

調整力コストについて

平成 27 年 11 月
四国電力株式会社

1. 予備力 7 %を一般送配電事業者に必要な予備力とすることの妥当性

【論点 a】偶発的需給変動対応に必要な予備力（年間最大 3 日平均の需要に対する 7 %）をすべて一般送配電事業者に必要な予備力とすることの妥当性。

- 予備力・調整力に関するこれまでの議論状況については、
 - ・ 第 8 回制度設計WGにて、偶発需給変動対応 7 %については、小売事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当と整理
 - ・ 一方で、小売電気事業者には、改正電気事業法により供給力確保義務は課せられているものの、自らの需要を超える予備力をどの程度確保すべきかについては明確には定められていない
 - ・ 調整力 7 %のあり方と、それを誰が確保すべきかについては、広域機関にて検討中であり、現時点では明確な結論を得ていないと認識しております。
- したがって、現時点において、小売事業者の明確に定められていない任意の予備力に期待して、一般送配電事業者が確保する予備力を減じることが、安定供給上リスクがあると考えております。
- このため、偶発的需給変動対応分の予備力 7 %については、当面は、エリアの安定供給を担う一般送配電事業者が年間計画策定段階から確保せざるを得ないことから、全額を託送料金原価に算定することが必要と考えております。

2. 電源持ち替えの判定条件等

【論点 b-1】 電源の持ち替えの判定条件である発電設備の稼働状態は、各発電機の調整運転が可能な出力帯を踏まえて設定されているか。

- 一定程度統一的な基準は設定するとしても、電力会社により系統規模・並列発電機台数等が異なり、具体的な発電機の調整方法も異なることから、各社固有の事情は必要により考慮して頂きたいと考えます。

【論点 b-2】 調整力の確保以外を目的とした出力の調整（物理的・経済的な制約等による出力の調整）による燃料費の増加分は除外されているか。

- LNG火力については、年間調達量36万トン（基本契約数量）を、最大容量8万トンのタンク1基および1船あたりの積載量6万tのLNG船で計画的な消費・運用に努めていることから、算定の対象外としています。

3. 他燃種間持ち替えにおける単価差について

【論点c】増分燃料費の算定に用いている燃料間の単価差はメリットオーダーを反映して設定されているか。

- 他燃種間（弊社の場合は石炭火力－石油火力）の持ち替えにつきましては、第7回電気料金審査専門会合事務局資料4スライド19にイメージとしてお示し頂いた稼働状況のようなケースがある一方で、そうではない時間帯も少なからず存在し、3ヶ年実績でみれば、石油高値、石油安値グループの部分負荷運転比率が概ね同等（66%：75%）であることを踏まえると、平均単価を用いて算定したことに一定の合理性はあると考えており、一律、石炭高値－石油安値の単価差を用いるのは、運転実態を適切に反映していないと考えます。

【石炭火力⇄石油火力の持ち替え時における部分負荷運転の実績比率】

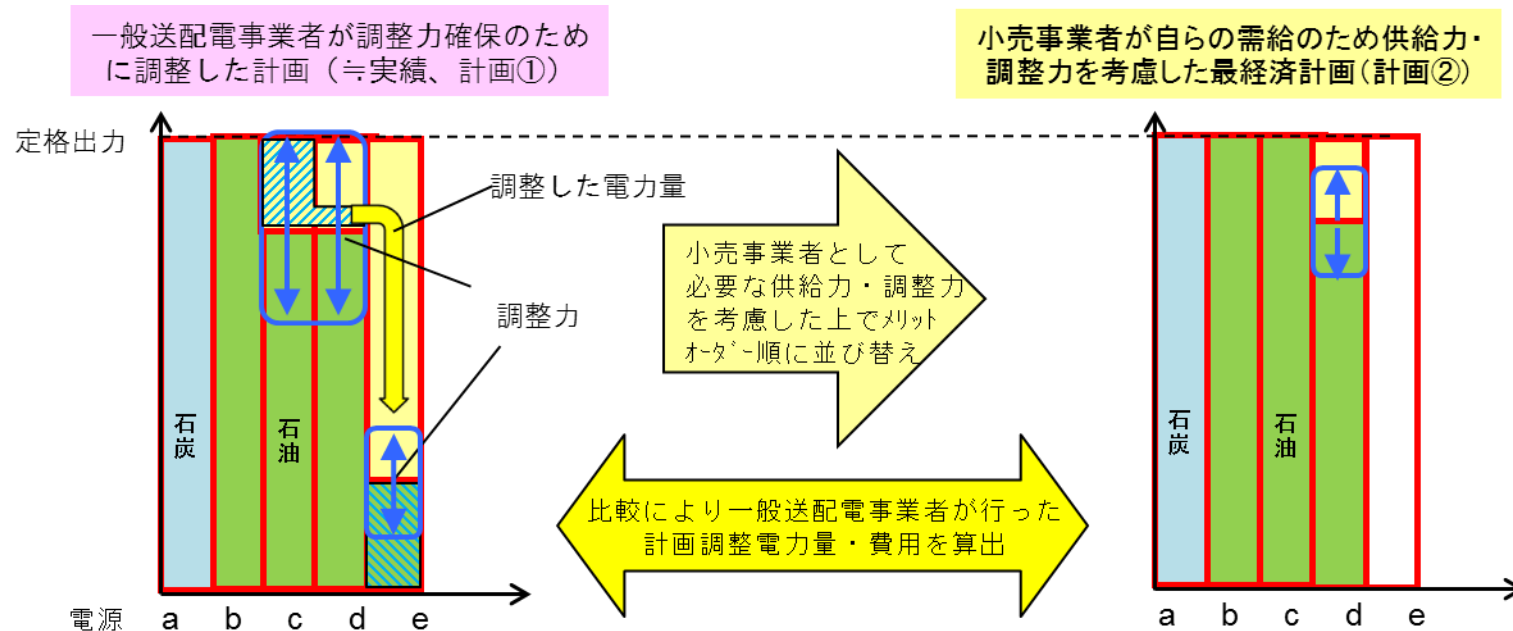
ユニット	3ヶ年実績
石油高値グループ	66%
石油安値グループ	75%
石炭高値グループ	94%
石炭安値グループ	16%

4. 調整電力量（5%×1／2）の適切性

【論点d】増分燃料費の算定の前提となる調整電力量は適切か。

- i. 調整電力量として流通対応需要の5%とすることは適切か。
- ii. 一般送配電事業に必要な量と小売電気事業に必要な量を2分の1ずつ按分して、一般送配電事業にとって必要となる増分費用を算定することの妥当性。

- 計画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については、一般送配電事業者が調整力確保のために調整した計画（計画①）と、小売事業者が自らの需給のための供給力・調整力を考慮した最経済計画（計画②）との差分により求めることができます。
- 今回、過去実績をもとに、以下の手順により、一般送配電事業者が行う計画調整の電力量・費用を算出致しました。
- ア 平成26年度の代表日（春季[5月]、夏季[8月]、秋季[11月]、冬季[2月]の平休日）にて試算
 - イ 代表日の実績（＝計画①とみなす）を、小売事業者として必要な供給力・調整力を考慮した上で、メリットオーダー順に並び替えることにより、小売事業者の最経済計画（＝計画②）を策定
 - ウ 計画①と計画②の差分を一般送配電事業者が調整力確保のために行った計画調整電力量として算出
 - エ また、計画①と計画②の総燃料費の差分により、計画調整による増分費用を合わせて算出



4. 調整電力量（5%×1／2）の適切性

○ 平成26年度の季節毎の代表日における一般送配電事業者の計画調整電力量から年間平均計画調整電力量を試算したところ、約86MWh/hとなり、調整力5%（161MWh/h）の「53%」となりました。

この結果より、代表断面による評価ではありますが、ほぼ年間を通して同様の計画調整が必要であると考えられることから、計画調整に必要な電力量（流通対応需要の5%）の1／2を、一般送配電事業者が担う部分として設定することに、一定の合理性はあるものと考えております。

○ また、代表断面における計画調整費用（燃料費の増分）から年間の総計画調整費用を試算すると、約20億円となり、申請原価：約19億円と概ね整合的な結果であることから、今回の申請における算定方法には、全体としての妥当性はあると考えております。

【試算結果】

代表日		対象日数	計画調整電力量 (MWh/h)	計画調整費用 (百万円)	年間平均計画調整電力量 (加重平均)	年間総計画調整費用 (加重合計)
平日 (第3水曜日)	春季(5/21)	62	50	0.4	86MWh/h ・ H26年度平均流通対応 需要: 3,222MWh/h ・ 調整力5%: 161MWh/h	19.7億円
	夏季(8/20)	60	142	16.9		
	秋季(11/19)	40	77	0.9		
	冬季(2/18)	79	162	7.8		
休日 (第3日曜日)	春季(5/18)	29	49	0.9		
	夏季(8/17)	32	19	6.0		
	秋季(11/16)	21	40	0.7		
	冬季(2/15)	42	26	1.0		

(注) 土日祝日・お盆・年末年始3日は、休日としてカウント（春:4～6月、夏:7～9月、秋:10～11月、冬:12～3月、夏季/冬季は任意徴収期間で設定）