

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)

－ ご説明資料 －

平成26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)

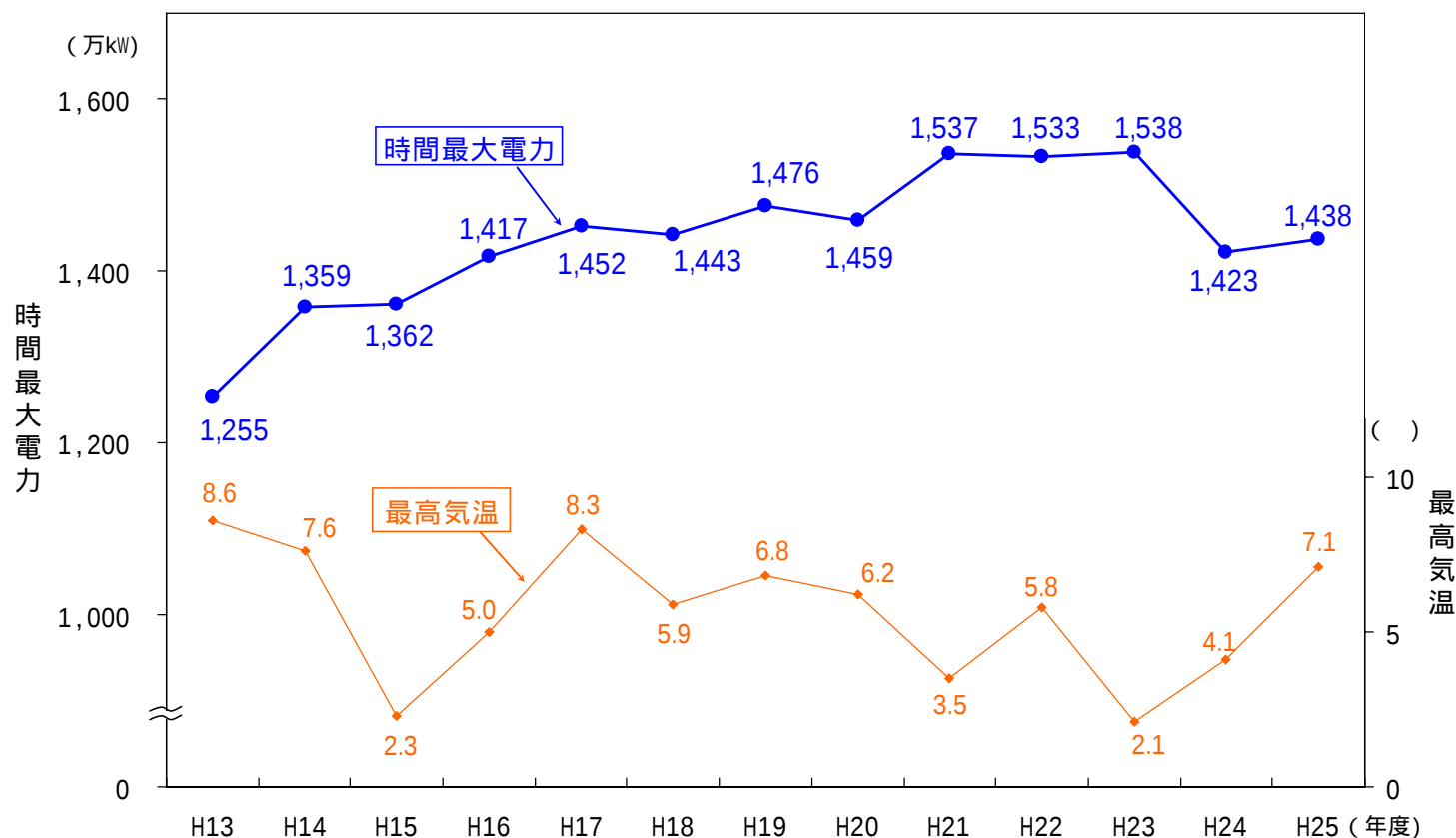
- 当社は、電気事業法第106条第3項の規定に基づく指示により、本日、経済産業大臣に、今冬における「電力の供給力及び需要等の見通し」(原子力の再稼働がない場合)について報告しました。
- 今冬の電力需給については、原子力発電所の再稼働がない場合、定着節電として、昨冬の約9割(▲56万kW)を織り込んだ最大電力需要(平成23年度並み厳寒)に対し、他電力会社からの応援融通受電などの供給力対策を織り込むことで、電力の安定供給に最低限必要な予備力(予備率3%)を確保できる見通しです。
しかしながら、平成23年度並みを超える厳寒による電力需要の急増や、火力発電所等の電力供給設備のトラブルなどが発生した場合には、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台で推移していましたが、平成24年度以降は、1,400万kW台前半とそれまでの水準を下回って推移。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、お客さまが広く節電に取り組んでいただいた結果と考えています。

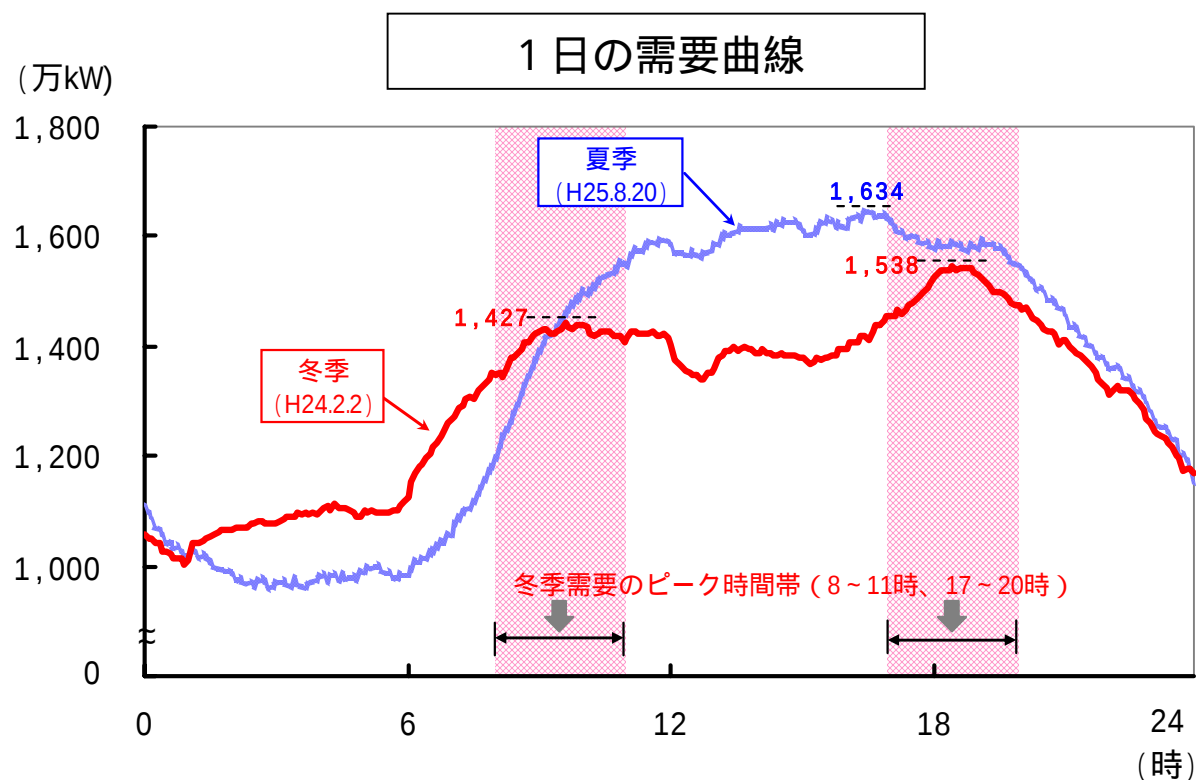
[冬季の時間最大電力(発電端)と最大電力発生日の最高気温の年別推移]



(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)

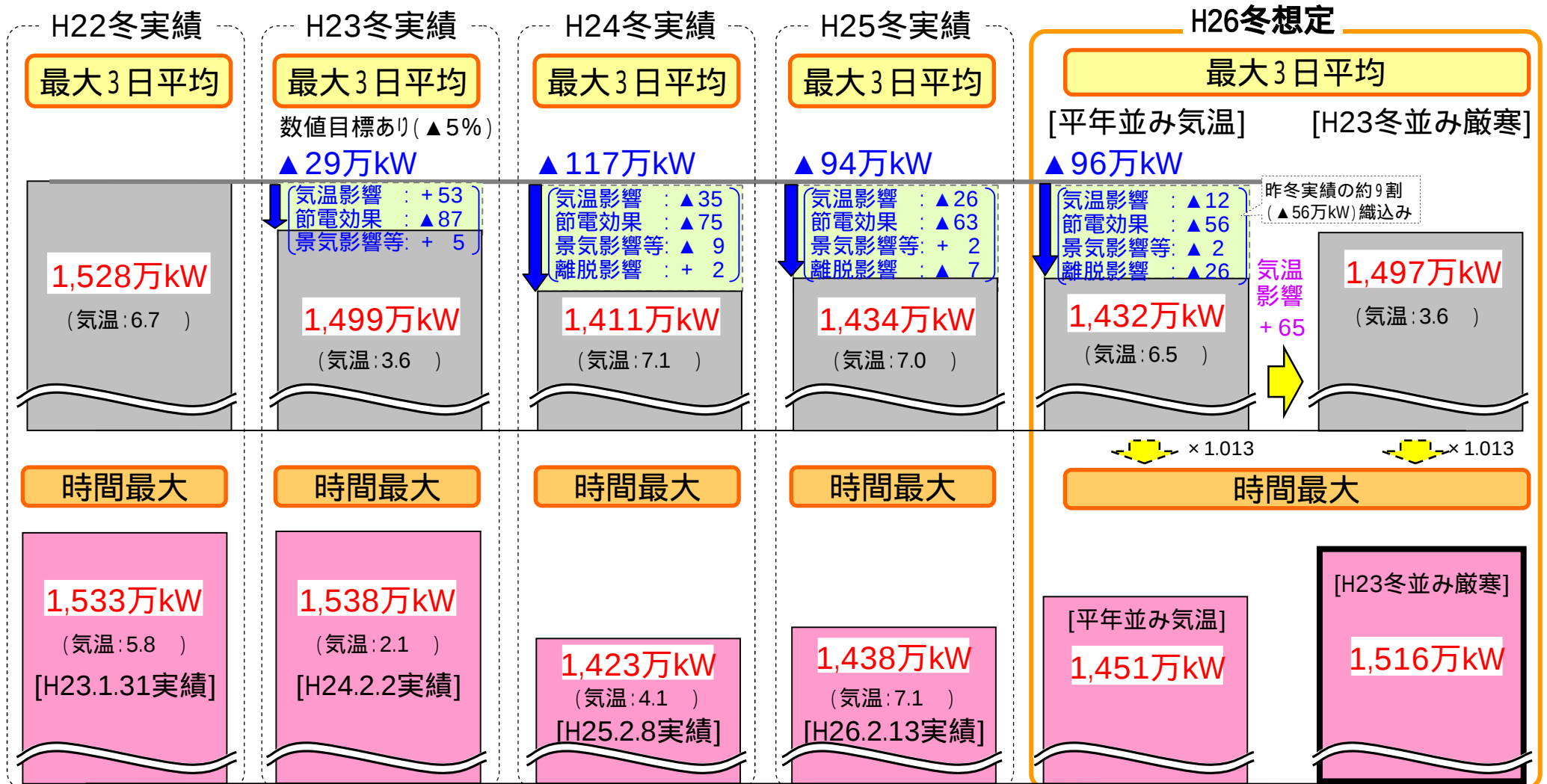
3

- 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、深夜及び早朝の電力需要は夏季に比べて大。
- 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、定着した節電効果として昨冬実績の約9割(▲56万kW)を見込み、平年並み気温の場合で1,451万kW、平成23年度並み厳寒の場合で1,516万kWと想定。



過去5ヵ年の冬季の時間最大(H1)/最大3日平均(H3)比率により算出

3 今冬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動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）

6

- 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。

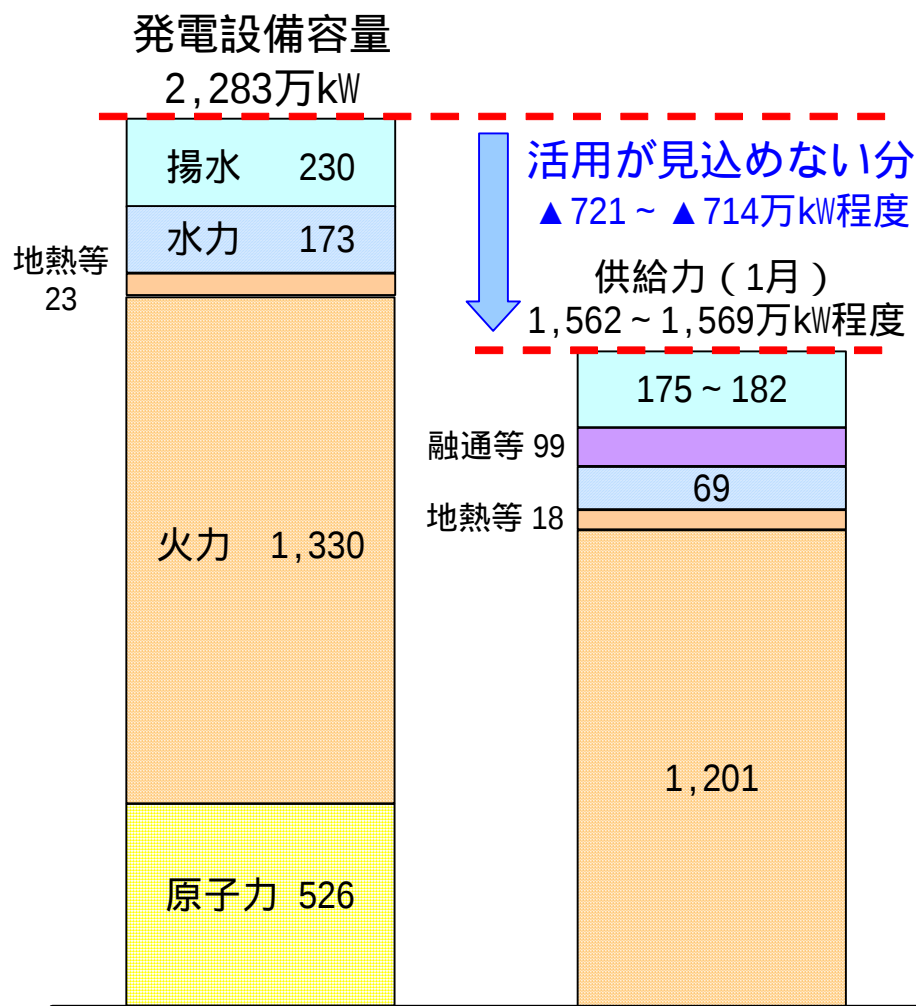
（発電端：万kW）

	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	1,516	1,451	1,516	1,451
供給力（合計）	1,562	1,569	1,562	1,569
原子力	0	0	0	0
火力	1,201	1,201	1,225	1,225
水力	69	69	67	67
揚水	175	182	176	183
太陽光・風力	1	1	1	1
地熱	17	17	17	17
融通	93	93	70	70
新電力等	6	6	6	6
予備力 [予備率]	46 [3.0%]	118 [8.1%]	46 [3.0%]	118 [8.1%]

（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)

7



(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(1月)との差
揚水	▲55 ～ ▲48	○ 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	+99	○ 一般電気事業者融通：+93万kW ○ 発電事業者からの受電等：+6万kW
水力	▲105	○ 河川の出水状況やダム運用水位を考慮：▲84万kW (安定的に供給できる分を計上) ○ 補修停止による減：▲20万kW
地熱等	▲5	○ 蒸気発生量の減を考慮
火力	▲129	○ 長期計画停止中の発電所(唐津)の控除：▲88万kW ○ 他社火力の補修停止による減：▲38万kW ○ 他社受電における所内電力等の控除：▲11万kW ○ 火力増出力や自家発からの受電増等：+9万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 〕

(参考 3) 発電設備容量と今冬の供給力の内訳 (その 1)

8

(万kW)

種別等	発電所	設備容量 (A)	H27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	—
		苅北 2号	70	70	—
		苅田 新1号	36	36	—
	LNG	新小倉 3号	60	60	—
		新小倉 4号	60	60	—
		新小倉 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
		新大分 2号系列	87	87.0	—
		新大分 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 ・休止設備 (H27年度廃止予定)
		唐津 3号	50	0	▲50 ・休止設備 (H27年度廃止予定)
		相浦 1号	37.5	37.5	—
		相浦 2号	50	50	—
		豊前 1号	50	50	—
		豊前 2号	50	50	—
		川内 1号	50	50	—
		川内 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
		緊急設置電源	0.4	0.4	— ・移動用発電機の活用
	内燃力		39.5	24.9	▲14.6 ・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 (▲22.7) ・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		222.5	182.9	▲39.6 ・電源開発㈱松浦2号機定期検査延長による減 (▲21.9) ・電源開発㈱松島2号機定期検査による減 (▲15.7) ・自家発電からの受電分を織込み (+ 8.6) ・他社の所内で使用される電力等を控除 (▲10.9)
	合計		1,330.4	1,201.3	▲129.1

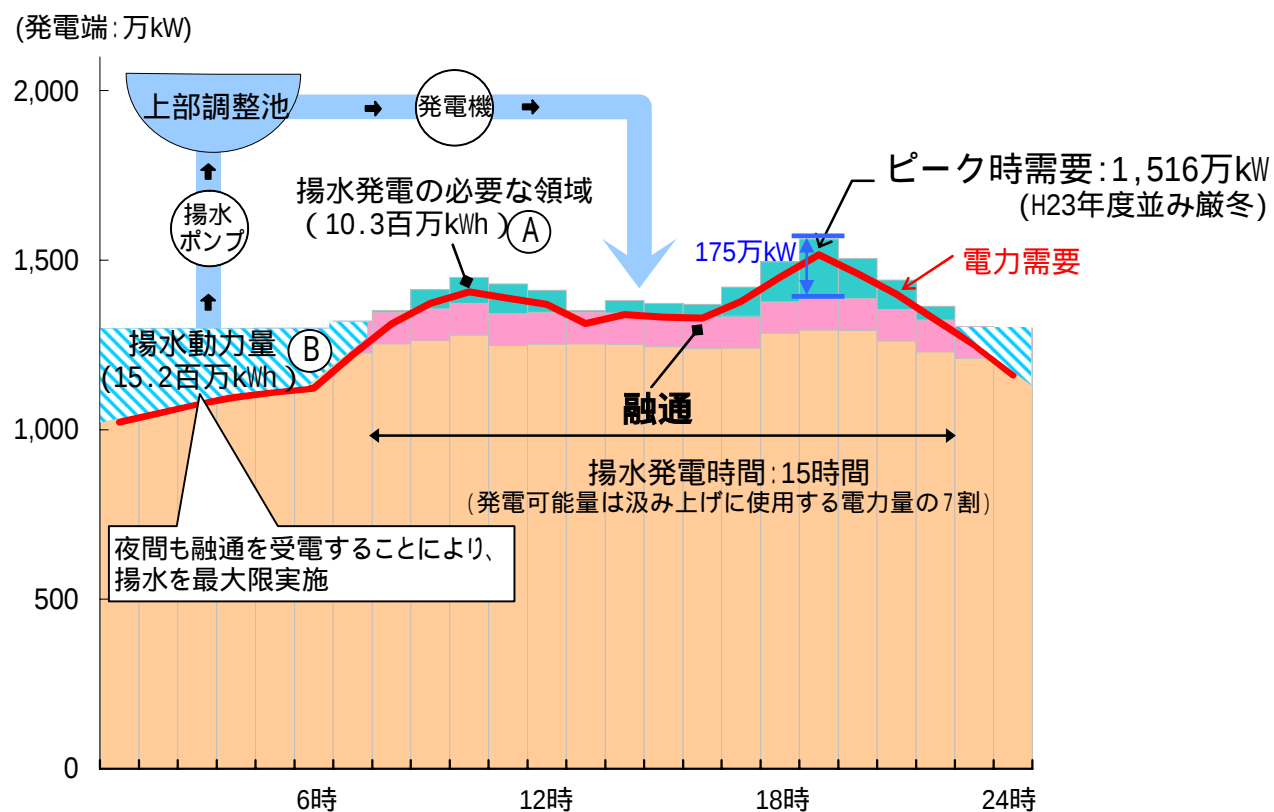
（参考3）発電設備容量と今冬の供給力の内訳（その2）

9

(万kW)					
種別等	発電所	設備容量 (A)	H27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	56.3	▲71.9	・安定的に供給できる分を計上（▲64.5） ・ダム運用水位を考慮（▲1.0） ・補修停止による減（▲6.4）
	他社	45.2	12.4	▲32.8	・安定的に供給できる分を計上（▲17.6） ・ダム運用水位を考慮（▲1.2） ・補修停止による減（▲14.0）
	合計	173.4	68.7	▲104.7	
地熱 太陽光 風力	地熱	21.2	16.8	▲4.4	・蒸気発生量の減を考慮
	太陽光	0.3	0.0	▲0.3	・安定的に供給できる分を計上 （冬季は日没後にピークが発生するため、供給力として見込めない）
	風力	0.3	1.1	+0.8	・安定的に供給できる分を計上
	合計	21.2	17.9	▲3.3	
融通等	一般電気事業者間融通	0	93.0	+93.0	・中西地域から受電
	その他	0	6.0	+6.0	・新電力、発電事業者からの受電分を計上
	合計	0	99.0	+99.0	

太陽光、風力の設備容量については、自社設備のみを計上

- 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（②の7割）。この量が下図の揚水発電の必要な領域①よりも大きければ、供給力として十分活用可能。
- 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。



① > ② の7割

→ 供給力として不足

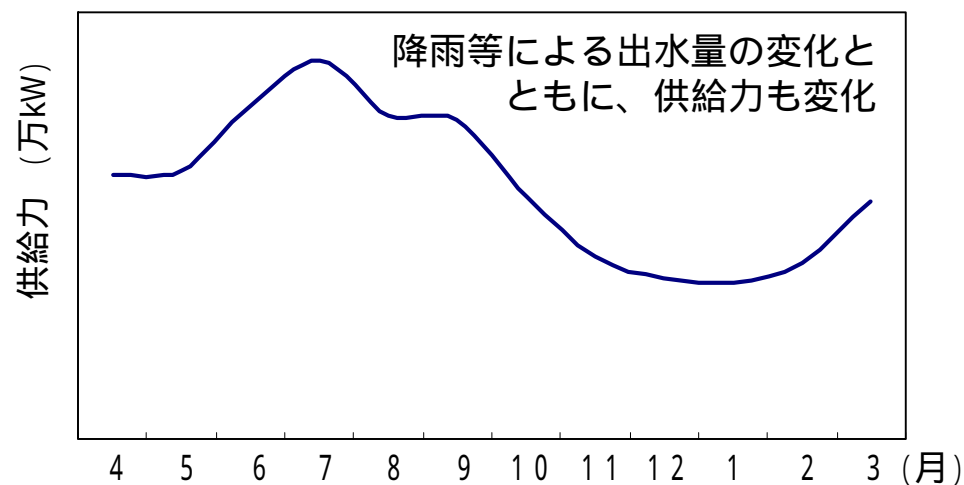
① ② の7割

→ 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

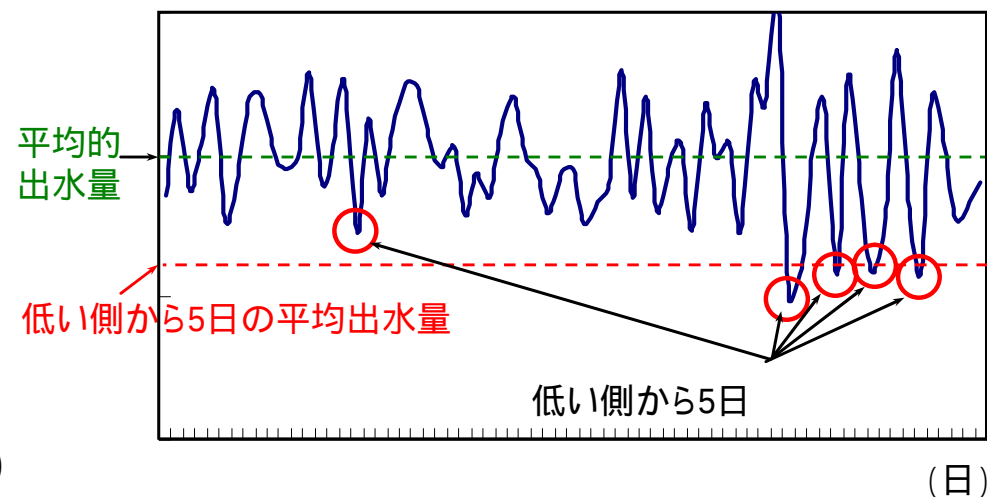
- 水力の供給力は、渇水時(河川の出水量が少ない時)であっても、安定的に供給できる量として、過去30ヵ年の実績データを用いて、各月の低いほうから5日分の平均をもとに算定。

水力発電の供給力の年間推移イメージ



過去30ヵ年の月別実績平均

出水量の変化と安定的に供給できる量の算出イメージ



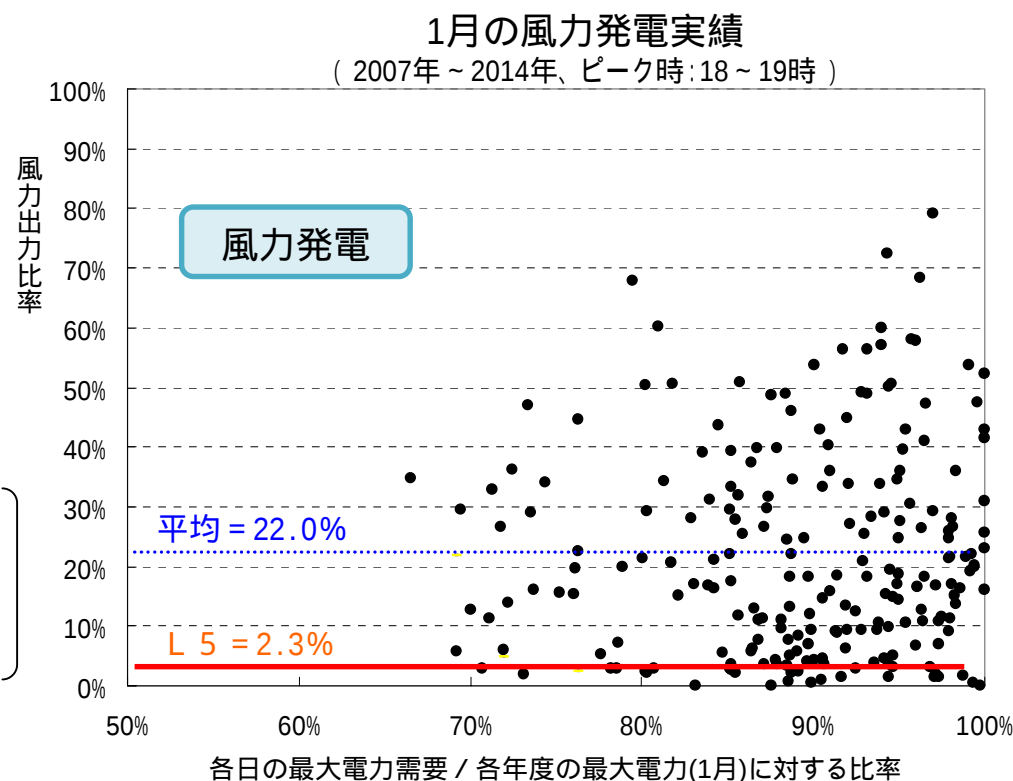
過去30ヵ年の実績平均を基準とし、当該月の出水量の低いほうから5日分の平均の比率を求め、安定的に供給できる量を計上。

- 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。

〔今冬(1月)の風力発電の供給力〕

		今冬(1月)の見通し (18～19時)
風力供給力（万kW） ×		1.1
内訳	設備容量（万kW）	47
	出力比率（％）	2.3

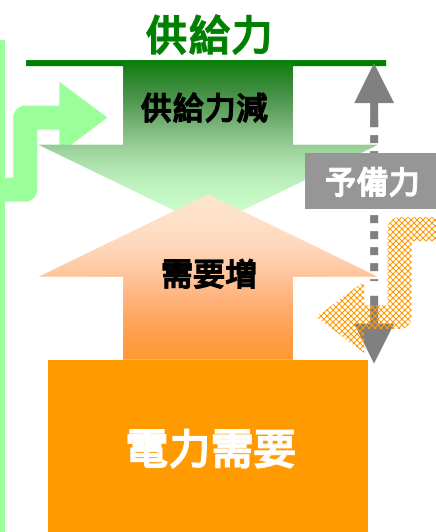
- ・ 月毎に最大需要発生時の風力出力比率が低かった下位5日の平均値を過去のデータが存在する期間で平均。
- ・ 今冬において想定される設備量に、上記の出力比率を乗じて、風力発電の供給力を算出。



- 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、定着節電として、昨冬の約9割(▲56万kW)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恐れ。

[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 ▲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 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