

3. 規制・自由両部門への原価配分について

1. 両部門への配分の考え方

- 費用の発生源に応じ、各電圧階級(特別高圧・高圧・低圧)へ配分致します(料金原価は「一般電気事業供給約款料金算定規則」、実績費用は「一般電気事業部門別収支計算規則」によります)。

【可変費】(販売電力量によって変動する費用)

… 特別高圧・高圧・低圧へ配分(発受電量比)

【固定費】(販売電力量によって変動しない費用)

- ・ 電源費、送電費、受電用変電費など … 特別高圧・高圧・低圧へ配分(2:1:1比)
- ・ 配電用変電費、高圧配電費など … 高圧・低圧へ配分(2:1比)
- ・ 需要家費 … 特別高圧・高圧・低圧へ配分(口数等比) ※殆ど低圧に配分
- ・ 低圧配電費 … 低圧のみへ配分

(参考)

- ・ 受電用変電費 … 特別高圧・高圧・低圧いずれにも応じて使用される変電設備費(変電所二次側電圧7kV以上)
- ・ 配電用変電費 … 高圧・低圧のみに応じて使用される変電設備費(変電所二次側電圧7kV未満)
- ・ 高圧配電費 … 高圧・低圧いずれにも応じて使用される配電設備費(高圧配電線路等に係る費用)
- ・ 需要家費 … 引込線、計器、電流制限器、屋内配線調査・測定、検針、集金、調定に係る費用
- ・ 低圧配電費 … 低圧需要のみに応じて使用される配電設備費(柱上変圧器等に係る費用)

2. 各費目の具体的配分方法(今回申請原価の場合)

(例) 燃料費 <可変費>

(億円)

	合計	規制	自由
①電源費	24,704	9,637 (39%)	15,067 (61%)

… 発受電量比

(例) 修繕費 <固定費>

(億円)

	合計	規制	自由
①電源費	1,700	803 (47%)	897 (53%)
②送電費・受電用変電費	542	240 (44%)	302 (56%)
③配電用変電費・高圧配電費	921	637 (69%)	284 (31%)
④需要家費	701	640 (91%)	61 (9%)
⑤低圧配電費	308	308 (100%)	0 (0%)
⑥その他	32	13 (40%)	19 (60%)
計	4,205	2,642 (63%)	1,563 (37%)

… 2 : 1 : 1

… 2 : 1 : 1

… 2 : 1

… 口数等比

… 低圧のみに配分

… 原価比等

※①に非ネットワーク給電費, ②にアンソラリーサービス費, ネットワーク給電費を含む。 ⑥は一般販売費(原価比配分)など

【費目別の規制・自由配分結果】

(億円)

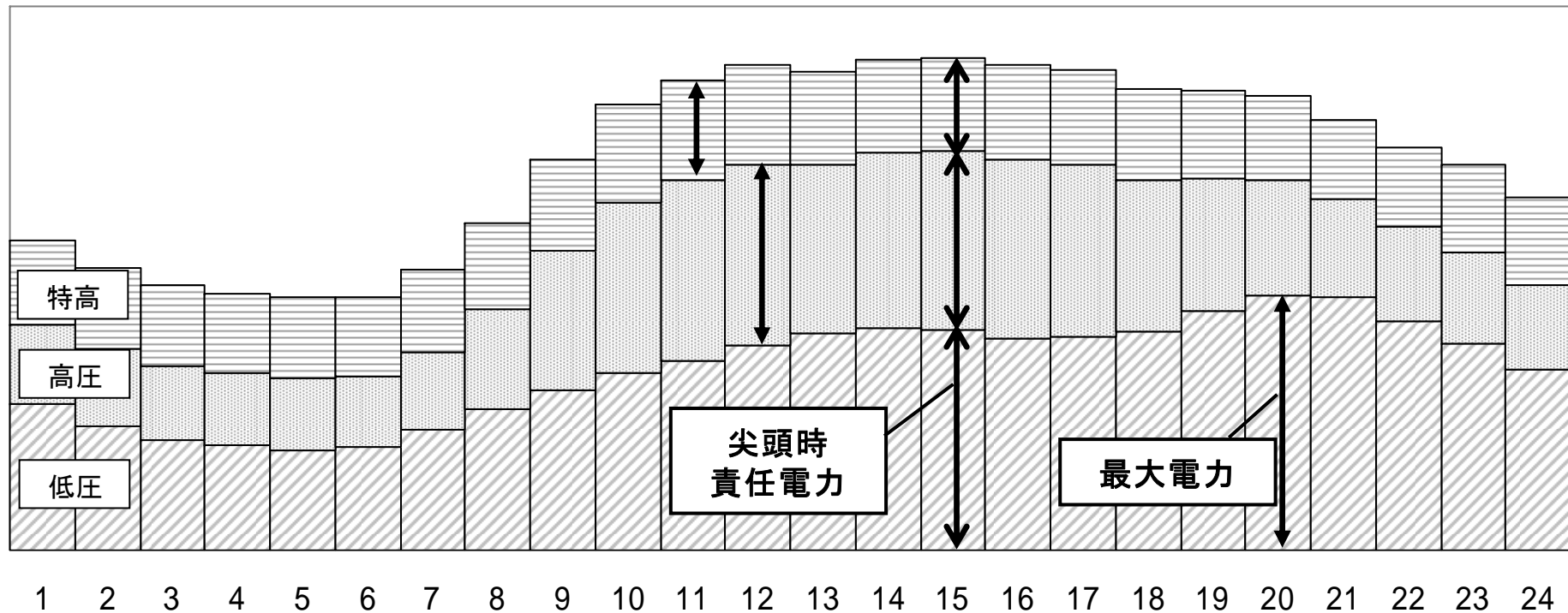
	合計	規制	自由
人件費	3,488	2,227 (64%)	1,261 (36%)
修繕費	4,205	2,642 (63%)	1,563 (37%)
燃料費	24,704	9,637 (39%)	15,067 (61%)
減価償却費	6,281	3,329 (53%)	2,952 (47%)
事業報酬	2,815	1,540 (55%)	1,275 (45%)
購入電力料	7,943	3,322 (42%)	4,621 (58%)
公租公課	3,048	1,429 (47%)	1,618 (53%)
その他	5,141	3,075 (60%)	2,066 (40%)
計	57,624	27,201 (47%)	30,423 (53%)

3. 2 : 1 : 1 比と 2 : 1 比について

● 2 : 1 : 1 配分比率 (%) = (最大電力ウェイト × 2 + 夏期尖頭時責任電力ウェイト × 0.5 + 冬期尖頭時責任電力ウェイト × 0.5 + 発受電量ウェイト × 1) / 4

● 2 : 1 配分比率 (%) = 延べ契約電力ウェイト × 2 + 発受電量ウェイト × 1

【2 : 1 : 1 比の諸元イメージ】



- ・ 尖頭時責任電力 … 最大尖頭負荷発生時における各需要種別の需要電力（夏期・冬期）
- ・ 最大電力 … 最重負荷日の需要種別ごとの最大需要電力

(参考) 原価配分フロー(今回申請原価の場合) ①

※数値はH24~H26の年平均値 (億円)



ネットワーク関連・非関連コスト及び固定費・可変費・需要家費の整理

※ASは全額固定費

(参考) 原価配分フロー(今回申請原価の場合) ②

		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)		
需要種別々 配分	低圧	2,532	3,135	20	6	2,043	5,891	1,338	11,382	3	525	327
	高圧	1,976	1,400	19	5	82	6,576		17,813		491	428
	特高	1,215		15		13					389	
		↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	
		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	原価比配分等	
配分比率	低圧	44.24%	69.13%	37.30%	51.58%	99.14%	47.25%	100.00%	38.98%	100.00%		
	高圧	34.53%	30.87%	35.01%	48.42%	0.85%	52.75%		61.02%			
	特高	21.23%		27.69%		0.01%						

※1…需要家費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

	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	8,261	1,057	7.82	18,941	1,057	17.92	27,201	1,057	25.74
高圧	3,973	1,022	3.89	24,817	1,716	14.46	30,423	1,716	17.50
特高	1,632	820	1.99				(30,030)		
合計	13,866	2,899	4.78	43,758	2,773	15.78	57,624 (57,231)	2,773	20.64

※()内は接続供給に伴う託送収益を除いた原価

(参考) 配分比率の変遷

- 過去5ヶ年の部門別収支算定時における費用配分比率は以下のとおり。
 - 固定費を配分する2:1:1比の規制部門ウェイトは約45%、2:1比は約70%。
 - 一方、可変費を配分する発受電量比の規制部門ウェイトは約40%。
- ※部門別収支の算定結果は、毎年監査法人および行政による監査を受けております。

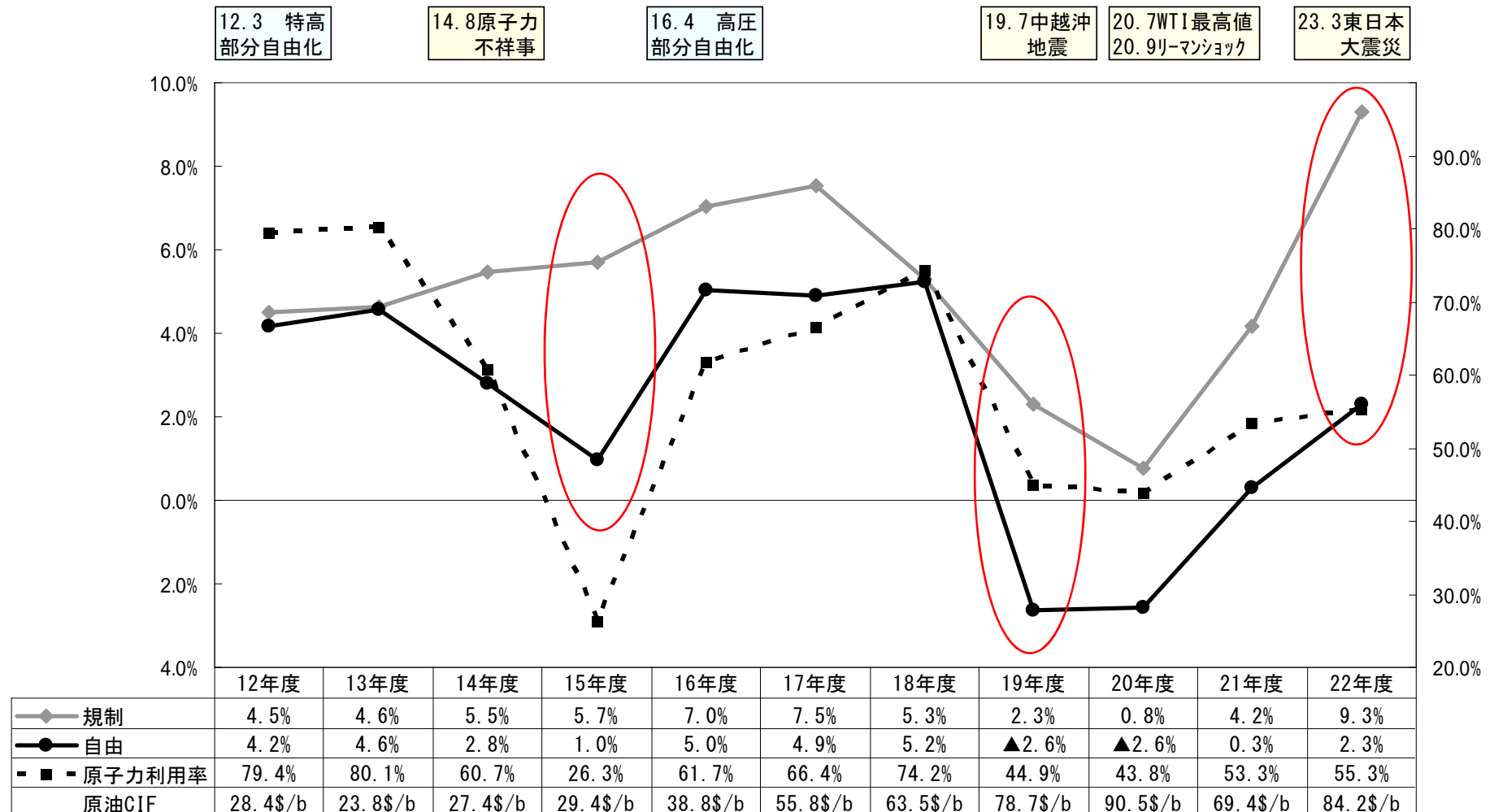
【規制部門の配分ウェイト】

	電源関連費用		送配電関連費用				その他
	2:1:1比	発受電量比	2:1:1比	2:1比	発受電量比	口数等比	原価比
18年度	45%	38%	43%	67%	39%	96%	41%
19年度	45%	38%	43%	67%	39%	96%	40%
20年度	44%	38%	43%	67%	39%	96%	40%
21年度	45%	39%	44%	68%	40%	96%	42%
22年度	46%	40%	44%	68%	41%	96%	42%

4. 規制部門と自由化部門の売上高利益率の推移

- 部分自由化導入以降の規制部門と自由化部門の売上高利益率の推移は以下のとおりです。
- 主に、原子力利用率が低下すると、両部門の利益率の乖離幅が大きくなる（自由化部門の利益率が相対的に悪化する）傾向にあります。

規制・自由化部門の利益率推移



5. 規制部門と自由化部門の売上高利益率の乖離事例 ①

- 売上高利益率の乖離が大きい、15年度、19年度、22年度について、その主な乖離要因を一定の前提のもと定量的に試算してお示し致します。
- なお、総原価に占める事業報酬(固定費)の比率は、原価配分ルールに従う結果、規制部門の方に1%程度高く出るため、実績の売上高利益率についてもその分、元々規制部門の方が高くなっております。

<15年度 部門別収支算定結果>

(億円, 億kWh)

		規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A)+(B)	差異 (A)-(B)	備考
① 算定結果	売上高	38,217	8,422	46,639	29,795	規制: 82%, 自由: 18%
	当期純損益	2,179	81	2,260	2,098	
	売上高利益率	(5.7%)	(1.0%)		(4.7%)	
	販売電力量	2,014	742	2,756	1,272	規制: 73%, 自由: 27%
<主な特殊要因による影響>						
② 原子力発電所停止による燃料費増影響		2,214	786	3,000	1,428	規制: 74%, 自由: 26%
<特殊要因補正後の試算値>						
③ 特殊要因なかりせば (=①+②)	当期純損益	4,393	867	5,260	3,526	
	売上高利益率	(11.5%)	(10.3%)		(1.2%)	

※売上高=電気事業収益 売上高利益率=当期純損益/電気事業収益

※法人税は捨象。

※15年度の自由化部門は特別高圧需要のみ(高圧需要は規制部門)。

5. 規制部門と自由化部門の売上高利益率の乖離事例 ②

<19年度 部門別収支算定結果>

(億円, 億kWh)

		規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A)+(B)	差異 (A)-(B)	備考
① 算定結果	売上高	24,284	25,961	50,245	▲1,676	規制: 48%, 自由: 52%
	当期純損益	559	▲684	▲124	1,243	
	売上高利益率	(2.3%)	(▲2.6%)		(4.9%)	
	販売電力量	1,104	1,868	2,972	▲764	規制: 37%, 自由: 63%

<主な特殊要因による影響>

② 原子力発電所停止による燃料費増影響	1,594	2,606	4,200	▲1,012	規制: 38%, 自由: 62%
---------------------	-------	-------	-------	--------	------------------

<特殊要因補正後の試算値>

③ 特殊要因なかりせば (=①+②)	当期純損益	2,153	1,922	4,075	231	
	売上高利益率	(8.9%)	(7.4%)		(1.5%)	

<22年度 部門別収支算定結果>

(億円, 億kWh)

		規制部門 (A)	自由化部門 (B)	合計 (A)+(B)	差異 (A)-(B)	備考
① 算定結果	売上高	24,953	24,484	49,437	469	規制: 50%, 自由: 50%
	当期純損益	2,316	561	2,877	1,755	
	売上高利益率	(9.3%)	(2.3%)		(7.0%)	
	販売電力量	1,156	1,776	2,932	▲621	規制: 39%, 自由: 61%

<主な特殊要因による影響>

② 需要変動による収入影響(リマンショック, 猛暑)	642	▲466	176	1,109	
----------------------------	-----	------	-----	-------	--

<特殊要因補正後の試算値>

③ 特殊要因なかりせば (=①-②)	当期純損益	1,674	1,027	2,701	647	
	売上高利益率	(6.7%)	(4.2%)		(2.5%)	

4. 安定供給を前提とした競争入札の拡大について

安定供給を前提とした競争入札の拡大に向けて ①

- 随意契約の9割は①既設設備の修理・改造②不具合改修等の緊急対応③対応可能な取引先が1社の場合で、理由は下記の通りです。
- 安定供給を前提とした競争拡大に向けて、仕様の汎用化やメーカー技術に対応できる新規取引先の育成など、技術的な課題等にしっかり取り組み、総合特別事業計画に記載の「随意契約3年3割削減」を必ず実現してまいります。

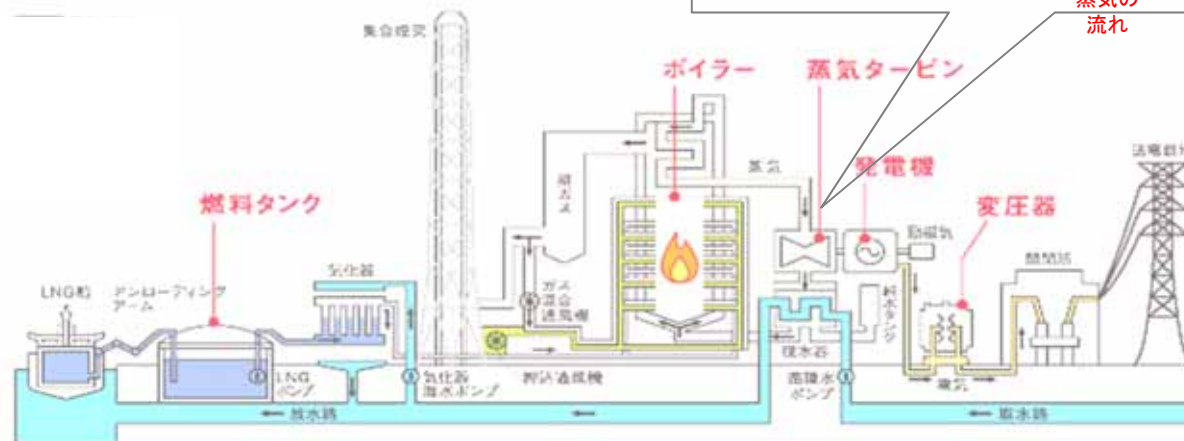
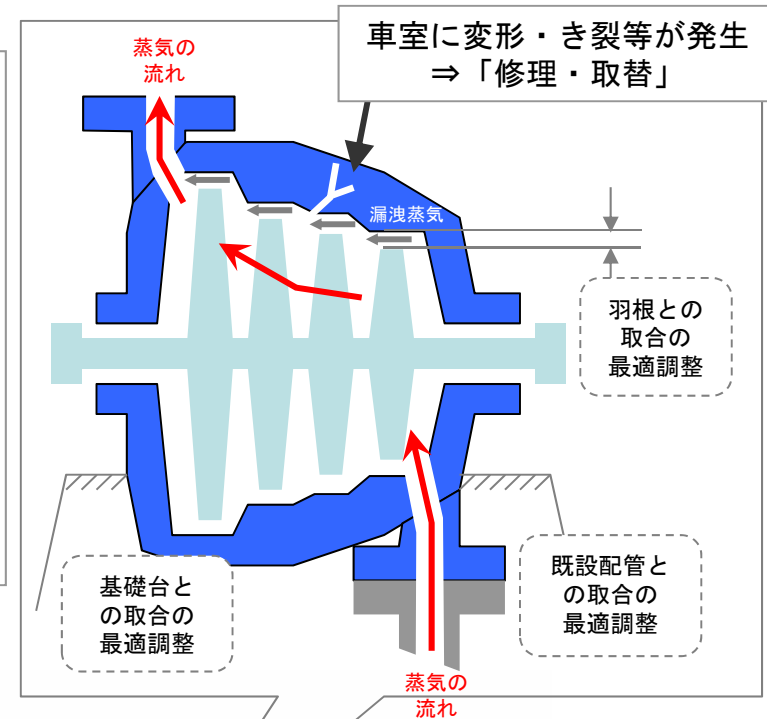
随意契約となるケース (全体の随意契約に占める割合)	理由 (詳細)	競争入札の拡大に向けて
①既設設備の修理・改造 (55.6%)	<ul style="list-style-type: none"> ● 修理・改造事業者や改修部品を変更した場合に、既存の設備との互換性が損なわれる ● かつ、施工・点検ノウハウならびに工事力を有する代替的なエンジニアリング事業者がない 	<ul style="list-style-type: none"> ● 主要設備との整合性を損なわない範囲で、周辺設備の仕様の汎用化などを図り、競争発注 ● 施工・点検ノウハウや工事力の観点から、現行エンジニアリング事業者に代替しうる取引先を開拓・育成し、競争発注
②不具合改修などの緊急対応 (28.0%)	<ul style="list-style-type: none"> ● 予見することのできない不具合の改修に対応するため、入札手続きを実施すると、求められる改修期間内に必要な対策を実施できない ● かつ、24時間体制により緊急対応できるサプライヤーがない 	<ul style="list-style-type: none"> ● 緊急対応にならないように、設備診断技術を向上し、入札手続きの期間を確保して、競争発注 ● 24時間体制による緊急対応が可能な新規取引先を開拓・育成し、競争発注
③対応可能な取引先が1社 (7.3%)	<ul style="list-style-type: none"> ● 特許権等の排他的権利の保護の必要性や技術的な理由、あるいは代替しうる取引先の撤退などにより、対応可能な取引先が1社 	<ul style="list-style-type: none"> ● 仕様の簡素化・汎用化や、国内外における新規取引先を開拓・育成することで、対応取引先数を拡大し、競争発注

今後は、簡易な修理等を皮切りに、蒸気タービン主要部品についても分離発注を拡大していく

受注者に求める技術的要件

- ☆ 既設取合い部品との調整
 - ・ 車室と既設羽根同士は、1/100mm単位の寸法調整が必要
 - ※ 間隙が過大の場合 ⇒ 蒸気損失・発電性能の低下
 - ※ 間隙が過小の場合 ⇒ 運転中接触による事故発生
 - ・ 既設基礎台、配管等とのマッチングが求められる
 - ※ 位置のズレ、強引な結合 ⇒ 運転中振動の発生
- ☆ 設計・製造情報に基づく製品品質の確保
 - ・ 設計図面・製造手順書等を活かした信頼性の高い部品製造
- ◎ 以上を満たし、試運転完了までの総合エンジニアリングが可能であること

現在は、既設供給メーカーへの発注



5. 家庭用電気料金のモデルケース

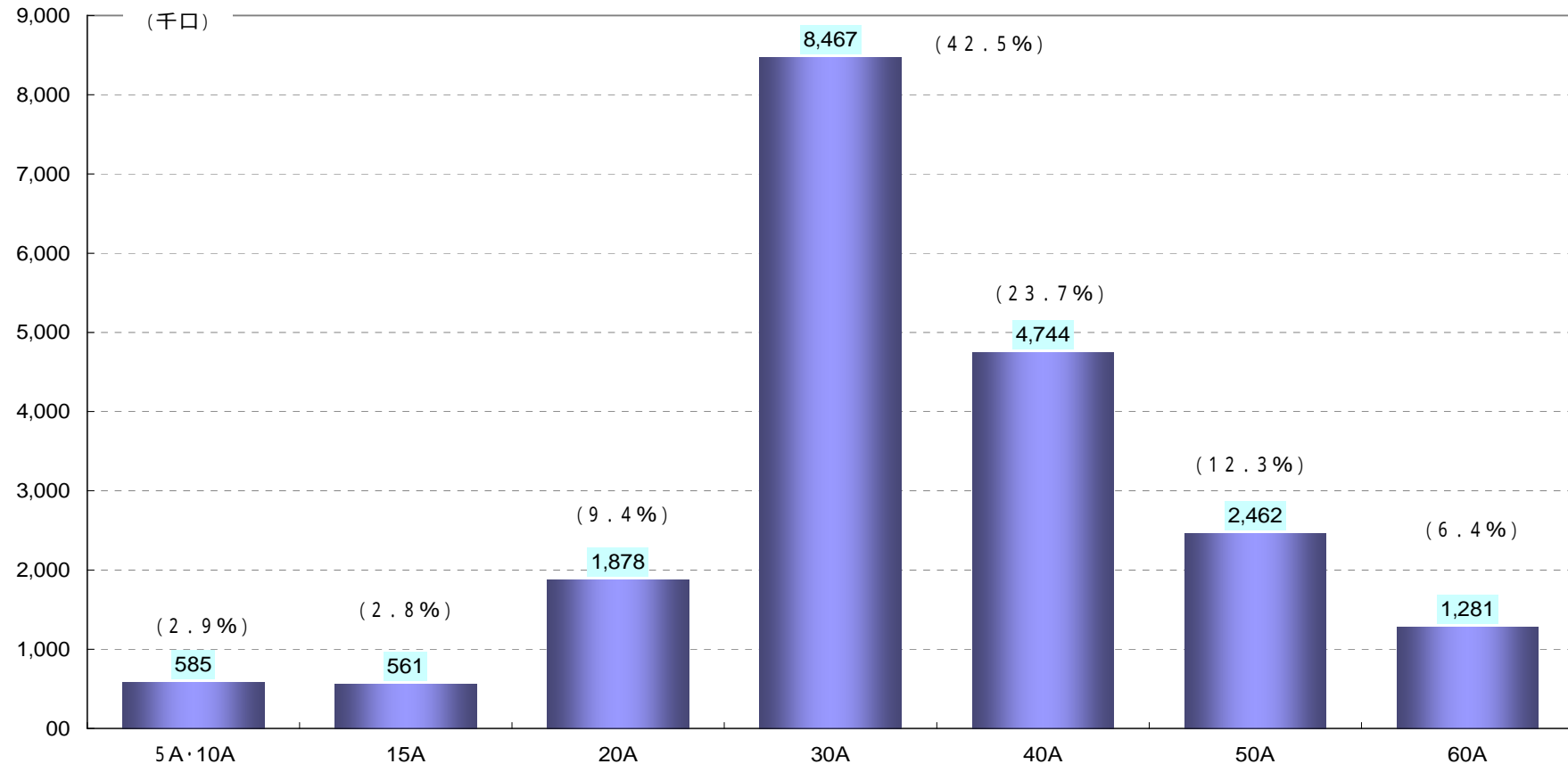
1. 平均モデル設定の考え方（1）

- ご家庭等のお客さまのご加入数が最も多い従量電灯A・B（約2,000万口）において、ご契約（アンペア）数が最も多い30A、及び従量電灯A・Bの平均使用量である290kWh/月を平均モデルとして設定。

※「標準家庭モデル」との表現が様々な誤解を招いたことを反省し、今後印刷する資料等については「平均モデル」としてご紹介をしていく。

- なお、設定にあたり、どのような家族構成・生活様式であるかまでは特定していない。

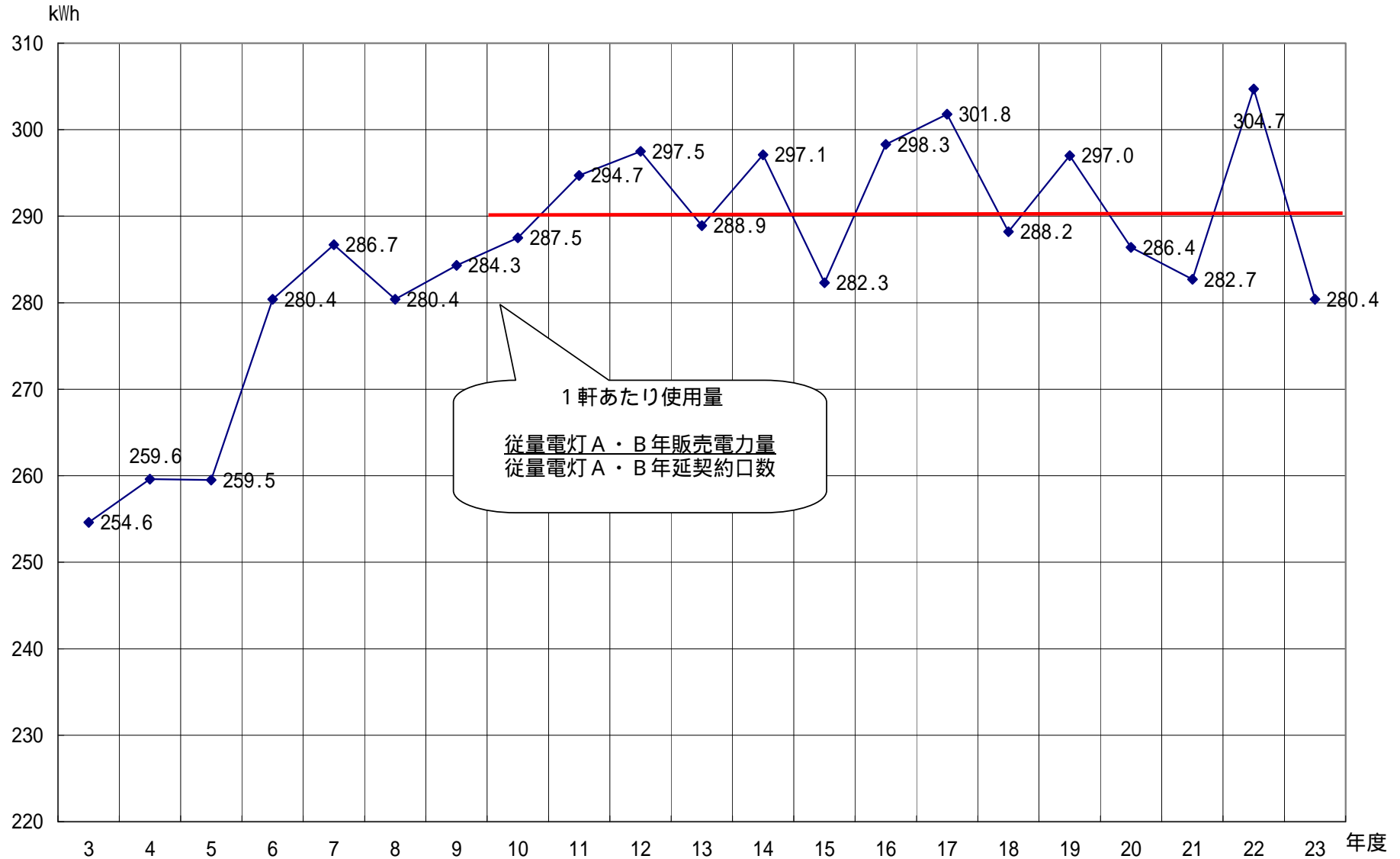
<従量電灯A・Bの契約アンペア別口数分布>



契約口数は平成23年度末時点。

1. 平均モデル設定の考え方（2）

<一般家庭の1軒あたりの使用量推移>



【参考】 契約アンペア別のご使用量と値上げ率

契約アンペア	平均使用量	旧料金/月	新料金/月	値上げ額 (率)
10A	60kWh	1,328円	1,373円	45円 (3.4%)
15A	110kWh	2,389円	2,470円	81円 (3.4%)
20A	160kWh	3,649円	3,830円	181円 (5.0%)
30A	230kWh	5,565円	5,906円	341円 (6.1%)
40A	350kWh	8,718円	9,466円	748円 (8.6%)
50A	450kWh	11,465円	12,702円	1,237円 (10.8%)
60A	540kWh	13,964円	15,641円	1,677円 (12.0%)
平均モデル 30A	290kWh (全平均)	6,973円	7,453円	480円 (6.9%)

2. 三段階料金格差の考え方

- 生活に必要不可欠な電気の使用への影響を軽減する

観点から、1段料金の値上げ幅を抑制。

[2段料金を1とした場合の1段料金と2段料金との格差]

旧料金 0.79 : 1 → 新料金 0.75 : 1
 (18.42) (23.41) (19.16) (25.71)

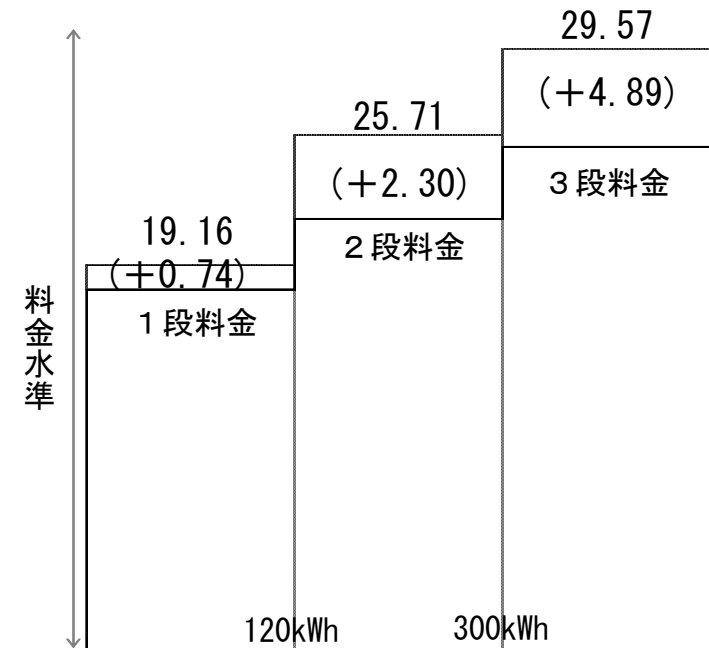
- 節電インセンティブ付与の観点から、2段料金と3段料金との格差を拡大。

[2段料金を1とした場合の2段料金と3段料金との格差]

旧料金 1 : 1.05 → 新料金 1 : 1.15
 (23.41) (24.68) (25.71) (29.57)

→1・2段格差、2・3段格差ともオイルショック時の55年改定に近い水準まで拡大。

※ () 内は料金単価(円/kWh)。旧料金には燃料費調整額(0.55円/kWh)を含む。



(円/kWh)

改定年度	S49 値上げ	S51 値上げ	S55 値上げ	S63 値下げ	H元 値下げ	H8 値下げ	H10 値下げ	H12 値下げ	H14 値下げ	H16 値下げ	H18 値下げ	H20 据置	今回申請 値上げ
1段料金	12.00	14.15	20.74	18.10	17.80	17.10	16.85	16.41	15.58	14.82	15.29	17.87	19.16
2段料金	15.40	18.70	27.99	24.25	23.85	22.75	22.40	21.78	20.67	19.66	20.04	22.86	25.71
3段料金	16.90	21.30	33.04	27.45	26.32	24.95	24.65	23.85	22.43	21.13	21.25	24.13	29.57
1・2段格差	0.78	0.76	0.74	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.76	0.78	0.75
2・3段格差	1.10	1.14	1.18	1.13	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.07	1.06	1.06	1.15

※S49～H18は税抜き単価、H20・今回は税込み単価。燃料費調整を除く。

6. 原子力関連費用について

1. 原子力関連費用の原価算入

- 料金原価の算定は、料金算定規則(経済産業省令)に従って行うこととなっており、「能率的な経営のもとにおける適正な原価に適正な利潤を加えたもの(電気事業法19条2項)」として、**原価算定期間に見込まれる営業費*および事業報酬を算入**することとされていることから、今回の算定にあっても、合理化努力の反映を前提として、発生が見込まれる営業費(人件費, 燃料費, 修繕費, 減価償却費, 購入電力料, バックエンド費用, 公租公課, 諸経費など)等について原価に算入させていただきます。 ※営業費は算定規則に原価算入可能な費目が限定列挙されております。
- なお、現行料金原価からの主な増減項目については、以下のとおりです。

(増加する主な項目)

- ・ 福島第一原子力発電所 1～4号の安定化維持費用(修繕費, 委託費, 消耗品費等)
- ・ 被災された方々への賠償業務を円滑に進めるための費用(委託費等)
 - ※賠償金自体は営業費用ではなく特別損失として整理するため原価には含まれておりません。
- ・ 原子力損害賠償支援機構法にもとづき、支援機構に支払う負担金(一般負担金)

(減少する主な項目)

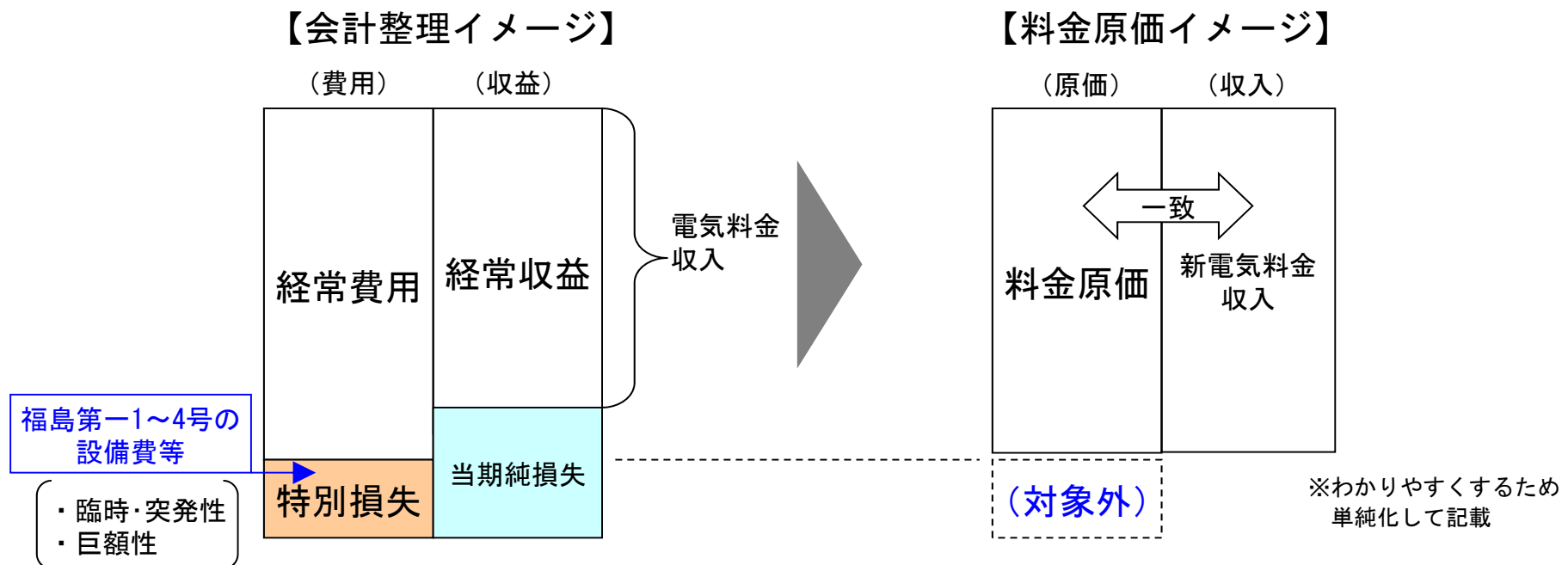
- ・ 福島第一原子力発電所 1～4号の設備費
 - ※廃炉に伴い減価償却費・事業報酬・原子力発電施設解体費が発生せず(災害特別損失として、発電設備及び核燃料の残存簿価、解体引当金の未引当額相当、さらには廃止措置完了までの見積り可能な設備費等をすでに損失計上済み)。
- ・ 福島第一原子力発電所 5, 6号および福島第二原子力発電所の事業報酬 ※自主的にカット
- ・ 有識者会議で提言がなされた項目
 - 寄付金, 事業団体費: 寄付金は今回ゼロ。事業団体費も海外再処理委員会, 日本原子力技術協会の2件名以外は不算入。
 - 普及開発関係費: 発電所立地に係る理解促進活動に関連する費用等、最低限必要なもののみを算入。

(参考) 特別損失と料金原価について

- 特別損失は、一般的に、「企業の経常的な経営活動とは直接関わりのない特別な要因で臨時的・突発的に発生する巨額な損失」とされております。

※電気事業会計規則では、特別損失について、天災その他不測の事由によって発生した財産の損失額（軽微なものは除く）を「財産偶発損」として整理するほか、財産偶発損以外の異常な損失で、その損失額が重大なものを種類別に整理することとされております。

- 料金原価に算入可能な費用は、将来の原価算定期間において必要な経常費用に限定されており、特別損失は料金原価算入の対象外となります。

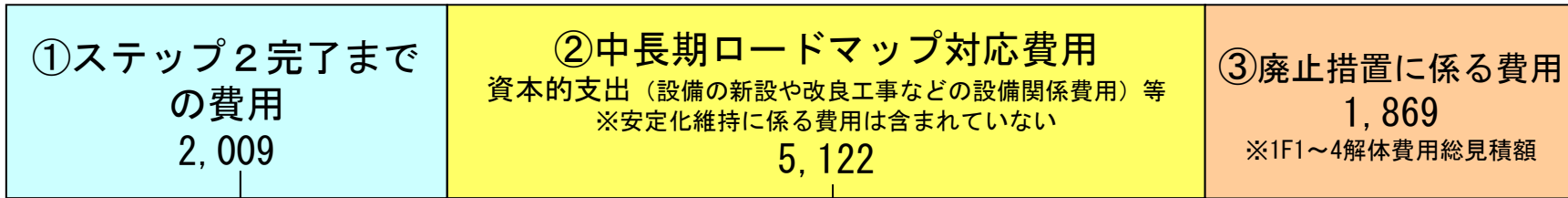


(参考) 福島第一1~4号機の廃止措置完了までの費用総額

●平成23年度末時点で見積もっている廃止措置完了までの費用総額は9,001億円であり、**特別損失等としてすでに計上済みのため、今回の原価には含まれておりません。**

- ①ステップ2完了(昨年12月完了)までの費用：2,009億円
- ②中長期ロードマップ対応費用：5,122億円
- ③廃止措置に係る費用：1,869億円

← 廃止措置完了までの費用総額：9,001億円※
(H23末までに特別損失等で計上済み) →



I. 冷却	300
II. 抑制	1,345
III. 除染モニタリング	23
IV. 余震対策等	36
V. 環境改善	80
共通・その他	222
合計	2,009

【「抑制」の主な内訳】

- ・セシウム吸着関係(キュリオン・サリ)
- ・処理水の貯蔵タンク
- ・原子炉建屋カバー(1号機)
- ・水処理設備(淡水化システム)等

I. プラントの安定状態維持・継続	849	廃スラッジ貯蔵関連費用 処理水の貯蔵タンク新設 多核種除去設備 等
II. 発電所全体の放射線量低減・汚染拡大防止	359	海側遮水壁等
III. 使用済燃料プールからの燃料取り出し	1,414	使用済燃料プール内の燃料取り出し関連設備 原子炉建屋カバー(3,4号機)等
IV. その他の中長期的課題	2,500	スリーマイル(TMI)事故相当
合計	5,122	

(参考) 安定化維持費用

- 福島第一原子力発電所 1～4号機の作業員の放射線管理、線量低減対策に加え、敷地境界の放射線量低減を推進していくための費用の増加が避けられない見通しです。
- これらの対策を着実に実施することで、放射性物質の抑制・管理、原子炉プールの冷却機能等の維持に努めていきたいと考えております。

【安定化維持費用の内訳】

		(億円)
		H24～26 平均
委託費		215
	放射線管理業務委託費	113
	滞留水処理装置の運転委託費	57
	上記以外の委託費	45
修繕費		215
	滞留水処理装置の点検・保守費用	166
	上記以外の修繕費	49
消耗品費等：保護衣・防護具等の購入費用等		58
合計		487

※特別損失に計上される費用については、
料金原価に算入しておりません。

【放射線管理業務の内訳】

- 構内放射性物質濃度・放射線量測定業務
- 個人線量管理業務
- 水質管理・気体管理等環境管理業務
- 放射性廃棄物・産業廃棄物管理業務
- 放射性保護衣・防護具管理業務
- 放射線計測器管理・点検・修理・貸出業務
- 出入管理・搬出入管理業務
- 環境影響評価業務 等

【滞留水処理業務の内訳】

- 浄化装置運転業務
- セシウム吸着設備保守・管理業務
- 廃スラッジ貯蔵施設保守・管理業務
- 淡水化装置保守・管理業務 等

(参考) 賠償対応費用

- 原子力事業者として、原子力損害の被害者の方々の目線に立った「親身・親切」な賠償を実現することが不可欠であり、その対応に伴う影響として、委託費を中心に280億円程度の原価増が避けられない見通しです。
 - 主な内訳は、補償運営センターやコールセンターにおける受付業務委託費用、および業務運営に係る専門家等のコンサルティング費用などです。
- ※被害者の方々にお支払いする賠償額自体については料金原価に算入しておりません。

<費用の見通し>

(億円)

	H24	H25	H26	H24-26 平均
委託費 ※	372	206	108	229
賃借料	22	15	14	17
通信運搬費	16	11	5	11
その他	29	22	15	22
合計	439	254	143	278

※受付業務関連 … 121億円程度 (H24-26平均)

コンサルティング関連 … 87億円程度 (H24-26平均)

<賠償対応業務体制>

①本部 (全体の 支援・ 管理)	②補償相談センター(コールセンター) 拠点：東京	(電話での受付・ご説明)
	③補償運営センター 拠点：東京	(請求書等の発送・受領 確認・支払手続き)
	④補償相談センター 拠点：東北から静岡(14箇所)	(説明会・相談窓口 個別訪問 請求書等の配布・受付)

<福島原子力補償相談室の要員数 (4月20日現在) >

	要員数 (カッコ内は社員数 (再掲))	
①本部	約 200人	(約 200人)
②補償相談センター(コールセンター)	約 3,700人	(約 100人)
③補償運営センター	約 7,400人	(約 1,500人)
④補償相談センター(拠点)	約 1,900人	(約 1,800人)
合計	約 13,100人	(約 3,600人)