

調整力コストについて

～第7回会合における議論を踏まえた補足説明～

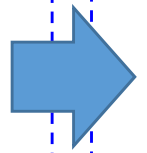
1. 年間予備力7%, 当日予備力5%, 持ち替え2.5%の関係について
2. 固定費7%負担の妥当性 【論点a】
3. 運転区分の閾値設定 【論点b-1】
4. 持ち替えに関してLNGの制約がないことの説明 【論点b-2】
5. 持ち替え時の単価差設定(平均・平均→高値・安値) 【論点c】
6. 調整電力量を流通対応需要の5%・1/2とすることの妥当性 【論点d】

平成27年11月
東京電力株式会社

1. 年間予備力7%, 当日予備力5%, 持ち替え2.5%の関係について

年間予備力7%

- 偶発的需給変動対応
- 水力の出力変動
 - ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み
 - 計画外停止
 - ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み
 - 需要変動
 - ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み



当日実需給断面の予備力5%

- ・短時間変動(負荷周波数調整) 3%
- ・その他 2%
(需要想定誤差、再エネ電源出力想定誤差、電源脱落等に伴う供給力の減少等)

※広域機関 第2回調整力等に関する委員会

- ・当日は水力変動、計画外停止、需要想定誤差については小さくなるため、現状では5%の予備力を確保
- ・再エネ導入量の拡大による実需給の必要調整力については、「調整力等に関する委員会」にて議論中

・短時間変動の調整力は、変化速度・AFC量を考慮して、エリア需要の3%程度を確保することで対応している。

・変化速度・AFC量を確保するためには、中間出力の発電機台数を確保する必要があるがBG最経済計画では発電機台数が少ないため、TSOの持ち替えによる対応が必要

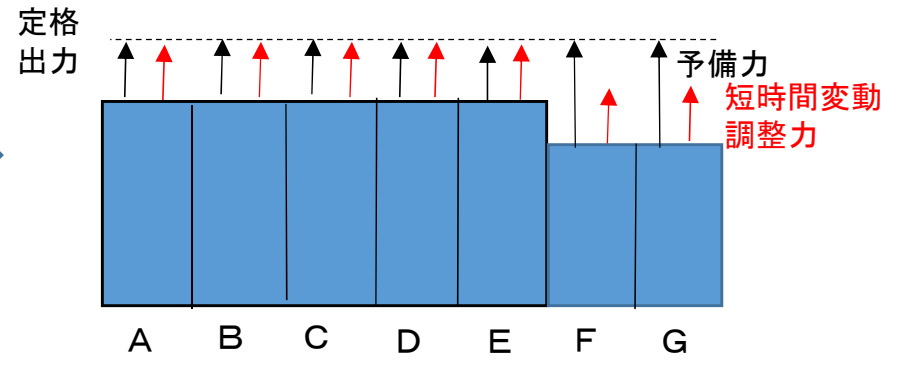
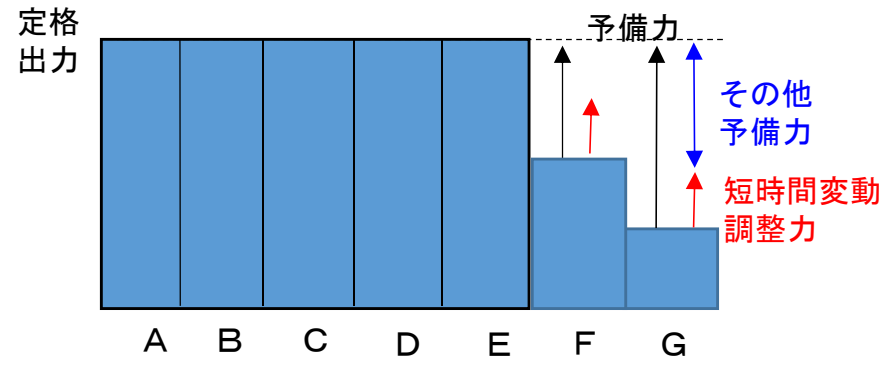
例：短時間調整力3%－BG最経済0.5%
＝TSO持ち替え2.5%

※BG最経済計画：発電BGが計画同時同量達成を前提にメリットオーダーで最も経済的な運転をする場合の計画

→スライド2

→スライド3以降

【短時間変動調整力を確保する持ち替えのイメージ】



※予備力＝短時間変動調整力＋その他予備力

2. 固定費7%負担の妥当性【論点a】

- これまで、調整力に係る固定費としては、周波数制御に係るコスト（周波数制御機能を有する発電設備の固定費5%相当）を託送料金原価に算入しておりました。
※5%はエリアの年間最大3日平均需要に対する周波数制御に必要な発電設備容量
- ライセンス制・計画値同時同量導入以降は、一般送配電事業者が、周波数制御、需給バランス調整、およびエリアのセキュリティ確保に責任を負うことになり、必要予備力の考え方としては、第8回制度設計WGにおいて「偶発的需給変動対応」7%について、小売・送配電双方の事業者が確保すべきと整理されました。
※ただし、小売・送配電それぞれの程度確保すべきか明示されていない。
- 小売事業者には、改正電気事業法において供給力確保義務が課されておりますが、自らの需要を超える予備力をどの程度確保すべきか明確には定められておりません。
- 小売・送配電双方がどの程度予備力を確保すべきか、明確に義務化されていない現状において、一般送配電事業者が従来相当の供給信頼度を維持していくためには、年間計画断面でエリアの最大3日平均需要の7%相当の電源を予備力として確保することが必要と考えております。
- 事務局資料の案2・案3は、従来相当の供給信頼度維持に必要な予備力が確保できない可能性が高いと考えられることから、7%の予備力全てを一般送配電事業者が確保し、エリア需要の一般負担とする案1が妥当と考えております。

3. 運転区分の閾値設定 【論点b-1】

- 今回の持ち替え増分費用算定において、8760時間（×3年分）すべての火力調整電源の発電状態を確認し、フル出力運転か部分負荷運転かの判定を行っております。
- フル出力運転か部分負荷運転かの閾値の設定については、当社においては燃料種別ごと（発電機ごと）に発電機のLFC幅と一致させており、LFC幅以上の上げ・下げ余力を確保している発電状態を部分負荷運転と判定しております。（案2）
- 事務局資料 案1は、発電機のスペックや運用実態に関わらず一律5%とする理由が説明困難であり、必要な調整力コストが確保できない可能性があります。
- 案2は算定は複雑ではあるものの、発電所ごとのスペックや運用実態を反映した案であり、適切な調整力コスト回収の観点からは妥当と考えております。

【燃料種別ごとのLFC幅と部分負荷運転の判定条件】

燃料種別	LFC幅	部分負荷運転の判定条件
石油	定格出力の5%	⇔ 一致 ⇔ 定格出力の95%以下
LNG (従来型)	定格出力の5%	⇔ 一致 ⇔ 定格出力の95%以下
LNG (コンバインドサイクル型)	定格出力の8%	⇔ 一致 ⇔ 定格出力の92%以下

4. 持ち替えに関してLNGの制約がないことの説明 【論点b-2】

- 当社は東京湾岸にLNG基地および発電所を設置しておりますが、LNGの年間受け入れ可能量については一定の目安はあるものの、受入上限のような制約は存在せず、平成24～26年度においてはこうした年間受入量を理由としたLNGの運転制約はないことを確認しております。

※今回の持ち替え増分費用算定におけるLNG（従来型）と石油の持ち替えによる抑制量は、LNG消費量全体の3%程度であり、仮に石油への持ち替えを行わず、その分稼働に振り向けたとしても問題ないことを確認しております。

- また南横浜及び品川を除くLNG火力はすべてガス導管で連系されており、例えばある基地でLNGの貯蔵量がタンクの下限を下回った場合、他基地からの燃料輸送や、発電機の停止運用などで対応しており、平成24～26年度においてはこうしたタンク容量を理由としたLNGの運転制約による、持ち替え増分費用の算定への影響はないことを確認しております。

※南横浜は低稼働となるため今回の算定から除外、品川は都市ガスを燃料としておりLNG制約の対象外。また停止運用の場合は持ち替え算定の対象から除外。

- その他、荒天などでLNGが接岸できず、それによってLNG貯蔵量が不足するケースや、クラゲの大量発生、環境制約による発電抑制も考えられますが、平成24～26年度においては、こうした理由によるLNGの運転制約はないことを確認しております。
- よって、今回の申請原価のうち、LNG固有の理由による持ち替え増分費用の算定への影響はございません。

(参考) 当社のLNG基地および発電所について



5. 持ち替え時の単価差設定(平均・平均→高値・安値)【論点c】

- LNG(従来型)と石油の持ち替え時間の運転実績を見ると、第7回会合の事務局資料4のスライド19のイメージ図の運転状態に合致する時間は1%程度しかない一方、メリットオーダーを前提としつつも、多数のユニットを部分負荷運転することで調整力を確保している当社申請イメージに合致する時間は66%を占めます。
- 事務局案2はこうした運用の実態を反映せず必要な調整力コストが確保できない可能性があること、また案3は現時点ではデータ採録に問題あることから、いずれも採用すべきではなく、より運用実態に近いLNG(従来型)全体の平均単価と石油全体の平均単価の差を用いる今回の算定方法(案1)が妥当と考えております。

【第7回会合事務局資料イメージ】

発電機グループ		運転状態
石油	高値G	最低出力または停止
	安値G	部分負荷運転
LNG(従来型)	高値G	部分負荷運転
	安値G	フル出力

【当社申請イメージ】

発電機グループ		運転状態
石油	高値G	部分負荷運転
	安値G	部分負荷運転
LNG(従来型)	高値G	部分負荷運転
	安値G	部分負荷運転

※各発電機Gにおいて一部の発電機が停止、最低出力、フル出力となっている状態を含む。当社申請イメージも同様。

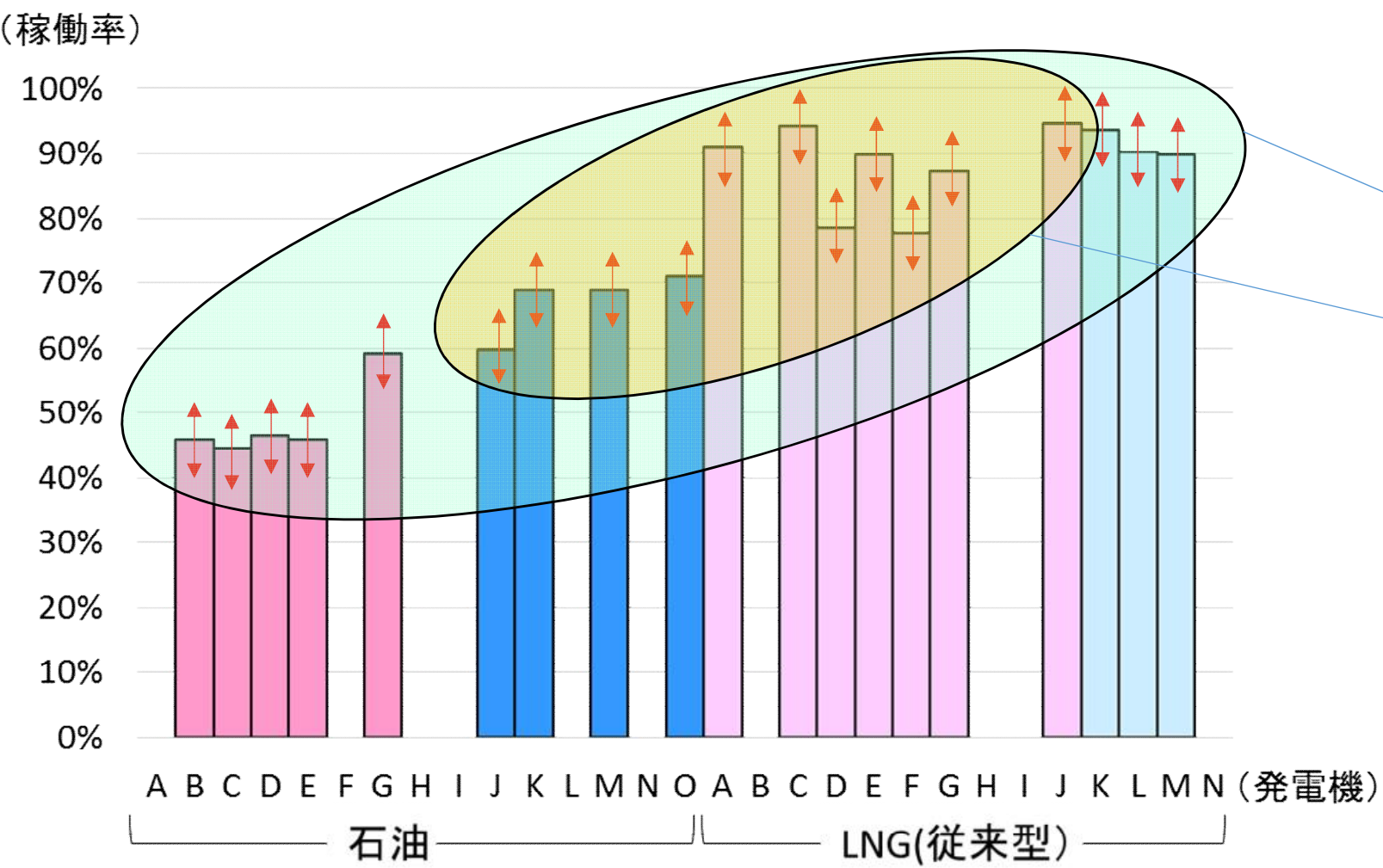
【LNG(従来型)→石油の持替時間における運転実績(H24~26年度平均)】

LNG(従来型)→石油の持替時間数	事務局資料イメージ	当社申請イメージ	その他
6,773時間 (100.0%)	68時間 (1.0%)	4,447時間 (65.7%)	2,258時間 (33.3%)

石油全体の平均とLNG(従来型)全体の平均の単価差を採る方が実態を反映

(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



- 石油高値G
- 石油安値G
- LNG(従来型)高値G
- LNG(従来型)安値G
- 調整力

エリア全体
で必要な
調整力

石油安値G
とLNG(従来型)
高値Gの調整力の
合計

調整力
不足

石油全体
とLNG(従来型)
全体の調整力の
合計

調整力
を確保

単価高 ← (年間平均単価) → 単価安

6. 調整電力量を流通対応需要の5%・1/2とすることの妥当性【論点d】

- 持ち替え増分費用について、今回申請原価の簡易的手法ではなく、平成26年度実績における「平日軽負荷」「休日軽負荷」「平日重負荷」「休日重負荷」それぞれ代表的な日(4区分ごとの需要の平均値に最も近い日)を選定し、代表日における調整力の追加確保実績と持ち替えた費用をシミュレーションにより算出しております。
 - 代表日の調整力実績(B)および発電BGが計画値同時同量の達成を前提とした最経済計画(C)をシミュレーションし、(B)-(C)により一般送配電事業者が追加で確保した調整力(D)を試算。
- 4区分ごとの一般送配電事業者が確保した調整力を4区分ごとの対象日数で加重平均し、年間トータルで一般送配電事業者が追加確保した調整力は2.51%となり、5%に1/2を乗じた算定手法は妥当と考えております。

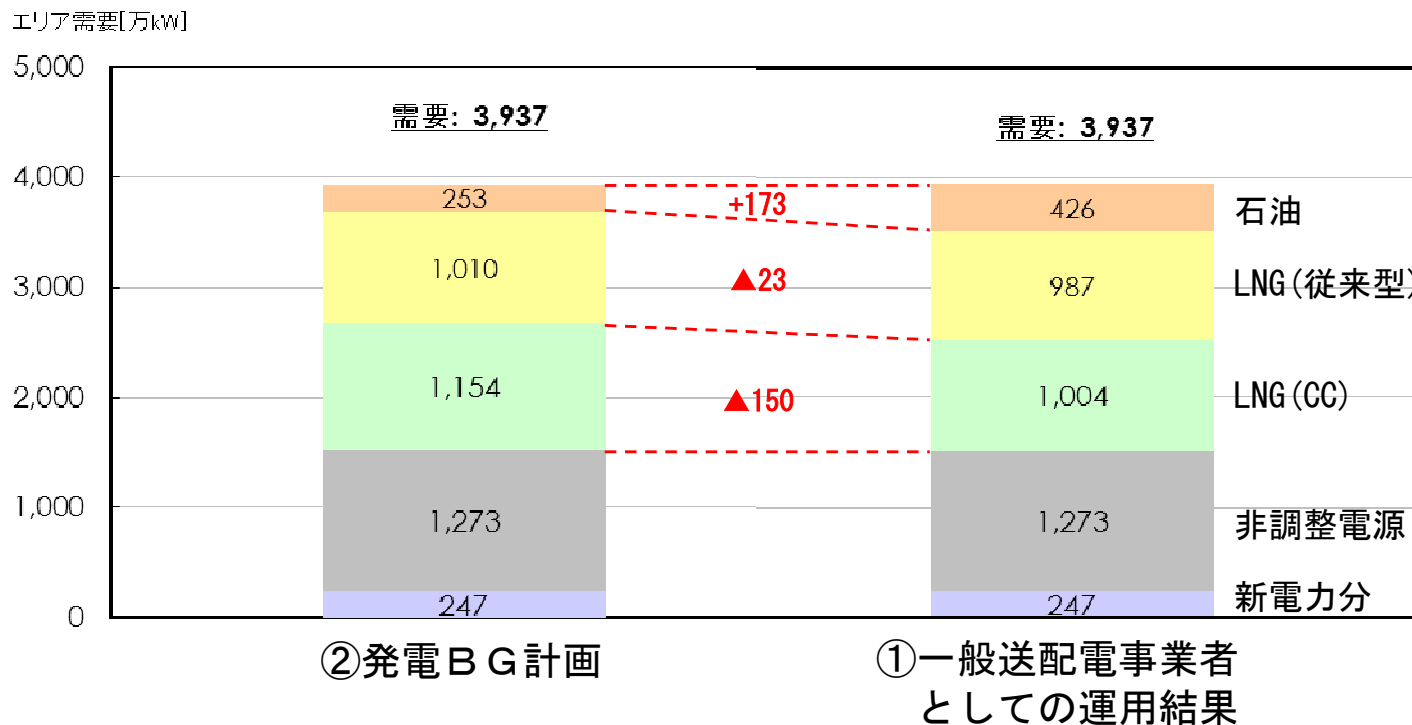
【H26年度の代表日4日における年間持ち替え増分費用試算結果】

代表日	対象日数 (A)	調整力 (実績) (B)	調整力 (発電計画) (C)	調整力 追加確保(D) =(B)-(C)	費用 (実績) [億円/日] (E)	費用 (発電計画) [億円/日] (F)	持替費用 [億円/日] (G) =(E)-(F)	年間 持替費用 [億円] (A)×(G)
平日軽負荷 (6/6)	148	2.74%	0.68%	2.06%	72.72	72.32	0.40	59.2
休日軽負荷 (4/29)	35	3.14%	0.78%	2.36%	65.35	64.88	0.47	16.45
平日重負荷 (9/5)	150	3.53%	0.44%	3.09%	80.79	79.67	1.12	168.0
休日重負荷 (1/11)	32	2.98%	0.90%	2.08%	68.25	67.56	0.69	22.08
日数加重平均		3.12%	0.61%	2.51%			合計	265.7

(参考) 詳細シミュレーションによる算定結果

●さらに、第12回制度設計WGの電事連プレゼン資料でも説明したとおり、H25年度実績においても、より詳細なシミュレーションを行ったところ、一般送配電事業者の増分燃料費は222億円/年と試算しており、簡易な算定方法による今回申請原価：213億円/年と整合しております。

【詳細シミュレーションのイメージ：夏季の10時における持ち替えの例】



①一般送配電事業者としての運用結果 - ②発電BG計画 = 222億円
(8,760時間・発電所毎)

今回申請原価：213億円