

今冬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)

－ 詳細ご説明資料 －

平成25年10月1日
九州電力株式会社

(目次)

- 1 はじめに
- 2 今冬の電力需要
 - (1) これまでの電力需要実績
 - (2) 今冬の電力需要想定
- 3 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
- 4 今冬の需給見通し(原子力の再稼働がない場合)

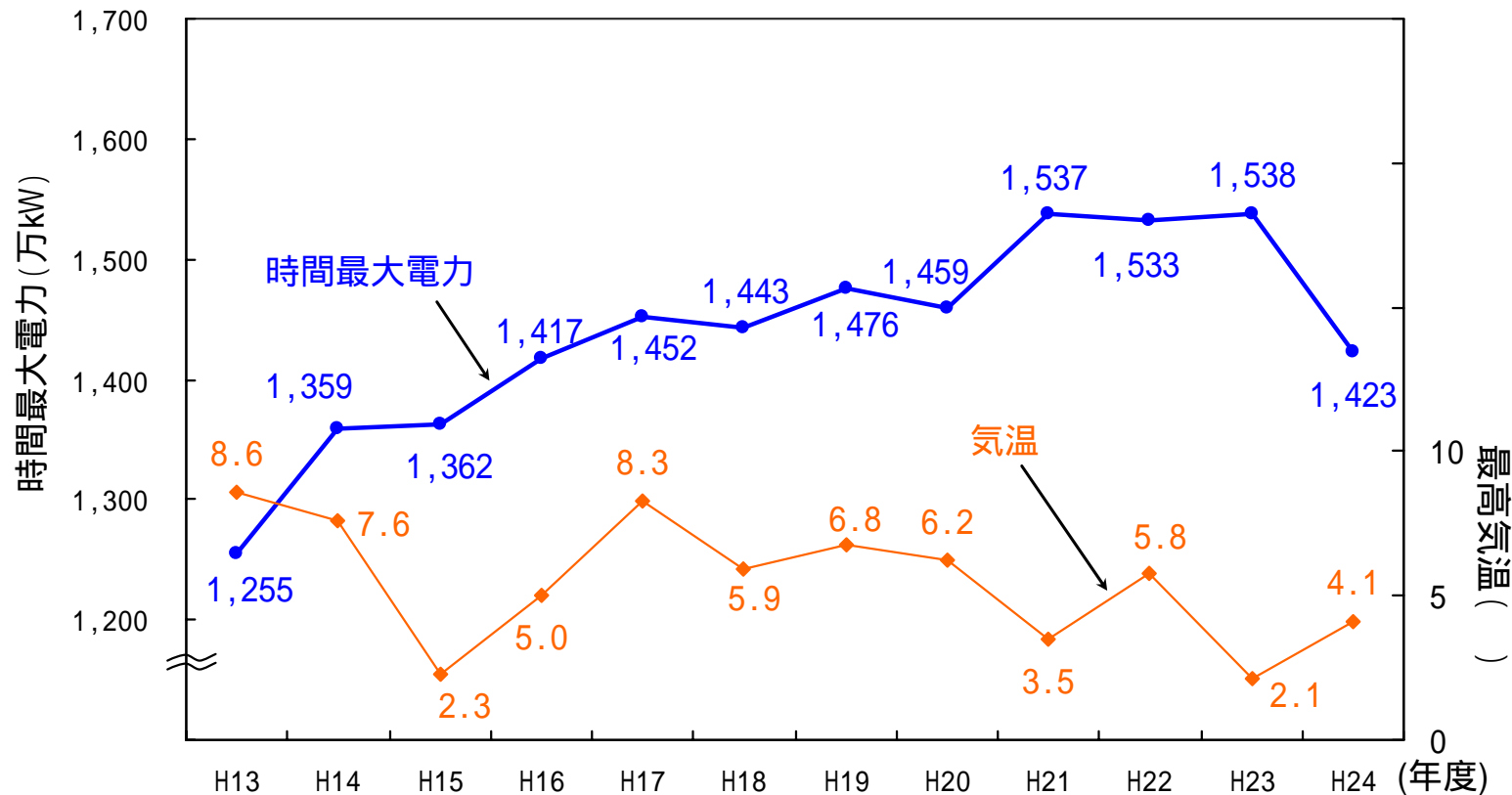
- 当社は、電気事業法第106条第3項の規定に基づく指示により、本日、経済産業大臣に、今冬における「電力の供給力及び需要等の見通し」(原子力の再稼働がない場合)について報告しました。
- 今冬の電力需給については、原子力発電所の再稼働がない場合、お客さまに無理なくご協力いただける節電を織り込んだ最大電力需要(平成23年度並み厳寒)に対し、他電力会社からの応援融通受電などの供給力対策を織り込むことで、電力の安定供給に最低限必要な予備力(予備率3%)を確保できる見通しです。
しかしながら、平成23年度並みを超える厳寒による電力需要の急増や、火力発電所等の電力供給設備のトラブルなどが発生した場合には、需給状況は厳しく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 今冬の電力需要

(1) これまでの電力需要実績

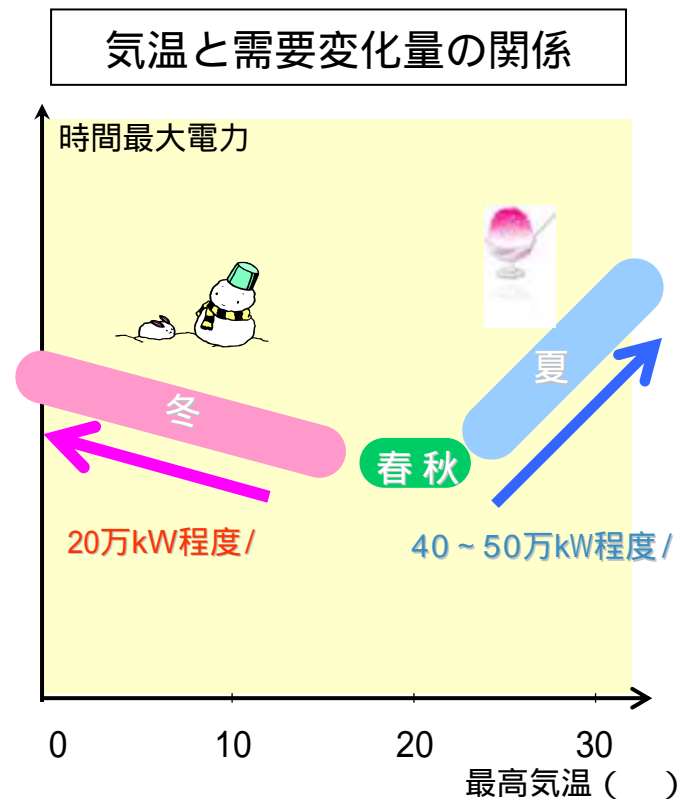
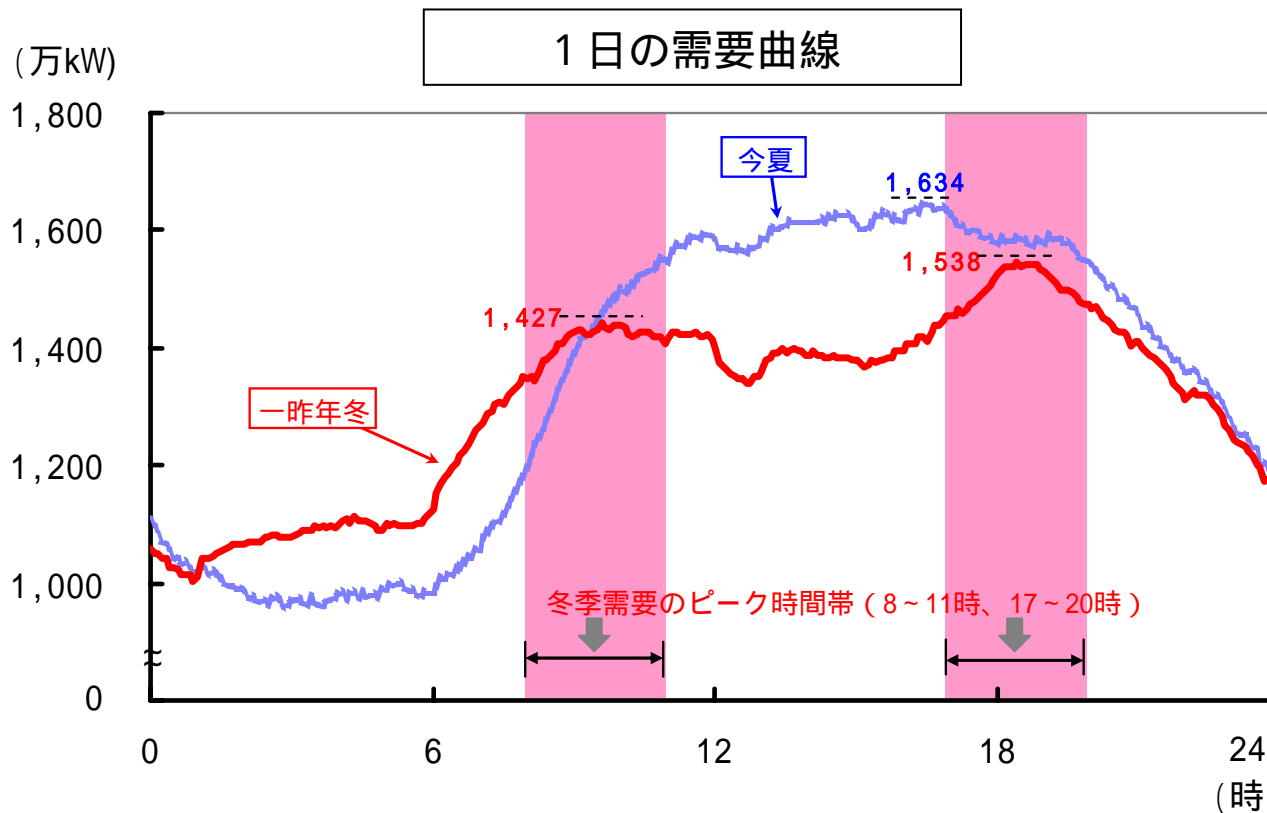
- 平成21年度以降、冬季における時間最大電力は1,500万kW台で推移していたが、昨冬は1,423万kWとそれまでの水準を下回った。これは、1～2月に寒気の停滞がなく、低気温が継続しなかったことに加え、ご家庭、企業・自治体等、お客さまが節電に取り組んでいただいた結果と考えている。

[冬季の時間最大電力(発電端)と最大電力発生日の最高気温の年別推移]



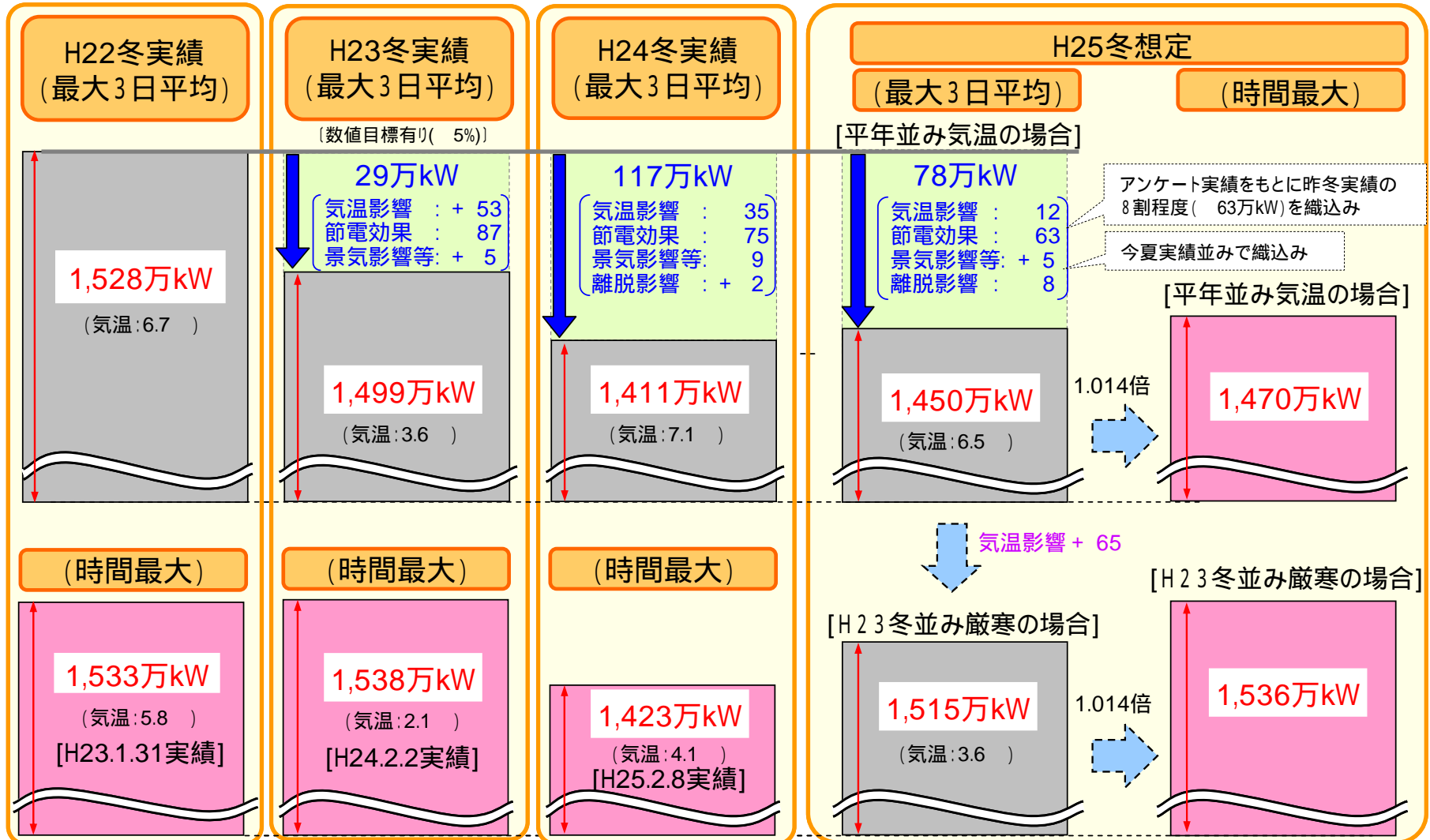
(参考1) 冬季における電力需要の1日の推移 (夏季との比較)

- 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。また、深夜及び早朝の電力需要は夏季に比べて大きい。
- 最高気温が1℃低下すると、時間最大電力が20万kW / 程度増加。



(2) 今冬の電力需要想定

- 今冬の時間最大電力は、アンケート調査に基づき今冬の節電効果を 63万kW見込み、
 平年並み気温の場合で1,470万kW、平成23年度並み厳寒の場合で1,536万kWと想定。



(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、繰り延べ困難なものを除き、補修の時期を調整
- **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
- **緊急設置電源の継続活用**
 - ・豊前発電所のディーゼル発電機
- **火力・地熱発電所の実績を踏まえた供給力の増**
 - ・緊急的な火力出力向上運転の実施 など
- **他社からの受電**

(2) 電力需要対策

- **需要面からの対策として、冬季計画調整契約を昨年に引き続き実施**
 - ・今後お客さまを個別訪問し、休日操業シフトや自家発電稼働増による契約コンサルティングを実施

4 今冬の需給見通し（原子力の再稼働がない場合）

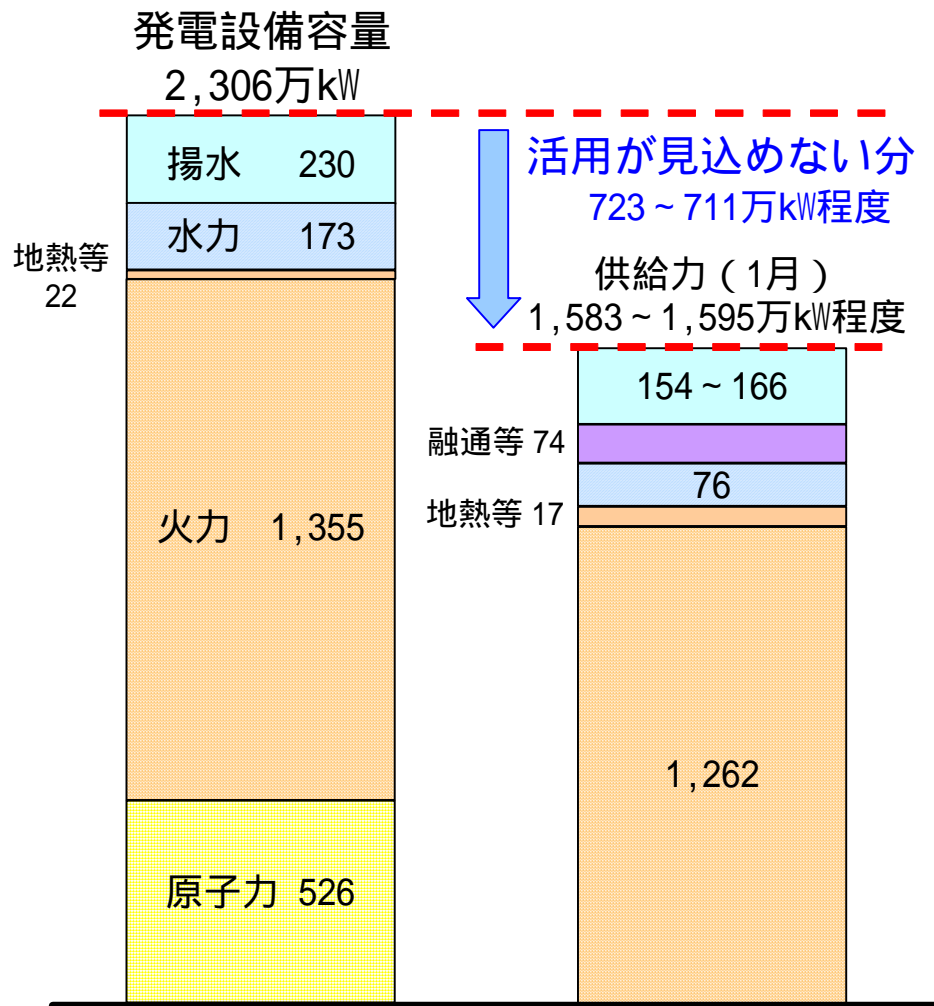
- 平成23年度並み厳寒の最大電力需要に対し、他電力会社からの応援融通受電などの供給力対策を織り込むことで、電力の安定供給に最低限必要な予備力（予備率3%）を確保できる見通し。

（発電端：万kW）

	1月		2月	
	H23年度並み厳寒	平年並み気温	H23年度並み厳寒	平年並み気温
需要	1,536	1,470	1,536	1,470
供給力（合計）	1,583	1,595	1,583	1,595
原子力	0	0	0	0
火力	1,262	1,262	1,263	1,263
水力	76	76	76	76
揚水	154	166	153	165
太陽光	0	0	0	0
地熱	17	17	17	17
融通	71	71	70	70
新電力等	3	3	3	3
予備力 [予備率]	47 [3.0%]	125 [8.5%]	47 [3.0%]	125 [8.5%]

（注）四捨五入の関係で合計値が合わないことがある

(参考2) 発電設備容量と今冬の供給力(原子力の再稼働がない場合)



	発電設備容量と供給力(1月)との差	
	万 kW	
揚水	64 ~ 76	<ul style="list-style-type: none"> ○ 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
融通等	+74	<ul style="list-style-type: none"> ○ 一般電気事業者融通： +71 万 kW ○ 発電事業者からの受電等： +3 万 kW
水力	98	<ul style="list-style-type: none"> ○ 河川の出水状況を考慮 (安定的に供給できる分を計上)
地熱等	5	<ul style="list-style-type: none"> ○ 蒸気発生量の減を考慮： 5 万 kW
火力	93	<ul style="list-style-type: none"> ○ 長期計画停止中の発電所(唐津)の控除： 88 万 kW ○ 他社受電における所内電力等の控除： 12 万 kW ○ 緊急設置電源や自家発からの受電増等： +7 万 kW
原子力	526	<ul style="list-style-type: none"> ○ 全基停止： 526 万 kW 〔 玄海原子力 348 万 kW 川内原子力 178 万 kW 〕

(注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(参考3) 発電設備容量と今冬の供給力の内訳(その1)

(万kW)

種別等	発電所		設備容量 (A)	H26年1月の 供給力見込み(B)	差 (B-A)	備 考	
火力	石炭	松浦	1号	70	70		
		苅北	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	68.4	0.6	・気温影響に伴うガスタービン出力減
			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	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		
			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			
	増出力運転				14	+14	・緊急的な増出力運転等
緊急設置電源			0.4	0.4			
内燃力			39.5	25.2	14.3	・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(22.4) ・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	243	3.7	・所内電力等を控除(11.6) ・自家発電からの受電分を織込み(+7.9)	
合計			1,354.6	1,262.0	92.6		

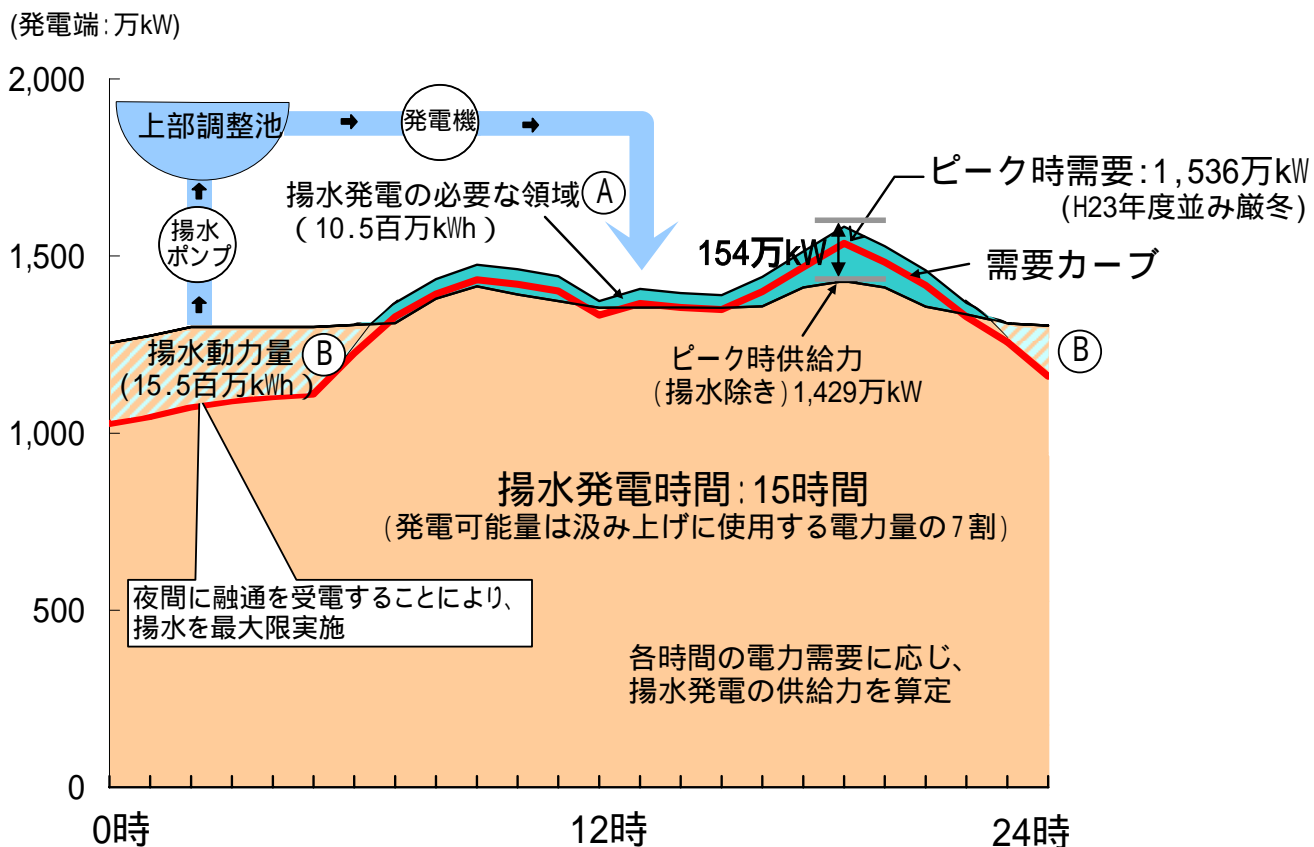
(参考3) 発電設備容量と今冬の供給力の内訳(その2)

(万kW)

種別等	発電所	設備容量 (A)	H26年1月の 供給力見込み(B)	差 (B-A)	備 考
水力	自社(揚水除き)	128.2	63.4	64.8	・安定的に供給できる分を計上(63.8) ・洪水調整のためのダム運用水位を考慮(1.0)
	他社	45.1	12.4	32.7	・安定的に供給できる分を計上(17.5) ・洪水調整のためのダム運用水位を考慮(1.2) ・補修停止等(14)
	合計	173.3	75.8	97.5	
地熱等	地熱	21.2	17.1	4.1	・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	17.1	4.7	
融通等	一般電気事業者間融通		71.0	+71.0	・昼間帯71万kW (夜間帯も45万kW程度を受電し、揚水動力として活用)
	その他		3.3	+3.3	
	合計		74.3	+74.3	

(参考4) 揚水発電の供給力

- 揚水発電として活用できる量は、揚水時等のエネルギーロスを考慮すると、揚水動力量の7割程度(Ⓐの7割)。この量が下図の揚水発電の必要な領域Ⓐよりも大きければ、十分な供給力となる。
- ただし、上部調整池の保有量を考慮すると、定格出力での運転継続時間には限りがあり、その時間を超える場合には、出力を下げた状態での運転となる。その結果、供給力として計上できる量は発電設備容量よりも低下。



Ⓐ > Ⓑ の7割

供給力として不足

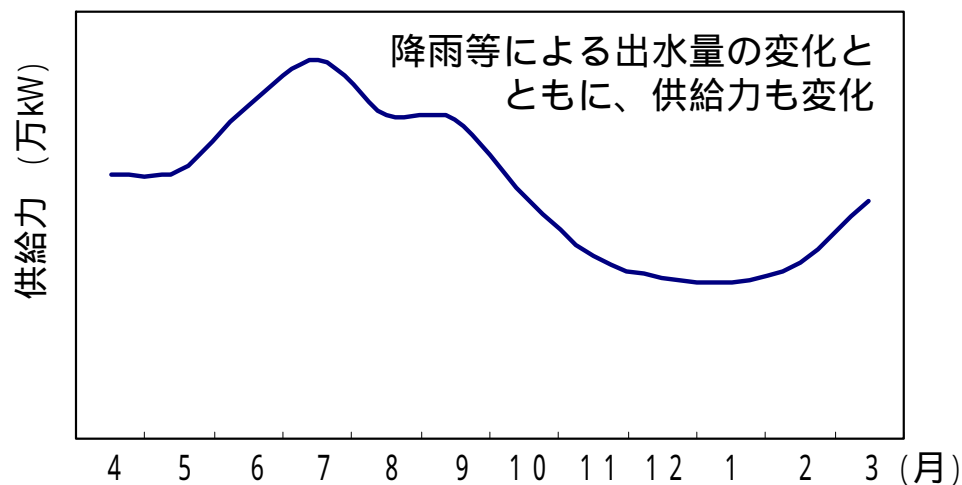
Ⓐ Ⓑ の7割

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

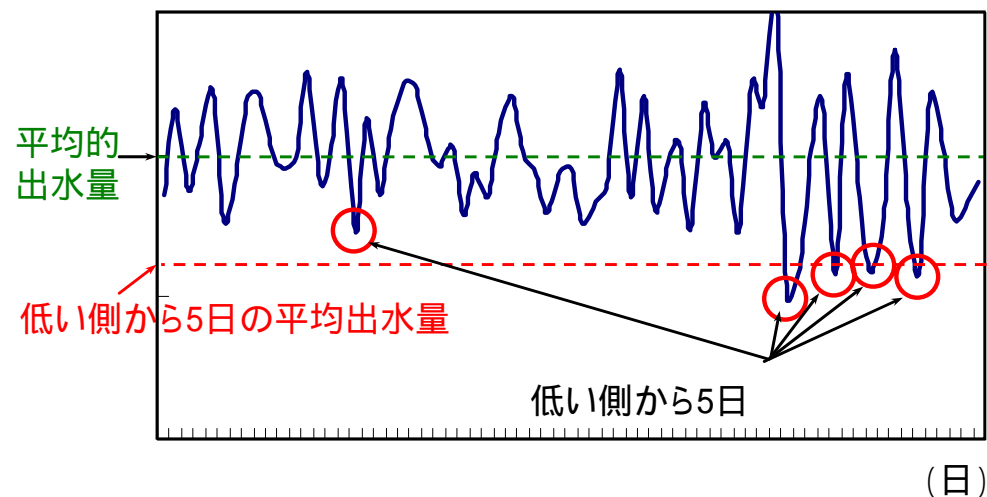
- 水力の供給力は、渇水時(河川の出水量が少ない時)であっても、安定的に供給できる量として、過去30年の実績データを用いて、各月の低いほうから5日分の平均をもとに算定。

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



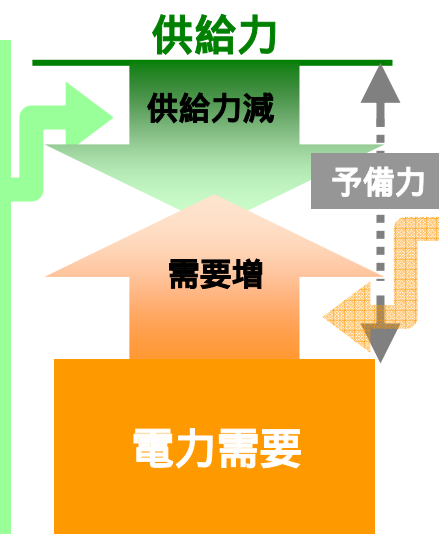
過去30年の実績平均を基準とし、当該月の出水量の低いほうから5日分の平均の比率を求め、安定的に供給できる量を計上。

- 今冬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、お客さまに無理なくご協力いただける節電を織り込んだ最大電力需要(平成23年度並み厳寒)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。
- しかしながら、平成23年度並みを超える厳寒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、需給状況は厳しくなることが予想される。

[供給面の変動リスク]

[需要面の変動リスク]

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 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



ケース	リスク [影響量]
B-1	寒波による需要増 ・ 気温 1 あたり + 20万kW程度
B-2	節電効果の減 ・ 節電率 1%あたり + 15万kW
B-3	経済活動の活性化による需要増