

Mizuho Short Industry Focus

原子力発電の早期再稼働の効用を改めて考える

【要旨】

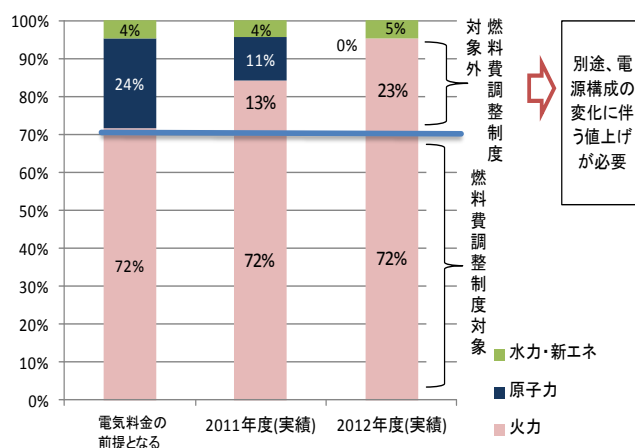
- ◆ 原発の長期停止により、電気料金の再値上げの動きが見られる。これは当初の値上げ率が、2013 年度以降の原発再稼働を前提に、抑制された水準とされていたためである。
- ◆ 安全性の確認された原発を速やかに再稼働することは、足許の電気料金の値下げに加え、電気料金のボラティリティの抑制を通じて、国民の直接的なメリットにつながるものである。原発の早期再稼働実現に向け、国が前面に立つことが、これまで以上に求められる。

2014 年 7 月 31 日、北海道電力は、泊原子力発電所の再稼働が 2013 年 9 月の料金改定時の想定時期から大幅に遅れていることに伴い、電気料金の再値上げを申請した。本稿では、原発の長期停止が料金の上昇につながる現行の電気料金制度について解説するとともに、料金のボラティリティの増加にもつながるメカニズムについて考察する。原発の長期停止については、貿易赤字拡大や CO2 排出量増加、エネルギー自給率低下等の観点からの論点があるが、本稿では、より国民の直接的な負担につながる、電気料金の観点に軸足を置いている。

総括原価の前提となる電源構成の変化に伴い電力会社 7 社が、電気料金の値上げを実施した

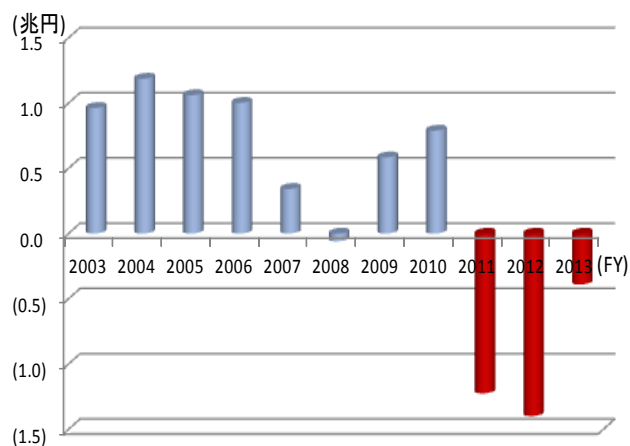
現行の電気料金制度である総括原価方式において、電気料金は、想定される電源構成に基づく、電力供給に必要な費用（総括原価）を回収できる水準に設定される。想定していた電源構成比率の範囲内で火力発電を動かし、その燃料費が変動した場合、変動分を自動的に料金に反映する仕組みがある（燃料費調整制度）が、原発の代替として増えた火力発電の燃料費は、同仕組みでは料金に反映されない。このため、総括原価を見直す料金の値上げ改定が必要となる（【図表 1】）。東日本大震災以降、原発の代替として火力発電の発電量を増やした電力会社は、収支を悪化させ（【図表 2】）、2012 年度から電力会社計 7 社が料金の値上げ改定を実施した。

【図表 1】 電源構成比と燃料費調整制度の対象範囲（東京電力の例）



(出所) 東京電力公表資料よりみずほ銀行産業調査部作成

【図表 2】 料金値上げ改定を実施した7電力会社の経常利益の推移



(出所) 電気事業連合会公開情報よりみずほ銀行産業調査部作成
(注) 北海道、東北、東京、中部、関西、四国、九州電力の合計

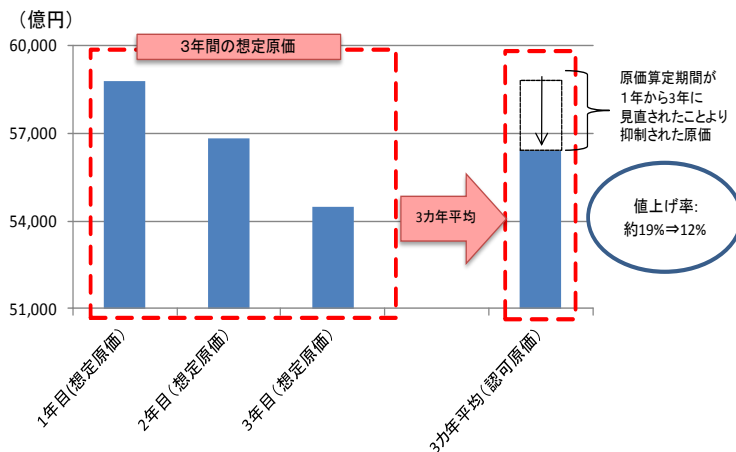
原価算定期間の
見直しにより、電
気料金の値上げ
幅は抑制された

家庭向け等規制部門の電気料金の値上げ改定には、経済産業大臣による認可が必要となるが、認可にあたり原価が審査される。この原価を算定する期間は、「1年間を単位とした合理的な将来予測ができる期間」(一般電気事業供給約款料金算定規則)として、1981年以降1年間に設定されてきた。しかし、2012年3月の有識者会議の報告書において、実現に一定期間を要する将来の経営効率化努力を折り込む観点から、原価算定期間は3年を原則とすることが求められた。これに伴い、向こう3年間の、原発の再稼働に伴う化石燃料費の削減や、北米からのシェールガス輸入に伴う価格低減効果等の努力目標を折り込むことが要請され、原価算定期間を1年とした場合に比べ、料金の値上げ幅は圧縮された。東京電力の場合、原価算定期間が1年であれば、値上げ率は約19%(規制部門及び自由化部門の平均値上げ率)であったと試算されるが、原価算定期間が3年とされたことで実際の値上げ率は12%に留まった(【図表3】)。

原発再稼働の遅
れに伴い、再値
上げが必要とな
る

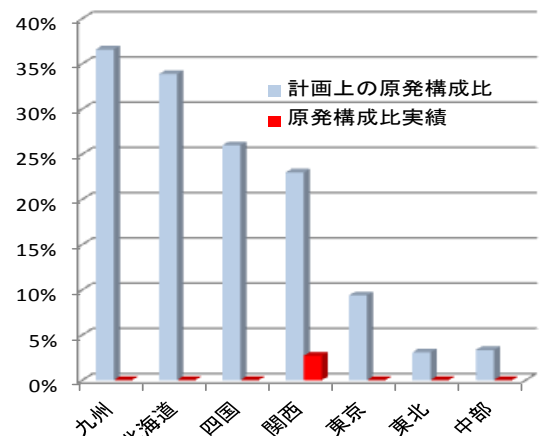
一方、2013年度以降に想定されていた原発の再稼働は、安全審査が長期化していることに伴い遅れており、原発の電源構成比率も値上げ申請時の想定を大きく下回っている(【図表4】)。電力各社は大胆なコスト削減に取り組んでいるが、燃料費は増加しており、値上げ後の料金水準でも、増加した燃料費を全ては回収できない状況にある。料金再値上げの動きはこうした事情が背景にある。

【図表3】 原価算定期間の見直しに伴う総括原価の減少イメージ(東京電力の例)



(出所) 東京電力公開資料よりみずほ銀行産業調査部作成
(注) 数値は東京電力公開資料に基づく、みずほ銀行産業調査部試算値

【図表4】 値上げを実施した電力7社の計画上の
の原発の電源構成比と実際の構成比



(出所) 各社公開資料よりみずほ銀行産業調査部作成
(注) 原発構成比実績は、各社の原価算定期間のうち、2013年度までに経過した年度の構成比実績の平均

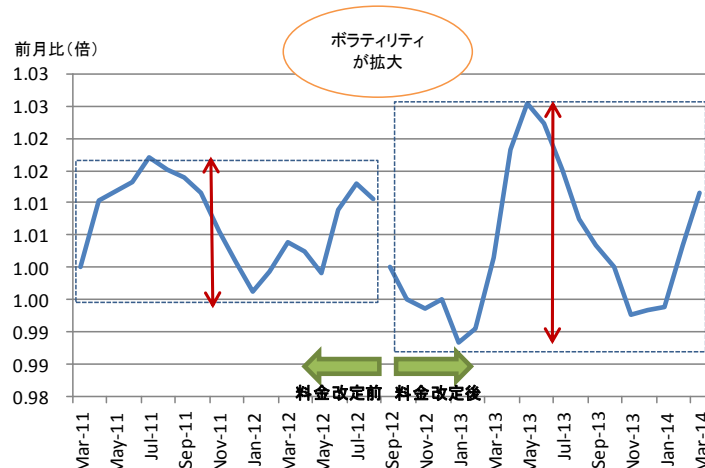
原発長期停止に
より、電気料金の
ボラティリティがさ
らに増加しうる

電気料金の値上げ改定後、料金のボラティリティが上昇しており、原発の長期停止に伴い再値上げが行われた場合さらに増加しうる点に注目したい。電気料金のボラティリティ上昇は、需要家の月々の可処分所得の変動を大きくする。【図表5】は、東京電力の家庭向け平均モデルにおける震災以降の電気料金¹の前月比(各月の電気料金を前月の電気料金で割ったもの)の推移をグラフ化したものである。震災から2014年3月までを料金改定前後に分けて比較すると、前月比の変動は料金改定以降増加しており、ボラティリティが高まった(標準偏差は1.7倍)。このボラティリティ増加の主因は、為替レート(1.5倍)によるものだが、料金改定時に設定した電源構成における、火力発電の比率が増加したことに伴い、化石燃料費に対する電気料金の感応度が増加(1.2倍)した²ことも大きな要因となっている。今後の再値上げにより、電源構成における火力発電の比重が増すと、この感応度はさらに増加する。

¹ 家庭用電気料金。使用電力量:290kWh/月。ここでは特に燃料費による電気料金の変動を示すため、電気料金から再生可能エネルギー発電促進賦課金及び太陽光発電促進賦課金を控除している。

² 料金改定に伴い、燃料費調整額算定に使用される基準単価(原油換算価格1,000円/kg)の化石燃料価格変動があった場合に発生する1kWhあたりの変動額)が、火力発電の電源構成比率増加を反映し改定された。

【図表5】 東京電力の平均モデルにおける家庭向け電気料金の前月比推移



(出所) 東京電力公表データよりみずほ銀行産業調査部作成

(注) 2つの期間の開始時点である2011年3月及び2012年9月は基準値1としている

原発の発電コストは、燃料費の占める割合が小さく、変動しにくい特徴がある

原子力発電の一つの特徴は、燃料単位の出力が大きく、また、発電所に装荷された燃料の燃焼期間が約5年と長いことから、火力発電と比べると、発電コストに占める燃料費の割合が小さい点が挙げられる。2011年12月の「コスト等検証委員会報告書」のモデルプラントでは、2030年における石油火力、LNG火力、石炭火力の各発電コストに占める燃料費の割合がそれぞれ、48%、75%、38%であるのに対し、原子力発電の場合、ウラン燃料費用が占める割合は9%である(【図表6】)。当然のことながら、燃料費が発電コストに占める割合が小さい場合、燃料費が変動した場合も発電コストは変動しにくく、発電コストにおける燃料費に対する感応度は低い。

原発再稼働は火力発電に比べ、料金上昇を抑制する効果がある

燃料価格が30%上昇した場合の発電コストの変化をシミュレーション³してみると、石油火力の場合12.9%、LNG火力の場合21.7%、石炭火力の場合は9.8%上昇する。一方、原子力発電の場合、発電コストは2.7%の上昇に留まる⁴。また、為替レートが30%円安になった場合をシミュレーションしてみると、為替レートの変動はCO2対策コストも変動させるため、火力発電の発電コストは燃料価格の上昇時よりも増加し、石油火力の場合15.1%、LNG火力の場合25.4%、石炭火力の場合は18.5%上昇する。一方、CO2対策費用のかからない原子力発電の場合、2.7%の上昇に留まる(【図表7】)。これら為替レートが30%円安に変動した場合の、LNG火力の発電コストの上昇は、家庭の月次の電気使用量ベースで802円の上昇にあたり、石炭火力の上昇は553円の上昇となるが、原発の発電コストは70円の上昇に留まり、原発の再稼働は料金の変動を抑える効果がある⁵。

原発再稼働は電源ポートフォリオの発電コストの安定性に貢献する

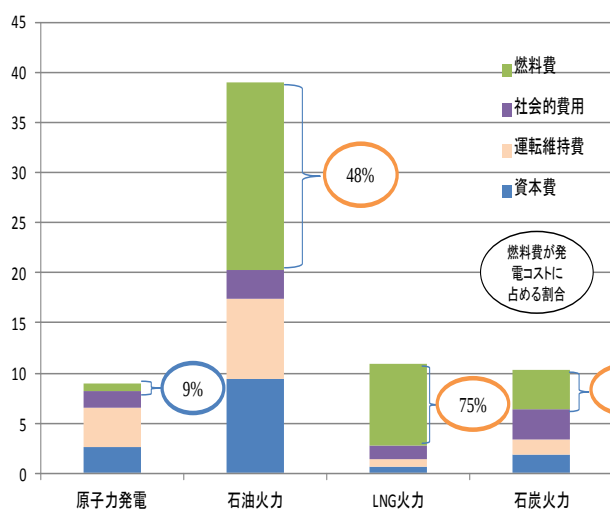
以上より、電源ポートフォリオにおいても、火力発電に9割集中しているよりは、原発を含めた、より分散されたポートフォリオを形成する方が、発電コストのボラティリティは抑えられる。特にウラン燃料と原油やLNGとの価格相関性は高くないと考えられ、分散効果を得られやすい。このことから、原発の再稼働は、電力事業の原価及び電気料金の安定性につながると言える。

³ コスト等検証委員会報告書の発電コスト計算モデルを使用。なお、各燃料価格、為替レートのボラティリティの大小については、その時々需給環境、地政学的イベントの他、ボラティリティ計算の推計期間、手法等にもよるため比較は容易ではないが、各燃料価格や為替レートの震災から2014年3月までのヒストリカルボラティリティ(各ファクターの前月比の標準偏差を年率換算したもの)は、8%~14%程度であり、大きな差はないと言える。

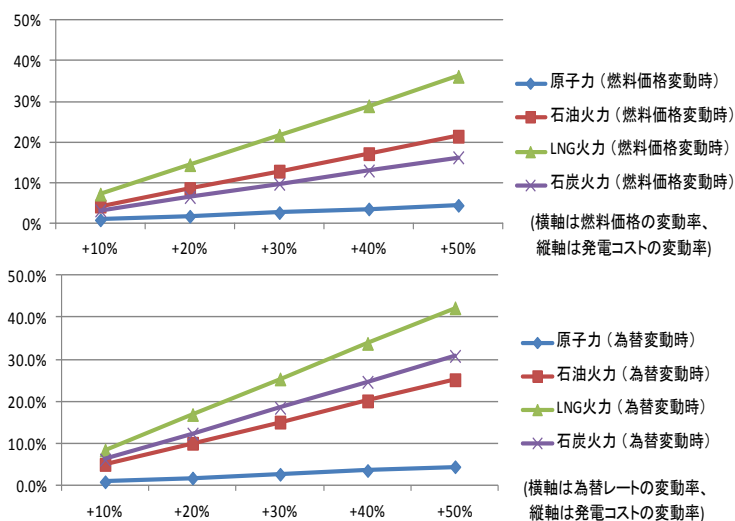
⁴ コスト等検証委員会報告書の発電コスト計算モデル上は、原子力発電の燃料費用としては、ウラン燃料費用だけでなく使用済核燃料の再処理費用等を含めた核燃料サイクル費用が使用されており、燃料価格及び為替レートの変化を、核燃料サイクル費用に占めるウラン燃料費用の割合分だけ、核燃料サイクル費用に反映させている。

⁵ 東京電力家庭向け平均モデルの電気使用電力量である290kWh/月。

【図表6】 発電コストに占める燃料費の割合



【図表7】 燃料価格(上段)及び為替レート(下段)の変動に対する発電コストの感応度



（出所）【図表 6,7】とも、コスト等検証委員会報告書の公表データよりみずほ銀行産業調査部作成

（注 1）コスト等検証委員会報告書の発電コスト計算モデル上は、原子力発電の「燃料費用」の項目は、ウラン燃料費用だけでなく使用済核燃料の再処理費用等を含めた核燃料サイクル費用が使用されているが、ここでは実際の燃料費の占める割合を比較するため、ウラン燃料費用のみを原子力発電の燃料費用とし、その他の核燃料サイクル費用は運転維持費としている。また、燃料価格及び為替レートの変化を、核燃料サイクル費用に占めるウラン燃料費用の割合分だけ、核燃料サイクル費用に反映させシミュレーションしている。

（注 2）社会的費用には、CO₂ 対策、事故リスク対応費用等が含まれる。

（注 3）設備利用率を原子力発電は 70%、火力発電は 80%とし、稼働年数は原子力発電、火力発電共に 40 年としている。

早期に、料金の値下げと安定化余力確保のためには、原発再稼働は現実的な対応策と言える

原発の再稼働が遅れている中、資源調達の多様化や、化石燃料を使用しない再生可能エネルギーの普及、高効率な石炭火力発電所の建設が計画される等、電気料金の低下や安定化に資する取り組みも出てきている。しかし、原発の代替となる大規模火力発電所の建設には通常計画から運転開始まで約 10 年の時間を要する等、電気料金にそれらの効果が表れるまでには時間がかかる。早期に、電気料金の値下げ及び安定化余力を確保し、国民負担の増加を直接的に抑制するためには、安全性が認められた原発を速やかに再稼働させることが現実的な対応である。

早期再稼働実現に向け、国が前面に立つことが求められる

現在、九州電力・川内原発の安全審査が進んではいるが、自治体の避難計画作成や地元住民の合意形成等、再稼働の実現にはまだ課題が残っている。原発の早期再稼働に向け、地元住民の合意形成に向けた取り組み、プロセスの明確化等、原子力事業者のみならず、国が前面に立つことがこれまで以上に求められる。

みずほ銀行 産業調査部

資源エネルギーチーム 山本 武人

TEL:03-5222-4489 E-mail: takehito.yamamoto@mizuho-bk.co.jp

© 2014 株式会社みずほ銀行

本資料は金融ソリューションに関する情報提供のみを目的として作成されたものであり、特定の取引の勧誘・取次ぎ等を強制するものではありません。また、本資料はみずほフィナンシャルグループ各社との取引を前提とするものではありません。

本資料は当行が信頼に足り且つ正確であると判断した情報に基づき作成されておりますが、当行はその正確性・確実性を保証するものではありません。また、本資料に記載された内容は予告なしに変更されることがあります。本資料のご利用に際しては、貴社ご自身の判断にてなされますようお願い申し上げます。本資料の著作権は当行に属し、本資料の一部または全部を、①複写、写真複写、あるいはその他の如何なる手段において複製すること、②当行の書面による許可なくして再配布することを禁じます。