

電力中央研究所 研究資料

NO. Y17501

2050年までの太陽光発電・風力発電の
将来コストに関する考察

2017年9月

一般財団法人 電力中央研究所

IR

CRIEPI

**Central Research Institute of
Electric Power Industry**

2050年までの太陽光発電・風力発電の 将来コストに関する考察

尾羽 秀晃^{*1} 朝野 賢司^{*2} 永井 雄宇^{*3}

^{*1} 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 特別契約研究員
^{*2} 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 上席研究員
^{*3} 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 主任研究員

背 景

2016年5月に閣議決定されたわが国の「地球温暖化対策計画」では、2050年までに80%の温室効果ガス排出削減を目指すこととされ、この目標に向けた「長期戦略」について近年議論が行われている。目標の実現を達成する手段として、太陽光発電（Photovoltaics: 以下、PV）と風力発電が期待されている。これら技術の将来におけるコスト評価については様々な研究があるが、それらを同じ基準で比較した検討は十分になされていない。

目 的

PVと風力発電の将来のコストを推計している既往研究について、推計条件（基準年度、為替）を整理した上で比較を行い、その資本費の推計値を政策評価に用いる際の留意点を示すことを目的とする。なお、コストの代表的な指標としては、資本費や発電量あたりのコストを示す均等化発電単価（Levelized Costs of Electricity: 以下、LCOE）があるが、LCOEは運転期間、割引率、設備利用率などに依存するため、本研究では資本費（設備費・工事費・土地造成費・接続費の合計）を指標として用いた。

主な成果

1. 主要な将来コストの推計手法を三種類に分類し、特徴と課題を整理

PVと風力発電の将来コストの推計に関する71件の学術論文・機関資料をレビューし、整理した。将来コストの推計の主な手法として、(a) 過去の生産量とコストの関係に基づく学習曲線、(b) 各要素のコスト削減ポテンシャルを積算するボトムアップ法、(c) 専門家への聞き取り調査、が挙げられる。これらの手法の特徴と課題に加え、推計値に基づく政策評価における留意すべき点を整理した（表1）。各手法はいずれも手法上の課題を有し、将来的に実際のコストとの乖離が生じる可能性もあることから、政策評価にコスト推計結果を用いる場合には、事後に推計値と実際のコストを比較し、コスト目標を繰り返し見直すことが必要である。

2. 文献レビューに基づく将来の資本費推計値のとりまとめ

PVと風力発電の将来コストの推計に関する文献のうち、2030年以降の資本費を掲載し、かつ推計の手法や諸元が記載されている文献（PVが10件、風力発電が5件）を比較対象とした。これらの文献の推計値を、2016年基準の実質価格へ換算し、2016年の為替レートを用いて米ドル（USD: 以下、\$）で整理した（表2）。以下は、長期戦略の対象となる2050年の資本費を推計している文献（PVが4件、風力発電が1件）に対する、推計値の比較により得られた結論である。

(1) PVの2050年の資本費の最小と最大は学習曲線により推計されたもので（非住宅用の最小は学習曲線とボトムアップ法との併用）、その値は0.3～1.3 \$/W（非住宅用）、0.6～1.7 \$/W（住宅用）である。わが国における2016年のPVの資本費（非住宅用:2.7 \$/W、住宅用:3.3 \$/W）と比較すると、おおよそ半額以下に低下することを示している。

(2) 風力発電の2050年の資本費は学習曲線により推計されたもので、その値は、1.4 \$/W（陸上）、1.9 \$/W（洋上／着床）である。陸上風力に対しては、わが国における2016年の資本費（2.6 \$/W）と比較すると、おおよそ半額以下に低下すること

を示している。ただし、この文献の 2030 年の資本費の推計値は、陸上、洋上／着床のいずれについても 2030 年の資本費の推計値を掲載している文献の中の最小値であることから、楽観的な推計と捉えるべきである。

(3) 上記(1), (2)で示した PV と風力発電の資本費の低減は、わが国において必ず達成しうるものではないことに十分に留意する必要がある。最小値はいずれも国際価格の推計値だったが、わが国においては、台風などの自然災害対策が必要になる上、地形の都合から土地造成が必要となるケースが多い。現状の PV や風力発電の国内価格は、国際価格の 1.5 倍であることも踏まえると、将来国内価格が国際価格に収斂することは、楽観的な想定と捉えるべきである。

3.今後のコスト推計においては、電力システム全体でのコスト評価が重要

PV や風力発電といった自然変動電源 (Variable Renewable Energy: 以下、VRE) の発電コストを評価する場合、LCOE がカバーするプラントレベルのコスト以外のコストを考慮する必要がある。LCOE に含まれないコストの項目としては、(1) Profile Costs (供給能力維持費用・供給過剰対策費用) (2) Balancing Costs (需給調整費用) (3) Grid-related Costs (系統対策費用) などがある。VRE の大量導入時は、これらの費用も含めた電力システム全体でのコストでの評価が重要である。

表 1 各手法の課題と将来コスト試算への示唆

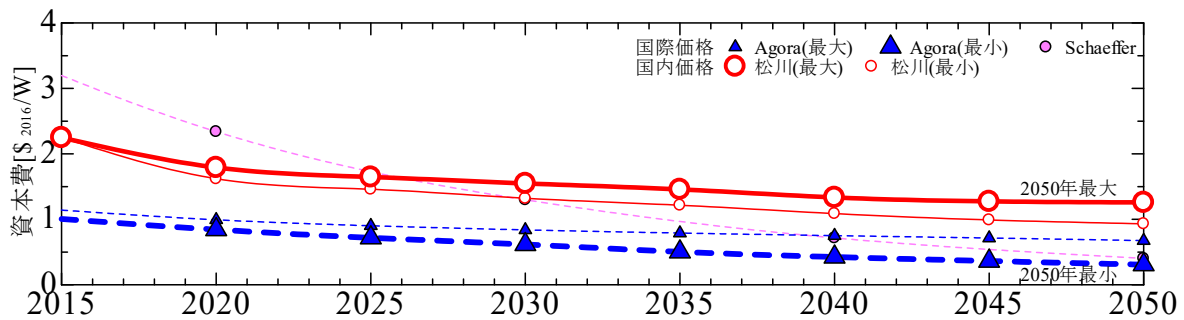
	(a) 学習曲線	(b) ボトムアップ法	(c) 専門家聞き取り
特徴	過去の生産量とコストの関係性を示した上で、それが今後も継続すると仮定して将来コストを推計する。	製品コストを細分化し、特定の技術進歩シナリオの下で、各要素のコスト削減ポテンシャルを推計する。	様々な専門家（メーカー・研究機関など）から、特定年の将来コストやコスト削減要素などをヒアリングして推計する。
手法上の課題	具体的なコスト低下要因を特定しておらず、技術進歩や材料費変動（シリコンなど）による急な価格変動を考慮できない。	各々の技術進歩が達成される時期や、実現性を明確にすることが困難である。また、推計に必要なデータの収集が困難である。	専門家の特性や聞き取り時期による影響を受けやすい。特に専門家の国籍、専門家の所属（個人、機関所属）の違いによる影響が大きいことが報告されている。
文献数*	PV:29 件 (10 件) 風力発電:13 件 (4 件)	PV:11 件 (2 件) 風力発電:4 件 (1 件)	PV:6 件 (0 件) 風力発電:2 件 (2 件)
政策評価における留意点	技術進歩や材料費変動などが見られた場合や、コスト低下が発生しない場合には、コスト目標を機動的に見直し、必要に応じた政策の改廃を実施することが重要である。	ヒアリングなどにより、技術進歩の達成時期や実現性について別途検討した上で、コスト削減技術の判別と研究開発促進に向けた政策の検討を行うことが重要である。	専門家の国籍や所属に捉われず、幅広い専門家からの聞き取り結果をベースとした上で、コスト目標の策定や研究開発促進に向けた政策の検討を行うことが重要である。

※各手法を用いてコスト分析を行っている文献数を示す（学習率のみを推計している文献、過去のコストのみを分析している文献を含む）。() 内の数字は、各手法によって 2030 年以降の資本費の推計値を公開し、かつ諸元が記載されている文献数を示す（複数の手法を併用している文献はそれぞれに対して計上した）。

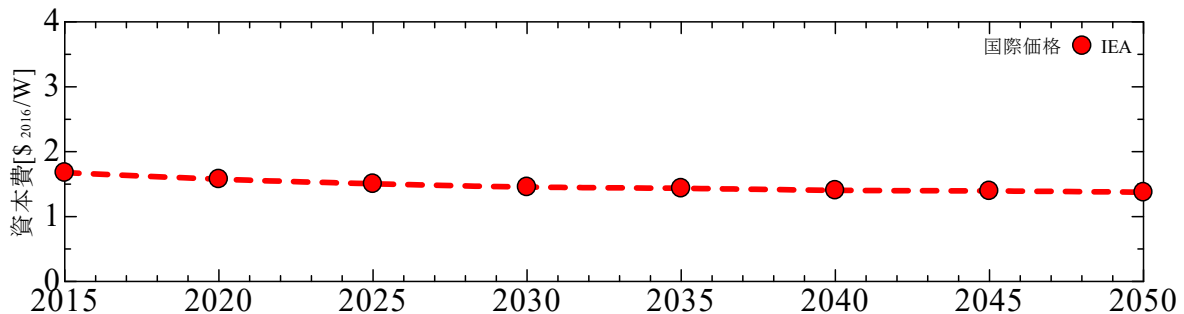
表2 PVと風力発電の資本費推計値
(系統・需給に関するコストは含まない)

電源	資本費[\$ ₂₀₁₆ /W]			2050年資本費推計条件
	2016 ^{※1} 国内実績	2030 ^{※2} 推計値	2050 推計値	
非住宅用PV (10kW以上)	2.7	0.6-2.3 (目標:0.9)	0.3-1.3	最大:学習曲線で推計した国内価格(松川) 国内累積導入量(非住宅用PV)104GWを想定 最小:モジュール・インバータを学習曲線、BOS ^{※3} をボトムアップ法で推計した国際価格(Agora) 世界累積導入量31TWを想定
住宅用PV (10kW未満)	3.3	0.8-2.8 (目標:1.9)	0.6-1.7	最大:学習曲線で推計した最大国際価格(IEA) 世界累積導入量2.8TWを想定 最小:学習曲線で推計した最小国際価格(IEA) 世界累積導入量4.6TWを想定
陸上風力	2.6	1.5-2.5 (目標:2.4)	1.4	学習曲線で推計した国際価格(IEA) 世界累積導入量(陸上・洋上合計)2.3TWを想定
洋上風力 (着床)	-	2.2-4.6	1.9	学習曲線で推計した国際価格(IEA) 世界累積導入量(陸上・洋上合計)2.3TWを想定

- ※1 FIT年報データに基づいた経済産業省「太陽光発電競争力強化研究会報告書」および「風力発電競争力強化研究会報告書」の資本費をJPY/USD(2016) = 108.79で米ドル換算。
(非住宅用PVは土地造成費・接続費を除いた値)
- ※2 ()内は同報告書の2030年目標値(住宅用PVは早期での達成目標値)を米ドル換算した値を記載。
- ※3 BOSはBalance of Systemの略でモジュール・インバータ以外の費用。
(架台・延長ケーブル・工事費など)




(A) 非住宅用PV



(B) 陸上風力

- ※2050年の資本費を推計し、手法や諸元が公開されている文献のみ掲載。
 ※○:学習曲線により推計 △:学習曲線とボトムアップ法の併用により推計。
 ※国際価格と併せた記載であるが、国際価格への収斂は保証されていない。

図1 2050年までの資本費を推計している文献の価格[\$₂₀₁₆/W]



研究資料

2050年までの太陽光発電・風力発電の 将来コストに関する考察

(一財) 電力中央研究所 社会経済研究所

特別契約研究員 尾羽 秀晃

上席研究員 朝野 賢司

主任研究員 永井 雄宇

2017年9月

 電力中央研究所

© CRIEPI 2017

1



 電力中央研究所

目次

1. 背景・目的	3
2. 成果の概要	5
3. 太陽光発電・風力発電コスト推計の概要	10
4. 太陽光発電コスト推計レビュー	12
5. 風力発電コスト推計レビュー	30
6. 今後のVREの発電コスト評価へ向けた示唆	46
7. 結論	50
補足(実質価格・米ドルへの換算方法)	55
参考文献	57

© CRIEPI 2017

2

1. 背景・目的

背景・目的

1. 背景

2016年5月に閣議決定されたわが国の「地球温暖化対策計画」では、2050年までに80%の温室効果ガス排出削減を目指すこととされ、この目標に向けた「長期戦略」について近年議論が行われている。目標の実現を達成する手段として、太陽光発電（Photovoltaics: 以下、PV）と風力発電が期待されている。これら技術の将来におけるコスト評価については様々な研究があるが、それらを同じ基準で比較した検討は十分になされていない。

2. 目的

PVと風力発電の将来のコストを推計している既往研究について、推計条件（基準年度、為替）を整理した上で比較を行い、その資本費の推計値を政策評価に用いる際の留意点を示すことを目的とする。なお、コストの代表的な指標としては、資本費や発電量あたりのコストを示す均等化発電単価（Levelized Costs of Electricity: 以下、LCOE）があるが、LCOEは運転期間、割引率、設備利用率などに依存するため、本研究では資本費（設備費・工事費・土地造成費・接続費の合計）を指標として用いた。

2. 成果の概要

成果の概要(1) –推計手法の整理–

コスト推計に用いられる主な手法を以下の三種類に分類し、その特徴と課題を整理した。
推計値に基づいた政策評価においては、手法の課題に応じた検討が重要となる。

	学習曲線	ボトムアップ法	専門家聞き取り
特徴	過去の生産量とコストの関係性を示した上で、それが今後も継続すると仮定して将来コストを推計する。	製品コストを細分化し、特定の技術進歩シナリオの下で、各要素のコスト削減ポテンシャルを推計する。	様々な専門家（メーカ・研究機関など）から、特定年の将来コストやコスト削減要素などをヒアリングして推計する。
課題	具体的なコスト低下要因を特定しておらず、 技術進歩や材料費変動（シリコンなど）による急な価格変動を考慮できない。	各々の技術進歩が達成される時期や、実現性を明確にすることが困難である。 また、推計に必要なデータの収集が困難である。	専門家の特性や聞き取り時期による影響を受けやすい。 特に専門家の国籍、専門家の所属（個人、機関所属）の違いによる影響が大きいことが報告されている。
文献数※	PV:29件(10件) 風力発電:13件(4件)	PV:11件(2件) 風力発電:4件(1件)	PV:6件(0件) 風力発電:2件(2件)
政策評価における留意点	技術進歩や材料費変動などが見られた場合や、コスト低下が発生しない場合には、コスト目標を機動的に見直し、必要に応じた政策の改廃を実施することが重要。	ヒアリングなどにより、技術進歩の達成時期や実現性について別途検討した上で、コスト削減技術の判別と研究開発促進に向けた政策の検討を行うことが重要。	他の定量的手法の結果とも十分比較した上で、専門家によって挙げられたコスト削減要素に対する判別と研究開発促進に向けた政策検討が重要。

※各手法を用いてコスト分析を行っている文献数を示す。（学習率のみを推計している文献、過去のコストのみを分析している文献を含む）

（ ）内の数字は、各手法によって2030年以降の資本費の推計値を公開し、かつ諸元が記載されている文献数を示す。

なお、複数の手法を併用している文献はそれぞれに対し計上し、手法の記載がないものはいずれにも計上していない。

成果の概要(2) –推計値の整理–

PVと風力発電の将来コストの推計に関する71件の学術論文・機関資料^{※1} ([1]-[20], [22]-[72])をレビューした。そのうち2030年以降の資本費を掲載し、かつ手法や諸元が記載されている文献(PV:10件, 風力発電:5件)に対して、2016年基準の実質価格に換算した上で米ドル(USD:以下, \$)で整理した。

表 再エネ資本費推計レビュー結果 (系統・需給に関するコストは含まない)

電源	資本費(\$ ₂₀₁₆ /W) ^{※1}			2050年資本費推計条件
	2016 国内実績	2030 推計値	2050 推計値	
非住宅用PV (10kW以上)	2.7	0.6-2.3 (目標:0.9)	0.3-1.3	最大:学習曲線で推計した国内価格(松川[19]) 国内累積導入量(非住宅用PV)104GWを想定 最小:学習曲線(モジュール・インバータ)とボトムアップ法(BOS) ^{※2} で 推計した国際価格(Agora[12])。世界累積導入量31TWを想定
住宅用PV (10kW未満)	3.3	0.8-2.8 (目標:1.9)	0.6-1.7	最大:学習曲線で推計した国際価格の最大値(IEA[2]) 世界累積導入量2.8TWを想定 最小:学習曲線で推計した国際価格の最小値(IEA[2]) 世界累積導入量4.6TWを想定
陸上風力	2.6	1.5-2.5 (目標:2.4)	1.4	学習曲線で推計した国際価格(IEA[53]) 世界累積導入量(陸上・洋上合計) 2.3TWを想定
洋上風力 (着床)	-	2.2-4.6	1.9	学習曲線で推計した国際価格(IEA[53]) 世界累積導入量(陸上・洋上合計) 2.3TWを想定

※1 Science Directなどの学術文献データベースにて“Cost”, “Future”, “Predict”, “Forecast”などの用語を組み合わせた検索で確認できた2014年以降の文献、およびその文献の引用文献のうち関連性が高いと判断できる文献を確認した。

※2 2016年の国内実績および2030年()内の目標値はエネ庁[42][72]記載の価格を米ドルへ換算した値(非住宅用PVは土地造成費・接続費を除いた値)。

※3 BOSはBalance of Systemの略でモジュール・インバータ以外の費用(架台・延長ケーブル・工事費など)。

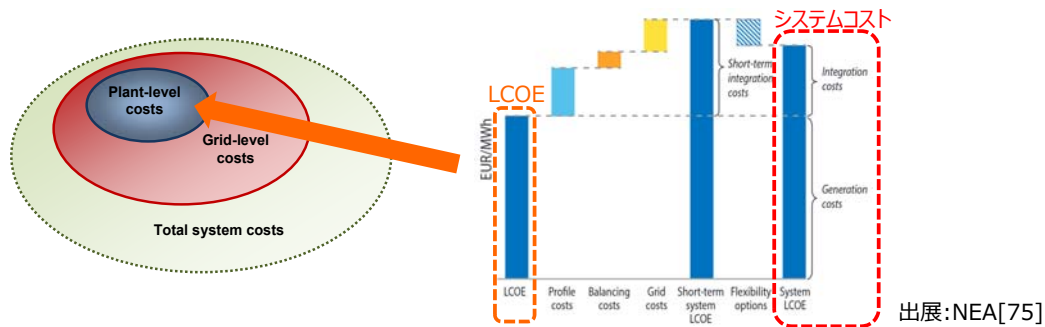
成果の概要(3) –推計値比較による結論–

2050年の資本費を推計している文献 (PV:4件, 風力発電:1件) に対し、推計値比較によって得られた結論は以下の通り。

- (1) PVの2050年の資本費の最小と最大は**学習曲線**により推計されたもので (非住宅用の最小は学習曲線とボトムアップ法との併用)、その値は**0.3~1.3 \$/W** (非住宅用)、**0.6~1.7 \$/W** (住宅用) である。わが国における2016年のPVの資本費 (非住宅用:2.7 \$/W、住宅用:3.3 \$/W) と比較すると、おおよそ半額以下に低下することを示している。
- (2) 風力発電の2050年の資本費は**学習曲線**により推計されたもので、その値は、**1.4 \$/W** (陸上)、**1.9 \$/W** (洋上/着床) である。陸上風力に対しては、わが国における2016年の資本費 (2.6 \$/W) と比較すると、おおよそ半額以下に低下することを示している。ただし、この文献の2030年の資本費の推計値は、陸上、洋上/着床のいずれについても2030年の資本費の推計値を掲載している文献の中の最小値であることから、楽観的な推計と捉えるべきである。
- (3) 上記(1), (2)で示したPVと風力発電の資本費の低減は、わが国において必ず達成しうるものではないことに十分に留意する必要がある。最小値はいずれも国際価格の推計値だったが、わが国においては、台風などの自然災害対策が必要になる上、地形の都合から土地造成が必要となるケースが多い。現状のPVや風力発電の国内価格は、国際価格の1.5倍であることも踏まえると、将来国内価格が国際価格に収斂することは、楽観的な想定と捉えるべきである。

成果の概要(4) –発電コストの考え方の示唆–

PVや風力発電といった自然変動電源（Variable Renewable Energy:以下、VRE）の発電コストを評価する指標として、LCOEがカバーする発電プラントレベルのコストに加え、系統レベルや電力システム全体に関わるコストを考慮した**システムコスト**が提唱されている。



出展:NEA[75]

システムコストで追加される項目(Integration Cost)は

- (1) Profile Costs (供給能力維持費用・供給過剰対策費用)
- (2) Balancing Costs (需給調整費用)
- (3) Grid-related Costs (流通対策費用)

に分類されることが多く、特にProfile Costsの割合が高くなる傾向があることが報告されている。

VREのようにディスパッチ困難な電源のコストを評価する際には、単純にプラントレベルでのコストのみを比較するのではなく、その**電源の導入が電力システム全体に与える影響を考慮した上でコスト評価**を行うことが重要である。

3. 太陽光発電・風力発電コスト推計の概要

太陽光発電・風力発電コスト推計の概要

1. 対象文献

将来コスト推計に関する文献のうち、2018年以降のコストの推計値を公開しているものを以下に示す。
 ※下線の文献は、2030年以降の資本費を掲載し、かつ手法や諸元が記載されているもの(PV:10件, 風力発電:5件)。

	国際価格	国内価格
PV	<u>IEA</u> [2], <u>BNEF</u> [3], Haegel[5], Greenpeace[6], Schaeffer[7], <u>EIA</u> [8][9], <u>MMD</u> [10], GTM[11], <u>Agora</u> [12], ETIP[13], IRENA[14], Verdolini[15], B&V[16]	<u>IEA</u> [1], <u>BNEF</u> [4], <u>エネ庁</u> [17], RITE[18], <u>松川</u> [19]
風力	Greenpeace[6], <u>MMD</u> [10], IRENA[14], B&V[16], <u>IEA</u> [53], <u>BNEF</u> [54], <u>Wiser</u> [56], <u>LBNL</u> [57], GWEC[58], eit[59], EWEA[60]	<u>エネ庁</u> [17], RITE[18], <u>BNEF</u> [55], <u>日本風力発電協会</u> [62]

2. 実質価格・米ドルへの換算

各文献の価格は、2016年基準の実質価格へ換算後、2016年の為替レートを用いて米ドルで整理した。
 (換算方法の詳細はp.56に記載)

3. 資本費(\$/W)と発電コスト(\$/MWh)

資本費: 設備費・工事費・土地造成費・接続費※の合計

発電コスト: 発電量あたりのコストを示した指標

資本費に稼働期間中の運転維持費を含めた費用を発電量で除したLCOEや、これに加えて系統レベルや電力システム全体に関わる費用を考慮したシステムコストがある。

発電コストは運転期間、割引率、設備利用率などに依存するため、本研究では**資本費をレビュー対象**とした。
 ※接続費については厳密には対象とする範囲(系統側含む)の定義が必要であるが、多くの文献では明確に示されていない。

4. 太陽光発電コスト推計レビュー

各文献でのPV資本費推計条件(1)

文献	手法	推計条件
IEA[1]	学習曲線	2040年の世界累積導入量が1.4TWとなる想定(新政策シナリオ)で推計。 資本費内に許可届に関わる費用および保険料が含まれるが、設備費用に対する割合はわず かであると考えられるため、他文献と併せて比較。
IEA[2]		2050年の世界累積導入量が4.6TW(2DS hi-Renシナリオ), 2.8TW(2DSシナリオ)となる想定 で推計。
BNEF[3]		モジュールの学習率28%で推計(インバータ・BOS(Balance of System)の学習率は非公開)。 (観測された学習率は24%であるが、2016の実績に合わせるため28%の学習率を適用)。
BNEF[4]		学習曲線によって推計された資本費をベースに、設備利用率14%で推計したLCOEを掲載。
Haegel[5]		世界累積生産量が1TW - 8TWとなる想定で推計。学習率の諸元なし。
Greenpeace[6]		2040年から2050年の間に世界累積導入量が5TW - 7TWになる想定で推計。 学習率の諸元についての記載なし。
Scaeffe[7]		学習率20%, 世界累積導入量1.5TWで推計(BAUシナリオの値を掲載)。
EIA[8]		モジュールの学習率10%, BOSの学習率14%で推計。
EIA[9]		学習曲線によって推計された資本費をベースに、設備利用率24%で推計したLCOEを掲載。
MMD[10]		学習率(20~30%)で推計。
エネ庁[17]		設備費は学習率20%として推計(工事費・系統接続費はコスト低下なし)。 2030年の累積導入量はIEA[1]の新政策シナリオ(647GW), および現行政策シナリオ (495GW)を想定。推計値比較時には、政策経費を除き系統接続費を含めた値を引用。
松川[19]		2050年の国内累積導入量が(1) 150GW, (2) 259GW となる想定で推計。

各文献でのPV資本費推計条件(2)

文献	手法	推計条件
GTM[11]	ボトムアップ法	各要素のコスト削減可能性を業界関係者へのヒアリングに基づいて推計。
Agora[12]	学習曲線 ボトムアップ 併用	モジュールとインバータは学習曲線、BOS(Balance of System)はボトムアップ法で推計。 学習率は複数の観測期間から算出した値の平均値を使用。
EPIP[13]		モジュールとインバータは学習曲線で推計。 BOSは要素毎にコスト低下率を定めたボトムアップ法で推計。
IRENA[14]		ボトムアップ法で推計した結果をベースとし、学習曲線で推計した結果と比較。
Verdolini[15]	専門家 聞き取り	専門家への聞き取りに関する5文献のデータを用いて、2030年のLCOEを統計的に集計。
B&V[16]	独自推計	技術発展・スケールメリット・原材料の供給量増加によるコスト低下を想定した推計。 具体的な推計手法・根拠についての記載なし。
RITE[18]		(1) 2002~2012年度の年平均コスト低減率(4.7%/年)を適用した場合 (2) 2008~2012年度の年平均コスト低減率(10.8%/年)を適用した場合 の2ケースで資本費を推計し、推計した資本費をベースに設備利用率を12%(住宅用)、 13%(非住宅用)として推計したLCOEを掲載。 他文献とのLCOE比較時には系統対策費を除いた費用を引用。

PV将来コストの推計(1) 学習曲線 –手法の基本–

学習曲線は、過去の生産量とコストの関係性を示したもので、過去の関係性が継続する仮定の上で将来コストを予測する手法である。

学習曲線の基本式(Wright[21])

$$f(n) = C_1 n^a \quad a = \frac{\log PR}{\log 2} = \frac{\log(1 - LR)}{\log 2}$$

LR: 学習率

PR: 進歩率(生産量が2倍になった際のコスト低下割合)

f_n : n 番ユニットにおける単位当たり生産コスト

n : 1から n 番ユニットまでの累積生産量の比

C_1 : 第1番ユニットの生産コスト

a : 累積生産に伴うコストの減少割合

表1 モジュールの学習率の例

	観測期間	対象地点	学習率[%]
BNEF[3]	1976-2015	全世界(~2003) 中国(2003~)	24
Greenpeace[6]	1986-2016	不明	20
Schaeffer[7]	1976-2001	全世界	20-33
Agora[12]	1980-2013	全世界	19-23

表2 インバータの学習率の例

	観測期間	対象地点	学習率[%]
Schaeffer[7]	1992-2001	ドイツ	7-11
Schaeffer[7]	1992-2001	オランダ	5-9
Agora[12]	1990-2013	SMA実績	18.9

学習曲線に基づく将来コストの推計は、
学習率(進歩率の観測期間・対象地点に依存)および**累積生産量**に依存する。

PV将来コストの推計(1) 学習曲線 –学習率のレビュー–

文献により、推計された学習率は大きく異なる。

表1 モジュールの学習率

	観測期間	対象地点	学習率[%]
BNEF[3]	1976-2015	全世界(~2003) 中国(2003~)	24
Greenpeace[6]	1986-2016	不明	20
Schaeffer[7]	1976-2001	全世界	20-23
Agora[12]	1980-2013	全世界	19-23
Tsuchiya[22]	1979-1988	日本	20
Surek[23]	1976-2003	全世界	20
Sark[24]	1976-2001	全世界	20-21
IIASA[25]	1968-1998	全世界	20.2
Mauleon[26]	1993-2013	全世界	27-36
Poponi[27]	1989-2002	全世界	19.5
Nemet[28]	1976-2006	全世界	21
Swanson[29]	1979-2002	米国	19
Breyer[30]	1976-2010	全世界	19.3
Gan[31]	1976-1988	全世界	34.8
Gan[31]	1988-2006	全世界	14.2
Kersten[32]	1988-2010	全世界	16.9
Parente[33]	1981-2000	全世界	23
Maycock[34]	1959-1974	米国	22
朝野[35]	1993-2008	日本	13-16

表2 インバータの学習率

	観測期間	対象地点	学習率[%]
Schaeffer[7]	1992-2001	ドイツ	7-11
Schaeffer[7]	1992-2001	オランダ	5-9
Agora[12]	1990-2013	SMA実績 (20kW以下)	18.9
朝野[35]	1993-2008	日本	20-25

表3 架台・その他機器の学習率

	観測期間	対象地点	学習率[%]
朝野[35]	1993-2008	日本	16-20

表4 工事費の学習率

	観測期間	対象地点	学習率[%]
朝野[35]	1993-2008	日本	11-12

表5 PVシステム学習率まとめ

	モジュール	インバータ	その他機器	工事費
最大	36	25	20	12
最小	13	5	16	11

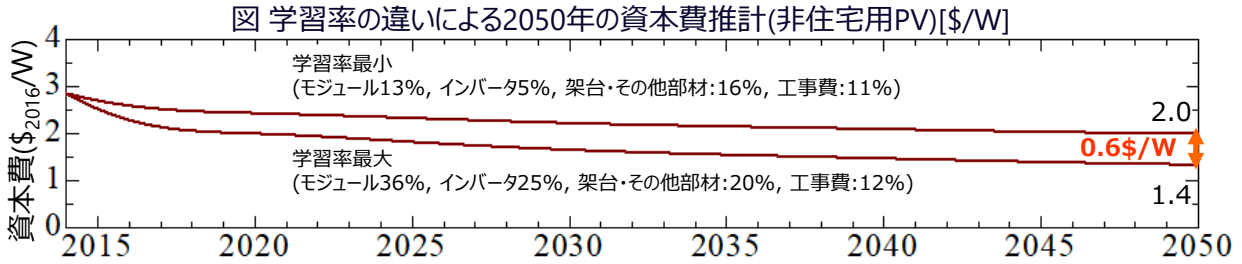
PV将来コストの推計(1) 学習曲線 -学習率の不確実性-

学習率の違いが資本費の推計結果に与える影響について試算を行った。

表 試算条件

将来導入量	IEA[1]の現行政策シナリオをベースに、2050年までの累積導入量を線形的に推計。 176GW(2014) → 1,887GW(2050)
設備費	エネ庁[17]より、2014年の工事費を除いた資本費(1.9\$/W)から、各部材の内訳を使用(内訳はEuropean Commission[36]参照)。学習効果によるコスト低下を想定。
工事費	エネ庁[17]より、2014年の工事費(0.8\$/W)を使用。学習効果によるコスト低下を想定。
接続費	エネ庁[37]より、0.1\$/W(一定)とした。

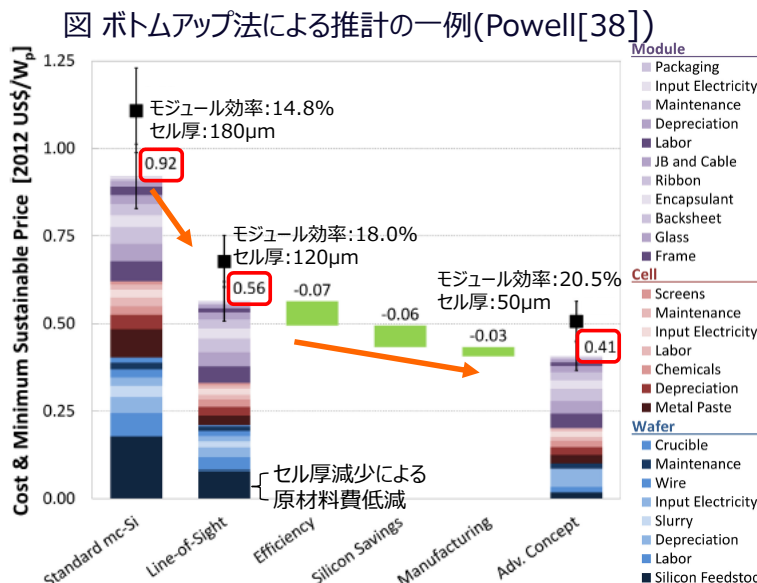
※ 2016年基準の実質価格に換算後、2016年のPV/USDの年平均レート(108.79)を用いて米ドルへ換算した。



上記の試算条件において、学習率の違いにより、2050年の資本費の最大(2.0\$/W)と最小(1.4\$/W)で0.6\$/Wの差が生じる。

PV将来コストの推計(2) ボトムアップ法 -手法の基本-

ボトムアップ法は、製品コストを細分化し、特定の技術進歩シナリオの下で要素毎のコスト削減ポテンシャルを積み重ねることにより推計を行う。



Powell[38]のボトムアップ法の推計では、セル薄肉化・モジュール効率向上によってコストが低下する要素を特定し、コスト削減ポテンシャルを試算している。

PV将来コストの推計(2) ボトムアップ法 -コスト削減ポテンシャルレビュー-

表 ボトムアップ法による要素ごとのコスト削減ポテンシャルの例
 ※以下のポテンシャルは、PVシステム全体のコスト削減ポテンシャルとは異なる。

対象	文献	条件	コスト削減ポテンシャル[\$/W]
モジュール (生産コスト)	Powell[38]	モジュール効率向上(14.8%→18.0%) セル薄肉化(180μm→120μm)	0.37
	Powell[38]	モジュール効率向上(14.8%→20.5%) セル薄肉化(180μm→50μm)	0.53
	Goodrich[39]	モジュール効率向上(14.9%→18.7%) セル薄肉化(180μm→160μm)	0.42-0.52
	Goodrich[40]	米国生産(500MW/yr)から 中国生産(2000MW/yr)への移行	0.29
システム (設備費・工事費)	GTM[41]	システム電圧の高電圧化(1000V→1500V)	0.05
	MITeI[42]	モジュール効率向上(15%→30%)	0.1
システム (工事費)	NREL[43]	日本でのモジュール設置費用(2013)が米国での 工事費(2012)に収斂(住宅用)	0.26
	自然エネルギー 財団[44]	日本での工事費(2015)がドイツでの工事費 (2015)に収斂(10kW - 50kW未満)	0.9

※上表の数値はJPY/USDの年平均レート(108.79)、および各年度のCPIを用いて2016年基準の実質価格に換算した。

PV将来コストの推計(3) 専門家聞き取り

様々な専門家(メーカー・研究機関など)から、一定の形式により聞き取りを行う。

表1 専門家聞き取りに関する文献

文献	専門家数	調査年度	主な聞き取り内容
Curtright[45]	3	2007	2030年のモジュールコスト
Anandon[46]	9	2010	2010~2030年の推奨R&D予算
Bosetti[47]	13	2011	2030年のPVの発電コスト
NearZero[48]	22	2011	PV累積導入量600GWに達した際のモジュールコスト
Baker[49]	18	2008	新技術の実現による次世代PVの発電コスト

表2 2030年のPV LCOEの統計解析結果(Verdolini[15]) [\$/MWh]

平均値	標準偏差	最小値	最大値	ばらつきの主要因
160	90	40	540	専門家の特性 Ex) 個人or 機関所属 国(EU or 米国)

専門家による2030年の予想LCOEコストの平均値は160\$/MWh、
 ただし主に専門家の特性に起因するばらつきが大きい(標準偏差: 90\$/MWh)。

PV将来コスト推計に関するその他の不確実性

1. 設備容量

国内での設備容量の違いによるコスト差は0.4\$/W程度(最大:3.05\$/W, 最小:2.70\$/W)。(設備容量が増加するほどシステム費用・接続費用は減少するが、土地造成費は増加する傾向)

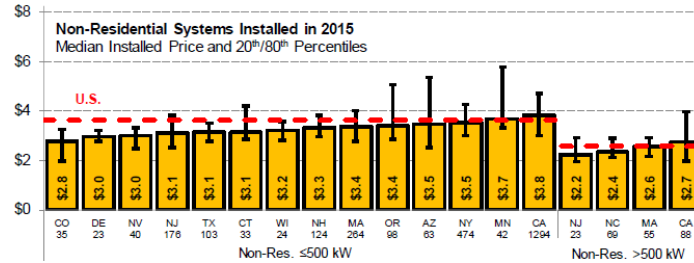
表1 設備容量に応じた資本費(2014年) [\$₂₀₁₆/W](エネ庁[37])

	システム費用 (平均値)	接続費用 (中央値)	土地造成費 (中央値)	合計
10-50 kW未満	2.98 ↑	0.06 ↑	0.00 ↓	3.05
50 - 500 kW未満	2.95	0.06	0.00	3.01
500 - 1,000 kW未満	2.63	0.04	0.04	2.70
1,000 kW以上	2.68	0.04	0.09 ↓	2.81

※ 2016年基準の実質価格に換算後、2016年のJPY/USDの年平均レート(108.79)を用いてUSDへ換算した。

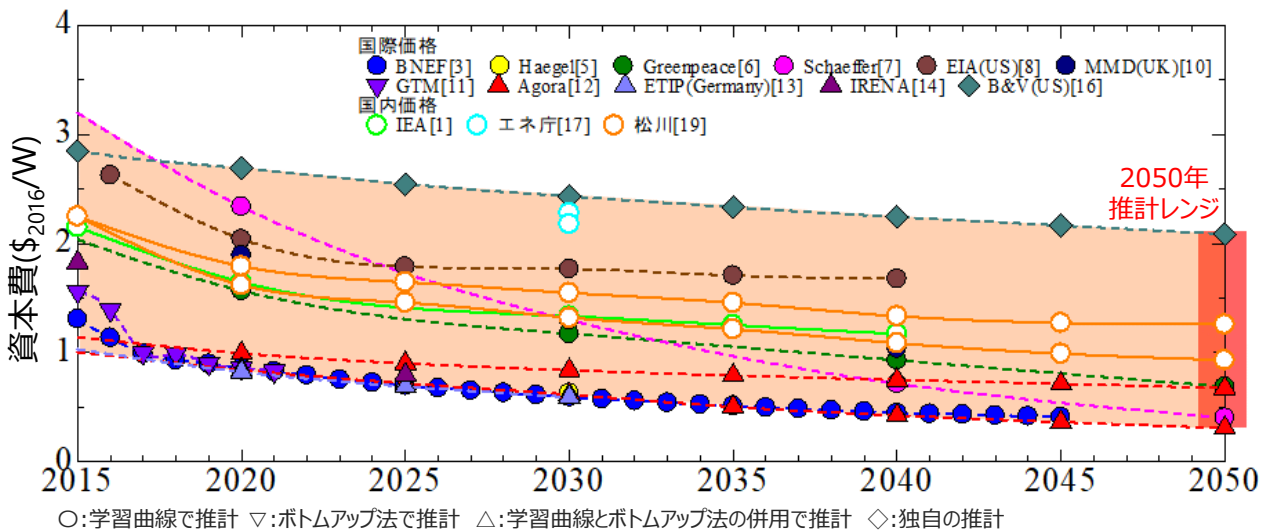
2. 設置場所

施工業者の競争・小売価格・労働費などにより設置場所の違いによりコストが異なる。以下は米国の例であるため参考ではあるが、PV(500kW以下)の資本費に関し、州の最大(3.8\$/W)と最小(2.8\$/W)の差は1.0\$/W(LBNL[50])。



非住宅用PV資本費の将来予測[\$/W]

将来コストの推計に関する文献のうち、将来の非住宅用PVの資本費を推計しているものを比較した。(手法・諸元の記載がないものを含む)



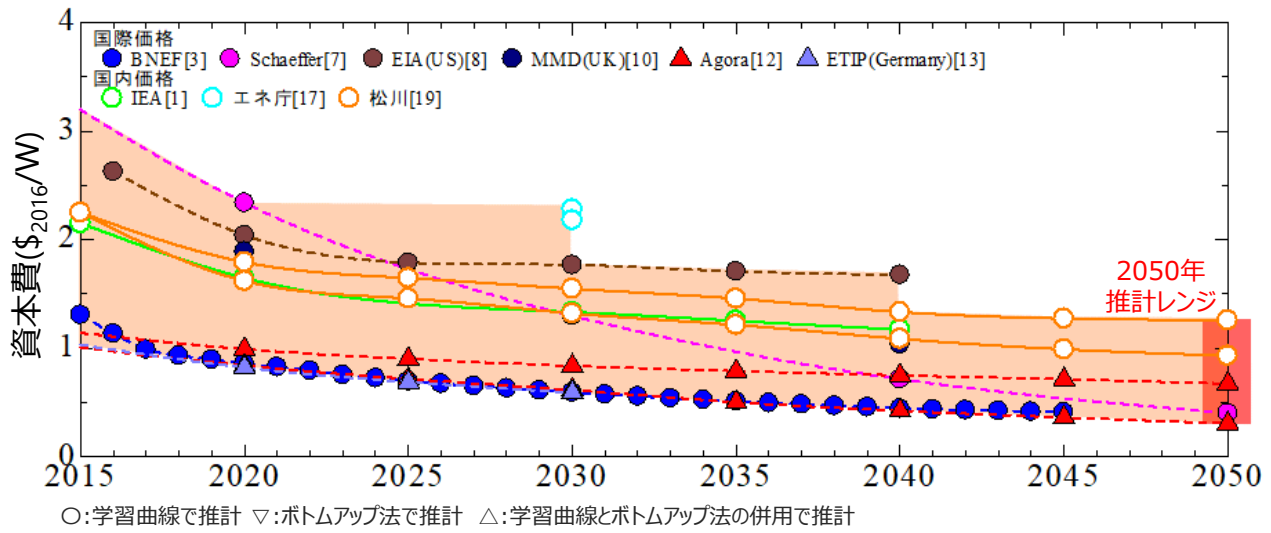
2050年推計値

最大(2.1\$/W): 技術発展・スケールメリットによりコスト低下する想定(手法・諸元の記載なし)(B&V[16])
 最小(0.3\$/W): 学習曲線・ボトムアップ法で推計した最小国際価格(世界累積導入量31TW)(Agora[12])

非住宅用PV資本費の将来予測(条件該当文献)[\$/W]

以下の条件に該当する文献を抽出し、それらを比較した。

- 1) 2030年以降の推計を実施 2) 手法・諸元の記載を含む

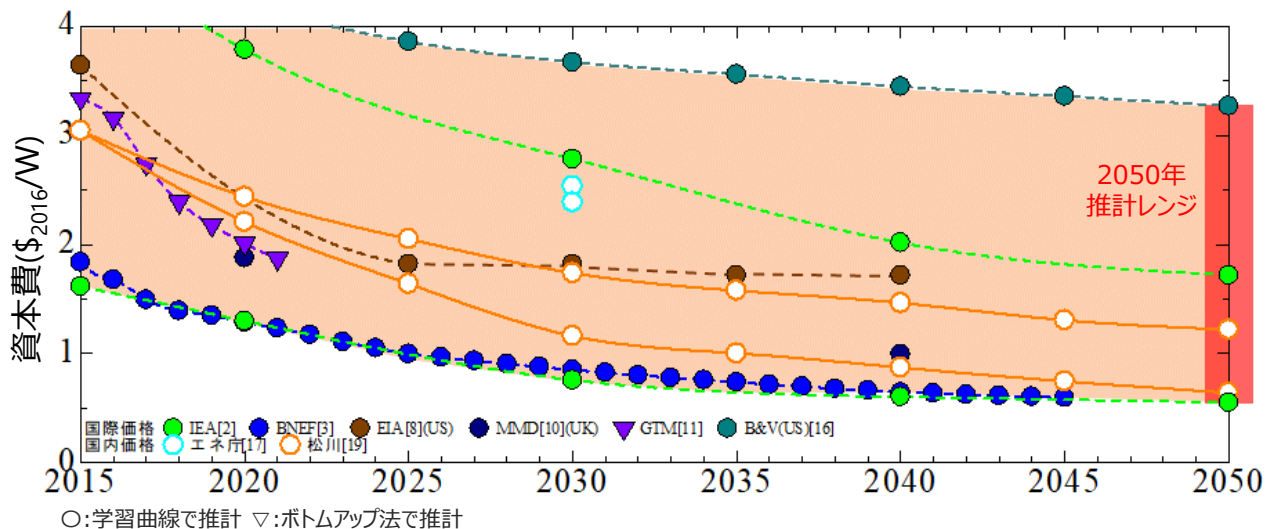


2050年推計値

最大(1.3\$/W): 学習曲線で推計した国内価格(非住宅用PVの国内累積導入量104GW)(松川[19])
 最小(0.3\$/W): 学習曲線・ボトムアップ法で推計した最小国際価格(世界累積導入量31TW) (Agora[12])
 → Agoraの累積導入量はIEAの2DS hi-Renシナリオ(4.6TW)と比較しても楽観的な想定

住宅用PV資本費の将来予測[\$/W]

将来コストの推計に関する文献のうち、将来の住宅用PVの資本費を推計しているものを比較した。
 (手法・諸元の記載がないものを含む)



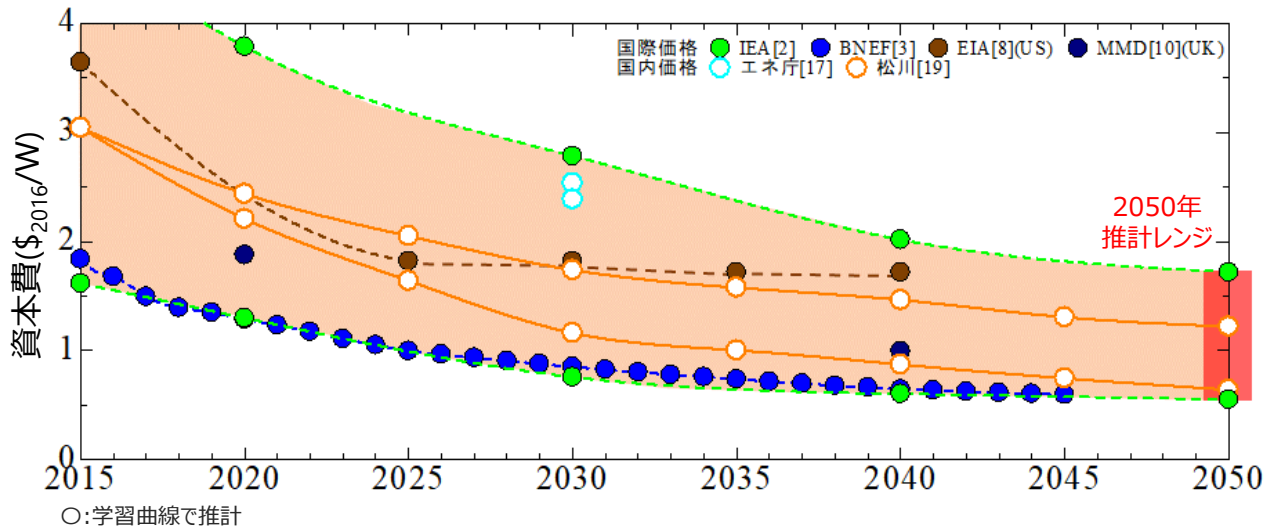
2050年推計値

最大(3.3\$/W): 技術発展・スケールメリットによりコスト低下する想定(手法・諸元の記載なし)(B&V[16])
 最小(0.6\$/W): 学習曲線で推計した国際価格の最小値(世界累積導入量4.6TW)(IEA[2])

住宅用PV資本費の将来予測(条件該当文献)[\$/W]

以下の条件に該当する文献を抽出し、それらと比較した。

- 1) 2030年以降の推計を実施
- 2) 手法・諸元の記載を含む



2050年推計値

最大(1.7\$/W): 学習曲線で推計した国際価格の最大値(世界累積導入量2.8TW) (IEA[2])
 最小(0.6\$/W): 学習曲線で推計した国際価格の最小値(世界累積導入量4.6TW) (IEA[2])

(参考) LCOEの主要構成要素(PV)

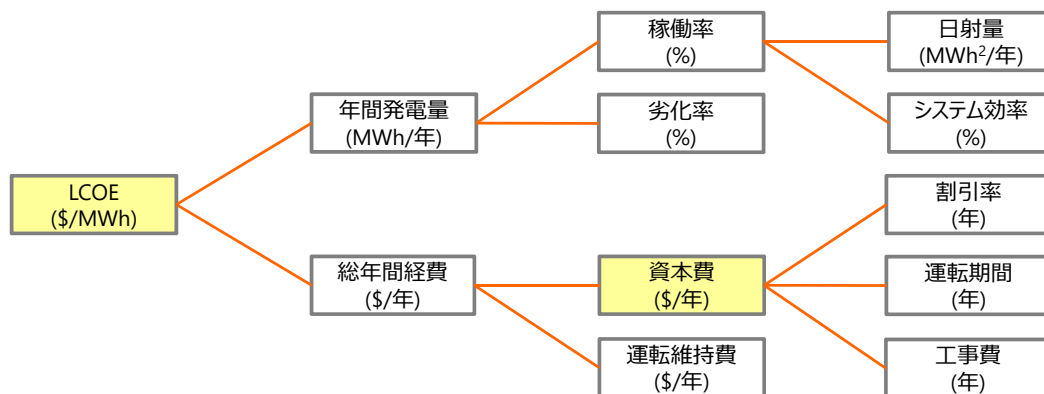
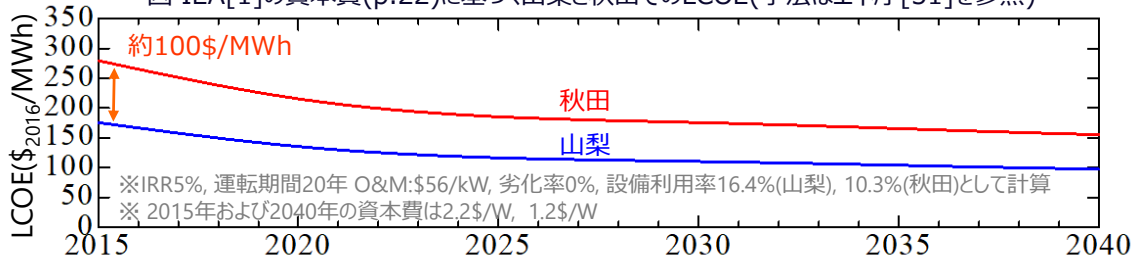


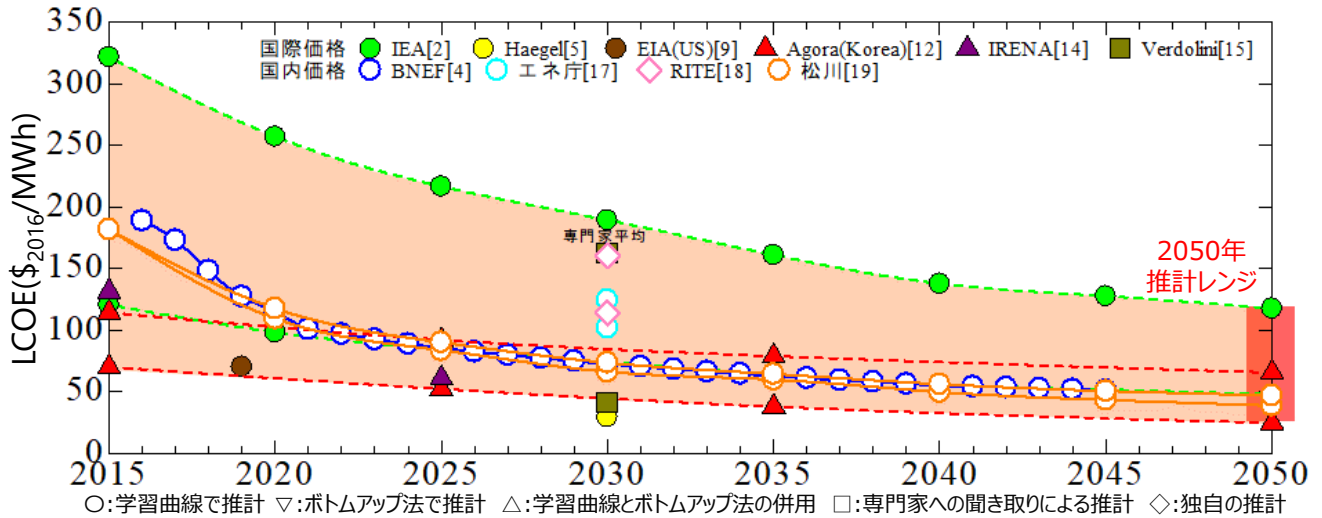
図 IEA[1]の資本費(p.22)に基づく山梨と秋田でのLCOE(手法はエネ庁[51]を参照)



LCOEは複数の要素に依存しており、上図の例では場所による設備利用率の違いにより約100\$/MWhの差が出る。

(参考)非住宅用PV LCOE [\$/MWh]

※以下の図は文献毎に異なる条件での計算結果を示す。

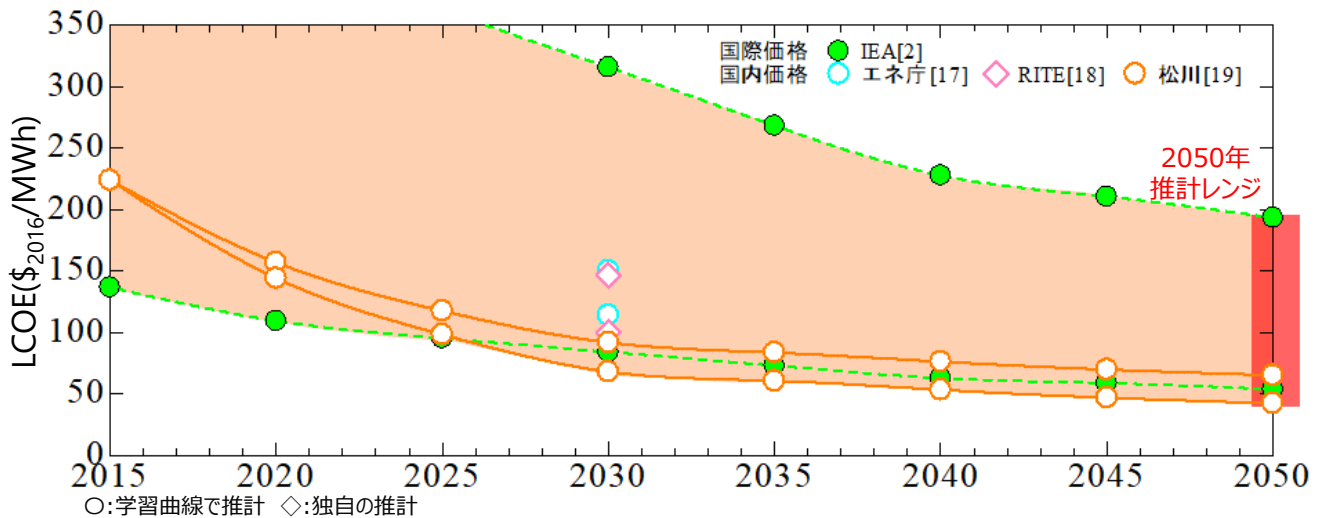


2050年推計値

最大(117\$/MWh): 日射量が最も少ない地域を想定した国際価格の最大(IEA[2])
最小(24\$/MWh): 韓国のPVシステムに対して割引率3%で推計(Agora[12])

(参考)住宅用PV LCOE [\$/MWh]

※以下の図は文献毎に異なる条件での計算結果を示す。



2050年推計値

最大(193\$/MWh): 日射量が最も少ない地域を想定した国際価格の最大(IEA[2])
最小(42\$/MWh): 設備利用率14.3%, 金利3%で推計(松川[19])

日本国内PVのコスト構造

太陽光発電競争力研究会[52]による日本国内のPVのコスト構造の分析結果を示す。

	非住宅用PV	住宅用PV
モジュール インバータ	<p>モジュール価格は欧州の約1.5倍 インバータ価格は欧州の2倍～3倍</p> <p>コスト差の主な要因 ①EPC※1事業者経由の追加マージン ②故障時対応の懸念などによる海外勢参入圧力の弱さ</p>	<p>モジュール価格は欧州の約2.7倍 インバータ価格は欧州の約2.2倍</p> <p>コスト差の主な要因 ①多段階の流通構造による高い流通コスト ②モジュールとインバータがセット販売される市場特性による海外勢参入圧力の弱さ</p>
BOS※2	<p>BOSは欧州の約2倍</p> <p>コスト差の主な要因 ①EPC事業者の価格競争の弱さ(設計・施工の効率化が進まない) ②FIT価格水準に合わせた発注価格の契約による、適正なスペック・設置を行うインセンティブの小ささ ③土地造成の必要性 ④耐震・耐風に対する基準の高さ</p>	<p>BOSは欧州と同水準(約1.1倍)</p> <p>台風などの気象条件や安全対策の違いが内外価格差の要因でもある</p>

※1 EPCはEngineering, Procurement and Constructionの略で、設計・調達・建設を意味する。

※2 BOSはBalance of Systemの略でモジュール・インバータ以外の費用(架台・延長ケーブル・工事費など)を指す。

5. 風力発電コスト推計レビュー

各文献での風力資本費推計条件(1)

文献	手法	推計条件
Greenpeace[6]	学習曲線	計算に関する諸元の記載なし。
MMD[10]		学習率10%~15%で推計。
エネ庁[17]		IEA[53]が学習曲線で推計した2014~2050年のコスト低減率を国内価格に対して適用。また、2014年からコスト変化がないことを想定したコストも掲載。推計値比較時には政策経費を除き、系統接続費を含めた値を引用。
IEA[53]		陸上風力の学習率を7%、洋上風力(着床)の学習率を9%として推計。
eit[59]	ボトムアップ法	コスト低下に関わる技術毎に2014年から2025年のコスト低減率を分析し集計。推計値比較時にはエネ庁[17]の資本費(2014)にコスト低減率を適用させたものを掲載。
IRENA[14]	学習曲線 ボトムアップ 併用	ボトムアップ法で推計した結果をベースとし学習曲線の結果と比較。
BNEF[54]		学習曲線(学習率9%)で推計した結果をベースとし、コスト低下に関わる技術毎に2015年から2025年のコスト低減率を分析し集計。推計値比較時にはJWPA[62]の資本費(2015)にコスト低減率を適用させたものを記載。
日本風力発電協会(JWPA)[62]		学習曲線(学習率9%)で推計した結果をベースとし、ボトムアップ法で要素ごとのコスト削減ポテンシャルを分析。
Wiser[56] LBNL[57]	専門家聞き取り	専門家への聞き取りにより2014~2030年のコスト低減率を集計し、学習曲線の結果とも比較。推計値比較時にはエネ庁[17]の資本費(2014)コスト低減率を適用させたものを掲載。プラント外のケーブルを除いた試算であるが、コスト低減率で見た場合には大きな影響はないと考えられるため、他の文献と併せて比較。Wiser[56]とLBNL[57]は同一の内容のため、Wiser[56]を代表として掲載。

各文献での風力資本費推計条件(2)

文献	手法	推計条件
B&V[16]	独自推計	技術は既に習熟しており、陸上風力は2050年までにはコスト低減に関わる技術進歩(主にタービンの大型化)が見られない一方で、洋上風力(着床)は2030年までは技術進歩があることを想定。具体的な根拠についての記載なし。
RITE[18]		(1) 近年日本でコスト低下が見られていないことを踏まえ、コスト低減を見込まない場合 (2) IEA[53]の2007~2013のコスト低減率である約2.5%/年を見込んだ場合の2ケースで資本費(陸上)を推計し、推計した資本費に基づき、設備利用率を20%として推計したLCOEを掲載。 他文献とのLCOE比較時には系統対策費を除いた費用を引用。
BNEF[55]		推計条件の詳細に関する記載なし。 資本費に基づいたLCOEのみを掲載。
GWEC[58]		風力産業の発展を想定し段階的にコストが減少していくことを想定。 推計条件の詳細に関する記載なし。
EWEA[60]		習熟とスケールメリットによってコストが減少していくことを想定。 推計条件の詳細に関する記載なし。

風力発電将来コストの推計(1) 学習曲線 -学習率のレビュー-

表1 陸上風力の学習率

	観測期間	対象地点	対象	学習率[%]
BNEF[54]	1985-2014	全世界 (中国以外)	タービン	9
IRENA[14]	1983-2014	全世界	資本費	7
Nemet[28]	1981-2004	全世界		8-14
IEA[53]	不明	全世界		7
日本風力発電協会[62]	IEA[53]の値を引用			7
Neij[63]	1981-2000	デンマーク		14
Neij[63]	1991-2000	ドイツ		12
DOE[64]	1982-2013	全世界		6.9
Junginger[65]	1992-2001	イギリス		19-21
Junginger[65]	1990-2001	スペイン		15-20
McDonald[66]	1990-1998	ドイツ		8
Ibenholt[67]	1984-1999	デンマーク	発電コスト	8
Ibenholt[67]	1991-1999	ドイツ		-3 - 8
Ibenholt[67]	1991-1999	イギリス		15

表2 洋上風力の学習率

	観測期間	対象地点	対象	学習率[%]
IEA[53]	不明	不明	資本費	9
Lemming[68]	1985-2014	不明	タービン	10

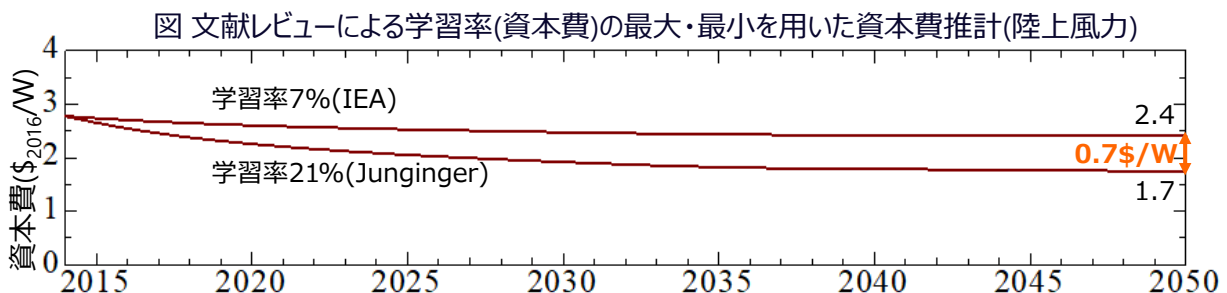
風力発電将来コストの推計(1) 学習曲線 -学習率の不確実性-

学習率の違いが資本費の推計結果に与える影響について試算を行った。

表 学習曲線によるコスト推計条件

将来導入量	IEA[1] の現行政策シナリオより、2050年の累積導入量を線形的に推計。 351GW(2014) → 1,517GW(2050)
設備・工事費	エネ庁[17]より、2014年の費用(2.6\$/W)を使用。 学習効果によるコスト低下を想定。 (設備費・工事費別の学習率のデータ数が少ないため資本費の学習率を適用)
接続費	エネ庁[37]より、0.1\$/W(一定)とした。

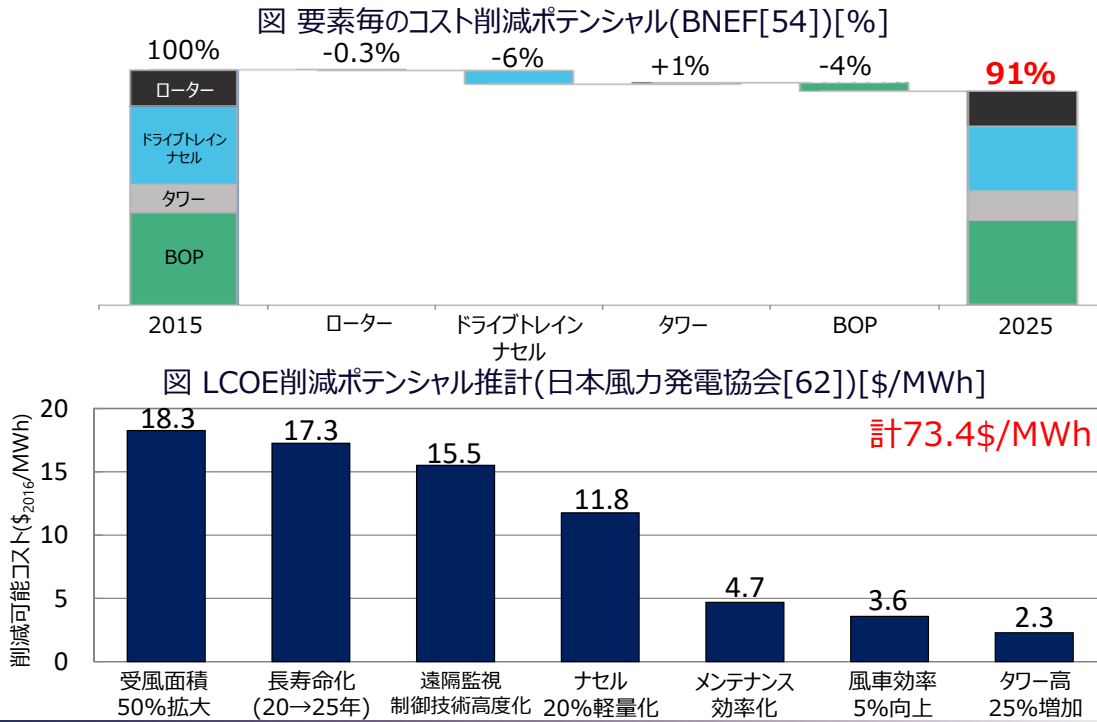
※ 2016年基準の実質価格に換算後、2016年のJPY/USDの年平均レート(108.79)を用いて米ドルへ換算した。



上記の試算条件において学習率の違いにより、
2050年の資本費の最大(2.4\$/W)と最小(1.7\$/W)で0.7\$/Wの差が生じる。

風力発電将来コストの推計(2) ボトムアップ法

ボトムアップ法による分析例を以下に示す。



※2MW風車10基の風力発電所で建設費2.8\$/W O&M:55\$/kWh/year 設備利用率20%、運転期間20年での推計。2016年基準の実買価格に換算後、2016年のJPY/USDの年平均レート(108.79)を用いて米ドルへ換算した。

風力発電将来コストの推計(3) 専門家聞き取り

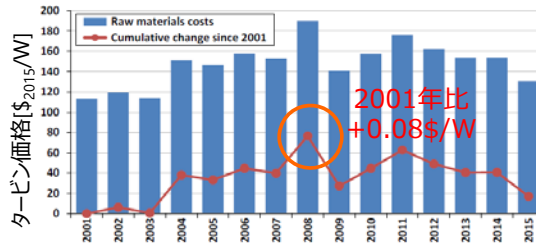
表 専門家(メーカ・研究機関など)163名からの聞き取り結果の集計(Wiser[56])

	陸上風力	洋上風力(着床)
LCOE減少率 (2014年比)		
2030年時の性能・コスト変化 (2014年比)	資本費: -12% 設備利用率 +10% 発電期間: +10%	資本費: -14% 設備利用率 +4% 発電期間: +15%
コスト低下要因 (上位5項目)	ローターの大型化 ローターの技術進歩 タワー高さ向上 ファイナンス費用の削減 部品の信頼性向上	タービン容量の増加 基盤構造の設計変更 ファイナンス費用の削減 プロジェクト規模の増加 部品の信頼性向上

風力発電将来コスト推計の不確実性

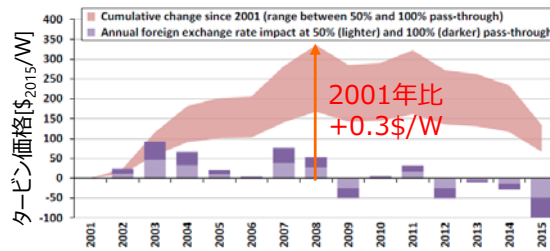
1. 材料価格

銅・鉄・繊維ガラス・銅・アルミを用いるため原材料価格の影響を受ける(NREL[69])。



2. 為替

タービンなどを輸入する場合、為替の影響を受ける(NREL[69])。

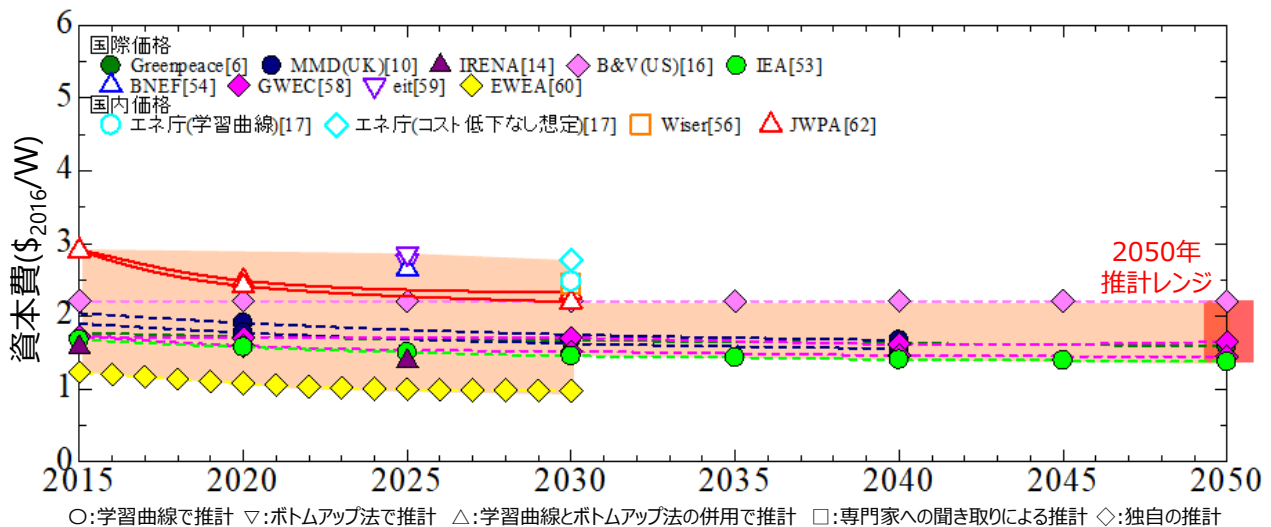


※上図は文献からの引用であるため、2015年の実質価格を示している。

米国(2001-2008)の例ではあるが、材料価格変動、為替変動によりそれぞれ0.08\$/W, 0.3\$/W程度、コスト増加への影響を与えたことが報告されている。

陸上風力資本費の将来予測[\$/W]

将来コストの推計に関する文献のうち、将来の陸上風力の資本費を推計しているものを比較した。(手法・諸元の記載がないものを含む)



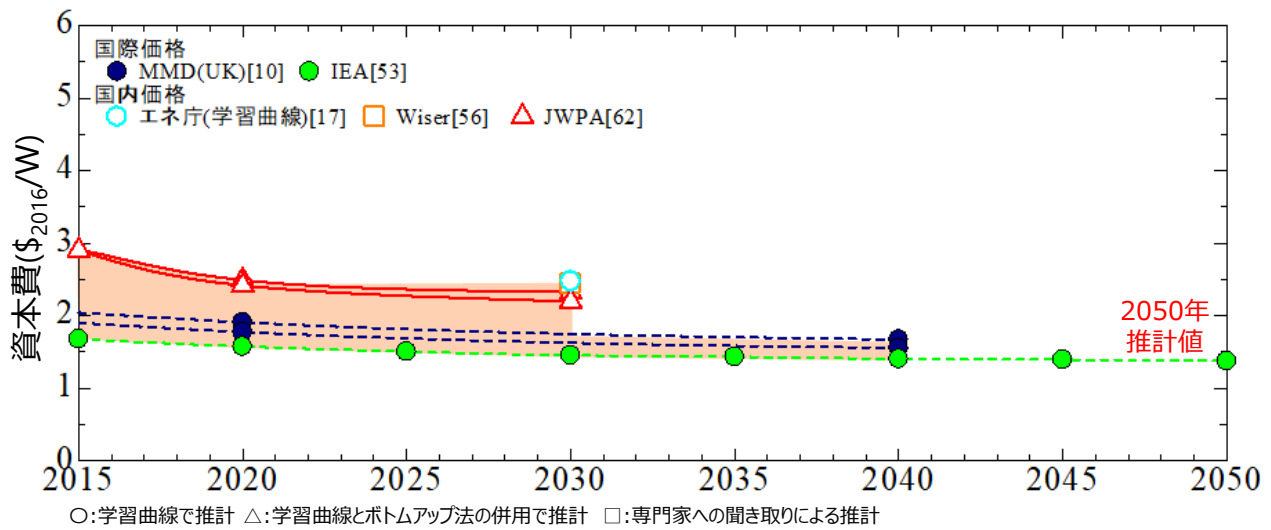
2050年推計値

最大(2.2\$/W): 技術進歩によるコスト低下が起こらない想定(B&V[16])
 最小(1.4\$/W): 学習曲線(学習率7%)で推計した国際価格(IEA[53])

陸上風力資本費の将来予測(条件該当文献)[\$/W]

以下の条件に該当する文献を抽出し、それらと比較した。

- 1) 2030年以降の推計を実施 2) 手法・諸元の記載を含む

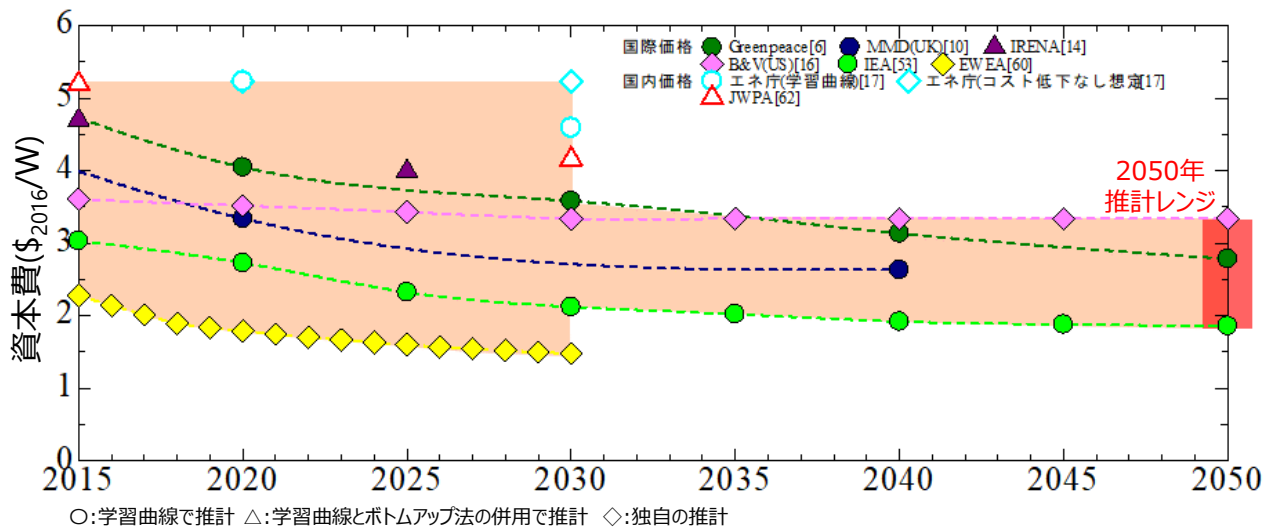


2050年推計値

推計値(1.4\$/W): 学習曲線(学習率7%)で推計した国際価格(IEA[53])
 → 2015年からは0.3\$/Wの低下

洋上風力(着床)資本費の将来予測[\$/W]

将来コストの推計に関する文献のうち、将来の洋上風力(着床)の資本費を推計しているものを比較した。(手法・諸元の記載がないものを含む)



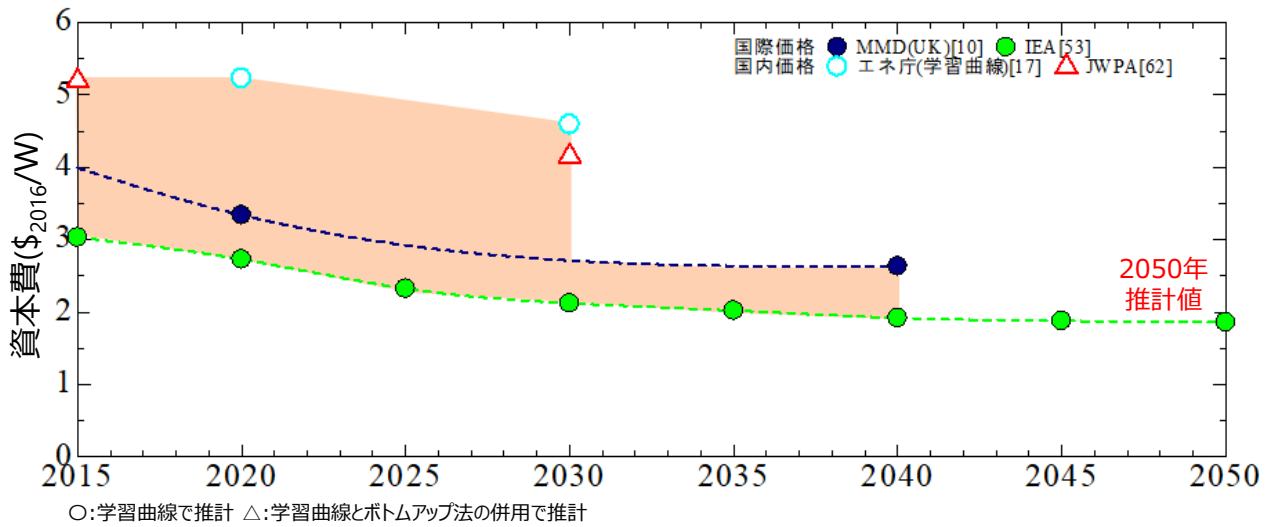
2050年推計値

最大(3.3\$/W): 技術進歩によるコスト低下がほとんど起こらない想定(B&V[16])
 最小(1.9\$/W): 学習曲線(学習率9%)で推計した国際価格(IEA[53])

洋上風力(着床)資本費の将来予測(条件該当文献)[\$/W]

以下の条件に該当する文献を抽出し、それらと比較した。

- 1) 2030年以降の推計を実施 2) 手法・諸元の記載を含む



2050年推計値

推計値(1.9\$/W): 学習曲線(学習率9%)で推計した国際価格(IEA[53])
 → 2015年からは1.2\$/Wの低下

LCOEの計算結果に前提条件が与える影響

資本費から各文献の手法を用いてLCOEを計算した。

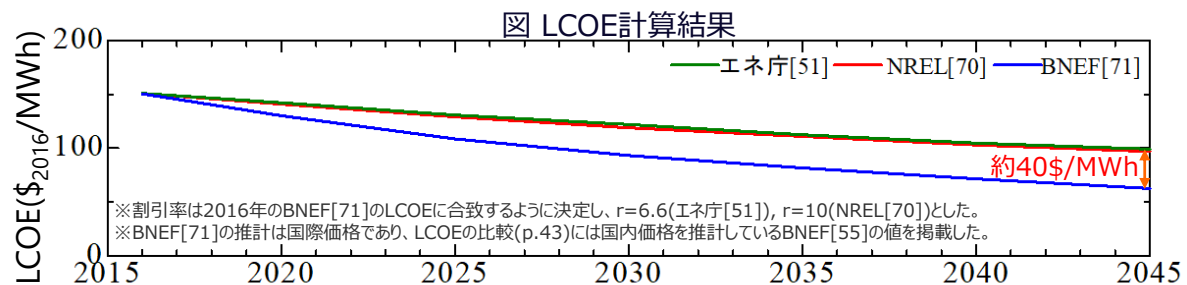
エネ庁[51]: 割引率・固定資産税率・廃棄措置費用を考慮した計算

NREL[70]: 割引率を考慮した計算

BNEF[71]: ローンによる利子を考慮した計算

表 前提条件(BNEF[71]より引用)

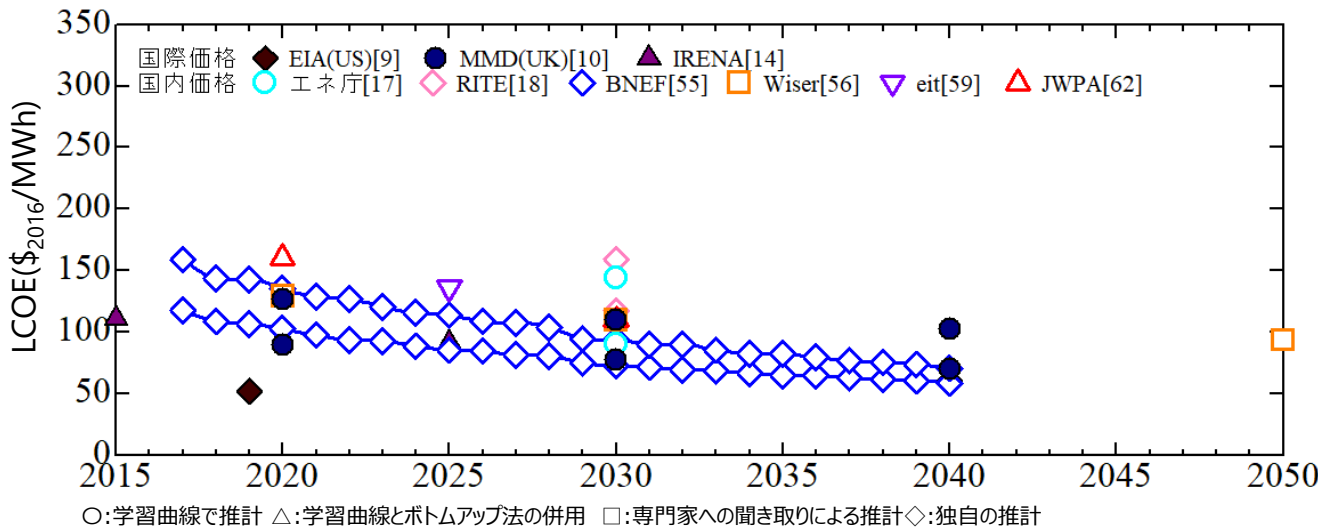
	資本費(\$/W)	OPEX(\$/W/Yr)	設備利用率(%)	稼働年数
2016	2.6	37	22	20
2030	2.9	35	30	20
2050	3.4	29	42	20



同一の資本費を用いた場合においても、LCOEの計算方法・条件により推計結果が大きく異なる。

(参考)陸上風力LCOE [\$/MWh]

※以下の図は文献毎に異なる条件での計算結果を示す。

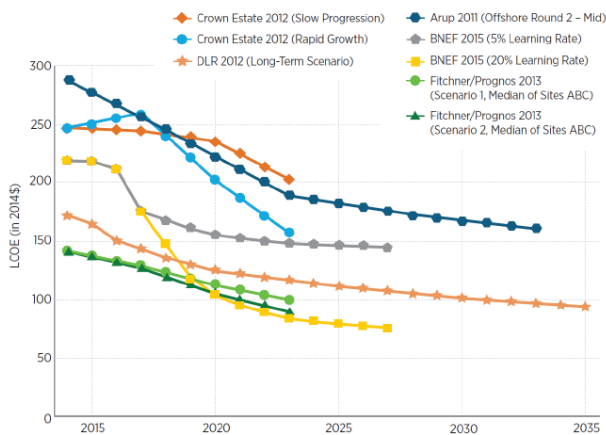


Wiser[56]によるコスト低減率(専門家集計)を
エネ庁[17]の2014年コストに適用させた際の2050年のLCOEは94\$/MWh

(参考)洋上風力LCOE[\$/MWh]

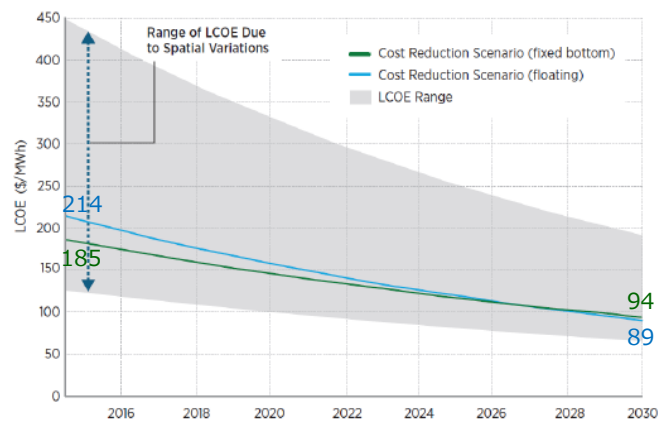
NREL[61]による洋上風力LCOEのレビュー結果(国際価格のみ)を示す。

図1 文献レビューによるLCOE[\$₂₀₁₄/MWh]



※上図は文献からの引用であるため、2014年の実質価格を示している。

図2 LCOEレンジとNRELシナリオ



文献レビューに基づいたNREL[61]の2030年までの洋上風力LCOEのシナリオにおいては、
着床式で94\$/MWh, 浮体式で89\$/MWhとなる。

日本国内風力のコスト構造

エネ庁[72]による、日本国内の風力のコスト構造分析結果を示す。

タービン	<p>タービン価格は世界平均の約1.4倍</p> <p>コスト差の主な要因</p> <ul style="list-style-type: none"> ①国内での導入量が少なく、国内メーカーの量産効果を発揮するに至っていない ②海外メーカーからの調達に対しても、FIT価格も背景にあり価格交渉力を発揮できていない ③地震・台風対策による特殊仕様化(全体で2~4%のコスト増)
工事費	<p>工事費は世界平均の約1.6倍</p> <p>コスト差の主な要因</p> <ul style="list-style-type: none"> ①ウインドファームの規模が小さく近隣地での集積も生じていない ②山岳設置が多く土地造成・建設費用・アクセス道路工事費・系統接続費が増大する

LCOEで発電コストを比較した場合の参考ではあるが、風況の違いにより国内の設備利用率(22%)は、世界平均の設備利用率(31%)と比較した場合に低い。また、国内の稼働率(87%)も、欧州で行われている稼働率保証※の値(97%)と比較しても低い。そのため、LCOEで比較した場合でも、国内のコストは海外のコストよりも高い傾向にある。

※稼働率保証とは、主に欧米で風車メーカーが顧客に提供している稼働率の保証サービスのことを指す。

6. 今後のVREの発電コスト評価へ向けた示唆

従来の発電コストの評価

各種電源の発電コストを評価するため、資本費に稼働期間中の運転維持費を含めた費用を発電量で除したLCOEが従来から用いられている。

これまで述べてきた通り、PV・風力の資本費は2050年までに低下する。これはLCOEも低下することを意味する。しかし、PVや風力などの自然変動電源(Variable Renewable Energy: 以下、VRE)へのLCOEによるコスト評価の限界が、近年相次いで指摘されている(IEA[73]など)。

これまで火力・原子力・水力など「ディスパッチ可能な電源」のコスト評価としてLCOEが用いられてきたが、VREのコスト評価を行う場合には、従来電源と異なる特徴(下図)を踏まえる必要がある。

図 DOE[74]によるVREの特徴の整理

出力の不確実性	出力の変動	低稼働率
正確な発電出力予測が困難	資源(日射・風況)の変動に依存	資源の利用可能時間に依存
非同期性	地域特性	
電圧・周波数制御方法が従来電源と異なる	経済性に関する設備利用率が資源に依存	

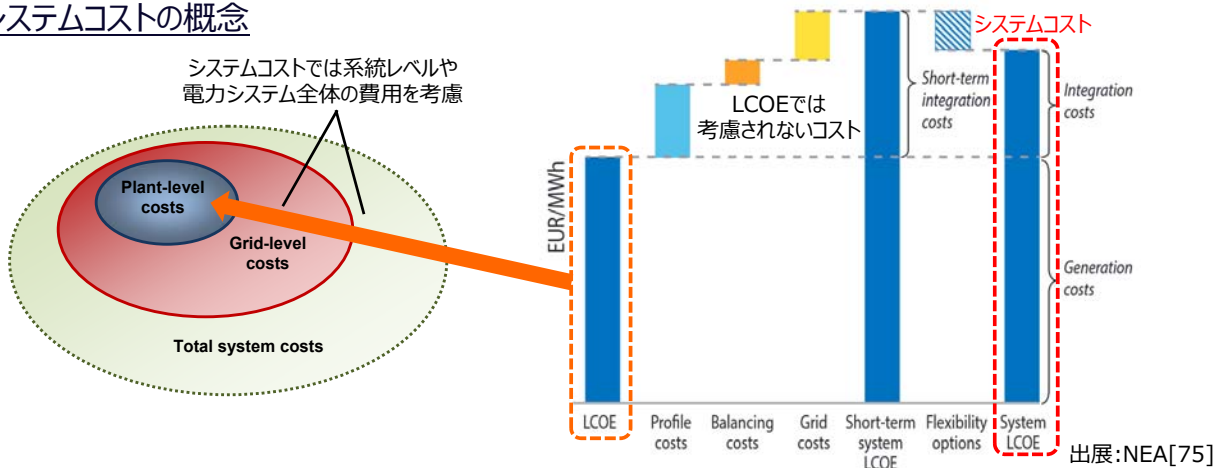
電気の価値へ影響するが
LCOEでは考慮されない

VREのLCOEはシステム費用の中で考慮されていない項目が多いため、
VREのコスト評価を行う際はLCOEとは異なるコスト評価が重要。

システムコストの概念

近年はLCOEに代わる概念としてシステムコストが提唱されている。LCOEは発電プラントレベルのコストを評価する指標であるのに対し、システムコストは系統レベルや電力システム全体に関わるコストを考慮して電源を評価する考え方である。

システムコストの概念



既往研究によるシステムコストの定義

- ・発電に関わるコストと直接関係しないVREによる追加のシステムコスト(Ueckerdt[76])
- ・追加された風力・PVが既存システムのコストへ与える影響(Hirth[77])

PV・風力の発電コストの評価への示唆

システムコストは以下の項目に分類されることが多い。
(NEA[75], Ueckerdt[76], Hirth[77], Sijm[78], Frontier Economics[79])

Profile Costs	Balancing Costs	Grid-related Costs
供給能力維持費用 供給過剰対策費用	需給調整費用	流通対策費用 (系統対策費用)
<ul style="list-style-type: none"> バックアップ(アデカシー)コスト 供給力不足防止コスト 供給過剰対策コスト 	<ul style="list-style-type: none"> 短期需給調整コスト ランプ対策コスト 	<ul style="list-style-type: none"> 系統接続コスト 系統補強コスト 系統延長コスト
三項目の中で最も費用が高いとされる(IEA[73]など)		

VREの発電コストが低下した場合においても、VREが大量導入された場合には、プラントレベルのコスト以外のコストが増大する可能性がある。

VREなどのディスパッチ困難な電源の評価を行う際は、単に発電費用のみを比較するだけでなく、**電源の導入がシステム全体に与える影響を考慮した評価が重要となる。**

7. 結論

結論(1) –推計手法の整理–

コスト推計に用いられる主な手法を以下の三種類に分類し、その特徴と課題を整理した。
推計値に基づいた政策評価においては、手法の課題に応じた検討が重要となる。

	学習曲線	ボトムアップ法	専門家聞き取り
特徴	過去の生産量とコストの関係性を示した上で、それが今後も継続すると仮定して将来コストを推計する。	製品コストを細分化し、特定の技術進歩シナリオの下で、各要素のコスト削減ポテンシャルを推計する。	様々な専門家（メーカ・研究機関など）から、特定年の将来コストやコスト削減要素などをヒアリングして推計する。
課題	具体的なコスト低下要因を特定しておらず、 技術進歩や材料費変動（シリコンなど）による急な価格変動を考慮できない。	各々の技術進歩が達成される時期や、実現性を明確にすることが困難である。 また、推計に必要なデータの収集が困難である。	専門家の特性や聞き取り時期による影響を受けやすい。 特に専門家の国籍、専門家の所属（個人、機関所属）の違いによる影響が大きいことが報告されている。
文献数※	PV:29件(10件) 風力発電:13件(4件)	PV:11件(2件) 風力発電:4件(1件)	PV:6件(0件) 風力発電:2件(2件)
政策評価における留意点	技術進歩や材料費変動などが見られた場合や、コスト低下が発生しない場合には、コスト目標を機動的に見直し、必要に応じた政策の改廃を実施することが重要。	ヒアリングなどにより、技術進歩の達成時期や実現性について別途検討した上で、コスト削減技術の判別と研究開発促進に向けた政策の検討を行うことが重要。	他の定量的手法の結果とも十分比較した上で、専門家によって挙げられたコスト削減要素に対する判別と研究開発促進に向けた政策検討が重要。

※各手法を用いてコスト分析を行っている文献数を示す。（学習率のみを推計している文献、過去のコストのみを分析している文献を含む）
（ ）内の数字は、各手法によって2030年以降の資本費の推計値を公開し、かつ諸元が記載されている文献数を示す。
なお、複数の手法を併用している文献はそれぞれに対し計上し、手法の記載がないものはいずれにも計上していない。

結論(2) –推計値の整理–

PVと風力発電の将来コストの推計に関する71件の学術論文・機関資料※¹（[1]-[20]、[22]-[72]）をレビューした。そのうち2030年以降の資本費を掲載し、かつ手法や諸元が記載されている文献(PV:10件、風力発電:5件)に対して、2016年基準の実質価格に換算した上で米ドルで整理した。

表 再エネ資本費推計レビュー結果（系統・需給に関するコストは含まない）

電源	資本費(\$ ₂₀₁₆ /W) ※ ¹			2050年資本費推計条件
	2016 国内実績	2030 推計値	2050 推計値	
非住宅用PV (10kW以上)	2.7	0.6-2.3 (目標:0.9)	0.3-1.3	最大:学習曲線で推計した国内価格(松川[19]) 国内累積導入量(非住宅用PV)104GWを想定 最小:学習曲線(モジュール・インバータ)とボトムアップ法(BOS)※ ² で推計した国際価格(Agora[12])。世界累積導入量31TWを想定
住宅用PV (10kW未満)	3.3	0.8-2.8 (目標:1.9)	0.6-1.7	最大:学習曲線で推計した国際価格の最大値(IEA[2]) 世界累積導入量2.8TWを想定 最小:学習曲線で推計した国際価格の最小値(IEA[2]) 世界累積導入量4.6TWを想定
陸上風力	2.6	1.5-2.5 (目標:2.4)	1.4	学習曲線で推計した国際価格(IEA[53]) 世界累積導入量(陸上・洋上合計) 2.3TWを想定
洋上風力 (着床)	-	2.2-4.6	1.9	学習曲線で推計した国際価格(IEA[53]) 世界累積導入量(陸上・洋上合計) 2.3TWを想定

※¹ Science Directなどの学術文献データベースにて“Cost”, “Future”, “Predict”, “Forecast”などの用語を組み合わせた検索で確認できた2014年以降の文献、およびその文献の引用文献のうち関連性が高いと判断できる文献を確認した。
※² 2016年の国内実績および2030年()内の目標値はエネ庁[42][72]記載の価格を米ドルへ換算した値(非住宅用PVは土地造成費・接続費を除いた値)。
※³ BOSはBalance of Systemの略でモジュール・インバータ以外の費用(架台・延長ケーブル・工事費など)。

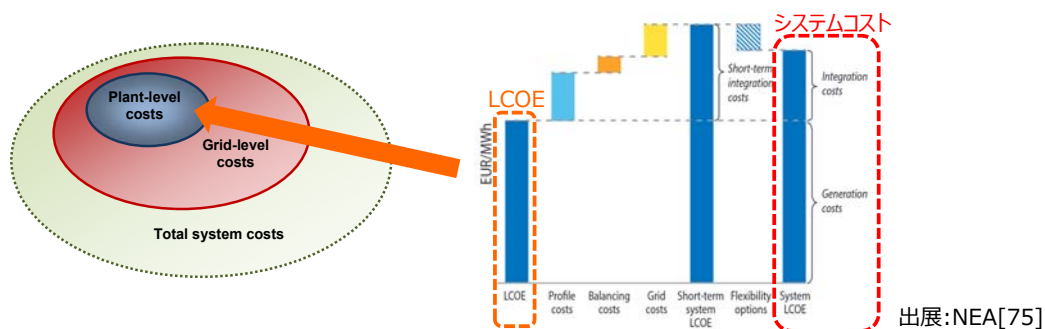
結論(3) –推計値比較による結論–

2050年の資本費を推計している文献（PV:4件、風力発電:1件）に対し、推計値比較によって得られた結論は以下の通り。

- (1) PVの2050年の資本費の最小と最大は**学習曲線**により推計されたもので（非住宅用の最小は学習曲線とボトムアップ法との併用）、その値は**0.3~1.3 \$/W**（非住宅用）、**0.6~1.7 \$/W**（住宅用）である。わが国における2016年のPVの資本費（非住宅用:2.7 \$/W、住宅用:3.3 \$/W）と比較すると、おおそ半額以下に低下することを示している。
- (2) 風力発電の2050年の資本費は**学習曲線**により推計されたもので、その値は、**1.4 \$/W**（陸上）、**1.9 \$/W**（洋上/着床）である。陸上風力に対しては、わが国における2016年の資本費（2.6 \$/W）と比較すると、おおそ半額以下に低下することを示している。ただし、この文献の2030年の資本費の推計値は、陸上、洋上/着床のいずれについても2030年の資本費の推計値を掲載している文献の中の最小値であることから、楽観的な推計と捉えるべきである。
- (3) 上記(1), (2)で示したPVと風力発電の資本費の低減は、わが国において必ず達成しうるものではないことに十分に留意する必要がある。最小値はいずれも国際価格の推計値だったが、わが国においては、台風などの自然災害対策が必要になる上、地形の都合から土地造成が必要となるケースが多い。現状のPVや風力発電の国内価格は、国際価格の1.5倍であることも踏まえると、将来国内価格が国際価格に収斂することは、楽観的な想定と捉えるべきである。

結論(4) –発電コストの考え方の示唆–

PVや風力発電といったVREの発電コストを評価する指標として、LCOEがカバーする発電プラントレベルのコストに加え、系統レベルや電力システム全体に関わるコストを考慮した**システムコスト**が提唱されている。



システムコストで追加される項目(Integration Cost)は

- (1) Profile Costs (供給能力維持費用・供給過剰対策費用)
- (2) Balancing Costs (需給調整費用)
- (3) Grid-related Costs (流通対策費用)

に分類されることが多く、特にProfile Costsの割合が高くなる傾向があることが報告されている。

VREのように DISPATCH 困難な電源のコストを評価する際には、単純にプラントレベルでのコストのみを比較するのではなく、その**電源の導入が電力システム全体に与える影響を考慮した上でコスト評価**を行うことが重要である。

補足 (実質価格・米国ドルへの換算方法)

実質価格・米国ドルへの換算方法

1. 2016年実質価格への換算

各文献が、将来コストを推計した時期の違いによる物価変動の影響を考慮するため、x年基準の価格 P_x を、CPI(Consumer Price:消費者物価指数)を用いて下式により2016年基準の実質価格へ換算した。価格の基準年度の記載がない文献については、文献の発行年を基準年度とした。

$$P_{2016} = P_x \times \frac{CPI_{2016}}{CPI_x}$$

2. USDへの換算

通貨を統一するため、諸外国の2016年時点の為替レートを用いて、1.で換算した2016年実質価格をUSDに換算した。*

*通貨の換算には購買力平価(PPP)を用いる場合がある。この方法は、為替レートと物価水準の間の乖離が特に大きい途上国について有効であると考えられる。しかし、今回対象とした文献は主に欧米のものであるため、為替レートを用いて換算した。

表1 各年度CPI(2016年比)([80]-[83])

	米国	ユーロ圏 (平均)	英国	日本
2002	75.1	79.4	67.7	
2010	91.1	93.1	86.0	
2011	93.9	95.7	90.4	
2012	95.9	98.1	93.3	96.3
2013	97.3	99.4	96.2	96.7
2014	98.8	99.8	98.4	99.3
2015	99.0	99.9	99.4	100.1
2016	100.0	100.0	100.0	100.0
2017		100.6		100.2

表2 2016年平均為替レート[84]

EUR/USD	GBP/USD	JPY/USD
0.90	0.72	108.79

参考文献

参考文献(1)

- [1] IEA(2016), World Energy Outlook 2016
- [2] IEA(2014), Energy Technology Perspectives
- [3] BNEF(2017), Q1 2017 Global PV Market Outlook
- [4] BNEF(2016), H1 2016 PV Levelised Cost of Electricity Update
- [5] Haegel, N. *et al.* (2017), "Terawatt-scale photovoltaics: Trajectories and challenges", Science vol14, pp.141-143
- [6] Greenpeace(2015), Energy Revolution 2015 Full
<http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2015/Energy-Revolution-2015-Full.pdf>
- [7] Schaeffer(2004), Learning from the Sun
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04035.pdf>
- [8] EIA(2016), Renewable Generation Technologies Costs and Market Outlook 2016
https://www.eia.gov/pressroom/presentations/gruenspecht_06032016.pdf
- [9] EIA(2017), Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017
https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- [10] Mott MacDonald(2011), Costs of low-carbon generation technologies
<https://www.theccc.org.uk/archive/aws/Renewables%20Review/MML%20final%20report%20for%20CCC%209%20may%202011.pdf>
- [11] GTM(2016), US PV System Pricing - H2 2016
- [12] Agora(2015), Current and Future Cost of Photovoltaics
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV_Cost_2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf
- [13] ETIP(2015), PV LCOE Report July 2015
<http://www.etip-pv.eu/publications/other-publications/pv-costs.html>
- [14] IRENA(2016), Power to Change Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

参考文献(2)

- [15] Verdolini, E. *et al.* (2015), "The effects of expert selection, elicitation design, and R&D assumptions on experts' estimates of the future costs of photovoltaics", *Energy Policy* vol80, pp.233-243
- [16] BLACK&VEATH(2012), *Cost and Performance Data Power Generation Technologies*
<https://www.bv.com/docs/reports-studies/nrel-cost-report.pdf>
- [17] 経済産業省(2015)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告」(5月)
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/009/pdf/009_06.pdf
- [18] RITE(2014)「電源別発電コストの最新推計と電源代替の費用便益分析」
https://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/download-data/PowerGenerationCost_estimates_20141020.pdf
- [19] 松川洋他(2017)「2050年に向けた日本のエネルギー需給検討:太陽光発電の導入量の検討」
 第36回エネルギー・資源学会 研究発表会、論文講演集、pp161-164
- [20] 杉山昌弘・朝野賢司(2014)「太陽光発電・風力発電のエネルギー政策」、『エネルギー経済学』、中央経済社、第7章
- [21] Wright T.P.(1936), "Factors affecting the cost of airplanes", *Journal of Aeronautical Sciences* vol3, no. 4, pp.122-128
- [22] Tsuchiya, H(1989), "Photovoltaics Cost Analysis Based on The Learning Curve", *Clean and Safe Energy Forever, Congress of International Solar Energy, Kobe, Japan*, pp.402-406
- [23] Surek, T(2005), "Crystal growth and materials research in photovoltaics: progress and challenges", *Journal of Crystal Growth* vol275(1-2), pp.292-304
- [24] W.G.J.H.M. van Sark(2008), "Introducing errors in progress ratios determined from experience curves", *Technological Forecasting and Social Change* vol75(3), pp.405-415
- [25] IIASA(2000), *Experience Curves of Photovoltaic*
<http://pure.iiasa.ac.at/6231/1/IR-00-014.pdf>
- [26] Mauleon, I(2016), "Photovoltaic learning rate estimation: Issues and implications", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* vol65, pp.507-524
- [27] Poponi, D(2003), "Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experience curves", *Solar Energy* vol74(4), pp.331-340
- [28] Nemet, G.F.(2009), "Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies", *Energy Policy* vol37(3), pp.825-835

参考文献(3)

- [29] Swanson, R.M.(2006), "A vision for crystalline silicon photovoltaics", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* vol14(5), pp.443-453
- [30] Breyer, C. *et al.*(2010), "Research and Development Investments in PV - A limitationing Factor for a fast PV Diffusion?", *25th EUPVSEC Proceedings, Valencia, Spain*
- [31] Gan, P.Y. and Z. Li(2015), "Quantitative study on long term global solar photovoltaic market", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol46, pp.88-99
- [32] Kersten, F. *et al.*(2011), "PV learning curves past and future drivers of cost reduction", *26th EU-PVSEC, Hamburg, Germany*
- [33] Parente, V. *et al.*(2011), "Comments on experience curves for PV modules", *Progress in Photovoltaics* vol10, pp.571-574
- [34] Maycock, *et al.*(1975), "Business Analysis of Solar Photovoltaic Conversion", *11th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New York*
- [35] 朝野賢司(2010)「太陽光発電は需要創出によりどこまでコストが下がるのか」、電力中央研究所報告Y09020
<http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y09020.html>
- [36] European Commission(2014), *PV Status Report 2014*
<http://iet.jrc.ec.europa.eu/renea/pv-status-report-2014>
- [37] 経済産業省(2015)「平成27年度調達価格及び調達期間に関する意見」(2月)、調達価格等算定委員会
http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_004_01_00.pdf
- [38] Powell, D.M. *et al.*(2013), "Modeling the Cost and Minimum Sustainable Price of Crystalline Silicon Photovoltaic Manufacturing in the United States", *IEEE Journal of Photovoltaics* vol3(2), pp.662-668
- [39] Goodrich, A. *et al.*(2013), "A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: Utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in manufacturing costs", *Solar Energy Materials and Solar Cells* vol114, pp.110-135
- [40] Goodrich, A.C. *et al.*(2013), "Assessing the drivers of regional trends in solar photovoltaic manufacturing", *Energy & Environmental Science* vol6(10), pp.2811-2821
- [41] GTM(2015), *The Next Opportunity for Utility PV Cost Reductions 1,500 Volts DC*
- [42] MITeI(2016), *The Future of Solar Energy*
<http://energy.mit.edu/publication/future-solar-energy/>

参考文献(4)

- [43] NREL(2016), Comparing Photovoltaic (PV) Costs and Deployment Drivers in the Japanese and U.S. Residential and Commercial Markets
<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/60360.pdf>
- [44] 自然エネルギー財団(2016)「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較 ～日本の太陽光発電はなぜ高いか～」
https://www.renewable-ei.org/images/pdf/20160113/JREF_Japan_Germany_solarpower_costcomparison.pdf
- [45] Curtright, A. *et al.*(2008), "Expert Assessments of Future Photovoltaic Technologies", *environmental science & Technology* vol42(24), pp.9031-9038
- [46] Anandon, L. A. *et al.*(2012), Transforming U.S. Energy Innovation, Harvard Kennedy School.
<http://www.belfercenter.org/sites/default/files/legacy/files/uploads/energy-report-january-2012.pdf>
- [47] Bosetti, V. *et al.*(2012), "The future prospect of PV and CSP solar technologies: An expert elicitation survey", *Energy Policy* Vol49, pp.308-317
- [48] Nearzero(2012), How Low Will Photovoltaic Prices Go? An Expert Discussion
<http://www.nearzero.org/reports/pv-learning>
- [49] Baker, E. *et al.*(2009), "Advanced solar R&D: Combining economic analysis with expert elicitations to inform climate policy", *Energy Economics* Vol31, pp.37-49
- [50] LBNL(2016), Tracking the Sun IX
https://emp.lbl.gov/sites/all/files/tracking_the_sun_ix_report.pdf
- [51] 経済産業省(2015)「発電コストレビューシート」、発電コスト検証ワーキンググループ
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/#cost_wg
- [52] 経済産業省(2016)「太陽光発電競争力強化研究会報告書」(10月)、太陽光発電競争力強化研究会
http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/taiyoukou/pdf/report_01_01.pdf
- [53] IEA(2013), Wind 2013 Roadmap
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf
- [54] BNEF(2015), The future cost of onshore wind
- [55] BNEF(2017), 1H 2017 Wind LCOE Update
- [56] Wiser, R. *et al.*(2016), "Expert elicitation survey on future wind", *nature energy* vol1(10), pp.1-6
- [57] LBNL(2016), Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers
https://www.ieawind.org/task_26_public/PDF/062316/lbnl-1005717.pdf

参考文献(5)

- [58] GWEC(2016), Global Wind Energy Outlook 2016
<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2016/>
- [59] eit(2014), Future renewable energy cost onshore wind
http://www.innoenergy.com/wp-content/uploads/2014/09/KIC_IE_OnshoreWind_anticipated_innovations_impact.pdf
- [60] EWEA(2011), Pure Power Wind energy targets for 2020 and 2030
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Pure_Power_III.pdf
- [61] NREL(2015), Cost of Wind Energy Review
<http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66861.pdf>
- [62] JWPA(2016)「Wind Vision Report ～真に信頼される電源を目指して～」
<http://jwpa.jp/pdf/20160229-JWPA-WindVisionReport-ALL.pdf>
- [63] Neij, L. *et al.*(2003), "The development of the experience curve concept and its application in energy policy assessment", *International Journal of Energy Technology and Policy* vol2, pp.1-146
- [64] U.S. Department of Energy(2013) Wind Technologies Market Report
<https://energy.gov/eere/wind/downloads/2013-wind-technologies-market-report>
- [65] Junginger, M. *et al.*(2005), "Global experience curves for wind farms", *Energy Policy* vol33(2), pp.133-150
- [66] McDonald, A. Scharattenholzer, L.(2001), "Learning rates for energy technologies", *Energy Policy* 29(4), pp255-261
- [67] Ibenholt, K.(2002), "Explaining learning curves for wind power", *Energy Policy* vol30, pp.1181-1189
- [68] Lemming, J. *et al.*(2009), "Offshore Wind Power Experiences, Potential and Key Issues for Deployment", Technical University of Denmark.
- [69] NREL(2016), A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015-2030
<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66579.pdf>
- [70] NREL, Levelized Cost of Energy Calculator
http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe.html
- [71] BNEF(2016), H1 2016 Wind Levelised Cost of Electricity Update
- [72] 経済産業省(2016)「風力発電競争力強化研究会報告書」(10月)、風力発電競争力強化研究会
http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/furyoku/pdf/report_01_01.pdf

参考文献(6)

- [73] IEA(2016), Next Generation Wind and Solar Power
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/NextGenerationWindandSolarPower.pdf>
- [74] U.S. Department of Energy(2017), Staff Report on Electricity Markets and Reliability
<https://energy.gov/downloads/download-staff-report-secretary-electricity-markets-and-reliability>
- [75] NEA(2012), Nuclear Energy and Renewables
<http://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2012/system-effects-exec-sum.pdf>
- [76] Ueckerdt, F. *et al.*(2013), "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", *Energy* vol63, pp.61-75
- [77] Hirth, L.(2013), "The market value of variable renewables, The effect of solar wind power variability on their relative price", *Energy Economics* vol38, pp.218-236
- [78] Sijm, J.P.M. (2014), "Cost and revenue related impacts of integrating electricity from variable renewable energy into the power system - A review of recent literature", ECN
<https://www.ecn.nl/publications/PdfFetch.aspx?nr=ECN-E--14-022>
- [79] frontier economics(2016), Whole power system impacts of electricity generation technologies
<https://www.gov.uk/government/publications/whole-power-system-impacts-of-electricity-generation-technologies>
- [80] Federal Reserve Bank of Minneapolis(2017) Webサイト
<https://www.minneapolisfed.org/community/teaching-aids/cpi-calculator-information/consumer-price-index-and-inflation-rates-1913>
- [81] European Central Bank Webサイト
https://www.ecb.europa.eu/stats/services/escb/html/table.en.html?id=JDF_ICP_COICOP_INX
- [82] Office for National Statistics Webサイト
<https://www.ons.gov.uk/economy/inflationandpriceindices/timeseries/d7g7/mm23>
- [83] 総務省(2017)「平成29年(2017年)6月分結果概要」
<http://www.stat.go.jp/data/cpi/1.htm>
- [84] OECD Data Webサイト
<https://data.oecd.org/conversion/exchange-rates.htm>

参考文献中の全Webサイトのアクセス日は2017年8月25日

[不許複製]

編集・発行人 一般財団法人 電力中央研究所
社会経済研究所長
東京都千代田区大手町1-6-1
電話 03 (3201) 6601 (代)
e-mail src-rr-ml@criepi.denken.or.jp

著作 一般財団法人 電力中央研究所
東京都千代田区大手町1-6-1
電話 03 (3201) 6601 (代)
