

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)

- 詳細ご説明資料 -

平成25年4月9日
九州電力株式会社

(目次)

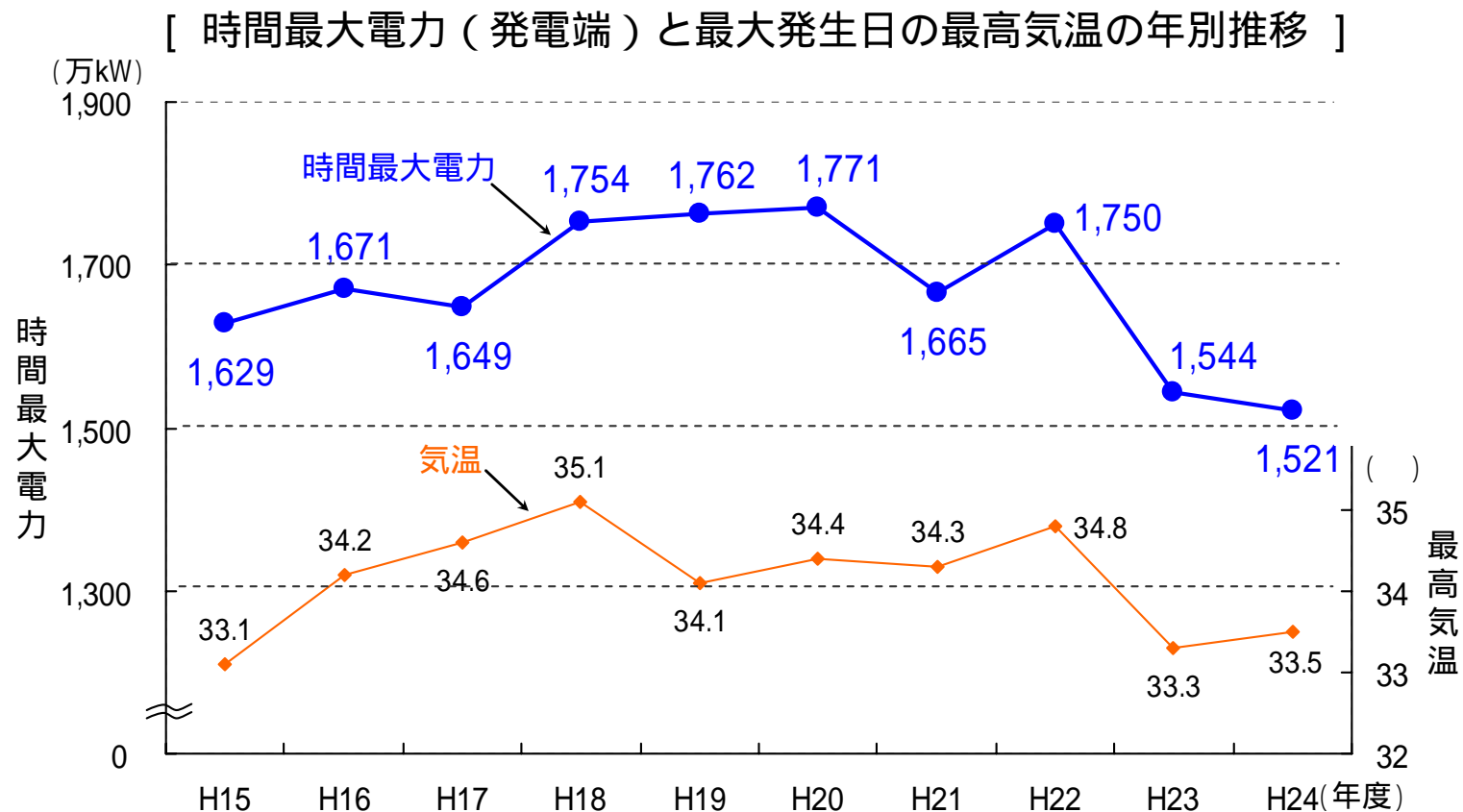
- 1 はじめに
- 2 今夏の電力需要
 - (1) これまでの電力需要実績
 - (2) 今夏の電力需要想定のお考え方
 - (3) 今夏の電力需要想定
- 3 今夏の電力の安定供給に向けた取組み
 - (1) 供給力対策
 - (2) 電力需要対策
- 4 今夏の需給見通し(原子力の再稼働がない場合)
- 5 今夏の需給見通し(8月)と昨夏見通しとの差

- 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「2013年度夏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、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(H22年並み猛暑)に対し、他電力会社からの応援融通受電(最大90万kW)を含む、あらゆる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%程度)を何とか確保できる見通しです。
しかしながら、H22年並みを超える猛暑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、不測の事態が発生した場合には、厳しい需給状況になることが予想されます。
- 当社は、今後とも、原子力発電所の安全性・信頼性の向上、お客さまへのご説明など、1日も早い再稼働に向けて、事業者として出来ることを最大限行うとともに、電力の安定供給確保に向けた対策について検討してまいります。

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、平均1,700万kW台半ばで推移していたが、昨夏は1,521万kWと震災前の水準を大きく下回った。
- この要因は、九州全域で最高気温が平年よりも低く推移したことに加え、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。



（2）今夏の電力需要想定の方

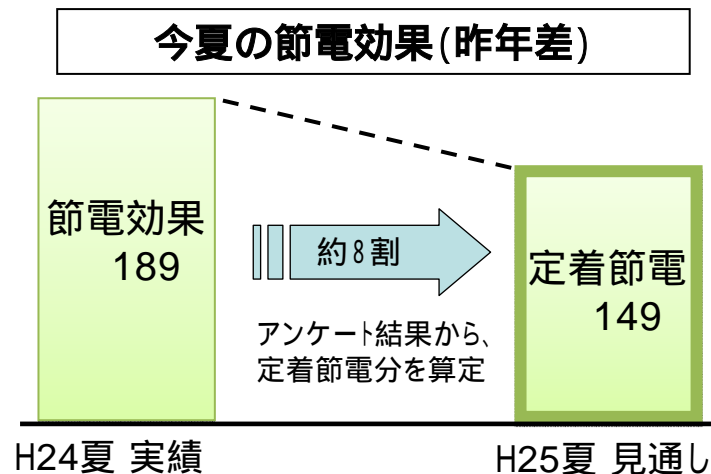
- 今夏の電力需要は、至近の景気の動向を踏まえ、更にお客さまに無理なくお取り組みいただける節電の効果（定着節電）を織込み、想定。

【景気影響の見通し】

- ・ GDP や I I P などの経済指標やお客さま数（契約kW・口数）の増加見通しなどを勘案し、H22から+18万kWと想定。
（実質GDP：+3.4%、全国I I P：+0.3%（いずれもH22比））

【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189万kWのうち、約8割の149万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	48	75%	36
小口	74	80%	59
ご家庭	67	81%	54
計	189	79%	149

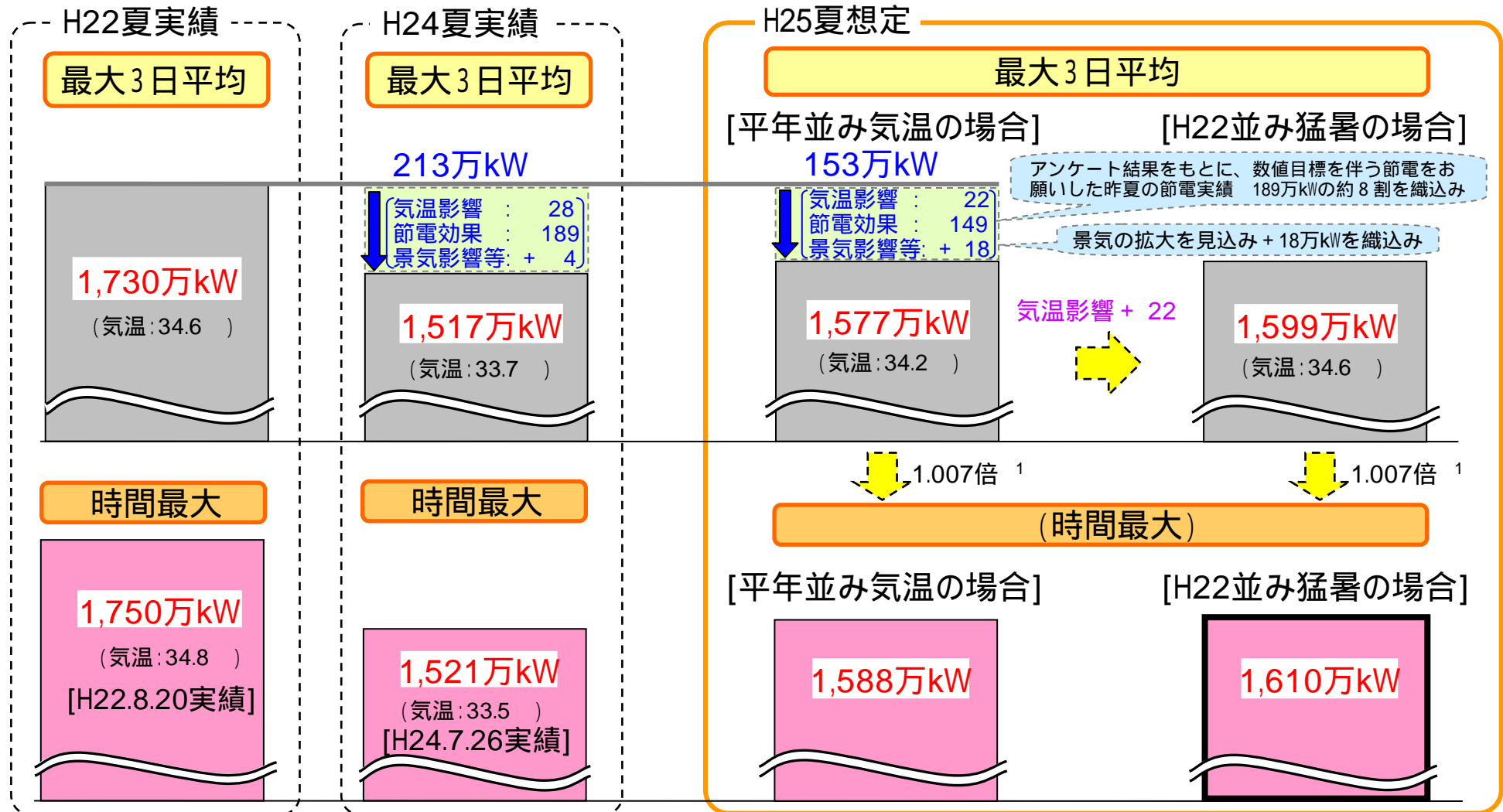
実施時期：平成25年2月12～28日

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 458件、小口 436件、ご家庭 1,000件

（3）今夏の電力需要想定

- 今夏の電力需要は、平年並みの気温の場合で1,588万kW、H22年並み猛暑の場合で1,610万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

(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
(電力需要が高くなる7月後半～8月は、火力発電所の補修停止なし)
- **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(0.4万kW)
 - ・離島の移動用発電設備(0.3万kW)
- **火力・地熱発電所の実績を踏まえた供給力の増**
 - ・新大分発電所の吸気冷却装置による出力向上(昨夏見通しから+2万kW)
 - ・八丁原発電所の地熱井掘削に伴う地熱供給力の増(昨夏見通しから+1万kW)
 - ・緊急的な火力出力向上運転の実施 など
- **他社からの受電**
 - ・自家発からの受電：昼間10万kW、夜間10万kW
 - ・新電力・発電事業者からの受電：昼間6万kW、夜間9万kW
 - ・他電力会社からの応援融通の受電：最大で昼間90万kW、夜間42万kW

- 今夏、火力・水力発電所の補修停止計画のうち、繰り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	LNG	新大分1-5	12	6/24 ~ 7/9		燃焼器点検
		新大分2-3	22	6/6 ~ 7/8		ガスタービン点検、燃焼器点検
		新大分3-1	25	7/1 ~ 7/15		燃焼器点検
他社	電源 開発	橘湾2	5/105	2/26 ~ 7/15		ボイラ点検

水力発電所

		ユニット	出力 (万kW)	7月	8月	備考
自社	一般	山須原1	0.7	H24.10 ~ H28.5		ダム改造工事 平成17年台風14号の記録的豪雨に伴い、ダム貯水池周辺で甚大な浸水被害が発生したことを踏まえ、浸水被害の低減対策として、洪水吐きゲートを大型のものに改造。公衆災害防止の観点から、繰延べは困難。
		山須原2	0.7	H24.10 ~ H28.5		
		西郷1	0.9	H24.9 ~ H28.5		

(参考2) 火力発電設備の定期検査状況

- 火力発電設備は、本来、設備の健全性を確保するため、定期的な検査が必要。
(原則としては、ボイラー：2年毎、タービン：4年毎の定期事業者検査が必要)
- 震災以降、供給力確保のため、高稼働となる運用をせざるを得ない状況が続いており、計画どおりの定期検査が実施できていない状況。

[火力発電設備の前回定期検査からの運転期間]

発電所・号機		出力 (万kW)	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目
石炭	松浦	1号	70	■				
	苓北	1号	70	■	■			
		2号	70	■				
	苅田	新1号	36	■				
LNG	新小倉	3号	60	■	■			
		4号	60	■	■			
		5号	60	■				
石油	苅田	新2号	37.5	■				
	豊前	1号	50	■	■			
		2号	50	■	■	■		
	相浦	1号	37.5	■	■	■	■	
		2号	50	■	■	■	■	■
	川内	1号	50	■	■	■	■	■
2号		50	■	■	■	■	■	

相浦2号については、ボイラーの状況を考慮し、設備の保安を確保するため、H25.3から定期検査を実施

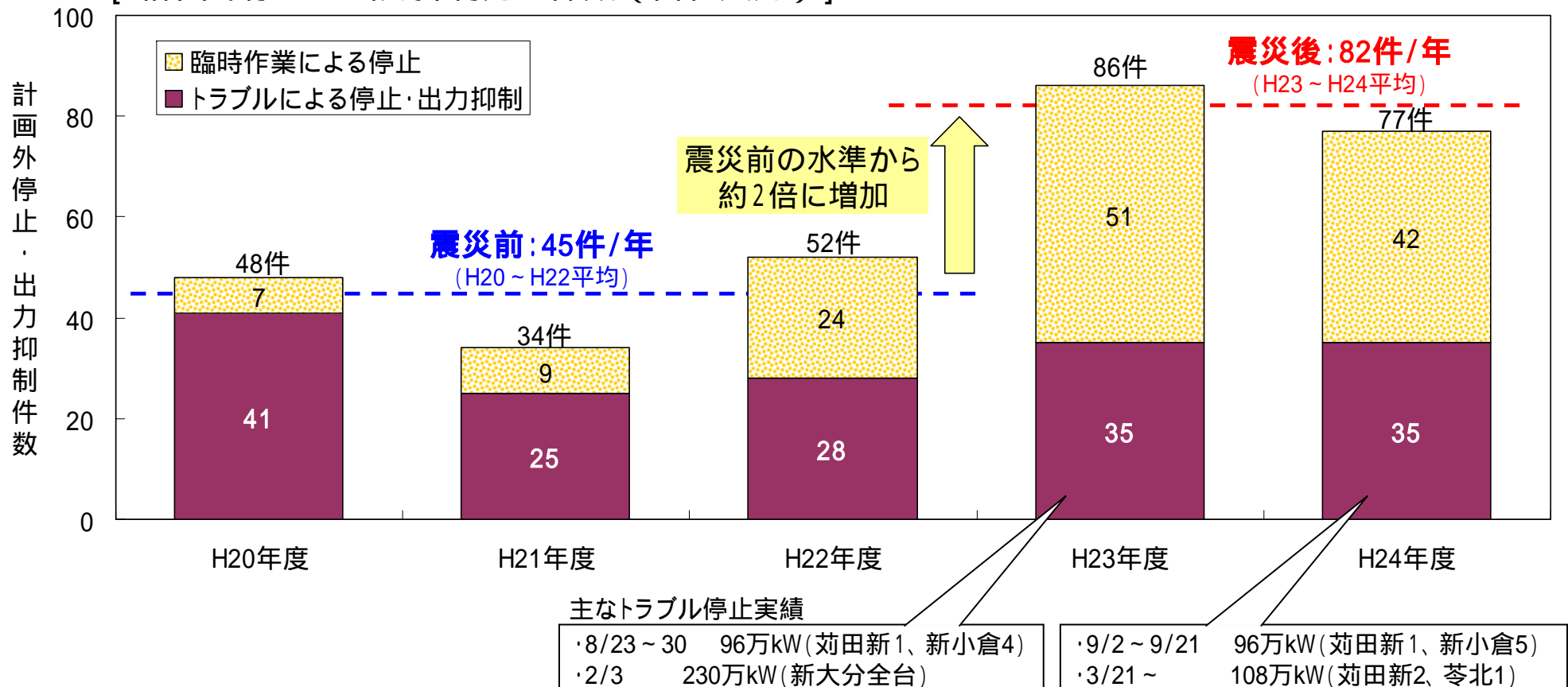
震災特例申請(2回実施)による定期検査時期の繰延べ

H25.3～定期検査中

定期検査時期の繰延べを行っているユニットについては、設備毎の状況を踏まえて今後の定期検査の時期を判断。
 新大分発電所については、高温部品の定期的な取替えが必要なことから、当該部品の取替えに合わせ、定期的に点検を実施。
 至近の定期検査からの実績を記載(2013年3月末現在)

- 震災以降、日常的な設備パトロールの強化など、可能な限りの設備保全に取り組んでいるが、これまで高稼働が継続していることや、トラブル未然防止のための臨時作業（週末等の需要の低い時期に実施した簡易補修）が増加していることから、計画外停止・出力抑制の発生件数は、震災前の水準の約2倍で推移。

[計画外停止・出力抑制発生件数（自社火力）]



（2）電力需要対策

- 平成25年5月1日より、節電インセンティブを促進する料金を設定。

3段階料金制度

ご家庭向けの主な契約である従量電灯は、ご使用量の増加にともない料金単価が上昇する3段階料金を設定しているが、節電を促進する観点から第2・第3段階の料金格差を拡大

ピーク対応料金メニューの設定

ピーク時間[夏季（7～9月）の13～16時]、昼間時間を割高に、夜間時間を割安にした、新料金メニュー（ピークシフト電灯）を設定

季時別電灯の加入対象拡大

より幅広いお客さまに節電へご協力いただけるよう、エコキュートなどの夜間蓄熱型機器をお持ちでないお客さまも加入可能とした

- 夏季計画調整契約の実施

- ・ 現在、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中。
- ・ 昨夏見込みと同等の成約（1,100件、48万kW）を目指す。

● 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：39件、33万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：8社、0.3万kWを契約〕 ・ 昨夏は、節電アグリゲーターとの相対契約としたが、今夏に向けては、より幅広くお客さまに参加いただくため、節電アグリゲーターの公募を検討中
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：605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

郵送や訪問によりお客さまの節電に資する電気の使い方やメニュー等のお知らせを行うと同時に当社ホームページ等を通じて広く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：7万件〕 ・ ご家庭向けには、検針表裏面に記載〔昨夏：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 ・ 「ピークシフト電灯」料金メニューの紹介
緊急時の節電ご協力お願いメール	・ 需給ひっ迫が予想される場合に予め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〔登録件数：8.7万件〕
メールマガジンによる節電事例等の紹介	・ 昨夏のお客さまアンケートで収集した「我が家の節電事例」の紹介 およびメルマガ会員へのお友達紹介の呼びかけ

4 今夏の需給見通し（原子力の再稼働がない場合）

- 原子力の再稼働がない場合の今夏の供給力は、1,660万kW程度。
- H22年並み猛暑の最大電力需要に対し、他電力会社からの応援融通受電（最大90万kW）を含む、あらゆる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%程度）を何とか確保できる見通し。

（発電端：万kW）

	7月		8月	
	H22年並み猛暑	平年並み気温	H22年並み猛暑	平年並み気温
供給力 - 需要 [予備率]	49 [3.0%]	73 [4.6%]	49 [3.1%]	73 [4.6%]
需要	1,610	1,588	1,610	1,588
供給力（合計）	1,659	1,661	1,659	1,661
原子力	0	0	0	0
火力	1,242	1,242	1,241	1,241
水力	113	113	109	109
揚水	166	168	166	168
太陽光	31	31	33	33
地熱	16	16	16	16
融通	87	87	90	90
新電力等	4	4	4	4

（他電力会社からの応援融通がない場合）

供給力 - 需要 [予備率]	80 [5.0%]	52 [3.3%]	83 [5.2%]	56 [3.5%]
-------------------	----------------	----------------	----------------	----------------

（注）四捨五入の関係で合計値が合わないことがある

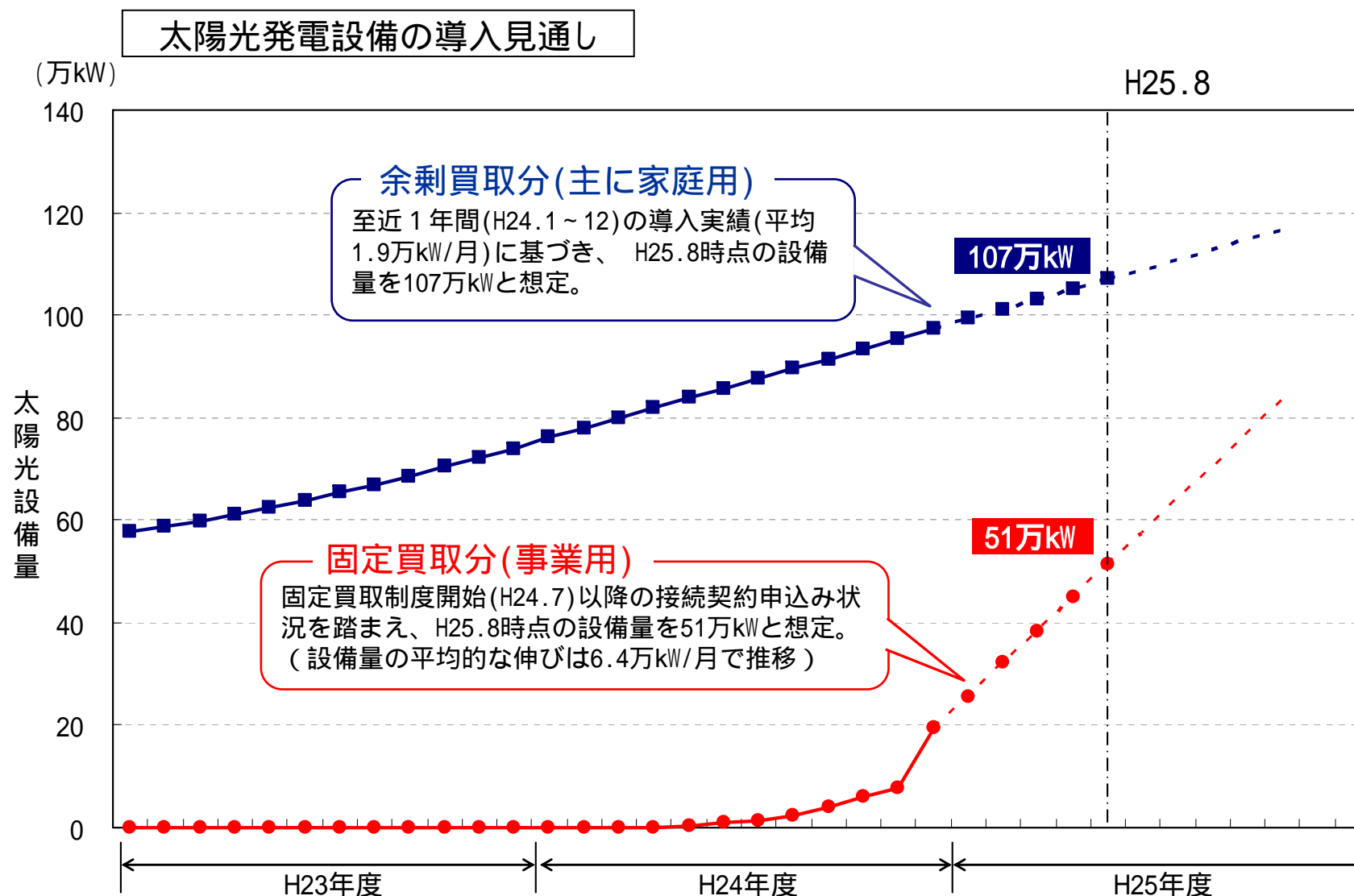
5 今夏の需給見通し(8月)と昨夏見通しとの差

(発電端：万kW)

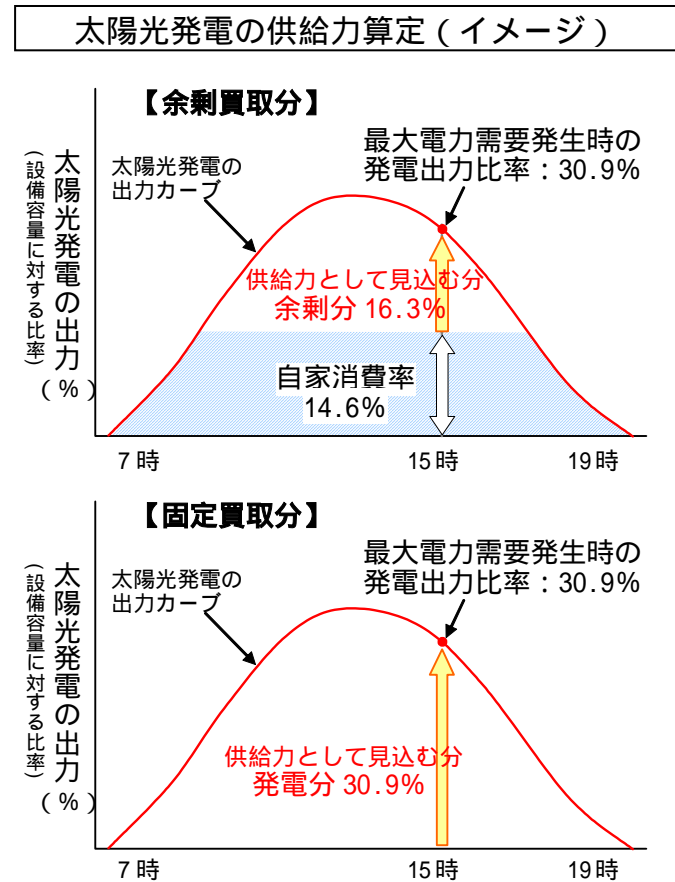
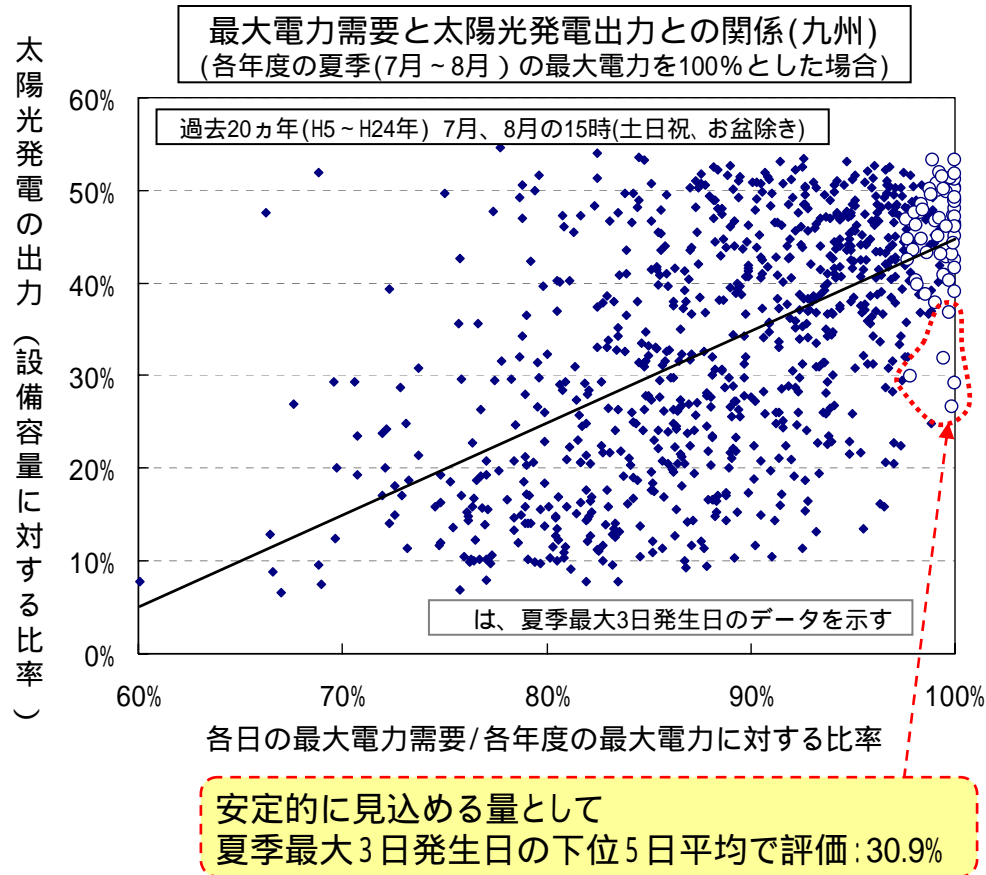
		H25年夏の見通し (H22年並み猛暑)	H24年夏の見通し (H22年並み猛暑)	差 (-)	主な要因
最大電力 (H1)		1,610	1,634	24	定着節電の増
自 社	原子力	-	-	-	
	火力	995	994	+ 1	新大分吸気冷却の実績を踏まえた見直し等
	地熱	16	15	+ 1	八丁原発所の地熱井掘削に伴う地熱供給力の増
	太陽光	0.1	0.1	-	
	水力	81	83	1	ダム改造工事に伴う減
	揚水	166	150	+ 16	応援融通の受電増等に伴う増
小計		1,258	1,242	+ 17	
他 社	火力	246	251	4	自家発からの受電減等
	太陽光	33	8	+ 25	FIT導入による事業用太陽光発電の普及拡大に伴う増
	水力	27	27	-	
	融通 〔内訳〕	90 〔中部：61 北陸：10 中国：19〕	45 〔中部：30 北陸：3 中国：12〕	+ 45	
	その他	4	2	+ 2	新電力からの受電増
小計		401	333	+ 68	
計		1,659	1,574	+ 85	
予備力 〔予備率〕		49 〔3.1%〕	60 〔3.7%〕	+ 109 〔+ 6.8%〕	

(注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 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、H25年8月時点の設備容量を160万kW程度と想定。



- 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、ピーク時間帯に安定的に供給できる量を供給力として織込み。

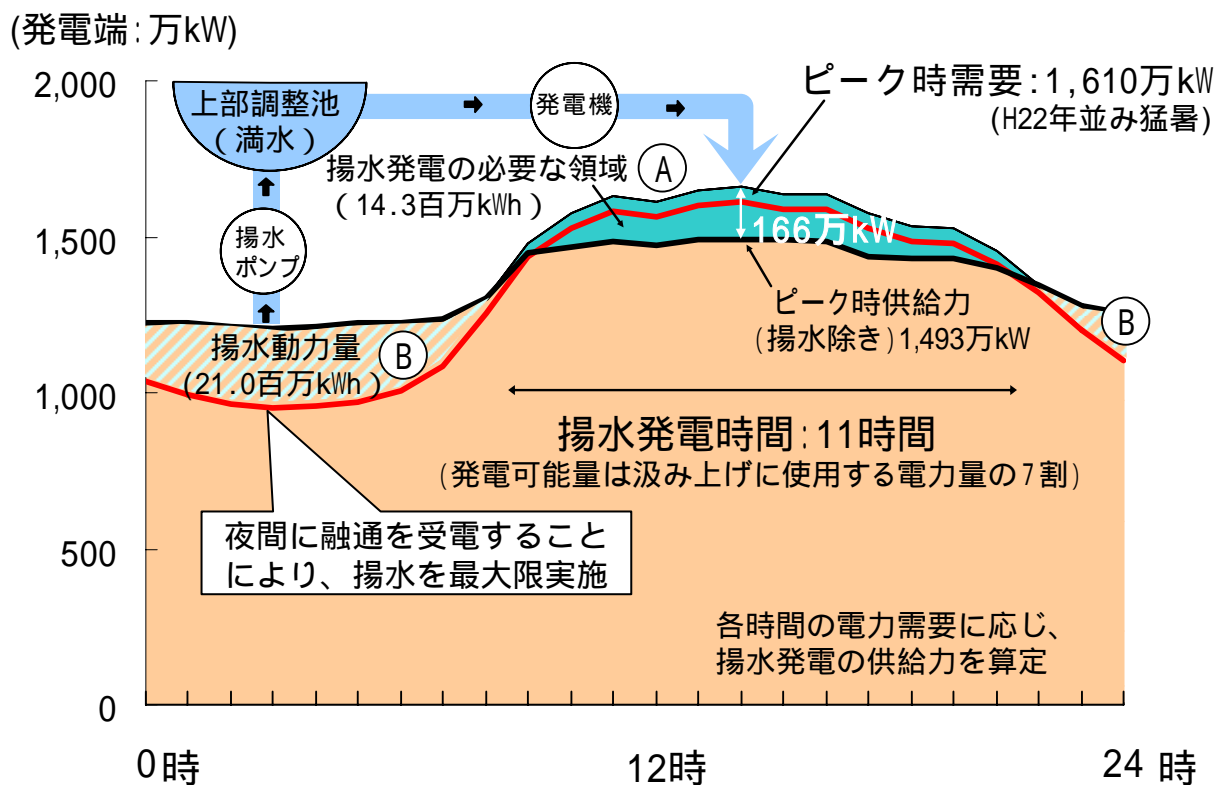


【今夏(8月)の太陽光発電の供給力】

- ・ 余剰買取分: 設備容量: 107万kW × (発電出力比率: 30.9% - 自家消費率: 14.6%) = 17万kW
 - ・ 固定買取分: 設備容量: 51万kW × 発電出力比率: 30.9% = 16万kW
- 計 33万kW

(注) 太陽光の年間の設備利用率は12%程度と低く、年間の発電量は13億kWh程度。
これは、当社の発電電力量全体の1~2%程度。

- 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

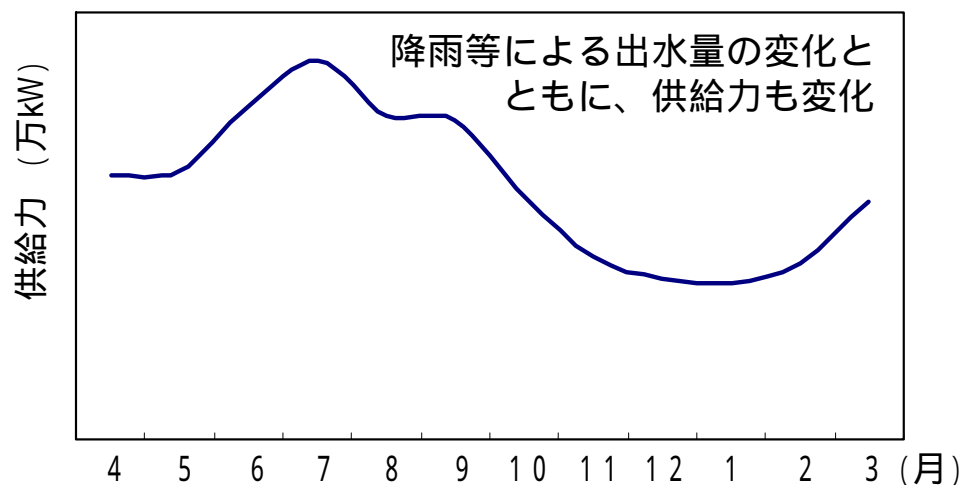
Ⓐ Ⓑ の7割

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

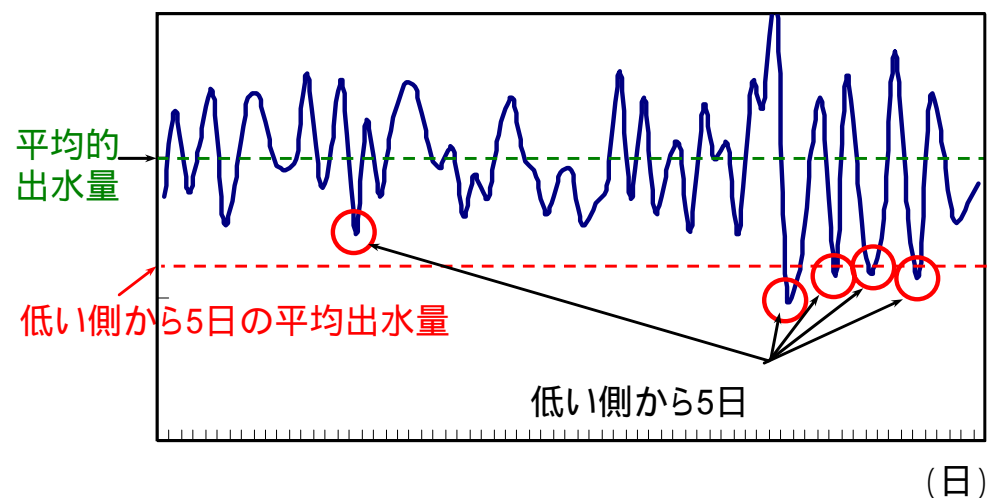
- 水力の供給力は、渇水時（河川の出水量が少ない時）であっても、安定的に供給できる量として、過去30年の実績データを用いて、各月の低いほうから5日分の平均をもとに算定。

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



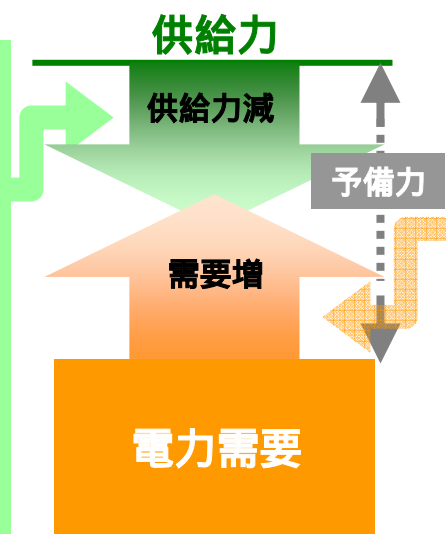
過去30年の実績平均を基準とし、当該月の出水量の低いほうから5日分の平均の比率を求め、安定的に供給できる量を計上。

- 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、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（H22年並み猛暑）に対し、他電力会社からの応援融通受電（最大90万kW）を含む、あらゆる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%程度）を何とか確保できる見通し。
- しかしながら、H22年並みを超える猛暑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になることが予想される。

[供給面の変動リスク]

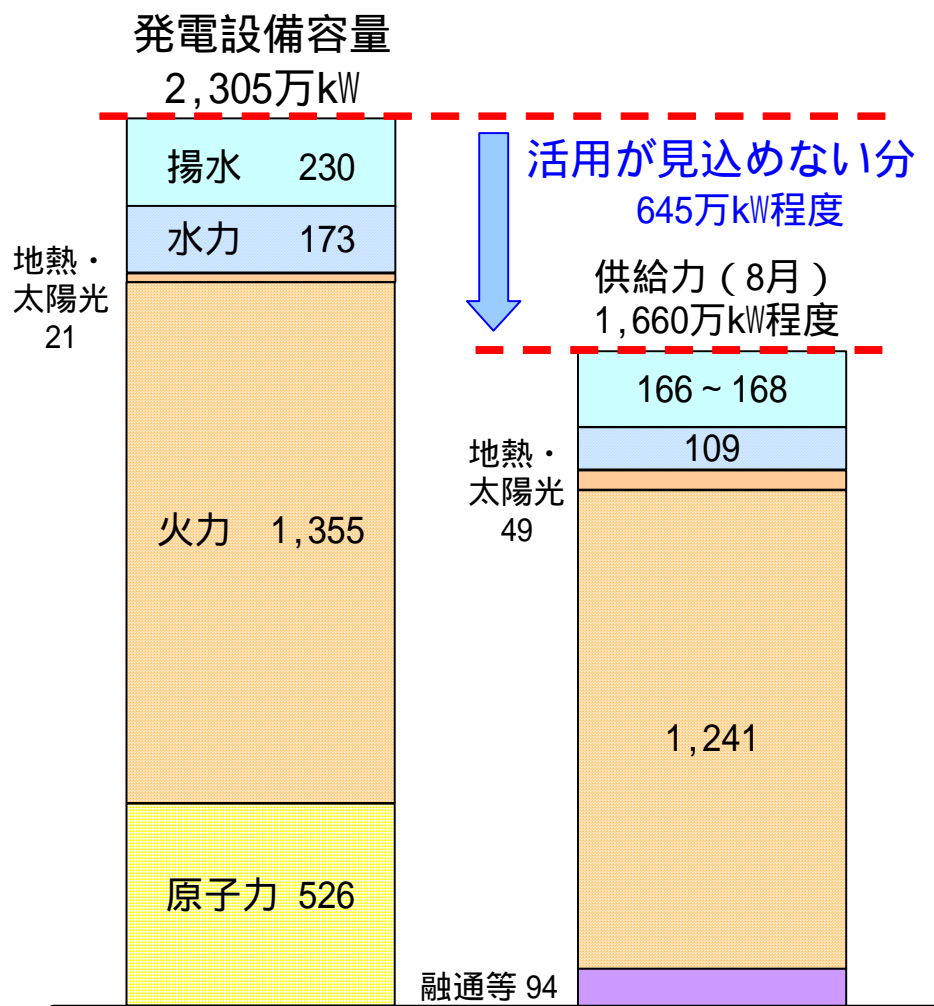
[需要面の変動リスク]

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 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



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

(余 白)



	発電設備容量と供給力との差	
	万 kW	
揚水	62 ~ 64	<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
水力	65	○ 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	+28	<ul style="list-style-type: none"> ○ 蒸気量の減を考慮： 6万 kW ○ 太陽光供給力の織込み： +33万 kW (安定的に見込める分を計上)
火力	113	<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 ○ 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： 25万 kW
融通等	+94	<ul style="list-style-type: none"> ○ 一般電気事業者融通： +90万 kW ○ 発電事業者からの受電等： +4万 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10) 発電設備容量と今夏の供給力の内訳

(万kW)

種別等	発電所	設備容量 (A)	H25年8月の 供給力見込み(B)	差 (B-A)	備 考		
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	60.8	8.2	・気温影響に伴うガスタービン出力減
			2号系列	87	79.2	7.8	・気温影響に伴うガスタービン出力減
		3号系列	73.5	64.8	8.7	・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		9	+9	・緊急的な増出力運転等		
	緊急設置電源	0.4	0.7	+0.3	・豊前発電所ディーゼル(0.4)、離島移動用発電設備の活用(0.3)		
	内燃力	39.5	29.2	10.3	・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(18.7) ・本土と連系している五島の内燃力設備の臨時稼働(+8.4)		
	他社	246.7	246.3	0.4	・所内電力等を控除(10.3) ・自家発等からの受電分を織込み(+9.9)		
	合計	1,354.6	1,241.3	113			
水力	自社(揚水除き)	128.2	81.4	46.8	・安定的に供給できる分を計上(45.4)、洪水調整のためのダム運用水位を考慮(1.4)		
	他社	45.1	27.4	17.7	・安定的に供給できる分を計上(13.5)、洪水調整のためのダム運用水位を考慮(4.2)		
	合計	173.3	108.8	64.5			
地熱・太陽光	地熱	21.2	15.7	5.5	・蒸気発生量の減を考慮		
	太陽光		33.3	+33.3	・安定的に供給できる分を計上		
	合計	21.2	49.0	+27.8			
融通等	一般電気事業者間融通		90.0	+90.0	・昼間帯+90万kW。夜間帯も42万kW程度を受電し、揚水動力として活用。		
	その他		4.0	+4.0			
	合計		94.0	+94.0			