

調整力コストについて

平成27年11月
北海道電力株式会社

- ・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、年間計画段階で確保が必要と考えております。
- ・こうした中、第10回制度設計WG(平成26年11月27日)にて「偶発的需給変動対応については、小売電気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両方が含まれている」との整理がなされました。これを受け、具体的な内容につきましては、現在、広域的運営推進機関にて検討が進められているところです。
- ・こうした状況から、今回の託送供給等約款の認可申請における調整力の確保については、発電事業者および小売電気事業者の過不足に対し、周波数維持義務に基づき最終的な需給調整を行う一般送配電事業者が確保するのが望ましいと考え、偶発的需給変動対応に必要な予備力全量の確保に必要な費用を託送費用として申請しております。

- ・調整力の対象となる発電機における調整力の使用有無につきましては、基本的に定格出力および最低出力以下の出力以外を対象として持ち替え費用の算定を行っております。
- ・具体的には、各発電機における実績のうち、定格出力、最低出力それぞれに対して1%を超える差異が生じている出力については調整力として使用していると判断し、持ち替え費用を算定しております。

考え方	【上限値】 定格出力－定格出力の1% 【下限値】 最低出力＋定格出力の1%	左記を超える出力実績がある場合は、調整力として使用していると判断し、持ち替え費用を算定
-----	--	---

- ・実需給断面において必要な調整力につきましては、複数の発電機で同時に部分負荷運転を行いながら確保し、需要や変動電源における変動を吸収するよう需給調整を行っております。
- ・これより、他燃種間の持ち替え費用の算定にあたっては、燃種毎に含まれる発電機の平均的な単価を用いるのが適当と考えております。

考え方	出力が増加する燃種に含まれる 発電機の平均単価 — 出力が減少する燃種に含まれる 発電機の平均単価	左記により持ち替え費用を算定
-----	---	----------------

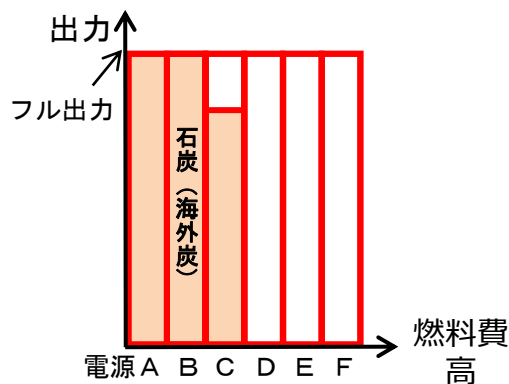
論点d. 増分燃料費の前提となる調整電力量は適切か

- ・北海道は本州系統と北本連系設備を介して連系しておりますが、直流連系であり電氣的に非同期であることから、他社と比較して電氣的な系統規模が小さいなどの特徴があります。
- ・実需給断面において必要な調整力につきましては、実需給断面における需給変動に対応する量を調整力とするのが必要と考え、至近3カ年の実績平均である7%を対象としております。
- ・また、一般送配電事業者による調整力確保のための持ち替えは、次頁の考え方にに基づき算定した結果、年度トータルで必要な量の概ね半分となることから、実需給断面において必要な調整力に1/2を乗じることは適当と考えております。

実需給断面における需給変動の実績(単位:%)

	平成22年度	平成23年度	平成24年度	平成25年度	平成26年度	至近3カ年平均
需給変動の実績	7.4	8.3	7.5	7.2	6.6	7.1 ⇒ 7

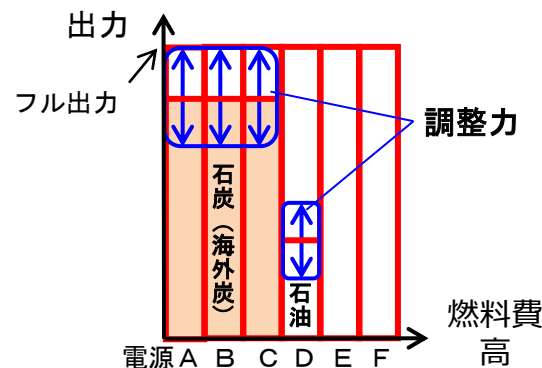
[最経済運用を追求した発電計画]



計画調整
(増分費用発生)



[調整力確保のために出力を調整した発電計画(実績)]

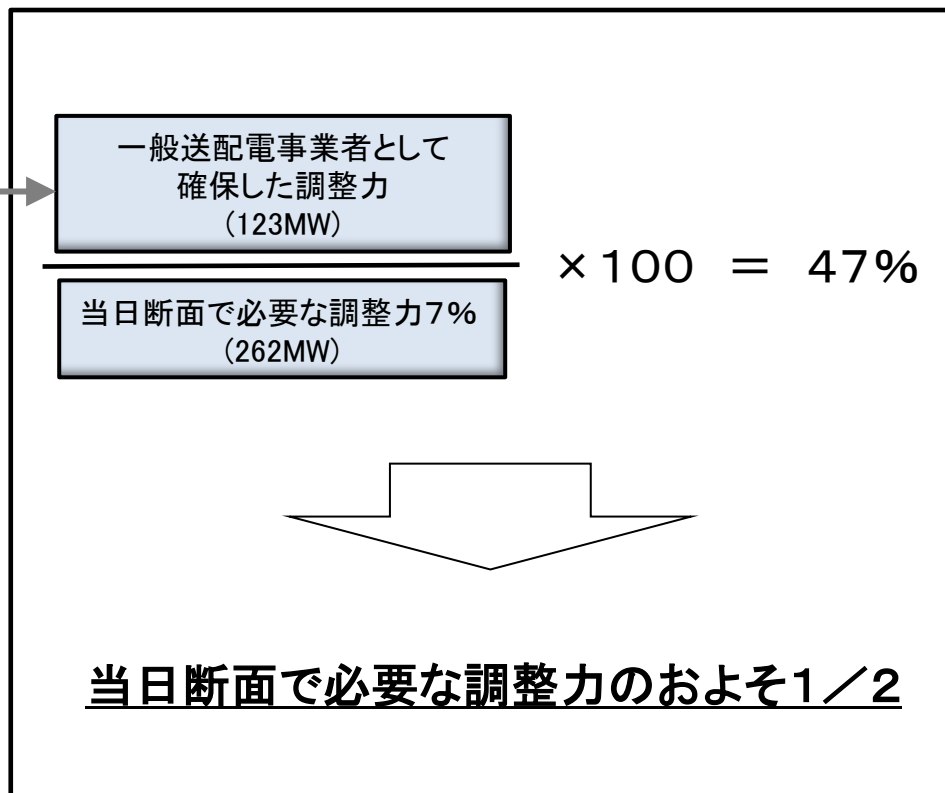


< 具体的算定方法 >

- 平成24～26年度需給実績をもとに、年間の負荷パターンを「端境期(平日・休日)」「夏期(平日・休日)」「冬期(平日・休日)」の6区分とし、各年度ごとそれぞれの代表日(6区分ごとの需要の平均的な日)を選定
- 代表日における調整力の実績から、小売電気事業者が計画値同時同量を行うために必要と想定される調整力を控除し、一般送配電事業者として確保した調整力を算定
- 6区分ごとの一般送配電事業者として確保した調整力をそれぞれの対象日数で加重平均し、当日断面で必要な調整力7%に対する割合を算定

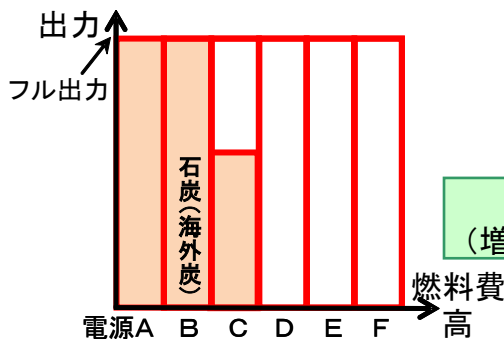
【試算結果】

代表日	対象日数	一般送配電事業者として確保した調整力 [MW]
端境期[平日]	311	150
端境期[休日]	145	106
夏期[平日]	180	113
夏期[休日]	96	89
冬期[平日]	233	119
冬期[休日]	130	120
合計・加重平均	1095	123



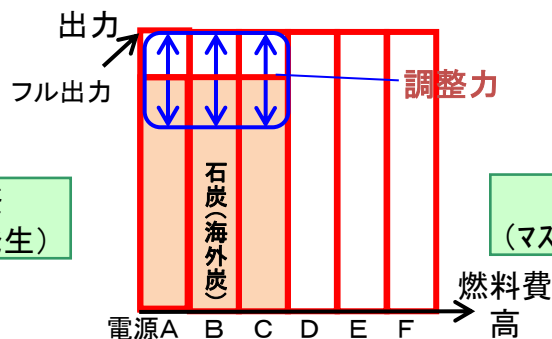
- ・道南方面の電圧維持のために知内発電所(石油火力、認可出力35万kW×2台)のうち1台のマストラン運転(連続運転)を実施しております。
- ・マストラン運転に係る費用は、需給上は解列可能であったにもかかわらず、電圧維持のために最低出力で運転した際の費用として算定しております。
- ・なお、マストラン運転に係る費用と調整力確保に係る持ち替え費用が重複しないよう、マストラン運転の対象となる発電所が持ち替え費用の算定対象となる時間については、マストラン運転に係る費用の算定対象とはしていません。

[最経済運用を追求した発電計画]



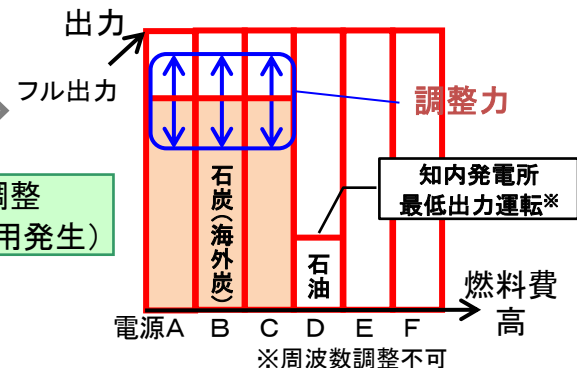
計画調整
(増分費用発生)

[調整力確保のために調整した発電計画]



計画調整
(マストラン費用発生)

[マストラン運転のために調整した発電計画]



知内発電所
最低出力運転*

※周波数調整不可

この時のマストラン運転に係る費用を

知内発電所最低出力時の燃料費－海外炭抑制燃料費＝マストラン運転に係る費用

として算定しております。

・平成24年～26年度におけるマストラン運転に係る費用を算定し、託送料金原価に算入いたしました。

【マストラン運転費用の算定】

$$\begin{aligned}
 & \Sigma \left[\begin{array}{c} \text{マストラン運転} \\ \text{費用対象時間} \\ \text{※1} \end{array} \times \begin{array}{c} \text{最低出力} \end{array} \times \begin{array}{c} \text{単価差} \\ \text{※2} \end{array} \right] \\
 & \hline
 & = 0.00057\text{円/kWh} \\
 & \quad \downarrow \\
 & \quad \text{実績流通対応需要} \\
 & \quad \downarrow \\
 \text{マストラン運転費用} & = \begin{array}{c} \text{マストラン} \\ \text{運転単価} \\ \text{(0.00057円/kWh)} \end{array} \times \begin{array}{c} \text{計画流通対応需要} \end{array} = 0.19 \text{ 億円/年}
 \end{aligned}$$

※1 平成24年～26年度の実績では、マストラン運転費用の対象時間は、92時間でした。
 ※2 単価差は、当該発電所の最低出力時の単価と海外炭の平均単価の差を用いました。