

調整力・予備力について

平成27年10月30日
九州電力株式会社

- 制度設計WGでの議論や新省令等に基づき、発電部門が保有する機能を用いて実施する系統運用業務のうち、以下のa～dを一般送配電事業者が確保すべき調整力・予備力として託送料金原価に反映しました。
- なお、本土連系離島の連系線事故時バックアップ費用（e）についても、その他予備力として、託送料金原価に反映しております。

<見直しの内容>

業務	必要となる費用	現行原価での扱い
周波数制御・ 需給バランス調整	a 周波数制御・需給バランス調整に係る調整力を年間計画段階において7%相当確保するための費用	実需給段階の周波数制御分として5%相当確保するための費用を託送原価に織込み
	b 実需給段階において調整力を確保するために発生する最経済運転からの増分費用（持替増分費用）	発電費用に含む
管轄エリアの 信頼度維持	c 電圧調整のための発電所調相運転費用 d 広域停電時のブラックスタート費用	発電費用に含む
その他予備力	e 本土連系離島の連系線事故時バックアップ費用	発電費用に含む

2 託送料金原価への影響額

第2回審査会合資料より

2

- 見直しの結果、託送料金原価は + 127億円 (+ 0.15円/kWh) の増となりました。

< 影 響 >

(億円、円/kWh)

		見直し後 [1]	現行 [2]	影響	
				原価 [1] - [2]	単価
周波数制御・需給バランス調整					
a	年間計画段階での調整力確保	118	85	+ 33	+ 0.04
b	持替増分費用	84	—	+ 84	+ 0.10
管轄エリアの信頼度維持					
c	電圧調整	0.3	—	+ 0.3	+ 0.00
d	ブラックスタート	0.1	—	+ 0.1	+ 0.00
e	本土連系離島バックアップ	10	—	+ 10	+ 0.01
計		212	85	+ 127	+ 0.15

3 各項目のご説明（a 年間計画段階での調整力確保）

3

- 偶発的需給変動に対応するため、年間計画段階で想定したH3需要（年間最大3日平均需要）の7％に相当する調整可能な発電容量を確保することが必要となります。
- 周波数制御機能を有する水力、火力発電所に係る費用のうち、上記発電容量の確保に必要な発電所固定費分を託送料金原価に反映しております。

< 影 響 >

（億円、円/kWh）

	見直し後 [1]	現行 [2]	影響額[1]-[2]	単価影響
年間計画段階での調整力確保	118	85	+ 33	+ 0.04

< 年間計画段階での調整力確保のための費用の算定 >

- 年間計画段階での調整力確保のための費用については、水力発電費及び火力発電費のうちの固定費に、「周波数制御機能を有する発電所の占める帳簿価額比率（A）」と「H3需要の7％相当を確保するために必要な発電容量の割合（B）」を乗じて算定しております。

$$\text{水力発電費・火力発電費の固定費}^1 \times \begin{matrix} (A) \\ 75.33\%(\text{水力}) \\ 100.00\%(\text{火力}) \end{matrix} \times \begin{matrix} (B) \\ 8.39\% \end{matrix} = \text{年間計画段階での調整力確保のための費用}$$

（A）周波数制御機能を有する発電所の占める帳簿価額比率

	帳簿価額比率
水力発電設備	75.33%
火力発電設備	100.00%

（B）H3需要の7％相当を確保するために必要な発電容量の割合

$$\frac{15,352 \text{ 千kW}^2 \times 7\%^3}{(2,923 \text{ 千kW}^4 + 9,889 \text{ 千kW}^5)} = 8.39\%$$

1 他社電源に係る電源線費用、離島供給に係る費用、及び事業報酬を除く

2 平成23年度の年間最大3日平均需要発生時の最大電力（発電端）の実績値（離島供給力相当除く）

3 最大電力（＝発電設備の最大電力）に対応するために必要となる周波数調整幅（アンシラリー調整比率）

4 周波数制御機能を有する水力発電設備の発電出力の実績値（平成23年度末時点：離島供給力相当除く）

5 周波数制御機能を有する火力発電設備の発電出力の実績値（平成23年度末時点：離島供給力相当除く）

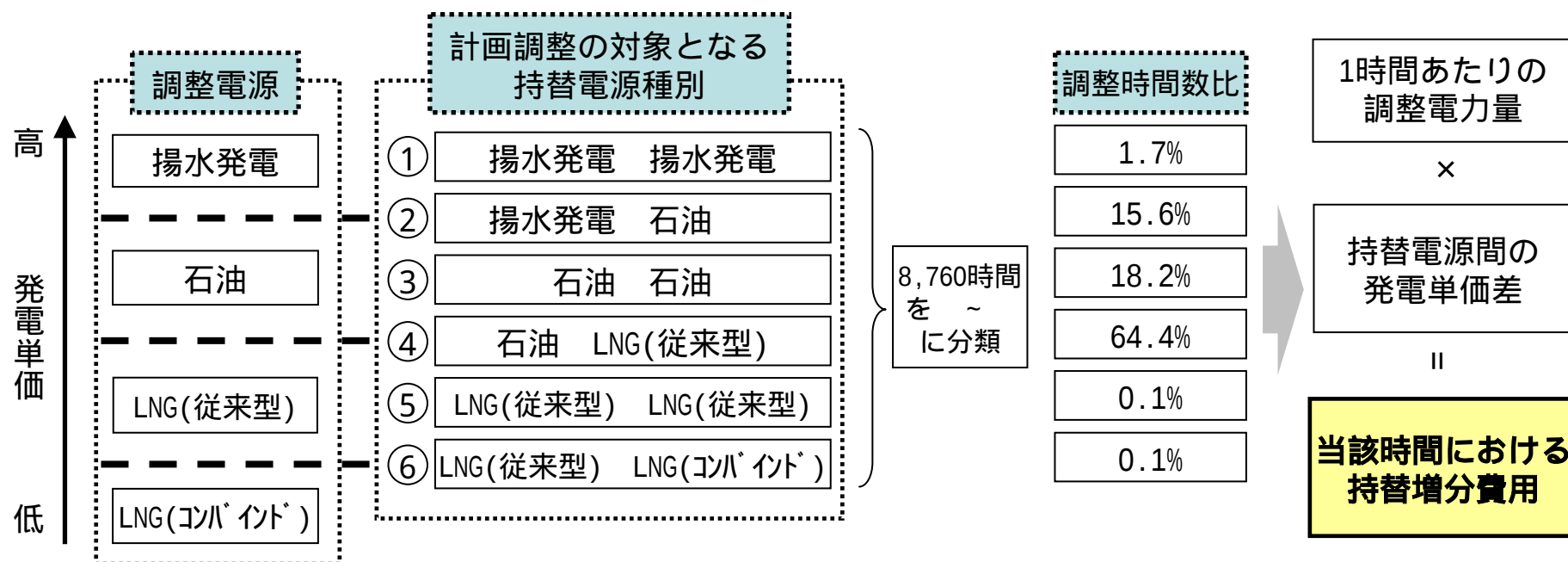
3 各項目のご説明（b 持替増分費用）

第2回審査会合資料より

4

- o 持替増分費用については、直近3か年（H24～26）の発電実績に基づき、調整の対象となる電源種別（下記～）ごとに、調整を行った時間を区分し、その「対象時間」に「1時間あたりの調整電力量」と「発電単価差」を乗じることにより算定しております。

< 電源の持替と費用算定のイメージ >



< 1時間あたりの調整電力量とは >

o 1時間あたりの調整電力量 = 実績需要¹ × 5%² × 1/2 ÷ 8,760時間

- ・ 周波数制御・需給バランス調整のため、需要の5%程度を必要調整力として確保して運用しております。
- ・ 周波数制御・需給バランス調整のための調整力は、小売・発電事業として行う需給運用により確保できる調整力もあることから、持替増分費用の対象電力量としては、必要な調整力に1/2を乗じて電力量を算定しております。

1 直近3か年の実績流通対応需要（送電端）

2 実需給断面で必要な調整力

3 各項目のご説明（b 持替増分費用）

指摘事項 8 の回答

5

< 持替電源種別の内容と調整時間 >

持替電源種別（内容）	イメージ（最経済→調整力確保）	調整時間 （3 か年平均）
揚水発電 揚水発電 （揚水発電：複数台を部分負荷でLFC運転 石油：フル出力で運転）	出力 定格 ... A B A 揚発 石油 石油 揚発 燃料費 高	150時間 （主に高需要かつ補修のため 火力供給力が低下する期間 のピーク帯に発生）
揚水発電 石油 （揚水発電：並列運転 石油：部分負荷でLFC運転）	出力 定格 ... LNG A B A 揚発 石油 石油 揚発 燃料費 高	1,362時間 （主に年間を通して需要 ピーク帯（昼間帯、点灯帯） に発生）
石油 石油 （石油：複数台を部分負荷でLFC運転 LNG（従来型）：フル出力で運転）	出力 定格 ... LNG A B C 石油 石油 石油 燃料費 高	1,591時間 （主に年間を通して 昼間帯に発生）
石油 LNG（従来型） （石油：並列運転 LNG（従来型）：部分負荷でLFC運転）	出力 定格 ... a b c A 石油 LNG（従来） LNG（従来） 石油 燃料費 高	5,640時間 （軽負荷期は日間を通して 高需要期は主に 夜間帯に発生）
LNG（従来型） LNG（従来型） （LNG（従来型）：複数台を部分負荷でLFC運転 LNG（コバ イト）：フル出力で運転）	出力 定格 ... a b LNG（CC） LNG（従来） LNG（CC） LNG（従来） 燃料費 高	5時間 （需要の低い 年末年始に発生）
LNG（従来型） LNG（コバ イト） （LNG（従来型）：並列運転 LNG（コバ イト）：部分負荷でLFC運転）	出力 定格 ... a LNG（CC） LNG（従来） LNG（CC） LNG（従来） 燃料費 高	12時間 （需要の低い 年末年始に発生）

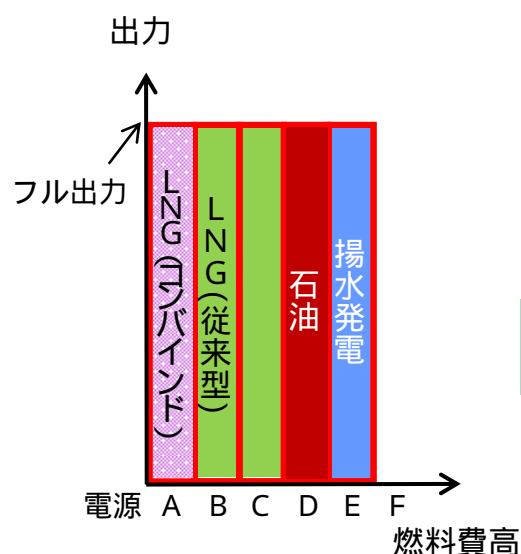
< 揚水発電の部分負荷運転に伴う増分費用の考え方 >

- 最経済運用を迫及した発電計画では、例えば、揚水発電機 1 台のフル出力運転で供給力を賄える場合であっても、実運用においては、揚水発電機を複数台並列(部分負荷運転)させて調整力を確保します。この調整により生じる発電効率の低下分 を持替増分費用として算出しております。

揚水発電機は、フル出力運転時に最も発電効率が高くなるよう設計されているため、部分負荷運転時には発電効率が低下し、増分費用が発生します(イメージ図参照)

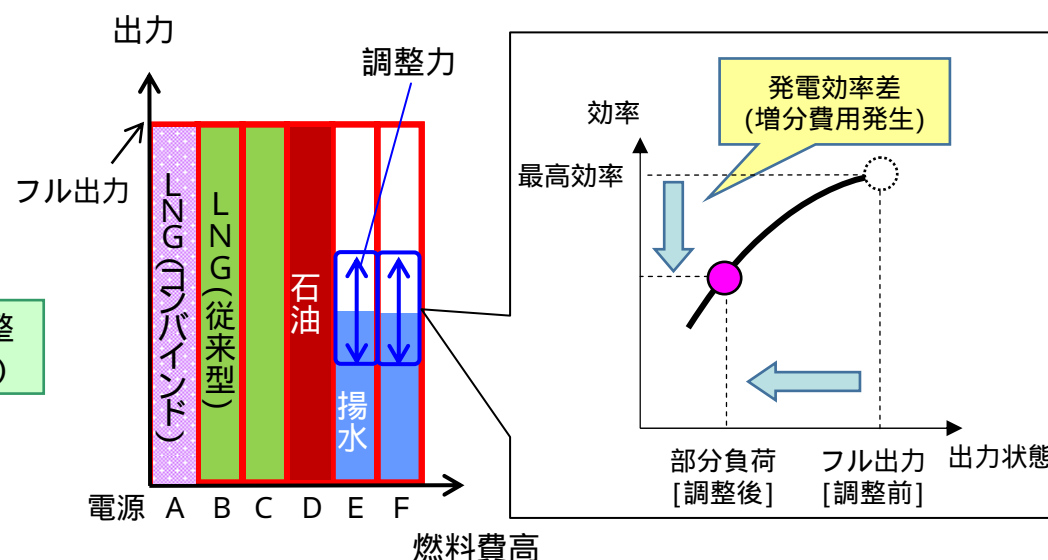
< 送配電事業者による調整力確保のイメージ(揚水発電 揚水発電の場合) >

1. 最経済運用を迫及した発電計画



発電計画の調整
(調整力確保)

2. 調整力確保のために電源構成を調整



3 各項目のご説明（b 持替増分費用）

指摘事項 8 の回答

7

< 持替電源間の発電単価差 >

- 持替電源間の発電単価差については、6つの持替区分毎に高値側の発電単価と安値側の発電単価の値差を適用しております。

持替電源種別	発電単価差の考え方
揚水発電 揚水発電	揚水発電平均単価 ¹ × 部分負荷による発電効率の低下率
揚水発電 石油	揚水発電平均単価と石油平均単価との差
石油 石油	石油発電所における高値平均単価と安値平均単価 ² との差
石油 LNG(従来)	石油平均単価とLNG(従来)平均単価との差
LNG(従来) LNG(従来)	LNG(従来)発電所における高値平均単価と安値平均単価 ² との差
LNG(従来) LNG(CC)	LNG(従来)平均単価とLNG(CC)平均単価との差

1 揚水ポンプ時の稼働電源を特定し揚水原資単価を算定のうえ、揚水ポンプから発電までの損失を考慮し単価を算定

2 当該電源種別の全ユニット平均単価を基準とし、高値グループと安値グループに分類しそれぞれ平均単価を算定

3 各項目のご説明（c 電圧調整）

8

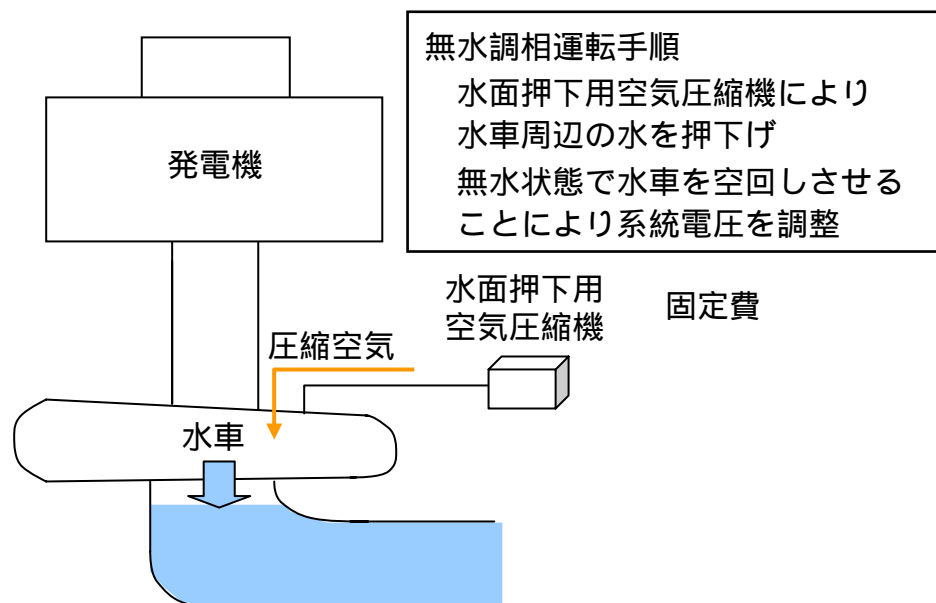
- 水力発電所の無水調相運転による電圧調整に係る費用について、当社水力発電所のうち、当該機能を有する諸塚発電所の無水調相運転機能設備に係る費用（固定費）、及び無水調相運転に係る動力費（可変費）を算定し、託送料金原価に反映しております。

< 電圧調整に係る費用 >

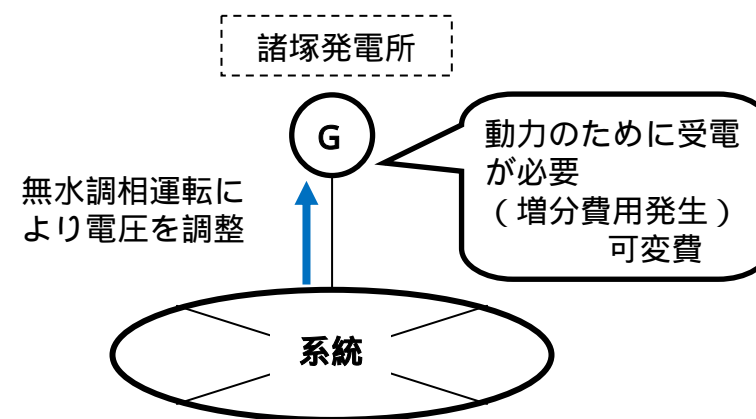
発電所	無水調相運転に必要な設備	電圧調整費用（3年平均）
諸塚発電所	水面押下用空気圧縮機	0.3 億円

無水状態で水車を空回しさせるため、圧縮空気により水車周辺の水を押下げる装置

（参考1）無水調相運転概要



（参考2）無水調相運転に係る動力費



3 各項目のご説明（d ブラックスタート）

9

- 当社水力発電所のうち、九州全停電の際にブラックスタート起動源となる4発電所（大平発電所、天山発電所、上椎葉発電所、一ツ瀬発電所）の当該機能設備に係る費用（固定費）を算定し、託送料金原価に反映しております。

< ブラックスタートに係る費用 >

発電所	ブラックスタートに必要な設備	ブラックスタート費用（3年平均）
大平発電所、天山発電所、 上椎葉発電所、一ツ瀬発電所	非常用電源装置・蓄電池、 制御装置、過昇加圧 装置	0.1 億円

過昇加圧(機能)：自力起動後、急激な系統への電圧加圧による50万V変圧器被害を防止するため、電圧を徐々に加圧する機能

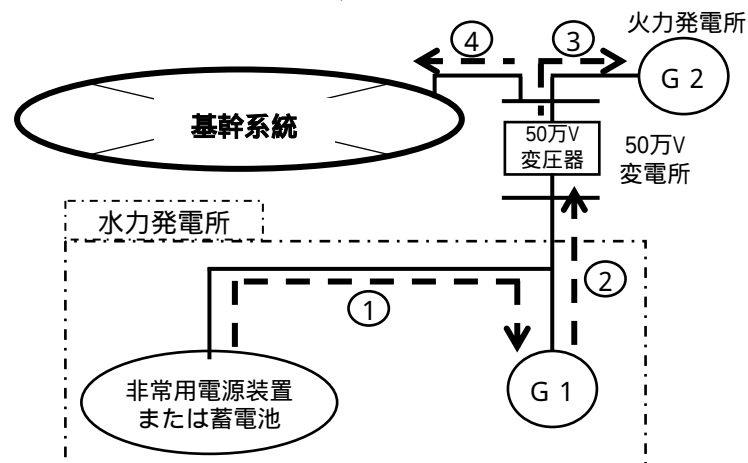
< ブラックスタートの手順イメージ >

全停電時に非常用電源装置または蓄電池から
発電機（G1）の起動に必要な電源を供給し
発電機を起動

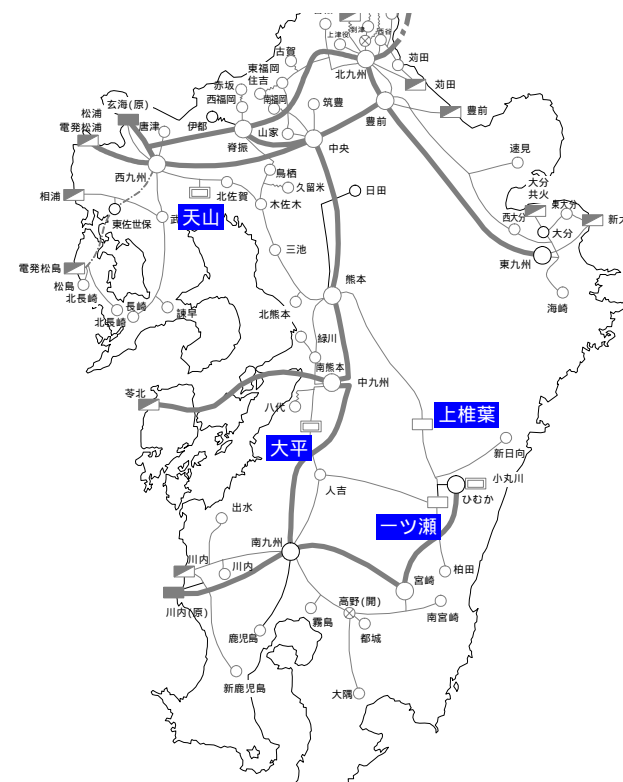
50万V変電所の変圧器を過昇加圧

火力発電所の発電機（G2）の起動に必要な
電力を供給し、発電機（G2）を起動

基幹系統を充電し、系統の停電を順次解消



< ブラックスタート対象発電所 >



3 各項目のご説明（e 本土連系離島バックアップ）

10

- o 連系線事故時のバックアップ電源として残置している五島の3発電所（福江第二発電所、新有川発電所、宇久発電所）の固定費を、内燃力発電費から抽出し、託送料金原価に反映しております。
発生的主要原因に応じて直課、又は配分ドライバーにより特定

< 五島系統の概要図 >



< 影響内訳（3年平均） >

（億円）

項 目	影響額
設備関係費	7
保守・管理等経費	1
その他	2
計	10

減価償却費・修繕費・事業報酬 等

（注）現行原価において、3発電所は未稼働の前提であるため、燃料費は計上していない。

（参考）設備概要

（億円）

発電所名	認可出力	帳簿価額 (H26末実績)
福江第二発電所	21,000kW	2
新有川発電所	60,000kW	14
宇久発電所	3,000kW	0.3
3箇所合計	84,000kW	16.3