

2014年度第2四半期 決算説明会資料

2014年 11月



目次

I 2015年3月期 第2四半期決算概要

決算概要①	1
決算概要②	2
販売電力量	3
発電電力量	4
個別収支比較表①	5
個別収支比較表②	6
個別収支比較表③	7
連結収支比較表	8
セグメント情報	9
連結財政状態の概要	10
連結キャッシュ・フロー比較表	11
2014年度 業績見通しの概要	12
2014年度 個別業績見通し（対 前期）	13
株主還元方針	14

II 経営状況

東京電力との包括的アライアンス①： 参画意義および基本合意の概要	15
東京電力との包括的アライアンス②： 協議対象範囲と効果	16
浜岡原子力発電所における安全対策： 安全性向上対策の工事内容の一部見直し	17
需給①：今夏の電力需給実績	18
需給②：今冬の電力需給見通し	19
燃料調達見通し	20
資金調達実績および調達計画について	21

III 参考データ	22~59
-----------	-------	-------

I 2015年3月 第2四半期決算概要

(注1) 資料内の「年度」表記は4月から翌年3月までの期間を指します。

(例：2015年3月期は「2014年度」と表記)

資料内の「2Q」表記は4月から9月までの期間を指します。

(注2) 2015年8月26日に、スライド4「発電電力量」の揚水用について、増減率を修正しております。

修正前：△30.1

修正後：△30.5

決算概要①

■ 連結

- ・売上高は、2010年度第2四半期以降 5年連続の増収
- ・2010年度第2四半期以来 4年ぶりの経常利益および四半期純利益

(億円, %)

	2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	15,260	13,674	1,586	11.6
営業損益	695	△ 119	815	-
経常損益	384	△ 270	655	-
四半期純損益	461	△ 167	629	-

■ 個別

(億円, %)

	2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	14,378	12,826	1,551	12.1
営業損益	638	△ 192	831	-
経常損益	307	△ 320	628	-
四半期純損益	406	△ 180	587	-

■ 主要諸元

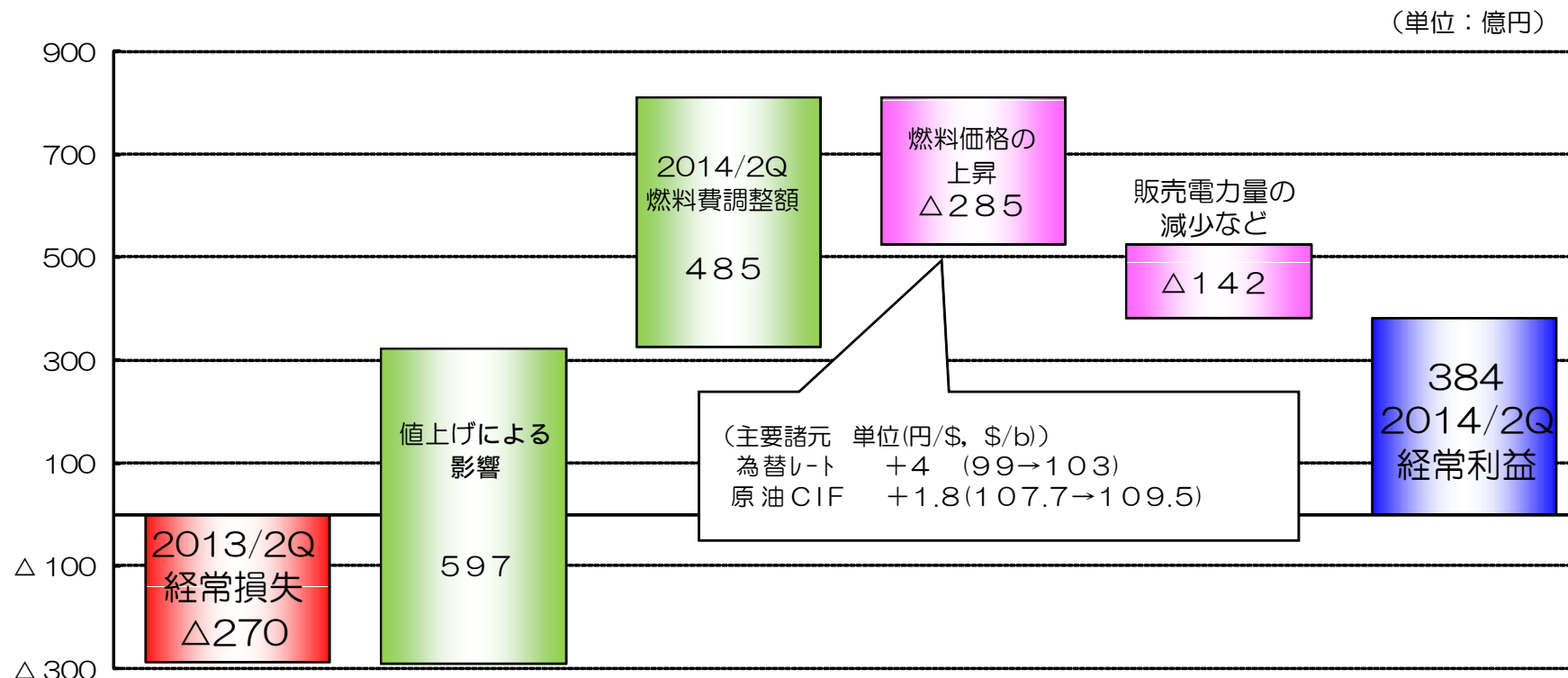
項目	2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減 (A-B)
販売電力量 (億kWh)	612	628	△ 16
原油CIF価格 (\$/b)	109.5	107.7	1.8
為替レート(円/\$)	103	99	4

※ 2014年度第2四半期の原油CIF価格は速報値

＜前年同期比較 連結経常損益の主な変動要因＞

■ 収支向上要因	・ 値上げによる影響	597億円
	・ 2014/2Q燃料費調整額	485億円
■ 収支悪化要因	・ 燃料価格の上昇	△285億円
	・ 販売電力量の減少 など	△142億円

【連結経常損益の変動要因】



<規制対象需要>

- 電灯 夏季の気温が前年に比べ低めに推移したことによる冷房設備の稼動減や節電の影響などから、前年同期に比べ 6.0%減少し 152億kWh
- 電力 気温影響による冷房設備の稼動減などから 6.8%減少し 28億kWh

<自由化対象需要>

- 業務用 気温影響による冷房設備の稼動減などから 3.6%減少し 110億kWh
- 産業用 機械の生産増はあったが、その他の産業の生産減などから、前年同期並みの 322億kWh

(億kWh, %)

		2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
規制対象 需要	電灯	152	162	△ 10	△ 6.0
	電力	28	30	△ 2	△ 6.8
	計	180	192	△ 12	△ 6.1
自由化対象 需要	業務用	110	114	△ 4	△ 3.6
	産業用他 (うち大口電力)	322 (261)	322 (261)	0 (0)	0.0 (0.3)
	計	432	436	△ 4	△ 0.9
合計		612	628	△ 16	△ 2.5

- 水力発電量 湧水（出水率2014/2Q：93.5% 2013/2Q：88.6%）ではあったが、2億kWh増加
- 融通・他社受電量 他の電力会社への応援融通が増加したことなどにより、15億kWh減少
- 火力発電量 上記の結果などにより、10億kWh減少

(億kWh, %)

		2014/2Q	2013/2Q	増減	
		(A)	(B)	(A-B)	(A-B)/B
自 社	水力 (出水率)	48 (93.5)	46 (88.6)	2 (4.9)	5.2
	火力	572	582	△ 10	△ 1.7
	原子力 (設備利用率)	— (—)	— (—)	— (—)	—
	新エネルギー	0	0	△ 0	△ 30.1
融通・他社受電		44	59	△ 15	△ 25.5
揚水用		△ 5	△ 7	2	△ 30.5
合計		659	680	△ 21	△ 3.0

個別収支比較表①

(億円, %)

	2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減		主な増減要因
			(A-B)	(A-B)/B	
電灯電力料	12,616	11,676	939	8.0	{ 値上げによる影響 +597 2014/2Q 燃料費調整額 +485 販売電力量の減 Δ285 }
販売電力料・ 託送収益等	637	406	231	56.9	
再エネ特措法交付金	498	280	218	77.7	{ 地帯間販売電力料の増 + 62 他社販売電力料の増 +161 } 再生可能エネルギーの買取増
その他収益	132	112	20	17.8	
電気事業営業収益	13,885	12,476	1,408	11.3	
附帯事業営業収益	493	350	143	40.9	— ガス供給事業の増
営業収益計 (売上高)	14,378	12,826	1,551	12.1	

(億円未満切り捨て)

個別収支比較表②

(億円, %)

	2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減		主な増減要因
			(A-B)	(A-B)/B	
人件費	908	948	△ 39	△ 4.2	
燃料費	6,311	6,209	101	1.6	〔火力燃料費 +101 (数量減 △184、燃料価格の上昇 +285)〕
原子力バックフィット費用	83	74	8	12.0	
購入電力料・託送料等	1,491	1,326	165	12.5	再生可能エネルギーの買取増
修繕費	1,260	969	291	30.1	流通設備の劣化更新の増など
減価償却費	1,255	1,269	△ 13	△ 1.1	
公租公課	673	631	42	6.7	
再生エネ特措法納付金	367	187	179	96.0	再生エネルギーの買取増
その他費用	909	1,037	△ 127	△ 12.3	
電気事業営業費用	13,262	12,653	609	4.8	
附帯事業営業費用	477	366	111	30.3	ガス供給事業の増
営業費用計	13,740	13,019	720	5.5	

(億円未満切り捨て)

個別収支比較表③

(億円, %)

	2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減		主な増減要因	
			(A-B)	(A-B)/B		
営業損益	638	△ 192	831	—	〔電気事業 +799〕 〔附帯事業 + 32〕	
営業外収益	70	109	△ 39	△ 35.7		
営業外費用	401	237	163	69.0		
経常損益	経常収益	14,449	12,936	1,512	11.7	—当社設備不具合事象に係る解決金等の受領
	経常費用	14,141	13,256	884	6.7	
		307	△ 320	628	—	
湯水準備金	△ 29	△ 79	50	—		
特別利益	284	—	284	—		
法人税等	215	△ 60	275	—		
四半期純損益	406	△ 180	587	—		

(億円未満切り捨て)

連結収支比較表

8

(億円, %)

		2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
売上高	電気事業	13,877	12,469	1,408	11.3
	その他事業	1,383	1,204	178	14.8
		15,260	13,674	1,586	11.6
営業損益	電気事業	634	△ 139	774	—
	その他事業	60	20	40	201.2
		695	△ 119	815	—
経常損益		384	△ 270	655	—
湯水準備金		△ 29	△ 79	50	—
特別利益		284	—	284	—
法人税等		230	△ 30	260	—
少数株主利益		6	7	△ 0	△ 8.7
四半期純損益		461	△ 167	629	—

内部取引相殺消去後

(億円未満切り捨て)

セグメント情報

9

(億円, %)

		2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
売上高	電気事業	13,877	12,469	1,408	11.3
	その他事業	1,383	1,204	178	14.8
	(エネルギー事業)	(540)	(391)	(149)	(38.3)
	(その他)	(842)	(813)	(28)	(3.5)
		15,260	13,674	1,586	11.6
営業損益	電気事業	622	△ 176	799	—
	その他事業	64	57	6	12.0
	(エネルギー事業)	(33)	(△ 10)	(44)	—
	(その他)	(30)	(68)	(△ 37)	(△55.4)
	内部取引 (セグメント間ほか) 相殺消去	8	△ 0	9	—
	695	△ 119	815	—	

※各事業の営業損益は内部取引 (セグメント間ほか) 相殺消去前

(億円未満切り捨て)

- **資産** 減価償却の進行などにより固定資産が減少したことや、短期投資の減少により流動資産が減少したことから、総資産は、前期末に比べ 1,224億円減少
- **負債** 有利子負債の減少などにより、負債合計は、前期末に比べ 1,630億円減少
- **純資産** 四半期純利益などにより、純資産合計は、前期末に比べ 406億円増加

(億円)

	2014/9末 (A)	2014/3末 (B)	増減 (A-B)
総資産	56,597	57,821	△ 1,224
負債	41,819	43,450	△ 1,630
純資産	14,778	14,371	406

自己資本比率(%)	25.5 (23.2)	24.2 (22.0)	1.3 (1.2)
有利子負債残高	30,686 (31,084)	32,600 (32,946)	△ 1,914 (△ 1,861)

()内は個別

(億円未満切り捨て)

連結キャッシュ・フロー比較表

11

■営業活動によるキャッシュ・フロー

電気事業において、電気料金の値上げや燃料費調整額などにより電灯電力料収入が増加したことなどから、前年同期に比べ1,429億円増加

■投資活動によるキャッシュ・フロー

固定資産の取得による支出が減少したものの、当期において投融資による支出が回収による収入を上回ったことなどにより、前年同期に比べ14億円増加

	(億円)		
	2014/2Q (A)	2013/2Q (B)	増減 (A-B)
営業活動による キャッシュ・フロー (a)	1,954	525	1,429
投資活動による キャッシュ・フロー (b)	△ 1,291	△ 1,277	△ 14
財務活動による キャッシュ・フロー	△ 1,928	△ 50	△ 1,878
フリー・キャッシュ・ フロー (a+b)	663	△ 751	1,414
	2014/9末 (A)	2014/3末 (B)	増減 (A-B)
現金及び現金同等物の 期末残高	4,109	5,367	△ 1,258

(億円未満切り捨て)

2014年度 業績見通しの概要

12

■ 連結

(億円)

	2014年度予想 今回公表 (A)	2014年度予想 7/31公表 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	31,200	30,900	300
営業損益	750	750	—
経常損益	300	300	—
当期純損益	380	380	—

■ 個別

(億円)

	2014年度予想 今回公表 (A)	2014年度予想 7/31公表 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	29,000	28,700	300
営業損益	600	600	—
経常損益	200	200	—
当期純損益	330	330	—

■ 主要諸元

	2014年度予想 今回公表 (A)	2014年度予想 7/31公表 (B)	増減 (A)-(B)	変動影響額 (億円)
販売電力量 (億kWh)	1,249 程度	1,255 程度	△6 程度	1% 40
原油C I F 価格 (\$/b)	107 程度	110 程度	△3 程度	1\$/b 100 ※1,2
為替レート(円/\$)	107 程度	102 程度	5 程度	1円/\$ 120 ※1

※1 燃料費に対する変動影響額を記載しています。なお、原油CIF価格および為替レートの変動については、平均燃料価格が変動する場合に燃料費調整制度が適用され、収入に反映されます。

※2 LNG価格は原油価格の影響を受けることから、影響度合いを考慮して算定しています。

2014年度 個別業績見通し（対前期）

13

(億円)

	2014年度 予想 (A)	2013年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	29,000	26,382	2,620 程度
営業費用	28,400	27,154	1,250 程度
営業損益	600	△ 772	1,370 程度
経常損益	200	△ 1,041	1,240 程度
当期純損益	330	△ 672	1,000 程度

■主要諸元

	2014年度 予想 (A)	2013年度 実績 (B)	増減 (A-B)
販売電力量 (億kWh)	1,249程度	1,271	△ 22程度
原油CIF価格 (\$/b)	107程度	110.0	△ 3程度
為替レート(円/\$)	107程度	100	7程度

■ 配当予想について

- 当社は、収支改善に向け電気料金の値上げを実施させていただくとともに、全社を挙げた経営効率化に取り組んでおりますが、今後の収支変動リスクを踏まえ、さらなる取り組みを進める必要があること、また、毀損した財務基盤の強化を図っていく必要もあることから、2014年度の間配当につきましては、見送らせていただきます。
- また、期末配当予想につきましては、現時点では、一定の確度・合理性を以て先行きを見極めることが困難であることから、「未定」としております。

■ 配当の状況

	1株当たり配当金		
	中間	期末	年間
2014年度 (予想)	0円	未定	未定
2013年度 (実績)	0円	0円	0円

Ⅱ 経営状況

東京電力との包括的アライアンス①： 参画意義および基本合意の概要

15

参画意義

- 国際競争力あるエネルギーの供給を通じた国益の確保という視点で有効であるだけでなく、従来から掲げてきた成長戦略を実現する上でも効果的であると判断し、包括的アライアンスに関する提案を実施
- 本件により、当社は①調達規模の拡大による燃料調達コストの削減、②成長が期待できる関東エリアへの進出（発電・小売事業）、③グローバルな燃料・国際事業の展開を目指す

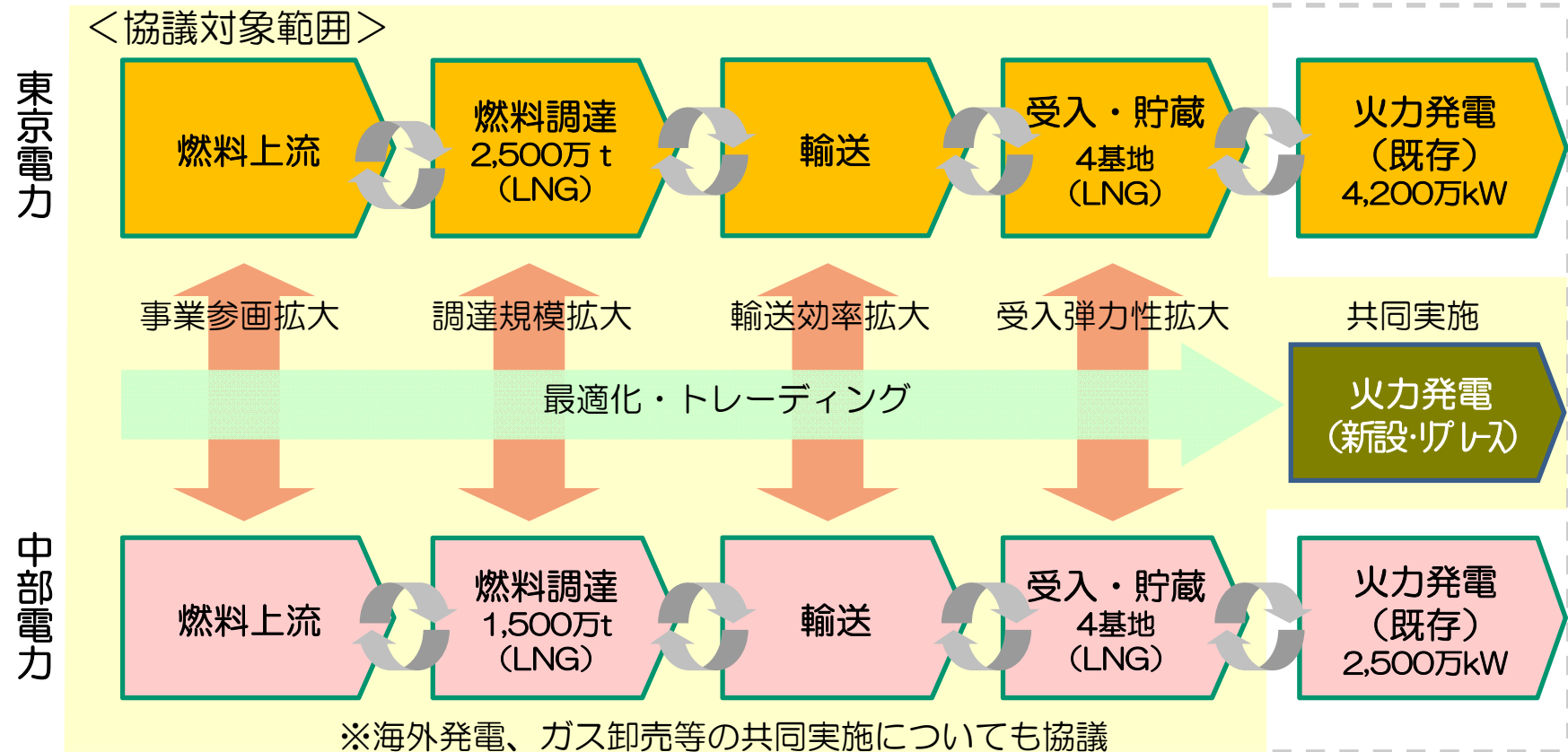
■基本合意の概要

基本合意の ポイント	<ul style="list-style-type: none">①対等・互譲の精神に基づき対等な権利の確保と対等な成果の享受を前提とする②福島第一原子力発電所事故等に関して生じる賠償責務等は関連法令に基づき、東京電力（分社化後は持株会社）が負担すること③相互のお客さま・株主の皆さまの利益に繋がることを目的とした上場企業間の事業提携であること
主な 協議対象	<ul style="list-style-type: none">・燃料上流・調達・輸送・トレーディング事業・老朽火力発電所のリプレース・火力発電所の新設事業 効果が高く、かつ進めやすい分野から順次進めていく

東京電力との包括的アライアンス②： 協議対象範囲と効果

16

〔燃料は、LNGだけでなく、石炭石油等を含む〕



- ① 世界最大級のLNG調達規模を基盤に、経済性、安定性、柔軟性に優れた燃料調達ポートフォリオを確立するとともに、燃料上流事業やトレーディング事業の規模を効率的に拡大
- ② 経年火力発電所を最新高効率発電へ円滑にリプレースすることで燃料消費量を大幅削減
- ③ 国内外における燃料上流から発電までのサプライチェーン全体を一体的かつ最適に運営することにより、さらなるオペレーションの効率化を実現

浜岡原子力発電所における安全対策： 安全性向上対策の工事内容の一部見直し

17

- 浜岡原子力発電所4号機の安全性向上対策について、原子力規制委員会による新規制基準適合性確認審査が先行する他社プラントの審査内容および工事進捗状況等を踏まえた工事内容の一部見直しを実施する。

主な工事内容の見直し

緊急時対策所の機能強化	<ul style="list-style-type: none">・ 非常用電源設備・換気設備：火災影響を考慮した分散配置・ 空調機能：災害対策要員の作業環境向上のための強化・ 建屋：上記に伴う建屋面積の拡大
可搬設備の保管場所・アクセスルートの確保	<ul style="list-style-type: none">・ 可搬設備(電源・注水)の保管場所：火災影響の少ない場所に配置・ 可搬設備用燃料タンク：津波・竜巻・火災等の影響を受けないタンクを増設・ アクセスルート：緊急時のアクセス性向上のためのルート見直し
火災対策	<ul style="list-style-type: none">・ 消火装置：自動または遠隔操作可能な消火装置の導入・ 消火方式：火災の種類に応じたより適切な消火方式（泡消火、ガス充填等）の採用

工事工程の見直し

工事内容の見直しが必要な工事について、内容見直しに係る設計期間や工事物量等を勘案すると、一部の工事で2015年9月の完工予定に対し、さらに1年程度の工期を要する見込みであり、2016年9月頃に完工となる見通しである。

■今夏の需要実績

- 2010年と比較して気温が低く推移した日が多い。
- 多くのお客さまによる節電のご協力。
→最大電力（一点最大電力）は2010年実績を257万kW下回り、2,452万kWとなった。

一点最大電力		差(A-B)	差の内訳	
2014年8月(A)	2010年8月(B)			
2,452万kW	2,709万kW	△257万kW	節電効果	△155万kW程度
			気象影響	△126万kW程度
			景気影響等	24万kW程度

■供給力

- 2014年5月に上越火力発電所2-2号（出力：57.6万kW）が営業運転開始
- 供給余力の範囲内で電力需給が厳しい関西電力および九州電力の要請に対して最大で196万kWの応援融通を実施
→一点最大電力バランスでの供給力は2,647万kWとなった。

⇒2014年度夏季の安定供給を確保

（参考）一点最大電力バランス（発電端）

項目	2014年度	2013年度	2010年度
最大電力	2,452万kW	2,623万kW	2,709万kW
供給力	2,647万kW	2,728万kW	2,988万kW
予備力	195万kW	105万kW	278万kW
予備率	8.0%	4.0%	10.3%

※四捨五入の関係で合計が合わないことがある

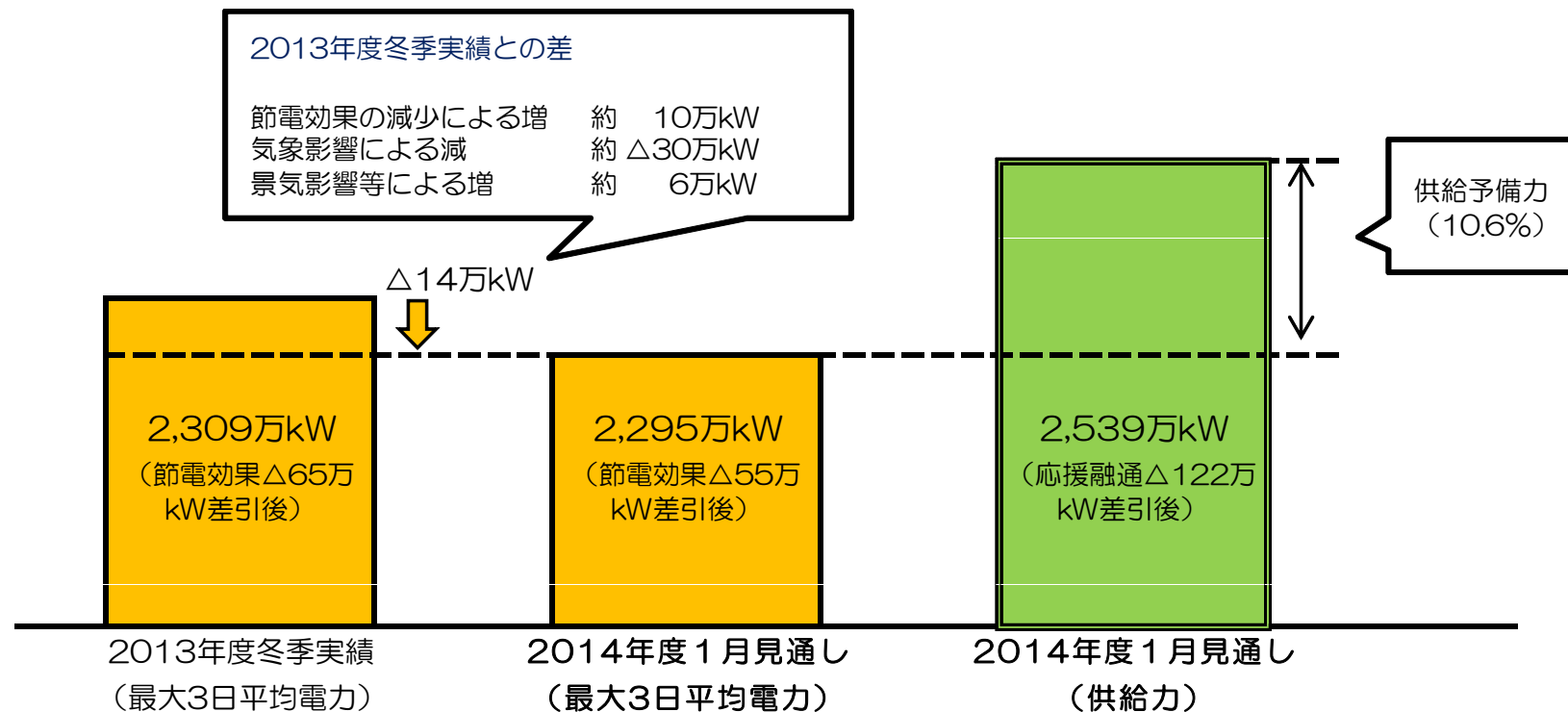
■最大電力（最大3日平均電力）

- 2013年度冬季実績値に、お客さまの節電や気象・景気影響等の差分を含み、2,295万kWと想定。
(節電効果は、昨冬の節電実績やアンケート調査等の結果に基づき55万kW程度と見込む。)

■供給力

- 中部地域の安定供給に必要な供給力を確保したうえで、需給ひっ迫が見込まれる他電力会社の要請を受けて実施する平日昼間帯122万kW程度の応援融通を見込み、2,539万kWと想定。

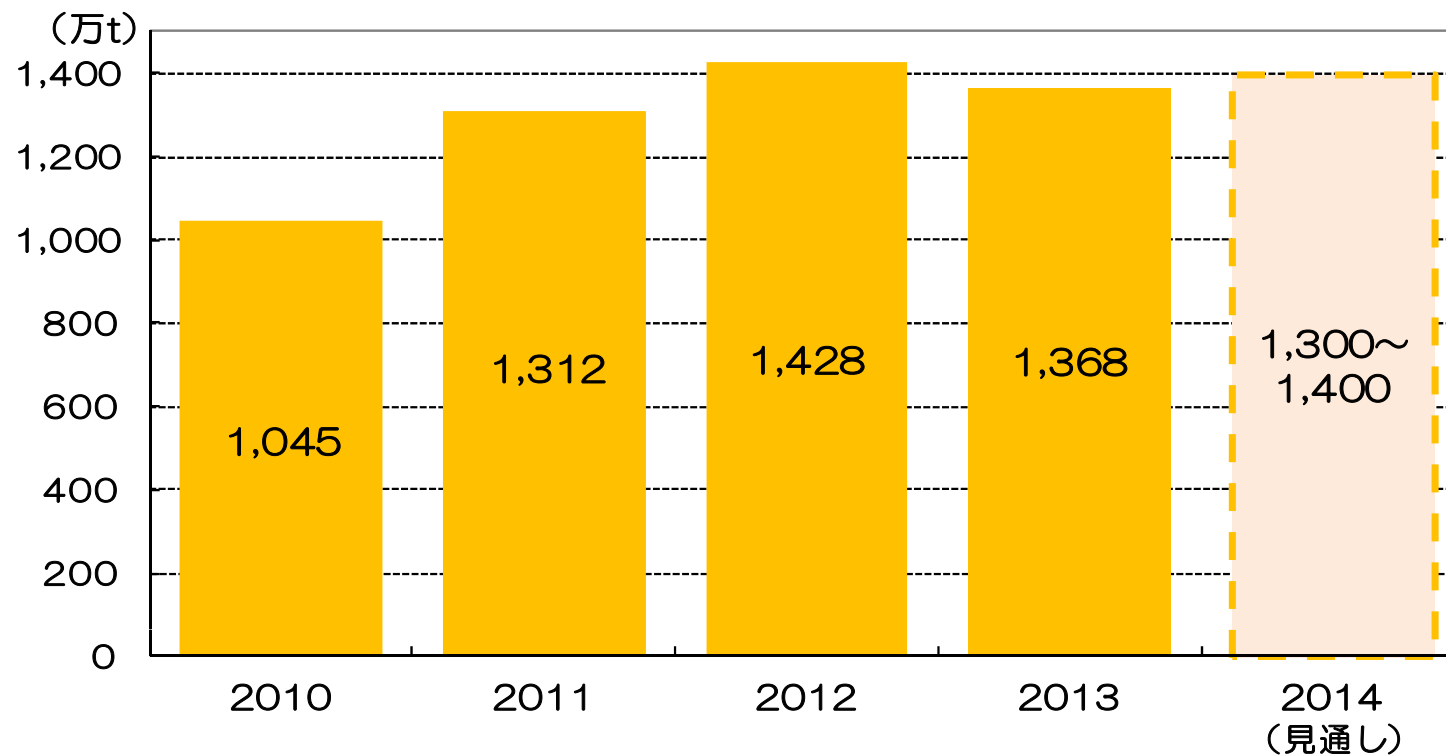
⇒期間を通して、安定供給を確保できる見通し



■燃料調達の見通し（LNG）

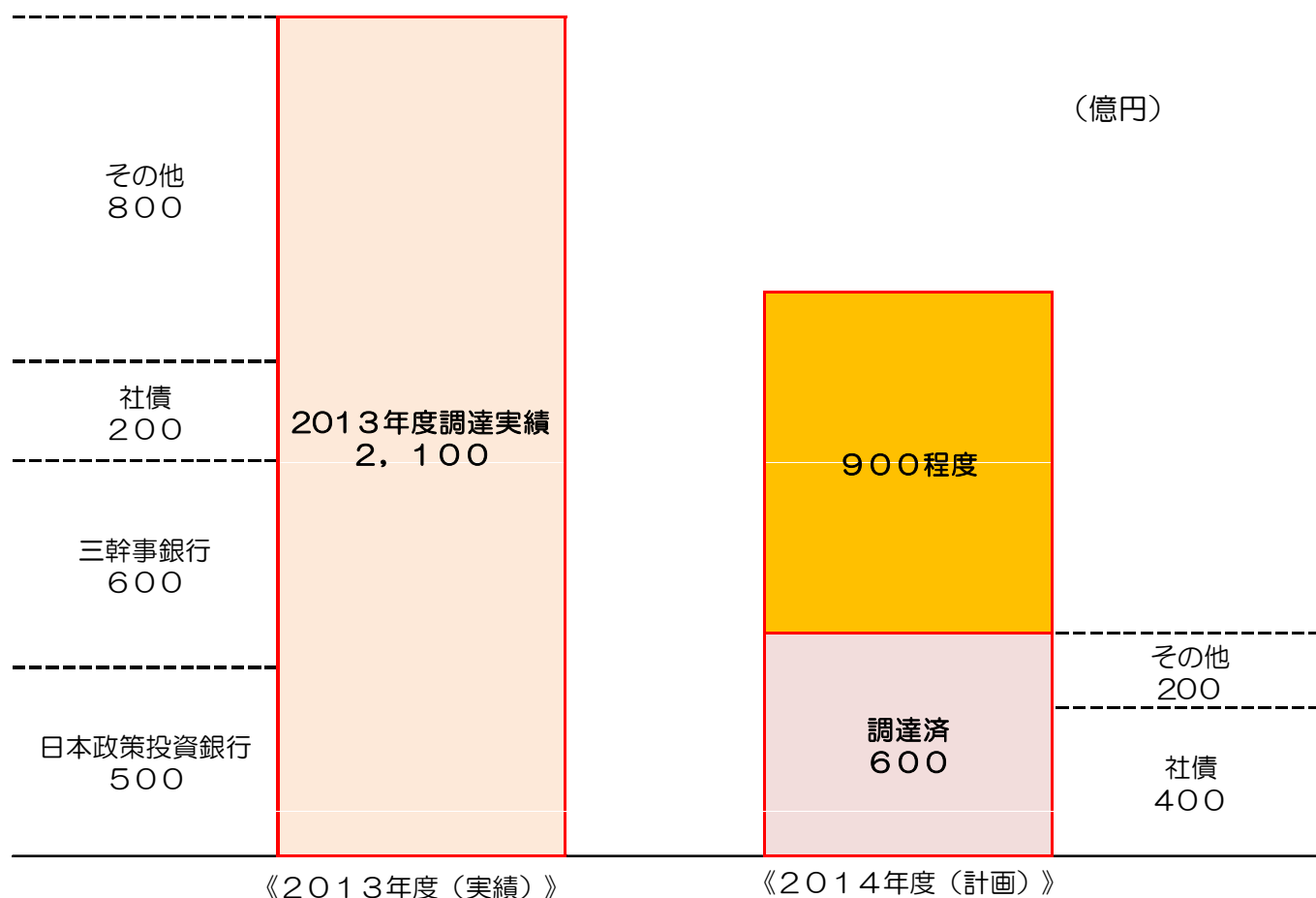
- 浜岡原子力発電所停止以降、原子力発電量の減少分の多くをLNG火力で代替。
- 2014年度については、電力融通量を含む需要動向により、LNG必要調達量は変動するが、1,300万t～1,400万t程度と考えており、変動に応じた所要量確保に向け売主と交渉を実施している。

（参考）LNGの調達実績について



■2014年度の資金調達計画と調達状況について

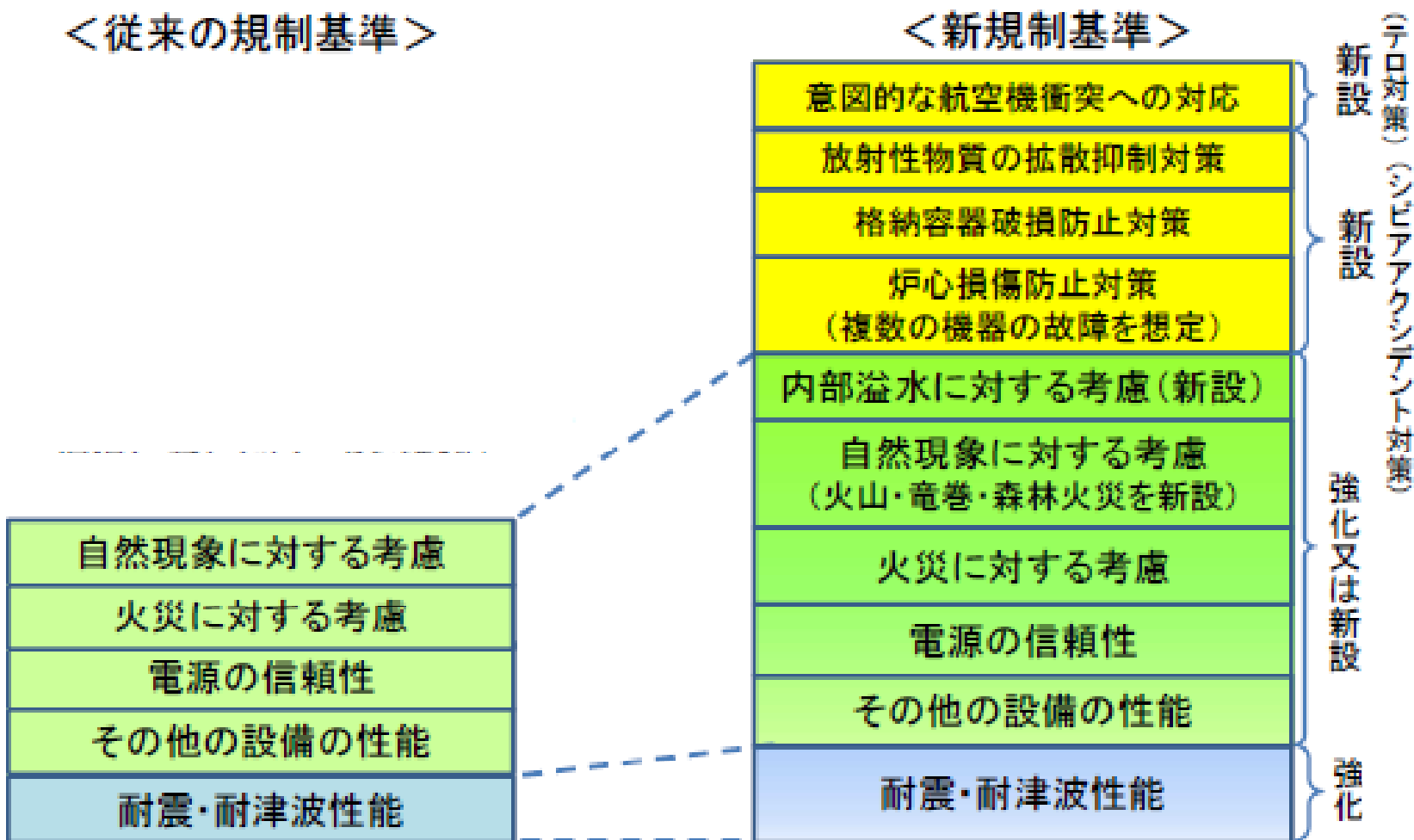
- 2014年度の長期資金の調達計画は、1,500億円程度
- なお、第2四半期末(9月末)までに、600億円程度の調達を実施



III 参考データ

新規制基準①：新規制基準の概要	22	燃料調達①：LNG契約の状況	40
新規制基準②：新規制基準施行後の審査・ 検査の進め方（イメージ）	23	燃料調達②：LNG船定期傭船契約の概要	41
新規制基準③：40年規制の対応	24	燃料調達③：石炭トレーディングの推進	42
浜岡原子力発電所①：新規制基準への適合性確認審査のための申請 について	25	燃料調達④：エネルギー資源の権益取得	43
浜岡原子力発電所②：新規制基準への適合性確認審査の進捗状況 について	26	燃料調達⑤：燃料調達の状況（2013年度）	44
浜岡原子力発電所③：【設計基準対策】地震対策	27	再生可能エネルギー①：固定価格買取制度	45
浜岡原子力発電所④：【設計基準対策】津波対策	28	再生可能エネルギー②：当社の取り組み	46
浜岡原子力発電所⑤：安全性向上対策の工程	29	再生可能エネルギー③：再生可能エネルギーの導入実績	47
浜岡原子力発電所⑥：5号機 主復水器細管損傷による海水流入	30	成長事業①：販売戦略	48
浜岡原子力発電所⑦：防災対策の強化について	31	成長事業②：50Hz地域における電力販売事業の展開 （ダイヤモンドパワー株式会社の株式取得）	49
電力システム改革①：電力システム改革の工程	32	成長事業③：50Hz地域における電力販売事業の展開 （常陸那珂ジェネレーションの概要）	50
電力システム改革②：スマートメーター	33	成長事業④：海外エネルギー事業	51
需給①：全国の電力需給見通し（1月）	34	決算①：燃料費調整制度と火力燃料費について	52
需給②：電力会社相互応援能力の強化	35	決算②：退職給与金（個別）	53
需給③：電源設備構成・発電電力量構成	36	決算③：キャッシュフローの推移（個別）	54
需給④：大口産業の動向	37	決算④：財務体質の推移・格付け	55
火力発電設備①：火力発電所の開発と電源入札	38	料金値上げ①：電気料金値上げ認可の概要	56
火力発電設備②：LNG設備増強計画	39	料金値上げ②：料金改定時の原価の推移	57
		料金値上げ③：前提諸元と発電電力量の概要	58
		料金値上げ④：経営効率化への取り組み	59

- ▶ 従来と比較すると、シビアアクシデントを防止するための基準を強化するとともに、万一シビアアクシデントやテロが発生した場合に対処するための基準を新設

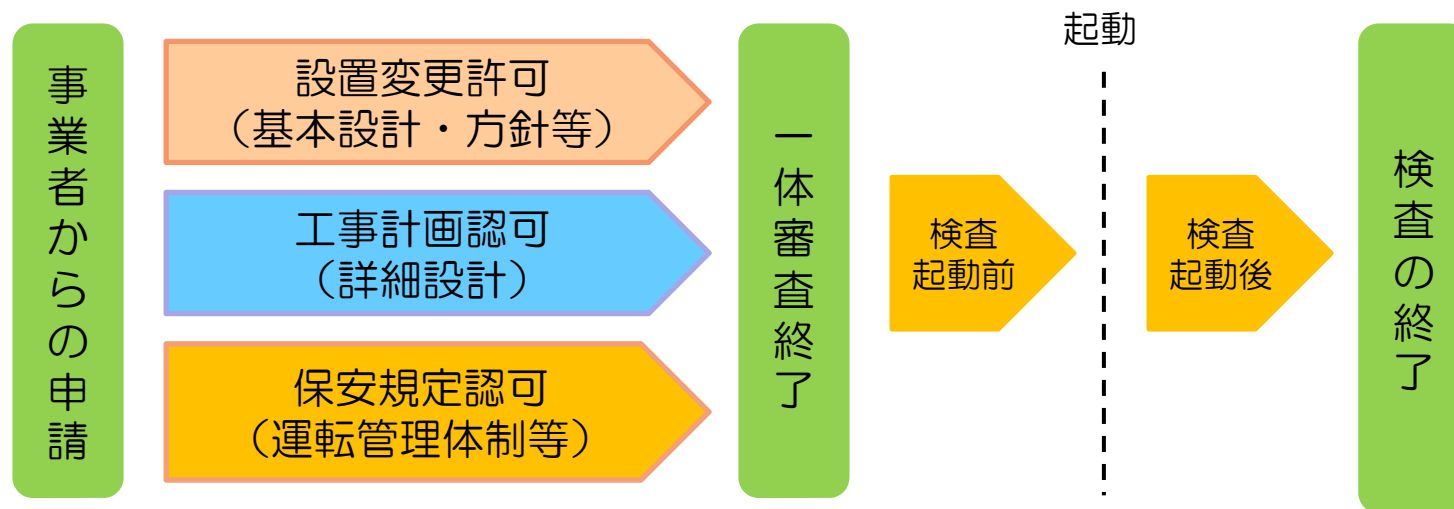


出所：原子力規制委員会資料（2013年7月）

新規制基準施行後の審査・検査の進め方（イメージ）

- 新規制基準への適合性に係る申請では、設備の設計や運転管理体制等、ハード・ソフトの両面の実効性を一体的に審査することとし、設置許可、工事計画認可、保安規定認可について、事業者から同時期に申請を受け付け、同時並行的に審査を実施。

【新規制基準への適合性に係る申請】



<原子炉等規制法 第43条の3の32>

- 発電用原子炉を運転できる期間を、運転開始から40年とし、その満了までに認可を受けた場合には、1回に限り延長することを認める。
- 延長期限の上限は20年を超えない期間を政令で定める。

■当社原子力の状況

当社の原子力は、経年の少ないものが多いため、最も建設年次の古い浜岡3号機でも経年40年を迎えるのは2027年であり、それまでに対応を検討していくこととなる。

	出力 (万kW)	運転開始日	2014年9月末 における経過年数
浜岡3号機	110.0	1987年8月28日	27年
浜岡4号機	113.7	1993年9月 3日	21年
浜岡5号機	138.0	2005年1月18日	9年

浜岡原子力発電所①： 25 新規制基準への適合性確認審査のための申請について

● 当社は、原子力規制委員会の新規制基準の施行に伴い、浜岡原子力発電所4号機の新規制基準への適合性を確認する審査を受けるため、原子力規制委員会へ、原子炉設置変更許可申請書、工事計画認可申請書および保安規定変更認可申請書を、2014年2月14日に提出。

原子炉設置変更許可申請書

- ・ 新規制基準において整理された設計基準への対応として、基準地震動や基準津波の策定およびその対応、ならびに同基準で新たに明記・強化された竜巻、火山等への対応について基本設計を記載。
- ・ また、新規制基準において新設された重大事故基準への対応を反映した基本設計を記載。

工事計画認可申請書

- ・ 原子炉設置変更許可申請書に記載した新設および改造を行う設備等の詳細設計（仕様、構造、耐震計算、強度計算、図面等）について記載。

保安規定変更認可申請書

- ・ 重大事故等に関する体制、手順、教育・訓練等について記載するとともに、重大事故等対策として整備した設備の故障時や点検時の取扱い等を記載。

新規制基準への適合性確認審査の進捗状況について

- 2013年7月8日、原子力施設の規制に関する新たな基準（新規制基準）が施行。
- 当社は、2014年2月14日に浜岡4号機における安全対策について、国が定めた新規制基準への適合性確認のための申請を行った。
- 原子力規制委員会は、2014年3月6日に当社の申請に関し、25項目の主要な論点を示した。
- その後、事務レベルのヒアリングを受け、順次審査会合を実施。

審査会合の状況(2014年10月31日時点)

		内容
第1回	2014年2月27日	浜岡原子力発電所に係る申請の概要について
第2回	2014年3月 6日	規制委員会から「主要な論点」の提示
第3回	2014年6月20日	敷地周辺陸域及び海域の活断層評価について
第4回	2014年8月 1日	敷地における地震動の増幅特性について
第5回	2014年8月28日	格納容器フィルタベント系について
第6回	2014年9月11日	格納容器フィルタベント系について（コメント回答）
第7回	2014年9月18日	確率論的リスク評価（PRA）について
第8回	2014年9月30日	確率論的リスク評価（PRA）について
第9回	2014年10月 7日	事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
第10回	2014年10月21日	有効性評価について
第11回	2014年10月23日	静的機器について

浜岡原子力発電所③： 【設計基準対策】地震対策

27

- 内陸地殻内地震、プレート間地震および海洋プレート内地震について不確かさを考慮して地震動評価を実施し、発電所敷地の地盤増幅特性も考慮して基準地震動を策定。
- 策定した基準地震動を踏まえ地震対策等を継続して実施。

■基準地震動

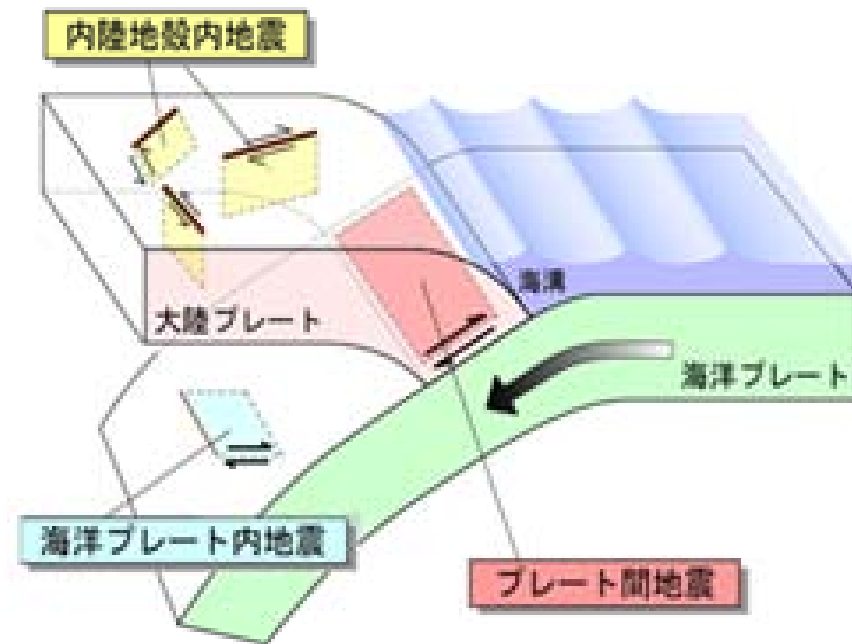
- 基準地震動Ss1※1（1200ガル）
- 基準地震動Ss2※1（2000ガル）

※1：各施設へのSs1もしくはSs2の適用については近傍観測点における顕著な増幅の有無による。

■主な対策

- 配管・電路類サポート改造工事
- 防波壁地盤改良工事
- 緊急時対策所の強化※2 等

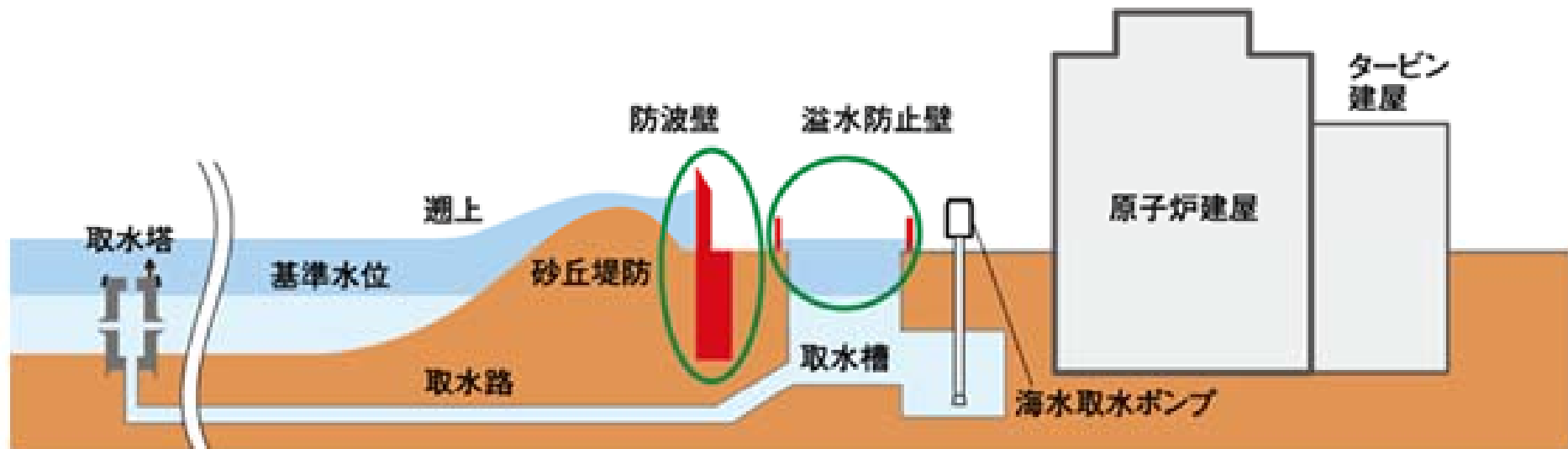
※2：設置済の既設棟に加え増築棟を設ける。



浜岡原子力発電所④： 【設計基準対策】津波対策

28

- 津波発生要因としてプレート間地震、海洋プレート内地震、海域の活断層による地殻内地震、海底地すべりについて調査・検討し、敷地に及ぼす影響が大きいと考えられる「南海トラフのプレート間地震による津波」について不確かさを考慮して基準津波を策定。
- この基準津波による防波壁前面の最大水位は、T.P.+21.1mとなった。
- これに対し、防波壁（天端高T.P.+22m）や取水槽他の溢水対策などの津波対策を実施することにより、発電所敷地内への津波の浸入を防止できることを確認した。



浜岡原子力発電所⑤： 安全性向上対策の工程

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度
4号機	津波対策	追加対策の設計等を反映			
	重大事故対策	追加対策の設計等を反映			
	新規制基準を踏まえた追加対策	地震対策、竜巻対策、火災対策および重大事故への対応としての注水機能強化等			
3号機	津波対策	追加対策の設計等を反映			
	重大事故対策	追加対策の設計等を反映			
	新規制基準を踏まえた追加対策	地震対策、竜巻対策、火災対策および重大事故への対応としての注水機能強化等			

浜岡原子力発電所⑥： 5号機 主復水器細管損傷による海水流入

30

経緯

2011年5月14日、5号機の原子炉停止後、冷温停止に向け操作を実施中、蒸気冷却用の海水が流れる主復水器内の細管が一部損傷。主復水器に400トン、原子炉に5トンの海水が流入する事象が発生。

主な点検結果

【原子炉圧力容器】

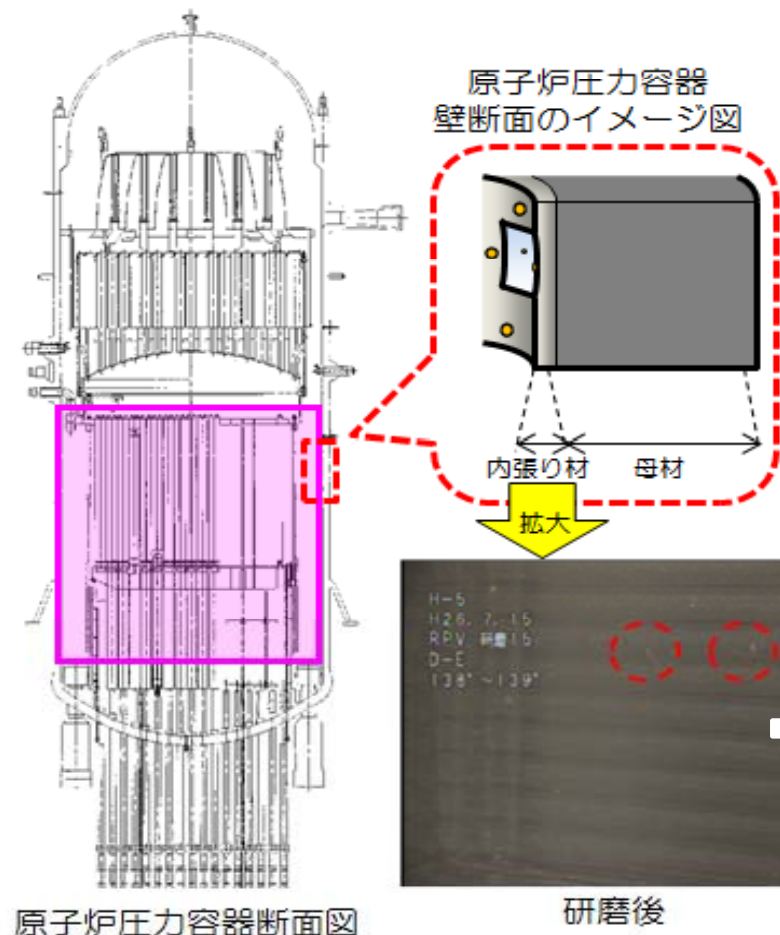
内張り材の一部に腐食が確認されたが、これまでの点検結果などから、必要厚さを保持していると推定されるため、機能に影響はないと評価。

【その他の原子炉設備およびタービン設備】

一部の機器について腐食が確認されたが、各機器は補修や取替等をおこなうことで機能が維持できると評価。

今後の予定

- 原子炉圧力容器の腐食に関する詳細評価のための深さや形状の調査を追加で行う。
- また、腐食により機能に影響を及ぼす可能性がある機器も一部確認されたことから、点検期間を1年延長し、2015年9月までとした。



■ 原子力防災体制の見直し・強化

- 防波壁の設置などのハード面の対策に加え、ソフト面の対策として、万が一、原子力災害が発生した場合にも、早期に事態を収束するために、グループ会社も含めた防災体制を強化する。
- 地震・津波を起因とした原子力災害に対応するため、教育・訓練・手順書の充実を図り、災害時対応能力の向上を図る。

■ 防災資機材および設備の整備・強化

- 社内外の情報伝達に必要な通信機材（TV会議システムなど）、事故時に使用する放射線測定機材などを充実させるとともに、各種資機材を確実に輸送するための輸送手段を整備する。

■ 国・自治体などとの連携強化

- 自治体の地域防災計画改正に積極的に協力していく。また、万が一、原子力災害が発生した場合にも一体となった対策がとれるよう、国・自治体が計画する防災訓練に積極的に参加し、連携を強化していく。



<社内訓練>

災害対策用発電機接続ケーブル敷設（建屋内の照明を消灯して実施）訓練の様子



<静岡県主催の訓練における連携>

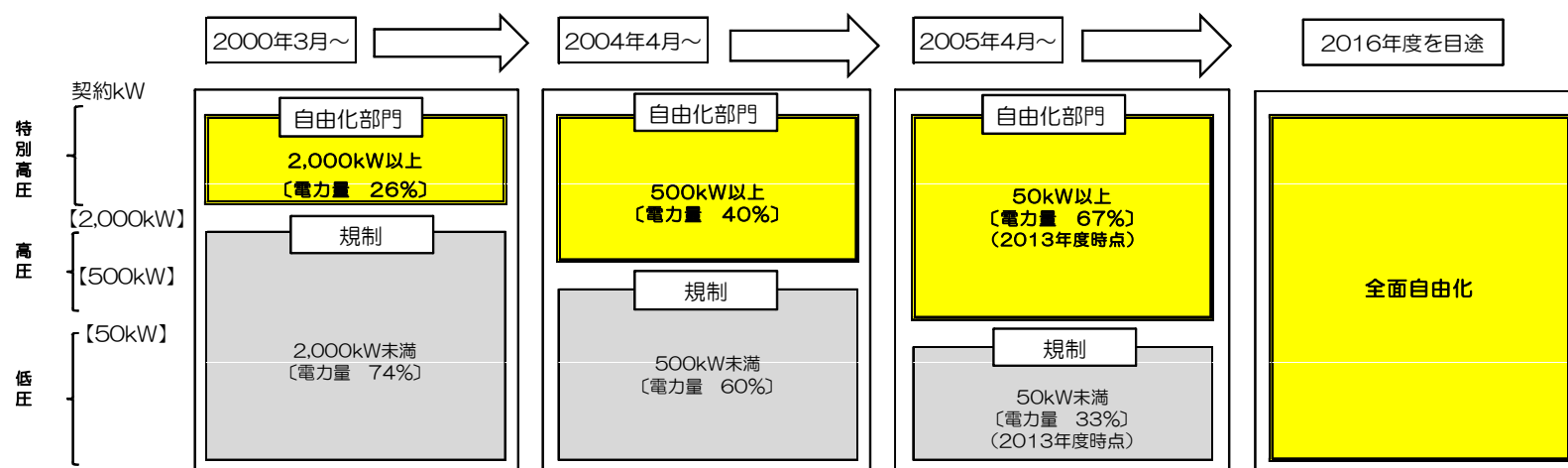
派遣した配電巡視要員を自衛隊ヘリコプターで空輸する訓練の様子

■電力システム改革の工程

	実施時期	改正電気事業法
【第1段階】 広域的運営推進機関の設立	2015年を目途に設立	2013年11月13日成立
【第2段階】 電気の小売業への参入の全面自由化	2016年を目途に実施	2014年6月11日成立
【第3段階】 法的分離による送配電部門の中立性の一層の確保、電気の小売料金の全面自由化	2018年から2020年までを目途に実施	2015年通常国会に法案提出することを目指すものとする

〔出所〕 経済産業省公表資料

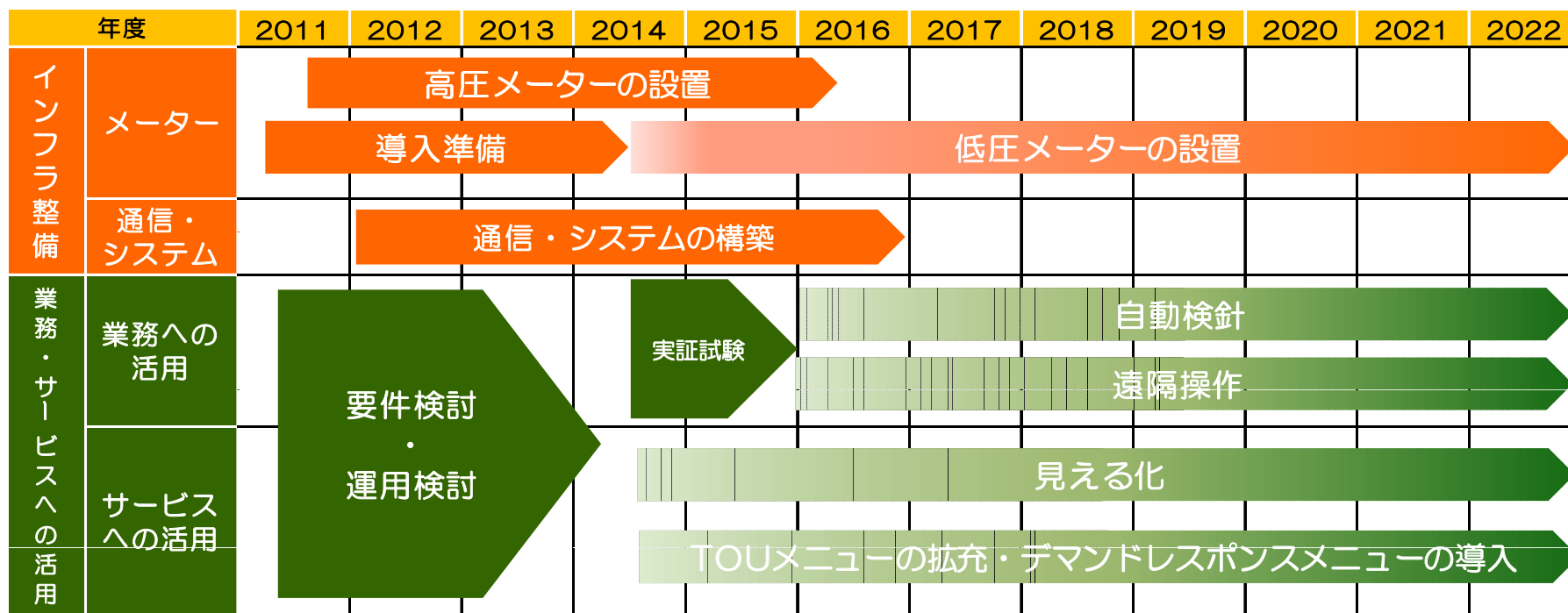
(参考) 小売自由化の推移



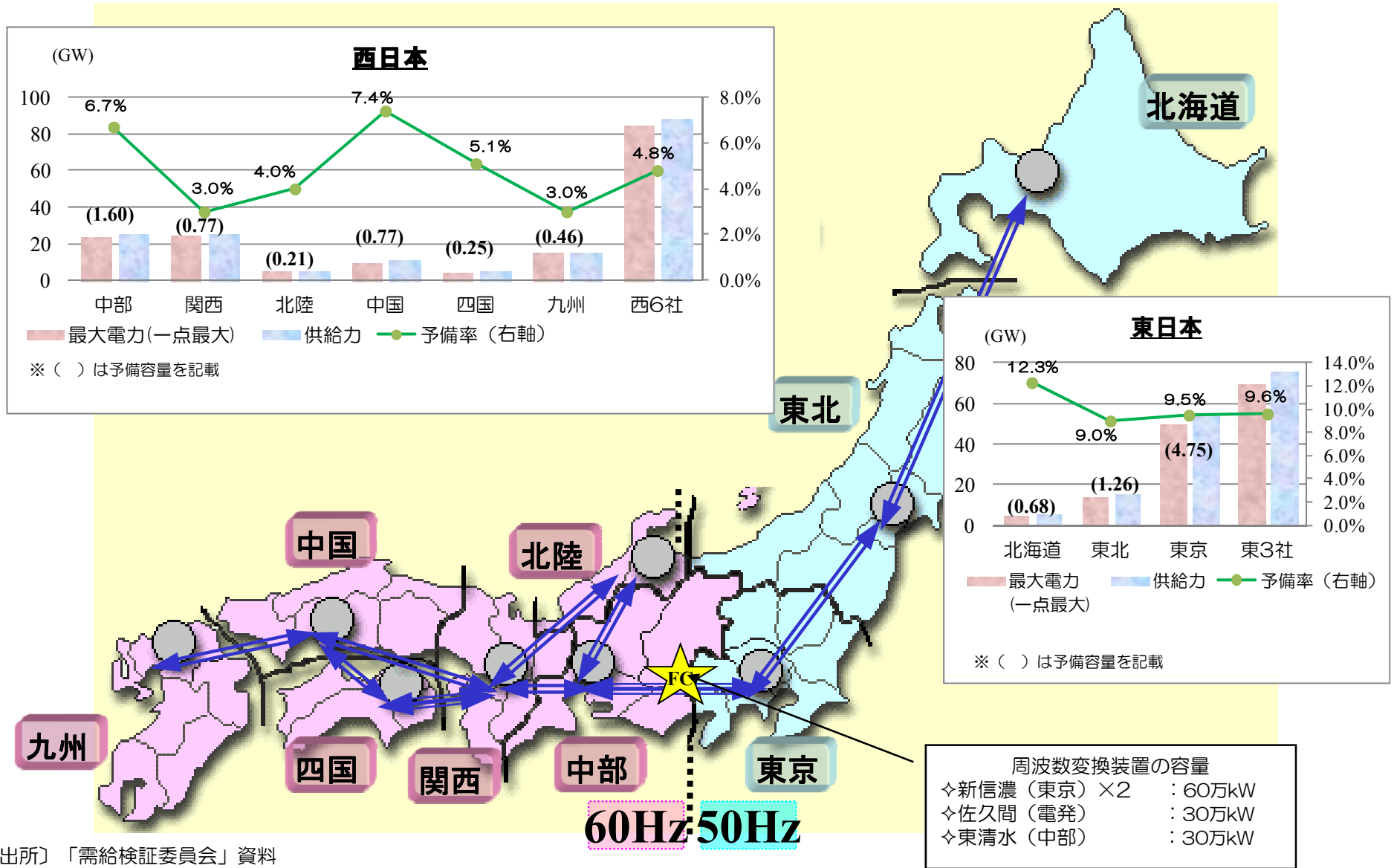
※割合は、電力9社における販売電力量の合計

■スマートメーター導入計画

- 特高・高圧500kW以上で受電しているお客さまについては、すでにスマートメーターへの取替を完了。
- 高圧500kW未満で受電しているお客さまについては、2012年1月から設置を開始しており、2016年度までに取替を完了する予定。
- 低圧で受電しているお客さまについては、2014年10月から2014年度末までに、一部地域において約12,500台のスマートメーターを設置し通信機能およびシステムの検証を、2015年6月まで実施。
2015年7月からは全地域において取替を開始する予定。なお、導入完了時期については2023年3月を目指していく。



需給①：全国の電力需給見通し（1月）



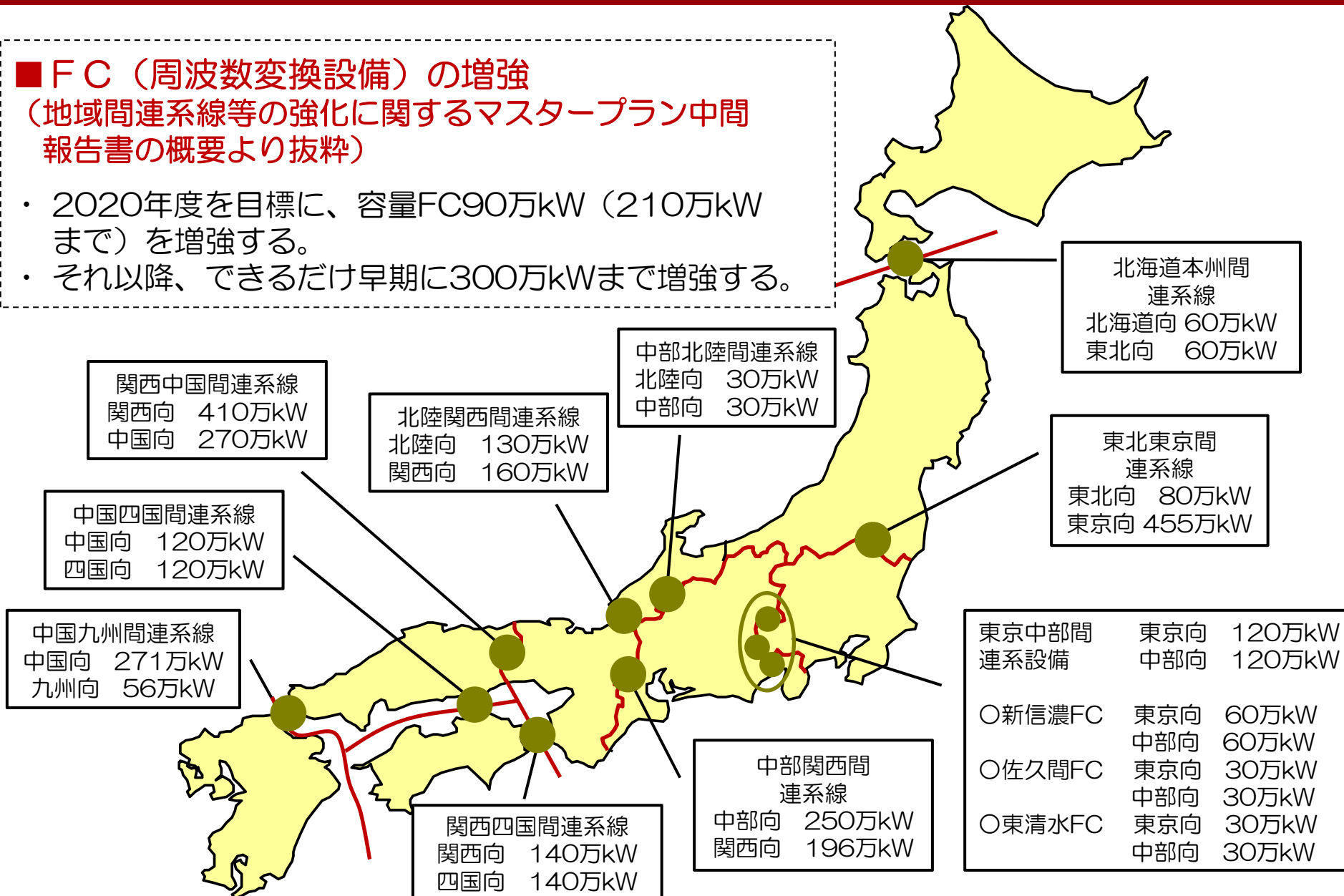
〔出所〕「需給検証委員会」資料

1月の見通し（2011年度並みの厳寒を想定し、2013年度冬季の節電の定着を織り込み想定）

（※北海道電力及び沖縄電力管内は厳寒であった2010年度並み、東北電力及び東京電力管内は2013年度並み）

■ FC（周波数変換設備）の増強
 （地域間連系線等の強化に関するマスタープラン中間報告書の概要より抜粋）

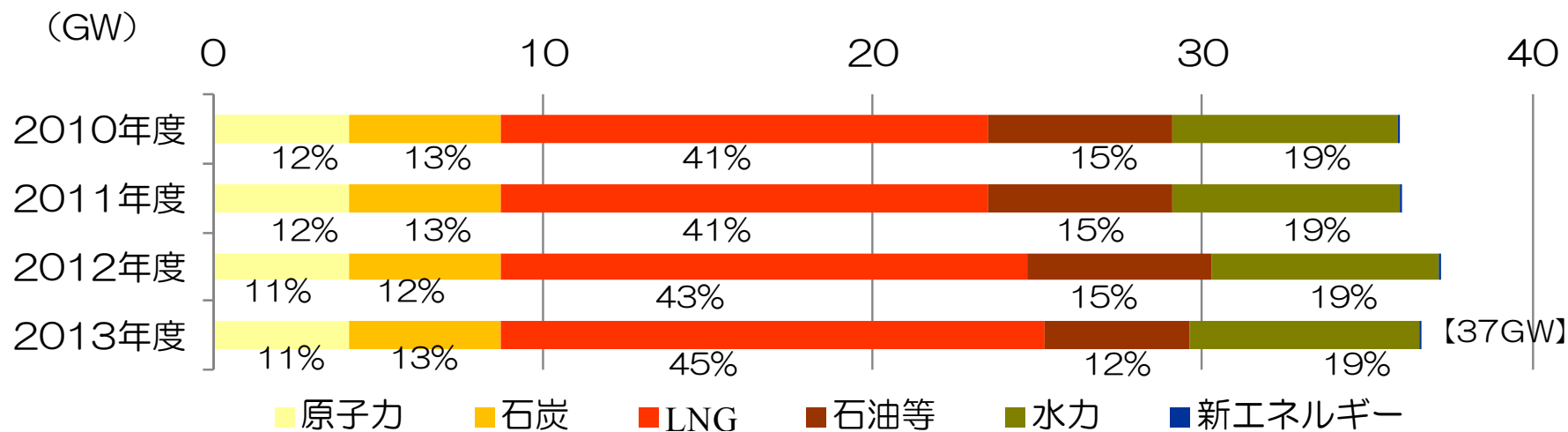
- ・ 2020年度を目標に、容量FC90万kW（210万kWまで）を増強する。
- ・ それ以降、できるだけ早期に300万kWまで増強する。



（注）電力系統利用協議会が公表した1月平日昼間帯（8～20時）の運用容量を記載 © 2014 Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

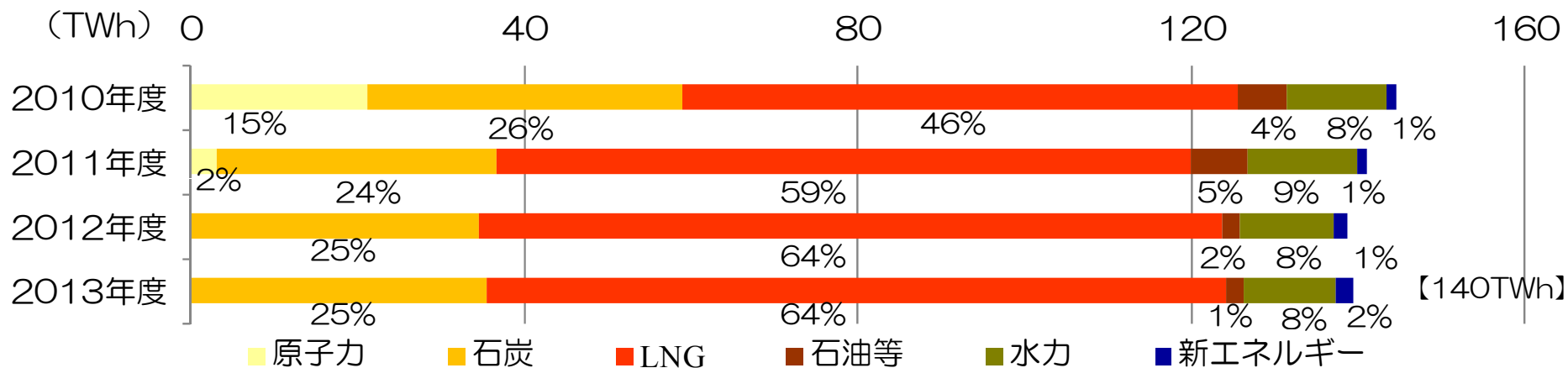
需給③：電源設備構成・発電電力量構成

■電源設備構成



(※) 他社受電を含む

■発電電力量構成



(※) 融通・他社受電を含む

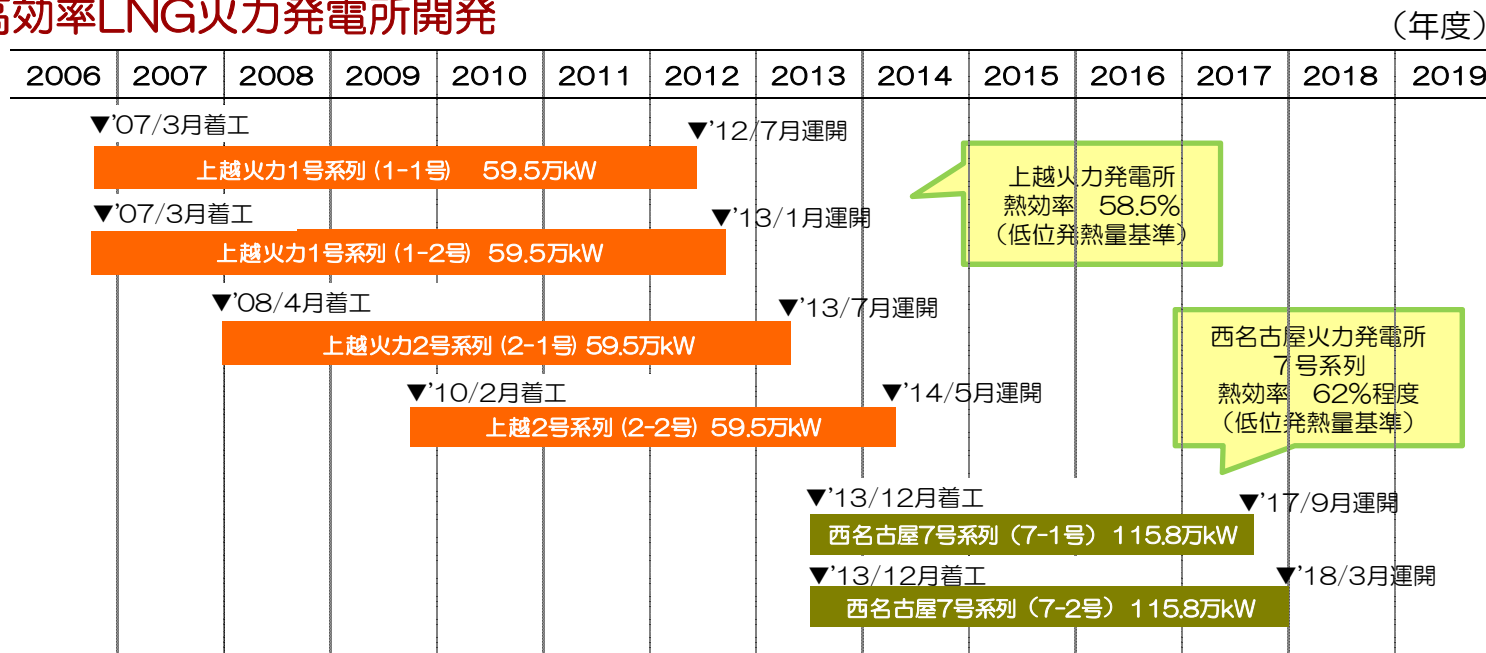
需給④：大口産業の動向

37

■大口需要の動向（大口産業別実績 対前年増加率）

		2014年度 対前年増加率（%）						【第2四半期】 販売電力量 (百万kWh)	構成率 (%)
		4月	5月	6月	7月	8月	9月		
素材型	紙・パルプ	1.0	△ 9.0	△ 10.8	△ 1.3	△ 10.2	△ 3.0	724	2.8
	化学	△ 9.5	△ 2.8	△ 6.3	△ 3.0	△ 2.6	△ 3.0	1,347	5.2
	窯業・土石	4.1	△ 0.4	△ 0.8	1.2	△ 4.0	△ 0.8	1,193	4.6
	鉄鋼	6.4	△ 2.0	5.5	5.5	3.5	4.0	3,245	12.4
	非鉄金属	3.2	5.1	5.2	1.7	△ 3.9	0.1	680	2.6
	小計	1.9	△ 2.1	0.5	1.9	△ 1.3	0.7	7,189	27.6
加工型	食料品	1.4	△ 0.9	△ 0.5	△ 1.6	△ 3.9	△ 3.4	1,447	5.5
	繊維	△ 5.5	△ 6.5	△ 6.2	△ 6.8	△ 10.8	△ 4.7	464	1.8
	機械	2.9	1.9	3.9	2.6	△ 0.8	1.1	10,970	42.0
	その他	2.3	0.8	2.4	△ 0.1	△ 3.4	△ 0.8	3,186	12.1
	小計	2.4	1.1	2.9	1.4	△ 2.0	0.1	16,067	61.4
公共他	鉄道業	△ 0.8	△ 0.4	0.2	△ 1.1	△ 1.0	△ 0.6	1,284	4.9
	その他	△ 4.4	△ 5.5	△ 5.2	△ 6.9	△ 6.8	△ 6.8	1,577	6.1
	小計	△ 2.8	△ 3.2	△ 2.9	△ 4.4	△ 4.3	△ 4.2	2,861	11.0
大口電力計		1.7	△ 0.3	1.6	0.9	△ 2.1	△ 0.2	26,117	100.0

■ 高効率LNG火力発電所開発



■ 火力電源入札による電気の調達計画

当社は、火力設備の高経年化を踏まえ、長期的な電力供給の安定性、経済性等の観点から、新たな電気の調達に取り組むこととし、火力電源入札（※）を実施することとした。2014年度内の落札者決定に向け、入札手続きを進めていく。

なお、当社自らも応札することとしている。

入札募集概要

募集規模	100万kW
供給開始時期	2021年4月～2023年3月
供給期間	原則15年間
基準利用率	70%～80%

※一般電気事業者が火力電源を自社で新設・増設・リプレースしようとする場合は、原則全ての火力電源を入札の対象とする。
ただし、2012年度の供給計画に2018年度までに運転開始するものとして記載されている電源については、火力入札の対象外とする。

- 安定的かつ柔軟なLNG調達を支える設備の強化



	件名	概要	着工時期	完工時期
①	川越LNGタンク増設	タンク容量18万m ³ 2基	2007年度	2012年度
	川越LNG受入棧橋増強	20万m ³ 超級LNG船が接岸可能	2009年度	2010年度
②	伊勢湾横断 ガスパイプライン敷設	川越火力発電所～知多地区LNG基地間 約13.3km	2008年度	2013年度
③	知多LNG第二棧橋増強	20万m ³ 超級LNG船が接岸可能	2008年度	2009年度
④	三重・滋賀ライン敷設	四日市火力発電所～大阪ガス(株)様 多賀ガバナステーション間 約60km	2004年度	2013年度
⑤	新たに敷設するガス導管	西名古屋火力発電所～知多第二火力発電所 約5km	2017年度完工予定	

燃料調達①：LNG契約の状況

40

■LNG主要契約の状況

プロジェクト（引渡条件）		契約期間		契約量（概数） (千t/年)
現行契約	カタール1 (Ex-ship)	1997年～2021年	(約25年間)	4,000
	オーストラリア延長 (Ex-ship)	2009年～2016年	(約7年間)	500
	オーストラリア拡張 (Ex-ship)	2009年～2029年	(約20年間)	600
	マレーシア (Ex-ship)	2011年～2031年	(約20年間)	最大 540
	サハリンII (Ex-ship)	2011年～2026年	(約15年間)	500
	インドネシア再延長(FOB/Ex-ship)	2011年～2015年	(約5年間)	950
		2016年～2020年	(約5年間)	640
	BPシンガポール (Ex-ship) ※1	2012年～2028年	(約16年間)	※2
	ENI (Ex-ship)	2013年～2017年	(約5年間)	※3
	カタール3 (Ex-ship)	2013年～2018年	(約5年間)	1,000
		2018年～2028年	(約10年間)	700
	ウッドサイド (Ex-ship) ※1	2014年～2017年	(約3年間)	※4
BGグループ (Ex-ship) ※1	2014年～2035年	(約21年間)	※5	
シェルグループ (Ex-ship) ※1	2014年～2034年	(約20年間)	※6	
将来契約	ゴーン(FOB/Ex-ship)	2014年～2038年	(約25年間)	最大 1,440
	ドンギ・スノロ (Ex-ship)	2015年～2027年	(約13年間)	1,000
	ウィートストーン(FOB)	2017年～2037年	(約20年間)	1,000
	イクシス (FOB)	2017年～2032年	(約15年間)	490

※1 複数の供給源から購入する契約

※2 契約期間を通じて、約800万t

※3 KOGASと共同購入。契約期間を通じて、2社で約170万t

※4 契約期間を通じて、最大21隻（1隻7万tの船舶を使用した場合、最大147万t程度）

※5 契約期間を通じて、最大122隻（1隻7万tの船舶を使用した場合、最大854万t程度）

※6 年間最大12隻（1隻6万tの船舶を使用した場合、最大72万t程度）

■ 3隻のLNG船定期傭船契約の締結

- ・ FOB契約（ゴーゴン、イクシス、ウィートストーン）の締結を踏まえ、主体的な輸送コストの管理による経済性の向上や輸送における柔軟性の確保を期待し、3隻のLNG船定期傭船契約を締結。

	1隻目（勢州丸）	2隻目	3隻目
船主	三菱商事/日本郵船が株式保有する海外法人	三菱商事/商船三井が株式保有する海外法人	川崎汽船が株式保有する海外法人
傭船者	当社または当社子会社		
竣工時期	2014年9月	2014年12月予定	未定
傭船期間	約15～20年間		

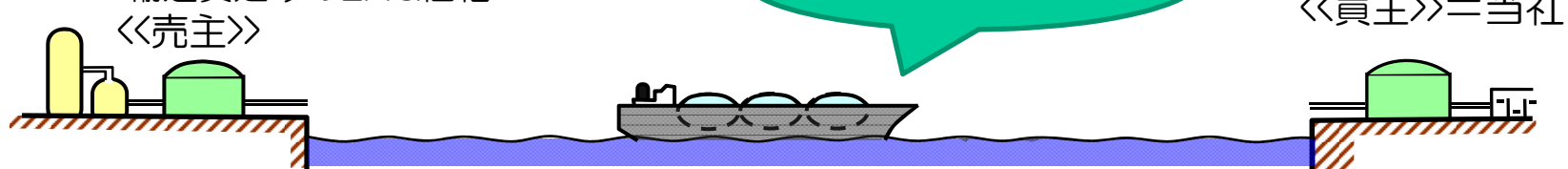
■ 今後のLNG船手配

- ・ 米国フリーポート・プロジェクト向けに5隻程度の手配を予定。

<輸送スキーム>

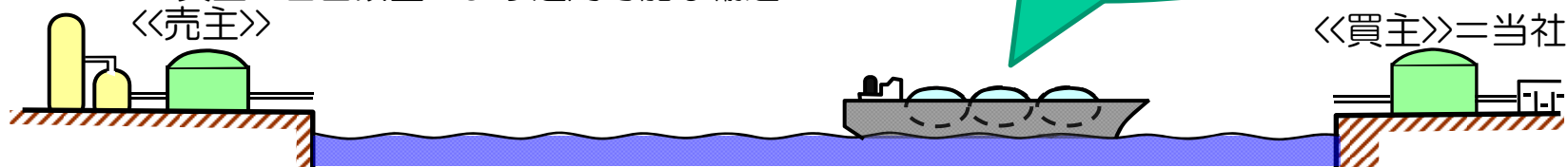
◆ Ex-ship契約：LNG価格＝品代＋輸送費

- ・ 売主責任による輸送
- ・ 輸送費込みのLNG価格



◆ FOB契約：LNG価格＝品代のみ

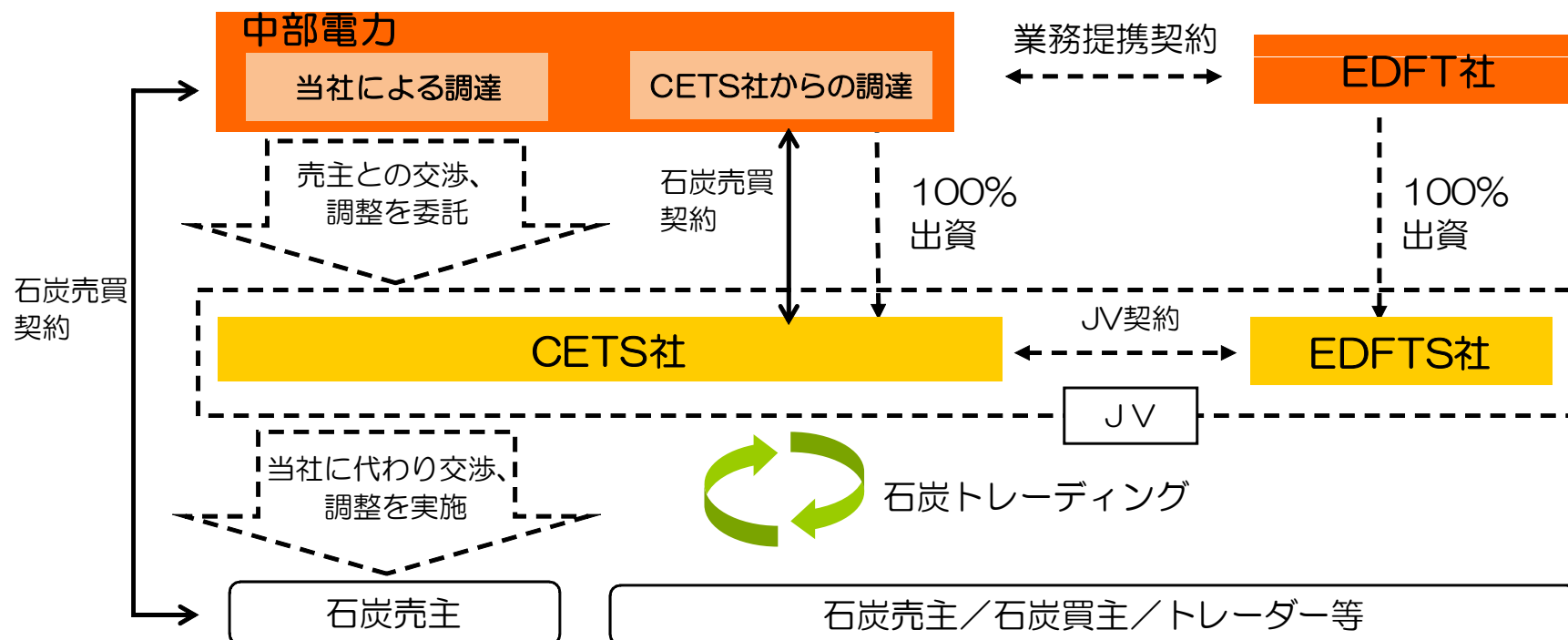
- ・ 仕向地自由条項の活用
- ・ 買主の自由裁量により運用可能な輸送



■石炭トレーディング事業

- 当社とフランス電力会社(EDF)の子会社であるEDFT社は、それぞれ100%出資の子会社を日本に設立し、共同で燃料トレーディング事業を2008年度開始
- 2010年4月より、中電エネルギートレーディング社(CET社)が、当社石炭調達全量を一元的に管理
- 2012年4月より、新たにシンガポールに設立した当社子会社Chubu Energy Trading Singapore Pte Ltd (CETS社)がその役割を継承

→豊富な石炭取引情報へのアクセスやスキルを有する人材の確保等を通じて、当社の石炭需要に合わせた、適時適切な取引をより効率的、経済的に実施



[上流権益の取得状況など]

イクシス・プロジェクト (LNG)

生産数量:840万t/年
権益取得比率:0.735%
2016年生産開始予定



ゴーゴン・プロジェクト (LNG)

生産数量:1,500万t/年
権益取得比率:0.417%
2015年生産開始予定

インテグラ・プロジェクト (石炭)

生産数量:330万t/年
権益取得比率:5.95%
生産中

コルドバ・プロジェクト (シェールガス)

生産数量:350万t/年 (LNG換算)
権益取得比率:3.75%※1
生産中

フリーポートLNGプロジェクト

液化設備:設備容量440万t/年×3系列
(最大4系列)

当社確保分:220万t/年
出資比率:25%※2

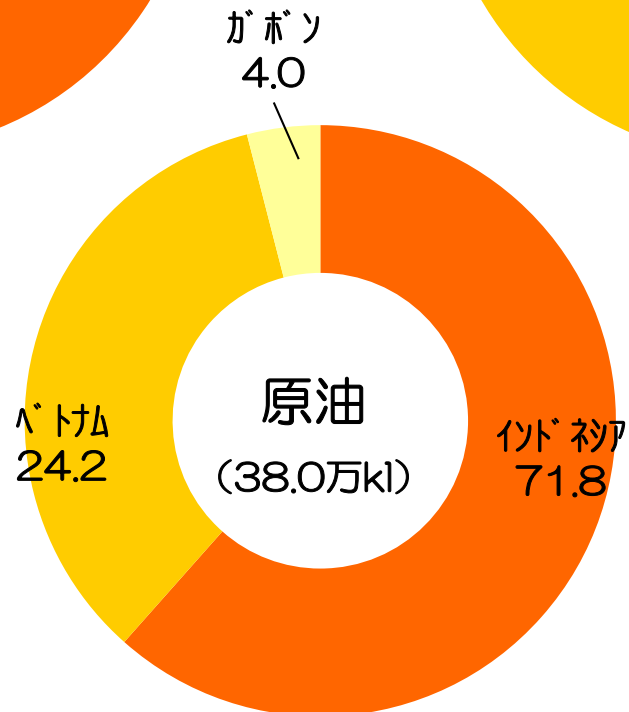
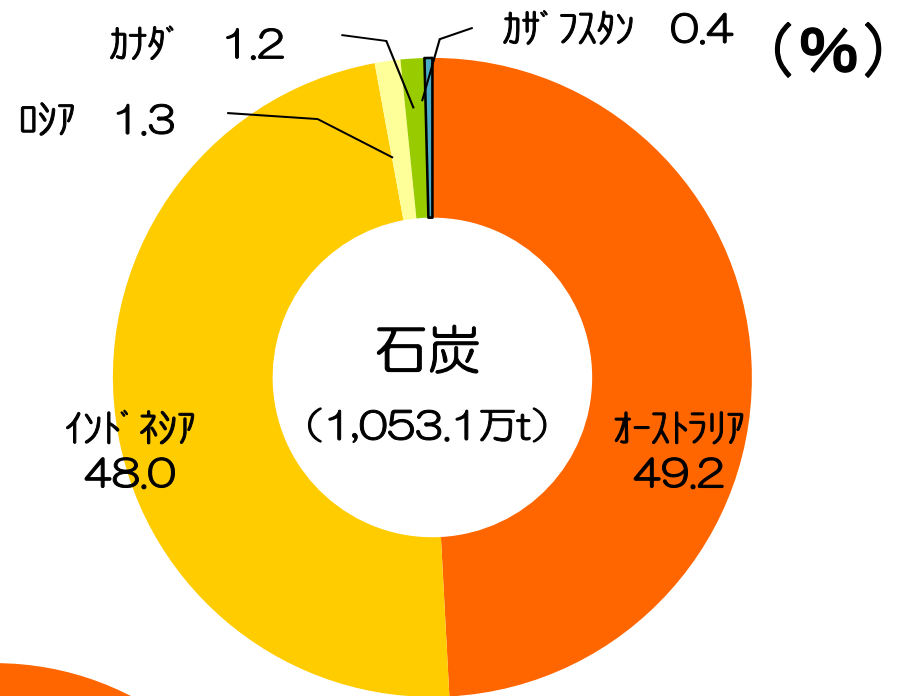
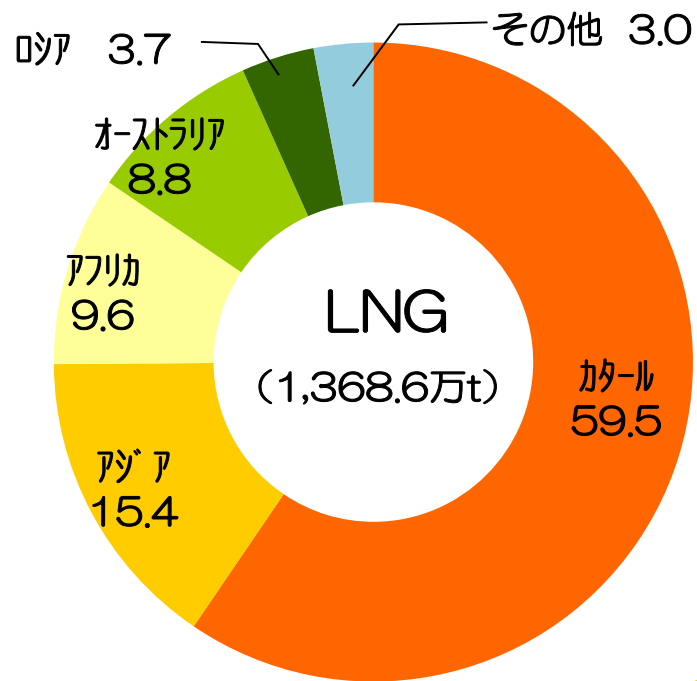
2018年液化加工開始予定
⇒2013年5月 米国エネルギー省が日本
向けLNG輸出事業として初めて、FTA
未締結国向けの輸出許可を発行。
2014年7月米国連邦エネルギー規制委
員会から建設許可を取得。



※1コルドバ・プロジェクトの権益を50%保有する三菱商事株式会社Cordova Gas Resourcesに7.5%出資

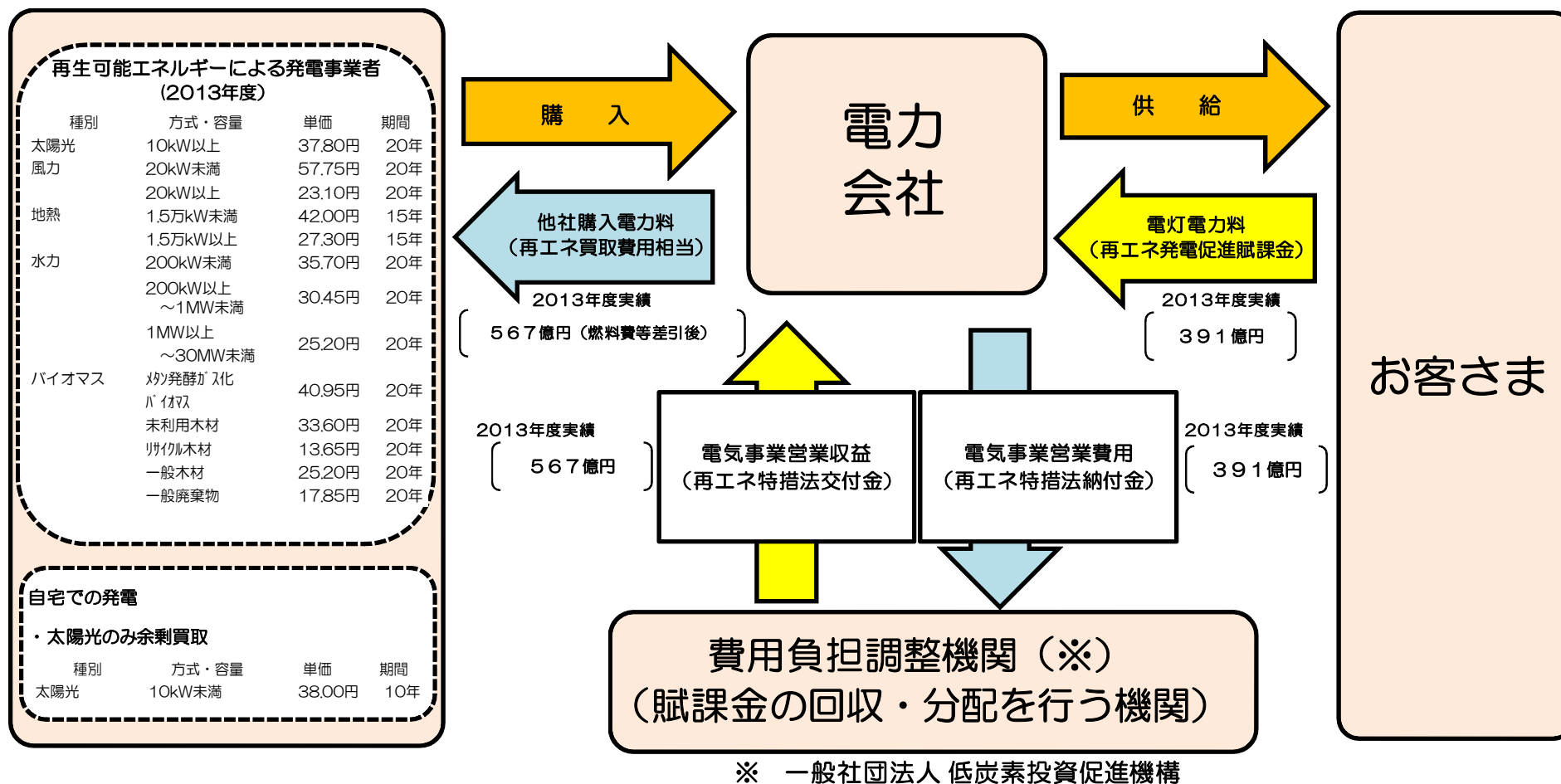
※2当社が液化加工契約を締結している第1系列の建設主体であるフリーポート子会社に出資

燃料調達⑤：燃料調達の状況（2013年度） 44



円グラフ中央の
() 内は調達量

■再生可能エネルギー固定買取価格制度の基本的な仕組み



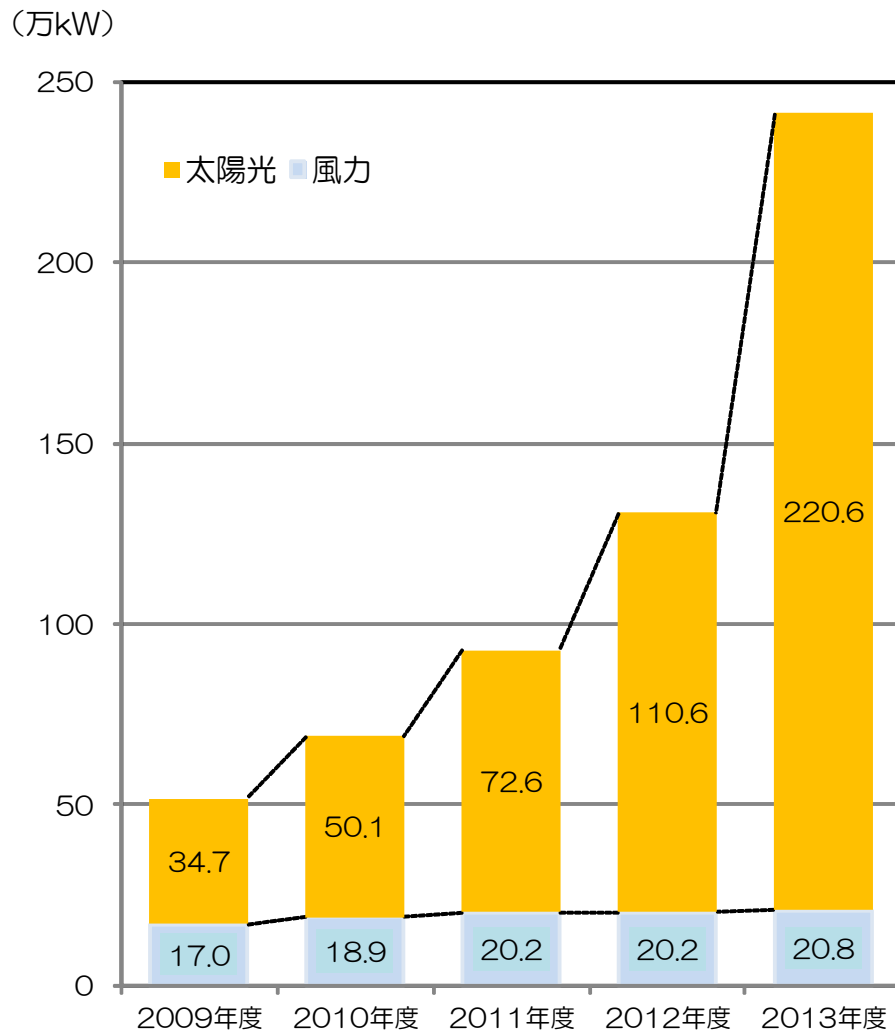
■当社の再生可能エネルギー推進の具体的な取り組み

		具体的取り組み	出力(千kW)	運開時期	
太陽光	自社開発	メガソーラーいいだ	1	2010年度	
		メガソーラーたけとよ	7.5	2011年度	
		メガソーラーしみず	8	2014年度予定	
風力	自社開発	御前崎	22	(1期) 2009年度 (2期) 2010年度	
水力	自社開発	新規開発	須砂渡	0.24	2010年度
			徳山1号機	131.0	2015年度予定
			徳山2号機	22.4	2014年度
			阿多岐	0.19	2015年度予定
			新串原	0.22	2015年度予定
			丹生川	0.35	2016年度予定
			一般水力	5.0	2020年度予定
			維持流量発電	7.3	2022年度予定
		既設設備改修	和合	0.2 ^{※1}	2012年度
			奥矢作第一発電所3号機	2.0 ^{※1}	2012年度
			奥泉	5.0 ^{※1}	2012年度
			奥矢作第一発電所1号機	3.0 ^{※1}	2013年度
			横川	0.02 ^{※1}	2013年度
			奥矢作第一発電所2号機	3.0 ^{※1}	2014年度
			砥川	0.02 ^{※1}	2014年度
			赤石	1.0 ^{※1}	2014年度
			新太田切	0.1 ^{※1}	2014年度
			樽川	0.1 ^{※1}	2014年度
			畑薙第二	1.6 ^{※1}	2014年度
三重県企業庁より取得(10地点)			98		
バイオ	自社開発	木質バイオマス混焼	—	2010年度	
		下水汚泥炭化燃料混焼	—	2012年度	

※1 出力向上分

■当社管内の再生可能エネルギー導入実績

[契約電力（太陽光・風力）]



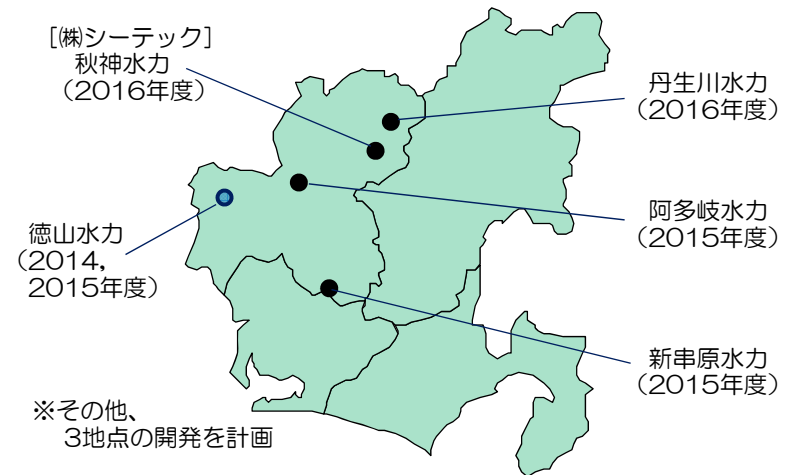
[契約件数（太陽光）]

(千件)

	2009年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度
契約件数	92	128	178	237	310

水力発電の開発地点

- ◎ 当社の水力発電の設備量は523.2万kW（2013年度末時点）。
- ◎ さらに、以下の地点で開発を進める。
 ● 一般水力、● 維持流量発電、（ ）は営業運転開始年度



■エネルギーソリューションサービスのご提案

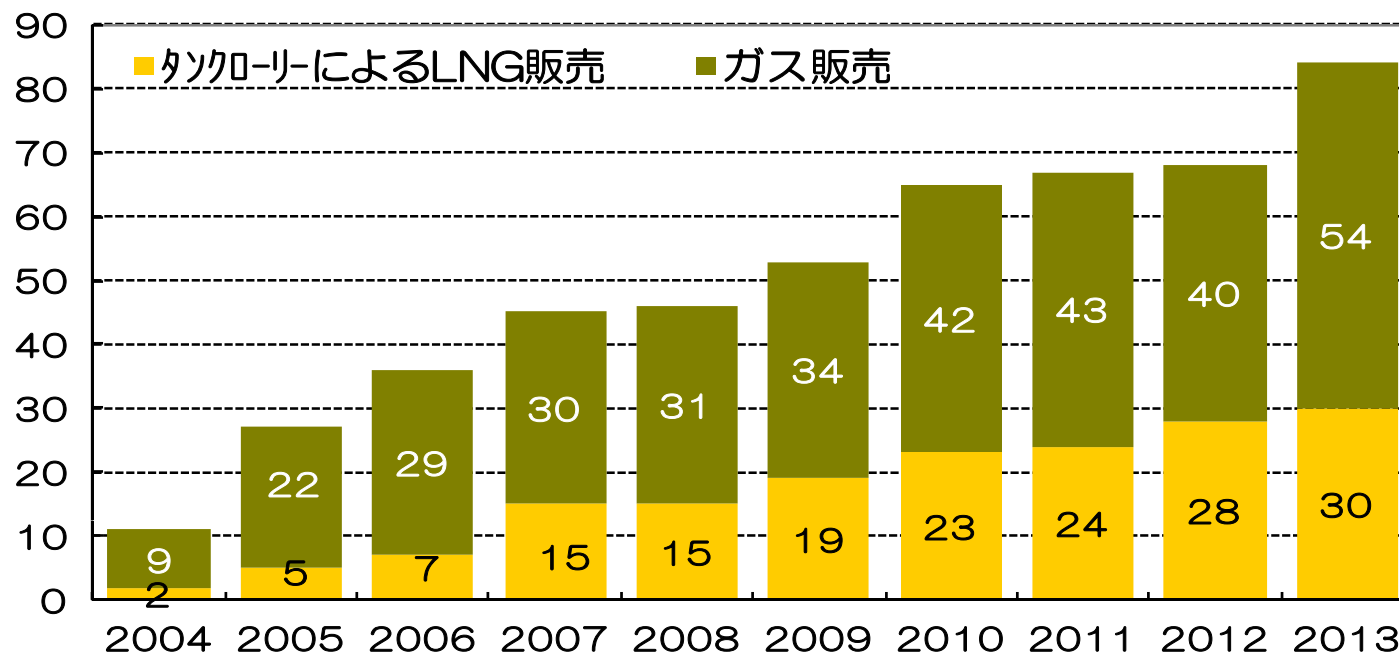
多様化・高度化するお客さまのニーズにお応えするため、当社およびグループ会社が一体となり、電気・ガスそれぞれの強みを活かしたソリューションサービスを提供

■ガス・LNGおよびオンサイトエネルギーのご提供

ビジネス向けにガス・LNGやオンサイトエネルギーサービスをグループ一体となってご提供し、お客さまの省エネ・省CO₂やコスト削減、信頼性の高いエネルギー供給システムの実現をサポート

【ガス・LNG販売数量の実績】

(万t)



成長事業②：50Hz地域における電力販売事業の展開 49 (ダイヤモンドパワー株式会社の株式取得)

- 当社は、50Hz地域（東日本）における電力販売事業の展開に向け、ダイヤモンドパワーの株式を取得するとともに、発電事業会社の設立に参画することとした。
- 本プロジェクトは、将来の収益基盤拡大への第一歩であり、まずはダイヤモンドパワーがこれまで展開してきた電力販売事業を継続し、域外販売のノウハウ獲得を目指す。

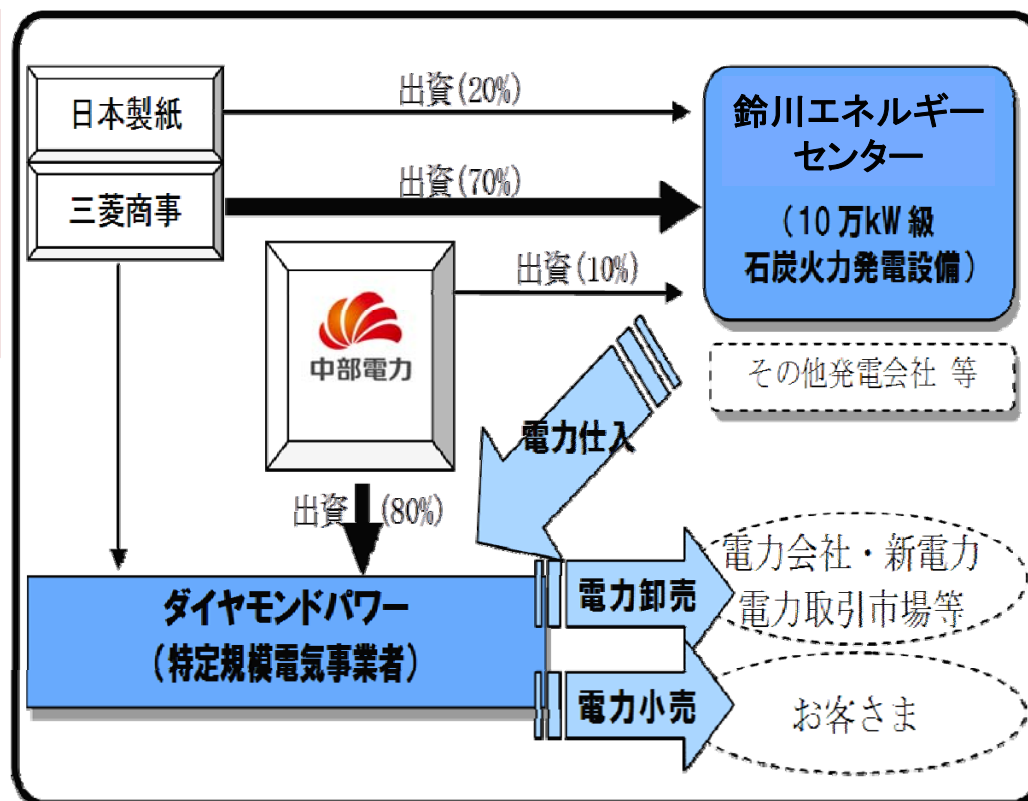
■プロジェクトの概要

- 当社は、2013年10月1日、三菱商事の100%子会社であるダイヤモンドパワー株式の80%を取得した
- また、三菱商事および日本製紙と石炭火力発電設備を建設・運営する発電事業会社を設立した

■プロジェクトの狙い・スキーム

- 50Hz地域における電力販売事業の展開に必要なノウハウ・インフラ（電源・顧客基盤・電力需給管理手法）を効率的に確保
- ダイヤモンドパワーは、新会社から調達した電気をベースに、電力卸売および小売を実施

【本プロジェクトスキーム図】



成長事業③：50Hz地域における電力販売事業の展開 50 (常陸那珂ジェネレーションの概要)

- 50Hz地域における発電事業の展開として、2013年12月6日、東京電力と共同で、発電事業会社「常陸那珂ジェネレーション」を設立した。
- 60万kW級石炭火力発電所を建設し、2020年度に運転開始する予定である。

<株式会社常陸那珂ジェネレーションの概要>

出資比率	中部電力 (96.55%) 東京電力 (3.45%)	
発電設備の概要	発電出力	発電端：約65万kW (送電端：約60万kW) ×1基
	燃料	石炭
	発電方式	超々臨界圧(USC)微粉炭火力
	運転開始	2020年度(予定)

成長事業④：海外エネルギー事業

51

■海外エネルギー事業への取り組み

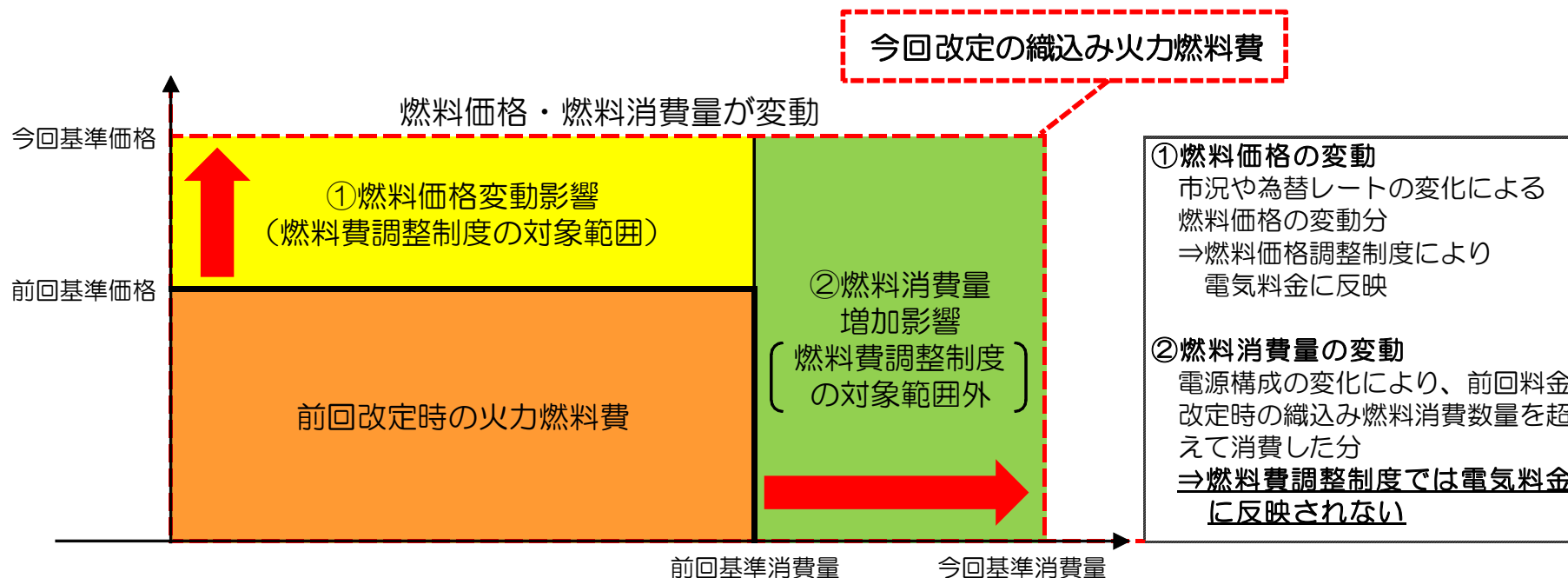
	投資規模	持分出力※
2014年度2Q時点	累計1,000億円程度	累計326万kW

※ 各プロジェクトの総出力に占める当社出資分

■参画中のプロジェクト

	地域	プロジェクト	総出力 (千kW)	当社出資 割合	参画時期	運開時期
発電事業	北米	米国 テナスカ ガス火力IPP事業 (5発電所)	4,780	約11%~約18%	2010年度	2001年~2004年
		カナダ ガス火力IPP発電事業	875	50%	2009年度	2009年6月
		メキシコ ガス火力IPP事業 (バジャドリド)	525	50%	2003年度	2006年6月
		メキシコ ガス火力IPP事業 (ファルコン社, 5発電所)	2,233	20%	2010年度	2001年~2005年
	アジア	タイ ガス火力IPP事業	1,400	15%	2001年度	2008年6月
		タイ 工業団地内コジェネレーション事業 (3地点)	120×3	19%(2地点) 24%(1地点)	2011年度	2015~2016年(予定)
		タイ 風力発電事業	90×2	20%	2011年度	2012年11月 (第一地点) 2013年2月 (第二地点)
		タイ 太陽光発電事業	31	49%	2012年度	2011年~2013年
	中東	カタール ラスラファンB 発電・海水淡水化事業	1,025	5%	2004年度	2008年6月
		カタール メサイド発電事業	2,007	10%	2008年度	2010年7月
		カタール ラスラファンC 発電・海水淡水化事業	2,730	5%	2008年度	2011年4月
		オマーン スールガス火力IPP発電事業	2,000	30%	2011年度	2014年(予定)
環境関連事業	アジア	タイ 粉殻発電事業	20	34%	2003年度	2005年12月
		マレーシア パーム椰子房バイオマス発電事業	10×2	18%	2006年度	2009年1月 (第一地点) 2009年3月 (第二地点)
		アジア 環境ファンド	-	26%	2003年度	2004年~2014年 (ファンド運営期間)

＜火力燃料費の燃料費調整制度に対する影響概略図＞



＜料金反映の仕組み＞3ヶ月分の平均燃料価格を各月に反映

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
平均燃料価格			→ 料金反映					
平均燃料価格				→ 料金反映		料金反映		
平均燃料価格					→ 料金反映		料金反映	

決算②：退職給与金（個別）

53

■人件費

(億円)

年度	2013年度(A)	2012年度(B)	(A-B)	主な増減理由
人件費	1,810	1,825	△ 14	
再掲：退職給与金	102	29	73	数理計算上の差異 103

■数理計算上の差異

(億円)

発生年度	発生額 (△積立超過)	費用処理額			増減	
		2012年度(A)	2013年度(B)	2014年度(C)	(B)－(A)	(C)－(B)
2009年度	△ 293	△ 85	—	—	85	—
2010年度	122	34	34	—	—	△ 34
2011年度	△ 35	△ 11	△ 11	△ 11	—	—
2012年度	54	—	18	18	18	—
2013年度	△ 100	—	—	△ 33	—	△ 33
合計		△ 62	41	△ 27	103	△ 68

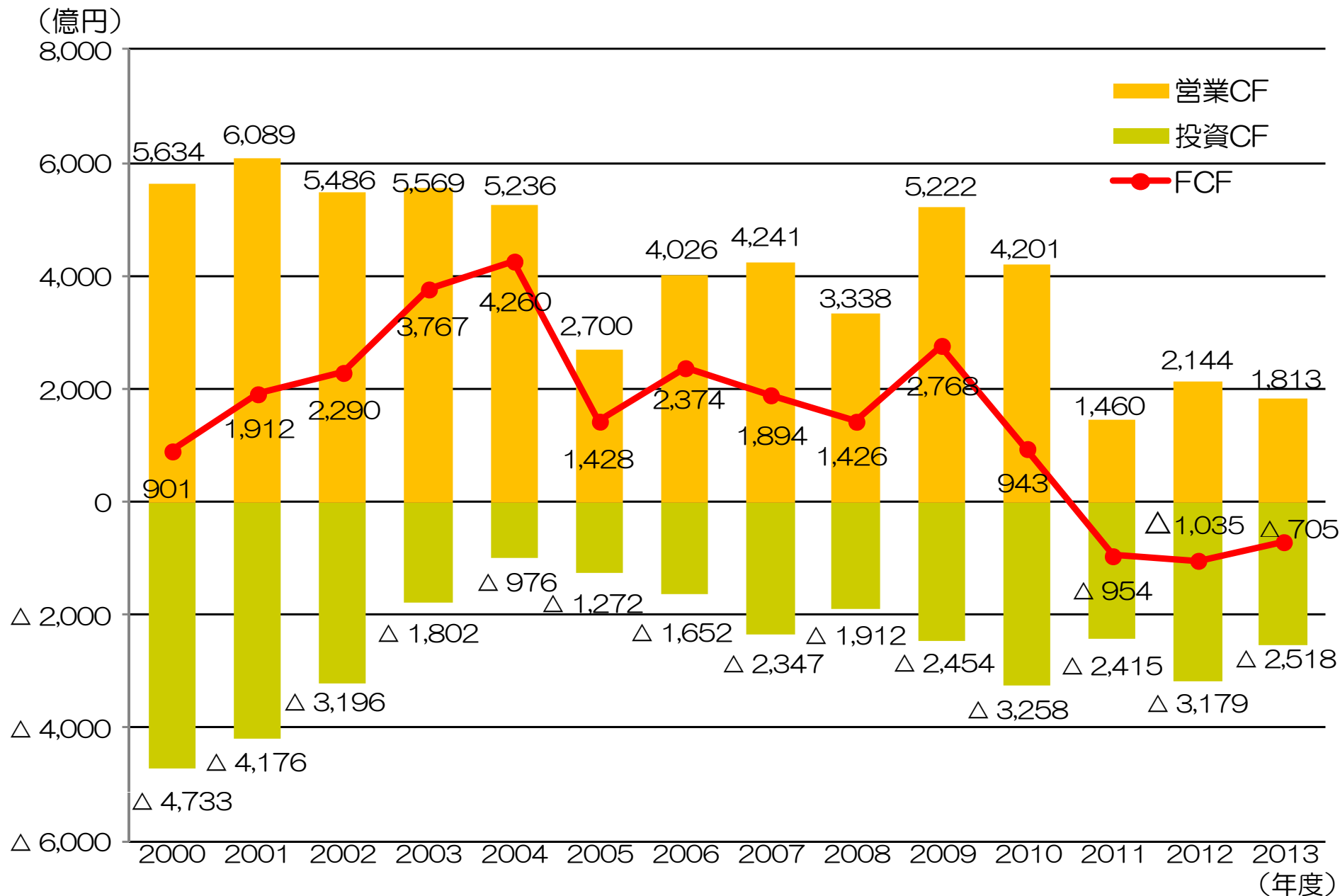
■過去勤務費用(※)

(億円)

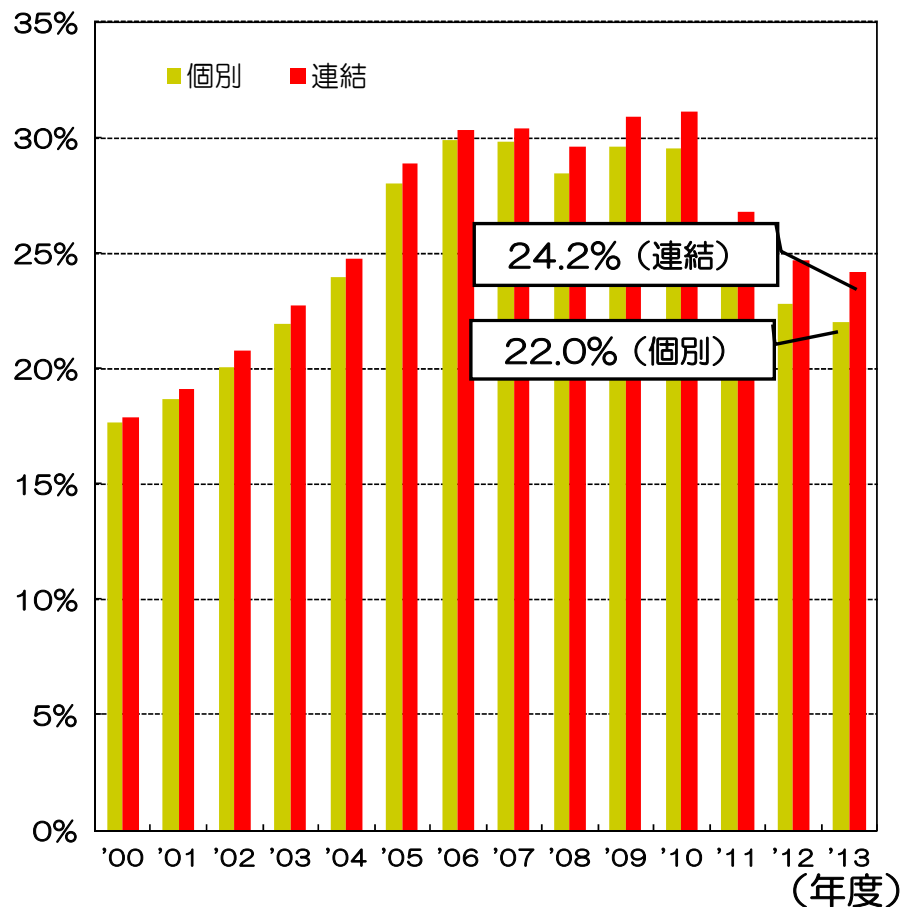
発生年度	発生額 (△積立超過)	費用処理額			増減	
		2012年度(A)	2013年度(B)	2014年度(C)	(B)－(A)	(C)－(B)
2011年度	△ 319	△ 106	△ 106	—	—	106

※最終基本給比例方式からポイント制方式への移行

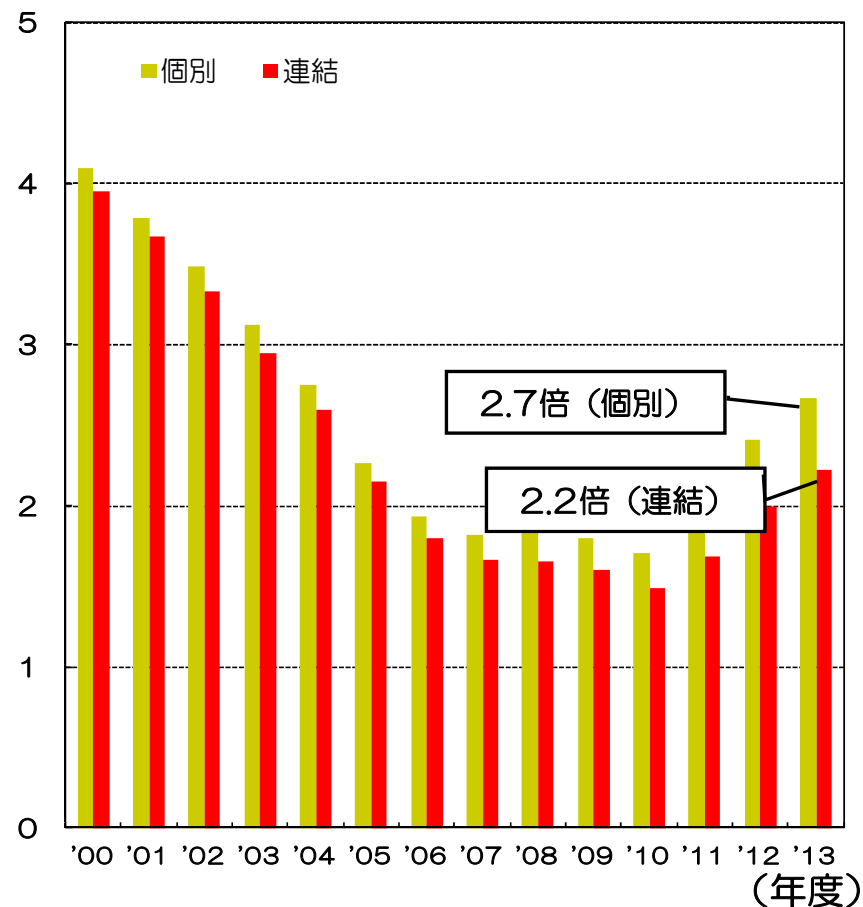
決算③：キャッシュフローの推移（個別）



■自己資本比率



■D/Eレシオ (倍)

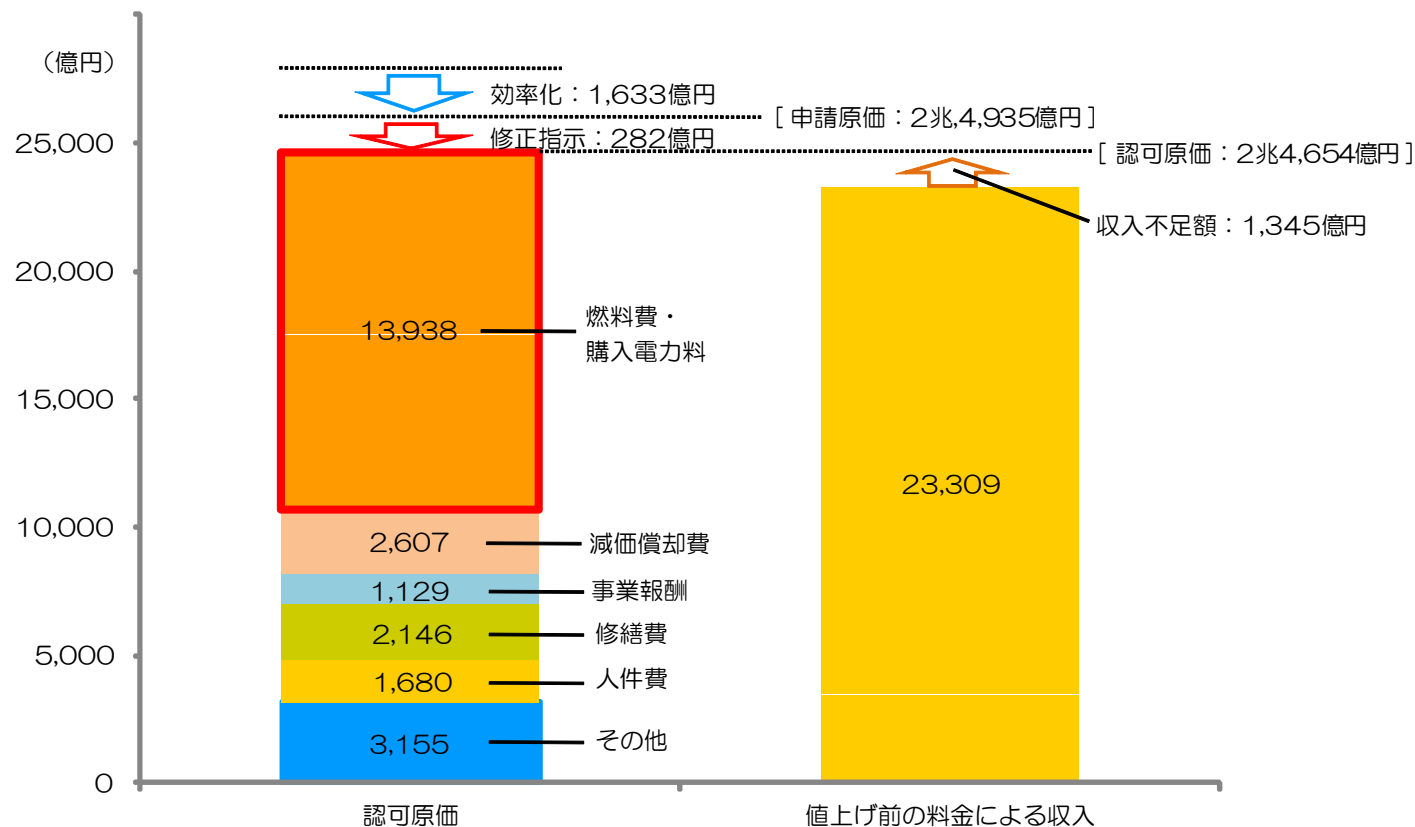


■格付取得状況 (長期格付)

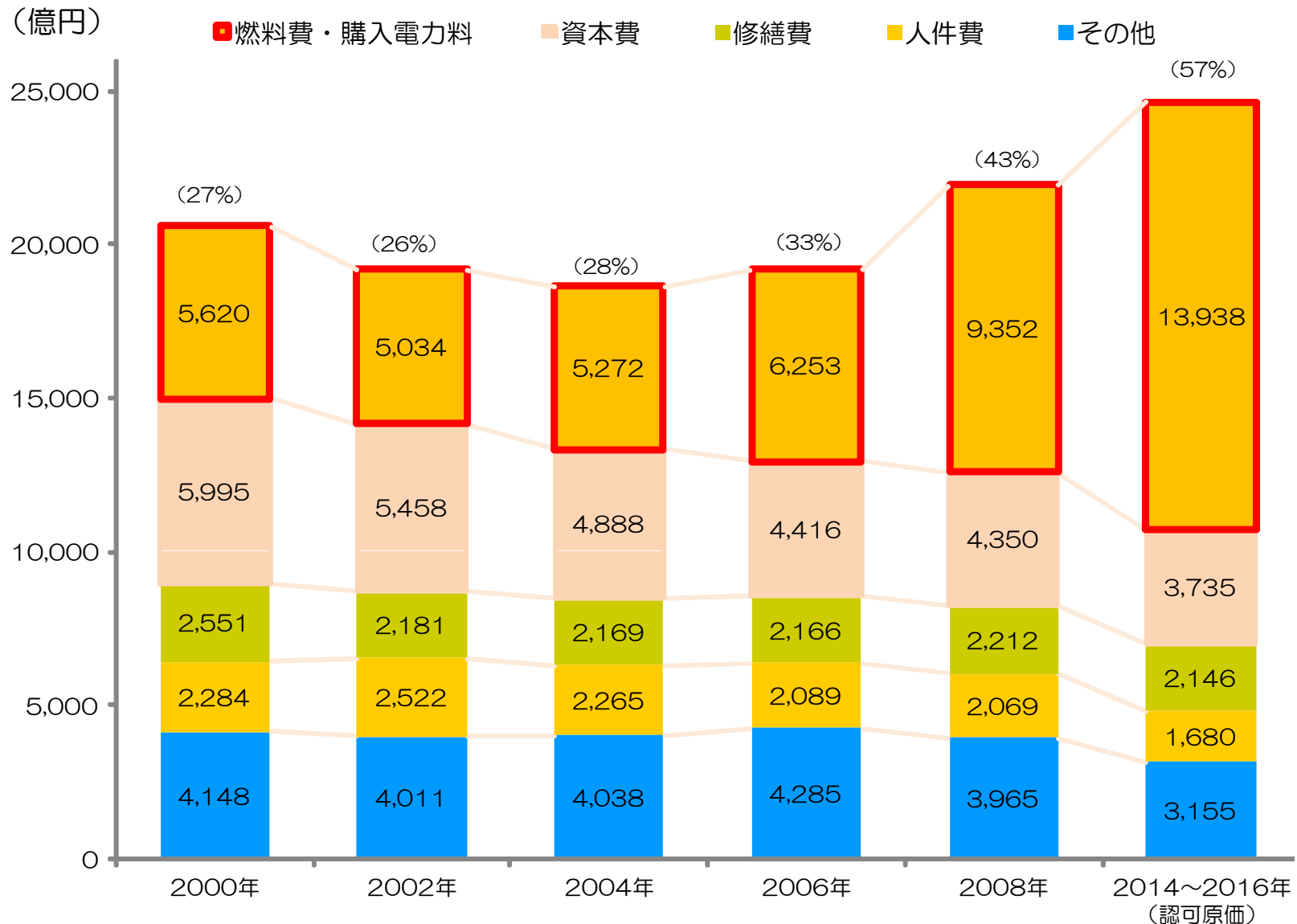
Moody's	R&I	JCR
A3	A+	AA

- 当社は、2013年10月29日に、規制部門のお客さまについては4.95%の値上げを申請、自由化部門のお客さまについては8.44%の値上げをお願いした。
- その後、国による審査・査定等を反映した結果、2014年5月1日より、規制部門のお客さまについては3.77%の値上げをお願いする旨の認可を4月18日に経済産業大臣よりいただいた。
- なお、自由化部門のお客さまについては、2014年4月1日より申請時点の原価に基づく値上げをお願いしているが今回の認可原価に基づき値上げ幅を見直し、4月1日より7.21%の値上げをお願いさせていただいた。

【 認可原価と「値上げ前の料金による収入」との比較（2014～2016年度平均） 】



料金値上げ②：料金改定時の原価の推移



※ () 内は総原価に占める燃料費・購入電力料の割合を示す

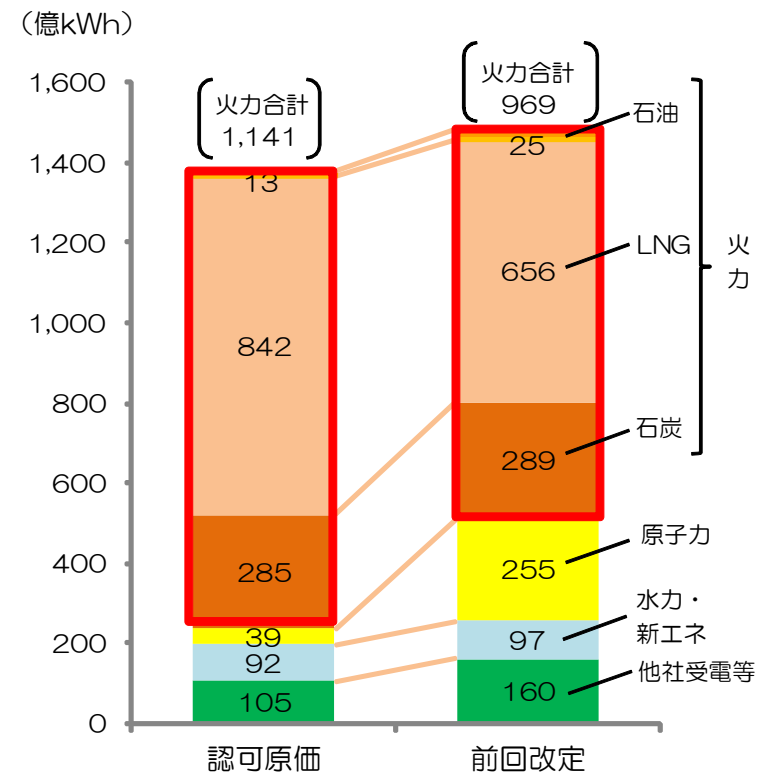
- 販売電力量については、節電にご協力いただいた実績等を踏まえ想定（前回差：△95億kWh）。
- 発電電力量については、前回改定と比べ、販売電力量の減少はあるものの、原子力発電電力量や発電電力量が減少していることから、火力発電電力量（LNG）が増加。

【原価算定の前提諸元】

	今回 (2014~2016平均) A	前回 (2008) B	増減 A-B
販売電力量 (億kWh)	1,262	1,357	△ 95
原油価格 (\$/b)	105.5	82.9	22.6
為替レート (円/\$)	99.0	113.0	△ 14.0
原子力利用率 (3~5号機利用率) (%)	12.4 (12.4)	59.6 (83.0)	△47.2 (△70.6)
事業報酬率 (%)	2.9	3.2	△ 0.3
経費対象人員 (人)	17,975	16,057	1,918

- ・原油価格・為替レートは直近3ヶ月の貿易統計価格（2013年6~8月の平均値）を参照
- ・原価算定上の前提条件として、浜岡原子力発電所4号機は2016年1月、3号機は2017年1月から発電電力量を織り込み。なお、5号機については、原価算定期間中（2014~2016年度）の発電電力量は未織り込み。また、原子力利用率の下限()内は2009年1月に運転終了した浜岡1・2号機を除いた値を表示
(原子力利用率の各年度の織り込み値)
2014年度：0%、2015年度：7.0%、2016年度：30.2%

【発電電力量比較】



- 当社は、2011年5月の浜岡原子力発電所の全号機停止以降、徹底した経営効率化に努めており、2013年4月からは「経営効率化緊急対策本部」を設置し、これまで以上に踏み込んだ経営効率化に取り組んでいる。
- 認可原価算定にあたっては、申請原価算定時の経営効率化額1,633億円に修正指示(△282億円)を加え、2014～2016年度の3か年平均で1,915億円のコスト削減を反映し、値上げ幅を最大限抑制している。

(億円)

	2014～2016 平均	主な内容
人件費	462 (2)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 役員給与の削減 ・ 基準賃金の削減をはじめとした社員年収水準の引き下げ ・ 保養所の全廃等による厚生費の削減 等
燃料費・ 購入電力料	765 (185)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 上越火力発電所運転開始による熱効率向上（燃料費の低減） ・ 安価な燃料調達による燃料費の削減 ・ 購入電力料の削減 等
設備投資 関連費用	99 (16)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比△10%等） ・ 新技術・新工法の採用による投資額の削減 等
修繕費	357 (26)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比△10%等） ・ 新技術・新工法の採用、仕様の見直し、設備の効率的運用等による削減 等
その他	231 (52)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争発注の拡大等による調達価格の削減（震災前比△10%等） ・ 販売拡大活動やイメージ広告等の普及開発関係費の削減 ・ 寄付金・団体費等の諸費の削減 ・ 販売に係る研究費の削減 等
合計	1,915 (282)	

※（）内に修正指示による効率化額を再掲

当資料取扱上のご注意

当資料に記載の将来の計画や見通し等は、現在入手可能な情報に基づき、計画のもとになる前提、予想を含んだ内容を記載しております。

これらの将来の計画や見通し等は、潜在的なリスクや不確実性が含まれており、今後の事業領域を取りまく経済状況、市場の動向等により、実際の結果とは異なる場合がございますので、ご承知おきいただきますようお願い申し上げます。

また、当資料の内容につきましては細心の注意を払っておりますが、掲載された情報の誤りおよび当資料に掲載された情報に基づいて被ったいかなる損害についても、当社は一切責任を負いかねます。