

平成 23 年 8 月 31 日

有価証券報告書を用いた火力・原子力発電のコスト評価

(財) 日本エネルギー経済研究所

要旨

発電方式別の発電単価を評価する際には、モデルを用いて評価を行う方法と、有価証券報告書を用いて評価を行う方法とが広く用いられている。このうち有価証券報告書による方法は方法論自体に若干の限界はあるにせよ、火力発電と原子力発電のコスト比較をする際には有用な情報を与えることができる。本研究ではこの手法を用いて過去 5 年間の火力及び原子力発電の発電コスト評価を行い、原子力発電のコストは概ね 7 円/kWh 程度で安定的に推移しているのに対し、火力発電のコストは一次エネルギー価格の乱高下に伴い 9~12 円/kWh と大きく変動している、という結果を得た。

原子力発電には今後想定される安全対策の強化、事故が発生した場合の損害賠償等のコスト増要因が考えられると同時に、廃炉・バックエンドに伴うコスト負担のように、有価証券報告書による手法では正確に評価することが不可能な事項も多い。今後これらを含めて、総合的に正確なコスト評価の試みを続けることが必要である。

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、国内外の原子力政策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⁾により今後 2020 年までに 9 基、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、今般の事故を受けて菅首相は同計画の見直しを指示しており、日本の原子力政策は今後大幅な見直しを求められることは間違いないと思われる。但し福島事故の有無にかかわらず日本が従来通り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準国産とされる原子力が、エネルギーの安定供給の面では化石燃料に比べて優位を持つ状況にも変わりはない。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のはその発電コストである。従来原子力発電は発電過程において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発電方式であ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り、そのため福島第一原子力発電所の事故後の現在でも、米国・フランス・ロシアといった原子力開発先進国や中国・インドといった新興国は原子力の推進政策を基本的には変えていない。原子力の利用に際して安全性や核不拡散性が最大の前提とされるべき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世界の原子力政策を評価する上で非常に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発電・火力発電及び原子力発電の発電コスト評価結果が示されており²⁾、そこでは例えば運転年数を 40 年、設備利用率を 80% (水力は 45%) として割引率 3% で一般水力 11.9 円/kWh、石油火力 10.7 円/kWh、LNG 火力 6.2 円/kWh、石炭火力 5.7 円/kWh、原子力 5.3 円/kWh と原子力は他電源に比べて割安な電源であるとされている (条件によっては原子力が高くなることもあり、常に他

電源よりも安いわけではない。

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³⁾⁴⁾⁵⁾⁶⁾。これは米国等諸外国と日本とで妥当と考えられる割引率の想定が異なることが主な要因であるが⁷⁾、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⁴⁾⁵⁾。このため、最新の状況に基づいて可能な限り正確に各種電源の発電コストを評価することは現在喫緊の課題であると言って良い。

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る。これに対して、後者は電気事業者の有価証券報告書⁸⁾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、既往の研究事例を参考とし、後者の方法を用いて火力発電及び原子力発電の発電コストを評価することを試みた。

2. 試算方法

2-1 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⁹⁾¹⁰⁾。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。

更に、國武は電気事業営業費用の明細表を用いて発電にかかる費用を資本費、運転管理費及び燃料サイクル費の3つに区分しており、それに応じて発電単価の内訳を試算している。ここで資本費とは固定資産税・減価償却費等に上記の支払利息を加えたものであり、発電設備の建設等にかかる費用を示すものと考えられる。ここには原子力発電施設解体費も計上されている。また運転管理費は給料手当等の人件費や、修繕費・消耗品費等の費用を含む。核燃料サイクル費には燃料費（化石燃料及び原子燃料）の他に、使用済核燃料再処理費等も含まれる。

この試算の結果、図2-1に示すように火力発電の発電単価は石油危機後の1974年及び1980年に大きく上昇し、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年代以降は緩やかな下降傾向を示している。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、それに従って支払利息が低減していることが大きな理由として挙げられている。実際図2-1に示すように、原子力発電コストに占める支払利息の寄与は無視できず、しかも1970年代から1996年まで一貫して低下している。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。

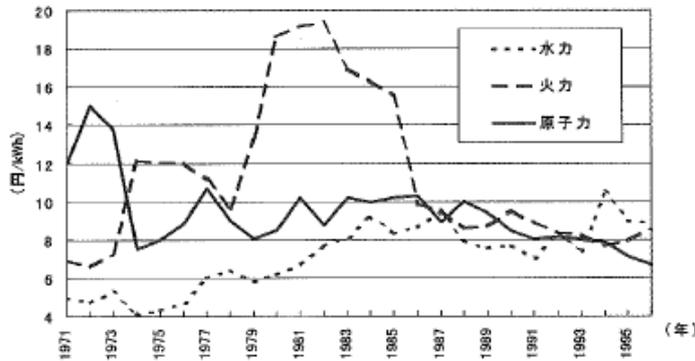


図1 財務諸表に基づく電源別発電コスト

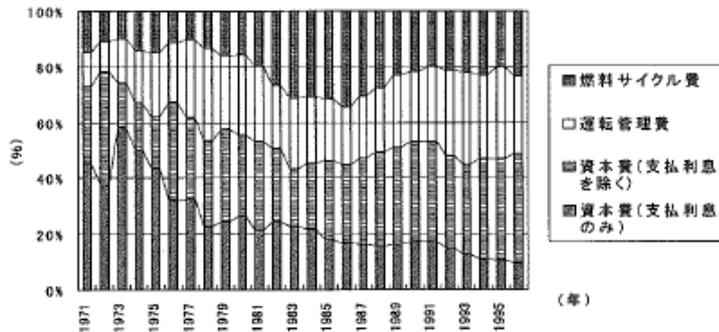


図2 財務諸表に基づく原子力発電コストの構成割合

図2-1 財務諸表による水力・火力・原子力発電のコスト試算結果（國武、1999）

2-2 大島（2010）らによる評価方法

大島は室田^{11) 12)}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ている¹³⁾。

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。

大島はそれを受けて、1970 年度～2007 年度について新たに推計を行うとともに、新たに以下の項目について検討を行っている。

① 揚水発電の扱い

室田¹²⁾では水力発電を一般水力発電と揚水発電とに分解し、「原子力+揚水」の発電単価を推計している。大島はこの方法を精緻化し、揚水発電設備による発電を自流分と揚水分に分離して後者を原子力に加算している。

② 「開発単価」及び「立地単価」の扱い

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（水力、火力、原子力）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。この方法に従って試算を行うことにより、図 2-2 に示すように、水力・火力及び原子力については國武の試算と類似した結果が得られている。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。

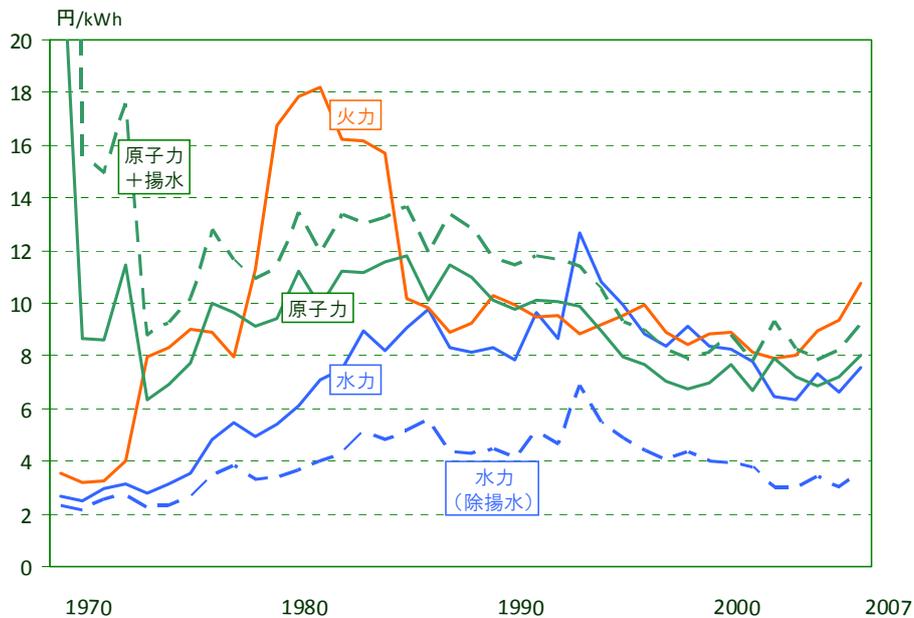


図2-2 有価証券報告書による発電単価の試算結果（大島、2010）

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。表 2-1 に示すように、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。

表2-1 大島試算（2010）での発電方式ごとの総単価

単位：円/kWh

		原子力	火力	水力	一般水力	揚水	原子力+揚水
1970年代	発電単価	8.85	7.11	3.56	2.72	40.83	11.55
	開発単価	4.19	0.00	0.00	0.00	0.00	4.31
	立地単価	0.53	0.03	0.02	0.01	0.36	0.54
	総単価	13.57	7.14	3.58	2.74	41.20	16.40
2000年代	発電単価	7.29	8.90	7.31	3.47	41.81	8.44
	開発単価	1.18	0.01	0.10	0.05	0.60	1.21
	立地単価	0.46	0.11	0.10	0.07	0.38	0.47
	総単価	8.93	9.02	7.52	3.59	42.79	10.11
2007年度	発電単価	8.05	10.73	7.58	3.58	45.34	9.19
1970～2007年度 平均	発電単価	8.64	9.80	7.08	3.88	51.87	10.13
	開発単価	1.64	0.02	0.12	0.06	0.94	1.68
	立地単価	0.41	0.08	0.06	0.04	0.34	0.42
	総単価	10.68	9.90	7.26	3.98	53.14	12.23

上記のように、火力発電の単価は2005年以降、化石燃料価格の上昇に伴い急速に上がっている。大島の試算によれば2007年度の原子力、火力及び「原子力+揚水」の発電単価はそれぞれ8.05円/kWh、10.73円/kWh及び9.19円/kWhであり、原子力に比べて火力が顕著に高い。開発単価及び立地単価の2007年度の具体的な数値は大島の資料からは読み取れないものの、仮に2000年～2007年度平均値と同じ値を加算すると原子力は9.7円/kWh、火力及び「原子力+揚水」はともに10.9円/kWh程度となり、大島の定義による「総単価」においても、火力は「原子力+揚水」と同等程度まで上昇している、という結果になっている。

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。この理由は種々考えられるが、中でも事業報酬率が現状の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大きな要因であると思われる（同様に2-1節で示した國武らの方法でも、長期貸出金利の相違により1970年代、80年代は現在よりも原子力発電のコストは高くなっていた）。このため、より現状に即した発電コストを評価するためには、現在に近い年次の試算結果を用いることが適切である。

2-3 有価証券報告書を用いた試算方法に関する論点

2-3-1 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

有価証券報告書を用いたコスト試算方法の特徴を、モデルプラントによる方法と比較して表2-2に示す。この方法は実際の電気事業運営に当たって必要とされた費用を用いて、推定・想定による部分の少ない確実なコストを評価できる点に大きな長所がある。しかし一方で、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総合的に評価することは難しい。複数年度の報告書を用いることでこの欠点はある程度緩和されるものの、現存する水力発電所が最初に建設された明治20年代から現在までにかかった費用を、物価の変動等も含めて総合的に評価することは極めて難しい。

また、実際の電力供給は、刻々に変化する需要に対応するために、さまざまな電源を適切にミックスし、全体のシステムとしてのコストを最小化するように運営されていることにも留意する必要がある。有価証券報告書による推計結果はこのシステムとしての最適運用のあり方が、稼働率や種々の運転コストとして反映されたものであって、必ずしも各電源そのものに固有のコストのみを表示するものではない、という点は注意を要する。

一方でこの方法は過去の実績値に直接基づくものであることから、過去の政策評価や経営分析に当たっては有用であると考えられる。また将来の電源選択を考えるに際しては、有価証券報告書を用いた方法も、上記のような限界さえ把握した上であれば重要な情報を提示し得るものであると同時に、モデルプラントを用いて同一の条件下での電源別発電コスト比較や感度分析を行うことも併せて必要になる、と言えるだろう。

なお、対象とする年次はより広い期間にわたる方が多くの情報が得られることは言うまでもないが、遠い過去のデータを扱う際には貨幣価値の変動等も適切に考慮する必要が生じる。一方で、特に将来への示唆を得るためには、最近の化石燃料価格の乱高下などを含め、可能な限り現在に近い時点での評価を行うことが重要となるであろう。

表2-2 コスト試算方法の比較

	概要	例	長所	短所(限界)
モデルプラントによる方法	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) OECD "Projected Costs of Generating Electricity"(2010) MIT "The Future of Nuclear Power"(2003,2009)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ずしも一致しない。
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あたっては有用。	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」でしか見ない。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言いえない。

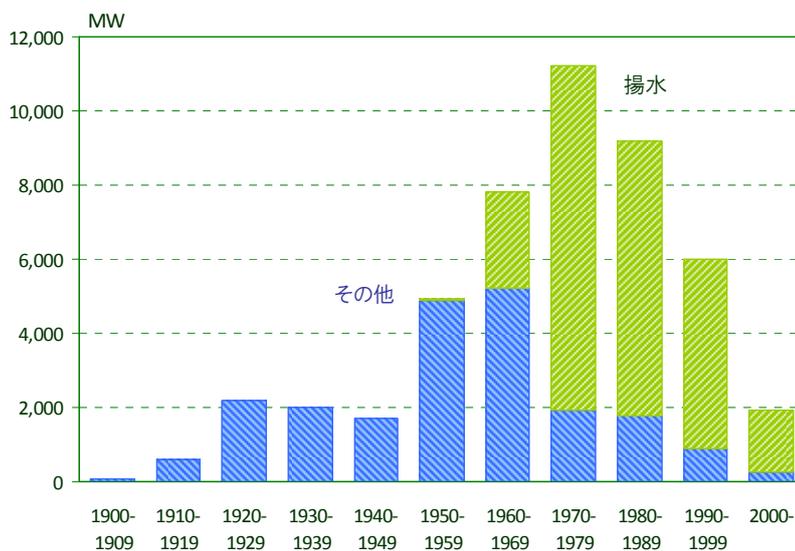
2-3-2 水力発電の扱い

2-1 節及び 2-2 節に示した例からわかるように、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特に 1980 年代半ばまでは原子力・火力に比べて安価であり、その後若干上昇したものの、現在に至るまで原子力・火力と同等の水準に止まっていると計算される。特に、大島の方法により試算される「一般水力」（揚水除く）の発電単価は非常に安価である。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。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。

図 2-3 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¹⁴⁾。その後 1950 年代に多くの発電所が稼働を開始したものの、70 年代以降その量は減少している。古い発電所については一部設備等を更新して運転を継続している例も多いものの、現在運転している水力発電所（揚水除く）のかなりの部分は既に償却を終えているものと考えられ、従って有価証券報告書を用いた分析ではその建設コストを正當に評価することができない。一方で 60 年代以降建設された水力発電設備のうちかなりの容量が揚水発電方式を用いるものであり、有価証券報告書を用いた方法で図 2-1 及び図 2-2 のように 1980 年代後半以降水力発電設備の発電単価が上昇するのは、この揚水の建設に伴うものだと言って良い。図 2-3 に示す水力発電の運転開始年と、図 2-4 に示す火力・原子力発電の運転開始年を比較すると、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。

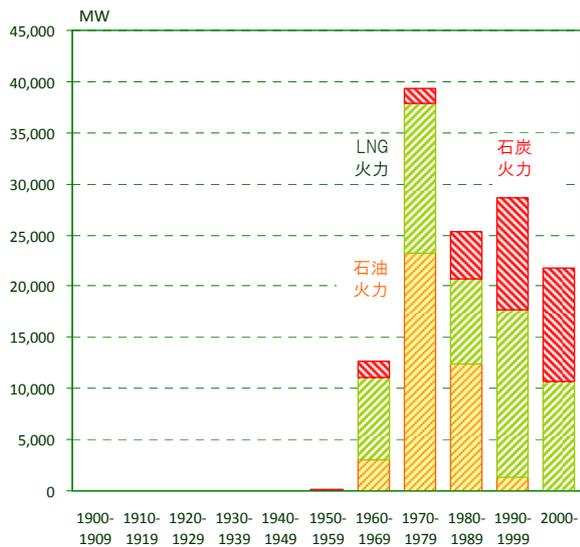
ここからわかるように、有価証券報告書を用いた方法は実際の企業経営で必要とされた費用を実績値として評価することが可能となる反面、建設費用とその償却のような長期の期間にわたるコストを正確に評価することができない、という欠点を有する。この欠点は日本を対象とした場合、特に水力発電に顕著に表れるものと考えられることができる。戦前に建設され、遥か昔に償却の済んだ水力発電設備が現在でも用いられ得るという事実自体は水力発電の優位性を示すものではあるだろうが、それを含めた水力発電の発電単価は、有価証券報告書を用いる方法ではなく、適切な耐用年数を想定したモデル計算によってのみ正しくなされ得るものであろう。

このようなことから本稿では以下、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ものとする。但し上記の問題は、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。

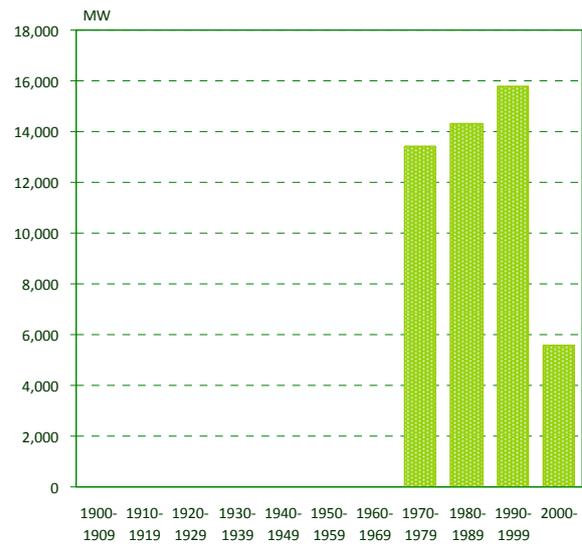


(出所) 電力土木技術協会「水力発電所データベース」

図2-3 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)



火力発電



原子力発電

(出所) 経済産業省「平成21年度 電力需給の概要」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」

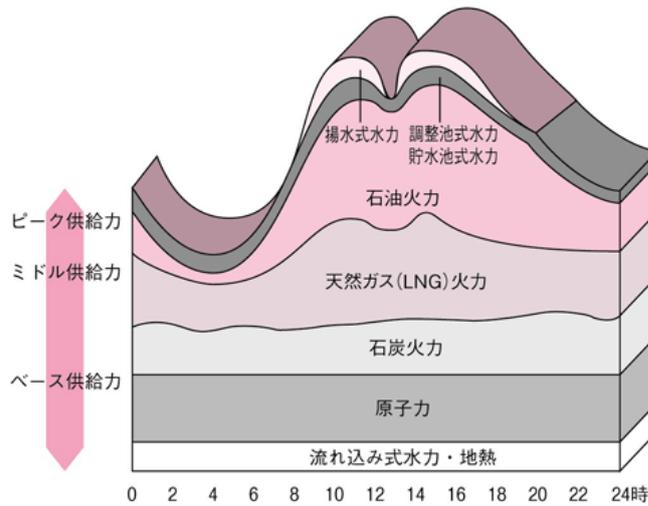
図2-4 火力・原子力発電設備の運転開始年（一般電気事業者及び卸電気事業者）

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。

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。またその際には、ピーク供給力としてのコスト分（代替手法としての石油火力相当分など）を控除する必要がある。即ち、揚水発電は単に夜間の需給調整のためのみではなく同時にピーク供給力としての役割をも担っており、従って揚水発電は石油火力等による発電を代替するものであるからである。

更に、今後揚水発電による蓄電能力は、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る。この観点からも、これまでに建設された揚水発電の資本費を全て原子力に算入することは適切ではない。

発電と電力需要のミスマッチに伴う系統の不安定化に対する対策は、今後の電力のあり方を考える上で非常に重要な問題となるものである。それに対する対策としては、揚水発電や蓄電能力の向上、送電網の強化等の他にも、原子力における出力調整運転や太陽光・風力における出力抑制、需要側の平準化などさまざまなものが考えられている。これらの対策・技術のうち何を以てどのように系統を安定化させるか、そのコストがどの程度となるかは将来の技術開発の動向にも依存し、発電方法そのものとは別途独立して検討する必要がある。そのため、少くとも将来の電源選択を考える場合には、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。



(出所) 中部電力 HP

図2-5 発電源別の電力供給のイメージ

2-3-3 「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。しかし原子力の研究開発費には現在用いられている軽水炉の他に、高速増殖炉、高温ガス炉、核融合などさまざまな先端技術を含むものである。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。つまり仮にこれらの先進的技術の予算を削っても原子力発電の運営上は全く問題がなく、従って今後先進的な技術開発を継続するか否かは、既存の方式による原子力発電の運営そのものとは全く別の問題であるからである。

表2-3は大島の示す「開発費用」に基づき、新エネルギーの開発単価を筆者らが試算したものである。ここに示すように、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ふ。これは新エネルギー（地熱・風力・太陽光）の発電量が小さいからでもあるが、同時に、将来に向けた技術開発は既存技術の発電コストとは別に考えるべきものである、ということの意味しているとも考えられる。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ソーラー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。そしてそれと全く同じことは、原子力発電についても言えるであろう。従って、ここに言う「開発費用」及び「立地費用」のうち少なくとも一部は社会全体での発電への費用負担を示すものである、という主張自体は正しいものの、その全てを発電の「総単価」に含めることは妥当ではない。むしろ研究開発費用については、その性質上、かなりの部分が既存の発電方式とは異なる、先進的な技術開発に向けられているものと考えられるが、具体的にどの程度まで含めるべきかを明確な根拠をもって評価することは容易ではない。

表2-3 原子力及び新エネルギーの開発単価

単位：円/kWh

	原子力	新エネルギー
1970年代	4.19	10.21
1980年代	2.26	25.13
1990年代	1.49	15.88
2000年代	1.18	11.11

(注) 新エネルギーについては、開発費用を地熱・風力・太陽光の合計の発電量で除して算出した。
 (出所) 大島(2010)等に基づき筆者作成

2-4 本研究での試算方法

2-3-1 節で述べたように、有価証券報告書による方法では長期の時系列にわたる発電コストの総体を総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。

図2-1に示すように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2-2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（このような想定値・設定値を用いた計算はモデル試算の部類に属するものであり、別途詳細なモデルを用いたコスト計算方法を用いて十分になされるべきものであろう）。

このような理由から、本研究における試算では主に2-1節の國武らの手法に従って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、付随的に別途2-2節の手法に準じた試算も行うこととした。

支払利息の配分については國武らに準じ、各発電源ごとの電気事業固定資産+建設仮勘定の値の割合を用いることとしたが、この配分方法については他の方法も考えられる。その方法の相違による結果の異同についても検討を行うことが必要であり、今後の課題と考えられる。また、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ることとした。

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2-4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2-4 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（2006）年度から平成22（2010）年度まで）の平均とした。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、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ほぼ地熱発電に関するデータが示され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。このため、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

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）は、図3-1に示す通り火力10.2円/kWh、原子力7.2円/kWh、地熱等（新エネルギー）8.9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7.5円/kWhとなっている。火力発電が高価である理由は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。

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2.7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のモデル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0.23セント/kWhと想定されており¹⁵⁾、これは日本の実績から見て過小である可能性が高い。また、現在実績ベースで積み上げられているバックエンド及び廃炉のコストのかなりの部分は各社が将来に備えて予め積み立てている金額に基づくものであり、将来実際に原子炉の廃止や高レベル放射性廃棄物処分を行ったときにかかる費用はこれとは異なるものとなる可能性があることを認識する必要がある。このため、バックエンド及び廃炉に対してより詳細なコスト検討を行うことは、今後非常に重要な課題となると言える。

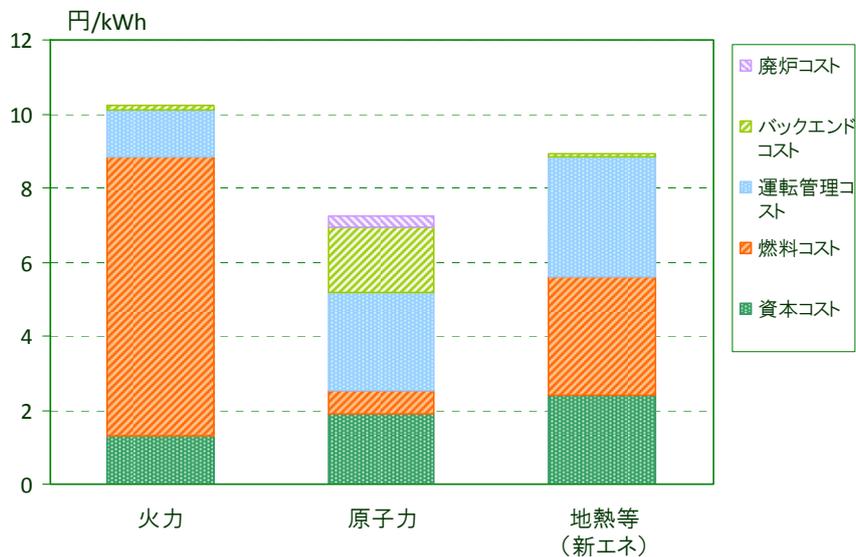


図3-1 電源別発電コスト (2006年度～2010年度平均)

図3-2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。設備利用率が比較的高かった平成18年度には原子力発電単価は小さく、設備利用率が低かった19年度及び20年度に発電コストが上昇しているが、概ね7円/kWh程度で安定的に推移している様子を見取することができる。

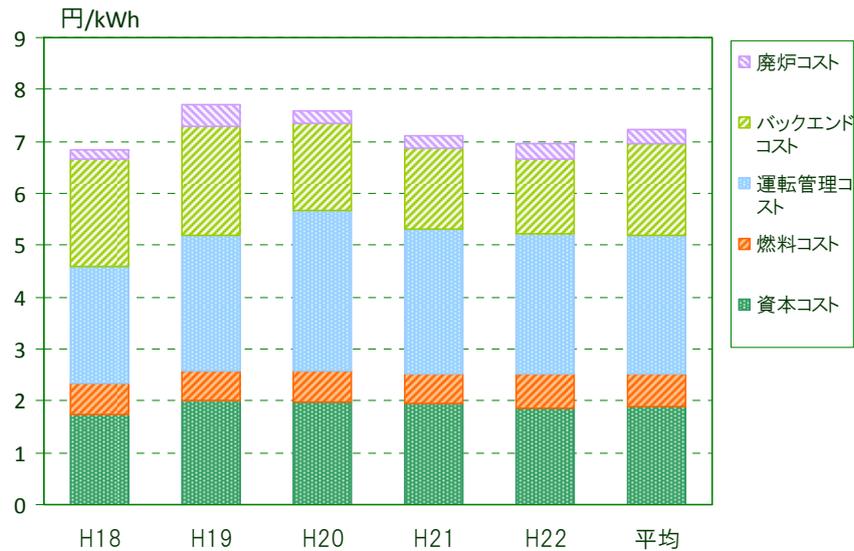


図3-2 原子力発電コスト (全社平均)

図 3-3 は各電力会社ごとに、横軸に原子力発電設備の平均運転年数を、縦軸に原子力発電の資本コストをとったものである。ここからわかるように、平均運転年数の短い会社ほど資本コストが高く、それが長くなるにつれて減価償却が進むことから資本コストが低下している。10 社平均の運転年数は 23 年程度、資本コストは 1.9 円 /kWh 程度であり、平均的にはそれなりに償却の進んだ状態にあると推測される。実際に原子力発電のコストとしては、例えば運転開始時点から終了時点（例えば 40 年後）までの資本コストの平均値といった値を採用すべきであるが、その正確な評価はやはりモデルプラントを用いた手法によってなされるべきものであろう。

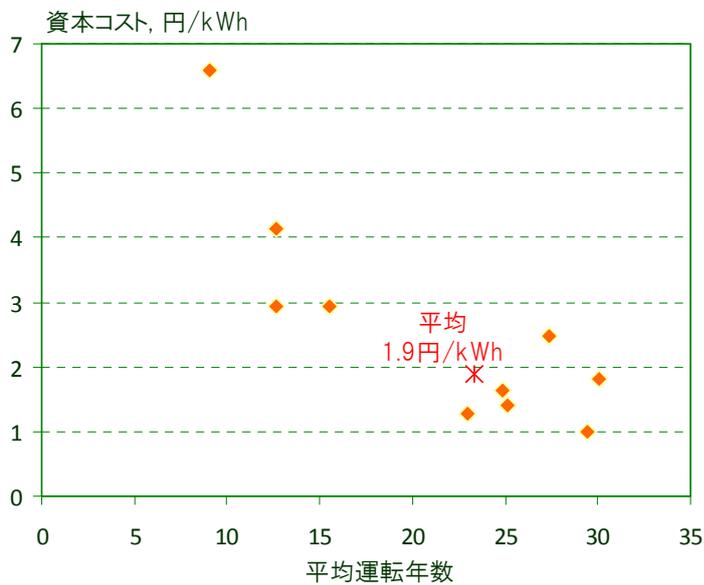


図3-3 原子炉の運転年数と資本コストとの関係

図 3-4 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）¹⁶⁾ 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12.5円/kWhに及んでいる。

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を続けることが見込まれており¹⁷⁾¹⁸⁾¹⁹⁾²⁰⁾、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20)の予測の通り原油価格が2009年の60.4ドル/bblから2035年に115ドル/bbl(2009年実質価格)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、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。

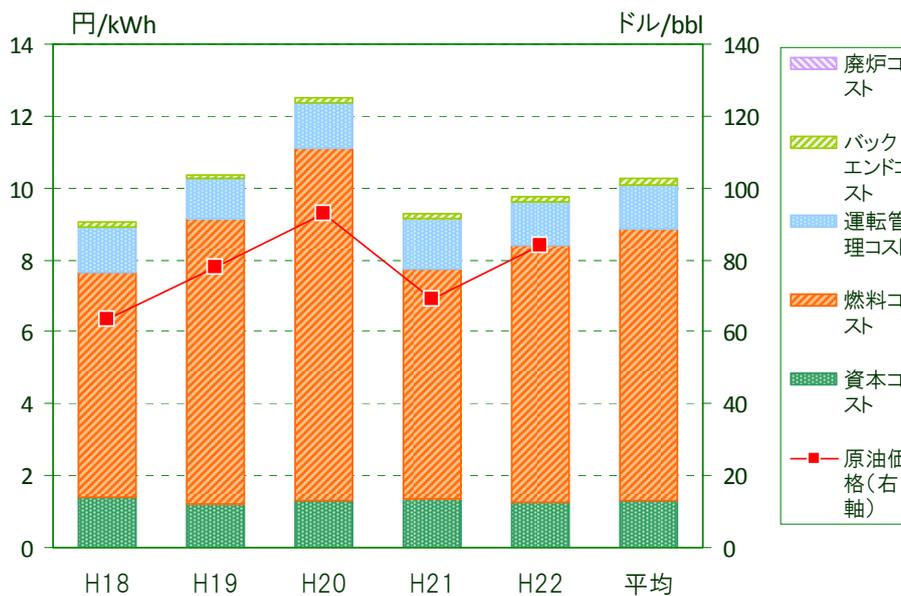


図3-4 火力発電コスト (全社平均)

図3-5に、火力発電と原子力発電のコスト差の推移を示す。5年間平均で両者の差は3.0円/kWh程度、原油価格が高騰した20年度には差は4.9円/kWhとなっている。仮に大島の想定と同様に揚水分のコスト増1.1円/kWh、「開発単価」及び「立地単価」の価格差1.7円/kWhを全て原子力のコストに加算したとしても、原子力発電のコストは5年間平均で火力発電と同程度かそれ以下、燃料価格高騰時には大きく下回ることになる。

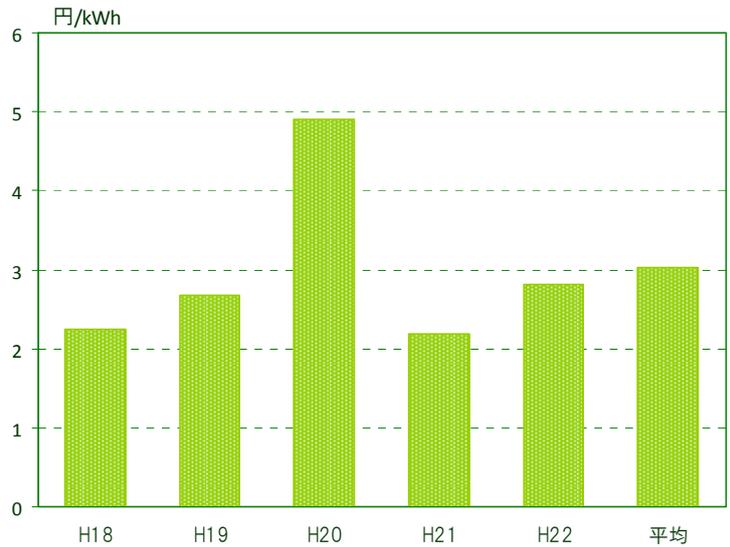


図3-5 火力発電と原子力発電のコスト差

図3-6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、コストは非常に大きく評価されることになる。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。

これらのうち揚水発電分及び開発単価分については、上記の理由により、少なくとも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ものと思われる。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。

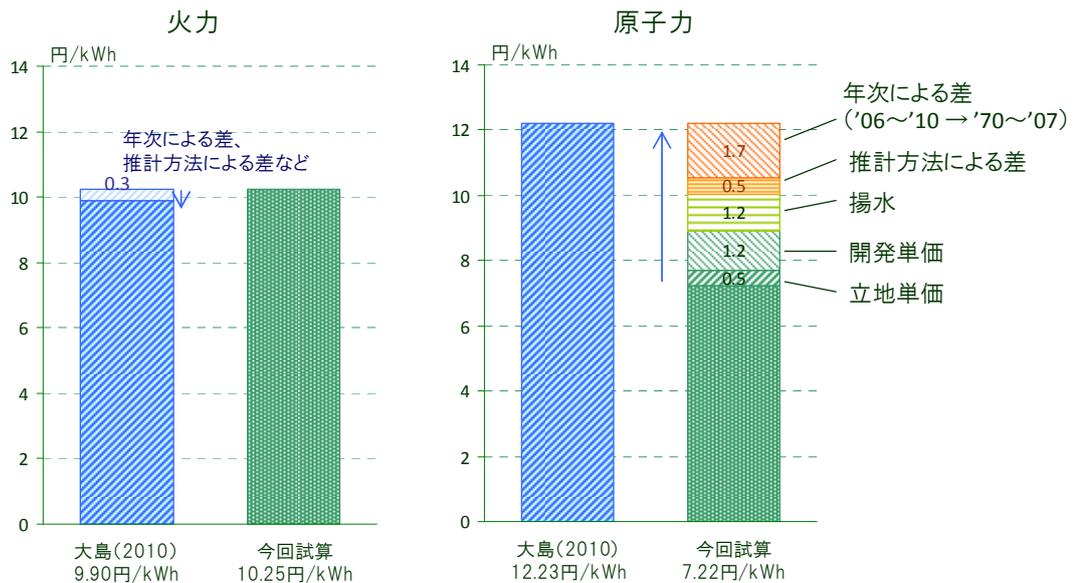


図3-6 大島による試算（2010）と今回試算との差

図3-7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8.4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。但し表3-1に示す通り、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過小に評価されている可能性も否定できない。いずれにせよ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。

なお図3-7に「燃料コスト」として示されているものは地熱発電に必要な助燃費と蒸気料とを含むものであり、必しも化石燃料の消費のみを示すものではない。

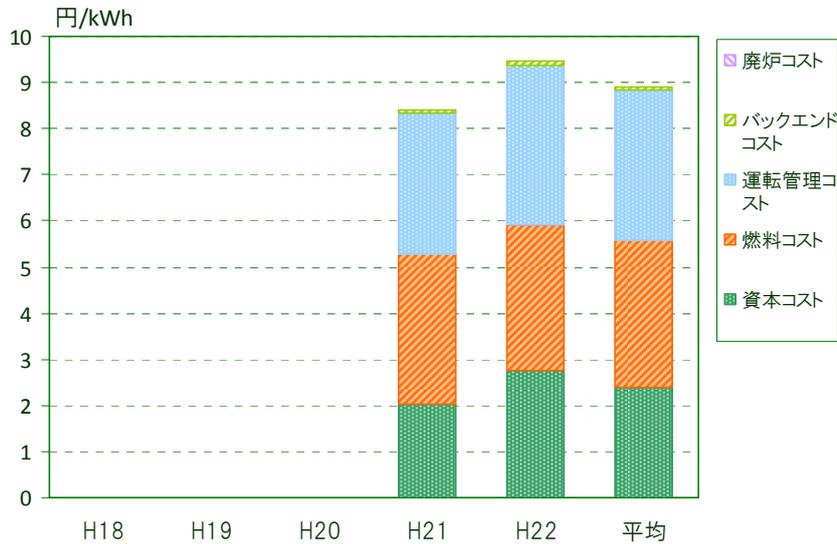


図3-7 地熱等（新エネルギー）発電コスト（電源開発を除く各社平均）

表3-1 東北電力・九州電力の地熱発電所

東北電力			九州電力		
名称	運転開始年	MW	名称	運転開始年	MW
上の岱地熱発電所	1994	28.8	大岳発電所	1967	12.5
葛根田地熱発電所1号機	1978	50	八丁原1号機	1977	55
葛根田地熱発電所2号機	1996	30	八丁原2号機	1990	55
澄川地熱発電所	1995	50	山川発電所	1995	30
柳津西山地熱発電所	1993	65	滝上発電所	1996	27.5
			大霧発電所	1996	30
計		223.8	計		210

(出所) 各社HPより作成

図3-8は2-2節に示した報酬率を用いる手法により推計を行った結果である。平成18年度及び平成19年度において、大島による試算結果と今回の試算結果が若干異なるのは、主に対象とした事業者の範囲による。即ち大島の試算は沖縄電力を除く一般電気事業者9社のみを対象としているのに対し、筆者らの試算は水力については電源開発を、火力については沖縄電力と電源開発を、原子力については日本原子力発電を含んでいる。

この結果でも上記と同様、原油価格の高騰に伴い火力発電の発電コストが上昇しており、原子力発電との価格差は平成20年度には4.5円/kWhに達している。従ってこの方法を用いても、仮に「開発単価」及び「立地単価」を最大限以上に積んだとしても化石燃料高騰時には火力が原子力を上回る、という結果が、有価証券報告書による試算からは得られることになる。

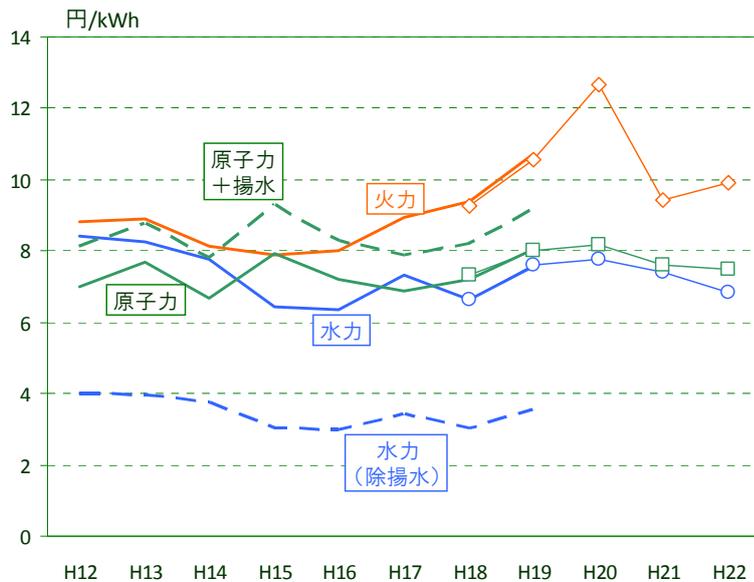


図3-8 報酬率を用いた発電コスト試算（大島：平成19年度まで、筆者ら：平成18～22年度）

4. 他の発電コスト試算との比較

ここまで見てきたように、有価証券報告書による発電コストの評価は方法論自体に若干の問題はあるにせよ、少くとも火力発電と原子力発電のコスト比較をする際には有用な情報を与えるものと考えられる。本章では、モデルプラントを用いた代表的な試算例である OECD の試算結果¹⁵⁾等との比較を通じて、発電コストを評価する際の注意点について考察を行うこととする。

図4-1は、日本を対象とした OECD の発電コスト試算結果である。この試算では各国一律で5%及び10%の割引率を想定して試算を行っており、一般的には割引率の高い場合の方が低い場合に比べ、原子力、再生可能エネルギー等の初期投資比率の高い電源のコストが相対的に上昇する結果となっている。原子力の発電コストは割引率5%のときに5.0セント/kWh、10%のときに7.6セント/kWhとなり、炭素価格分（この試算では30ドル/tCO₂を想定）を除いても火力発電に比べて若干安い。同文献に示されている炭素価格分は石炭火力について2.4セント/kWh、天然ガス火力について1.1セント/kWhとなっており、これらを加算した場合には火力と原子力の差は更に大きくなる。一方で水力は割引率5%で15.3セント/kWh、10%で28.2セント/kWhと、火力・原子力発電に比べて顕著に高くなっている。

上述のように、有価証券報告書から試算される水力発電コストは減価償却の問題から大幅に過小評価されており、実際にはこの OECD モデル試算相当程度の高いコストがかかるものと考えられる。一方で、火力・原子力発電については OECD 試算は有価証券報告書による推計値よりも安価になっている。この理由としては、火力発電については足もとの化石燃料価格よりも若干安い想定をしていることが考えられる。即ち、OECD 試算での燃料価格は LNG について11.09ドル/MMBtu=574ドル/t、一般炭について90ドル/tを想定しているが、日本の LNG 輸入 CIF 価格は2008年度に656.82ドル/t、2009年度に462.33ドル/t、一般炭輸入 CIF 価格は2008年度に137ドル/t、2009年度に98ドル/tであり¹⁶⁾、特に石炭価格の想定が実績値よりも安いものと考えられる。

一方で原子力発電については、上述の通り OECD の試算はバックエンドのコストを安く見込んでいる他、想定する建設単価3,009ドル/kWが日本の実績に比べて低い想定となっている可能性も考えられる。これらについては今後更に検証が必要であるが、本稿で示した有価証券報告書による試算結果との比較からも、OECD の原子力発電コスト試算は日本の実情に比べて若干の過小評価になっている可能性が高いと思われる。

更に、今後の原子力発電のコストを考える際には、バックエンド（再処理、地層処分等）における更なるコスト上昇の可能性や、事故に伴う賠償等も考慮しなくてはならないだろう。仮に損害賠償額を10兆円のオーダーとし、それを仮に1965年度から2010年度までの日本の原子力発電電力量7兆5500億kWhで割ると、その平均コス

トは約1.3円/kWhとなる。このようなコスト増加要因を含めた原子力発電コストの評価は重要な問題であり、今後詳細な検討が不可欠である。

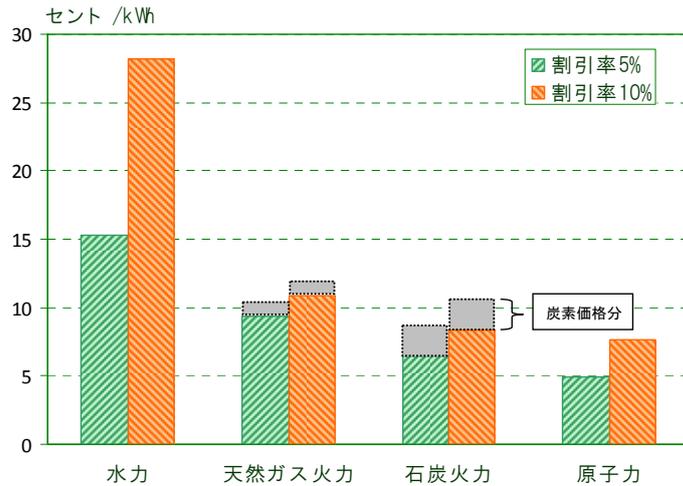


図4-1 日本を対象とした発電コスト試算結果 (OECD、2010)

図4-2は同様に、米国及びドイツについてOECDの試算結果を示したものである。米国・ドイツともにプラントの建設単価や化石燃料価格等の差により日本の試算結果とは若干状況が異なり、炭素税等を考慮しない条件下では原子力は火力発電とほぼ同等程度の水準、特に石炭火力と比べると原子力は若干高いコストとなっている。一方で再生可能エネルギーの価格は総じて高い。特に太陽光発電は、最も安い米国の割引率5%の場合でも22セント/kWhと、他の発電方式に比べて群を抜いて高い水準となっている。一方で米国においては地熱が割引率5%の条件下で3.2セント/kWhと最も安価な発電源となっている他、風力発電も陸上の場合には火力・原子力よりも安価となっている。本研究で示した日本の地熱等（新エネルギー）発電コストなどを見ても、一部の再生可能エネルギー発電は条件次第では火力発電と同等以下の低廉なコストを有する場合もあることが伺える。但し図4-2に示すドイツの陸上風力発電コストは米国の倍程度となっており、再生可能エネルギー発電が火力と同等以下のコストとなるのはあくまでも良好な条件下のみと考えられることにも注意を払う必要がある。

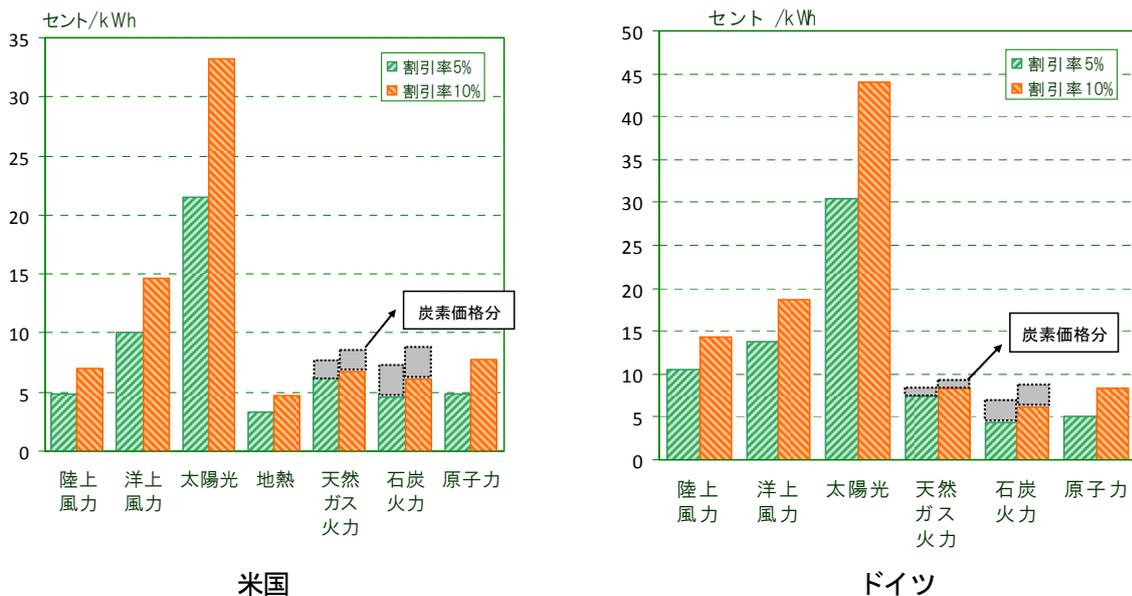


図4-2 米国及びドイツを対象とした発電コスト試算結果 (OECD、2010)

図4-3はBlackburnらによる原子力と太陽光の発電コスト試算結果である²¹⁾。この著者らはモデル計算により原子力及び太陽光の発電コストを試算し、米国において太陽光発電と原子力発電とのコストは共に16セント/kWh程度で同等の水準にあり、今後太陽光は更に安価に、原子力は更に高価になるとの予測を示した。しかしこの試算では太陽光発電について、現状の35セント/kWhの発電コストが、連邦政府・州政府の補助金により19セント/kWh程度低減して16セント/kWhとなる、と試算されている。即ち政府の財政支出を含めた真の意味でのコストは依然として35セント/kWhであり、原子力発電よりも有意に高い。また、この試算は米国ノースカロライナ州を対象として稼働率18%の条件下で試算をしており、日本での稼働率12%を想定するとコストは更に上昇する。

原子力発電については足もとの米国での建設単価の上昇を加味しているが、現在米国では数十年ぶりの新規原子力発電所新設に向けて遅々とした動きを続けているところであり、そのために実質上の初号機として建設単価が高騰している状況にある。今後仮に2020年頃まで原子力発電の建設が継続した場合には、この高騰要因は薄まるものと想定され、このため図4-3に示される現在の原子力発電コストは長期的には過大評価であるととも、今後このように直線的に原子力発電のコストが上昇すると想定すべき根拠は薄い、と考えられる。

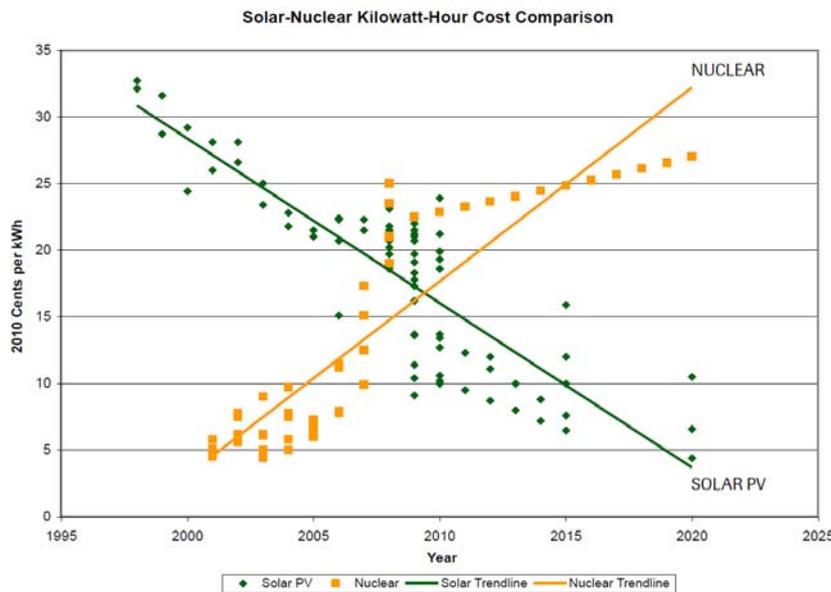


図4-3 太陽光及び原子力発電のコスト評価結果 (Blackburn ら、2010)

5. 結論

本稿では、既往の研究手法を参考として過去5年度分の有価証券報告書により火力及び原子力発電のコストを評価した。これにより、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。火力発電における燃料コストの比率は7割を上回り、このため火力発電のコストは価格変動の影響を直接的に受ける一方、原子力はその影響を受けにくいことも実績値から実証された。

今後長期的に、アジア途上国を中心とした諸国におけるエネルギー需要の急速な伸びに伴い、化石燃料価格は上昇基調で推移することが想定される。この場合には火力発電については発電コストの上昇を避けられないとともに、供給の不安定化や価格の大きな変動を考慮したセキュリティの面からの視点も必要となる。また、地球温暖化対策が進展する場合には炭素価格という形で火力発電コストは更に(OECD試算レベルでは石炭火力に対して2~3セント/kWh程度、天然ガス火力に対して1セント/kWh強程度)上昇すると考えられる。一方で原子力発電については、燃料コストの占める割合が低いことや、今後大規模な新規濃縮設備の稼働開始が想定され、濃縮業務価格も急高騰はしないと見込まれることなどから、仮に今後天然ウラン価格が上昇したとしてもその与える影響は比較的小さいものと考えられる。しかし今後想定される安全対策の強化や、事故が発生した場合の損害賠償等のコスト増要因、また廃炉・バックエンドに伴うコスト負担等の有価証券報告書による手法では正確に評価す

ることが不可能な事項も数多くあり、それらの影響は決して無視できるものではない。また、大島の試算で原子力発電に上乘せされている揚水発電・開発単価及び立地単価の全てを全て原子力の発電コストに上乘せすることは過大であると思われるが、そのうち一部（立地単価など）は実際に原子力に伴う負担を示しているとも考えられ、評価の仕方によってはそれを含めることも妥当であり得る。今後これらを全て含め、総合的に正確なコスト評価の試みを続けることが必要である。

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) University of Chicago, “The Economic Future of Nuclear Power” , (2004)
- 4) Massachusetts Institute of Technology, “The Future of Nuclear Power” , (2003)
- 5) Massachusetts Institute of Technology, “Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power , (2009)
- 6) US Congressional Budget Office, “Nuclear Power’ s role in Generating Electricity” , (2008).
- 7) 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).
- 8) 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
- 9) 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).
- 10) 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).
- 11) 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, pp. 75-159 (1991).
- 12) 室田武『電力自由化の経済学』, 宝島社(1993).
- 13) 大島堅一『再生可能エネルギーの政治経済学』, 東洋経済新報社 (2010).
- 14) 電力土木技術協会「水力発電所データベース」
- 15) OECD/IEA “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition” , (2010).
- 16) 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」, (財)省エネルギーセンター, (2011).
- 17) IEA ” World Energy Outlook 2010” , (2010).
- 18) U. S. Department of Energy “International Energy Outlook 2010” , (2010).
- 19) OPEC “World Oil Outlook 2010” , (2010).
- 20) 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ック 2010」, (2010).
- 21) J. O. Blackburn and S. Cunningham “Solar and Nuclear Costs - The Historic Crossover” , NC WARN, (2010).

お問合せ : report@tky. ieej. or. jp