

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

社会システム編

太陽光発電における出力抑制が与える
事業影響評価

平成28年3月

Evaluation of the PV Project with Consideration of Output Suppression

Strategy for Social System

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-FY2015-PP-12

概要

2012 年 7 月から開始された固定価格買取制度（FIT 制度）により、再生可能エネルギーの導入が進んでいるが、現状では、太陽光発電の導入量増加が著しく大きくなっている。この太陽光発電の大量導入等により電力系統へ与える影響が懸念され、各地で系統接続制約が生じた結果、FIT 制度が改正され、新たな出力制御のルールが設けられた。本提案書では、出力抑制が太陽光発電の事業性に与える影響をモンテカルロ DCF 法により定量的に評価し、改正された FIT 制度によって、事業リスクが大きくなる課題を明らかにした。

今後は本提案で示した課題解決に向けて、LCS においても、太陽光発電や蓄電池等の低炭素技術のコストや技術発展の評価を継続するとともに、電源計画モデル等において再生可能エネルギーの利用拡大に向けた研究を行っていく。

Summary

Japan instituted a feed-in tariff scheme for renewable energies in July 2012 and it has been contributing to make rapid progress of installing renewables like, especially, PV power. On the other hand, some renewable power companies are getting to face difficulties with connecting their renewable energies to the power grid systems.

In this proposal, we evaluated the PV projects with consideration of output suppression using Monte Carlo simulation with DCF (Discounted Cash Flow) analysis. The results showed PV projects had the large and uncertainty risk under the output suppression of limitless and no warranty.

LCS proposed a future perspective of a dynamic and affluent low carbon society with quantitative technology scenarios as results of quantitatively analyzing the efficiency and economic and environmental sustainability of low carbon technologies, such as PV power and battery systems and so on. This proposal will be a basis for developing long-term scenarios and strategies to install more regional PV systems.

LCS will also develop the multi-regional optimal generation planning model to install more renewable energy systems including PV power and battery systems, together with continuous evaluation of the low carbon technologies.

目次

概要

1. 背景・目的	1
2. 太陽光発電の現状と課題	1
2.1 太陽光発電導入の現状	1
2.2 太陽光発電導入の課題	3
2.3 太陽光発電の接続可能量	3
3. 太陽光発電の出力抑制を考慮した太陽光発電事業のリスク分析	5
3.1 前提条件の整理	5
3.2 リスク要因の設定	5
3.3 試算ケースの設定	6
3.4 モンテカルロ DCF	7
4. まとめ	9
参考文献	10

1. 背景・目的

持続可能な低炭素社会の実現に向けては、再生可能エネルギーの導入拡大が必要である。我が国では、再生可能エネルギーの普及拡大と価格低減を目的として、2012年7月から開始された固定価格買取制度（以下、FIT制度）が施行された。FIT制度施行後、再生可能エネルギーの導入が進んでいるが、現状では、導入された再生可能エネルギーの約97%が太陽光発電（2015年9月末時点）となっている。一方、太陽光発電の急激な導入拡大により、九州や東北などに集中的に導入されている地域では系統接続制約が生じている。また、電気の利用者が負担する再生可能エネルギー発電促進賦課金（以下、再エネ賦課金）に対する家庭の経済的負担増加も懸念されている。これらの状況を踏まえて、FIT制度の改正^[1]（2015年1月）など、対策が検討されているが、このような制度を進めるにあたっては、一部の者に負担を強いるのではなく、再生可能エネルギー発電事業者、電気事業者、電気の利用者等の関係者の間において公平性が担保される仕組みが必要である。

FIT制度が改正^[1]され、新たな出力制御のルールが設けられたことを鑑み、本提案書では再生可能エネルギーの発電事業者の立場からFIT制度のあり方をみることにした。そこで、出力抑制が太陽光発電の事業性に与える影響を、モンテカルロシミュレーションDCF（Discounted Cash Flow (DCF)、以下、モンテカルロDCF）法により定量的に評価し、改正されたFIT制度の課題を明らかにする。また、LCSでは、太陽光発電^{[2][3]}や蓄電池^{[4][5]}の将来のコスト低減や再生可能エネルギーを中心とした電源構成の可能性^[6]など低炭素技術の経済性・環境負荷を定量的に評価し、将来の技術発展を考慮した「定量的技術シナリオ」を構築してきており、これらの研究が再生可能エネルギーの導入拡大へつながる意義を示す。

2. 太陽光発電の現状と課題

ここでは、FIT制度施行前後における太陽光発電の導入量およびFIT設備認定量、そして現在の日本における太陽光発電導入における課題を整理する。

2.1 太陽光発電導入の現状

日本全体における太陽光発電の導入量は、2015年9月末時点で28.4GWと推計される^[7]。資源エネルギー庁の公開データ^[7]を基に作成した図（図1）によると、FIT制度施行前（2012年6月末まで）は、太陽光発電導入量の84%が10kW未満の太陽光発電を占めていた。FIT制度施行後（2012年7月以降）は、10kW未満の太陽光発電は一定割合で増加しているが、10kW以上の太陽光発電の導入が著しく増加し、2015年9月末時点における国内の総導入量の約72%を占めている。FIT制度導入以降、10kW以上の大規模なシステムが急激に導入されている。

また、都道府県別の導入量（2015年9月末時点）および導入量+認定量（2015年9月末時点の運転開始前設備）を図2に示す。導入量は一位が愛知県（住宅：606MW、非住宅：948MW）、二位が福岡県（住宅：391MW、非住宅：1,071MW）、三位が茨城県（住宅：253MW、非住宅：1,148MW）となっており、いずれも住宅、非住宅の両方で上位にランキングされている県となっている。

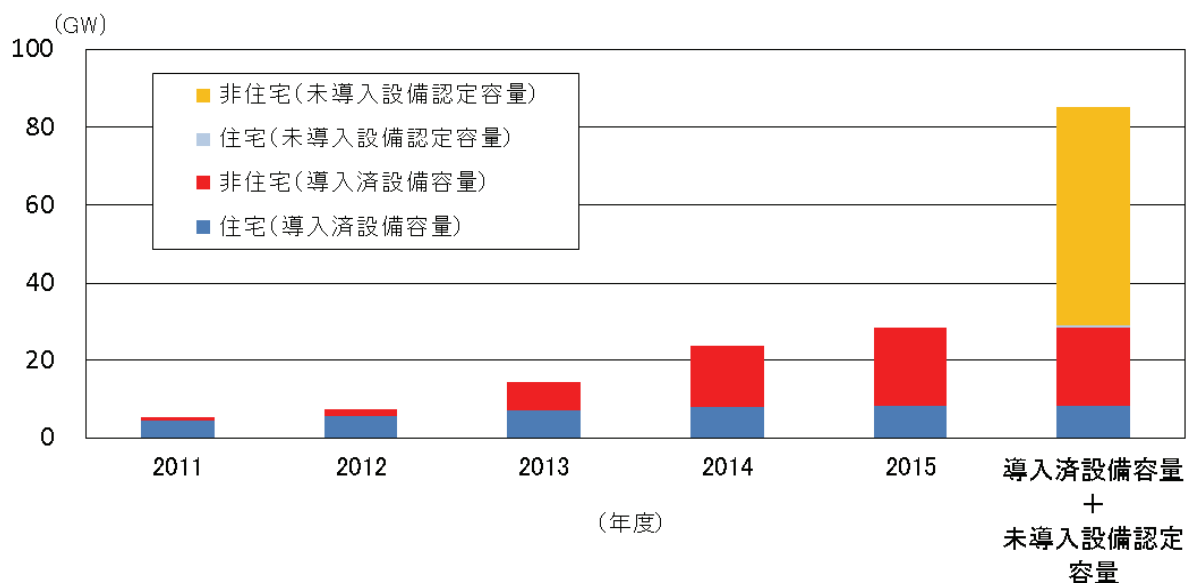


図1 日本における太陽光発電の導入量推移¹⁾
 (資源エネルギー庁の公開データ⁷⁾を基に作成)

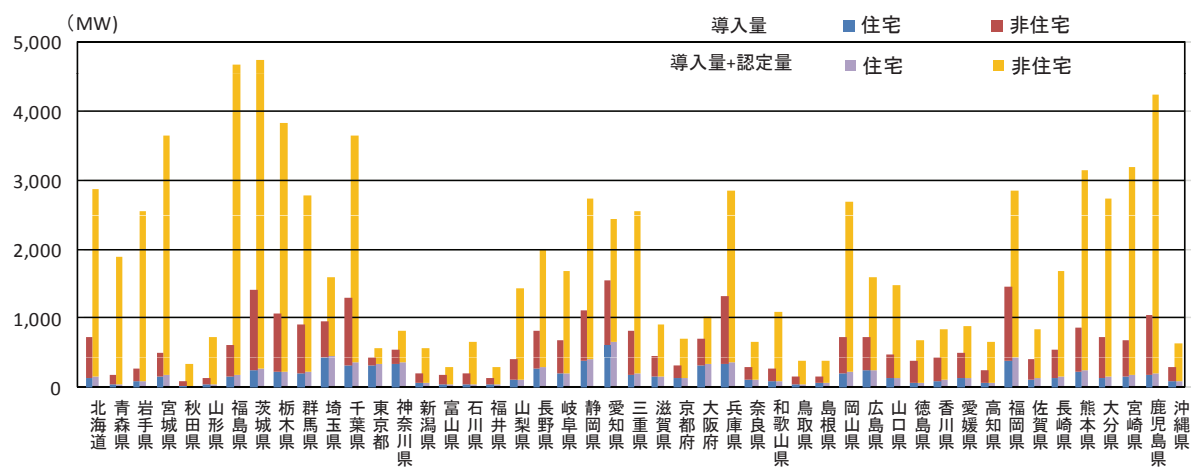


図2 都道府県別の導入量 (2015年9月末時点)²⁾
 (資源エネルギー庁の公開データ⁷⁾を基に作成)

¹⁾ 2015年度および「導入済設備容量+未導入設備認定容量」は、2015年9月末時点のデータ。「導入」は、固定価格買取制度の下で買取が開始された状態。
²⁾ FIT制度施行前の導入量(住宅用4.7GW、非住宅用0.9GW)のうち、移行認定(FIT制度施行後にFIT制度対象設備に移行した設備)を受けていない設備(住宅用21MW、非住宅用642MW)は、移行認定を受けた設備の都道府県別の導入比率と同様として推計した。

2.2 太陽光発電導入の課題

2012 年 7 月からの FIT 制度導入以降、太陽光発電の導入量が急激に増加し、FIT 制度導入後に運転開始された再生可能エネルギー設備のうち、約 97%（2015 年 9 月末時点）を太陽光発電が占めている^[7]。また、太陽光発電の設置コストは FIT 制度施行後に一定の割合で低下しており、それに伴い買取価格も低下し、FIT 制度施行の効果があつたといえる。

一方、太陽光発電の導入が急激に増加したことにより、全国各地で系統連系の接続が大きな問題となってきている。各電力会社の系統設備の容量や需給調整力の限界等から、事業者が申し込んだ出力の接続ができない場合や接続できるとしても連系接続に伴う工事負担金の増大、連系工事の遅れ等が発生し、事業者が計画する事業の採算性にも大きく影響している状況となっている。さらに 2014 年 9 月頃から再生可能エネルギー発電設備の接続申込みへの回答を保留するといった事態が各電力会社で相次いで発生した。これにより、電力会社の接続可能量の検証、接続可能量の拡大方策等について審議を行うため、総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会の下に、系統ワーキンググループ（以下、系統 WG）が設置された^[8]。この結果、FIT 制度が改正され（2015 年 1 月 26 日施行）^[1]、以下の新たな出力制御のルールが設けられた。

- ・出力制御の対象の見直し
- ・「30 日ルール」の時間制への移行
- ・指定電気事業者制度の活用による接続拡大

これに伴い、2014 年秋頃からいくつかの電力会社が一時保留していた系統接続申込みの回答が再開され、系統接続可能量が增大することができる一方、指定電気事業者制度のもと、従来の上限枠を超える「無制限・無補償の出力制御」が行われることとなった。

2.3 太陽光発電の接続可能量

系統 WG は、2014 年 10 月 16 日から 2015 年 11 月 10 日まで 7 回開催されており^[8]、電力会社の接続可能量の検証、接続可能量の拡大方策等の審議が行われている。

2015 年 12 月末時点で、北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力の 7 社が指定電気事業者となっている。各電力会社の需要実績、原子力、地熱、水力等からの供給量（震災前過去 30 年間の設備平均利用率を用いる）、火力発電の出力（FIT 制度を考慮した制御方法）、太陽光・風力の出力、揚水式水力、太陽光・風力の出力制御等を考慮し、需要バランス断面やデュレーションカーブの観点から、各電力会社が算定する太陽光発電の接続可能量（30 日等出力制御枠）の算定が行われている（表 1 参照）。

なお、電源の運用や出力抑制等のルールについては、現在の制度を前提とし、原子力発電の設備利用率が震災前の過去 30 年平均値を用いる等の条件の下で、接続可能量の算定に当たっている。接続可能量を拡大する方策のオプションとしても、制度の運用見直し、蓄電池活用、遠隔出力制御など限定的である。

この各電力会社において 2012～14 年度の実際の電力需要、日射等をもとに試算した結果^[8]によると、このまま大きな系統連系対策を行わなければ、再生可能エネルギーの接続量の増加とともに、出力制御量も大きくなっていくという見通しが示されている（表 1 参照）。

例えば、九州電力では、2015 年 9 月末時点で、系統接続済みの太陽光発電が 545 万 kW、承諾済みが 376 万 kW、接続契約申込みが 581 万 kW となっており、承諾済みの設備が運転開始すると、表 1 に示す接続可能量の 817 万 kW を超えることとなる。追加接続量が 500 万 kW となると、九州電力の過去の電力需要（2012～2014 年度）をもとにした試算では、19～27% の出力制御がなされるという見通しが示されている。

表 1 指定電気事業者ごとの太陽光発電接続可能量（30 日等出力制御枠）、及び追加される出力制限の見通し

	太陽光の 30 日等出力制御枠	出力制御枠（左）に追加される太陽光発電（上段）に対して行われる出力制御の見通し（下段）（2012 年度～ 2014 年度の平均値）				
		+20 万 kW	+40 万 kW	+60 万 kW	+80 万 kW	+100 万 kW
北海道電力	117 万 kW	13.3%	17.3%	21.0%	24.7%	28.7%
東北電力	552 万 kW	6.0%	16.0%	26.0%		
四国電力	257 万 kW	22.0%	27.7%	32.7%		
九州電力	817 万 kW	3.0%	7.3%	13.3%	18.7%	23.3%
沖縄電力	49.5 万 kW	24.3%	31.3%	38.3%		

太陽光発電の導入にあたり、系統連系に関するだけでも様々な課題があるが、工事負担金の金額や連系工事の遅延スケジュール等の課題については、事業開始前にわかるため、事業への投資判断にも考慮することができる。一方、出力制御については、事業開始後に行われ、また出力の制御量は不確定であり、事業者自身がコントロールできないリスクである。そのため、発電事業者にとっては発電した電力の売電量の下限リスクが見えず、事業リスクが高まることとなっている。これにより、金融機関からの融資も課題となっている。

3. 太陽光発電の出力抑制を考慮した太陽光発電事業のリスク分析

本報告では、FIT 制度のもと、太陽光発電事業が抱える課題のなかで、出力抑制が太陽光発電の事業性にどのように影響を与えるか、太陽光発電事業のリスク分析として、発電事業者の視点から事業評価を行う。

3.1 前提条件の整理

検討対象とするのは、出力 1,000kW の太陽光発電事業とし、各事業の実施にかかるコスト等の前提条件は、平成 27 年度経済産業調達コスト算定委員会で示された想定コスト等^[9]をもとに、表 2 のように設定した。この条件をもとに、環境省が作成した事業評価シート^[10]を用いて評価したところ、プロジェクト IRR (Internal Rate of Return : 内部収益率) (以下、PIRR) は、3.99% となった。

表 2 前提条件^[9]

対象事業		1,000kW
売電価格		27 円 /kWh
資本費	システム費用	29 万円 /kW
	土地造成費	0.4 万円 /kW
	接続費用	1.35 万円 /kW
運転維持費		0.6 万円 /kW
土地賃貸料 (土地面積)		150 円 /m ² (15,000m ²)
設備利用率		14%
発電電力量劣化率		0.3%/ 年
初期投資額		307,500 千円
資金構成	資本金 (自己資金)	61,500 千円 (初期投資額の 2 割)
	借入 (融資)	246,000 千円 (初期投資額の 8 割)
	融資条件	融資期間 : 15 年 借入金利 : 2%

3.2 リスク要因の設定

太陽光発電の発電電力量は、日射量に依存するが、20 年という長期の事業期間で見れば、毎年の日射量は平均回帰的であり、他の再生可能エネルギーに比べて比較的発電電力量の変動は小さいと考えられる。しかし、電力会社による出力制御が実施されると、売電電力量は、設備利用率 × (1- 出力制御率) となり、事業リスクが大きくなる。そこで、この事業リスクの度合いを把握するにあたり、設備利用率の変動と出力制御の変動を下記のように確率モデルで設定し、事業評価シート上でモンテカルロ DCF を行って算出した PIRR をもとに評価する。

(1) 設備利用率の確率モデル

設備利用率は、正規分布すると仮定し、指定電力事業者である九州電力管内の福岡県の「福岡」地点の全天日射量データ^[11]から、1995年から2014年の20年間のデータの変動をもとに、以下のように設定した。

- ・ 確率モデル：正規分布
- ・ 平均値：14%
- ・ 標準偏差：5%

(2) 出力制御量変動の確率モデル

FIT 制度の改正により、電力会社によって、出力制御のルールは、適用範囲と適用時期が異なるが、接続申込量が接続可能量を超えた場合、国から指定を受けている「指定電気事業者」は、360 時間を超えても無補償で出力制御を要請できるものとなっている。

指定電気事業者の出力制御の見通しは、表 1 に示した通りだが、太陽光発電の出力制御量は、単に接続量の増加に比例するわけではなく、電力需要、ベースロード電力の供給量、再生可能エネルギーの発電量等に応じて変動するものであり、将来の見通しがつきにくいものである。

そこで、本提案書では、出力制御率は非負かつ右に裾が長い分布となること、指定電気事業者管内の最小電力需要やベースロード電源容量等によっても変動することから、次の幾何ブラウン運動に従うものと設定した。

- ・ 確率モデル：幾何ブラウン運動 $dS(t) / S(t) = \mu \cdot dt + \sigma \cdot dz(t)$
 - ・ $S(t)$ ：出力制御率
 - ・ $dz(t)$ ：標準ブラウン運動
 - ・ μ ：出力制御率の伸び率 1%（各種資料^{[8][12]}から 1%/年で出力制御量が伸びると仮定した）
 - ・ σ ：出力制御率の変化率の標準偏差 9.43%（電力需要の変化に依存するとして、九州電力の 1998 年度から 2014 年度の電力需要^[13]の変化率）
 - ・ t ：時間（ステップ期間 $\Delta t=1$ 年とした）

3.3 試算ケースの設定

対象事業に対する出力制御の方法によって、事業性評価がどのようになるかを比較検討するため、今回は以下の 3 ケースで試算を行う。

■ 試算対象ケース

- ・ ケース 1：出力制御なし
- ・ ケース 2：出力制御あり（上限 10%）
- ・ ケース 3：出力制御あり（無制限）

また、事業性評価は、対象事業の PIRR と DSCR（Debt Service Coverage Ratio：債務返済能力、今回は融資期間 15 年の平均値を対象とした）を用いて行う。

3.4 モンテカルロ DCF

これまでに設定した確率モデルを考慮して、モンテカルロシミュレーション DCF（試行回数 10 万回）³⁾ を行った。各試算ケースの対象事業の、プロジェクト内部収益率 PIRR および債務返済能力 DSCR の試算結果概要を表 3 に、PIRR 及び DSCR の分布を図 3 及び 4 に示す。

表 3 PIRR、DSCR 試算結果概要

統計量		ケース 1 出力制御 なし	ケース 2 出力制御あり (上限 10%)	ケース 3 出力制御あり (無制限)
試行		100,000	100,000	85,571 ⁴⁾
PIRR	平均値	4.01%	2.85%	-0.06%
	中央値	4.03%	2.87%	0.89%
	標準偏差	1.28	1.31	3.9
DSCR	平均値	1.22	1.09	0.83
	中央値	1.22	1.09	0.88
	標準偏差	0.16	0.15	0.33

この結果、ケース 1、ケース 2 のように、出力制御がない、または限定的であれば、事業の下方リスクが限定され、事業の見通しもたてやすい。一方、ケース 3 では、PIRR の平均値が小さいだけでなく、標準偏差も大きく、不確実性リスクを大きく抱える事業であることがわかる。また、DSCR もケース 1、2 では平均値が 1 を超えているが、ケース 3 では、0.83 となった。DSCR が 1 を下回るということは、融資の返済が滞ることを示しており、金融機関としては事業者自己資金の割合をかなり高くしてもらおうなど、融資審査において、慎重にならざるを得ない状況となることが懸念される。

今回の試算で設定したような出力制御は実際には行われなくてもいいが、制度上、無制限・無補償の出力制御ができることになっている限り、発電事業者としては事業の下方リスクが大きく、指定電気事業者の管内で新規に事業投資を行うリスクが高いと言わざるを得ない状況である。

³⁾ リスク分析のシミュレーションはリスク分析ソフト「Crystal Ball」(株式会社構造計画研究所) を用いて行った。

⁴⁾ 出力制御率が高くキャッシュフローの大きなマイナスが続く試行回では、PIRR の算出が不能となるため、有効値が得られた試行のみを対象としている。

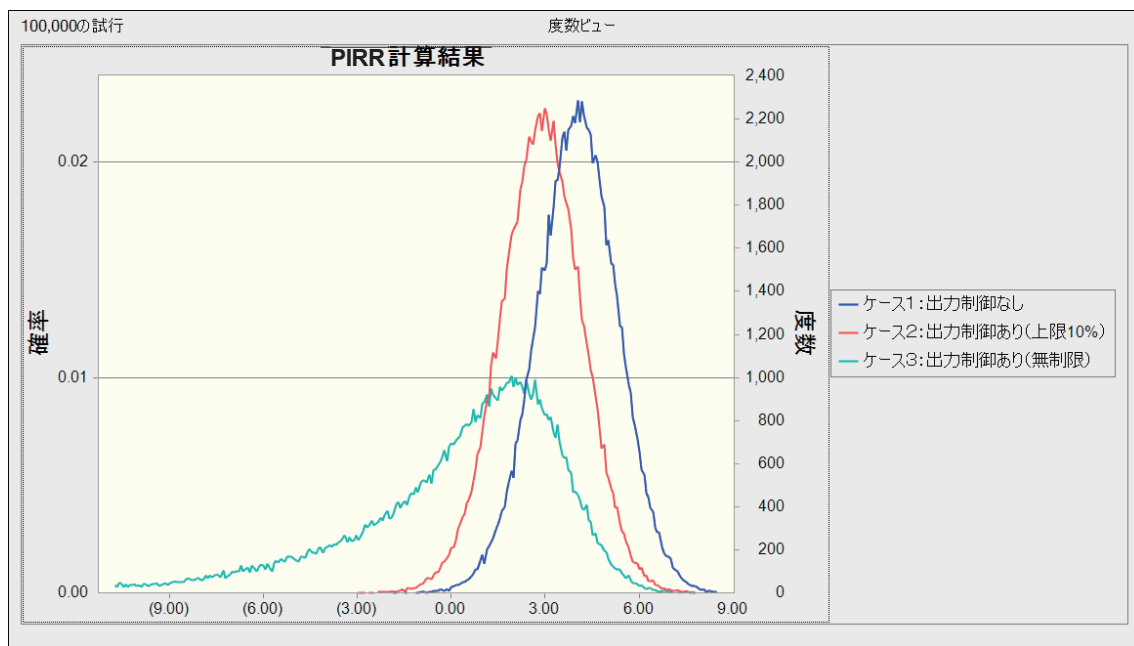


図 3 PIRR 分布試算結果グラフ

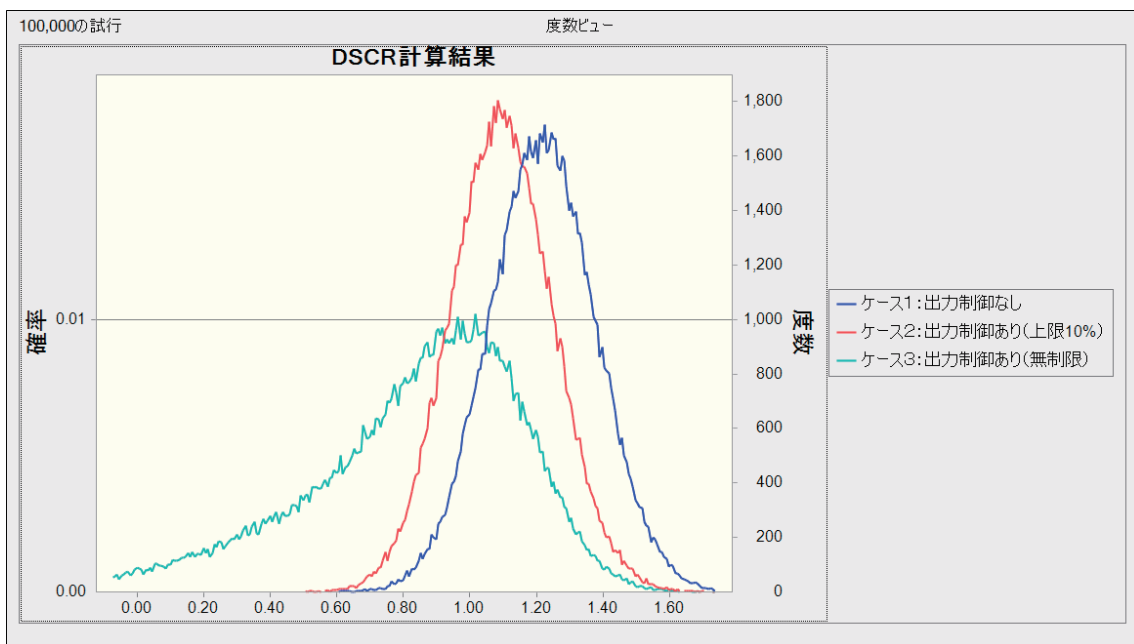


図 4 DSCR 分布試算結果グラフ

4. まとめ

本提案書では、FIT 制度施行後の太陽光発電の導入状況と課題を整理し、特に、接続保留が行われて以降、無制限・無補償の出力制御を受け入れなくては地域によっては接続できないこと（指定電気事業者制度）が今後の事業開発に大きな影響を与える可能性があることを指摘した。さらに、出力制御が太陽光発電の事業性にどのような影響を与えるか、発電事業者の視点からモンテカルロ DCF 法によって事業評価を行った。その結果、現状で系統連系問題の対策を行わずに、太陽光発電の系統接続量が増加とともに出力制御量も増加すると仮定すると、事業の下方リスクが非常に高いものであることが示された。つまり、発電した電気が、「無制限・無保証」で制御される可能性があるとして、電気事業者に固定価格で売電できるとしても、売電量自体が不確実であれば事業性を確保できず、再生可能エネルギーの導入を促す仕組みになっていないことになる。結果的に、FIT 制度の意義の一つである市場拡大によるコスト低減を阻害するものと考えられる。

一方、電気事業者としても、できるだけ多くの再生可能エネルギー設備を接続し、かつ電力の安定供給を図ろうとすれば、太陽光発電や風力発電などの不安定電力の出力制御を行わなければならない。また抑制された発電電力分の保証まで行うことは費用負担の面からも非現実的となる。

そのため、これらの矛盾を解決していくためにも、政策的には系統連系対策や電力間の連系線の運用見直しや拡充など技術的な対策とともに、新規の接続量は限定しつつも、接続された再生可能エネルギー設備の出力制御などは抑制率を限定するなど、事業の下方リスクが限定される制度が必要である。

今後は本提案で示した課題解決に向けて、LCS においても、太陽光発電や蓄電池等の低炭素技術のコストや技術発展の評価とともに、多地域最適電源運用計画モデルやエネルギー経済モデルにおいて、再生可能エネルギー発電事業者のリスクを限定的にしつつも、再生可能エネルギーの利用拡大に向けた評価を行っていく予定である。

参考文献

- [1] 経済産業省；再生可能エネルギー特別措置法施行規則の一部を改正する省令と関連告示。
<http://www.meti.go.jp/press/2014/01/20150122002/20150122002.html>
- [2] 「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ー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」, 2014 年, 独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター.
- [3] 「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 (Vol.2)ー定量的技術シナリオを活用した高効率シリコン系太陽電池の経済性評価ー」, 2015 年, 独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター.
- [4] 「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 蓄電池システムー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」, 2014 年, 独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター.
- [5] 「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 蓄電池システム (Vol.2)ー高容量化活物質を用いた蓄電池のコスト試算と将来展望ー」, 2015 年, 独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター.
- [6] 国際シンポジウム「日本における再生可能エネルギーの利用拡大に向けて」基調講演 3 資料, 「再生可能エネルギーを中心とした電源構成の可能性」, 2015 年, 独立行政法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター.
http://www.jst.go.jp/lcs/events/sympo20150212/item/20150212_03_shiryo_Yamada.pdf
- [7] 資源エネルギー庁；固定価格買取制度 情報公開サイト。
http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html
- [8] 経済産業省；「総合資源エネルギー調査会、省エネルギー・新エネルギー分科会、新エネルギー小委員会、系統ワーキンググループ資料」。
http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/19.html
- [9] 調達価格等算定委員会；平成 27 年度調達価格及び調達期間に関する意見。
http://www.meti.go.jp/committee/gizi_0000015.html
- [10] 環境省；地域における再生可能エネルギー事業の事業性評価等に関する手引き。
<http://www.env.go.jp/policy/kinyu/manual/index.html>
- [11] 気象庁；過去の気象データ検索。
<http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/index.php>
- [12] 一般社団法人太陽光発電協会；「出力制御シミュレーションについて」。
http://www.jpea.gr.jp/pdf/150414_press_release_ver03.pdf
- [13] 電気事業連合会；電力統計情報。
<http://www.fepec.or.jp/library/data/tokei/index.html>

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

社会システム編

太陽光発電における出力抑制が与える事業影響評価

平成 28 年 3 月

Evaluation of the PV Project with Consideration of Output Suppression
Strategy for Social System,
Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies,
Center for Low Carbon Society Strategy,
Japan Science and Technology Agency,
2016.3

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 特任研究員 吉岡 剛 (Tsuyoshi YOSHIOKA)
- 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
<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2016 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。
