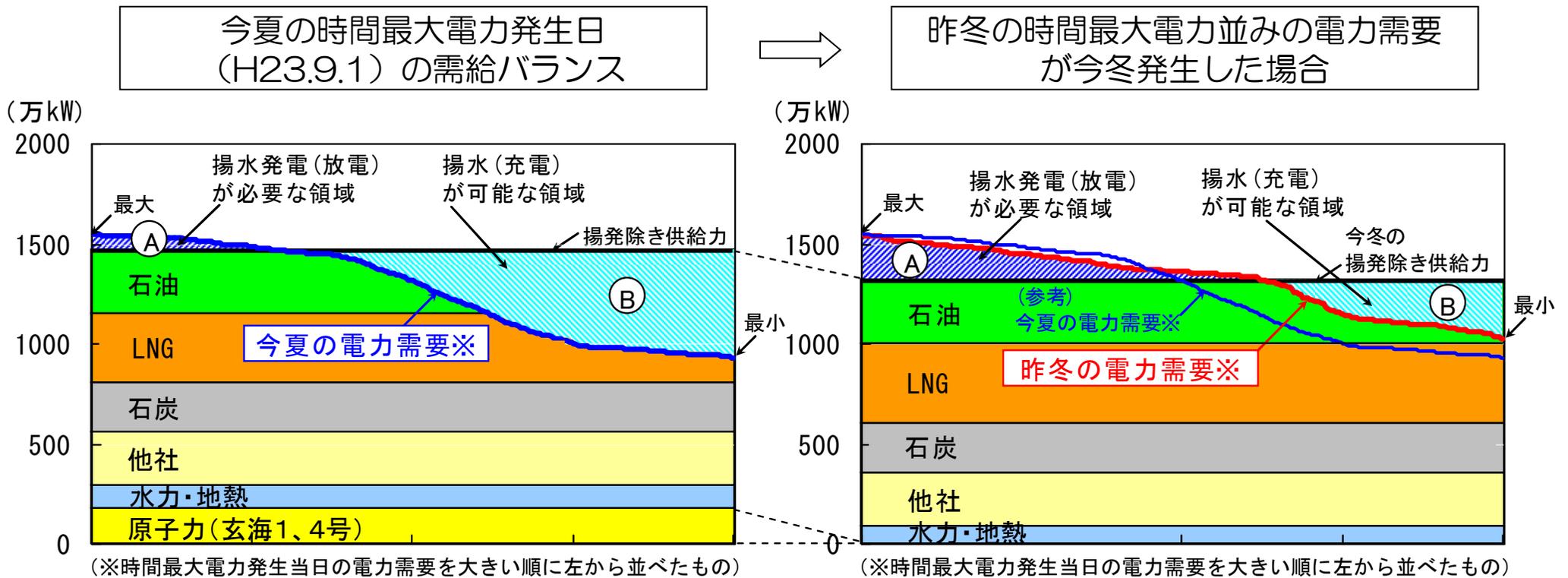
ベース電源の減少

電力需要を大きい順に並べ替え



$(\text{面積} \textcircled{A}) > (\text{面積} \textcircled{B} \times 70\%)$ (ロス30%考慮)

- 冬季は夏季に比べ、深夜から早朝にかけての電力需要が高いため、揚水（充電）可能量は小さくなる傾向。
- 特に今冬は、ベース電源の減少により、夜間の揚水（充電）可能量が例年よりも少ない見込み。



$(\text{揚発必要量 } \textcircled{A}) < (\text{揚水可能量 } \textcircled{B}) \times 70\%$
(放電量) < (充電量)

$(\text{揚発必要量 } \textcircled{A}) > (\text{揚水可能量 } \textcircled{B}) \times 70\%$
(放電量) > (充電量)

(1) 今冬における節電のお願い

- 今冬においては、あらゆる供給面の対策を織り込んでも、電力の安定供給に必要な供給予備力を確保することが困難な見通しとなります。
- このため、お客さまに対して、以下の内容で節電へのご協力をお願いします。

【お願いの内容】

- ・ 12/1(木)～3/30(金)の平日※においては、お客さまの生活や経済活動に支障のない範囲で節電をお願いします。
- ・ 特に12/26(月)～2/3(金)の平日※の8時～21時については、さらに需給状況が厳しくなるため、5%以上を目標に節電へのご協力をお願いします。
※年末年始(12/29～1/4)を除く
- ・ なお、病院や鉄道など公共性の高いお客さまや産業用お客さまに対しては、機能維持や生産活動に支障のない範囲で節電をお願いします。

(2) 数値目標5%の考え方

- 天候の影響等による電力需要の急増や発電設備の計画外停止などの不測の事態を考慮し、最大需要に対して「3~5%」または「最大電源ユニット相当」の予備力確保に努める必要があります。
- 今冬においては、想定される最大需要（最大3日平均電力）に対し、1月の供給予備率が1%未満となることから、安定供給に必要な予備力を確保するためには、5%(70万kW)程度あるいはそれ以上の需要抑制（節電）が必要です。

〔今冬については、各電力会社とも需給状況が厳しく、会社間連系線を介した他社からの予備力を常に期待できる状況にないことから、需給変動に対する自社のみでの対応を考慮し、今冬における最大電源ユニット相当（70万kW）の予備力を常時確保する必要があります。〕

- なお、仮に、厳冬であった昨年度並みの最大需要となったとしても、5%以上の需要抑制が見込めれば、電力の供給力不足は発生しない見通しです。

【最大電力バランス】（発電端）（単位：万kW）

	1月
最大3日平均電力	1,457
供給力	1,469
供給予備力 (供給予備率)	12 (0.8%)

5%の節電を考慮... ↓

1月
1,384
1,469
85 (6.1%)

○最大電源ユニット停止時

最大電源ユニット（70万kW）が計画外停止した場合でも、供給力不足は発生しない。

○昨年度並みの需要発生時

厳冬であった昨年度並みに需要が急増した場合でも、供給力不足は発生しない（※）。

（※）「今冬の最大3日平均電力」と「昨年度の各月の最大需要（時間最大電力）実績」との差（1月：76万kW）

(3) 節電にご協力いただきたい期間

- 節電にご協力いただきたい期間：12/1(木)～3/30(金)の平日*
 - ・電力需給が厳しくなる12月上旬から、気温が低く空調需要が多くなる1・2月、ならびに寒の戻りによる需要増加の可能性のある3月下旬まで
- 5%以上を目標とした節電にご協力いただきたい期間：12/26(月)～2/3(金)の平日*
 - ・冬季の中でも特に気温が低く、冬季最大需要が発生する可能性の高い期間

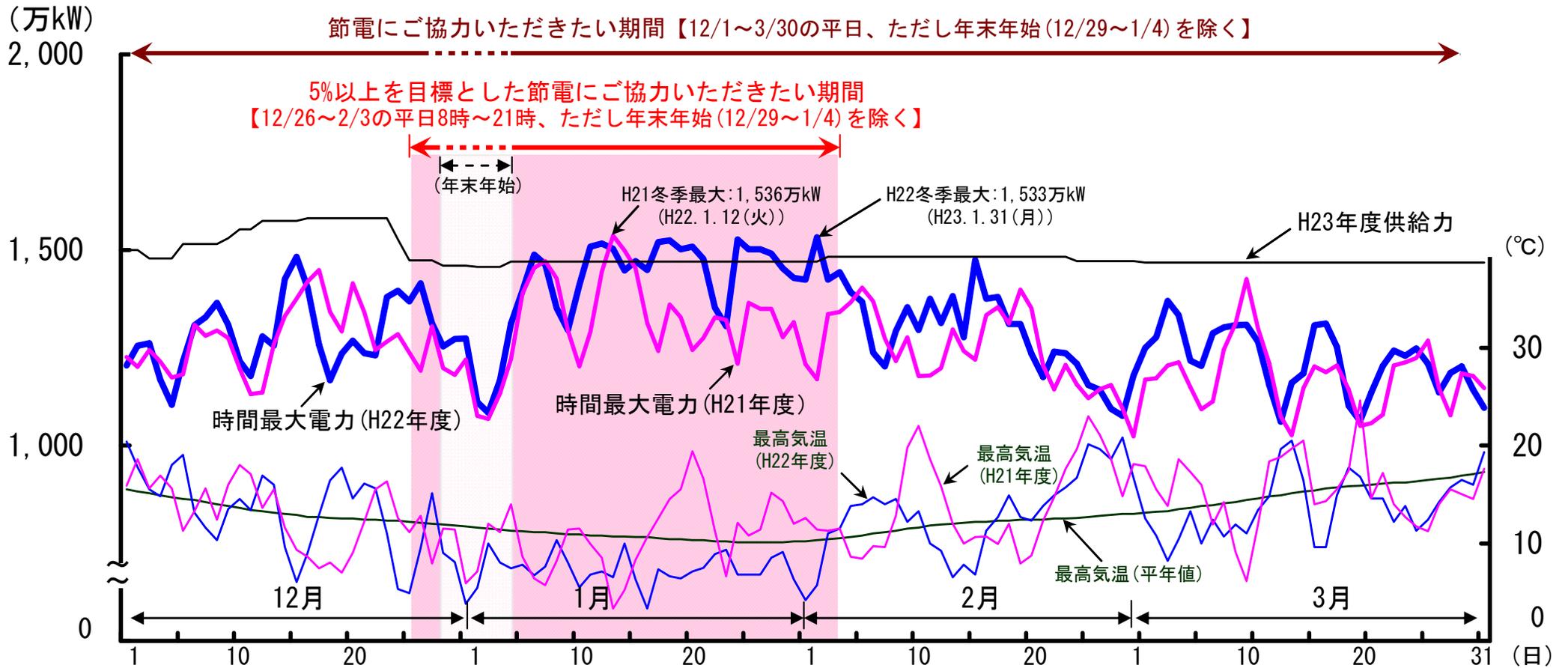
※年末年始（12/29～1/4）を除く

【参考：過去10カ年の各年の冬季最大需要上位3位発生日】(: 最大第1位、 : 第2位、 : 第3位)

年度	12月			1月			2月		
	上旬	中旬	下旬	上旬	中旬	下旬	上旬	中旬	下旬
H13			25	8		22			
H14				6	7			29	
H15						22	23	27	
H16						20	1	2	
H17		13	21	22					
H18			18				1	2	
H19						24	28		13
H20					13	14	15		
H21				7	13	14			
H22						18	24	31	



 ⇒各年の最大需要上位3位の発生日の8割（30日中24日）が「5%以上を目標とした節電にご協力いただきたい期間」に該当

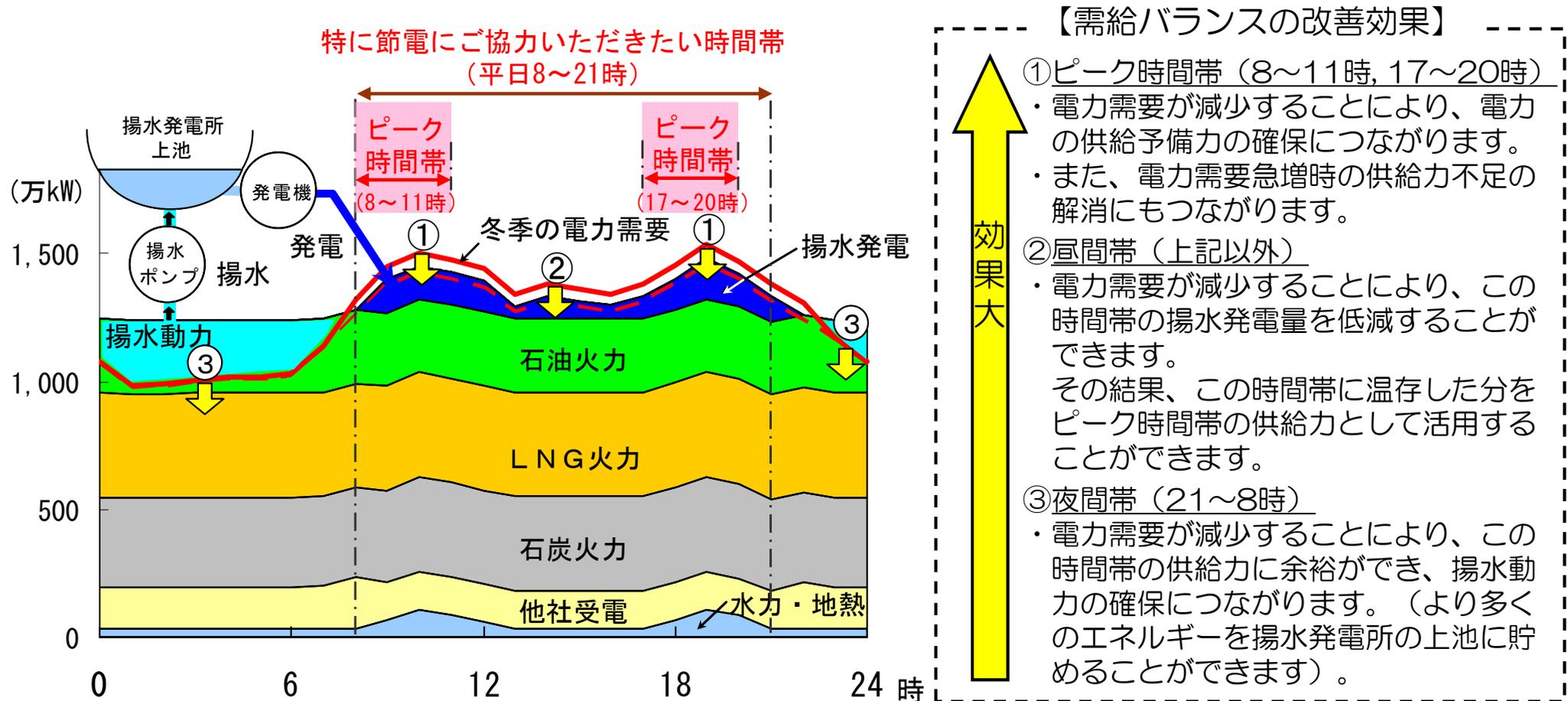


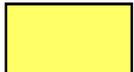
H23年度の供給力を上回る日数 (日)

	12月	1月	2月	3月上旬	合計
H22年度需要実績	0	15	0	0	15
H21年度需要実績	0	3	0	0	3

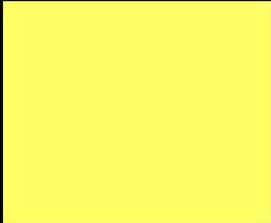
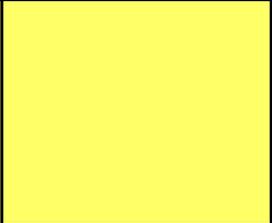
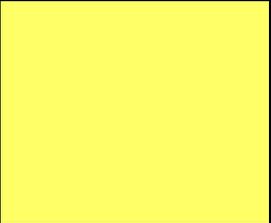
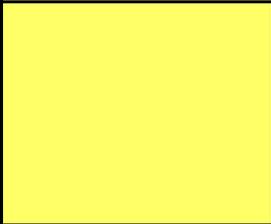
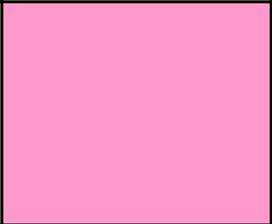
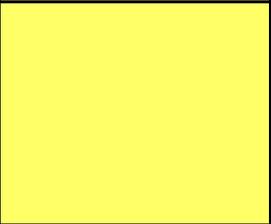
(4) 節電にご協力いただきたい時間帯

- 1日の中では、ピーク時間帯 (8時～11時、17時～20時) を中心として、平日の8時～21時にご協力をお願いします。
- なお、上記の時間帯以外の「休日」「夜間帯」においても、需給バランスの改善に効果があるため、可能な範囲での節電をお願いします。



 ⇒ 節電にご協力いただきたい期間・時間帯

 ⇒ 5%以上を目標とした節電にご協力いただきたい期間・時間帯

期 間 \ 時 間 帯	0~8時	8~21時	21~24時
12/1(木)~12/22(木) 【平日】			
12/26(月)~2/3(金) 【平日】 (年末年始12/29~1/4を除く)			
2/6(月)~3/30(金) 【平日】			

（5）節電に対する当社の取組み

平成23年度冬季については、以下の取組みを実施

でんき予報	夏季に実施した日々の需給状況に加え、週間のでんき予報を11月下旬頃から当社ホームページにて発信
緊急時の節電ご協力 お願いメールの配信	緊急時で需給状況が厳しい場合に、節電効果を高めるため、当社の携帯メールサービスにご登録いただいている皆さま等に節電へのご協力お願いメールを配信
電力の需給に関する情報の配信	電力の需給バランスや各発電機の役割・活用方法（揚水発電の活用方法等）をホームページに掲載
お客さまへの節電へのお願いと冬季における上手な電気の使い方等のお知らせ	<ul style="list-style-type: none"> ・ご家庭： 検針のお知らせ票裏面、チラシ等により節電へのご協力のお知らせと上手な電気の使い方のお知らせを実施 ・法人お客さま： 大口お客さまへの個別訪問、チラシ等により節電へのご協力をお願いを実施するとともに、計画的な需要抑制を目的として新たに設定した冬季計画調整契約をご提案 ・その他： 当社ホームページ、TVコマーシャル等により、節電のお願いと上手な電気の使い方のお知らせを実施

(6) ご家庭・法人お客さま等における節電の具体事例

ご家庭の場合	<ul style="list-style-type: none">・重ね着などしてエアコンの室温を20℃に設定・不要な照明はこまめに消す・冷蔵庫の設定を「弱」に変える・テレビ画面の輝度を下げる
オフィスビルの場合	<ul style="list-style-type: none">・執務エリアの照明を半分程度間引きする・使用していないエリア（会議室、廊下等）は消灯を徹底する・昼休みなどは完全消灯を心掛ける・長時間席を離れるときは、OA機器の電源を切るか、スタンバイモードにする・使用していないエリアは空調を停止する・夕方以降は、ブラインド・カーテンを閉め、暖気を逃がさないようにする
製造業の場合	<ul style="list-style-type: none">・工場内の温度を19℃とする・使用していないエリアは消灯を徹底する・白熱灯を電球型蛍光灯やLED照明に交換する・外気取入量を調整することで換気用動力や熱負荷を低減する

事例の詳細については、今月中に、当社ホームページにてご紹介予定です。

http://www.kyuden.co.jp/life_saving_energy.html