UDC 621.311.1.076.352.001.2

論 文

54-B 21

非線形計画法による電源計画の最適化手法 (その 2. KW モデル)

正 員 内 田 直 之 (東 大)

正 員 関 根 泰 次 (東 大)

1. はじめに

今回、我々が開発した電源計画モデルは 5~10 年程度の期間を対象にし、かなり具体的な設備投資の見とおしを得ることを目標にしている。すなわち、シミュレーション的の持つ現実への忠実度の高さや、きめの細かさをできるだけ保ち、かつ数学的最適化や感度解析が容易に行なえる数値計画モデルの構成を目指した。本論文ではそのうちの単年度モデルのみについて述べ、多年度モデルについては別論文で述べる予定である。この単年度モデルは多年度モデルの基本単位となるものである。

我々が取り扱おうとしている問題は、1 年 365 日分の日負荷持続曲線と既設の発電所設備容量が与えられたとき、所与の供給信頼度を保ち、かつ最も経済的な電源構成とその運用とを求める問題である。

モデルの目的関数は、発電設備の建設に伴う建設費利息、償却費などの固定費用と、運用に伴う燃料費などの可変費用の総和である。供給信頼度は、設備の事故停止、河川の流量変化、負荷変動を考慮して定められる一定の供給余力をシステムに持たせることを制約条件とすることで考慮した。

我々のモデルは、各発電設備の新設設備容量 (kW) および各時間帯 (週あるいは月) における運転設備容量 (kW) を変数とし、これを最適化する KW モデルと、この KW モデルのサブモデルである線形の KWH モデル⁽¹⁾とから成る。

各時間帯ごとの運転設備容量は、KWH モデル (線形計画問題) の制約条件式の定数項の非線形パラメータとして含まれる。KW モデルにおいては、KWH モデルは KW 供給力を入力とし、そのときの燃料費と KWH 設備の固定費用の和の最小値、ならびに KW

供給力の変化に対する費用の偏微分係数を出力する関数発生器とみなされる。従って、KW モデルで直接扱う変数は KW 設備容量に関する変数だけで、運用、KWH 設備容量に関する KWH の次元の変数は KWH モデルの内部変数として扱い、KW モデルには表われない。KW モデルは非線形の目的関数と線形の制約条件式とから成る非線形計画問題に定式化される。

このように、モデルを KW モデルと KWH モデルに分解することにより、効率的な最適化計算が行なえるようになった。本論文では、KW モデルとその最適化計算手法について述べ、その計算例を紹介する。

2. KW モデル構成の前提条件⁽³⁾⁽⁴⁾

我々は以下に述べる前提条件のもとに KW モデルを構成した。

(1) KW モデルの計算期間は 1 年である。1 年を 52 週とし、週を計算の単位期間とする。但し、目的に応じて単位期間の長さを変えることができる。

(2) 発電ユニット、あるいは発電所ごとに変数をもうけず、発電ユニットの経済性、機能に応じて幾つかの形式の発電設備に分類し、この分類ごとに変数をもうける。本論文では説明を簡単にするため、電源システムは原子力、火力、揚水式水力、貯水池式水力の四つの供給力から成るものとする。

(3) KW モデルで直接に取り扱われる負荷は、各週の最大負荷と最小負荷だけであり、自流水力、他地域との送受電などはあらかじめ想定し、負荷から差引いておくものとする。

(4) 原子力、火力供給力については補修停止および週単位の経済停止を考慮する。そのために週ごとの運転設備容量を変数とし、年間の運転可能時間を制約条件とする。1 週間内での夜間停止、週末停止などは KW モデルでは取り扱わない。また、水力供給力については補修停止は考慮しない。水力供給力の経済停止は KWH モデルにおいて取り扱われる。但し、夜間、週末などの各時間帯ごとの運転設備容量を変数とする

An Optimization Method for Electric Generation Expansion Planning by Non-linear Programming, Part 2. KW Model. By Naoyuki Uchida, Member & Yasuji Sekine, Member (Faculty of Engineering, Tokyo University).

内田直之: 正員, 東京大学工学部電気工学科
関根泰次: 正員, 東京大学工学部電気工学科

ことにより、夜間停止、週末停止あるいは水力の補修停止などをモデルに組入れることは、計算時間の増大の許される範囲で可能である。

(5) 起動停止コストは目的関数に含めないこととする。起動停止コストを含めた最適化問題とするには膨大な数の変数と制約式が必要であり、また実際の系統では起動停止コストの全コストに占める割合も小さい(通常1%以下)ためである。

(6) 新設発電所が運転開始する週はあらかじめ定めておくものとする。複数の時期が考えられる場合はその候補時期ごとに変数をもうける。本論文では運転開始週を計画年の最初の週としている。

(7) KW モデルの変数は連続変数として議論を進めるが、離散値である場合への変更も可能である。

例えば水力発電所の場合、自然条件により立地点ごとに建設可能な設備容量がほぼ定まっている場合が多く、ある建設計画の採用の是非を決める0-1整数解計画問題として取り扱う方が現実的にマッチしているが、本論文ではKW設備容量およびKWH設備容量およびKWH設備容量を互いに独立な連続変数とし、KWH設備容量はKWHモデルで取り扱うこととして議論を進めていく。

3. 供給信頼度の取り扱い

本モデルでは確率論的な信頼度評価については取り扱わず、一定の供給余力を電源システムにもたせることによって、供給信頼度がある水準以上に保たれるようにした。そのために次に述べる二つの制約条件をもっている。

(1) 原子力、火力の年間の運転可能時間を制約条件式として与えている。この運転可能時間は、定期補修停止だけではなく事故停止をも考慮に入れて定めている。

(2) 1年の最大負荷の発生する週(ピーク週)における供給信頼度は最も重視されねばならない。従来のモデルでは、KW設備の供給余力だけを考慮している場合が多いが、本モデルにおいてKW供給余力だけを制約条件としても、例えば貯水設備(KWH設備)が不十分な揚水式水力発電所が建設されるというような最適解が得られることになり、十分とはいえない。

そこでKWH供給余力をも考慮するために、ピーク週の負荷持続曲線に更に数%の負荷を加えた仮想の負荷持続曲線をもつ仮想ピーク週をもうけ、KWHモデルで供給可能性のチェックを行なう。この供給可能性を保障するための制約条件式をKWモデルで陽に表わすことは容易でない。従って、KWHモデルに

おいて供給力不足が生じた場合にペナルティを課し、これを目的関数に加えることによって取り扱うこととした。そのために、燃料費が極めて高い仮想供給力もうけておく。通常の原子力、火力、揚水式水力、貯水式水力のKW設備容量、KWH設備容量が、仮想ピーク週の負荷に対し足りていれば仮想ピーク週の燃料費は0とされるが、不足の場合には上記の仮想供給力から電力が供給されるので極めて高い燃料費がペナルティとして付加される。この仮想ピーク週を次章以下では第53週とする(実在の週は第1~第52週)。

また、仮想ピーク週以外の実在の負荷に対しては実際にかかる燃料費に加えて、実在の発電設備の容量が不足した場合に上記ペナルティが課せられる。

4. KWモデルの非線形計画問題への定式化

KWモデルは目的関数が非線形で、制約条件式が線形の非線形計画問題に定式化される。

KWモデルの変数は次のとおりである。

(1) 新設の各発電所のKW設備容量(最大出力)
 N : 原子力, T : 火力, Y : 揚水式水力, H : 貯水式水力

(2) 原子力、火力発電所の第 j 週の運転設備容量
 $n_j(j=1, \dots, 53)$: 原子力, $t_j(j=1, \dots, 53)$: 火力

目的関数は新設発電所の建設に伴って必要となる固定費と燃料費の和である。このうち、燃料費とKWH設備(揚水式水力発電所および貯水式水力発電所の貯水設備)の固定費はKWHモデルの目的関数である。

従って、KWモデルの目的関数は次のように表わせる。

$$Z = Z_K + Z_{KWH} \dots \dots \dots (1)$$

$$Z_K = K_N N + K_T T + K_Y Y + K_H H \dots (2)$$

$$Z_{KWH} = F_T(n_1, \dots, n_{53}, t_1, \dots, t_{53}) + c y^* \dots \dots \dots (3)$$

但し、 Z_K は新設のKW設備に対する固定費、 K_N , K_T , K_Y , K_H はそれぞれ原子力、火力、揚水式水力、貯水式水力の新設KW設備のkWあたりの年経費である。 Z_{KWH} は、燃料費とKWH設備の固定費の和の最小値であり、KWHモデルで計算される。 y^* はKWHモデルの線形計画問題の最適解である。(3)式の右辺第1項は原子力、火力だけを運転した場合の1年間の燃料費で、右辺第2項 $c y^*$ は揚水式水力、貯水式水力による1年間の燃料費の節約額とKWH設備に対する固定費の和である。

KWモデルの制約条件式は以下のとおりである。

(1) 各週のKW供給力の最大負荷に対する供給

可能条件

$$n_j + t_j + (Y + Y_0) + (H + H_0) \geq p_{j\max} \quad j=1, \dots, 53 \dots\dots\dots (4)$$

但し, $p_{j\max}$: 第 j 週の最大負荷, Y_0, H_0 :
それぞれ揚水式水力, 貯水式水力の既設の
KW 設備容量

(2) 各週の原子力, 火力発電所の最小出力に関する制約

$$\alpha_N n_j + \alpha_T t_j - \beta(Y + Y_0) \geq p_{j\min} \quad j=1, \dots, 53 \dots\dots\dots (5)$$

但し, α_N, α_T : それぞれ原子力, 火力発電所の最小出力比, β : 揚水式水力の発電時の最大出力に対する揚水時の最大入力比

(3) 原子力, 火力発電所の定期補修停止, 事故停止などによる年間の運転可能時間の制約

$$\sigma_N(N + N_0) \geq n_1 + n_2 + \dots + n_{52} \dots\dots\dots (6)$$

$$\sigma_T(T + T_0) \geq t_1 + t_2 + \dots + t_{52} \dots\dots\dots (7)$$

但し, σ_N, σ_T はそれぞれ原子力, 火力の年間運転可能時間(単位は週), N_0, T_0 はそれぞれ原子力, 火力の既設の設備容量

(4) 原子力, 火力発電所の各週の運転設備容量の上限

$$n_j \leq N + N_0 \quad j=1, \dots, 53 \dots\dots\dots (8)$$

$$t_j \leq T + T_0 \quad j=1, \dots, 53 \dots\dots\dots (9)$$

5. KW モデルの数学的構造

KW モデルと KWH モデル全体の数学的構造は次のようになる。

$$\text{目的関数 } Z = Z_1(\mathbf{x}) + \mathbf{c}_2 \mathbf{y} \rightarrow \text{最小化} \dots\dots (10)$$

$$\text{制約条件式 } \begin{cases} A_1 \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_1 \dots\dots\dots (11) \\ W(\mathbf{x}) + A_2 \mathbf{y} \leq \mathbf{b}_2 \dots\dots\dots (12) \end{cases}$$

但し, $\mathbf{x}$ は KW 設備容量に関する非負変数ベクトル $\mathbf{x} = (N, T, Y, H, n_1, \dots, n_{53}, t_1, \dots, t_{53})$ 注, $\mathbf{y}$ は水力の KWH 設備容量および発電電力量, 揚水に必要な電力量などの KWH の次元をもつ KWH モデル内の非負の変数ベクトル, $\mathbf{c}_2, \mathbf{b}_1, \mathbf{b}_2$ は定数ベクトル, A_1, A_2 はそれぞれ KW モデル, KWH モデルの制約条件式の定係数行列 (後述の計算例では A_1 は 62 行 $\times$ 30 列, A_2 は 85 行 $\times$ 208 列の行列である)。

(10) 式は年間の総発電費用で, 右辺第 1 項は

$$Z_1(\mathbf{x}) = K_N N + K_T T + K_Y Y + K_H H + F_T(\mathbf{x}) \dots\dots\dots (13)$$

である。

(11) 式は前章で述べた制約条件式で, (1) ~ (9) 式に対応する。(12) 式は KWH モデル内の制約条件式で, $\mathbf{y}$ に関しては線形である。

(10) ~ (12) 式 of 非線形計画問題は, 変数および制約条件式の数が多く, 以下に示すように線形の部分を分離し, 子問題にすることによって効率よく解を求めることができる。

変数 $\mathbf{y}$ に関しては目的関数, 制約条件式が共に線形であり, $\mathbf{x}$ を定数と考えれば次の線形計画問題となる。

$$\begin{cases} \text{目的関数 } Z_2 = \mathbf{c}_2 \mathbf{y} \rightarrow \text{最小化} \\ \text{制約条件式 } A_2 \mathbf{y} \leq \mathbf{b}_2 - W(\mathbf{x}), \mathbf{y} \geq 0 \end{cases} \dots\dots (LP_2)$$

このとき, 元の問題 (10) ~ (12) 式は次の非線形計画問題に等価となる。

$$\begin{cases} \text{目的関数 } Z = Z_1(\mathbf{x}) + Z_2(\mathbf{x}) \rightarrow \text{最小化} \\ \text{制約条件式 } A_1 \mathbf{x} \leq \mathbf{b}_1, \mathbf{x} \geq 0 \end{cases} \dots\dots (NLP_1)$$

$$\text{但し, } Z_2(\mathbf{x}) = \min_{\mathbf{y}} \{ \mathbf{c}_2 \mathbf{y}; A_2 \mathbf{y} \leq \mathbf{b}_2 - W(\mathbf{x}) \}$$

これまでの記述で, KWH モデルと呼んでいたのが (LP₂) であり, KW モデルと呼んでいたのが (NLP₁) である。

$Z_2(\mathbf{x})$ は (LP₂) の最適解であるから次のように表わせる。

$$Z_2(\mathbf{x}) = \mathbf{c}_B B^{-1} \cdot (\mathbf{b}_2 - W(\mathbf{x})) \dots\dots\dots (14)$$

但し, B^{-1} は (LP₂) の最適解に対応する基底逆行列, $\mathbf{c}_B$ は最適基底変数のコスト係数ベクトルである。

目的関数の gradient, $\nabla_{\mathbf{x}} Z$ は, (14) 式から, 次式となる。

$$\nabla_{\mathbf{x}} Z = \nabla_{\mathbf{x}} Z_1(\mathbf{x}) - \mathbf{c}_B B^{-1} \cdot (\nabla_{\mathbf{x}} W(\mathbf{x})) \dots\dots\dots (15)$$

ここで, 次の (16) 式が成立するとき, (LP₂) の基底逆行列 B^{-1} は変わらないので, $\nabla_{\mathbf{x}} Z$ は連続である。

$$\mathbf{x} \in S_B \equiv \{ \mathbf{x} | B^{-1} \cdot (\mathbf{b}_2 - W(\mathbf{x})) \geq 0 \} \dots\dots\dots (16)$$

但し, $\mathbf{x} \in S_B$ では基底が変更されるので, S_B の境界では $Z_2(\mathbf{x})$ は微分不可能であり, $\nabla_{\mathbf{x}} Z(\mathbf{x})$ は不連続となる。

我々が最適化しようとする問題は, 第 1 図に示すように KW モデルとそのサブモデルである KWH モデルからなる 2 段階の最適化問題である。

なお, (NLP₁) の目的関数 that 実行可能領域で下に凸であることは解析的には保証されないが, 数値計算例ではほとんど凸関数に近い性質を有していることがわかった。

注) ' は転置の意味

第1図 電源計画モデルの最適化計算フロー図

Fig. 1. Flow chart of optimization procedure of the generation expansion planning model.

6. 最適化手法⁽⁵⁾

我々の取り扱う KW モデルは、次式に示すように線形の制約条件式と非線形の目的関数から成る非線形計画問題となる。

$$\text{目的関数 } Z = Z(x) \dots\dots\dots (17)$$

$$\text{制約条件式 } Ax \leq b \dots\dots\dots (18)$$

目的関数 $Z(x)$ は、サブモデルの線形計画問題の最適基底が入れ替わるところで、一次導関数が不連続となる。このために通常のこう配法を用いた方法では、いわゆる jamming と呼ばれる現象が起り、真の最適解に収束しない場合がある。

二次元の場合について jamming が起る例を第2図に示す。直線 l を境に、 $\Delta x Z$ が S^+ の領域では G^+ 、 S^- の領域では G^- とする。ここで

$$G^- \cdot G^+ < 0 \dots\dots\dots (19)$$

の関係が成立しているときに、 $-G^-$ 方向と $-G^+$ 方向の一方探索を行なっても、直線 l の近傍で S^+ と S^- の領域を往復する小さなステップを繰り返し、最適点に収束しないことがわかる。これを避けるためには k 回目のステップの方向 $e_k (\|e_k\|=1)$ を次のように定めればよい。

k 回目までの繰返しで得られた点 x_k の近傍で、この配が G_k^- から G_k^+ に不連続に変わったとする。このとき、

$$e_k \cdot G_k^- \leq 0, e_k \cdot G_k^+ \leq 0 \dots\dots\dots (20)$$

の二つの条件を満足するように e_k を定めれば、jamming を防止できる。 x_k の近傍で、 L 個の互いに不連続なこう配、 $G_k^1, \dots, G_k^L$ が存在するときは次の L 個の条件を満足すればよい。

$$e_k \cdot G_k^l \leq 0 \quad (l=1, \dots, L) \dots\dots\dots (21)$$

従って、次の線形計画問題

第2図 ジャミング

Fig. 2. Jamming.

$$\text{目的関数 } Z = G^L x \rightarrow \text{最小化} \dots\dots\dots (22)$$

$$\begin{cases} Ax \leq b \dots\dots\dots (23) \\ G_k^l \cdot (x - x_k) \leq 0 \quad l=1, \dots, \\ L-1 \dots\dots\dots (24) \end{cases}$$

の最適解を x_{k+1}^{LP} としたとき、次のステップの方向を次式によって定めれば (21) 式の条件を満足することができる。

$$e_k = (x_{k+1}^{LP} - x_k) / \|x_{k+1}^{LP} - x_k\| \dots\dots (25)$$

証明) x_{k+1}^{LP} は制約条件式 (24) 式を満足しているので、

$$G_k^l (x_{k+1}^{LP} - x_k) \leq 0 \quad (l=1, \dots, L-1)$$

x_{k+1}^{LP} は最適解だから

$$G_k^L (x_{k+1}^{LP} - x_k) \leq 0$$

従って、(25) 式により

$$G_k^L \cdot e_k \leq 0 \quad (l=1, \dots, L) \text{ 証明終り}$$

また、 $\|x_{k+1}^{LP} - x_k\|=0$ のときは x_k は最適解である。

我々の用いた最適化手法の基本的な手順は次のとおりである。

k 回目までの繰返しで、(18) 式に (21) 式を追加して得られた制約条件式を次式とする。

$$Ax \leq b_k \dots\dots\dots (26)$$

(a) ステップ1 x_k においてこの配が連続のとき、次の線形計画問題を解き最適解 x_{k+1}^{LP} を求める。

$$\text{目的関数 } Z = G_k x \dots\dots\dots (27)$$

$$\text{制約条件式 } Ax \leq b_k \dots\dots\dots (28)$$

x_k においてこの配が不連続で、 G_k^+ 、 G_k^- の異なる値をとるとき、(28) 式の制約条件式のもとで目的関数を $Z = G_k^+ x$ としたときの解 x_{k+1}^{LP+} と、目的関数を $Z = G_k^- x$ としたときの解 x_{k+1}^{LP-} を求め、

$$x_{k+1}^{LP} = \mu x_{k+1}^{LP+} + (1-\mu) x_{k+1}^{LP-}$$

$$(0 < \mu < 1) \dots \dots \dots (29)$$

とする。

(b) ステップ 2 (25)式により e_k を求める。

次の一次元最適化問題を解き x_{k+1} を求める。

$$Z(x_{k+1}) = \min_h \{Z(x_k + h e_k);$$

$$0 \leq h \leq \|x_{k+1}^{LP} - x_k\| \dots \dots \dots (30)$$

$$x_{k+1} = x_k + h_{opt} e_k \dots \dots \dots (31)$$

ここで、 x_{k+1} においてこの配が連続のときステップ 1 へ、この配が不連続のとき、すなわち $h = h_{opt} + \varepsilon$ において G_{k+1}^+ 、 $h = h_{opt} - \varepsilon$ において G_{k+1}^- のとき、次式を制約条件式として追加する。

$$G_{k+1}^+ x \leq G_{k+1}^+ x_{k+1}, \quad G_{k+1}^- x \leq G_{k+1}^- x_{k+1} \dots \dots \dots (32)$$

ステップ 1 へもどる。

7. 計算例

〈7.1〉 入力データ 原子力、火力、揚水式水力、貯水式水力の各発電所が、それぞれ 1 か所の場合についての計算例を以下に示す。

計算期間は 1 年で、1 年を 13 か月とし、1 か月を 4 週間、1 週間を平日の 5 日間と週末の 2 日間に分けた。1 か月、4 週間の各週の負荷および運用は同一と仮定して簡略化した。1 日の負荷は最大負荷と最小負荷を与え、直線の負荷持続曲線とした（なお、本モデルにおいては負荷持続曲線は任意の曲線で与えることができる）。各月の平日、週末の最大負荷、最小負荷を第 3 図に示す。

各発電所の諸データを第 1 表、第 2 表に示す。原子力、火力発電所の出力、燃料費特性は最小出力から最大出力までの増分燃料費を一定とした。計算の基本ケースでは供給予備率を 10% とした。

第 3 図 最大、最小負荷と運転設備容量

Fig. 3. Maximum loads, minimum loads, and operating capacities of generating units.

第 1 表 原子力、火力発電所の定数

Table 1. Characteristic constants of nuclear and fossil fuelled plants.

要 素	発 電 所	原 子 力	火 力
建設費 (千円/kW)		235.1	123.4
年経費率 (%)		16.5	16.2
年経費 (千円/kW 年)		38.79	19.99
1 年間で運転可能な月数		10.0	11.5
最小出力比		0.5	0.25
最小出力時の燃料費 (円/kWh)		0.75	8.389
増分燃料費		0.75	5.807
既設設備容量 (GW)		4.0	10.0
新設設備の上限 (GW)		6.0	6.0

第 2 表 貯水式、揚水式水力発電所の定数

Table 2. Characteristic constants of pondage and pumped storage plants.

要 素	発 電 所	貯水式水力*	揚水式水力**
kW 設備	建設費 (千円/kW)	70.0	72.0
	年経費 (千円/kW 年)	5.44	6.12
	新設設備の上限 (GW)	6.0	6.0
KWH 設備	建設費 (千円/kWh)	6.0	10.0
	年経費 (千円/kWh)	0.136	1.088
	新設設備の上限 (KWH)	1,000	20.0
年経費率 (%)		13.6	13.6
揚水発電総合効率		—	0.7

貯水式、揚水式水力の既設設備容量は 0 とした。

* 例えば 50 時間分の貯水容量をもつ場合、普通の意味での建設単価は $70 + 50 \times 6 = 370$ 千円/kW となる。

** 同様に 6 時間分の貯水容量をもつ場合の建設単価は $72 + 6 \times 10 = 132$ 千円/kW となる。

〈7.2〉 計算結果 第 3 表にケース 1～ケース 7 までの計算結果を示した。ケース 1 は前節のデータをそのまま用いた基本ケースである。ケース 2～ケース 7 は基本ケースのデータを次のように変更したものである。

- ケース 2：原子力の燃料費が 2 倍になった場合
- ケース 3：貯水式水力への流入量が 2 倍の場合
- ケース 4：貯水式水力への流入水量が 1/2 の場合
- ケース 5：供給予備率を 5% とした場合
- ケース 6：供給予備率を 15% とした場合
- ケース 7：揚水式、貯水式水力の建設費を 2 倍にした場合

(a) ケース 1 第 3 図に各発電所の各月における運転設備容量（月間最大出力）を示す。火力の新設設備容量は 0 であった。火力の各月の運転設備容量の 1 年間 13 か月分の和は 85.30 GW である。既設火力の設備容量が 10 GW であり、年間の運転可能時間が 11.5 か月であるから火力の設備に余裕があることがわかる。

原子力の場合は稼働率が 100% となっている。各月

第 3 表 計算結果 (ケース 1~ケース 7)

Table 3. Results of optimization (Case 1~Case 7).

ケース		1	2	3	4	5	6	7
要 素 (10 億円)	総コスト	500.7	538.9	502.2	501.2	494.4	507.3	535.9
	固定費	221.4	195.6	227.3	227.3	190.4	256.1	276.2
	燃料費	279.3	343.3	274.8	273.9	304.0	251.2	259.7
新設 KW 設備 (GW)	原子力	3.72	2.91	2.95	4.37	3.04	4.51	4.26
	火力	0.00	0.01	0.0	0.01	0.00	0.02	0.0
	貯水式水力	2.52	3.94	4.83	1.31	2.69	2.27	3.09
	揚水式水力	1.77	1.16	0.23	2.35	1.28	2.23	0.65
新設 KWH 設備 (GWh)	貯水式水力	157.9	157.9	315.9	79.0	157.9	157.9	157.9
	揚水式水力	2.60	1.08	0.32	4.49	1.56	3.91	0.44
年間の延べ運転設備容量 (GW 月)	原子力	77.18	69.11	69.46	83.69	70.40	85.06	82.61
	火力	85.30	94.39	78.95	87.76	93.71	75.43	83.47
年間の発電電力量 (10 ³ GWh)	原子力	50.94	45.58	45.88	55.09	46.63	55.84	54.30
	火力	35.15	40.29	35.51	33.49	39.33	30.40	31.48
年利用率 (%)	原子力	75.53	75.51	75.57	75.34	75.82	75.11	75.25
	火力	40.24	48.07	40.65	38.30	45.02	34.73	36.03
貯水式水力の運用 (10 ³ GWh)	強制発電	4.00	4.38	8.57	2.01	3.95	4.34	3.91
	経済発電	0.38	0.0	1.19	0.18	0.43	0.04	0.47
揚水式水力の運用 (10 ³ GWh)	強制発電	5.98	0.23	0.14	11.22	3.83	9.91	1.26
	経済発電	2.53	3.04	0.80	4.54	1.70	2.41	0.09
	原子力揚水*	12.13	4.66	1.94	22.52	7.90	17.60	1.94
	火力揚水	0.004	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

* 最小出力分による揚水を含む。

の運転設備容量はその月の最大負荷と最小負荷に影響されるが、原子力の場合は最小負荷の影響が強い。

第 4 図に夏ピーク(第 3 月), 冬ピーク(第 10 月), 春(第 12 月)のそれぞれ平日の負荷に対する各発電所の出力を示した。

原子力と火力の最大出力の和よりも負荷が大きい場合は、原子力、火力で供給できない負荷が存在し、揚水式水力あるいは貯水式水力は強制的に運転される。これを揚水式水力あるいは貯水式水力の強制発電と定義し、強制発電以外を経済発電と名付ける。夏ピーク、冬ピークでは平日の揚水式水力はほとんど強制発電であるが、春には経済発電も行なわれる。いずれの月も週末には経済発電を行なう。また、貯水式水力は週末には運転されない。

第 5 図に貯水式水力の毎月の発電電力量, 流入水量(発電電力量換算), 月末の貯水量を示した。貯水量はあまり変動をしないことがわかる。貯水設備の 50~60% の貯水量が維持されている。

第 6 図に揚水式水力発電所の毎月の総発電電力量, 強制発電電力量, 経済発電電力量を示した。揚水に用いられる電力はほとんど原子力によるものであり、ぐくわずかに火力によるものがある。最小出力の制約により強制的に揚水に用いなければならない電力はこのケースでは 0 であった。揚水式水力の発電電力量は最

第 4 図 負荷配分

Fig. 4. Load dispatching.

第 5 図 貯水式水力の運用

Fig. 5. Operation of a pondage hydro plant.

大負荷が大きいのか、あるいは負荷率が小さい月に多いことがわかる。

第7図に各月の原子力、火力の負荷率を示した。電力需要の負荷率に比べ14~17%ほど良くなっているが、電力需要が特に多い月の負荷率は他の月に比べ改善される率が小さいことがわかる。

(b) ケース2 原子力の燃料費が2倍になった場合。当然、原子力の新設設備容量が小さくなり、これに伴って揚水式水力も小さくなる。その反対に貯水式水力の KWH 設備容量はわずかに増えるがほとんど変わらない。これは貯水池の建設費が高く、いっ水を起こさないための制約条件で池容量が決定されるためである。また、火力新設は行なわれない。

総コストは基本ケースに比べ382億円高くなるが、これは燃料費の増大によるものである。

原子力の減少に伴い、火力の延べ運転設備容量(第1月~第13月の運転設備容量の和)が増大し、火力の総発電電力量が増大する。原子力の年負荷率は設備の減少のために高くなる。また、火力はベース負荷へ移るので負荷率が高くなる。揚水式水力は原子力揚水による経済発電だけとなる。

(c) ケース3 貯水式水力発電所の貯水池への水の流入量を2倍にした場合。総コストがわずかに高くなるが、これは流入量が2倍になったために貯水設備のための費用も2倍に増大するからである。貯水式水力の新設 KW 設備容量は約2倍となり、原子力、揚水式水力の新設設備容量が減少する。負荷のピーク部分をほとんど貯水式水力が分担するので、揚水式水力の減少が大きい。総コストの上昇は主として固定費の増大のためであるが、燃料費も増加する。これは原子力の減少により火力の発電電力量が増大するためである。

火力の年間の延べ運転設備容量は減少するので、火力の負荷率は極めて高くなる。揚水式水力の運用は原子力揚水による経済発電が主であり、総発電電力量はケース1の約1/9に大きく減少している。

(d) ケース4 貯水池への水の流入量が1/2になった場合。ケース3の逆の結果が出てくる。但し、固定費は基本ケースよりわずかに増大している。これは、貯水式水力の減少に伴い揚水式水力が増大し、更に原子力揚水のために原子力の増加が大きくなり、その結果固定費が高くなるからである。

(e) ケース5 供給予備率を5%にした場合。総コストが0.79%安くなる。建設しなければならない KW 設備が基本ケースに比べ100万kW減少する。原子力と揚水式水力の新設設備容量が減少するが、

第6図 揚水式水力の運用

Fig. 6. Operation of a pumped storage hydro plant.

第7図 負荷率

Fig. 7. Load factors.

貯水式水力の新設 KW 設備容量は逆に少し増加する。これは原子力の減少のために揚水式水力の価値が低くなるため、ピーク負荷を主として貯水式水力が分担するからである。原子力の減少により、火力の延べ運転設備容量、発電電力量が増大し、負荷率もわずかに増大する。従って、固定費が減少し燃料費は増大する。

(f) ケース6 供給予備率を15%にした場合。ケース5の逆の結果が出ている。

(g) ケース7 揚水式水力、貯水式水力発電所の建築コストが1.5倍になった場合。総コストが352億円高くなる。原子力の新設設備容量は増大する。揚水式水力は減少するが貯水式水力の KW 設備容量は増大する。これは、揚水式水力の場合には KW 設備と KWH 設側を同時に増加しなければならないのに対し、貯水式水力では KW 設備を増加するだけである程度までピーク負荷に対応できるからである。水力全体の KW 設備は減少するので原子力、火力とも負荷率が低くなる。

また、火力の発電電力量の増大により燃料費も増大

する。

(h) 最適化計算の収束状況 第8図にケース1の場合の総コストおよび原子力、揚水式水力のKW設備容量の収束状況を示す。最適化計算に要する時間は約6分(HITAC 8800)であった。

8. 終りに

本論文で述べた発電設備計画手法の特徴は、従来の解析的手法では取り扱うことが困難であった運用の細かい面までモデルに組入れることができる点にある。しかも、かなり短時間に最適化計算が行なえる。これは、KWの次元の変数から成るKWモデルとKWHの次元の変数から成るKWHモデルに分解し、線形計画法による効率的な計算ができるようにモデルを構成したためである。

また、もう一つの特徴は、応用範囲が極めて広いことである。目的に応じて計算の時間単位、設備の種類を増減させることにより種々の目的に用いることができる。例えば、計算の時間単位を長くすることにより、多年度にわたる長期の電源計画に変更するのは極めて容易である。時間単位を短くし、KWモデルの変数に整数条件を加え、幾つかの制約条件式を追加することによって補修計画に用いることもできる。更に時間単位を短くし、1日を幾つかの時間帯に分離し、各時間帯ごとの負荷持続曲線を用いて起動停止問題に適用することもできる。

このような各種の問題への応用研究のほか、環境問題、立地問題などを制約条件式の形で考慮することに

第8図 収束状況

Fig. 8. Convergence behaviour.

ついても今後更に検討を進める予定である。

終りに、有益な御助言を賜った東北電力総合技術研究所 皆川 保氏に感謝の意を表する。

(昭和52年12月6日受付)

文 献

- (1) 内田・関根:「非線形計画法による電源計画の最適化手法(その1. KWH モデル)」電学論 B 99 (昭 54-3)
- (2) 内田・関根:「発電設備計画のモデルとその最適化手法」昭 52 電気学会全大 No. 1123
- (3) 関根: 電力系統工学 (昭 41) 電気書院
- (4) 宮田: 電力系統の計画と運用 (昭 45) 電気書院
- (5) 例えば Jacoby, et al.: Iterative methods for N-L Optimization problems (1972) Prentice-Hall Inc.