



Japan Beyond Coal

日本の石炭火力発電所を2030年までにゼロにしよう

スタートからの2年を振り返る

2022.9.30

2020年1月1日からスタートした 180基の石炭火力カウントダウン

- 運転中の石炭火力発電所

163基 (4931.5万kW) → 167基 (5254.5万kW)

- 計画中・建設中の石炭火力発電所

17基 (992.4万kW) → 7基 (425万kW)

横須賀発電所 1号	2023年
横須賀発電所 2号	2024年
神戸発電所 4号	2022年度中
三隅発電所 2号	2022年11月
西条発電所新 1号	2023年3月
GENSIS松島	2026年
徳山東発電所 3号	2022年9月1日

- 廃止した石炭火力発電所

0基 (0kW) → 3基 (44.1万kW)



この2年での石炭火力の動き

★計画→稼働

釧路火力発電所 (112MW)	2020年12月4日
常陸那珂共同火力発電所1号 (650MW)	2021年1月8日
海田発電所 (112MW)	2021年4月1日
勿来IGCC発電所 (543MW)	2021年4月19日
広野IGCC発電所 (543MW)	2021年11月19日
神戸発電所3号 (650MW)	2022年2月1日
武豊石炭火力発電所5号 (1070MW)	2022年8月1日
周南パワー (300MW) (徳山東発電所3号)	2022年9月1日

★新計画

松島発電所2号GENESIS松島 (500MW) 2021年9月29日

★運転中→廃止

徳山製造所 中央発電所5号 (35MW)	2020年6月30日
勿来発電所 10号 (250MW)	2020年11月16日
西条発電所 1号 (156MW)	2022年3月31日

★計画→中止

西沖の山発電所 1号 (600MW)	2021年4月16日
西沖の山発電所 2号 (600MW)	2021年4月16日
秋田港火力発電所 1号 (650MW)	2021年4月27日
秋田港火力発電所 2号 (600MW)	2021年4月27日



石炭火力の現状と見通し（廃止計画）

表3-1 設備容量（全国合計）

【万kW】

種類	2021	2022	2026	2031
火力 ^{※1}	15,529	15,549	15,353	15,408
石炭	4,836	5,079	5,234	5,233
LNG	7,804	7,814	8,244	8,301
石油他 ²⁷	2,888	2,657	1,875	1,874
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	12,552	13,109	14,907	16,533
一般水力	2,175	2,184	2,191	2,199
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風力 ^{※3}	469	531	1,026	1,575
太陽光 ^{※3}	6,541	6,940	8,165	9,238
地熱 ^{※1}	54	49	54	55
バイオマス ^{※1}	480	575	656	650
廃棄物 ^{※1}	85	82	68	69
その他	79	97	98	98
合計	31,469	32,063	33,666	35,348

←約8%増（2021-2031）



石炭火力の現状と見通し（廃止計画）

表3-2 2031年度末までの電源開発計画²⁹（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	44.6	68	6.0	43	△ 19.3	35
一般水力	44.6	68	6.0	43	△ 19.3	35
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,199.5	28	0.7	1	△ 1,172.9	37
石炭	482.0	7	-	-	△ 28.8	2
LNG	714.9	15	0.7	1	△ 216.8	6
石油	2.6	6	-	-	△ 927.3	29
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	0.0	0
新エネルギー等	1,045.7	376	△ 0.6	2	△ 81.3	64
風力	363.6	89	-	-	△ 65.0	52
太陽光	510.2	241	-	-	△ 0.2	1
地熱	7.5	5	-	-	△ 5.0	1
バイオマス	158.3	37	-	-	△ 4.8	3
廃棄物	6.2	4	△ 0.6	2	△ 6.3	7
合計	3,307.8	479	21.3	47	△ 1,273.4	136

←ほとんど廃止計画なし
（新設計画が廃止計画を上回る）



石炭火力の現状と見通し（発電電力量）

出典) OCCTO「2022年度供給計画の取りまとめ」

種類	2021	2022	2026	2031
新エネルギー等	1,159	1,268	1,516	1,727
風力	83	95	179	274
太陽光	782	829	967	1,082
地熱	25	26	28	29
バイオマス	242	293	317	316
廃棄物	27	26	25	25
水力	857	829	850	871
一般水力	774	764	790	801
揚水	83	65	60	69
火力	6,229	6,226	6,104	5,869
石炭	2,715	2,974	3,004	2,897
LNG	3,212	3,026	2,894	2,772
石油他 ²⁷	302	226	206	200
原子力	675	599	551	552

出典) OCCTO「2022年度供給計画の取りまとめ」



2030年の電源構成で石炭19%との割合にも届かない

エネルギー基本計画での石炭の位置づけ

- 「重要なベースロード電源（2014/2017）」
→ 「重要なエネルギー源／調整電源（2021）」
- 「高効率石炭火力の有効活用（2014）」
→ 「非効率石炭火力のフェードアウト（2017）」
→ 「電源構成における比率は、安定供給の確保を大前提に低減（2021）」
- 「排出量を抜本的に下げるための技術（IGCCなど）等の開発をさらに進める（2014）」
→ 「排出量を抜本的に下げるための技術等（IGCC、CCUSなど）の開発を更に進める(2017)」
→ 「燃料そのものを水素・アンモニアに 転換させることや、排出されるCO₂を回収・貯留・再利用することで脱炭素化を図る（2021）」
- 2030年電源構成の石炭の割合 「26%（2015）」 → 「19%（2021）」



エネルギー基本計画での石炭の位置づけ

第4次エネルギー基本計画（2014）	第5次エネルギー基本計画（2017）	第6次（2021）
<p>①位置付け 温室効果ガスの排出量が多いという問題があるが、地政学的リスクが化石燃料の中で最も低く、熱量当たりの単価も化石燃料の中で最も安いことから、安定供給性や経済性に優れた重要なベースロード電源の燃料として再評価されており、高効率石炭火力発電の有効利用等により環境負荷を低減しつつ活用していくエネルギー源である。</p> <p>②政策の方向性 老朽火力発電所のリプレースや新增設による利用可能な最新技術の導入を促進することに加え、発電効率を大きく向上させることで発電量当たりの温室効果ガス排出量を抜本的に下げるための技術（IGCCなど）等の開発をさらに進める。こうした高効率化技術等を国内のみならず海外でも導入を推進していくことにより、地球全体で環境負荷の低減と両立した形で活用していく必要がある。</p>	<p>①位置付け 温室効果ガスの排出量が多いという問題があるが、地政学的リスクが化石燃料の中で最も低く、熱量当たりの単価も化石燃料の中で最も安いことから、現状において安定供給性や経済性に優れた重要なベースロード電源の燃料として評価されているが、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、適切に出力調整を行う必要性が高まると見込まれる。今後、高効率化・次世代化を推進するとともに、よりクリーンなガス利用へのシフトと非効率石炭のフェードアウトに取り組むなど、長期を展望した環境負荷の低減を見据えつつ活用していくエネルギー源である。</p> <p>②政策の方向性 利用可能な最新技術の導入による新陳代謝を促進することに加え、発電効率を大きく向上し、発電量当たりの温室効果ガス排出量を抜本的に下げるための技術等（IGCC、CCUSなど）の開発を更に進める。パリ協定を踏まえ、世界の脱炭素化をリードしていくため、相手国のニーズに応じ、再生可能エネルギーや水素等も含め、CO₂排出削減に資するあらゆる選択肢を相手国に提案し、「低炭素型インフラ輸出」を積極的に推進する。その中で、エネルギー安全保障及び経済性の観点から石炭をエネルギー源として選択せざるを得ないような国に限り、相手国から、我が国の高効率石炭火力発電への要請があった場合には、OECDルールも踏まえつつ、相手国のエネルギー政策や気候変動対策と整合的な形で、原則、世界最新鋭である超々臨界圧（USC）以上の発電設備について導入を支援する。</p>	<p>現時点の技術・制度を前提とすれば、化石燃料の中で最もCO₂排出量が多いが、調達に係る地政学リスクが最も低く、熱量当たりの単価も低廉であることに加え、保管が容易であることから、現状において安定供給性や経済性に優れた重要なエネルギー源である。今後、石炭火力は、再生可能エネルギーを最大限導入する中で、調整電源としての役割が期待されるが、電源構成における比率は、安定供給の確保を大前提に低減させる。</p> <p>水素・アンモニア・CCS・CCU／カーボンリサイクルにおける対応 火力発電の脱炭素化に向けては、燃料そのものを水素・アンモニアに転換させることや、排出されるCO₂を回収・貯留・再利用することで脱炭素化を図ることが求められる。</p>

脱炭素社会と石炭政策の問題

- 「非効率石炭火力のフェードアウト」はうやむやに。
 - 老朽火力も容量市場の対象となり、維持するインセンティブに。廃止計画が進まない。
 - 省エネ法で熱効率の基準を定めるも、バイオマス混焼などで見かけ上効率を高く見せられる算定方法を設定したために、非効率石炭火力の廃止が進まない。
 - 省エネ法の火力発電のベンチマークが設定されたが、大手の電気事業者は非効率石炭火力をかかえていても「A指標・B指標の目標達成」状態。
 - 「非効率石炭火力のフェードアウト」がうやむやに。
- かつて温暖化対策で推進してきたIGCCには言及なし
 - 温暖化対策として進め、予算を投じてきたIGCCはトラブル続き。その評価もなし
- 水素・アンモニア混焼／CCUSの推進→結果的に石炭延命に
 - グリーン成長戦略で水素・アンモニア／CCUSなどの推進体制を位置付ける
 - 省エネ法・高度化法で非化石エネルギーとして水素やアンモニアを位置づける
 - JOGMEC法の改正で積極的に水素・アンモニア開発を推進する体制の強化
 - 水素・アンモニアの技術開発に対する多額の予算
 - 水素・アンモニア混焼設備追加を支える電力市場の構築（容量市場の追加）



水素・アンモニアの問題

- 現状の水素・アンモニア生産は化石燃料由来でCO2の削減に貢献しない
- 生産にコストがかかり、石炭価格よりも大幅に高くなり再エネとの競争力もない
- 現時点で実用化には程遠い状況で、開発に時間がかかり気候危機対策に全く間に合わない。
- 上記の問題があるにも関わらず、将来の燃料転換を前提に石炭火力を動かすことでCO2の排出が増える。

Japan Beyond Coal | ファクトシート



水素・アンモニア燃料

— 解決策にならない選択肢

石 炭火力発電所で、水素やアンモニアを混焼したり、将来的に専焼化していくことが政府や電力会社などによって進められています。2030年に石炭火力にアンモニア燃料を20%混焼し、2050年に専焼を目指すというものです。これは本当に気候変動対策になるのでしょうか。

水素・アンモニア燃料とは

水素 (H₂) やアンモニア (NH₃) は、炭素を含まないため、燃やしてもCO₂が排出されません。そのため、ゼロエミッション火力などと呼ばれることがあります。しかし現在、水素やアンモニアは石炭・石油・天然ガスなど化石燃料から製造されるため、製造段階で大量のCO₂が排出されます。水素やアンモニアはその製造方法によって色分けされて呼ばれることがあります。CO₂フリーで環境にもやさしいのは水を再エネで電気分解する方法だけです。

海外から運ばれる水素・アンモニア燃料

第六次エネルギー基本計画では、「カーボンニュートラル」を目指すとして、水素やアンモニアを燃料として利用することを推進しています。しかし、現在構想されている水素やアンモニアの供給体制は東南アジア・オーストラリア・中東など海外の化石燃料から製造されるものです。化石燃料からの製造である限り、CO₂は排出されず、エネルギー安全確保上もエネルギー自給率を高める点でも解決策にはなっていません。

アンモニアの生産体制

アンモニアは、劇薬臭があって、毒性のある「劇物」に指定される物質です。世界全体で約2億トンが消費されており、その約8割は農業の肥料として使われています。アンモニアの工業製造プロセスは、水素と窒素を高温高压化で触媒反応させるハーバー・ボッシュ法という方法が主流で、そのエネルギー源でも化石燃料が燃やされるため、多くのCO₂を排出します。

日本のアンモニア消費量は2019年時点で約108万トンです。今後、国内で石炭火力での混焼がすすめられた場合、石炭火力に20%混焼する場合、約2000万トン、専焼する場合で約1億トンが必要と試算されており、生産・運搬などで多大なエネルギーが必要となります。

日本で生産しなければ、日本のCO₂排出量としてカウントされませんが、日本の“ゼロエミッション”の実現のために、海外でCO₂排出量を増やすのは本末転倒です。

ここがポイント

1. アンモニア製造時に大量のCO₂を排出する
2. 石炭火力を延命し、CO₂排出を長期にわたって固定化する。
3. 海外で製造すれば、運搬時もCO₂を排出する。

色	原料	製造方法	CO ₂ 排出	現状コスト	問題
グレー	化石燃料 (石炭、天然ガス、石油)	燃焼+ガス化	大	100円程度/ml (水素30円/kg・アンモニア) 97円/kgWh(水素発電)	+CO ₂ の排出大
ブラウン	石炭	燃焼+ガス化	大	グレーと同程度	+CO ₂ の排出大
ブルー	化石燃料 (石炭、天然ガス、石油)	燃焼+ガス化 (+CCS)	小~中 (完全に地中に埋めることは不可能)	グレー+CCSのコスト	+CCSの適地がない +あっても限界がある +将来排出のリスク など
イエロー	水	原子力電気分解	小 (ゼロではない)	不明	+原子力の問題 +原子力依存
グリーン	水	再エネ電気分解	小	グレーの5~10倍?	+大量生産に不向き +コストが高い

図表1 水素・アンモニアの製造方法で色分した分類と特徴 出典: 気候ネットワー

出典) JBCファクトシート

CCSの問題

- 実用化には程遠く、日本では適地が見つかっていない。
- 圧入したCO₂が漏れ出すリスクも。
- 回収・運搬・圧入・モニタリングなどすべてのプロセスで高額な費用がかかる。CCS付石炭火力は再エネより高コスト。
- 上記の問題があるにも関わらず、将来のCCSを前提に石炭火力を動かすことでCO₂の排出が増える。

Japan Beyond Coal | ファクトシート 二酸化炭素回収貯留 (CCS) — その甚大なリスク

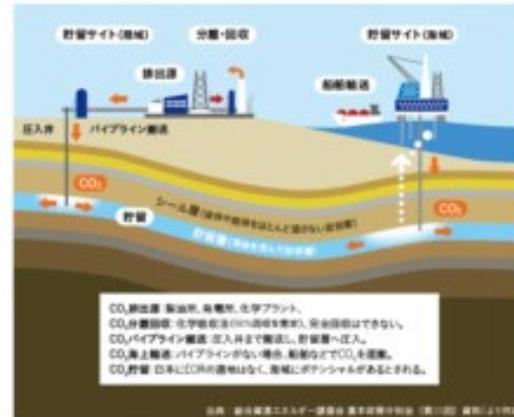
C CS (Carbon dioxide Capture and Storage: 二酸化炭素回収・貯留) は、化石燃料を燃やし排出される二酸化炭素を回収して地中や海底下に圧入・貯留する技術です。政府は、今後の“脱炭素社会”に向けて、2030年にCCS実用化を目指すと、将来的にも石炭火力を使い続け、CCS関連プロジェクトに巨費をかけようとしています。

1.5°C目標とCCS

気温上昇を産業革命前に比べて1.5°C未満に抑えるには、既存の技術のみでは困難で、CCSなどの技術革新が必要だとされています。しかし、IPCC第6次評価報告書第三作業部会のレポートでは、「地中貯留が可能であれば、CCSは選択肢の一つ」としながらも、電力分野、セメントや化学製品の製造分野では、CCSは成熟していないとしています。

まず、CO₂を分離回収することが技術的に困難で、大量のエネルギーを必要とし、100%回収はできません。さらに、運搬やパイプラインを通して地下数百メートルから数kmの貯留層を探し、圧入井を掘削し、CO₂を圧入していくというすべてのプロセスでエネルギーを必要とします。また、十分なリスク評価や検証が必要なほか、圧入後のモニタリングは数千年に渡って行われる必要があります。

現在、海外で稼働しているCCS施設の大半は、原油を押し出して回収量を増やすEOR（石油増進回収）方式で行われており、石油増産の上に成り立っています。



図表1 CCSの流れとコスト

CCSのプロセスにかかる現状コスト	
分離・回収・昇圧	¥5,300~7,900/100t CO ₂ 化学吸収法(100%燃料)の相場
輸送	¥800/100t CO ₂ パイプライン輸送を想定 (海陸までの距離はさらに高くなる見込み)
圧入・モニタリング	¥2,300/100t CO ₂ 貯留層への貯留
合計	¥8,400~11,000/100t CO ₂
石炭火力	+約7~9円/kWh (CCS付石炭火力の発電コストは15円~18円/kWh)

世界のCCS ~コスト課題で多数が脱落~

現在、稼働中のCCS付石炭火力は、EOR方式が採用されたカナダの石炭火力発電所1か所しかありません。アメリカの石炭火力発電所でもCCSプロジェクトが実施されていますが、経済的事情から2020年停止されました。

世界のCCSプロジェクト中止案件は32件で、そのうち62%が経済性の問題が理由とされています。欧州では、再生可能エネルギーに対してのコストも見合わないことから、火力発電でのCCSは進んでいません。

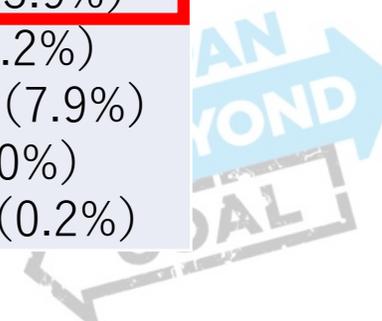
日本のCCS ~実用化にほど近い現状~

日本では、CCSの機能を兼ね備えた火力発電所は、建設中案件を含め存在しません。CO₂貯留は、長岡と苫小牧の2か所で実証試験が行われ、長岡では2003年から2005年に約1万トンのCO₂が地中に、苫小牧では2016年から2019年まで約30万トンのCO₂が海底に圧入されています。福島県沖では候補地として調査が行われていましたが、その近くを震源地とする東日本大震災が発生し、その後中止となりました。活断層に囲まれ地震の影響を受けやすい日本はそれだけでリスクが高く、次の候補地もまだ見つかっていません。

容量市場による石炭火力の延命

容量市場オークションの約定結果

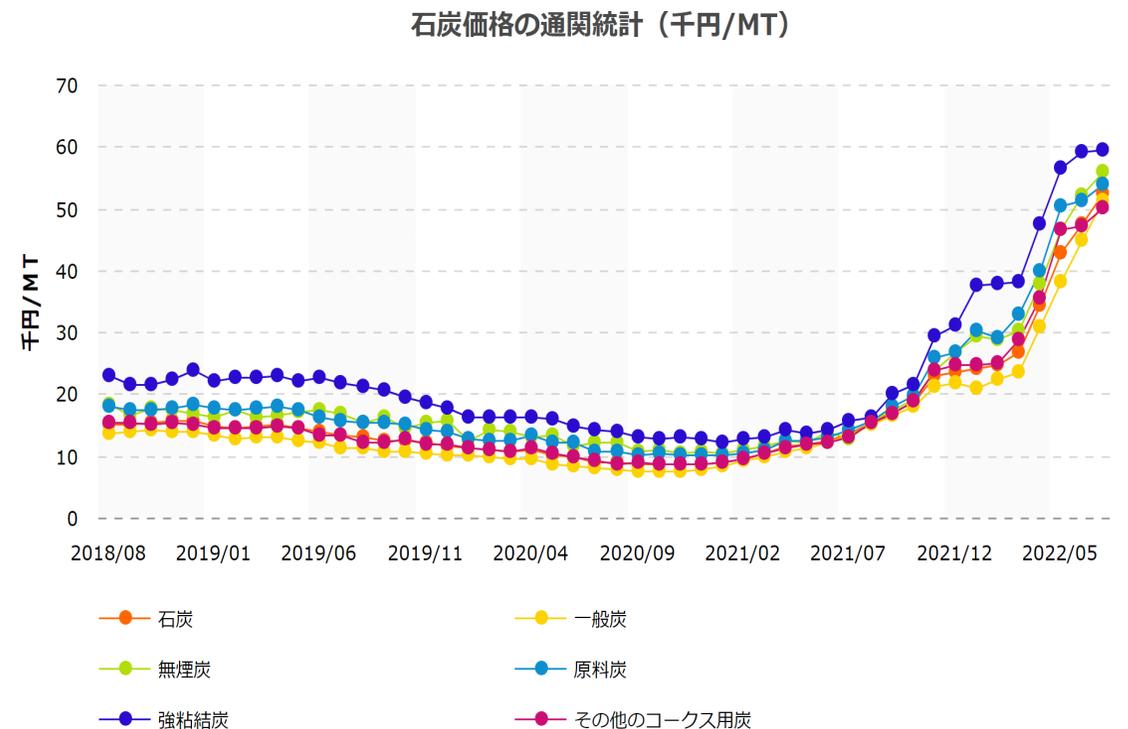
	2020年（2024年供給力）	2021年（2025年供給力）
約定総容量（全国）	1億6,769万kW	1億6,534万kW
約定価格	全エリア 14,137 円/kW	北海道エリア：5,242 円/kW 北海道・九州エリア以外： 3,495 円/kW 九州エリア：5,242 円/kW
約定総額	1兆5,987億円	約5,140億円
発電方式別 応札比率	一般水力 1,331万kW（7.9%）、 揚水 2,138万kW（12.8%） 石炭等 4,126万kW（24.6%） LNG 7,094万kW（42.3%） 石油その他 1,342万kW（8.0%） 原子力 704万kW（4.2%） その他再エネ 29万kW（0.2%）	一般水力 1,309万kW（7.6%） 揚水 2,247万kW（13.1%） 石炭等 4,098万kW（23.9%） LNG 7,232万kW（42.2%） 石油その他 1,348万kW（7.9%） 原子力 856万kW（5.0%） その他再エネ 31万kW（0.2%）



2030年に向け脱石炭をどう加速するか

- 国の政策／第7次エネルギー基本計画見直し
2030年の脱石炭を目標に据える
水素アンモニアCCUS政策の見直し
再エネ中心の電力システムの再構築と予算配分の見直し
- 地域単位でエネルギーの在り方の見直し
新たな産業の在り方や公正な移行を進めるためのプログラムを構築する。
再エネ導入や建築など省エネの徹底
- 石炭火力に対する市民のウォッチ
地域の運動を盛り上げる
市民の監視や世論を高める。声を上げる。

この2年で石炭価格は3倍に
石炭火力をつなぎとめることに未来はない



**JAPAN
BEYOND
COAL**

**JAPAN
BEYOND
COAL**