

NUOPT による最適化モデルの開発 (2)

—— 基礎モデルの開発 ——

齋藤雄志 (ネットワーク情報学部)

Developing Linear Programming Models by NUOPT (2)

—— A Fundamental Model ——

Takeshi SAITO (School of Network and Information)

This is the second paper for students who want to learn to develop linear programming (LP) models using NUOPT. NUOPT is one of domestically produced optimization software and is used widely in many universities and research institutes in Japan. The former report (1) offered a beginner's guide to social science students who are not familiar with LP. It also included a user's guide for NUOPT where a simple power generation mix LP model was introduced as an example of optimization model. In this paper we learn how to fix model parameters and how to run the model. The model introduced in the this paper is one stage model which is called here the fundamental model. A multi stage model will be introduced in the next report (3).

キーワード：NUOPT, 線形計画法, 最適電源構成

Key words : NUOPT, Linear Programming, Power Generation Mix

1. まえがき

本稿は、「NUOPT による最適化モデルの開発 (1)」の続編である。(1) では、「本稿は、線形計画法やそれを解くソフトウェアに関してあまり知識をもたない学生が、それらを勉強しつつ自分でモデルを開発・利用するために、国産の代表的ソフトのひとつである NUOPT (株式会社 数理システム/開発・販売) を利用するための必要最小限の情報を提供することを目的として書かれた」と書いた。線形計画法の数学的内容についてはほとんど説明していない。その意味において比較的やさしいマニュアルである。とはいえ、線形計画法を定式化し、データを入力し、実際に解き、またその意味を理解するという面ではかなり詳細に述べている。その意味で、本稿は線形計画法ソフト (たとえば、NUOPT など) を実際に利用するための説明書である。本稿を理解するためには、線形計画法についての知識は初歩的知識しか必要ではない ([12], [13]は大変にわかりやすい入門資料であり、知識の自信がない場合には参照するとよい)。本稿は、実際のモデルの定式化とその利用、あるいは問題点を中心に、初心者向けに書かれている。前報告「NUOPT による最適化モデルの開発 (1)」はつぎのような構成になっていた。

1. まえがき
2. 線形計画法の簡単な例題 [生産計画]
3. Excel による線形計画法の解法

4. 線形計画法の一般形
5. 影の価格 (シャドウプライス)
6. NUOPT による解法の基本
7. NUOPT による処理の効率化
8. あとがき

これを受けて、本稿以降ではつぎのような点を検討あるいは解説することになる。

- ① 現実の問題では線形計画法の適用において、どのようにデータを集めて、どのように定式化するのか。

実際にモデルが意味ある機能を果たすようなデータを集めることは意外に難しい。モデルをコンピュータに組み込みシミュレーションを行うことは一見難しいように見えるが、相対的にはやさしい。なぜやさしいかという、ひとつのマニュアルを読めば、ソフトウェアの使い方の基本は理解でき、一定の作業を行うことができるからである。しかしながら、専門的データを集め、モデルの理論を用意時には開発し、あるいは実際にモデルを動かし意味ある結果を導くことは、対象とする分野に関してかなり専門的知識を持っていて初めて作業ができる。初心者がこのような作業を行うのは意外に容易でない。本稿では、電源構成モデルというやや特殊なモデルではあるが、この辺の事情を具体的に詳細に説明し、読者がモデルを構築する場合の参考とすることを目的としている。

- ② 線形計画法はどのような意味をもっているのか。最適を求めるといことはどのようなことなのか。

定式化を行い、モデルのパラメータを決定すればモデルは解ける。仮に妥当なパラメータの値が使われていたとしても (たとえば、目的関数のコスト、変換効率など係数)、どのような制約条件を付けるかが問題になる。ここで、制約条件というのは、制約式の構造ばかりでなく、右辺の値のこともである。制約条件が緩ければ、非現実的な解が求められる。それはそれで一定の意味を持っており、現実の状態と比較する等の作業を行うことはできる場合もあるが、その解を現実的な議論に利用することはできない。モデルの解が現実的な土俵に乗ったとき、モデルの解の意味が論じられるからである。そのために通常はモデルの解が現実的な解になるように制約条件を与える。そのようにしてもモデルの解が非現実的な意味しか持たなければさらに制約条件を付け、モデルの行動を縛ることになる。そのように縛っていくことは、下手すると、制約条件により現実的解を作っているような場合も大いに起こりうる。極端な言い方をすれば、最適化モデルの解を純粋に解いているのではなく、制約条件によってモデルの解を作り出していくというようなことが起こりうる。つまり、モデルは最適化しているのではなくフィジブルな解を求めているのにすぎないということになりかねない。もちろん、LP モデルのよい点は、限界費用が計算できることであり、このような場合でもそのような情報を得ることができる。本稿では単年度モデル (単段モデル=基礎モデル) においてこのような問題の一端を検討しよう。つぎの報告 (3) でこの問題は引き継がれ本格的に論じられることになる。

- ③ 複雑なモデルではどのような問題点が生ずるのか

これは本稿 (2) の役目ではなく、つぎの (3) の検討事項である。複雑なモデルといってもさまざまモデルがあるが、一例としては、単年度を対象とした単段モデルを連結し、多段モデルとして、全体の目的関数は各年度のコストの現在価値で表現するようなモデルである。このとき、解は割引率の設定の如何によって大きく解が異なる。長期のモデルであるほどその影響が大きい。もともと割引率という概念は曖昧であり、現実の利率とも異なる数値が使用されることが多い。曖昧なパラメータによって解が大きく異なるということは、モデルの解の解釈にあいまいさと問題点を持ち込むことになる。

また複雑なモデルのもう一つの例は、モデルの制約式や変数の数が非常に多くなるような場合である。最近ではソフトウェアの進歩により数万の制約条件の LP モデルでも実際に解ける。だが制約式の数が増大し、モデルの変数が多くなればなるほど、② でのべたような問題も生じてくる。大規模なモデルは多大な努力で開発されるが、モデルを解くことによって得られる真の有効情報（役立つ情報）は意外に少ないというような現象も起こりかねない。そもそも大規模なモデルの大量のパラメータを意味ある形で正しく設定することは容易でない。

線形計画法の問題はつぎのように定式化できる。

$$c'x \rightarrow \text{mim}(\max)$$

$$Ax \geq b$$

$$x \geq 0$$

このとき、定式化に当たり、次のような情報の不確定性がある。

- ① 目的関数の不確定性 (c の値に不確定性がある)
- ② システム構造の不確定性 (A の値に不確定性がある)
- ③ 制約条件の不確定性 (b の値に不確定性がある)

ここでいう不確定性とは、それぞれのパラメータの値に関して十分に正確な情報が得られないということである。もちろん、不確定性のレベルや範囲にさまざまな場合がある。一般的に言えば、② のシステム構造の不確定性は致命的である。システム構造は問題の技術的構造によるものでこれに関して十分な情報がない場合は、最適化問題としての定式化をあきらめた方がよい場合もあろう。

つぎに問題になるのは、① あるいは③ の不確定性である。① に不確定性があるということは、何を最適化しているのだから分からなくなることを意味する。もちろん不確定性の水準にも依存する。① の不確定性に関しては、目的関数の理論的定式化、つまりどのような目的関数を選ぶかは、これは価値判断、最適化問題の選択であり、それ自身を問うことはできないであろう。ここではこれは別の問題でありモデル定式化では所与とせざるを得ないであろう。次の問題は制約条件③の問題である。残念ながら本稿ではこれらのついて十分に論ずる時間的余裕がない。つぎの報告 (3) ではこのような問題を論ずることにしている。

2. 電源構成モデルのパラメータ検討

どのようなモデルであれ、モデル開発では、モデルの理論的フレームワークと並んで背景となるデータの確保が重要な仕事になる。前章で述べたようにあやふやなモデルのパラメータでシミュレーションを行っても意味ある分析結果が得られないからである。

前稿 (1) においてすでに電源構成モデルの定式化 (単段モデル=単一期間モデル=基礎モデル) は行われ、NUOPT による解を求めることができることを示した。しかしこのモデルにおける諸パラメータは架空のものであり、実際にモデルを解き、線形計画法モデルの問題点を理解するには不十分であり、モデルの解やその意味についての言及は行わなかった。定式化が行われ、「なんとか動くモデル」ができた段階に過ぎない。モデルの定式化ができればつぎに重要なのは、モデルの係数、目的関数、制約条件などの諸パラメータの十分に検討することである。

ここでは、2000 年度を対象にモデルのパラメータについて検討しよう。ここでは前回のモデルの基本構造はそのまま受け継ぎ単年度モデルとする。実際に電源構成モデルを利用するときは、複数の年度

図表 1 設備容量と発電電力量 (電気事業)

出典 電気事業便覧 [2]

	1990 年度		2000 年度	
	設備容量気 (万 kW)	発電電力量 (億 kWh)	設備容量 (万 kW)	発電電力量 (億 kWh)
火力	10,408	4,466	13,891	5,215
石炭	1,223	719	2,922	1,732
LNG	3,839	1,639	5,722	2,479
石油等	5,347	2,108	5,249	1,004
原子力	3,148	2,014	4,492	3,219
水力	3,632	881	4,478	904
一般	1,931	788	2,008	779
揚水	1,701	93	2,471	125
地熱	24	15	52	33
新エネ				23
合計	17,212	7,376	22,913	9,396

注 1) 電気事業便覧

(複数の期間) を対象にして、モデルを定式化するのが普通である。複数期間のモデルは単一期間のモデルを並列に並べその間の関係を記述すればよい。期間の間の関係の代表は設備の減耗である。前の期間に建設された設備は減耗するもののつぎの期にも存在するのでそれが制約条件となる。複数期間にわたるモデルを多段モデルということにする。多段モデルでは、それぞれの期のコストを割り引いたものが全体の目的関数になる。

モデルのパラメータに関するデータを集めるための資料としては、電気事業連合会統計委員会編の電気事業便覧、日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット編のエネルギー・経済統計要覧などの限られた資料を使用することにする。すでに述べたようにモデルの対象年度は 2000 年度とする。

まず最初に、電源構成のイメージを与え、シミュレーション結果を解釈する場合の参考とするために、実際の電源構成の数値を挙げておこう。また本稿の読者である学生の多くは電気事業に関する知識が少ないと思われるので、若干の用語も説明しておこう。

電気事業者はつぎの 4 つに分類される。簡単にいえば、電気事業 = 10 電力会社 + その他電気事業者となり、その他電気事業者にはつぎの ②-④ が入る [2]。

① 一般電気事業者

一定の供給区域をもってその区域内の一般の需要に応じ電気の供給を行うことを業とするもの。

② 卸電気事業者

供給区域をもたず一般電気事業者に電気の卸売を行うことを業とするもので発電用の電気工作物の出力の合計が 200 万 kW を超えるもの。

③ 特定電気事業者

特定の供給地点における需要に応じ電気の供給を行うことを業とするもの。

④ 特定規模電気事業者

接続供給または振替供給を介して特定規模需要に応ずる電気の供給を行うことを業とするもの。

いま、対象を電気事業者としたとき、最大電力、負荷率、などのデータがあるかどうかか問題になる。学生が利用できるデータとしては電気事業便覧程度で十分であり、それ以上の専門的資料は必要ない。

また専門的資料，たとえば電力需給の概要や電源開発の概要を超えた専門的資料は使いにくい。電気事業便覧では，電気事業者に関するデータに関して存在するデータは次のようになっている。

電気事業者に関するデータ

発電方式別発電設備容量 (kW)

電気事業便覧の火力の中身が方式別 (石炭, LNG, 石油等) に分かれていない。「長期エネルギー需給見通し」の数値の中には方式別がある (図表 1) が両者の合計が一致しない (電気事業便覧の数値: 224,291 千 kW)。両者の差は小さいので，図表 1 の数値を使用する。

発電電力量 (kWh)

電気事業便覧の火力の中身が方式別 (石炭, LNG, 石油等) に分かれていない。「長期エネルギー需給見通し」の数値の中には方式別がある (図表 1) が両者の合計が一致しない (電気事業便覧の数値: 940,687 百万 kWh)。両者の差は小さいので，図表 1 の数値を使用する。

負荷率

10 電力のデータは存在する。電気事業のデータはない。そこで，2000 年度 10 電力送電端負荷率 59.5% を電気事業，発受電端の数値とみなす。

最大電力 (kW)

10 電力の発受電端に関するデータは存在するが，電気事業の数値は存在しない。そこで上記の発電電力量と負荷率から計算を行う。

需要 (kWh)

10 社計であれば，発受電端供給力，送電端供給力，需要端供給力，需要電力量がある。発受電端供給力と送電端供給力の差は所内用動力，送電端供給力と需要端供給力の差は送配電損失，需要端供給力と需要電力量の差は変電所所内用である。10 社計であれば，送配電損失率，総合損失率も分かる。電気事業としてはデータがないが，今回の作業では需要側の分析はないので問題はない。

燃料消費実績

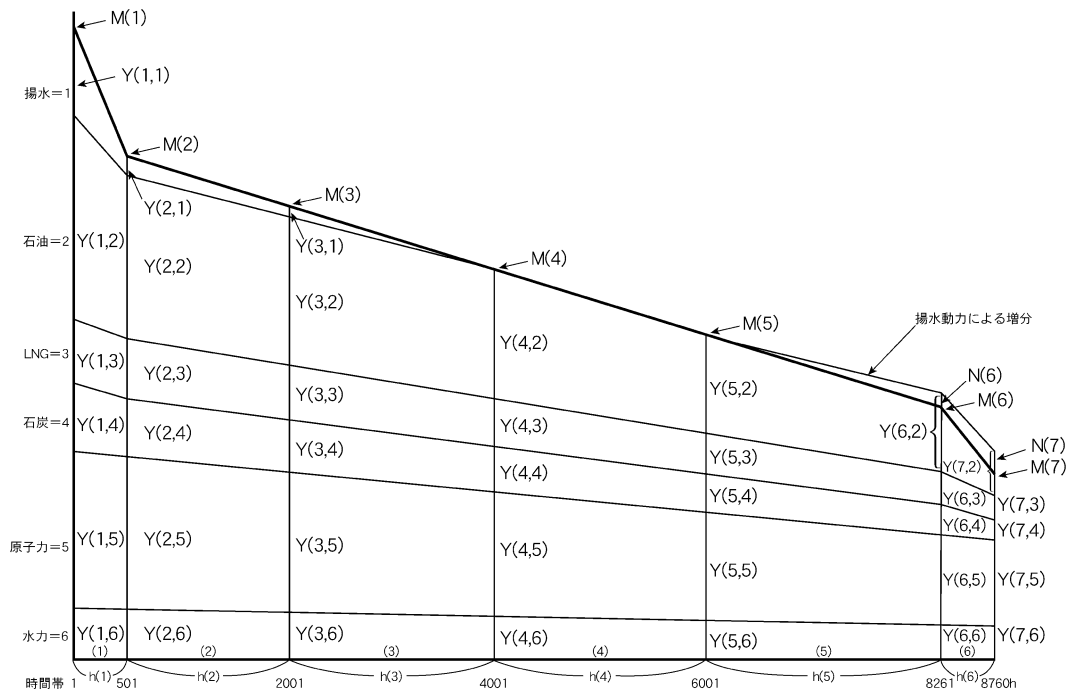
火力の方式別に 10 電力と電気事業に関するデータがある。これを参考にする。

モデルの対象を電気事業とするか，10 電力とするかは，どのようなデータが入手できるかによるが，どちらについても完全なデータを得ることはできない。ここでは図表 1 に合わせ対象を「電気事業」とする。

モデル内における数値の単位はつぎのようにする。「単位」は簡単な問題ではあるが，意外に混乱しやすい。また現在において標準的に使われているエネルギー・燃料の単位は，国際的統一のためにジュールとなっているが，専門家間で使われている kcal を使用する。ただし引用する表などについては元の表現のままとする。

単位

設備容量	1,000 kW
需要電力	1,000 kW
発電電力量	百万 kWh
燃料消費量	10^6 kcal
燃料単価	円/1,000 kcal (石油・石炭・LNG), 円/kWh (原子力)
燃料消費率	kcal/kWh (石油・石炭・LNG), kWh/kWh (原子力)
費用 (資本費, 燃料費)	百万円



図表 2 近似された負荷持続曲線 (再掲 [1])

建設単価 千円/kW
時間帯 1,000時間

つぎに諸データについて検討しよう。まず最も基本となる負荷持続曲線についてはつぎのように変数を決める。これは前回 (1) と同じ変数の決め方と同じである。このような決め方がよいかどうかはさらに検討を要する。たとえば電源の種類である。LNG 複合サイクルと在来型 LNG ではそのコストや効率が大幅に異なるのでそれを分離する必要がある。しかし本稿ではそこまで立ち入らない。それはつぎの報告 (3) 以後の問題としよう。

以下では、モデルのパラメータをひとつずつ検討していく。

(1) 最大電力 M(1)

図表 2 の M(1) を最大電力というが、これは発電端における 1 年間 8760 時間の毎時の平均発電電力量 kW のうち、最大のものを意味する。最大電力の定義にはさまざまなものがある。この最大電力は、発電端における需要 (最大需要電力) でもある。なお、発電端と需要家の需要の間には、発電所内の所内電力量と送電線・配電線による送配電損失電力量があり、発電端の発電電力量のうち約 8.7% (10 社平均、2000 年度) が失われる。これを総合損失率という。

その他事業者を含む電気事業者の最大需要電力は、電気事業便覧 (平成 14 年度版 p. 227) によれば 2000 年度において 172,340 MW である。本電源構成モデルは発受電端で考えているので、発受電端の最大電力が欲しいところであるが、適切なデータがない。

沖縄電力を含む電力 10 社の 2000 年度における発受電端の最大電力は 173,069 MW である (最大電力は 8 月 25 日に出現、平成 17 年度版電気事業便覧 p. 117)。このモデルの対象を、「10 電力」とするか、「電気事業」とするかは少し迷うところである。両方のデータが完璧にそろっていればよいがそうではない。そこで、上記の電気事業者の需要端の最大電力 [172,340 MW] を総合損失率 8.7% (ただししくは 10 社の

総合損失率)で推定すると、つぎのようになる。この数値には問題があることはわかっているが、数値としては総合損失率を多めに評価しているように思えるが、練習用データと考えれば大きな問題点はないであろう。

$$172,340 \text{ MW} \div (1-0.087) = 188,762 \text{ MW}$$

(2) 負荷持続曲線 (発電電端の需要)

2000年度の10電力会社送電端の負荷率は電気事業便覧によれば59.5%である。これをそのまま電気事業発電電端の数値とした。ロスによって大きく負荷の形状は変化しないと仮定することに等しい。また2000年度の負荷持続曲線データは存在しないようなので負荷率が比較的近い値を持つ過去の負荷持続曲線(負荷率60.5%)を部分的に調整して負荷率を合わせ59.5%とした。調整に当たってはピーク値のみ拡大しその値1.016倍した。その結果は次のようになった。最大電力と最小電力の比率は、1:0.294である。最大電力は夏の特別な日の午後(高校野球開催もその一つ)に発生し、最小電力は正月1日に発生する。

図表3 使用する負荷持続曲線

時間	相対負荷	絶対負荷 (1,000 kW)
1	1.000	188,762
501	0.813	153,449
2001	0.708	133,666
4001	0.601	113,530
6001	0.504	95,127
8261	0.410	77,325
8760	0.294	55,434

注) 2000年度・電気事業と想定する。相対負荷とはピーク時($t=1$)を基準とした負荷の大きさである。

(3) 既設設備容量 (Z [])

第1段階のシミュレーションでは既設設備容量はすべて0とする。つまり既設の設備に依存しない理想的な電源構成を考える。それが現実とどのように異なるかを評価すれば、最適化モデルの意味の一端がわかる。後には既設設備を考慮する。

(4) 設備容量上限 (UZ [])

第1段階のシミュレーションではフリーとしておく。この意味でも理想的な設備容量を考える。便宜上、数値としては非常に大きい数値を入れておけばよい(例 1,000,000,000 kW)。

(5) 各電源の設備利用率上限 (I [])

つぎのように設定する。現実の設備利用率はさまざまである。経済産業省原子力安全・保安院原子力保安管理課資料 (http://sta-atm.jst.go.jp:8080/fig_12010122_01.html)によると、2000年度における我が国の原子力発電所の設備率の平均値は、例外である10%台2基を除くと81.5%にも達している。これは電気事業の経営政策の結果でもある。この中には40%台、50%台も含まれているが、逆に100%もある。そこで上限としては90%を設定した。

近年の気力発電所の設備利用率は年の時期にもよるが40%前後であり、結果的には50%台が上限に

なっている。しかし原理的にはより高い利用率で運転することも可能であろうという意味で 70-80% とした。一般水力は 90-95% 程度の高い設備利用率で運転されている。100% はあり得ないという意味で、95% を上限とした。揚水は、その原理からいって高い設備利用率はあり得ない。ピーク用という目的という意味では 20% 程度が上限であろう (24 時間中 5 時間運転すると 20% になる。5 時間運転するためには、 $5/0.7=7.1$ 時間の揚水用の運転が必要になる。揚水によって発電される電気の需要 (ピーク負荷) を考えれば、揚水の設備利用率が 30-40 以上になることはあり得ないであろう)。

l[1] 揚水	0.20
l[2] 石油火力	0.70
l[3] LNG 火力	0.80
l[4] 石炭火力	0.80
l[5] 原子力	0.90
l[6] 一般水力	0.95

(6) ピーク時における設備の利用可能率 ($a[]$)

ピーク時における設備可能率をどのように設定するかは、設備運用上の問題であり、かならずしも技術的に決まることではない。電力の需給が逼迫しており、ピーク時の設備が不足しておれば、当然のこととして設備の修繕保守は他の時間帯に回す。その結果、ピーク時には高い設備利用可能率を確保できるであろう。ただし、事前にピークがどの程度予想できるか、また設備の故障なども考えれば火力原子力について 100% の利用率を期待するのは厳しいであろう。原子力はフラットな運転を前提にし、上記の実績との関係で 95% にした。水力は上記の同じ数値を使用する。その結果、95% が並ぶことになった。

a[1] 揚水	1.0
a[2] 石油火力	0.95
a[3] LNG 火力	0.95
a[4] 石炭火力	0.95
a[5] 原子力	0.95
a[6] 一般水力	0.95

(7) 年経費率 ($b[]$)

年経費率は、購入発電設備資本費 (千円/kW) を 1 年間の発電費用に変換するための係数であり、次式で与えられる。

$$\text{年経費率} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}$$

r 利子率

n 耐用年数

いろいろな組み合わせについて、年経費率を計算してみるとつぎのようになる。

実際にモデルで使用する年経費率には、設置コスト (資本費) 以外にも、運転維持費 (修繕費+諸費+給料手当+業務分担費+事業税) を追加する必要がある。発電費用は資本費、運転維持費、燃料費の合計である。運転維持費は、公益事業学会における勝田・鈴木の発表 [3] のデータを利用して、つぎのような係数を使用した。この数値は資本費に対する係数であり、この係数によって資本費だけの年経費率を膨らませばよい。つまり、年経費率 $\times(1+\text{運転維持費係数})$ が総合年経費率になる。

また利子率は、ここ 10 年間、低金利が持続しているものの、この種の計算では 4% 程度の数値を使う

図表 4 年経費率の計算

利子率	耐用年数	年経費率
0.03	15	0.0838
0.03	16	0.0796
0.03	30	0.0510
0.03	40	0.0433
0.03	50	0.0389
0.04	15	0.0899
0.04	16	0.0858
0.04	30	0.0578
0.04	40	0.0505
0.04	50	0.0466
0.06	15	0.1030
0.06	16	0.0990
0.06	30	0.0726
0.06	40	0.0665
0.06	50	0.0634

図表 5 資本費に対する運転維持費の割合

	運転維持係数
石油火力	0.861
LNG 火力	0.883
石炭火力	0.810
原子力	0.990
一般水力	0.390

ことが普通である。かつて高度成長の祭には 6% 程度の数値が使われていた。また耐用年数を実質耐用年数にするか、法定耐用年数にするかが問題になる。発電コストの比較では法定耐用年数が用いられることが多いものの、実質的な電源の競争を評価するモデルでは、実質耐用年数を用いた方が懸命であろう。なぜならば耐用年数を過ぎた資本の資本費は、会計上はゼロになってしまうが多数の設備が混在していれば、償却中の設備と償却済みの設備の平均をとる必要がある。そのような計算は面倒なので、ここでは法定耐用年数＝実質耐用年数として計算をおこなった。いわば勝手に法律を変えたことになる。通常の発電コストの比較では、償却以前の資本費計算で処理しているが、それも問題があるように思える。それらの平均をここでは火力 40 年 (法定 15 年), 原子力 40 年 (法定 16 年), 水力 40 年 (法定 40 年) とした。下記の表の内、耐用年数 40 年の行に対する総合年経費率を使うことにする。

図表 6 使用する総合年経費率

運転維持係数 耐用年数	石油火力	LNG 火力	石炭火力	原子力	一般水力
	0.861	0.883	0.81	0.99	0.39
15	0.1674	0.1694	0.1628	0.1790	
16	0.1597	0.1616	0.1553	0.1708	
30	0.1076	0.1089	0.1047	0.1151	
40	0.0940	0.0951	0.0914	0.1005	0.0702
50					0.0647

結果としては下記のパラメータを使用する。

- [1] 揚水 0.0702
- [2] 石油火力 0.0940
- [3] LNG 火力 0.0951
- [4] 石炭火力 0.0914
- [5] 原子力 0.1005

[6] 一般水力 0.0702

(8) 建設単価 (c [] , 千円/kW)

建設単価にはばらつきがある。また1号機と2号機では大きな違いがある。一番問題なのは、LNG火力であり、LNG複合サイクルと通常のLNG火力では、建設費も熱効率も大幅に異なる。戒能論文[10]や勝田・鈴木[3]を参考につぎのように与える。ここではLNGは在来型と仮定している。揚水の建設費は天山発電所(19万円/kW)、小丸川(22万円/kW)、葛野川(24万円/kW)を参考にした。

[1] 揚水 220 (千円/kW)

[2] 石油火力 210

[3] LNG火力 240

[4] 石炭火力 270

[5] 原子力 340

[6] 一般水力 600

(9) 電源別燃料価格 (P [])

化石燃料価格の単位は、円/1,000 kcalで与える。klやtで与えるより簡単である。数値は、エネルギー・経済統計要覧(2006年版, p. 54)のものを直接使用する。C重油は卸価格、一般炭、LNGは輸入価格を使用している。揚水、一般水力は燃料を使用していないので0となる。原子力の燃料費については勝田・鈴木[3]を参考に1.7円/kWhとした。この中には運転維持費は含まれていない。

モデルのシミュレーションを行う上では、一般炭の価格が問題である。この価格は相対的に安すぎる。いいかえれば、この価格で既設設備=ゼロという条件で計算を行うと揚水も含めすべての発電設備が排除されてしまう。一般炭の価格が非常に安いのは特別な理由があるのかもしれない。本稿の目的はシミュレーションそのものを見せることが目的なので、さしあたり1.20円/1,000 kcalを採用した。

[1] 揚水 0

[2] C重油(石油火力) 2.13 (円/1,000kcal)

[3] LNG(LNG火力) 2.12 (円/1,000kcal)

[4] 一般炭(石炭火力) 0.60 (円/1,000kcal)

[5] 原子力 1,700 (円/1,000 kWh)

[6] 一般水力 0

(10) 供給予備力 (d) は8%とする。

近年、供給予備力率は10%程度が確保されてきたが一部の電力会社では3%程度に落ち込んだこともある。設備の効率的建設を前提にすれば、8%はやや低く問題はあるが、望ましい面もある。

(11) 燃料消費率 (m [])

燃料消費率は、石油・石炭・LNGについてはkcal/kWhで表現する。原子力は、燃料費をkWh当たりの費用で表現するので、燃料消費率を形式的に1としておく。ただし、所内率を考慮する。需要発電効率=発電端発電効率 \times (1-所内率)と考える。燃料効率は戒能[10]を参考にした。LNGは、2000時点では現実的ではないが在来型だけを前提とした。複合サイクルをモデル内に採用するには別に扱う必要がある。今のもモデルでは電源構成に変化が出にくい(費用差が微妙になる)、逆に言えばおもしろみにかけるとうデメリットが生ずる。

[1] 揚水 0.0

[2] 石油火力 $860 / \{0.394 * (1.0 - 0.05)\} = 2,297$ kcal/kWh

[3] LNG火力 $860 / \{0.394 * (1.0 - 0.04)\} = 2,273$ kcal/kWh

- [4] 石炭火力 $860 / \{0.418 * (1.0 - 0.07)\} = 2,212 \text{ kcal/kWh}$
- [5] 原子力 $1.0 / \{1 - 0.045\} = 1.047 \text{ kWh/kWh}$ (核燃料消費率費は形式的に kWh で表現する)
- [6] 一般水力 0.0

(12) 単位の確認

どのような計算でも各変数・各パラメータ間の単位の確認が重要である。燃料 (石油・石炭・LNG) と原子力では扱いがことなるがつぎのような単位の関係になっている。この式は下記のモデル式のうち、コスト (目的関数) を展開したものである。sum は省略してある。コストの単位は千円である。記号は変数を表す (図表 7 参照)。

$$\begin{array}{l} \text{コスト} = \quad c \quad \cdot \quad X \quad \cdot \quad b \quad + \\ \quad \quad \boxed{10^3 \text{ 円/kW}} \quad \quad \boxed{10^3 \text{ kW}} \quad \quad \boxed{\text{無次元}} \\ 10 \text{ (-3)} \quad \cdot Y \quad \cdot \quad h \quad \cdot \quad m \quad \cdot \quad P \\ \text{燃料} \quad \quad \boxed{10^3 \text{ kW}} \quad \quad \boxed{10^3 \text{ h}} \quad \quad \boxed{\text{kcal/kWh}} \quad \quad \boxed{\text{円}/10^3 \text{ kcal}} \\ \text{原子力} \quad \quad \boxed{10^3 \text{ kW}} \quad \quad \boxed{10^3 \text{ h}} \quad \quad \boxed{\text{kWh/kWh}} \quad \quad \boxed{\text{円}/1,000 \text{ kWh}} \end{array}$$

図表 7 電源構成モデル (再掲・一部小変更)

```

電源構成モデル/最適電源構成モデル
//単年モデル
//添字の定義

Set Timex(name="時点");
Timex="1 2 3 4 5 6 7";
Element i(set=Timex);

Set Typex(name="電源種別");
Typex="1 2 3 4 5 6";
Element j(set=Typex);

//パラメータ
Parameter M(name="電力需要", index=i);
Parameter h(name="時間帯", index=i);
Parameter Z(name="既設設備容量", index=j);
Parameter ZU(name="設備容量上限", index=j);
Parameter a(name="利用可能率", index=j);
Parameter b(name="年経費率", index=j);
Parameter c(name="建設単価", index=j);
Parameter p(name="燃料価格", index=j);
Parameter d(name="供給予備力");
    
```

```

Parameter m(name="燃料消費率", index=j);
Parameter l(name="設備利用率上限", index=j);

//変数
Variable Y(name="運転出力", index=(i,j));
Variable X(name="新設設備容量", index=j);
Variable R(name="燃料消費量", index=j);
Variable N(name="揚水需要", index=i);

//電力需要充足式
M[i]+N[i]==sum(Y[i,j],j);
Y["4,1"]==0.0;
Y["5,1"]==0.0;
Y["6,1"]==0.0;
Y["7,1"]==0.0;
N[1]==0.0;
N[2]==0.0;
N[3]==0.0;
N[4]==0.0;
N[5]==0.0;

//ピーク時における設備利用可能率
Y[1,j]<=a[j]*(X[j]+Z[j]);

//ピーク時における予備力
sum(a[j]*(X[j]+Z[j]),j)>=(1+d)*M[1];

//運転出力相互関係
Y[1,j]>=Y[2,j];
Y[2,j]>=Y[3,j];
Y[3,j]>=Y[4,j];
Y[4,j]>=Y[5,j];
Y[5,j]>=Y[6,j];
Y[6,j]>=Y[7,j];

//揚水用動力
0.65*(N[6]*h[5]+(N[6]+N[7])*h[6])=
(Y["1,1"]+Y["2,1"])*h[1]+(Y["2,1"]+Y["3,1"])*h[2]+Y["3,1"]*h[3];

//設備建設上限
X[j]+Z[j]<=ZU[j];

```

```

//燃料消費量 (単位 106 kcal, 106 kWh)
R[1] == 0.0; //揚水
R[2] == 0.5 * sum((Y[i+1,2] + Y[i,2]) * h[i], (i,i < 7)) * m[2]; //石油火力
R[3] == 0.5 * sum((Y[i+1,3] + Y[i,3]) * h[i], (i,i < 7)) * m[3]; //LNG火力
R[4] == 0.5 * sum((Y[i+1,4] + Y[i,4]) * h[i], (i,i < 7)) * m[4]; //石炭火力
R[5] == 0.5 * sum((Y[i+1,5] + Y[i,5]) * h[i], (i,i < 7)) * m[5]; //原子力
R[6] == 0.0; //一般水力

//設備利用率上限
sum((Y[i,j] + Y[i+1,j]) * h[i] * 0.5, (i,i < 7)) <= 8.76 * (X[j] + Z[j]) * I[j];

//運転コスト (目的関数)
Objective cost (name="全コスト", type=minimize);
cost = sum(c[j] * X[j] * b[j], j) + 0.001 * sum(R[j] * p[j], j);

//非負条件
0.0 <= Y[i,j];
0.0 <= X[j];
0.0 <= R[j];
0.0 <= N[i];

//求解
solve();

//結果出力
Y[i,j].val.print();
X[j].val.print();
R[j].val.print();
N[i].val.print();
cost.val.print();

//Excel への出力
Y[i,j].val.dump();
X[j].val.dump();
R[j].val.dump();
N[i].val.dump();
cost.val.dump();

```

モデルにはつぎのようなパラメータリストを与える。モデルはこれを読み込み実行する。

図表 8 電源構成モデルのパラメータ設置値

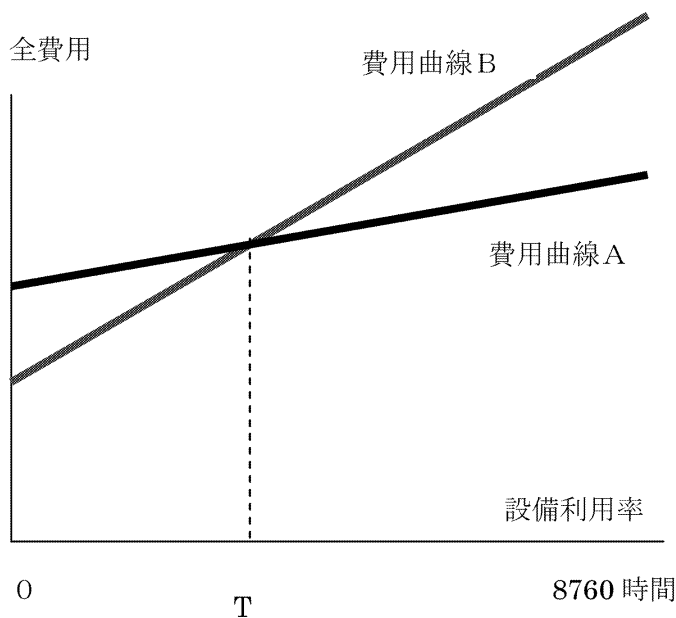
```

”電力需要”=[1]188762[2]153449[3]133666[4]113530[5]95127[6]77325[7]55434;
”時間帯”=[1]0.500[2]1.500[3]2.000[4]2.000[5]2.260[6]0.500[7]0;
”既設設備容量”=[1]0[2]0[3]0[4]0[5]0[6]0;
”設備容量上限”=[1]1000000000[2]1000000000[3]1000000000[4]1000000000[5]
1000000000[6]1000000000;
”利用可能率”=[1]1.00[2]0.95[3]0.95[4]0.95[5]0.95[6]0.95;
”年経費率”=[1]0.0702[2]0.0940[3]0.0951[4]0.0914[5]0.1005[6]0.0702;
”建設単価”=[1]220[2]210[3]240[4]270[5]340[6]600;
”燃料価格”=[1]0.0[2]2.13[3]2.12[4]1.20[5]1700[6]0;
”供給予備力”=0.08;
”燃料消費率”=[1]0.0[2]2297[3]2273[4]2212[5]1.047[6]0.0;
”設備利用率上限”=[1]0.20[2]0.70[3]0.80[4]0.80[5]0.90[6]0.95;

```

3. 電源構成モデルのシミュレーション

線形計画法では複雑なかつ大量の制約条件のもとでコスト最小化を行うことができるが、コスト最小化の基本はつぎのような考えに基づくといつてよい。図表 9 には 2 つの費用曲線が書かれている。2 つの費用曲線は 2 つの発電方式に対応するものと考えればよい。全費用は固定費と可変費からなる。固定費とは $t=0$ 時点における全費用である。つまり設備を全く動かさない状態における全費用である。可変費は燃料消費量などに依存する。燃料消費量は設備利用率に依存する。負荷持続曲線において分担する



図表 9 費用最小化の考え方

負荷が上の方に移動すると、設備利用率が下がりという構造になっている。図表 9 の二つの費用曲線を比較すると、全費用は、設備利用率が T より小さいときには費用曲線 B の方が安くなる。逆に全費用は、設備利用率が T より大きいときには費用曲線 A の方が安くなる。このようにして負荷曲線の中に設備の運転が割り当てられることになる。これを自動的かつより正確に行うのが上記のモデルであるといっ

てよい。

図表 8 であたえたパラメータ設定値で最適化計算を実行すると図表 10 のような出力がなされる。各変数の出力は羅列形式で出力されているが、実際のシミュレーション分析では非常に使いにくい。そのために前報告 (1) の 7. で説明したように出力を Excel にリンクさせると便利である。実行の指令もまた Excel から行うことができる。このようにするとシミュレーションの実行とともに、負荷持続曲線のなかに最適配置された各発電設備の図表 (例 図表 11 等) を自動的に表示することが可能になり、大変に効率的である。

図表 10 計算結果 (直接の出力データ)

```

「LP4」の実行が開始.....
<readingdata_file:
c:/PROGRA~1/NUOPT/Users/TAKESHI/Work_49772.95¥vdmNode10.data.dat>
<reading data_file:c:/PROGRA~1/NUOPT¥Excel¥tmp.etm>
展開中 制約式 (1/33 LP4.smp:35)
展開中 制約式 (2/33 LP4.smp:36)
展開中 制約式 (3/33 LP4.smp:37)
展開中 制約式 (4/33 LP4.smp:38)
展開中 制約式 (5/33 LP4.smp:39)
展開中 制約式 (6/33 LP4.smp:40)
展開中 制約式 (7/33 LP4.smp:41)
展開中 制約式 (8/33 LP4.smp:42)
展開中 制約式 (9/33 LP4.smp:43)
展開中 制約式 (10/33 LP4.smp:44)
展開中 制約式 (11/33 LP4.smp:47)
展開中 制約式 (12/33 LP4.smp:50)
展開中 制約式 (13/33 LP4.smp:53)
展開中 制約式 (14/33 LP4.smp:54)
展開中 制約式 (15/33 LP4.smp:55)
展開中 制約式 (16/33 LP4.smp:56)
展開中 制約式 (17/33 LP4.smp:57)
展開中 制約式 (18/33 LP4.smp:58)
展開中 制約式 (19/33 LP4.smp:61)
展開中 制約式 (20/33 LP4.smp:65)
展開中 制約式 (21/33 LP4.smp:69)
展開中 制約式 (22/33 LP4.smp:70)

```

展開中 制約式 (23/33 LP4.smp:71)
 展開中 制約式 (24/33 LP4.smp:72)
 展開中 制約式 (25/33 LP4.smp:73)
 展開中 制約式 (26/33 LP4.smp:74)
 展開中 制約式 (27/33 LP4.smp:77)
 展開中 制約式 (28/33 LP4.smp:79)
 展開中 目的関数 (29/33 LP4.smp:85 name="全コスト")
 展開中 制約式 (30/33 LP4.smp:88)
 展開中 制約式 (31/33 LP4.smp:89)
 展開中 制約式 (32/33 LP4.smp:90)
 展開中 制約式 (33/33 LP4.smp:91)

NUOPT 7.0.9a (LP/IP module), Copyright (C) 1991-2005 Mathematical Systems Inc.

```
PROBLEM_NAME          LP4
NUMBER_OF_VARIABLES   61
NUMBER_OF_FUNCTIONS   74
PROBLEM_TYPE          MINIMIZATION
METHOD                HIGHER_ORDER
```

<preprocess begin>.....<preprocess end>

<iteration begin>

res= 5.1e+003 4.0e+003 2.8e-001 2.0e-005 .. 1.8e-010

<iteration end>

```
STATUS                OPTIMAL
VALUE_OF_OBJECTIVE    7274913.72
ITERATION_COUNT       18
FUNC_EVAL_COUNT       21
FACTORIZATION_COUNT   19
RESIDUAL               1.812652489e-010
ELAPSED_TIME(sec.)    0.08
```

SOLUTION_FILE

C:\PROGRA~1\NUOPT\Users\TAKESHI\temp\rad24D19.tmp\solfile.txt

運転出力 [1,1] = 46185.2

運転出力 [1,2] = 8910.79

運転出力 [1,3] = 5.18399e-005

運転出力 [1,4] = 133666

運転出力 [1,5] = 0.000147655

運転出力 [1,6] = 5.39384e-005

運転出力 [2,1] = 10872.2

運転出力 [2,2] = 8910.79

運転出力 [2,3] = 4.89389e-005

運転出力 [2,4] = 133666

運転出力 [2,5] = 0.000145598
運転出力 [2,6] = 5.29334e-005
運転出力 [3,1] = 3.56051e-006
運転出力 [3,2] = 5.49989e-005
運転出力 [3,3] = 4.20784e-005
運転出力 [3,4] = 133666
運転出力 [3,5] = 0.000141711
運転出力 [3,6] = 5.1514e-005
運転出力 [4,1] = 0
運転出力 [4,2] = 2.07846e-005
運転出力 [4,3] = 3.10314e-005
運転出力 [4,4] = 113530
運転出力 [4,5] = 0.000134693
運転出力 [4,6] = 4.94762e-005
運転出力 [5,1] = 0
運転出力 [5,2] = 1.25227e-005
運転出力 [5,3] = 2.17724e-005
運転出力 [5,4] = 95127
運転出力 [5,5] = 0.000124435
運転出力 [5,6] = 4.64825e-005
運転出力 [6,1] = 0
運転出力 [6,2] = 9.7317e-006
運転出力 [6,3] = 1.82407e-005
運転出力 [6,4] = 95127
運転出力 [6,5] = 0.000119839
運転出力 [6,6] = 4.35003e-005
運転出力 [7,1] = 0
運転出力 [7,2] = 4.96403e-006
運転出力 [7,3] = 9.92792e-006
運転出力 [7,4] = 95127
運転出力 [7,5] = 9.54266e-005
運転出力 [7,6] = 3.03133e-005
新設設備容量 [1] = 61286.2
新設設備容量 [2] = 9379.78
新設設備容量 [3] = 5.71443e-005
新設設備容量 [4] = 140701
新設設備容量 [5] = 0.000157345
新設設備容量 [6] = 5.77506e-005
燃料消費量 [1] = 0
燃料消費量 [2] = 2.55851e+007

```

燃料消費量 [3]=0.617411
燃料消費量 [4]=2.18045e+009
燃料消費量 [5]=0.00120842
燃料消費量 [6]=0
揚水需要 [1]=0
揚水需要 [2]=0
揚水需要 [3]=0
揚水需要 [4]=0
揚水需要 [5]=0
揚水需要 [6]=17802
揚水需要 [7]=39693
全コスト=7.27491e+006
「LP4」の実行が終了しました。

```

(制約条件の限界費用などを含むより詳細な出力については省略)

前述のように全変数の計算結果が Excel 側に出力されるように設定した。この計算では既設の発電設備をゼロとしているのでかなり極端な形になっているものの、揚水、石油火力、石炭火力が負荷を分担している。石炭火力が圧倒的に多いのは、燃料価格が 1.2 円/1,000 kcal でもかなり安いことを意味する。石炭の燃料価格を実際値である 0.6 円/1,000 kcal とすると全設備が石炭火力になってしまう。2000 年度には輸入石炭価格が異常に低く、発熱量ベースでは原油の 1/3 以下であるが、これは需給関係などの依存し、常態というわけでないであろうと考え、以下では 1.2 円/1,000 kcal を使用している。石炭価格が非常に低くなったのは第 1 次石油危機以後である。ここでは電源構成モデルを動かしてみることが主な目的なので細かいことは詮索しないでおこう。

また、

発電総コスト=7,274,913.72 百万円=72,749 億円

発電電力量=984,736,131 MWh=9,847 億 kWh

発電単価 (発電端)=7.39 円/kWh

となっている。この数値は通常の電気料金 (総合電力単価: 2000 年度で 22 円程度) と比べてかなり安くなっているが、送配電費用を含まないので、他の計算 [10] などと比較するとほぼ妥当な発電単価である。

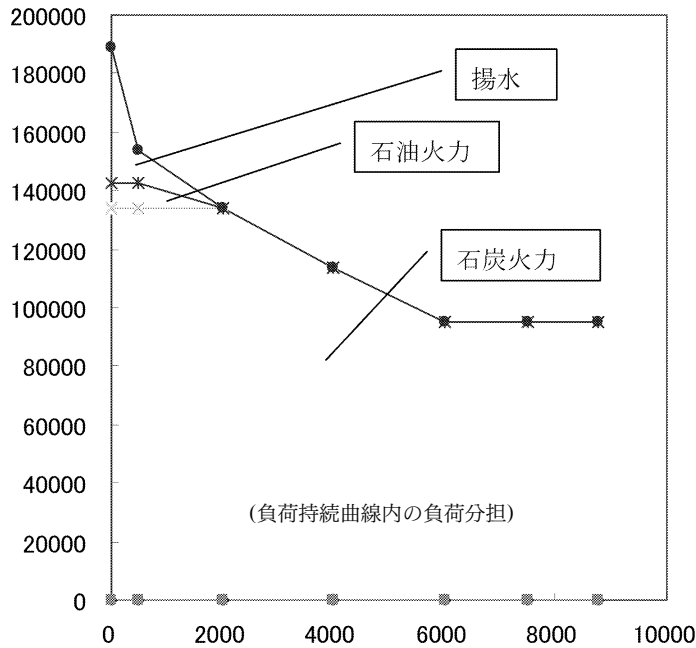
ここでは、電源構成モデルの動きを見るために、原子力の建設単価をパラメトリックに下げよう。最初は、原子力建設単価=30 万円/kWh とする。このあたりから原子力が大幅に増大する。図表 12 の原子力が分担している負荷周辺では設備利用率の変化は小さいので (ほとんど 100% なので)、石炭-原子力の代替は急激に生ずる。これは線形な範囲で計算しているためである。

もちろん、この結果は現実的でないが、このように線形計画法の解は、制約条件の範囲で大きく変化することが特徴である。負荷持続曲線は右下がりなので、原子力が分担している領域以上の範囲に運転出力を当てはめると、設備利用率が変化し、解が微妙に変化する。「線形」計画法とはいえこのような結果を得ることができる点は大きなメリットであろう。

さらに、原子力 300 千円/kW のまま、揚水の建設費を徐々に上げてみると揚水の分担が微妙に変化す

図表 11 ケース 1 (原子力 34 万円/kW)

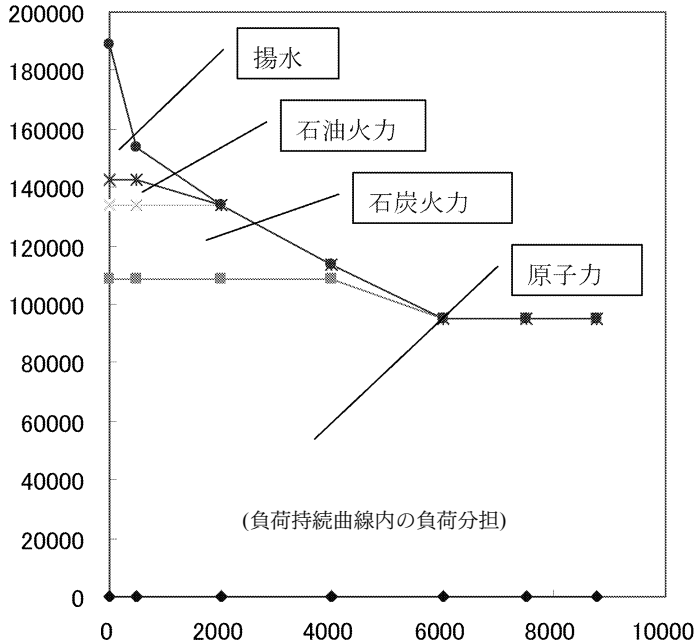
時間帯	一般水力 6	原子力 5	石炭 4	LNG 3	石油 2	揚水 1
0	0	0	133666	133666	142577	188762
500	0	0	133666	133666	142577	153449
2000	0	0	133666	133666	133666	133666
4000	0	0	113530	113530	113530	113530
6000	0	0	95127	95127	95127	95127
7500	0	0	95127	95127	95127	95127
8760	0	0	95127	95127	95127	95127



単位：縦軸 1,000 kW，横軸：時間，ソフトウェア側の都合により時間帯の表現が異なっている。

図表 12 ケース 2 (原子力 30 万円/kW)

時間帯	一般水力 6	原子力 5	石炭 4	LNG 3	石油 2	揚水 1
0	0	108422	133666	133666	142577	188762
500	0	108422	133666	133666	142577	153449
2000	0	108422	133666	133666	133666	133666
4000	0	108422	113530	113530	113530	113530
6000	0	95127	95127	95127	95127	95127
7500	0	95127	95127	95127	95127	95127
8760	0	95127	95127	95127	95127	95127



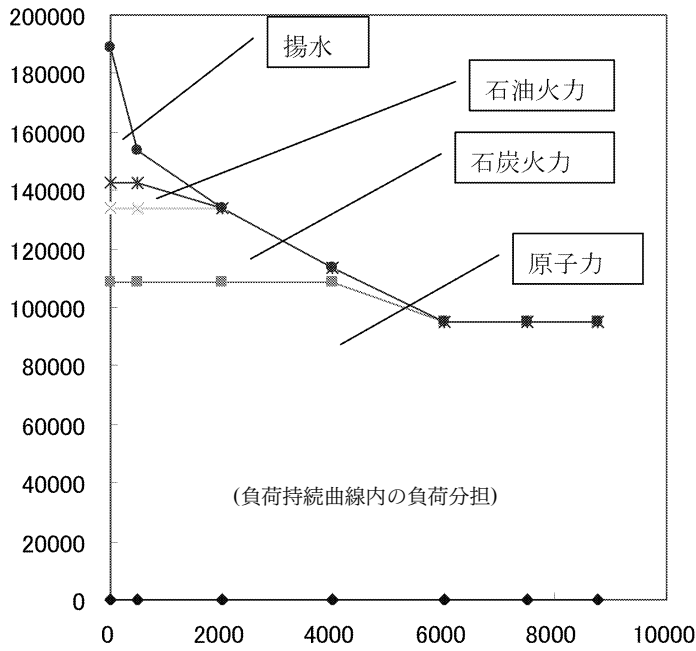
単位：縦軸 1,000 kW，横軸：時間，ソフトウェア側の都合により時間帯の表現が異なっている。

る (図表 12 までは 220 千円/kW)。揚水 300 千円/kW では、ピーク用の揚水の一部が石油火力に置き換わるという現象すら生ずる。揚水の建設費が 35 千円/kW 程度になると揚水の経済的メリットがなくなることの意味する。図表 13-16 を比較されたい。

このような計算を通じて、線形計画法のどのような特徴が見えるであろうか。

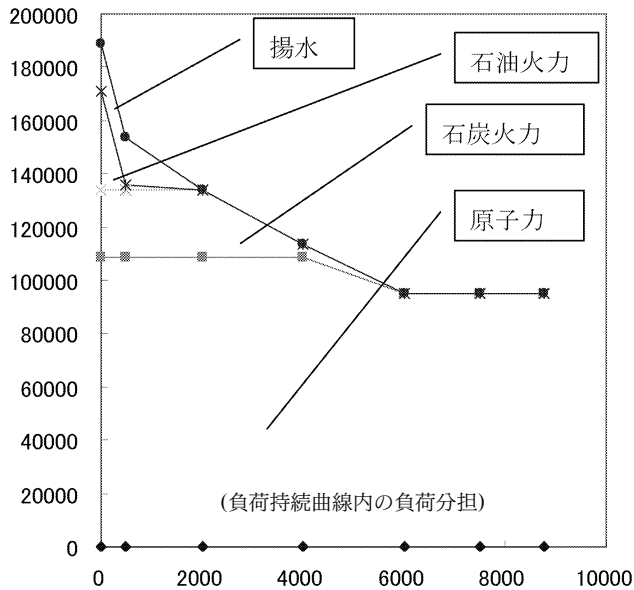
- (1) 一般的にいえば、線形計画法の解は、「線形」という制約条件の範囲で動くので、極端な動き方をすることが多い。その例は石炭価格が非常に安いと全設備が石炭火力になってしまうようなケースもある。線形計画法では、燃料価格や建設費などを変化させると解が急激に変化する。逆にいえば、一部のパラメータの動き方は解にほとんど影響を与えないこともよくある。たとえば、原子力の建設費を 350/千円以上にしたところで解には影響が出ない。原子力はゼロのままである。このような特徴は線形計画法の限界でもある。線形計画法が広く使われている理由は、定式化と計算のしやすさにあるといつてよい。
- (2) しかし、条件次第では、解は微妙な動きを示す。上記に示した揚水の動きはその一つの例である。なぜ微妙な動きをしたかといえば、斜め右に傾斜する負荷持続曲線によって需要が与えられていることによる。これは、各発電方式の設備利用率が変化することによって代替関係が決まるからである。
- (3) どのようなモデルであれ、そのパラメータを正確に決めることには常に困難さがつきまとうが、特に制約条件の右辺の値にその感が強い。現モデルでは、既設設備を 0 とし建設上限を ∞ としているが、いずれも問題のある制約条件である。つぎの報告 (3) では多段のモデルを扱い、そこでは、前期までに開発したモデルを既設とあつかうので既設設備には一定の意味がある。しかし、建設上限などの数値は社会的要因によって決まる数値である。というより決めにくい数値である。このような数値がモデルの解に大きな影響を与えるのは問題といえなくもない。

図表 13 ケース 3 (原子力 30 万円/kW, 揚水 250 千円/kW)



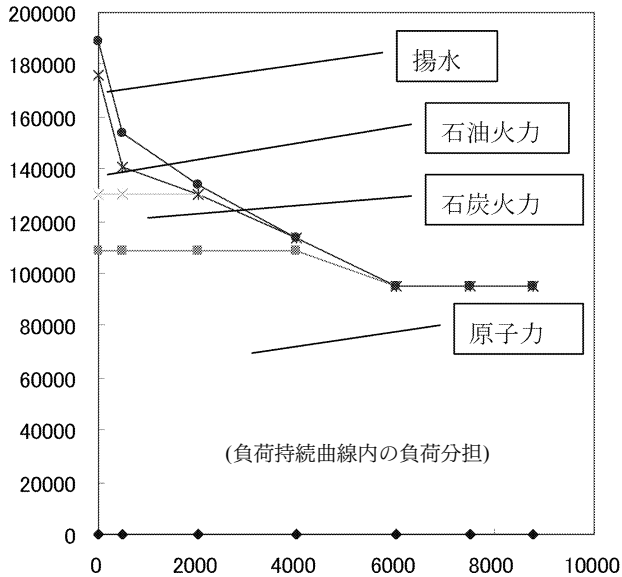
単位：縦軸 1,000 kW，横軸：時間，ソフトウェア側の都合により時間帯の表現が異なっている。

図表 14 ケース 4 (原子力 30 万円/kW, 揚水 300 千円/kW)



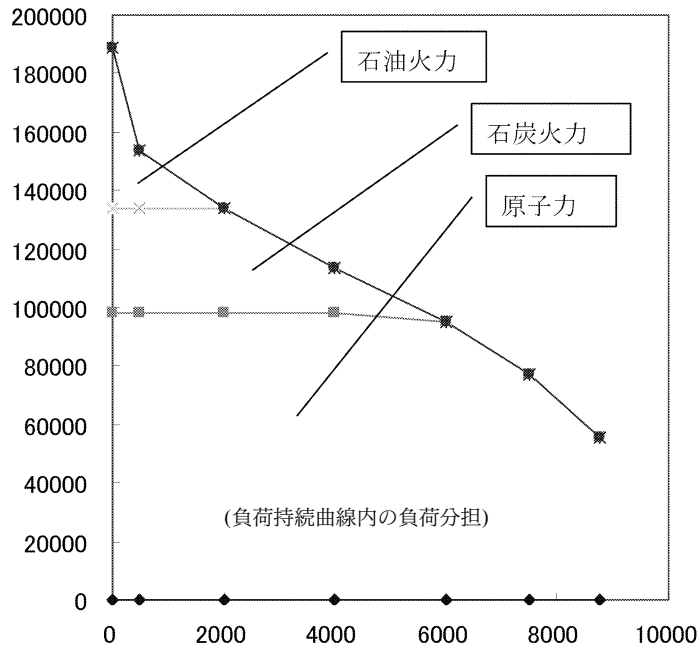
単位：縦軸 1,000 kW，横軸：時間，ソフトウェア側の都合により時間帯の表現が異なっている。

図表 15 ケース 5 (原子力 30 万円/kW, 揚水 320 千円/kW)



単位: 縦軸 1,000 kW, 横軸: 時間, ソフトウェア側の都合により時間帯の表現が異なっている。

図表 16 ケース 6 (原子力 30 万円/kW, 揚水 350 千円/kW)



単位: 縦軸 1,000 kW, 横軸: 時間, ソフトウェア側の都合により時間帯の表現が異なっている。

- (4) 以上の計算では示さなかったが、限界費用を計算できるのはこの種のモデルの大きな価値である。制約条件の右辺の値を合理的に設定できなくとも、限界費用の評価を通してその意味を見いだすことができる。限界費用の解説は次の報告へ回させていただくこととした。

上記に示した計算では、かなり自由な条件で最適な電源構成を求めたことになる。現実の電源構成(図表 1) とこの最適解を比較することに意味があるかどうか、つまり現実の電源構成は最適解とどのような距離関係にあるかを評価することに興味がある方もいるかもしれない。しかしこれに対する答えは非常に難しい。たとえば、すでに述べたように石炭の価格を低く設定すれば、全電源が石炭火力になってしまう可能性もある。あるいは LNG 火力の効率と建設費をコンバインドサイクルの値を使用すれば、電源の多くがそれになってしまうかもしれない。最適モデルの解が現実の電源構成と比較可能になるには、モデルの方にかなり恣意的な制約条件あるいはコストを設定せざるを得ないであろう。現実の電源構成は、さまざまな電源開発史の産物であり、それを純粹の最適解と比較するのはやや難しいように思える。現実の電源構成における最適化は本稿で述べたような最適化より運転出力の最適化の方に傾斜せざるを得ないのかもしれない。

このような理由もあり現実の電源構成とモデルの解の比較を行わなかった。また同じような意味でモデルの制約条件を、最適解が現実解に近づくように設定し(たとえば、既設設備を十分に導入する)、その上で解の動きを見るというようなことは、容易に可能であり多少の意味は見いだせるかもしれないが、あえて比較という視点からは検討を行わなかった。

4. より複雑なモデルへ

本稿では、単一期間を対象にした基礎モデルのシミュレーションについて、特にそのパラメータ設定について比較的詳しく述べた。つぎのステップではより複雑なモデルについて説明する予定 [11] である。複雑なモデルとは、変数や制約条件が非常に多く、変数間の相互作用が複雑で全体像をつかみにくいモデルを意味する。複雑なモデルの一つの典型は複数期間を対象にした多段モデルである。単一期間ごとのモデルは比較的小規模であっても、多段になればモデルの規模は大規模になる。

多段モデルとは、つぎのようなモデルである。 D の部分は期間の間の関係を表現する制約条件である(たとえば設備の減耗)。

$$\text{目的関数 } \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+\lambda)^{t-1}} c'x_t$$

制約条件

$$\begin{bmatrix} A_1 & 00 & 0 \\ 0 & A_2 & 0 \\ 00 & \dots & 0 \\ 00 & \dots & 0A_n \\ D_1 & D_2 & D_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ x_n \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ b_{n+1} \end{bmatrix}$$

$$x_1 \geq 0, \dots, x_n \geq 0$$

$x_1, x_2, \dots, x_n, b_1, b_2, \dots, b_{n+1}$ はベクトル, t は年を表す。 c はコスト係数。

目的関数は n 期間の各期間のコストを現在価値に割り引いた値の合計となっている。 λ が割引率である。この種のも段モデルでは、割引率をどのような値にするかがモデルにとっては大きな問題である。たとえば、利率が非常に低い現在のよう状況では、割引率をそのまま低い利率(例 1%) とすることはあまり妥当でない。このようにすると、将来の影響が大きく反映されすぎることになる。将来の不確定性やリスクが大きく現れすぎることになる。現時点では 4% 程度の数値を使われていることが多いがそ

の根拠もはっきりしない。現時点では、かつて使用されていた「6%」を超える高い割引率をつかうこともできないであろう。可変な割引率というような考え方もあろうがそれを合理的に決める根拠もなさそうである。

長期多段モデルでやや低めの割引率を採用するときは、将来の影響が大きすぎる可能性がある。長期のモデルでは解に最も大きく影響を与えるパラメータのひとつが割引率であり、かつそれを決める根拠がはっきりしない。古いモデルであるが、アラン・マン教授の超長期エネルギーモデル (ETA-Macro) では、短期モデルの割引率が6%の時代に3%の割引率が使用されていたが、割引率を変更するとその影響は非常に多く出る。

上記のような多段モデルは当然のことながら大規模になる。しかし多段モデルでなくとも大規模なモデルが開発されることもしばしばある。大規模なモデルでは、パラメータ (コスト係数、制約条件の係数・右辺) の数が増大するのでその設定に困難が生ずる。逆にいえば、パラメータの設定がラフになり、その結果、解の意味が不透明になる可能性がある。また現実的な解に近づけるために強制的な制約条件が付加されることもある。多くの大規模なモデルでは、緩い制約条件の下での自然な解は現実的な分析や実際の政策に使用できない。そのため多数の制約条件がつけられる。たとえば、大規模なエネルギーモデルでガソリンと軽油の需要の構成比に強制的な制約をかける必要があるかもしれない。単なるコスト計算だけは不自然な解、あるいは利用できない解が得られてしまうからである。その結果、極端ない方をすれば制約条件が主要な解を決めているような状況も起こりうる。

明らかに、グローバルな影響を持つ制約条件もあれば、ローカルな影響もしか与えない制約条件もある。わかりやすい簡単な例で説明する。原油と石炭だけがエネルギーのソースであるモデルを考えよう。この二つのエネルギーは多段階の変換 (電力・石油精製設備、石炭関係の転換設備など) を経て、産業、業務、家庭、輸送の各部門に配分されるものとする。このとき、原油と石炭の関係はいわば上流の制約であり、下流の需要部門へ広範な影響を与える。石炭のウエイトが下がっただけで、機械産業の重油と石炭の消費量が影響されるかもしれない。一方、機械産業の需要構造に関する制約 (その制約はしばしばシンプルなものになりがちである) は、上流への影響は少ない。このような影響を調べるには、制約条件を動かすことにより解へどのような影響が現れるかを調べればよい。このような影響力のデータは、制約条件の数と変数の数の大行列になるので特別な工夫が必要である。またこの目的のためにレンジという概念も利用することができる。レンジは、最適解を変えずに制約条件や目的関数の係数がどの範囲まで変化できるかを示す概念である (木暮 [13] 参照)。

つぎの報告 [11] では、以上のような問題点を具体的な電源構成モデルを例に説明することを予定している。

5. あとがき

本報告は、平成13年度情報科学研究所共同研究 (大規模モデルの挙動特性とその役割に関する研究、代表齋藤雄志・共同研究者蔵下勝行) のために行った作業の一部を、学生などの第三者の便宜を図るために資料として作成した。本報告の主要部分は NUOPT と電源構成モデルに関する解説であるが、同時に線形計画法の基本的問題点も論じている。しかし残念ながら筆者の学内業務からくる時間的制約のために、本報告 (2) では予定した点は十分に説明することができなかった。今後、この問題点に関してはいくつかの資料あるいは論文を発表していきたい。この点は第1の報告のあとがきで述べたとおりである。NUOPT による線形計画法モデルを作成するに当たり、(株) 数理システムの方々からさまざまな助

言を得た。深く感謝したい。

参考文献

- [1] 齋藤雄志：NUOPT による最適化モデルの開発 (1)，情報科学研究，No. 26, pp. 91-116, 2005.
- [2] 電気事業連合会統計委員会編：電気事業便覧，平成 17 年 10 月。
- [3] 勝田忠広・鈴木利治：原子力発電の経済性に関する考察，公益事業学会第 55 回全国大会，2005 年 6 月 12 日。
- [4] 齋藤雄志：さまざまな最適化モデルとその特性，情報科学 (投稿予定)。
- [5] 尾崎敏・黒田昌裕・吉岡完治・桜本光・赤林由雄・大沢悦治・齋藤雄志・阿波田禾積・中村二郎・井澤祐司・伊藤浩吉・木村繁：KEO-電研モデルの構成—経済・エネルギーの相互依存関係の分析—，電力中央研究所報告 研究報告 583008，昭和 59 年 4 月。
- [6] 宮川公男：OR 入門，日経文庫，日経新聞社，1992。
- [7] 小山昭雄：線型計画入門，日経文庫，昭和 45 年。
- [8] 齋藤雄志・大庭靖男・七原俊也・伊藤浩吉：電力需要と電源構成，電力経済研究，No. 18, pp. 117-141, 1985.
- [9] 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット編：エネルギー・経済統計要覧，(財)省エネルギーセンター。
- [10] 戒能一成：電源構成モデルと発電コストの比較について，JAPAC 講演，2003/7/24 (HP 公開資料)。
- [11] 齋藤雄志：NUOPT による最適化モデルの開発 (3)，情報科学研究。
- [12] 木暮仁 (<http://www.kogures.com/hitoshi/webtext/lp-reducedcost/index.html>)。
- [13] 木暮仁 (<http://www.kogures.com/hitoshi/webtext/lp-simplex/index.html>)。
- [14] ダンツィーク (小山昭雄訳)：線型計画法とその周辺，ホルト・サウンダース・ジャパン，1983。