

チュートリアル招待論文

不確実性下のエネルギーマネジメントのための数理モデル*

東京理科大学理工学部 高嶋 隆太

Ryuta Takashima

Department of Industrial Administration

Tokyo University of Science

政策研究大学院大学 田中 誠

Makoto Tanaka

National Graduate Institute for Policy Studies

中央大学理工学部 鳥海 重喜

Shigeki Toriumi

Department of Information and Systems Engineering

Chuo University

1 はじめに

近年、電力システムの改革の下、2015年の広域的運営推進機関の設置、2016年の電気小売全面自由化の開始、さらには、2020年に送配電部門の法的分離を実施することが予定されており、さらなる改革のため活発な議論が行われている。特に、卸電力取引所に関し、2015年度の取引量は全国の販売電力量の2%程である一方、市場活性化のため制度面の見直しがされていることなど、今後さらに取引量は増加するものと考えられる。小売自由化につづき卸取引所における取引量が拡大することにより、発電事業者や小売電気事業者にとって、価格や需要の不確実性などの市場リスクが大きな問題となる。すなわち、発電事業者や小売電気事業者は、今後、意思決定を行う場合、将来の不確実性やリスクを考えた評価・分析が必要となる。

そこで本稿では、確率計画法やリアルオプション理論のようなリスク分析手法を用いたエネルギーマネジメントのモデルについて紹介する。電源リプレースの経済性評価では、電源リプレース問題に関するリアルオプションモデルを示すとともに、近年、導入された火力電源入札の分析モデルについて紹介する。グリーン電力証書取引市場の均衡分析では、電力システム改革の一環で議論されている非化石価値取引市場に注目し、発電事業者の意思決定とグリーン電力証書価格の関係、さらに、バンキング等の取引制度の影響を分析するモデルを紹介する。小売事業者の電力調達戦略では、小売全面自由化における小売事業者の意思決定に焦点を当て、小売事業者の電力調達の分析モデルを紹介する。さらに、本モデルを用いることで、近年議論されている容量市場の影響についての分析結果を示す。

2 電源リプレースの経済性評価

電力供給の効率化に向けた発電部門への競争原理の導入については、過去、1995年の電気事業法改正により、卸電気事業に係る参入規制が原則撤廃され、発電事業への新規参入促進を目的と

*本研究の一部は、日本学術振興会科学研究費助成事業（基盤研究（B）（課題番号：15H02975））の助成を受けて実施したものである。

した火力入札制度が導入された。当時の火力入札制度は、募集に対して活発な応札があり、一般電気事業者が設定した上限価格と比較して低い価格で落札される等、一定の効果を上げていた。このため、2000年より、一般電気事業者の自社も含めた原則すべての新規火力電源を入札の対象とする火力全面入札制度が導入されたが、卸電力取引所の整備を契機として2003年に廃止されることとなった。火力全面入札制度の廃止以降も、電気事業法上は、一般電気事業者が、自主的に入札を行うことは可能であったが、2002年を最後に入札は実施されておらず、IPP事業者をはじめとする新規参入者による卸供給は、活発とは言い難い。このような状況の中で、2012年9月、多様な主体を活用した供給力増強や卸市場の活性化による電力コスト低減に向けて、新規電源設置におけるIPP入札を実施する方針、「新しい火力発電入札の運用に係る指針」が示された。制度下においてプラントのリプレース事業は、一般電気事業者の資産（発電プラントなど）を他の事業者（独立発電事業者などの入札事業者）に売却又は貸与し、当該事業者が代替的にリプレース等のプロジェクトを実行し、さらに、定められた期間、一般電気事業者が、電力の買い取りを行うこととなる。この制度の導入により、一般電気事業者の建設・操業コスト削減や卸供給事業新規参入者の投資の促進、卸電力市場拡大による電力価格の適正化などが期待される。

本節では、高野・高嶋 [1] における火力電源入札についての分析モデルを紹介する。特に、入札が行われる状況を想定し、一般電気事業者が発電プラントを廃止し、さらにプラントの新規建設を入札事業者が実施する場合の両者の最適投資意思決定問題をモデル化し投資意思決定について分析する。

2.1 モデル

2.1.1 モデルの仮定と設定

本研究では、時刻 t での燃料費が以下の幾何ブラウン運動に従うと仮定する。

$$dC_f(t) = \mu C_f(t)dt + \sigma C_f(t)dW(t), C_0 = c \quad (2.1)$$

ここで、 μ , σ は、それぞれ燃料費の期待成長率、ボラティリティであり、これらは外生的に与えられる定数である。また、 W_t は、標準ブラウン運動を表している。

本研究において、キャッシュフロー・ベースによって価値を算定するものとする。その上で、プラント1、プラント2のキャッシュフローについて設定する。プラント1、2のキャッシュフローをそれぞれ π_1 , π_2 (yen/kWh) とする。コストは大別して、(i) 運転維持費 (O&M 費)、(ii) 資本費、(iii) 燃料費がある。それぞれについて、以下のように仮定する。

運転維持費については、コスト等検証委員会報告書に示されたコスト（設備利用率80%）を基本とし、その運転維持費を C_{om} (yen/kWh) とする。また、発電容量を Q (kW) とし、出力 \times 24(時間) \times 365(日) \times 設備利用率によって定義する。さらに、一般電気事業者が一般需要に売電する電力価格（卸価格）を P_w (円/kWh) とする。プラント2の建設期間を T (年) とし、その寿命期間を L (年) とする。資本費に関しては、プラント1を廃棄するコスト $I_d(Q)$ (yen/kW)、プラント2の建設コスト $I_i(Q)$ (yen/kW) に全て含まれ、利子の支払い等も含める。また、廃棄コストは廃棄決定時 $t = \tau_1$ に支払われ、建設コストはプラント2操業開始時 $t = \tau_2 + T$ に支払われるものとする。また、プラント1の建設費は支払い済みであるとする。投資コスト $I_i(Q)$ については、発電容量 Q に依存するため I を Q の関数とすると、以下のように与えられる。

$$I_i(Q) = \xi_i Q \quad (2.2)$$

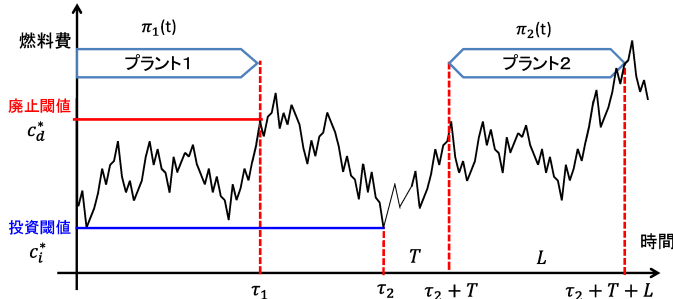


図 1: 単一事業者リプレース事業の時系列収益概念図

ここで、 ξ_i は単位発電容量当たりの投資コストである。すなわち、 $I(Q)$ は Q に比例する値となる。同様に、

$$I_d(Q) = \xi_d Q \quad (2.3)$$

とし、 ξ_d は単位発電容量当たりの廃棄コストであるとする。

燃料費に関しては、上記のとおり時刻 t により不確定変動する値として定義している。ある時点 t におけるプラント 1, 2 のキャッシュフローは電力価格から得られる収入から燃料費、運転維持費などのコストを減じたものにプラントの発電容量を掛けた値であると仮定し

$$\pi_1(t) = Q(P_w - \eta_1 C_f(t) - C_{om}) \quad (2.4)$$

$$\pi_2(t) = Q(P_w - \eta_2 C_f(t) - C_{om}) \quad (2.5)$$

と表すことができる。本研究では老朽化したプラントと技術の向上によって効率化した新規プラントの差別化を図るため燃料費に関するパラメータとして η_1, η_2 が $\eta_1 > \eta_2$ となるよう設定する。ここで、 $\pi_1(t), \pi_2(t)$ はそれぞれ、

$$0 \leq t \leq \tau_1 \quad (2.6)$$

$$\tau_2 + T \leq t \leq \tau_2 + T + L \quad (2.7)$$

において定義される。また、廃棄の際のプラント 1 の残存価値は 0 であるとし、割引率を年率 ρ と設定する。

2.1.2 単一事業者リプレース評価モデル

先行研究の Naito et al. モデル [2] に従い、一般電気事業者が、自身でリプレース事業行う状況を考える。図 1 は、単一事業者によるリプレース事業の時系列概念図である。リプレース事業は、老朽化したプラントを廃棄コストを支払い、廃棄措置を実行。さらに、建設コストを支払い、プラントを廃止したその跡地に新規プラントを設置するというものである。この時のプラントの廃棄コスト、また建設コストは、一般電気事業者が負担し、プラントにて発電した電力を一般需要に売電することによって事業者は利益を得ることとなる。

すなわち、プラント 1 は、 $t=0$ からキャッシュ・フローが発生し、 $t=\tau_1$ において、操業を停止し、直ちに廃止措置を行う。その後、 $t=\tau_2$ において、プラント 2 の建設の意思決定が行われる。

プラント2は、 T で建設され、 $t = \tau_2 + T$ からキャッシュフローが発生し、 $t = \tau_2 + T + L$ に操業を停止するものとする。

まず、一般電気事業者が、新規にプラントを設置する場合の投資オプションについて示す。投資オプションにおいて、最適投資時期は、投資の意思決定を行い、建設コストを支払うことにより、受け取るキャッシュフローの価値が投資の意思決定を遅らせることの価値より大きくなる時点である。そこでまず、建設コストを支払うことにより得られるキャッシュフローの価値を求める。これは、すなわち、投資の正味現在価値（NPV）を表す。プラント2の操業中に得られる収益の $t = \tau_2$ 時点での価値 $V_i(c)$ は、プラント2のキャッシュフローが、 $t = \tau_2 + T$ 時点から発生し、建設コスト $I_i(Q)$ が発生していることに注意すると

$$\begin{aligned} V_i(c) &= E\left[\int_T^{T+L} e^{-\rho t} Q(P_w - \eta_2 C_t - C_{om}) dt - I_i(Q)\right] \\ &= kc + \gamma - I_i(Q) \end{aligned} \quad (2.8)$$

となる。ここで、

$$\begin{aligned} k &= -\frac{\eta_2 Q}{\rho - \mu} e^{-(\rho - \mu)T} (1 - e^{-(\rho - \mu)L}) \\ \gamma &= \frac{(P_w - C_{om})Q}{\rho} e^{-\rho T} (1 - e^{\rho L}) \end{aligned} \quad (2.9)$$

である。投資オプションを $F_2(c)$ とすると、Bellman方程式より以下の微分方程式が導出される[3]。

$$-\rho F_2(c) + \mu c F_2'(c) + \frac{1}{2} c^2 F_2''(c) \sigma^2 = 0 \quad (2.10)$$

(2.10)式で表される微分方程式の一般解は

$$F_2(c) = A_1 c^{\beta_1} + A_2 c^{\beta_2} \quad (2.11)$$

である。ここで、 β_1, β_2 は次の特性方程式の正負の2根であり、 $\beta_1 > 0, \beta_2 < 0$ とする[3]。

$$\frac{1}{2} \sigma^2 \beta(\beta - 1) + \mu \beta - \rho = 0 \quad (2.12)$$

$$\beta_1 = \frac{1}{2} - \frac{\mu}{\sigma^2} + \sqrt{\left(\frac{1}{2} - \frac{\mu}{\sigma^2}\right)^2 + \frac{2\rho}{\sigma^2}} > 1 \quad (2.13)$$

$$\beta_2 = \frac{1}{2} - \frac{\mu}{\sigma^2} - \sqrt{\left(\frac{1}{2} - \frac{\mu}{\sigma^2}\right)^2 + \frac{2\rho}{\sigma^2}} < 0 \quad (2.14)$$

また、閾値 c_i^* における $V_i(c)$ との接続条件であるバリュー・マッチング条件と、最適化条件であるスムーズ・ペースティング条件を求めると、

$$F_2(c_i^*) = V_i(c_i^*) \Leftrightarrow F_2(c_i^*) = kc_i^* + \gamma - I_i(Q) \quad (2.15)$$

$$F_2'(c_i^*) = V_i'(c_i^*) \Leftrightarrow F_2'(c_i^*) = k \quad (2.16)$$

となる。ここで、 $c \rightarrow \infty$ の極限における境界条件を考えると、投資を実施する可能性が極めて低いためオプション価値は0である。すなわち、

$$\lim_{c \rightarrow \infty} F(c) = 0 \quad (2.17)$$

が得られる。これより、

$$A_1 = 0 \quad (2.18)$$

となる。(2.15)式、(2.16)式より、投資の閾値 c_i^* と未定係数 A_2 は

$$c_i^* = \frac{\beta_2}{1-\beta_2} \frac{\gamma - I(Q)}{k} A_2 = \frac{k(c_i^*)^{1-\beta_2}}{\beta_2} \quad (2.19)$$

となる。したがって、本モデルにおける投資オプション $F_2(c)$ は次のように求まる。

$$F_2(c) = \begin{cases} kc + \gamma - I_i(Q) & c \leq c_i^* \\ A_2 c^{\beta_2} & c > c_i^* \end{cases} \quad (2.20)$$

次に、リプレースオプションについて示す。実際のリプレース事業においてプラント1を廃棄する最適な時期を決定する際には、単純にプラント1のみの収益を考慮して決定するのではなく、次に建設されるプラント2の収益も考えることによりリプレース事業全体の正確な事業評価ができるものと考えられる。

リプレースモデルを考える上で、プラント1を廃止する価値には、プラント2のオプション価値が含まれている。この場合、比較する2つの価値は、廃棄コストを払い、プラント2の期待オプション価値を受け取ったときの価値と、プラント1から得られる収益と継続価値である。廃棄コストを払い、プラント2の期待オプション価値を受け取ったときの価値を $V_d(c)$ とすると、 $V_d(c)$ は

$$V_d(c) = F_2(c) - I_d(Q) \quad (2.21)$$

である。オプション価値 $F_1(c)$ は、

$$F_1(c) = B_1 c^{\beta_1} + \frac{Q(P_w - C_{om})}{\rho} - \frac{Q\eta_1 c}{\rho - \mu} \quad (2.22)$$

となる。バリュー・マッチング条件、スムーズ・ペースティング条件は、閾値を c_d^* とすると、投資の閾値 c_i^* はそれ以下であれば投資を決定し、廃棄の閾値 c_d^* はそれ以上であれば廃棄を決定することから、 c_d^* は、明らかに c_i^* より大きいことに注意すると、

$$F_1(c_d^*) = V_d(c_d^*) \Leftrightarrow B_1 (c_d^*)^{\beta_1} + \frac{Q(P_w - C_{om})}{\rho} - \frac{Q\eta_1 c_d^*}{\rho - \mu} = A_2 (c_d^*)^{\beta_2} - I_d(Q) \quad (2.23)$$

$$F_1'(c_d^*) = V_d'(c_d^*) \Leftrightarrow \beta_1 B_1 (c_d^*)^{\beta_1 - 1} - \frac{Q\eta_1}{\rho - \mu} = \beta_2 A_2 (c_d^*)^{\beta_2 - 1} \quad (2.24)$$

となる。(2.37)式、(2.36)式を同時に満たす B_1, c_d^* は解析的には解けないが、以下の式を満たす。

$$A_2(\beta_1 - \beta_2)(c_d^*)^{\beta_2} + (\beta_1 - 1) \frac{Q\eta_1 c_d^*}{\rho - \mu} - \beta_1 Q \left(\frac{P_w - C_{om}}{\rho} + \xi_d \right) = 0 \quad (2.25)$$

(2.25)式を数値計算により解くことで c_d^* が求まる。求めた c_d^* を(2.36)式に代入すれば、 B_1 が求まる。また、廃棄を行い、直ちに建設に入るとい意思決定は、燃料費が初めて c_d^* を上回ったときに行われる。

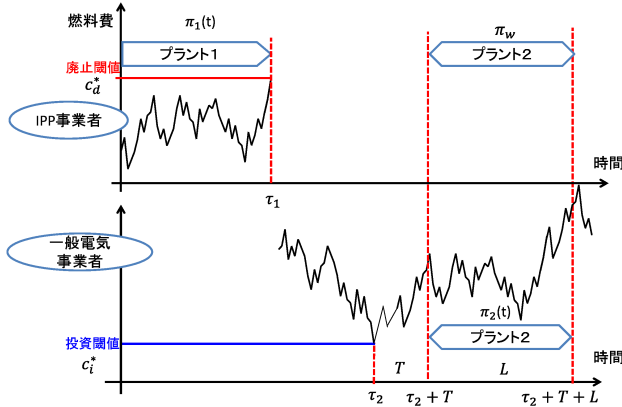


図 2: 入札制度を考慮したリプレース事業の時系列概念図

2.1.3 入札制度を考慮したリプレース評価モデル

本研究で提案する IPP 入札を考慮したリプレースオプション・モデルを示す。図 2 は、IPP 入札を考慮したリプレース事業の時系列概念図である。IPP 入札を考慮したモデルでは、IPP 事業者が一般電気事業者に売電する価格（入札価格）を P_b (円/kWh)、また一般電気事業者が一般需要に売電する価格（卸価格）を P_w (円/kWh) と設定する。新規プラント建設への投資の意思決定においては、IPP 入札考慮の場合も、単一事業者の場合と同様新規プラントを設置する価値と投資オプション価値より求めることができる。

IPP 事業者投資の閾値は以下ようになる

$$c_i^* = \frac{\beta_2}{1 - \beta_2} \frac{\gamma - \xi_i Q}{k} \quad (2.26)$$

ただし、 γ は

$$\gamma = \frac{(P_b - C_{om})Q}{\rho} e^{-\rho T} (1 - e^{\rho L}) \quad (2.27)$$

である。IPP 事業者が新規プラントを設置しプラントが稼働している間、一般電気事業者は IPP 事業者から電気を買取る。さらに、一般需要へと売電を行うことにより一般電気事業者は燃料費の変動に関わらず一定のキャッシュフロー π_w を得ることができる。

$$\pi_w = Q(P_w - P_b) \quad (2.28)$$

新規プラント建設による一般電気事業者の価値 V_w とすると、

$$V_w = \frac{Q(P_w - P_b)}{\rho} e^{-\rho T} (1 - e^{-\rho L}) \quad (2.29)$$

となる。IPP 事業者が投資オプションを保有しているときの、一般電気事業者プラント 2 の期待オプション価値 $\hat{F}_2(c)$ は \hat{B}_2 を未定係数として

$$\hat{F}_2(c) = \hat{B}_2 c^{\beta_2} \quad (2.30)$$

と表され、IPP 事業者が投資を行うタイミングである c_i^* によって決定される。すなわち

$$\hat{F}_2(c_i^*) = Vw \quad (2.31)$$

$$\hat{B}_2 = \frac{Q(P_w - P_b)}{\rho} e^{-\rho T} (1 - e^{-\rho L}) c_i^{*\beta_2} \quad (2.32)$$

である。一般電気事業者が廃止措置を行う価値 $\hat{V}_d(c)$ は以下で表される。

$$\begin{aligned} \hat{V}_d(c) &= \hat{F}_2(c) - I_d(Q) \\ &= \hat{B}_2 c^{\beta_2} - I_d(Q) \end{aligned} \quad (2.33)$$

一般電気事業者のリプレース・オプションは単一事業者のリプレースモデルと同様に、2つの価値を比較する。廃棄コストを払い、プラント2の期待オプション価値を受け取った時の価値と、プラント1から得られる収益と継続価値である。すなわち、リプレース・オプション価値を $F_1(c)$ とすると同様に、

$$F_1(c) = B_1 c^{\beta_1} + \frac{Q(P_w - C_{om})}{\rho} - \frac{Q\eta_1 c}{\rho - \mu} \quad (2.34)$$

となる。バリュー・マッチング条件、スムーズ・ペースティング条件は、閾値を c_d^* とすると

$$F_1(c_d^*) = \hat{V}_d(c_d^*) \Leftrightarrow B_1 (c_d^*)^{\beta_1} + \frac{Q(P_w - C_{om})}{\rho} - \frac{Q\eta_1 c_d^*}{\rho - \mu} = \hat{B}_2 (c_d^*)^{\beta_2} - I_d(Q) \quad (2.35)$$

$$F_1'(c_d^*) = V_d'(c_d^*) \Leftrightarrow \beta_1 B_1 (c_d^*)^{\beta_1 - 1} - \frac{Q\eta_1}{\rho - \mu} = \beta_2 \hat{B}_2 (c_d^*)^{\beta_2 - 1} \quad (2.36)$$

となる。(2.35)式,(2.36)式を同時に満たす B_1, c_d^* は解析的には解けないが、以下の式を満たす。

$$\hat{B}_2(\beta_1 - \beta_2)(c_d^*)^{\beta_2} + (\beta_1 - 1) \frac{Q\eta_1 c_d^*}{\rho - \mu} - \beta_1 Q \left(\frac{P_w - C_{om}}{\rho} + \xi_d \right) = 0 \quad (2.37)$$

(2.37)式を数値計算により解くことで c_d^* が求まる。求めた c_d^* を(2.36)式に代入し、 B_1 が求まる。

2.2 数値分析

表 1: 発電コスト関連パラメータ

パラメータ	変数	値
発電容量	$Q(10^4 \text{kWh})$	70.08
O&M費	$C_{om}(\text{yen/kWh})$	0.7
建設コスト単価	$\xi_i(\text{yen/kWh})$	21.40
廃止コスト単価	$\xi_d(\text{yen/kWh})$	1.07
燃料費パラメータ1	η_1	1
燃料費パラメータ2	η_2	0.8

本分析では、稼働率80%で100万kW規模のLNG火力発電プラントを考える。本モデルにおいて、設定すべきパラメータとして、発電コストに関するもの（運転維持費 C_{om} , 発電容量 Q , 建

設コスト単価 ξ_i 、廃止コスト単価 ξ_d 、時間に関するもの（プラントの建設期間 T 、プラントの運転可能期間 L ）、燃料費に関するもの（燃料費の期待成長率 μ 、ボラティリティ σ ）、外生的に与えられるパラメータ（割引率 ρ ）があげられる。 C_{om} は、コスト等検証委員会報告書（2011）のデータを用いる。建設コスト単価は、火力発電の燃料構成について（2012）において、12万 (yen/kW) となっており、(yen/kWh) に変換し、 $\xi_i = 21.40$ (yen/kWh) と設定する。廃止費用単価 ξ_d は、建設単価の5%に設定する。さらに、プラントの効率化に関するパラメータとなる η_1 、 η_2 と上記のパラメータの値を表1に示す。総合資源エネルギー調査会によると、LNG 火力発電プラントにおける建設の決定から運転開始までにかかる標準的な期間は、7年から8年程度であり、その内訳は、建設地点の選定と開発計画の策定に約1年、環境アセスメントに約4年、建設工事と試運転に3年程度と想定しているが、本研究ではプラントのリプレース事業を想定しているため、廃止するプラント跡地に新規プラントを建設する関係上、プラントの建設期間 T は6年と設定している。また、プラントの寿命期間（運転可能期間） L については、平成12年度から20年度までに廃止となった火力発電の平均稼働年数を参考に40年と想定している。また、燃料費に関するパラメータは $\mu = 0$ 、 $\sigma = 0.1$ とし、割引率を $\rho = 0.05$ と設定する。

将来の卸価格の変化に伴うリプレースの意思決定について分析するため、卸価格の依存性について考える。図3は、卸価格が10(円/kWh)、また20(円/kWh)となった場合の入札価格と廃止閾値の関係と比較したものである。卸価格が大・小の場合、それぞれの場合を比較すると、卸価格が低価格の場合、リプレースが促進される入札価格の範囲が、高価格の卸価格の場合と比較して、狭くなることが確認できる。これは、入札価格の低下によりIPPが事業を行う価値が小さくなるため、リプレースが促進される価格帯が小さくなっているものと考えられる。また、卸価格が大きい場合よりも、小さい場合の方が、リプレース閾値は小さくなっていることも確認できる。これは、廃止措置を実施するのは、一般電気事業者であり、リプレース閾値は、入札価格よりも卸価格に大きく影響されるためである。

将来期待される技術進歩によりプラントが効率化した場合のリプレース意思決定への影響について分析するため、本研究における、プラントの効率化に関するパラメータである η_2 の値を変化させた場合も同様に、入札価格と閾値の関係を算出する。図4は、 η_2 の値を変化させたときの入札価格に対するリプレース閾値を示している。図4からわかるように、 η_2 の値を低下させた場合、すなわち、プラントの効率化が図られた場合、プラント廃止の閾値は低下し、リプレースは促進される。これは、新規プラントが高効率化されることにより、IPP事業者の期待キャッシュフローが増加し、投資へのインセンティブが増加することで、投資が早まることから、リプレースが促進されていると考えられる。

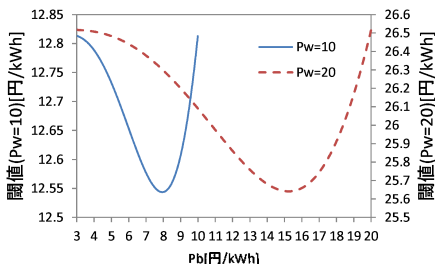


図 3: 入札価格と閾値の関係

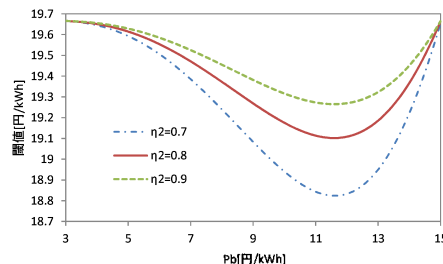


図 4: プラントの効率化と閾値の関係

2.3 本節のまとめ

本研究では、火力電源入札制度の導入を背景に、この制度に着目し、燃料費が不確実である状況下において、火力発電リプレースプロジェクトに関して評価モデルを構築し、リプレースの意思決定について分析を行った。本モデルを用いることにより、火力電源入札制度の導入下において、リプレースの閾値は、一般電気事業者から一般需要への売電価格である卸価格と IPP 事業者から一般電気事業者への売電価格である入札価格の関係に応じて変化し、特に、入札価格が卸価格に対して一定の価格以上であれば投資を促進し、さらに価格が大きく下がる場合には、リプレースの機会は減少することが明らかとなった。本研究では、燃料費の不確実性のみを考えたが、将来、卸電力市場内での取引が考えられることから、売電価格の不確実性も併せて考える 2 変数問題が、今後の研究として考えられる。また、今後考えられる容量メカニズムの制度も考慮した、リプレースや新規設置問題を分析することも拡張研究として考えられる。

3 グリーン電力証書取引市場の均衡分析

近年、二酸化炭素に代表される温室効果ガス排出による地球温暖化問題が世界的に大きな関心を集めている。1992 年 6 月に開催された環境と開発に関する国際連合会議にて気候変動枠組条約が採択されて以来、地球気候変動問題は世界的な大きな関心を集めるようになった。気候変動に関する調査や研究が進むにしたがい、地球は温暖化しつつあり人類が排出してきた温室効果ガスが大きな影響を及ぼしていることがわかった。IPCC の第 4 次評価報告書では地球温暖化問題によって極地の氷の融解による海面上昇、都市部での熱波をはじめとした異常気象、穀物生産量の低下、野生生物の絶滅の危機など、人類と生物の生存基盤を脅かすおそれが生じると指摘されており、地球温暖化の問題は国際的に取り組むべき課題であると考えられている。地球温暖化問題において、温室効果ガスの削減は唯一人為的に出来る解決策であると考えられている。特に二酸化炭素は我が国の温室効果ガス排出の 93.9% を占めており、中でもエネルギー起源の二酸化炭素は全体の 87.8% を占めている。そのため、温室効果ガスの中でも二酸化炭素、特にエネルギー起源の二酸化炭素の削減が目ざされており、従来の化石燃料に変わるエネルギー源として温室効果ガス排出量が少なく、環境負荷が小さい太陽光、風力、波力・潮力、流水・潮汐、地熱、バイオマス等の再生可能エネルギーを用いた発電等が増加しつつある。再生可能エネルギーの利用促進策として、RPS(Renewable Portfolio Standard) 制度が挙げられる。RPS 制度は電気事業者に一定量以上の再生可能エネルギーを利用して得られる電力の利用を義務付ける制度であり、再生可能エネルギーの普及促進のための制度として 1990 年代以降、オランダ、米国、イギリスなどの国で導入されている。米国では 1983 年にアイオワ州で導入されて以降導入が拡大しており、現在は 29 の州とワシントン D.C. で導入されている。RPS 制度では再生可能エネルギーによって発電された電力そのものの市場とともに、グリーン電力証書 (Renewable Energy Certificates: REC) 取引市場が補完的に併設される場合が多い。REC は再生可能エネルギーによって得られた電力が電力そのものとしての価値に加えて持つ二酸化炭素排出抑制などの付加価値を証券化し、市場で取引できるようにしたものである。REC 発行によるメリットとして、発電事業者は売電収入のほかに環境付加価値の提供による収入が得られる。また、利用者は REC に記載された電力量を二酸化炭素排出のない電気を利用したとみなすことができ、環境・温暖化対策として活用することが可能になるとともに、証書発行事業者などが提供するロゴマークなどを環境報告書や CSR レポート等に記載することが可能になる。米国における REC 市場の規模は年々拡大しており、2012 年の取引量は 3100 万 MWh に達した。一方、我が国での REC 取引は 2000 年に開始され、2009 年の取引量は約 20 万 MWh であり、米国と比べ REC の普及は進んでいない。しかし、2012 年にこれま

で民間で取引されていた REC について、証書の二酸化炭素排出削減価値を国が認証するグリーンエネルギー二酸化炭素削減相当量認証制度が資源エネルギー庁及び環境省により創設されたため、制度の導入によって REC の付加価値が向上し、今後の取引量の拡大が期待されている。

Tanaka and Chen[4] は、REC 市場における市場支配力を考慮した競争モデルを構築し、市場支配力は REC 価格および電力価格に大きな影響を及ぼすことを示している。Xu et al.[5] は、排出権取引市場においてバンキングや金融オプションを導入したシステムをモデル化することによって、現物価格のボラティリティや二酸化炭素排出削減コストへの影響について分析を行い、バンキングのないシステムよりバンキングのあるシステムのほうがより効率的に機能し、オプションの導入はさらに効率的であることを示した。しかし、REC 市場に関して、バンキングや金融オプションを導入したときの評価モデルを構築した研究はまだ行われていない。それゆえ、本研究では事業者が RPS 要求を満たすという条件下で REC 市場のモデル化を行い、バンキングや金融オプションを取り入れたモデルに拡張し、バンキングや金融オプションが市場にどのような影響を及ぼすかを分析する。

3.1 モデル

本節では、現在 (時点 $t = 0$) および将来 (時点 $t = 1$) の 2 期間が存在するモデルを考える。本モデルでは再生可能エネルギーの使用を義務付けられた企業が N 社存在するとし、企業に対する RPS 要求割合を α 、企業 $i (= 1, \dots, N)$ の時点 t における全発電量および再生可能エネルギーによる発電量をそれぞれ、 $q_{i,t}^n$ [MWh]、 $q_{i,t}^r$ [MWh] とする。時点 t における RPS 価格を P_t [\$/kWh] と表し、コスト関数を $C_{i,t} = C_{i,t}(q_{i,t})$ [\$] と表す。時点 1 での全発電量 $q_{i,1}^n$ は時点 0 において不確定であるとする。これは平均 $\mu_{i,1}^n$ [MWh]、分散 $\sigma_{i,1}^{n2}$ [MWh] の確率空間 (Ω, F, \mathbb{P}) から得られる。また、時点 0 において不確定な時点 1 の REC 価格 P_1 [\$/kWh] の期待値も得られる。異なる企業の発電量はいくつかの一般的な要因によって駆動されているので、任意の $i, j (= 1, \dots, N)$ の場合に $q_{i,1}^n$ と $q_{j,1}^n$ は相関係数 $\rho_{i,j}$ で互いに相関関係がある。REC 価格の期待値が正になることを保証するために、規制当局は常に予想される発電量よりも企業の発電量を少なくする条件 (すなわち、 $q_{i,1}^n < \mu_{i,1}^n$) を課す。 $c_{i,t}$ [\$/kWh] を時点 t での投資コストとし、各企業のコスト関数は二次関数 $C_{i,t}(q_{i,t}) = \frac{1}{2}c_{i,t}q_{i,t}^2$ [\$] で表されると仮定する。バンキングポロインギ量を $B_{i,0}$ [MWh]、オプション量を θ_i 、オプション価格を λ [\$] とする。

3.1.1 基本モデル

REC 取引のみを考慮したアプローチ、すなわち基本モデルについて説明する。まず、市場清算条件は、

$$\sum_{i=1}^N q_{i,0}^r = \alpha \sum_{i=1}^N (q_{i,0}^r + q_{i,0}^n) \quad (3.1)$$

$$\sum_{i=1}^N q_{i,1}^r(\omega) = \alpha \sum_{i=1}^N (q_{i,1}^r(\omega) + q_{i,1}^n(\omega)), \omega \in \Omega \quad (3.2)$$

となる。限界コストと REC 価格の関係は

$$P_t = C_{i,t}' = c_{i,t}q_{i,t}^r \quad (3.3)$$

であるから, (3.1), (3.2), (3.3) 式から REC 価格は

$$P_0 = c_{i,0} q_{i,0}^r = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{\sum_{i=1}^N q_{i,0}^n}{\sum_{i=1}^N c_{i,0}^{-1}} \quad (3.4)$$

$$P_1(\omega) = c_{i,1} q_{i,1}^r(\omega) = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{\sum_{i=1}^N q_{i,1}^n(\omega)}{\sum_{i=1}^N c_{i,1}^{-1}} \quad (3.5)$$

となる. 総コストは

$$TC_{i,0} = P_0 [\alpha (q_{i,0}^n + q_{i,0}^r) - q_{i,0}^r] + \frac{1}{2} c_{i,0} q_{i,0}^{r2} \quad (3.6)$$

$$TC_{i,1}(\omega) = P_1 [\alpha (q_{i,1}^n(\omega) + q_{i,1}^r(\omega)) - q_{i,1}^r(\omega)] + \frac{1}{2} c_{i,1} q_{i,1}^{r2}(\omega) \quad (3.7)$$

となる. 単純化するために各企業が対称であるとする, 時点 0 の価格および時点 1 での価格の期待値と分散は (3.4), (3.5) 式より,

$$P_0 = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{q_0^n}{c_0^{-1}} \quad (3.8)$$

$$\mathbb{E}[P_1] = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{\mu_1^n}{c_1^{-1}} \quad (3.9)$$

$$\mathbb{V}[P_1] = \left(\frac{\alpha}{1-\alpha} \right)^2 \frac{c_1^2 \sigma_1^2}{N} \quad (3.10)$$

となる. 総割引コストは (3.6), (3.7) 式より,

$$TC = \left(\frac{\alpha}{1-\alpha} \right)^2 \frac{c_0 q_0^{n2}}{2} + \frac{1}{1+r} \left(\frac{\alpha}{1-\alpha} \right)^2 \left[\frac{c_1 \mu_1^{n2}}{2} + \frac{c_1 \sigma_1^2}{2N} \right] \quad (3.11)$$

のように求められる. 以上の式を異なるアプローチとの比較のためのベンチマークとして用いる.

3.1.2 バンキング・ボローイングアプローチ

本アプローチは義務量以上の発電量があった場合に超過分を将来に繰り越し (バンキング), または義務量の不足があった場合に不足分を将来の発電分から繰り入れ (ボローイング) を可能にするアプローチである. このアプローチにおける市場清算条件は,

$$\sum_{i=1}^N q_{i,0}^r = \sum_{i=1}^N (\alpha q_{i,0}^n + \alpha q_{i,0}^r + B_{i,0}) \quad (3.12)$$

$$\sum_{i=1}^N q_{i,1}^r(\omega) = \sum_{i=1}^N \alpha (q_{i,1}^n(\omega) + q_{i,1}^r(\omega) - B_{i,0}), \omega \in \Omega \quad (3.13)$$

となる. (3.3), (3.12), (3.13) 式から, REC 価格は

$$P_0^b = \frac{1}{1-\alpha} \frac{\sum_{i=1}^N (\alpha q_{i,0}^n + B_0)}{\sum_{i=1}^N c_{i,0}^{-1}} \quad (3.14)$$

$$P_1^b(\omega) = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{\sum_{i=1}^N (q_{i,1}^n(\omega) - B_0)}{\sum_{i=1}^N c_{i,1}^{-1}} \quad (3.15)$$

のように得られる。総コストは

$$TC_{i,0}^b = P_0^b[\alpha(q_{i,0}^n + q_{i,0}^r) - q_{i,0}^r + B_{i,0}] + \frac{1}{2}c_{i,0}q_{i,0}^r{}^2 \quad (3.16)$$

$$TC_{i,1}^b(\omega) = P_1^b(\omega)[\alpha(q_{i,1}^n(\omega) + q_{i,1}^r(\omega) - B_{i,0}) - q_{i,1}^r(\omega)] + \frac{1}{2}c_{i,1}q_{i,1}^r{}^2 \quad (3.17)$$

となる。前節と同様に、各企業が対称であるとする、時点0の価格および時点1での価格の期待値と分散は(3.14)、(3.15)式より、

$$P_0^b = \frac{1}{1-\alpha} \frac{\alpha q_0^n + B_0}{c_0^{-1}} \quad (3.18)$$

$$\mathbb{E}[P_1^b(\omega)] = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{\mu_1^n - B_0}{c_1^{-1}} \quad (3.19)$$

$$\mathbb{V}[P_1^b(\omega)] = \left(\frac{\alpha}{1-\alpha}\right)^2 \frac{c_1^2 \sigma^2}{N} \quad (3.20)$$

となる。総割引コストは(3.16)、(3.17)式より、

$$\begin{aligned} TC^b &= TC_0^b + \frac{1}{1+r} \mathbb{E}[TC_1^b(\omega)] \\ &= \frac{1}{(1-\alpha)^2} \frac{c_0(\alpha q_0^n + B_0)^2}{2} + \frac{1}{1+r} \left(\frac{\alpha}{1-\alpha}\right)^2 \left[\frac{c_1(\mu_1^n - B_0)^2}{2} + \frac{c_1 \sigma^2}{2N} \right] \end{aligned} \quad (3.21)$$

と求められる。

総割引コストを最小にする最適バンキング・ボローイング量は $\partial TC^b / \partial B_0 = 0$ より、

$$B^* = \frac{\alpha^2 \mu_1^n c_1 - (1+r) \alpha q_0^n c_0}{(1+r) c_0 + \alpha^2 c_1} \quad (3.22)$$

と求められる。総割引コストは(3.21)式に(3.22)式を代入することで得られる。

3.1.3 オプションアプローチ

本アプローチはRECに関するオプション取引を導入することで、より柔軟性のある取引を行うアプローチである。このアプローチにおける市場清算条件は、

$$\sum_{i=1}^N q_0^r = \sum_{i=1}^N \alpha (q_0^n + q_0^r) \quad (3.23)$$

$$\sum_{i=1}^N q_1^r(\omega) = \sum_{i=1}^N \alpha (q_1^n(\omega) + q_1^r(\omega) - \theta_i P_1^o(\omega)), \quad \omega \in \Omega \quad (3.24)$$

となる。RECの価格は(3.3)、(3.23)、(3.24)式より、

$$P_0^o = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{q_0^n}{c_0^{-1}} \quad (3.25)$$

$$P_1^o(\omega) = \frac{\alpha \sum_{i=1}^N q_{i,1}^n(\omega)}{\sum_{i=1}^N [(1-\alpha)c_{i,1}^{-1} + \alpha\theta_i]} \quad (3.26)$$

のように得られる。総コストは、

$$TC_{i,0}^o = P_0^o[\alpha(q_{i,0}^n + q_{i,0}^r) - q_{i,0}^r] + \lambda\theta_i + \frac{1}{2}c_0q_{i,0}^r \quad (3.27)$$

$$TC_{i,1}^o = P_1^o[\alpha(q_{i,1}^n + q_{i,1}^r - \theta P_1^o) - q_{i,1}^r] + \frac{1}{2}c_0^{-1}P_0^o + \frac{1}{2}c_1q_{i,1}^r \quad (3.28)$$

同様に、各企業が対称であるとする、時点0の価格および時点1での価格の期待値と分散は(3.25)、(3.26)式より、

$$P_0^o = \frac{\alpha}{1-\alpha} \frac{q_0^n}{c_0^{-1}} \quad (3.29)$$

$$\mathbb{E}[P_1^o] = \frac{\alpha\mu_1^n}{(1-\alpha)c_1^{-1} + \alpha\theta} \quad (3.30)$$

$$\mathbb{V}[P_1^o] = \frac{\alpha^2\sigma^2}{N[(1-\alpha)c_1^{-1} + \alpha\theta]^2} \quad (3.31)$$

となる。総割引コストは(3.27)、(3.28)式より、

$$TC^o = \left(\frac{\alpha}{1-\alpha}\right)^2 \frac{q_0^2 c_0}{2} + \lambda\theta + \frac{1}{1+r} \left[\frac{\alpha}{(1-\alpha)c_1^{-1} + \alpha\theta} \right]^2 \left[\frac{(c_1^{-1} + \theta)\mu_1^2}{2} + \frac{(2\alpha-1)(c_1^{-1} - \theta)\sigma_1^2}{2N} \right] \quad (3.32)$$

のように求められる。総割引コストを最小にする最適なオプション量は、

$$\frac{(1+r)N\lambda[\sum_{i=1}^N(1-\alpha)c_1^{-1} + \alpha\theta]^2}{\left(\sum_{i=1}^N \mu_1^n\right)^2 + \sum_{i=1}^N \sigma^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{i \neq j} \rho_{i,j} \sigma_i \sigma_j} = \alpha^3 + \frac{\alpha^2(2\alpha-1)N}{2} + \frac{\alpha^3(2\alpha-1)\sum_{i=1}^N(c_1^{-1} - \theta)}{\sum_{i=1}^N(1-\alpha)c_1^{-1} + \alpha\theta} \quad (3.33)$$

を満たすような θ を求めることで得られ、最適総割引コストは(3.32)式に(3.33)式で求められた θ を代入することで得ることができる。また、最適オプション価格は、

$$\lambda = \frac{1}{1+r} \mathbb{E} \left[\frac{1}{2} P_1^{o2} \right] = \frac{1}{2(1+r)} \frac{N\alpha^2\mu^2 + \alpha^2\sigma^2}{N[(1-\alpha)c_1^{-1} + \alpha\theta]^2} \quad (3.34)$$

と求まる。

3.2 数値分析

本分析では、表3に示したパラメータを用いる。表3の総割引コストより金融オプションアプローチ、バンキングアプローチ、基本モデルの順に効率的であるとわかる。このアプローチ間の効率性の関係は Xu et al.[5] と同一の結果である。図5は、全発電量の期待値と REC 価格の現在

表 2: 分析に用いるパラメータ

パラメータ	変数	単位	値
企業数	N	社	1000
RPS 要求割合	α	%	10
時点 0 における全発電量	q_0^n	MWh	4000
時点 1 における全発電量の期待値	μ_1^n	MWh	4500
時点 1 における全発電量の標準偏差	σ_1^n	MWh	60
時点 0 における投資コスト	c_0	\$/kWh	10
時点 1 における投資コスト	c_1	\$/kWh	20
金利	r	%	2
オプション価格	λ	\$	3721

表 3: 分析結果

	基本 モデル	バンキング・ ボローイング	金融 オプション
P_0	4.4	1.05	4.4
$\mathbb{E}[P_1(\omega)]$	10.0	10.7	8.978
$V[P_1(\omega)]$	17.8	17.8	0.00135
TC^*	3.4	2.9	1.4
B_0^*	-	-306	-
θ^*	-	-	51

と将来の価格差の関係を示している。時点 1 における全発電量の期待値を変化させたとき、REC 価格の期待値は全アプローチで増加していることがわかる。いずれの領域においても、オプションアプローチの価格差が最も小さいことがわかる。基本モデルとバンキングアプローチについては、発電量の期待値が小さい領域では、バンキングアプローチにおける価格差が最大である一方、発電量の期待値が大きい領域では、基本モデルの価格差が最大となる。すなわち、価格差の観点から、将来の発電量により、バンキング制度の導入による価格の影響が異なることがわかる。図 6 は、RPS 要求割合と REC 価格差の関係を示している。基本モデルとバンキングアプローチでは α が増加すると REC 価格は現時点の価格より増加する一方、金融オプションアプローチでは現時点の価格より減少していることがわかる。

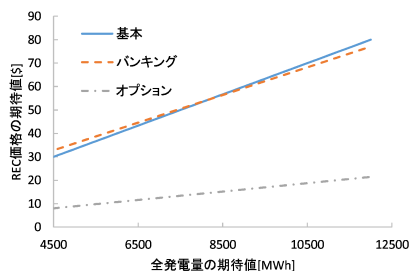
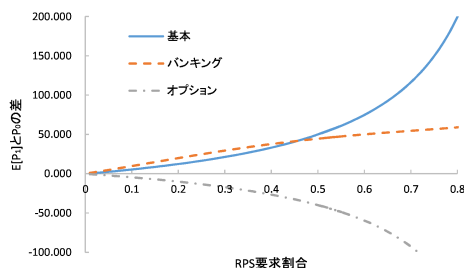


図 5: REC 価格と全発電量の期待値の関係

図 6: REC 価格の差と α の関係

3.3 本節のまとめ

本研究では事業者がRPS要求を満たすという条件でREC取引市場のモデルを構築した。また、それをバンキングとオプション契約を導入したモデルに拡張し、市場への影響を分析した。その結果、金融オプションアプローチ、バンキング・ボローイングアプローチ、基本モデルの順で効率的なアプローチであることが示された。また、RPS要求割合が増加するとすべてのアプローチで総割引コストは増加することがわかった。しかし、REC価格については基本モデルおよびバンキングアプローチではRPS要求割合が増加すると現時点の価格より増加するが、金融オプションモデルでは減少することがわかった。

4 小売事業者の電力調達戦略

近年、電力産業において、小売事業者の参入の自由化や発送電分離といった電力システム改革が行われている。これらの電力システムの改革が行われた結果、「電力市場からの売電収入のみでは、電源の固定費が十分には回収できない」というミッシングマネー問題が顕在化している。このままでは電源の固定費の回収に大きなリスクが生じるため、適切な電源投資が行われず、電力の安定供給のために必要な電源量が維持できない恐れがある。これまでの日本では、電力会社に供給義務を課す事で必要な電源を確保していた。しかし、電力市場の全面自由化により、現在の供給義務は撤廃されることになっており、電力の供給断絶を生じさせないために将来の電源をいかに確保するかが問題となっている。この問題の発端は、電力は貯蔵することが難しいという性質があるため、同時同量を達成するためにはピーク電源やバックアップ電源が必要不可欠であるが、これらの電源は固定費の回収に関して大きなリスクが生じるため、投資へのインセンティブを生むことが難しいからである。この問題を解決するため、各国で容量メカニズムの導入の議論が進められている。

容量メカニズムとは、従来の発電量(kWh)に対する報酬とは違い、発電能力(kW)によって報酬を与えるという制度である。これによりピーク電源等への投資のインセンティブを高め、電力不足が起きないように、予備力を含め安定供給に必要な電源量を確保するというのが容量メカニズムの目的である。現在導入されている容量メカニズムは、米国の地域送電機関であるPJM及びISO-NE等の容量市場、北欧の国際電力市場であるNord Poolによる戦略的予備力確保、スペイン及びギリシャの容量支払制度等があり、英国や仏国を始めとした欧州主要国も導入に向けて検討を行っている。これにより、電源への適切な投資が進み、ミッシングマネー問題が解決されることが期待される。

Hatami et al.[6]は電力市場の小売事業において電力価格と小売事業者の負荷の不確実性を考慮し、リスク指標にCVaRを用いて小売事業者の最適売電価格と最適調達戦略を提案した。本研究では、先行研究のモデルを容量市場を考慮したモデルに拡張し、小売事業者に容量市場の容量確保義務を課した時に、小売事業者の電力調達戦略にどのような影響を与えるのか分析を行う。

先に述べたように容量メカニズムにはいくつかの種類が存在するが、本研究では容量市場に注目した。容量市場の制度設計は非常に複雑で、米国のPJMでは何度かルールの改訂が行われるなど現在も試行錯誤が続いている。容量市場について論じている研究としては、Joskow et al.[7]がある。この論文は電力の生産者側の視点からミッシングマネー問題の改善及び、容量支払制度の欠陥と改善について述べている。しかし、このような電力の生産者側の視点の研究は多いが、一方で小売事業者側の視点の研究は非常に少なく、十分に研究がなされていない。そこで、本研究では小売事業者側の視点に立ち、容量市場での容量確保義務が小売事業者の電力調達戦略と売電価格にどのような影響を与えるのかを考察する。

4.1 モデル

4.1.1 リスク指標

リスク指標には様々な種類が存在するが、本研究では、リスク指標として CVaR(Conditional Value at Risk)を用いる。CVaRとは、条件付きバリュー・アット・リスクのことであり、確率変数 X に関して、ある確率水準 β を超える部分の期待値である。CVaR は次の式によって求めることができる。

$$\begin{aligned} & \text{Min CVaR}_\beta(f(x, \xi)) \\ & = \text{Min } \zeta + \frac{1}{1-\beta} \sum_{k=1}^N p(\xi^k) \cdot (\text{Max}([f(x, \xi^k) - \zeta], 0)) \end{aligned} \quad (4.1)$$

4.1.2 不確実性のモデル化

電力小売市場において、電力市場のスポット価格や小売事業者の負荷等の不確実性をモデル化する必要がある。本研究では Huisman et al.[8] に基づき、スポット市場価格は曜日のような予期できる変動による定数要素と、予期できない確率要素の和で表す。

$$\ln \lambda_t^s = F_t^p + X_t^p, \forall t \in T \quad (4.2)$$

この λ_t^s は時刻 t のスポット市場価格、 F_t^p は時刻 t の季節性の影響をモデル化したスポット市場価格の定数要素、 X_t^p は時刻 t での予期できない価格の変動を反映したスポット市場価格の確率要素である。また、電力市場のスポット価格の特徴として価格スパイクがあるが、これは GARCH モデルにジャンプ項を追加した GARCH(1,1) ジャンプモデルにより表されており、次のように表される。

$$\begin{aligned} x_t^p &= X_t^p - X_{t-1}^p \\ x_t^p &= a^p + \epsilon_t^p + K \cdot q_t, \epsilon_t^p \approx N(0, h_t^p), \forall t \in T \\ h_t^p &= (\sigma_t^p)^2 = b_0^p + b_1^p \cdot (\epsilon_{t-1}^p)^2 + c^p \cdot (\sigma_{t-1}^p)^2, \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.3)$$

x_t^p はダミー変数、 a^p はスポット市場価格に関連する定数項、 ϵ_t^p は標準正規分布 $N(0, h_t^p)$ に従う確率変数、 K は標準正規分布 $N(\mu_K, \sigma_K^2)$ に従う確率変数、 q_t はパラメータ t のポアソン分布に従う乱数である。

また、小売業者の負荷もスポット市場価格と同様に季節性や平均回帰性といった特徴を有しているため、スポット市場価格とほぼ同様に GARCH(1,1) モデルによってモデル化することが出来る。従って、次のように表される。

$$\begin{aligned} \ln L_t &= F_t^l + X_t^l, \forall t \in T \\ x_t^l &= X_t^l - X_{t-1}^l \\ x_t^l &= a^l + \epsilon_t^l, \epsilon_t^l \approx N(0, h_t^l), \forall t \in T \\ h_t^l &= (\sigma_t^l)^2 = b_0^l + b_1^l \cdot (\epsilon_{t-1}^l)^2 + c^p \cdot (\sigma_{t-1}^l)^2, \forall t \in T \end{aligned} \quad (4.4)$$

L_t は時刻 t の小売事業者の負荷、 F_t^l (\$/MWh) は時刻 t の季節性の影響をモデル化した小売事業者の負荷の定数要素、 X_t^l (\$/MWh) は小売事業者の負荷の確率要素である。また、 x_t^l はダミー変数、 a^l は小売事業者の負荷に関連する定数項、 ϵ_t^l は標準正規分布 $N(0, h_t^l)$ に従う確率変数である。上記の式を用いて、電力小売市場の不確実性を表現する。

4.1.3 市場シェア関数

電力小売市場において、小売業者間の競争を考慮するため、市場シェア関数を導入する。市場シェア関数とは、小売事業者の売電価格がいくらであれば、市場のシェアを何パーセント獲得出来るかを表す関数である。市場シェア関数は [9, 10] に基づき、次のように表す。

$$MSF(SP) = 1 - \frac{1}{\sigma_1 \sqrt{2\pi}} \int_x^{SP} \exp\left(-\frac{(t - \mu_1)^2}{2\sigma_1^2}\right) \quad (4.5)$$

ここで、 $MSF(SP)$ は市場シェア関数、 SP (\$/MWh) は小売事業者から需要家への売電価格を表す。また、この市場シェア関数を用いることで小売事業者の有効負荷を求めることが出来る。 $L_t^{est}(\omega)$ を時刻 t 、シナリオ ω の時の小売業者全体の負荷とすると、時刻 t 、シナリオ ω の小売業者の有効負荷は次の式で与えられる。

$$L_{SP,t}^{eff}(\omega) = L_t^{est}(\omega) \cdot MSF(SP) \quad (4.6)$$

4.2 問題の定式化

4.2.1 売電収入

小売事業者は卸電気事業者から電力を買い取った後、自社の販売価格を決定し、その価格で需要家へ販売する。つまり、需要家への売電収入は、小売事業者の売電価格と有効負荷を用いることで求めることが出来る。ここで、 $\gamma(\omega)$ をシナリオの確率とすると、小売事業者の売電収入は次の式で表される。

$$\sum_{t \in T} \sum_{\omega} SP \cdot L_{SP,t}^{eff}(\omega) \cdot \gamma(\omega) \quad (4.7)$$

4.2.2 先渡取引のコスト

先渡取引とは、将来のある時点において、予め決められた価格で商品を売買する取引のことであり、価格変動リスクへのヘッジとして用いられる主な手法の一つである。先渡取引は取引価格を事前に決定するため、将来のスポット市場の価格変動に左右されない。そのため、将来のスポット市場の価格変動リスクへのヘッジを行えるのである。

ここで、 NF を利用できる先渡取引の数、 P_i^F を先渡取引 i で調達した電力量、 λ_i^F を先渡取引 i の取引価格、 $\delta_{i,t}^F$ を先渡契約 i が利用されていれば 1、利用されていなければ 0 となる先渡取引 i の状態を表すバイナリ関数とすると、先渡取引のコストは次の式で表される。

$$COST^F = \sum_{t \in T} \sum_{i=1}^{NF} P_i^F \cdot \lambda_i^F \cdot \delta_{i,t}^F \quad (4.8)$$

4.2.3 コール・オプションのコスト

コール・オプションとは、将来のある時点において、予め決められた価格で商品を買うことが出来る権利の取引のことであり、先渡取引と同様に価格変動リスクへのヘッジとして用いられる手法の一つである。コール・オプションも先渡取引と同様に事前に行使価格が決まっているため、将来のスポット市場の価格変動に左右されない。また、コール・オプションの場合、先渡取引とは違い、取引は義務ではなく権利なので、プレミアムが必要な代わりにスポット市場の価格次第では権利を行使しないといった選択を取ることが出来るのが強みである。

ここで、 NC を利用出来るコール・オプションの数、 P_j^C をコール・オプションで調達した電力量、 $\delta_{j,t}^C$ をコール・オプション j の利用を表すバイナリ関数、 Per_j^C をコール・オプション j のプレミアム、 λ_j^C をコール・オプション j の行使価格、 $\theta_{j,t}^C(\omega)$ を時刻 t 、シナリオ ω でコール・オプション j が行使されたかどうかを表すバイナリ関数とすると、コール・オプションのコストは次の式で表される。

$$\text{COST}^C = \sum_{\omega} \sum_{t \in T} \sum_{j=1}^{NC} P_j^C \cdot \delta_{j,t}^C \cdot [Per_j^C + \lambda_j^C \cdot \theta_{j,t}^C(\omega)] \cdot \gamma(\omega) \quad (4.9)$$

4.2.4 自社発電のコスト

小売業者が自社の所有している発電所を利用して発電することを考える。自社発電もコール・オプションと同様スポット市場価格に注目し、送電費がスポット市場価格よりも低ければ発電を行い、逆に送電費の方がスポット市場価格よりも高ければ発電を中止する。しかし、発電所には最小稼働時間と最小停止時間が存在し、稼働し始めたら一定期間は稼働し続け、停止されたら一定期間停止し続ける。

NG を火力発電ユニットの数、 $C(P_{g,t}^G(\omega))$ を時刻 t 、シナリオ ω の発電ユニット g のコスト、 $P_{g,t}^G(\omega)$ を時刻 t 、シナリオ ω の発電ユニット g の発電量、 $C_{g,t}^{su}(\omega)$ を時刻 t 、シナリオ ω の発電ユニット g の立ち上げ費用とすると、自社発電のコストは次の式で表される。

$$\text{COST}^G = \sum_{\omega} \sum_{t \in T} \sum_{g=1}^{NG} [C(P_{g,t}^G(\omega)) + C_{g,t}^{su}(\omega)] \cdot \gamma(\omega) \quad (4.10)$$

この時、時刻 t 、シナリオ ω のユニット g の立ち上げ費用 $C_{g,t}^{su}$ は次の式で表される。

$$\begin{aligned} C_{g,t}^{su}(\omega) &= C_g^{su}(u_{g,t}^G(\omega) - u_{g,t-1}^G(\omega)) \\ C_{g,t}^{su} &\geq 0, \forall t \in T, \forall g \in NG, \forall \omega \in \Omega \end{aligned} \quad (4.11)$$

また、制約条件は以下の式で表される。 $u_{g,t}^G(\omega)$ は、もし時刻 t 、シナリオ ω でユニット g が稼働していれば1、そうでなければ0とする。 UT_g^G は、最小の稼働時間、 DT_g^G は、最小の休止時間とする。

$$\begin{aligned} P_g^{G,min} &\leq P_{g,t}^G(\omega) \leq P_g^{G,max} \quad \forall t \in T, \forall g \in NG, \forall \omega \in \Omega \\ [u_{g,t-1}^G(\omega) - UT_g^G][u_{g,t-1}^G(\omega) - u_{g,t}^G(\omega)] &\geq 0 \quad \forall t \in T, \forall g \in NG, \forall \omega \in \Omega \\ [u_{g,t-1}^G(\omega) + DT_g^G][u_{g,t}^G(\omega) - u_{g,t-1}^G(\omega)] &\leq 0 \quad \forall t \in T, \forall g \in NG, \forall \omega \in \Omega \end{aligned} \quad (4.12)$$

4.2.5 容量市場のコスト

本研究では、容量市場を考慮したケースを考える。この時、小売事業者は容量市場で一定の容量の確保が義務付けられるものとする。つまり、容量市場を考慮するケースでは小売事業者はスポット市場等の価格に関わらず、確実に取引しなければならないということになる。そのため、容量市場の取引量及び取引に用いられる費用はシナリオに関わらず一定である。

$P^{CM}(\text{MW})$ を小売事業者の容量確保義務量、 $\lambda^{CM}(\$/\text{MW-day})$ を容量市場での取引価格とすると、この容量市場で一定の容量を確保するのに必要なコストは次の式で表される。

$$\text{COST}^{CM} = \sum_{t \in T} P^{CM} \cdot \lambda^{CM} \quad (4.13)$$

4.2.6 スポット市場決済の収入/費用

期待利益は販売収入から電力の調達に要した費用を引くことで求めることができる。スポット市場での電力の調達量は他の選択肢とは異なる。スポット市場以外から調達する選択肢はスポット市場での取引より前の段階で取引を行い、その後、小売事業者の有効負荷を満たせるように、商品の受け渡しをする1日前に行われる1日前市場でスポット取引によって残りの電力量の調達が行われている。そのため、小売事業者の有効負荷から他の選択肢で調達した電力量を引くことでスポット市場での取引量を定めることができる。つまり、スポット市場決済の費用を計算するに当たり、始めにスポット市場以外から調達した電力量を求める必要がある。スポット市場以外から調達した電力量は式(4.8)-(4.13)を用いて次の式で与えられる。

$$P_t^0(\omega) = \sum_{i=1}^{NF} P_i^F \cdot \delta_{j,t}^F + \sum_{j=1}^{NC} P_j^C \cdot \delta_{j,t}^C \cdot \vartheta_{j,t}^C(\omega) + \sum_{g=1}^{NG} P_{g,t}^G(\omega) + P^{CM} \quad (4.14)$$

これを用いることでスポット市場決済/収入を求めることができる。

$$\sum_{t \in T} \sum_{\omega} [L_{SP,t}^{eff}(\omega) - P_t^0(\omega)] \cdot \lambda_i^s(\omega) \cdot \gamma(\omega) \quad (4.15)$$

これで全選択肢の電力の調達量及び調達コストが定まる。ここで、(4.14)、(4.15)式を用いることで、期待利益を求めることができる。

$$\begin{aligned} \text{PROFIT} = & \sum_{t \in T} \sum_{\omega} \gamma(\omega) \cdot [\text{SP} \cdot L_{SP,t}^{eff}(\omega) - \sum_{i=1}^{NF} P_i^F \cdot \lambda_i^F \cdot \delta_{i,t}^F - \sum_{j=1}^{NC} P_j^C \cdot \delta_{j,t}^C \cdot [\text{Per}_j^C + \lambda_j^C \cdot \vartheta_{j,t}^C(\omega)] \\ & - \sum_{g=1}^{NG} [C(P_{g,t}^G(\omega)) + C_{g,t}^{su}(\omega)] - P^{CM} \cdot \lambda^{CM} - [L_{SP,t}^{eff}(\omega) - P_t^0(\omega)] \cdot \lambda_i^s(\omega)] \end{aligned} \quad (4.16)$$

4.2.7 目的関数

利益を最大化するためには、期待利益の最大化を目指すだけでなく、同時にリスクの最小化も目指さなければならない。しかし、この二つの要素は相反するものであるため、目的関数には期待利益とリスク指標の二つの要素を盛り込み、目的関数の最大化を図る。従って、リスク回避係数を ρ とすると、目的関数は次の式で与えられる。

$$\text{Max PROFIT} - \rho \cdot \text{CVaR}_{\beta}(-\text{PROFIT}) \quad (4.17)$$

リスク回避係数は小売事業者の趣向を表している。 ρ が低い時はリスク愛好的な小売事業者を表し、 ρ が高い時はリスク回避的な小売事業者を表す。従って、本モデルをまとめると次のように表される。

Maximize

$$\begin{aligned}
& SP, P_i^F, P_j^C, \vartheta_{j,t}^C(\omega), P_{g,t}^G(\omega), \eta; \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega, \forall j \in NC, \forall g \in NG \\
& \sum_{t \in T} \sum_{\omega} \gamma(\omega) \cdot [SP \cdot L_{SP,t}^{eff}(\omega) - \sum_{i=1}^{NF} P_i^F \cdot \lambda_i^F \cdot \delta_{i,t}^F - \sum_{j=1}^{NC} P_j^C \cdot \delta_{j,t}^C \cdot [Per_j^C + \lambda_j^C \cdot \vartheta_{j,t}^C(\omega)] \\
& - \sum_{g=1}^{NG} [C(P_{g,t}^G(\omega)) + C_{g,t}^{su}(\omega)] - P^{CM} \cdot \lambda^{CM} - [L_{SP,t}^{eff}(\omega) - P_t^0(\omega)] \cdot \lambda_t^s(\omega)] \\
& - \rho \cdot [\eta + \frac{1}{1-\beta} \sum_{\omega} \mu(\omega) \cdot \gamma(\omega)]
\end{aligned} \tag{4.18}$$

CVaR 制約

$$\begin{aligned}
& \mu(\omega) \geq 0 \quad \forall \omega \in \Omega \\
& \sum_{t \in T} [SP \cdot L_{SP,t}^{eff}(\omega) - \sum_{i=1}^{NF} P_i^F \cdot \lambda_i^F \cdot \delta_{i,t}^F - \sum_{j=1}^{NC} P_j^C \cdot \delta_{j,t}^C \cdot [Per_j^C + \lambda_j^C \cdot \vartheta_{j,t}^C(\omega)] \\
& - \sum_{g=1}^{NG} [C(P_{g,t}^G(\omega)) + C_{g,t}^{su}(\omega)] - P^{CM} \cdot \lambda^{CM} - [L_{SP,t}^{eff}(\omega) - P_t^0(\omega)] \cdot \lambda_t^s(\omega)] \\
& + \mu(\omega) + \eta \geq 0, \quad \forall \omega \in \Omega
\end{aligned} \tag{4.19}$$

4.3 計算結果

本研究では、計画期間は5年とし、更に意思決定は一日毎になされるものとする。また、シナリオの数は Hatami et al.[6] に基づき 100 個とし、1日の中でピークの時間は17時間、オフピークの時間は7時間としている。(4.5)式の市場シェア関数の変数は Hatami et al.[6] に基づいて $\mu=80$, $\sigma_1=5$ とし、先渡取引とコール・オプションの契約情報も同様に設定したが、本研究とは意思決定の頻度が異なるため、頻度の差を考慮して表4、表5のように変換した。容量市場の価格は1年毎に変化するものとし、米国の PJM の 2011 年度～2015 年度分の取引価格 [11] を参考に設定した。以上のように、本研究では、先行研究である Hatami et al.[6] のモデルを本モデルの設定に合わせ、その結果と容量市場を加味した結果とを比較した。

表 4: 先渡取引の契約情報

		価格(\$/MW-day)	最小(MW/day)	最大(MW/day)	ブロックサイズ(MW)
オンピーク	No.1	1317.5	0	6800	1700
	No.2	1329.4	3400	6800	850
	No.3	1288.6	0	3400	850
オフピーク	No.1	417.9	0	2800	700
	No.2	423.5	0	1750	350
	No.3	409.5	700	1750	350
24時間体制	No.1	1636.8	4800	12000	2400
	No.2	1680.0	6000	10800	1200
	No.3	1572.0	0	4800	1200
	No.4	1608.0	0	3600	1200

表 5: コール・オプションの契約情報

		プレミアム(\$/MW-day)	価格(\$/MW-day)	最小(MW/day)	最大(MW/day)
オンピーク	No.1	334.9	931.6	0	1700
	No.2	306.0	1003.0	0	2550
24時間体制	No.1	150.0	1440.0	0	4800
	No.2	180.0	1392.0	0	2400

本研究で考慮されているのは Hatami et al.[6] の中で優れていた電力調達戦略である (A),(B) と、(B) に容量市場の要素を組み込んだ (C) を加えた合計 3 つのケースである。

(A) スポット市場と先渡取引の両方で調達

(B) スポット市場, 先渡取引, コール・オプション, 自社発電を用いて調達

(C) 容量市場での容量確保義務を考慮した上で, スポット市場, 先渡取引, コール・オプション, 自社発電を用いて調達

図 7 は期待利益の比較が示されている。先行研究の中で最も期待利益の高い (B) と容量市場の要素を加えた (C) とを比較すると, 全てのリスク回避係数において (B) の方が高いことがわかる。これは容量市場の価格の平均は他の調達方法より高いが, 容量確保義務により容量市場での取引が義務付けられているため, これが負荷となって (C) の期待利益を減少させていると考えられる。そのため, 容量確保義務のある (C) よりも容量確保義務のない (B) の方が期待利益が高くなっていると考えられる。

次に, CVaR の比較を図 8 に示す。(C) はリスク管理の面からは (B) よりも優れている戦略になっていると考えられる。(A) に関しては, $\rho=0\sim 0.3$ にかけて (C) の CVaR の値にかなり近くなっており, $\rho=0.3$ あたりを境目として全てのケースの中で一番高くなっている。(A) の売電価格は (B), (C) に比べて上昇しているため, (A) のケースは売電価格を上昇させ, 市場シェアを減らすことで小売事業者の負荷の不確実性からの影響を下げ, リスクを小さくしていると考えられる。それに対して (B), (C) のケースは売電価格の上昇ではなく, 様々な調達手段を用いることでリスクを減らしているため, $\rho=0.5$ の時に (A) のケースと (B),(C) のケースとで差が生じていると考えられる。また, (A) のケースは先渡取引のみしか利用することが出来ないため調達手段の選択肢が少ないが, (B),(C) のケースは利用できる選択肢が多いため $\rho=0.5$ まで様々な取引を用いることでリスクを減少させてきた。しかし, (B),(C) のケースでも取引の種類に限界は存在する。従って, ρ を更に増加させると (B),(C) のケースも (A) のケースと同様の動きをするようになると考えられる。

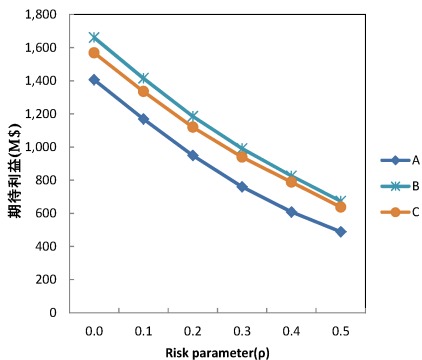


図 7: 期待収益率

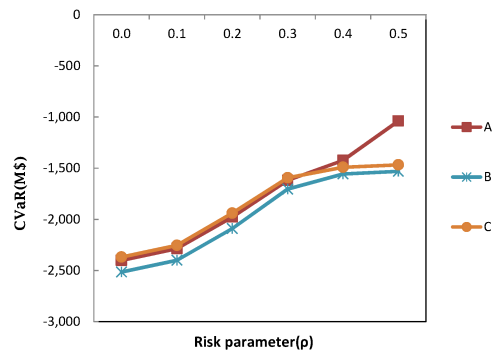


図 8: CVaR

4.4 本節のまとめ

本研究では、容量市場の小売事業者への容量確保義務を背景として、小売事業者の電力調達戦略及び売電価格に与える影響に関して分析を行った。先行研究の結果と比較した結果、容量市場の容量確保義務が小売事業者の戦略に対してヘッジとして機能し、期待利益を減少させる代わりにリスクを減少させ、売電価格も低下させるということが明らかになった。また、容量市場の価格の閾値に関して、リスク回避度の低い小売事業者であればスポット市場価格に敏感に反応し、リスク回避度の高い小売事業者であればスポット市場以外の調達手段の価格の変化に敏感に反応するということが明らかになった。従って、容量市場の容量確保義務は小売事業者に対してヘッジとして機能すると考えられるため、小売事業者の参入に対して負のインセンティブとして働くとは言えない。

参考文献

- [1] 高野祐人, 高嶋隆太, 「火力電源入札制度によるリプレースの経済性評価」日本エネルギー学会学会誌 **94**, 121-129, 2015.
- [2] Naito, Y., R. Takashima, H. Kimura and H. Madarame, "Evaluating replacement projects of nuclear power plants under uncertainty," *Energy Policy*, **38** (2010), 1321-1329.
- [3] Dixit, A.K. and R.S. Pindyck, *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, Princeton, 1994.
- [4] Tanaka, M. and Y. Chen, "Market power in renewable portfolio standards," *Energy Economics*, **39** (2013), 187-196.
- [5] Xu, L., S.-J. Deng and V.M. Thomas, "Carbon emission permit price volatility reduction through financial options" *Energy Economics*, **53** (2016), 248-260.
- [6] Hatami, A.R., H. Seifi and M.K. Sheikh-El-Eslami, "Optimal selling price and energy procurement strategies for a retailer in an electricity market," *Electric Power Systems Research*, **79** (2009), 246-254.
- [7] Joskow, P.L., "Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design," *Utilities Policy*, **16** (2008), 159-170.
- [8] Huisman, R., C. Hurman and R. Mahieu, "Hourly electricity prices in day-ahead markets," *Energy Economics*, **27** (2005), 791-817.
- [9] Kotler, P. and G. Armstrong, *Principles of Marketing*, Prentice Hall, 2005.
- [10] Stanton, P.J., S. Cummings, J. Molesworth and T. Sewell, "Marketing strategies of Australian electricity distributors in an opening market," *Journal of Business & Industrial Marketing*, **16** (2001), 81-93.
- [11] 電気新聞, 「米国の容量市場は『市場』として機能しているのか?」, 2013 (<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/denki/pdf/20130408.pdf>)

Department of Industrial Administration
Faculty of Science and Technology
Tokyo University of Science, Chiba 278-8510, Japan
E-mail address: takashima@rs.tus.ac.jp

東京理科大学・理工学部 高嶋隆太

National Graduate Institute for Policy Studies, Tokyo 106-8677, Japan
E-mail address: mtanaka@grips.ac.jp

政策研究大学院大学 田中誠

Department of Information and Systems Engineering
Faculty of Science and Engineering
Chuo University, Tokyo 112-8551, Japan
E-mail address: toriumi@ise.chuo-u.ac.jp

中央大学・理工学部 鳥海重喜