

『燃料費調整単価固定料金』制度の設計

鈴木喜久

1. イントロダクション

非鉄金属や化学といった業種においては、製造原価のうち電気料金が占める割合が大きい。現行の燃料費調整制度では、電力会社から購入する電気料金は発電に要する燃料価格の変動が反映する仕組みとなっており、事業年度内に電気料金変動するため、製造原価に大きく影響を与えることとなり、予算管理上の不確定要因となっている（日本銀行（2013年））。

そこで本稿では、実現可能な燃料費調整単価固定料金制度を設計し、電気需要家である企業と電力会社に及ぼすリスクを評価する。

2. 燃料費調整制度

規制需要家に適用される電気料金は、総括原価方式に基づいて算定される基本料金と従量料金との合計と、輸入燃料価格の変動に応じて調整される燃料費調整額との合算で算出される。発電に使う原油、LNG および石炭の燃料価格は、国際市場における需給や為替レートにより変動する。その燃料価格の変動をあらかじめ定めたルールにより、電気料金に反映させる「燃料費調整制度」は、燃料価格の変動は電気事業者の効率化努力の及ばないものであるとされ、経営環境の安定を図るために1996年1月に導入された制度である。

当初の制度の下では、四半期ごとに貿易統計における各燃料の輸入価格の平均値を求め、それを2四半期先の電気料金に反映させる仕組みであった。ただし、燃料価格が大幅に上昇した場合には、需要家への影響が大きくなりすぎるため、自動的に調整される料金の幅を基準時点の価格から最大で50%とする上限が設けられている。なお、下限値は設定されていない。また、電気事業者ごとに発電機の構成が異なり、したがって、燃料構成が異なるため、調整される電気料金もそれぞれ異なる。

しかし、燃料価格の変動が3か月のラグを伴って料金に反映され、また、それが3か月間持続す

る上記制度の下では、2008年の燃料価格の大幅かつ急激な上昇時に、発電コストと電気料金収入との間に大幅な乖離を生じさせた。これを受け、燃料価格の変動をより迅速に電気料金に反映させるとともに、料金変動を平準化させるために、燃料費調整制度の見直しがなされ、2009年より適用されている。新たな制度の下では、3か月の平均燃料価格を算定し、それに基づいて3か月後の電気料金（2か月のラグ）を調整するということが毎月実施することとなった（資源エネルギー庁（2009年））。

燃料費調整額は以下のように算定される（係数値は中国電力の電気供給約款に基づく）。

① 平均燃料価格の算定

平均燃料価格は次式によって算定される。

$$\text{平均燃料価格} = \alpha \times A + \beta \times B + \gamma \times C$$

ここで、

A = 各平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格

B = 各平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均液化天然ガス価格

C = 各平均燃料価格算定期間における1トン当たりの平均石炭価格

$\alpha = 0.1543$, $\beta = 0.1322$, $\gamma = 0.9761$ は、原油・LNG・石炭について、原油へ単位を合わせ、各燃料の構成比を乗じた係数（一定）で、これによりそれぞれの燃料の平均価格から原油換算の平均燃料価格を算定する。

② 燃料費調整単価の算定

燃料費調整単価は以下のように算定される。

$$\text{燃料費調整単価} = (\text{平均燃料価格} - \text{基準燃料価格}) \times \text{基準単価} / 1,000$$

ここで、基準燃料価格は基準時点の平均燃料価格である（2002年時点で12,100円）。また、基準単価は平均燃料価格が1キロワットあたり1,000円変動した場合の値で、供給契約種別ごとに異なり、「電気供給約款」別表および「選択約款」別表に規定されている（2002年特別高圧供給契約の場合0.175円）。

ただし、平均燃料価格が基準燃料価格の1.5倍を上回る場合には、上式の平均燃料価格は基準燃料価格の1.5倍で置き換えられる。

3. 燃調単価の固定に伴うリスク

需要家のニーズに応えるために電気事業者が燃調単価を固定して（以下、固定燃調単価という）電気供給契約した場合、燃料価格が固定化の前提とした値を下回る時には利益が出る一方で、燃料価格が固定化の前提とした値を上回る時には損失が生じる。すなわち、需要家が直面していた電気料金の変動による製造原価変動リスクの回避手段を提供することにより、電気事業者が新たに発電コスト変動リスクに晒されることになるのである。そのリスクとは、以下の式によってあらわされる。

$$\text{収入の差額} = (\text{固定平均燃料価格} - \text{変動平均燃料価格}) \times (\text{基準単価} / 1,000) \times \text{販売電力量}$$

そこで電気事業者に生じるこのリスクを金融のリスク移転機能を用いることにより、第三者にさらに移転する手段を講じる。

具体的には、金融機関との間で以下のようなデリバティブ契約（スワップ契約）を締結する。電気事業者には需要家との間で締結した契約に従い、固定燃調単価にて算定される定額電気料金収

入が毎月発生する。電気事業者がその固定燃調収入相当額の支払と、需要家に通常の燃調制度にしたがって電気を販売した時に得られたであろう電気料金（以下、変動燃調収入という）相当額の受取を毎月交換するというスワップ契約を金融機関との間で締結することを考える。そのような契約を実際に締結できれば、電気事業者は需要家に固定燃調単価にて電力を供給する一方で、変動燃調収入を得ることが出来るため、発電コスト変動リスクを回避することができる。

実際には平均燃料価格そのものは市場で取引されておらず、金融機関がスワップ契約に対するカバー取引を行う市場が無いため、平均燃料価格そのものを指標としてのスワップ契約は実現できない。しかし、平均燃料価格を構成している原油はもとより、LNG価格も原油価格との連動性が高く、平均燃料価格変動のかなりの部分が原油価格変動によって説明できる。わが国で石油やガス関連商品を輸入販売している大手商社などでは、JCC（Japan Crude Cocktail）を販売価格に適用する原油価格として用いている。JCCは通関統計として財務省により公表されるわが国に輸入される原油の月間の加重平均入着（CIF）価格であり、客観性があるので金融商品の指標となり得る。そこで、JCC価格を用いて近似的な平均燃料価格を算出し、スワップ契約の設計を行う。

4. 平均燃料価格算出モデル

以下では、1995年7月から2002年9月までの月次データに基づく分析結果を示すこととする。平均燃料価格を被説明変数とし、JCC価格のみを説明変数とする単回帰モデルのデータ期間における説明力は89.0%であった¹。しかし、平均燃料価格を構成しているLNG価格とJCC価格との相

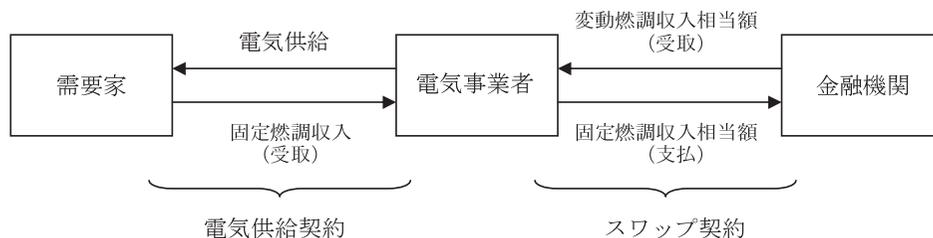


図1 スワップ契約を組み込んだ電気料金収入の構造

¹ 平均燃料価格およびJCCの時系列データはいずれも単位根検定を通過している。詳細は割愛する。

関関係には構造変化が認められ、1999年5月以降両者のレベル差が趨勢的に拡大していることが分かった。また、価格変動が比較的小さい海外炭価格はJCC価格との相関は認められない一方で、タイム・トレンドとジャンプが認められた。各燃料それぞれについての価格推移モデルを一旦同定し、その上で平均燃料価格推移モデルの同定を試みる。

(1) 原油およびLNG価格モデル

LNG価格とJCC価格との相関関係の構造変化は、1999年5月を開始点とするタイム・トレンドの導入で説明できることが分かった。原油価格はJCC価格そのものなので、平均燃料価格のJCC(原油)およびLNG部分を説明するモデルは、JCC価格とLNG価格に構成比の原油換算係数をかけて足し合わせたものを被説明変数として、JCC価格およびタイム・トレンドを説明変数とする以下のモデルを同定した。

AP (Oil&Gas)

$$= 10.3440 + 0.3318 \times JCC + 0.0425 \times T1 + \text{残差} \\ (13.07) \quad (51.00) \quad (2.64)$$

ここで、

AP (Oil&Gas) : 平均燃料価格のJCCおよびLNG部分

T1 : 1999年5月を1とし、以降1ずつ増加するタイム・トレンド

推計値の下のカッコはt値をそれぞれ表す。修正決定係数は0.9809であった。

(2) 海外炭価格モデル

海外炭価格には、長期趨勢的な下落が観察される一方で、2001年5月に価格のジャンプが観察されている。こうした価格ジャンプは、より長期のデータにおいて、頻度は少ないものの数年に一度発生することが観察されている。海外炭のCIF価格(輸入通関統計価格)と半年~1年程度前におけるニュー・キャッスル(オーストラリア)市場のスポット価格(BJI ; Barlow Jonker Index)との間には0.90以上の相関があることから、海外炭のCIF価格の大きな変動はあらかじめ予測できることが分かった。したがって、回帰モデルでは価格ジャンプの影響をダミー変数により抽出する一方で、平均価格予測モデルにおいては価格

ジャンプの可能性は排除し、BJIスポット価格からの予測を事後的に考慮に入れ、必要があればモデルから算出された価格に加えることで対処可能である。

そこで平均燃料価格の海外炭部分については、タイム・トレンドと2001年5月の価格がジャンプしたことの影響を除くためのダミー変数のみを説明変数とする以下のモデルを同定した。

AP (Coal)

$$= 44.5645 - 0.2530 \times T2 + 8.4401 \times D + \text{残差} \\ (150.95) \quad (-35.07) \quad (18.47)$$

ここで、

AP (Coal) : 平均燃料価格の海外炭部分

T2 : タイム・トレンド

D : 2001年以降1を取るダミー変数

推計値の下のカッコはt値をそれぞれ表す。修正決定係数は0.9374であった。

(3) 平均燃料価格モデル

上記の結果から、平均燃料価格のうち原油およびLNG部分の説明変数としてはJCC価格およびタイム・トレンド(T1)が、海外炭部分についてはタイム・トレンド(T2)およびダミー変数(D)が有効であることが分かったので、これらを説明変数とする平均燃料価格モデルを推計した結果が次式である。

$$AP = 56.9399 + 0.3296 \times JCC + 0.3080 \times T1 - 0.3334 \\ (37.49) \quad (30.55) \quad (4.25) \quad (-15.64) \\ \times T2 + 4.1712 \times D + \text{残差} \dots (AP) \\ (2.90)$$

ここで、推計値の下のカッコはt値をそれぞれ表す。修正決定係数は0.9609であった。平均燃料価格の実績値とモデルのあてはまりを示したものが図2である。

5. ベーシスリスクの扱い

(AP)式に基づくスワップ契約では、平均燃料価格をJCC価格とトレンド項などの確定項のみによってヘッジするために価格差が生じる(図2参照)。このベーシスリスクへの対応は二段階で行う。まず、金融機関とのスワップ契約におい

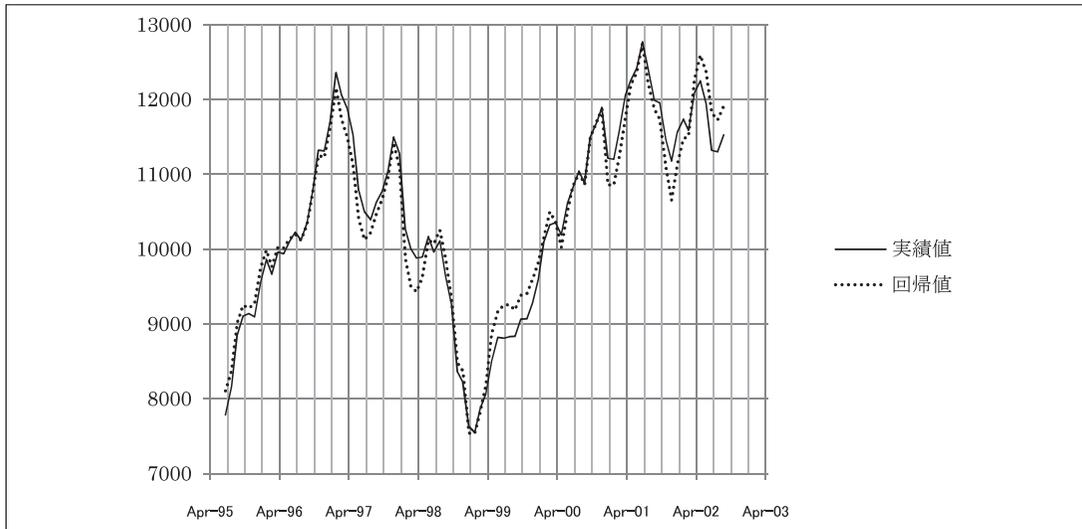


図2 平均燃料価格モデルのあてはまり

て、最小分散ヘッジとなる量の契約を行うことである。(AP) 式から明らかなように、最小二乗法による JCC の回帰係数の推定値が、平均燃料価格単位 (1kl) に対する JCC による最小分散ヘッジポジションとなっている。したがって、スワップ契約は (AP) 式右辺の残差項を除いた変動額の受取と金融機関が提示する固定額の支払いとの交換に基づき設計される (会計上の考え方については、日本公認会計士協会 (2013 年) を参照のこと)。

次に、(AP) 式の正の残差として事後的に実現する損失への対応である。これは EaR (Earning at Risk) として管理し (竹内 (2011 年))、需要家に対して提示する固定燃調単価に反映させる。1995 年 7 月から 2002 年 9 月までのデータを用いて (AP) 式の推定から得られた残差に対して、いずれも誤差項が正規分布に従うとの帰無仮説の下で以下の正規性の検定を行った。

- ① ジャック・ベラ検定

$$JB = 0.2016 \quad (JB \stackrel{H_0}{\sim}_{asy} \chi^2(2))$$
- ② 修正ジャック・ベラ検定

$$CJB = 0.1236 \quad (CJB \stackrel{H_0}{\sim}_{asy} \chi^2(2))$$
- ③ アンダーソン・ダーリン検定

$$A^* = 0.5676$$

帰無仮説の下で、それぞれの有意水準に対する臨界値は右表のとおりである。

有意水準	0.10	0.05	0.025	0.01
A*	0.631	0.752	0.873	1.035

したがって、

ここで用いたいずれの検定統計量も誤差項が正規分布に従うとの帰無仮説を通常用いられる有意水準の上限値である 10 % で棄却しない。そこで、(AP) 式の残差による推定値を用いて、ベースリスクが平均 0、標準偏差 212.61 (円) の正規分布に従うものと仮定すると、スワップ契約に際して金融機関から提示される固定平均燃料価格に、下記のリスクプレミアムを上乗せして顧客に提示する固定燃調単価を求めればよい。

$$\begin{aligned} \text{固定燃調単価} &= (\text{固定平均燃料価格} + \text{リスクプレミアム} - \text{基準燃料価格}) \\ &\quad \times \text{基準単価} / 1,000 \\ &= (\text{固定平均燃料価格} + \text{リスクプレミアム} - 12,100 \text{ 円}) \times 0.175 \\ &\quad \text{円} / 1,000 \end{aligned}$$

EaR の信頼度	リスクプレミアム	EaR の信頼度	リスクプレミアム
99 %	0.087 円	80 %	0.031 円
95 %	0.061 円	70 %	0.020 円
90 %	0.048 円	60 %	0.009 円
85 %	0.039 円	50 %	0.000 円

6. 燃料費調整単価固定による収支シミュレーション

特別高圧供給契約対象の需要家に対して燃調単価を固定して2003年4月からの12か月間供給契約する場合を想定する。実際に使用する電力量は変動するため、予定使用電力量の一定割合につい

て燃調単価固定料金を適用するものとし、その量を毎月15MWhとする。

金融機関提示の固定平均燃料価格を12,700円とし、リスクプレミアムを上乗せしない場合、固定燃調単価は0.10円/kWhとなり、収支は以下のようになる。

表1 電気事業者と需要家間での収支変動 ①

使用年月	使用電力量 (千 kWh)	燃調制度下での需要家支払額		固定料金下での需要家支払額		電気事業者 収入増減 (千円)
		変動燃調単価 (¥/kWh)	燃調収入 (千円)	固定燃調単価 (¥/kWh)	燃調収入 (千円)	
2003/4	15,000	0.13	1,950	0.10	1,500	-450
2003/5	15,000	0.20	3,000	0.10	1,500	-1,500
2003/6	15,000	0.17	2,550	0.10	1,500	-1,050
2003/7	15,000	0.23	3,450	0.10	1,500	-1,950
2003/8	15,000	0.25	3,750	0.10	1,500	-2,250
2003/9	15,000	0.21	3,150	0.10	1,500	-1,650
2003/10	15,000	-0.01	-150	0.10	1,500	1,650
2003/11	15,000	0.09	1,350	0.10	1,500	150
2003/12	15,000	0.06	900	0.10	1,500	600
2004/1	15,000	-0.01	-150	0.10	1,500	1,650
2004/2	15,000	-0.03	-450	0.10	1,500	1,950
2004/3	15,000	0.10	1,500	0.10	1,500	0
年度計	180,000		20,700		18,000	-2,850

表2 電気事業者と金融機関とのスワップ契約による受払

使用年月	使用電力量 (千 kWh)	電気事業者受取額		電気事業者支払額		電気事業者 受払差額 (千円)
		近似燃調単価 (¥/kWh)	変動燃調収入 相当額 (千円)	固定燃調単価 (¥/kWh)	固定燃調収入 相当額 (千円)	
2003/4	15,000	0.15	2,250	0.10	1,500	750
2003/5	15,000	0.22	3,300	0.10	1,500	1,800
2003/6	15,000	0.17	2,550	0.10	1,500	1,050
2003/7	15,000	0.25	3,750	0.10	1,500	2,250
2003/8	15,000	0.22	3,300	0.10	1,500	1,800
2003/9	15,000	0.22	3,300	0.10	1,500	1,800
2003/10	15,000	0.00	0	0.10	1,500	-1,500
2003/11	15,000	0.08	1,200	0.10	1,500	-300
2003/12	15,000	0.05	750	0.10	1,500	-750
2004/1	15,000	-0.02	-300	0.10	1,500	-1,800
2004/2	15,000	-0.04	-600	0.10	1,500	-2,100
2004/3	15,000	0.08	1,200	0.10	1,500	-300
年度計	180,000		20,700		18,000	2,700

すなわち、燃調単価固定料金にて需要家と電気供給契約を締結したことにより、年間 2,850,000 円の収入減になった一方で、金融機関とのスワップ契約により 2,700,000 円の受取が生じたため、収支合計では 150,000 円の収入減が発生した。

次に、燃調単価固定による収入減の EaR を信頼度約 67% でゼロにするリスクプレミアム 0.02 円を対需要家固定燃調単価にのみ加算した場合を考える。金融機関との間で決まるスワップ契約の固定平均燃料価格は影響を受けないので、スワップ契約による受払に変動はない。

この場合、固定燃調単価が 0.02 円加算しただけであるが、電気事業者の 750,000 円の収入増となり、スワップ契約からの受取を加えた収支合計では 3,450,000 円の収入増となった。

また、燃調単価固定による収入減の EaR を信頼度約 58% でゼロにするリスクプレミアム 0.01 円を対需要家固定燃調単価に加算した場合には、電気事業者の収入は 1,050,000 円減となり、スワップ契約からの受取を加えた収支合計では 1,650,000 円の受取超となる。

まとめ

わが国では、1995 年に電力会社に卸電力を供給する発電事業者（IPP）の参入が認められたのを皮切りに、2000 年には大口需要家に対する特

定規模電気事業者（PPS）による小売が認められた。さらには 2005 年に日本卸電力取引所が開設され市場取引が開始されるなど、徐々にではあるが電力の自由化が進められてきている。その中で、電気事業者には、一方で電力の安定供給を維持しながら、他方で需要家のニーズに合った料金メニューの開発といった創意工夫を凝らした企業努力が求められている（八田，三木（2013））。

かつて、金融技術を駆使して電力や各種のエネルギー取引にデリバティブを取り入れることにより、高収益企業の代表格に冠せられた米国エンロン社が、粉飾会計等により 2001 年に破綻した際には、その時点で米国史上最大の企業破綻であったこともあり大きな社会問題となった。そうした不正は問題外として、本来、健全な金融のリスク移転機能は重要な社会インフラであり、企業経営に不可欠なリスク管理手段である。企業の活動領域がますますグローバル化し、様々なリスクが高まって行く中で、リスク管理手法の高度化が求められている。

参考文献

八田 達夫，三木 陽介『経済同友会政策分析センター電力自由化に関わる市場設計の国際比較研究～欧州における電力の最終需給調整を中心として～』（2013）RIETI Discussion Paper Series

表 3 電気事業者と需要家間での収支変動 ②

使用年月	使用電力量 (千 kWh)	燃調制度下での需要家支払額		固定料金下での需要家支払額		電気事業者 収入増減 (千円)
		変動燃調単価 (円/kWh)	燃調収入 (千円)	固定燃調単価 (円/kWh)	燃調収入 (千円)	
2003/4	15,000	0.13	1,950	0.12	1,800	-150
2003/5	15,000	0.20	3,000	0.12	1,800	-1,200
2003/6	15,000	0.17	2,550	0.12	1,800	-750
2003/7	15,000	0.23	3,450	0.12	1,800	-1,650
2003/8	15,000	0.25	3,750	0.12	1,800	-1,950
2003/9	15,000	0.21	3,150	0.12	1,800	-1,350
2003/10	15,000	-0.01	-150	0.12	1,800	1,950
2003/11	15,000	0.09	1,350	0.12	1,800	450
2003/12	15,000	0.06	900	0.12	1,800	900
2004/1	15,000	-0.01	-150	0.12	1,800	1,950
2004/2	15,000	-0.03	-450	0.12	1,800	2,250
2004/3	15,000	0.10	1,500	0.12	1,800	300
年度計	180,000		20,850		21,600	750

13-J-075

竹内 徹也, 『公益事業会社の利益調整に関する実証研究』(2011年) 横浜国際社会科学研究所 第15巻第5号

『燃料費調整制度について』(2009年) 資源エネルギー庁

『燃料費調整単価表』(各年度) 中国電力

『IASB 情報要請「料金規制」に対する意見』(2013) 日本公認会計士協会

『金融経済月報』(2013年10月) 日本銀行