

リアルオプション分析を用いた 天然ガス火力発電事業の経済性評価

Economic evaluation of natural gas-fired power generation projects using real option analysis

三浦 甲偉*・前 匡鴻*・松橋 隆治*
Kai Miura Masahiro Mae Ryuji Matsuhashi

Abstract

With the expansion of renewable energy sources, such as solar power, the operating rates of thermal power plants have decreased, leading to the suspension or decommissioning of many thermal power plants. However, thermal power plants play a crucial role in providing balancing and inertia for renewable energy sources, making it important to economically maintain a certain capacity of thermal power plants to support the expansion of renewable energy. Consequently, among thermal power sources, natural gas-fired power plants, which have lower carbon dioxide emissions per unit of generated electricity, is expected to become increasingly important. This study analyzes the economic viability of natural gas-fired power plant projects using stochastic processes and real options methods. The results indicate that, on average, the initial investment can be recovered through electricity sales revenue in about 20 years, but considering the uncertainty, it might be better to delay the investment.

Key words : Natural gas-fired power plant, Real option analysis, Stochastic process, JEPX

1. はじめに

1.1 背景

日本では総括原価方式の枠組みの中で設定された電気料金によって、発電投資は安定的に回収されてきたが、2016年の電力自由化以降は、発電投資は市場取引や、市場価格をベースにした相対取引によって投資回収されるという構造に移行していくと考えられている。そのため今後、発電投資の投資回収の不確実性は、従来の総括原価方式下より高まっていくと言える。

また、2012年の固定価格買取制度などを通じて太陽光発電を代表とする再生可能エネルギー電源（以下、再エネ電源という）の普及が進んでいることにより、再エネ電源以外の稼働率が低下するとともに、再エネ電源が多く稼働する時間帯において、市場価格が低下するといったことが起こっている。これらの理由が影響し、近年既設火力発電所の廃止が進んでおり、日本全体での火力発電の容量は2016年時点 16,500 万 kW だったが、2022年には 14,900 万 kW まで低下している¹⁾。しかし、再エネ電源が増えたことで火力発電容量が減っている一方で、各年内での一日のピーク発電電力量は大きく変化していない²⁾。これは増加した再エネ電源の出力変動に対応するための調整力として、火力発電が必要だからである。今後再エネ電源の増加及び火

力発電容量の減少が更に進むと、供給力不足による需給ひっ迫による電気料金の高止まりや、増加する再エネ電源に対する需給調整力や慣性力が足りないといったことが起こると考えられる。

1.2 研究の目的

本研究では、火力発電の中では発電電力量当たりの二酸化炭素排出量が少ない天然ガス火力発電に着目し、市場取引や相対契約による売電を前提とした際の天然ガス火力発電事業の経済性を検討する。天然ガス火力発電事業の経済性には燃料や電力の市場価格など、様々な不確実性が影響するため、これら进行评估するために確率過程やリアルオプション分析を用いて天然ガス火力発電の経済性を分析する。

2. 手法

2.1 分析の全体像

本研究では、日本卸電力市場（Japan Electric Power eXchange : JEPX）のスポット市場や相対契約による売電によって、天然ガス火力発電事業の経済性は担保されるのかを分析する。分析の全体像は以下の通りである。

- ① 燃料費及び電力価格を平均回帰過程でモデル化。
- ② 天然ガス火力発電所運用による収益のキャッシュフローについて、モンテカルロシミュレーションの実施。
- ③ リアルオプションを用いた天然ガス火力発電の経済性の分析。

2.2 平均回帰過程による価格モデル化

本研究では最初に燃料費及び JEPX のスポット市場価格を平均回帰過程によりモデル化した。平均回帰過程を用い

*東京大学大学院工学研究科電気系工学専攻

〒113-8656 東京都文京区本郷 7-3-1

E-mail : miura@enesys.t.u-tokyo.ac.jp

E-mail : mae@enesys.t.u-tokyo.ac.jp

E-mail : matu@enesys.t.u-tokyo.ac.jp

表1 平均回帰過程のパラメータ

	平均 [円/kWh]	標準偏差 [円/kWh]	回帰速度 [時間]
燃料費	8.4	1.19	0.0483
電力価格	12.06	2.16	0.0825

て電力価格のモデル化を行った研究としては、Deng らの研究²⁾³⁾や高島らの研究⁴⁾、小田の研究⁵⁾が挙げられる。平均回帰過程とは、以下に示す確率微分方程式に従う確率過程のことである。

$$dX_t = \alpha(\mu - X_t)dt + \sigma dW \quad (1)$$

α :回帰速度, μ : X_t の平均値, σ : X_t の時間増分の標準偏差,

dW :ウィーナー過程の増分

ただし、ウィーナー過程 W_t とは、以下の性質を持つような確率過程のことである。

- ① $W_0 = 0$ である。
- ② W_t は t について連続である。
- ③ ウィーナー過程の増分 $W_{t+dt} - W_t$ は平均が 0 で分散が dt である正規分布に従う。
- ④ ウィーナー過程の増分は時間ごとに独立である。

燃料費とスポット市場の電力価格それぞれについて、 α, μ, σ のパラメータを定め平均回帰過程で表した。燃料費の平均価格および標準偏差については、財務省貿易統計から得られる月ごとの燃料価格のデータ⁶⁾及び、資源エネルギー庁の資料に基づく熱効率⁷⁾によって算出した。また回帰速度については、数式(1)を元に推定した。数式(1)を変形すると次のようになる。

$$dY_t = -\alpha Y_t dt + \sigma dW \quad (2)$$

ただし、 $Y_t = X_t - \mu$ である。数式(2)から、各月ごとの価格変化量を目的変数、平均値との差を説明変数とするような線形回帰を行うことで、回帰係数を回帰速度とした。

スポット市場の電力価格については、JEPX が公開している月ごとのスポット市場電力価格⁸⁾をもとに平均価格および標準偏差を算出し、燃料費と同様の方法で回帰速度を推定した。燃料費と電力価格に関する平均回帰過程の各パラメータは表1の通りである。ただし、燃料費及び電力価格共に2012年1月から2024年3月までの月ごとのデータを用いたが、スポット価格が高騰していた時期である2020年12月から2021年3月のデータは除いている。

2.3 モンテカルロシミュレーションによるキャッシュフロー計算

次に、前節の燃料費、電力価格の条件の下で、20年間天然ガス火力発電所を運用した際のキャッシュフローを求めるモンテカルロシミュレーションを行った。シミュレーションを行うにあたって、(1)式を離散化することによって燃

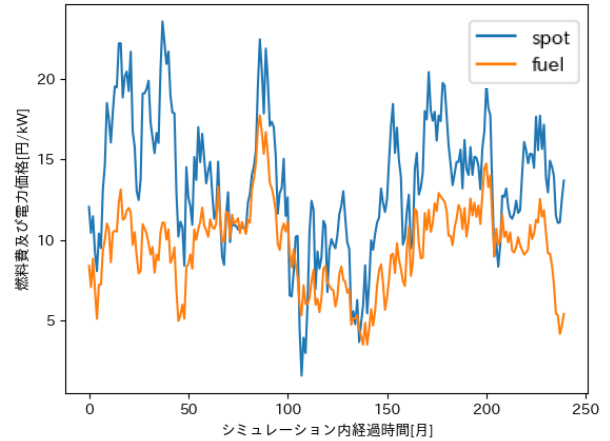


図1 価格シミュレーションのサンプルパス

料費と電力価格を変化させた。(1)式を離散化すると次のようになる。

$$X_{t+1} = \mu + (X_t - \mu)e^{-\alpha} + \sqrt{\frac{\sigma^2}{2\alpha}}(1 - e^{-2\alpha})\varepsilon_t \quad (3)$$

ε_t :標準正規分布に従う乱数

ただし、燃料費と電力価格の相関を考慮して乱数を生成する必要があるため、燃料費と電力価格それぞれに用いる乱数 $\varepsilon_{F,t}, \varepsilon_{E,t}$ は、以下の通りにした。

$$\varepsilon_{F,t} = \varepsilon_{1,t} \quad (4)$$

$$\varepsilon_{E,t} = \rho\varepsilon_{1,t} + \sqrt{1 - \rho^2}\varepsilon_{2,t} \quad (5)$$

$\varepsilon_{1,t}, \varepsilon_{2,t}$:標準正規分布に従う乱数, ρ :燃料費と電力価格の相関係数

シミュレーションの時間幅は1か月、期間は20年間、年利5%とした。上記の条件の下でシミュレーションを行った際の燃料費及び電力価格のサンプルパスを図1に示す。ただし、青が電力価格、オレンジが燃料費を表している。

各月ごとに売電価格と燃料費の差を積算することで、発電容量当たりの、売電による20年間のキャッシュフロー[円/kWh]を計算した。売電先としてはスポット市場と相対契約者を考え、発電可能電力量のうち7割は相対契約者に売電し、残り3割はスポット市場の価格が燃料費より高い場合のみ発電をして売電すると想定した。相対契約先への売電価格としては、燃料費の平均値以上、スポット市場の電力価格の平均値以下にするのが適切であると考え、11円/kWhとした。なぜなら燃料費の平均値より安いと、発電事業者が発電するだけ赤字になってしまう金額設定になり、スポット市場の平均価格より高くしてしまうと、発電事業者がスポット市場へのリスクのある売電を行わなくなると考えたからである。キャッシュフローの積算計算を式に表すと次のようになる。

$$NPV = P_0 \times i_t \sum_{t=0}^{239} \{0.7(11 - F_t) + 0.3 \max(E_t - F_t, 0)\} \quad (6)$$

F_t :燃料価格, E_t :電力価格, P_0 :月間発電電力量

表 2 モンテカルロシミュレーションの条件

期間	20 年間
時間幅	1 か月
燃料費初期値	8.4 [円/kWh]
電力価格初期値	12.06 [円/kWh]
相対契約先への売電価格	11 [円/kWh]
発電所稼働率	50%
相対契約先への売電比率	70%
年間利率	5%

今回のシミュレーションでは天然ガス火力発電所の稼働率としては 50%と仮定したため、容量当たりの月間発電電力量は 360kWh となる。また、 i_t は期間 t における割引率を表し、年間の割引率が 5%なので次のようになる。

$$i_t = (1 + \frac{0.05}{12})^{-t} \quad (7)$$

シミュレーションの条件を表 2 にまとめる。

2.4 リアルオプション分析

本研究ではリアルオプション分析を用いて天然ガス火力事業の経済性を検討した。まず、リアルオプション分析について説明する。

(1)リアルオプション分析のオプションとは、金融市場におけるオプション取引のことを表している。金融市場におけるオプションとは、将来のある時点までに、決められた量、種類の原資産をあらかじめ決められた条件に基づく価格で売買することを選択できる権利のことであり、この権利に関する取引をオプション取引という。なお、原資産とはオプション取引において売買の対象となるもののことで、株や債券などがその代表である。権利を行使できる期限は満期と呼ばれ、オプション取引による決められた売買価格は行使価格と呼ばれる。

例えば、A 社の株式を 1 年後に 1 株 100 円で 100 株購入できる権利を 500 円で購入したと仮定する。なお、このような原資産の将来購入できるタイプのオプションはコールオプションと呼ばれる。1 年後の A 社の株価が 120 円になった場合、コールオプションの権利を行使して 1 株 100 円で 100 株購入し、即座に 1 株 120 円で 100 株売ることにより、コールオプションの購入価格を含め 1,500 円の売却益を得ることができる。反対に 1 年後の A 社の株価が 80 円になった場合、コールオプションの権利を行使せずにコールオプションの購入価格 500 円の損失となる。このように金融市場においては将来原資産を売買できる権利に価値があるという考えのもと、オプション取引が行われている。

(2)リアルオプション分析とは、将来意思決定できる権利持つことには価値があるという金融市場におけるオプション

取引の考え方を、実事業の評価手法に応用したものとなる。リアルオプションとは、事業者が事業環境に応じて経営アクションを行う権利のことであり、リアルオプション分析では事業者の持つリアルオプションの価値を含めて事業の経済性の評価を行う。リアルオプションは事業者が取り得る経営上の選択肢を表すため、様々な種類のリアルオプションが存在する。

発電事業を分析する際に考慮されるリアルオプションとして代表的なものは延期オプション、操業規模変更オプション、撤退オプションなどがあるが、本研究では延期オプションを扱う。延期オプションとは、事業環境等により事業開始の時期を遅らせることができる権利のことであり、例えば燃料価格が高いから火力発電所の建設を遅らせる等の選択肢がこれにあたる。

リアルオプションを電力事業の経済性評価に用いた研究例としては、原子力発電の休廃止選択に関する研究⁹⁾や、太陽光発電への投資に関する研究¹⁰⁾が挙げられる。

2.5 延期オプションの価格計算

(1)オプションの価値計算方法は大きく分けると解析的手法と離散的手法の二つが存在する。解析的手法とは、原資産の価値変動を確率微分方程式によって記述し、それを解析的に解くことによってオプションの価値を求める。代表的な例としては、Black-Scholes モデルが挙げられる。離散的手法とは原資産の価値変動の確率過程を離散的に近似することによってオプションの近似価値を求める。代表的なものには 2 項モデルがある。本研究では 2 項モデルを用いて延期オプションの現在価値を求めているため、その方法を説明する。

2 項モデルはツリー型の原資産価格変動を利用してオプション価値の推定値を得る手法である。ここでは 2 期間の原資産価格変動を用いて延期オプションの価値を求める方法を例にとって説明する。

2 項モデルではまず一定期間ごとに原資産価格が増加率 u あるいは減少率 d で変動するとして、原資産格子を求める。図 2 は、2 期間に渡って原資産格子を展開した例である。なお、 V_0 は原資産の初期価格、 V_u, V_d は 1 期後の原資産が取り得る価格、 V_{uu}, V_{ud}, V_{dd} は 2 期後の原資産が取り得る価格表す。増加率 u と減少率 d は原資産価格変動量のボラティリティ σ を用いて次のように表される。

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (8)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (9)$$

次に、原資産格子を最終期から遡って延期オプションの現在価値 C_0 を求める方法を図 3 に示す。延期オプションを持つ場合、最終期は原資産価格が初期投資額より大きい時投資を行い、最終期以外はその時点で投資を行う方が延期するより価値がある場合に投資を行う。そのため、最終期

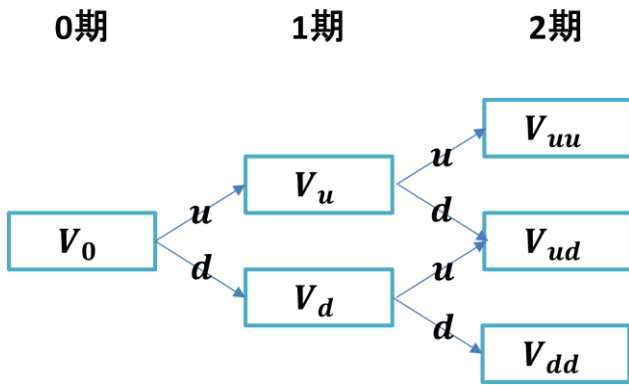
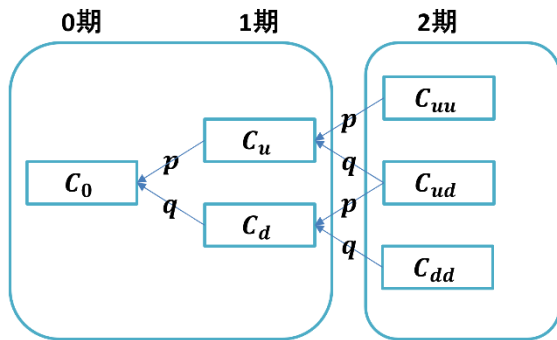


図2 2項モデルによる2期間原資産格子



最終期以外
投資延期とその時点
での投資を比較

最終期
原資産価格が初期投資
額より大きい時に投資

図3 2項モデルによる延期オプションの価値計算

の延期オプションの価値 C_{uu} 及び最終期以外の延期オプションの価値 C_u は、割引率を r 、初期投資額を I としたとき次のように表される。

$$C_{uu} = \max \{V_{uu} - I, 0\} \quad (10)$$

$$C_u = \max \left\{ V_u - I, \frac{pC_{uu} + qC_{ud}}{1+r} \right\} \quad (11)$$

なお、 p はリスク中立確率であり、 $q = 1 - p$ である。リスク中立確率とは、将来の原資産価格の期待値を割引率で割り引いた際に、現在の原資産価格に一致するような確率であり、次のように求められる。

$$p = \frac{1+r-d}{u-d} \quad (12)$$

(2)本研究では6年先まで投資の実行と延期の選択肢があるとして、前項の方法で延期オプションの価値を計算していった。原資産価格は20年間の売電によるキャッシュフローを表す。原資産価格変動のボラティリティは、天然ガス火力発電事業を現時点でスタートさせた場合と、1か月後にスタートさせた場合のキャッシュフローの変化量をもとに算出し、それを年間ボラティリティに換算した。それをもとに時間幅を1年間として原資産格子を展開していき、延期オプションを持つ天然ガス火力事業の経済性を分析した。2項モデルにおける各パラメータを表3にまとめる。

表3 2項モデルのパラメータ

ボラティリティ	0.105
上昇率 u	1.103
減少率 d	0.901
リスク中立確率 p	0.712

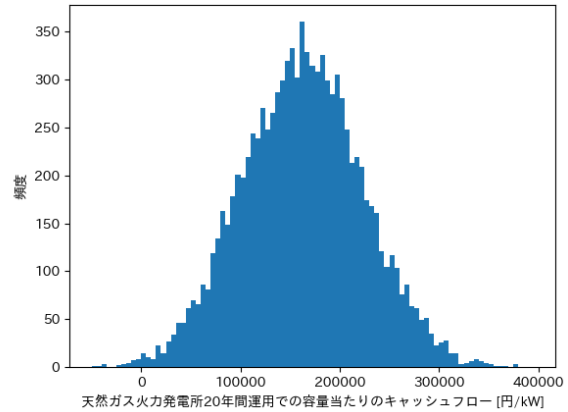


図4 モンテカルロシミュレーションによる
キャッシュフローの度数分布

3. 結果

3.1 モンテカルロシミュレーションの結果

前章で説明した手法・条件で10,000回のモンテカルロシミュレーションを行った結果のヒストグラムは、図4のようになった。20年間の発電容量当たりのキャッシュフローの平均値は164,218円/kWとなった。天然ガス火力発電所の容量当たりの初期投資額は161,000円だが、20年間で容量当たりキャッシュフローは161,000円より小さい範囲にも多く分布しているため、直ちに投資を開始するべきかの見当はつかないと言える。

3.2 2項モデルによる延期オプション価値計算の結果

次に、2項モデルによる原資産格子の展開および延期オプションの価値計算の結果を示す。表4は20年間で売電により得られるキャッシュフローを原資産価格として、2格子展開した結果である。原資産価格の初期値は、モンテカルロシミュレーションの結果の平均値である164,128としている。表5は最終期から遡って延期オプションの価値を計算した結果である。表内数字はいずれも容量当たりの価格[円/kW]を表している。発電容量当たりの初期投資額が161,000円であることを踏まえると、現時点で投資し天然ガス火力事業を開始することで期待できる発電容量当たりの現在価値は $164,218 - 161,000 = 3,218$ 円となる一方、発電容量当たりの延期オプションの価値は61,002円となった。そのため、今回の条件の下では天然ガス火力発電事業への投資は行わない方が良いとなるので背景の節で述べた火力発電容量の減少を裏付ける結果となった。

表 4 キャッシュフローの 2 格子展開

期	0	1	2	3	4	5	6
	164218	182329	202437	224762	249550	277071	307628
		147906	164218	182329	202437	224762	249550
			133215	147906	164218	182329	202437
				119983	133215	147906	164218
					108065	119983	133215
						97331	108065
							87663

表 5 6 期間延期オプションの価値計算

期	0	1	2	3	4	5	6
	61002	72484	85253	99190	114129	129925	146628
		32559	40854	50729	62186	75000	88550
			12012	16391	22349	30445	41437
				1164	1633	2293	3218
					0	0	0
						0	0
							0

4. まとめと今後の展望

本研究では燃料費やスポット価格の変動を平均回帰過程で表現し、相対契約者やスポット市場に売電する前提での天然ガス火力発電事業のキャッシュフローについてモンテカルロシミュレーションを行った。平均的には 20 年間でキャッシュフローが初期投資額を上回った一方で、その分布は上下に広がる結果となった。また、事業者が延期オプションを持っているという前提だと踏まえると天然ガス火力発電への投資は延期されるという結果になった。

今後の研究では、JEPX だけでなく容量市場や需給調整市場への入札も考慮したより複雑な状況において、リアルオプション分析によって天然ガス火力事業の経済性を検討していきたいと考えている。

参考文献

1) 経済産業省; 今後の火力政策について, (2024.5.8), http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/074_10_00.pdf (アクセス日 2024.06.12)

2) S. J. Deng, B. Johnson, and A. Sogomonian; Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets, *Decis. Support Syst.*, vol. 30(2001), pp. 383- 392.

3) S. J. Deng and S. S. Oren; Incorporating Operational Characteristics and Start-up Costs in Option-based Valuation of Power Generation Capacity, vol. 17, no. 2(2003), pp. 155-182.

4) R.Takashima, N.Miyaguchi, M.Goto; Evaluating Investments of Power Plant under Uncertainty : Investment Rate Switching and Spark Spread Options, *Journal of Real Options and Strategy*, Vol.1(2008), pp1-17.

5) 小田潤一郎; 世界エネルギーモデルを用いた地球温暖化緩和策の評価とリアル・オプション法による電源投資分析, 東京大学博士論文(2016).

6) 財務省貿易統計, <https://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm> (アクセス日 2024.06.13)

7) 総合資源エネルギー調査会; 各電源の諸元一覧, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf (アクセス日 2024.06.13)

8) 日本卸電力取引所, <https://www.jepx.jp/electricpower/market-data/spot/> (アクセス日 2024.06.13)

9) 高嶋隆太, 中田翔治, 長野浩司; 不確実性下の原子力発電プラントの廃止措置, 設備更新, リプレースの経済性評価, 数理解析研究所講究録, Vol.1736(2011) pp216-230.

10) 山田義彦, 松橋隆治; リアルオプション法による太陽光発電事業のリスク分析と新たな普及促進制度の設計に関する研究, 東京大学修士論文(2017).