経済産業省

資料５－３

今後の火力政策について

２０２３年1月２５日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 昨年来、2050年のカーボンニュートラル実現に向けた取組の中で、火力発電の在り方について、御議論いただいてきた。その中で、脱炭素化と安定供給確保の両立は、最重要課題と位置づけられている。
- 昨年2月のロシアによるウクライナ侵攻により、エネルギーを巡る情勢は一変した。ガスの需給がひっ迫し、価格が高騰する中、電力の安定供給を確保する観点から、各国とも火力発電の活用策を模索している。
- 中長期的には、電力システム全体の脱炭素化が進められていくことになるが、当面は、供給力及び調整力確保の観点から、火力発電は引き続き重要な役割を占める。
- 他方で、カーボンニュートラルに向けた取組の重要性に変わりはない。電力の安定供給の確保と、発電部門の脱炭素化の双方を両立しつつ、より一層進めていく必要がある。
- 本日は、こうした状況も踏まえつつ、安定供給の確保と脱炭素化の両立に向けた火力政策の在り方について、御議論いただきたい。

１．火力発電を取り巻く環境変化

２．火力政策の現状と課題

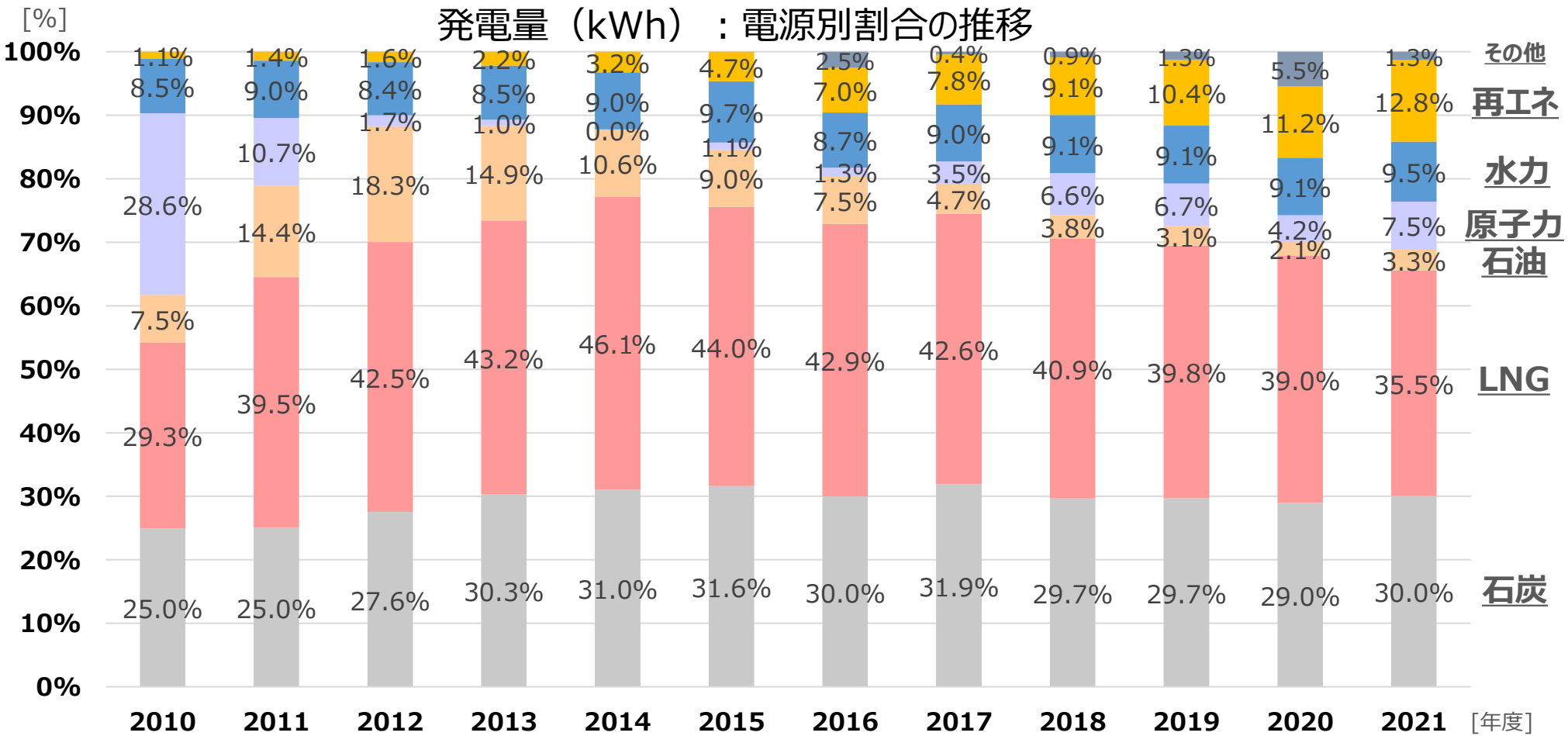
３．今後の対応の方向性

火力発電を取り巻く環境変化

- 近年、原子力発電所の再稼働や再生可能エネルギーの普及により、発電量に占める火力発電の割合は減少傾向にある。
- しかしながら、火力の発電量は依然として全体の6～7割を占めており、引き続き供給力の中心を担っている。また、太陽光や風力等の変動再エネの増加により、火力が調整力として果たす役割も大きい。
- 他方、調整力としての火力は、安定した発電量が見込めず、燃料調達の予見性低下につながっている。また、将来的に火力の発電量が減少していくことが見込まれる中で、LNGについては、長期契約の比率が下がり、スポット市場への依存度が高まっている。
- こうした中、ロシアのウクライナ侵攻等の影響で、エネルギーの世界的な争奪戦が起きている。LNGの長期契約がエネルギーセキュリティの強化に直結する一方、2026年頃まで、安定した価格で供給を開始できる長期契約は売り切れに近い状況にある。
- 一方で、従来、LNGや石炭に比べて価格が高かった石油が足下では相対的に安価となり、電力需給の厳しさと相まって、石油火力の稼働率の上昇といった変化も生じている。
- 昨今のエネルギー情勢の大変革を受けて、各国においても火力政策に大きな変化が生じている。一方で、カーボンニュートラルに向けた中長期的な取組の重要性は変わらず、国際的にも発電分野の脱炭素化に向けた一層の取組が求められている。

【参考】発電量割合の推移

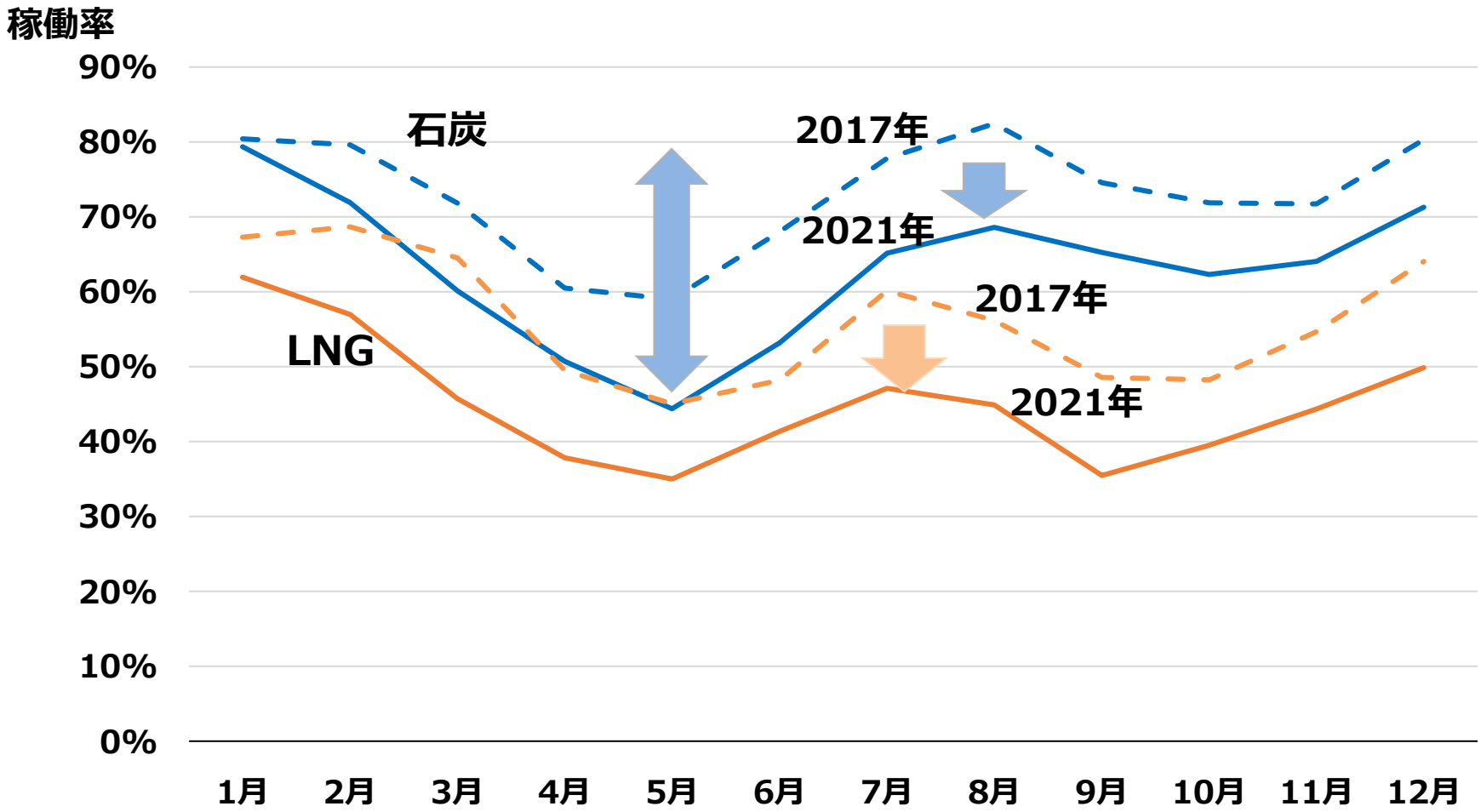
- 東日本大震災前は、LNG、原子力、石炭による発電量がそれぞれ全体の3割弱を占めていたが、震災後は原子力の比率が大きく低下し、直近でも１割弱にとどまっている。
- 一方、原子力の減少を補う形でLNGと石炭の比率が大きく上昇し、石油も含めた火力の発電量は、全発電量の7～8割を占めてきた。



（出所）2010～2015年度：電源開発の概要、2016年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成（自家消費分は含まない）

石炭火力及びLNG火力の稼働率の推移

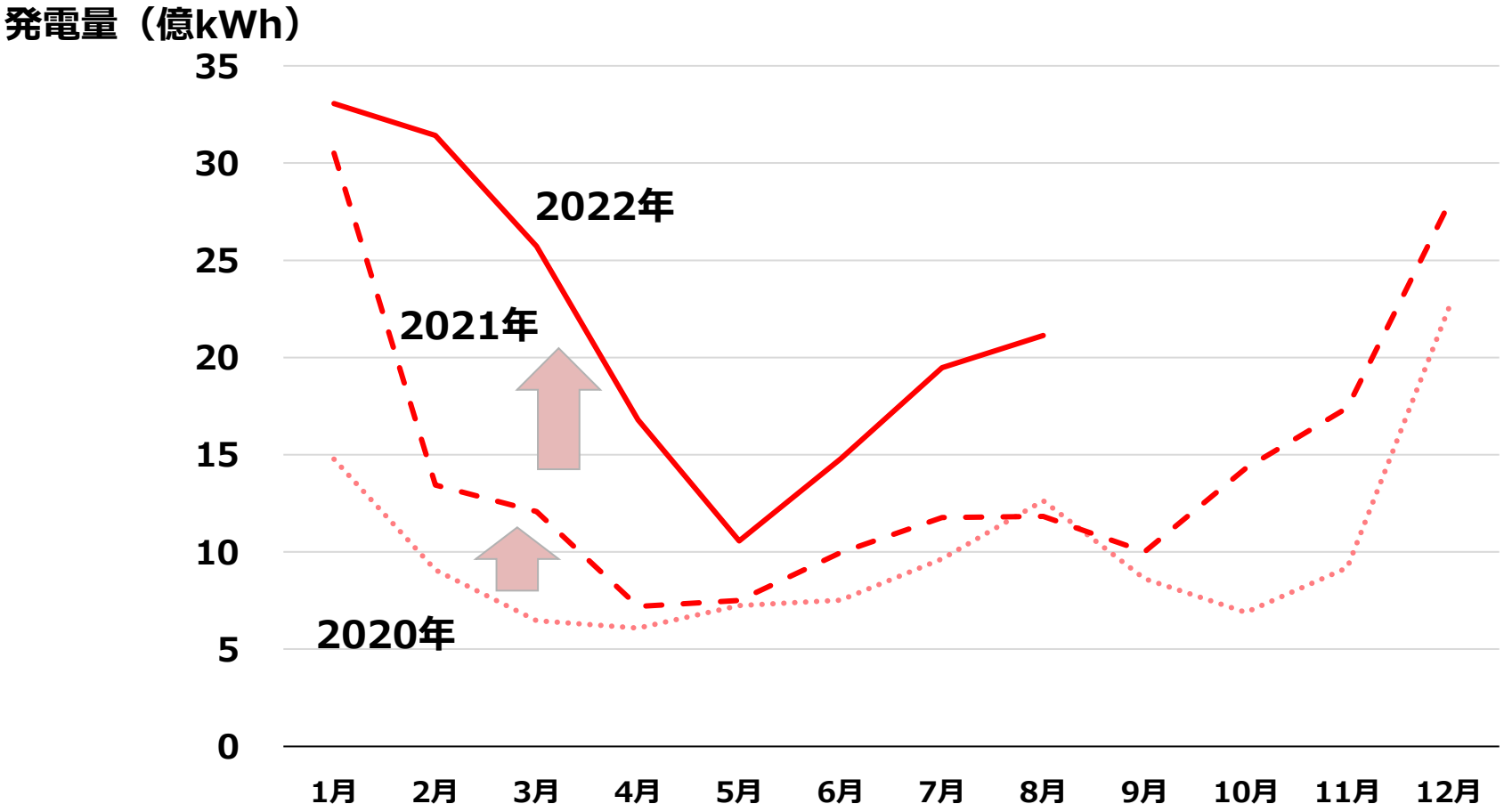
- 石炭火力及びLNG火力の稼働率は、2017年から2021年にかけて、年間ほぼすべての月において概ね１割程度低下している。また、石炭火力は、稼働率の高い月と低い月の差が拡大している（約20% (2017)→ 約35% (2021)）。



（注）　稼働率は、燃料種別の各月の発電量を、燃料種別の各月の合計出力×24時間×各月の日数で除した値。
（出所）電力調査統計を基に作成。

石油火力の発電量の推移

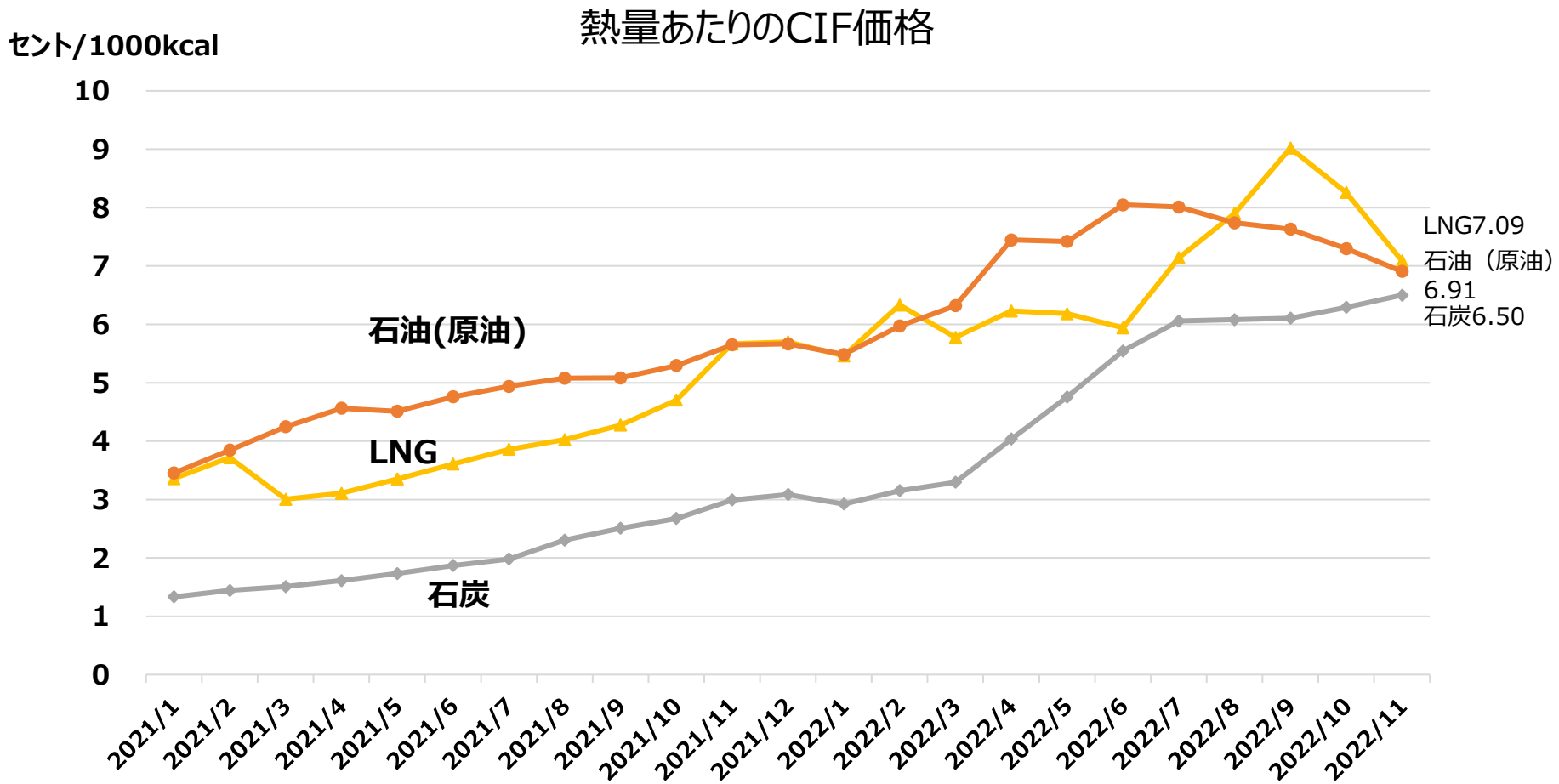
- 石油火力の発電量は、ここ数年で増加しており、特に、電力需給が厳しくなる冬季の発電量の増加が著しい。
- また、夏冬の高需要期のみならず、春秋の低需要期にも発電量が増加しており、他の燃料に比べて相対的に価格が低下していることも影響していると考えられる。



（出所）電力調査統計を基に作成。

熱量あたりの燃料別輸入価格の推移

- 燃料ごとの熱量あたりの燃料価格（輸入平均価格）は、2021年以降上昇傾向にある。特に石炭の上昇が大きく、直近ではLNGや石油（原油）とほぼ同じ価格水準となっている。

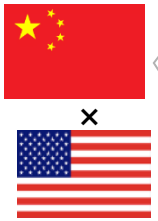


（出所）日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット「平均輸入エネルギーCIF価格（ドル/カロリー）」を基に作成。
※それぞれの統計値は発電用以外の用途のものも含まれている価格である点に留意。
※石油火力については、原油を直接利用せず、国内で精製した重油を用いている場合も多い点に留意。

【参考】世界で激しさを増す「LNG争奪戦」

- **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）

＜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）

＜日本企業の声＞

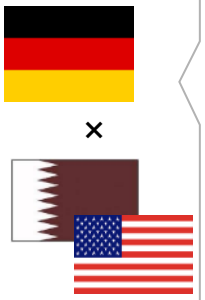
現状**2026年頃までに供給を開始できる長期契約は全てSold Outと言ってよい。**LNGの調達環境は一変。調達も戦時状態と言える。

商社A社・ユーティリティB社・C社の声

＜欧州の新たなLNG調達計画＞

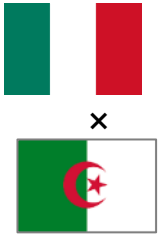
EUは、**本年3月にRe Power EU計画と呼ばれるエネルギー政策方針を発表。**EUでは**今後、3,680万トンのLNG追加需要**が見込まれる。**2022年以降、EU全体のLNGの輸入量は年間１億トン以上の規模**となる。

＜欧州の資源国への交渉状況や契約状況一例＞



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）

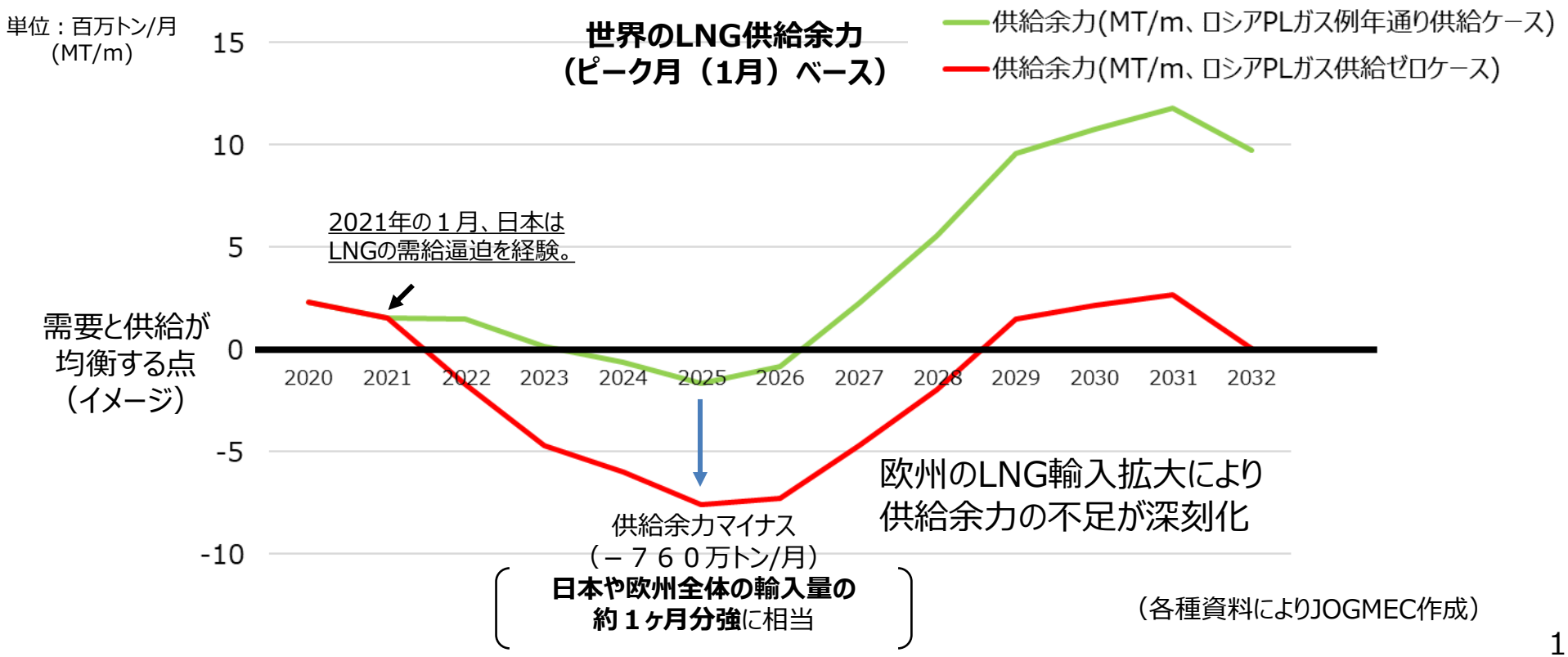
米Venture Global LNGと独EnBWは21日、Venture Globalから**2026年以降、年間計150万トンのLNGを供給する2つの長期売買契約（SPA）の締結を発表**した。（2022年6月22日 PR Wire）



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】世界のLNG供給余力の状況

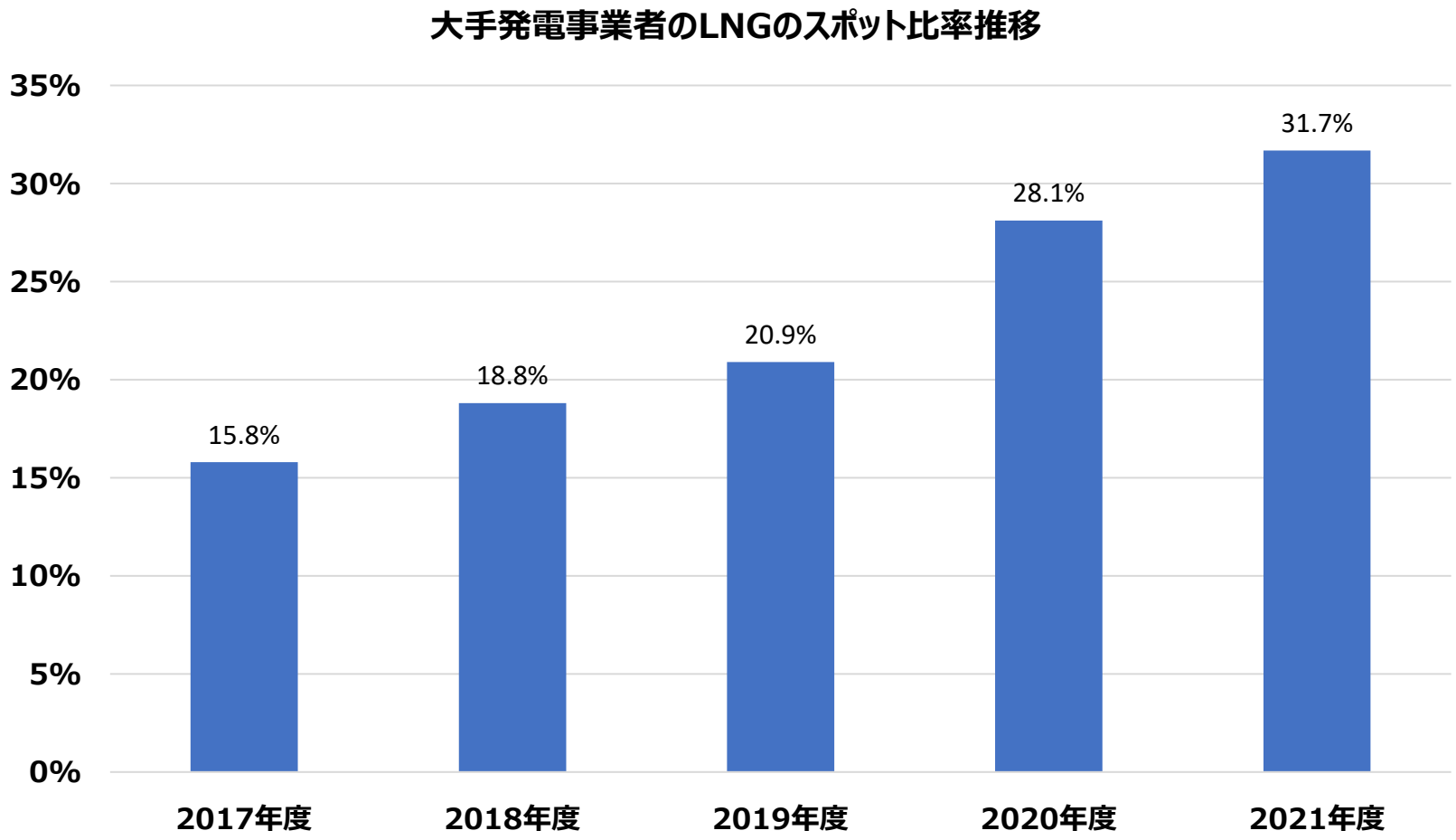
- 過去のLNGプロジェクトへの投資の減少を反映して、2025年に向けて、**世界のLNG供給余力は減少**。**プロジェクトのトラブル（米国やマレーシア等）によるリスク**も存在。
- これに加えて、欧州向けロシアパイプラインガスの供給減と、**欧州の域内LNG受入れキャパシティ拡大により、欧州は来年以降、今以上にLNG輸入を拡大する見通し**。
- その結果、**世界のLNG需要と供給能力の差は、2025年に向けて大きく拡大し、LNG供給余力が減少**。グローバルな**「LNG争奪戦」がより過熱**する可能性が高い。



（各種資料によりJOGMEC作成）

【参考】大手発電事業者のLNGのスポット比率推移

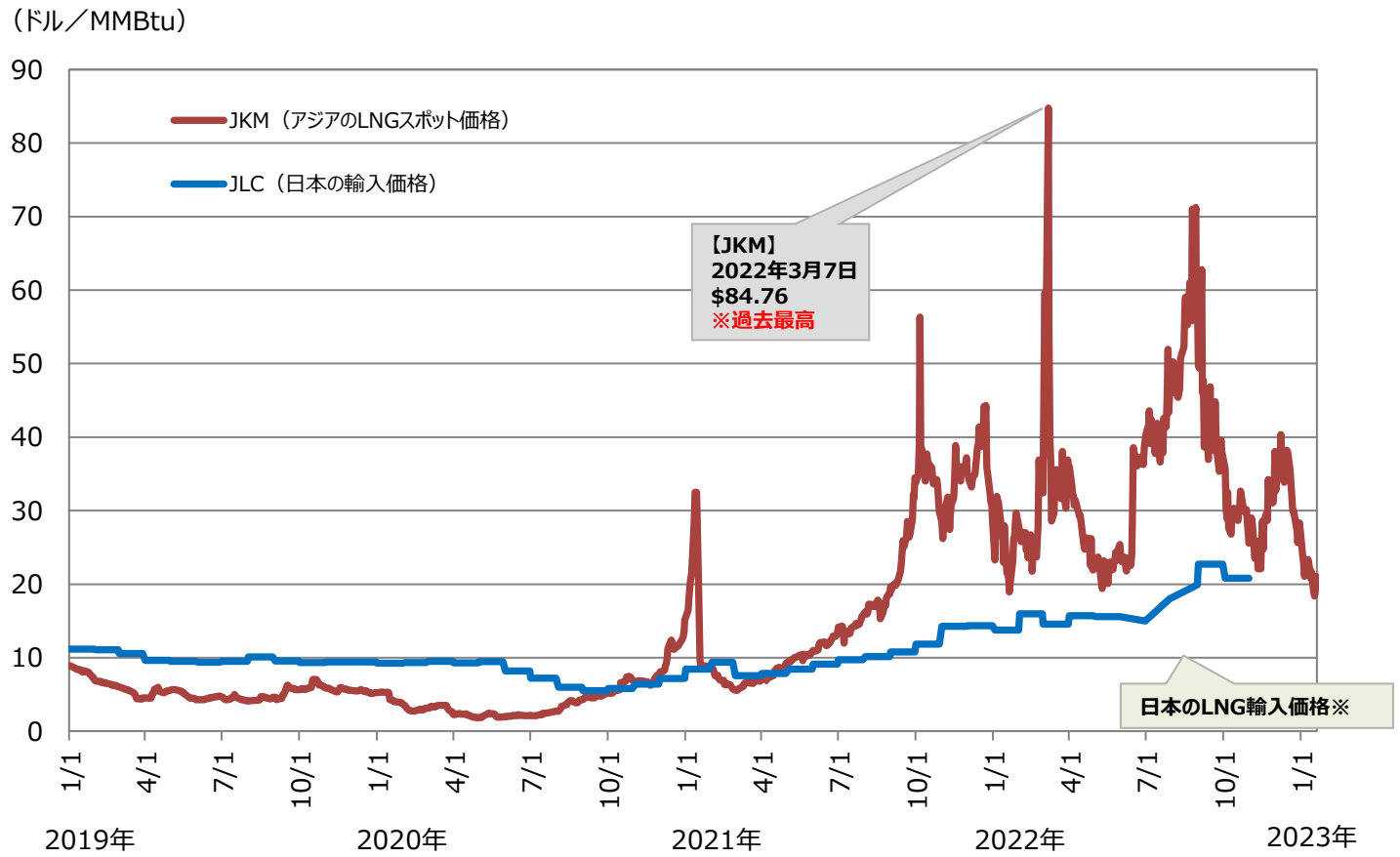
- 大手電力においてLNGのスポットの比率は近年上昇しており、2017年度から2021年度にかけて2倍以上になっている。



（注）　大手電力（旧一般電気事業者＋JERA）のLNGの各年のスポット調達量（実績）を、LNGの全調達量（実績）で除した値。
（出所）資源エネルギー庁が大手電力会社に対して行った調査を基に作成。

【参考】最近の天然ガス価格動向

- **ロシアのウクライナ侵攻前の2021年の秋頃から**、特に欧州において、再エネを補完する資源として、**LNG・天然ガスの需要が伸びており、価格が高騰**。そこにウクライナ危機が重なり、**ロシアから欧州へのパイプライン経由の天然ガスの供給が減少し、価格が急騰**。
- アジア価格（JKM）についても歴史的高値で推移しており、**市場が安定していた2019年等と比較すると2022年は平均で約6倍程度の価格で推移した**。



出典：S&P Global Platts他　※2022年12月27日時点で10月末が最新値

【参考】石炭価格の推移

- 石炭の輸入価格は、長年、低い水準で推移してきたが、2021年後半から大きく上昇。直近では１トン当たり400ドル超という、過去に例を見ない歴史的な高価格となっている。
- 輸入側では、Covid-19からの経済回復による需要増に加え、ロシアに対する制裁として石炭輸入のフェーズアウトや禁止などにより、欧州がアジアから輸入するなど、市場構造に変化が生じている。他方輸出側では、豪州の悪天候等が市場価格に影響。

（出所）貿易統計、為替換算については三菱UFJ銀行のTTSレートを参照
※最新は2022年11月時点の輸入価格

【参考】火力政策を巡る海外の動向

- 欧州各国は、2022年及び2023年のガス供給状況を念頭に、電力の安定供給の確保のため、短期的には削減対象の石炭火力を一時的に供給力として再活用する方向に進んでいる。
- 中長期的には電力の安定供給と脱炭素の両立を目指し、脱炭素型の火力発電の活用について、技術開発も含めて検討が行われている。

ドイツ

- ガスの安定供給に対する脅威を認めた場合に電力の安定供給を確保するため、**再給電用（系統リザーブ）の石炭火力や、脱石炭法により発電禁止となった石炭・褐炭火力等を、2023年4月末までの期間限定で電力市場に復帰**させることのできる、代替発電所確保法が2022年7月に施行された。

イギリス

- 2022年及び2023年冬季の電力の安定供給に向けて、 2022年中に廃止予定だった**石炭火力2カ所（計330万kW）を年内に廃止せず運転を延長**することを決定。
- イギリス最大のガス事業者であるCentrica社は、電源構成の約4割を占めるガス火力について、電力の安定供給の確保のため、グループ会社において**国内初となる水素混焼試験を2023年中に開始**し、**段階的に20%混焼まで比率を高める**と発表した。

アメリカ

- 2022年の発電電力量は過去最大となり、**天然ガス及び石炭による発電量の割合は59%**であると報告された。
- 米国エネルギー情報局によると、長期見通し (基準ケース)では、2050年には太陽光と風力中心に大幅増で44%の見通しであるが、他方で**天然ガスも34%と比率は微減するものの量的には増加**すると予測されており、石炭も残存することとなっている。

出所：各種報道等を元に資源エネルギー庁まとめ

【参考】石炭火力に関する各国方針

イギリス	• 2024年10月までに全廃
フランス	• 2022年までに全廃
ドイツ	• 石炭火力の段階的廃止完了時期を2038年から2030年に前倒しする計画。
イタリア	• 2025年までに全廃
ギリシャ	• 2028年までに全廃
オランダ	• 2030年までに全廃
アメリカ	• 「パリ協定」に復帰。2035年までの発電部門のCO2排出ゼロ、及び2050年までのGHG実質ゼロを国家目標に設定。炭素集中型の化石燃料ベースのエネルギープロジェクトに対する国際的な投資及び支援の停止に向け努力する方針（2021年4月）
韓国	• 石炭火力の電源比率（現在約3割）を2030年頃までに約23%に低下させる方針。 • 新規の海外石炭火力発電に対する公的金融支援の停止を宣言。（2021年4月）
オーストラリア	• エネルギー消費量の約1/3が石炭火力。近年では高経年化した石炭火力発電所の閉鎖が進んでいる。 • 他方、石炭の産出と輸出を2030年以降も継続する方針。
中国	• 国外での石炭火力新設停止を表明（2021年9月） • 国内でも脱石炭を進めていたが、今夏の電力不足を受けて国内石炭を増産。

出所：各国公表資料、海外電力調査会『海外諸国の電気事業』

【参考】G7首脳サミット2022

- **日程**：2022年6月26日・27日・28日
- **場所**：ドイツ・エルマウ
- **参加国**：G7国（議長国:ドイツ）
- **招待国：**インド、インドネシア、南アフリカ、セネガル（アフリカ連合議長国）、アルゼンチン（ラテンアメリカ・カリブ諸国共同体議長国）、ウクライナ※オンライン
- **国際機関：** 国際連合（UN）、国際労働機関（ILO）、アフリカ連合委員会（AUC）、国連食糧農業機関（FAO）、金融安定化理事会（FSB）、国際通貨基金（IMF）、経済協力開発機構（OECD）、世界銀行（WBG）、世界保健機関（WHO）、世界貿易機関（WTO）

＜国内石炭関連＞

we commit to achieving a fully or predominantly decarbonised power sector by 2035. Recognising that coal power generation is the single biggest cause of global temperature increase, we commit to **prioritising concrete and timely steps towards the goal of accelerating phase-out of domestic unabated coal power generation.**

（仮訳）
我々は、**2035年までに電力部門の完全又は大宗の脱炭素化の達成にコミット**する。石炭火力発電が世界の気温上昇の唯一最大の原因であることを認識し、我々は、**国内の排出削減対策が講じられていない石炭火力発電のフェーズアウトを加速するという目標に向けた、具体的かつ適時の取組を重点的に行う**ことにコミットする。

【参考】COP27における国内石炭火力について

- 2022年11月６日～20日、エジプトのシャルム・エル・シェイクで開催されたCOP27では、昨年のCOP26での合意を踏襲しつつ、「**排出削減対策の講じられていない石炭火力発電の逓減（フェーズダウン）**と非効率な化石燃料補助金のフェーズアウトに向けた努力を加速させること」が全体決定「シャルム・エル・シェイク実施計画」に盛り込まれた。
- 主な成果は、特に脆弱な国へのロス＆ダメージ支援に対する新たな資金面での措置を講じること及びその一環としてロス＆ダメージ基金（仮称）を設置することを決定するとともに、この資金面での措置（基金を含む）の運用化に関して、COP28に向けて勧告を作成するため、移行委員会を設置することが中心となった。

＜国内石炭関連＞

Sharm el-Sheikh Implementation Plan
IV. Mitigation
13. Calls upon Parties to accelerate the development, deployment and dissemination of technologies, and the adoption of policies, to transition towards low-emission energy systems, including by rapidly scaling up the deployment of clean power generation and energy efficiency measures, including **accelerating efforts towards the phasedown of unabated coal power** and phase-out of inefficient fossil fuel subsidies, while providing targeted support to the poorest and most vulnerable in line with national circumstances and recognizing the need for support towards a just transition;

（環境省仮訳）
各国の事情に照らした最貧者及び最脆弱者を対象とした支援を提供し、また、公正な移行に向けた支援の必要性を認識しつつ、クリーン電力の実装と省エネルギー措置（**排出削減対策の講じられていない石炭火力発電の逓減（フェーズダウン）**と非効率な化石燃料補助金のフェーズアウトに向けた努力を加速させることを含む）の急速な拡大によるものを含む低排出なエネルギーシステムへの移行に向けた技術の開発、実装、普及及び政策の採用を加速することを締約国に求める。

１．火力発電を取り巻く環境変化

２．火力政策の現状と課題

３．今後の対応の方向性

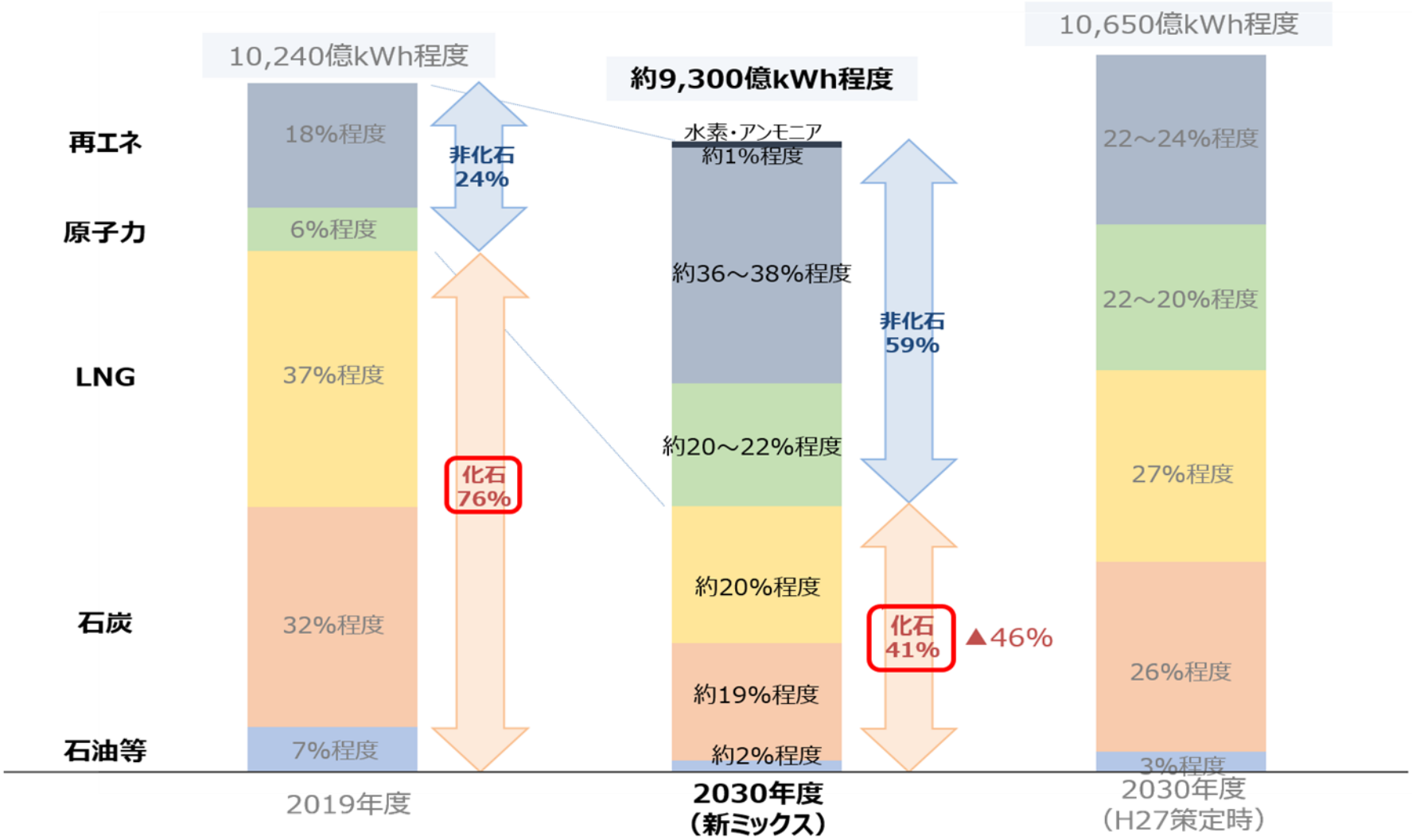
火力政策の現状と課題

- 2021年に策定された現行の第6次エネルギー基本計画では、2050年のカーボンニュートラル実現を長期的に目指しつつ、2030年に向けて、安定供給確保を大前提に、火力発電の比率をできる限り引き下げていくことを、火力政策の基本としている。
- この基本方針に沿って、火力発電の高効率化・低炭素化に向けて、省エネ法に基づくベンチマーク指標等の設定や、容量市場における非効率石炭の退出を促すインセンティブ措置など、様々な施策を講じてきている。
- また、再エネの最大限の活用に向けて、再エネの出力制御時に火力の発電量をできる限り抑制するべく、火力の最低出力の引下げに向けた取組も進められている。
- 一方で、足下では、電力需給が厳しい状況にあることを踏まえ、新たに講じる長期脱炭素電源オークションの仕組みを活用し、LNG火力について緊急の電源投資支援を行うこととしている。また、安定供給確保に万全を期す観点から、主に休止火力を念頭に、予備電源制度の検討を進めている。
- こうした中で、直近では、炭素に関する賦課金や、GX-ETS（排出量取引）、水素・アンモニアのサプライチェーン構築支援等の検討が進められるなど、火力政策を取り巻く状況に変化が生じており、カーボンニュートラルの実現に向けて、より一層の取組が求められている。
- また、燃料調達においては、一歩踏み込んだ国の取組として、有事に備えたLNG確保の仕組みを整える一方、各地域において業界を超えたLNG融通の枠組みの構築も進められており、燃料調達の安定化に向けて、官民双方の取組をより一層進めていくことが求められている。

【参考】足下の状況と新たなエネルギーミックス

第52回電力・ガス基本政策小委員会
（2022年7月20日）　資料5-1

- 第6次エネルギー基本計画（2021年10月22日閣議決定）において、2030年度時点で火力発電の比率を現行の76%程度から41%程度まで減少させることを明記。
- また、非化石発電の比率は、従来の44%を59%に引上げ。



【参考】火力発電に関する基本的な考え方

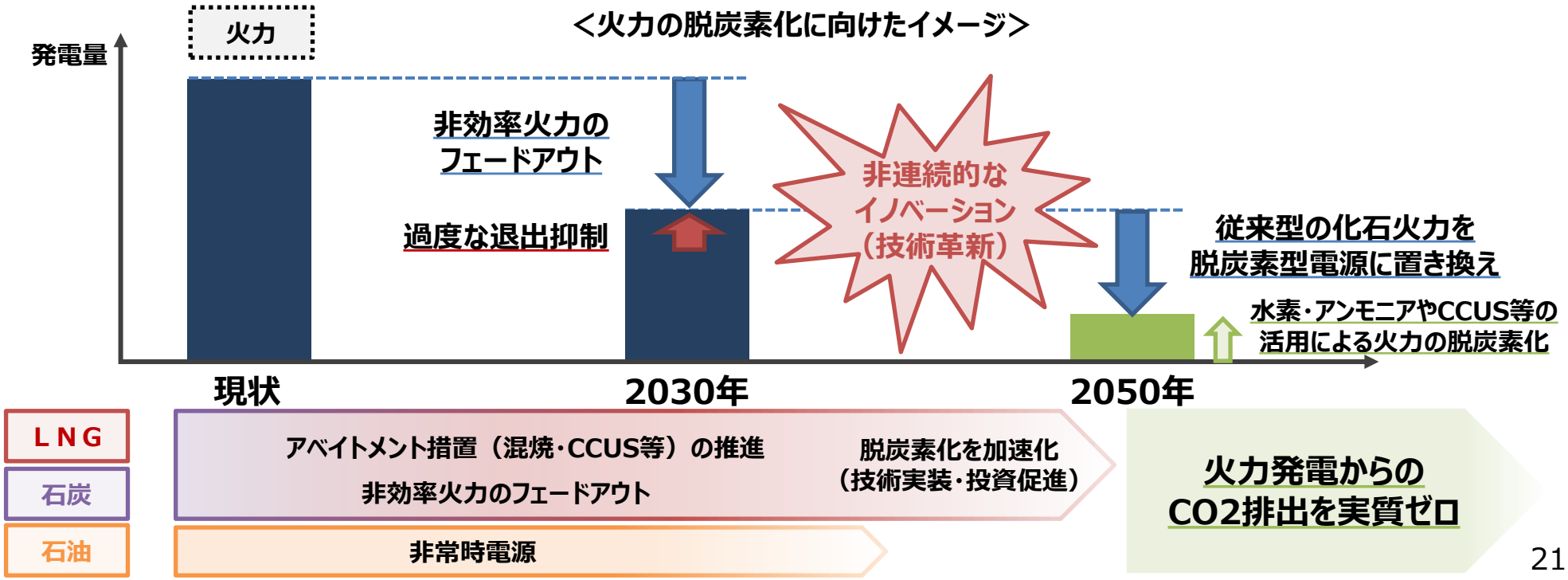
第41回総合資源エネルギー調査会　基本政策分科会
（2021年4月22日）資料1

＜　基本的な考え方　＞

- 脱炭素の世界的な潮流の中、**2050年カーボンニュートラル**に向けて、**火力発電から大気に排出されるCO2排出を実質ゼロにしていく**という、**火力政策の野心的かつ抜本的な転換**を進めることが必要。このため、**2030年に向けて、安定供給確保を大前提に、火力発電の比率をできる限り引き下げていくことが基本**。
- その際、火力は震災以降の電力の安定供給や電力レジリエンスを支えてきた重要な供給力であり、また再エネの更なる導入拡大が進む中で、**当面は再エネの変動性を補う調整力・供給力として必要**であり、過度な退出抑制など**安定供給を大前提に進めていく**。

＜　対応の方向性　＞

- **脱炭素化に向けた過渡期**においては、再エネの大量導入の下で、①調整力として再エネを補完する、②不足する供給力を賄う等、**火力はトランジションを支える重要な役割**。エネルギー安全保障の観点から、天然ガスや石炭を中心に**適切な火力ポートフォリオを維持**しつつ、**非効率な火力をフェードアウト**。
- また、**2050年カーボンニュートラル**に向けて、**従来型の化石火力が果たしてきた機能を脱炭素型電源に置き換えていくことが必要**。このため、**火力の脱炭素化の取組を加速度的に促進**。



【参考】火力発電の総合的な高効率化を図る制度体系

第52回　電力・ガス基本政策小委員会
（2022年7月20日）資料5-1一部改

- これまで、火力発電の高効率化・低炭素化に向け、①電力事業者による自主的な取組、②省エネ法、③高度化法の３本柱で、透明性と実効性を担保しながら、事業者の取組を促してきた。
- このうち、①については、2021年のエネルギーミックスの見直しを踏まえ、目標の見直しが行われたところである。

【これまでの電力事業者の自主的な枠組と支える仕組み】

①電力の自主的枠組みの強化を、②省エネ法と③高度化法による措置で支え、「実効性」と「透明性」を確保。

①【電力事業者の自主的な枠組】

排出係数0.25kg-CO2/kWh(2030年度)というエネルギーミックスと整合的な目標を設定
※「**電気事業低炭素社会協議会**」を創設し、PDCAを図る。

②【省エネ法】（発電段階）

○発電事業者に火力発電の高効率化（USC水準等）を求める。

③【高度化法】（小売段階）

○小売事業者に高効率な電源の調達（非化石電源４４％）を求める。

実績を踏まえ、経産大臣が、指導・助言、勧告、命令。

エネルギーミックス見直しを踏まえた制度体系の当面の方針

第52回電力・ガス基本政策小委
（2022年7月20日）資料5-1

- エネルギーミックスの見直しを踏まえ、火力発電の更なる効率化・低炭素化に向けた現行の制度体系について、省エネ法に基づく火力発電効率は試算が現行と変化ないため、定期的に状況を評価し、高度化法に基づく非化石比率目標については現行を維持しつつ、適切なタイミングで必要な見直しを行う。こうした取組を通して脱炭素型火力への置き換えを進めることにより、カーボンニュートラル化に向けた取組を進めていくこととしてはどうか。

＜これまでの電力事業者の自主的な枠組と支える仕組みと今後の方針＞

		これまでの体系	当面の方針
	①電力事業者の自主的な枠組	・2030年度排出係数 0.37kg-CO2/kWh （当時のエネルギーミックスに整合）	・2030年度排出係数 0.25kg-CO2/kWh （現行のエネルギーミックスに整合）
制度措置	②省エネ法	・火力発電効率の ベンチマークB指標　44.3% （当時のエネルギーミックスに整合）	・火力発電効率の ベンチマークB指標　44.3% （現行のエネルギーミックスに整合） ・非効率石炭火力フェードアウトの着実な推進
制度措置	③高度化法	・小売事業者に電源の調達 非化石電源44% （当時のエネルギーミックスに整合）	・当面は非化石電源44%を目指しつつ、非化石電源の導入に係る施策の進展や非化石電源の導入状況を見極めた上で、適切なタイミングでその目標を見直す

【参考】電気事業低炭素社会協議会 カーボンニュートラル行動計画見直し

第52回 電力・ガス基本政策小委員会（2022年7月20日）資料5-1

- 国全体での削減目標の達成に向けて、安全性を前提とした上で、エネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性と同時に環境への適合を図るS+3Eの実現のため、最大限取組むことが基本。
- エネルギー基本計画改訂を受け、CO2を2013年度比46%減とするエネルギーミックスとの整合性から、6月29日に国全体の**排出係数を0.25kg-CO2/kWh程度**(使用端・2030年度)と再設定。
- 以下を前提に協議会としては、合理性を維持しつつ、政府が示す野心的な「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」に基づく**国全体の排出係数実現を目指す** ※1、※2
- 火力発電所の新設等に当たり、プラント規模に応じて、経済的に利用可能な最良の技術 (BAT)を活用すること等により、**最大削減ポテンシャルとして約1,100万t-CO2の削減**を見込む※2、※3

（出典） 電気事業低炭素社会協議会 カーボンニュートラル行動計画

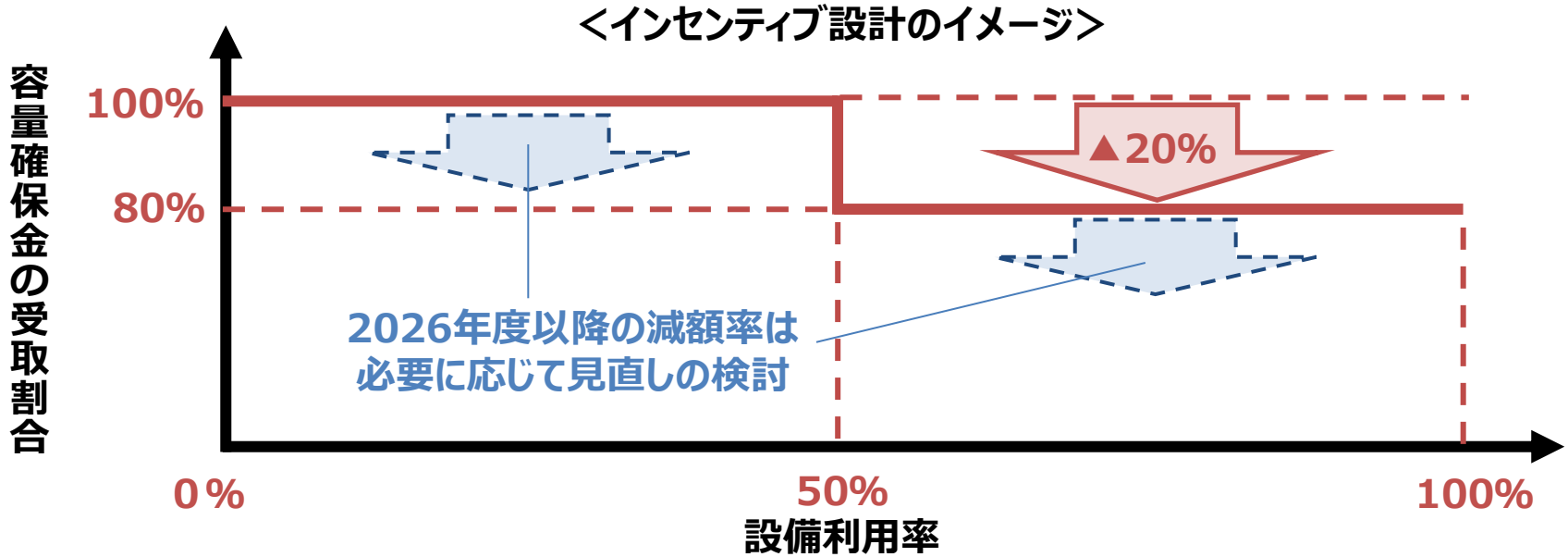
【目標達成の前提】
政府による各分野への財政面、政策面での十分な支援、取組みの結果として、少なくとも以下の環境整備が実現していることが必要不可欠

(原子力) 原子力の政策上の位置づけを明確化、立地自治体等関係者の理解と協力が得られていること
(再生可能エネルギー) 国民負担の抑制と地域との良好な関係が構築されていること
(火力) 適切なポートフォリオを維持しつつ、脱炭素型の火力発電の導入促進環境が整備されていること
(燃料・CCS) 脱炭素燃料・技術導入のための供給コストが十分低減していること
(省エネ) 需要サイドでの徹底した省エネ対策が実施されていること

※1 本「目標・行動計画」が想定する電源構成比率や電力需要は、政府が▲46%に向け徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を想定した場合の見通し
※2 エネルギー・環境政策や技術開発の国内外の動向、事業環境の変化等を踏まえて、PDCAサイクルを推進する中で、必要に応じて本「目標・行動計画」を見直していく
※3 2013年度以降の主な電源開発におけるBATの導入を、従来型技術導入の場合と比較した効果等を示した最大削減ポテンシャル

【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）

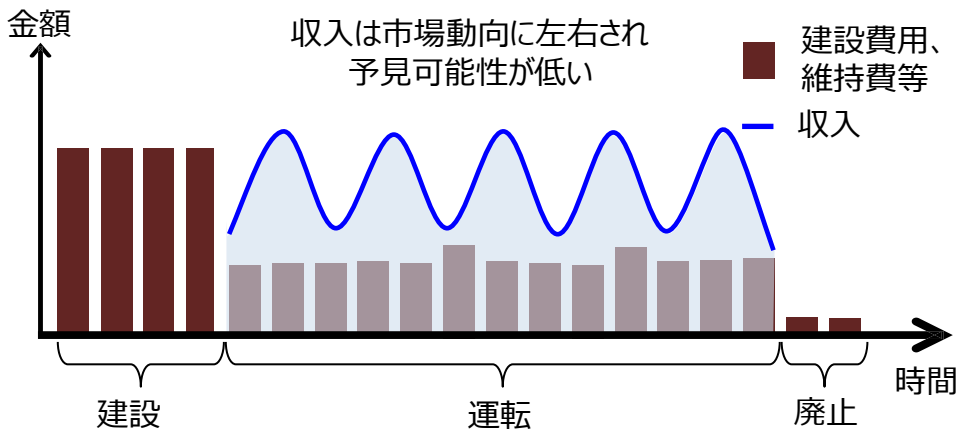
- 前回の作業部会で、非効率石炭火力の具体的な容量確保金の減額幅については、
  ①脱炭素化を進める観点からは強い稼働抑制を求められる一方、足許の供給力が必ずしも十分でないことを踏まえると、**非効率石炭火力の過度な退出を招かないよう留意する必要**があること
  ②インセンティブ強化により退出した非効率石炭火力の再稼働は極めて困難であるが、**非効率石炭火力の退出を促すため、インセンティブを段階的に強化**すること
  という考えの下で定めていくこととした。
- このとき、足下の平均設備利用率67%から減額の閾値50%まで稼働抑制する場合、約20%分の稼働抑制（収入減少）が発生。その中でも、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**。



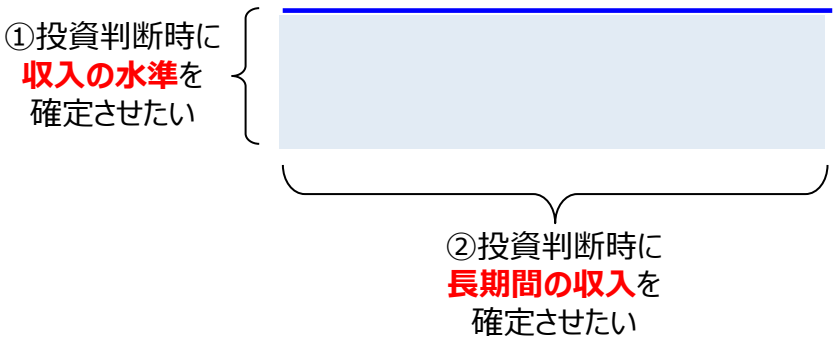
【参考】長期脱炭素電源オークションの概要

- 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。

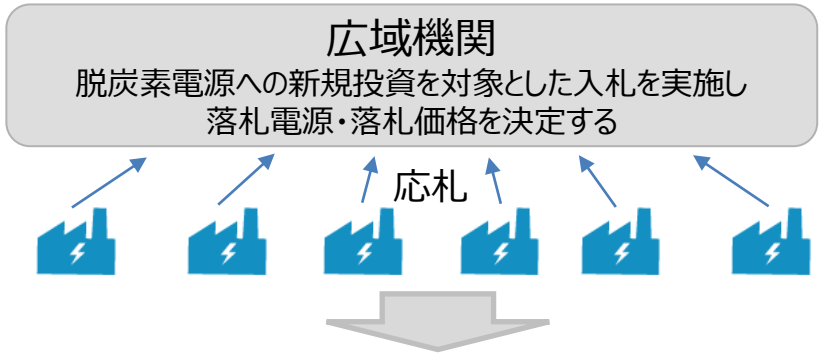
〈電源投資の課題〉



〈投資判断に必要な要素〉

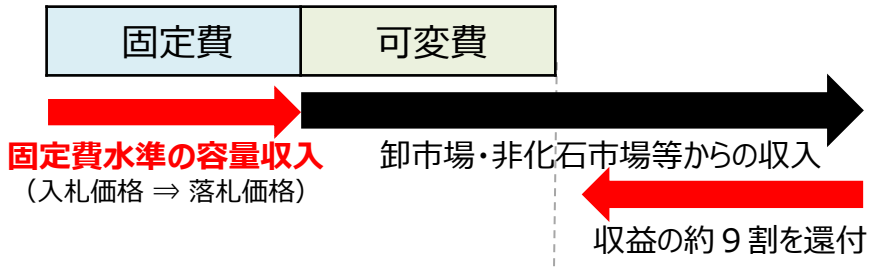


〈新制度のイメージ〉



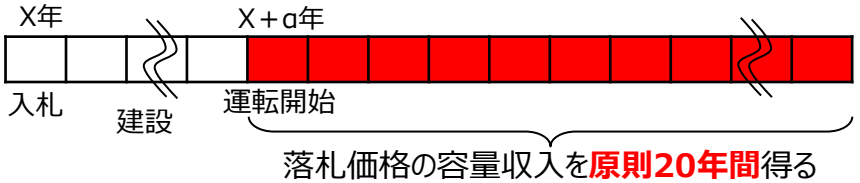
〈落札電源の収入〉

①収入の水準



（※）本制度での収入＝落札価格－還付する収益

②収入の期間



【参考】火力等の最低出力引き下げについて①

第39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 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（2022年5月24日） 資料1

（参考）昨年末の取りまとめ① 再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性（案）

- 再エネの出力制御の低減を図る上で、火力等発電設備の最低出力の引下げは有効な方策である。再エネの出力制御が生じる時間帯において、稼働する火力等発電設備の出力が引き下げられれば、再エネの出力制御量を減らすことが可能となる。
- 例えば、九州電力送配電によれば、仮に電源Ⅰ～Ⅲの火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）がすべて20%（バイオマスについては40%）となると、2022年度の出力制御率は、九州エリアで約▲1.0%（約▲14,000万kWh）に低減すると試算されている。

  （注）昼間最低負荷時の断面で▲33万kWの効果。火力等による燃料費単価をkWh当たり６円と仮定すると約8.4億円の燃料費削減、CO2削減効果をkWh当たり0.5kgと仮定すると約７万トンのCO2削減に相当。
- 他方、再エネ出力制御の低減策を講じるに当たり、エネルギー政策の基本方針であるS＋3Eは大前提である。火力等発電設備の最低出力の引下げにより、結果的に安定供給が損なわれることがあってはならない。
- 例えば、九州エリアの電源Ⅰ、Ⅱの火力発電設備の最低出力は、約３割が20%を上回っている※。こうした中で、徒な最低出力の引下げは、これに対応できない既存設備に停止を迫ることとなり、電力の安定供給確保に影響を及ぼす可能性がある。

  ※計画停止中や廃止予定の電源を含む
- このような状況を踏まえ、既存設備への影響を念頭に、全国の火力等発電設備の最低出力の実態と今後の対応可能性について引き続き丁寧に確認を続けつつ、以下の方向性で取組を進める。
- また、上記の方向性に沿った取組を促進する上で、容量市場や需給調整市場等の活用のほか、どのような方策が考えられるか、検討を進める。

（出所）第35回系統WG（2021年12月15日）資料３

12

【参考】火力等の最低出力引き下げについて②

第39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 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（2022年5月24日） 資料1

（参考）昨年末の取りまとめ② 再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性（案）

（新設時の最低出力）

- 新設の火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）は、20～30%を基本としつつ、例えば、起動時間や負荷変化速度等も含め、設備の構成・特性に応じて定める。
- 新設のバイオマス設備の最低出力は、個々の設備の規模や特性に留意しつつ、現行（50%）より一定程度最低出力を引下げる方向で、引き続き検討を深める。
- その適用時期については、事業者の予見可能性を確保する観点から、例えば、２～３年程度の時間的猶予を設けることを基本としつつ、実態等を踏まえ判断する。

（既存設備への適用）

- これまでと同様、既存設備に対してガイドラインが遡及的に適用されることはなく、新たな最低出力の基準は、設備のリプレース時等にのみ適用される。
- ただし、再エネの出力制御低減を進める観点から、各設備の所在するエリアにおける出力制御の発生状況や、エリアの系統規模に比した電源の規模などを踏まえ、例えば、以下の設備については、新設の場合と同様の基準の遵守を求める。
  - 出力制御が発生しているエリアに所在する発電設備
  - 出力制御が発生する可能性があるエリアに所在し、かつ、エリアの系統規模に比して電源の規模が大きい設備
- この場合、ガイドラインの直接的な適用ではないため、遵守しない場合に直ちに系統連系が拒絶されることはない。

（出所）第35回系統WG（2021年12月15日）資料３

13

【参考】「炭素に対する賦課金」の導入検討

第4回GX実行会議（2022年11月29日）
資料1

「炭素に対する賦課金」の設計に係る考え方

■ **対象者**

✓ GXに向けた行動変容を促すためには、CO_2を排出する事業者を対象にしたCPを検討すべきとの指摘もあるが、幅広い主体について、排出実績の測定・検証、国に対する納付及びその状況の捕捉等は実務上困難。

⇒ 化石燃料の輸入事業者等を対象とした「炭素に対する賦課金」の導入を検討すべきではないか。

※代替技術が存在しない、貿易集約度が高い等の財については、代替技術の開発動向を踏まえ、当面の間、賦課金の対象外とすることも検討。

■ **負担水準など**

✓ 最初は低い負担で導入し、徐々に引き上げることとしてはどうか。

✓ エネルギーに係る負担の総額を中長期的に減少させていく制度とするためには、「排出量取引市場」の炭素価格が最終的には市場で決定されること等も踏まえて、「炭素に対する賦課金」の負担率等を決定できる制度設計が求められる。

※「炭素に対する賦課金」と「排出量取引市場」において、同じ炭素排出に対して負担を求めることとなる可能性があるため、「排出量取引市場」の発展に係る状況等を踏まえつつ、適切な調整措置を講ずることを検討。

✓ また、その観点からは、同一の主体が、両者を一体的に運用していくことも必要ではないか。

7

【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需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。

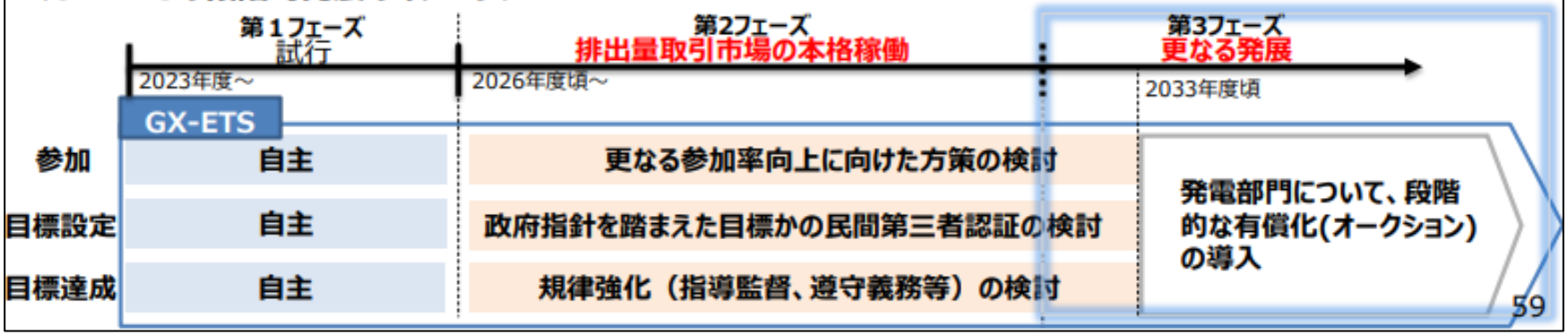
（※1）発電部門として、専ら売電の用に供する事業者を想定。詳細については、GX-ETSを発展させていく中で検討を行う。

（※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＞

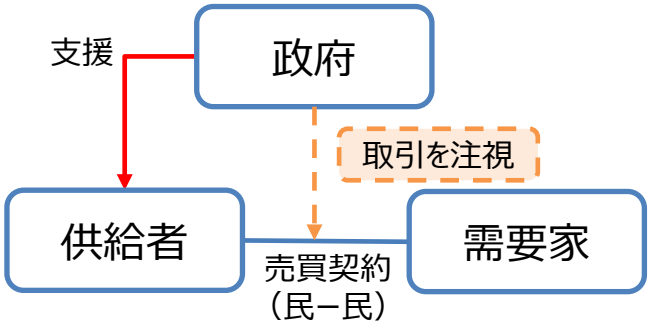


【参考】水素・アンモニア大規模サプライチェーン構築に向けた支援制度

- **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。

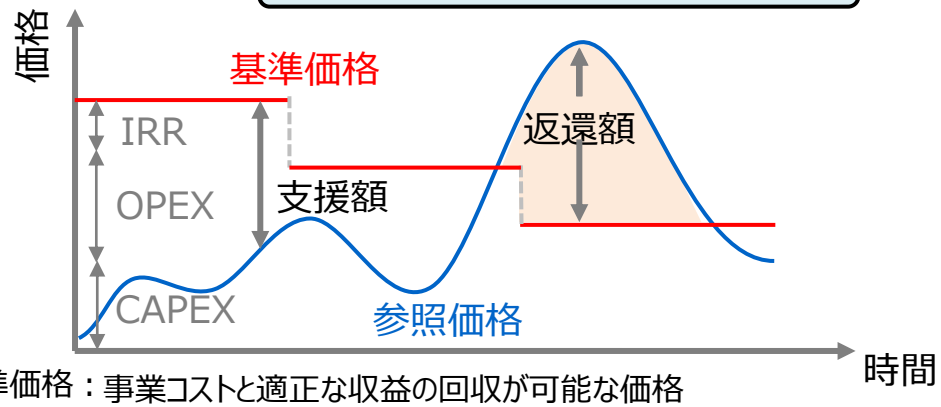
支援スキーム（イメージ）

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。



制度の骨格

値差 ＝ 基準価格 － 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

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）】
- 単位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

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

（参考）国際的なCO2排出量基準

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】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。

碧南の例

多産業集積型

➢ 石油精製・化学、製鉄等の産業集積。

川崎の例

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。

山梨の例

＜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＞

輸送設備　**貯蔵設備**

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。

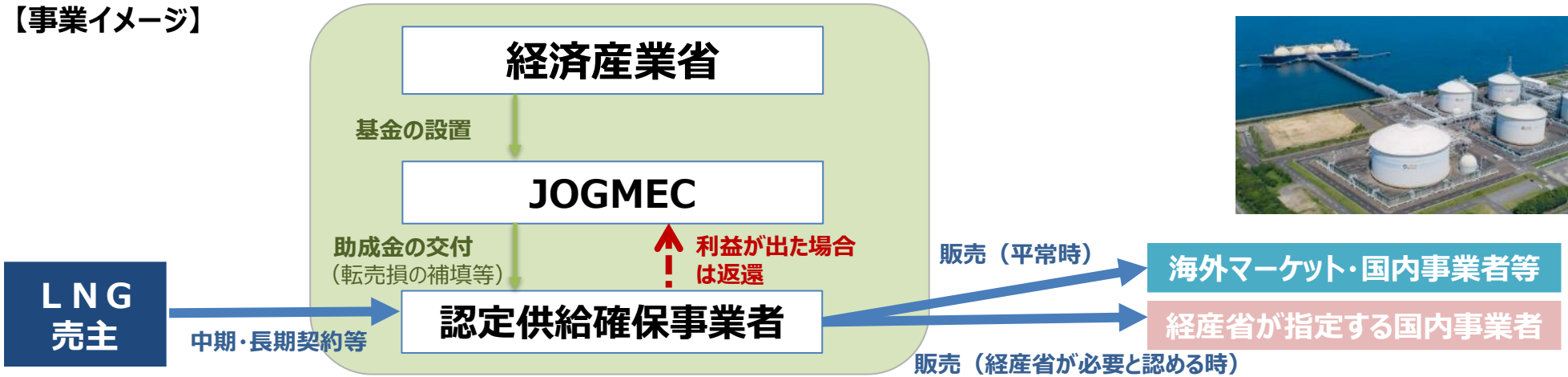
【参考】「戦略的余剰LNG（SBL）」の確保

- 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

⓪：経産省が、JOGMECを安定供給確保支援独立行政法人に指定の上、基金を設置
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に**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に**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

第56回　電力・ガス基本政策小委員会
（2022年11月24日）資料4-1一部改

- 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。

１．火力発電を取り巻く環境変化

２．火力政策の現状と課題

３．今後の対応の方向性

対応の方向性①

- 2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、電力の安定供給を大前提としつつ、火力発電の比率をできる限り引き下げ、着実に脱炭素化を進めていく必要がある。
- 他方、火力の発電量は、再エネや原子力等の非化石電源の動向に左右されるため、個々の発電事業者においては、今後の発電量や経済性を予見しづらく、燃料確保も含めた必要な投資を行いにくい状況にある。
- このため、今後検討していく中長期の供給力の維持・開発を計画する新たな枠組みにおける複数のシナリオの下で、中長期的な火力の発電量を幅のある形で示していくこととしてはどうか。
- また、2050年に向けては、以下を基本として、従来型の火力を、水素・アンモニアその他の脱炭素燃料やCCUS等による脱炭素型火力に置き換えていくこととしてはどうか。
  - 今後、新設する火力発電所は、原則として、水素・アンモニアその他の脱炭素燃料を混焼するなどしつつ、2050年の脱炭素化に向けた道筋を明確化したものとする。
  - 既設の火力は、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により脱炭素化を進めていくか、フェードアウトしていくか、明確化する。
- さらに、脱炭素化を促進する経済的インセンティブとして、現在、詳細な制度設計を進めている長期脱炭素電源オークションや予備電源の検討に加え、現行の容量市場等の仕組みにおいて、どのような方策を検討していくことが考えられるか。

【参考】対応の方向性①　供給力の維持・開発を計画する枠組みの形成

第56回　電力・ガス基本政策小委員会
（2022年11月24日）資料4-1

- 現行制度上、電力広域機関が毎年度取りまとめる供給計画は、向こう10年間の電力需給見通しを示す一方、大規模な電源開発に有用な**10年を超える先の見通しはなく、電力自由化の下で、発電事業者が新規の電源投資を躊躇する一因**ともなっている。
- こうした中で、今後、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、新たな電源投資の支援制度（長期脱炭素電源オークション）を通じ、安定供給を確保しつつ、計画的に電源の脱炭素化を進めることとしている。その円滑な実施に当たっては、**計画的な電源投資支援の基礎となる、10年を超える長期の電力需給の見通しが欠かせない**。
- このため、現行の供給計画と別の形で、**10年超先の電力需給のあり得るシナリオを関係者間で共有することを目指し、供給力の維持・開発を計画する新たな枠組みを形成することとしてはどうか**。
- 具体的には、2023年度から長期脱炭素電源オークションが導入されることを念頭に、**2023年度早期に検討を開始**することとし、2022年度中を目途に、必要な体制整備を含めた検討の準備を進めていくこととしてはどうか。
- なお、**新たな枠組みの下でのシナリオは、政府の目標や不確実な将来を正確に予測しようとするものではなく、計画的に電源開発を進める上で参考にすることを目的に、多様な関係者の関与の下で作成するものとし、その際、例えば、前提を変えて複数のシナリオを作成する**などしてはどうか。
- また、**需要の想定**については、過去のトレンドの延長ではなく、電化の進展やデータ・通信の爆発的増加等、**社会経済の構造変化も見据えたものとする**こととしてはどうか。

対応の方向性②

- 火力全体の比率を引き下げていく中で、S＋3Eを踏まえた適切な火力ポートフォリオを維持していくにあたり、必要な政策的対応について、どのように考えるか。
- 例えば、石油火力は、ここ１～２年の電力需給ひっ迫時に貴重な供給力として需給緩和に寄与し、足下では石炭やLNGとの価格差の縮小により発電量が増加傾向にある。他方、個々の事業者ベースでは、燃料のサプライチェーンの維持も含めた供給力確保に限界がある中で、どのような事業者の取組及び政策的な対応が考えられるか。
- また、脱炭素化に伴い、資源や燃料が開発分野において寡占化されていく一方、世界的な経済回復による需要増や生産国での設備トラブル等により、燃料価格が高騰している。この状況で、日本全体として燃料調達における購買力をどう確保するか。
- その際、官民の役割分担をどのように考えるか。特にLNGについて、新たな長期契約を結ぶ等の個社判断が難しい現状を踏まえ、官民が補完しつつ、現行の調達構造を見直す上で、どのような対応が効果的と考えられるか。
- AI等を活用したデジタル化は、火力発電の効率化だけでなく、人材不足対応等にも有効。セキュリティを確保しつつ、発電分野のデジタル化を更に促進するインセンティブとして、どのような対応が考えられるか。
- 火力発電の将来に対する不確実性から、発電事業者及びメーカーの双方で火力分野の専門人材が減少する中で、火力分野の専門人材の育成・確保に向けて、どのような取組が求められるか。