

燃料費

平成27年2月2日
関西電力株式会社

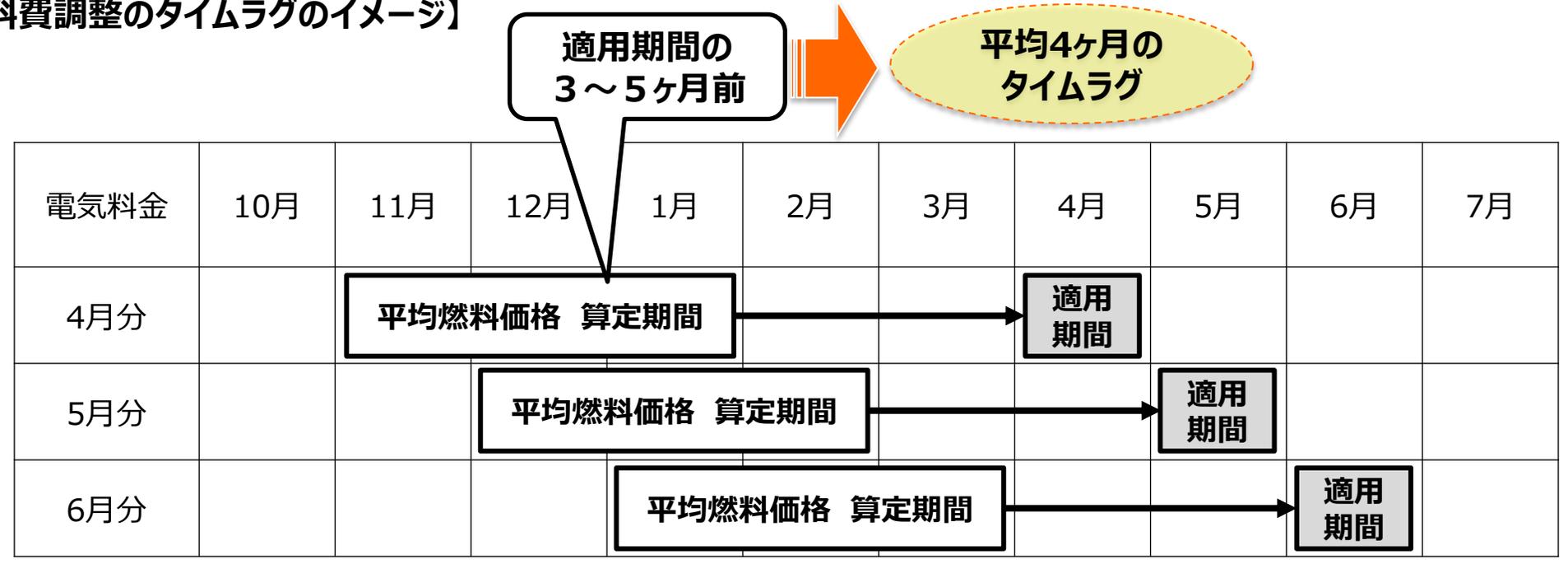
(余白)

1. 電源構成変分認可制度における 燃料費調整制度と原価算定上の燃料価格

1. 原油等の燃料費変動の電気料金への反映について (燃料費調整制度)

- 今回の電源構成変分認可制度に基づく申請においては、燃料費調整制度（以下、「燃調」という）の基準となる原油価格や為替レートについて、現行料金の値を適用する旨、省令にて定められているため、当社の申請においてもこれを適用しております。
- 至近では、原油価格が下落しておりますが、原油価格や為替レートの変動による燃料費等の増減につきましては、燃調制度にもとづく客観的な指標（全日本通関CIF価格）に基づいて電気料金の調整を行うこととなっており、原油価格の下落の影響につきましても、タイムラグはあるものの、燃調制度により自動的にお返しすることになります。

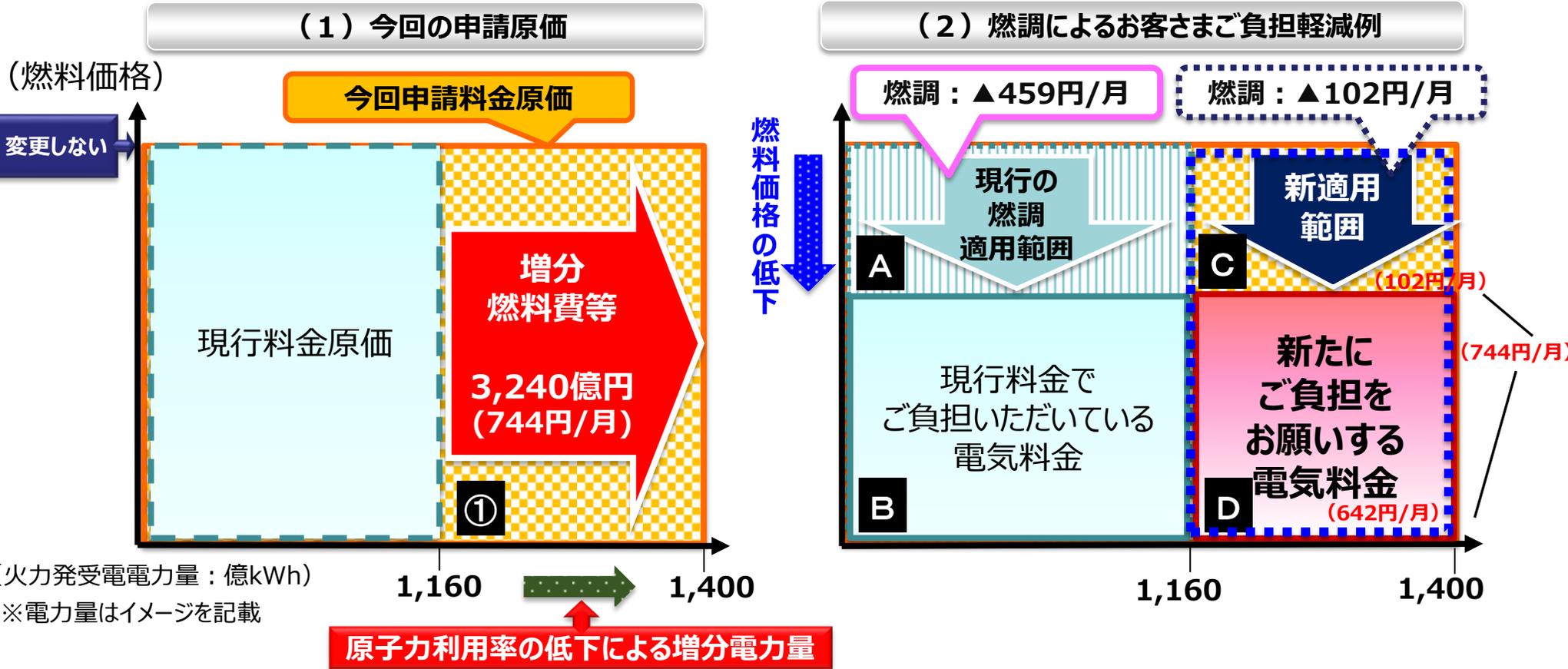
【燃料費調整のタイムラグのイメージ】



2. 燃料価格変動影響とお客さまご負担の関係について①

- 今回の料金値上げは、電源構成変分認可制度に基づくものであり、原子力再稼動遅延に伴う増分燃料費等について値上げをお願いするものです。
＜次頁の左図: ① (3,240億円) および右図: C + D (744円/月) に相当＞
- 至近の原油価格の大幅な下落傾向については、一定のタイムラグがあるものの、毎月の燃調を通じて、自動的にお客さまにお返しすることになります。
＜次頁の右図: A + Cに相当＞
- 仮に至近の原油市況などを踏まえ、一定の仮定を置いて燃調を想定した場合、A + Cの部分で561円/月の軽減となりますので、お客さまの実質的なご負担は、744円/月から183円/月程度に軽減されることとなります。

2. 燃料価格変動影響とお客さまご負担の関係について②



(火力発電電力量 : 億kWh)
※電力量はイメージを記載

	換算係数	(1) 今回の申請原価	(2) ご負担軽減例
原油	0.3066	52,519円/kl (105.9\$/b)	40,003円/kl (53\$/b)
LNG	0.2858	71,841円/t (17.6\$/mmbtu)	55,891円/t (9\$/mmbtu)
石炭	0.4235	10,039円/t (127.3\$/t)	9,000円/t (75\$/t)
為替レート		78.9円/\$	120円/\$

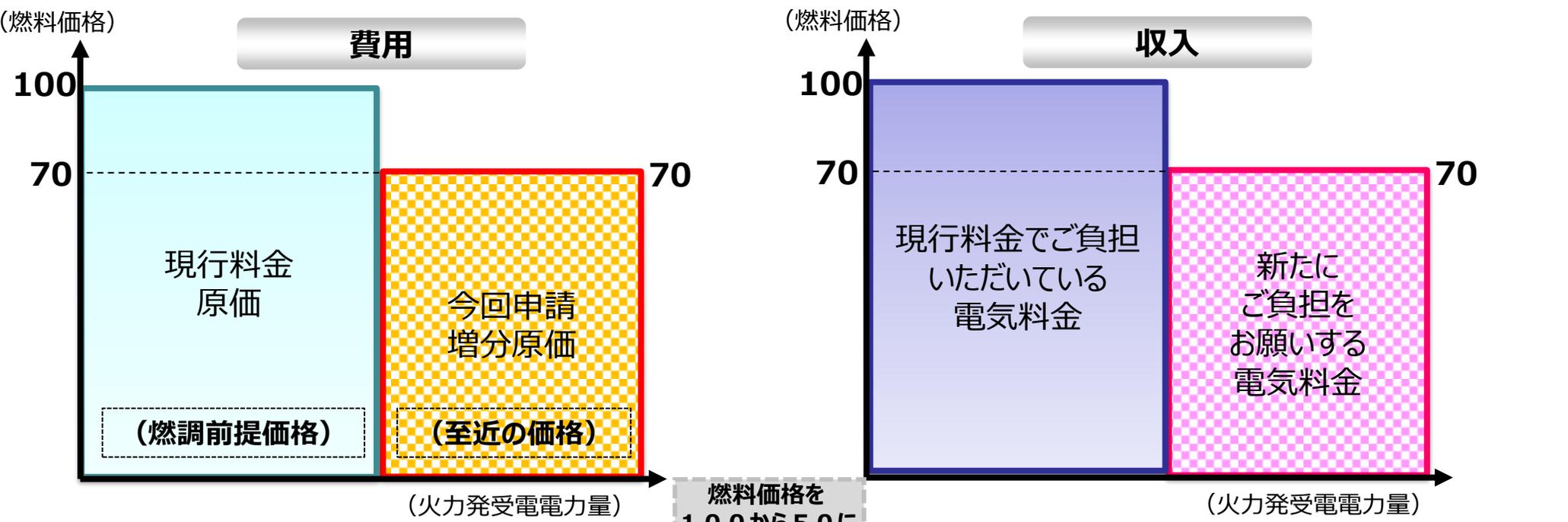
3. 増分原価算定の前提諸元を現行料金から変更した場合について①

- 電源構成変分認可制度においては、増分原価部分における燃調については、現行料金の前提諸元を適用する旨、省令上、明記されています。
- また、増分原価部分の算定においても、これと整合をとり、同様の前提諸元を適用しております。
- 仮に、増分原価部分の算定にあたり、現行料金の燃調諸元と異なる数値を適用した場合、現行省令では基準価格を変更しないことになっているため、基準からの変動部分に係る費用と収入が一致しなくなり、適正な電気料金を維持できないことになります。

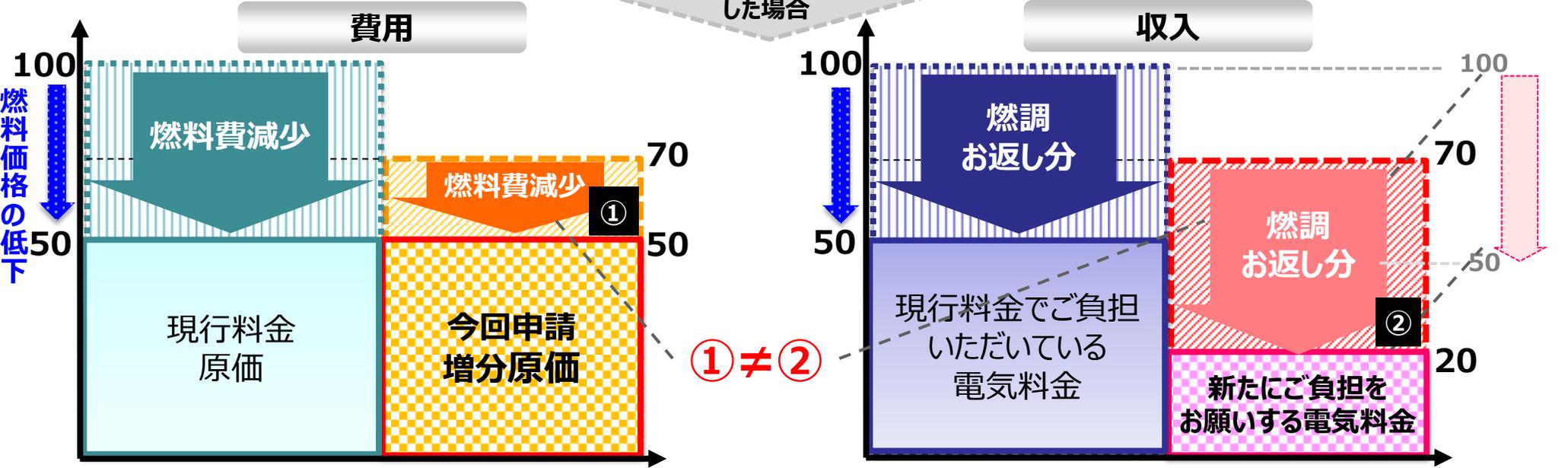
<下図の解説：今回の増分原価部分を現行燃調前提の燃料価格100ではなく、至近の70で算定した場合>

- 仮に燃料価格が100から50に低下した場合、増分原価部分について
 - ・費用は、20減少（基準70 - 50 = 『①の部分』）する一方で、
 - ・収入は、50減少（基準100 - 50 = 『②の部分』）し、費用と収入が一致しないことになります。

3. 増分原価算定の前提諸元を現行料金から変更した場合について②



燃料価格を
100から50に
した場合



(参考) 一般電気事業供給約款料金算定規則 (燃料費調整制度)

(変動額認可料金の算定)

第十九条の2 一般電気事業者（沖縄電力を除く。以下この条において同じ。）は、**法第十九条第一項の規定により同項の認可を受けた供給約款**（第二十条の二の規定により同条第一項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、法第十九条第四項又は第七項の規定による変更の届出があったときは、その変更後のもの）で設定した料金を当該料金（これらの規定により変更後の供給約款を届け出た一般電気事業者にあつては、当該変更後の供給約款を届け出る前に定めていた供給約款で設定した料金）を算定した際に**第二条第一項の規定により定められた原価算定期間内に次に掲げる変動額を基に変更しようとするとき**（社会的経済的事情の変動により、法第十九条第一項の認可を受けた供給約款で設定した料金を算定した際に第三条第二項第二号の規定により供給計画等を基に算定した数量の変更に伴う同号の規定により算定した燃料費の変動が見込まれるときに限る。）は、第二条から第十九条までの規定にかかわらず、当該変動額を基に変更しようとする供給約款で設定する料金を算定することができる。

(燃料費調整制度)

第二十一条の2 基準平均燃料価格は、法第十九条第一項の規定により定めようとする、又は変更しようとする供給約款の認可の申請の日（第十九条の二又は第十九条の二十二の規定により**第十九条の二第一項各号に掲げる変動額**又は第十九条の二十二第一項各号に掲げる変動額を基に供給約款で設定する料金を算定し、かつ、**法第十九条第一項の変更の認可を受けた**一般電気事業者にあつては、**当該変更の認可を受ける前に定めていた供給約款の認可の申請の日**）及び法第十九条第四項の規定により変更しようとする供給約款の届出の日**において公表されている直近三月分の電気事業の用に供した石炭、石油及び液化天然ガス**（輸入されたものに限る。以下「燃料」という。）**ごとの円建て貿易統計価格**（関税法（昭和二十九年法律第六十一号）第百二条第一項第一号に基づく統計により認識することが可能な価格をいう。次項において同じ。）の**平均値**に、電気事業の用に供する石油の一リットル当たりの発熱量（メガジュールで表した量をいう。以下同じ。）を当該燃料の一キログラム当たりの発熱量で除して得た値（石油にあつては、一）に**原価算定期間において電気事業の用に供する当該燃料の発熱量が当該期間において電気事業の用に供する燃料ごとの発熱量の総和に占める割合を乗じて算定した値**であつて、あらかじめ、経済産業大臣に届け出たもの（以下「換算係数」という。）を乗じて得た額を合計した額とする。

(以下 略)

2. 火力燃料費

I. 火力燃料費 算定の概要

1. 火力燃料費の算定結果

○電源構成変分認可制度に基づき、発受電電力量の構成変化に伴う燃料消費数量の変動を反映して算定しております。

(燃料価格については前回認可内容に基づき算定)

○原子力利用率低下に伴う火力発電所の発電電力量増加などの影響により、火力燃料費は前回に比べ1,579億円増加しております。

(単位：億円、億kWh、円/kWh)

	①前回 (H25-27平均)			②今回 (H27)			差引 (②-①)		
	金額	発電 電力量	単価	金額	発電 電力量	単価	金額	発電 電力量	単価
火力	9,023	859	10.51	10,602	986	10.75	1,579	127	+0.24
石油系	3,379	227	14.90	4,452	302	14.72	1,073	76	▲0.18
LNG	5,173	511	10.12	5,688	566	10.05	516	55	▲0.07
石炭系	472	121	3.89	462	118	3.92	▲10	▲4	+0.03

※四捨五入の関係で合計等が一致しない場合がある。(以降のページも同様)

(単位：億kWh、%)

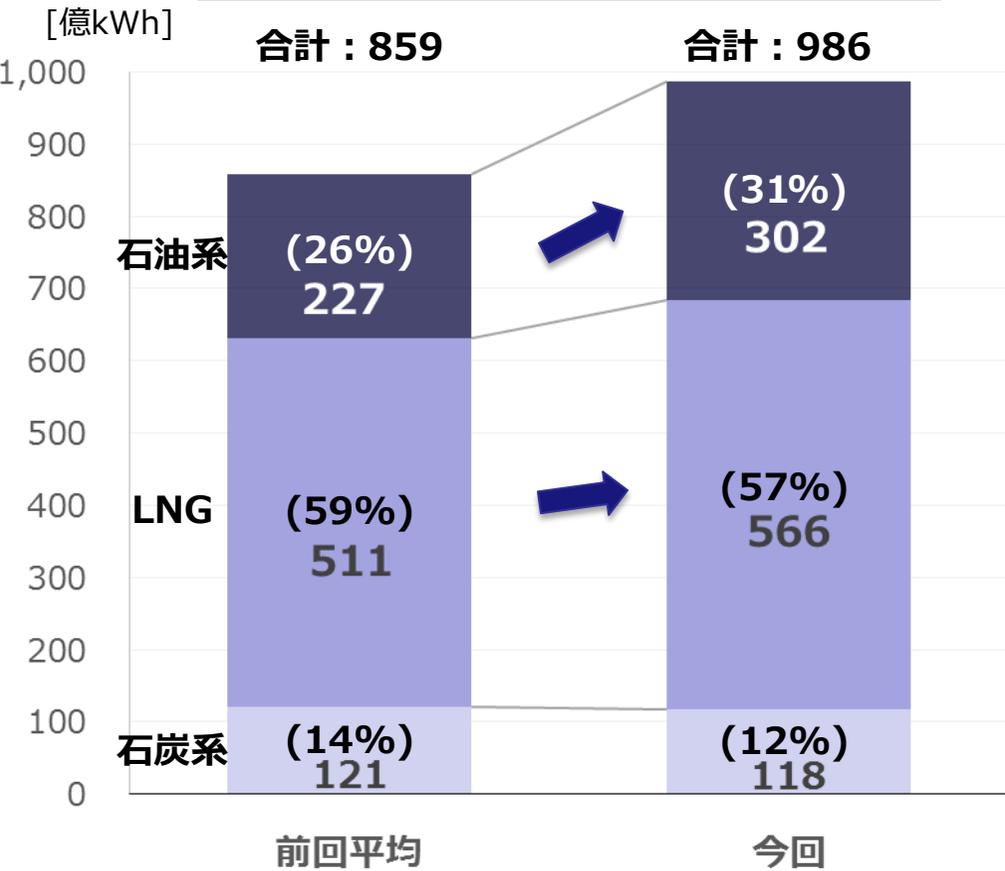
原子力発電電力量 (利用率)	296億kWh (34.5%)	56億kWh (6.6%)	▲239億kWh (▲27.9%)
-------------------	--------------------	------------------	------------------------------

2. 火力発電電力量・燃料消費量の燃料種別内訳

○原子力利用率の低下によって、石油系火力・LNG火力の発電電力量が増加しております。
 ⇒ 石油およびLNGの消費量が増加。

火力発電 電力量 (比率) 比較

火力発電 燃料消費量比較



(単位：千kl,千t)

	①前回 (H25-27平均)	②今回 (H27)	差引 (②-①)
石油系*	5,117	6,770	1,653
重油	251	304	53
原油	5,017	6,667	1,650
LNG	7,273	7,823	550
石炭系*	3,961	3,853	▲ 108
石炭	3,916	3,808	▲ 108
ペレット	60	60	±0

原子力利用率： 34.5%



6.6%

*石油系は重油換算数量、石炭系は石炭換算数量で表記

3. 火力発電単価の燃料種別内訳

- 火力全体の発電単価については、相対的に発電単価の高い石油火力機の発電電力量の構成比率が上昇したため、前回に比べて上昇しております。
- 他方で、燃種別の発電単価で見ると、石油石炭税による上昇影響がありますが、
 - ・石油系については、発電量が増加し、固定費比率が減少した影響などにより、低下しております。
 - ・LNGについては、姫路第二発電所の設備更新工事の更なる前倒しの実現などにより燃料消費率が改善したため、低下しております。

火力発電 単価比較

(単位：円/kWh)

	①前回 (H25-27平均)		②今回 (H27)		差引 (②-①)		単価変動要因
	発電 単価	構成 比率	発電 単価	構成 比率	発電 単価	構成 比率	
火力	10.51	100%	10.75	100%	+0.24	-	石油系比率の上昇
石油系	14.90	26%	14.72	31%	▲0.18	4%	数量増による固定費比率の低下
LNG	10.12	59%	10.05	57%	▲0.07	▲2%	設備更新工事の前倒し実現による燃料消費率の改善
石炭系	3.89	14%	3.92	12%	+0.03	▲2%	石油石炭税の上昇

【参考①】各燃種の石油石炭税の増税影響

- 石油、LNG、石炭の各燃種において、石油石炭税の増税影響が反映されております。
- 各燃種とも、前回原価（H25-27平均）と比較して今回原価（H27年度）は単価増となります。

石油石炭税の増税影響

	①前回 (H25-27平均)	②今回 (H27)	差引 (②-①)
石油 (円/kl)	2,457	2,540	+83
LNG (円/t)	1,513	1,600	+87
石炭 (円/t)	1,067	1,140	+73

<参考：年度別石油石炭税>

	H25	H26	H27
石油 (円/kl)	2,290	2,540	2,540
LNG (円/t)	1,340	1,600	1,600
石炭 (円/t)	920	1,140	1,140

4. 今回申請原価に織込んでいる燃料価格の考え方について①

○今回申請原価における燃料価格の考え方については、前回認可時の査定内容を踏まえ、その実現に向けて現在も最大限努力している状況であることから、前回認可時の平成27年度の燃料価格を元に算定しております。

- (査定内容)
- ・重油：国内市場価格に基づいて織込み
 - ・原油：環境規制や設備特性、市況価格等を踏まえた織込み
 - ・LNG：トップランナー価格及びシェールガス影響を反映した織込み
 - ・石炭：調達国別の全日本通関CIF価格に基づいて織込み
 - ・木質ペレット：当社契約価格に基づいて織込み

○なお、燃料価格の前提となる為替レート・全日本通関CIF価格については、燃料費調整制度との整合性の観点から、前回より変更しておりません。

⇒原価算定の前提諸元（平成24年7-9月実績）
 為替レート：78.9円/\$ 原油通関CIF価格105.9\$/b

燃種別の火力燃料価格のH27年度比較

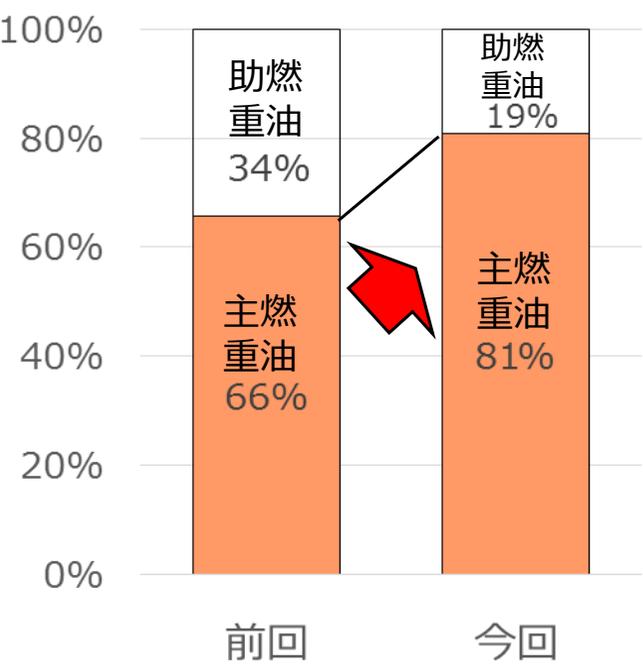
	①前回 (H27)	②今回 (H27)	差引 (②-①)	単価変動要因
重油 (円/kl)	64,274	63,631	▲643	割安な重油銘柄比率の上昇
原油 (円/kl)	64,502	63,871	▲631	数量増による固定費比率の低下
LNG (円/t)	72,714	72,714	±0	-
石炭 (円/t)	11,868	11,862	▲6	銘柄構成比率の変動にともなう低下
木質ペレット (円/t)	16,762	16,762	±0	-

4. 今回申請原価に織込んでいる燃料価格の考え方について②

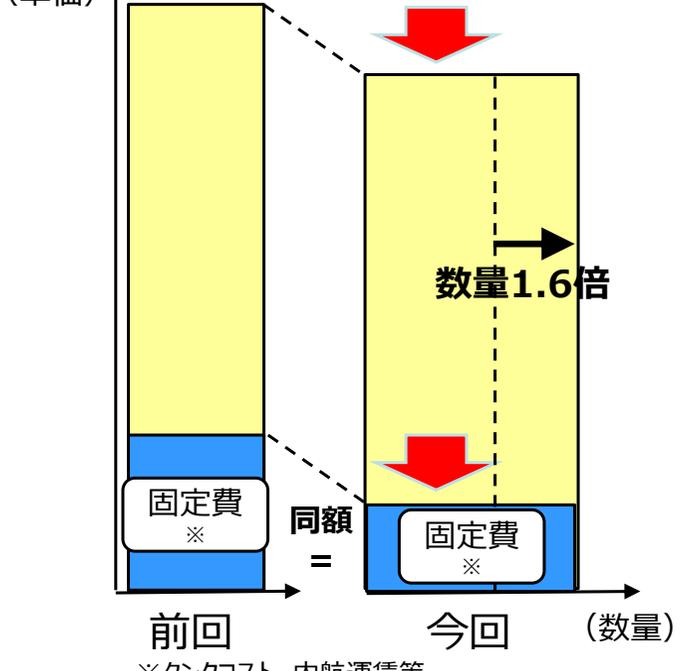
- 各燃種の単価変動要因は、以下のとおりです。
 - ・重油：重油には、脱硫装置がついている発電所で利用する主燃重油と、各発電所で着火剤として利用する助燃用重油がありますが、発電所の稼働率増加に伴い、相対的に割安な主燃重油の比率が増加し、単価が減少しております。
 - ・原油：調達金額には変動費部分と固定費部分がありますが、数量は増加した一方、固定費部分は前回認可値で据え置いていることから、固定費部分の単価が減少しております。
 - ・石炭：調達数量が減少したことに伴い、外航船単位で数量を減らした結果、相対的に割安な銘柄の比率が上昇し、単価が減少しております。

いずれも前回認可時のH27年度と、今回（H27年度）の比較

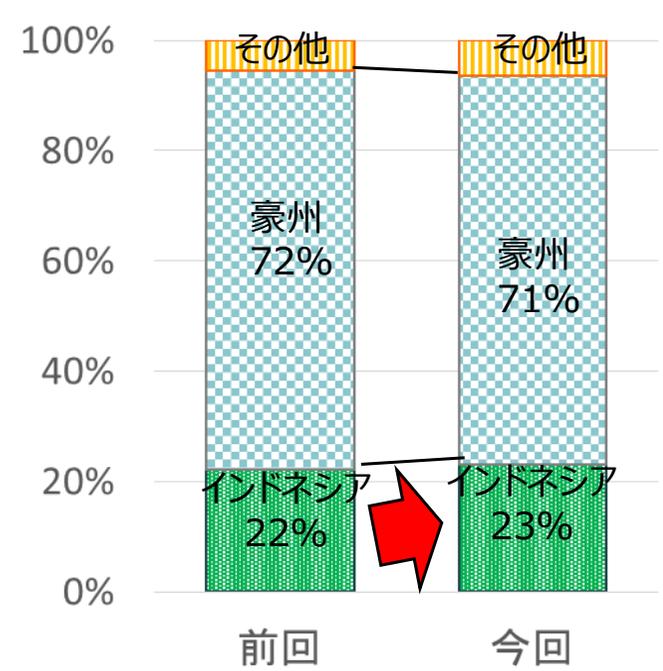
(重油) 主燃/助燃比率の推移



(原油) 単価減少イメージ



(石炭) 国別調達比率の推移

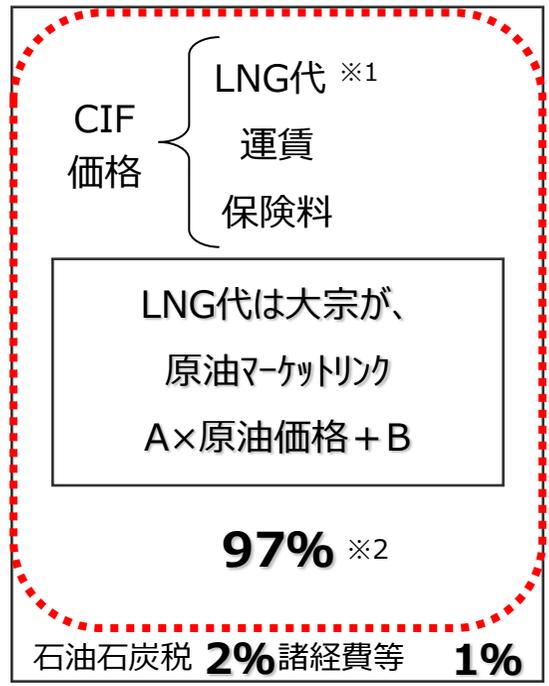


【参考②】燃料価格の内訳イメージ

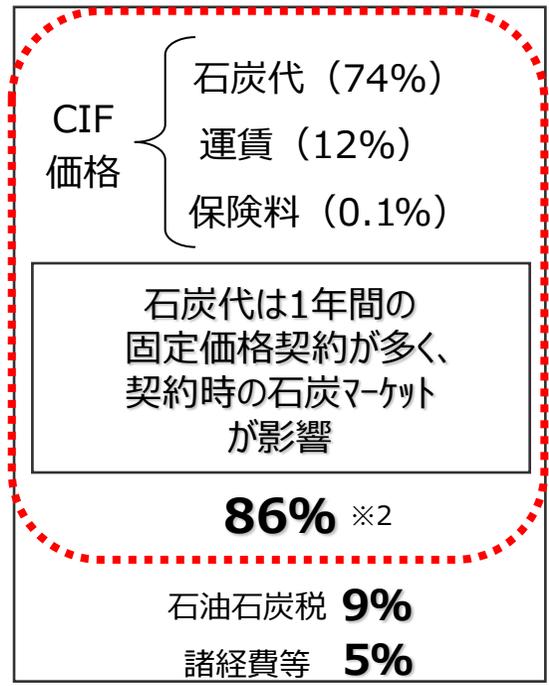
- 燃料価格は、CIF価格（品代、運賃、保険料）、石油石炭税、その他諸経費等で構成されます。
- 燃料価格の大部分は国際的なエネルギーマーケットにリンクするCIF価格ですが、そのような状況下でも、サプライ・チェーン全体を通じて調達の経済性、柔軟性、安定性を追求しております。

(第12回審査専門委員会資料10-1より一部抜粋)

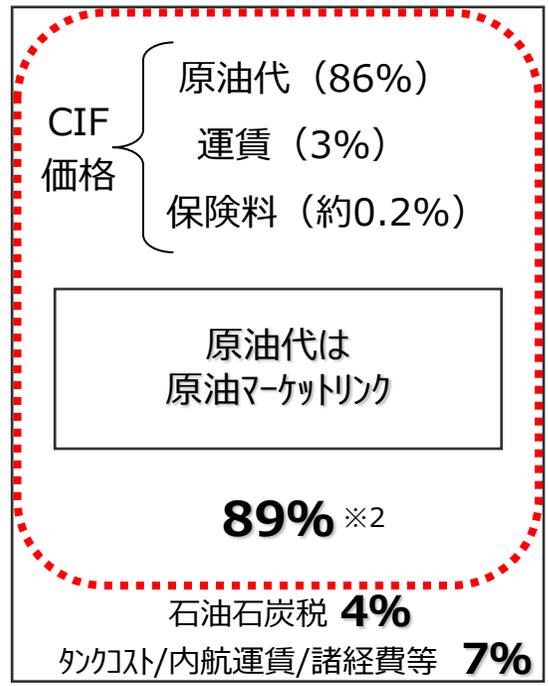
LNG価格



石炭価格



原油価格



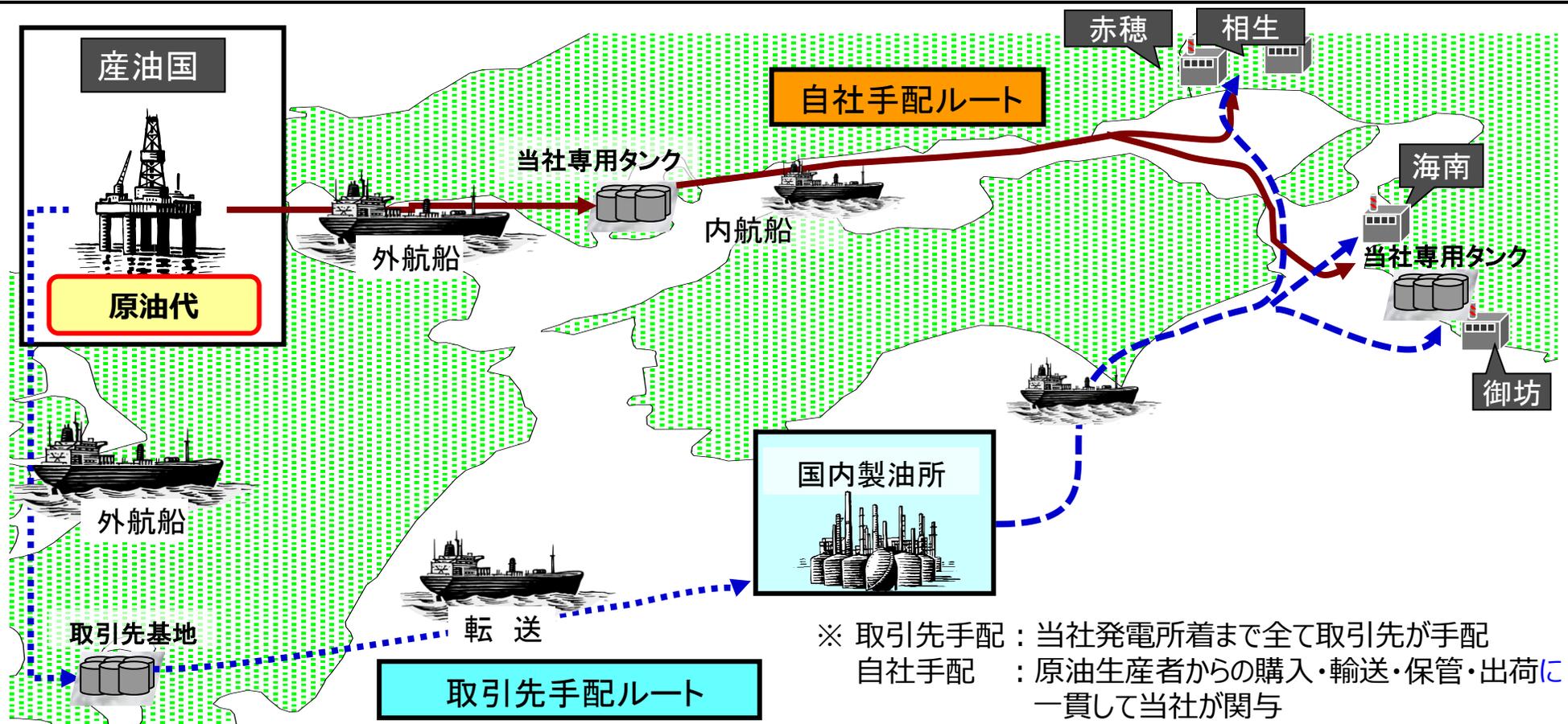
※1 LNG価格はLNG代・運賃・保険料込みの価格で決まることが多い
 ※2 比率は前回申請時のH25～27年度平均購入単価ベース

上記の点線で囲んでいる部分がCIF価格（マーケットリンク）パーセンテージは、購入価格に対する各構成要素の割合

Ⅱ．火力燃料費削減に向けた当社の取組み①
（原油の使用可能銘柄数の拡大）

5. 当社の原油調達の基本적인考え方について

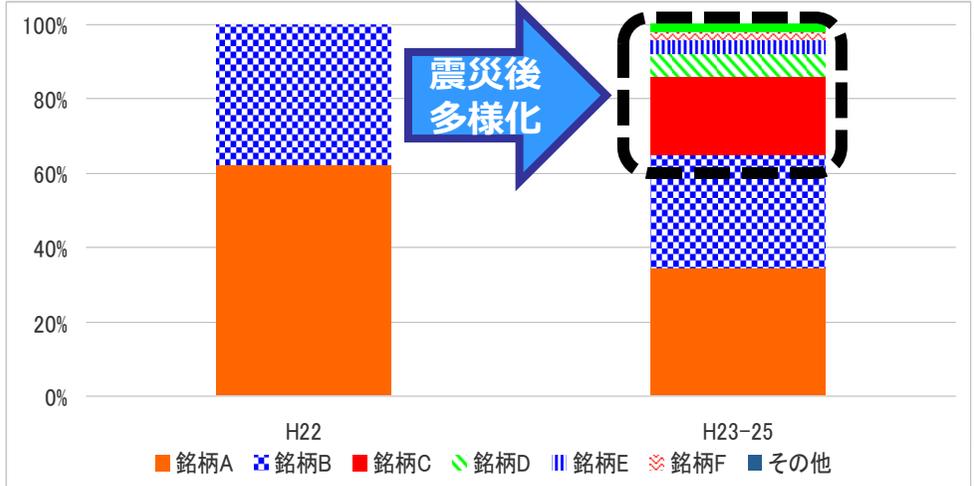
- 石油火力発電所は当社の需給変動対応の要であるため、2つの原油調達ルート（取引先手配/自社手配※）を構築し、供給安定性と調達柔軟性を高めるとともに、2つのルートを有することが諸経費を含めた価格面での牽制材料となり、ルート間での価格競争を促しております。
- 価格のうち大宗を占める原油代は、基本的に産油国の政府公式価格を基準として決定するため、価格低減の余地が限定的となりますが、当社は使用可能な原油の銘柄を多様化することで、更なる経済性を追求しております。



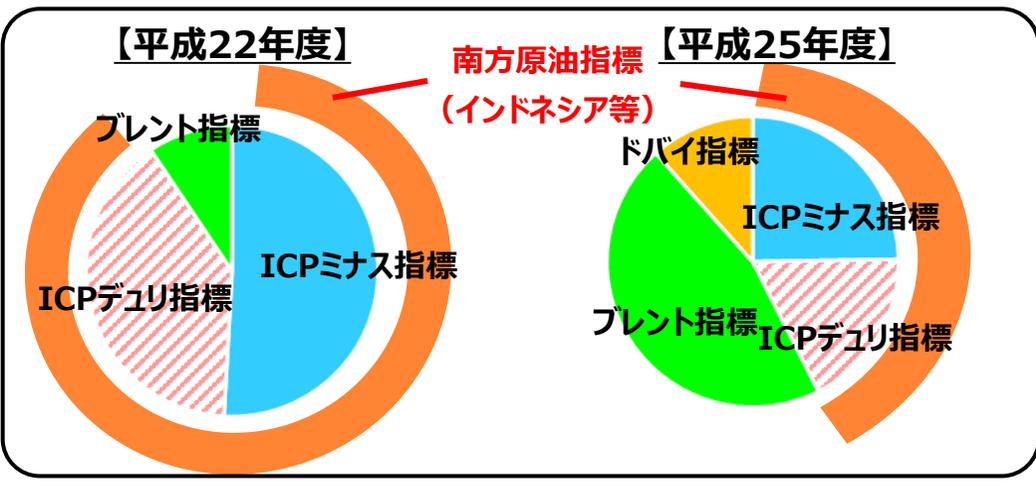
6. 原油調達価格低減に向けた課題と取組みについて

- 原子力の再稼働遅延に伴い、石油火力発電所の稼働が増加していることから、主力として使用できる銘柄は、豊富な供給力を有し、安定的に調達することができる銘柄に限られます。
- 加えて、石油火力発電所において、性状の大きく異なる燃料を同一の発電所で使用することは、設備運用上の課題(※)もあります。
- その中でも当社は、供給安定性および経済性の確保を目的として、使用可能な原油の銘柄ならびに価格指標を多様化する努力を継続しており、その時々原油市場の中から、より安価なものを選択できるようにしております。その結果、当社発電所で使用した原油銘柄数の至近実績は他電力会社よりも多くなっております。【H23～H25年度：23銘柄 (参考) 他電力会社：10銘柄程度】

【発電所Xにおける使用銘柄の多様化例】



【当社の原油調達における価格指標比率】



※【性状の異なる燃料を混焼する際の課題】

- 燃焼時の課題 粘度等の性状の違いに伴い、ボイラでの燃焼が不安定となり、失火や設備汚損、環境負荷増大等が発生する懸念。
- 保管時の課題 同一タンクで貯蔵すれば、揮発分等の性状の違いに伴う加温の要否等により、油の凝固や発火等が発生する懸念。

【参考③】原油調達における制約事項：環境規制

○火力発電所の運転にあたっては、法律や自治体との協定により、硫黄酸化物、窒素酸化物、煤じんの排出量や、排水の水質等について、厳しい環境規制が適用されております。
発電所ごとに複数の自治体と環境保全協定を締結しており、同協定に準拠した性状を有する銘柄を選定する必要があります。そのため、燃料受入の都度、性状分析を行い、厳正な管理に努めております。

○他エリアの発電所においては、硫黄分の高い原油や重油をそのまま使用できる例もありますが、当社の発電所においては、環境規制を踏まえ、超低硫黄の原油を中心に使用しております。

＜参考：原油に含まれる硫黄分の規制＞

- * 脱硫装置未設置の当社発電所で使用する原油 : 0.1%程度
- * 脱硫装置設置の当社発電所で使用する原油 : 1.0%程度
- * 主要な中東産原油 : 1～2%程度

○また、新規燃種・銘柄の受入にあたっては、発電所によって、脱硫装置の有無や、タンク設備などの特性が異なっており、各々の発電所に適った選定をするために、技術検討ならびに燃焼試験を実施する必要があるため、石油火力機の高稼働が続く状況下での実施には困難を伴いますが、当社では原油銘柄の多様化に向けた努力を継続してまいります。

【燃料性状分析の様子】



【脱硫装置】



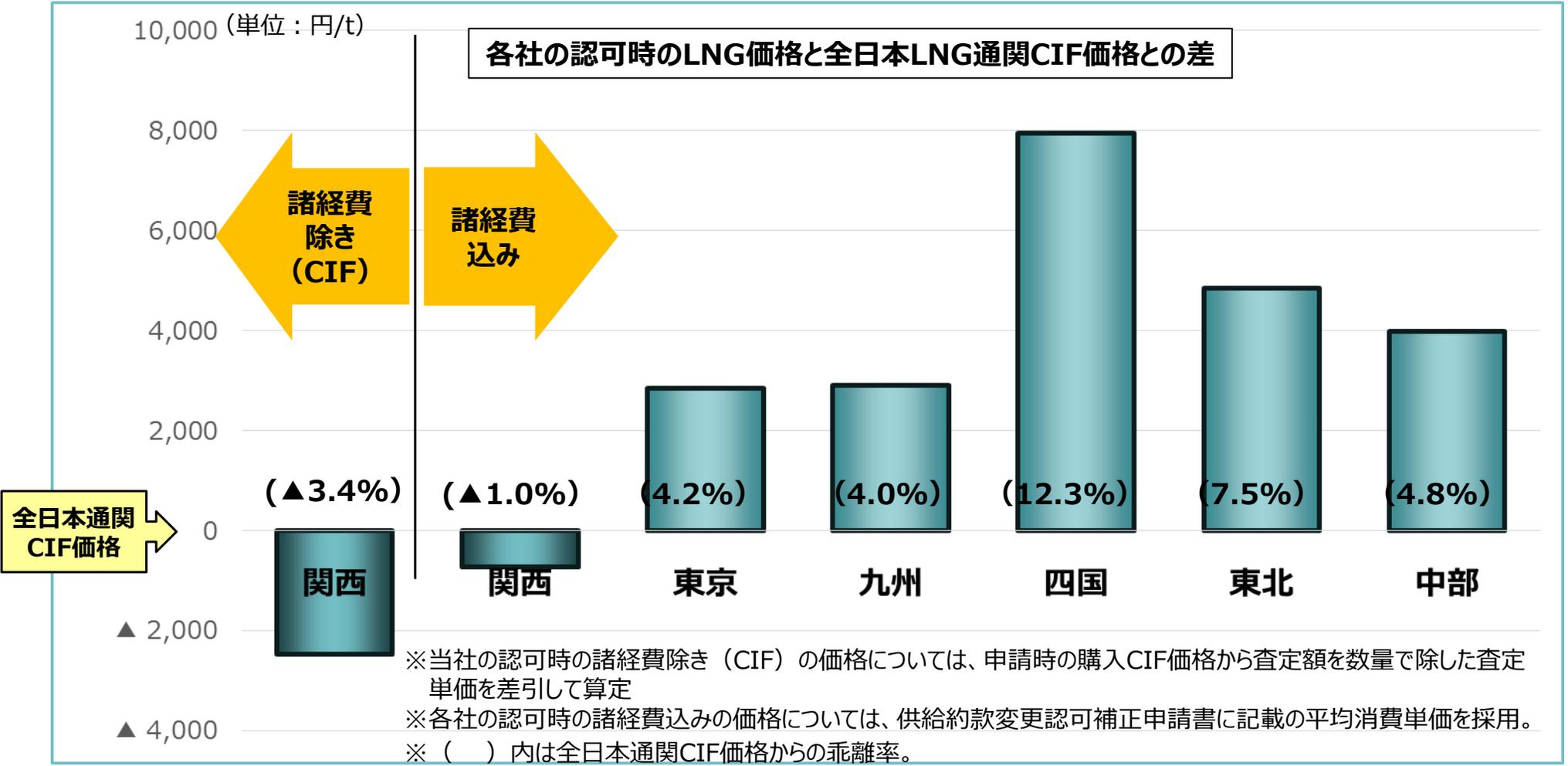
【燃焼試験スケジュール例】

- 燃焼安定性の確認・調整ならびにプラント効率最適調整（～7日）
- 環境対策設備における規制値に対する最適調整（～3日）
- 出力変化追従性の調整（～7日）

Ⅲ. 火力燃料費削減に向けた当社の取組み②
(LNG調達価格低減にかかる取組み)

7. 前回認可時のLNG価格について

- 各社の認可時のLNG価格（3カ年平均）を、各社の料金の前提となる全日本通関CIF価格からの乖離率で見た場合、諸経費が含まれていることもあり、4.0%～12.3%上回る水準となっております。
- 他方、当社の前回認可時のLNG価格は、CIF価格ベースで▲3.4%、諸経費を含めた価格でも▲1.0%、全日本通関CIF価格を下回る水準となっております。



8. LNG調達価格低減に向けた取組み①（平成25、26年度の取組み）

○当社としては、前回認可単価の水準の実現に向け、調達価格の低減に取り組んでおります。25年度は、査定額を吸収するには至りませんでした。26年度は、査定額を吸収できる見通しです。

【LNGの調達におけるH25・26年度の効率化額】

（単位：億円）

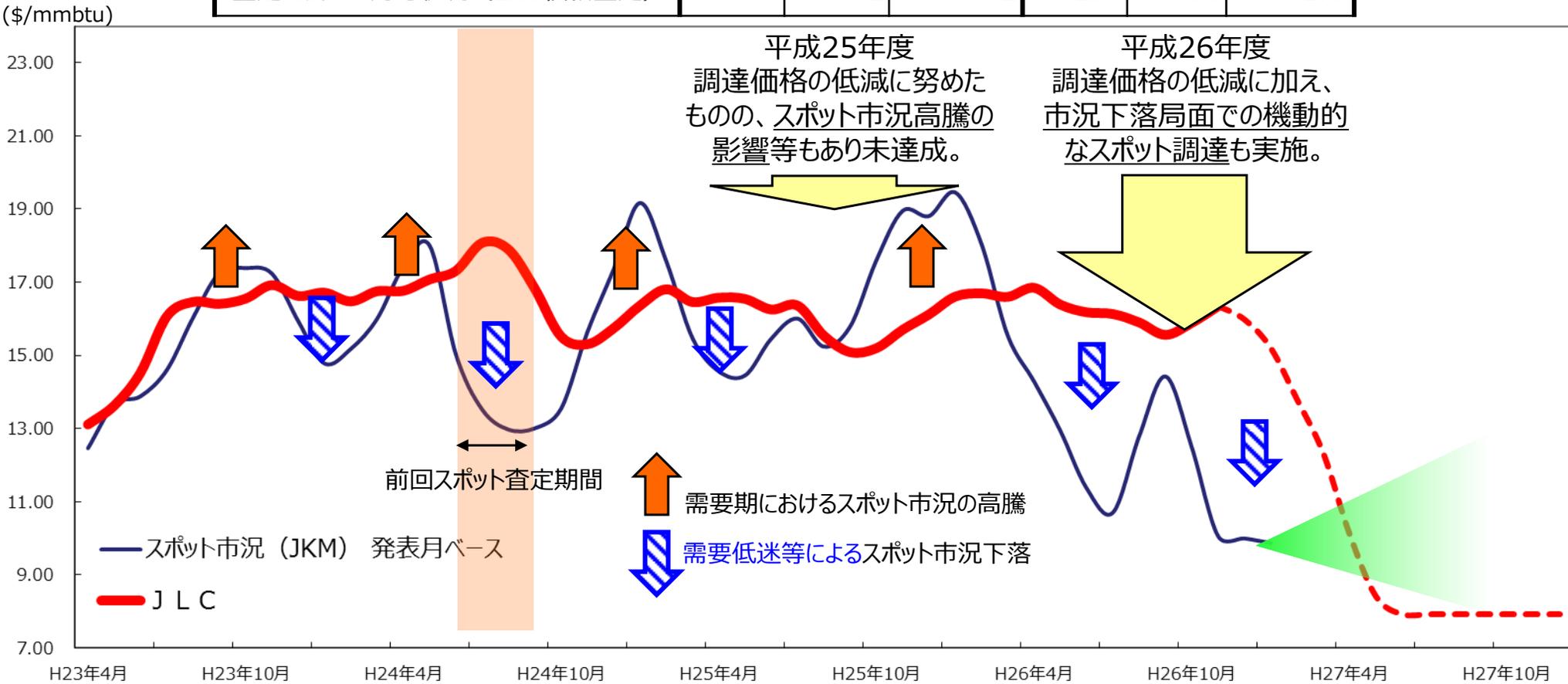
項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	
現行料金に反映している経営効率化	2	2	0	2	2	0	LNG:輸入代行手数料の引下げを実施
査定方針への対応状況（LNG価格査定）	0	42	▲42	230	53	177	25項参照
合計	2	44	▲42	232	55	177	—

8. LNG調達価格低減に向けた取組み②（平成25、26年度の取組み）

- スポット市況（JKM）は、国際的な需給状況の変動に応じて、JLCに対してプラス・マイナス双方に大きく振れる傾向にあり、先行きがどうなるかは見通せない状況です。
- 当社は市況の動向を踏まえながら、機動的なスポット調達を行うことで、コスト低減に努めております。

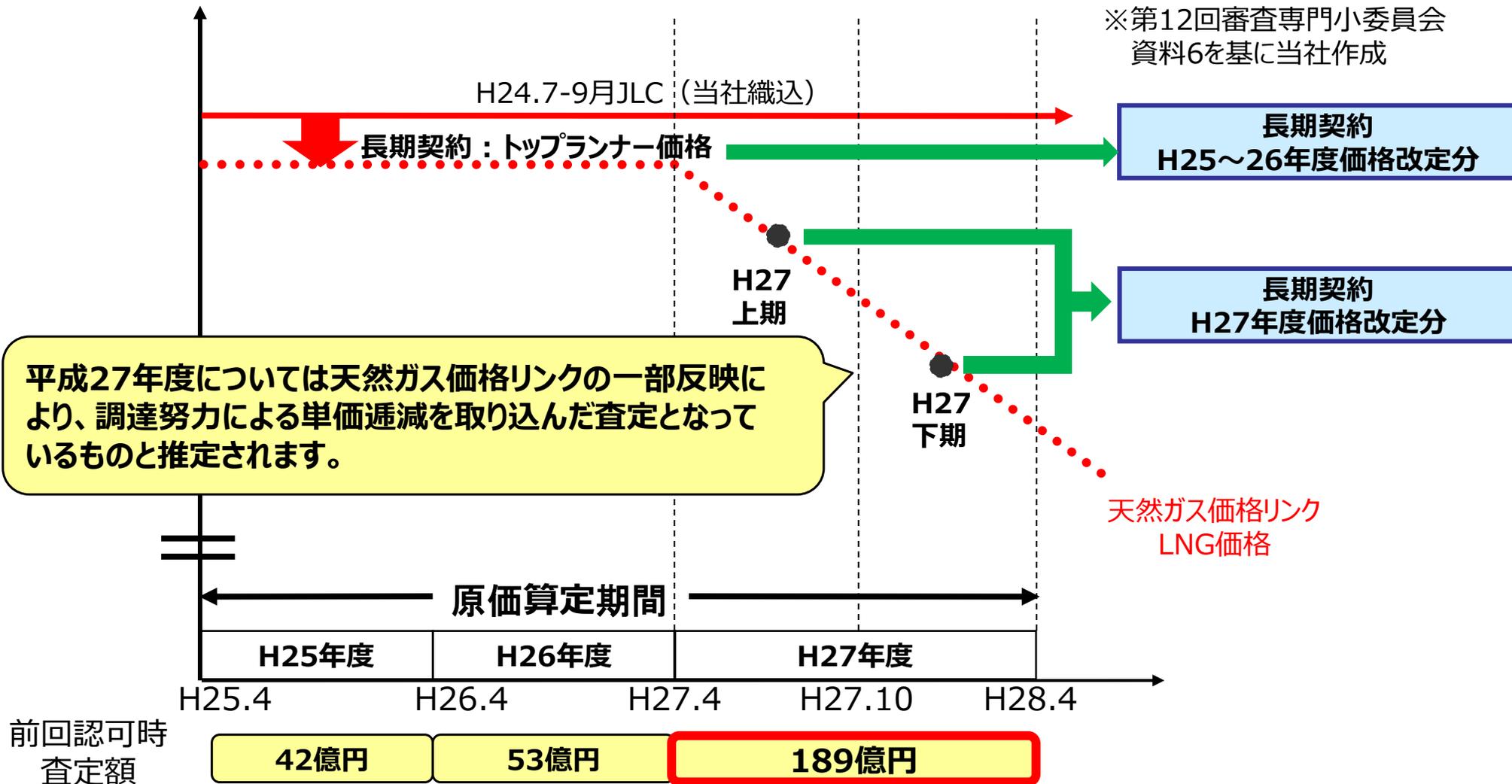
項目	平成25年度			平成26年度		
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]
査定方針への対応状況（LNG価格査定）	0	42	▲42	230	53	177

（単位：億円）



8. LNG調達価格低減に向けた取組み③ (前回認可時の平成27年度の価格)

○27年度については、天然ガス価格リンクを一部反映するなど、将来の効率化努力を先取りした価格とされており、当該認可単価の実現は、25年度、26年度と比べても、さらに厳しい水準であると考えております。



8. LNG調達価格低減に向けた取組み④（平成27年度の取組み）

○27年度の査定額189億円は、26年度の査定額53億円に比べても、非常に厳しい水準であると考えておりますが、引き続き最大限の効率化努力を行っており、今回申請原価に織込んでいる通り、当該認可単価水準の実現に向けて取り組んでおります。

【具体的な取組みの事例】

1. 市況緩和時の国際入札の実施

市況緩和時の入札により、売主間の競争を促進することで調達価格の低減に取り組んでおります。今後も、市況に応じて機動的な入札を実施していきます。

2. LNG輸入代行手数料の更なる削減

契約先との粘り強い交渉、委託範囲の見直し等により、LNG輸入代行手数料について、現行料金に反映している経営効率化からの更なる削減に取り組んでおります。今後も手数料削減に向けた交渉を継続していきます。

3. 海外買主との共同調達

市況緩和時にはボリュームメリットを活用した交渉が有効な場合もあることから、海外買主との共同調達により、調達価格の低減に取り組んでおります。今後も、共同調達が有効だと判断される場合には、積極的に活用していきます。

4. 市況の動向を踏まえた機動的なスポット調達によるコスト低減

【LNGの調達における料金原価に織り込んだ効率化額】

（単位：億円）

項目	現行料金の 効率化計画 (A)	査定額 (B)	効率化 深掘額 (C)	今回 効率化計画 (A)+(B)+(C)
・LNG輸入代行手数料の削減	2	-	α	2
・LNG購入価格にかかる査定対応	-	189	11	200
合計	2	189	11	202

8. LNG調達価格低減に向けた取組み⑤（将来的な取組み）

【事例】 調達先・価格指標の多様化

- 調達先や価格指標の多様化により、燃料の調達安定性のさらなる向上、価格変動リスクの低減、売主に対する価格牽制力の確保が可能となり、中長期的な観点から取組みを進めております。
- 具体的には、原価算定期間中には効率化効果が表れないものの、BPシンガポール社からのLNG調達（H29年度より50万 t /年）に加え、米国のキャメロンLNGプロジェクトおよびコーブポイントLNGプロジェクトから、天然ガス価格を価格指標として、LNGを調達する予定です。これにより、将来の燃料調達コストの低減を実現してまいります。

コーブポイントLNGプロジェクトからの調達

事業者（売主）	ドミノンコーブポイントLNG社（住友商事株式会社）
生産能力	525万 t /年
当社調達量	生産開始（H29年後半予定）から約20年間、約80万 t /年

キャメロンLNGプロジェクトからの調達

事業者（売主）	キャメロンLNG社（三井物産株式会社）
生産能力	1,200万 t /年
当社調達量	生産開始（H30年予定）から約20年間、約40万 t /年

8. LNG調達価格低減に向けた取組み⑥ (将来的な取組み)

[事例] LNG船の自社保有

- LNG船を自社保有することで、輸送力の長期安定的な確保に加え、需要に応じた最適かつ効率的なLNG輸送が可能となります。
- プルートLNGプロジェクト向けに運航しているLNG EBISU号に加え、オーストラリアパシフィックLNGプロジェクト、イクシスLNGプロジェクト等からのLNG輸送向けに計2隻の省エネ型新造船の自社保有を決定しており、現在建造中です。これにより、将来の燃料輸送コストの低減を実現してまいります。

<LNG EBISU号>

1隻目	建造造船所	川崎造船株式会社 (現、川崎重工業株式会社)
	保有会社	LNG EBISU Shipping Corporation (関西電力70%、商船三井15%、飯野海運15%)

<LNG 省エネ型新造船>

2隻目	建造造船所	川崎重工業株式会社
	保有会社	LNG FUKUROKUJU Shipping Corporation (関西電力70%、商船三井30%)
3隻目	建造造船所	三菱重工業株式会社
	保有会社	LNG JUROJIN Shipping Corporation (関西電力70%、商船三井30%)

【LNG船イメージ】



<川崎重工業特製>



<三菱重工業特製>



9. 石炭調達価格低減に向けた取組み①

- 石炭調達価格についても、前回認可単価の水準の実現に向け、価格低減に取り組んでおり、25年度、26年度とも、効率化計画を上回り、査定額も吸収する見通しです。
- また、27年度についても、今回申請原価に織込んでいる通り（27年度効率化織込み額：2億円）、当該認可単価水準の実現に向けて取り組んでまいります。

【石炭の調達におけるH25・26年度の経営効率化の状況】

（単位：億円）

項目	平成25年度			平成26年度			差分説明
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	
現行料金に反映している 経営効率化	2	2	α	3	2	1	共同調達による安価な輸入炭を 購入
査定方針への対応状況 (石炭価格査定)	32	2	30	23	3	20	価格指標・契約時期の多様化
合計	34	4	30	26	5	21	—

【石炭の調達における料金原価に織り込んだ効率化額】

項目	現行料金の 効率化計画(A)	査定額 (B)	効率化深掘額 (C)	今回効率化計画 (A)+(B)+(C)
・他社との連携および調達先の分散化による価格削減	2	—	0	2
・石炭購入価格の引下げ等	—	2	0	2
合計	2	2	0	5

9. 石炭調達価格低減に向けた取組み②

○具体的な取組みについては、以下のとおりです。

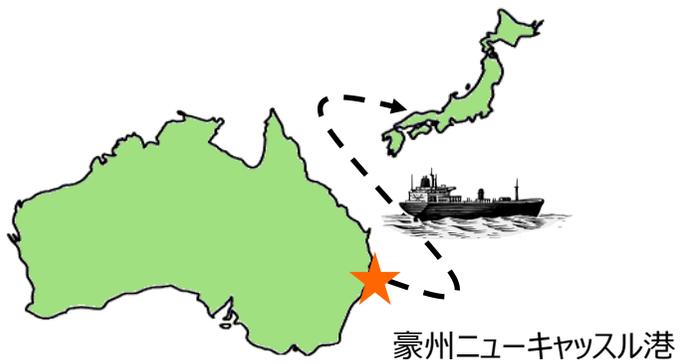
1. 他社との連携による価格削減

シェールガス増産による米国内石炭需給緩和局面を捉え、他社との連携を通じ、ボリュームメリットを活用した共同調達を実施することで、更なる経済性の向上に取り組んでおります。

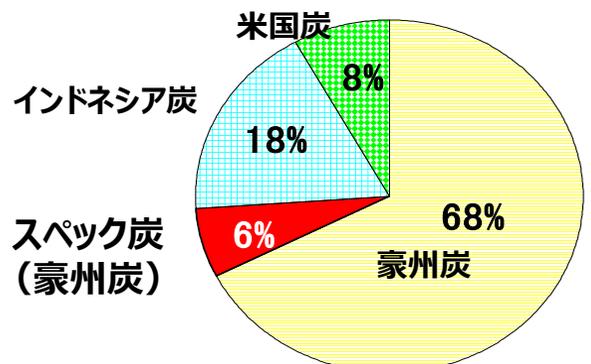
- 売主：オックスボウ・コール&ペトコーク社
 - 買主：九州電力株式会社、関西電力株式会社
 - 期間：平成24年10月から 1年間
 - 数量：約100万トン（2社合計）
- 〔平成25年10月より1年間契約延長実施
契約延長につき協議中〕

2. スペック炭の調達

発電所運用に支障を来たさない範囲で、豪州炭を「スペック炭」に順次切り替えていくことで、調達価格の低減に取り組んでおります。「スペック炭」とは、契約上の性状範囲内で、複数の銘柄を混ぜて作られるものであり、銘柄を指定しないことから、従来より割安な調達が可能となります。

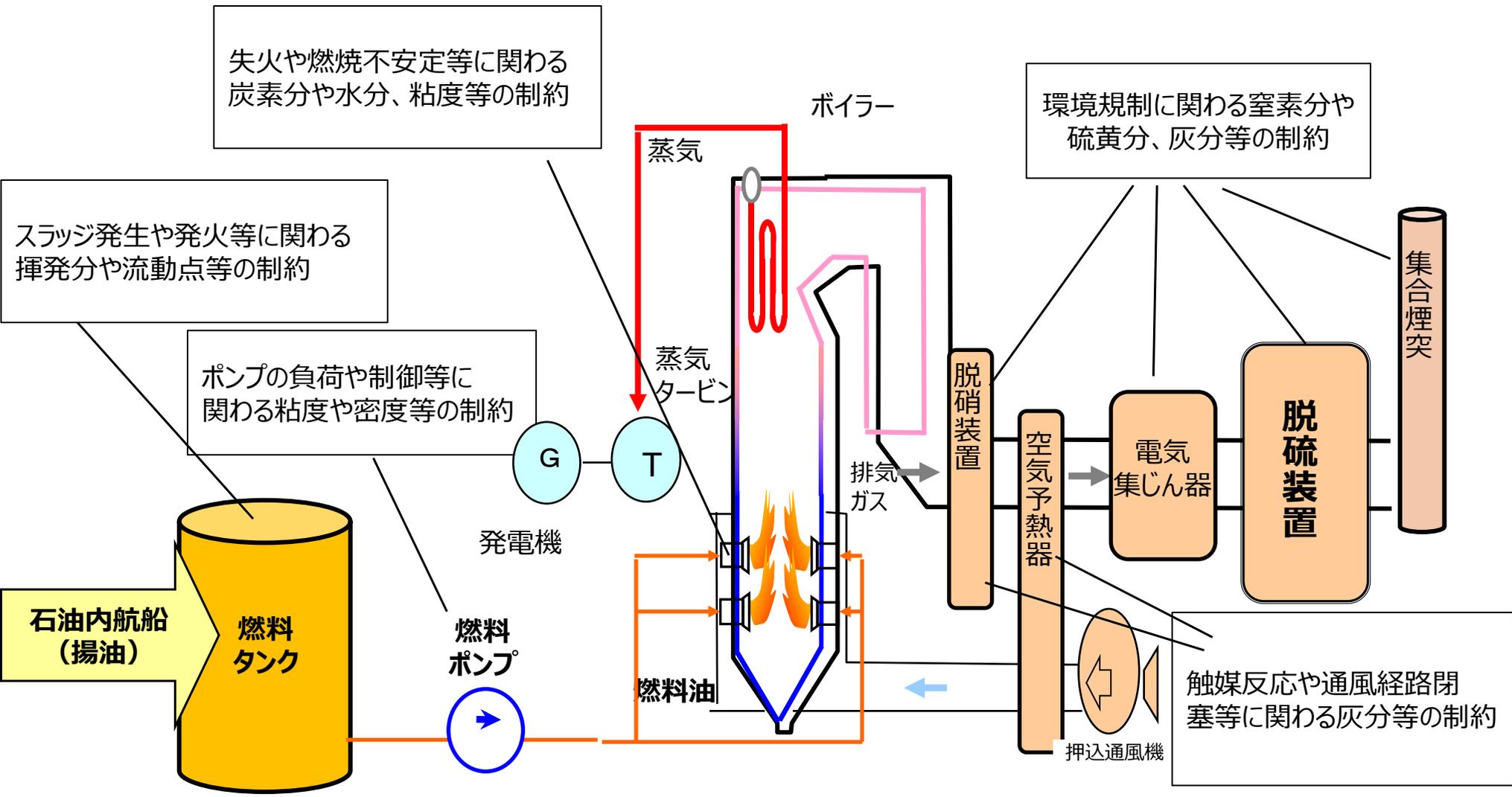


<平成25年度調達実績>



【参考④】石油火力発電所における環境規制と設備特性

○同一の発電所において、性状の異なる燃料を用いる場合は、貯蔵／供給／燃焼／排気といったそれぞれの過程で、設備特性上の制約が数多く存在する中、それらを一つ一つ解決し、発電や運用に支障を来たさないよう対応する必要があります。



【参考⑤】火力発電単価低減に向けた取り組み

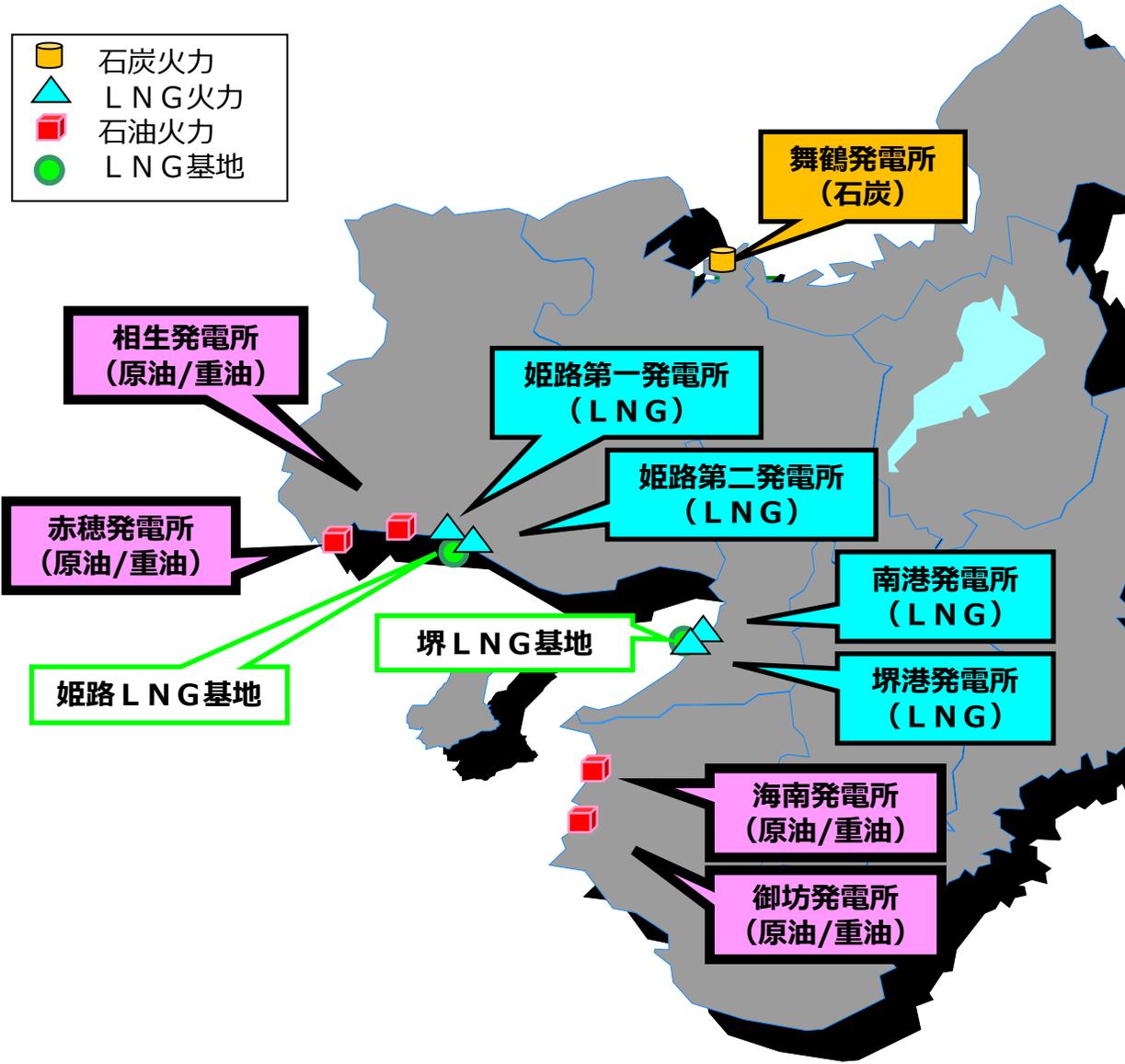
【事例】 姫路第二発電所のコンバインドサイクル発電方式への設備更新時期前倒し

- 火力発電方式からコンバインドサイクル発電方式への設備更新により、姫路第二発電所の熱効率は42%から世界最高水準の約60%に向上し、発電電力量あたりの燃料費は更新前に比べ約30%減少します。
- 燃料費のさらなる削減を目指し、発電設備の製作期間や据付工事期間の短縮などによる更新時期の前倒しに取り組んでおり、今回申請した電気料金には、更新時期前倒しに伴う費用低減効果を織り込んでおります。

	前回改定	今回改定
1号機	H25.10	<u>H25.8 (運開済)</u>
2号機	H25.12	<u>H25.11 (運開済)</u>
3号機	H26.4	<u>H26.3 (運開済)</u>
4号機	H26.9	<u>H26.7 (運開済)</u>
5号機	H27.2	<u>H26.9 (運開済)</u>
6号機	H27.6	<u>H27.3 予定</u>

	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	火力発電方式	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8月(1号機) ~27年3月(6号機予定)
全体イメージ	(現状) 	(設備更新後) 

【参考⑥】当社の火力発電所概要

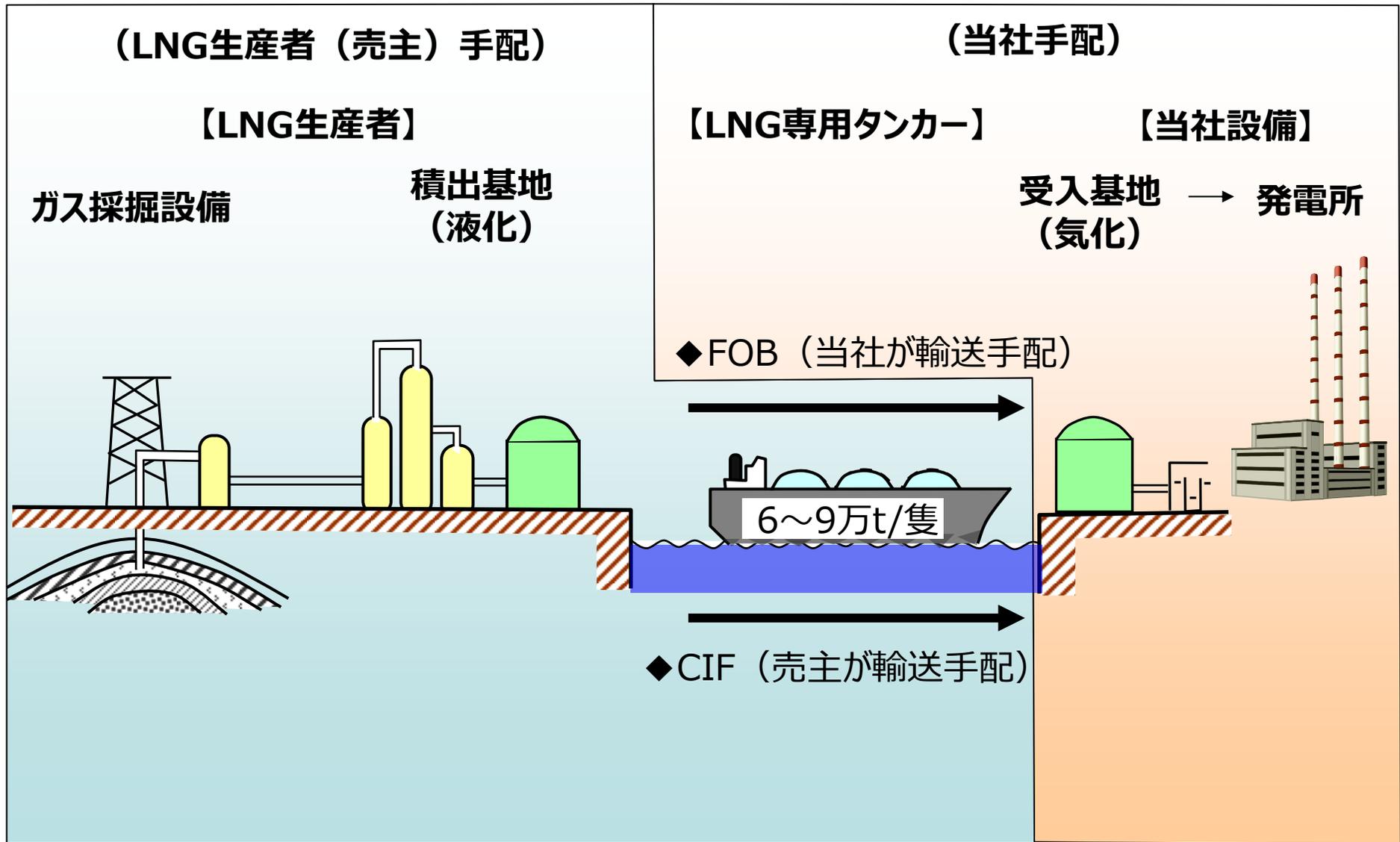


	発電所名	認可最大出力 (千kW)	主要燃料
1	舞鶴	1,800	石炭
2	姫路第一	1,507	LNG
3	姫路第二 (既設)	1,200	LNG
	姫路第二 (新設)	2,919※	LNG
4	南港	1,800	LNG
5	堺港	2,000	LNG
6	海南	2,100	石油系
7	御坊	1,800	石油系
8	相生	1,125	石油系
9	赤穂	1,200	石油系
10	関西国際空港 エネルギーセンター	40	都市ガス 灯油

※全台運転開始後 (H27.3月予定)
 ※長期計画停止分は除く

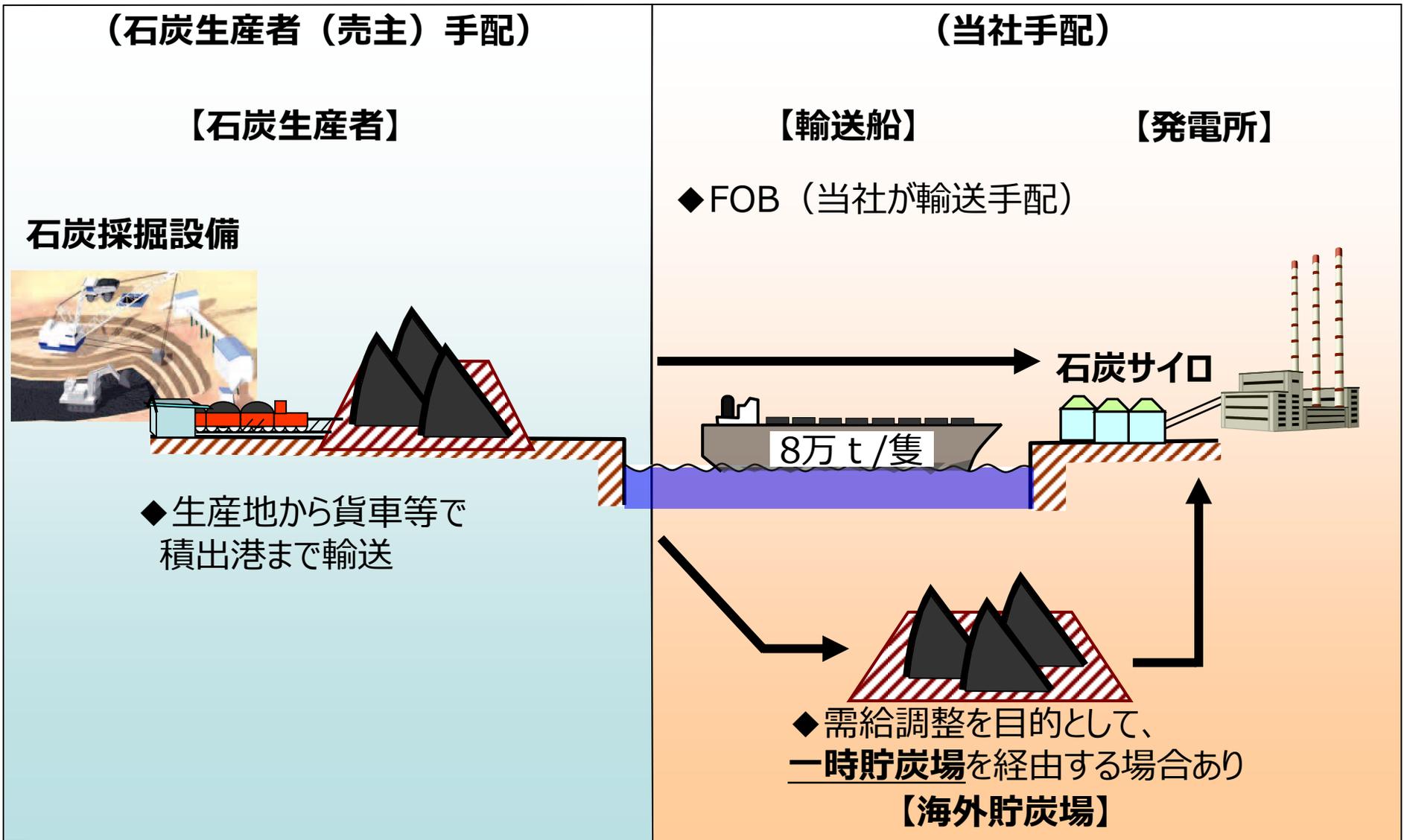
【参考⑦】LNG調達チェーンについて

LNG調達チェーン



【参考⑧】石炭調達チェーンについて

石炭調達チェーン



【参考⑨】火力燃料費の効率化額

【現行料金に反映している経営効率化】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			平成27年度		
	実績 [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	計画 [B]	差引 [A]-[B]
姫路第二発電所のコンバインドサイクル化による燃料費削減	161	147	14	471	419	53	582	549	33
LNG輸入代行手数料の削減	2	2	0	2	2	0	2	2	α
他社との連携および調達先の分散化による石炭価格削減	2	2	α	3	2	1	2	2	0
合計	165	151	14	476	423	53	586	553	33

【査定方針への対応状況】

(単位：億円)

項目	平成25年度			平成26年度			平成27年度		
	実績 [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]	見通し [A]	査定 [B]	差引 [A]-[B]
LNG価格査定	0	42	▲42	230	53	177	200	189	11
石炭価格査定	32	2	30	23	3	20	2	2	0
合計	32	44	▲12	253	56	197	203	192	11

効率化計画分 + 査定対応分	197	195	2	729	479	250	788	745	44
----------------	-----	-----	---	-----	-----	-----	-----	-----	----

3. 核燃料費

1. 核燃料費の算定概要

- 核燃料費は、原子力運転計画に基づき算定しております。
- 核燃料減損額については、装荷核燃料の取得原価のうち、当期の燃焼度合に応じて算定しております。
- 今回改定の核燃料費は、大飯原子力発電所の不稼動、高浜原子力発電所の再稼動遅延に伴う原子力発電量の減少により、前回改定に比べ159億円減少しております。

(単位：億円、億kWh、円/kWh)

		①前回 (H25-27平均)			②今回 (H27)			差引 (②-①)		
		燃料費	電力量	単価	燃料費	電力量	単価	燃料費	電力量	単価
核燃料 減損額	美浜1号機	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	美浜2号機	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	美浜3号機	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	高浜1号機	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	高浜2号機	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	高浜3号機	51	61	0.83	18	26	0.70	▲33	▲35	▲0.13
	高浜4号機	41	59	0.69	21	30	0.70	▲20	▲29	0.01
	大飯1号機	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	大飯2号機	0	0	-	0	0	-	0	0	-
	大飯3号機	54	88	0.62	0	0	-	▲54	▲88	-
	大飯4号機	51	88	0.59	0	0	-	▲51	▲88	-
小計	197	296	0.67	39	56	0.70	▲158	▲239	0.03	
核燃料減損修正損		3	-	-	3	-	-	α	-	-
濃縮関連費		0	-	-	0	-	-	0	-	-
核燃料費合計		201	296	0.68	42	56	0.75	▲159	▲239	0.07

※同一発電所ユニットであっても運転サイクルによって装荷核燃料の価格が異なるため、今回単価と前回単価は一致しない。

※核燃料減損修正損とは、燃料取出時に設計燃焼度に対して燃焼度の未達があり廃棄する場合や、一時保管済み燃料を廃棄する場合に、電気事業会計規則に基づき費用計上するもの。

[凡例]  運転期間を示しています

		H27年度
美浜	1号機(34.0万kW)	
	2号機(50.0万kW)	
	3号機(82.6万kW)	
高浜	1号機(82.6万kW)	
	2号機(82.6万kW)	
	3号機(87.0万kW)	H27.11 
	4号機(87.0万kW)	H27.11 
大飯	1号機(117.5万kW)	
	2号機(117.5万kW)	
	3号機(118.0万kW)	
	4号機(118.0万kW)	
原子力利用率		6.6%

電気事業会計規則 第28条

核燃料が燃焼により減損したときは、当該核燃料の燃焼割合に応じて適正に減損価額を算定し、その金額を当該核燃料勘定から減額しなければならない。

電気事業会計規則取扱要領 第57

装荷核燃料の減損価額の計算については、炉心別又は装荷単位別に次の算式によって算定するものとする。

$$\text{装荷核燃料の取得原価} \times \frac{\text{当該核燃料の当該事業年度における実績燃焼度}}{\text{当該核燃料の設計燃焼度}}$$

