



# 2024年発電コスト検証の 前提条件に関する問題

2025年3月



## 執筆担当者

木村 啓二            自然エネルギー財団 特任研究員

## 協力者

大島 堅一            龍谷大学 政策学部 教授

松久保 肇            原子力資料情報室 事務局長

## 免責事項

本レポートに記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本レポートの情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

## 公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、2011年8月に設立されました。自然エネルギーを基盤とした安全・安心な社会を構築すること、気候危機を回避する持続可能なエネルギーシステムと経済を実現することを目的として活動しています。

## 1. はじめに

発電コスト検証ワーキンググループ（以下、ワーキングと略記）は、日本のエネルギー政策の計画となるエネルギー基本計画を策定する際に重要な資料を提供している。同ワーキングは、2015年・2021年・2024年と各電源について発電コストを検証してきた。それぞれの回で直近の発電コストの実績および将来の発電コストの推計を行ってきた。同ワーキングの目的は、発電コストの結果をエネルギー政策の議論の参考とすることにある。このため、この検証作業で推計される電源別の発電コストの数値は政府のエネルギー政策決定に重要な意味を持っている。

しかしながら、ワーキングにおける発電コスト検証において、電源によって発電コストを計算する際の前提の置き方に問題がみられる。この前提とは、発電コストを計算する際に必要な建設費（資本費の一部）や運転維持費などにどのような値を設定するか、ということである。

そもそもワーキングでは、発電コスト計算において仮想的な発電所（モデルプラント）を想定する。具体的には、発電所にかかる設備費などの資本費や人件費などの運転維持費・燃料費などさまざまな費用をワーキングが想定して、発電コストを計算する（図1）。そのため、資本費の想定が現実よりも過大であったり、逆に過小であったりなどと、計算された発電コストも現実と異なる値となってしまう。

$$\text{円/kWh} = \frac{\text{総費用（資本費＋運転維持費＋燃料費＋社会的費用）}}{\text{総発電電力量（kWh）}}$$

図1 発電コストの計算式

出所：資源エネルギー庁(2024)[発電コスト検証について]

本稿では、ワーキングで検証対象とされた電源のうち条件設定上の問題がみられるいくつかの電源について、その問題点を検討する。まず、過去3回のワーキングにおける検証結果をおさらいし、主要な電源別にどのような推計傾向がみられるかを検討する。そのうえで、2024年検証における具体的な問題点を指摘する。具体的には、太陽光発電・陸上風力発電・原子力発電における問題点を取り上げる。なお、統合コストについては、補論にて重要な論点を3点述べる。

## 2. 過去 3 回の検証からみられる傾向

2015 年・2021 年・2024 年の過去 3 回で示された発電コスト検証の結果を時系列で振り返ると、ワーキングのコスト検証に一定の傾向がみられることがわかる。第一に、将来の再生可能エネルギー（太陽光・陸上風力）の発電コストを保守的に推計する傾向がみられる。第二に、原子力の発電コストに関しては、検証のたびに上昇する傾向がみられるものの、そのような上昇傾向を将来の発電コストに反映することはない、ということである。なお、洋上風力発電や脱炭素火力（水素・アンモニア・CCS）については、国内実績が少ないか全くない状況であり、発電コスト検証も 2021 年から行われるようになったため、時系列で比較することは時期尚早である。

まず、太陽光（事業用）の発電コストについては、ワーキングは過去 2 回の検証において太陽光発電の発電コストの低下を保守的に推計する傾向がみられる。図 2 は過去 3 回のワーキングにおける直近の発電コストと将来の発電コストの推計値を点線で示している。図 2 の実線は各回の直近（足元）の発電コストを結んだものであり、実績値とみてよい。つまり、点線は将来の推計値であり、実線は実績値の推移を示していると理解できる。図 2 からは、ワーキングが過去 2 回（2015 年・2021 年）に推計した 2030 年までの発電コストを 2023 年には実績ベースで下回っていることがわかる。太陽光（事業用）の発電コストは、ワーキングが推計したよりもはるかに速い速度で低下している。

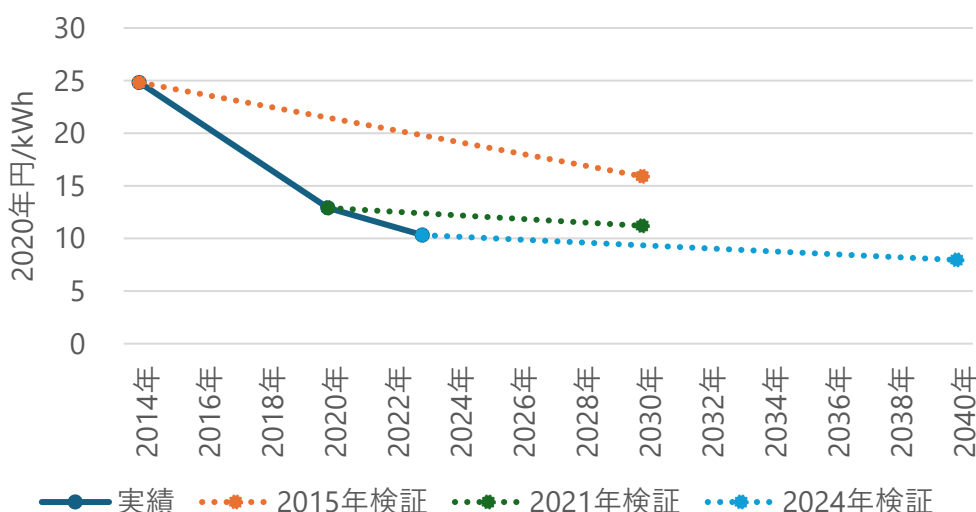


図 2 ワーキングによる太陽光（事業用）の発電コストの推計値

注：物価変動を考慮し、各年の金額は 2020 年の円価値に合わせている。

陸上風力発電の発電コストについても、同様の傾向がみられる(図3)。ワーキングが2015年に推計した2030年までの発電コストを2023年には実績ベースで大幅に下回っており、2021年に推計した2030年の発電コストをほぼ2023年で達成している。

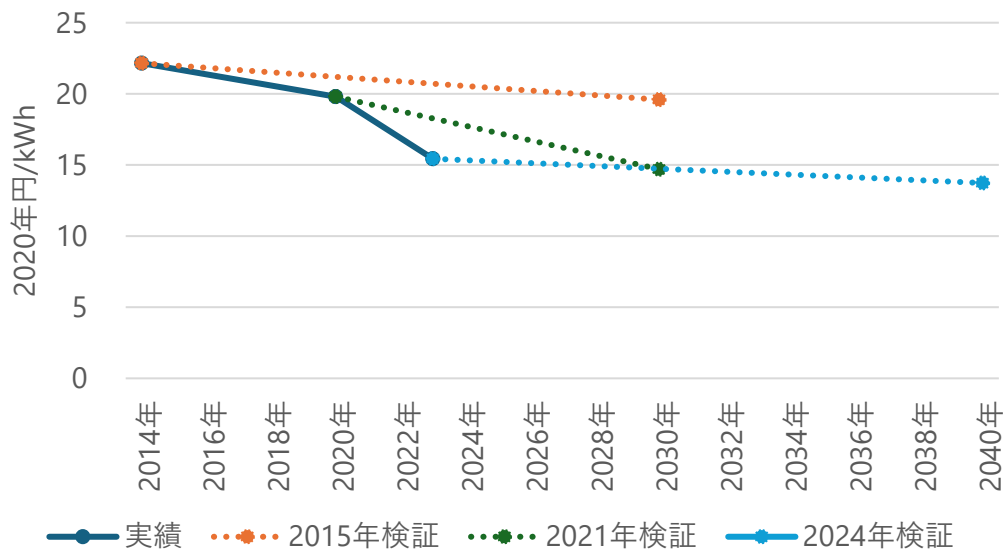


図3 ワーキングによる陸上風力発電の発電コストの推計値

注：物価変動を考慮し、各年の金額は2020年の円価値に合わせている。

原子力の発電コストに関しては、検証のたびに上昇する傾向がみられるものの、発電コストはほぼ横ばいとして評価され続けている。コスト上昇の要因は、原子力の安全性確保のための安全対策費が上昇していること、および核燃料サイクルにかかる諸費用が上昇していることにあると考えられる。なお、原子力は2009年以降新設実績がないため、直近の数値(点線の左端の点)を実績値とみなせない。

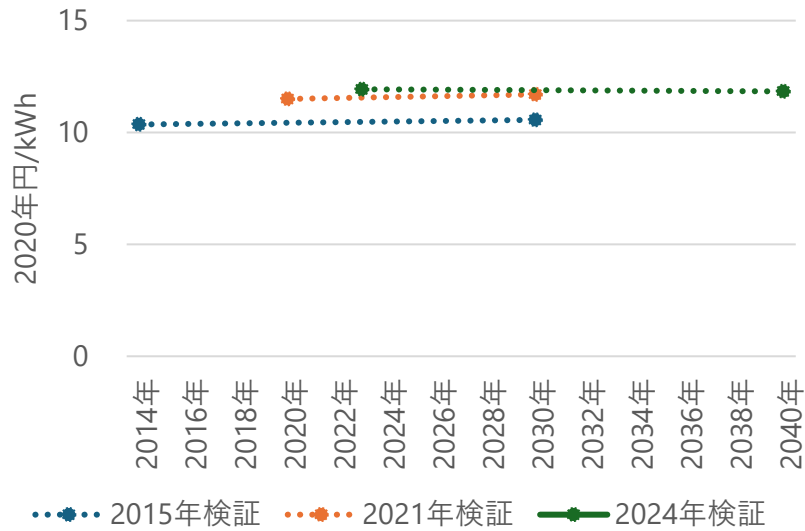


図4 ワーキングによる原子力発電の発電コストの推計値

注：物価変動を考慮し、各年の金額は2020年の円価値に合わせている。

以上のように、これまでのワーキングの検証結果の推移をみると、再生可能エネルギー電源に対してはそのコスト低減の可能性について保守的な評価をし続けている一方で、原子力に対しては、逆にコスト上昇傾向を適切に反映できていないようである。原子力は、近年の建設実績がないのに加えて、核燃料サイクルの実現が見通せないこと、事故リスクの評価の難しさなど、不確実性が極めて高い電源であり、ワーキングの検証においてもどこまで考慮しうるのか、難しい点があることも否めない。これを踏まえ、ワーキングでは原子力の発電コストを「～円以上」と表現している。

ただし、上記の検証傾向は、ワーキングが設定する前提条件に影響を受けているところがある。そこで、次節以降、2024年のワーキングの発電コスト検証において、どのような前提条件がこのような傾向を生み出しているのかを示す。

### 3. 2024 年発電コスト検証の問題点：再エネに関する前提条件について

将来の再エネの発電コスト推計において、保守的な計算となっている前提条件について指摘する。また、一部にコストとして見込むことが現実的ではない費用が含まれており、それについても述べる。以下、太陽光発電の資本費・陸上風力発電の費用・複数の再エネ電源にまたがる費目について 3 点挙げる。なお本節では他の個別費目について事細かに検討することはせず、重大な点のみに焦点を当てる。

#### ① 太陽光発電の資本費

将来の太陽光発電の発電コストを推計する際に、将来の資本費の見通しが重要な論点になる。というのも太陽光発電の発電コストの大半は資本費が占めるからである。資本費は大きく分けて、設備費と工事費等に分けられている。設備費は、太陽電池モジュール・パワコン・架台・その他機器で構成されている。

この将来の設備費について、ワーキングは 20%の習熟率を用いて推計している。20%の習熟率とは、累積設備導入量が 2 倍になったときに、コストが 20%下がることを意味する。ワーキングは、この 20%という数値の根拠について次のように説明している。設備費のうち太陽電池モジュールの国際価格は世界の累積生産量が倍増するごとに約 23%低下してきている(1992 年から 2023 年まで)。一方で、パネル以外の設備費の習熟率については、既往研究が確認できていない。このため、ワーキングは日本の太陽電池モジュールのコスト低減率とモジュール以外の設備費のコスト低減率を比較したところ、前者が 36%減で後者が 33%減であり、わずかにパネル以外の設備費のコスト低減率のほうが小さかった。このことから、設備費全体の習熟率について、モジュールの習熟率 23%をより低い 20%を採用するとした。以上の方法論は、要するに「設備費全体の習熟率は、世界のモジュール単体の習熟率 23%より低いだろうから 20%を想定する」ということである。

しかし、この議論は国内の設備費の習熟率を 20%とすることが妥当であるという論拠としては薄弱であろう。また、国際的なモジュールの習熟率と国内の設備費の習熟率をどう結び付けるかも検討すべきである。これに関連して、国際的な累積導入量と地域の設備費との関連性について検討した米国を対象とした研究がある[1]。この研究によれば、太陽光発電の設備費<sup>1</sup>は、世界的な累積導入量および国内の累積導入量の両方で高い相関性

---

<sup>1</sup> 本研究では、太陽光発電のコストのうち、技術ベースコストが対象となっており、太陽電池モジュール・パワコン・その他設備で構成されている。これはワーキングにおける設

を有している。同研究結果では、世界および国内の両方の累積導入量効果を合わせると、わずかではあるが、さらに高い相関性があることも示されている。こうした研究を参考にすれば、日本国内の太陽光発電の設備費の習熟率を求める際に、世界的な導入によるグローバルな学習効果を用いることに大きな問題はないであろう。

そこで、本稿では日本の太陽光発電の設備費が世界の太陽光発電の累積導入量と相関があるとして、太陽光発電の設備費の習熟率を求めた。ただし、資源エネルギー庁の公表しているデータが限られていることから、2時点間のデータ（表1）から簡易的な計算であることに留意いただきたい<sup>2</sup>。資源エネルギー庁[2]によれば、事業用太陽光発電の設備費は2018年の16.5万円/kWから2023年には10.8万円/kWに低下している。ただし、この間インフレにより物価変動が起こっており、インフレ率を考慮し2023年時点の円価値で2018年値を補正した。

**表1 日本の事業用太陽光発電の設備費と世界の太陽光発電の導入量実績**

	万円/kW (名目値)	万円/kW (2023年価値)	世界の累積導入量 (GW)
2018年	16.5	17.5	495
2023年	10.8	10.8	1610

出所：設備費については[2]を参照。2020年価値は消費者物価指数（CPI）を用いて計算した。世界の累積導入量の値は[3]を参照。

表1から日本の太陽光発電の設備費の習熟率を計算すると、24.7%であった。これは、ワーキングが設定した20%よりも高い値であり、世界の太陽電池モジュールのコスト低下の程度23%よりもわずかに大きいことを意味する。期間が短く簡易的な計算であるとしても、設備費全体の国内実績ベースで計算している点が優れていると考えられる。

この習熟率24.7%を用いて計算した2040年の日本の太陽光発電の設備費は4.2万円/kWから4.7万円/kWとなり、ワーキングが推計した値よりも約0.9万円/kW安価となった（表2）。数字に幅があるのは、2040年の世界の太陽光発電の累積導入量がシナリオによって異なるためである。

---

備費の定義とほぼ同じであると考えられる。

<sup>2</sup> ここでは、最も基本的な学習曲線モデル式： $C(X)_t = C(X_0) \left(\frac{X_t}{X_0}\right)^{-b}$ を用いて習熟率を算出した。このとき、 $C(X)_t$ はt年（ここでは2023年）の国内の設備費、 $C(X_0)$ は基準年（ここでは2018年）の国内の設備費、 $X_t$ はt年の累積生産量、 $X_0$ は基準年の累積生産量、 $b$ は学習指数を示す。この学習指数を用いて、 $LR = 1 - 2^{-b}$  習熟率(LR)を計算する。



表2 2040年の太陽光発電の設備費の推計値（2023年円/kW）

	STEPS	APS	NZE
習熟率 20.0%(ワーキング想定)	5.6	5.3	5.1
習熟率 24.7%	4.7	4.4	4.2

注：各シナリオは[3]に基づく。

以上、国内の太陽光発電の設備費データおよび太陽光発電の累積導入量実績から太陽光発電の設備費の習熟率を計算すると、ワーキングが想定したものより高くなり、結果として2040年の太陽光発電の設備費は想定よりも安価になる。結果はどうあれ、方法論的には、本手法のほうが手堅いと思われる。

## ② 陸上風力発電

陸上風力発電の資本費・運転維持費を想定する際に参照する発電所規模に問題がある可能性がある。それは2040年の想定する発電所（モデルプラント）の規模を小さめに設定していることである。ワーキングは2040年の陸上風力発電のモデルプラントの規模を30MW(3万kW)と想定している。しかし、近年の陸上風力発電の入札結果を見ると、発電所の平均設備容量が急速に大きくなっており、2023年度・24年度入札では50MWに達している(表3)。

表3 陸上風力発電の平均設備容量

	落札件数	落札容量(MW)	平均設備容量(MW)
2021年度	32	936	29
2022年度	30	1,290	43
2023年度	20	1,000	50
2024年度	17	885	52

陸上風力発電は発電所の規模が大きくなると、資本費や運転維持費（万円/kW）が低下することが分かっている。調達価格等算定委員会資料[4]によれば、陸上風力発電の資本費(中央値)は7.5MW以上では31.6万円/kW・30MW以上で28.4万円/kW・37.5MW以上で27.5万円/kWと、規模がおおきくなるほど低下している。この傾向は運転維持費でも同様である(表4)。

表 4 陸上風力発電の規模別資本費と運転維持費(中央値)

	7.5MW 以上	30MW 以上	37.5MW 以上
資本費(万円/KW)	31.6	28.4	27.5
運転維持費(万円/KW)	1.07	0.90	0.81

出所:資源エネルギー庁[4]より作成。ただし、本資料数値は、複数年のデータで構成されていると思われ、インフレによる物価変動の影響を考慮されていない可能性がある。

こうした規模別の数値の違いにもかかわらず、ワーキングは陸上風力発電のコスト数値として小規模な発電所も含めた 7.5MW 以上の数値を採用している。このように、ワーキングは、陸上風力発電のコストに関して発電所の規模の大型化の傾向による影響を見込んでおらず、最もコストの高い水準をベースに計算していると言える。

2040 年の陸上風力発電の発電コスト計算においては、現在の陸上風力発電の大規模化を反映するのであれば、2040 年のモデルプラントについては 50MW とすべきであっただろう。その際、参照するコストデータとしては、表 4 の区分に基づくなら 37.5MW 以上のプラントの数値を用いるのが適切であると考えられる。

### ③ 複数の再エネ電源にまたがる費目

複数の再エネ電源にまたがる費目に政策経費がある。資源エネルギー庁によれば、政策経費とは、「発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費（政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と IRR 相当政策経費）」である[5]。

この政策経費のなかで再エネ電源にとって大きな経費とされているのが、IRR 相当政策経費である。IRR 相当政策経費とは、固定価格買取制度に関連する政策経費である。すなわち、固定価格買取制度において調達価格は、適正な利潤率を反映して定められる。調達価格にこの利潤が含まれることで、発電コストを超える金額を発電事業者に支払っているとみなす。この発電コストを超える金額が税金等（ここでは再エネ賦課金）を通じてまかなわれることから、政策経費とみなしている。これはあくまで政府が調達価格を算定し、その価格で買い取ることが前提になっている。

しかし、すでに現実が変わっており、政府が定めた利潤がもはや保証されているわけではない。事業用太陽光発電・陸上風力発電・洋上風力発電・一般木材等バイオマスについては、ほぼ競争入札によって調達価格が決まる仕組みになっている。政府が定めた利潤は上限価格を算定するとき用いられるだけであり、落札価格は上限価格を下回っている。したがって、

これらの競争入札に移行した電源については、政府が定めた利潤を保証されているわけではない。例えば、直近の 2024 年度太陽光第 22 回入札では、上限価格は 9.05 円に設定されたが、落札価格の加重平均は 8.17 円であった。同様に 2024 年度の陸上風力発電の入札では、上限価格は 14.00 円に設定されたが、落札価格の加重平均は 12.73 円であった。理論的にも、競争が適切に働くのであれば事業者が高い利潤を得られる可能性はほぼない。

こうした現状を認識しながらも、ワーキングは IRR 政策経費が 2040 年も全額発生するとみなした。つまり、競争入札を通じてもなお政府が定めた優遇利潤を事業者が全て享受でき、それが再エネ賦課金で賄われる、とワーキングはみなしているのである。2040 年時点の IRR 政策経費として、事業用太陽光発電には 0.4 円/kWh、陸上風力発電には 2.7 円/kWh、着床式洋上風力発電には 4.0 円/kWh を計上している。実際に発生しているのであればまだしも、競争入札制が機能すれば発生しないであろう IRR 相当政策経費を再エネのコストとして計上している。

#### 4. 2024 年発電コスト検証の問題点：原子力に関する前提条件について

第一節で指摘したように、原子力の発電コストは検証のたびに上昇しているものの、毎回将来のコストについてはほぼ横ばいと評価してきた。これは将来に対して高い不確実性があることについて、将来の上振れリスクを計算上考慮しないスタンスである。

本節では、2024 年の発電コスト検証において、楽観的な計算となっている前提条件について指摘する。また、一部にコストとして見込むべき費用が含まれていない点についても述べる。具体的には、①建設費の上昇が想定されていないこと、②資本費を構成する追加的安全対策費について過小計算をしていること、③原子力事故リスク対応費用に放射性廃棄物処分費用を含めていないことの 3 点を挙げる。

##### ① 建設費の上昇が想定されていない

原子力発電の建設費の想定は、インフレの影響を除いたとしても過去 3 回のコスト検証のたびに上昇してきた。図 5 に示したように、2015 年検証時の建設費の想定は 1kW あたり 43 万円であったが、2021 年検証時には 51 万円、24 年検証時には 57 万円にまで上昇している（いずれも 2020 年円価値換算）。

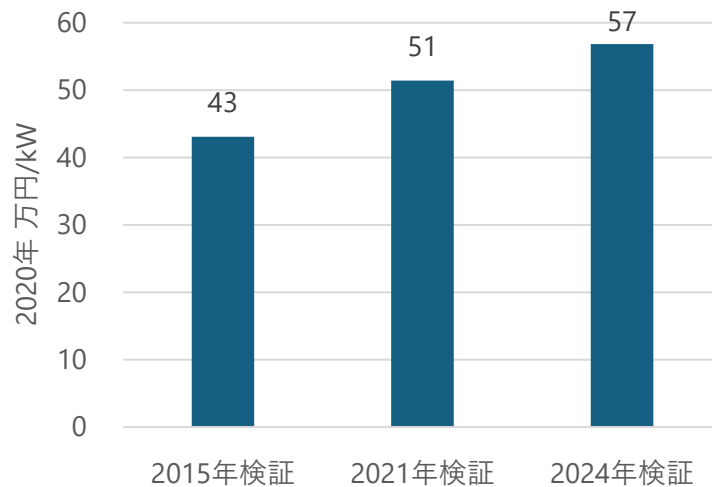


図5 原子力発電の建設費想定（安全対策投資含む）

注：インフレの影響を排除するため、CPIを用いて2020年の円価値に統一している。

このような原子力発電の建設費の上昇は日本だけにとどまらない。フランスのフラマンビル原発（165万kW）の建設費は、2007年当初33億ユーロと見積もっていたが、132億ユーロに達していると推計されている[6]。イギリスのシンクリーポイントC原発（160万kW×2基）については、建設費が2016年当時180億ポンド（2015年価格）とされていたが[7]、310～340億ポンド（同2015年価格）に上昇している[8]<sup>3</sup>。

それでも、ワーキングは上記の欧州で上昇する原発の建設費の傾向を反映できていない可能性が高い。今回の検証作業で想定された建設費の元データとして2009年以前に建設されたものを参照しており、2024年から15年以上も前のデータを使っているのである。

一方、実際に建設する主体である電気事業者は、建設費の上振れリスクを懸念している。電気事業連合会が、長期脱炭素電源オークションの仕組みでは「落札後の固定費の上振れ等については投資回収予見性が十分でない」と報告している[9]。同オークションは建設費増大リスクへの対応として建設費の10%を予備費として織り込むことを認めている。

以上、原子力発電の建設費には大きな上振れリスクがあることから、原子力については発電コスト計算においてこれを考慮する必要がある。例えば、IEA/NEA(2020)では、発電コスト計算において、原子力により大きな不測費用（contingency payments）を加算している[10]。不測費用とは、建設期間中に技術的な不測事態や規制強化等によって生じる増加費用のことである。IEA/NEA(2020)は、原子力の建設費に対して15%の不測費用を想定している。これは他の電源の不測費用が5%と想定されているのに対して、10ポイント高い。ワー

<sup>3</sup> さらに12か月遅ければ、さらに10億ポンド(2015年価値)がかかると記載されている。

キングにおいても、過去 3 回の建設費の上振れや参照するデータが古いことを踏まえて、10%程度の不測費用を見込むべきである。

## ② 資本費を構成する追加的安全対策費について過小計算をしている

追加的安全対策費は、東京電力福島第一原発事故後、政府からの追加的安全対策の指示、原子力関係設備・施設に係る新規規制基準、自主的安全性向上の取組を踏まえて講じられた安全対策の費用のことである[5]。これらの費用については、2024年6月時点で原子力規制委員会に新規規制基準適合性審査を申請している発電所全体（16発電所27基）について直近の見積もり額を対象としている。

しかし、これには2つの問題がある。第一に、該当する発電所には申請したまま審査が進んでいない発電所と審査が終了・再稼働した発電所とさまざまあり、前者については申請額が過小となっている可能性が高い。第二に、過去に支出された追加的安全対策費は当時の物価水準の支出額であり、直近(2023年)の物価水準とは異なるが、その点が考慮されていない。

第一の問題点は、新規規制基準適合性審査中の原子力発電所は、追加的安全対策費が確定しておらず、金額が未確定なものも多く含まれるにも関わらず、ワーキングはそれらの発電所も含めて平均値を求め、追加的安全対策費を計算していることである。というのも、新規規制基準適合性審査に申請する額と最終的に審査が終了し再稼働するまでに電気事業者が見積もる追加的安全対策費には大きな違いがある。例えば、女川原子力発電所2号機(83万kW)は申請時に140億円であったところ[11]、2024年には7100億円へと50.7倍に増加している[12]。このため、追加的安全対策費を計上する対象の発電所は、審査中のものすべてではなく、審査が終了した原子力発電所のみを対象とすべきである。

第二の問題は、追加的安全対策費を支出した時点の物価が現在の物価水準と異なる点である。すでに審査が終了・再稼働している原子力発電については、追加的安全対策が終わっているものがある。例えば、伊方原発3号機は、2016年にすでに再稼働しており、2015年9月までに700億円を支出している[13]。しかし、これは当時の物価水準に基づくものであり、足元(2023年)の物価水準とは異なる。したがって、2023年に建設されると仮定したモデルプラントの追加的安全対策費は、各原発で報告されている追加的安全対策費を足元の物価水準で補正する必要がある。しかし、ワーキングではこうした物価水準の違いによる補正を行っていない。

## ③ 原子力事故リスク対応費用に放射性廃棄物処分費用を含めていない

事故リスク対応費用は、原子力事故にともなう損害費用から計算される。福島第一原発事故をもとに、損害費用には事故炉の廃炉費用・事故に伴う賠償費用・除染・中間貯蔵費用・行政費用等が含まれる。

しかしながら、事故廃炉費用に、福島第一原発構内の放射性廃棄物処分費用が含まれておらず、過小評価になっている。ワーキングは「事故廃炉費用」を 8 兆円としているが、これはデブリ取り出しまでの費用である<sup>4</sup>。取り出した後のデブリの処分費用が含まれていない。デブリの処分費用は、放射性廃棄物のうち、低レベル放射性廃棄物の処分費用だけで 22.3 兆円が必要と推計できる<sup>5</sup>。さらに低レベル放射性廃棄物以外にデブリや TRU 廃棄物など放射線量の高い廃棄物の処分費用がかかる。したがって、22.3 兆円は放射性廃棄物処分にかかる最低の費用で、さらに数十兆円の費用と長期にわたる取り組みが必要となるであろう。

---

<sup>4</sup> 具体的には、「帰還困難区域の復興拠点の整備、燃料デブリ等の取り出し以降に生じる廃棄物の処分、中間貯蔵後の除去土壌等の最終処分等に要する資金は含まれない」[14]。

<sup>5</sup> 計算方法は以下のとおりである。

- 日本原子力学会福島第一原子力発電所廃炉検討委員会によれば、福島第一原発廃炉で発生する低レベル放射性廃棄物量を 783 万トンである。
- 1999 年の原子力部会中間報告によれば、110 万トンの BWR 型原子炉廃炉で発生する低レベル放射性廃棄物 8790 トンの処分費用は 178 億円、2023 年価格にすると 250 億円、1 トン当たり処分費用は 285 万円である。
- 低レベル放射性廃棄物処分費総額 = 285 万円/トン × 783 万トン = 22.3 兆円。

## 5. 結論：2024 年発電コスト検証の問題は何を意味するのか

本稿では、これまでの過去 3 回のワーキングによる発電コスト評価による傾向を振り返りつつ、2024 年の発電コスト検証の前提条件の問題点を検討してきた。その結果、過去 3 回のワーキングでは、再生可能エネルギー電源に対して保守的な計算をしており、将来の発電コストの低減可能性を過小評価してきたことがわかる。また、原子力については、増え続けるコストを将来の発電コスト計算に反映できておらず、結果として計算のたびに発電コストが上昇し続けていることが確認できる。

2040 年の発電コスト推計の前提条件にはいくつかの問題点がある。太陽光発電については、設備費の習熟率の見通しを 20%と実績(簡易計算で 24.7%)よりも過小評価している。陸上風力発電についても将来のモデルプラントの大きさを過小評価し、参照する規模別の資本費と運転維持費を高め設定している。さらに、競争入札への移行により実際の支出可能性が低い公的な政策経費を全額計上して上乗せしている。一方で原子力発電に対しては、追加的安全対策費の計上方法に問題があり、事故リスク対応費用に未計上の費用が相当に存在し、いずれも発電コストを低めに見積もる方向になっている。また、15 年以上新規建設実績がないことや事業環境・規制の変更リスクなど多大な不確実性を踏まえた上振れリスクが反映されていない。これらの問題点により、将来の再生可能エネルギー電源の発電コストを高め評価し、原子力発電の発電コストを低めに評価することにつながる。

このことがエネルギー政策に与える影響を考えると、再生可能エネルギー電源よりも原子力に深刻な経済的リスクが存在していると考えられる。というのも、再生可能エネルギー電源については足元で建設実績が多数あるので、ワーキングの想定が保守的であっても、実績データによって発電コストは修正されうる。しかし、原子力は近年の実績データがない。そのような状況において、ワーキングの楽観的な前提条件をもとに原子力に関する政策決定が行われ続けてきた。エネルギー基本計画(2025 年)においても、ワーキングの楽観的な前提条件をもとに原子力の発電コストが「他電源と遜色ないコスト水準」と評価し、推進するとしている。この前提に基づいて新規に原発が建設された場合、本稿で指摘した問題が顕在化することになるであろう。そのとき、そのコストを負担するのは国民である。

## 補論 統合コストをどう見るか

ワーキングは、一部の委員に依頼し統合コストの一部を考慮した発電コスト（以下、統合コストと略記）を計算し公表した。

ワーキングでは統合コストについて次のように説明されている。統合コストは、「ある電力システムの状態が達成された状態から、さらに各電源を微妙に追加した場合に、他の電源（天然ガス等）による調整によって生じる追加的なコスト、電力システム全体に追加で生じる社会的費用の一部を検証するものである」[5]。ここで「ある電力システム」とは、ワーキングで想定した2040年の電源構成・電源配置にもとづく。電源構成は図A-1のとおりである。陸上風力と太陽光の導入量（設備容量）のみが異なる3つのケースを想定している。この3つのケースで、新たに各電源を追加した場合、それによって電力システム全体への影響を経済的に評価している。

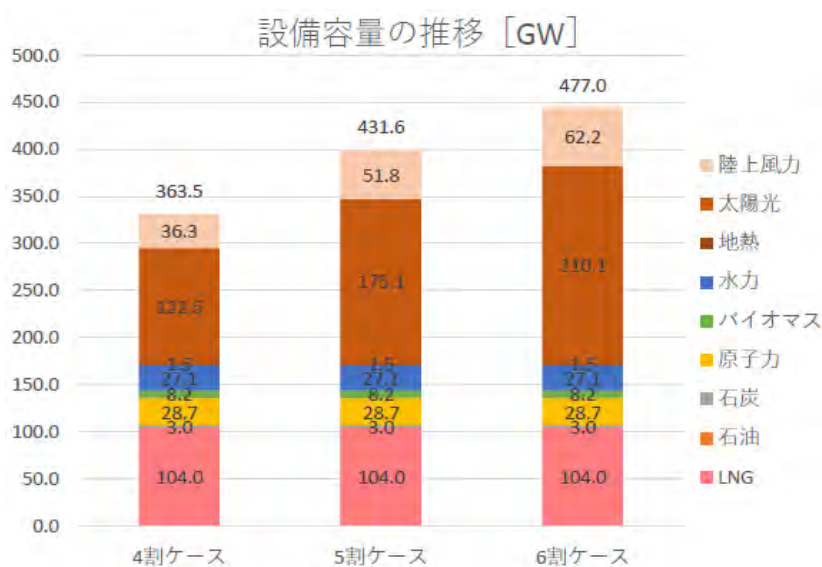


図 A-1. ワーキングによる2040年の設備容量想定（3ケース）

統合コストは、上記に加えてさまざまな想定をおいたうえで計算されるため、出てきた数値について細かい検証ができない。そこで、ここでは統合コストの結果を評価する際に重要な論点を3つ示しておきたい。

第一に、新規電源の配置をどのように考えるかである。需給調整が過酷な状況にある地域



に新規に立地すると、需給調整にかかる負荷も大きくなり、新規電源の運転も相当に制約される。そうした地域に立地した場合、統合コストは高騰するであろう。ワーキングでは、太陽光・陸上風力の立地については現在の電源立地分布に比例させた分布を想定している。しかし、これは需給調整が過酷な状況にある地域（例えば九州）にも現状に比例して入っていくことを想定しており、現実的ではないであろう。経済的側面から予想されるのは、多大な出力抑制が発生するような地域には太陽光発電の立地が避けられるだけである。他方で、原子力・火力については電力需要の大きなところに立地するという想定になっている。これは例えば、電力需要量が最大の東京電力パワーグリッド管内に 2040 年に最大の原発立地が行われる想定になっている、ということである。これは現実的な想定だろうか。

第二に、上記のワーキング想定でディスパッチ等(需給調整)の追加費用は自然エネルギーに限らず、原子力・火力にも同様に発生しており、自然エネルギーに特有なものではないことが示された(表 A-1)。これは自然な結果であるかもしれない。既存の発電システムのなかに新たな電源を追加すると、既存の電源(ここでは LNG 火力)が影響を受けて発電効率が低下するのは、どのような電源であろうと避けられないからである。そうなると、ディスパッチ等の統合コストのみを考えれば、新規の電源を建設しないのがもっとも安価になる。

表 A-1 ディスパッチ等の統合コスト (円/kWh)

	事業用太陽光	陸上風力	原子力	LNG 火力
4 割ケース	4.4	3.1	3.4	1.7
5 割ケース	4.4	4.0	3.5	3.1
6 割ケース	5.5	4.2	3.9	3.8

出所：参考文献[5]より作成。

さらに、ワーキングがディスパッチ等を担うと想定している LNG 火力発電(ガスタービン CCGT)の場合、部分負荷運転に伴う効率低下が著しい。出力 50%の時は 85%の発電効率があるが、出力を 25%まで絞ると発電効率が 65%まで下がるとされている[15]。すなわち 20 ポイントの効率低下になるのであり、その分ガス燃料の損失につながる。この点から、より効率の高くより柔軟性の高いディスパッチ手法を検討していく必要があるということを示している。例えば、蓄電池であれば総合充放電効率が 85%とされており[16]、低出力時に発電効率が大きく下がるガス火力よりもディスパッチに伴う統合コストは低下する可能性がある。このように、統合コストの議論は、低コストの脱炭素エネルギーシステムを構築していくためには、より安価な需給調整の技術・インフラ・制度構築を考えていく必要があることを示唆している。

第三に、ワーキングでは、2019年度の電力の需要パターンを想定しているが、2040年には変化する可能性がある。大量の自然変動電源が導入された地域では、時間帯によって卸電力価格が相当低下することが予想される。このような低価格な電力を活用したあらたな需要の創出や価格が安い時間帯への需要シフトも考えられる。実際にいくつかの小売電気事業者に太陽光発電が発電する昼間の時間帯の電気料金を安価に設定する料金メニューを提供し始めている。また、大量に電気を消費する電炉メーカーが夜間の運転から昼間の運転へ運転時間をシフトさせ始めるなど、企業の需要パターンも変わり始めている。このように需要側も状況に応じて変化してきており、2040年には電力の需要パターンは変化している可能性がある。こうした点も統合コストに大きな影響を与える。

以上の論点で示したように、統合コストは様々な仮定を設定した上で計算されており、個別の仮定についてはさらに多岐にわたる論点がありうる。例えば、送電網の整備状況も今回は1パターンのみしか示されていない。しかし、エネルギー政策の議論を行う目的からすれば、多岐にわたる条件を検討してもよかったのではないか。いずれにしても、仮定や条件を変えることによって統合コストは大きく変わる。すくなくともワーキングが計算した統合コストの計算結果が絶対的なものではないことに留意する必要がある。

今後の統合コストの議論では、電源立地が統合コストに与える影響を評価することが求められる。また、需給調整の統合コストを重視するのであれば、LNG火力以外の需給調整の選択肢を幅広く検討することが求められる。また、需要パターンについても価格による長期的な変動が需要に与える影響についても今後検討することが求められる。

## 参考文献

- [1]. Castrejon-Campos, O., Aye, L. and Hui, F.K.P. (2022) 'Effects of learning curve models on onshore wind and solar PV cost developments in the USA', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112278.
- [2]. 資源エネルギー庁 (2024) [総合資源エネルギー 調査会 発電コスト検証ワーキンググループ 第2回会合資料2]
- [3]. IEA (2024) *World Energy Outlook 2024*.
- [4]. 資源エネルギー庁 (2024) 『風力発電について』第100回調達価格等算定委員会
- [5]. 資源エネルギー庁 (2025) 『発電コスト検証に関するとりまとめ』
- [6]. EDF, (2022) [Update on the Flamanville EPR](#) (2025年2月17日アクセス).
- [7]. EDF (2016) "[Hinkley Point C project cost](#)" (2025年2月17日アクセス)
- [8]. EDF (2024) "Hinkley Point C Update", EDF Press Release
- [9]. 電気事業連合会 (2024) 『原子力の持続的かつ最大限の活用に向けて』第40回原子力小委員会(2024年8月20日, 資料3)
- [10]. IEA/NEA (2020) *Costs of Generating Electricity: 2020 Edition*.
- [11]. 東北電力株式会社 (2013) 『[女川原子力発電所発電用原子炉設置変更許可申請書 \(2号発電用原子炉施設の変更\)](#)』(2025年2月18日アクセス)
- [12]. 朝日新聞 『[電力11社の原発安全対策6兆円超、朝日新聞調査 災害対策で高騰か](#)』(2024年8月20日付)
- [13]. 日本経済新聞 『[四国電、伊方原発安全対策に1700億円](#)』(2015年10月30日付)
- [14]. 資源エネルギー庁 (2020) 「原子力関連の賠償過去分・廃炉会計費用に係る措置について」内閣府第7回電力託送料金に関する調査会.
- [15]. 一般社団法人火力原子力発電技術協会 (2014) 『“再生可能エネルギー時代の火力発電”新たな役割と価値』
- [16]. Cole, Wesley and Akash Karmakar. (2023) *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-85332.

## 2024年発電コスト検証の前提条件に関する問題

### 公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門1丁目ビル 11F TEL:03-6866-1020(代表)

[info@renewable-ei.org](mailto:info@renewable-ei.org)

[www.renewable-ei.org](http://www.renewable-ei.org)