

# 調整力コストについて

平成27年10月

関西電力株式会社

# 調整力コストについて

■ 電力システム改革の議論や新たな省令等に基づき、一般送配電事業に必要な調整力コストとして、周波数制御・需給バランス調整およびブラックスタートに係る費用を発電費から特定し、託送料金原価に反映しました。

## 【一般送配電事業者が発電事業者から機能の提供を受ける業務】

	業務
周波数制御・需給バランス調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>瞬時の需給変動に伴う周波数変動に対する調整力を確保し、周波数を一定範囲に制御</li> <li>電源トラブルや需要増加（減少）に応じた発電機出力調整</li> </ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>管轄エリアの信頼度を維持するために行う業務 潮流調整、電圧調整、系統保安ポンプ、ブラックスタート</li> </ul>

## 【調整力コストの託送料金原価への織込み】

	現行の託送料金原価の整理	今回申請した託送料金原価の整理	
周波数制御・需給バランス調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>周波数調整機能等を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅相当（最大3日平均電力の5%）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>周波数調整機能等を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅相当（最大3日平均電力の7%）</li> </ul>	①
		<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力の供出を求めることで生じる発電計画の調整による部分負荷運転等に伴う増分費用（燃料費）</li> </ul>	
その他	潮流調整	織込みなし	③
	電圧調整	織込みなし	
	系統保安ポンプ	織込みなし	
	ブラックスタート	織込みなし	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>今回、持ち替え電源の特定が困難であったため、織り込まず。</li> <li>過去3カ年（H24～H26）に実績がなかったため、織り込まず。</li> <li>過去3カ年（H24～H26）に実績がなかったため、織り込まず。</li> <li>ブラックスタートにかかる設備の減価償却費、事業報酬</li> </ul>	④

# 調整力コストの託送料金原価への織込み

- 今回再算定した託送料金原価における、調整力コストの織込額については、以下のとおりです。
- 算定した結果、託送料金原価に与える影響額については、+179億円（+0.12円/kWh）となります。

## 【調整力コストの託送料金原価への織込み】

(億円、円/kWh)

	前回 [1]	今回 [2]	影響	
			原価 [2]-[1]	単価
周波数制御・需給バランス調整				
① 固定費	167	220	+53	+0.04
② 部分負荷運転等に伴う増分費用	—	126	+126	+0.08
その他				
③ 潮流調整、電圧調整、系統保安ポンプ	—	—	—	—
④ ブラックスタート	—	α	+α	α
計	167	346	+179	+0.12

# ① 周波数調整等の業務に係る固定費の算定

■ 水力発電費・火力発電費のうち、周波数調整機能等を有する発電所の占める帳簿原価比率をもとに抽出対象となる固定費を特定し、これに周波数調整機能等を有する発電所の認可出力に対する最大3日平均電力の7%（一般送配電事業者が年間計画時点で確保する必要がある調整力）の出力調整幅相当の割合を乗じて、周波数調整等の業務に係る水力・火力設備の固定費を特定しております。

## 【周波数調整等の業務に係る固定費の算定】

○ 水力発電設備及び火力発電設備のうち周波数制御機能を有する発電所の占める帳簿原価比率

	水力発電設備	火力発電設備
帳簿原価比率（H25～27年度平均値）	84.80%	100.00%

○ 周波数調整機能等を有する発電所の認可出力に対する最大3日平均電力の7%の出力調整幅相当の割合

$$2,856 \text{万 kW}(\ast 1) \times 7\%(\ast 2) \div (779 \text{万 kW}(\text{水力}\ast 3) + 1,618 \text{万 kW}(\text{火力}\ast 3)) = 8.34\%$$

※ 1：最大3日平均電力のH25～27年度平均値

※ 2：送配電事業者が年間計画時点で確保する必要がある調整力

※ 3：周波数制御機能を有する発電設備の認可出力のH25～27年各8月平均値

○ 周波数調整等の業務に係る固定費

水力発電費・火力発電費のうち  
周波数制御機能を有する発電所に係る固定費

×

出力調整幅相当の割合  
〔 8.34% 〕

= 220億円

一般電気事業供給約款料金算定規則 別表第2第3表

(1) 事業者の保有する水力発電設備及び火力発電設備のうち、供給区域内の供給周波数を感知し、その変動を是正するために発電出力の増加又は減少を行う発電設備の基礎原価等項目ごとの額のうち販売電力量にかかわらず必要なものを、基礎原価等項目ごとに、配賦基準（原価算定期間における当該発電設備の最大出力に対する周波数の変動の是正のために増加する発電出力又はそれ以外の発電出力の占める割合をいう。）を用いてアンシラリーサービス費又は非アンシラリーサービス費に整理すること。

(2) (1) 以外の基礎原価等項目ごとの額を、基礎原価等項目ごとに、非アンシラリーサービス費に直課すること。

- 一般送配電事業者は、当日の需給状況（24時間）に応じて、発電機のスペックを考慮し、複数の発電機を系統に並列させると共に、それらを部分負荷運転させるといった対応を行うことで、周波数制御等を行うための調整力を確保しています。
- これに伴い、一般送配電事業者は、小売電気事業者が計画した発電計画を変更させることとなりますが、その結果生じる燃料費等の増分費用を、計画調整に伴う増分費用とし、託送料金原価として考慮しています。
- 計画調整に伴う増分費用は、発電実績に基づき、持ち替えした電源種別毎に「（1）計画調整の対象時間」を集計し、「（2）持ち替え燃種間の単価差」と「（3）調整した電力量」を乗じて算定しております。

## 【部分負荷運転等に伴う増分費用の算定】

### ○実績増分費用単価

$$\begin{array}{c}
 \boxed{\text{(1) 計画調整の対象時間}} \times \boxed{\text{(2) 持ち替え燃種間単価差}} \times \boxed{\text{(3) 調整した電力量}} \\
 \text{[流通対応需要の5\%} \times \text{1/2]} \\
 \hline
 \boxed{\text{実績流通対応需要}} = \underline{\underline{\text{0.08円/kWh}}}
 \end{array}$$

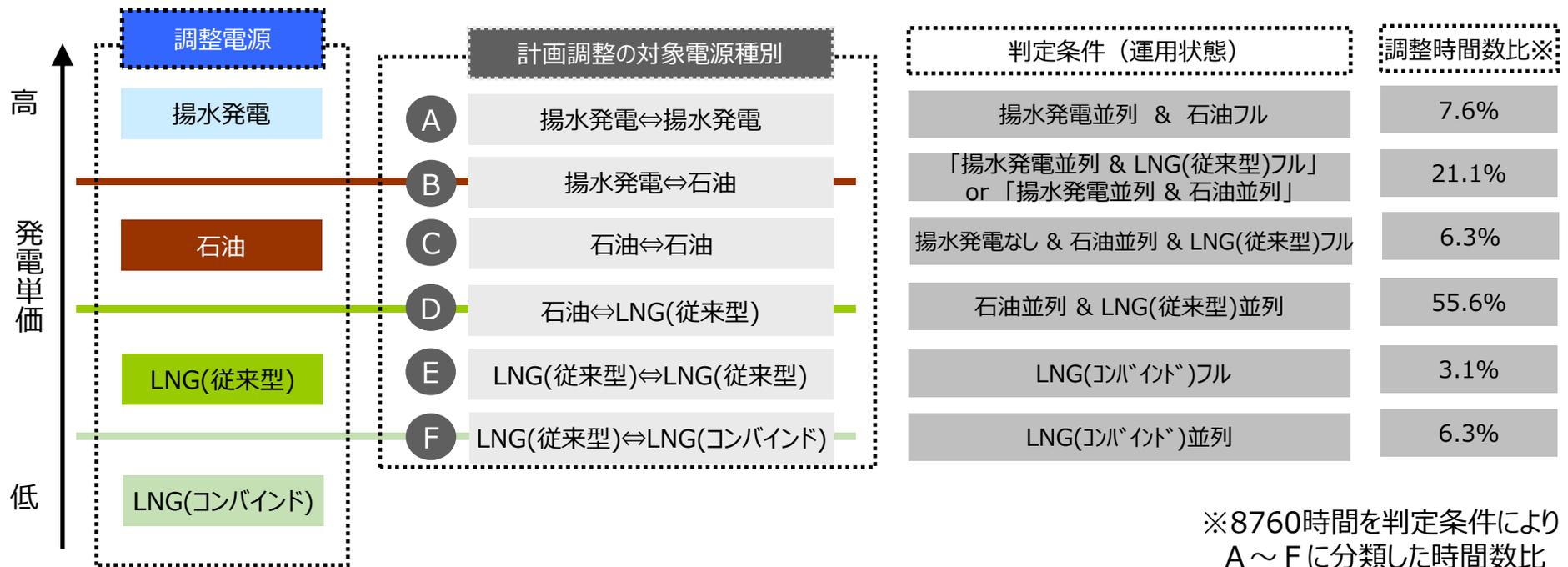
※（1）～（3）については次頁以降でご説明します。

### ○部分負荷運転等に伴う増分費用

$$\boxed{\text{実績増分費用単価 (0.08円/kWh)}} \times \boxed{\text{織込流通対応需要 (送電端) (1,569億kWh)}} = \underline{\underline{\text{126億円}}}$$

- 計画調整した対象電源種別を運用実態を踏まえ図の6分類（A～F）とし、判定条件により8760時間を分類のうえ、「計画調整の対象時間」を集計しています。
- 例えば、対象電源種別のD（石油⇔LNG（従来型））は、石油機とLNG機（従来型）が部分負荷運転している時間帯を分類しています。本来、小売電気事業者としては、発電単価の安いLNG機（従来型）に出来る限り出力を配分するところ、一般送配電事業者が調整力を確保するため、LNG機（従来型）の出力を抑制し、石油機に出力を持ち替えているものです。

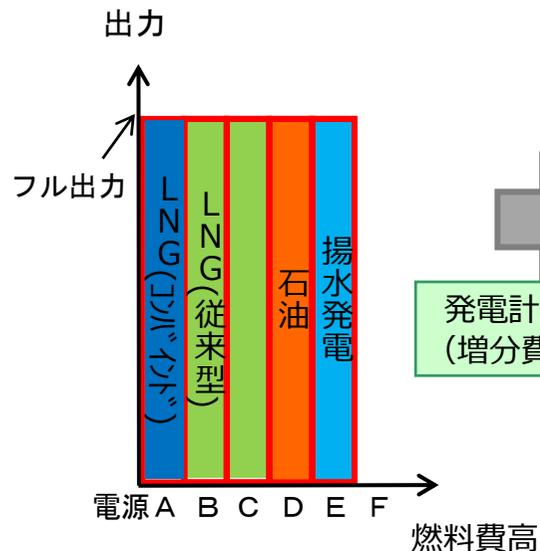
【計画調整対象電源の分類】



- 対象電源種別 A（揚水発電⇔揚水発電）については、揚水発電機が運転しており、かつ石油機までがフル運転している時間を分類しています。
- この状態において、供給力としては、揚水発電機 1 台をフル出力で運転すれば足りませんが、それでは調整力が不足するという場合（図 1）、一般送配電事業者は、調整力を確保するため、揚水発電機を複数台並列させます（図 2）。これに伴い、揚水発電機の発電効率が低下するため（図 3）、その影響分を特定しています。

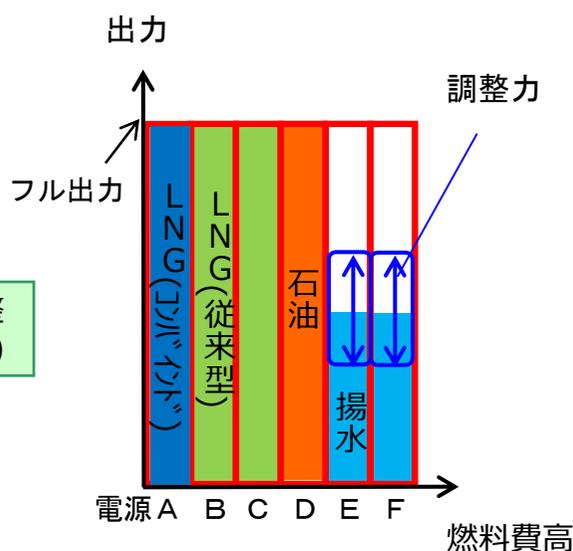
## ＜送配電事業者による調整力確保のイメージ（揚水発電⇔揚水発電の場合）＞

### 1. 小売電気事業者の最経済配分



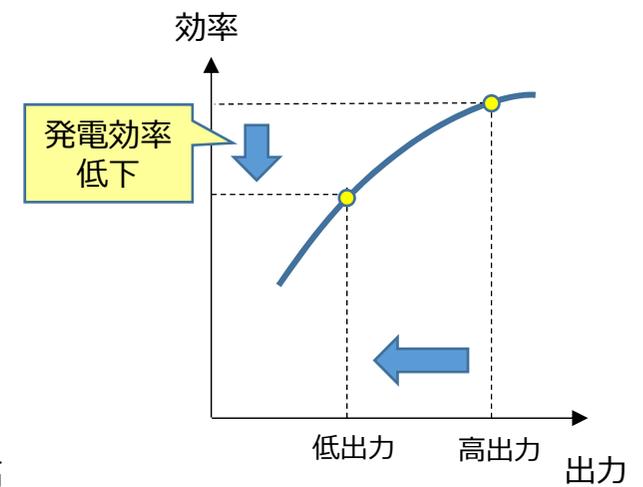
(図 1)

### 2. 送配電事業者による調整力確保



(図 2)

### (参考) 揚水発電の効率イメージ



(図 3)

■ 計画調整の対象電源種別ごとの持ち替え燃種間の単価差は、表の考え方にに基づき、算定しております。

No.	計画調整の対象電源種別	持ち替え燃種間の単価差
A	揚水発電⇔揚水発電	揚水発電の平均単価×部分負荷運転による効率低下分
B	揚水発電⇔石油	揚水発電の平均単価と石油の平均単価との差
C	石油⇔石油	石油発電所別の単価差（高値平均と安値平均の差）
D	石油⇔LNG(従来型)	石油の平均単価とLNG(従来型)の平均単価との差
E	LNG(従来型)⇔LNG(従来型)	LNG（従来型）発電所別の単価差（高値平均と安値平均の差）
F	LNG(従来型)⇔LNG(コンバインド)	LNG(従来型)の平均単価とLNG(コンバインド)の平均単価との差

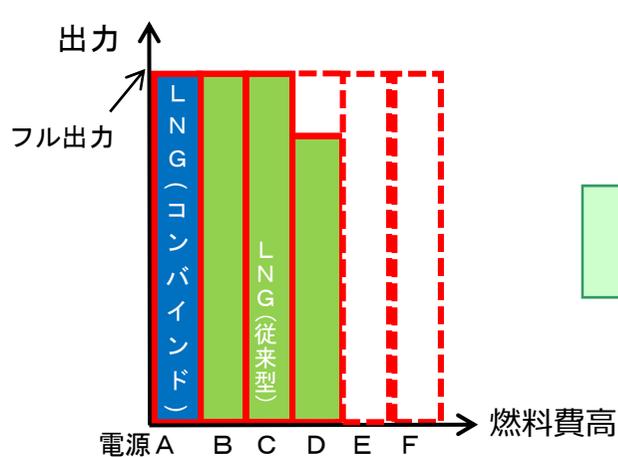
※ A：調整力確保のために揚水発電機を複数台数並列させることに伴う発電効率の低下分  
C、E：発電所別単価を高値と安値に分類し、それぞれの平均単価の差

■ 需要誤差や電源脱落に対応するための調整力を当日断面で確保するにあたり、一般送配電事業者が小売電気事業者の発電計画を調整した電力量（調整した電力量）は、実績を踏まえ、計算式「流通対応需要の5%×1/2」<sup>(※1)</sup>により算出しています。

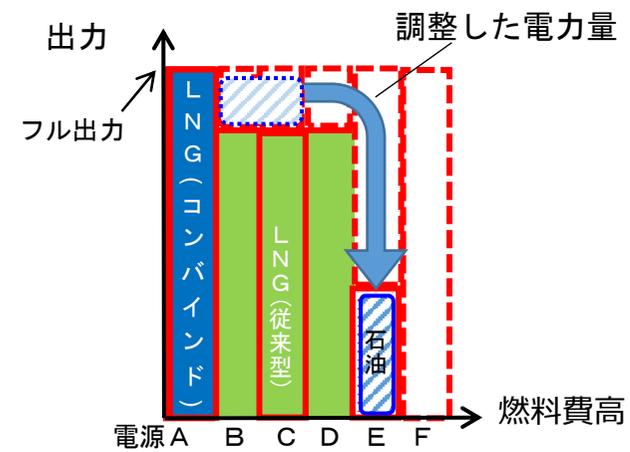
(※1) 第12回制度設計WG 資料4（電気事業連合会プレゼンテーション）より

<送配電事業者による発電計画調整のイメージ（石油⇔LNG（従来型）の場合〔1台の例（※2）〕>

1.小売電気事業者の最経済配分



2.送配電事業者による発電計画調整後配分



発電計画の調整  
(増分費用発生)

(※2) 実運用での持ち替えは複数台で実施。

■ 広域的な停電発生時に外部電源を必要とせず発電することができ、早期に停電を解消するために必要な非常用発電機及びその付帯設備を特定し、減価償却費・事業報酬を算定。

## 【ブラックスタートに要する費用の算定】

減価償却費		事業報酬		=	
6百万円	+	1百万円			<u>7百万円</u>

### ＜ブラックスタートの手順イメージ＞

- ① 全停電時に非常用発電機（E G）を起動させ、発電機（G）の起動に必要な電源を供給
- ② 発電機（G）を起動
- ③ 線路を充電し、系統の停電を順次解消

