

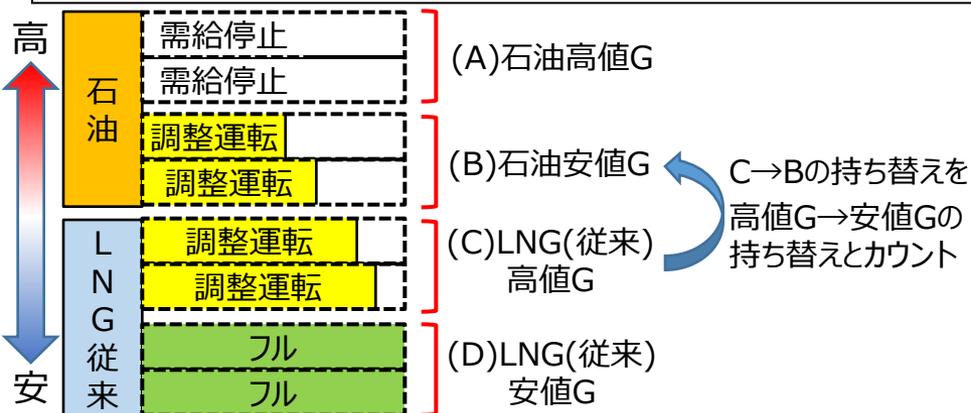
# 調整力コストについて

平成27年11月20日（金）

東北電力株式会社

- 年間計画段階で確保すべき予備力8～10%については、長期的な景気変動に対応するために1～3%、偶発的需給変動に対応するために7%を確保する必要があります。
- 一方、当日の実需給断面においては、時々刻々と変化する需給状況に応じて周波数を一定に維持するため、運用の経験上から必要とされる5%以上を目標に予備力の確保に努めています。
- なお、年間計画段階と当日とで必要となる予備力の差は、発電機トラブルなどの偶発的需給変動の可能性を踏まえると、当日の5%を確保するためには、安定供給の観点から、年間計画段階で予備力7%を確保するための設備が必要となることを考慮したものです。
- また、年間計画段階の予備力7%については、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、制度設計WG(第8回)において整理されております。
- しかしながら、小売事業者が確保すべき予備力は明示されていないことから、当面、一般送配電事業者は、安定供給の観点から、年間計画断面で予備力7%全量を確保せざるを得ない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、一般送配電事業者が年間計画段階において予備力7%を確保するとの前提のもと、託送料金原価へも固定費7%相当を織り込むことが妥当と考えます。
- 仮に、託送料金原価に織り込むことができる固定費が5%とされる場合、2%分の確保については何らかの制度上の配慮が必要ではないかと考えております。

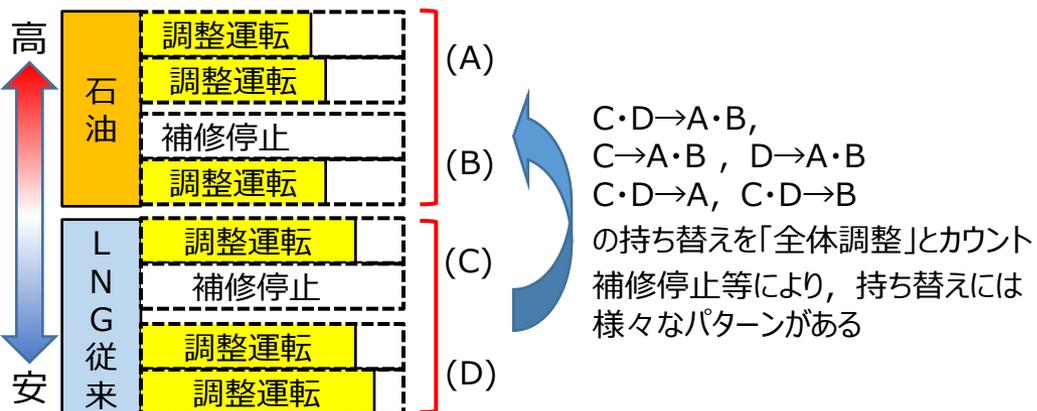
- 実際の運用においては、必要となる調整力を確保するにあたり、複数の発電機で同時に部分負荷運転を行っていることも踏まえると、相応のユニット数の平均となるよう、他燃種間の持ち替えでは、当該電源種別の平均単価を用いることが妥当と考えております。
- なお、他燃種間の持ち替え(LNG(従来)→石油, LNG(CC)→LNG(従来))における平成24~26年度持ち替え実績では、LNG(従来)全体と石油全体の持ち替え、LNG(コンバインド)全体とLNG(従来)全体の持ち替えが大半を占めております。



LNG(従来)→石油の持ち替え実績 (3カ年)

持ち替え	割合
LNG(従来型)高値G → 石油安値G	3%
全体調整	97%

LNG(従来型)全体 → 石油全体の持替と見なすのが妥当



LNG(CC)→LNG(従来)の持ち替え実績 (3カ年)

持ち替え	割合
LNG(CC)高値G → LNG(従来)安値G	7%
全体調整	93%

LNG(CC)全体 → LNG(従来型)全体の持替と見なすのが妥当

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。