

<論 文>

バックエンド事業費用の回収不足が発電コストに与える
影響の可視化に関する試み

Quantifying the impact of a failure to recover back-end costs of
power generation

東北大学 国際環境経済研究所 竹 内 純 子

Tohoku University, International Economy and Environment Institute

Sumiko TAKEUCHI

立命館アジア太平洋大学 アジア太平洋学部 日本エネルギー経済研究所 松 尾 雄 司

College of Asia Pacific Studies, Ritsumeikan Asia Pacific University Institute of Energy Economics, Japan

Yuji MATSUO

ABSTRACT:

The economic evaluation of the electricity sector has conventionally been conducted using an index called Levelized Cost of Electricity (LCOE), which is an indicator of the economic efficiency of each power source under ideal conditions. However, it has the disadvantage that the back-end costs are estimated too small. In this study, by modifying the conventional LCOE calculation method, we devised a method to quantitatively evaluate the economics of each power source, including nuclear power, in the case of under-recovery of the back-end, and estimated it for three cases.

キーワード：平準化発電原価、バックエンド費用、原子力、ストランディッド・コスト、発電コスト検証ワーキンググループ

Keywords: Levelized Cost of Electricity (LCOE), Back-end cost, Nuclear power, Stranded costs, Power Generation Cost Analysis Working Group

1. 序論

1) 研究の背景

原子力事業は、発電事業を主とするフロント事業と廃止措置や廃棄物処分を主とするバックエンド事業に大別される。全体として設備投資規模が大きく、長期の回収を前提とすること、変動費は低廉である一方で固定費比率が高いという特徴を有しており、加えてバックエンド事業は、一般的な事業期間を大幅に上回る長期性を有し、収益を生む発電事業との時間的差異が大きく、必要費用も巨額である。モデルプラント方式を用いた政府の発電コスト検証ワーキンググループの試算によれば、2020年の発電単価について、原子

力発電は11.5、石炭火力12.5円/kWhのうち資本費は2.0円/kWh、LNG火力10.7円/kWhのうち1.3円/kWhとなっているが、原子力発電は11.5円/kWhのうち資本費は3.3円/kWhを占めている。また、1基当たりの建設費も原子力発電は約4800億円を設定しているが、石炭火力発電やLNG火力発電は1基あたり約1500～1850億円となっている。

こうした特徴を有する原子力事業であっても、料金規制による発電事業者の収入安定化によって、必要費用確保は可能であり、また、回収不能費用が蓄積したとしても料金規制が継続していれば回収不能費用が明らかになった段階で事後的に回収に必要な措置を講じ

ることができると考えられてきた。

そのため規制緩和による料金規制撤廃に伴って回収不能費用についての措置が講じられることが一般的であり、わが国と同様、原子力発電の民営体制を採る米国では、従来の料金規制の下で回収が認められていた費用のうち、競争市場に移行することで回収が不可能になる、あるいは不確実性が高まり民間事業者の回収努力に委ねても、回収が困難だと判断される費用については、ストランディッド・コストとして回収することを基本的には認めた。但し、米国では州によって制度が異なることに加え、カリフォルニア州など多くの州において廃炉費用が想定よりも増加し、都度託送料金での回収を認めるなど、自由化への移行期間において回収不能費用の手当てがすべてなされたわけではないことには留意が必要である。

「原子力発電資産の減価償却費は、(中略) 回収不能費用 となることが予想されるが、問題は、その金額が余りにも巨額⁽¹⁾」(根本・遠藤 [1996]¹⁾)であるため、規制緩和において特に関心の高い論点となり (Lockridge [1997]²⁾)、その中でバックエンド費用 (廃炉費用) はその金額規模の大きさから、他のストランディッド・コスト (長期契約、年金等) とは区別して扱われていた。学術的には回収を容認すべきか否か論が分かれたが、「電力自由化に先んじて行われた天然ガスパイプライン開放に伴う混乱の経験」(竹内 [2022])³⁾ も影響して回収が容認されることとなった。

一方わが国では、ストランディッド・コスト回収の議論は積極的には行われてこなかった。料金規制の下での電気事業の投資回収に関する研究としては、主に公益事業の実務的観点から、あるいは、電気事業における規制改革の議論において規制と競争の政策的得失等を論じた多くの研究が残されている (植草 [1991]⁴⁾、穴山 [2005]⁵⁾、西村 [2000]⁶⁾ など) が、その多くは規制料金制度の構造や内部効率を高める仕組みにかかわる研究であり、電気事業の投資回収を包括的に扱っており、発電技術によって異なる経済性を踏まえた会計学的分析による研究はいくつか存在するものの (平野 [2014]⁷⁾ など)、筆者既報 (竹内 [2021]⁸⁾) が目

的とした財務情報に載らない回収不能費用の考察とは趣旨を異にする。

料金規制の下で発生する回収不能費用の構造や類型についてまとめた研究が少ない理由としては、料金規制が継続していれば事後的に回収を可能にする措置が講じやすいこと、また、発電技術ごとの投資回収に関する研究が少ない理由としては、従前の垂直一貫体制においては、それぞれの事業の投資時期をずらすことで、巨額の投資による資金ひっ迫を緩和することが可能になっており (竹内 [2016]⁹⁾)⁽²⁾、個別事業ごとの収支や投資回収の構造を明らかにするインセンティブが働きづらかったことが挙げられよう。

バックエンド費用 (廃止措置費用、廃棄物処分費用、核燃料サイクル費用) については、回収を確保するための制度改革が数次にわたって行われているが、事業期間が長期にわたり、かつ、発電事業との時間的差異が大きいバックエンド事業に必要な費用回収を自由化市場において十分確保することができるのか、回収不能が生じた場合の影響はどの程度なのかなど考察を深めることが必要だと考えられる。

筆者は既報 (竹内 [2021]⁸⁾) において、規制緩和に伴う回収不能費用への対処について米国の事例を参照しつつ、料金規制下において特に原子力事業に関して回収不能費用が蓄積しやすい構造とタイプの整理を行った。しかし、回収不能費用が蓄積した場合にどの程度発電コストに影響があるのかといった定量的分析には至っていなかった。そのため、本稿においては、従来の経済性評価指標の計算方法を改変することにより、定量的影響評価を試みたものである。

2) 電力部門の経済性評価

電力部門の経済性評価は、従来、平準化発電原価 (Levelized Cost of Electricity : LCOE) と呼ばれる指標を用いて行われてきた (OECD/NEA [2020]¹⁰⁾、松尾 [2021a]¹¹⁾)。これは、ある電源に対して仮想的な「モデルプラント」を想定し、その建設や運転から廃止措置・廃棄物処分に至るまでの全ライフサイクルにわたる費用をプラントの運転開始時の現在価値に換算し、発電量当りの費用として示すものである。具体的には、

以下の式を満たす値 L として定義される。

$$\sum_t \frac{C_t}{(1+r)^t} = \sum_t \frac{LE_t}{(1+r)^t} = L \sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

ここで t はプラント運転開始からの年数、 C_t は t 年にかかる費用、 E_t は t 年における発電量であり、 r は割引率である。式(1)の左辺はライフサイクルにわたる総コスト、右辺は仮に発電した電力が単価 L 円 / kWh で売電可能とした場合の総収入であり、その両者が一致するような L が LCOE と呼ばれる。これにより、 L は

$$L = \frac{\sum_t \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

として計算することができる。

LCOE は理想的な状況における各電源の経済性を示す指標であり、いわゆる「発電単価」としてエネルギー政策上重要な意味をもつものである。このため、多くの国の政府により、自国内における電気事業を想定した緻密な評価が行われている (EIA [2021]¹²⁾、BEIS [2020]¹³⁾)。日本においても政府が概ね 5 年に 1 度の頻度で試算を更新し、公開しており、最新の評価は 2021 年の発電コスト検証ワーキンググループのものである (発電コスト検証 WG [2021]¹⁴⁾)。ここでは、原子力や石炭火力、LNG 火力、石油火力の他に、太陽光や風力、水力といった各種再生可能エネルギー発電や、水素発電、二酸化炭素回収・貯留 (Carbon Capture and Storage : CCS) 付き火力発電といった新技術をも対象として網羅的な評価が行われている。

このように LCOE は従来広く利用されてきたものであるにもかかわらず、近年ではそれを参照することの限界も指摘されている (松尾 [2021b]¹⁵⁾)。まず第一に、再生可能エネルギー、特に変動性再生可能エネルギー (Variable Renewable Energy : VRE) 即ち太陽光及び風力が大量に導入された場合に必要となる追加的なコスト (例えば出力抑制や送配電網増強、蓄電システムの増強などによる追加的な費用 : 「統

合コスト」と呼ばれることが多い) を LCOE によってとらえることができない、ということが挙げられる。これは日本のみならず諸外国においても重要な問題とみなされており (既出 OECD/NEA [2020]¹⁰⁾、BEIS [2020]¹³⁾)、その評価方法については国際的に研究が進みつつある。上述の日本における政府試算においては、最新の研究例 (Matsuo and Komiyama [2021]¹⁶⁾) をもとにこの統合費用の評価が試みられた。

第二に、LCOE ではバックエンドの費用が小さく見積もられることが挙げられる。式(1)及び(2)からわかる通り、遅く発生する費用、即ち大きい t に対する C_t は計算上大きく割引かれ、LCOE への寄与が相対的に小さくなる。これはプラントの稼働終了後に発生する廃止措置や廃棄物処分の費用が LCOE にほとんど影響しなくなることを意味している。実際に上述の発電コスト検証ワーキンググループによる評価結果では、政策経費込みで 11.7 円 / kWh ~、抜きで 10.2 円 / kWh ~ とされる原子力発電の LCOE のうち、廃止措置の費用は 0.1 円 / kWh、廃棄物処分の費用は 0.04 円 / kWh に過ぎない。

現実的な割引率を想定した場合、LCOE に対するバックエンドの寄与がこのように小さくなることには合理的な意味がある。即ち、実際に多くの場合、廃止措置費用や廃棄物処分費用は稼働中の原子力発電所による売電収入の一部を積み立てておくことにより賄われる。この場合、積み立てた資金を適切に運用することを想定するならば、その運用益等をもバックエンド費用に充当することができ、その場合比較的小さな積立額によってバックエンド事業を遂行することが可能となる。但しこれは、あくまでも発電所稼働中に、十分な資金を計画的に積み立てることができた場合の話であることに留意する必要がある。

3) 本研究の目的

以上からわかる通り、バックエンド費用は一般的には原子力発電の経済性に大きな影響を与えないと評価されることが多い。但しこの結論は、十分に予見可能なコストを計画的に積み立てた場合のみに成り立つものであり、各発電技術においてバックエンド事業費用

の回収不足が生じた場合には状況は大きく異なり得るものと考えられる。このような背景のもと、本研究では、発電コスト検証ワーキンググループのコスト算定式について機能を拡張し（具体的にはエクセルシート内の演算式に手を加えられるように改造）、従来の LCOE の計算方法を改変することにより、原子力を含む各電源について、バックエンドの回収不足が生じた場合の経済性について定量的な評価を行う方法を考案し、それを 3つのケースについて試算した。評価に当っては、既存の検討事例（日本の発電コスト検証ワーキンググループによる評価例）の条件をそのまま踏襲することにより、この影響が従来評価されてきた各電源の LCOE に対してどの程度となるかを定量的に評価した。更に、その試算結果をもとに、今後原子力発電事業が競争環境に置かれる中で、バックエンド・リスクを緩和に必要な施策について考察した。

2. 評価方法とケース設定

1) 評価方法

上述の通り、LCOE におけるバックエンド費用が小さくなるのは、その発生する時間が遅いために費用が大きく割り引かれるからである。但し積み立て不足が生じた場合には、資金を積み立てる時点と費用が発生する時点との時間差が縮まり、この割引計算の影響が顕著に小さくなるものと考えられる。例えばプラントの稼働が終了し、廃止措置が始まった時点で初めて廃止措置費用の積立不足が判明した場合には廃止措置費用は全く割り引かれず、その金額そのものを何らかの形で拠出することが必要となる。

本研究では、発電コスト検証ワーキンググループのエクセルシート⁽³⁾を改変することにより、この影響を定量的に評価することを試みた。このシートでは、全ての費用は $t=0$ 、即ちプラント運転開始の前年の現在価値に割り引かれるとともに、若干の単純化によりプラントの建設費用は $t=0$ 年において発生する。従って式(2)の分母において、建設費用は割り引かれずにそのまま計上される一方で、バックエンド費用は大きく割り引かれるため、特に割引率が高い場合にはより顕著にバックエンド費用の影響は小さくなる。

前節で述べた通り、仮にバックエンド費用の回収不足が生じた場合、その影響は割引の効果なく原子力発電の経済性に影響を与えるものと考えられる。これを踏まえ、本研究では従来の LCOE の計算式(2)を修正し、以下の式によって補正された LCOE を評価する。

$$L^* = \sum_t \left(\frac{C_t}{(1+r)^t} + D \right) / \sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

ここで D はバックエンド費用の回収不足分を示しており、上記の考察に従って、この費用は分子において割り引かれずに計上される。これは、以下のように説明することができる。

まず、あるプラント（例えば原子力発電プラント） A_1 において規定年数（例えば 40 年）運転を行い、その時点で廃止措置費用の不足が判明したとする。この不足分を D とする。プラント A_1 は既に発電を終えているため、その発電収益から D に相当する費用負担分を回収することは不可能である。従ってここでは、 A_1 が運転終了すると同時に、それを代替する形で新たに運転開始する同種のプラント A_2 が存在し、その発電収益によって D が回収されると想定する。このとき、プラント A_2 からみて費用 D は運転開始時に発生するため、それを含んだ発電単価 (L^*) は式(3)の通り計算される。仮にプラント A_2 においても同様にバックエンド費用の不足分 D が発生する場合には、それは次に運転開始するプラント A_3 の発電による収益から回収される。このように、式(3)は、全く同種の電源が運転終了後順次リプレイスされ、毎回全く同じようにバックエンド費用の回収不足が発生すると想定した架空の状況において、この電源の実質的な発電単価がどの程度となるかを示している。

実際には発電コスト検証ワーキンググループ（既出発電コスト検証ワーキンググループ [2021]⁽⁴⁾）では、上述の通り、バックエンド費用は単価（LCOE の内訳としての発電量当りのコスト）として示されている。このバックエンド費用単価を L_b とし、そのうち比率 α に相当する分が積み立て不足になったと想定すると、 D は以下のように計算される。 T はプラントの稼

働年数である。

$$D = \sum_t \alpha L_b E_t (1+r)^{T-t} = \alpha L_b \sum_t E_t (1+r)^{T-t} \quad (4)$$

即ち、 D は毎年発生する積み立て不足分を、運用益等による増加分も含めて累計し、プラントの運転開始終了時の金額として示したものである。

2) ケース設定

上記の方法に従い、ここでは以下の3つのケースについて評価を行う。

(1) ケース1：積立額が十分でなかった場合

まずケース1として、原子力の廃炉費用、廃棄物処分・再処理等費用の双方について、実際に係る費用に対して合理的見積においては50%しか積み立てられなかった場合を想定する。毎年の積立不足額に、割引率が加算された場合の回収不足が生じたかを試算し、その不足額を以降に建設される原子力発電所の収益から回収すると仮定した場合、LCOEがどの程度増加するかを検証する。これまで発電コスト検証は複数回行われているが、廃炉費用、廃棄物処分・再処理費用とにも見直しの都度増加している。例えば、前回2015年の総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキングの評価では、廃止措置費用716億円との想定に対し、2021年の同ワーキングでは、廃止措置費用750億円と想定されている。核燃料サイクル費用は、2015年が1.54円/kWh(フロント0.95、バック0.59)に対し、2021年は1.68円/kWh(フロント0.97、バック0.71)と想定されている。その上で、他の発電事業においても廃炉・廃止措置費用が必要費用の50%しか積み立てられなかった場合の影響を試算する。廃止措置が必要なことはどの電源であっても変わらないが、原子力発電事業の長期性から影響の度合いが大きくなることが想定される。

(2) ケース2：発電量不足により単価が上昇する場合

次いで、ケース2として原子力発電事業全体の発電

量が半分になったケースを想定する。廃棄物処分・再処理等費用を原子力発電事業全体で確保することを前提とすれば、積立単価は倍化することが想定される。廃炉費用については40年間の運転期間において毎年定額で積み立てる制度が既に導入されており、想定した積立額が実際と異なるといったことが無ければ積立不足は発生しないと考えられるが、廃棄物処分・再処理等については、廃止の判断をする原子力発電所が増加した場合にそれを他の原子力発電所の稼働で補うことになった場合を想定した。こうした産業で共通するコストセンターのようなものは他の発電技術には存在しないため、このケースは原子力発電のみで試算した。なお、実際には原子力発電量が減少した場合、処分場の規模が縮小される、もしくは処分場の建設が遅延する等によって処分費用の発生の仕方が変化することも想定される。ここでの試算はあくまでも、処分場建設計画自体は変化せず、発電事業のみが停滞するとした最悪のケースであることに留意が必要である。

(3) ケース3：割引率想定を誤った場合

最後に、ケース3として、割引率の想定が実際と異なった場合を考える。割引率3%を想定して積み立てたにもかかわらず、利息による積立額増加が実現できなかったケースである。廃炉費用については必要費用を回収年数で除した金額を毎年回収する(割引率0%と仮定)とされるため、廃棄物処分・再処理等費用についてのみ試算を行った。

これらのケースについて、発電コスト検証ワーキングによる評価結果をもとに、原子力、石炭火力、LNG火力、事業用太陽光、陸上風力の5電源について補正LCOE(L^*)の評価を行った。運転年数(即ち、積立不足分を現在価値換算する際の時間ギャップ)についてもこの文献値をもとに、原子力発電及び火力については40年、太陽光及び風力については25年と想定した。

3. 試算結果及び考察

試算結果を表1及び図1に示す。注目すべきは、

積立不足を想定したケース1やケース2では原子力のLCOEが顕著に上昇し、特にケース2で原子力のLCOEの上昇率は36%にもなっていることである。他方で、原子力以外の電源については積立不足によるLCOEの変化は極めてわずかであり、この問題が原子力の経済性に特に大きく影響し得ることを示唆している。

このことは、バックエンド費用が2倍になったことによる影響だけでなく、バックエンド事業費用の積立不足問題において時間の遅延の効果を定量的に示すことを目的としたケース設定であるが、改めて必要費用の回収のタイミングが遅れることの影響が示されたと言える。回収不足が生じた場合にそれを次の原子力発電所の初期費用に加算するという前提に立つことは、原子力発電事業の永続性を前提にしているとも言え、仮想の評価であり、現実の電力会社の財務・会計状況等における処理とは異なることは踏まえる必要がある。しかし、自由化に移行して廃止を決断する事業者が増加する可能性は十分考えておく必要があり、それを原子力発電事業の中で解決しようとすれば、いわば年金問題のように、他の原子力発電事業者の負担額を増やすことになるのであり、他の事業者の経営判断によって自社の発電設備のコスト競争力が左右されるという事態になること、回収の遅延の影響の大きさは認

識される必要がある。

4. 競争環境に置かれる原子力発電事業のバックエンド・リスクの緩和に必要な施策

1) 廃止措置費用確保に向けた制度設計の経緯と課題

廃止措置は、見積られた金額を原子力発電所の長期安定運転によって不足の無いよう積み立て、その費用内で廃止措置を実施する必要がある。商業用原子力発電所を先行導入した海外諸国における制度設計に倣い、わが国でも1985年頃から、廃止措置費用の確保に向けた制度導入の検討が、電気事業審議会料金制度部会等の場において開始された。その結果、原子炉の規模に応じて廃止措置費用の概算見積もりが共有され、その費用を引当金で手当てすることが適当であると結論付けられた（通商産業省[1987]¹⁷⁾）。これは、課税所得の一部を将来の費用として認識するもので優遇税制となりえるものであり、1980年代には廃止措置は将来発生する事業という認識であり、電力会社の設備投資が拡大していたため、この制度は投資環境に大きく貢献した。すなわち、利益である課税所得の一部が無税で将来の費用として電力会社の内部に留保され、かつその運用は個社の裁量にまかされていたことから、無利子の資金を設備投資に回すことが可能だったのである。しかし見積額の算定については抑制的に

表1 補正LCOE (L^*) の評価結果

		単位：円/kWh				
		原子力	石炭火力	LNG 火力	事業用 太陽光	陸上風力
L	コストWG	10.2	13.5	10.6	10.5	11.8
L^*	ケース1	11.9	13.6	10.6	10.6	11.9
	ケース2	13.9	—	—	—	—
	ケース3	10.5	—	—	—	—
コストWG	ケース1	1.7	0.09	0.05	0.11	0.10
(L) との差	ケース2	3.7	—	—	—	—
	ケース3	0.3	—	—	—	—

出典：各ケースの試算結果から筆者作成。緒元は発電コスト検証ワーキンググループでの試算に準拠。

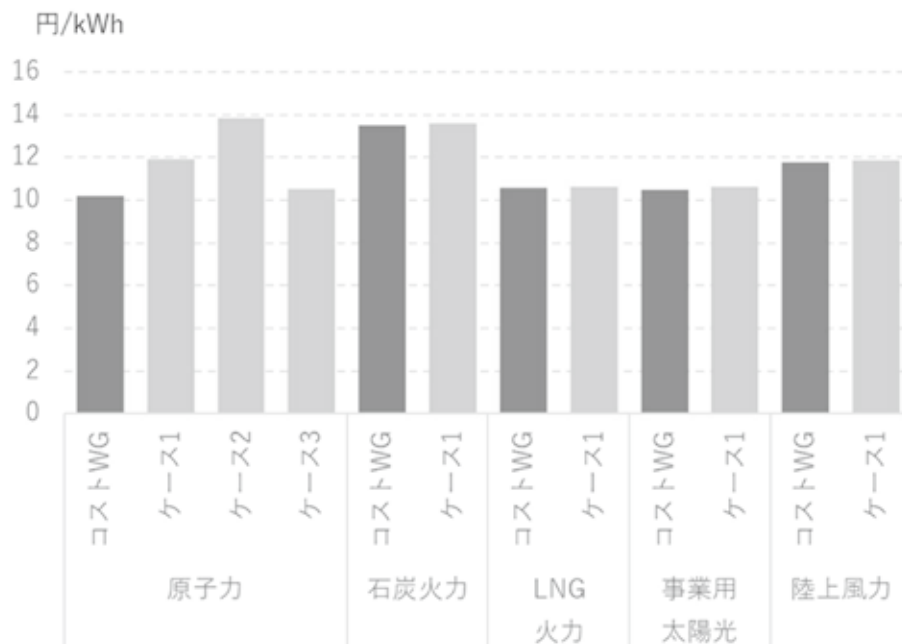


図2 補正 LCOE (L*) の評価結果

出典：各ケースの試算結果から筆者作成

行うことが求められ、必要最低限の外注費（解体費）だけに範囲が限られた⁽⁴⁾。事業者側が必要最低限の費用見積を承諾した背景には、廃炉費用が大きく見積もられることで原子力発電の経済優位性に対して懐疑的な輿論を惹起してしまうとの懸念があったと考えられている。1988年度から会計上の引当が開始されるとともに、1989年5月にはその根拠法令として原子炉等廃止措置引当金に関する省令が制定された⁽⁵⁾。その後、2000年には、L1/L2/L3放射性廃棄物の処分概念の検討結果に基づき、廃棄物処分費の合理的な見積が可能になったこと（通商産業省 [1999a]⁽¹⁸⁾）を踏まえて、解体引当金見積額に解体廃棄物処理処分費用（110万kWe級原子炉で約200億円）を追加して、見積額が拡充され更なる引当が進められた（通商産業省 [1999b]⁽¹⁹⁾）。

当初の算定式は、生産高比例法であり、当年度の積立額は、総見積額に、累積発電電力量を想定総発電電力量で除したものをかけて、前年度までの積立額を差し引くことで算出された。

福島原子力発電所事故以降、原子力依存度低減への対応、および、電気料金での未回収額の発生すること、及び財務会計上のインパクトが大きすぎることで

廃止の判断がためらわれることが無いようにするために、2013年の制度改正以降に廃炉決定したものや今後早期廃炉するものに限り資産の残存簿価、核燃料の解体費用等、廃炉に伴って発生する費用を一括して計上するのではなく、資産計上した上で、一定期間をかけて償却・費用化することを認める、解体引当金の費用化期間を発電期間と同様に原則50年から40年に短縮するといった制度改正が図られた。しかし、諸外国のように外部拠出には至っておらず、事業者の財務リスクからの隔離を強化する必要が指摘しうる。また、現状原子力発電事業者が厳しい財務状況にある中において、緩和的移行措置⁽⁶⁾の検討が必要とされる。

また、わが国では廃止措置実績が十分ではなく、東海発電所や浜岡原子力発電所1,2号機では解体工事が進められているものの、廃棄物処分場がないため、廃棄物の搬出ができていない。廃止措置の費用低減に向けた知見・技術の蓄積や体制の整備についても検討を要する。

2) 再処理等の費用確保に向けた制度設計の経緯と課題

再処理・MOX加工と高レベル廃棄物処分費用は、発電時点でそれぞれの資金管理団体に積み立てられ、

各電力会社の財務からは隔離されるようになっていく。しかし、本稿で試算したように、再処理事業等が想定した合理的費用見積では不足となった場合の費用負担をどうするのかという問題が残っている。また、使用済ウラン燃料の再処理より高度な技術が必要な使用済 MOX 燃料再処理技術の開発も必要となる。

資金管理団体への積み立ては、各事業運営が計画通り達成できた場合の合理的費用として積算されており、過剰積立にはならないようにせねばならない。しかし、操業制限やトラブルで稼働率が低下したり、想定していた工程で操業できなければ、必要資金は増加することとなる。

これまでの再処理施設の操業遅れや規制基準の事後の変更、立地自治体の理解が得られずプルサーマル計画が遅延していることなどを踏まえれば、再処理事業が将来に渡って計画通り進むことは期待しづらい。費用の上振れ分は誰かが負担する必要があるが、この問題が顕在化するのには、本来負担すべき原子力発電所が稼働を終了した後であることが想定される。その時点で市場に残っている事業者がコスト負担をすることは、競争電源のコスト競争力を低下させることになる。

全量再処理政策と余剰プルトニウム不保持の原則の下で、原子力発電事業がコストの高い使用済燃料再処理とプルサーマル運転をしなければならないことは、事業者がより効率的な核燃料調達手法を選択できない可能性を示唆し、事業者の自主的な効率化を促して国民に経済合理的な電力供給をするという電力自由化の趣旨とは必ずしも整合的でない。

核燃料サイクル事業を民営で行うと決定し、官民合意して政策的にサイクル事業を進めてきた背景には、電力の総括原価制度を前提としていたと考えられる。わが国が今後も核燃料サイクル政策を採るのであれば、核燃料サイクル事業を支えるスキームは別途検討する必要がある。上振れを含む一定の費用負担について競争外のスキーム（例えば、託送料金等）から回収する制度を構築する等の施策が必要であろう。

一方、全量再処理等の政策を見直して、事業者の判断に委ねるのであれば、これまでの政策遂行にかかる既投資費用のうち回収不能コストについての手当が必

要とされる。その際、保管されているプルトニウムの扱いについても、燃焼のための追加コストを競争電源とは別のスキームで拠出する仕組みが必要とされるだろう。

原子力プラントの新增設投資を判断する際にも、核燃料サイクル事業コストの負担が上振れる可能性があるれば、投資判断を控えることになる。また、既設原子力発電所の運営においても、今のままでは他事業者の経営判断（廃止）が自社の発電原価にも影響することとなる。

政府は、再処理事業の主体・資金・ガバナンスの確保を目的として使用済燃料再処理機構（NuRO）を設立したが、今後の費用上振れ等のリスクに総合的に備える必要があり、プルトニウム・バランスや再処理事業、高レベル放射性廃棄物事業、廃止措置などバックエンドの全体最適を確保するためには、バックエンド事業全体のマネジメントを強化する必要性が指摘しうる。

5. おわりに

バックエンド事業は、その事業の特徴から必要費用の確保に向けた制度設計が重要である。特に電力自由化による事業環境の変化も踏まえれば、事業者が市場退出した場合のセーフティネットを講じておく必要があり、廃止措置費用を当該発電事業者の財務から独立した外部基金化する等の検討を要する。しかし、外部基金化すればセーフガードとして十分であるというわけではない。米国で自由化による効率化が進展するに伴い、原子力発電所の所有権が少数の大企業の子会社として設立された有限責任会社（LLC）に再編成されている状況において、原子力発電所以外の資産を持たないマーチャント・プラントが直面する課題の事例として、停止から廃炉への移行期間中の資金不足による安全上の問題の可能性を指摘する。廃炉基金から費用を引き出すことが可能になるタイミングまでに、オペレーション上必要な安全費用の資金が捻出できず、LLC の場合にはそれを親会社に請求できない可能性があるとの指摘もなされている（Schlissel et al. [2002]²⁰⁾）。わが国では、複数炉を所有する発電事

業者が安全対策を講じて継続的利用を目指す炉と、廃止を決定する炉の両方を抱えており、外部化した廃止措置資金の引き出しが可能となるまで、廃止を決定した炉のオペレーション費用についても配慮が必要となろう。また、オーナーズコストなどこれまで見積もられていない費用や廃棄物処理処分費など上振れリスクのある費用の扱いも考慮する必要がある。

しかし費用の外部化を進めるにしても、現状原子力発電事業者が置かれた経営環境においては、短期的な実現は難しい。英国の原子力債務基金（NLF: Nuclear Liability Fund）では、政府がまず先行して資金を拠出し、EDF が徐々に積み立てを追加しているが、そうした事例を参照した緩和的移行措置も講じる必要がある。

核燃料サイクル事業による使用済燃料再処理とブルサーマル運転がコスト高になるのであれば、そもそも自由化の趣旨と整合しないことも整理する必要がある。原子力プラントの新增設投資を判断する際にも、核燃料サイクル事業コストの負担が上振れる可能性があれば、投資判断を控えることになる。また、既設原子力発電所の運営においても、今のままでは他事業者の経営判断（廃止）が自社の発電原価にも影響することとなる。再処理工場の運営及び六ヶ所再処理工場で再処理される以外の使用済燃料（通称、白地問題）、余剰プルトニウム燃焼はじめ、低レベル放射性廃棄物処分の立地など、長期的、かつ公共性をもった政策として必要な事業に対して、自由競争下の民営に任せていくことが適切なのかも検討が必要であろう。自由競争下の民営企業は、単年度の収支結果が経営責任に結び付き評価されるなど、長期的かつ公共的な判断が優先されづらくなる。

本稿では、回収不能費用が蓄積した場合の LCOE への影響の可視化を試みることで、そうした制度設計の改善に向けた議論に資することを目指したものである。

割引率や原子力発電依存度の変化が重複して発生することも考えられるため、様々なケースにおける影響分析を深めることが重要であり、更なる分析は本稿以降の課題としたい。

注

- (1) ストランディッド・コストの総額については複数の見積もりがあり、CBO は「全国の電力会社の座礁コスト総額の推定値は、100 億ドルから 5,000 億ドルと幅があるが、ほとんどの推定値は 1,000 億ドルから 2,000 億ドルの間」とし、Lockridge [1997] は「業界全体で 2,000 億ドルと推定される移行コストのうち、700 億ドルが原子力に関係」としている。
- (2) 竹内 [2016] は、送配電部門が営業キャッシュフローの 6～7 割を安定的にねん出しており、巨額の原子力投資による資金ひっ迫を緩和するバッファーとして機能していたと指摘している。
- (3) 経済産業省のウェブサイトからダウンロードできる。https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/index.html#cost_wg
- (4) 原子力発電施設解体引当金に関する省令第一条第二項に「解体」の定義がある。それに関連する費用のみを見積もることが求められており、当時総合エネルギー調査会原子力部会原子炉廃止措置対策小委員会で示された見積の例示でも、外注費に係る積算が示されていたとのコメントが、筆者による関係者へのヒアリング（2021 年 11 月 10 日）により得られた。
- (5) 1990 年に「原子力発電施設解体引当金」に名称変更されている。
- (6) 例えば英国では、国営であった炭酸ガス冷却炉については、廃止措置費用を確保する制度がなかったため、全て政府（英国廃炉庁）が賄う形となっている。その反省を踏まえ、現在民間企業が運転中の原子炉の廃止措置費用については、原子力債務基金（NLF）に積み立てられるようになっており、NLF には政府の基金拠出や国務長官による管財人の指名など政府の強い関与が確保されている。

参考文献

- 1) 根本和泰、遠藤弘美 [1996]、「米国の電気事業再

- 編と原子力発電の回収不能費用の回収」、『公益事業研究』48(2)、P.79-92
- 2) DeLeah Lockridge [1997]、"The Effects of Utility Deregulation on the Nuclear Industry", p11-12 <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.580.4489&rep=rep1&type=pdf> (2022年8月28日閲覧)
- 3) 竹内純子 [2022]、「電力自由化後の日本の原子力発電事業のあり方に関する総括的研究」、東京大学大学院工学系研究科博士論文、p140
- 4) 植草益 [1991]、『公的規制の経済学』、筑摩書房、P3, 175-177
- 5) 穴山悌三 [2005]、『電力産業の経済学』、NTT出版株式会社、P90-98
- 6) 西村陽 [2000]、「米国エネルギー企業の戦略と価値連鎖～ケース・スタディと日本市場への示唆～」、学習院大学 経済論集 第37巻 第2号
- 7) 平野智久 [2014]、「原子力発電施設の廃止措置に関する会計問題— 経済産業省「原子力発電所の廃炉に係る料金・会計制度の検証結果と対応策」に着目して—」、商学論集第83巻第3号、p1-22
<https://www.lib.fukushima-u.ac.jp/repo/repository/fukuro/R000004615/3-1841.pdf>
- 8) 竹内純子 [2021]、「料金規制下の原子力事業における回収不能費用の類型化と政策的措置に関する考察」、『国際公共経済研究』、第32号、p.46-54
- 9) 竹内純子 [2016]、「電力システム改革下の原子力事業(2)」、国際環境経済研究所ウェブサイト <https://ieei.or.jp/2016/06/takeuchi160621/> (2022年8月28日閲覧)
- 10) Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)/Nuclear Energy Agency (NEA) and International Energy Agency (IEA) [2020]、「Projected costs of generating electricity 2020 edition」, OECD Publishing.
- 11) 松尾雄司 [2021a]、「平準化発電単価 (LCOE) による経済性評価」、『エネルギー・資源』、42(1)、pp. 65-69.
- 12) EIA [2021] U.S. Energy Information Administration, 「Levelized cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2021」. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- 13) BEIS [2020] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 「BEIS Electricity Generation Costs (2020)」. <https://www.gov.uk/government/publications/beis-electricity-generation-costs-2020>
- 14) 発電コスト検証ワーキンググループ [2021]、2021年3月、「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」.
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_01.pdf (2022年8月28日閲覧)
- 15) 松尾雄司 [2021b]、「電源の限界費用と平均費用：「LCOEを超える」指標」、『エネルギー・資源』、42(2)、pp. 53-58.
- 16) Yuhji Matsuo, Ryoichi Komiyama [2021]、「System LCOE of variable renewable energies : a case study of Japan's decarbonized power sector in 2050」, Sustainability Science, 16(2), pp. 449-461.
- 17) 通商産業省 [1987]「電気事業審議会料金制度部会報告」1987年3月 通商産業省資源エネルギー庁
- 18) 通商産業省 [1999a]「総合エネルギー調査会原子力部会中間報告 - 商業用原子力発電施設解体廃棄物の処理処分に向けて -」1999年5月
- 19) 通商産業省 [1999b]「電気事業審議会料金制度部会中間報告～解体放射性廃棄物処理処分費用の料金原価上の取扱いについて～」1999年8月
- 20) David Schlissel, Paul Peterson, Bruce Biewald [2002]、「FINANCIAL INSECURITY: The Increasing Use of Limited Liability Companies and Multi-Tiered Holding Companies to Own Nuclear Power Plants」
<https://www.riverkeeper.org/wp-content/uploads/2009/06/Synapse-Report-Financial-Insecurity-The-Increasing-Use-of-Limited-Liability-Companies-Multi-Tiered-Holding-Companies-to-Own....pdf> (2022年8月28日閲覧)