

原発政策の変貌を考える

原発行動隊院内集会での講演 2023. 5. 17

北 村 俊 郎

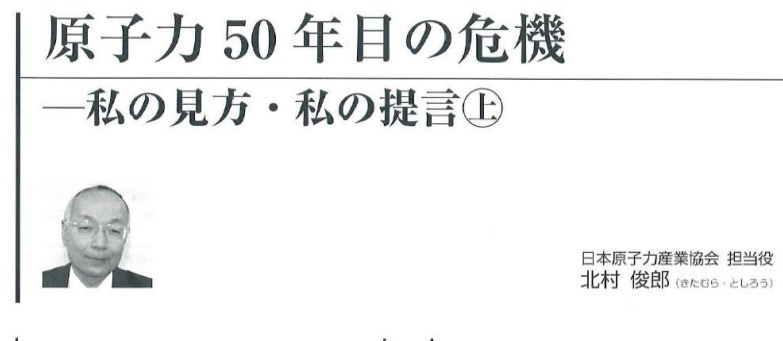
講演内容

- 1 原子力村住民から避難者へ
- 2 日本の取ってきた原発政策
- 3 大転換期を迎えた世界情勢
- 4 行き詰る国内情勢
- 5 電力業界の夜明け前
- 6 岸田政権の原発回帰政策
- 7 新政策に対する私の評価
- 8 結果の予測

1 原子力村住民から避難者へ (原発に対する考えの変遷)

原子力村での経験 1967年 日本原電に入社 2005年 原産に移籍,

原子力 50 年目の危機 2007年 業界誌「原子力 eye」に寄稿



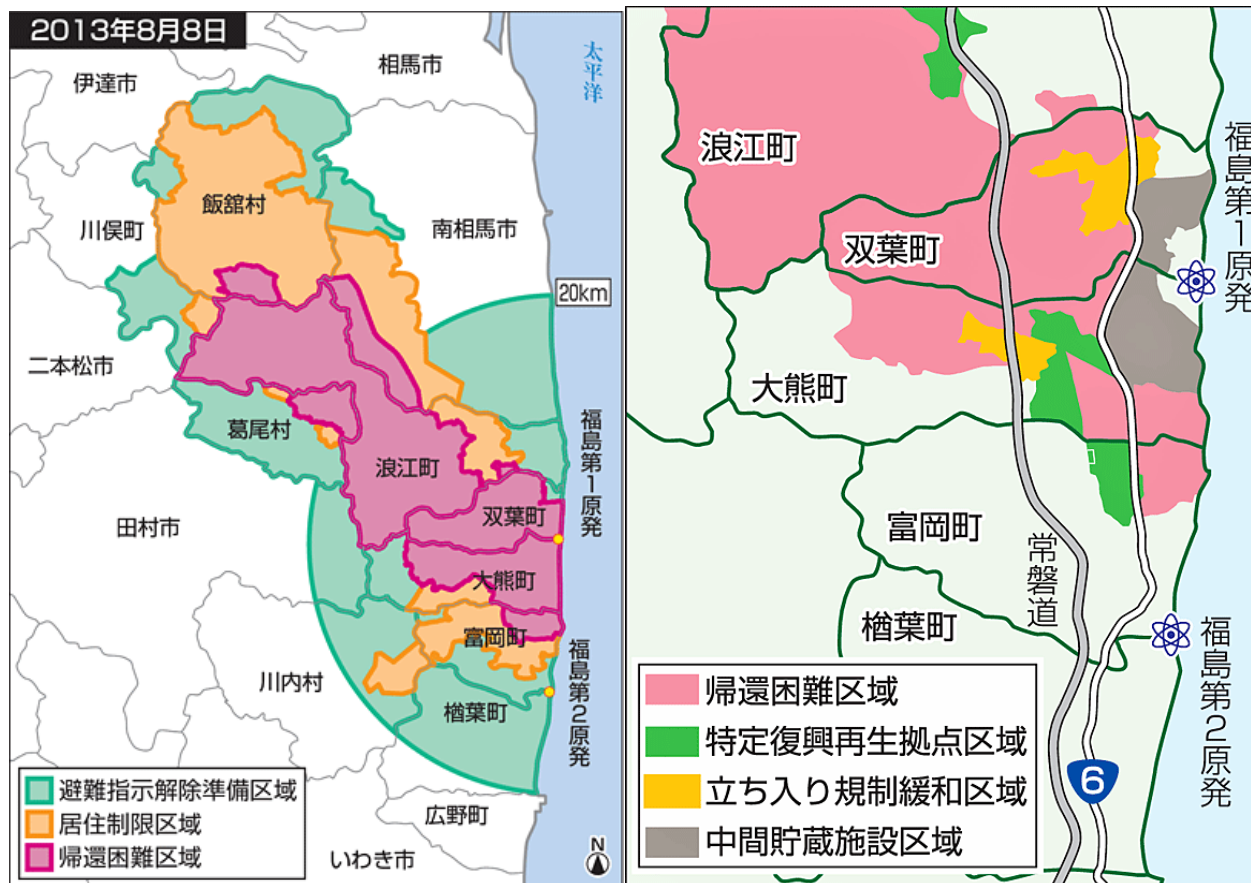
避難経験 2011年 福島第一原発事故により避難
(2001年 福島県富岡町に移住)

「原子力50年目の危機」に書いた内容

(指摘)	現場の困難	行き詰る立地
	メリットを活かせない地元	電力経営圧迫
	電気料金による国際競争力低下	
(提言)	自主的な情報公開	格付けの実施、競争
	失敗責任の明確化	絶対的な技術技能レベルの確保
	丸投げ、相互依存からの脱却	原子力PAの改善

避難指示区域の変遷

⇒ 2023. 1. 1 現在



避難後、今までに考えたこと

(原発推進者の無念) 平凡社

原発事故による住民避難の実態

国や自治体の責任回避と保身体質

原子力政策の反省とやるべきこと

(原子力村中枢部の経験から10年の葛藤で掴んだ事故原因) かもがわ出版

運命共同体化した原子力村の目的と手段の取り違え

事故の背景にあった組織の特異な体質と置かれた状況

これからの電力需給の展望、原子力依存への疑問

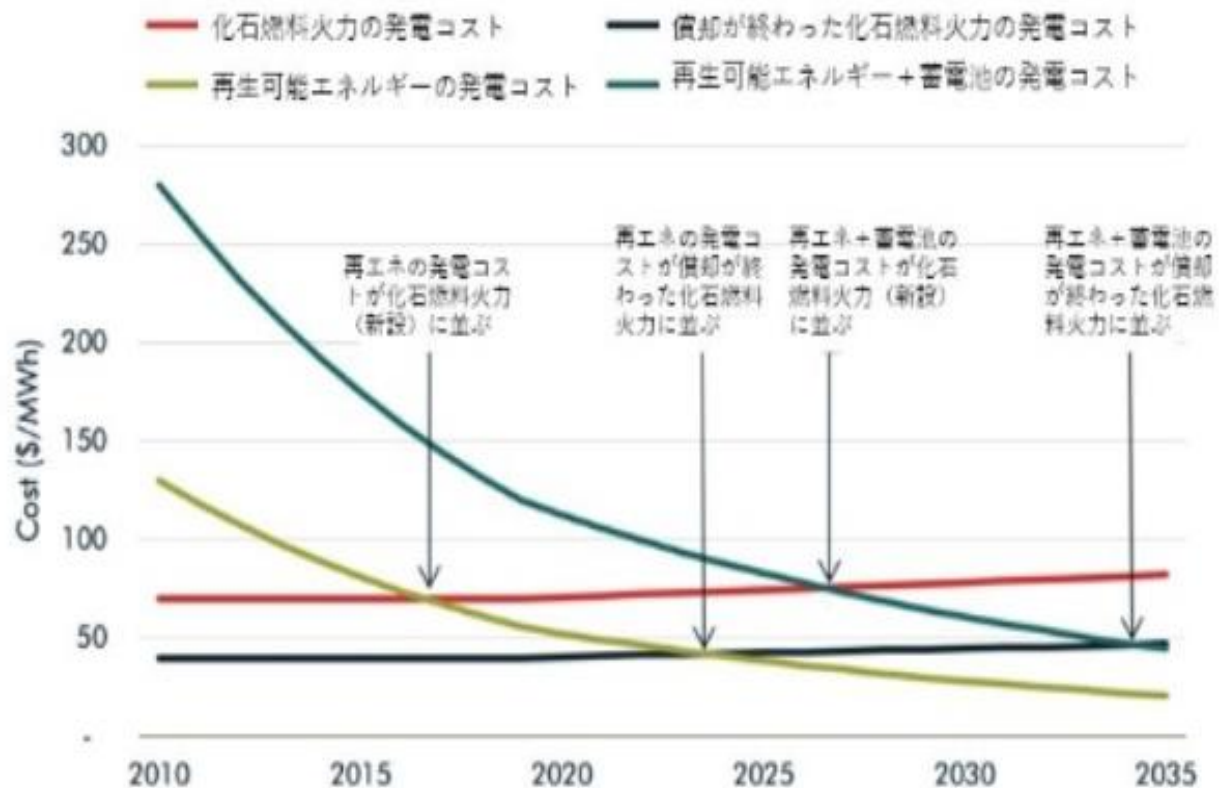
2 日本の取ってきた原発政策

- ・ 国策民営は産官学プラス地元からなる運命共同体(手段の目的化)
- ・ 急速な発展とその後の停滞(前のめりの開発、課題の先送り)
- ・ 核燃料サイクルへのこだわり。非を認めず押し切るやり方。
- ・ 復活を期した原子力立国計画の挫折
- ・ 福島第一原発事故の影響の最小化
- ・ 規制の強化(規制の独立と新規制基準)
- ・ 事故の後始末(共同責任化、つけまわし)
- ・ 原子の火を絶やさないための辛抱(体制の維持と資産保護)

3 大転換期を迎えた世界情勢

- ・ 安定から混沌へ(これまでの秩序やルールが通用しない)
- ・ 資源争奪戦が勃発(食糧、エネルギー資源、鉱物資源)
- ・ リミット迫る温暖化(国際公約達成圧力、石炭に対する強い逆風)
- ・ 科学技術の急激な進化と拡散(再生可能エネルギーや蓄電池など)

IEA が、2035 年には再生可能エネルギーは調整用の蓄電池を併設しても最も安い電源と指摘。



国際エネルギー機関 (IEA) 2020 年発行の報告書「World Energy Outlook 2020」のエグゼクティブサマリー (日本語版)

4 岸田政権の原発回帰政策

- ・ GX 中身は原発回帰(出来るだけ使わない⇒最大限活用)
- ・ 千載一遇の機会と拙速に(新增設まで盛り込む)
- ・ 国家予算投入(経済性のなさを暗示)
- ・ 数を頼りに聞く耳持たず(新しい戦前、議論させず)

5 電力業界の夜明け前

- ・ 見せかけだった電力自由化、ホールディングスと電事連
- ・ 変わらない体質(不祥事を生む体質と外の風を嫌がる気質)
- ・ 10年続いた需要減。戦後最大の経営危機(赤字定着、燃料費と原発の重荷)
電力料金高騰が起こす強烈な作用 大口需要家の離脱
- ・ 時代は、集中電源・長距離送電から分散電源・短距離送電へ
求められる再生可能エネルギーの拡大と調整機能の強化、海外事業

今や、電力会社から買うより自分で作った方が安い

住宅用太陽光発電の発電単価と電灯料金（円/kWh）

更新日：2021年6月22日



出典：一般社団法人太陽光発電協会「太陽光発電普及拡大センター補助金交付実績」、資源エネルギー庁調達価格等算定委員会資料、日本銀行「金融経済月報」、国土交通省「平成25年度住宅市場動向調査」より試算。

太陽光発電による自給自足を始めた大手企業



7 新政策に対する私の評価

- ・時代に逆らう政策をあえて強行しようとしている目的は政権維持と決断実績づくりではないか。再生可能エネルギーの主力電源化という目標と自己矛盾。
- ・GXに名を借りた原発復権。調整機能の強化なども含まれているが本気度は不明
- ・世界情勢判断ミス、新技術過少評価の結果であり、非合理的な日本的判断の典型

日本の再生可能エネルギーのポテンシャル

令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書						(2020年度速報) ※4
再エネ種	区分	導入ポテンシャル※1		事業性を考慮した導入ポテンシャル※2 (シナリオ1(低位)～シナリオ3(高位))		発電電力量実績
		設備容量 (万kW)	発電量 (億kWh/年)	設備容量 (万kW)	発電量 (億kWh/年)	発電量 (億kWh/年)
太陽光	住宅用等※3	20,978	2,527	3,815~11,160	471~1,373	(内訳) ・原子力 [388] ・石炭 [3,101] ・天然ガス [3,906] ・石油等 [636] ・水力 [784] ・太陽光 [791] ・風力 [90] ・地熱 [30] ・バイオマス [288]
	公共系等※3	253,617	29,689	17~29,462	2~3,668	
	計	274,595	32,216	3,832~40,622	473~5,041	
陸上風力		28,456	6,859	11,829~16,259	3,509~4,539	
洋上風力		112,022	34,607	17,785~46,025	6,168~15,584	
中小水力		890	537	321~412	174~226	
地熱		1,439	1,006	900~1,137	630~796	
合計		417,402	75,225	34,667~104,455	10,954~26,186	10,013

※1 現在の技術水準で利用可能なエネルギーのうち、種々の制約要因（法規制、土地利用等）を除いたもの。中小水力のみ、既開発発電所分を控除している。

※2 送電線敷設や道路整備等に係るコストデータ及び売電による収益データを分析に加え、経済的観点から見て導入可能性が低いと認められるエリアを除いたもの。

低位なシナリオ（FIT価格よりも低い売電価格）～高位なシナリオ（FIT価格程度）に分けて推計している。（シナリオ別導入可能量）

※3 住宅用等：商業施設、オフィスビル、マンション、戸建住宅等。公共系等：庁舎、学校、公民館、病院、工場、工業団地、最終処分場、河川敷、港湾、公園、農地等

※4 資源エネルギー庁 総合エネルギー統計 2020年度エネルギー需給実績（速報）

8 結果の予測

- **さまざまな障壁と政策の非合理性による遅滞、未達成、追加予算**

岸田政権は 2023 年夏に原発 17 基の再稼働を目指す方針。10 基の原子力発電所が再稼働済み、残りの 7 基は規制委員会による許可が出ているが自治体の反対で稼働していない。一部では使用済燃料プール満杯に近い(6 年)。

- **国民負担の増大(電気料金値上げと税金投入)**

高額な電気料金による家計圧迫、補助金など財政負担

- **国際競争力低下。国際的地位の低下**

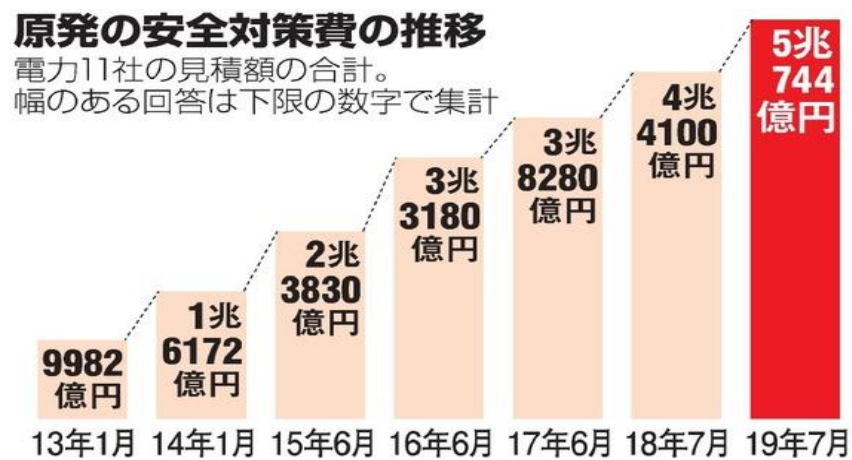
輸出品を造る際の電力コスト、工場の海外移転、地球温暖化対策の遅れ

- **他の必要な部門に対する投資不足とエッセンシャルワーカー不足**

「あらゆる可能性を排除せず、利用可能な技術は全て使うとの発想に立つことが我が国のエネルギー政策の基本戦略である」という政府の方針は、貴重な金と人の分散によって虻蜂取らずになる可能性が高い。

- **原発に対する国の関与拡大(蔓延る官僚主義によるリスク増大)**

安くない再稼働原発の発電コスト



各社の原発の安全対策費の見通し

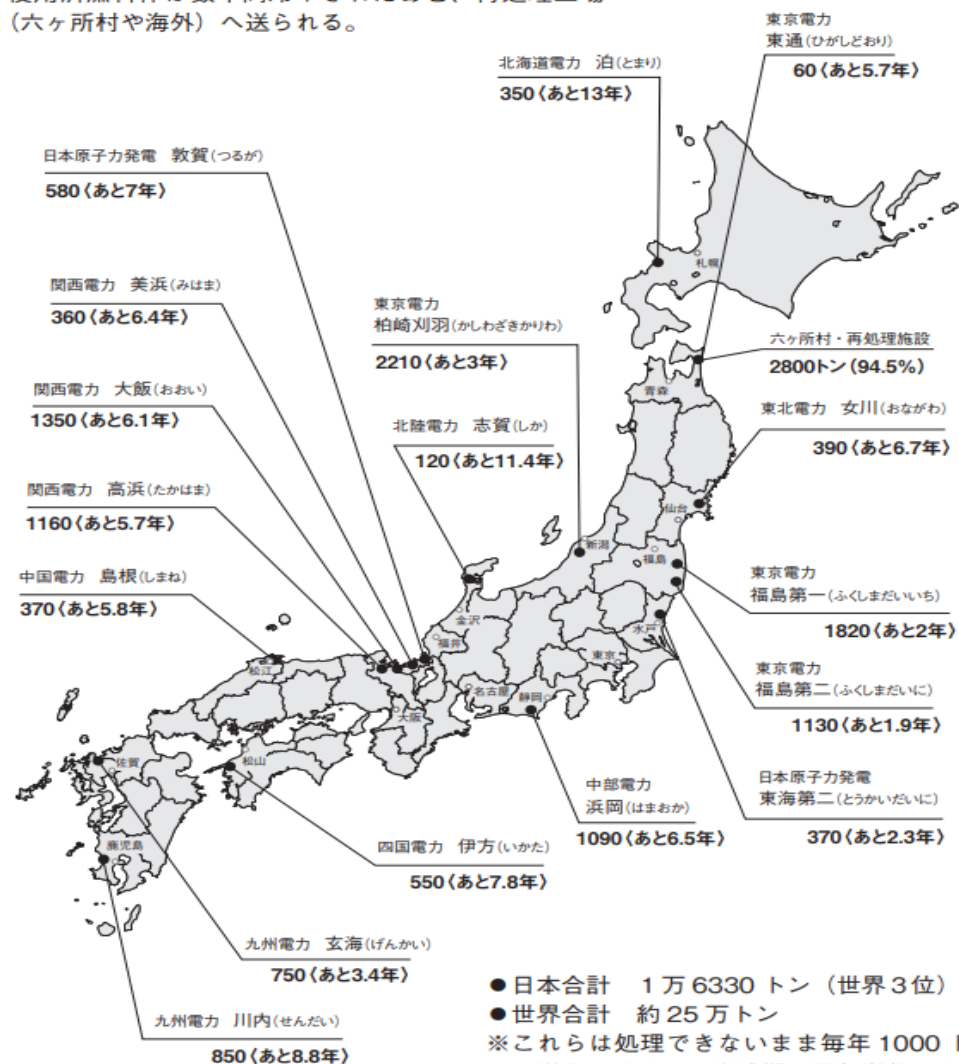
北海道	2千億円台半ば	中国	5000億円
東北	3400億円	四国	1900億円
東京	9690億円	九州	9千数百億円
中部	4000億円	日本原電	2700億円
北陸	1千億円台後半	Jパワー	1300億円
関西	1兆254億円		

朝日新聞デジタルから

57基の建設費はおよそ1.3兆円、2011～2020年に電力会社で原発維持費が17兆円かかり、1ワットも発電しない原発に11.7兆円かかったと言われている。

●たまりつづける使用済燃料棒地図

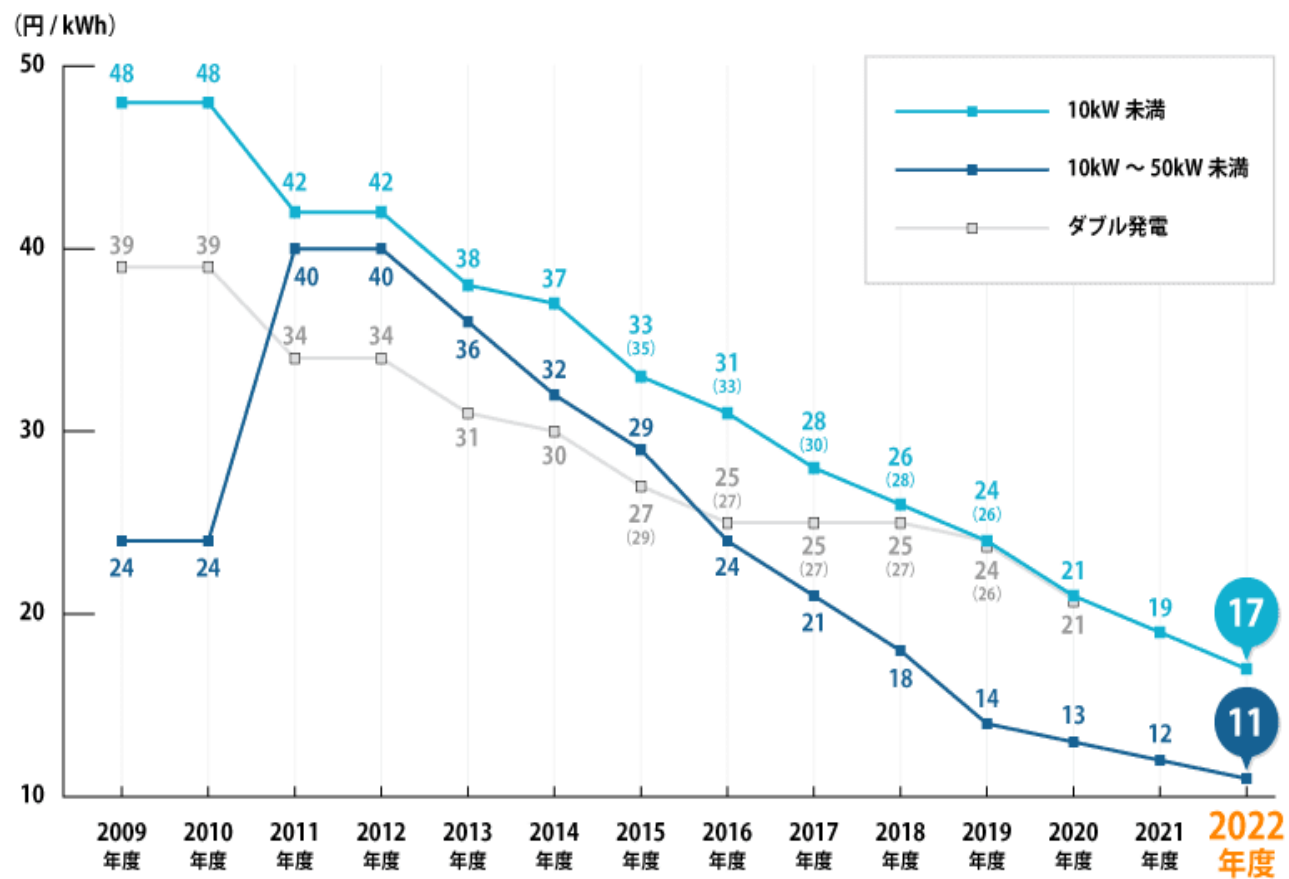
ウラン換算トン、〈 〉内はあと何年で満杯になるか。
使用済燃料棒は数年間冷やされたあと、再処理工場
(六ヶ所村や海外)へ送られる。



- 日本合計 1万6330トン (世界3位)
- 世界合計 約25万トン
- ※これらは処理できないまま毎年1000トンずつ増えつづける。半減期は万年単位である。

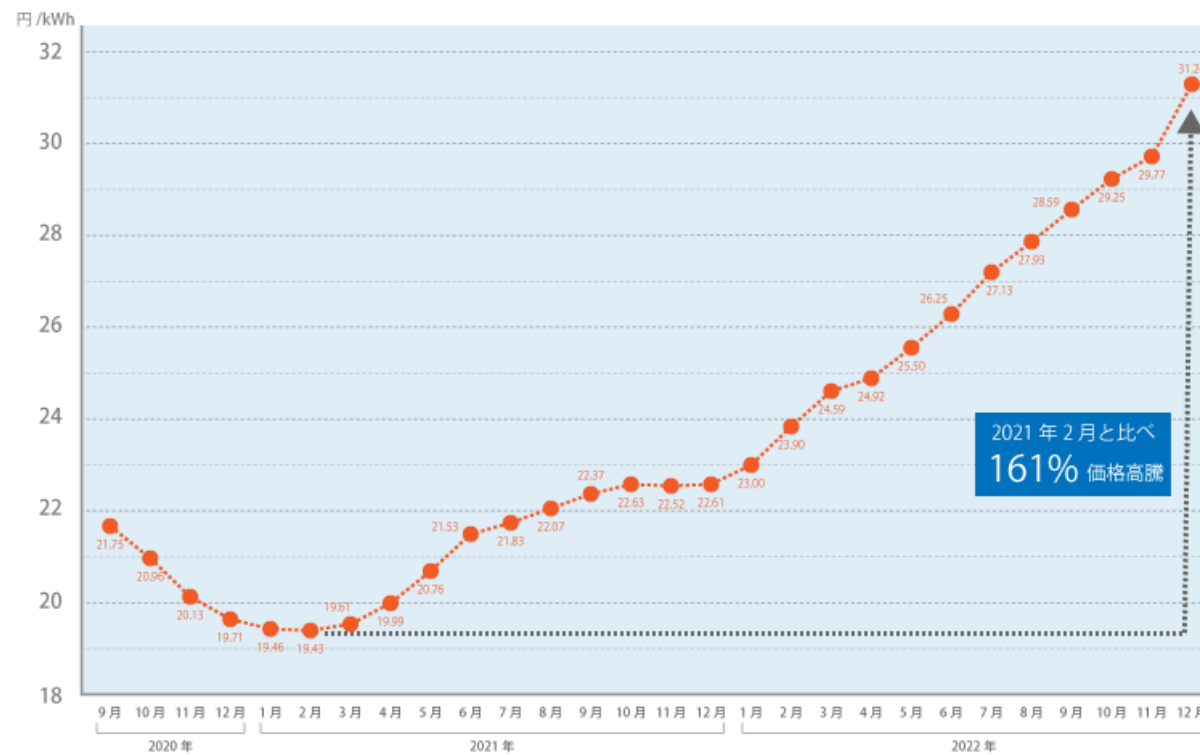
資料編

資料 1 日本でも太陽光発電の買取価格は毎年、下がり続けている。



資料 2 上がり続けている家庭用の電気料金

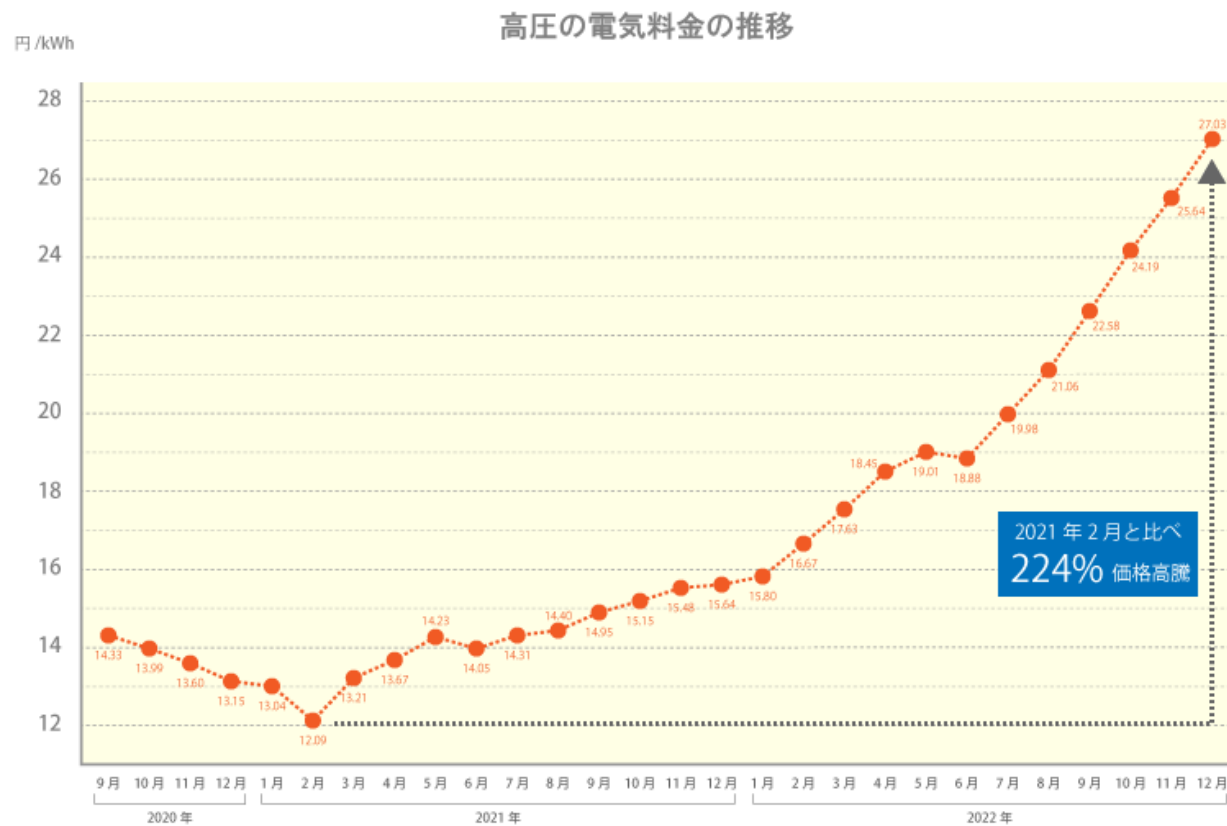
低圧（従量電灯）の電気料金の推移



出典：一般社団法人エネルギー情報センター

最も電気料金の低かった2021年2月と直近の2022年12月を比較すると「161%」も高騰。

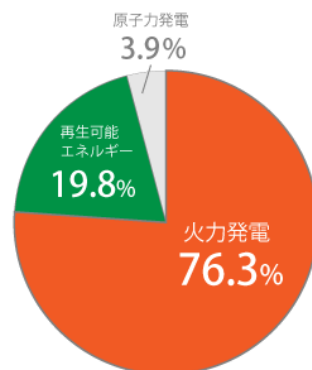
資料3 上がり続けている事業用の電気料金



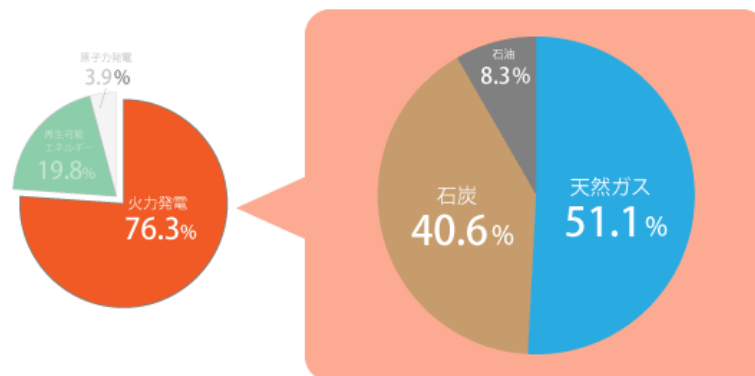
出典：一般社団法人エネルギー情報センター

資料 4 圧倒的に火力依存の現在の電源構成

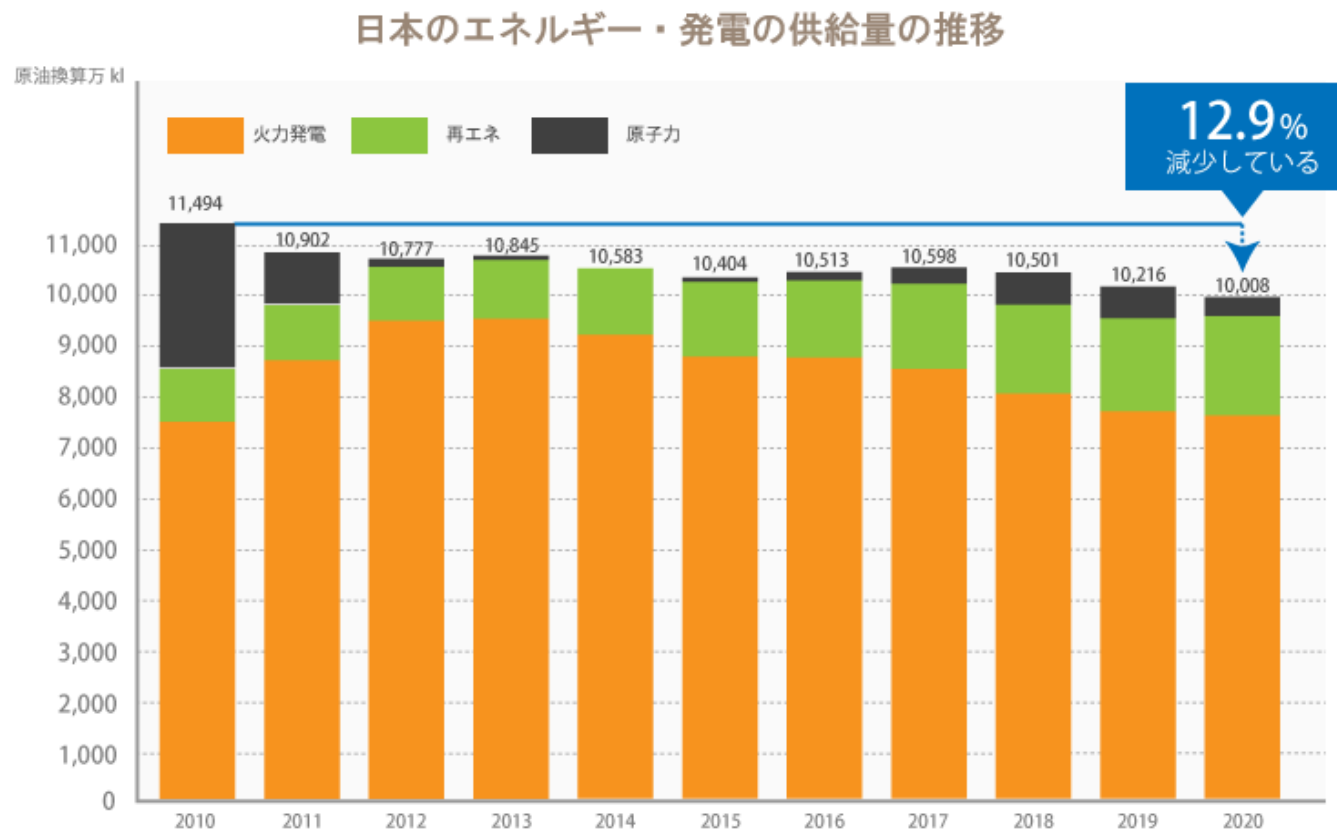
日本の電源構成（2020年）



火力発電の燃料別内訳



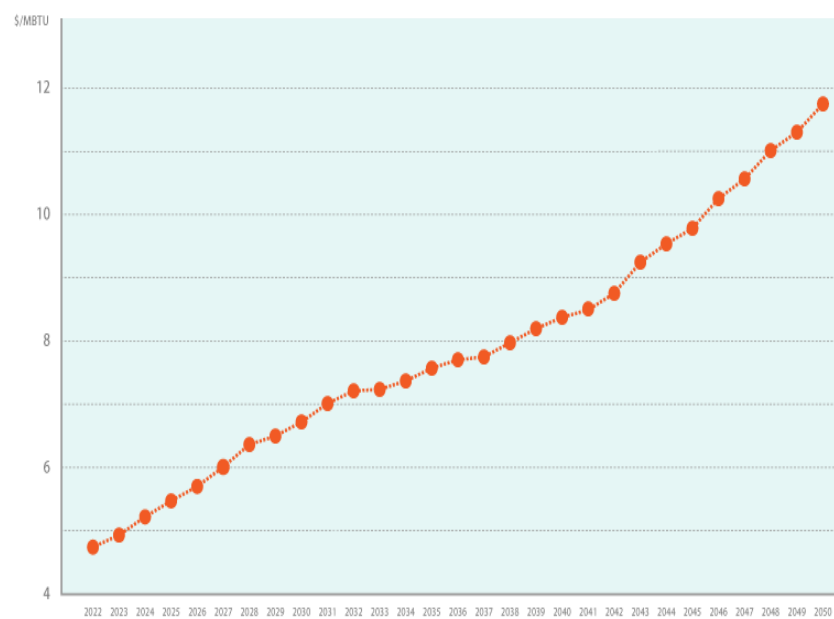
資料5 この10年で1割以上低下している電力需要



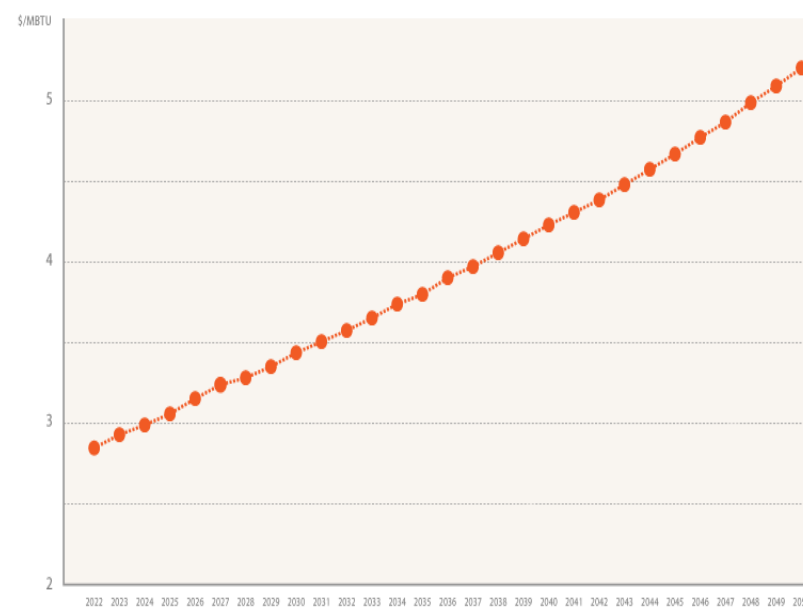
出典：資源エネルギー庁「集計結果又は推計結果（総合エネルギー統計）」

資料 6 天然ガスと石炭の価格の予測

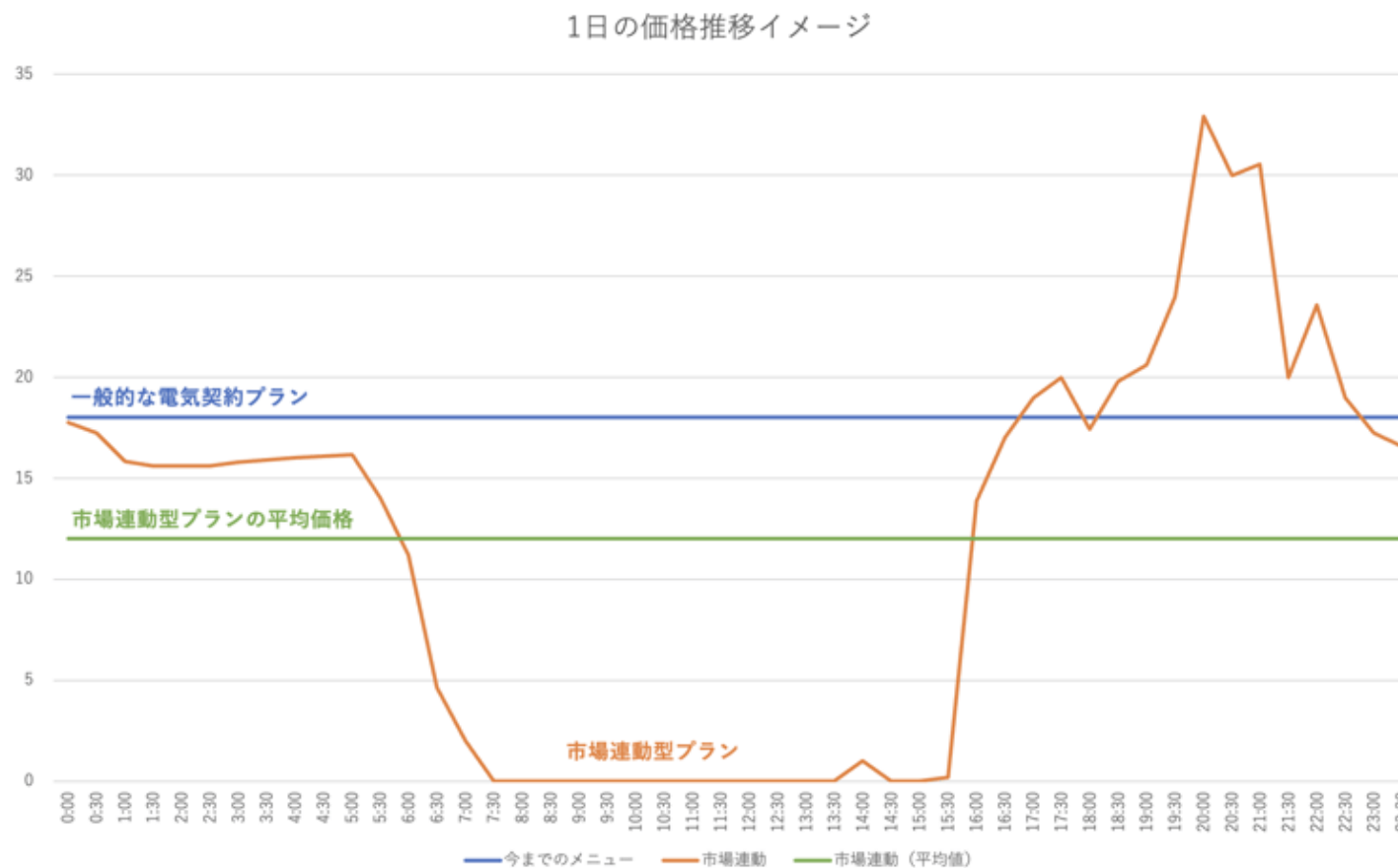
アメリカ合衆国エネルギー情報局 (EIA) による「天然ガス価格の推移予測」



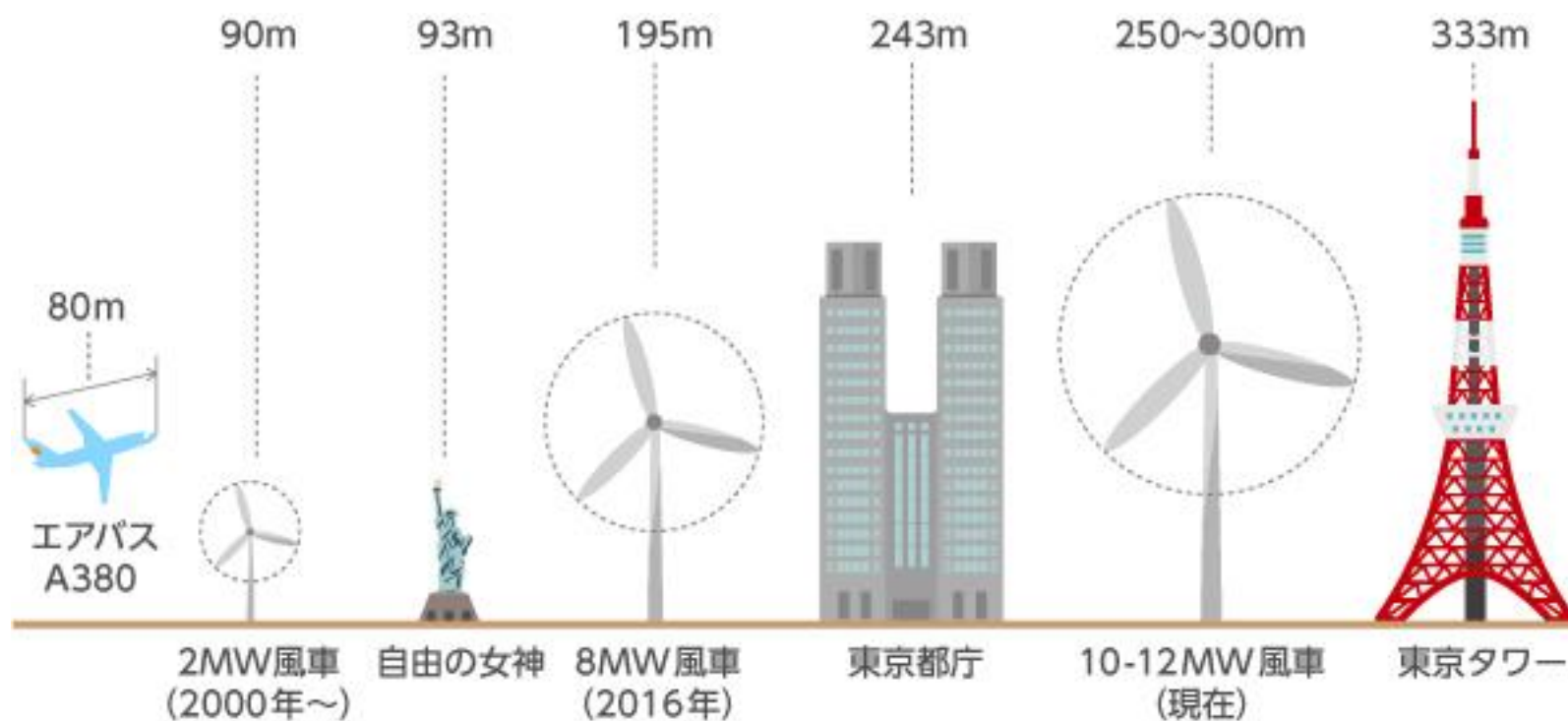
アメリカ合衆国エネルギー情報局 (EIA) による「石炭価格の推移予測」

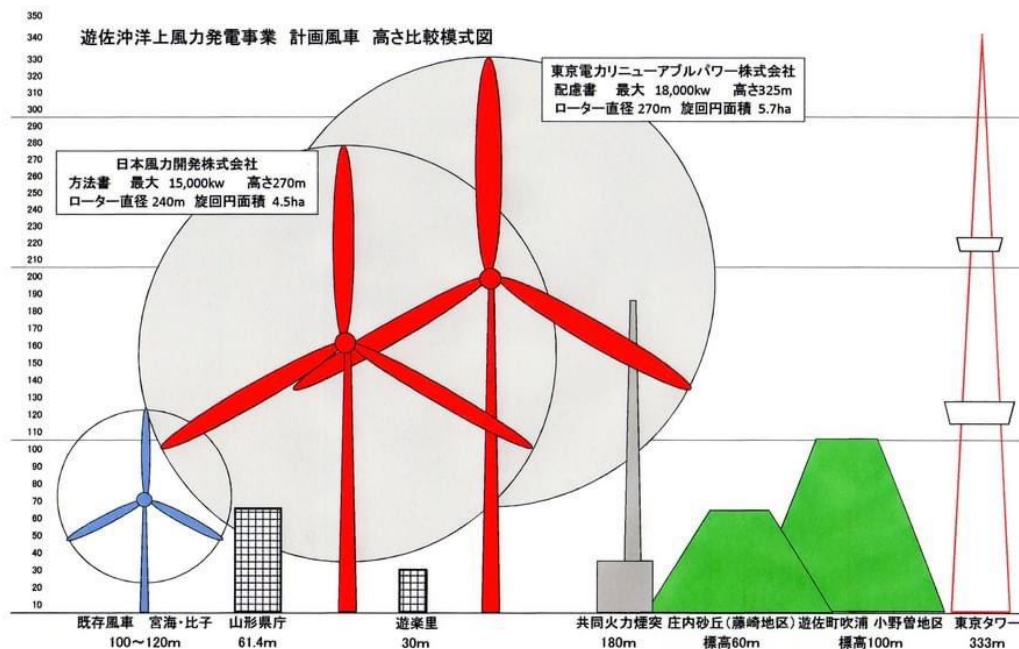


資料 7 不足する時間帯は価格が高く、余っている時間帯は安い



資料 8 巨大な風力発電設備は想像を絶する大きさ

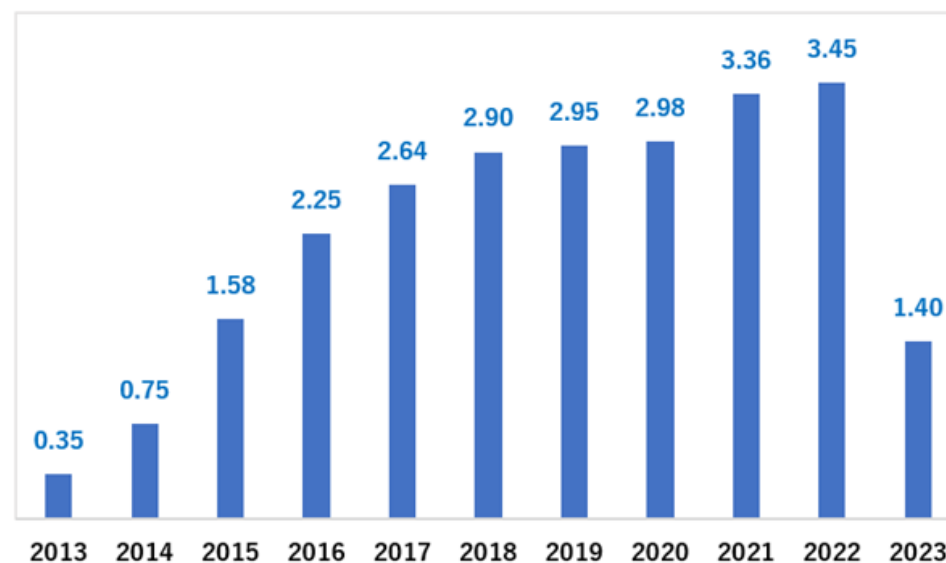




発電用風力タービンの大型化が進んでいる。スコットランドのアバディーン沖に 18 年 4 月中旬、世界最大の発電能力をもつ風力タービンが完成した。スコットランド最大の洋上風力発電施設となる「ヨーロッパ洋上風力配備センター」を構成する 11 基の大型風力タービンのうち、最初の 1 基で定格出力は 8.4MW。高さは 191m。残りの 10 基は 18 年夏が終わるまでに設置され、稼働する予定になっている。この風力発電施設は、スウェーデンのヴァッテンフォールが開発し、EU から一部資金援助を受けている。その建設費用は約 440 億円。プロペラが 1 回転するだけで、平均的な家庭のまる 1 日分の電力をつくり出す。

資料 11

資料 9 再エネ賦課金の推移（円/キロワット時、年度別）



FIT 制度を開始した翌年の 2013 年度から上昇し続けた再エネ賦課金の単価が半額以下に減少。FIT による電力の買取単価が徐々に下がってきた効果と日本卸電力取引所 (JEPX) の取引価格の高騰が最大の要因。毎年度の再エネ賦課金の単価は、その年度に想定される買取費用の総額から、回避可能費用と事務費を差し引いたうえで、想定される販売電力量で割って算定する。

賦課金単価 1.40 円/kWh =

$$\left(\begin{array}{l} \text{① 買取費用等} \quad 4 \text{ 兆 } 7,477 \text{ 億円} - \text{② 回避可能費用等} \quad 3 \text{ 兆 } 6,353 \text{ 億円} \\ + \text{ 広域的運営推進機関事務費} \quad 9 \text{ 億円} \end{array} \right) \div \text{③ 販売電力量} \quad 7,946 \text{ 億 kWh}$$

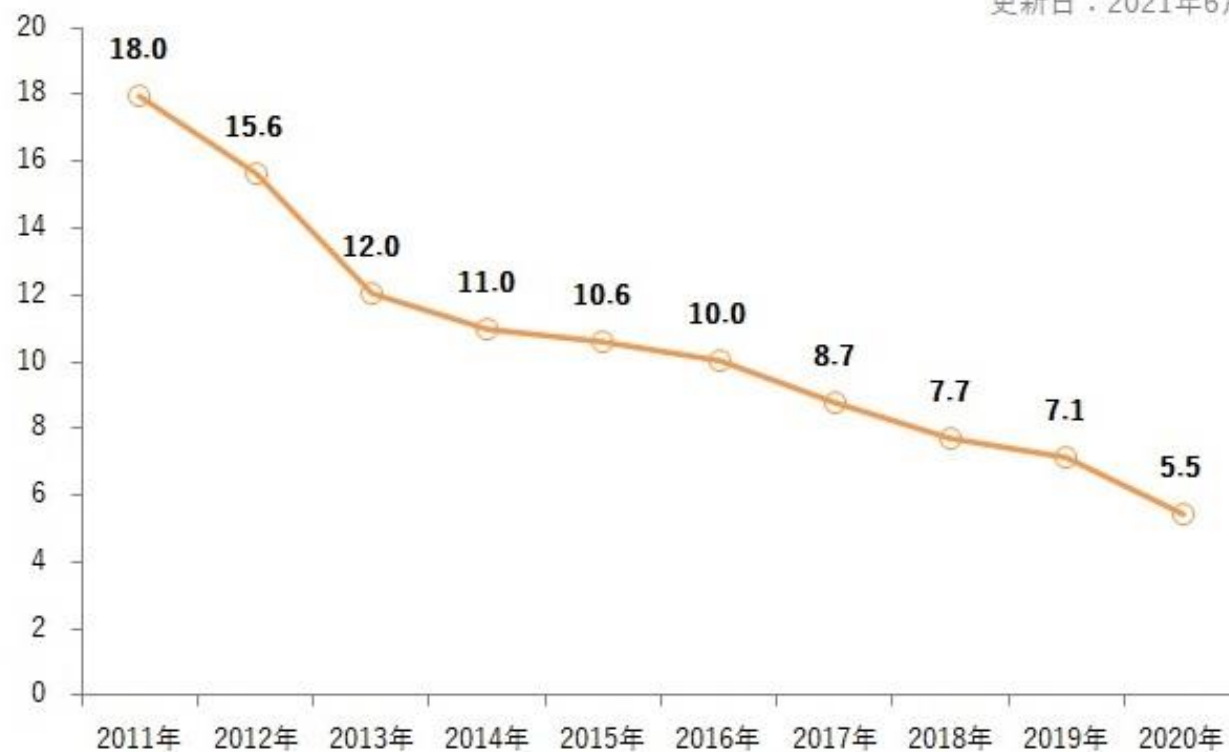
※蓄電池併設対応などの制度変更に伴うシステム改修費用を含む (2億円)

出典: 経済産業

資料 10 太陽光発電モジュールの販売価格推移

国内太陽電池モジュールの販売価格推移（万円/kW）

更新日：2021年6月22日



出典：経済産業省「生産動態統計」（参照：2021/06/20）

資料 11 再生可能エネルギー拡大に伴う調整のための方策

(供給が不足した時)

- ・ 停止させている揚水式水力発電所や火力発電所などを運転して不足した電力を補う。
- ・ 蓄電池などに貯めていた電力を供給する。
- ・ 送電線を拡充して大消費地に送電する。北海道や九州から大消費地へのダイレクトな海底送電線の敷設。
- ・ 足りない時に工場など大口需要家に消費を抑えてもらう。エコキュートの炊き上げ時間を変えてもらう。
- ・ 省電力のさまざまな方策を総動員する。(モーターの取り換え、照明のLED化、家の高断熱化、省エネ家電に取り換え)
- ・ 太陽光発電などによって家庭や事業所の自給自足を増やして、電力会社が不足分を穴埋めする量を減らす。
- ・ 再生可能エネルギーの組み合わせ。地熱発電やバイオマス発電など稼働率の高い電源を増やす。

(需要が不足した時)

- ・ 再生可能エネルギーに対する系統接続抑制(停電防止のために太陽光発電などを系統に接続させない)
- ・ 余った電気を蓄電池などに貯める。重い物体を下げて発電する方法、フライホイールを回転させてエネルギーを貯める方法、圧縮空気にして貯める方法もある。
- ・ 余った電気を、各家庭でエコキュートでお湯を沸かすのに使うようにする。全国の自動販売機でも余った時に冷却、加温保温に使ってもらう。そのための遠隔操作技術が必要。
- ・ 余った時に、工場などで製品を作るのに使ってもらい、製品を増産し在庫を増やしておく。
- ・ 余った時に、電気自動車の蓄電池に貯めて、不足するときに放出してもらう。
- ・ 余った時に、水素を製造する。

需給バランスにより、時間帯で電力料金を細かく変化させることで需給調整が出来る。また、電力料金高騰は需要抑制、自給に対して強い促進効果を持つ。

資料 12 さまざまな障壁と政策の非合理性による遅滞、未達成、追加予算

- ・ 岸田政権が「2023 年夏に原発 17 基の再稼働を目指す方針」を発表。既に 10 基の原子力発電所が再稼働済みで、残りの 7 基は規制委員会による許可が出ているもののトラブルや自治体の反対で稼働していない。
- ・ 再稼働しても、使用済燃料プール満杯が近い。(早いものはあと 6 年) 中間貯蔵施設が出来ないと原発の運転を停止せざるを得ない。再処理工場が竣工しても、順調に運転が継続する保証はない。
- ・ 運転、メンテナンス、建設ともに技術力低下、技能者の不足からトラブル続出。定期検査や建設の工期が延びる可能性がある。
- ・ 設備や部品メーカーが発注量が少ないと価格にリスクを載せてくる。
- ・ 地元が国や電力会社の弱みにつけこんで高いハードルを設定してくる。
- ・ 体力のなくなった電力会社が新增設に意欲を見せない。国の支援を条件にしてくる。高い発電コストに対する巨額の補助金が必要になる。
- ・ 物価や人件費の高騰の影響を受けて運転や建設の予算が不足する。

- ・ テロ対策、地震津波対策、福島第一事故原因調査のフィードバックによる追加工事が必要になる。

資料 17 再稼働した原発の発電コストを考える

(安くなる要素)

- ・ 運転開始後長期間経っているため、設備の償却がほとんど終わっている。
- ・ 燃料がすでに確保されている。
- ・ 使用済み燃料や放射性廃棄物は既に設置されている施設で収容できる。
- ・ 運転員などの教育訓練は既に実施されている。

(高くなる要素)

- ・ 新たに追加した設備約 5 兆円 (2019. 12 時点) の償却をこれから開始しなくてはならない。
- ・ 長期に停止していた間の設備 (送電線も含め) 維持費、運転保守体制に要した費用、社会的費用は発電コストとして見る必要がある。約 7 兆円との試算もある。
- ・ 使用済み燃料の保管スペースを新たに発電所構内に建設しなくてはならない可能性が高い。
- ・ 今後も新たな知見がわかり次第、対策を追加しなくてはならない可能性がある。
- ・ 長期停止していたため、再開後に事故トラブルを起こして再度停止する可能性がある。
- ・ 定期検査などメンテナンスにかかる人件費、資材費などが以前より高くなっている。
- ・ 運転期間延長後は 10 年に一度、特別な点検の必要がある。
- ・ 運転期間の後期になるほど、経年劣化対策費が大きくなり、大物部品交換などで停止期間が長くなる。

資料 13 再稼働のための安全対策費と、施設の維持費、廃炉費用の総額

以下、東京新聞から

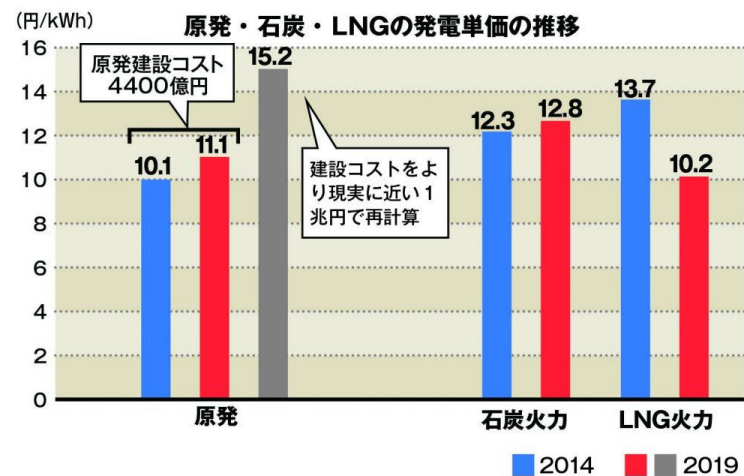
19 原発 57 基を保有する電力 11 社の会計資料や各社への聞き取り結果を共同通信が集計したところ、再稼働のための安全対策費と、施設の維持費、廃炉費用の総額は約 13 兆 4569 億円に上り、今後さらに膨らむ見通し。

総費用の内訳は、安全対策費が計約 5 兆 4044 億円（19 年 12 月時点）、廃炉を決めた 9 原発 17 基の約 8492 億円で、福島第一原発 1～4 号機は費用算定が異なるため除外。

維持費は、再稼働して運転中の原発だけでなく停止中や廃炉作業中でも生じるため、建設中を除く 17 原発 54 基が対象で、新基準が導入された 2013 年度から 2018 年度までの 6 年間で計約 7 兆 2033 億円が実際にかかった。維持費は今後も毎年必要で、11 社の合計で年間 1 兆円規模が積み上がる見通し。また、一部の電力会社の安全対策費は、新基準で義務化されたテロ対策施設の新設費用が盛り込まれておらず、数千億円規模が追加される可能性がある。廃炉が公表された 9 原発 17 基は大半が老朽原発だが、地元の求めに応じて廃炉が決まった東電福島第二の 4 基も含んでいる。

資料 14 原発と火力の発電コスト比較

以下、原子力情報資料室から



出典：経済産業省発電コスト検証ワーキンググループ報告書および、同報告書に基づき筆者算出

資料 15 原発の建設費



日曜版 2011年 9月18日

録田 慧さん
ジェームス三木さん
野田 明自公路線に逆戻り
「夕顔」歌う 藤本 倫人
敬老の日特集 絆が力に
台風被害「深層崩壊」とは
女子サッカー 五輪へ取組
危険な教科書 コミパス補助
沖縄は拒否 助かる仮設
震災半年 福島は今

原発建設費13兆円

ゼネコン大もうけの裏側

全日本の原子炉建設費は約13兆円。ゼネコン大手が中心に建設費を占める。建設費の約1割はゼネコンが持つ。建設費の約1割はゼネコンが持つ。建設費の約1割はゼネコンが持つ。

4ページ目へ

ゼネコン5社が原子炉建屋独占

(金額は、原子炉が原子炉建屋などを含む総建設費)

東通(東北電力)	4280億円
女川(東北電力)	8485億円
福島第1(東京電力)	5020億円
福島第2(東京電力)	1兆2390億円
東海第2(日本原子力発電)	1880億円
東海(日本原子力発電)	254億円
浜岡(中部電力)	1兆3200億円
伊方(四国電力)	5132億円
玄海(九州電力)	9018億円
川内(九州電力)	5074億円
島根(中国電力)	3426億円
高浜(関西電力)	6161億円
大飯(関西電力)	1兆185億円
美浜(関西電力)	1443億円
敦賀(日本原子力発電)	4046億円
志賀(北陸電力)	6552億円
柏崎刈羽(東京電力)	2兆5710億円
泊(北海道電力)	7540億円

原子炉建屋57箇のうちわけ

鹿島	24
大林	11
大成	10
竹中	7
清水	5

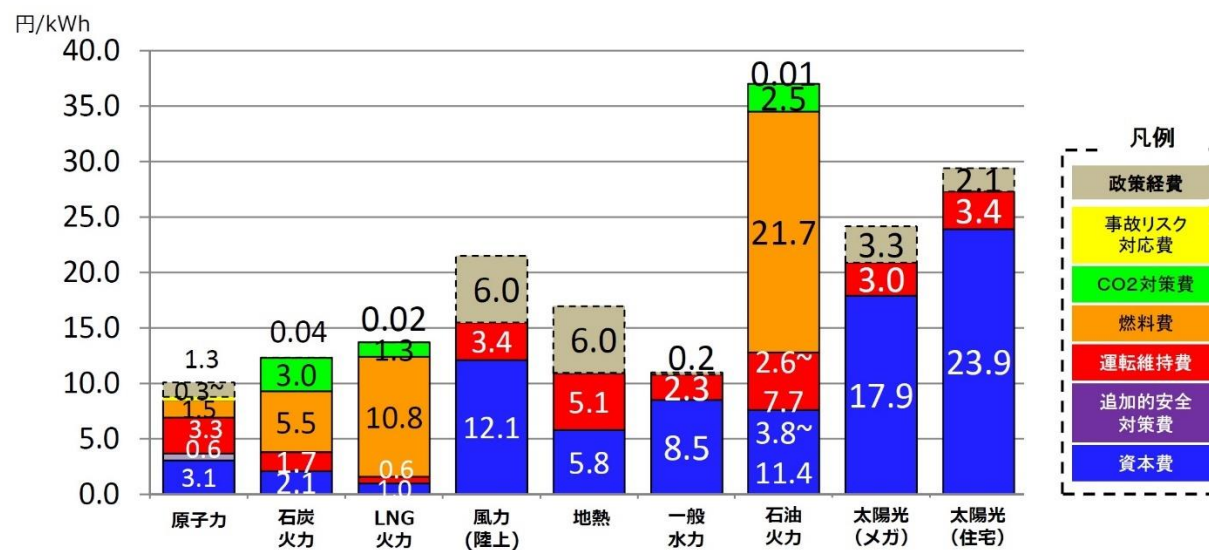
資料 16 帰還困難区域の最新状況



東京新聞から

資料 17 新增設原発の発電コスト予測

原発はコストの3分の1が資本費で償却費が大きい。火力発電所は燃料費が大きい比率を占める。再生可能エネルギーは燃料費がなく、資本費がさらに大きい。資本費(建設費)が大きければ償却費も大きくなる。



資源エネルギー庁のホームページから

資料 18 原発の規模と建設費

東京電力の設置許可申請書に記載された発電原価							
発電所名 (設備番号)	認可出力 (万kW)	電源開発 調整審議会 決定年月	原子炉設置 許可年月	運転開始 年月	建設単価 (万円/kW)	発電原価 (円/kWh)	試算 方式
福島第二 1号機	110	1972-06	1974-04	1982-04	約25	10.32	初年度
// 2号機	110	1975-03	1978-06	1984-02	約23	10.79	初年度
// 3号機	110	1977-03	1980-08	1985-06	約29	14.55	初年度
// 4号機	110	1978-07	1980-08	1987-08	約25	13.43	初年度
柏崎刈羽 1号機	110	1974-07	1977-09	1985-09	約33	14.04	初年度
// 2号機	110	1981-03	1983-05	1990-09	約36	17.72	初年度
// 3号機	110	1985-03	1987-04	1993-08	約31	13.93	初年度
// 4号機	110	1985-03	1987-04	1994-08	約31	14.24	初年度
// 5号機	110	1981-03	1983-05	1990-04	約42	19.71	初年度
// 6号機	135.6	1988-03	1991-05	1996-11	約31	11.24	耐用年*
// 7号機	135.6	1988-03	1991-05	1997-07	約28	10.37	耐用年*

資料 19

日経新聞 大島教授の試算

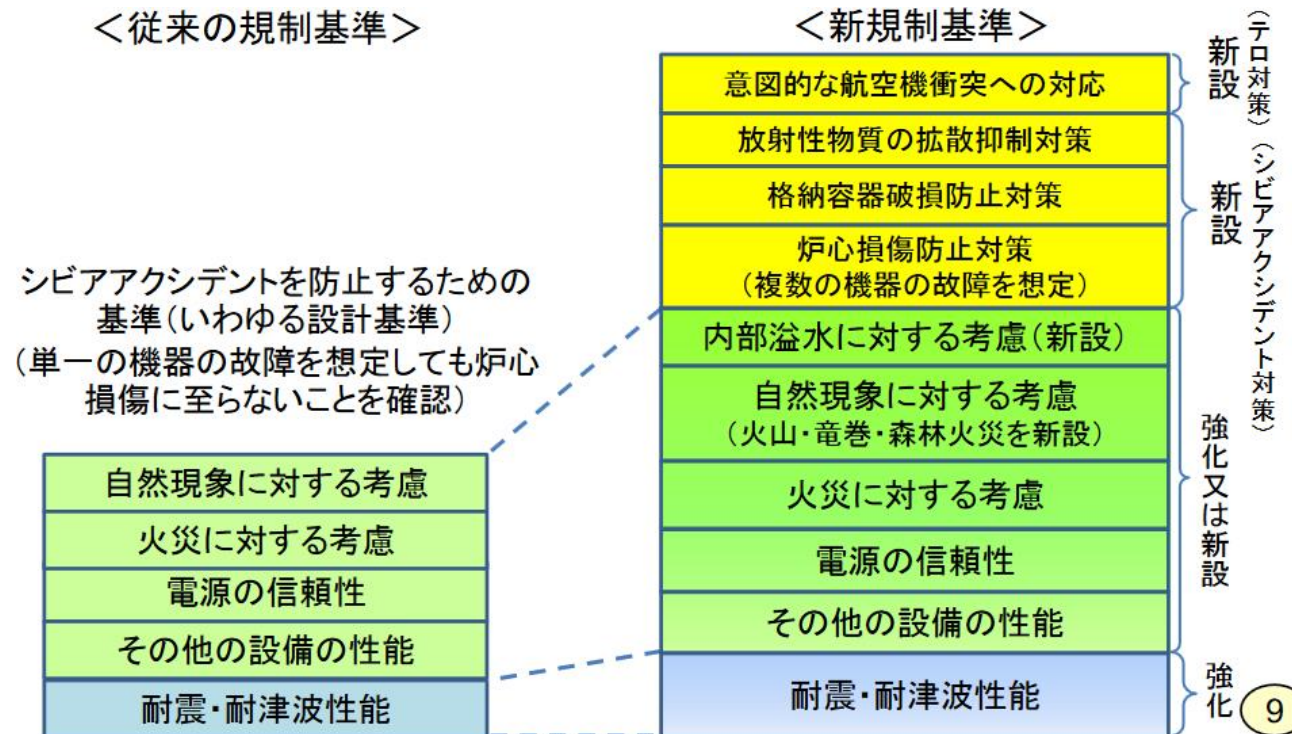
既設原発の発電コスト
 (1キロワット時あたり円、社会的費用含む)

		40年運転	60年運転	フル 60年運転	
再稼働	関西電力	高浜3	11.7	11.1	11.1
		高浜4	10.5	10.1	10.1
		大飯3	11.6	10.9	10.8
		大飯4	9.7	9.2	9.2
	四国電力	美浜3	-	11.8	11.6
		伊方3	13.4	12.5	12.4
	九州電力	玄海3	12.2	11.3	11.2
		玄海4	11.2	10.5	10.4
		川内1	12.2	11.6	11.6
		川内2	11.6	11.1	11.0
未稼働	北海道電力	泊1	16.4	15.3	15.0
		泊2	14.5	13.6	13.4
		泊3	15.5	13.6	13.2
	東北電力	女川2	23.1	20.5	19.7
		東通	14.2	12.5	12.1
	東京電力	柏崎刈羽6	17.0	15.2	14.7
		柏崎刈羽7	17.1	15.1	14.6
	中部電力	浜岡3	12.7	11.7	11.4
		浜岡4	12.5	11.5	11.2
	北陸電力	志賀2	16.1	13.7	13.1
	関西電力	高浜1	-	10.8	10.5
		高浜2	-	10.8	10.6
	中国電力	島根2	16.3	15.1	14.7
	日本原子力発電	東海第二	-	10.7	10.4
敦賀2		11.1	10.3	10.1	

(注) 発電コスト検証WG資料、各電力会社資料などを基に筆者試算。
 実際の発電コストを示すものではない。未申請未稼働の8基を除く

資料 20 新旧の規制基準

日本原子力研究開発機構のホームページから



資料 21 福島第一原発事故の収束費用

以下、プレジデントオンラインから

図表1 1F事故の収束費用(東京電力作成)

	①廃炉	②被災者賠償	③除染・ 中間貯蔵	合計
総額	8兆円 (2兆円)	8兆円 (5.4兆円)	6兆円 (3.6兆円)	約22兆円 (11兆円)
負担者	負担額			負担合計
東電	8兆円	4兆円	4兆円	約16兆円
	廃炉等積立金 約5,000億円/年	一般負担金、 特別負担金	機構保有の 東電HD 株式売却益	
大手電力	—	4兆円	—	4兆円
新電力	—	0.24兆円	—	0.24兆円
国			2兆円	2兆円

※括弧内の数字は、新・総合特別事業計画策定時の想定

東電改革提言に基づき作成

資料 22 東京新聞から

原発建て替え、暗い見通し 有力視される次世代型原発「革新軽水炉」は建設費膨大、安全 100%はない

政治・経済

目次

1. 原発建て替え、暗い見通し 有力視される次世代型原発「革新軽水炉」は建設費膨大...及び腰の電力会社も
 1. 巨額な初期投資...原資は電気料金で国民にツケ
 2. 識者「事業者は運転延長選ぶ」
2. <Q&A> 原発建て替えで有力視される「革新軽水炉」って？本当に安全なの？
 1. 革新軽水炉とは何なの。
 2. どのような機能が加わっているの。
 3. 革新と言えるの。
 4. 本当に安全なの。

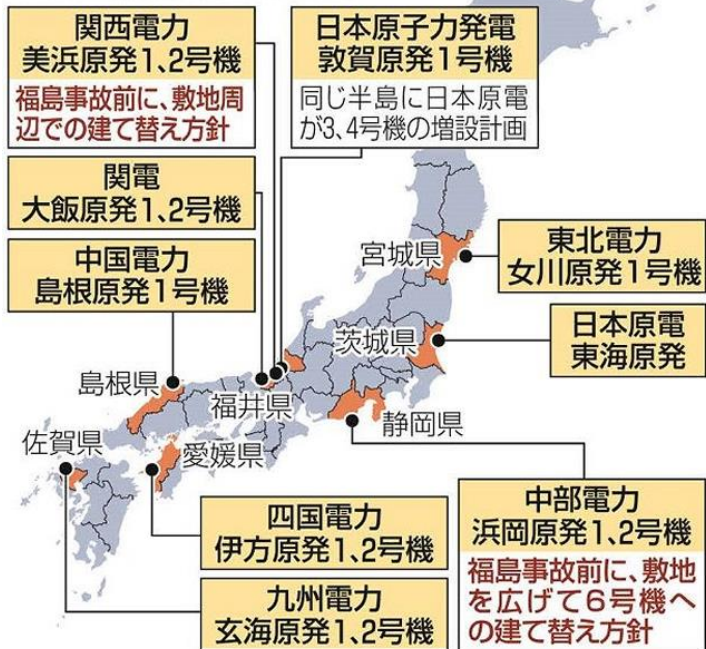
原発建て替え、暗い見通し 有力視される次世代型原発「革新軽水炉」は建設費膨大...及び腰の電力会社も

[原発建て替え、暗い見通し 有力視される次世代型原発「革新軽水炉」は建設費膨大...及び腰の電力会社も\(東京新聞 2022年12月18日 06時00分\)](#)

16日にまとまった経済産業省の原発活用策は、東京電力福島第一原発事故後の政府方針を覆し、廃炉が決まった原発の建て替え(リプレース)に踏み込んだ。建設するのは次世代型原発とされ、経産省が「革新軽水炉」と呼ぶタイプが有力視される。原発の生き残りをかけた方針転換だが、電力会社側の動きは鈍く、政府の思惑通りに進みそうにない。

**建て替え対象となる
全国の廃炉原発14基**

(東京電力福島第一、
福島第二原発を除く)



建て替え対象となる全国の廃炉原発 14 基

巨額な初期投資...原資は電気料金で国民にツケ

「リプレイスにまで言及したことを評価する」「原子力の持続的な活用には、次世代炉開発が重要だ」

16日の有識者会議「基本政策分科会」では、原発政策の転換を象徴する建て替え方針を歓迎する委員の声が相次いだ。

さまざまな種類がある次世代型原発の中で、経産省は革新軽水炉だけに商業運転の開始目標時期を設定し、2030年代半ばの稼働を目指す。三菱重工が9月に北海道、関西、四国、九州の電力4社と設計を進めると発表した原発だ。

既存原発とほぼ同じ構造なのに、経産省が革新軽水炉と呼ぶ背景には「三菱重工の言葉をそのまま使っている」(同省幹部)現状がある。メーカーの宣伝文句が政策の検討資料にそのまま載り、原子力産業の復権に向けた官民一体の構図が見える。

ただ、新しい原発は建設費が膨大だ。フランスで建設中のフラマンビル原発3号機は「欧州加圧水型炉(EPR)」と呼ばれ、革新軽水炉に近い。07年に着工し、12年に完成する予定だったが、技術的課題や建設費の高騰で工期の延期を繰り返している。総事業費は当初の4倍の約1兆9000億円に膨らんだ。

巨額な初期投資がネックとなる状況に、政府は来年度にも新たな資金確保の仕組みをつくる。電力小売り各社が資金を拠出し、建設した原発の運転開始から20年間、電力会社が安定した収入を得られるようにする。原資は電気料金で、最終的に国民にツケが回る。

識者「事業者は運転延長選ぶ」

政府は建て替えに向けて地ならしを進めるが、実現までの道のりは険しい。

福島事故前に建て替え方針が明確だったのは、関西電力美浜原発(福井県)と中部電力浜岡原発(静岡県)の2カ所。両社とも福島事故後は「具体的な検討は進んでいない」と慎重だ。

一部の電力会社からは、建て替えに否定的な声も上がる。廃炉原発と再稼働への審査中の原発をいずれも抱える電力会社関係者は「まずは再稼働が先。人的資源も資金面も、建て替えを検討できる余力はまったくない」と言い切る。原発活用策のもう一つの柱となる60年超運転を可能にする制度が、建て替えの障害になるとの見方も。

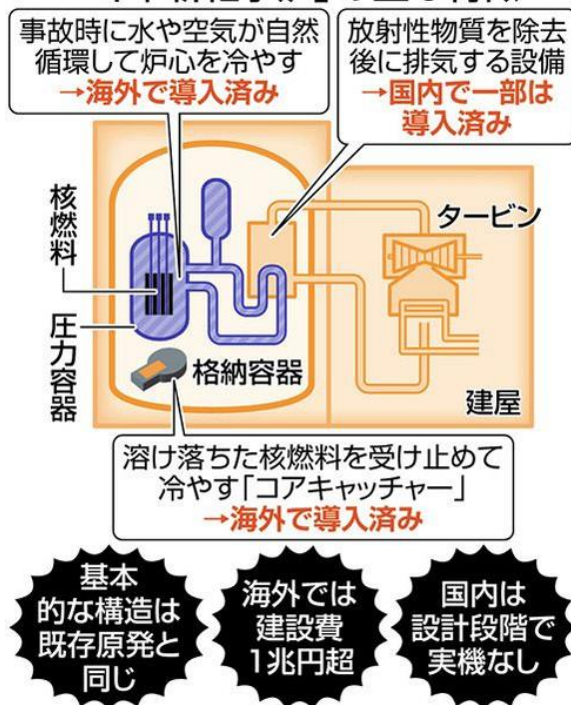
16日の分科会で、橘川武郎・国際大副学長は「次世代炉(革新軽水炉)の建設コストは1兆円単位で、運転延長はそれより2桁は少ない」と指摘した上で「建て替える発電所を明示しないまま、運転延長も認めてしまった。事業者は建設を選ばない」。原発回帰への選択肢を増やそうと、見通しなく方針を打ち上げる経産省をこう批判した。「今回の方針で、次世代炉の建設は遠のいた」

<Q&A> 原発建て替えで有力視される「革新軽水炉」って？ 本当に安全なの？

[<Q&A> 原発建て替えで有力視される「革新軽水炉」って？ 本当に安全なの？ \(東京新聞 2022年12月18日 06時00分\)](#)

廃炉が決まった原発の建て替えで、有力視される「革新軽水炉」とは、どのような原発なのか。

「革新軽水炉」の主な特徴



「革新軽水炉」の主な特徴

革新軽水炉とは何なの。

原子炉の冷却に水を使うことや発電の仕組みなど、基本的な構造は既存の原発と同じ。東京電力福島第一原発事故を受け、事故対策の機能が追加されている。

どのような機能が加わっているの。

設計中の国内メーカーの資料によると、事故時に電源がなくても自動で炉心を冷やす設備や、溶け落ちた核燃料が格納容器内に広がって容器が損傷することを防ぐため、受け皿となる「コアキャッチャー」、格納容器の破裂を避けるために排気(ベント)する際、放射性物質を除去してから排気する設備などがある。

「運転員がいなくても自然に7日間冷却できる」「放射性物質を二重の格納容器に閉じ込めるので避難しなくていい」といった設計思想で、事故が起きても安全に対処できると、メーカー側は強調している。

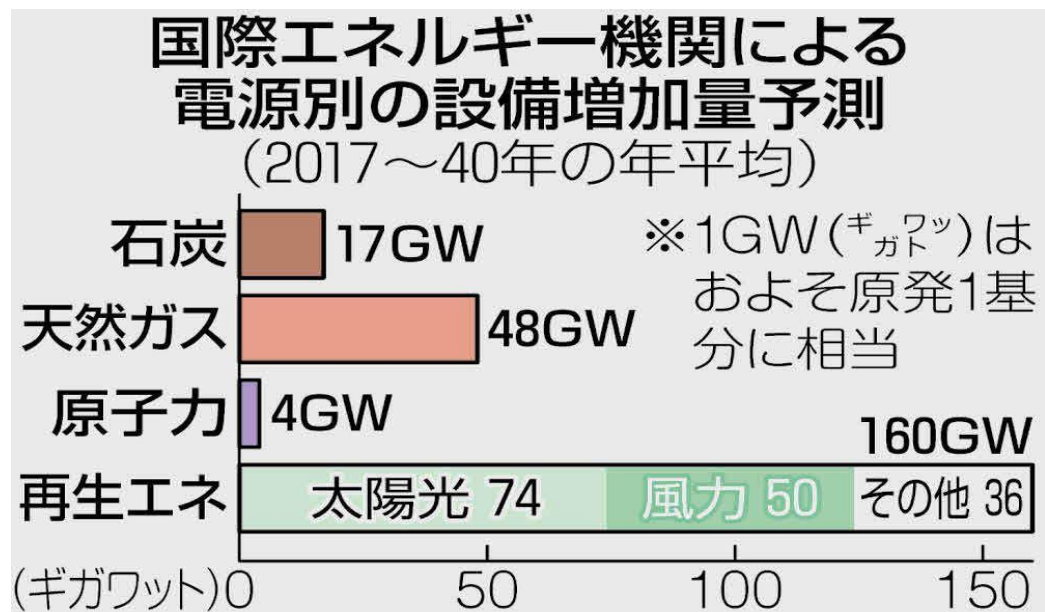
革新と言えるの。

海外では同様の原発がある。開発メーカーの一つの東芝エネルギーシステムズは「(1996年に運転開始した)東電柏崎刈羽原発6号機の改良型だから、技術的には心配していない」としており、革新とは言い難い。

本当に安全なの。

事故対策が向上しているのは事実だが、安全に100%はないというのが福島事故の教訓。安全性ばかりを強調するのは「原発事故は起こらない」と思い込んでいた安全神話への回帰につながりかねない。

資料 23 東京新聞から



資料 24 ヨーロッパの革新炉

フランスで建設中のフラマンビル原発3号機は「欧州加圧水型炉（EPR）」と呼ばれ、革新軽水炉に近い。07年に着工し、12年に完成する予定だったが、技術的課題や建設費の高騰で工期の延期を繰り返している。総事業費は当初の4倍の約1兆9000億円に膨らんだ。

オルキルト3号機の建設費はいくらですか？

最初のEPRとしてフィンランドで着工したオルキルト原発3号機（160万キロワット）は09年に運転開始予定だった。ところが、13年遅れの23年2月以降の見通しとなっている。建設費は当初予定の35億ドル（約4600億円）が約2・7倍の94億ドルに増大した。2022/12/25

以下、日経新聞

フランスの原子力大手アレバが20年以上の歳月を費やして開発を進めてきた「夢の原子炉」が苦境に立たされている。名称は「EPR（European Pressurized Water Reactor=欧州加圧水型原子炉）」。

航空機が衝突しても耐えられるという強靱（きょうじん）性や安全性をアピールして世界に売り込む計画だったが、2011年の東京電力福島第1原子力発電所事故による原発ビジネスのダメージに加え、10年前に着工したフィンランドの第1号プロジェクトが難航。工事の遅延が会社の屋台骨を揺るがす事態に発展している。

航空機の衝突にも耐える

EPRは「3.5世代」（または「第3世代プラス」と呼ばれる原子炉。1990年代以降に設計され、事故で電源が失われても自

動的に原子炉が停止する「受動的安全設備」を備えているのが特徴だ。アレバの前身である旧仏フラマトムと旧独シーメンス原子力部門が「第3世代」の改良型沸騰水型軽水炉（ABWR）や改良型加圧水型軽水炉（APWR）などに続く次世代型として世界の原子力メーカーのトップを切り、80年代末に共同で開発に着手した。

基本構想では出力の大型化（出力160万キロワット級）をはじめ、高燃焼度による燃料利用率の向上（ウラン消費量は前世代プラントに比べ17%減）、原子炉寿命の長期化（第2世代炉の設計寿命40年に対しEPRは約60年）、長い運転サイクル（最大24カ月）、短い燃料交換期間（16日程度）などによって経済性を大幅に改善。ウラン・プルトニウム混合酸化物（MOX）燃料の使用も可能だ。

一方で安全性も飛躍的な向上を目指した。事故で炉心溶融（メルトダウン）が起きても溶け落ちた核燃料は「コアキャッチャー」と呼ばれる巨大な受け皿に流れ込む仕組み。その上部にある貯水タンクは高温になると蓋（ふた）が自動的に溶けて弁が開き、その結果コアキャッチャーを水が満たして溶け落ちた燃料（デブリ）を冷やす機能がある。また、EPRが備える4基の主ディーゼル発電機と2基の副発電機はいずれも原子炉の向かい側に設けられた高気密防水機能が施された別の建屋に収納され、電源並びに原子炉冷却機能の喪失を回避する狙い。これらの装備は79年に米ペンシルベニア州のスリーマイル島原発で起きた原子炉冷却材喪失事故を教訓に考案されたものだ。

さらに、01年9月の米同時多発テロをきっかけに航空機の衝突にも耐えられる強固な構造が求められるようになった。EPRの建屋の壁は強化コンクリート製で厚みは2メートル以上、その内側の格納容器の壁も同じ厚さとされ、全長73メートル・525人乗りの超大型旅客機「エアバスA380」が激突しても壊れない構造だという。

EPRの開発が佳境に入った01年、原子炉プラントメーカーのフラマトムと核燃料製造会社の仏コジェマ、シーメンスの原子力部門が統合して持ち株会社アレバが発足。フラマトムはアレバNPと社名を変え、当初はシーメンスが34%の株式を保有していたが、09年にシーメンスはロシアの原発メーカー、ロスアトムとの合弁に踏み切り、アレバNPとの資本関係を解消した（その後、シーメンスは11年の福島事故を契機にロスアトムとの合弁も解消して原発ビジネスから撤退した）。アレバは純粋なフランス企業となり、EPRは原発先進国フランスの技術の粋を結集した看板製品と位置づけられた。

順調だった受注

アレバのEPR(欧州加圧水型原子炉)プロジェクトが進む原発の場所



当初はEPRの受注も順調だった。04年4月にフィンランドの電力会社テオリスーデン・ボイマ・オイ（TV0）が同国南部にあるオルキルオト原発に新設する3号機にEPRの採用を決定。これがEPRの第1号プロジェクト（05年に本格着工、09年に完成予定）となった。続いて同年10月にはフランス電力公社（EDF）が同国北西部ノルマンディー地方にあるフラマンビル原発の3号機にEPRを採用。この第2号プロジェクトは07年着工、12年の運転開始を目指していた。

ところが実際に工事が始まると、どちらのプロジェクトもトラブルが続発する。

まずオルキルオトでは本格着工から1年も経たない06年7月、打設するコンクリートに欠陥（水分含有量が基準より多かった）が見つかったほか、プラントの詳細設計や機器製造の遅れなどを理由に完成予定が1年ずれ込み、10年になるとTV0が公表。その5カ月後には冷却系配管が納期に間に合わず、完成は11年になるとされ、工期延長が繰り返された。

そのうち遅延の原因を巡って発注側の TV0 と受注側のアレバ・シーメンス連合（発電用タービンはシーメンスが受注）が対立。作業の遅れによる追加経費の支払いについて争うようになり、08 年にはアレバ・シーメンス連合が国際商業会議所（ICC）に仲裁を要請した。ICC は 12 年に TV0 に対し、保留していた追加経費 1 億 2500 万ユーロ（利子込み、約 170 億円）を支払うよう促す裁定を下したが、対立はそれでも収まらず、13 年にはアレバ・シーメンス連合が TV0 を相手取り、建設に必要な手続きを大幅に遅らせたとして 26 億ユーロ（約 3500 億円）の損害賠償を請求する事態に発展した。こうした泥仕合を繰り返すことで工期はさらに延び、昨年 10 月、アレバはオルキルト原発 3 号機の完成が 18 年になるとの見通しを発表。総建設費は当初見積もりの約 30 億ユーロ（約 4100 億円）から現在では約 85 億ユーロ（約 1 兆 1600 億円）へと 3 倍近くに膨れ上がり、アレバが予想する完成時の損失額は約 39 億ユーロ（約 5300 億円）に達するとされている。

フラマンビル原発も似たような経緯で工期延長の発表を繰り返し、完成が大幅に遅れている。発注者である仏 EDF は 14 年 11 月、フラマンビル 3 号機の完成が 17 年になるとする新たな建設スケジュールを発表。遅延の理由は圧力容器の上蓋や内部構造に必要な部品の配送の遅れなどによるものであり、一連の作業の遅れは原子炉部品を供給するアレバに責任があると、EDF は強い調子で批判した。当初約 30 億ユーロ（約 4100 億円）とされた総建設費は約 60 億ユーロ（約 8200 億円）へ倍増すると見られている。

基本構想では 48 カ月（4 年）とされた EPR の工期はオルキルトでは 10 年、フラマンビルでは 8 年になろうとしている。1 基（出力 160 万キロワット級）当たり約 30 億ユーロ、建設コストもこれら 2 つのプロジェクトでは 2～3 倍に膨張。「安全な原発は高い」というイメージが、難航する EPR プロジェクトによって裏書きされている感がある。

「3.5 世代」原発の開発レースでは、EPR を擁したアレバが当初は独走状態だったが、東芝傘下の米ウエスチングハウスが開発した「AP1000」に続いて、米ゼネラル・エレクトリック（GE）と日立製作所の合併会社 GE 日立ニュークリア・エナジー（米ノースカロライナ州）が手がける「ESBWR」も 14 年 9 月に米原子力規制委員会の認可を取得。今後売り込み競争が一段と激化するともいわれているが、果たして思惑通りの大量受注に結びつくかどうか。

原発の計画見直し

アレバは 14 年 8 月、14 年 1～6 月の上半期の純損益が 6 億 9400 万ユーロ（約 940 億円）の赤字となり、11 年 12 月期から

4期連続の通期赤字が濃厚となったことを明らかにした際、16年までにEPRを10基売るとしていた計画を取り下げた。EPRはオルキルト、フラマンビルのほか、中国広核集団（CGN）と仏EDFが広東省の台山原発で2基を建設中で、最初に運転開始にこぎ着けるEPRはこの中国の2基ではないかとの見方もある。

このほか、英国南西部サマセット州にあるヒンクリーポイント原発で仏EDFがCGN、中国核工業集団（CNNC）の中国企業2社と組んで出力165万キロワットのEPR2基を新設する計画（運転開始予定は23年）もある。このヒンクリーポイント原発については、英国政府の手厚い支援策（現行の約2倍の価格での電力買い取り、建設資金借り入れの際の英政府の債務保証など）を巡って、欧州委員会が電力市場をゆがめる懸念があるとして調査していた。

昨年10月に欧州委員会は僅差でヒンクリーポイント原発への英政府の支援策を承認したが、建設費の見積もりについては、事業者のEDFが12年に160億ポンド（約2兆8800億円）と試算していたのを245億ポンド（約4兆4100億円）へと大幅に上積みした。オルキルトやフラマンビルでの工事難航を参考に、金利や労務・資材コストの膨張を織り込んだものとみられる。

ヒンクリーポイント原発の新設計画には当初、英エネルギー大手のセントリカがEDFのパートナー（出資比率20%）として名を連ねていたが、13年2月に採算の見通しが立たないとして撤退を表明。窮した英政府とEDFは苦肉の策として中国企業2社をコンソーシアム（企業連合）に迎え入れた。欧米勢の原発技術を喉から手が出るほど欲しがっている中国企業は、投資の採算よりも次世代型のEPRプロジェクトへの参加を優先する傾向にあると踏んだのだろう。

安全な原発は確かに高い。しかも、1基当たり1兆円を超える水準になれば経済合理性は際どくならざるを得ない。オルキルトやフラマンビル、さらにヒンクリーポイントでの事例が象徴するように、世界の原発市場で純粋な民間企業は劣勢を強いられ、政府と一体化した中国やロシアの企業が一段と存在感を増していくことは避けられない。

資料 25 東京電力の原発の建設費用

■東京電力 福島第二原子力発電所

○1号機 356,500,000,000円(3,565億円)

○2号機 276,300,000,000円(2,763億円)

○3号機 314,800,000,000円(3,148億円)

○4号機 291,400,000,000円(2,914億円)

■東京電力 柏崎刈羽原子力発電所

○1号機 475,600,000,000円(4,756億円)

○2号機 299,800,000,000円(2,998億円)

○3号機 325,300,000,000円(3,253億円)

○4号機 334,400,000,000円(3,344億円)

○5号機 356,200,000,000円(3,562億円)

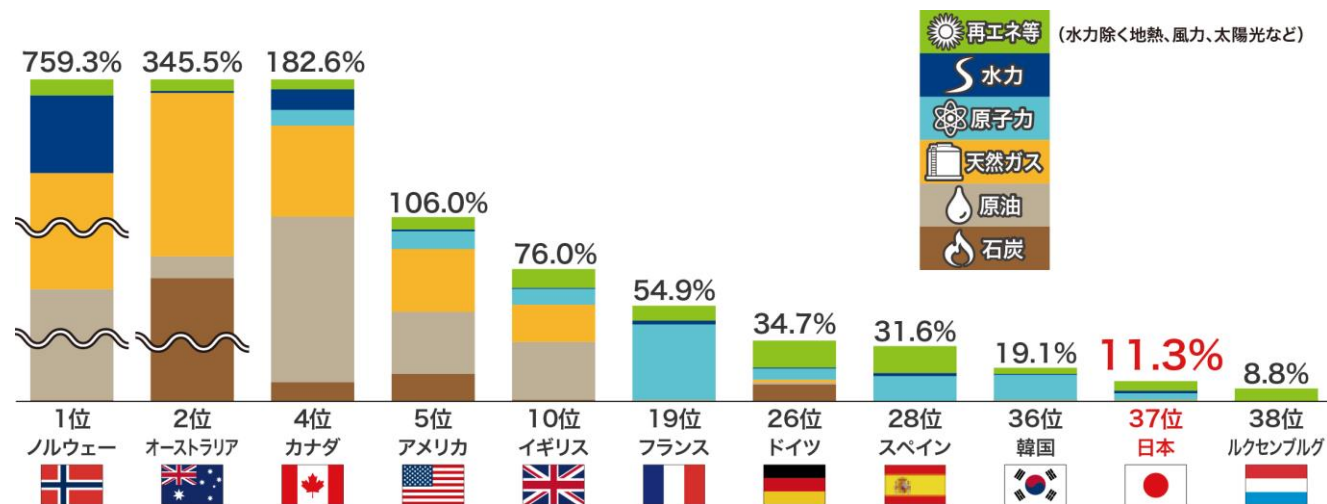
○6号機 418,200,000,000円(4,182億円)

○7号機 366,600,000,000円(3,666億円)

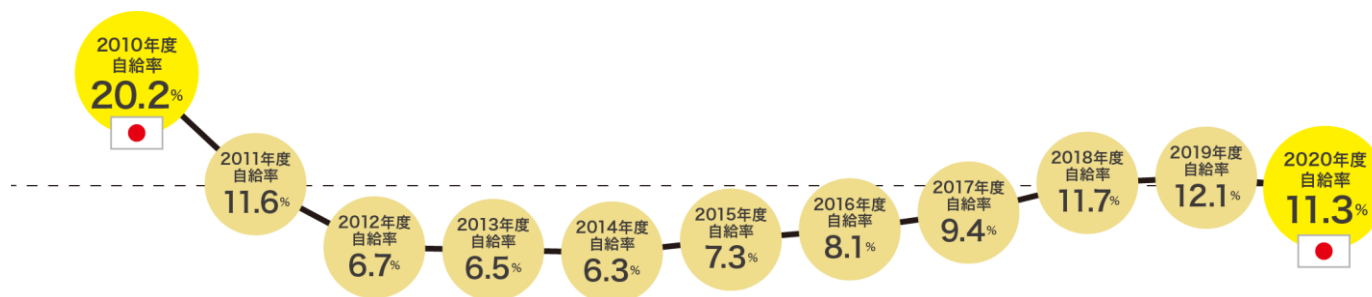
(引用:マイナビニュース マネー『[電力会社に、「原子力発電所の建設費はいくらですか?」と聞いてみた](#)』より)

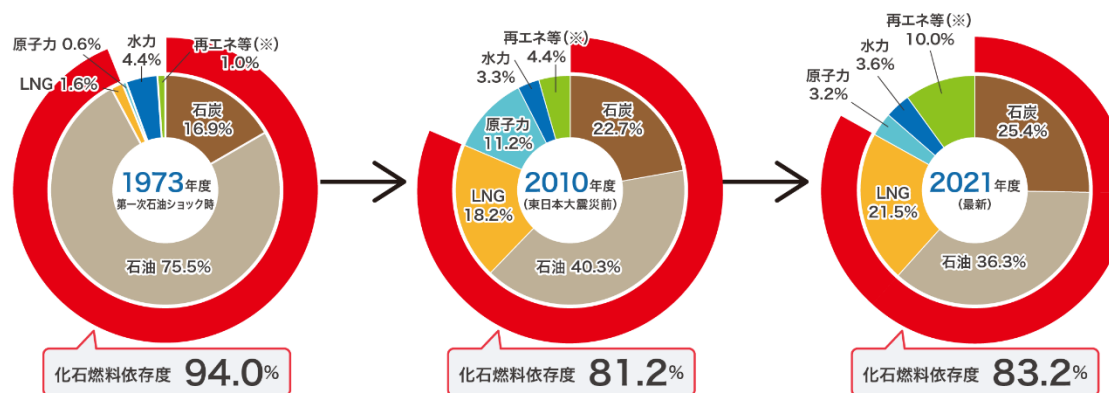
原子力発電所の新設の建設費用は、従来は40万円/kWだったが、安全対策を強化する場合は100万円/kW程度まで跳ね上がる可能性があり、発電コストに大きく影響する。さらに、稼働率、運転年数でも大きく発電コストが変動する。

資料 26 世界各国のエネルギー自給率 2020年



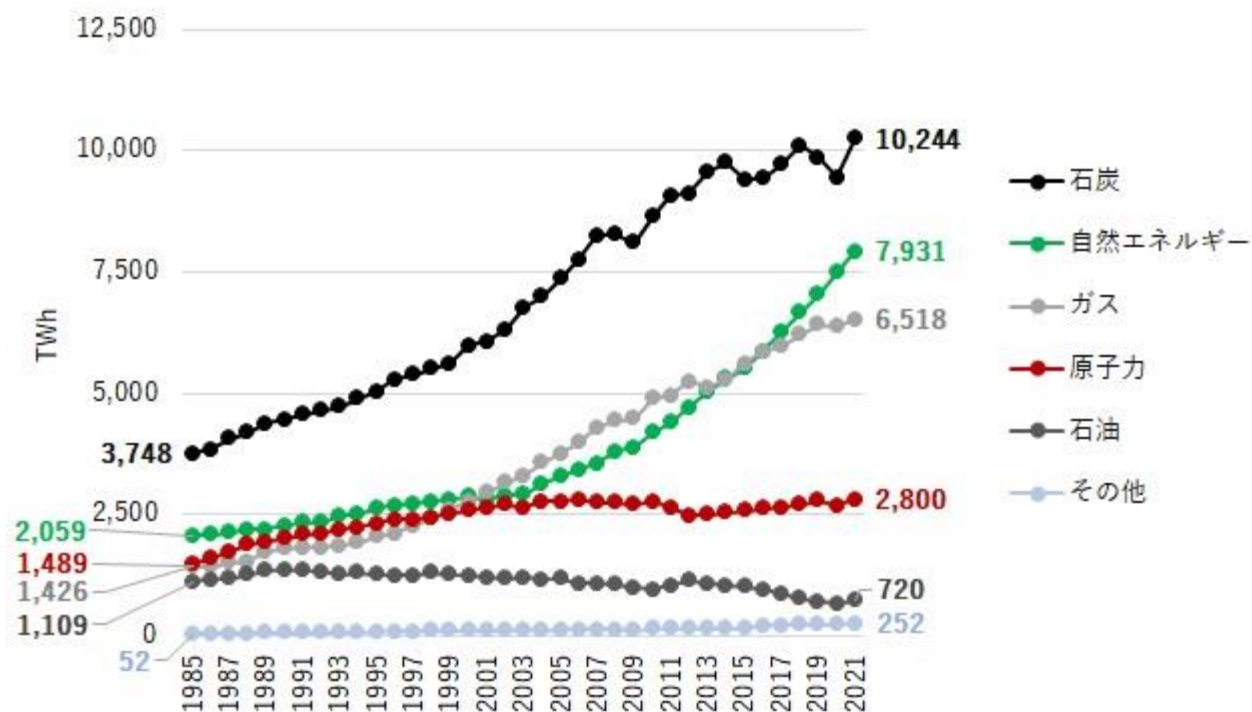
資源エネルギー庁の資料より





< 電源別、1985年～2021年 >

更新日：2022年7月6日

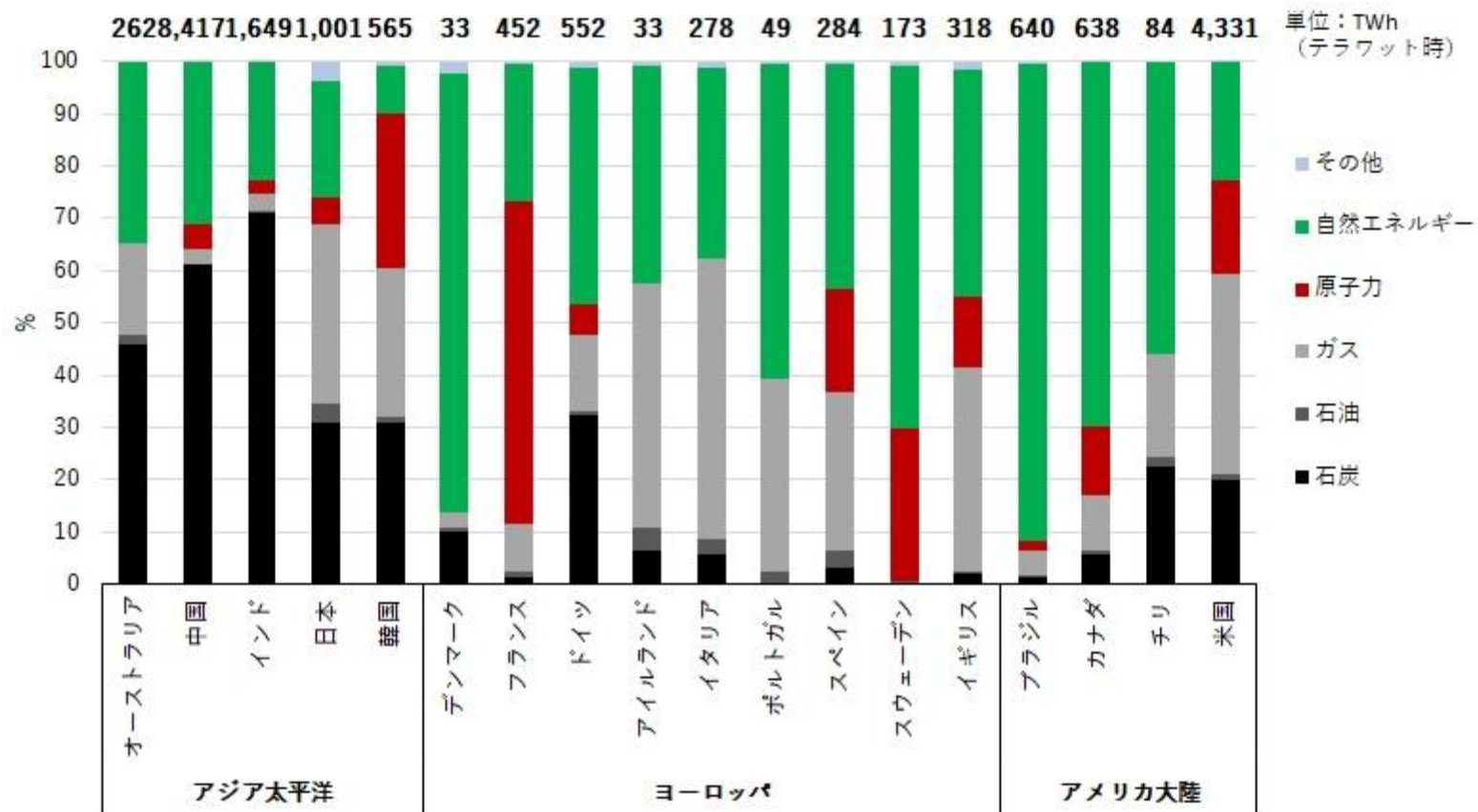


注：自然エネルギーとは、水力、バイオエネルギー、地熱、風力と太陽光を含む。その他とは、揚水発電、化石燃料からの発電および統計上の差異を含む。グラフにおけるデータは総発電電力量に基づく。

出典：BP, Statistical Review of World Energy 2022 (2022年6月) (2022年6月30日ダウンロード)。

<2022年、世界18カ国>

更新日：2023年3月22日



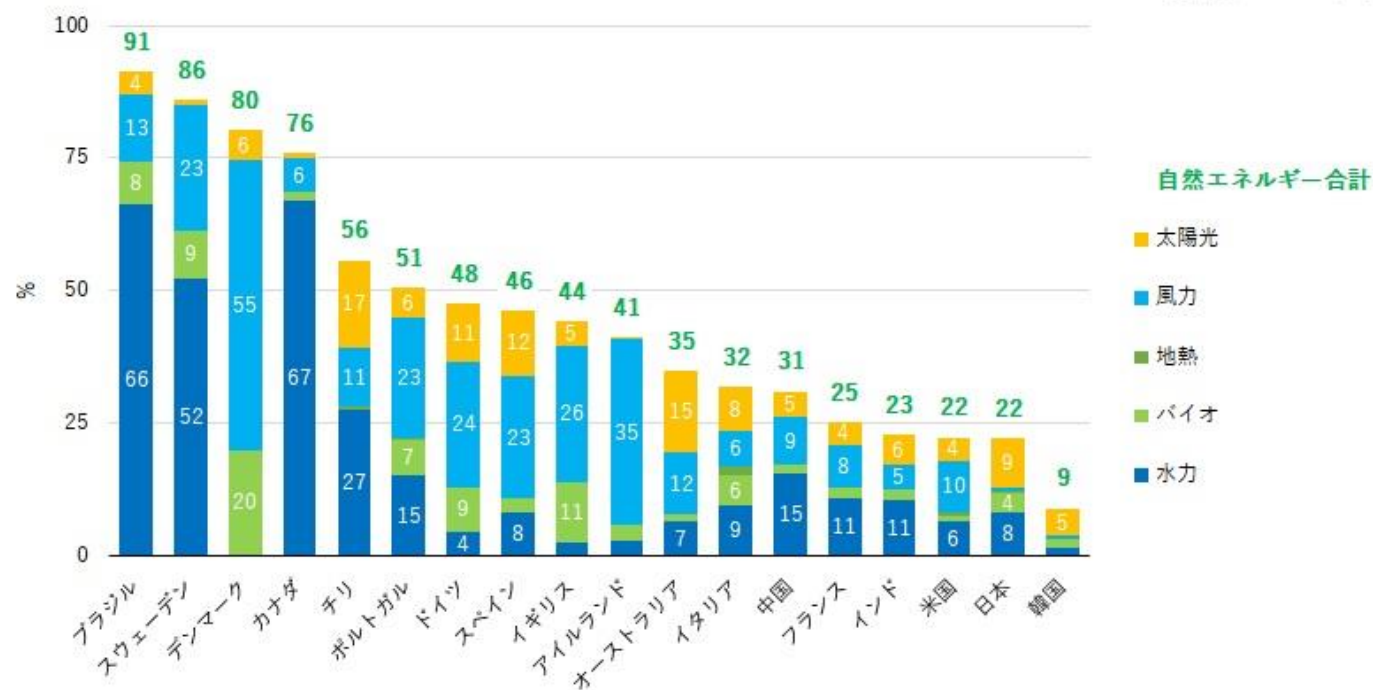
	アジア太平洋					ヨーロッパ									アメリカ大陸			
	オーストラリア	中国	インド	日本	韓国	デンマーク	フランス	ドイツ	アイルランド	イタリア	ポルトガル	スペイン	スウェーデン	イギリス	ブラジル	カナダ	チリ	米国
石炭	46	61	71	31	31	10	1	32	6	6	0	3	0	2	1	6	23	20
石油	2	0	0	4	1	1	1	1	5	3	2	3	0	1	0	1	2	1
ガス	18	3	3	34	29	3	9	14	47	53	37	30	0	39	4	11	20	38
原子力	0	5	3	5	30	0	62	6	0	0	0	20	29	14	2	13	0	18
自然エネルギー	35	31	23	22	9	84	26	45	42	37	60	43	70	44	91	70	56	23
その他	0	0	0	4	1	2	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0
合計	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

単位：%

資料 27 各国の発電量に占める再生可能エネルギー比率

<2022年>

更新日：2023年3月22日

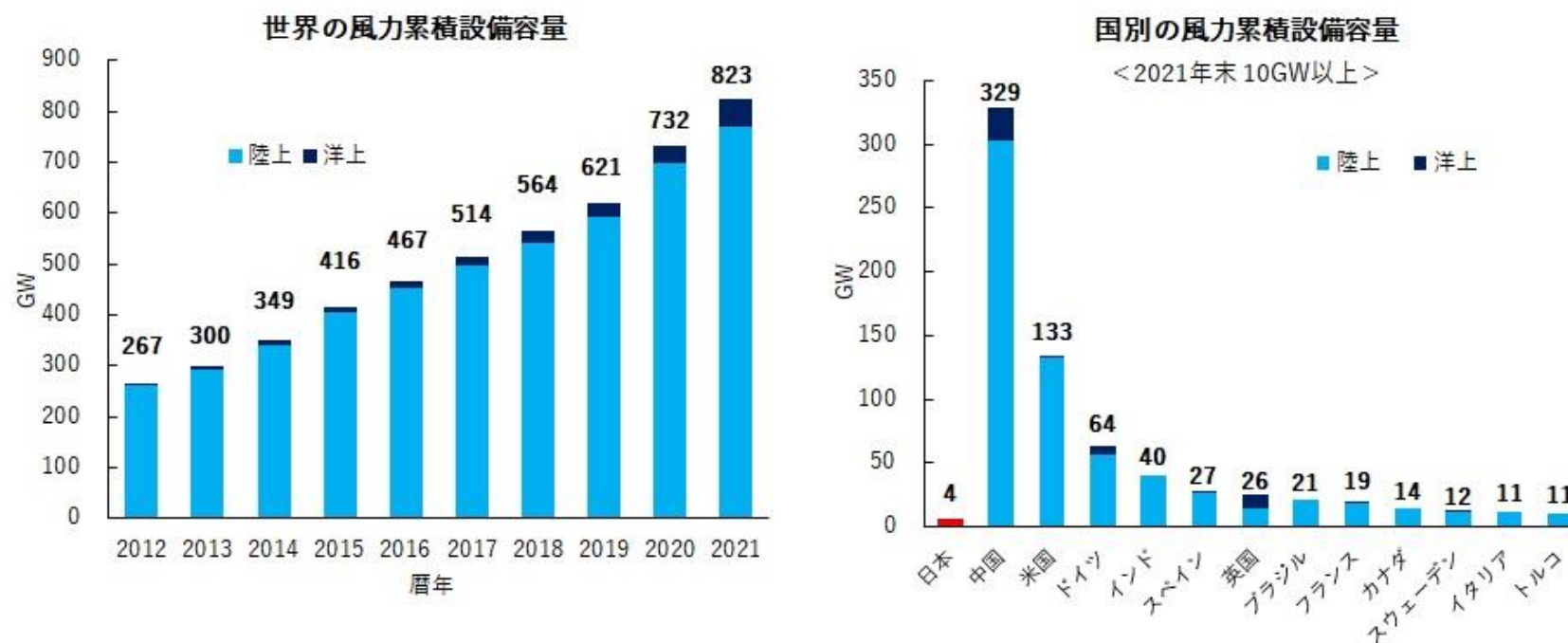


・注：各国の電力消費量 = [国内の発電電力量] + [他国からの輸入量] - [他国への輸出量]。グラフにおけるデータは、所内電力量（ネット発電量）に基づく。

・出典：International Energy Agency, Monthly Electricity Statistics - Data up to December 2022 (March 2023) (2023年3月17日にダウンロード) を基に自然エネルギー財団作成。

資料 28 順調に伸びる世界の風力発電設備

更新日：2022年10月21日



出典：International Renewable Energy Agency, Renewable Capacity Statistics 2022 (2022年4月)より作成。

注：日本の設備容量は、世界の21位。

資料 29 大型化する風力発電所

更新日：2022年10月21日



出典：日本風力発電協会、ニュース 2021年末日本の風力発電の累積導入量：458.1万kW、2,574基（2022年02月25日）より作成。

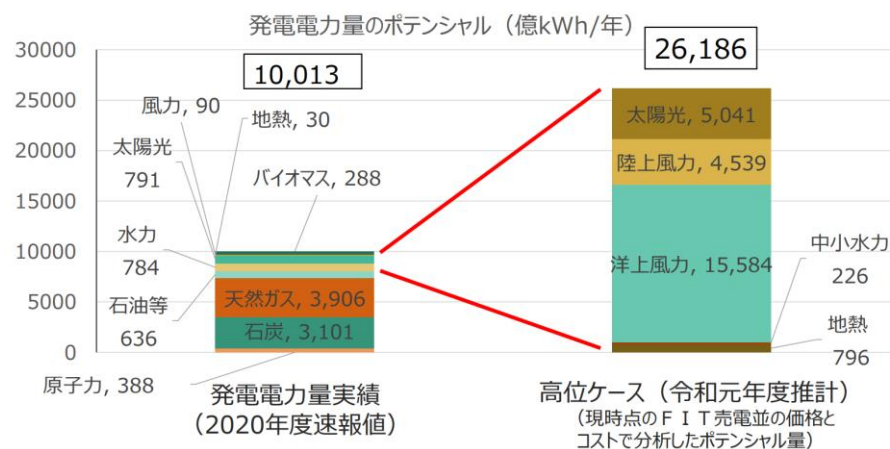
資料 30 再生可能エネルギーのポテンシャル

環境省

再エネポテンシャルは現在の電力供給量の最大2倍



- 環境省試算では、我が国には電力供給量の**最大2倍**の再エネポテンシャルが存在
- 再エネの最大限の導入に向け、課題をクリアしながら、着実な前進が必要

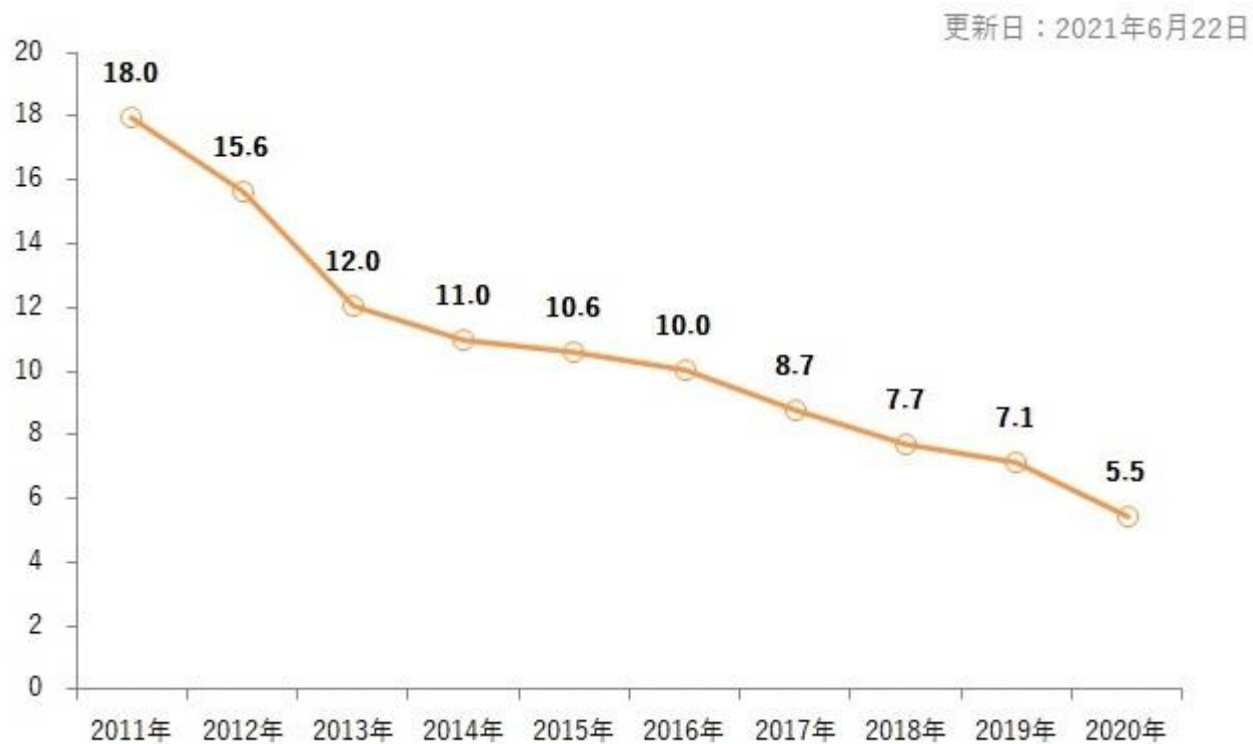


※出典：総合エネルギー統計

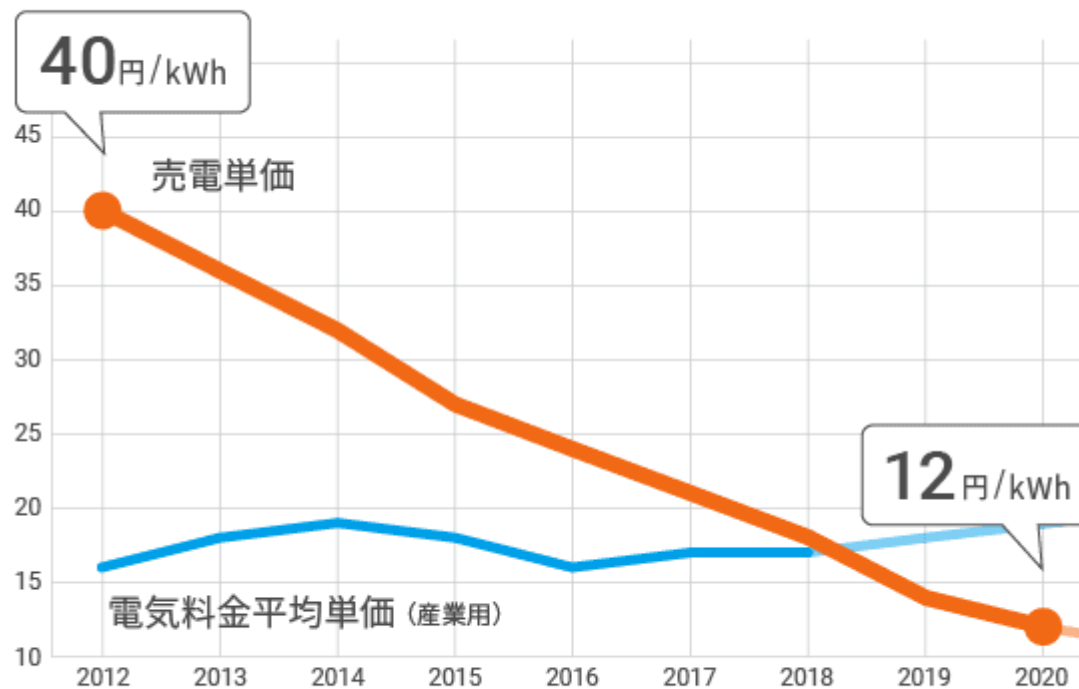
※ポテンシャルは、賦存量（面積等から理論的に算出できるエネルギー資源量）から、法令等による制約や事業採算性などを除き環境省算出。導入可能量ではないため、技術や採算性などの課題を克服しながら、ポテンシャルを最大限に活かしていく必要がある。

※この試算以外にも様々な試算あり。

資料 31 国内太陽電池モジュールの販売価格推移（万円/kW）



資料 31

電気料金平均単価と売電単価^{※3}の推移

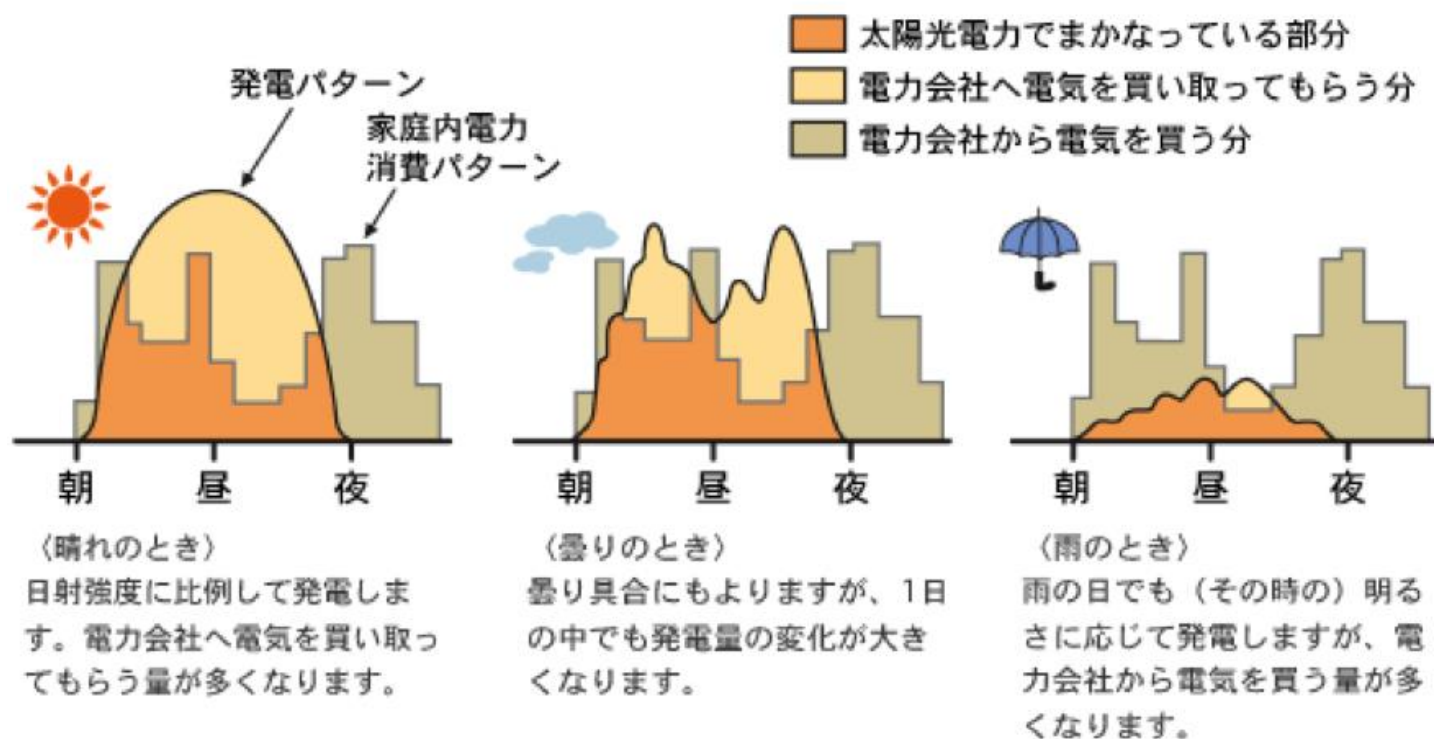
※1 出典：経済産業省 資源エネルギー庁

※2 グラフの薄い線はイメージであり内容を保証をするものではありません。

※3 売電単価は、設置容量が 50kW 以上 250kW 未満の場合です。

これまで買う単価<売電単価。これから**買う単価>売電単価**。したがって売電するよりも、使った方が経済効果が高い。

資料 32



資料 33 調整方法のいろいろ

省電力の方法

LED

モータ

インバーター

断熱

最新の家電

冷却方式 空冷から水冷

不足時間帯の値上げ

蓄電の方法

定置型蓄電池 リチウムイオン レドックスフロー NAS

重力 揚水式水力発電所、コンクリートブロックなど

圧縮空気

水素製造

熱貯蔵(岩石、砂など)

フライホイール

デマンドコントロール

(縮小)

エコキュート

蓄電停止
自動販売機

(増大)

自動販売機
水素製造
蓄電増加
倉庫内の並び替え
余剰時間帯の価格下げ

資料 34 発電コストの試算

経産省は7月12日、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会の作業部会である発電コスト検証ワーキンググループ(第7回)を開き、2015年以来6年ぶりとなる2030年の電源別発電コストの試算を公表した。

試算によると、事業用太陽光発電が1kWhあたり8円台前半から11円台後半まで低下し、2030年にはもっとも安い電源になる。2020年時点の発電コストが12円台後半であるため、最大で4円近く安くなる。

一方、これまで最安とされた原子力は、安全対策費など建設コストの上昇を受け、1kWhあたり11円台後半になると試算した。原子力をめぐっては、2004年の試算で5.9円/kWhだったが、東京電力福島第一原発事故後の2011年には、廃炉や除染費用などが加わり、8.9円以上に上昇。2015年の前回試算では安全対策費の増加を踏まえ、10.3円以上としたものの、原発事故を経てもなお、原子力がもっとも安い電源と位置づけていたが、その前提がはじめてくつがえる結果となった。

2030年に向けては、脱炭素実現の切り札とされる太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギーのコスト低減が進む。

2020年時点で17円台後半だった住宅用太陽光発電は、9円台後半～14円台前半にまで低下する。また陸上風力は9円台後半～17円台前半に、洋上風力は2030年時点では26円台前半になると試算した。

このほか、中水力が10円台後半、地熱16円台後半、バイオマスはもっとも安くて14円台前半とした。

一方、化石燃料でもっとも安い電源と試算されたのがLNG(液化天然ガス)火力で、10円台後半～14円台前半となった。

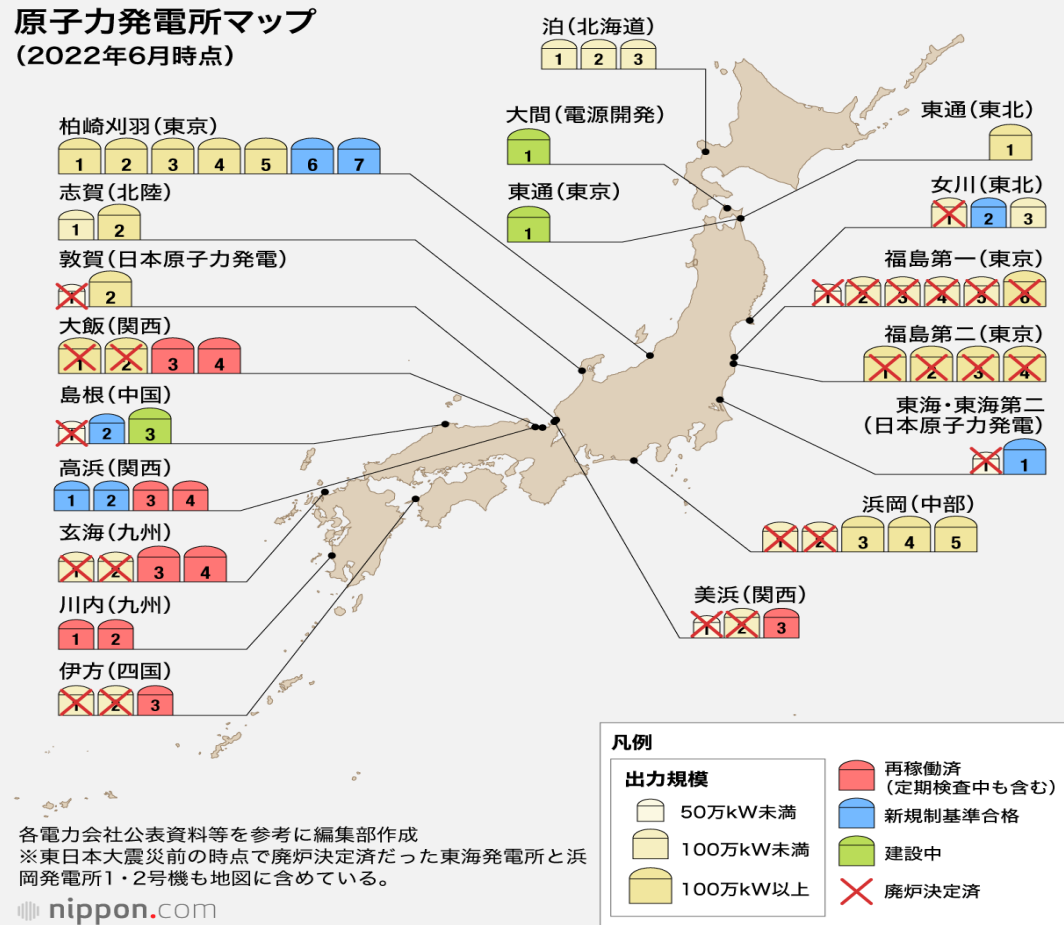
資料 35 日本の原子力発電所

東日本大震災の発生前、日本には 54 基の原発があり、日本で使う電力の 30%前後を原子力で賄っていた。しかし、東京電力の福島第 1 原子力発電所の事故により、原発に対する不信感や不安感が強まり、原発の位置づけは大きく変わった。事故から 11 年以上が経過した 2022 年 6 月時点で地元の同意を得て再稼働した原発は大飯（関西電力）、高浜（関西電力）、美浜（関西電力）、玄海（九州電力）、川内（九州電力）、伊方（四国電力）の 6 発電所の 10 基のみ。西日本エリアに集中しており、いずれも事故を起こした福島第 1 原発とはタイプが異なる「加圧水型」だ。

福島第 1 と同じ「沸騰水型」では、女川（東北電力）、柏崎刈羽（東京電力）、東海第 2（日本原子力発電）、島根（中国電力）が新規制基準に合格しているが、いずれも再稼働に至っていない。

また、東日本大震災以降に廃炉が決定した原発は 21 基に上る。

原子力発電所マップ (2022年6月時点)



資料 36 東日本大震災以降の原発をめぐる主な動き

11年3月	東日本大震災、東京電力福島第1原発事故
12年5月	泊原発（北海道電力）3号機が運転停止、42年ぶりに国内の原発稼働ゼロ
12年6月	原発の運転期間が原則40年までに延長
12年7月	大飯原発（関西電力）3、4号機が再稼働（原発ゼロ2カ月ぶり解消）
12年9月	原子力規制委員会発足
13年7月	自然災害やテロ攻撃に備える原発の新規制基準施行
13年9月	大飯原発3、4号機が定期検査入り、再び原発ゼロ
14年4月	第4次エネルギー基本計画閣議決定「原発は重要なベースロード電源」と位置付ける一方で、「再生可能エネルギーの導入などで原発依存度は可能な限り低減」

15年8、10月	川内原発（九州電力）1、2号機再稼働（新基準施行後最初の再稼働、原発ゼロ1年11カ月ぶり解消）
16年1、2月	高浜原発（関西電力）3、4号機再稼働
16年8月	伊方原発（四国電力）3号機再稼働
18年3月、5月	大飯原発3、4号機再稼働
18年3月、6月	玄海原発（九州電力）3、4号機再稼働
18年7月	第5次エネルギー基本計画閣議決定「2030年度に原発による発電比率を20～22%にする」
20年11月	宮城県の村井嘉浩知事が女川原発（東北電力）再稼働に同意。事故を起こした福島第1と同じ沸騰水型としては初。東北電は2020年度以降の稼働目指す
20年12月	大阪地裁が大飯原発3・4号機の設置許可取り消し命じる（国は控訴）
21年1月	柏崎刈羽原発（東京電力）で20年9月に中央制御室に入室するIDカードが不正使用されていたことが発覚

21年3月	柏崎刈羽原発で20年3月以降、外部からの侵入を検知する設備が故障し、十分な代替措置が取られていなかったと原子力規制委員会が発表
21年4月	政府は、福島第1原発でたまり続けるトリチウムを含む処理水を、希釈した上で、海洋放出する方針を決定
21年4月	柏崎刈羽原発のテロ対策に不備があった問題で、原子力規制委員会が、状況の改善が追加検査で確認されるまで同原発内での核燃料の移動を禁じる是正措置命令を正式決定。再稼働の準備は凍結
21年4月	福井県の杉本達治知事が運転開始から40年を超える美浜原発（関西電力）3号機と高浜原発（関西電力）1・2号機の再稼働に同意を表明。福島第1原発の事故後、原則40年とされた運転期間を超える原発の再稼働に地元が同意したのは初めて
21年6月	美浜原発（関西電力）が、2011年5月に定期検査で停止して以来、約10年ぶりに再稼働（テロ対策施設が設置期限までに完成しないため、同年10月に運転停止）
22年5月	原子力規制委員会が、福島第1原発で発生する放射性物質トリチウムを含む処理水の海洋放出について必要な設備などを盛り込んだ東電の計画を妥当とした審査書案を了承した。東電は、トリチウム濃

	度を国の基準値の 40 分の 1 未満になるよう海水で希釈し、新たに設置する海底トンネルを通じて約 1 キロ沖合に放出するとしている
22 年 6 月	島根県の丸山達也知事が、島根原発（中国電力）の再稼働を容認

プールはあと何年くらいもつ？

残り
容量

原発名(数字は号機)

6年未満

泊1、2(北海道)・女川1、2(宮城県)・福島第一5、6(福島県)
福島第二1～4(同)・柏崎刈羽1～7(新潟県)・東海第二(茨城県)
浜岡3、4(静岡県)・美浜1、2(福井県)・大飯1、2(同)
高浜1、2(同)・島根1(島根県)・伊方1、2(愛媛県)
玄海1～4(佐賀県)

33基

6年～12年未満

東通(青森県)
女川3(宮城県)
敦賀1、2(福井県)
浜岡5(静岡県)
志賀1、2(石川県)
美浜3(福井県)
大飯3、4(同)
高浜3、4(同)
島根2(島根県)
川内2(鹿児島県)

14基

12年以上

泊3(北海道)
伊方3(愛媛県)
川内1(鹿児島県)

3基



※電力各社から取材で得た、プールの残り容量と核燃料交換実績のデータを基に本紙が計算。
青森県むつ市に建設中の使用済み核燃料の中間貯蔵施設の建設経過から、12年を同様の施設を造る目安とした

増える 使用済み核燃料

美浜 あと 6.4年

高浜 あと 5.7年

大飯 あと 6.1年

2022/11/08 05:00

関西電力の原発

	運転開始	現状
美浜3号機	1976年12月	運転中
高浜1号機	74年11月	停止中。2023年6月再稼働予定
2号機	75年11月	停止中。2023年7月再稼働予定
3号機	85年 1月	運転中
4号機	85年 6月	定期検査中
大飯3号機	91年12月	
4号機	93年 2月	運転中

読売新聞より

④ 中間貯蔵施設を巡る経緯

1993年	再処理工場の建設工事着工。当初の完成予定は1997年
97年	栗田幸雄知事(当時)が県外での立地を求める考えを表明。県はこの方針を現在まで踏襲
98年	関西電力が2010年までに整備する方針を表明
2015年 11月	関電が20年頃に県外の候補地を確定し、30年頃に操業を開始する計画を公表
17年 11月	関電が県に18年末までの候補地提示を約束
18年 12月	関電が候補地提示の時期を「20年を念頭にできるだけ早い時期」に先送り
20年 12月	電気事業連合会が、青森県むつ市の中間貯蔵施設を電力各社で共同利用する案を公表。むつ市が反発 関電が20年中の候補地提示を断念
21年 2月	関電が「むつ市を選択肢の一つ」として23年末までの候補地確定を県に約束
4月	杉本知事が運転開始から40年を超えた関電の原発3基の再稼働に同意
6月	40年超の美浜原発3号機が再稼働
22年 9月	日本原燃が22年度上期としていた再処理工場の完成時期を延期すると発表。延期は26回目

8月の岸田首相の指示を受け、県内の原子力政策に詳しい関係者は「原発の活用を推進するならば、使用済み核燃料の行き先を決めることがこれまで以上に重要になる」と指摘する。

■ 県外も負担を

使用済み核燃料の県外への搬出は、県の長年の悲願だった。1970年に県内で原発の運転が始まって以降、敷地内の燃料プールに仮置きされる使用済み核燃料はたまり続けてきた。満杯になるのを防ぐため、中間貯蔵施設が注目されるようになった。

県は97年から、関電に使用済み核燃料を県外の間貯蔵施設に移すよう求めてきた。関電は県外保管先を確保する期限を何度も先送りしてきた。25年たっても施設を巡る状況に進展は見られない。

使用済み核燃料を原発で再利用する国の「核燃料サイクル政策」が停滞していることを指摘。「サイクルが機能しない限り、状況は変わらない。

■ 未完の「サイクル」

核燃料サイクルでは、発電後の使用済み核燃料を冷やした後、日本原燃の再処理工場(青森県六ヶ所村)に移し、プルトニウムとウランを取り出すことになっている。

しかし、再処理工場は当初の完成目標の1997年から26回延期し、現在も稼働していない。詳細設計に問題がないか調べる原子力規制委員会の審査が長期化したことなどが原因だ。そのため、中間貯蔵施設に使用済み核燃料がたまるおそれがあり、関電が施設の県外候補地を確定させる交渉は難航するとみられる。

関電の原発敷地内の燃料プールは2029年までに、使用済み核燃料で満杯になるとされている。満杯になれば、関電の全原発が発電できなくなるおそれがある。県関係者は切実に訴える。「発電を優先してきたツケが回っている。解決のタイムリミットは刻々と迫っている」

原子力発電で使用した核燃料。大手電力10社でつくる電気事業連合会によると、6月末現在、全国の原発敷地内に約1.6万トンを仮置きし、管理可能な容量(約2.1万トン)の76%を占める。日本では再利用する必要があることなどから、すぐに廃棄できない。

資料 37 GX 実現に向けた基本方針の概要で評価できるもの

2030 年度、再エネ比率 36～38%達成のため、今後 10 年程度で過去 10 年の 8 倍以上の規模で系統整備を加速し、2030 年度を目指して北海道からの海底直流送電整備。

次世代太陽電池(ペロブスカイト電池)や浮体式洋上風力の社会実装化。

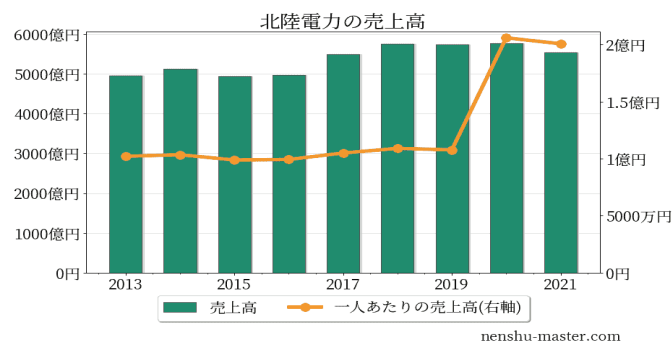
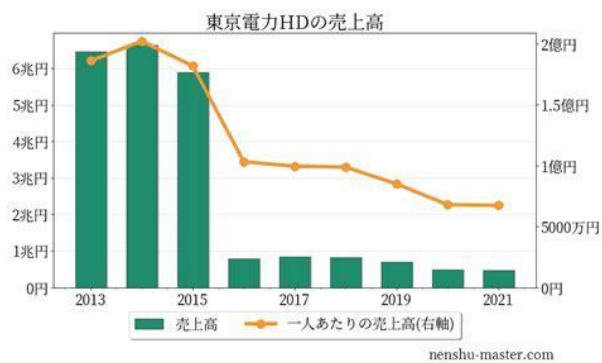
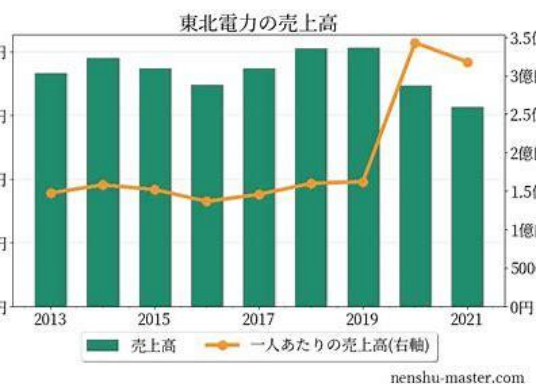
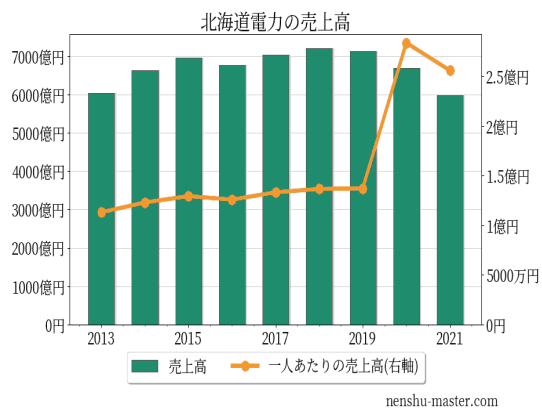
資料 38 電力会社の赤字決算

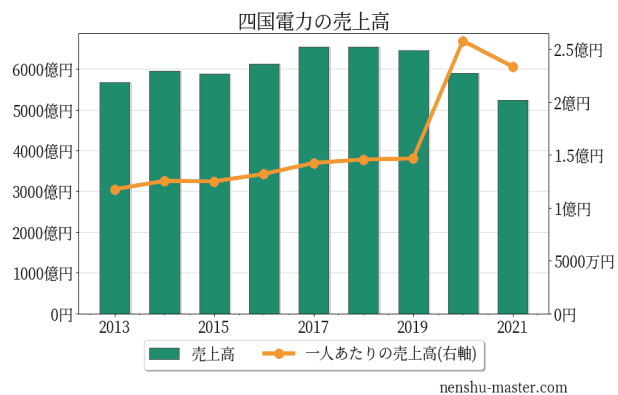
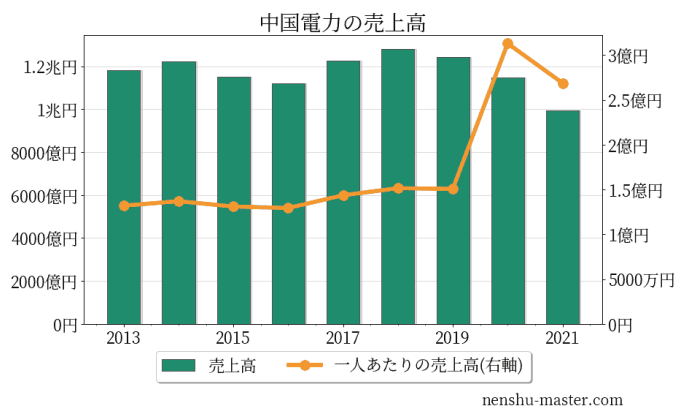
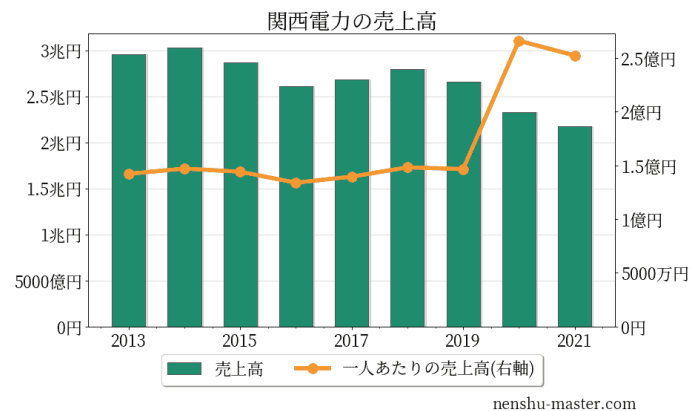
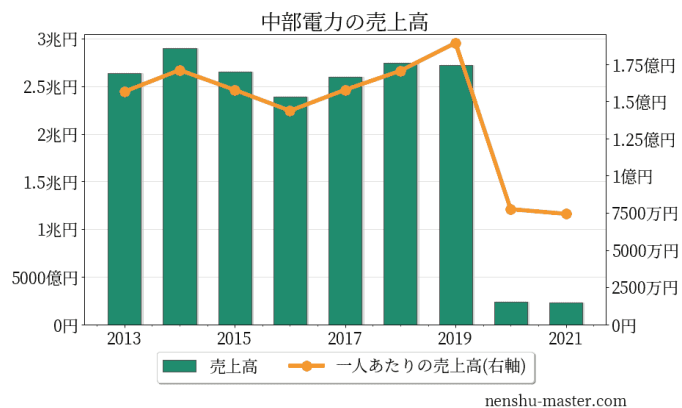
大手電力 10 社の 2023 年 3 月期決算。中部、関西の両電力を除く 8 社で純損益が赤字となった。ロシアのウクライナ侵攻や円安で燃料費が高騰し、火力発電のコストが増えたことが要因。7 社は家庭向け電気料金の値上げを申請している。

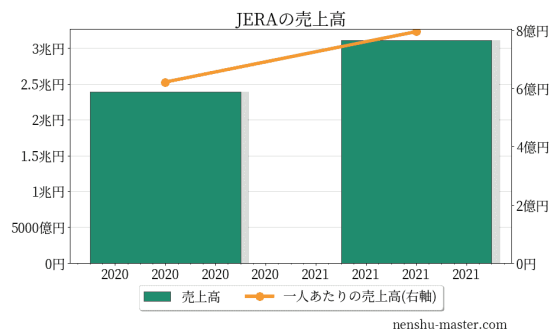
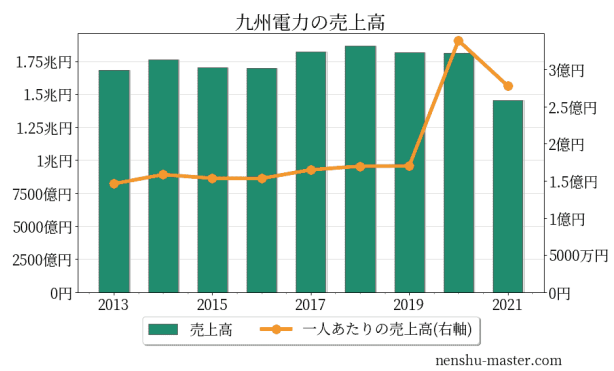
8 社が赤字となるのは、11 年の東京電力福島第一原発事故後に多くの原発が停止していた 13 年 3 月期以来 10 年ぶりだ。純損益が赤字だったのは北海道、東北、東京、北陸、四国、中国、九州、沖縄の各電力。東北、北陸、四国、中国の各電力は 22 年 3 月期に続いて 2 年連続の赤字となった。

火力発電の燃料に使う液化天然ガス（LNG）や石炭はウクライナ侵攻を機に一気に上がり、円安も相まって発電コストも上昇。国の認可が必要な家庭向けの規制料金は、燃料費の上昇分を乗せられる上限が決まっており、全 10 社が上限に達している。超えた分は電力会社の負担となり、各社の損失が膨らんだ。

各電力会社ともに減少傾向の売上高







資料 39 洋上風力の発電コスト

	2014年度設定	2020年度設定	NEDO試算
調達価格等	調達価格 36円/kWh	供給価格上限額 29円/kWh	発電コスト 12円/kWh
資本費(建設費)	56.5万円/kW	51.2万円/kW	27.67万円/kW
運転維持費	2.25万円/kW/年	1.84万円/kW/年	0.97万円/kW/年
撤去費	資本費の5%	10.7万円/kW	4.51万円/kW
設備利用率	30%	33.2%	30.0%
IRR(税引前)	10%	10%	0%
調達期間	20年	20年	20年

【NEDO試算】・洋上風力FIT価格のベースとしてNEDO試算(2020/1)が採用。日本に欧州並みのインフラやサプライチェーンが構築された場合を想定した発電コスト(LCOE)でIRRはゼロに設定。

・FIT価格29円に対してLCOE12円、IRR 0%で費用は1/2

(参考)京大コラム「No.289検証洋上風力入札④ 12円はIRRゼロ前提の欧州コスト」

原発と比較すると設備利用率が半分弱。運転期間も半分から三分の一。運転維持費、撤去、廃棄物処分費は安い。