

第7次エネルギー基本計画 を読み解く

2025年3月19日

小野 透

日鉄テクノロジー株式会社

エネルギー基本計画策定の経緯

エネルギー政策基本法第12条

経済産業大臣は、関係行政機関の長の意見を聴くとともに、総合資源エネルギー調査会の意見を聴いて、エネルギー基本計画の案を作成し、閣議の決定を求めなければならない。政府は、エネルギーをめぐる情勢の変化を勘案し、及びエネルギーに関する施策の効果に関する評価を踏まえ、少なくとも3年ごとに、エネルギー基本計画に検討を加え、必要があると認めるときには、これを変更しなければならない

基本計画	決定年月	内閣	調査会長	検討の背景
第1次	2003年10月	小泉内閣	千速 晃	安定供給・環境適合・市場原理、 電力自由化、京都議定書
第2次	2007年3月	安倍内閣	三村明夫	省エネ、 原子力推進 、化石依存度低減、ガス体シフト、 京都目標
第3次	2010年6月	菅内閣 (鳩山内閣)	三村明夫	ゼロエミ電源比2020年50%以上、2050年70%、ベストミックス、 原子力推進 (2020年9基建設、2030年14基建設)、 2020年25%目標(ポスト京都)
第4次	2014年4月	安倍内閣	三村明夫	3.11からの再起、 安定供給・経済優先 、 原子力ベースロード電源/ 依存度低減
第5次	2018年7月	安倍内閣	坂根正弘	2030年26%・2050年80% 、原子力脱炭素選択肢/ 依存度低減 、再エネ主力 電源化、非効率石炭火力フェードアウト
第6次	2021年10月	岸田内閣 (菅内閣)	白石 隆	2030年46%・2050年CN 、原子力再稼働/開発/ 依存度低減 、再エネ最優先、 非効率石炭火力フェードアウト、水素、革新技術
第7次	2025年2月	石破内閣	隅 修三	DX電力需要拡大、安定供給・経済性重視 、予見可能性、産業政策との一 体化、環境は バックキャスト(積み上げなし) 、 原子力再稼働/開発・建設/依存度低減 、非効率石炭火力フェードアウト

第6次と第7次の表層面の比較

第6次と第7次の表層面の比較(総論)

第6次エネルギー基本計画

はじめに	4
～気候変動問題への対応～	
～日本のエネルギー需給構造の抱える課題の克服～	
～第六次エネルギー基本計画の構造と2050年目標と2030年度目標の関係～	
1. 東京電力福島第一原子力発電所事故後10年の歩み	7
(1) 福島復興はエネルギー政策を進める上での原点	7
(2) 今後の福島復興への取組	9
2. 第五次エネルギー基本計画策定時からの情勢の変化	11
(1) 脱炭素化に向けた世界的潮流	11
①地球温暖化の影響と世界の動向	
②我が国のカーボンニュートラル宣言と世界の脱炭素化市場の取り込み	
③再生可能エネルギーに対する世界的な期待の高まりと幅広い産業による脱炭素化エネルギーシステムへの挑戦	
④「経済と環境の好循環」を生み出すためのグリーン成長戦略	
(2) 気候変動問題以外のエネルギーに関する情勢変化	15
①米中対立などによる国際的な経済/エネルギー安全保障における緊張感の高まり	
②新型コロナウイルス感染症拡大の教訓	
③自然災害の頻発・激甚化やサイバー攻撃など、エネルギーの安定供給を脅かすリスクの増大	
④電力自由化によるエネルギー需給構造の変化	
⑤新たなテクノロジーの台頭	

第7次エネルギー基本計画原案

I. はじめに	
II. 東京電力福島第一原子力発電所事故後の歩み	
1. 総論	
2. 福島復興への取組状況	
3. 今後の福島復興への取組	
III. 第6次エネルギー基本計画以降の状況変化	
1. 総論	
2. ロシアによるウクライナ侵略等による経済安全保障上の要請の高まり	
3. DXやGXなどの進展に伴う電力需要増加の可能性	
4. 気候変動の野心維持と現実的かつ多様な対応	
5. エネルギー政策と産業政策の一体化	
IV. エネルギー政策の基本的視点(S+3E)	
1. 総論	
2. 安全性	
3. 安定供給	
4. 経済効率性	
5. 環境適合性	

エネルギー安全保障、
電力需要拡大への対応

「気候変動問題」が主軸

第6次と第7次の表層面の比較(環境)

第6次エネルギー基本計画

3. エネルギー政策の基本的視点 (S+3E) の確認	18
(1) あらゆる前提としての安全性の確保	18
(2) エネルギーの安定供給の確保と強靱化	18
(3) 気候変動や周辺環境との調和など環境適合性の確保	19
(4) エネルギー全体の経済効率性の確保	19

4. 2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応	21
(1) 2050年カーボンニュートラル時代のエネルギー需給構造	21
(2) 複数シナリオの重要性	23
(3) 電力部門に求められる取組	25
①再生可能エネルギーにおける対応	
②原子力における対応	
③水素・アンモニア・CCS・CCU/カーボンリサイクルにおける対応	
(4) 産業・業務・家庭・運輸部門に求められる取組	28
①産業部門における対応	
②業務・家庭部門における対応	
③運輸部門における対応	

「パリ目標達成計画」

5. 2050年を見据えた2030年に向けた政策対応	33
(1) 現時点での技術を前提としたそれぞれのエネルギー源の位置付け	33
(2) 2030年に向けたエネルギー政策の基本的考え方	39
(3) 需要サイドの徹底した省エネルギーと供給サイドの脱炭素化を踏まえた電化・水素化等による非化石エネルギーの導入拡大	41

第7次エネルギー基本計画原案

V. 2040年に向けた政策の方向性

1. 総論

- (1) エネルギー政策の基本的考え方
- (2) GX2040ビジョンとの関係

2. 需要側の省エネ・非化石転換

- (1) 基本的考え方
- (2) 省エネ
- (3) 非化石転換
- (4) 産業・業務・家庭・運輸部門に求められる取組

- ① 産業
- ② 業務
- ③ 家庭
- ④ 運輸

産業政策との一体化

3. 脱炭素電源の拡大と系統整備

- (1) 基本的考え方
- (2) 再生可能エネルギー

- ① 総論
- ② 太陽光
- ③ 風力
- ④ 地熱
- ⑤ 水力
- ⑥ バイオマス

(3) 原子力発電

(4) 火力発電とその脱炭素化

- ① 総論
- ② LNG火力
- ③ 石炭火力

予見性

第7次エネルギー基本計画の背景

「現状並びに将来に向けた危機感」

第55回基本政策分科会(2024年5月15日)における橋本委員発言(抜粋)

(前略)

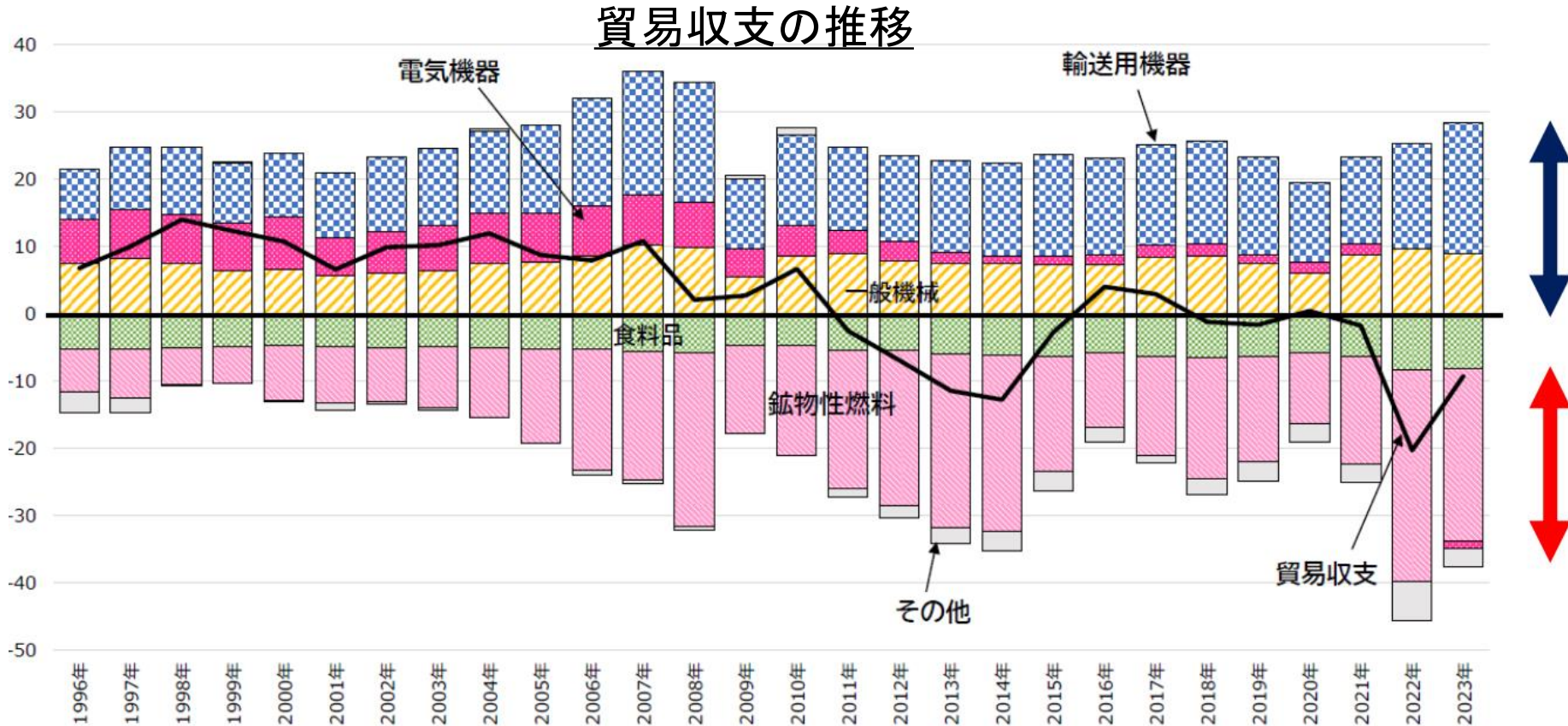
- 投資の意思決定をする際の「予見性」を具体的な形で高めていただきたいということである。しかしながら、実態は予見性が高まるどころか、逆に、予見性が低下していると申し上げざるを得ない。
- 鉄鋼の場合で申し上げますと、脱炭素の実現には、電炉化はクリーン電力を前提とするものであり、水素還元製鉄もクリーン電気で水分解した水素の安定供給を前提としている。

(中略)

- 時間もあまり残されていない中で、電力の安定供給を大前提に投資の意思決定をしていく立場としては、再エネ導入拡大のハードルが高い日本においては、経済合理性を有する再エネの拡大を基本にしつつも、新設・リプレースも含めた原子力技術安全利用の拡大、移行期対策としての早期再稼働、および、CO2排出削減に資する効率的な火力発電所の新設を強く要請するものである。
- 原子力早期再稼働に向けては電力使用側の産業界としても、電力会社の後押しができないか検討すべきと思う。また、火力および原子力の新設・リプレースについては、自由化で総括原価方式がなくなり、一方で、供給責任がなくなった民間電力会社の力だけで推進できるのか？巨額長期資金の調達と回収の高いハードルをどう乗り越えるか。原子力損害賠償制度の在り方やバックエンド費用等、国が現状から大きめに踏み出して電力会社を支えていく手だてを講じない限り実現不可能ではないか、欧米での例を見てもそれが現実ではないかと思う。ゼロ番地としての国民理解や立地地域対策へも含めて、産業政策の根幹として他の産業政策以上に国の責任ある関与をお願いしたい。
- 予見性を高めてもらうという点では、火力や原子力の新設・リプレースといった、政治性の高い政策については、より強い拘束力を有する形を整えていただき、政策の連続性を担保していただく必要もある。

貿易収支の変遷

- 自国産エネルギーが乏しく輸入に頼る我が国は、**高付加価値品で稼ぐ外貨を化石燃料輸入で費消**。2023年には、自動車、半導体製造装置などで稼いだ分（輸送用機器約20兆円＋一般機械約9兆円）の大半を、**鉱物性燃料（原油、ガスなど）の輸入（約26兆円）**に充てる計算
- 更に、世界的な脱炭素の潮流により、化石燃料の上流投資は減少傾向。**海外に鉱物性燃料の大半を頼る経済構造**は、需給タイト化による突如の価格上昇リスクや、特定国に供給を依存するリスクを内包

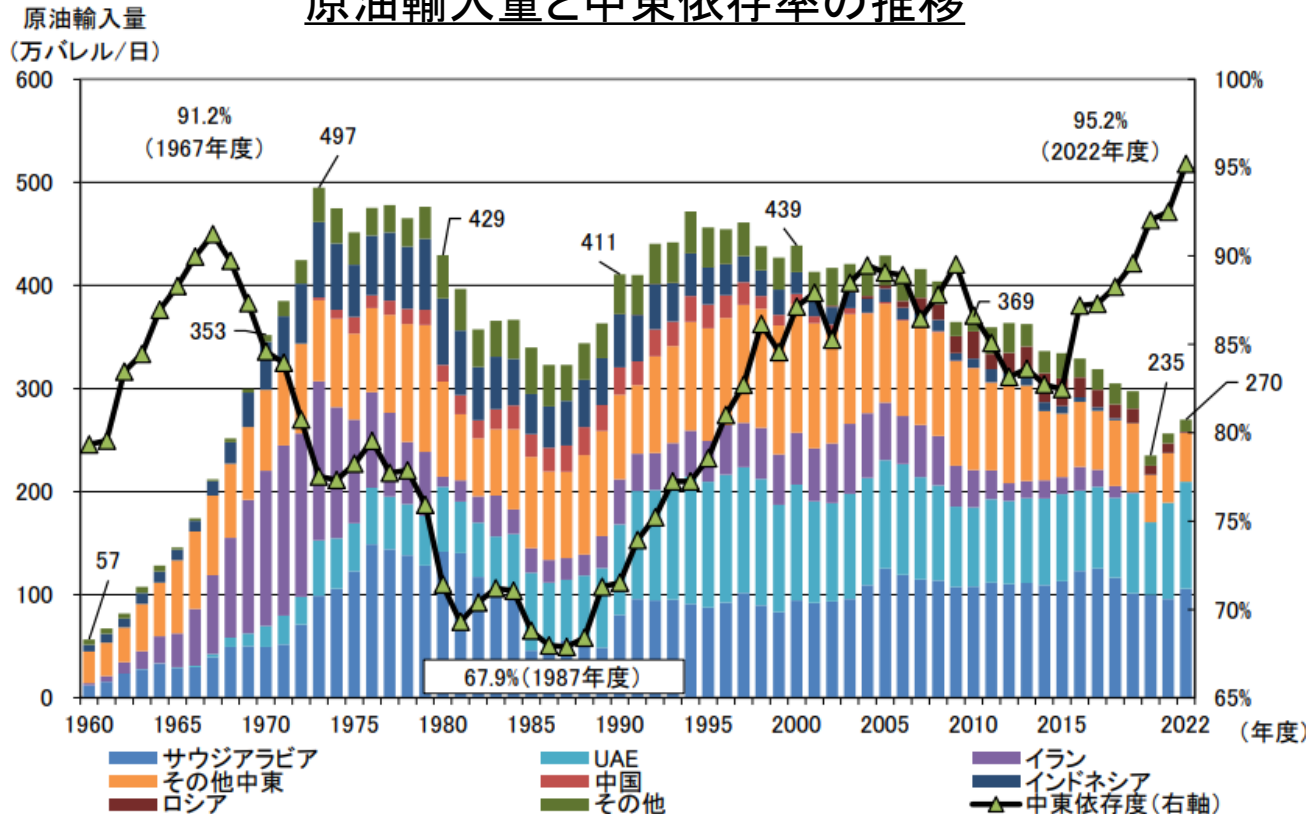


出典：第55回基本政策分科会資料1

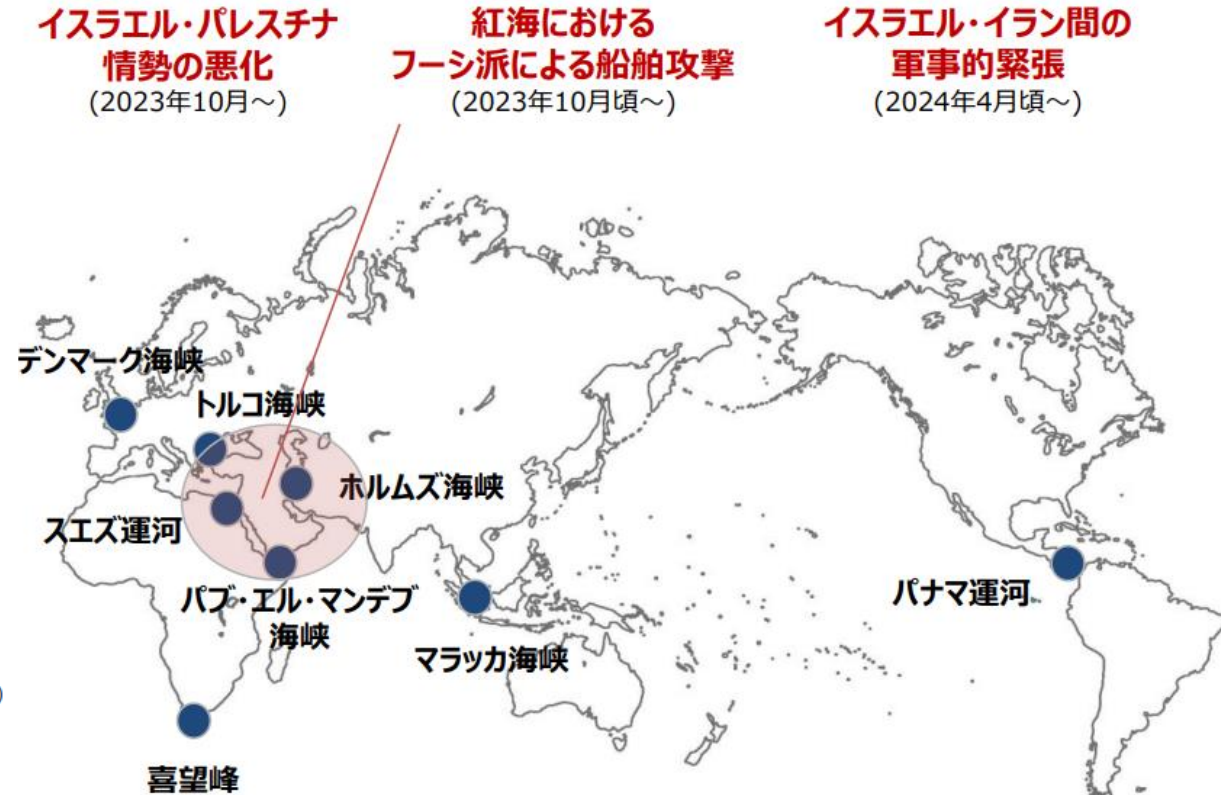
エネルギー安全保障の要請の高まり①

- 我が国の原油は99.5%以上を輸入に依存
- 原油輸入の中東依存度は95.2%と過去最高を更新する中、イスラエル・パレスチナ情勢の悪化や、イスラエル・イラン間の軍事的緊張関係が上昇
- チョークポイントが集結する中東地域の情勢悪化はエネルギー安全保障に直結し、我が国の国民生活や産業競争力に大きな影響を与える

原油輸入量と中東依存率の推移



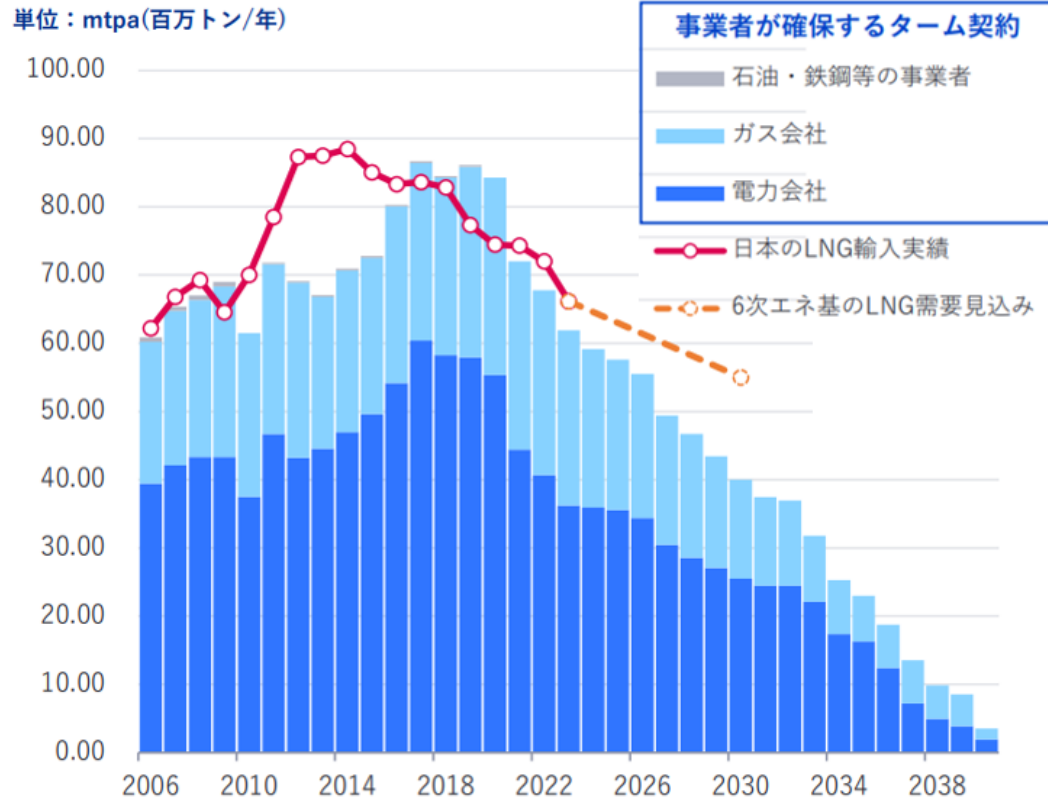
チョークポイント



エネルギー安全保障の要請の高まり②

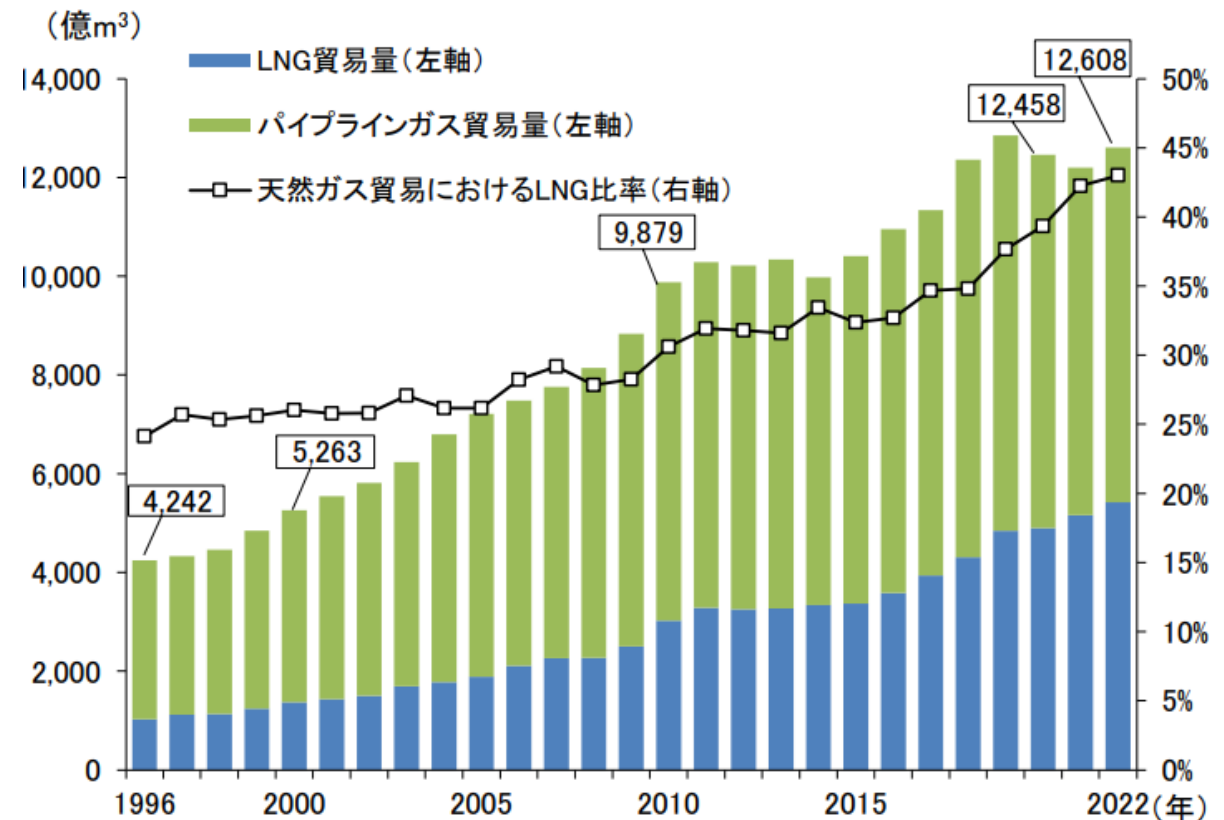
- 日本は2010年代後半から輸入量が減少。2050年CN目標や電力システム改革など、将来需要の不透明要因がある中、長期契約が減少
- 中国や韓国は、脱炭素化の取組とエネルギー安定供給のための国家戦略に基づき、国営企業を中心にLNGの長期契約の締結を推進欧州でも足下の危機を受けて新たなLNG契約に向けて、政府が積極的に関与
- LNG市場でのプレゼンスの低下や長期契約の減少(スポット調達比率の拡大)は、LNG安定供給はもとより、電力・ガス価格のボラティリティの拡大をもたらす懸念
- 2022年に勃発したロシアによるウクライナ侵攻以降、世界的にLNGが逼迫、国際価格が高騰

日本の電力・ガス等の事業者が確保するLNG長期契約



出典：第21回資源開発・燃料供給小委員会資料5

世界の天然ガス貿易量の推移

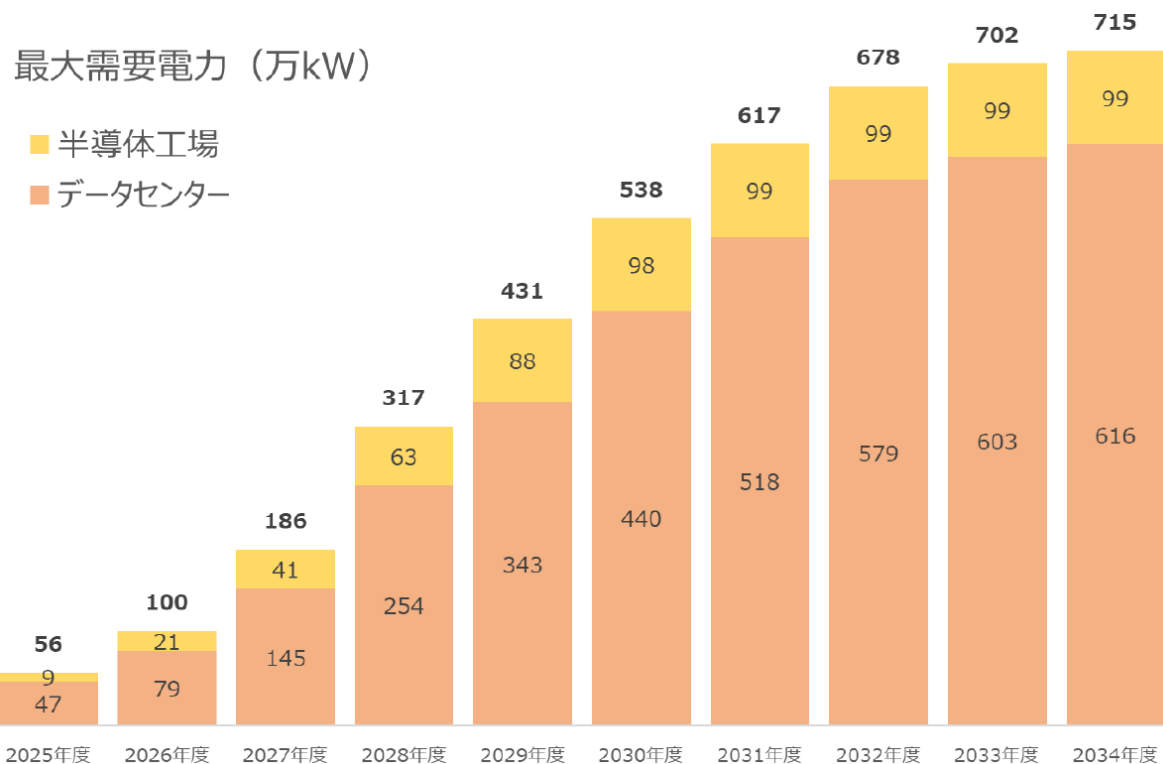


出典：エネルギー白書2024

DX・GX進展に伴う電力需要増大の可能性

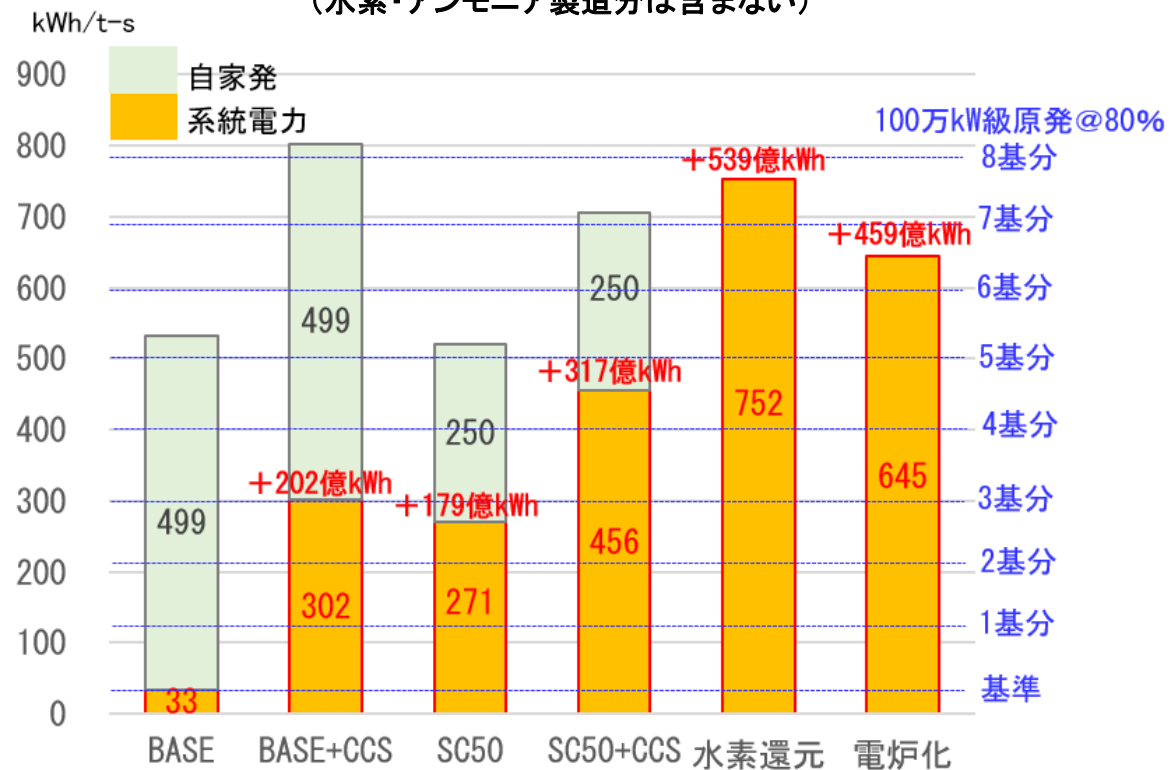
- 我が国成長の牽引役として期待されるDXやGXを実装していくには、**国際的に遜色のない価格での電力の安定供給が必須**
- **電力安定供給の道筋を明確に示すことができなければ(国内投資の予見性)、国内事業継続の大前提となる将来における電力調達への懸念が払拭できず、製造業を中心に、国内向け設備投資を躊躇せざるを得ない状況になる**

DXによる電力需要拡大想定例
工事費負担金契約締結など蓋然性の高いものみの試算



(出典)全国及び供給区域ごとの需要想定 (2025年度)、電力広域的運営推進機関

GXによる電力需要拡大想定例
現状の国内鉄鉄生産(約7500万t)が全量革新技術に転換された場合
(水素・アンモニア製造分は含まない)



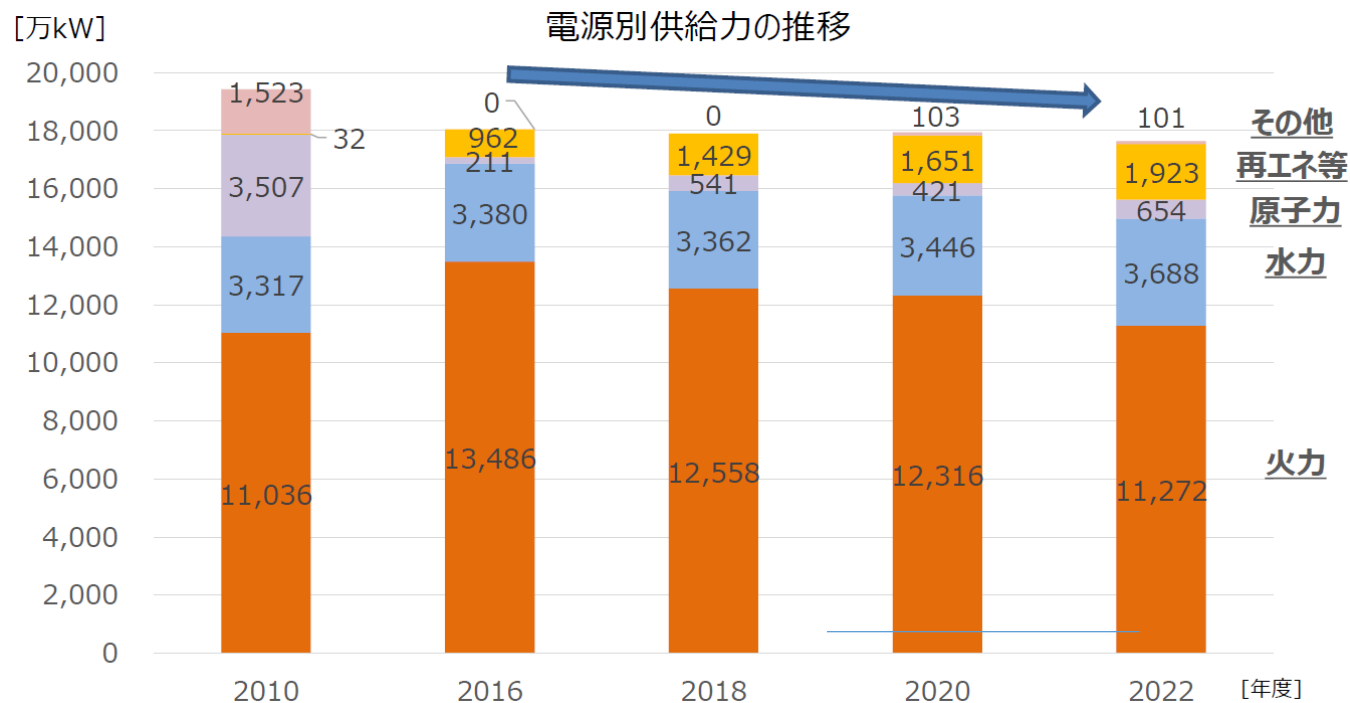
(出典)日鉄総研試算

電力供給力の減少

- 2016年の小売全面自由化以降、再エネ等の供給力※が約2倍に増加する一方、火力の供給力が大幅に減少し、日本全体の供給力が減少傾向。

※発電所の設備容量ではなく、電源の安定性に応じて一定の調整係数を乗じたもの。例えば、太陽光であれば調整係数10%など(地域や季節により数値は異なる)

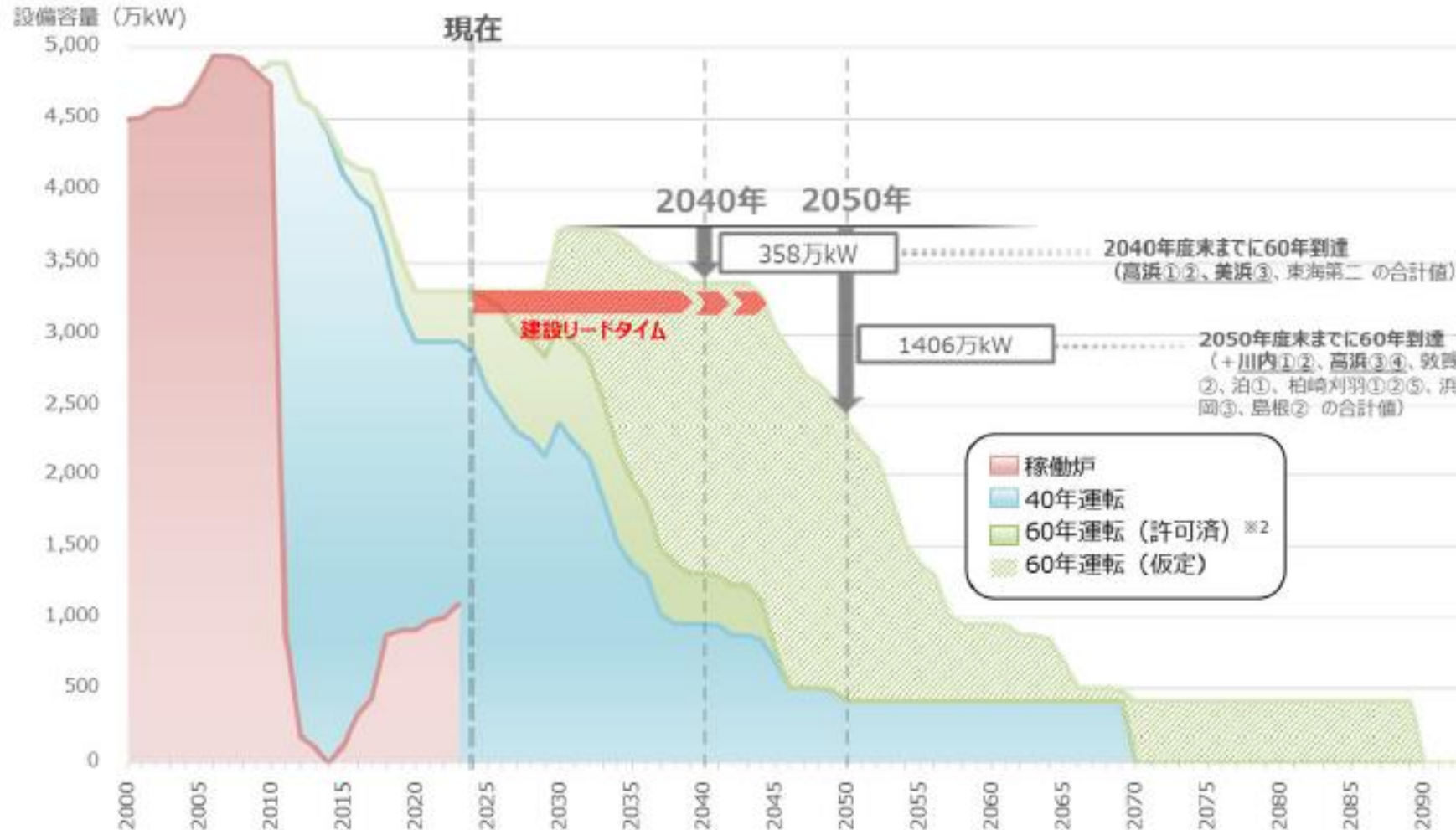
- 今後も拡大が想定される再エネは、太陽光や風力など変動型再エネ(VRE)がほとんどで、kWhの供給は拡大するが、kWやΔkWへの貢献はほとんど期待できない(供給力として信頼できない)
- 原子力、火力、電力システムの整備には長期間がかかることから、事業環境(電力システム、投資環境、規制制度等)を早急に修正整備する必要があり、第7次エネルギー基本計画においても、電力需給上の課題認識とその対応方針の明確化が織り込まれる必要



出典：第54回電力・ガス基本政策小委員会資料4-1

原子力発電設備容量想定

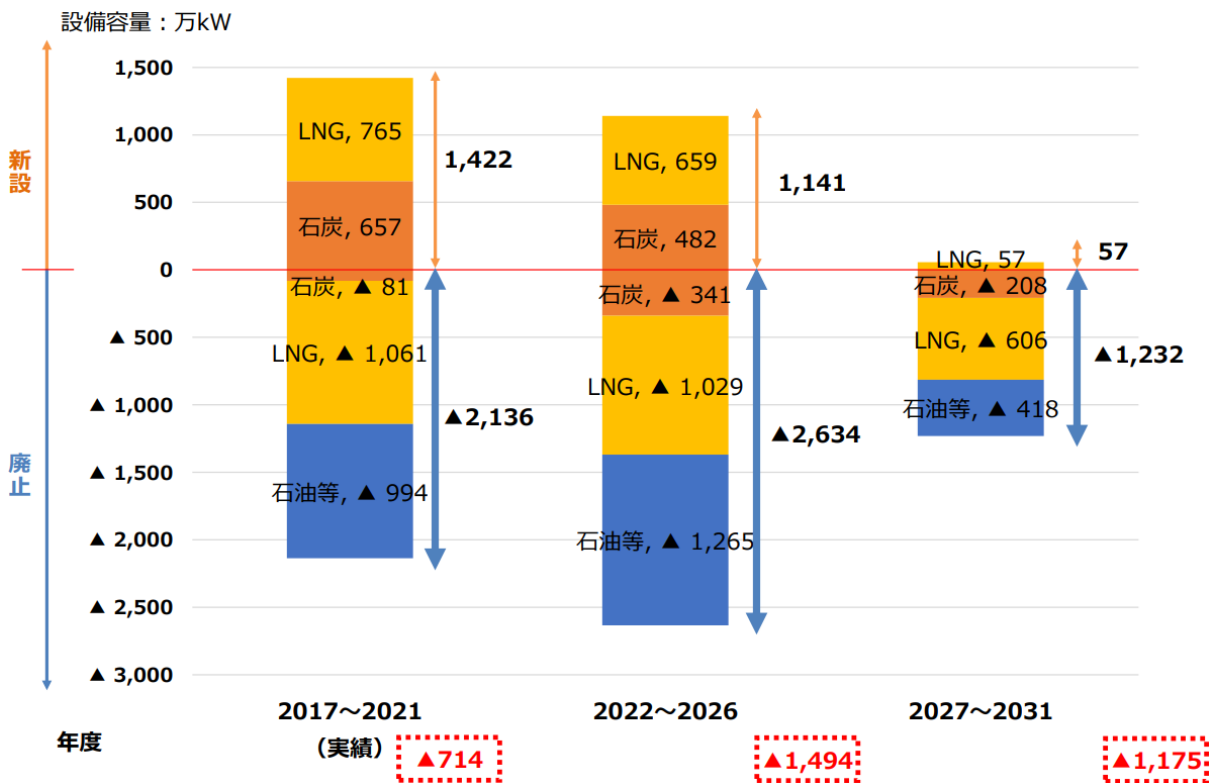
- 国内の原子力発電所の設備容量は、法定運転期間の制約から、2040年代以降急激に減少
- 次世代革新炉の開発・建設を進めるに当たっては、商用運転までには相当の期間を要することを考慮する必要



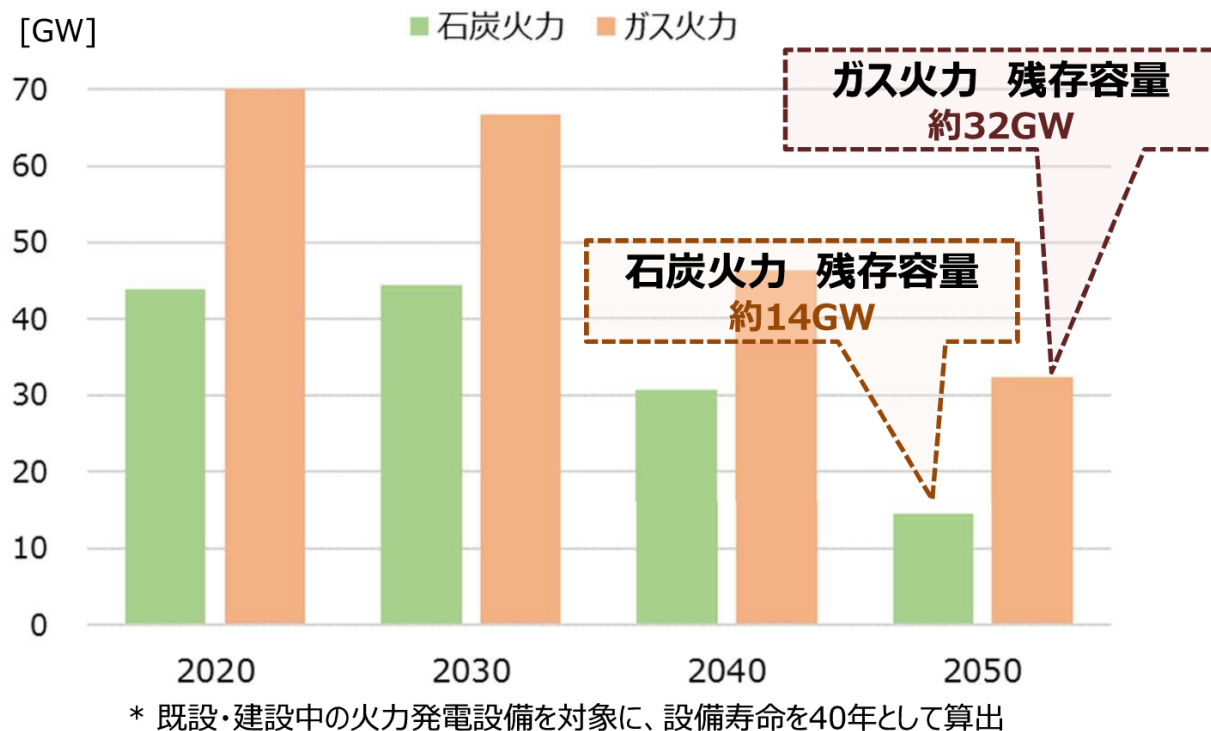
出典：第64回基本政策分科会資料1

火力発電設備容量想定

- FIT再エネの拡大に伴い、火力発電設備の利用率は低下傾向
- 需給状況とは無関係に固定価格で買い取られたFIT電気が、限界コストゼロで市場に流れ込むことによって、電力市場価格が低迷する一方、燃料価格は高騰することから、火力発電の経済性が悪化
- 設備の老朽化や非効率石炭火力フェードアウト政策の影響等で、近年火力発電設備の退出が拡大
- 投資回収の予見性も得られない中で、火力発電新設のインセンティブは大きく低下



出典：第54回電力・ガス基本政策小委員会資料4-1



出典：第44回電力・ガス基本政策小委員会資料5-1

長期脱炭素電源オークションによる投資促進

- 2020年、将来の一定期間における需要に対して必要な供給力を調達することを目的とした「容量市場」を開設
→「4年後の1年間の供給力」を募集する市場であるため、新規開発は実質的に対象外
- 2023年、新規電源投資を促進し、脱炭素電源による供給力を得ることを目的として、「長期脱炭素電源オークション」開設
- 対象は、脱炭素電源の新設・リプレースおよび既設火力の脱炭素化への改修における新規投資
- 短期的な電力需給ひっ迫防止の観点から、2023～2025年度の3年間はLNG専焼火力も対象
- 初回オークションでの落札976.6万kWのうち、純増分は原子力131.6、バイオマス19.9、LNG575.6の合計727.1万kW

初回オークションの募集量と落札容量

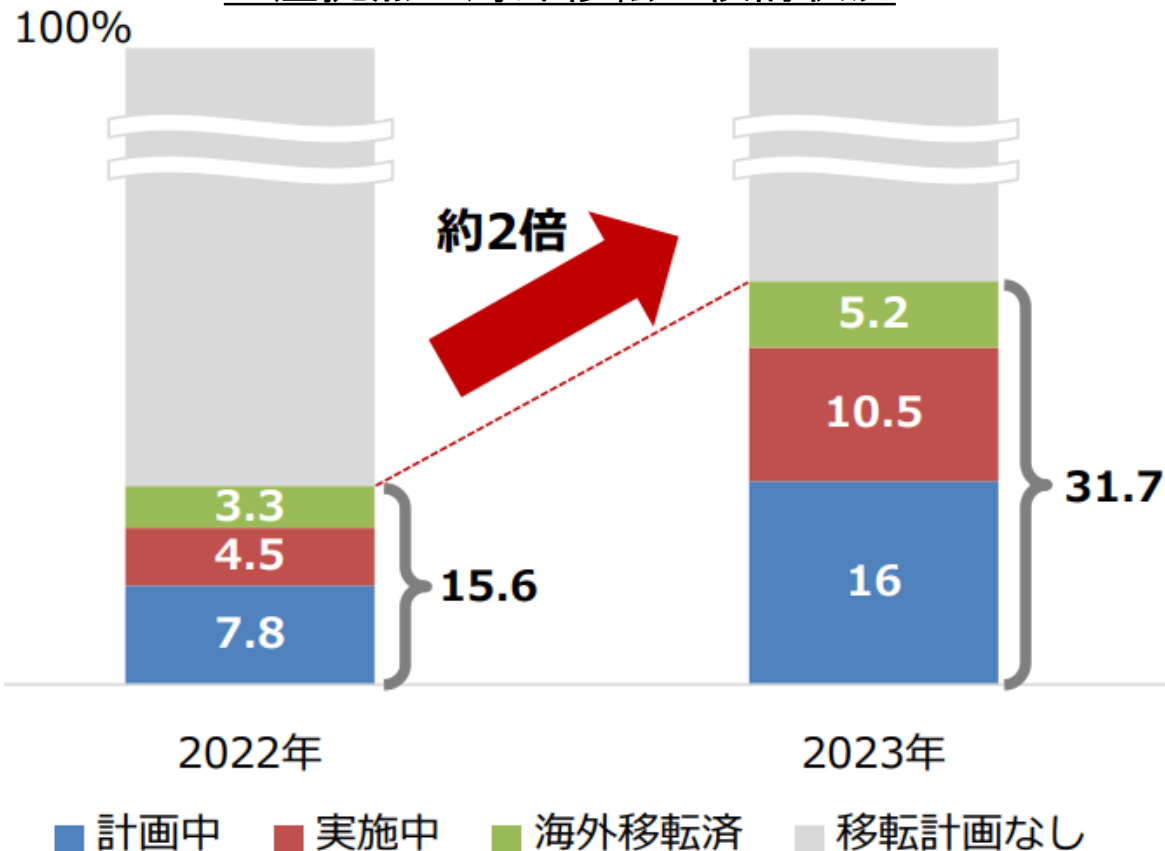
電源種		応札	落札	不落札	
既設火力の改修	水素混焼	5.5万kW	既設改造	5.5万kW	—
	アンモニア混焼	77.0万kW		77.0万kW	—
蓄電池		455.9万kW	調整電源	109.2万kW	346.7万kW
揚水		83.8万kW		57.7万kW	26.1万kW
原子力		131.6万kW	純増電源	131.6万kW	—
水素10%混焼LNG		6.8万kW		—	6.8万kW
バイオマス専焼		19.9万kW		19.9万kW	—
脱炭素電源の合計		780.5万kW		401.0万kW	379.6万kW
LNG		575.6万kW	純増電源	575.6万kW	—
合計		1,356.2万kW		976.6万kW	379.6万kW

出典：第55回基本政策分科会資料1に筆者追記

電気料金高騰と企業行動(ドイツの例)

- エネルギー安定供給は必要条件であるが、エネルギー価格という十分条件がそろわなければ、市場やサプライチェーンがグローバルする中で、企業の国外流出につながる
- ドイツは原発停止、ロシア産ガスの輸入激減などにより過去1年間で電気料金上昇を実感する企業が増加
- エネルギー集約型産業の国内生産の減少に加え、生産拠点の海外移転を検討する企業が増加

生産拠点の海外移転の検討状況



生産指数の変化



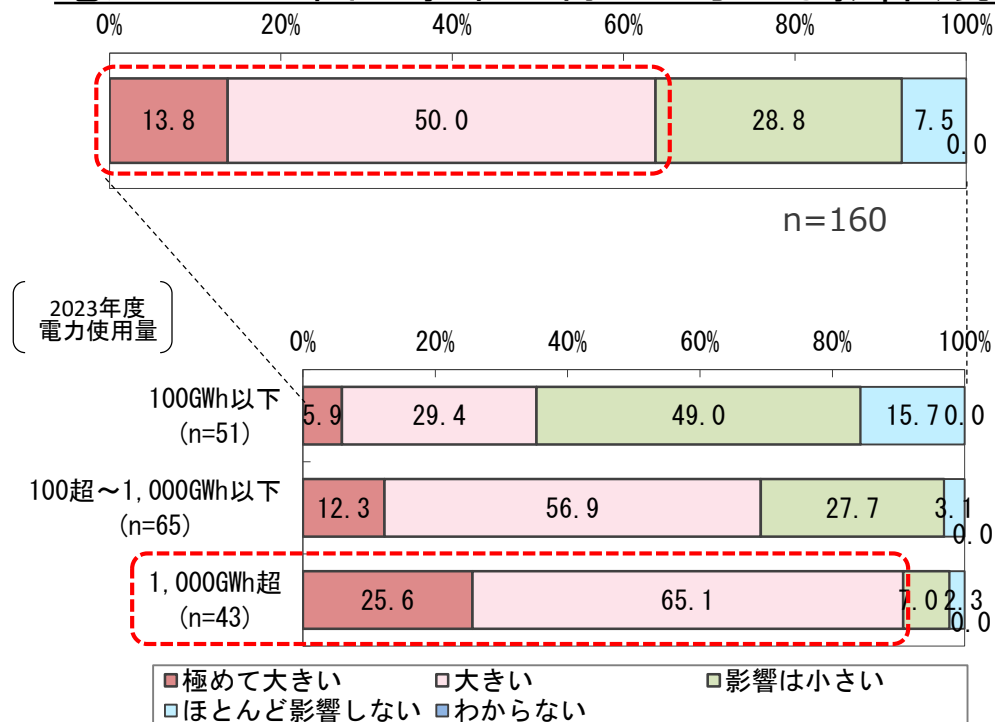
※ 2015 = 100としたときの値の変化。

出典: 第55回基本政策分科会資料1

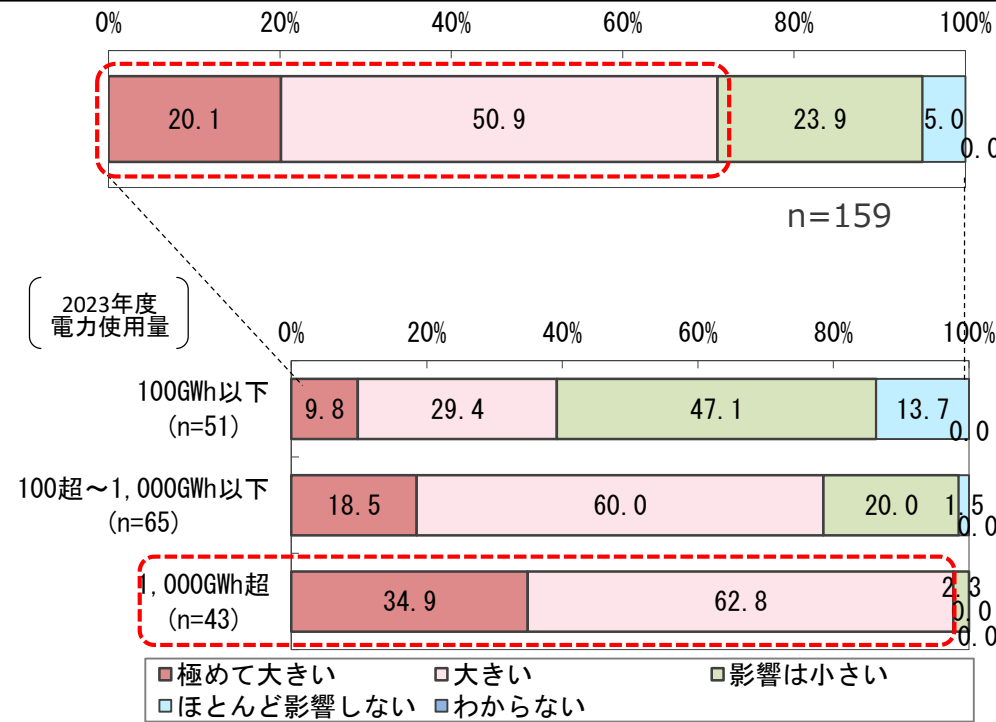
電力コストが国内事業や利益に与える影響(経団連アンケート結果)

- 「電力コストが国内事業や利益に与える影響」について聞いたところ、現時点では、6割を超える企業(64%)が「極めて大きい/大きい」と回答
- 今後5～15年後では、7割を超える企業(71%)が「極めて大きい/大きい」と回答し、将来に向けて電力コストに対する懸念が拡大している
- 電力使用量の多い企業ほど、現在及び今後5～15年後ともに、発電コストが国内事業や利益に与える影響が「極めて大きい/大きい」との回答が多い傾向

電力コストが国内事業や利益に与える影響(現在)



電力コストが国内事業や利益に与える影響(今後5-15年後)



出典: 経団連「電力問題に関するアンケート」(2024年10月)

第7次エネルギー基本計画案提示にあたっての大臣・調査会長コメント

武藤経産大臣

- 東日本大震災以降、我が国は化石燃料への依存度が高まり、**エネルギー供給構造上の脆弱性**を抱えてきた。エネルギー安全保障を抜本的に強化するため、特定の電源あるいは燃料源に過度に依存しないバランスの取れた電源構成を目指していくべき
- **DXやGXの進展によって、電力需要増加**が見込まれる中で、**脱炭素電源をいかに確保できるかが我が国の経済成長に直結**する状況。このため、再エネか原子力かといった2項対立的な議論はもうやめて、再エネも原子力もともに最大限活用していきたい
- **脱炭素技術の開発が期待されたほど進展せず、コスト低減等**が十分に進まないような事態も想定。こうした不確実性にも対応し、経済成長を実現しながら、国民生活を守るため、今回のエネルギーミックスでは、新たに**リスクシナリオも示す**
- **エネルギーは国民生活や経済活動の基盤**でもあり、**エネルギー安定供給が損なわれることは決してあってはならない**。そうした強い覚悟の下で新たな計画をまとめていく

隅調査会長

- エネルギー基本計画の見直し論議をスタートするにあたり、**前回との大きな違いは、地政学リスクの高まり、それと電力需要が増える見通しに転じたこと**
- 不確実性が非常に高く先が見通しにくいという中で、我が国は**エネルギーの安定供給、経済成長、そして脱炭素**これらの同時実現、すなわち、**脱炭素エネルギー政策と産業政策を一体として進めていかなければ、この国内産業や国民生活が立ち行かなくなりかねない**
- **GX推進戦略で掲げられた再エネや原子力という脱炭素電源を最大限活用していく方針が、今回計画原案にもしっかりと取り入れられ、また、最終エネルギー消費の7割を占める熱や燃料等、非電力部門の脱炭素化についても、水素や新燃料、CCSといった革新的技術の導入促進が盛り込まれている**
- 電力・非電力双方のエネルギーインフラの大変革に対して、**投資の予見性を高める投資環境の整備、ファイナンスの仕組みを今後さらに充実していかなければならない**
- 計画に示されたことを、個別具体的な政策に落として、柔軟にかつ着実に実行実現させていくこと

出典：第68回基本計画分科会における発言要旨

2040年エネルギー需給見通し

複数シナリオ

- 第6次では、2030年度GHG排出量46%削減目標に向けた、対策積み上げによる単一シナリオ(=技術的裏付けのある目標)であったが、今回の2040年度見通しでは、対策積み上げ手法はとられず、幅を持ってエネルギー需給の見通しを示す五つのシナリオが示された
- シナリオ①～④は、2040年73%という野心的な目標を前提に、将来からバックキャストして考える方法を採用。このため、2040年度見通しは、前提により変わり得るものであり、かつ、一定の技術進展が実現する場合に到達可能なものであることを踏まえた上で、我が国のエネルギー政策として目指すべき方向性を示すもの
- シナリオ⑤は、2040年時点で再エネ、水素等、CCSなどの脱炭素技術の開発が期待されたほど進展せず、コスト低減等が十分に進まないような事態(リスクシナリオ)

シナリオ	シナリオの概要
①再エネ拡大	既存の再エネ技術に加え、ペロブスカイト太陽電池・浮体式洋上風力等の大幅なコスト低減が実現し、国内の再エネ導入量が拡大。
②水素・新燃料活用	水素等の製造コストの大幅な低減により、水素・アンモニア火力の活用とともに、非電力部門における水素・アンモニアや合成燃料・合成メタン等の活用が拡大。
③CCS活用	CO ₂ 貯留可能量の拡大、CO ₂ 回収・輸送・貯留技術の大幅なコスト低減により、一定の化石燃料の利用が残存しつつ、発電や産業でのCCSの活用が拡大。
④革新技术拡大	幅広い革新技术で導入制約の克服、大幅なコスト低減等が進展。エネルギー需給の両面で様々な革新技术をバランスよく活用することにより、脱炭素化が進展。
⑤技術進展	2040年度までに革新技术の大幅なコスト低減等が十分に進まず、既存技術を中心にその導入拡大が進展。

2040年CO₂排出量2013年度比73%削減からの
バックキャストシナリオ
従来の対策積み上げによるシナリオではない

2040年時点で再エネ、水素等、CCSなどの脱炭素技術の開発が期待されたほど進展せず、コスト低減等が十分に進まないリスクシナリオ

出典:2040年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)に筆者追記

エネルギー需給見通し

		第7次 2040年①～④	第7次 2040年⑤	第6次 2030年
最終エネルギー消費量(億kl)		2.6～2.7	2.7	2.8
	電力(%)			28
	熱(%)			72
発電電力量(億kWh)		10600～12000	10800	9340
再エネ	4～5割程度	4800～5800	3800	3360～3530
原子力	2割程度	2100～2400	2200	1880～2060
火力	LNG			1870
	石炭	3100～3900	4900	1780
	石油等			190
エネルギー起源CO2排出量(億t)		3.65～3.67	5.39	6.77
エネルギー起源CO2削減率(%)		-70%程度	-56%程度	-45%
CCS(億t) (個別課題③)		0.6～1.2	0.5	—
水素等(億kl)		0.18～0.22	0.08	—

最終消費における熱/電力の比率明示せず

増分需要を再エネ拡大で対応

燃料種は明示せず

需要増分は再エネで対応のため 火力は増えない
需要増分の多くを火力で対応

相当高額なCPが前提?

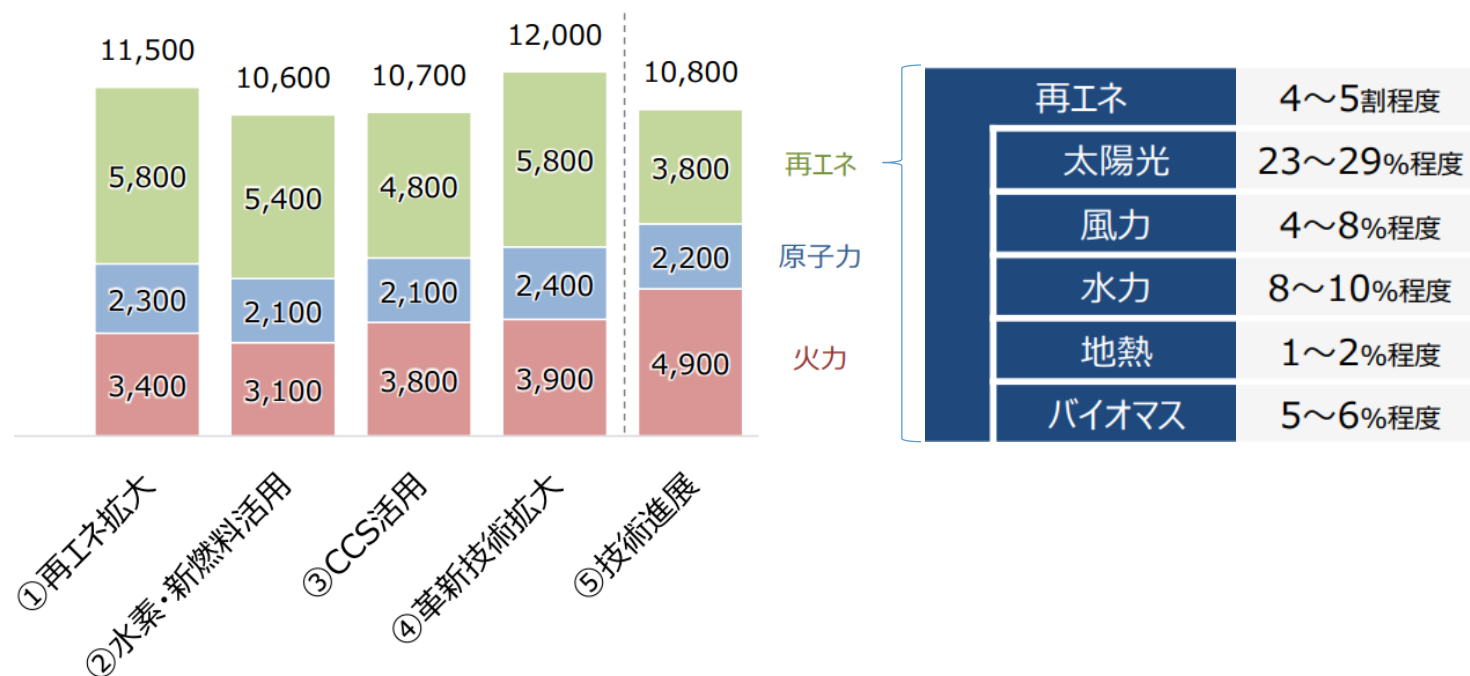
2030年の5倍増

2030年の倍増

一次供給4.3億klの1%:0.043億kl

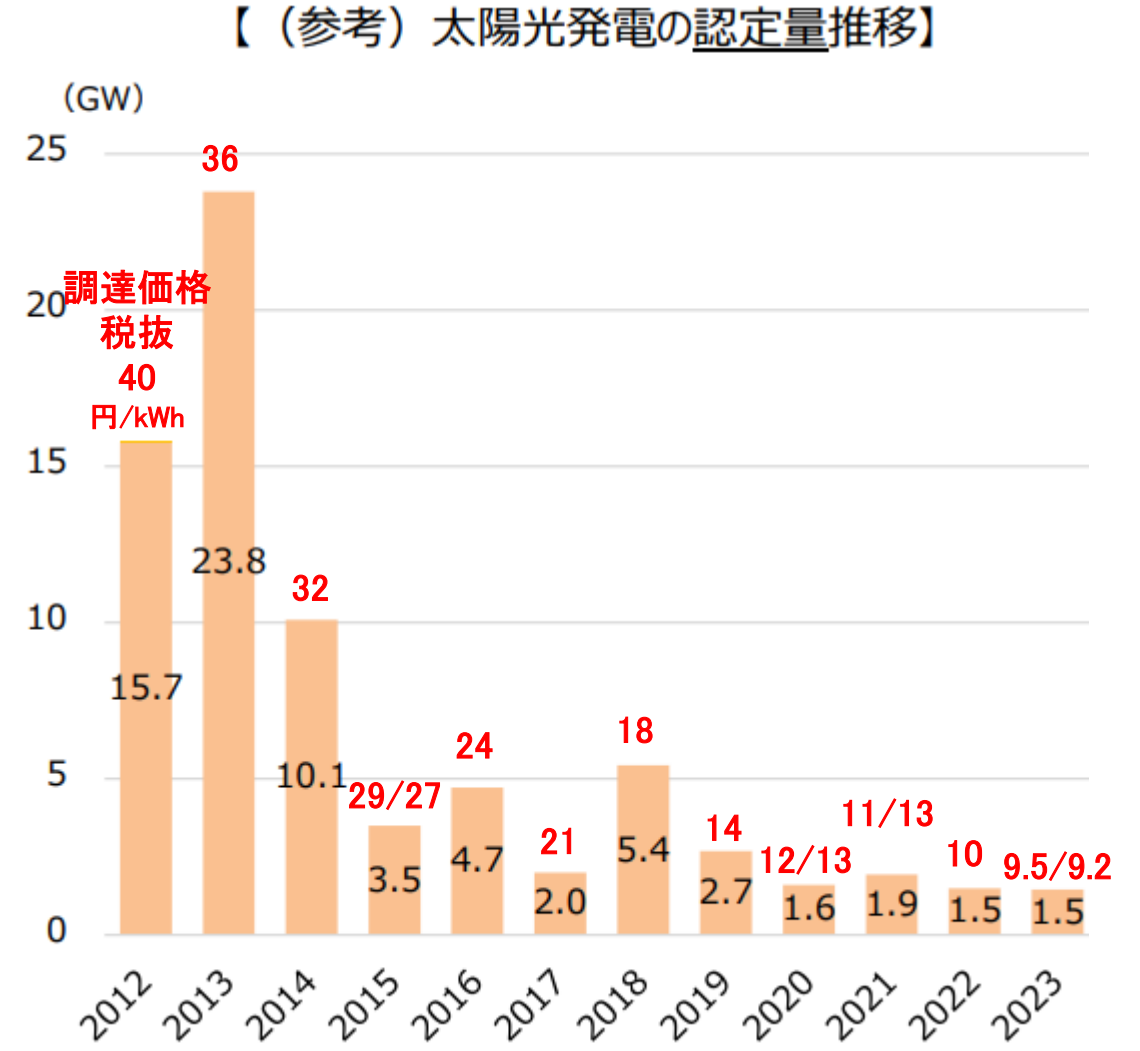
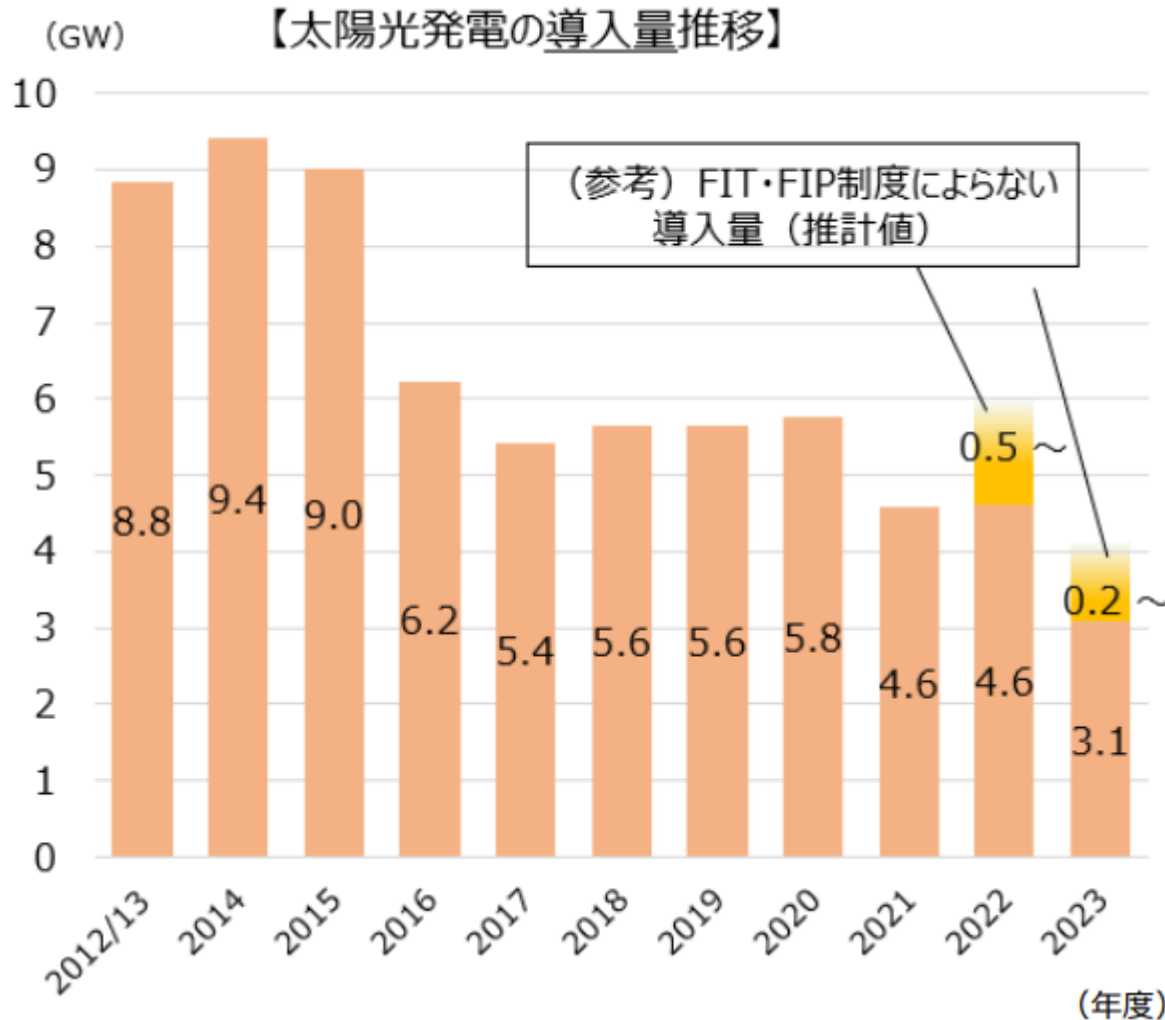
データ出典:2040年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)に筆者追記(赤字)

再生可能エネルギー



FIT制度スタート後の太陽光発電の導入状況

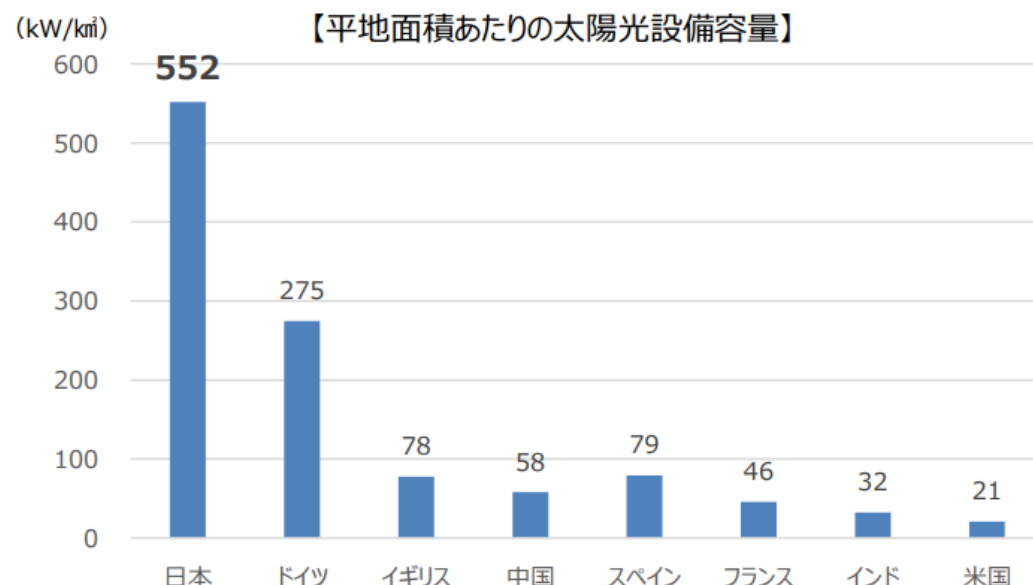
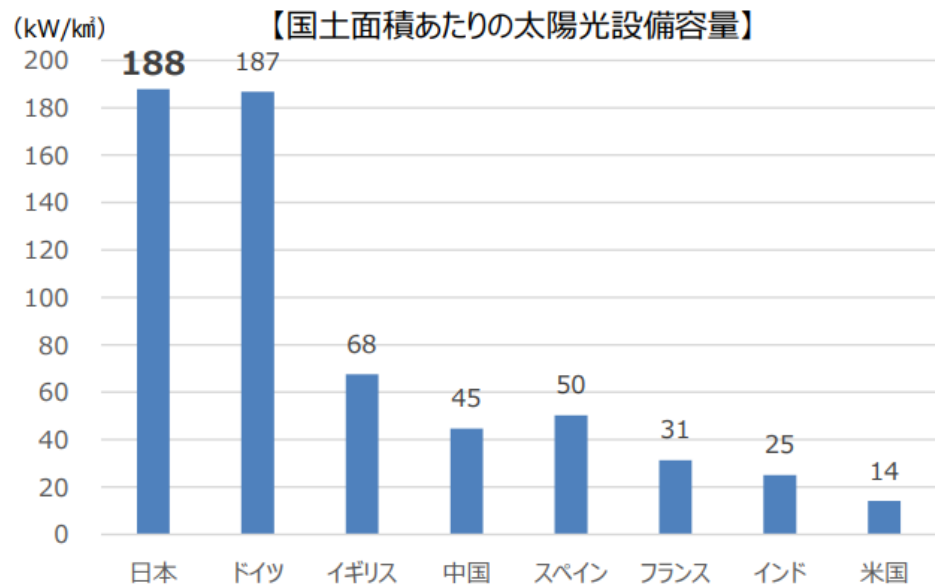
- 適地の減少や調達価格の低下に伴い、導入量、認定量ともに減少傾向
- 制度当初、設備認定(調達価格決定)から運開までの期限がなかったため、認定件数と導入件数に大きな違いがある



出典: 第71回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料1

国土面積・平地面積当たりの太陽光設備容量の各国比較

- 我が国の国土面積当たりの太陽光導入容量は、主要国の中で最大級。平地面積で見るとドイツの2倍



	日	独	英	中	西	仏	印	米
国土面積	38万km ²	36万km ²	24万km ²	960万km ²	51万km ²	55万km ²	329万km ²	983万km ²
平地面積※ (国土面積に占める割合)	13万km² (34%)	24万km ² (68%)	21万km ² (87%)	740万km ² (77%)	32万km ² (63%)	38万km ² (69%)	257万km ² (78%)	674万km ² (68%)
太陽光の設備容量 (GW)	71	67	16	429	25	17	83	140
太陽光の発電量 (億kWh)	926	603	133	4,273	312	196	1,047	1,838
発電量 (億kWh)	10,106	5,743	3,221	89,113	2,879	4,692	18,141	44,729
太陽光の総発電量 に占める比率	9.2%	10.5%	4.1%	4.8%	10.8%	4.2%	5.8%	4.1%

出典: 第71回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料1

次世代型太陽電池への期待

- **ペロブスカイト太陽電池**は、主要な材料であるヨウ素の生産量は、日本が世界シェア30% (世界2位)を占めている。**欧州や中国を中心に技術開発競争(ガラス型・タンデム型)が激化**。日本も技術は世界最高水準に位置し、特に、フィルム型では、製品化のカギとなる大型化や耐久性の面で世界をリード
- ペロブスカイト太陽電池の社会実装が期待されていることを受け、次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けて、官民協議会を開催し、取組を加速化。**太陽電池産業に係る過去の教訓**も踏まえながら、次世代型太陽電池の導入目標の策定、国内サプライチェーンの構築、海外市場の獲得に向けた戦略などについて議論し、次世代型太陽電池戦略を取りまとめる



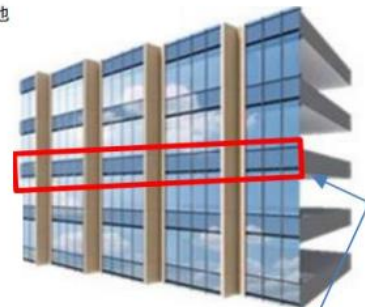
ロールtoロールによる製造

出所：積水化学工業（株）HP 出所：中央日本土地建物グループ・東京電力HD HPより一部加工

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地再開発事業
世界初 フィルム型ペロブスカイト太陽電池による
高層ビルでのメガソーラー発電を計画

第一生命保険、中央日本土地建物、東京センチュリー、
東京電力P G、東電不動産、東京電力H D

内幸町一丁目街区南地区第一種市街地
再開発事業完成イメージ



スパンドレル部 (※) 外壁面内部

(※) 本計画では、ビルの各階の床と天井
の間に位置する防火区画に位置する外壁面

1 MW導入計画プレスリリース

パナソニックの実証の様子

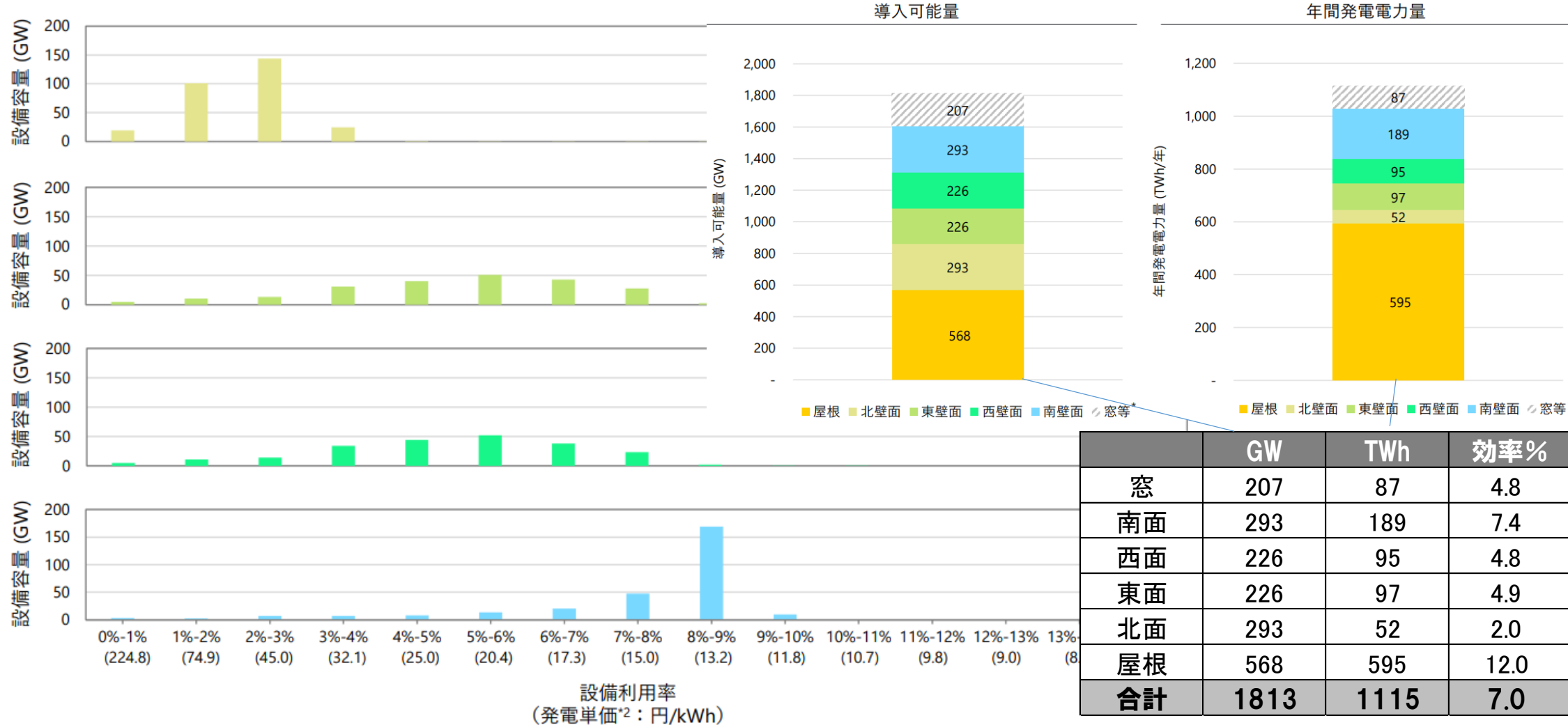


エネコートのIoT機器 (CO2センサ)



建築物への適用の可能性

- 建物への導入ポテンシャルは1813GW、発電量は1115TWhと膨大
- 北面は2-3%、東西面は5-6%、南面は8-9%の設備利用率となる壁面が多く、経済性は低い



出典: 第67回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料2、デロイトトーマツ

出典: 左記資料より筆者試算

太陽光発電の抱える課題①(事業規律)

- FIT制度により、太陽光には様々なプレーヤーが参入したが、河川法や農地法等の法令に違反する事案も発生
- 急速に参入が拡大した太陽光を中心に、工事の不備等による安全面の不安や、景観や環境への影響等をめぐる地元との調整における課題、太陽光発電設備の廃棄対策等、地域の懸念が顕在化
- 農地に支柱を立てて上部空間に太陽光パネルを設置し、農業生産と発電を両立する営農型太陽光発電は(農地の一時転用許可が必要)のうち約2割が太陽光パネルの下部農地での営農に支障が発生

景観を乱すパネルの設置



土砂崩れで生じた崩落

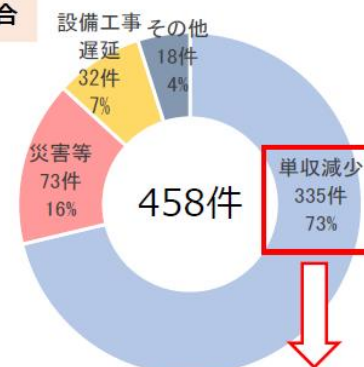


「営農型PV」におけるトラブル

下部農地での営農への支障の割合

営農型太陽光発電設備数 (R2年度末)	2,535 件
うち 支障あり	458件
割合	18%

資料：農林水産省農村振興局農村計画課調べ



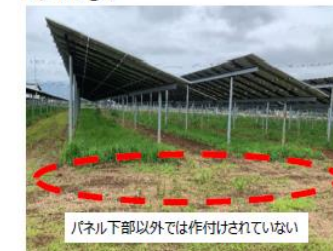
単収減少のうち5割超は地域単収の0~20%未満

不適切な営農型太陽光発電の事例

【事例①】



【事例②】



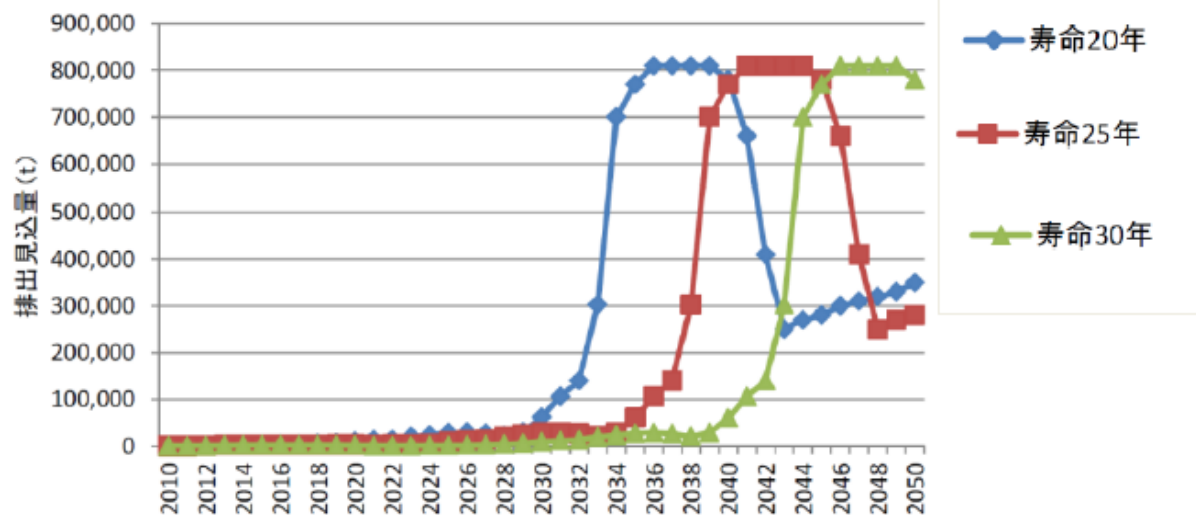
出典：第62回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料1

出典：第63回再エネ小委員会資料4、農水省

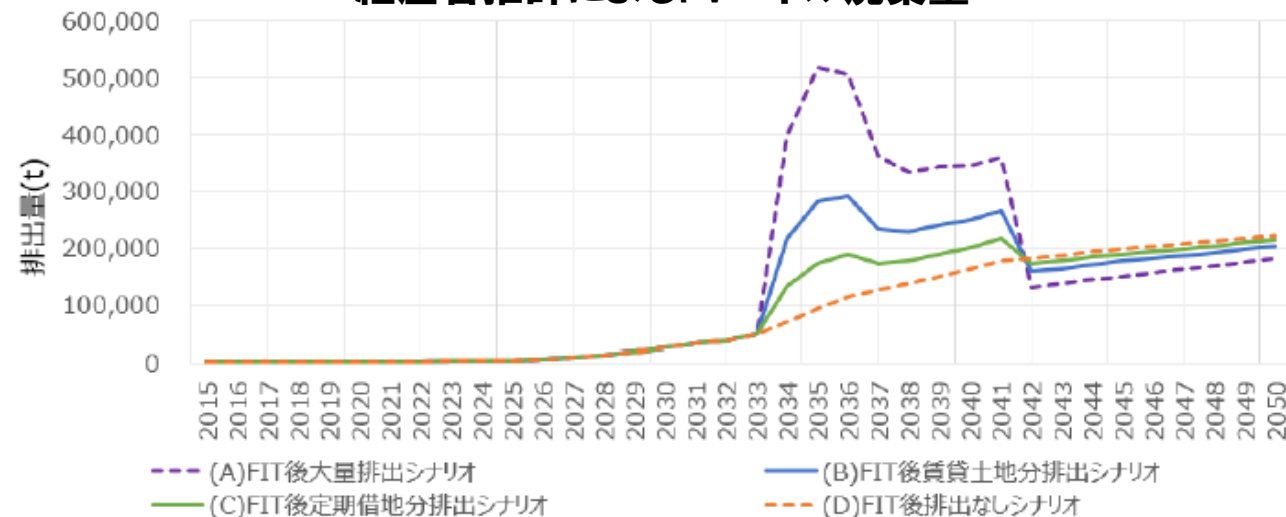
太陽光発電の抱える課題②(廃棄物処理)

- 2030年代後半の太陽光パネル推計排出量が全て直接埋立処分された場合、環境省試算で50万～80万t/年、経産省試算で17万～28万t/年発生→個別リサイクル法で処理されている自動車や家電4品目の現在の処理量と同程度
- 太陽光パネルには、鉛、セレン、カドミウム、ヒ素を含有する可能性が高いも、既導入のパネル（数万種）に関する含有情報がない

環境省推計によるPVパネル廃棄量



経産省推計によるPVパネル廃棄量



PVパネルに含有される有害物質

主なパネルの種類	含有可能性のある物質
シリコン系	鉛（電極のはんだ）、ヒ素（カバーガラス）（※）
化合物系（CdTe系）	鉛（電極のはんだ）、ヒ素（カバーガラス）（※）、カドミウム（CdTe系電池の主原料）
化合物系（CIS/CIGS系）	鉛（電極のはんだ）、ヒ素（カバーガラス）、カドミウム（バックシート・化合物・電極）（※）、セレン（CIS/CIGS系電池の主原料）

出典：再生可能エネルギー発電設備の廃棄・リサイクルに係る現状及び課題について、環境省

太陽光発電の抱える課題③(事業継続)

- FIT制度初期に導入された太陽光発電が、2032年以降、大量に調達期間満了を迎える
- 太陽光発電の大半は小規模事業者であり、FIT調達期間満了後の事業継続は不透明
- 最大の電源規模となった太陽光発電の事業継続は重要な課題

一定規模以上の太陽光発電事業を集約し、長期間にわたって事業を継続する「長期安定適格太陽光発電事業者」認定制度制定へ

FIT/FIP制度における事業用太陽光の導入容量・導入件数(年度別)

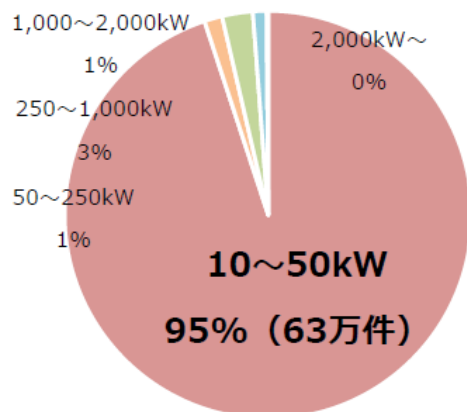
	2012/2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	合計
容量	677.0万kW	836.8万kW	814.9万kW	544.4万kW	474.5万kW	490.6万kW	487.8万kW	499.7万kW	373.4万kW	354.4万kW	5,553.7万kW
件数	123,984件	152,780件	115,943件	72,565件	53,352件	54,821件	49,172件	33,323件	20,606件	13,708件	689,954件

2032~2036年度に調達期間/交付期間が終了
約2,900万kW (29GW) ・ 約47万件

出典: 第70回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料3

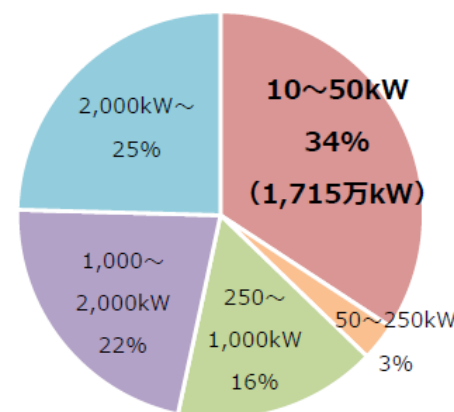
FIT制度における事業用太陽光の導入状況(規模別)

導入件数 (計67万件)



規模	導入件数 (件)
10~50kW	633,442
50~250kW	9,476
250~1000kW	16,269
1000~2000kW	7,297
2000kW~	795

導入容量 (計5,010万kW)

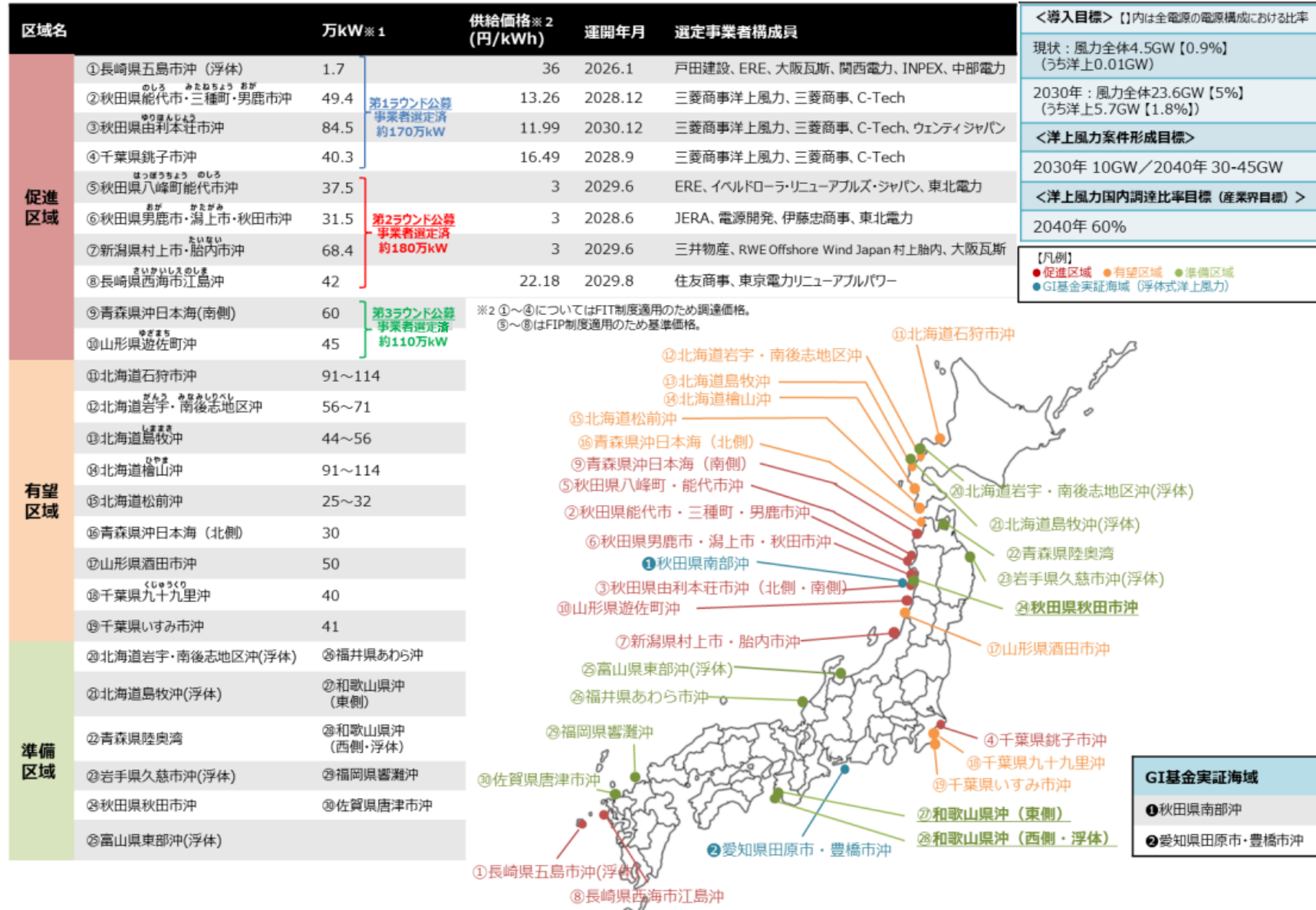


規模	導入容量 (MW)
10~50kW	17,148
50~250kW	1,483
250~1000kW	8,107
1000~2000kW	11,053
2000kW~	12,307

2021年9月末時点

出典: 第43回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料1

再エネ海域利用法に基づく公募制度等を通じた洋上風力案件形成



出典：第71回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料1に筆者追記

再エネ海域利用法に基づく洋上風力公募進捗状況

- 2000年より、再エネ海域利用法に基づく公募を開始
- 第1回(R1)では、着床式を前提とする3海域が募集され、いずれの海域も上限価格を大きく下回る価格で落札
- 第2回(R2)では、着床式3海域が3¥/kWh(ZPL:ゼロプレミアムレベル)での落札
- 第3回(R3)でも、募集された着床式2海域が 3¥/kWh(ZPL:ゼロプレミアムレベル)で落札された

	海域	方式	運開予定	落札容量 (MkW)	風車機種	基数	落札価格 (¥/kWh)	上限価格 (¥/kWh)
R1	能代市・三種町及び男鹿市沖	着床式	2028年12月	478.8	GE製12.6MW	38	13.26	29
	由利本荘市沖	着床式	2030年12月	819	GE製12.6MW	65	11.99	29
	銚子市沖	着床式	2028年9月	390.6	GE製12.6MW	31	16.49	29
R2	八峰町及び能代市沖	着床式	2029年6月	375	Vestas製15MW	25	3(ZPL)	19
	男鹿市、潟上市及び秋田市沖	着床式	2028年6月	315	Vestas製15MW	21	3(ZPL)	19
	村上市及び胎内市沖	着床式	2029年6月	684	GE製12.6MW	38	3(ZPL)	19
	西海市江島沖	着床式	2029年8月	420	Vestas製15MW	28	22.18	29
R3	青森県沖日本海（南側）	着床式	2030年6月	615	SGRE製15MW	41	3(ZPL)	18
	山形県遊佐町沖	着床式	2030年6月	450	SGRE製15MW	30	3(ZPL)	18

出典:経産省公表情報より筆者作成

洋上風力発電で顕在化した課題：事業予見性

[プロジェクト再検討の動き]

- 2025年2月3日、三菱商事は、新型コロナウイルスの蔓延やウクライナ危機に端を発し、とりわけ**インフレ、円安、サプライチェーンの逼迫、金利上昇など、公募参画当初の想定を上回る事業環境の変化**に伴い、R1で落札した3海域の**事業性の再評価**を行っており、再評価の結果を踏まえ、今後の対応方針を検討することを発表

<https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/news/release/2025/20250203002.html>

- また、三菱商事は、2025年2月6日に発表した2024年度第3四半期決算で、上記3海域の洋上風力発電事業における522億円の減損損失を計上（コンソーシアムを組む中部電力も179億円の減損を計上）

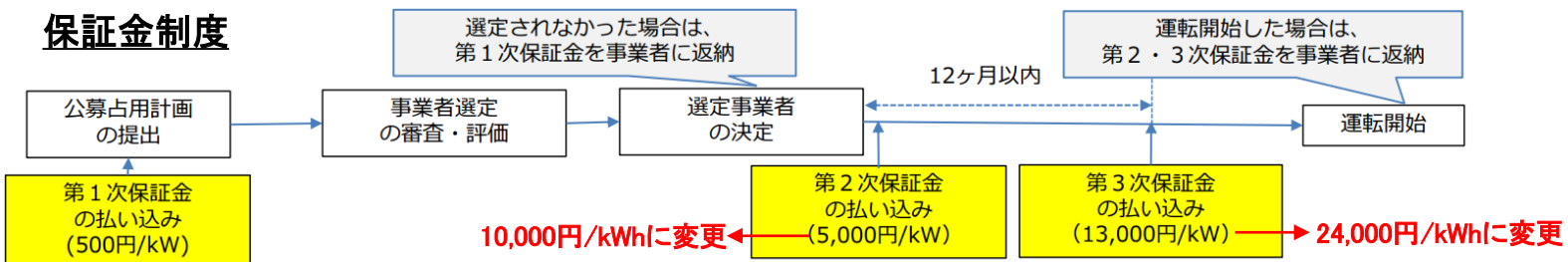
<https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/news/release/2025/20250206001.html>

[入札制度見直し]

- 現在の制度では、事業者が入札時に想定した電力価格に建設期間に発生した物価変動の影響を反映できず、欧米のような事業中止が発生する可能性
- 経産省と国交省は国の指定海域における洋上風力発電事業者の公募制度の運用指針を改訂。新たな仕組みでは建設期間における資材価格や施工費用などの上昇分について、電力価格に反映できるようにする（価格下落時にも反映）
- 新制度はR4公募から適用されるが、既決定のR1-3案件についても、事業遅延時保証金の倍増の条件を受け入れる事業者については適用。またR1で「FIT」電源として落札したものについては、「FIP」への移行を認める

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/yojo_furyoku/031.html

保証金制度



運転開始遅延に伴うペナルティー

予定日までに運開しなかった場合：4,000円/kWh

予定日から6か月以内に運開しなかった場合：4,000円/kWh(合計8,000円/kWh)

予定日から12か月以内に運開しなかった場合：8,000円/kWh(合計16,000円/kWh)

予定日から18か月以内に運開しなかった場合：4,000円/kWh(合計20,000円/kWh)

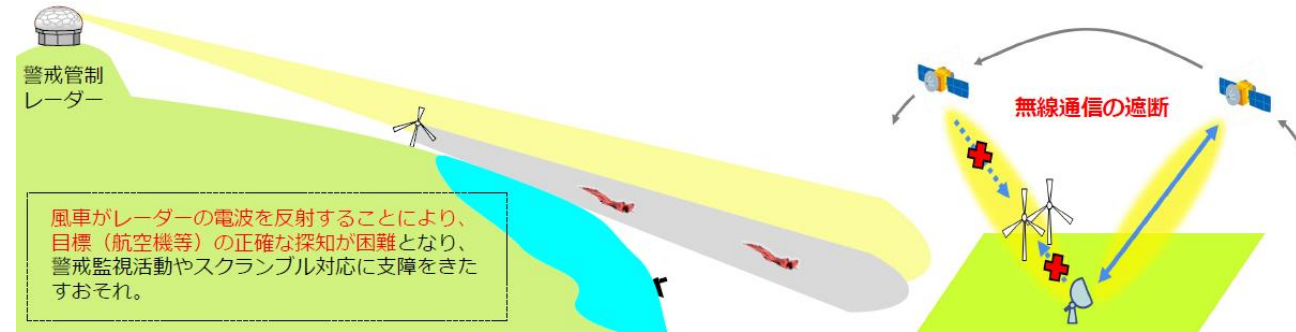
予定日から2年以上以内に運開しなかった場合：4,000円/kWh(合計24,000円/kWh*)

* 予定日から2年以上運開が遅れた場合は、第3次補償金全額が没収される

陸上風力発電で顕在化した課題：レーダー障害

陸上風力タワー建設によるレーダー障害

- 2050年までに脱炭素社会を目指すとしてされている中で、エネルギー源としての風力発電の導入は、今後拡大する見込み
- 他方、多数林立する風力発電設備は、洋上を監視する自衛隊のレーダー等や人工衛星と地上局との間で行われる無線通信に障害を及ぼすおそれ



出典：第70回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会資料1、防衛省

防衛・風力発電調整法

- 2024年5月、「陸上風力発電施設の建設を規制する防衛・風力発電調整法（防衛・風力発電調整法）」が成立
- 防衛大臣が告示で指定する陸上区域において、**風力発電設備を設置する者は、防衛大臣に届出なければならない【第3条・第4条】**
- 自衛隊等の使用する電波の伝搬に障害を及ぼす場合、**設置者と最大2年間協議（協議が調った時点で工事可能。2年を経過した場合も同様）【第7条・第8条】**
- * この2年間の工事制限期間の中で、風力発電設備の設置者及び防衛大臣は、相互に、レーダーの機能を補完するための措置及び風力発電設備の設置等に係る工事計画の変更や、電波を用いた自衛隊等の円滑かつ安全な活動の確保と風力発電設備に係る財産権の行使との調整を図るために必要な措置について協議を求めることができる（第8条第1項）。この求めに対しては、双方とも協議に応じなければならない（第8条第2項）。なお**2年間の工事制限期間が設けられているものの、この期間が経過した後は、風力発電設備の設置者自身による施工や請負人に工事を行わせることが可能となる**

出典：参議院常任委員会調査室・特別調査室 立法と調査 / 0915-1338

https://www.sangiin.go.jp/japanese/annai/chousa/rippou_chousa/backnumber/2024pdf/20240412043.pdf

地熱発電

基本認識

- 日本の地熱資源のポテンシャルは世界第3位で、安定的に発電を行うことが可能なエネルギー源であり、地域資源の有効活用を通じて産業振興や地域社会に貢献し、地域活性化にも資するもの

課題

- 開発リスク・開発コストの高さ、リードタイムの長さ、地熱資源の有望地域の偏在による開発適地や系統接続の制約、地元との調整や開発のための各種規制への対応等

今後の対応

- 地熱開発の加速化のため、地熱資源の約8割が存在する自然公園内を中心に、経産省が選定した複数の有望地域において、「地熱フロンティアプロジェクト」を立ち上げ、選定された地域では、JOGMEC自らが、地熱資源の調査を行い、調査データ等を事業者を提供し、掘削した井戸を事業者の求めに応じて引き継ぐことで、事業者の開発リスクと開発コストの低減を図るとともに、政府も地域の関係者との調整を積極的に支援する
- 「地熱開発加速化パッケージ」実行に向けて、自然環境や温泉事業者への配慮を前提に、ステークホルダーの理解醸成、掘削コスト高騰や高い掘削リスクへの対応、温泉法や立地条件等に応じた自然公園法・森林法等の各種許認可手続への対応について、関係省庁が連携し、ワンストップでフォローアップに取り組む
- 地熱発電の導入をより短期間・低コストで、かつ円滑に実現できるよう、地域の理解促進、リスクマネーの供給、探査技術の高度化等の掘削成功率や掘削効率の向上に資する技術開発などの取組を進める
- 今後、2040年に向けて地熱発電の導入を加速させていくための具体的な計画や目標等を策定
- 発電後の熱水利用など、エネルギーの多段階利用を通じて、地域のエネルギー供給の安定を支える役割を担う地熱発電の取組を推進する。JOGMECとの連携により、地熱発電技術の海外展開を促進する

出典：第7次エネルギー基本計画抜粋編集

水力発電

基本認識

- 水力発電は、安定した出力を長期的に維持することが可能な脱炭素電源として重要
- 地域に裨益する事業モデルを構築することで、地域産業の活性化・地方創生に資する

課題

- 開発コストや規制対応等に起因する開発リスクが高いことに加え、堆砂の深刻化等による設備容量の減少、激甚化する豪雨災害等による被害、経年に伴う設備の老朽化

今後の対応

- 開発リスクの低減や適切な再投資・維持・管理を通じた活用の促進に向けて、長期脱炭素電源オークションを含む容量市場やFIT・FIP制度等を通じて水力発電への電源投資を促進する
- 中小水力発電の導入検討段階等で必要となる流量調査や地元理解の促進等を支援する
- 中小水力発電の隠れた開発ポテンシャルを明らかにするため、全国水系における開発可能な地点の広域的な調査や、地方公共団体主導の下での開発地点候補の詳細調査・案件形成等を推進する
- 水力エネルギーを最大限活用するため、「流域総合水管理」の考え方も踏まえつつ、ダム・導水路等のインフラを所管する関係省庁と連携し、治水機能の強化と水力発電の促進を両立させるハイブリッドダムの取組として、ダムの運用の高度化、既設ダムの発電施設の新増設、ダム改造・多目的ダムの建設を推進し、発電量の増加を図る
- 電力ダムも含めた複数ダムの連携、既存設備のリプレースによる最適化・高効率化、発電利用されていない既存ダムへの発電設備の設置等を推進する
- 以上について、施策間での適切な役割分担を前提に、関係省庁で連携し対応していく

出典：第7次エネルギー基本計画抜粋編集

バイオマス発電

基本認識

- 災害時のレジリエンス向上や地域産業の活性化を通じた経済・雇用への波及効果が大きいため、地域分散型、地産地消型のエネルギー源として多様な価値を有するエネルギー源

課題

- 発電コストの大半を収集・運搬等の燃料費が占める構造に加え、昨今では燃料需給のひっ迫も見られ、事業の安定継続が課題
- 大規模なバイオマス発電については、安定的かつ持続可能な燃料調達の確保やコスト構造を踏まえた将来的な自立化の可能性が課題

今後の対応

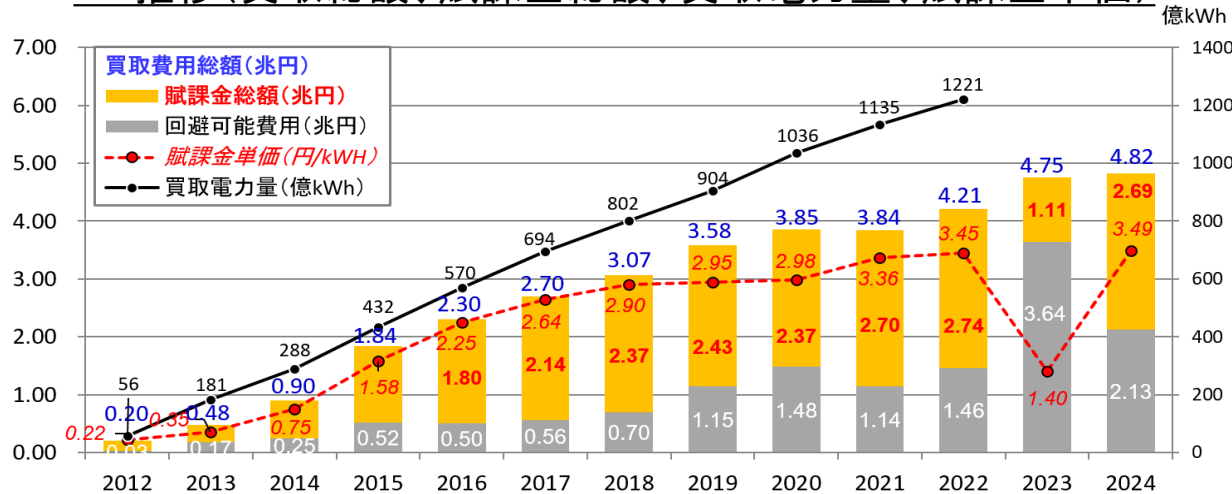
- 国産木質バイオマス燃料の供給拡大に向け、関係省庁が連携し、林地残材等の更なる利用に向けた体制構築、各地域に適した早生樹や広葉樹等の育林手法等の実証、適正な再造林等を推進する
- 環境、社会・労働、ガバナンス、食料との競合、ライフサイクル温室効果ガスの排出量等の観点から持続可能性が確保されたバイオマス燃料の利用を求めていく
- 地域の農林業等と連携し、エネルギー変換効率の高い熱利用・熱電併給の地域内利用を推進するとともに、農山漁村再生可能エネルギー法等を通じたエネルギーの地産地消を積極的に推進し、農林漁業の健全な発展と調和を図りつつ、家畜排せつ物、下水汚泥、食品廃棄物等の有効利用を進める
- FIT・FIP制度による支援の在り方や、調達期間及び交付期間が終了した後のバイオマス発電事業継続確保について検討を進める

出典：第7次エネルギー基本計画抜粋編集

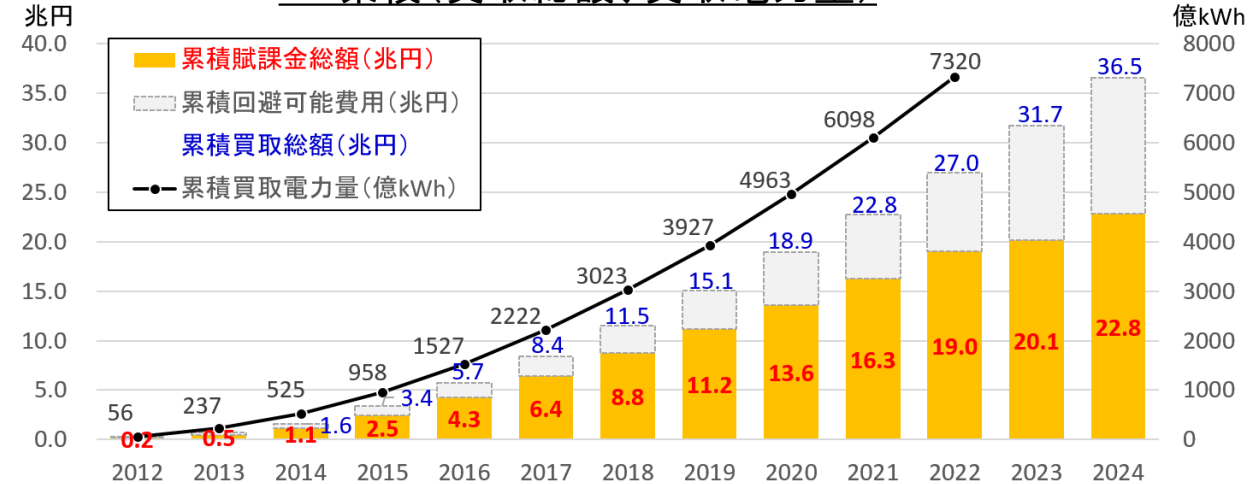
FIT賦課金推移

- 2012年のFIT制度開始以降、買取電力量、買取総額ともに着実に増加
- この傾向は少なくとも2032年度までは継続(地熱を除く再エネの買取期間が20年であるため)
- 2022年度までの累積買取電力量は7320億kWh、累積買取総額は27.0兆円、累積賦課金総額は19.0兆円に上る
- 今後も拡大が予想され、**2024年までには累積買取総額36.5兆円、累積賦課金総額22.8兆円**に達すると見込まれる
- 太陽光の買取価格は、すでに10¥/kWhを切るレベル(2023年度9.5、2024年度9.2:入札対象外50kW以上)まで下がってきているが、**過去に高額な価格で認定された電源が多くを占めることから、平均買取価格は30¥/kWhを超えるレベルが継続**

FIT推移(買取総額、賦課金総額、買取電力量、賦課金単価)



FIT累積(買取総額、買取電力量)



CO2削減コスト試算(2022年度)

ゼロエミ価値を生み出すためのコスト: FIT賦課金総額2.74兆円 ÷ FIT買取電力量1221億kWh = **22.44円/kWh**

FIT電気によって代替される火力電源排出係数0.49kg-CO2/kWhと想定*した場合の削減コスト:

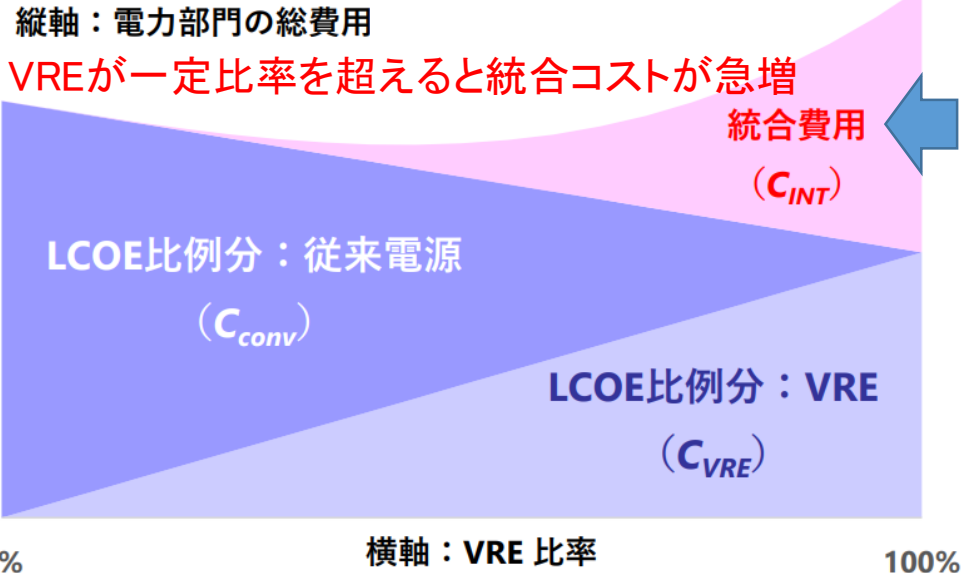
22.44円/kWh ÷ 0.49kg-CO2/kWh = **45,796円/t-CO2**

* 電気事業排出量3.27億t-CO2 ÷ 火力発電量6,664億kWh

変動型再エネ(VRE)拡大による統合コストの上昇

- 太陽光や風力など、変動型再エネ(VRE: Variable Renewable Energy)比率が拡大した場合、天候や季節による発電量の急峻かつ大幅な変動が発生
 - バッテリーで吸収・調整できる範囲を超えるレベルの変動
- 再エネ拡大の中で火力発電量(kWh)は低下するが、調整力としての容量(kW)維持必要
 - 火力利用率低下影響(効率悪化、固定費上昇)、系統増強コスト等、電力システムの安定性を維持するための統合コストが加速度的に上昇し、電力システム全体のコストを押し上げる
- 海外との系統連系がない我が国の場合、国内のみで電力の需給バランスをとることが必要
 - 変動型再エネの出力制限が大きく拡大し、再エネの経済性が低下

VRE大量導入時の統合費用の概念



出典：第1回発電コスト検証ワーキンググループ資料5

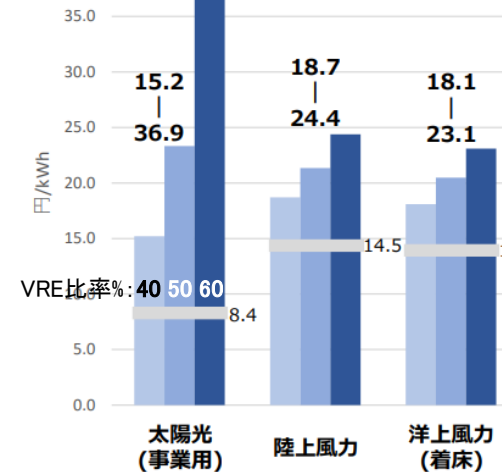
統合コストの試算例

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh (15%) 程度	年間8,470億円
1850億kWh (20%) 程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh (25%) 程度	年間1兆4,780億円

出典：2030年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)

VRE比率拡大に伴って統合コストが増大する
VRE比率拡大に伴う統合コストのほとんどは、FIT賦課金に含まれていない追加コスト

統合コストの一部を考慮した発電コスト (2040年の試算の結果)



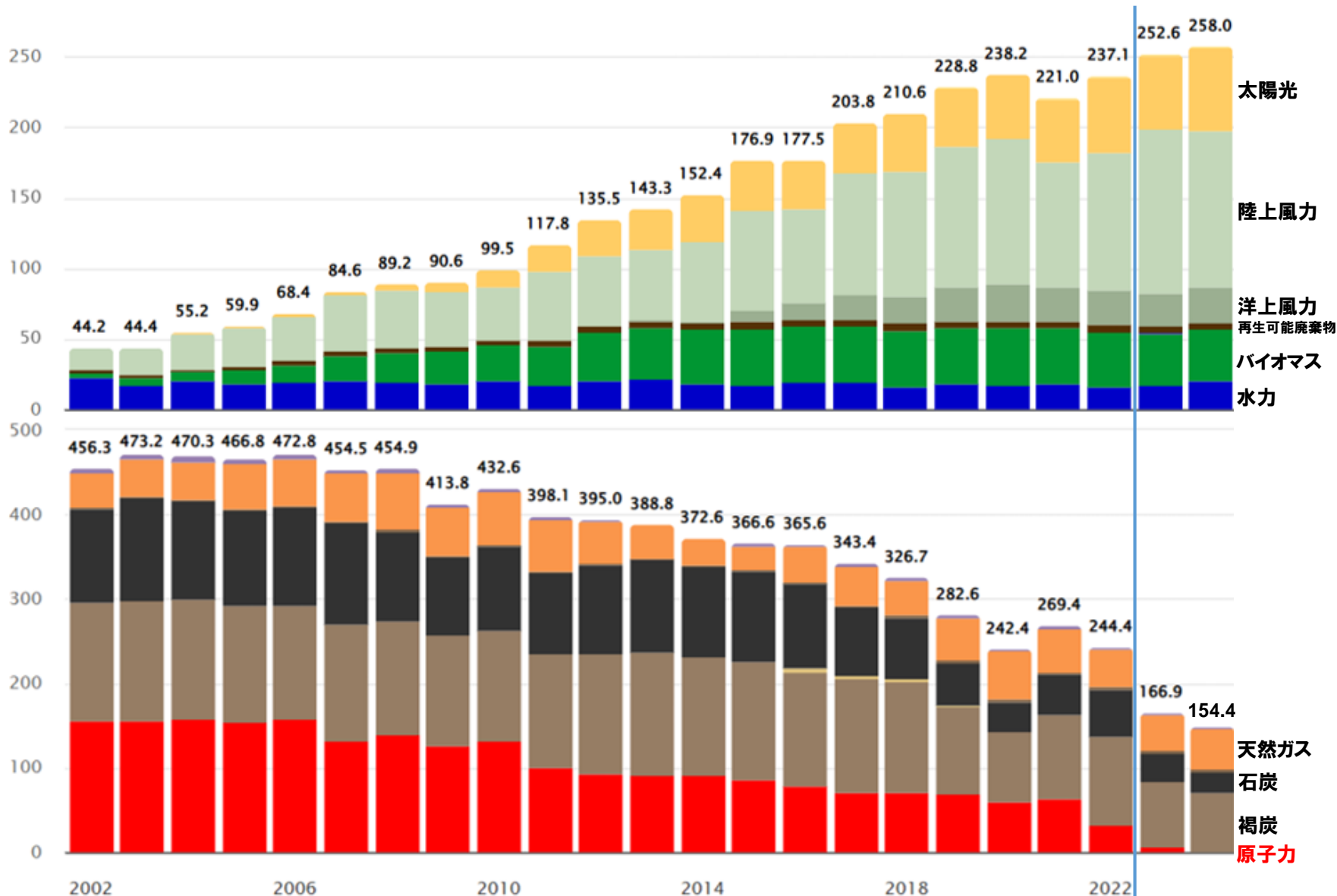
出典：2040年におけるエネルギー需給の見通し (関連資料)

「再エネ先進国」ドイツにおける電力需給の実態からの学び

- ✓ 今回公表された2040年需給見通しにおいて、再エネ比率が4～5割とされており、今後の再エネ拡大の中心は太陽光と風力が担うことになる
- ✓ ドイツでは2023年以降の総発電量に占める再エネ比率が60%を超えており、特に、太陽光や風力の比率は48%に達している(2024年)
- ✓ ドイツの状況を知ることは、日本の将来を占う上で大いに参考となる



ドイツにおける電源別発電量推移(TWh)



- ✓ 再エネ発電量が年々拡大
- ✓ 拡大の中心は風力と太陽光
- ✓ 再エネ発電量の拡大に伴い、従来型電源の発電量は減少
- ✓ 脱原発を実現した2023年以降、再エネが従来型と逆転

2024年実績

電源	発電量 TWh	再エネ 非再エネ	変動 安定
太陽光	59.7	再エネ 258TWh 63.2%	変動電源 196.0TWh 48.0%
陸上風力	110.6		
洋上風力	25.7		
バイオマス	37.0		
水力	20.6		
他再エネ	4.5	化石 154.4TWh 36.8%	安定電源 212.4TWh 52.0%
天然ガス	48.4		
石炭	24.2		
褐炭	71.1		
他化石	9.5		

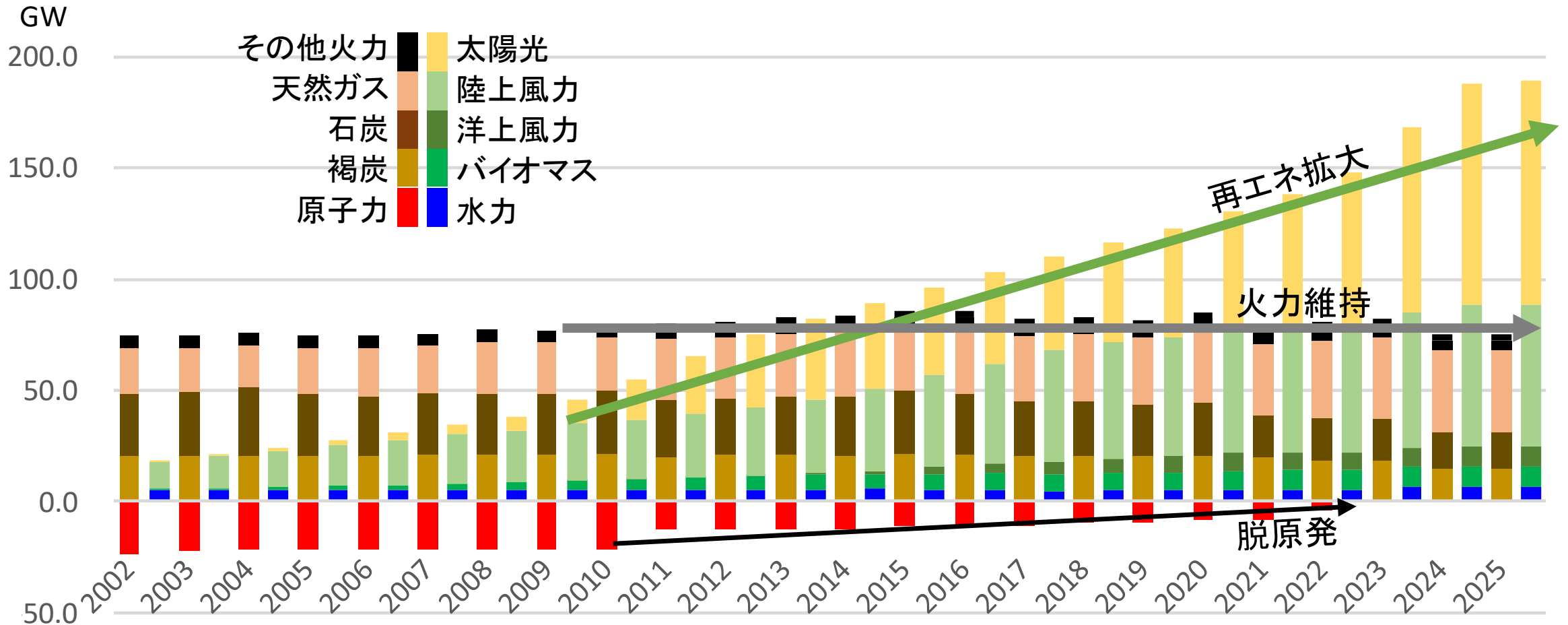
出典：Energy Chartsをもとに筆者作成

データ出典：Energy Charts, Fraunhoferに筆者加筆



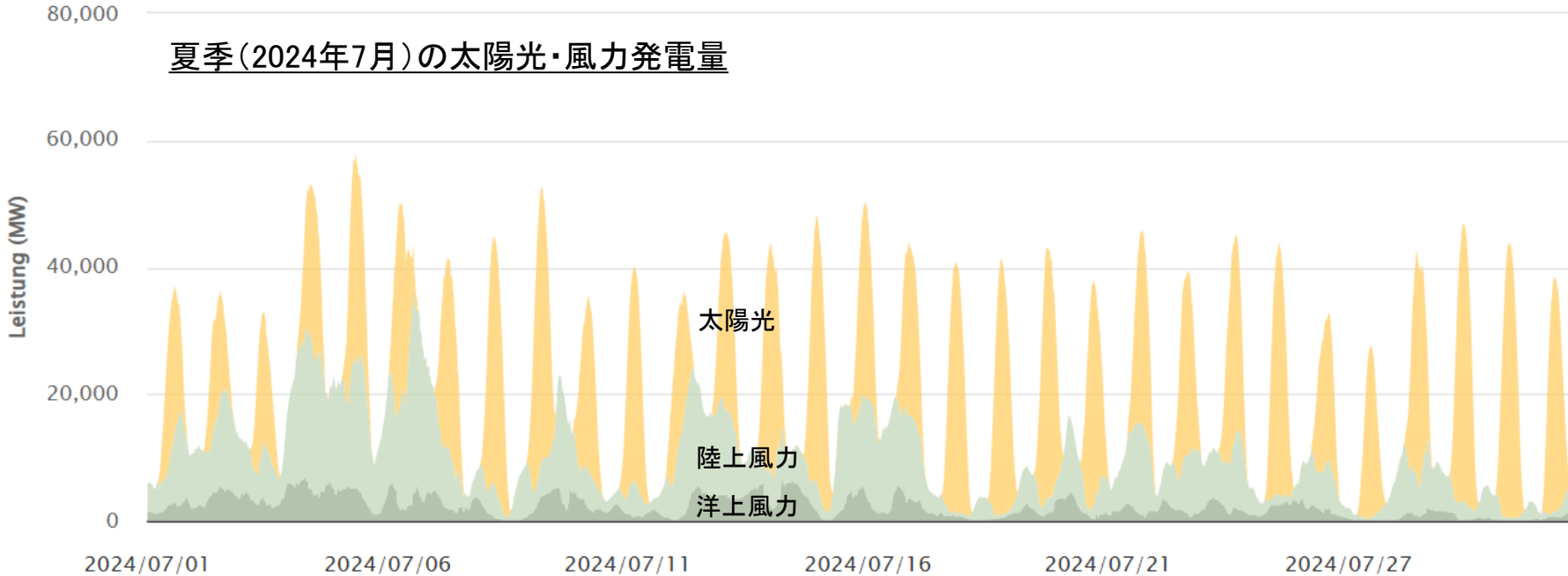
ドイツの発電設備容量の推移

- ✓ 今世紀に入り、FITによる優遇措置により、風力、太陽光の導入が急拡大
- ✓ 再エネ容量拡大にもかかわらず、石炭→ガスへの転換傾向あるも、火力容量は維持
- ✓ 脱原子力政策により、2023年までに原子力は全廃

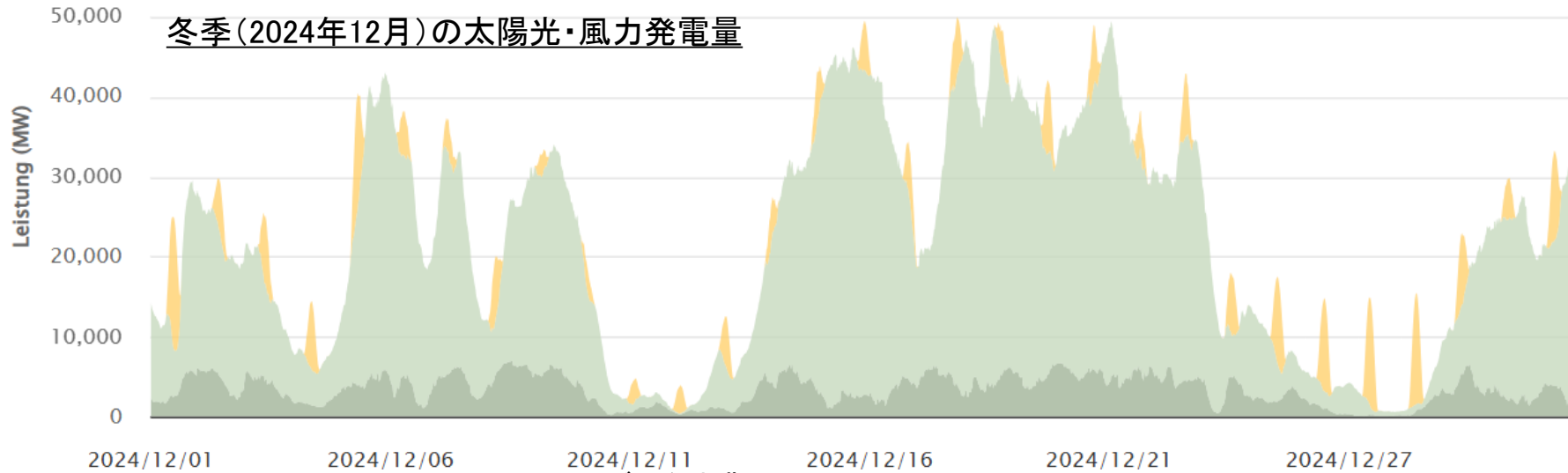


データ出典：Energy-Charts, Fraunhofer

太陽光・風力の季節別発電状況(2024年7月、12月)



- ✓ 夏季は太陽光発電が好調な一方、風力発電は陸上、洋上ともに低調
 - ✓ 冬季は太陽光発電が低調な一方、風力発電は好調
 - ✓ ただし、数日間にわたり風力発電が低調な期間も発現*
- * 風力発電が数日間以上にわたり低調な事象は、季節を問わず発現



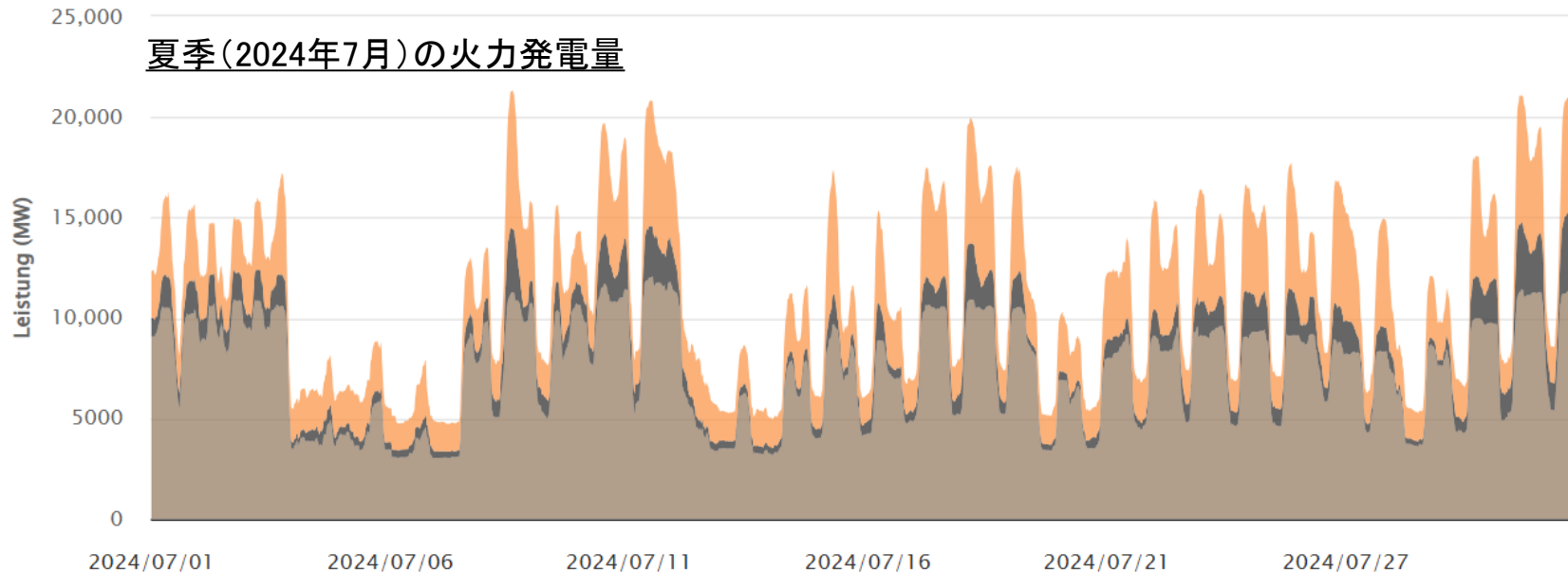
電源	最小	最大
太陽光	0	44,274
陸上風力	41	45,895
洋上風力	0	7,472

データ出典: Energy-Charts, Fraunhofer

火力の季節別発電状況(2024年7月、12月)

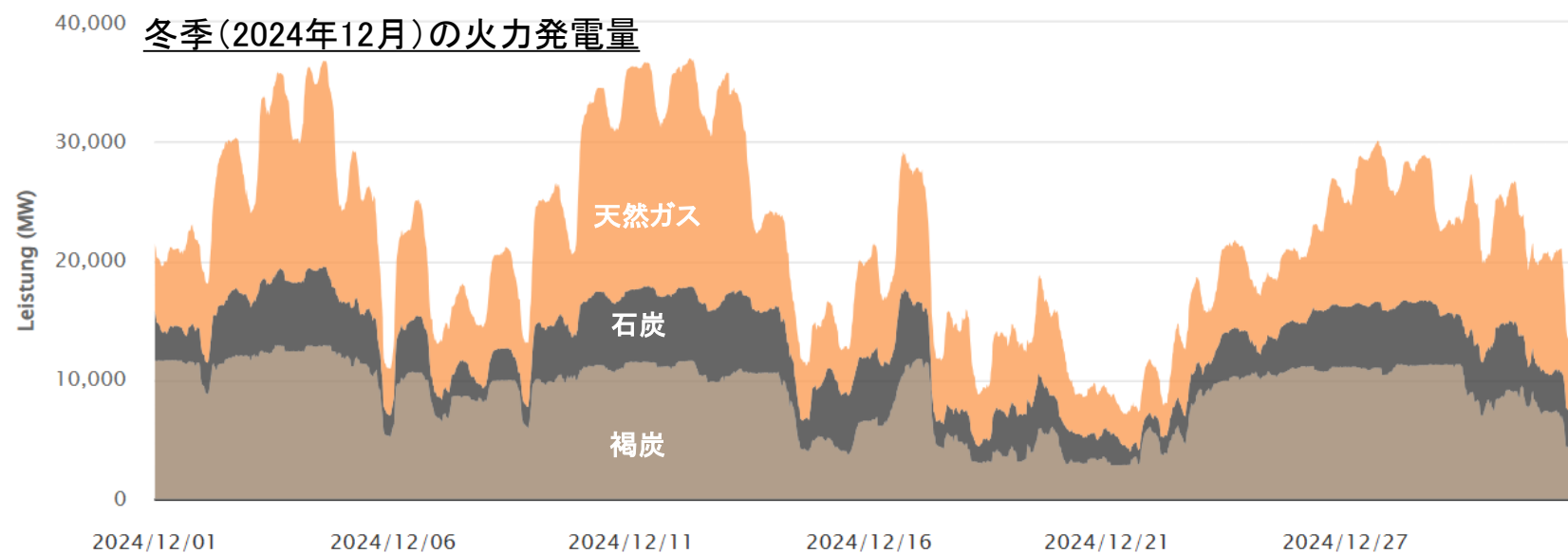


夏季(2024年7月)の火力発電量



- ✓ 夏季は天然ガスのみならず、褐炭、石炭も、需給調整のために大きく変動
- ✓ 冬季は主として天然ガスが需給調整を担う
- ✓ 風力不調が継続する期間は、火力高稼働率が継続

冬季(2024年12月)の火力発電量



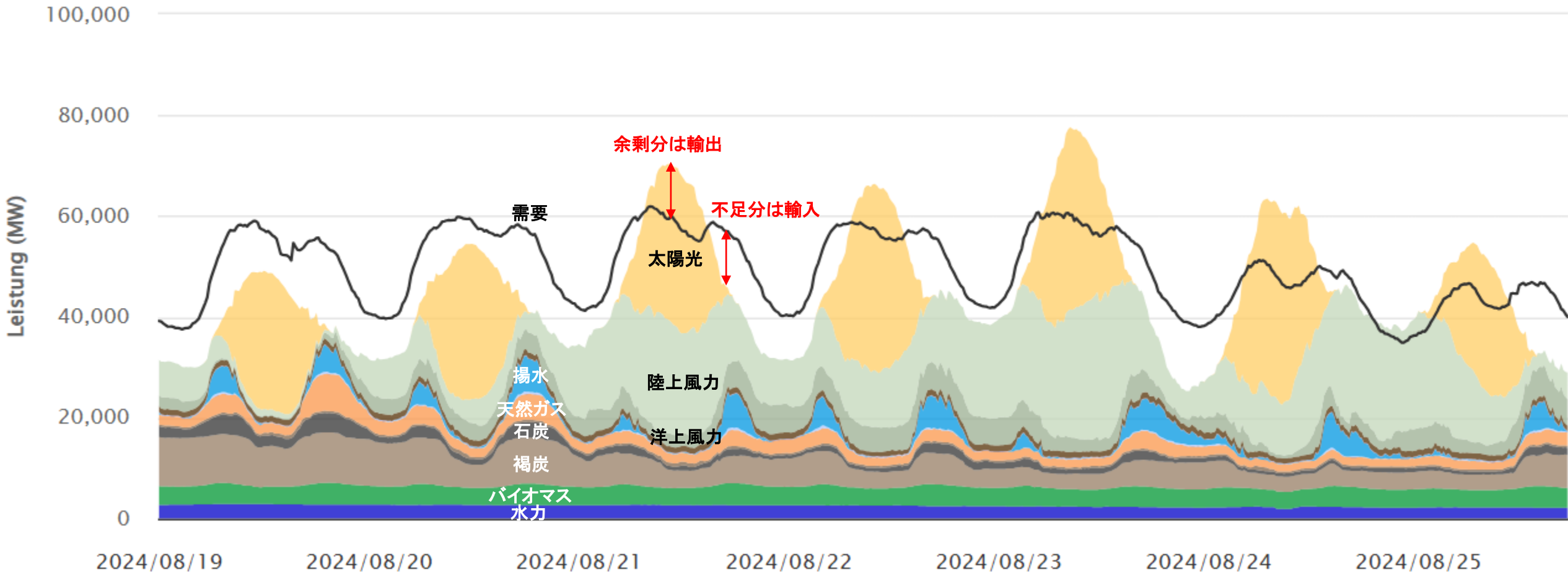
電源	最小	最大
天然ガス	1,295	19,169
石炭	120	792
褐炭	2,502	17,158

データ出典: Energy-Charts, Fraunhofer



電力需給バランス(2024年第34週)

- ✓ ドイツにおいても日本同様、火力発電に加え揚水発電によって、需給バランスの調整が行われている
- ✓ しかし日本のような同時同量の需給マッチングは行われていない
- ✓ 需給ミスマッチ分は、周辺国との電力輸出入で調整される

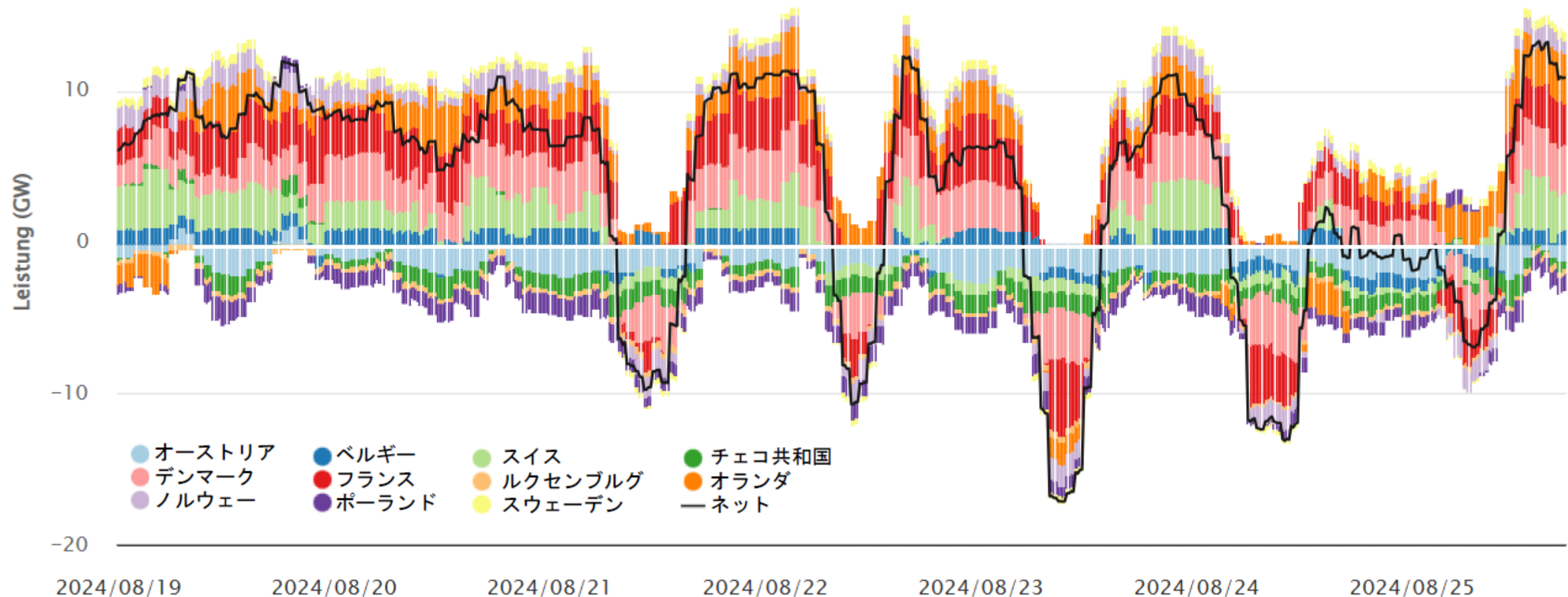


データ出典 : Energy-Charts, Fraunhofer



ドイツの電力輸出入の状況(2024年第34週)

- ✓ ドイツは周辺11か国と複数地点で系統連系されており、常に電力の融通が行われている
- ✓ 輸出入量は、太陽光・風力の発電量に大きく依存する

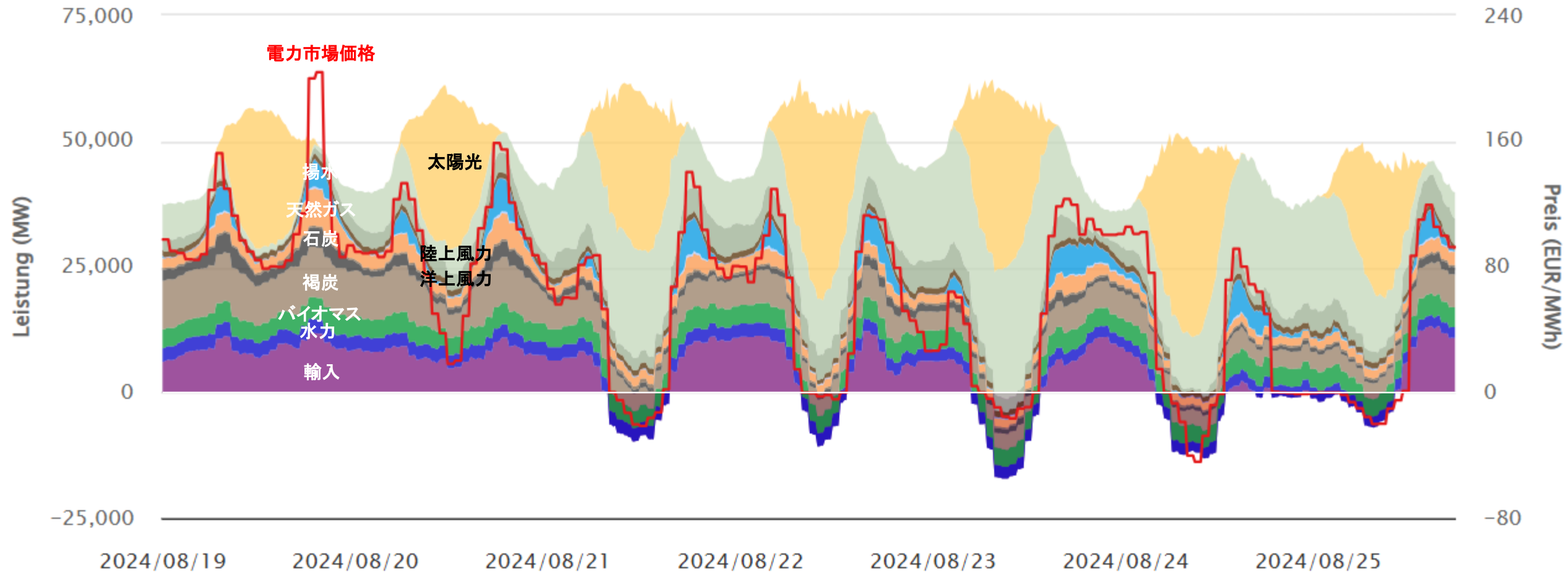


データ出典 : Energy-Charts, Fraunhofer



ドイツの電力市場価格の変動(2024年第34週)

- ✓ 全体として輸入傾向
- ✓ 需要が拡大する一方太陽光が発電しない朝方、太陽光発電が低下する夕方の市場価格が上昇
- ✓ 日中の太陽光が出力する時間帯には「ネガティブプライス」で輸出

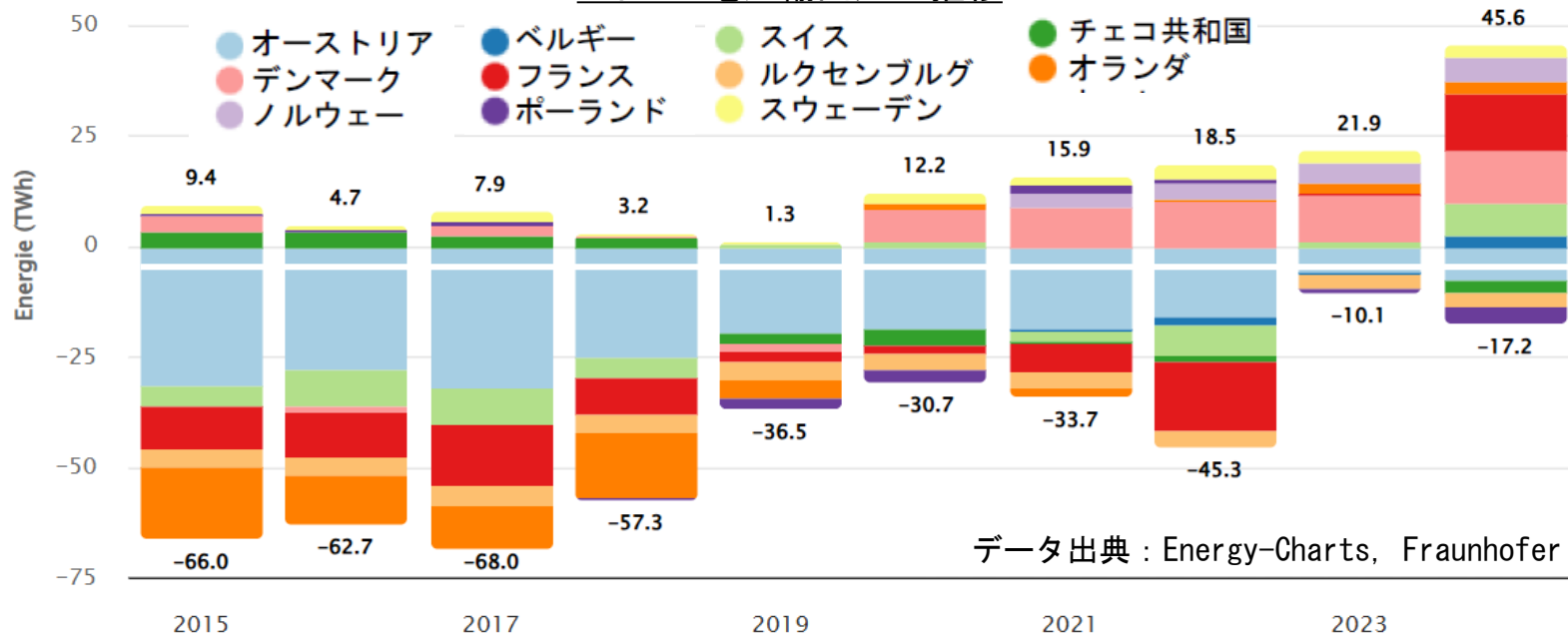


データ出典 : Energy-Charts, Fraunhofer

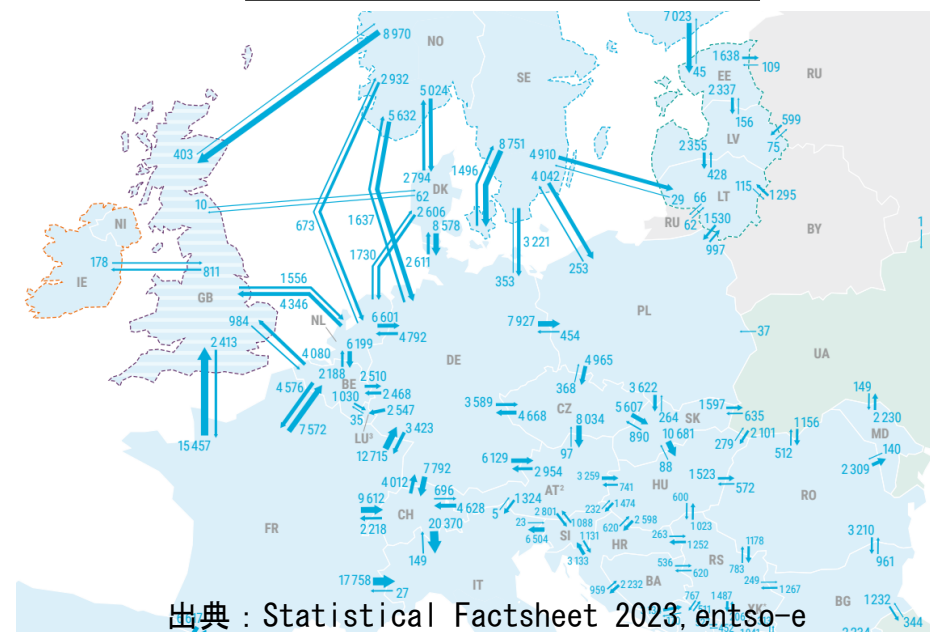
ドイツの電力輸出入バランスの推移

- ✓ かつてはネット輸出国であったが、2023年の脱原発によりネット輸入国に転換
- ✓ ドイツは自国内で電力需要を満たす十分な発電量を得られなくなった
- ✓ 再エネ余剰時には極めて安価(またはネガティブプライス)で輸出し、不足時には高価な電気を輸入→収支は悪化

ドイツの電力輸出入の推移



欧州の系統連系と電炉力輸出入



2024年ドイツの電力輸出入実績(TWh)

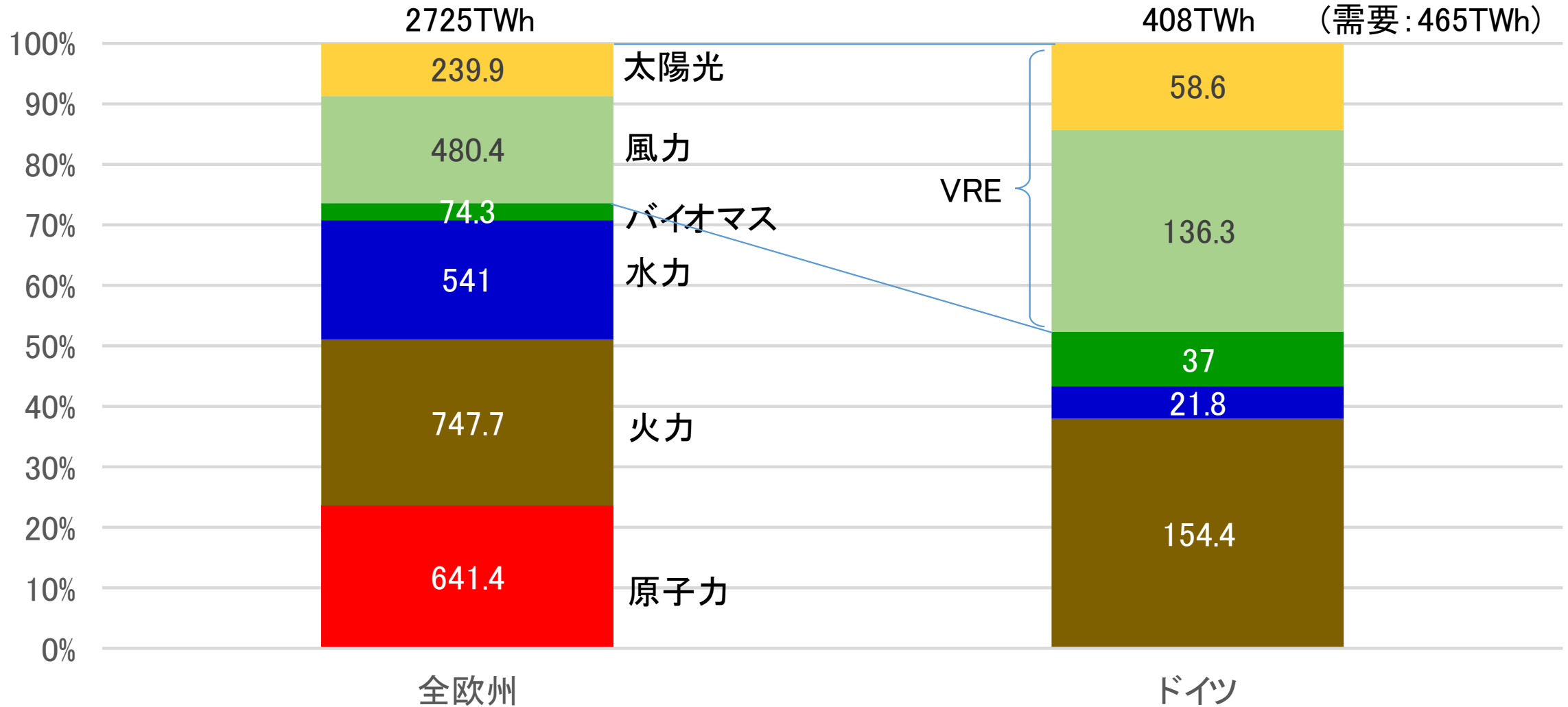
	スウェーデン	ノルウェー	デンマーク	オランダ	ベルギー	ルクセンブルク	フランス	オーストリア	スイス	ポーランド	チェコ共和国	合計
輸入	2.99	7.36	18.16	8.84	6.3	0	15.98	2.09	10.16	2.37	2.97	77.22
輸出	-0.39	-1.56	-6.2	-6.36	-3.56	-3.54	-3.08	-9.48	-3.06	-5.88	-5.77	-48.88
ネット	2.6	5.8	11.96	2.48	2.74	-3.54	12.9	-7.39	7.1	-3.51	-2.8	28.34

データ出典: Energy-Charts, Fraunhofer



全欧州とドイツの電源構成(2024年)

- ✓ ドイツの電力需給バランス、VREの変動は、欧州全体の巨大な電力システムの中で調整されている
- ✓ 欧州全体で適切な電源ミックスが図られている

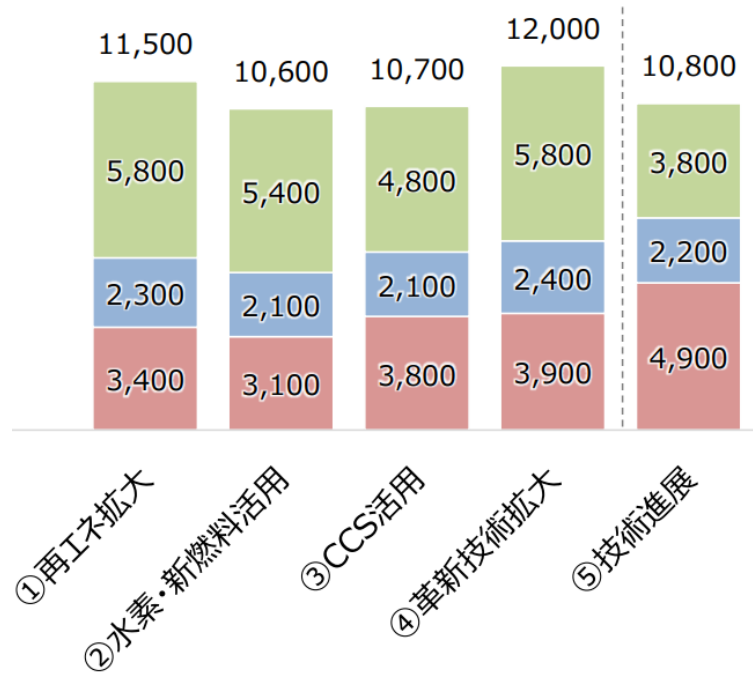


データ出典 : Energy-Charts, Fraunhofer

「再エネ先進国」ドイツにおける電力需給の実態からの学び

- ✓ 太陽光や風力(VRE)比率が拡大すると火力の利用率が低下するとともに大きな変動にさらされる
- ✓ 太陽光や風力(VRE)が拡大しても、火力容量を低減することはできない
- ✓ 太陽光や風力(VRE)の変動は、一次的には火力や揚水で吸収されるが、それを超える変動は、ドイツのような外国依存ができないわが国では、太陽光・風力の出力制限に拠らざるを得ない
- ✓ 太陽光や風力(VRE)比率は、経済的負担に加え、火力による変動吸収能力や、慣性力低下など、技術的条件で制約される

原子力



	2013年度 (実績)	2022年度 (実績)	2040年度 (見通し)
再エネ			
発電電力量	1.08兆kWh	1.00兆kWh	1.1~1.2兆kWh程度
原子力	0.9%	5.6%	2割程度
火力			

第38回原子力小委員会(2024年2月20日)における小野委員発言(抜粋)

需要家の認識

- 昨年政府は、カーボンニュートラルに向けた脱炭素電源として原子力を最大限活用する方針を決定し、関連する法律の改正を行った。これは震災後の原子力政策を転換する重要な進展であり、これからの実行がカギとなる。
- データセンターや半導体工場の建設に加え、プロセスの電化や自家発からの転換など、DX、GXの進展に伴って、系統電力需要の大幅な増加が見込まれる。
- 例えば鉄鋼の場合、現在の生産を、開発中の革新製鉄技術に置き換えようとする場合、100万kW級原発3~8基分、系統電力依存が拡大する。また、生成AIの進化等により、1か所のデータセンターは、ほぼ原発1基分の電力を必要とするまでになっている。
- こうした状況下で、電力の需要家からみて、国内への設備投資の判断にあたって重要なことは、投資した設備を使用する今後数十年にわたって、安価で安定した電力が確保できる見通しが得られることである。

政策対応の方向性

- このままいけば2040年代にも、原子力の設備容量は大きく減少しはじめる。
- 既設再稼働はもちろんであるが、原子力の建設リードタイムを考えれば、革新炉の開発・建設によって将来必要な設備容量を確保するためには、今、具体的な道筋を示すことが必要と考える。原子力基本法においては、国の責務が明記され、原子力発電を適切に活用できるよう、必要な施策を講ずることとされている。立地地域や発電事業者、金融機関といった関係者が政策への予見性を得て、安全性の確保を大前提に原子力発電設備の新設・更新に取り組むことができるよう、次期エネルギー基本計画には、明確な方針を盛り込んでいただきたい。

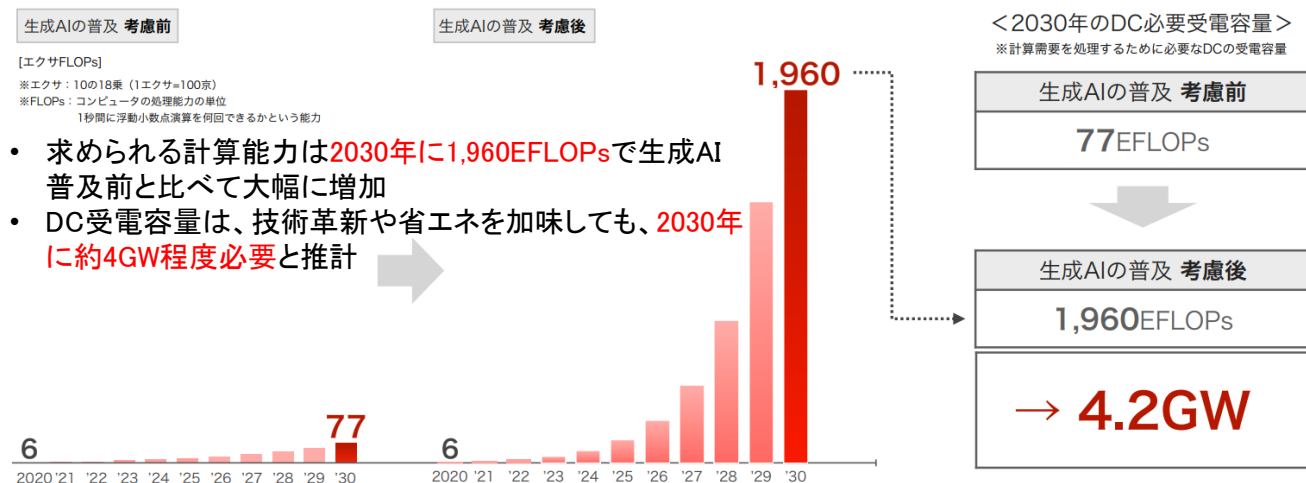
DXと原子力

第56回基本政策分科会における宮川委員(ソフトバンク)コメント

- 原発の近くにデータセンターを寄せていくのが解決策のひとつ
- 原発の真横の土地をすべて調べ上げたが、残念ながら適正立地はなかった。1GWという大規模で見えていたが、それをもう少し小規模のものを二つ三つ足し合わせる構想でもう一度考え直そうとしている
- 原子力発電とデータセンターは両輪で見えていかなければならない

AI社会に求められる計算能力と受電容量

	2000年～	2020年～	2025年～
分類	インターネット	ハイパースケーラー	AI
主な用途	Web閲覧・メール	クラウド	AI学習・推論
受電容量	2～15MW	25～50MW	～1GW
特徴	東阪集中		地方分散



2040年までの概算

- 2020年から2030年までの計算需要の伸びが2040年まで等しく続くと仮定した場合、2040年に求められる計算需要は約840ゼタFlops
- その計算需要を支えるのに必要なDC電力は、技術革新や省エネが順調に普及することを前提として、**2030年に予想される必要電力の約8倍の33GWが必要となる計算(経済成長と消費電力のトレードオフ)**

単位	2020年	2030年	2040年
計算需要	6.0 EFlops	1,960	840,000
省エネ効率 (2020年比)	—	3倍 (直近の技術革新スピードを考慮)	100倍 (省エネ技術が順調に普及した場合)
DC必要受電容量	1.5 GW	4.2	33

注: 2020年→2030年 CAGR 従来用途: 26% AI用途: 83%
2030年→2040年 CAGR 従来用途: 26% AI用途: 83%

出典: 第56回基本政策分科会資料2、ソフトバンク

第7次エネルギー基本計画における原子力発電の位置づけ

基本認識

- 優れた安定供給性と技術自給率を有する自律性が高い電源であり、他電源と遜色ないコスト水準で変動も少ない。また、天候に左右されず一定出力で安定的に発電可能な脱炭素電源
 - 製造業のGX、定格稼働するDC・半導体工場等新たな需要に、原子力の持つ特性は合致、必要な規模を持続的に活用していく
- * 「可能な限り依存度を低減」は削除

既設炉の最大限活用

- 再稼働の効果は、電気料金の引き下げ等の形で需要家に還元されている。足下では、**原子力の再稼働が進展している九州エリアや関西エリアでは、脱炭素電源の比率は高くなり、電気料金は他エリアよりも最大で3割程度安い状況**。国民生活や経済活動に寄与する**原子力発電の重要性は高く、その活用を進める**
- 東日本の電力供給構造の脆弱性、電気料金の東西格差などの観点から、**柏崎刈羽原子力発電所の再稼働への理解が進むよう政府を挙げて対応を進める**とともに、他の未稼働原子力発電所についても再稼働に向けて理解活動に取り組んでいく。

次世代革新炉の開発・設置

- **2040年より前に既設炉のうち300万kW以上が運転期間60年に到達し、供給力を大幅に喪失していくことを踏まえつつ、2040年、そしてそれ以降の経済成長、国民生活の向上のために必要となる脱炭素電源を確保するため、十数年から20年程度という相当長期のリードタイムが必要であることを考慮しつつ対応を進めることが必要**。脱炭素電源としての原子力を活用していくため、原子力の安全性向上を目指し、新たな安全メカニズムを組み込んだ**次世代革新炉の開発・設置に取り組む**。
- **廃炉を決定した原子力発電所を有する事業者の原子力発電所のサイト内での次世代革新炉への建て替えを対象として、地域産業や雇用の維持・発展に寄与し、地域の理解が得られるものに限る**、六ヶ所再処理工場竣工等バックエンド問題の進展も踏まえつつ具体化
- 原子力の持続的活用のためには、電力システム改革の環境下においても安定的に事業運営できるような**事業環境の整備が必要**。**原子力損害賠償制度**について、引き続き、総合的に検討を進め、**必要な措置を講ずる**

出典：第7次エネルギー基本計画抜粋編集

原子力再稼働の状況

- 2024年12月26日、50Hz管内初、かつBWR型初となる東北電力女川2号機が13年ぶりに再稼働(営業運開)
- 2025年1月、BWR型で2基目となる中国電力島根2号が13年ぶりに再稼働(営業運開)
- 申請中であった日本原電敦賀2号は、2024年11月13日に「不適合」判定→日本原電は再申請に取り組む

再稼働済み		
号機	型式	出力(万kW)
関西美浜3	PWR	83
関西高浜1	PWR	83
関西高浜2	PWR	83
関西高浜3	PWR	87
関西高浜4	PWR	87
関西大飯3	PWR	110
関西大飯4	PWR	110
九州玄海3	PWR	110
九州玄海4	PWR	110
九州川内1	PWR	89
九州川内2	PWR	89
四国伊方3	PWR	89
東北女川2	BWR	83
中国島根2	BWR	82
合計		1295

設置変更許可済み		
号機	型式	出力(万kW)
東京KK6	ABWR	136
東京KK7	ABWR	136
東海第二	BWR	110
KK:柏崎刈羽	合計	382

審査中		
号機	型式	出力(万kW)
北海道泊1	PWR	58
北海道泊2	PWR	58
北海道泊3	PWR	91
東北東通	BWR	110
中部浜岡3	BWR	110
中部浜岡4	BWR	114
北陸志賀2	ABWR	121
中国島根3	ABWR	137
電発大間	ABWR	138
斜体:建設中	合計	937

未申請		
号機	型式	出力(万kW)
東北女川3	BWR	83
中部浜岡5	ABWR	128
東京KK1	BWR	110
東京KK2	BWR	110
東京KK3	BWR	110
東京KK4	BWR	110
東京KK5	BWR	110
北陸志賀1	BWR	54
原電敦賀2	PWR	116
東京東通	ABWR	139
合計		1070
既設合計		3684
内建設中		414

原子力再稼働の状況

**再稼働
14基**

**設置変更許可
3基**

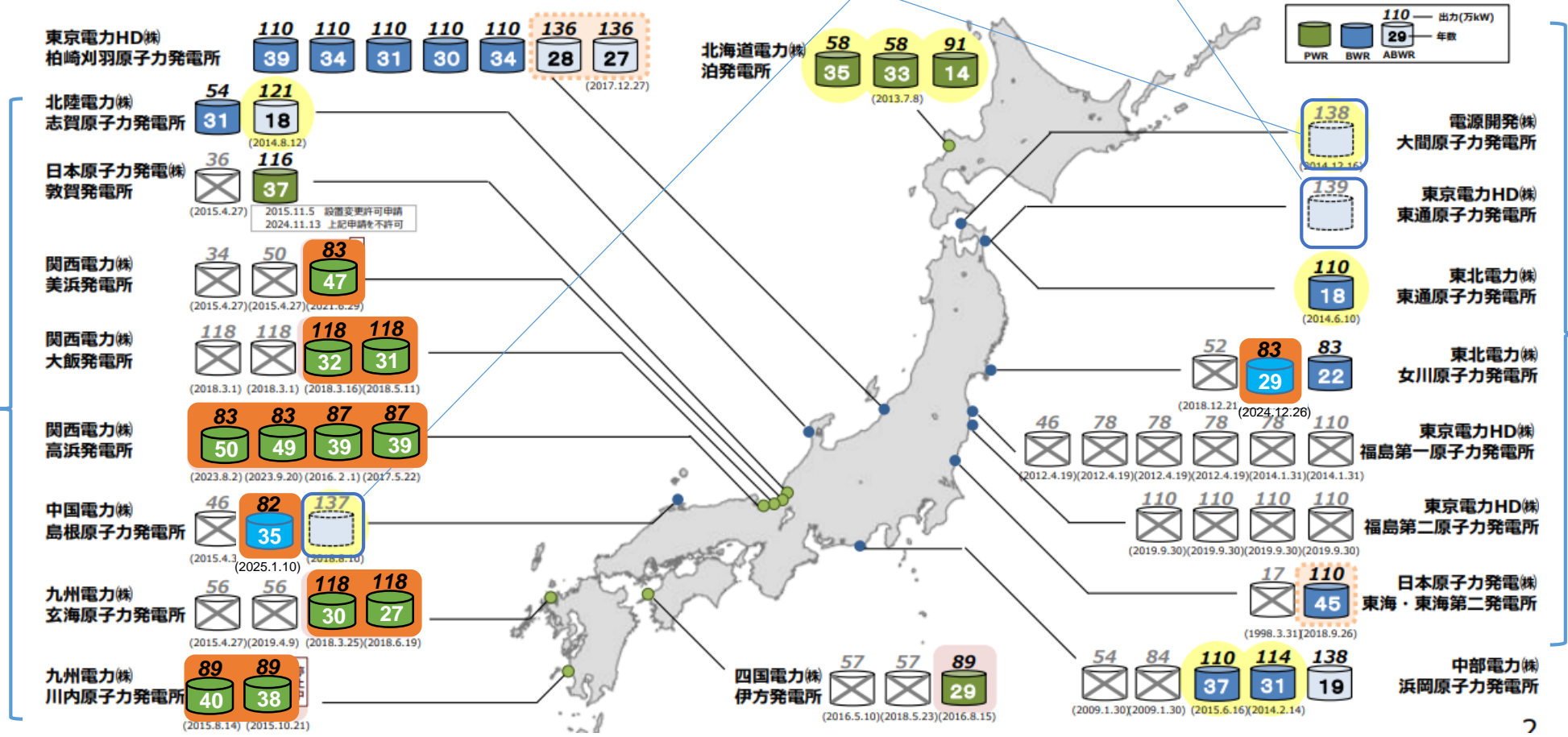
**審査中
9基**

**未申請
10基**

**廃炉
24基**

60Hz管内
13/20基
再稼働

50Hz管内
1/16基
再稼働



出典: 第43回原子力小委員会資料1に追記

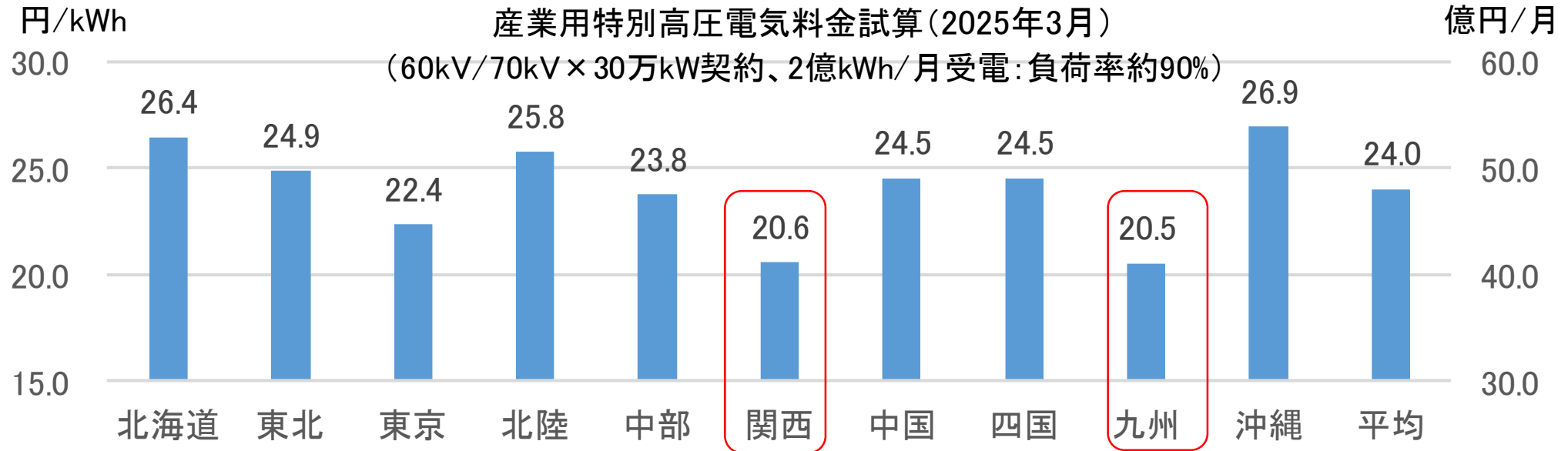
2025年2月末現在
炉齡は2024年11月時点

原子力稼働状況による東西格差

原子力利用状況

電気事業者	九州電力					関西電力				
年度	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
販売電力量(億kWh)	807	858	973	960	902	1273	1176	1215	1273	1347
原子力送電端(億kWh)	287	217	319	201	317	267	153	336	265	421
原子力利用率(%)	82.0	62.4	91.4	57.7	90.8	48.4	28.0	61.0	48.5	76.6
原子力販売電力比(%)	35.6	25.3	32.8	20.9	35.1	21.0	13.0	27.7	20.8	31.3
原子力自社電源比(%)	47.4	36.0	50.1	32.8	50.2	27.2	17.1	35.7	31.0	44.4

データ出典: 各社RI資料



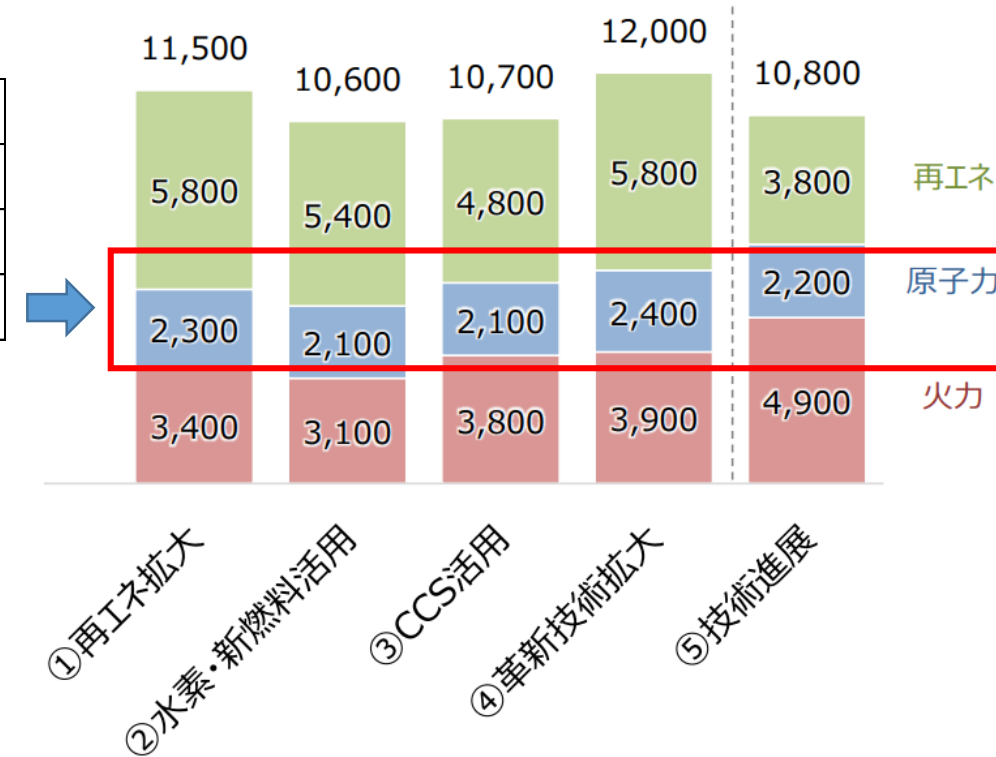
出典: 各社特別高圧約款より筆者試算 (FIT賦課金3.49円/kWh含む、燃料費調整後)

2040年需給見通しと再稼働との関係

- 建設期間を考慮すれば、2040年に「新設」を織り込むことは非現実的
- 2040年需給見通しを実現するには、建設中の3基を含めてほぼ全ての既設原子力発電設備が稼働する必要
- 今後、万が一廃炉となる設備が追加された場合、達成はより困難となる

既設稼働状況と期待される発電量

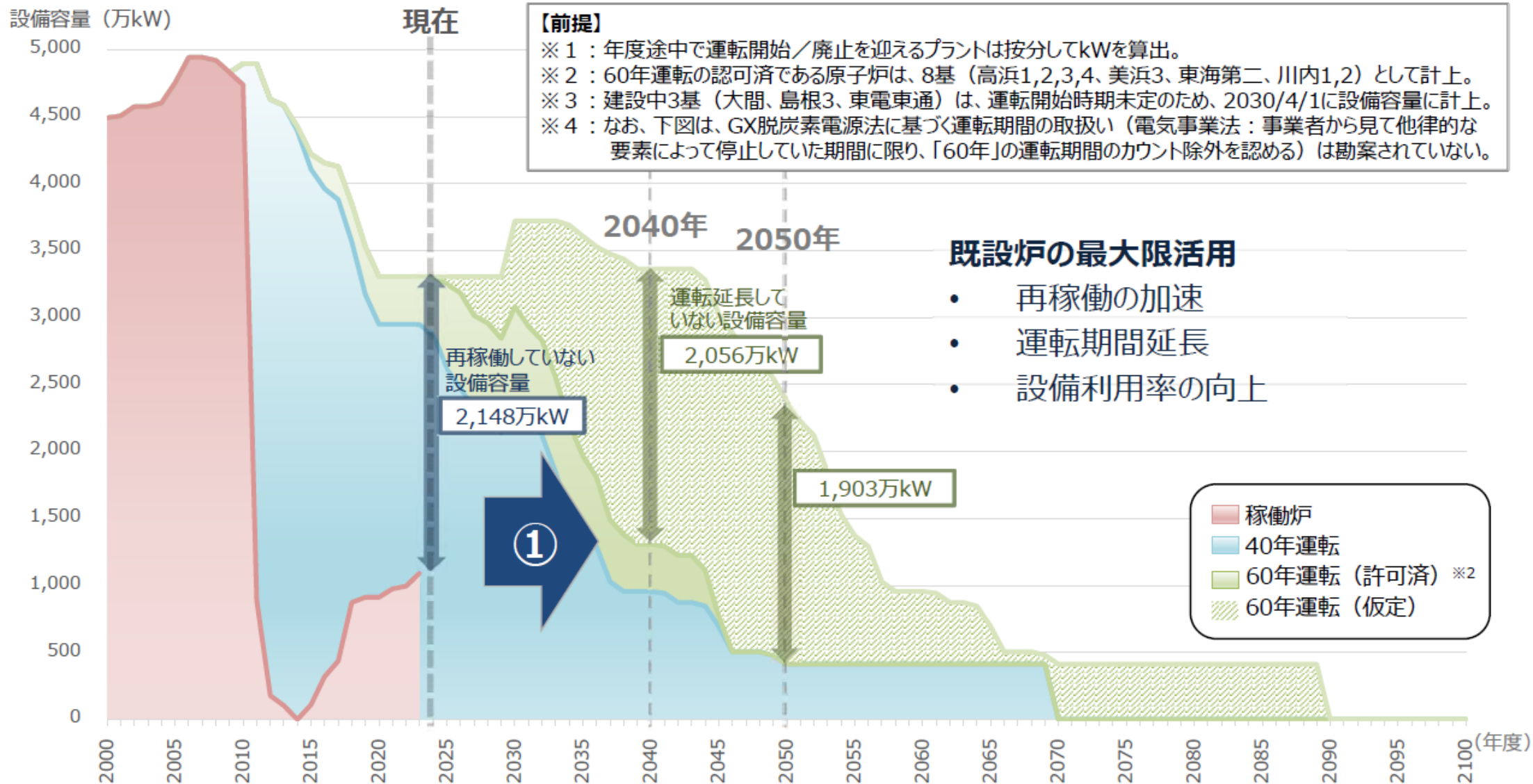
	再稼働済み	準備中	審査中	未申請	合計
基数	14	3	10	9	36
容量(万kW)	1295	382	1053	964	3694
発電量(億kWh)	908	268	738	676	2589
累積発電量(億kWh)	908	1175	1913	2589	* 利用率80%



参考: 100万kWの原子力発電設備の利用率による年間発電量

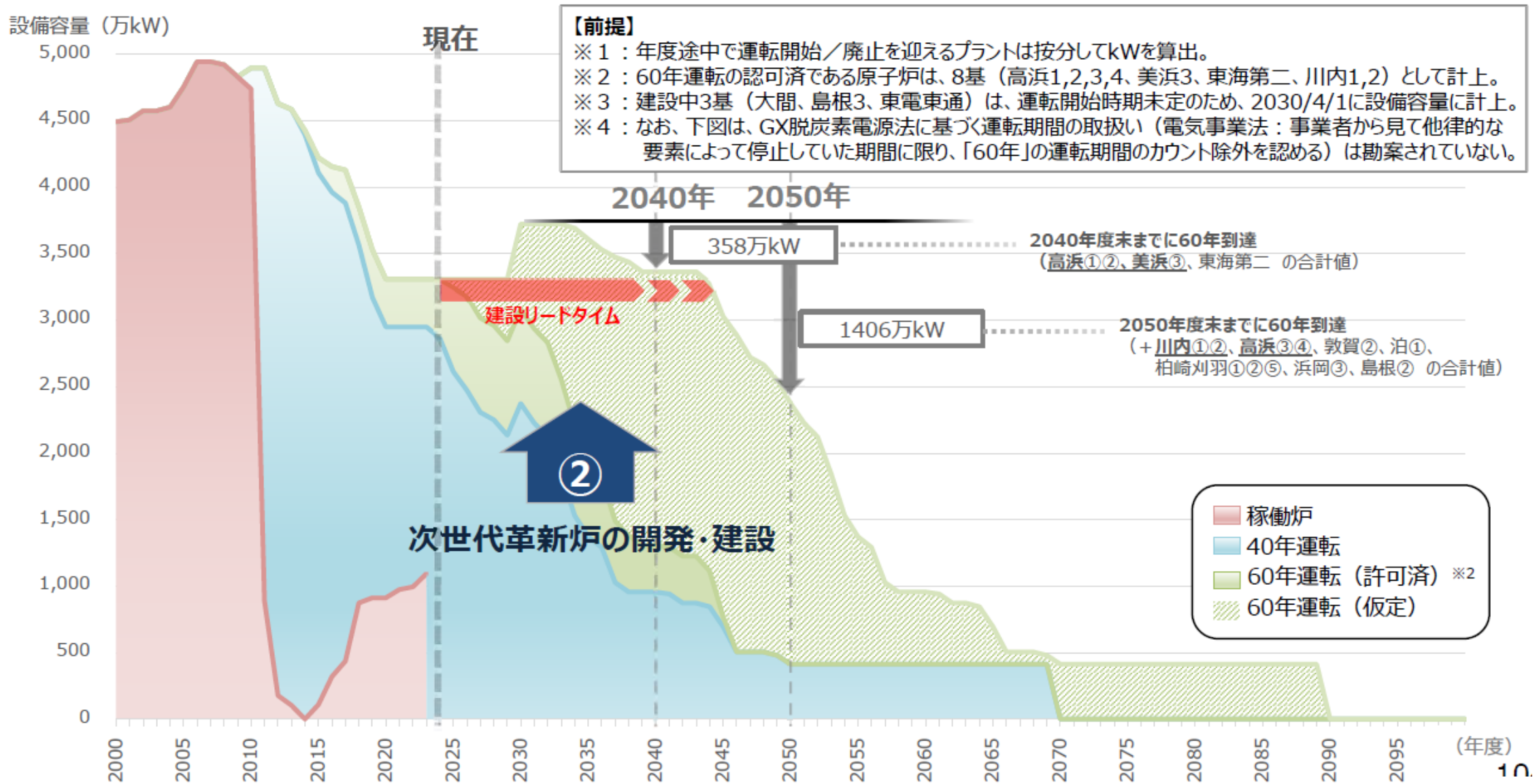
利用率(%)	60	70	80	90
年間発電量(億kWh)	53	61	70	79

原子力利用促進の方向性①：既設炉の最大限活用



出典: 第40回原子力小委員会資料1

原子力利用促進の方向性②：次世代革新炉の開発・建設



出典：第40回原子力小委員会資料1

原子力利用の方向性

短期的

- 既設原発の再稼働・・・審査手法の改善・迅速化
- 原発利用率向上・・・定期検査合理化等
 - ・・・既設原発がすべて再稼働すれば、電力コスト、安定供給、CO2問題の多くが改善する

中期的(2040年に向けて)

- 原発運転期間延長(40年→60年) ・・・60年に延長すれば、2040年に現状の基数を維持できる
- 建設中原発の運開(島根3:137万kW、大間:138万kW、東電東通:139万kW)

長期的(2050年～)

- 原発運転期間再延長・・・1990年以前に稼働した原発の運転期間延長
- より安全性を高めた革新炉によるリプレイス・新設・・・投資予見性確保の仕組みが必要
 - ・・・建設には地元調整等含めて数十年必要→今決断しなければ2050年に間に合わない

バックエンド課題

- 再処理設備竣工……………2026年度中の竣工を目指す
- MOX燃料工場……………2027年度中の竣工を目指す
- 中間貯蔵施設……2024年9月むつ中間貯蔵施設操業
- 高レベル放射性廃棄物地層処分施設…文献調査中

各原子力発電所等における使用済燃料貯蔵状況

発電所名		使用済燃料貯蔵量	管理容量	貯蔵割合
北海道	泊	400	1,020	39%
東北	女川	480	860	56%
	東通	100	440	23%
東京	福島第一	2,130	2,260	94%
	福島第二	1,650	1,880	88%
	柏崎刈羽	2,370	2,910	81%
中部	浜岡	1,130	1,300	87%
北陸	志賀	150	690	22%
関西	美浜	500	620	81%
	高浜	1,440	1,730	83%
	大飯	1,870	2,100	89%
中国	島根	460	680	68%
四国	伊方	750	930	81%
九州	玄海	1,180	1,370	86%
	川内	1,100	1,290	85%
原電	敦賀	630	910	69%
	東海第二	370	440	84%
六ヶ所		2,968	3,000	-
合計		19,688	24,440	81%

- 4年以上発電所で保管された使用済み燃料は、輸送用キャストに搭載され、再処理工場に輸送される
- 再処理工場に搬入された使用済み燃料は、さらに湿式保管される(発電所と合計で15年以上)
- 六ヶ所再処理工場の保管プールは、3000tの保管能力のうち2968tが利用されており、再処理プラントが稼働しない限り、これ以上の受け入れは不可能
- 現在、全国の発電所等では、使用済燃料の貯蔵容量の約8割を使用。安定的・継続的な原子力発電利用の上で、使用済燃料の貯蔵能力拡大は重要な政策課題
- このため、燃料プールのリラッキングや、乾式貯蔵(発電所敷地内、およびむつ市の「リサイクル燃料備蓄センター(現在は、東京電力、日本原電のみ利用可能)」)が進められている

※四捨五入の関係で、合計値は各項目を加算した数値と一致しない場合がある。

(2024年3月末時点)【単位：トンU】

出典：第39回原子力小委員会資料2

原子力利用促進・投資促進に向けて解決すべきリスク

原子力政策の不透明性・政策変更リスク

- 第7次基本計画に、原子力利用の政策方針が明記されたが、具体的制度設計は今後の課題
- 今後具体化される政策・制度によって、国民、発電事業者、サプライヤ、立地自治体の、原子力政策に対する信頼感を取り戻すことが必要

投資回収予見性低下リスク

- 電力システム改革(電力自由化)前は、総括原価方式によって、運転期間中はもとより、長期にわたる建設中や運転終了後に発生する費用についても、確実な投資回収が保証されており、国の原子力政策に則した投資判断が行えたが、自由化された電力システムにおいては、原子力も他の電源と同様、市場メカニズムのみによって投資判断を行わざるを得ない
- 投資回収予見性の確保は、事業者が投資意思決定をする場合の必要条件であるが、自由化後それが保証されてきたのは、FITやFIP制度に支えられた再エネのみ
- 初期投資が莫大で、長期にわたる運用を前提とした原子力の予見性を確保するための政策的、制度的対応が必要

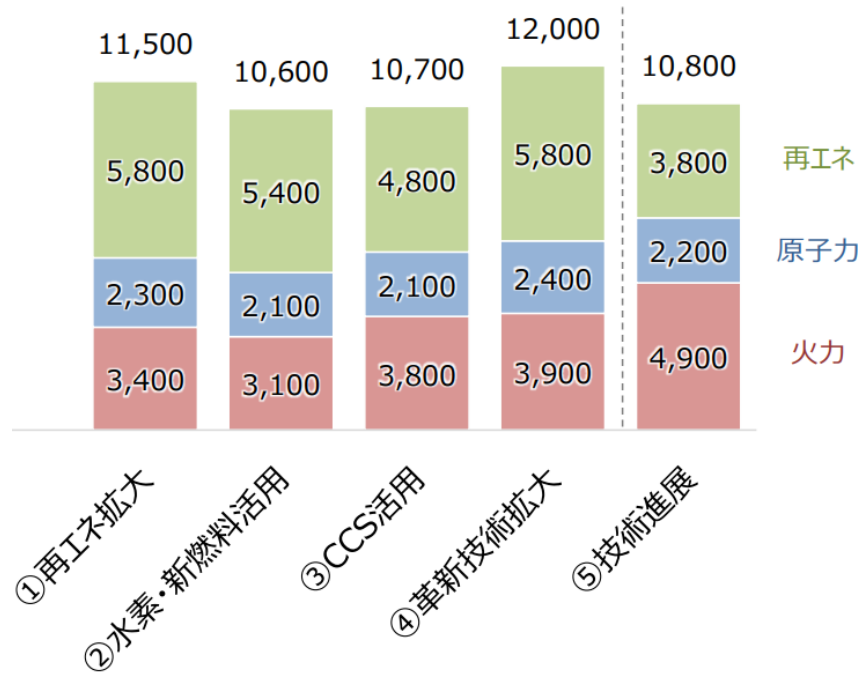
バックエンドリスク

- 核燃料サイクル稼働遅延
 - 高レベル放射性廃棄物地層処分場未確定
- 新設はもとより、すでに使用済燃料が蓄積する既設再稼働の制約にも

ファイナンスリスク

- 原子力投資には上記リスクに加え、万が一事故が起きた場合、事業者には無過失・無限責任が求められる
- そのような事業に対して、民間金融機関からのファイナンスを得ることは困難

火力



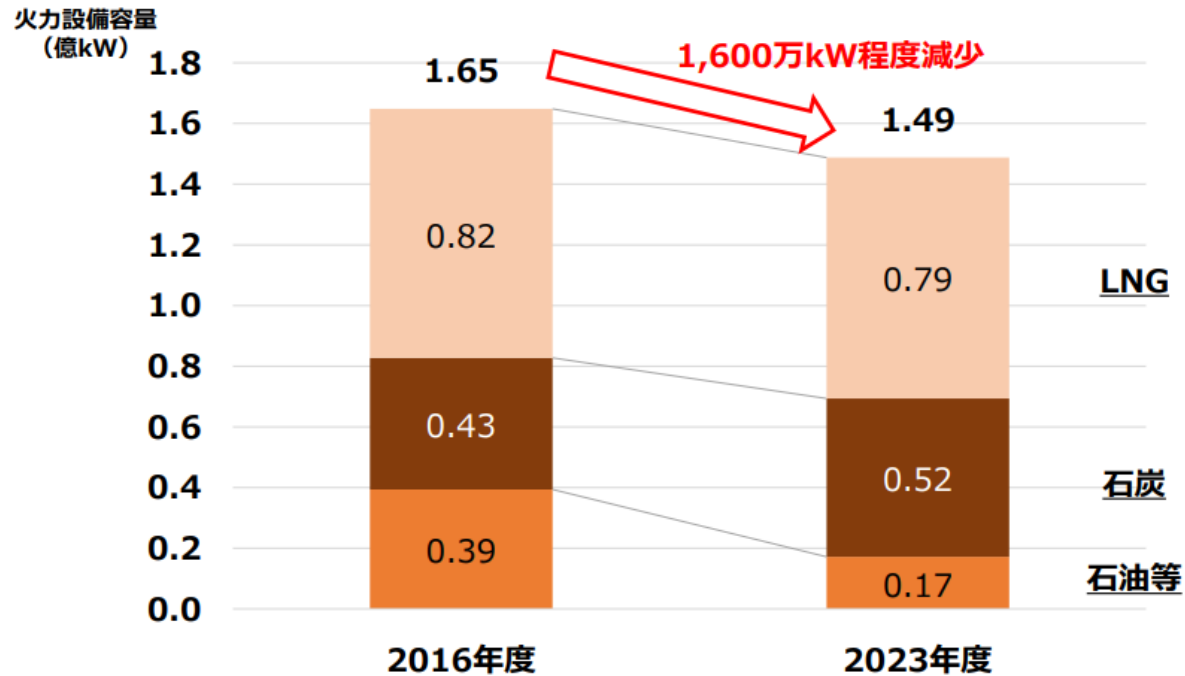
再エネ
原子力
火力

	2013年度 (実績)	2022年度 (実績)	2040年度 (見通し)
発電電力量	1.08兆kWh	1.00兆kWh	1.1~1.2兆kWh程度
火力	88.3%	72.6%	3~4割程度

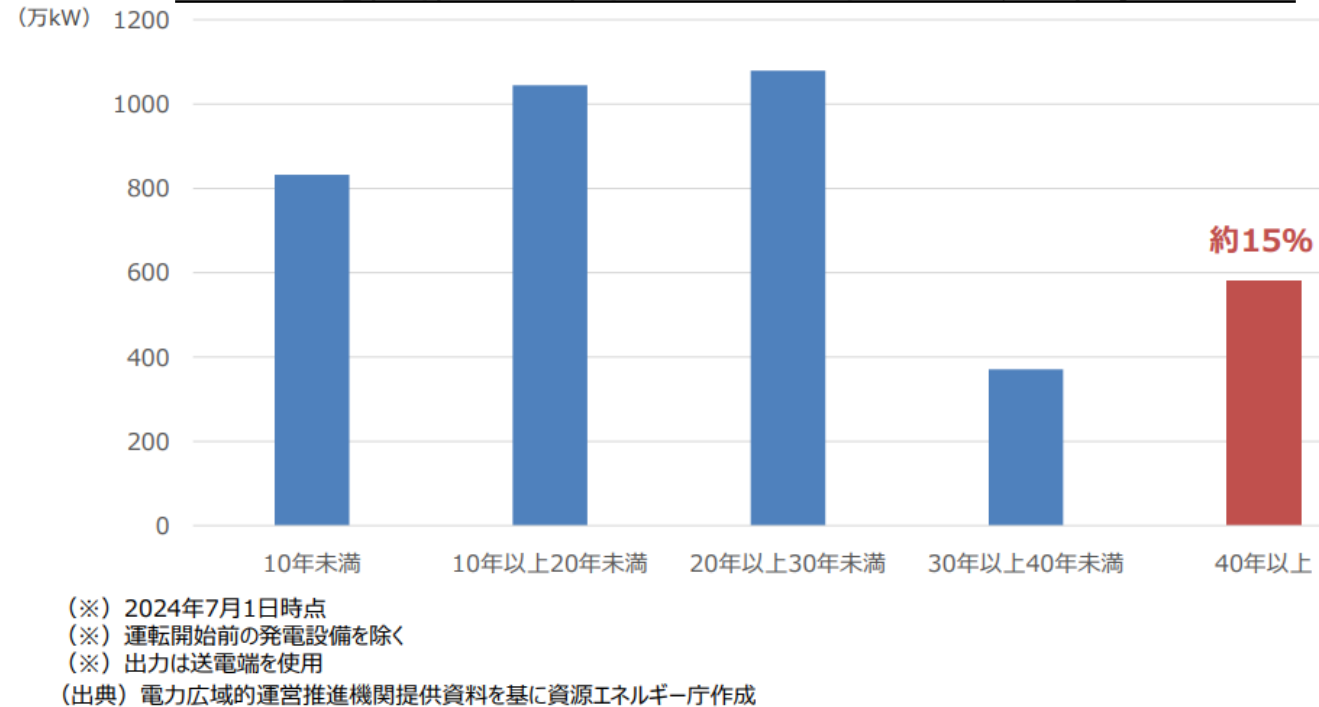
火力発電設備の現状

- 2016年度(小売り全面自由化の年)と、足元2023年度における、火力の設備容量の推移を見ると、ここ7年で1,600万kW程度減少 ※燃種別に見ると、石油等火力:約▲2,200万kW、LNG火力:約▲300万kW、石炭火力:約+900万kW
- 火力発電設備の高経年化が進捗
- 2025年度以降は火力の休廃止が増加し、新增設を上回る状態が続く見込み

火力設備容量の減少



火力発電設備の運転開始からの経過年数(東京エリア)

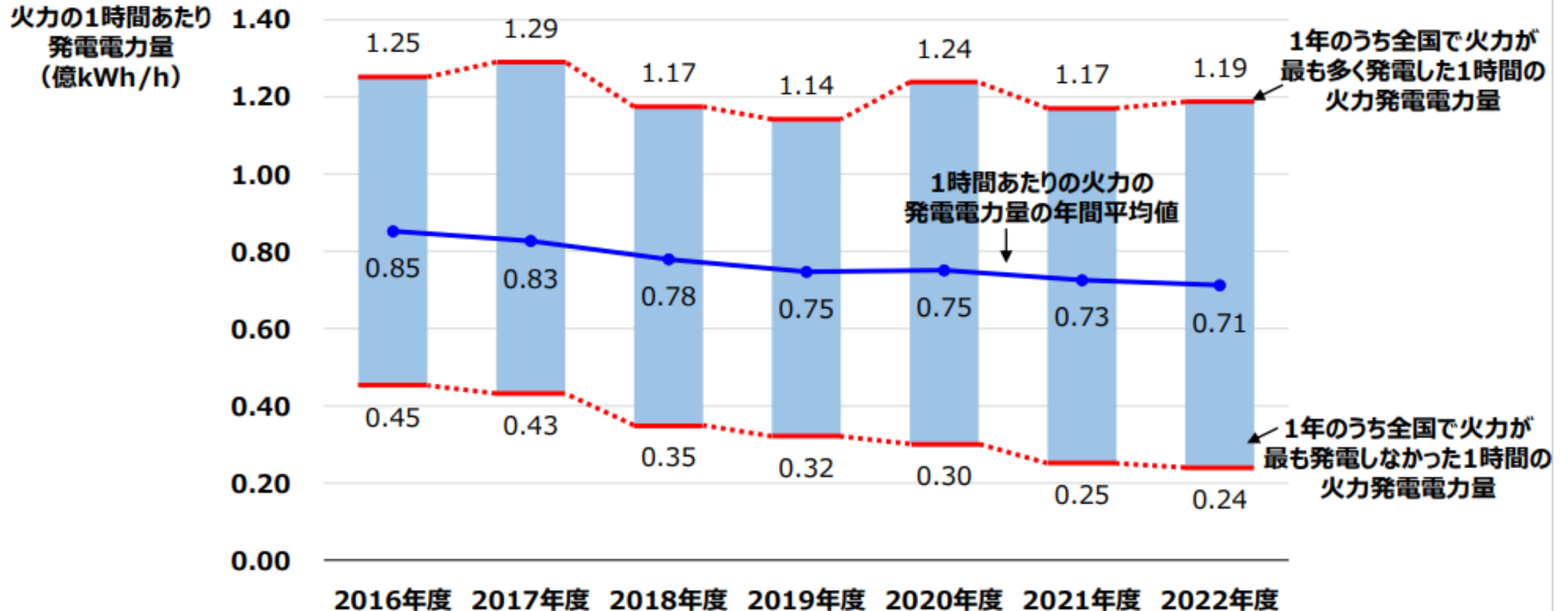


出典: 第59回基本政策分科会資料1、経済産業省

VREの導入拡大と火力の運用

- 火力の年間平均発電量は減少傾向(赤線)
- 最低発電量は低下する一方、最大発電量は横ばい(青棒の下端・上端)
- 発電量(kWh)が減少する中で、火力容量(kW)は維持せざるを得ず、また変動も拡大する傾向

火力発電電力量(1時間あたり)の推移



出典: 第59回基本政策分科会資料1、経済産業省

火力電源の退出

2024年2月20日

各位

会社名 トピー工業株式会社
代表者名 代表取締役社長 石井 博美
(コード: 7231 東証プライム・名証プレミア)
問合せ先 常務執行役員総務部長 酒井 哲也
(TEL 03-3493-0777)

連結子会社の事業の全部の廃止に関するお知らせ

当社は、本日開催の取締役会において、下記のとおり当社の連結子会社である明海発電株式会社の事業の全部の廃止について決議いたしましたのでお知らせいたします。

記

1. 事業廃止の理由

明海発電株式会社は、電力供給の自由化を背景に、当社豊橋製造所（愛知県豊橋市）の港湾施設等の既存インフラを有効活用し発電事業に参入するために、1996年7月に設立されました。その後、同社は事業計画に沿った安定操業を続け当社連結業績に貢献するとともに、東日本大震災後における国内の電力不足を補うなど社会への貢献も果たしてまいりました。

しかし近年は、発電燃料である石炭の価格高騰や中部エリアの電力需給の安定化等による電力市場価格の下落を受け明海発電株式会社の収益性は低下しており、今後も厳しい事業環境が続くことが想定されます。また、脱炭素の流れが強まる中、2050年のカーボンニュートラル実現というサステナビリティ長期ビジョンを掲げる当社グループにおいても、より環境負荷の低い事業ポートフォリオ構築の必要性が高まっています。

このような状況を踏まえ、発電事業を継続することは困難であると判断し、明海発電株式会社の発電事業を廃止することを決定いたしました。

出典：トピー工業プレスリリース

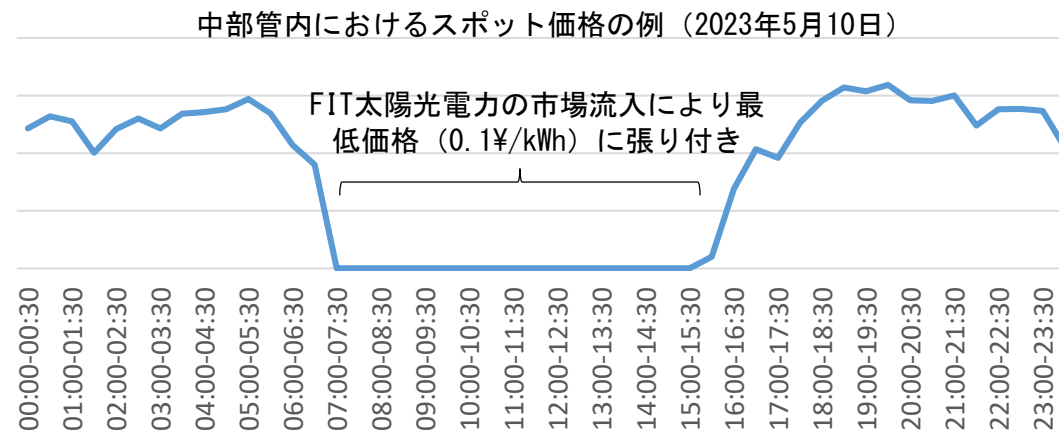
2. 事業廃止する連結子会社の概要

(1) 名称	明海発電株式会社
(2) 所在地	愛知県豊橋市明海町1番地
(3) 代表者の役職・氏名	代表取締役社長 井口 憲司
(4) 事業内容	発電事業
(5) 資本金	205百万円
(6) 設立年月日	1996年7月4日
(7) 大株主及び持株比率	トピー工業株式会社 100%

3. 事業廃止する連結子会社の最近2年の経営成績




	2023年3月期	2022年3月期
売上高	21,957百万円	9,718百万円
営業利益（△損失）	△566百万円	△1,957百万円

FIT制度によって買い取られた電力は「限界コストゼロの電力」として卸電力取引市場に流れ込み、火力の限界コスト以下にまで市場価格を低下させる。火力設備は起動に時間がかかるため、限界コスト以下の市場価格時間帯にも発電を止めることができず、損失となる





国内メガバンク・大手損保の石炭火力発電所向けファイナンスの方針

< 3メガバンク >

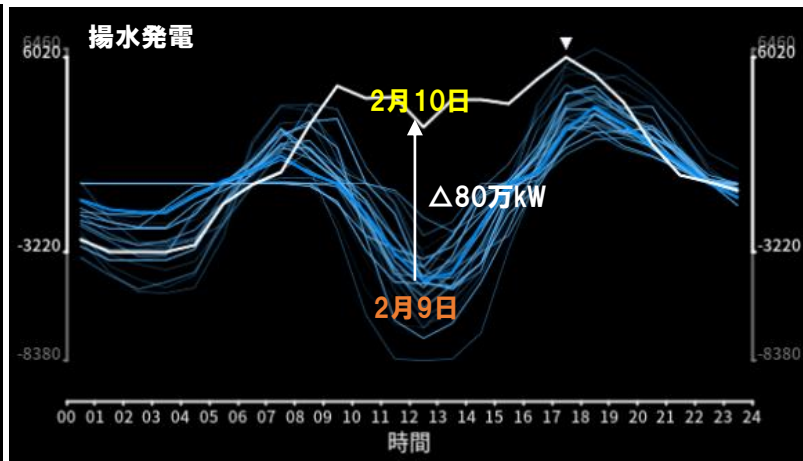
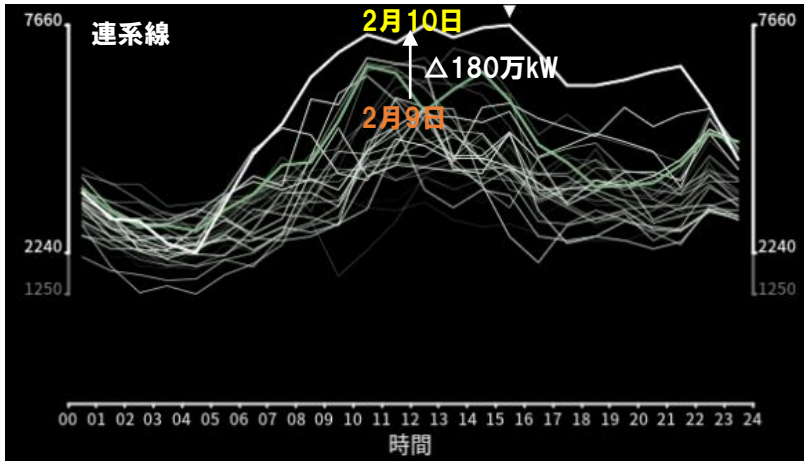
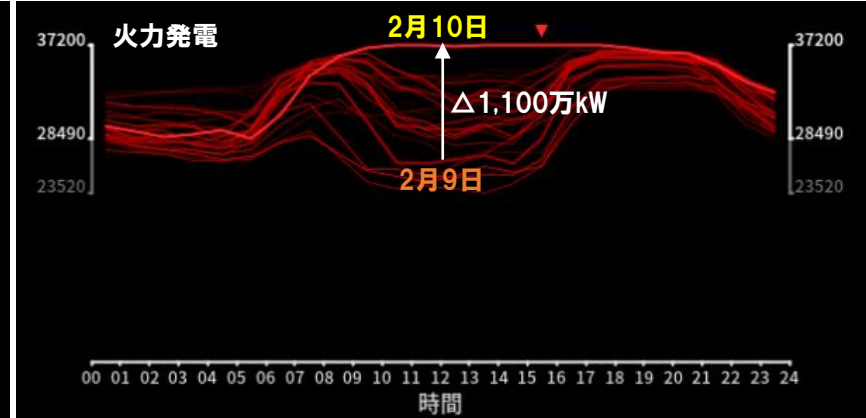
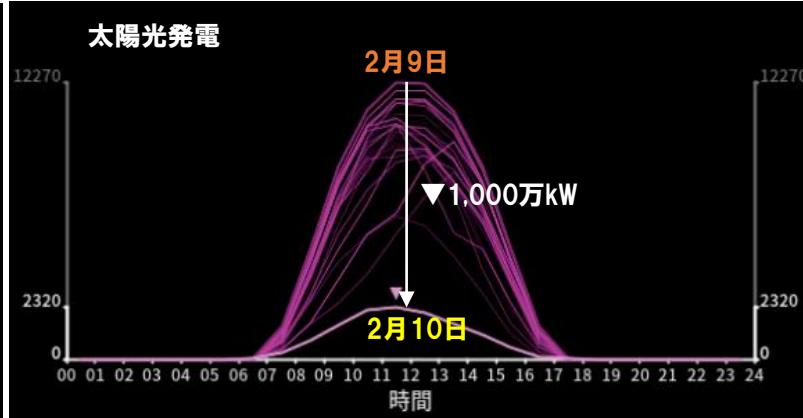
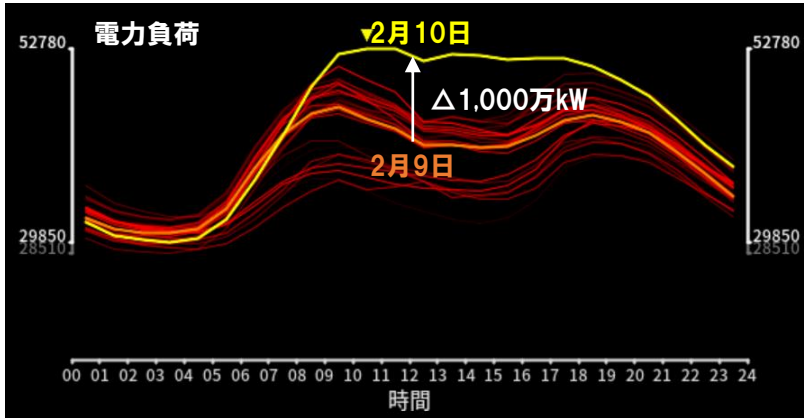
 (2019年5月15日公表)	「新設の石炭火力発電所へのファイナンスは、原則として実行しません。」 ただし、エネルギー政策・事情、国際ガイドライン、代替技術等を個別に検討し、ファイナンスに取り組む場合がある。
 (2020年4月15日公表)	「石炭火力発電所の新規建設を資金使途とする投融資等を行ないません。」 ただし、エネルギー安定供給に不可欠で温室効果ガス削減のためのリプレイスは、慎重に検討の上対応する可能性がある。
 (2020年4月16日公表)	「新設の石炭火力発電所への支援は、原則として実行しません。」 ただし、USCやCCS(CO2貯留・回収)等の環境配慮技術を有する案件については、慎重に対応を検討する。

< 3大手損保 >

 東京海上ホールディングス (2020年9月28日公表)	「石炭火力発電所については、原則として新規の保険引受・投融資を行いません。」 ただし、エネルギー政策・事情、事業継続の事情、国際ガイドライン等を考慮し、総合的に判断し引受・融資することがある。
 (2020年9月23日公表)	「日本国内の石炭火力発電所の新規建設への保険引受・投融資は原則として行いません。」 ただし、エネルギー政策を踏まえた高効率発電所については代替技術等を確認の上、慎重に検討し対応する場合がある。
三井住友海上 (2020年9月30日公表)	「今後新設される石炭火力発電所の保険引受や投融資を原則行いません。」 ただし、エネルギー安定供給に不可欠な場合等は、慎重に検討の上、対応することがある。

2022年2月10日の東京電力管内電力需給逼迫

- ✓ 2月10日(木)は降雪のため前日に比べて気温が大幅に低下し暖房需要が急増→正午時点前日比約1,000万kWの増加
- ✓ 太陽光は積雪の影響で低稼働率→正午時点前日比約1,000万kWの出力低下
- ✓ 需要増加と太陽光出力低下を補うべく自社火力焚き増し→正午時点前日比約1,100万kWの焚き増し
- ✓ 不足分は、他社火力の焚き増し(約640万kW)、揚水(80万kW)、連系線(180万kW)で充足



2月10日の前日比需給バランス		
電力負荷	+1,000	2,000万kW の需給逼迫
太陽光発電	-1,000	
自社火力発電	+1,100	1,740万kW 火力増出力
他社火力発電	+640	
揚水発電	+80	
連系線	+180	

データ出典：エレクトリカルジャパン

第7次エネルギー基本計画における火力発電の位置づけ

基本認識

- 足下、再エネ導入拡大に伴い、火力全体で稼働率が低下し、収益性の低下や燃料確保の難しさが増すことなどによって安定的な稼働が難しくなり、休廃止に向けた動きが徐々に進展
- 変動性再エネが低稼働となる冬の悪天候時などを念頭に置くと、再エネ及び蓄電池によって火力を完全に代替することは困難
- データセンターや半導体工場の新増設等による将来の電力需要の増加も見据える必要
- 足下の供給力不足の懸念等から、非効率石炭火力のフェードアウトは必ずしも十分に進展していない



- 火力全体で安定供給に必要な発電容量(kW)を維持・確保しつつ、非効率石炭火力を中心に発電量(kWh)を減らしていく
- 共同火力発電事業者や自家発電事業者の非効率火力においても、脱炭素化に向けた取組が進められることが重要

石炭火力

- LNG火力等に比べて温室効果ガスの排出量が多いため、非効率な石炭火力のフェードアウトを着実に推進していくことが喫緊の課題
- 足下では、供給力不足の顕在化等により、非効率石炭火力のフェードアウトは必ずしも十分に進んでいないところ、2026年度に本格化されるGX-ETSや、2028年度導入予定の化石燃料賦課金等により石炭火力の経済性が失われ、フェードアウトが進展する可能性
- 今後、非効率石炭火力のフェードアウトをより一層促進するため制度的な措置の強化を検討

出典：第7次エネルギー基本計画抜粋編集

コメント

- 石炭火力について、「非効率な石炭火力のフェードアウトを着実に推進していくことが喫緊の課題」とし、そのために「非効率な石炭火力のフェードアウトをより一層促進するため、制度的な措置の強化を検討する」とすることに反対する。
- 政策・制度として重視すべきは「非効率石炭火力のフェーズアウトをより一層促進する制度的な措置」ではなく、「利用率が低下する中で、火力容量をいかにして維持するか」ではないのか
- 火力の新設が進まず設備廃止が進む中で、「電力需給逼迫」が恒例となるような事態が、DXやGXの妨げとなることを強く懸念する

パリ協定に基づく日本のNDC(国が決定する貢献)

2024年2月18日閣議決定、国連気候変動枠組み条約事務局に提出

世界全体での1.5°C目標と整合的で、2050年ネットゼロの実現に向けた直線的な経路にある野心的な目標として、我が国は、2035年度、2040年度において、温室効果ガスを2013年度からそれぞれ60%、73%削減することを目指す。

Japan aims to reduce its greenhouse gas emissions by 60 percent in fiscal year (FY) 2035 and by 73 percent in FY 2040, respectively, from its FY 2013 levels, as ambitious targets aligned with the global 1.5° C goal and on a straight pathway towards the achievement of net zero by 2050.

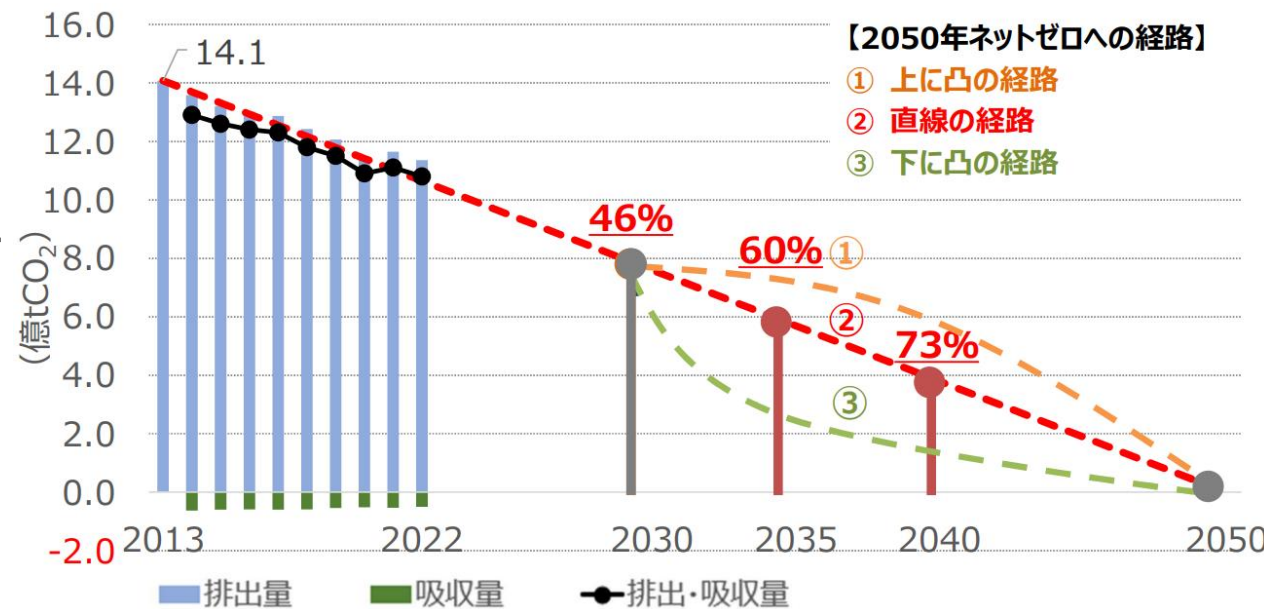
エネルギー基本計画とNDCとの関係

- これまでのエネルギー基本計画並びに同時に公表される長期需給見通しは、我が国が国際公約とする気候変動目標と整合する形で策定されてきた(技術対策積上型単一シナリオ)
 - ✓ 第5次(2018年策定): 2030年26%削減(2013年度比、以下同)、2050年80%削減・・・2°C目標
 - ✓ 第6次(2021年策定): 2030年46%削減、2050年ネットゼロ・・・1.5°C目標
- 2035年60%削減(2040年73%削減)とする新たな目標を決定し、国連に提出(2013年実績→2050年CNの直線上)
- しかし、2035年まで10年という時間の中で、革新的生産技術や革新炉などの導入の織り込みは困難なことから、第7次では対策積み上げによるNDC整合は行われず、リスクシナリオを含む、バックキャストシナリオを示すにとどまった

[第68回基本政策分科会での政府コメント]

村瀬長官: 正直積み上げきれないぐらい、野心的な目標。キーワードは不確実性。3年に1度見直しというスケジュールだけではなく、しっかりフォローアップをして、状況が変化したら柔軟に戦略的な対応をしていくことが必須

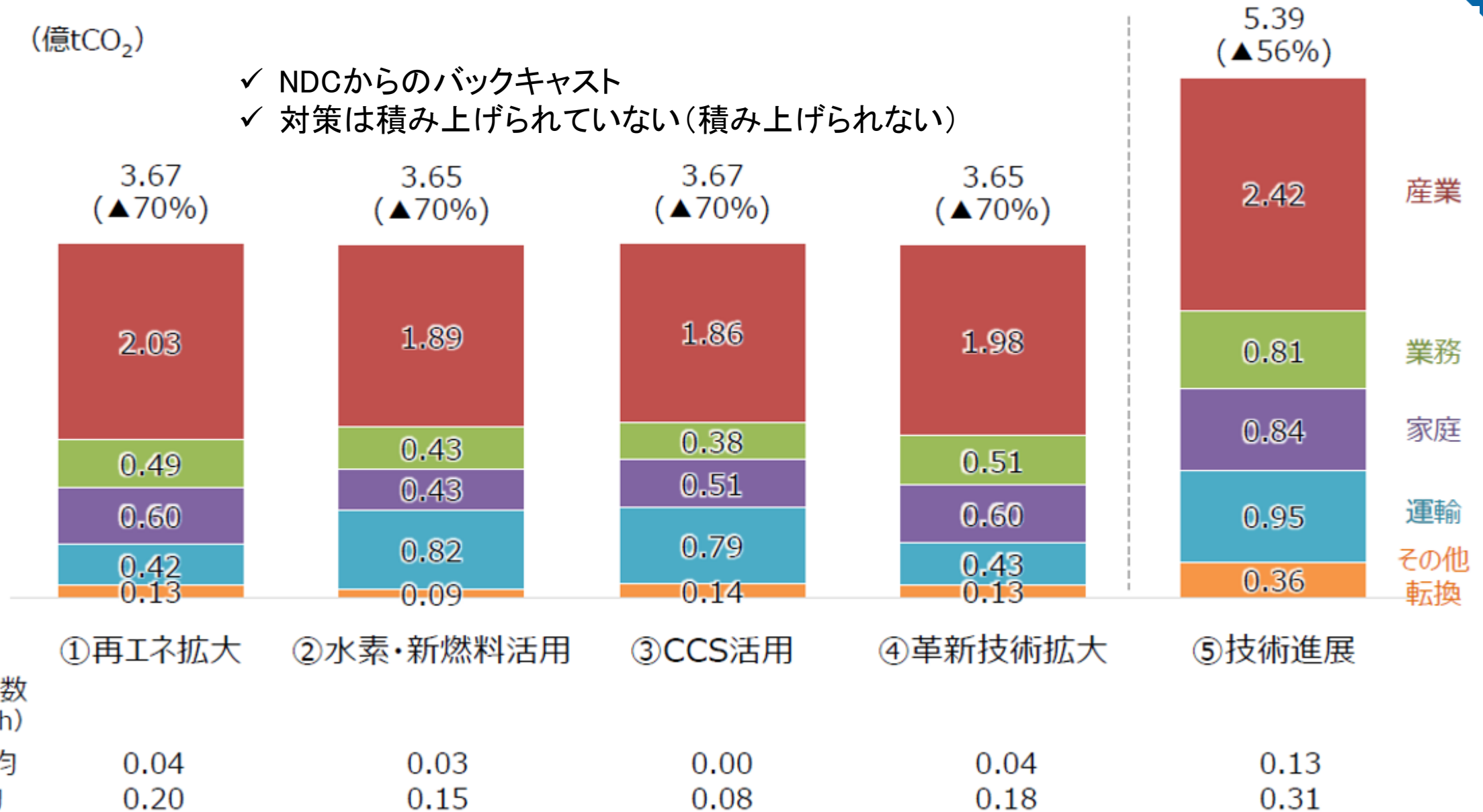
畠山次長: 今回のミックスはバックキャストで示していることから、積み上げ方式に比べて予見性が不足するではないかという議論はあろうかと思う。正直申し上げると、2040年目標(2013年度比73%削減)というのが相当高いレベルにあって、積み上げたら届かない。そういう中で将来の技術進展を念頭に、そこに向けた政策強化をしていこうとこういう方向感を示そうというもの



シナリオ別CO2排出量

(億tCO₂)

- ✓ NDCからのバックキャスト
- ✓ 対策は積み上げられていない(積み上げられない)



出典: 2040年度におけるエネルギー需給の見通し (関連資料) に筆者追記

主要国の次期NDC提出状況

- 2月18日、日本政府は国連気候変動枠組条約事務局に、「2035年-60%、2040年-73%(いずれも2013年度比)」とする次期NDCを提出
- 日本以外に、これまでに次期NDCを提出した主要国は、米国、英国、カナダのみ(2025年3月17日時点)

UN NDC Registry: <https://unfccc.int/NDCREG>

米国(2024年12月19日提出)

The United States is communicating an economy-wide target of reducing its net greenhouse gas emissions by **61-66 percent below 2005 levels in 2035**. The entire 2035 range is on a straight line or steeper trajectory to net zero emissions by 2050 for all greenhouse gases.

カナダ(2025年2月12日提出)

Canada is committed and determined to achieve net-zero emissions by 2050 and contribute to global efforts to limit global temperature increase to well below 2° C above pre-industrial levels and pursue efforts to limit it to 1.5° C. To that effect, the Government of Canada is pleased to submit its 2035 nationally determined contribution (NDC) under the Paris Agreement. Canada's 2035 NDC is to reduce emissions by **45-50% below 2005 levels by 2035**, building on the 2030 target of 40-45% below 2005 levels.

英国(2025年1月30日提出)

On 12 November 2024 at COP29, the Prime Minister announced the UK's ambitious and credible NDC target to reduce all greenhouse gas emissions by **at least 81% by 2035, compared to 1990 levels (excluding international aviation and shipping emissions)** – three months ahead of the 10 February deadline. In compliance with Article 4, paragraph 8 of the Paris Agreement and Decision 4/CMA.1, the UK now submits this information to facilitate clarity, transparency and understanding of its ambitious 2035 NDC.

トランプ大統領令(2025年1月20日)抜粋

<https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/01/putting-america-first-in-international-environmental-agreements/>

By the authority vested in me as President by the Constitution and the laws of the United States of America, it is hereby **ordered as follows**:

- a. The United States Ambassador to the United Nations shall **immediately** submit formal written notification of the United States' **withdrawal from the Paris Agreement** under the United Nations Framework Convention on Climate Change.
- b. The United States Ambassador to the United Nations shall **immediately** submit written formal notification to the Secretary-General of the United Nations, or any relevant party, of the United States' **withdrawal from any agreement, pact, accord, or similar commitment** made under the United Nations Framework Convention on Climate Change.
- c. The United States Ambassador to the United Nations, in collaboration with the Secretary of State and Secretary of the Treasury, shall **immediately cease or revoke any purported financial commitment** made by the United States under the United Nations Framework Convention on Climate Change.
- d. 省略
- e. The U.S. International Climate Finance Plan is **revoked and rescinded** immediately. The Director of the Office of Management and Budget shall, within 10 days of this order, issue guidance for the rescission of all frozen funds.
- f. **Within 30 days** of this order, the Secretary of State, (以下10職位のトップを列記), and head of any other relevant department or agency shall **submit a report** to the Assistant to the President for Economic Policy and the Assistant to the President for National Security Affairs that **details their actions to revoke or rescind policies that were implemented to advance the International Climate Finance Plan**.
- g. The Secretary of State, Secretary of Commerce, and the head of any department or agency that plans or coordinates international energy agreements shall **henceforth prioritize economic efficiency, the promotion of American prosperity, consumer choice, and fiscal restraint** in all foreign engagements that concern energy policy.

結言に代えて

- ✓ エネルギーは、国民生活はもとより、あらゆる経済活動に必要不可欠
- ✓ エネルギーをめぐる国際情勢は緊迫度を増しており、我が国安全保障上の大きな脅威になりつつある
- ✓ 我が国成長の牽引役として期待されるDXやGXを実装していくには、国際的に遜色のない価格での電力の安定供給(投資判断時点での予見性)が必須
- ✓ 再エネは、エネルギーミックス上重要な電源であるが、一定以上のVREの導入は、電力システム全体の経済性を悪化させ、技術的な制約も顕在化する。「再エネ100%」への盲目的な期待や、数字合わせのための再エネ積み増しはすべきではない
- ✓ 原子力は我が国にとって必須であり、既設早期再稼働のみならず、今後廃炉分を上回る新設・リプレースが必要。バックエンドをはじめとした課題の解決と、投資予見性の整備を、早急かつ具体的に進める必要
- ✓ 火力は、電力安定供給にとってのラストリゾート。調整電源としての役割が益々重要となる中、低利用率においても設備投資が行われる制度の確立が必要
- ✓ 第7次エネルギー基本計画は、激変したエネルギー安全保障上の課題と、エネルギー制約が経済成長制約になるという強い危機感を反映した計画となった
- ✓ しかし、課題は山積しており、それぞれの課題解決に向けた具体的かつ速やかな取り組みが求められる
- ✓ 「誰が」「いつまでに」「何をする」が重要