

電力の低炭素化に向けた電源の投資戦略に関する研究

2011年3月修了

環境システム学専攻

47-096685 山崎 幸弘

指導教員 松橋 隆治 教授

Keywords

Optimal Generation Planning, Nuclear Power Generation, Real Option Analysis

1 序論

1.1 背景

2009年度のCO₂排出量を部門別に見ると、発電部門は直接排出量にして349 Mt-CO₂と全体の30.5%を占めており、最大の排出源となっている。今後、電力需要は伸び率は鈍化するものの引き続き増加傾向にあると考えられる中で、電気事業者は電力の低炭素化の必要性に迫られている。

一方で電気事業は様々な不確実性のもとで電力供給を行っている。例えば電力需要や燃料価格は電源計画に大きな影響を及ぼし、ひいては発電部門におけるCO₂排出量を左右し得る。電気事業はこのような不確実性下で経済性、エネルギーセキュリティ、そして環境に配慮した最適な電源計画を策定することが求められている。

1.2 目的

以上のような背景をふまえて本研究では、不確実性下において電力の低炭素化を実現する電源計画を策定することを目的とする。具体的には経済性を兼ね備えたゼロエミッション電源である原子力発電に着目し、その積極的な導入に対して種々の不確実性がどのような影響を及ぼすのかについて、定量的な分析を行う。

1.3 研究の枠組み

本研究では、最適電源計画モデルとリアルオプションモデルの2つのモデルを用いる。最適電源計画モデルではコスト最小となる電源構成の経年変化を線型計画法によって求める。リアルオプションモデルでは不確実性下において原子力発電所を何基新規建設することが最適な投資となるかを算出する。最終的にこれら2つのモデルを統合することで、不確実性下における最適な電源構成を求める手法を提示し、不確実性の影響を定量的に評価する。

2 最適電源計画モデル

2.1 モデルの定式化

芦名ら^[1]の多地域最適電源計画モデルをもとに、最適電源計画モデルを構築した。モデルでは全国を電力会社の管轄区域別に10地域に分け、地域間を連系線で接続している。2010年から2030年までを解析期間とし、期間中の総発電コストを最小化するよう線型計画法を用いて解き、発電所の設備容量や発電量等を求める。ある年 y における発電コストは以下の式で表される。

$$CST(y) = \sum_{r,g} (c_{\text{fix}}(g)C(r,g,y) + c_{\text{var}}(g)O(r,g,y)) \quad (1)$$

ただし、 $c_{\text{fix}}(g)$ は電源 g の固定費、 $C(r,g,y)$ はある年 y における地域 r 、電源 g の設備容量、 $c_{\text{var}}(g)$ は電源 g の可変費、 $O(r,g,y)$ はある年 y における地域 r 、電源 g の発電量を表す。

需給バランス制約や負荷追従制約等に加えて、CO₂排出量制約を課してシミュレーションを行った。具体的には1990年度の発電部門におけるCO₂排出量を基準として2030年に20%削減するように設定した。また、現実との乖離を防ぐため原子力の発電量シェアが50%以下になるように制約を課した。

2.2 シミュレーション結果

表1にCO₂排出量制約を課した際の地域別の原子力シェア、CCS比率、排出原単位削減率、発電単価上昇率を示す。排出原単位削減率と発電単価上昇率については、CO₂排出量制約を課さずにシミュレーションを行った結果を基準として計算した。その結果、東北・北陸・中国では原子力発電の導入が進みやすく、北海道・東京・中部・四国ではその逆の傾向を示すことが分かった。なお、

表 1 地域別 CO₂ 排出量削減ポテンシャル

地域	原子力シェア	CCS比率	排出原単位削減率	発電単価上昇率
北海道	41.6%	18.7%	34.2%	5.6%
東北	54.9%	10.9%	41.8%	7.6%
東京	47.1%	15.7%	31.4%	7.0%
北陸	85.0%	0.0%	77.9%	1.7%
中部	46.1%	9.3%	16.1%	7.4%
関西	51.3%	0.9%	17.3%	0.9%
中国	57.6%	16.9%	50.2%	6.8%
四国	34.2%	35.3%	50.9%	20.2%
九州	52.5%	16.1%	42.2%	6.6%
沖縄	0.0%	47.9%	41.5%	16.5%
全国	50.0%	12.5%	32.0%	6.4%

沖縄では原子力発電の新規建設が行われないよう制約を課している。北陸と四国は電力需要規模がほとんど同じであるにも関わらず原子力シェアに大きな差が表れるが、これは関西への連系線の容量と送電ロスが北陸に有利な設定となっているため、北陸では大量に原子力発電を導入して余った電力を関西に融通することが日本全体見るとコスト最小化に繋がるからだと考えられる。また、四国は揚水式水力発電の設備容量が少なく需給バランス調整に欠けるので、それも原子力導入のボトルネックとなる。

その結果、四国では CO₂ 排出量を削減するために CCS を導入せざるを得ず、他の地域に比べて発電単価上昇率が非常に大きくなる。逆に北陸では原子力発電の大量導入によって発電単価をほとんど上げることなく排出原単位を大幅に削減している。

3 リアルオプションモデル

3.1 リアルオプション法の概要

リアルオプションとは「あらかじめ決められた期間内に、あらかじめ決められたコストで、何らかのアクションを行う権利」と定義される^[2]。本研究では最適電源計画問題を、現状の電源構成に原子力発電所を新規建設する際に、投資を遅らせることのできる延期オプションを持つとして電源への投資を定式化する。延期オプションがある場合、図 1 において収益率が低い領域では投資を待機することの方が価値が高くなる。そして、収益率が高くなり延期オプションの価値がなくなる時点において、直ちに投資することが最適となる。リアルオプションモデルでは、この最適投資基準によって原子力発電所の新規建設が投資として価

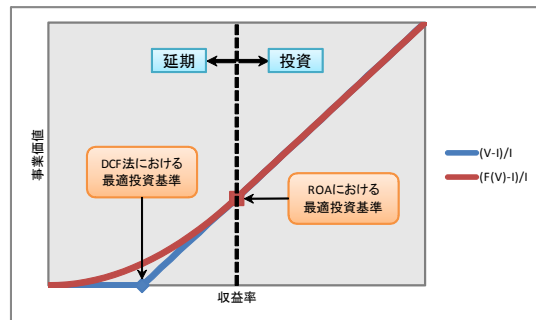


図 1 最適投資基準

値があるかどうかを評価する。

3.2 不確実性の設定

電源計画に影響を与える不確実性として、社会受容性と電力需要を取り扱う。社会受容性の不確実性は原子力発電所の新規建設が許可される確率 p として、電力需要の不確実性は電力需要の伸び率の標準偏差 σ として与える。これら不確実性によって図 2 のように期ごとに状態が複数想定され、そのそれぞれのノードにおいてキャッシュフローを計算する。

3.3 キャッシュフローの計算方法

原子力発電所の新規建設を行う前のキャッシュフローは以下の式で表される。

$$CF(y) = \sum_g (P_{WS} - c_{var}(g, y)) O_{TOTAL}(g, y) \quad (2)$$

原子力発電所の新規建設が行われた後のキャッシュフローは以下の式で表される。

$$CF(y) = \sum_g (P_{WS} - c_{var}(g, y)) O_{TOTAL}(g, y) - C_{NUC}(y) \text{const}_{NUC} \quad (3)$$

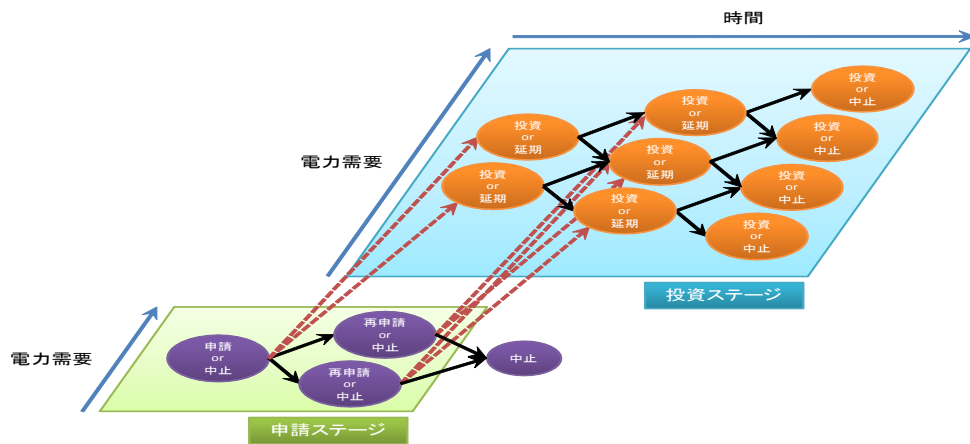


図2 原子力発電所新規建設に対する投資戦略

ここで P_{WS} は電力卸価格で 10 円/kWh と設定している。また、 $O_{TOTAL}(g, y)$ はある年 y における電源 g の発電量、 $C_{NUC}(y)$ は原子力発電所の新規建設容量、 $const_{NUC}$ は原子力発電所の建設費である。

3.4 最適化

原子力発電所を Z 基建設したときに、図1で示される最適投資基準を満たすような Z を最大建設基数とする。これはオプションを考慮せずに求めた NPV とリアルオプション法によって求めたオプション価値を含めたプロジェクト価値が等しくなる点で与えられる。

3.5 シミュレーション結果

図3に不確実性 p, σ による原子力発電所の新規建設容量の違いを示した。これによって新規建設許可確率が下がるほど、電力需要の伸び率の不確実性が大きくなるほど原子力発電所の建設が回避されるという予測を定量的に裏付けた。

4 不確実性下における最適電源構成

4.1 モデルの統合

3.5 節の結果を、「不確実性が見えないコストとなって建設コストに上乘せされることで、原子力発電所の新規建設が回避される」と解釈し、このような不確実性と等価的なコストを算出する。このコストを固定費プレミアムと呼び、これを考慮して最適電源計画モデルによるシミュレーションを行うことで、不確実性下の最適電源構成についての考察を行う。

4.2 建設コストと建設回避容量の関係

最適電源計画モデルにおいて、仮想的に原子力発電所以外の発電所の新規建設を不可として、原子力発電所の建設コストを変化させてシミュレーションを行うことで、原子力発電所の建設コストと新規建設容量の関係を求めた。建設コストに追

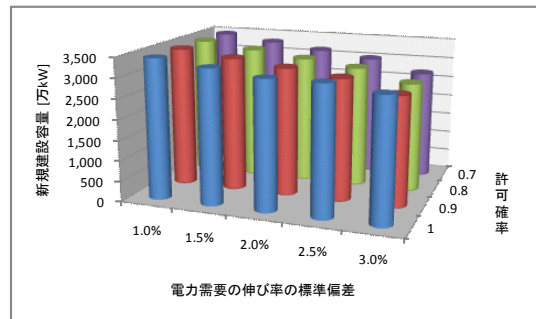


図3 不確実性による原子力発電所新規建設容量の変化

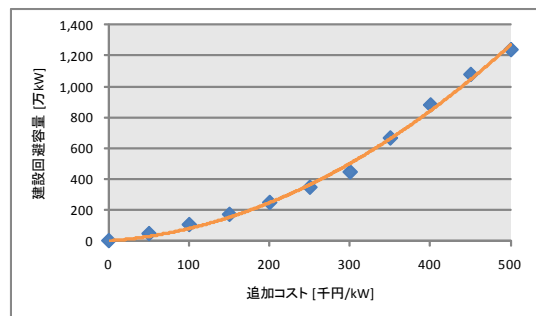


図4 建設費の増加による建設回避容量の変化

加したコストと新規建設が回避された容量との関係は図4のようになり、以下の式で表される。

$$X(c) = 0.0043c^2 + 0.3781 \quad (4)$$

4.3 不確実性と建設回避容量の関係

図3で示した結果から、不確実性と新規建設容量 $X'(p, \sigma)$ の関係は以下のように求められる。

$$X'(p, \sigma) = 270p - 32250\sigma + 3558 \quad (5)$$

式(5)において $p = 1, \sigma = 0$ とすれば不確実性がない場合の原子力発電所の新規建設容量が求められる。それを基準容量として、新規建設容量との差を建設回避容量とすれば次式が成り立つ。

$$X(p, \sigma) = -270p + 32250\sigma + 270 \quad (6)$$

4.4 固定費プレミアム

式(4)と式(6)とから、不確実性 p, σ の関数としての固定費プレミアム $c(p, \sigma)$ が以下のように求められる。

$$c(p, \sigma) = \frac{-0.38 + \sqrt{-4.64p + 554.70\sigma + 4.79}}{0.0086} \quad (7)$$

4.5 不確実性下の最適電源構成

式(7)を用いて、 $p = 0.7, \sigma = 3\%$ としたときの固定費プレミアムを原子力発電所の建設コストに上乗せして最適化を行った結果を図5に示す。この場合は不確実性の存在によって原子力発電所の新規建設が全く進まない。代わりに設備容量が増えるのはIGCCで、その結果 CO_2 排出量が増加する。

p と σ を変化させたときの原子力発電所の設備容量の変化を図6に示す。原子力発電所の設備

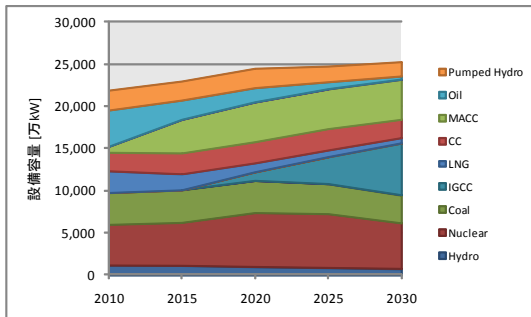


図5 $p = 0.7, \sigma = 3\%$ のときの電源構成の推移

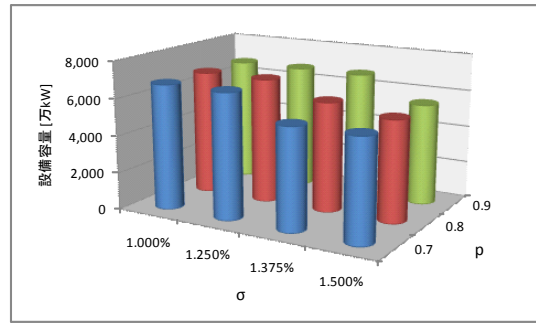


図6 不確実性下における原子力発電所の設備容量の変化

容量は $\sigma = 1\%, 1.25\%$ では p が変化してもほとんど変化しないが、 $\sigma = 1.375\%$ では $p = 0.7$ において 5,475 万 kW、 $p = 0.8$ において 5,926 万 kW、 $p = 0.9$ において 6,752 万 kW と急激に増加する。また、 $\sigma = 1.5\%$ においては p の値に関わらず 5,475 万 kW で変化しない。 $\sigma = 1.375\%$ では p に対する感度が非常に高く、原子力発電と IGCC のコストが逆転する固定費プレミアムがこの領域で生じることが推測される。

5 結論

はじめに最適電源計画モデルを用いて CO_2 排出量制約を課したシミュレーションを行い、連系線の容量と送電ロス、揚水式水力発電所の設備容量によって原子力発電の導入に地域差が生じることを示した。

次にリアルオプションモデルを用いて、不確実性が大きくなると原子力発電所の建設が回避されることを定量的に示し、さらに両モデルを統合することで不確実性下での最適電源構成を求めた。その結果、少しの不確実性の差が電源構成に大きな影響を及ぼし得ることを指摘した。

参考文献

- [1] 芦名秀一, 藤野純一. 多地域最適電源計画モデルを用いたわが国電力部門における CO_2 削減シナリオの検討. エネルギー・資源, Vol.29, pp.421-427, 2008-01-05.
- [2] Toam Copeland and Vladimir Antikarov. 決定版 リアル・オプション. 東洋経済新報社, 2002-02-07.