

調整力コストについて

平成27年10月

北海道電力株式会社

調整力コストについて

1

- ・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電圧調整等に係る費用を発電費から特定し、託送料金原価に反映いたしました。

【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】

項目	業務
周波数制御・ 需給バランス調整	・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	・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

【調整力コストの託送原価への織込み（下線部が今回追加の項目）】

項目		概要
周波数制御・ 需給 <u>バランス調整</u>		・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	<u>潮流調整</u>	・潮流調整のための発電機出力調整であり、部分負荷運転等に伴う増分費用の内数として整理し、今回申請では織り込まず
	<u>電圧調整</u>	・系統の電圧調整に係る発電機のマストラン運転および調相運転に伴う費用
	<u>系統保安ポンプ</u>	・大型ベース電源緊急停止に伴う広範囲な停電を抑制するために揚水機を運転する場合の費用
	<u>ブラックスタート</u>	・ブラックスタート機能を有する発電所に係る設備関連費用等

- ・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(最大需要の7%の出力調整幅相当)に係る固定費について、周波数調整機能を有する水力・火力発電設備の固定費を基に算定いたしました。

周波数調整業務等に係る固定費

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
7.772 %

=

64億円

[水力+火力 認可出力]【※3】

$$553.7\text{万kW}【※1】 \times 7\%【※2】 \div (108.7\text{万kW} + 390\text{万kW}) = 7.772\%$$

※1 : 最大3日平均電力(離島分を除く)

※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

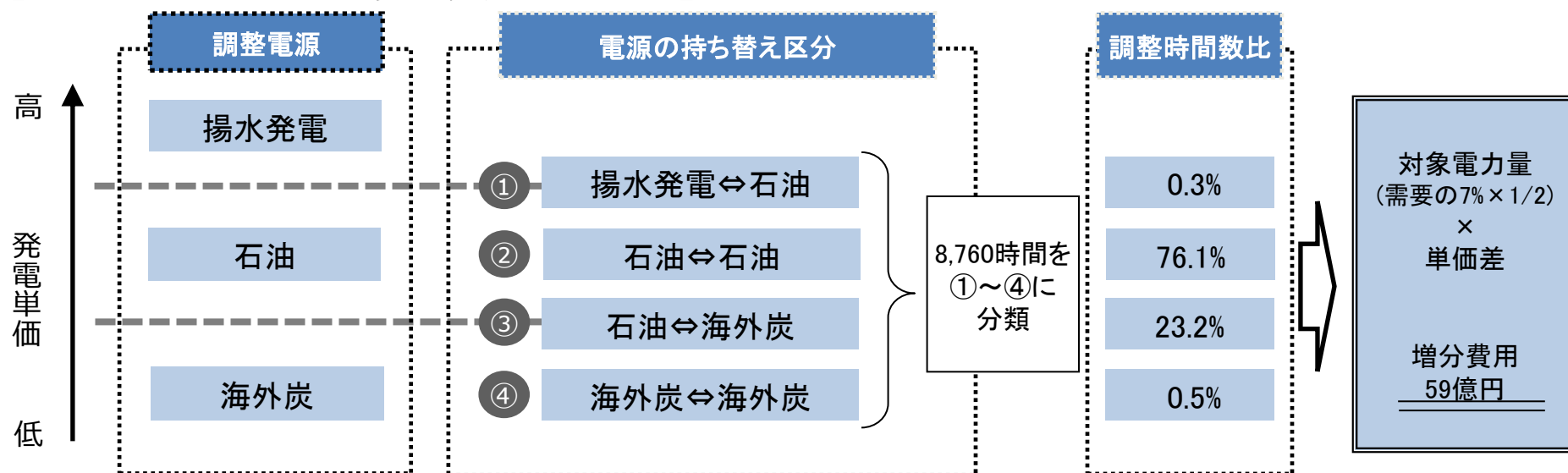
※3 : 周波数制御機能を有する発電設備の認可出力(離島分を除く)

- ・水力・火力発電設備に占める周波数制御機能を有する発電所の比率を用い、周波数制御機能を有する発電所に係る固定費を特定(離島分を除く)

	水力発電設備	火力発電設備
水力・火力発電設備に占める周波数制御機能を有する発電所の比率	78.937 %	98.818 %

- ・一般送配電事業に必要な調整力確保のため、発電計画を調整(電源の持ち替え)することで生ずる、部分負荷運転等に伴う増分費用について、新たに託送料金原価に算入しました。
- ・具体的には、発電実績に基づき、電源の持ち替え区分(下記の①～④)ごとに、計画調整の対象時間を判定し、各時間で調整した電力量(※)に、計画調整を行った燃種間の単価差を乗じて算定しました。

【電源の持ち替え区分と費用算定のイメージ】



※各時間で調整した電力量について

- ・現在の需給調整は、一般電気事業者の送配電部門が一元的に実施しております。
- ・事業ライセンス制導入以降は一般送配電事業者が周波数維持義務に基づき需給調整を実施することとなりますが、実運用では、小売電気事業者が計画値同時同量のために需給調整を行うケースも考えられます。
- ・これより今回の託送料金申請においてはこれを一定評価し、需給調整に必要な電力量のうち、一般送配電事業者が担う部分を1/2と設定しました。

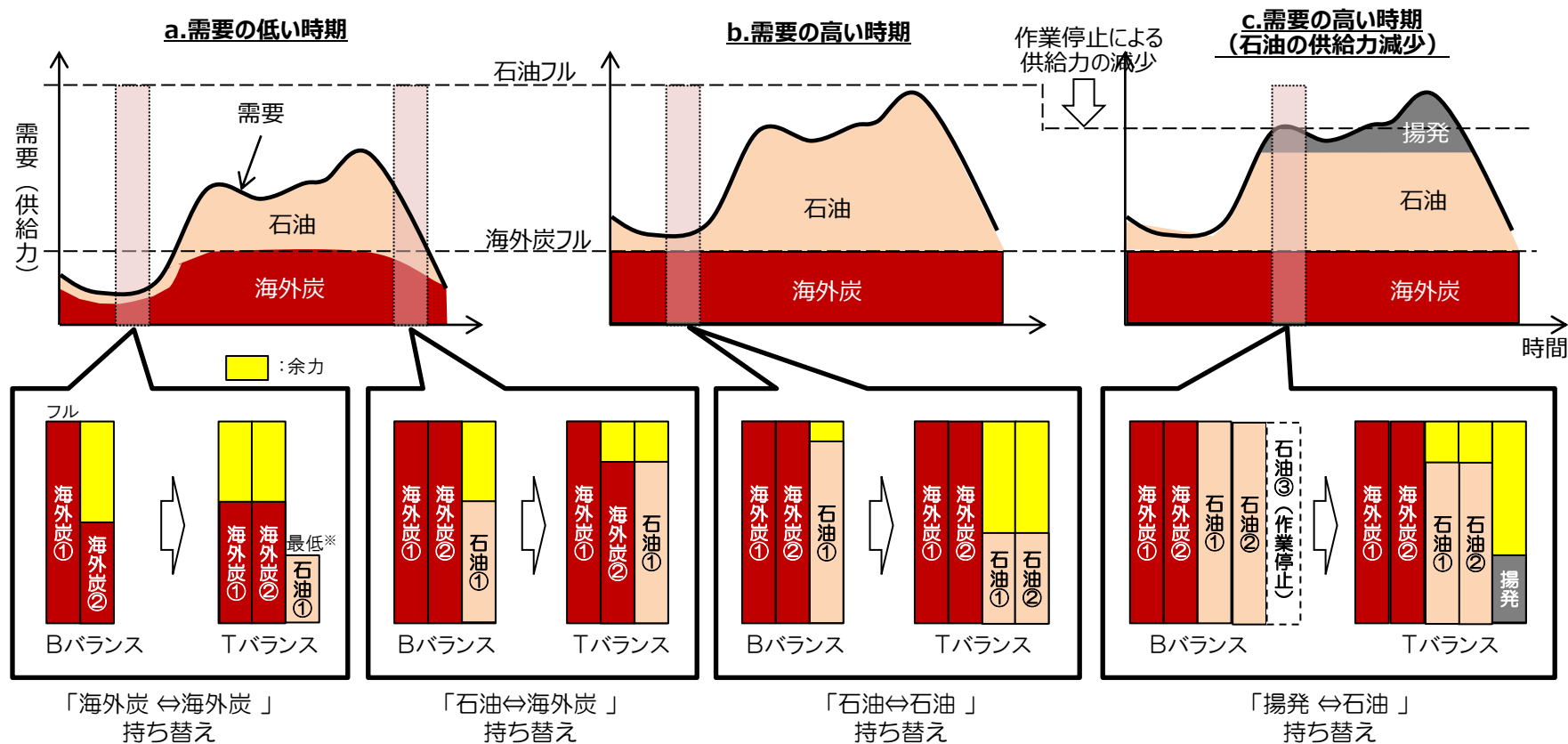
・電源の持ち替え区分と対象時間の判定条件および増分費用の単価算定の考え方については、以下のとおりです。

【電源の持ち替え区分、対象時間、単価の考え方】

No.	電源の 持ち替え区分	対象時間の判定条件	増分費用の単価
①	揚発⇔石油	揚発並列&海外炭フル	石油の平均単価÷(1－揚水ロス30%) と石油の平均単価差
②	石油⇔石油	揚発並列ゼロ&海外炭フル	石油単価差 (高値平均と安値平均の差)
③	石油⇔海外炭	石油部分負荷&海外炭部分負荷	石油と海外炭の平均単価差
④	海外炭⇔海外炭	石油最低&海外炭部分負荷	海外炭単価差 (高値平均と安値平均の差)

- 増分費用の算定において、電源の持ち替えの区分は、季節の違いによる需要の増減や発電所作業停止の有無による供給力の増減など、需給の状況により対象となる区分が変わることから、今回の届出にあたっては平成24年度から平成26年度の発電実績を用いて、平均的な費用を算定しております。

【電源の持ち替えの区分イメージ】



Bバランス：小売電気事業者が策定する経済合理性に基づいた需給計画

Tバランス：一般送配電事業者が策定する調整力を考慮した需給計画（今回は過去の発電実績を採用）

※電圧調整のために最低出力で運転（持ち替え増分費用の算定には含まず）

- ・道南方面の電圧維持のために知内発電所(石油火力、認可出力35万kW×2台)のうち1台をマストラン運転(連続運転)を実施しており、過去の実績より当該費用を託送料金原価に算入いたしました。
- ・道東方面の電圧維持のために新冠発電所(揚水、認可出力10万kW×2台)1～2台を調相運転する場合があります、過去の実績より当該費用を託送料金原価に算入いたしました。

【電圧調整に要する費用】

マストラン運転に係る費用 = 0.19 億円

調相運転に係る費用 = 0.16 億円

(平成24年度～26年度の実績より算定)



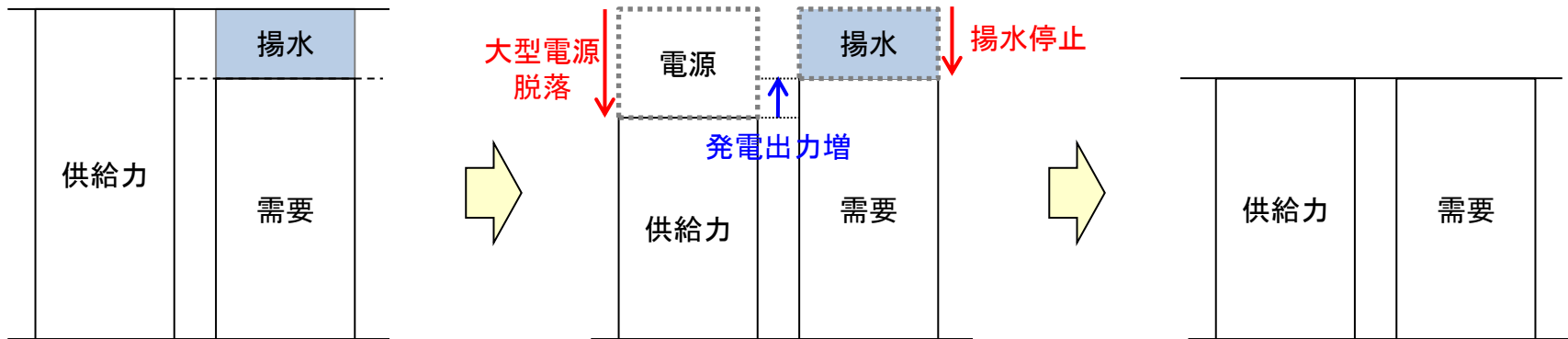
- ・主に北本連系設備の作業停止時等に伴い本州系統からの受電可能な電力が減少している状況において電源が緊急に停止をした場合など、周波数低下による広範囲な停電を防止するために予め系統保安ポンプ（揚水運転）を行うことから、過去の実績より当該費用を託送料金原価に算入いたしました。

【系統保安ポンプに要する費用】

系統保安ポンプに要する費用 = 1.40 億円

（平成24年度～26年度の実績より算定）

＜系統保安ポンプのイメージ＞



①北本連系設備の作業停止時などに予め系統保安ポンプ（揚水運転）を実施

②電源の緊急停止とほぼ同時に系統保安ポンプを停止。また、系統接続中の他の発電機の出力増

③電気の過不足が相殺され、周波数低下の抑制、広範囲な停電の防止となる

・広域的な停電発生時に外部電源を必要とせずに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係る設備関連費用等を算定いたしました。

【ブラックスタートに要する費用の算定】

水力発電所に係る固定費
(離島除き)

×

ブラックスタート対象設備の帳簿価額比
0.046% (H25～27年度平均)

= 0.15 億円

＜ブラックスタートの例＞

- ①全停電時に小規模の非常用発電機(EG)を起動
- ②EGから 発電機(G)の起動用機器(H)に電源を供給(平常時は系統から供給。図の②')
- ③ Gを起動、系統へ電力を供給し、系統の停電を順次解消

