

# 調整力コストについて

平成27年10月  
中部電力株式会社

# 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、電圧調整や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)に応じた発電機の出力調整</li> </ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 管轄エリアの系統信頼度を維持するために行う業務 潮流調整、電圧調整、系統保安ポンプアップ、ブラックスタート</li> </ul>

## ◆調整力コストの託送原価への反映

	現行	今回	
周波数制御・需給バランス調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 周波数制御機能等を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅相当(最大需要電力の5%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 周波数制御機能等を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅相当(最大需要電力の7%)</li> <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	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過去実績より持替電源の特定が困難であったため反映せず</li> </ul>
	電圧調整	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電圧調整を目的に、系統や需要の状況などに応じて、発電機の調相運転により発生する増分費用(燃料費)</li> </ul>
	系統保安ポンプアップ	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 過去3カ年(H24～H26)に実績がなかったため反映せず</li> </ul>
	ブラックスタート	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 停電時に他から電気の供給を受けることなく自力で発電(ブラックスタート)するために必要な設備に係る減価償却費、事業報酬</li> </ul>

- 今回再算定した託送料金原価における、調整コストの影響額は以下のとおりです。

## ◆調整コストの託送料金原価への反映

(億円、円/kWh)

	現行	今回	影響額	
			原価 (今回－現行)	単価
周波数制御・需給バランス調整				
A 固定費	124	163	+38	+0.03
B 部分負荷運転等に伴う増分費用	-	67	+67	+0.05
その他				
C 電圧調整	-	少	少	+0.00
D ブラックスタート	-	少	少	+0.00
計	124	231	+106	+0.08

# 周波数制御・需給バランス調整業務に係る固定費の算定

- 水力発電費・火力発電費のうち、供給区域内の周波数制御および需給バランス調整業務に係る固定費を特定します。
- 具体的には、周波数制御・需給バランス調整機能を有する水力・火力発電設備の固定費に、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最大需要電力の7%の出力調整幅相当を乗じて算定しました。

## ◆周波数制御機能等を有する発電所の最大出力に対する周波数変動等是正のために増加する発電出力の割合

$$25,540 \text{千 kW} (\text{※1}) \times 7\% (\text{※2}) \div (4,635 \text{千 kW} (\text{水力※3}) + 23,810 \text{千 kW} (\text{火力※3})) = 6.29\%$$

※1：ピーク日の最大需要電力のH26～H28年度平均値

※2：一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

※3：周波数制御機能等を有する発電設備の認可出力のH26～H28年度平均値

## ◆周波数制御および需給バランス調整業務に係る固定費の算定

$$\begin{array}{l} \text{周波数制御機能等を有する} \\ \text{水力・火力設備の固定費} \end{array} \times 6.29\% = \underline{\underline{163 \text{億円}}}$$

### 【参考】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。

- 発電計画の調整による部分負荷運転等を、発電事業者に求めることに伴う増分費用(燃料費)について、新たに託送料金原価に反映しました。
- 具体的には、平成24～26年度の発電実績に基づき、発電計画の調整対象となる電源種別(下記①～⑧)ごとに、計画調整の対象時間、電力量を特定し、計画調整を行った燃種間の単価差を乗じて算定した費用を、部分負荷運転等に伴う増分費用として託送料金原価に反映しました。



※: 当社は火力設備のうちLNG火力の比率が大きいため、多くの時間帯において、LNG火力で調整力を確保しています。  
LNG(従来型)で調整力を確保できない場合、トータルの調整力コストを考慮し石油または揚水発電で調整力を確保しています。

- 当社の計画調整対象電源種別ごとの増分費用の単価については、以下のとおりです。

No.	計画調整の対象電源種別	増分費用の単価
①	揚水発電⇔揚水発電	揚水発電の部分負荷運転による増分コスト ※LNG(従来型)の平均単価÷(1-揚水ロス率)に揚水発電の部分負荷運転ロスを乗じたもの
②	揚水発電⇔石油	LNG(従来型)の平均単価÷(1-揚水ロス率)と石油の平均単価との差
③	揚水発電⇔LNG(従来型)	LNG(従来型)の平均単価÷(1-揚水ロス率)とLNG(従来型)の平均単価との差
④	石油⇔石油	発電所別の石油単価差(高値平均と安値平均の差)
⑤	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
⑥	LNG(従来型)⇔LNG(従来型)	発電所別のLNG(従来型)単価差(高値平均と安値平均の差)
⑦	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
⑧	LNG(コンバインド) ⇔LNG(コンバインド)	発電所別のLNG(コンバインド)単価差(高値平均と安値平均の差)

# 部分負荷運転等に伴う増分費用の算定

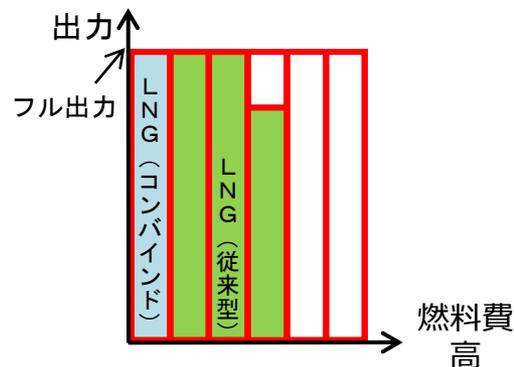
- 当社は、当日の需給状況(24時間)に応じて、電源の出力変化速度等を考慮し、複数の電源を系統に並列させると共に、それらを部分負荷運転させることで、周波数制御等を行うための調整力を確保しています。
- 計画調整に伴う増分費用単価は、需給運用の実績等から、計画調整の対象電源の種別毎に「(1)計画調整時間数比」を算定し、「(2)持ち替え燃種間の単価差」と「(3)調整した電力量(エリア需給調整に必要な調整量5%の1/2)」を乗じて集計し、部分負荷運転等に伴う増分費用を託送料金原価に反映しました。

## 【部分負荷運転等に伴う増分費用の算定】

$$\text{増分費用単価} = \frac{\sum \left[ \begin{array}{l} \text{(1) 計画調整} \\ \text{時間数比} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{(2) 持ち替え燃種間} \\ \text{単価差} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{(3) 調整した電力量} \\ \text{〔流通対応需要の5\%} \times \text{1/2〕} \end{array} \right]}{\text{実績流通対応需要}} = \underline{0.05\text{円/kWh}}$$

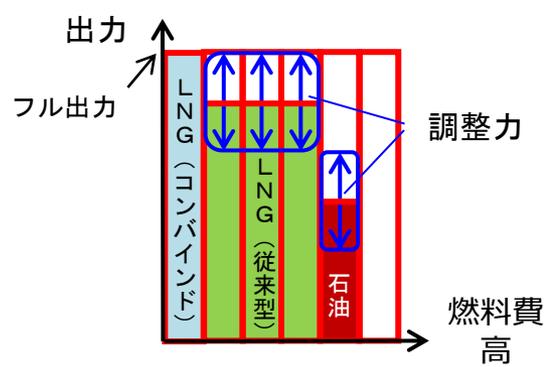
$$\text{部分負荷運転等に伴う増分費用} = \text{増分費用単価 (0.05円/kWh)} \times \text{計画流通対応需要 (1,348億kWh)} = \underline{67\text{億円}}$$

[最経済運用を追求した発電計画]



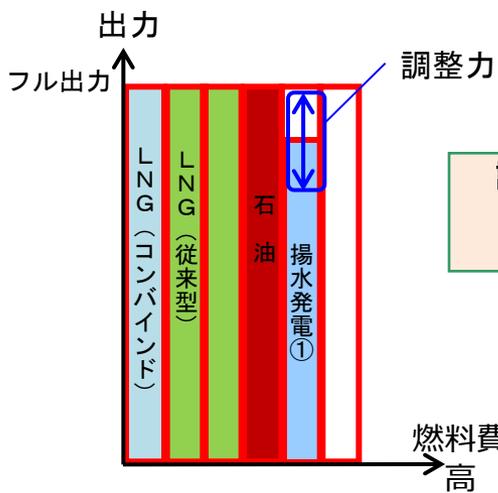
調整力確保のための  
計画調整  
(増分費用発生)

[調整力確保のために調整した発電計画(実績)]



- 需要の増加に伴いLNG(従来型)や石油がフル出力となり、揚水発電①の部分負荷運転では調整力が不足する場合の対策として、揚水発電②を追加並列し、「揚水発電⇔揚水発電」の持ち替えを実施しています。
- 揚水発電は、発電出力が減少すると、発電効率が低下する特性があります。
- このため、揚水発電②の並列起動により、揚水発電①および②は低い出力レベルで発電することとなり発電効率が低下することから、増分費用算定にあたっては、揚水発電の平均単価に、部分負荷運転に伴う発電効率低下を反映しました。

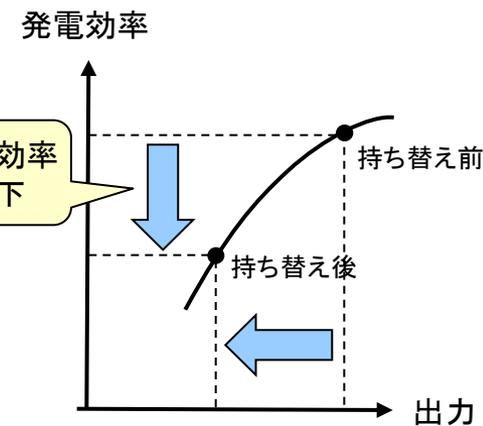
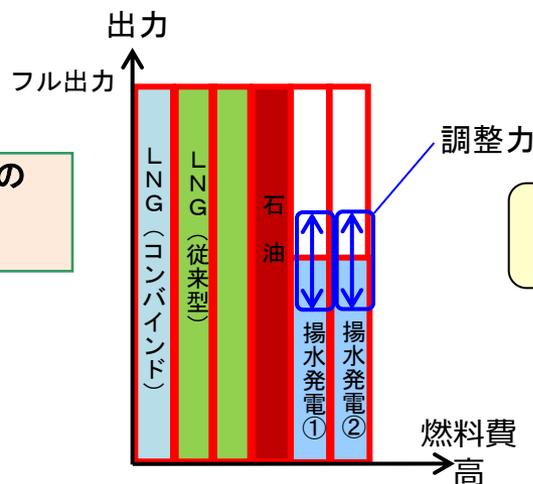
(最経済運用を追求した発電計画)



調整力確保のための  
計画調整  
(増分費用発生)



(調整力確保のために調整した発電計画(実績)) (揚水発電の発電効率のイメージ)



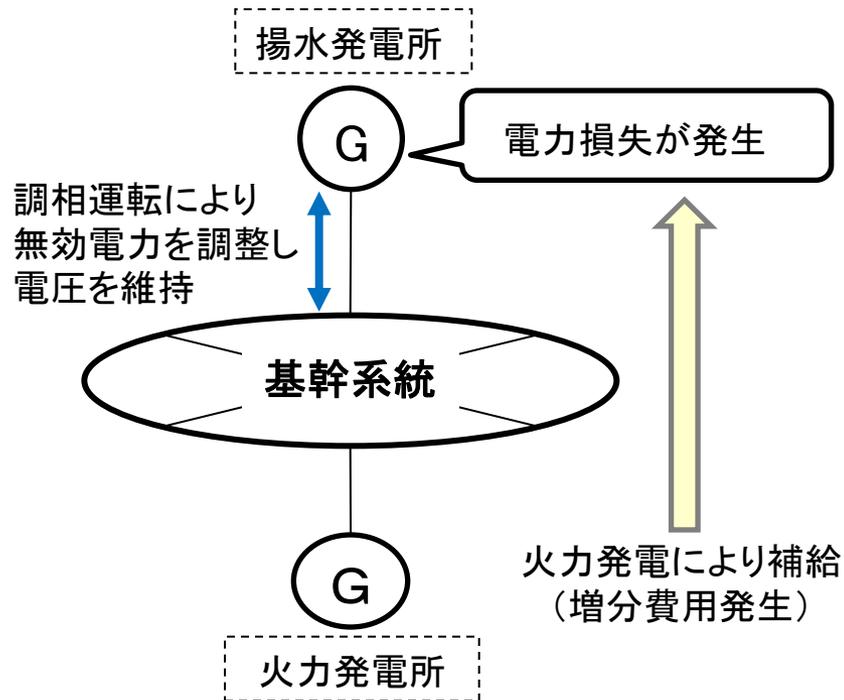
需要の増加に伴い、揚水発電①  
だけでは調整力が不足するため、  
揚水発電②の追加並列が必要

揚水発電②の並列に伴い、  
「揚水発電①⇔揚水発電②」の  
持ち替えを実施し、調整力を確保

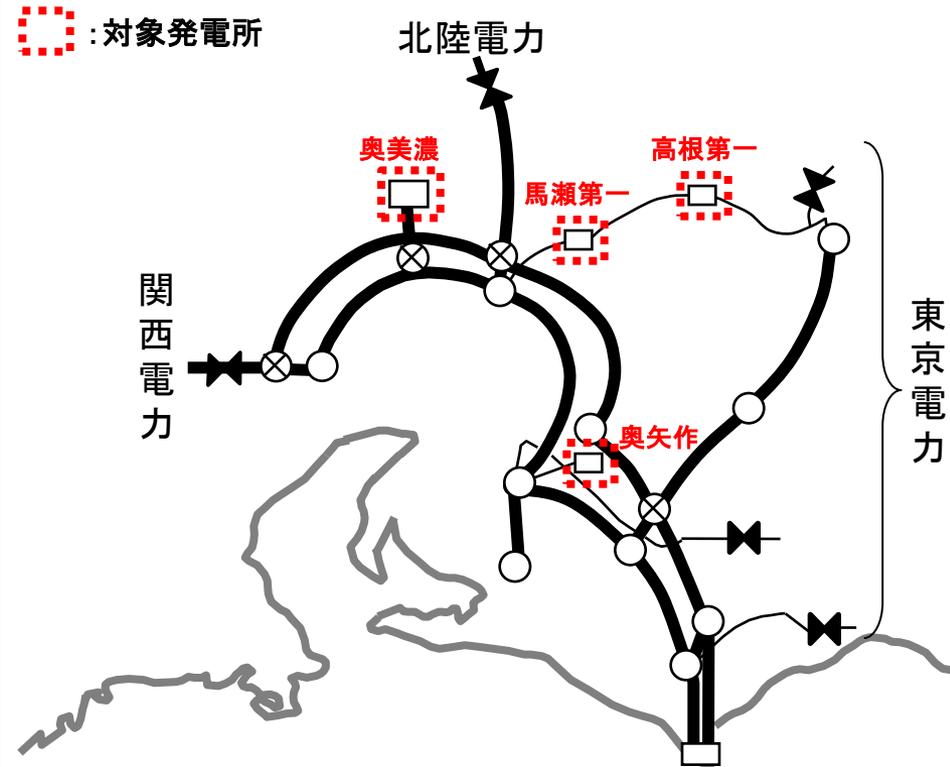
# 電圧調整運転に伴う増分費用の算定

- お客さまにお届けする電気の電圧を一定範囲に維持することを目的に、系統や需要の状況などに応じて、揚水発電所の水をくみ上げずに空回し運転(調相運転)することにより発生する増分費用(燃料費)について、新たに託送料金原価に反映しました。
- 具体的には、調相運転実績(無効電力量)に、最大調相運転時の無効電力に対する電力損失の比率と調相運転時の電力単価を乗じて算定した費用を、電圧調整運転に伴う増分費用として託送料金原価に反映しました。  
(影響額は約28百万円/年)

## ◆電圧調整運転に伴う増分費用の考え方



## 調相運転対象の揚水式水力発電所



# ブラックスタート機能による増分費用の算定

- ブラックスタートについては、新たな省令等において、外部電源より発電された電気を受電することなく発電することができる発電設備とされているため、以下の発電所から非常用発電機などのブラックスタートに寄与する対象設備を特定し、当該設備に係る減価償却費・事業報酬を託送料金原価に反映しました。（影響額は約17百万円／年）

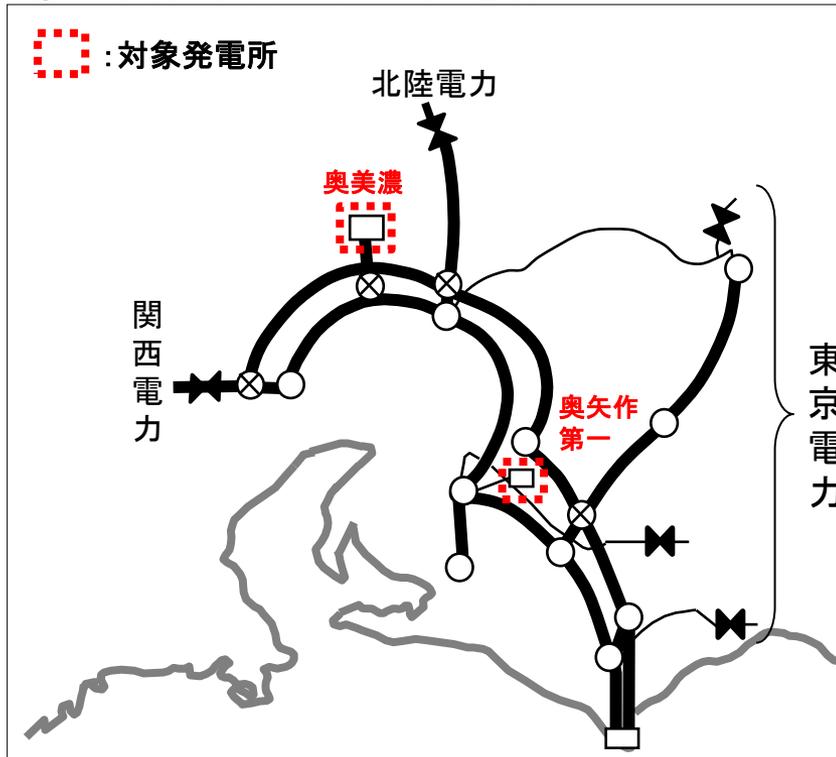
## ① 全系統ブラックスタート発電所（対象発電所は2箇所）

全系統の停電時において発電が可能であり、停電解消のための送電が可能な発電所

## ② 一部系統ブラックスタート発電所（対象発電所は8箇所）

系統の末端かつ1回線受電地域の停電時において発電が可能であり、当該地域の停電解消のための送電が可能な発電所

### ① 全系統ブラックスタート発電所



### ② 一部系統ブラックスタート発電所

