

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

平成 26 年 10 月 20 日

RITE システム研究グループ

1. はじめに

RITE では、東日本大震災前の 2009～2010 年度に日本の電源別発電コストの推計（2005～07 年程度の時点と将来の見通しの推計）を行った^[1-4]。一方、東日本大震災・福島第一原発事故後、政府は、2011 年秋に、エネルギー・環境会議の下にコスト等検証委員会を設置し、電源別発電コスト推計を行った^[5]。

本報告は、その後の状況の変化等を踏まえ、最新の発電コストの推計を試みたものである。状況の変化としては、化石燃料価格が上昇傾向にあること、原発安全対策費が増加傾向にあること、再生可能エネルギー固定価格買取制度導入とその後の再エネのコスト変化などが挙げられ、これらを含めた検討を行った。（第 2 章）

また、推計した電源別発電コストを基に、石炭火力を他の電源に代替した場合の費用・便益についても分析した。ここでは、再生可能エネルギーの間欠性を踏まえて代替時の費用・便益を評価した。（第 3 章）

最後に、発電コスト推計における割引率に対するコストの感度を評価することによって、電力システム改革により競争環境が進展した状況下の電源選択指向と、社会的割引率でのコスト効率的な電源とのギャップを示し、その政策的な是正措置の必要性を論じた。（第 4 章）

2. 最新の発電コスト推計

本研究での発電コスト推計は、RITE で 2009～10 年度に実施した推計^[1-2]をベースにしつつ、新しい情報から見直すべきと考えられた条件については、コスト等検証委員会推計^[5]、2013 年の化石燃料価格、再エネ調達価格委員会での再エネコスト報告値などを参考に見直しを行った。ここで推計した発電コストは、2013 年および 2030 年に新設した場合、予想される発電コストである。本推計は、モデルプラント方式によって推計した。推計したのは、原子力、石炭、LNG、石油（2013 年のみ）、陸上風力、太陽光（住宅用およびメガソーラー）発電である。水力は小水力を除けば日本では新たな開発余地は大きくなく、またコストの事例も少ないため本報告では推計しなかった。また、地熱や洋上風力、コジェネレーションなどについても推計していないが、無論、時間軸、規模を見極めながらこれら電源も適切に組み合わせていくことが重要である。

なお、大島堅一氏は有価証券報告書を用いて推計し、モデルプラント方式によって推計された 2004 年の政府推計や 2011 年のコスト等検証委員会推計、もしくは 2010 年の RITE

推計などと大きく異なった形のコスト推計を提示している（例えば文献[6]）。有価証券報告書を用いた推計では、たとえば水力や石油火力の多くは1970年以前に建設され既に多くが償却されてしまっている一方で、有価証券報告書での報告値は1970年以降しか評価に含めることができず、これらのコストが安価に推計されてしまい適切な評価は困難である。そのため、実際とは大きく異なるコストを推計していると考えられる。

2.1 発電コストの種類

発電コストには様々な種類があり、それらを整理して考えることが重要である。ここでは、表 2-1 のように整理した。[i]は通常の用いられる発電コスト推計の項目である。OECD/NEA^[7]や IPCC AR5^[8]などは、これを基本としつつ、[iii]の中の炭素価格については感度解析として、これを加えたコストも算定している。当該電源を発電するために、資本、労働、資源、環境などの減耗を伴うものがコストにあたるので、算定の困難さを別にすれば、[i]のみならず、より広く[A]（[i]～[vi]の合計）の費用を推計することが望ましい。

なお、OECD/NEA の2012年の報告書^[9]では、1) プラントレベルのコスト（本報告[i]項相当）、2) システムレベルのコスト（本報告[ii]項相当）、3) 総システムコスト（本報告[iii][iv]項相当）に区分し、その上で、全体のコストを考えることが重要としている（ただし、3)については推定が容易ではないとし、試算では炭素価格のみが考慮されている）。また、文献[10]の論文（IPCC WG3 共同議長の Edenhofer 氏も共著者）においても、通常の LCOE（Levelized Costs of Electricity、本報告[i]項相当）だけではなく、integration cost（本報告[ii]項）の考慮が重要で、System LCOE という概念（OECD/NEA[9]の 1)+2)のコストにほぼ相当）を提示している。なお、これらの報告書でも指摘されているのは、単に[i]項のような kWh 当たりの発電コストを比較することは誤解をもたらすということである。間欠性がある電源（風力や太陽光）とそうでない電源の kWh 当たりの発電コストを単純に比較することは誤解をもたらす。この場合、仮に前者と後者の発電コストが同じであっても、後者の方が経済的には優れた電源である。[ii]項のコストを評価できれば、比較的同じように比較できるようになる（ただし、[ii]項のコストは既存の電源構成や当該電源の導入規模によってコストは大きく変化し得る）。

また、ベースロードでの電力の価値と、ピーク需要での電力の価値は異なることにも注意が必要である。燃料費が高く、全体として見た場合の kWh 当たりの発電コストも高いとしても、設備費が安価であれば、ピーク需要への対応など、設備利用率が低い状態で運転することで、発電全体としてのコストを小さくすることができるので、kWh 当たりの発電単価がたとえ高くてもそれぞれが重要な電源となり得ることは理解しておくべきである。

表中、[B]として分類した費用は、[A]とは種類が大きく異なる費用である。[B]カテゴリーにおける[vii]普及促進のための移転費用は、資本、労働、資源などの減耗を伴うものではなく、社会的には移転していることになるため、日本社会全体としてみれば正味でコストとはならないものである。電源の社会的な費用を算定する場合には除外して考える必要が

ある。OECD/NEA^[7]や IPCC^[8]の推計でもこの費用は含まれていない。電源立地交付金は、原発の電気事業者にとっては電源開発に伴って必要となるコストであり、電力ユーザーにとっても電気料金に含まれるためコストであるが、日本社会全体としては電源立地地域に還元され、正味ではゼロ費用となる。また、再エネ固定価格買取制度において優遇されている利潤は、電力ユーザーにとってはコストであるが、再エネ事業者、供給者にとっては利益であり、日本全体としては正味の費用はゼロである。すなわち、原発の費用として電源立地交付金を加えて考える場合には、再エネの費用は再エネの調達価格（優遇利潤が加わったコスト）として、両者を比較すべきである。

表 2-1 発電コストの項目と分類

	コスト項目	コストの性質
[i] 直接的な発電コスト (通常の発電コスト)	設備費、燃料費、運転人件費・メンテナンス費、解体費、核燃料廃棄物処理費	[A] 資本、労働、資源、環境等の減耗を伴い得るもの
[ii] 系統対策費用	再エネの間欠性に対するバックアップ対策費用、同時同量を実現するためのバランスング費用、系統接続・増強費用	
[iii] 環境外部費用	CO2 排出に伴う温暖化影響被害額、SO _x ・NO _x 排出など大気汚染費用、放射性物質放出に伴う被害額、騒音被害、バードストライキング被害	
[iv] エネルギーの安定供給阻害のリスク費用	エネルギーの安定供給阻害リスク費用（エネルギー安全保障リスク費用）	
[v] R&D の政府補助額	各種電源の R&D の政府補助額（設備費の中で回収されないと考えられるもの）	
[vi] 情報入手費用等	情報入手・整理費用、手続き費用	
[vii] 普及促進のための移転費用	電源立地交付金、再エネ固定価格買取制度における優遇された利潤	
[viii] 投資環境に伴う費用	投資周辺環境の不確実性（エネルギー価格、炭素価格、エネルギー政策等の不確実性）に伴って生じる投資リスク費用	[C] 投資リスク費用（投資主体によってその費用は変わる。また、政策次第で費用は変わる）

[A]のコスト分類の中で、[iii]の SO_x・NO_x 排出など大気汚染費用は日本では高度な脱硫・

脱硝設備が備わるため、かなり小さいと考えられる¹⁾ので、本報告では推計しなかった。一方、本報告では、新たにエネルギー安全保障阻害リスク費用も試算した。ただし、推計方法は確立しておらず、試行的であることに留意されたい。なお、風力発電で指摘されることがある騒音被害、バードストライキング被害については現時点では算定が困難であり推計しなかった。[v] 各種電源の R&D の政府補助額（設備費の中で回収されないと考えられるもの）は、コスト等検証委員会の推計では、原子力や火力については計上する一方で、風力、太陽光等の再エネについては、導入量がまだ少なく、それに対して R&D 費を計上すると kWh あたり単価が大きくなるため含めないという扱いにされた。しかし、2011 年以降、再エネ導入も進んでいることもあるので、R&D 費を算定して、これをコストに含める場合には、すべての電源について同じ扱いをとるべきと考えられる。一方で、R&D は波及的であり、電源毎に割り付けることが困難という根本的な問題が存在するため、本報告においてはこの費用については推計しなかった。また、[vi] 情報入手費用等は、エネルギー寡消費産業や業務・家庭部門の省エネ機器設置においては無視できないほど大きい場合が多いが、エネルギー供給技術においては全体のコストに対して相対的に小さいと考えられるため、今回の分析では考慮しなかった。

[C]のコスト分類に属する[viii]項のコストについては、エネルギー政策を取り巻く周辺環境によって生じる投資リスクの費用であり、社会的な費用とは異なる。そしてこれは、政策、制度等によって生じてくるもので、一方で、政策、制度等によって取り除くこともできるものである。これに関しては、第 4 章において論じる。

なお、大島堅一氏は、揚水発電費用についても原発費用に加えるべきと主張している^[6]。しかし揚水発電には様々な役割がある。①需要ピーク時の供給力確保の役割、②刻々と変化する電力需要に対して、瞬時的な出力調整を行って需給バランスを維持する役割、③ベース電源の供給余力を活用して夜間のオフピーク時間帯に電気を蓄え、昼間のピーク時間帯に発電することで、ピーク時間帯の高いコストの電源の利用を低減させ、全体の費用を抑制する役割、④電源の事故が起きた時のバックアップの役割、が主なものである。揚水発電費用を原発費用に加えるというのは、③の役割しか考えていないことになる。しかも、ベース電源は原発だけではなく石炭火力他もあり、原発が停止した現在は揚水発電の重要性は一層増してきている。また、揚水発電はピーク時間帯で発電を行うことがほとんどなので、もし揚水発電費用を足し合わせて評価するのであれば、その費用は石油火力発電などピーク対応電源のコストと比較しなければならない。揚水発電費用をすべて原発費用に足し合わせたものを、火力平均（主には石炭とガス発電の費用）と比較して議論するのは不適切である。

¹⁾ たとえば、J-POWER 磯子石炭火力発電所（1 号機は平成 14 年運開、2 号機は平成 21 年運開）は、SOx: 0.01 g/kWh、NOx: 0.06g/kWh とされている。これは、米国の 2010 年の火力平均（ガス等も含む）の SOx: 1.7 g/kWh、NOx: 0.7 g/kWh、英国の 2010 年の火力平均（ガス等も含む）の SOx: 0.7 g/kWh、NOx: 0.9 g/kWh などと比較して相当小さいものである^[11]。

2.2 電源別発電コストの条件設定

本報告では、2009～10年度のRITE推計^[1-4]からの主な変更点を中心に示す。これ以外については、最新のデータの入手が困難であったり、また大きな差異はないと考えられたりしたため、本推計では変更を行っていない。なお、算定にあたっては、2009～10年度のRITE推計同様、すべてについて割引率は5%/年を用いた（コスト等検証委員会では、0、1、3、5%で計算した上で、標準的には3%のケースが提示されている）。コスト等検証委員会の推計では別途固定資産税率（設備費の1.4%）を計上しているが、本報告でのコスト推計では、別途固定資産税率は想定しておらず想定割引率5%に含めている。よって、本報告の推計で用いた5%の割引率は、コスト等検証委員会の割引率3%の想定にほぼ近いものである。なお、総括原価算定の際の事業報酬は、投入された事業資産価値の3%とされているので、これとほぼ近い関係にもなる。設備費の均等化年平均費用への換算は、RITEの2009～10年度推計と同様に、下記の式を用いた（OECD/NEA^[7]やIPCC^[8]で用いられているものと同様）。

$$C = \frac{r}{1-(1+r)^{-L}} \times I$$

C ：年平均均等化設備費（万円/(kW・年)）、 I ：設備費（万円/kW）、 r ：割引率、 L ：稼働年数

これを年間の発電電力量（8760時間×設備利用率）で割ると、設備費分のkWhあたりの発電単価となる。なお、コスト等検証委員会の推計では、別の式が用いられており、本推計式の方が若干大きな費用となって推計される。

(1) 火力発電および原子力発電の設備費

石炭、LNG（複合発電）、石油、原子力の各発電の設備費は、RITEで行った2009～10年度推計（OECD/NEA2010^[7]等を参考に設定）を基にしながらも、コスト等検証委員会の推計を参考に若干の見直しを行い、表2-2のような想定をおいた。設備費については、2013年、2030年ともに変化がないものと想定した。

表 2-2 化石燃料および原子力発電の設備費と耐用年数の想定

	石炭	LNG（複合発電）	石油	原子力
本報告書 設備費想定	27.5 万円/kW (25～30 万円/kW)	15 万円/kW (12～18 万円/kW)	20 万円/kW (15～25 万円/kW)	35 万円/kW (30～40 万円/kW)
本報告書 耐用年数想定	35 年 (30～40 年)	30 年 (25～35 年)	35 年 (30～40 年)	40 年 (40～60 年)
(参考1)2009-10 年度 RITE 推計の設備費想定	25～35 万円/kW	12～20 万円/kW	15～30 万円/kW	30～40 万円/kW
(参考2)コスト等検証委員会推計の設備費想定	23 万円/kW	12 万円/kW	19 万円/kW	35 万円/kW

注) ただし、原子力発電については、追加安全対策費として別途追加の設備費を考慮した。(3)項参照。

(2) 火力発電の発電効率

石炭、LNG（複合発電）、石油の発電効率（低位発熱量基準、送電端）は、表 2-3 のように想定した。

表 2-3 新設火力の発電効率（低位発熱量基準、送電端）

	石炭	LNG（複合発電）	石油
現状（2013 年）	42%程度	55%程度	38%程度
2030 年	45%程度	60%程度	—

(3) 化石燃料価格

2013 年における化石燃料価格はそれぞれ以下の価格を用いた。石炭 10,740 円/トン（+諸経費 1,700 円/トン）、LNG 83,698 円/トン（+諸経費 2,200 円/トン）、石油（低硫黄 C 重油）79,836 円/kl（諸経費込）を用いた^[12]。地球温暖化対策税については、後述する気候変動影響費用（炭素価格）に含まれるものとして扱った。

2030 年の化石燃料価格については、IEA WEO2013^[13]の Current Policy Scenario と New Policy Scenario の日本の化石燃料輸入価格の見通しについて 2013-2030 年の変化率を用いて想定した。2030 年の化石燃料価格（CIF 価格）は、石炭 11,933~12,801 円/トン（+諸経費 1,700 円/トン）、LNG 71,317~78,745 円/トン（+諸経費 2,200 円/トン）を用いた（石油については 2030 年は推計せず）。

なお、本推計とコスト等検証委員会推計の化石燃料価格想定の違いについては、表 2-4 に示すとおりである。

表 2-4 コスト等検証委員会と本推計の化石燃料価格の想定と比較

	石炭	LNG	石油
現状			
コスト等検証委員会：2011 年	9,767 円/トン (113.91 \$/ton)	50,104 円/トン (584.37 \$/ton)	45,388 円/kl (84.16 \$/bbl)
本推計：2013 年	10,740 円/トン	83,698 円/トン	79,836 円/kl
2030 年			
コスト等検証委員会	9,371~9,937 円/ト	65,135~69,234 円/ト	68,169~78,165 円/kl
本推計	11,933~12,801 円/ トン	71,317~78,745 円/ト ン	—

注) コスト等検証委員会の想定為替レートは 1\$=85.74 円

(4) 運転人件費・メンテナンス費

運転人件費・メンテナンス費については、コスト等検証委員会の推計を参考にしつつ、火力発電（石炭、LNG、石油）は設備費の 3%/年、原子力発電は設備費の 5%/年と想定

した。これらは RITE で 2009～10 年に推計したものよりも少し高い推計となる。

(5) 原発安全対策追加費用

福島第一原発事故後、原子力規制委員会によって策定された新規規制基準の下、追加的な安全対策の費用が増大している。2014 年 6 月末時点で追加安全対策費は電力 10 社合計で 2.2 兆円とされている。福島第一を除く原発の設備容量 4426 万 kW で割ると、約 5.0 万円/kW となる。しかし、今後も更に追加で費用が増大すると考えられる。仮に総額 3 兆円を想定した場合には約 6.8 万円/kW となる。

しかし一方で、本分析では新設のコストを評価しているため、新設時に対策をとれば、既設への対策よりも安価に対応可能と考えられるので、この想定は過大に過ぎる可能性もある。より精緻には、追加対策コストの内訳を詳細に分析する必要があるが、以上を総合的に考え、本分析では新設時の追加対策を 5 万円/kW と想定した。設備寿命を 40 年、設備利用率を 80% と想定したときには、約 0.4 円/kWh となる。

(6) 原子力のフロントエンド・バックエンド費用

原子力のフロントエンド・バックエンド費用については、コスト等検証委員会の推計で利用された文献[14]における推計のうちの、使用済み燃料の一部を再処理してリサイクルし、残りは中間貯蔵後に再処理を行うことを想定した「現状モデル」を参考に想定した。

表 2-5 原子力のフロントエンド・バックエンド費用

	2011 年政府推計 ^[14]		本推計
	割引率 3%	割引率 5%	割引率 5%
主なスペック			
再処理理想定量	約 3.2 万 tU		
再処理	設備容量 4.8 tU/日で、4tU/日、200 日稼働を想定（設備利用率 46%）		
フロントエンド費用			
ウラン燃料	0.77 円/kWh	0.86 円/kWh	
MOX 燃料	0.07 円/kWh	0.04 円/kWh	
フロントエンド合計	0.84 円/kWh	0.90 円/kWh	2013 年：1.0 円/kWh 2030 年：1.0～1.2 円/kWh (中位値：1.1 円/kWh)
バックエンド費用			
再処理等	0.46 円/kWh	0.30 円/kWh	
中間貯蔵	0.05 円/kWh	0.04 円/kWh	
高レベル放射性廃棄物処分	0.04 円/kWh	0.01 円/kWh	

バックエンド合計	0.55 円/kWh	0.36 円/kWh	0.5 円/kWh
----------	------------	------------	-----------

表 2-5 は、文献[14]における割引率 3%と 5%のときのバックエンド費用の推計である。バックエンド費用の合計は割引率 3%のときで 0.55 円/kWh、5%のときで 0.36 円/kWh と推計されている。六ヶ所再処理工場での再処理にかかる費用が大きな割合を占めており、操業費で 9.3 兆円、廃止措置に 1.5 兆円と推計されている。なお、再処理と MOX 燃料関連のコストが 1.5 倍になるケースについて、割引率 3%のケースで感度解析もなされており、この場合は、バックエンド費用 0.55 円/kWh が、0.77 円/kWh となっている (kWh 単価では 1.4 倍相当。フロントエンド費用 0.84 円/kWh については、0.87 円/kWh)。

本推計では割引率は 5%を採用しているため、0.36 円/kWh 程度を採用するのが妥当ではある。ただし、六ヶ所再処理工場についても新安全基準適合が求められることになっており、それに関して費用が若干増大する可能性もあるなどするため、それも含め、コスト増を大きめにカバーした 0.36 円/kWh の約 1.4 倍の 0.5 円/kWh を想定した。

(7) 原発事故リスク費用

コスト等検証委員会の推計では、様々な議論を経ながらも、原発事故リスク費用として、損害額を福島原発事故被害額相当の 6 兆円 (最低額) と見積もり、これに相当する費用を 40 年で積み立てるという前提で、事故リスク対応費用として計上した (損害額 20 兆円のケースまで図示。6 兆円の場合は 0.5 円/kWh、20 兆円の場合は 1.3 円/kWh)。これは、事実上、40 年に 1 回 (2000 炉年に 1 回相当)、福島第一原発事故相当の事故が起こるという想定に等しい。しかし、一方で、(3)項のように過酷な事故が二度と起きないように、様々な対策をとってきている。そして、コスト等検証委員会での推計においてもその対策費用は推計当時の時点でのものであるが、発電費用として計上されているので、事故リスク費用の推計と必ずしも整合性を有したコスト推計とはなっていない。そこで、整合性のとれた推計とするため、本推計では以下の考え方で推計を行った。

原子力規制委員会による安全基準は、図 2-1 のような想定の下、実施されている^[4]。よって、(2)項のように対策がとられたことによって、図 2-1 のような確率が達成されると考えられる。少なくとも、コスト等検証委員会の事実上の想定になっている 2000 炉年に 1 回相当で福島第一原発事故相当の事故が起こるという想定は、これと比してあまりに過大な想定と言える。本推計では、管理放出は 10 万炉年に 1 回以下の確率が想定されているため、これを採用することとした (非管理放出は 100 万炉年に 1 回以下の確率が想定されているため、本来、これを採用する方が合理的であるが、本試算ではコストを大きく見積もる方向で 10 万炉年に 1 回を採用した)。なお、本コスト推計は、コスト等検証委員会と同様、新設の発電所建設時のコストの推計であり、既設への対応よりも一層安全性が増すと考えられ、この想定は妥当性の高いものと考えられる。

1 事故あたりの被害額は極めて不透明であるが、コスト等検証委員会の想定時よりも被害額は増大しているため、本推計では 10 兆円と想定し (ただし幅としては 5~30 兆円/事故

を想定)、被害額を算定した。被害額 10 兆円の場合、事故リスク費用は 0.012 円/kWh となり、5~30 兆円の場合は、0.007~0.036 円/kWh となる。

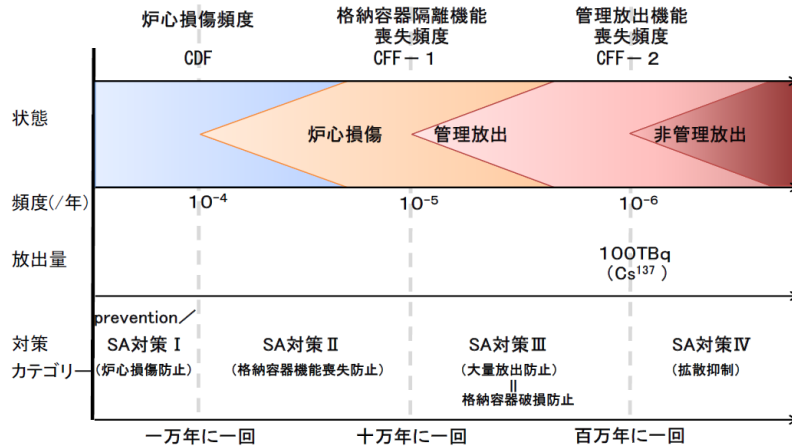


図 2-1 新安全基準における原発事故の想定 (出典：原子力規制委員会^[15])

(8) 太陽光発電の発電コスト

a) 2013 年コスト

調達価格等算定委員会での報告^[16]から 2013 年時点 (10-12 月期) の太陽光発電 (住宅用およびメガソーラー) の発電コストを整理した。ただし、調達価格委員会での価格算定根拠のコスト推計においては、解体費は含まれていないが、ここでは他の電源と同様に解体費も含めてコスト推計を行った (表 2-6)。なお、kWh 単価の算定にあたっては、割引率 5%、耐用年数 20 年、設備利用率 12% (住宅用)、13% (メガソーラー) を想定した。

表 2-6 太陽光発電の発電コスト推計 (標準ケース)

調達価格	住宅用 (10 kW 未満)		メガソーラー (10 kW 以上)	
	期間 10 年間	38 円/kWh	期間 20 年間	36 円/kWh
2013 年度	期間 10 年間	(42 円/kWh)	期間 20 年間	(40 円/kWh)
(2012 年度)		(37 円/kWh)		(32 円/kWh)
(2014 年度)				
システム価格	38.5 万円/kW	29.4 円/kWh	27.5 万円/kW	19.4 円/kWh
土地造成費	—	—	0.4 万円/kW	0.3 円/kWh
接続費用	—	—	1.35 万円/kW	1.0 円/kWh
土地賃借料	—	—	150 円/m ² /年	2.0 円/kWh
運転維持費	0.36 万円/kW/年	3.4 円/kWh	0.8 万円/kW/年	7.0 円/kWh
解体費	—	0.2 円/kWh	—	0.2 円/kWh
計		33.0 円/kWh		29.8 円/kWh

注) 耐用年数：20年、設備利用率：12%（住宅用）、13%（メガソーラー）を想定

なお、2012年10～12月期のデータになるが、システム価格は図2-2のような分布の報告がなされている。この平均値と標準偏差との関係を参考にし、システム価格の平均値の±20%（おおよそ± σ に相当）を太陽光発電のシステム価格の幅と想定した。

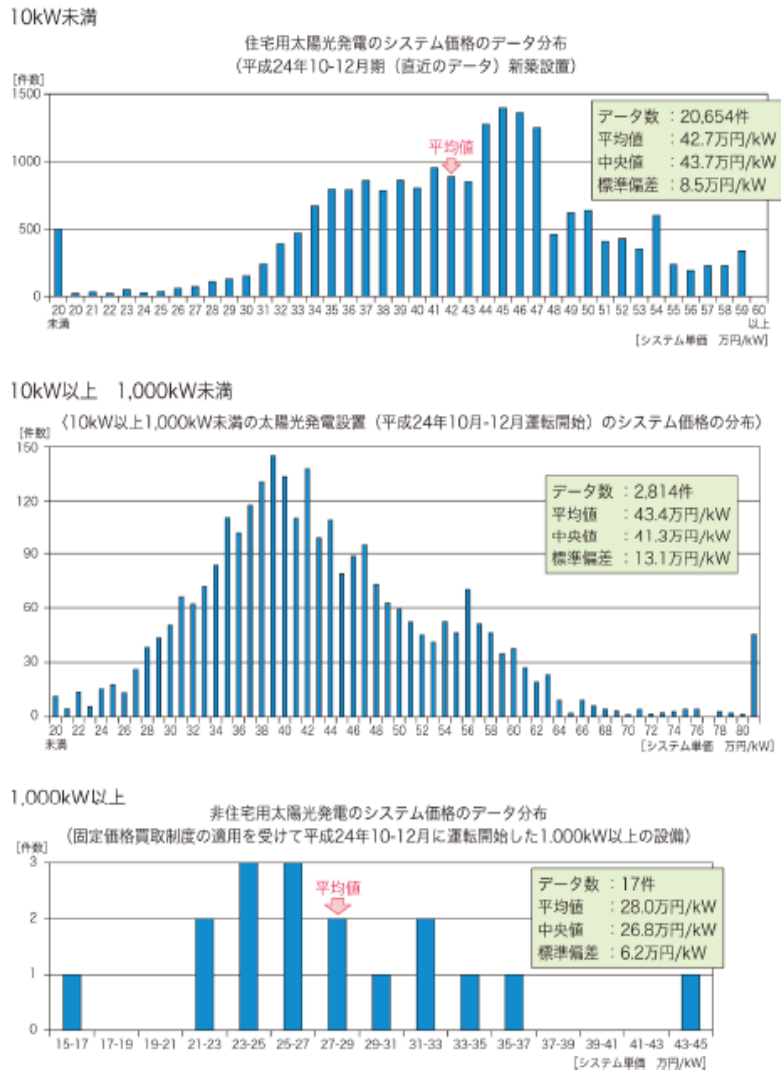


図 2-2 太陽光発電のシステム価格の価格分布（出典：調達価格委員会^[16]）

b) 2030年コスト

太陽電池モジュール、付属機器、工事費別の太陽光発電システム価格の過去のコスト低減トレンドは図2-3のような報告がなされている^[17]。そこで、2030年のコストについては、これを参考に、システム価格を太陽電池モジュール、付属機器、工事費別に分解し、それぞれのコスト低減のトレンドについて、①2002～12年度の間年平均コスト低減率を採用

した場合（高位コストケース）と、比較的直近の大きなコスト低減率である②2008～12年度の間の年平均コスト低減率を採用した場合（低位コストケース）の2種類について想定した。太陽電池モジュールのコスト低減は、①では4.7%/年、②では10.8%/年と想定した。いずれにしても一定期間で観測されたコストの外挿であり、将来もコスト低減がこれに従うのかは不確実性が高いことに留意する必要がある。また、設備費が低減しつつ、更に、寿命についても現状20年間の想定が、2030年には25年間に延びると想定した。

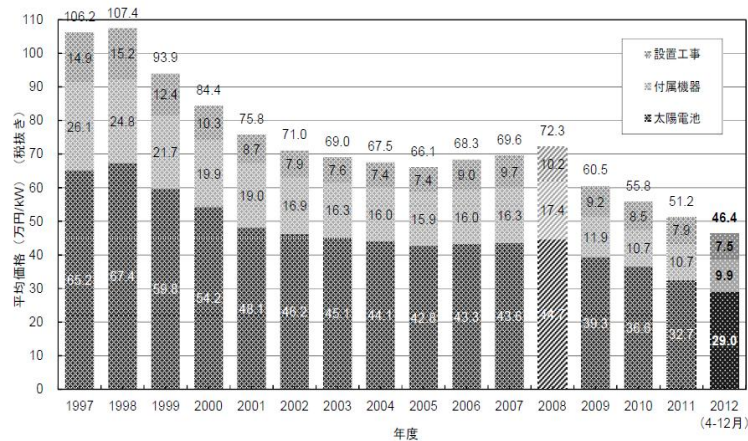


図 2-3 太陽光発電のシステム価格変化（資源エネ庁^[17]）

(9) 風力発電（陸上）の発電コスト

a) 2013年コスト

平成26年度の調達価格意見を取りまとめるための調達価格委員会での報告^[16]では、新しいデータが少ないこともあり、再エネ固定価格買取制度導入以降に運転開始した設備すべてのデータを含めて、風力発電（陸上風力）の発電コストが整理されている。その結果、特異点を除けば31.7万円/kWとしている。その上で、平成25年度調達価格の前提となった設備費30万円/kWをそのまま利用した。そこで、本発電コスト評価においても、30万円/kWを標準ケースとして採用することとした。このとき、割引率5%、耐用年数20年とすると、13.7円/kWhである。運転維持費は0.6万円/kW/年とされており、設備利用率を20%とすると3.4円/kWhである。合計すると、17.1円/kWhが典型的な陸上風力の発電コストと推計される。

なお、設備費の幅については、図2-4のような報告があり、ここでは25～35万円/kW程度と幅と想定した。

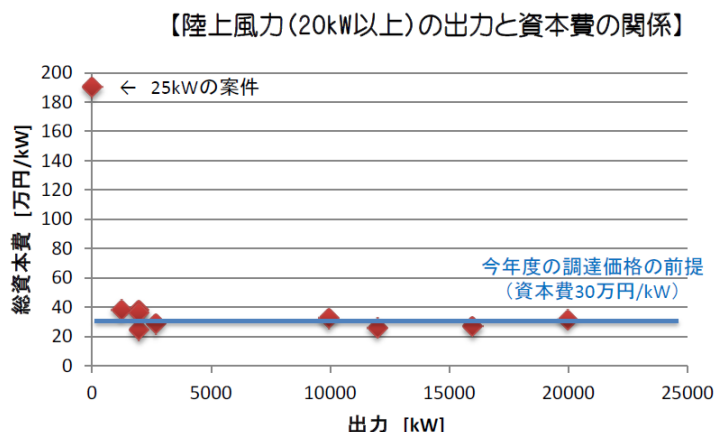


図 2-4 風力発電の設備費（出典：調達価格委員会^[16]）

b) 2030 年コスト

コスト等検証委員会では、陸上風力のコスト低減を年 0.663%と見込んだ。本報告では、少なくとも日本では過去 3 年あまりの間、コスト低減が見られないため、①高位コストケースとして、コスト低減を見込まないこととした。一方、IEA の報告^[18]では、世界では陸上風力発電のコスト低減は続いているとしているため、この 2007～13 年にかけてのコスト低減率である約 2.5%/年を採用し、これを②低位コストケースとして想定した。

(10) 系統対策費用

コスト等検証委員会の推計では、再エネ導入に伴って系統安定化対策費用が必要なことは記載され、また、別添にはいくつかのコスト試算例の提示はなされたものの、電源別コストとして推定するにはその導入規模に大きく依存するとして、電源別発電コストとしては提示されなかった。しかし、日本でも FIT 導入後、再エネ拡大が起こっており、すでに認定を受けた容量からすると、今後も相当な拡大が予想されること、実際に系統接続が大きな問題として現前化してきていることから、ここでは一定の想定に基づく、系統対策費を見込むこととした。なお、先にも記載したように、例えば、OECD/NEA の報告書や Ueckerdt らの論文^[9]など、欧米でも系統対策費が極めて重大であり、この費用を考慮しつつエネルギー政策を考えなければならないとの認識は高まっている。

OECD/NEA 報告書^[9]では、「バックアップ対策費用」、同時同量を実現するための「バランスング費用」、「系統増強費用」、「系統接続費用」に分類した上で、欧米の数か国について電源別に推計を試みている（ドイツと英国の推計例は表 2-4 参照）。

まず、火力と原子力の想定であるが、OECD/NEA 報告書^[9]記載の数か国の推計を参考に、「バランスング費用」は、火力は 0 円/kWh、原子力は 0.05 円/kWh（負荷追従性が悪いため）と想定した。「系統接続費用」については、火力発電は 0.1 円/kWh、原子力は 0.2 円/kWh と想定した。

次に、風力（陸上）と太陽光の想定であるが、OECD/NEA 報告書のドイツと英国の推計例（表 2-7）では、風力（陸上）の「バックアップ対策費用」＋「バランスング費用」が 10% 導入時で 1.2 円/kWh 程度、30% 導入時で 2 円/kWh 程度と推計されており、また、「系統増強費用」＋「系統接続費用」は 10% 導入時で 0.7 円/kWh あまり、30% 導入時ではドイツと英国では比較的大きな推計幅があり 1～3 円/kWh 程度と推計されている。一方、太陽光については、「バックアップ対策費用」＋「バランスング費用」が 10% 導入時で 2.3～3.4 円/kWh 程度、30% 導入時で 2.6～4.1 円/kWh 程度と推計されており、また、「系統増強費用」＋「系統接続費用」は 10% 導入時で 1.3～2.4 円/kWh あまり、30% 導入時では 3.1～5.7 円/kWh 程度と推計されている。

表 2-7 ドイツと英国の電源別系統対策費の推計例(単位:US\$/MWh) (出典:OECD/NEA^[9])

Germany												
Technology	Nuclear		Coal		Gas		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
Penetration level	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Back-up costs (adequacy)	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	7.96	8.84	7.96	8.84	19.22	19.71
Balancing costs	0.52	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	3.30	6.41	3.30	6.41	3.30	6.41
Grid connection	1.90	1.90	0.93	0.93	0.54	0.54	6.37	6.37	15.71	15.71	9.44	9.44
Grid reinforcement and extension	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	22.23	0.92	11.89	3.69	47.40
Total grid-level system costs	2.42	2.25	0.97	0.97	0.54	0.54	19.36	43.85	27.90	42.85	35.64	82.95

United Kingdom												
Technology	Nuclear		Coal		Gas		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
Penetration level	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Back-up costs (adequacy)	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	4.05	6.92	4.05	6.92	26.08	26.82
Balancing costs	0.88	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	7.63	14.15	7.63	14.15	7.63	14.15
Grid connection	2.23	2.23	1.27	1.27	0.56	0.56	3.96	3.96	19.81	19.81	15.55	15.55
Grid reinforcement and extension	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.95	5.20	2.57	4.52	8.62	15.18
Total grid-level system costs	3.10	2.76	1.34	1.34	0.56	0.56	18.60	30.23	34.05	45.39	57.89	71.71

日本については系統対策費の情報が多くなく、コスト推計は容易ではないが、以下の推計から想定した。

風力発電については、日本風力発電協会による試算^[19]によると、2030 年までの累積導入量別で下記のような推計がされている（一定の想定による系統アクセス費を含む）。単純化し、総発電電力量が年 1 兆 kWh とすると、

～1,000 万 kW（約 2%）：0.8～1.3 兆円 ⇒ 4～6 円/kWh 程度

～2,500 万 kW（約 5%）：3.8～5.4 兆円 ⇒ 7～10 円/kWh 程度

～5,000 万 kW（約 10%）：8.6～10.4 兆円 ⇒ 8～10 円/kWh 程度

となる。OECD/NEA 報告書のドイツ、英国などにおける推計よりも高い推計である。本報告では、この点も鑑みて、ここで推計された下限を採用することとした。

太陽光発電については、文献[20][21]を参考に、

～2800 万 kW（約 2%）：0.3 兆円程度^[20] ⇒ 0.8 円/kWh 程度

～5300 万 kW（約 5%）：4.6 兆円程度^[20] ⇒ 8 円/kWh 程度

～7900 万 kW（約 8%）：3.56 兆円程度^[21] ⇒ 4 円/kWh 程度

と想定した（上記総額は 2030 年までの累積費用のため、20 年間と想定して kWh あたりの費用に換算した。なお、kWh への換算にあたっては、たとえば蓄電池の寿命を 20 年よりも短く想定すれば、ここで示したよりも高い費用推計となる）。なお、ここで引用した数値は、文献[20]の報告のケースの中で最も安価な想定を引用している。なお、文献[21]では文献[20]よりも安価な推計値を提示していることも踏まえ、またドイツ、英国などにおける推計も併せて参考にし、～2%のとき 0.8 円/kWh、2～5%のとき 0.8～4 円/kWh、5～10%のとき 4～8 円/kWh 程度と想定することとした。

以上まとめると、系統対策費については、表 2-8 のような想定を行った。なお、ここでは風力、太陽光それぞれ、総発電電力量の 10%程度の導入時の系統対策費用を整理したが、より大きなシェアになれば、更に系統対策費が増大する可能性は高い（一例として参考までに欧州の試算例を図 2-5 に示す）。

表 2-8 本推計において想定した系統対策費用

	原子力	火力	風力（陸上）	太陽光
バックアップ対策費用	0 円/kWh	0 円/kWh	～2%：4 円/kWh	～2%：0.8 円/kWh
バランスング費用	0.05 円/kWh	0 円/kWh	～5%：7 円/kWh	～5%：4 円/kWh
系統増強費用	0 円/kWh	0 円/kWh	～10%：8 円/kWh	～10%：8 円/kWh
系統接続費用	0.2 円/kWh	0.1 円/kWh		

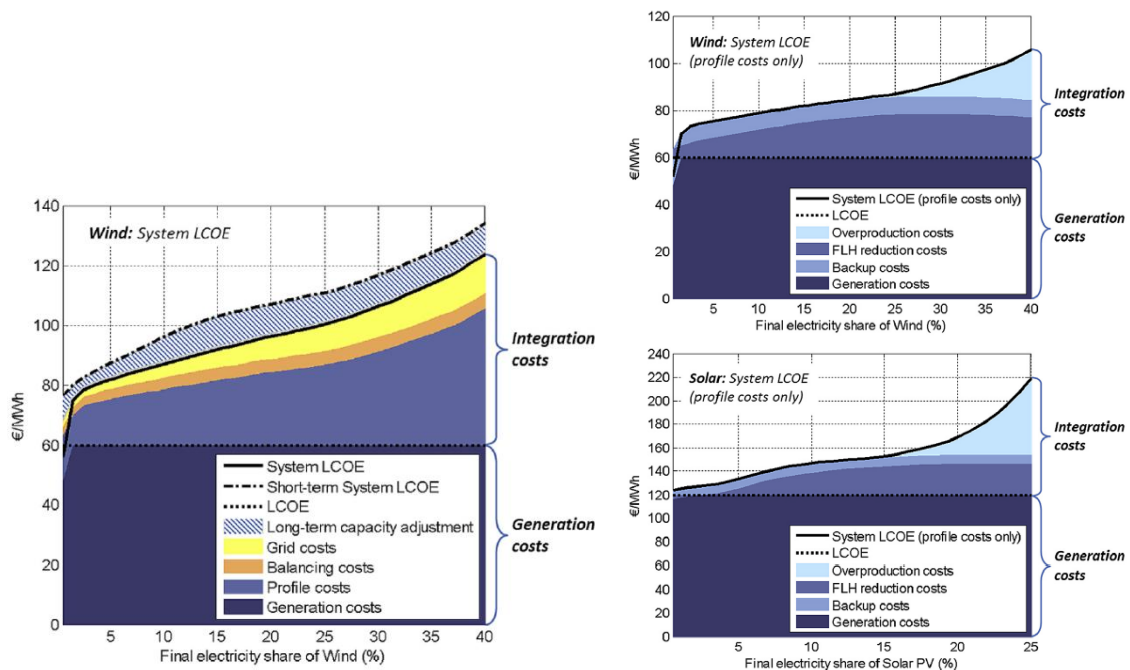


図 2-5 欧州における再エネの系統対策費用の推計例 (Ueckerdt ら^[9])

注) Ueckerdt らの研究では、再エネ導入に従って、火力の設備利用率低下に伴うコスト (Full-load hours (FLH) reduction costs) も計上している。Backup コストについては本報告では第 3.2 節で試算した。

(11)CO2 排出に伴う気候変動影響被害費用

CO2 排出に伴う気候変動影響費用の推計は極めて困難であり、どの程度の費用を想定すべきかは明確に言うことができない。2011 年のコスト等検証委員会では、IEA WEO2011^[22] の EU の Current Policy Scenario の炭素価格推計値 (New Policy Scenario の推計値も同じ) を採用した。具体的には、2010 年 19.5\$、2020 年 30\$、2030 年 40\$/tCO2 である。WEO2013^[13] では、最近の EU-ETS の炭素価格低迷などを受けて、下方に修正されており、Current Policy Scenario では、2020 年 15\$、2030 年 25\$/tCO2、New Policy Scenario では、2020 年 20\$、2030 年 33\$/tCO2 としている。

一方、米国の気候変動の費用便益評価では、炭素の社会的費用 (Social Cost of Carbon) として、3つのモデルによる分析結果の一つのサンプル結果である 2015 年 39\$/tCO2、2020 年 46\$、2030 年 55\$/tCO2 (いずれも 2011 年価格) を用いて政策評価もなされている (米環境規制庁^[23])。

そこで、本分析では、2013 年については、これらの 2020 年の推計値の幅である 15~46\$/tCO2 (標準ケースでは 20\$/tCO2) を採用することとした (2020 年のこれら見通しの幅で代用した)。また、2030 年については、これらの 2030 年の推計値の幅である 25~55\$/tCO2 (標準ケースでは 33\$/tCO2 を採用) を用いることとした。(表 2-9)

表 2-9 CO2 による温暖化影響被害費用（炭素価格）の想定

	2013 年	2030 年
炭素価格の想定	20\$/tCO2 (15~46\$/tCO2)	33\$/tCO2 (25~55\$/tCO2)

(12) エネルギー安全保障にかかるコスト

エネルギー安全保障（以下、「セキュリティ」と記載）は、特に第一次石油危機が始まった 1973 年以降、エネルギー政策の主要な目的の一つとして世界的に注目されてきた。セキュリティ対策としてエネルギー源の多様化、代替エネルギーの開発普及、エネルギー税の導入、省エネルギーの進展加速、そして石油備蓄などが実施されてきたが、日本もこのようなセキュリティ対策を真剣に実施してきた国の一つである。このようなセキュリティ確保に向けた対策を実施するには当然ながら費用がかかる。本項では、その費用についても発電コストとして明示的に算定することを試みた。

セキュリティ費用を発電コストとして算定するために、次のような 2 つの段階を通して推計した。1 段階目は燃料別のセキュリティ指標（脆弱度）の定量化であり、2 段階目は算定したセキュリティ指標（脆弱度）の費用換算である。1 段階目の燃料別のセキュリティ指標（脆弱度）の定量化については、IEA^[24]が提示したセキュリティ指標²、及び Oda ら^[25]で示されている指標（下記）³などを参照した。これらはいずれも燃料輸入元がどれくらい分散されているか、燃料輸入元のカントリーリスクがどの程度か、といった要素を参照している。例えば、中東といった一地域への依存度が高い、カントリーリスクの大きな地域に依存している、といった場合はより脆弱であると算定される。

$$\text{Energy Security Index (fuel } i) = \frac{c_i}{TPES} \sum_j \left(r_j \cdot \left(\frac{S_{i,j}}{c_i} \right)^2 \right)$$

ここで c_i は日本の燃料 i の一次エネルギー供給量、 $TPES$ は一次エネルギー供給量、 r_j は燃料供給元 j のカントリーリスク、 $S_{i,j}$ は燃料供給元 j から輸入する燃料 i の量である⁴。地域区分は Oda ら^[25]と同様の 15 地域とした。

2 段階目のセキュリティ指標（脆弱度）の費用換算については、石油備蓄費用が原油と LNG の脆弱度合計⁵と等価であるとして算定した。これは、原油及び LNG のセキュリティ

² IEA^[24]は、天然ガス（及び LNG、以下単に「ガス」と記載）であっても、ガス価格が石油リンクであれば、ガスを石油と合算してセキュリティ指標を算定している。詳しくは IEA^[24]を参照のこと。

³ Oda ら^[25]は石炭の脆弱性については評価していないが、本推計では、石炭の脆弱性についても石油、ガスと同様の評価式にて算定する。

⁴ 原油、LNG、石炭の輸入元は、文献^[26]をそれぞれ参照した。

⁵ 原油と LNG は、発電部門、暖房・給湯需要などにおいて一定の代替性がある一方、LNG 備蓄は原油備蓄と比べ費用が高い。そのため本推計では原油備蓄が原油及び LNG のセキュリティ対策として行われていると想定した。

対策のために、石油備蓄を過不足なく行っているという前提によるものである⁶。

セキュリティを発電コストへ換算する方法は無数に考えられるが、本資料では表 2-10 に示した手法（合計で 2⁴=16 ケース）にて算定した。

表 2-10 エネルギーセキュリティのコスト算定に参照した手法一覧

燃料別セキュリティ指標（脆弱度）の定量化	セキュリティ指標（脆弱度）の費用換算
<ul style="list-style-type: none"> ✓ セキュリティ指標算定式（その 1） <ol style="list-style-type: none"> 1. IEA（石油と LNG を合算し評価）^[24] 2. Oda ら（石油と LNG を別々に評価）^[25] ✓ セキュリティ指標算定式（その 2） <ol style="list-style-type: none"> 1. 石油、LNG、石炭の価格ボラティリティを直接は反映せず 2. （その 1）に示したセキュリティ指標算定式に対し、石油、LNG、石炭の価格ボラティリティ⁷の積をとって評価 ✓ カントリーリスク値 <ol style="list-style-type: none"> 1. 世界銀行提示のガバナンス指標⁸を 1～3 に線形し 2 乗（＝カントリーリスク最大の地域は、最小の地域の 2.6 倍のリスク） 2. 世界銀行提示のガバナンス指標を 1～3 に線形し 3 乗（＝カントリーリスク最大の地域は、最小の地域の 4.3 倍のリスク） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 石油備蓄基地の建設費用の扱い（建設単価 6.2 万円/kL 原油⁹と想定） <ol style="list-style-type: none"> 1. 建設費用を 17 年で除して年均等化費用とし評価¹⁰ 2. 建設費用を 30 年で除して年均等化費用とし評価

⁶ 石油備蓄の費用でセキュリティ費用を測ることについては多様な議論がある。例えば、一つの議論として、石油備蓄を行ったとしてもセキュリティを確実に担保するものではない、あるいは石油備蓄以外にも多様な対策をとっておりセキュリティの費用はもっと高いはず、という指摘である。他方、石油備蓄はセキュリティ対策として費用対効果が高い^[29]、石油備蓄はその費用を十分に上回る便益がある^[30]という指摘等もある。前者に基づく本設定は低めのセキュリティ費用を示していることになり、後者に基づくと高めのセキュリティ費用を示していることになる。このように多様な議論があるため、セキュリティ費用についても幅を持って提示する。

⁷ これまでの日本の CIF 名目価格（円、年平均値）を参照し、価格ボラティリティを算定した。原油、石炭については 1965 年度～2012 年度、LNG については 1969 年度～2012 年度を対象とした（元データは EDMC^[31]）。算定されたボラティリティは、石油、LNG、石炭の順に 0.297、0.243、0.219 である。価格ボラティリティは、市場の安定性や潜在的な代替可能性を反映しているとみなし、本推計ではこのボラティリティの積をとった場合についても参照した。

⁸ 世界銀行（以下 WB）は、The Worldwide Governance Indicators として 6 つの指標を各国別、時点別に示している^[32]。本推計では、WB 提示の 6 つの指標の内、IEA^[24]が指摘したようにセキュリティと関連が深いと思われる 2 指標（”Political Stability and Absence of Violence/Terrorism”、”Regulatory Quality”の平均値、2012 年時点）を参照した。

⁹ 石油備蓄基地の建設費用については、日本でこれまで実際に発生した建設費用データが十分に得られなかったため、海外の建設費用も参照した。収集したデータから、海外（途上国含む）は 3 万円/kL～5 万円/kL という事例も散見されるが、日本はより高い費用という情報もある^[32]。以上を基に本推計では石油備蓄基地の建設単価として 6.2 万円/kL 原油を参照した。なお、石油備蓄基地の運転維持費については、最近の実費用などを参照し 1142 億円/年とした。

¹⁰ 年均等化費用については、石油備蓄基地の公的役割といった面を考慮し、民間保有設備の減価償却期間（例えば火力発電は減価償却期間が 15 年）よりも比較的長い期間である 17 年及び 30 年の 2 ケースについて参照した。

結果を図 2-6 に示す。図 2-6 では、計 16 ケースの内の上下限の値、及び 16 ケースの平均の値を示した。例えば、ガス火力は 16 ケースの内、最も値が低かったケースで 0.14 円/kWh、高かったケースで 0.26 円/kWh、16 ケース平均は 0.19 円/kWh である。

石油火力は発電効率がガス火力よりも低い影響もあり、今回の推計ではセキュリティ費用が 0.3 円/kWh 前後と比較的大きな費用と見積もられる。一方、石炭火力はガス火力と比較しその半分程度の 0.1 円/kWh 前後と算定された。

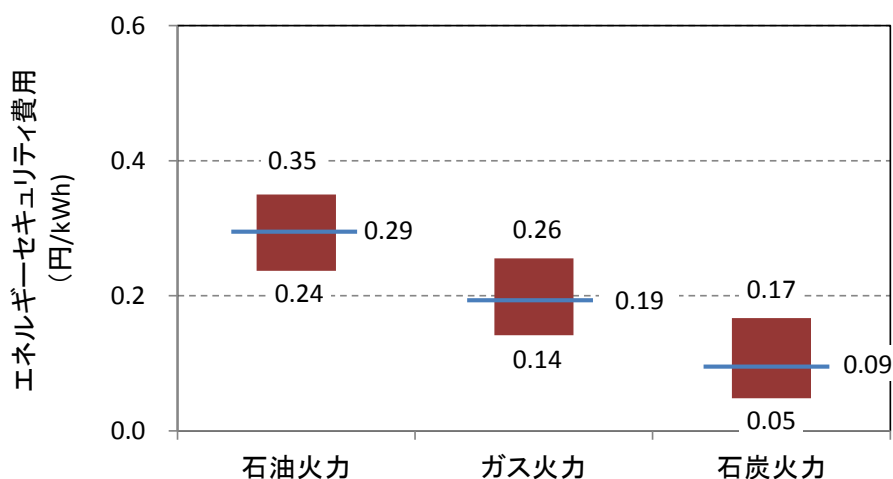


図 2-6 電源別エネルギーセキュリティ費用推計

注) エネルギーセキュリティ費用は、将来の各時点における一次エネルギー構成、輸入元に依存する。本推計では、2012 年時点の一次エネルギー構成、輸入元、カンントリーリスクを参照した（簡略化のため、本資料では将来の変動について分析の対象外としている）

2.3 電源別発電コスト推計結果

第 2.2 節で示した前提条件の下で推計した現状（2013 年）および 2030 年の電源別発電コストを以下に示す。本推計では、データ入手の制約から精緻な推計が困難だった費用項目もあり、今後もより精緻なデータ収集が必要ではあるため、その点には留意されたいが、数字の規模感はかなり妥当性が高いものと考えている。なお、各電源はそれぞれの特徴に合わせてミックスして利用することで、発電コスト全体を小さくすることが可能となるし、また CO2 排出削減、エネルギー安全保障の向上など、良いバランスを保つことができる。ここで示した発電単価がたとえ高くてもそれぞれが重要な電源となり得ることは理解すべきである。

また、第 2.1 節で述べたように、コストの項目はそれぞれ特徴があり、例えば、第 2.1 節で分類した[A]と[B]の費用は本来わけて考えるべきであるし、[A]分類の中でも、[i]～[iv]の項目それぞれの費用は異なった種類の費用なので、注意して理解すべきである。

(1) 現状 (2013 年) の推計

図 2-7 に現状 (2013 年) の電源別発電コスト推計 (火力、原子力設備利用率 80% の場合) を示す。図 2-7 から、直接的な費用 (表 2-1 の [i] の費用) としては、石炭発電が最も安価と推計され約 7.8 円/kWh、次いで原子力発電となり、石炭とほぼ近い費用となる約 8.0 円/kWh と推計された。一方、ここで推計した環境外部費用 ([iii]) や普及促進のための移転費用 ([vii]) を加えると、原子力発電が最も安価と推計され 8.4 円/kWh である。このとき、石炭は 9.5 円/kWh、LNG は 13.3 円/kWh と推計される。

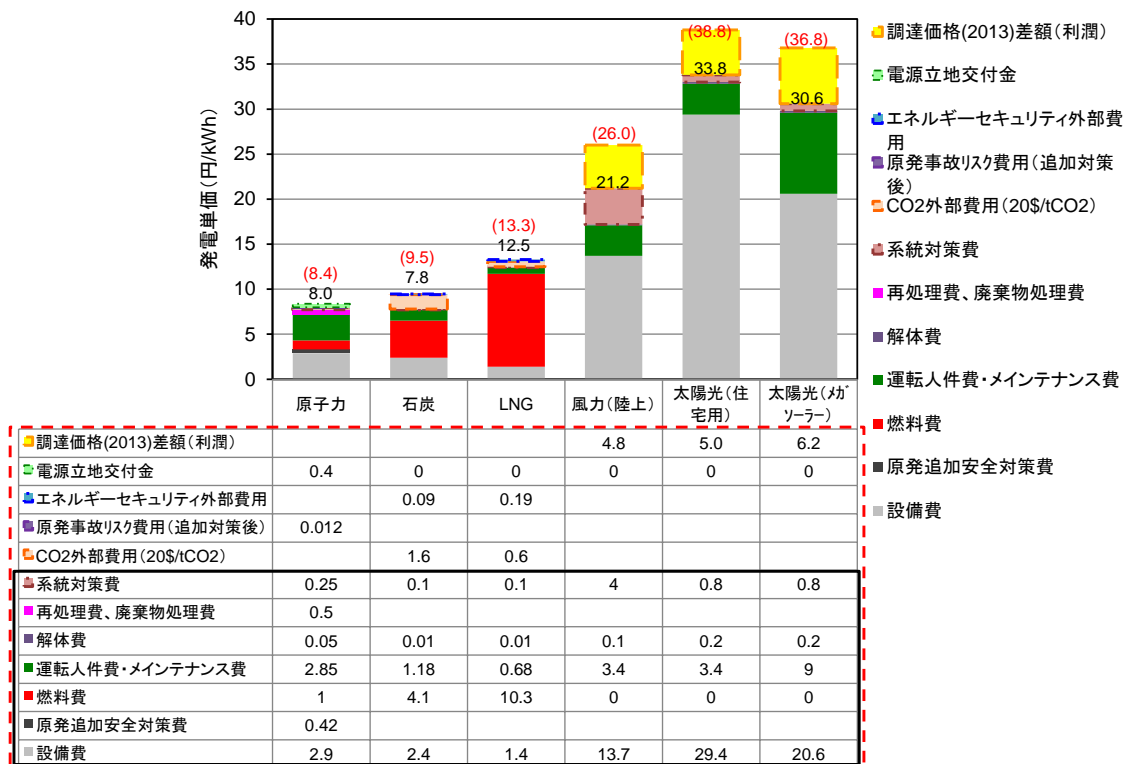


図 2-7 現状 (2013 年) の電源別発電コスト推計 (割引率 5%、火力、原子力設備利用率 80%)

注) グラフでは、風力、太陽光発電の系統対策費は、ともに、総発電電力量のそれぞれ 2% 程度までの導入に対する費用を記載。グラフ中の各電源コストの黒字の数値は凡例の黒枠部分の合計を、また赤字の数値 (括弧付き) は赤枠部分の合計をそれぞれ表示している。

なお、設備利用率を原子力、火力すべてで 60% と想定した場合の発電コスト推計を図 2-8 に示す。設備費の高い原子力の費用の上昇が特に大きいことがわかる。ただし、この場合でも、原子力は、石炭火力とほぼ同等で相対的に安価であり、風力、太陽光発電とは大きなコスト差が存在する。

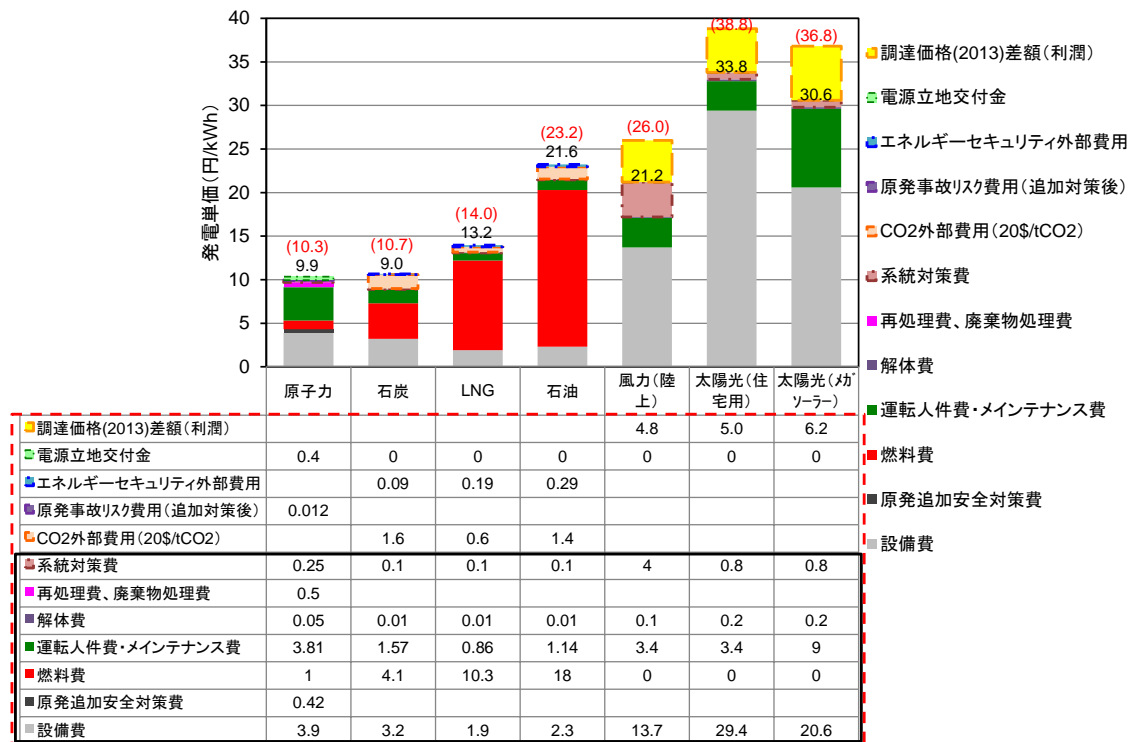


図 2-8 現状(2013年)の電源別発電コスト推計(割引率5%、火力、原子力設備利用率60%)
 注) グラフでは、風力、太陽光発電の系統対策費は、ともに、総発電電力量のそれぞれ2%程度までの導入に対する費用を記載。グラフ中の各電源コストの黒字の数値は凡例の黒枠部分の合計を、また赤字の数値(括弧付き)は赤枠部分の合計をそれぞれ表示している。

図 2-9 は、おおよそあり得そうな幅(分析の具体的な幅については第 2.2 節に記載した)をもって各電源の発電コストを試算したものである(ただし、火力の設備利用率はすべて80%で固定した)。なお、原子力の設備利用率については60~85%とした場合の試算である。太陽光発電、風力発電の再エネ調達価格における「適正な利潤」はあまりに過大な利潤となっており(設備費に対して割引率5%を用いて kWh 単価算定を行っており、設備費の項に既に5%分(ただし固定資産税率含む)は含まれていることにも注意)、利潤だけで火力や原子力の発電コスト総額に匹敵、もしくはそれ以上におよぶ不適正な利潤となっていると推計される。なお、ここでは2013年度の調達価格と、2014年調達価格を算定する際に報告された2013年10-12月期のコストの差から算定したものであるが、実際に起こっている状況としては、2013年度調達価格で認定を受けたものの、すぐに建設、運転開始せずに、遅れて建設、運転開始となっている設備は多い。このケースでは、調達価格は2013年度価格で固定される一方、コストは2013年10-12月期よりも低下する可能性が高いため、ここで示す以上の利潤もたらされる可能性も高い。

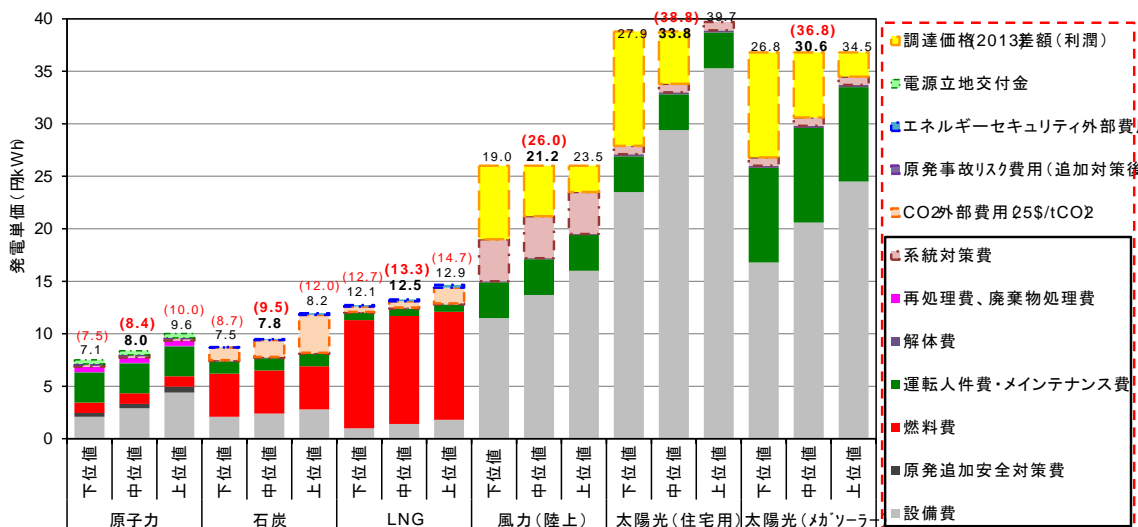


図 2-9 推計幅を含む現状 (2013 年) の電源別発電コスト推計 (割引率 5%、火力設備利用率 80%)

注) グラフでは、風力、太陽光発電の系統対策費は、ともに、総発電電力量のそれぞれ 2%程度までの導入に対する費用を記載。グラフ中の黒字の数値は凡例の黒枠、赤の数値は赤枠部分にそれぞれ対応

以下には、本報告で推計した発電コストとの比較のため、他の推計例を示す。

図 2-10 はコスト等検証委員会の推計値である。また、表 2-11 にはコスト等検証委員会推計 (2011 年時点) と本推計 (2013 年時点) の比較を示す。先述のように、設備費の年換算方法について、コスト等検証委員会と本推計の計算式が異なり、本推計の方が大きく算定されるなど推計式の差異も含んでいることに注意されたい。

今回の推計と比較すると、電源間の相対感に大きな差異はないものの、原子力については政策経費のうち R&D 費と、原発事故リスク費用の扱いの違いが比較的大きく、今回推計の方が若干小さな費用と推計された。一方、LNG 発電については、最近の化石燃料価格の上昇が影響および新たにエネルギーセキュリティ外部費用の考慮により、少し高めめの費用と推計された (LNG はコスト等検証委員会の推計では 10.7 円/kWh に対して、本報告での推計では 13.3 円/kWh)。太陽光発電については、その後のコスト低減により若干低めめの費用と推計された。しかし、コスト等検証委員会推計後に導入となった再エネ固定価格買取制度の下での調達価格までを踏まえて評価すると、コストが低下したとは評価しがたいものとなっている。

図 2-11 は、世界の評価例であるが、IPCC 第 5 次評価報告書 (2014 年) における評価である。高設備利用率を想定し (化石燃料発電や原子力発電は 85% 程度の設備利用率を想定)、また炭素価格を想定しない場合、水力発電を除けば、石炭発電が安価と評価され、ガスは差が大きい (地域によるガス価格によるものと考えられる) が比較的安価で、また原子力発電も比較的安価 (原子力にはバックエンド費用も含めて試算されている) である。陸上風力についても世界では比較的安価との評価になっている。一方、炭素価格として

100\$/tCO2 を想定すると、石炭、ガスともに、原子力や風力発電よりもコストが高いと評価されている。

- 【コスト試算のポイント】
- モデルプラント形式(最近7年間の稼働開始プラント、最近3年間の補助実績等を基に設定)
- CO2対策費用、原子力の事故リスク対応費用、政策経費等の社会的費用も加算。
- 2020年、2030年モデルは燃料費・CO2対策費の上昇、技術革新等による価格低減を見込んで試算。

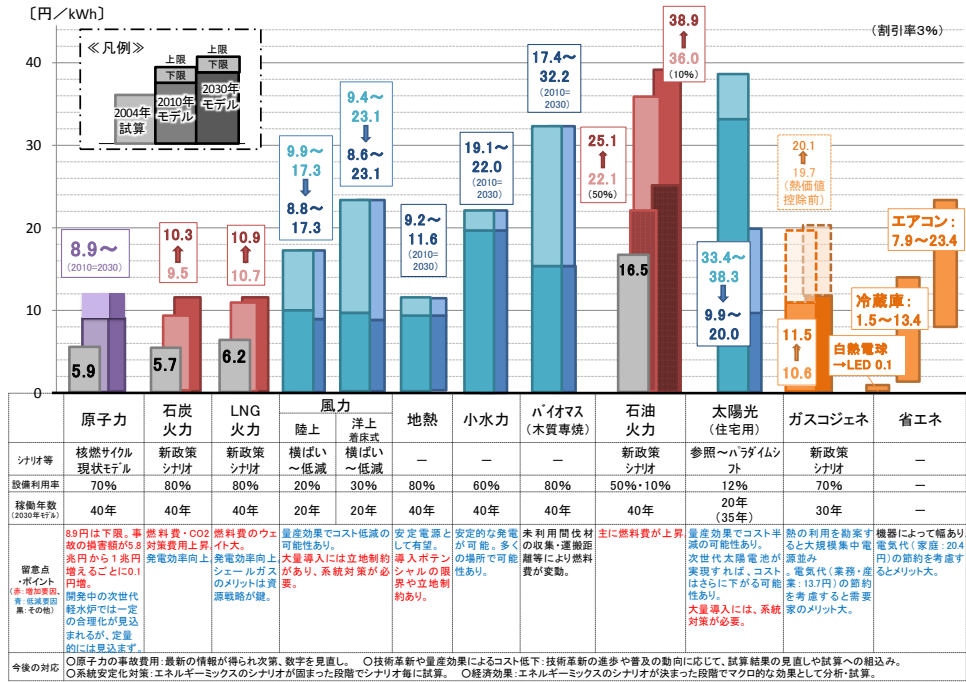


図 2-10 コスト等検証委員会 (2011) [5]の推計

表 2-11 コスト等検証委員会推計 (2011年時点) と本推計 (2013年時点) の比較

	原子力		石炭		LNG	
	コスト検証委	2014RITE 試算	コスト検証委	2014RITE 試算	コスト検証委	2014RITE 試算
計	8.9~	8.4	9.5~9.7	9.5	10.7~11.1	13.3
設備費(解体費含む)	2.5	2.95	1.4	2.41	0.7	1.41
追加安全対策費	0.2	0.42	—	—	—	—
燃料費	1.4*	1.5*	4.3~4.5	4.1	8.2~8.6	10.3
運転維持費	3.1	2.9	1.3	1.2	0.7	0.7
系統対策費	—	0.25	—	0.1	—	0.1
事故リスク費用	0.5~	0.012	—	—	—	—
CO2 外部費用	—	—	2.5	1.6	1.1	0.6
エネルギーセキュリティ-外部費用	—	—	—	0.09	—	0.19
政策経費	1.1	0.4	0.0	0	0.0	0
計	風力(陸上)		太陽光(住宅用)		太陽光(メガソーラー)	
	コスト検証委	2014RITE 試算	コスト検証委	2014RITE 試算	コスト検証委	2014RITE 試算
計	9.9~17.3	26.0 (調達価格+系統対策費)	33.4~38.3	38.8 (調達価格+系統対策費)	30.1~45.8	36.8 (調達価格+系統対策費)
設備費(解体費含む)	7.3~12.8	13.8 (11.6~16.1)	26.6~30.5	29.6 (23.5~35.3)	21.3~33.5	20.8 (16.8~24.5)
運転維持費	2.6~4.6	3.4	6.8~7.8	3.4	8.8~12.3	9.0

系統対策費	—	4	—	0.8	—	0.8
調達価格利潤	—	4.8	—	5.0	—	6.2

* バックエンド費用含む

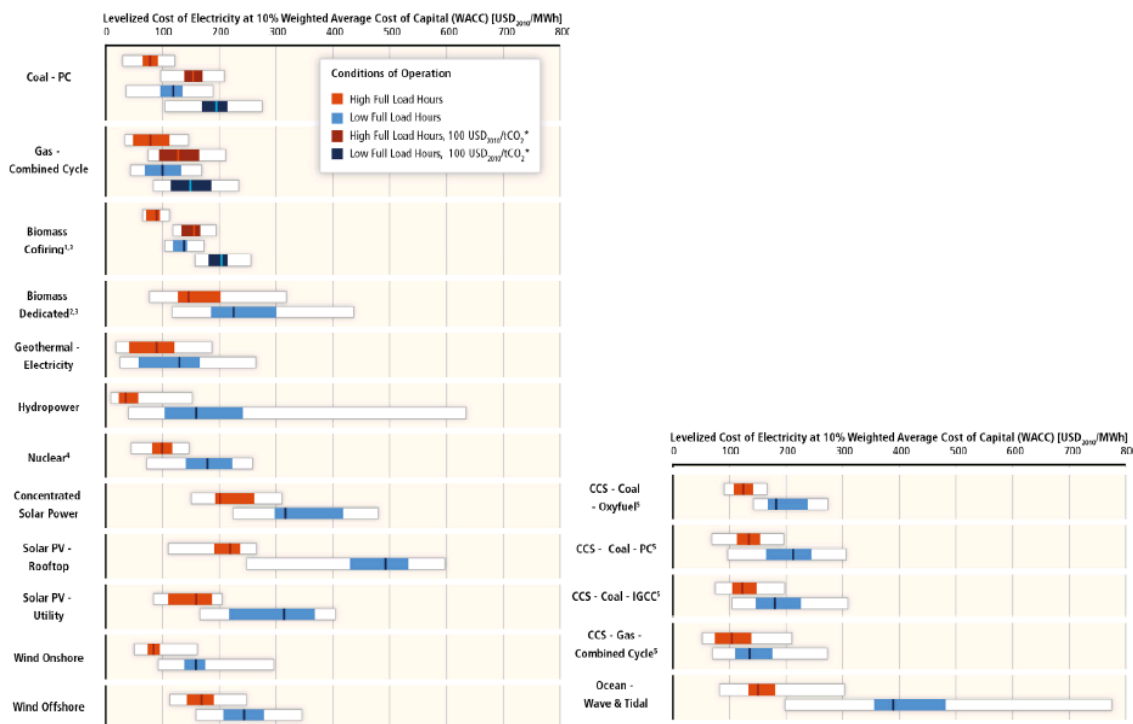


図 2-11 IPCC 第 5 次評価報告書^[8]における発電コスト推計（割引率 5%、High full lead hours：高設備利用率ケース、Low full load hours：低設備利用率ケース）

(2) 2030 年の見通し

2030 年における電源毎の発電コスト見通しは、図 2-12 のように推計される。2030 年の推計においては、再エネ固定価格買取制度は既に終了している可能性が高いこと、また調達価格が不明なことから調達価格は示していない。一方、2030 年頃には相当量の風力、太陽光発電が導入されると見込まれ、それを安定的に運用するには、追加的な系統対策が不可避と見られる（もちろん、2013 年時点においても既に若干の対応が必要になり、費用を要している可能性も高いものの、2013 年時点では kWh 単価で無視できるレベルと考え考慮しなかった。）。この費用の試算は大変難しいが、第 2.2 節(8)項で記載した推計コストを図に示した。

また、2030 年の発電コストの見通しは、とりわけ太陽光発電の技術進展・コスト低減をどう見通すのかによって大きく変わってくる。

分析からは、それぞれ、低位シナリオ、高位シナリオ同士を比較する限り、電源間のコストの相対的な順位に変更はない。

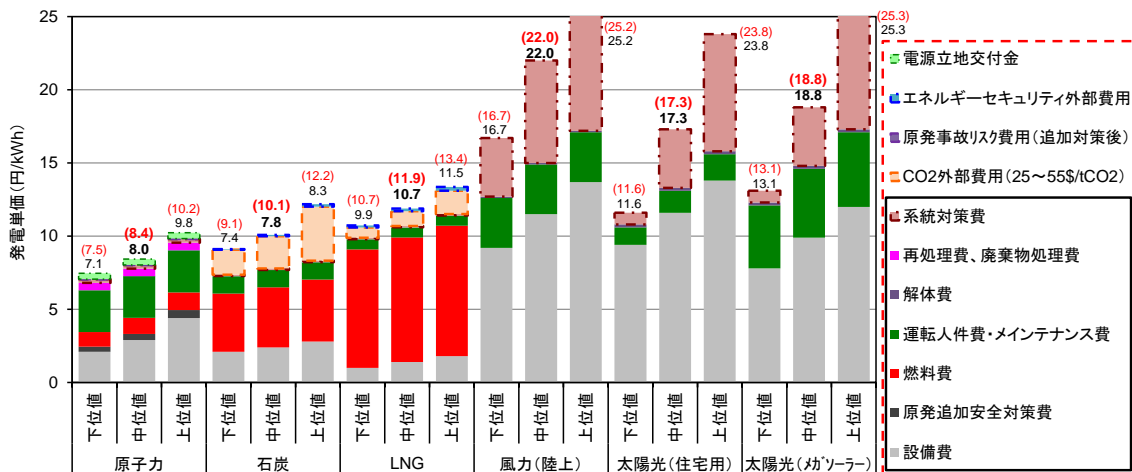


図 2-12 2030 年の電源別発電コスト推計 (割引率 5%、火力設備利用率 80%、原子力設備利用率 60 ~85%)

注) 風力、太陽光発電の系統対策費は、それぞれ、下位値は総発電電力量の 2%程度まで、中位値は 5%程度まで、上位値は 10%程度までのときの推計費用を掲載

比較のため、コスト等検証委員会の 2030 年の推計値を図 2-13 に示す。今回の推計と比較すると、現状 (2013 年) 推計同様に大きな差異はないものの、原子力については主に政策経費のうちの R&D 費と、原発事故リスク費用の扱いの違いにより (一方、追加安全対策費は若干の増)、今回推計の方が若干小さな費用と推計された。風力、太陽光発電については、系統対策費はコスト等検証委員会推計では明示されていないが、数字の不確実性は大きいものの、これは相当額に及ぶ可能性があり、風力、太陽光発電のコストは、コスト等検証委員会の推計では楽観的に見えてしまっている恐れを指摘できる。

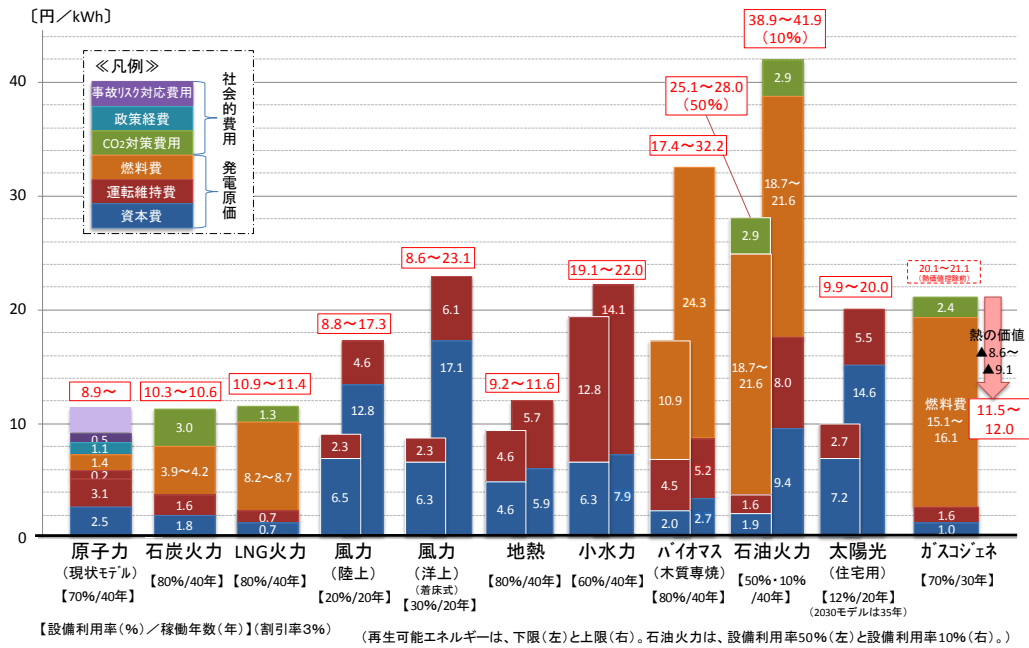


図 2-13 コスト等検証委員会 (2011) ^[5] の 2030 年推計 (費用項目別)

3. 電源代替における費用便益評価

本章では、第2章で推計した電源別発電コストを基に、電源代替時にそれぞれの電源での程度の追加費用もしくは便益が生じるのかを評価した。

3.1 現状原発停止に伴って他電源で代替することによる費用と便益

第2章で推計したコストは、すべて新設した場合に予想されるコストである。本節では、現状で起こっている大規模な原発停止により（2014年9月末現在、すべての原発が停止）、それを他の電源で置き替えることでどの程度の費用が生じているのかを第2章で推計したコスト（2013年値）を基に示す。基本的には電源別発電コストの差分を求めることになるが、この推計では、原発は既に建設されているため、原発の設備費は除外することとなる（追加安全対策費は第2章では40年寿命を想定してkWhあたり費用算定を行ったが、ここでは既存の原発を想定し、単純ではあるが半分の20年を残り平均寿命と仮定し、第2章で推計した追加安全対策費の2倍となる0.8円/kWhとして試算した。）。また、代替の電源については、原発事故以降、緊急設置電源を含め、火力発電設備の増強が図られてきているが、ここでは、火力発電については、設備利用率を上げることで原発代替する場合を想定し、火力発電の設備費も原発同様に除外して計算した（なお、とりわけ石炭については元々設備利用率が高く、設備利用率上昇で代替できる余地は小さいものの、わかりやすさを優先し、LNG、石油同様、設備費は除外して計算した）。図3-1にその分析結果を示す。

LNGで代替する場合は8円/kWh程度、石油での代替の場合は16円/kWh程度の追加的な費用が発生する（している）ことがわかる（ただし、この試算の基とした2013年のコスト推計は2013年に新設した場合のコストであり、特にLNGは既存の設備を平均すると、ここで想定した発電効率の想定よりも低い効率であるため、実際にはより多くの費用が生じていると推察される）。一方、風力で代替する場合は、約16円/kWhの増加、更に太陽光発電で代替する場合には、25～29円/kWh程度の追加費用が発生する。なお、風力、太陽光は、現在、再エネ固定価格（調達価格）での買い取りとなるため、そこに含まれている特別に配慮された利潤も含めて考えれば、更に大きな費用増となり、風力で約21円/kWh、太陽光では約32～34円/kWhもの追加費用となる。ところで、Ueckerdtら^[9]が分析しているように、変動性のある風力や太陽光発電が大きく導入されると、火力の設備利用率が下がってそのコスト増も生じると推計される（図2-5における“Full-load hours (FLH) reduction costs”がこれに相当）。ここで電源別の発電コストについて、できるだけ同じ条件で比較することを重視したため、火力の設備利用率は80%で統一して評価した（ただし図2-8に60%の設備利用率のケースも提示）。しかし、実際には発電システム全体でコスト最小化が図られ、結果として設備利用率も決まる。FITを中心とした政府の補助政策によって市場を歪めた形で再エネの大量導入が進んできた欧州では、最新のガス複合発電の設備利用率が大きく下がり、採算がとれなくなり停止に追い込まれた発電所も出てきている。すなわち、再エネ導入拡大によって火力の設備利用率低下に伴う費用も生じてくることにも留意してお

くことが必要である。例えば、LNG の設備利用率が 60%から 40%へと 20%ポイント下がれば、LNG の設備費は約 0.9 円/kWh 上昇するので、風力や再エネでの代替の場合、このコストも考慮すると、ここで示した以上に高い費用となる可能性も高い。

原発再設備利用がない場合の費用増は、原発の設備費が含まれないため、新設時のコストの差分以上に大きな費用増となる。原発の安全性などからくる原発の是非に関する議論はあるものの、原発停止に伴う極めて大きな費用負担の事実は直視する必要がある。

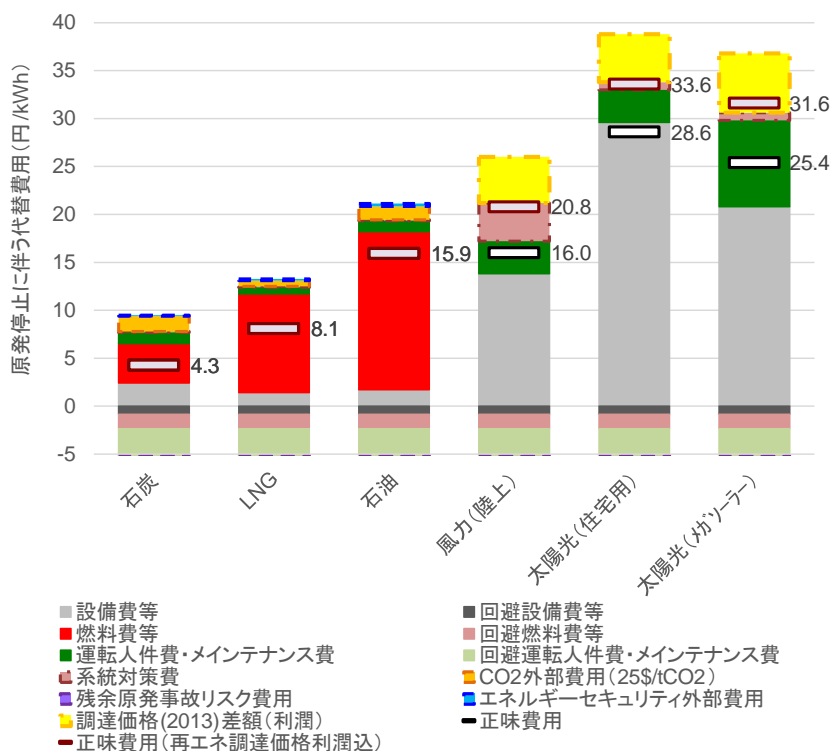


図 3-1 原発停止に伴って各種電源で代替したときの追加費用（および便益）

注) 図では、電源立地交付金分については原発停止でも費用が生じるものと想定したが、長期にわたって代替し、仮に交付金分が不要になるとすれば、各電源において約 0.4 円/kWh 相当の便益（正味費用の減少）が生じる。

3.2 太陽光発電と風力発電の瞬時ピーク需要に対する期待供給力を考慮した電源代替時に伴う費用と便益（2030 年）

2014 年 7 月 26 日号の Economist 誌^[33]は、C.R. Frank の研究^[34]に基づいて、太陽光発電や風力発電は、①火力や原子力に比べ設備利用率が低く、また、②間欠性があるため、kW あたりの設備費用で比較することは不相当との指摘をしている。また、茅は同様の手法を使い、コスト等検証委員会のコスト推計を基に日本のケースについて試算している^[35]。この点については専門家にとっては当たり前のことであるが、日本の新聞報道においてもしばしば再エネの導入設備容量 (kW) と原子力の設備容量 (kW) を比較し、原発何基分が既に導入されたと強調されることも多い。しかし、第 2 章の kWh あたりのコストの推計では反

映されたものとなっているが、原発の設備利用率は通常 80%もしくはそれ以上（海外では 90%程度のケースもある）とできるが、太陽光発電や風力発電の設備利用率は自然条件で決まり、日本では、太陽光は 12%程度、風力（陸上）は 20%程度の設備利用率であり、火力や原子力に比べかなり低い。この点には注意が必要である。一方、②は「キャパシティ・クレジット」と呼ばれるが（第 2.2 節(2)項の系統対策費用の整理の中では「バックアップ対策費用」）、この評価は少し難しい。電力需要が最大のときに供給が可能なのが電源の価値を大きくする。原子力や火力は電力需要が最大のときに発電できるように準備することができるが、太陽光や風力は自然任せのため、必ず供給できるかわからない。そこで、これらの電源の設備容量（最大出力）のうち、どの程度を期待していいのか、逆に言えば、どの程度、停電になるリスクを許容するかもある。電力需給検証小委員会では、下記の考え方をとっている。逆に、供給が期待できない分については、太陽光や風力の設備容量があったとしても、別の電源で補う必要がある。すなわち、太陽光や風力発電で発電電力量（kWh）を代替できたとしても、出力（kW）を代替できない分があり、それは、火力などの電源を別途用意しておく必要がある。そのため、電源代替による費用、便益の評価では、この分についても考慮しなければ適切な評価にはならない。本節では、それを考慮した電源代替による費用、便益の評価を行った。なお、ここでの評価は、基本的に茅の方法^[36]に準拠している（ただし茅は、kW 価値を風力はゼロ、太陽光は 30%などと想定している一方、本分析では下記(1)項のような想定を行った。）。

(1) 太陽光発電と風力発電の瞬時ピーク需要に対する期待供給力

太陽光発電の期待供給力は、電力需給検証小委員会^[36]の考え方（図 3-2）では、設備容量の 0~31%となる。本推計では 25%と想定した。また、風力発電についても、同じく電力需給検証小委員会の考え方（図 3-3）に基づく、期待供給力は設備容量の 0.4~6.5%となる。本研究では 3%を用いることとした。

○ 太陽光発電は天候によって、供給力が大きく左右されるため、高需要が発生した日に確実に見込める分を供給力として計上。具体的には、夏季上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年間分を推計(計60データ)し、このうち、下位5日の平均を安定的に見込める出力として評価。

○ 2014年度夏季は、2012年7月から再生可能エネルギーの固定価格買取制度がスタートしたことなどにより、太陽光発電の設備容量の大幅な増加。これに伴い、供給力も2013年度夏季の見直しから、大幅に増加。

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計	
(万kW%)												
太陽光供給力(万kW)		0	8	60	61	54	4	31	17	33	268	
I. PV設備量(万kW)	合計	53	90	382	265	235	22	137	68	327	1578	
	内訳	余剰買取	12	75	208	133	103	11	67	33	123	765
		全量買取	41	15	171	131	131	11	69	35	204	808
		自社メガソーラー	0.1	0.4	3	0.9	1	0.4	0.3	0.2	0.3	6.6
	II. 出力比率(%) (自家消費+供給力)	0%	18%	23%	29%	28%	23%	30%	31%	15%	-	
内訳	自家消費比率(%)	0%	11%	14%	12%	11%	12%	11%	12%	13%	-	
	供給力比率(%)	0%	7%	9%	17%	17%	11%	19%	19%	2%	-	

※余剰買取分については設備量に出力比率から自家消費比率を控除した供給力比率をかける。全量買取と自社メガソーラーについては出力比率をかける。これらの合計が太陽光供給力となる。

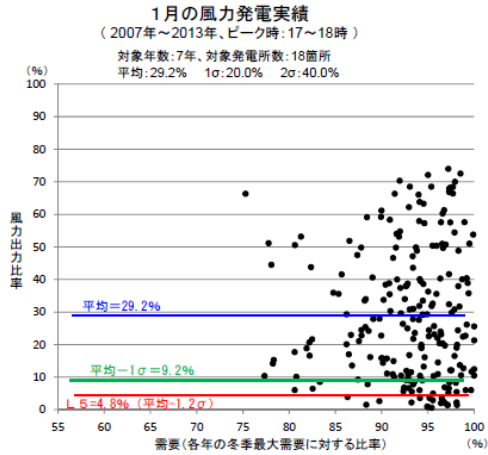
(参考)2013年度夏季の見直しおよび実績

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
(万kW)											
供給力見直し(万kW)		0	2	20	26	21	1	9	7	33	119
供給力実績(万kW) (最大需要日)		3 (8/7)	9 (8/19)	56 (8/9)	51 (8/22)	44 (8/22)	7 (8/19)	18 (8/22)	12 (8/22)	20 (8/20)	220

図 3-2 夏季上位 3 日の電力需要に対する太陽光発電の期待供給力（下位 5 日平均）（出典：電力需給検証小委員会^[36]）

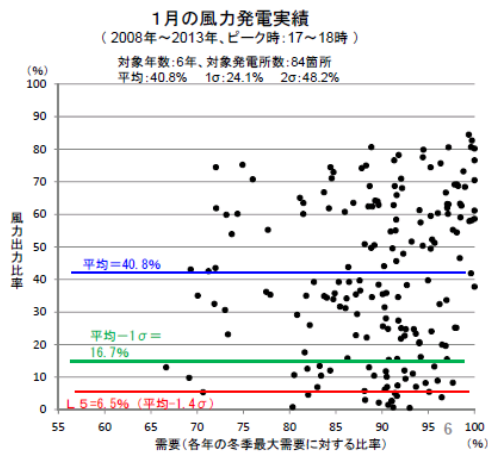
北海道電力

[データ期間: 7年]



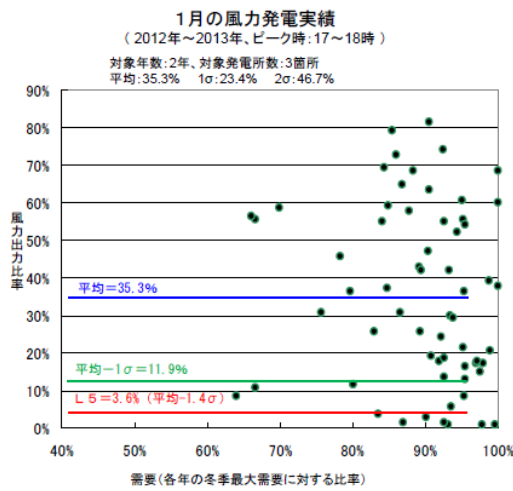
東北電力

[データ期間: 6年]



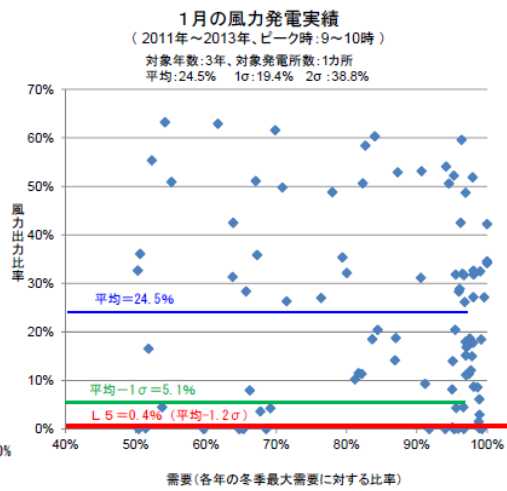
東京電力

データ期間: 2年



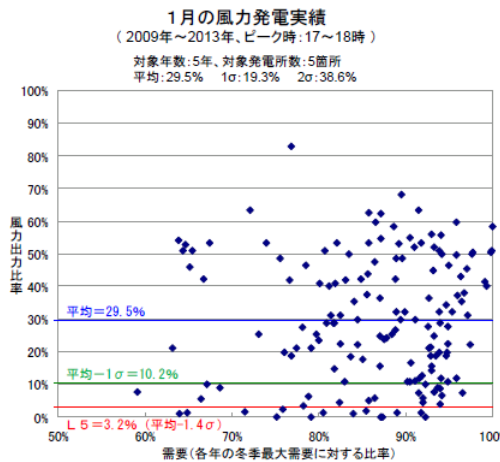
中部電力

データ期間: 3年



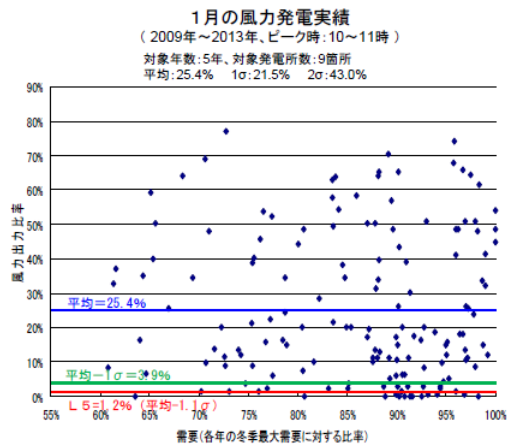
関西電力

[データ期間: 5年]



北陸電力

[データ期間: 5年]



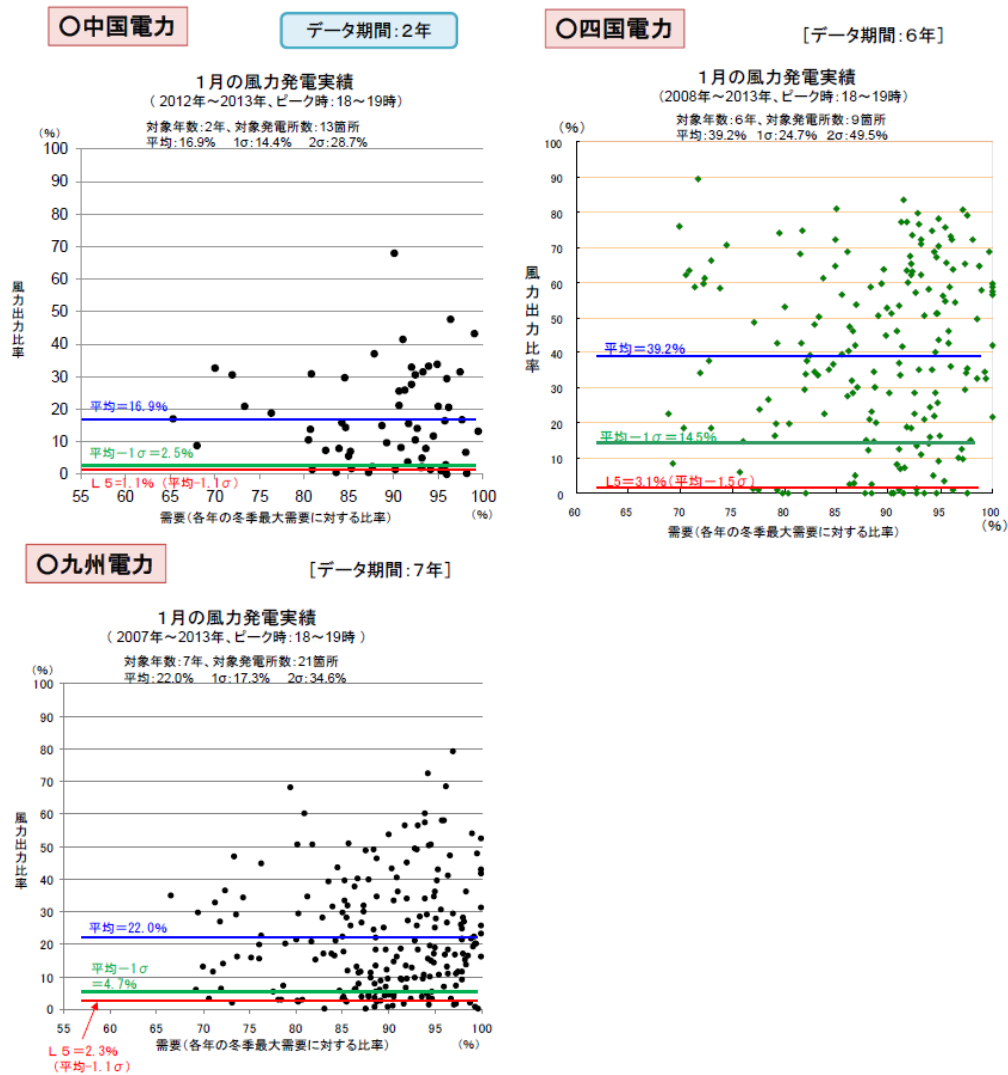


図 3-3 夏季上位 3 日の電力需要に対する風力発電の期待供給力 (下位 5 日平均) (出典: 電力需給検証小委員会^{[36])})

なお、原子力、火力については、通常ピーク電力需要時に点検を行うことを避けることから、期待供給力は原子力では 90%、火力は 95%と想定した。

(2) 費用便益の評価

2030 年について、原子力を他電源で代替した際の費用便益の評価を図 3-4 に、石炭発電を他電源で代替した際の費用便益を図 3-5 に示す (いずれも中位値の発電コストで評価)。想定した設備利用率は、原子力、石炭発電は 80%、LNG は 60%、風力 (陸上) 20%、太陽光 (住宅用) 12%、太陽光 (メガソーラー) 13%である。なお、ここでは、系統対策費用の中の「バックアップ対策費用」についての費用便益を評価するため、重複を避けるため、第 2 章で想定した系統対策費用はこの費用便益評価においては除外して評価を行った。この評価は、kWh あたりの費用だけでは把握しにくい設備容量を中心とした費用の比較と言

える。

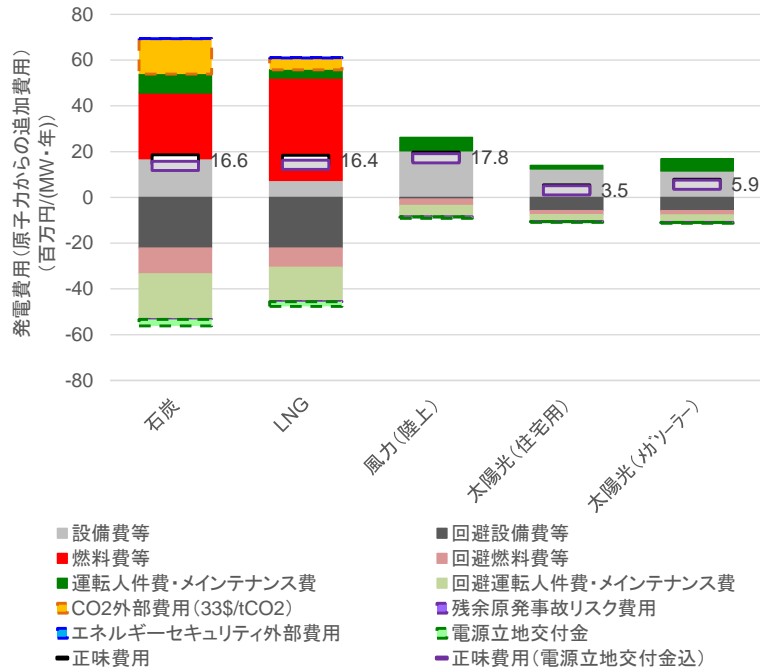


図 3-4 原子力発電を他電源で代替したときの設備容量を中心とした費用便益 (2030 年)

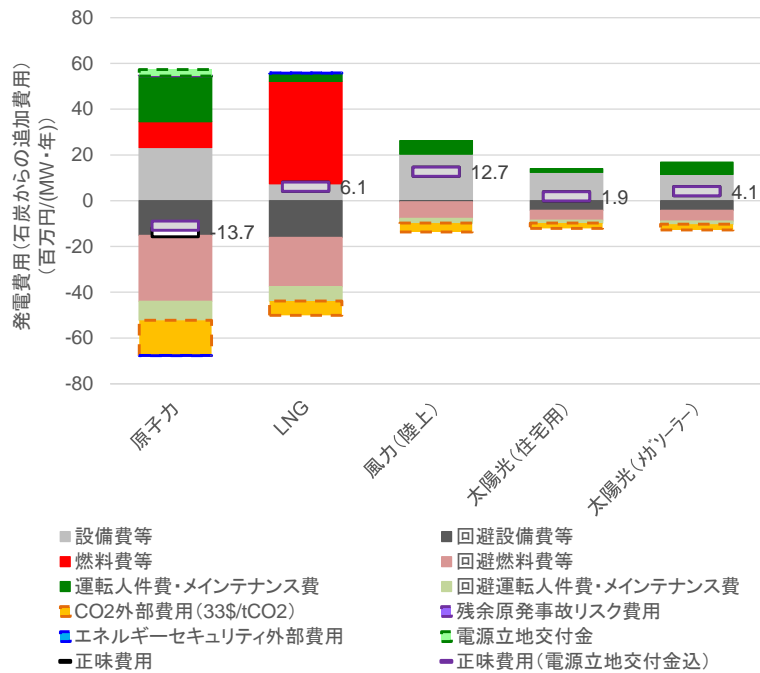


図 3-5 石炭発電を他電源で代替したときの設備容量を中心とした費用便益 (2030 年)

図 3-5 を見ると、石炭発電を風力発電で代替しても、設備利用率の低さから、温暖化影響被害（炭素価格）回避便益は比較的小さく、また、回避できる設備費が小さいことを理解することができる。一方、原子力は石炭代替すると便益となる。太陽光発電については、設備容量の視点での石炭や原子力に対する代替費用はさほど大きくない。ただし、kWh あたりコストで見た代替費用は後述のように、2030 年時点においても大きい可能性がある。

3.3 安定対策がとられた太陽光発電と風力発電への電源代替時に伴う費用と便益 (2030 年)

第 3.2 節では、風力、太陽光発電の最大需要に対して供給力として見込み難い部分に関する考慮を行った評価をした。本節では、風力、太陽光発電に対して全体として相応の系統安定化対策がとられた場合について、費用便益の評価を行った。図 3-6 は、2030 年において原子力を他電源で代替したときの費用と便益である。第 3.2 節の現状における原発停止の代替を想定した費用便益評価の図 3-1 と異なり、原発の新設設備費等を回避できるため、費用の増大は図 3-1 より小さい。しかし、それでも風力、太陽光発電での代替の場合、10 円/kWh 程度もしくはそれを超える追加の正味費用が必要になると推計される。

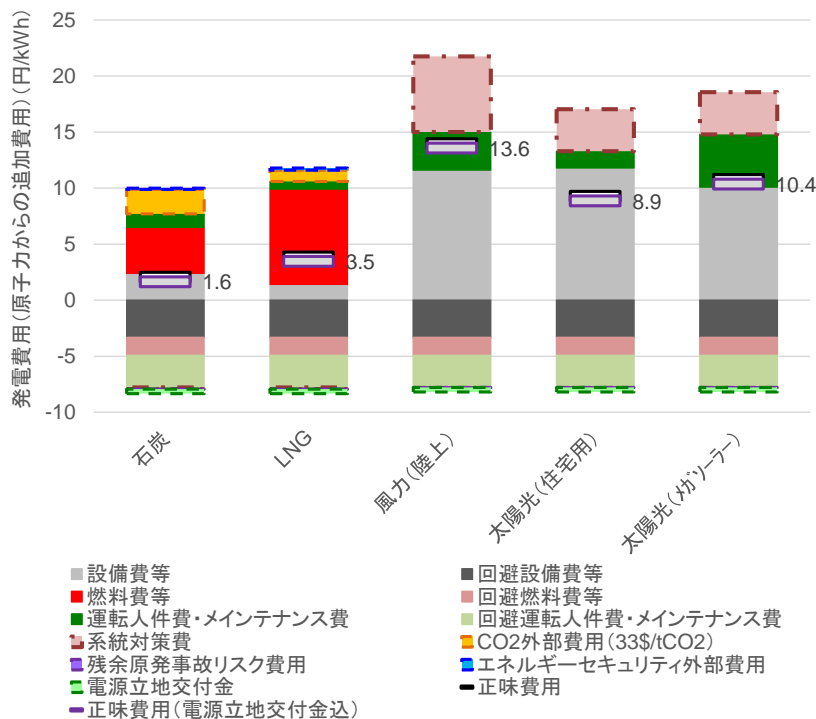


図 3-6 新設原発を各種電源で代替したときの追加費用（および便益）

4. 電力システム改革による競争環境下での電源選択指向と、社会的割引率でのコスト効率的な電源とのギャップとその政策的示唆

ここまでは、第 2.1 節の表 2-1 で示した費用のうち、[A][B]の費用のみについて扱ってきた。しかし、政府ではなく、民間企業が様々な制約、リスクの中で投資を行う場合、[C]のリスクがコストとして認識されることとなる。本節では、[C]のコストがどう影響するのかに焦点を当てて分析、評価し、議論を行う。[C]のコストは発電技術固有のコストではなく、政策や制度によって生じるコストであることに注意が必要である。

電力システム改革の下で電力供給競争が激しくなると、例えば、現時点で発電所建設を行い、10年後に完成しそれから30年間にわたって発電を行い、電力を供給しようとしても、その作り出した電力が想定した価格で売れないというリスクが大きくなっていく。そうした場合、設備建設において資金調達しようとしても、将来、電力がほぼ確実に売ることができる場合に比べ、資金調達が困難になる。よって、その場合、より大きな利益率をとらなければならない。すなわち電源開発の投資判断の割引率が高くなる。言い換えれば、短期の期間で投資回収することが必要になっていく。また、本来、電力という商品は陳腐化しないという優位性を有しているにも関わらず、電力システム改革による競争環境下では、その発電所で作った電力が将来売れるかどうかの不確実性が大きくなるため、発電所の資本減耗は経済的に大きくならざるを得なくなる（図 4-1）。もちろん、一方で、電力システム改革の下、競争が進むことによってコスト低減が促される得ることを別途考えておくことは重要である（ただし、この点については定量的な評価が困難だったため、本報告書では扱っていない）。

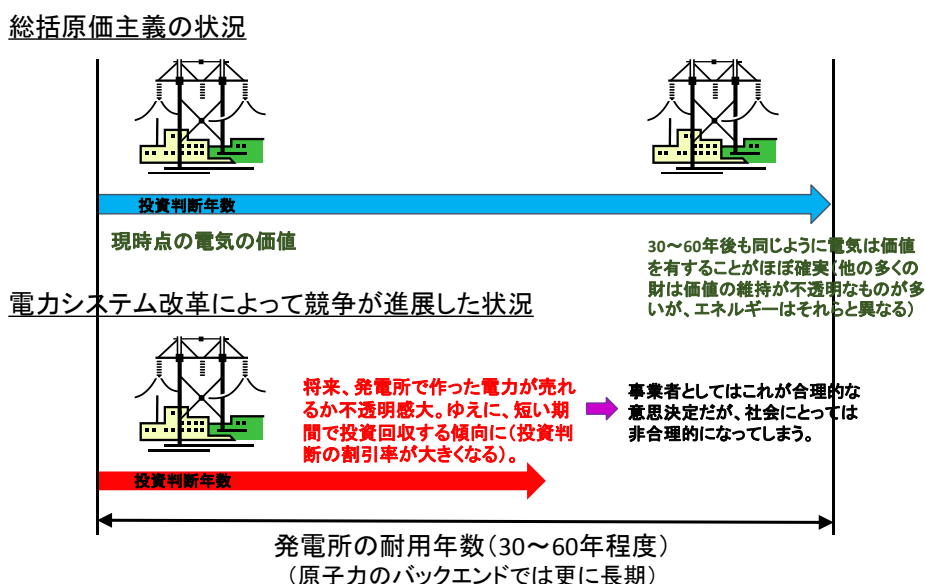


図 4-1 総括原価主義の下での投資判断と競争が進んだ状況下での投資判断のイメージ

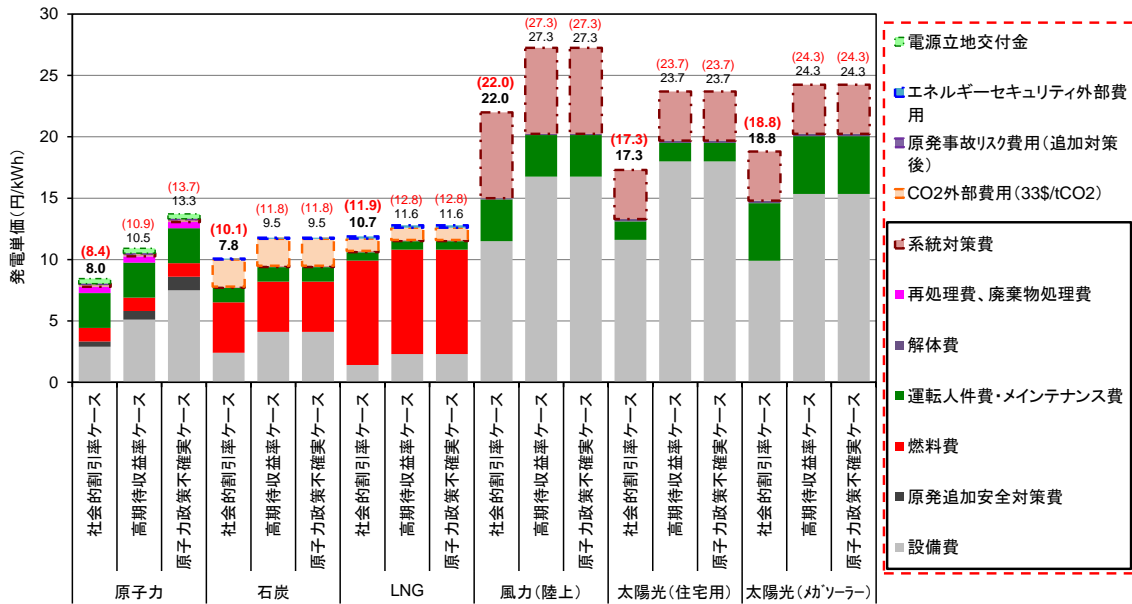
また一方で、福島第一原発事故以降、原子力政策をめぐる環境は不確実性を増している。政治の意思によって原子力を含むエネルギー政策の大きな転換が起こる可能性も大きくなっており、また規制ルールも予見性が乏しく不透明になってしまっており、これらの要因も、大規模な投資が行いにくい環境を醸成している。

更に言えば、[A]の分類の中の[iii]や[iv]の費用については内部化されていないものも多い。そのため、政府のエネルギー計画があり、総括原価主義の下であれば、政府の誘導によってそれらの費用を暗に内部化することが可能で、実際にそうしてきた。しかし、電力システム改革の下では、本来考慮されるべきであるこれらの費用は、自社の短期的な利潤追求になりやすい民間事業者にとっては過少に評価されやすい。その是正のための政策、制度も更に検討が必要になってくる。

いずれについても、これらは、本来の社会的に望ましい投資と乖離した投資の志向を生み出すこととなる。したがって、社会的な利益を追求するためには、この乖離を是正する政策措置が求められる。この政策措置は、長期にわたる社会的な利益追求のために必要なのであって、決して、原子力の関係者を支援することを目的にしたり、電気事業者を支援することを目的にしたりする意図を持ったものではないことを正しく認識する必要がある。もちろん、過大な政策措置をとってしまえば、そうなる場合もあるため、その見極めが大変重要になる。

本章では、このような影響を評価するため、第2章での分析に用いた割引率5%（本章では「社会的割引率ケース」と呼ぶこととする）に加え、その比較として、電気事業の競争環境下、すなわち、短期の投資回収判断が起こるケースとして、すべての電源について割引率10%としたケース（10年程度の投資回収判断年数。「高期待収益率ケース」と呼ぶ）を分析する。更に、政府のエネルギー政策とりわけ原子力政策が不透明な環境下での投資判断を模擬するため、原子力発電のみ、割引率が更に5%上乗せされた15%としたケース（7年程度の投資回収判断年数。「原子力政策不確実ケース」）についても分析を行い、これらときの発電コストの比較を行った（図4-2）。当然ながら、電力システム改革の具体的な仕組み、原子力政策・エネルギー政策の具体的な仕組みによって、どの程度の割引率になるかは異なってくるため、ここで想定した割引率が今後、起こり得る実態を正確に表現できているわけではない。しかし、おおよその傾向としてこのように、電源別コストの相対感、投資環境によって異なってきた、社会的な費用としてみると比較的安価な原子力も、このような状況に置かれた電気事業者にとっては、比較的高い電源と認識される可能性が高いことがわかる。「社会的割引率ケース」と、「高期待収益率ケース」や「原子力政策不確実ケース」とのギャップを埋めるような政策が必要である。

(a) 比較外観



(b) 原子力、石炭、LNG の拡大表示

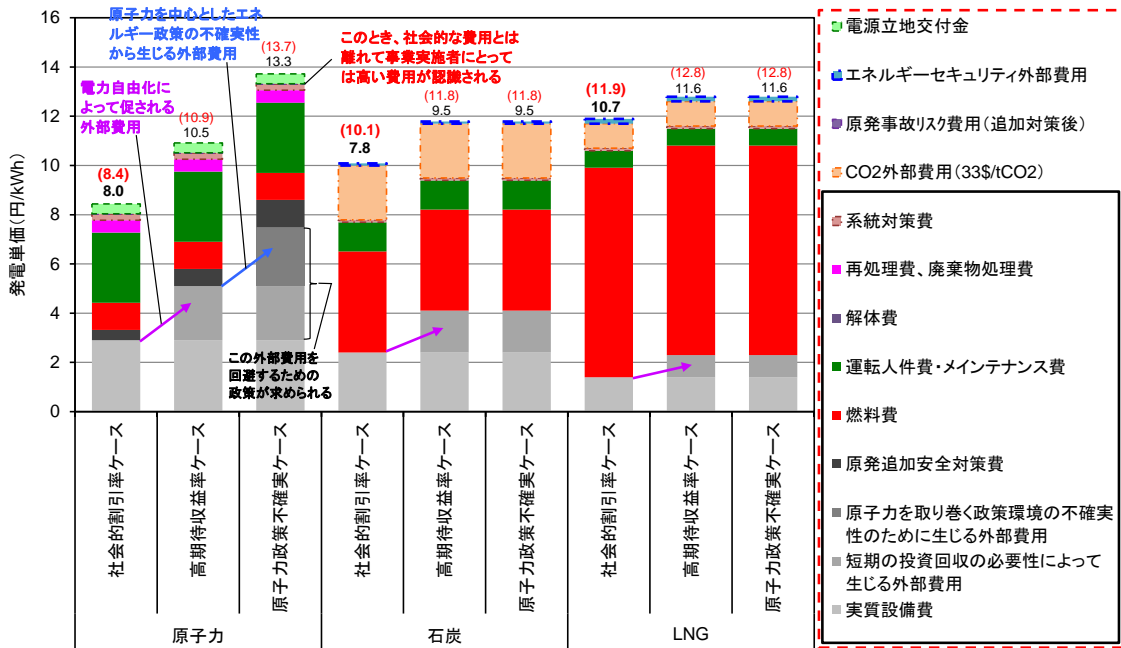


図 4-2 2030 年の発電コスト比較 (割引率の感度解析)

5. おわりに

本報告では、東日本大震災前の2010年度に実施した発電コスト推計について、その後の状況変化を踏まえ、最新データに基づき、電源別発電コストの推計を行った。また、それを基に、電源代替時の費用および便益について、複数の視点、ケースを想定して分析を行った。誤った認識によって発電コストを歪めて捉えてしまうと、社会にとって望ましいエネルギー、電源に関する意思決定を阻害してしまう。蓋然性が高い形で発電コストを理解すべきである。最後に、本推計、分析の結果からの知見として、以下に、いくつかのポイントを列挙しておく。

- 化石燃料価格が上昇しており、原子力と火力発電のコストの差は、コスト等検証委員会による2011年のコスト推計時よりも更に広がってきている。
- 原子力の追加安全対策費用が増大傾向にあることを踏まえても、原子力は通常の設備利用率（60～85%程度）で運転さえすれば、石炭火力と並んで相対的に安価な電源であることは確かである。温暖化影響被害費用（炭素価格）を見込むと、比較的安価な石炭発電に対してもコスト優位性は大きい。客観的、蓋然性の高い冷静な分析に基づいてその事実は認識すべきである。
- 太陽光発電コストについて、2010年時点の推計よりもコスト低下が大きく進んだ。しかし、依然として原子力、火力（石炭、LNG）よりも相当高いコストにある。
- 再エネ固定価格買取制度におけるこれまでの調達価格は、明らかに「適正な利潤」を大きく超えるものである。事業リスクが相当小さい制度になっているにも関わらず、このような大きな利潤を確保することは、一部の再エネ事業者にのみ利益をもたらし、一方で、多くの電力ユーザーに過大な負担を負わせるものである。また今後、長期に亘って日本の産業競争力を低下させる懸念があり、更に、特に経済的弱者層への負担を大きくするものであるので、早急なる見直しが求められる。
- 原子力の再稼働については、設備費が高い原発を新設する必要がなく、既存設備の利用となるため、その経済的便益は一層大きいものとなる。追加安全対策に現状程度の費用を投入しても、再稼働による便益は相当大きい。
- 2030年に向けては、太陽光発電のコスト低減は期待できるものの（ただし過去のトレンドからの推計であり不確実性は大きい）、導入量の拡大とともに系統安定化の対策費の増大も予想され（ただしこれについてもその額は不確実性が大きい）、原発を風力や太陽光発電に代替することによる追加的な費用としては、10円/kWh前後に及ぶ可能性も高く、相当な負担となる。
- 2030年の温暖化影響被害費用（炭素価格）を33\$/tCO₂見込んだとしても、石炭発電のコスト優位性は、他電源（原子力を除く）に対して相当大きい。地球温暖化問題対応（CO₂排出削減）を考えると、石炭発電の拡大は控えるべきとは考えられるものの、原発拡大が困難な状況においては、発電コストを考えると、石炭発電の一定程度の利用拡大も視

野に入れておくべきである。

- 電力システム改革により競争が進行した状況にあつて、また、現在のようにエネルギー・原子力政策の今後が不透明な状況にあつては、本来の社会における費用とは乖離した形で、電気事業者は投資環境のリスクを含めて、独自の費用認識を形成することとなる。これによって、社会の利益との乖離が生じる場合があるため、エネルギー、原子力の政策的な不透明性を取り除き、そして予見性のある原子力規制にすることが重要である。また、競争環境進展下で事業者の短期的な利益追求志向によって生じ得る、長期の社会的利益とのギャップを埋めるような追加的政策が必要である。

参考文献

- [1] RITE、H22 年度 ALPS 報告書、2010
- [2] RITE、H23 年度 ALPS 報告書、2011
- [3] 秋元圭吾、「発電コストの推計」、2011. http://www.rite.or.jp/Japanese/lab0/sysken/about-global-warming/download-data/PowerGenerationCost_estimates_201105.pdf
- [4] 茅陽一、山地憲治、秋元圭吾、「温暖化とエネルギー」、エネルギーフォーラム (2014)
- [5] エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会、「コスト等検証委員会報告書」(2011)
http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02_hokoku.html
- [6] 大島堅一、「原発のコスト」、岩波新書 (2011)
- [7] OECD/NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition (2010).
- [8] IPCC WG3, Climate Change 2014: Mitigation (2014).
- [9] OECD/NEA, Nuclear Energy and Renewables (2012).
<http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects.pdf>
- [10] F. Ueckerdt, L. Hirth, G. Luderer, O. Edenhofer, System LCOE: What are the costs of variable renewables?, Energy 63, 61-75 (2013)
- [11] J-POWER グループ サステナビリティレポート 2014 、
http://www.jpowers.co.jp/company_info/environment/pdf/er2014pdf/14-all.pdf
- [12] 電力需給検証小委員会、平成 26 年 4 月 25 日資料
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/pdf/006_02_00.pdf
- [13] IEA, World Energy Outlook 2013, 2013.
- [14] 内閣府原子力政策担当室、「核燃料サイクルコスト—試算モデル・条件の確認」、第 1 回原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会、2011
<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/hatukaku/siryo/siryo1/siryo2.pdf>
- [15] 原子力規制委員会、「放射性物質放射量と発生頻度との関係（概念図）」、
https://www.nsr.go.jp/committee/kisei/h25fy/data/0001_11.pdf
- [16] 調達価格等算定委員会、http://www.meti.go.jp/committee/gizi_0000015.html
- [17] 資源エネルギー庁、平成 24 年度新エネルギー等導入促進基礎調査「太陽光発電システム

- 等の普及動向に関する調査」 http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2013fy/E002502.pdf
- [18] IEA, Technology Roadmap: Wind energy–2013 Edition (2013)
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf
- [19] 日本風力発電協会、「風力発電の現状と導入量拡大に向けて v1.0」
- [20] 資源エネ庁、「低炭素電力供給システムに関する研究会報告書」
<http://www.meti.go.jp/report/data/g90727ej.html>
- [21] 環境省、「H21 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」、2010
- [22] IEA, World Energy Outlook 2011 (2011).
- [23] EPA, Regulatory Impact Analysis for the Proposed Carbon Pollution Guidelines for Existing Power Plants and Emission Standards for Modified and Reconstructed Power Plants (2014).
- [24] IEA, Energy Security and Climate Policy: Assessing Interactions, (2007).
- [25] J. Oda K. Akimoto, F. Sano, M. Nagashima, K. Wada, T. Tomoda, Analysis of CCS Impact on Asian Energy Security, Energy Procedia 37, 7565-7572, (2013).
- [26] 経済産業省, 石油統計, <http://www.meti.go.jp/statistics/tyo/sekiyuka/>
- [27] BP, “BP Statistical Review of World Energy,” 2013.
- [28] IEA, “Coal Information,” 2013.
- [29] GAO, “Evaluating US. Vulnerability of Oil Supply Disruptions and Options for Mitigating Their Effects,” United States General Accounting Office, 1996.
- [30] IEA, “Energy Supply Security: Emergency Response of IEA Countries,” 2014.
- [31] EDMC, 「エネルギー・経済統計要覧」日本エネルギー経済研究所、2014.
- [32] Word Bank, “Worldwide Governance Indicators,” 2014.
<http://info.worldbank.org/governance/wgi/index.aspx#home>
- [33] 経済産業省資源エネルギー庁, 石油備蓄目標について, 2010.
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g100409a04j.pdf> Economist, “Sun, wind and drain–Wind and solar power are even more expensive than is commonly thought,” 2014 年 7 月 26 日号
- [34] Charles R. Frank, Jr., The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies, Global Economy & Development (2014).
- [35] 茅陽一、「非炭素電源の費用便益分析」、エネルギー・資源（投稿中）
- [36] 電力需給検証小委員会 http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/18.html

【問い合わせ先】

(公財) 地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ
徳重 功子、秋元 圭吾、小田潤一郎、佐野史典
〒619-0292 京都府木津川市木津川台 9-2
電話：0774-75-2304、FAX：0774-75-2317、E-mail：sysinfo@rite.or.jp