

今後の火力政策について

2023年3月29日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 前回（3/1）の小委員会では、脱炭素化に向けた取組の方向性や、発電設備容量（kW）に着目した「適切な火力ポートフォリオ」を構築する方向性について、御議論いただいた。
- 今回は、2050年のカーボンニュートラル実現に向けた火力電源管理の在り方や、各燃料種の特性等を踏まえた適切な火力ポートフォリオの構築について、御議論いただきたい。

(参考) 前回 (3/1) の主な御意見

(適切な火力ポートフォリオの在り方について)

- エネルギーの安定供給を考えると、ポートフォリオは燃料ごとに持っていた方が良い。
- p22 について、特に既設発電所の扱いを今時点で厳格に決めてしまうと、電力需給・脱炭素燃料のサプライチェーン構築・技術進展等の不確定要素が多いため、事業者の対応方針が「分からないから石炭火力はフェードアウト」となり、安定供給に支障をきたさないかが懸念。
- 安定供給における、短期的なスポット卸価格に基づく電源選択の難しさを、色々な形で思い知った。政策の柔軟性を担保すると電源の退出がどんどん進むため、一定程度の方向性は付けざるを得ないのではないか。最適なポートフォリオの中で、長期脱炭素オークションにおいて競争を促し、一定の箍をはめていく必要があるのではないか。

(カーボンニュートラルに向けた火力政策の考え方について)

- 日本は島国故に再エネコストが相対的に高いため、欧州を真似するのではなく、他の強豪国も含めて電力の価格を見ないと、産業の競争力等で劣後する可能性がある。
- 高度化法から排出量取引に上手く移行し、後者がある中、前者の義務も課すことは避けなければならない。
- 脱炭素化の技術が進展していく中、技術中立という観点はとても重要。

- 1. 今後の火力電源管理の在り方**
2. 適切な火力ポートフォリオの構築

今後の火力電源管理の在り方

- 2050年のカーボンニュートラル実現に向けて、現状、電力供給の大半を担う火力については、アンモニア・水素混焼等による脱炭素化をできる限り早期に進めつつ、安定供給を大前提に、非効率なもののフェードアウトを着実に進めていく必要がある。
- 非効率火力のフェードアウトに際しては、電力の安定供給確保の観点から、その進捗を適切に管理していくことが必須となる。再エネ等の非効率石炭以外の電源の拡大を上回るペースでフェードアウトが進めば、電力の安定供給に支障を及ぼしかねない。
- また、近年増加傾向にある異常気象や大規模災害のほか、予期しない大規模な電源停止リスクへの備えも欠かせない。このため、非効率火力のフェードアウトを進めるにあたっては、稼働可能性を残す休止電源を一定程度維持していくことが求められる。
- ただし、休止火力は、休止期間が長くなればなるほど、稼働するための費用や時間が増加する。また、現実に稼働させるためには、発電設備を稼働可能な状態にするだけでなく、燃料等の確保も重要となる。
- 自由化された発電分野において、各発電事業者が事業の効率化を進める中で、従来のように、大手事業者が自らの負担で休止電源を維持することは困難となりつつある。こうした中で、安定供給の確保に重要な役割を果たすリスクバッファとしての火力の休止電源を、国全体でどのように適切に確保していくか。
- 例えば、現在検討中の予備電源制度も活用しつつ、国及び電力広域的運営推進機関において、計画的かつきめ細やかに休止電源の管理を行っていくこととした場合、どのような点に留意する必要があるか。

カーボンニュートラルに向けた計画的取組

- 非効率火力のフェードアウトに際しては、電力の安定供給確保の観点から、その進捗を適切に管理していくことが必須となる。そのためには、各発電事業者において、自らの戦略に応じた中期的な計画を作成することが有用である。
- 一方、国においては、各発電事業者の計画を的確に把握した上で、個々の事業者の最適化計画が日本全体の最適化につながっているかを確認していく必要がある。
- 本年2月に閣議決定されたGX基本方針において、2033年度から発電分野において有償オークションを導入するとされている。こうした中で、発電事業者においては、いつ頃を目指してどのようなステップで脱炭素化あるいはフェードアウトの取組を進めていくか、今後数年以内に明確化することが求められる。
- このため、現状、大手の石炭発電事業者に対して毎年度提出を求めている非効率石炭フェードアウト計画について、LNGや石油を含めて火力全体を対象とした上で、火力の脱炭素化計画として提出を求めることとしてはどうか。
- その際、個別の電源における水素・アンモニア等の非化石燃料の実証・混焼予定など、カーボンニュートラルに向けた具体的な計画や、足下の省エネ法ベンチマーク指標の状況など、参考となる情報の提出も求めていくこととしてはどうか。
- 一方、国においては、引き続き、水素・アンモニア混焼等に必要な設備投資を支援する長期脱炭素電源オークションの実施や水素・アンモニアのサプライチェーンの構築、予備電源制度の具体化など、脱炭素化を後押しする環境整備を進めていくことが求められる。

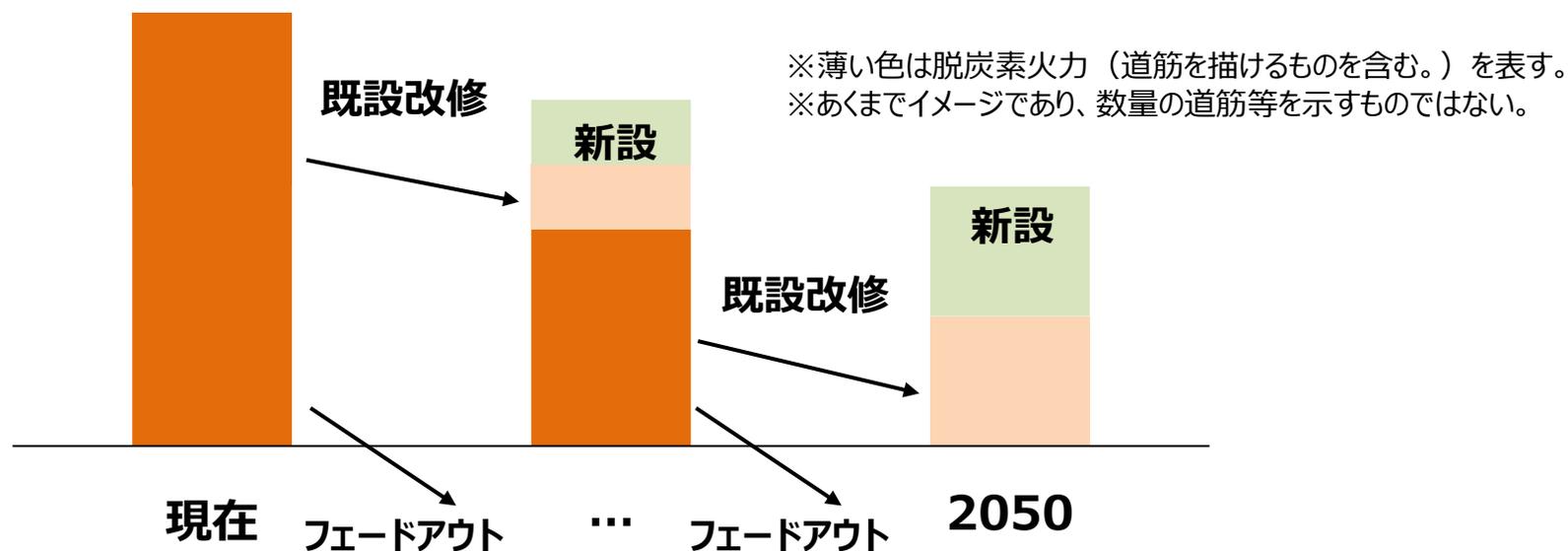
- 2023年度から長期脱炭素電源オークションが開始され、同制度の下で建設される電源は、供給力対策として時限的に認められたLNG火力を含め、原則2050年までの専焼化の道筋を求められることとなる。
- これは、2050年のカーボンニュートラル実現に向けて欠かせない措置であり、長期脱炭素電源オークションを活用しない新設火力についても、同様の措置が講じられることが望ましい。以上を踏まえ、新設火力に対する具体的な対応について、どのように考えるか。
- その際、安定供給を大前提に、脱炭素化を効果的に進める観点から、例えば、小規模単独系統におけるピーク対応電源など、優れた調整力を有する低出力・低稼働の火力発電設備に対する規制の在り方についても検討を行うこととしてはどうか。
- 既設火力については、カーボンニュートラルに向けた対応として、アンモニア・水素混焼等による脱炭素化と、休廃止（フェードアウト）があり得るところである。
- 現状、火力発電の高効率化に向けては、省エネ法に基づくベンチマーク目標の達成に向けた取組やフェードアウト計画の作成を求めているほか、容量市場において非効率石炭火力を対象とした誘導措置を講じている。
- 今後、既設火力のカーボンニュートラルに向けた取組を促進する上で、仮に更なる措置を講じた場合、どのような対応が考えられるか。
- 例えば、各発電事業者に対し、まずは対応方針の明確化を求めていくことはあり得るか。
- なお、別途検討が進められている排出量取引制度や高度化法との関係も踏まえて、対応を検討する必要があるのではないか。

【参考】カーボンニュートラルに向けた火力政策の基本的方向性

第59回 電力・ガス基本政策小委員会
(2023年3月1日) 資料7

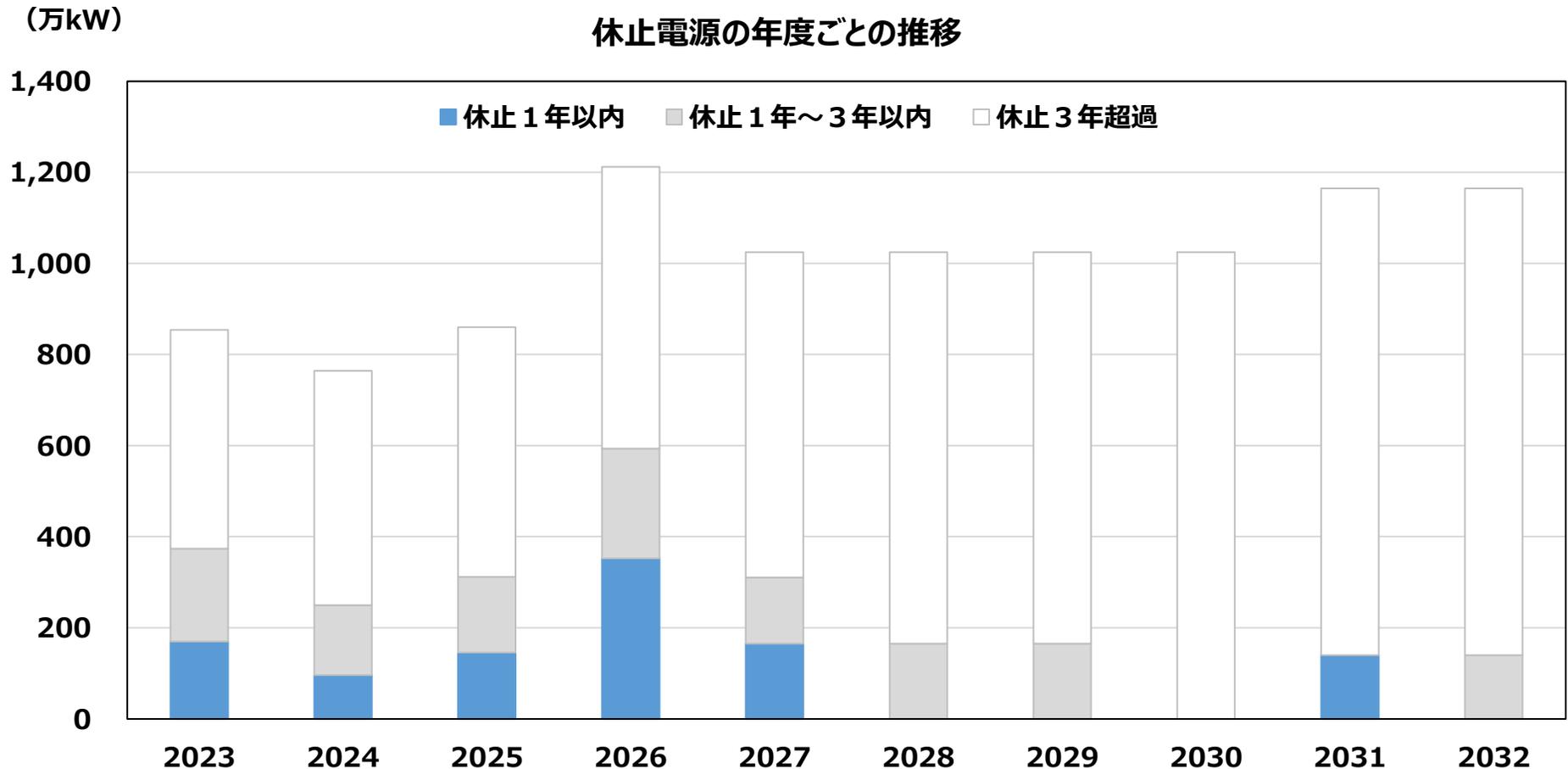
- 2050年にカーボンニュートラルを実現するためには、それまでに、原則として全ての火力発電が、水素・アンモニア専焼や、CCUS等により脱炭素化する必要がある。
- このため、火力の脱炭素化に向けて、前回（1/25）の本小委員会で御議論いただいた以下の基本的方向性に沿って、早急に取り組を具体化していくこととしてはどうか。
 - 新設する火力発電所については、原則として、水素・アンモニアその他の脱炭素燃料の混焼を行うなど、2050年の脱炭素化に向けた道筋を明確化したものとする。
 - 既設の火力についても、2050年に向けて、水素・アンモニアその他の脱炭素燃料を混焼するなど、脱炭素化を進めていくか、フェードアウトさせていくかを明確化する。

火力の脱炭素化に向けたイメージ



休止電源の年度ごとの推移

- 各社の供給計画に基づく、今後一定程度の電源が休止に至る見込み。



(注) 廃止予定が決まっている電源は、休止量に計上されていない。

(出典) 2023年度供給計画

【参考】休止等の火力電源に係るメンテナンスとコスト

第46回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年3月25日) 資料4-1

- 発電所の設備を休止や長期計画停止にする場合、①休止措置（保管作業）と、②休止中の維持管理作業、が発生する。
- 休止状態にするために、ボイラーやタービン等の設備は窒素封入等の措置を講じるが、電源確保に必要な起動変圧器、開閉所等の受電設備、保安上必要な消火・防災設備等については、休止中も運転継続が必要なため、電源稼働時と同様の定期的な点検の実施が必要となる。
- 大手電力へのヒアリングによると、休止措置に数億円/回、休止中の維持管理に数億円/年のコストがかかるとの回答が多かった※。

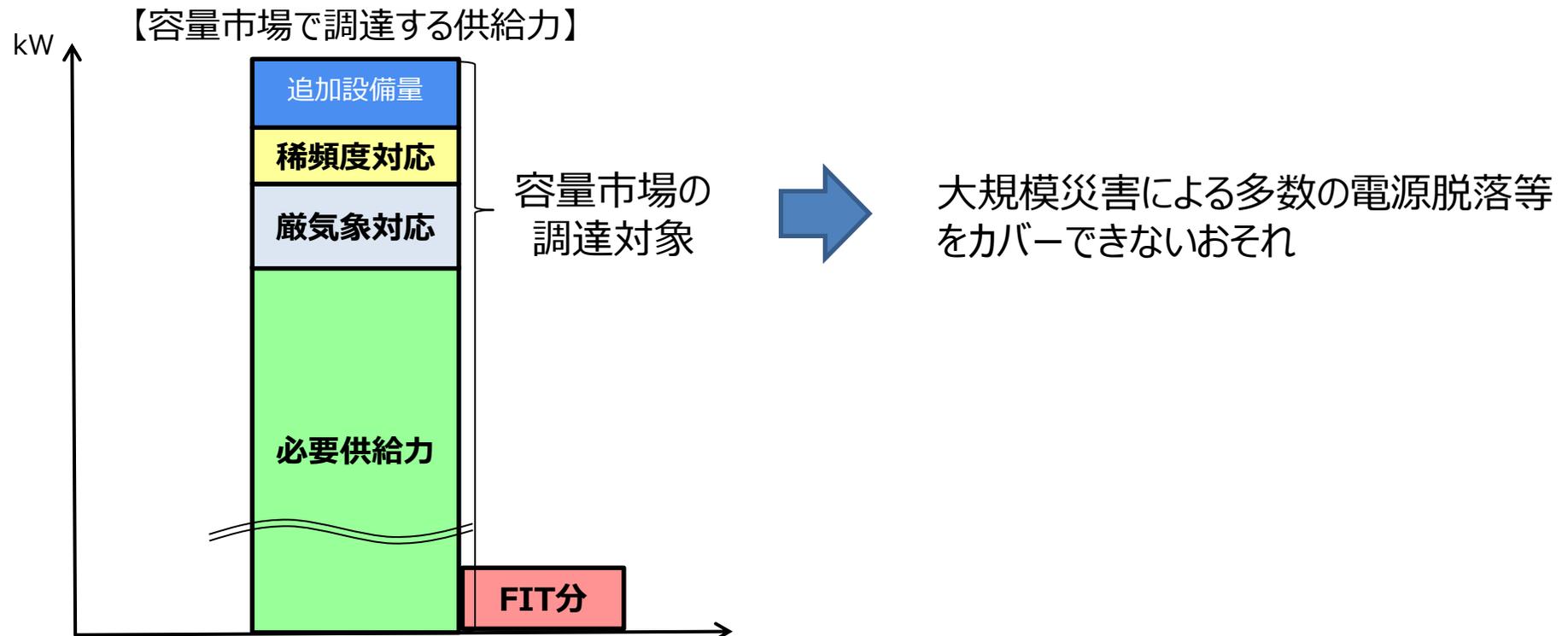
①休止措置 (保管作業)	<ul style="list-style-type: none">● ボイラーやタービン等の窒素封入● 湿潤防止・腐食防止措置● 火災・凍結防止のための電源、系統の縁切り● 油や薬品等危険物の管理を不要とするための安全対策工事 等 <p><u>【想定コスト：数億円/回※】</u></p>
②休止中の 維持管理作業	<ul style="list-style-type: none">● 保安上必要な、消火・防災設備や航空障害灯、非常電源装置、開閉装置、通信設備等のメンテナンス・巡視点検● ボイラーやタービン関係、電気関係（発電機、励磁装置、開閉装置）、自動制御装置などの定期的な点検 等 <p><u>【想定コスト：数億円/年※】</u></p>

※ユニットの燃種、規模、再稼働の可否等によりコストは異なる。

参考コスト

火力発電を廃止する場合：約30億円程度以下（50万kW級以下の場合）、1～2年程度。（参考：「原子力発電所の廃炉に係る料金・会計制度の検証結果と対応策」（H25.9）稼働している場合：36億円/年（石炭、LNG、石油火力の運転維持費の平均）（参考：「発電コスト検証に関するとりまとめ（案）」（R3.8）

- 足下の供給力不足を回避するため、緊急対策として実施している追加の供給力公募において、公募に応じるかどうかは各発電事業者の判断に委ねられており、仮に公募を実施しても応札がなければ、必要な供給力を確保できないおそれがある。
- また、2024年度以降は、容量市場を通じて日本全体で必要な供給力が確保されることになるが、例えば、災害等により、稀頻度対応として現在見込んでいる以上の電源脱落が生じた場合、追加の供給力対策を行う必要がある。
- このため、追加の供給力対策に応じることができる休止電源を一定程度維持する仕組み（予備電源）を検討中。



【参考】GX-ETSの段階的発展の方向性

第11回 産業構造審議会 産業技術環境分科会 グリーントランスフォーメーション推進小委員会 / 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 2050年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー供給構造検討小委員会 合同会合 (2022年12月14日) 資料

排出量取引の制度設計 (案) ①-2 : GX-ETSの段階的発展の方向性

<発電部門における段階的な有償化 (2033年度頃~) >

- **発電部門の脱炭素化の移行加速**は、電化と併せて、家庭や業務、産業等の多くの部門のカーボンニュートラル実現に向けた鍵を握る。
- 諸外国の排出量取引制度においては、発電部門での取組を先行させていること、また発電部門の脱炭素化に向けた投資には時間を要し予見性が重要であることから、**GX-ETSの発展形**としても、**発電部門について、段階的な有償化**を先行させることを**予め明確化**してはどうか。
- 具体的には、**2033年度頃から発電部門 (※1) について段階的な有償化 (オークション) を導入し (※2)**、その際、排出枠の**価格を上昇基調に誘導**することと併せて、**有償比率の引き上げの道筋**を示しつつ、制度の効果や負担の状況等を踏まえ、**有償比率について一定の見直し**が出来るようにしてはどうか。

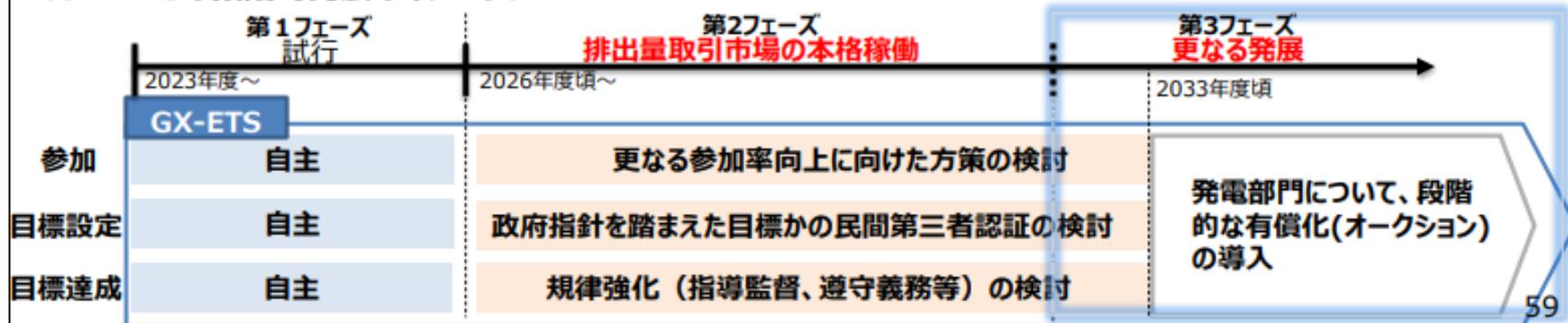
(※1) 発電部門として、専ら売電の用に供する事業者を想定。詳細については、GX-ETSを発展させていく中で検討を行う。

(※2) 第3フェーズの開始前後から、**発電部門は排出には同量の排出枠が必要**とした上で、政府がまず排出枠を**無償交付**することを**検討**してはどうか。

なお、無償交付する排出枠の量は、排出量の見通しや発電効率 (ベンチマーク) 等を基礎に、企業のGXの移行状況等を踏まえ算定することが考えられる。

- こうした制度発展に向けて、制度間の重複等を排除するため、既存の**高度化法等との関係整理**も必要ではないか。

<GX-ETSの段階的発展のイメージ>



<計画の位置づけについて>

- 2030年に向けた非効率石炭火力のフェードアウトの着実な実施のためには、規制的措置や誘導措置等の措置が事業者へどのような行動変容をもたらすのかを定期的に確認し、その措置を不断に見直していくことが重要。このため、計画は毎年度作成するものとし、発電事業者が経済産業大臣に届け出る供給計画の補足資料として位置づけ。なお、本計画は供給計画とは異なる前提※で作成。

<作成対象の事業者>

- ミックス実現の実効性確保の観点から、石炭火力からの発電量が、石炭火力全体の約8割を占める大手電力及び大手電力と同等以上の発電量を持つ事業者を対象とする。
- ただし、製造業等が持つ石炭火力については、これまでの石炭火力検討WGでのヒアリングを踏まえると、自家発自家消費目的で発電する場合は代替性が乏しく、低廉な電力供給が企業の競争力に直結しており、また、熱利用等で高効率化の工夫もなされてきている。その点を踏まえて、売電ベース※で見たときに大手電力と同等ではない場合は対象の除外とする。

※発電量全体から自家発自家消費目的での発電量を控除したもの。

<計画の公表>

- 事業者にとって競争上の重要情報であり、また地元との調整に影響を及ぼすこと等により、むしろ着実なフェードアウトを妨げる恐れがあるため、各事業者単位での計画については公表せず、全事業者を統合した形で2030年に向けたフェードアウトの絵姿を公表する。

※ 2030年度エネルギーミックス水準を踏まえ計画を作成。再エネ導入状況や原子力の再稼働状況等、今後の他電源の見通しの変動により石炭火力の見通しも変動するもの。

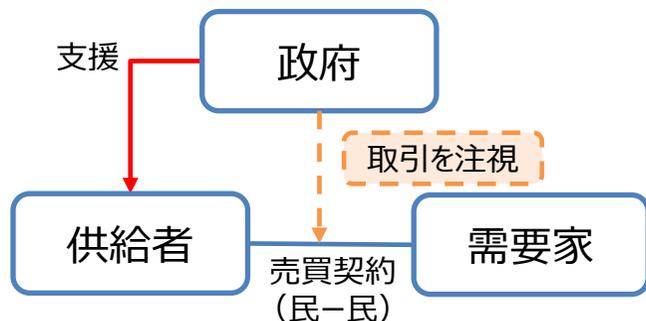
※ 休廃止計画には、地元調整等が完了した場合など、条件付きで休廃止可能とする発電設備も含む。

【参考】水素・アンモニア大規模サプライチェーン構築に向けた支援制度

- 水素・アンモニアの供給コストと需要家への販売価格の差に着目した支援制度を創設することで、供給事業者の投資予見性を高め、民間ベースでの大規模なサプライチェーン構築を目指す。
※様々な国や地域で水素・アンモニアの大規模な社会実装に向けた支援策導入が活発化。

支援スキーム (イメージ)

水素等供給コストと需要家への販売価格の差に着目。事業者の投資を促すスキーム。



支援の対象となる水素・アンモニアプロジェクトの選定

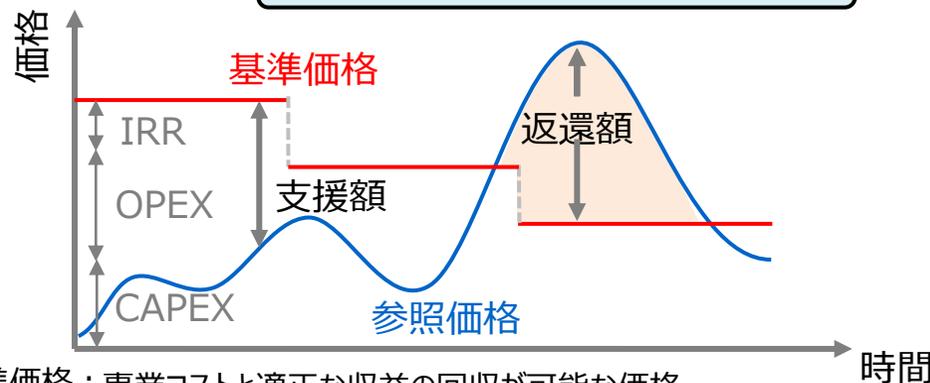
- ① **中立性、透明性**が担保される環境で、**S+3E**を前提とした総合的な評価軸のもと、戦略的に案件を選定。

【評価項目 (案)】

- 単体量あたりの水素等供給コスト
- 支援終了段階での**経済的自立性**
- 製造から運搬に係るサプライチェーンの安全性 (**経済安全保障**の観点)
- CO2削減度合いに応じた評価 (環境性)
- **保安基準**のクリア
- 事業実現の確実性 (技術レベル・オフテイカーの確保や多様性・最低供給量等) 等

制度の骨格

$$\text{値差} = \text{基準価格} - \text{参照価格}$$



基準価格：事業コストと適正な収益の回収が可能な価格
一定期間 (例：5年) ごとに見直し、支援額を適切な水準に合わせる。

参照価格：既存燃料とのパリティ価格を基礎として設定される価格
*パリティ価格：比較となる燃料が水素等と同等の熱量を得るのに必要な燃料価格

- ② 水素・アンモニア供給に係るCO2排出量の提出を求め、**国際的に遜色のない基準**を満たす案件を支援。

目指す姿

**2030年を目途に
~3.4kg-CO₂/kg-H₂*
を達成する水素等を支援**

*第6回水素アンモニア小委でJH2Aより提案

基準 (国・地域)	GHG排出原単位 [kgCO ₂ /kgH ₂]
RED/RFNBO (EU)	3.4
CertifHy Low Carbon (EU)	4.4
EU taxonomy	3
Low Carbon Hydrogen Standard (英)	2.4
CHPS (米)	4
IRA (米)	0~4

(参考) 国際的なCO2排出量基準

【参考】効率的な水素・アンモニア供給インフラの整備支援制度

第52回基本政策分科会
(2022年12月16日) 資料1

- 水素・アンモニアの安定・安価な供給を可能にする大規模な需要創出と効率的なサプライチェーン構築を実現するため、国際競争力ある産業集積を促す拠点を整備。

(水素・アンモニアの潜在的需要地のイメージ)

大規模発電利用型

- 大規模なガス/石炭火力発電所が単独で存在。



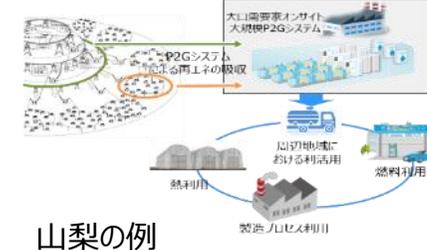
多産業集積型

- 石油精製・化学、製鉄等の産業集積。



地域再エネ生産型

- 再エネから水素・アンモニア製造を行う。



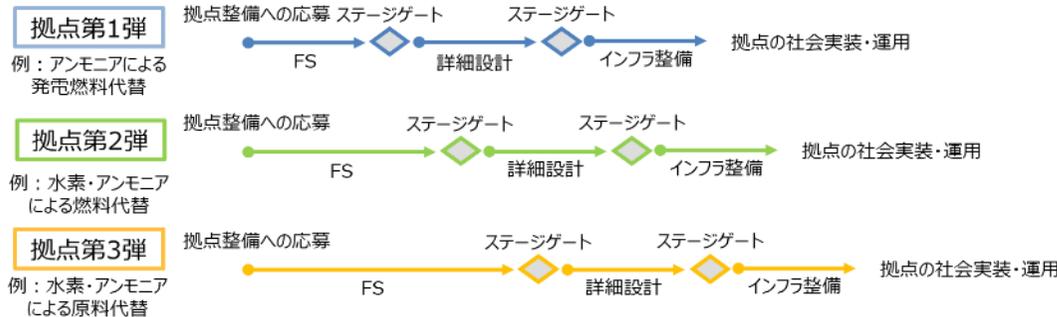
＜今後10年間程度で整備する拠点数の目安＞

大規模拠点：大都市圏を中心に3か所程度
中規模拠点：地域に分散して5か所程度

制度イメージ

■ ①拠点整備の事業性調査 (FS) ②詳細設計 (FEED) ③インフラ整備 の3段階に分けて支援。GI基金の例を参考に、ステージゲートを設け、有望な地点を重点的に支援。

■ 利用される技術の技術成熟度レベル (TRL) が実装段階を超えてから一定の期間内に③インフラ整備の支援を行うものとし、それ以前に①FS支援、②詳細設計支援の期間を用意。



支援範囲

■ 多数の事業者の水素・アンモニア利用に資するタンク、パイプライン等の共用インフラを中心に支援。

＜支援対象例＞



他制度との連携

■ 水素・アンモニアの大規模な商用サプライチェーン構築のためには、サプライチェーン構築支援から拠点整備まで連携して支援を行うことが効果的。そのため拠点整備を活用する際には、サプライチェーン構築支援においても優遇するなど、制度間の連携を図る。

■ 国交省で推進するカーボンニュートラルレポートや、GX実行会議で検討が進められている製造業の燃料転換等の支援策とも連携し、切れ目のない支援を実現する。

1. 今後の火力電源管理の在り方

2. 適切な火力ポートフォリオの構築

- 今後、カーボンニュートラルに向けて、火力発電については、安定供給を大前提にその比率をできる限り引き下げていく一方、脱炭素化の取組を加速化していく必要がある。
- その際、各燃料の特性を踏まえつつ、安定供給、脱炭素、経済性といった観点を総合的に勘案し、我が国全体で適切な火力ポートフォリオを構築していくことが重要となる。
 - ※昨年来の国際的なエネルギー価格の高騰は、ガスという単一の燃料に偏重することのリスクを再認識させるものであった。
- 他方、「適切な火力ポートフォリオ」に関する明確な基準はなく、歴史的にも、日本においては、主に経済性の観点から、石油火力、石炭火力、ガス火力それぞれの活用が図られてきた。近年は、経済性に劣る石油火力の休廃止が進む一方、脱炭素化の観点から、非効率石炭火力のフェードアウトが始められつつある。
- こうした中で、カーボンニュートラルへの円滑な移行を見据えた「適切な火力ポートフォリオ」について、どのように考えるか。
- まずは、中長期のリスク対応の観点から、短期的に燃料価格等により変動する発電電力量 (kWh) よりも、短期的に増加させることが困難な発電設備容量 (kW) に着目の上、特定の火力発電に過度に依存しないことを目指すこととしてはどうか。
- また、そのための具体的な政策的対応として、どのような措置が考えられるか。例えば、中期的な供給力の確保を図る容量市場や、現在検討中の長期脱炭素電源オークションや予備電源の仕組みにおいて、どのような対応があり得るか。

【参考】燃料別の特徴

- 化石燃料の中でも、**石炭、石油、LNGはそれぞれ一長一短**の特徴を持っており、**脱炭素化に向けた転換を進めるにあたっては、適切な火力ポートフォリオの構築が重要。**
- なお、足下の状況においては、地政学リスク、価格、発電コスト等の変動が生じている点に留意する必要がある。

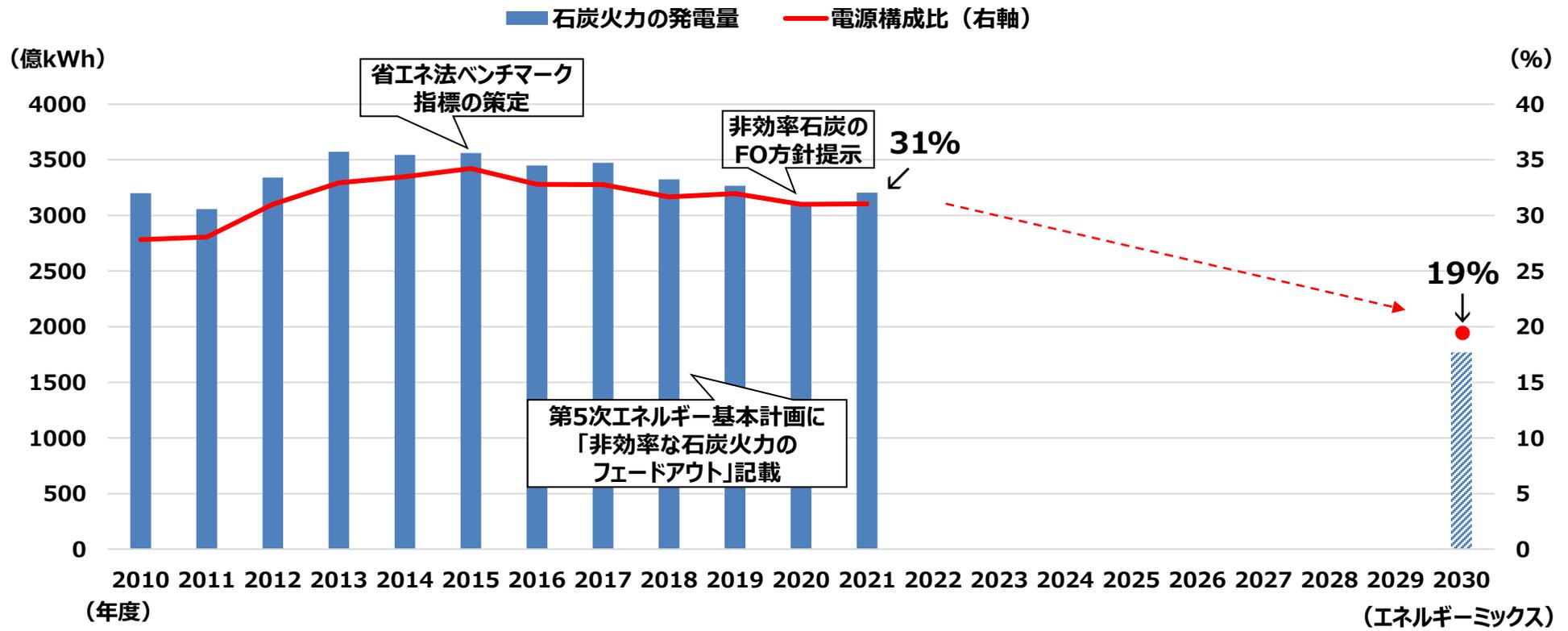
	石炭	石油	天然ガス
調達・国内融通の柔軟性	◎ 保存がきき、 電力各社も一定の在庫を保有	○ 保存がきき、国・民間で備蓄を行っている サプライチェーン（内航船）の関係で 国内の供給量に制約有り	△ 保存がきかず、専用基地が必要 電力各社2～3週間分程度の在庫保有 ひっ迫時は地域連携スキームで融通
地政学リスク	◎ 中東依存度0% チョークポイントリスク低	△ 中東依存度約9割 チョークポイントリスク高	◎ 中東依存度2割弱、調達先多角化 チョークポイントリスク低
価格のボラティリティ	○ 価格が低く安定していたが、 2022年から急騰	○ 2022年前半に高騰したが、石炭・ 天然ガスと比べ変動は比較的小さい	△ 長期契約は原油価格リンク 他方、スポット価格は近年急騰 今後も需給がタイトになる見込み
発電コスト	◎ 石炭価格が一時高騰したが 従来より比較的安価な発電コスト	△ 発電コストは高めだが、2022年は 他燃料の価格高騰により差が縮まる	○ 従来石炭よりもコストは高いが、 2022年後半は他燃料との差が縮まる
CO2排出量	△ 最も排出量が多い	△ 発電効率が低位で、 単位排出量は大きい	◎ 排出量は石炭の約半分程度

適切な火力ポートフォリオの構築①（石炭）

- 石炭火力については、安定供給を大前提に、非効率なものをフェードアウトさせながら、高効率化・脱炭素化を進めていくことが基本方針である。
- その際、CO₂の排出削減及び大規模な電源トラブル等に備えた安定供給の観点から、電源の設備容量（kW）の削減よりも、稼働率の低下を通じた発電電力量（kWh）の低減に重点を置くことが重要である。
- こうした観点から、容量市場においては、2025年度から、非効率石炭火力の発電電力量（kWh）を減らす誘導措置※が導入されることとなっている。
※年間の設備利用率が50%を超えた場合、容量確保金を20%減額。
- 他方、足元で石炭火力は引き続き電力供給全体の約3割を占め、大手発電事業者においても、非効率石炭火力の1割弱についてはフェードアウトに向けた取組が未定とされるなど、脱炭素化に向けた取組は引き続き促進していく必要がある。
- このため、非効率火力のフェードアウトに向けた事業者の取組を後押しする観点から、容量市場やその他の制度措置を含め、非効率石炭の発電量を減少させるための方策について、安定供給確保を大前提としつつ、更なる対応を検討することとしてはどうか。
- また、改正省エネ法において製造業の一部に自家消費用の石炭使用量の削減目標の目安が定められたところであり、自家消費用以外も含め、自家発電設備等についても着実な取組を促していく必要があるのではないかと。

石炭火力の発電量・電源構成比

- 石炭火力の発電量・電源構成比は、2013～2015年度頃をピークに減少傾向にある。
- 他方、2030年度エネルギーミックスの達成には、より一層の取組が必要。



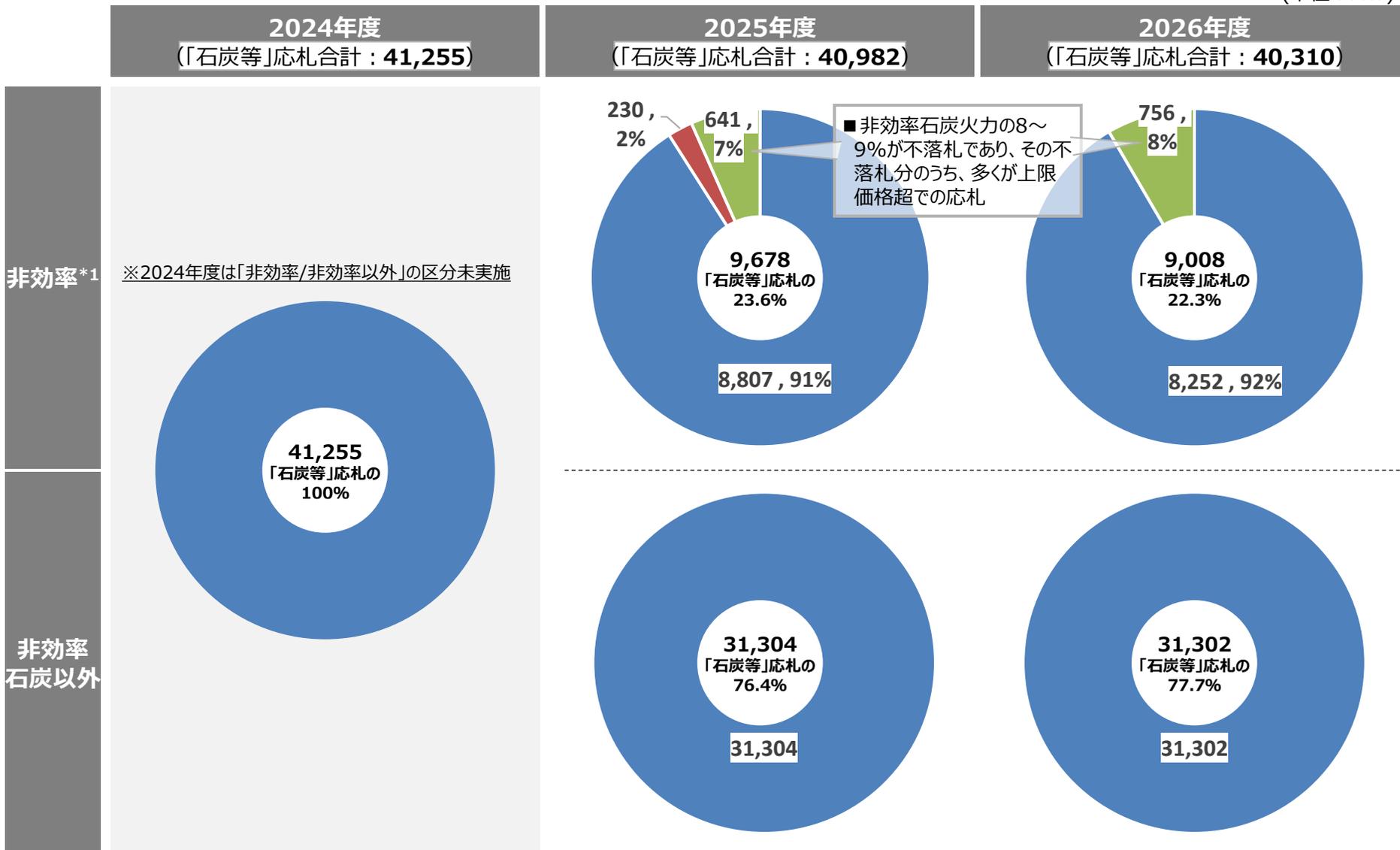
(出典) 「総合エネルギー統計」より資源エネルギー庁作成。

【参考】非効率*1/非効率石炭以外の容量・構成比（年度別・落札/不落札別）

第76回 制度検討作業部会
(2023年2月27日) 資料4-3

(単位：MW)

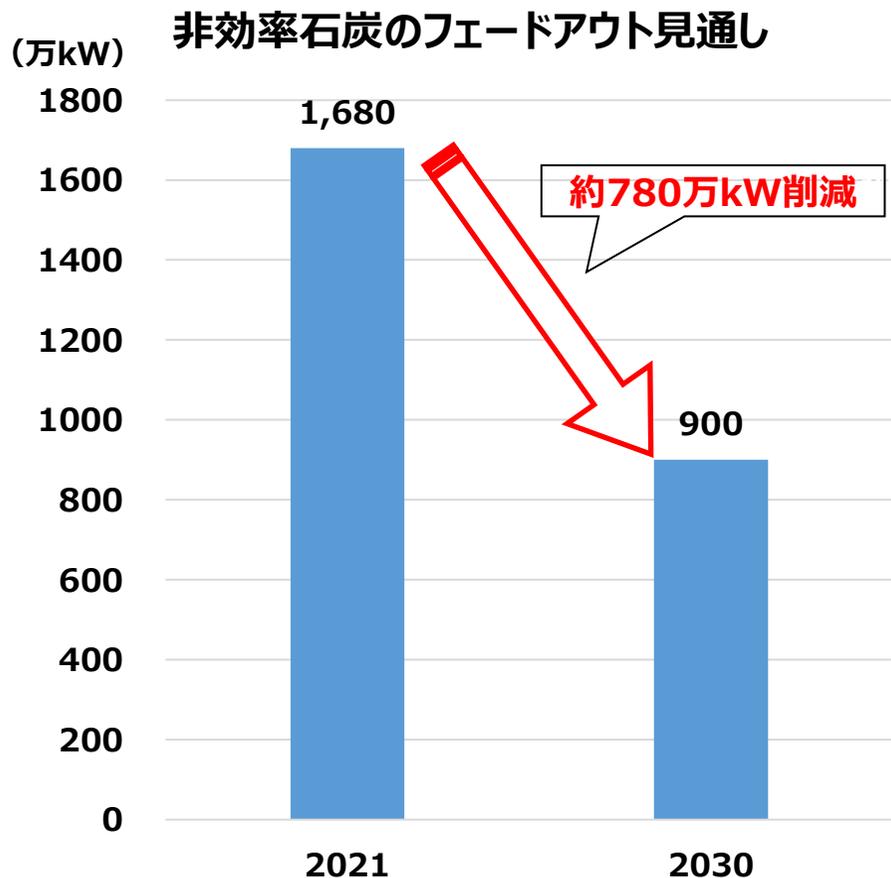
■ 落札 ■ 不落札（上限価格内） ■ 不落札（上限価格超）



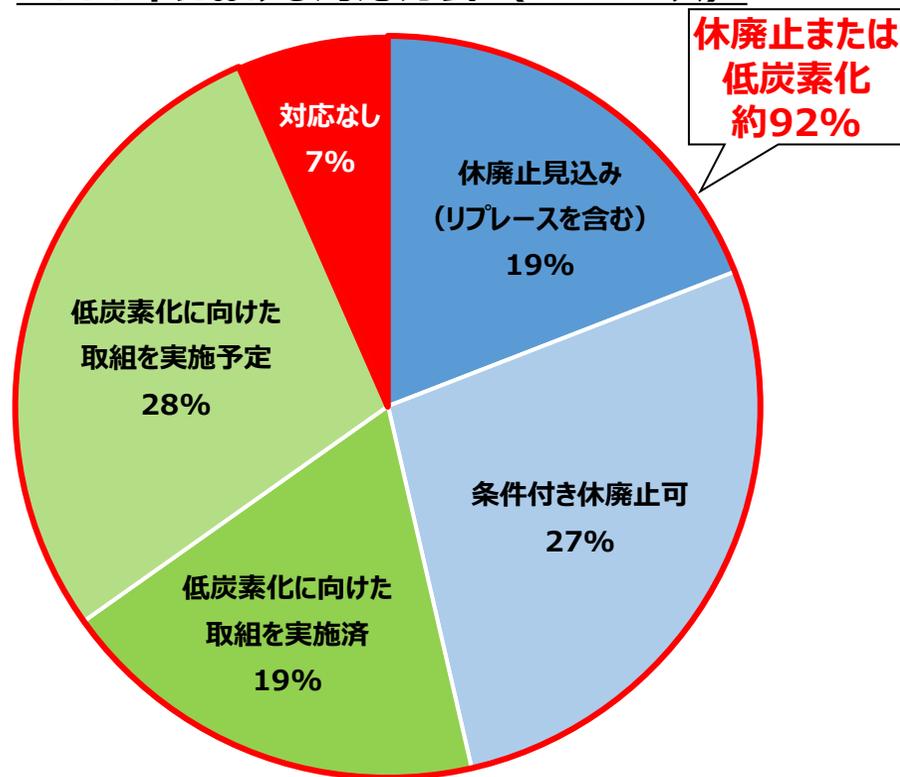
*1：石炭火力について、入札時点での設計効率が42%未満。設計効率42%は超々臨界（USC）並みの効率。

フェードアウト計画における非効率石炭火力の対応方針

- 非効率な石炭火力（SC以下）は、設備容量（kW）ベースで2030年までに約半減の見込み。残る火力もほとんどが低炭素化（バイオマス導入等）の取組を実施予定。



フェードアウト計画における、非効率石炭火力の2030年における対応方針（kWベース）



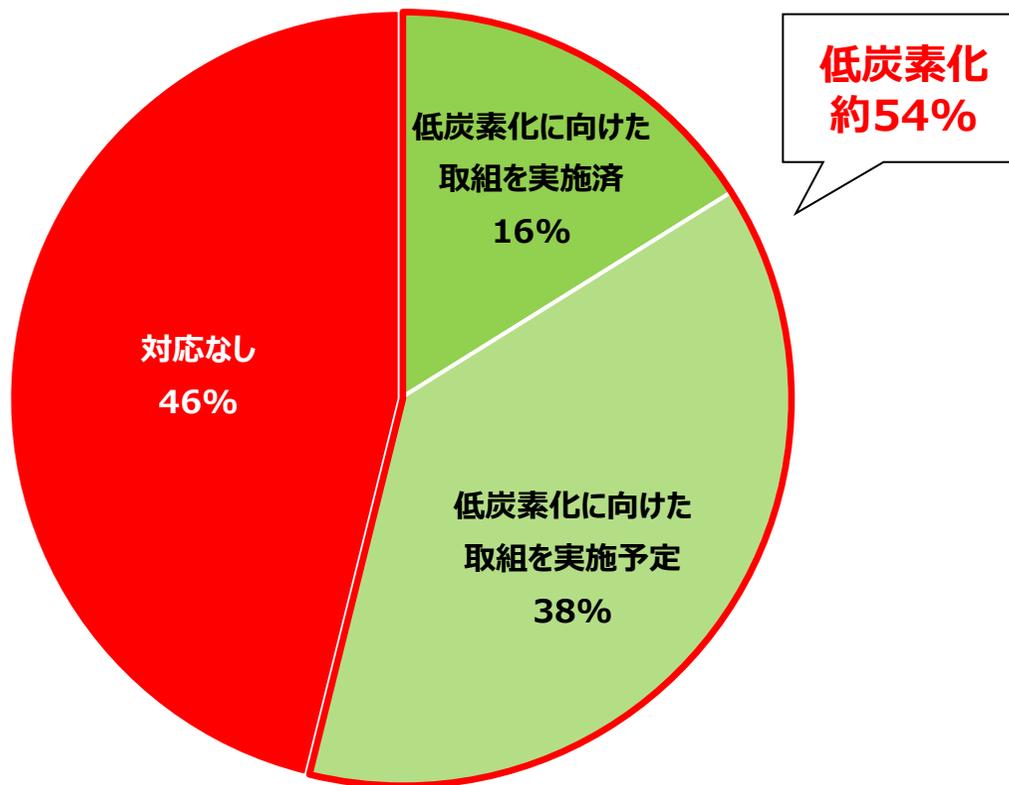
(注) 削減される石炭火力の780万kWには、既に休止中の火力を含む。円グラフ内の「休廃止見込み」は既に休止中の火力も含む。
 「条件付き休廃止可」は、原子力発電所の再稼働や再エネの導入拡大などの前提が実現したという条件付きでの休廃止可と回答されたもの。
 「低炭素化に向けた取組」は、バイオマス燃料の混焼等。「非効率石炭火力」は今回SC、Sub-C、PFBCとしている。

(出典) フェードアウト計画(2022年度提出) から資源エネルギー庁作成

フェードアウト計画における高効率石炭火力の対応方針

- 高効率な石炭火力（USC以上）であっても、半数以上は、2030年において低炭素化（バイオマス・アンモニア混焼等）の取組がなされる見込み。

フェードアウト計画における、高効率石炭火力の 2030年における脱炭素化に向けた対応方針（kWベース）

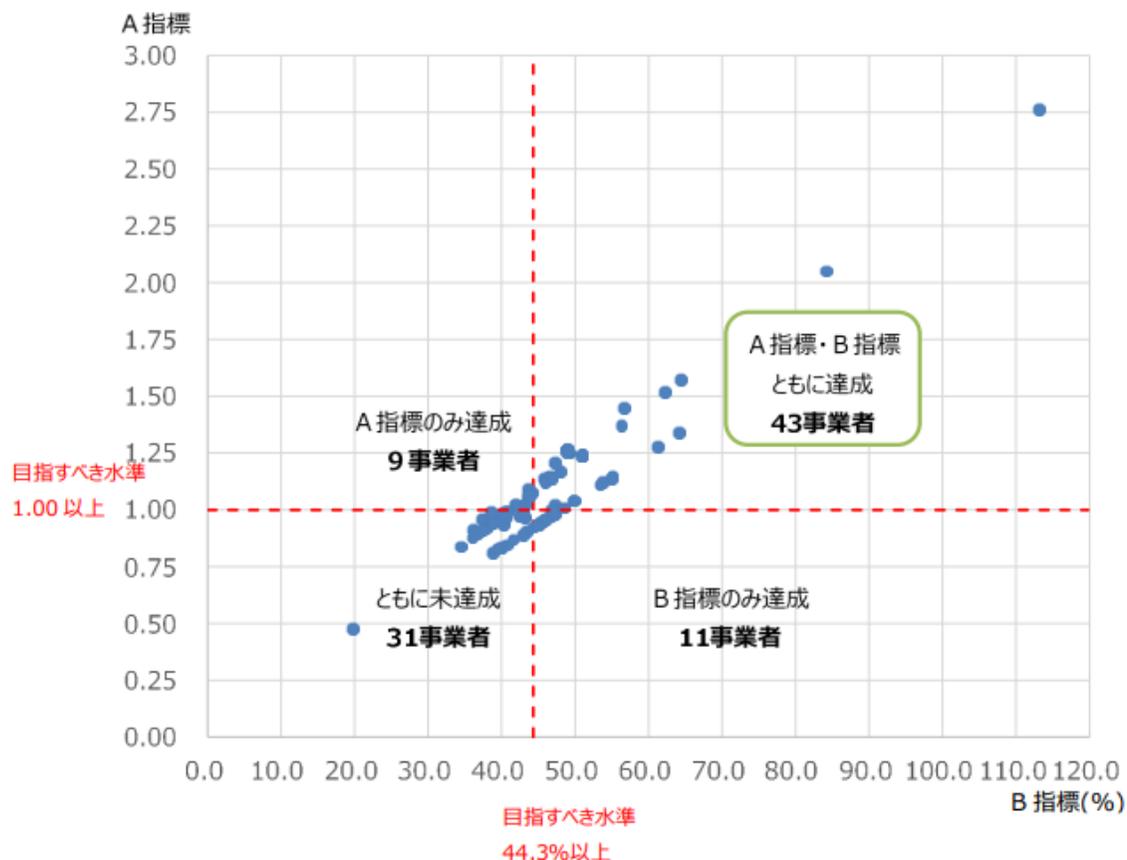


(注) 「低炭素化に向けた取組」は、バイオマス燃料の混焼、アンモニア混焼等。「高効率石炭火力」は今回USC、IGCCとしている。

(出典) フェードアウト計画（2022年度提出）から資源エネルギー庁作成

【参考】火力ベンチマーク指標の令和2年度実績

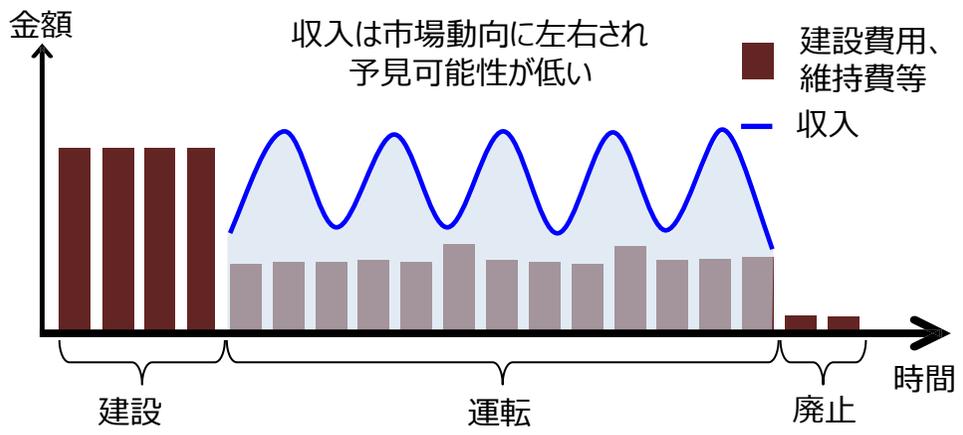
- 全94事業者のうち、A指標・B指標ともに達成は43事業者、A指標のみ達成は9事業者、B指標のみ達成は11事業者、ともに未達成は31事業者。
- 大手発電事業者（※）のうち、A指標・B指標ともに達成は、JERAと関西電力。
（※）旧一般電気事業者、JERA、電源開発



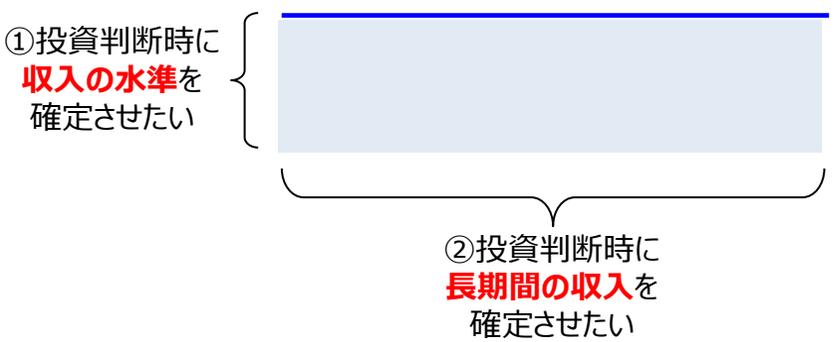
【参考】長期脱炭素電源オークションの概要

- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進するべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（名称「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度の導入を目処として、検討中。**
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

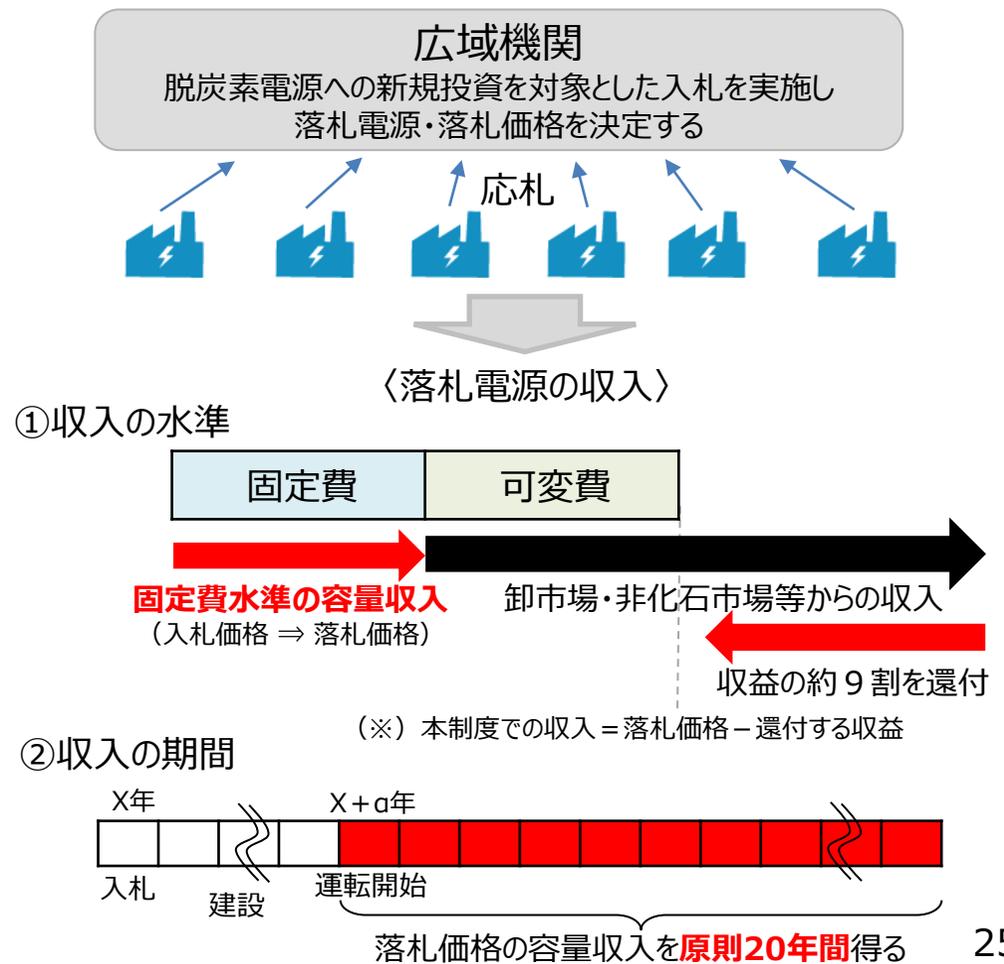
〈電源投資の課題〉



〈投資判断に必要な要素〉



〈新制度のイメージ〉

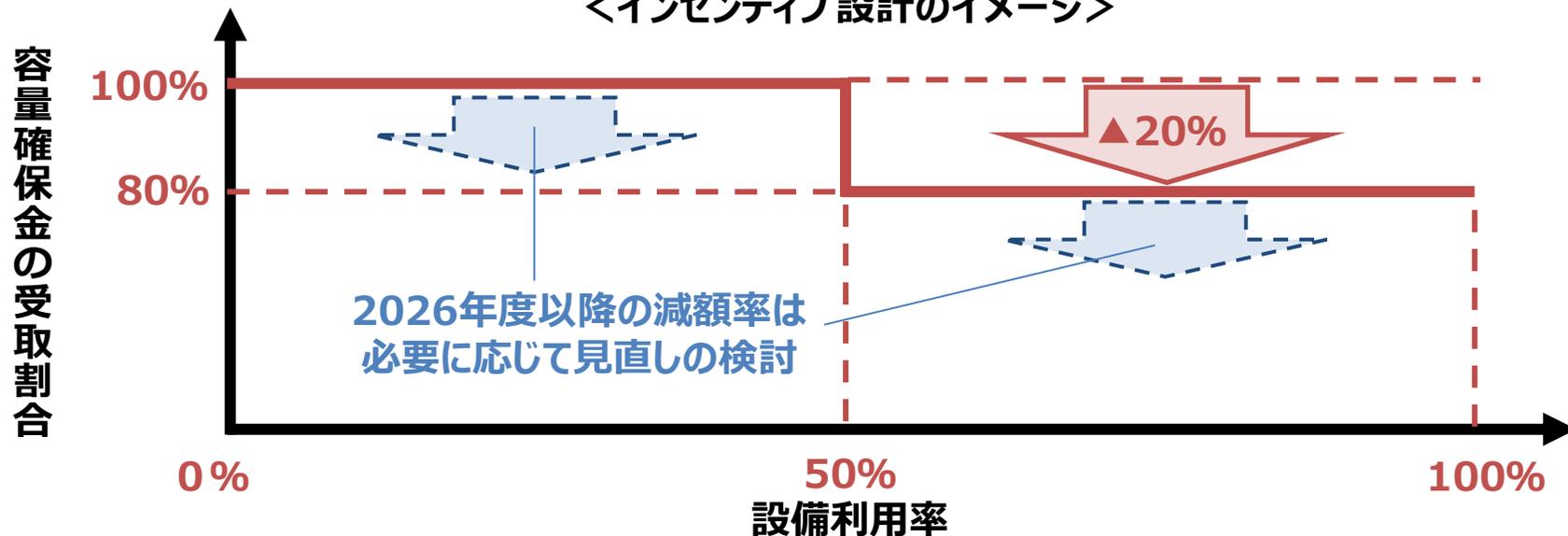


【参考】誘導措置におけるインセンティブ設計について（減額率）

第49回 制度検討作業部会
(2021年4月15日) 資料3

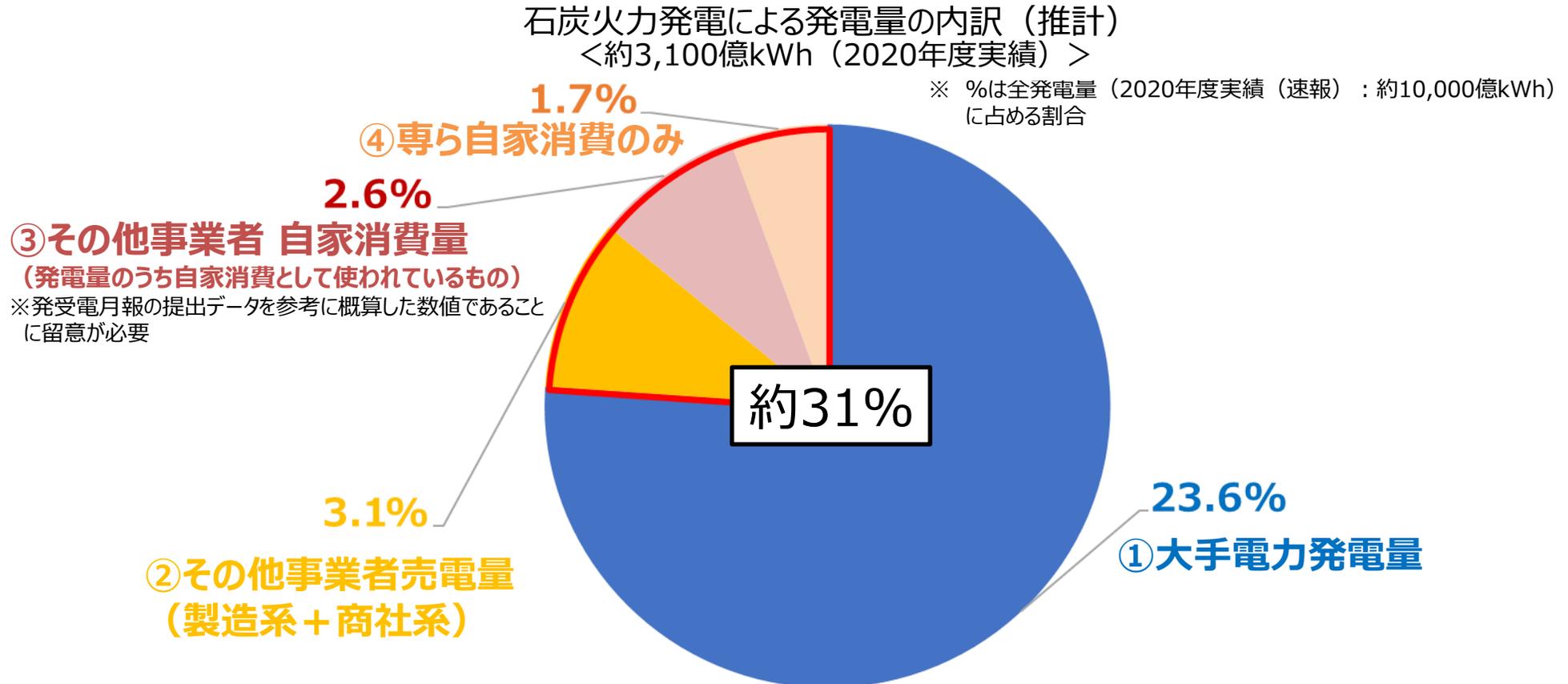
- 前回の作業部会で、非効率石炭火力の具体的な容量確保金の減額幅については、
①脱炭素化を進める観点からは強い稼働抑制を求められる一方、足許の供給力が必ずしも十分でないことを踏まえると、**非効率石炭火力の過度な退出を招かないよう留意する必要があること**
②インセンティブ強化により退出した非効率石炭火力の再稼働は極めて困難であるが、**非効率石炭火力の退出を促すため、インセンティブを段階的に強化**すること
という考えの下で定めていくこととした。
- このとき、足下の平均設備利用率67%から減額の閾値50%まで稼働抑制する場合、約20%分の稼働抑制（収入減少）が発生。その中でも、稼働抑制のインセンティブを付与する観点から、誘導措置においては、50%まで稼働抑制できない場合、20%分の容量確保金の減額措置を講じることが一案。
- 係る観点から、**2025年度オークション**においては、急激な減額による事業者の予見性喪失の緩和の観点も含めて、**まずは設備利用率50%超の電源の減額率を20%として、2026年度以降の減額率**については、石炭火力の稼働状況等も踏まえつつ、**必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。**

＜インセンティブ設計のイメージ＞



【参考】石炭火力発電量における自家発電

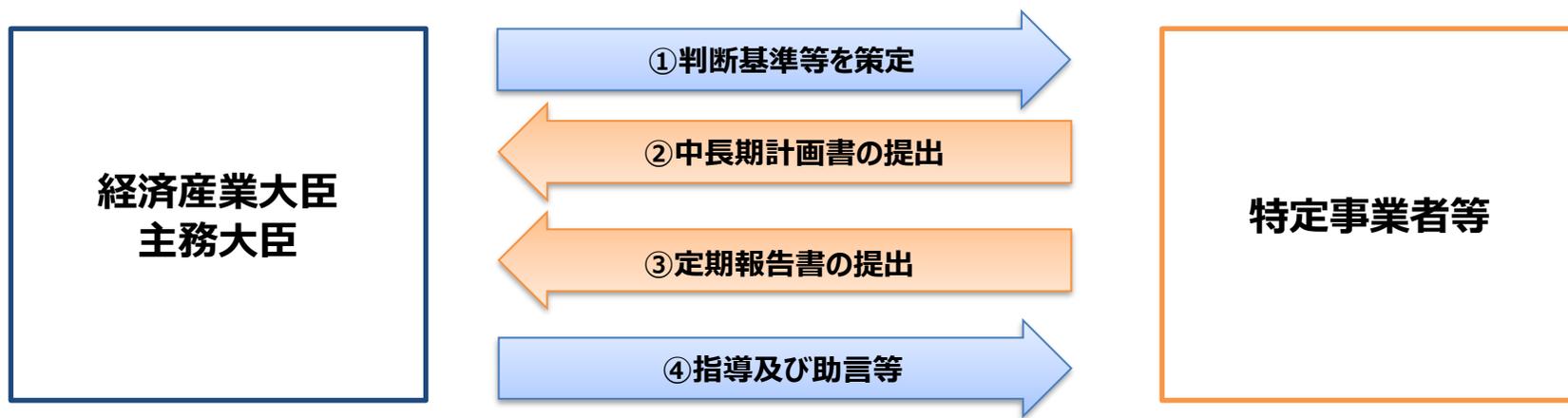
- 足元の石炭火力の比率は31%であり、このうち大手電力会社※による発電量は約24%、その他の事業者による発電量は約7%。※大手電力:旧一般電気事業者、電源開発及びこれら事業者のみで共同出資される共同火力
- このうち、その他事業者による発電量は以下のように内訳される。
 - ・発電量のうち、売電のみを行う
 - ・発電量のうち、売電用途と自家消費用途がある（自家発電設備による余剰電力の売電を含む）
 - ・発電量のうち、自家消費のみを行う
- 以下の図では、売電と自家消費を行う事業者の発電量を分離しつつ、その他事業者による売電量と自家消費量を示す。



【参考】非化石エネルギーへの転換

第38回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会（2023年2月15日）事務局資料

- 「非化石エネルギーへの転換」の措置として、（エネルギー使用合理化の定期報告等の義務を付けている）大規模需要家に対し、**非化石エネルギーへの転換に関する中長期計画（2030年度が目標年）及び定期報告の提出を義務化**。
- 国は、必要に応じて、指導・助言を行う。また、**非化石エネルギーへの転換状況が著しく不十分である場合**、関連する技術の水準等を勘案した上で、**勧告や公表を行う**。
- 非化石エネルギーへの転換を促す**インセンティブ**として、**優良な事業者の評価や、予算措置等による支援について検討**。



【参考】非化石転換の定量目標の目安①：産業分野

第38回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会（2023年2月15日）事務局資料

- 工場WGの議論を踏まえ、主要5業種※の2030年度の非化石目標の目安について、次のとおり設定した。

※ 鉄鋼業（高炉、電炉普通鋼、電炉特殊鋼）、化学工業（石油化学、ソーダ工業）、セメント製造業、製紙業（洋紙、板紙）、自動車製造業。本資料において以下同じ。

		燃料の 非化石転換	電気の 非化石転換
セメント製造業		焼成工程（キルン等）における 燃料の非化石比率 28%	—
鉄鋼	高炉	粗鋼トンあたり石炭使用量 原単位の削減率 (2013年度比) ▲2%	—
	電炉普通鋼	—	59%※
	電炉特殊鋼	—	
化学	石油化学 ソーダ	【石炭ボイラーを有する場合】 石炭使用量の削減率 (2013年度比) ▲30%	
製紙	洋紙 板紙		
自動車製造業		—	

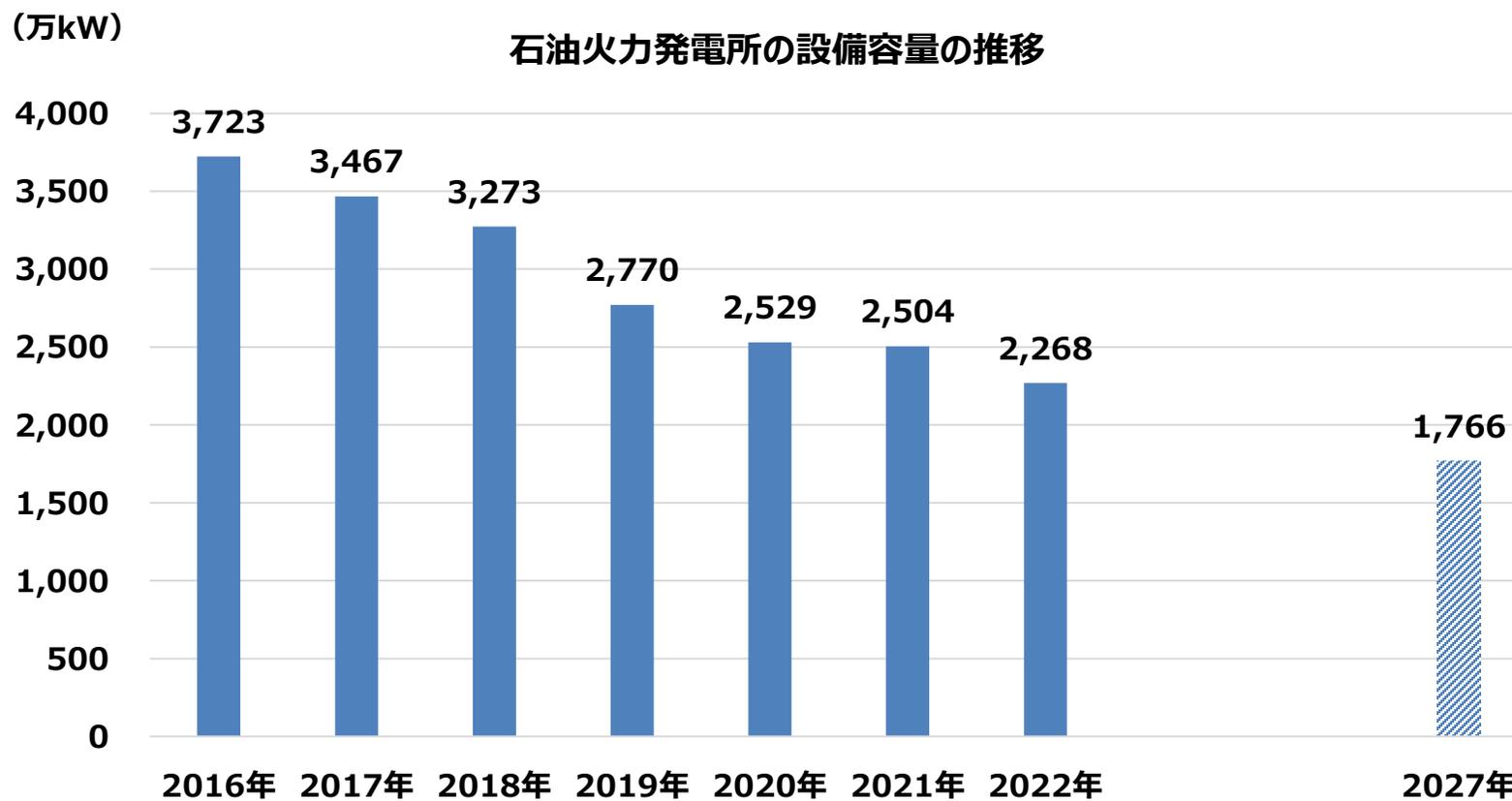
※ 電気の目安が主である業種（自動車製造業・電炉普通鋼・電炉特殊鋼）については、**使用電気全体**に占める非化石電気の割合を59%とする。
電気の目安が主でない業種（化学工業・製紙業）については、**外部調達電気**に占める非化石電気の割合を59%とする。

適切な火力ポートフォリオの構築②（石油）

- 石油火力は、これまでピーク電源として活用されてきたほか、東日本大震災後の供給力不足時に最大限活用されるなど、平時は低い稼働率ながら、緊急時における安定供給の「最後の砦」としての役割を果たしてきた。
- 他方、近年は、経年化が進展する中、経済性の低さや脱炭素化の潮流等を理由に、休廃止が急激に増加している。
- 石油火力は、内航船の制約等のサプライチェーン上の課題もある一方、燃料のエネルギー密度が高く、備蓄制度が整備されているなど、エネルギーセキュリティの観点から重要な価値を有する。
- このため、石油火力については、今後も一定の設備容量（kW）を確保することを目指し、エリア毎の必要性や具体的に確保する設備容量の水準等について、検討を行うこととしてはどうか。
- また、自由化された発電分野において、経済性の低い石油火力について、エネルギーセキュリティ上の意義をもって、その維持管理コストの負担を個別の発電事業者にのみ求めることは現実的でない。
- このため、休止中または休止予定の石油火力の維持管理コストの負担の在り方について、現在検討中の予備電源制度の活用を含め、検討を行うこととしてはどうか。その際、サプライチェーンの維持を含めた燃料確保の課題についても、検討を行うこととしてはどうか。

石油火力発電所の設備容量

- 石油火力発電所の設備容量は近年減少傾向にあり、2016年から2022年にかけて約1,500万kW（約40%）減少している。また、2027年にかけて将来的にも減少傾向にある。



(注) ～2021年については、各年12月時点の情報を掲載。ただし、2022年に関しては電力調査統計の最新データが11月分であるため、11月時点の情報を掲載。

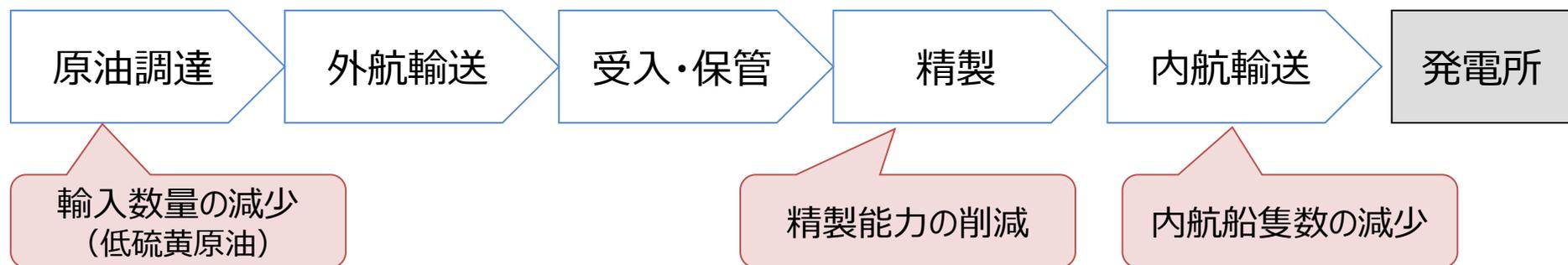
(注) 2027年については、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計である「石油他」のデータであるため、2022年までとデータの連続性がない点に留意。

(出典) ～2022年については電力調査統計から、資源エネルギー庁作成。2027年については2023年度供給計画から、資源エネルギー庁作成。

石油火力の燃料サプライチェーンに関する課題

- 石油火力向けの原油・重油の多くは国内の製油所や石油ターミナルから内航船により輸送されるが、日本全体として原油や重油を輸送する内航船の隻数が少なく、確保が困難となっているほか、高齢化等による船員不足といった課題もある。
- また、国内の一部の石油火力は、環境規制の関係もあり、硫黄分の少ない原油・重油を発電用に使用しているが、硫黄分の少ない原油（東南アジア産の南方原油等）は、硫黄分が比較的高い中東原油と比較して、付加価値の高いガソリン等の得率が低い等の特徴があり、輸入量が極めて少ない。
- さらに、低硫黄原油はスポット取引もほとんどなく、調達も困難であることに加えて、発電用の低硫黄重油の需要減少に伴って、国内の保温タンク等の貯蔵インフラも整理縮小されている状況。

石油火力向け石油燃料の需要減少に伴うサプライチェーンの課題



石油の燃料制約実績

- 2022年度は燃料価格が一時期LNGより石油が安くなり、石油が優先稼働する事態が発生したが、重油の精製能力、内航船不足による供給面の制約、環境規制等による石油の性状に対する制約により、フル稼働が難しく、燃料制約を長期間かけざるを得ない発電所が多く存在。

<2022年度燃料制約登録状況（旧一電）>

発電事業者	発電所	ユニット	認可出力 (万kW)	低下量 (万kW)	制約期間（2022年度）	制約日数
北海道電力	苫小牧		25	12.5	4/1~4/19,5/3~5/21,5/25~7/30,11/24~3/8	210
		1	35	17.5	4/1~4/12,5/23~6/29,7/19~11/30,12/23~1/22	216
	2	35	17.5	4/1~4/10,5/25~6/29,9/15~10/14,10/30~1/22	161	
	伊達	1	35	17.5	4/1~4/12,10/21~11/30	53
		2	35	17.5	4/1~4/12,10/21~11/30,1/7~1/22	69
北陸電力	福井	三国1	25	13	4/4~4/7	4
関西電力	御坊	1	60	38.7~57.8	4/1~4/2,8/6~3/3	212
		3	60	25.4~26.5	12/3~2/3	63
	赤穂	1	60	25.4~26.5	12/3~2/3	63
		2	60	25.4~26.5	12/3~2/3	63
中国電力	玉島	2	35	14.4~20.5	4/1~4/30,12/10~3/8	119
		3	50	26.9~31.3	4/1~4/15,12/10~3/8	104
四国電力	阿南	3	45	22~29.7	4/1~4/17,5/29~9/16,1/1~2/22	180
	坂出	3	45	24~30.9	4/4~9/29,10/17~2/19	305

(注) 2022年度の燃料制約期間は、2022年4月1日より前から継続している場合であっても、4/1~と記載している。

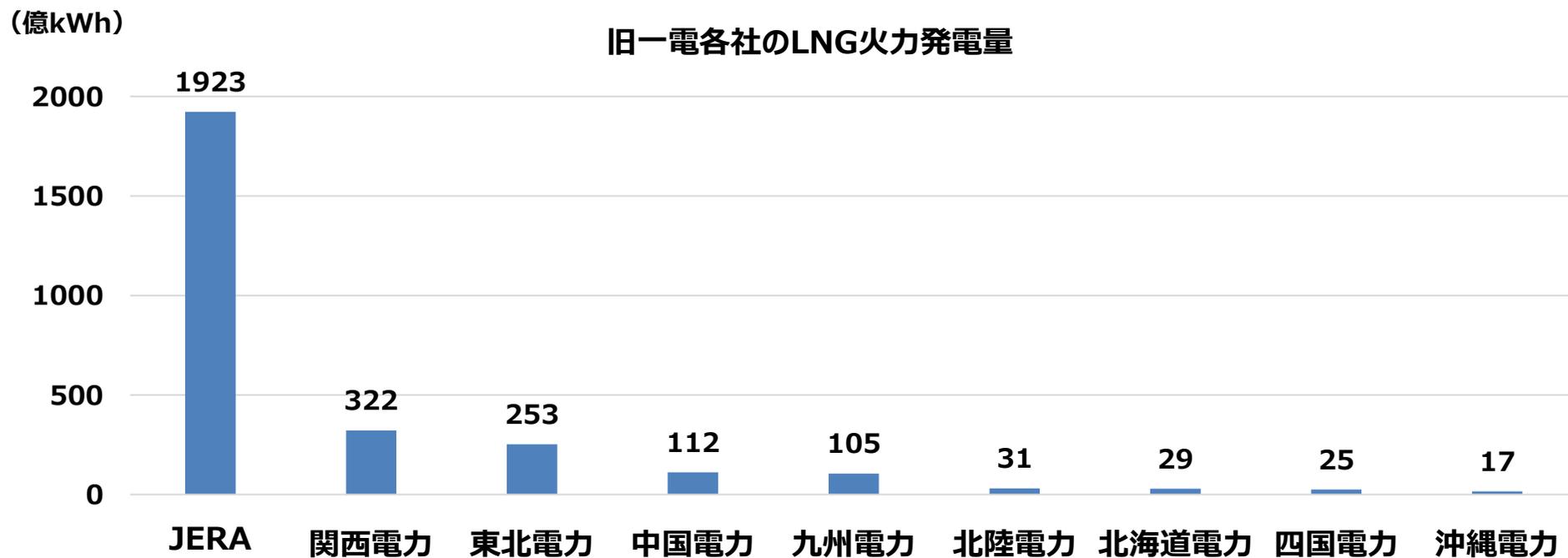
(出典) HJKS情報（3月16日時点）より抽出

適切な火力ポートフォリオの構築③（LNG）

- LNG火力は、トランジション期における重要なエネルギー源であり、当面は火力発電の主要な役割を担う一方、カーボンニュートラルへの動きの中で長期的な需要量を見通しにくく、LNGの長期契約を新たに締結しづらくなっているといった指摘もある。
- また、近年はロシアによるウクライナ侵略や、生産国による設備トラブルなど、LNGの調達環境の不透明感が増している。備蓄が難しいという性質を鑑みると、LNGの安定供給確保は最重要課題である。
- 世界的にLNGの争奪戦が激しさを増す中、LNGの安定供給確保に向けては、購買力の向上や調達先の分散化が欠かせない。調達量の多寡が鍵を握ることを踏まえ、LNG調達における事業者間の連携・協力を促すには、どのような方策が考えられるか。
- また、供給途絶等の緊急時の対応としては、昨年本小委員会で整理したとおり、地域間・全国大の連携や、戦略的余剰LNGの活用が考えられる。
- 他方、昨年11月に実施した地域協議会では、すでに共同基地の運営等を通じ電力・ガス事業者間の連携が進んでいる地域もあれば、そうではない地域も見受けられた。このため、地理的条件等の違いはあるものの、連携が十分でない地域の事業者に対しては、緊急時の融通の取り決めなど、より一層の連携強化を促すこととしてはどうか。

旧一電各社のLNG火力発電量

- LNG発電量は電力の規模によって大きく異なる。すなわちLNG輸入量についても同様に、電力の規模によって大きく異なるものと推察される。
- JERAのLNG発電量が最も高く、関西電力と東北電力はJERAの15%程度、その他はJERAの10%未満。

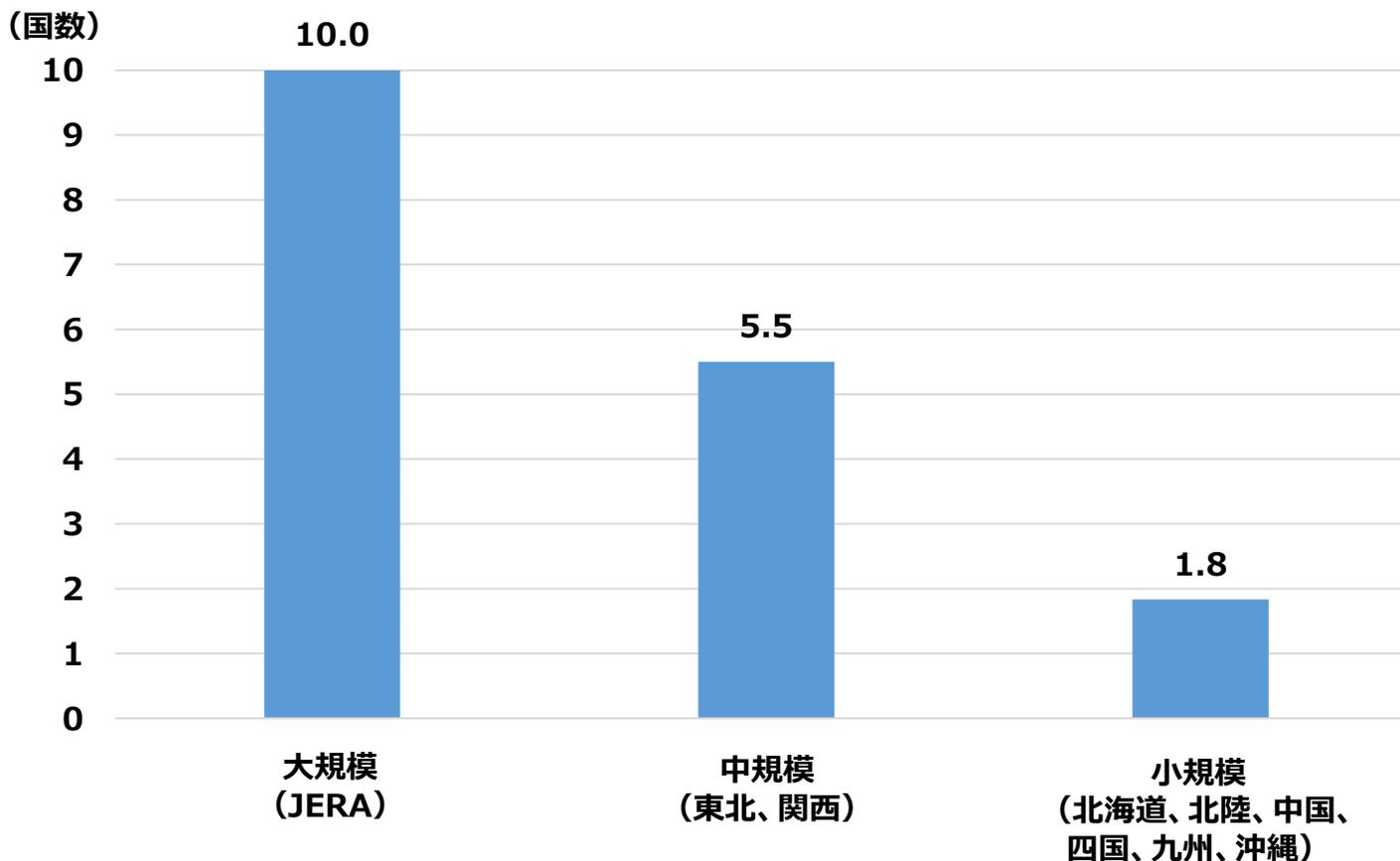


(出典) 電力調査統計 2021年度発電実績より

LNG調達量（発電量）の規模と調達先の分散

- LNGの発電規模が大きい事業者ほど、複数の国からLNGを調達しており、調達先の分散ができています。逆に、規模の小さい発電事業者は、調達先を分散できていない。

LNG発電規模ごとのLNGの調達国数（長期契約）



(注) ターム契約の契約国数を、大手発電事業者の規模別に平均した値を掲載。

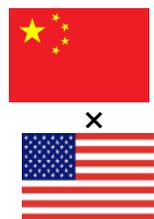
(出典) 各社ホームページ、事業者ヒアリング等を基に作成。

【参考】世界で激しさを増す「LNG争奪戦」

第19回 石油・天然ガス小委員会
(2022年12月5日) 資料3

- 中国や韓国は、脱炭素化の取組と並行し、エネルギー安定供給のための国家戦略に基づき、**国営企業を中心に、LNGの長期契約の締結を進めている。**欧州でも足下の危機を受けて新たなLNG契約に向けて、**政府が積極的に関与している。**
- 2026年頃まで、安定した価格(油価リンク)で供給を開始できる**長期契約は売り切れに近い状況。**

<中国が2021年以降締結した米国LNG売買契約>



中国は2021年に、**米国企業と約1,400万トンの長期契約を締結。**その多くが**2024年～2025年頃に生産を開始**される予定。(JOGMEC調査)

<欧州の新たなLNG調達計画>



EUは、**本年3月にRe Power EU計画と呼ばれるエネルギー政策方針を発表。**EUでは**今後、3,680万トンのLNG追加需要が見込まれる。****2022年以降、EU全体のLNGの輸入量は年間1億トン以上の規模**となる。

<韓国国営企業KOGASとカタールの長期契約>



韓国のエネルギー省は、**カタールと2025年から20年間のLNG供給契約に調印した**と発表。韓国の国営企業であるKOGASは、**年間200万トンのLNGを購入する予定。**
(2021年7月12日：ロイター)

<欧州の資源国への交渉状況や契約状況一例>



x



カタール国営企業のカタール・エナジーと米国Conoco Philipsが契約した2つの売買契約のうち、**少なくとも15年間、年間200万トンのLNGがドイツに送られ、26年から供給が始まる予定**である。(2022年11月29日 Financial Times)

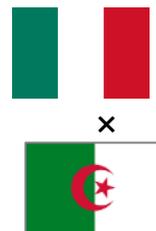
米Venture Global LNGと独EnBWは21日、Venture Globalから**2026年以降、年間計150万トンのLNGを供給する2つの長期売買契約(SPA)の締結を発表した。**(2022年6月22日 PR Wire)

<日本企業の声>



現状**2026年頃までに供給を開始できる長期契約は全てSold Out**と言ってよい。LNGの調達環境は一変。調達も戦時状態と言える。

商社A社・ユーティリティB社・C社の声



イタリア、アルジェリアと天然ガス供給拡大で合意(4月12日：日経新聞)イタリアのドラギ首相は11日、北アフリカのアルジェリアと同国からの**天然ガスの供給拡大で合意したと発表した。**

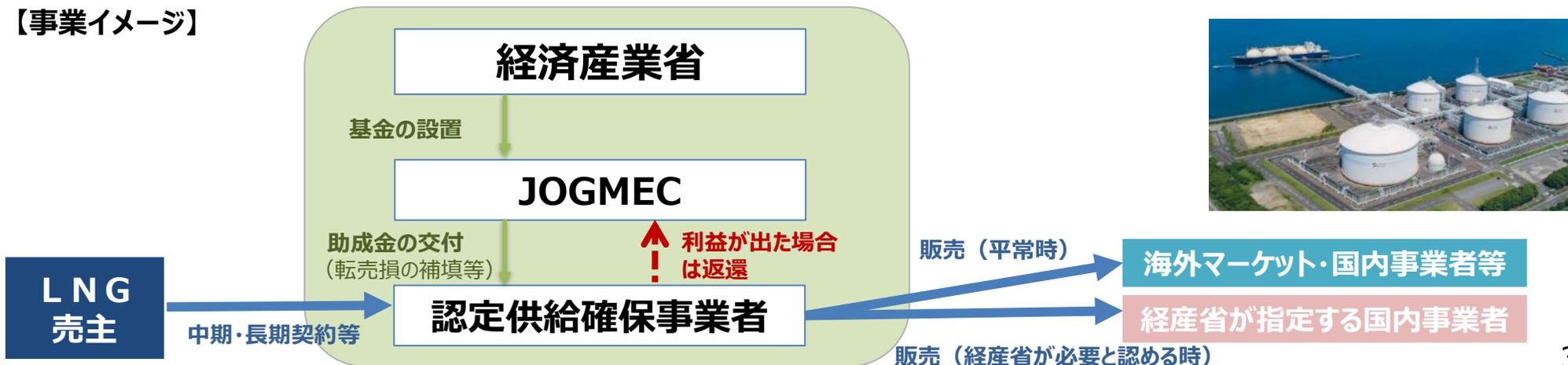
【参考】「戦略的余剰LNG (SBL)」の確保

- 石油のように長期間タンクに置いた備蓄が困難というLNGの性質を踏まえ、民間企業の調達力を活かす形で、有事に備えたLNG確保の仕組み（「戦略的余剰LNG：SBL（Strategic Buffer LNG）」）を用意し、供給途絶を防ぐ。
- 経済安全保障推進法に基づいて、SBL確保等の目標を経産省の取組方針として提示。取組方針に則って、事業者のSBL確保支援を実施する。

■ SBL確保支援事業 概要

- ①：事業者が中期・長期契約等に基づき、「戦略的余剰LNG (SBL)」を確保
- ②：通常時は、国内事業者や海外マーケットに販売
- ③：需給ひっ迫等が生じ、経産省が必要と認める時には、経産省が指定した国内事業者へ販売
- ④：②・③の販売に伴い、認定供給確保事業者が転売損等が生じた場合は、JOGMECは基金から助成金を交付
- ⑤：②・③の販売に伴い、認定供給確保事業者が利益が生じた場合は、事業者は基金へ利益を返還

【事業イメージ】



【参考】LNGの安定供給に関する地域協議会

- 業界を超えたLNGの融通の枠組みのうち、各地域における枠組みを構築すべく、2022年11月11日～16日にかけて地域ごとに「LNGの安定供給に関する地域協議会」を開催した。
- 電力・ガス事業者をはじめ原燃料調達を担う主要な事業者間で、今冬における各社の調達状況の見通しや懸念事項、各社が有するLNG基地や発電所の制約事項等を共有し、今後さらに連携を深めていく旨を確認した。

地域	参画事業者（順不同）
北海道	北海道電力、北海道ガス
東北	東北電力、仙台市ガス局、JAPEX
関東	JERA、東京ガス、静岡ガス
中部	JERA、東邦ガス
北陸	北陸電力、JERA
近畿	関西電力、大阪ガス
中国・四国	中国電力、広島ガス、四国電力
九州	九州電力、西部ガス、日本ガス、沖縄電力

※各地方経済産業局と資源エネルギー庁がオブザーバーとして参加。

LNGの安定供給に向けた地域間連携の差

- 各地域のLNG安定供給協議会を通じ、電力・ガス事業者間の連携を深めているところだが、共同基地を有しているかどうかといった状況によって、連携の度合いには差がある現状。

<事業者間の連携が強い地域での取り組み例>

- 共同基地を運用しているため、定期的に会議を開催するなど、地域協議会を開催する前から、連絡体制が築かれている。
 - 入港実績のあるLNG船一覧や、船陸整合を確認したLNG船一覧を作成し、共有している。
 - 共同基地の運用を通じ、日常的に、配船計画や発電所の操業スケジュール等を共有している。
 - 供給途絶が発生したときの基地間のLNG融通の手順を、あらかじめ定めている。
 - 事業者間の取り決めを結び、緊急時にLNGの融通に向けた協議を行うことを定めている。
- ※地域協議会を受けた取組

<事業者間の連携が弱い地域における、融通を行うにあたっての課題の例>

- 共同基地の運用等をしていない場合、日頃から連絡を取る機会が少ない。
- 栈橋水深が浅いなどにより、入港できる船の大きさの制限や、喫水調整が必要といった制約がある。
- 基地周辺で漁が行われる場合、航行制限がある。