

# 家庭用電気料金値上げに係る ご質問への回答（1）

平成24年5月29日  
東京電力株式会社

# 目次

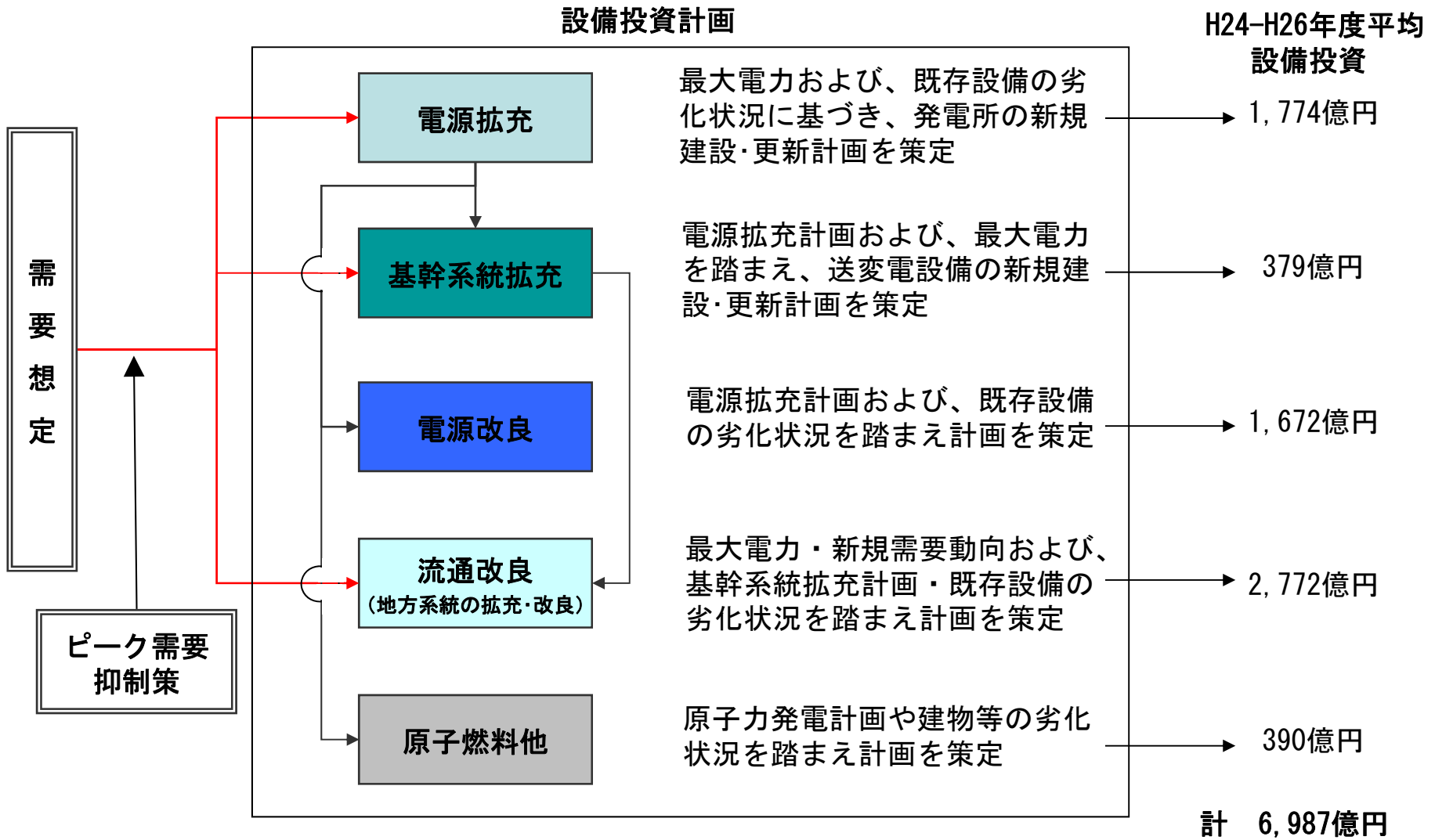
1. 設備投資関連 .....	P2~8
1-1. 需要想定、ピーク需要抑制策、設備投資の関係 .....	P3
1-2. ピーク需要抑制策の効果 .....	P5
1-3. 需要抑制の設備投資への影響 .....	P8
2. 競争入札関連 .....	P10~13
2-1. 競争入札拡大への取組み状況 .....	P11
参考資料	
(参考1) 電力需要想定のおえ方 .....	P15~22
(参考2) 設備投資関連資料 .....	P23~27

---

# 1. 設備投資関連

# 1-1. 需要想定、ピーク需要抑制策、設備投資の関係

- 将来の需要想定に基づき、ピーク需要抑制策による効果や既存設備の劣化状況を考慮の上、設備投資計画を策定。総合特別事業計画における電気事業設備投資は、3ヶ年平均(H24-H26年度平均)で6,987億円。



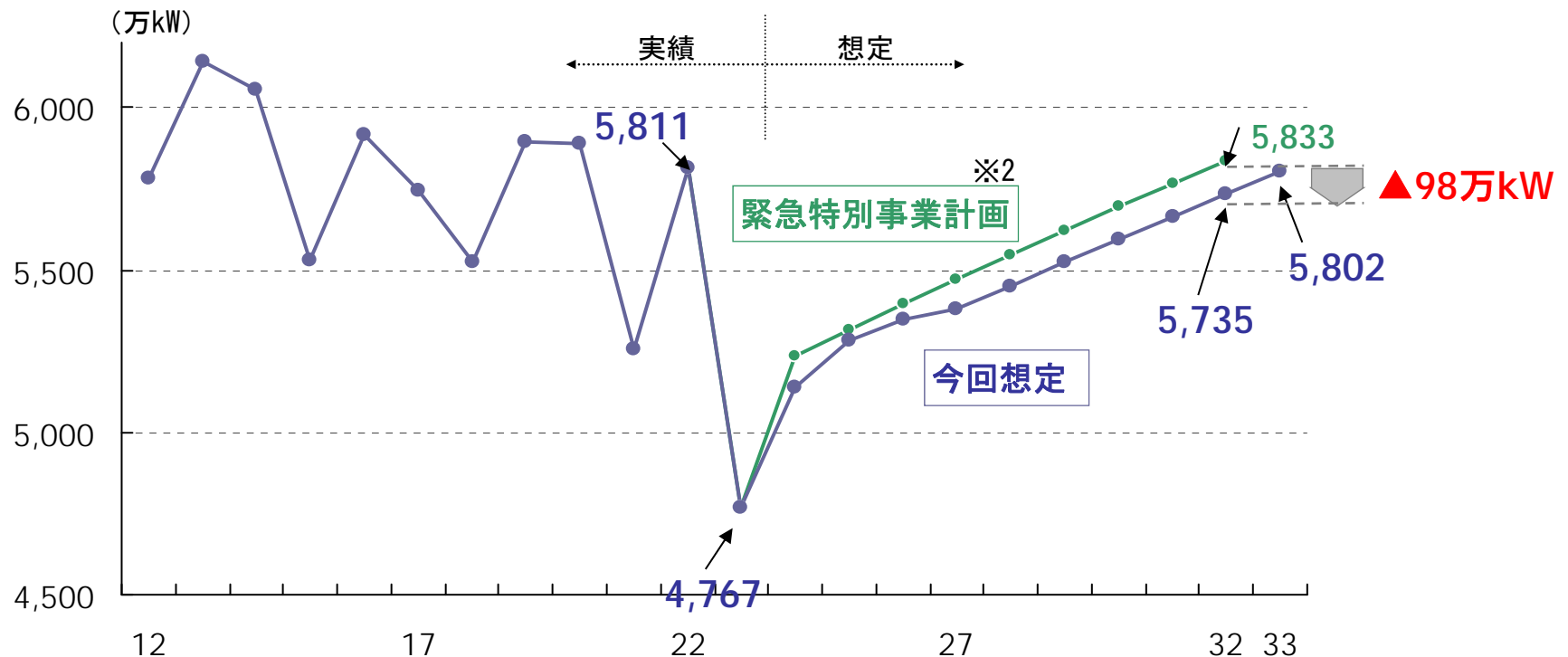
## 【参考】設備投資計画の内訳の概要

内 訳	概 要
電源拡充	✓ 発電所の新規建設に関わる投資 ・ 神流川2号(水力)、 川崎2号系列、広野6号(火力)等
基幹系統拡充	✓ 超高圧送変電設備の新規建設および増容量等に関わる投資 ・ 西上武幹線新設関連等
電源改良	✓ 既存発電所等の健全性維持・向上を目的とした投資 ・ 経年劣化したボイラー主蒸気管の取替、 タービン制御装置の取替等
流通改良	✓ 既存送変電・配電設備の健全性維持・向上を目的とした投資 ・ 経年劣化した送電鉄塔の建替、変圧器の取替等
原子燃料他	✓ 原子燃料の調達に関わる投資 ✓ 建物などの健全性維持・向上を目的とした投資

## 1-2. ピーク需要抑制策の効果 ①

- 最大電力の需要想定は、前提となる経済見通しの下方修正や計画調整契約※1の増加を反映し、平成32年度において緊急特別事業計画※2から約▲98万kWの下方修正。
  - ✓需要抑制方策のうち、夏期の平日昼間に需給ひっ迫の有無に関わらず、最大電力を抑制する効果のあるものについては、需要想定に反映。

### 【最大電力(夏期)の推移】 <送電端最大3日平均>



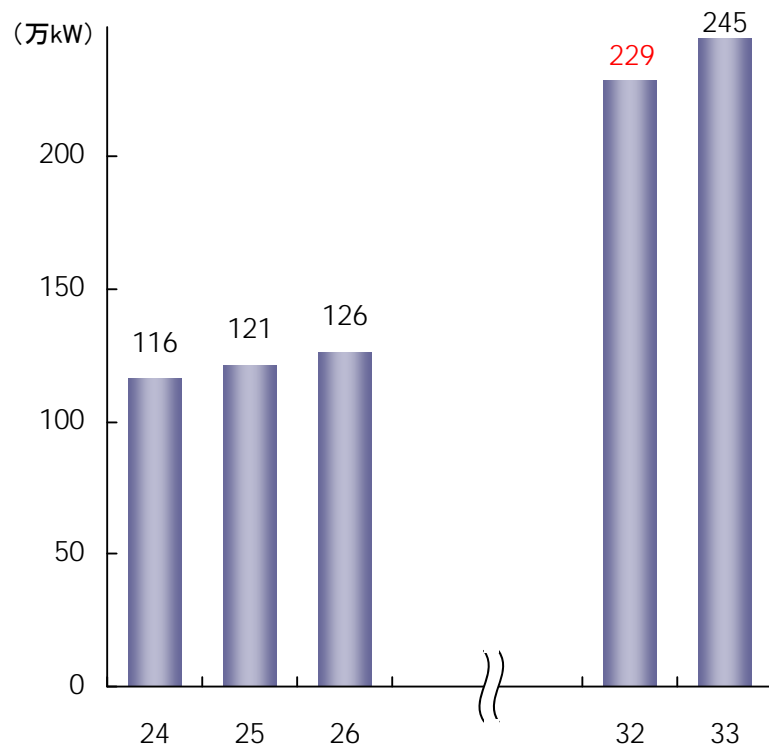
※1 夏期の需給が厳しくなる期間において、平日に休業日を設定していただくなど、計画的に電気のご使用を調整していただく契約。(P 7 参照)

※2 「東京電力に関する経営・財務調査委員会報告」(H23.10.3)に基づき作成した見通し。企業再生案件において合理化の知見を有する外部専門家による中立的・専門的な立場からのデューデリジェンスを実施し、徹底した経営合理化を反映させている。

## 1-2. ピーク需要抑制策の効果 ②

- 需給ひっ迫時を中心に需要抑制効果が見込めるものは、需要想定や供給力とは別に「ひっ迫時需要抑制電力」として計上。
- 随時調整契約※の拡大、スマートメーター配備後の家庭用デマンドレスポンスメニューの導入等を通じて、32年度において**229万kW**のピーク需要抑制効果を見込む。

【ひっ迫時需要抑制電力】（送電端実効値）



ピーク需要抑制方策	概要
随時調整契約※	既加入のお客さまの調整力維持とともに、未加入のお客さまへの加入コンサルトなどを通じて、着実な調整力の拡大を目指す
新メニュー (大口・高圧小口)	調整実施までの間に相応のリードタイムを取り、相対的に準備が容易になるメニューの導入により、新たな調整力の積み上げを目指す
家庭用 デマンドレスポンス	スマートメーターを活用した料金メニューを導入し、需給逼迫時に抑制を実施

※電力の需給がひっ迫した際に、当社からの事前の依頼により緊急的に電気のご使用を調整していただく契約（P7参照）

### 【平成32年度におけるピーク需要抑制効果】

前頁の需要想定の方修正（▲98万kW）と合わせて、緊急特別事業計画から▲327万kWのピーク需要を抑制し、供給設備に係る設備投資を削減

# 【参考】需給調整契約の概要

## ■計画調整契約

- 夏期の需給が厳しくなる期間において、平日に休業日を設定していただくなど、計画的に電気のご使用を調整していただく契約 (※)。

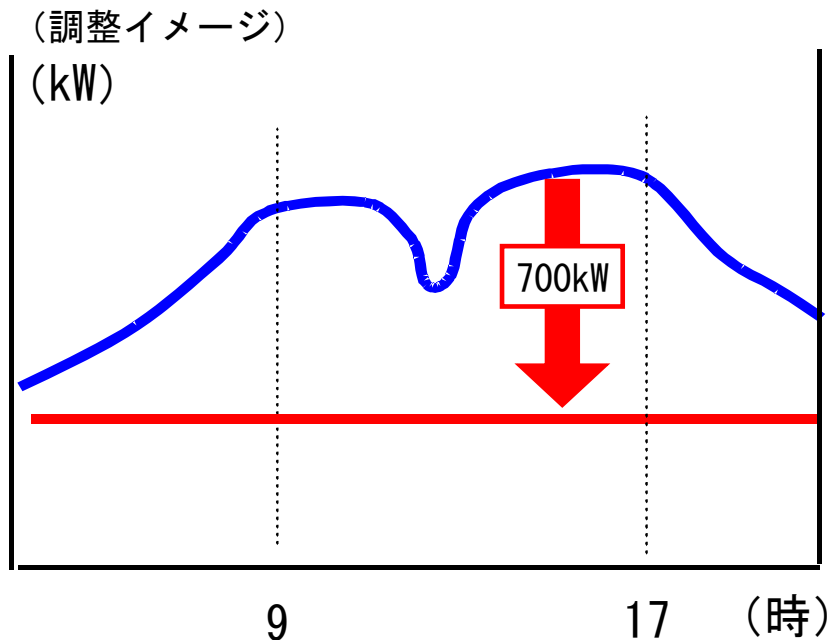
※ 調整する日などをお客さまと協議の上あらかじめ決定しますので、実際のご契約は様々です。

## ■随時調整契約

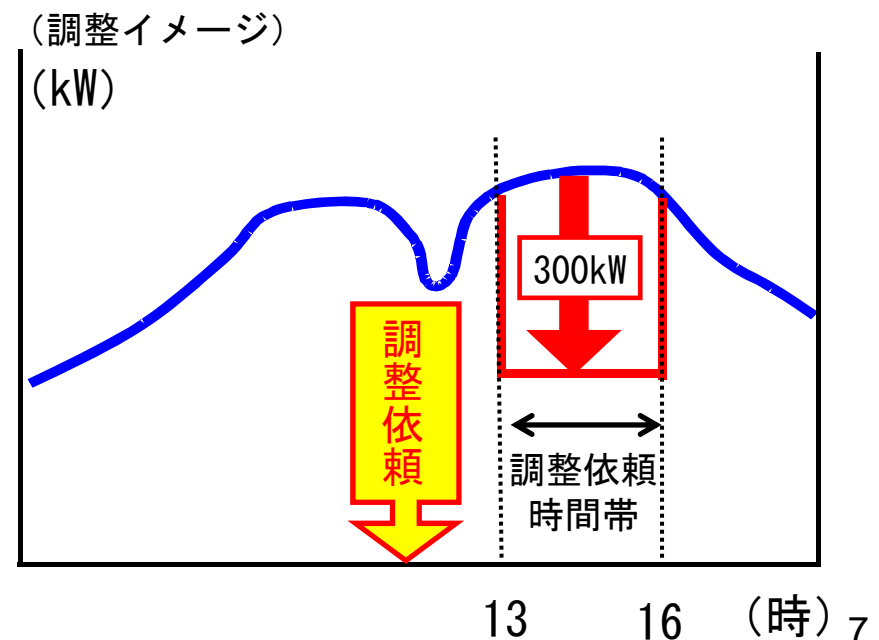
- 需給のひっ迫時に、当社からの事前の依頼（1時間前または3時間前）により緊急的に電気のご使用を調整していただく契約 (※)。

※ 調整する回数、調整電力などをお客さまと協議の上あらかじめ決定しますので、実際のご契約は様々です。

例 契約電力1,000kWのお客さまが休業日の設定により、午前9時～午後5時に700kW調整して頂ける場合



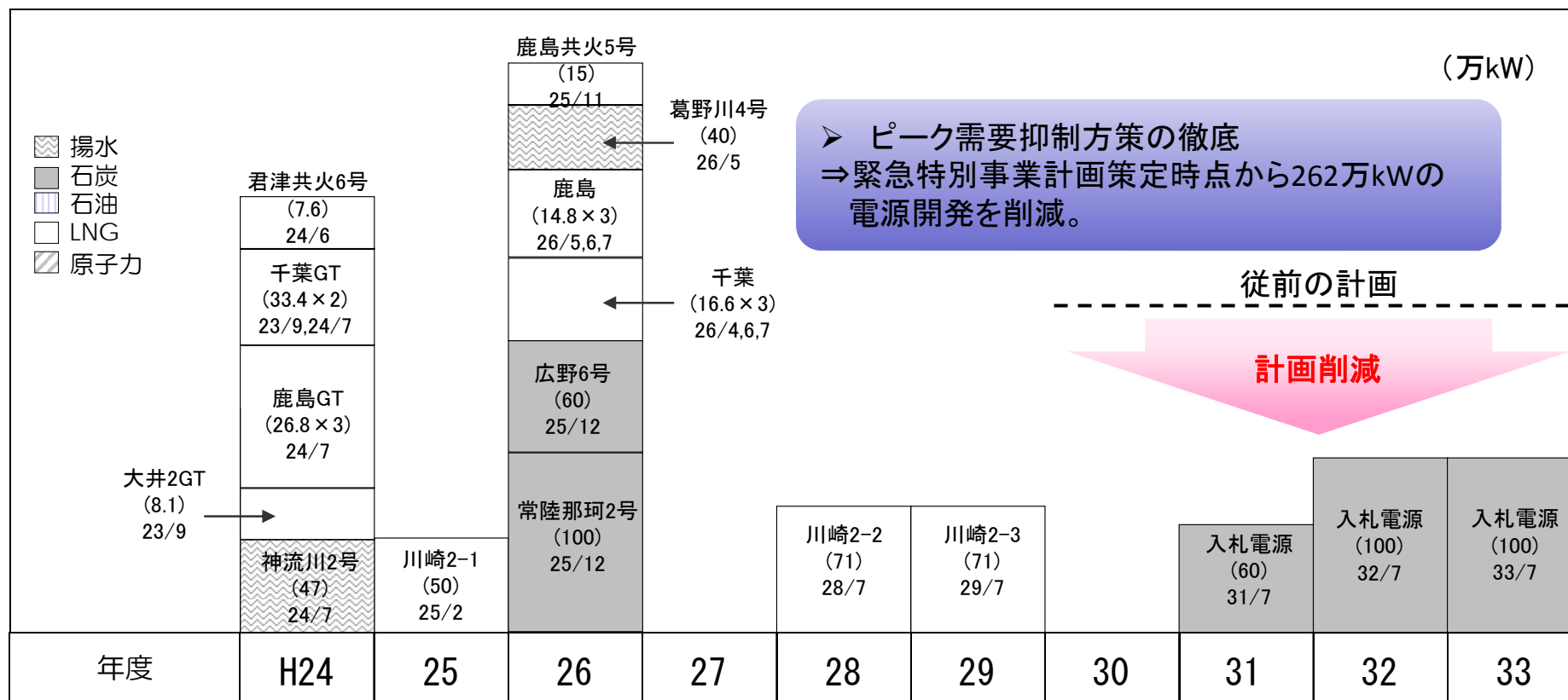
例 契約電力1,000kWのお客さまが当社からの依頼（1時間前）により、午後1時～午後4時に300kW調整して頂ける場合





# 1-3. 需要抑制の設備投資への影響

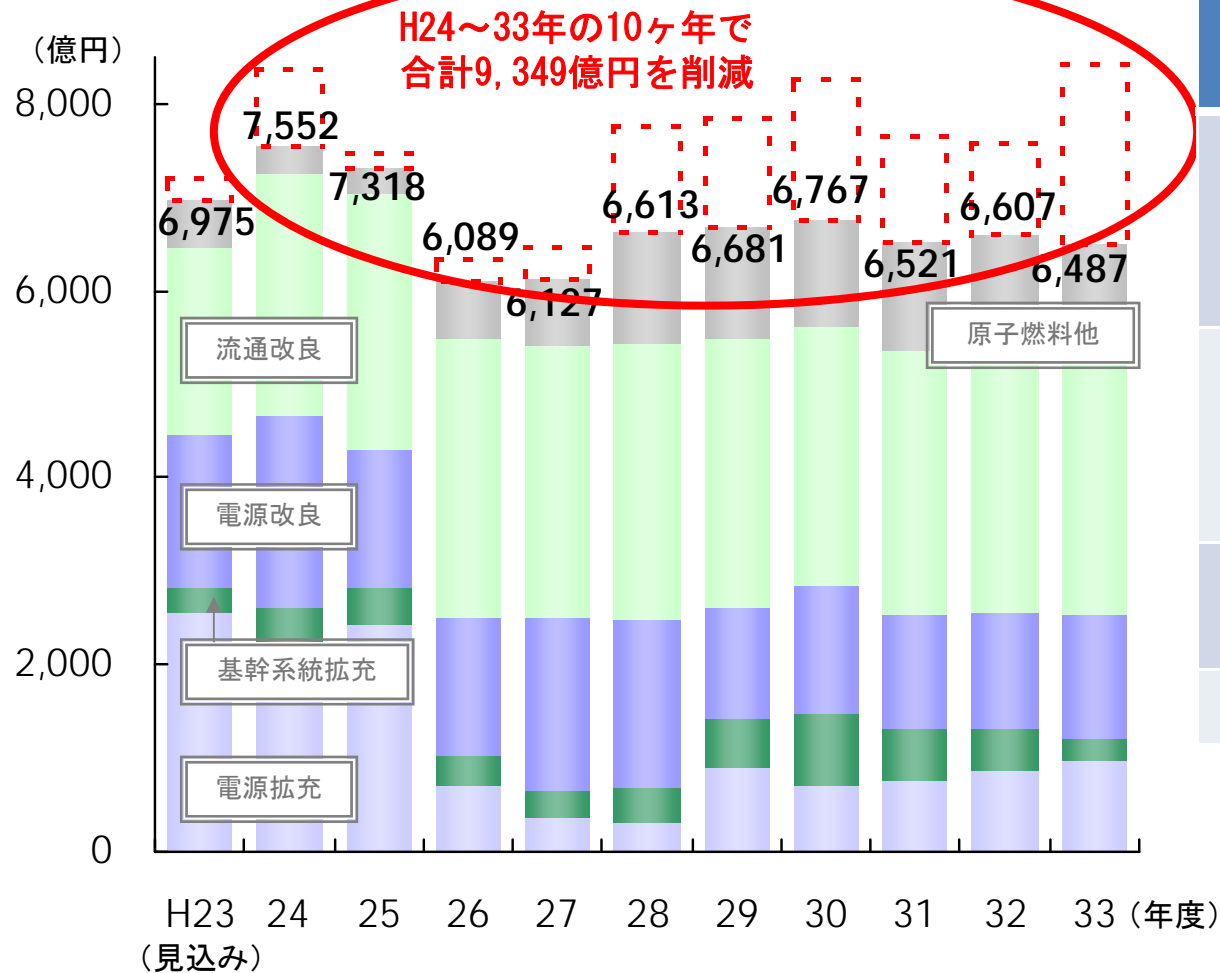
✓ピーク需要抑制方策を織り込むことにより、電源開発計画はH30年度以降において **262万kW**の電源開発が不要となり、これに係る設備投資を抑制。



# 【参考】設備投資の削減

- 需要抑制方策や火力電源の他社電源化、流通設備計画の見直し等により、10ヶ年合計で9,349億円の削減を実施。

## 【電気事業設備投資の推移】



	H24-H26 平均	緊急特別事業計画との 差異 (※)
電源拡充・ 電源改良	▲123	▲7,972
基幹拡充・ 流通改良	▲102	▲1,213
原子燃料他	▲179	▲163
合計	▲404	▲9,349

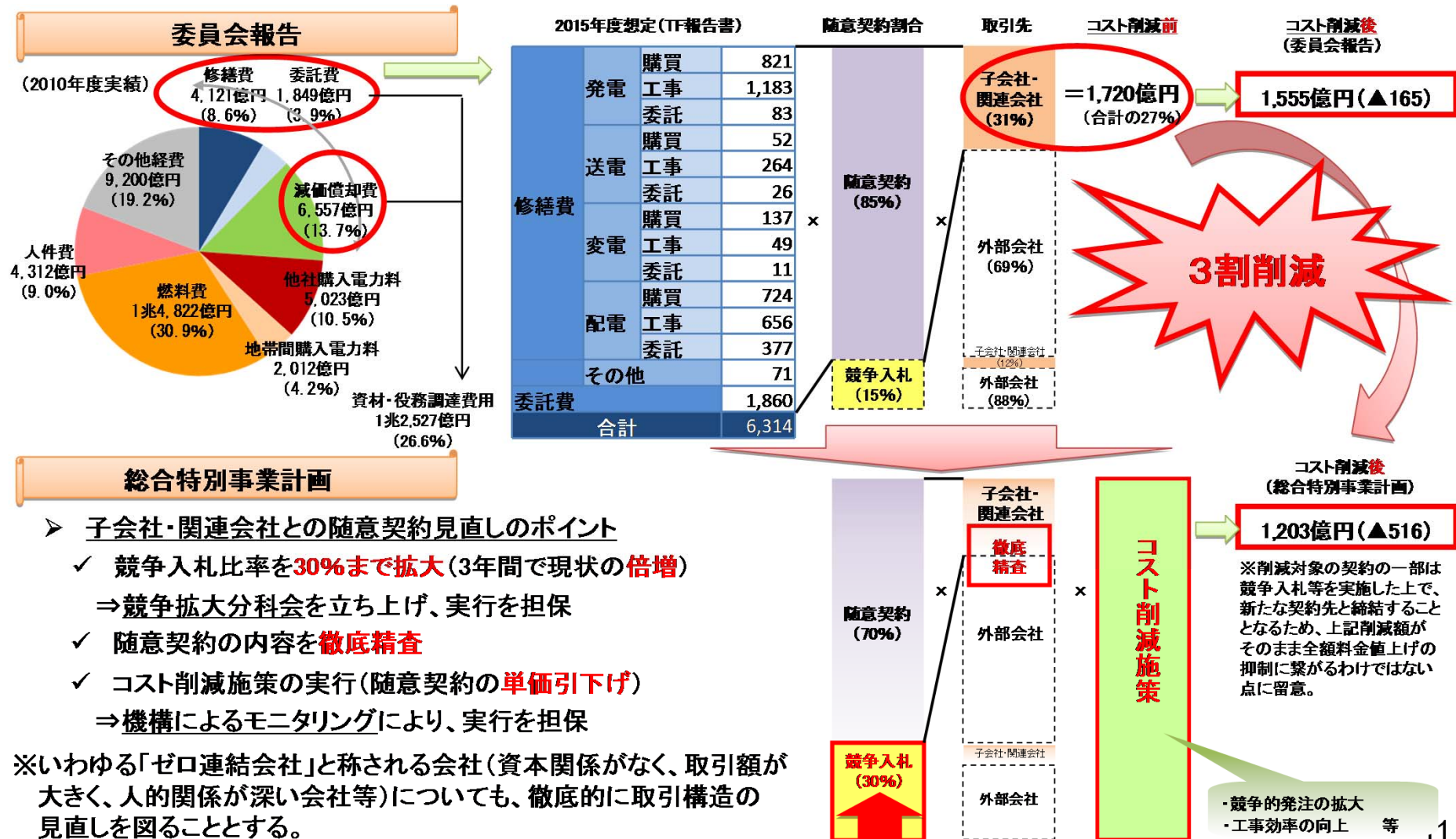
(※) 緊急特別事業計画は、H23-H32年度の設備投資計画であることから、上記の投資削減額は、一定の仮定の下、緊急特別事業計画の対象期間を、総合特別事業計画と同様、H24-H33年度とした場合を前提に試算を行ったものである。

---

## 2. 競争入札関連

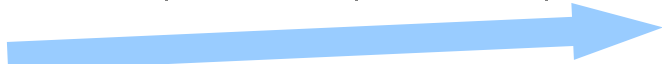
## 2-1. 競争入札拡大への取組み状況 ①

- 総合特別事業計画に基づき、①競争入札比率の拡大（現状から倍増し、競争比率30%まで拡大）、②随意契約の内容の徹底精査、③単価引下げの実行により、子会社・関連会社との随契による取引の3割削減を実現。



## 2-1. 競争入札拡大への取組み状況 ②

- 平成24年度の競争発注の拡大による単価引下げ効果は▲6.8%。
- 競争発注の拡大に加え、工事効率の向上、機器仕様の標準化、工事・点検の中止、実施時期の見直しなど、あらゆる合理化施策により、2割のコスト削減について取組み。

		2011	2012	2013	2014	2015	
想定額	子会社・関連会社との随意契約による取引想定額*	1,684	2,145	2,062	1,947	1,718	
	コスト削減額 (コスト削減率)	200 (▲11.9%)	378 (▲17.6%)	381 (▲18.5%)	356 (▲18.3%)	388 (▲22.6%)	
子会社・関連会社との随意契約における2割コスト削減		 2012年度から約2割削減し、 更なる単価削減に向けて継続的に取組み					
		機器仕様の標準化 競争的発注方法の拡大 (仕様を見直しの上、競争発注に切替え)	163	206	223	246	269
		工事効率の向上	—	16	33	50	64
		工事・点検の中止、実施時期の見直し	37	156	125	60	55

\*取引想定額は東京電力に関する経営・財務調査委員会報告ベース

## 2-1. 競争入札拡大への取り組み状況 ③

- 競争拡大に向けて、コンサルティング会社や原子力損害賠償支援機構と協働して調査したところ、全体の随意契約理由（2011年度）のうち、①既設設備の修理・改造（55.6%）②不具合改修などの緊急対応（28.0%）③対応可能な取引先が1社（7.3%）の3つの理由で、約9割を占めることが判明いたしました。
- 競争発注に切り替えるために、当社設備のメーカー技術に対応できる新規取引先の育成や技術の内製化など、技術的な課題等にしっかり取り組んでまいります。

主な随意契約理由	全体の随意契約に占める割合	競争拡大に向けて
①既設設備の修理・改造	55.6%	<ul style="list-style-type: none"> <li>●当社設備のメーカー技術に対応できる新規取引先を発掘・育成し、メーカーと競争</li> <li>●メーカー技術をグループ内（関係会社等）に内製化し、メーカーと競争</li> </ul>
②不具合改修などの緊急対応	28.0%	<ul style="list-style-type: none"> <li>●「緊急対応等に備えて、信頼関係のある取引先に継続的に発注したい」とする意識を変え、新規取引先とも信頼関係を構築</li> <li>●そもそも緊急対応にならないよう、設備診断技術を向上し、競争発注できるリードタイムを確保</li> </ul>
③対応可能な取引先が1社	7.3%	<ul style="list-style-type: none"> <li>●国内外における新規取引先を開拓・育成したり、仕様を汎用化することで、対応取引先数を拡大して競争</li> </ul>

---

# 參考資料

## (参考1) 電力需要想定の方— (1) 電力需要想定の対象

### ■ 電力需要想定の対象

- ・ 電力需要想定は、1ヶ月・1年などの一定期間に使用される「電力量 (kWh)」と、一定期間のうち最も多く使用される時間 (1時間平均) の電力需要「最大電力 (kW)」を想定。

#### ① 電力量

- ・ 電力量は、家庭用を中心とした「電灯」、オフィスビル・商業施設などの「業務用」、工場や社会インフラ関連 (鉄道・通信・ガス・水道業など) を中心とした「産業用」など、各々の電力需要の実績傾向や、関連の深い経済指標の見通しを反映し、用途別に需要想定を実施。

#### ② 最大電力

- ・ 上記で想定した実績傾向や経済見通しを反映した全体の電力量をもとに、一定期間における「電気の使われ方」を考慮し、電力が最も多く使用される最大電力を想定。料金算定においては、特に電力が多く使用される夏期と冬期の最大電力を用いる。



# (参考1) 電力需要想定の方— (2) 電力需要想定の流れ

- 電力量と最大電力の想定のフローは以下の通り。

## ①電力量想定

### 【1】用途別に年間電力量を想定する

- ✓ 実績傾向や関連の深い経済指標との相関により、用途別に年間電力量を想定

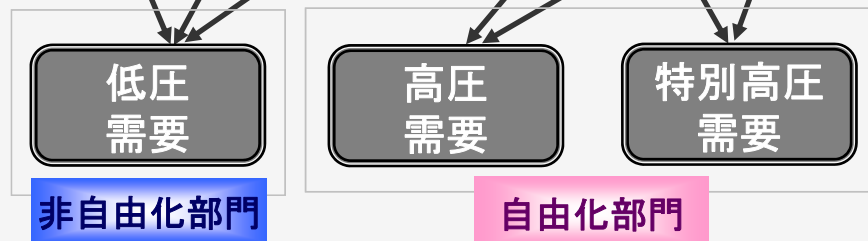
### 【2】月別・電圧別に配分する

- ✓ 上記で想定した用途別の年間電力量を過去の実績傾向をもとに月別・電圧別（低圧・高圧・特別高圧）に配分

### 【1】用途別に年間電力量を想定



### 【2】月別・電圧別に配分



## ②最大電力想定

- 実績傾向や経済見通しを反映した全体の月間電力量をもとに、1ヶ月間における「電気の使われ方」を考慮し、最大電力を想定。

月間電力量

最大電力発生日の  
日電力量

最大電力

- ✓ 夏期最大電力は8月、冬期最大電力は1月に多く発生するため、各々の月間電力量から最大電力を想定

# (参考 1) 用途別の特徴

- 用途別の特徴は、以下の通り。

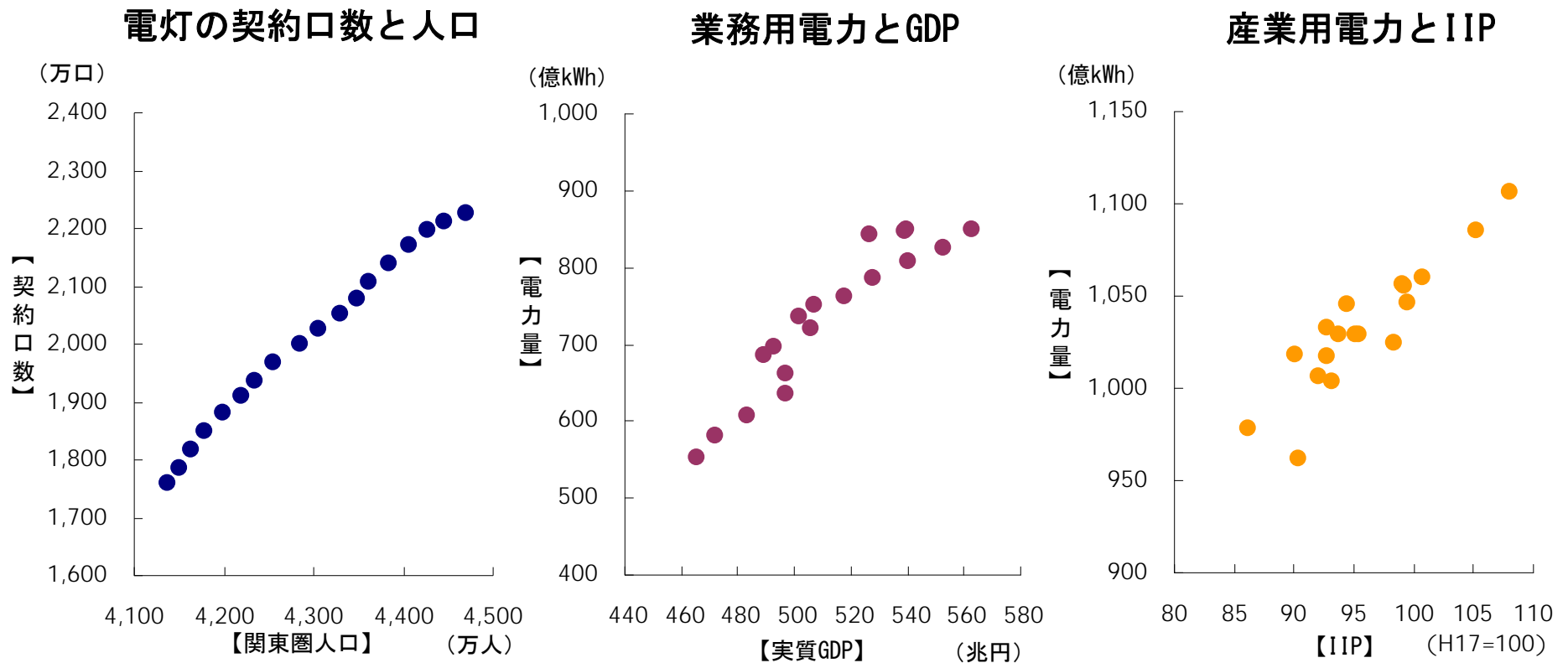
		供給電圧・ 契約電力	販売電力量※ (億kWh)	電力量構成比 (%)	需要想定で用いる 経済指標など
非自由化部門	電灯	100 or 200V 50kVA未満	1,034	35.3	人口、実績傾向
	家庭用や街路灯、小規模事務所・店舗等				
	低圧電力				
低圧電力	100 or 200V 50kW未満	103	3.5	実績傾向	
小規模事務所・店舗等の冷暖房等					
その他電力					
その他電力	6,000V以上 50kW以上	19	0.6	実績傾向	
深夜電力（主に電気温水器）等					
業務用電力					
自由化部門	業務用電力	6,000V以上 50kW以上	774	26.4	GDP、実績傾向
	オフィスビル、商業施設、宿泊施設、病院、学校等				
産業用電力	1,004	34.2	鉦工業生産指数 (IIP)、実績傾向		
工場や鉄道・通信・ガス・水道等のインフラ等					

※販売電力量は震災前のH22年度実績

当社受持エリア内の需要を想定した後、新電力（PPS）の需要分（別途想定）を控除

# (参考1) 電力需要と経済指標の相関性

- 電灯の契約口数は人口と、業務用はGDPと、産業用は鉱工業生産指数（IIP）との相関性が高い。
- これらの経済指標との相関等により、用途別に需要想定を実施。



※1 業務用電力と産業用電力は当社受持エリア内電力量（気温影響を考慮）との相関

※2 グラフは全て、バブル崩壊以降のH5～H22年度

# (参考1) 電力需要想定の方考え方 (3) 主な前提

- 今回の想定にあたっては、以下を前提とした。

## 【1】経済見通し

- 東日本大震災からの復興需要などから、日本経済は回復に向かう見通し。

- ✓ 計画策定時点におけるシンクタンク等見通しを採用。

(万人、兆円、H17=100、%)

		22年度	23年度	24年度	25年度	26年度
人口 (関東圏)	(万人)	0.5 4,470	0.2 4,477	0.1 4,482	0.1 4,485	0.0 4,485
実質GDP	(兆円)	2.4 539	0.4 541	2.1 553	1.6 561	1.2 568
鉱工業生産指数 (IIP)	(H17暦年=100)	8.9 93.8	▲ 2.1 91.8	5.5 96.8	4.5 101.2	0.8 102.0

※ 左肩は対前年増加率

## 【2】オール電化住宅の普及

- 震災以降、オール電化営業は中止しているものの、お客さまの選択もあり、一定程度の普及は継続する見通し。

- ✓ 震災後の新築戸建・リフォーム分野の普及実績を踏まえ、年10万口程度の増加を想定。

(万口)

	22年度	23年度	24年度	25年度	26年度
年間増加口数	15.7	12.2	10	10	10

## 【3】新電力 (PPS) への契約切り替え (離脱) の見通し

- 新電力の今後の供給力動向を踏まえ、お客さまの契約切り替えが進むものと想定。

- ✓ 当社が把握している新電力の保有電源は、23年度で270万kW程度。今後、24~26年度で約11万kWの新規発電所の運転開始を把握しており、需要想定に反映。

## 【4】気温の見通し

- 今後の気温動向を見通すことは困難であるため、平年並みを前提。

- ✓ 気温が1°C変動した場合、夏は3~4%、冬は1~2%の電力需要が変動。変動量は以下の通り。  
夏：3,000-4,000万kWh/°C/日, 150-170万kW/°C 冬：1,000-2,000万kWh/°C/日, 70-90万kW/°C

## (参考1) 電力需要想定の方考え方 (4) 節電影響の方考え方

- H23年度は、夏期の「電力使用制限令」等による節電へのご協力をいただいたが、ヒアリング・アンケート調査を通じて、今後も一定程度の節電を継続していただけるという前提で想定。

### ■ H23年度における節電影響量の試算

- ・ H23年度の需要減少量を「気温要因」、「離脱要因」、「景気等要因」に要因分解
- ・ 上記要因で説明できない需要減少量として「節電影響量」を算出

→ H23年度の節電影響量は、約▲270億kWh (約▲9%) と試算

→ 電力量ベースの節電影響量に加え、電気の使われ方の変化 (ピーク時間帯を中心とした節電によるピークシフト効果) を考慮すると、夏期最大電力においては、▲870万kW程度 (約▲15%) の節電にご協力いただいたものと試算

### ■ 今後の節電影響量の試算

- ・ ご家庭向けアンケート、法人顧客ヒアリング (H23. 9-10実施) を通じて、今後のお客さまの節電継続意向を調査
- ・ H23年度夏期の節電影響に今後の継続性を乗じて、今後の節電影響量を試算

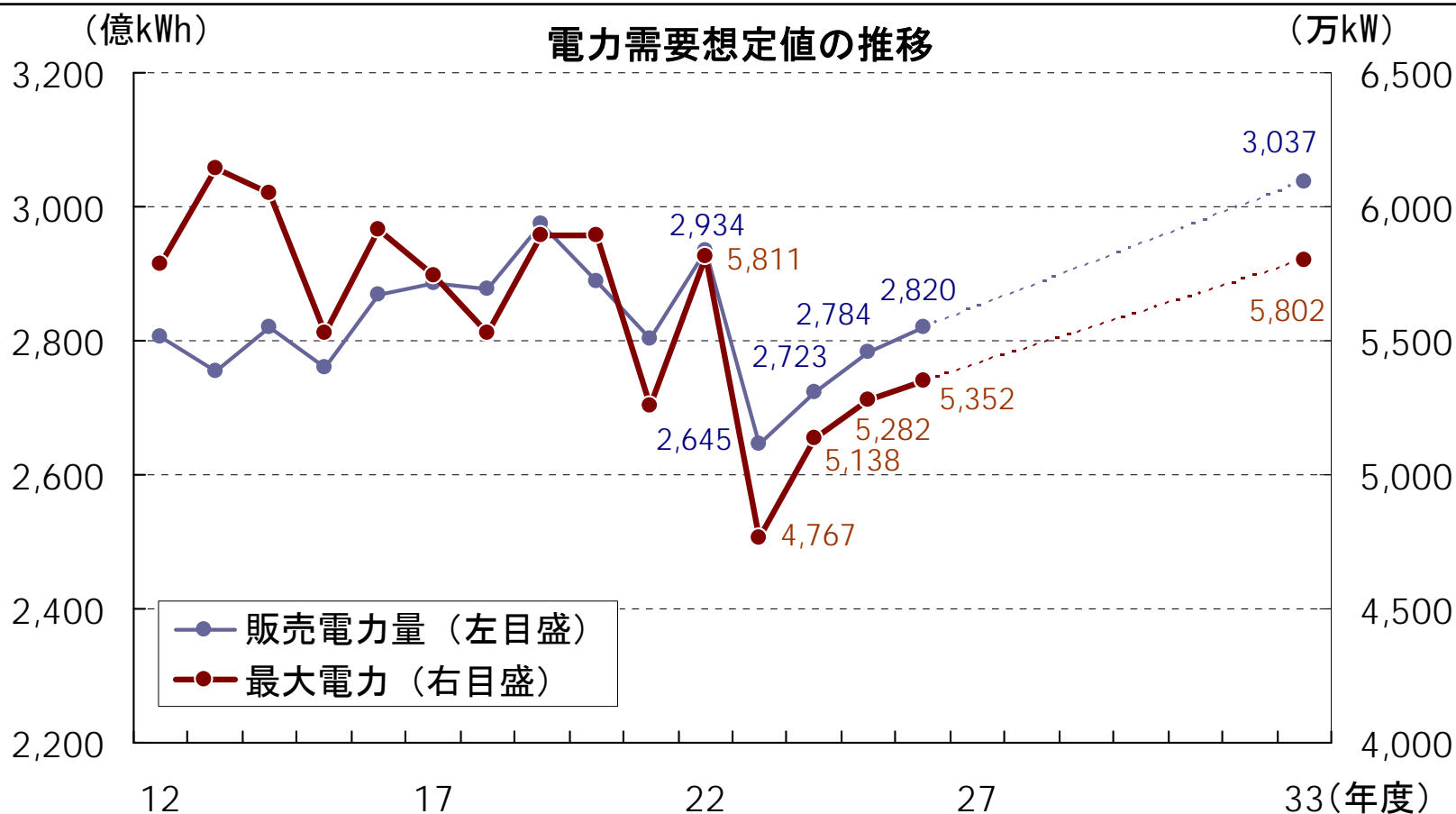
→ H24年度の節電影響量は、約▲180億kWh (約▲6%) と試算 (自家発の稼働等、年間を通してのご協力が難しいものもあるが、夏期は、H23年度と比較して80%程度のご協力をいただけるとのご回答)

→ 夏期最大電力ベースでは、需給調整契約へのご加入の見通しなど、1日の電気の使われ方の変化も考慮し、▲610万kW程度 (約▲11%) の節電にご協力頂ける見通し

※節電影響量の ( ) 内は、節電が無かった場合の需要からの減少率

## (参考 1) 電力需要想定結果

- 販売電力量は、経済の持ち直しなどにより、今後回復が見込まれるものの、省エネ機器の普及拡大や離脱需要の増加により、長期的には小幅な伸びにとどまる見通し。（震災前22年度-33年度の平均伸び率：0.3%）
- 最大電力についても、電力量と同様に回復傾向で推移する見込みだが、計画調整契約など需要抑制方策の効果を織り込んだ結果、33年度（5,802万kW）は震災前の22年度実績（5,811万kW）並みの水準に留まる見通し。



# (参考 1) 電力需要想定総括表

		20年度	21年度	22年度	23年度	24年度	25年度	26年度	33年度	22-33年度 平均伸び率
電灯	(億kWh)	▲ 1.6 961	0.0 961	7.6 1,034	▲ 8.9 942	0.4 946	1.2 958	1.0 967	1,021	▲ 0.1
低圧電力	(億kWh)	▲ 7.2 99	▲ 4.5 95	8.7 103	▲ 10.8 92	▲ 7.3 85	▲ 1.8 84	▲ 1.4 82	74	▲ 2.9
その他電力	(億kWh)	▲ 5.1 20	▲ 3.2 19	▲ 2.4 19	▲ 5.4 18	▲ 4.1 17	▲ 3.9 16	▲ 3.7 16	12	▲ 3.9
特定規模需要 以外の需要	(億kWh)	▲ 2.2 1,080	▲ 0.4 1,075	7.5 1,156	▲ 9.0 1,052	▲ 0.3 1,049	0.9 1,058	0.7 1,065	1,107	▲ 0.4
特定規模需要	(億kWh)	▲ 3.2 1,810	▲ 4.6 1,727	3.0 1,778	▲ 10.4 1,593	5.1 1,674	3.1 1,726	1.6 1,754	1,929	0.7
販売電力量計	(億kWh)	▲ 2.8 2,890	▲ 3.0 2,802	4.7 2,934	▲ 9.8 2,645	2.9 2,723	2.2 2,784	1.3 2,820	1.1 3,037	0.3
夏期最大電力 (送電端最大3日平均)	(万kW)	▲ 0.1 5,891	▲ 10.8 5,254	10.6 5,811	▲ 18.0 4,767	7.8 5,138	2.8 5,282	1.3 5,352	5,802	▲ 0.0

※左肩は対前年度増加率

※販売電力量は22年度まで、夏期最大電力は23年度まで実績

## (参考2) 電源開発計画 (個別計画)

	地 点	出力 [万kW]	火力熱効率 (LHV, 発電端)	今回計画		
				着工	運転開始	
原子力	福島第一7, 8号	138x2	—	中止	中止	
	東通1, 2号	138.5x2	—	23/1, 未定	未定	
石炭	広野6号	60	約45%	20/10	25/12	
	常陸那珂2号	100	約45%	12/5	25/12	
LNG	川崎2号系列	192	1軸 : 約59% 2, 3軸 : 約61%	21/7, 25/4	25/2, 28/7, 29/7	
	五井1号系列	213	約61%	34年度以降	34年度以降	
	千葉3号系列 (緊急設置電源)	GT	33.4x3	約58% (CC化後)	23/4	23/8, 23/9, 24/7
		ST	16.6x3		24/1	26/4, 26/6, 26/7
	鹿島7号系列 (緊急設置電源)	GT	26.8x3	約57% (CC化後)	23/8	24/7
		ST	14.8x3		24/3	26/5, 26/7, 26/6
揚水	神流川2, 3~6号	47x5	—	9/2	24/7, 34年度以降	
	葛野川4, 3号	40x2	—	9/8	26/5, 34年度以降	
新エネ	東伊豆風力	1.837	—	24年度	26年度	

GT : ガスタービン, ST : 蒸気タービン, CC : コンバインドサイクル



## (参考2) 主要な送変電設備計画 (個別計画)

	件名	電圧 (kV)	規模 <sup>(注1)</sup>	運転開始年月	必要とする理由
送電設備	西上武幹線新設	500	110.4km	H26/6	新古河線 潮流増加対応 <sup>(注2)</sup>
	川崎豊洲線新設	275	22.2km	H28/11	電源対応 (川崎2号系列)
	千葉葛南線新設	275	30.7km	H26/4	電源対応 (千葉3号系列)
変電設備	新茂木変電所増設	500	1,500MVA	H25/4	電源対応 (常陸那珂2号)
	京浜変電所取替	275	450MVA ▲220MVA	H25/6	経年対応

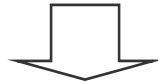
(注1) 送電の規模欄は亘長、変電の規模欄は増加出力を示す

(注2) 千葉火力・鹿島火力など東側新規電源の開発に伴い、平成26年夏期には新古河線（500kV・2回線送電線）の1回線に事故が生じたときに、残り回線の潮流が送電容量を超過すること、その解消を図るために本送電線の新設が必要となること、等について原子力損害賠償支援機構と当社により検証を行い、実施するもの

## (参考2) 設備投資計画の策定プロセス

### 設備投資計画原案の策定

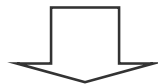
- 震災前の設備投資計画をもとに、震災後の状況変化（緊急設置電源の建設等供給力増強対策、福島第一・第二原子力の改良投資計画の見直し、電源開発計画見直しに伴う流通設備計画の見直し等）を織り込んだ計画原案を策定



### 東京電力に関する経営・財務調査委員会による調査

- 設備投資計画原案に対し調査が行われ削減に向け以下のご提言をいただいた
  - IPP（独立発電事業者）卸入札等の活用
  - 震災後の状況（福島停止）に伴う流通設備投資計画の見直し
  - スマートメーター等効率的需要抑制策の活用

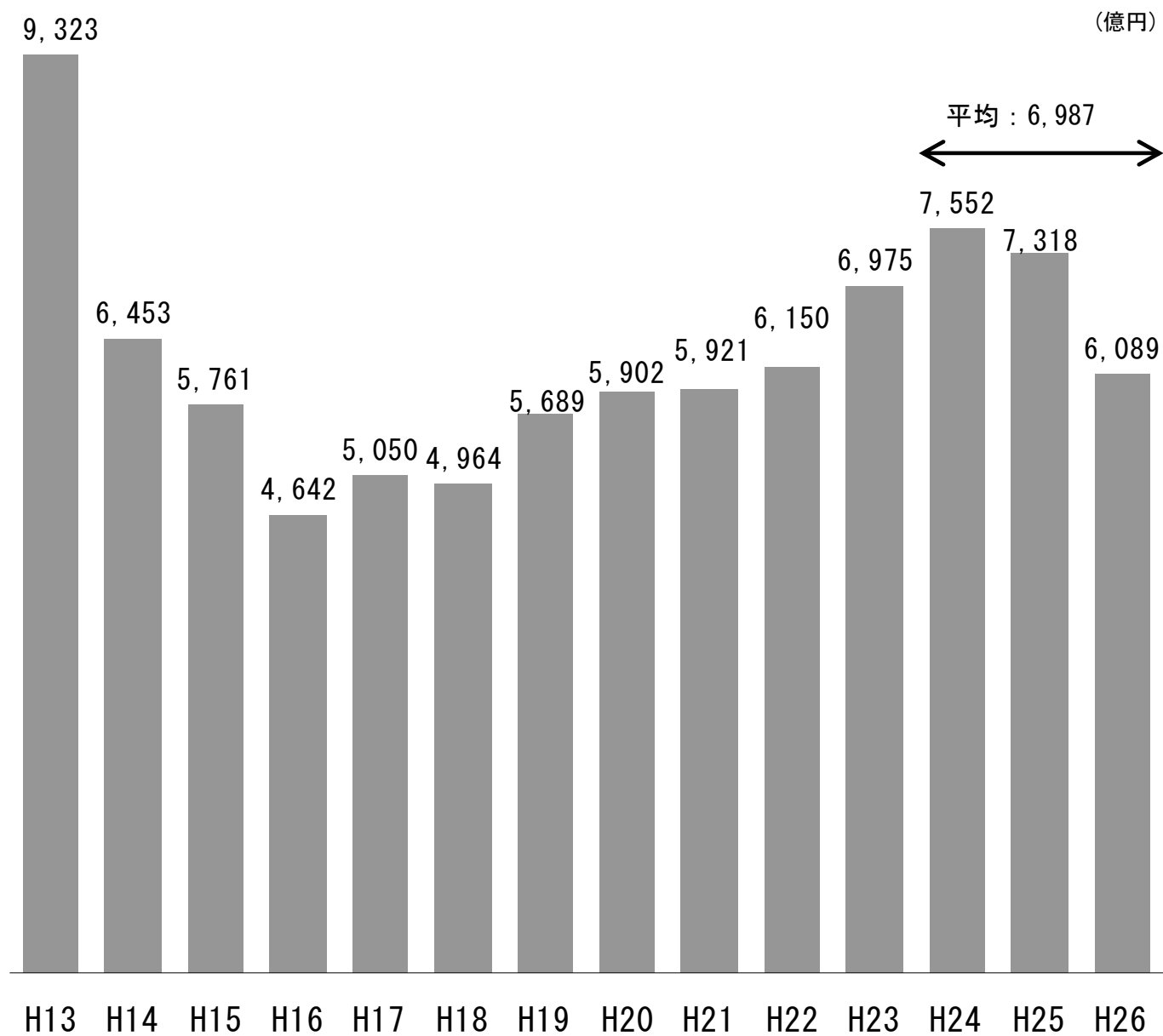
※東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局作成の概要資料から設備投資計画に関する記載を抜粋



### 総合特別事業計画の策定

- 上記ならびに調達改革に関するご提言を踏まえ、原子力損害賠償支援機構と検証を行い、需要抑制方策への本格的取り組み、火力電源開発の他社電源化等の設備投資削減方策を織り込んだ総合特別事業計画を策定

## (参考 2) 設備投資額の推移



## (参考2) H24～H26の夏期最大電力バランス

(単位: 万kW)

項 目		年 度		H23年度 実績 (参考)	H24年度	H25年度	H26年度	
供 給 電 力	自 社 電 源	水 力 発 電 所		591	631	641	641	
		火 力 発 電 所		3,536	3,684	3,573	3,600	
		石 炭		150	150	150	301	
		L N G		2,419	2,591	2,626	2,503	
		石 油		966	943	797	796	
		原 子 力 発 電 所		346	0	236	445	
		新エネルギー等発電所		0.3	1.0	1.0	1.0	
		合 計		4,473	4,316	4,451	4,686	
	他 社 電 源	卸供給	電 気 事 業 者		433	554	596	597
			卸 供 給 事 業 者		454	558	556	533
		そ の 他※2		17	129	32	37	
		合 計		904	1,241	1,184	1,166	
	合 計			5,377	5,557	5,635	5,852	
	最大3日平均電力			4,767	5,138	5,282	5,352	
ひっ迫時需要抑制電力			—	116	121	126		
供給予備力			611	419	353	500		
供給予備率 ( % )※3			12.8 (12.8)	8.2 (10.7)	6.7 (9.2)	9.3 (12.0)		

※1 記載は全て送電端

※2 卸供給以外の他社電源からの受電分 自家発等がこれに該当する

※3 供給予備率には、需要抑制を織り込んだ予備率を括弧書きで併記