

調整力コストについて

平成27年11月
中部電力株式会社

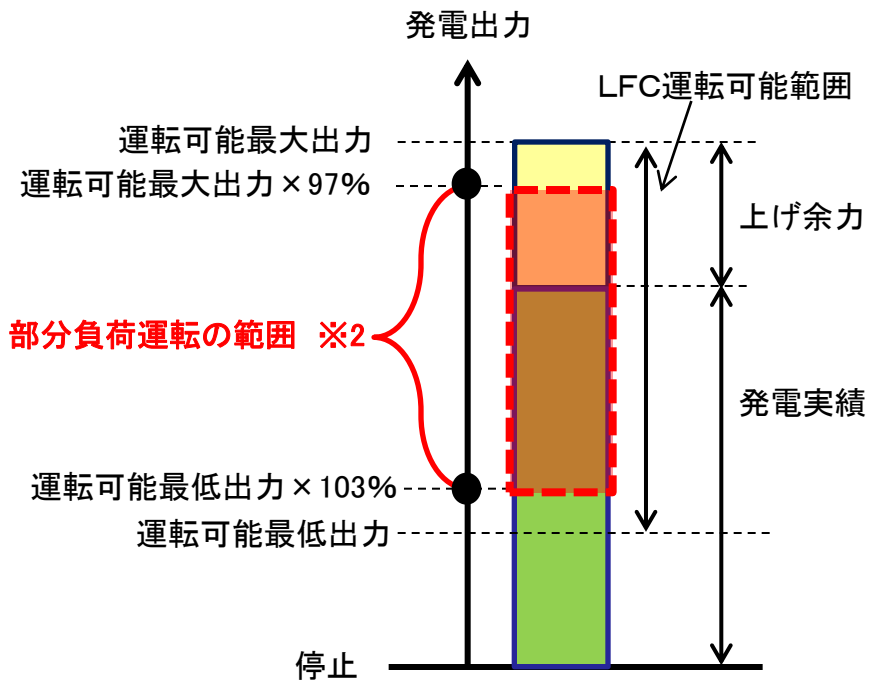
【論点a】予備力7%を一般送配電事業者が確保する理由について

- 第8回制度設計WGにおいて、「偶発的需給変動対応7%」には、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双方が含まれると整理されております。
- 需要の変動・想定誤差、電源トラブル等がある中で、一般送配電事業者は、エリアの周波数と電圧の維持に責務を負い、瞬時瞬時の需給変動に対応する「周波数制御」と、発電・小売事業者がゲートクローズ時点で確定した30分計画値(kWh値)と実績値の差分補正である「需給バランス調整」を行います。
- 小売事業者には供給力確保義務が課されているものの、自らの需要変動や電源トラブルに応じる予備力をどの程度確保すべきか明確に定められていないため、偶発的需給変動に対する予備力7%について、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段階から確保すべきものと考えております。
- なお、現在、一般送配電事業者が確保すべき調整力の具体的な内容や担保のあり方については、再生可能エネルギーの大量導入による影響等も踏まえて、電力広域的運営推進機関において議論されております。

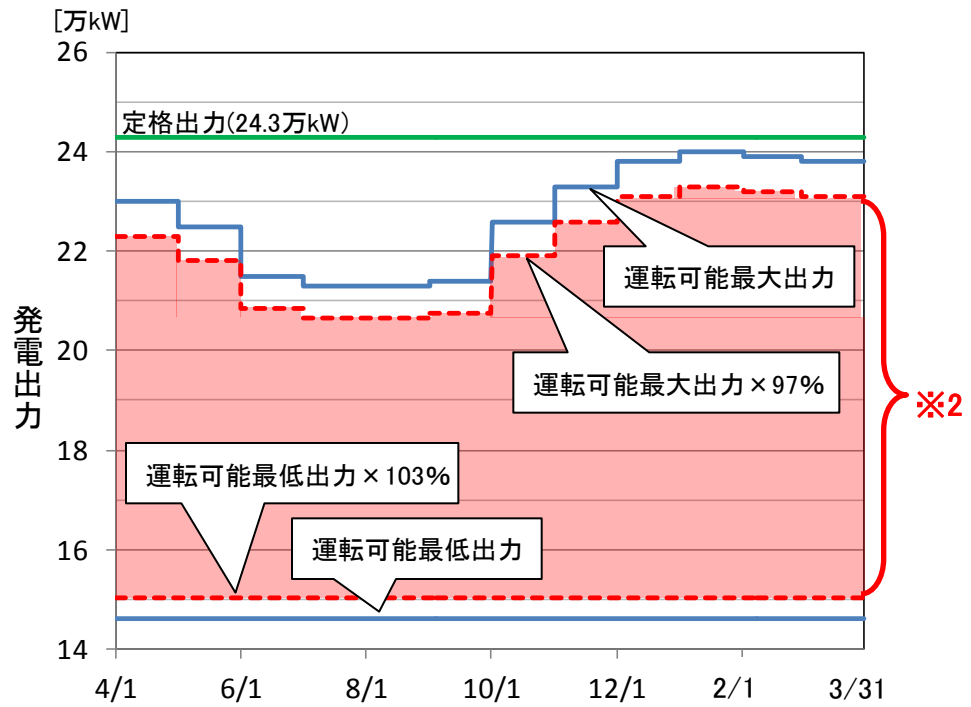
【論点b-i】運転区分の閾値設定

- 電源の稼働状態を、毎時間(24時間×365日×至近3ヵ年)の各電源の発電実績から「運転可能最大出力」「部分負荷運転」「運転可能最低出力運転」「停止」に分類しております。
 - 「部分負荷運転」の範囲については、外気温等の影響を受けるLNG機※1の特性を考慮し、運転可能最大出力(月単位)を設定したうえで、日間においても同出力が変化するため、各電源のLFC運転可能範囲の上下限から3%を控除して設定しております。
- ※1: LNG(コンバインド)およびLNG(従来型)の一部(リパワリング機)

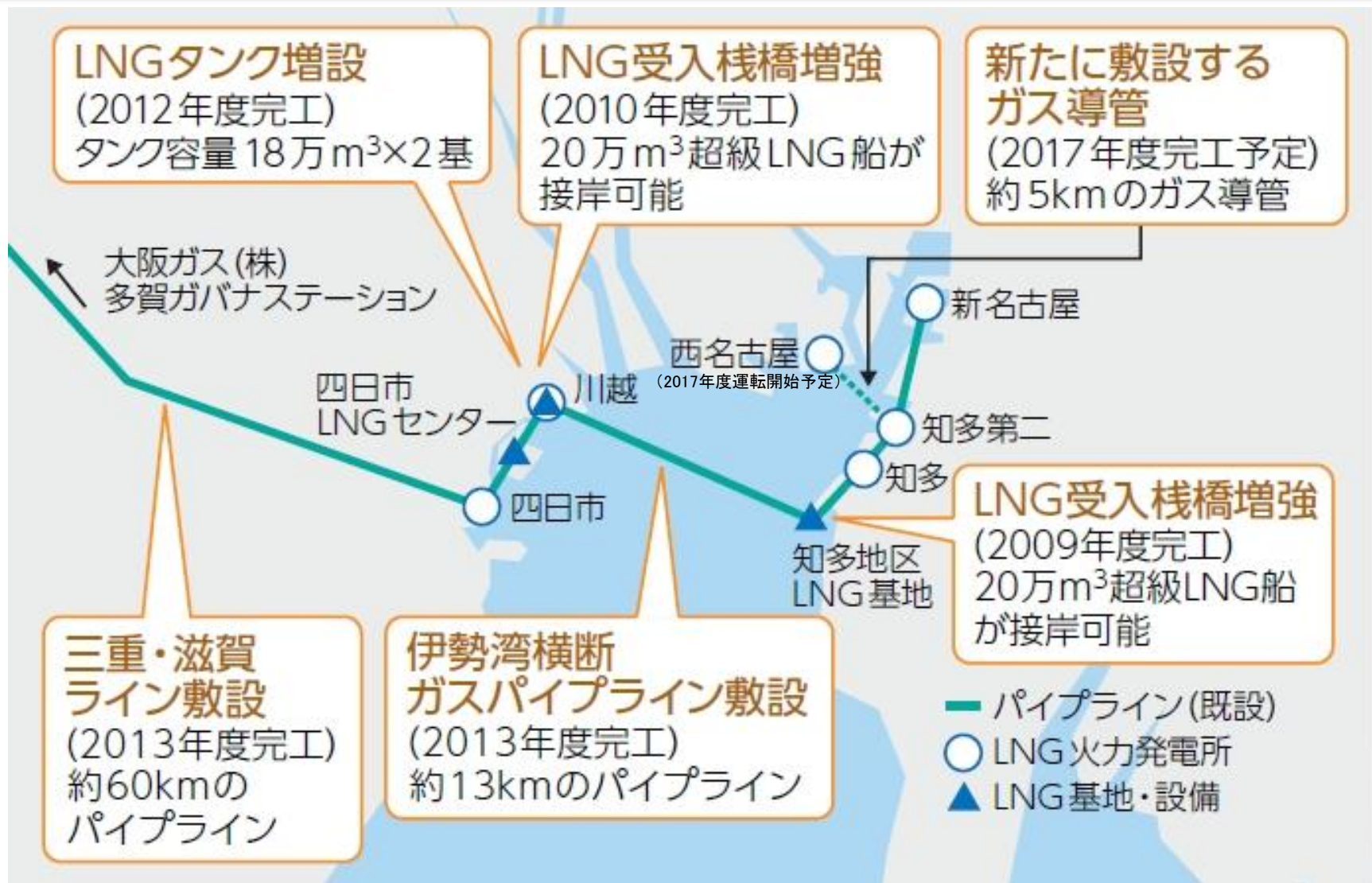
【部分負荷運転の範囲】



【LNG(コンバインド)の部分負荷運転の範囲(例)】



● LNG火力比率の高い当社は、火力発電所が集中する伊勢湾内を中心に、安定的に燃料を供給するため、LNGタンク増設、受入棧橋増強やガスパイプラインなどのインフラを整備しており、発電の制約となるような運用制約(燃料の受入や港湾の配船規制等)はありません。



【論点b-ii】燃料運用の制約(2)LNGタンク

- LNGタンク容量とLNG発電実績から、ある前提※¹に基づいて求めたLNGの運転可能期間は、約40日です。
- 仮にLNG船が計画よりも数日遅れた場合でも、発電の制約となるようなことはありません。

【伊勢湾のLNG基地(H27年11月時点)】

基地名	LNGタンク容量・基数	LNGタンク総量(千kl)
知多基地(知多エル・エヌ・ジー)	80千kl×6基+160千kl×1基	640
知多基地(知多LNG共同※ ²)	75千kl×4基	300
知多基地(知多緑浜※ ²)	200千kl×2基	400
川越基地	120千kl×4基+180千kl×2基	840
四日市基地	80千kl×4基	320
合 計	—	2,500

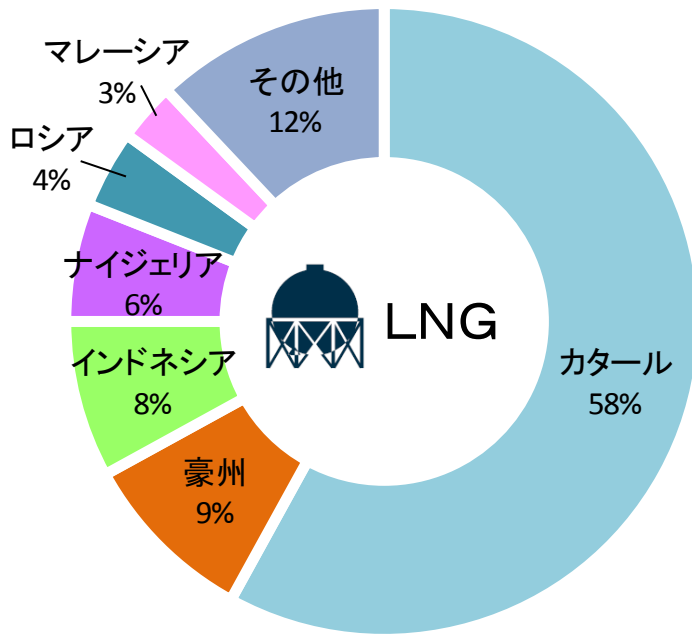
※¹ 前提:H26年8月のLNG火力の消費量実績を元に、1日に必要なLNG量を求めて算出。

※² 東邦ガス(株)との共同運用。

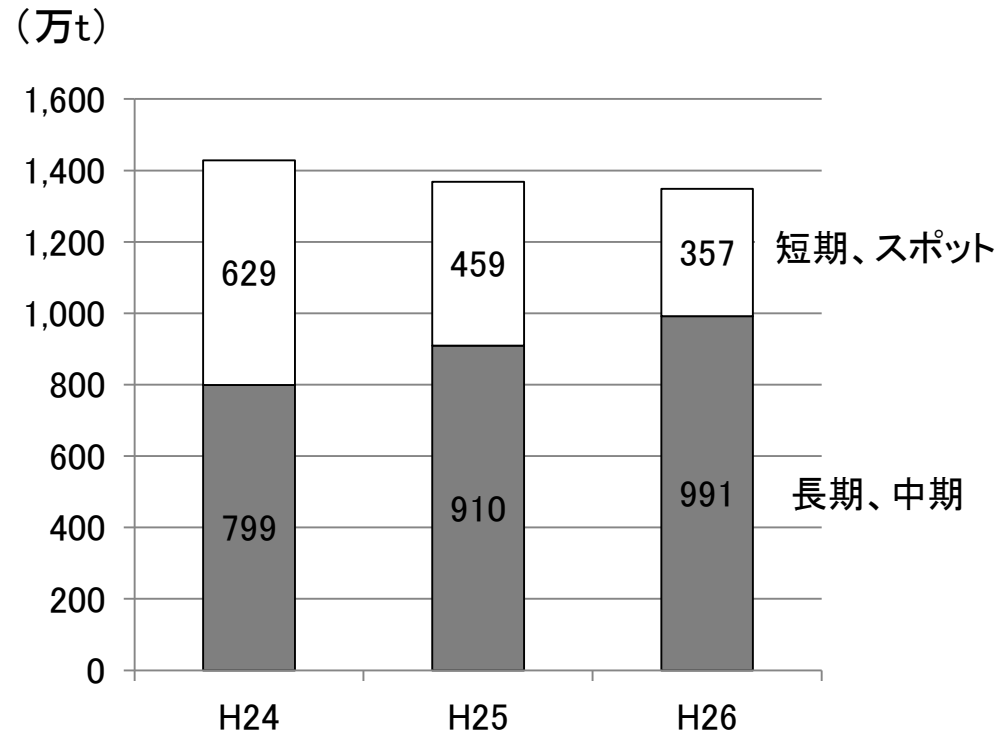
【論点b-ii】燃料運用の制約(3)LNG調達

- LNGの調達にあたっては、カタール、豪州、インドネシアなどのLNG生産者と直接、中長期契約を結び、安定的な調達を目指しております。これら中長期契約においては、調達先の分散化による安定性の向上に取り組んできており、平成30年からは米国という新たな調達源を米国フリーポートLNGプロジェクトへの参画を通じて確保する予定です。
- また、必要所要量に対して既存契約のみでの調達を避け、スポット契約や短期契約など途中で追加調達の判断ができる枠を用意しており、発電の制約となるような調達制約はありません。

【当社のLNG調達国別実績(H24～H26)】



【当社のLNG調達量の内訳(H24～H26)】



【論点C】異燃種間持ち替えにおける単価差について

- 実運用においては、電源の定期点検・補修停止等がある中で運転可能なユニットにおいてメリットオーダーを実現しており、「石油⇔LNG(従来型)」の持ち替えにおける平成24～26年度発電実績では、各燃種の高値G・安値Gのいずれか一方に偏っておらず、多数の電源の部分負荷運転により調整力を確保しています。
- 従いまして、異燃種間の持ち替えについては、各燃種の平均単価を適用することが妥当と考えております。

「石油⇔LNG(従来型)」の持ち替えとなる時間帯における各電源の運転時間割合(3カ年平均)

電源	部分負荷 運転割合
石油 高値G	64.0%
石油 安値G	75.5%
LNG(従来型) 高値G	95.2%
LNG(従来型) 安値G	79.9%

石油全体⇔LNG(従来型)全体の持ち替えと考えるのが妥当

7

【論点d- i】調整電力量を年間流通対応需要の5%とすることの妥当性

- 平成24～26年度における各電源の発電実績とLFC※確保量(上げ方向)実績から、調整電力量を算定したところ、「年間流通対応需要の5%」と同水準であったため、妥当と考えております。

※LFC: 負荷周波数制御

	平成24年度	平成25年度	平成26年度	3カ年平均
調整電力量 [億kWh](①)	82.8	70.8	68.7	74.1
年間流通対応需要 [億kWh](②) (②の5%)	1,345.8 (67.3)	1,352.2 (67.6)	1,323.4 (66.2)	1,340.5 (67.0)
①÷② [%]	6.1	5.2	5.2	5.5

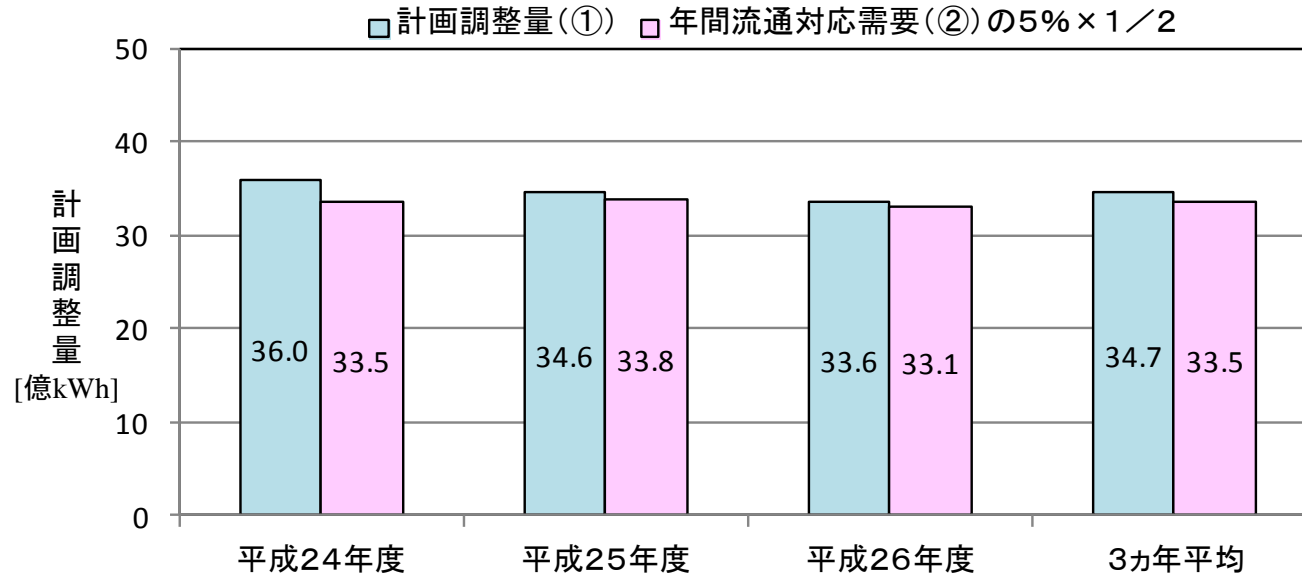
□ 調整電力量(①) □ 年間流通対応需要(②)の5%

年度	調整電力量(①) [億kWh]	年間流通対応需要(②)の5% [億kWh]
平成24年度	82.8	67.3
平成25年度	70.8	67.6
平成26年度	68.7	66.2
3カ年平均	74.1	67.0

【論点d-ii】部分負荷運転等に伴う計画調整量の妥当性確認

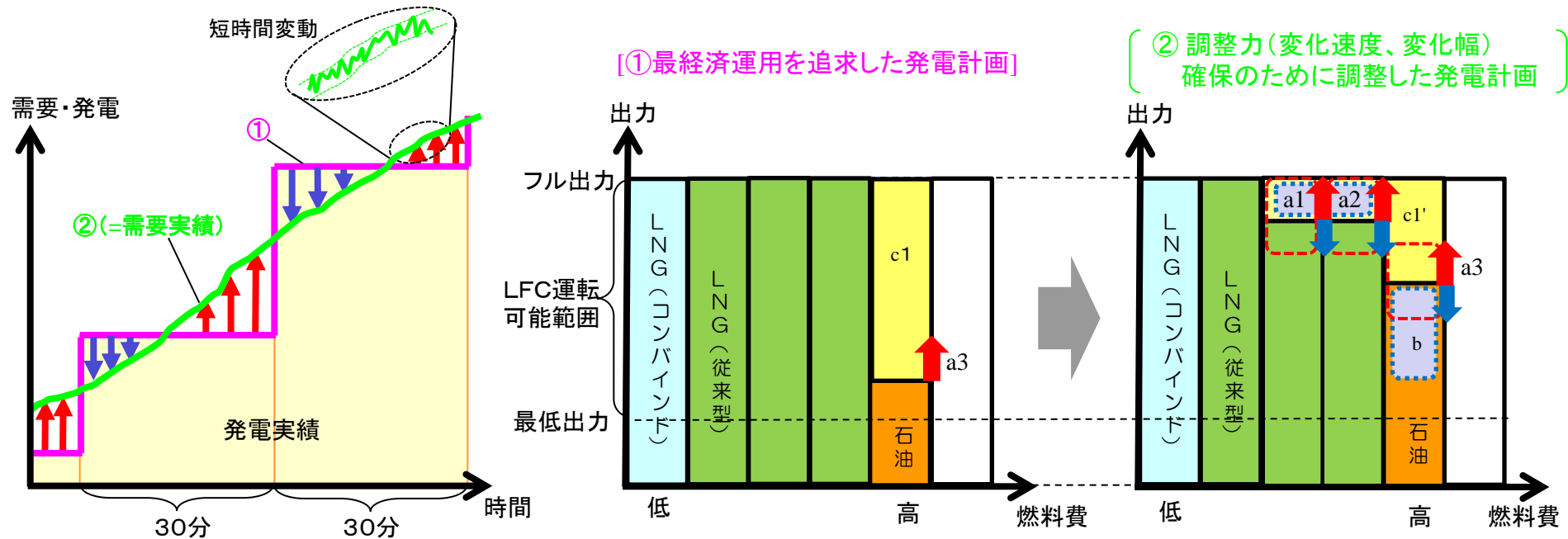
- 平成24～26年度における各電源の発電実績とLFC確保量(上げ方向)実績から、実需給断面で必要となる調整電力量を確保するための計画調整量(電源持替量)を算定したところ、「年間流通対応需要の5%×1/2」と同水準であったため、今回の申請における部分負荷運転等に伴う増分費用の算定方法は妥当と考えております。

	平成24年度	平成25年度	平成26年度	3カ年平均
計画調整量 [億kWh](①)	36.0	34.6	33.6	34.7
年間流通対応需要 [億kWh](②) (②の5%×1/2)	1,345.8 (33.5)	1,352.2 (33.8)	1,323.4 (33.1)	1,340.5 (33.5)
①÷② [%]	2.7	2.6	2.5	2.6



【論点d】(参考)「調整電力量」と「計画調整量」の算定方法

- 調整電力量は、実需給断面で必要となる調整力(運転予備力5%)確保に当たり、電源の出力変化速度や変化幅、起動停止に要する時間等の制約を考慮し、複数の電源による部分負荷運転や電源待機が可能となるよう実施した発電計画の調整量に該当すると考えられます。
- その中で、計画調整量は、部分負荷運転等を実施した一般送配電事業者による電源持替量に該当すると考えられます。



・小売事業者の持つ予備力 = $c1$

・周波数制御のために必要なLFC確保量(上げ方向 \rightarrow 、下げ方向 \leftarrow): \square 部分

・調整電力量 = $a1 + a2 + c1'$

・計画調整(電源持替)量 = $a1 + a2 = b$ (\square 部分)