

有価証券報告書を用いた 火力・原子力発電コスト構造の分析

Estimation of the Cost Structures of Thermal and Nuclear Power Generation Using Corporate Financial Statements

松尾雄司*・永富悠*・村上朋子*

Yuhji Matsuo Yu Nagatomi Tomoko Murakami

(原稿受付日 2012 年 4 月 13 日, 受理日 2012 年 8 月 1 日)

There are two generally accepted methods for estimating power generation costs: so-called “model plant” method and the method using corporate financial statements. The former method can estimate the typical generation cost regarding each technology, whereas the latter method can estimate the actual costs based on the amount of the money paid by the utilities. This study used the latter method for estimating thermal and nuclear power generation costs in Japan for the past five years (FY2006-2010), finding that the nuclear power generation cost remained stable at around 7 yen per kilowatt-hour (kWh) while the thermal power generation cost moved within a wide range of 9 to 12 yen/kWh in line with wild fluctuations in primary energy prices. The authors then estimated the cost structures of thermal and nuclear power generation and found that if we take into account the effect of depreciation on the capital cost estimated by this method, the average nuclear power generating cost during the period of operation is estimated to be larger than the original estimation by 0.4 to 0.9 yen/kWh.

1. はじめに

東日本大震災に伴う福島第一原子力発電所の事故は放射性物質の大量放出と長期にわたる住民の退避という深刻な事態を招き、国内外に大きな影響を与えることとなった。日本では「エネルギー基本計画」¹⁾により 2030 年までに 14 基の発電用原子炉を新設することが目指されていたが、一般の事故を受けて同計画は「白紙からの」見直しが進められている。但し福島の事故の有無にかかわらず日本が国際的に温室効果ガス排出量の削減を求められる状況に変わりはなく、また資源小国の日本において、原子力がエネルギーの安定供給の面で化石燃料に比べて優位性を持つ状況にも変化はない。その中で原子力がどのような位置づけをもって再度認識されることとなるかは、未だ明確ではない。

原子力の利用を考えるに当たって重要となる要素の一つとして、その発電コストが挙げられる。従来原子力発電は発電過程で二酸化炭素を発生せず、かつ安価に大量の発電を可能とすることを大きな特長として各国で推進されていたという経緯がある。原子力の利用に際して安全性や核不拡散の問題が最大の懸案事項となることは言うまでもないが、差当りそれとは別の問題として、純粋に原子力の発電コストそのものを評価することは日本及び諸外国の原子力政策を評価する上で重要なことであると言える。

日本では平成 16 年の政府の「コスト等検討小委員会」において水力・火力及び原子力の各発電コスト評価結果が示され²⁾、そこでは原子力は「他の電源との比較において遜

色はない」とされた。その後福島の事故を踏まえて再度発電コストを評価すべきとの議論が高まり、平成 23 年には「コスト等検証委員会」により新たに試算が行われた³⁾。ここでは運転年数を 40 年、設備利用率を 80% (火力) 及び 70% (原子力) として、石炭火力 9.5 ~ 9.7 円/kWh, LNG 火力 10.7 ~ 11.1 円/kWh, 原子力 8.9 円/kWh 以上 (原子力事故に係る費用の想定値 5.8 兆円が更に 1 兆円上昇することにより、広義の発電コストが 0.9 円/kWh 上昇) となっており、今後の事故対策コストの動向にもよるが、概ね「遜色はない」とする前回の評価を踏襲する結果となっている。

一方で、例えば米国の試算では、純粋な発電コストとしては原子力は火力よりも割高である、という結果が得られることが多い⁴⁾⁵⁾⁶⁾⁷⁾。これは米国等諸外国と日本とでは資金調達環境が異なり、そのため、試算に用いる割引率の想定に大きな差があることが主な要因であるが⁸⁾、その他にも、近年資機材価格の高騰を含む種々の要因により原子力発電所の建設コストが上昇していることも考慮する必要があるだろう⁵⁾⁶⁾。発電コストの評価は試算の条件や方法によって異なる結果となることが多く、このため、実際の政策立案上は目的に応じて適切な手法を、場合によっては複数組み合わせる必要があることが必要であるとともに、様々な試算結果を比較・検討することにより前提条件や手法そのものの妥当性を検証し、向上を図ることも重要であると言える。

発電コストを評価する方法としては、モデルを用いて評価する方法と、有価証券報告書を用いる方法とが広く用いられている。前者はモデル的なプラントを想定して建設単

*一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1
e-mail matsuo@edmc.iej.or.jp

価、燃料費、運転維持費等を設定し、一定の割引率の想定のもと長期のプラント運営における収入と支出のバランスから発電単価を計算する方法であり、上記の政府試算ではこの方法が採用されている。これに対して、後者は電気事業者の有価証券報告書⁹⁾に記載されている財務諸表等の情報から、実績値としての発電コストを評価する方法である。

本研究では後者の手法を用い、既往の研究事例を参考としつつ計算方法に改良を加え、火力発電及び原子力発電の発電コストを評価した。その上で、発電に係る費用項目や各電気事業者ごとの特徴を比較することで火力発電・原子力発電のコスト構造を明らかにするとともに、この手法により原子力発電コストを評価する際に問題となる減価償却の扱いについて、その影響を推定するための一つの方法を提示した。特にこの減価償却の問題については従来誤った解釈が採られていたものであり、これに関してより適切な推定を行ったことは、本研究独自の試みであると言える。

2. 試算方法

2.1 モデルプラントによる方法と有価証券報告書を用いた方法との比較

モデルプラントによる方法と有価証券報告書を用いた方法の比較について、表1に示す。前者は各種の想定に基づき標準的な発電所運転状況でのコストを評価したものであり、当該技術のパフォーマンスそのものを直接的に評価するものと言える。一方で後者は、発電所における「現実」の運用状況を丸ごと評価するものであり、現実から捨象する部分や推定・想定による部分の少ないコストを評価できる一方で、技術そのものではなく、それに付帯する様々な社会的・政治的要因等を含めて評価を行うものであるとも言える。また実際の発電設備は長期にわたり建設・償却され発電を行うものであるため、単年度の実績値のみを記す有価証券報告書によりその総体を、物価の変動等も含めて整合的に評価することは難しい、という方法上の制約もある。これらの差異を認識した上で、目的に応じて両者の手法を使い分ける必要がある。

表1 発電コストの評価手法

	概要	例	長所	短所(限界)
モデルによる方法	電源ごとにモデルプラントを想定し、適切な建設単価・燃料費・運転維持費・割引率等を想定して、kWh当りの発電コストを試算。	コスト等検討小委員会(2004) MIT "The Future of Nuclear Power"(2003,2009) OECD "Projected Costs of Generating Electricity"(2010) コスト等検証委員会(2011)など	同一の経済条件や事業環境下で、すなわち電源特性以外の条件が同一のもとで各種電源比較が可能。従って、今後の電源選択に当たっては有用。	モデルプラントの仕様や個別の建設・運転状況により、試算結果が実績値と必しも一致しない。
有価証券報告書による方法	電力各社が公開する有価証券報告書(財務諸表)の中に記載のある情報(水力・火力・原子力別の営業費用、固定資産など)から各年度において実績値としての発電コストを評価。	電中研(1999) 大島(2010)	事業で実際に必要とされた実績値のため説得力がある。複数年度にわたる評価により変動要因の分析も可能。過去の政策評価及び経営分析に当たっては有用。	建設費用とその償却費といった長期にわたるコストを単年度の「断面」で見えない。従って、今後の電源選択に当たっては必ずしも有用で的確な情報のみを提供するとはいえない。

2.2 國武ら(1999)による評価方法

國武らは一般電気事業者9社(沖縄電力を除く)の1971年度～1996年度の有価証券報告書(財務諸表)を用いて実績ベースでの原子力発電のコスト構造及びその推移を計算し、更にその将来展望について評価を行っている¹⁰⁾¹¹⁾。その方法は以下の通りである。

水力、火力(汽力+内燃力)及び原子力について、当該年度の発電にかかった費用を発電電力量で除することにより、発電単価を計算する。ここで、発電にかかる費用は損益計算書中の電気事業営業費用に支払利息を加えたものとする。但し、電気事業営業費用については各社の損益計算書中に水力、火力、原子力別に記載があり、更にその内訳の明細表も掲載されているのに対し、支払利息は発電方式別に区分されていない。このため國武は、電気事業全体の支払利息を、各発電方式ごとに「電気事業固定資産+建設仮勘定」の割合で分配することにより、それぞれにかかる支払利息を推計している。

また除算の分母となる発電電力量については、有価証券報告書中に記載のある発電端の電力量を用いているものと推測される。一般に発電所内の自家消費により発電端と送電端の電力量は数パーセント程度の差が生じており、仮に送電端の発電電力量を用いた場合には発電端の場合に比べてその分発電単価の金額が上昇することになる。

この試算の結果、火力発電の発電単価は石油危機後の1974年及び1980年に最大で20円/kWh近くまで大きく上昇し、その後原油価格の下落に応じて原子力・水力と同等レベルまで低下している、と推計された。一方で原子力は導入初期の1970年代前半には発電単価が大きく変動していたが、その後は比較的安定して推移し、1980年代以降は10円/kWh程度から8円/kWh程度まで緩やかな下降を見せている。このような下降傾向を示した理由は種々考えられるが、特に1971年には8%強であった電力向け長期貸出金利が1996年には3%程度まで低下しており、それによって支払利息が低減していることを國武らは大きな理由として挙げている。但し1996年にあっても資本費が発電コストの約半分を占めていることが原子力発電の大きな特徴である。

2.3 大島(2010)らによる評価方法

大島は室田¹²⁾¹³⁾の方法を改良し、9電力会社を対象として有価証券報告書を用いた発電コスト評価を行った¹⁴⁾。

室田の方法では、供給約款料金算定規則に準じて計算を行っている。ここでは、発電原価は営業費と事業報酬部分とからなる。前者は上記の電気事業営業費用と同じものを用いており、後者については電気事業固定資産等の「レー

トベース」に報酬率を乗じることによって試算している。上記の國武の方法との差異は、この方法には支払利息分が含まれず、一方で事業報酬部分が加算されていることである、と言える。大島はこの方法を踏襲して 1970 年度～2007 年度について新たに推計を行ったが、その際揚水発電について自分流と揚水分とを区分するとともに、新たに「開発単価」及び「立地単価」を計上した。

大島は各電源に関する技術開発や関連団体への運営費等をその電源の「開発費用」、電源の立地対策にかかる費用を「立地費用」と呼び、それを発電電力量で除した値を「開発単価」及び「立地単価」と呼んでいる。具体的には、電源開発促進対策特別会計（電源特会）及び一般会計（科学技術新興費、エネルギー対策費）のうち当該エネルギー源に関するものを全て計上して「開発費用」とし、また電源立地対策費を全て計上して「立地費用」とした上で、9 電力会社による発電電力量（沖縄電力、電源開発、日本原子力発電等による発電量を含まない）で除することにより「開発単価」及び「立地単価」を示している。

なお大島の試算では、発電電力量として送電端の発電量を用いており、その分の単価上昇も國武の方法との相違点として挙げられる。このような差異はあるにせよ、この方法に従って試算を行うことで水力・火力及び原子力については國武らの試算と類似した結果が得られている。即ち 2000 年代以降は火力発電のコストは概ね原子力・水力よりも高く、かつ化石燃料価格の上昇とともに発電単価も上昇している傾向が読み取れる。

また、開発単価と立地単価は特に原子力発電に対して大きく加算される。2000 年度～2007 年度平均では原子力の開発単価は 1.18 円/kWh、立地単価は 0.46 円/kWh となり、これを発電単価 7.29 円/kWh に加算した総単価は 8.93 円/kWh となっている。これは火力発電の総単価 9.02 円/kWh とほぼ同じ水準である。一方で原子力に揚水を加算した総単価は 10.11 円/kWh と、火力に比べて 1 円ほど高くなる。

なお大島の試算によれば「原子力＋揚水」の総単価の 2000 年代平均は 10.11 円/kWh、1970～2007 年度平均は 12.23 円/kWh と、後者は前者よりも 2 円/kWh 以上高くなっている。大島が 1970 年度からの長期にわたる平均を取っていることの理由の一つとして、後述の減価償却の問題をより適切に評価しようとする意図があったと考えられるが、実際には大島の手法を用いて計算した場合、事業報酬率の変化（現状の 3.0% に比べて 1988 年度には 7.2% であった等、かつては高い水準であったこと）が時系列的なコスト変化の大きな要因となるため、長期の平均を取ることによって減価償却の影響を評価することは不可能である。むしろ、より現状に即した発電コストを評価するためには、現在に近

い年次（従って現在に近い事業報酬率）を用いた試算結果を用いることが適切である。また筆者らの推測が誤りでなければ、大島の計算では発電にかかった費用を名目額のまま平均していると思われるが、これは物価変動の影響を明示的に含めて評価したい場合でない限り、明らかに不適切である。仮に過去からの平均値を算出する場合には、何らかの形で金額を実質化することが不可欠であろう。

2.4 有価証券報告書を用いた試算方法に関する論点

(1) 水力発電の扱い

有価証券報告書を用いた試算では水力発電の発電単価は原子力・火力に比べて安価であり、特に大島の推計する「一般水力」（揚水を含まない）は 1970～2007 年度平均で 3.98 円/kWh と非常に安くなっている。しかしこの際、現在稼働中の水力発電設備はそのかなりの部分が償却済みであり、従って有価証券報告書を用いる方法では水力発電設備の建設コストを評価することができない、ということに注意する必要があるだろう。図 1 に示すように、一般電気事業者及び卸電気事業者の有する現在稼働中の水力発電設備のうち、揚水を除いたものの 3 割程度は 1940 年代以前に稼働を開始している¹⁵⁾。これを図 2 及び 3 に示す火力・原子力発電の運転開始年と比較すると、減価償却の観点からは両者を同列に扱ってはならないことは明白である。特に水力発電のような初期の建設コストが高く、燃料費のかからない発電方式のコストを試算するに当たっては、この欠陥は致命的であると言わざるを得ない。

このようなことから本研究では、主に火力及び原子力を対象として発電単価の比較を行うこととした。但しこの問題は程度は小さいにせよ原子力及び火力についても当てはまることは念頭に置く必要がある。これについては 3.2 節で再述する。

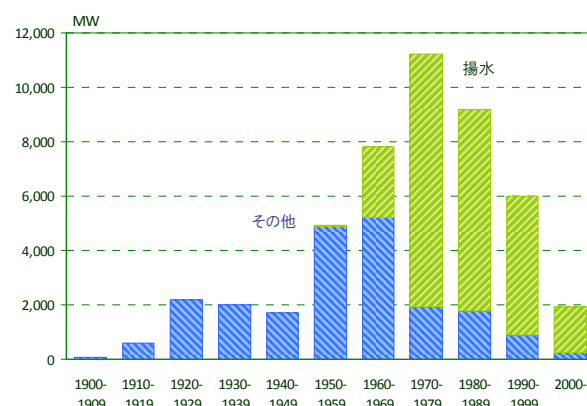


図 1 水力発電設備の運転開始年
(一般電気事業者及び卸電気事業者)¹⁵⁾

と考えるのは正当ではない。

そもそも、揚水などによる需給調整は電力負荷の時間形状のゆがみに起因して必要となる事項であり、需要側の負荷変動を許すことによって追加的な効用をもたらすものであるため、その費用は発電側ではなく、需要側に帰すべき、と考えることも可能であろう。少くとも将来の電源選択を考える場合には、揚水発電を含む系統対策のコストは発電方式そのものと密接に関連はしていても、それとは別の、一つの独立した問題として捉える姿勢が必要であろう。

図2 火力発電設備の運転開始年
(一般電気事業者及び卸電気事業者)¹⁶⁾

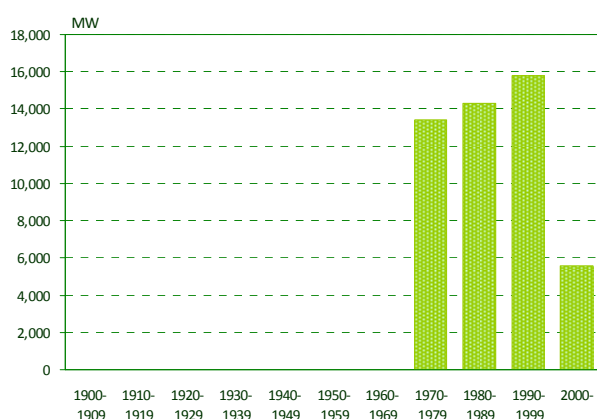
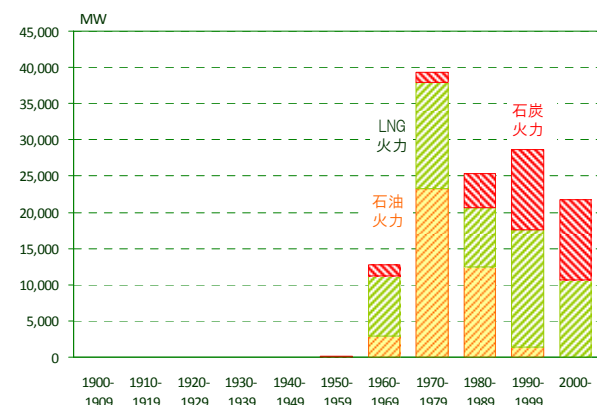


図3 原子力発電設備の運転開始年
(一般電気事業者及び卸電気事業者)¹⁷⁾

また大島は、揚水発電は出力調整ができない原子力発電の大量導入を行うために付随的に行われたものであり、従って原子力発電のコストを評価する際には、原子力単体の発電単価ではなく「原子力+揚水」の発電単価を用いるべきだ、と主張している。しかし実際には、日本では電力供給は原子力・流れ込み式水力・地熱・石炭火力等をベース供給力とし、LNG火力をミドル供給力に、石油火力及び調整池式・貯水池式・揚水式水力等をピーク供給力に用いて運営がなされている。出力変動のできない原子力の供給が夜間電力需要を超えるために、付随して揚水動力の稼働が必要となる」という状況認識は正確でなく、実際には石炭・原子力・流れ込み式水力等をベースとして用いている以上、仮に揚水のコストを分配するのであれば、これらに対して適切に分配する必要があるだろう。また今後揚水発電による蓄電能力は、原子力のみではなく、太陽光発電・風力発電等の再生可能エネルギーの大量導入に伴う系統の不安定化への対処として一定の役割を果たすことも期待されており、この面からも揚水発電所が原子力のためにのみ建設された

(2) 「開発費用」及び「立地費用」について

上記のように、大島は原子力発電の総単価に2000年代平均で1.18円/kWhの「開発単価」及び0.46円/kWhの「立地単価」を上乗せしている。これは、研究開発を含む原子力発電に伴う社会的コストを全て現在の原子力発電量に上乗せするものと考えられる。しかし仮に現状の原子力発電に伴う社会的負担を最大限に見積もる場合であっても、これらの研究開発(核融合や高速増殖炉を含む)の全てが現在の軽水炉による原子力発電に必須なものではない以上、その費用を全て既存の原子力発電の単価に含めることは妥当ではない。仮にこの考えに基づき新エネルギーの開発単価を試算すると、新エネルギーの開発単価は10円/kWhを上回る非常に高い水準となってしまう。例えば宇宙太陽光発電のような先進的技術の研究開発予算を現状の太陽光パネルによる発電単価に上乗せすることが、太陽光による発電コストを正確に評価することであるとは言い難い。

またそもそも、これらの費用は発電そのものには起因しない外部的な費用であるとともに、その受益者と負担者とを生じさせるものの、それが社会全体として差引きでどの程度の負担となるかは明確でない。このため、これらの費用を発電コストに計上すべきか否かは意見の分れるところである。実際、世界的に引用されるOECD¹⁸⁾や上記米国の発電コスト試算を含む多くの試算例では、原子力発電に対しても再生可能エネルギー発電に対しても、系統対策コストや開発・立地のためのコストは一切計上されていない。

2.5 本研究での試算方法

有価証券報告書による方法は、前述のように長期の時系列にわたる発電コストの総体を整合的に評価することが難しい反面、その年度に発生した費用により、推定による部分の少ない確実なコストを実績値ベースで計算できるということを大きな特長とする。

発電単価に占める支払利息の寄与は無視できず、正確な発電コストを評価する上でこれは欠かせないものであると

思われる。一方で上記 2.3 節に示した手法では電力会社の原価計算を参考にレートベースに報酬率を乗じた金額を加算しているが、これは発電に対する社会的負担を示すために報酬率という「想定値」を全体に乗じて加算するものであり、上記のような有価証券報告書による方法の利点を損なうものであると思われる。このような理由から、本研究では 2.2 節の國武らの手法に準じ、電気事業営業費用に支払利息を含めて推計を行うこととした。但し計算の分母となる発電電力量については、國武らとは異なり、自家消費分を除いた送電端の発電量を用いた。

電気事業営業費用の明細表には詳細な費用明細が記されているため、かかった費用を数種の項目に分類することができる。ここでは、表 2 に基づき分類・整理することとした。なお、分配された支払利息の値は資本コストに含めた。

表 2 電気事業営業費用明細表に示される発電コストの分類

区分	要素別分類
資本コスト	固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備等分担額
燃料コスト	燃料費
バックエンドコスト	使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理等準備費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費
廃炉コスト	原子力発電施設解体費
運転管理コスト	上記を除く全て

推計は一般電気事業者及び卸電気事業者 12 社を対象とした。また、より現状に即した発電コストを評価するために、推計期間は直近 5 年間（平成 18～22 年度）の平均とした。このため本試算では平成 20 年度の化石燃料価格高騰時及びその後の状況が反映されており、化石燃料価格の変動と発電コストとの関係を見ることにより将来への示唆も得られるものと考えられる。なお発電にかかった費用は実質化し、物価変動の影響を取り除いた上で検討に供することとした。ここで電力会社による発電所の建設・運営はプラントメーカーや商社、関連会社等、各種企業との取引を通じて行われることから、実質化に当たっては国内企業物価指数を用いた。以下、価格は全て 2010 年価格である。

各社の有価証券報告書に記載されている発電電力量は連結子会社を含むものであり、一方で電源別の電気事業営業費用は単独の財務諸表にしか記載がない。従って上記のような方法では共同火力等の連結子会社分の費用を加算することができないことにより、一般的には火力及び水力発電のコストを幾分過小評価することとなる。ここでは、電源開発など連結子会社分の発電設備容量について記載がある

場合についてのみ、全体の発電量から設備容量の比率に応じて連結子会社分を控除して計算した。

平成 21 年度以降、各社の有価証券報告書は水力・火力・原子力の他に「新エネルギー」の区分をもつこととなったため、これについても同様の手法により試算を行った。ここには地熱・風力・太陽光等が含まれるが、全国で平均した場合には、規模の面から地熱発電の寄与が支配的になるものと考えて良い。そのため、以下この項目については「地熱等（新エネルギー）」と記す。なお電源開発については、例えば平成 22 年度には地熱発電所 15MW を有しているとともに、連結子会社が風力発電所 352.9MW の設備を所有している。このためそのまま計算した場合には新エネルギー発電のコストを大幅に過小評価することは言うまでもないが、一方で上記のように設備容量の比率に応じて連結子会社分を控除した場合、今度は地熱と風力との稼働率の差から、コストを過大評価することになってしまう。この理由から、地熱等（新エネルギー）発電のコストを評価する際には、電源開発分は除き、一般電気事業者 10 社のみの平均を取ることにした。

3. 試算結果及び考察

3.1 発電コスト及びその構造の評価

平成 18 年度～平成 22 年度平均の発電コスト（12 社平均、但し地熱等（新エネルギー）については電源開発を除く：物価補正後）は、図 4 に示す通り火力 10.1 円/kWh、原子力 7.2 円/kWh、地熱等（新エネルギー）9.0 円/kWh と試算され、火力が最も高い結果となった。火力発電のコストのうち燃料コストは全体の 74%を占める 7.4 円/kWh となっている。火力発電が高価である原因が原油価格の高騰に伴う燃料費の上昇であることは疑いがない。

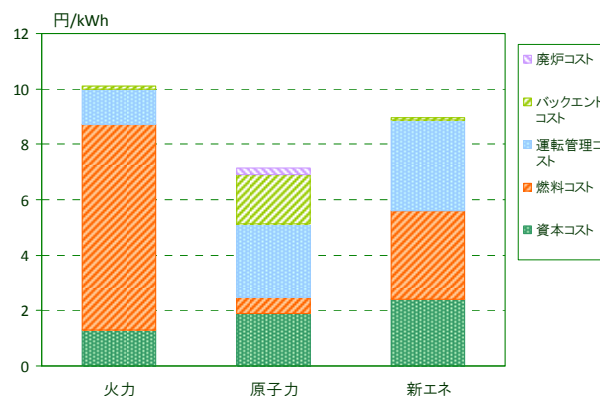


図 4 電源別発電コスト（2006 年度～2010 年度平均）

原子力発電については、発電コスト 7.2 円/kWh のうち資本コスト 1.9 円/kWh、燃料コスト 0.6 円/kWh、運転管理コスト 2.6 円/kWh、バックエンドコスト 1.8 円/kWh、廃炉

コスト 0.3 円/kWh と、火力発電に比べて燃料コストが非常に安価になっていることが特徴である。一方でバックエンドコストが相当の寄与となっていることも無視できない。例えば OECD によるコスト試算例ではバックエンドのコスト（使用済燃料の輸送、貯蔵、再処理及び廃棄物処分）は日本に対しても諸外国と同様 0.23 セント/kWh と想定されており¹⁸⁾、今回の試算結果に比べて著しく小さい。現在のバックエンド積み立て制度は平成 17 年に成立した「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積み立て及び管理に関する法律」によるものであるが、法律制定前の発電により発生した使用済燃料分についても制定後に積み立てがなされることにより、今回試算された平成 18～22 年度のバックエンドコストは実際の発電のためのコストを上回る結果となっている可能性がある。一方で OECD のバックエンドのコストは日本を対象とした場合、実績値と比較して過小である可能性もある、とも言えるであろう。

図 5 は原子力発電所の発電コスト（原子力発電設備を有する全 10 社平均）の時系列推移を示したものである。この図からわかるように原子力発電コストは設備利用率に依存しており、設備利用率が比較的高かった平成 18 年度には安く、設備利用率が低かった 19 年度及び 20 年度に上昇している。しかしその変動は下記の火力発電コストに比べれば小さく、概ね 7 円/kWh 程度で安定的に推移している様子を見て取ることができる。

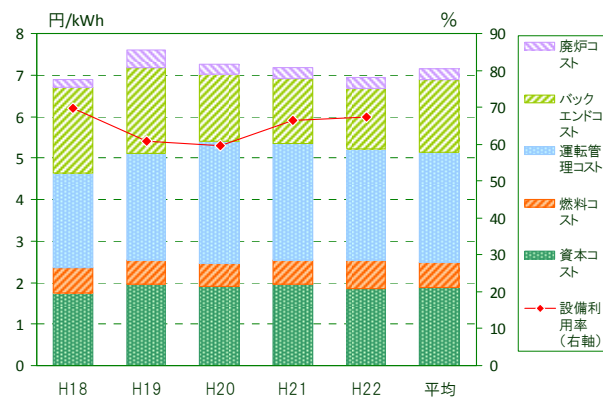


図 5 原子力発電コスト（全社平均）

図 6 に火力発電コスト（火力発電設備を有する全 11 社平均）の推移を、日本において主要なエネルギー価格とされる輸入原油価格（CIF ベース）¹⁷⁾とともに示す。火力発電のコスト変動は燃料費の変動によってほぼ規定されており、燃料費は原油価格と直接にリンクしていることが見て取れる。平成 20 年度の原油価格高騰時には燃料コストは 9.8 円/kWh、発電コスト全体の 78%を占めており、発電コストは 11.9 円/kWh に及んでいる。

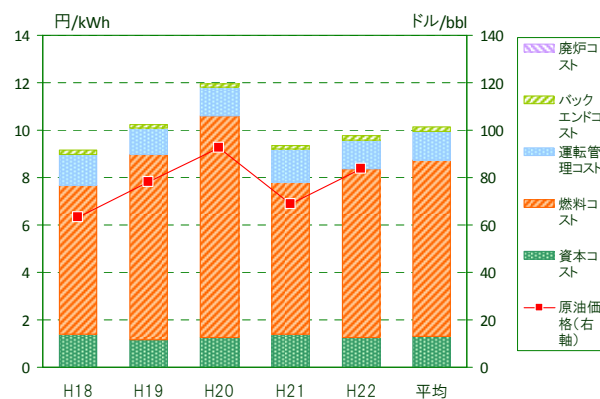


図 6 火力発電コスト（全社平均）

このように、2004 年以降の原油価格の高騰に伴い、現在火力発電のコストは一次エネルギー価格の変化に応じて大きく変動する状況にある。近年ではシェールガス開発の進展により米国の天然ガス価格が低下しているものの、輸入 LNG 価格が原油価格にリンクして決定される日本にはその影響は及んでいない。一方で中国・インド等の新興国における天然ガス需要は今後長期にわたり急速な拡大が続くことが見込まれており¹⁹⁾²⁰⁾²¹⁾²²⁾、それに伴い世界の一次エネルギー価格は上昇傾向を続けるものと考えられる。例えば仮に文献 22)の予測の通り原油価格が 2009 年の 60.4 ドル/bbl から 2035 年に 120 ドル/bbl（2010 年実質価格）程度まで上昇、他の一次エネルギー源価格もそれに伴って上昇した場合には、火力の発電コストは 14 円/kWh 程度まで上昇すると試算される。また、今後地球温暖化対策が進み、何らかの形で二酸化炭素排出に価格がつく場合には、その分のコストも上乗せされることとなる。このようなことから、火力発電に対する過度の依存は今後、発電コストの上振れリスクを増大させ、エネルギーの安定的かつ安価な供給という意味での、広義における国のエネルギー・セキュリティを大きく脅かすことになると考えられる。

火力発電と原子力発電のコスト差は、5 年間平均で 3.0 円/kWh 程度、原油価格が高騰した 20 年度には差は 4.7 円/kWh となっている。

図 7 は大島による試算（1970～2007 年度平均）と、今回の試算との差を概観的に示している。火力発電については、大島の試算は直近の原油価格高騰を反映していない一方、過去オイルショックの頃の数値も含めて平均を取っていることなどもあり、結果的に今回の試算（平成 18～22 年度平均）とほぼ同じ水準となっている。

一方で、原子力のコストは大きく異なる。最も大きな差は、年次による差である。即ち、原子力導入の初期からのコストを平均する場合には、2.3 項に記した通り、過去高い水準にあった事業報酬率もしくは利率の影響によりコスト

が非常に大きく評価されることになる。この寄与と物価補正の影響により、1.8 円/kWh 程度の差が生じている。また開発単価、立地単価及び揚水の加算による寄与は、2000～2007 年平均でそれぞれ 1.2 円/kWh、0.5 円/kWh 及び 1.2 円/kWh となっている。また支払利息や報酬率を用いる計算方法の差により 0.5 円/kWh 程度の差が生じるものと試算され、全体で 5 円/kWh 程度の差となっている。

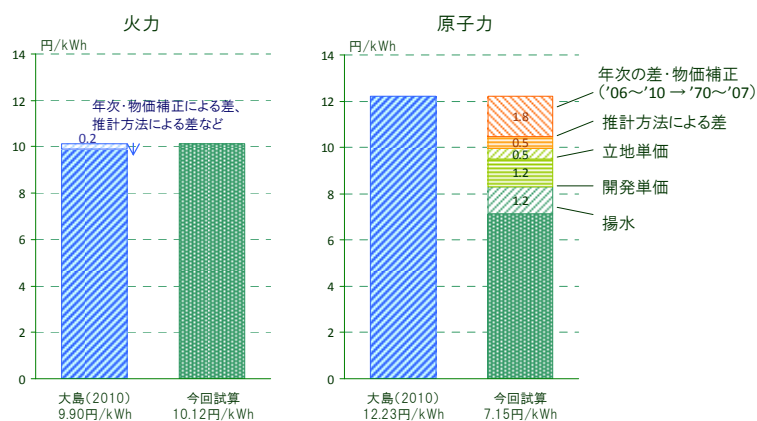


図7 大島による試算（2010）と今回試算との差

これらのうち、年次の差及び物価の影響については、上述の通り本研究の手法の方が妥当であると考えられる。また揚水発電分及び開発単価分についても、上記の理由により、その全てを上乗せすることが過大な評価につながることは間違いないと思われる。一方で立地単価分については、発電に伴う日本の社会全体に対する負担という意味では有用な情報を提供し得る。仮にこれを上乗せした場合には、原子力発電コストは 7.7 円/kWh 程度となる。

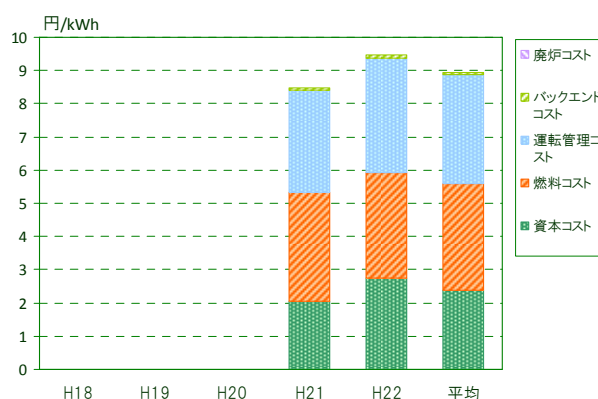


図8 地熱等（新エネルギー）発電コスト
（電源開発を除く各社平均）

図8は地熱等（新エネルギー）発電のコストである。ここでのコストは平成21年度に 8.5 円/kWh、22年度に 9.5 円/kWh と、火力発電よりも安い水準で推移している。但し

国内の地熱発電所は 1990 年代に多く運転開始した後、現在まで新規の建設はされておらず、従って減価償却の観点から資本コストが低く評価されている可能性も否定できない。新エネルギーの正確な評価は、平成21年度及び22年度のみでなく、より多くのデータが集まった時点でなされる必要があるだろう。

3.2 発電コスト構造の分析

(1) 原子力発電

a. 資本コスト

上述の通り、減価償却の済んだ発電設備については資本費を評価することができないのが有価証券報告書を用いた手法の特徴である。実際図9のように、電力会社各社（沖縄電力を除く一般電気事業者9社及び日本原子力発電）について横軸に各社の2008年時点での平均稼働年数（ x 年）、縦軸に設備容量当りの減価償却費（固定資産除却費を含む： y 千円/kW）をとってプロットすると、 x と y の間に強い負の相関を見ることができる。即ち、稼働年数が長くなるほど減価償却が進み、資本コストが低減する。

図9で全社平均の稼働年数は20年程度であることから、前節の試算結果は比較的償却の進んだ時点でのコストを評価しているものであり、一般的な原子力発電コスト（稼働期間全体にわたる平均的な発電コスト）はより大きなものとなることが想定される。

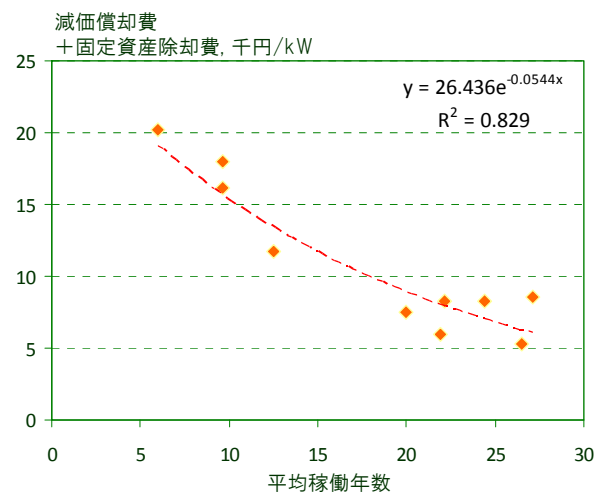


図9 原子力発電の平均稼働年数と減価償却費の関係

各電力会社が保有する原子力発電設備について、減価償却費の差異は、概ね初期投資額の差、稼働年数（＝償却済み年数）の差及び追加的投資の差によるものと考えられる。ここでは、図9のように各社の平均稼働年数（ x ）と設備容量当りの減価償却費との間に強い負の相関が見られることから、とくにこの点に着目し、以下の通り原子力発電の資本コストの評価を試みることにする。この際、上

記の初期投資額の差は捨象して評価を行ったが、今後の研究課題としてはプラントごとの初期投資額のデータを用いてより正確な評価を行うことも可能と考えられる。

まず、原子力発電設備の減価償却は定率法によって行われることから、一つのプラントの初期投資に対する減価償却費は、ある指数関数に従って低減する。このことから、仮に x と y の相関を指数関数によって近似すると以下の式が得られる。この式と図9の各社の実際の減価償却費との差異は、上述の通り、主にプラントごとの初期投資額の差（ ）及び追加的投資の差（ ）であると考えられる。

$$y = 26.436 \exp(-0.0544x) \quad (1)$$

仮に式(1)を用いて初年度から40年間の減価償却費を推定し、その平均を取ると、原子力発電所の平均の年間減価償却費はおよそ10.5千円/kWとなる。これは初期投資に対する減価償却のみが式(1)に従って低減すると想定した場合であり、上記の追加的投資の影響（ ）を全く想定しない、平均資本費用の下限值であると考えられる。

これに対し、実際には図9に示される通り法定耐用年数16年を超えても5～9千円/kW程度の減価償却費がかかっており、しかもこの部分は明示的に平均稼働年数に依存しているとは言い難い。これは追加的投資の影響（ ）が無視できないことを示しており、具体的には蒸気発生器や炉内構造物の取替等、稼働開始後に行われる工事の費用が資本費として計上されることに起因すると考えられる。ここで資本費の上限を評価するため、仮に法定耐用年数である16年目までは初期投資分の減価償却費用減に伴い費用が式(1)に従って低減し、17年目以降は追加的投資の影響が継続的に現れるものと想定して減価償却費を一定として計算を行うと、平均の年間減価償却費は13.2千円/kWとなる。

有価証券報告書から算出される全10社の平均減価償却費は、年間8.4千円/kWである。上記の結果から、40年間平均での減価償却費はこれよりも概ね2.1～4.8千円/kW程度大きいものと推定される。これは発電電力量当りのコストにして、概ね0.4～0.9円/kWhの差となる。この結果を3.1節で示した原子力発電コスト7.2円/kWhに追加すると、減価償却による影響を補正した原子力の発電コストは7.6～8.1円/kWh程度と推定されることになる。

b. その他のコスト

上記のように、原子力発電コストのうち資本コストは、発電設備の稼働年数に伴い大きく変化する。これに対し、その他の要素（燃料コスト、運転管理コスト、バックエンドコスト及び廃炉コスト）は大きくは変化しない。図10

に示す通り、資本コストを除く原子力発電コストは、全10社のうち2社を除きほぼ5円/kWh程度で各社とも同じ水準にあり、安定した傾向を示している。

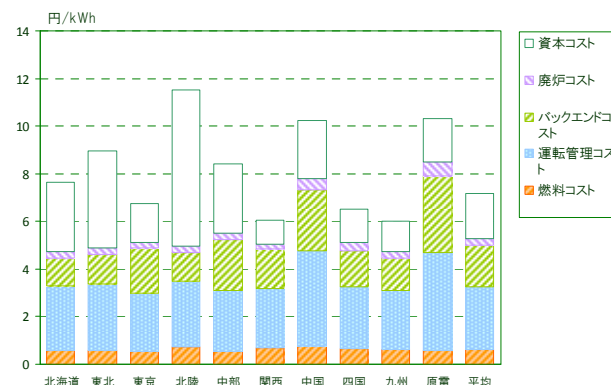


図10 原子力発電の発電コスト内訳

例外となる2社においてコストが上昇している理由は不明である。例えば、この2社において設備利用率が他社と比較して特別に低かったわけではない。但し図11に示す通り、この2社はいずれも原子力発電設備容量が比較的小さく、一定以上の規模の発電設備を有する電力会社においてはこれらのコストは安定している、とも言うことができる。

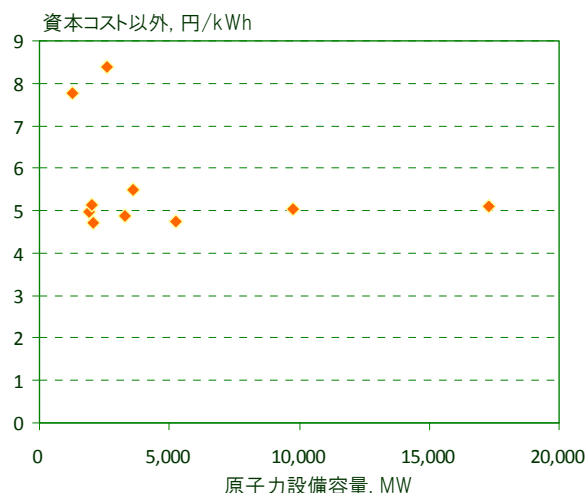


図11 原子力発電設備容量と資本コスト以外のコストとの関係

(2) 火力発電

a. 燃料コスト

上記のように、化石燃料価格が高騰している現在では火力発電コストの7～8割を燃料コストが占める。具体的には、平成18年度から22年度の平均火力発電コスト10.1円/kWhのうち、燃料コストが7.4円/kWh、資本コストが1.3円/kWh、運転管理コストが1.2円/kWhを占める。このため、燃料をいかに安価に調達するかが火力発電の経済性を左右する。

燃料として用いる化石燃料の種類によっても発電コスト

は変化する．今回対象とした 11 社（一般電気事業者 10 社及び電源開発）について，火力発電量に占める石炭のシェアと燃料費との相関を示したものが図 12 である．ここに示されるように，石炭比率が高いほど燃料費は低くなる傾向が見て取れる．これは評価対象期間における石炭と LNG・石油との価格差を反映しているものと思われる．

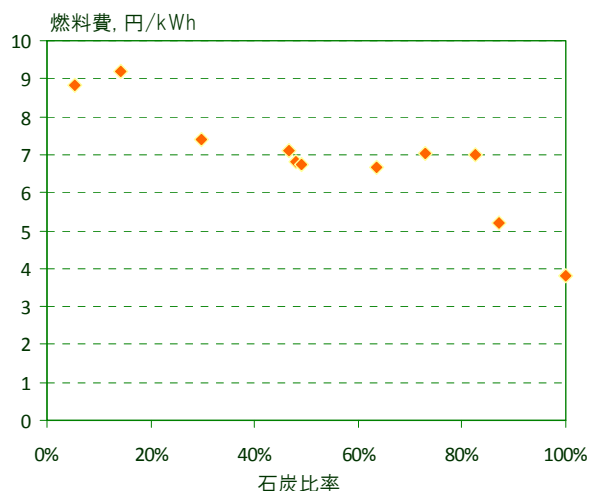


図 12 火力発電の石炭比率と燃料コストとの関係

b. 運転管理コスト

運転管理コストは火力発電コストの 12% 程度を占めるが，そのうち概ね 6 割程度が修繕費である．11 社の火力発電の運転管理コストを比較すると，設備の平均稼働年数との相関は見られない一方で，図 13 に示す通り，設備規模に対する依存を見ることができる．

一方で，日本の一般電気事業者にとっては火力発電設備容量が大きい事業者ほど電源の多様化が進み，その中に占める石炭火力発電設備のシェアが低くなる傾向にある．そのため，図 13 に見られる相関は部分的に，石炭火力発電比率と運転管理費との相関を示している，とも見ることができる．例えば文献 3) では，設備利用率 80% の条件において石炭火力，LNG 火力及び石油火力の運転維持費はそれぞれ 1.3 円/kWh，0.7 円/kWh 及び 1.0 円/kWh となっており，主に設備の建設単価及び人件費・修繕費等の関係から石炭火力発電の運転維持費が高くなっている．

但し図 13 の横軸に各社の石炭火力発電設備比率（火力に占めるシェア）をとってグラフを描いた場合，11 社のうち 9 社については強い相関が見られるものの，電源開発及び一般電気事業者 1 社については石炭比率が高いにもかかわらず運転管理費が著しく安くなっていることがわかる．ここから，石炭火力発電比率のみによって運転管理費の変化が決定されているわけではないことが伺える．これが実際に石炭火力比率及び火力発電設備規模のそれぞれに対し，どの程度依存しているのかは今回用いたデータのみから判

断することはできず，今後の研究課題であると言える．

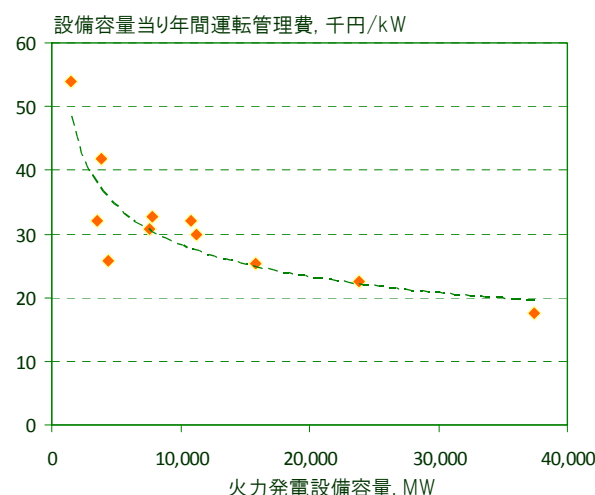


図 13 火力発電設備容量と年間運転管理費との関係

c. 資本コスト

火力発電コストを構成する要素のうちもう一つは，そのおよそ 13% を占める資本コストである．これについても，原子力の場合と同様に，11 社について平均稼働年数と資本費との相関を図示すると，図 14 の通りとなる．比較的稼働年数の若い 2 社について資本費が大きくなっているものの，他の事業者では概ね一定の値（2 万～2 万 5,000 円/kW）をとっていることがわかる．これは，各社とも概ね既に初期投資の減価償却を終えており，追加的投資分に対する償却が資本費として現れていることによるものであろう．

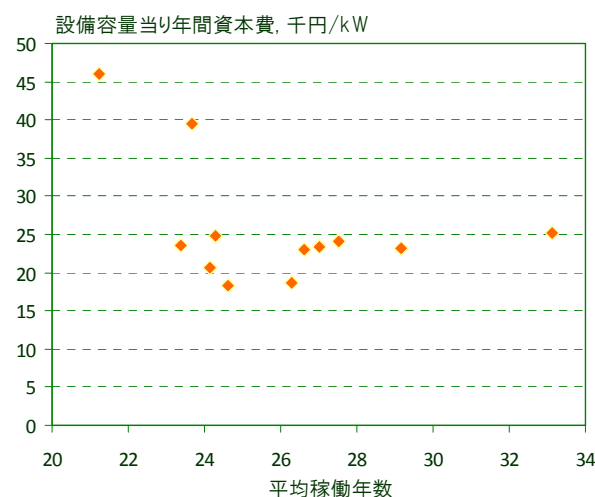


図 14 火力発電の平均稼働年数と資本費との関係

4. 結論

本研究では各電力会社の有価証券報告書を用い，過去 5 年度平均の原子力・火力及び地熱等（新エネルギー）の発電コストをそれぞれ 7.2 円/kWh，10.1 円/kWh 及び 9.0 円/kWh と評価した．このうち特に原子力発電については，既存設備の減価償却の観点から，運転期間を通じた平均的な

発電コストは上記の結果よりも若干高いものと考えられ、それを補正した発電コストは 7.6～8.1 円/kWh 程度となった。今回対象とした 10 社間での原子力発電コストの差のかなりの部分は、この減価償却の観点から説明することができる。また、時系列的には、設備利用率の変化が発電コストに大きな影響を与えていることがわかった。

火力発電はその発電コストの 7～8 割を燃料費が占めるため、一次エネルギー価格の変動が発電コストに直接影響を与える。また、燃料価格の高い LNG・石油火力を多く用いる事業者よりも石炭を多く用いる事業者の方が、実際に燃料コストが安価となっていることも確認された。一方で運転管理コストは石炭比率もしくは火力発電規模によって変化するが、その影響は化石燃料価格自体の影響に比べれば軽微である。

これらの結果から、実績ベースでコストを見た場合には、化石燃料価格の高騰下にあっては原子力発電は火力発電よりも低コストであったことがわかった。但し、ここで評価されたものは電気事業者の直接負担する費用のみから見た発電コストであり、社会全体の費用負担を考えた場合には更に追加的な要素の検討が必要になる。例えば、文献 3) では、原子力発電については政策経費（発電所の立地や研究開発等に係る費用）1.1 円/kWh、及び事故リスク対応費用 0.5 円/kWh 以上が原子力の発電コストに積み増されている。一方で、火力発電については将来、二酸化炭素排出に係るコスト負担が必要となる可能性もあり、その場合には上記のような石炭と LNG との価格差についてもバランスが変化することとなる。

なお 3.1 節に示したように、原子力発電のバックエンドコストについては過去の発電による燃料分も含まれている可能性がある。これについては平成 17 年度以前のデータを推計することで評価が可能であり、今後の検討課題の一つであろう。

有価証券報告書による発電コストの評価はあくまでもモデルプラントによる試算を実績値の面から補完するものである。このため、この評価により得られた知見を例えば文献 3) の方法の前提・結果等と比較し、考察することは極めて重要である。また、海外の試算事例との比較を通じて、日本の電気事業者が負担する発電コストの特徴を明らかにすることも有用な研究課題である。今後、これらの検討を通じて、より客観的な、偏りのないコスト評価を行うことが、適切な政策的判断のために重要となるであろう。

参考文献

- 1) エネルギー基本計画, 2010 年 6 月閣議決定
- 2) 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; バックエンド事業全般にわたるコスト構造, 原子力発電全体の収益性等の分析・評価, (2004).
- 3) エネルギー・環境会議コスト等検証委員会; コスト等検証委員会報告書, (2011).
- 4) University of Chicago; The Economic Future of Nuclear Power, (2004).
- 5) Massachusetts Institute of Technology; The Future of Nuclear Power, (2003).
- 6) Massachusetts Institute of Technology; Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power, (2009).
- 7) US Congressional Budget Office; Nuclear Power's role in Generating Electricity, (2008).
- 8) 松尾雄司, 永富悠, 村上朋子; 米国議会予算局レポートによる原子力発電の経済性評価, IEEJ HP, (2008).
- 9) 一般電気事業者及び卸電気事業者; 有価証券報告書, EDINET 提出書類 <http://info.edinet-fsa.go.jp/> (アクセス日 2012.4.10)
- 10) 國武紀文; わが国における原子力発電のコスト構造分析 - 電力九社の財務諸表に基づく経済性評価 -, 電力中央研究所研究報告 Y98003, (1999).
- 11) 國武紀文, 長野浩司, 鈴木達治郎; わが国における原子力コスト構造の将来展望, 電力中央研究所研究報告 Y98019, (1999).
- 12) 室田武; 日本の電力独占料金制度の歴史と現況 1970～89 年度の 9 電力会社の電源別発電単価の推計を含めて, 経済学研究 32 号, (1991), 75-159.
- 13) 室田武; 電力自由化の経済学, (1993), 宝島社.
- 14) 大島堅一; 再生可能エネルギーの政治経済学, (2010), 東洋経済新報社.
- 15) 電力土木技術協会; 水力発電所データベース. <http://www.jepoc.or.jp/hydro/> (アクセス日 2012.4.10)
- 16) 資源エネルギー庁電力・ガス事業部; 平成 21 年度電力需給の概要, (2010).
- 17) 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット; エネルギー・経済統計要覧 2011 年版, (2011), (財)省エネルギーセンター.
- 18) OECD/IEA; Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition, (2010).
- 19) IEA; World Energy Outlook 2011, (2011).
- 20) U.S. Department of Energy; International Energy Outlook 2011, (2011).
- 21) OPEC; World Oil Outlook 2011, (2011).
- 22) 日本エネルギー経済研究所; アジア/世界エネルギーアウトルック 2011, (2011).