

お客さまとの対話資料

2012年11月8日



1	信頼再構築に向けた取組みの実施状況	2
2	今冬の電力需給見通し	10
3	原子力発電所の安全確保に向けた取組み	40
4	電源の多様化に向けて	66
5	電気料金	73
6	エネルギー政策・電気事業制度	94

セクション 1

信頼再構築に向けた取組みの実施状況

- 当社は、昨年の「経済産業省主催の県民説明番組における意見投稿要請」などの一連の事象を踏まえ、

- 1 企業活動の透明化
- 2 組織風土の改善
- 3 コンプライアンス推進・危機管理体制の再構築

などの再発防止策を国へ報告し、検討・実施を進めてまいりました。

「お客さまとの対話の会」の開催（H24.3～8月：各支社）

- 一連の事象に対する反省と透明な企業活動を徹底する方針をお伝えするとともに、いただいたご意見、ご要望をこれからの当社の事業活動に反映することを目的として開催（8支社にて計89名をお招き）
- 消費者団体、経済団体、NPOの方々など様々な立場からご出席いただき、原子力発電に対する慎重なご意見や「九電の発信する情報が信用できない」などの厳しいご意見のほか、今回のような「顔が見える」対話の場の必要性に関するご意見もあり



「お客さま対話活動」の全社展開（H24.9月～）

- 今後も、各事業所における懇談会や訪問活動などあらゆる機会・チャンネルを活用し、幅広い層のお客さまと直接顔を合わせた対話活動を、経営層をはじめ全社において実施してまいります。

「九州電力グループ行動憲章」等の改正 (H24.4月)

- 社会情勢の変化に対し高い感度を持つことや、事業活動の透明性を高めること等を目的とし、
 - ・ 「九州電力グループ行動憲章」
 - ・ 「コンプライアンス行動指針」を改正し、全従業員に周知徹底
- コンプライアンス行動指針においては、自治体との関係において一般の皆さまに疑念や誤解を生じさせる行為を行わないことを明記

【主な改正内容】

「九州電力グループ行動憲章」

企業活動の透明化を図るため、以下の視点を追加

- 社会情勢の変化に対し高い感度を持つこと
- 事業活動における透明性を確保すること
- 対話を重視し、社会の声を真摯に受け止めること

など

「コンプライアンス行動指針」

- シンポジウム等において、本来の開催趣旨に反するような動員や意見投稿呼びかけ等を禁止する旨の記載を追加
- 自治体首長等との関係における「問題行為」の具体例(会社による政治資金パーティー券の購入を行わない等)を追加

など

原子力部門の一層の透明性確保 (H24.2月 ~)

「発電本部」の設置 (H24.7月)

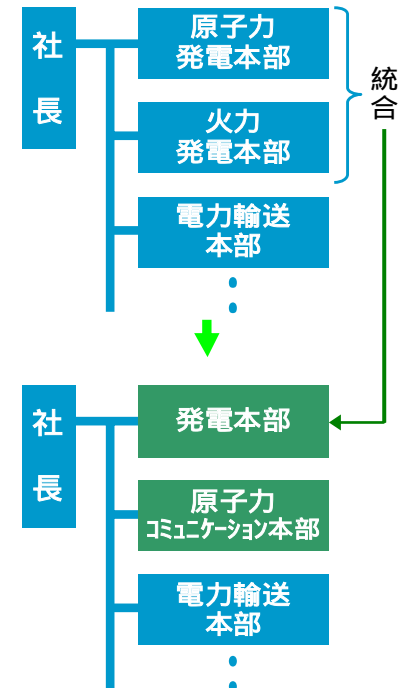
- 原子力・火力部門の統合により、本部内に多様な視点を確保し、原子力部門の業務運営の一層の透明性向上を図ることを目的に設置
- 人材交流による多様な視点をもった人材の育成や、双方の品質・安全管理の水平展開による業務改善などの相乗効果も期待
- 本部内を総合的に統括・調整する総括系列に、事務系を含む他部門の社員を配置することにより、一層の客観性、透明性を確保

「原子力コミュニケーション本部」の設置 (H24.7月)

- 原子力業務の透明性向上を図るとともに、原子力情報に対するニーズを踏まえた的確な自治体・地域対応や情報公開を行うことを目的として設置
- 発電本部は技術的対応に専念し、当本部が、お客さまや地域社会の目線に立って、分かり易い丁寧な情報発信を実施

「原子力の業務運営に係る点検・助言委員会」の設置 (H24.9月)

- 社外の有識者 (リスク・危機管理の専門家、原子力関係の専門家、CSR・コンプライアンス関係の有識者) 5名及び社内委員2名で構成



[その他の取組み]

- ・各支社に「原子力広報・防災連絡員」を配置 (H24.2,7月)
- ・佐賀、鹿児島支社に原子力関係職位を統括する「原子力コミュニケーション部」を設置 (H24.7月)

マネジメント能力の向上 (H23.7月～)

- 上司部下のコミュニケーション活性化や管理職のマネジメント能力向上に向けた各階層向け研修の実施
- 本店部長や支社長等の要職候補人材に対する、他部門での業務経験やグループ会社での経験を積ませる異動・配置の実施
- 経営幹部層を対象に求められる意識・能力の向上を図るための新たな研修の実施



コミュニケーションの活性化など (H24.2月～)

- 組織風土の課題や改善の方向性について、本店や支社でワークショップによる意見交換を実施し、今後の取組みへ反映
- 組織風土に関する項目含めた従業員へのアンケート調査を実施 (H24.4月) し、その結果を社内で共有化のうえ、今後の取組みに反映



コンプライアンス推進体制の一元化 (H24. 7月)

- これまで3本部 (地域共生、人材活性化、経営管理) で役割分担していたコンプライアンス推進業務を地域共生本部に一元化し、一体的に取り組みを推進する体制を構築

地域共生本部にて一元的に実施

- ・コンプライアンス推進業務 (総括)
- ・コンプライアンス相談窓口
- ・コンプライアンス教育
- ・コンプライアンス委員会事務局

(他本部から集中化)

コンプライアンス委員会の機能強化 (H24. 5月)

- 社会的影響の大きな不祥事等が発生した際には、社外委員へ速やかに報告し、外部の視点から適切な助言をいただくなど、委員会の機能を強化

支社へのエリア担当職位の設置 (H24. 7月)

- 各支社に「コンプライアンス支社所管エリア担当」を設置し、各エリアでの教育・研修等により、従業員のコンプライアンス意識を継続的に醸成

危機管理体制の強化（H24. 4月～）

- 危機発生時に迅速・的確に対応するため、危機管理官（副社長）及び危機管理担当部長を新たに設置し、初動判断や具体的対応の迅速化及び強化を図ったほか、社外専門家による支援体制を整備
- 新たに「リスク・危機管理対策会議」を設置し、リスク・危機管理マネジメントサイクルの推進機能や、危機発生時の情報共有や対応能力を強化



[今夏の需給問題に対する危機管理対策総本部訓練の様子]

そのほか、対処すべき課題や会社を取り巻くリスク等について、代表取締役と社外役員による意見交換会を開催（H24. 4月）

以上

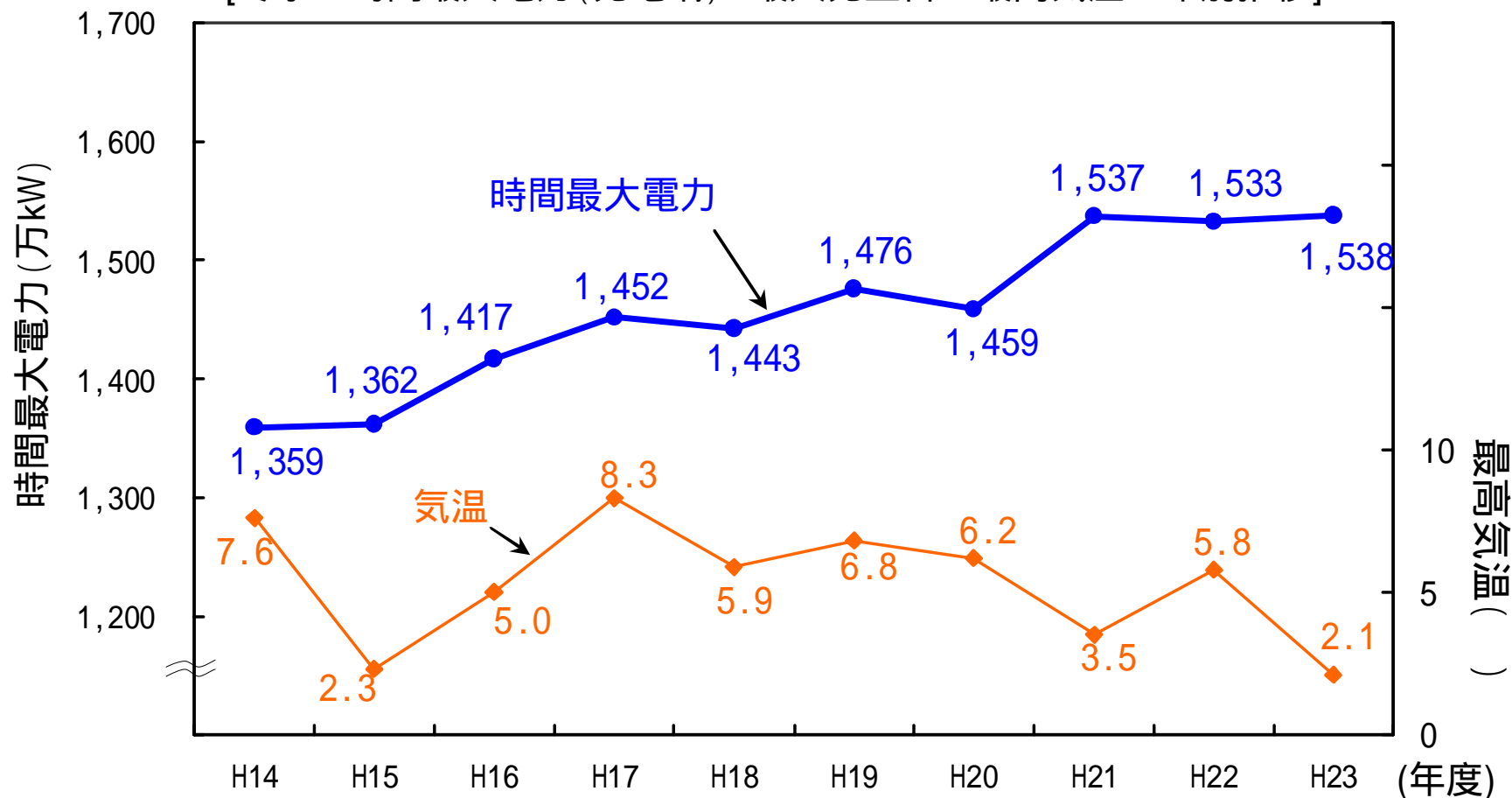
セクション 2

今冬の電力需給見通し

(1) 電力需要の年別推移

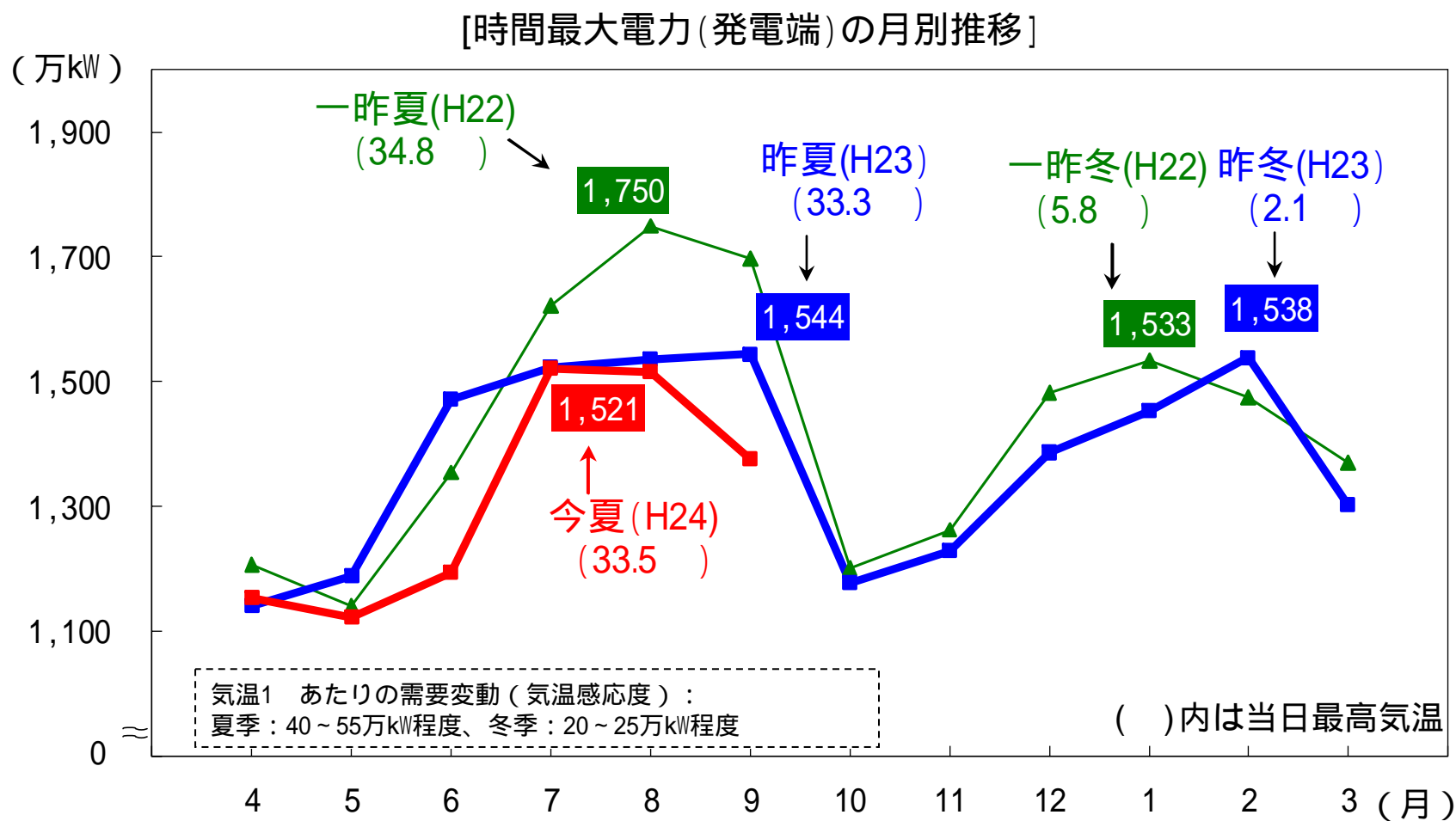
- 至近3か年の冬季の時間最大電力は、1,530万kW台で推移。
- 昨冬は、数値目標を伴う節電要請期間を通じて、一昨年比 6%程度の節電にご協力していただいたものの、寒波により九州全域で記録的な寒さに見舞われ、2月2日(木)に1,538万kWを記録し、過去の冬季最大電力を更新。

[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]

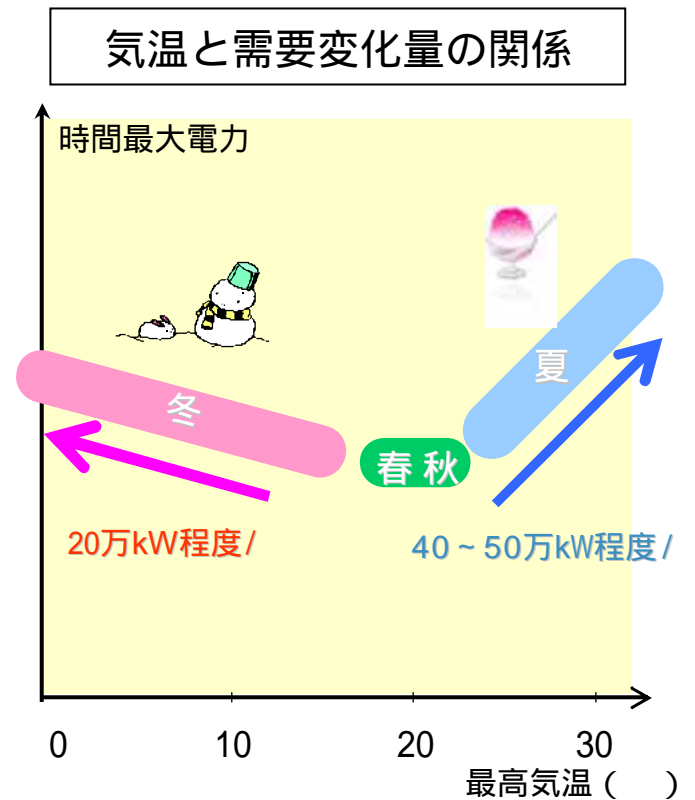
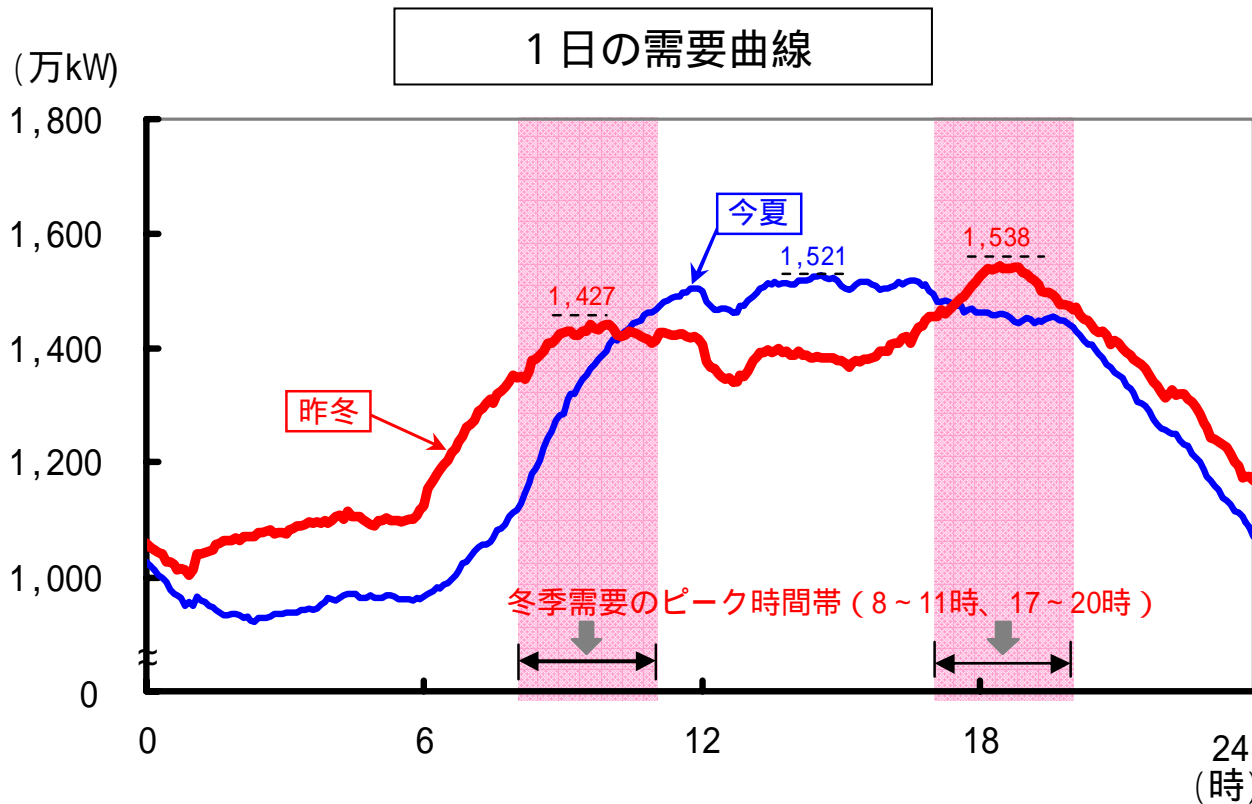


(2) 電力需要の月別推移

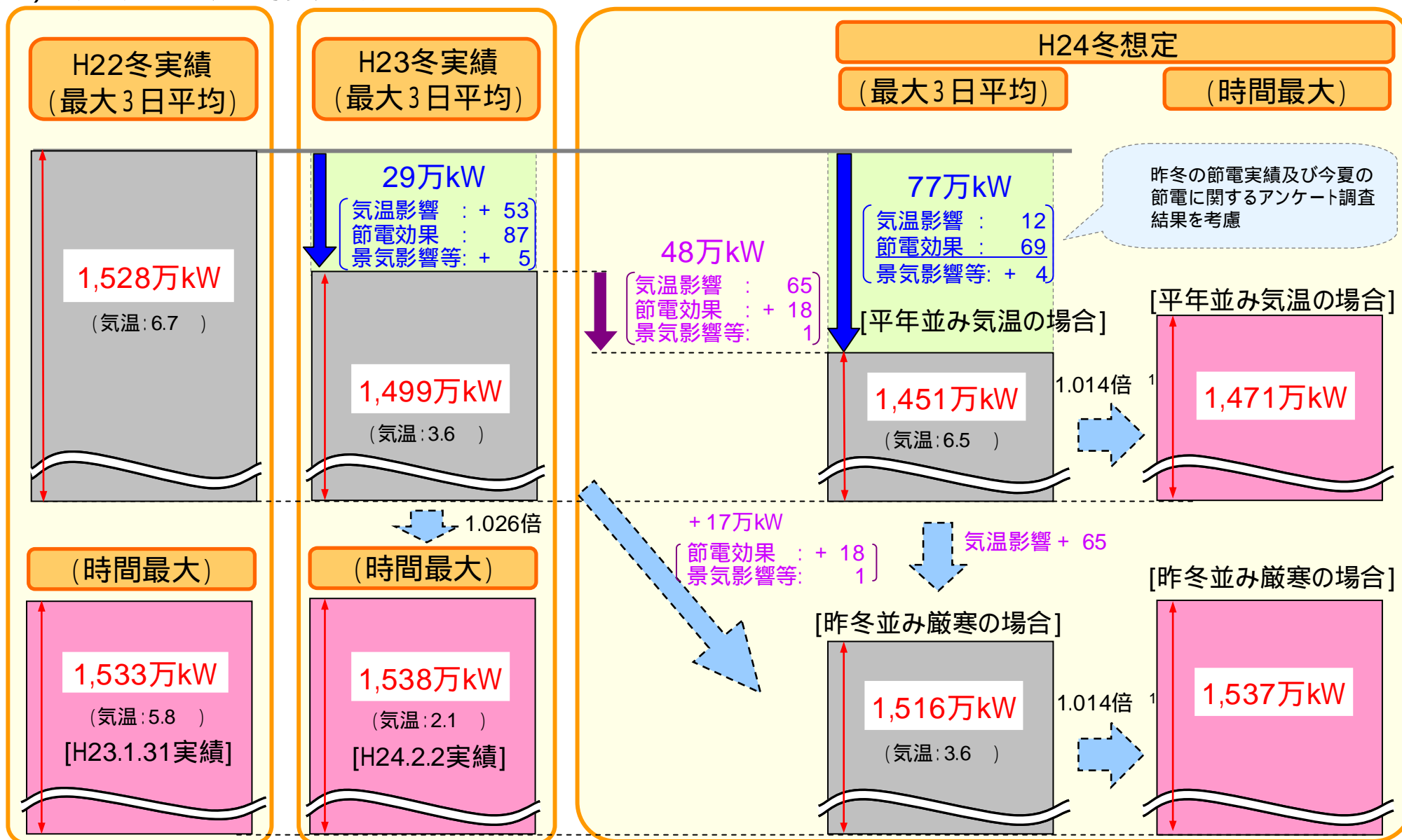
- 冬季の電力需要は、震災以前は、通常夏季の8～9割程度であったが、震災以降、夏季とほぼ同水準で推移。



- 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

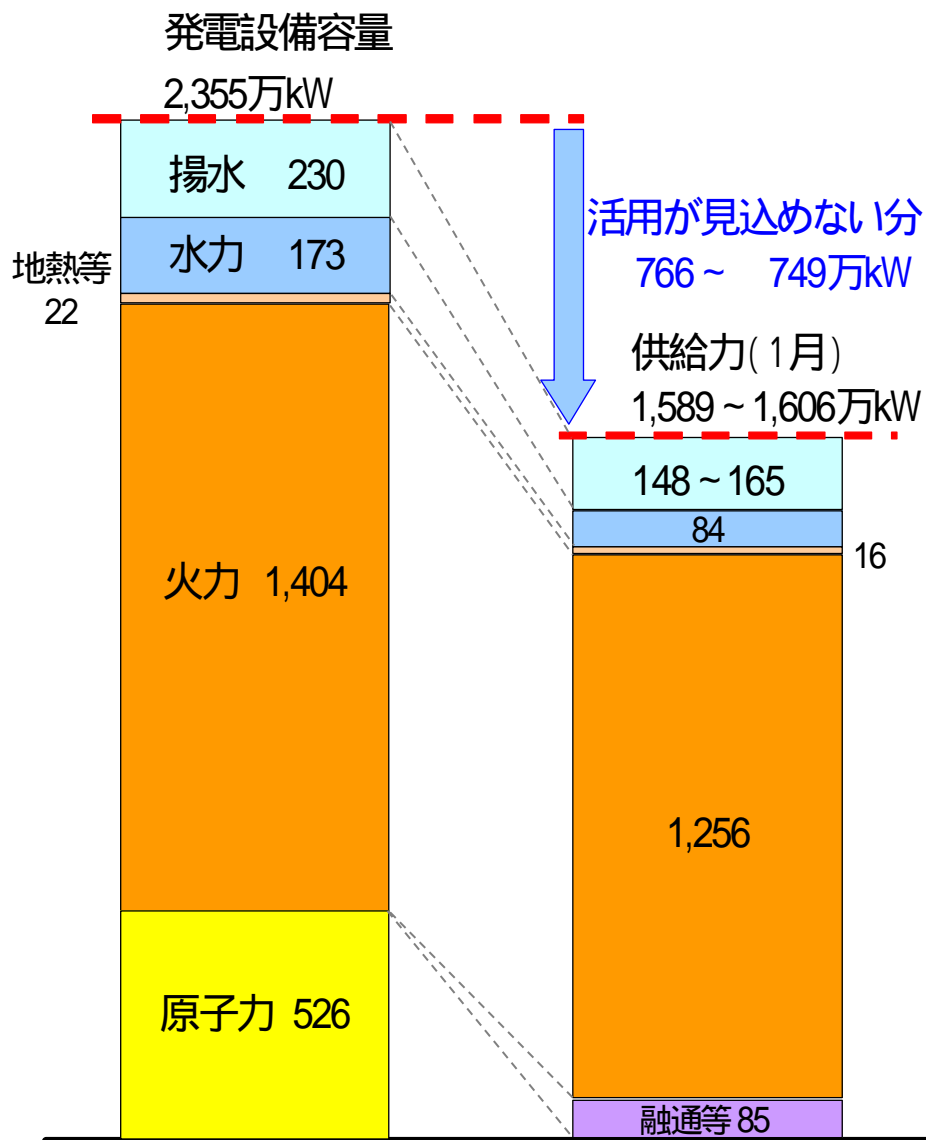
(1) 供給力対策

- 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2) 発電設備容量と今冬の供給力の内訳(火力)

[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	
	発電所						
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			

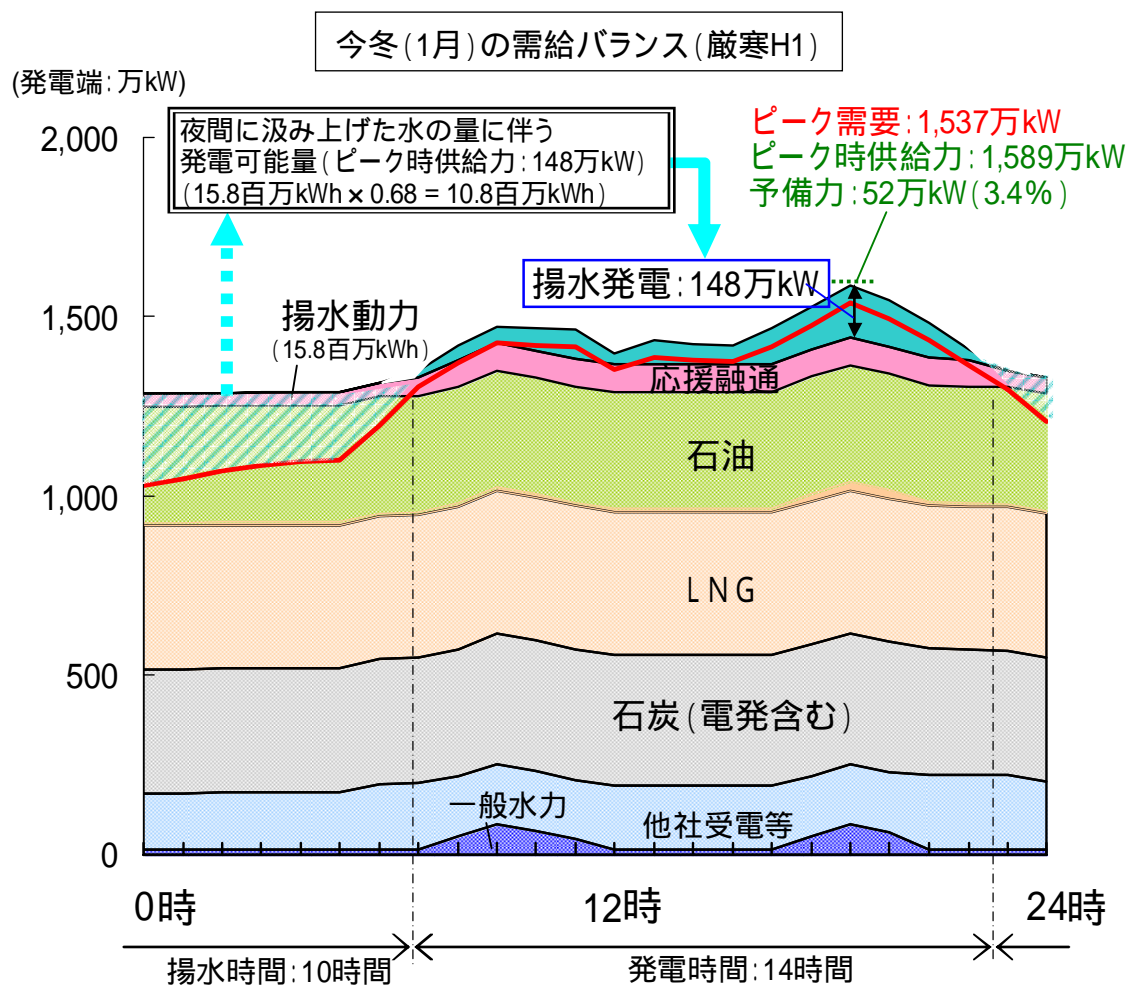
(参考2) 発電設備容量と今冬の供給力の内訳(水力、地熱等、融通等)

18

[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。



2(4) 今冬の需給見通し(原子力の再稼動がないとした場合の需給バランス)

(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

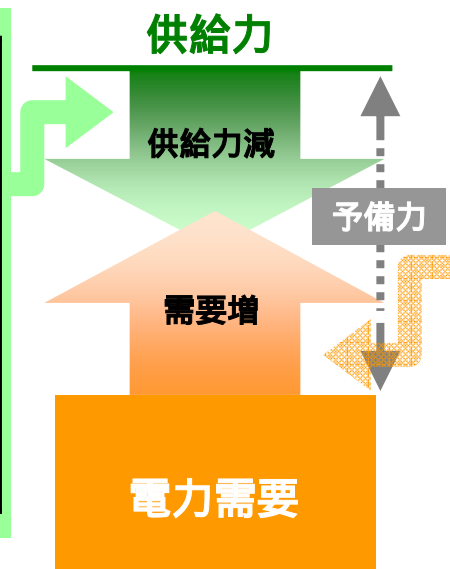
- 今冬は、現時点で対応可能な供給力対策を行ったとしても、予備率3%程度と十分な供給力を確保できない状況。
- さらに、昨冬(2月2日)のような寒波による電力需要の急増や、火力発電所等の電力供給設備のトラブルなど、以下のような需給変動リスクが顕在化した場合には、より厳しい需給状況が予想される。

[供給面の変動リスク]

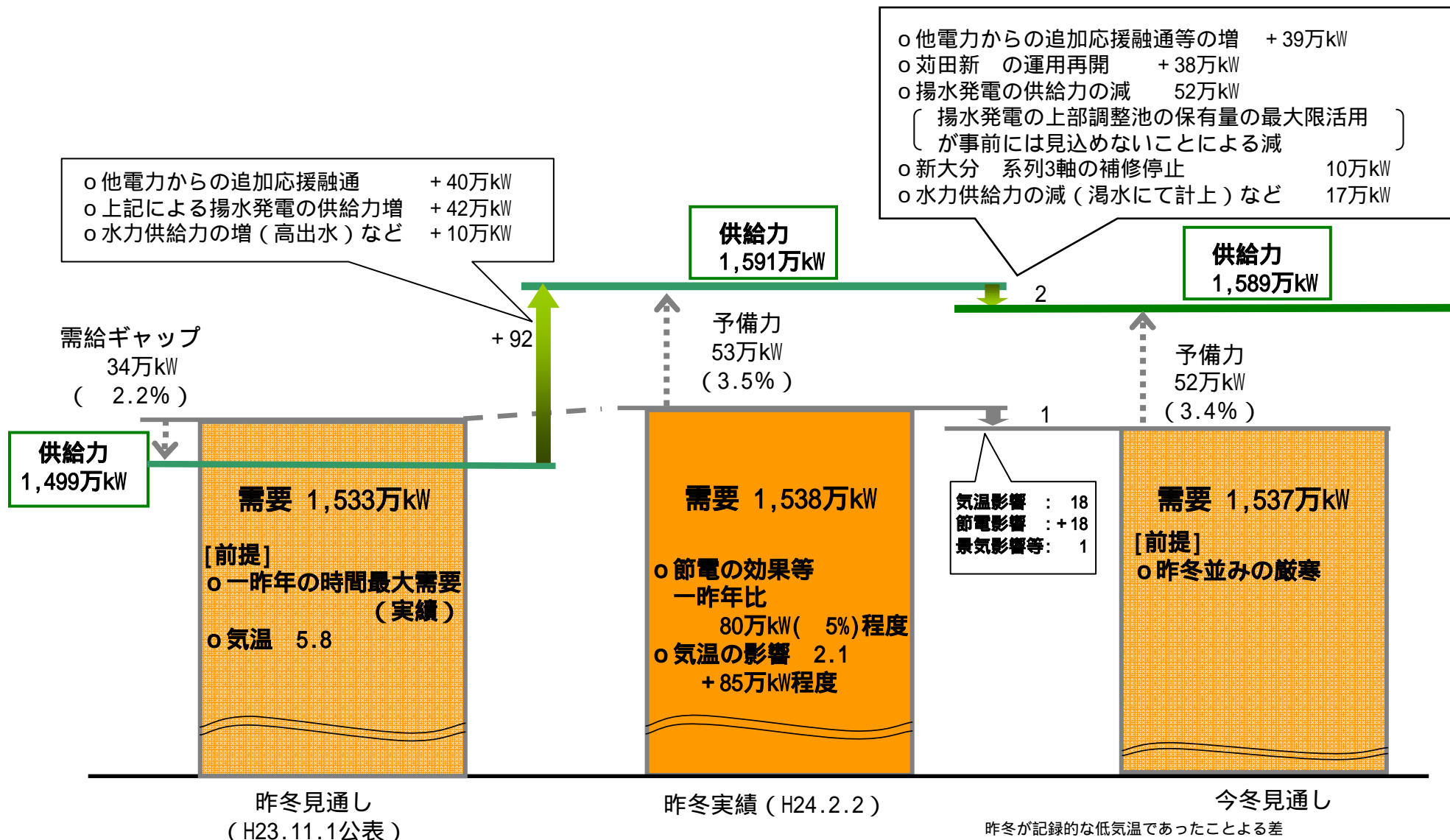
ケース	リスク [影響量]
A-1	発電所の計画外停止 ・単機最大 70万kW ・小丸川下ダム洪水による発電制限 80 ~ 120万kW
A-2	渇水による水力供給力の減 ・渇水の場合 10万kW
A-3	他社の応援余力不足による融通受電の減 ・中西地域の予備率の減、1%あたり 70万kW ・他社発電所の計画外停止

[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

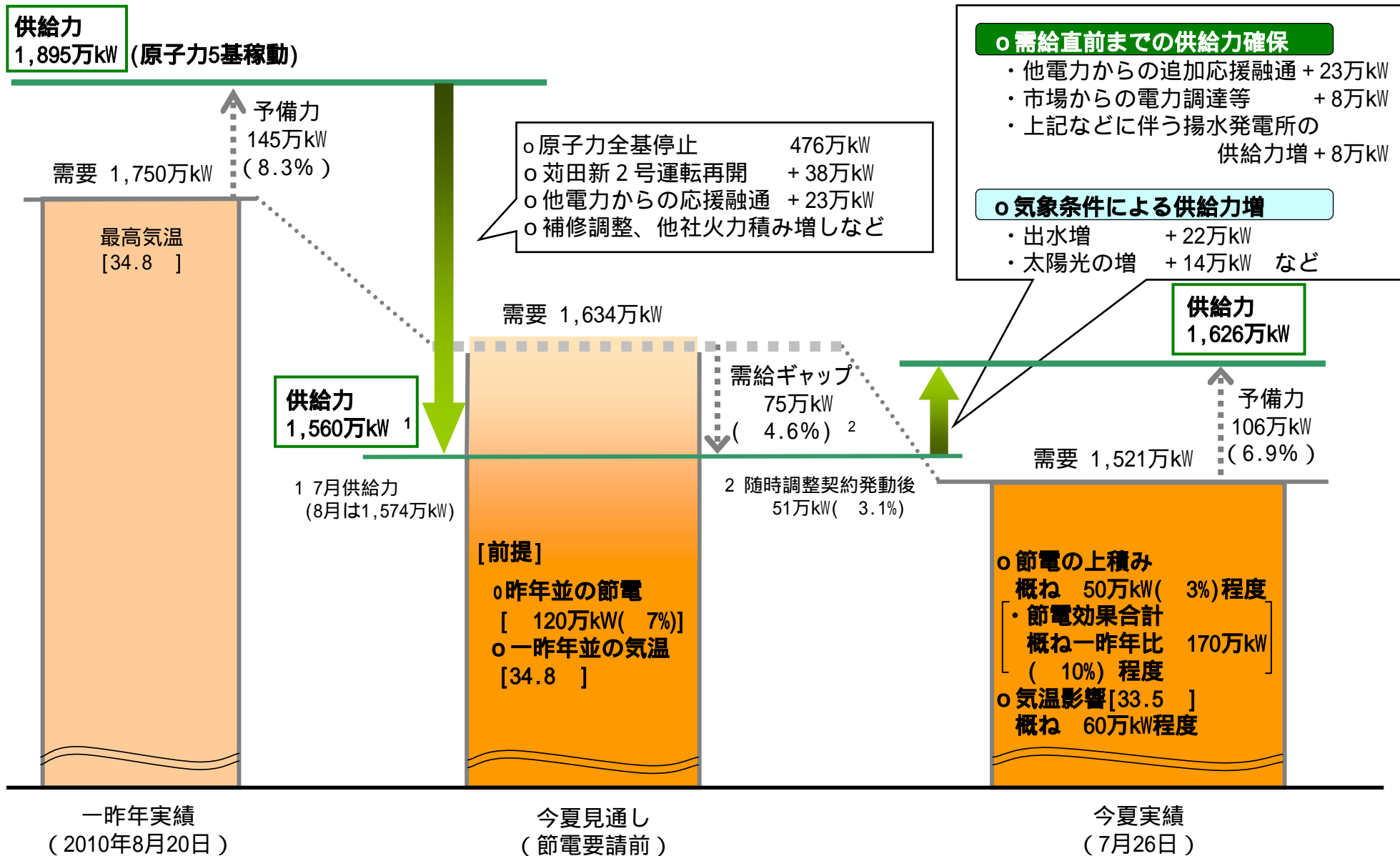


[昨冬実績と今冬見通しとの差]



2 (5) 今夏の需給実績 (今夏の最大電力発生日の状況)

【 需給実績 (一昨年・当社見通しとの差) 】



電力需要の抑制対策 (計画段階)

お客さまに対し、一昨年比 10%程度以上の使用最大電力の節電を要請

- * 節電のお願い期間を通じた取組み
 - ・夏季計画調整契約の拡充
 - ・最大需要電力調整割引
- * 需給ひっ迫時における取組み
 - ・スポット負荷調整契約
 - ・節電アグリゲーター
 - ・緊急時の節電ご協力お願いメール

気象影響による電力需要の減

気象の影響 【 60万kW程度】

電力需要の抑制効果

節電の効果等に伴う減少【一昨年比 10%程度】
 昨夏相当の節電（一昨年比7%程度）に上積み【 50万kW程度】

計画段階 (5月18日公表時点)

	当初見通し 〔一昨年並みの気温の場合〕
電力需要	1,634 (最高気温:34.8)
供給力	1,560
供給予備力 (供給予備率)	75 (4.6%)

実運用

	需給実績 (H1) (7月26日)
電力需要	1,521 (最高気温:33.5)
供給力	1,626
供給予備力 (供給予備率)	106 (6.9%)

電力需要対策

供給力対策

供給力確保対策 (計画段階)

火力発電所の補修停止時期の調整

- ・新大分1号系列第1軸 (10万kW) のガスタービン更新工事の延期など長期停止火力の再稼働
- ・H23年度末に廃止予定だった苅田新2号 (37.5万kW、経年40年) の運転を再開【H24年6月8日運転再開】

緊急設置電源

- ・豊前発電所にディーゼル発電機 (0.4万kW) を設置【H24年7月18日運転開始】
- ・離島の移動用発電設備 (0.3万kW) の活用

他社からの受電等

- ・他電力会社からの計画的融通の受電【23万kW】
- ・自家発からの受電【15万kW】

需給直前まで追加の供給力を確保

計画段階では、電力調達の可否が不透明であるため見込めなかったが、需給直前の断面において、供給力の上積みを実施。

- ・他電力からの追加の融通受電【+23万kW】
- ・市場からの電力調達など【+8万kW】
- ・上記などに伴う揚水発電所の供給力増【+8万kW】

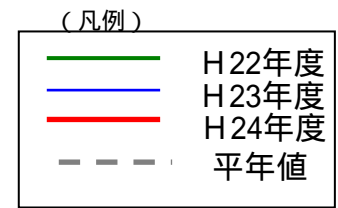
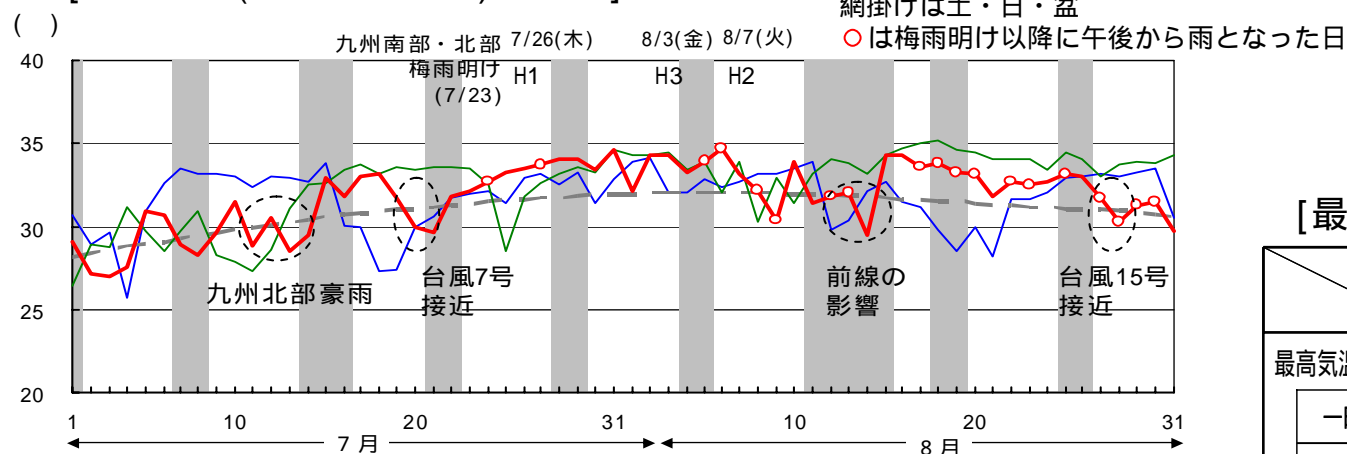
気象影響による供給力の増

出水増による水力供給力の増【+22万kW】
 太陽光発電供給力の増【+14万kW】

(1) 今夏の気象と時間最大電力の推移

7月中旬までは九州北部で豪雨となるなど、天候不順が続き、7月23日に平年より遅く梅雨明け。
 その後、7月下旬から8月上旬にかけては、最高気温が平年を上回る日が継続。【7月26日に時間最大電力を記録】
 8月のお盆以降には、太平洋高気圧が強まり、高気温となる日が継続。ただし、この時期は、上空の寒気の影響を受け大気が不安定となったことから、午後からの雷雨が多発。【時間最大電力は低く推移】
 このため、九州全域が一様に高気温となる日が少なく、更に8月の最高気温は一昨年より低く推移。

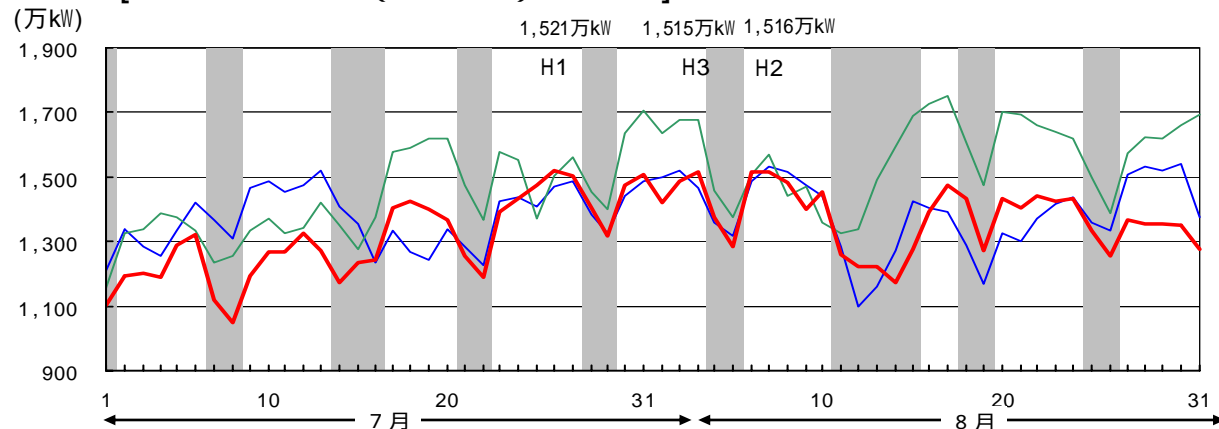
[最高気温(九州7県平均)の推移]



[最高気温実績(九州7県平均)]

	7月			8月		
	上旬	中旬	下旬	上旬	中旬	下旬
最高気温()	29.1	31.0	33.0	33.2	32.7	31.9
一昨年差	0.0	+0.4	+0.3	0.6	0.6	2.2
前年差	1.1	0.8	+1.5	+0.5	+0.9	+0.3
平年差	+0.1	+0.4	+1.4	+1.2	+1.0	+0.9

[時間最大電力(発電端)の推移]

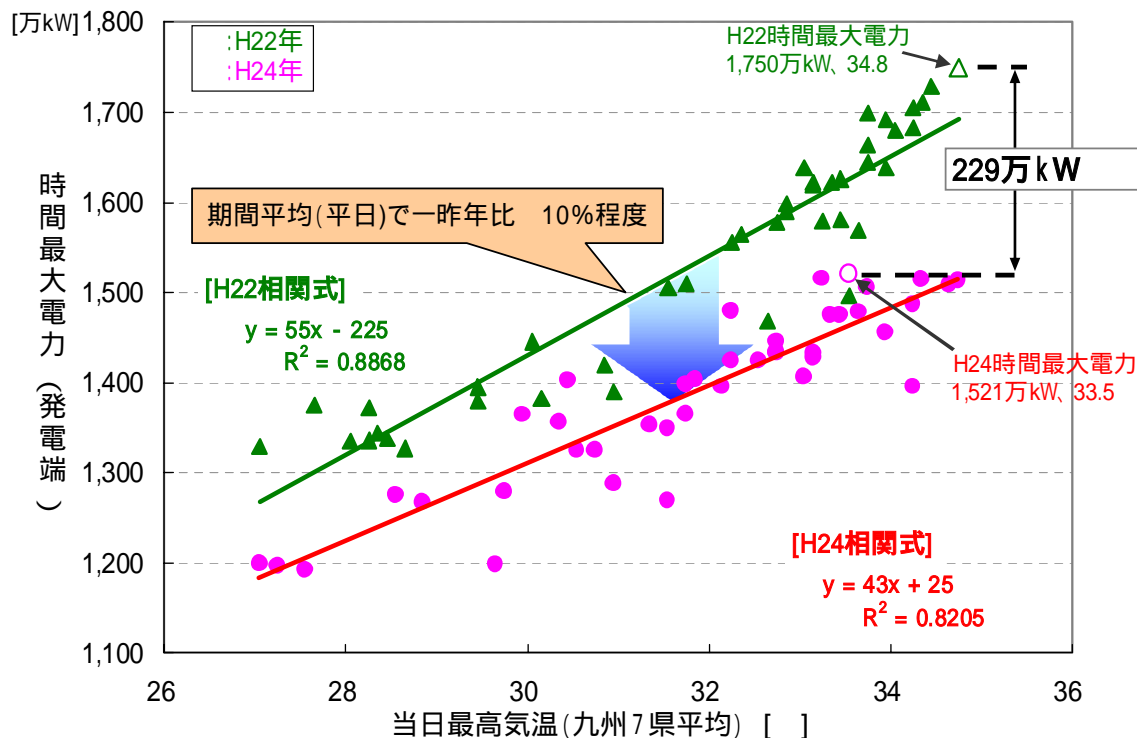


[梅雨明けの時期]

	九州北部	九州南部
H24年度	7月23日	7月23日
H23年度	7月 8日	7月 8日
H22年度	7月17日	7月20日
平年	7月19日	7月14日

(2) 節電の効果等

【 最大電力と気温の相関 】



【 期間平均(平日)における用途別の節電効果等(一昨年比) 】

	期間平均(平日)
家庭用 (一般のお客さま)	12% (50万kW)程度
業務用 (オフィスビルなど)	10% (70万kW)程度
産業用 (工場など)	7% (30万kW)程度

	期間平均(平日)
家庭用	12% (50万kW)程度
500kW未満	9% (60万kW)程度
500kW以上	8% (40万kW)程度

注) 期間は7月2日~9月7日までの平日 (お盆期間(8/13~8/15)を除く)

時間最大電力の一昨年実績との比較

	H24年度 (A)	H22年度 (B)	差 (A)-(B)
時間最大電力 (万kW)	1,521	1,750	229 (13%程度)
最高気温()	33.5	34.8	1.3

- 気温の影響 60万kW程度 (3%程度)**
 - ・今夏は一昨年に比べ、時間最大電力発生日の最高気温が 1.3 低いことから、気温による影響は 60万kW程度(43万kW/ × 1.3)。
- 節電の効果等 170万kW程度 (10%程度) 景気動向を含む**
 - ・昨年は一昨年比 120万kW程度(7%程度)であったが、今年は更に 50万kW程度(3%程度)上積みとなり、170万kW程度(10%程度)。

(3) 今夏の電力需要抑制対策

お客さまのご協力による夏季計画調整契約の拡充やピーク需要抑制を促す新たな料金メニューの導入

節電のお願い期間を通じた対策

夏季計画調整契約の拡充

- 休日操業シフトや自家発稼動増によるピークシフト・ピークカットを実施。
 - ・ 大口お客さまへの適用期間拡大：6～9月（従来：7～9月）
 - ・ 小口お客さまへの適用対象拡大：300kW以上（従来：500kW以上）
➤ 契約件数：1,289件 調整電力：60万kW（一昨年差+20万kW、昨年差+9万kW）

最大需要電力調整割引

- 小口お客さまの最大需要電力の前年同月からの調整実績（デマンドの差）に応じ料金を割引。
➤ 契約件数：46,426件 調整電力：18万kW程度

需給ひっ迫時における対策

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。
➤ 契約件数：605件 調整電力：20万kW（要請実績なし）

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電力使用状況を管理している小口お客さまに負荷調整を要請。
➤ 8社と契約締結 調整電力：0.3万kW程度（要請実績なし）

緊急時の節電ご協力お願いメール

- 節電に協力いただけるお客さまに予めメールアドレスを登録いただき、需給ひっ迫となった場合に当社から節電のお願いメールを配信。
➤ 登録件数：約9万件（配信実績なし）

その他

ピーク料金設定による負荷抑制効果の実証試験を実施（ご家庭向け）

- 今後、分析を行い、ピーク抑制に資する効果的な料金メニューを検討する。

お客さまに節電にご協力いただくため、個別対応やマスメディア活用等、様々な機会を捉えPRを実施

		PR内容	時 期	件数等
お客さま	共 通	<ul style="list-style-type: none"> ・ ホームページ、広報誌等による節電取組事例・効果の紹介 ・ 「でんき予報」による需給状況の発信 ・ 自治体と連携したPR （自治体ホームページ、広報誌等） ・ お客さま事業所内等での節電PRポスター掲示を依頼 ・ 街頭でのPR 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 5～9月 ・ 同上 ・ 6～9月 ・ 同上 ・ 7～8月 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 116回 ・ 約1万部 ・ 67回
	ご家庭	<ul style="list-style-type: none"> ・ チラシの全戸配布 ・ 検針お知らせ票裏面によるPR ・ 営業所窓口へのチラシ備付、ポスターの掲示 ・ 節電、省エネに関する親子向け講演会の開催 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 6月 ・ 7～9月 ・ 6～9月 ・ 6月 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 約700万件 ・ 同上 ・ 約6,000部 ・ 約300名
	法 人	<ul style="list-style-type: none"> ・ 500kW以上のお客さまへの個別訪問 ・ 500kW未満のお客さまへのダイレクトメール送付 ・ 業界団体への訪問 ・ お客さま事業所向け省エネ勉強会の開催 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 5～9月 ・ 6月 ・ 5～8月 ・ 4～8月 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 約4,000件 ・ 約7万件 ・ 211団体 ・ 586回
マスメディア活用		<ul style="list-style-type: none"> ・ 新聞広告・テレビCM・ラジオCM等 ・ 社員のテレビ・ラジオ出演による説明 	6～9月	適宜実施

(4) お客さまの節電への取組み (アンケート調査結果)

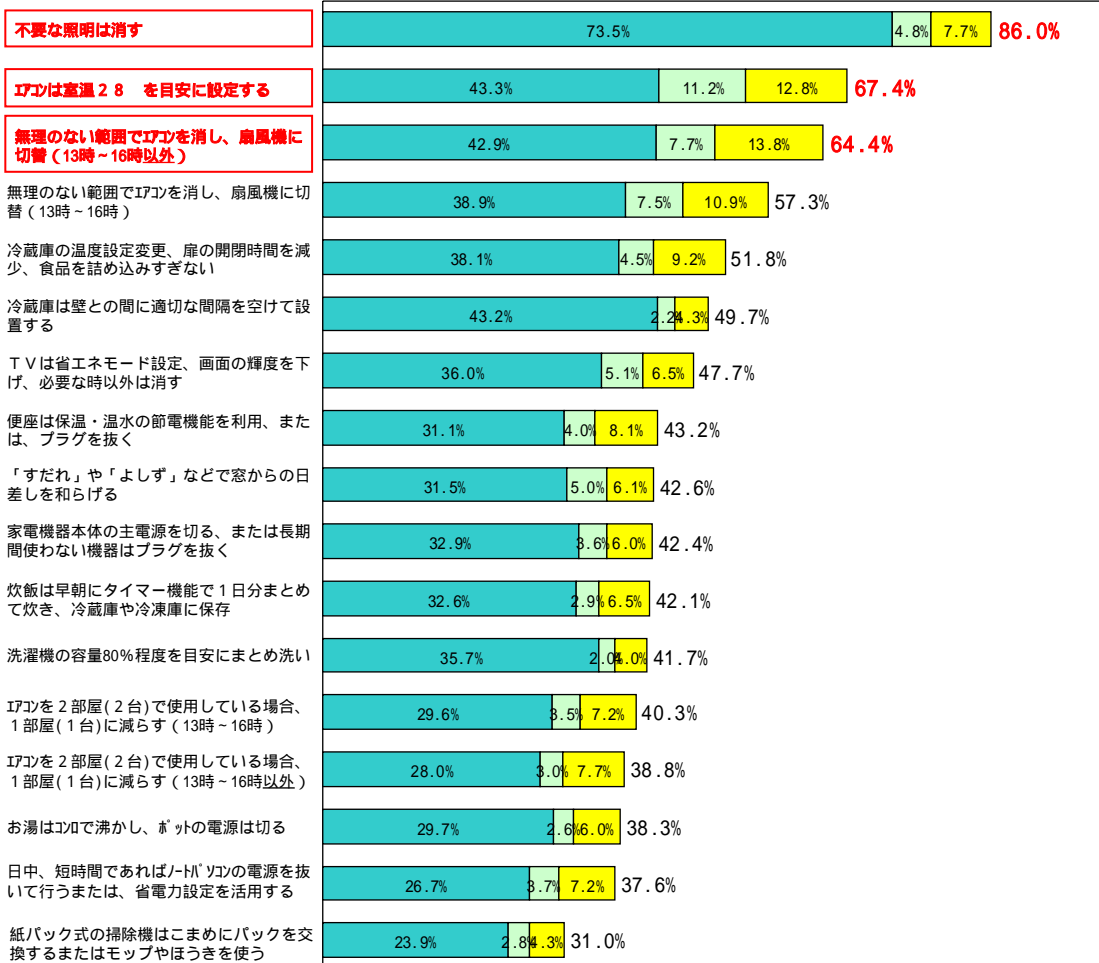
ご家庭用

実施方法
九州7県に住む20代～60代の男女1,000人に対しインターネットによる調査を実施(平成24年9月21日(金)～9月25日(火))

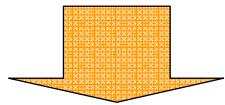
2 今夏の節電を実施するに当たって苦労したこと(自由回答 N=479)

1 今夏実施した節電方法

■ 今夏より実施した
■ 昨夏(H23)より実施した
■ 一昨年(H22)より前から既に実施していた



【暑さと健康上の問題】 (222件)	<ul style="list-style-type: none"> ・寝苦しく睡眠不足になった ・エアコンを我慢しすぎて体調を壊し、病気になった ・暑さが厳しく、エアコンをつけずに我慢することが大変 ・防犯上窓を開けて寝ることができないため、エアコンを付けないと寝苦しい ・熱中症対策に苦労した
【家族の協力】 (61件)	<ul style="list-style-type: none"> ・家族の協調や同意がないと難しい ・家族の家にいる時間帯が異なるので、徹底が難しい ・家族に非協力的な人がいるとイライラする
【子供、高齢者等への配慮】 (46件)	<ul style="list-style-type: none"> ・子供が小さいため、エアコンの設定温度を上げるのが難しかった ・高齢の両親と同居しているため、エアコンの設定温度に配慮が必要 ・ペットの体温調節機能が狂った



節電行動の実施に当たって苦労したこととして「暑さと健康上の問題」「家族の協力」「子供、高齢者等への配慮」などが挙げられている

健康上の問題に注意を払いつつ節電にご協力いただいているが、苦労を伴っていることが窺われる

赤枠で囲った項目が、今夏具体的に実施した節電方法のうち上位3項目

法人

今夏ご協力いただいた節電は「苦勞を伴うものだった」
との回答は5割超

Q：今夏ご協力いただいた節電は、
ご苦勞・ご無理を伴うものでしたか
〔訪問によるアンケート：1,656件 実施：9月〕

はい 905件 54.6%	いいえ 751件 45.4%
---------------------	----------------------

〔法人お客さまの声〕

【輸送用機械】

- 自家発のリースや操業シフトの変更など大変だった。今後、今夏のような節電は難しい。

【電気機械】

- 今後の需給状況によっては、生産拠点の海外移転も含めた経営計画の策定が必要となる。
原子力の再稼働ができないままだと、日本でものづくりは出来なくなる。

【鉱業】

- 今夏、全面的に節電協力を行ったが、下期はその分を取り戻さなければならない。
いつまでも供給不安が続くようでは困る。

【食品製造】

- 今夏は発電機の準備（リース）や燃料の調達で多額の費用が発生した。
また、発電機の運転管理など、本来必要ない業務も発生しており、大きな負担である。

【採石】

- 計画停電が実施されず良かった。
注文がある中、生産調整をして節電を進めた結果、休日返上の稼働となり大変だった。

【病院】

- 病院全体で幅広く節電に取り組んだが、やはり病棟の空調設定は難しく、患者からクレームがでることもしばしばあった。

【小売業】

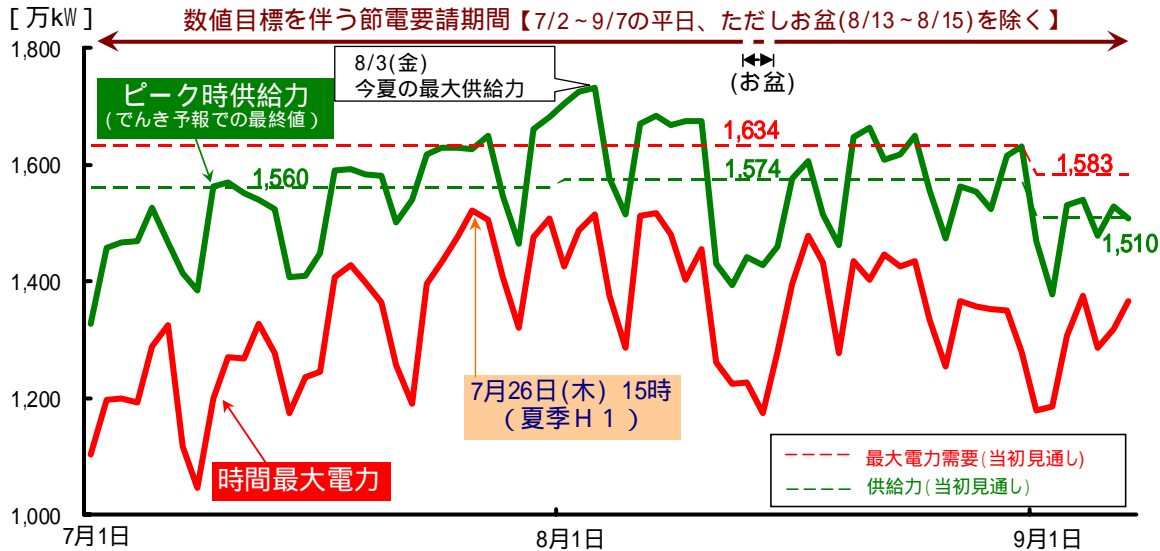
- テナントへの呼びかけ・注意を強化したが、電力会社が大々的に節電の呼びかけをして
いたため、空調や照明の調整を行ってもお客さまからのクレームは無かった。

【ホテル】

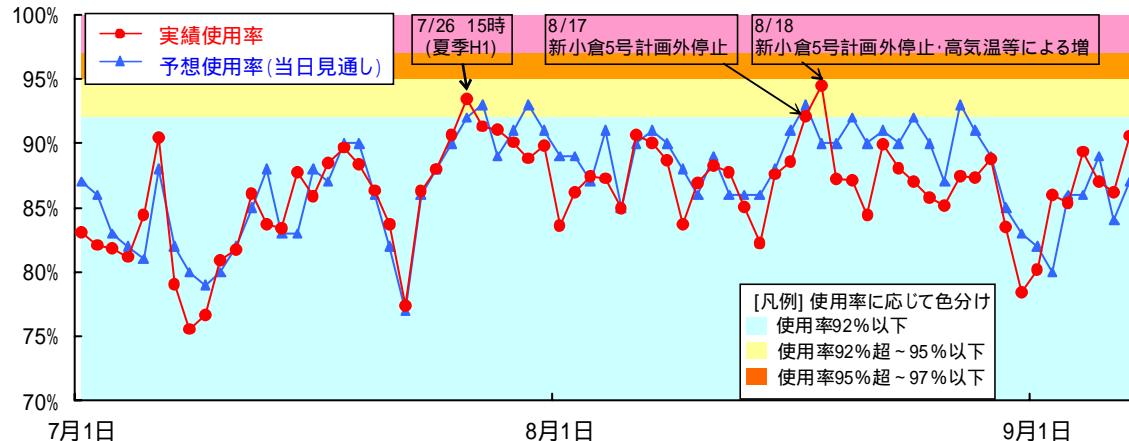
- 出来る限りという思いはあるが、接客業であるため、節電への協力は限られてくる。

(1) 時間最大電力と供給力の推移

【 時間最大電力と供給力の推移 】

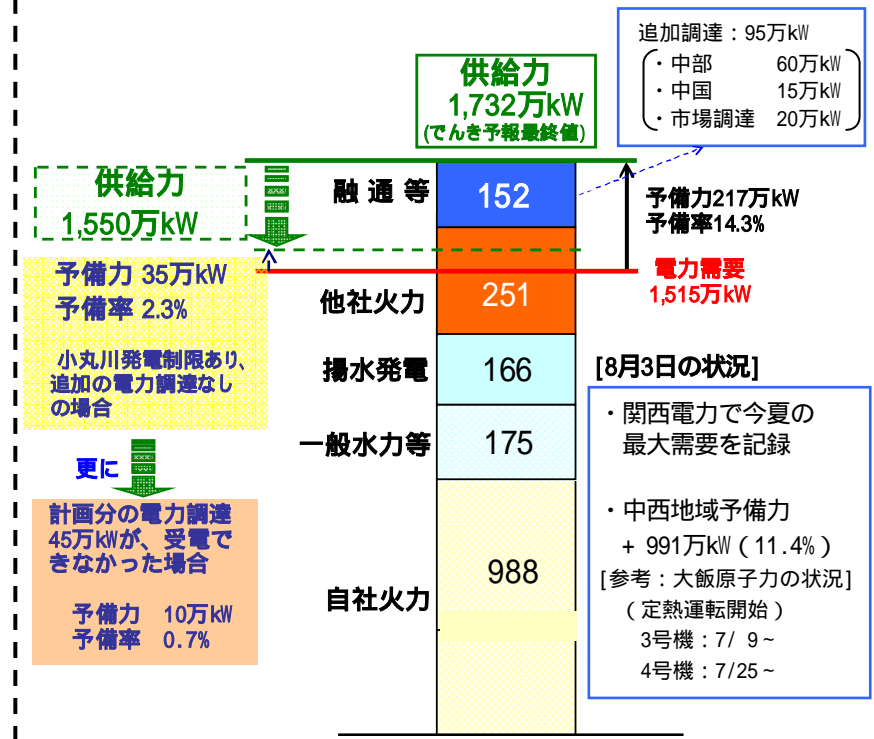


【 使用率の推移 】



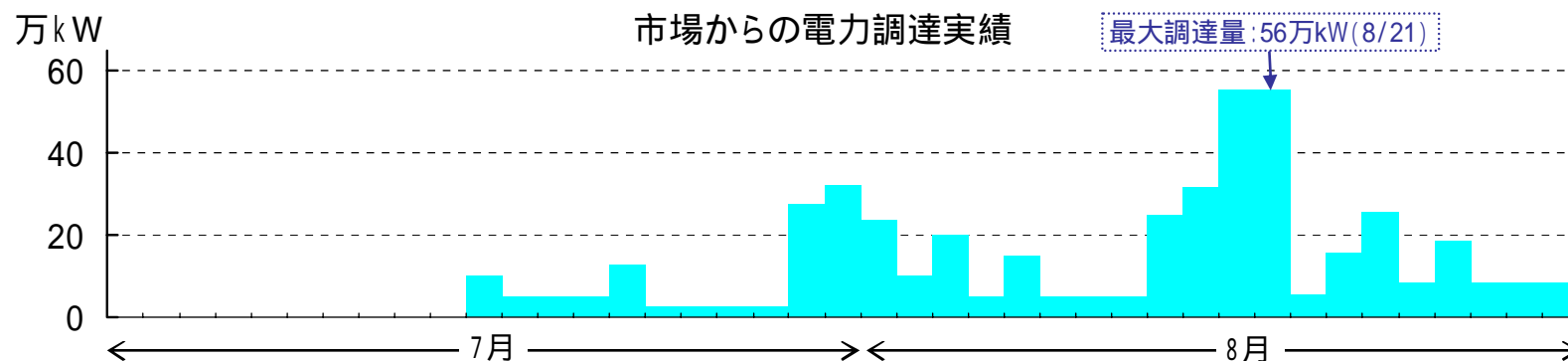
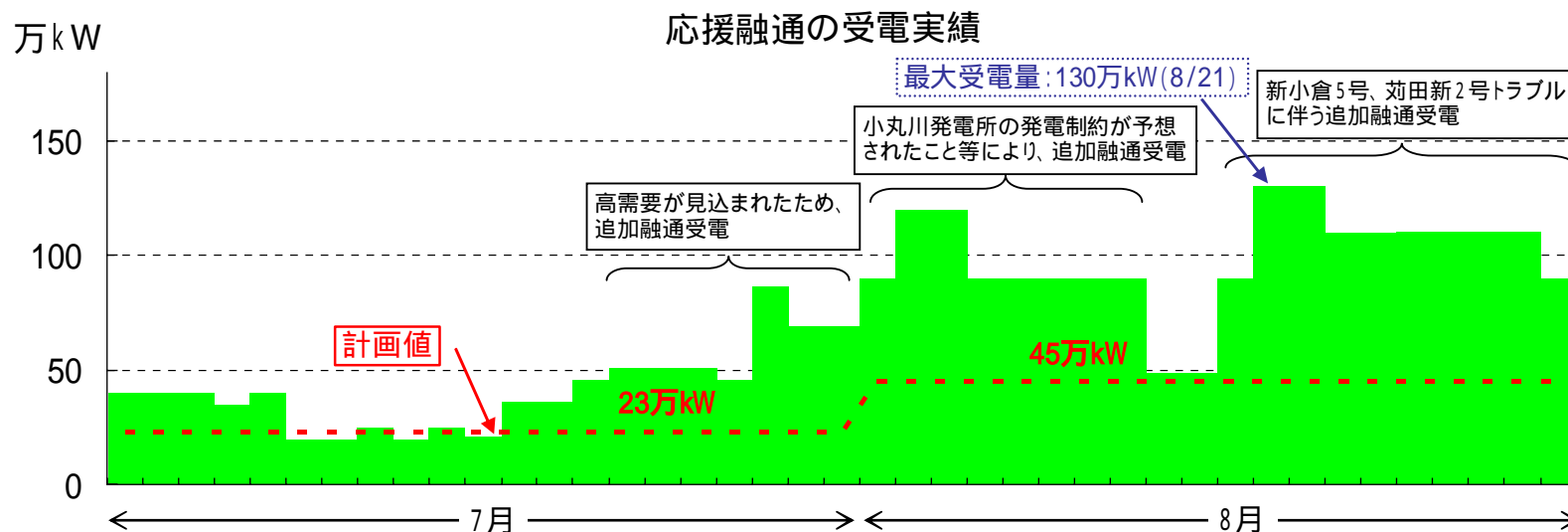
今夏の最大供給力時の需給状況 (平成24年8月3日(金)15時)

- ・ 台風10号の接近に伴う河川の増水により、小丸川発電所(供給力87万kW)の発電制限が予想されたため、8/1~8/3の間、電力会社からの追加の応援融通受電や市場からの電力調達(8/3:95万kW)を実施。
- ・ 結果的に、発電制限は発生しなかったが、仮に発電制限が発生し、かつ追加調達ができなかったとした場合、供給力は1,550万kW(予備率2.3%)となり、非常に厳しい需給状況となっていた。



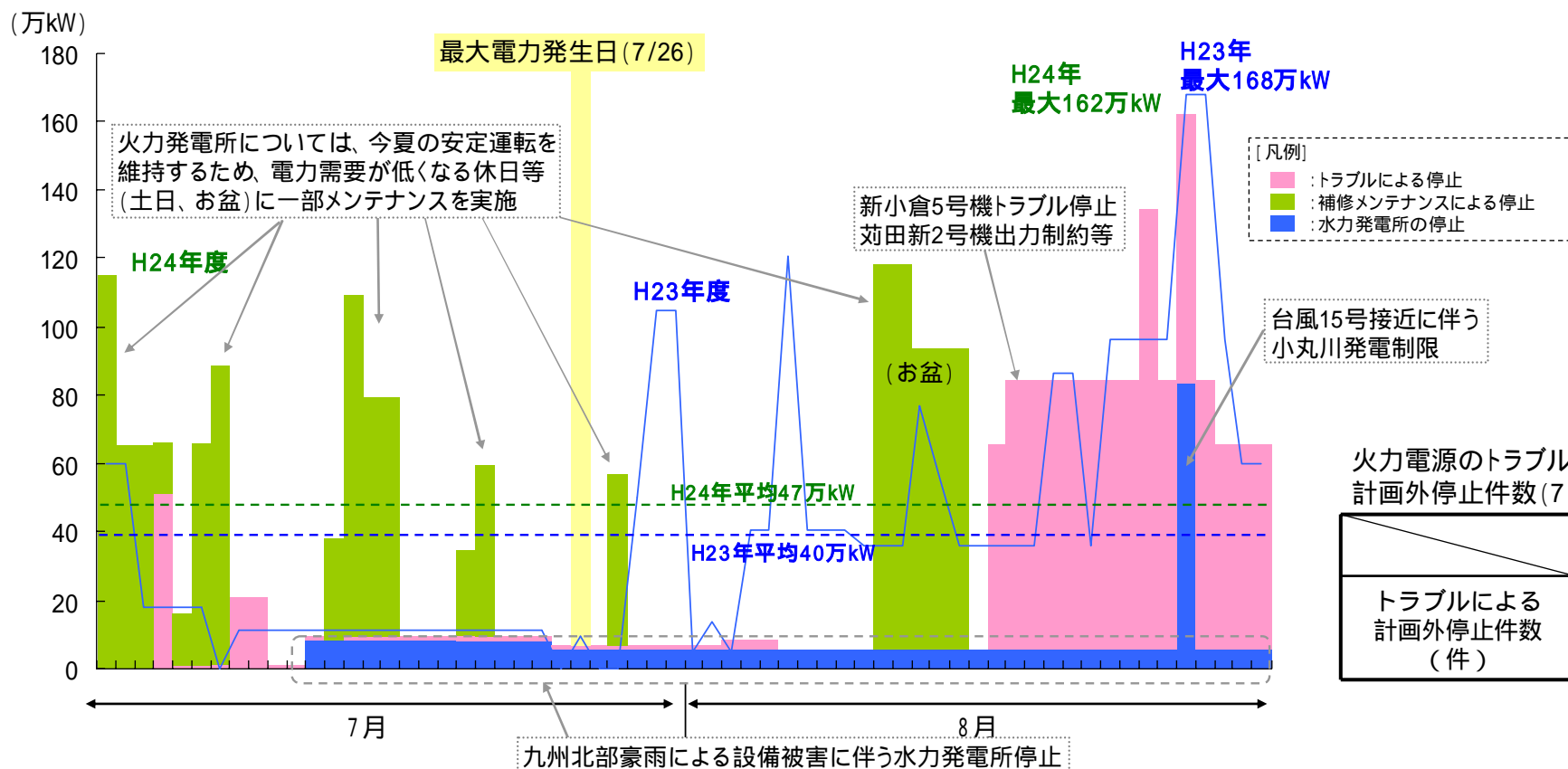
(2) 融通受電状況

- 今夏においては、発電設備のトラブルや需要急増に対応するため、他電力から追加の応援融通受電や市場からの電力調達を実施。
 - 他電力からの応援融通受電：最大130万kW（8月21日）
 - 市場からの電力調達：最大56万kW（8月21日）



(3) 電源設備の計画外停止状況

- 事故の未然防止に向けて以下の取り組みを行ったことにより、トラブルによる計画外停止は、昨夏と同水準。
 - ・ 設備巡視の強化（パトロール範囲の拡大や協力会社を含めたパトロールの追加実施）
 - ・ 平日の安定運転維持のため、劣化が進行しているダクト・配管等の設備について、休日等(土日、お盆)に点検・追加補修等を実施（7～8月計：21件、4～9月計：47件）
- なお、最大電力が発生した7月26日は、主要な火力発電所の計画外停止は発生しなかった。
- また、7月中旬の九州北部豪雨による設備被害に伴い、最大で15箇所の水力発電所が停止。

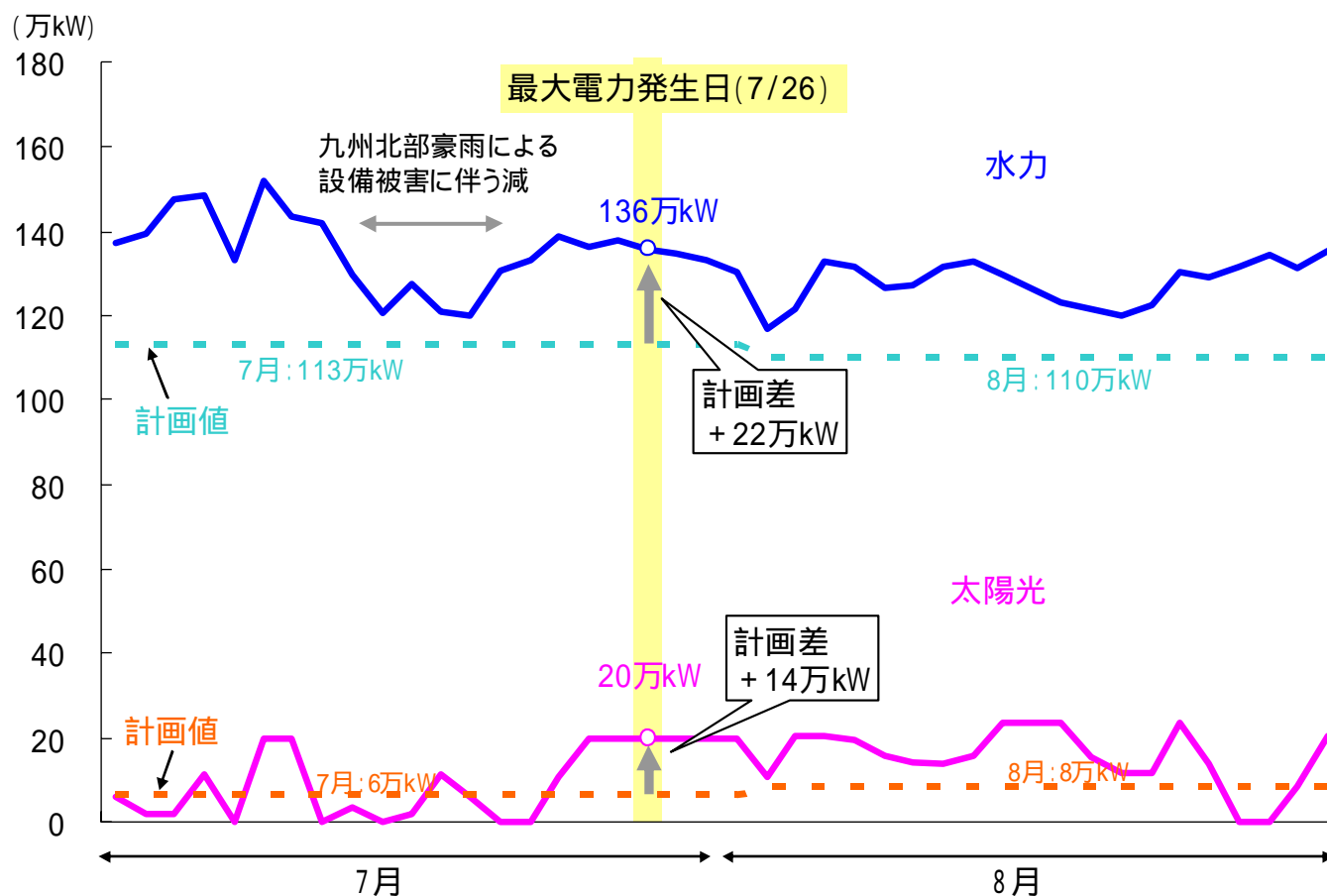


火力電源のトラブルによる計画外停止件数(7～8月)

	H23	H24
トラブルによる計画外停止件数(件)	8	9

(4) 水力、太陽光の状況

- 水力供給力については、九州全域で平年より降水量が多く、期間を通して計画を上回った。このうち、7月中旬については、九州北部豪雨による設備被害に伴い供給力が減少。
- 太陽光については、天候によって供給力が大きく変動。7月上中旬は天候不順のため、計画を下回って推移したが、7月下旬以降は概ね計画を上回った。



今夏は、原子力発電所が全基停止し、厳しい需給状況となることが予想されたが、お客さまに節電のご協力をいただき、また需給両面での好条件も重なった結果、電力の安定供給を維持。

〔需要面〕

- ・お客さまによる節電の効果（昨年実績からさらに上積み）
- ・最高気温が一昨年より低く推移、また、8月中下旬は高気温ながら大気の状態が不安定で、雷雨が多発

〔供給面〕

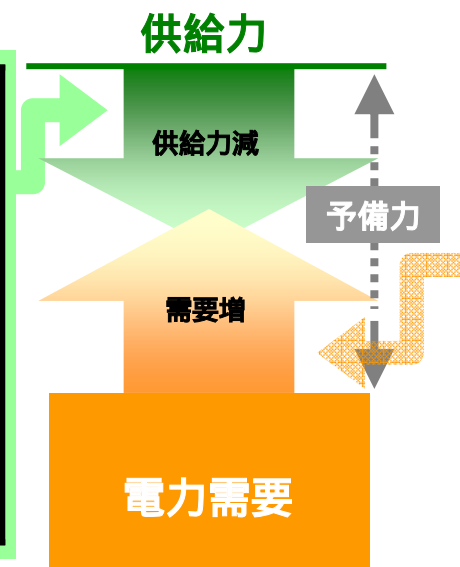
- ・高需要となった期間(7月下旬～8月上旬)に、主要電源の計画外停止なし
- ・降雨増に伴い水力供給力が増加
- ・中西地域におけるお客さまの節電効果に加え、大飯3,4号機再稼動に伴う供給力増により、中西地域全体での応援融通余力が増加（供給力最大日8/3の追加の応援融通：+75万kW、市場からの電力調達：+20万kW）

大飯原子力再稼動状況：3号機 7/9～フル運転、4号機 7/25～フル運転

ただし、以下の需給変動リスクが顕在化した場合、より厳しい需給状況となっていたと考えられる。

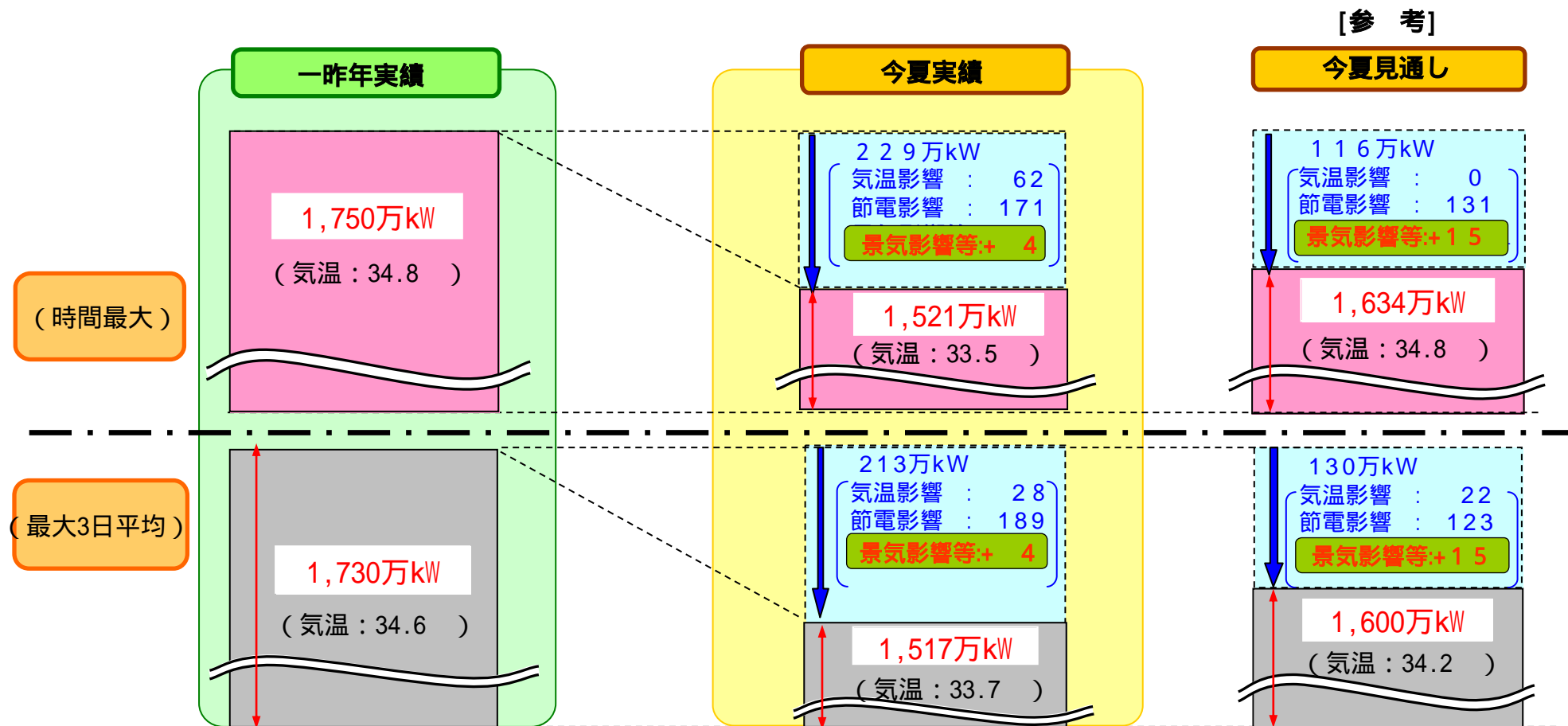
[供給面の変動リスク]

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 ・火力機今夏最大実績 96万kW(9月2日～、新小倉5+苅田新1) ・小丸川下ダム洪水による発電制限 80～120万kW ・豪雨による水力発電所停止実績 10万kW程度(九州北部豪雨)
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 ・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	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)



[景気影響等の一昨年差 (+4万kW) の要因]

経済成長による増 +22万kW
 (GDP伸び率: 対H22 +2.2%、全国IIP伸び率: 対H22 +1.3%)
 原子力発電停止に伴う、他社受電増による所内電力の低減 18万kW

(注) 全国IIP及びGDPの伸び率については、主要シンクタンクデータから推定

(参考6) 供給力内訳の当初見通しとの比較(7月26日)

[発電端、万kW]

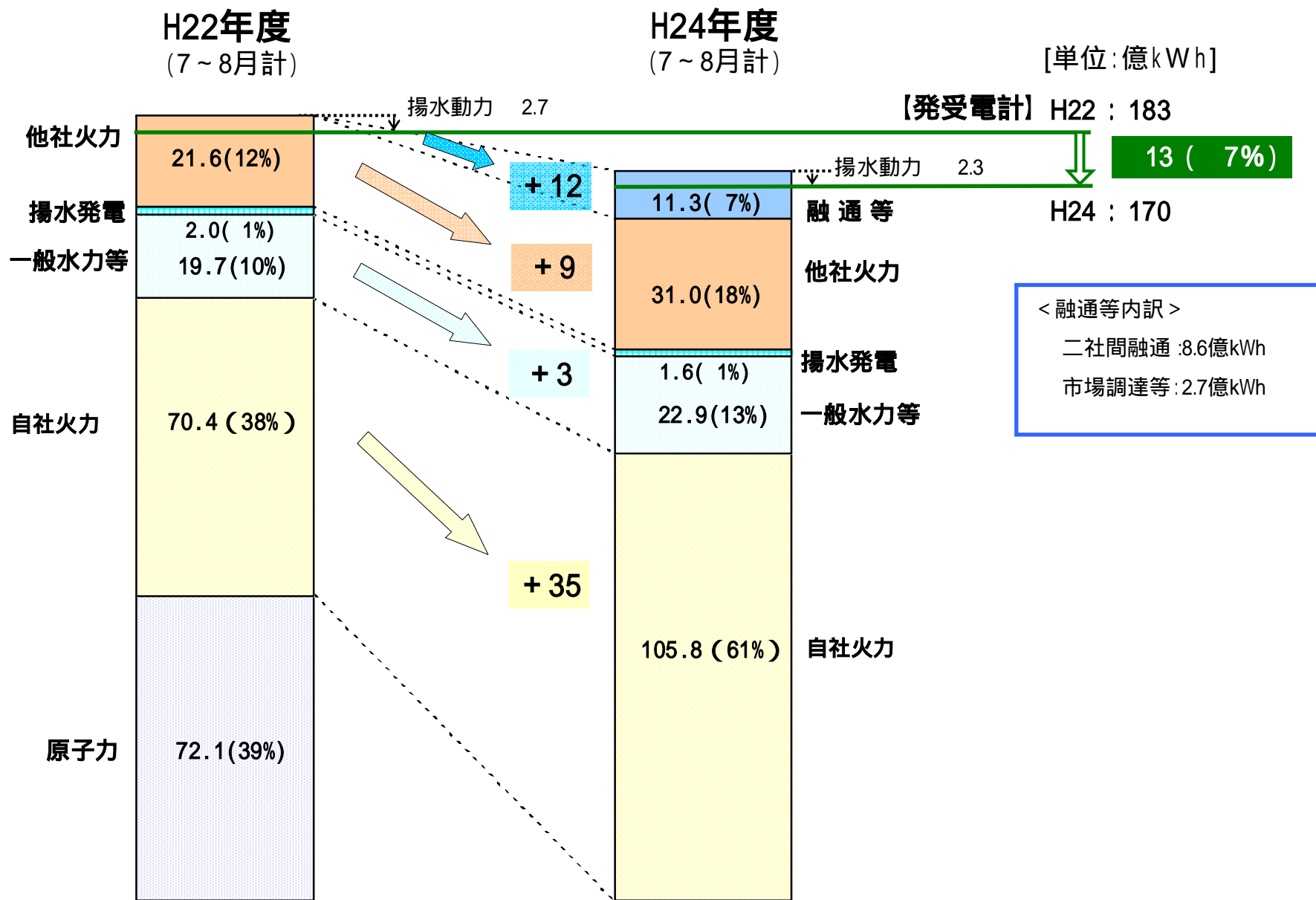
		当初見通し (5/18公表) [A]	実績 (7/26 15時) [B]	差 [B - A]	主な差の要因
電力需要		1,634	1,521	113	お客様の節電への取り組み並びに気温が低めに推移したことによる減
供給力	自社計	1248	1268	+ 20	
	原子力	0	0		
	火力	992	987	5	内燃力出力(離島需要)の減など
	地熱	16	16	±0	
	水力	84	100	+ 16	降雨量の増に伴う水力供給力の増(参考:7月累計出水率:134%) (計画時点では、常に安定的に見込める供給力として、濁水時の供給力を計上)
	揚水	157	165	+ 8	需要減や他社からの受電増などによる揚水供給力の増
	他社受電計	312	359	+ 47	
	火力	252	247	5	自家発からの受電減
	太陽光	6	20	+ 14	当日の太陽光日射量が想定値を上回ったことによる太陽光発電の増 (計画時点では、安定的に見込める供給力として、全国データを基に 設備容量の10%程度を計上)
	水力	30	36	+ 6	降雨量の増に伴う水力供給力の増 (計画時点では、常に安定的に見込める供給力として、濁水時の供給力を計上)
	融通計	23	46	+23	
	中部	10	20	+ 10	中部、中国からの二社間融通の増
	北陸	6	6	±0	(他電力からの余力は、前週から前日の段階で確定するものであり、 計画時点では見込めない。)
中国	7	20	+ 13		
その他	2	10	+ 8	市場からの電力調達などによる増 (他社の余力が前日で確定するため、計画時点では見込めない)	
合計	1,560	1,626	+ 66		
供給予備力 (供給予備率)	75 (4.6%)	106 (6.9%)	+ 179		

四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

[今夏(7月~8月)および9月に発生した電源トラブル]

	期 間	日数	発電所 またはユニット	定格出力 [万kW]	概 要
7月	7/ 4(水)	1	川内1号	50	タービン蒸気加減弁動作不良
	7/ 8(日) ~ 7/ 9(月)	2	新大分2号系列3軸	22	起動時の蒸気タービンの軸受振動大
	7/ 4(水) ~ 7/12(木)	9	新有川3号	1	シリンダ注油装置不具合
	7/14(土) ~ 8/ 5(日)	23	新有川3号	1	シリンダ注油装置不具合
8月	8/ 3(金) ~ 8/ 5(日)	3	山川発電所	3	循環水ポンプ不具合
	8/17(金) ~ 8/21(火)	5	新小倉5号	60	ボイラーの管からの蒸気漏洩
	8/21(火) ~ 11/中旬目途	-	新小倉5号	60	ボイラーの管からの蒸気漏洩 (当初計画の定期点検を併せて実施)
	8/18(土) ~ 8/27(月)	10	苅田新2号	38	低圧重原油ポンプ点検に伴う出力制約 (19万kW以下)
	8/25(土)	1	豊前2号	50	空気系統片系列運転中のボイラー燃焼不安定
	8/27(月)	1	小丸川発電所	120	下ダム流入量増に伴う発電制限
9月	9/ 2(日) ~ 12/上旬目途	-	苅田新1号	36	ガスタービン発電機の異常 (当初計画のボイラー点検を併せて実施)

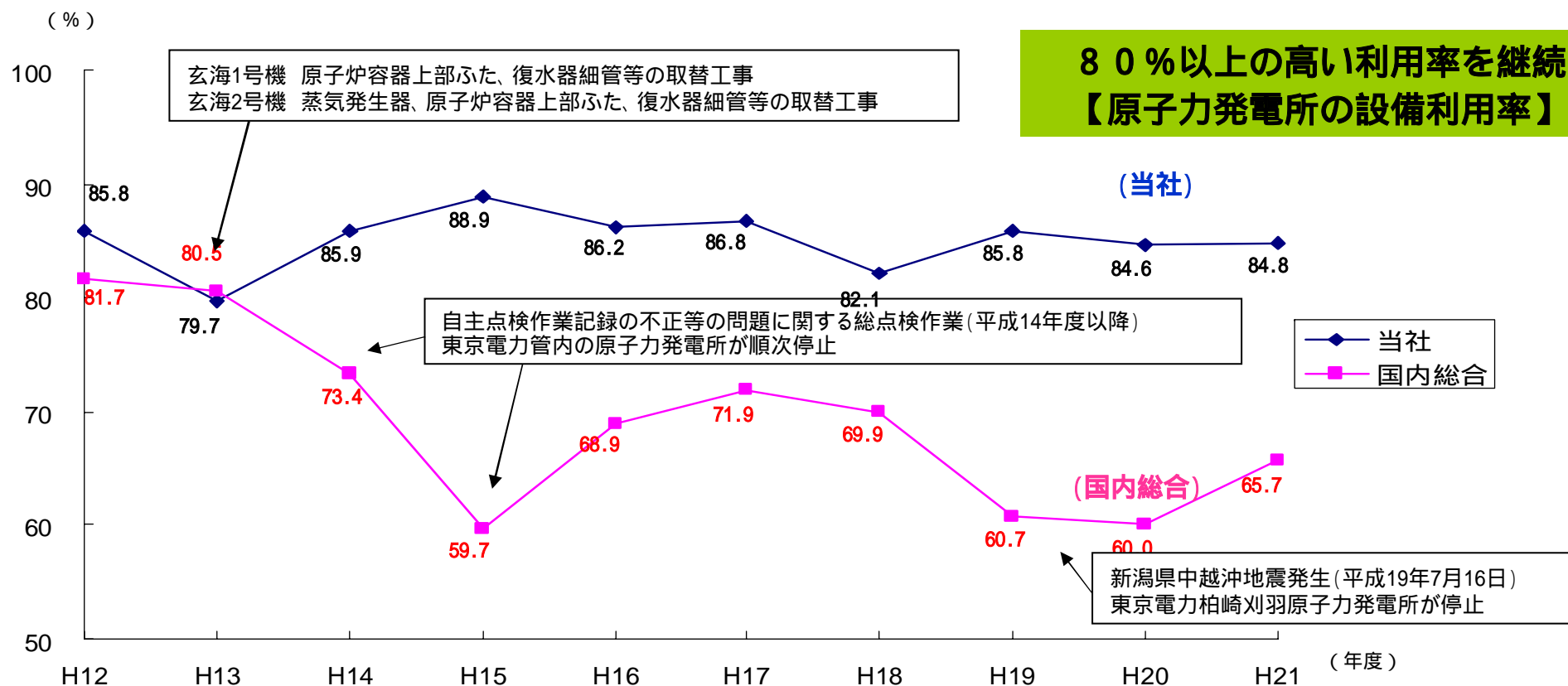
(参考8) 発受電電力量実績 (一昨年との差)



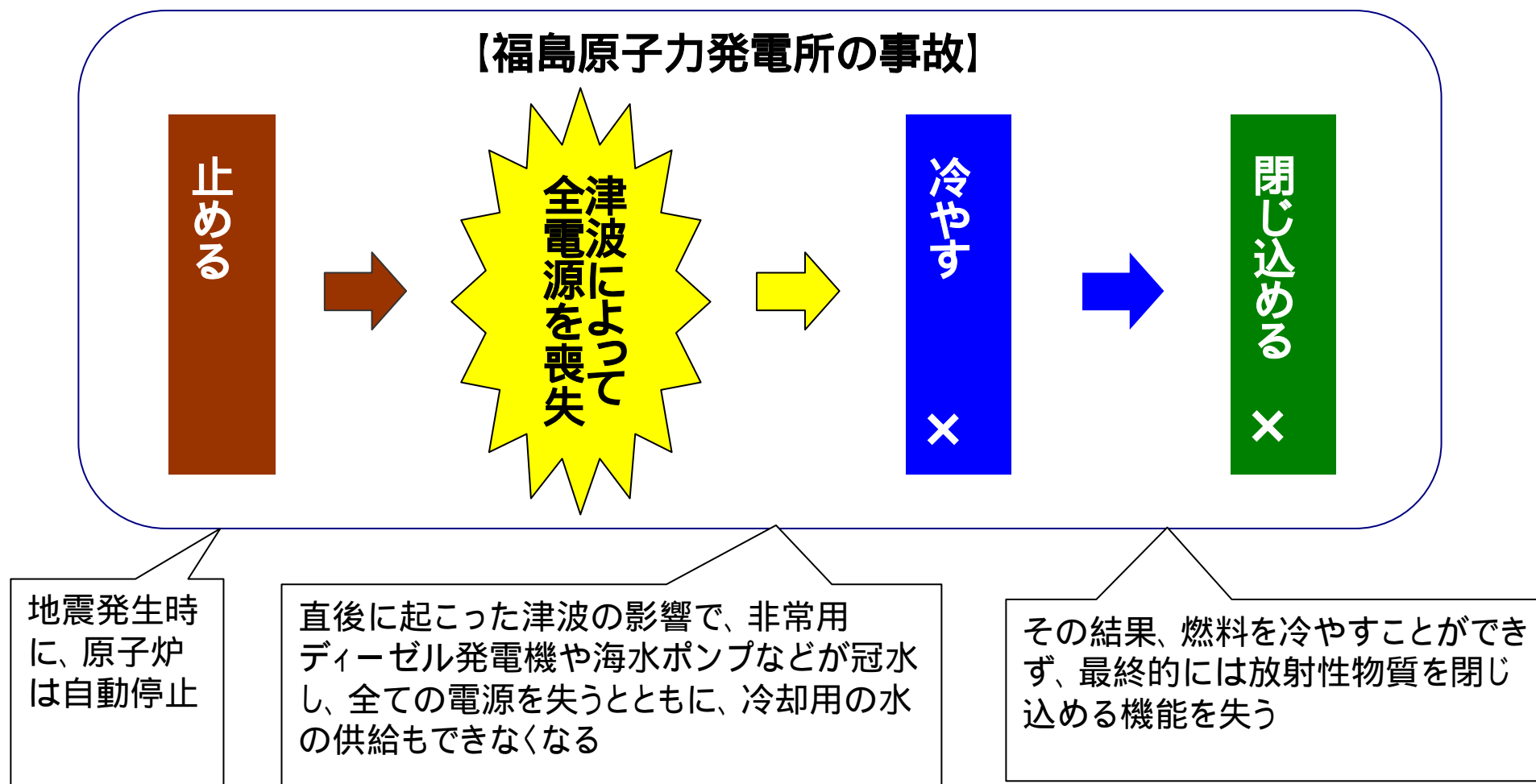
セクション 3

原子力発電所の安全確保に向けた取組み

- 当社は平成9年に新聞広告で、
『もともと原子力は危険なもの。だからこそ、私たちは、皆さまに安心して電気を使っ
ていただけるよう、あらゆる努力をしているのです。』とお伝えしました。
- この認識を基本に、最新技術の導入や、国内外で発生した事故・故障の情報を反映した原子力発電所の建設・改良、徹底した運転員の訓練などに取り組んできました。



- 福島第一原子力発電所では、津波の襲来による全電源と冷却機能の喪失により、燃料の損傷、放射性物質の拡散という大事故にいたりしました。



当社は福島第一原子力発電所の事故を踏まえ、津波により3つの機能（電源、海水冷却機能、使用済燃料ピット冷却機能）を全て失ったとしても、炉心損傷や使用済燃料の損傷を防止できるよう、緊急安全対策やシビアアクシデント（過酷事故）対策を実施。

原子力発電に対するお客さまの安心、信頼を確保するためには、より一層の安全性・信頼性の向上を目指した取組みを、自主的かつ継続的に進めていくことが不可欠。

当社は、福島第一原子力発電所のような事故を絶対に起こさないという固い決意のもと、国が示した技術的知見等を踏まえて、更なる安全性・信頼性の向上を目指し、ハード・ソフト両面で、全社一丸となって鋭意取組みを進めていく。

当社は福島第一原子力発電所事故を踏まえて、従来の安全対策に加え、さまざまな安全対策を進めています。

今後も、原子力発電所の安全が確保できるよう安全対策に取り組むとともに、新たな知見が得られれば、迅速かつ適切に反映していきます。

【(a)緊急安全対策の実施】

福島第一事故を踏まえた国の指示(H23.3.30)を受け、津波により3つの機能(全交流電源、海水冷却機能、使用済燃料ピットの冷却機能)を失ったとしても炉心損傷や使用済燃料の損傷を防止できるよう、直ちに安全対策(高圧発電機車の配備、仮設ポンプ・ホースの配備等)を実施し、国から適切であるとの評価を受けた。(H23.4.15報告・公表、H23.5.6国が評価)

【(b)シビアアクシデント対策の実施】

福島第一事故を踏まえた国の指示(H23.6.7)を受け、万一シビアアクシデント(炉心の重大な損傷等)が発生した場合でも迅速に対応するための措置のうち、直ちに取組むべき措置を実施し、国から適切であるとの評価を受けた。(H23.6.14報告・公表、H23.6.28国が評価)

【(c)総合評価(ストレステスト)の実施】

国からの指示(H23.7.22)に基づき、設計上の想定を超える地震や津波等に対し、原子力発電所がどこまで耐えられるかの安全裕度を評価した。当社全プラントについて、一次評価結果報告書を提出済み。(H24.9.3川内1/2号機について国が審査結果を取りまとめ、公表)

【(d)更なる安全対策】

原子力安全・保安院がストレステスト(一次評価)の審査において一層の取組みを求めた事項及び東京電力(株)福島第一原子力発電所事故の技術的知見に関する意見聴取会での議論を踏まえてとりまとめた報告書で示した30項目の安全対策等を踏まえ、当社として更なる安全性・信頼性向上のための取組みを実施している。

- 福島第一原子力発電所のように津波に見舞われても、原子燃料の損傷を防止できるような様々な対策を行っています。

浸水を防ぐ

- 津波で安全上重要な機器が浸水しないよう、重要機器があるエリアの扉をシール加工するなどの対策を実施



玄海3号機の水密扉

電源を確保する

- 全交流電源喪失時も発電所へ電力を供給するため高圧発電機車等を配置するなどの対策を実施



高圧発電機車

燃料を安定的に冷却する

- 原子炉等を冷却するための水を継続的に供給するための仮設ポンプ・ホースを配置するなどの対策を実施



仮設ポンプ

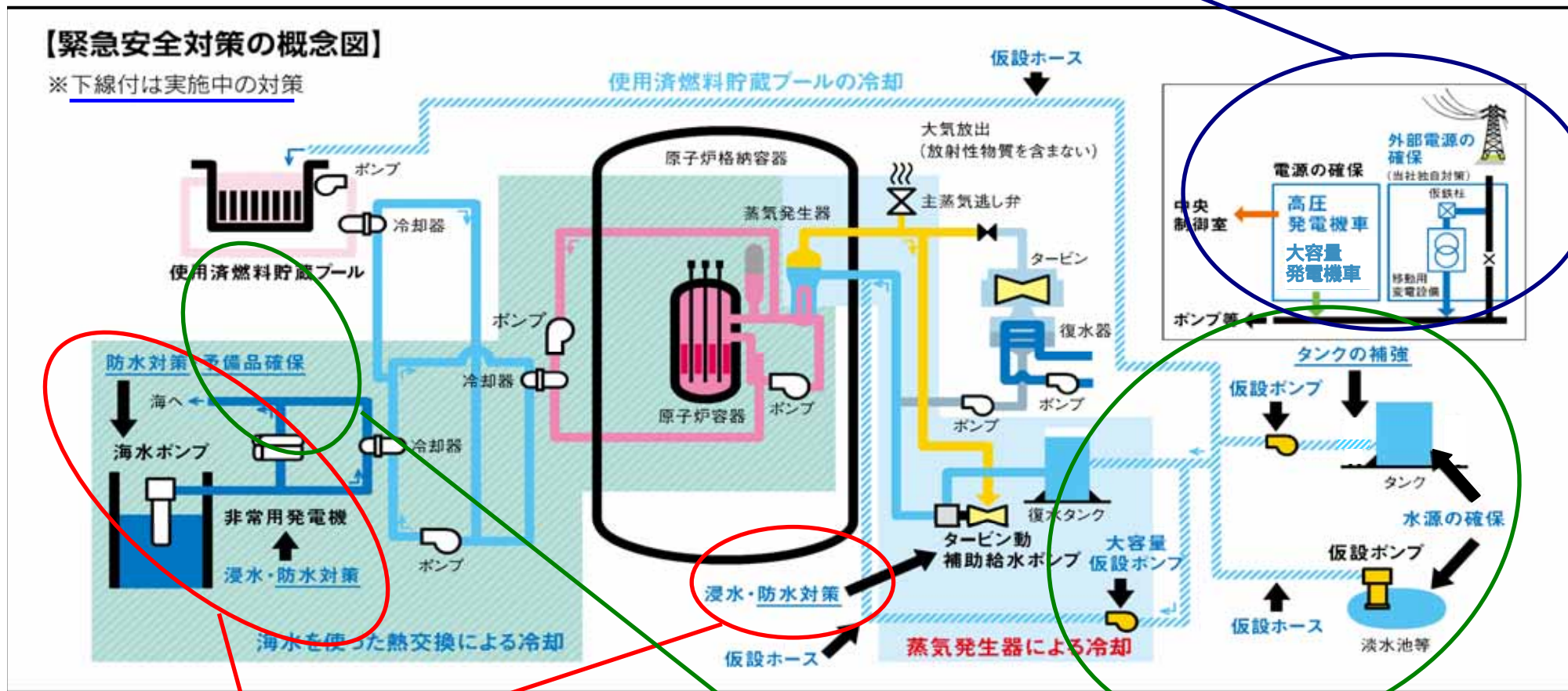
シビアアクシデント（過酷事故）に備える

- 万一の事故が発生したときにも迅速に対応できるよう、がれき等を撤去する重機を配備するなどの対策を実施



がれき撤去用重機

対策2 電源を確保する
(高圧配電機車の配備、大容量発電機車の整備、外部電源復旧対策の実施)



対策1 浸水を防ぐ
(浸水・防水対策)

対策3 安定的に冷却する
(予備品確保、仮設ポンプ・仮設ホースの配備、水源の確保、水タンクの補強)

3 (3) 東京電力福島第一原子力発電所の事故を踏まえた対策 “ 浸水を防ぐ ”

○ 当社原子力発電所の敷地は、津波の影響を受けない高さを十分に確保していますが、敷地の高さを超える津波が起こった場合も想定し、浸水・防水対策を実施しています。

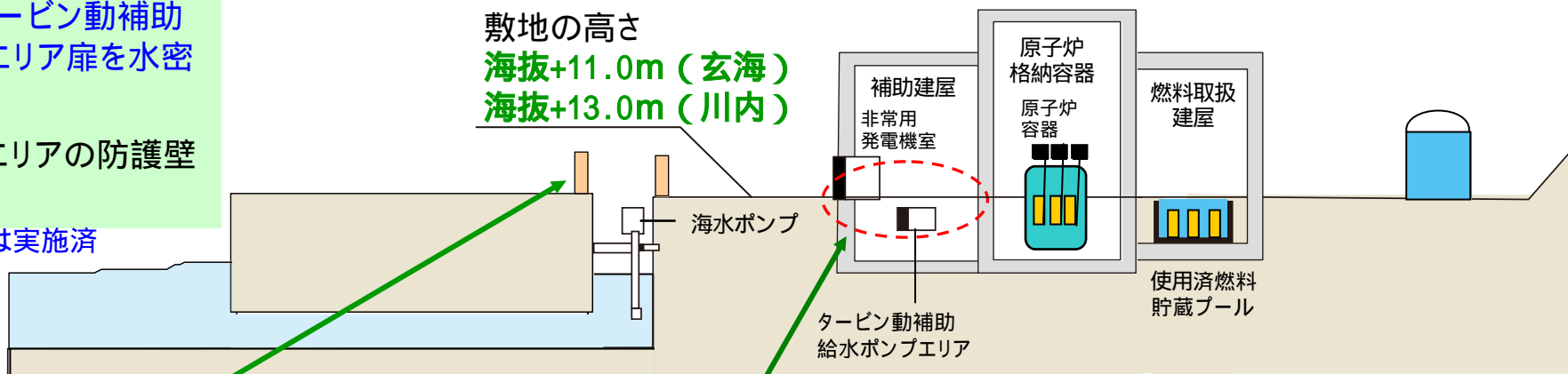
【玄海・川内原子力発電所における津波の影響予測(最大値)】

	津波波源	津波高さ
玄海	対馬南方沖断層(M7.4)	海拔 + 2.1m
川内	長崎海脚断層(M8.1)	海拔 + 3.7m

【「浸水を防ぐ」対策】

- ・ 重要機器エリア扉のシール加工
- ・ 重要機器エリアの扉やシャッターを水密性のものに取替え(タービン動補助給水ポンプエリア扉を水密扉に取替え)
- ・ 海水ポンプエリアの防護壁設置

青文字は実施済



原子炉や燃料プールの冷却に必要な海水ポンプの周囲に津波の防護壁を設置

非常用ディーゼル発電機やタービン動補助給水ポンプ等の安全上重要な機器を津波から守るため、扉やシャッターの水密性を向上させる

蒸気力で動き、原子炉を冷やすための水を蒸気発生器へ供給するポンプ

玄海3号機の水密扉



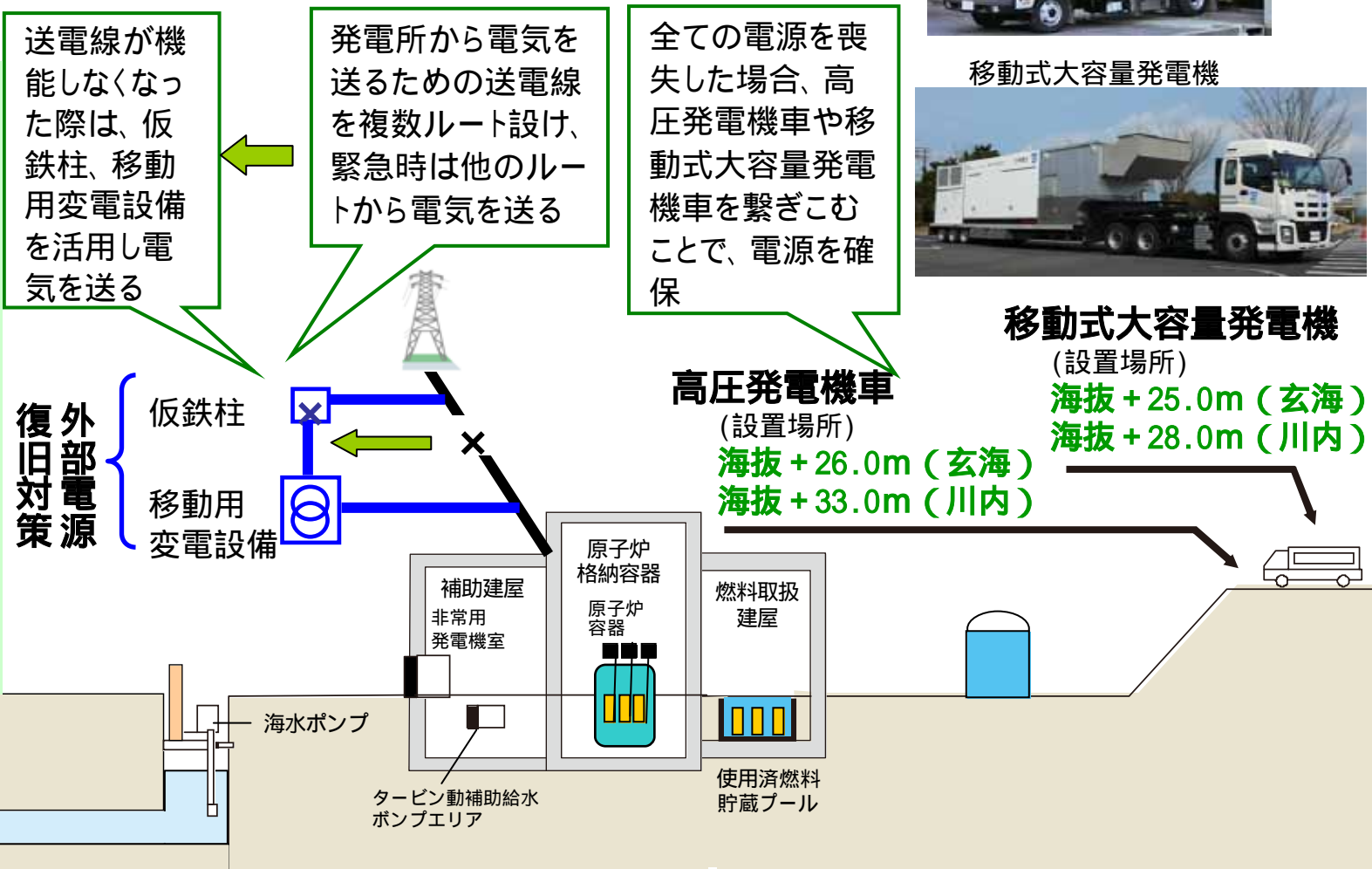
3 (3) 東京電力福島第一原子力発電所の事故を踏まえた対策 “ 電源を確保する ”

○ 原子炉等を安定的に冷却するためには、ポンプ等の安全機器を動かす電源の確保が必要であり、緊急時にもこれらが確実に働くよう多重化・多様化を進めています。

【「電源を確保する」対策】

- ・ 高圧発電機車の配置
- ・ 移動式大容量発電機の配置
- ・ 原子力発電所への電力系統の供給信頼性評価
- ・ 送電鉄塔の耐震性評価
- ・ 外部電源の早期復旧対策
- ・ 予備変圧器等を高台へ移設
- ・ 所内の電源線の全ての回線と各号機との接続（玄海）
- ・ 非常用発電機の追加設置
- ・ 蓄電池能力の強化
- ・ 高台に配備した移動式大容量発電機との接続ケーブルの恒設化

青文字は実施済



高圧発電機車



移動式大容量発電機



移動式大容量発電機

(設置場所)
 海拔 + 25.0m (玄海)
 海拔 + 28.0m (川内)

3 (3) 東京電力福島第一原子力発電所の事故を踏まえた対策 “ 原子燃料を安定的に冷却する ”

○ 原子燃料を冷やすためには、冷却水の確保が必要であり、冷却を確実にを行うためにはポンプが重要な役割を果たします。

【「燃料等を安定的に冷却する」対策】

- ・ 仮設ポンプ・ホースの配備
- ・ 水源の確保
- ・ 海水ポンプモータの予備品確保
- ・ 海水ポンプの予備品確保
- ・ 移動式大容量ポンプ車の配備
- ・ 空気作動弁駆動源の多様化
- ・ 仮設ポンプから使用済燃料ピットへの給水配管恒設化
- ・ 使用済燃料ピット周辺エリアモニタの強化等

青文字は実施済

海水による冷却機能を喪失した場合にも冷却を継続できるように、仮設ポンプ、仮設ホースを整備するとともに、水源を確保

地震や津波による海水ポンプ、海水ポンプモーターの損傷に備え、予備品を確保

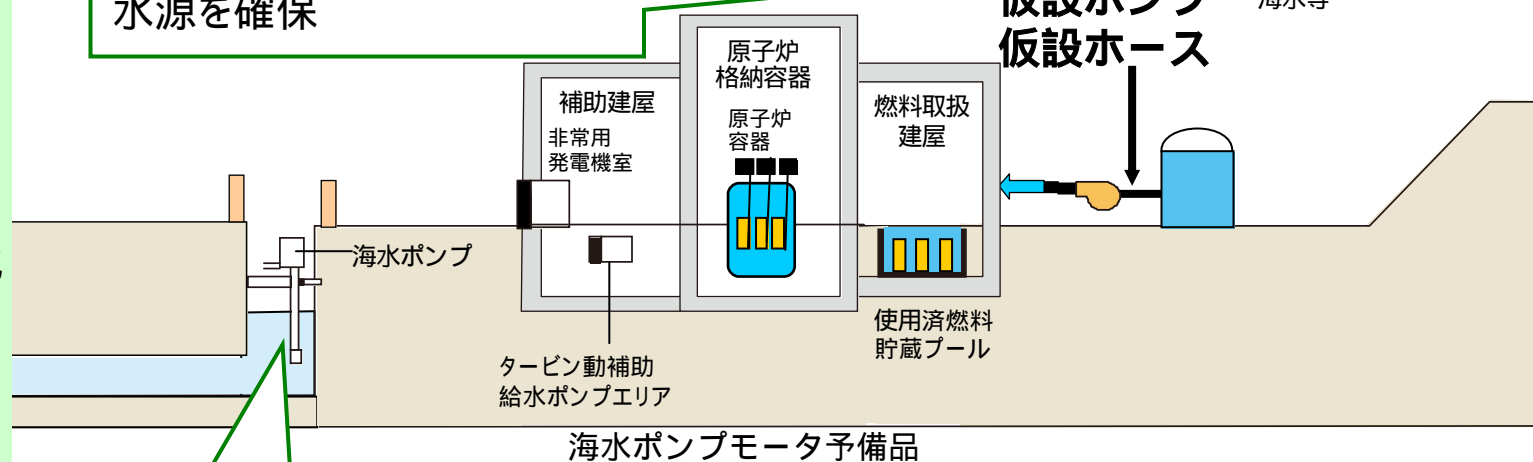
仮設ポンプ、仮設ホース



ろ過水貯蔵タンク



水源の確保
ろ過水貯蔵タンク、
原水タンク、淡水池、
海水等



○ 万一、原子炉の燃料が重大な損傷を受けるような事故（シビアアクシデント）が発生した時にも迅速に対応できるように対策を実施しています。

【シビアアクシデント対策】

- ・がれき撤去用重機の配備
- ・高線量対応防護服等の資機材の確保及び放射線管理のための体制整備
- ・発電所構内通信手段の確保
- ・アニュラス廃棄設備を用いた水素放出手順の整備
- ・免震重要棟の設置
- ・格納容器フィルタ付ベント装置の設置
- ・格納容器内水素対策の強化
- ・大型重機等の追加配備
- ・一次冷却材ポンプ耐熱シールの採用
- ・本店の総合拠点機能拡充等の原子力防災強化

青文字は実施済

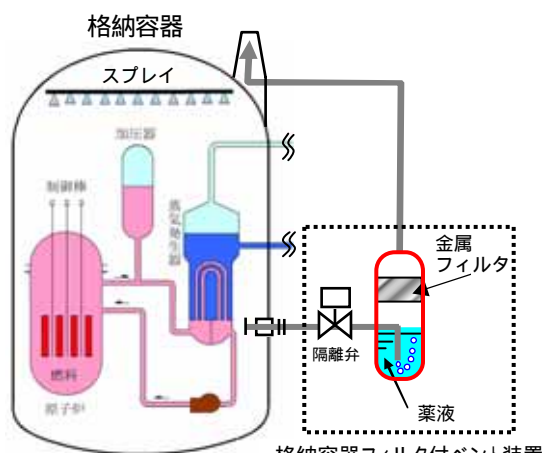
がれき撤去用の重機



高線量対応防護服



格納容器フィルタ付ベント装置



格納容器フィルタ付ベント装置

免震重要棟



- 設備面の対策に加え、訓練の実施、手順書の整備、防災体制の確立などソフト面の対策も継続して実施中。

仮設ポンプによる冷却水供給訓練



原子炉を継続して冷却するための仮設ポンプによる冷却水供給訓練

外部電源復旧訓練



通常を送電線ルートが機能しなくなった場合を想定し、移動用変圧器を発電所内に設置して別ルートから電力を供給する訓練

全交流電源喪失訓練



全交流電源喪失に至った場合を想定し、訓練シミュレータで、照明を消灯した中で緊急時操作を行う訓練

がれき撤去訓練



高圧発電機車等の通行障害となるがれきを小型ホイールローダにより撤去する訓練

- 原子力発電に対する信頼を確保するために、より一層の安全性・信頼性の向上を目指し、自主的な取り組みとして、検討・設計を進めているもの。
(国が示した技術的知見等を踏まえた自主的な取り組み)

非常用発電機の追加設置

外部電源の信頼性確保

蓄電池能力の強化

移動式大容量発電機との接続用電源
ケーブルの恒設化

海水ポンプエリアの防水対策

移動式大容量ポンプ車の配備

空気作動弁の駆動源の多様化

使用済燃料ピット冷却機能の強化

格納容器フィルタベント装置の設置
(平成28年度を目途に設置)

格納容器内水素対策の強化

使用済燃料ピット周辺エリア
モニタの強化等

免震重要棟の設置
(平成27年度を目途に設置)

大型重機等の追加配備

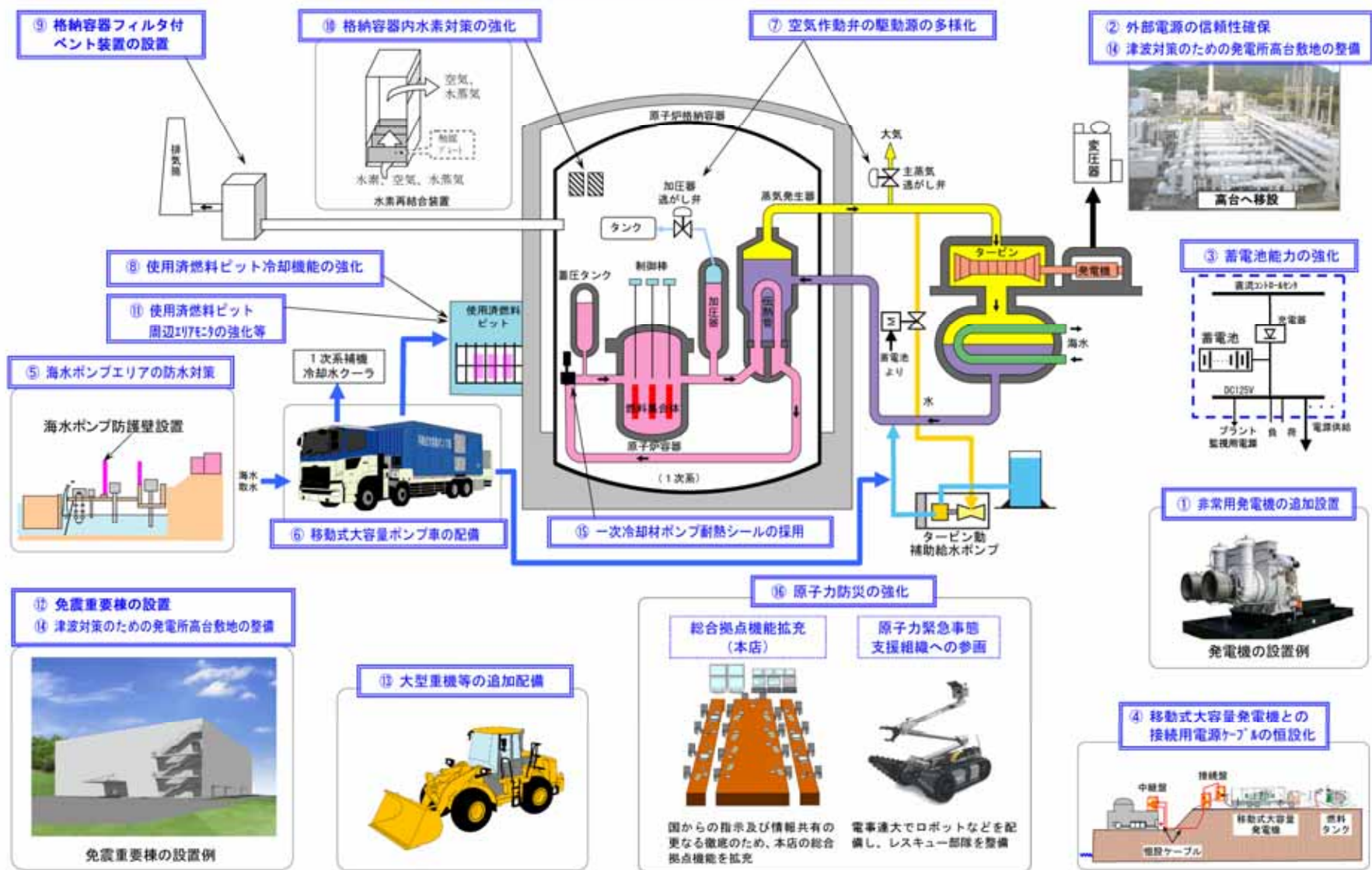
津波対策のための発電所高台
敷地の整備

一次冷却材ポンプ耐熱シール
の採用

原子力防災の強化(総合拠点
機能拡充等)

テロ対策の強化

更なる安全性・信頼性向上対策



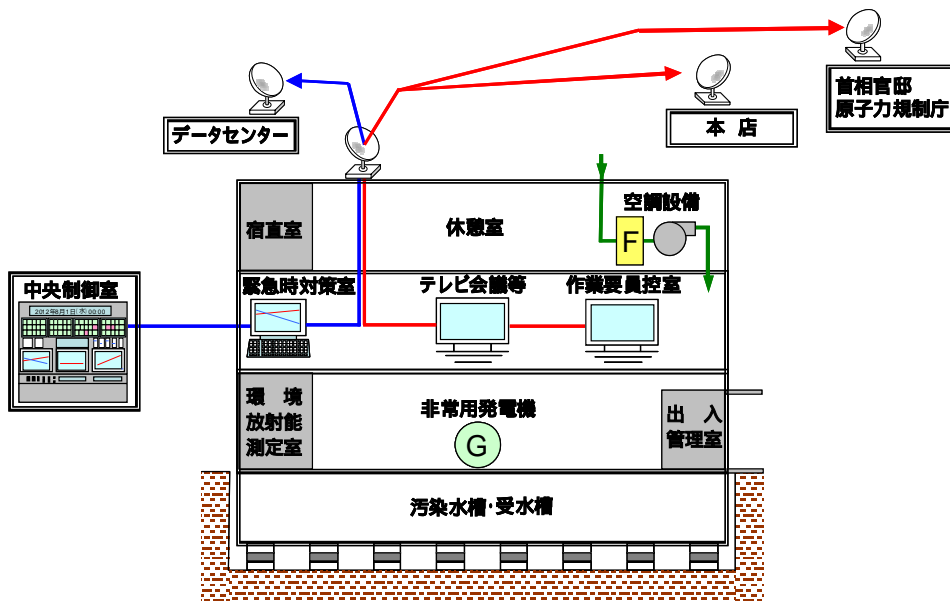
※「⑰」テロ対策の強化」は、核物質防護管理のため工事内容の図は、記載していません。

免震重要棟

免震構造で放射線管理機能を有する

事故時の指揮所

(平成27年度設置目途)

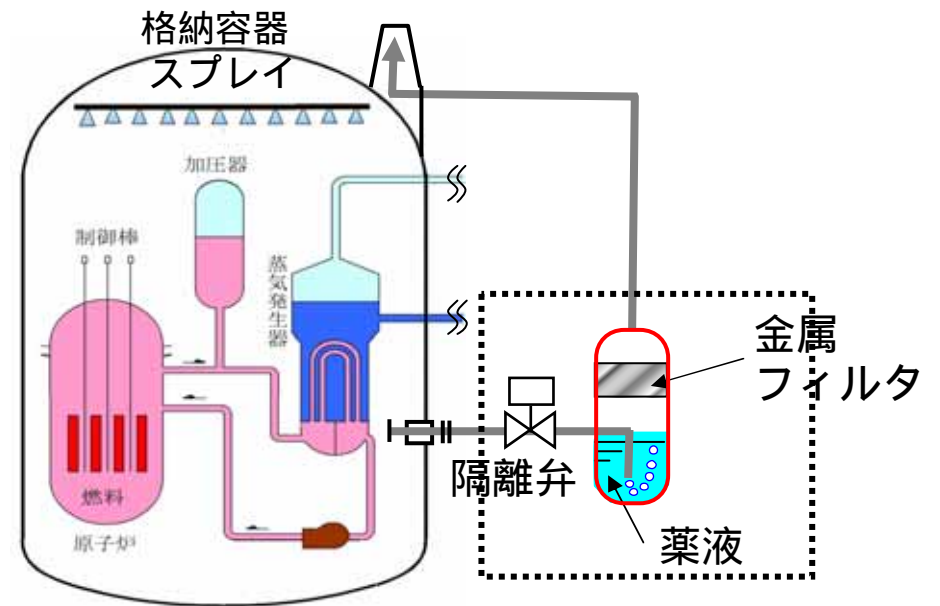


格納容器フィルタ付ベント装置

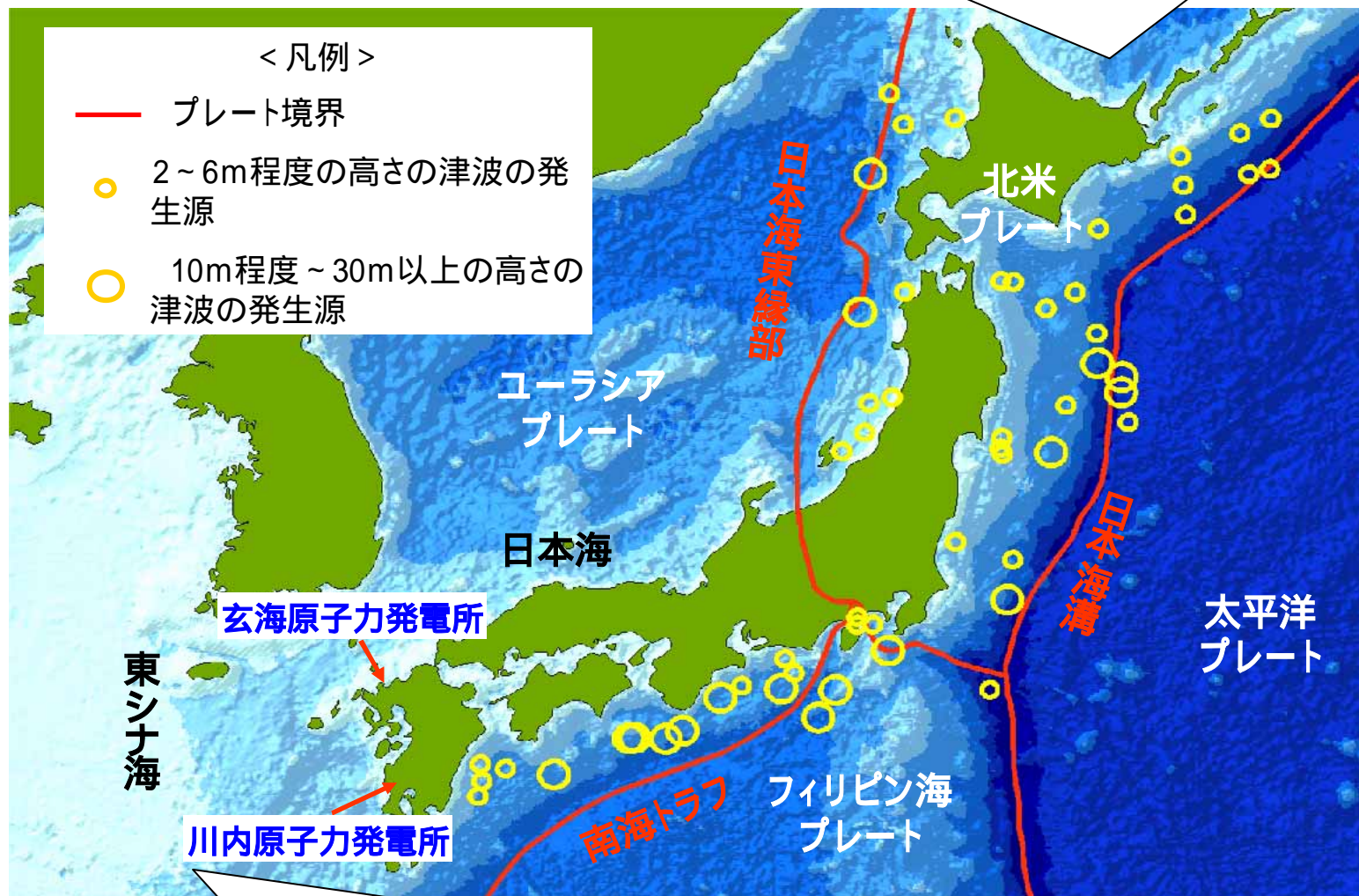
事故時の格納容器内の内圧上昇を抑制。

ガス放出時の放射性物質の量を低減。

(平成28年度設置目途)



東北地方太平洋沖地震をはじめ、これまで大きな被害をもたらした津波は、プレート境界付近で発生



原子力発電所周辺での津波の記録

川内原子力発電所

- ・1960年 チリ地震(M9.5)
中甕:約80cm
- ・2010年 チリ地震(M8.8)
発電所:約30cm

玄海原子力発電所

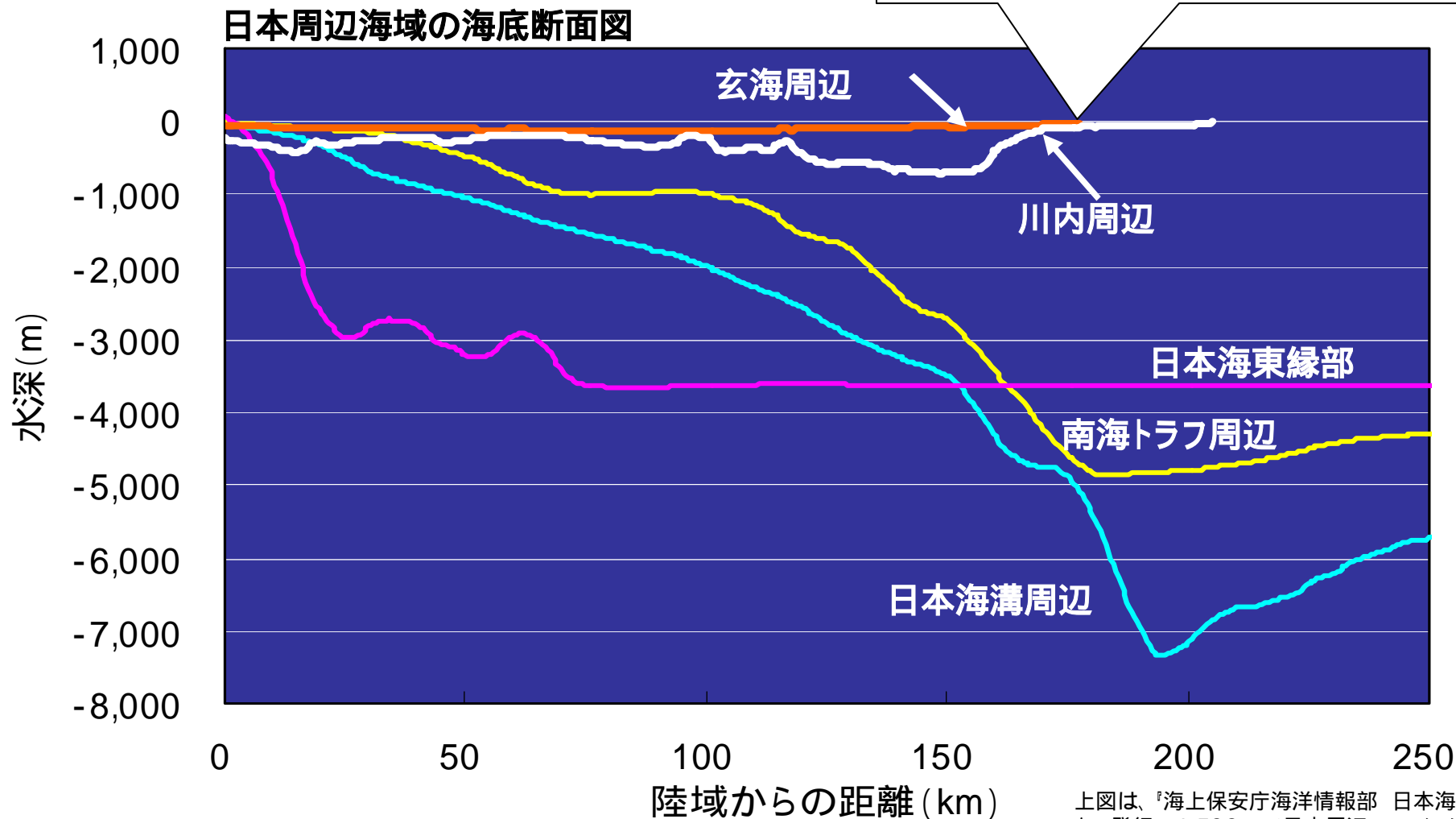
- ・1960年 チリ地震(M9.5)
唐津市:約20cm
- ・1993年 北海道南西沖地震(M7.8)
玄海町:約20cm

左図の津波発生源は、『日本被害津波総覧【第2版】、渡辺偉夫著、東京大学出版会(1998)』による主な津波の発生源等を基に、水深はNational Geophysical Data Centerのデータを基に、当社が作成

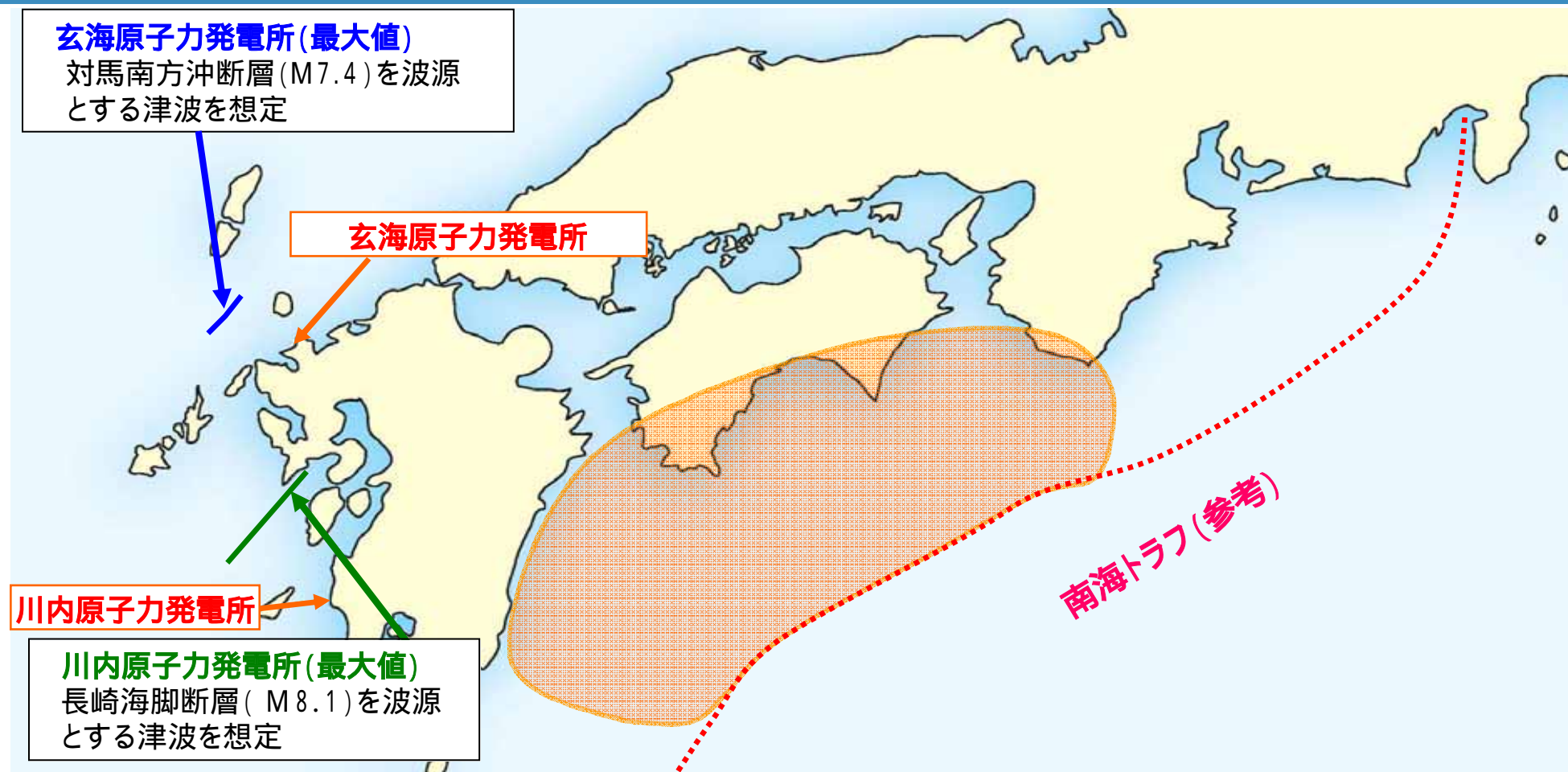
当社原子力発電所が面する東シナ海や日本海西岸には、プレート境界はなく、また、水深も浅く、津波の影響は受けにくい立地条件

水深の深い場所で発生した津波ほど、沿岸での津波の規模は大きくなる

当社の原子力発電所が立地する玄海・川内周辺海域の水深は、数100m程度と浅い



上図は、『海上保安庁海洋情報部 日本海洋データセンター発行のJ-EGG500(日本周辺500mメッシュ海底地形データ)』を基に、当社が作成したもの



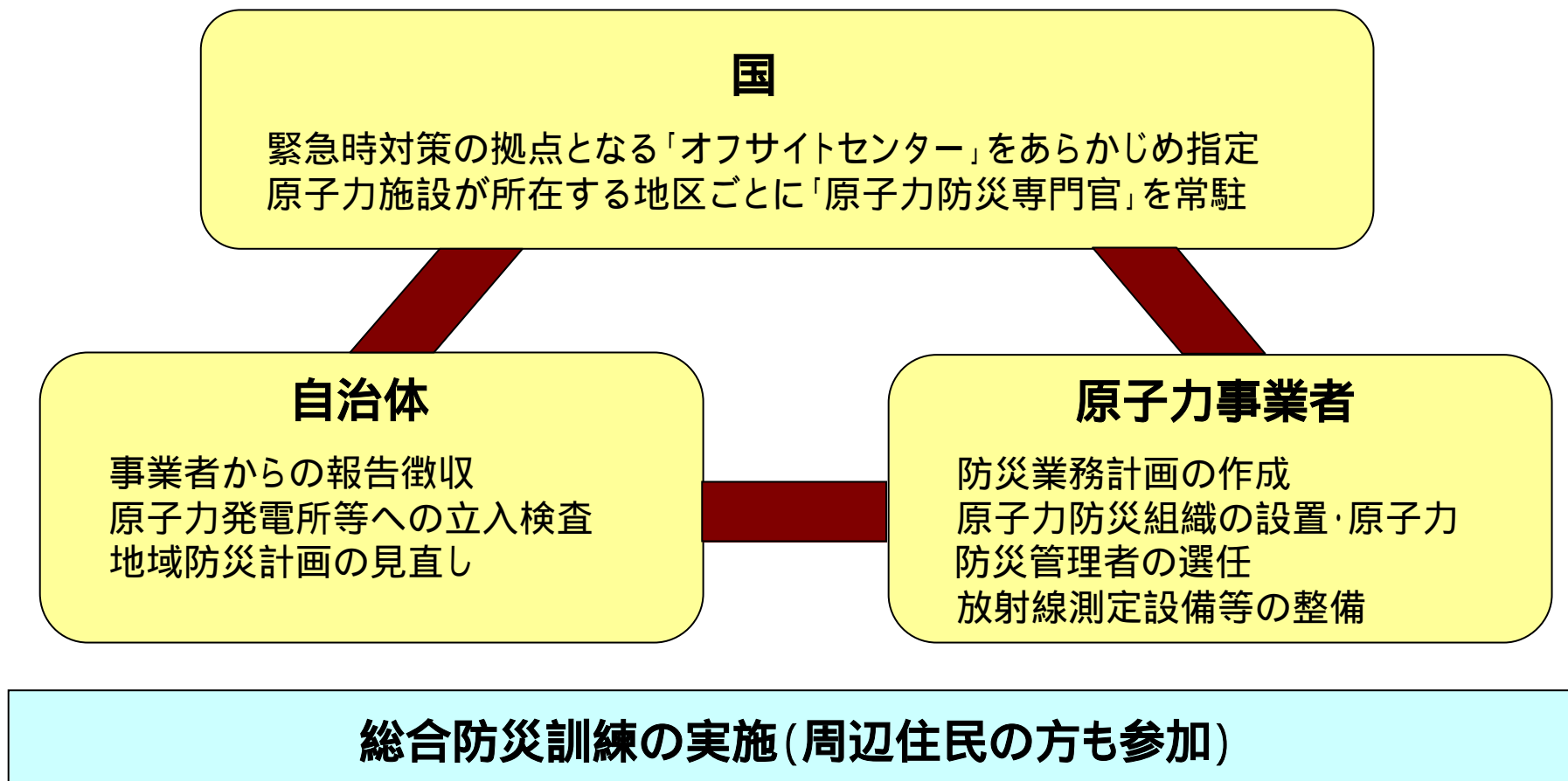
	発電所の敷地の高さ	予測される津波高さの最大値	(参考)南海トラフにおいてM9規模の地震が発生した時の津波高さの当社試算(H23.5.31公表値)
玄海	海拔 + 11.0m	海拔 + 2.1m	海拔 + 1.6m
川内	海拔 + 13.0m	海拔 + 3.7m	海拔 + 2.5m

なお、念のため、玄海原子力発電所周辺海域のプレート内に過去に国内で発生したプレート内地震の最大規模であるM8規模の地震を仮定した試算も実施し、敷地に影響を及ぼすものではないことを確認済(海拔 + 4.9m程度)

- 0 全6基の評価結果を国に提出済み。
 - ・ 2011/12月:玄海2号機、川内1、2号機
 - ・ 2012/ 5月:玄海3、4号機
 - ・ 2012/ 8月:玄海1号機
- 0 2012年9月3日、原子力安全・保安院が、川内1、2号機に係る審査結果を取りまとめ、当該時点における同院の見解を公表。
 - ・ 緊急安全対策をはじめ、安全性向上への取組みを確認
 - ・ 審査の中で確認した課題、一層の取組みを求める事項を取りまとめ
 - 審査の中で確認された課題
 - ・ 電源確保をより確実にすること
 - ・ 代替緊急時対策所の機能強化を図ること
 - 一層の取組みが求められた主な事項
 - ・ 免震重要棟のできるだけ早期の運用開始
 - ・ 移動式大容量ポンプ車等の導入後の訓練の充実
- 0 2012年9月の原子力規制委員会や原子力規制庁の発足以降、ストレステストの審査をはじめとする再稼動に関する安全審査の手続きが不透明。今後、原子力規制委員会や原子力規制庁が示す具体的な手続き等に対して適切に対応していく。

- 0 玄海及び川内原子力発電所の敷地内にある断層については、地震・津波に関する意見聴取会での審議を踏まえ、原子力安全・保安院が以下のとおり評価しています。

- ・ 敷地内に断層(破砕帯)はあるが、断層は数百万年前に活動を終えているため、活断層ではない
- ・ 敷地近くには活断層はなく、敷地内の断層が引きずられて動くことはない
- ・ 玄海原子力発電所の敷地周辺に連動を考慮すべき活断層はない。川内原子力発電所は、連動を適切に考慮しており、新たに連動を考慮すべき活断層はない



- 原子力災害に至るおそれがある異常事象が発生した場合は、社長をトップとする原子力防災組織を設置し、事故の拡大防止や、国、自治体等の関係機関に対して通報および連絡にあたります。

原子力災害対策の強化概要

(改正原子力災害対策特別措置法施行(9月19日施行))

- ・事業者は、本店に原子力施設事態即応センターを設置し、事故収束の拠点とする
- ・事業者は、後方支援拠点の候補地を選定
- ・事業者は連携し、高線量下での応急対策に必要な「原子力緊急事態支援組織」を整備

原子力災害対策重点区域見直し(従来の8~10kmを拡大)

(原子力災害対策指針(10月31日公表))

- ・PAZ(概ね5km): 予防的措置として、直ちに避難する区域
- ・UPZ(概ね30km): 放射性物質放出の状況を踏まえ、避難・屋内退避等を準備する区域
- ・PPA : 放射性雲の通過時の被ばくを避けるための防護措置を実施する区域

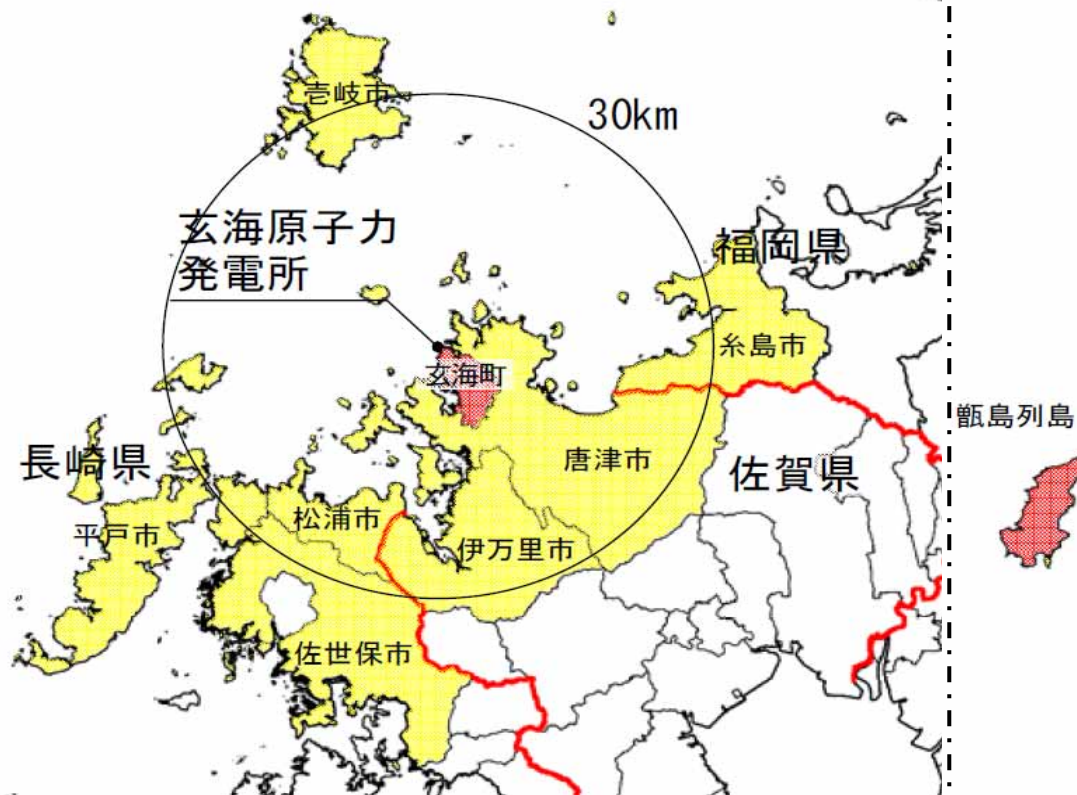
当社の取組み

上記を踏まえ、

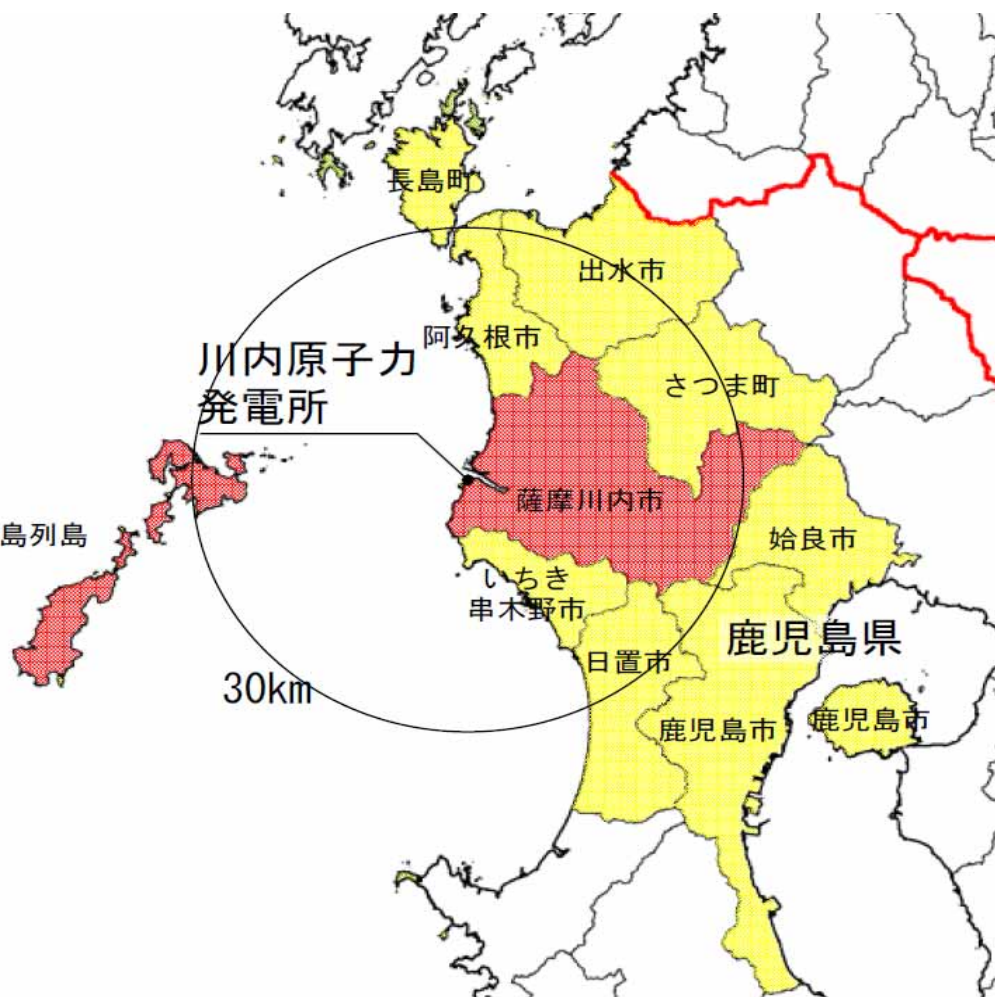
- ・事業者防災業務計画を、来年3月までに修正
- ・災害対策支援拠点、TV会議システム、通信設備の整備
- ・本店に「原子力施設事態即応センター」を来年3月までに整備 等

について、鋭意取り組むことにより、周辺住民の方々の安全確保に万全を期してまいります。

玄海原子力発電所から30km圏

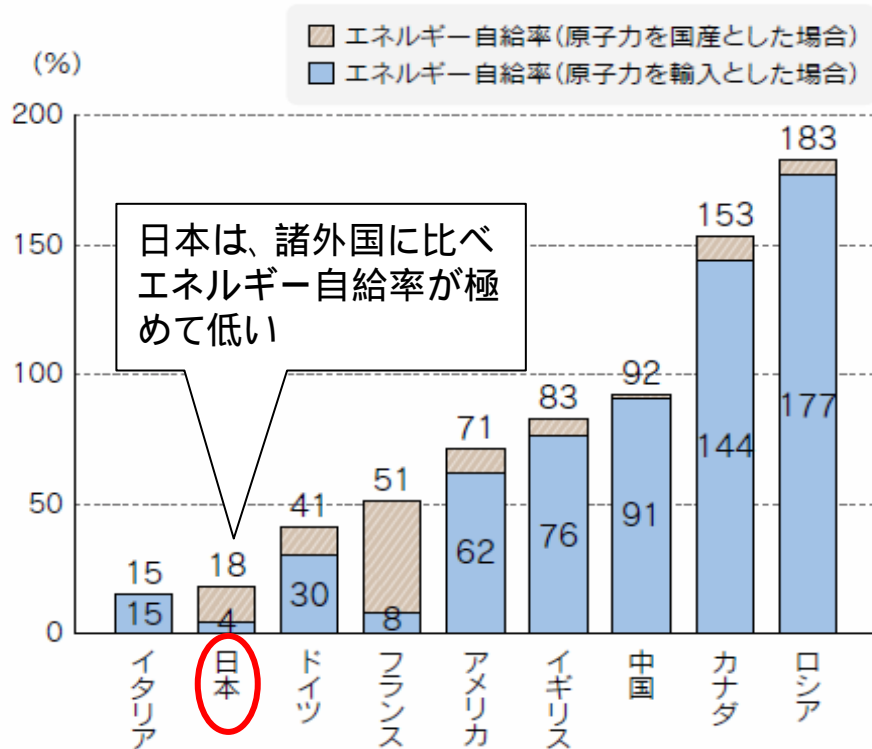


川内原子力発電所から30km圏



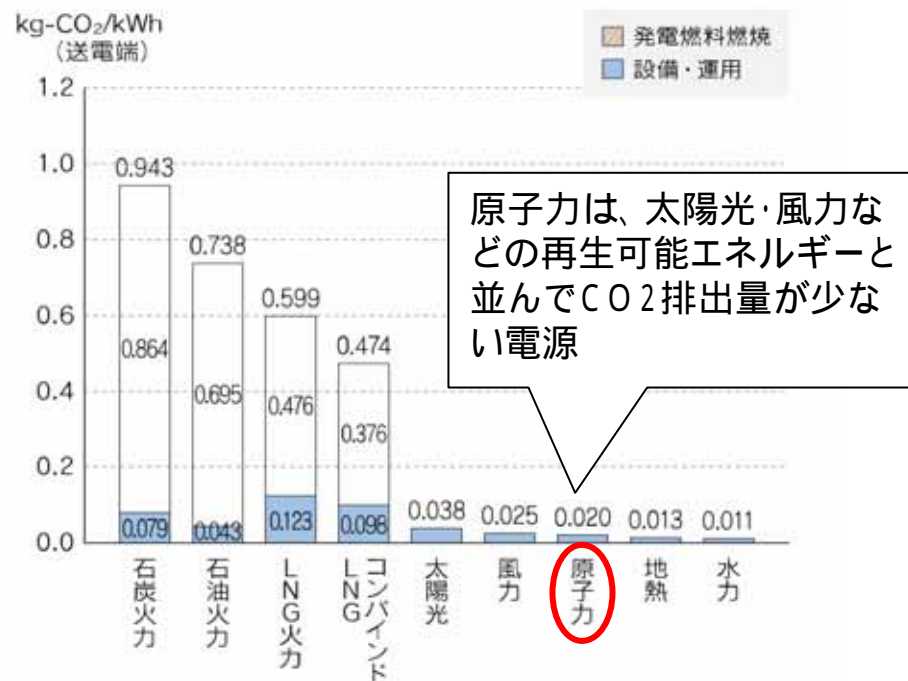
【安全性を大前提とした原子力の重要性】

▼主要国のエネルギー自給率



※100%を越えている部分は輸出を示す
出典：資源エネルギー庁「原子力2010」

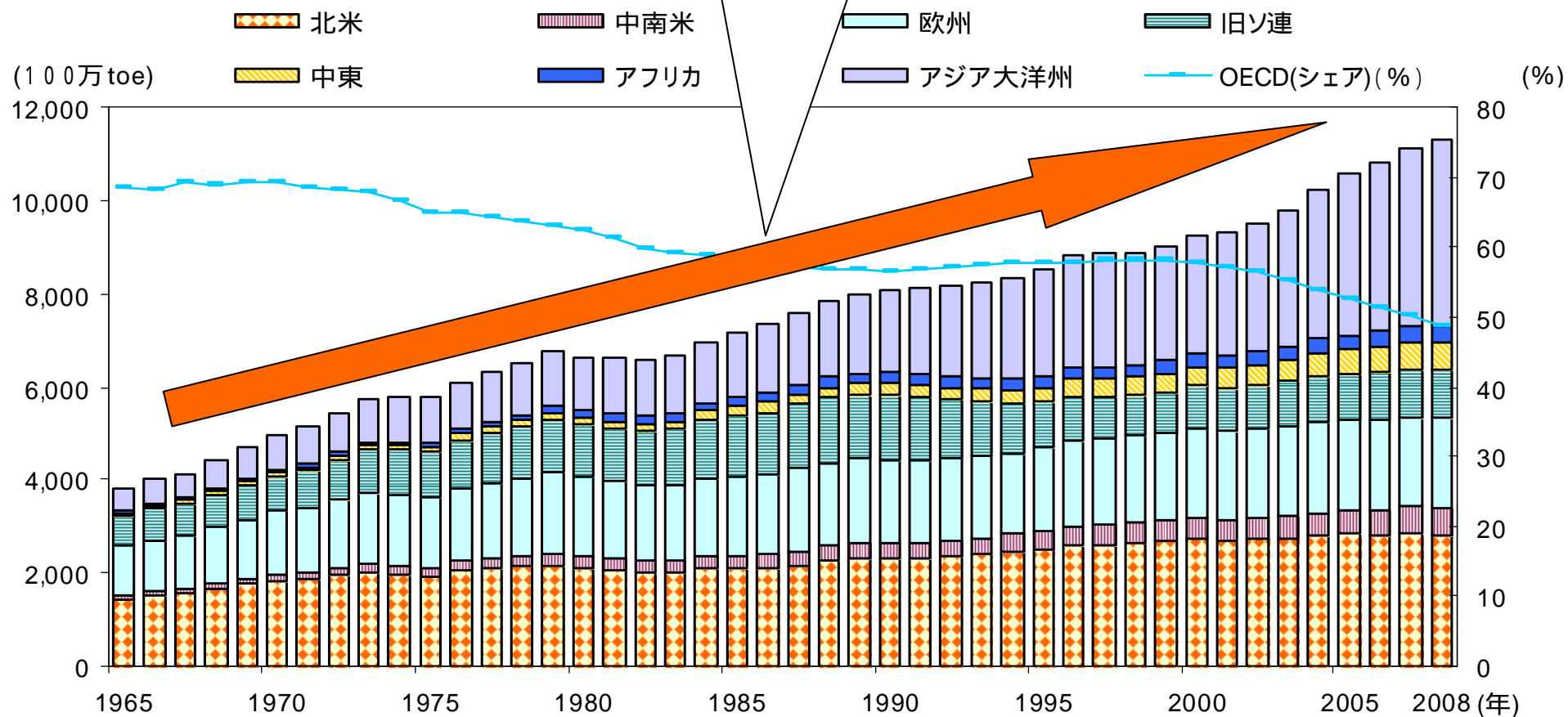
▼各種電源のライフサイクルCO₂排出量



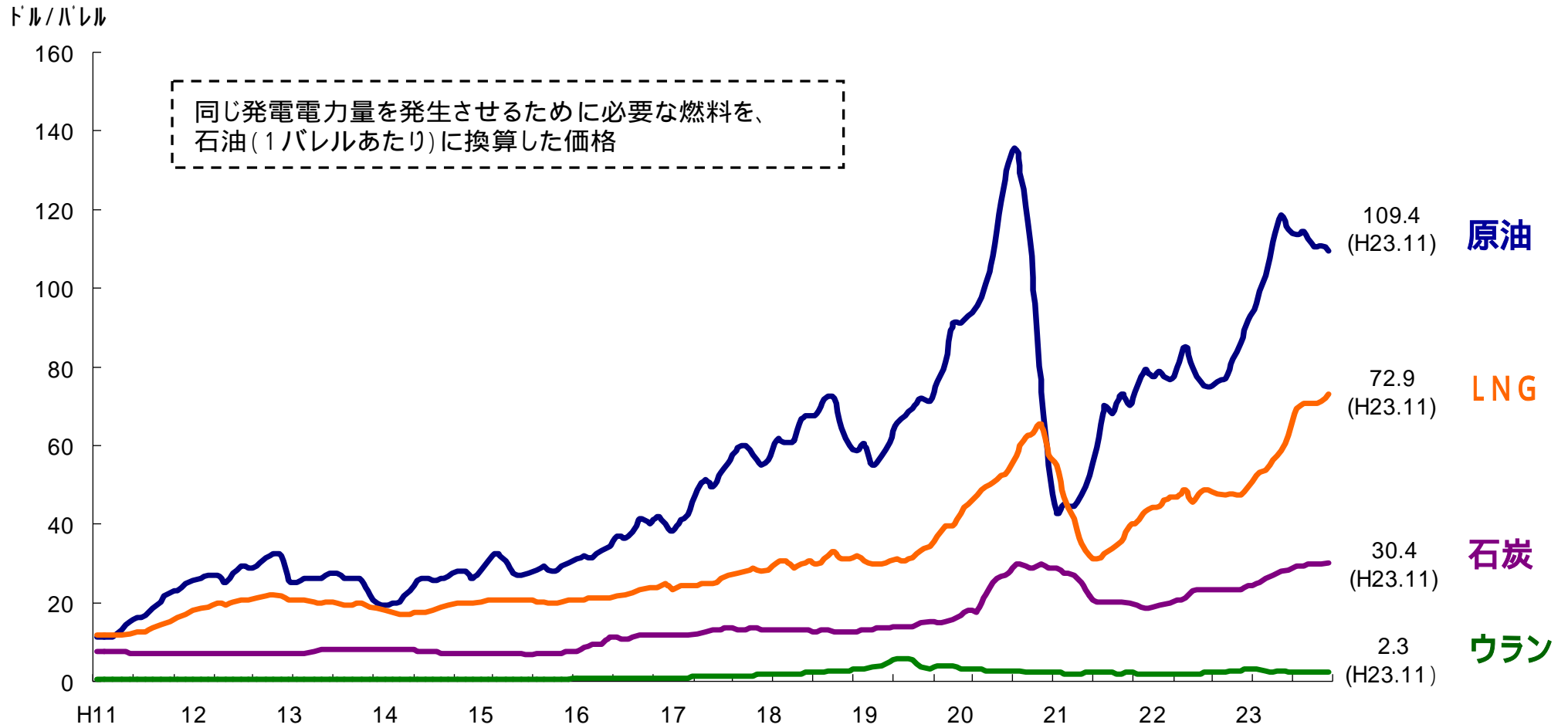
※発電燃料の燃焼に加え、原料の採掘から諸設備の建設・燃料輸送・精製・運用・保守等のために消費される全てのエネルギーを対象としてCO₂排出量を算出。
※原子力については、現在計画中の使用済み燃料国内再処理・プルサーマル利用(1回リサイクルを前提)・高レベル放射性廃棄物処分等を含めて算出したBWR(0.019kg-CO₂/kWh)とPWR(0.021kg-CO₂/kWh)の結果を設備容量に基づき平均。
出典：電力中央研究所報告書

【世界のエネルギー消費の推移(地域別、一次エネルギー)】

世界的な人口の増加や、発展途上国の経済成長に伴い、世界のエネルギー需要は年々増加



出典：資源エネルギー庁「エネルギー白書2010」



(出典)原油・LNG・石炭:財務省貿易統計、ウラン:トレードテック社公表のスポット価格

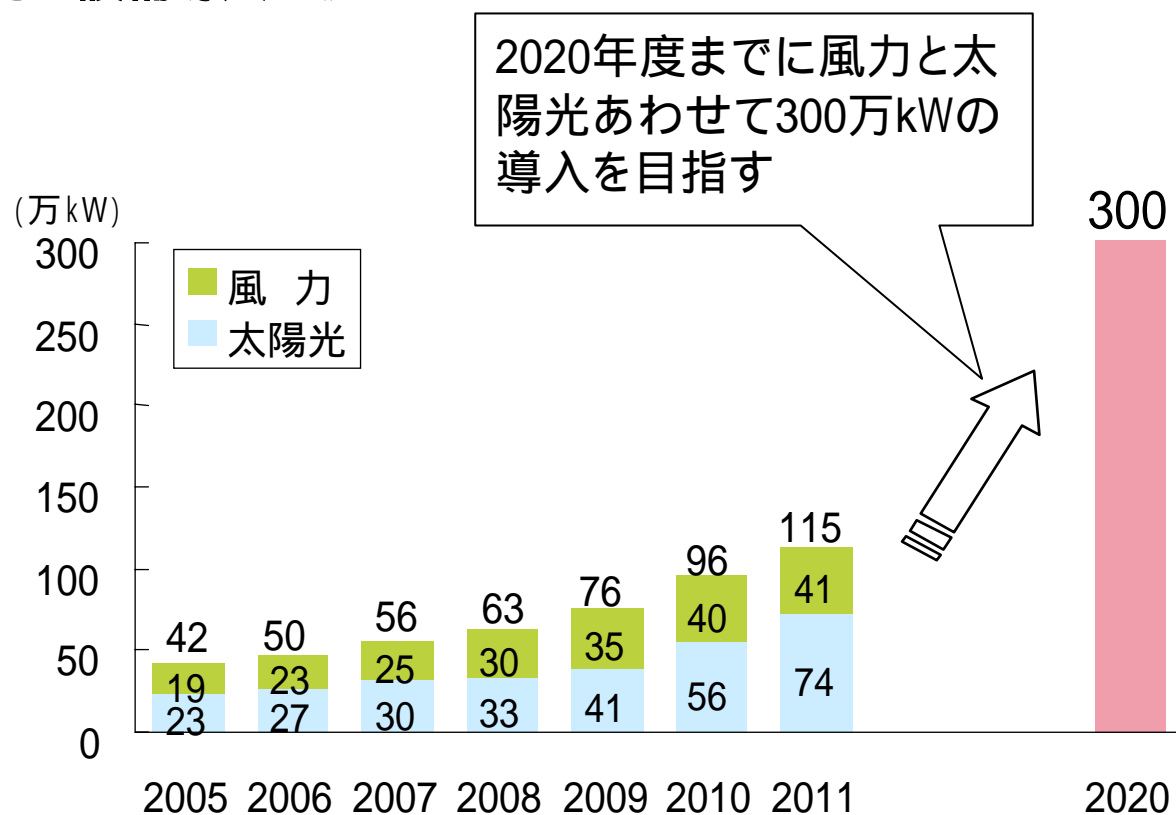
エネルギー需要の増加に伴い、化石燃料価格は上昇する傾向

セクション 4

電源の多様化に向けて

- 国産エネルギー有効活用の観点から、また地球温暖化対策面で優れた電源であることから、風力・太陽光・水力・地熱・バイオマスなどの再生可能エネルギーの積極的な開発、導入を進めています。

《風力・太陽光の設備導入量》



合計は四捨五入の関係で合わないことがある

4 (1) 再生可能エネルギーへの取組み

《風力発電》41万kW（全国の約15%）

長島ウインドヒル（鹿児島県長島町）



《太陽光発電》74万kW（全国の約20%）

メガソーラー大牟田発電所（福岡県大牟田市）



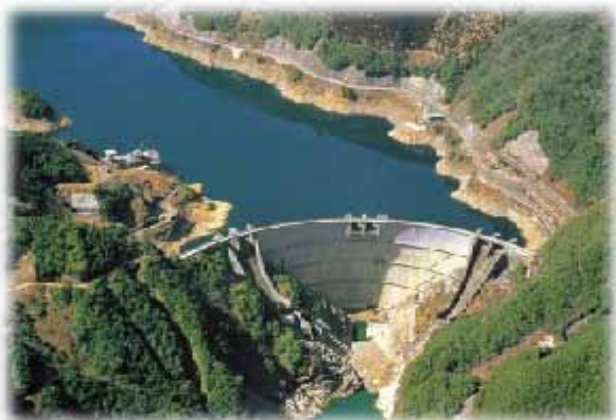
主な風力発電、太陽光発電の設備

	出力(kW)	運転開始年度
野間岬(鹿児島県南さつま市)	3,000	H14
長島(鹿児島県長島町)	50,400	H20
奄美大島(鹿児島県奄美市)	1,990	H21
鷲尾岳(長崎県佐世保市)	12,000	H23

	出力(kW)	運転開始年度
メガソーラー大牟田	3,000	H22
メガソーラー大村 (長崎県大村市)	13,000	H24 ~ 25 予定

グループ会社による開発

《水力発電》 183万kW



- 大規模な水力地点は、ほぼ開発済みですが、今後とも経済性、立地環境面などを勘案し、水力発電の調査・開発を計画的に進めるとともに、河川の維持用水などの未利用エネルギーを活用した小水力発電の導入、技術支援に取り組んでいきます。

《地熱発電》 21万kW (全国の約40%)

八丁原発電所 (大分県九重町)



- 九州は地熱資源に恵まれており、国内最大規模の八丁原発電所(11万kW)をはじめ、当社における地熱発電設備の総出力は全国の約4割を占めています。
- 地熱発電は他の再生可能エネルギーに比べ、年間を通じて安定した電気を供給できます。
今後も技術面、経済性、立地環境面などを勘案し、有望と見込まれる地域の現地状況など新たな開発に向けた調査・情報収集を行います。

《バイオマス発電・ごみ発電》25万kW

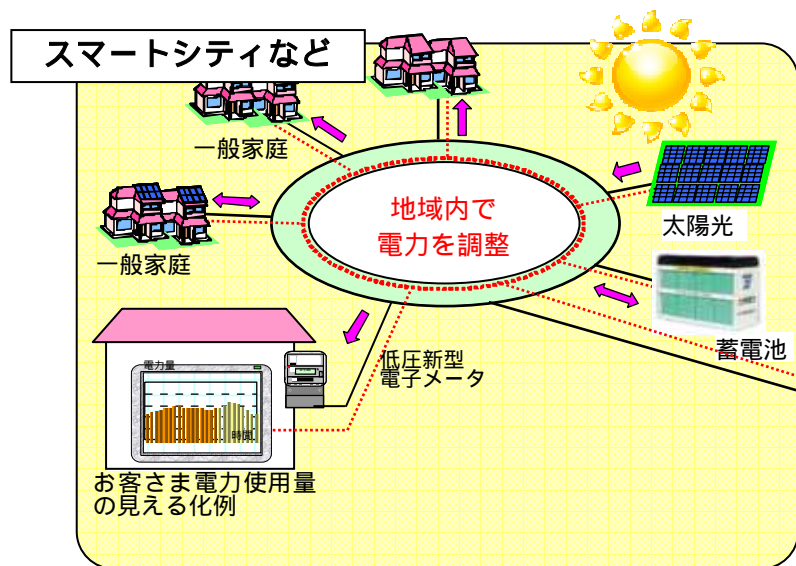
みやざきバイオマスリサイクル（宮崎県児湯郡川南町）



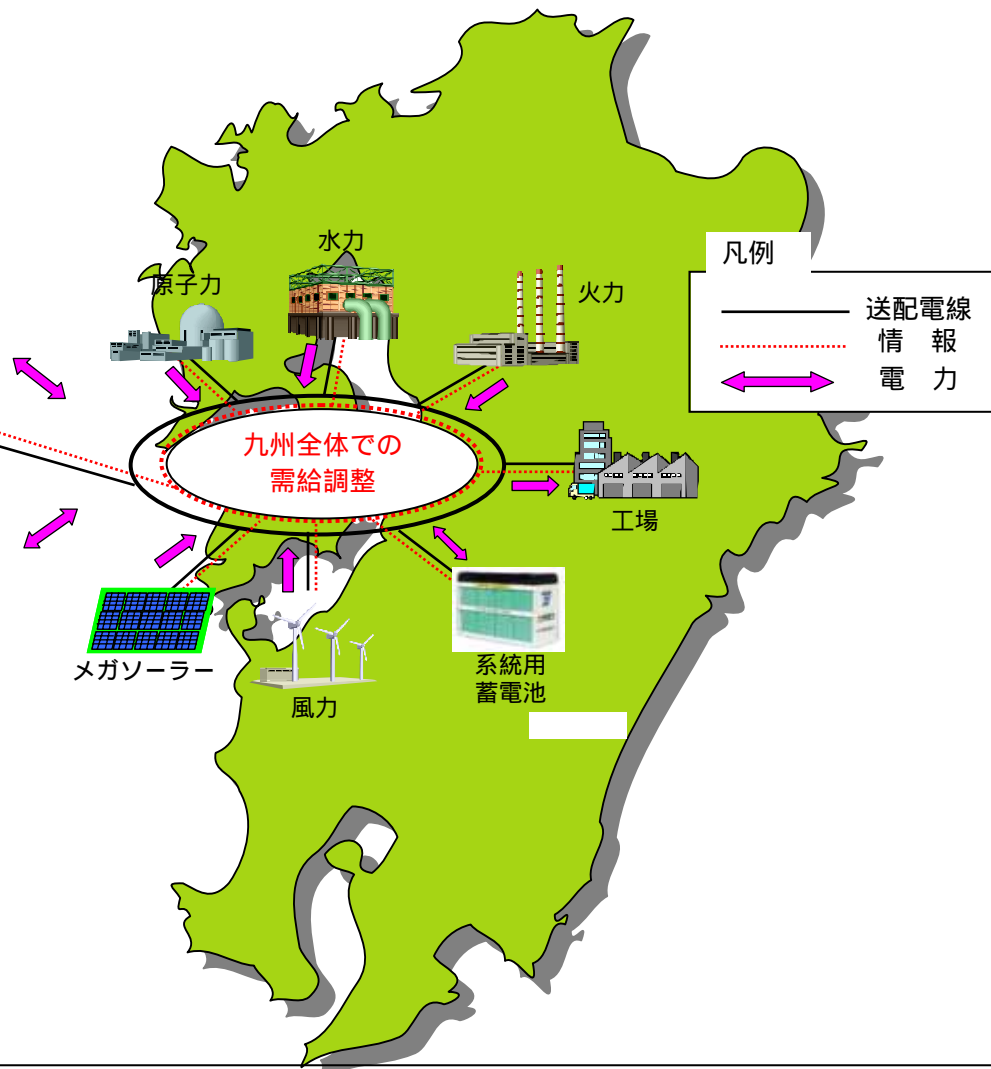
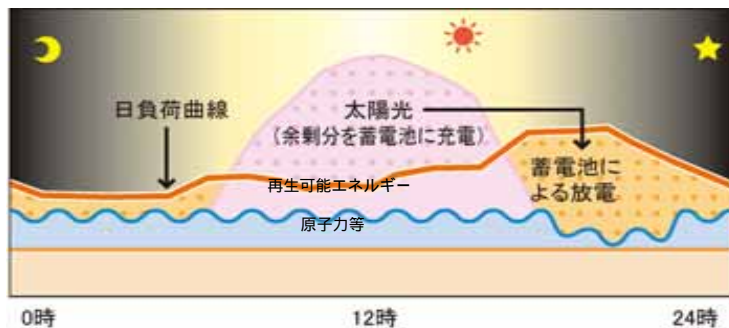
- 当社及びグループ会社では、鶏糞やごみ、木質チップなどを燃料とした発電を行っています。
 - ・ 苓北発電所における木質チップ混焼事業 (2010～2014年度)
 - ・ みやざきバイオマスリサイクル(鶏糞)、福岡クリーンエネルギー(ごみ)

- また、バイオマス発電やごみ発電業者から電力を購入しております。
バイオマス発電（8件）、ごみ発電（30件）

【スマートグリッドのイメージ】



太陽光発電の余剰電力への対応例



太陽光や風力など出力が不安定な電源が大量に普及した場合においても、高品質・高信頼度の電力供給を維持できるよう、原子力・火力・再生可能エネルギーなど全ての電源の最適な運用を目指す(佐賀県玄海町、鹿児島県薩摩川内市において、実証試験を実施予定)

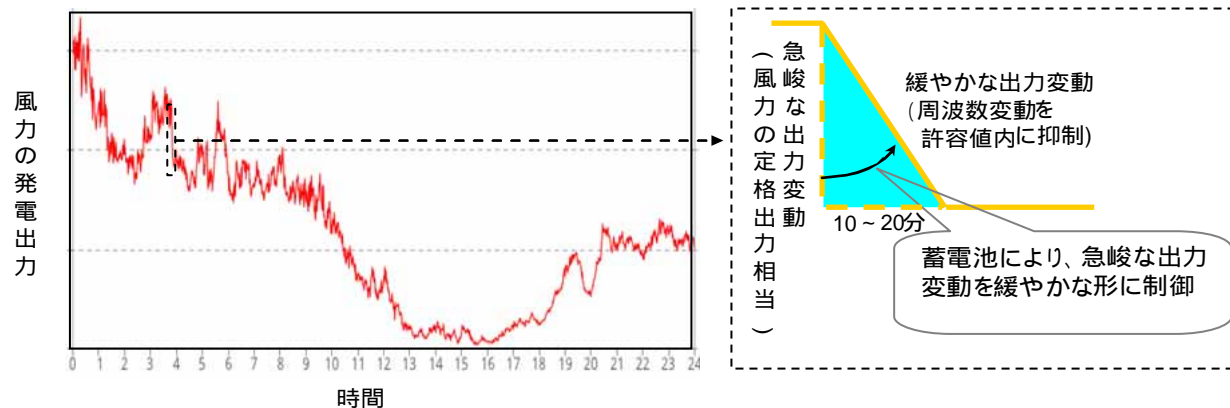
- 離島では、電力システムの規模が九州本土と比べて小さいため、出力変動が大きい風力・太陽光が連系されると、系統周波数の変動が大きくなり、系統の安定性に影響を与えやすくなるという特徴があります。
- この対策として、2012年度に長崎県壱岐の系統に蓄電池を接続し、風力等による周波数変動を抑制する実証事業を実施するなど、離島においても再生可能エネルギーの導入拡大を図るための積極的な取組みを検討しています。

【離島における風力発電等の導入拡大実証事業の概要】

実証離島（壱岐）の電力系統



蓄電池による周波数変動抑制のイメージ



セクション 5

電気料金

- 電気は、ガス・水道等と同様、国民の暮らしに欠かせない公共財であるため、安定的かつ経済的に供給しなければなりません。
- このため、規制部門（ご家庭などの低圧供給のお客さま）では、電力会社に独占供給が認められ、供給義務と料金規制が課されています。
- 電気料金は、電力会社が過度な利益を得ることを防止し、お客さまの利益を保護する観点から、法律に基づき算定方法が定められています。

総括原価方式による電気料金算定

「電気料金の三原則」を前提に算定

原価主義 公正報酬 お客さまに対する公平

電気料金
収入

=

総原価

=

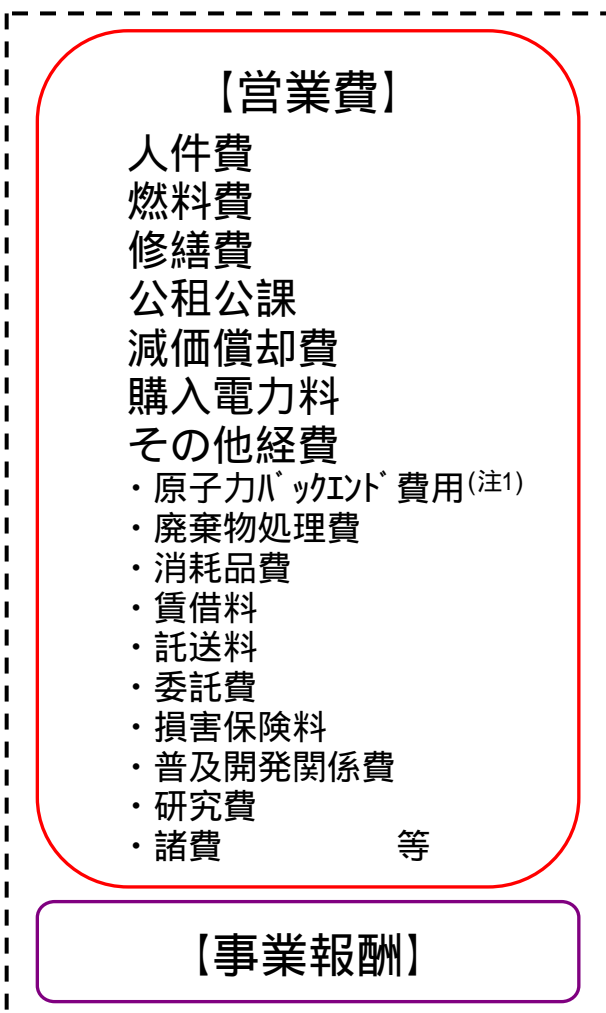
営業費 + 事業報酬 - 控除収益

供給区域の安定供給に
必要と見込まれる費用

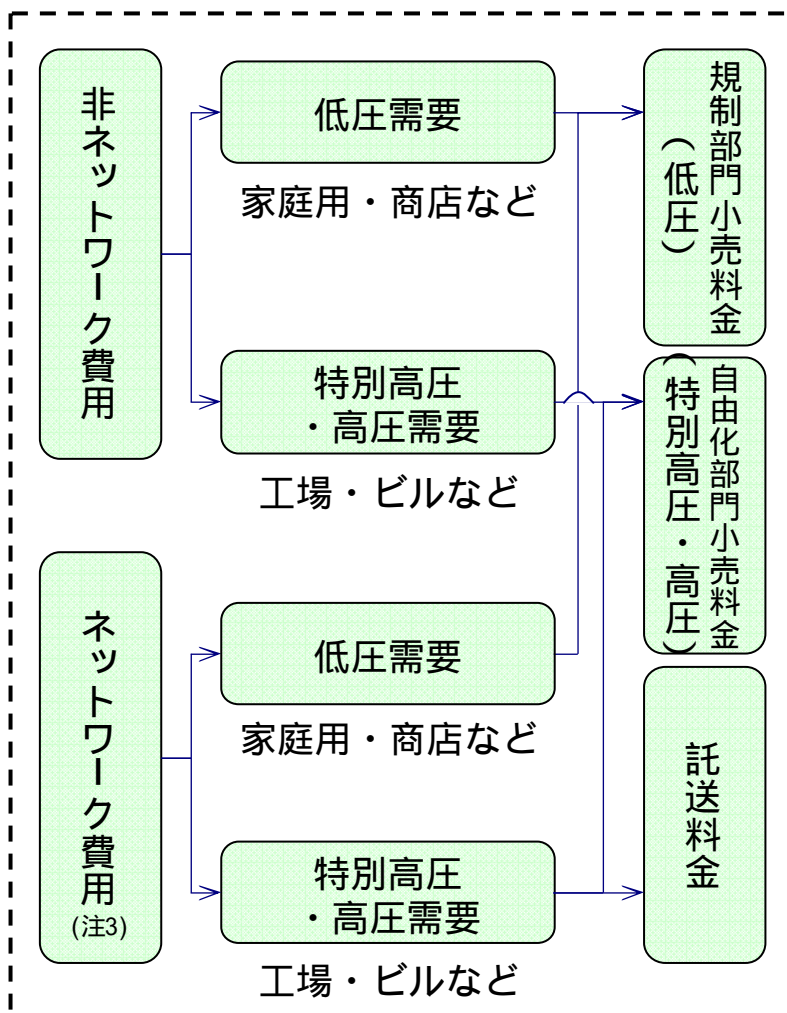
営業費	発電から販売に係る費用（人件費、燃料費、修繕費、減価償却費 など）
事業報酬	資金調達コスト（設備投資などのための資金調達によって発生する支払利息や配当金などを賄うもの）
控除収益	電気料金収入以外の収入（他電気事業者への販売電力収入料 など）

- 安定供給に必要と見込まれる費用(総原価)を算定ルールに従って用途別・電圧別に適切に配分し、契約種別ごとの料金を設定しています。

< 総原価の算定 >



< 個別原価計算、レートメイク(注2) >



(注1) 原子力バックエンド費用
 使用済燃料を再処理する費用(使用済燃料再処理等費)や発電所の解体に必要な費用(原子力発電施設解体費)、高レベル放射性廃棄物処理する費用(特定放射性廃棄物処分費)など

(注2) レートメイク
 電気の使用条件の差等を考慮して契約種別ごとの料金率を設定すること

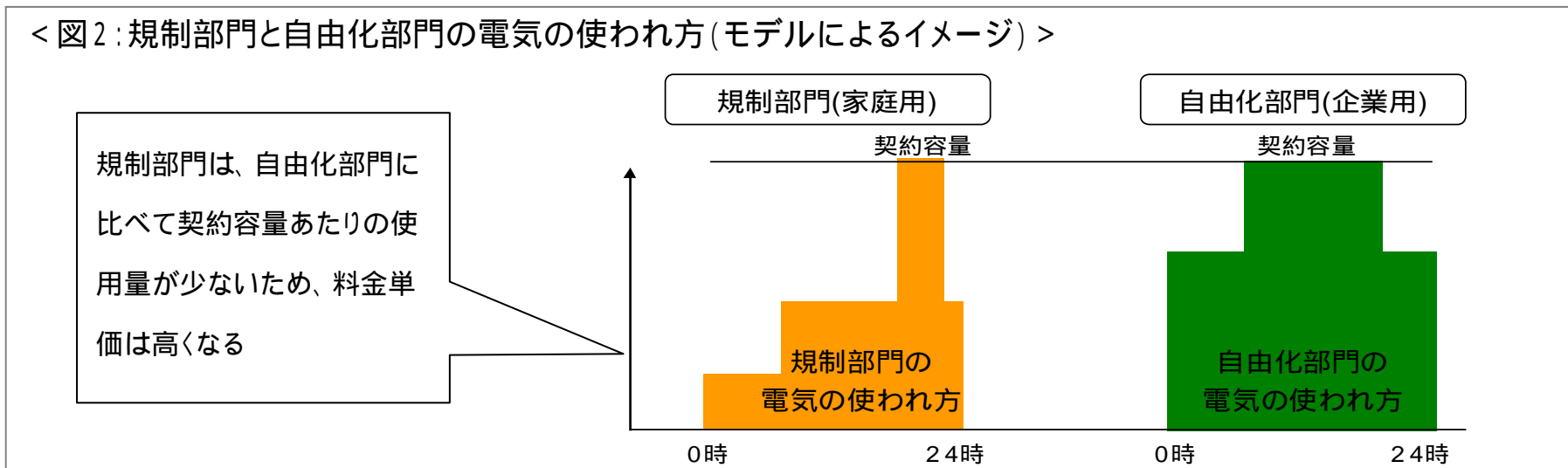
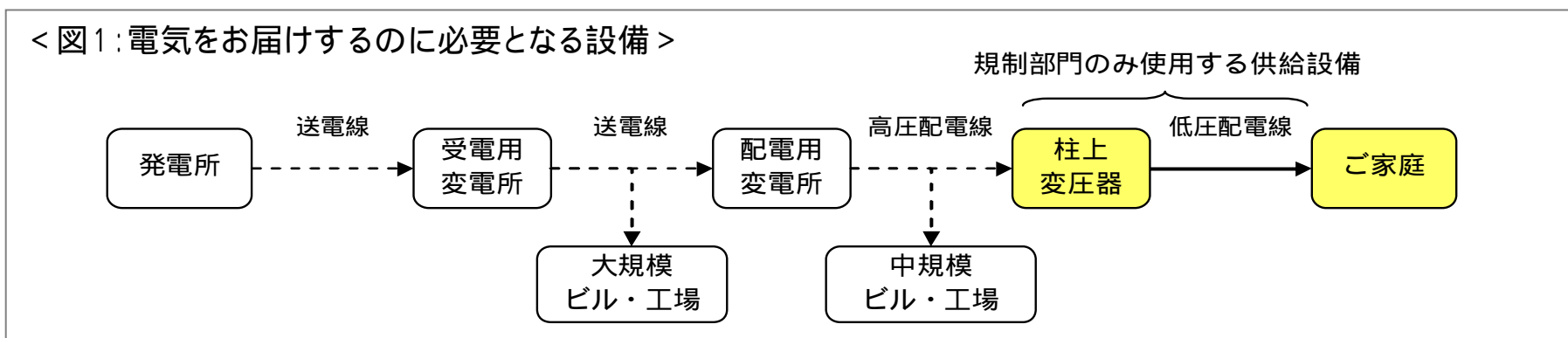
(注3) ネットワーク費用
 発電された電気を送電、変電、または配電するために要する費用

低圧に電圧を下げるための柱上変圧器や低圧配電線等、高圧・特別高圧で電気をお届けする自由化部門に比べ、多くの設備が必要となること [図1参照]

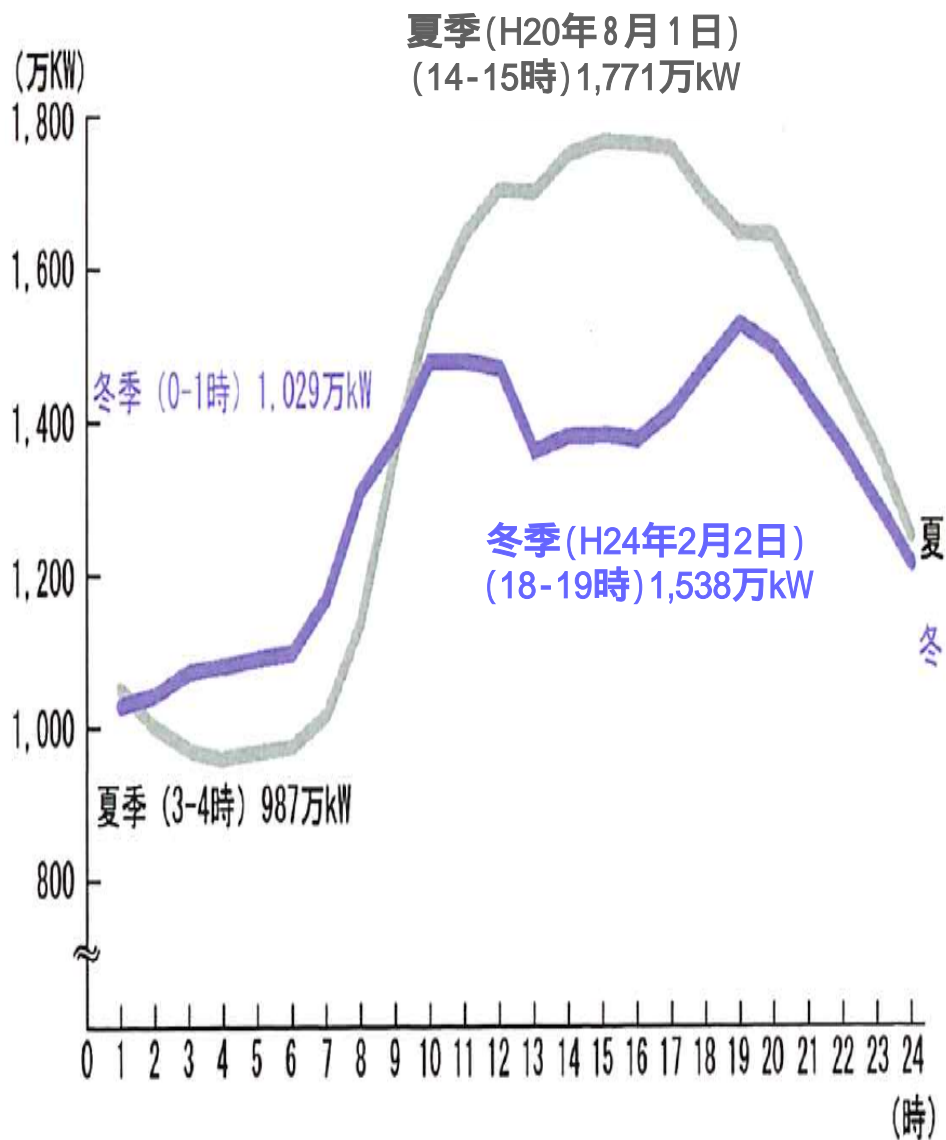
低電圧で送電距離が長くなり、送電ロスが多くなること

自由化部門に比べて契約容量あたりの使用量が少ないこと [図2参照]

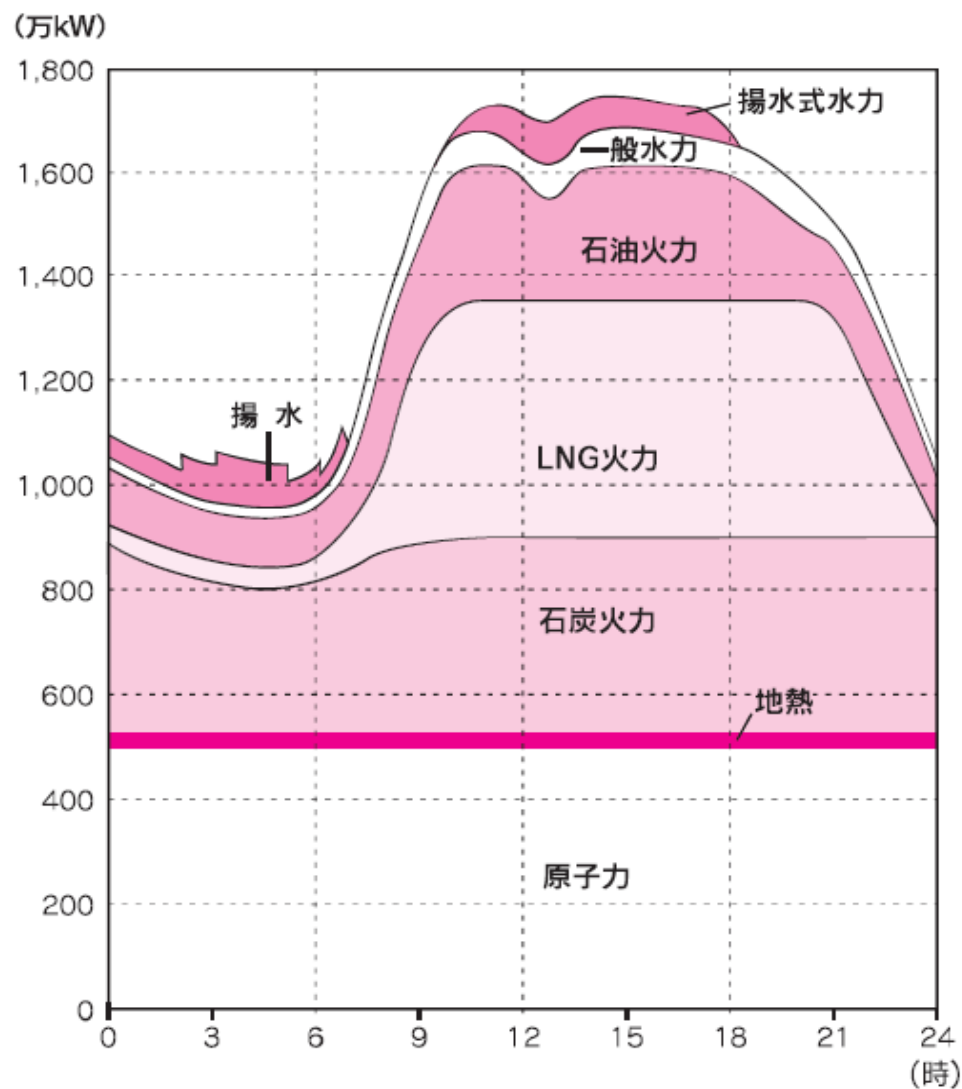
1件あたりの使用量が少なく、検針・集金等の費用が割高になること

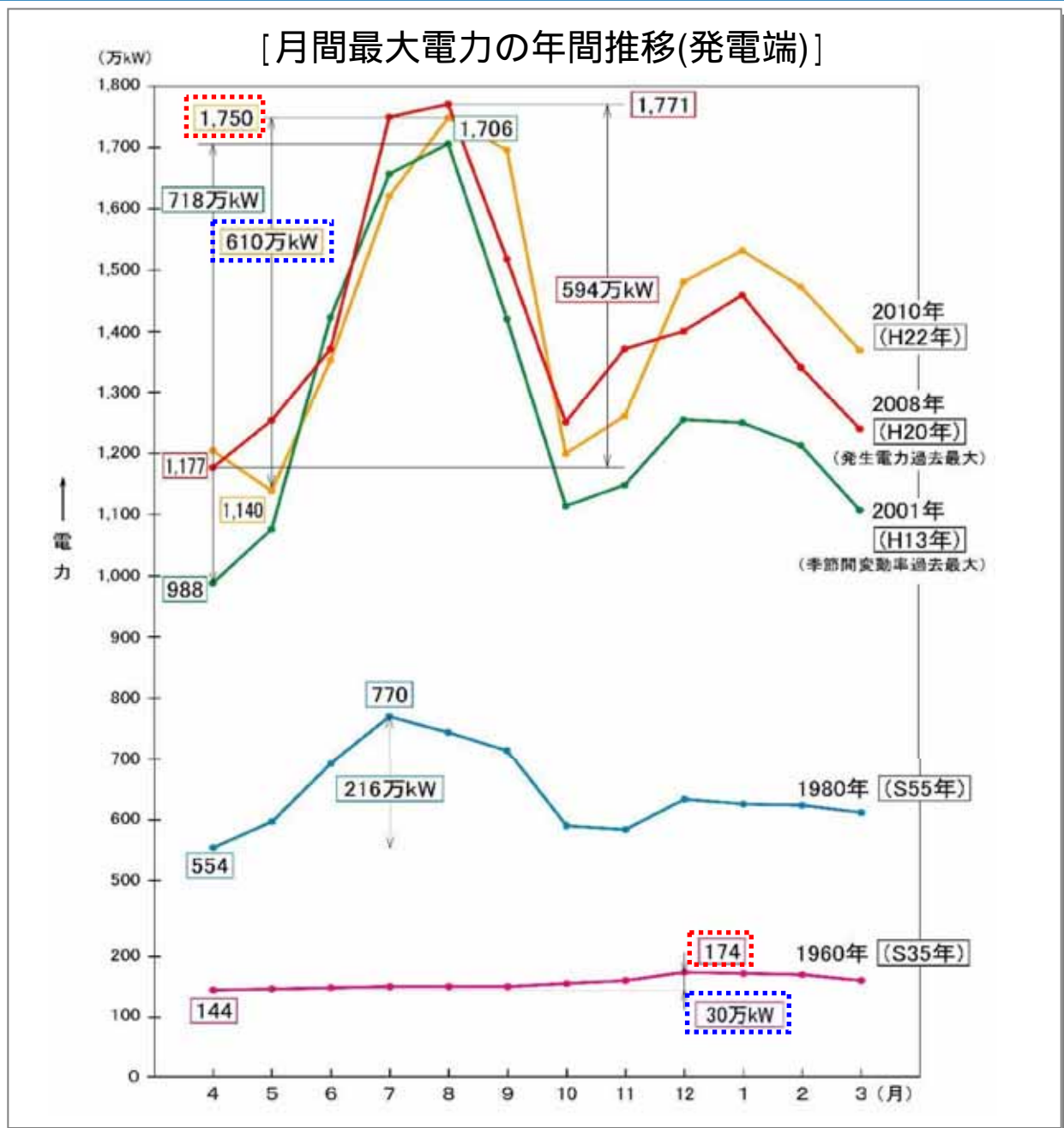


[当社の夏・冬別日負荷曲線例 (発電端)]



[夏季の典型的な需要曲線と電源の組合せ]

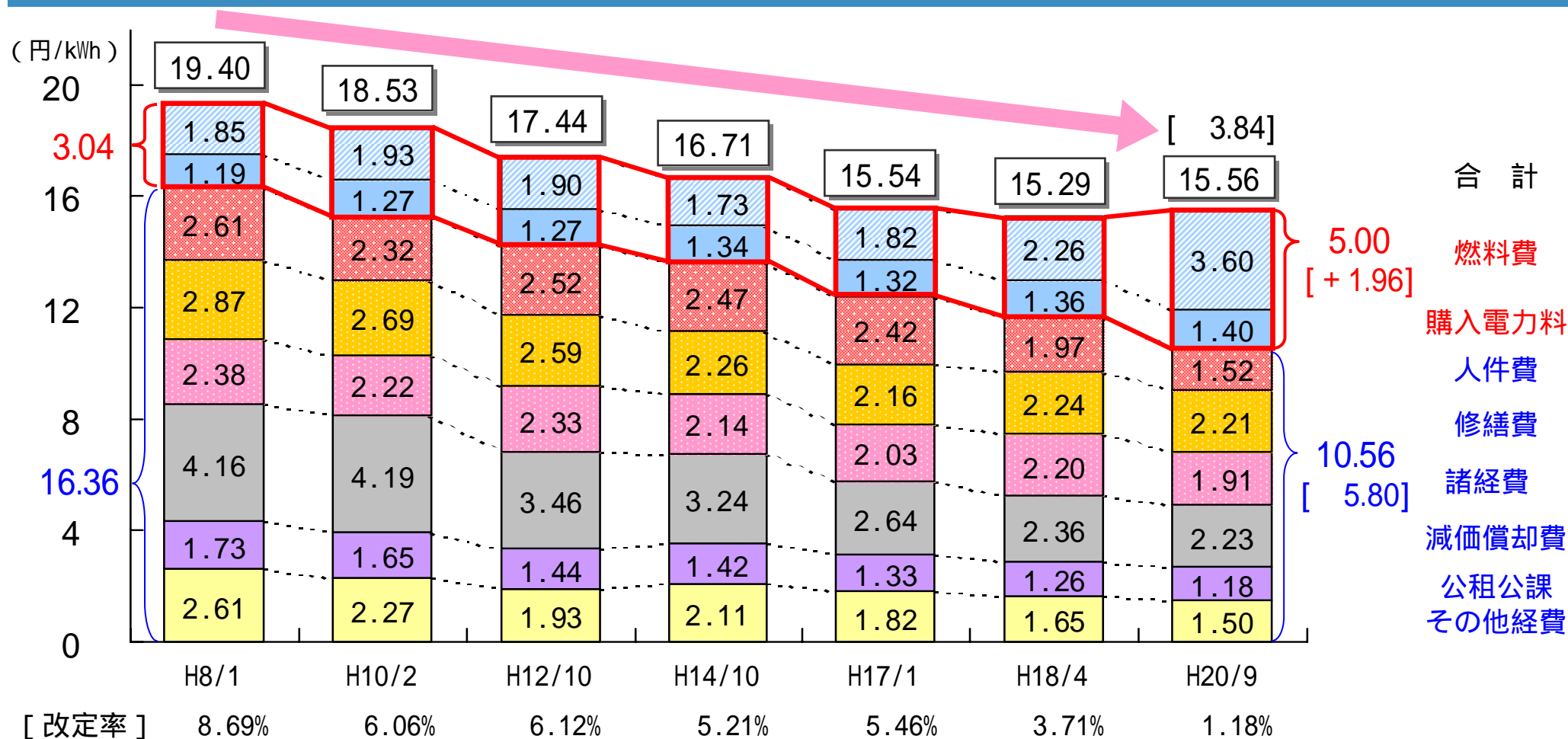




年間の最大電力は、電化の進展により50年前に比べ、約10倍(174万kW 1,750万kW)に増加

月別の最大電力の格差は、冷房需要の拡大等により、約20倍(30万kW 610万kW)に拡大

5 (3) 電気料金の値下げ - 改定時における料金単価の推移 -



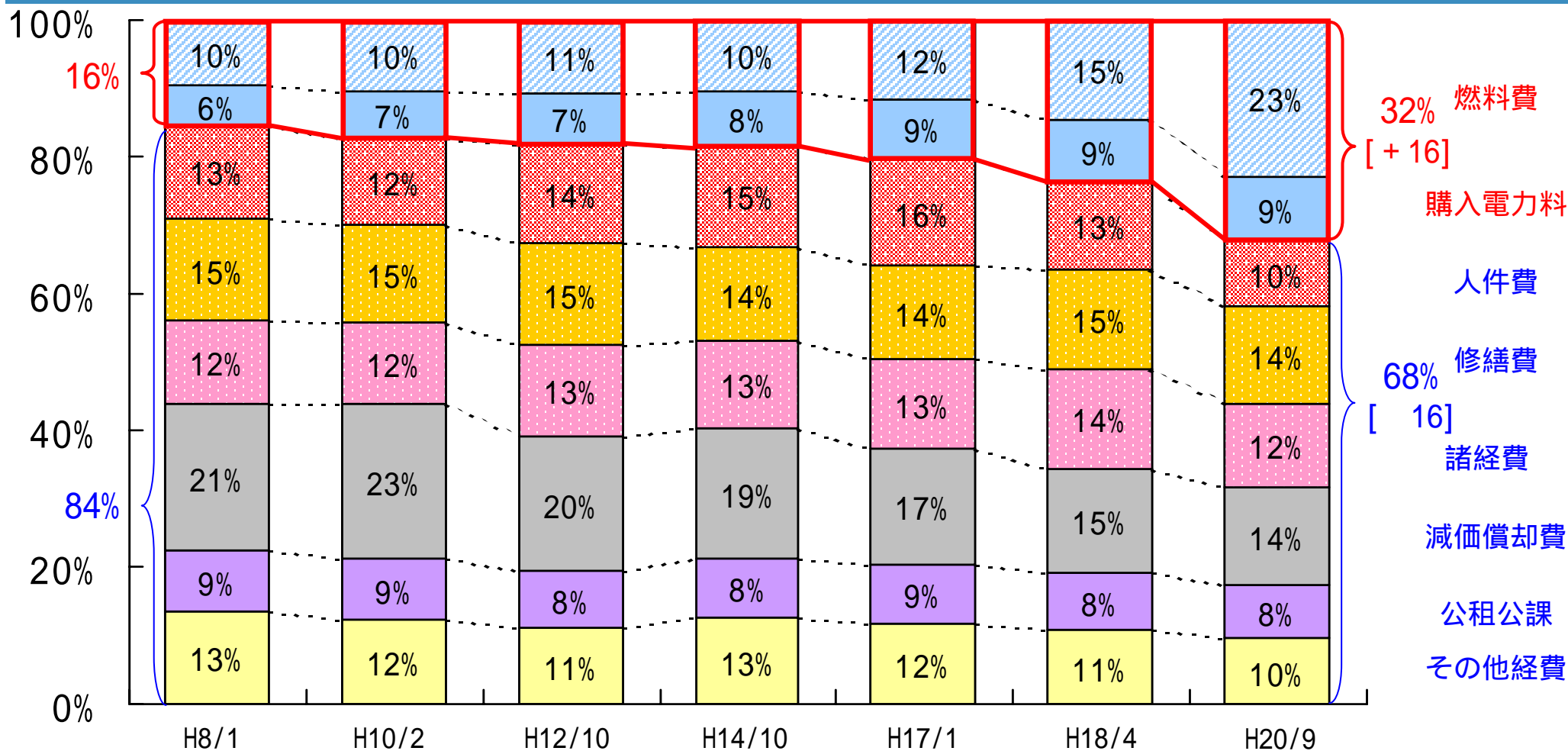
(注) H20/9の[]はH8/1との差

諸経費は、廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費の9費目の合計

電気料金合計で、H8年比 約4円/kWh (19.40 15.56円/kWh) 低減

- ・ 燃料費・購入電力料：燃料価格の高騰等により、+約2円/kWh上昇
- ・ それ以外の費用：経営効率化の推進により、約6円/kWh低減

5(3) 電気料金の値下げ 料金原価構成の推移 -



(注) H20/9の[]はH8/1との差

諸経費は、廃棄物処理費、消耗品費、補償費、賃借料、委託費、普及開発関係費、養成費、研究費、諸費の9費目の合計

料金原価に占める燃料費・購入電力料の割合は、H8年比+16ポイント(16% 32%)上昇

< 値上げの歴史 >

・昭和26年～昭和55年まで7回の値上げ

時期	S26.8	S27.5	S29.10	S36.3	S49.6	S51.6	S55.4
改定率	38.7	36.9	3.0	10.5	48.07	24.84	46.49

(%)

第一次
オイルショック

狂乱物価

第二次
オイルショック

< 値下げの歴史 >

・昭和63年～平成20年まで9回の値下げ(今日まで約30年間値上げなし)

(注) 平成8年から導入された燃料費調整による値上げは除く

・平成7年の電気事業法改正以降、7回の値下げ(30%程度)

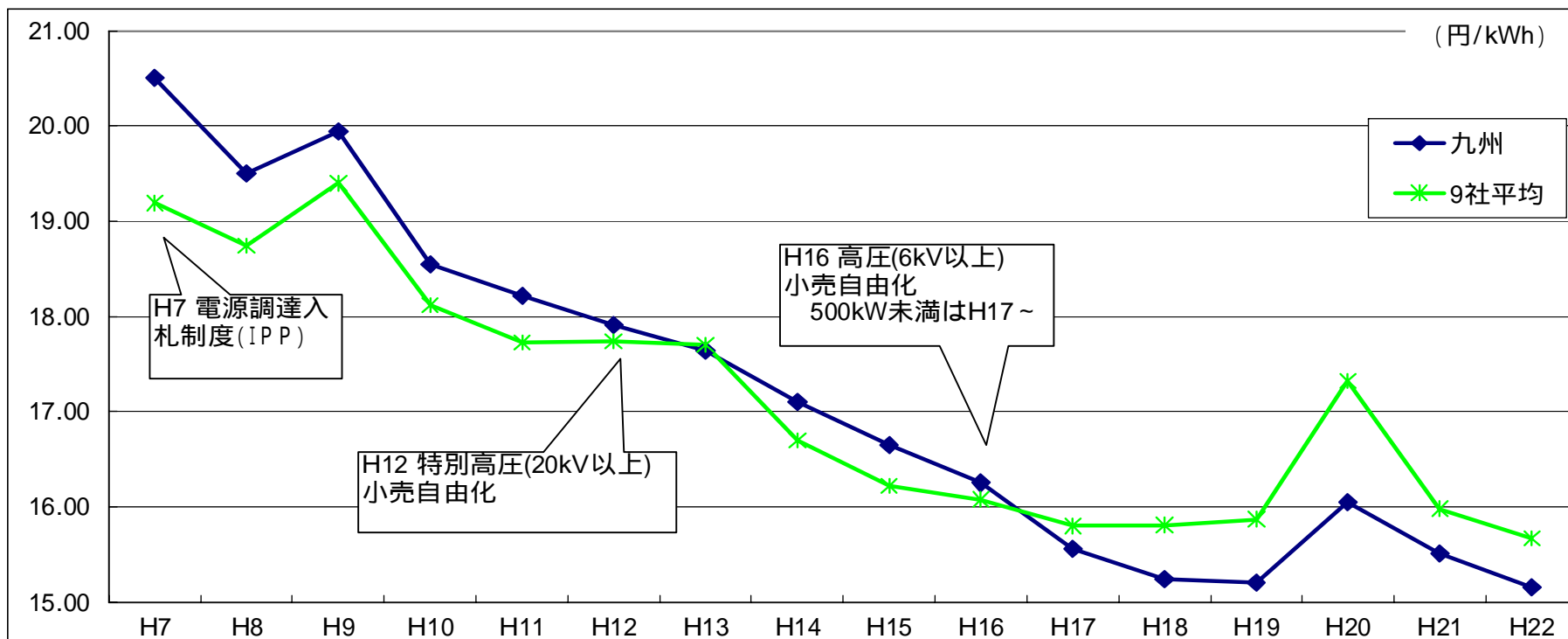
時期	S63.1	H1.4	H8.1	H10.2	H12.10	H14.10	H17.1	H18.4	H20.9
改定率	15.15	3.02	8.69	6.06	6.12	5.21	5.46	3.71	1.18

(%)

(注) 平成12年以降の
改定率は規制部門

計 30%程度

5 (4) 電気料金 (収入単価実績) の他電力比較

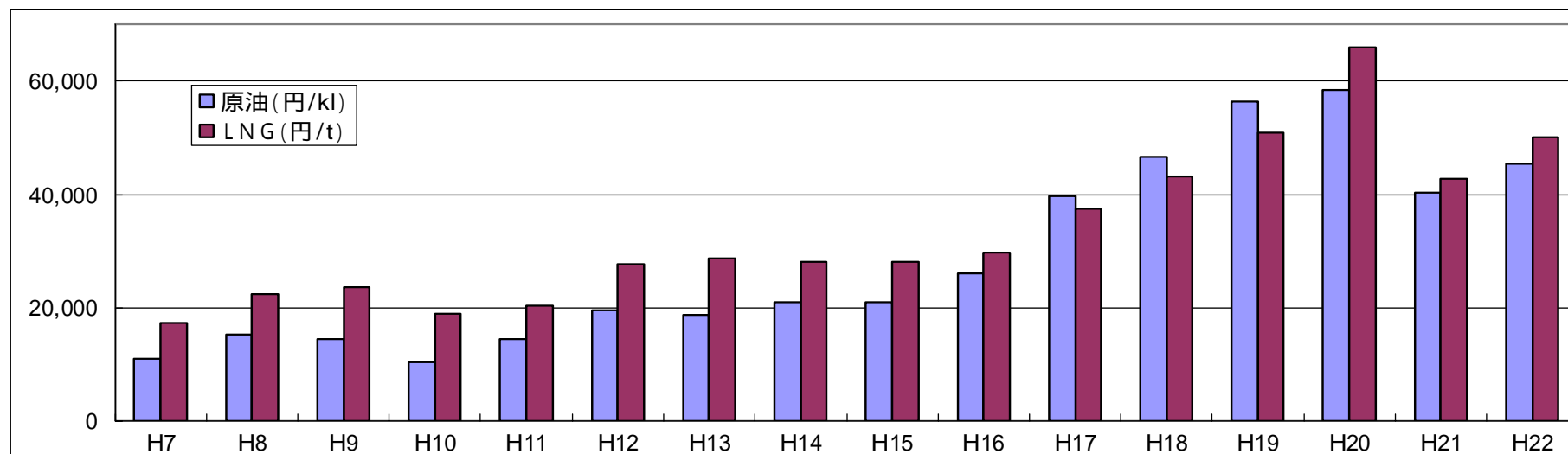


		H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22
収入単価 (円/kWh)	九州 (9社中順位)	20.50 (7)	19.50 (7)	19.94 (6)	18.55 (8)	18.21 (8)	17.91 (6)	17.64 (4)	17.10 (8)	16.65 (8)	16.25 (6)	15.56 (4)	15.24 (2)	15.21 (3)	16.05 (2)	15.51 (2)	15.16 (2)
	9社平均	19.19	18.74	19.40	18.12	17.73	17.74	17.70	16.70	16.22	16.08	15.80	15.81	15.87	17.32	15.98	15.67

出典：各社有価証券報告書（電灯電力料を販売電力量で除したもの。燃料費調整単価分を含む）

当社の電気料金は、以前は9社平均より高い水準であったが、現在は9社中2番目に安い水準

【輸入燃料価格の推移】



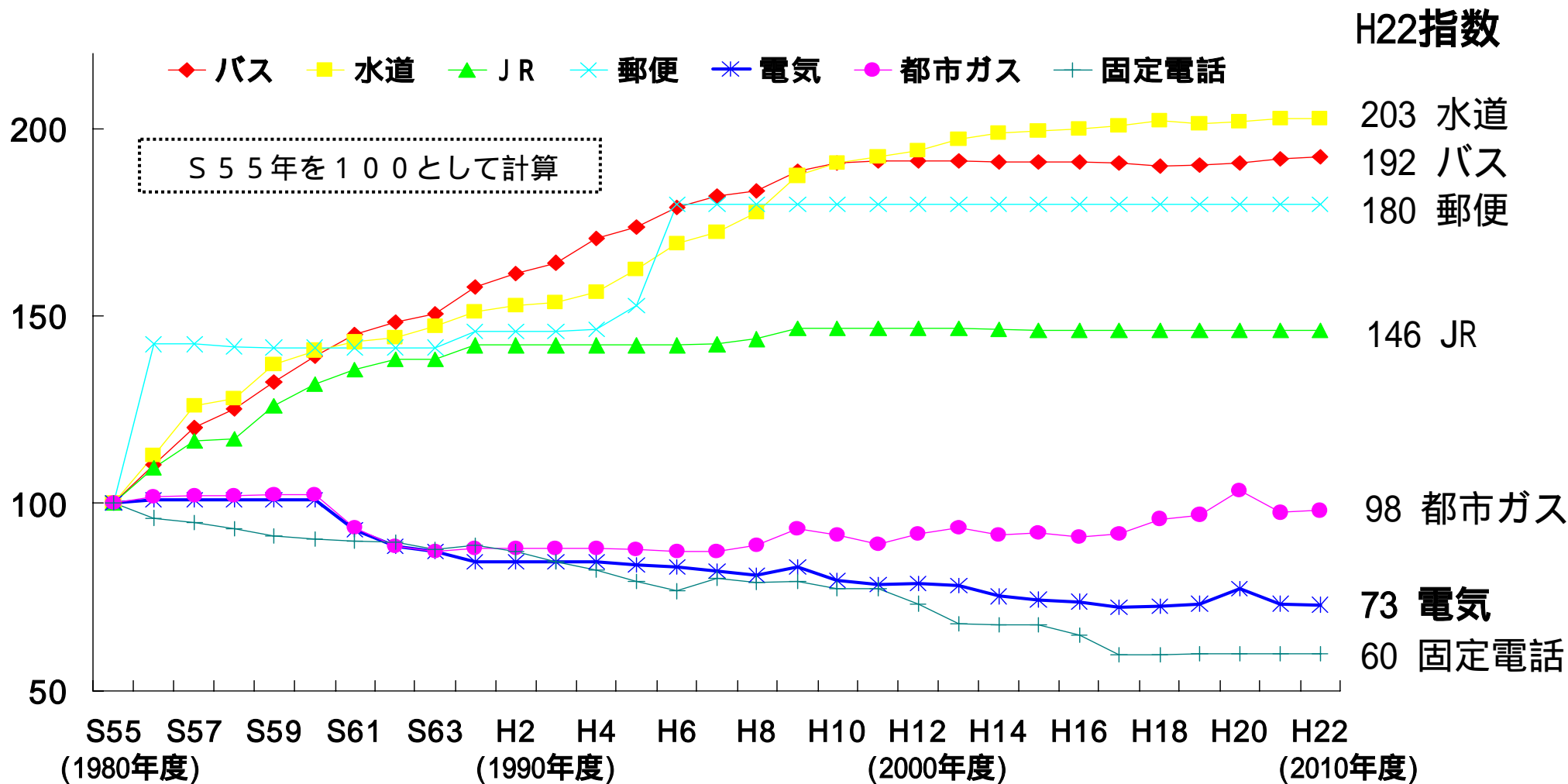
		H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22
燃料価格 (CIF)	原油 (円/kl)	11,057	15,298	14,504	10,315	14,516	19,617	18,645	21,034	20,955	26,158	39,736	46,659	56,335	58,541	40,373	45,372
	LNG (円/t)	17,235	22,355	23,545	18,907	20,306	27,655	28,600	28,091	28,024	29,746	37,401	43,120	50,873	66,017	42,693	50,114
為替レート (円/ドル)		96.23	112.46	122.52	128.55	110.31	109.95	124.35	121.98	113.21	107.26	113.19	116.82	113.77	102.82	92.49	86.09

出典：電気事業便覧

【燃料単価】

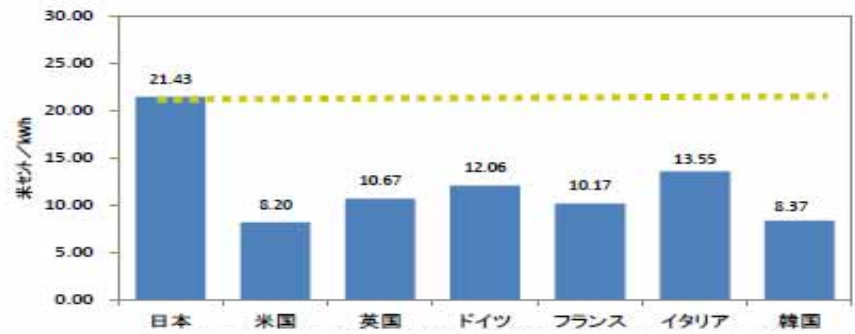
	LNG	石油	石炭	原子力
燃料単価	11円/kWh	17円/kWh	4円/kWh	1円/kWh

出典：第9回「需給検証委員会」(H24.10.24)資料より

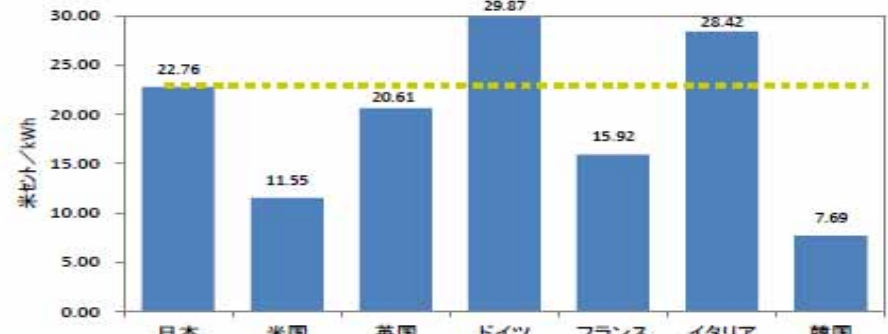


電気料金は、他の公共料金に比べて低廉化を実現

住宅用

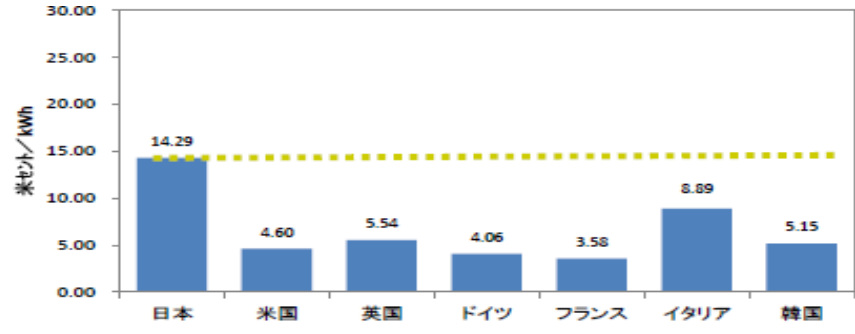


2000年

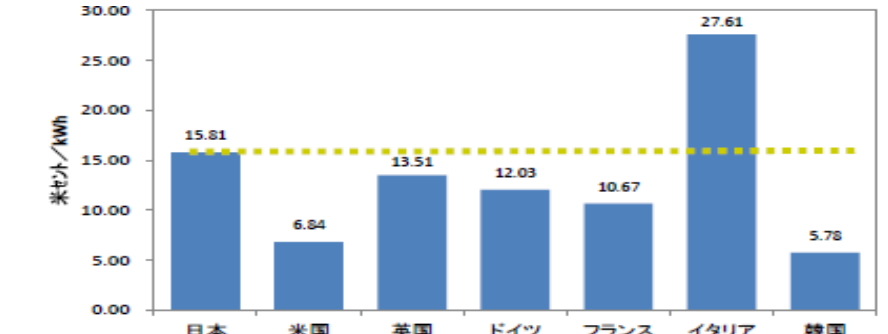


2009年

産業用



2000年



2009年

為替レート
(対米ドル)

円	ユーロ	ポンド	ウォン
107.8	1.085	0.661	1131

円	ユーロ	ポンド	ウォン
93.6	0.720	0.641	1275

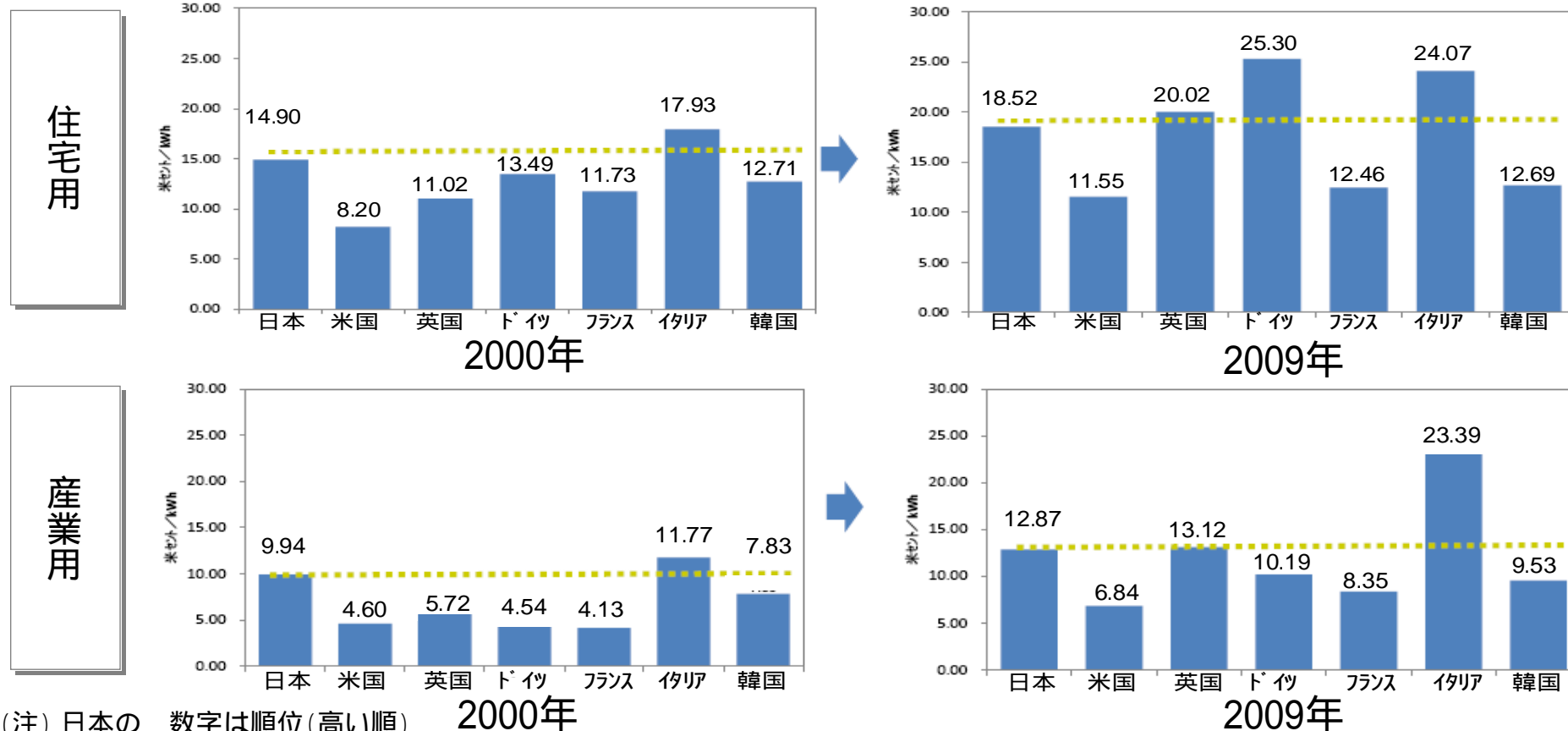
出典： OECD/IEA “ Energy prices and taxes ” 2010年版
(注) 日本の 数字は順位(高い順)

日本の電気料金を実績の為替レートで主要6カ国と比較すると、他国との差は縮小

- ・ 2000年：日本は、住宅用、産業用ともに一番割高
- ・ 2009年：日本は、住宅用が3番目、産業用が2番目

韓国は、韓国電力公社の資本の過半数を保有する国の意向で料金上昇を抑制

5 (6) 電気料金の各国比較 (購買力平価換算)



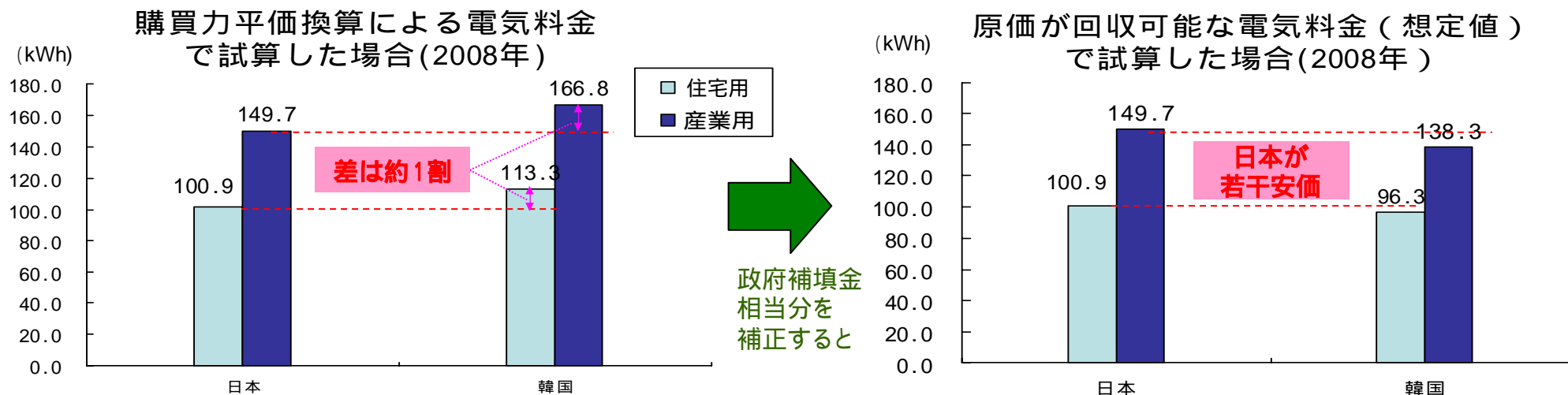
購買力平価換算 して比較すると、日本と他国との差は更に縮小

- ・ 2000年：日本は、住宅用・産業用ともに2番目に割高
- ・ 2009年：日本は、住宅用が4番目、産業用が3番目

購買力平価換算とは、日本の通貨と外国の通貨について、それぞれの通貨の購買力（購入できる商品やサービスの量）を等しくさせるレートのこと

例：ある商品を、日本で30,000円、米国で200ドルで購入した場合の購買力平価は、
 $30,000円 \div 200ドル = 150円/ドル$
 つまり、アメリカにおいて1ドルで購入できるものを日本で購入するといくらになるのかを指している

【雇用者1時間あたり賃金で購買可能な電力量】



出典: 資源エネルギー庁ウェブサイト、OECD「Fact book2010」

・購買力平価換算: 1円 = 6.57ウォン (2008年)

・上記データに基づき以下のとおり当社にて試算

* 「1時間あたり賃金」は、雇用者1人あたり平均賃金 / 平均労働時間から当社が試算

* 「原価が回収可能な電気料金」は、韓国において100%費用を回収できる水準を想定し当社が試算

- 韓国電力の2008年営業収支比率(営業収益 / 営業費用)は89.6%。(同年に政府が6680億ウォン(467.6億円)補填)

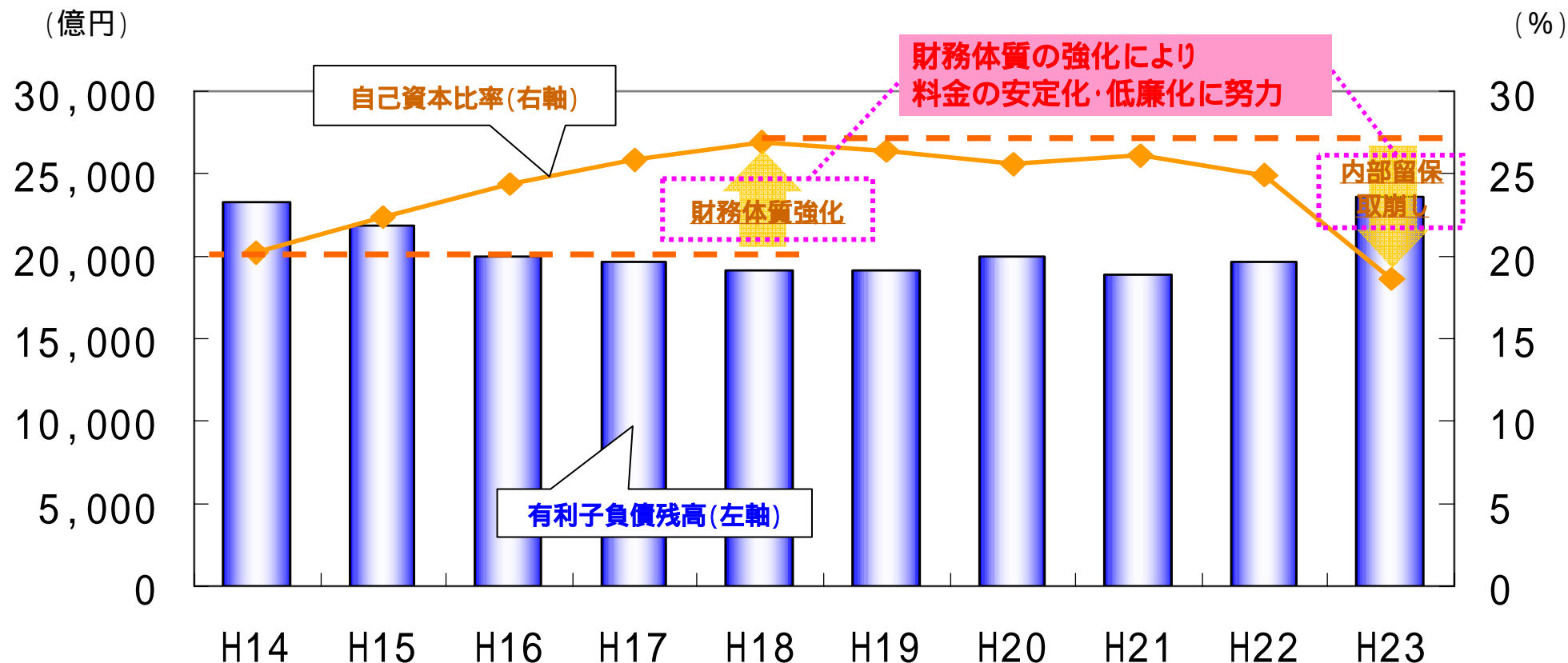
- 現状の韓国の電気料金は「原価が回収可能な電気料金」の89.6%の水準しかないと仮定して試算

韓国の電気料金単価は、購買力平価換算値では日本より約3割安価だが、「1時間あたりの賃金で購入可能な電力量」で見ると、差は約1割に縮小

また、韓国の電気料金は国の補填によって、供給原価よりも1割程度安く抑えられているため、補填金相当分料金を高くして試算すると、日本の方が若干安価

IEA(国際エネルギー機関)は、韓国の電気料金水準の政策的な抑制に対し指摘及び改善勧告

< 当社の有利子負債残高と自己資本比率の推移 >

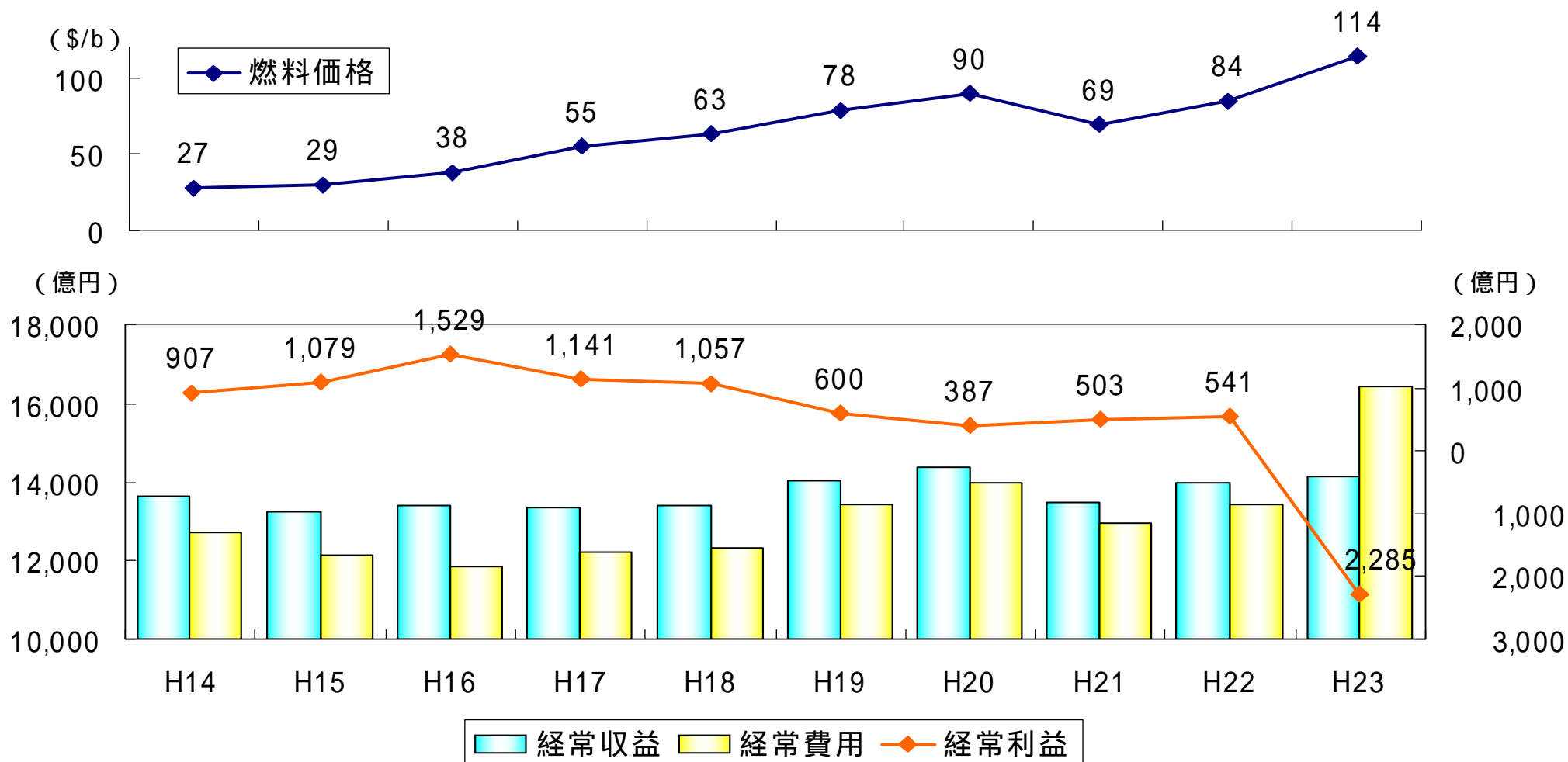


電気料金の中長期的な安定化・低廉化に努力

- ・ 経営効率化成果の一部を内部留保することで財務体質を強化し、資金調達コストを抑制
- ・ 収支悪化時は、内部留保を取り崩すことで対応

5 (8) 過去10年間の収支状況

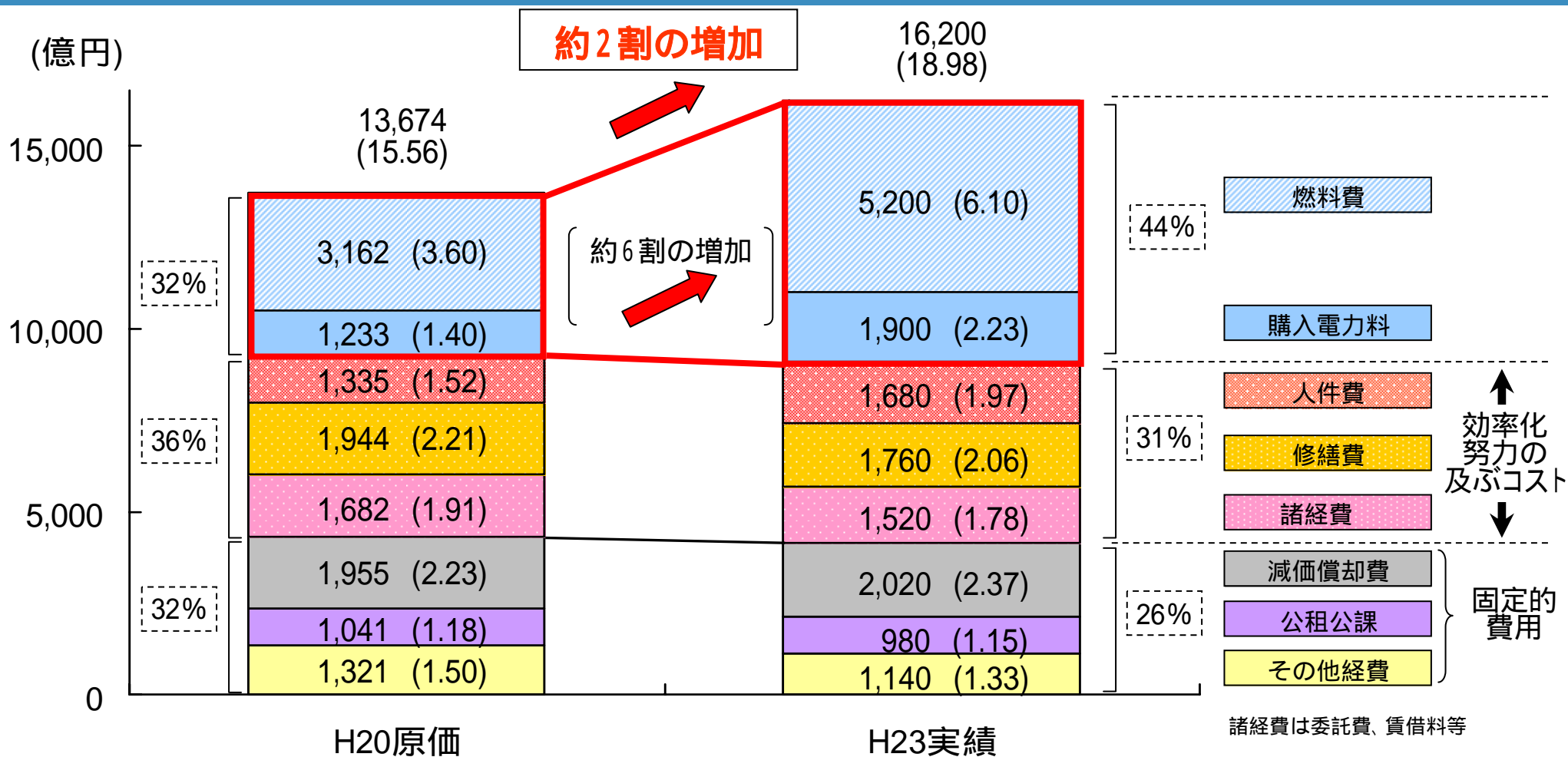
(燃料価格は、全日本原油通関C I F 価格(\$/b))



(注) 左軸：経常収益及び経常費用、右軸：経常利益

平成23年度決算は、原子力発電所の運転再開延期の影響などにより、火力燃料費が増加したことなどから、2,285億円の経常赤字

5 (9) 現在 (H23実績) の原価構造



(注)1 ()はkWhあたり単価、[]は構成比 2 四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある

現在 (H23実績) の原価構造は、原子力発電所の運転再開延期に伴い、現行料金の前提となっている原価 (H20年度) と比較して、約 2 割増加

- ・ 燃料費・購入電力料 : 約 6 割増加
- ・ それ以外の費用 : ほぼ横ばい

- 平成24年度は「緊急経営対策」として、昨年計画から1,200億円規模の削減を実施中。

< 緊急経営対策の概要 >

項目		主な内容と削減額
費用	修繕費	・安全・法令遵守に関するもの及び安定供給に直ちに影響を及ぼすもの以外についてリスク評価の上、削減・繰延べ (350億円)
	諸経費他	・業務委託費、研究費、電化営業関係費、広告宣伝費、研修費、寄付・諸団体会費などの諸経費の削減 ・役員報酬の削減、福利厚生の見直し、時間外労働の削減などの人的経費の削減 ・輸送費低減、海外重油の受入拡大、低品位炭導入などの燃料費低減、及び他社からの購入電力料低減 (200億円)
	費用計	550億円
投資	設備投資他	・安全・法令遵守に関するもの及び安定供給に直ちに影響を及ぼすもの以外についてリスク評価の上、削減・繰延べ ・その他投資は、燃料の上流権益投資など供給力確保に関するもの以外は繰延べ
	投資計	650億円
削減額計		1,200億円規模

- 当社が発電用燃料として使用するLNG・石炭・石油等は、長期契約や短期契約（スポット契約含む）により国内外の売主から直接調達。
- 調達は、市場価格等を参考にした売主との交渉や入札等により実施。
- 調達価格は市場動向から大きく乖離した（大幅に安い）水準とすることは困難。
- こうした中、エネルギー需給、市場価格、当社の需要等の動向を見極め、契約条件・調達時期等について詳細な検討を行いながら、有利購買を図っている。
また、長期に亘る安定的かつ経済的調達のため上流権益の取得についても取り組んでいる。
- 将来的には、燃料費低減に繋がる可能性のあるシェールガス等非在来型ガスの導入や共同調達等について検討を行う。
- なお、平成24年度においては、
 - ・ 自社船等の最大限活用による輸送費低減
 - ・ 価格決定方式の多様化
 - ・ 受入品位の緩和による低価格燃料の導入 等を実施中。

(参考8) 原子力発電所が停止し続けた場合の電力9社の財務状況 < 政府試算 >

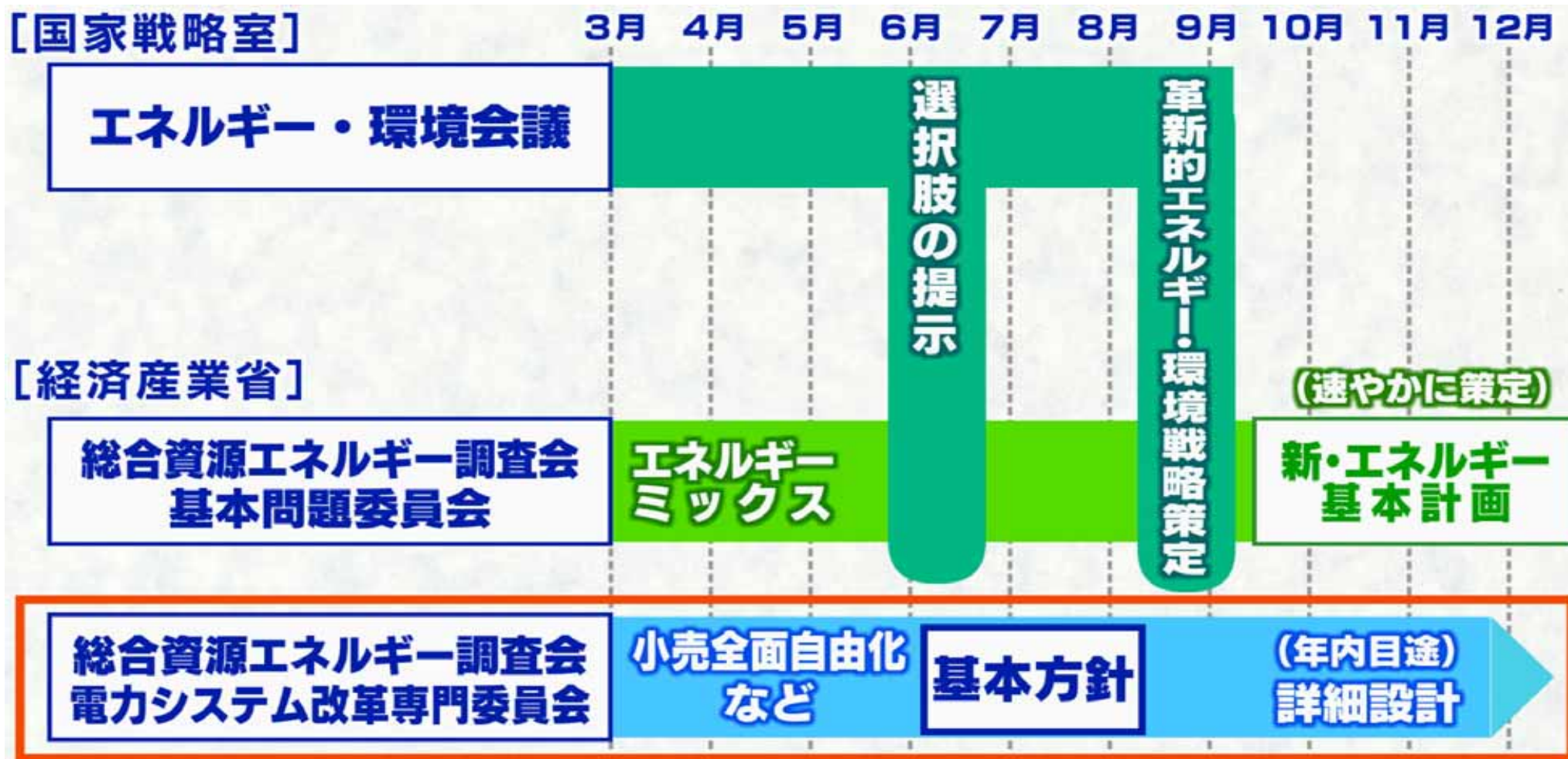
(単位: 億円)

	追加コスト(試算)		23年度末		24年度(試算)			
	23年度 (A)	24年度 (B)	経常損益 (C)	純資産額 (D)	純損失額 (E) C - (B - A)	純資産額 (F) D - E	23年度末 繰延税金資産	純損失額(試算)の売上高に 対する割合
北海道	500	1,500	146	2,746	1,146	1,600	0	18.6%
東北	2,600	2,500	1,842	4,769	1,742	3,027	2,131	11.8%
東京	8,800	10,300	4,083	5,274	1,550	13,724	0	3.0%
中部	2,500	2,200	774	13,220	650	12,570	2,173	2.8%
北陸	800	1,100	22	3,145	322	2,823	418	6.7%
関西	4,200	7,000	3,020	11,567	5,820	5,747	3,722	23.3%
中国	0	800	203	5,055	597	4,458	699	5.4%
四国	700	2,000	85	2,768	1,385	1,383	319	25.6%
九州	2,500	4,700	2,285	7,573	4,485	3,088	1,862	31.9%
9社計	22,600	32,100	12,054	56,117	17,697	48,420	11,324	

出典：第9回「需給検証委員会」(H24.10.24)資料

セクション 6

エネルギー政策・電気事業制度



(注) 政府資料・新聞情報等をもとに作成

「革新的エネルギー・環境戦略」の概要

(出所) 国家戦略室ホームページ

1. 原発に依存しない社会の一日も早い実現

(1) 原発に依存しない社会の実現に向けた3つの原則

- 3原則
 - ・40年運転制限を厳格に適用
 - ・規制委員会の安全確認を得たもののみ、再稼動
 - ・原発の新設・増設は行わない
- 2030年代に原発稼働ゼロを可能とするよう、グリーンエネルギーを中心にあらゆる政策資源を投入。その第一歩として、政府は本年末までに「グリーン政策大綱」をまとめる。

(2) 原発に依存しない社会に向けた5つの政策

- 核燃料サイクル政策
 - ・国際的責務を果たしつつ再処理事業に取り組む
 - ・関係自治体や国際社会とコミュニケーションを図りつつ、責任を持って議論
- 直接処分に関する研究に着手
 - ・もんじゅは、高速増殖炉開発の取りまとめ、廃棄物の減容等を目指した研究を行うこととし、このための年限を区切った研究計画を策定、実行し、成果を確認の上、研究を終了
 - ・廃棄物の減容・有害度低減等を目的とした処理技術、専焼炉等を研究開発
 - ・バックエンド事業は国も責任を持つ
 - ・国が関連自治体や電力消費地域と協議する場を設置し、使用済核燃料の直接処分のあり方、中間貯蔵の体制・手段の問題、最終処分場の確保に向けた取組など、結論を見出す作業に直ちに着手
- 人材や技術の維持・強化
 - ・人材や技術の維持・強化策(本年末まで)
- 国際社会との連携
- 立地地域対策の強化
- 原子力事業体制と原子力損害賠償制度

(3) 原発に依存しない社会への道筋の検証

- 原発に依存しない社会への道筋について、いかなる変化が生じても柔軟に対応できるよう、検証を行い、不断に見直し
- 《検証のポイント》
 - ・グリーンエネルギー拡大の状況
 - ・国際的なエネルギー情勢
 - ・使用済核燃料の処理に関する自治体の理解と協力の状況
 - ・国民生活・経済活動に与える影響
 - ・原子力や原子力行政に対する国民の信頼の度合い
 - ・国際社会との関係

(つづき)

2. グリーンエネルギー革命の実現

○「グリーン政策大綱」(本年末目途)

- ・ 節電: 2030年までに1,100億kWh以上の削減
- ・ 省エネ: 2030年までに7,200万kl以上の削減
- ・ 再生可能エネルギー:
2030年までに3,000億kWh(3倍)以上開発

(数値はいずれも2010年比)

3. エネルギー安定供給の確保のために

- 火力発電の高度利用
- コジェネなど熱の高度利用
 - ・ コジェネ: 2030年までに1,500億kWh(5倍)導入
- 次世代エネルギー関連技術
- 安定的かつ安価な化石燃料等の確保及び供給

(数値は2010年比)

4. 電力システム改革の断行 (「電力システム改革戦略(仮称)」(本年末目途))

5. 地球温暖化対策の着実な実施 (2013年以降の「地球温暖化対策の計画」(本年末まで))

- 十分に透明性を確保したプロセスで丁寧に情報開示し、**検証を行い、不断に見直し**

政府の閣議決定

- 9月19日、政府は今後のエネルギー・環境政策について、以下方針を閣議決定

今後のエネルギー・環境政策については、「革新的エネルギー・環境戦略」(平成24年9月14日エネルギー・環境会議決定)を踏まえて、関係自治体や国際社会等と責任ある議論を行い、国民の理解を得つつ、柔軟性を持って不断の検証と見直しを行いながら遂行する。

- 7月23日、「電力システム改革専門委員会」において、「電力システム改革の基本方針」をとりまとめ

<改革の必要性>

- 垂直一貫体制による良質で安定的な電力供給は国家競争力の基盤を創ってきたものの、東日本大震災以降以下の課題が明らかに

原子力発電への信頼が低下
中長期の「エネルギーミックス(省エネ・再エネの加速化)」等を抜本的に見直し

原子力等の大規模電源の限界とリスクが露呈
地域割りの垂直一貫体制が国民利益に寄与するシステムか疑問

原子力依存度の低減等によりエネルギーコストは増大傾向

<改革の方向性>

3つの改革

1. 全ての国民に電力選択の自由を確保する

2. 全ての国民が電力を自由に創造する

3. 全ての電力を広域中立に国民に届ける



国民に開かれた
電力システム

競争と選択による
全国大での需給安定

今日までのシステムと技術の蓄積を活かす

<改革の内容>

1 需要サイド(小売分野)の改革

- 小売全面自由化
- 自由化に伴う需要家保護策の整備
 - ・ 最終保障サービスの措置
 - ・ ユニバーサルサービスの措置

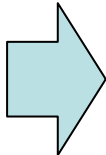
2 供給サイド(発電分野)の改革

- 卸電力市場の活性化

3 送配電分野の改革(中立性・公平性の徹底)

- 「広域系統運用機関」の創設
- 機能分離型、法的分離型による中立性の確保
(今後、技術的論点等を精査しながら、詳細設計)

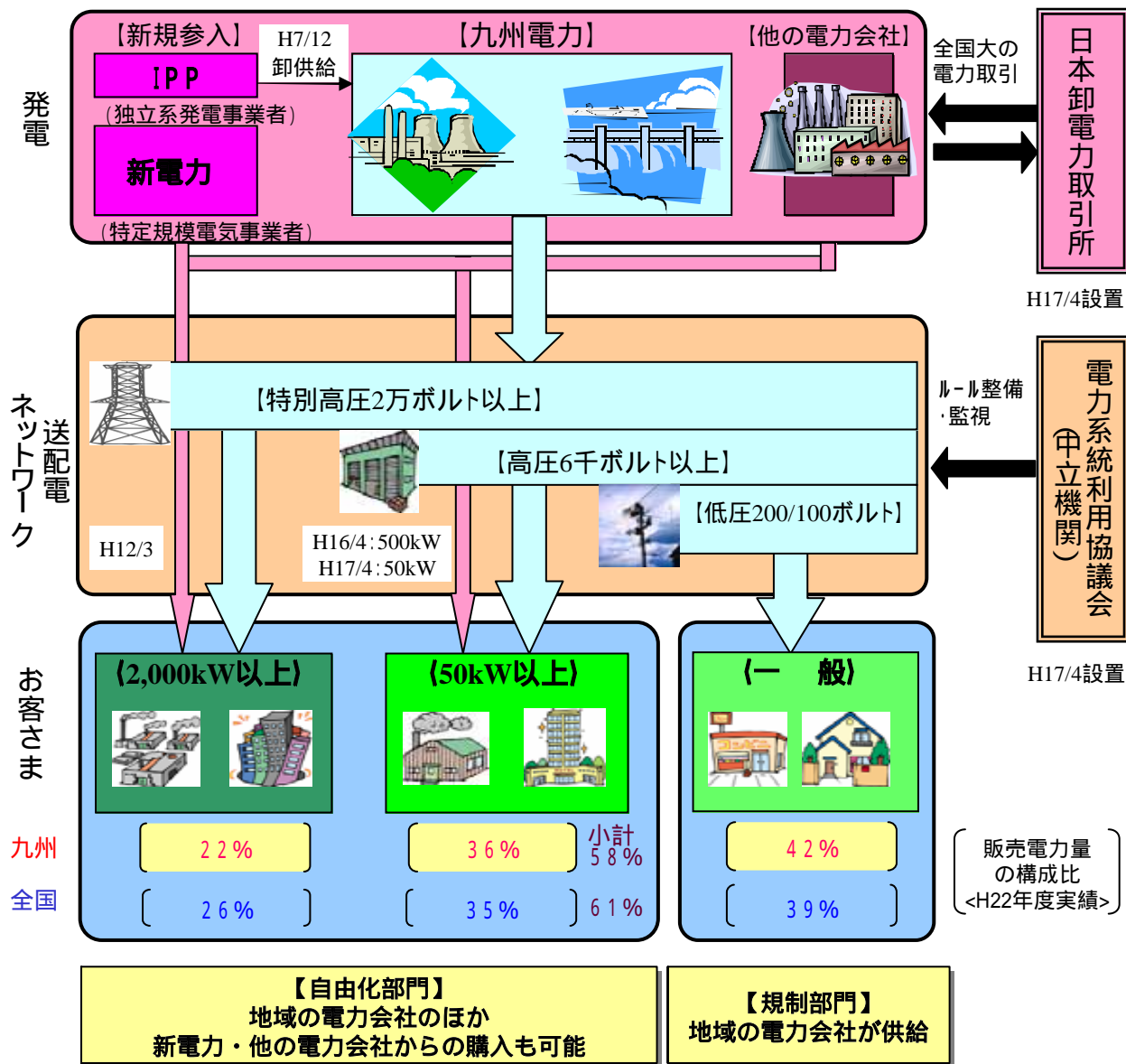
<わが国固有の事情を踏まえたこれまでの電気事業制度改革>

	制度改革の概要
平成7年	・ 発電部門の自由化（発電部門に新規参入が可能）
平成12年	・ 小売部門の部分自由化（自由化範囲：特別高圧のお客さま）
平成17年	・ 小売部門の部分自由化拡大（自由化範囲：高圧以上のお客さま） ・ 卸電力取引市場の創設 ・ 送配電部門の情報遮断・会計分離・ネットワーク利用の公平性確保  発送電一貫体制を維持しつつ、公平・透明な競争環境を確保した「日本型自由化モデル」を選択
平成20年	・ 卸電力取引市場の活性化

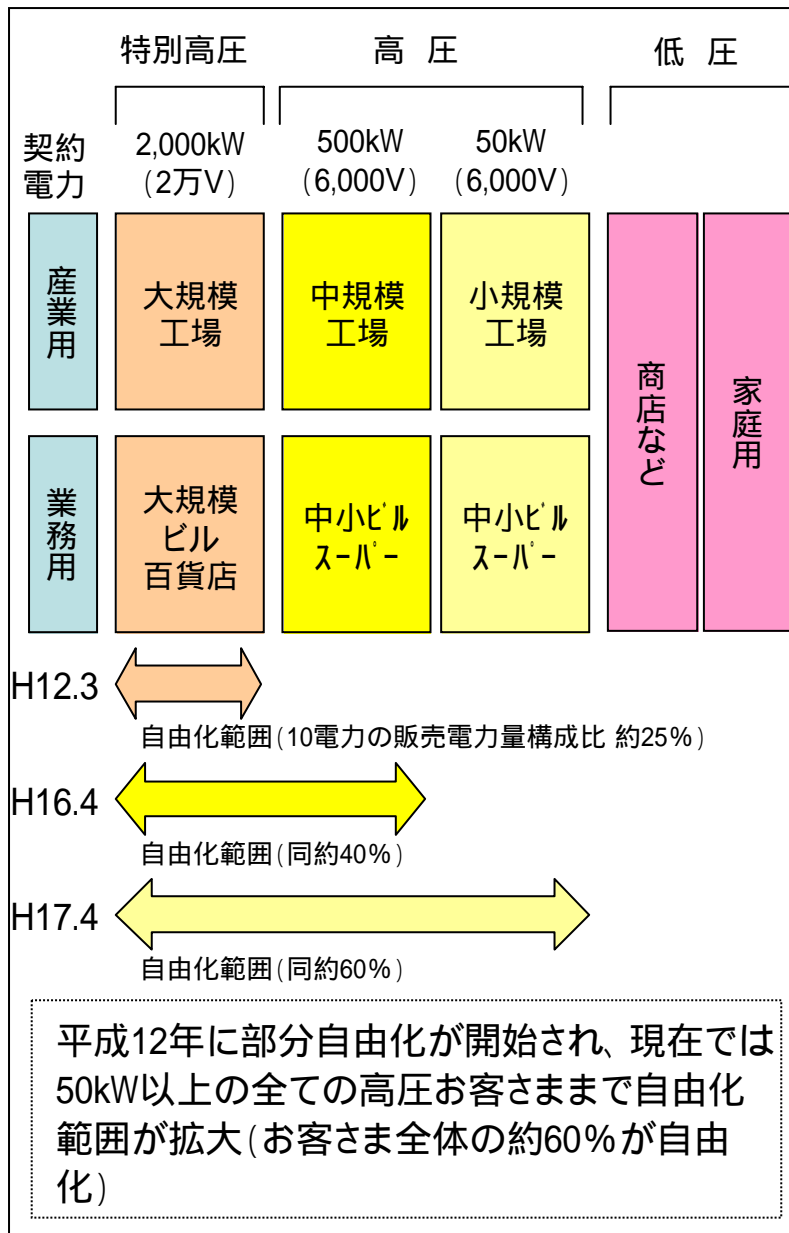
<わが国固有の実情>

- ・ エネルギー自給率が4%と極めて低い
- ・ 島国で他国と送電線の連系ができず、電気の輸入が不可能
- ・ 国土が狭く、用地事情が厳しいため、発送電設備の建設に長期を要する
- ・ 諸外国に比べ、需要の変動が大きい（例：冷房需要による夏期平日朝の電気使用量の急増）

< 現在の電気事業制度 >



< 小売部門の自由化の進展 >



< 制度改革で期待されるメリット >

- お客さまの選択肢拡大
- ネットワーク利用の透明性向上
- 料金低減・サービス向上
- 再生可能エネルギー等の新規参入拡大 など

< 制度改革の課題 >

- 国民の暮らしに欠かせない公共財として、電力供給の最終的な責任を誰が担うか

「小売部門の全面自由化」における課題

- ・ 事業者破綻時等における電力供給者の確保
- ・ 僻地・離島お客さまに対するユニバーサルサービス（価格等の供給条件の公平性）の確保など

「発送電分離」における課題

- ・ 発電設備や送電設備などの一体的な整備・運用
- ・ 事故災害時における早期復旧に向けた情報連携 など

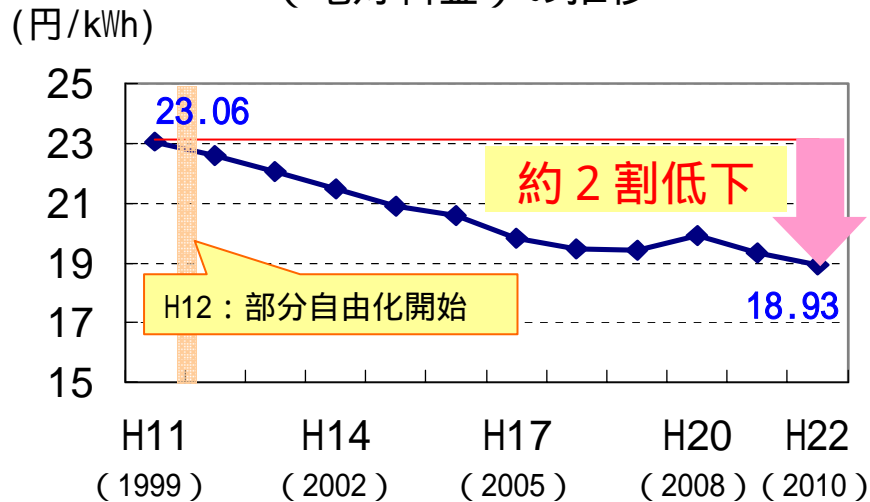
< 現行制度における取組み >

料金メニューの多様化(選択約款の導入)

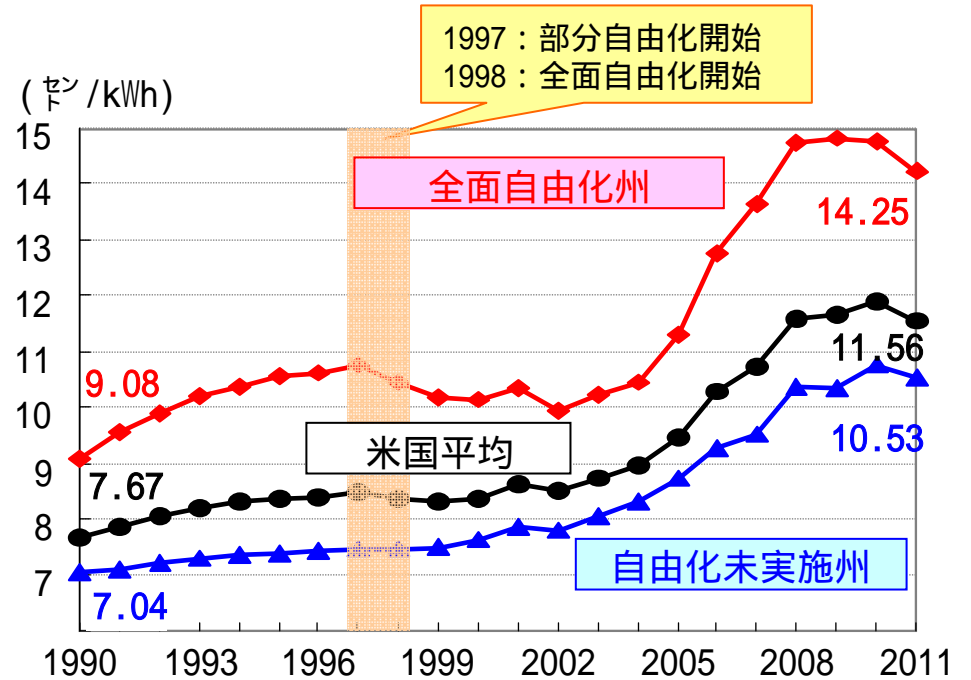
季時別電灯 (電化de付)	高負荷率型電灯
時間帯別電灯(よかけ付10)	深夜電力
⋮	等

経営効率化による料金低減

当社の家庭用小売料金
(電灯料金)の推移



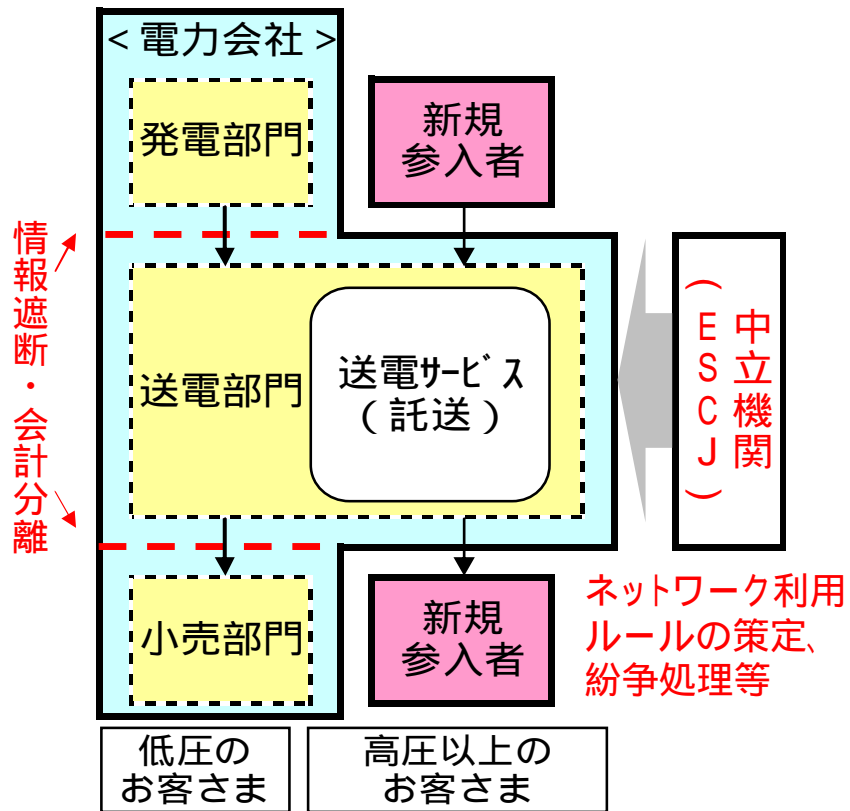
< 米国の家庭用小売料金の推移 >



出所: 米国エネルギー省エネルギー情報局(EIA)資料に基づき作成

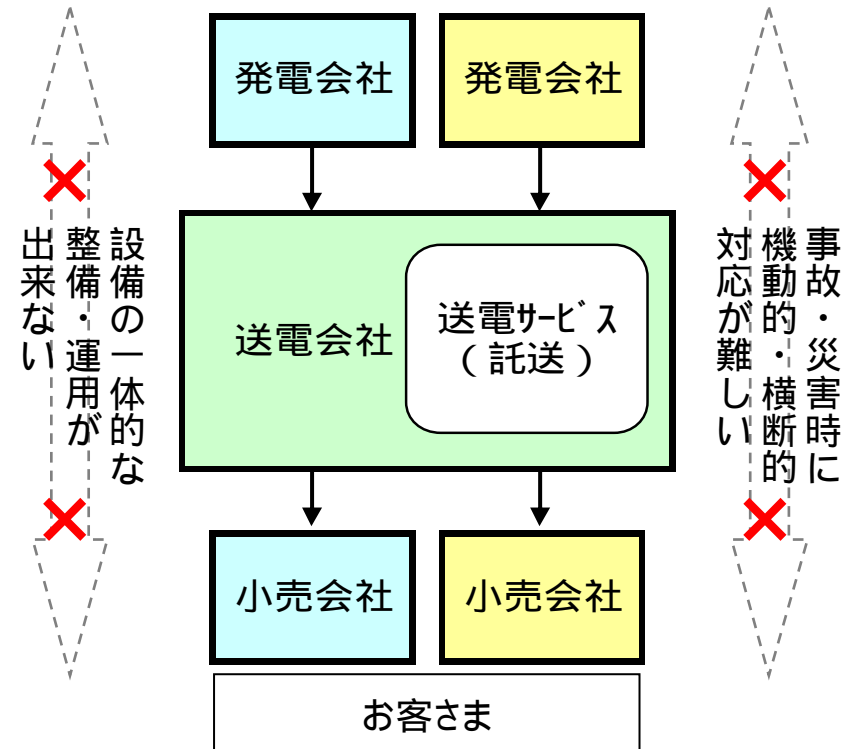
自由化が必ずしも電気料金の低減や州間の料金格差縮小につながっていない

< 現行制度における取組み >



送電部門の情報遮断や会計分離等により、ネットワーク利用の透明性・公平性を確保

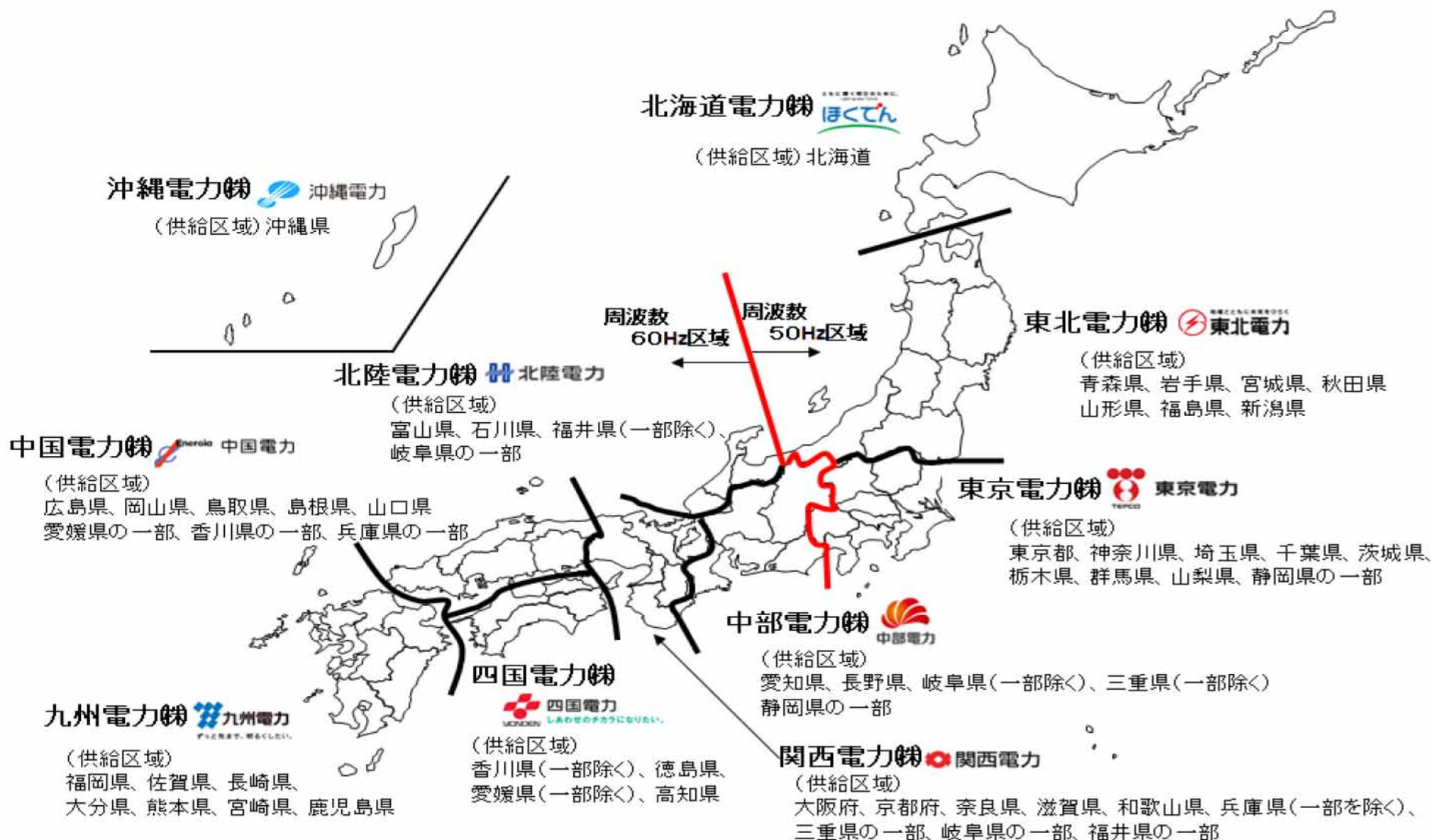
< 発送電分離後の体制 >



設備投資や系統運用を統合的、効率的に行うことが困難

	会計分離 【日本の現行体制】	機能分離	法的分離	所有分離
イメージ図				
概要	<ul style="list-style-type: none"> 送配電部門とそれ以外を区分して会計整理 日本では、会計分離に加え、情報遮断等の行為規制や送配電利用ルールの策定等を行う中立機関の設置により中立性等を確保 	<ul style="list-style-type: none"> ISO などの中立組織が系統運用を実施 ISOが送電線整備計画の策定等を行う場合もあり <p>Independent System Operator (独立系統運用機関)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 送配電部門を別会社化して分離(持株会社方式による子会社化でも可) さらに、発電部門と小売部門を分離する場合もあり 	<ul style="list-style-type: none"> 送配電会社と発電・小売会社を資本関係のない別会社に分離 さらに、発電会社と小売会社を別会社化する場合もあり
海外例	-	<ul style="list-style-type: none"> 米国の主要州 (北東部、カリフォルニア等) 	<ul style="list-style-type: none"> フランス ドイツ 	<ul style="list-style-type: none"> イギリス ドイツ

ドイツでは、事業者によって形態が異なり、法的分離と所有分離が混在



【地域独占・料金規制の撤廃】

一般電気事業者 (当社)

全国 (他事業者を含む)

小売部門

他電力

新電力 (PPS)

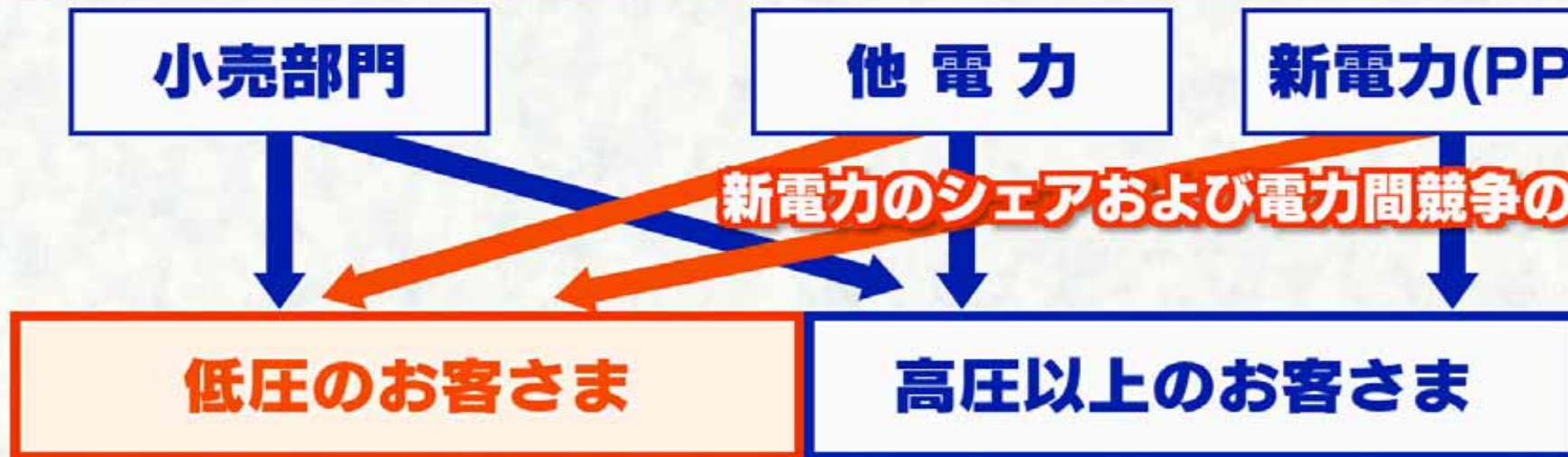
新電力のシェアおよび電力間競争の拡大

低圧のお客さま

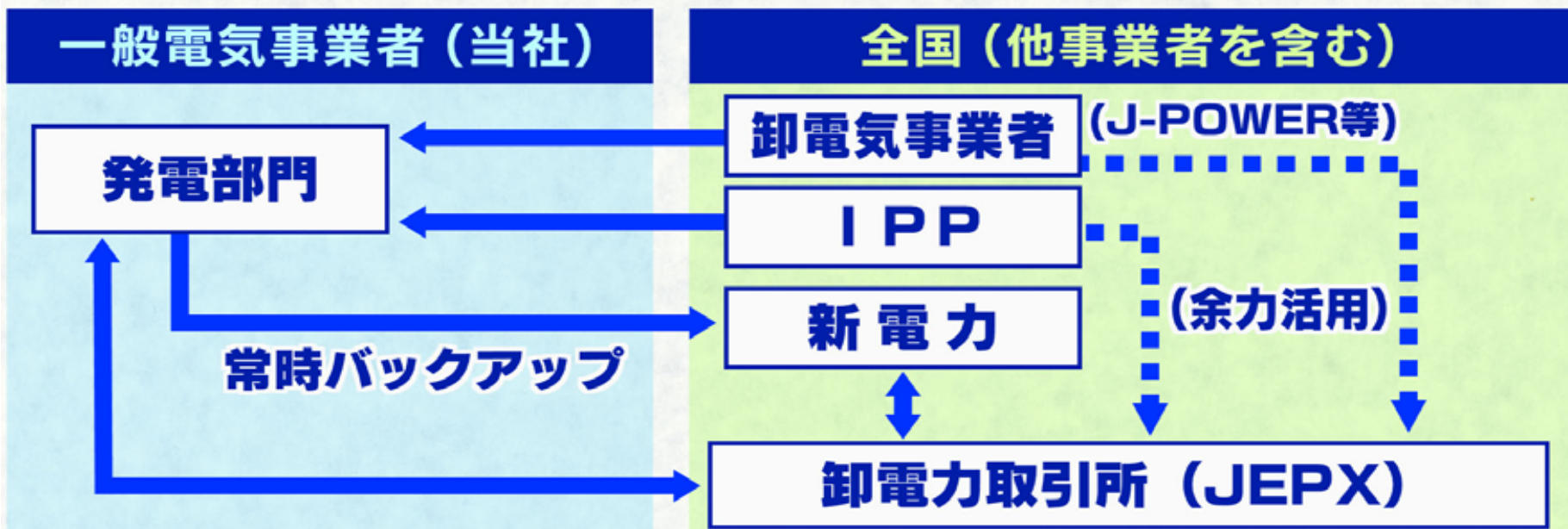
高圧以上のお客さま

自由化対象範囲の拡大
< 全面自由化 >

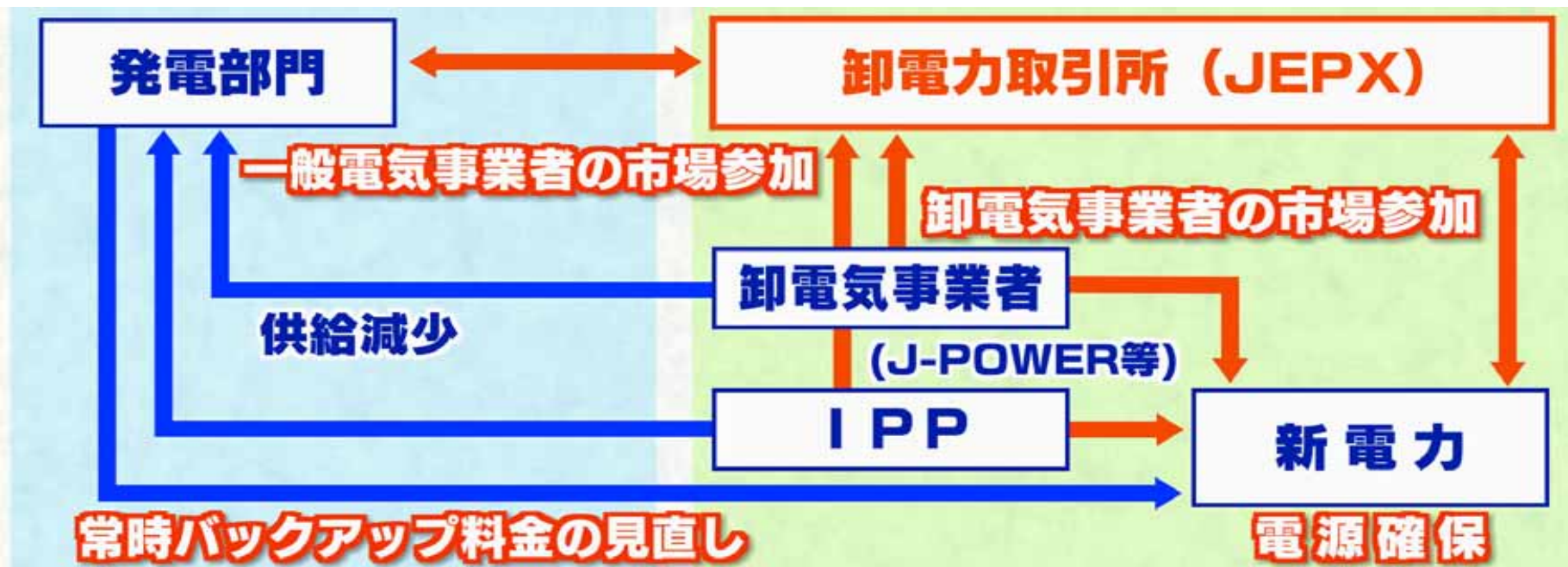
自由化対象

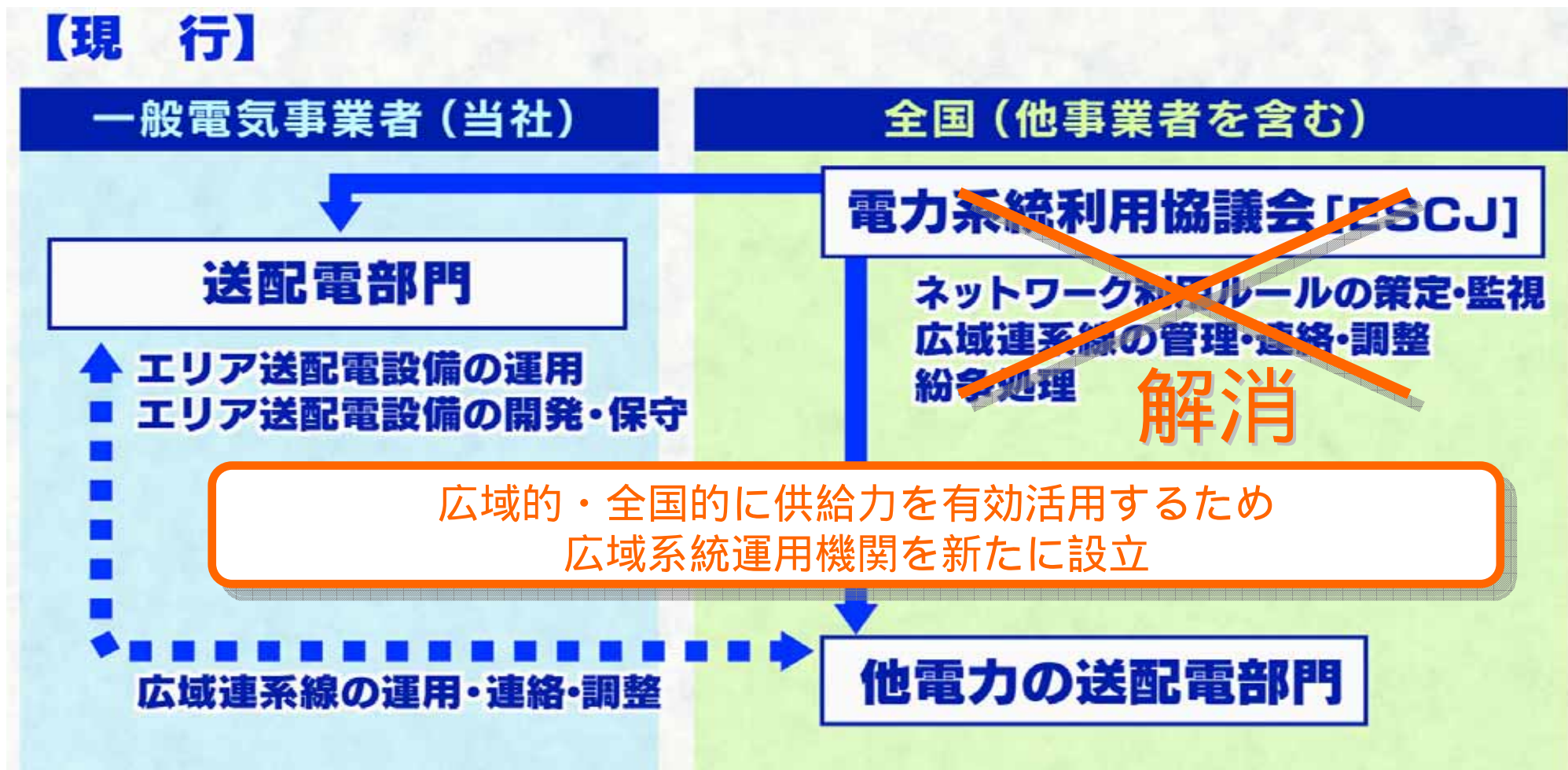


【現行】



【卸電力市場の活性化】

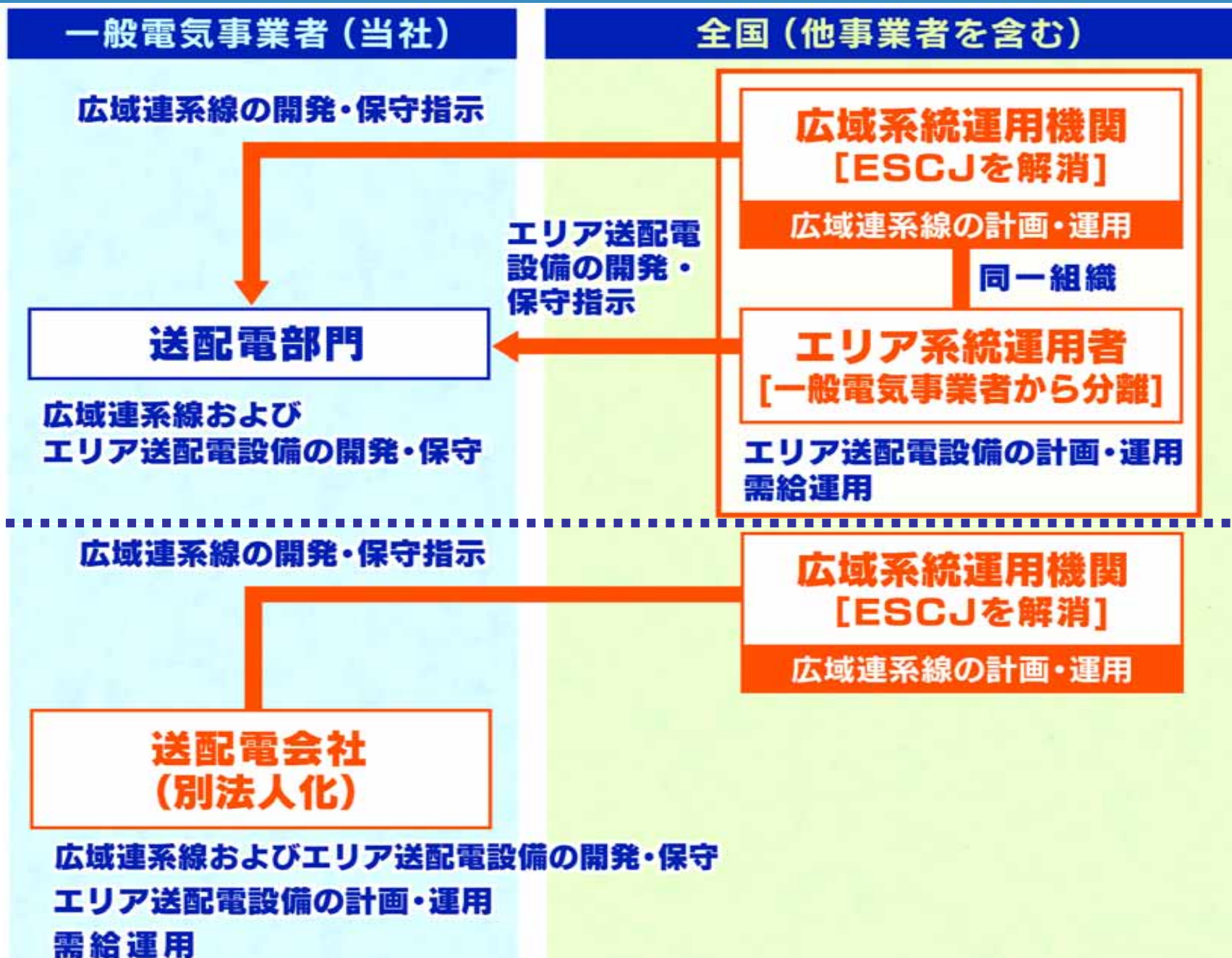




【広域化・中立化】

機能分離

法的分離



< お問い合わせ先 >

九州電力株式会社

経営企画本部 IRグループ

電 話 (092)726-1575

F A X (092)733-1435

URL: http://www.kyuden.co.jp/ir_index