

調整力コストについて

平成27年10月30日（金）

東北電力株式会社

■ 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"> 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 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
その他	<ul style="list-style-type: none"> 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，系統保安ポンプ，電圧調整，ブラックスタート，（系統安定化装置）

【調整力コストの託送料金原価への織込み】

	現行託送料金原価	再配分原価	
周波数制御・需給バランス調整	<ul style="list-style-type: none"> 周波数調整機能を有する水力・火力設備の固定費×出力調整幅相当（最大需要の5%） 	<ul style="list-style-type: none"> 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（最大需要の7%） 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） 	
その他	潮流調整	織込みなし	<ul style="list-style-type: none"> 発電機出力の持ち替えの一種であり、持替増分費用の内数として整理し、今回申請では反映せず。
	電圧調整	織込みなし	<ul style="list-style-type: none"> 過去3ヵ年（H24～H26）に実績がなかったため、反映せず。
	系統保安ポンプ	織込みなし	<ul style="list-style-type: none"> 過去3ヵ年（H24～H26）に実績がなかったため、反映せず。
	ブラックスタート	織込みなし	<ul style="list-style-type: none"> ブラックスタートにかかる設備の減価償却費，事業報酬，点検費用等

調整力コストの託送料金原価織込額

■ 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は、以下のとおりです。

【調整力コストの託送料金原価への織込み】

(単位：億円, 円/kWh)

	前回[1]	今回[2]	影響	
			原価[3] = [2] - [1]	単価 = 原価[3] / 800億kWh
周波数制御・需給バランス調整				
A 固定費	103	142	39	0.05
B 部分負荷運転等に伴う増分費用	—	67	67	0.08
その他				
C 潮流調整, 電圧調整, 揚水ポンプアップ	—	—	—	—
D ブラックスタート	—	0	0	0.00
計	103	209	106	0.13

※数値はH25~H27年度平均。

- 今回、託送料金原価の再算定にあたり、水力発電費・火力発電費のうちの周波数制御機能等に係る固定費を特定しました。
- 具体的な算定プロセスは、以下のとおりです。
 - (A) 最大電力発生時における周波数制御機能等を有する発電所の周波数変動是正のために増加する発電出力の割合を算定。
 - (B) (A)を配賦基準として周波数制御機能等に係る固定費を算定。

(A) 最大電力発生時における周波数制御機能等を有する発電所の周波数変動是正のために増加する発電出力の割合

- ・ $14,083\text{MW} (\times 1) \times 7\% (\times 2) \div 12,232\text{MW} (\times 3) = 8.060\% (\text{①})$
- ・水力： $1,330\text{MW} (\times 4) \div 2,434\text{MW} (\times 5) \times 8.060\% (\text{①}) = 4.403\% (\text{②})$
- ・火力： $10,902\text{MW} (\times 4) \div 11,443\text{MW} (\times 5) \times 8.060\% (\text{①}) = 7.679\% (\text{③})$
 - ※1：前回改定時に織り込んだ最大需要電力（H25～H27年度平均，発電端，離島除き）
 - ※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：周波数制御機能等を有する水力・火力発電所の最大出力計（離島除き）
 - ※4：H25～H27年度における周波数制御機能等を有する水力・火力発電所の最大出力計（離島除き）
 - ※5：H25～H27年度における水力・火力発電所の最大出力計（離島除き）

(B) 周波数制御機能等に係る固定費の算定

- ・水力： $380\text{億円} (\times 6) \times 4.403\% (\text{②}) = 17\text{億円} (\text{④})$
- ・火力： $1,453\text{億円} (\times 7) \times 7.679\% (\text{③}) = 111\text{億円} (\text{⑤})$
- ・ $\text{④} + \text{⑤} + 14\text{億円} (\times 8) = 142\text{億円}$
 - ※6：ブラックスタート・離島・事業報酬除き
 - ※7：離島・事業報酬除き
 - ※8：事業報酬等含む

※上記各算式について、端数処理の関係で一致しない箇所があります。

【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。

- 発電計画の調整による部分負荷運転等に伴う増分費用については、平成24～26年度実績に基づき、持ち替えた電源種別毎に「計画調整の対象時間」を集計し、「持替電源間の単価差」と「調整した電力量」を乗じて算定しました。

【各年度の増分費用の単価】

計画調整の対象時間[A] 【スライド5 参照】	持替電源間の単価差[B] 【スライド6 参照】	調整した電力量[C] 【スライド7 参照】	流通対応需要(送電端) [D]
運転時間を各持替種別に分類	各持替種別の単価差	24 [万kW] ([D]÷8760×5%×1/2)	828 [億kWh]

※C・Dは24～26年度実績の平均

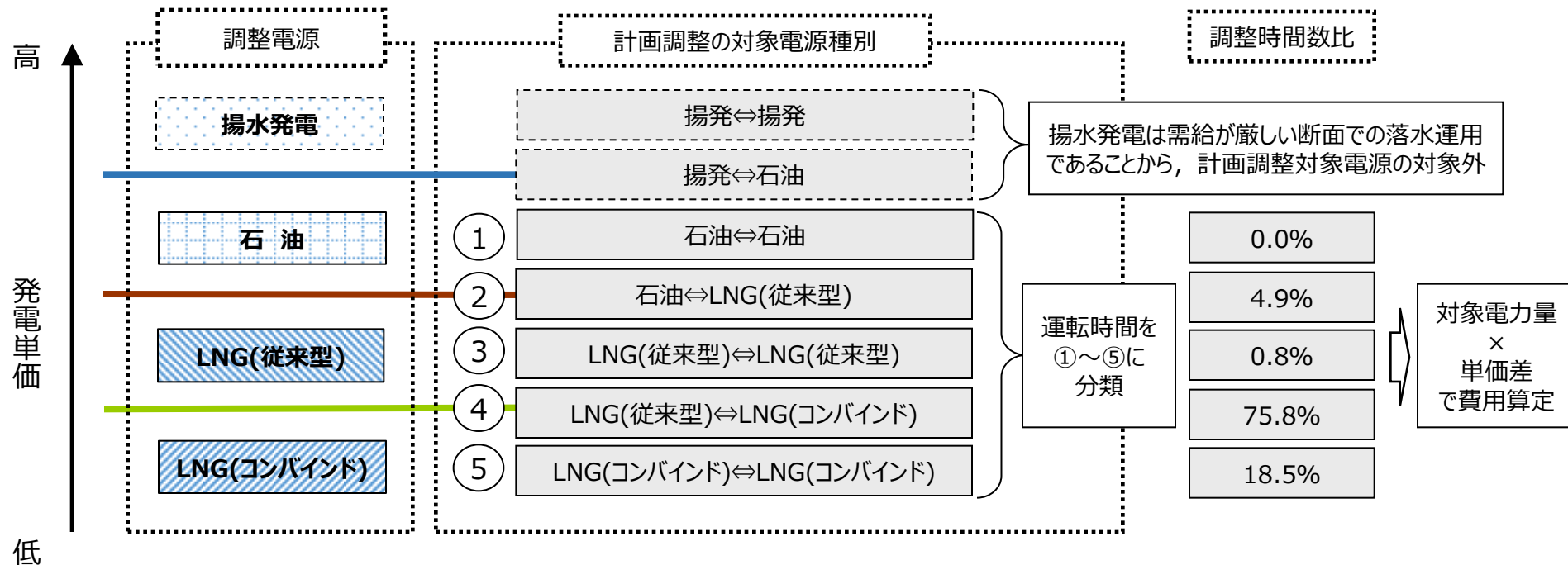
$$\text{増分費用単価} = \Sigma (A \times B) \times C \div D = 0.08 \text{ [円/kWh]}$$

【託送原価への織込み増分費用】

織込み流通対応需要 (送電端, 3カ年合計)	×	増分費用単価 (3カ年平均)	÷ 3 =	託送原価へ織込んだ増分費用 (3カ年平均)
2,554 [億kWh]		0.08 [円/kWh]		67 [億円/年]

- 計画調整の対象電源種別は5分類（下図①～⑤）とし、各種別の対象時間を判定のうえ、調整時間を集計しています。
- なお、揚水発電は主に需給が厳しい断面での落水運用であることから、計画調整対象電源の対象外としました。

【計画調整対象電源の分類のイメージ】



(2) 部分負荷運転等に伴う対象時間および費用の考え方

指摘事項
8 関係

6

- 計画調整の対象電源種別の対象時間の判定条件，増分費用の単価算定の考え方については，以下のとおりです。

No.	計画調整の対象電源種別	対象時間の判定条件	増分費用の単価
①	石油⇔石油	LNG㌾ & 石油部分負荷	ユニット別の石油単価差 (高値平均と安値平均の差)
②	石油⇔LNG(従来型)	石油部分負荷 & LNG(従来型) 部分負荷	LNG(従来型)と石油の平均単価差
③	LNG(従来型) ⇔LNG(従来型)	LNG(コンバインド)㌾ & LNG(従来型)部分負荷	ユニット別のLNG(従来型)の単価差 (高値平均と安値平均の差)
④	LNG(従来型) ⇔LNG(コンバインド)	LNG(コンバインド)部分負荷 & LNG(従来型)部分負荷	LNG(従来型)とLNG(コンバインド)の 平均単価差
⑤	LNG(コンバインド) ⇔LNG(コンバインド)	LNG(コンバインド)部分負荷	ユニット別のLNG(コンバインド)の単価差 (高値平均と安値平均の差)

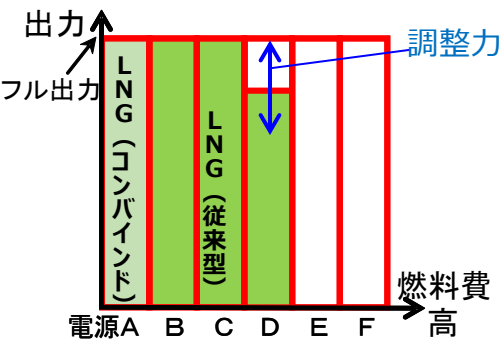
- 日々の需給運用においては、小売事業者が発電事業者から確保している上げ余力を、ネットワーク(NW)がエリアの調整力として利用できる断面があります。
- このため、NWによる調整力確保のための持替は、小売の上げ余力を利用することで、年度トータルでは概ね半量になることを踏まえ、増分費用算定において調整電力量に対し1/2の比率を乗じております。

【NWによる調整の仕分け】

NWによる周波数制御等のためには、予め調整に必要となる調整力を確保するため、出力調整の上げ代を複数の電源に分散させることとなります。このため、小売のメリットオーダーの計画から、NWが部分負荷運転とする発電機を増やすことにより、結果として最経済運転と比較して増分費用が発生します。

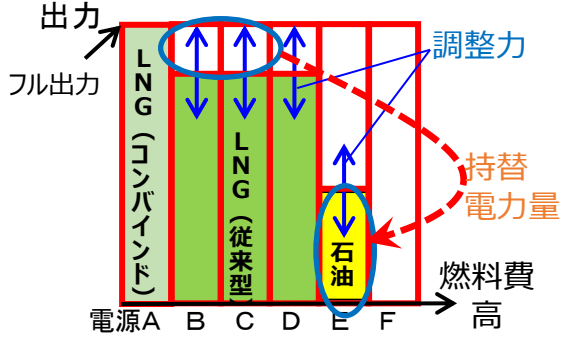
NWによる調整力確保のための持替費用については、需要カーブや電源の稼働状況に応じて日々変化することから、過去の実績により持替となった電源を特定し、NWによる調整分を仕分けております。

[メリットオーダーの発電計画]



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)]



実績とメリットオーダーの差異(持替電力量)を集計することで、NWによる調整の仕分けが可能

■ 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機能を有する発電所における、当該機能のために必要な減価償却費・事業報酬および点検費用等を算定しております。

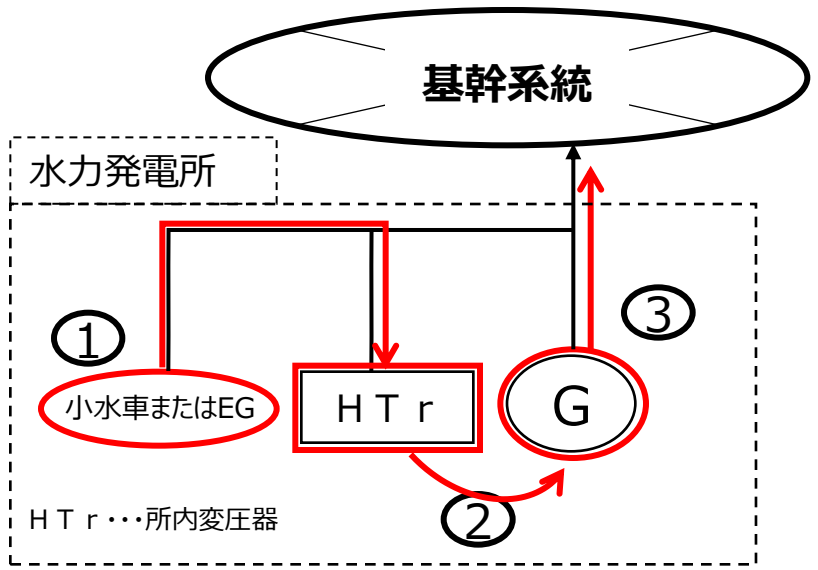
【ブラックスタートに要する費用の算定】

※H25～H27年度の3カ年合計値

減価償却費	+	事業報酬	+	点検費用等	=	
6百万円		2百万円		1.5百万円		2.3百万円

＜ブラックスタートの手順イメージ＞

- ① 全停電時に小水車または非常用発電機（EG）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



【ブラックスタート対象発電所】

