



The Canon Institute for Global Studies

CIGS Working Paper Series No. 26-029J

OCCTO2040 年シナリオの発電コスト試算

杉山 大志（キャノングローバル戦略研究所 研究主幹）

2026. 9. 25.

※Opinions expressed or implied in the CIGS Working Paper Series are solely those of the author, and do not necessarily represent the views of the CIGS or its sponsor.
※CIGS Working Paper Series is circulated in order to stimulate lively discussion and comments.
※Copyright belongs to the author(s) of each paper unless stated otherwise.

General Incorporated Foundation

The Canon Institute for Global Studies

一般財団法人 キャノングローバル戦略研究所

Phone: +81-3-6213-0550 <https://cigs.canon/>

OCCTO2040 年シナリオの発電コスト試算

キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹 杉山大志

2026 年 9 月 25 日

要約

電力広域的運営推進機関（OCCTO）の 2040 年シナリオ③は、今後の電力需要の増加を見込み、再生可能エネルギーの導入拡大と火力発電所の低 CO₂化によって排出量の削減を図るシナリオである。本稿は、このシナリオで供給力不足を補うために追加された火力を含む設備構成を対象に、電力需給と年間発電コストを評価した。[1,2]

年間需要を 1,100TWh とし、2025 年度の需要と再エネ出力の時間変化を用いて、全国 10 地域の需給を 30 分間隔で計算した。その結果、本稿の設備配置・運転・送電の想定の下では、OCCTO が示す補完後の設備で、対象年のすべての時点の通常需給を満たす運転が得られた。供給余力は別途、各時点の需要の 8%を目安に点検し、LNG 火力 22.6 万 kW を追加計上した。これは簡易な容量評価であり、予備力を含めた安定供給を保証するものではない。

年間費用は OCCTO③ケースが 24.09 兆円、追加の再エネ・CCS・混焼設備を導入しない既存火力活用ケースが 14.33 兆円で、差は 9.77 兆円となった。両ケースの需要と原子力の設備量・発電量は共通である。

発電所の化石燃料由来の直接 CO₂排出量は、OCCTO③ケースが約 0.82 億 t/年、既存火力活用ケースが約 3.91 億 t/年となった。OCCTO③ケースの再エネ発電量比率は約 44%であるが、太陽光は発電端換算で約 19%にとどまり、政府の 2040 年度見通し 23~29%を下回る。本稿は、政府見通しの電源構成を達成する費用を求めたものではない。

本試算は単年度の気象・需要を事前にすべて把握した完全予見の下での最適化であり、厳しい気象年、設備故障、予測誤差、燃料途絶に対する供給信頼度を検証していない。また、CCS や水素・アンモニア利用は個別の設備の実証試験段階に留まっており、本稿で想定する大規模な導入量と高い稼働率、それを支える燃料供給網・CO₂輸送貯留網の実現は不透明である。そのため費用推計にも大きな不確実性があり、実際には試算値から大幅に乖離し得る。

目次

1 研究の目的と対象シナリオ	3
2 設備・需要・運転・費用の想定	5
3 需給計算と費用算定の方法	22
4 計算結果	28
5 費用の不確実性と結果の解釈	49
6 結論	52
付録 A 公開データの取得先と加工方法	53
付録 B 地域別設備容量と連系線の想定	54
付録 C 電源別の年間費用	55
付録 D 数値検証と計算資料	57
参考文献	58

本稿の構成と数値の読み方

第 1 章で対象シナリオと比較の目的を示す。第 2 章は設備・運転・費用の想定、第 3 章は需給計算と費用算定の方法である。計算結果は第 4 章にまとめ、通常需給と供給余力の確認から説明する。第 5 章で不確実性と費用感度を検討し、第 6 章で結論を述べる。

単位について、設備容量と出力は GW、年間電力量は TWh、蓄電池の容量は GWh、CO₂排出量と回収量は百万 t、年間費用は兆円/年で表す。1TWh は 10 億 kWh である。

発電端は発電機が発生する電力、送電端は発電所内で使用する電力を差し引いて系統へ送り出す電力を指す。需給計算は送電端で行い、政府見通しと比較する電源構成は発電端へ換算して示す。

設備利用率は、想定した年間発電可能量から求める「設備利用率上限」と、需給計算で得た年間発電量から求める「設備利用率計算値」を分ける。

1 研究の目的と対象シナリオ

1.1 電源構成の費用を評価する目的

電力需要が増加する一方で CO₂排出量を減らすには、発電設備を増設するだけでなく、燃料、運転方法、蓄電設備、送電網を含めた電力供給の仕組みを整える必要がある。年間の発電量が需要を上回るだけでは十分ではなく、需要が生じる地域と時刻に必要な電力を届けられなければならない。

OCCTO の将来シナリオは、需要、電源別設備容量、供給力不足を補う設備などの数量を示している。本稿は、そのうち 2040 年シナリオ③の設備構成について、年間を通じた需給運用を求め、設備の保有と運転に必要な費用を積み上げる。OCCTO が公表した設備想定を用いた独自の評価である。OCCTO 自身は運転計画や費用推計を公表していない。[1,2]

評価の焦点は三つある。第一に、想定した設備で各地域・各時点の需要を満たせるか。第二に、その運転を実現する年間費用と CO₂排出量はいくらか。第三に、費用のうちどの部分が再エネの増設、火力の低 CO₂化、燃料転換、供給力の確保等に対応するかである。

1.2 2040 年シナリオ③を選ぶ理由

OCCTO の 2040 年シナリオは、年間需要 900TWh と 1,100TWh、経年廃止する火力を建て替える場合と建て替えない場合を組み合わせている。③は需要 1,100TWh、原子力 33GW、経年廃止に伴う火力の一律の建て替えを行わない組合せである。[2]

本稿では、需要が増加する中で再エネを拡大し、既設火力の経年廃止と低 CO₂化が進む場合に、供給力を補った電源構成の費用を調べる。この目的に対応する事例として③を選んだ。需要が小さい場合だけを評価するのではなく、需要拡大と供給力確保の双方に必要な費用を対象にできる。③を将来の最有力シナリオ、または OCCTO の全シナリオを代表するものと位置付ける訳ではない。

③では、当初の火力 96.9GW では供給力が不足するため、水素を利用する補完火力 57GW が示されている。本稿が採用する火力は両者を合わせた 153.9GW である。[2, p.431]

1.3 既存火力活用ケースとの比較

比較対象となる「既存火力活用ケース」を設定する。それは、基準時点の発電設備をできるだけ活用し、太陽光・風力等の再エネ、蓄電池、CCS、水素・アンモニア混焼の追加導入を行わないケースである。既に存在する再エネは撤去せず、その設備費と維持費も計上する。需要を満たすために不足する供給力は、LNG 複合火力で補う。

表 1 2つのケースの設備・運転の想定

項目	既存火力活用ケース	OCCTO③ケース
年間需要と時系列	1,100TWh。2025 年度の需要・出力実績を使用	同左
原子力	33GW。年間送電電力量 220TWh	同左
再エネ・蓄電池	基準時点の既存設備を保持。増設しない	OCCTO が示した全国設備容量を採用
火力	既存設備を保持し、不足分に通常 LNG を新設	補完用 57GW を含む 153.9GW を採用
運転の目的	年間変動費を最小化	変動費に CO ₂ 排出の評価額を加えて最小化
石炭火力	季節別起動計画、最低負荷、出力変化速度を設定	同じ方式で設定。アンモニア混焼は 85% の定常運転
火力の低 CO ₂ 化	CCS・水素・アンモニアを導入しない	導入設備容量を固定し、混焼率・回収率を設定

出所：設備容量は資料[1,2,3]。需要の統一、起動計画、設備運用等は本稿の想定。

両ケースで年間需要、需要の時間変化、気象年、原子力の設備量・発電量をそろえる。一方、OCCTO③ケースでは排出削減を優先し、既存火力活用ケースでは変動費を最小化する。このため費用差には、設備構成の違いと設備運用の違いの両方が含まれる。同じ CO₂排出量を達成する方法同士の費用比較ではない。

2 設備・需要・運転・費用の想定

本章では、需給計算の前に与える数値とその根拠を説明する。OCCTO 等の公表資料から採用した設備容量・単価と、資料だけでは決まらないため本稿で置いた想定を区別する。発電量、燃料使用量、CO₂ 排出量、年間費用などの計算結果は第 4 章に示す。

2.1 需要、気象年および地域別の時間変化

計算対象は北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄の 10 地域である。一般送配電事業者が公表する 2025 年 4 月から 2026 年 3 月までのエリア需給実績を用い、各地域 17,520 時点の 30 分平均電力を時刻順に接続する。需要の季節変化と日内変化を保ちながら、全国の年間需要が 1,100TWh となるよう倍率を掛ける。[4]

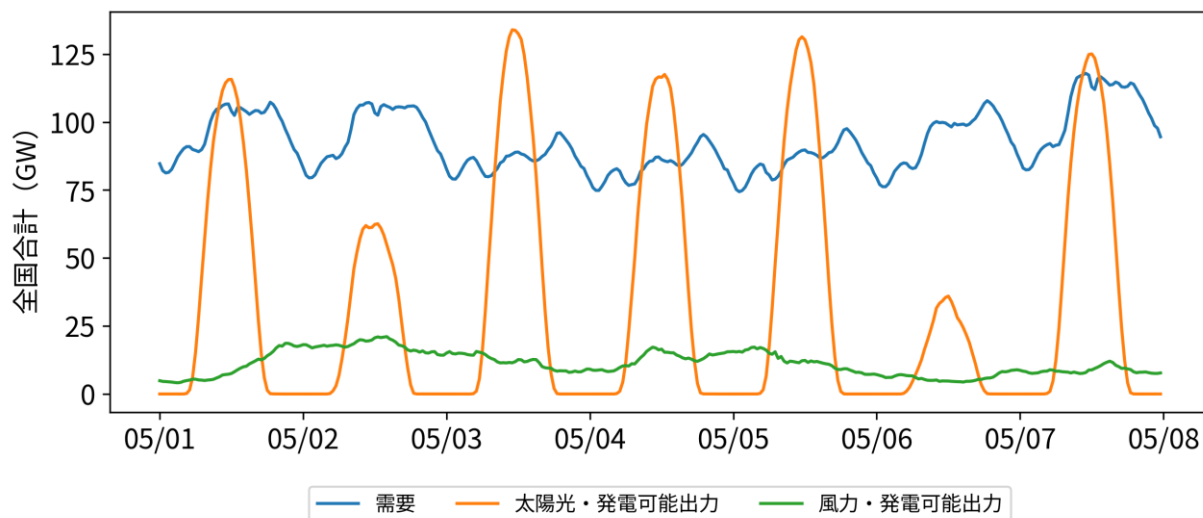
太陽光・風力は、発電実績に出力制御実績を加えて求めた「発電可能出力」の時間変化を用いる。まず、各地域の 30 分ごとの発電可能出力に倍率を掛け、2040 年の設備規模へ拡大する。ただし、拡大後の出力がその地域の設備容量を超える時点では、設備容量を上限とする。このように求めた 30 分ごとの出力を 1 年分積算し、OCCTO の年間発電可能量に一致するよう倍率を調整する。例えば太陽光は、設備容量 155GW に対して年間 231TWh、設備利用率上限約 17.01%となる。既存火力活用ケースにも同じ設備利用率上限を用い、設備容量 1kW 当たりの年間発電可能量を両ケースでそろえる。

洋上風力の地域別・30 分別出力を独立に推定できていないため、陸上風力と同じ地域の時間変化を用いる。一般水力も実績の時間変化を拡大して用いる。需要家側太陽光の自家消費を加えた総需要は厳密には復元していない。

本稿は 2025 年度の気象パターンを用いた再エネ出力を使い、想定した設備構成がどのように運用されるかを調べる。計算では全期間の需要と発電可能量を事前に知っているため、予測誤差のない運用となる。

2.1.1 需給計算へ与える時系列の例

図1 春季1週間の需要と太陽光・風力の発電可能出力



2025 年 5 月 1～7 日の時間変化を 2040 年の想定規模に拡大した入力値。太陽光・風力は出力制御前。出所：資料[4]を基に作成。

表2 春季1週間の需要と太陽光・風力の発電可能出力（図1の数値）

項目	最小出力 (GW)	最大出力 (GW)	電力量 (TWh)
需要	74.39	117.92	15.523
太陽光	0.00	133.95	5.576
陸上風力	1.53	7.83	0.702
洋上風力	2.59	13.26	1.188

図1に例示するように、一般に、太陽光・風力の出力が大きい時間帯と需要が大きい時間帯は一致しない。年間の発電可能量が十分であっても、昼間の余剰を夕方以降へ移す蓄電や、火力の出力調整が必要になる。また、他地域へ電気を送る量にも連系線の上限があるため、全国合計の過不足だけでは需給の成立を判断できない。

2.2 電源別設備容量と年間発電可能量

OCCTO③ケースの太陽光は 155GW、風力は 35GW である。風力は陸上 13GW と洋上 22GW に分ける。原子力は両ケースとも 33GW、年間送電電力量 220TWh とする。既存火力活用ケースの再エネ設備は 2026 年度供給計画に示された 2025 年度末設備量を維持するとする。火力は石炭 51.38GW、LNG78.46GW、石油 12.20GW である。[1,2,3]

供給計画の保有設備容量には休止設備も含まれる。本稿は必要な維持管理によって利用を継続できると想定する。運転中に利用できる設備容量は、後述の所内率、起動計画、出力上限を用いて設定する。既存風力 6.84GW のうち陸上を 6.59GW、洋上を 0.25GW とする区分は、費用を電源別に求めるための本稿の想定である。

表 3 OCCTO③ケースに含まれる火力設備と運転の想定

設備区分	発電端設備容量 (GW)	主な想定
CCS 付き石炭火力	22.10	季節別起動計画を与え、回収率 90%とする
石炭・アンモニア混焼	6.80	熱量 50%混焼、送電端利用率 85%で定常運転
CCS 付き LNG 火力	15.00	回収率 90%。出力変化速度に上限を置く
水素混焼（既設改造）	6.60	水素の体積比を 40%とする
水素混焼（補完用新設）	57.00	水素の体積比を 40%とし、発電本体も新設する
LNG 専焼等	43.90	LNG43.3GW と e-methane 混焼 0.6GW。後者も LNG の諸元で計算する
石油火力	0.30	公的な石油火力モデルの諸元を用いる
共同火力	2.20	燃料内訳が不明なため、石炭火力の諸元を用いる
合計	153.90	補完用 57GW を含む

出所：設備容量は資料[1]の p.281 および資料[2]の p.431。設備容量は OCCTO の想定、運転方法と混焼率の定義は本稿の想定。

CCS37.1GW、アンモニア混焼 6.8GW などの導入量は、OCCTO が示した値を使用する。補完用の水素火力 57GW は 153.9GW の内数である。

共同火力は燃料名ではなく、鉄鋼・化学等の産業活動と関係する発電設備の区分である。OCCTO は産業構造の変化を反映するため、石炭・LNG 等と分けている。表 3 の設備容量には自家消費分 50%の控除が反映されている。燃料構成を特定できないことから石炭の諸元を用いる。ただ共同火力がすべて石炭を燃料にすると確認したわけではない。[1, pp.264,275,281]

2.2.1 発電可能量と蓄電設備

表 4 OCCTO③ケースの再エネ・原子力の発電可能量

電源	設備容量 (GW)	年間発電可能量 (TWh)	需給計算での設定
太陽光	155.00	231.00	時間ごとの発電可能出力を上限とする
陸上風力	13.00	34.17	同上
洋上風力	22.00	57.83	同上
一般水力	25.00	118.00	同上。貯水池の運用は最適化しない
地熱	1.00	6.00	年間量を均等に供給する一定出力
バイオマス	9.00	58.00	年間量を均等に供給した場合の出力を上限とする
原子力	33.00	220.00	年間量を均等に供給する一定出力

出所：資料[1,2]。風力 92TWh は設備容量比で陸上・洋上へ配分。本稿は、この年間量を需給計算の送電端発電可能量として用いる。

表の年間発電可能量は、需給計算に与える上限値である。太陽光・風力については需給に余剰が生じれば出力制御（抑制）を行う。バイオマスも年間 58TWh の発電を基本とするが、需給に余剰が生じれば発電可能出力の範囲で出力制御を行う。

OCCTO の年間表には、発電所の所内消費、自家消費等の集計範囲に、本稿と厳密には対応しない部分がある。本稿では送電端の電力収支として計算方法をそろえ、政府の電源構成との比較時に、所内消費を戻して発電端へ換算する。この換算によっても全国統計の集計範囲を完全に一致させたものではない。[1,2,5]

表 5 蓄電池・揚水の出力と利用可能電力量

項目	既存火力活用ケース	OCCTO③ケース
蓄電池の出力（GW）	0.66	18.00
蓄電池の利用可能電力量（GWh）	2.244	72.000
揚水の発電出力（GW）	20.00	20.00
揚水の利用可能電力量（GWh）	120.000	120.000
揚水の設備費を計算する容量（GW）	27.40	27.40

OCCTO③ケースの蓄電池は系統用 10GW と需要地併設型 8GW の合計。揚水は保有設備容量と利用可能出力を区別する。[1,6]

蓄電池・揚水の役割は、ある時刻の電気を別の時刻へ移すことである。出力が大きくても、残存電力量が不足すれば放電は継続できない。計算では出力上限と電力量上限を別に設け、充放電に伴う損失も計上する。

2.3 発電設備の地域配置と地域間連系線

全国の設定容量を各地域へ配分する際には、公開された発電実績や設備情報から求めた地域別の比率を用いる。2040年に建設される各発電所の立地を個別に再現したものではない。補完用水素火力57GWも、付録Bに示す地域配置を入力し、需給計算中に都合よく立地を移し替えることはしない。

地域間融通は、方向別の送電上限を持つモデルで表す。中部・北陸・関西については各地域の連系部を通る電力の合計を制限する。数式上の共通接続点を置いて電力収支を合わせる方法であり、実在する一つの変電所を表すものではない。沖縄と他地域の間には連系線を置かない。[7]

既存火力活用ケースには、公開された連系線の運用容量を基に設定した上限を用いる。OCCTO③ケースでは、広域系統長期方針の増強構想の50%を利用できると想定する。方向別の容量は付録Bに示す。電力の流れる向きごとの上限と、地域ごとの需給収支を守る一方、交流回路の潮流、地域内送電線の混雑、電圧、送配電損失は個別に計算しない。[7,8]

送電網増強の年間費用には、公表範囲0.55～0.64兆円/年の上端を用い、その50%である0.32兆円/年をOCCTO③ケースへ計上する。増強率に比例して費用が生じるという本稿の想定であり、OCCTO③ケースに必要な工事を線路ごとに積み上げた額ではない。この範囲には一部の地域内基幹系統が含まれるが、配電網やすべての発電所接続工事を網羅しない。[8]

2.3.1 設備容量、利用可能出力、供給余力の区別

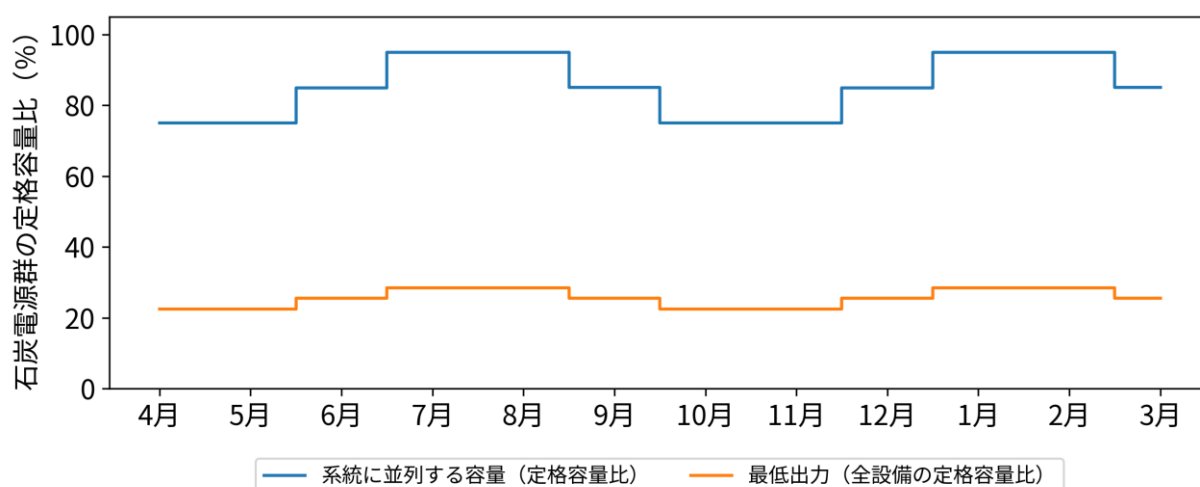
本稿で用いる用語を整理する。設備容量は、設備を何GW保有するかを示す。利用可能出力は、所内消費、点検・休止、起動計画などを考慮した、その時点で使える上限の出力である。供給余力は、その上限のうち通常の需要供給に使っていない部分から、出力を増やす速さや蓄電残量などを考慮して求める。

2.4 石炭火力の起動計画と運転範囲

石炭火力では、既に系統に並列している設備の負荷追従と、停止中の設備を起動する過程を分ける。本稿では、季節ごとの並列容量をあらかじめ定め、その範囲内で発電出力を最適化する。並列容量とは、発電機を系統につなぎ、通常の負荷調整ができる状態にしておく設備の合計容量である。

国内メーカーの技術解説に示された運転例を踏まえ、石炭火力の最低負荷は並列容量の30%、出力上昇・下降速度は並列容量の1%/分とする。微粉炭機の切替え等の詳細は再現しない。これらの係数は日本のすべての石炭火力を測定した全国平均ではなく、電源群の代表的な運転範囲を表す値として設定する。[9]

図2 季節別に想定する石炭火力の並列容量と最低出力



全設備の定格容量に対する割合。並列容量と最低出力は計算前に与える。月平均には起動・停止の移行時間が含まれるため、表の設定割合をわずかに下回る月がある。

表6 季節別に想定する石炭火力の並列容量と最低出力（図2の設定値）

期間	並列容量比 (%)	最低出力比 (%)	設定の考え方
4・5・10・11月	75.0	22.5	需要が比較的小さい時期
6・9・12・3月	85.0	25.5	需要の中間期
7・8・1・2月	95.0	28.5	需要が大きい時期

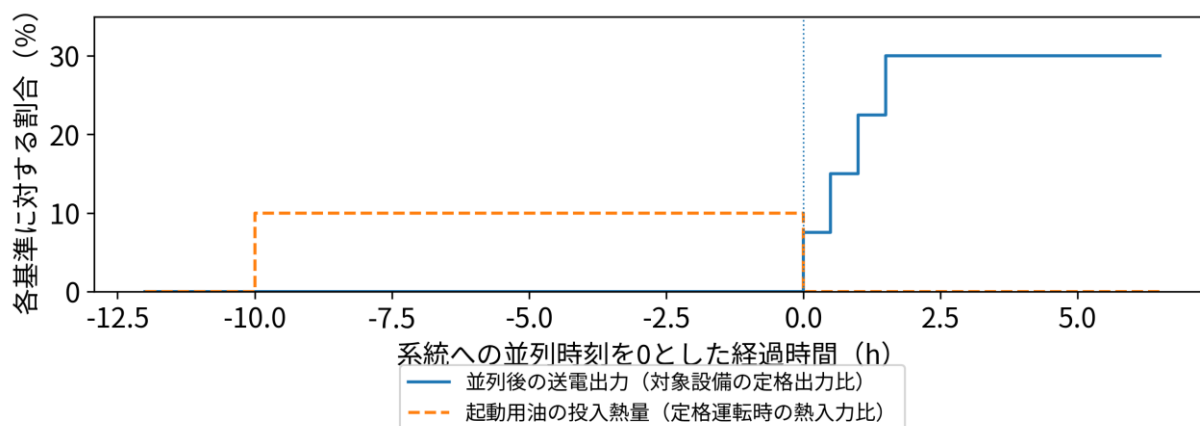
両比率の分母は全設備の定格容量。最低出力比は並列容量比の30%であり、全設備へ一律に30%を課すものではない。

設備群の75%を通年の並列容量とし、需要に応じて10%ずつの二つの区分を加える。同じ個別発電機が一年中無停止であることを意味せず、点検や設備間の交代を含む集約的な想定である。通常石炭、CCS付き石炭、石炭の諸元を用いる共同火力に、両ケースで同じルールを適用する。アンモニア混焼には別途、85%の定常運転を想定する。

この起動計画自体を線形計画で選ぶことはしない。そのため、結果は所定の起動計画の下での最適運転であり、個別発電機の起動停止まで含めた最適な運転計画ではない。上記の設定によって、日中だけ停止し、夕方に直ちに復帰させる DSS 運転は石炭火力では想定されないことになる。

2.4.1 起動準備、系統並列および停止の想定

図3 季節運転の設備に与える起動準備と出力上昇の想定



並列前 10 時間は起動準備、並列後 2 時間は最低負荷までの出力上昇とする。送電出力の分母は対象設備の定格出力、起動用油の分母は定格運転時の投入熱量である。

表7 季節運転の設備に与える起動準備と出力上昇の想定（図3の設定）

段階	本稿の想定
起動準備	系統並列前の 10 時間は送電出力を 0 とする。定格運転時の投入熱量の 10% に相当する油を用いる。
並列から最低負荷まで	2 時間で対象設備の定格出力の 30% まで上昇する経路を与える。
通常の並列運転	最低負荷 30% から利用可能上限まで。出力変化速度は並列容量の 1%/分。
停止への移行	2 時間で最低負荷から送電出力 0 まで低下する経路を与える。
季節の境界・年末年始	出力と蓄電量を時刻順に接続する。年末と年初にも出力変化・蓄電収支の制約を課す。

起動準備時間は、一般的な石炭火力の冷態起動に 5～10 時間を要するとの資料を踏まえて設定した。準備油量と並列後 2 時間の出力の推移は、本稿で定めた想定であり、特定の発電所の実測値ではない。
[10]

起動準備中の燃料費と CO₂排出量は、発電量が 0 であっても計上する。並列後の発電に必要な燃料は通常の熱効率で算定するため、起動途中の燃焼状態や部分負荷効率を詳細に再現してはいない。準備中・停止中の石炭設備は、直ちに供給できる予備力としては扱わない。

2.4.2 電源ごとの出力制約と蓄電設備の仕様

表 8 電源別の運転想定

電源	最低負荷・起動状態等の扱い	出力上昇・下降速度
通常石炭・石炭火力（CCS 付き）・共同火力	季節別の起動計画を固定。並列容量の 30%を最低負荷とする	並列容量の 1.0%/分
石炭・アンモニア混焼	送電端定格の 85%で定常運転	出力一定
LNG 系（CCS・水素混焼を含む）	最低負荷と起動停止は扱わない	送電端定格の 2.0%/分
石油・バイオマス	最低負荷と起動停止は扱わない	送電端定格の 1.5%/分
原子力・地熱	年間発電可能量を均等に供給する一定出力	出力一定
太陽光・風力・一般水力	時間ごとの発電可能出力を上限とする	機械的な速度制約を別に設けない

出所：石炭は資料[9]、LNG 等は資料[10]。CCS・混焼設備やバイオマス等に同種の母機の係数を用いることは、本稿の簡略化。

石炭以外の火力については、運転中の出力変化速度を制限するが、個別の起動状態までは表現しない。停止中の LNG が所定時間内に起動できるか、最低負荷まで下げても燃焼が安定するか、といった検証は対象外である。この違いは、時間別需給と供給余力の評価を読む際に留保となる。

表 9 OCCTO③ケースの蓄電池容量と費用の算定に用いる仕様

項目	採用値・想定
出力／期間末の利用可能電力量	18.00GW／72.00GWh（交流側で放電可能な量）
放電深度／期間末の容量維持率	80％／80％
充放電の往復効率	85％
設置時に必要な公称容量	$72 \div (0.8 \times 0.8 \times \sqrt{0.85}) = 122.02\text{GWh}$
公称容量当たりの設備費	6.8 万円/kWh（システム 5.4 + 工事 1.4）
固定維持費	0.7 万円/kW/年

出所：資料[1,11,6,12]。公表 71GWh を評価期間末の交流側利用可能量として確保することは、本稿の想定。

蓄電池の公称容量は設置時の仕様であり、実際に放電できる電力量とは異なる。本稿では、電池を空になるまで使わず、その時点で蓄えられる容量の 80%を充放電に使う。この使用範囲を放電深度 80%とする。また、経年劣化によって蓄えられる量が減るため、評価期間末に残る容量を設置時の 80%と想定する。さらに、電池から系統側の交流へ変換する際にも損失が生じる。往復効率 85%を充電・放電へ対称に配分すると、放電効率は $\sqrt{0.85}$ 、約 92.2%となる。したがって、期間末にも交流側で 72GWh を放電するには、設置時の公称容量を $72 \div (0.80 \times 0.80 \times \sqrt{0.85}) = 122.02\text{GWh}$ とする必要がある。劣化を見越して初期容量を増やすため、同じ劣化を補う更新費を重ねて計上しない。

揚水は発電出力 20GW、利用可能電力量 120GWh、往復効率 70%を用いる。保有する設備 27.4GW の全量を費用計算の対象とする。発電所ごとの貯水池容量や季節別の水位を表現してはいない。[6]

2.5 通常燃料の価格と費用の範囲

一般炭と LNG には、2018 年 6 月の輸入 CIF 価格を用いる。これは、過去 120 か月の期間のうち、両燃料の価格が比較的落ち着いていた時点を選んだものである。同月の輸入金額を輸入数量で除した価格を丸め、一般炭 12,830 円/t、LNG56,005 円/t とする。石油火力用燃料には 2025 暦年の原油輸入価格を用い、年間輸入金額を年間輸入数量で除した加重平均とする。[13]（なおこれは本来は 2018 年 6 月の価格に揃えるべきだったが、未だ改めていない。今後改訂する。）

水素・アンモニアは、日本の発電所向け大量輸入の一般的な受渡価格を公表資料から確定できないため、以下の節で示す資料と仮定に基づいて価格を置く。ここでいう受渡価格は、海外製造から国内の受入地点までの費用を含む価格である。なお、実際に締結された日本向け長期契約の価格ではない。

燃料価格に含める設備と、発電所側で計上する設備を分ける。海外製造設備、輸送船、燃料受入設備等は受渡価格に含め、発電所側には燃焼器、配管、制御装置等の混焼対応費を加える。[14,15]

表 10 通常燃料の輸入価格と燃料諸経費

燃料	輸入 CIF 価格（採用年月）	国内燃料諸経費
一般炭	12,830 円/t（2018 年 6 月）	2,300 円/t
LNG	56,005 円/t（2018 年 6 月）	3,100 円/t
石油火力用燃料	70,145.67 円/kL（2025 年）	21,800 円/kL

CIF 価格は運賃・保険料を含む輸入価格。石油火力の燃料は原油輸入価格を用いて近似する。出所：[5,13]。

表 11 燃料の発熱量と燃焼 CO₂排出係数

項目	一般炭	LNG	石油
高位発熱量（HHV）	25.70 GJ/t	54.60 GJ/t	41.63 GJ/kL
低位発熱量（LHV）	24.80 GJ/t	49.84 GJ/t	—
燃焼 CO ₂ 係数（t-CO ₂ /GJ-HHV）	0.0906	0.0495	0.0733

出所：[5,14]。発熱量は燃料 1t または 1kL 当たり、CO₂係数は投入熱量 1GJ 当たりの値。

HHV は燃焼で生じる水蒸気の凝縮熱を含む高位発熱量、LHV はその熱を含まない低位発熱量である。本稿は、通常燃料の消費量を主に HHV 基準で求め、水素・アンモニアの混焼熱量と価格を扱う際には LHV 基準へ換算する。

2.5.1 発電効率と原子力・バイオマス燃料費

表 12 発電効率と燃料費の想定

項目	採用値	意味・算定根拠
通常石炭の送電端効率	40.0000%	HHV 基準。本稿で用いる代表値
既設 LNG の送電端効率	50.0000%	HHV 基準。本稿で用いる代表値
新設 LNG の送電端効率	53.6922%	発電端 54.9% × (1 - 所内率 2.2%)
石油火力の送電端効率	37.1280%	HHV 基準
核燃料サイクル費	1.979 円/kWh	発電端 1.9 円/kWh を 0.96 で除し、送電端へ換算
バイオマス燃料費	28.259 円/kWh	未利用材を使用する代表設備の諸元から算定

出所：[5,16]。効率は全国の実測加重平均ではなく、電源群を計算するための代表値。

石油火力は原油価格を使って燃料費を近似しており、燃料油の精製費や発電所別の調達契約を個別に表していない。熱効率はケース間で同じ値を使い、将来の技術進歩による上昇を先取りしない。部分負荷による効率低下は、石炭の起動準備用燃料を除き、詳細に計算していない。

バイオマスは、未利用材 2MW 以上の公表区分の燃料価格 1,301 円/GJ を用いる。出力 6.3MW、年間燃料投入 66,316t、発熱量 13.21GJ/t、利用率 87%、所内率 16% から送電端効率 16.574% を求め、燃料費を 28.259 円/kWh とする。輸入ペレット、一般木材、廃棄物等を含む全国平均ではない。[5,16]

$$\text{バイオマス燃料費} = 0.0036 \times 1,301 \div 0.16574 = 28.259 \text{ 円/kWh}$$

核燃料サイクル費は、発電コスト検証のモデル値を送電端の電力量に合わせたものである。発電所ごとの燃料契約や将来のバックエンド支出を積み上げた値ではない。[5]

2.6 水素混焼の設備・混焼率・価格

OCCTO③ケースに含まれる水素混焼設備は、既設改造 6.6GW と供給力補完用の新設 57GW である。OCCTO 資料にある 40% の比率の定義は体積比か熱量比の何れかは明記されていないため、本稿では JERA のリンデン 6 号機の事例を参考に、運転時の体積比を 40% とする。なお同事例が示すのは最大 40% まで混焼できる能力であり、年間を通じた 40% 運転実績を意味しない。[1,17]

表 13 水素混焼に用いる想定

項目	採用値・意味
混焼率（体積比）	40.00%
混焼率（低位発熱量比）	15.06%
既設改造／補完用新設の設備容量	6.60GW／57.00GW
国内受渡価格	100 円/Nm ³ （9,259 円/GJ-LHV）
発電効率	対応する通常 LNG 火力と同じ LHV 基準の効率を用いる
製造・輸送時の排出	発電所の直接 CO ₂ 排出量には含めない

$$\text{水素の熱量割合} = 0.40 \times 10.8 \div (0.40 \times 10.8 + 0.60 \times 40.6) = 15.06\%$$

Nm³は標準状態に換算したガス体積である。上記の 15.06% は、13A ガスの発熱量を用いた場合の値である。[18]

水素 100 円/Nm³は計算のために置く価格であり、現在の大量輸入の成約価格ではない。2026 年 5 月の東京都の取引では供給側トレーラー価格 285 円/Nm³という例があるが、これは国内小口のグリーン水素である。大量輸入する化石燃料由来の低炭素水素へ、その価格をそのまま当てはめることはしない。補助後の購入者負担とも区別する。[19]

電中研報告では水素 45.6 円/Nm³としている。これは 2030 年の技術諸元から求められた価格であり、液化・輸送には、技術開発の進展と大量導入による費用低下を見込んだ想定が使われている。本稿ではこれを足元の実勢価格とは扱わない。100 円/Nm³を基本の想定値とし、他の価格を置いた場合の感度分析も行う。[14]

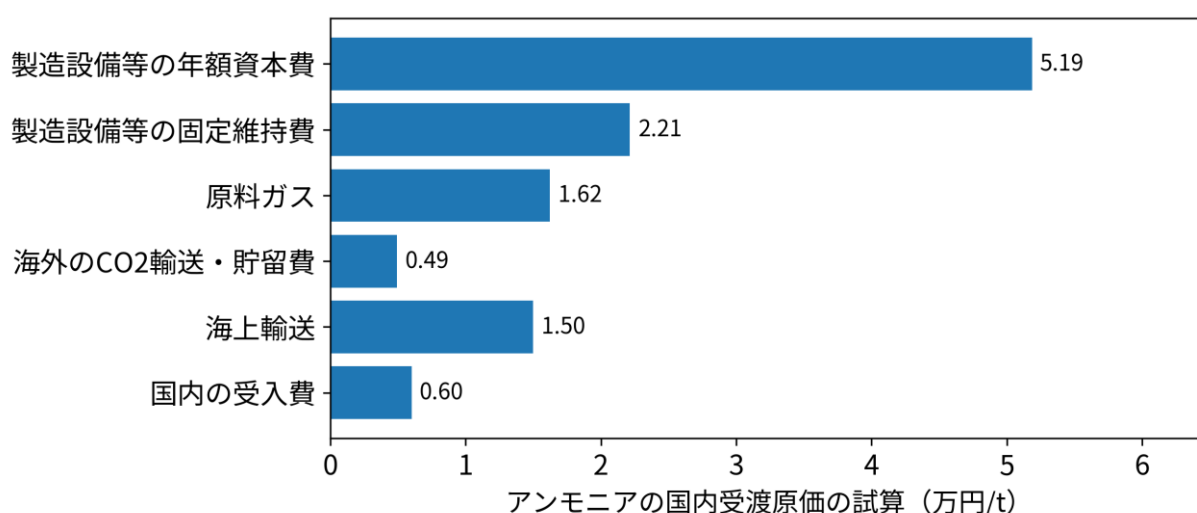
2.7 アンモニア混焼の運転と調達原価

アンモニア混焼の設備容量 6.8GW は OCCTO の値を用いる。混焼率 50%は低位発熱量比とし、送電端利用率 85%の定常運転を与える。これは、導入したアンモニア混焼設備を高稼働で使うという本稿の想定である。[1,14]

発電端 6.8GW に所内率 5.6%を適用した送電端定格容量は 6.4192GW である。その 85%に相当する 5.45632GW を一定出力として与える。この制約を置くため、LNG 専焼の方が排出原単位や変動費で有利な時間帯でも、アンモニア混焼を優先する運転になる。

受渡価格は 12 万円/t とする。価格設定の規模感を確認するため、米国 Blue Point の公開事業費に、製造・輸送について本稿の想定を加えた積算を示す。以下の約 11.62 万円/t は、その積算から得た想定価格であり、Blue Point から日本へ販売される契約価格ではない。[14,20,21]

図 4 アンモニアの国内受渡原価を置くための費用積算



製造設備等の公表事業費を出発点とし、稼働率、資金調達、原料ガス、輸送費等を加えた試算。基本計算には丸めた 12 万円/t を用いる。

表 14 アンモニアの国内受渡原価を置くための費用積算 (図 4 の数値)

費目	原価 (円/t-NH ₃)
製造・共通設備の年額資本費	51,858
同固定維持費	22,143
原料天然ガス	16,241
海外 CO ₂ 輸送・貯留	4,929
海上輸送	15,000
日本側受入	6,000
合計	116,170
基本計算に用いる丸め値	120,000

2.7.1 アンモニア原価に用いる公表値と本稿の想定

表 15 アンモニア製造・輸送費の算定諸元

項目	採用値	出所と位置付け
製造設備の投資額	37.0 億ドル	公開事業費[20]
共通インフラの投資額	5.5 億ドル	公開事業費[20]
空気分離設備の投資額	4.0 億ドル	公表値「4 億ドル超」の下端[20]
年間生産能力	140 万 t	公表された設備能力[20]
設備利用率／年間生産量	90％／126 万 t	本稿の想定
割引率／評価期間	実質 8％／25 年	本稿の想定
維持費	設備投資額の 4％/年	電中研の率を使用[14]
為替レート	150 円/ドル	円換算のための想定
原料ガス価格	3.53 ドル/MMBtu-HHV	Henry Hub の 2025 年平均[21]
製造効率	63％（LHV 基準）	電中研の諸元[14]
海外での回収 CO ₂ 原単位	2.3÷1.4 t-CO ₂ /t-NH ₃	公表回収量と生産能力の比[20]
海外 CO ₂ 輸送・貯留費	20 ドル/t-CO ₂	本稿の想定
海上輸送費／国内受入費	100 ドル/t／6,000 円/t	本稿の想定

製造設備、共通インフラ、空気分離設備の費用を、それぞれ別の範囲として合算している。合計 46.5 億ドルは、会社が一括して公表した総事業費ではない。また、将来の拡張に使う共通設備の配賦を厳密に行ったものでもない。[20]

製造設備等の原価＝（年額資本費＋年間維持費）÷年間製品量

原料ガス費＝NH₃の LHV÷製造効率×ガスの HHV/LHV 比×ガス熱量価格

海外の CO₂回収・輸送貯留と、海上輸送、日本側の受入までをアンモニア価格に含める。国内発電所の燃焼器・配管・制御等の混焼対応費は別途設備費として計上する。

アンモニアの受入には、貯蔵タンク、輸送配管、受入栈橋なども必要である。JERA の碧南事業でも、これらが整備対象となっている。[15] 本稿では、日本側の受入設備にかかる費用をアンモニアの受渡価格に含める。一方、発電所で混焼するための燃焼器・配管・制御装置等への追加費用は、発電設備費として別に計上する。受渡価格と発電設備費のどちらに含めるかを分け、二重計上を避ける扱いである。

2.8 CCS の出力低下、回収率および貯留量

CCS は、発電所の排ガスから CO₂を分離・回収し、輸送して地中に貯留する一連の設備・工程である。本稿は石炭 22.1GW、LNG15GW に回収設備を設ける。回収設備に必要な蒸気と補機電力のため、送電端出力と熱効率が低下する。その影響を発電量と燃料費の両方へ反映する。[1,5,14]

CCS の設置による効率低下は、発電機側の効率低下と、所内で使う電力の増加に分けて計算する。OCCTO が引用する数値では、発電端効率は石炭で 3.8%、LNG で 4.5%低下する。これは元の効率にそれぞれ 0.962、0.955 を掛けるという意味である。これに加えて、CO₂回収装置等を動かす電力が増えるため、所内率を両者とも 3.7 ポイント引き上げる。本稿の通常火力の効率と所内率にこの二つを反映すると、送電端効率は石炭で 40.00%から 36.97%、LNG で 50.00%から 45.94%へ低下する。計算式を表 16 の下に示す。[1, p.266]

表 16 CCS 付き火力の設備・効率・回収の想定

項目	石炭火力	LNG 火力
CCS 設置前の発電端容量 (GW)	22.100	15.000
通常時の送電端効率 (%・HHV)	40.00	50.00
CCS 設置後の送電端効率 (%・HHV)	36.97	45.94
通常時の所内率 (%)	5.6	2.2
CCS 設置後の所内率 (%)	9.3	5.9
CCS 設置後の送電端定格容量 (GW)	19.283	13.480
CO ₂ 回収率 (%)	90	90
国内の年間貯留上限	両者の合計 110 百万 t 同左	
輸送・貯留単価	12,239 円/t-CO ₂ 同左	

$$\text{石炭} : 0.40 \times (1 - 0.038) \times (0.944 - 0.037) \div 0.944 = 36.97\%$$

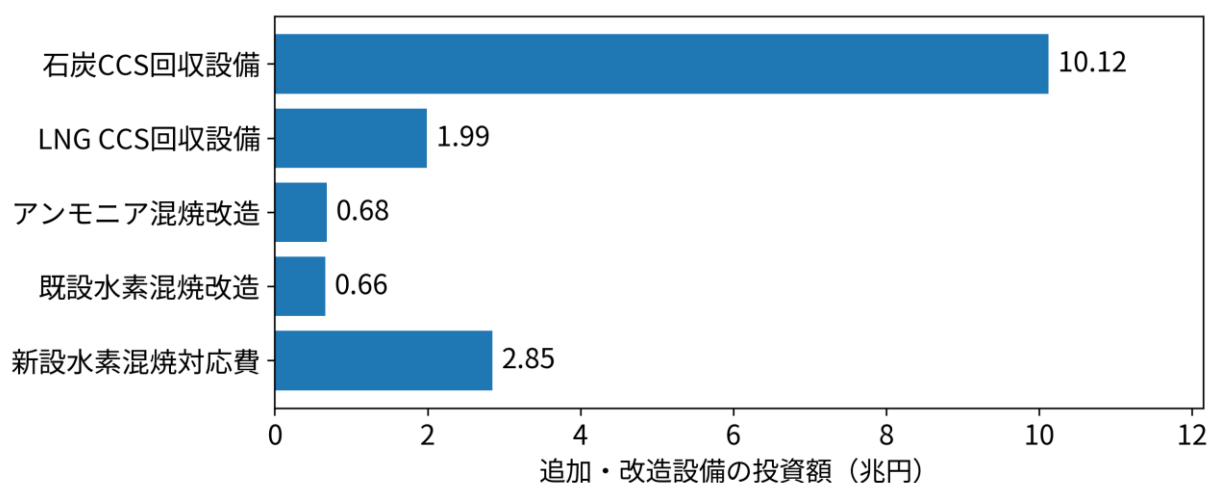
$$\text{LNG} : 0.50 \times (1 - 0.045) \times (0.978 - 0.037) \div 0.978 = 45.94\%$$

分離・回収に使うエネルギーは、上の効率低下を通じて燃料消費へ含める。

回収率 90%は各回収設備の性能、年間 110 百万 t は国内で回収・貯留できる量の上限である。水素・アンモニア製造時の海外 CCS は受渡燃料価格に含め、国内の回収・貯留上限には制約されない。輸送・貯留費 12,239 円/t は、液化 CO₂の船舶輸送等を想定し、輸送・貯留設備の資本費を含む。[1,14]

2.8.1 CO₂回収設備と混焼改造の費用

図 5 発電所本体とは別に計上する CO₂回収設備・混焼対応設備



図の値は設備投資額であり、年間費用ではない。回収設備は定格処理能力から算定し、混焼対応費は本稿で設定した単価を用いる。

表 17 発電所本体とは別に計上する CO₂回収設備・混焼対応設備（図 5 の数値）

設備	投資額 (兆円)	評価期間 (年)	算定方法
石炭火力の CO ₂ 回収設備	10.123	20	定格回収能力に公的モデルの単価を適用
LNG 火力の CO ₂ 回収設備	1.993	20	同上
アンモニア混焼への改造	0.680	20	6.8GW×10 万円/kW
既設火力の水素混焼改造	0.660	20	6.6GW×10 万円/kW
補完用新設の水素混焼対応	2.850	40	通常 LNG の本体費に 57GW×5 万円/kW を追加

CO₂回収設備の建設費には、資源エネルギー庁「各電源の諸元一覧」（2025 年 2 月 6 日）に示された発電コスト検証用のモデル設備を用いる。同資料では、石炭 70 万 kW のモデルに 3,073 億円、LNG60 万 kW のモデルに 732 億円の回収設備費を計上している。[5] 本稿では、発電所の出力ではなく、回収設備が単位時間に処理する CO₂の量に比例させて、この建設費を拡大・縮小する。資料の年間回収量は、設備利用率 70%で石炭 285 万 t、LNG106 万 tである。まず、これらを 0.70 で除し、定格能力で 1 年間運転した場合の回収量へ換算する。次に、本稿の回収設備についても同じ方法で定格能力に対応する年間回収量を求め、両者の比を資料の建設費に掛ける。すなわち「本稿の建設費＝資料の建設費×本稿の定格回収量÷（資料の年間回収量÷0.70）」である。ここで用いるのは設備の処理能力であり、需給計算の結果として得られる年間回収量ではない。

既設への改造設備は 20 年で年額換算し、本体の 40 年評価と区別する。20 年は改造後の比較期間として置いた値で、対象発電所の残存寿命を個別に調査した結果ではない。石炭の回収設備費だけで改造前容量当たり約 45.8 万円/kW となり、通常の石炭火力の建設単価を上回る。

混焼に必要な追加設備費は、既設改造 10 万円/kW、新設水素混焼の追加分 5 万円/kW、固定維持費は追加投資額の 2%/年と想定する。電中研報告[14]は、水素・アンモニア利用設備の資本費・維持費を通常燃料の設備と同じと仮定しており、混焼対応の追加単価を示していない。このため、上記の 10 万円/kW、5 万円/kW、2%/年は、公表された工事費や維持費から推定した値ではなく、本稿で追加費用を見込むために置いた仮定である。この仮定の見直しは今後の課題である。金額の大きさを通常の建設費と比べると、既設改造 10 万円/kW は石炭・LNG 本体の建設単価 26.5・26.8 万円/kW の約 4 割、新設時の追加分 5 万円/kW は LNG 本体の約 2 割に当たる。[5] この比較は単価の妥当性を実証するものではないため、追加設備費を 0.5 倍・2 倍とした費用感度を第 5.3 節に示す。計上範囲は国内の燃焼器・配管・制御等とし、燃料受渡価格に含める受入設備は重ねて計上しない。通常 LNG の本体建設費は既に計上しているので、新設 57GW に発電所本体の費用を再び加えることはしない。

2.9 発電・蓄電設備の建設費と固定維持費

新設設備の建設費と、固定維持費について、以下のように設定する。固定維持費は人件費、通常の修繕費、諸費、本社等の共通費用を含み、設備容量に応じて計上する。[5]

表 18 発電・蓄電設備の費用単価と評価期間

設備	建設費 (万円/kW)	固定維持費 (万円/kW/年)	評価期間 (年)
太陽光	24.290	0.530	25
陸上風力	31.200	1.160	25
洋上風力	77.900	2.600	25
一般水力	75.000	1.300	60
地熱	167.000	7.300	40
バイオマス	52.500	4.700	40
原子力	60.025	2.125	60
石炭本体	26.500	1.375	40
LNG 本体	26.800	1.157	40
石油本体	29.300	0.917	40
揚水	92.500	0.326	60

出所：[5,16,6]。蓄電池の設備費は公称電力量当たり 6.8 万円/kWh とし、この表の kW 単価とは別に計算する。

太陽光の建設費 24.29 万円/kW は、設備費 20.3、造成費 1.84、接続費 2.15 万円/kW の合計である。需要地併設型 70GW にも同じ単価を用いるが、屋根置き設備と地上設置設備の工事費の違いを個別に算定してはいない。地熱は小規模設備、バイオマスは、調達価格等算定委員会が示す「未利用材を燃料とする出力 2MW 以上の木質バイオマス発電」の区分の建設費・維持費を用いる。未利用材とは、従来十分に利用されてこなかった間伐材などの木質資源を指す。[16]

固定維持費の例として、石炭は 70 万 kW 当たり人件費 5.8 億円、建設費に対する修繕費 2.0%・諸費 2.3%を加え、業務分担費 12.5%を計上して、1.375152 万円/kW/年とする。CO₂回収設備の維持費は、別途、石炭で追加設備費の 4.8375%/年、LNG で 3.9900%/年を用いる。[5]

既設設備の資本費にも同じ建設単価を用いる。これは設備の価値を共通基準で年額評価するための扱いであり、実際の取得原価、未償却残高、2040 年の会計上の減価償却費を推計したものではない。資料年の異なる公表単価を単一の価格年へ換算することも行っていない。

3 需給計算と費用算定の方法

本章では、第2章の想定を用いて実施する計算の手順について説明する。まず全地域・全時点の通常需給を満たす運転を計算し、次に供給余力を同じ方法で点検する。最後に、得られた発電量・燃料消費量・CO₂回収量へ単価を適用し、設備の固定費を加えて年間費用を求める。

3.1 計算全体の流れ

表 19 入力する想定、満たすべき制約、計算で得られる量

入力する想定	需給計算で満たす制約	主な計算結果
地域別・30 分別の需要	各地域・各時点の電力収支	電源別・30 分別の発電出力
太陽光・風力・水力の発電可能出力	出力上限と出力制御	制御後の発電量と制御量
発電設備容量と石炭の起動計画	最低負荷、出力上限、出力変化速度	実発電量、利用率、燃料消費量
蓄電設備の出力・電力量容量・効率	充放電・蓄電残量の上限と収支	充放電量、損失、蓄電残量
方向別の連系線容量	地域間融通の上限と地域別収支	送受電量と送電制約の影響
燃料価格・効率・CO ₂ 係数	混焼率、回収率、年間貯留量上限	年間変動費、直接排出量、回収量

本稿では電源ごとの時間別の運転を求めてから費用を積み上げる。

計算は、1 年分を一つの線形計画問題として解く。時間をまたぐ蓄電収支と出力変化を同じ問題の中で扱う。石炭の起動計画は入力として与えるため、起動・停止を選ぶ整数変数は用いない。[22]

3.2 目的関数

既存火力活用ケースでは、年間変動費を最小化する。OCCTO③ケースでは、発電所の直接 CO₂排出量に 100 万円/t の仮想価格を掛け、その評価額と、年間変動費の合計を最小化する。高い仮想価格は、同じ設備構成の中で排出量の少ない運転を優先させるための計算上の重みである。将来の炭素税や排出量取引価格を予測したものではない。

$$\text{最小化する評価額} = \text{年間変動費} + \text{仮想 CO}_2\text{価格} \times \text{年間直接 CO}_2\text{排出量}$$

年間変動費には通常燃料、水素、アンモニア、バイオマスの費用と、実際に回収する CO₂の輸送・貯留費を含める。発電・蓄電・融通を同時に選び、発電量が変わればこれらの費用も変わる。一方、容量を固定した設備の資本費・固定維持費も、費用集計へ加える。通常需給を満たすため新設する LNG の容量は変数とし、その資本費・固定維持費と運転費を合わせて費用を求める。

3.2.1 運転の評価額と報告する発電コスト

表 20 最適化の目的関数と年間費用の区別

費目	運用を計算する際の扱い	報告する年間費用
燃料費	実際の燃料消費量に応じて計上	同じ費用を計上
CO ₂ 輸送・貯留費	回収量に応じて計上	同じ費用を計上
保有する発電・蓄電設備の固定費	関係しない	既設・新設の全設備容量につき計上
仮想 CO ₂ 価格による評価額	排出削減を優先するために加算	計上しない
石炭の起動準備用燃料	所定の起動計画から決まる	燃料費と直接 CO ₂ を計上

本稿は、仮想 CO₂価格は設備運用の計算だけに用い、報告する費用からは除く。

アンモニア混焼の 85%定常運転は、最適化計算に課する一つの制約である。実際には LNG 火力の方が CO₂原単位が小さいため、この制約が無い場合、高い仮想 CO₂価格の下ではアンモニア混焼の出力がゼロになってしまう。したがって、この計算は「アンモニア設備を高稼働で利用する想定の下で、それ以外の電源の排出量と仮想 CO₂価格による費用を最小化する運転」であり、制約なしの排出量最適化ではない。

3.3 電力収支、出力制約および蓄電収支

各地域・各 30 分時点で、発電、蓄電池放電、揚水発電、他地域からの純受電の合計を、需要と充電・揚水動力の合計に一致させる。純受電は受電量から送電量を引いた値である。負荷遮断によって需要を満たさずに済ませる変数は設けない。

$$\begin{aligned} & \text{地域内発電} + \text{蓄電池放電} + \text{揚水発電} + \text{純受電} \\ & = \text{需要} + \text{蓄電池充電} + \text{揚水動力} \end{aligned}$$

各電源の出力は、第 2 章で与えた下限と上限の間とする。出力上昇・下降速度は、時間順に隣接する出力の差へ適用する。石炭では起動・停止中の所定出力を分け、通常の負荷追従分に対して並列容量に応じた上限を課す。年末と年初にも同じ出力変化の制約を置く。

$$\text{出力下限}(t) \leq \text{発電出力}(t) \leq \text{出力上限}(t)$$

$$-\text{下降速度} \times 30 \text{ 分} \leq \text{出力}(t) - \text{出力}(t-1) \leq \text{上昇速度} \times 30 \text{ 分}$$

太陽光・風力・一般水力に余剰が生じる場合は、その電力量を出力制御する。合計制御量は需給計算で決め、図表の電源別制御量は、同じ地域・同じ時刻の発電可能出力に比例させて配分する。実際の給電指令における電源間の優先順位を表すものではない。

蓄電残量 S は、その時点から交流側へ放電できる電力量と定義する。充電を c 、放電を d 、時間間隔を $\Delta t = 0.5$ 時間とすれば、次式で時間ごとの残量を接続する。この書き方では、往復損失を充電側にまとめている。

$$S(t) - S(t-1) = \eta \times c(t) \times \Delta t - d(t) \times \Delta t$$

$$0 \leq S(t) \leq \text{利用可能電力量}, \quad 0 \leq c(t), d(t) \leq \text{出力上限}$$

η は蓄電池 0.85、揚水 0.70 であり、充電側と放電側の双方へ往復効率を掛けることはしない。年初と年末の蓄電残量を等しくし、初期の蓄電分を使い切るだけで年間需要を賄ったように見える計算を避ける。[6,12]

3.4 供給余力を点検する方法

通常需給の計算で需要を満たせても、需要の上振れや設備故障に対応する余力が十分とは限らない。そこで本稿では、通常運転を求めた後、その運転を固定して、各 30 分時点の需要の 8%を追加供給できる容量があるかを点検する。8%は OCCTO の公表資料を踏まえた目安であるが、H3 需要ではなく各時点の需要へ一律に適用することは本稿の簡便化である。[23]

H3 需要は、月内の上位 3 日の最大需要電力を平均した需要指標である。OCCTO の需給バランス評価と本稿の各 30 分の点検は、需要の基準と利用可能出力の評価方法が異なる。したがって、本稿の 8%を公式の供給予備率そのものとは扱わない。

火力の余力は、利用可能上限から通常出力を引いた空き容量と、30 分以内に増出力できる量の小さい方で求める。石炭は所定の起動計画に対応する並列容量だけを使い、停止中の設備を直ちに使える余力へ数えない。アンモニア混焼は定常運転を維持するため、追加の増出力余地を与えない。

蓄電設備では、区間初めの残量で 3 時間維持できる放電出力を求め、設備出力との小さい方から通常の放電出力を引く。負の値は 0 とする。これは残量に基づく簡易な継続供給の点検であり、3 時間にわたる需要・充放電計画を別に最適化した評価ではない。

$$\text{蓄電設備の余力} = \max \{0, \min (\text{設備出力}, \text{残量} \div 3 \text{ 時間}) - \text{通常放電出力}\}$$

地域間の融通上限の下で不足が残る場合は、通常 LNG 火力の追加容量を求める。その容量には固定費を計上するが、事故時の稼働頻度を仮定していないため、通常時の発電量は 0 とする。LNG の起動状態を扱っていないので、停止中の全設備が実際に 30 分で立ち上がると確認したわけではない。本稿の点検は、厳密な運転予備力や確率的な供給信頼度の評価ではない。

OCCTO が補完用 57GW を求めた際の予備率 13.9%と、本稿の 8%は加算しない。OCCTO の補完後設備を入力したうえで、本稿の時間別運転に対して共通の方法で余力を点検する二段階の扱いである。[2,23]

3.5 設備投資の年額化と年間発電コスト

設備投資は一時的な支出、燃料費・維持費は毎年の支出である。両者を直接足すことはできないため、投資額と期末撤去費を評価期間にわたる等価年額へ換算し、年間の維持費と実際の運転に伴う費用を加える。実質割引率 r は 3%、評価年数 n は設備ごとに第 2.9 節の値を用いる。

$$\text{資本回収係数 } a = r \div \{1 - (1 + r)^{-n}\}$$

$$\text{期末支出を年額に直す係数 } b = r \div \{(1 + r)^n - 1\}$$

$$\text{年額資本費} = \text{設備投資額} \times a + \text{期末撤去費} \times b$$

$$\begin{aligned} \text{年間費用} &= \text{年額資本費} + \text{固定維持費} + \text{燃料費} \\ &+ \text{CO}_2\text{輸送} \cdot \text{貯留費} + \text{送電網増強費} \end{aligned}$$

回収設備と混焼対応設備の資本費・維持費も上式に含める。原子力以外の撤去費は設備投資額の 5% を評価期間末に支出すると置き、原子力の廃止措置費は 6.55 万円/kW を用いる。既設設備にも共通単価を適用するが、これは実際の未償却簿価や将来の減価償却費とは異なる。[5]

燃料費は、実発電量から投入熱量と燃料消費量を求めて算定する。通常燃料の送電端 1kWh 当たり費用は次式による。1kWh = 0.0036GJ であり、価格・発熱量の数量単位を一致させる。

$$\text{燃料費単価} = (\text{CIF 価格} + \text{燃料諸経費}) \div \text{HHV} \times 0.0036 \div \text{送電端効率}$$

充電に使った電気の費用は、発電源の燃料費と固定費に含まれている。蓄電設備へ同じ電力の購入費を加えると重複するため、別途加算しない。充放電損失のために増える発電は、需給計算で得られた実発電量の側に含める。

3.6 発電量、設備利用率および CO₂排出量の集計

設備利用率上限は、天候、点検、起動計画等を踏まえて想定した年間発電可能量を分子とする。設備利用率計算値は、需給計算で得た年間発電量を分子とする。両者とも同じ送電端定格容量と年間 8,760 時間を分母に用いる。

$$\text{設備利用率上限} = \text{年間発電可能量} \div (\text{送電端定格容量} \times 8,760 \text{ 時間})$$

$$\text{設備利用率計算値} = \text{年間実発電量} \div (\text{同じ送電端定格容量} \times 8,760 \text{ 時間})$$

$$\text{発電減少率} = (\text{年間発電可能量} - \text{年間実発電量}) \div \text{年間発電可能量}$$

例えば設備利用率上限 80%、計算値 60%なら、利用率の低下は 20 ポイント、発電減少率は 25%である。原子力・地熱・バイオマスでは、所内消費を差し引いた定格容量を分母にするため、発電端容量を分母にした公表利用率とは値が異なる。CCS 火力も改造後の送電端定格容量で計算する。

火力の設備利用率上限を求める年間発電可能量は、設備利用可能上限だけを評価した値である。年間の CO₂貯留上限や他電源との需給競合をすべて同時に満たしたものではない。アンモニア混焼の設備利用率 85%は高稼働の運転想定であり、最適化が独立に選んだ利用率ではない。

CO₂は、実発電量と熱効率から化石燃料の投入熱量を求め、燃焼排出係数を掛けて算定する。CCS 付き火力では回収量を差し引き、水素・アンモニア混焼では化石燃料分だけを計上する。石炭の起動準備用油の排出も加える。回収量と大気への排出量は別々に示す。

$$\text{大気への直接 CO}_2\text{排出量} = \text{化石燃料の燃焼 CO}_2\text{発生量} - \text{回収量}$$

対象は発電所の化石燃料由来の直接排出である。水素・アンモニア製造、燃料採掘・輸送、メタン漏出、設備建設、およびバイオマス燃焼に伴う CO₂排出はゼロとして扱い、ライフサイクル全体にわたる評価はしない。

4 計算結果

本章では、前章までに示した想定と計算方法から得られた結果を示す。最初に電力需給の成立を確認し、次いで供給余力確保のための追加設備容量を確認し、その後に年間費用、発電量、CO₂排出量、電源別の設備利用率、時間別運転を説明する。

4.1 電力需給の成立と供給余力の追加容量

OCCTO③ケースでは、補完用水素火力 57GW を含む設備構成を用いて、全国 10 地域・対象年の全 30 分時点で需要を満たす運転が得られた。電力需給を満たすために、OCCTO の補完後設備へさらに火力を増設する必要はなかった。

表 21 通常需給と供給余力のために追加計上する火力容量

追加設備の区分	既存火力活用ケース (GW)	OCCTO③ケース (GW)
電力需給用の追加 LNG 火力	4.275	0.000
供給余力の簡易評価で必要となる追加 LNG 火力	23.630	0.226
OCCTO が想定した補完用水素火力	—	57.000

費用算定に用いる発電端容量。57GW は OCCTO の火力 153.9GW に含まれる内数である。

OCCTO③ケースの供給余力を点検したところ、0.226GW、すなわち 22.6 万 kW の LNG 火力が必要となり、これを追加で計上した。したがって、「OCCTO③ケースの設備だけで予備力を含む安定供給を確認した」という結果ではない。なおこれは各時点需要の 8% という、本稿で想定した簡易な供給余力基準を満たす設備容量である。これは追加の費用として計上する。

既存火力活用ケースでは電力需給用に 4.275GW、供給余力用 23.630GW の LNG 火力が必要となった。いずれも固定費を年間費用へ計上して含める。

表 22 2 ケースの主要な計算結果

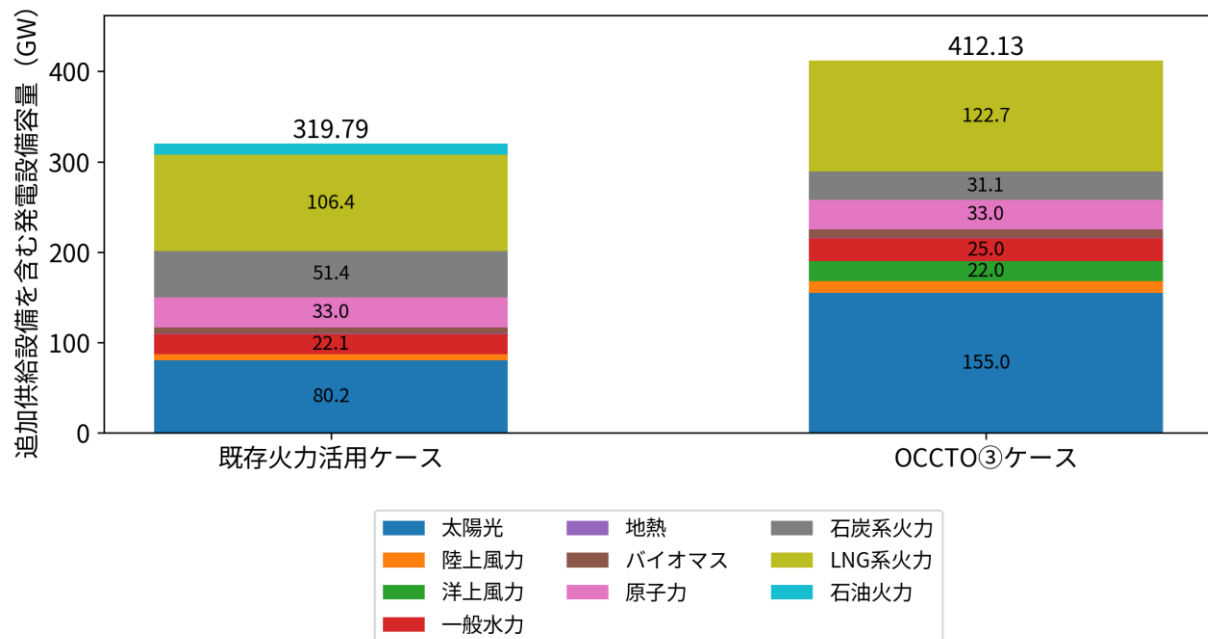
指標	既存火力活用ケース	OCCTO③ケース
年間費用（兆円/年）	14.33	24.09
需要電力量当たり費用（円/kWh）	13.02	21.90
化石燃料由来の直接 CO ₂ （百万 t/年）	390.5	82.3
CO ₂ 回収・貯留量（百万 t/年）	0.0	110.0
再エネ発電量比率（％・発電端）	22.21	43.81
太陽光発電量比率（％・発電端）	10.35	18.99

この需給結果が示すのは、採用した 1 年の需要・気象と運転想定の下で、電力需給を満たす解が存在することである。なおこれは、設備故障、予測誤差、複数年にわたる厳しい気象、燃料供給途絶に対

する安定供給を確認したものではない。これらの留保を踏まえ、以下の費用・排出量を読む必要がある。

4.2 発電設備容量

図 6 費用計算の対象となる発電設備容量



想定した発電設備容量に、需給・供給余力の計算で必要となった追加設備容量を含めたもの。蓄電池と揚水は一次発電能力として加算していない。

表 23 費用計算の対象となる発電設備容量（図 6 の数値）

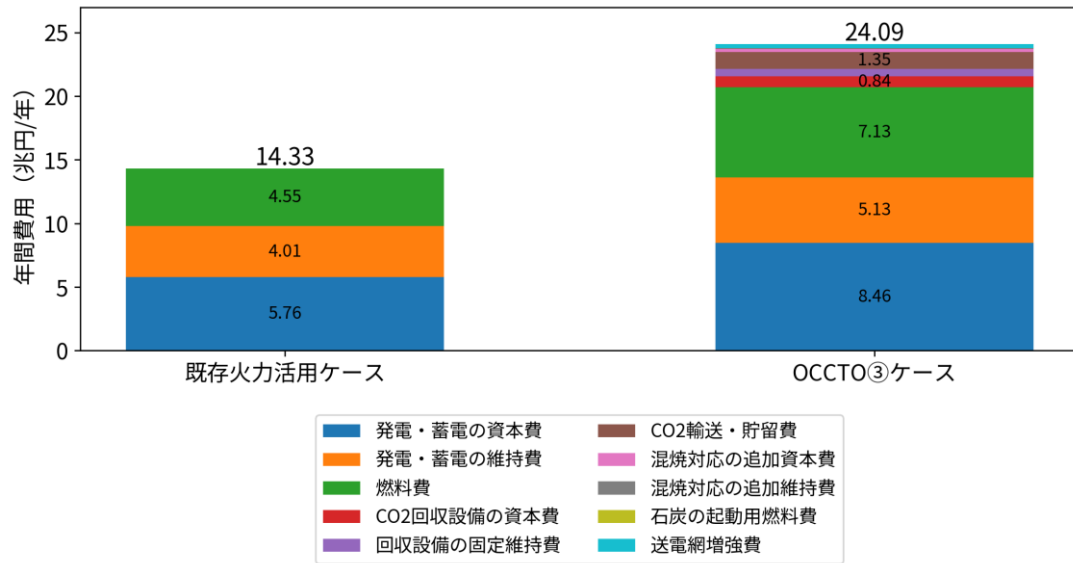
電源	既存火力活用ケース (GW)	OCCTO③ケース (GW)
太陽光	80.19	155.00
陸上風力	6.59	13.00
洋上風力	0.25	22.00
一般水力	22.14	25.00
地熱	0.51	1.00
バイオマス	7.18	9.00
原子力	33.00	33.00
石炭系火力	51.38	31.10
LNG 系火力	106.35	122.73
石油火力	12.20	0.30

石炭系には共同火力を含む。LNG 系には需給・供給余力のための追加 LNG を含むため、第 2 章の初期設備量とは異なる。

OCCTO③ケースでは再エネの設備が多く、供給力補完用の水素火力も大きい。一方、既存火力活用ケースでは既存設備を保持したうえで、通常需給と供給余力のために LNG を追加する。

4.3 年間費用の全体像

図 7 費目別の年間発電コスト



設備の資本費・維持費、燃料費、CCS・混焼対応費、送電網増強費を積み上げたもの。

表 24 費目別の年間発電コスト (図 7 の数値)

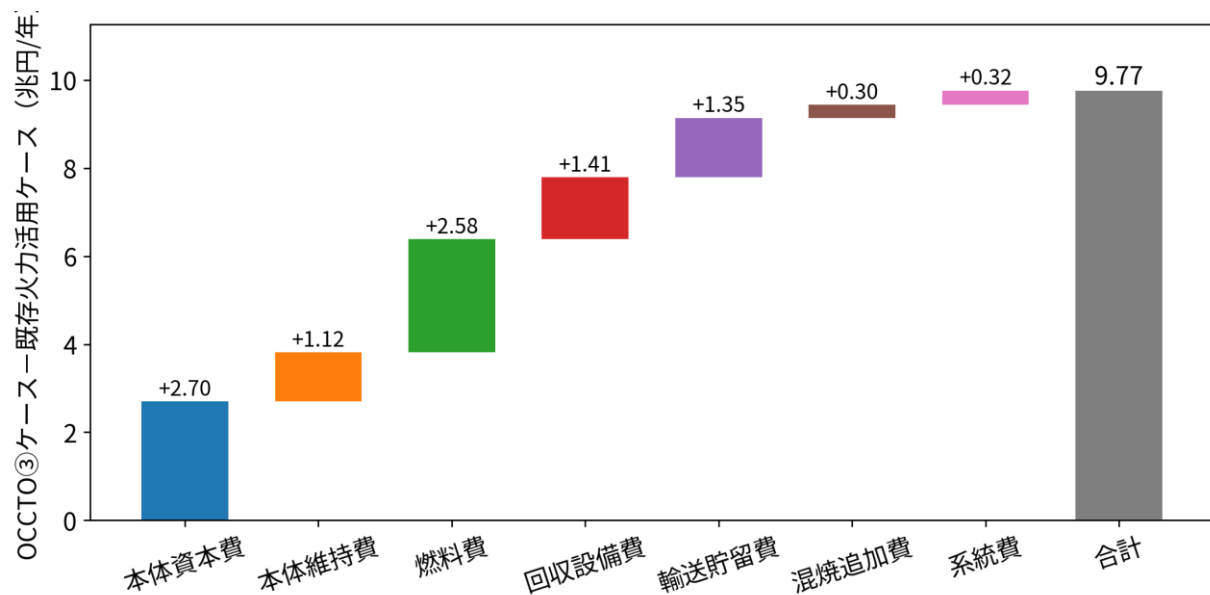
費目	既存火力活用ケース (兆円/年)	OCCTO③ケース (兆円/年)
発電・蓄電設備の年額資本費	5.763	8.460
発電・蓄電設備の固定維持費	4.014	5.132
燃料費	4.549	7.127
CO ₂ 回収設備の年額資本費	0.000	0.837
CO ₂ 回収設備の固定維持費	0.000	0.569
CO ₂ 輸送・貯留費	0.000	1.346
混焼対応設備の年額資本費	0.000	0.218
混焼対応設備の固定維持費	0.000	0.084
石炭起動準備用燃料費	0.000	0.000
送電網増強費	0.000	0.320
合計	14.327	24.093

石炭起動準備用燃料費は計上しているが、この表の表示桁では 0.000 となる。送電網増強費 0.320 兆円/年は本稿の想定である。

OCCTO③ケースの年間費用は 24.09 兆円、既存火力活用ケースは 14.33 兆円で、差は 9.77 兆円/年となった。同じ需要 1,100TWh で除すと、それぞれ 21.90 円/kWh、13.02 円/kWh である。

4.3.1 両ケースの費用差の要因分解

図 8 OCCTO③ケースと既存火力活用ケースの年間費用差



同じ費目同士の差を順に加えた図。設備量や運転を一つずつ変更した因果効果の分解ではない。

表 25 OCCTO③ケースと既存火力活用ケースの年間費用差（図 8 の数値）

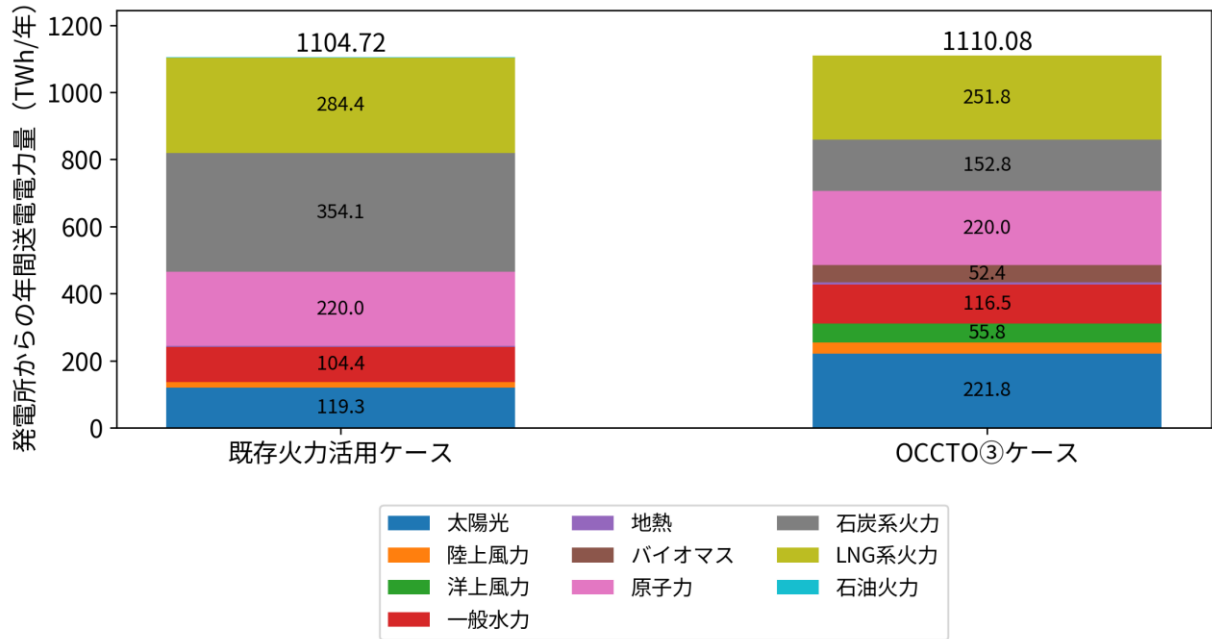
費目	OCCTO③ケース－既存火力活用ケース (兆円/年)
発電・蓄電設備の年額資本費	2.697
発電・蓄電設備の固定維持費	1.118
燃料費（起動準備含む）	2.578
回収設備費	1.406
輸送貯留費	1.346
混焼追加費	0.302
送電網増強費	0.320
合計	9.766

OCCTO③ケースでは、既存火力活用ケースに比べて、発電・蓄電設備の年額資本費が 2.697 兆円、固定維持費が 1.118 兆円増加する。燃料費は起動準備用を含め 2.578 兆円増え、CO₂回収設備の固定費と輸送・貯留費、混焼対応設備費、送電網増強費がさらに加わる。

燃料費では、従来の石炭・LNG を使わずに済む効果と、より高価な水素・アンモニアへ置き換える効果が同時に働く。本稿の想定では後者等の費用が大きく、燃料費合計も増える。

4.4 発電電力量と電源構成

図 9 電源別の年間送電電力量



需給計算で得られた発電所からの送電電力量。。

表 26 電源別の年間送電電力量（図 9 の数値）

電源	既存火力活用ケース (TWh)	OCCTO③ケース (TWh)
太陽光	119.270	221.785
陸上風力	17.291	32.990
洋上風力	0.656	55.829
一般水力	104.413	116.463
地熱	3.060	6.000
バイオマス	0.133	52.445
原子力	220.000	220.000
火力合計	639.897	404.566
発電所からの送電電力量合計	1,104.720	1,110.078

OCCTO③ケースの火力発電量は 404.566TWh であり、既存火力活用ケースの 639.897TWh より少ない。それでも、太陽光や風力の出力が小さい時間帯、需要が大きい時間帯、蓄電だけでは電力量を補えない期間には火力を使う。再エネ設備を増やすことと、火力設備を不要にできることは同じではない。

4.4.1 第7次エネルギー基本計画の見通しとの比較

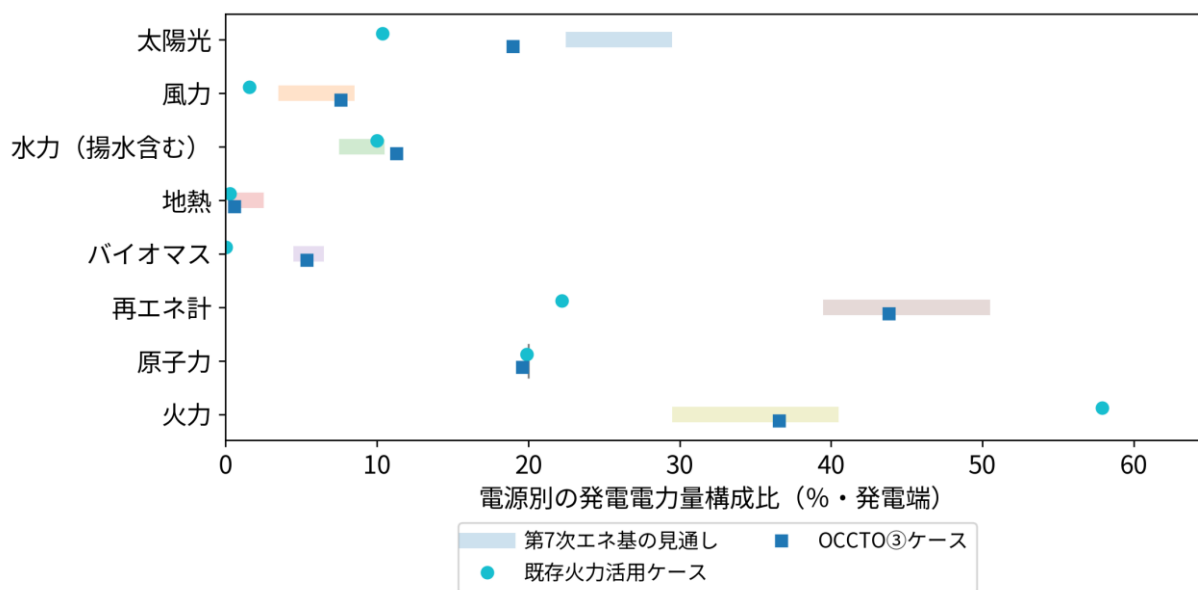
政府の第7次エネルギー基本計画の見通しと比べるため、電源構成を発電端の電力量で示す。本稿の需給計算は送電端で行っているため、各電源の発電量を「1－所内率」で除し、発電所内で使う電力量を加えた発電端の値へ換算する。揚水発電は水力の発電量に含める一方、蓄電池の放電は新たな発電として加えない。

図と表の「再エネ計」は、太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスの発電量の合計である。個別電源の比率とは別に、再エネ全体の比率を確認するために示す。

発電端の合計から需要へ戻す際は、所内電力、揚水に使った電力量、蓄電池の充放電損失を差し引く。揚水発電を発電量へ加えているため、差し引くのは揚水の損失だけではなく、揚水動力の全量である。年間の電力量収支は第4.4.2節に示す。

自家発電、需要家の自家消費、所内電力等の集計範囲にはなお差が残る。したがって、ここでの構成比は政府見通しと比較するために発電端へ換算した値であり、政府の全国統計の集計範囲を厳密に再現したものではない。[5,24]

図 10 発電電力量構成比と政府の 2040 年度見通し



帯は第 7 次エネ基の見通し、点は本稿の計算値。原子力 20%程度は一点で示す。[24]

表 27 発電電力量構成比と政府の 2040 年度見通し（図 10 の数値）

電源	既存火力活用ケース (%)	OCCTO③ケース (%)	政府見通し (%)
太陽光	10.35	18.99	23～29
風力	1.56	7.60	4～8
水力（揚水含む）	10.00	11.30	8～10
地熱	0.30	0.58	1～2
バイオマス	0.01	5.35	5～6
再エネ計	22.21	43.81	40～50
原子力	19.88	19.62	20 程度
火力	57.90	36.57	30～40

本稿の比率は発電端への換算値。政府統計との集計範囲の差は本節冒頭に示す。

OCCTO③ケースの再エネ合計は 43.81%となり、政府見通し 40～50%の範囲に入る。しかし、太陽光は 18.99%で、政府の 23～29%を下回る。風力は 7.60%と見通しの上端に近く、水力は 11.30%、地熱は 0.58%である。

4.4.2 発電端・送電端と蓄電損失の収支

表 28 発電量と需要をつなぐ年間電力量収支

収支項目	既存火力活用ケース (TWh)	OCCTO③ケース (TWh)
蓄電池充電	0.566	22.833
蓄電池放電	0.481	19.408
蓄電池損失	0.085	3.425
揚水動力	15.449	22.175
揚水発電	10.814	15.523
揚水損失	4.635	6.653
発電端換算合計	1,152.579	1,168.055
所内電力	37.045	42.454
需要	1,100.000	1,100.000

OCCTO③ケースの発電端電力量は 1,168.055TWh である。ここから所内電力 42.454TWh、揚水動力 22.175TWh、蓄電池の充放電損失 3.425TWh を差し引くと、需要 1,100TWh に一致する。発電端の合計には揚水発電を含めるため、差し引くのは揚水の損失だけではなく、ポンプに使う電力量の全量である。

送電端の発電量だけを合計する場合は、蓄電池・揚水の放電を加えない。その合計から両設備の充放電損失を差し引けば需要となる。発電端と送電端の違い、蓄電池放電と揚水発電の集計方法の違いを区別することで、発電量を重複計上せずに費用と CO₂を求められる。

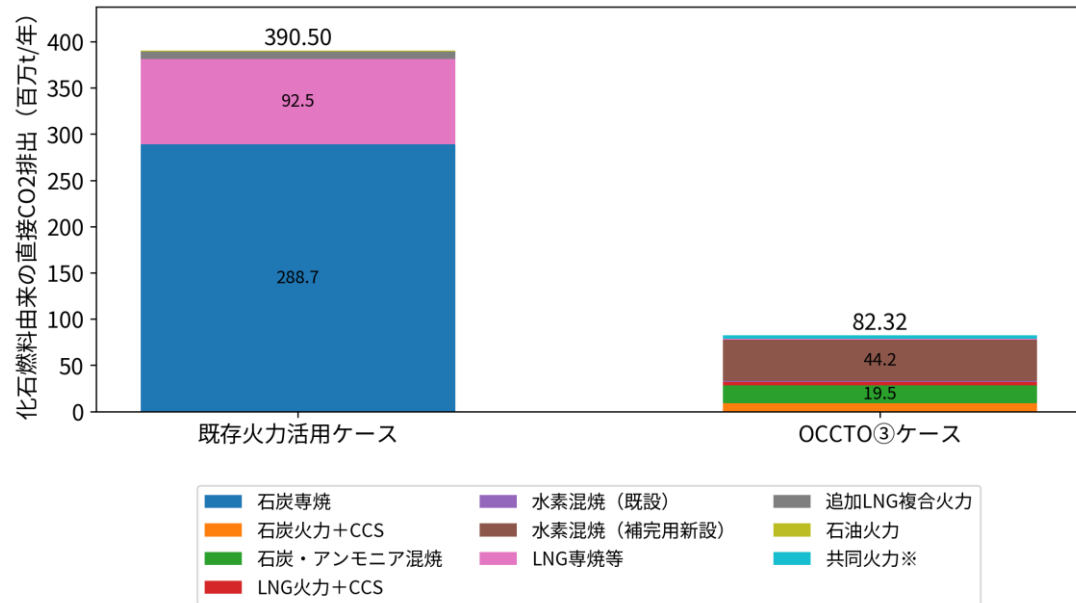
表 29 発電所からの送電電力量と需要・充放電損失

項目	既存火力活用ケース	OCCTO③ケース
発電所からの送電電力量 (TWh)	1,104.72	1,110.08
需要 (TWh)	1,100.00	1,100.00
充放電損失 (TWh)	4.72	10.08

送電電力量が需要を上回るのは、蓄電池・揚水の充放電損失を補う発電が必要なためである。その分の燃料と費用も各発電源に計上している。

4.5 CO₂排出量と回収・貯留量

図 11 火力の種類別にみた化石燃料由来の直接 CO₂排出量



大気へ排出する量のみを表示し、回収・貯留量は含めない。石炭起動準備用油の排出は該当する石炭電源へ計上。

※共同火力には石炭の諸元を用いる。

表 30 火力の種類別にみた化石燃料由来の直接 CO₂排出量 (図 11 の数値)

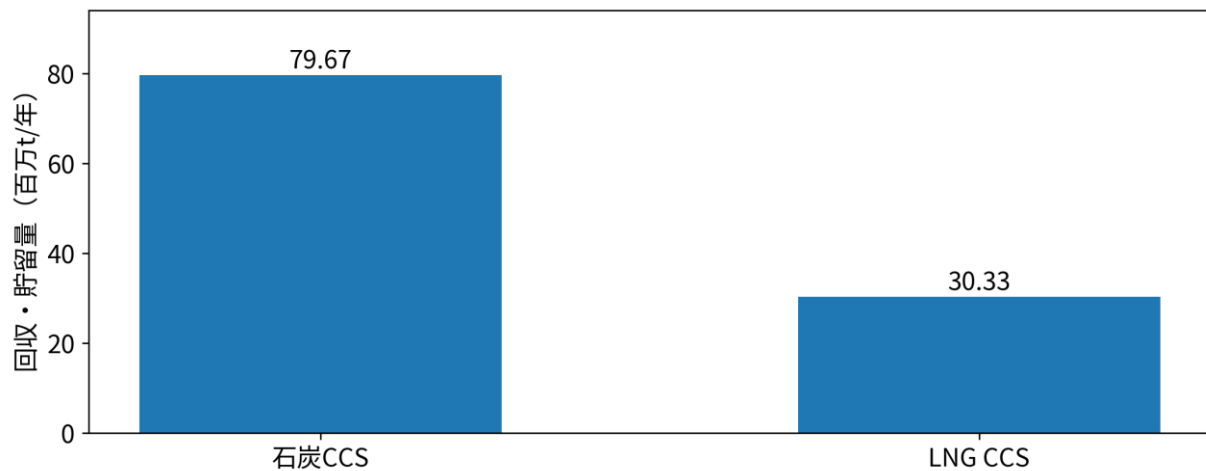
設備区分	既存火力活用ケース (百万 t/年)	OCCTO③ケース (百万 t/年)
石炭専焼	288.750	0.000
石炭火力 (CCS 付き)	0.000	8.857
石炭・アンモニア混焼	0.000	19.487
LNG 火力 (CCS 付き)	0.000	3.370
水素混焼 (既設改造)	0.000	1.454
水素混焼 (補完用新設)	0.000	44.239
LNG 専焼等	92.468	1.127
追加 LNG 複合火力	8.268	0.000
石油火力	1.015	0.000
共同火力 (石炭の諸元を使用)	0.000	3.782
合計	390.501	82.317

直接 CO₂排出量は、既存火力活用ケース 390.501 百万 t/年、OCCTO③ケース 82.317 百万 t/年となった。OCCTO③ケースでも、水素混焼で燃料の大部分を占める LNG、アンモニア混焼で使用される石炭、CCS で回収されない CO₂等の排出が計上されている。

この排出量は発電所の直接排出である。燃料製造や輸送時などを含むライフサイクル排出量ではない。

4.5.1 CO₂回収量と水素・アンモニアの調達規模

図 12 OCCTO③ケースで必要となる年間 CO₂回収・貯留量



石炭・LNG の回収量を別々に示す。合計は本稿が設定した国内年間上限 110 百万 t に達している。

表 31 OCCTO③ケースで必要となる年間 CO₂回収・貯留量と代替燃料の年間調達量（図 12 の数値を含む）

項目	OCCTO③ケース	単位
石炭火力（CCS 付き）回収	79.667	百万 t/年
LNG 火力（CCS 付き）回収	30.333	百万 t/年
国内回収合計	110.000	百万 t/年
水素調達量	1.247	百万 t/年
アンモニア調達量	11.153	百万 t/年
水素混焼発電量	161.733	TWh/年
アンモニア混焼発電量	47.797	TWh/年

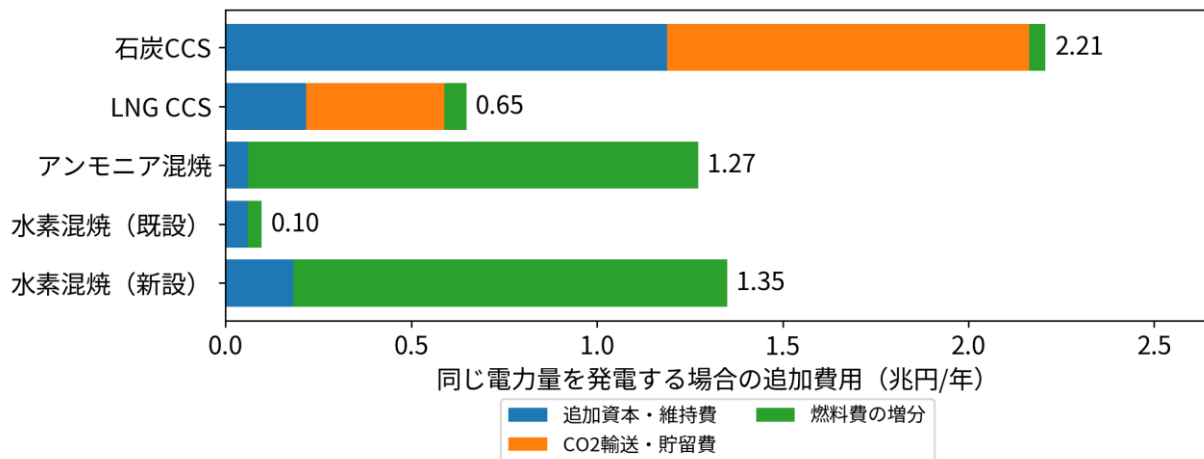
国内の CO₂回収・貯留量は、石炭 79.667 百万 t、LNG 30.333 百万 t、合計 110.000 百万 t となった。CO₂回収・貯留量の上限を使い切るのは、仮想 CO₂価格等を与えた運転計算の結果である。

水素調達量は 1.247 百万 t/年、アンモニアは 11.153 百万 t/年である。アンモニアの使用量は設備 6.8GW、熱量 50%混焼、利用率 85%という本稿の運転想定から求められる。

4.6 火力の低 CO₂化による追加費用

OCCTO③ケースにおける CCS、水素・アンモニアの費用は、回収設備費、改造費、燃料費、輸送・貯留費などに分かれている。このままでは火力の低 CO₂化に伴う増分が見えにくいため、仮に石炭や LNG で発電したと想定する場合との差を費目ごとに整理する。

図 13 CCS・混焼による年間追加費用の内訳



同じ電力量を通常の石炭・LNG で発電する場合との差。発電所本体の固定費と年間発電量は両側で共通とし、追加設備・燃料等の費用だけを取り出す。

表 32 CCS・混焼による年間追加費用の内訳 (図 13 の数値)

技術	追加設備の 資本費・維持費	CO ₂ 輸送・ 貯留費	燃料費の 増分	合計
石炭火力 (CCS 付き)	1.189	0.975	0.044	2.208
LNG 火力 (CCS 付き)	0.217	0.371	0.060	0.648
アンモニア混焼	0.061	0.000	1.212	1.272
水素混焼 (既設)	0.059	0.000	0.038	0.097
水素混焼 (補完用新設)	0.182	0.000	1.168	1.350
合計	1.708	1.346	2.521	5.575

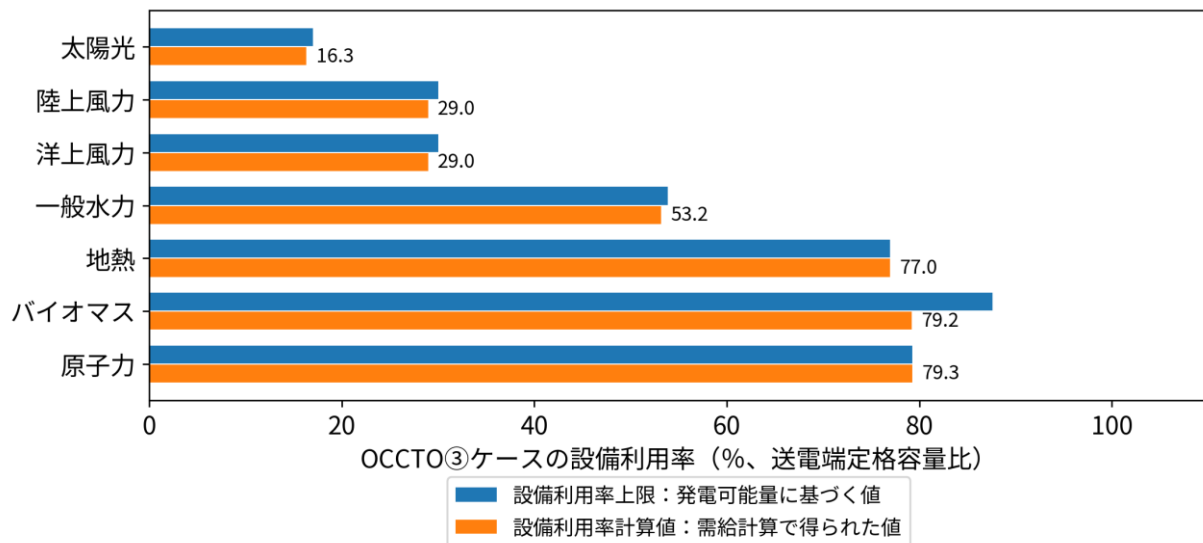
単位：兆円/年。年間費用 24.09 兆円に含まれる費目の再整理であり、さらに加算する金額ではない。

CCS の追加費用は回収設備の固定費、実際に回収した CO₂の輸送・貯留費、回収に伴う効率低下による燃料費増加である。混焼の追加費用は改造・対応設備の固定費と、通常燃料が水素・アンモニアへ置き換わることによる燃料費増加である。合計は 5.575 兆円/年となった。

この 5.58 兆円は、9.77 兆円という 2 ケース全体の費用差とは別の切り口である。前者は OCCTO③ケースの運転量を固定した技術別費用の整理、後者は設備量も運転も異なる 2 ケースの総費用差である。

4.7 設備利用率の上限値と計算値

図 14 再エネ・原子力の設備利用率上限と計算値



設備利用率上限は想定した年間発電可能量、設備利用率計算値は需給計算で得た年間発電量を分子とする値。同じ送電端定格容量を分母とする。

表 33 再エネ・原子力の設備利用率上限と計算値 (図 14 の数値を含む)

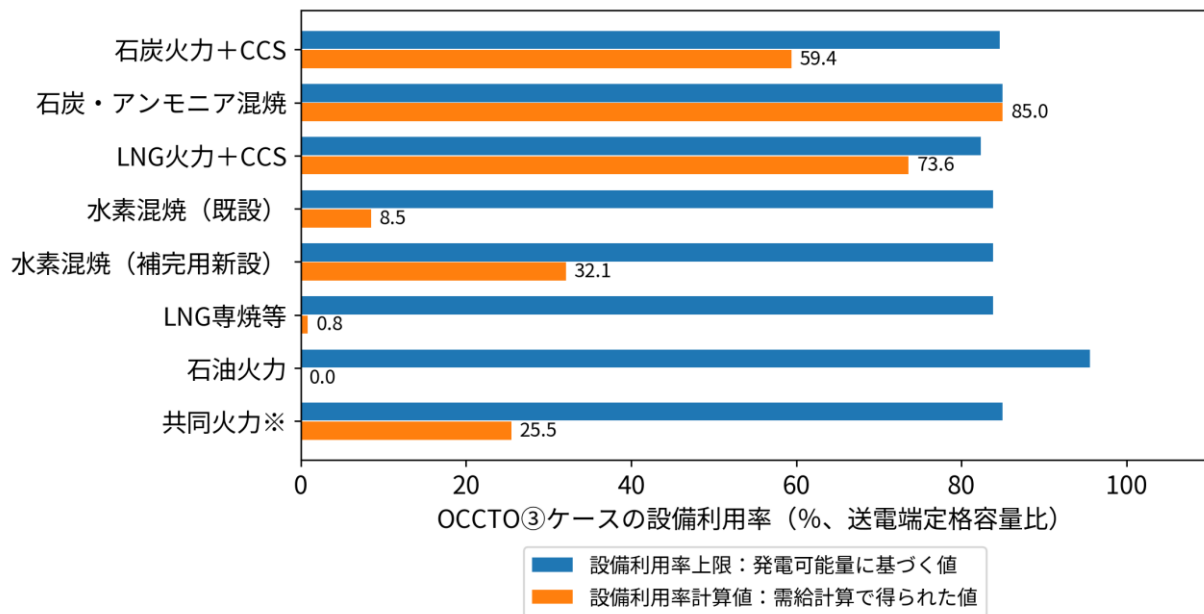
電源	既存火力活用ケース 上限値 (%)	既存火力活用ケース 計算値 (%)	OCCTO③ケース 上限値 (%)	OCCTO③ケース 計算値 (%)
太陽光	17.01	16.98	17.01	16.33
陸上風力	30.01	29.95	30.01	28.97
洋上風力	30.01	29.95	30.01	28.97
一般水力	53.88	53.84	53.88	53.18
地熱	76.96	76.96	76.96	76.96
バイオマス	87.58	0.25	87.58	79.19
原子力	79.27	79.27	79.27	79.27

OCCTO③ケースの太陽光は 17.01% (上限値) に対して計算値は 16.33%、風力は上限値 30.01% に対して計算値は 28.97% となった。原子力と地熱は一定出力の想定を与えているため、上限値と計算値が等しい。バイオマスは 87.58% という発電可能上限に対し、設備利用率計算値は 79.19% となった。

既存火力活用ケースのバイオマスは、CO₂価格 0 円で変動費を最小化するため、燃料費が高いことからほとんど選ばれず、設備利用率は 0.25% となった。

4.7.1 火力の発電可能量と実利用率

図 15 OCCTO③ケースの火力設備の設備利用率上限と計算値



石炭系の設備利用率上限は所定の起動計画による発電可能量から算定する。アンモニア混焼は 85% の運転想定。
※共同火力には石炭の諸元を用いる。

表 34 OCCTO③ケースの火力設備の設備利用率上限と計算値（図 15 の数値）

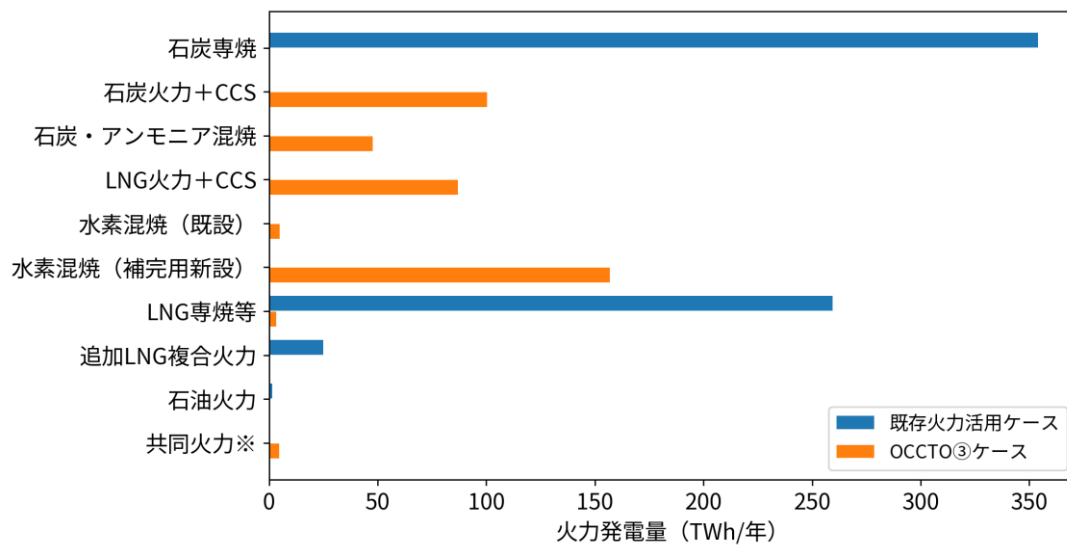
電源	設備利用率上限 (%)	設備利用率計算値 (%)	発電減少率 (%)
石炭火力（CCS 付き）	84.63	59.40	29.81
石炭・アンモニア混焼	85.00	85.00	0.00
LNG 火力（CCS 付き）	82.35	73.59	10.64
水素混焼（既設改造）	83.84	8.49	89.87
水素混焼（補完用新設）	83.84	32.14	61.67
LNG 専焼等	83.84	0.84	99.00
石油火力	95.59	0.00	100.00
共同火力（石炭の諸元を使用）	84.97	25.49	70.00

CCS 付き石炭火力の設備利用率計算値は 59.40%、CCS 付き LNG 火力は 73.59% となった。アンモニア混焼は、85% の定常運転を維持したまま需給を満たす解が得られたため、設備利用率計算値も 85% である。

水素混焼は既設改造 8.49%、補完用新設 32.14% であった。

4.7.2 火力の年間発電電力量

図 16 燃料・技術別の年間火力発電電力量



※共同火力には石炭の諸元を用いる。LNG 専焼等には、合成メタン混焼 0.6GW を LNG の諸元で計算して含める。

表 35 燃料・技術別の年間火力発電電力量（図 16 の数値）

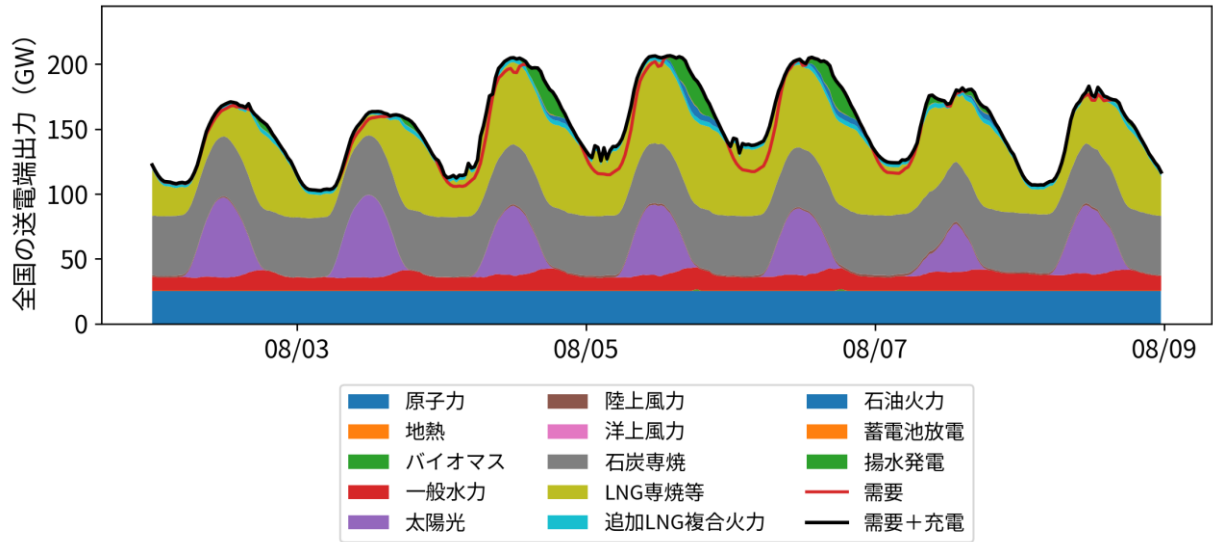
設備区分	既存火力活用ケース (TWh/年)	OCCTO③ケース (TWh/年)
石炭専焼	354.105	0.000
石炭火力（CCS 付き）	0.000	100.340
石炭・アンモニア混焼	0.000	47.797
LNG 火力（CCS 付き）	0.000	86.895
水素混焼（既設改造）	0.000	4.803
水素混焼（補完用新設）	0.000	156.930
LNG 専焼等	259.451	3.163
追加 LNG 複合火力	24.913	0.000
石油火力	1.428	0.000
共同火力（石炭の諸元を使用）	0.000	4.638
合計	639.897	404.566

OCCTO③ケースでは、石炭・LNG の CCS 付き火力に加え、補完用水素混焼が 156.930TWh を供給する。通常の LNG 専焼等は 3.163TWh にとどまる。既存火力活用ケースでは石炭と LNG が主に電力量を供給する。

4.8 設備運用の計算結果の代表的な例

需給運用を、いくつかの代表的な期間の図と表で示す。夏季は同じ1週間を2ケースで比較する。春季には低需要時の余剰、冬季には火力の継続供給と蓄電残量に着目する。図の日付は入力に用いた2025年度の暦である。

図 17 夏季1週間の全国需給：既存火力活用ケース



2025年8月2～8日の入力データを使用。積上げは電源別供給、色付き実線は需要、黒実線は需要に蓄電池充電・揚水動力を加えた量。

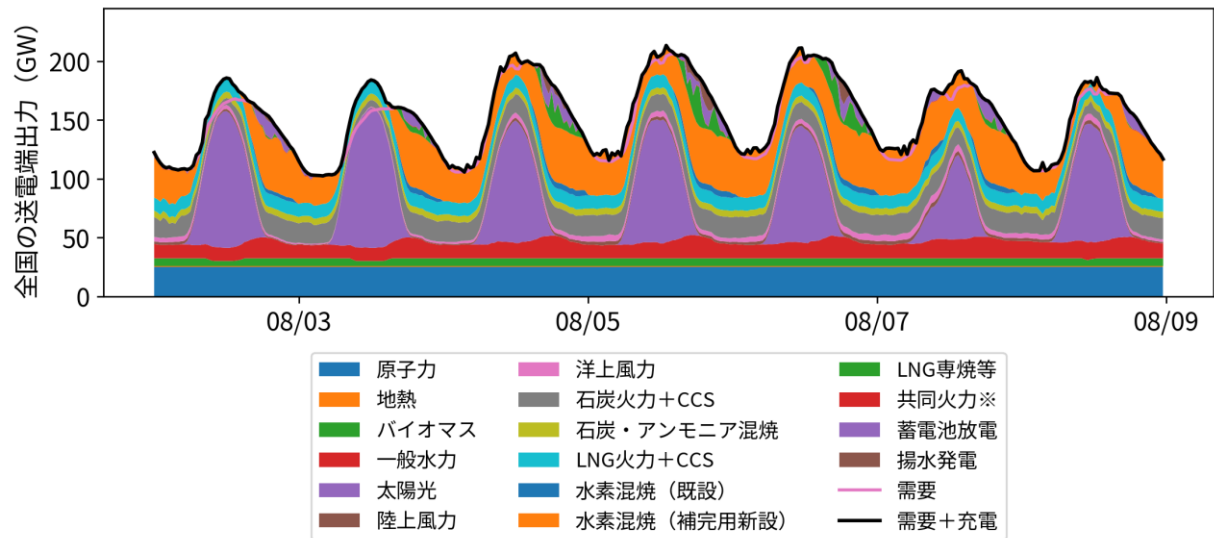
表 36 夏季1週間の全国需給：既存火力活用ケース（図17の期間集計値）

区分	期間中の電力量（TWh）
原子力・地熱	4.278
太陽光・風力	2.981
一般水力・バイオマス	2.075
石炭系	7.723
LNG系・石油	8.387
蓄電池・揚水放電	0.410
需要	25.271
充電・揚水動力	0.583

既存火力活用ケースでは、石炭火力が比較的安定した電力量を供給し、LNG等が需要変動へ対応する。太陽光が発電する昼間と、需要に対してその出力が小さくなる夕方以降で、火力と蓄電設備の分担が変わる。

4.8.1 夏季の OCCTO③ ケース

図 18 夏季 1 週間の全国需給：OCCTO③ ケース



前図と同じ期間・縦軸。CCS、混焼、従来型火力を分け、再エネと火力・蓄電設備の分担を示す。

表 37 夏季 1 週間の全国需給：OCCTO③ ケース（図 18 の期間集計値）

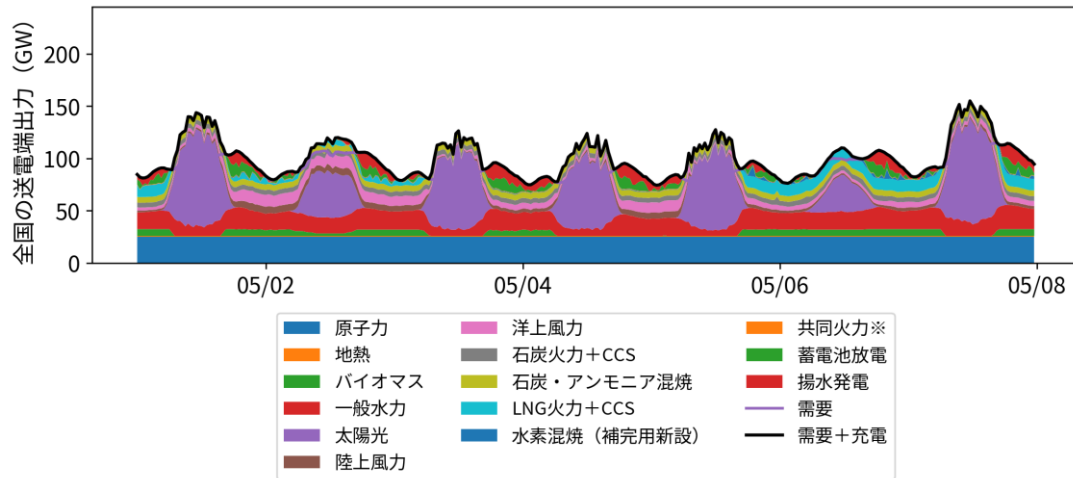
区分	期間中の電力量（TWh）
原子力・地熱	4.334
太陽光・風力	6.326
一般水力・バイオマス	3.425
石炭系	3.646
LNG 系・石油	7.575
蓄電池・揚水放電	0.524
需要	25.271
充電・揚水動力	0.558

OCCTO③ ケースは太陽光・風力の供給が多く、昼間には火力出力を下げる。一方、夕方以降は水素混焼等の出力と蓄電池・揚水の放電を増やす。石炭系は所定の並列容量に対する最低負荷を維持し、アンモニア混焼は基準出力を継続する。

図は全国合計である。計算内部では地域ごとの需給を満たし、連系線の上限制約があるため、全国に余剰容量があっても不足地域へ無制限に送れるわけではない。

4.8.2 春季の余剰と出力制御

図 19 春季 1 週間の全国需給：OCCTO③ケース



2025 年 5 月 1～7 日の入力データを使用。石炭系の最低負荷とアンモニアの定常運転を維持しながら、蓄電・融通・出力制御で需給を合わせる。

表 38 春季 1 週間の全国需給：OCCTO③ケース（図 19 の期間集計値）

区分	期間中の電力量（TWh）
原子力・地熱	4.334
太陽光・風力	5.709
一般水力・バイオマス	3.265
石炭系	1.759
LNG 系・石油	0.792
蓄電池・揚水放電	1.047
需要	15.523
充電・揚水動力	1.384

表 39 OCCTO③ケースの年間出力制御量

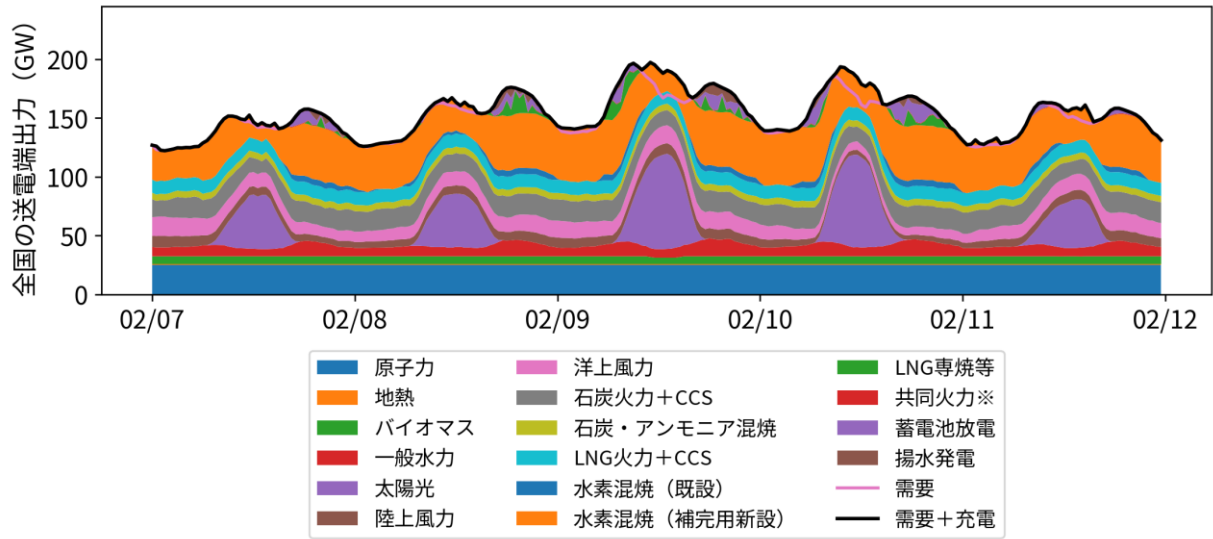
電源	制御前発電可能量 (TWh)	制御後発電量 (TWh)	出力制御率 (%)
太陽光	231.00	221.79	3.99
陸上風力	34.17	32.99	3.46
洋上風力	57.83	55.83	3.46
一般水力	118.00	116.46	1.30

年間の太陽光出力制御率は 3.99%、陸上・洋上風力はともに 3.46%、一般水力は 1.30% となった。分母は各電源の制御前発電可能量である。最低負荷を保つ火力、一定出力の電源、蓄電容量と送電上限

が組み合わせあって余剰が生じる。電源別の配分は第 3.3 節の方法によるもので、実際の出力制御指令の順位ではない。

4.8.3 冬季の継続供給と蓄電

図 20 冬季 5 日間の全国需給：OCCTO③ケース



2026 年 2 月 7～11 日の入力データを使用。火力の種類別の供給と蓄電池・揚水の放電を示す。

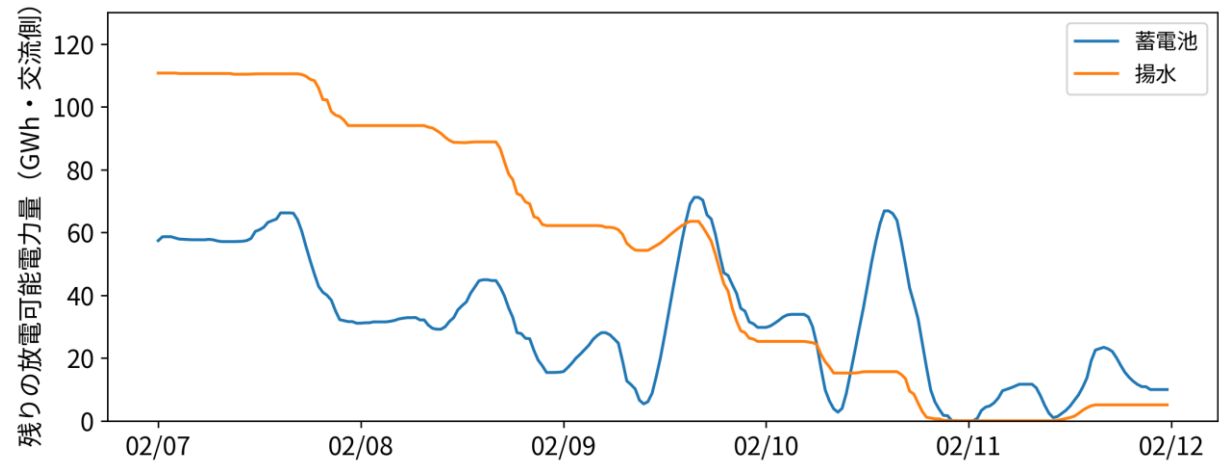
表 40 冬季 5 日間の全国需給：OCCTO③ケース（図 20 の期間集計値）

区分	期間中の電力量（TWh）
原子力・地熱	3.096
太陽光・風力	4.010
一般水力・バイオマス	1.922
石炭系	2.732
LNG 系・石油	6.345
蓄電池・揚水放電	0.379
需要	18.214
充電・揚水動力	0.270

太陽光・風力の出力が小さい時間帯が続くと、蓄電設備を放電するだけでは電力量が不足する。次に充電できる時刻と量を考慮しながら、火力が継続的に供給する必要がある。蓄電設備の GW が大きいことだけでは、長時間の電力量不足へ対応できることにはならない。

4.8.4 冬季の蓄電残量

図 21 冬季 5 日間の蓄電池・揚水の残存電力量



前図と同じ期間。残量は、その時点から交流側へ放電できる電力量として表示する。

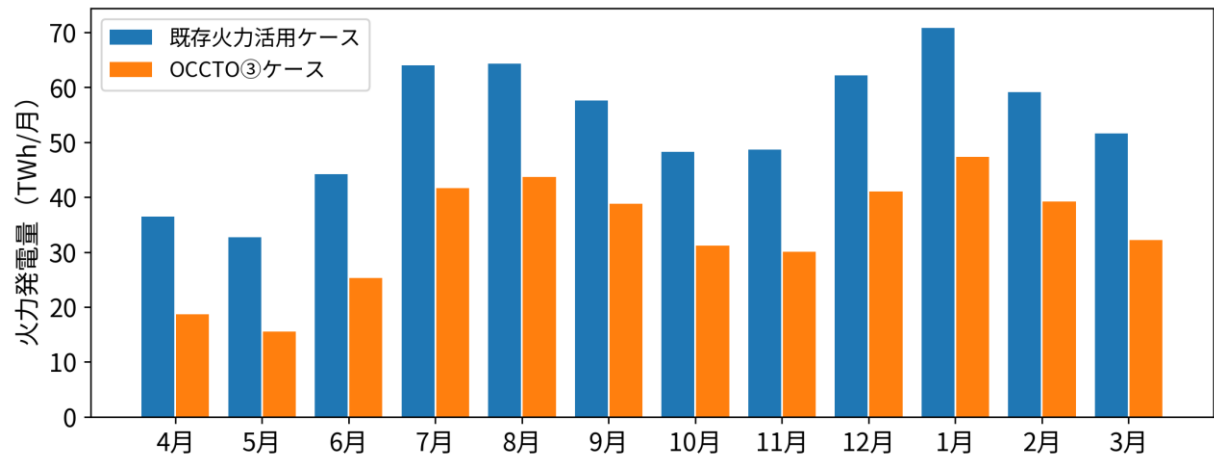
表 41 冬季 5 日間の蓄電池・揚水の残存電力量（図 21 の最小・最大値）

設備	最小値 (GWh)	最大値 (GWh)	利用可能容量 (GWh)
蓄電池	0.00	71.16	72.00
揚水	0.00	110.73	120.00

この期間には残量が 0 まで低下する時点がある。計算結果は、年間を通して、残量の上限・下限、充放電効率、年初と年末の残量一致といった制約は満たしている。ただし、ここでの残量は将来の需要と発電可能量を完全予見したという前提で計算されたものである。

4.8.5 火力発電量の季節変化

図 22 月別の火力発電電力量



各ケースの 2025 年度の月別集計。夏季・冬季の需要増と、再エネ出力の季節性を反映する。

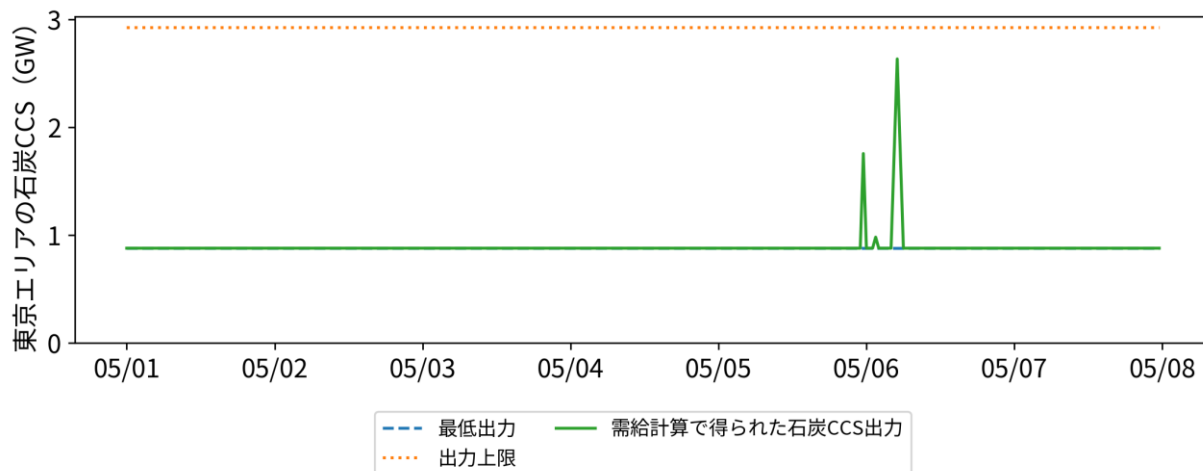
表 42 月別の火力発電電力量（図 22 の数値）

月	既存火力活用ケース (TWh)	OCCTO③ケース (TWh)	月	既存火力活用ケース (TWh)	OCCTO③ケース (TWh)
4 月	36.41	18.66	10 月	48.28	31.19
5 月	32.67	15.50	11 月	48.65	30.01
6 月	44.17	25.33	12 月	62.21	41.01
7 月	64.04	41.60	1 月	70.79	47.31
8 月	64.31	43.66	2 月	59.12	39.24
9 月	57.60	38.81	3 月	51.64	32.23

火力の年間発電量は、OCCTO③ケースの方がすべての月で小さい。年間を通じて火力運転がなくなる月はなく、需要が大きい夏季・冬季に供給量が増える。

4.8.6 石炭 CCS の最低負荷と出力変化

図 23 東京エリアの石炭 CCS の出力と運転範囲



2025 年 5 月 1～7 日の計算結果。地域内の設備群をまとめた出力であり、特定の实在発電機の運転実績ではない。

表 43 東京エリアの石炭 CCS の出力と運転範囲（図 23 の数値）

項目	容量・出力（GW）
並列容量	2.924
最低出力	0.877
利用可能上限	2.924
実出力最小	0.877
実出力最大	2.631

この期間の石炭 CCS は、並列容量 2.924GW に対して最低出力 0.877GW を保つ。日中に需要が小さくなくても 0 まで任意に停止せず、並列中の負荷追従で調整する。出力変化速度は保有する全容量ではなく、実際に並列すると想定した容量へ対応させる。

このモデルは、通常の石炭火力の運転範囲を基に CCS 付き設備の負荷追従を近似する。回収設備の溶剤循環や蒸気抽気の過渡応答、微粉炭機切替え時の整定時間、個別発電機の最低運転・停止時間は表現していない。[9,10]

5 費用の不確実性と結果の解釈

5.1 供給信頼度は計算していない

本稿は、OCCTO③ケースの補完後設備に対し、採用した 1 年の需要・気象と運転想定の下で電力需給を満たす解を得た。一方、設備故障、需要や再エネの予測誤差、複数年の厳しい気象、燃料輸入途絶は扱っていない。

供給余力も各時点の 8%を目安とする簡易評価である。特に、NG の起動状態を扱わないため、追加した容量が必要な時間内に起動できることを確かめていない。また、地域内の交流系統制約や電圧も未評価である。

5.2 実証試験と全国規模の導入可能性

CCS、水素・アンモニア利用には個別設備の実証試験の経験がある。しかし、個別の実証で発電できたことと、国内の主力電源として大量の燃料を長期間調達し、想定した稼働率で運転できることは全く異なる。本稿が扱うのは、CCS37.1GW、アンモニア混焼 6.8GW、既設改造・補完用新設を合わせた水素混焼設備と、それらを支える供給網である。

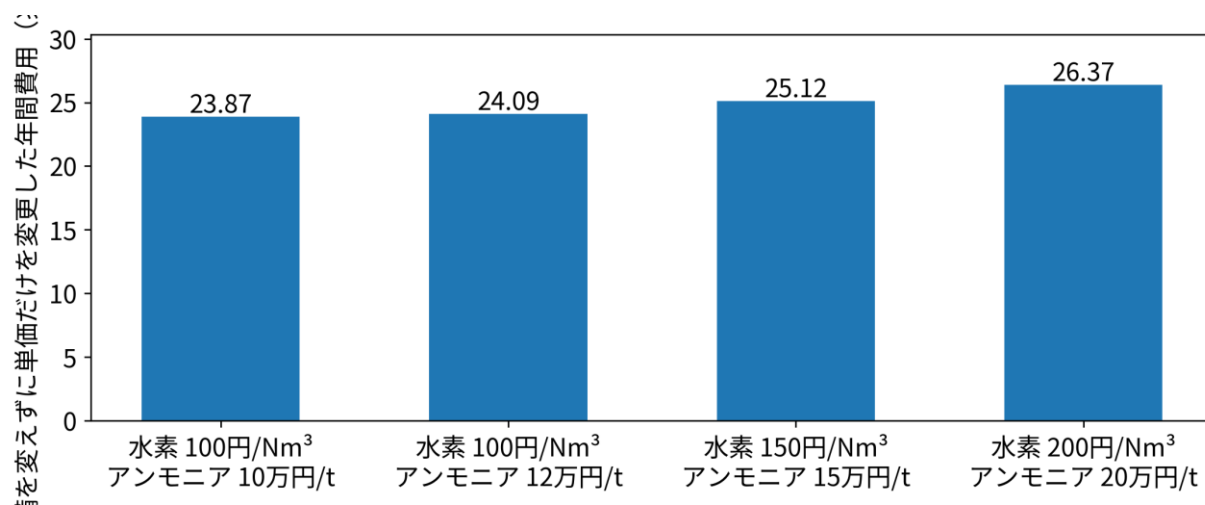
例えば、碧南 4 号機で行われた 2024 年のアンモニア転換試験は、NEDO の助成事業による熱量 20%の実証であり、定格 100 万 kW での運転等を確認したものである。それに対して、本稿は熱量 50%、設備 6.8GW、利用率 85%を想定しており、試験の運転規模・混焼率・期間はいずれも大きく上回る。実証の成果を否定するものではないが、それだけでは、本稿で想定する大規模な設備・燃料の利用が実施可能と判断することはできない。[25]

本稿で水素混焼率の設定に用いたのは、JERA が公表した米国リンデンガス火力発電所 6 号機の事例である。同発電所では、隣接する製油所から供給される水素を含む副生ガスを利用し、最大 40%（体積比）の水素混焼が可能となるよう改造した。[17] これは近隣の工場に燃料供給源がある事例であり、海外で製造した低炭素水素を船で日本へ運び、受け入れて全国の発電所で使う供給網を実証したものではない。したがって、この事例だけから日本向け大量輸入水素の価格や安定調達の実施可能性を判断することはできない。CCS についても、年間 1.1 億 t を回収・輸送・貯留するための貯留地点、輸送設備、圧入設備等を確保できるか否かは、本稿の需給計算では確認していない。

本稿は「想定した設備・燃料供給網が実現するなら、どのような需給運用と費用になるか」を評価している。しかしながら、設備・燃料供給網そのものの実現可能性に不確実性があり、従って、費用の推計誤差も大きい可能性がある。

5.3 水素・アンモニア価格による費用の変化

図 24 水素・アンモニア価格を変更した場合の年間費用



設備容量と計算済みの運転量を固定し、燃料単価だけを変更した費用計算。価格変更後に運転を再最適化した結果ではない。

表 44 水素・アンモニア価格を変更した場合の年間費用（図 24 の数値）

水素価格 (円/Nm³)	アンモニア価格 (万円/t)	年間費用 (兆円/年)	基本想定との差 (兆円/年)
100	10	23.87	-0.22
100	12	24.09	0.00
150	15	25.12	1.03
200	20	26.37	2.28

本稿では価格は水素 100 円/Nm³・アンモニア 12 万円/t では 24.09 兆円/年と設定している。感度分析として、150 円/Nm³・15 万円/t では 25.12 兆円、200 円/Nm³・20 万円/t では 26.37 兆円になる。単価の想定によって兆円単位の差が生じることを示している。

表 45 混焼改造・対応費を変更した場合

追加設備費の倍率	年間費用 (兆円/年)	基本想定との差 (兆円/年)
0.5 倍	23.94	-0.15
1.0 倍	24.09	0.00
2.0 倍	24.39	0.30

変更するのは国内の混焼追加設備費と、それに対応する維持費である。発電本体や燃料受入設備の費用を重複して加えるものではない。

5.4 費用差を解釈する際の留意点

第一に、年間 9.77 兆円の両ケースの費用差は、設備構成と設備運用が異なる二つの想定と比較である。OCCTO③ケースは高い仮想 CO₂価格（とアンモニア優先運用）によって排出削減（と導入されたアンモニア設備の利用）を重視し、既存火力活用ケースは変動費を最小化する。

第二に、水素 100 円/Nm³、アンモニア 12 万円/t、混焼追加単価は、実際の日本向け大量調達契約や発電所工事の受注価格ではない、仮想的なものである。既存設備の資本費も共通の単価による評価であり、実際の残存簿価や 2040 年の現金支出とは異なる。また設備単価の資料年は統一していないため、単一価格年にそろえた精密な将来原価予測でもない。

第三に、地域別設備配置、洋上風力の出力変化、自家消費、一般水力・揚水の貯水条件、共同火力の燃料に簡略化がある。どこに何を建設できるか、地域内の送配電設備をいくら増強するかを個別に積み上げたものではない。これらの違いは需給と費用の双方に影響する。

第四に、CCS と混焼設備の実際の性能・費用が想定どおりである保証はない。設備費の増大、燃料・貯留先の制約、稼働率の低下、保守や更新の増加が生じれば、年間費用は試算値から大幅に離れ得る。一定の感度分析は行ったが、こうした技術・事業上の不確実性を網羅するものではない。

6 結論

OCCTO の 2040 年シナリオ③は、電力需要の増加に対応しつつ、再エネの拡大と火力の低 CO₂化によって排出量を減らす設備構成を想定する。本稿は、供給力不足を補完する水素火力 57GW を含め、その設備を建設し運転するための 2040 年における年間費用を算定した。

年間需要 1,100TWh、2025 年度の需要・再エネ出力、所定の地域配置・石炭起動計画・送電容量等の下では、OCCTO の補完後設備で対象年の全時点の通常需給を満たす運転が得られた。供給余力の簡易な点検では、LNG 火力 22.6 万 kW が別途追加で必要になった。

年間費用は OCCTO③ケース 24.09 兆円、既存火力活用ケース 14.33 兆円で、差は 9.77 兆円/年、需要当たり 8.88 円/kWh となった。直接 CO₂排出量はそれぞれ約 0.82 億 t/年と約 3.91 億 t/年である。

OCCTO③ケースの費用には送電網増強費 0.32 兆円/年を想定している。

OCCTO③ケースは太陽光 18.99%、再エネ全体 43.81%という発電量比率となった。再エネ全体は政府見通しの範囲内だが、太陽光は 23～29%を下回る。本稿の年間費用は政府見通しの詳細な電源構成を達成する費用ではない。

CCS・水素・アンモニアなどの脱炭素化のための追加設備とその運用に伴う年間費用の上昇は、合計 5.58 兆円/年となった。

なお、本稿は、対象は 1 年分の気象・需要を完全に予見した計算である。厳しい気象年や設備故障に対する供給信頼度は確認していない。CCS、水素・アンモニアの個別の実証経験も、本稿が想定する全国規模の設備、燃料調達、輸送・貯留を長期間維持できることを証明するものではない。これらの実現可能性と費用には大きな不確実性がある。

付録 A 公開データの取得先と加工方法

一般送配電事業者のエリア需給実績を用いた。下記は 2025 年 4 月の取得先であり、同じ公開系列の 2026 年 3 月までを対象とする。電力の単位を MW から GW へ統一し、30 分平均電力を 0.5 時間で積算する。需要・太陽光・風力の欠測を点検し、地域間で同じ日時を対応させた。[4]

北海道

https://www.hepco.co.jp/network/con_service/public_document/supply_demand_results/csv/eria_jukyu_202504_01.csv

東北

https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/common/demand/eria_jukyu_202504_02.csv

東京

https://www.tepco.co.jp/forecast/html/images/eria_jukyu_202504_03.csv

中部

https://powergrid.chuden.co.jp/denki_yoho_content_data/eria_jukyu_2025.zip

北陸

https://www.rikuden.co.jp/nw/denki-yoho/csv/eria_jukyu_202504_05.csv

関西

https://www.kansai-td.co.jp/interchange/denkiyoho/area-performance/eria_jukyu_202504_06.csv

中国

https://www.energia.co.jp/nw/jukyuu/sys/eria_jukyu_202504_07.csv

四国

https://www.yonden.co.jp/nw/supply_demand/csv/eria_jukyu_202504_08.csv

九州

https://www.kyuden.co.jp/td_area_jukyu/csv/eria_jukyu_202504_09.csv

沖縄

https://www.okiden.co.jp/business-support/service/supply-and-demand/csv/eria_jukyu_202504_10.csv

年間量を合わせる際には各地域の出力時系列に倍率を掛け、設備容量を超える時点は上限で切る。年間発電可能量が所定値となる倍率を二分法で求める。陸上・洋上風力に同じ出力変化を用いることや、水力の貯水運用を最適化しないことによる限界は残る。

付録 B 地域別設備容量と連系線の想定

以下の表は、計算前に与えた地域配置と方向別送電上限である。全国の設定量を地域へ配分するための想定であり、2040 年の発電所別建設計画ではない。OCCTO③ケースの「うち補完」は火力合計の内数である。

表 46 OCCTO③ケースの地域別設備容量

地域	太陽光 (GW)	風力 (GW)	火力計 (GW)	うち補完 (GW)	蓄電池 (GW)
北海道	5.15	8.36	2.14	0.00	0.62
東北	18.43	14.68	12.46	0.00	1.65
東京	40.47	3.22	53.21	15.48	5.84
中部	25.20	1.92	28.37	11.54	2.69
北陸	2.73	0.50	6.93	4.49	0.57
関西	15.35	0.90	14.43	3.71	2.92
中国	15.26	1.01	10.22	5.12	1.19
四国	6.70	1.66	6.48	3.79	0.53
九州	24.86	2.71	17.44	11.74	1.80
沖縄	0.83	0.04	2.21	1.13	0.18

表 47 地域間融通の方向別上限

区間・正方向	既存火力活用ケース 正／逆 (GW)	OCCTO③ケース 正／逆 (GW)
北海道→東北	1.00 / 1.20	4.00 / 4.20
東北→東京	8.50 / 6.30	12.50 / 10.30
東京→中部	3.00 / 3.00	4.35 / 4.35
中部→中部・北陸・関西接続点	3.10 / 3.29	4.55 / 4.64
北陸→中部・北陸・関西接続点	4.35 / 3.09	4.35 / 3.09
関西→中部・北陸・関西接続点	3.29 / 3.10	4.64 / 4.55
関西→中国	4.70 / 4.85	4.70 / 4.85
関西→四国	0.00 / 1.40	0.00 / 1.40
中国→四国	1.20 / 1.20	1.20 / 1.20
中国→九州	0.55 / 2.78	1.95 / 4.18

正方向は左列の矢印の向き。共通接続点は中部・北陸・関西の電力収支を表す数式上の点であり、需要や発電設備を持たない。[7,8]

これらの上限は長期の運用容量と増強構想を基に置いているが、季節別の設備停止や地域内の交流潮流を網羅していない。送電網増強の費用範囲も、設定した増強率と対応させた概算である。

付録 C 電源別の年間費用

発電・蓄電設備の資本費と維持費、燃料費、CCS の費用、混焼対応の追加費用を分けて示す。「CCS」は回収設備の年額資本費・固定維持費と CO₂輸送・貯留費の合計、「混焼追加」は国内の燃焼・配管・制御等の追加費用である。

表 48 既存火力活用ケースの電源別年間費用

電源	本体 資本費	本体 維持費	燃料費	CCS	混焼 追加	合計
太陽光	1.145	0.425	0.000	0.000	0.000	1.570
陸上風力	0.121	0.076	0.000	0.000	0.000	0.197
洋上風力	0.011	0.007	0.000	0.000	0.000	0.018
一般水力	0.605	0.288	0.000	0.000	0.000	0.893
地熱	0.037	0.037	0.000	0.000	0.000	0.075
バイオマス	0.166	0.337	0.004	0.000	0.000	0.507
原子力	0.729	0.701	0.435	0.000	0.000	1.866
石炭火力	0.598	0.707	1.877	0.000	0.000	3.181
LNG 専焼等	0.924	0.907	2.022	0.000	0.000	3.853
石油火力	0.157	0.112	0.031	0.000	0.000	0.299
追加 LNG 複合火力	0.050	0.049	0.181	0.000	0.000	0.281
揚水	0.924	0.089	0.000	0.000	0.000	1.013
蓄電池	0.018	0.005	0.000	0.000	0.000	0.022
供給余力用追加 LNG	0.278	0.273	0.000	0.000	0.000	0.552
設備・運転計	5.763	4.014	4.549	0.000	0.000	14.327
送電網増強費	—	—	—	—	—	0.000
合計	—	—	—	—	—	14.327

単位：兆円/年。石炭起動準備用油の費用は該当する石炭電源の燃料費に含める。

本体資本費には、既存設備を共通の建設単価で評価した年額を含む。発電しない設備も維持費を負担するため、年間利用率に比例させて固定費を減額しない。通常修繕と個別の大規模延命工事は区別する。

付録 C.1 OCCTO③ケースの電源別費用

表 49 OCCTO③ケースの電源別年間費用

電源	本体 資本費	本体 維持費	燃料費	CCS	混焼 追加	合計
太陽光	2.214	0.822	0.000	0.000	0.000	3.035
陸上風力	0.238	0.151	0.000	0.000	0.000	0.389
洋上風力	1.008	0.572	0.000	0.000	0.000	1.580
一般水力	0.683	0.325	0.000	0.000	0.000	1.008
地熱	0.073	0.073	0.000	0.000	0.000	0.146
バイオマス	0.208	0.423	1.482	0.000	0.000	2.113
原子力	0.729	0.701	0.435	0.000	0.000	1.866
石炭火力（CCS 付き）	0.257	0.304	0.575	2.164	0.000	3.300
石炭・アンモニア混焼	0.079	0.094	1.465	0.000	0.061	1.698
LNG 火力（CCS 付き）	0.177	0.174	0.737	0.588	0.000	1.676
水素混焼（既設改造）	0.078	0.076	0.076	0.000	0.059	0.289
水素混焼（補完用新設）	0.671	0.659	2.307	0.000	0.182	3.820
LNG 専焼等	0.517	0.508	0.025	0.000	0.000	1.049
石油火力	0.004	0.003	0.000	0.000	0.000	0.007
共同火力（石炭の諸元を使用）	0.026	0.030	0.025	0.000	0.000	0.080
揚水	0.924	0.089	0.000	0.000	0.000	1.013
蓄電池	0.573	0.126	0.000	0.000	0.000	0.699
供給余力用追加 LNG	0.003	0.003	0.000	0.000	0.000	0.005
設備・運転計	8.460	5.132	7.127	2.752	0.302	23.773
送電網増強費	—	—	—	—	—	0.320
合計	—	—	—	—	—	24.093

単位：兆円/年。「CCS」「混焼追加」は本体費とは別の費目であり、本体側へ同じ設備費を重ねていない。

海外製造設備、船舶、日本側受入設備など、燃料受渡価格に含める設備費は国内発電設備の費用へ再加算しない。また、蓄電設備が買う電気を独立の費用として加えることもしない。設備の一時的な投資額は、年額換算したうえで年間燃料費等と合計する。

付録 D 数値検証と計算資料

各地域・各時点の電力収支、発電出力の上下限、石炭最低負荷、出力変化速度、蓄電残量と充放電収支、年間 CO₂貯留上限を点検する。出力変化は元の時間順序で確認し、出力を大きい順に並べた持続曲線の隣接差は用いない。

表 50 通年需給計算の数値検算

検証項目	既存火力活用ケース	OCCTO③ケース
地域別需給残差 GW	1.42e-14	1.42e-14
出力下限違反 GW	0.00e+00	2.22e-16
出力上限違反 GW	1.39e-16	5.33e-15
ランプ違反 GW	8.88e-16	3.55e-15
石炭最低負荷違反 GW	0.00e+00	2.22e-16
蓄電池収支残差 GWh	1.39e-16	4.44e-15
揚水収支残差 GWh	4.44e-15	7.11e-15
未供給電力量 TWh	0.00e+00	0.00e+00
費用集計差（兆円）	0.00e+00	0.00e+00
発電端収支残差 TWh	0.00e+00	0.00e+00

表の微小な残差は数値計算の丸め誤差の範囲である。未供給電力量は両ケースとも 0 となった。ただし、数値的に制約を満たすことは、入力した設備・運転・価格の想定が現実達成できることの証明ではない。

表 51 線形計画の規模と求解状況

項目	既存火力活用ケース	OCCTO③ケース
連続変数数	2,225,050	2,890,800
等式制約数	525,600	525,600
不等式制約数	1,226,400	1,366,561
求解時間（秒）	155.0	531.2
ソルバー終了	最適終了	最適終了

SciPy／HiGHS を用いた疎行列の線形計画である。1 年の電力収支と蓄電・出力変化を連続した問題として解き、最終解で全制約の充足を確認した。石炭の起動計画は所与であり、その最適性を別に証明したものではない。[22]

計算資料には、入力パラメータ、地域別設備容量、加工した 30 分時系列、石炭起動計画、モデルコード、年間集計、30 分出力、終了記録を保存する。Excel は入力値と計算済みの運転量に対応する費用表である。燃料価格のセルを書き換えただけで時間別の最適運転が更新される仕組みではない。

参考文献

[1] 電力広域的運営推進機関（OCCTO）『将来の電力需給に関する在り方勉強会』報告書・資料 III（供給力編），2025 年。

印刷ページ 248、261–266、275、281。電源容量、混焼率、CCS、共同火力。

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/shorai_jukyu/2025/files/shoraijukyu_houkokusyo_03_III.pdf

[2] OCCTO、同報告書・資料 V。

印刷ページ 400–402、431。2040③の需要、補完容量、年間電力量。

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/shorai_jukyu/2025/files/shoraijukyu_houkokusyo_03_V.pdf

[3] OCCTO『2026 年度供給計画の取りまとめ』，2026 年 3 月。

表 3-1（印刷ページ 18）の 2025 年度末設備容量。休止設備を含む。

https://www.occto.or.jp/assets/various/kyoukei/torimatome/260330_kyokyukenkaku_torimatome/260330_kyokei_torimatome.pdf

[4] 一般送配電事業者 10 社『エリア需給実績』，2025 年度。

月別 CSV・ZIP の 30 分平均電力。各社の取得先と加工手順は付録 A。代表ページを下記に示す。

https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_jukyu-j.html

[5] 資源エネルギー庁・発電コスト検証ワーキンググループ『各電源の諸元一覧』，2025 年 2 月 6 日。

13–15 頁：火力本体。20–21 頁：CO₂ 回収設備。30–31 頁：原子力。建設費、維持費、効率、所内率、燃料諸経費等。

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_02.pdf

[6] 資源エネルギー庁『長期脱炭素電源オークションについて』，安定電源確保に向けた市場制度設計ワーキンググループ資料，2026 年 6 月 23 日。

15–17 頁：揚水の 6 時間条件と費用。25 頁：蓄電池の維持費等。

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/stable_power_supply_wg/pdf/003_03_00.pdf

[7] OCCTO『2026～2035 年度の連系線の運用容量』関連資料，2025 年度第 6 回運用容量検討会資料 1。

方向別の長期運用容量。中部・北陸・関西はフェンス制約として扱う。

https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/unyoyouryou/25006/2025_6_1.pdf

[8] OCCTO『広域系統長期方針—広域連系系統のマスタープラン—』，2023 年 3 月。

19、22–24 頁：増強構想。27 頁表 4：ベース投資額 6–7 兆円、年間費用 0.55–0.64 兆円。

https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/chokihoushin/files/chokihoushin_23_01_01.pdf

[9] 篠崎康平・有賀健・嶺聡彦・高山明正『石炭火力の負荷変動対応技術開発』, 日本エネルギー学会機関誌えねるみくす, 102(1), 38-47, 2023。

表 1 と負荷帯・微粉炭機の説明。最低負荷 30%、負荷変化率の現状例を使用。

https://www.jstage.jst.go.jp/article/jieenermix/102/1/102_38/_article/-char/ja/

[10] Agora Energiewende, Flexibility in thermal power plants: With a focus on existing coal-fired power plants. Study by Prognos AG and Fichtner, 2017.

Table 1, p.48. 最低出力、運転中のランプ、温態・冷態起動の区別。日本の全国実測値ではない。

https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf

[11] 経済産業省『定置用蓄電システム普及拡大検討会』関連調査資料, 2025 年 3 月 7 日。

25 頁：2024 年度の見積集計（システム 5.4 + 工事 1.4 万円/kWh）。38 頁：放電深度・容量劣化の評価条件。

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/20250307_1.pdf

[12] National Renewable Energy Laboratory, Annual Technology Baseline 2024: Utility-Scale Battery Storage.

往復効率 85%を使用。費用の増設・維持方式は本稿の想定と区別。

https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage

[13] 財務省『貿易統計』主要商品の時系列表：一般炭・液化天然ガスは 2018 年 6 月、原油及び粗油は 2025 暦年。

輸入金額を輸入数量で除して CIF 単価を算定する。一般炭・LNG は 2018 年 6 月の価格を円単位に丸め、原油は 2025 暦年の加重平均を用いる。

<https://www.customs.go.jp/toukei/suii/html/time.htm>

[14] 泰中一樹・市川和芳・山本博巳『2030 年を想定した火力発電の脱炭素化技術に対する経済性および環境性の評価—二酸化炭素回収・貯留および化石燃料由来水素・アンモニアの利用—』, 電力中央研究所報告 EX22013, 2023 年 6 月。

表 2.2–2.7 と 2023 年 8 月正誤表。物性、熱量換算、製造効率、輸送貯留費、将来技術価格。

<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDetail?reportNoUkCode=EX22013>

[15] JERA『碧南火力発電所における燃料アンモニア大規模転換事業』関連公表, 2026 年 2 月 18 日。

アンモニア貯蔵タンク、配管、受入栈橋の整備範囲。全国の改造単価を示す資料ではない。

https://www.jera.co.jp/news/notice/20260218_2363

[16] 調達価格等算定委員会『令和 8 年度以降の調達価格等に関する意見』, 2026 年 2 月 5 日。

12–15 頁：太陽光。37–40 頁：陸上風力。46 頁：洋上風力。58–60 頁：地熱。64–69 頁：水力。75–77 頁：バイオマス。

https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20260205_1.pdf

[17] JERA『米国・リンデンガス火力発電所 6 号機における水素混焼に向けたガスタービン改造工事の完了について』, 2023 年 6 月 7 日。

最大 40%（体積比）の混焼能力。年間利用率や日本向け水素価格を示す資料ではない。

https://www.jera.co.jp/news/information/20230607_1489

[18] 川崎重工業『ベルギーの石油化学会社からガスタービンの水素混焼改造工事を受注』, 2022 年 12 月 5 日。

末尾仕様表：水素 10.8、13A ガス 40.6MJ/Nm3（LHV）。

https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20221205_1.html

[19] 日本取引所グループ『東京都グリーン水素トライアル取引：取引結果』, 2026 年 5 月取引。

供給側トレーラー285 円/Nm³。国内小口・グリーン水素であり、大量輸入ブルー水素への直接適用は行わない。

<https://www.jpx.co.jp/hydrogen/present/results/index.html>

[20] CF Industries, JERA and Mitsui Break Ground on Blue Point One, the World's Largest Low-Carbon Ammonia Plant in Louisiana, 26 August 2026; Blue Point One project overview.

製造設備 37 億ドル、共通インフラ 5.5 億ドル、空気分離設備 4 億ドル超、年間能力 140 万 t。実際の販売価格ではない。年回収 230 万 t は 2025 年 4 月 8 日の同社公表。

<https://www.cfindustries.com/newsroom/2026/blue-point-groundbreaking>

<https://www.cfindustries.com/bluepoint>

<https://ir.cfindustries.com/Investors/news/news-details/2025/CF-Industries-Announces-Joint-Venture-with-JERA-Co--Inc--and-Mitsui--Co--Inc--for-Production-and-Offtake-of-Low-Carbon-Ammonia/default.aspx>

[21] U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook release, 10 March 2026.

Henry Hub 2025 年平均 3.53 ドル/MMBtu。将来予測欄ではなく 2025 年値を使用。

<https://www.eia.gov/pressroom/releases/press584.php>

[22] SciPy, Linear programming / HiGHS documentation; Huangfu, Q. and Hall, J.A.J., Parallelizing the dual revised simplex method, Mathematical Programming Computation, 2018.

疎行列による線形計画。起動計画は外生入力とし、整数変数を用いない。実行版・終了記録は再現資料。

<https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.optimize.linprog.html>

[23] OCCTO 『第 116 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会』資料 2, 2026 年 2 月 16 日。

13-14 頁の 8% の考え方を使用。各 30 分需要への一律適用は本稿の簡便な容量点検。

https://www.occto.or.jp/assets/chousei_116_02.pdf

[24] 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。

発電電力量約 1.1-1.2 兆 kWh、電源構成範囲。

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

[25] JERA 「碧南火力発電所における燃料アンモニア転換実証試験の終了について」、2024 年 6 月 26 日。

NEDO 助成事業による熱量 20% 転換実証。定格 100 万 kW での運転等を確認。

https://www.jera.co.jp/news/notice/20240626_1954