

研究ノート

政府丸抱えで始まる CCS 事業

杉山 大志

キャノングローバル戦略研究所 研究主幹

2026 年 7 月 13 日

要旨

政府は、2030 年代初頭から CCS (Carbon Capture and Storage、二酸化炭素回収・貯留) を事業化し、2050 年には年間 1.2 億～2.4 億 t-CO₂ の貯留能力を確保する方針である。

経済産業省・カーボンマネジメント小委員会における 2026 年 7 月の中間とりまとめは、CO₂ の分離回収・輸送・貯留の認定費用を基準価格、GX-ETS の排出枠価格を参照価格とし、その差額を実貯留量に応じて 15 年間支払う制度を示した。支援終了後には 10 年間の事業継続義務が課される。認定費用には、建設、資金調達、および運転にかかる費用が含まれる。

建設段階では、総支援額を縮小できる場合に、認定建設費の 75% を上限として支援額の一部を先行交付するとしている。他方で、支援は 25 年間の全期間にわたるものではない。現行案では 16～25 年目のコスト差支援はなく、事業者は市場収入、ETS 価値、料金収入等で事業を継続しなければならない。なお 25 年間にまたがる廃棄・廃坑・操業後モニタリング等の費目は 25 分の 15 のみが支援対象となる。

以上のように、この制度は、おおむね、支援期間である 15 年間において、GX-ETS がもたらす CCS への支援と併せて用いることにより、事業者は CCS のための追加的な費用の回収を図る仕組みとなっている。

CCS の追加費用について、政府の発電コスト検証ワーキンググループの 2040 年モデル試算を用いて計算すると、LNG 火力は 6.1 円/kWh、約 1.99 万円/t-CO₂、石炭火力は 14.9 円/kWh、約 2.03 万円/t-CO₂となる。そこで 2 万円/t-CO₂という単価を用いて計算すると、CCS の追加費用の総額は年間 2,000 万 t であれば 0.4 兆円/年であり、これを 15 年継続すると 6 兆円となる。2050 年目標の 1.2 億～2.4 億 t では 2.4～4.8 兆円/年となり、これを 15 年継続すると 36～72 兆円となる。もちろん、モデル試算よりも CCS の追加費用が上振れすればこの総額も増加する。

なお CCS はエネルギー損失が大きい。同じ量の燃料投入に対する送電量の低下は前述資料の政府モデルで石炭火力の場合 12.3%、LNG 火力の場合 11.4%となっているが、これはかなり楽観的な想定である。文献調査に基づく石炭火力で 29.3%、LNG 火力で 22.9%となっている。つまり調達した燃料の 2 割から 3 割を CCS のために消費してしまうことを意味する。これは省エネルギーではなく増エネルギーであり、日本のエネルギー安全保障には逆行する。

キーワード: CCS、コスト差支援、GX-ETS、発電コスト、エネルギーペナルティ、エネルギー安全保障

目次

要旨	1
目次	1
1. はじめに	2
2. 政府目標とコスト差支援の構造	3
2.1 CCS の導入規模	3
2.2 基準価格、参照価格、実貯留量	3
2.3 建設段階から 25 年目までの資金の流れ	3
3. 政府の 2040 年モデルからみた CCS 追加費用	4
3.1 LNG 火力: 燃料費増を含めた差額は 6.1 円/kWh	4
3.2 石炭火力: 直接 CCS 費用と燃料ペナルティで 14.9 円/kWh	4
3.3 CO ₂ 一トン当たり約 2 万円	5
4. コスト差支援の割合と総額	5

4.1 2026 年度 GX-ETS 価格帯を用いた支援率	5
4.2 支援総額の概算	6
5. 化石燃料のエネルギーペナルティ	6
5.1 政府モデルでは送電端出力が 11～12%低下	6
5.2 文献調査に基づく評価値では 23～29%	6
5.3 既設火力では出力低下として現れる	7
6. 15 年支援と 10 年継続義務の経済的意味	7
6.1 16～25 年目は本制度のコスト差支援対象ではない	7
6.2 15 年は政策支援下の投資回収期間である	7
6.3 採算が合わなくても自由に退出できるわけではない	8
7. 誰が負担するのか	8
8. エネルギー安全保障との緊張関係	8
9. 結論	9
付録 計算式と前提	9
A. 発電コストから一トン当たり費用への換算	9
B. 総額換算の留保	9
参考文献・政府資料	10

1. はじめに

政府は CCS を、鉄鋼、セメント、化学、石油精製、火力発電などの脱炭素化を支える基盤技術と位置付けている。CCS とは、排ガスから CO₂ を分離する化学設備、蒸気・電力供給、圧縮設備、パイプライン、圧入井、監視設備を一体として建設・運転する事業である。既存技術に比べてコストが嵩むことから、政策支援が事業成立の前提になる。

本稿の目的は、第一に、政府によって 2026 年 7 月に示されたパイプライン案件向けコスト差支援のキャッシュフローを整理すること、第二に、政府の 2040 年発電コスト試算から CCS の追加費用を抽出し、CCS の国全体でのコスト総額を概算すること、第三に、15 年間の支援とその後 10 年間の継続義務が、投資回収と事業者リスクをどのように配分するかを検討することである。排出量取引制度が生む排出枠価値についても、本稿では、政府が制度的に創出した政策支援であるとして扱う。

2. 政府目標とコスト差支援の構造

2.1 CCS の導入規模

CCS 長期ロードマップは、2030 年までに年間 600 万～1,200 万 t-CO₂の貯留確保にめどを付け、2050 年には年間 1.2 億～2.4 億 t-CO₂を貯留可能とすることを目安としている。JOGMEC の先進的 CCS 支援では、国内外 9 案件の合計で年間約 2,000 万 t-CO₂が目標として示されている。最新の支援文書は、実際の事業開始時期を「2030 年代初頭」と記している。

表 1 日本政府が想定する CCS の事業規模

時点・枠組み	年間 CO ₂ 量	政策上の位置付け
2030 年頃	600 万～1,200 万 t	貯留確保にめどを付ける目標
先進的 CCS 支援 9 案件	約 2,000 万 t	国内外の先行案件の合計目標
2050 年	1.2 億～2.4 億 t	年間貯留能力の長期目安

出所：経済産業省(2023)、JOGMEC(2026)、経済産業省・カーボンマネジメント小委員会(2026)を基に作成。

2.2 基準価格、参照価格、実貯留量

中間とりまとめが示す基本式は、CCS を実施するための認定費用と、排出事業者が CCS を行わない場合に負担する CO₂対策費との差額を補うものである。基準価格 B には、分離回収事業と輸送・貯留事業の CAPEX、OPEX、資金調達費、保険、税、廃棄・廃坑・モニタリング等のうち、審査で必要かつ合理的と認められた費用を含める。参照価格 R は GX-ETS の平均取引価格を基本とし、支援額は実際に貯留された量 Q に連動する。

$$\text{直接財政支援額 } G = \max(B - R, 0) \times Q$$

本稿では、参照価格に相当する排出枠価値も政策支援とみなす。R が B 以下である限り、直接財政支援 G と ETS 価値 $R \times Q$ の合計は $B \times Q$ となる。すなわち、誰が直接支払うかは炭素価格が変わるが、認定された追加費用を政策手段の合計で埋める構造は変わらない。R が B を上回る場合には、超過分の返還・調整により過大な利得を抑える設計とされている。

2.3 建設段階から 25 年目までの資金の流れ

支援期間は貯留開始後 15 年間であり、その後、分離回収事業者と輸送・貯留事業者の双方に 10 年間の事業継続義務が課される。建設段階では、先行交付によって金融費用が下がり総支援額を縮小できる場合に、認定建設費の 75%を上限として支援額の一部を先に交付する。先行交付額は後年度の単価支援に反映され、同じ建設費を二重に計上しない。制度のキャッシュフローは表 2 のように整理できる。

表 2 CCS コスト差支援の時間構造

時期	政策支援	主な費用・収入	事業者の義務・リスク
建設期	認定建設費の 75%を上限に先行交付(条件付き)	回収設備、圧縮設備、導管、井戸等の建設費	先行交付分は後年度支援と調整
1～15 年目	実貯留量に応じて B-R を支援	残余 CAPEX 回収、OPEX、金融費用。ETS 価値 R を自己負担分とみなす	性能・貯留量未達、事業者責任の停止等は減額・返還の対象
16～25 年目	本コスト差支援は終了	運転維持、修繕、保険、税、モニタリング、廃棄・廃坑等を市場収入・ETS 価値・料金で負担	10 年間の事業継続義務。未達時は帰責性を踏まえ返還を求め得る
事業終了後	CCS 事業法等に基づく管理枠組み	閉鎖、操業後モニタリング、JOGMEC への拋出・管理移管等	法令・契約に従う

出所：経済産業省・カーボンマネジメント小委員会(2026)を基に作成。先行交付は総支援額の縮小に寄与する場合に限られる。

3. 政府の 2040 年モデルからみた CCS 追加費用

CCS の追加費用を評価する際、政府資料の「CCS 費用」欄だけを取り出すと、回収設備が消費する追加燃料、非 CCS 設備との資本費・運転維持費の差を落とす。ここでは、発電コスト検証ワーキンググループの 2040 年モデルプラント試算を用い、CO₂対策費を除いた物理的発電費用を非 CCS 火力と比較する。

表 3 2040 年モデルプラントの発電コスト内訳(基本ケース)

電源	総額	資本費	運転維持費	燃料費	CO ₂ 対策費	CCS 費用	政策経費
LNG 火力(非 CCS)	19.2	2.1	1.8	8.1	7.1	—	0.1
CCS 付 LNG 火力(導管)	19.2	2.4	2.1	9.1	1.0	4.5	0.1
CCS 付石炭火力(導管)	27.6	2.5	2.5	5.9	2.3	14.3	0.1

注：単位は円/kWh。四捨五入のため内訳の合計と総額が一致しない場合がある。出所：発電コスト検証ワーキンググループ(2024, 2025)。

3.1 LNG 火力：燃料費増を含めた差額は 6.1 円/kWh

CCS 付 LNG 火力の総額 19.2 円/kWh から、回収できなかった排出分に対応する CO₂対策費 1.0 円/kWh を除くと、CCS を備えた発電設備の物理的費用 A は 18.2 円/kWh となる。非 CCS LNG 火力についても総額 19.2 円/kWh から CO₂対策費 7.1 円/kWh を除くと、物理的費用 B は 12.1 円/kWh である。したがって CCS 導入による増分は 6.1 円/kWh である。

$$\text{LNG-CCS 追加費用} = (19.2 - 1.0) - (19.2 - 7.1) = 6.1 \text{ 円/kWh}$$

この 6.1 円/kWh は、政府資料の CCS 費用 4.5 円/kWh だけでなく、燃料費の増加 1.0 円/kWh、資本費の増加 0.3 円/kWh、運転維持費の増加 0.3 円/kWh を含む。したがって、CCS によるエネルギーペナルティを費用計算に取り込んだ値である。

3.2 石炭火力：直接 CCS 費用と燃料ペナルティで 14.9 円/kWh

CCS 付石炭火力は、総額 27.6 円/kWh から CO₂対策費 2.3 円/kWh を除くと、物理的発電費用は 25.3 円/kWh となる。同じ図表に比較可能な非 CCS 石炭火力の 2040 年内訳がないため、LNG と同じ差分計算はできない。そこで本稿では、政府諸元が示す約 1 割強の送電端出力低下を踏まえ、燃料費 5.9 円/kWh の 10%である 0.59 円/kWh を CCS の追加燃料相当とみなし、政府が明示する CCS 費用 14.3 円/kWh へ加える。

$$\text{石炭 CCS 追加費用} = 14.3 + 5.9 \times 0.10 = 14.89 \approx 14.9 \text{ 円/kWh}$$

この方法は資本費・運転維持費の差を別途加えていないため、石炭 CCS の追加費用をむしろ控えめに置く近似である。同時に、総額 27.6 円/kWh に含まれる CO₂対策費 2.3 円/kWh を追加費用へ重ねて計上しないという会計上の整合性を保つ。

3.3 CO₂一トン当たり約 2 万円

政府モデルの設備容量、設備利用率、所内率および年間 CO₂貯留量を用いて、追加費用を一トン当たりに換算する。石炭火力は 700MW、設備利用率 70%、所内率 9.3%、年間 CO₂量 285 万 t、LNG 火力は 600MW、設備利用率 70%、所内率 5.9%、年間 CO₂量 106 万 t である。

表 4 CCS 追加費用の一トン当たり換算

電源	追加費用	年間送電電力量	年間 CO ₂ 貯留量	追加費用/t-CO ₂
CCS 付石炭火力	14.89 円/kWh	38.93 億 kWh	285 万 t	20,340 円
CCS 付 LNG 火力	6.10 円/kWh	34.62 億 kWh	106 万 t	19,924 円

計算: 石炭 700MW × 8,760 時間 × 70% × (1-9.3%)、LNG 600MW × 8,760 時間 × 70% × (1-5.9%)。追加費用/t は年間追加費用を年間 CO₂量で除した。

両電源の結果は約 2 万円/t-CO₂でほぼ一致する。以下では、政府の 2040 年モデルに基づく透明な基準値として C=2 万円/t-CO₂を用いる。実際の採択案件では、排出源の CO₂濃度、輸送距離、貯留層、稼働率、資金調達条件が異なるため、基準価格はこの値を上回り得る。したがって以下の総額は予算予測ではなく、政府モデルに基づく規模評価である。

4. コスト差支援の割合と総額

4.1 2026 年度 GX-ETS 価格帯を用いた支援率

2026 年度の GX-ETS では、参考上限取引価格 4,300 円/t-CO₂、調整基準取引価格 1,700 円/t-CO₂が示されている。CCS 支援が本格化する 2030 年代の実際の平均取引価格は不明であるため、この価格帯は現在の制度水準を用いた感度分析にすぎない。それでも、C=2 万円/t-CO₂と比べると参照価格は低く、直接財政支援が費用の大半を占めることが分かる。

表 5 参照価格と直接財政支援率(C=20,000 円/t-CO₂)

参照価格 R	直接支援 B-R	直接財政支援率	ETS 価値の比率	政策支援合計
1,700 円	18,300 円	91.5%	8.5%	100%
4,300 円	15,700 円	78.5%	21.5%	100%
10,000 円	10,000 円	50.0%	50.0%	100%
20,000 円	0 円	0.0%	100.0%	100%

注: ETS 価値は、排出枠購入の回避、余剰枠の売却、製品価格への転嫁等を含む政策的価値であり、必ずしも同額の現金が CCS 事業者へ直接支払われることを意味しない。

現在の価格帯を当てはめると、国庫等からの直接支援は認定追加費用の約 79～92%に達する。残る約 8～22%も、排出量取引制度が作る価値である。したがって、支援期間 15 年については、政府が認定した CCS 追加費用を政策全体でほぼ全額負担し、そのうち大部分を直接支援が占めると評価できる。

4.2 支援総額の概算

表 6 は、2 万円/t-CO₂を政府目標の年間量へ機械的に乗じたものである。15 年累計は、各規模が支援開始時から一定量で 15 年間継続すると仮定し、割引率、物価変動、稼働率低下、段階的導入を考慮していない。したがって、将来予算の予測ではなく、単価と物量から政策規模を把握するための試算である。

表 6 CCS 追加費用と直接財政支援の規模(C=20,000 円/t-CO₂)

年間 CO ₂ 量	政策負担 (年額)	政策負担 (15 年)	直接支援 (年額)	直接支援 (15 年)
600 万 t	0.12 兆円	1.8 兆円	0.094～0.110 兆円	1.41～1.65 兆円
1,200 万 t	0.24 兆円	3.6 兆円	0.188～0.220 兆円	2.83～3.29 兆円
2,000 万 t	0.40 兆円	6.0 兆円	0.314～0.366 兆円	4.71～5.49 兆円
1.2 億 t	2.4 兆円	36 兆円	1.884～2.196 兆円	28.26～32.94 兆円
2.4 億 t	4.8 兆円	72 兆円	3.768～4.392 兆円	56.52～65.88 兆円

注: 政策負担は直接財政支援と ETS 価値の合計。直接財政支援の範囲は参照価格 4,300 円(下限)～1,700 円(上限)で計算。

先進 9 案件の約 2,000 万 t では、政策によって埋める CCS 追加費用は約 0.4 兆円/年、15 年継続するならば約 6 兆円となる。直接財政支援だけでも約 0.31～0.37 兆円/年、15 年で約 4.7～5.5 兆円である。2050 年目標の 1.2 億～2.4 億 t を同じ単価で処理すれば、総政策負担は約 2.4～4.8 兆円/年となり、15 年継続するならば約 36～72 兆円に達する。

5. 化石燃料のエネルギーペナルティ

5.1 政府モデルでは送電端出力が 11～12%低下

燃料の燃焼後に CCS を利用すると、吸収液の再生に蒸気を使い、送風機、ポンプ、CO₂圧縮機等が電力を消費する。このため、同じ燃料を投入しても、送電可能な電力量が減る。送電端効率は「発電端効率×(1-所内率)」で計算できる。

政府の発電コスト検証ワーキンググループの諸元では、石炭火力の送電端効率は非 CCS の 40.97%から CCS 付の 35.92%へ、LNG 火力は 55.75%から 49.40%へ低下する。同一燃料投入時の送電端電力量の減少率は、石炭 12.3%、LNG 11.4%である。

5.2 文献調査に基づく評価値では 23～29%

杉山(2026)は、石炭火力について Supekar and Skerlos(2015)および Goto et al.(2013)が整理した効率ペナルティ、LNG 火力について NETL(2024)および IEAGHG(2012)の設計評価を参照し、政策コスト分析用の送電端

効率を石炭 28.97%、LNG43.00%と置いた。この文献調査に基づく値では、同一燃料投入時の送電端電力量は石炭で 29.3%、LNG で 22.9%減少する。

表 7 CCS の送電端エネルギーペナルティ

電源・前提	非 CCS 送電端効率	CCS 送電端効率	同一燃料時の送電端低下	同一送電量時の必要燃料増
石炭・政府モデル	40.97%	35.92%	12.3%	14.1%
LNG・政府モデル	55.75%	49.40%	11.4%	12.8%
石炭・文献調査値	40.97%	28.97%	29.3%	41.4%
LNG・文献調査値	55.75%	43.00%	22.9%	29.6%

計算:送電端低下=1- η CCS/ η 非 CCS、必要燃料増= η 非 CCS/ η CCS-1。政府モデル諸元は発電コスト検証 WG(2024, 2025)、文献調査値は杉山(2026)。

政府モデルの約 1 割強と、文献調査に基づく約 2～3 割には幅がある。いずれも、実績に基づく数値ではなく、設備条件、回収方式、熱統合、部分負荷、経年劣化などの前提によって試算結果が変わる。両者の範囲を踏まえると、送電端エネルギーペナルティはおおむね 2 割程度である。すなわち同じ燃料投入から得られる送電電力が約 2 割減り、その分は CO₂回収・吸収液再生・圧縮等の形で CCS のために消費される。

5.3 既設火力では出力低下として現れる

同じ送電電力量を維持しようとする、政府モデルでも燃料は約 13～14%、文献調査値では約 30～41%増える。しかし既設火力では、給炭・燃料供給設備、ボイラー、蒸気系、タービン、発電機、復水器、冷却設備、排煙処理設備が定格出力に合わせて設計されている。燃料だけを大幅に増やして定格送電出力を維持するには、プラント全体のリパワリングに近い改造が必要になる。したがって通常の後付け CCS では、燃料投入を大きく増やすより、発電端・送電端出力の低下を受け入れる運用が現実的である。

この出力低下は、CCS に追加の費用をもたらす。燃料費が同じでも売電可能量が減り、kWh 当たりの資本費、運転維持費、固定費負担は上昇する。LNG 火力について前節で総費用差を計算したのは、この効果を含めるためである。

6. 15 年支援と 10 年継続義務の経済的意味

6.1 16～25 年目は本制度のコスト差支援対象ではない

現行案を文言どおりに読めば、コスト差支援は 15 年で終了し、その後 10 年間は事業者が自らの収入で事業を継続する。したがって、「政府が 25 年間の全費用を丸抱える」という理解は正しくない。支援終了後も GX-ETS による排出枠価値、排出者からの料金、その他の市場収入が残り得るが、本コスト差支援からの B-R 支払いはない。

政府文書はさらに、パイプライン・海上設備の廃棄費、廃坑費、操業後モニタリング費、JOGMEC への拠出金等、支援期間と継続義務期間の双方に関係する費目について、総額の 15/25 のみを基準価格へ算入する。残る 10/25、すなわち 40%は、16～25 年目の事業者負担として制度上明示的に残される。この点からも、支援終了後に残る費用を「日常的なランニングコストだけ」とみなすことはできない。

6.2 15 年は政策支援下の投資回収期間である

一方、基準価格には認定 CAPEX と資金調達費が含まれ、建設費の最大 75%を先に支払う仕組みも設けられる。したがって制度の経済的設計は、建設期の先行交付と 1～15 年目の単価支援によって、認定投資額と通常の金融費用を 15 年間のうちに回収できるようにするものである。これは設備の会計上の減価償却期間や技術寿命を 15 年と定めることとは異なるが、事業採算上は 15 年を支援付きの投資回収期間とすることを意味する。

支援終了後に資本費負担が完全に消えるとは限らない。大型修繕、機器更新、追加井の掘削、保険、固定資産税、残存借入、閉鎖・モニタリング費等が残り得る。それでも、事業者は 10 年間の無支援期間を乗り切れるように当初の資金計画を組む必要がある。採択時の基準価格には、この将来リスクが資金調達費、予備費、要求収益率等を通じて一部織り込まれる可能性がある。したがって、最後の 10 年を「民間負担」と表示しても、そのリスクの一部が最初の 15 年の支援単価へ前倒しされる余地は残る。

6.3 採算が合わなくても自由に退出できるわけではない

支援終了時に採算が合わないからといって、事業者が無条件で事業を停止できる制度ではない。分離回収・輸送貯留の双方に 10 年間の継続義務があり、義務未達の場合には、各事業者の帰責性を個別に協議した上で支援金の返還を求め得る。不可抗力やクロスチェーン上の他事業者の停止については個別協議や期間延長の余地があるが、これは自由な退出権ではない。

したがって、制度が予定どおり機能するためには、採択時点で 16～25 年目の収支を明示しなければならない。少なくとも、想定 ETS 価格、輸送貯留料金、稼働率、修繕費、モニタリング費、廃坑費を用いて、支援終了後も正の営業キャッシュフローを確保できることを確認する必要がある。この検証が十分でなければ、15 年後に追加支援を求める政治的圧力が生じ、政府丸抱えの状態が続くことになるかもしれない。

表 8 15 年支援・10 年継続義務の評価

論点	制度上の整理	経済的含意
CAPEX	基準価格に算入。建設費の 75% を上限に先行交付可能	認定投資の回収は主として建設期～15 年目に前倒し
16～25 年目	コスト差支援なし。10 年の継続義務	市場収入・ETS 価値・料金で運転・維持・閉鎖関連費を負担
25 年費目	廃棄・廃坑・操業後監視・拠出金等は 15/25 を支援対象	費目総額の 40% は継続義務期間側に残る
退出	義務未達は帰責性に応じ支援金返還の対象	採算悪化を理由とする無条件の停止はできない
投資回収	支援期間中に CAPEX・金融費用を回収する収支設計	15 年は経済的な政策支援付き回収期間。ただし会計上の耐用年数とは別

出所：経済産業省・カーボンマネジメント小委員会（2026）を基に本稿整理。

7. 誰が負担するのか

CCS の費用負担は、国庫支出だけを見ても把握できない。第一に、基準価格と参照価格の差は、税・GX 関連財源等による直接支援として負担される。第二に、参照価格分は、排出量取引制度の対象事業者が排出枠の購入、余剰枠の機会費用、製品価格への転嫁等を通じて負担する。第三に、CCS 付火力が長期脱炭素電源オプション等の支援を受ける場合、その費用は電力制度を通じて需要家へ配分される。制度間では形式的な二重支援を除外するとされるが、最終的な社会負担が消えるわけではない。

本稿の 2 万円/t-CO₂ という基準値と 2026 年度の ETS 価格帯を用いる限り、支援期間中の認定追加費用の約 79～92% は直接財政支援、約 8～22% は ETS 価値で賄われる。この意味で、15 年間については「政策による丸抱え」に近い。ただし、これは無条件・無期限の損失保証ではなく、実貯留量、費用審査、価格調整、返還条項、15 年という期限の下で、認定費用を政策的に補填するという意味である。16～25 年目の運転費用については事業者が主に負担することになる。

8. エネルギー安全保障との緊張関係

日本政府は、ホルムズ海峡危機を受け、あらゆる化石燃料の安定調達を強化している。

これに対し、CCS 付火力は、政府モデルでも同一の燃料投入量当たりの送電電力量を 1 割、文献調査に基づく評価では 2～3 割も減らす。つまり 100 の燃料エネルギーから得られていた販売可能電力のうち 1 割から 3 割が、CO₂ 回収・圧縮等のために失われる。

これは省エネルギーではなく、むしろ増エネルギーであり、CCS の大量導入は、エネルギー安全保障政策には逆行する関係にある。

9. 結論

2026 年 7 月の CCS コスト差支援は、分離回収、輸送、貯留の設備費と運転費を広く認定し、GX-ETS 価格で賄えるとみなす部分を除いた差額を 15 年間支払う長期収入支援である。政府の 2040 年発電コスト試算を適切に読み直すと、CCS の追加費用は LNG 火力で 6.1 円/kWh、石炭火力で約 14.9 円/kWh となり、いずれも一トン当たり約 2 万円に相当する。

この単価を現在の GX-ETS 価格帯と比較すると、直接財政支援は認定追加費用の約 79～92%となる。ETS 価値も政策支援に含める本稿の会計では、15 年間の認定追加費用はほぼ全額が政策によって埋められる。年間 2,000 万 t では約 0.4 兆円、2050 年目標の 1.2 億～2.4 億 t では約 2.4～4.8 兆円の政策負担となる。15 年換算では、それぞれ約 6 兆円、約 36～72 兆円である。

ただし、政府支援は 25 年間の全期間を覆わない。16～25 年目はコスト差支援が終了し、事業者は市場収入等で継続する義務を負う。設備の会計上の償却が 15 年で終わるとは限らず、大型修繕、保険、税、廃棄、廃坑、モニタリング等も残る。義務未達は支援金返還の対象となり得るため、採算が悪化した事業者が自由に退出することもできない。一方で、CAPEX と金融費用は 15 年間の支援収入で回収する設計であり、実質的には 15 年を政策支援付きの投資回収期間としている。

さらに、CCS は同じ化石燃料から得られる送電電力量を、政府モデルで約 11～12%、文献調査に基づく値で約 23～29%減らす。世界から LNG や石炭を確保しながら、その有用電力の約 2 割を CCS プロセスへ振り向け、追加費用の大半を政策で補填することは、資源利用効率とエネルギー安全保障の双方から厳しく検証されなければならない。

付録 計算式と前提

A. 発電コストから一トン当たり費用への換算

石炭火力の年間送電電力量： $700,000\text{kW} \times 8,760 \text{ 時間} \times 70\% \times (1-9.3\%) = 3,893,206,800\text{kWh}$ 。

石炭火力の年間追加費用： $14.89 \text{ 円/kWh} \times 3,893,206,800\text{kWh} = \text{約 } 579.7 \text{ 億円}$ 。

石炭火力の一トン当たり費用： $\text{約 } 579.7 \text{ 億円} \div 285 \text{ 万 t} = \text{約 } 20,340 \text{ 円/t-CO}_2$ 。

LNG 火力の年間送電電力量： $600,000\text{kW} \times 8,760 \text{ 時間} \times 70\% \times (1-5.9\%) = 3,462,127,200\text{kWh}$ 。

LNG 火力の年間追加費用： $6.10 \text{ 円/kWh} \times 3,462,127,200\text{kWh} = \text{約 } 211.2 \text{ 億円}$ 。

LNG 火力の一トン当たり費用： $\text{約 } 211.2 \text{ 億円} \div 106 \text{ 万 t} = \text{約 } 19,924 \text{ 円/t-CO}_2$ 。

B. 15 年累計の計算について

表 6 の 15 年累計は、対象量が支援初年度から 15 年間一定であると仮定した単純合計である。実際には案件ごとの開始年、支援単価、参照価格、稼働率、物価、割引率が異なる。また 2050 年の 1.2 億～2.4 億 t は貯留能力の長期目安であり、その全量が同一年度に新規支援を受けるとの政府予算計画ではない。

2 万円/t-CO₂は火力発電の政府 2040 年モデルから得た値である。鉄鋼、セメント、化学等では排ガス濃度、回収方式、製品生産との熱統合が異なり、実際の基準価格も異なる。本稿の試算は、政策規模の桁を把握するためのものである。

参考文献・政府資料

- 経済産業省(2023)「CCS 長期ロードマップ検討会 最終とりまとめ」2023 年 3 月。
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/pdf/006_03_02.pdf
- 経済産業省・カーボンマネジメント小委員会(2026)「中間とりまとめ CCS 事業(パイプライン案件)の支援措置の在り方について」2026 年 7 月 7 日。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shigen_nenryo/carbon_management/pdf/20260707_1.pdf
- 経済産業省・カーボンマネジメント小委員会(2026)「CCS 事業(パイプライン案件)の支援措置の在り方 中間とりまとめ概要」2026 年 7 月 7 日。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shigen_nenryo/carbon_management/pdf/20260707_2.pdf
- 経済産業省(2025)「令和 8 年度の参考上限取引価格及び調整基準取引価格に関する意見」2025 年 12 月 19 日。
https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/emissions_trading/pdf/20251219_2.pdf
- 経済産業省(2026)「排出量取引制度」ウェブページ(2026 年 7 月閲覧)。
https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/ets.html
- 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
- 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
- JOGMEC(2026)「先進的 CCS 支援」ウェブページ(2026 年 7 月閲覧)。<https://www.jogmec.go.jp/activities/ccs/support-projects/index.html>
- 資源エネルギー庁(2026)「『エネルギー基本計画』をもっと読み解く⑥: エネルギーの安定供給を支える化石資源のこれから」。
https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/energykikonkeikaku2025_kaisetu06.html
- 杉山大志(2026)「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—既存火力・既存原子力活用ケースとの比較」キヤノングローバル戦略研究所、2026 年 6 月 2 日。https://cigs.canon/uploads/2026/06/sugiyama_note_260602.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. <https://doi.org/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. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b03052>
- 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, Report 2012/08. <https://ieaghg.org/publications/2012-08%20CO2%20Capture%20at%20Gas%20Fired%20Power%20Plants.pdf>