

原子力発電の経済性に関する考察

勝田忠広¹、鈴木利治

目的

原子力発電に関して、経済性は非常に重要な意味を持っている。他電源と比較して設備投資が大きく、また核燃料サイクルという複雑で巨大な燃料システムを持つ原子力発電は、その経済優位性を持って存在意義が示されてきた。

例えば、総合エネルギー調査会(現・総合資源エネルギー調査会)原子力部会第 70 回の報告『原子力発電の経済性について』(1999 年 12 月)によれば、原子力発電は 5.9 円/kWh であり、LNG 火力の 6.4 円/kWh に対してその経済性が示されている。また総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会第 8 回の報告『モデル試算による各電源の発電コスト比較』(2003 年 12 月)によれば、原子力発電は 5.3 円/kWh に下がり、LNG 火力の 5.7 円/kWh と比較して他電源と比較して経済性に遜色ないと示されている。

このような政府の試算については、大きく二つの問題が存在している。一つは客観的な評価が本当に行われているのか不明なことであり、もう一つは、総括原価方式が無くなる一方で電力自由化の範囲拡大が行われるという状況変化に対して、どれだけ即応能力を持っているのかという評価が行われていないことである。

本論文では、これらの二つの問題について検証を行い、原子力発電の経済性について問題提起を行う。まず発電コスト試算を独自に行い、従来の政府試算との比較を行う。続いて、政府試算で議論されていない「電力自由化」の中での原子力発電の他電源との比較を行う。最後に、以上の経済性に関する検証結果から原子力発電の問題点を明らかにし、原子力発電をどのように位置付けるべきかを提示する。

試算方法

試算方法は、原子力部会及び電気事業分科会と同様とした。これにより、試算条件の違いによって算定結果にどのような変化が現れるかが検証可能となる。

¹ 原子力資料情報室

試算条件

原子力発電のモデルプラントについて、建設単価は次のようにして求めた。1) 有価証券報告書総覧から 1990 年から 2003 年の間に記載され始めた発電所を選択する。2) 各年度毎の工事計画に記載されている最大出力と総工事費から各々の建設単価を求める(出力規模は 90 万 kW 以上、運転開始の有無は問わない)。3) 各々の建設単価の単純平均をモデルプラントの建設単価とする。

また、燃料価格については IEA の 2004 年度報告と同じ想定を用いた。

表 1 今回の試算に用いたモデルプラントの建設単価

燃料	建設単価 [万円/kW]	出力 [1,000kW]
原子力	28.6	1,300
LNG	15.3	1500
石油	19.9	400
石炭	22.4	900

表 2 燃料価格

燃料	初期燃料価格	燃料価格上昇率
原子力	550 [万円/t]	0 [%]
LNG	18,637 [円/t]	0.32 [%]
石油	24.6 [\$/bbl]	0.47 [%]
石炭	38.7 [\$/t]	0.51 [%]

表 3 その他の設定

項目	想定値
償却期間	原子力 16 [年]
	LNG 15 [年]
	石油 15 [年]
	石炭 15 [年]
	水力 40 [年]
残存率	10 [%]
長期割引率	3 [%]
所内率	原子力 3.5 [%]
	LNG 2.0 [%]
	石油 4.5 [%]
	石炭 6.1 [%]
	水力 0.2 [%]
水利利用料	常時理論水力 0.2
	最大理論水力 1.2
為替レート	104.00 [円/\$]
固定資産税	1.4 [%]

事業税率		1.3	[%]
金利		3	[%]
耐用年数	原子力	16	[年]
	火力	15	[年]
	水力	40	[年]
燃料発熱量	LNG	13,000	[kcal/kg]
	石油	9,800	[kcal/L]
	石炭	6,200	[kcal/kg]
熱効率	原子力	34.5	[%]
	LNG	48.4	[%]
	石油	39.4	[%]
	石炭	41.8	[%]
発熱量換算値		860	[kcal]

試算結果

試算結果を表 4 に示す。われわれの試算では、政府諸諮問機関の結果と違い、運転期間が 40 年の場合に原子力は LNG や石炭と比較して高いという結果になった(表 4-左)。なお運転期間を償却期間と同じにした場合、この傾向はもっと顕著になる(表 4-右)。

表 4 計算結果(設備利用率 80%, [円/kWh])

	運転期間：40 年					運転期間：償却年数				
	原子力	LNG	石油	石炭	水力	原子力	LNG	石油	石炭	水力
資本費	2.04	1.03	1.37	1.58	5.18	3.70	1.89	2.51	2.89	5.14
原価償却費	1.46	0.77	1.03	1.18	2.86	2.58	1.45	1.92	2.20	2.86
固定資産税	0.16	0.08	0.11	0.13	0.72	0.27	0.14	0.19	0.22	0.72
支払利息	0.35	0.18	0.23	0.27	1.51	0.58	0.30	0.40	0.46	1.51
水利利用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06
廃炉費用	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00
運転維持費	2.02	0.91	1.18	1.28	2.02	1.94	0.82	1.08	1.16	4.16
修繕費	1.04	0.53	0.58	0.61	1.02	0.95	0.46	0.50	0.52	1.88
諸費	0.59	0.15	0.28	0.37	0.48	0.59	0.14	0.27	0.35	0.89
給与手当	0.10	0.08	0.07	0.07	0.10	0.10	0.07	0.07	0.07	0.18
業務分担費	0.22	0.08	0.15	0.16	0.32	0.20	0.07	0.13	0.14	1.09
事業税	0.07	0.06	0.10	0.06	0.09	0.09	0.07	0.13	0.08	0.12
燃料費	1.67	2.94	6.21	2.08	0.00	1.67	2.86	6.03	2.01	0.00
合計	5.73	4.88	8.76	4.93	7.20	7.30	5.57	9.63	6.06	9.30

考察

・運転年数について

生涯均等化コストは、評価期間の取り方によって大きく変動する。以下では、運転年数と発電コストの関係を考察する(ここでは評価期間(生涯年)を『運転年数』とする)。

図 1-1 は、今回の試算による運転年数と発電コストの変化の関係である。図 1-2 は、原子力部会試算(1999 年)の前提条件を基にして、われわれが推定した結果である。

図 1-1 運転年数と発電コストの関係
(今回の試算結果, 設備利用率 80%)

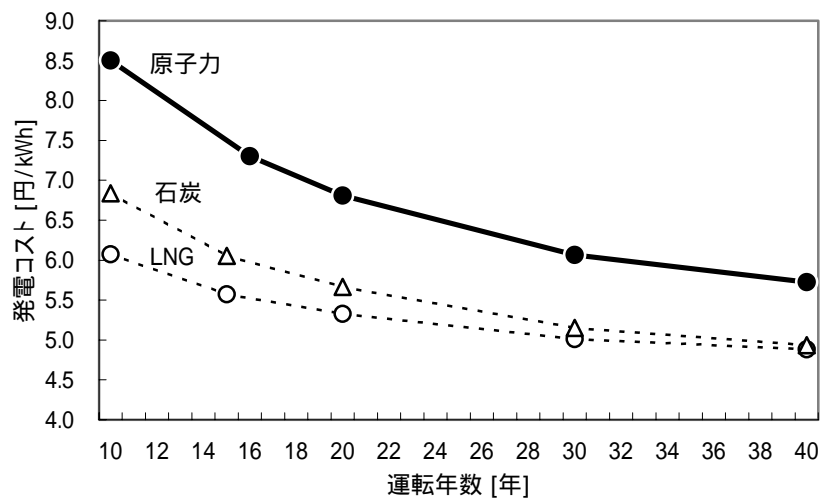
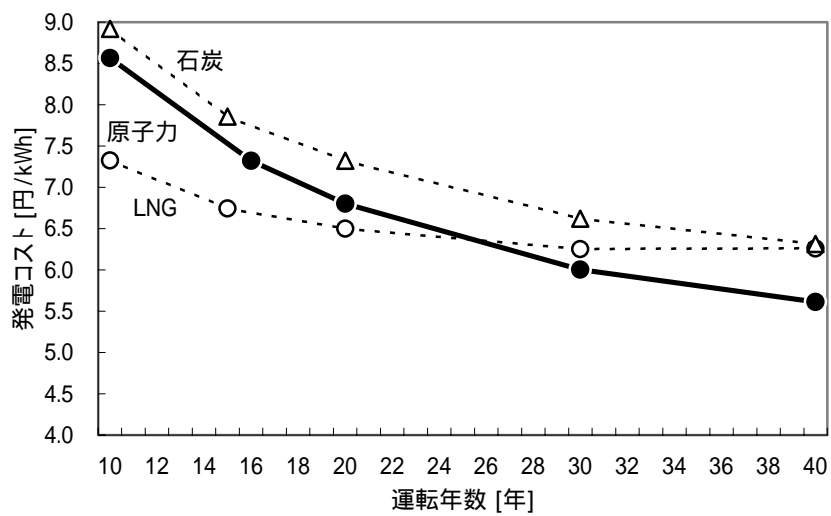


図 1-2 運転年数と発電コストの関係
(原子力部会の試算結果, 設備利用率 80%)



われわれの試算では、従来の結果と違い、運転年数に関係なく LNG と石炭の発電コストが原子力よりも安くなっている。一方の原子力部会の試算では、原子力は、運転年数が 25

年を過ぎないと他電源と比較して経済的優位にないことが分かる。なお原子力部会の試算以前は、運転年数を償却期間と同じにして発電コストを比較する方法が取られてきたが、原子力部会の試算以降、運転年数を40年とする均等化コストが使われるようになった。今回のわれわれの試算結果は、たとえ運転年数を40年にした場合でも、もはや原子力に経済的優位性のないことが分かる。

・設備利用率について

発電単価は、設備利用率により変化する。図2-1と図2-2は、発電コストと設備利用率の関係を示している。図2-1は、今回のわれわれの前提条件によって試算した結果を、図2-2は、原子力部会(1999)のパラメータを使い、われわれが試算した結果を示している。

図2-1 設備利用率による発電コストの変化
(今回の試算結果, 運転年数40年)

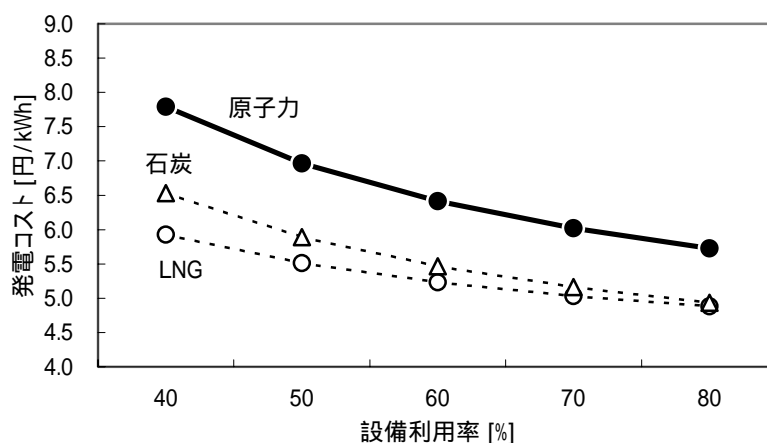
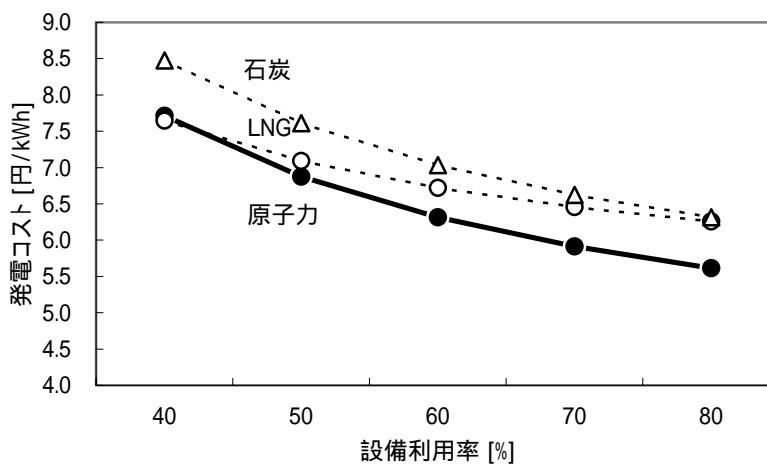


図2-2 設備利用率による発電コストの変化
(原子力部会の試算結果, 運転年数40年)



設備利用率 80%の場合でも、原子力が LNG と石炭に対して高いことが分かる。政府の結論と違い、このように設備利用率が高い場合でも LNG や石炭が安いということは、この火力はベースロードとしても十分経済性があることになる。

次に負荷追随特性の面から考察する。即ち経済性の面から設備利用率をどれだけ電力需要に合わせて変化できるかを考える。原子力は 80%での値(技術的な危険性からも設備利用率はほとんど変化することが出来ないため)、また LNG は 40%での値(設備利用率を現実には変化させているので)を比較してみる。すると LNG が若干高い程度でほぼ同様のコストであることが分かる。つまり、原子力は固定的な運転の仕方しか出来ないにも拘わらず、経済性にも優位でないことになる。

なお、政府が従来ほとんど議論してこなかった事項についても、本報告では議論を行う予定である。例えば地球温暖化問題を考慮する場合、経済の優位性だけで LNG や石炭を優先して選択することは出来ない。そこで炭素税を考慮した場合の経済性の比較検討を行う。また、電力自由化を踏まえた議論(例えば複数のプラントを建設していくようなシステムとして考える場合、キャッシュフローに影響が出るのか)等についても検討する予定である。

2005年6月12日

公益事業学会 第55回 全国大会

原子力発電の経済性に関する考察

勝田忠広¹、鈴木利治

¹原子力資料情報室

目次

1. 序論		
1.1 はじめに	-----	1
1.2 目的	-----	1
2. 発電コスト試算		
2.1 試算方法	-----	2
2.2 試算条件	-----	5
2.3 試算結果	-----	8
2.4 考察	-----	23
3. 電力自由化の影響		
3.1 試算方法と試算条件	-----	29
3.2 試算結果と考察	-----	29
4. 結論		
4.1 明らかになったこと	-----	34
4.2 今回考していない課題	-----	34
4.3 おわりに	-----	35
付録		
A 政府試算の間違いについて	-----	36
B 建設単価の表	-----	37
C 六ヶ所再処理操業が変動 する時の処理単価への影響	-----	39

1. 序論

1.1 はじめに

原子力発電にとって、経済性は安全性に劣らず重要な意味を持っている。核燃料サイクルという複雑で巨大な燃料システムを持ち、また事故が起きた場合の被害の大きさや長期間に渡る放射性廃棄物の問題を持つ原子力発電は、その経済性を持って、存在意義を表面的には認められてきた。

例えば、総合エネルギー調査会(現・総合資源エネルギー調査会)原子力部会第70回の報告『原子力発電の経済性について』(1999年12月)によれば、原子力発電の発電コストは5.9円/kWhであり、LNG火力の6.4円/kWhに対して経済的な優位性が示されている。また、同じく総合資源エネルギー調査会の電気事業分科会コスト等検討小委員会第8回の報告『モデル試算による各電源の発電コスト比較』(2003年12月)によれば、新しく再処理施設の廃止措置費用を考慮した上で、原子力発電の発電単価は5.3円/kWhに下がり、LNG火力の5.7円/kWhと比較しても経済的に遜色はないことが示されている。

このような政府の発電コスト比較については、大きく二つの問題が存在すると考えられる。一つはこの試算について、正確で客観的な評価が本当に行われているのか不明なことであり、もう一つは、電力自由化の範囲拡大による今後の原子力発電への経済的な影響評価が行われていないことである。

1.2 目的

本研究ではこれら2つの問題に着目し、政府の示す原子力発電の経済性評価の妥当性について、批判的検討を行う。

第2章では、独自に発電コスト試算を行い、過去の政府による試算の内容を検証する。さらに第3章では、発電コスト比較で議論されていない、電力自由化の中での原子力発電の状況を定量的に捉える。以上から、原子力発電の問題点を明らかにし、公益性の観点から原子力発電のこれからの位置づけを考える。

2. 発電コスト試算 (2.1 試算方法)

2. 発電コスト試算

2.1 試算方法

政府による発電コスト比較は過去に何回も行われている。その中で比較的最近のものには、『原子力発電の経済性について』(総合エネルギー調査会原子力部会第70回, 1999年12月)と、『モデル試算による各電源の発電コスト比較』(総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会第8回, 2003年12月)がある。前者は部会の事務局、後者は電気事業連合会が提出したものであり、以下、各々について「原子力部会」、「電気事業分科会」と示す。

ところでこれらの報告書は、前提条件の一部と試算結果のみが示されているだけで、試算内容を正確になぞって検証することは不可能である。しかし、「原子力部会」公表後、原子力資料情報室が情報公開法で入手した説明書『「原子力発電の経済性について」に係る試算書』(電力基盤整備課)により、その試算内容の検証がある程度は可能となった。ここでは、この資料(以下「基盤整備課」とする)に基づいて検証を行う。

なお、これらの試算は、OECD/NEAで採用されている運転年数発電原価試算という手法に基づいている。運転開始時点の価格に換算した、発電のために毎年必要となる総費用(資本費、燃料費、運転維持費の合計)が等しくなるように、次の式によって発電単価を得るものである。

$$\text{発電原価} = \frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費}}{\text{発電電力量}}$$

ここで資本費とは、電源別の各モデルプラントでの減価償却費、固定資産税、支払利息、水利利用料(水力のみ)、廃炉費用(原子力のみ)の合計である。運転維持費とは、各電源別の修繕費、諸費、給与手当、業務分担費、事業税の合計である。なお燃料費に関して、原子力発電には核燃料サイクルコスト試算値を使用している。

(1) 発電コスト試算式

「基盤整備課」に記載されている試算式を示す。但し、そのままでは記載ミスや説明不足の部分があるので、ここでは元の意味を変えない範囲で数学的に正しい書式に修正した。

2. 発電コスト試算
(2.1 試算方法)

表 2.1 発電コスト試算式

項目	式
資本費	減価償却費 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{償却率} \times \text{残存簿価})_i]$
	固定資産税 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{固定資産税率} \times \text{残存簿価})_i]$
	事業報酬 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{金利} \times \text{残存簿価})_i]$
	水利使用料 常時理論水力 $\times 1698 + P(\text{最大理論水力} - \text{常時理論水力}) \times 375 \times$
	廃炉費用 発電施設解体費見積額 + 解体廃棄物処理処分費用見積額
運転維持費	修繕費 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{修繕費率} \times \text{建設単価} \times \text{出力})]$
	諸費 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{諸費率} \times \text{建設単価} \times \text{出力})]$
	給料手当 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{従業員給与} \times \text{従業員数} \times \text{出力})]$
	業務分担費 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{修繕費} + \text{諸費} + \text{給与手当}) \times \text{業務分担費率}]$
	事業税 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{資本費} + \text{直接費} + \text{業務分担費}) \times \text{税率}]$
燃料費	火力 $\sum_{i=1}^n [(A_i + \text{流通費用}) \times G_i]$
	原子力 表 2.2 に別掲

(注)

- ・ n = 運転年数、 m = 償却年数、 j = 法定耐用年数
- ・ $i=1, 2, \dots, n$
- ・ 償却率 = $1 - \text{残存率}^{(1/m)}$
- ・ 残存簿価 $_{i+1}$ = 残存簿価 $_i$ - 償却率、但し $i=1$ の時、残存簿価 = 建設単価
- ・ q : 割引率
- ・ $\sum_{i=1}^n K_i = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+q)^{i-1}}$: 現在価値換算係数、 $q=3$ の場合 23.8
- ・ A_i = 初年度燃料価格 $(1 + \text{燃料価格上昇率})^{i-1}$
- ・ G_i = $[(\text{出力} \times 24 \text{時間} \times 365 \text{日} \times \text{設備利用率})(1 - \text{所内率})] \cdot K_i$: 発電電力量(送電端)

(2) 核燃料サイクルコストの試算式

核燃料サイクルは、火力とは違い、その複雑な工程と各々に係る時間を考慮する必要がある。この式を表 2.2 に示す。

2. 発電コスト試算
(2.1 試算方法)

表 2.2 核燃料サイクルコスト試算

項目	試算式
鉍石調達・精鉍	$C_A' = C_A \times (1+q)^{-y}$
転換	$C_B' = C_B \times (1+q)^{-y}$
濃縮	$C_C' = C_C \times (1+q)^{-y}$
フロント エンド	再転換・成型加工 $C_D' = C_D \times (1+q)^{-y}$
	MOX 燃料加工・輸送 (国内) $C_E' = C_E \times \sum_{k=1}^{\infty} \frac{r^k}{(1+q)^{y+m(k-1)}} = \frac{C_E \times r \times (1+q)^{m-y}}{(1+q)^m - r}$
	再処理(国内) $C_F' = C_F \times \sum_{k=1}^{\infty} \frac{r^{k-1}}{(1+q)^{y+m(k-1)}} = \frac{C_F \times (1+q)^{m-y}}{(1+q)^m - r}$
	高レベル放射性廃 棄物貯蔵 $C_G' = C_G \times \sum_{k=1}^{\infty} \frac{r^{k-1}}{(1+q)^{y+m(k-1)}} = \frac{C_G \times (1+q)^{m-y}}{(1+q)^m - r}$
	高レベル放射性廃 棄物処分 C_H' は、平成 11 年 3 月の原子力部会報告を踏まえて同年 11 月の 原子力部会において報告されたもの。
バック エンド	その他廃棄物処理 $C_I' = \frac{C_I \times (1+q)^{m-y}}{(1+q)^m - r}$
	その他廃棄物貯蔵 $C_J' = \frac{C_J \times (1+q)^{m-y}}{(1+q)^m - r}$
	その他廃棄物処分 $C_K' = \frac{C_K \times (1+q)^{m-y}}{(1+q)^m - r}$
	中間貯蔵 C_L' は、平成 10 年 6 月原子力部会報告ベース
発電 電力量	$G = 45,000 \times 24 \times 0.345 \times 1,000 \times \sum_{k=1}^5 \frac{1}{5(1+q)^{k-0.5}}$ $= 372,600,000 \times \frac{1 + (1+q) + (1+q)^2 + (1+q)^3 + (1+q)^4}{5(1+q)^{4.5}}$ $G = G \times \sum_{l=1}^{\infty} \frac{r^{l-1}}{(1+q)^{m(l-1)}} = G \times \frac{(1+q)^m}{(1+q)^m - r}$
サイクル コスト	国内再処理 $\frac{C_A' + C_B' + C_C' + C_D' + C_E' + C_F' + C_G' + C_H' + C_I' + C_J' + C_K'}{L_S \times G'}$
	中間貯蔵 $\frac{C_A' + C_B' + C_C' + C_D' + C_E' + C_F' + C_H' + C_I' + C_K' + C_L'}{L_S \times G'}$

(注)

- ・ q : 割引率
- ・ r : 使用済燃料の再処理によって新たに得られる次世代の燃料の生成率 (=0.15)
- ・ m : 再処理ケースは 8.5、中間貯蔵ケースは 50.5
- ・ y : 各工程のラグタイム(+), 又はリードタイム(-)
- ・ L_s : 所内ロス率を勘案した係数で 0.965 と想定
- ・ 無限リサイクルを想定
- ・ C : 各工程での核燃料の単価

2. 発電コスト試算
(2.2 試算条件)

2.2 試算条件

表 2.1 と表 2.2 の試算式に導入する条件を以下に示す。表 2.3 は発電単価に使用する試算条件、また表 2.4 は核燃料サイクル試算に用いる条件である。前者の想定根拠については次節で説明を行う。また後者については、「基盤整備課」(「原子力部会」も同様)の想定をそのまま用いた。

表 2.3 発電コストの試算条件

	原子力	LNG	石油	石炭	水力	単位
建設単価	28.6	15.3	19.9	22.4	75.7	[万円/kW]
運転年数	40	40	40	40	40	[年]
設備利用率	80	80	80	80	45	[%]
償却期間	21	20	20	20	40	[年]
現在価値換算係数	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	
所内率	3.5	2.0	4.2	6.3	0.4	[%]
水利利用料	-	-	-	-	0.2	常時理論水力
	-	-	-	-	1.2	最大理論水力
為替レート	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	[円/\$]
固定資産税	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	[%]
事業税率	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	[%]
金利	3	3	3	3	3	[%]
耐用年数	16	15	15	15	40	[年]
初年度燃料費	550	18,637	24.6	38.9	-	[万円/tU][円/t][\$/bbl][\$/t]
燃料価格上昇率	0	0.32	0.47	0.51	-	[%]
燃料発熱量	-	13,000	9,800	6,200	-	[kcal/kg][kcal/L][kcal/kg]
熱効率	34.5	48.0	39.8	41.2	-	[%]
発熱量換算値	860	860	860	860	-	[kcal/kWh]
出力	130.0	150.0	40.0	90.0	1.5	[万 kW]

表 2.4 核燃料サイクルコストの試算条件

(a) 炉特性

項目	前提条件
対象炉	130 万 kW
燃焼度	45,000 MWd/t
濃縮度	3.8% (BWR)、4.1%(PWR)
熱効率	34.5%
割引率	3%
炉内燃焼期間	5 年
リサイクル回数	一定量の核燃料が「再処理-リサイクル」により繰り返し使用される。

(注) 平成 10 年度にモデルプラントに装荷する燃料を前提にしている。

2. 発電コスト試算
(2.2 試算条件)

(b) 各工程における単価設定

項目		価格設定
フロントエンド	鉱石調達・精鉱	550 [万円/tU](1)
	転換	80 [万円/tU](1)
	濃縮	1,700 [万円/tSWU](1)
	再転換・成型加工	8,000 [万円/tU](1)
	MOX 燃料加工・輸送(国内)	26,000 [万円/tHM](2)
再処理		35,100 [万円/tU](2)
バックエンド	中間貯蔵	3,100 [万円/tU](3)
	高レベル放射性廃棄物貯蔵	5,800 [万円/tU](2)
	高レベル放射性廃棄物処分	7,400 [万円/tU](4)
	その他廃棄物処理	2,800 [万円/tU](2)
	その他廃棄物貯蔵	1,400 [万円/tU](2)
	その他廃棄物処分	3,100 [万円/tU](2)

(注)

- (1) 過去数年間の実績価格を基に設定。試算に関しては、海外に依存している鉱石調達、転換、濃縮(約8割)については、対応する期間の為替相場の平均である122\$/円で除した上で平成10年度の為替相場の平均である128.02\$/円を乗じる為替換算を行なった値を生じた。
 - (2) 調査に基づいて経済産業省が試算。
 - (3) 平成10年6月原子力部会報告ベース。
 - (4) 平成11年3月原子力部会報告を踏まえて同年11月の原子力部会において示された処分費用の見積もりに基づく。
- ・ その他廃棄物は、再処理に伴い発生する高レベル放射性廃棄物以外の廃棄物(TRU核種を含む放射性廃棄物等)。
 - ・ 発電所の運転に伴い発生する低レベル放射性廃棄物の処理・処分費用については、運転維持費に含まれている。

(c) 核燃料サイクルタイムスケジュール

項目		再処理ケース	中間貯蔵ケース
フロントエンド	鉱石調達・精鉱	-2.3	0
	転換	-1.9	0
	濃縮	-1.6	0
	再転換・成型加工	-0.5	0
	MOX 燃料加工・輸送	8	50
	原子炉装荷(基準年)	0	装荷期間：～5年
再処理	8	50	
バックエンド	高レベル放射性廃棄物貯蔵	28	0
	高レベル放射性廃棄物処分	48	50
	その他廃棄物処理	8	50
	その他廃棄物貯蔵	20	0
	その他廃棄物処分	33	50
	中間貯蔵	-	30

(注) リードタイム：+、ラグタイム：-

2. 発電コスト試算
(2.2 試算条件)

(d) 試算基準年に装荷する新燃料 1t の製造に必要な原料量、濃縮役務量

項目	量
鉱石調達・精鉱時の原料量	9.02
転換時の原料量	8.98
再転換・成型加工時の原料量	1.00
濃縮時の役務量 (tSWU)	5.22

(注)

- ・ 鉱石調達・精鉱における精錬ロス率：0
- ・ 転換におけるロス率：0.5 %
- ・ 再転換・成型加工におけるロス率：2.5 %
- ・ 製品濃縮度：3.8% (BWR)、4.1%(PWR)
- ・ 濃縮時の廃棄材濃縮度：0.3% (BWR 及び PWR)
- ・ BWR と PWR の比率：BWR：PWR=2:1

なおその他の想定として、運転維持費に関して上昇率を想定した。修繕費と給与手当について 1.0%とした。

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

2.3 試算結果

(1) 結果について

表 2-5 にその結果を示す。(a)は運転年数 40 年の場合、(b)は法定耐用年数(原子力 16 年、火力 15 年、水力 40 年)の場合である。ここで両者とも設備利用率は 80%とした。また図 2.1(a)と(b)に同じ結果を図示している。

この結果、原子力発電が LNG と石炭と比較して高いという結果が得られた。今回の試算条件では、運転年数 40 年の場合、最も安いのは LNG で 4.88 円/kWh、続いて石炭の 4.93 円/kWh となり、その次に原子力発電の 5.73 円/kWh という結果になった。原子力発電の LNG との差は 1 円/kWh 近くにもなっている。この差はさらに、法定耐用年数での試算結果では大きくなっていることも分かった。

従来の政府による試算では、運転年数 40 年でも原子力発電は経済的に優位にあると結論付けられているが、本試算の結果はそれとは反対になった。

100 万 kW 級の発電所で考えれば、設備利用率 80%の場合、年間約 60～70 億 kWh の発電を行うことが可能である。よって発電単価が 1 円/kWh 高いということは、年間 60～70 億円の経費が増大してしまうことを意味する。生涯期間で考えれば、2,400～2,800 億円も上る膨大な費用である。

表 2.5 計算結果

(a) 運転年数 40 年 [円/kWh]

	原子力	LNG	石油	石炭	水力
資本費	2.04	1.03	1.37	1.58	5.18
原価償却費	1.46	0.77	1.03	1.18	2.86
固定資産税	0.16	0.08	0.11	0.13	0.72
支払利息	0.35	0.18	0.23	0.27	1.51
水利利用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10
廃炉費用	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00
運転維持費	2.02	0.91	1.18	1.28	2.02
修繕費	1.04	0.53	0.58	0.61	1.02
諸費	0.59	0.15	0.28	0.37	0.48
給与手当	0.10	0.08	0.07	0.07	0.10
業務分担費	0.22	0.08	0.15	0.16	0.32
事業税	0.07	0.06	0.10	0.06	0.09
燃料費	1.67	2.94	6.21	2.08	0.00
合計	5.73	4.88	8.76	4.93	7.20

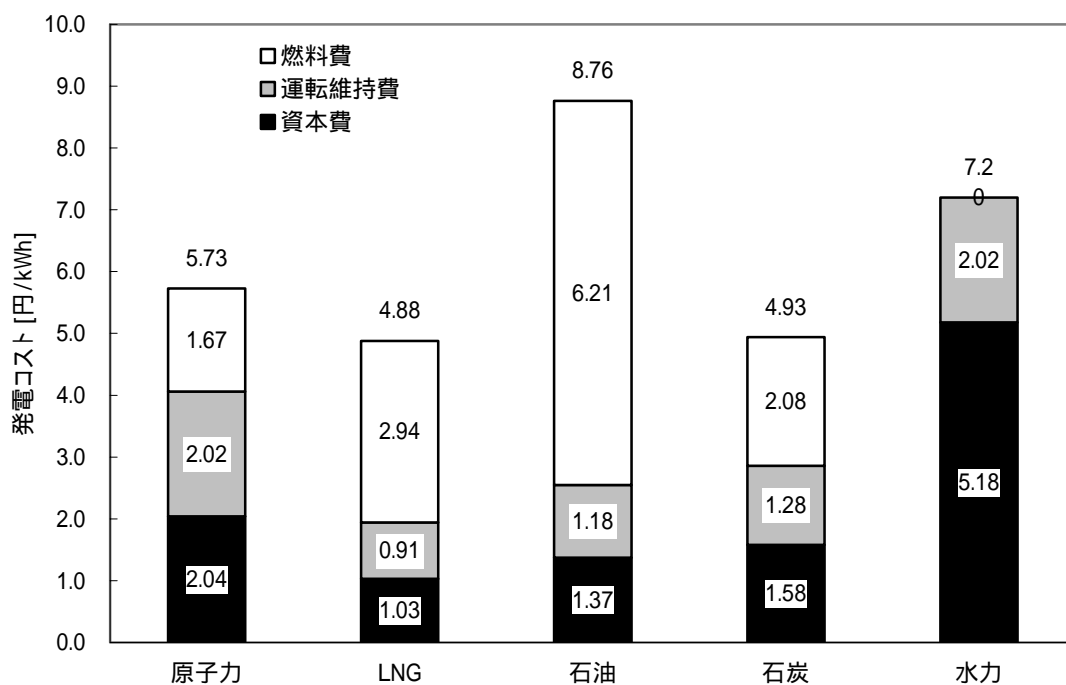
2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

(b) 法定耐用年数 [円/kWh]

	原子力	LNG	石油	石炭	水力
資本費	3.70	1.89	2.51	2.89	5.14
原価償却費	2.58	1.45	1.92	2.20	2.86
固定資産税	0.27	0.14	0.19	0.22	0.72
支払利息	0.58	0.30	0.40	0.46	1.51
水利利用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06
廃炉費用	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00
運転維持費	1.94	0.82	1.08	1.16	4.16
修繕費	0.95	0.46	0.50	0.52	1.88
諸費	0.59	0.14	0.27	0.35	0.89
給与手当	0.10	0.07	0.07	0.07	0.18
業務分担費	0.20	0.07	0.13	0.14	1.09
事業税	0.09	0.07	0.13	0.08	0.12
燃料費	1.67	2.86	6.03	2.01	0.00
合計	7.30	5.57	9.63	6.06	9.30

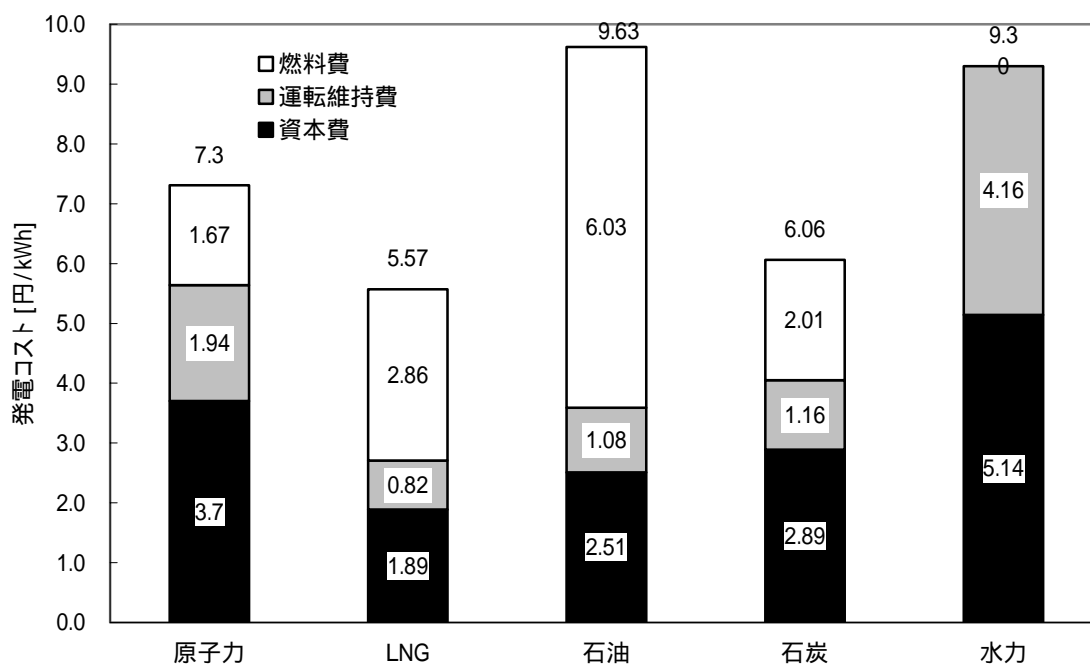
図 2.1 計算結果

(a) 運転年数 40 年



2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

(b) 法定耐用年数



(2) 原子力部会、電気事業分科会の試算結果

ここで、比較のために「原子力部会」と「電気事業分科会」による結果を示す。設備利用率は80%の場合である。なお、「原子力部会」による運転年数40年の試算結果(表2.6(a))以外は、詳細な内訳は示されていない。

表 2.6 原子力部会の試算結果

	原子力	LNG	石油	石炭	水力
資本費	2.4	1.5	2.2	2.4	11.6
原価償却費	1.7	1.2	1.7	1.8	7.3
固定資産税	0.2	0.1	0.2	0.2	1.3
支払利息	0.4	0.2	0.3	0.4	2.8
水利利用料	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
廃炉費用	0.07	0.0	0.0	0.0	0.0
運転維持費	1.9	1.1	1.5	1.6	2.0
修繕費	0.9	0.6	0.7	0.7	0.9
諸費	0.6	0.2	0.4	0.5	0.5
給与手当	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
業務分担費	0.2	0.1	0.2	0.2	0.3
事業税	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
燃料費	1.65	3.8	6.5	2.6	0.0
合計	5.9	6.4	10.2	6.6	13.6

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

(b) 法定耐用年数 [円/kWh]

	原子力	LNG	石油	石炭	水力
合計	7.7	7.03	10.58	8.22	13.63

表 2.7 電気事業分科会の試算結果

(a) 運転年数 40 年 [円/kWh]

	原子力	LNG	石油	石炭	水力
合計	5.3	6.2	10.7	5.7	11.9

(b) 法定耐用年数 [円/kWh]

	原子力	LNG	石油	石炭	水力
合計	7.4	7.2	12.4	7.4	11.9

上記の政府による結果では、原子力発電は、他電源と比較して安いという結果になっている。「原子力部会」では、この結果を元に「原子力発電の経済性は、平成 6 年時に試算された際の結論と同様に、引き続き、他の電源との比較において遜色はないものと考えられる」と結論付けている。

ところで、「原子力部会」の試算には、一部間違いが存在することが判明している。同じ試算方法、試算条件で追計算した結果、分かったものである(付録 A 参照)。本研究では、私たちが修正した値を「原子力部会」の結果として使用する。

(3) 試算結果の違いについて

今回の試算と、「原子力部会」、「電気事業分科会」の試算について、結果に違いが出た理由を求める。ここで、試算条件について、主な違いを表 2.8 に整理した。

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

表 2.8 試算条件の比較

		今回の 試算	原子力 部会	電気事業 分科会	
建設単価	原子力	28.6	29.1	27.9	[万円/kW]
	LNG	15.3	20.3	16.4	[万円/kW]
	石油	19.8	28.4	26.9	[万円/kW]
	石炭	22.4	30.3	27.2	[万円/kW]
	水力	73.2	75.7	73.2	[万円/kW]
所内率	原子力	3.5	3.5	3.5	[%]
	LNG	2.0	2.0	2.0	[%]
	石油	4.5	4.2	4.5	[%]
	石炭	6.1	6.3	6.1	[%]
	水力	0.2	0.4	0.2	[%]
為替レート		104.00	128.02	121.98	[円/\$]
初年度燃料費	LNG	18,637	18,902	28,090	[円/t]
	石油	24.63	13.13	27.41	[\$/bbl]
	石炭	38.9	38.8	35.5	[\$/t]
	原子力	550	550		[万円/tU]
燃料価格上昇率	LNG	0.32	1.82	0.27	[%]
	石油	0.47	3.36	0.2	[%]
	石炭	0.51	0.88	0.77	[%]
	原子力	0.00	0	0	[%]
熱効率	原子力	34.5	34.5	34.5	[%]
	LNG	48.4	48.0	48.4	[%]
	石油	39.4	39.8	39.4	[%]
	石炭	41.8	41.2	41.8	[%]

以下、主な試算条件(建設単価、燃料費、その他)について検討する。

建設単価について

今回の試算を行う際に用いた建設単価は、有価証券報告書総覧を用いて、各年度毎の工事計画に記載されている総工事費を最大出力で除することで求めた。原子力については、i)1990年から2003年の間に記載され始めた発電所(90万kW以上)を選択する(運転開始の有無は問わない)。ii)記載される総工事費は、実際に建設が始まってから運転開始まで、その金額が見直される場合が多いので、運転開始直前の年度の値を用いて建設単価を導出する。iii)得られた各々の建設単価から、単純平均によって得た値を、モデルプラントの建設単価とする。

また火力(LNG、石油、石炭)についても同様であるが、出力規模は石炭60万kW以上、LNG110

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

万 kW 以上、石油 100 万 kW 以上としている。ここで使用した建設単価の表を付録 B に示す。

表 2.9 今回の建設単価の試算に用いた各発電所

燃料	発電所	出力 [1,000kW]	建設単価 [万円/kW]
原子力	泊 3 号	912	32.09
	東通 1 号(東北)	1,100	35.72
	志賀 2 号	1,358	28.50
	柏崎刈羽 6 号	1,356	30.84
	柏崎刈羽 7 号	1,356	26.73
	福島第一 7 号	1,380	28.09
	福島第一 8 号	1,380	18.30
	東通 1 号(東京)	1,385	32.34
	東通 2 号(東京)	1,385	19.03
	浜岡 5 号	1,380	26.64
	島根 3 号	1,373	31.68
	上関 1 号	1,373	33.43
	LNG	横浜 7・8 号系列	2,800
千葉 1・2 号系列		2,880	11.7
品川 1 号系列		1,140	12.4
富津 3・4 号系列		2,000	14.2
川崎 1 号系列		1,500	16.8
川越 3・4 号系列		3,300	21.2
新名古屋 7・8 号系列		2,916	13.7
姫路第一 5・6 号		1,340	20.5
東新潟 4 号		1,610	10.2
新大分 3 号系列		1,695	16.7
石油	武豊 5 号	1,000	16.6
	御坊第二 1~4 号	4,400	23.1
石炭	常磐那珂 1・2 号	2,000	27.9
	碧南 2・3 号	1,400	20.4
	碧南 4・5 号	2,000	17.5
	七尾大田 2 号	700	19.3
	敦賀 2 号	700	18.2
	原町 1 号	1,000	38.0
	能代 2 号	600	21.4
	原町 2 号	1,000	16.4
	能代 3 号	600	18.0
	橘湾	700	29.1
	苓北 2 号	700	20.3

なお「原子力部会」及び「電気事業連合会」では、私たちとは若干違う方法を用いてモデルプラントの建設単価を設定している。表 2.10 に、参考にしたとされる各発電所およびモデルプラントの導出方法を示す。

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

表 2.10 原子力部会と電気事業連合会による建設単価の設定

(a) 想定に用いたとされる発電所

	原子力部会	電気事業分科会
原子力	柏崎刈羽 6	柏崎刈羽 6
	柏崎刈羽 7	柏崎刈羽 7
	玄海 4号	玄海 4号
LNG	千葉 1号	横浜 7号
	千葉 2号	横浜 8号
	富津 3号	千葉 1号
	新名古屋 7号	千葉 2号
石油	知内 2号	川越 3号
	尾鷲三田	川越 4号
	宮津 1号	新名古屋 7号
	宮津 2号	知内
石炭	苫東厚新 4号	尾鷲三田
	常陸那珂 1号	宮津 1号
	苓北 2号	宮津 2号
	橘湾 1-2	原町 1号
	磯子新 1号	原町 2号
		敦賀 2号
		七尾大田 2号
		三隅 1号
	橘湾 1号	
	松浦 2号	

(b) モデルプラント

	原子力部会 建設単価	電気事業分科会 建設単価
原子力	29.1	27.9
LNG	16.4	20.3
石油	26.9	28.4
石炭	27.2	30.3

(注)

1) 「原子力部会」について

- ・ 1996 年から 2000 年度に運転開始した発電所。
- ・ 但し石油火力は新規プラントが一基しかないため、同期間以前に運転開始したもので最新のものを使用。
- ・ 出力規模：水力 1～2 万 kW、石炭 70～100 万 kW、LNG140～165 万 kW、石油 35～50 万 kW、原子力 118～136 万 kW。

2) 「電気事業分科会」について

- ・ 1999 年から 2003 年度までに運転開始した発電所。
- ・ 時点を 2002 年として 1999 年原子力部会試算モデルと同様の考え方をとった。
- ・ 出力規模が水力 1～2 万 kW、石炭 60～105 万 kW、LNG144～152 万 kW、石油 35～50 万 kW、原子力 118～136 万 kW。
- ・ 但し、石油及び原子力は 1997 年度以降、当該規模の新規プラントの運転開始がないため、1999 年原子力部会モデルと同じプラントを使用。

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

表 2.10 から明らかなように、政府のモデルプラントに関する建設単価の導出は、その方法が示されているだけで、導出に用いた各発電所の建設単価は示されていない。

そこで、確認のために有価証券を用いて、表 2.10 の発電所について建設単価を求め、モデルプラントの建設単価を得たが、その値は以下のように違いがあった。理由は不明である。

表 2.11 有価証券報告書総覧により求めた建設単価

	原子力部会 [万円/kW]	電気事業分科会 [万円/kW]
原子力	28.4	28.4
LNG	15.6	13.2
石油	19.9	19.9
石炭	26.1	28.4

ところで「電気事業分科会」の原子力発電モデルプラントの建設単価については、別の疑問点が存在する。表 2.10 の(a)と(b)を比較して分かるように、「原子力部会」と同様の発電所(柏崎6号、7号及び玄海4号)を参考にしているにも関わらず、なぜか建設単価が「原子力部会」の場合より安くなっている(29.1万円/kWh から 27.9万円/kWh へ)。この理由は報告書にも記載されていない。

なお建設単価の導出方法については、今回の私たちによる手法がより正確であると考えている。政府は現実に稼働した発電所のみで建設単価を用いているが、私たちは有価証券報告書に記載された、即ち現実に電力会社が予算を計上した値を用いている。これによって参考とする発電所のデータが増えるので、より実際の結果を反映しやすい。さらに重要なことは、ペアで建設する場合に生じる二つの発電所の価格差の影響を緩和できるということである。通常、発電所はペアで設計して共有施設を作るようにしている。このために、例えば1号基は高く、2号基は安くなる傾向がある。政府の試算方法では、たまたま2号基が多い場合、正確な単価を反映しなくなる恐れがある。しかし私たちの手法では広くデータを捉えるため、その問題を解決しやすい。

燃料費について

燃料価格について、私たちの想定では初年度燃料費と燃料価格上昇率について、IEA の Energy Outlook から最小自乗法で得た近似式から得た。表 2.12 に IEA の推計値を示す。

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

表 2.12 IEA Energy Outlook 2004 に記載されている燃料価格の推計

	IEA crude oil imports [\$/barrel]	Japan LNG imports [\$/MBtu]	OECD steam coal imports [\$/t]
2003	27	4.6	38
2010	22	3.9	40
2020	26	4.4	42
2030	29	4.8	44

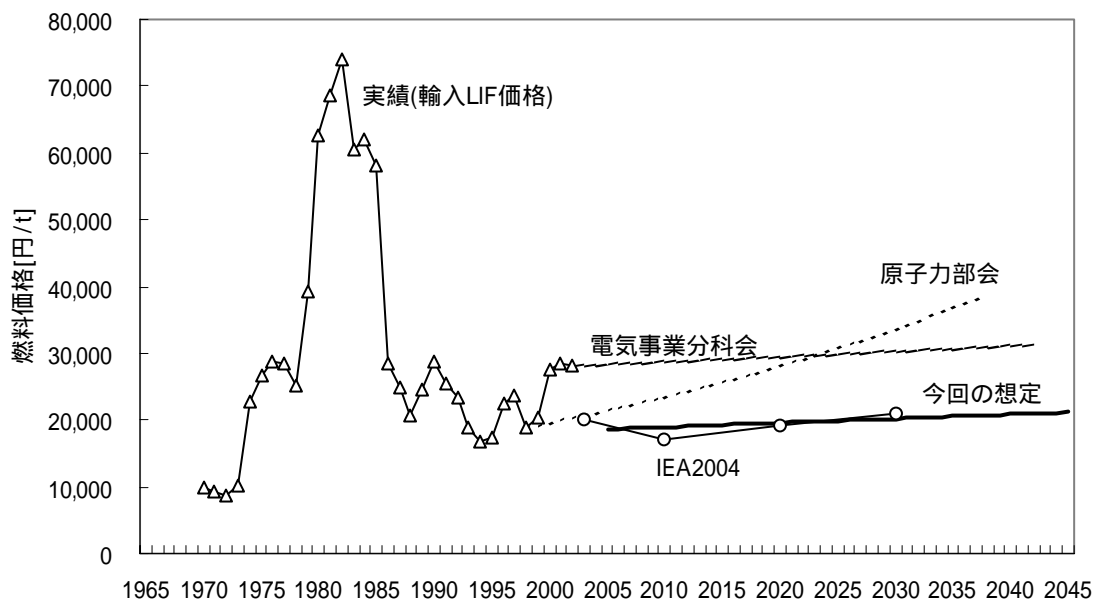
「原子力部会」と「電気事業分科会」も、燃料の上昇率は IEA の World Energy Outlook を「参考にした」と示されてはいる。しかしどのように参考にしたのかは全く示されていない。しかし表 2.8 に示したように、初年度燃料費が高い場合には燃料価格上昇率は低く、反対に初年度燃料費が低い場合には燃料価格上昇率を高く設定しているように思われる。

いずれにせよ、彼等の想定は、各評価時点で乱高下する価格動向をそのままベースとしている。この発電コストは、少なくとも 40 年程度の長期間を想定した試算であるので、IEA のように過去の長期にわたる傾向をベースにした私たちの想定がより妥当と思われる。

なお、LNG、石油と石炭の燃料価格について、実績値と今回の試算の想定値を図 2.2 に示す。

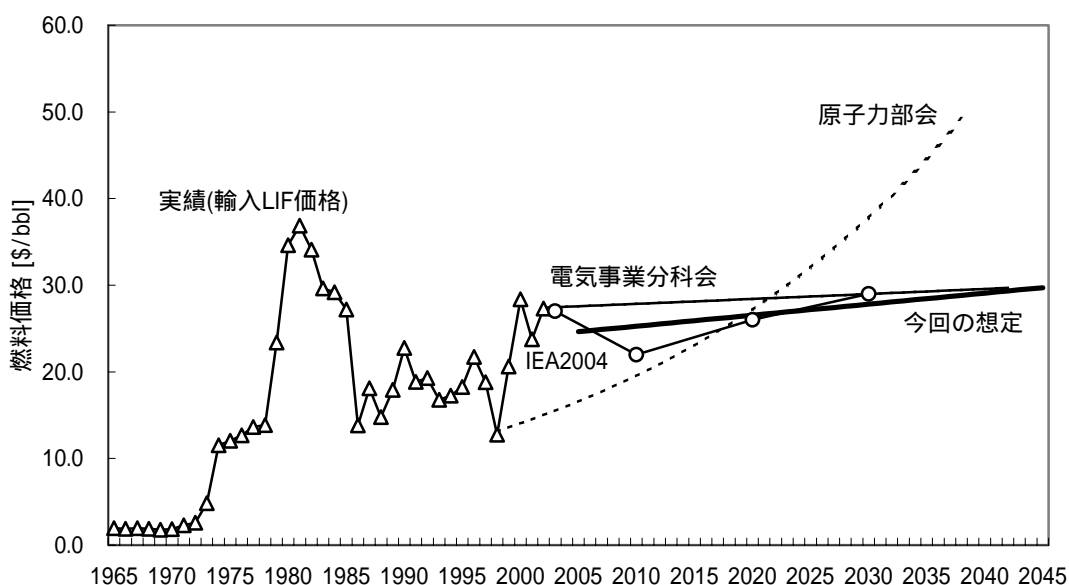
図 2.2 燃料費の想定

(a) LNG 燃料価格の実績と想定

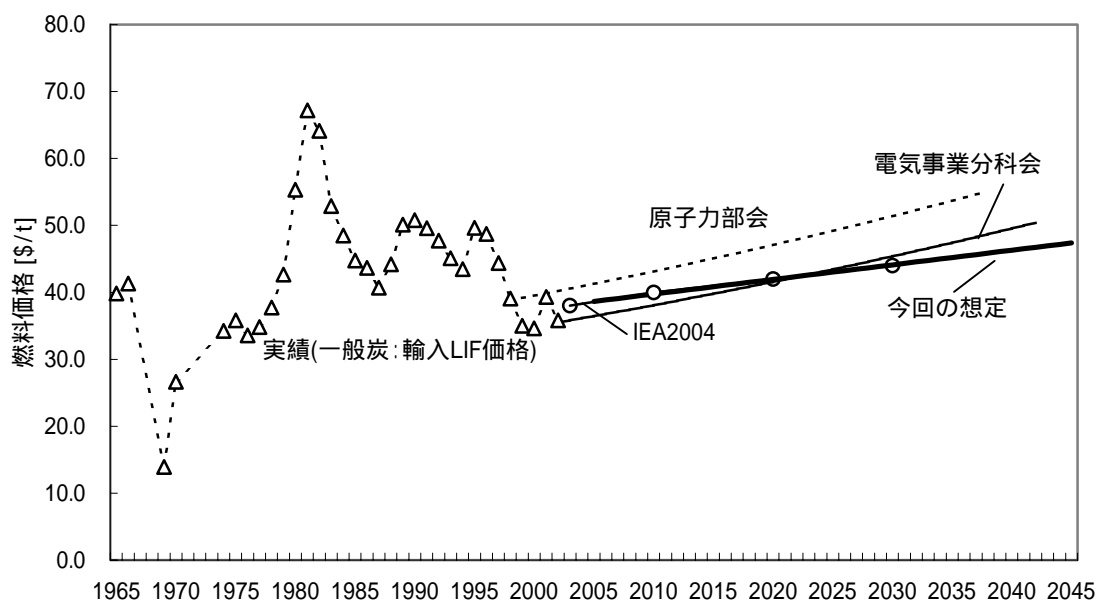


2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

(b) 石油燃料価格の実績と想定



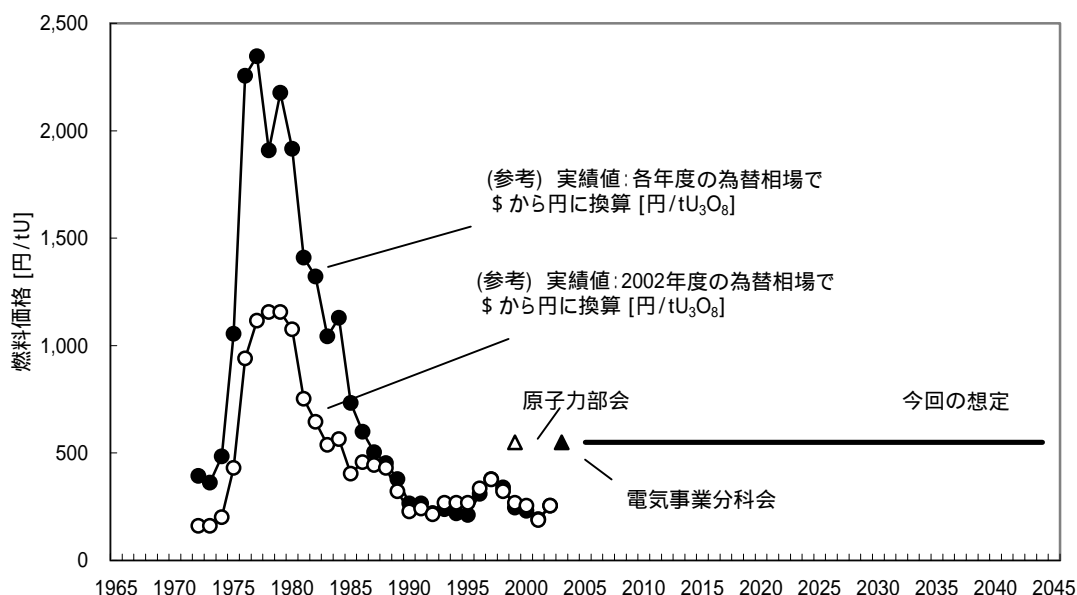
(c) 石炭燃料価格の実績と想定



なお、参考までにウラン燃料価格についてもここで検討する。政府の試算では、燃料の採掘時において550万円/tU、また伸び率は一定となっている。しかしこれらの想定に関する根拠は示されていない。参考までに、図 2.3 にウラン燃料価格の実績値と、今回使用したウラン燃料価格を示す。但し、実績値は短期の取引であるスポット価格であるが、原子力部会の想定は長期契約も考慮している可能性がある。

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

図 2.3 ウラン燃料価格



実績値は天然ウランのスポット価格の推移

出典：新計画策定会議(第2回)，資料第4号。

1987年まで：Trade Tech Exchange Value、1986年以降はUx Consulting

その他

-1：ウラン燃料の処理単価について

核燃料サイクルコストの各工程における処理単価は、「基盤整備課」に基づき表 2.4 (b) の値を用いているが、この値の妥当性を検証することは出来ていない。

国会議員による調査書『原子力発電所の発電単価の計算根拠に関する予備的調査(鮫島宗明君外 42 名提出、平成 14 年衆予調第 1 号)』についての報告書(平成 14 年 2 月 20 日、経済産業委員会命令)』(平成 14 年 3 月、衆議院調査局)では、この値の根拠について質問が行われているが、得られた結果は、図 2.4 に示すような根拠が隠された情報であった。モデル試算に使われた試算条件に対して、ここまで隠す必要があるかは議論が必要と思われる。また、これらの処理単価は、核燃料サイクルが着実に進むという楽観的な想定に基づいている。現状では六ヶ所再処理工場の操業や MOX 利用も実現してはならず、将来性には不透明な部分も多い。

なお「電気事業分科会」については、表 2.4(b)の工程以外に、再処理の廃止措置にかかる費用も考慮しているとされているが、今回の私たちの試算ではこれは考慮していない。但し、電気事業分科会のコスト等検討小委員会において、六ヶ所再処理工場の操業に関し

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

て、処理単価に関する情報がある程度示された。付録 C に、六ヶ所の再処理工場の操業が予定通り進まない場合の処理単価への影響を参考までに示す。

図 2.4 『原子力発電所の発電単価の計算根拠に関する予備的調査についての報告書』
で示されたウラン燃料の処理単価

(a) MOX 成型加工

○MOX 成型加工
(単価)

燃料体 1 t HM あたり 26,000 万円

- ・ 加工費 円 / t HM
- ・ 輸送費用 円 / t HM
- ・ 所内取扱費用 円 / t HM

(1) 加工費

項 目	金額(万円 / t HM)
資本費	<input type="text"/>
管理費	<input type="text"/>
変動費	<input type="text"/>
合 計	<input type="text"/>

※工場規模

※人員

(b) 再処理

○再処理

円 / トン U

円 / トン U

円 / トン U

合計 円 / トン U

2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

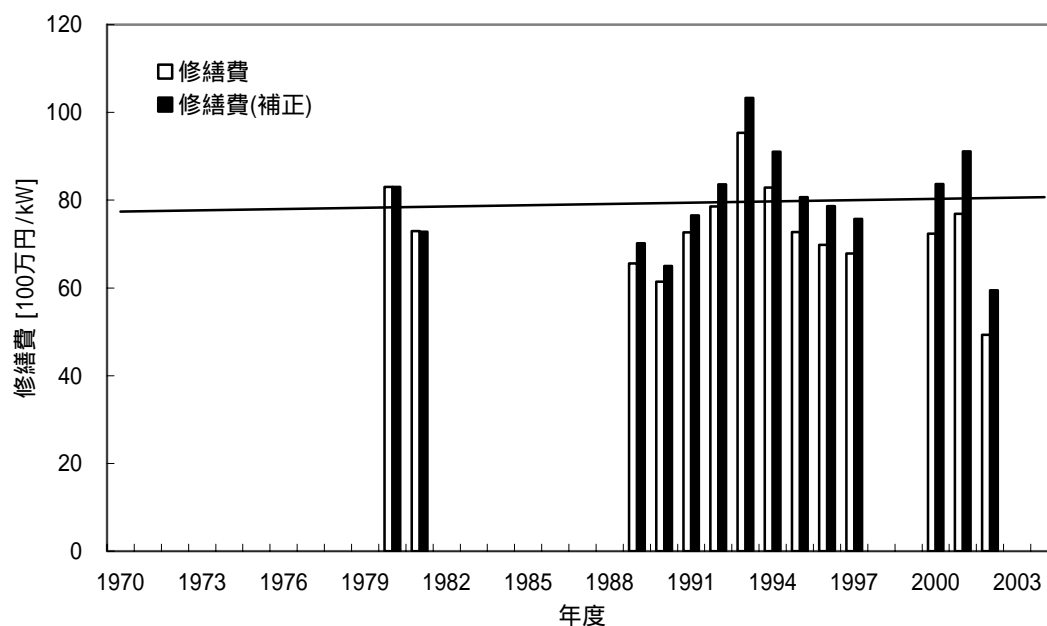
-2 運転維持費について

今回は、運転維持費のうち、修繕費と給与手当について価格上昇率を考慮したが、政府の試算では、いずれもそういう想定はしていない。ここで、この問題について考える。

東京電力株式会社の有価証券報告書には、電気事業営業費明細表が示されている。この表を用いて、原子力発電に関して運転費、即ち修繕費、諸費、給与手当の経年変化を求めた。その結果を図 2.5 に示す(ただし入手出来なかった年度の資料があるため、数値が抜けている箇所がある)。ここでは、1980 年を基準にして物価上昇率を考慮した値、及びその結果の最小自乗法による近似式も示す。なお縦軸はそれぞれの費用を出力で除した値である。これは、電気事業営業費明細表には各発電所の費用ではなく、東京電力の所有する原子力発電所全てにかかる費用が示されているために行った補正である。

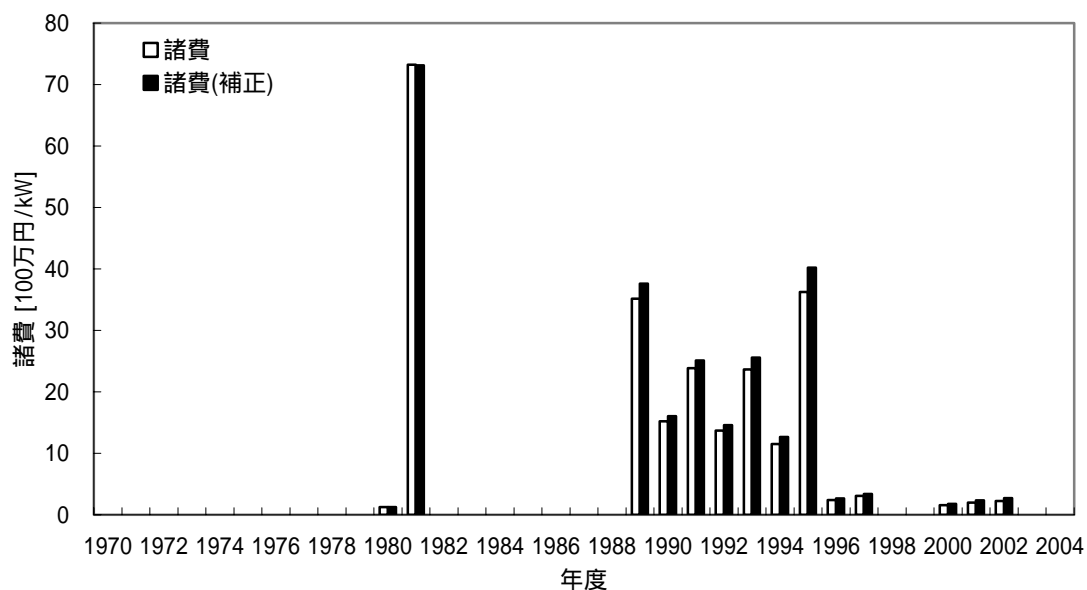
図 2.5 運転維持費の経年変化

(a) 修繕費

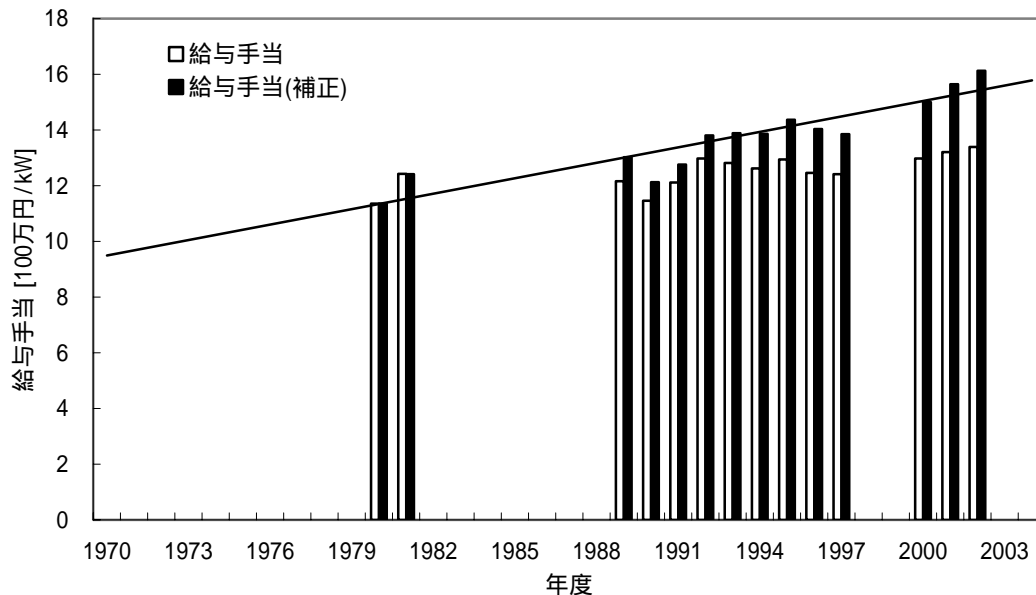


2. 発電コスト試算
(2.3 試算結果)

(b) 諸費



(c) 給与手当



修繕費について、最小自乗法による近似式は、約 10 年間で約 100 万円/kW、つまり 1 年間で約 10 万円/kW の増加をしている。これは 1980 年の実績である 8,300 万円/kW を基準として考えると、ほぼ 0.1% の伸びに相当する。伸び率をどう基準で考えるかという問題はあるが、今回の試算で用いた 1% の伸びは想定が過大ではないか、という考えもあり得る。しかし本当にこの修繕費が現実の保守・点検等の費用を反映しているか不明な点もあ

2. 発電コスト試算 (2.3 試算結果)

る。例えば、2003年の実績は極端に少ない。しかしこの年はいわゆるトラブル隠しが発覚した年であり、東京電力の所有する原子力発電所は全基を停止して問題のある配管等を交換したはずである。よって従来よりも多くの費用が発生しているはずではないだろうか。このときに発生した費用は別の名目で計上されたか、もしくは次年度で計上される可能性もあるが、その詳細な調査は現時点では行っていない。

また、有価証券報告書には、原子力発電所 1 基ずつの修繕費が示されているわけではなく、全ての費用の合計が示されているだけである。これは、(a)の明細票の結果が、個々の原子力発電所の老朽化に伴う修繕費を、必ずしも正確には反映してはいないことも意味する。また kW で規格化する以外の方法も検討する必要がある。

以上を考慮し、今回、私たちは仮に上昇率 1%という値を用いたが、試算の想定としては決して不正確な値ではないと考えている。もし修繕費に関する詳細な情報が提示されれば、私たちはより精度の高い試算を行うことが可能である。

また(b)の諸費については、特に一定の傾向があるようにはみえないことが分かる。私たちの想定でも 0%としている。

さらに(c)の給与手当に関しては、あきらかに上昇傾向があることが分かる。これは 10 年間で約 200 万円/kW(年間 20 万円/kW)の増加で、1980 年度の実績 1,140 万円/kW の約 2%に相当するものである。私たちの想定では 1%を想定している。

2. 発電コスト試算 (2.4 考察)

2.4 考察

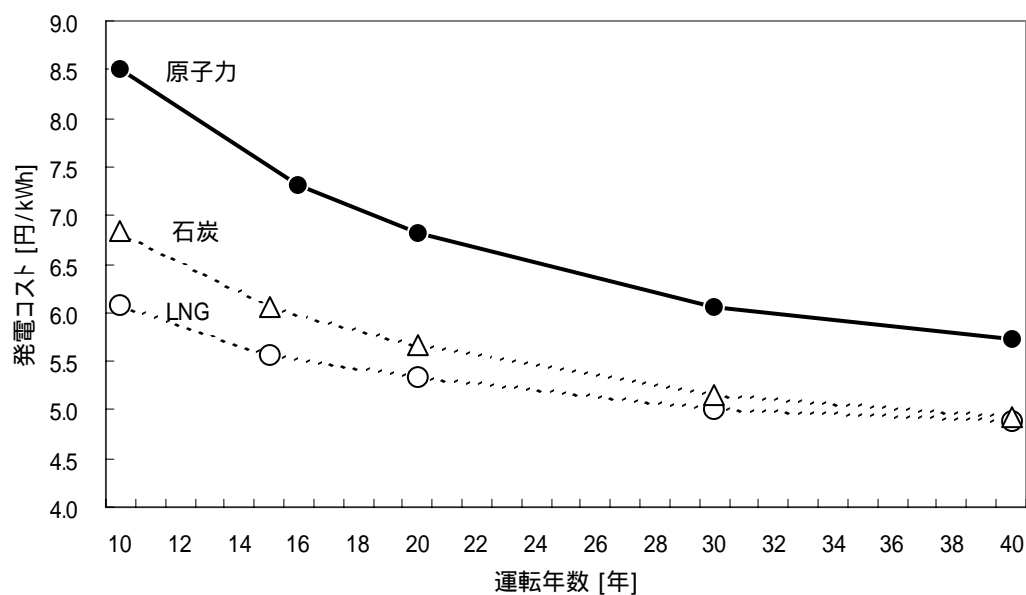
ここでは、前節の結果について、運転年数や設備利用率などいくつかのパラメータを変化させた場合について考察する。また、炭素税の影響についても検討する。

(1) 運転年数について

運転年数の違いによる発電コストの試算結果を図 2.6 に示す(原子力発電、LNG、石炭のみ)。(a)が今回の試算結果、(b)が「原子力部会」と同じ条件での結果である。ここで設備利用率は 80%、つまり原子力発電に有利な条件で試算を行っている。

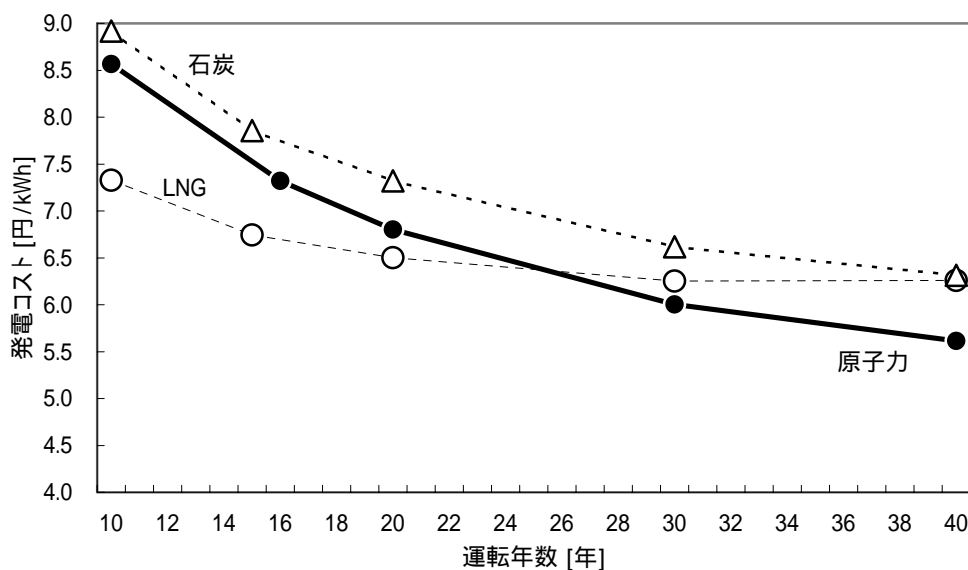
図 2.6 運転年数による発電コストの変化

(a) 試算結果



2. 発電コスト試算
(2.4 考察)

(b) 「原子力部会」と同じ条件での試算結果



今回の試算結果(a)について、全ての運転年数において LNG のコストが最も安いことがはっきりと分かる。それに続いて安いのが石炭である。そして原子力は運転年数 40 年を経てもなお、コストは先の 2 つと比較して高い。

一方、「原子力部会」の条件で求めた(b)は、運転年数が約 25 年で、LNG と石炭に対して経済的優位に立つことが分かる。

なお「原子力部会」は 1999 年に提出されたものだが、それ以前にも、政府は発電コスト比較の試算を何回か行っている。それらの試算は、運転年数を償却期間(つまり 16 年)と同じ場合にして行われており、その結果、原子力の経済的な優位性が示されていた。今回の「原子力部会」と「電気事業分科会」では、既に示したように運転年数は 40 年にまで延ばされている。

このことから、政府による一連の試算結果は、「最も経済的に優位な発電方法を求める客観的な評価」ではなく、「原子力の発電コストを最も安くするために試算上の操作を繰り返してきた恣意的な評価」だと思われる。

私たちの結果は、原子力の経済性は、もう試算条件の操作などでは隠せない状況にきていることを示唆すると考えられる。

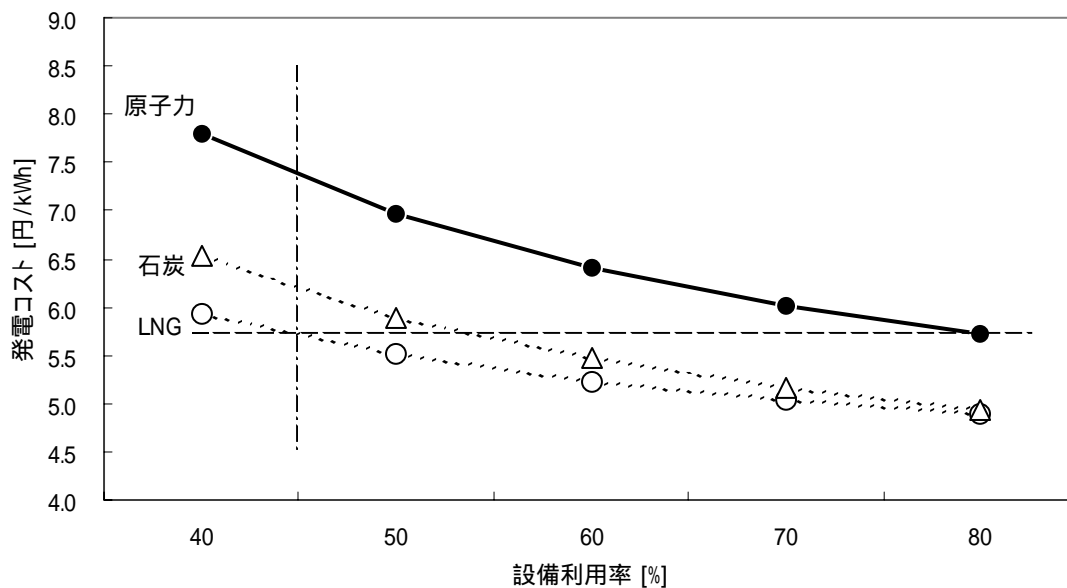
2. 発電コスト試算
(2.4 考察)

(2) 設備利用率について

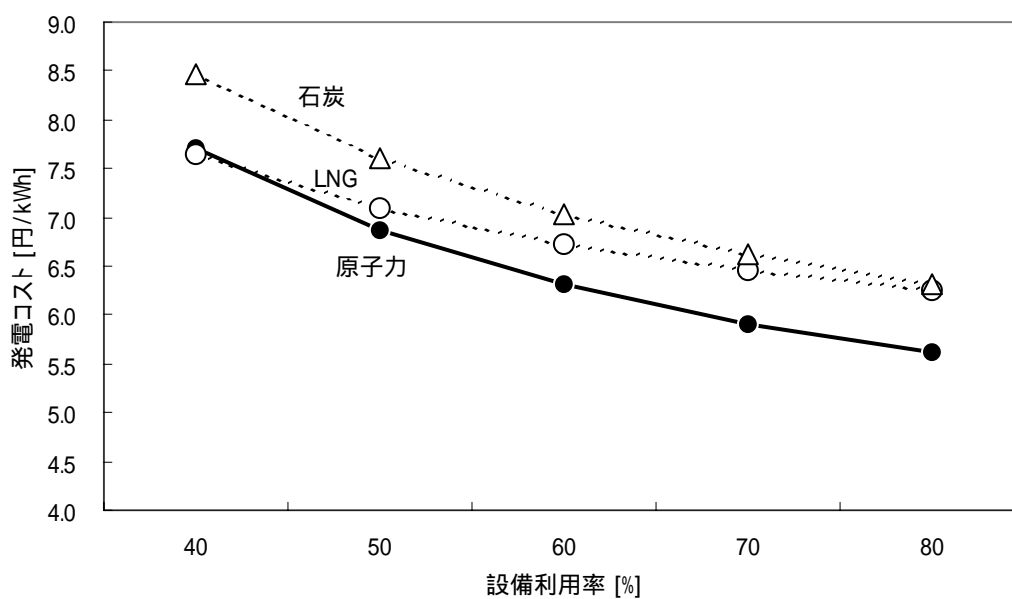
設備利用率を変化した結果を示す。運転年数は40年の場合である。

図 2.7 設備利用率による発電コストの変化

(a) 今回の試算結果



(b) 「原子力部会」と同じ条件での試算結果



2. 発電コスト試算 (2.4 考察)

今回の試算結果(a)について、以下の二つについて考える。

i) ベースロードとしての利用

全ての設備利用率において、原子力発電よりも LNG と石炭の方が発電コストは安いという結果になった。設備利用率が 80%という高い場合においても LNG や石炭が安いということは、ベースロードを目的とした使い方をした場合でも、これらは十分経済性を持つということを示す。

ii) ミドル/ピークロードとしての利用

原子力は、技術的な危険性からも設備利用率はほとんど変化することが出来ないので設備利用率 80%程度がより現実的な条件である。一方の LNG と石炭は、技術的な側面から変動する電力需要に対応したミドルロードの利用が多いので、設備利用率は 40%程度がより現実に近い値である。よって、原子力と LNG、石炭について各々この条件で比較する(図 2.7a の点線部を参照)。すると、LNG に関しては、約 45%まで設備利用率を下げた場合でも、原子力とほぼ同様の発電コストであることが分かる。

このことから、原子力は技術的な問題から負荷追従性がなく、固定的な利用しか出来ないにも関わらず、LNG や石炭と比較して経済性もないということが分かる。

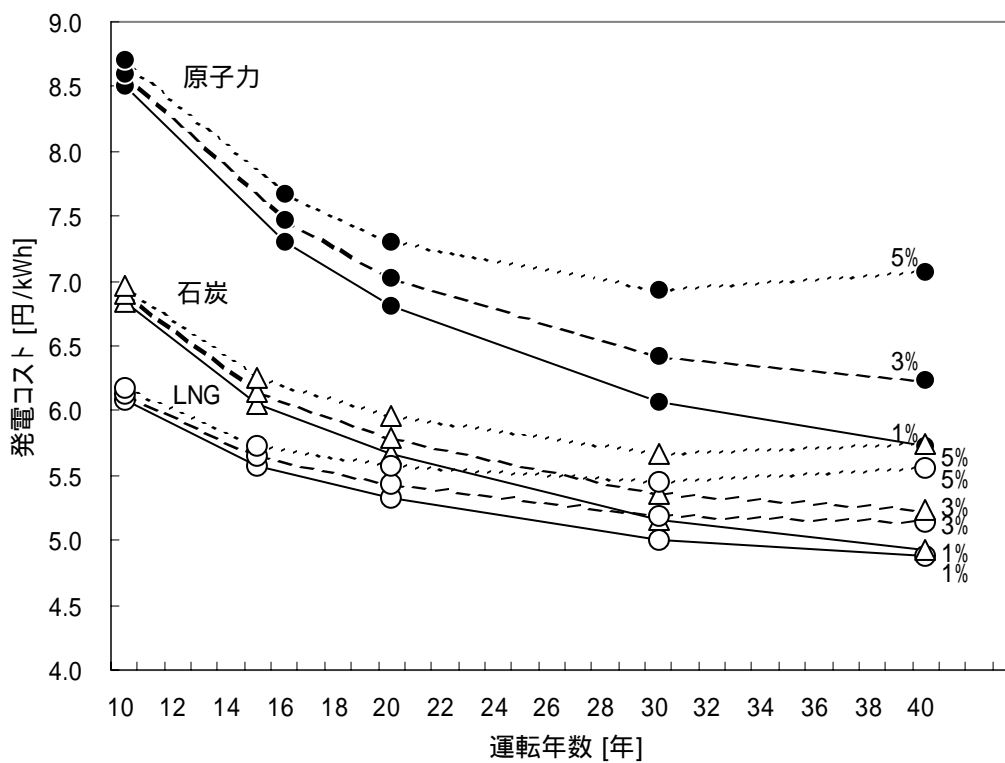
(3) 運転維持費について

運転維持費のうち、修繕費と給与手当の上昇率を変化させた場合の結果を図 2.8 に示す。ここで設備利用率は 80%の場合である。この結果から、運転維持費の影響は、LNG や石炭よりも原子力の方が大きいことが分かる。これは表 2.1 の試算方法に示すように、運転維持費は建設単価に依存するものであるため、その値の高い原子力発電が影響を大きく受けたものと考えられる。

さらに価格上昇率が 5%の場合では、運転年数が 40 年程度になると、一度は下がった発電コストが再び上昇していることが分かる。この運転維持費の上昇率はあくまでも参考として設定したものだが、この図は、「長く運転すればするほどコストは安くなる」というものではないことを示唆するものである。

2. 発電コスト試算
(2.4 考察)

図 2.8 運転維持費による発電



(4) 炭素税について

環境問題を考える場合は特に、経済的優位性だけをもって LNG や石炭を優先して利用することは出来ない。ここでは、炭素税を考慮した場合の経済性への影響を考える。

図 2.9 は、資源エネルギー庁が「原子力部会」で提示した CO₂ 排出抑制コストを用いて、私たちの試算結果に適用したものである。「原子力部会」によれば、国際的な排出権取引に制限がない場合、640～8320 円/t-C、また国内のみでの対策の場合、25,600～64,000 円/t-C のコストが必要であると示されている(但し LNG : 118 g-C/kWh、石油 : 192 g-C/kWh、石炭 : 222 g-C/kWh)。

この結果、排出権取引を最大限考慮した場合の結果((1)-最大)でさえも、LNG は原子力と同様のコストとなった。

2. 発電コスト試算
(2.4 考察)

図 2.9 炭素税の影響

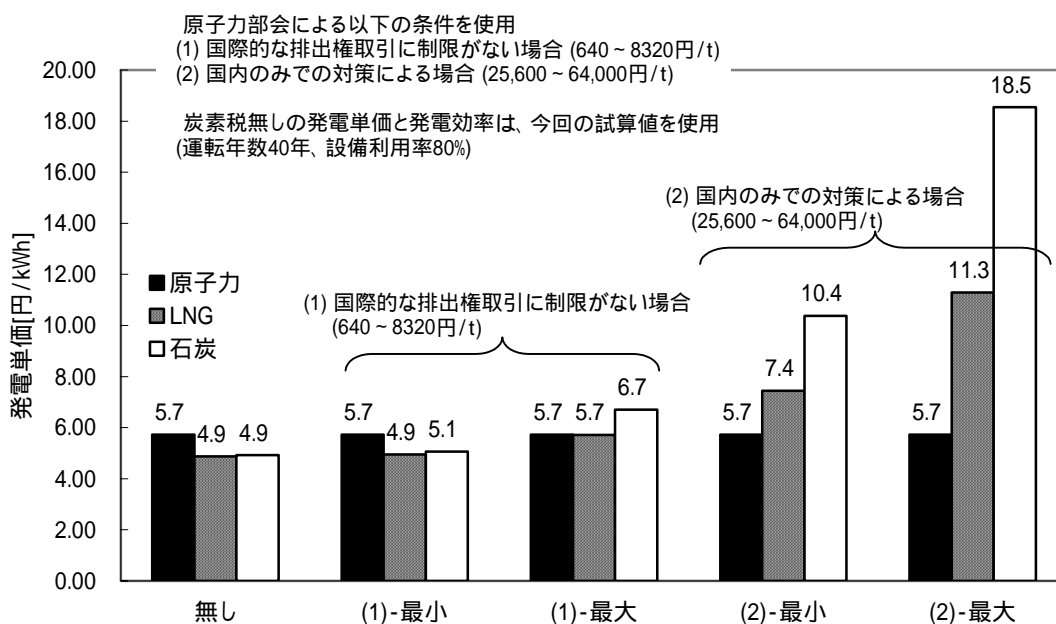
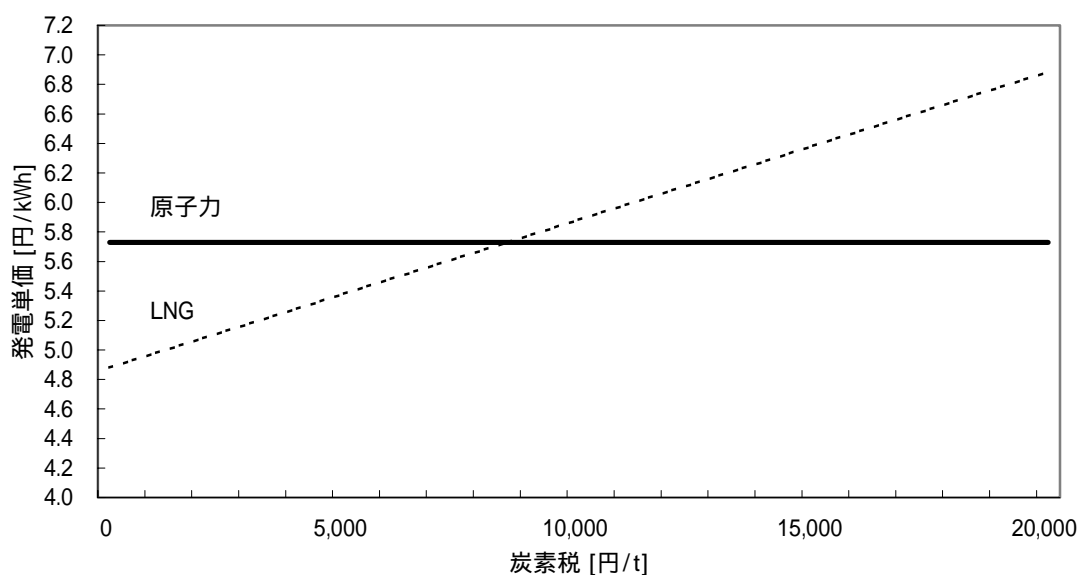


図 2.10 炭素税価格の発電コストへの影響



また図 2.10 は、炭素税がいくらになれば、原子力と LNG との発電コストの優劣が逆転するかを表す。今回の試算条件では、約 9,000 円/t を超えない限り、LNG は原子力よりも安いということが分かる(参考までに、2004 年 11 月に環境省が提出した「環境税の具体案」では 2,400 円/t-C が提案されている)。

3. 電力自由化の影響

この章では、前章の試算結果を用いて、電力自由化の影響を定量的に考察する。

3.1 試算方法及び試算条件

試算方法は 2.1 節と同様である。また試算条件は 2.2 節と同様である(運転年数 40 年、設備利用率 80%)。

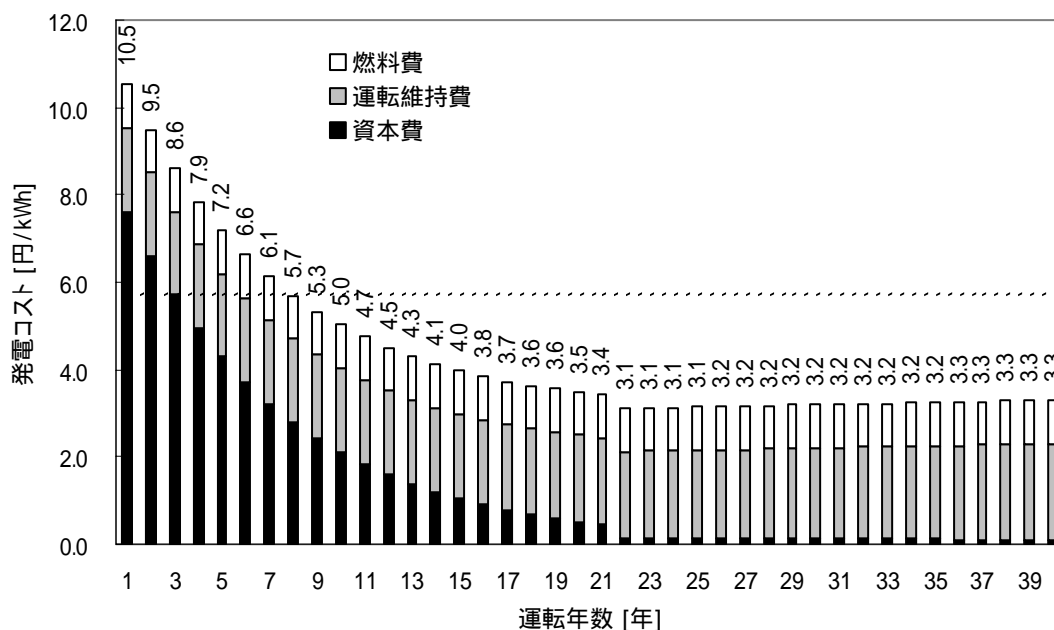
3.2 試算結果と考察

(1) 収支について

図 3.1 に試算結果を示す。(a)が原子力、(b)が LNG である。ただしここでは、各年度の費用について、現在価値換算をしていない価格を示している。即ちこの値は、毎年、電気事業者が支払うコストを示すことになる。また、点線は発電コストを示す。これは電気事業者の収入に相当する。よって、この各年度における棒グラフの値と線グラフとの差は、その年における収支の差を示すことになる。

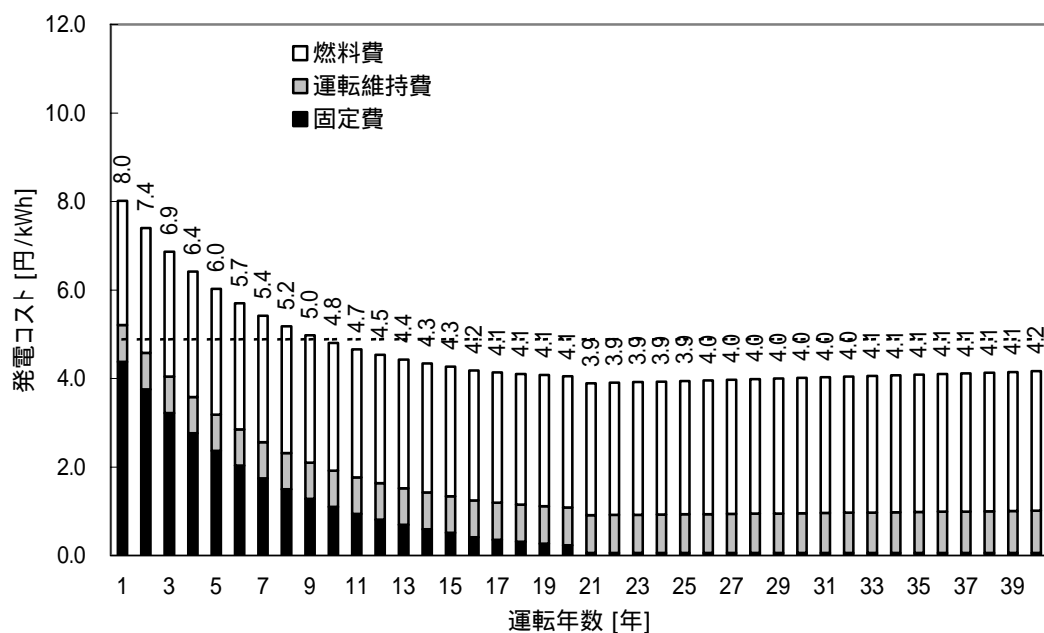
図 3.1 費用の年度展開

(a) 原子力



3. 電力自由化の影響

(b) LNG



(a)と(b)を比較すると、原子力発電の方が LNG よりも、運転年数が長くなれば収入が大きくなるように思われる。しかし実際は、5.9 円/kWh という高い発電コストを 40 年間設定しなければ、このような状況にはならないということを示す結果にすぎない。

(2) 新規の発電について

例えば初年度で比較すると、原子力発電は 10.9 円/kWh、そして LNG 発電は 8.0 円/kWh が支出として必要で、両者の差は約 3 円にもなっている。ここで内訳を見ると、原子力は資本費の比率が大きく、LG の場合よりも約 2 倍の費用を必要とすることが分かる。

この結果は、電力自由化の中での新規の発電に対して、次のような影響を及ぼすだろう。各年で必要となる支出は、両者とも約 10 年近く経過しないと収入以下にならない。しかし LNG は資本費の割合が約半分なので、もしなんらかの状況が生じて発電を中止せざるを得ない場合に、その影響は小さくすることが可能である(運転維持費と燃料費は運転しない限り発生しないため)。

反対に、原子力は事業者への影響が大きい。また他の事業者に売却するという対策をとる場合でも、安い費用で売らざるを得ない状況になれば、結局その差額は回収不能コストとして重く本来の事業者にのしかかることになるだろう。この図はその可能性を示唆している。

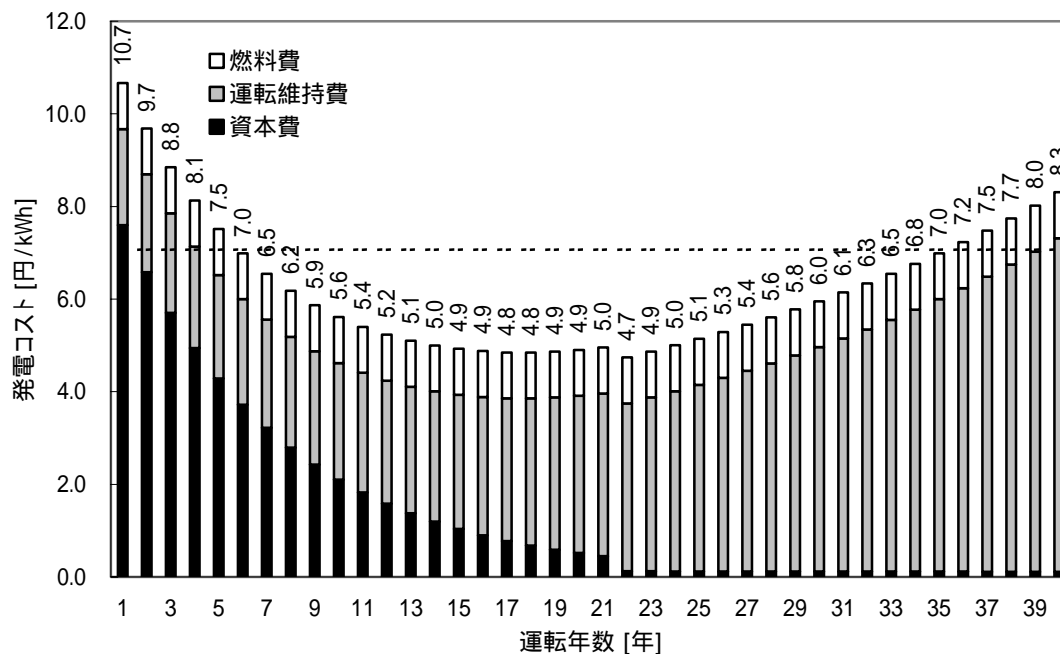
3. 電力自由化の影響

(2) 既設、または償却以降の発電について

図 2.3 は、運転維持費のうち、修繕費と給与手当に 5%の価格上昇率を考慮したものである。この結果を見ると、原価償却の終了する年度以降(原子力：21 年、LNG：20 年)、再び発電コストが上昇して、最終的には収入よりも支出が増えてしまうことが分かる(注：減価償却は原子力で 16 年、LNG で 15 年であるが、「基盤整備課」によれば、16 年までは残存簿価 10%までを定率法で償却し、それから 5 年間で 5%までさらに償却する手法をとっている。よって結果的に減価償却が終了する年度は、それぞれ 21 年と 22 年である)。

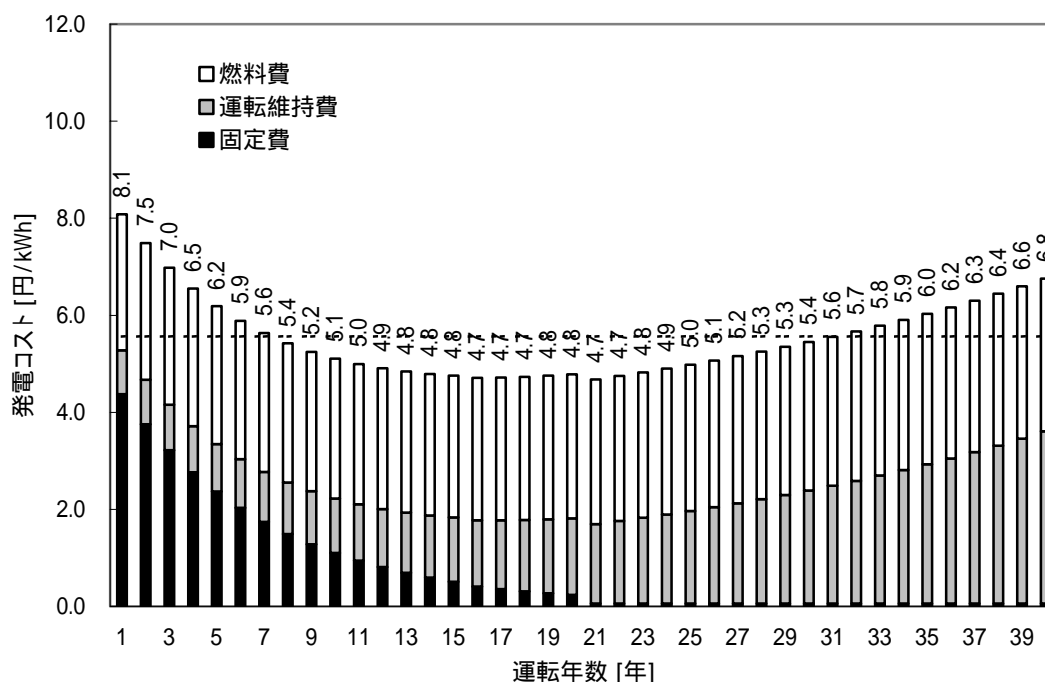
図 3.2 費用の年度展開(運転維持費の増加を考慮)

(a) 原子力



3. 電力自由化の影響

(b) LNG



(4) 電気事業者が想定している対応との比較

電力の小売自由化は、平成 12 年から段階的に行われ、現在は 50kW 以上の小規模工場までが範囲に入っている(日本の電力量の約 63%を占める)。この競争原理の導入により、法的な供給独占体制による電力需要の確保、また総括原価方式を用いたコスト回収の保障がなくなることになる。

この状況を踏まえ、資源エネルギー庁は、電気事業者からのヒアリングなどを通じて電気事業者の見解をまとめ、原子力委員会の長期計画策定会議に提出している(原子力委員会第 21 回新計画策定会議、資料第 1 号、平成 17 年 3 月 16 日)。

それによれば、電気事業者の電力自由化に対する対応は、i) まずは既設炉を最大限に活用する、ii) そして新規の原子力プラントの建設については、経済性、投資リスクの要素を評価し、建設を検討する、となっている(ここで前者の経済性については、一定の期間、例えば法定耐用年数 16 年で見えた場合に、発電コストが他電源に比べて遜色ないこと、複数のプラントを一定の期間内に続けて建設する場合に、全体としてキャッシュフローに支障が生じないことが挙げている。後者の投資リスクについては、国の政策に継続性があること、バックエンドの取り組みが着実に進むこと、地元との長期的な信頼関係があること、安定した需要が得られること、を挙げている)。

今回の私たちの試算結果を用いて、このヒアリング内容を検討する。

電気事業者の考え方の i)については、その妥当性に疑問がある。私たちは現在、運転維持費の増加、特に老朽化に伴う費用の増加について有用な情報を得ていないために、定量

3. 電力自由化の影響

的な評価を行うことは出来ない。しかし、定性的な議論であっても、既設炉を使い続けることで経済性はいずれは悪くなるはずと考えられる。特に、もし修理もせずに無理な運転を行えば、いずれは想定外の事故につながるはずである。

また ii)については、私たちの結果は電気事業者の見解と同様のことを示唆している。新規の時点で経済的に重くのしかかる原子力発電は、電力自由化の中で電気事業者の経営の自由度に悪影響を与えらると思われる。

しかし電気事業者はヒアリングの中で、それだからこそ「国の政策に継続性があり、バックエンドの取り組みが着実に進むことを望んでいる」としている。この点には注意が必要ではないだろうか。国に大きく依存してようやく原子力発電の経済性を維持できるという状況は、果たして「公益性」という観点から正しいのであろうか。

4. 結論

4.1 明らかになったこと

(1) 発電コスト比較

政府による発電コスト試算について、同じ手法に基づいた検証を行った。より妥当な、さらに原子力発電に対して有利な想定をしたにも関わらず、原子力発電はLNGと石炭よりも発電コストが高いという、従来の政府の試算結果と違う結果が得られた。

運転年数40年、設備利用率80%の場合でも、原子力発電は5.7円/kWh、LNG火力発電と石炭火力発電がそれぞれ4.9円/kWhとなった。

100万kW級の発電所で考えれば、設備利用率80%の場合、年間約60～70億kWhの発電を行うことが可能である。よって発電単価が1円/kWh高いということは、年間60～70億円の経費が増大してしまうことを意味する。生涯期間で考えれば、2,400～2,800億円も上る膨大な費用である。

また、設備利用率が80%の場合でさえ、原子力発電よりもLNGと石炭の方が発電コストは安いという結果は、これらはベースロードを目的とした使い方をした場合でも、十分経済性を持つということを示す。

さらに原子力の設備利用率80%での発電コストは、LNGの設備利用率約45%と同程度であった。このことから、原子力は技術的な問題から負荷追随性がなく固定的な利用しか出来ないにも関わらず、LNGや石炭と比較して経済性も低いということが分かった。

(2) 電力自由化の影響

上記の結果について、各年度毎の支出と収入を求め、電力自由化の中の状況を定量的に示した。その結果、新規の発電所について、電力自由化の範囲拡大という状況の中で資本費の高さが大きな影響を及ぼし、例えば初年度では、原子力発電所は11円/kWh、LNGは8円/kWhが必要となり、経営に非常に重くのしかかる状況が明らかになった。また既設炉、原価償却以降の原子力発電であっても、老朽化等に伴う費用の増加を考慮した場合、発電コストは再び増加してしまう可能性も示した。

4.2 今回考慮していない課題

(1) 試算方法について

使用した発電コスト試算は、OECD/NEAの開発した手法に基づくものである。即ち、原子力発電を推進する立場から、原子力発電がどのような条件であれば経済的優位性を示すことができるか、ということを検討する手法である。この、原子力発電について有利に設

定された手法について、本来はもっと批判的に検討を行うことが重要である。

例えば現在価値換算の問題がある。この換算によって、原子力発電所の解体、放射性廃棄物の貯蔵や処分など、将来的に、しかも非常に長期にわたって必要なコストは減少してしまう。コスト負担や利益が世代間にわたってしまう場合、果たしてこの手法が正しいのか、もっと議論が必要と思われる。

(2) 核燃料サイクルについて

今回は、試算方法、試算条件ともに、政府の想定をそのまま適用した。しかし現時点で再処理工場の操業や MOX 利用は実現していない。また無限サイクルを想定するなど、極めて楽観的な条件に基づくものである。さらに処理単価については、その想定された値の導出方法や根拠は示されていない。

4.3 おわりに

原子力部会、電気事業分科会ともに、多くの「専門家」が委員として参加し、報告をチェックしたとされている。しかしこの程度の試算のチェックすら出来ない部会は、その機能を果たしているとはいえないだろう。公平な第三者機関によるチェックが必要である。

原子力発電事業は、その実用化から半世紀を経ようとしている。それにもかかわらず、技術的、制度的に不確定なまま放置されている部分が多いと思われる。特に再処理事業、放射性廃棄物の処理処分事業については、不確定要因が多い。今回は、「原子力部会」「電気事業分科会」と同様に、きわめて原子力発電に対して楽観的な想定で評価を行ったが、不確定要因が最悪な状況に触れた場合、投資回収が不能になるだけでなく、原子力発電事業全体が回収不能になる危険すらありえる。

審議会などの公の場において、「官民の役割分担の明確化を」という意見を電気事業者が政府に対して言う場合がある。また「原子力は国の政策で進めてきたのであるから、民間の責任は有限にして、最終的には国が責任を」という場合もある。これは、民間では負いきれない危険(総崩れ的な回収不能状態)を想定しているとも思われる意見である。

原子力発電を、国民経済に大きな負担を強いたまま、今後も「基幹電源」として中心的な位置づけを与え続けていくことが、果たして妥当なのか、その是非が問われていることを本研究の結果は示している。

付録 A 政府試算の間違いについて

表 原子力部会と同じ条件で、今回試算を行った結果(設備利用率 80%)

	運転 40 年				
	原子力	LNG	石油	石炭	水力
資本費	2.07	1.37	1.96	2.14	9.54
原価償却費	1.48	1.03	1.47	1.60	5.26
固定資産税	0.17	0.11	0.15	0.17	1.32
支払利息	0.35	0.23	0.33	0.36	2.78
水利利用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18
廃炉費用	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00
運転維持費	1.87	1.08	1.51	1.58	1.95
修繕費	0.90	0.60	0.70	0.70	0.90
諸費	0.60	0.20	0.40	0.50	0.50
給与手当	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
業務分担費	0.20	0.10	0.20	0.20	0.30
事業税	0.07	0.08	0.11	0.08	0.15
燃料費	1.67	3.81	6.51	2.60	0.00
合計	5.61	6.26	9.98	6.31	11.49

比較の結果、「原子力部会」の結果と違いがあることが分かった。表 2.6(a)と比較すると、全ての電源について、平均して約 0.3 円/kWh 安くなっている項目別に比較すると、減価償却費について違いがあり、その他については、有効数字 3 桁を政府結果のように 2 桁に丸めることで、同じ結果が得られている。

原価償却費であるが、政府試算によれば、原価償却費は以下の式で定義されている。

$$\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{償却率} \times \text{残存簿価})_i]$$

得られた各年度の原価償却費の累積に出力 130 万 kW を掛けて、さらに発電電力量 1137.44[億 kWh]で割れば、発電単価が得られる。この結果、現在価値換算係数を掛けない場合発電単価 1.72[円/kWh]、掛けた場合 1.48[円/kWh]が得られる。前者は政府報告書に記載されている値と同じで、この傾向は原子力発電以外の火力(LNG、石油、石炭)と水力にも当てはまる。

以上のことから、「原子力部会」試算については、原価償却費について間違いがあり、その他については妥当であると評価が出来る。政府試算結果は修正の必要がある。

付録 C 六ヶ所再処理操業が変動する時の処理単価への影響

1. 目的

再処理工場の操業が予定通り進行しなかった場合に処理単価がどの程度変動するのかを、仮想的な条件のもとで求めた。

2. 条件

2.1 政府試算による処理単価の導出

基準となる政府の処理単価をここで求める。再処理操業に係る費用は以下のようになっている(表 I)。

項目	出典
再処理工場操業	42年 [1] (2005年～2046年)
処理量	3.2万t
再処理操業費用合計	945百億円
・再処理本体	706百億円
・ガラス固化処理	47百億円
・ガラス固化体貯蔵	74百億円
・LLW処理・貯蔵	78百億円
操業廃棄物輸送・処分費用	40百億円
再処理施設廃止費用	155百億円 [2]

[1] 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会第8回コスト等検討小委員会
(平成15年12月25日)資料1-1.

[1] 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会第8回コスト等検討小委員会
(平成15年12月25日)資料1-2.

コスト等検討小委員会の報告書では、再処理の処理単価が23,400万円/tと示されている。この値は、表Iの再処理操業費用のうち、再処理本体706百億円とガラス固化処理47百億円の合計(753百億円)から得られると考えられる。

$$753 \text{ 百億円} / 3.2 \text{ 万 t} = 23,500 \text{ 万円/t}$$

報告書の値である23,400万円/tと100万円/tの差があるが、これは用いた費用の丸め誤差による結果と思われる。ここではこの23,500万円/tを基準として使用する。

2.2 固定費と変動費の導出

コストは、建設に関わる費用(固定費)と、運転時に必要な費用(変動費)に分けられる。何らかのトラブルで再処理の操業がストップした場合、固定費よりも変動費が影響を受けると考えられる。ここでは以下のように固定費と変動費を分類する。

項目	費用 [百億円]	内訳 [百億円]	種別	備考	出典
建設等投資額	337	214	固定費	: 初期施設 : 新設・増設施設 : 更新費用	資料 1-1 p.22,23
人件費・委託費	95	65	固定費		資料 1-1 p.44
消耗品費・賃借料	73	58	変動費		資料 1-1 p.40
点検保守費	195	39	固定費	: ~2019	資料 1-1 p.38
		156		: 2020~	
諸税	99		固定費		資料 1-1 p.41
その他諸費	21		固定費		資料 1-1 p.41
一般管理費	33		固定費		資料 1-1 p.41
支払利息	51		固定費		資料 1-1 p.41
操業廃棄物輸送・処分費用	40		変動費		資料 1-1 p.55
合計	944			単純合計した場合。 報告書では 945	

なお政府の示す処理単価は、再処理本体とガラス固化処理の値から導出しているが、表 II は、それ以外のガラス固化体貯蔵や LLW 処理・貯蔵も含めた費用であると思われる。よって再処理操業費用のうち、本体とガラス固化処理についての費用について、その比率を求めて使用することにする。結果を表 III に示す。

項目	費用 [百億円]	費用(換算後) [百億円]	費用(換算後)の 合計 [百億円]	備考
固定費				
建設等投資額	337	268.8	662.9	: 初期施設
人件費・委託費	95	75.7		
点検保守費	195	155.5		: ~2019 年
諸税	99	79.0		
その他諸費	21	16.8		
一般管理費	33	26.3		
支払利息	51	40.7		
変動費				
消耗品費・賃借料	73	58.2	90.1	
操業廃棄物輸送・処分費用	40	31.9		
合計	944	753.0	753.0	

換算は、表 I より、再処理本体：706 百億円/944 百億円=0.75、ガラス固化処理：47 百億円/944 百億円=0.05、なので、その合計 0.8 を使用。

以上より、固定費 662.9 百億円、変動費 90.1 百億円となる。なおこの変動費については、再処理量に連動してその費用が変化するとした。

3. 結果

結果を図 1、また表 IV に示す。括弧内の値は、政府の資料に基づき求めた処理単価との比較である。この結果、その処理単価は処理量に大きく依存し、例えば処理量が 50%(つまり稼働率が 50%)の場合、約 2 倍に増えることが分かる。

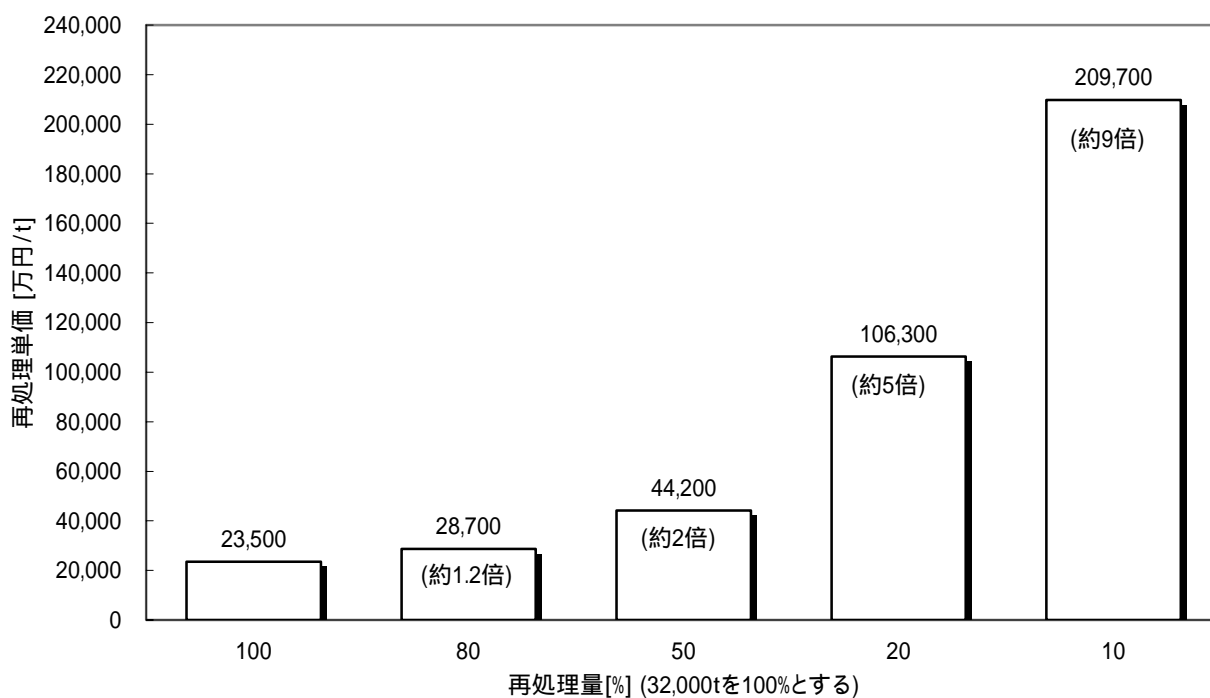


図 1 再処理単価の再処理量依存性

表 IV 再処理単価の再処理量依存性

処理量 [%]	処理量 [t]	固定費 [百億円]	変動費 [百億円]	処理単価 [万円/t]	比率
100	32,000	662.9	90.1	23,531.3	1.00
80	25,600	662.9	72.1	28,709.9	1.22
50	16,000	662.9	45.1	44,245.7	1.88
20	6,400	662.9	18.0	106,389.2	4.52
10	3,200	662.9	9.0	209,961.6	8.92

2005年6月12日
公益事業学会 第55回 全国大会

原子力発電の経済性 に関する考察

勝田忠広¹、鈴木利治
¹原子力資料情報室

1. はじめに
2. 発電コスト試算
3. 電力自由化の影響
4. おわりに

1. はじめに

原子力発電にとって、経済性は重要な意味を持つ。

核燃料サイクルという複雑で巨大な燃料システム
事故が起きた場合の被害の大きさ
長期間に渡る放射性廃棄物の問題
その経済性を持って、存在意義を表面的には認められてきた。

政府による発電コスト試算の例

: 総合エネルギー調査会原子力部会第70回
『原子力発電の経済性について』(1999年12月)
原子力: 5.9円/kWh、LNG: 6.4円/kWh
総合資源エネルギー調査会の電気事業分科会コスト等検討小委員
会第8回『モデル試算による各電源の発電コスト比較』(2003年12月)
原子力: 5.3円/kWh、LNG: 5.7円/kWh

政府の発電コスト試算の問題点

- 1) 正確で客観的な評価が本当に行われているのか不明。
- 2) 電力自由化の範囲拡大による、今後の原子力発電への経済的な影響評価が行われていない。

目的

これら2つの問題に着目し、政府の示す原子力発電の経済性評価の妥当性について、批判的検討を行う。

- ・同じ手法で発電コスト試算を行い、過去の政府試算を検証
- ・電力自由化の中での原子力発電の状況を定量的に調査
原子力発電の問題点を明らかにし、公益性の観点から原子力発電のこれからの位置づけを考える。

2. 発電コスト試算

試算方法

『原子力発電の経済性について』(総合エネルギー調査会原子力部会第70回, 1999年12月)

『モデル試算による各電源の発電コスト比較』

(総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会第8回, 2003年12月)

『「原子力発電の経済性について」に係る計算書』(電力基盤整備課)

(原子力資料情報室が情報公開法で入手した説明書)

- ・OECD/NEAで採用されている運転年数発電原価試算に基づいて評価。
運転開始時点の価格に換算した、発電のために毎年必要となる総費用(資本費、燃料費、運転維持費の合計)が等しくなるように、次の式によって発電単価を得る。

$$\text{発電原価} = \frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費}}{\text{発電電力量}}$$

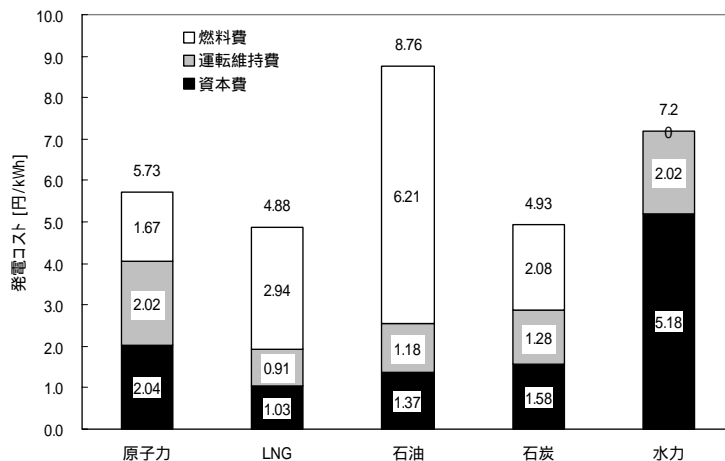
試算式

項目	式
資本費	減価償却費 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{償却率} \times \text{残存簿価})_i]$
	固定資産税 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{固定資産税率} \times \text{残存簿価})_i]$
	事業報酬 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{金利} \times \text{残存簿価})_i]$
	水利使用料 常時理論水力 $\times 1698 + P$ (最大理論水力 - 常時理論水力) $\times 375 \times$,
廃炉費用	発電施設解体費見積額 + 解体廃棄物処理処分費用見積額
運転維持費	修繕費 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{修繕費率} \times \text{建設単価} \times \text{出力})]$
	諸費 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{諸費率} \times \text{建設単価} \times \text{出力})]$
	給料手当 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{従業員給与} \times \text{従業員数} \times \text{出力})]$
	業務分担費 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{修繕費} + \text{諸費} + \text{給与手当}) \times \text{業務分担費率}]$
	事業税 $\sum_{i=1}^n [K_i \cdot (\text{資本費} + \text{直接費} + \text{業務分担費}) \times \text{税率}]$
燃料費	火力 $\sum_{i=1}^n [(A_i + \text{流通費用}) \times G_i]$
	原子力 別掲

試算条件

	原子力	LNG	石油	石炭	水力	単位
建設単価	28.6	15.3	19.9	22.4	75.7	[万円/kW]
運転年数	40	40	40	40	40	[年]
設備利用率	80	80	80	80	45	[%]
償却期間	21	20	20	20	40	[年]
現在価値換算係数	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	
所内率	3.5	2.0	4.2	6.3	0.4	[%]
水利利用料	-	-	-	-	0.2	常時理論水力
	-	-	-	-	1.2	最大理論水力
為替レート	104.00	104.00	104.00	104.00	104.00	[円/\$]
固定資産税	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	[%]
事業税率	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	[%]
金利	3	3	3	3	3	[%]
耐用年数	16	15	15	15	40	[年]
初年度燃料費	550	18,637	24.6	38.9	-	[万円/tU][円/t][\$/bbt][\$/t]
燃料価格上昇率	0	0.32	0.47	0.51	-	[%]
燃料発熱量	-	13,000	9,800	6,200	-	[kcal/kg][kcal/L][kcal/kg]
熱効率	34.5	48.0	39.8	41.2	-	[%]
発熱量換算値	860	860	860	860	-	[kcal/kWh]
出力	130.0	150.0	40.0	90.0	1.5	[万 kW]

計算結果



原子力部会 : 原子力 5.9円/kWh、LNG 6.4円/kWh
 電気事業分科会 : 原子力 5.3円/kWh、LNG 6.2円/kWh

建設単価について

	今回の 試算 [万円/kW]	原子力 部会 29.1	電気事業 分科会 27.9
原子力	28.6	29.1	27.9
LNG	15.3	20.3	16.4
石油	19.8	28.4	26.9
石炭	22.4	30.3	27.2
水力	73.2	75.7	73.2

有価証券報告書総覧の総工事費と設備容量から導出

- i) 1990年から2003年の間に記載され始めた発電所(90万kW以上)を選択
- ii) 運転開始直前の年度の値を用いて建設単価を導出
- iii) 得られた各々の建設単価の単純平均値をモデルプラントの建設単価とする。

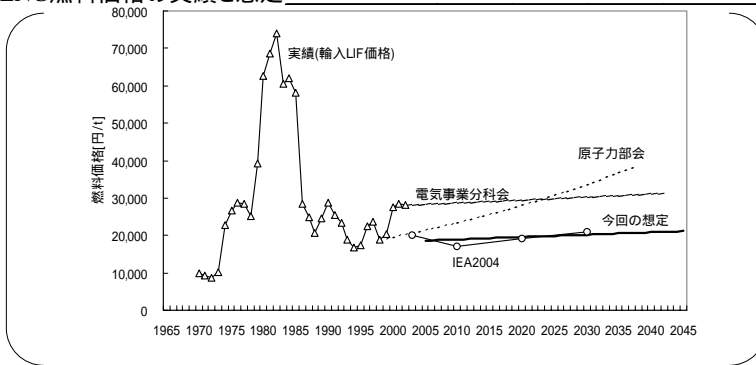
火力: 出力規模は石炭60万kW以上、LNG110万kW以上、石油100万kW以上

燃料	発電所	出力 [1,000kW]	建設単価 [万円/kW]
原子力	泊3号	912	32.09
	東通1号(東北)	1,100	35.72
	志賀2号	1,358	28.50
	柏崎刈羽6号	1,356	30.84
	柏崎刈羽7号	1,356	26.73
	福島第一7号	1,380	28.09
	福島第一8号	1,380	18.30
	東通1号(東京)	1,385	32.34
	東通2号(東京)	1,385	19.03
	浜岡5号	1,380	26.64
	島根3号	1,373	31.68
	上関1号	1,373	33.43
	LNG	横浜7・8号系列	2,800
千葉1・2号系列		2,880	11.7
品川1号系列		1,140	12.4
富津3・4号系列		2,000	14.2
川崎1号系列		1,500	16.8
川越3・4号系列		3,300	21.2
新名古屋7・8号系列		2,916	13.7
姫路第一5・6号		1,340	20.5
東新潟4号		1,610	10.2
新大分3号系列		1,695	16.7

燃料費について

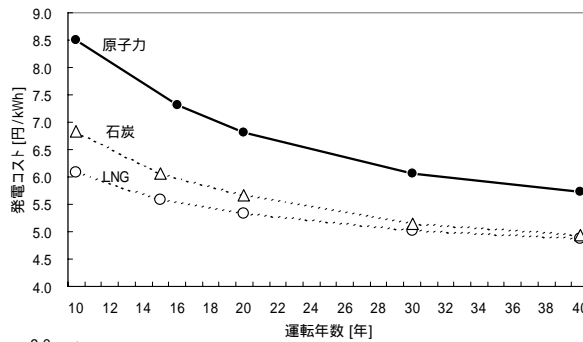
	今回の試算	原子力 部会	電気事業 分科会	
為替レート	104.00	128.02	121.98	[円/\$]
初年度燃料費	LNG	18,637	18,902	28,090 [円/t]
	石油	24.63	13.13	27.41 [\$/bbl]
	石炭	38.9	38.8	35.5 [\$/t]
原子力	550	550		[万円/tU]
燃料価格上昇率	LNG	0.32	1.82	0.27 [%]
	石油	0.47	3.36	0.2 [%]
	石炭	0.51	0.88	0.77 [%]
	原子力	0.00	0	0 [%]

LNG燃料価格の実績と想定

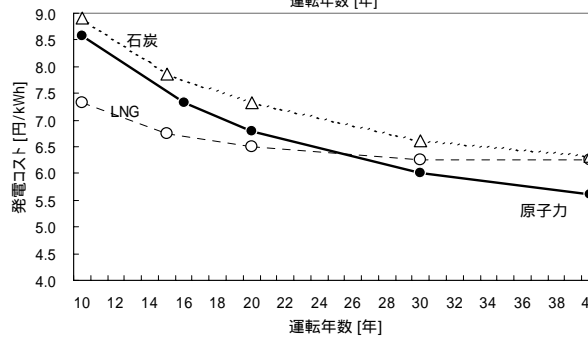


運転年数 による変化

今回の試算結果

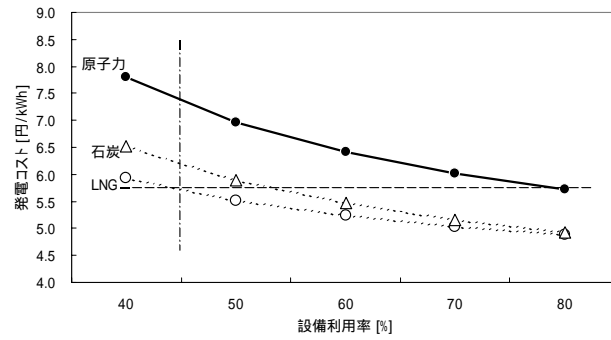


原子力部会

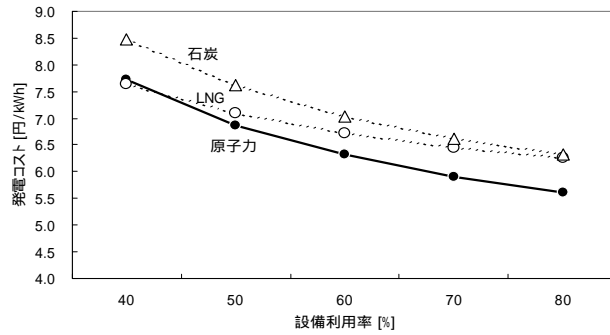


設備利用率による変化

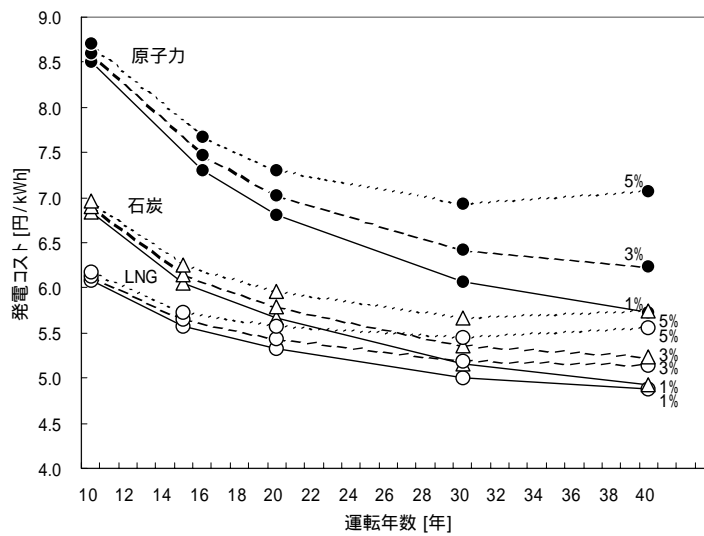
今回の試算結果



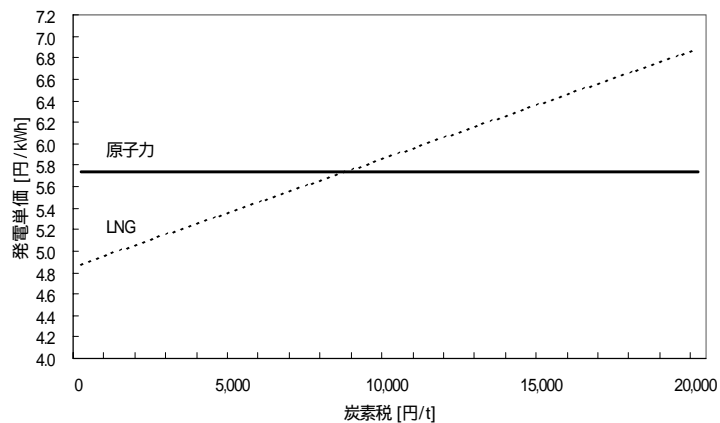
原子力部会



運転維持費の影響



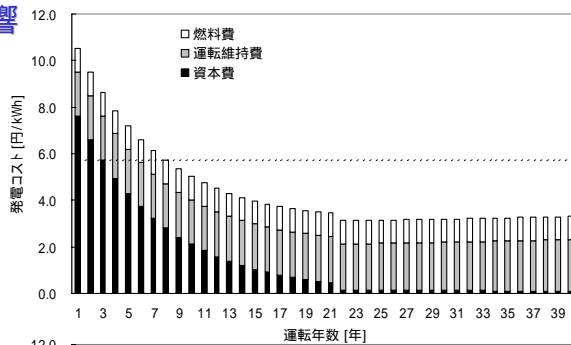
炭素税の影響



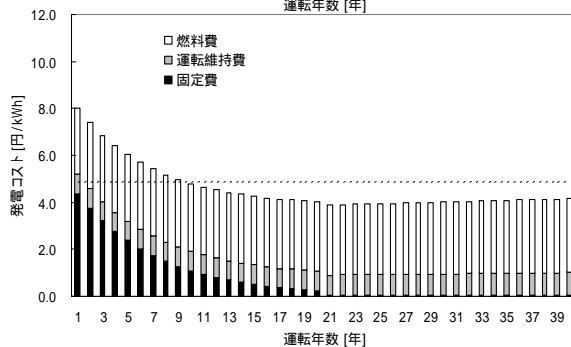
3. 電力自由化の影響

年度展開

原子力

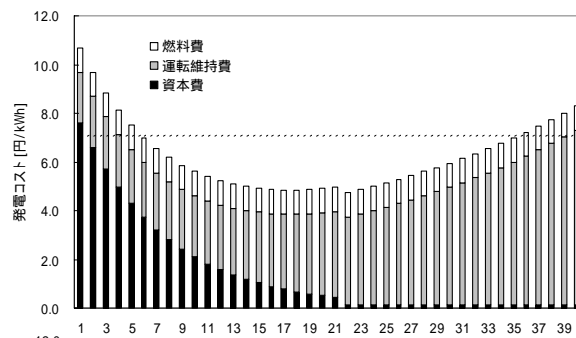


LNG

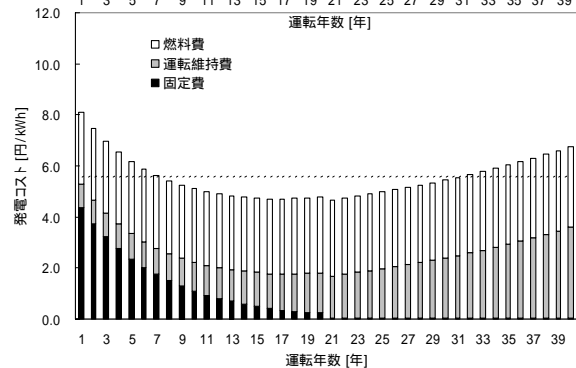


運転維持費の上昇 を考慮した場合

原子力



LNG



電気事業者の想定している対応について

・資源エネルギー庁による、電気事業者からの見解のまとめ
(原子力委員会第21回新計画策定会議、資料第1号、平成17年3月16日)

- i) 「既設炉を最大限に活用」
 - ii) 「新規の建設は、経済性、投資リスクの要素を評価し建設を検討する」
- ・経済性：
一定の期間、例えば法定耐用年数16年で見た場合に、発電コストが他電源に比べて遜色ないこと
複数のプラントを一定の期間内に続けて建設する場合に、全体としてキャッシュフローに支障が生じないこと
- ・投資リスク：
国の政策に継続性があること
バックエンドの取り組みが着実に進むこと
地元との長期的な信頼関係があること
安定した需要が得られること

4. おわりに

明らかになったこと

(1) 発電コスト比較

原子力発電に対して有利な想定をしたにも関わらず、LNGと石炭よりも発電コストが高いという、従来の政府の試算結果と違う結果が得られた。

原子力発電よりもLNGと石炭の方が発電コストは安いという結果は、これらはベースロードを目的とした使い方をした場合でも、十分経済性を持つ。

原子力の設備利用率80%での発電コストは、LNGの設備利用率約45%と同程度であった。原子力は技術的な問題から負荷追従性がなく固定的な利用しか出来ないにも関わらず、LNGや石炭と比較して経済性も低い。

(2) 電力自由化の影響

新規の発電所について、電力自由化の範囲拡大という状況の中で資本費の高さが大きな影響を及ぼし、例えば初年度では、原子力発電所は11円/kWh、LNGは8円/kWhが必要となり、経営に非常に重くのしかかる。

既設炉、原価償却以降の原子力発電であっても、老朽化等に伴う費用の増加を考慮した場合、発電コストは再び増加してしまう可能性。

今回考慮していない課題

(1) 試算方法について

使用した発電コスト試算はOECD/NEAの開発した手法に基づく。この手法そのものについての批判的な検討も必要(例: 現在価値換算)。

(2) 核燃料サイクルについて

今回は、試算方法、試算条件ともに、政府の想定をそのまま適用した。しかし現時点で再処理工場の操業やMOX利用は実現していない。また無限サイクルを想定するなど、極めて楽観的な条件に基づくものである。

おわりに

(1) 公平な第三者機関によるチェックが必要。

(2) 不確定要因が最悪な状況に触れた場合、投資回収が不能になるだけでなく、原子力発電事業全体が回収不能になる危険すらありえる。

「官民の役割分担の明確化を」という電気事業者の意見は、民間では負いきれない総崩れの回収不能状態を想定しているのか？

原子力発電を、国民経済に大きな負担を強いたまま、今後も「基幹電源」として中心的な位置づけを与え続けていくことが、果たして妥当なのか。