

ご質問への回答について

平成25年 1月24日
関西電力株式会社

資料 目次

1. 人件費	・ ・ ・	2
2. 資材調達	・ ・ ・	11
3. 修繕費	・ ・ ・	17
4. 燃料費、購入電力料	・ ・ ・	20
5. 減価償却費、レートベース	・ ・ ・	28
6. 規制分野と自由化分野の関係	・ ・ ・	31
7. 需要想定、供給予備率	・ ・ ・	38
8. 原価と実績の乖離	・ ・ ・	44
9. 新料金体系への移行に向けた情報提供等	・ ・ ・	46
10. 資産売却	・ ・ ・	50
11. その他	・ ・ ・	52

[記載注意]

・ 金額の実績については切捨て、その他は四捨五入で表示。そのため計は合致しない場合がある。

1. 人件費

役員給与の概要

- ・ 役員給与については、平成24年10月から、役職位に応じて、20%ないし30%の減額を実施しており、減額後の水準で原価に算入（減額率は、過去の事例等を総合的に勘案し決定）。
- ・ 前回（H20改定）に比べ、約2.6億円の減少。

（単位：百万円）

		前回 (H20) ①	今回 (H25~H27平均) ②	差引 ③=②-①
役員報酬	社内役員分	837	693	▲ 144
	社外役員分	57	55	▲ 2
	小計	894	748	▲ 146
役員諸給与(通勤費等)		5	4	▲ 1
役員賞与		110	0	▲ 110
役員給与 計		1,009	752	▲ 257

<参考1:対象となる役員数>

（単位：人）

社内役員	20	(注1) 17	▲ 3
社外役員	7	7	0
役員 計	27	24	▲ 3

（注1）H25~H27年度において、専ら社外団体に従事している役員1名は原価に算入していない。

<参考2:1人あたり役員給与>

（単位：百万円/人）

社内役員平均	47	41	▲ 6
社外役員平均	9	8	▲ 1
全役員平均	37	31	▲ 6

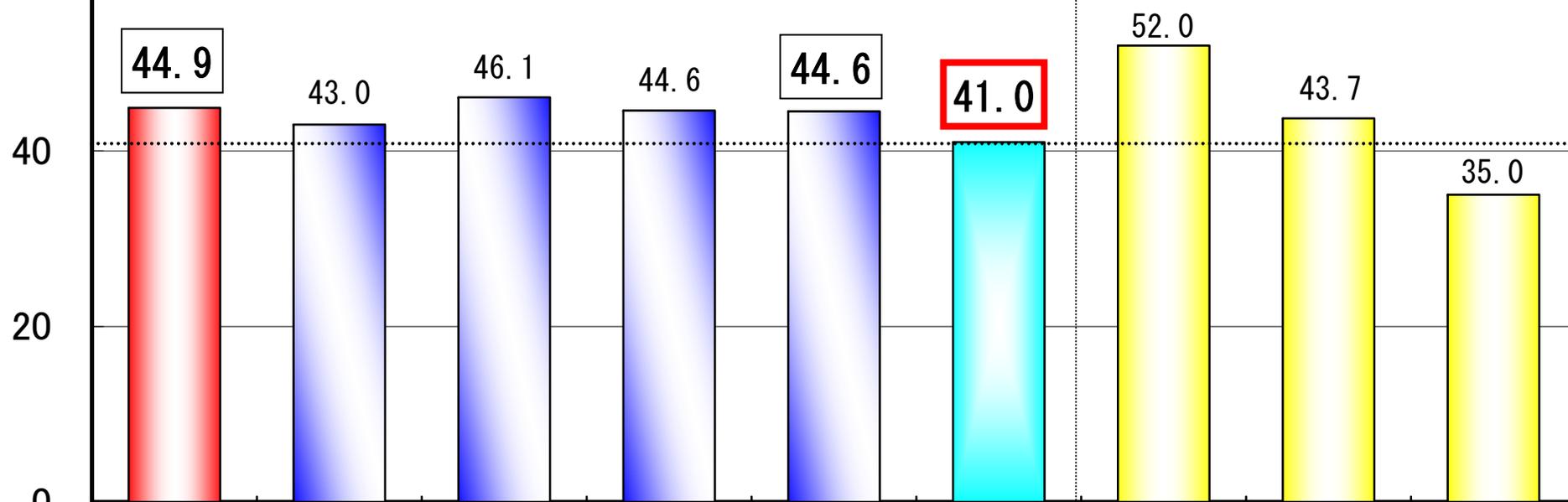
(参考) 役員給与のメルクマール[社内役員のみ]

- ・ 役員 1 人あたりの給与（社外役員を除く）は、人事院の調査や、公益企業平均（JR、通信、ガス）を下回る水準。
- ・ なお、参考に示すように、従業員10,000人以上や、3,000人以上の企業の平均水準と比べても低位であることに加え、1,000人以上の企業の平均水準に、公益企業平均の水準も加味すれば、遜色のない水準。

(百万円/人)

60

参 考



人事院調査 (3社) 通信 (3社) ガス (3社) 公益企業平均 当社申請 従業員10,000人以上 (63社) 従業員3,000人以上 (263社) 従業員1,000人以上 (754社)

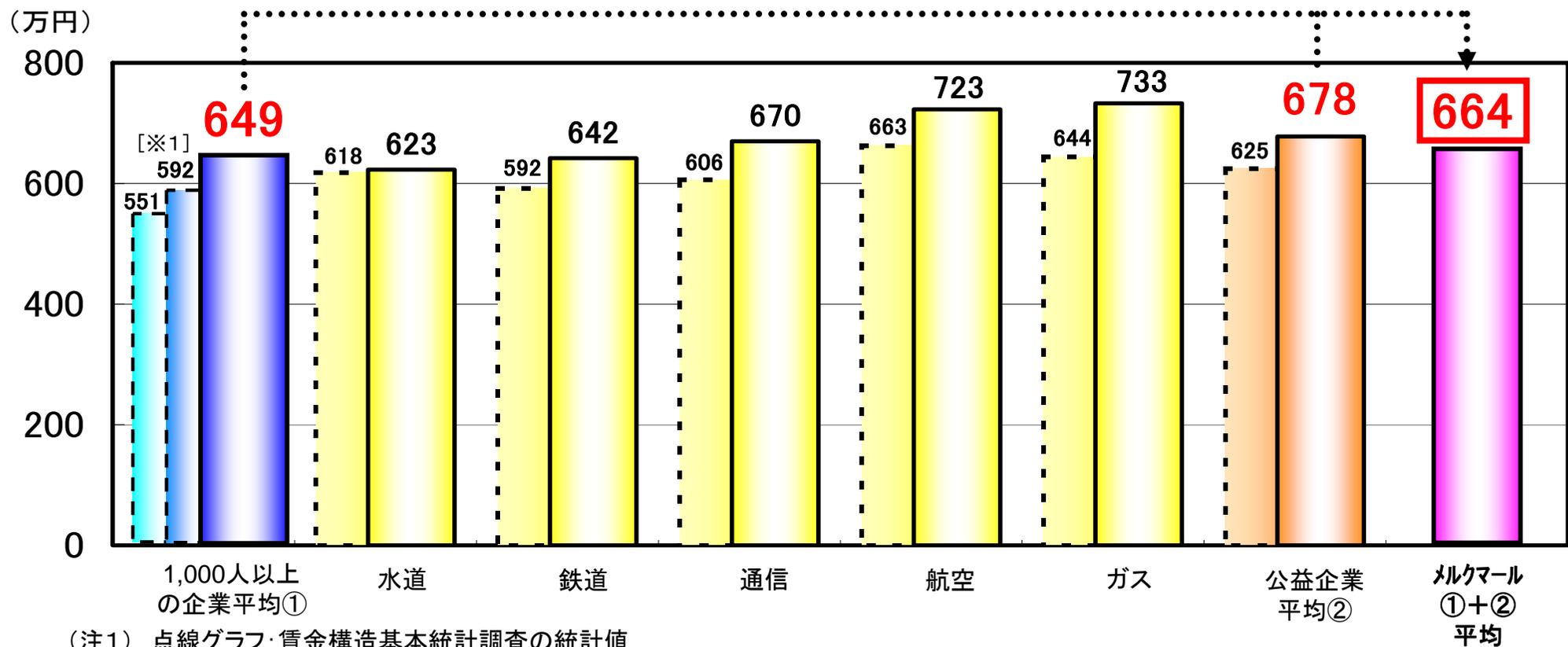
(注1) 人事院調査 (平成24年調査) …企業規模3,000人以上の役員 (社長を補佐する役員・各社1名、524人) の平均

(注2) 従業員数別の役員給与…東証1部上場企業から従業員数をもとに企業を抽出。各社値の単純平均

1人あたり給料手当(超過労働給与を除く)の申請水準

・1,000人以上の企業平均(592万円)と電力を除く公益平均(625万円)のそれぞれに、年齢・勤続年数、勤務地域の要素を反映し、これらを単純平均して算出。

1人あたり給料手当(超過労働給与を除く)



(注1) 点線グラフ:賃金構造基本統計調査の統計値

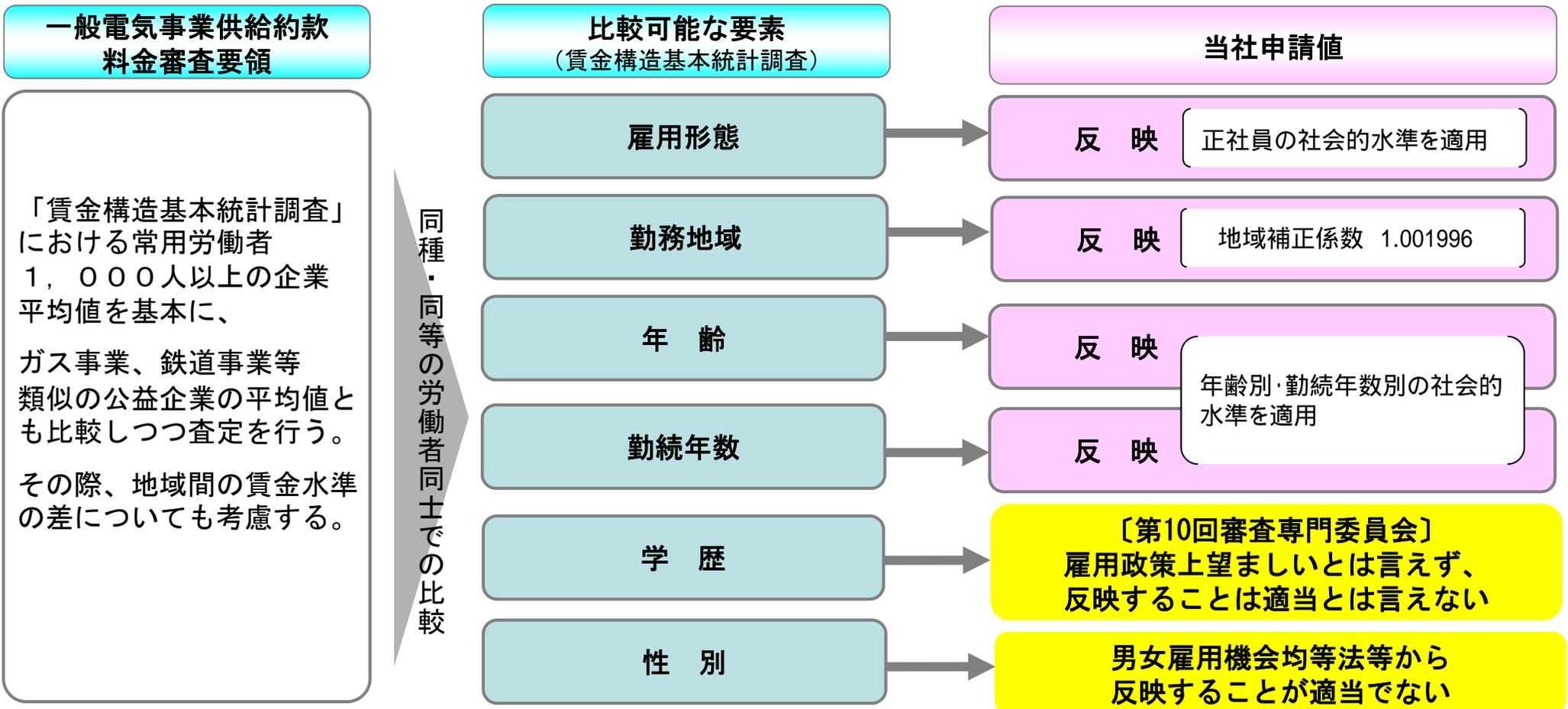
[※1] 592万円は、1,000人以上の企業平均(551万円)を、正社員のみで算定したもの

実線グラフ:当社の年齢・勤続年数、勤務地域の要素を反映して算定したもの

(注2) ムクマールの平成23年度実績は790万円。(申請値664万円は平成23年度実績比▲16%)

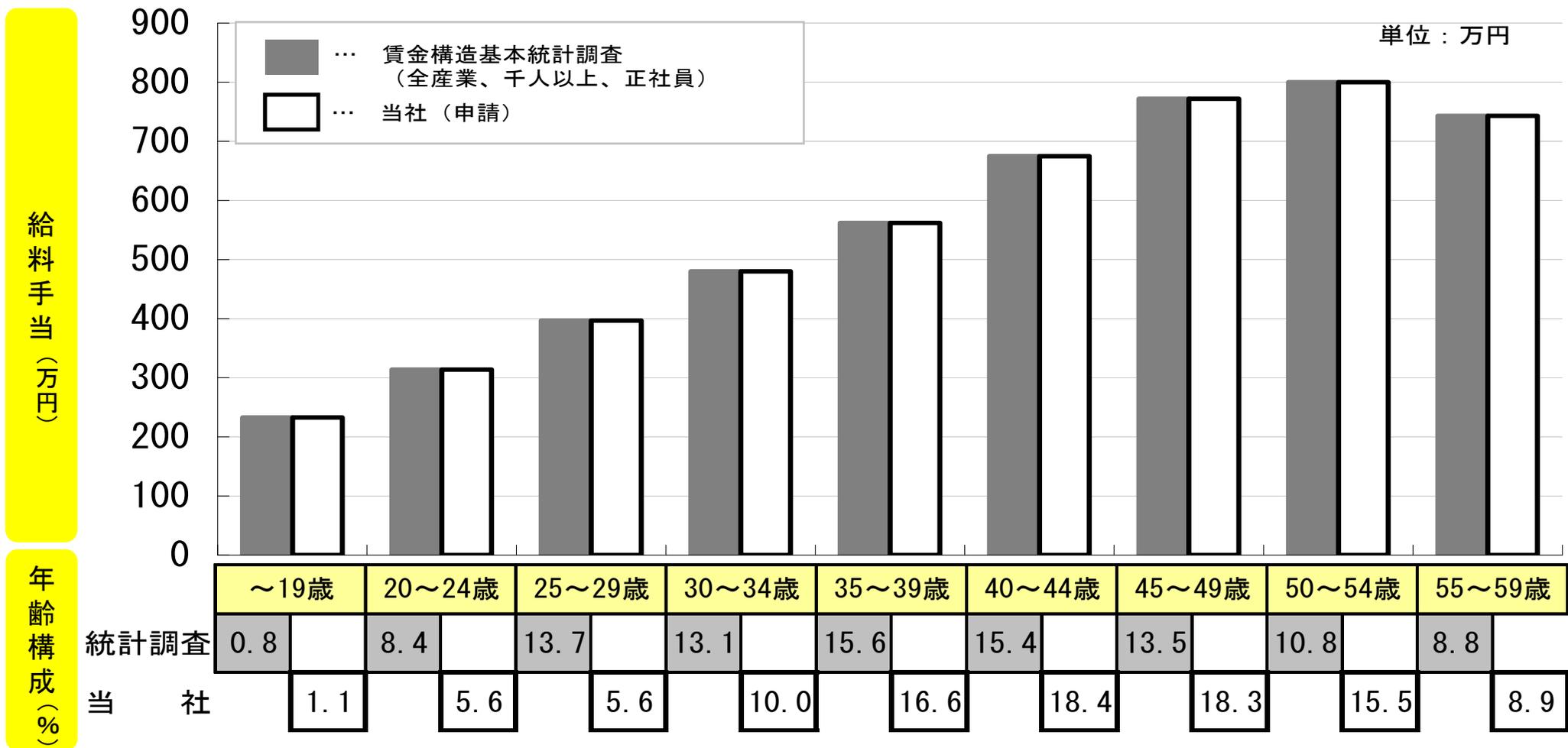
1人あたり給料手当(超過労働給与を除く)の基準(メルクマール)

- ・「一般電気事業供給約款料金審査要領」の基準に沿って「賃金構造統計基本調査」に基づき算定。
- ・給与を比較する場合、単純平均ではなく、諸条件を合わせた、同種・同等の労働者同士で比較することが一般的。
(例：H18.7人事院の研究会報告)
- ・よって、統計上比較可能な要素を、下記のとおり反映。



(参考) 年齢要素の反映

- ・ 年齢区分ごとの社会的水準（賃金構造基本統計調査）を適用。
- ・ 年齢構成の相対的な違いを反映（統計上で金額の多い年齢区分の従業員比率が、当社は相対的に高い）。
- ・ 同様に、勤続年数についても、区分ごとの社会的水準を適用。



(出典) 厚生労働省 (H24/2公表) 賃金構造基本統計調査、当社年齢構成はH24/3末値

(参考)正社員、年齢・勤続年数、勤務地域の要素を反映した算定[1,000人以上の企業平均]

□賃金構造基本統計調査(正社員・正職員、1,000人以上)の年齢・勤続区分毎の年収に、当社の従業員数を乗じて加重平均

(単位:千円、人、千円/人)

勤続年数 年齢	0年					1~2年					3~4年					5~9年					10~14年					
	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②	
~19歳	169.2	26.9	2,057.3	232	(477,293.6)	181.4	398.7	2,575.5	1	(2,575.5)	166.9	369.9	2,372.7		(.0)											
20歳~24歳	214.9	42.6	2,621.4	185	(484,959.0)	218.2	639.7	3,258.1	590	(1,922,279.0)	206.7	747.8	3,228.2	347	(1,120,185.4)	215.0	825.1	3,405.1	97	(330,294.7)						
25歳~29歳	246.3	83.4	3,039.0	134	(407,226.0)	249.6	785.3	3,780.5	297	(1,122,808.5)	255.5	962.7	4,028.7	360	(1,450,332.0)	261.0	997.5	4,129.5	334	(1,379,253.0)	249.7	1,046.9	4,043.3	109	(440,719.7)	
30歳~34歳	310.5	220.5	3,946.5	13	(51,304.5)	292.5	836.8	4,346.8	29	(126,057.2)	291.1	1,066.9	4,560.1	44	(200,644.4)	313.2	1,248.3	5,006.7	410	(2,052,747.0)	303.2	1,212.3	4,850.7	1,192	(5,782,034.4)	
35歳~39歳	327.2	165.7	4,092.1	17	(69,565.7)	342.5	879.5	4,989.5	26	(129,727.0)	339.3	1,168.5	5,240.1	15	(78,601.5)	347.0	1,261.3	5,425.3	37	(200,736.1)	380.0	1,550.1	6,110.1	613	(3,745,491.3)	
40歳~44歳	335.9	216.6	4,247.4	10	(42,474.0)	346.1	938.4	5,091.6	25	(127,290.0)	341.0	1,120.9	5,212.9	17	(88,619.3)	397.1	1,443.2	6,208.4	11	(68,292.4)	411.2	1,626.3	6,560.7	42	(275,549.4)	
45歳~49歳	342.5	164.9	4,274.9	6	(25,649.4)	357.0	1,080.1	5,364.1	6	(32,184.6)	364.1	1,061.1	5,430.3	19	(103,175.7)	409.2	1,301.5	6,211.9	9	(55,907.1)	443.3	1,600.4	6,920.0	11	(76,120.0)	
50歳~54歳	310.1	285.2	4,006.4		(.0)	359.8	859.6	5,177.2		(.0)	379.7	1,210.1	5,766.5	5	(28,832.5)	389.2	1,233.8	5,904.2	1	(5,904.2)	441.2	1,496.6	6,791.0	6	(40,746.0)	
55歳~59歳	432.4	510.7	5,699.5		(.0)	324.3	981.5	4,873.1	2	(9,746.2)	360.9	1,100.3	5,431.1		(.0)	367.5	1,154.0	5,564.0		(.0)	365.5	1,217.9	5,603.9	2	(11,207.8)	
合計				597	(1,558,472.2)				976	(3,472,668.0)				807	(3,070,390.8)				899	(4,093,134.5)				1,975	(10,371,868.6)	

勤続年数 年齢	15~19年					20~24年					25~29年					30年以上									
	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②	所定給与	賞与等	①年収	②当社従業員数	①×②					
~19歳																									
20歳~24歳																									
25歳~29歳																									
30歳~34歳	297.9	1,217.4	4,792.2	506	(2,424,853.2)																				
35歳~39歳	350.9	1,435.6	5,646.4	2,204	(12,444,665.6)	332.4	1,384.1	5,372.9	720	(3,868,488.0)															
40歳~44歳	459.0	1,987.7	7,495.7	724	(5,426,886.8)	422.9	1,784.8	6,859.6	2,384	(16,353,286.4)	380.5	1,688.7	6,254.7	815	(5,097,580.5)										
45歳~49歳	435.5	1,770.0	6,996.0	38	(265,848.0)	539.5	2,310.5	8,784.5	621	(5,455,174.5)	478.6	2,107.7	7,850.9	2,435	(19,116,941.5)	429.4	1,874.7	7,027.5	847	(5,952,292.5)					
50歳~54歳	449.0	1,628.7	7,016.7	18	(126,300.6)	468.8	1,922.0	7,547.6	49	(369,832.4)	579.8	2,592.7	9,550.3	353	(3,371,255.9)	485.6	2,123.7	7,950.9	2,952	(23,471,056.8)					
55歳~59歳	382.9	1,400.9	5,995.7	14	(83,939.8)	423.6	1,654.1	6,737.3	47	(316,653.1)	475.4	1,929.3	7,634.1	44	(335,900.4)	488.4	2,091.1	7,951.9	1,848	(14,695,111.2)					
合計				3,504	(20,772,494.0)				3,821	(26,363,434.4)				3,647	(27,921,678.3)				5,647	(44,118,460.5)					

当社従業員数合計	(年収合計)	1人あたり年収
21,873	(141,742,601.3)	6,480

(注1)H23年度賃金構造基本統計調査 雇用形態別 (第1表) 年齢階級別きまって支給する現金給与額、所定内給与額及び年間賞与その他特別給与額 より

(注2)当社従業員数は、H24/3末値

×
(地域係数)1.001996

||

1,000人以上の企業平均(正社員、年齢・勤続年数、勤務地域の要素を反映して算定)

649万円/人

- 人件費の項目としての退職給与金は、その年度の退職者に対する退職給付の支給総額ではなく、将来の従業員各人への退職給付に備えて、退職給付会計に基づき、毎年、計上する費用。

- 退職給与金は、将来の退職給付にかかる費用であるため、
 - ①年金資産の期待運用収益 や
 - ②従業員各人の将来の退職確率等、
複数の前提条件を用いて算定。

- この前提条件と実績との差 や
実績を踏まえた前提条件の見直し
によって、結果的にこれまで費用として計上していた退職給与金には過不足が生じることとなり、その過不足額を「数理計算上の差異」として計上。

- 当社では、
 - ①については、年金資産を保有しない仕組みとしているため、費用の増減は発生しない が、
 - ②については、退職確率等の変動による費用の減少が生じている
ことから、②の減少分のみ、「数理計算上の差異」としてマイナス額を計上。

- ・ 当社は従来から一般厚生費の不断の効率化に取り組んでおり、既に部分自由化前（平成11年度）と比べ、約74億円削減。さらに今回申請にあたり保養所の全廃などを実施し、一人あたりの一般厚生費は25.9万円と、全産業平均（30.7万円）、1000人以上平均（31.1万円）よりも低い水準。

一般厚生費の削減（H11→今回申請）

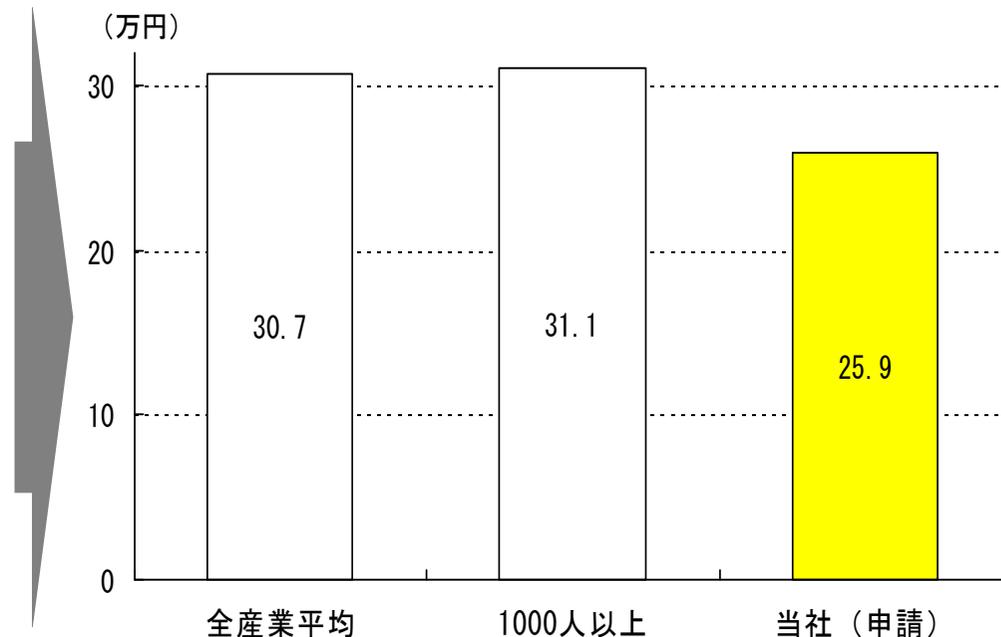
①一般厚生費の削減（H11→H23年度）

[費用削減項目]	(金額)
財形施策の削減	▲64億円
保養所の廃止(12→2箇所)・文化体育費の削減およびカフェテリアプランへの仕組替え	▲10億円
社宅・寮運営費の削減	▲2億円
[費用増加項目]	
メンタルヘルス対策、労働災害防止施策の拡充	+2億円
H11→H23 増減合計	▲74億円

②一般厚生費の削減（今回申請）

[費用削減項目]	(金額)
保養所の全廃(2→0箇所)、飲食施設の全廃(1→0箇所)、体育施設の廃止(6→1箇所)	▲4億円

[一般厚生費(一人あたり)の水準]



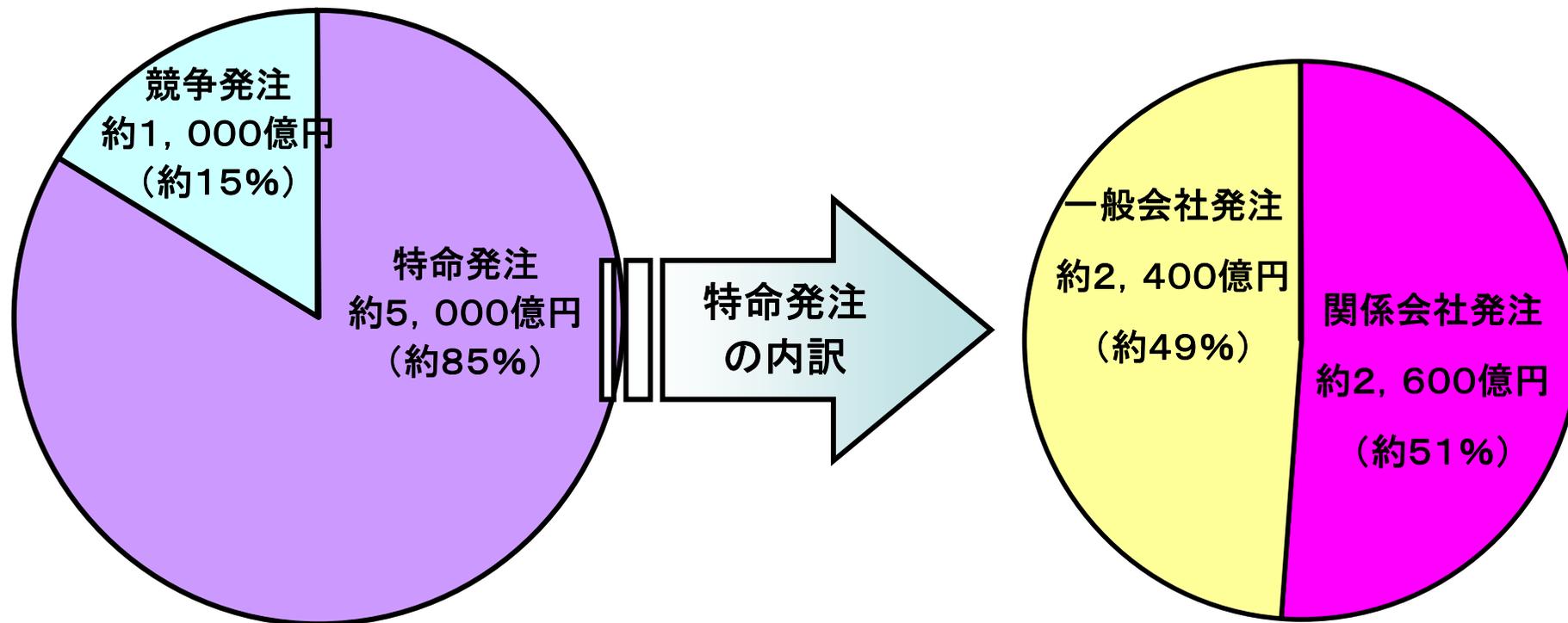
※「日本経団連 福利厚生費調査結果報告(H22年度)」より算出

2. 資材調達

- ・ 資材調達全体（約6,000億円）に占める競争発注の割合は約15%、特命発注の割合は約85%。
- ・ 特命発注のうち、一般会社と関係会社の割合は、それぞれ約50%。

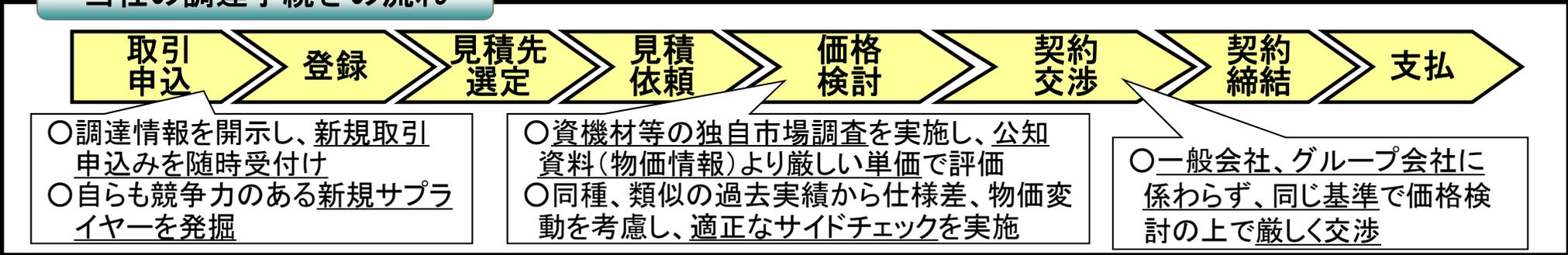
H23年度資材調達額内訳

資材調達総額 約6,000億円

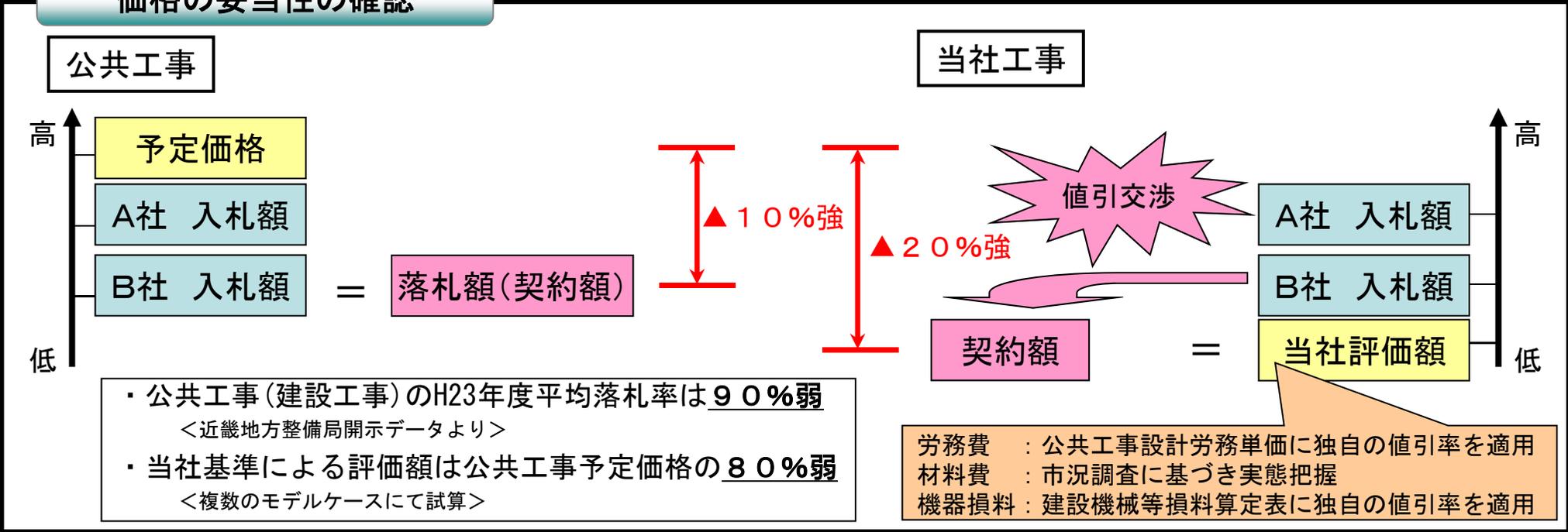


- ・ 当社は、公共工事における予定価格よりも低廉な水準の「当社評価額」にて、入札価格の妥当性を確認。
- ・ 具体的には、特命・競争発注の形態区分、一般・グループ会社の区分にかかわらず、労務費、材料費、機器損料などについての市況を把握の上、相当厳しい価格査定・交渉を実施。

当社の調達手続きの流れ



価格の妥当性の確認



- ・ 今回申請の料金原価には、既契約分等を除く全ての分野の発注案件に削減率7%を織込み。
- ・ 削減率7%の根拠は、以下のとおり。

7%の根拠

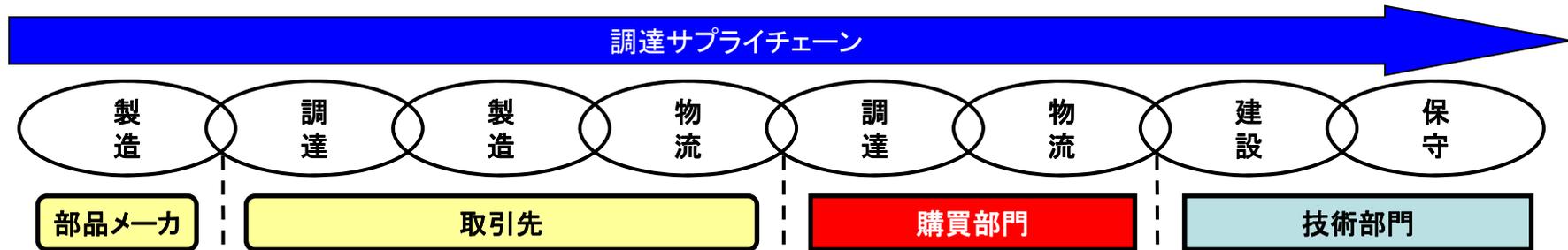
- ・ 平成22～24年度に特命発注から競争発注に変更した購入品（251件）について、競争発注導入効果を集約した結果、6.8%の削減を確認したため、削減率7%と設定。

品目	件数	発注概要
制御機器	34	指名競争入札
鉄塔材	6	事前価格調査等
CV/CVT	180	
アルミ電線	15	
配電用品	16	
合計	251	▲6.8%削減

資材調達における第三者の関与（原価低減の取組み）

・部品・資機材メーカーおよび工事会社から当社の購買部門、技術部門に至る調達サプライチェーン全体を分析・再点検し、仕様・工法、発注方法、製造工程、配送方法および在庫の見直し等により、調達コストの削減等を目的とする改善活動を実施。

⇒ 平成13年度より社外コンサルを導入し、得られた視点や分析方法を、当社が発注する物品、工事に水平展開済。

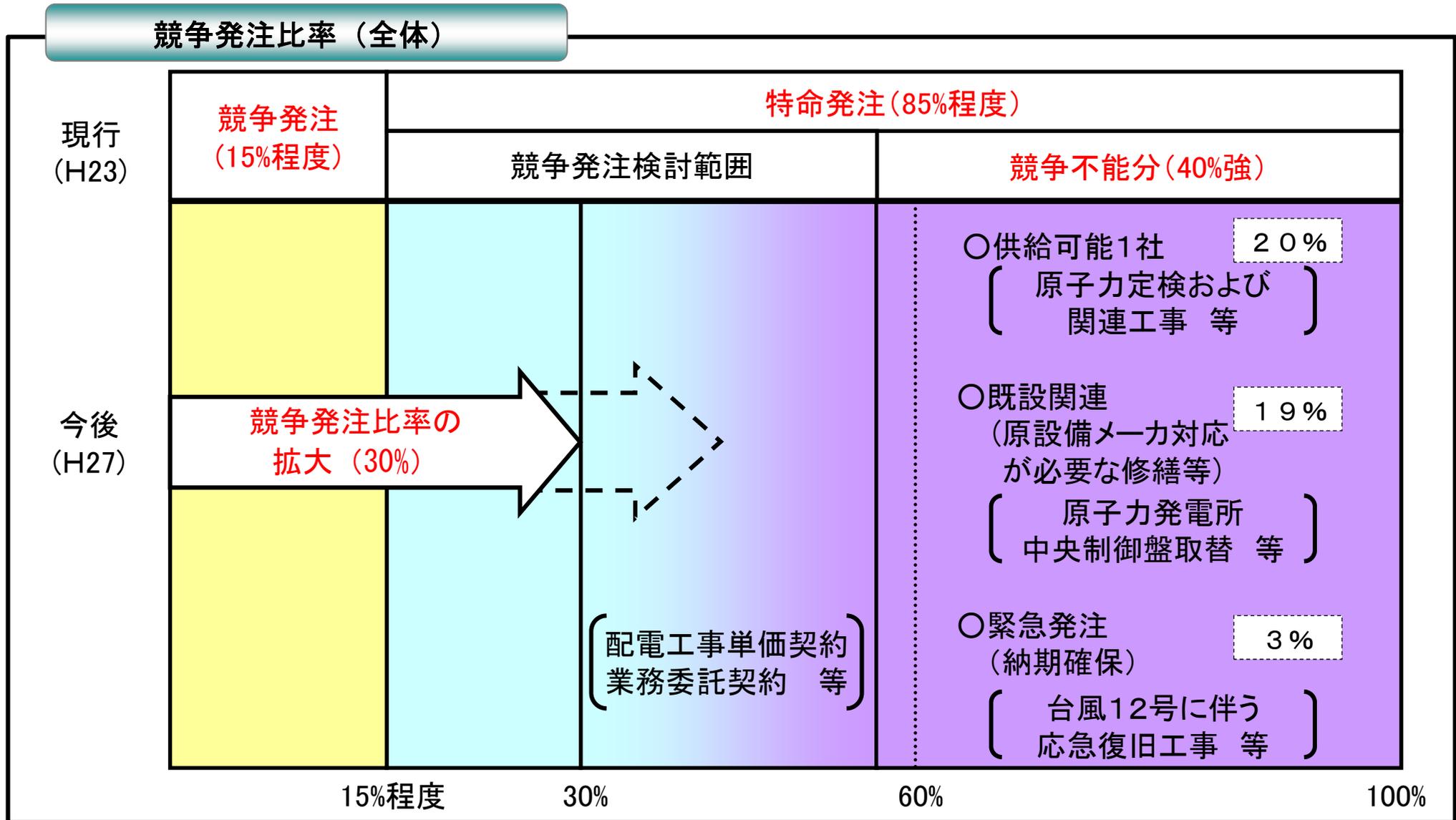


区分	主な品目・件名	主な取組方策	従来契約額	コスト低減効果
資機材 関連	柱上変圧器 電力量計 開閉装置類	○製造原価深堀り、 ○在庫の削減、 ○要求仕様の見直し ○再用率の向上、 ○配送方法の見直し ○計画情報の開示	165億円	▲31億円 (▲19%)
請負工事 関連	電気所等機器・装置点検工事 通信線工事 架空送電線路工事	○施工方法の見直し ○工事原価深堀り ○工事量平準化	73億円	▲13億円 (▲18%)
業務委託 その他 関連	地中送電委託巡視 架空送電線伐採調査・交渉業務 車両リース	○契約方法の見直し ○業務プロセスの見直し ○施工体制の見直し ○工事量平準化	82億円	▲9億円 (▲11%)
合計			320億円	▲53億円 (▲17%)

※今回の申請においては、本取組みを踏まえた現行の発注水準から更に7%の低減効果を織り込み。

競争発注比率拡大の目標

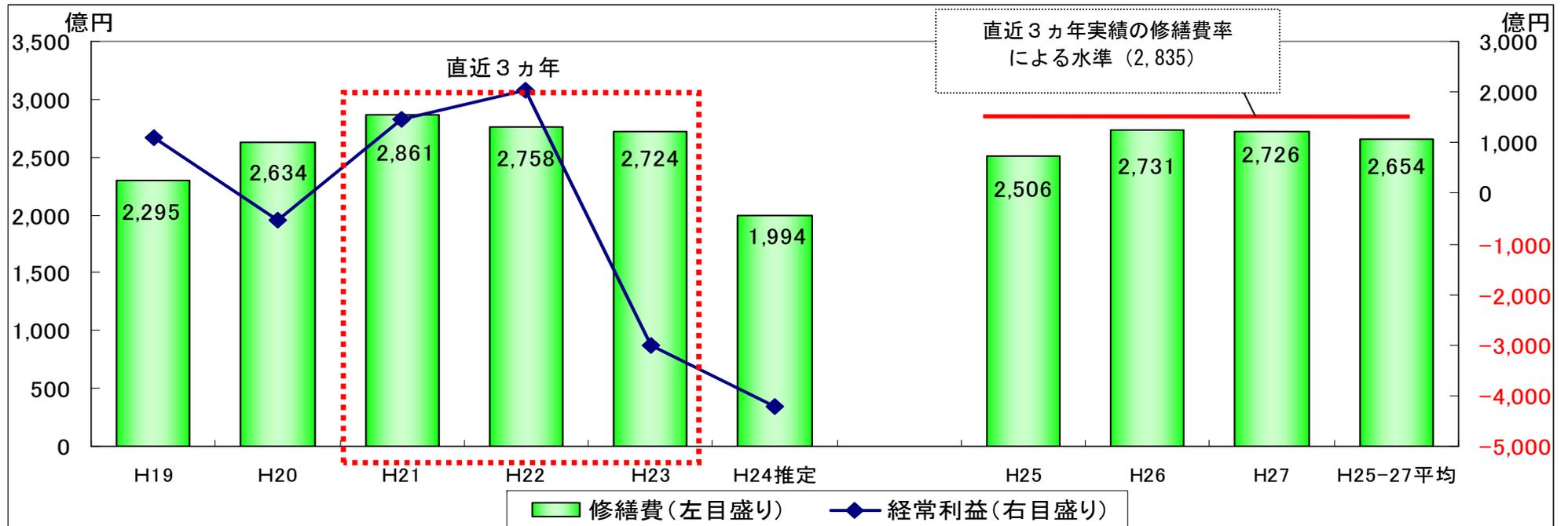
- ・平成23年度の競争発注比率は15%程度であり、今後3年間で2倍の30%まで拡大させる。
- ・競争発注の更なる拡大については、継続して精査・検討を行い、可能なものは速やかに実施していく。



3. 修繕費

- 修繕費については、電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議において、メルクマール事例として挙げられた過去の帳簿原価に対する修繕費率と比較しても、適切な水準に抑制。
- メルクマールとした修繕費率は、短期的な増減に影響されない期間を採録する必要があるため、直近1年の実績だけでなく3カ年実績を採用。

【修繕費推移およびメルクマールとの比較】



【修繕費率比較】

(億円)

	今回	直近3カ年※	直近5カ年※
平均修繕費(A)	2,654	2,782	2,655
平均帳簿原価(B)	143,175	140,307	139,281
比率(A)／(B)	1.85%	1.98%	1.91%

※直近3カ年:H21~H23実績の平均
直近5カ年:H19~H23実績の平均

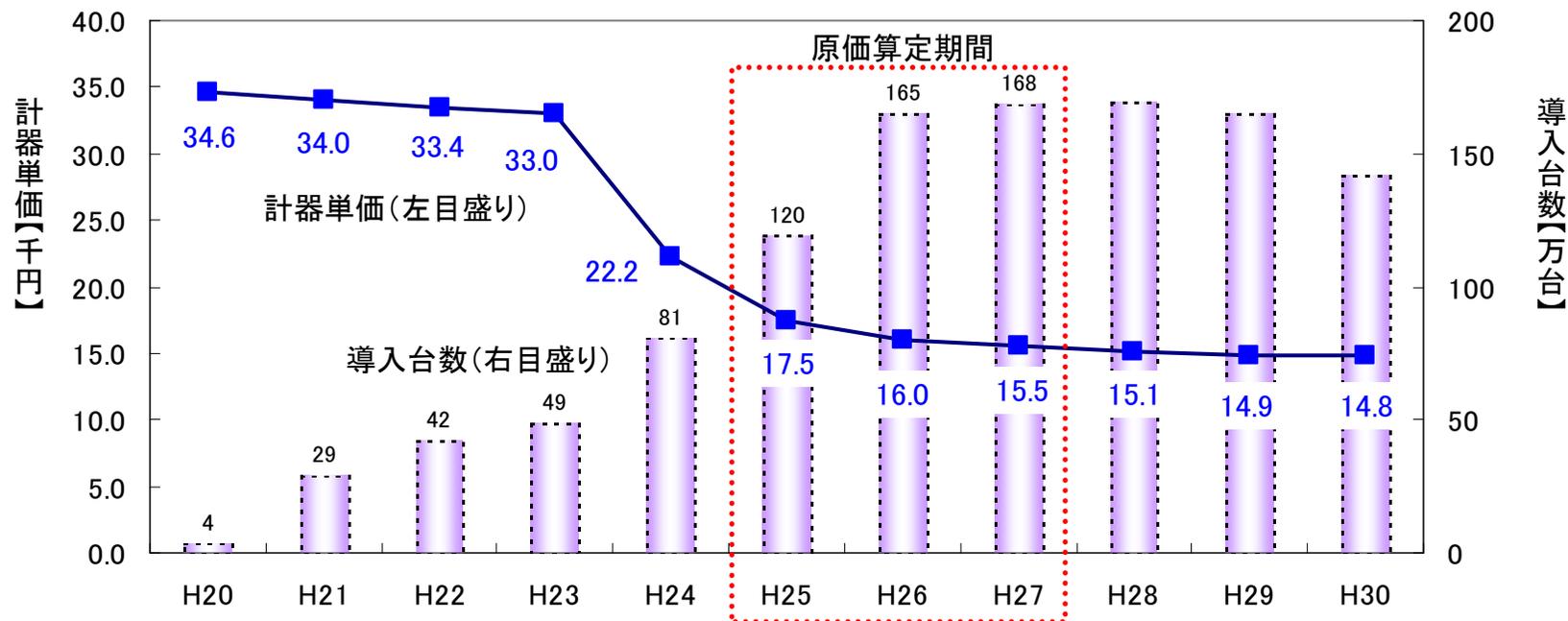
• 配電設備における取替修繕費については、スマートメーターの導入により、前回改定に比べ増加する見込み。
 (スマートメータ導入による増分影響額:115億円/年)

【配電修繕費の今回・前回比較】

(単位:億円)

	前回 (H20)	今回 (H25~H27)	差引 今回-前回	備考
配電	827	940	113	
一般修繕費	289	324	35	経年劣化対策による増
取替修繕費	538	616	78	スマートメーター導入増

【スマートメーターの目標単価と導入台数】



スマートメーターは取替資産である計器に整理されることから取替修繕費の対象

4. 燃料費、購入電力料

・ 上流、売買契約、調達手法、輸送等、あらゆる側面において調達額の低減に向けた取組を実施。

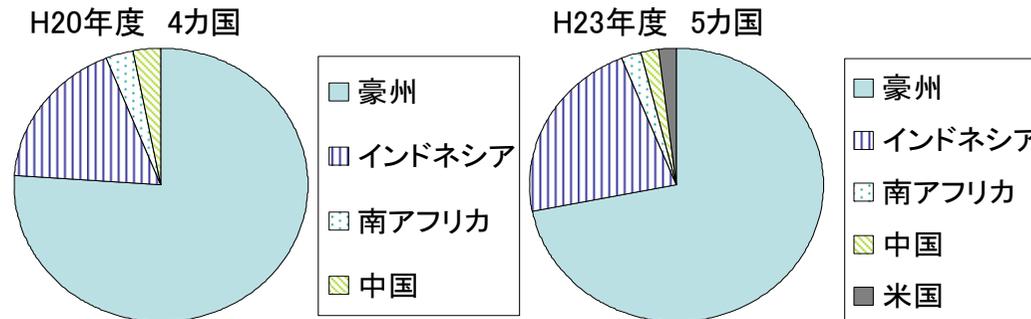
	これまでの取り組み (今回料金原価に織込み)	今後の取り組み	
上流	上流参画	<ul style="list-style-type: none"> ・ 売主リスクを一部負担することにより、競争力のある売買条件を獲得 (プルートプロジェクト参画) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ プルートに続く案件を検討中
	調達先の多様化	<ul style="list-style-type: none"> ・ H24年度の中長期契約：9プロジェクト (10年前は4プロジェクト) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 在来型と比べて安価な非在来型ガス由来のLNGを購入 (APLNGプロジェクト) ・ 米国シェールガス購入について検討中
売買契約	価格指標の多様化	—	<ul style="list-style-type: none"> ・ LNGの指標価格を天然ガス価格とした新規契約を締結 (BPシンガポール社)
	LNG基本条件協定書締結先の拡大	<ul style="list-style-type: none"> ・ 機動的なスポット調達に向けて取引先候補を拡大 (30社と基本条件協定書締結済) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 更なる拡大に向けて協議中
調達手法	契約期間の多様化	<ul style="list-style-type: none"> ・ 契約改定時期を分散させることにより、常に市況変動に追従出来る体制を維持 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同左
	新規プロジェクトからの調達	<ul style="list-style-type: none"> ・ プロジェクト立上げに寄与することで、競争力のある売買条件を獲得 (プルートプロジェクト) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ イクシスLNGプロジェクトから調達
	長期専用船の導入	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需要に応じて最適、効率的にLNGを輸送 (LNGエビス号) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 省エネ型新造船2隻の長期傭船に向けて協議中
輸送			

・ 調達先および契約交渉時期の分散化等により、経済性のある石炭調達を追求。

<調達先の拡大>

新規供給国・銘柄を導入することにより、徐々に豪州石炭の調達比率を下げ、価格交渉のけん制材料として活用。

【石炭の調達先実績比率】

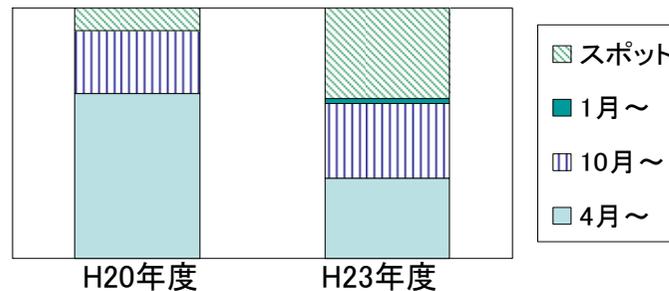


<参考:受入可能銘柄数>
 ○H20年度:5カ国 20銘柄
 ○H23年度:6カ国 27銘柄

<契約交渉時期の分散化>

契約交渉時期の異なる石炭契約を組み合わせることで、価格の分散化・低減化を図っている。

【石炭の価格適用期間ごとの比率】



<共同調達>

シェールガス増産に伴う米国石炭需給の緩和に着目し、九州電力との米国石炭(オックスボウ炭)の共同調達により、経済的な石炭調達を追求。

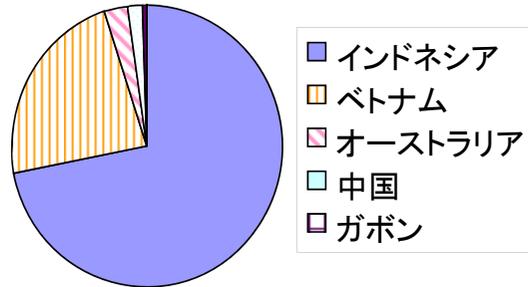
【 売 主 】 オックスボウ・コール&ペトコーク社
 【 買 主 】 関西電力株式会社/九州電力株式会社
 【期間・数量】 1年間(平成24年11月21日締結)・合計約100万t/年

・ 石油は大幅な需給変動に対応するための供給体制の構築とCIF価格低減の同時達成を追求。

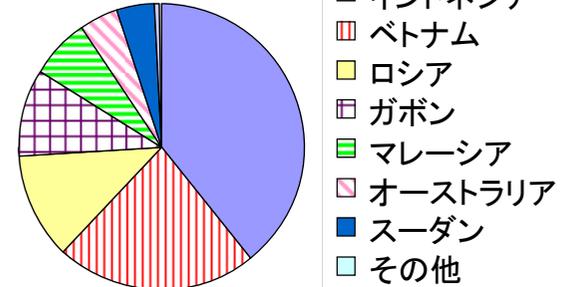
<原油調達先の拡大>

- 原油の調達先を分散化することにより、急激な数量の増加に際しても安定的に燃料を確保できる体制を確保するとともに、複数の調達先を価格交渉けん制材料として活用。

【原油の調達先実績比率】 H22年度 5カ国

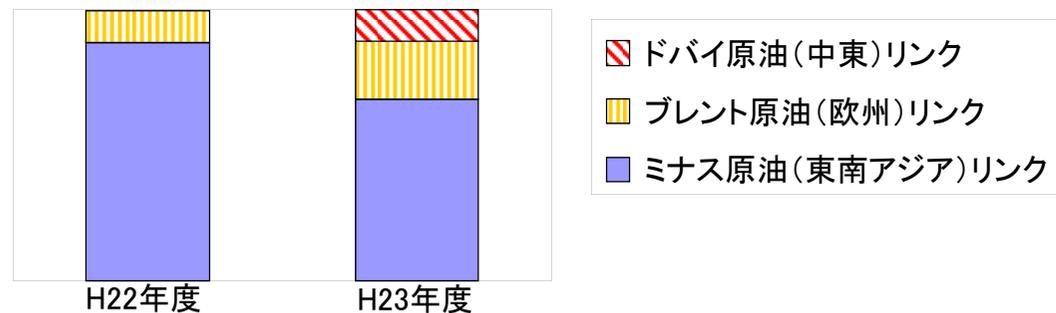


H23年度 8カ国



- 調達先を東南アジア以外のロシアやアフリカに広げることにより、原油の価格指標を多様化し、その時々で安価なマーケットを選択。

【原油調達における指標価格ごとの比率】



<原油輸送力の確保>

- 油輸送用の内航船が減少している中、急激な輸送量の増大に対応すべく、外航船の内航船への転用や、小型外航船を用いて海外の石油基地から直接発電所に輸送する等の新たな試みを実施。
- 新造船の確保やスポット船契約等の組み合わせにより、中期的な安定輸送力を確保。

<燃料長期契約の満了件数、および契約更改について>

- ・ 原価算定期間中に長期契約が満了するLNGプロジェクトが1つあるが、これは、契約延長（更改）と価格低減をセットで交渉したものの、当社の希望する価格条件が得られず、当社から延長しないことを決めたものである。既存契約の延長は、供給の確実性の観点では有望ではあるが、新規プロジェクト立上げによる供給量の増大（LNG需給の緩和）効果との比較など、経済性や、今後の長期契約への影響を総合的に勘案し、今回の判断に至ったもの。
⇒ 今後も市況を見極めつつ、調達先の分散化や価格指標の多様化を図り、最適なLNG調達を志向。
- ・ 石油は単年契約、石炭は中期・短期・スポット契約の組み合わせで調達しており、長期契約はなし。

<LNG売買契約の中途解約について>

- ・ 契約の中途解約については、LNG売買契約では、一般的に、契約期間中の契約数量について売買主それぞれが供給／引取義務を負うため、買主都合により解約する場合、解約時点で引き取っていない将来の契約数量全量に相当する支払いを求められる。

- ・ 熱効率向上に向けた取組みの一環として、姫路第二発電所では、世界最高水準の高効率コンバインドサイクル発電方式への設備更新工事を実施。
- ・ これにより、発電端熱効率が約42%から約60%に向上し、その結果、発電電力量あたりの燃料費を約30%低減。

【姫路第二発電所設備更新工事の概要】

	設備更新前	設備更新後
所在地	兵庫県姫路市飾磨区妻鹿常盤町	
発電方式	汽力発電方式	コンバインドサイクル発電方式
発電所出力	255万kW (25~60万kW×6基)	291.9万kW (48.65万kW×6基)
使用燃料	天然ガス	天然ガス
発電端熱効率 (低位発熱量基準)	約42%	約60%
CO ₂ 排出原単位	0.470kg-CO ₂ /kWh	0.327kg-CO ₂ /kWh
運転開始	昭和38年10月(1号機) ~48年11月(6号機)	平成25年10月(1号機予定) ~27年6月(6号機予定)

※堺港発電所についても、コンバインドサイクル発電方式への設備更新によって、熱効率は約41%から約58%に向上。

設備更新前



設備更新後



- ・他社原子力発電所からの受電については、「(旧)原子力・安全保安院によるストレステスト審査状況」を踏まえ、原価算定期間中の受電量をゼロと仮定。(北陸電力志賀原子力発電所2号機、日本原子力発電敦賀発電所1号機、2号機が該当)
- ・受給契約書等において、長期に亘る受電や電力供給のために必要な費用負担を約している。また、今後再稼動に伴う受電再開を期待していることから、原子力発電所を安全に維持管理する費用等については原価算入。
- ・原価算定に当たっては、固定費用の削減に加え、人件費・修繕費・諸経費等について、更なるコスト削減を織込み。

※なお、北陸電力、日本原子力発電の有価証券報告書(平成24年6月)には以下のデータが開示されている。

北陸電力 役員数:17名、従業員数:4,530人、役員給与:478百万円、平均年間給与:7,696,800円、厚生費:5,963百万円

日本原電 役員数:24名、従業員数:1,376人、役員給与:460百万円、平均年間給与:6,377,148円、厚生費:1,890百万円

(平均年間給与は、賞与及び基準外賃金を含んでいる。なお、日本原子力発電については、管理の地位にある者を算定対象に含まない。)

他社原子力発電所からの購入電力料原価内訳(対前回改定比較)

(億円)

費用項目	前回改定	今回織込	差引	備考(増減説明等)
人件費	19	22	3	発電所人員数、退職給付費用の増加
修繕費	108	82	▲26	停止時定検費用、大規模工事の減少
委託費	12	7	▲6	調査関係委託業務の減少
普及開発関係費	—	—	—	
諸費	71	97	26	長期定検に伴う費用増、緊急安全対策関連費の増加
除却費	9	—	▲9	除却費用の減少(前回:大規模取替分の除却費用計上)
再処理関係費	42	14	▲28	発電計画の差異による再処理等引当金の減少
一般負担金	—	29	29	「原子力損害の賠償に関する法律」に基づき今回から計上
減価償却費	157	135	▲21	償却進行に伴う減少
事業報酬	47	41	▲5	償却進行に伴う報酬対象資産(簿価)の減少
核燃料費	47	—	▲47	今回織込については、発電停止を前提として算定
送電料金	8	—	▲8	〃
その他	73	55	▲18	発電計画の差異等による減少
効率化額	—	▲17	▲17	
合計	594	466	▲128	

※個別契約の内容については、回答をご容赦願います。

1. 北陸電力(購入)

○基本契約(運開前締結)

- ・北陸電力が広域運営の本旨に則り、志賀原子力発電所2号機を建設しその供給余力を中部電力および当社に融通送電することにより、北陸電力の設備の有効活用を図るとともに、中部電力および当社の需給安定に資すること目的とし、中部電力と当社は、志賀原子力発電所2号機(最大出力135.8万kW)より発生する電力のうち、合わせて最大60万kWを4:5の比率により配分・受給することを規定。

○受給契約(2年ごとに更改)

- ・長期契約の料金に対する電事法第22条の卸供給料金算定規則に従い、必要と見込まれる原価を年度毎に算定し、契約期間の年度平均額を算出のうえ、料金を設定。

2. 日本原子力発電 敦賀発電所1号機(購入)

○基本契約(運開前締結)

- ・敦賀発電所1号機の発生電力の全量を中部電力、北陸電力および当社が4:1:5の割合で受電することを規定。

○受給契約(毎年度更改)

- ・長期契約の料金に対する電事法第22条の卸供給料金算定規則に従い、必要と見込まれる原価を年度毎に算定し料金を設定。

3. 日本原子力発電 敦賀発電所2号機(購入)

○基本契約(運開前締結)

- ・敦賀発電所2号機の発生電力の全量を中部電力、北陸電力および当社が33:34:33の割合で受電することを規定。

○受給契約(毎年度更改)

- ・長期契約の料金に対する電事法第22条の卸供給料金算定規則に従い、必要と見込まれる原価を年度毎に算定し、料金を設定。

5. 減価償却費、レートベース

- ・原価算定期間中の稼動を見込まない7プラント（美浜1～3号、高浜1・2号、大飯1・2号）については、大飯3・4号機、高浜3・4号機と同様、高経年化対策等に加え、更なる安全性向上対策の実施を計画し、再稼動に向けた準備を進めているところであり、原価算定期間以降には稼動するものと考えている。
- ・このため、これらのプラントについて、レートベースに算入するとともに、減価償却費や維持運営にかかる費用を原価に算入。
- ・40年の運転制限については、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」において、原子力規制委員会が定める基準に適合すると同委員会が認めた場合、20年を超えない期間で1回に限り、運転期間の延長が認められている。

【原子力のユニット別運転年数】

ユニット		営業運転 開始年月日	運転年数
美浜発電所	1号機	昭和45年11月28日	45年
	2号機	昭和47年7月25日	43年
	3号機	昭和51年12月1日	39年
高浜発電所	1号機	昭和49年11月14日	41年
	2号機	昭和50年11月14日	40年
	3号機	昭和60年1月17日	31年
	4号機	昭和60年6月5日	30年
大飯発電所	1号機	昭和54年3月27日	37年
	2号機	昭和54年12月5日	36年
	3号機	平成3年12月18日	24年
	4号機	平成5年2月2日	23年

(*)運転年数は、平成28年3月31日現在

【安全性向上対策】

原子力	津波・浸水対策 ・防潮堤の設置 ・水密扉の設置 等
	電源の確保 ・恒設非常用発電機の設置 ・開閉所の浸水対策 等
	原子炉冷却機能強化 ・主蒸気逃し機能の強化 ・炉心冷却用補給水ライン強化 等
	その他 ・免震棟の設置 ・フィルタ付ベント設備の設置 等
送電等	原子力電源線の強化 等

- ・「特定投資」とは、長期投資のうち、エネルギーの安定的確保を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であるものと、料金算定規則(経済産業省令)で規定。
- ・日本原燃の増資引受け(平成22年)やウラン鉱山プロジェクトへの出資等により、前回改定に比べ、レートベースは846億円、事業報酬は24億円増加。

(億円)

		主な事業内容	今回 (H25~H27)	前回からの 増減		
特定投資	火力	カナダオイルサンド	・オイルサンドの探鉱・開発及び同製品の精製加工、貯蔵、輸出入、売買 ・関連技術の研究開発、技術成果の売買	0	±0	
		石炭資源開発	・海外における石炭資源の調査、探鉱、開発、輸入ならびに販売 ・石炭の輸送及び流通基地の設置・運営	7	▲1	
	原子力	日本原燃	・ウランの濃縮、低レベル放射性廃棄物埋設 ・原子力発電所等から生ずる使用済燃料の再処理 ・海外再処理に伴う廃棄物の一時保管 ・混合酸化物(MOX)燃料の製造	999	729	増資引受 (H22)
		日本原子力研究 開発機構	・原子力に関する基礎的研究及び応用の研究	23	±0	
		原子力損害賠償 支援機構	・原子力事業者から納付される負担金の収納 ・原子力損賠の賠償義務を負う原子力事業者に対する資金援助 ・損害賠償の円滑な実施支援のための必要な情報提供等	12	12	新規算入
		原子燃料サイクル 事業	<アパック社> ・ウエスト・ムインクドゥック・ウラン鉱山(カザフスタン)の開発、 ウラン精鉱の生産、販売 <カンサイ・ソウジツ・エンリッチメント・インベスティング社> ・アレバNC社のウラン濃縮工場(フランス)への投資	105	105	
レートベース計 ①			1,146	846		
事業報酬率 ②			2.9%	▲0.1%		
事業報酬 ③=①×②			33	24		

6. 規制分野と自由化分野の関係

規制分野・自由化分野別の販売電力量・料金収入・利益

- ・ 前回改定および今回申請原価における事業報酬の規制分野の割合は約50%。
- ・ H21～22年度実績の電気事業利益の規制分野の割合についても、事業報酬と同様に約50%。
- ・ なお、H20年度、H23年度実績は、原子力利用率の低下や燃料価格の高騰等により、販売単価に占める燃料費等の割合が相対的に高い自由化分野の収支が圧迫されたことなどから、乖離が発生。

[] 内は、規制分野、自由化分野の割合。

(単位：億kWh、億円)

		前回改定 (H20改定)	実績				申請原価 (H25改定)
			H20年度	H21年度	H22年度	H23年度	
販売 電力量	規制分野	562 [38%]	557 [38%]	550 [39%]	589 [39%]	562 [38%]	538 [37%]
	自由化分野	930 [62%]	901 [62%]	866 [61%]	922 [61%]	899 [62%]	911 [63%]
料金 収入額	規制分野	11,646 [48%]	11,900 [48%]	11,338 [49%]	12,008 [50%]	11,786 [49%]	12,324 [46%]
	自由化分野	12,465 [52%]	12,807 [52%]	11,592 [51%]	12,161 [50%]	12,302 [51%]	14,591 [54%]
利益額	規制分野	—	▲27 [—]	713 [49%]	1,057 [52%]	▲1,037 [—]	—
	自由化分野	—	▲516 [—]	746 [51%]	994 [48%]	▲1,903 [—]	—
事業 報酬	規制分野	734 [53%]	—	—	—	—	686 [50%]
	自由化分野	661 [47%]	—	—	—	—	674 [50%]

[参考] 原子力利用率	77.4%	72.4%	77.0%	78.2%	37.6%	34.5%
-------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

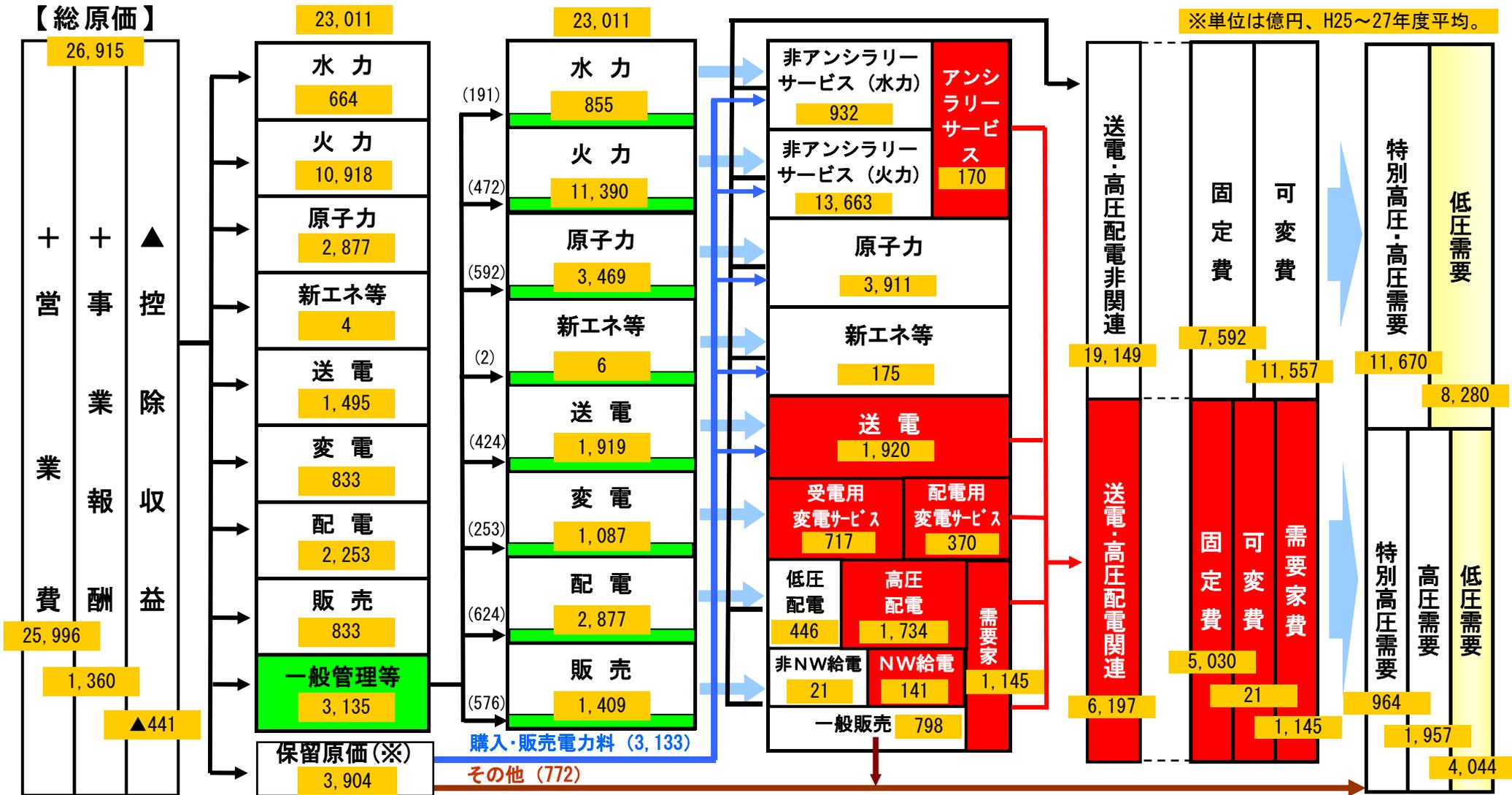
※ 販売電力量は、当社自家消費分（建設工事用電力、事業用電力）を含む。

※ 料金収入額について、実績は分野別収支算定規則の電気事業収益、改定は規制分野・自由化分野（接続供給に伴う託送収益を含む）の原価。

※ 利益額は、分野別収支算定規則の電気事業収益から電気事業費用を控除したもの。

費用の配賦(個別原価計算)の概要

・ 個別原価計算とは、費目ごとに積み上げた会社全体の原価（総原価）を、その機能や性質に応じて、規制分野（低圧需要）と自由化分野（高圧・特別高圧需要）に配賦するプロセスであり、経済産業省令（一般電気事業供給約款料金算定規則）に計算ルールが詳細に規定されている。



※保留原価：使用済燃料再処理等既発電費、購入・販売電力料、電源開発促進税、事業税、電力費振替勘定、遅収加算料金、託送収益、事業者間精算収益、電気事業雑収益、預金利息

(参考) 個別原価計算フロー(その2)

7.送電・高圧配電関連費/非関連費の固定費/可変費/需要家費および整理を保留した原価を各需要種別々に配分

需要種別々配分	送電・高圧配電関連費					送電・高圧配電非関連費			保留原価		
	① (固定)	② (固定)	③ (可変)	④ (可変)	⑤ (需要家)	⑥ (固定)	⑦ (固定)	⑧ (可変)	⑨ (可変)		
低圧	1,232	1,421	6	3	1,100	3,090	445	4,411	1	283	333
高圧	989	677	5	3	39	4,057	7,146			245	468
特高	711		5		7					241	
	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
	2:1:1比	2:1比	kWh比	kWh比	口数比※1	2:1:1比	低圧直課	kWh比※2	低圧直課	原価費配分等	
配分比率	42.02%	67.71%	37.22%	54.07%	99.09%	43.24%	100.00%	38.22%	100.00%		
						56.76%		61.78%			
	24.26%		31.17%		0.02%						

※1…需要家の配分にあたっては、事業者ルールにより、一部口数比ではなく各需要種別に直課を実施

※2…事業者ルールにより電源種別別に比率設定

(億円,億kWh,円/kWh)

	送電・高圧配電関連費			送電・高圧配電非関連費			合計		
	原価	需要	単価	原価	需要	単価	原価	需要	単価
低圧	4,044	537	7.52	8,280	537	15.41	12,324	537	22.93
高圧	1,957	474	4.13	11,670	909	12.84	14,591	909	15.91 ※4
特高	964	475	2.03				(14,463) ※3		
合計	6,965	1,486	4.69	19,950	1,446	13.79	26,915 (26,786) ※3	1,446	18.52 ※4

※3…()内は接続供給託送収益(新電力への供給に係る原価相当)を除いた原価

※4…接続供給託送収益を除いた原価をもとに算定

費目別の規制分野・自由化分野への配分

- ・ 規制分野・自由化分野への原価配分結果は、以下のとおり規制：自由＝46%：54%
 - ・ なお、原価には、燃料費のように販売電力量(kWh)に応じて発生する費用(可変費)に加え、修繕費のように専ら最大電力(kW) ※等に応じて必要となる費用(固定費)や、また規制分野のみに掛かる費用などが含まれるため、配分結果は販売電力量比率(規制：自由＝37%：63%)とは一致しない。
- ※規制分野の方が、販売電力量(kWh)あたりの使用電力(kW)が大きいため、kWh比に比べてkW比のウェイトが大きくなる。

【費目別の規制・自由配分結果】 (単位：億円，億kWh)

	合計	規制	自由
人件費	1,934	1,073 (55%)	861 (45%)
修繕費	2,654	1,520 (57%)	1,135 (43%)
燃料費	9,321	3,561 (38%)	5,761 (62%)
減価償却費	2,965	1,429 (48%)	1,536 (52%)
事業報酬	1,360	686 (50%)	674 (50%)
購入電力料	3,269	1,322 (40%)	1,948 (60%)
公租公課	1,761	792 (45%)	969 (55%)
その他	3,521	1,942 (55%)	1,580 (45%)
計	26,786	12,324 (46%)	14,463 (54%)
販売電力量	1,446	537 (37%)	909 (63%)

… 発受電量(kWh)比

〔※送電ロス差により販売電力量比と完全には一致しない。〕

※接続供給に伴う託送収益を除く。

(注：料金算定規則上は費目別の規制・自由配分は行っていないため、料金算定規則の計算ルールに準じて算定したもの。)

(例) 修繕費

	合計	規制	自由
①電源費	1,364	588 (43%)	776 (57%)
②送電費・受電用変電サービス費	291	122 (42%)	169 (58%)
③配電用変電サービス費・高圧変電費	474	321 (68%)	153 (32%)
④低圧配電費	114	114 (100%)	0 (0%)
⑤需要家費	401	370 (92%)	30 (8%)
⑥一般販売費	11	5 (42%)	7 (58%)
計	2,654	1,520 (57%)	1,135 (43%)

… 2(最大kW)：1(尖頭kW)：1(kWh)比

… 2(最大kW)：1(尖頭kW)：1(kWh)比

… 2(延契約kW)：1(kWh)比

… 低圧のみに配分

… 口数比等

… 原価比

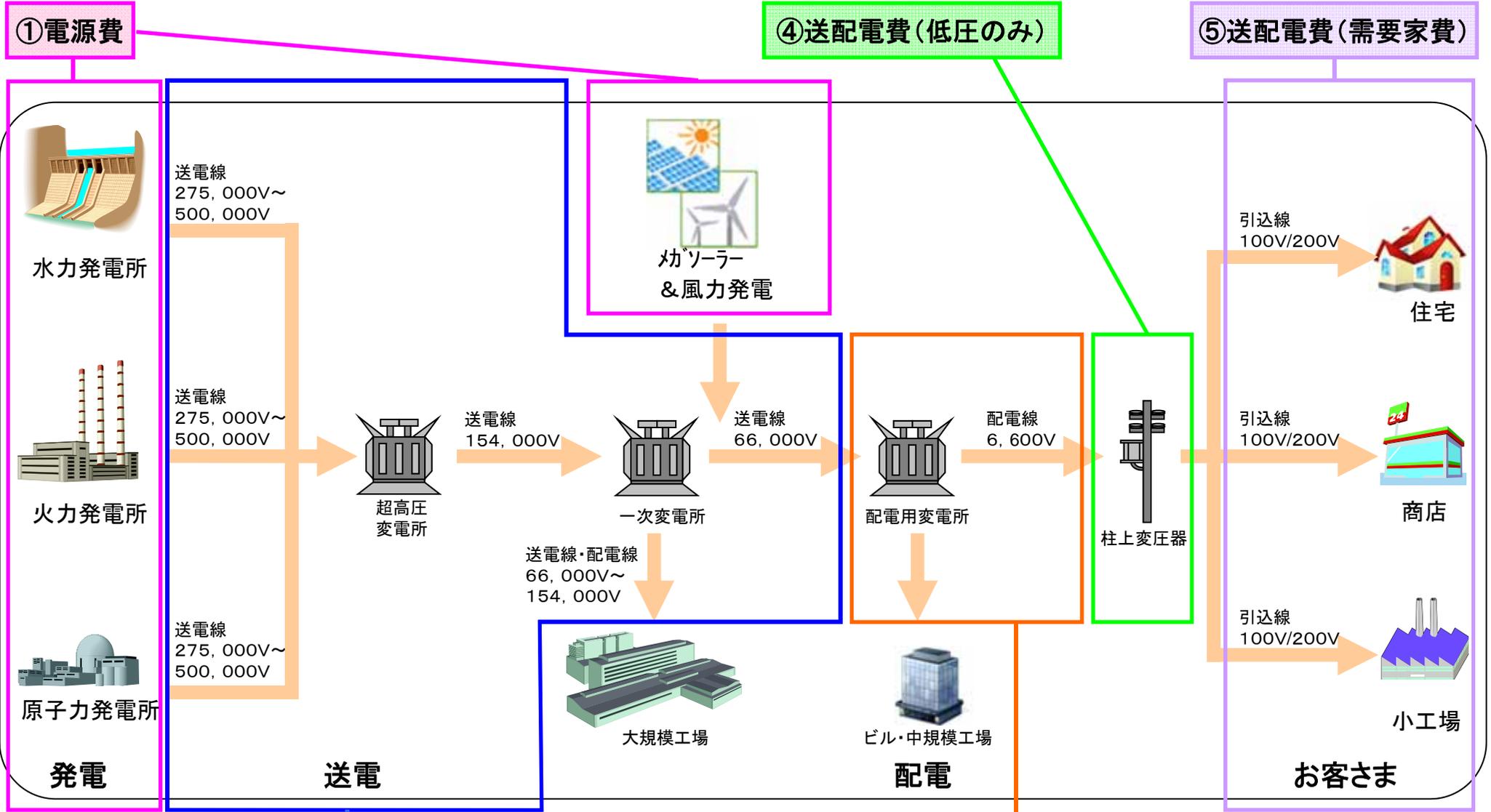
※①に非ネットワーク給電費、②にアンソリサービス費、ネットワーク給電費を含む。

(参考) 電気をお届けするまでの流れと費用の発生源

(規制：5.7円/kWh、自由：4.5円/kWh)

(規制：0.8円/kWh)

(規制：2.0円/kWh、自由：0.05円/kWh)



②送配電費(3需要)

(規制：2.3円/kWh、自由：1.8円/kWh)

③送配電費(2需要)

(規制：2.6円/kWh、自由：0.7円/kWh)

①～⑤計 規制：13.6円 (9.3円/kWh)
自由：7.0円 (8.9円/kWh)
固定費 (可変費等)