

電力貯蔵技術による負荷追従に関する経済効果

——ダイナミック・オペレーティング・コストの分析——

キーワード：ダイナミック・オペレーティング・コスト、

電力貯蔵，経済負荷配分，負荷追従

清野 圭子 内山 洋司

〔要旨〕

電力供給を需要の変動に追従させるために要する運転費用の総称をダイナミック・オペレーティング・コスト (Dynamic Operating Costs: DOC) という。本研究では、電力貯蔵技術が需要の変動に俊敏に追従する機能に着目し、現在火力発電に要求されている負荷追従運転を電力貯蔵装置で代替することによって削減される DOC をモデル分析した。需要変動の実績が事後的にゼロに等しい場合にも事前には変動の不確実さに備えるための DOC が必要となる。貯蔵装置を導入した今回のモデル計算では、この DOC が削減されることが示された。また、貯蔵装置を導入することで削減される DOC は、貯蔵装置の充放電レートやその上限が大きいほど値が大きいことも示された。

- はじめに
 - 分析の範囲
 - モデルの内容
 - 需要変動の不確実性について
 - 貯蔵技術導入によるDOB
 - 負荷平準化効果の分離
 - 経済負荷配分
 - 電力貯蔵設備の負荷追従代替能力
 - 前提条件と分析結果
 - 前提条件
 - 一次電源の構成と燃料単価
 - 負荷需要の設定
 - 貯蔵装置の特性と運用パターンの設定
 - 結果
 - おわりに
- 参考文献

1. はじめに

近年、情報機器等の普及や産業プロセスの変化にともなって、電力供給の信頼度向上が一層望まれるようになってきた。もちろんこの場合の電力の信頼度とは、停電の低減のみならず交流電気の周波数や電圧の変動を高い精度で抑制すること等を含んだものである¹⁾。

ところが一方で、以下に挙げるような傾向のために、将来はむしろ信頼度向上対策は技術的に困難さを増して行くことが予想される。

(1) 電力需要パターンは、今後ますます日負荷率 (=日間平均負荷/日間ピーク負荷) を低下させるように変化しつつある²⁾。このため、ピーク時には限られた供給設備を用いて予期せ

1) 周波数変動や電圧変動の影響は、次のようである。周波数が変動すると、需要家側ではモーターの回転むらや電気時計への影響があり、供給側では発電機の共振による危険が生じ、また、各ブロック間の安定した連系に支障をきたす。

電圧が変動すると、各種機器の寿命や絶縁に悪影響があったり、電圧が低い場合には所定の性能を発揮できなくなる。また、瞬間的な電圧低下はパーソナル・コンピュータのメモリーを消滅させることがある。

2) 今後、日負荷率の高い大口産業用需要が減少し、日負荷率の低い民生用需要が伸びるといわれている。

ざる需要変動に供給を追従させるのは困難になる。しかし、むしろ問題なのはオフ・ピーク時である。なぜなら、今後、負荷追従の困難な原子力発電が電源構成に占める割合は増大する傾向にあり³⁾、オフ・ピーク時における負荷需要の変動に供給側が追従することが困難になる可能性があるからである。

(2) しかるに負荷平準化のために現在用いられている揚水発電については、今後、その安価な立地点の確保が困難になることが予想される。

(3) 電力系統には、ある規模までの需要変動を、自然に抑制する機能がある。ところが、インバータ等を使用した新型の需要機器の普及が、系統のこのような機能を一時的、局所的に崩す可能性がでてきた。

これらの問題は、電力供給設備の技術革新や運用法の改善によって克服されることが望まれる。例えば、電気が大規模に貯蔵する事ができず、その供給が需要の急激な変化に追従する事が困難であるという制約を幾分でも緩和することが必要となってくるだろう。

ところで、この様な電力供給に特有な運用上の技術的制約のために要する費用のうち、運転費分をダイナミック・オペレーティング・コスト (Dynamic Operating Costs: 以下 DOC と略記する。) という。上の (1)~(3) の傾向を放置すれば、今後 DOC をいっそう増加させる虞がある。特に、電力の安定供給と低コスト化を目標とする電気事業にとって、電力需要の長期停滞が懸念される中で DOC 対策は年々重要となってくるであろう。このために、さまざまな技術的対策が考えられるが、特に上の (1) (2) の対策を考える際には電力貯蔵技術の導入による DOC の削減効果が大きい期待されて

いる。

本報告は、(1) (2) の対策として、発電所の効率的運用のあり方に着目し、特に電力貯蔵技術 (特に二次電池) を導入することによって得られる DOC の削減分をモデル系統について評価することを目的とする。

2. 分析の範囲

DOC は、供給設備の調整を要する長期の需給バランスに要するコストではなく、一定の設備を日間運用する際に負荷追従に要するコストを指す。電力供給が時々刻々の需要の変動により俊敏に追従する事ができれば、停電を低減できるばかりでなく電力系統の周波数変動を抑制する事ができる。このように供給側が電力供給を不確実な需要変化に追従させるために要する運転費用の総称が DOC であり、“ダイナミック”な運転コストと呼ばれる所以である。また、DOC を何等かの技術的対策によって削減できるとき、その削減分をダイナミック・オペレーティング・ベネフィット (Dynamic Operating Benefits: 以下 DOB と略記する。) と呼ぶ。

さて、ここで、短時間需要変動と、その抑制技術の実態について紹介しておこう。一日内に起こる需要変動は、図 2.1 のように様々な周期の変動が合成されたものである。図 2.2 はその変動周期ごとの負荷変動の大きさの傾向を示している。変動周期が約 20 秒以内のきわめて短周期の変動は、その規模も小さく、電力系統の自律的な変動抑制機能によって自然に抑制される⁴⁾。また、それ以上から数分の周期の変動

3) 昭和 62 年度施設計画によると、71 年度末には発電電力量の 37%、発電設備の 24% を原子力発電が占める予定である。

4) 1 章でも触れたように今後インバータ等を使用した新型の需要機器が普及すれば、ここでいう電力系統の自律的な変動抑制作用を弱める可能性があるともいわれているが、本報告ではその影響は無視する。

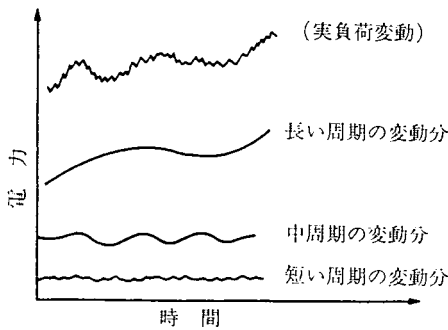


図 2.1 負荷変動の各成分概念図

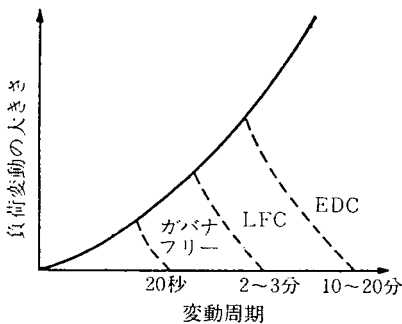


図 2.2 負荷変動の制御分担概略図

(図 2.1, 2.2 と文献 [4] から引用修正)

は、火力発電所や水力発電所のガバナ・フリー運転によって自動的に調整される。ガバナ・フリー運転とは、発電機が周波数変動を検出すると自動的にその変動を抑制する調速機(ガバナ)という装置を用いた運転である。次に、周期がそれ以上から 10 数分の変動になると変動の規模も大きいため、部分負荷運転(定格出力より低い出力での発電運転)中の火力発電機余力や停止待機中の水力を動員することによって調整される(これを LFC: Load Frequency Control という)。そして、10 数分以上の周期の変動については、系統全体の発電設備の協調を考慮した負荷配分によって調整される。この負荷配分は経済性を考慮して行なわれるので、経済負荷配分制御(EDC; Economic Load Dispatching Control)という。

これらの調整機能は、現在、主に火力発電と水力発電が持っている。ここでは、こういった需要変動の調整機能に必要となる運用コストのうち特に火力発電燃料費のみに分析対象を限定する。上で述べた負荷追従を行うために現在火力発電に課せられている運転要求を具体的にまとめると、以下の①～④のようになる。

① ガバナ・フリー運転をすること。

② 予測不可能な需要変動に備えて、常に一定レベルの発電機余力を維持すること。すなわち、部分負荷運転をすること。

③ オフ・ピーク時に負荷需要が発電可能最低出力を下回っても、停止せずにアイドル運転する。(一般に各ユニットは、ある出力以下では運転を維持できず、一旦停止すると起動するまで 4, 5 時間を要する。それゆえオフ・ピーク時間帯が短い場合は、このような運転要求が生まれる。)

④ ③と同様の場合、一旦停止して再び負荷需要が最低出力以上になった後に短時間に起動すること。(例えば、現在採用されている DSS (Daily Start and Stop) 運転が典型的な例。)

このうち①と②のために要する DOC とは、負荷を急変させることによるエネルギー損失分と、部分負荷運転のために定格負荷運転より低い発電効率になることによるエネルギー損失分とに相当する費用である。③のために要する DOC とはアイドル用燃料費であり、④のために要する DOC とは火力発電所を起動、停止するときに要する燃料費である。本報告では、特に①と②のために要する DOC のうちの低い発電効率で運転することによるエネルギー損失分を評価した。

ところで、①や②の運転要求に応えるためには火力発電設備以外にも俊敏な負荷追従機能を

有する設備があればよい。負荷追従機能をランプ・レート（＝最大容量に対する増分出力割合%/分）で表わし、火力発電機と各種電力貯蔵技術とのそれを比較すると、

火力 1～3%，電池 100%，揚水 20～30%，
圧縮空気貯蔵 33% 以上

（データ出典：文献〔3〕）

であり、貯蔵技術の方が火力よりはるかに大きい。そこで、本報告では火力の①や②の運転要求を代替する技術として電力貯蔵技術を選び、代替した場合に得られる火力発電用燃料費の潜在的削減分を DOB として評価した。

3. モデルの内容

現在火力発電が行っている負荷追従を、電力貯蔵設備の充放電によって代替させることによって得られる DOB を以下のようにモデル化した。

3.1 需要変動の不確実性について

実際の各発電設備の運用は、一時間きざみの想定需要に不確実な需要変動を見込んで、最も燃料費が少なくなるように決定される。よって、運用の決定者が需要の変動確率についてどの程度の情報を持っているかによって DOC は異なる。例えば、需要の変動実績が全くなくとも、決定者が事前にその情報を得ることができなければ、“不確実性に備えるためのコスト”として大きな DOC の負担が強られる場合がある。また、変動確率が運用決定者に確実に分かっていたとしても、その確率分布によって DOC の値は異なる。ここでは、以下のように需要変動の不確実性をごく簡単にではあるが考慮に入れて次のようなモデルを構成した。

ある 1 時間帯の需要が、予め想定された需要 $Q(t)$ から $100\delta\%$ の割合で増減することが予

測されるとする。最適な出力配分法は、変動の確率分布の想定に依存するので、本報告では次の極端な 2 つの状況を想定する。

想定 1) 需要の変動実績は無かったが、事前には想定需要の $\pm\delta$ 倍の変動が見込まれていた場合。これは、予め想定された需要からの変動が最も小さいケースである。

想定 2) 需要が $1/2$ の確率で想定需要 $Q(t)$ の $(1+\delta)$ 倍になり、他の $1/2$ の確率で $(1-\delta)$ 倍になることが事前に決定者にわかっている。これは、確率 1 で想定需要から最高割合 $100\delta\%$ で需要が変動するケースであり、すなわち想定需要からの変動が最も激しいケースの一つに相当する。

3.2 貯蔵技術導入による DOB

3.2.1 負荷平準化効果の分離

火力発電は高負荷運転時の方が効率が高いため、オフ・ピーク時の限界エネルギーコスト⁵⁾は、ピーク時のそれに比べて高くなる。貯蔵設備を導入して負荷平準化を行えば、発電設備の稼働率を上げてより低い限界エネルギーコストで運転することが可能になる。このような経済効果を負荷平準化効果と呼ぶが、これは DOB ではないことに注意されたい。なぜなら DOB は、負荷追従コストの削減による利益を指しているからである。よって、DOB を求めるためには、まず、「貯蔵技術を導入するが、負荷平準化のみを行い負荷追従の代替を行わないケース」、次に「貯蔵技術を導入し、負荷平準化に加えて負荷追従の代替を行うケース」について火力発電が要する燃料費を別々に算出し、後者から前者を差し引くことが必要になる。

5) 限界エネルギーコストとは、ある発電量水準において発電量を一単位増加させるのに必要な投入燃料費を指す。

3.2.2 経済負荷配分

系統内の各火力ユニットは、下に凸の二次関数で近似される費用出力特性を持っていると仮定する。また、 $Pi(t)$ を時間帯 t (各時間帯の長さは1時間) における i ユニットの出力 [MW] とし、 $Fi(Pi(t))$ を i ユニットの燃料費出力特性関数 [円/h]/[kW] (= i ユニットにおいて出力 $Pi(t)$ で1時間運転したときに要する燃料費を i ユニットの定格出力で除したもの) とすると、火力発電に要する燃料費を最小にする経済負荷配分は次の最小化問題の解である。

$$\text{MIN} \sum_{t} \sum_i Fi(Pi(t))$$

まず、需要変動が想定 1) の経済負荷配分における制約式は次のようになる。

<制約条件 1.>

$$\sum_i Pi(t) = \begin{cases} Q(t) + SO(t) & (\text{充電モードのとき}) \\ Q(t) - SO(t) & (\text{放電モードのとき}) \\ Q(t) & (\text{休止モードのとき}) \end{cases}$$

ここで、 i は火力発電のユニット番号を示し、 $Q(t)$ を時間帯 t について予め想定された負荷需要とする。

また、 $SO(t)$ を所与の充放電レート [MW] とする。

<制約条件 2.>

どの火力プラントも各々の最高出力に対して同じ出力割合で負荷追従を受け持つとし、各々の最低出力に対しても同じ出力割合で受け持つとすると、次のようになる。

① 貯蔵装置が負荷平準化のみを行い、負荷追従の代替をしないケース

$$Fi_{\min}/(1-\delta) \leq Pi(t) \leq Pi_{\max}/(1+\delta) \quad \text{for all } i, t$$

② 貯蔵装置が負荷平準化にくわえ、負荷追

従の代替も行うケース

$$Pi_{\min}/(1-d\delta(t)) \leq Pi(t) \leq Pi_{\max}/(1+d\delta(t)) \quad \text{for all } i, t$$

ここで、 Pi_{\min} 、 Pi_{\max} は、各々 i ユニットの出力の上限、下限 [MW] である。

$Q(t) \times d\delta(t)$ は、 $Q(t) \times \delta$ のうち、貯蔵装置で代替しきれない負荷追従すべき負荷で、

$$0 \leq d\delta(t) \leq \delta$$

である。(詳細は 3.2.3 で述べる。)

ここで、 $\delta = 0.10^6$ とする。

次に、需要変動が想定 2) の経済負荷配分については、制約式は次のようになる。

<制約条件 1.>

① 貯蔵装置が負荷平準化のみを行い、負荷追従の代替をしないケース

$$\sum_i Pi(t) = \begin{cases} (1+\delta)Q(t) + SO(t) & (\text{充電モードのとき}) \\ (1+\delta)Q(t) - SO(t) & (\text{放電モードのとき}) \\ (1+\delta)Q(t) & (\text{休止モードのとき}) \end{cases}$$

δ は想定 1) と同様に 1/2 ずつの確率で 0.10 と -0.10 をとるものとする。

② 貯蔵装置が、負荷平準化に加えて負荷追従の代替も行うケース

$$\begin{aligned} \sum_i Pi(t) &= (1+d\delta(t))Q(t) + SO(t) && (\text{充電モードのとき}) \\ &= (1+d\delta(t))Q(t) - SO(t) && (\text{放電モードのとき}) \\ &= (1+d\delta(t))Q(t) && (\text{休止モードのとき}) \end{aligned}$$

6) 昭和 57 年、59 年の夏季の期間最大変動率は全国大で 2~3% である。(中央電力協議会供給計画小委員会「短時間内における需要変動と対応供給力の運用実態に関する調査検討」による。) 個々の需要家の負荷変動が正規分布にしたがうと仮定すれば、変動は需要規模の 1/2 にほぼ反比例する。そこで、後に述べるようなモデルの系統規模と実需要規模の比率から $\delta = 10\% \sim 15\%$ を得た。

ここで、 $d\delta(t)$ は 1/2 づつの確率で後述する正值と -0.10 をとるものとする。

<制約条件 2.>

$$P_{i, \min} \leq P_i(t) \leq P_{i, \max} \quad \text{for all } i, t$$

但し、いずれのケースも簡単のために送配電損失を無視した。

3.2.3 電力貯蔵設備の負荷追従代替能力

火力発電の負荷追従機能を電力貯蔵設備によって代替するとき、その容量は前節で述べたように $d\delta(t)$ で表わすことができる。 $d\delta(t)$ が電力貯蔵装置の運用とともにどの様に変化するかを以下に示す。

想定 1) の場合、時間帯 t において $Q(t) \times \delta$ [MW] の電力を、他の周波数調整用電源が機能するまでに必要な 20 分間調整するだけの負荷追従を貯蔵装置で代替することにする。想定 2) の場合は、需要が確率 1 で想定需要から変動する場合を考えるので、1 時間帯すべてを調整するだけの負荷追従を代替するものとする。

また、 $SO(t)$ 、貯蔵レベル $SL(t)$ は以下の上限、下限制約と運用制約を持つものとする。

$$S_{\min} \leq SO(t) \leq S_{\max},$$

$$SL_{\min} \leq SL(t) \leq SL_{\max}$$

$$SL(t) - SL(t-1) = SO(t) \times \eta \times T'$$

(充電モードのとき)

$$= SO \times T$$

(放電モードのとき)

$$= 0 \quad (\text{休止モードのとき})$$

ここで、

S_{\min}, S_{\max} : 各々出力側に換算した充放電レート $SO(t)$ の上限と下限。

$SL(t)$: 出力側に換算した貯蔵レベルで、貯蔵装置内の貯蔵レベルに放電効率を乗じた値となる。

SL_{\min}, SL_{\max} : 出力側に換算した貯蔵レベル $SL(t)$ の上限下限。

T : 時間帯の長さ。ここでは、
 $T=1$ [時間]

想定 2) の場合、この運用制約のために $SL(t)$ には 2^4 個の状態が考えられるが、本報告では簡単のため、 $SL(t)$ を、需要が想定通りに推移し、変動が全くなかったときの $SL(t)$ で近似することにした。

貯蔵装置の負荷追従代替能力 $SRP(t)$ [MW] は、貯蔵されている電力の充放電分と運転モード切り替え分の和である。ただし、充放電レ-

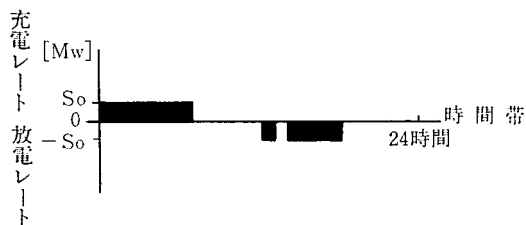


図 3.1 運用パターン



図 3.2 需要が想定需要通りの場合の貯蔵レベル

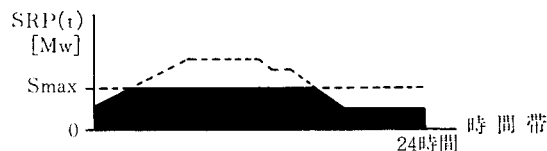


図 3.3.1 負荷追従代替能力の変化

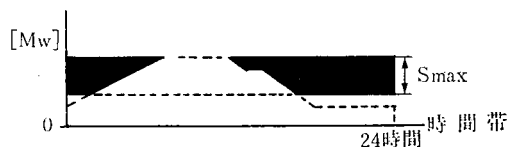


図 3.3.2 負荷追従代替能力の変化 (負荷が、想定より減少する場合) (斜線部分が代替能力)

トの上限 S_{\max} と SO の差の大きさ及び時間帯によっては、 $SRP(t)$ が制約をうける。

貯蔵によって代替しきれない負荷追従能力 $d\delta(t)$ は、以下のようである。

$$\text{想定 1) の場合: } d\delta(t) = (\delta \times Q(t) - SRP(t)) / \sum_i Pi(t)$$

$$\text{想定 2) の場合: } d\delta(t) = (\delta \times Q(t) - SRP(t)) / Q(t)$$

ここで、図 3.1 に運用パターン、図 3.2 にこの運用パターンに相当する貯蔵レベル、図 3.3 に負荷追従能力の変化を示す。

4. 前提条件と分析結果

モデル系統について分析した結果を示す。

4.1 前提条件

4.1.1 一次電源の構成と燃料単価

モデル系統における一次電源は、最大発電容量が 4,400[MW]、運転可能最低出力が 1,490[MW] の規模を想定した。また、各一次電源は、表 4.1 に示すような、出力一効率特性を持つ 6 つの火力ユニット 2 台ずつ計 12 台からなるとした。この関数形は、現在稼働中の代表的な火力ユニットのものである。想定燃料単価も表 4.1 に示す。

4.1.2 負荷需要の設定

昭和 61 年 8 月第 3 水曜日の火力割当分負荷パターンを選んだ。ピーク時の予備率は 10% とし、この負荷需要の負荷率は 70.5% である。

4.1.3 貯蔵装置の特性と運用パターンの設定

貯蔵技術は、二次電池を考えた⁷⁾。また、複数の貯蔵装置間の協調を考慮する煩雑さを除外するため、系統内の全ての貯蔵装置は同じ効率、同じ容量、同じ運用パターンを持つものとした。

負荷平準化効果を最大化する運用を求めるこ

とは本報告の目的ではないので、貯蔵装置の運用パターンには単純なものを設定する。すなわち、オフ・ピーク時間帯 7 時間に一定値 SO [MW] のレートで充電し、同じく SO [MW] のレートでピーク時間帯 5 時間に放電するとした。また、予備貯蔵電力量として運用前に最大電力貯蔵量から最小貯蔵量の差の 30% を確保しておくものとした。

直交変換器などを含めた貯蔵装置全体の往復充放電効率 η は、 $\eta = 5/7 = 0.714$ と仮定した。この η の値は、現在開発中の各種貯蔵装置の効率の見込みに近いものである^[9]。

4.2 結果

充放電レート SO 、充放電レートの上限 S_{\max} の影響を図 4.1、4.2 に示す。図の縦軸は、貯蔵装置が負荷平準化のみを行った場合に要した燃料費に対する DOB の割合である。また、横軸の数字は最大充放電レートが SO の何倍かを示したものである。

SO が系統規模の 10% の場合には、オフ・ピーク時間帯を除いて予備力代替能力 $SRP(t)$ が $(S_{\max} - SO)$ の制約一杯に発揮されていることが分かる。これに対して、 SO が系統規模の 1% の場合には、制約一杯に発揮されていないことによる影響が示されている。

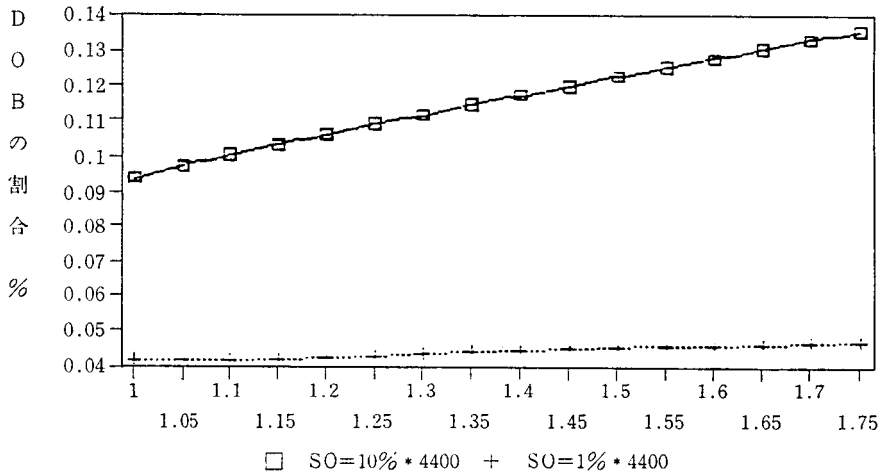
また、想定 1) は実績需要変動がゼロの場合だが、それでもピーク負荷需要が系統容量に近い場合には、不確実性に備えるために要する 0.1% オーダーの燃料費が節約できることが示された。

7) 二次電池は、充放電モードの切り替え速度、負荷追従速度が速いので DOB が期待できる。また、超電導電力貯蔵などと異なり、 S_{\max} が貯蔵レベルに依存しないので評価が簡便である。

表 4.1 一次電源の構成と燃料単価

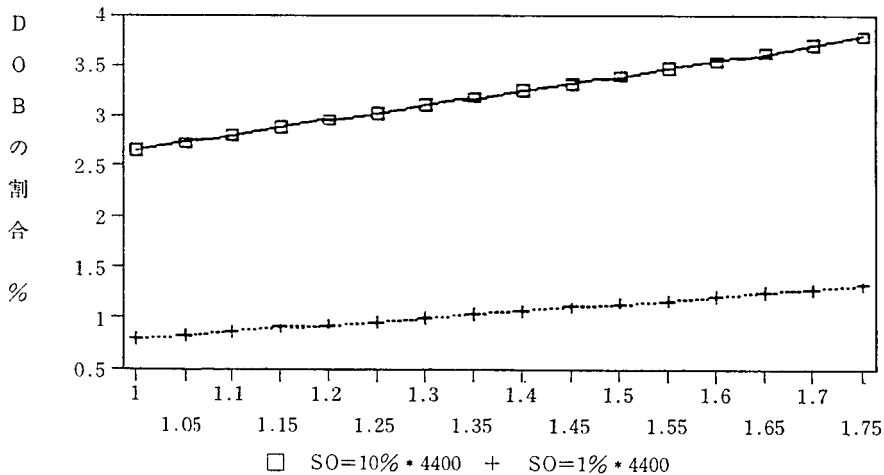
ユニット	定格容量 [MW]	出力-効率特性関数 [Mcal/h]	運転可能最低出力 [MW]	燃料
1	600	$F1(P1)=0.00019P1+1.92P1+143.7$	215	L N G
2	350	$F2(P2)=0.00019P2+2.06P2+ 65.22$	115	L N G
3	150	$F3(P3)=0.00041P3+2.22P3+ 20.85$	42.5	L N G
4	600	$F4(P4)=0.00020P4+1.92P4+143.7$	215	石油系
5	350	$F5(P5)=0.00022P5+2.00P5+ 61.51$	115	石油系
6	150	$F6(P6)=0.00050P6+2.08P6+ 28.09$	42.5	石油系

ただし、 P_i は負荷 [MW]。
 LNG の燃料単価として、4.3[円/Mcal]、重油の燃料単価として、5.5[円/Mcal] (各々、昭和60年度A社における炉前単価の実績値。)を用いた。



最大可能充放電レート [MW]
 (目盛りは定常充放電レートに対する倍数を示す。)

図 4.1 電力貯蔵装置による予備力代替効果 (想定1の場合)



最大可能充放電レート [MW]
 (目盛りは定常充放電レートに対する倍数を示す。)

図 4.2 電力貯蔵装置による予備力代替効果 (想定2の場合)

5. おわりに

今後、需要が低めの伸びで推移するといわれている中で、既存設備を有効に運用するシステムを探ることは重要な課題になろう。そのバックデータの一部となるのが様々な観点からのDOCの分析結果であり、今後の課題として以下のような分析が重要である。

① 運用コストのうち、需要変動の不確実性に備えるコストとしてのDOCの性格をさらに明らかにする。

② 需要の短時間変動についての分析を行い、より実態に近い形の定式化を試みる。

③ 出力調整速度(瞬動性能)の向上とDOBとの関係を明らかにする。

④ 充放電レート、その上限、予備貯蔵電力量の増分に要する固定費と、DOBとのトレードオフ関係を明らかにし、各々の最適な規模を求める。

⑤ 揚水、圧縮空気、超電導などの他の貯蔵技術間で比較を行う。

参考文献

- [1] R. B. Fancher, S. J. Jabbour, J. R. Spelman (Principal Investigator), "Dynamic Operating Benefits of Energy Storage", Electric Power Reserch Institute (EPRI) report AP-4875, October (1986).
- [2] H. W. Zainginger (Principal Investigator), "Benefit of Battery Storage as Spinning Reserve: Quantitive Analysis", EPRI report AP-5327, July (1987).
- [3] S. T. Lee, B. M. Louks, "Dynamic and Inherent Benefits of Energy Storage", Goverment Institutes, Inc., Proceedings of the 14th Energy Technology Conference April 14-16, 1987, Washington, D. C.
- [4] 野田編「電力系統の制御」, 電気書院(1986).
- [5] 「超電導エネルギー貯蔵システムに関する調査研究〔I〕, 〔II〕」, NEDO, (財)未来工学研究所(1984, 1985).
- [6] 栗原郁夫「電力貯蔵設備の動的価値の検討(その1)」, 電力中央研究所 研究調査資料 No. 185914.
- [7] 日本電力調査委員会(編集兼発行)「電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説」(昭和62年11月).
- [8] 新電気事業講座編集委員会「電力系統計画と運用」, 電力新報社(1977).
- [9] 内山洋司, 清野圭子「電力貯蔵技術の経済性比較」, 電力経済研究 No. 24 (1988.1)

(きよの けいこ
うちやま ようじ
経済部 エネルギー研究室)