

NUOPT による最適化モデルの開発 (3)

—— 多段モデルの開発 ——

齋藤雄志 (専修大学 ネットワーク情報学部)

Developing Linear Programming Models by NUOPT (3)

—— A Multi-Stage Generation Mix Model ——

Takeshi SAITO (School of Network and Information, Senshu University)

This is the third paper for students who want to learn to develop linear programming (LP) models using NUOPT. The first report (1) provided a beginner's guide for 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. The second report (2) gave them a fundamental example model and its detailed data. The model is one stage generation mix model which is expanded to multi-stage model in this paper. In the second paper we learn how to fix model parameters and how to run the model.

The model introduced in the this paper is a multi-stage model which may be used in the research for electricity problem.

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, Multi-Stage Model

1. まえがき

本稿は、「NUOPT による最適化モデルの開発 (1), (2)」の続編である。(1) は、線形計画法と NUOPT の利用法についての解説であり、単一年を対象とした 1 段の電源構成モデルをとりあげ、モデルの定式化までを説明した。(2) では現実的な電源構成モデルのパラメータや前提条件の示し、簡単なシミュレーションを行い、モデルの挙動を説明したが、モデルは静的な単段モデルであった。この第 3 報告は、モデルに時間的要素を取り入れ、複数の年 (5 年ごとの 10 期) を扱う。多段電源構成モデルについて、現実的パラメータや前提条件の下にモデルの特徴を示すと同時に、モデルの挙動、エネルギー価格変動や電源計画モデルに関する問題点について論ずることを目的としている。この第 3 報告で一応、現実的な電源構成モデルができたことになる。線形計画法モデルは古典的モデルであることはいうまでもないが、利用法によっては十分な利用価値がある。以下の電源構成モデルも LP の応用例としてはわかりやすく、かつ十分な専門性を持った例であると考えている。なお、このモデルの定式化はかつて筆者が、伊藤浩吉氏 (現在、(財)日本エネルギー経済研究所常務理事) の協力を得て電力中央研究所の研究プロジェクト [5] の一環として開発したモデルをベースとしている。

参考のために、前報告「NUOPT による最適化モデルの開発 (1)」, 「NUOPT による最適化モデルの開

発(2)「基礎モデルの開発」の目次リストを掲げる。

第1報告 (NUOPTによる最適化モデルの開発(1)) [1]

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

第2報告 (NUOPTによる最適化モデルの開発(2)「基礎モデルの開発」) [2]

1. まえがき
2. 電源構成モデルのパラメータの検討
3. 電源構成モデルのシミュレーション
4. より複雑なモデルへ
5. あとがき

2. 多段の電源構成モデルの定式化

(1) モデルの対象期間

電源設備の法定耐用年数は火力15年、原子力16年であるが、実際には30あるいは40年以上の耐用年数がある。電源設備はかなり長い耐用年数を持っているといえよう。そこで本モデルは、1期5年で10期を対象期間とすることにしよう。前報告[1][2]との対応上、基準年度の第1期は2000年度と考えたので、各期は下記ようになる。この解説報告が書かれているのが2007年なので2005年を基準年度と考えるのも自然だが、データの一部が不足していることによる。また5年ごとに1年間で代表してモデル化している。また各期を5年間全体と考えてもよいが、負荷曲線を1年単位で考えているので、各期の長さは1年間の方が自然であろう。つまり、途中は4年間ずつぬけるが、5年ごとに10期を考えたことになる。このような近似的には本質的でない。モデル式に示す目的関数に係数5がかかっているのは、総コストを5倍すれば、近似的に各期を5年間と考えたことに対応するとみたことによる。モデルでは、期は t で表す。

第1期	2000年度
第2期	2005年度
第3期	2010年度
第4期	2015年度
第5期	2020年度
第6期	2025年度
第7期	2030年度
第8期	2035年度
第9期	2040年度

第 10 期 2045 年度

(2) 既設設備の扱い

正確な評価を行うためには、揚水、石油火力、LNG 火力、石炭火力、原子力、一般水力のすべての設備のビンテージを考慮する必要がある。つまり、すべての設備の建設年を考慮して、廃止年を指定する必要がある。しかし、電力関係の統計から建設年を調査することは可能であっても設備が廃止になる年を指定することは困難である。以下の解説モデルでは、この問題を簡単に扱うために、火力・原子力の実質耐用年数は 30 年 (実際はもっと長い可能性が高い)、水力の実質耐用年数を 50 年とし、初期時点である 2000 年において、全既設設備の平均利用年数はこの半分、つまり残された耐用年数のそれぞれ 15 年、25 年と仮定した。その結果、既設の火力・原子力の年廃止率を $1/15=0.067$ 、既設の水力の年廃止率を $1/25=0.04$ とした。以下のモデルを「すべての設備建設年を考慮して、廃止年を指定する」と修正することは容易であるし、モデルとしてはその方が実用性が高い。ただしデータの収集が簡単でない。

(3) 既設の設備の連鎖式

2000 年の既設設備は、上記 (2) で与えた除却率によって減少していくものとした。一方、2000 年後に建設された火力・原子力関連の発電設備は 30 年使用されるものと仮定した。水力は廃止されないものとした。水力が廃止されないことは $g[j]$ で指定してある。下記においては、既設の設備の連鎖式は年度別に記述されているが、もっと効率的な形で書くことは可能である。

(4) 設備容量上限

原子力や水力については、設備建設上限があると考えてよいであろう。原子力については、期毎に数値を与えた。水力は、やや数値が大きいがすべて 3,000 万 kW を上限とした。他の発電設備については上限がないものとした。

(5) 設備利用率下限

LNG 火力は契約上の理由によって、原子力は運転上の理由から設備利用率下限を設けた (ここでは 50% とした)。設備利用率下限が設けられると設備は自動的にこの下限まで運転させられることになる。ただし、設備容量がゼロであることは許容される。当然この制約によってコストは上昇することになる。

(6) 目的関数

基礎モデル [2] で示されている年ごとのコストを割引現在価値で評価する形となっている。目的関数に 5 が乗じてあるのは、このモデルが 5 年を 1 期としていることによる。目的関数は、45 年間の総コストを表している。次式の目的関数で r は割引率である。

$$\text{目的関数} = 5 \times \sum (\text{各年の資本と燃料費}) / (1+r)^{5(i-1)}, i=1, 2, \dots, 10$$

(7) その他

基本的にほとんどの式は、基礎モデルのままである。変数の名称などは第 1 報告 [1]、主要なパラメータは第 2 報告を参照されたい [2]。なお、3 度の繰り返しになるが、式を検討する上でわかりやすいように、再度負荷持続曲線を示す。j は設備を表す番号、i は負荷曲線の位置 (分割点) を表す番号となっている。なお、燃料消費率 (発電効率) 等の技術的進歩 (LNG 複合サイクルの高効率向上など) があるので、下記のように負荷持続曲線に当てはめられる設備の順番が固定されているのはやや問題がある。

J=1=揚水

2=石油火力

3=LNG 火力

4=石炭火力

5=原子力

6=一般水力

時間帯はつぎのように分ける。h() がモデル内の記号。

第 1 時間帯 (i=1~2) 1-500

第 2 時間帯 (i=2~3) 501-2000

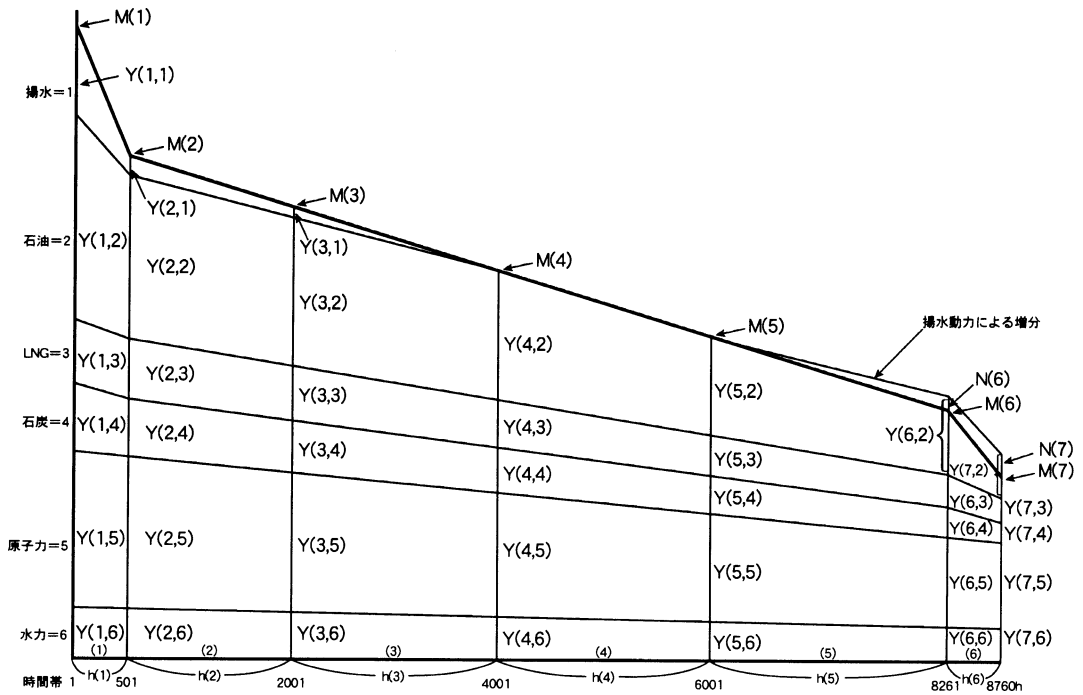
第 3 時間帯 (i=3~4) 2001-4000

第 4 時間帯 (i=4~5) 4001-6000

第 5 時間帯 (i=5~6) 6001-8260

第 6 時間帯 (i=6~7) 8261-8760

図表 1 負荷持続曲線 (再 [1] [2])



```

//最適電源構成モデル
//多段モデル (5年ごとの10期モデル)

//添字の定義
Set Timex (name="分割点");
Timex="1 2 3 4 5 6 7";
Element i (set=Timex);

Set Year (name="年");
Year="1 2 3 4 5 6 7 8 9 10";
Element t (set=Year);

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, t));
Parameter h (name="時間帯", index=(i));
Parameter ZB (name="既設設備容量初年値", index=(j));
Parameter ZU (name="設備容量上限", index=(j, t));
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, t));
Parameter p (name="燃料価格", index=(j, t));
Parameter d (name="供給予備力");
Parameter m (name="燃料消費率", index=(j, t));
Parameter l (name="設備利用率上限", index=(j));
Parameter k (name="設備利用率下限", index=(j));
Parameter Nen (name="年数", index=(t));
Parameter r (name="割引率");
Parameter g (name="初期設備除却率", index=(j));

r=0.04;//割引率

//変数
Variable Y (name="運転出力", index=(i, j, t));
Variable X (name="新設設備容量", index=(j, t));
Variable R (name="燃料消費量", index=(j, t));
Variable N (name="揚水需要", index=(i, t));
Variable Z (name="既設設備容量", index=(j, t));
Variable CJ (name="方式別発電コスト", index=(j, t));
Variable CT (name="総発電コスト", index=(t));

```

Variable YJ (name="方式別発電電力量", index=(j, t));

Variable YT (name="総発電電力量", index=(t));

//既設の設備の連鎖式

$Z[j, 1] == ZB[j];$

$Z[j, 2] == X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 5);$

$Z[j, 3] == X[j, 2] + X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 10);$

$Z[j, 4] == X[j, 3] + X[j, 2] + X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 15);$

$Z[j, 5] == X[j, 4] + X[j, 3] + X[j, 2] + X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 20);$

$Z[j, 6] == X[j, 5] + X[j, 4] + X[j, 3] + X[j, 2] + X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 25);$

$Z[j, 7] == X[j, 6] + X[j, 5] + X[j, 4] + X[j, 3] + X[j, 2] + X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 30);$

$Z[j, 8] == X[j, 7] + X[j, 6] + X[j, 5] + X[j, 4] + X[j, 3] + X[j, 2] + gx[j] * X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 35);$

$Z[j, 9] == X[j, 8] + X[j, 7] + X[j, 6] + X[j, 5] + X[j, 4] + X[j, 3] + gx[j] * X[j, 2] + gx[j] * X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 40);$

$Z[j, 10] == X[j, 9] + X[j, 8] + X[j, 7] + X[j, 6] + X[j, 5] + X[j, 4] + gx[j] * X[j, 3] + gx[j] * X[j, 2] + gx[j] * X[j, 1] + ZB[j] * \text{pow}(1.0-g[j], 45);$

//電力需要充足式

$M[i, t] + N[i, t] == \text{sum}(Y[i, j, t], (j, j \leq 6));$

$Y["4, 1", t] == 0.0;$

$Y["5, 1", t] == 0.0;$

$Y["6, 1", t] == 0.0;$

$Y["7, 1", t] == 0.0;$

$N[1, t] == 0.0;$

$N[2, t] == 0.0;$

$N[3, t] == 0.0;$

$N[4, t] == 0.0;$

$N[5, t] == 0.0;$

//ピーク時における設備利用可能率

$Y[1, j, t] \leq a[j] * (X[j, t] + Z[j, t]);$

//ピーク時における予備力

$\text{sum}(a[j] * (X[j, t] + Z[j, t]), (j, j \leq 6)) \geq (1+d) * M[1, t];$

//運転出力相互関係

$Y[1, j, t] \geq Y[2, j, t];$

$Y[2, j, t] \geq Y[3, j, t];$

$Y[3, j, t] \geq Y[4, j, t];$

$Y[4, j, t] \geq Y[5, j, t];$

$Y[5, j, t] \geq Y[6, j, t];$

```

Y[6, j, t] >= Y[7, j, t];

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

//設備容量上限
X[j, t] + Z[j, t] <= ZU[j, t];

//方式別発電電力量
YJ[j, t] == 0.5 * sum ((Y[i+1, j, t] + Y[i, j, t]) * h[i], (i, i < 7));

//総発電電力量
YT[t] == 0.5 * sum ((M[i+1, t] + M[i, t]) * h[i], (i, i < 7));

//燃料消費量 (単位 103 kl)
R[1, t] == 0.0; //揚水
R[2, t] == 0.5 * sum ((Y[i+1, 2, t] + Y[i, 2, t]) * h[i], (i, i < 7)) * m[2, t]; //石油火力
R[3, t] == 0.5 * sum ((Y[i+1, 3, t] + Y[i, 3, t]) * h[i], (i, i < 7)) * m[3, t]; //LNG 火力
R[4, t] == 0.5 * sum ((Y[i+1, 4, t] + Y[i, 4, t]) * h[i], (i, i < 7)) * m[4, t]; //石炭火力
R[5, t] == 0.5 * sum ((Y[i+1, 5, t] + Y[i, 5, t]) * h[i], (i, i < 7)) * m[5, t]; //原子力
R[6, t] == 0.0; //一般水力

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

//設備利用率下限
sum ((Y[i, j, t] + Y[i+1, j, t]) * h[i] * 0.5, (i, i < 7)) >= 8.76 * (X[j, t] + Z[j, t]) * k[j];

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

//方式別発電コスト
CJ[j, t] == c[j, t] * (X[j, t] + Z[j, t]) * b[j] + 0.001 * R[j, t] * p[j, t];

//総発電コスト
CT[t] == sum (CJ[j, t], (j));

//運転コスト (目的関数) 全期の発電コストの現在価値
Objective cost (name="全コスト", type=minimize);
cost = 5.0 * sum (c[j, t] * (X[j, t] + Z[j, t]) * b[j] / pow(1.0+r, 5 * Nen[t]-5), (j, t)) + 5.0 * sum (0.001 * R

```

```
[j, t] * p[j, t] / pow (1.0+r, 5 * Nen[t]-5), (j, t);
```

```
//求解
```

```
solve ();
```

```
//結果出力
```

```
Y[i, j, t].val.print ();
```

```
X[j, t].val.print ();
```

```
R[j, t].val.print ();
```

```
N[i, t].val.print ();
```

```
Z[j, t].val.print ();
```

```
YJ[j, t].val.print ();
```

```
CJ[j, t].val.print ();
```

```
YT[t].val.print ();
```

```
CT[t].val.print ();
```

```
cost.val.print ();
```

```
//パラメータ出力
```

```
M[i, t].val.print ();
```

```
h[i].val.print ();
```

```
ZB[j].val.print ();
```

```
ZU[j].val.print ();
```

```
a[j].val.print ();
```

```
b[j].val.print ();
```

```
c[j, t].val.print ();
```

```
p[j, t].val.print ();
```

```
d.val.print ();
```

```
m[j, t].val.print ();
```

```
l[j].val.print ();
```

```
k[j].val.print ();
```

```
r.val.print ();
```

```
g[j].val.print ();
```

```
gx[j].val.print ();
```

```
Nen[t].val.print ();
```

```
AU[t].val.print ();
```

```
HU[t].val.print ();
```

```
//Excel への出力
```

```
Y[i, j, t].val.dump ();
```

```
X[j, t].val.dump ();
```

```
R[j, t].val.dump ();
```

```
N[i, t].val.dump ();
```



```
Z[j, t].val.dump ();
YJ[j, t].val.dump ();
CJ[j, t].val.dump ();
YT[t].val.dump ();
CT[t].val.dump ();
cost.val.dump ();
```

なお、このモデルの計算上の特性 (NUOPT 出力) はつぎのとおりである。

変数の数	810
制約式の数	934
目的	最小化
アルゴリズム	高次内点法
問題種別	線形計画
内点法反復	19
行列分解回数	20
最適性ノルム	1.390442171e-010
経過時間 (秒)	0.30

3. 電源構成モデルのパラメータと前提条件の検討

4. でシミュレーションの例を示すことになるが、本稿の目的は、線形計画法による電源構成モデルのシミュレーションの意味やモデルの解説が中心なので、あまり複雑な、あるいは多様なシナリオを想定することは意味がない。そこで燃料価格、需要電力、燃料消費率などの主要パラメータは固定し一部の条件のみを変化させ、その影響をみることにする。

(1) シナリオ

本報告が分析を目的とした研究論文であれば、複数のシナリオ (標準〇〇ケース、高〇〇ケース、低〇〇ケース、その他) を用意してシミュレーションを行い、その結果について論ずるのが自然である。しかし、シナリオの比較は対象分野の専門家 (本報告ではエネルギー経済あるいは電力問題の専門家) 以外には少しわかりにくい。それはモデルの前提条件と結果の関係が複雑であることによる。また専門家においてはモデル分析は単なる手段である一方、現実的な状況に関する知識を十分に持っている。しかし本報告は NUOPT の利用法に関する解説であり、むしろモデルの動作を知ることが読者の興味であろう。そこで、ただ一つの基準ケースを設け、その周りでいくつかのパラメータを動かして、モデルの動作を見ることにしよう。基準ケースの最も重要なものは電力需要 (最大電力) と燃料価格である。このほか、設備建設費、燃料消費率、負荷率、設備制約、設備利用率上下限その他さまざまな制約条件が関係するが、それらをあまり複雑に動かすのはさげよう。基準シナリオは以下のとおりである。

(2) 年負荷率

将来ますます、冷房需要が増加することを考慮し、年負荷率の減少を考えることもできる。そのため分析はすでになされている [12]。しかし、負荷率の変化による電源構成への影響は、需要の変化や原油価格の上昇と比べると相対的に小さいので、ここでは全期間にわたり負荷率は一定とした。もちろん

負荷率が変化するような分析も可能である。なお、2000年における10社の送電端負荷率は59.5%であり、本稿における負荷率もこれに対応している。なお、電気事業便覧によれば10社平均の負荷率は一時(平成7年度)55%にまで低下したがその後上昇をしている。負荷率は気候の影響を受けるので温暖化傾向が高まれば負荷率は上昇することになる。

(3) 想定最大電力

第1期における最大電力は前報告[2]によれば188,762千kWとして考えている。ここでは前項の仮定により負荷率の変化は仮定しないので(正確に言えば、第2期2005年に現実と若干の誤差が生ずる)、負荷曲線のあらゆる分割点*i*の負荷の想定は最大電力の想定値と比例することになる。

総合資源エネルギー調査会需給部会[20]によれば、2000年の電力需要(発電電力量)を1とすれば、2010年で、1.0062(追加対策ケース)-1.0370(現行対策推進ケース)-1.095(レファレンスケース)となっている。いずれも過去の電力需要の伸びから見れば非常に少ない増加率である。ここではこれらやエネルギー・電力需給の展望(電中研)等を参考につぎのように想定する。ピーク以外の需要の計算方法も同じ比率を2000年の値に乗ずることとする。

2000年度	1.000	
2005年度	1.070	(年率1.37%)
2010年度	1.131	(年率1.1%)
2015年度	1.182	(年率0.9%)
2020年度	1.224	(年率0.7%)
2025年度	1.255	(年率0.5%)
2030年度	1.274	(年率0.3%)
2035年度	1.281	(年率0.1%)
2040年度	1.274	(年率-0.1%)
2045年度	1.255	(年率-0.3%)

負荷持続曲線の各需要は下記のようなになる。

図表2 需要電力想定値

単位千kW

年 期	1	2	3	4	5	6	7
2000 1	188,732	153,449	133,666	113,530	95,127	77,325	55,434
2005 2	202,019	164,252	143,076	121,523	101,824	82,769	59,337
2010 3	213,377	173,487	151,121	128,355	107,549	87,422	62,673
2015 4	223,154	181,436	158,045	134,236	112,477	91,428	65,544
2020 5	231,074	187,876	163,654	139,001	116,469	94,673	67,871
2025 6	236,909	192,620	167,787	142,511	119,410	97,064	69,585
2030 7	240,484	195,526	170,319	144,661	121,212	98,528	70,635
2035 8	241,689	196,506	171,172	145,386	121,819	99,022	70,988
2040 9	240,483	195,525	170,318	144,660	121,211	98,528	70,634
2045 10	236,897	192,610	167,778	142,503	119,404	97,059	69,581

注) 横軸は負荷持続曲線の分割点*i*を表す。

(4) 燃料価格

近年原油価格が大幅に上昇している。主要原油価格は、2005年3月頃に45\$/bblであったものがその若干の変動を繰り返しながら2007年7月段階では70\$/bblにまで上昇し、この報告を書いている2007年10月時点では90\$/bblを超えている。トレンド的にはさらに上昇する気配すらある。ピークオイル説が強く主張される現在において、超長期的には上昇傾向は間違いないであろう。現在の原油価格上昇は、中国インドの経済発展に伴うエネルギー需要増、イラク・イラン等の中東政治の不安定性、ロシアのエネルギー産業への介入、長期的な資源枯渇への不安、米国における石油供給設備の不足などが考えられる。もちろん、一時的には(5年後、10年後)原油価格が一時下落する可能性もある。

このような原油価格の上昇は、他のエネルギー価格にも大きな影響を与えることになる。原油価格や石炭・LNG等の他のエネルギー価格が上昇すれば、固定費・可変費の違いから、当然、最適な電源構成にも影響を与えることになる。現在の電源構成は、前報告[2]図表1の通りである。基本的に第1次石油危機以後、我が国の電源構成は多様化を図り、その中で石油火力の構成は相対的に低下してきたが、2007年7月に生じた新潟県中越沖地震は、可能な限りの石油火力を動員せざるを得ない状況を作り出した。このことは発電コストあるいは電気料金に影響を与えることになる。本稿ではこのような分析を行っていないが、このモデルで原子力発電所の運転中止の影響の分析も行うことができる[17]。

基準シナリオでは、「原油価格は21世紀中葉に向けて直線的に上昇する」とする。具体的には現在の90\$/bblが2010年まで維持され、その後も125\$/bblまで直線的に上昇するものと仮定する。基準シナリオ以外にもさまざまなシナリオが考えられる。基準シナリオにおける想定された「さまざま情勢」が、国際情勢安定化、エネルギー資源開発進展、世界成長率の低下などを受けて原油価格は安定基調を一時取り戻し、その後需要が大幅に増大しその反作用として、長期的には基準シナリオ以上の高価格化を招くケース(変動ケース)、あるいは原油価格が今後下落し当面安定的に推移するケース(低価格ケース)などが考えられる。しかし、このモデルの対象とする21世紀中葉までに石油需給はますます厳しくなると考えるのが自然である。原油価格がどこまで上昇するかという判断は容易でない。かつて1970年代における2つの石油危機の時代に、将来(といっても現在の頃を指す)の原油価格が90\$/bblを遙かに超えたシナリオが専門家の一部によって提示されたこともあった。1980年代になり原油価格が安定化し、そのようなシナリオは忘れ去られ、ごく最近までは将来の原油価格の予想シナリオは比較的控えめであった。しかし現時点ですでに90\$/bbl以上の状況が生じているので、専門家達も再度高原油価格を現実的シナリオとして考えるようになってきているかもしれない。なお、名目の70-80\$/bblの水準は実質価格でいえば第2次オイルショックの時代と同程度の価格に相当している。

図表3の基準シナリオに対するLNG価格、石炭価格、核燃料価格の設定は非常に難しい。ここではLNG価格は石油価格と歩調を一にするものと仮定した。石炭価格は、現時点で石油よりかなり割安になっているが([14])、基準シナリオでは相対的に上昇はしていくものの、石炭火力の優位性が失われるほど高くなるものとした。一方、核燃料については、シミュレーション期間の後期で石油価格連動による価格上昇が止まるものと仮定した。

基準シナリオでは、図表3から作成された燃料価格シナリオ(図表4)を使用する。基準シナリオに関する全パラメータ情報は付録に示されている。

図表3 石油価格に対する基準シナリオ \$/bbl 下段は指数。

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2030	2040	2045
基準シナリオ	28.3 1.000	55.7 1.968	90 3.180	95 3.357	100 3.533	105 3.710	110 3.887	115 4.064	120 4.240	125 4.420
変動シナリオ	28.3 1.000	55.7 1.968	50 1.767	65 2.297	80 2.827	95 3.357	110 3.887	130 4.593	150 5.300	170 6.00

① 2005年までが実績(エネルギー経済統計要覧 [14])。

② 変動シナリオによる分析による結果は本報告では報告していない。

図表4 エネルギー価格(基準シナリオ)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2030	2040	2045
石油	2.14	4.34	6.81	7.18	7.56	7.94	8.32	8.70	9.07	9.46
LNG	2.12	2.86	4.62	4.88	5.13	5.39	5.65	5.91	6.16	6.42
石炭	0.6	1.14	2.72	4.31	4.54	4.76	4.99	5.22	5.44	5.68
原子力	1,700	2,500	5,969	9,453	9,948	10,447	10,945	10,000	10,000	10,000

(5) 割引率

割引率は解に大きく影響を与えるといわれているが、低金利の時代に意味ある割引率を設定することはとても難しい。かつて高度成長時代には6%の割引率が利用されることが多かった。また超長期のエネルギーモデルでは3%が使われることが多いようである。ここでは4%を利用することにした。割引率を変化させた場合の影響を見ることは簡単である。

4. エネルギー価格急騰下における電源構成のシミュレーション

理屈の上では明らかであるが、線形計画法のモデルは、制約条件やパラメータのわずかな差によって解が大きく変化する。たとえば石油火力と原子力のコスト差のわずかな変化により、その後の電源構成が大きく替わる。その数値の境界を探ることがモデル利用のひとつの役目になろう。一方では解を現実的な数値に近づけるには、さまざまな、そしてときには、やや強引な制約を付ける必要がある。極端ないい方をすれば、制約条件が解と対応することになる。この状態では、「最適化モデル」とはいうものの「最適」の意味は半分以上失われている。しかしある意味ではフィジブルな条件を見出すこと成功したといえよう。またそれに付属するさまざまな情報を得ることができる(たとえば発電コストなど)。これもひとつの線形計画法の役割である。もちろん、このような条件でシャドウプライスなども計算できる。

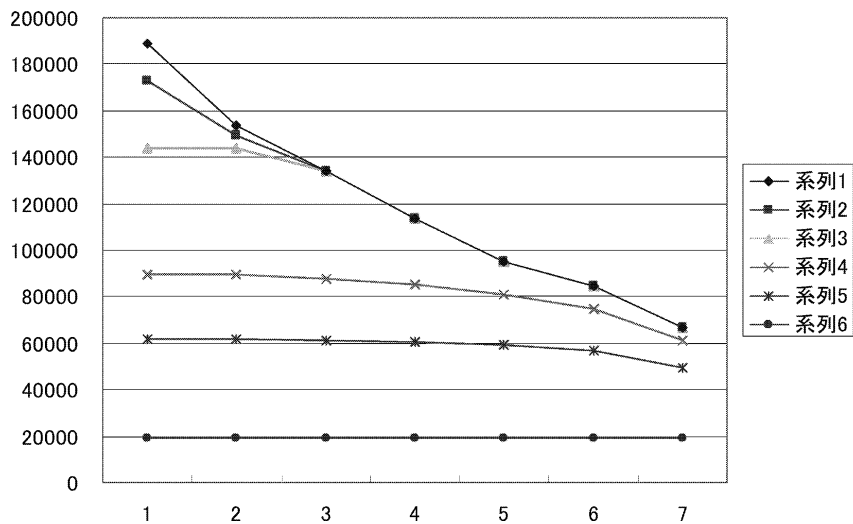
A. 基準シナリオのもとでの主な解

(1) 運転出力

このシナリオでは、石油・LNGの価格が上昇し続けることを前提にしているための、石油火力、LNG火力は後半の期で次第に姿を消す。一方、石炭の価格上昇は石油より低めになっているので、石炭火力のウエイトが高いという解になっている。核燃料価格は、後半の期においてその上昇が石炭より抑えられているので、最終的には原子力が大幅に増大するシナリオとなっている。第5期、第10期で、第6・7分割点の運転出力が増大し、事後的な負荷曲線($\Sigma Y[i, j, t], j=1..6$)がフラット化するが、それは原子力の大幅導入に伴い揚水用電力が増大していることによる。

図表 5 運転出力

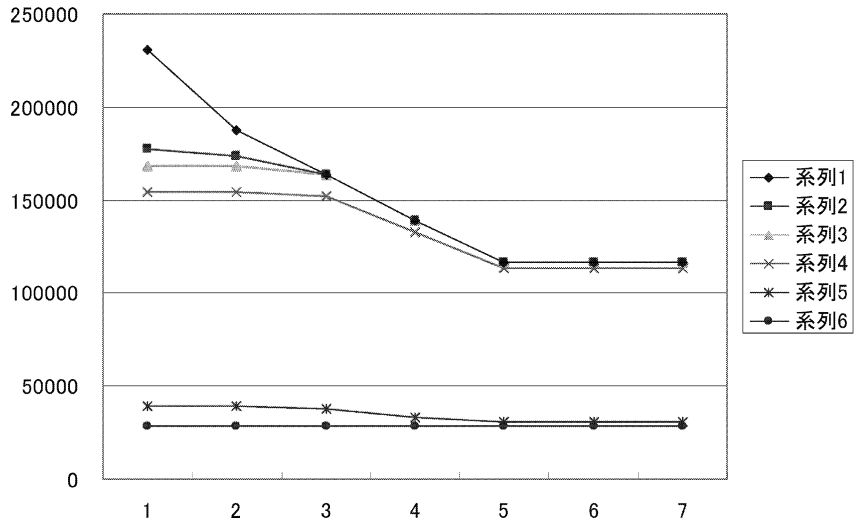
第 1 期	分割点							千 kW
設 備	1	2	3	4	5	6	7	
1	15,728	4,293	0	0	0	0	0	0
2	29,136	5,288	0	0	0	0	0	0
3	54,359	54,359	45,902	28,393	14,352	9,865	5,506	
4	27,759	27,759	26,574	24,757	21,734	17,970	11,861	
5	42,674	42,674	42,114	41,304	39,965	37,533	30,313	
6	19,076	19,076	19,076	19,076	19,076	19,076	19,076	
合 計	188,732	153,449	133,666	113,530	95,127	84,444	66,756	



注) 系列 1=揚水, 系列 2=石油火力, 系列 3=LNG 火力, 系列 4=石炭火力, 系列 5=原子力, 系列 6=一般水力。

図表 6 運転出力

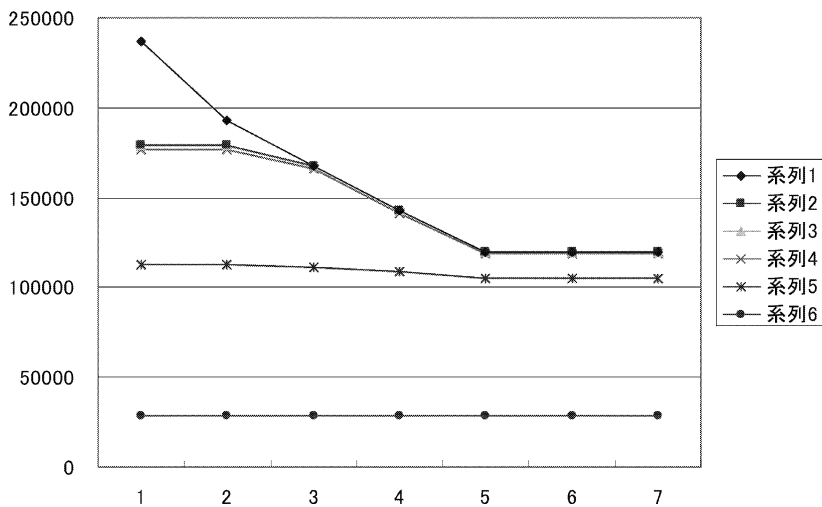
第 5 期	分割点							千 kW
設 備	1	2	3	4	5	6	7	
1	53,295	14,124	0	0	0	0	0	0
2	9,673	5,646	0	0	0	0	0	0
3	13,580	13,580	11,961	6,164	3,292	3,292	3,292	
4	115,365	115,365	113,852	99,456	82,093	82,093	82,093	
5	10,661	10,661	9,342	4,880	2,585	2,585	2,585	
6	28,500	28,500	28,500	28,500	28,500	28,500	28,500	
合 計	231,074	187,876	163,654	139,001	116,469	116,469	116,469	



注) 系列 1=揚水, 系列 2=石油火力, 系列 3=LNG 火力, 系列 4=石炭火力, 系列 5=原子力, 系列 6=一般水力。

図表 7 運転出力

第 10 期	分割点							千 kW
設 備	1	2	3	4	5	6	7	
1	57,941	13,654	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	2,399	2,399	1,783	1,175	689	689	689	689
4	63,877	63,877	54,725	32,387	13,713	13,713	13,713	13,713
5	84,180	84,180	82,770	80,441	76,502	76,502	76,502	76,502
6	28,500	28,500	28,500	2,500	28,500	28,500	28,500	28,500
合 計	236,897	192,610	167,778	142,503	119,404	119,404	119,404	119,404



注) 系列 1=揚水, 系列 2=石油火力, 系列 3=LNG 火力, 系列 4=石炭火力, 系列 5=原子力, 系列 6=一般水力。

(2) 設備容量の変化

図表 8 の第 1 期に新設設備がないのは総体的に設備容量に余裕があることによる。需要の変化は滑らかであるのに対して新設設備の増減はかならずしも滑らかでない。第 7・8 期に向けて新設設備が減少しているのは需要の伸びが停滞すると仮定しているからである。一方、第 9・10 期において新設設備が増加しているのは、初期 (第 1・2・3 期) に建設された設備が廃止の時期を迎えることによる。

図表 8 設備動向 単位 千 kW

期	既設設備	新設設備	合計
1	228,640	0	228,640
2	166,499	61,392	227,892
3	183,063	57,097	240,160
4	207,736	42,989	250,725
5	227,206	31,857	259,063
6	241,950	23,331	265,281
7	252,786	16,500	269,286
8	260,129	10,597	270,727
9	229,748	39,665	269,413
10	226,316	39,068	265,383

(3) 発電コスト

発電コスト (発電端) の推移は図表 9 のとおりである。発電コストの大幅な上昇は、燃料価格の上昇を受けたことによる。線形計画法モデルの役割のひとつは発電コストの計算である。つまり、電源構成の最適化後の発電コストを求めることができる。全 10 期、45 年間の総発電コスト (現在価値換算) は 313 兆円となる。これを 45 で割れば、7.0 兆円/年となる。

図表 9 発電コスト (発電端)

	総発電電力量 (10^6 kWh)	発電コスト (百万円)	発電単価 (円/kWh)
1	984,795	7,997,158	8.12
2	1,054,126	8,702,998	8.26
3	1,113,393	11,948,898	10.73
4	1,164,408	15,245,615	13.09
5	1,205,736	16,223,073	13.45
6	1,236,184	17,092,689	13.83
7	1,254,836	17,849,971	14.22
8	1,261,123	18,404,475	14.59
9	1,254,829	18,624,751	14.84
10	1,236,119	18,351,493	14.85

ここでは省略するが、発電方式別・年別に発電コストを計算してみると、発電コストが異常に変化する場面が見受けられる。これは、燃料価格の変化やさまざまな制約が原因しているものと思われる。全体的な最適化のために部分的にコストのしわ寄せがくるためである。なお揚水コストは 22-46 円/kWh の間で大きく変化する。ただし、分母は揚水による発電電力量 (負荷持続曲線の左上の部分のみ)、

分子は設備コストだけを考慮してある。揚水用電力の発電費用は他の発電方式の中に含めた（このような設定はやや技術的かもしれない）。

(4) 燃料消費量

現在のシナリオでは、石油価格の上昇によって石油火力がピーク以外ではほとんど運転されないという解になっている。LNG 火力は購入契約があるために設備利用率下限 50% を設けているので運転されているが、設備の廃止とともに新設の設置とそれに運転が大幅に減少している。一方、石炭火力が中期に向かい重要な位置を占めている。最後の 3 期間で減少に転ずるのは、核燃料の価格が抑えられていることによる。

図表 10 燃料消費量

期	石油火力 (1000TOE)	LNG 火力 (1000TOE)	石炭火力 (1000TOE)
1	2,888	56,967	45,296
2	1,096	40,274	85,104
3	451	28,473	134,812
4	442	20,130	170,105
5	1,852	14,232	188,247
6	2,529	10,061	201,658
7	1,776	7,113	211,680
8	755	5,029	198,037
9	183	3,555	133,014
10	0	2,514	64,579

(5) 制約条件情報とシャドウプライス

上記のモデル式には示されていないが、Constraint 命令を付け加えれば、制約条件の上下限、シャドウプライスに関する情報をプログラム実行とともに引き出すことができる。たとえば、設備建設上限についてはつぎのようにすればよい。

```
Constraint pltupper (index=(j, t));
//設備容量上限
pltupper [j, t] = X[j, t]+Z[j, t] <= ZU[j, t];
```

また制約条件は、それが Constraint 命令により明示しやすいように、右辺が変数となっている方が使いやすい。その一つは設備容量上限である。

B. 基準シナリオの周りのパラメータ変化

以下では、ごく一部のパラメータを基準シナリオのもとで変化させてみた。

(1) 割引率

基準ケースの割引率は 4% であるが、それを 3%、5% と変化させてみたが、運転出力や年次別発電コストへの影響はなかった。この理由は、電力需要の増加率が比較的滑らかであること、燃料価格の変化が滑らかであることによるものと思われる。これらを含め前提条件に大きな変化があつて（±1% の割引

率以上の変化に相当する変化があつて) はじめて影響があるものと考えられる。現在のような比較的滑らかな変化の元では、各期の解は独立に近い動きをする可能性もある。

(2) 燃料価格変化

第3期(2010年)において燃料価格が一斉に2000年に戻るケースを計算した。第1期への影響はほんのわずかである。当然ながら第3期で大きく変化が起こるが、石炭火力が石油火力と一般水力を食うという形になっている。これは石炭の燃料が、石炭火力が非常に有利になるように設定されているからである。第4期以降への影響はほとんどない。これも各期の最適化の独立性が意外に強いことを示していると考えられる。

図表 11 基準ケース

第3期	分割点							千 kW
設 備	1	2	3	4	5	6	7	
1	45,906	13,870	0	0	0	0	0	
2	7,854	0	0	0	0	0	0	
3	27,170	27,170	23,041	12,612	6,851	6,851	6,851	
4	82,618	82,618	79,918	70,872	59,730	59,730	59,730	
5	21,329	21,329	19,661	16,370	12,468	12,468	12,468	
6	28,500	28,500	28,500	28,500	28,500	28,500	28,500	
合 計	213,377	173,487	151,121	128,355	107,549	107,549	107,549	

図表 12 変化ケース

第3期	分割点							千 kW
設 備	1	2	3	4	5	6	7	
1	43,559	14,456	0	0	0	0	0	
2	12,558	1,771	0	0	0	0	0	
3	27,170	27,170	23,863	12,542	6,506	6,506	6,506	
4	96,078	96,078	93,645	82,798	68,931	68,931	68,931	
5	21,329	21,329	20,931	20,333	19,430	19,430	19,430	
6	12,682	12,682	12,682	12,682	12,682	12,682	12,682	
合 計	213,377	173,487	151,121	128,355	107,549	107,549	107,549	

(3) 設備利用率下限

LNG と原子力については設備利用率下限 50% という厳しい条件を設けていた。これを完全にはずしゼロとしてみた。

この影響は複雑な形で生ずる。既存の設備が多い第1期や第2期では、揚水が減少し石油火力が増大する。前者は原子力が「無理矢理動かされた」ことに、後者は LNG が「無理矢理動かされた」ことによるものと思われる。第3期で石油火力と同水準になり、第5期頃になると石油火力はゼロになり、その後はピークを支える形で少ない設備のまま推移する。最終的には、燃料価格が高いので石油火力と LNG 火力は大幅に減少し、石炭火力と原子力が増大する。結果的には原子力は基準ケースを上回るがそれは原子力が石炭火力より有利になるためと思われる。このように強制的な下限とコスト競合が微妙な

形で影響してくるといえよう。このような計算は手計算を超えた計算であり、モデル分析の役目であるといえよう。

最後に現在 50% の LNG と原子力の設備利用率下限を 51% (各期共通) にしてみる。いわばこれはシャドウプライスの計算である。その結果は、第 1-4 期において発電単価が 0.01 円/kWh 増大し (以後の増大は少ない)、全 10 期の総発電コスト (2000 年価格) が 1,381 億円ほど増大する。

5. ま と め

この報告は、NUOPT を利用した古典的モデルの実用例を示す解説にすぎない。それゆえ、詳細な、あるいは本格的シミュレーションは別の報告 [17] に譲りたい。ここでは、まとめとして、この種の最適化モデルの効用あるいは問題点について触れたい。もちろん、ここで説明したモデルは、一つの例にすぎず、この種の最適化モデルの挙動を一般的に論ずることは困難である。それゆえ、以下のまとめは最適化モデルに関する一つの感想にすぎないのかもしれない。

- ① このモデルの最大の効用は電源構成の最適化を踏まえた上での、精密な発電コストの評価を行えることである。このような計算をシミュレーション型モデルで行うことは難しい。とはいえ、たとえば、Excel によって求めた発電コストとこのモデルによる発電コストがどれほど違うかは、前者の計算においてどれだけ電力問題に関する専門的知識を持っているかによる。つまり、十分な知識をもっており、妥当な電源構成を評価することが可能であれば、両者の差は少ないかもしれない。
- ② さまざまなシャドウプライスを計算できるが、これも最適化モデルの効用である。モデルの目的関数の係数はそれなりに正確な値を与えることができることが多い。一方、制約条件は多くのあいまいさを含んでいる。そのような制約条件に関して求められるシャドウプライスは一定の価値を持っていると評価できよう。ただし、すべての制約条件のシャドウプライスが現実的視点から意味あるわけではない。おそらくそのような制約条件は限られていよう。
- ③ 「最適化」の結果の自体はそれほど意味があるとは思えないという見方もあり得る。特に現実的な状況を踏まえた最適化は、さまざまな意図的な制約条件によって作られるものである。むしろ、「フィジブル」な解を見いだしたことに意味があるのかもしれない。
- ④ 多段モデルの各期における解は相互にあまり影響がないように見えることもある。全期を通して、ゆるやかな変化の、あるいは類似したパラメータや制約条件を置くと、各期の解は意外に類似していることが多い。これはどのような原因で生ずるのであろうか。まず各期は、設備の連鎖式でのみ接続している。これは比較的弱い連鎖構造である。このとき、前後における、需要の変化、燃料価格の変化、燃料消費率の変化、建設費の変化、制約条件の変化があまりないと、各期の解は類似し、相互に影響が少ないように思える。燃料価格でいえば、2つの発電方式の優位性を逆転させるような変化がなければ、大きな変化はないように思える。もともと線形計画法によるモデルは小さな変化に関しては解の変化は鈍感である。それを動かしていくとあるところで変化が生ずる。その意味では、このような解が大きく変化するような、パラメータの境界値、制約条件の境界値を見いだすことが、LP モデルの効用といえよう。
- ⑤ しかしすべの解がこのように反応するわけではなく、運転出力、新設設備量などの動きは滑らかな動きの場合もある。制約条件の強化によって、一つの器からこぼれた水が他の器に連続的に移るようなケースである。

- ⑥ 緩い制約条件の下での最適解は、現実的には不自然な解になることが多い。たとえば、石炭火力と原子力が相対的に安ければ、ピーク負荷は揚水、中間負荷は石炭、ベース負荷は原子力が受け持つという、「現実的でない」解となる。解を現実的な解に近づけるには制約条件によって調整せざるを得ない。コストなどにパラメータが固定されている場合には、「制約条件が解を作る」という状況が発生する。上に述べたようにフィジブルな解を見いだすこともあながち無意味ではないが、初心者にとっては、最適化モデルの解への期待とは異なると映るかもしれない。

6. あとがき

本報告は、平成 13 年度情報科学研究共同研究（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、最適化手法やモデルに関心を持つ学生などの便宜を図るために資料として作成した。すでに 2 つの報告 [1] [2] を刊行してあるが、解説的資料としてはこれが最後であるつもりである。これらの報告は解説とはいえ、モデル化やデータという意味ではかなり専門的な内容を含んでおり、本格的な LP モデルを開発するためのひとつの参考になると信じている。もちろん改良の余地はある。その一部はパラメータに関する情報の作成が容易でないために簡略化した定式化をしたところもある。筆者自身は、現時点で LP に対する強い関心は持っていないが、モデル分析を専門としていることもあり、さまざまなモデルやその問題点には関心がある。たとえば、広く利用されている計量経済モデルによる予測シミュレーションも信頼区間を示さないと予測（正しくは整合的将来シナリオというべきである）の意味が誤解される可能性があると考えている。LP モデルも研究面では手頃な手法なので幅広く利用されているが、その最適化やシミュレーションの意味を考えてみるとさまざまな問題点や疑問点が生ずる。今後、時間的余裕があれば、これらに関しては、上記の研究をベースに、モデル分析の解説でなく、現実的な分析に関わるいくつかの資料あるいは論文を発表していきたい。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。なお、全 2 回の報告では「(株) 数理システム」の表記にミスがあったのでお詫び申し上げたい。

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] 齋藤雄志：NUOPT による最適化モデルの開発 (2)―基礎モデルの開発，情報科学研究，No. 27， pp. 57-81，2006.
- [3] EDMC Energy Trend 2007/9，(財) 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット。
- [4] 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。
- [5] エネルギー・電力需給の長期展望，電力中央研究所，1982.
- [6] 尾崎巖・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。
- [7] 宮川公男：OR 入門，日経文庫，日経新聞社，1992.
- [8] 小山昭雄：線型計画入門，日経文庫，昭和 45 年。
- [9] 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.
- [10] 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。
- [11] 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)。
- [12] 資源エネルギー庁編：総合エネルギー統計，(株) 通商産業研究社。
- [13] 木暮仁 (<http://www.kogures.com/hitoshi/webtext/lp-reducedcost/index.html>)。

- [14] 木暮仁 (<http://www.kogures.com/hitoshi/webtext/lp-simplex/index.html>).
- [15] NUOPT Windows マニュアル, (株) 数理システム, 20020618.. <http://criepi.denken.or.jp/jp/pub/annual/2005/05kiban3.pdf>.
- [16] 電力発電所設備総覧 (改訂版) 日刊電気通信社, 平成 5 年.
- [17] 齋藤雄志: 想定外事象のコスト (予定).
- [18] 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.
- [19] 電力需要詳細分析調査 (気温変化が電力需要に及ぼす影響等分析), (財) エネルギー総合工学研究所, 平成 14 年.

付録 基準シナリオ

このモデルのパラメータはあまり多くないので全部リストする。これらは本文の第1シナリオに対応している。このデータを利用すればモデルのシミュレーションを再現できる。

”年数”=[1] 1.0 [2] 2.0 [3] 3.0 [4] 4.0 [5] 5.0 [6] 6.0 [7] 7.0 [8] 8.0 [9] 9.0 [10] 10.0;

”電力需要”=

[1,1] 188732 [1,2] 202019 [1,3] 213377 [1,4] 223154 [1,5] 231074 [1,6] 236909 [1,7] 240484 [1,8]
241689 [1,9] 240483 [1,10] 236897

[2,1] 153449 [2,2] 164252 [2,3] 173487 [2,4] 181436 [2,5] 187876 [2,6] 192620 [2,7] 195526 [2,8]
196506 [2,9] 195525 [2,10] 192610

[3,1] 133666 [3,2] 143076 [3,3] 151121 [3,4] 158045 [3,5] 163654 [3,6] 167787 [3,7] 170319 [3,8]
171172 [3,9] 170318 [3,10] 167778

[4,1] 113530 [4,2] 121523 [4,3] 128355 [4,4] 134236 [4,5] 139001 [4,6] 142511 [4,7] 144661 [4,8]
145386 [4,9] 144660 [4,10] 142503

[5,1] 95127 [5,2] 101824 [5,3] 107549 [5,4] 112477 [5,5] 116469 [5,6] 119410 [5,7] 121212 [5,8]
121819 [5,9] 121211 [5,10] 119404

[6,1] 77325 [6,2] 82769 [6,3] 87422 [6,4] 91428 [6,5] 94673 [6,6] 97064 [6,7] 98528 [6,8] 99022
[6,9] 98528 [6,10] 97059

[7,1] 55434 [7,2] 59337 [7,3] 62673 [7,4] 65544 [7,5] 67871 [7,6] 69585 [7,7] 70635 [7,8] 70988
[7,9] 70634 [7,10] 69581;

”時間帯”=[1] 0.500 [2] 1.500 [3] 2.000 [4] 2.000 [5] 2.260 [6] 0.500 [7] 0;

”既設設備容量初年値”=[1] 24710.0 [2] 52490.0 [3] 57220.0 [4] 29220.0 [5] 44920.0 [6] 20080.0;

”設備容量上限”=

[1,1] 1000000000 [1,2] 1000000000 [1,3] 1000000000 [1,4] 1000000000 [1,5] 1000000000 [1,6]
1000000000 [1,7] 1000000000 [1,8] 1000000000 [1,9] 1000000000 [1,10]

[2,1] 1000000000 [2,2] 1000000000 [2,3] 1000000000 [2,4] 1000000000 [2,5] 1000000000 [2,6]
1000000000 [2,7] 1000000000 [2,8] 1000000000 [2,9] 1000000000 [2,10]

[3,1] 1000000000 [3,2] 1000000000 [3,3] 1000000000 [3,4] 1000000000 [3,5] 1000000000 [3,6]
1000000000 [3,7] 1000000000 [3,8] 1000000000 [3,9] 1000000000 [3,10]

[4,1] 50000 [4,2] 55000 [4,3] 60000 [4,4] 65000 [4,5] 70000 [4,6] 75000 [4,7] 80000 [4,8] 85000
[4,9] 90000 [4,10] 95000

[5,1] 30000 [5,2] 30000 [5,3] 30000 [5,4] 30000 [5,5] 30000 [5,6] 30000 [5,7] 30000 [5,8] 30000
[5,9] 30000 [5,10] 30000

[6,1] 1000000000 [6,2] 1000000000 [6,3] 1000000000 [6,4] 1000000000 [6,5] 1000000000 [6,6]
1000000000 [6,7] 1000000000 [6,8] 1000000000 [6,9] 1000000000 [6,10];

”利用可能率”=[1] 1.0 [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”=

[1,1] 220 [1,2] 220 [1,3] 220 [1,4] 220 [1,5] 220 [1,6] 220 [1,7] 220 [1,8] 220 [1,9] 220 [1,10] 220

[2,1] 210 [2,2] 210 [2,3] 210 [2,4] 210 [2,5] 210 [2,6] 210 [2,7] 210 [2,8] 210 [2,9] 210 [2,10] 210

[3,1] 240 [3,2] 240 [3,3] 240 [3,4] 240 [3,5] 240 [3,6] 240 [3,7] 240 [3,8] 240 [3,9] 240 [3,10] 240

[4,1] 270 [4,2] 270 [4,3] 270 [4,4] 270 [4,5] 270 [4,6] 270 [4,7] 270 [4,8] 270 [4,9] 270 [4,10] 270

[5,1] 340 [5,2] 340 [5,3] 340 [5,4] 340 [5,5] 340 [5,6] 340 [5,7] 340 [5,8] 340 [5,9] 340 [5,10] 340

[6,1] 600 [6,2] 600 [6,3] 600 [6,4] 600 [6,5] 600 [6,6] 600 [6,7] 600 [6,8] 600 [6,9] 600 [6,10] 600 ;

”燃料価格”=

[1,1] 0.0 [1,2] 0.0 [1,3] 0.0 [1,4] 0.0 [1,5] 0.0 [1,6] 0.0 [1,7] 0.0 [1,8] 0.0 [1,9] 0.0 [1,10] 0.0

[2,1] 2.14 [2,2] 4.21 [2,3] 6.81 [2,4] 7.18 [2,5] 7.56 [2,6] 7.94 [2,7] 8.32 [2,8] 8.70 [2,9] 9.07 [2,10] 9.46

[3,1] 2.12 [3,2] 2.86 [3,3] 4.62 [3,4] 4.88 [3,5] 5.13 [3,6] 5.39 [3,7] 5.65 [3,8] 5.91 [3,9] 6.16 [3,10] 6.42

[4,1] 0.6 [4,2] 1.14 [4,3] 2.72 [4,4] 4.31 [4,5] 4.54 [4,6] 4.76 [4,7] 4.99 [4,8] 5.22 [4,9] 5.44 [4,10] 5.68

[5,1] 1700 [5,2] 2500 [5,3] 5969 [5,4] 9453 [5,5] 9948 [5,6] 10447 [5,7] 10945 [5,8] 10000 [5,9] 10000 [5,10] 10000

[6,1] 0.0 [6,2] 0.0 [6,3] 0.0 [6,4] 0.0 [6,5] 0.0 [6,6] 0.0 [6,7] 0.0 [6,8] 0.0 [6,9] 0.0 [6,10] 0.0;

”供給予備力”=0.08;

”燃料消費率”=

[1,1] 0.0 [1,2] 0.0 [1,3] 0.0 [1,4] 0.0 [1,5] 0.0 [1,6] 0.0 [1,7] 0.0 [1,8] 0.0 [1,9] 0.0 [1,10] 0.0

[2,1] 2297 [2,2] 2297 [2,3] 2297 [2,4] 2297 [2,5] 2297 [2,6] 2297 [2,7] 2297 [2,8] 2297 [2,9] 2297 [2,10] 2297

[3,1] 2273 [3,2] 2273 [3,3] 2273 [3,4] 2273 [3,5] 2273 [3,6] 2273 [3,7] 2273 [3,8] 2273 [3,9] 2273 [3,10] 2273

[4,1] 2212 [4,2] 2212 [4,3] 2212 [4,4] 2212 [4,5] 2212 [4,6] 2212 [4,7] 2212 [4,8] 2212 [4,9] 2212 [4,10] 2212

[5,1] 1.047 [5,2] 1.047 [5,3] 1.047 [5,4] 1.047 [5,5] 1.047 [5,6] 1.047 [5,7] 1.047 [5,8] 1.047 [5,9] 1.047 [5,10] 1.047

[6,1] 0.0 [6,2] 0.0 [6,3] 0.0 [6,4] 0.0 [6,5] 0.0 [6,6] 0.0 [6,7] 0.0 [6,8] 0.0 [6,9] 0.0 [6,10] 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;

”初期設備除却率”=[1] 0.04 [2] 0.067 [3] 0.067 [4] 0.067 [5] 0.067 [6] 0.04;

”廃止係数”=[1] 1.0 [2] 0.0 [3] 0.0 [4] 0.0 [5] 0.0 [6] 1.0;

”設備利用率下限”=[1] 0.0 [2] 0.00 [3] 0.50 [4] 0.00 [5] 0.50 [6] 0.0;