

研究ノート 第七次エネルギー基本計画に基づく2040年発電コストの試算

杉山 大志

キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹

2026年6月2日

要旨

本稿は、2040年度の日本の発電コストについて、二つの対照的な電源構成シナリオを設定し、平均発電コストおよび全国総額を概算する。シナリオ1は、既存火力・既存原子力を最大限活用し、新設発電所を想定しないケースである。シナリオ2は、第七次エネルギー基本計画の2040年度見通しに沿って、太陽光・風力を大量導入し、火力発電をCCS付きとするケースである。

水力・原子力は、両シナリオにおいて同一の発電量・同一の単価である共通項として扱う。このため、政策選択による追加費用を比較する本稿の中心推計では、水力・原子力の単価を0円/kWhとして扱う。(これは、水力・原子力の発電コストが実際にゼロであるという意味ではなく、両シナリオに同じ費用が加わるため、差額計算には影響しないという意味である。)

中心推計において、シナリオ1の平均コストは3.62円/kWh、シナリオ2の平均コストは27.76円/kWhとなる。差額は24.14円/kWhである。これを2040年度の発電電力量1.1兆kWhおよび1.2兆kWhに掛けると、年間追加発電コストはそれぞれ約26.6兆円、約29.0兆円となる。さらに、政府の「統合コストの一部を考慮した発電コスト」に含まれない地域間連系線増強や蓄電池整備等について、本稿の感度分析として例示的に2円/kWhを加えると、追加費用はそれぞれ約28.8兆円、約31.4兆円となる。

以上より、第七次エネルギー基本計画に沿って太陽光・風力およびCCS付き火力を大量導入する場合、既存火力・既存原子力を活用する場合に比べて、2040年度時点で年間30兆円規模の追加発電コストが発生し得ることが示される。これは電気料金へ転嫁されることで30兆円規模の国民負担増となる。

キーワード: 第七次エネルギー基本計画、発電コスト、統合コスト、太陽光発電、洋上風力、CCS、既存火力

1. 本稿の目的と位置づけ

本稿の目的は、第七次エネルギー基本計画が示す2040年度の電源構成を前提に、発電コストがどの程度上昇し得るかを、できる限り透明な算術計算によって確認することである。ここでいう発電コストは、発電所および電源統合に係る費用を中心に置いた概算であり、小売料金そのもの、託送料金、税、再エネ賦課金、容量市場・需給調整市場・公租公課等を完全に積み上げるものではない。

第七次エネルギー基本計画では、2040年度において発電電力量を1.1~1.2兆kWh程度とし、再生可能エネルギーを4~5割程度、原子力を2割程度、火力を3~4割程度とする見通しが示されている。再エネの内訳では、太陽光23~29%程度、風力4~8%程度が示されており、太陽光と風力の合計は発電電力量ベースで27~37%程度に達する(資源エネルギー庁, 2025a; 資源エネルギー庁, 2025b)。

本稿は、電源構成モデルや需給運用モデルを新たに構築するものではない。むしろ、政府資料に示された発電コスト試算値、統合コスト試算値、および2040年度電源構成の数値を用い、政策評価上の一次近似としてどの程度の費用差が生じるかを明らかにする。

電力需要・電源構成

	2013年度 (実績)	2022年度 (実績)	2040年度 (見通し)
電力需要	0.99兆kWh	0.90兆kWh	0.9~1.1兆kWh程度
産業	0.36兆kWh	0.32兆kWh	0.38~0.41兆kWh程度
業務	0.32兆kWh	0.31兆kWh	0.29~0.30兆kWh程度
家庭	0.29兆kWh	0.26兆kWh	0.23~0.26兆kWh程度
運輸	0.02兆kWh	0.02兆kWh	0.04~0.10兆kWh程度
発電電力量	1.08兆kWh	1.00兆kWh	1.1~1.2兆kWh程度
再エネ	10.9%	21.8%	4~5割程度
太陽光	1.2%	9.2%	23~29%程度
風力	0.5%	0.9%	4~8%程度
水力	7.3%	7.7%	8~10%程度
地熱	0.2%	0.3%	1~2%程度
バイオマス	1.6%	3.7%	5~6%程度
原子力	0.9%	5.6%	2割程度
火力	88.3%	72.6%	3~4割程度

29

図1 長期エネルギー需給見通しにおける電力需要・電源構成

出所:資源エネルギー庁「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」(2025年2月)を引用。

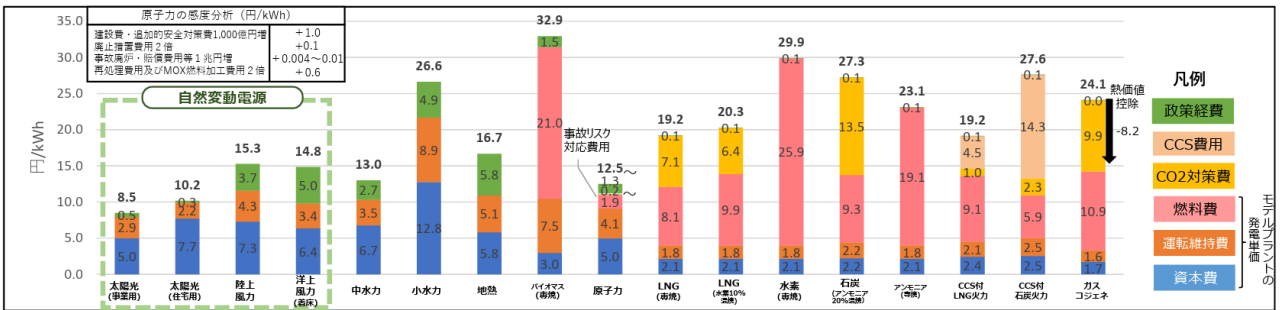
【モデルプラント方式の発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置かといった、**2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とするために試算。
- 2040年に、発電設備を新設・運転**した際の**kWh当たりのコスト**を、**一定の前提で機械的に試算**したもの（**既存設備を運転するコストではない**）。
- 2040年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、自然変動電源の導入量、気象状況などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。また、今回想定されていない更なる技術革新などが起こる可能性にも留意する必要がある。
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、下記の**発電コストだけではない様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断**される。

電源	自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力						コジェネ	
	太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	LNG (水素10%混焼)	水素 (専焼)	石炭 (7/6/7 20%混焼)	アンモニア (専焼)	CCS付 LNG火力	CCS付 石炭火力	ガスコジェネ	
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	7.0 8.9	7.8 10.7	13.5 15.3	14.4 15.1	13.0	26.6	16.7	32.9	12.5~	16.0 21.0	16.8 22.2	24.6 33.0	20.9 32.0	22.3 27.9	17.1 21.1	26.6 32.2	15.9 17.5
	政策経費なし	6.6 8.4	7.6 10.4	10.1 11.6	9.5 10.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	15.9 20.9	16.8 22.2	24.6 33.0	20.8 31.9	22.2 27.8	17.0 21.0	26.5 32.2	15.9 17.5
設備利用率 稼働年数	18.3% 25年	15.8% 25年	29.6% 25年	40.2% 25年	54.7% 40年	54.4% 40年	83% 40年	87% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	72.3% 30年

(注1) 表の値は将来の燃料価格、CO2対策費用、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算となる。例えばCO2対策費用は、IEA/World Energy Outlook 2024 (WEO2024) における韓国の公表政策シナリオ (STEPS) とEUの表明公約シナリオ (APS) で幅を取っている。
 (注2) グラフの値は、WEO2024のSTEPSのケースがベース。CO2価格はWEO2024のEUのSTEPSのケース、水素・アンモニアは海外からブルー水素・ブルーアンモニアを輸入するケース、CCSはパイプライン輸送のケース、コジェネはCIF価格で試算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ) のとおり。
 (注3) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。
 (注4) 四捨五入により合計が一致しないことがある。 (注5) 水素、アンモニア混焼は熱量ベース。 (注5) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。



※パラボラサイト太陽電池と浮体式洋上風力については、現時点では技術が開発途上であり費用の見込みが必ずしも高くないが、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置いて発電コストを試算したところ、パラボラサイト太陽電池は政策経費あり16.5円/kWh、政策経費なし15.3円/kWh、浮体式洋上風力は政策経費あり22.5円/kWh、政策経費なし14.9円/kWhとなった。(参考値)

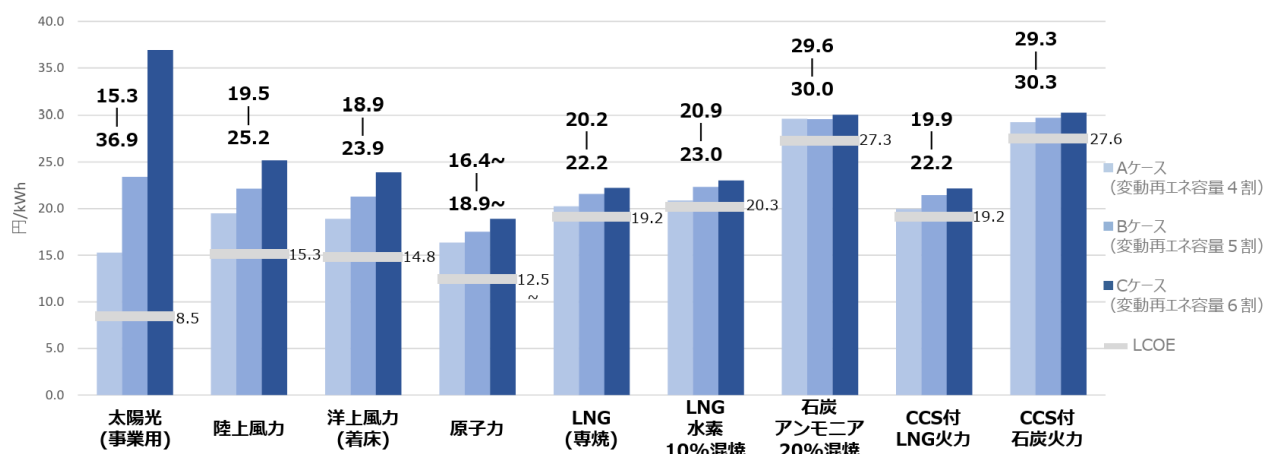
図2 モデルプラント方式の発電コスト:2040年試算の結果概要

出所: 発電コスト検証ワーキンググループ「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」(2024年12月17日)を引用。

【統合コストの一部を考慮した発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

委員試算を踏まえた検証結果。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるために電力システム全体で生じるコストも増加する。電源別の発電コストを比較する際、従来から計算してきた①に加え、一定の仮定を置いて、②も算定した。
 - ①新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（＝「LCOE」）
 - ②ある電源を追加した場合、**電力システム全体に追加で生じるコスト**（例：他電源や蓄電池で調整するコスト）を考慮したコスト（■統合コストの一部を考慮した発電コスト）
- 統合コストの一部を考慮した発電コストは、**既存の発電設備が稼働する中で、ある特定の電源を追加した際に電力システムに追加で生じるコスト**を計算している。具体的には、LNG火力など他の電源による調整、揚水や系統用蓄電池による蓄電・放電ロス、再エネの出力制御等に関するコストを加味する。
- 将来のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、ある特定の電源を追加した際に電力システムで代替されると想定される電源の設定（今回は、費用が一番高い石炭火力とした）などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。今回は、3ケースについて算定。更なる技術革新などが起こる可能性も留意する必要がある。



※2040年の電源システムについて、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを想定しており、これらによる統合コストの引き下げ効果は、上記結果に加味されている。加えて、デマンドレスポンスを一定程度考慮した場合、統合コストの一部を考慮した発電コストが上記より低い水準になる。

※地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用は、「ある特定の電源を追加した際に電力システム全体に追加で生じるコストではないため、計算には含まれない。

※水素、アンモニアは熱量ベース。

6

図3 統合コストの一部を考慮した発電コスト：2040年試算の結果概要

出所：発電コスト検証ワーキンググループ「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」（2024年12月17日）を引用。

2. 主要データと計算方法

2.1 参照する政府資料

本稿が主として参照する資料は、資源エネルギー庁「2040年度におけるエネルギー需給の見通し」および発電コスト検証ワーキンググループの発電コスト試算である。図1は2040年度の電力需要および電源構成の見通しを示す。図2はモデルプラント方式の2040年発電コスト試算であり、図3は「統合コストの一部を考慮した発電コスト」の試算である（資源エネルギー庁、2025a；発電コスト検証WG、2025；発電コスト検証WG、2024）。

図2のモデルプラント方式は、2040年に発電設備を新設・運転した場合のkWh当たりコストを一定前提で機械的に試算するものであり、政府資料自身も「既存設備を運転するコストではない」と明記している（発電コスト検証WG、2025；発電コスト検証WG、2024）。したがって、既存火力を活用するシナリオ1については、図2・図3で筆者が整理した既存火力の燃料費相当分を用いる。具体的には、既存石炭火力を4.2円/kWh、既存LNG火力を6.0円/kWhと置く。これは新設火力のLCOEではなく、既存設備を用いて追加的に発電する場合の短期的な燃料費中心の近似である。

2.2 基本式

平均発電コストは、次式で計算する。

$$\text{平均発電コスト(円/kWh)} = \sum_j [\text{電源 } i \text{ の発電電力量比率} \times \text{電源 } i \text{ の単価(円/kWh)}]$$

全国発電コストは、平均発電コストに発電電力量を掛けることで求める。

本稿では、2040 年度の発電電力量について 1.1 兆 kWh および 1.2 兆 kWh の二通りを計算する。

2.3 共通電源の扱い

水力および原子力は、シナリオ 1 とシナリオ 2 で同一発電量・同一単価と置く。比較の目的は、既存火力を中心に供給する場合と、太陽光・風力・CCS 火力へ大きく置き換える場合の差額を求めることである。したがって、差額計算では水力・原子力を共通項として控除し、両シナリオで 0 円/kWh と置く。

なお、総額として水力や原子力の実費を入れることは可能である。しかし、両シナリオで同じ値を入れる限り、差額は変わらない。例えば、原子力に燃料費である 1.9 円/kWh を置けば、両シナリオの平均コストに同額が加わるだけであり、政策選択による追加費用の結論は不変である。水力についても、両シナリオで同一発電量・同一単価を置く限り、差額には影響しない。

3. シナリオ設定

3.1 シナリオ 1: 既存火力・既存原子力を活用するケース

シナリオ 1 は、発電所の新設を想定せず、既存火力および既存原子力を活用するケースである。水力 9%、原子力 20%をシナリオ 2 と共通に置き、残る 71%を既存石炭火力と既存 LNG 火力で半分ずつ供給すると仮定する。したがって、既存石炭火力は 35.5%、既存 LNG 火力も 35.5%である。

既存火力の単価は、政府の発電コスト試算から燃料費相当分を取り出した値として、既存石炭火力 4.2 円/kWh、既存 LNG 火力 6.0 円/kWh と置く(発電コスト検証 WG, 2025; 発電コスト検証 WG, 2024)。この値は、新設火力の資本費・運転維持費・CO2 対策費等を含む LCOE ではない。既存設備活用ケースでは、過去に投資済みの資本費を比較対象に含めず、追加発電量を供給するための燃料費を中心にみるためである。

電源	発電比率	単価(円/kWh)	加重寄与(円/kWh)	備考
水力	9.0%	0	0.00	シナリオ間共通のため控除
原子力	20.0%	0	0.00	シナリオ間共通のため控除
既存石炭火力	35.5%	4.2	1.49	燃料費相当分
既存 LNG 火力	35.5%	6.0	2.13	燃料費相当分
合計	100.0%	-	3.62	共通電源控除後

表 1 シナリオ 1 のコスト前提。既存火力の 4.2 円/kWh および 6.0 円/kWh は、政府の発電コスト試算に基づく燃料費相当分として用いる。

3.2 シナリオ 2: 第七次エネルギー基本計画型・高統合コストケース

シナリオ 2 は、第七次エネルギー基本計画の 2040 年度見通しの範囲内で、太陽光・風力を大量導入し、火力については CCS を付けるケースである。再エネ比率は 50%、原子力は 20%、火力は 30%と置く。再エネの内訳は、太陽光 26%、風力 8%、水力 9%、地熱 1.5%、バイオマス 5.5%である。太陽光 26%は事業用太陽光 11%、屋根置き・分散型太陽光 15%に分ける。風力 8%は陸上風力 2%、洋上風力 6%に分ける。

この構成は、政府見通しの太陽光 23~29%、風力 4~8%、水力 8~10%、地熱 1~2%、バイオマス 5~6%、原子力 2 割程度、火力 3~4 割程度という範囲と整合的である(資源エネルギー庁, 2025a)。ただし、本稿は高統合コストケースを検討するため、太陽光・風力の費用については、政府の A・B・C ケースを外挿し、さらに陸上・洋上風力および CCS については近年の費用上振れリスクを明示的に反映する。

電源	発電比率	備考
事業用太陽光	11.0%	太陽光 26%のうち地上設置・大規模案件等
屋根置き・分散型太陽光	15.0%	住宅・業務・工場等の屋根置き、分散型案件
陸上風力	2.0%	風力 8%の一部
洋上風力	6.0%	風力 8%の大部分を洋上と想定
水力	9.0%	共通電源として控除
地熱	1.5%	政府見通しの中央値
バイオマス	5.5%	政府見通しの中央値
原子力	20.0%	共通電源として控除

CCS 付石炭火力	15.0%	火力 30%の半分
CCS 付 LNG 火力	15.0%	火力 30%の半分
合計	100.0%	-

表 2 シナリオ 2 の電源構成。第七次エネルギー基本計画の 2040 年度見通しの範囲内で置いた筆者仮定。

4. 変動再エネ容量比率

4.1 事業用太陽光の設備利用率の確認

太陽光・風力の「統合コストの一部を考慮した発電コスト」は、政府資料では A ケース(変動再エネ容量 4 割)、B ケース(同 5 割)、C ケース(同 6 割)として示されている(発電コスト検証 WG, 2024; 発電コスト検証 WG, 2025)。ここでいう比率は発電電力量比率ではなく設備容量比率である。したがって、シナリオ 2 の太陽光・風力の発電電力量比率 34% を、そのまま A・B・C ケースと比較してはならない。

前提として、事業用太陽光の設備利用率は、政府の 2040 年モデルプラント試算に示された 18.3%を用いる。同じく住宅用・屋根置き太陽光は 15.8%、陸上風力は 29.6%、着床式洋上風力は 40.2%を用いる(発電コスト検証 WG, 2025)。

電源	発電比率	設備利用率	容量換算値(発電比率÷設備利用率)
事業用太陽光	11.0%	18.3%	0.601
屋根置き・分散型太陽光	15.0%	15.8%	0.949
陸上風力	2.0%	29.6%	0.068
洋上風力	6.0%	40.2%	0.149
水力(共通)	9.0%	54.5%	0.165
地熱	1.5%	83.0%	0.018
バイオマス	5.5%	87.0%	0.063
原子力(共通)	20.0%	70.0%	0.286
CCS 付石炭火力	15.0%	70.0%	0.214
CCS 付 LNG 火力	15.0%	70.0%	0.214
合計	100.0%	-	2.728
変動再エネ合計	34.0%	-	1.767
変動再エネ容量比率	-	-	64.8%

表 3 シナリオ 2 の変動再エネ容量比率。設備利用率は政府の 2040 年モデルプラント試算を参照し、水力は中水力・小水力の値を丸めて 54.5%と置いた。

表 3 より、シナリオ 2 の変動再エネ容量比率は約 64.8%である。したがって、政府資料の C ケース(変動再エネ容量 6 割)よりやや高い。ゆえに、C ケースの値をそのまま使うのではなく、A・B・C ケースから外挿して費用を求めるのが整合的である(発電コスト検証 WG, 2024)。

4.2 A・B・C ケースからの外挿

外挿は単純な線形外挿とする。具体的には、B ケース(変動再エネ容量 5 割)から C ケース(同 6 割)への上昇幅を、C ケースから本稿の推定値 64.8%まで延長する。

例えば事業用太陽光では、発電コスト検証 WG の統合コスト試算において B ケース 23.4 円/kWh、C ケース 36.9 円/kWh であるから、10%ポイントの容量比率上昇に対して 13.5 円/kWh 上昇している。本稿の容量比率は C ケースより 4.8%ポイント高いので、事業用太陽光の外挿値は $36.9 + 13.5 \times 0.478 = 43.4$ 円/kWh となる(発電コスト検証 WG, 2024)。

電源	A ケース 4 割	B ケース 5 割	C ケース 6 割	外挿値 64.8%	本稿採用値
事業用太陽光	15.3	23.4	36.9	43.4	43.4
屋根置き・分散型太陽光	-	-	-	-	52.0
陸上風力	19.5	22.0	25.2	26.7	48.1
洋上風力	18.9	22.1	23.9	24.8	45.0

表4 変動再エネの統合コスト込み単価。A・B・C ケースは発電コスト検証 WG の「統合コストの一部を考慮した発電コスト」から引用し、外挿値は筆者計算。

屋根置き・分散型太陽光については、政府資料の統合コスト込み図が事業用太陽光のみを示しているため、事業用太陽光の外挿値 43.4 円/kWh に、モデルプラント方式における住宅用太陽光と事業用太陽光の LCOE 比率(10.2/8.5=1.20)を掛け、52.0 円/kWh と置く(発電コスト検証 WG, 2025)。屋根置き太陽光は、発電単価が事業用より高く、配電網側の逆流対策、電圧管理、出力制御、計量・制御設備などの費用も大きくなり得るため、事業用太陽光より高い単価を置くことが適切である。

風力については、政府 A・B・C ケースの外挿値を出発点にしつつ、近年の費用上振れを反映する。洋上風力については、政府 A・B・C ケースの外挿値は 24.8 円/kWh にとどまる。しかし、2025 年の第 1 ラウンド洋上風力事業撤退をめぐる政府資料では、公募選定後の事業環境変化等により建設費用が公募参加時見込みの 2 倍以上に増加し、風車調達費用および洋上・陸上工事費用もそれぞれ 2 倍以上に増加したと整理されている(資源エネルギー庁, 2025c; 資源エネルギー庁, 2025d)。陸上風力についても、風車調達費、資材価格、為替、金利、系統接続、施工費の上昇という問題に直面しているため、本稿の高コストケースでは、陸上風力にも洋上風力と同じ 1.8 倍の費用上振れ係数を適用する。したがって、陸上風力は $26.7 \times 1.8 = 48.1$ 円/kWh、洋上風力は $24.8 \times 1.8 = 44.6$ 円/kWh、丸めて 45.0 円/kWh と置く。これは、建設費が 2 倍以上になったという事実を LCOE に機械的に全額反映するものではないが、政府試算値をそのまま用いるよりも近年の費用上振れリスクを反映した値である。

なお、政府の統合コスト試算は、LNG 火力などによる調整、揚水・系統用蓄電池の充放電ロス、出力制御等を一定程度加味する。一方、地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用そのものは、「ある特定の電源を追加した際」に電力システム全体に追加で生じるコストではないとの整理により、計算には含まれていない(発電コスト検証 WG, 2025; 発電コスト検証 WG, 2024)。この点は、後述の感度分析で扱う。

5. CCS 付き火力のコスト補正

CCS 付き火力については、政府試算の所内率・効率低下の前提が楽観的である可能性がある。本稿では、政府試算の値を出発点としつつ、送電端効率を補正し、発電コストを再計算する。

5.1 政府試算の効率・所内率前提

送電端効率は、次式で計算する。

$$\text{送電端効率} = \text{発電端効率} \times (1 - \text{所内率})$$

政府試算では、CCS による CO2 分離回収率を 90%とし、石炭火力では発電端効率が 43.4%から 3.8%ポイント低下して 39.6%、所内率が 5.6%から 3.7%ポイント上昇して 9.3%となる。LNG 火力では発電端効率が 57.0%から 4.5%ポイント低下して 52.5%、所内率が 2.2%から 3.7%ポイント上昇して 5.9%となる(発電コスト検証 WG, 2025; 発電コスト検証 WG, 2024)。

項目	石炭火力・非 CCS	石炭火力・政府 CCS	LNG 火力・非 CCS	LNG 火力・政府 CCS
発電端効率	43.4%	39.6%	57.0%	52.5%
所内率	5.6%	9.3%	2.2%	5.9%
送電端効率	41.0%	35.9%	55.7%	49.4%
政府 C ケース単価	-	30.3 円/kWh	-	22.2 円/kWh

表5 政府試算における CCS 火力の効率・所内率前提。効率・所内率は発電コスト検証 WG 資料の諸元をもとに筆者計算。

この前提では、石炭火力の送電端効率は、非 CCS では $43.4\% \times (1 - 5.6\%) = 40.97\%$ 、政府 CCS 前提では $39.6\% \times (1 - 9.3\%) = 35.92\%$ となる。LNG 火力は、非 CCS では $57.0\% \times (1 - 2.2\%) = 55.75\%$ 、政府 CCS 前提では $52.5\% \times (1 - 5.9\%) = 49.40\%$ となる。LNG-CCS については、文献上、47~49%程度のネット効率を示す設計評価は存在するが、商用フルスケールの NGCC-CCS として長期運転により広く実証された値とはいえない(NETL, 2024; IEAGHG, 2012)。したがって、政策コスト評価では設計値だけでなく慎重ケースも併記する必要がある。

5.2 本稿の補正方法

石炭 CCS については、非 CCS 石炭火力の送電端効率 40.97%から 12%ポイント低下すると置き、補正後の送電端効率を 28.97%とする。ポストコンバッション CCS を付けた微粉炭火力の効率ペナルティについては、既往研究を整理した Supekar and Skerlos (2015) が 8~16%ポイント程度の範囲を示しており、Goto et al. (2013) も既往研究における効率ペナルティは現在の適用で概ね 10%程度と整理している。本稿の 12%ポイントという仮定は、この文献範囲の中間的な値である。

LNG-CCS については、政府前提の送電端効率 49.40%は高効率設計値としてはあり得るが、実績面では不確実性が大きい。NETL (2024) は NGCC-CCS の設計評価として HHV ベースで 47~49%程度のネット効率を示しており、IEAGHG (2012) も NGCC のポストコンバッション回収により LHV 効率が低下する試算を示している。本稿では慎重ケースとして送電端効率 43.0%を置く。これは、部分負荷運転、補機増、運転統合上の不確実性を反映した値である。

発電コスト補正は、政府 C ケース単価に、政府 CCS 前提の送電端効率を補正後送電端効率で割った比率を掛ける。すなわち、

$$\text{補正後 CCS 単価} = \text{政府 C ケース単価} \times (\text{政府 CCS 前提の送電端効率} \div \text{補正後送電端効率})$$

この処理は、同じ燃料投入・設備規模に対して送電端電力量が低下すれば、資本費、運転維持費、燃料費、CO2 対策費、CCS 費用の kWh 当たり負担が増えるという一次近似である。より厳密には、CO2 回収量、補機構成、設備稼働率、部分負荷運転、貯留条件等を逐次計算する必要があるが、本稿では発電コスト検証 WG の公表値を出発点にした透明な補正を優先する(発電コスト検証 WG, 2025)。

項目	CCS 付石炭火力	CCS 付 LNG 火力
政府 C ケース単価	30.3 円/kWh	22.2 円/kWh
政府 CCS 前提の送電端効率	35.92%	49.40%
本稿補正後の送電端効率	28.97%	43.00%
補正倍率	1.240	1.149
補正後単価	37.6 円/kWh	25.5 円/kWh

表 6 CCS 付き火力の発電コスト補正。政府 C ケース単価を送電端効率比で補正した。

計算すると、CCS 付石炭火力は $30.3 \times 35.92 / 28.97 = 37.6$ 円/kWh となる。CCS 付 LNG 火力は $22.2 \times 49.40 / 43.00 = 25.5$ 円/kWh となる。なお、LNG-CCS の送電端効率を 40%まで下げる厳しめケースでは、CCS 付 LNG 火力単価は $22.2 \times 49.40 / 40.00 = 27.4$ 円/kWh となる。

6. 計算結果

6.1 中心推計

以上の前提を用いると、シナリオ 2 の共通電源控除後の平均発電コストは次のようになる。

電源	発電比率	採用単価(円/kWh)	加重寄与(円/kWh)
事業用太陽光	11.0%	43.4	4.77
屋根置き・分散型太陽光	15.0%	52.0	7.80
陸上風力	2.0%	48.1	0.96
洋上風力	6.0%	45.0	2.70
水力(共通)	9.0%	0.0	0.00
地熱	1.5%	16.7	0.25
バイオマス	5.5%	32.9	1.81
原子力(共通)	20.0%	0.0	0.00
CCS 付石炭火力	15.0%	37.6	5.63
CCS 付 LNG 火力	15.0%	25.5	3.83
合計	100.0%	-	27.76

表 7 シナリオ 2 の中心推計。水力・原子力は共通項として 0 円/kWh に置いた。

シナリオ 1 の平均コストは 3.62 円/kWh、シナリオ 2 の平均コストは 27.76 円/kWh である。したがって、差額は 24.14 円/kWh となる。

項目	平均コスト(円/kWh)
シナリオ 1: 既存火力活用、共通電源控除後	3.62
シナリオ 2: 基本計画型・高統合コストケース、共通電源控除後	27.76
差額	24.14

表 8 中心推計における平均コスト差。

6.2 全国費用への換算

1 円/kWh × 1 兆 kWh = 1 兆円であるから、平均コスト差を 2040 年度発電電力量に掛ければ、全国の年間発電コスト差が得られる。

2040 年度発電電力量	差額(円/kWh)	年間追加発電コスト(兆円/年)
1.1 兆 kWh	24.14	26.6
1.2 兆 kWh	24.14	29.0

表 9 中心推計における全国発電コスト差。

中心推計では、年間追加発電コストは 1.1 兆 kWh の場合に約 26.6 兆円、1.2 兆 kWh の場合に約 29.0 兆円となる。この値には、政府資料が統合コスト試算に含めていない地域間連系線増強費用、蓄電池整備費用、配電網側の追加費用などは明示的には含めていない。

7. 感度分析

本稿の結果は、風力費用、CCS 効率、未算入系統費用、既存火力の構成比などに影響される。ここでは、主要な感度を確認する。

ケース	シナリオ 2 平均	シナリオ 1 平均	差額	1.1 兆 kWh	1.2 兆 kWh
中心推計	27.76	3.62	24.14	26.6	29.0
風力費用を政府外挿値のまま (陸上 26.7 円/kWh、洋上 24.8 円/kWh)	26.12	3.62	22.50	24.8	27.0
未算入の系統・蓄電池等を 2 円/kWh 加算	29.76	3.62	26.14	28.8	31.4
CCS を厳しめ(石炭 16%pt 低下、LNG 送電端 40%)	28.95	3.62	25.33	27.9	30.4
CCS 厳しめ+未算入費用 2 円/kWh	30.95	3.62	27.33	30.1	32.8

表 10 主要感度分析。単位は平均コストが円/kWh、年間追加費用が兆円/年。

風力費用について政府外挿値のみを用いる場合、すなわち陸上風力 26.7 円/kWh、洋上風力 24.8 円/kWh と置く場合には、シナリオ 2 の平均コストは下がり、年間追加費用は 1.2 兆 kWh で約 27.0 兆円となる。他方、中心推計に未算入の系統・蓄電池等の整備費用を 2 円/kWh 加えると、年間追加費用は 1.2 兆 kWh で約 31.4 兆円となる。CCS についてさらに厳しめの効率ペナルティを置き、未算入費用も加える場合には、年間追加費用は 1.2 兆 kWh で約 32.8 兆円となる。

8. 留意点

第一に、本稿のシナリオ 1 は既存設備活用ケースであり、新設火力の LCOE ではなく燃料費相当分を用いている。バックアップ電源としての火力設備は、シナリオ 2 においても太陽光・風力の変動を補うため維持が必要であるため、設

備維持費は原則として両シナリオ共通の費用と扱い、差額計算には含めない。ただし、政府の統合コスト試算においてバックアップ電源の固定費・維持費がどこまで反映されているかによっては、二重計上または過少計上の問題が生じ得る。もし統合コスト試算に含まれていない維持費が残る場合には、シナリオ 2 側に追加的な維持費を加える感度分析が必要である。

第二に、本稿のシナリオ 2 は、電源構成そのものは第七次エネルギー基本計画の範囲内に置いているが、費用については高統合コストケースを採用している。具体的には、変動再エネ容量比率を政府 C ケースから外挿し、陸上・洋上風力の費用上振れ、屋根置き太陽光の高コスト性、CCS 効率ペナルティを反映した。

第三に、政府の統合コスト試算は、電力システム運用上の追加費用の一部を考慮するものであり、地域間連系線増強費用、蓄電池設備費、配電網増強費、需要側機器導入費、立地対策費、廃棄・リサイクル費用等を網羅するものではない。このため、シナリオ 2 の実際の社会的費用は、本稿の中心推計より上振れする可能性がある。

第四に、本稿は電力量ベースの年平均費用の概算であり、時間別需給、地域別送電制約、季節変動、出力制御、予備力、燃料制約、需給調整市場などを内生的に計算していない。本稿の計算は、政府資料に含まれる単価を用いた静学的な費用比較であり、将来の詳細な電力システム解析を代替するものではない。

9. 結論

本稿は、2040 年度の日本の発電コストについて、既存火力・既存原子力を活用するケースと、第七次エネルギー基本計画型の太陽光・風力・CCS 大量導入ケースを比較した。水力・原子力は両シナリオ共通とし、差額計算では共通項として控除した。

中心推計では、シナリオ 1 の平均コストは 3.62 円/kWh、シナリオ 2 の平均コストは 27.76 円/kWh、差額は 24.14 円/kWh である。2040 年度の発電電力量が 1.1 兆 kWh なら年間追加費用は約 26.6 兆円、1.2 兆 kWh なら約 29.0 兆円である。

さらに、政府の統合コスト試算に含まれていない地域間連系線増強や蓄電池整備等を例示的に 2 円/kWh 加えると、追加費用は 1.1 兆 kWh で約 28.8 兆円、1.2 兆 kWh で約 31.4 兆円となる。したがって、太陽光・風力・CCS を大量導入する第七次エネルギー基本計画型の高統合コストケースでは、既存火力を活用するケースに比べて、発電コストだけでも年間三十兆円規模の追加費用が生じ得る。

参考文献

資源エネルギー庁(2025a)「2040 年度におけるエネルギー需給の見通し」2025 年 2 月。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_03.pdf

資源エネルギー庁(2025b)「エネルギー基本計画」2025 年 2 月。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20250218_01.pdf

発電コスト検証ワーキンググループ(2025)「発電コスト検証に関するとりまとめ」2025 年 2 月 6 日。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_01.pdf

発電コスト検証ワーキンググループ(2024)「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」2024 年 12 月 17 日。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/067/067_009.pdf

資源エネルギー庁(2025c)「洋上風力発電について」2025 年 9 月 8 日。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/075_s01_00.pdf

資源エネルギー庁(2025d)「洋上風力発電について」2025 年 12 月 26 日。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/078_02_00.pdf

NETL (2024) Natural Gas Combined Cycle Power Plants with Carbon Capture and Exhaust Gas Recycle. National Energy Technology Laboratory.

https://netl.doe.gov/projects/files/NaturalGasCombinedCyclePowerPlantswithCarbonCaptureandExhaustGasRecycle_071624.pdf

IEAGHG (2012) CO₂ Capture at Gas Fired Power Plants. 2012/08. [https://ieaghg.org/publications/2012-08%20CO₂%20Capture%20at%20Gas%20Fired%20Power%20Plants.pdf](https://ieaghg.org/publications/2012-08%20CO2%20Capture%20at%20Gas%20Fired%20Power%20Plants.pdf)

Goto, K., Yogo, K. and Higashii, T. (2013) "A review of efficiency penalty in a coal-fired power plant with post-combustion CO₂ capture," *Applied Energy*, 111, pp. 710–720. DOI:10.1016/j.apenergy.2013.05.020.

Supekar, S. D. and Skerlos, S. J. (2015) "Reassessing the Efficiency Penalty from Carbon Capture in Coal-Fired Power Plants," *Environmental Science & Technology*, 49(20), pp. 12576–12584. DOI:10.1021/acs.est.5b03052.