

低炭素社会の実現に向けた
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく
イノベーション政策立案のための提案書

技術普及編

**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**

平成29年3月

**“Study on Risk Analysis of Photovoltaic Systems and Design
of a Novel Institutional Policy for Promotion of Renewable Energy
Using Real Options Approach”**

Strategy for Technology Dissemination

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies

**国立研究開発法人科学技術振興機構
低炭素社会戦略センター**

LCS-FY2016-PP-13

概要

2011 年に生じた福島第一原子力発電所事故の影響で再エネ導入の機運が高まり、2012 年より再エネを一定期間一定価格で送配電事業者が買い取る固定価格買取制度(FIT)が施行されている。しかし、買取費用による国民負担が重くなり、さらに FIT 認定後即時に操業しない業者の影響で再エネ導入に歯止めがかかっており、問題となっている。本報告は、国民負担減と再エネ導入量増の両立を目的とし、リアルオプション法を用いて最適な認定期間および買取価格の在り方を提案するものである。

Summary

The impact of the 2011 Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant accident increased the momentum for introduction of renewable energy. As a consequence, the feed-in tariff (FIT) system was enacted in 2012. The FIT obligates the power transmission and distribution companies to procure renewable energy for a fixed period at a fixed price. However, the public burden due to cost of purchase has become heavier. Furthermore, since there are suppliers who do not operate immediately after FIT certification, the introduction of renewable energy is being delayed. In this document, we aim to balance reducing the public burden and increasing the amount of renewable energy, by using real option analysis to propose an optimum certification period and purchase price.

目次

概要

1. 背景.....	1
1.1 東日本大震災.....	1
1.2 固定価格買取制度(FIT).....	1
1.3 目的.....	1
2. リアルオプション法による分析.....	2
2.1 リアルオプション.....	2
2.2 二項モデル.....	2
3. 投資率とコストパフォーマンスの評価.....	4
3.1 原資産格子モデル.....	4
3.2 オプション価格格子モデル.....	6
3.3 オリジナル買取価格モデル.....	7
3.4 シミュレーション結果.....	7
4. 政策立案のための提案.....	12
参考文献.....	12

1. 背景

1.1 東日本大震災

2011 年 3 月に生じた東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所事故の影響により、わが国の電力需要を巡る状況は一変した。被災直後の東京電力の供給力は約 5200 万 kW から約 3100 万 kW に、東北電力の供給力は約 1400 万 kW から 900 万 kW に落ち込むなど、多くの発電所が停止した。一方、国による中部電力浜岡原子力発電所の停止要請や、各原発に対するストレステストを参考にした安全評価の導入等に伴い、定期検査入り等により、一旦原子炉が全停止する事態となった。さらに、被災した火力発電所の復旧と並んで、長期間停止していた石油火力等の運転再開が行われ、火力発電への依存が大きく上昇した[1]。この結果、エネルギー自給率の低下、燃料費の高騰、そして CO₂ 排出量の増加が問題視されている[2]。このように、1973 年の第一次オイルショック以降、脱石油とエネルギー源の多様化を進めるなか、原子力発電の依存率を高めてきた日本は電源構成の見直しを迫られた。

1.2 固定価格買取制度(FIT)

これらの問題を解決するために、わが国では再生可能エネルギーの早急な普及が求められており、2012 年に再生可能エネルギーの固定価格買取制度(FIT : Feed-in Tariff)が施行された。FIT は再生可能エネルギーを用いて発電された電気を、国が定める一定の価格で一定期間、電気事業者が買い取ることを義務付けるものである。これにより、再生可能エネルギー発電事業者は、長期にわたって維持される固定価格を前提とした収益モデルを組むことができるようになり、事業に取り組みやすくなった。このように FIT が強力な導入インセンティブとなり、再生可能エネルギーの導入拡大が加速している。

一方、ドイツやスペインなど、日本に先駆けて FIT を導入した国では様々な問題が起きている。その 1 つが再生可能エネルギー賦課金による国民負担の増加である。日本においても、資源エネルギー庁の報告によると、1 家庭当たりの年間再生可能エネルギー賦課金額が、2012 年に約 1,000 円、2013 年に約 1,400 円、2014 年に約 2,700 円と、急激に増加している[3]。これは太陽光発電の導入量を拡大させるために、FIT 開始当初に買取単価を高く設定したことが、大きな要因である。そのため、これ以上国民への負担を大きくしないように、再生可能エネルギー賦課金を減少させることが必要である。

また、再生可能エネルギー賦課金増加に加えて、認定期間の長期化が問題となっている。FIT 開始から平成 28 年 8 月までの期間は、電気事業者は、一旦設備認定を取得すると、調達価格の権利を無制限で確保できた。その結果、電気事業者の多くは、設備認定取得や電力会社への申請後、太陽光発電システムのインシヤルコストや発電コストが下がるまで、着工を延期したため、建設が未着手の発電所が急増した。このように、FIT には問題点が存在し、対処が必要である。

1.3 目的

そこで本報告では、再生可能エネルギー賦課金による国民負担の減少と、太陽光発電システムへの投資促進の両立を図るため、東京における 10MW 太陽光発電事業に着目し、2015 年の FIT 認定後から操業開始までの制限期間が、1 年、2 年、3 年、無制限のシナリオを作成し、どのシナリオが、太陽光発電システムへの投資を喚起するのか評価する。また、現状の FIT ではなく、欧州で広く採用されている FIP(Feed-in Premium)と呼ばれる制度を参考にした、電力市場の平均値にある一定のプレミアムを載せた買取価格を適用する、オリジナルの買取価格を用いた場合に、賦課金をどの程度減少させるのか評価する。それらの評価においては、リアルオプションと呼ばれる投資評価手法を用いた。

2. リアルオプション法による分析

2.1 リアルオプション

オプションとは、将来のリスクに対して、目標のリターンを獲得するための1つの方法である。株や債券自体ではなく、その権利や条件を、数理モデルを用いて売買する、デリバティブ(派生商品)の1つである。これは将来のある地点までに、あらかじめ決められた量・種類(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である。オプション価格とは、この権利を手に入れるための現地点での価値であり、将来の期待利益だけでなく、リスクも加味して価値評価される。このような考え方を、開発投資やプロジェクト投資の評価に適用したものがリアルオプションである。リアルオプションとは、原資産に実物資産をとったもので、「あらかじめ決められた期間(行使期間)内に、あらかじめ決められたコスト(行使価格)で、何らかのアクション(延期・拡大・縮小・中止等)を行う権利」ということができる。リアルオプションは、そもそも従来(DCF法¹⁾)の限界を打破すべく考案された方法である。DCF法は、将来市場環境がより確かになった段階で、生産を延期したり撤退したりといった柔軟な経営判断を考慮していない。しかし、実際の投資局面では、環境が明らかになった地点で、投資を拡大したりプロジェクトを中止したりといった意思決定のオプションが存在し、そのオプションも価値として定量評価しようとするのがリアルオプションである[4]。

2.2 二項モデル

二項モデルは、ツリー型の価格変動モデルを利用してオプション価格を計算する近似的解法である。Black-Scholes 式のような解析型と比較して実行も説明も容易であり柔軟性も高い一方で、より良い近似解を得るためには多くのステップの計算が必要になるという欠点もある。本研究では、この二項モデルを用いて、太陽光発電事業の普及評価及びリスク分析を行っている。原資産を V 、原資産の1期間のボラティリティ²⁾を σ 、初期投資を I として、2期間における延期オプションの価値を求める例を以下に示す。なお、以下の計算では全てリスク中立的な世界を仮定し、株式を含む全ての資産の収益率が安全資産の収益率 r であるとする。

二項モデルは3つのステップから成っており、まず図 2-1 に示すように、原資産格子を求める必要がある。2期間の各々の原資産 V がとり得る値の確率が二項分布に従うとすると、1期後に V がとる値は増加率 u と減少率 d を乗じた V_u 、 V_d の2通りになる。さらにこの1期後の値に u と d を乗じると、2期後に V がとり得る値は V_{uu} 、 V_{ud} 、 V_{dd} の3通りとなる。なお、 dt は1期間の長さを表しており、本研究では20年を20期としているため、 $dt=1$ となる。

¹⁾ DCF (Discounted Cash Flow) 法は、収益資産の価値を評価する方法の一つ。資産が将来生み出すフリー・キャッシュフローを予測し、リスクを反映した割引率で現在価値に換算する。

²⁾ 価格の変動性 (変動率)。原資産価格の1期間での変動の激しさを表すパラメータ。

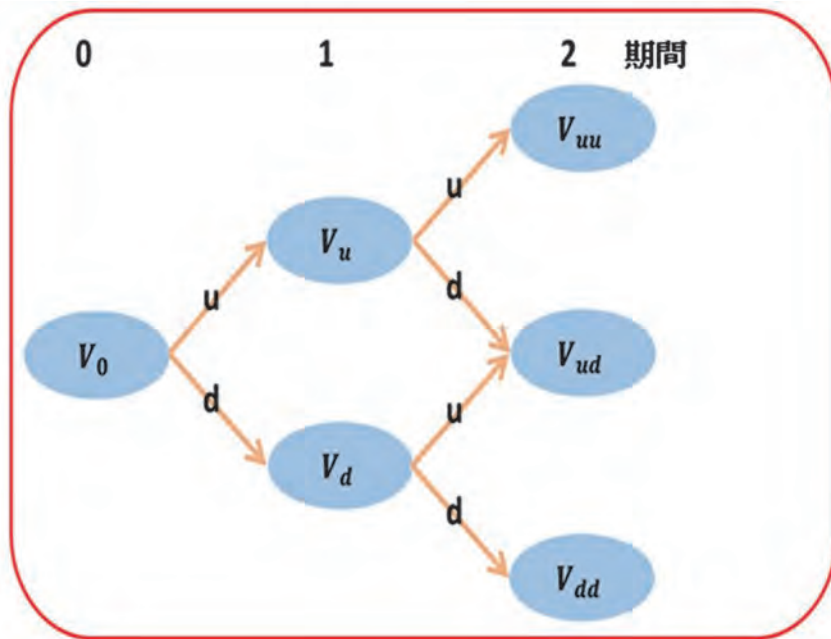
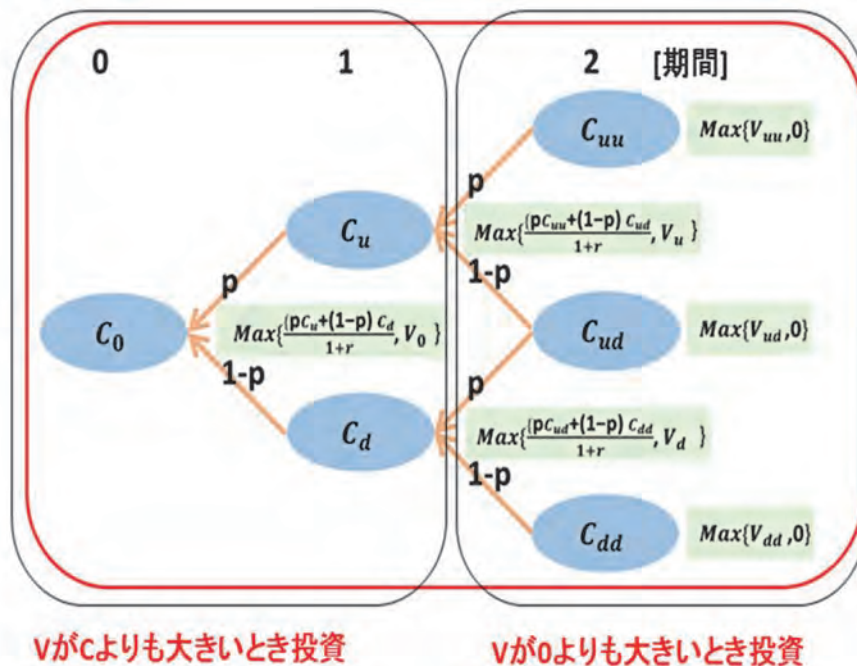


図 2-1 原資産格子

次に図 2-2 に示すようにオプション価格格子を求める必要がある。オプション価格 C は最終期から遡るように計算する必要がある。なお p はリスク中立確率を表しており、将来起こり得る複数の原資産の期待値を現在のリスクフリーレート³⁾で割り引いたときに、現在の価格と一致するように求める擬似的な確率のことである。また式中で使われている μ は平均増減率を表している。最終期では V が 0 よりも大きいときに投資を実行し、最終期以外では V が C よりも大きいときに投資を実行することとなる。



VがCよりも大きいとき投資

Vが0よりも大きいとき投資

図 2-2 オプション価格格子

³⁾ 理論的にリスクがゼロか極小の無リスク資産から得ることのできる利回り。

3. 投資率とコストパフォーマンスの評価

3.1 原資産格子モデル

原資産格子モデルを式(3.1)～式(3.4)に示す。なおここでは FIT の認定期間が 1 年の場合のモデルを示しており、制限期間が 2 年の場合は 2 年ごとに 2 年分の変化、3 年の場合は 3 年ごとに 3 年分の変化、無制限の場合は変化しないように買取価格を設定している。

$$V[n][i][j][k] = \frac{\sum_{t=1}^{20} 10^4 \times I[n][i] \times K[n][k]}{(1+r)^t} - J[n][j] \quad (3.1)$$

$$\{0 \leq n, i, j, k \leq 20\}$$

$$I[n][i] = 28.00 \times u_i^{n-i} \times d_i^i \quad (3.2)$$

$$J[n][j] = 1.40 \times 10^9 \times u_j^{n-j} \times d_j^j \quad (3.3)$$

$$K[n][k] = 1.02 \times 10^3 \times u_k^{n-k} \times d_k^k \quad (3.4)$$

V : 原資産, I : 買取価格, J : イニシャルコスト, K : 年間発生電力量, r : 割引率
 n : 期数, u : 増加率, d : 減少率

以下に各パラメータについて記述する。

①買取価格 I

買取価格 I は前述のように国が定める FIT における一定の買取価格を表している。買取価格は現在トップランナー方式と呼ばれる、コスト効率的な事業者の実現した導入費用を基準に調達価格等算定委員会で買取価格を決める方式を採用しており、2017 年以降は入札制度や複数年分一括で買取価格を設定する方式の採用が予定されている。本研究では 2015 年地点での買取価格である 28 円/kWh から、2035 年地点で 2005 年から 2016 年までの卸電力取引所(JEPX)の平均価格である 11.19 円/kWh に逡減すると仮定し、平均増減率は-0.046 となり、2015 年地点での初期値は 28.0 円/kWh となったため、この値をモデルに採用している[5]。またボラティリティに関しては、買取価格は電力卸市場の価格に関係しているため、2005 年から 2016 年までの JEPX の平均価格の変化率の標準偏差を用いて、0.246 とした[5]。またボラティリティの値より、増加率は 1.28、減少率は 0.78 と計算された。

②イニシャルコスト J

イニシャルコスト J に関しては、太陽電池モジュールや強化ガラス等のモジュール価格と、架台や配線等の周辺システム(BOS)を足したコストを表している。イニシャルコストは世界的に低減傾向にあり、化石燃料が大幅に値上がりしているにも関わらず、累計生産量が 2 倍になると価格が 2 割低下するというデータもある[6]。本研究では低炭素社会戦略センターより[7]、2013 年地点でのイニシャルコストである 163,000 円/kW から、2030 年地点でのイニシャルコストである 57,000 円/kW に逡減すると仮定し、平均増減率は-0.061 となり、2015 年地点での初期値は 139,551 円/kW となったため、この値をモデルに使用している。なお、本研究では 10MW の太陽光発電システムを仮定しているため、実際はこの値を 10,000 倍して用いている。またボラティリティに関しては、基準となる逡減シナリオに低炭素社会戦略センターのデータ[7]を用い、上限シナリオに IEA のデータ[8]を用いて計算した結果、0.166 となった。また、増加率は 1.18、減少率は 0.85 と計算された。

③年間発生電力量 K

年間発生電力量 K に関しては、発電容量[kW]あたりの発電量[kWh]を表している。本研究では川浦の研究[9]より、2009 年から 2013 年までの東京における年間発生電力量のデータから、平均増減率は 0.004 となり、2016 年地点での初期値は 1,017kWh/kW となったため、この値をモデルに使用している。なお、年間発生電力量は若干ではあるが年々増加している。これはソーラーパネルの変換効率が向上したことや、大気中浮遊粒子状物質(SPM)濃度が減少していることが関係している。大気中に存在する自動車排気ガスや火山の噴煙などの浮遊粒子状物質の減少により、日射をさえぎる要素が減少し、日射量が増している。また SPM の減少は、排ガス規制によるものだと考えられている[10]。またボラティリティに関しては、基準となる増加シナリオに川浦のデータ[9]を用い、上限シナリオに新エネルギー財団のデータ[11]を用いて計算した結果、0.088 となった。また、増加率は 1.09、減少率は 0.92 と計算された。

④割引率 r

割引率 r に関しては、代表的なエネルギー企業である東京ガスにおける WACC の 3.4%を使用した[12]。なお WACC とは加重平均資本コストと呼ばれ、借入にかかるコストと株式調達にかかるコストを加重平均したものであり、割引率としてよく利用される指標である。

以上をまとめたものを表 3-1 に示す。

表 3-1 各種パラメータ

不確実性	平均増減率 μ	ボラティリ ティ	初期値	増加率 u	減少率 d
買取価格 I	-0.046	0.246	28.0	1.28	0.78
イニシャルコスト J	-0.061	0.166	1.40×10^9	1.18	0.85
年間発生電力量 K	0.004	0.088	1.02×10^3	1.09	0.92

以上のモデル・パラメータを用いて原資産格子を計算した。

3.2 オプション価格格子モデル

オプション価格格子モデルを式(3.5)、式(3.6)に示す。なおここでは FIT の制限期間が 1 年、2 年、3 年のモデルを示しており、無制限の場合は p_i に 1 を代入すればよい。

$$C[n][i][j][k] = \text{Max}(S[20][i][j][k], 0) \quad (3.5)$$

$$n = 20, \{0 \leq i, j, k \leq 20\}$$

$$C[n][i][j][k] = \text{Max} \left(\begin{array}{l} p_i \times p_j \times p_k \times C[n+1][i][j][k] + \\ p_i \times p_j \times (1 - p_k) \times C[n+1][i][j][k+1] + \\ p_i \times (1 - p_j) \times p_k \times C[n+1][i][j+1][k] + \\ (1 - p_i) \times p_j \times p_k \times C[n+1][i+1][j][k] + \\ p_i \times (1 - p_j) \times (1 - p_k) \times C[n+1][i][j+1][k+1] + \\ (1 - p_i) \times (1 - p_j) \times p_k \times C[n+1][i+1][j+1][k] + \\ (1 - p_i) \times p_j \times (1 - p_k) \times C[n+1][i+1][j][k+1] + \\ (1 - p_i) \times (1 - p_j) \times (1 - p_k) \times C[n+1][i+1][j+1][k+1] \end{array} \right) \cdot S[n][i][j][k] \quad (3.6)$$

$$\frac{\quad}{1+r}$$

$$\{0 \leq n \leq 19\}, \{0 \leq i, j, k \leq 20\}$$

p_i : 買取価格 I のリスク中立確率, p_j : インシヤルコスト J のリスク中立確率,
 p_k : 年間発生電力量 K のリスク中立確率,

リスク中立確率は前述のように、将来起こり得る複数の原資産の期待値を現在のリスクフリーレートで割り引いたときに、現在の価格と一致するように求める擬似的な確率を表している。買取価格が増加する場合のリスク中立確率は 0.35、減少する場合は 0.65、インシヤルコストが増加する場合は 0.28、減少する場合は 0.72、年間発生電力量が増加する場合は 0.50、減少する場合は 0.50 となった。

以上をまとめたものを表 3-2 に示す。

表 3-2 各種パラメータ

不確実性	増加する場合の リスク中立確率	減少する場合の リスク中立確率
買取価格 I	0.35	0.65
インシヤルコスト J	0.28	0.72
年間発生電力量 K	0.50	0.50

以上のモデル・パラメータを用いてオプション価格格子を計算した。

3.3 オリジナル買取価格モデル

再生可能エネルギー賦課金による国民負担の減少と、再生可能エネルギー導入促進の両立を実現するために、Feed-in Premium (FIP)を参考にして、新たな制度設計を行った。FIP とは、電力市場価格にある一定のプレミアムを加えて卸電力市場で直接取引する方式であり、主に欧州で採用されている。本モデルでは、電力卸市場ではなく送配電事業者と 20 年間売電契約を結ぶ形をとっている。オリジナル買取価格モデルは、基本的には式(3.1)～式(3.4)と同じであり、式(3.2)の買取価格モデルを変更したものを式(3.7)に示す。

$$I[n][i] = 14.10 \times u_i^{n-i} \times d_i^i + 1.11 \quad (3.7)$$

本モデルでは、2011 年から 2015 年の 5 年間の JEPX の平均値である 14.10 円/kWh を初期値として使用した[5]。また平均増減率は東日本大震災による燃料費高騰の影響を回避するため 2005 年から 2010 年までの JEPX の値を用いて、-0.031 を使用した[5]。ボラティリティに関しては FIT と同様に、2005 年から 2016 年までの JEPX の平均価格の変化率の標準偏差を用いて 0.246 とし、増加率は 1.28、減少率は 0.78 と計算された[5]。また、買取価格が増加する場合のリスク中立確率は 0.38、減少する場合のリスク中立確率は 0.62 となった。次にプレミアムに関しては、以下に述べるように 2015 年における電力量ベース CO₂ 削減費用を採用した。電力量ベース CO₂ 削減費用 [円/kWh]は、CO₂ 排出原単位[kg-CO₂/kWh]に重量ベース CO₂ 対策費用[円/kg-CO₂]を乗算することにより求めている。CO₂ 排出原単位は東京電力の 1992 年から 2014 年までのデータ[13]を用いて、重量ベース CO₂ 対策費用に関しては増井による 2010 年から 2035 年までのデータ[14]を用いた。この結果、電力量ベース CO₂ 削減費用は年々増加していき、2015 年地点では約 1.11 円/kWh となったため、この値をプレミアムとして使用した。このオリジナル買取価格モデルは、電力事業者のリスクを減少させ、さらに買取価格を電力事業者が利益を得ることができる最低限の価格に設定することで、投資促進と国民への負担減少の両立を可能とすると考えられる。

以上をまとめたものを表 3-3 に示す。

表 3-3 各種パラメータ

不確実性	平均増減率 μ	ボラティリティ	初期値	増加率 u
買取価格 I	-0.031	0.246	14.1	1.28
イニシャルコスト J	-0.061	0.166	1.40×10^9	1.18
年間発生電力量 K	0.004	0.088	1.02×10^3	1.09
不確実性	減少率 d	増加する場合の リスク中立確率	減少する場合の リスク中立確率	プレミアム価格
買取価格 I	0.78	0.38	0.62	1.11
イニシャルコスト J	0.85	0.28	0.72	
年間発生電力量 K	0.92	0.50	0.50	

3.4 シミュレーション結果

(1)投資率

図 3-1～図 3-4 に、それぞれ認定期間が 1 年、2 年、3 年、無制限の FIT の場合の、投資率の推移のグラフを示す。本研究では、FIT 認定を 2015 年、事業開始を 2016 年以降と設定した。すなわち、メガソーラーの場合、まず事前相談や予備協議にて接続可能量や変電所までの距離等について話す必要があり、これに約 1 ヶ月要する。次に、連系技術について検討する期間として約 3 ヶ月、連系に正式に申込み工事費についての契約や電力需給についての契約に約 3 ヶ月、実際に着工後の工期は約 4 ヶ月程度要する。さらに、設備完成後に、電力会社に検査を申し込んで受理

されるまで約 1 ヶ月要する。以上より、FIT 認定から事業開始まで約 1 年間かかるため、2016 年以降の事業開始としている[15]。なお、2016 年以降の認定期間内に事業を開始しなかった場合、2035 年まで毎年申し込みが可能であり、事業開始までの認定期間 1 年間が始まると仮定している。

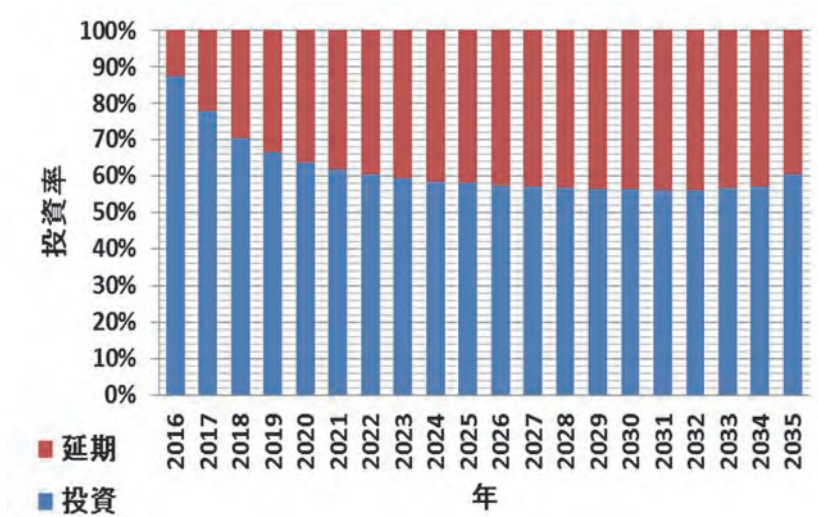


図 3-1 認定期間が 1 年の FIT における投資率の推移

図 3-1 より、2016 年地点では投資率が約 9 割あり、そこから年々減少していることが確認された。これはイニシャルコストの減少による影響よりも、買取価格の減少による影響が大きく、また年間発生電力量の増加による影響が小さいことが要因だと考えられる。また 1 年制限では全体的に投資率が高水準で推移していることが確認された。これは認定期間を 1 年と短くすることで、再生可能エネルギー事業者に、イニシャルコストの投資を待つことを不可能にしている事が関係していると考えられる。

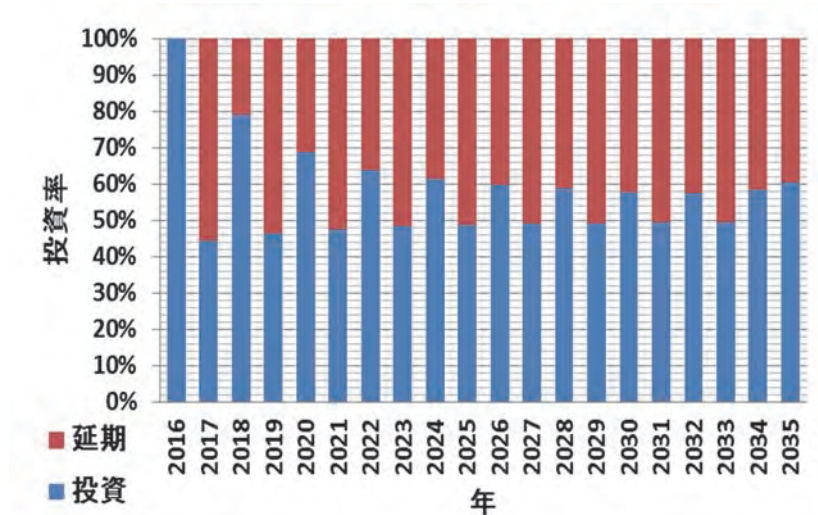


図 3-2 認定期間が 2 年の FIT における投資率の推移

2 年制限では、2 年ごとに投資率が急増していることが確認された。これはいわゆる駆け込み需要であり、認定期間内でイニシャルコストが最大限に減少した地点で投資を行っているからだと考えられる。また 1 年制限と同様に投資率が年々減少しており、イニシャルコストの減少による影響よりも買取価格の減少による影響が大きく、また年間発生電力量の増加による影響が小さいことが要因だと考えられる。

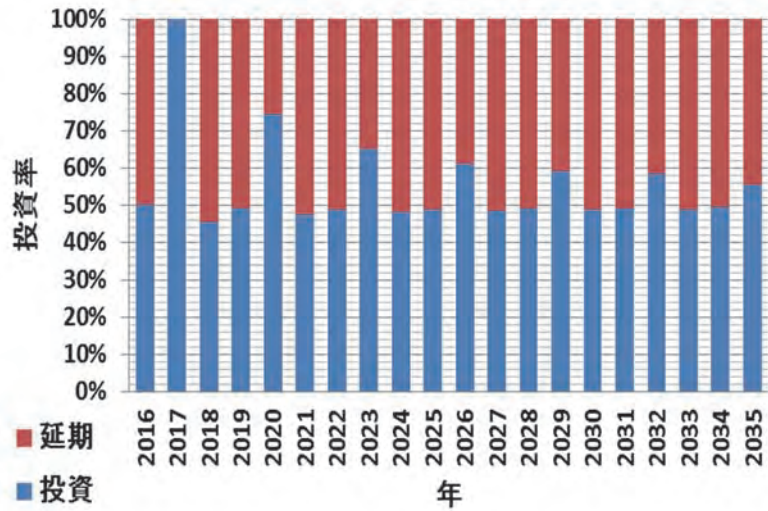


図 3-3 認定期間が 3 年の FIT における投資率の推移

3 年制限では、3 年ごとに投資率が急増していることが確認された。3 年周期であるということ以外は駆け込み需要等を考慮しても 2 年制限の投資率とほぼ同等であり、これは 2 年制限と同様の要因であると考えられる。

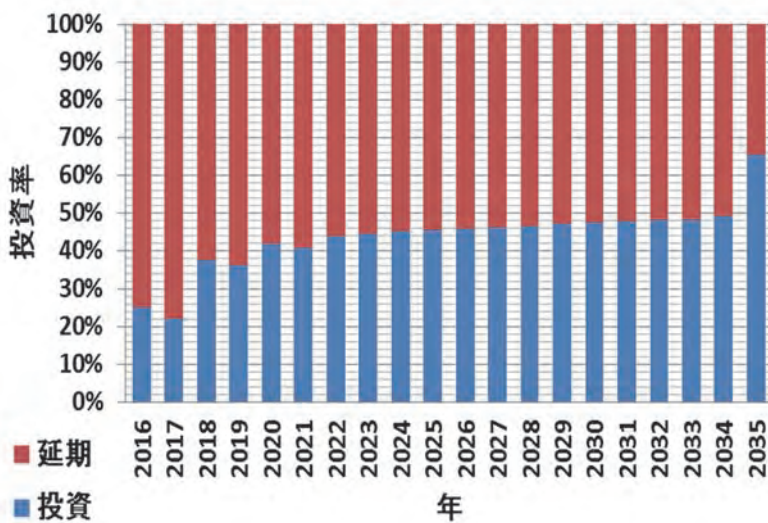


図 3-4 認定期間が無制限の FIT における投資率の推移

無制限では、全体的に投資があまり促進されていないことが確認された。これは前述したように、イニシャルコストが下がるまで投資を延期することで、利益を得ようとしていることが原因であると考えられる。

図 3-1～図 3-4 より、全体的に 1 年制限のモデルが最も投資を促進していることが確認された。またどの制限モデルでも最終期である 2035 年に投資率が若干増加していることが確認された。二項モデルのオプション価格格子の定義より、最終期においては、オプション行使価格が 0 よりも大きければ投資を実行することになることが原因であると考えられる。つまり、本モデルでは、2035 年までに投資を実行しなければ事業が白紙になると仮定しているため、事業者は 2034 年までは事業を延期する価値がゼロよりも高ければ事業を延期するが、2035 年においては事業を延期した場合事業価値がゼロとなるため、事業を実行した際の価値が 1 円でもあれば投資を行うからである。

次に、図 3-5 にオリジナル買取価格モデルを用いた際の投資率の推移を示す。なお図 3-1～図 3-4 の結果より、このモデルでは認定期間を 1 年としている。

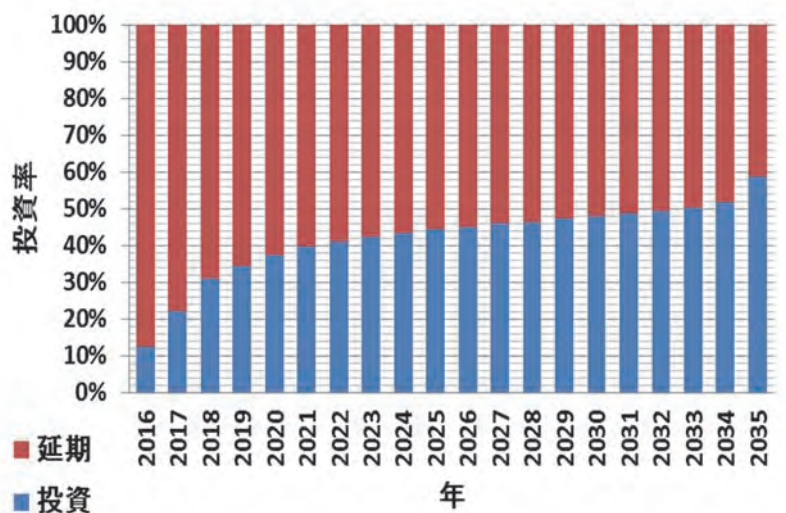


図 3-5 認定期間が 1 年のオリジナル買取価格モデルにおける投資率の推移

図 3-5 より、オリジナル買取価格モデルの買取価格は、FIT の買取価格比べて非常に小さいため、投資率が小さくなっていることが確認された。しかし、FIT の買取価格の場合とは逆に、年が経つにつれて投資率が増加していくことが確認された。これは FIT が高額 of 買取価格から急激に減少していくのに対し、オリジナル買取価格モデルでは初期から低額の買取価格を使用しており減少率が小さいため、イニシャルコストの減少や年間発生電力量の増加の影響を強く受けたことが要因だと考えられる。また前述したように、こちらでも最終期に投資率が増加していることが確認された。

(2) コストパフォーマンス

前述したように、本研究では現状の再生可能エネルギー賦課金による国民負担の減少と、再生可能エネルギー導入促進の両立を目的としている。しかし、この 2 つはトレードオフの関係となるため、どちらか 1 つを優先するともう一方の値が悪くなってしまう。そこで、本研究では再生可能エネルギー賦課金額 1 円/kWh あたりの投資率の上昇率をコストパフォーマンス[%]という観点から評価した。すなわち、コストパフォーマンスは再生可能エネルギー賦課金額が 1 円/kWh 増加した場合の投資率[%]の増加を表す。図 3-6 と図 3-7 に再生可能エネルギー賦課金額とそのコストパフォーマンスの年次推移を示す。なお、コストパフォーマンスは投資率の最も高かった 1 年制限のモデルを使用して求めた。

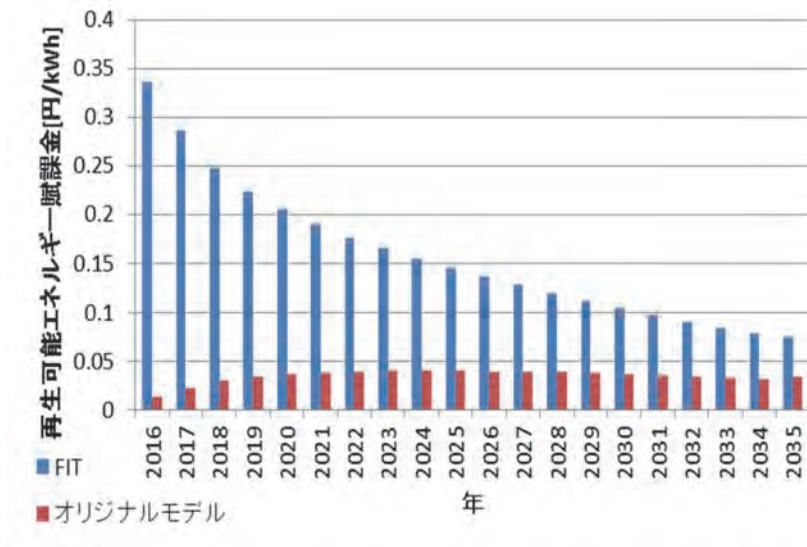


図 3-6 再生可能エネルギー賦課金額

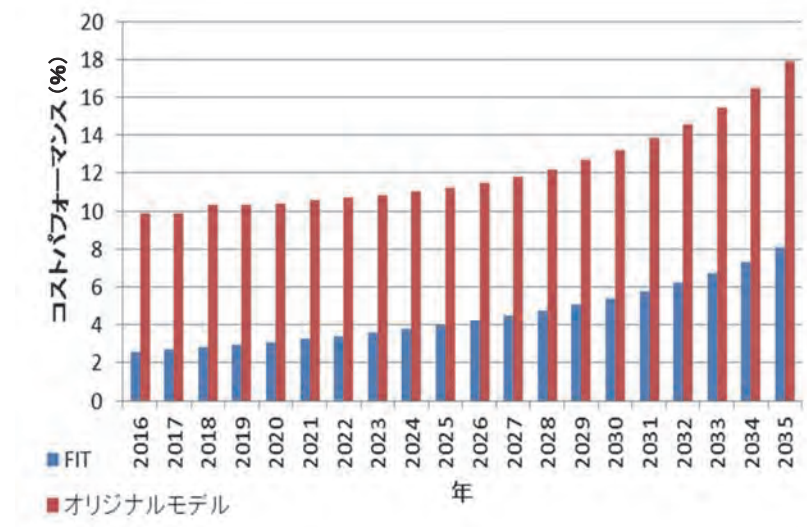


図 3-7 コストパフォーマンス

図 3-6 より、オリジナル買取価格モデルの再生可能エネルギー賦課金は、FIT のそれと比較して、大幅に減少していることが確認された。さらに図 3-7 より、オリジナル買取価格モデルのコストパフォーマンスは、FIT のそれと比較して大幅に増加していることが確認された。FIT は買取価格が非常に高く再生可能エネルギー賦課金を大幅に増加させているにもかかわらず、単位賦課金あたりの投資率はあまり増加していないことを表している。一方オリジナル買取価格モデルでは、買取価格が低く再生可能エネルギー賦課金をあまり増加させずに、単位賦課金あたりの再生可能エネルギー賦課金を増加させることができている。

4. 政策立案のための提案

本報告では、太陽光発電システムの導入促進と、再生可能エネルギー賦課金による、国民負担の削減の両立を目的とし、次の 2 点の分析を行った。1 点目は認定期間を、1 年、2 年、3 年、無制限とするシナリオを作成し、どのシナリオが、最も投資を促進するか分析することである。そして 2 点目は従来の FIT の買取価格の代替として、欧州で広く採用されている FIP を参考にした買取価格モデルを構築し、投資促進と国民負担減少をコストパフォーマンスという観点から分析した。これらの分析を行うにあたって、リアルオプションと呼ばれる投資評価手法を使用した。

この結果、1 年制限のものが最も投資を促進していることが示された。これは認定期間を短くすることで再エネ事業者にインシヤルコストが下がるのを待たせなくしているからだと考えられる。また投資率が徐々に減少しているのは、インシヤルコストの減少による影響よりも買取価格の減少による影響が大きく、また年間発生電力量の増加による影響が小さいことに起因していると考えられる。また 2 年・3 年制限のものに関しては、各々 2 年・3 年ごとに投資率が急増していた。これはいわゆる駆け込み需要で、認定期間内でインシヤルコストが最大限に減少した地点で投資を行っているからだと考えられる。無期限のものに関しては、全体的に投資があまり促進されていないことが示された。これはインシヤルコストが下がるまで投資を延期することで利益を得ようとしているからだと考えられる。

さらにコストパフォーマンスに関しては、FIT とオリジナル制度との間で大きな差が示された。これは FIT の買取価格が非常に高く、それにもかかわらず投資はそこまで喚起されていないことを表している。オリジナル買取価格モデルでは、買取価格は低い再エネ事業者の最低限の利益を確保しているため、投資が喚起されやすいということだと考えられる。

以上の結果より、買取価格を設定する際は認定期間を 1 年に設定し、CO₂削減費用をプレミアムとしたオリジナル買取価格モデルを使用することを提案する。今後の課題として、導入量と電力系統への影響を加味したモデルの構築が必要だと考えている。

参考文献

- [1] 縄田康光, “火力発電への依存と急増する燃料費～東日本大震災後の電力供給～”, 経済のプリズム, No.119, 2013.
- [2] “再生可能エネルギー技術白書 再生可能エネルギー普及拡大に向けて克服すべき課題と処方箋 第 1 章 再生可能エネルギーの役割”, 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2014.
- [3] “日本のエネルギー 2014”, 経済産業省 資源エネルギー庁, 2014.
- [4] ジョナサン・マン, “実践 リアルオプションのすべて”, 株式会社 ダイヤモンド社, 2003.
- [5] “平成 17 年～平成 28 年度スポット市場取引結果”, 一般社団法人日本卸電力取引所, 2005-2016.
- [6] “SOLAR EUROPE INDUSTRY INITIATIVE IMPLEMENTATION PLAN 2010-2012”, Strategic Energy Technologies Information System, 2010.
- [7] 低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書, 技術開発編, “太陽光発電システム—要素技術の構造化に基づく定量的技術シナリオと科学・技術ロードマップ”, 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 2014 年 3 月.
- [8] “WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions”, International Energy Agency, 2014.
- [9] 川浦真吾, “天候トレンドの統計学的分析に基づく太陽光発電と天候デリバティブの天候リスクに関する研究”, 東京大学大学院新領域創成科学研究科 環境システム学専攻 環境経済システム学分野, 修士論文, 2011.

- [10] 地鯉鮒悟, “国内の日射量変化について”, 一般社団法人日本太陽エネルギー学会, 2012.
- [11] “府県別 kW 当たりの年間発生電力量と年間売電電力”, 財団法人新エネルギー財団, 2006.
- [12] “TOKYO GAS 2016 年 3 月期決算説明会”, 東京ガス株式会社, 2016.
- [13] “CO2 排出量・排出原単位と販売電力量”, 東京電力ホールディングス株式会社, 1992-2014.
- [14] 増井利彦, “二酸化炭素に対する価格設定について”, 経済産業省 資源エネルギー庁 発電コスト検証ワーキンググループ(第二回), 2015.
- [15] “公共・産業用太陽光発電システム 設計と系統連系のポイント”, 一般社団法人太陽光発電協会, 2012.

低炭素社会の実現に向けた
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく
イノベーション政策立案のための提案書

技術普及編

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

平成 29 年 3 月

“Study on Risk Analysis of Photovoltaic Systems and Design
of a Novel Institutional Policy for Promotion of Renewable Energy
Using Real Options Approach”

Strategy for Technology Dissemination,
Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies,
Center for Low Carbon Society Strategy,
Japan Science and Technology Agency,
2017.3

国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター

本提案書に関するお問い合わせ先

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター 研究補助員 山田 義彦 (Yoshihiko YAMADA)
研究統括 松橋 隆治 (Ryuji MATSUHASHI)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ4階
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273 E-mail : lcs@jst.go.jp
<http://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2017 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。
