

調整力コストについて

平成27年11月13日（金）

東北電力株式会社

- 発電機トラブルなどの偶発的需給変動のために必要となる予備力 7 %については、安定供給の観点から、年間計画時点で対応可能な設備が確保される必要があります。
- なお、制度設計WG(第 8 回)において、予備力 7 %には小売事業者が確保すべきものと、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ております。
- 一方、小売事業者には、確保すべき予備力は明示されていないため、一般送配電事業者が年間計画断面で予備力 7 %全量を確保する必要があるものと認識しております。
- このため、当社といたしましては、(案 1) の 7 %を一般送配電事業者に必要な予備力とすることが妥当と考えます。

事務局案	案 1	案 2	案 3
内容	7 %	従来どおり	7 %の半分
考え方	偶発的需給変動対応に必要な予備力を全て一般電気事業者が必要とする考え方	偶発的需給変動対応に必要な予備力 7 %のうち、従来より事業者が設定している 5 %を一般電気事業者が必要とする考え方	可変費の調整電力量の算定(2分の1を一般送配電事業者負担分とする)に準じた考え方

■ 発電所の稼働状態を正しく判定するため、当社といたしましては、発電所の運用実態に合わせた設定とすることが妥当と考えており、申請時においても（案2）を基本とした算定を行っております。

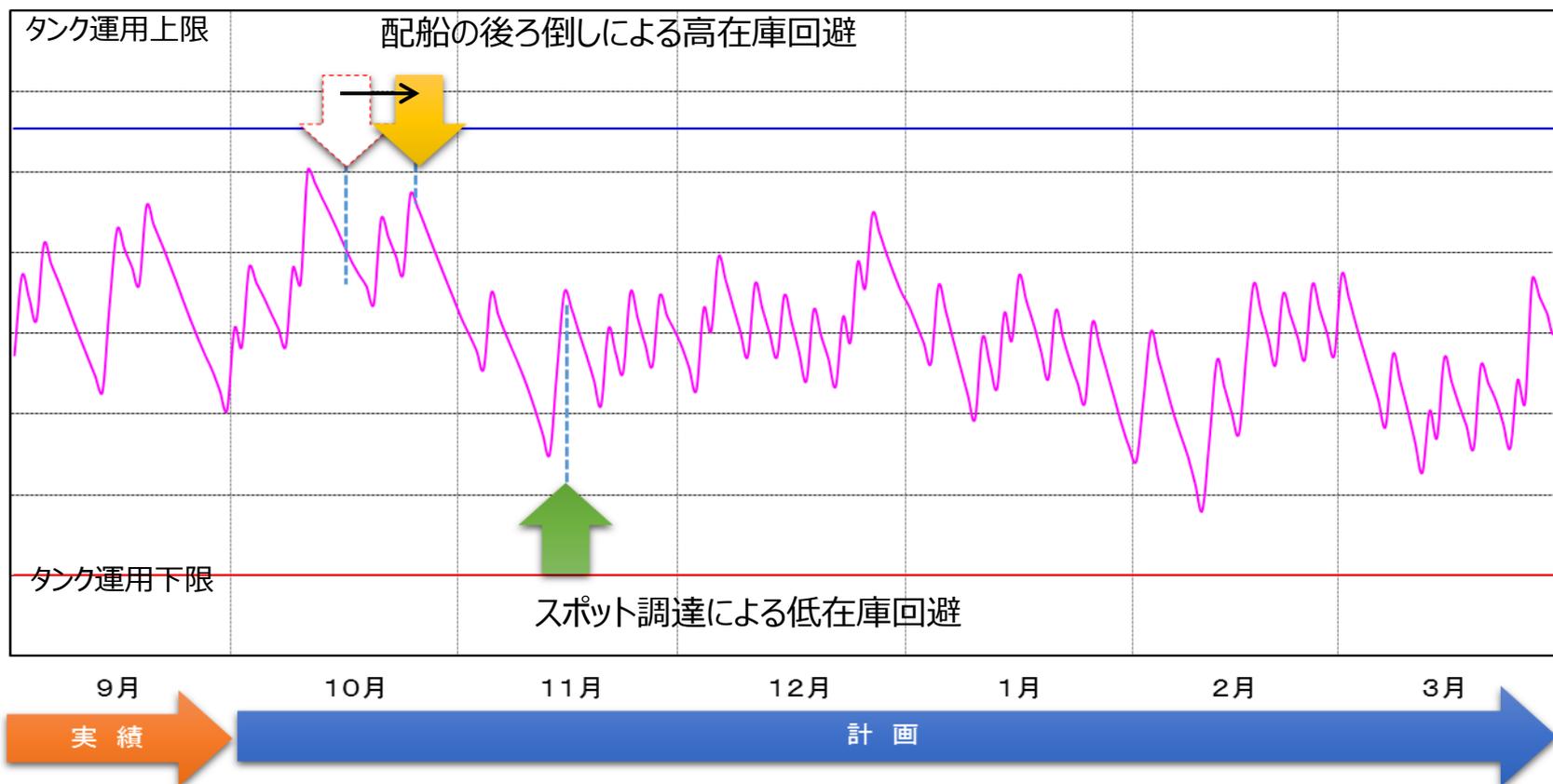
事務局案	案1	案2
内容	統一の基準を設ける	発電所の運用実態に合わせる
考え方	原則、料金算定上の定義は以下に統一 【上限値】 定格出力値 × 95% （出力値が気温により季節変動する場合は考慮） 【下限値】 最低出力 × 105%	個々の発電所のスペック（GF, LFC）を踏まえ、調整運転が可能な出力帯を詳細に定義

- LNG火力は、出力変化速度が大きく、日々の需給調整において重要な調整用電源となっており、部分負荷運転に伴う増分費用の算定において、持ち替えを考慮すべきものと考えております。
- また、当社は、発電の制約となるような受入制限（受入量や燃料調達の制限）はなく、算定期間内において制約はなかったものと考えております。
- なお、（案2）とした場合、年間のごく一部の期間のみ制約がある発電所の持ち替えを認めないとすると、適切な調整力コスト回収の観点から問題があると考えております。

事務局案	案1	案2
内容	LNGからの持ち替えはすべて認めない	発電所単位で制約を判断し、制約がある発電所からの持ち替えは認めない
考え方	LNG火力の部分負荷運転について、周波数制御・需給バランス調整を目的としているか、当該制約に起因するものが判断できないため、全て認めないこととする。	LNGの部分負荷運転について、周波数制御・需給バランス調整を目的としているものに限定するため、制約の有無を発電所単位で判断し、当該発電所との持ち替えを認めないこととする。

- 当社のLNG火力は、日本海エル・エヌ・ジー新潟基地(タンク容量：72万kl)から燃料供給を受けており、タンクレベルの見通しに基づき、適宜、配船調整やスポット調達を行うことで、LNG火力の運転に制約が生じないように努めております。
- また、荒天などでLNG船が接岸できず、それに伴いLNG貯蔵量が不足するケースや、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火力の運転制約はないことを確認しております。

【タンク運用のイメージ図】

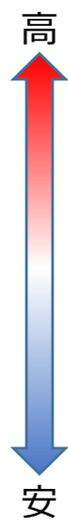


■ 実際の運用においては、必要となる調整力を確保するにあたり、複数の発電機で同時に部分負荷運転を行っていることも踏まえると、相応のユニット数の平均となるよう、他燃種間の持替では、当該電源種別の平均単価を用いることが妥当と考えております。

事務局案	案 1	案 2	案 3
内容	申請どおり	他燃種間の 単価差の考え方を修正	1 時間毎の詳細分析

平成26年9月22日18時における運転状況 (石油⇔LNG(従来)の持ち替え)

		定格(MW)	実績出力(MW)	判定
石油	A発電所 2号	350	235	部分負荷
	A発電所 3号	350	187	部分負荷
	B発電所 3号	250	0	補修停止
	A発電所 4号	600	423	部分負荷
	C発電所 1号	350	280	部分負荷
LNG 従来	D発電所 1号	350	274	部分負荷
	D発電所 2号	350	284	部分負荷
	E発電所 4号	250	0	補修停止
	F発電所 1号	600	518	部分負荷
	F発電所 2号	600	512	部分負荷



- 補修停止の2機を除き、8機全てが部分負荷運転し、調整力を分散して確保。
- 本断面は、石油平均とLNG(従来)平均の単価差で増分費用を算定するのが適切な状態。

平成26年8月6日14時における運転状況 (LNG(従来)⇔LNG(コンバインド)の持ち替え)

		定格(MW)	実績出力(MW)	判定
LNG 従来	D発電所 1号	350	293	部分負荷
	D発電所 2号	350	291	部分負荷
	E発電所 4号	250	229	部分負荷
	F発電所 1号	600	526	部分負荷
	F発電所 2号	600	533	部分負荷
LNG コンバインド	G発電所 3号	1210	1016	部分負荷
	H発電所 5号	109	90	フル出力
	G発電所 4号	1700	1447	部分負荷
	I発電所 4号	446	405	部分負荷



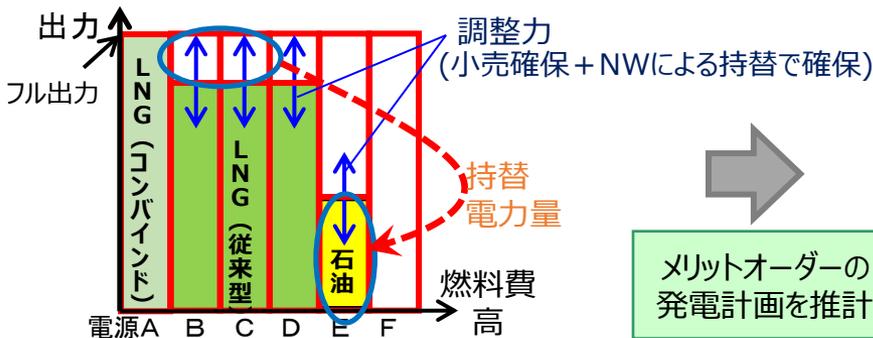
- 9機中8機が部分負荷運転し、調整力を分散して確保。
- 本断面は、LNG(従来)平均とLNG(コンバインド)平均の単価差で増分費用を算定するのが適切な状態。

- 運用断面においては、短時間の需要変動、需要想定誤差、大規模電源脱落に対応するため、運用の経験上から必要とされる5%以上を目標に調整力を確保に努めていることから、調整電力量を流通対応需要の5%とすることが妥当と考えます。
- また、日々の需給運用においては、小売事業者が発電事業者から確保している上げ余力を、一般送配電事業者がエリアの調整力として利用できる断面があります。代表断面におけるシミュレーションの結果、調整力確保のための持替量が年度トータルで概ね半量となったことから、増分費用の算定において調整電力量を1/2にしております。

【仕分け割合の算定】

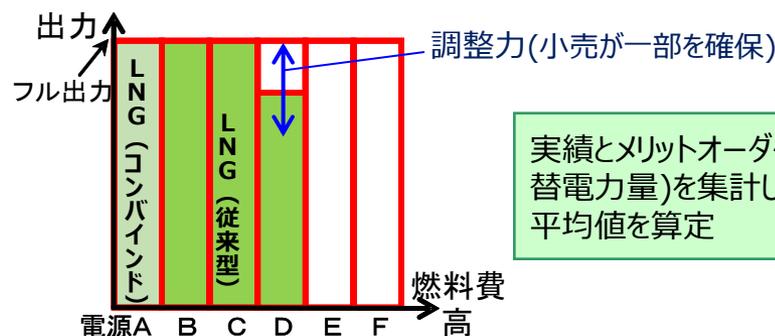
NWによる調整力確保のための持替については、需要カーブや電源の稼働状況に応じて日々変化することから、H26fyの代表断面（夏期、冬期、端境期(春・秋)の4断面）でシミュレーションを実施し、年度トータルの持替量が必要調整力（5%）の1/2程度となることを確認。

[調整力確保のために調整した発電計画(実績)]



メルットオーダーの発電計画を推計

[メルットオーダーの発電計画]



実績とメルットオーダーの差異(持替電力量)を集計し、24時間平均値を算定

	NWの持替電力 [MWh/h]
端境期 (5/30)	139
夏期 (8/5)	199
端境期 (10/28)	104
冬期 (1/7)	456

- ① 代表断面の持替電力量平均(H26fy) ≒ 225MWh
 - ② 必要調整力*(H26fy) ≒ 468MWh
 $\text{※}81,971,000\text{MWh} \div 8,760\text{h} \times 5\%$
- ① 225MWh ÷ ② 468MWh ≒ 0.48 ⇒ 1/2程度