

調整力コストについて

～第9回会合における議論を踏まえた補足説明～

1. 固定費7%負担の妥当性 【論点a】
2. 持ち替え時の単価差設定(平均・平均→高値・安値) 【論点c】

平成27年11月
東京電力株式会社

1. 固定費7%負担の妥当性【論点a】(1)

- これまで、一般電気事業者の送配電部門が確保していた調整力コストは、実需同時同量制度下における周波数制御コストが主体であり、H28年4月以降は、計画値同時同量制度に移行し、実需給まで30分同時同量遵守を前提とした従前と異なり、送配電事業者が1時間前以降の同時同量を担うこととなるため、系統運用上のリスクがより高まることが想定されます。
- 制度設計WGでの議論は、こうした制度改革を踏まえ、系統運用者が電気事業法上の電圧・周波数維持義務実現のため、周波数制御及び需給バランス調整に係る固定費を含む必要な調整力コストを適切に回収する仕組みを整備していく、方向と認識しております。

【第4回制度設計WG資料5-2より抜粋】

(4) 系統運用者による調整力確保策

- 電気事業法上、系統運用者(第一種送配電事業者(名称は仮称))に対し、電圧・周波数維持義務を課す。
- この実現のため、系統運用者は、早期の段階から、送配電サービスに必要な調整力(量だけでなく、周波数制御、電力量偏差調整(需給バランス維持)、無効電力補給など、必要なスペックの調整力)を安定的に確保できる仕組みを整える。
- 系統運用者が、これらの調整力を用いて必要な送配電サービスを提供するための費用は、託送料金として適切に回収する。

1. 固定費7%負担の妥当性【論点a】(2)

- 制度設計WGでは、従前の周波数制御コストに加え、長期(年間)断面での需給バランス調整に係るコストについても、一般送配電事業者として必要な固定費を確保すべきと整理されたものと認識しておりますが、従来どおりの5%相当の固定費のみでは、日々のインバランス対応を含めた予備力に十分かどうか不透明な面があります。

【第10回制度設計WG資料6-3より抜粋】

「○」を付した部分(水色)については、全ての系統利用者がインバランスを発生させなかったとしても発生すると考えられる費用であるため、一般負担として、託送料金回収を認めることとしてはどうか。(略)

現行のアンシラリーサービスは、周波数制御業務に係る固定費のみを観念
他方、実運用上、需給バランス調整業務にも兼用

その上で、【論点2】の費用はインバランス料金として回収

インバランスのない前提で長期断面で確保すべき「○」の量が、計画同時同量下でインバランス供給を含めた日々の所要量として5%で充足できるか不透明。

業務	一般電気事業者より示された費用イメージ		
	固定費	変動費	試算額
1. 周波数制御業務 (注1・2)	○	—	15~20銭/kWh (平均16銭/kWh)
2. 需給バランス調整業務 (注2・3)	○	【論点2】	
3. その他(注4)			0.003~11銭/kWh (平均0.6銭/kWh)
(潮流調整)	—	○	
(電圧調整)	—	○	
(ポンプアップ)	—	○	
(ブラックスタート)	○	—	

(注1) 現行のアンシラリーサービスは、周波数制御業務に係る固定費のみが観念されている。

(注2) 試算額の値は、沖縄地域を除く。また、出力調整の上げしろを確保しておくための費用は含まれていない。

(注3) 実運用上、需給バランス調整業務は、周波数制御用の調整力を兼用する形で実施。

(注4) 第4回WGにおいて電気事業者連合会より示された調整力等のラインナップのうち、「系統安定化装置」については、現行の運用を継続することとして整理し、今回の試算の対象外とする。

【第2段階以降】
15~31銭/kWh
(平均17銭/kWh)

1. 固定費7%負担の妥当性【論点a】(3)

- 直近の夏季ピーク時における新電力のインバランス発生状況を見ると、新電力全体の需要に対し、最大で16%の不足インバランスが発生しており、小売事業者に期待される2%の予備力確保の姿（案2の5%の前提）とは大きく乖離している実態にあります。
 - こうした状況や、送配電の予備力が従来どおり5%で充足できるか不透明な現状を踏まえると、結果として予備力確保量が送配電と小売が重複することとなっても、系統運用上のリスクの低さを優先し、案1の7%を採るべきと考えております。
- ※仮に案2の5%を採る場合には、小売事業者の予備力を含め、7%が確保されるよう、供給計画上2%確保されているかを確認し、確保できていない小売事業者に対し是正対応を行うなどの制度上の措置が必要と考えております。

【直近の夏季ピーク時(H27年8/3の週)における新電力のインバランス発生状況】

月/日(曜)	8/3(月)	年間3位 8/4(火)	8/5(水)	年間2位 8/6(木)	年間最大 8/7(金)	年間最大 3日平均
最高気温	35.0	35.1	35.2	35.9	37.7	36.2
最低気温	26.1	26.5	25.7	26.8	26.8	26.7
発生時間	14時～15時	14時～15時	14時～15時	14時～15時	14時～15時	-
エリア最大電力(a)	5,420万kW	5,470万kW	5,434万kW	5,535万kW	5,587万kW	5,531万kW
新電力最大電力(b)	563万kW	567万kW	569万kW	578万kW	575万kW	573万kW
同インバランス電力(c)	▲21万kW	▲60万kW	▲87万kW	▲93万kW	▲53万kW	▲69万kW
インバランス発生率(c/b)	▲3.8%	▲10.6%	▲15.3%	▲16.0%	▲9.2%	▲11.9%
同エリア需要比率(c/a)	▲0.4%	▲1.1%	▲1.6%	▲1.7%	▲0.9%	▲1.2%

H28年4月以降は+2%の予備力確保が期待される中、直近の夏季ピーク時には最大16%の不足インバランスが発生

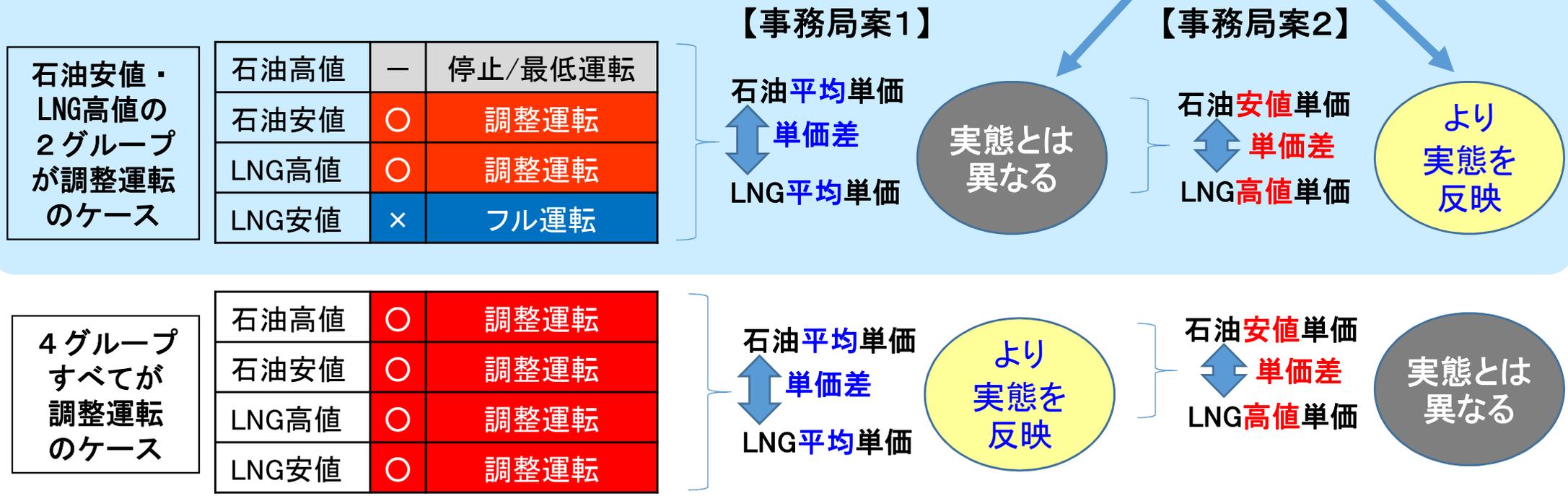


計画同時同量下でインバランス供給を含めた日々の所要量として5%で充足できるか不透明な現状では、リスクの低さを優先し案1の7%を採るべき

2. 持ち替え時の単価差設定(平均・平均→高値・安値) 【論点c】

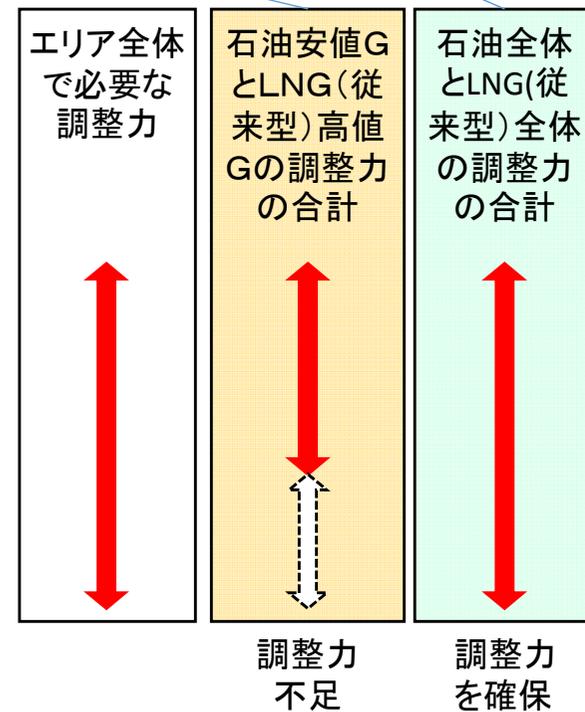
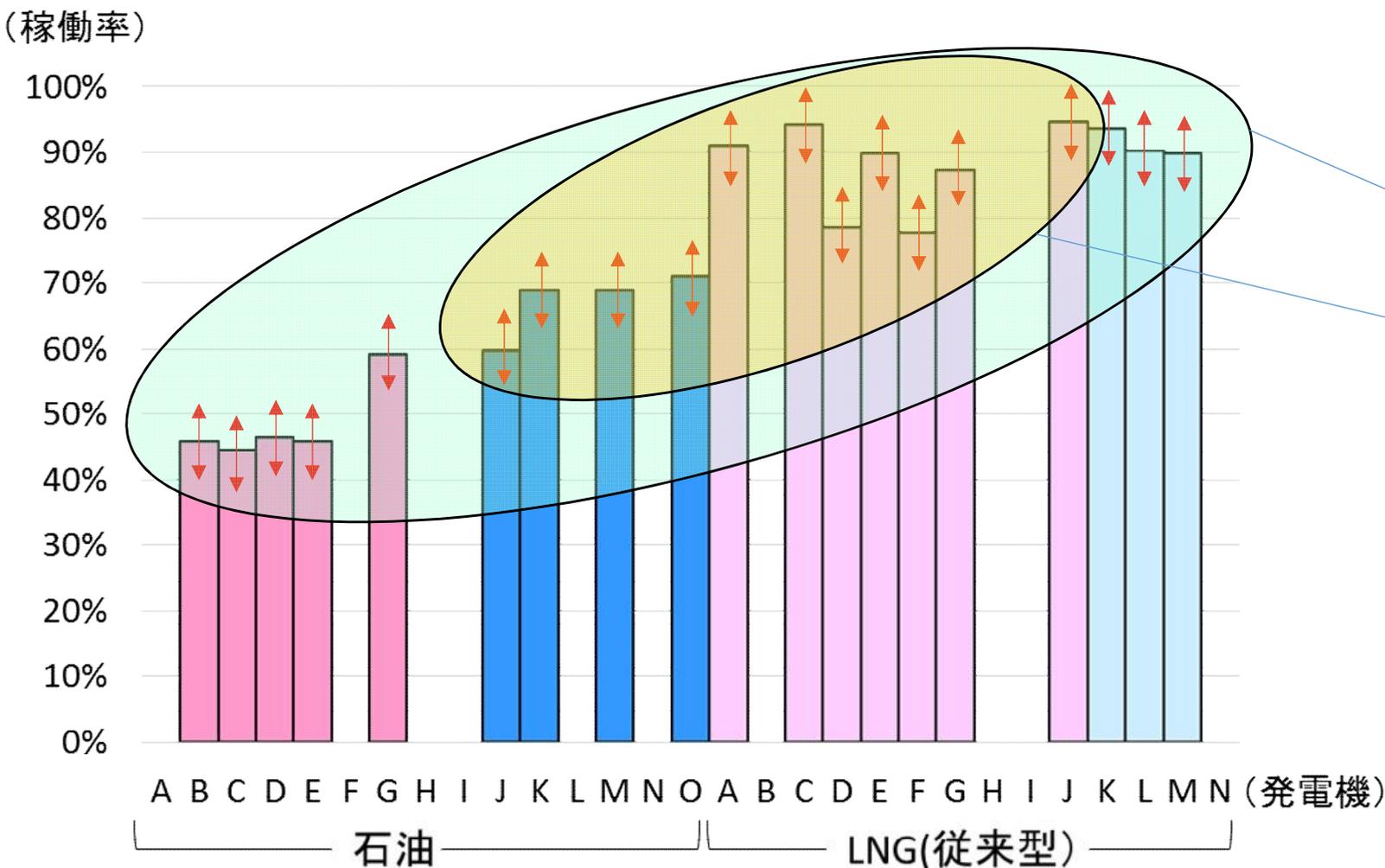
- 第9回会合の論点cにおいて、各委員の事務局案2支持の理由は、石油安値とLNG高値の2グループの持ち替えにおいて、フル稼働や停止により調整運転できないグループを単価差の算定に入れることは実態を反映した算定とは言えない、との指摘と理解しました。
- 一方、すべてのグループが調整運転しているケースまで、この2グループの単価差を適用することは、メリットオーダーを基本としつつも、多数のユニットで調整力を確保している実態と異なり、また、当社の詳細シミュレーション、代表日シミュレーションの結果と比較し大きく乖離する点でも問題があります。
- よって、石油安値とLNG高値の2グループの持ち替えケースは事務局案2のとおり補正し、4グループすべてが調整運転しているようなケースでは、石油平均・LNG平均の単価差を適用すべきと考えております。

第9回会合における指摘



(参考)LNG(従来型)→石油の持ち替え時間における電源運転状況の例

端境期のピーク1時間の実績



単価高 ← (年間平均単価) → 単価安

(参考)持ち替え増分費用の各算定手法のまとめ

【第9回会合当社資料手法のまとめ】

	①6セグメント方法 【今回申請】	②代表日シミュレーション	③詳細シミュレーション
算定方法	<p>6種類の燃料持ち替え単価に分けて、1時間当たりの調整電力量と持ち替え単価から年間持ち替え費用を算出(H24～26の3年平均)</p> <p>1時間当たりの調整電力量は実績年間電力量 $\times 5\% \times 1/2 \div 8760$時間</p> <p>各時間持ち替え量は、予備力5%のうち1/2の2.5%として算定</p>	<p>代表日(重負荷平日、軽負荷平日、重負荷休日、軽負荷休日)について実績と最経済の差額、持ち替え量を確認し時間数ウェイトで年間に換算</p> <p>上げ余力を実績3.1%並列中の発電機で確保、発電BG最経済0.6%確保できていることから、2.5%を一般送配電事業者が持ち替え</p>	<p>H25年度実績ベースの需給状況において、発電事業者が各時間で計画値同時同量を達成したと考えられる最経済計画と、一般送配電事業者が調整を行った運用結果との燃料費の差分を算定</p>
結果	213億円/年	266億円/年	222億円/年

↑
今回申請原価