

2012年度第2四半期 決算説明会資料

2012年11月



目次

I 2013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
2012年度 業績見通しの概要	12
2012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

浜岡原子力発電所における安全対策① 津波対策工事の変更経緯	15
浜岡原子力発電所における安全対策② 津波対策工事の概要	16
浜岡原子力発電所における安全対策③ 津波対策工事の工程	17
浜岡原子力発電所における安全対策④ 今後の取組み	18
需給①：今夏の電力需給実績	19
需給②：今冬の電力需給見通し	20
燃料調達見通し	21
資金調達状況について	22

III 参考データ

23~51

I 2013年3月期 第2四半期決算概要

(注) 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：2013年3月期は「2012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。

決算概要①

1

○売上高は3年連続の増収（個別決算は2010/2Q以来 2年ぶりの増収）

○2011/2Qに続き、2年連続の経常損失および四半期純損失

■ 連結

(億円, %)

	2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	13,361	11,592	1,768	15.3
営業損益	169	81	87	107.0
経常損益	△ 2	△ 61	59	—
四半期純損益	△ 7	△ 190	182	—

■ 個別

(億円, %)

	2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減	
			(A-B)	(A-B)/B
売上高	12,656	10,905	1,751	16.1
営業損益	114	17	97	562.6
経常損益	△ 32	△ 109	77	—
四半期純損益	△ 13	△ 222	209	—

■ 主要諸元

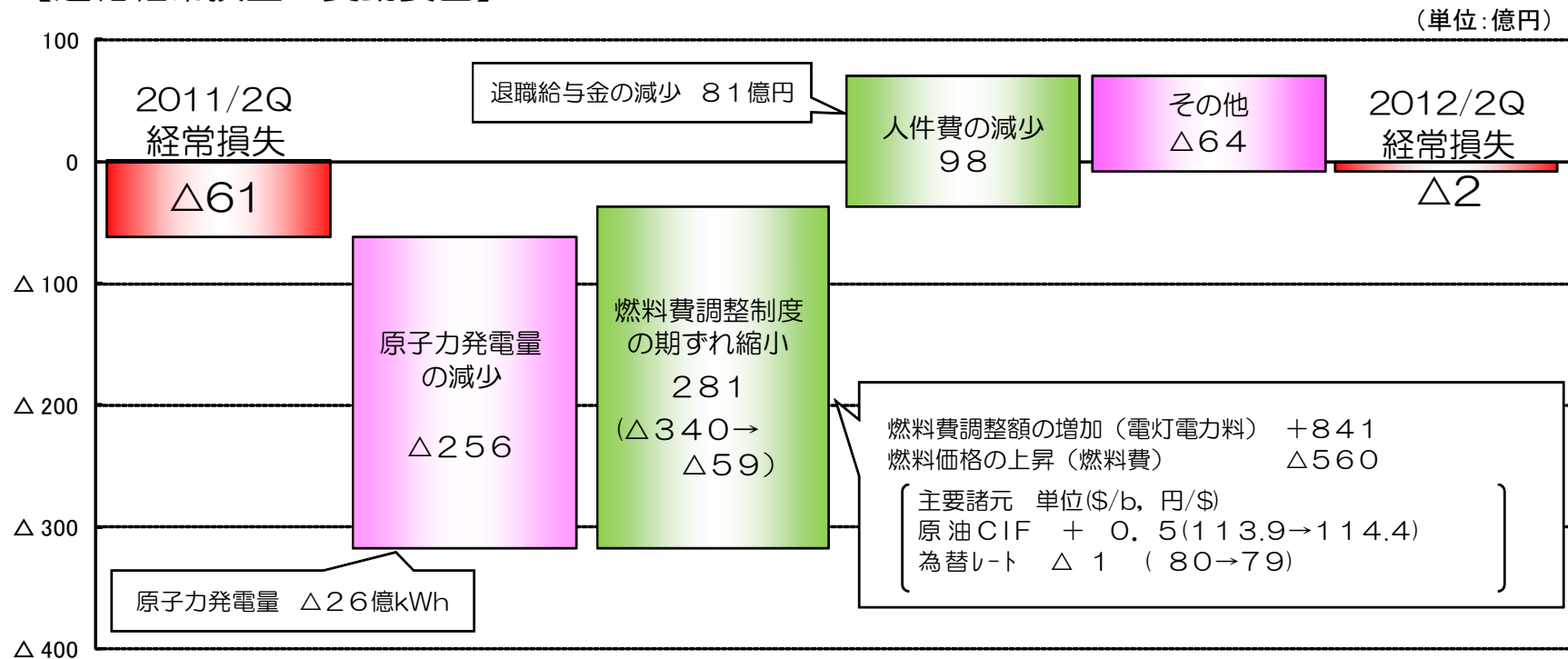
項目	2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減 (A-B)
販売電力量 (億kWh)	633	632	1
原油CIF価格 (\$/b)	114.4	113.9	0.5
為替レート(円/\$)	79.4	79.7	△ 0.3
原子力利用率 (%)	-	16.5	△ 16.5

※ 2012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＞

・ 原子力発電量の減少	△ 256億円
・ 燃料費調整制度の期ずれ縮小	281億円
・ 人件費の減少	98億円
・ その他（支払利息の増加など）	△ 64億円

【連結経常損益の変動要因】



<規制対象需要>

- 電灯 節電影響などから2.8%減少し 164億kWh
- 電力 契約数の減少などから4.9%減少し 31億kWh

<自由化対象需要>

- 業務用 前年同期並みの 114億kWh
- 産業用 自動車関連の生産増などから2.4%増加し 324億kWh

(億kWh, %)

		2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
規制対象 需要	電灯	164	169	△ 5	△ 2.8
	電力	31	33	△ 2	△ 4.9
	計	195	202	△ 7	△ 3.1
自由化対象 需要	業務用	114	114	0	0.1
	産業用他	324	316	8	2.4
	計	438	430	8	1.8
合計		633	632	1	0.2

- 水力発電量 湧水(出水率 2012/2Q : 93.7%、2011/2Q : 114.2%)により、10億kWh減少
- 原子力発電量 浜岡原子力発電所全号機の運転停止の影響により 26億kWh減少
- 火力発電量 上記に加え、融通・他社受電量の減少などにより、90億kWh増加

(億kWh, %)

		2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
自 社	水力 (出水率)	48 (93.7)	58 (114.2)	Δ 10 (Δ 20.5)	Δ 17.7
	火力	619	529	90	17.0
	原子力 (設備利用率)	— (—)	26 (16.5)	Δ 26 (Δ 16.5)	—
	新エネルギー	0	0	0	11.1
融通・他社受電		23	75	Δ 52	Δ 68.6
揚水用		Δ 7	Δ 8	1	Δ 17.2
合計		683	680	3	0.5

個別収支比較表①

5

(億円, %)

	2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減		主な増減要因
			(A-B)	(A-B)/B	
電灯電力料	11,221	10,375	846	8.2	燃料費調整額の増 +841
販売電力料・ 託送収益等	996	194	801	412.0	地帯間販売電力料の増 +764
その他収益	154	114	39	34.5	
電気事業営業収益	12,372	10,684	1,688	15.8	
附帯事業営業収益	284	221	63	28.6	
営業収益計 (売上高)	12,656	10,905	1,751	16.1	

(億円未満切り捨て)

個別収支比較表②

6

(億円, %)

	2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減		主な増減要因
			(A-B)	(A-B)/B	
人件費	916	1,014	△ 98	△ 9.7	退職給与金 △81 (数理計算上の差異 △80)
燃料費	6,102	4,476	1,625	36.3	火力燃料費 +1,637 (数量増 +1,077 価格上昇 +560)
原子力バックフィット費用	77	107	△ 29	△ 27.3	
購入電力料・託送料等	1,070	1,178	△ 107	△ 9.1	地帯間購入電力料 △115
修繕費	1,153	1,086	66	6.2	火力 +45
減価償却費	1,267	1,265	1	0.1	
公租公課	635	616	18	3.0	
その他費用	1,038	907	131	14.5	
電気事業営業費用	12,263	10,653	1,609	15.1	
附帯事業営業費用	279	234	44	19.1	ガス供給事業 +31
営業費用計	12,542	10,888	1,654	15.2	

(億円未満切り捨て)

個別収支比較表③

(億円, %)

	2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減		主な増減要因
			(A-B)	(A-B)/B	
営業損益	114	17	97	562.6	
営業外収益	75	124	△ 48	△ 39.1	
支払利息	197	173	24	14.0	
その他費用	24	77	△ 53	△ 68.2	
営業外費用	222	251	△ 28	△ 11.4	
経常損益	△ 32	△ 109	77	-	
濁水準備金	△ 29	50	△ 79	-	
特別利益	71	-	71	-	(2012)原子力発電所運転終了 関連損失引当金戻入額 +71
特別損失	-	172	△ 172	-	(2011) 確定拠出年金移行時差異 △172
法人税等	81	△ 111	192	-	
四半期純損益	△ 13	△ 222	209	-	

(億円未満切り捨て)

連結収支比較表

8

(億円, %)

		2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減	
				(A-B)	(A-B)/B
電気事業	営業収益 (売上高)	12,363	10,676	1,687	15.8
	営業費用	12,216	10,608	1,608	15.2
	営業損益	146	67	79	117.5
その他事業	営業収益 (売上高)	997	915	81	8.9
	営業費用	974	901	73	8.1
	営業損益	22	14	8	57.3
合計	営業収益 (売上高)	13,361	11,592	1,768	15.3
	営業費用	13,191	11,510	1,681	14.6
	営業損益	169	81	87	107.0
営業外	営業外収益	61	120	△ 59	△ 49.6
	営業外費用	232	264	△ 31	△ 12.1
経常損益		△ 2	△ 61	59	-
特別利益		71	-	71	-
特別損失		-	172	△ 172	-
四半期純損益		△ 7	△ 190	182	-

内部取引相殺消去後

(億円未満切り捨て)

(億円)

		2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
電気事業	外部売上高	12,363	10,676	1,687	
	営業損益	109	30	78	
エネルギー事業	外部売上高	301	259	41	収入単価の上昇
	中電附帯 子会社	183	158	24	
	子会社	117	101	16	
	営業損益	△ 4	△ 10	6	
	中電附帯 子会社	△ 9	△ 17	7	
	子会社	5	6	△ 0	
	(ガス販売量：万t)	(33)	(34)	(△1)	
その他事業	外部売上高	696	655	40	附帯不動産関連の売上増
	中電附帯 子会社	36	11	24	
	子会社	659	644	15	
	営業損益	65	55	10	
	中電附帯 子会社	14	3	10	
	子会社	50	51	△ 0	
連結調整	営業損益	△ 0	6	△ 7	
合計	外部売上高	13,361	11,592	1,768	
	営業損益	169	81	87	

(億円未満切り捨て)

(億円)

	2012/9末 (A)	2012/3末 (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
総資産	58,186	56,471	1,715	現金及び預金の増
負債	42,981	40,988	1,993	有利子負債の増
純資産	15,204	15,483	△ 278	配当支払い

(億円, %)

自己資本比率	25.5 (23.8)	26.8 (25.0)	△ 1.3 (△ 1.2)
有利子負債残高	32,167 (32,595)	29,658 (30,045)	2,508 (2,549)
期末金利	(1.28)	(1.30)	(△0.02)

()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

(億円)

	2012/2Q (A)	2011/2Q (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
営業活動による キャッシュ・フロー	700	126	573	電灯電力料収入の増加 法人税の支払いの減少
投資活動による キャッシュ・フロー	△ 1,743	△ 1,306	△ 437	固定資産の取得支出の増加
財務活動による キャッシュ・フロー	2,263	2,765	△ 502	
フリー・キャッシュ・フロー	△ 1,042	△ 1,179	136	

	2012/9末 (A)	2012/3末 (B)	増減 (A-B)	主な増減要因
現金及び現金同等物の 期末残高	5,952	4,731	1,220	

(億円未満切り捨て)

2012年度 業績見通しの概要

12

■ 連結

(億円)

	2012年度予想 今回公表 (A)	2012年度予想 9/4 公表 (B)	増減 対9/4公表 (A)-(B)
売上高	26,400	26,400	—
営業損益	△ 450	△ 450	—
経常損益	△ 800	△ 800	—
当期純損益	△ 600	△ 600	—

■ 個別

	2012年度予想 今回公表 (A)	2012年度予想 9/4 公表 (B)	増減 対9/4公表 (A)-(B)
売上高	24,800	24,800	—
営業損益	△ 600	△ 600	—
経常損益	△ 900	△ 900	—
当期純損益	△ 650	△ 650	—

■ 主要諸元

(億円)

項目	2012年度予想 今回公表 (A)	2012年度予想 9/4 公表 (B)	増減 対9/4公表 (A)-(B)	変動影響額
販売電力量 (億kWh)	1,278	1,278	—	1% 40
原油C I F 価格 (\$/b)	115程度	115程度	—	1\$/b 84 ※1,2
為替レート(円/\$)	80程度	80程度	—	1円/\$ 137 ※2
原子力利用率 (%)	—	—	—	—

※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。

2012年度 個別業績見通し (対 前期)

13

(億円)

	2012年度 予想 (今回) (A)	2011年度 実績 (B)	増減 (A)-(B)
売上高 (営業収益)	24,800	22,951	1,850程度
営業費用	25,400	23,456	1,940程度
営業損益	△ 600	△ 504	△100程度
経常損益	△ 900	△ 774	△130程度
当期純損益	△ 650	△ 946	300程度

【経常損益の主な変動要因】

原子力発電量の減少	△ 260
人件費の減少 (退職給与金の減少)	+ 180
支払利息の増加 など	△ 50
<hr/>	
経常損益への影響	△ 130

■ 主要諸元

	2012年度 予想 (今回) (A)	2011年度 実績 (B)	増減 (A-B)
販売電力量 (億kWh)	1,278程度	1,279	△ 1程度
原油CIF価格 (\$/b)	115程度	114.2	1程度
為替レート(円/\$)	80程度	79	1程度
原子力利用率 (%)	—	8.2	△ 8.2

■株主還元に関する考え方（2012年7月30日公表）

株主還元につきましては、電力の安全・安定的な供給に不可欠な設備の形成・運用のための投資を継続的に進めつつ、財務状況などを勘案したうえで、安定配当に努めていくことを基本といたします。

■2012年度 個別配当予想

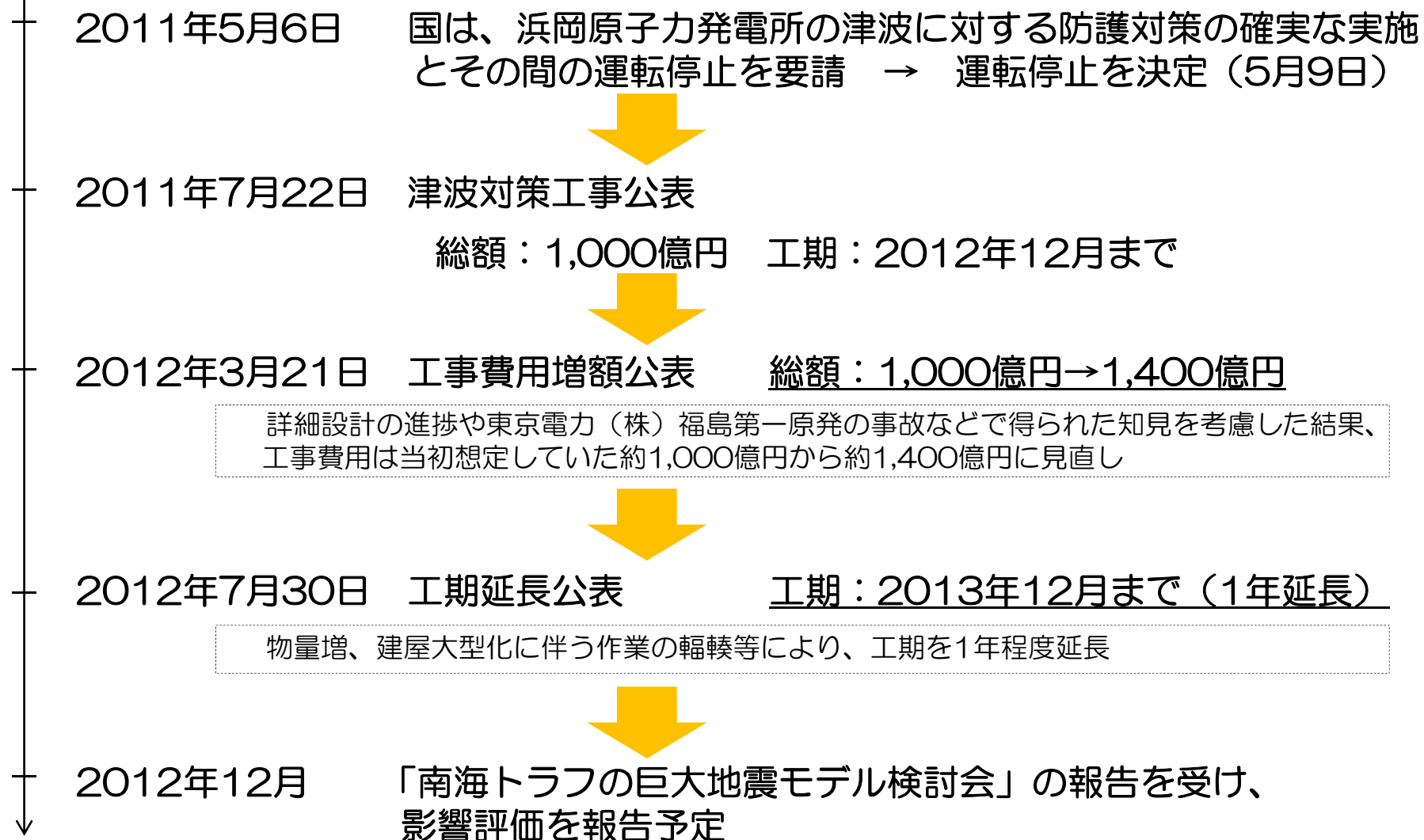
	1株当たり配当金		
	第2四半期末	期末	年間
2011年度	30円	30円	60円
2012年度 (予想)	25円	25円	50円

Ⅱ 経営状況

浜岡原子力発電所における安全対策①： 15

津波対策工事の変更経緯

■津波対策工事の変更経緯



浜岡原子力発電所における安全対策②： 津波対策工事の概要

16

■ 浜岡原子力発電所における津波対策(2011年7月22日公表)の概要

- 浸水防止対策
 - ①防波壁の設置等による発電所敷地内浸水防止対策
 - ②敷地内浸水時における建屋内浸水防止対策
- 緊急時対策の強化
冷却機能を確保する対策

浸水防止対策①

： 発電所敷地内浸水防止

防波壁（T.P.+18m）の設置等による発電所敷地内への浸水防止

浸水防止対策②

： 建屋内浸水防止

敷地内浸水時の海水冷却機能維持
建屋内浸水防止

緊急時対策の強化

： 冷却機能確保

全交流電源・海水冷却機能の喪失を仮定した冷却機能の確保

- 注水・除熱・電源の機能に対し、多重化・多様化の観点から代替手段を講ずることにより、原子炉の安定した高温停止状態を維持し、確実かつ安全に冷温停止状態に導く

浜岡原子力発電所における安全対策③： 津波対策工事の工程

17

■ 津波対策の全体工程および対策費用について

- 当社は、2013年12月の完了を目標に、「浸水防止対策」および「緊急時対策の強化」を図ることとしている。

主な津波対策		2011年度				2012年度				2013年度			
		4~6月	7~9月	10~12月	1~3月	4~6月	7~9月	10~12月	1~3月	4~6月	7~9月	10~12月	
浸水防止対策①	防波壁の設置等	▼4/5 着手 調査・準備工事 ▼9/22 着手 本体準備工事 ▼11/11 着手 本体工事（基礎工事・壁工事）											
浸水防止対策②	・ 防水構造扉の信頼性強化 ・ 緊急時海水取水設備(EWS)の設置等	▼1/7 着手 防水構造扉の信頼性強化工事 ▼10/13 着手 EWS設置工事 試運転											
緊急時対策の強化	非常用交流電源装置(ガスタービン発電機)の高台設置	ガスタービン発電機の手配、高台設置など ▼11/21 着手 高台整備 電源盤の上層階・高台への設置 試運転											

対応期間

2013年12月まで

対策費用

1,400億円程度

浜岡原子力発電所における安全対策④： 今後の取組み

18

■ 「南海トラフの巨大地震モデル検討会」の報告経緯

2011年度	2012年度
▽	3/31 南海トラフの巨大地震モデル検討会 第一次報告 ●御前崎市の最大津波高:21m、最大震度:7 ▽8/29 南海トラフの巨大地震モデル検討会 第二次報告 ●御前崎市の最大津波高:19m、最大震度:7 ▼12月目途 浜岡原子力発電所 における影響評価のまとめ

▽：国等、▼：当社

■ 今後の取り組みについて

- 当社は、上記報告に関するデータ提供を受けた上でその内容を確認し、浜岡原子力発電所において想定すべき地震動および津波について検討を行い、同発電所への影響に関する評価を12月を目途に進める。
- 当社は、これらの評価を踏まえて、浜岡原子力発電所における地震動および津波に対する安全対策等について、さらなる見直しや追加対策の必要性を検討する。

■今夏の需要実績

- 昨年に引き続き、多くのお客さまによる節電や操業調整へのご協力
 - 一昨年のような猛暑にならなかった
- ⇒最大電力は2011年、2010年に比して低く推移

(参考) 一般的な節電効果：130万kW(2010年度との比較)

最大3日平均電力		差(A-B)	差の内訳	
2012年7月(A)	2010年8月(B)			
2,457万kW	2,698万kW	△241万kW	一般的な節電効果	△130万kW程度
			計画調整等	△70万kW程度
			気象影響など	△41万kW程度

■供給力

- 事前に計画した火力機の定期点検の繰り延べや補修時期の調整などを確実に実施
- ⇒安定供給に必要な供給力を確保
- ⇒その上で、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限の応援融通を実施

(参考) 最大3日平均電力バランス (発電端)

項目	2012年度	2011年度	2010年度
最大電力	2,457万kW	2,502万kW	2,698万kW
供給力	2,729万kW	2,752万kW	3,002万kW
予備力	271万kW	250万kW	304万kW
予備率	11.0%	10.0%	11.3%

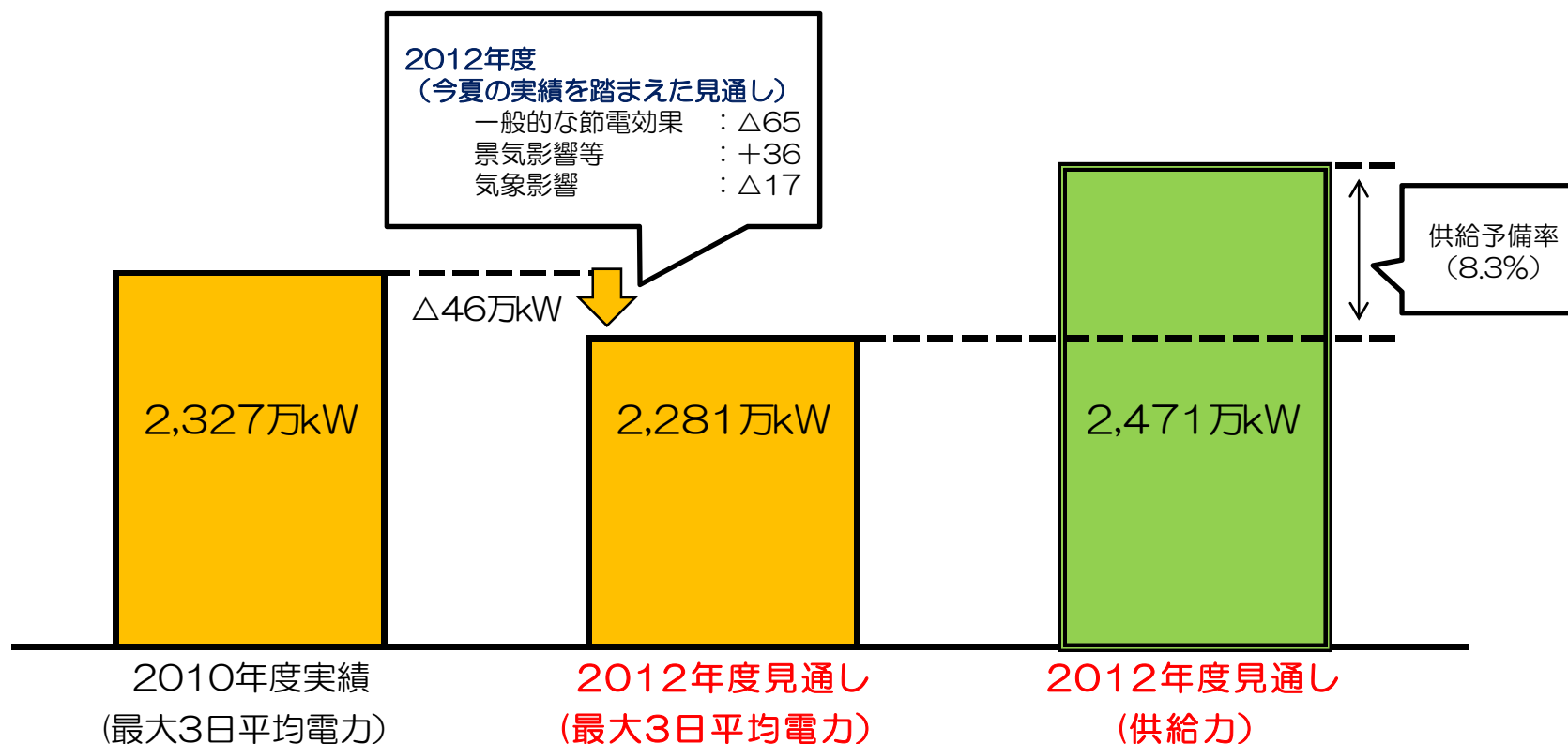
※四捨五入の関係で合計が合わないことがある

■最大電力（最大3日平均電力）

- 今夏のお客さまにご協力いただいた節電実績等を踏まえて想定した節電効果を65万kW程度と見込み、2,281万kWと想定。

■供給力

- 上越火力発電所1-2号の営業運転開始（2013年1月）、他電力会社への平日昼間帯45万kW程度の電力融通を見込み、2,471万kWと想定。



■燃料調達の見通し

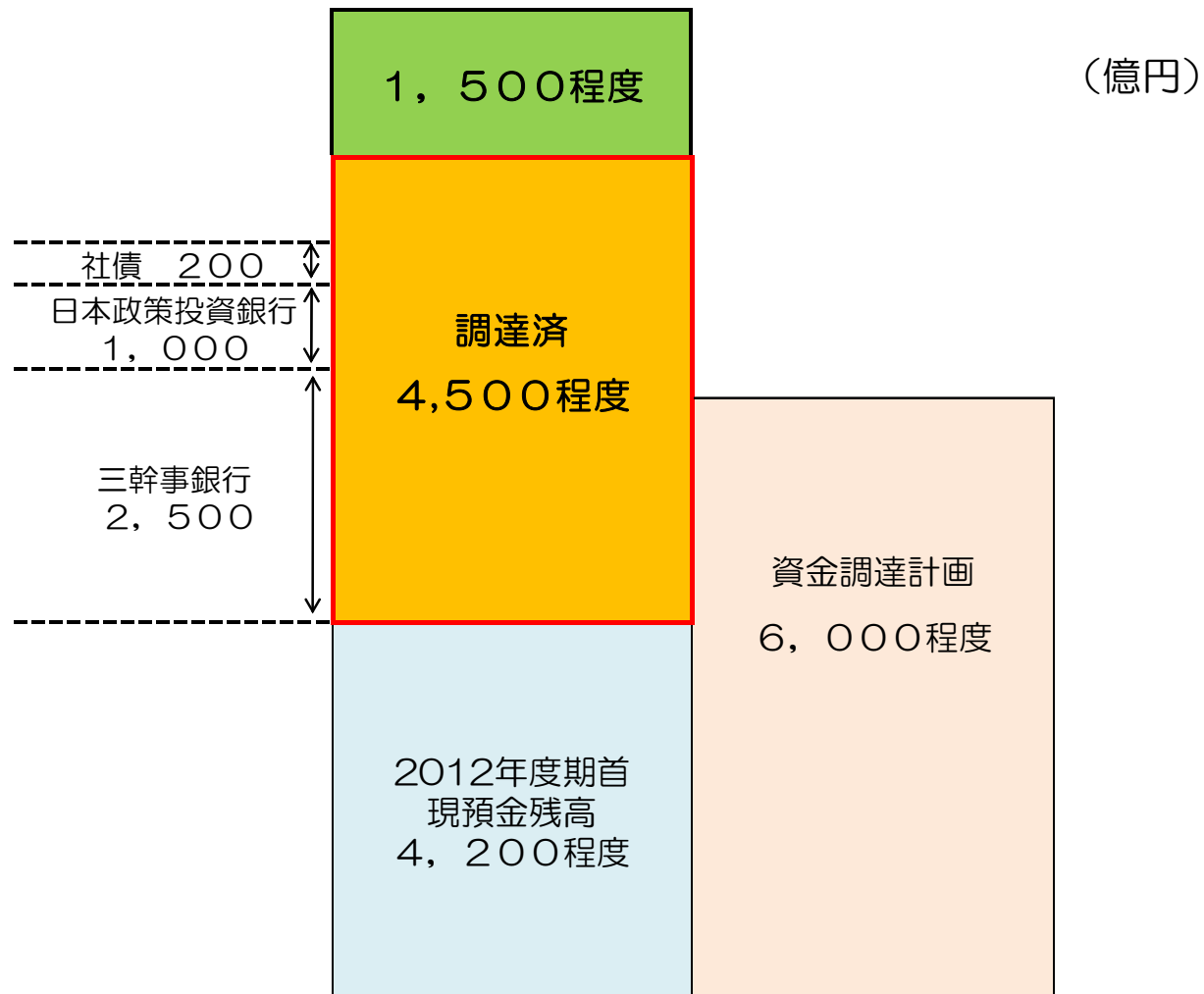
- 2012年度については、電力需要動向や他社原子力の稼働状況にもよるが、昨年度と同水準の所要量（約1,300万トン）が必要となる見込みであり、ほぼ確保できる見通し。
- 2013年度については、仮に昨年度、本年度と同じ1,300万トン水準の調達が必要となった場合でも、対応可能なように売主との交渉を開始しており、年内には来年度の調達にも目途をつけたい。

（参考）2011年度 LNGの調達実績について

項目	LNG
供給計画(2011年3月公表) 年間受入量 ①	842万t
2011年度受入必要量 ②	約1,300万 t
2011年度追加必要量 ②－①	約460万 t

■2012年度の資金調達状況について

- 2012年度の長期資金の調達計画は、6,000億円程度
- 現状では、4,500億円程度の調達に目途



Ⅲ 参考データ

津波対策工事の状況	23	エネルギー資源の権益取得	37
浜岡原子力発電所5号機 主復水器細管損傷による海水流入	24	海外エネルギー事業の取り組み状況	38
高効率LNG火力発電所の開発	25	販売戦略	39
LNG設備増強計画	26	電力事業を取り巻く状況①	40
火力設備等における災害対策①	27	電力事業を取り巻く状況②	41
火力設備等における災害対策②	28	電力システム改革の基本方針（案）の概要	42
全国の電力需給見通し（2月）	29	原子力損害賠償支援機構法	43
電力会社相互応援能力の強化	30	電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議の概要	44
再生可能エネルギーの推進に向けた取り組み①	31	スマートメーター	45
再生可能エネルギーの推進に向けた取り組み②	32	燃料費調整制度と火力燃料費について	46
電源設備構成・発電電力量構成	33	環境税（石油石炭税）の税率改正について	47
燃料調達の状況（2011年度）	34	退職給与金（個別）	48
LNG契約の状況	35	部門別収支	49
石炭トレーディングの推進	36	フリーキャッシュフローの推移（個別）	50
		自己資本比率・D/Eレシオの推移	51

浸水防止対策①

- 現在は、防波壁の基礎部である地中壁の施工が完了し、壁部を構成する床版およびたて壁の設置工事中。
- たて壁については、76箇所/109箇所の据付けが完了（2012年9月末時点）



浸水防止対策②

【防水構造扉の信頼性強化】
55箇所/164箇所の取替が完了（2012年9月末時点）



【EWSの設置工事】
地上部のポンプ室工事を実施中。



緊急時対策の強化

- 海抜約40mの発電所敷地高台には、原子炉の冷却に係る設備などに電力を供給するためのガスタービン発電機や電源盤を設置します。



浜岡原子力発電所5号機 主復水器細管損傷による海水流入 24

経緯

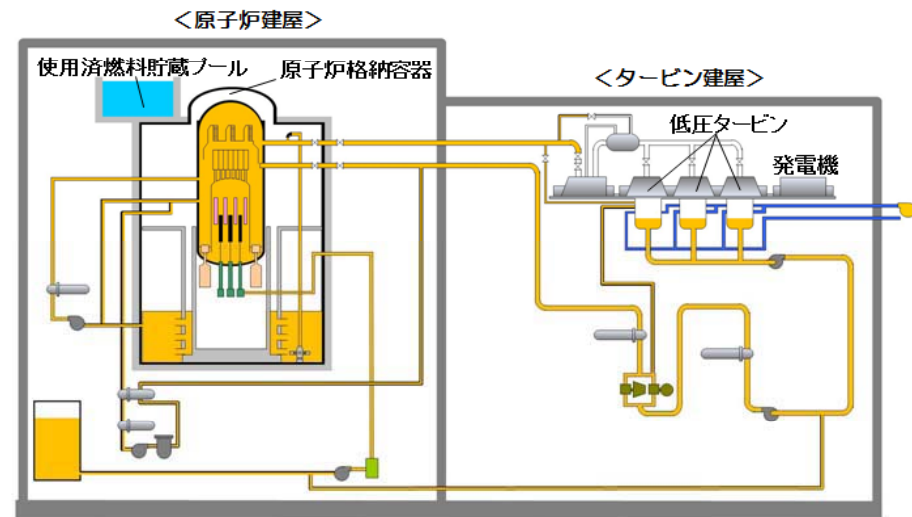
- 2011年5月14日、5号機の原子炉停止後、冷温停止に向け操作を実施中、蒸気冷却用の海水が流れる主復水器内の細管が一部損傷。主復水器に400トン、原子炉に5トンの海水が流入する事象が発生

設備への影響調査状況

- 海水流入環境を再現した模擬試験および、実機の分解・開放点検等による機器の腐食影響調査を実施中。
- これまでのところ、原子炉設備について以下が確認されている。
 - ・全般的に過去の点検時に比べ付着物が多く認められたが、手入れにより除去可能な程度であった。
 - ・窒素処理が施されている部品等に腐食が認められた。
- これらの調査状況は本年7月～9月にかけて、国が設置した専門家による意見聴取会に報告した。

今後の予定

- 当初は、本年12月までに海水流入に関する調査は終了する予定であったが、意見聴取会における専門家からの指摘等を踏まえ、点検・評価を継続していくこととし、現在工程を策定中。
- 海水流入に関する点検・評価は津波対策工事の終了までには完了する予定である。

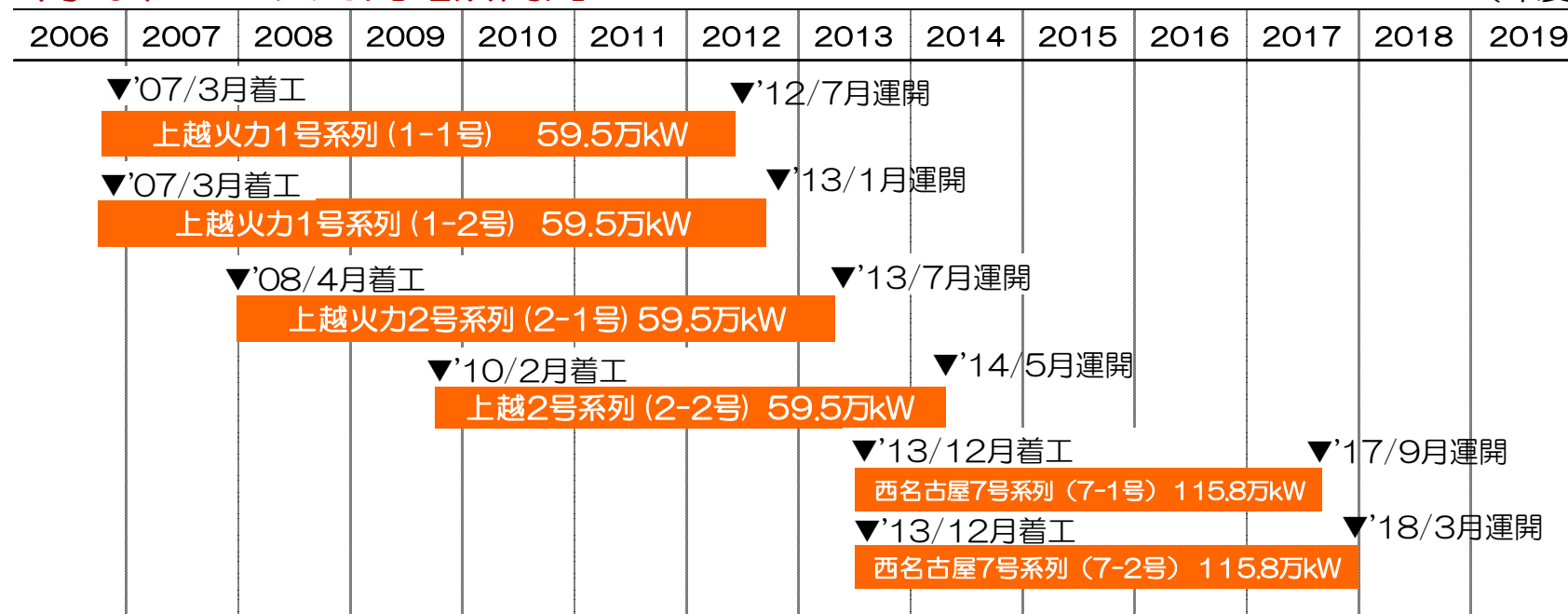


着色部が海水流入影響範囲

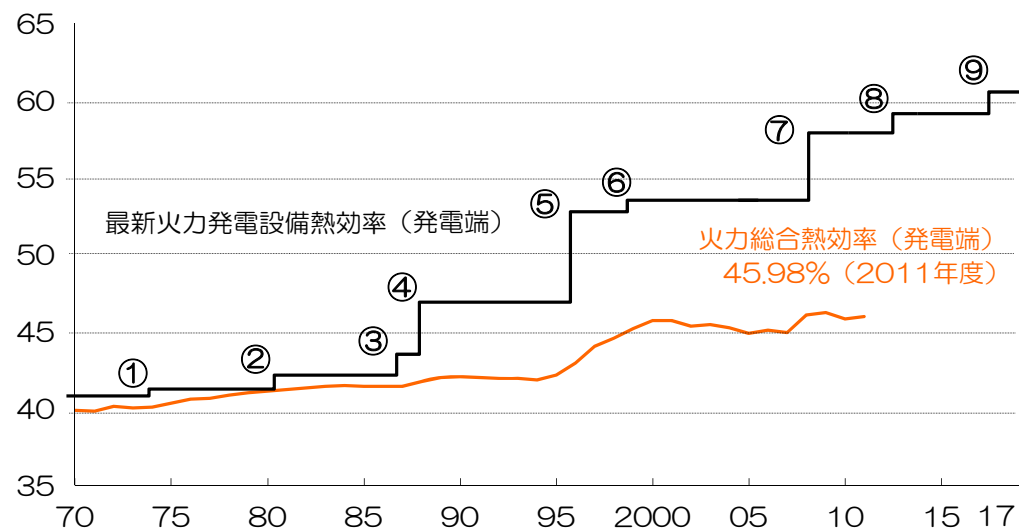
高効率LNG火力発電所の開発

■高効率LNG火力発電所開発

(年度)



(%) 火力発電設備熱効率と火力総合熱効率の推移 (低位発熱量基準)



	ユニット	熱効率 (%)	主な燃料
①	知多4	41.7	重原油
②	渥美3	42.5	重原油
③	尾鷲三田3	44.0	重原油
④	四日市4	47.3	LNG
⑤	川越3	53.9	LNG
⑥	新名火7	54.0	LNG
⑦	新名火8	58.0	LNG
⑧	上越1, 2	58以上	LNG
⑨	西名古屋7	62程度	LNG

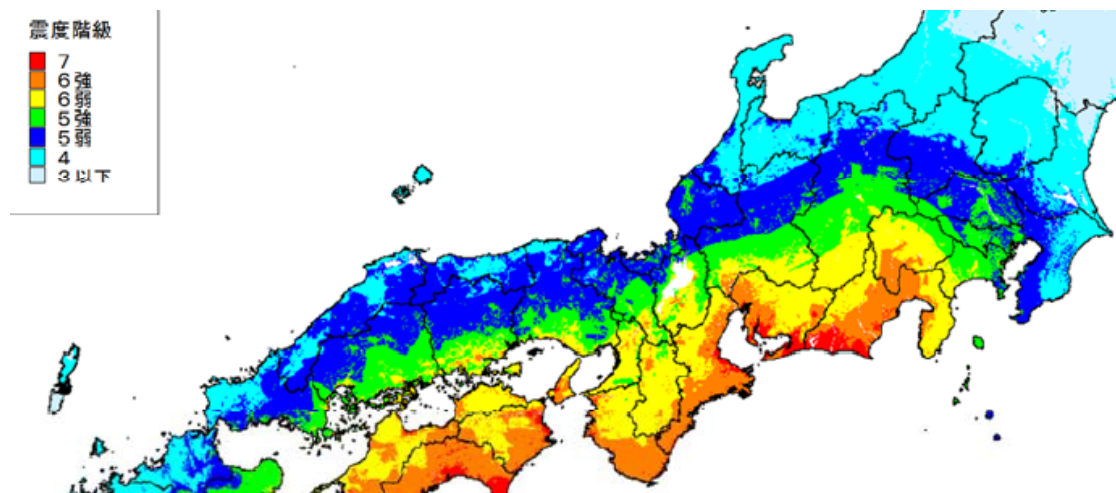
- 安定的かつ柔軟なLNG調達を支える設備の強化



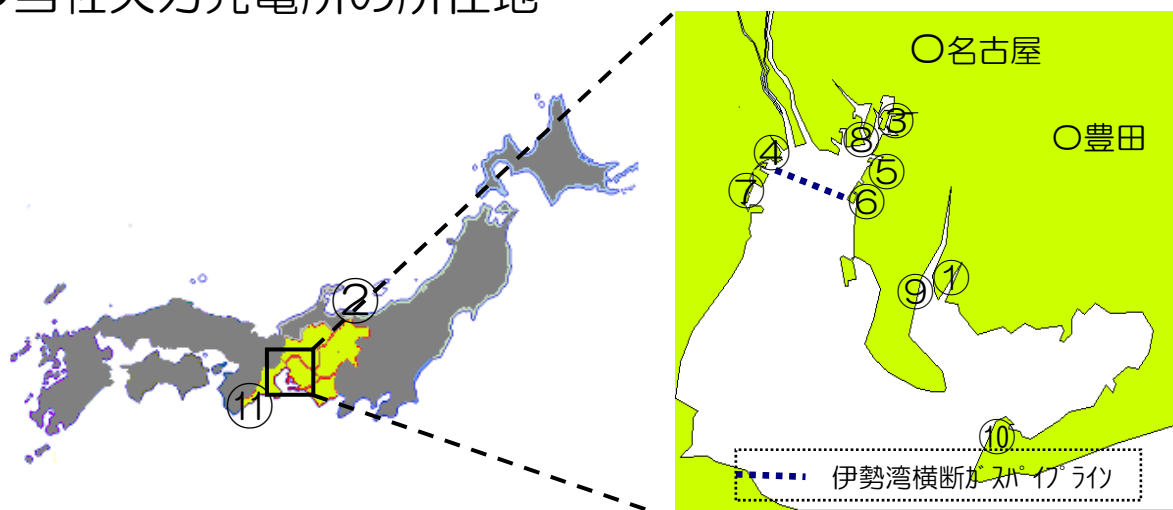
	件名	概要	着工時期	完工時期
①	川越LNGタンク増設	タンク容量18万 ³ 2基	2007年度	2013年3月(予定)
	川越LNG受入棧橋増強	20万 ³ 超級LNG船が接岸可能	2009年度	2010年度
②	伊勢湾横断 ガスパイプライン敷設	川越火力発電所~知多地区LNG基地間 約13.3km	2008年度	2013年度(予定)
③	知多LNG第二棧橋増強	20万 ³ 超級LNG船が接岸可能	2008年度	2009年度
④	三重・滋賀ライン敷設	四日市火力発電所~大阪ガス(株)様 多賀ガバナステーション間 約60km	2004年度	2014年度(予定)

火力設備等における災害対策①

- 電気事業法に則り、大規模地震により主要設備に被害が発生した場合でも、公衆保安を確保するように設計
- 南海トラフの巨大地震による最大クラスの震度分布（南海トラフの巨大地震モデル検討会より）



- 当社火力発電所の所在地



＜火力発電所一覧＞

番号	発電所	認可最大出力(万kW)	燃種
①	碧南	410	石炭
②	上越<建設中>	<238>	<LNG>
③	新名古屋	305.8	LNG
④	川越	480.2	LNG
⑤	知多第二	170.8	LNG
⑥	知多	396.6	LNG/石油
⑦	四日市	124.5	LNG
⑧	西名古屋 <リフレッシュ計画>	119.0 <231.6>	石油 <LNG>
⑨	武豊	112.5	石油
⑩	渥美	190.0	石油
⑪	尾鷲三田	87.5	石油

■火力発電設備における対策

公衆保安の確保

○大規模地震により主要設備に被害が発生した場合でも、公衆保安を確保するよう設計

耐震裕度向上対策

○大規模地震発生後においても、供給力の早期確保を目指し、ベース電源や燃料インフラに対し、耐震裕度向上工事などのさらなる設備強化を実施中

・供給力のベースを支える大規模な発電所の取放水設備などの地下構造物に対する地盤の液状化対策など、さらなる耐震裕度向上工事を実施中。

碧南火力発電所



川越火力発電所



川越LNG基地



供給力のベースを支える電源やLNG基地

■その他設備の地震対策

水力設備における対策の現状

○3連動地震などの大規模地震対策に対して、ダム本体の安全上、問題となる被害が発生しないことを確認

○ダム関連構造物（水圧鉄管、ダム水門柱）についても耐震性能を順次確認し、必要に応じ耐震裕度向上工事を実施

流通設備における対策の現状

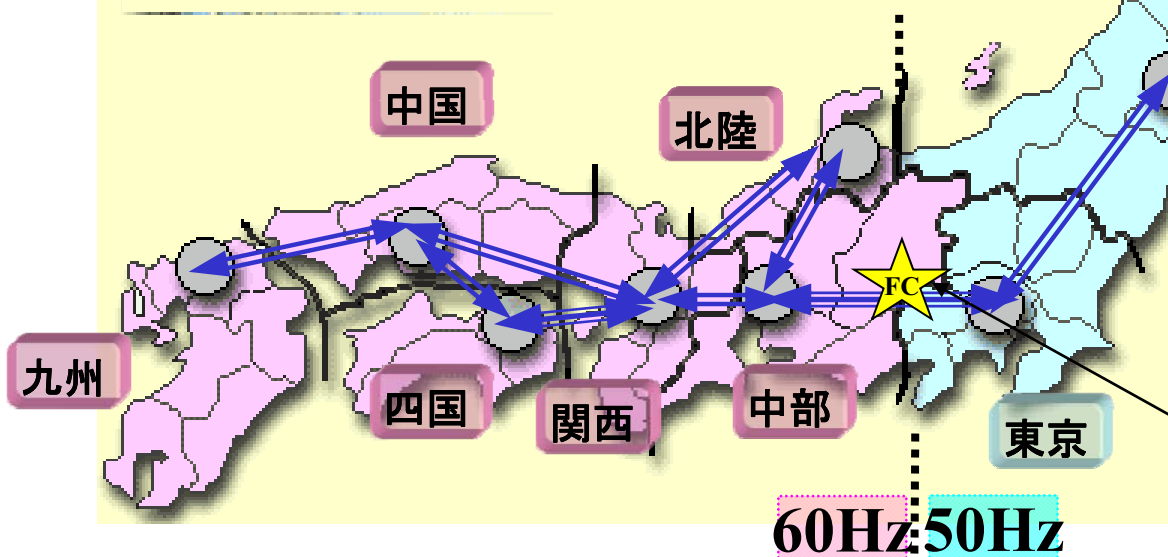
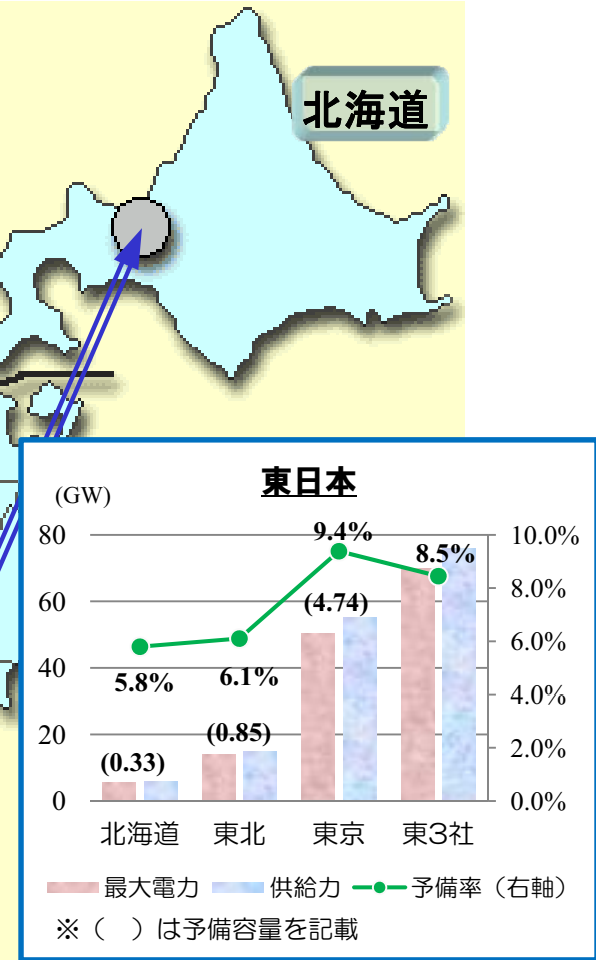
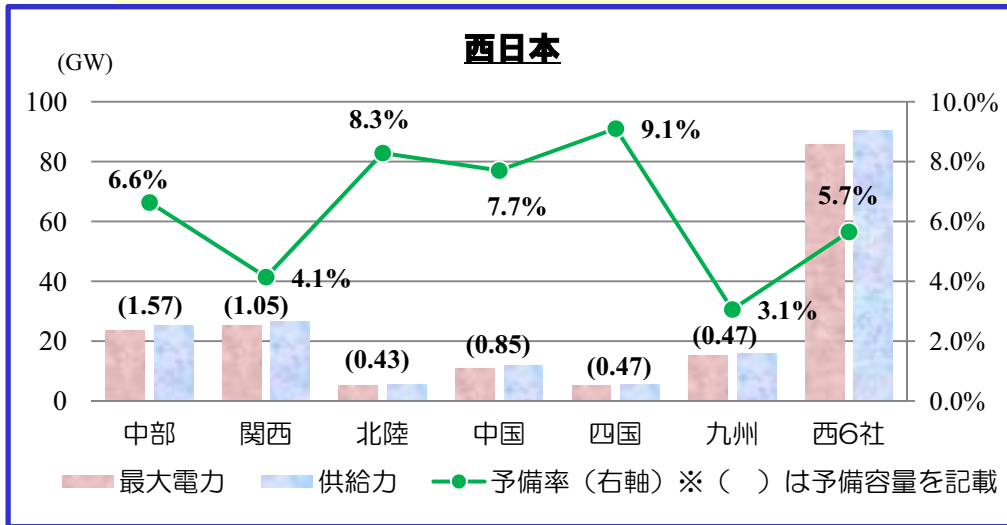
○3連動地震により発生が想定される地震動や津波に対して、流通設備の耐震性の検証を実施するとともに、浸水被害への対応を実施中

○停電が発生した場合の早期復旧に向けて、移動用変電設備の増強や復旧資材の整備を実施

・現在、東日本大震災を踏まえて、内閣府による南海トラフの巨大地震・津波の見直しや自治体の新たな防災計画などから新たな知見を入手しているところです。

・今後、中部電力では、それらの新しい知見や基準を対策に適切に反映して、より強い防災対策を構築してまいります。

全国の電力需給見通し（2月）



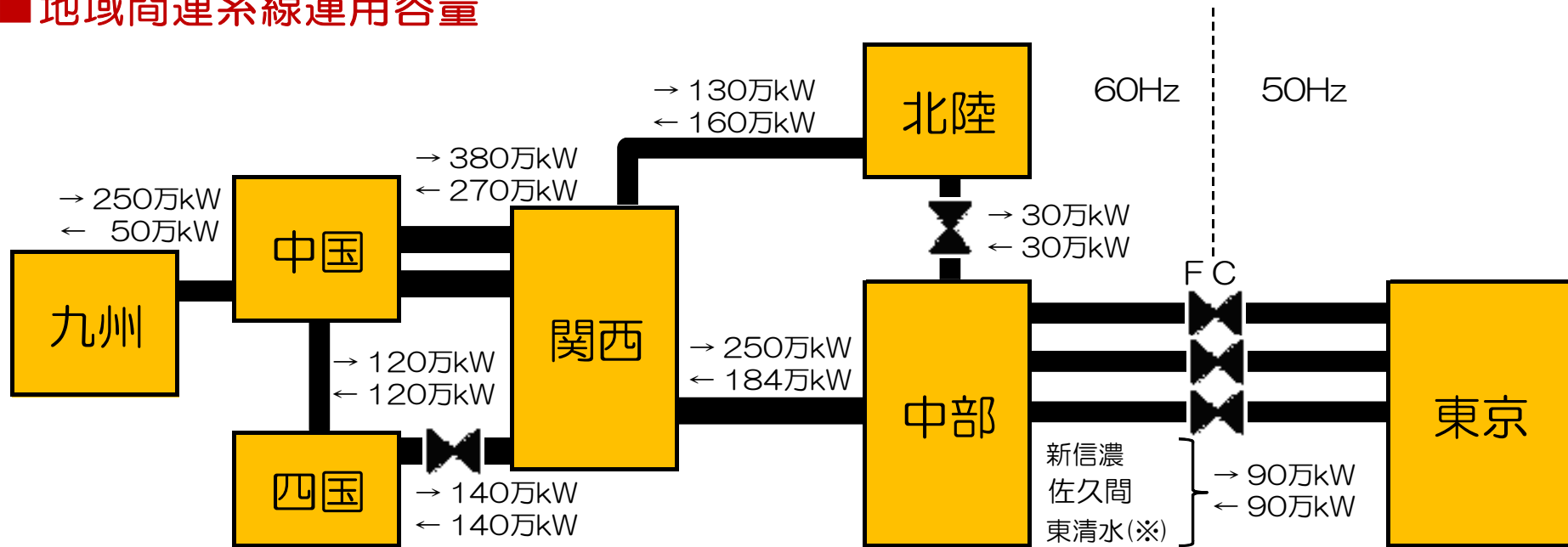
周波数変換装置の容量

- ◇新信濃（東京）×2 : 600MW
- ◇佐久間（電発） : 300MW
- ◇東清水（中部） : 135MW

⇒ 300MW(2013年2月)

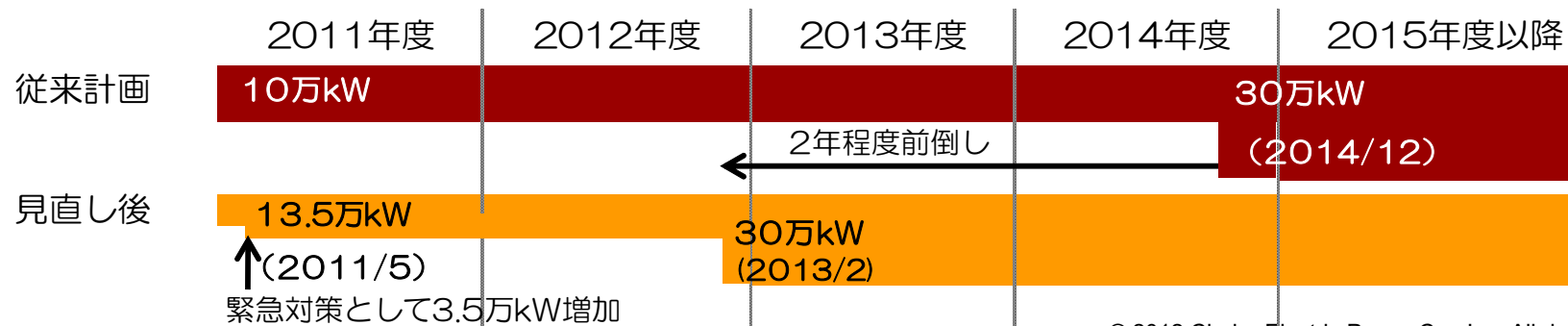
〔出所〕「需給検証委員会」資料
2月の見通し（今夏の定着節電実績を折り込み、2011年度並の厳寒を想定）

■地域間連系線運用容量



(注) 電力系統利用協議会が公表した11月平日昼間帯(8~20時)の運用容量を記載
FCについては、工事中である東清水FCを除いた容量を記載

(※) 東清水FC 30万kW運用開始時期の前倒しに向けた取り組み



■国の再生可能エネルギー推進に向けた取組み

太陽光発電の
余剰電力買取制度
(2009年11月1日施行)



再生可能エネルギーの
固定価格買取制度
(2012年7月1日施行)

買取対象

○太陽光発電設備で発電された電力のうち、自家消費分を除く余剰電力

○太陽光、風力、中小水力、地熱、バイオマスを用いて発電された電気の全量※

※住宅用の太陽光発電は引き続き余剰電力の買取

買取価格
買取期間

○2012年度の買取価格
住宅用：42.00円/kWh（10年間）
非住宅用：40.00円/kWh（10年間）

○2012年度の買取価格

太陽光	10kW未満	42.00円/kWh（10年間）
	10kW以上	42.00円/kWh（20年間）
風力	20kW未満	57.75円/kWh（20年間）
	20kW以上	23.10円/kWh（20年間）

費用負担

○買取りに要した費用は、太陽光発電促進付加金として、使用量に応じて全ての需要家にご負担いただく

○太陽光発電促進付加金の回収は電力会社ごとに行う

○買取りに要した費用は、賦課金として、使用量に応じて全ての需要家にご負担いただく（一部減免あり）

○賦課金が全国一律になるよう調整を行う

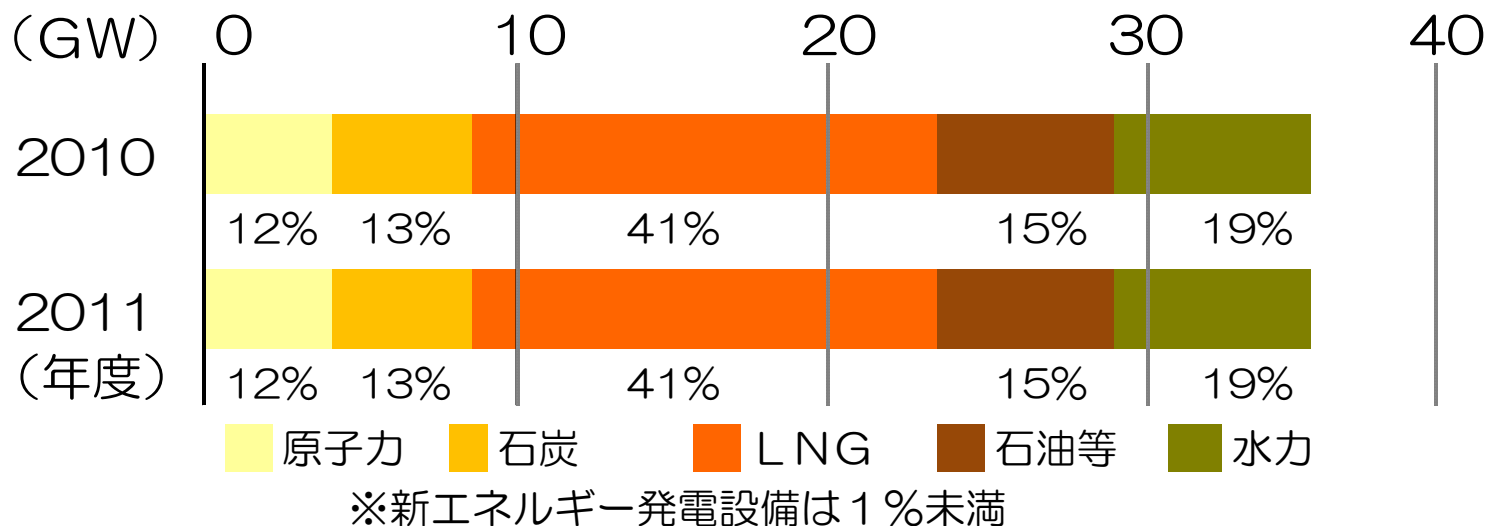
■ 当社の再生可能エネルギー推進の具体的な取り組み

具体的取り組み		出力(千kW)	CO ₂ 削減効果※1 (t-CO ₂ /年)	運開時期		
太陽光	自社開発	メガソーラーいいだ	1	400	2010年度	
		メガソーラーたけとよ	7.5	3,400	2011年度	
		メガソーラーしみず	8	4,000	2014年度予定	
	グループ会社開発	浜松市メガソーラー発電所(A区画)(仮称)	2	1,000	2013年度予定	
		豊橋市メガソーラー発電所(仮称)	1	500	2013年度予定	
		信州ビバレッジ(株)様 敷地内メガソーラー発電事業(仮称)	1.5	800	2012年度	
		大同ブレイバアソグ(株)様 敷地内メガソーラー発電事業(仮称)	1.5	800	2013年度予定	
	ヤマギキヤック(株)様 敷地内メガソーラー発電事業(仮称)	2	1,000	2013年度予定		
風力	自社開発	御前崎	22	29,000	(1期)2009年度 (2期)2010年度	
	グループ会社開発	ウインドパーク美里	16	213,000	2005年度	
		ウインドパーク笠取	38		(1期)2009年度 (2期)2010年度	
		ウインドパーク南伊吹(仮称)	32		2017年度予定	
		青山高原ウインドファーム	15		2002年度	
		80	2014年度~2016年度予定			
水力	自社開発	新規開発	須砂渡	0.24	600	2010年度
			徳山(1号機、2号機)	153.4	150,000	2014年度~2015年度予定
			一般水力	4.2	12,000	2020年度予定
				7.3	19,000	2021年度予定
		維持流量発電		0.26	500	2014年度予定
				0.19	600	2015年度予定
				0.22	800	2016年度予定
				0.30	900	2017年度予定
	既設設備改修	和合	0.2※2	200	2012年度	
		奥矢作第一発電所3号機	2.0※2	600	2012年度	
奥泉発電所		5.0※2	-	2012年度		
三重県企業庁より譲渡(10地点)		98	-			
バイオ	自社開発	木質バイオマス混焼	-	200,000	2010年度	
		下水汚泥炭化燃料混焼	-	4,000	2012年度	

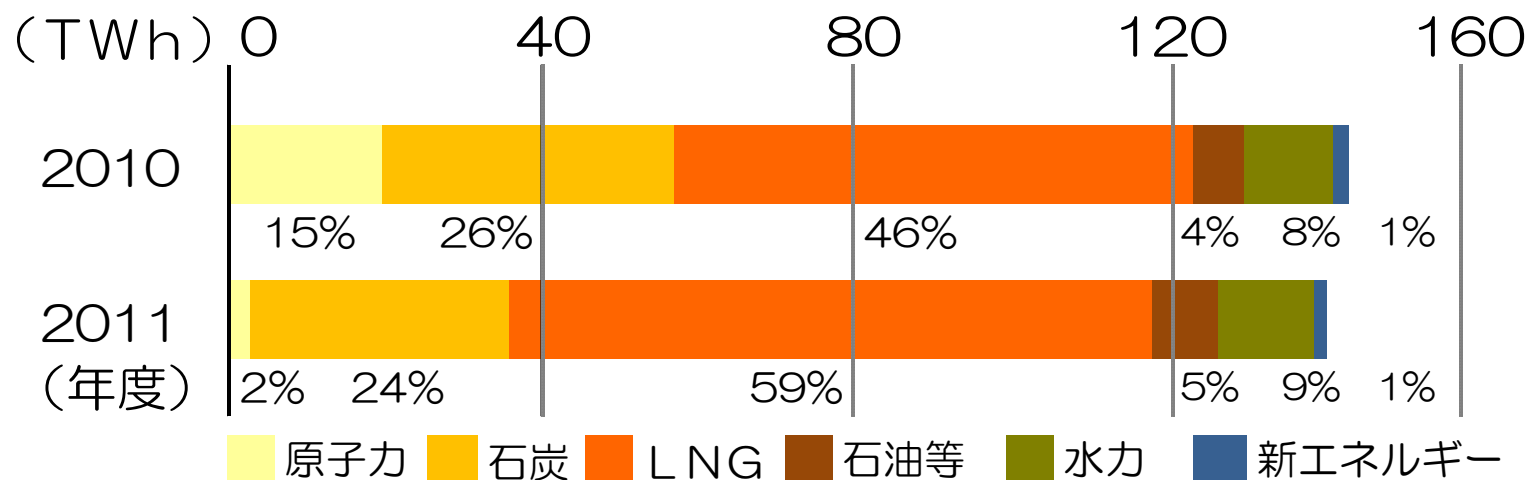
※1 計画公表時の概算値

※2 出力向上分

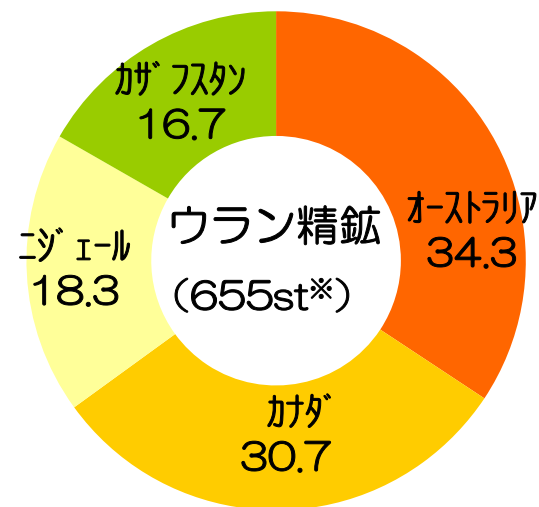
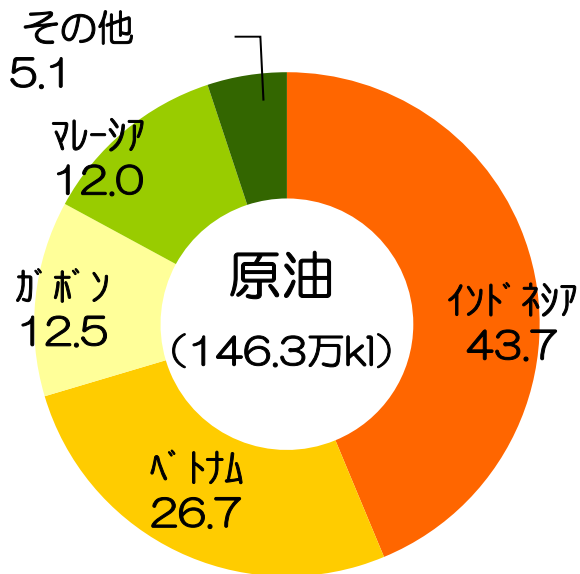
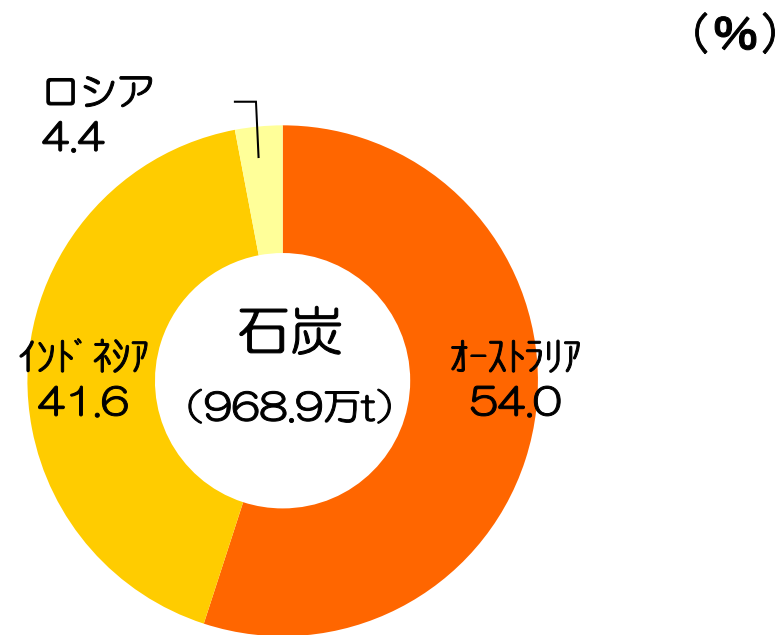
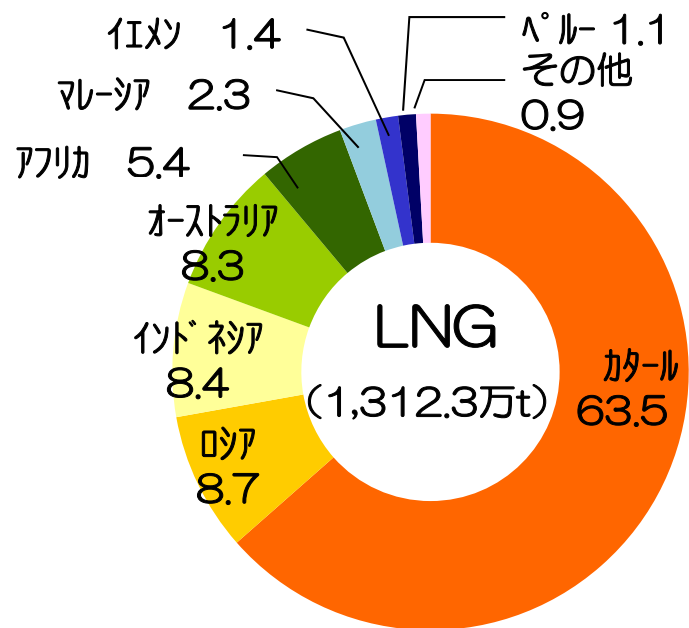
■ 電源設備構成



■ 発電電力量構成



燃料調達状況 (2011年度)



円グラフ中央の
() 内は調達量

※st = 約0.907t

■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)
現行契約	カタール (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)	630
		2011年~2020年	(約10年間)	320
BPシンガポール (Ex-ship) ※1	2012年~2028年	(約16年間)	※2	
将来契約	インドネシア再延長(FOB/Ex-ship)	2016年~2020年	(約 5年間)	320
	ゴーゴン(FOB/Ex-ship)	2014年~2038年	(約25年間)	最大 1,440
	ドンギ・スノロ (Ex-ship)	2014年~2027年	(約13年間)	1,000
	BGグループ (Ex-ship) ※1	2014年~2035年	(約21年間)	※3
	イクシス (FOB)	2017年~2032年	(約15年間)	490
	カタール (Ex-ship)	2013年~2017年	(約 5年間)	1,000
2018年~2028年		(約10年間)	700	

※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 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)

■LNG調達方法の多様化

○米国からのLNG調達に向けた天然ガス液化加工契約の締結について

【フリーポートLNGプロジェクトの概要】

- ・所在地：米国テキサス州フリーポート市
- ・商業運転開始：2017年（予定）
- ・液化設備：約440万t/年の契約容量×3系列
- ・輸出許可：米国との自由貿易協定未締結国向け輸出許可を申請中

【フリーポート社子会社との天然ガス液化加工契約の締結】

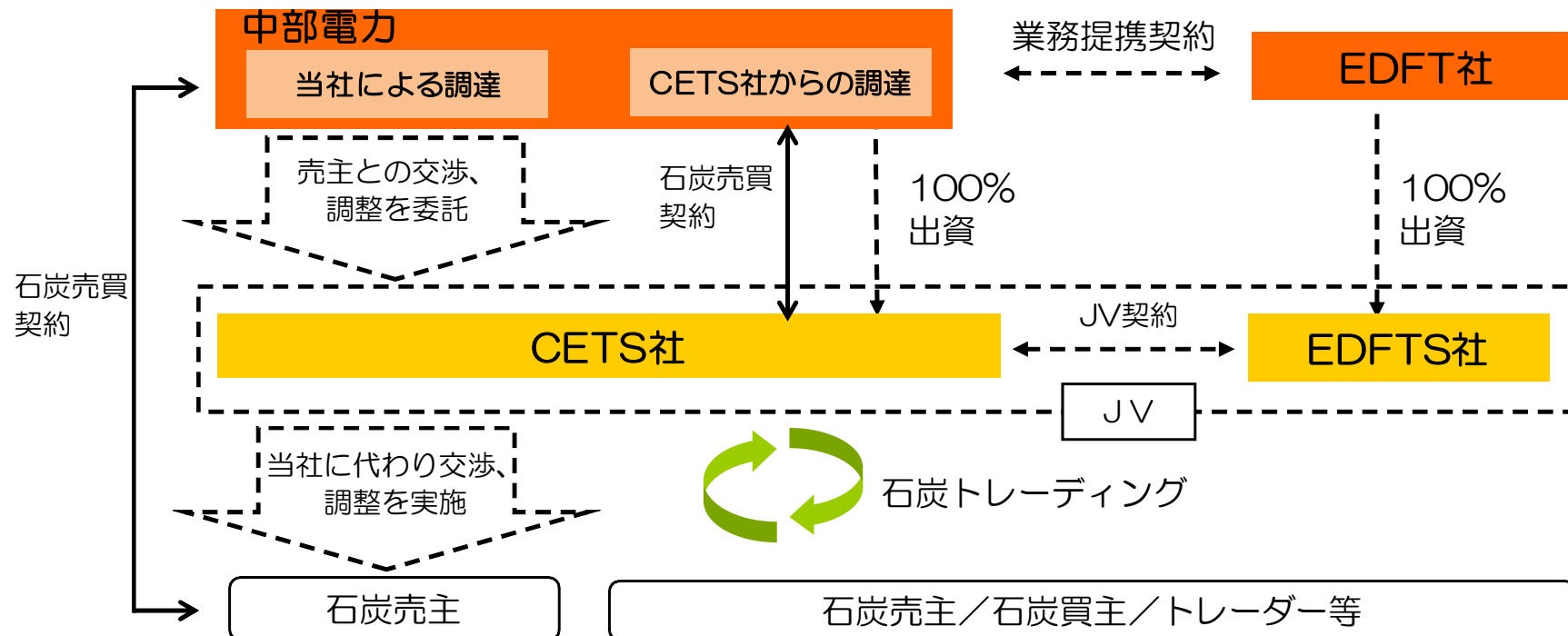
中部電力と大阪ガスは、液化設備3系列のうち第1系列の液化設備から年間約440万tのLNG液化能力を確保。

⇒調達方法の多様化を図り、さらなる安定的かつ経済的な原燃料の調達を目指す

■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



	プロジェクト名	プロジェクト・権益の概要	参画内容・目的
LNG	ゴーゴン プロジェクト (オーストラリア) 建設中	<ul style="list-style-type: none"> ○主な権益保有者 シェブロン、シェル、エクソンモービルなど ○プロジェクト生産能力 年間約1,500万tを予定 	<ul style="list-style-type: none"> ○参画内容(2009年11月参画) 権益取得割合 0.417% ○目的・効果 ・燃料調達力の強化 ・売主との関係強化
	コルドバ・ シェールガス プロジェクト (カナダ) 2011年生産開始	<ul style="list-style-type: none"> ○主な権益保有者 三菱商事、独立行政法人石油天然ガス・ 金属鉱物資源機構 など ○プロジェクト生産能力 日量5億立方フィート(LNG換算:350万t/年) 	<ul style="list-style-type: none"> ○参画内容(2011年4月参画) 権益取得割合 3.75% ○目的・効果 ・シェールガス開発の知見獲得 ・LNG化による輸入の可能性
	イクシス プロジェクト (オーストラリア) 建設中	<ul style="list-style-type: none"> ○主な権益保有者 INPEX、TOTAL、東京ガス、大阪ガス、東邦ガス ○プロジェクト生産能力 LNG:840万t/年(420万t/年×2系列) 	<ul style="list-style-type: none"> ○参画内容(2012年5月参画) 権益取得割合 0.735% ○目的・効果 ・燃料調達力の強化 ・売主との関係強化
石炭	インテグラ プロジェクト (オーストラリア) 2006年生産開始	<ul style="list-style-type: none"> ○主な権益保有者 ヴァーレ、豊田通商、複数鉄鋼会社 ○生産能力 年間約330万tの規模、埋蔵量は約7,000~8,000万 t 	<ul style="list-style-type: none"> ○参画内容(2011年2月参画) 権益取得割合 5.95%(権益の比率に応じて設設・ 操業コストを負担し、石炭販売収益を受け取る) ○目的・効果 ・燃料調達力の強化 ・売主との関係強化 ・新たな収益源の確保
原子燃料	ハラサン鉱山 プロジェクト (カザフスタン) 2008年生産開始	<ul style="list-style-type: none"> ○主な権益保有者 丸紅、東京電力、カザトプロムなど ○生産能力 年間約5,000tを予定 	<ul style="list-style-type: none"> ○参画内容(2007年4月参画) 日本側参画企業における当社出資比率 10% ○目的・効果 燃料の長期安定確保

■海外エネルギー事業への取り組み

	投資規模	持分出力※
2011年度末時点	累計900億円程度	累計324万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)	約110×3	19%(2地点) 24%(1地点)	2011年度	2014年(予定)
		タイ 風力発電事業	90×2	20%	2011年度	2013年(予定)
	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 メサイード発電事業	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	タイ 糶殻発電事業	20	34%	2003年度	2005年12月
アジア マレーシア パーム椰子屑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)	

■ご家庭のお客さまへの提案

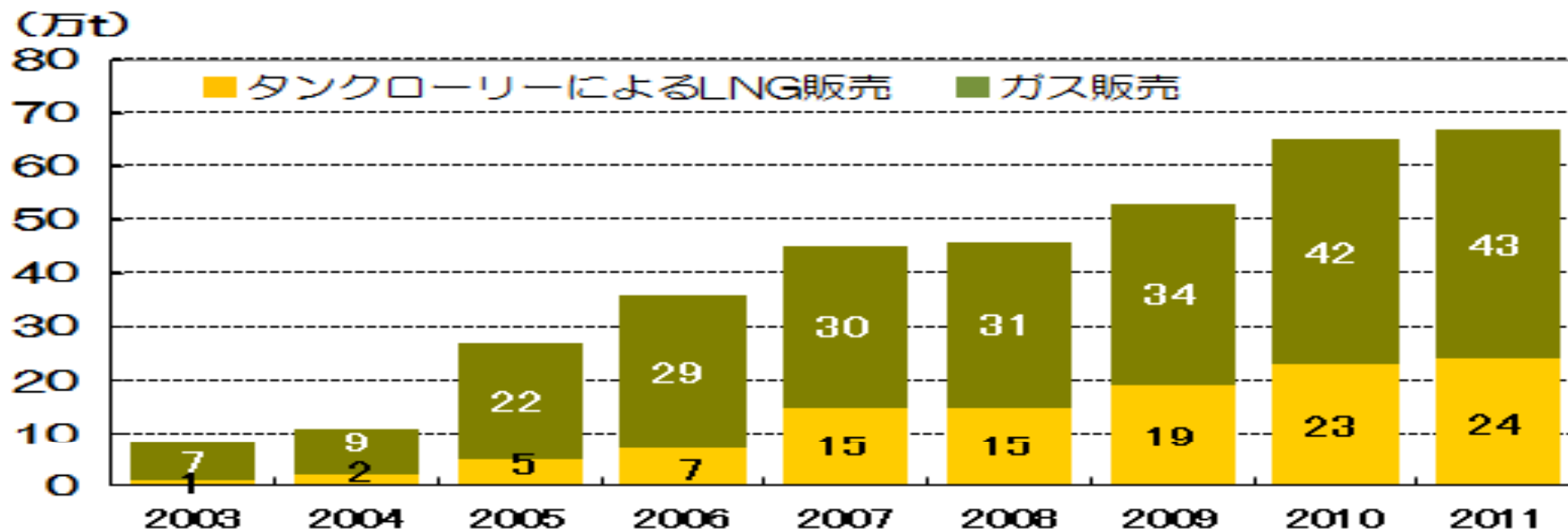
省エネ性の高いエコキュートをはじめとするヒートポンプ機器に太陽光発電や電気自動車などもあわせ、引き続き電気ならではの良さを提案

■ビジネスのお客さまへの提案

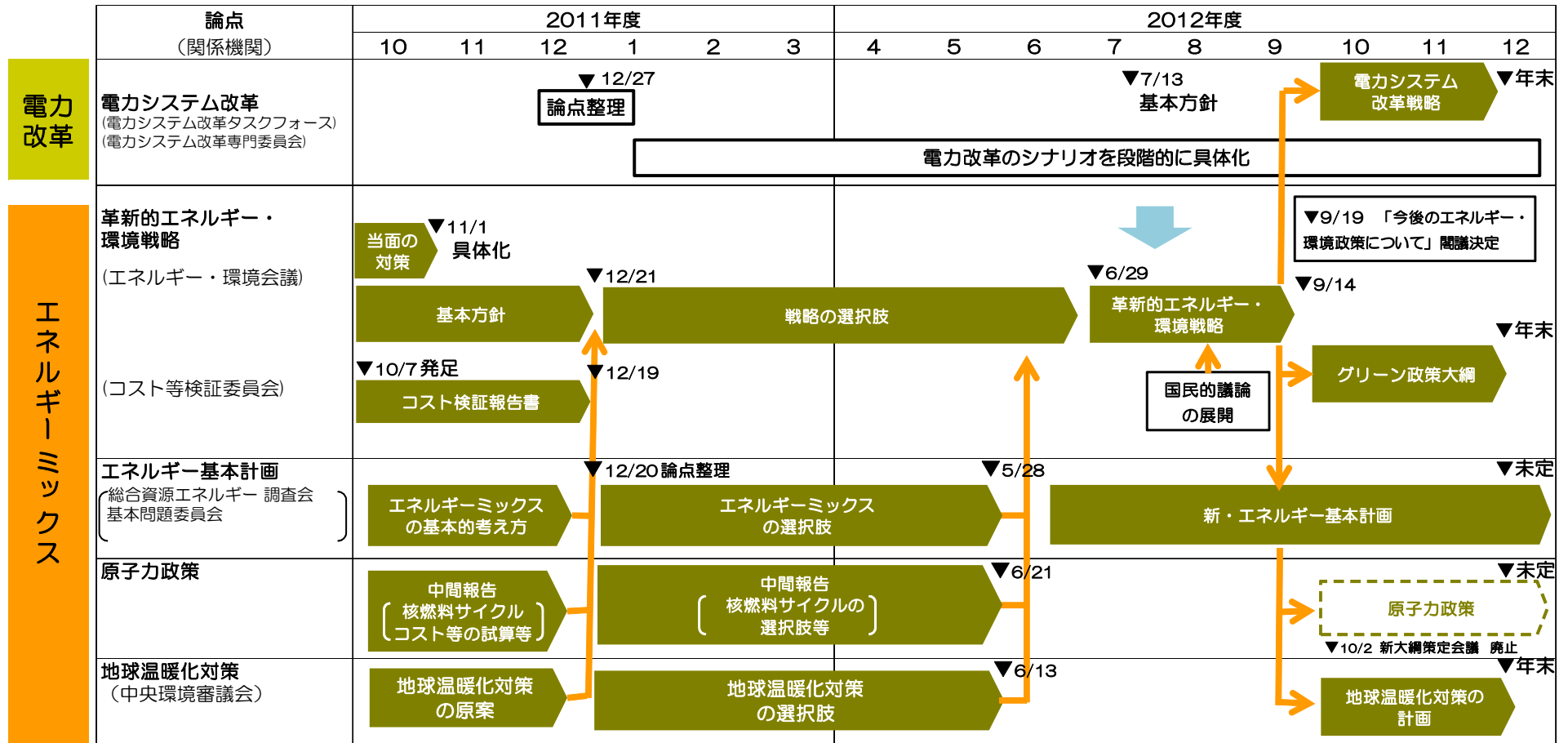
多様化・高度化するニーズに対して、エネルギーの最適な組み合わせや運用方法など、電気・ガスそれぞれの強みを活かしたエネルギーソリューションサービスを提案

地域のガス事業者とともに敷設するパイプラインや新規LNG出荷設備を活用しながら、ガス・LNGやオンサイトエネルギーなどを組み合わせた最適なエネルギーサービスを、グループ一体となって提供

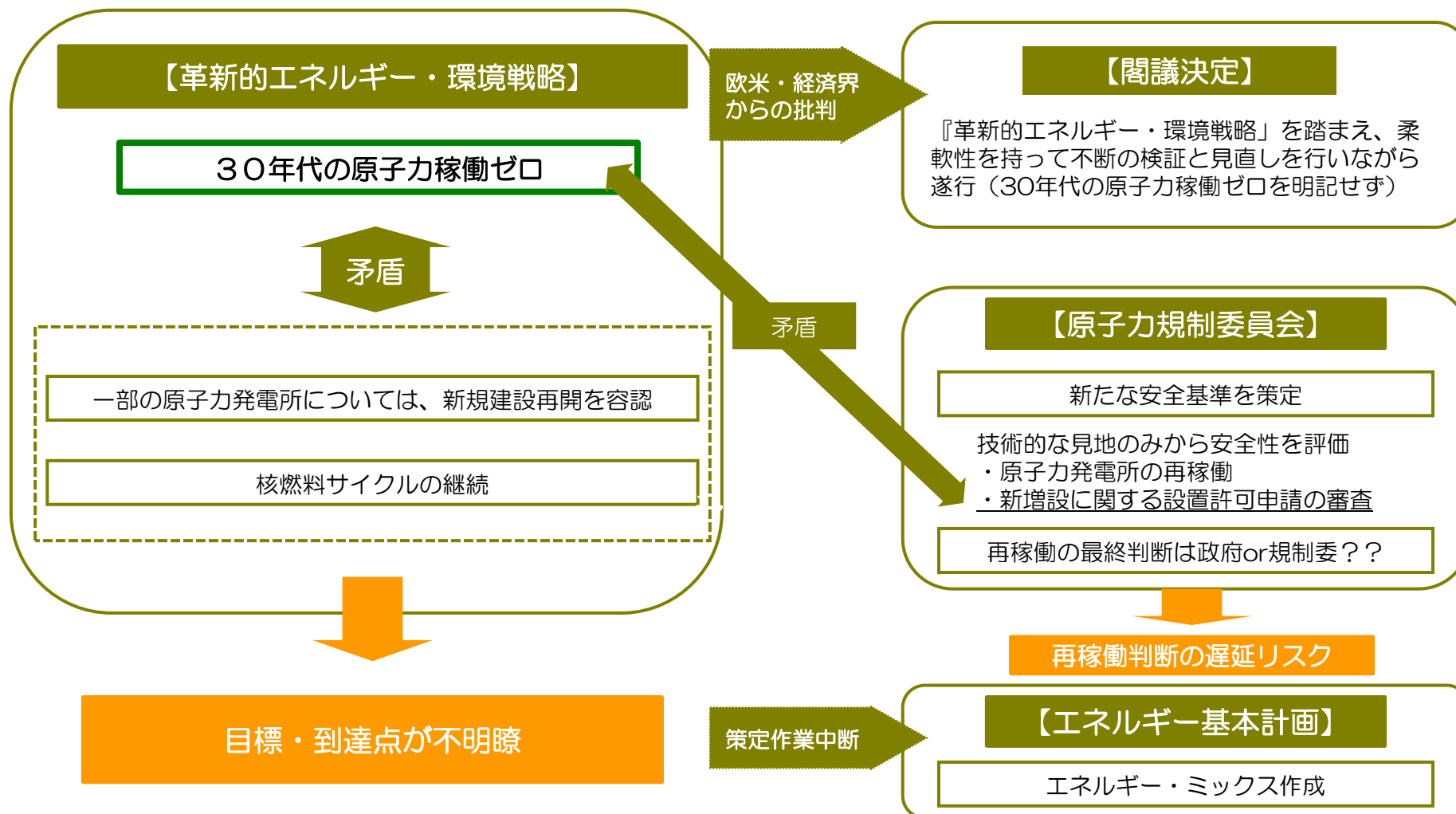
【ガス・LNG販売数量の実績】



■エネルギー政策の検討スケジュール



- 多くの矛盾点を含む革新的エネルギー・環境戦略
 - ・2030年代の原子力稼働ゼロを示す一方、一部の原子力発電所については、新規建設再開を容認
 - ・使用済み核燃料を再利用する再処理事業は継続する方針を発表
- 欧米・経済界からの批判を受け、政府が原子力稼働ゼロ方針を盛り込んだ戦略の閣議決定を見送り



■電力システム改革の基本方針（2012年7月13日公表）の概要

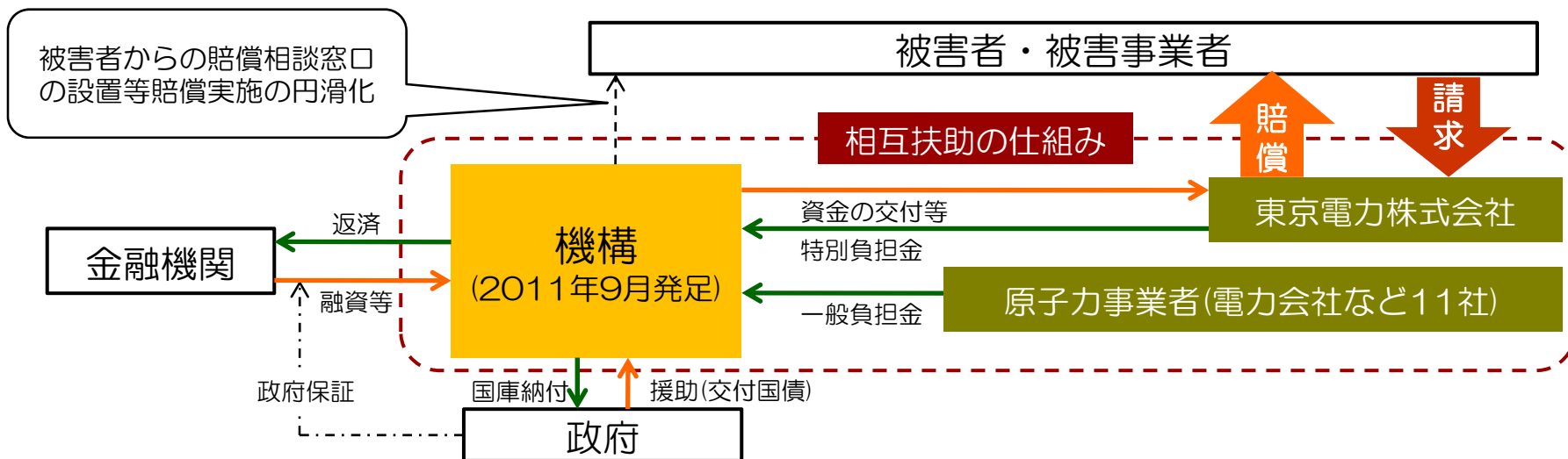
需要サイド（小売分野） の改革	○小売全面自由化 家庭まで含めて電力小売りを自由化し、地域独占を撤廃。
	○規制料金の撤廃 競争の進展に応じて、電力会社への料金規制（総括原価方式）や供給義務を撤廃。
供給サイド（発電分野） の改革	○卸規制の撤廃 卸規制を撤廃し、卸電気事業者の電源を市場や新電力にも活用できるよう売電先を多様化。
	○卸電力市場の活性化 電力会社による市場への積極的な参加。
送配電分野の改革	○広域性の確保 系統計画や系統運用を担い、効率的かつ柔軟な電力供給の安定化を図るための広域系統運用機関を創設。
	○中立性の確保 全ての発電設備、小売事業者への公平性を確保するため、「機能分離型」または「法的分離型」により送配電部門の中立性を確保。
	○地域間連系線等の強化 周波数変換設備（FC）について2020年度を目標に90万kW（120→210万kW）の強化。さらに費用対効果に留意し、できるだけ早期に300万kWまで増強。

■今後のスケジュール

今後、具体的な制度設計を年内を目途にまとめ、2013年の通常国会に電気事業改正案の提出を目指す。

■原子力損害賠償支援機構法の概要

- 巨額の損害賠償が生じる可能性を踏まえ、原子力事業者が損害賠償の支払等に対応するため、
 - ①原子力事業者は「相互扶助」の考え方にに基づき、それぞれ資金を拠出しあって備え、
 - ②必要な場合には政府が損害賠償の支払等に係る援助を行う
 仕組みを構築する。→ 原子力損害賠償支援機構設立（2011年9月12日）
- 機構は、事故収束費用や電力の安定供給のための設備投資等についても融資等の資金援助を行う



■2011年度一般負担金 各社の負担金額

(百万円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	原電	原燃	合計
負担金額	3,260	5,355	28,370	6,210	3,032	15,762	2,095	3,260	8,460	4,262	1,434	81,500

・各年度の負担金は、当該年度終了から3ヵ月以内に納付しなければならない。ただし、負担金額の1/2相当は、当該年度終了の翌日以後6ヵ月を経過した日から3ヵ月以内に納付可能

・各年度の負担金額は、当該年度の損金の額に算入

- 東日本大震災発生以降、現行の電気料金制度とその運用についての問題点が指摘され、電気料金制度・運用の見直しのために、経済産業大臣が主催する有識者会議を設置
- 主な指摘事項は、「総原価の対象とする営業費用の適正性」、「原価算定期間の扱い」等

■報告書の骨子(2012年3月21日公表)

競争の促進

- ・火力発電所の新增設・改修時に競争入札を実施
- ・電力会社に卸電力取引所からの調達を促す
- ・電力会社に送電網使用料の算定根拠開示を求める

チェック機能の強化

- ・政府が電気料金の認可時などに外部専門家を活用
- ・政府による電力会社への値下げ命令発動も
- ・家庭・企業向け料金の部門別収支を開示

価格決定を柔軟に

- ・原価算定期間を1年から3年に延長
- ・原発長期停止など電源構成の変化による値上げ認可を簡易に
- ・値上げ後に原発が再稼働した場合は値下げを促す仕組みも検討

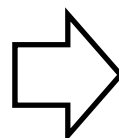
原価の圧縮

- ・原価算入できる人件費の範囲に上制限を導入
- ・広告宣伝費・寄付金・団体費は原価算入を原則認めない
- ・燃料費は他社との共同調達で圧縮を求める

■スマートメーター導入を巡る国の議論動向

「エネルギー基本計画」
(2010年6月18日閣議決定)

費用対効果等を十分考慮しつつ、
2020年代の可能な限り早い時期に、
原則全ての需要家にスマートメーター
の導入を目指す。



「当面のエネルギー需給安定策」
(2011年8月5日閣議決定)

2020年代に原則全戸導入としていた
目標を前倒し、今後5年以内に総需要
の8割をスマートメーター化する。

■当社における主な取り組み

＜春日井市における「新型電力量計」による遠隔検針の実地試験 (2011年度) ＞

新型電力量計約1,500台を設置し、遠隔検針機能やインターネット経由での電気利用状況の「見える化」効果を検証

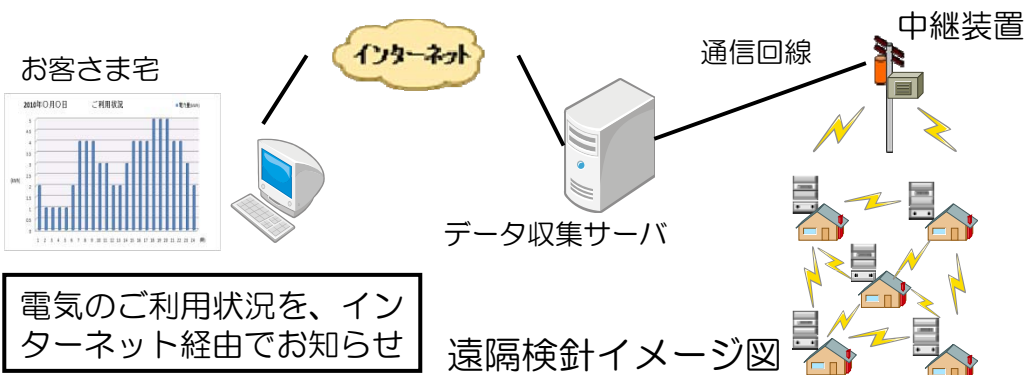


上段：通信ユニット
・計量データを伝送

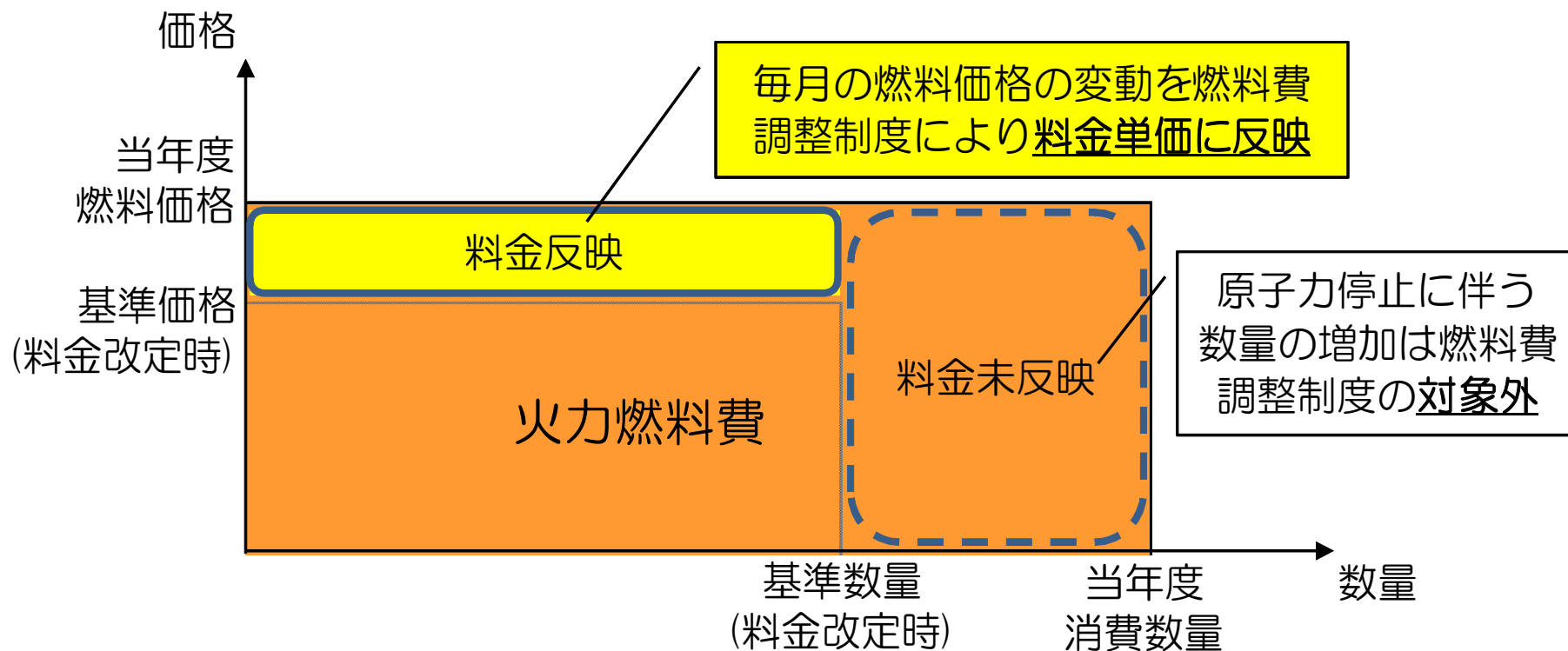
中段：計量ユニット
・電気使用量を計量

下段：開閉ユニット等

新型メーターイメージ図



＜火力燃料費の燃料費調整制度に対する影響概略図＞

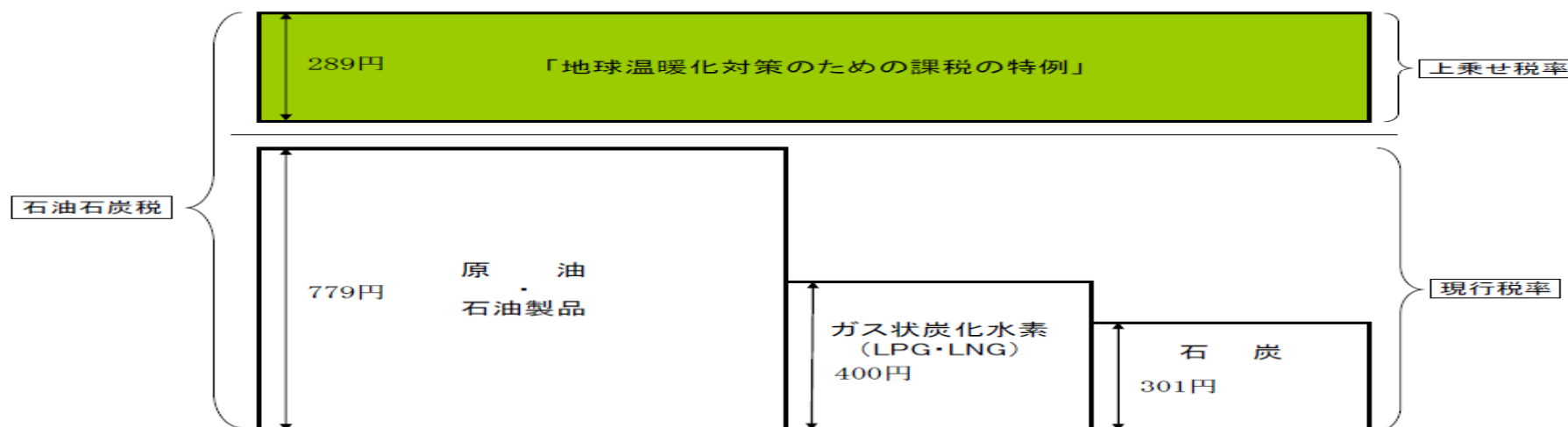


＜料金反映の仕組み＞3ヶ月分の平均燃料価格を各月に反映

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		
平均燃料価格					→		料金反映	

■税率

- 全化石燃料に対してCO2排出量に応じた税率（298円/CO2トン）を上乗せ（2012年10月から施行）



■具体的な施行の仕組み

- 税率は3年半かけて段階的に引き上げられ、従来額に上乗せとなる。

(単位：円)

化石燃料	従来額 (石油石炭税)	2012年10月～	2014年4月～	2016年4月～
原油 (kl)	2,040	2,290 (250)	2,540 (250)	2,800 (260)
LNG (t)	1,080	1,340 (260)	1,600 (260)	1,860 (260)
石炭 (t)	700	920 (220)	1,140 (220)	1,370 (230)

※()は追加額

■当社の対応

- 増税分に関する電気料金への上乗せは、現時点では考えていない。
- 税率改正に伴う収支影響は、30億円程度の見込み。

■ 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	
		2010年度(A)	特別損失 負担額(※)	2011年度(B)	2012年度(C)	(B)－(A)	(C)－(B)
2007年度	639	213	－	－	－	△213	－
2008年度	523	174	25	148	－	△25	△148
2009年度	△293	△97	△24	△85	△85	12	－
2010年度	122	－	18	34	34	34	－
2011年度	△35	－	－	－	△11	－	△11
合計		289	19	98	△62	△191	△160

※ 退職給付制度改定による特別損失負担額。制度改定時点における数理計算上の差異残高のうち、終身廃止・DC移行部分に対応する額を特別損失計上

■ 制度改定による収支影響額

(億円)

	改定影響	2011年度	2012年度	2013年度
ポイント制へ変更 (営業費用の減額)	+319	+106	+106	+106
確定拠出年金移行 (特別損失)	△172	△172	－	－
合計	+147	△66	+106	+106

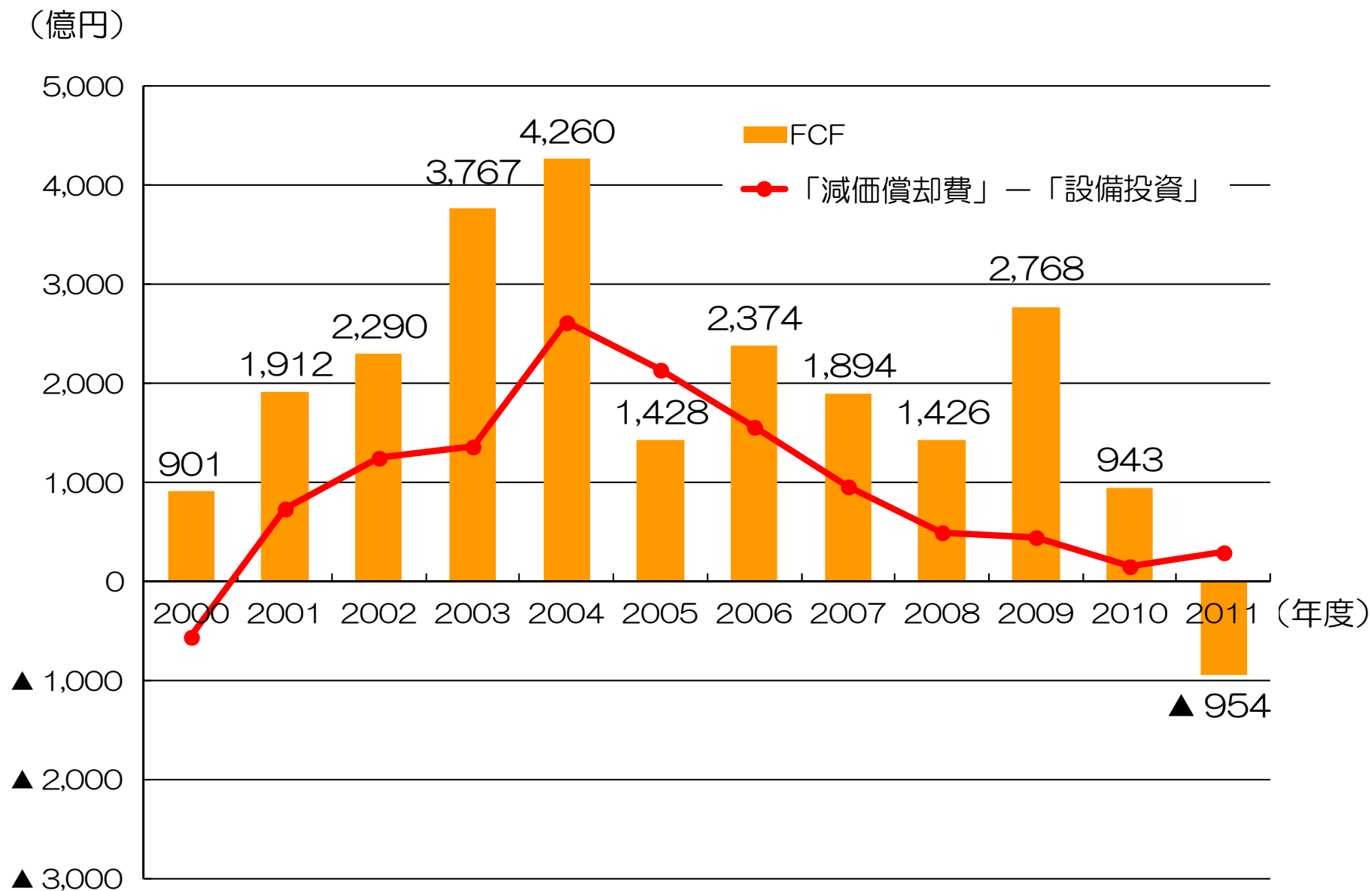
■2011年度 部門別収支実績

(億円)

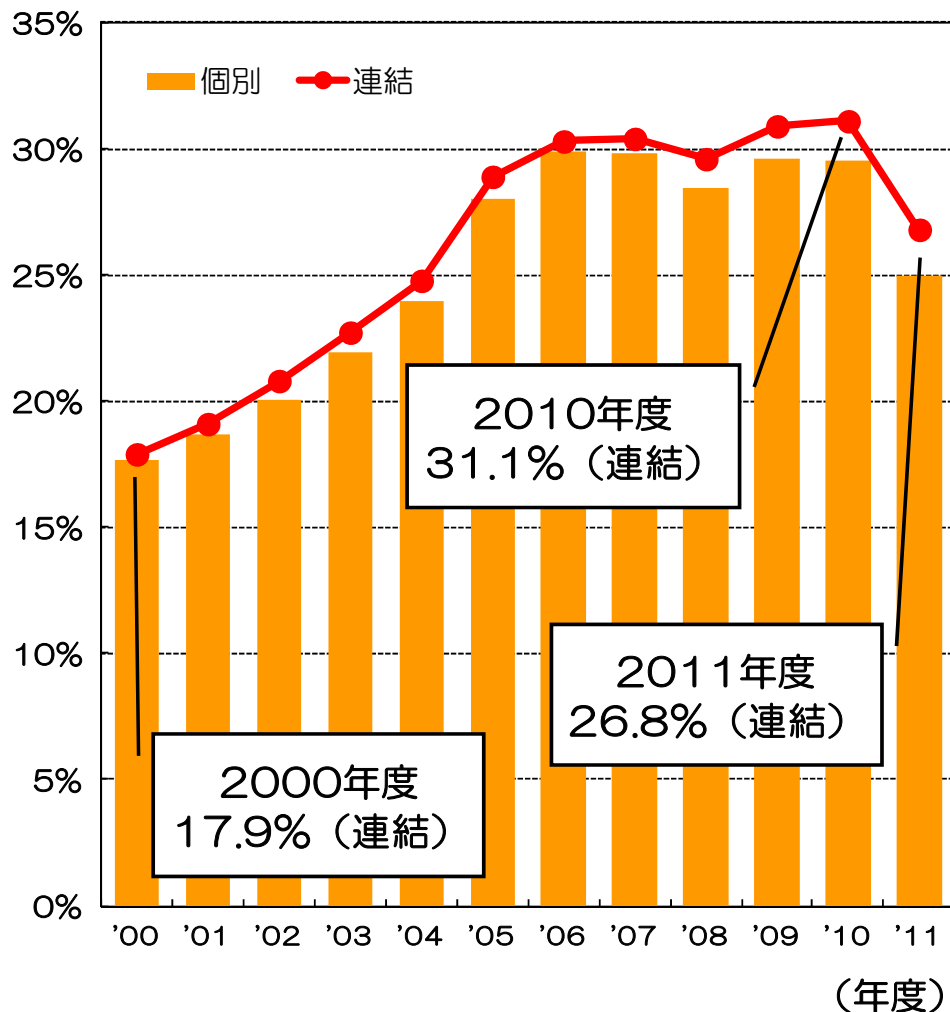
項目	一般需要部門 (8)	特定規模 需要部門 (9)	一般需要・特定 規模需要外部 (10)	合計 (11) = (8) + (9) + (10)
電気事業収益 (1)	9,473	12,475	77	22,026
電気事業費用 (2)	9,467	13,155	152	22,775
電気事業外収益 (3)	—	—	657	657
電気事業外費用 (4)	28	54	765	848
税引前当期純利益又は純損失 (5) = (1) - (2) + (3) - (4)	▲ 22	▲ 734	▲ 183	▲ 940
法人税 (6)	▲ 7	▲ 236	249	5
当期純利益又は純損失 (7) = (5) - (6)	▲ 15	▲ 498	▲ 432	▲ 946

フリーキャッシュフローの推移（個別）

50

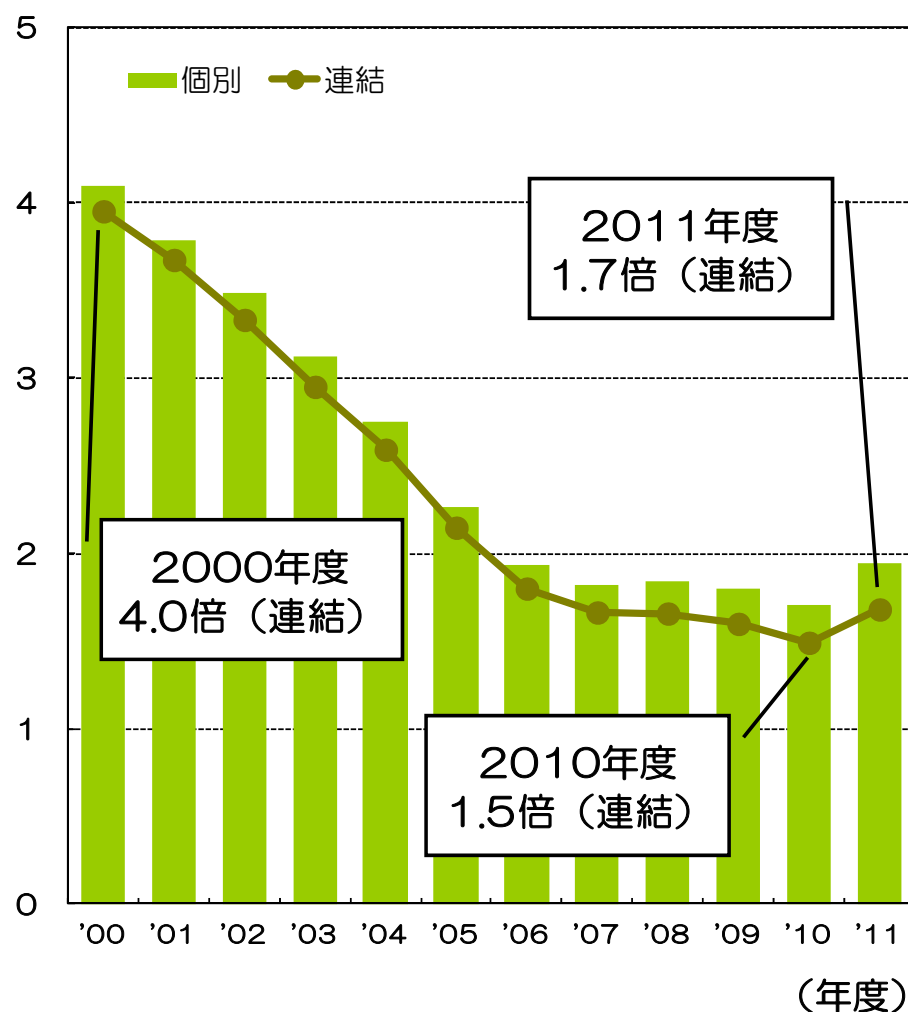


■自己資本比率



■D/Eレシオ

(倍)



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。