

# 調整力コストについて

平成 2 7 年 1 1 月

関西電力株式会社

- 偶発的需給変動に必要な予備力 7 %については、制度設計WG（第 8 回）において、小売電気事業者が確保すべきものと、一般送配電事業者が確保すべきものとが含まれていると整理されたことを受け、それらの具体的内容や担保のあり方について、現在、電力広域的運営推進機関が検討されているところです。
- 改正電気事業法においては、一般送配電事業者はエリアの電圧・周波数制御や需給バランス調整に責任を負うことに対し、小売電気事業者は供給力確保義務を課されているものの、需要変動に応じる予備力の確保については明示されていない状況でもあり、一般送配電事業者としては、現時点の知見に基づき 7 %分を年間計画段階から確保し、エリアの安定供給に努める必要があると考えております。

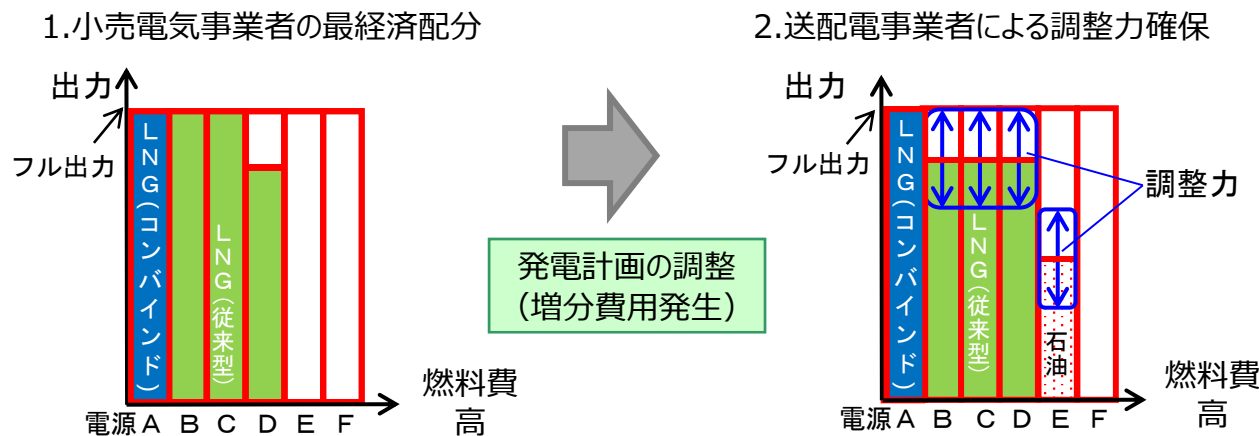
- 一般送配電事業者は、当日の需給状況に応じて、発電機のスペックを考慮し、複数の発電機に部分負荷運転させること等により、周波数制御等を行うための調整力を確保します。

なお、5%については、現在、電力広域的運営推進機関において検討されているところですが、一般送配電事業者による需給当日断面での調整力確保の考え方として、現時点の知見に基づき日々確保する率としております。

- 持ち替え調整した電力量は、LFC等による短時間の周波数調整を行うための発電出力の上げ代を確保することで、発電単価が安い燃種の出力を抑制し、発電単価の高い燃種の出力を増加させている電力量と考えられるため、H24～26年度の発電実績を基にその電力量を算出したところ、年によってばらつきはありますが、流通対応需要に対する割合は3カ年平均でおよそ2.8%であり、算定式「流通対応需要×当日時点での調整力（現行、5%）×1/2」(※)と同水準であると評価しております。

(※) 第12回制度設計WG 資料4（電気事業連合会プレゼンテーション）より

＜送配電事業者による調整力確保のイメージ（石油⇔LNG（従来型）の場合）＞



＜1時間当たりの調整した電力量＞

(参考)調整した電力量の流通需要比率

| 実績流通対応需要（送電端） |           |   |    |   |                        |
|---------------|-----------|---|----|---|------------------------|
| H24年度         | 1,534億kWh | × | 5% | × | 1/2 ÷ 8,760時間 = 438千kW |
| H25年度         | 1,528億kWh | × | 5% | × | 1/2 ÷ 8,760時間 = 436千kW |
| H26年度         | 1,482億kWh | × | 5% | × | 1/2 ÷ 8,760時間 = 423千kW |

|       |      |
|-------|------|
| H24年度 | 3.0% |
| H25年度 | 2.6% |
| H26年度 | 2.9% |
| 平均    | 2.8% |

- 当社では、実需給断面で必要となる調整力を確保するに当たっては、火力発電機 1 台あたりに割り当てることのできるLFC容量が数万kWと小さく、複数台のユニット（例えば、夏季においてはLNGユニット 5 台前後、石油ユニット 10 台前後）で部分負荷運転を行っている実態を踏まえると、必ずしも、石油機の燃料単価が安値であるユニット、LNG（従来型）機の燃料単価が高値であるユニットとの持ち替えとはなっていないことから、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であると考えております。

＜部分負荷運転の実績＞

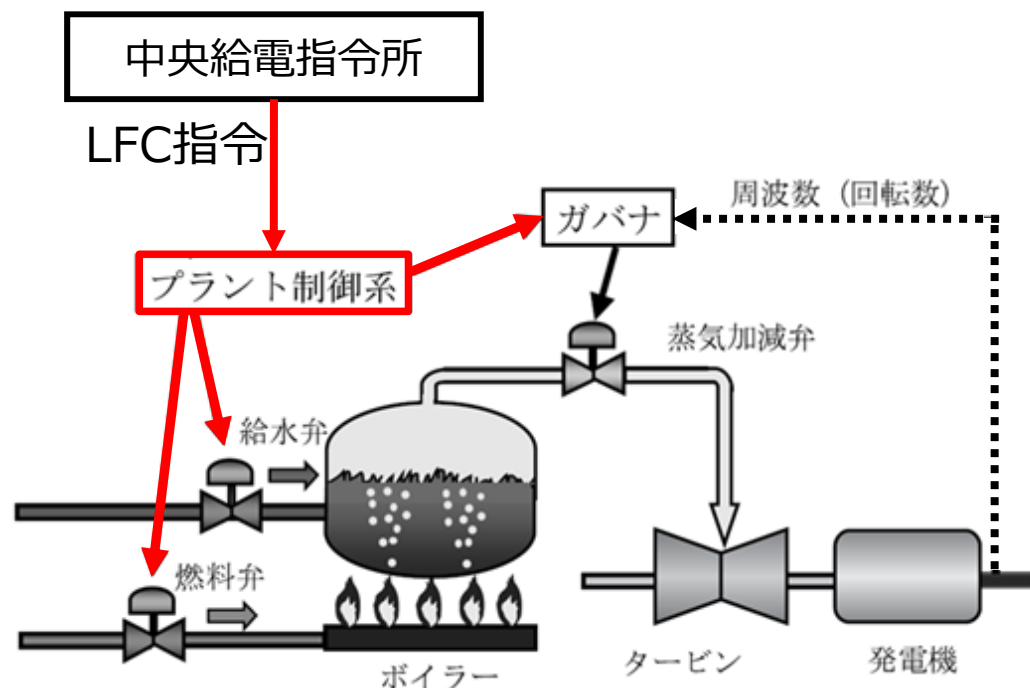
石油⇔LNG（従来型）の持ち替えとなる時間帯における、各ユニットの運転時間割合

| ユニット            | 運転時間割合 |       |       |       |
|-----------------|--------|-------|-------|-------|
|                 | H24年度  | H25年度 | H26年度 | 3ヶ年平均 |
| 石油高値G (9)       | 42.1%  | 49.3% | 37.2% | 42.9% |
| 石油安値G (3)       | 59.1%  | 79.3% | 72.3% | 70.2% |
| LNG（従来型）高値G (3) | 83.2%  | 87.3% | 84.8% | 85.1% |
| LNG（従来型）安値G (2) | 86.7%  | 76.8% | 79.6% | 81.0% |

※ ( ) 内数値はユニット数 平成26年度の区分

- LFC（負荷周波数制御）は、数分から10数分程度までの需給変動を対象とした制御であり、中央給電指令所が必要な調整量をリアルタイムで計算し、調整対象の各発電機に出力の上げ・下げ信号を送信することで、発電機の出力を調整します。
- 火力機 1 台が保有するLFC制御範囲は実出力の $\pm 5\%$ （+が上げ代、-が下げ代）であり、LFC調整量の確保に当たっては、定格出力の95%を上限に発電計画の配分が行われます。そのことから、電源持ち替えの判定条件として、上限値を定格出力 $\times 95\%$ で設定しております。

## &lt;LFCによる火力機の調整イメージ&gt;



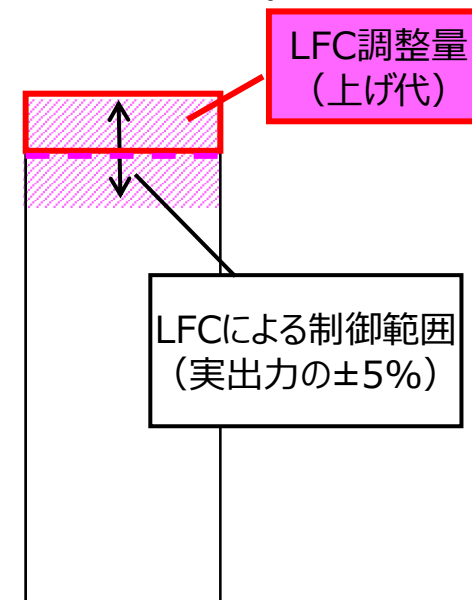
出典：電力システムの周波数制御から見た火力機の出力行動特性，電気学会論文誌B，124巻3号（2004）

## &lt;火力機のLFC容量&gt;

例：60万kWユニット

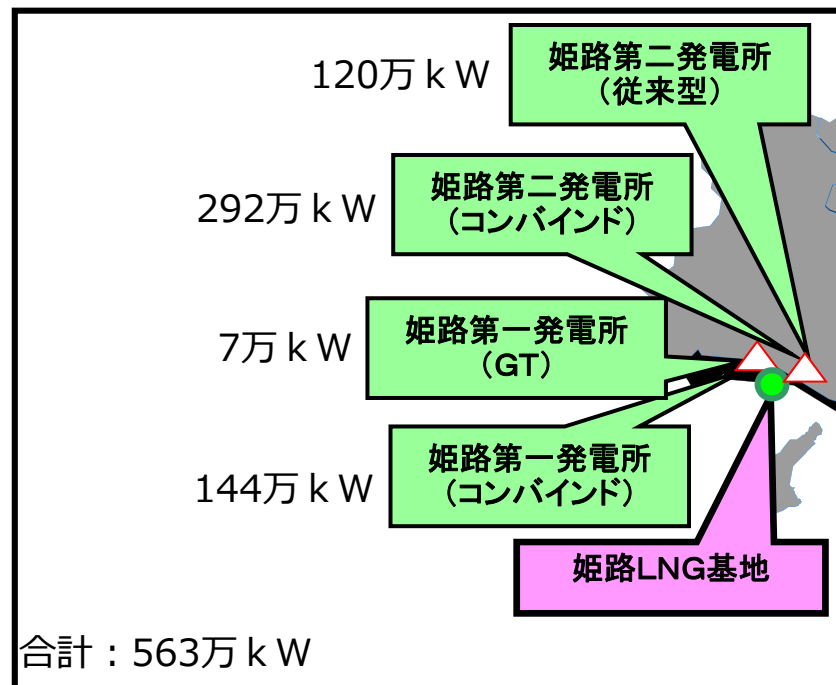
LFC上げ容量は3万kW( $60 \times 5\%$ )

定格(60)  
LFC確保のための  
計画値(57)

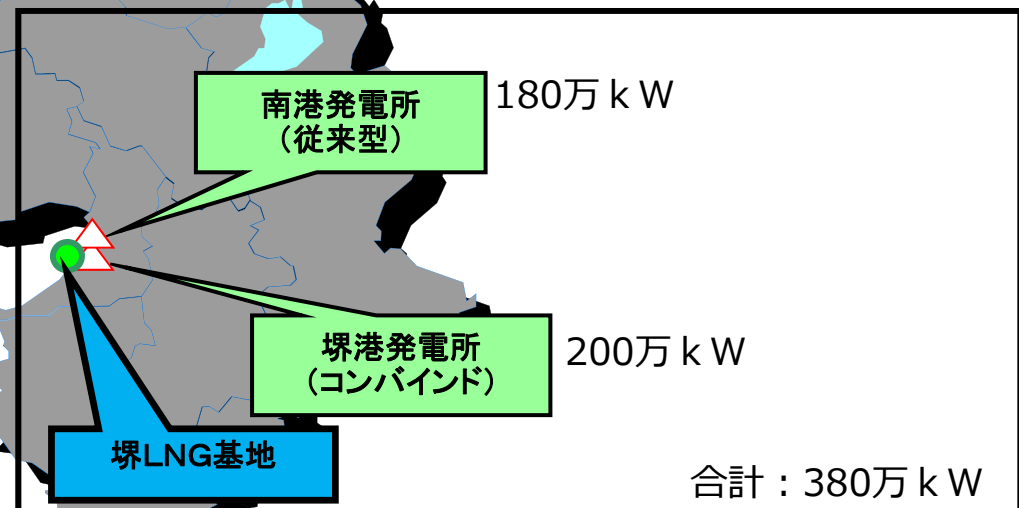


- 当社では、LNGユニットを運転するにあたり、先行きの需要状況や燃料調達期間などの見通しを立てたうえで、配船調整やスポット契約による追加調達などにより、メリットオーダーを阻害しないように対応しております。
- なお、当社特有の事情として、姫路LNG基地については、年間取扱量の制約があるため、LNGユニットの発電電力量が抑制される場面があります。（堺LNG基地には、姫路LNG基地に比べ、供給しているユニットの出力規模は小さく、メリットオーダーを阻害する制約はございません。）
- 今回の認可申請において、部分負荷運転等に伴う増分費用（燃料費）を算定するにあたり、小売電気事業者が計画する最経済電力配分に対して、一般送配電事業者が調整した電力量の中に、この年間取扱量の制約に該当するものが含まれていたため、その影響について今後補正してまいります。

<姫路LNG基地>



<堺LNG基地>



※数値はH26年度末時点の認可出力