
『電力崩壊 戦略なき国家のエネルギー敗戦』 で伝えなかったこと

—わが国のエネルギー政策の課題と展望—

竹内 純子

国際環境経済研究所理事・主席研究員

東北大学特任教授

U3イノベーションズ合同会社共同代表

自己紹介：竹内 純子（たけうち すみこ）

国際環境経済研究所理事・主席研究員
東北大学特任教授
U3イノベーションズ合同会社共同代表

東京大学大学院工学系研究科にて博士（工学）取得。



慶應義塾大学法学部法律学科卒業後、東京電力株式会社で主に環境部門に従事した後、独立。複数のシンクタンクの研究員や大学の客員教授、内閣府規制改革推進会議やGX実行会議など、多数の政府委員を務める。

気候変動に関する国連交渉（COP）にも長く参加し、環境・エネルギー政策提言に従事。

2018年10月U3innovations合同会社を創業。スタートアップと協業し、新たな社会システムとしての「Utility3.0」を実現することを目指し、政策提言とビジネス両面から取り組む。

2022年12月23日に新刊「電力崩壊－戦略なき国家のエネルギー敗戦」（日本経済新聞出版社）を上梓。その他主な著書は下記

「誤解だらけの電力問題」（WEDGE出版）

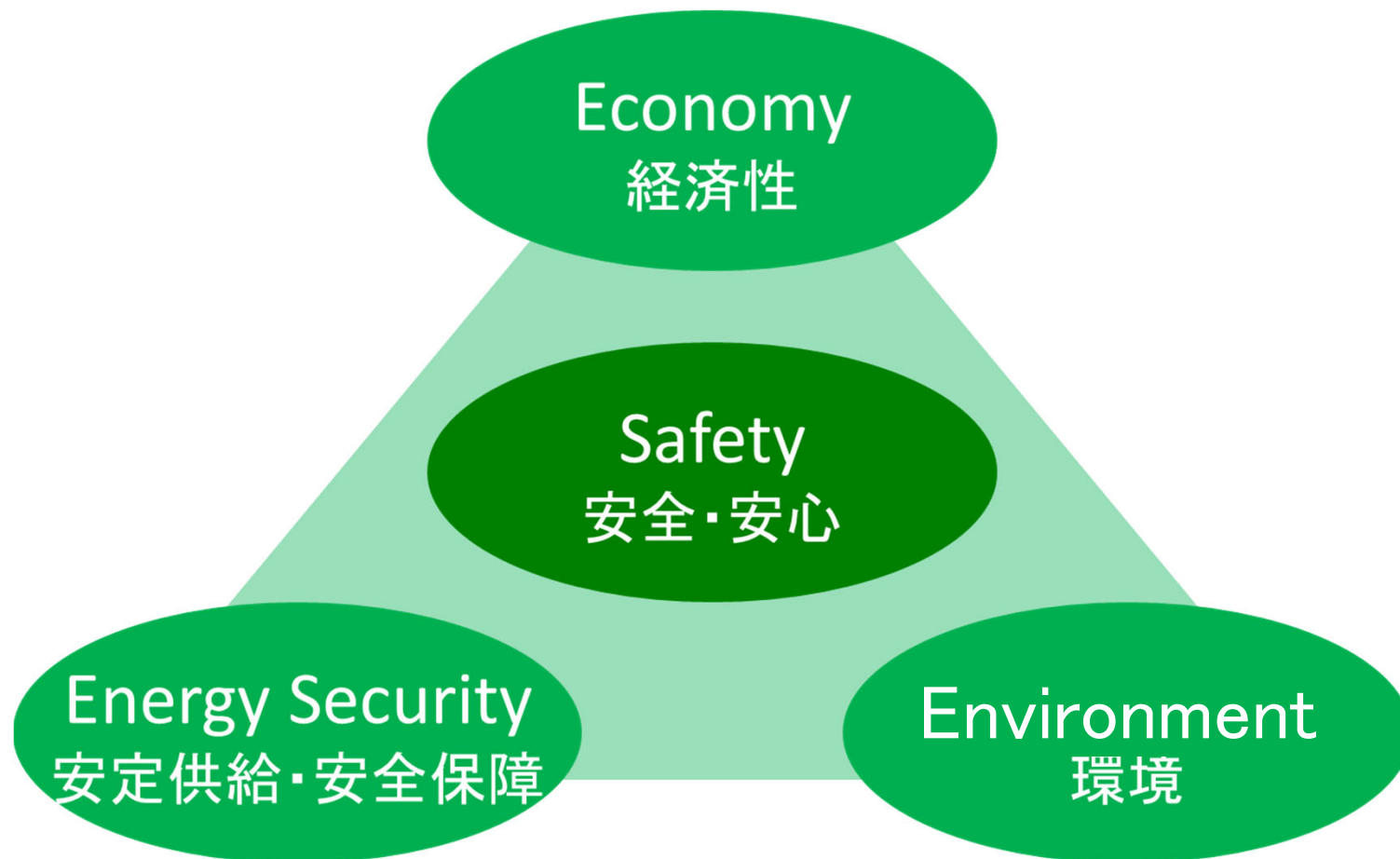
「原発は“安全”か たった一人の福島事故報告書」（小学館）

「エネルギー産業の2050年 Utility3.0へのゲームチェンジ」（共著、日本経済新聞出版社）

「エネルギー産業 2030への戦略 Utility3.0の実装」（共著、同上）など。

エネルギー問題の難しさ

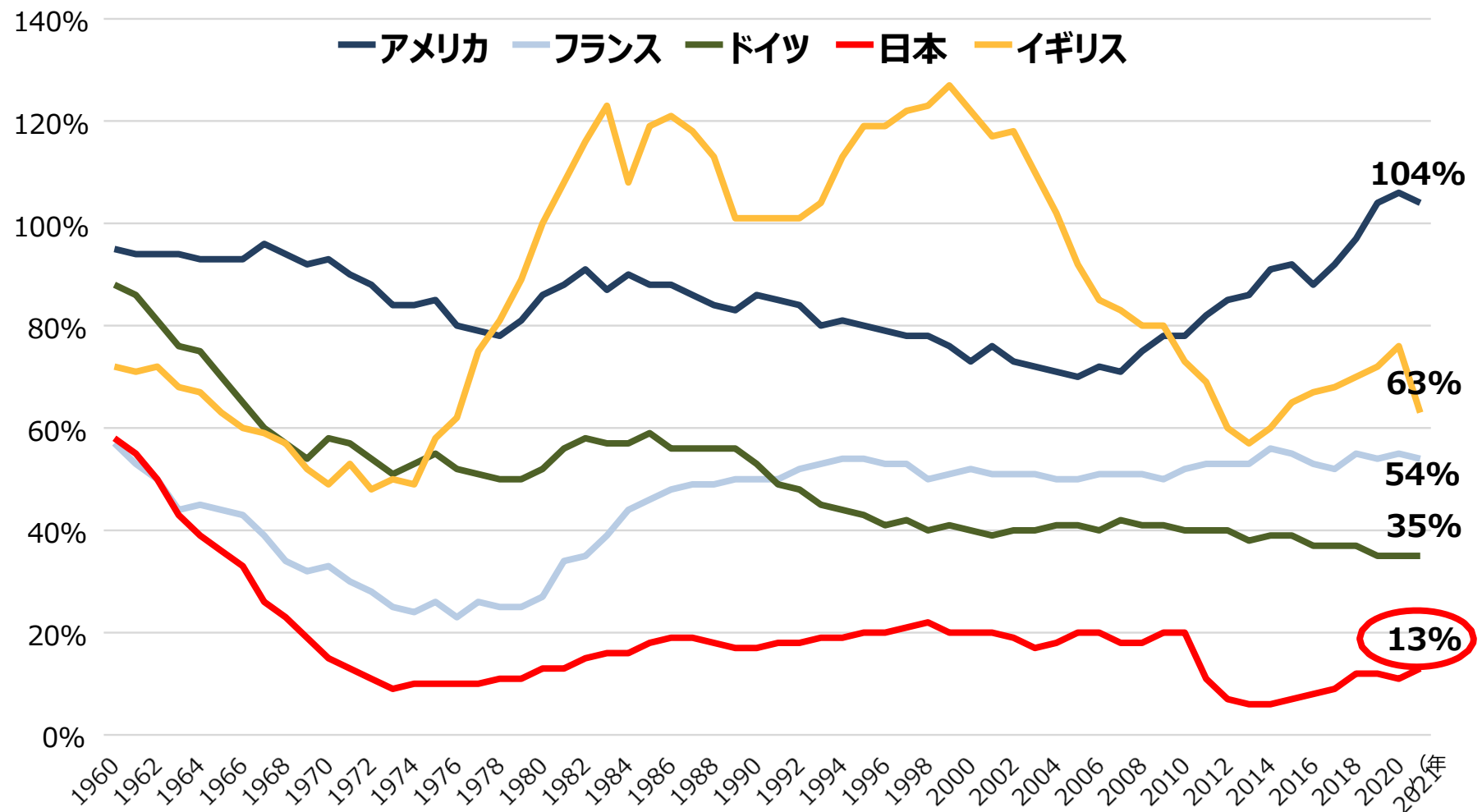
- エネルギー政策の要諦は、S+3Eというトリレンマの関係にある政策目標の重心を定めること。
- その政策目標の実現には、非常に長期の時間がかかる。
- 加えて電気は、在庫を持たない「究極の生鮮品」。



わが国のエネルギーの現状

わが国のエネルギー自給率は先進国中最低レベル

- 石油・石炭・天然ガスをほとんど産出しない日本は、自給率が低い。
- 水力を含む再エネと原子力で自給率を上げるしかない。
- 2010年20.4%→2013年6.5%→2022年12.6%。



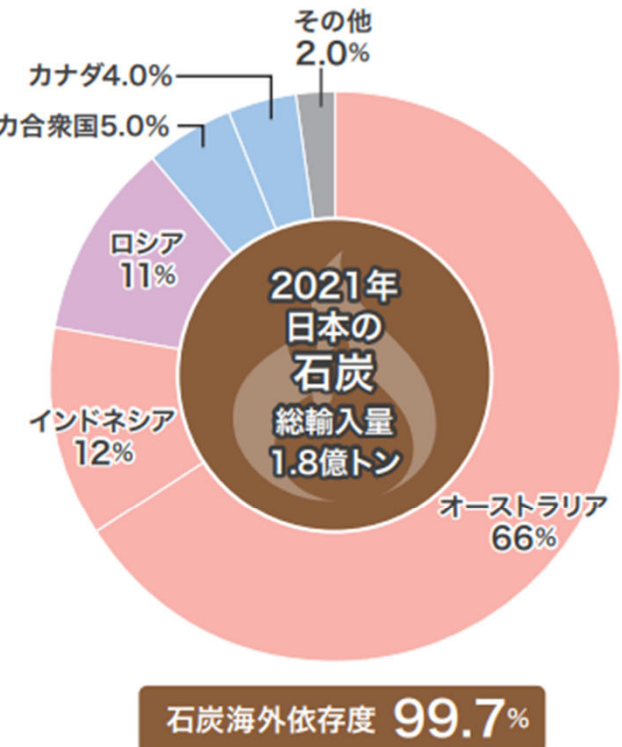
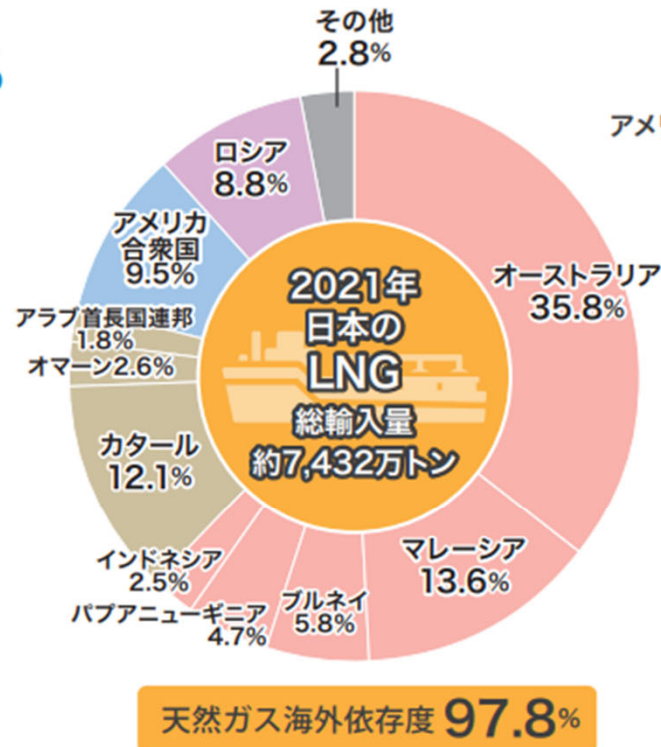
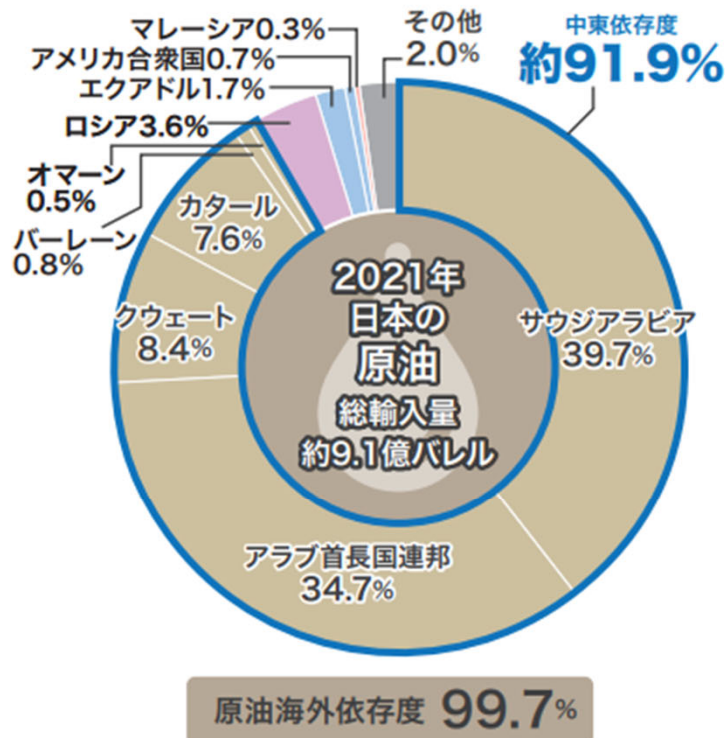
日本の資源輸入先と中東依存度



- 原油・LNGは中東依存度が高い。
- ホルムズ海峡含めてシーレーン全体の安全保障にも、注意が必要。

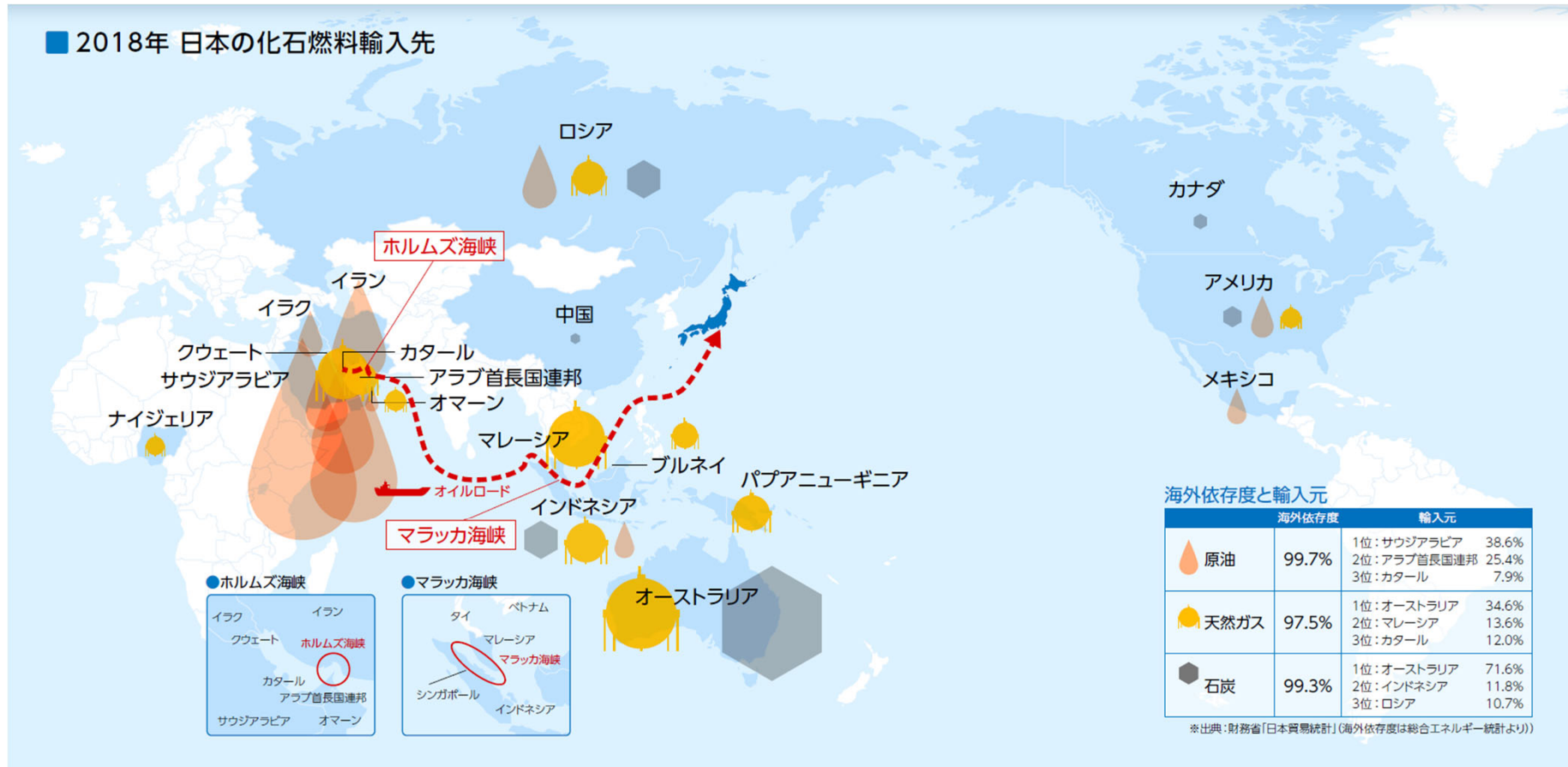
日本の化石燃料輸入先(2021年)

■ 中東から ■ アジア・オセアニアから ■ ロシアから ■ 北・中米から ■ その他



調達ルートも含めて安定が保たれていることが必要

- 2024年4月、イランとイスラエルの対立激化により緊張が走る。
- ホルムズ海峡、マラッカ海峡などのチョークポイントを超え、台湾近海を通過しなければならないことを認識する必要。
- 食糧自給率の問題が取りざたされるが、エネルギーが途絶すれば食糧の輸送もできない。





イラン沖のホルムズ海峡近くで2019年6月13日朝(日本時間同日昼)、東京都内の海運会社「国華産業」が運航するタンカーと台湾の石油大手、台湾中油のタンカーが攻撃を受け、二隻とも火災が発生。(中日新聞様ウェブサイト)

G7各国の一次エネルギー自給率とロシアへの依存度

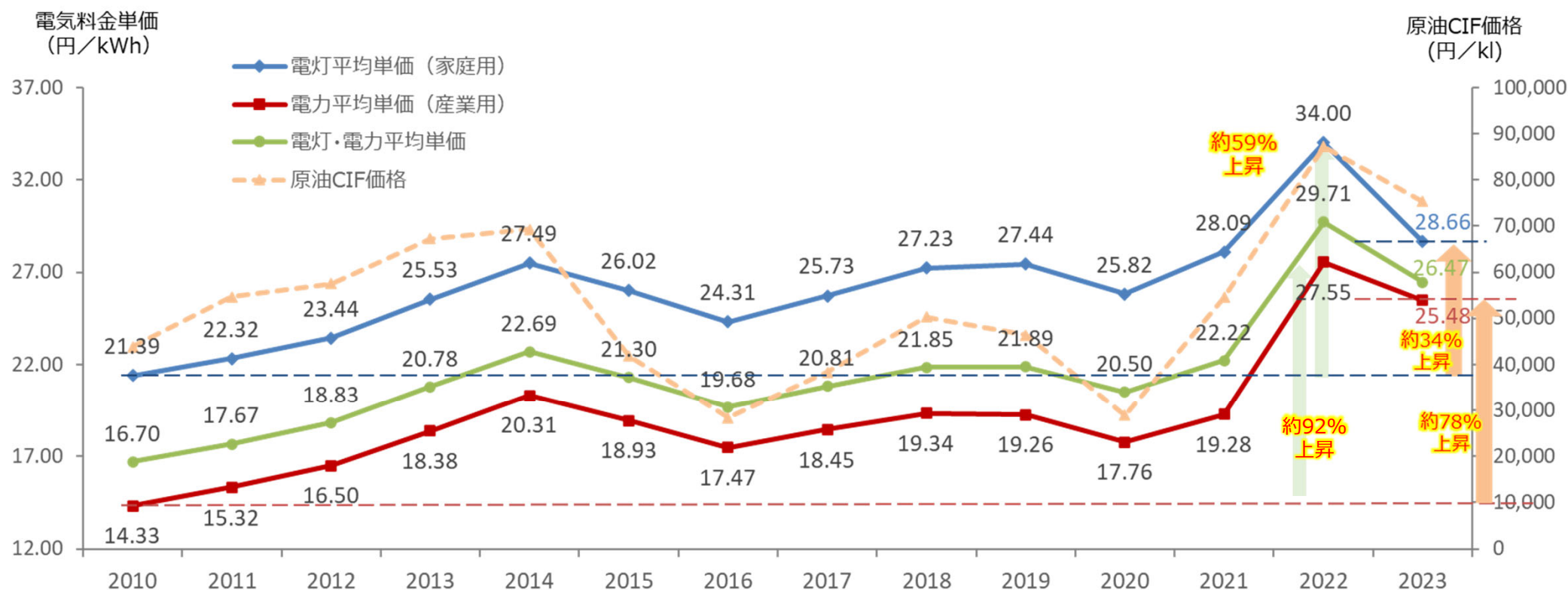
- ロシアの資源（特に天然ガス）への依存度が高かったことが、欧州各国の動きを鈍くした。
- **ドイツ「我々はエネルギー政策において歴史的な間違いを犯した」**

国名	一次エネルギー自給率 (2021年)	ロシアへの依存度 (輸入量におけるロシアの割合) (2020年) ※日本の数値は財務省貿易統計2022年速報値		
		石油	天然ガス	石炭
日本	13% (石油:0% ガス:2% 石炭0%)	1.5% (シェア6位)	9.5% (シェア3位)	6.3% (シェア3位)
イタリア	23% (石油:12% ガス:4% 石炭:0%)	11% (シェア4位)	31% (シェア1位)	56% (シェア1位)
ドイツ	35% (石油:3% ガス:5% 石炭:51%)	34% (シェア1位)	43% (シェア1位)	48% (シェア1位)
フランス	54% (石油:1% ガス:0% 石炭:0%)	0%	27% (シェア2位)	29% (シェア2位)
英国	61% (石油:75% ガス:43% 石炭:12%)	11% (シェア3位)	5% (シェア4位)	36% (シェア1位)
米国	104% (石油:96% ガス:113% 石炭:110%)	1%	0%	0%
カナダ	186% (石油:288% ガス:138% 石炭:235%)	0%	0%	0%

電気料金の推移

- 2022年度は2010年度と比べて+65%上昇(全体平均)。
- 主たる原因は、火力発電の燃料費の増大と再エネ賦課金。
- 2023年は燃料価格の下落や政府の補助により、下落。
- 燃料費高騰局面では、自由化料金の方が経過措置料金よりも高い状態に。

電気料金平均単価の推移(2010年度以降)

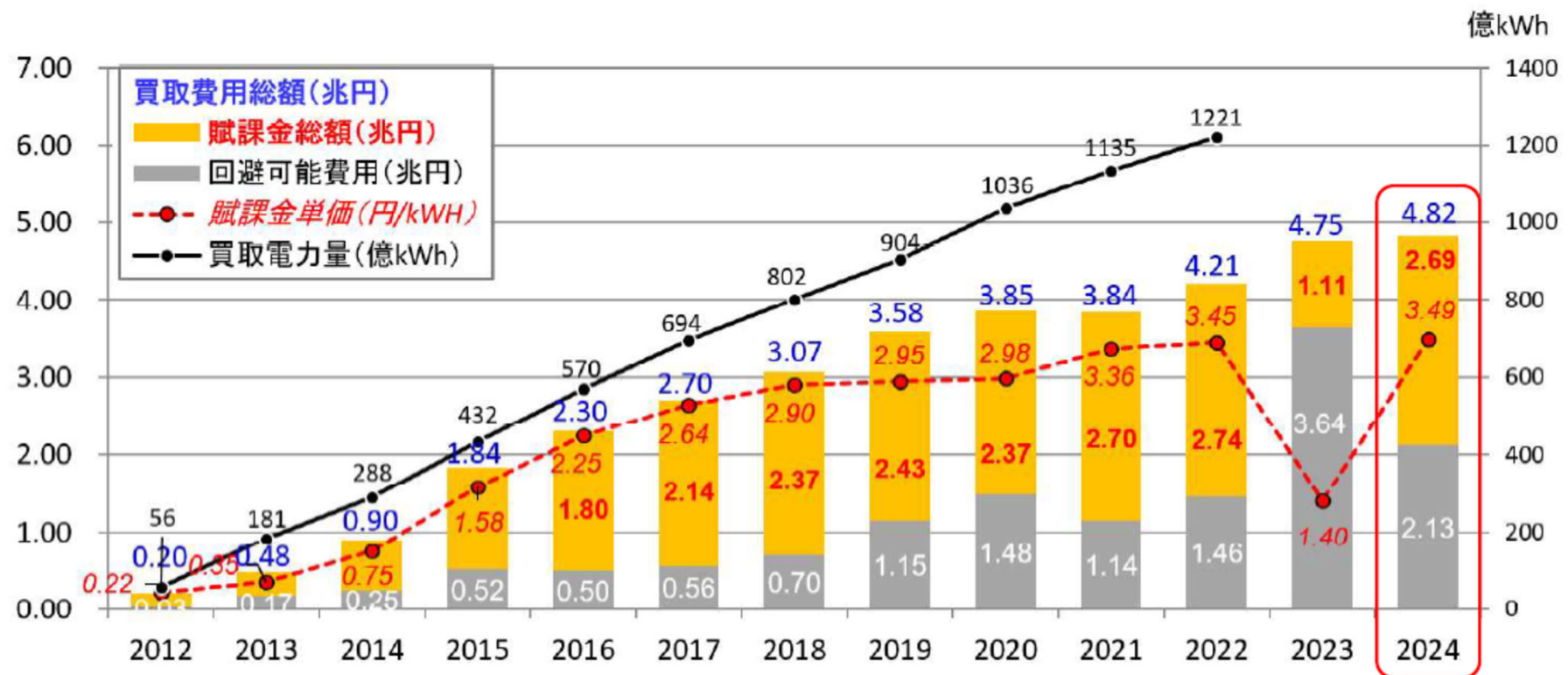


*2023年10月までのデータ

電力価格の高騰要因

- 原子力発電所の停止により火力発電の比率が7割超。
- 2015年頃からの原油価格下落、新型コロナによる経済停滞、気候変動対応等による、上流資源開発不足⇒燃料価格高騰。
- 再エネ賦課金の負担が年間約2.7兆円に。

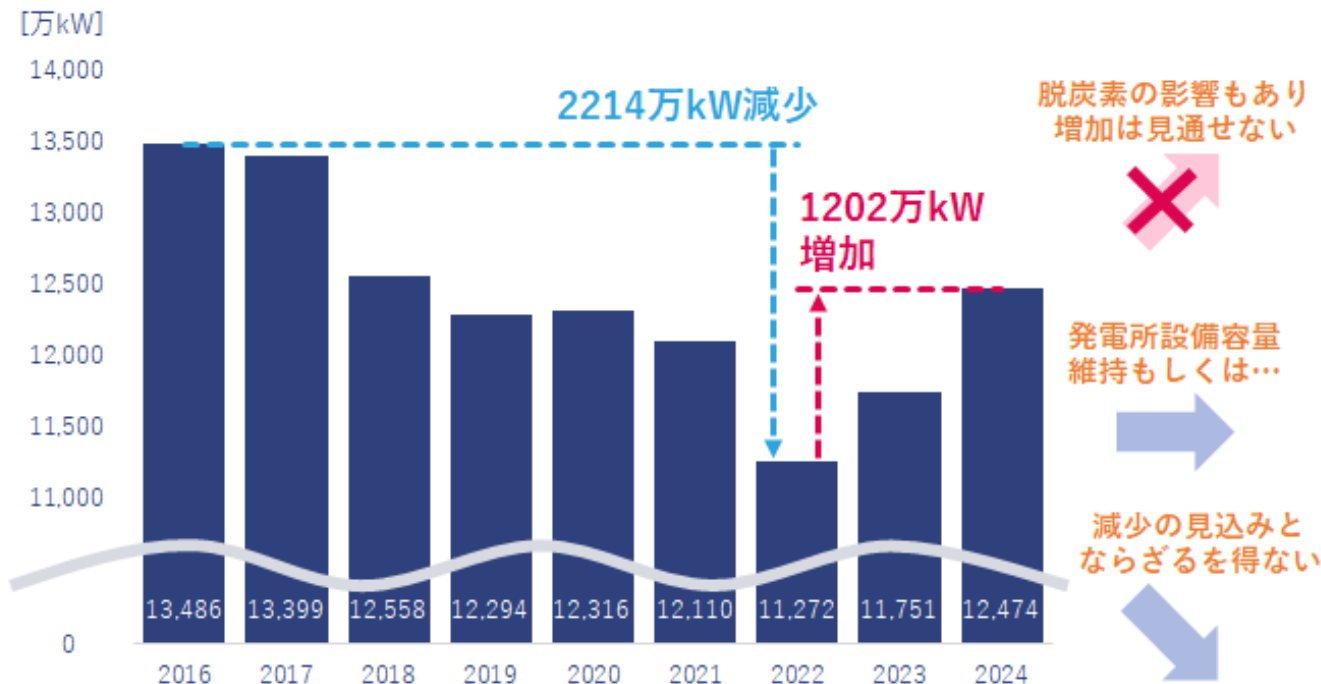
2012年以降の再エネ発電賦課金推移



顕在化する電源不足（dispatchable な電源の不足）

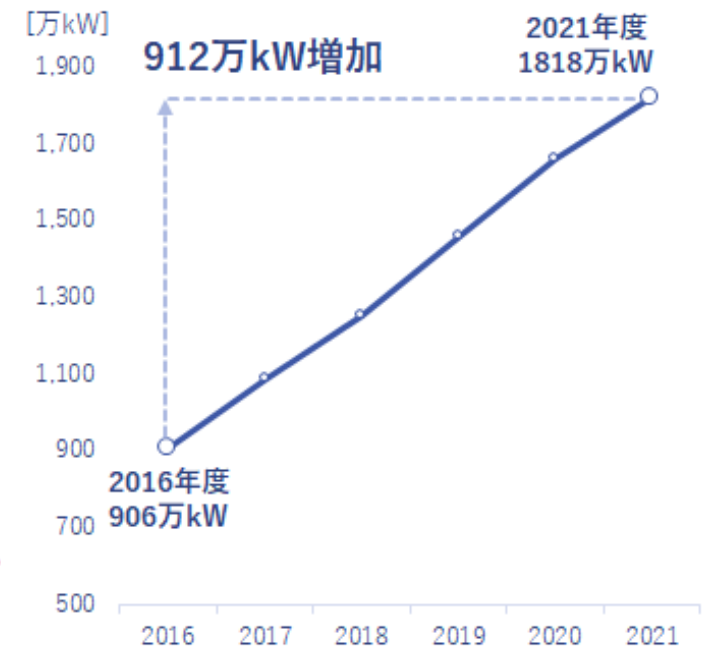
- 原子力事故を契機とした原発廃止は約16GW。
- 自由化市場に置かれた火力発電の休廃止は2016－21年で約14GW。
- 同期間に再エネは約9GW増加したが、主力の太陽光発電が低調な時（夏の夕方、冬の曇天など）を中心に供給力不足が顕在化。
- 日本は揚水発電などを豊富に有する「蓄電大国」だが、悪天候が数日続けば意味をなさない。

火力発電所の供給力の推移



出所：第51回 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会

日本の風力・太陽光・地熱発電所設備容量の推移¹



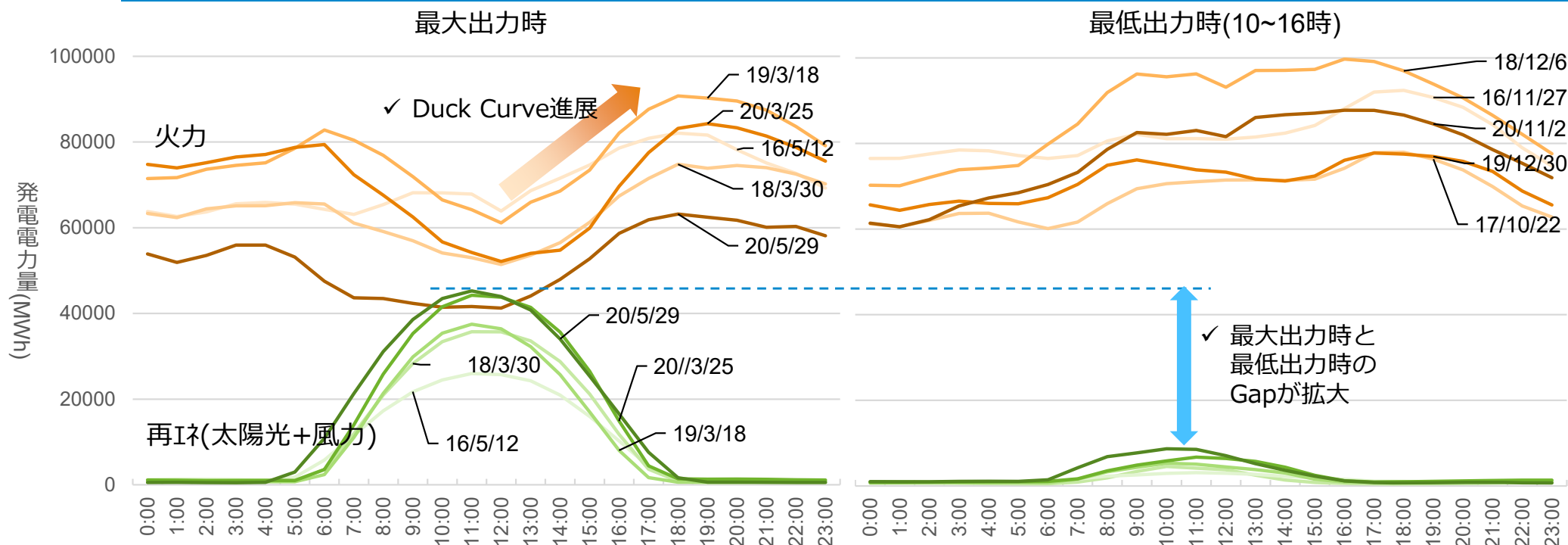
1 毎年度末の数値（2021年度は最新の1月の数値）

出所：資源エネルギー庁電力調査統計

参考：再エネの最大出力と最低出力

- 再エネ(太陽光+風力)の発電電力量は年々増加。
- これに伴い、日次単位での火力を用いた需給調整がシビアに(左図)
- 日本では、一つの気象イベント(例：台風、梅雨、寒波)で再エネ出力低下(右図)が継続する場合も。欧州でも、日照不足と風況悪化「dunkelflaute(無光/無風)」が課題に(2021年4月から8月にかけて風力出力低下が続き、エネルギー危機の契機に)
- 上記ゆえ、今後も、火力を用いたレジリエンスの構築が不可欠

再エネ年間最大・最低出力時の需要曲線



※広域機関システム_需要実績より全国ベースにて作成

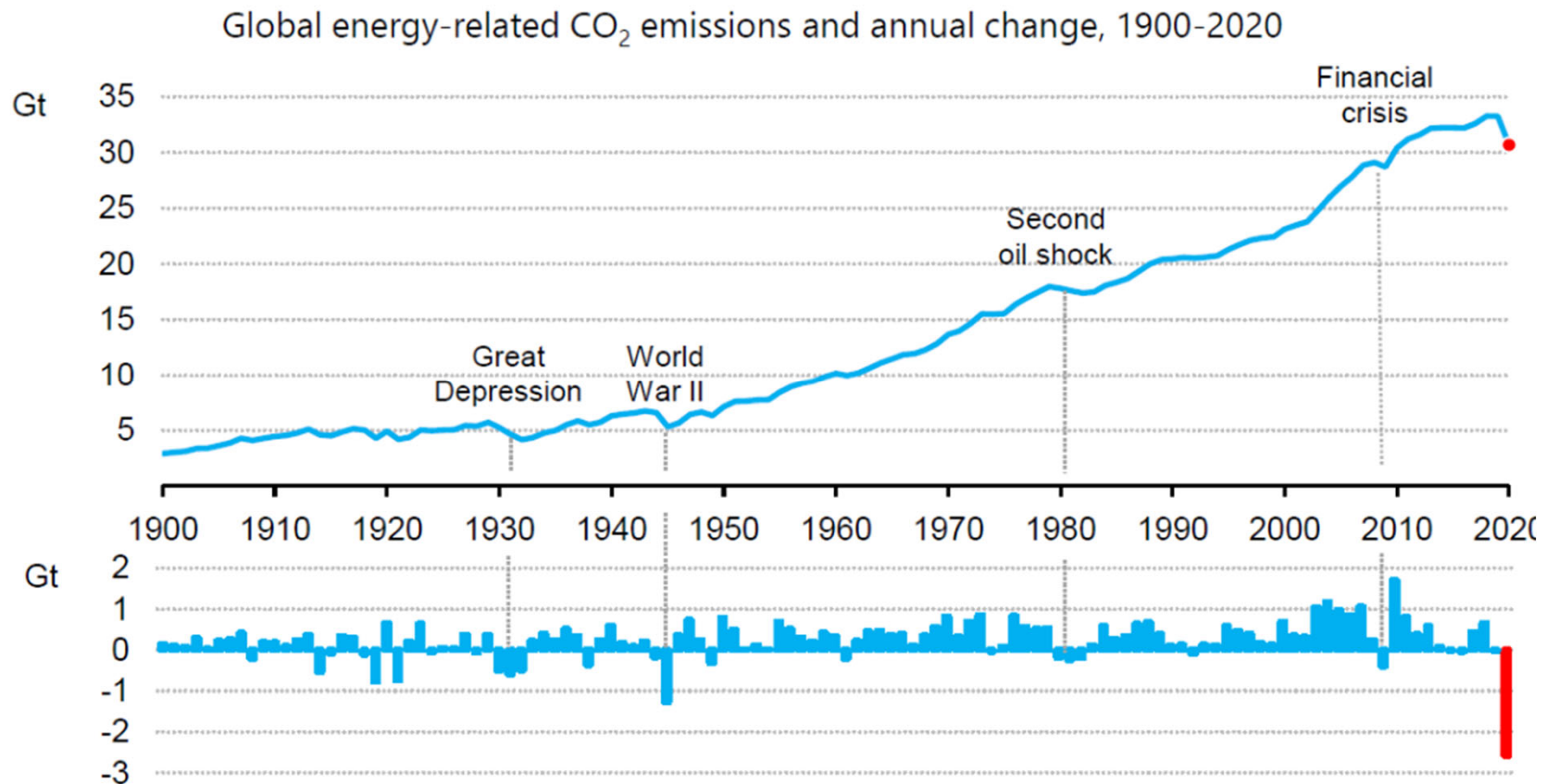
本節のまとめ

- エネルギーとは「生命線」。日本にとっては特に「頸動脈」。
- 所与の条件は変えられない。
 - 全てに優れたエネルギー源というものには存在しない。
 - 日本は化石燃料に乏しい。
 - 加えて、太陽光発電に適した広大な土地(砂漠)にも乏しい。
 - 安定した風況や洋上風力発電の適した遠浅の海域にも乏しい。
 - 1.2億人の人口と製造業主体の経済により、電力需要規模は大きい。
 - 全国が同時に一つの気象インシデント(大型台風、梅雨、猛暑など)に見舞われる可能性がある「電気が余る時は皆余る。不測の時は皆不足」
- 東日本大震災と福島原子力発電所事故を契機に、
 - ①原子力安全規制の抜本的見直し
 - ②電力自由化
 - ③FITによる再生可能エネルギーの大量導入を同時に進めたことで、目標とした、電力安定供給にも電力価格の抑制にも失敗している状態。

GXとエネルギー基本計画

気候変動への危機意識は高まるものの、排出量は増加

- CO₂はエネルギー(化石燃料)利用に伴って必然的に排出されるので、「エネルギー問題」であり、「経済問題」である。
- そのため解決が困難であり、長年の国際交渉にも拘わらず、排出量は増加の一途。
- 石油危機や、リーマンショックなどの経済危機において、一時的に排出が落ち込むことはある。



(補足) 経済活動の量と密接にリンクするCO2排出量

コロナで世界中の経済が停滞した2020年は、19年と比べてどれくらいCO2排出量が減ったのでしょうか？

駐機場に待機する大量の飛行機



出所: 共同通信

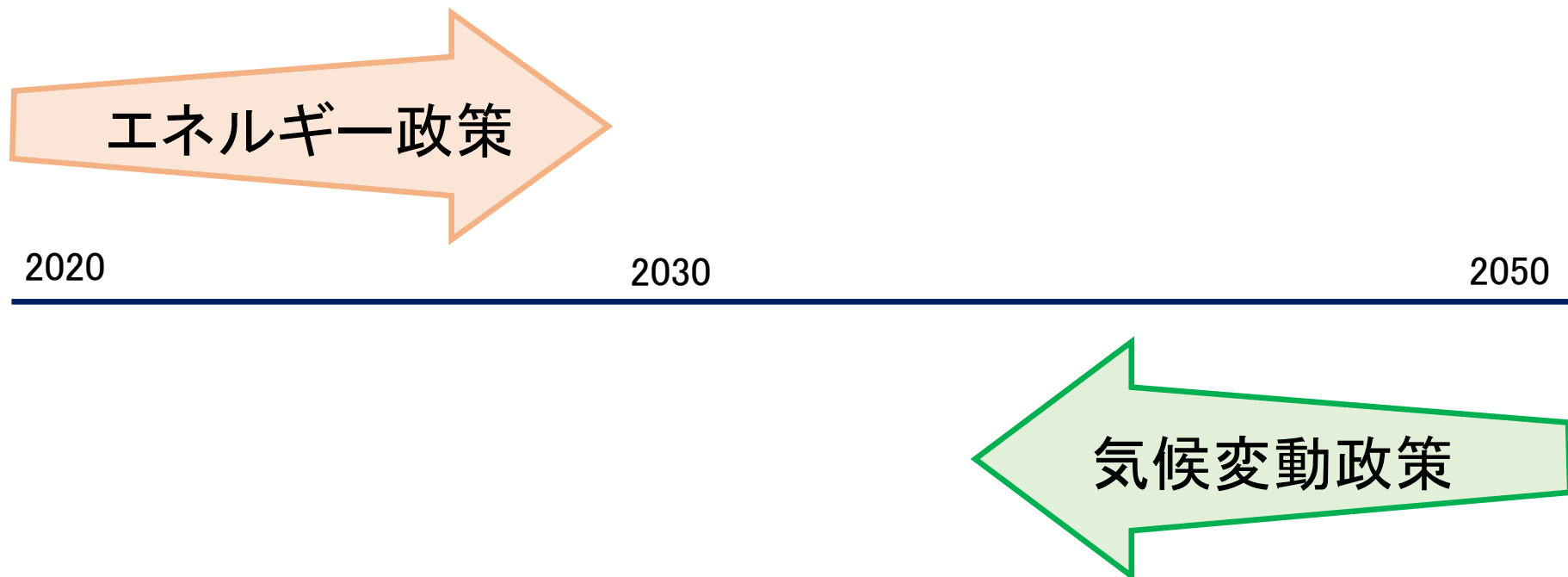
人通りの途絶えたタイムズ・スクエア



出所: Business Insider

エネルギー政策と気候変動政策の考え方の違い

- エネルギーは究極の生活財・生産財であり、その計画は現実に即し、「フォワードルッキング」で策定。
- 気候変動対策は産業革命を上回る社会変革であり、あるべき姿からやるべきことを導き出す「バックキャスト」で策定。
- 2050年カーボンニュートラルを目指すうえでは、30年という非常に短期の時間軸でエネルギー政策と気候変動対策をつながなければならない。



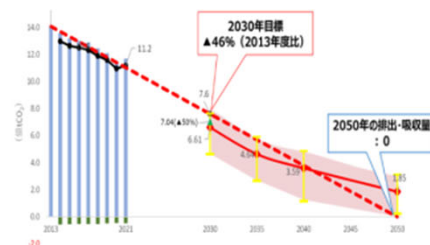
第7次エネルギー基本計画をどう描くのか

- 現行の第6次エネルギー基本計画は、2021年10月に決定されているため、2024年は「少なくとも3年ごとに検討」(エネルギー政策基本法第12条)のタイミング。
- パリ協定の下で提出するNDC(Nationally Determined Contribution 国が定める貢献)も来年2月までに更新して提出せねばならない。
 - * 欧州委員会は**2040年に1990年比90%削減**を提案、米中は2035年？
 - * 日本がホスト国を務めた2023年のG7気候・エネルギー・環境大臣会合コミュニケでは、「世界のGHG排出量を2019年比で2030年までに約43%、2035年までに60%削減することの緊急性が高まっていることを強調する」と記載(2013年比2030年-53%、2035年-67%に相当)
- 日本はこれまで政策の積み上げを行い、エネルギー基本計画を裏付けとしてNDCを決定しようとしてきたが、野心的なCO2削減目標であるNDCと、統合的なエネルギー基本計画(* 長期エネルギー需給見通し)を描くことはほぼ不可能、むしろリスク。
- 岸田首相第11回GX実行会議での発言
「政治・経済・社会・技術、あらゆる面で、世界が安定期から激動期へと入りつつある中で、単一の前提ありきでエネルギーミックスの数字を示す手法には限界があります。」

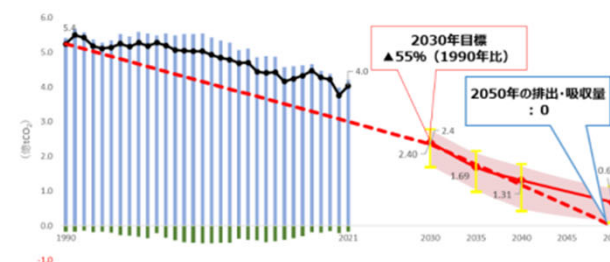
閑話休題：G7メンバーの排出削減の進捗状況

- 目標に対してオントラックなのは、日本と英国のみ。
- 2021年時点で、米国は約10億トン、EUは5億トン以上目標から乖離。

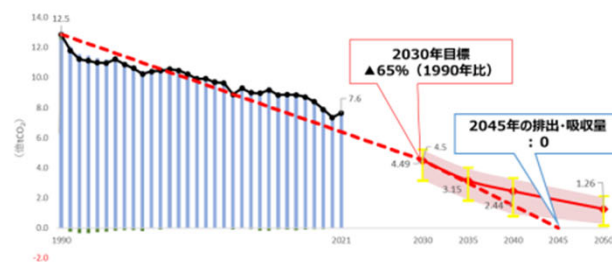
日本



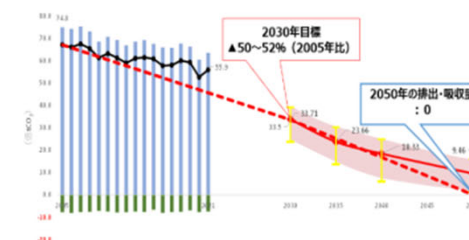
フランス



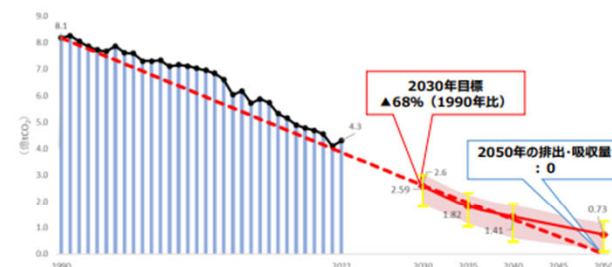
ドイツ



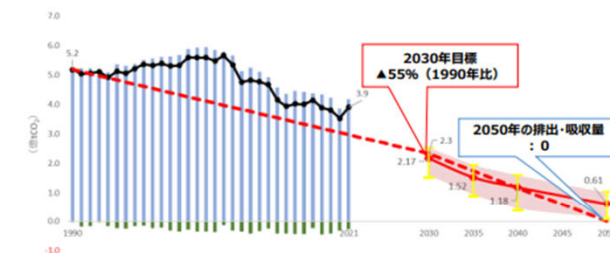
米国



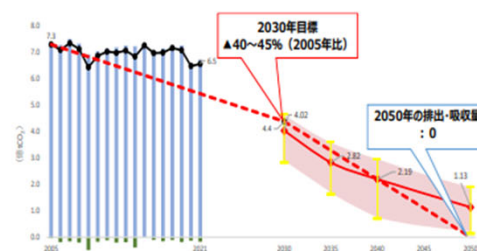
英国



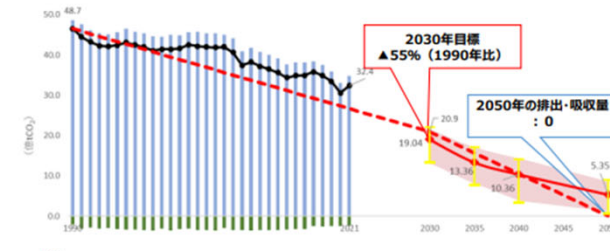
イタリア



カナダ



EU



■ 排出量 ■ 吸収量 ● 排出・吸収量 --- IPCC報告書における1.5℃に抑える経路

※グラフの左端の位置は基準年の違いを表している。20

閑話休題：情報開示や再エネ導入を求めるイニシアティブ

イニシアティブ	概要
TCFD	2015年、G20からの要請を受け、金融安定理事会（FSB）により民間主導の「気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD；Task Force on Climate-related Financial Disclosures）」が設置され、その提言に基づく、企業の気候変動への取り組みや影響に関する情報開示枠組み。 2023年10月時点で、世界全体では金融機関をはじめとする4,872の企業・機関が賛同を示し、日本では1,470が賛同。
CDP	2000年に英国で設立された環境NGO。気候変動、水、森林についての取り組みを問う質問書を企業に送付し、格付けを行う。上位2%とされるAランクに入る企業数は日本世界最多（2022年は92社がAランク評価）。
SBT	CDPを含む4つの機関により運営されるイニシアティブ。企業に対して、パリ協定が求める水準と整合した温室効果ガス排出削減目標（2度水準ではGHG排出量を毎年2.5%以上削減、1.5度水準では毎年4.2%以上削減／目標年は5～10年先／Scope1～3の排出量）を掲げ、その妥当性について認定を受ける。日本は2023年6月時点で、認定企業数はトップ。
RE100	英国のNPOであるThe Climate Group がCDPの支援を受けて実施。企業の事業活動で用いる電力を全て再エネ由来にすることを推進。年間消費電力量が100GWh以上である企業（特例として現時点では、日本企業は50GWh以上）に対し、少なくとも2050年までの100%再エネ化にコミットすること等を求めている。

閑話休題: エネルギー・環境に関する日本の報道

- 日本は「出遅れた」、「孤立している」、「批判されている」のか。
- 批判されているとして、その批判は妥当なのか？
 - 批判に右往左往することは、国民の不利益になる。

ちなみに、COPとは:

- 議長国はどこも成果を遺したい(万博や国体と同じ心理)
 - 先進国が議長国であれば、削減目標の引き上げ。
途上国が議長国であれば、先進国からの支援引き出し。
- パリ協定以降、民間企業や自治体、金融機関の参加が増える。
 - 見本市化するCOP

毎日夕刻に開催される化石賞イベント



化石賞のイベントに集まる日本メディアの方々

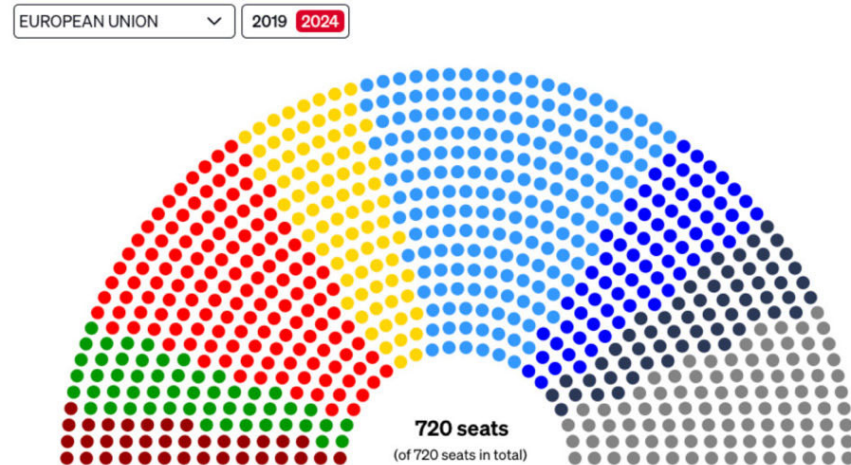


閑話休題: ついでに、欧州議会選挙の結果について

- 緑の党は大敗。
- 中道3派で過半数であり、環境政策についての大きな構造変化は見られない可能性。
- “極右政権”のイタリアがホストをしたG7でも、石炭火力の廃止に年限を書き込むことなどが重要な交渉事項になっている。
- 今回の選挙結果が欧州の環境政策に影響をもたらすかは不透明ではあるものの、国民の「環境疲れ」は見て取れる。

The new EU Parliament

First full hemicycle projection



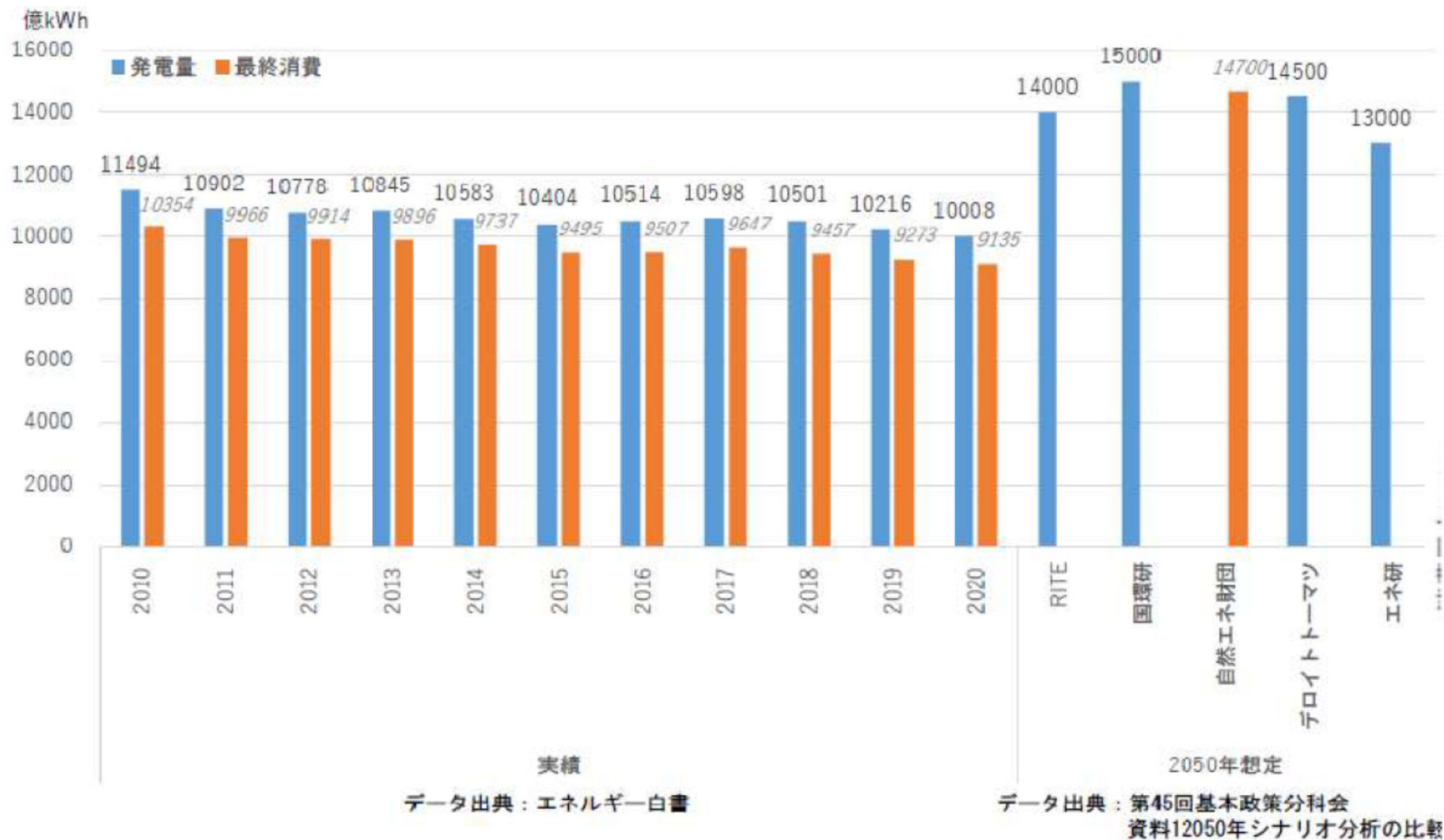
Click on a party to form a majority

Group	Seats	Change	Seats %
European People's Party	189	+13 ▲	26.3 %
Socialists and Democrats	135	-4 ▼	18.8 %
Renew	80	-22 ▼	11.1 %
Conservatives and Reformists	72	+3 ▲	10.0 %
Identity and Democracy	58	+9 ▲	8.1 %
Greens	52	-19 ▼	7.2 %
Left	36	-1 ▼	5.0 %
Nonaligned	98	+36 ▲	13.6 %

POLITICO

電力需要の動向

- 今後進展が期待されるDX、GXともに電力需要を急増させる。
- 電力需要が増えなかったとすれば、それは、DXにもGXにも失敗したということ。
- 現状年間1兆kWh → 2050年予測は1.3兆～1.5兆kWh



データセンターによる電力需要の増加見通し

- IEA(国際エネルギー機関)の「Electricity 2024」によれば、世界のデータセンターが消費する電力は、22年の推定460テラワット時(TWh)から、26年には1000TWh(≒日本の年間電力消費量)需要へと倍増。
- データセンター増設による電力需要増加は、地点特定の、極めて短期で生じる。
- シンガポールは電力供給の確保が困難であるとして、2019年から3年間、データセンター新設を禁止。

データセンター投資を公表した各企業の投資期間と投資額

企業名	期間	投資額
アマゾンウェブサービス	2023年～2027年	2兆2,600億円
マイクロソフト	2024年～2025年	4,400億円
オラクル	2024年～2033年	1兆2,000億円

各種報道資料より作成

電力安定供給の前提とわが国の現状

<前提>

- 電力安定供給には、下記3点が揃う必要
 - ① 発電設備(kW)の十分な確保
 - ② 燃料(kWh)の安定的な確保
 - ③ 送配電網の健全性
- 国内の設備投資確保で①および③は維持できたので、規制料金制度の下では特に大きな問題になることはなく、長年わが国のエネルギー政策の中心は②であった。

<現状>

- 現状は下記により大きく変化・脆弱化
 - ①kW 原子力長期停止、火力の休廃止増加
 - ②kWh 上流投資・長期契約減少、地政学リスク上昇
 - ③送配電網 人口減少・過疎化、再エネ大量導入

エネルギー供給側の投資判断を難しくする3つの要因

① 電力需要の不確かさ

- 人口減少等により、電力需要は現状比0.8になる可能性。
- しかし、温暖化対策として「需要の電化」が進めば現状比1.5になる可能性。
- 需要の伸びは、気候変動対策(電化に向けた政策の強度)によって変化。
- 気候変動目標が前倒しされれば、移行期間の設備は投資回収不能に。

② 技術の不確実性

- 脱炭素電源ミックスを構成する技術の多くが、政策補助が必要な段階。
- どの技術がどの程度実装されるかは、政策補助の強度に多分に影響され、投資判断が難しい。
- 移行期に必要な在来技術についても、いつまで活用されるか不透明だと、投資判断ができない。

③ システム改革

- これまで日本も含めて世界各国が採ってきた改革手法は、発電分野においては多数のプレイヤーの参入により市場支配力を払拭し、限界費用による価格形成がなされる卸電力市場を実現。
- 固定費の回収不足が課題。⇔脱炭素電源は基本的に固定費比率が高い。
- 長期的なオフテイクを見つけられなければ投資判断ができない。

“古い電力システム改革”への決別が必要

2023年5月26日
日経経済教室



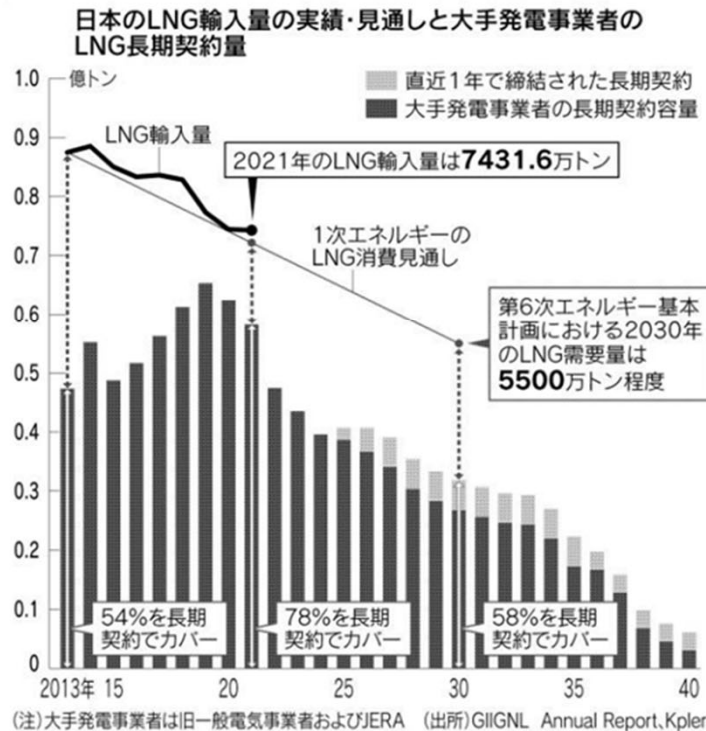
たけうち・すみこ
71年生まれ。東京大博士（工学）。専門は温暖化・エネルギー政策。東北大特任教授。

政府が2月に策定したGX（グリーン・トランスフォーメーション）基本方針には、電力市場設計の修正も盛り込まれた。安定供給と脱炭素化を両立し、日本が目指す電源構成を実現するには、世界中で実施されてきた電力システム改革自体が再考の時期にあることを考慮しなければならない。政府は昨今の電力供給力不足の原因として、「火力発電所の休止や原子力発電所の再稼働の遅れ」を挙げる。原発事故を契機に約16ギガワットの原発が廃止され、再稼働に至ったのは西日本の10基、10ギガワットにとどまる。小売り全面自由化が実施された2016年以降、休止された火力発電所の設備容量は14ギガワットのぼる。同期間に再生可能エネルギーは9ギガワット以上増えたが、主力の太陽光発電が低調なとき（冬の曇天、夏の夕方など）に需給逼迫が生じやすくなっている。供給力不足は複合的な要因によるが、適切な電源投資がなされていないことは確かだろう。日本も含めて世界各国が採ってきた改革手法は、規

電力システム改革、残された課題 ①

竹内純子 国際環境経済研究所理事・主席研究員

長期電源計画、国関与強化を



ポイント

- 現改革では安定供給と脱炭素の両立困難
- 燃料資源の購買力向上には規模拡大有効
- 原発新設には投資回収の予見性向上必要

模の経済性などを根拠とする従来の法的独占体制に対し、送配電網を共通のインフラとして開放し、発電・卸売りと小売りの分野に新規参入を促進することだった。発電分野では多数のプレーヤーの参入により市場支配力を払拭し、限界費用による価格形成がなされる卸電力市場を実現する。その市場に委ねれば社会的厚生の上昇が図られ、安定供給のための適切な投資が誘引されることを期待した。

費用により決定されがちな卸電力市場をベースとする、固定費の回収不足が課題となる。市場の需給調整機能に委ねるだけでは安定供給に必要な発電設備量が確保されない恐れがある。日本も容量市場など固定費回収の予見性を向上させる補完的施策を講じつつあるが、そうした施策を導入した各国でも新規投資を促すことは十分でない。

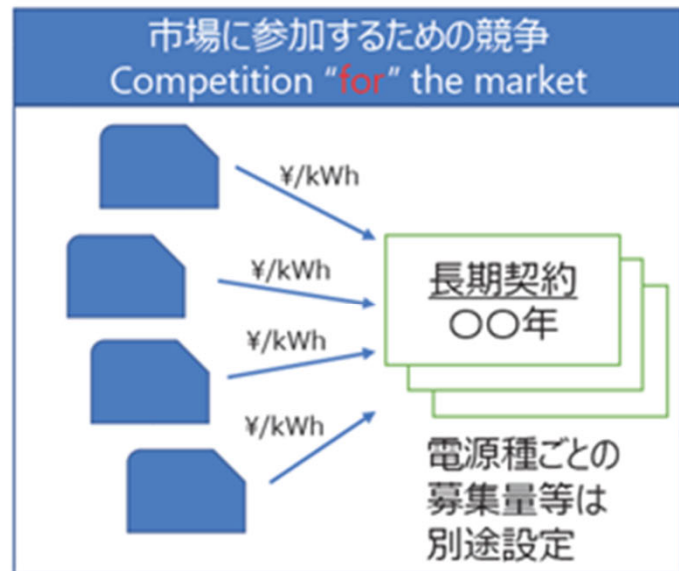
各国の研究者は、卸電力市場をベースとして電力システム全体を調整しようとすることには限界があり、特に資本集約的な低炭素技術への大規模な投資を必要とする脱炭素化政策はそうした市場設計の問題を悪化させると指摘している。従来の改革手法への対案として提唱されるのが、国などが必要と考える電源を長期契約の公募などで確保し、これら固定費回収を見通せる電源が短期の市場を通じて最適運用されるという「ハイブリッド市場」だ。発電事業の長期的な投資決定を短期的な運用から切り離すもので、市場による需給調整機能で投資量を決め

“新たな電力システム”として提唱されるハイブリッド市場

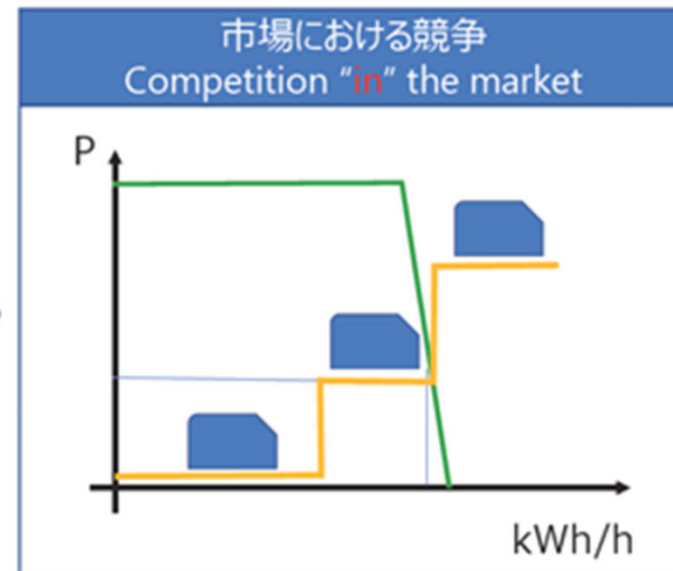
- Joskow (MIT)、Keppler (パリ・ドフーヌ大学)らがハイブリッド市場を提唱。
- 「市場支配力を極力払拭したkWh市場における価格シグナルが、短期の電源運用も長期の電源投資も最適化する」という期待に基づくモデル(古い競争モデル)の限界、特に、資本集約的な大規模投資を必要とする脱炭素化政策と電気の安定供給を両立させる限界を認識し、その対案として提唱されている
- 長期的な投資決定を短期的な運用から切り離す概念であり、次の2段階の競争からなる

Competition for the market(市場に参加するための競争): 国などが必要と考える量の電源を、長期契約を通じて確保すべく行われる競争入札

Competition in the market(市場における競争): Competition for the marketで確保した電源を、最適運用する短期の卸電力市場における競争



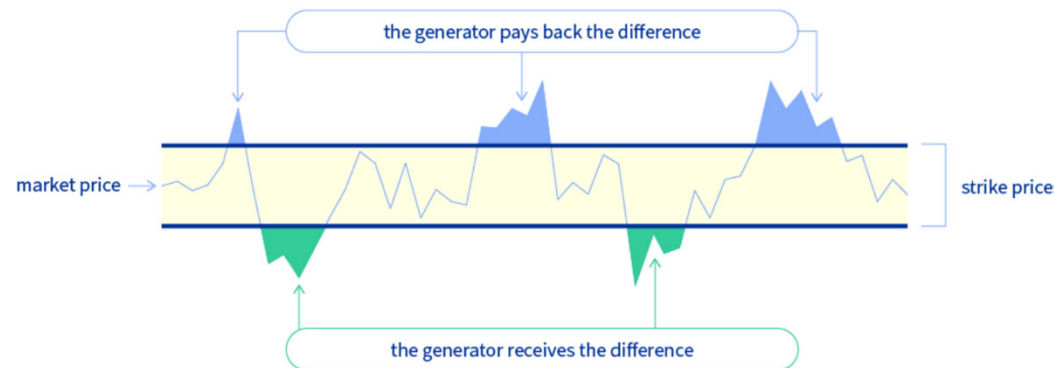
出典: Roques and Finon (2017)をもとに作成



出所: 服部(2022)

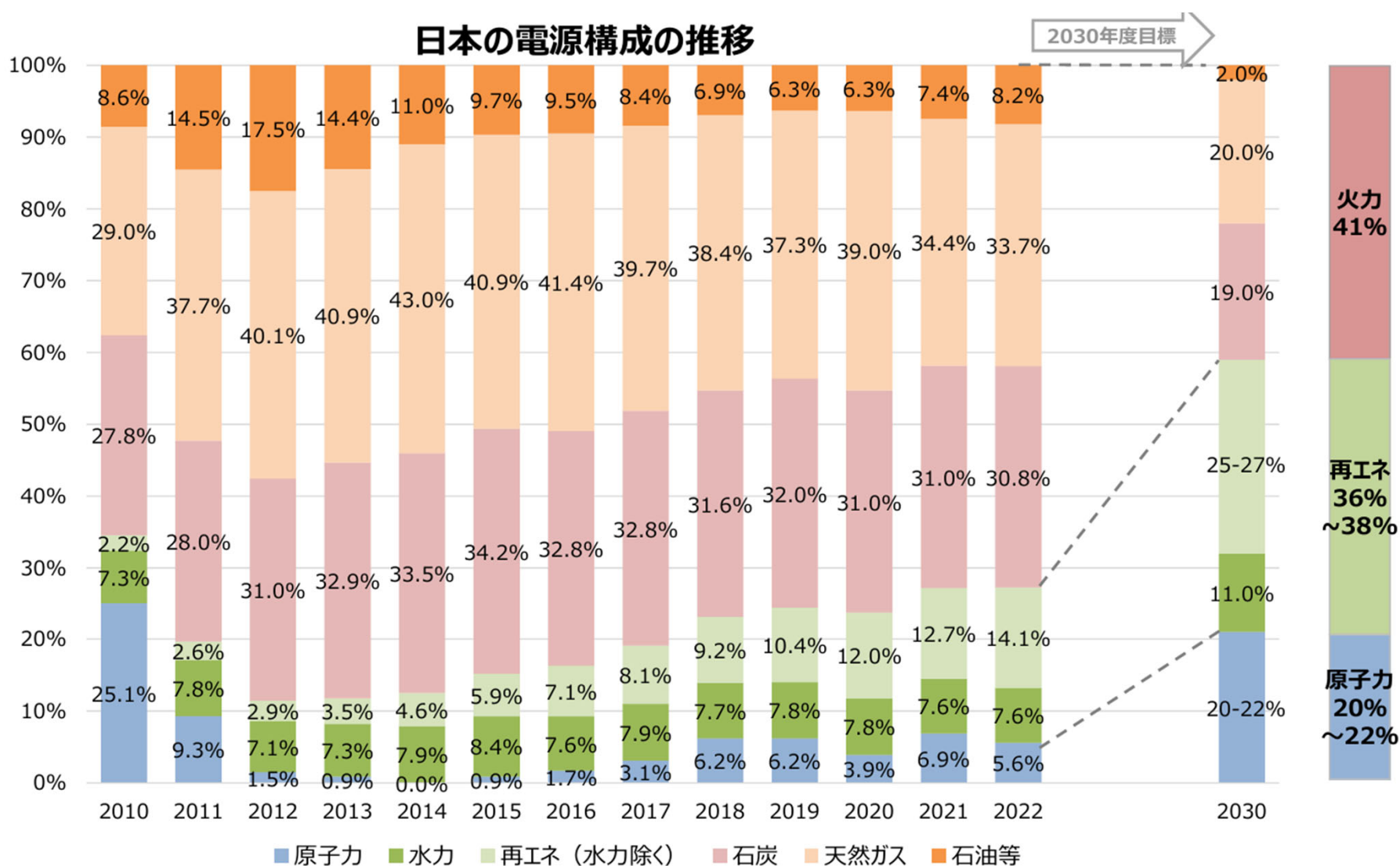
“新たな電力システム”として提唱されるハイブリッド市場

- EUは、各国政府が必要な低炭素電源に対して、双方向のCfDを締結することを通じてあらかじめ定めた基準価格による収入を保証し、支援。大口需要家が締結するPPAに、政府が信用保証を付す枠組みもあわせて、「Competition for the market」。
- わが国の長期脱炭素電源オークションも「Competition for the market」の役割が期待される。
- しかし、脱炭素電源オークションは収入の固定化による投資回収の予見性は向上させられるが、下記の特徴があるため、新規投資促進策として機能するか否かは検証が必要。
 - ✓ 費用の上振れには対応できない。
 - ✓ 回収期間(20年を基本。それ以上長い期間とすることも可)に建設期間は含まれない。
 - ✓ 供給力提供開始期限が設定されており、遅延・未完のリスクを発電事業者が負う。



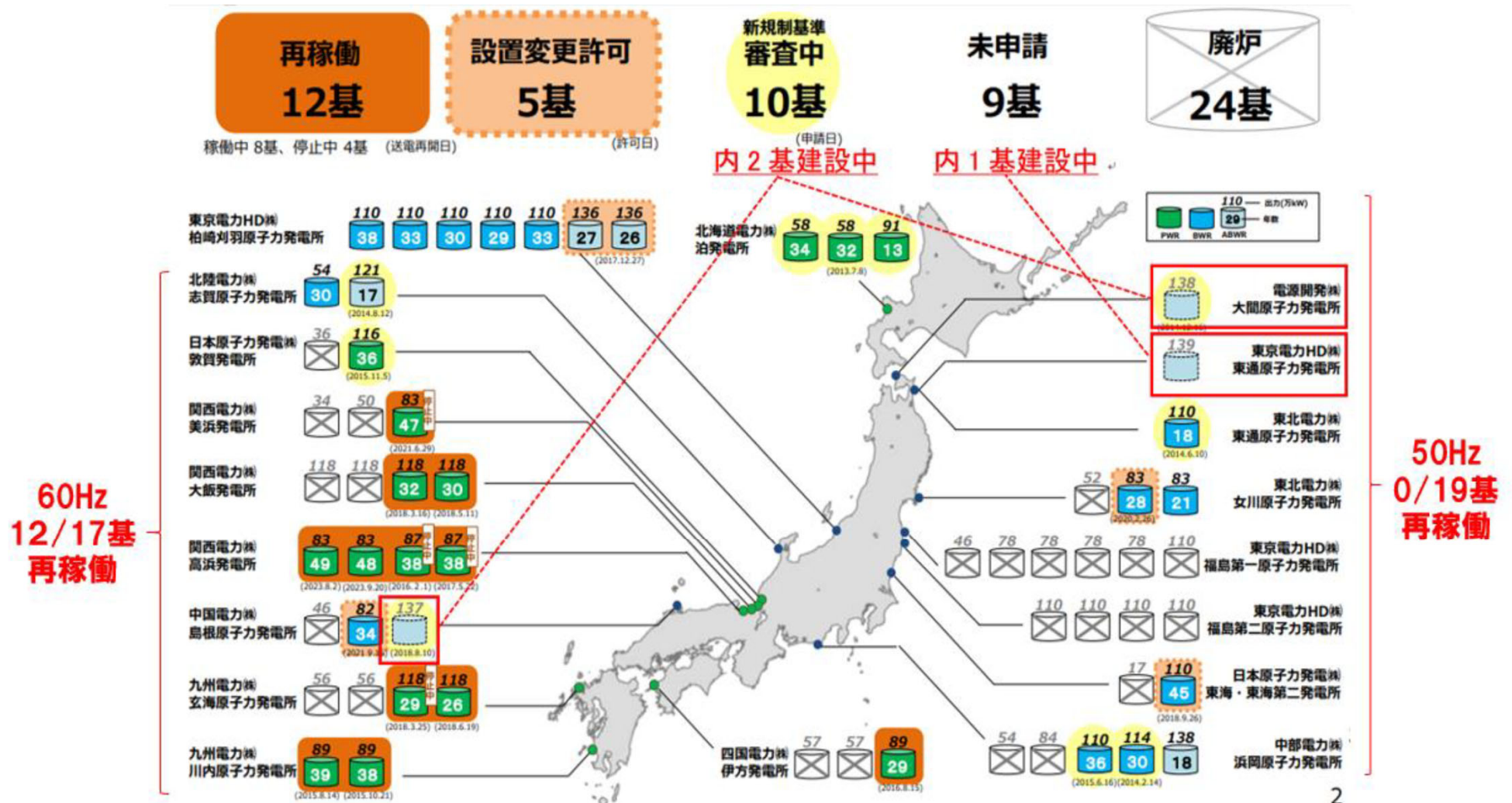
日本の電源構成の推移と2030年の見通し

- 2030年のCO2削減目標を満たすには、火力は41%まで圧縮。
- 再エネの内訳は、太陽光14～16%、風力5%、水力11%、地熱1%、バイオマス5%を見込む。原子力は20～22%。



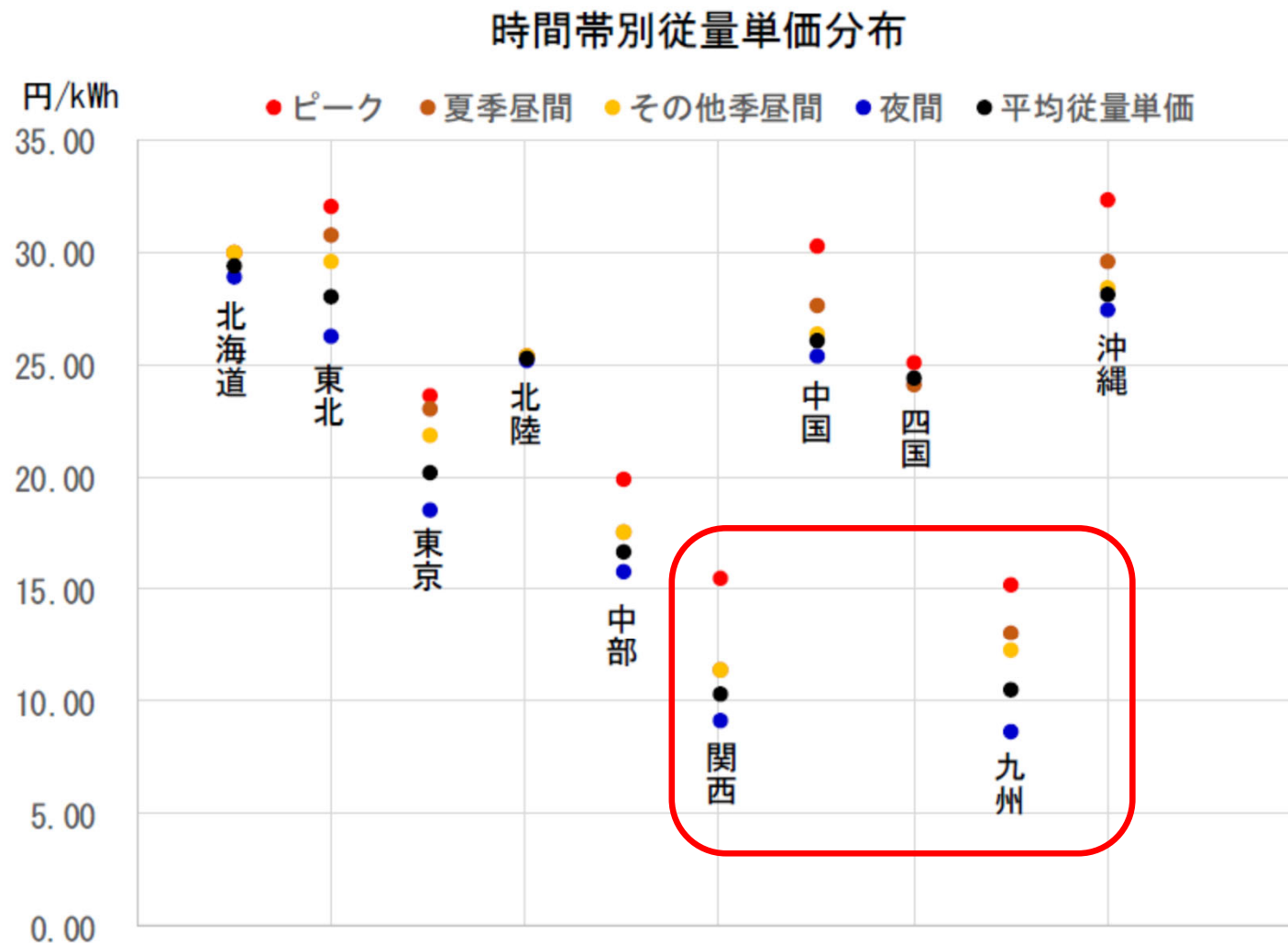
わが国の原子力発電所の状況

- 安全基準引き上げへの対応コストの不透明性から、経年・小規模の発電所の多くが廃炉を決定(16GW)。
- 新設・建替えがなければ、いずれわが国は“脱原発”する。



原子力発電の電気料金に与える影響

- 社によって、基準とする燃料費等が異なるため、厳密な比較は困難であるが、原子力の再稼働が進む関西・九州の2社は他社より低下価格で分布。



原子力の現状と第6次エネ基における2030年原子力想定

- 第6次エネ基では2030年時点での原子力の発電量を1,868～2,938億kWhと見込む。これは、審査中の原発全て＋未申請の一部も稼働しなければ達成できない(利用率80%前提)
- CO2削減目標をさらに引き上げる一方、原子力発電所の新設を想定しないとすると、第7次エネ基がおり込める原子力発電の最大値は、未申請の原発全基の稼働、建設中3基(島根3号、大間、東電東通)の稼働を含めた36基2,611億kW(利用率90%で2,938億kWh)。

	再稼働済み	準備中	審査中	未申請	合計
基数(基)	12	5	10	9	36
容量(万kW)	1162	547	1053	964	3726
発電量(億kWh)	814	383	738	676	2611
累積発電量(億kWh)	814	1198	1936	2611	

第6次エネ基 2030年原子力	発電端合計	原子力比率	原子力発電量
	9340億kWh	20～22%	1868～2055億kWh

原子力政策に対する基本的な考え方

原子力事業は必要か？

- 脱炭素化と脱原発の二兎は追えない。→“移行期間”の長さとその間のリスク管理
- エネルギー価格高騰への備え、経済安全保障の観点から、当面活用が必須。

国内原子力事業の現状

- 疲弊する旧一般電気事業者(電力会社) → 電力会社の資金調達力低下
- 弱体化するサプライチェーン → 震災前国産化率90%超からの転落
- 民間企業が担いきれない事業リスク → 「もう誰もやりたがらない」

原子力事業の国際動向

- COP28では、世界の原子力発電容量を3倍にすることが宣言された。
- 世界市場は2050年には約4倍(40兆円)に。アジアの石炭火力の転換が主。
- 中露による市場寡占の進展と西側諸国のサプライチェーン脆弱化立て直しの必要。
- ✓ 既設炉の運転期間延長
 - 「既存原子力の運転期間延長は、最も安価な低炭素技術」(IEA)。
 - 米国では運転期間80年認可が6基。
- ✓ 新規建設への市場環境整備(気候変動対策およびウクライナ危機が契機)
 - 米: 政府債務保証の提供
 - 英: FIT-CfDからRABモデル導入へ。
 - 仏: 新規原子力発電所の建設手続きを迅速化する法案を可決。
- ✓ 技術開発への取り組み
 - 革新炉(SMR/高温ガス炉/高速炉)開発に向けた国際競争・連携

原子力発電事業の現状

- 日本の原子力事業は民間事業者の担えるリスクを超えている。
 - ✓ 膨らむ安全対策費 「電力11社計で少なくとも約5.2兆円」 (朝日新聞2020年8月9日)
 - ✓ 無過失・無限の賠償責任
 - ✓ 見通せない稼働期間 (規制/地元合意/訴訟)

日本の原子力を取り巻く3つの不透明性

①政治の不透明性

- ・ 責任者不在の体制 (原子力長期計画の廃止、原子力防災)
- ・ 地元合意の在り方 (首長選挙のたびに稼働が不透明化)

②規制の不透明性

a) 電力システム改革

- ・ 料金規制撤廃による投資回収の不確実性

b) 安全規制 * 別紙資料参照

- ・ 予見可能性の乏しい規制活動／効率性なき安全行政

③司法判断の不透明性

- ・ 運転差し止め訴訟の頻発

原子力政策の立て直しに向けて持つべき視点

- 原子力事業に失われた「予見性」の付与
 - ✓ 政策の長期安定性確保(政治の不透明性の低減)
 - ・ 原子力基本法改正並びに新・原子力政策大綱の策定・閣議決定
 - ・ 原子力政策の策定や政策の進捗・規制活動の適切性に対するチェックなどにおける政治のガバナンス強化
 - ✓ 電力システム改革との調整(事業の不透明性の低減)
 - ・ 事業リスクの制限による資金調達コスト抑制
 - ・ 原子力発電事業者の破綻等に備えた体制整備（廃炉専業会社の創設等）
- 原子力事業の最適化に向けた事業環境整備
 - ✓ 原子力安全規制の最適化(規制の不透明性の低減)
 - ・ 活動原則の再構築（効率性の原則の導入）
 - ・ 運転期間に関する技術的判断
 - ・ 原子力防災、立地地域の理解と協力確保に向けた規制委員会の関与強化
 - ・ 革新炉の開発に対する規制行政の取り組み
 - ✓ エビデンス・ベースの損害賠償責任の在り方の議論
 - ・ 無過失・無限責任を負う事業者は通常、資金調達は不可能
 - ・ 原子力損害賠償制度における国の責任の再定義
- 福島復興・廃炉の円滑な実施に向けた課題解決
 - ✓ 東京電力の体制見直し

原発は“安全”か—たった一人の福島事故報告書—より

「福島第一事故を防ぐことができなかった原因を突き止め、その原因を作った枠組みや構造を根本から変え、安全神話につながるどんな小さな芽も排除することができなければ日本には原子力技術を利用する資格がない」

「この国に原子力技術を扱う資格がないのであれば、大きなオプションでも諦めるよりほかない」

- 概論 福島第一事故はなぜ防げなかったのか
一真のリスクを直視できなかった日本の原子力界
- 第1章 福島第一原子力発電所で何が起きたか
- 第2章 原子力のリスクと安全をどう考えるか
- 第3章 原子力発電所の安全は十分確保されたのか
- 第4章 これからは安全か、安心か

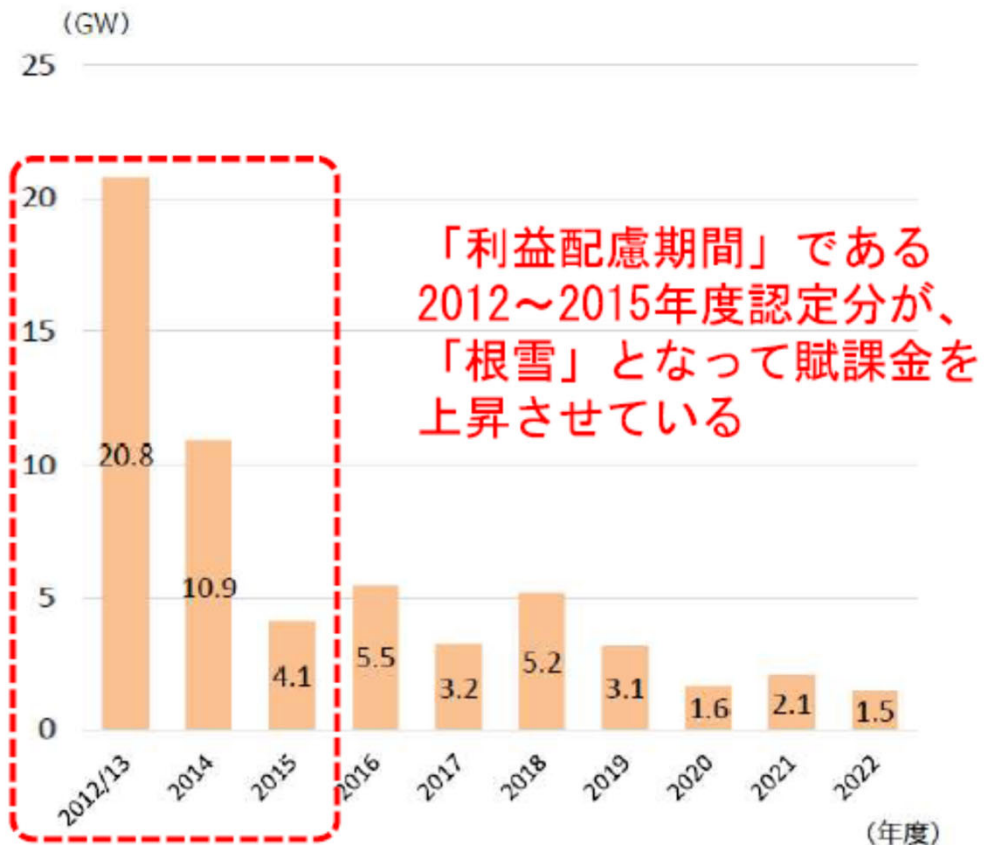


再エネ(太陽光発電)の課題(国民負担)

- 再エネ特措法は、「施行から3年間は、特に事業者の利潤に配慮」するとしていた。
- 買取価格の低減も進んできたが、この3年間に設備認定を取った案件に関する負担分が、賦課金増大の大きな要因。



【(参考) 太陽光発電の認定量推移】



再エネ(太陽光発電)の課題(事業規律)

- 土砂流出や濁水の発生、景観への影響、動植物の生息・生育環境の悪化などの問題が生じ、太陽光発電設備等の設置を規制する単独条例は2024年3月29日時点で276(地方自治機構)。
- 総務省は2024年3月、経済産業省に改善勧告。
- 分散型電源を性善説で設計したツケが出ている。

《トラブル等のイメージ写真》

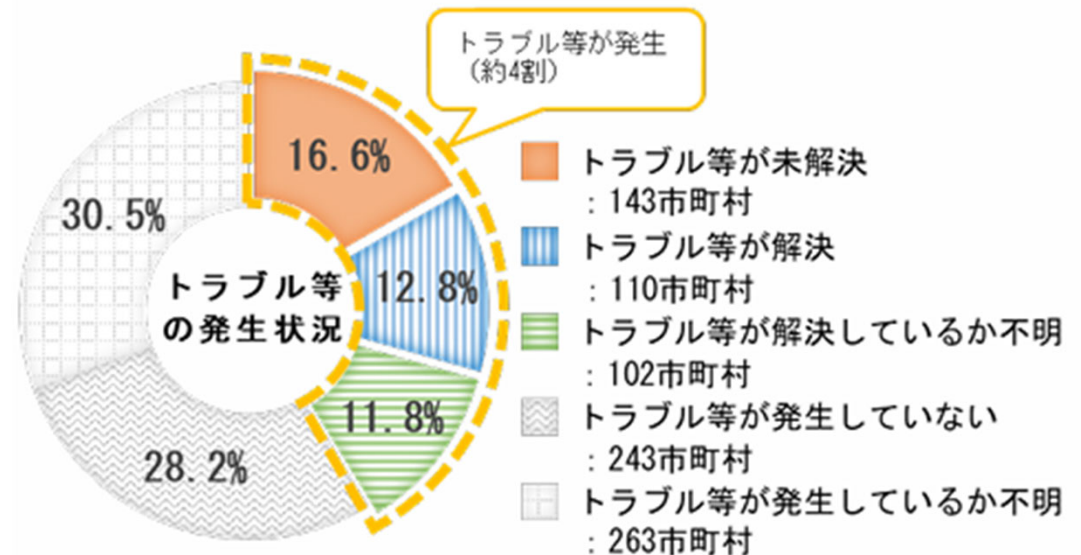
【土砂流出による設備の崩壊】



【柵塀が未設置】



(注) 経済産業省のホームページから引用



(注) 当省の調査結果による。

○市町村の約4割※¹で、太陽光発電設備に起因するトラブル等が発生

※¹ 回答が得られた861市町村中355市町村

○市町村の2割弱※²で、未解決のトラブル等がある状況

※³ 回答が得られた861市町村中143市町村

洋上風力発電の特色と課題

- 再エネのなかでも柱のひとつに位置づけられている
- しかし、日本は遠浅の海域が英国の1/8。コストの高い浮体式を大量導入する必要がある。
- 平均風速の違いから、設備利用率が低い。特に夏場の電力需要が高い時期に発電量が低下(6~9月の月間設備利用率は約20%)

欧州、日本、台湾の仮想立地点の月間平均設備利用率

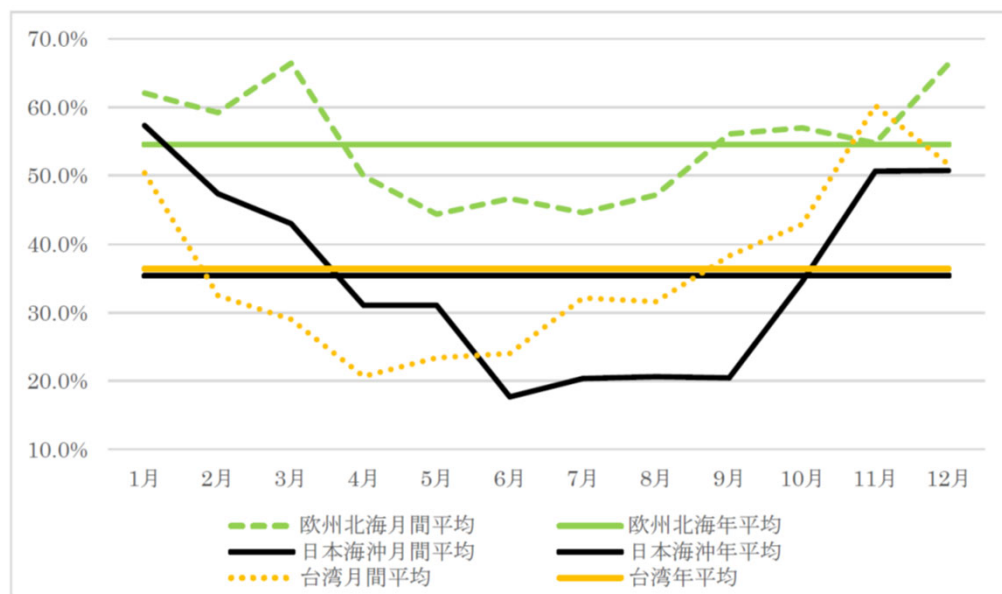
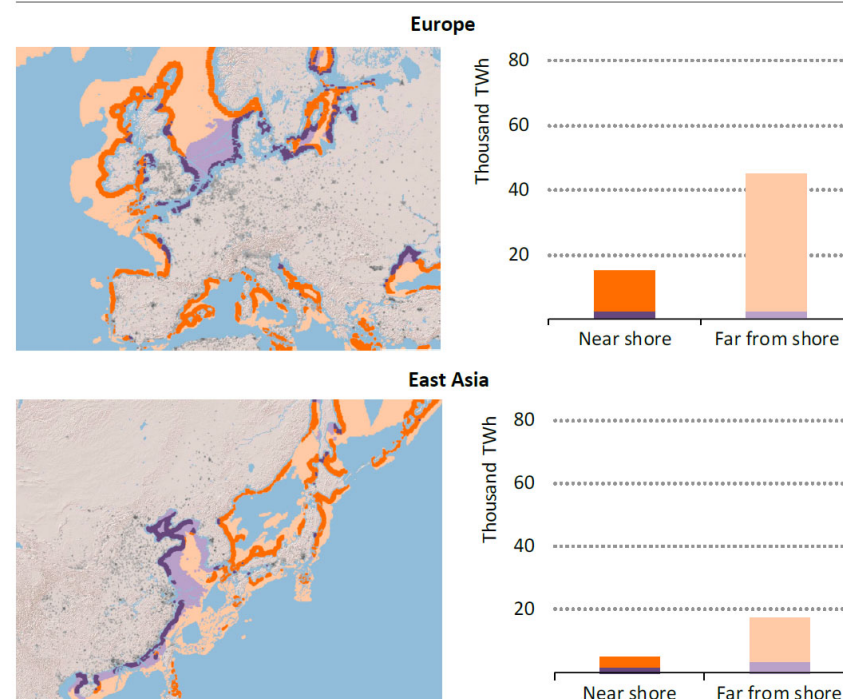


Figure 27 ▶ Regional technical potentials for offshore wind

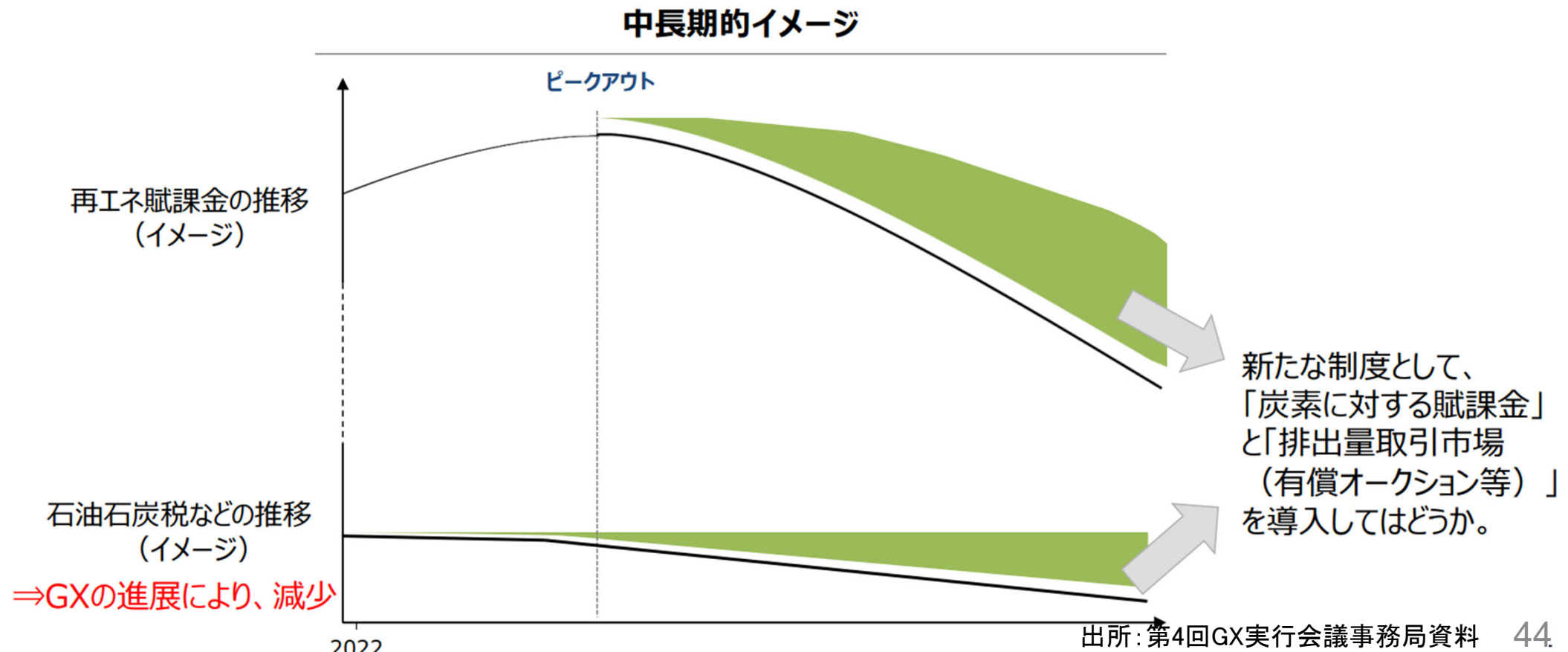


カーボンプライシングの導入

政府が提案した「成長志向型カーボンプライシング」

政府が提案した「成長志向型カーボンプライシング」は、重要部分が詳細不明。

- 再エネ賦課金の減少分や、石油石炭税の減少分を埋める形(＝追加的な国民負担が生じない)をイメージしているが、そもそも、再エネ賦課金のピークアウトがいつになるか、減少幅などの想定は困難。
- これらの負担が既に日本の産業界の競争力を削いでいる中で、その負担を維持することが適正か。



GXを進める上でのカーボンプライシングの諸条件

➤ 行動変容促進

- ・「炭素に価格を付け、排出者の行動を変容させる経済的手法」(経産省[2021])
⇒技術の根差を埋めて排出者の行動変容を促す。最終的に消費者に価格転嫁するのであれば、負担受容性の確保(負担のインパクト)、価格弾力性に留意。

➤ 社会全体の削減コスト最小化

- ・「各主体が安い排出削減対策、すなわちコストパフォーマンスの高い対策から順に選択し、実行することで、社会全体の削減コストが最小化される」(環境省[2018])
- ・「温室効果ガス排出量に対して均一の価格を付ける」(環境省[2018])
⇒見える化され、比較可能な制度設計(制度のスクラップ&ビルド)

➤ イノベーションの喚起と投資促進

- ・「市場メカニズムを用いる経済的手法(カーボンプライシング等)は、産業の競争力強化やイノベーション、投資促進につながるよう、成長に資するものについて、躊躇なく取り組む。」(グリーン成長戦略)
⇒炭素価値の適正な評価と、社会が公平に負担する仕組み。投資回収の見込み。

➤ 国際的レベルプレイングフィールドの確保

- ・「望ましいカーボンプライシングの類型選択にあたっては、(中略)(イ)排出削減効果、(ロ)マクロ経済・産業競争力への影響、(ハ)国民負担のあり方、(ニ)効率的な削減、(ホ)他制度・仕組みとの関係、(ヘ)国際的整合性を考慮する必要がある。」(経団連[2022])
⇒明示的カーボンプライシングへの集約。欧州は特に“legally binding”を評価。

パリ協定と整合的であるための負担想定

- CPが健全に機能するためには、社会がCO2排出のコストを負担する意思が重要。
- IEAのNZE2050では、先進国は2025年に75ドル/t-co2、2030年に130ドル/t-co2の炭素価格を想定。パリ協定と整合的であるためには、50ドル～100ドル/t-CO2以上が必要との試算もあり (Report of the High-Level Commission on Carbon Prices,2017)、それは日本では毎年5～10兆円以上の税収に相当。

IEAのNZE2050で想定された炭素価格

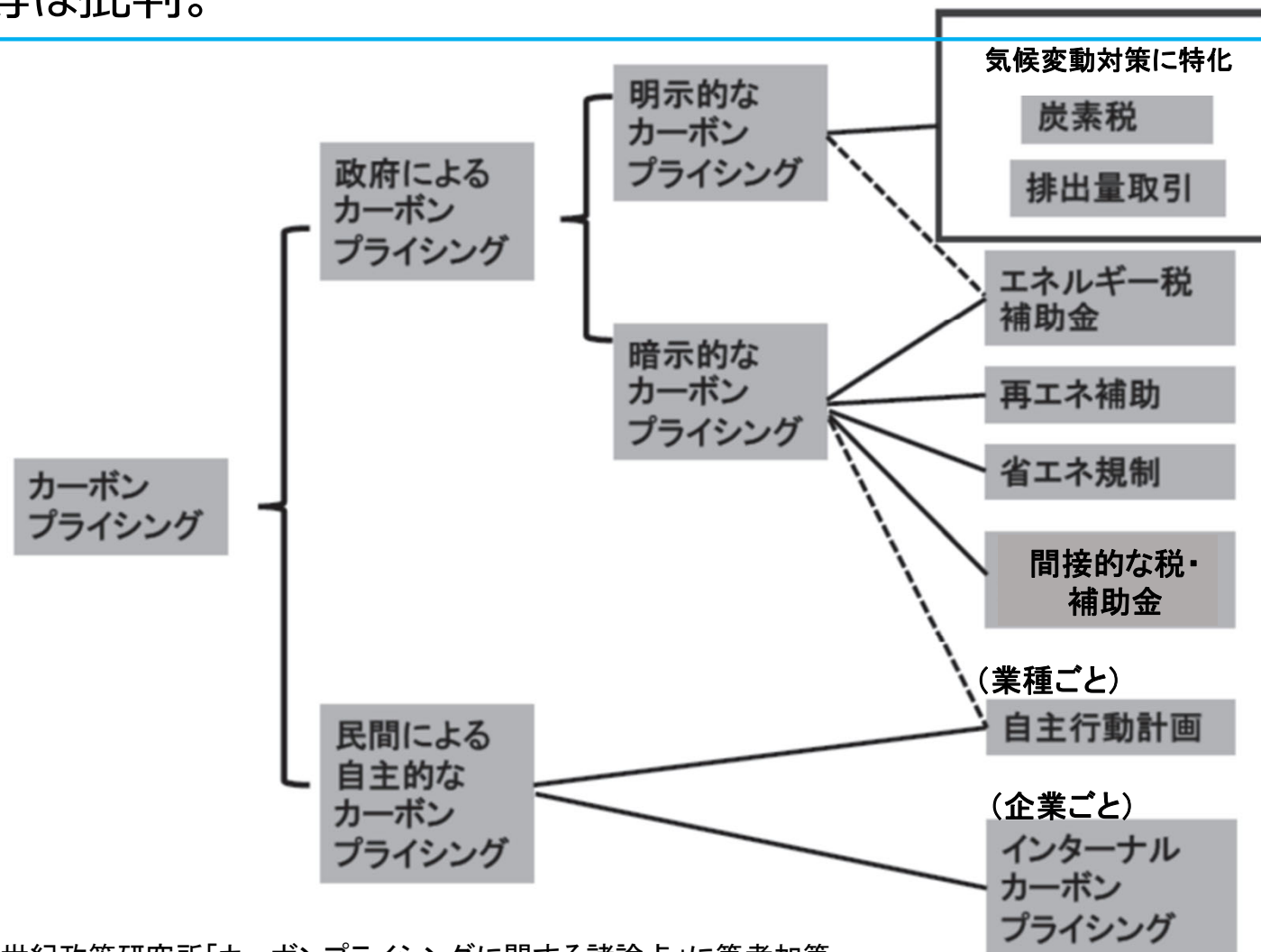
USD (2019) per tonne of CO ₂	2025	2030	2040	2050
Advanced economies	75	130	205	250
Selected emerging market and developing economies*	45	90	160	200
Other emerging market and developing economies	3	15	35	55

* Includes China, Russia, Brazil and South Africa.

Source: IEA Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector (May 2021)

カーボンプライシング(CP)の形態

- 日本はオイルショックを契機に省エネに資する税制・規制を複数導入。かつ、明示的CPの導入を避け、暗示的CPのつぎはぎで乗り切ろうとしてきた。
- わが国の明示的CPは地球温暖化対策税（289円/t-CO₂）のみとして欧州等は批判。



明示的CP導入議論が加速した背景

- CPについての議論はもはや30年程度の歴史がある。
- このタイミングでわが国の議論が加速した背景
 - ① 複数の国・地域で明示的CP導入事例が増えてきたこと
 - ② 欧州が排出量取引制度の規制を強化するにあたり炭素国境調整メカニズム(CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism)の導入検討を進めていることによる影響。
- 欧州は2022年12月に、鉄鋼やセメント、アルミニウムなどの多排出産業に対する無償枠を段階的に廃止して、2034年から全量有償にするとした改正案に合意。→国際公平性担保の措置が必要とされる。

国境調整措置を巡る課題

- 「環境の皮をかぶった保護主義」との批判を中・印などは強めている。

参照: 気候変動枠組み条約第3条5項

「気候変動に対処するためにとられる措置は、国際貿易における恣意的若しくは不当な差別の手段または偽装した制限となるべきではない」

- 製品製造時のCO2排出を公平に算出・比較することが非常に困難。
- WTOルールと整合的な形での国境調整(特に輸出還付)が困難。

→日本の製造業は輸出超過であり、輸出還付が困難になれば産業競争力を大きく毀損するリスク

- 域内・国内におけるコスト上昇の経済影響。

明示的CP 2つの手法のメリット・デメリット

- 明示的CPには、主には税（炭素税・環境税など）と排出枠取引の2つの手法がある。

税・賦課金等

- 全排出企業を対象。
- 予見可能性が高い。
- 税の場合には、柔軟な運用が難しい。
- 再エネ発電賦課金はほぼ税でありながら毎年の単価について国会審議を経る必要が無い。

排出枠取引

- 対象は多排出産業に限定。
- うまく機能すれば費用対効果の高いCO2削減に寄与。
- 行政組織が肥大化する。
- 計画経済的な制度。
- 当初無償枠の配布が行われるため、産業界からの反対が出づらい。
- WTOと整合性ある国境調整は困難（輸出還付）

わが国の暗示的CP負担

- わが国の暗示的なCPとして規模の大きい、再エネFIT賦課金と自動車関係燃料諸税だけでも7兆円近くに上る。

現在の日本のエネルギー関連諸税等の負担

	税目	税率等	令和4年度税収	
国税	揮発油税・地方揮発油税 (ガソリン税)	揮発油税：48,600円/kl (本則税率：24,300円/kl) 地方揮発油税：5,200円/kl (本則税率：4,400円/kl)	2兆790億円 2,225億円	
	石油ガス税	17.5円/kg	100億円	
	航空機燃料税	13,000円/kl (本則税率：26,000円/kl)	492億円	
	石油石炭税	・原油、石油製品：2,800円/kl (本則税率：2,040円/kl) ・天然ガス、石油ガス等：1,860円/t (本則税率：1,080円/t) ・石炭：1,370円/t (本則税率：700円/t)	6,600億円	
地方税	軽油引取税	32,100円/kl	**9,307億円	
小計			約3兆9,514億円	*約4,032円/t
	FIT賦課金(2021年度)	3.45円/kWh	約2兆7,424億円	
合計			約6兆6,938億円	*約6,830円/t

*2021年度のエネルギー起源CO2排出量9.8億トン(速報値)を基に算出。

**軽油引取税は令和4年度予算額。令和2年度決算額は9,101億円。

財務省、経産省資料等より筆者作成

GXと統合的なカーボンプライシングとは

GXと統合的なカーボンプライシングとは

— GX 実行会議での提言を踏まえて —

.....
竹内 純子 NPO 法人 国際環境経済研究所 理事・主席研究員／東北大学特任教授

2022年の暮れも押し詰まった12月22日、官邸で開催された第5回GX実行会議では、それまで交わされた議論を踏まえて「GX実現に向けた基本方針（案）～今後10年を見据えたロードマップ～」が示され、概ね構成員の賛同を得た。

徹底した省エネの推進や、再生可能エネルギーの主力電源化、原子力の活用、水素・アンモニアの導入促進などを含む14の取り組みと、「成長志向型カーボンプライシング」の素案が示されている。26ページに及ぶこの基本方針は、2023年1月22日までパブリック・コメントを受け付け、その後今年の通常国会で必要な法案審議など、議論の具体化が進められることとなっている。

メディアでは原子力政策の転換にばかり注目が集まるが、長年検討されながらも先送りされてきたカーボンプライシングについて具体的な方針が示されたことは、この会議のもう一つの「成果」といえるだろう。しかし「成長志向型カーボンプライシング」とはどのような制度を指すのか疑問に思っている方も多いであろうし、制度の全体像が見えずに戸惑っている方も見受けられる。

本稿では、GX実行会議で打ち出されたわが国のカーボンプライシングの構想を整理し、その制度をより良いものとするための私案を提示する。

月刊「環境管理」2023年2月号（国際環境経済研究所ウェブサイトに掲載済み）

<https://ieei.or.jp/2023/02/takeuchi230214/>

GX実現に向けた課題と留意点(まとめ)

- 脱炭素化のセオリーに則ってGXを進めるには、潤沢・低廉・安定的な脱炭素電源の確保が大前提。
- GXに加えて、DXが大きな命題。DXによる電力需要は、地点特定の、かつ、電力インフラの整備に必要とされる時間よりも極めて早いペースで増加する。(例:東京電力PG管内で2028年までに600万kW)
- 急速に立ち上がるデータセンター、半導体工場等による電力需要増に対応するためには、原子力発電所の再稼働が急務となる。
- 2030年代以降もDXが続くのであれば、設備投資を行う環境整備(電力自由化の修正)を行わなければ、GXとDXの同時進行において大きな不整合を生じる。
- 岸田首相が原子力発電所活用の方針を打ち出し、GX電源法の改正が行われたことは極めて大きな一歩であったが、実際の活用に向けては、原子力安全規制の進化、立地地域の方々の理解と同意の確保などにおいて、政府のより強いコミットメントが求められる。
- カーボンプライシングについては、炭素賦課金と排出量取引の2制度。カーボンプライシングのエネルギー間中立が極めて重要であるなかで、この2つの制度による負担を近づける制度的措置が必要。
- エネルギー源を問わず、排出する温室効果ガスの量に応じた炭素価格を負担する制度にすべきで、電力に過度な負担がかかる制度となれば、日本はセオリーを踏み外すことになる。

参考：その他の技術

小水力発電の特色

- 平均設備利用率 約50～90%
- 流水があればどこでも発電可能で、天候に左右されない。
- 水利権や河川法など法的手続きが煩雑。
- フィルター清掃など定期的なメンテナンスが必要で、運転維持費がかかる。
- 流水であることが必要（＝落差が必要）。

農業用水を利用した小水力発電



水道用水を利用した小水力発電



地熱発電の特色

- 平均設備利用率 約50～90%
- わが国は地熱発電資源は世界第3位。しかし、九州と東北に偏在。
- 調査から発電開始まで約10年かかり、開発コストも多額。
- 発電所開発時の騒音や振動。
- 温泉事業者の方たちの懸念。
- 一度井戸を掘れば半永久的に使えるわけではなく掘り直しが必要な場合も。

九州電力八丁原地熱発電所



九州電力八丁原発電所



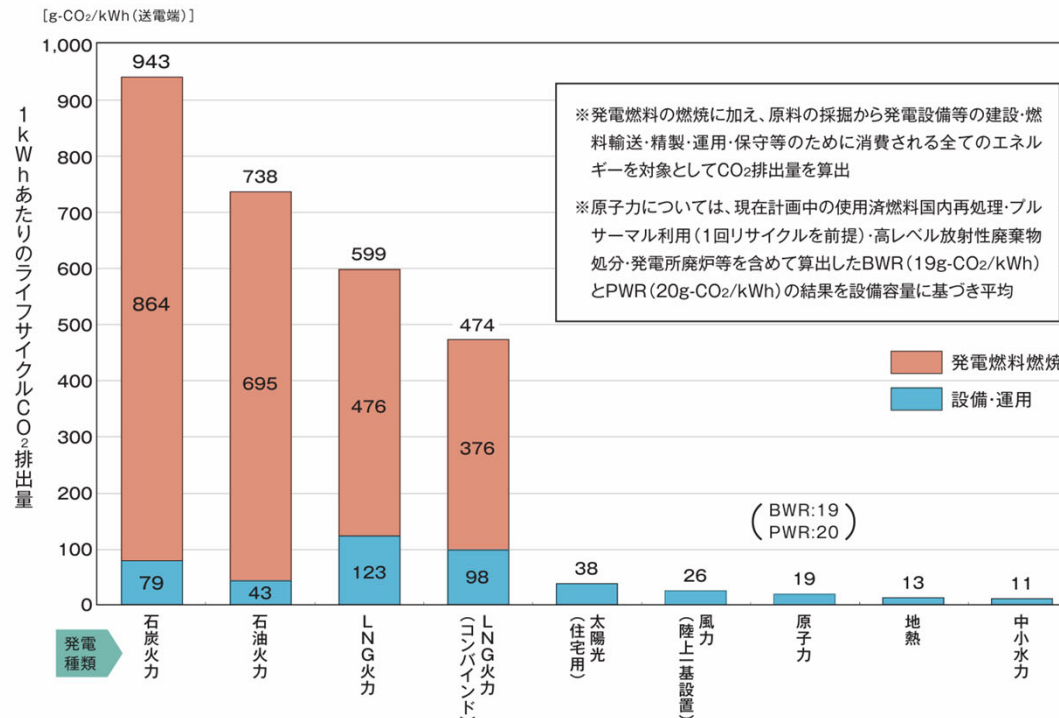
水素・アンモニアの大まかな特徴

	国内再エネ由来	国内原子力由来	海外再エネ由来	海外化石燃料由来
コスト	- X 発電単価に応じるため高い - O 電力価格が安価な時間帯での活用であれば低価格化も期待。但しその場合は、水素製造装置の低稼働化が課題 - O 内需であるため国富の海外流出は抑制	- O 発電単価が他の発電方式に比べて安価であるため、水素単価も安価が見込める - O 内需であるため国富の海外流出は抑制	- Δ 発電単価が安価であれば、水素製造原価は安価が見込める - X 輸送費（インフラ整備が必要）のコストがかかる - O アンモニアであれば既に流通ルートあり	- O 褐炭など安価な燃料を活用すれば、水素製造原価は安価（現状では最安） - X 輸送費（インフラ整備が必要）のコストがかかる - O アンモニアであれば既に流通ルートあり
供給量	- Δ 限定的 - O 地域での需給は可	O 大量供給できる可能性	- Δ 化石燃料由来よりは少量 - Δ 再エネ供給に必要な面積の確保が必要	O 大量供給が可能
特徴	- O 山梨など再生可能エネルギーの導入が豊富な地域で活用事例あり。PEM方式は出力制限の抑制に高い効果。 - O 技術の国産化が可能 - O 地産地消によるエネルギー自給率とローカルフレキシビリティの向上 - O エネルギー安全保障	- O 関西電力株式会社が、敦賀水素ステーションに電力供給、トラッキングする実証。 - O 安価に大量供給できる可能性あり - O 水素需要によるフレキシビリティの向上は原子力と再エネによる供給力の増加に資する。 - O エネルギー安全保障 - X 新規が見通せず	- O サウジアラビア、チリ、米国、豪州など各国が輸出戦略を策定。チリは年産1億6000万tを目標。テキサス州は2030年にGreen水素を1.5\$/kg、Blue水素を1\$/kgの目標。 - Δ 一方で海外水素の購入はエネルギー安全保障に資さないため、国産技術を有した日本企業が直接海外で水素製造を行うことなどが必要。	- X CCS技術を活用することで、CO2削減が期待できる。しかし、昨今CCSや褐炭活用は当該国の政治リスク（国民感情）が増加。 - X 自給率の向上には寄与せず、エネルギー安全保障上の価値は乏しい。

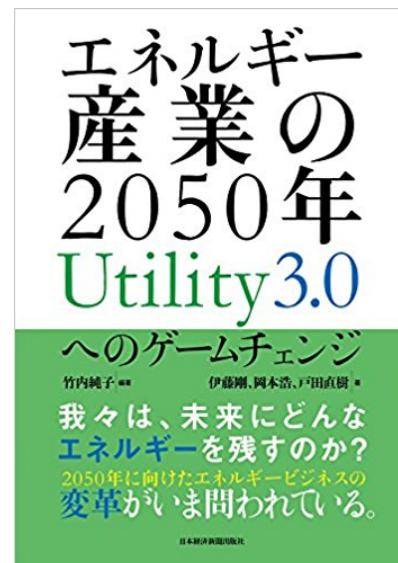
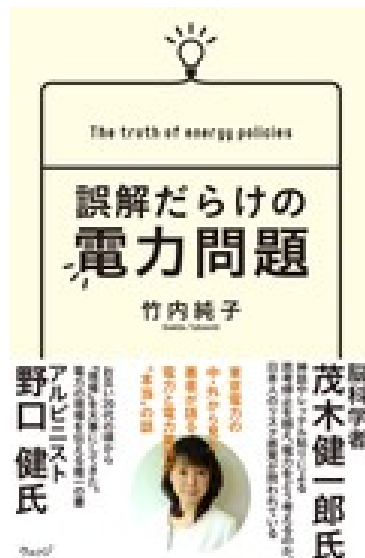
石炭火力の低炭素化とLNG火力活用と比較

- アンモニア50%混焼が実現すれば、石炭火力の発電燃料燃焼によるCO₂排出が半分になるため、トータルのライフサイクル排出量が511g-CO₂/kWh。
- G7では石炭の廃止が常に議題となるが、世界のCO₂排出量の5割を占めるアジア諸国の多くは石炭火力発電が5割以上を占める。
- わが国の発電の調整力をLNG火力一本足打法にすることは、エネルギー安全保障上課題となる。

各種電源別のライフサイクルCO₂排出量



ご清聴ありがとうございました



わが国の電気事業の現状

2011年を境に激変したわが国の電力事業

- 東日本大震災と福島原子力発電所事故を契機として、政府はそれまで漸進的に進めていた電力システム改革を加速させた。（小売り全面自由化、発送電分離など）
- しかし、その目的を達成できているのか？
- 無策だったわけではない。やってはいけないタイミングに、同時にいろいろやり過ぎた。

電力システム改革の当初の目的

I

安定供給を確保する

II

電気料金の最大限の抑制

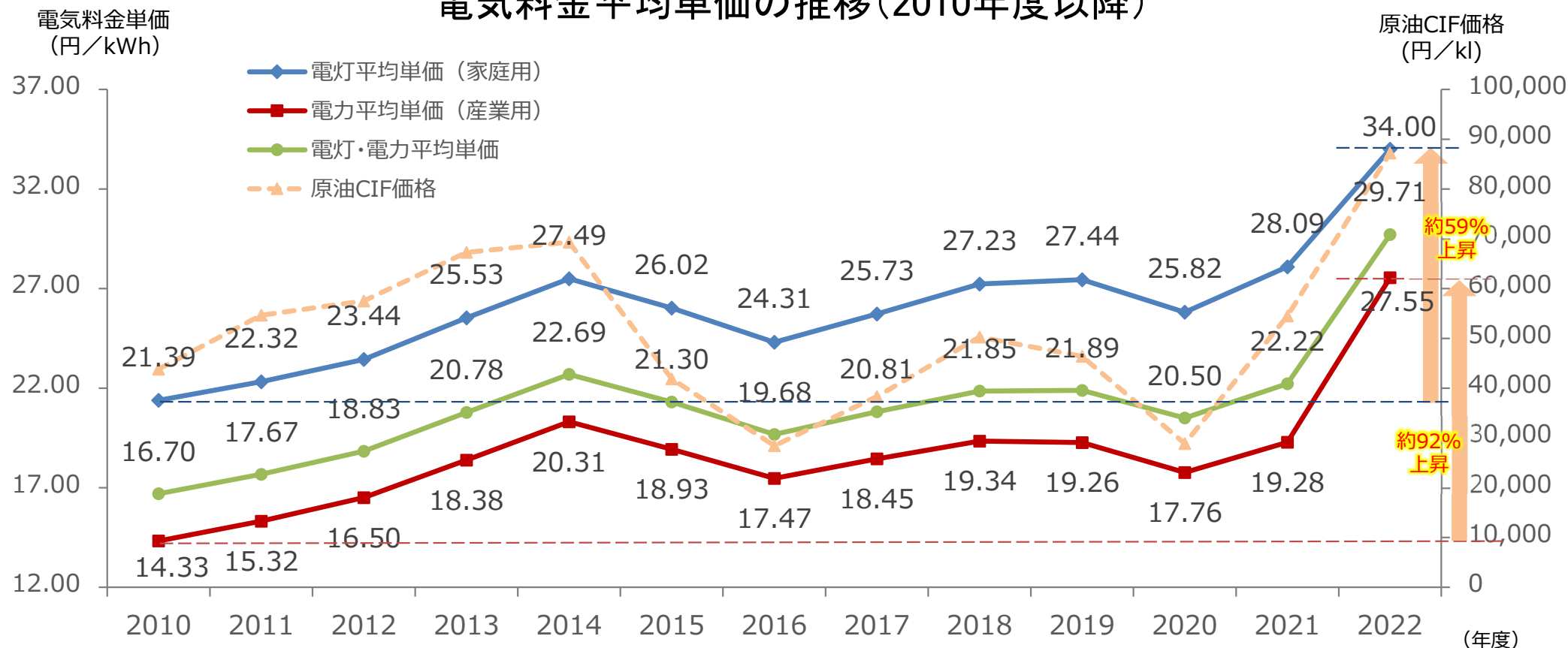
III

需要家の選択肢や事業者の事業機会を拡大する

電気料金の推移

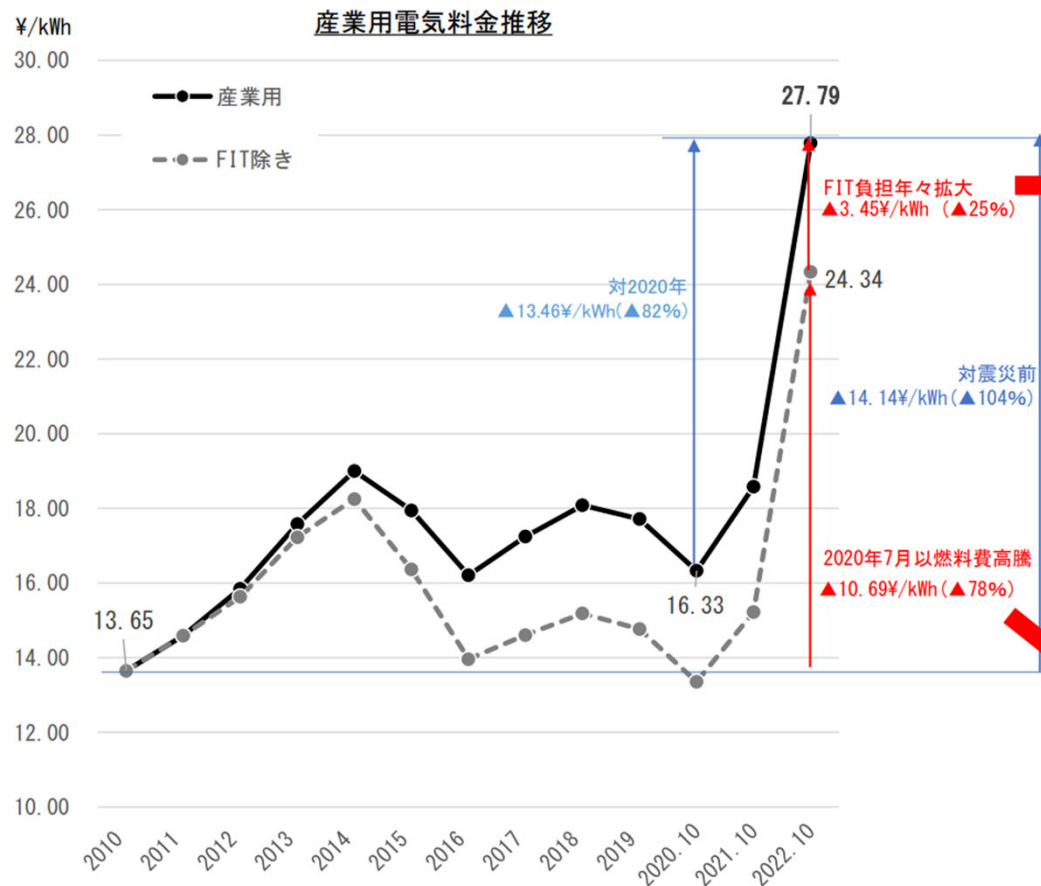
- 2022年度は2010年度と比べて+65%上昇(全体平均)。
- 主たる原因は、火力発電の燃料費の増大と再エネ賦課金。
- 2023年は燃料価格の下落や政府の補助により、下落。
- 燃料費高騰局面では、自由化料金の方が経過措置料金よりも高い状態に。

電気料金平均単価の推移(2010年度以降)

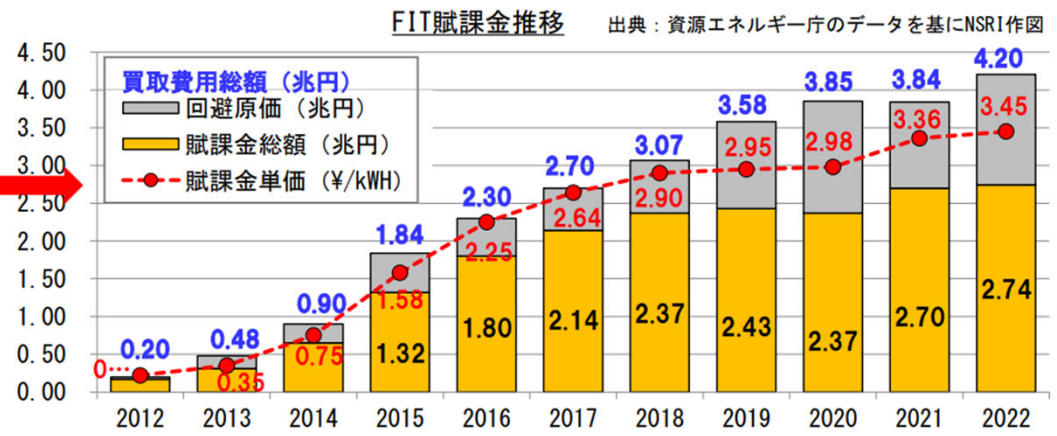


電力価格の高騰要因

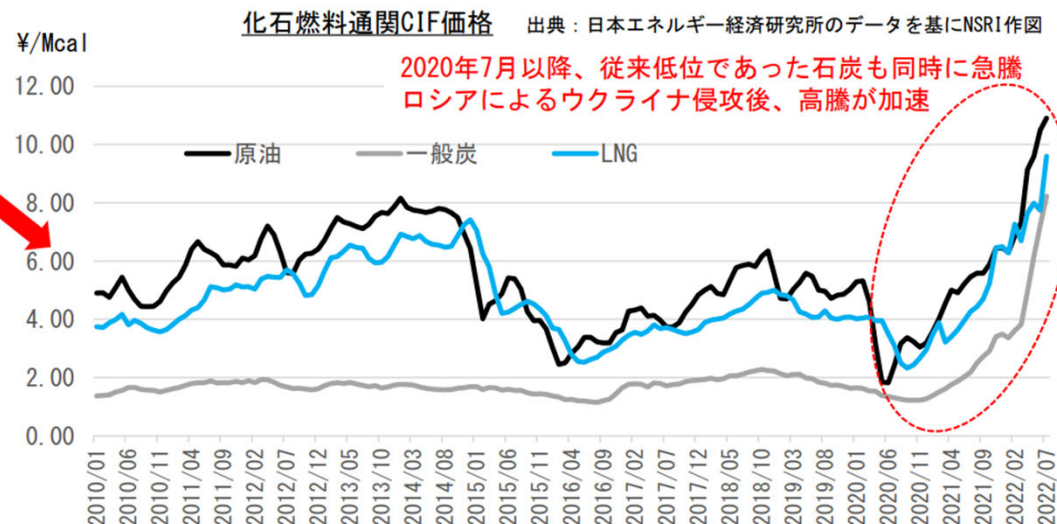
- 原子力発電所の停止により火力発電の比率が7割超。
- 2015年頃からの原油価格下落、新型コロナによる経済停滞、気候変動対応等による、上流資源開発不足⇒燃料価格高騰。
- 再エネ賦課金の負担が年間約2.7兆円に。



データ出典：2010～2019年度産業用電気料金はエネルギー白書
2020年度以降はNSRI試算値（各年10月の全社単純平均値）



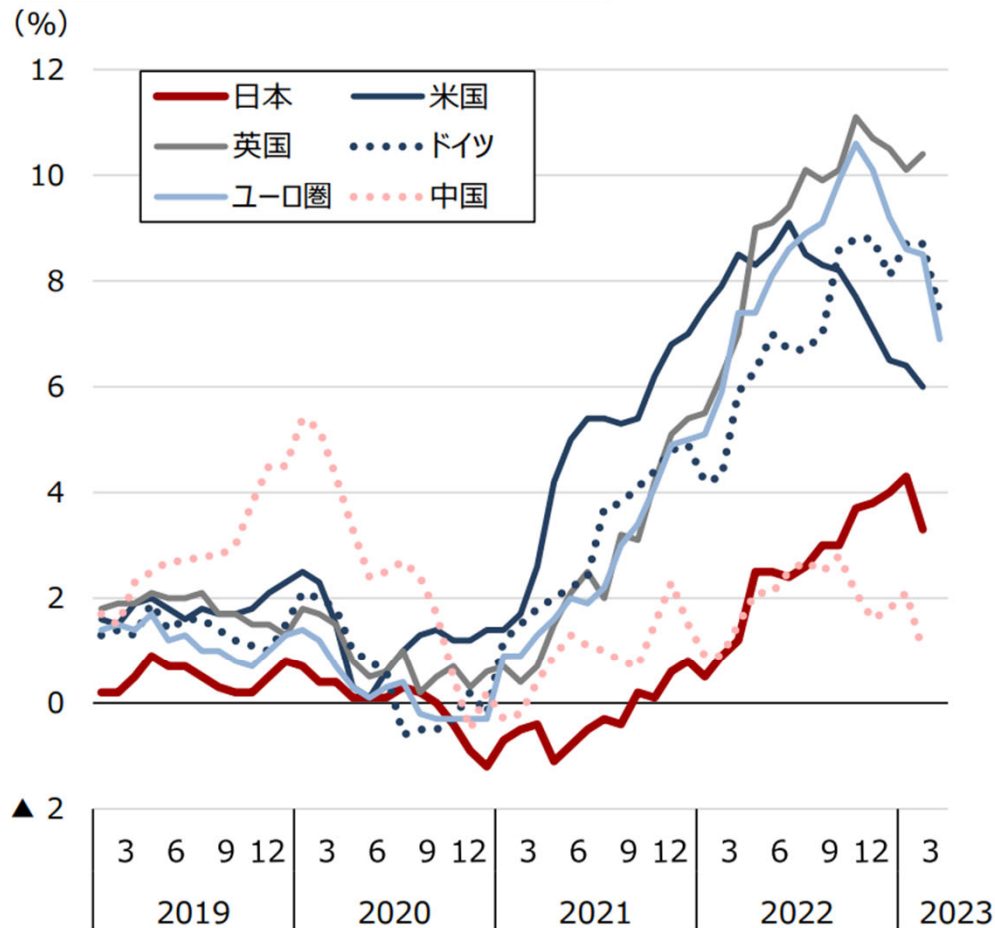
出典：資源エネルギー庁のデータを基にNSRI作図



諸外国と比べれば緩やかな上昇

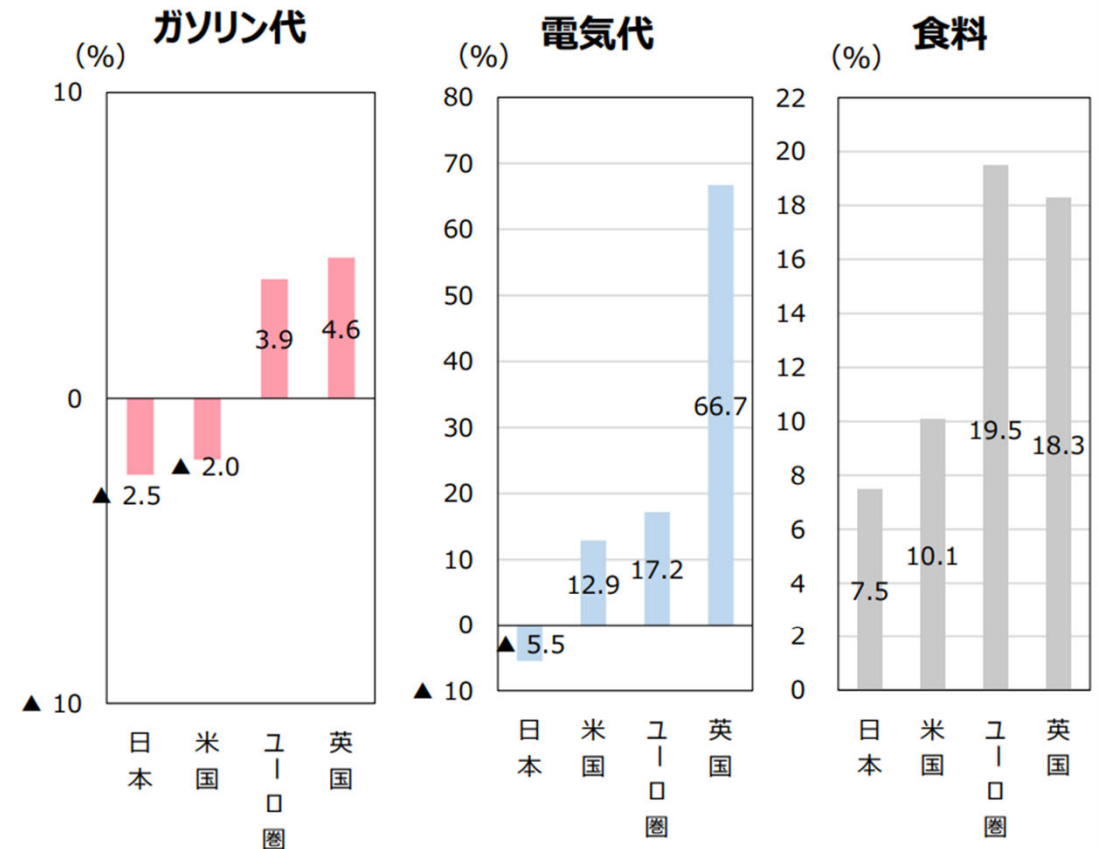
- 欧米諸国ではインフレが進展。エネルギー価格の上昇幅も、欧米諸国ではより深刻。

各国の消費者物価指数（総合）



(出所) Bloomberg

主な品目の価格上昇率比較（2023年2月、前年同月比）



(出所) 総務省「消費者物価指数」、米労働省、ユーロスタット、英統計局

電力価格は今後どうなるか

- 燃料価格の先行きは不透明だが、燃料価格上昇に脆弱な状況。
- 火力発電への依存度をすぐに下げる手立ては、原子力発電の再稼働以外にない。
- FIT賦課金は2030年に3.6～5.1兆円まで膨らむと見込まれる。
- 再エネのコストは世界的に低下しているが、日本は高止まり。

設備容量 (GW)	太陽光 (住宅：非住宅)		風力 (陸上：洋上)		水力	地熱	バイオマス	買取総額 (兆円)
長期見通し	64		4.2		48～49	1.4～1.6	6～7	3.6～4
	9	52+3	4.2	0				
当所推計	92		20		49	0.7	5	4.6
	19	73	15	5				
Inertia+α	100		25					4.6+0.5
	19	81*	15	10**				

大量導入小委で示された資料[2]に基づく、認定量の75%運用を求めると非住宅用太陽光は約62GWとなる。これは、当所による2021年度までの導入想定と同程度（前頁）であることから、当該買取総額の数値は当所

出所：電力中央研究所

電力供給危機の頻発

- 原因は多様であるが、電力供給危機の発生が増加している。
- 自然災害により電力供給が途絶すると、復旧・復興の足かせとなる。

年月	事象	主たる原因
2018年9月	北海道全道停電	北海道胆振東部地震による 苫東厚真火力発電所および風力発電所、 水力発電所の脱落
2019年9月	千葉県の長期停電	台風15号による、送配電線の損傷
2021年1月	全国的な需給ひっ迫	LNG価格高騰と調達不足
2022年3月	東日本における需給ひっ迫(警報)	寒の戻りによる需要増と曇天による太陽 光発電不足
2022年6月	関東地方における需給ひっ迫(注意報)	猛暑による需要増

電力安定供給の前提とわが国の現状

<前提>

- 電力安定供給には、下記3点が揃う必要
 - ① 発電設備(kW)の十分な確保
 - ② 燃料(kWh)の安定的な価格の下での確保
 - ③ 送配電網の健全性
- 国内の設備投資確保で①および③は維持できたので、規制料金制度の下では特に大きな問題になることはなく、長年わが国のエネルギー政策の中心は②であった。

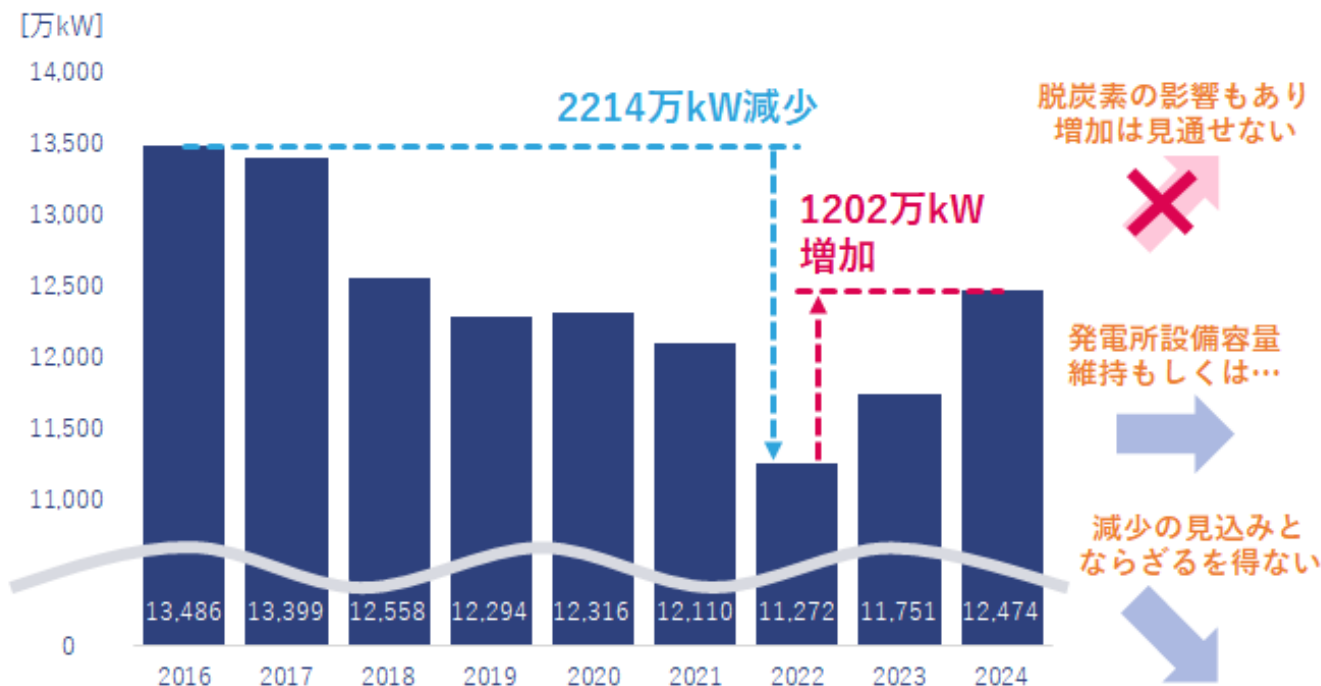
<現状>

- 現状は下記により大きく変化・脆弱化
 - ①kW 原子力長期停止、火力の休廃止増加
 - ②kWh 上流投資・長期契約減少、地政学リスク上昇
 - ③送配電網 人口減少・過疎化、再エネ大量導入

① 顕在化する電源不足(dispatchable な電源の不足)

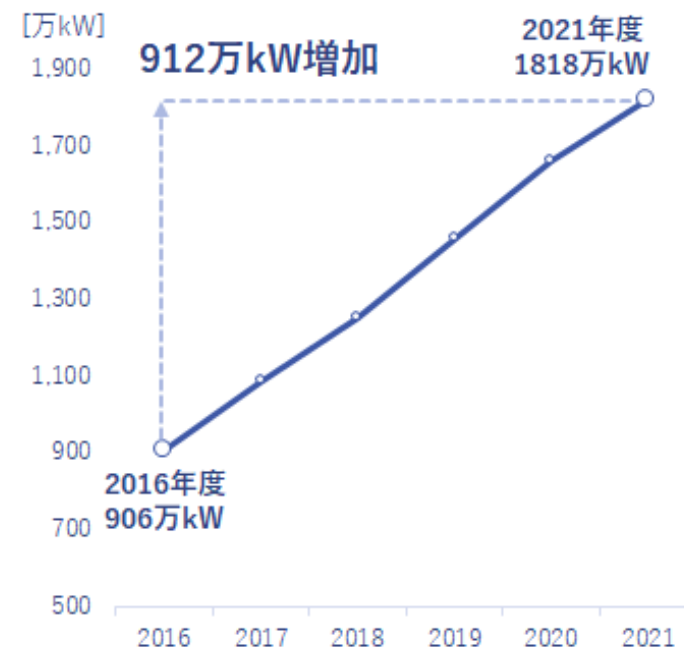
- 原子力事故を契機とした原発廃止は約16GW。
- 自由化市場に置かれた火力発電の休廃止は2016ー21年で約14GW。
- 同期間に再エネは約9GW増加したが、主力の太陽光発電が低調な時(夏の夕方、冬の曇天など)を中心に供給力不足が顕在化。
- 日本は揚水発電などを豊富に有する「蓄電大国」だが、悪天候が数日続けば意味をなさない。

火力発電所の供給力の推移



出所：第51回 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会

日本の風力・太陽光・地熱発電所設備容量の推移¹

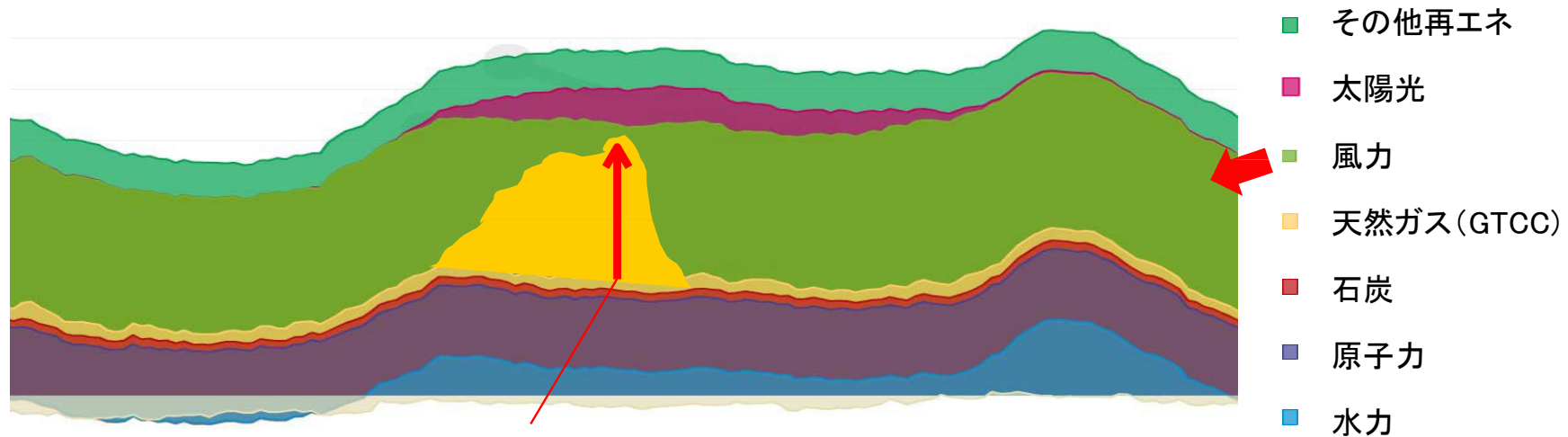


1 毎年度末の数値 (2021年度は最新の1月の数値)

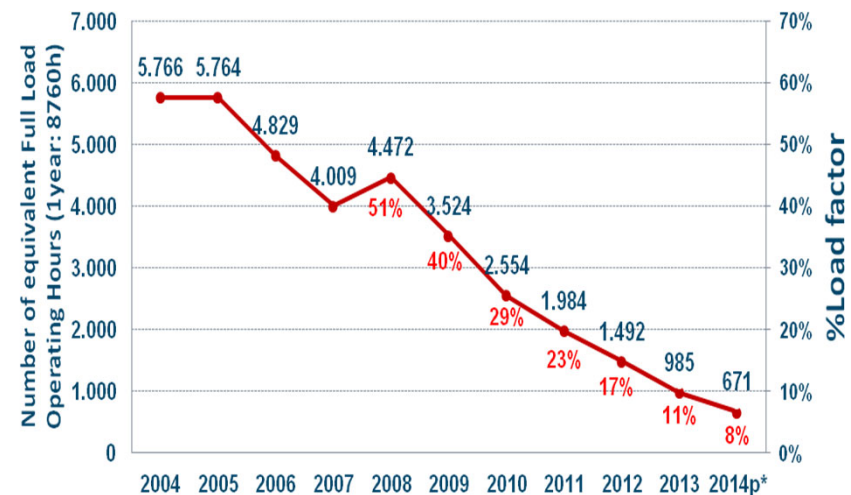
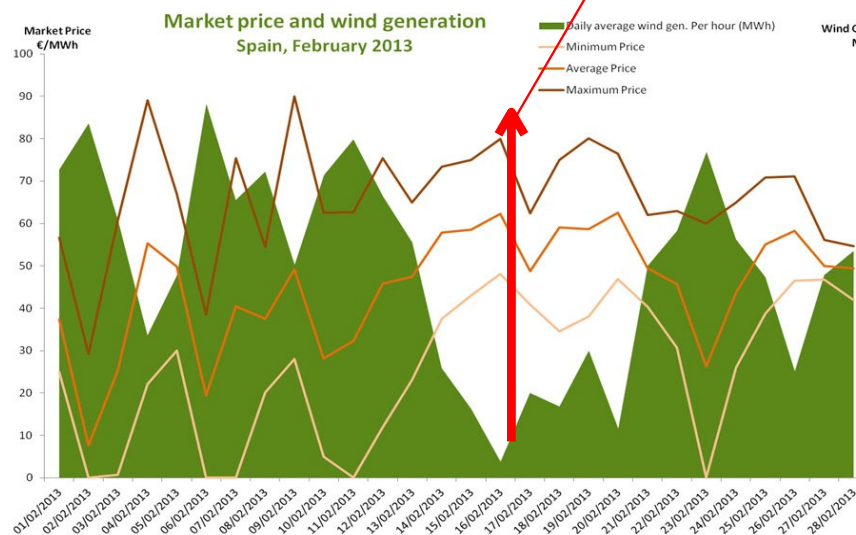
出所：資源エネルギー庁 電力調査統計

(補足)システム改革の修正が必要な理由

- 再エネ大量導入すると、火力発電所は「調整役」に。
- 設備利用率が低下し、経済性が大幅に低下。
- 容量(kW)や調整力(Δ kW)に対価を払う修正を実施。



再エネ発電が少ない場合は、天然ガス火力によるバックアップ



電源投資判断を難しくする3つの要因

① 電力需要の不確かさ

- 人口減少等による需要減(現状比0.8) ⇔ 温暖化対策で電化が進めば需要増(現状比1.5)。
- 需要の伸びは、気候変動対策(電化に向けた政策の強度)によって変化。
- 加えて、半導体工場やデジタル化によるデータセンター新設で需要は急増。
- 気候変動目標が前倒しされれば、移行期間必要な設備は投資回収不能に。

② 技術の不確実性

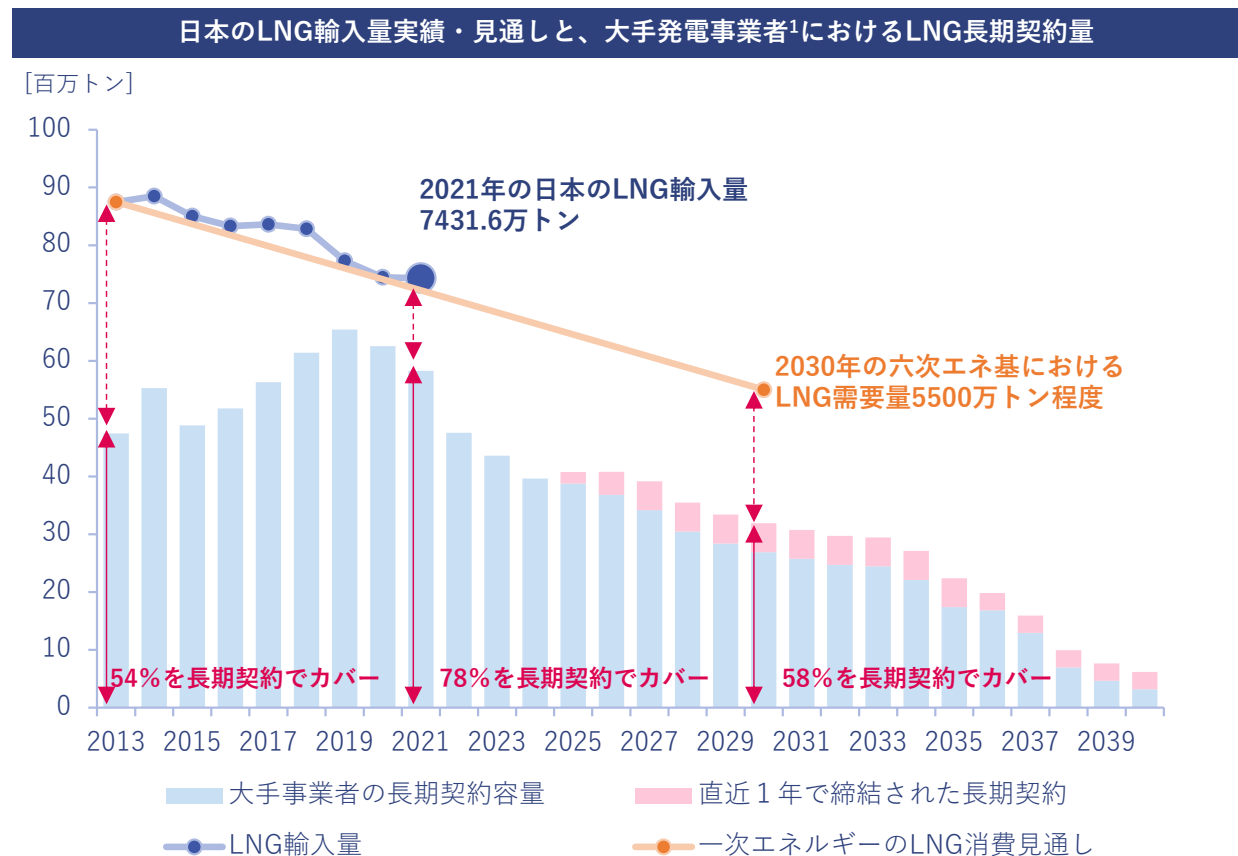
- 脱炭素電源ミックスを構成する技術の多くが、政策補助が必要な段階。
- どの技術がどの程度実装されるかは、政策補助の強度に多分に影響され、投資判断が難しい。
- 移行期に必要な在来技術についても、いつまで活用されるか不透明だと、投資判断ができない。

③ システム改革

- これまで日本も含めて世界各国が採ってきた改革手法は、発電分野においては多数のプレイヤーの参入により市場支配力を払拭し、限界費用による価格形成がなされる卸電力市場を実現。
- 固定費の回収不足が課題。⇔脱炭素電源は基本的に固定費比率が高い。
- 長期的なオフテイクを見つけられなければ投資判断ができない。

② 減少するLNG長期契約

- 再エネ導入量の増加に伴い、季節間の需給変動が拡大。調整役としてのLNGの役割が高まっている。
- 安定的な価格の下でのLNG確保に向けた施策と、石炭も含めたkWh確保の検討が必要。(貯蔵・融通の重要性)



1 旧一般電気事業者およびJERA

出所：GIIGNL Annual Report、Kpler

なぜシステム改革が行き詰っているのか

① 事前の検討が不十分であった

- 澤(2012)が指摘していた、日本の電力システムが確保すべき要件
 - ✓ 第一に、安定供給に必要な十分な一定の冗長性を持った供給力の確保
 - ✓ 第二に、国際エネルギー市場で伍していける購買力の形成
 - ✓ 第三に、電源の多様化によるリスク分散
- 自由化を進めるのであれば下記を覚悟する必要
 - ✓ 電気料金の変動(下がることもあるが上がることもある)を許容することを消費者に求める。
 - ✓ 電源投資は発電会社の経営判断。
 - ✓ 資金調達コストの上昇
 - ✓ 原子力発電所を運営するような大手電力会社も倒産する可能性があること。

② 複数の前提条件変化が生じた

- 2050年のカーボンニュートラルをわが国の目標として掲げた。
- 再生可能エネルギー(太陽光)が大量導入された。
- 安全規制の変更等(訴訟や立地地域理解含む)に伴い、原子力発電の停止が長期化した。⁷¹
- 制度設計のタイミング・ラグ(容量市場創設や経過措置料金解除の遅れ)