

火力発電コストのリスク低減のための対応策

遠藤 操

東日本大震災に伴う原発事故が引き金となり、原発を代替するための火力発電用燃料の需要が急増している。追加で必要となる燃料を、電力会社は既存の長期契約の増量オプションとスポット取引（相対での随時調達取引）を利用して調達している。世界の燃料市場は投機マネーの流入などにより変動が激しくなっており、電気料金の安定化のためには、燃料調達コストを含む発電コストのリスクを効果的にヘッジすることが重要である。発電コストのリスクを計測し、リスクを最小化するにはORの手法を用いることが有用である。本稿では、基礎的なリスク計測手法と実データを用いた計算結果について紹介する。

キーワード：発電コスト，燃料コスト，リスク最小化

1. はじめに

東日本大震災に伴う原発事故により、原子力発電を代替するための火力発電の発電量が増加し、火力発電用の化石燃料の需要が急増している。震災以降、電力各社は増加する火力発電の燃料をまかなうため、世界のスポット・短期市場や、既存の長期契約の増量オプション等により追加調達に動いている。図1は大震災前後における我が国の原子力と火力の発電電力量実績を示している。原発事故後に原子力の発電電力量が顕著に減少し続け、それを代替する火力発電の増加が

見て取れる。

燃料価格の上昇は、燃料費調整制度により数カ月遅れで電気料金値上げの形で需要家に転嫁される。電気料金の上昇には企業や家庭の抵抗感も強く、製造業の海外移転を加速し国内空洞化による雇用喪失をもたらす可能性もある。

一方で、世界の燃料市場は価格変動がきわめて激しくなっている。図2は化石燃料の月次平均輸入CIF価格の推移を示している。石炭を除く燃料価格が大きく変動していることが分かる。

公共料金としての電気料の安定化のためには、震災後、重要性の増す火力発電において、コストの大半をしめる燃料コストのリスクを効果的にヘッジすることが重要となる。

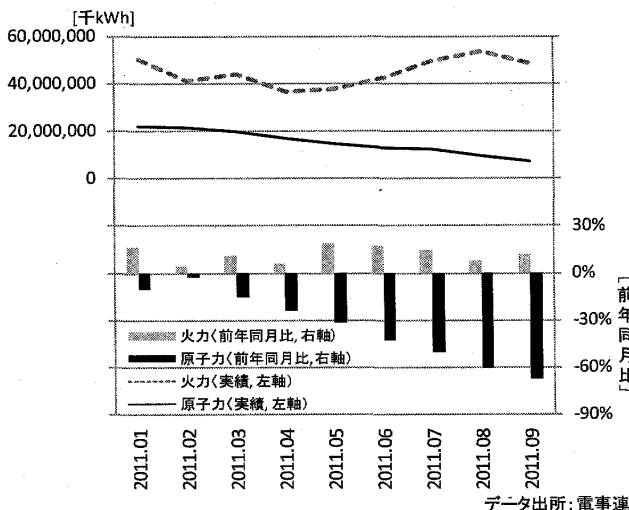


図1 発電電力量実績 (電力会社10社合計)

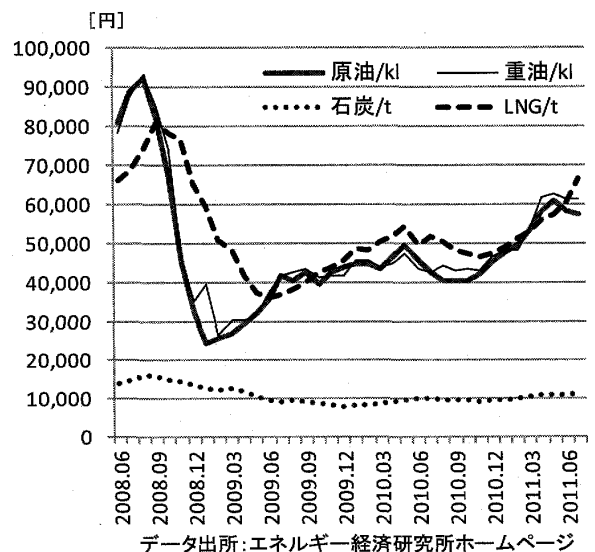


図2 化石燃料輸入CIF価格の推移

えんどう みさお
(財)電力中央研究所 社会経済研究所
〒100-8126 千代田区大手町1-6-1

本稿では、基礎的な燃料コストのリスク計測手法を示した上で、OR手法を用いたリスク・ヘッジについて実データの計算結果と併せて紹介する。

2. 火力発電事業のリスク要因

2.1 火力発電の種類

電力会社は電力の安定供給のため、供給管内の日々の需要変動に合わせて、さまざまな電源種別を組み合わせることで時々刻々と出力調整を行っている。

電源を供給力の面から大別すると、ベース供給力（ほぼ一定量の電力を安定的に供給する電源）、ピーク供給力（電力需要の変動に応じて稼働し、主として昼間のピーク時に電力供給を行う出力を調整しやすい電源）、ミドル供給力（ピーク電源とベース電源の両方の特徴をもつ電源）の三つに分類される。

表1に火力発電の燃料種別の特徴および用途をまとめた。石油火力は、資本費が安く、運転コストは比較的高いが、需要変動への対応に優れていることから、ピーク供給力として活用されている。LNG火力は、資本費が石炭火力より安く運転コストも安く、需要変動への対応に比較優れていることからミドル供給力として活用されている。石炭火力は、資本費は高いが運転コストは非常に低く原子力発電よりも需要変動に対応しやすいことから、ベース供給力とミドル供給力の中間供給力として活用されている。

2.2 燃料コストのリスク

火力発電コストの大部分は燃料コストで占められており、そのリスクを減らすことは、電気料金の安定化と電力会社の収益安定化に寄与する。ここでいうリスクとは、発電のためにかかった燃料コストの振れの大きさを意味し、コストの水準を意味するわけではない。

近年では、世界的な燃料価格の乱高下が火力発電のコストを大きく変動させている。乱高下の背景には、新興国の経済発展に伴う需要増、先進国の金融緩和に

よるコモディティ市場への資金流入、アラブ政変による供給途絶、シェール・ガス革命による需給変化、世界経済の水準の乱高下、などさまざまな要因がある。2008年から2009年にかけて世界のエネルギーの指標価格であるWTI先物が140ドル台まで急騰し、その後数カ月の短期間に30ドル台まで急落した。

燃料価格の高騰に加え、震災後は、原発を代替するための火力発電用燃料の需要増が発電コストを増大させている。

2.3 CO₂排出コストのリスク

火力発電は他の電源に比べてCO₂排出が多く、前節で述べた燃料コストの急増に加えて、CO₂排出枠の調達費用が大きなコスト負担となる。

震災後の火力発電の炊き増しによるCO₂排出増で新たに必要となる排出枠を調達する必要がある。そのコスト負担は、CO₂排出枠の市場価格と火力発電の発電量によって変動する。

震災後、日本政府は公約した温室効果ガス削減義務の達成は難しいとして、排出削減義務の減免や免除を求めたと報道された。しかし、震災後も日本が経済大国であることに変わりはなく、国際的に日本の削減義務を軽減すべきとの主張は通じにくい状況である。

3. 発電コストのリスク計測と最小化

発電コストのリスクを計測し、リスクを最小化するには、金融工学のポートフォリオ理論を用いるのが効果的である。燃料種別の消費量の組み合わせをポートフォリオとみなして、必要とされる電力需要を確保した上で、リスクを最小化するポートフォリオを求める。Markowitz[1]によって提唱されたポートフォリオ理論のエネルギーへの応用である¹。

ポートフォリオ理論をエネルギーに応用した既存研究として、益川ら[6]は、電力事業者を対象として石炭、原油、天然ガスについてポートフォリオ分析を行

表1 火力発電の特徴および用途

発電方式	供給力	資本費	運転コスト	需要変動対応性	CO ₂ 排出
石油火力	ピーク	安い	比較的高い	優れている	石炭より少ない
LNG,LPG,他ガス火力	ミドル	石炭より安い	安い	比較的優れている	少ない
石炭火力	ベース/ミドル	高い	非常に安い	原子力より対応しやすい	多い

出所：電気事業連合会ホームページおよび環境省温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度の概要より作成

¹ 金融分野におけるポートフォリオ理論は、通常、投資金額に対する収益を問題にしているため、価格水準ではなく、価格が何パーセント動いたかを表す収益率を（特に、利便性のために対数収益率を）用いて、過去の価格データから将来の価格変動の分布を推定し、もしくは投資家の効用関数の形を仮定したうえで、将来の期待リターン（分布の平均値）最大化やリスク（分布の標準偏差）最小化を議論する。燃料コストの変動リスクを分析するにあたっては、収益率ではなく価格水準そのものを問題にする。また、データ頻度は、日本国内の燃料費について利用できる月次データを用いている。

い、それらをどのような割合で輸入していれば価格変動リスクを最小化できたかを分析している。鈴木ら[3]は先行研究の理論を整理した上で新たなリスク指標を提案して、輸入原油の価格変動リスクを分析している。服部[5]は、化石燃料に加えて原子力発電をポートフォリオに組み入れた分析を行い、電源の多様化によって効果的にエネルギー・セキュリティの向上(リスクの低減)ができたことを示している。田中[4]は燃料価格と為替変動との統合的リスク計測を行っている。遠藤[2]は、燃料だけでなく化石燃料消費に伴うCO₂排出権と卸電力価格の変動も考慮に入れたリスクの分析を行っている。

3.1 燃料コストのリスク最小化

電力会社が、供給管内の一カ月の需要電力量(kWh)を満たすのに必要な火力発電量を E_T とする。一カ月の火力発電の燃料種別の消費量をベクトル $X=(x_{Oil}, x_{Hvy}, x_{Coal}, x_{LNG})^T$ で表す。{Oil, Hvy, Coal, LNG}はそれぞれ、原油、重油、石炭、LNGを表す。燃料種別のヒートレート(単位電力量(kWh)を発電するのに必要な燃料消費量)をベクトル $H=(h_{Oil}, h_{Hvy}, h_{Coal}, h_{LNG})^T$ で表す。また、燃料種別の当該月平均輸入CIF価格をベクトル $P=(p_{Oil}, p_{Hvy}, p_{Coal}, p_{LNG})^T$ で表す。

これらの表現を用いて、燃料種別の合計発電量が供給管内の需要電力量と等しくなるという条件は $E_T=H^T X$ で表わされる。また、一カ月間の燃料コストは $C=P^T X$ で表される。

燃料コスト C の過去の時系列から C の分布が推定され、その分布の標準偏差で、燃料コストのリスク、すなわち、燃料コストの振れの大きさを計測する。

したがって、燃料価格ベクトル P の分散共分散行列を S_p で表すと、燃料コストのリスク σ_c は、

$$\sigma_c=(X^T S_p X)^{\frac{1}{2}}, \quad (1)$$

で計測される。

需要電力量 E_T を確保しつつ、燃料コストのリスク σ_c を最小にする燃料消費量 X を求める問題は、以下のように定式化される。

$$\begin{aligned} \min. \quad & \sigma_c=(X^T S_p X)^{\frac{1}{2}}, \\ \text{s.t.} \quad & E_T=H^T X, \\ & 0 \leq X \leq X_{\text{Max}}. \end{aligned} \quad (2)$$

ここで、 $X_{\text{Max}}=(x_{\text{Oil,Max}}, x_{\text{Hvy,Max}}, x_{\text{Coal,Max}}, x_{\text{LNG,Max}})^T$ は、燃料種別の最大消費可能量を表し、燃料種別の発

電容量と運転形態などに応じて決まる。

3.2 火力発電コストのリスク最小化

CO₂排出権の市場価格を p_{CO_2} で表し、燃料種別のCO₂排出係数をベクトル $K=(k_{\text{Oil}}, k_{\text{Hvy}}, k_{\text{Coal}}, k_{\text{LNG}})^T$ で表す。一カ月間の燃料消費量により排出されるCO₂は $K^T X$ で計算される²。それをすべて市場価格で調達すると仮定すると、CO₂排出コストは $C_{\text{CO}_2}=p_{\text{CO}_2} K^T X$ で計算される。CO₂排出コストも含めた火力発電コスト C' は燃料コスト C とCO₂排出コスト C_{CO_2} を足して、

$$\begin{aligned} C' &= C + C_{\text{CO}_2} \\ &= (P + p_{\text{CO}_2} K)^T X, \end{aligned} \quad (3)$$

で計算される³。

ベクトル $P + p_{\text{CO}_2} K$ の分散共分散行列を $S_{P+p_{\text{CO}_2} K}$ と表すと、前節の議論と同様にして、CO₂排出コストも含めた火力発電コストのリスクは、

$$\sigma_{C'}=(X^T S_{P+p_{\text{CO}_2} K} X)^{\frac{1}{2}}, \quad (4)$$

で計測される。

需要電力量 E_T を確保しつつ、リスクを最小化する燃料消費ポートフォリオ X を求める問題は、以下のように定式化される。

$$\begin{aligned} \min. \quad & \sigma_{C'}=(X^T S_{P+p_{\text{CO}_2} K} X)^{\frac{1}{2}}, \\ \text{s.t.} \quad & E_T=H^T X, \\ & 0 \leq X \leq X_{\text{Max}}. \end{aligned} \quad (5)$$

3.3 計算結果

3.1節で定式化した燃料コストのリスク最小化問題を、震災前後の実際のデータを用いて解く。サンプル期間は、2008年1月~2011年7月である。

まず、燃料種別の最大消費可能量は、過去の利用可能(2000年1月~2011年7月)な消費実績値からその最大値で代用した。また燃料種別のヒートレートは過去の燃料消費実績値と火力発電の発電量実績値のデータから最小二乗法を用いて推定した。

表2に燃料種別の最大消費可能量と推定されたヒートレートを示す。ヒートレートは燃料ごとに、ほぼ想定される範囲の値となった。燃料消費が最大となる月は、燃料種ごとに異なり、LNGについては直近のプ

² 排出係数は単位熱量あたりではなく燃料の消費単位あたりとする。

³ 運転管理コスト、資本コスト、バックエンドコストなどのコストは一定として、発電コストのリスク要因として考慮しない。

表2 最大燃料消費量およびヒートレート

	原油 (1000kl)	重油 (1000kl)	石炭 (1000t)	LNG (1000t)
最大消費量 (最大になった月)	1717 (2008.02)	1392 (2000.08)	5172 (2011.01)	4496 (2011.07)
ヒートレート (100万kWh/それぞれの計算単位)	4.0	4.6	3.2	6.5

出所: 経済産業省電力調査統計月報および電気事業連合会
発受電・燃料実績速報より電中研計算

表3 燃料コストのリスクを最小にする燃料消費割合

	原油 (1000kl)	重油 (1000kl)	石炭 (1000t)	LNG (1000t)	
想定発電量 (電力10社)	ケース1 400億kWh	0	0	5172	3587
	ケース2 500億kWh	0	893	5172	4496
最大消費可能量	1717	1392	5172	4496	
ヒートレート (100万kWh/各計算単位)	4.0	4.6	3.2	6.5	

出所: 経済産業省電力調査統計月報および電気事業連合会
発受電・燃料実績速報より電中研計算

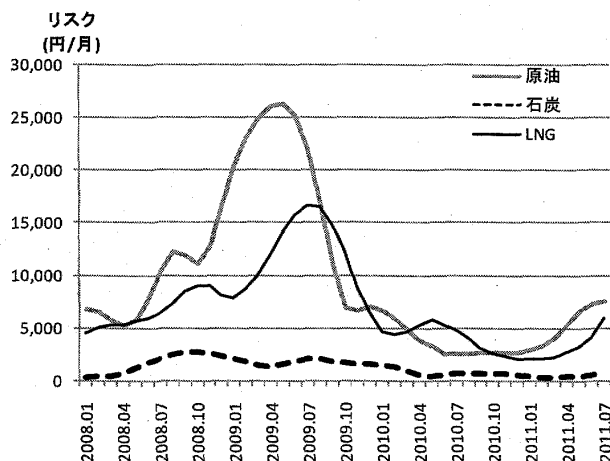


図3 燃料種別のリスク

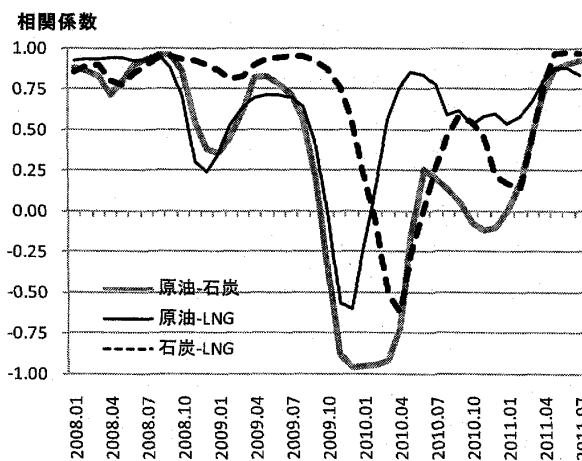


図4 燃料種別の相関係数

ラント増設と原発代替のための稼働増を反映して、2011年7月において最大の消費量を示している。

過去1年間の燃料価格系列から計算した燃料種別のリスクと相関係数を図3、4に示す⁴。リスクは直近では、石油が最も高く、次いでLNG、石炭の順である。2009年後半や2010年半ばなどLNGの方が高リスクの期間もあった。2008~2009年に原油価格が乱高下した期間では、石油のリスクは最大で25,000円/月に達している。石炭はすべての期間を通じてリスクが低くなっている。

燃料種別の相関関係は、過去において大きく振れている。すなわち、燃料価格の変動に定まった相関関係は無い。ただ、震災後は、火力発電の燃料需要が高くなり、すべての組み合わせで高い正の相関係数を示している。

次に、最も新しい2011年7月時点での分散共分散

⁴ すなわち、2011年7月におけるリスクと相関係数は、2010年8月~2011年7月までの月次平均輸入CIF価格の系列を用いて計算する。グラフにするにあたり、重油は原油と変動が似ているため、見やすさの観点から除外している。

行列の推定値(2010年8月~2011年7月までのデータから推定)を用いて、燃料コストのリスクを最小にする燃料消費量の組み合わせを求める。

2011年7月における火力発電の発電実績は電力10社で494億kWhであった。そこで、火力発電でまかなう一カ月間の想定発電量を、ケース1:400億kWh、ケース2:500億kWhと仮定して、燃料コストのリスクを最小にする燃料消費量Xの推定を行った。その結果、表3に示すようなリスク最小の燃料消費量の組み合わせが得られた。

まず、ケース1の想定発電量が400億kWhの場合では、価格が安価安定でリスクの小さい石炭が最大消費可能量まで消費され、次にリスクの小さいLNGが消費される。

次に、想定発電量を500億kWhに増やしたケース2の場合では、石炭に加えてLNGが最大消費可能量まで消費された後、最後にリスクの大きい石油(重油)が消費する組み合わせがリスクを最小にする。

式(2)から分かるように、燃料コストのリスクは、燃料種別のリスクとその相関関係により決まる。2011年7月時点では、相関係数がすべての組み合わせで高

い正の値を示しており、また、燃料消費量は正の値しかとらないので、相関関係によるリスク削減効果は見られず、単純にリスクの小さい燃料から消費されていくという結果となった。相関係数がマイナスの期間においては、価格変動の方向が逆の燃料種を同時に消費することで、燃料コストのリスクを削減できた可能性がある。

4. まとめと今後の展望

本稿では、火力発電コストのリスクについて、基礎的なリスク計測手法と、OR手法を用いたリスク・ヘッジ手法を解説した。また、実際のデータを用いて具体的なリスク最小化の計算を行った。これらの手法によるリスク低減は、公共料金である電気料金の安定化と電力会社の収益安定に寄与することになる。

今回の計算では、供給力のタイプ別の運転特性、すなわち、石油火力は需要変動に応じてピーク時間帯のみ稼働させる、または、石炭火力はベース/ミドル供給力として一定量の電力を安定的に連続して供給する、等の制約条件について考慮していない。これらの条件も加えて解けば、より現実に即したリスク低減が可能となる。

燃料コストのリスク低減としては、本稿で示した手法とは別に、先物やオプションといったデリバティブを用いた手法が効果的な場合もある。今後は、コモディティ市場におけるデリバティブを用いた実証分析が望まれる。

参考文献

- [1] Markowitz, H., Portfolio Selection, *Journal of Finance*, Vol. 7 (1952), 77-91.
- [2] 遠藤操, 燃料・卸電力・排出権の市場価格変動リスクの計測—原油価格高騰時の市場リスク—, 電力中央研究所報告, Y10031 (2011).
- [3] 鈴木研悟, 内山洋司, ポートフォリオ理論による輸入原油の価格変動リスク分析, エネルギー・資源論文誌, Vol. 29 (2008), 14-20.
- [4] 田中清秀, 電気事業の燃料価格変動リスクの計測とコントロール, 電力中央研究所報告, Y03004 (2003).
- [5] 服部徹, ポートフォリオ理論に基づくわが国電源構成の分析, 第24回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, 2006, 37-40.
- [6] 益川大介, 鈴木研悟, 内山洋司, ポートフォリオ理論による輸入化石燃料の価格変動リスク分析, 第24回エネルギーシステム・経済・環境カンファレンス, 2008.