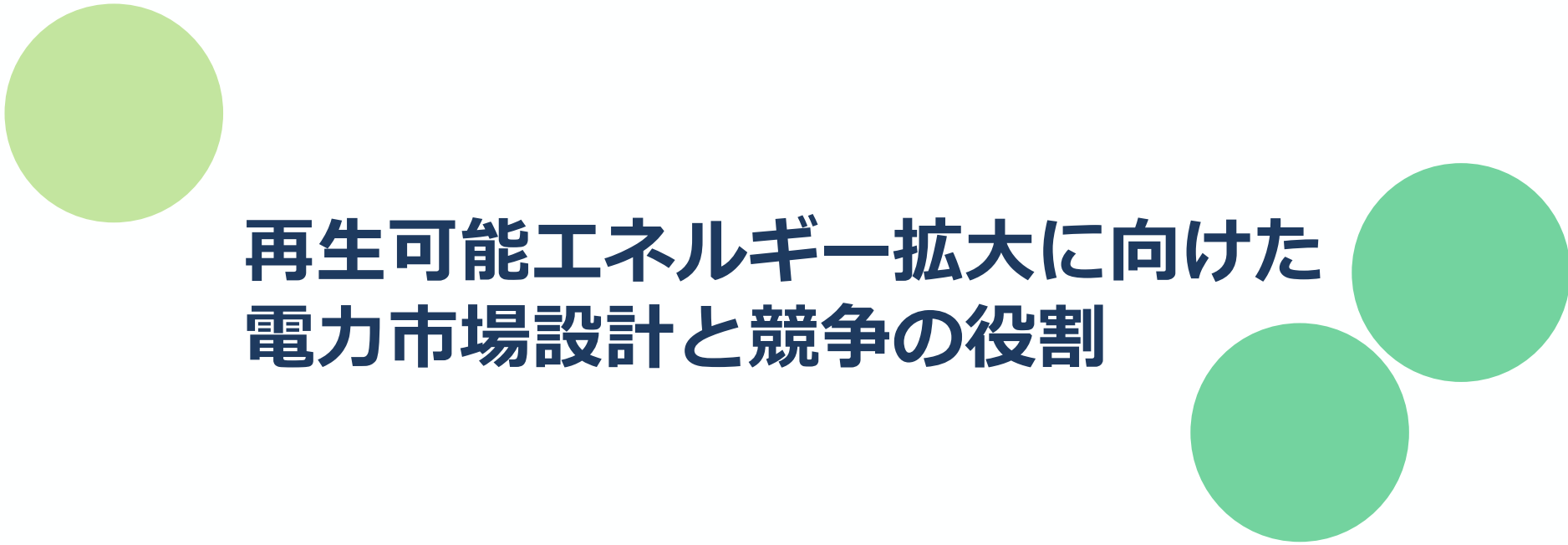


Three green circles of varying shades are positioned around the title. One light green circle is on the left, and two medium green circles are on the right, one above the other.

再生可能エネルギー拡大に向けた 電力市場設計と競争の役割

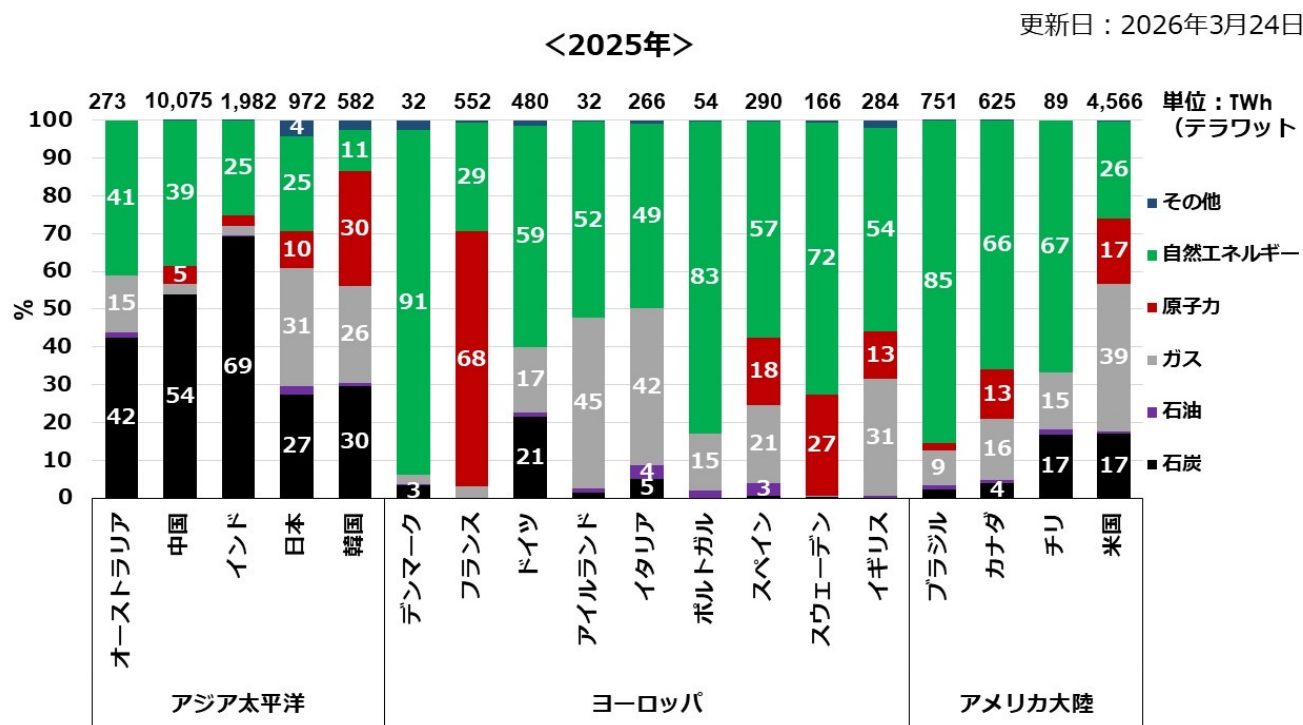
FIT・FIP、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引から考える

神戸大学 柴田潤子

日本経済法学会 2026年10月

[補足] 背景：主要国の電源構成（2025年）

日本は火力が約3分の2。再エネを「主力電源」とする方針を掲げる



日本（2024年度速報）

再エネ 23.0%

原子力 9.4% 火力 67.5%

非化石電源 32.5%

第7次エネルギー基本計画（2025年2月）

再エネを主力電源として最大限導入するとともに、特定の電源や燃料源に過度に依存しないバランスのとれた電源構成を目指す（2040年度に再エネ4～5割程度）

問題意識と報告の構成

問題意識

公正取引委員会は2025年4月25日、「電力分野における実態調査（発電・小売分野）」を公表し、電力市場の競争環境の整備や制度上の課題を把握することが重要と指摘した。

本報告では、脱炭素電源を最大限活用し、再エネ導入をより可能にするという観点のもと、電力市場・取引のあり方と、競争の役割を考察する。

1

再エネと卸電力市場

メリットオーダーと再エネの特徴

2

FIT・FIP

国民負担・出力制御・ドイツとの比較

3

容量市場・長期脱炭素電源オークション

「kW」を買う2つの仕組み

4

調整力（ Δ kW）・DR

需給調整市場とネガワット取引

5

非化石価値取引

非FIT非化石証書と競争

6

総括

価値の細分化と競争法的観点からの課題

再エネの導入拡大が制度設計に与える影響

再エネの導入拡大は、電力システムの制度設計を変える要因となる



限界費用が極めて低い変動
電源の急増

気象条件に左右され、燃料費がほとんどかからない太陽光・風力が大幅に増えると、市場価格の形成と電源の性質が変わる



CO₂を出さないという価値
の反映

再エネの環境価値を、どのように市場価格や取引に反映させるか



価格変動リスクと調整力

価格の変動リスクを緩和し、需給を合わせる調整力・供給力を確保する新たな市場・制度の必要性

その結果 kWh（電力量）だけでなく、kW（供給力）・ Δ kW（調整力）・環境価値ごとに市場や制度が整備されてきた

電力の価値の細分化

1つの発電所が持つ複数の価値を切り分け、それぞれに取引の場がつけられた

kWh価値

発電した電力量

卸電力市場（JEPX）
スポット・時間前

再エネ統合の中心となる市場

kW価値

将来の供給力

容量市場（2020年度～）
長期脱炭素電源オークション（2023年度～）

電源の固定費を回収し、投資を促す

ΔkW価値

短時間で調整できる能力

需給調整市場
（2021年度～、2024年度に全商品）

再エネの変動・予測誤差に備える

環境価値

CO2を出さない価値

非化石価値取引市場
（FIT証書・非FIT証書）

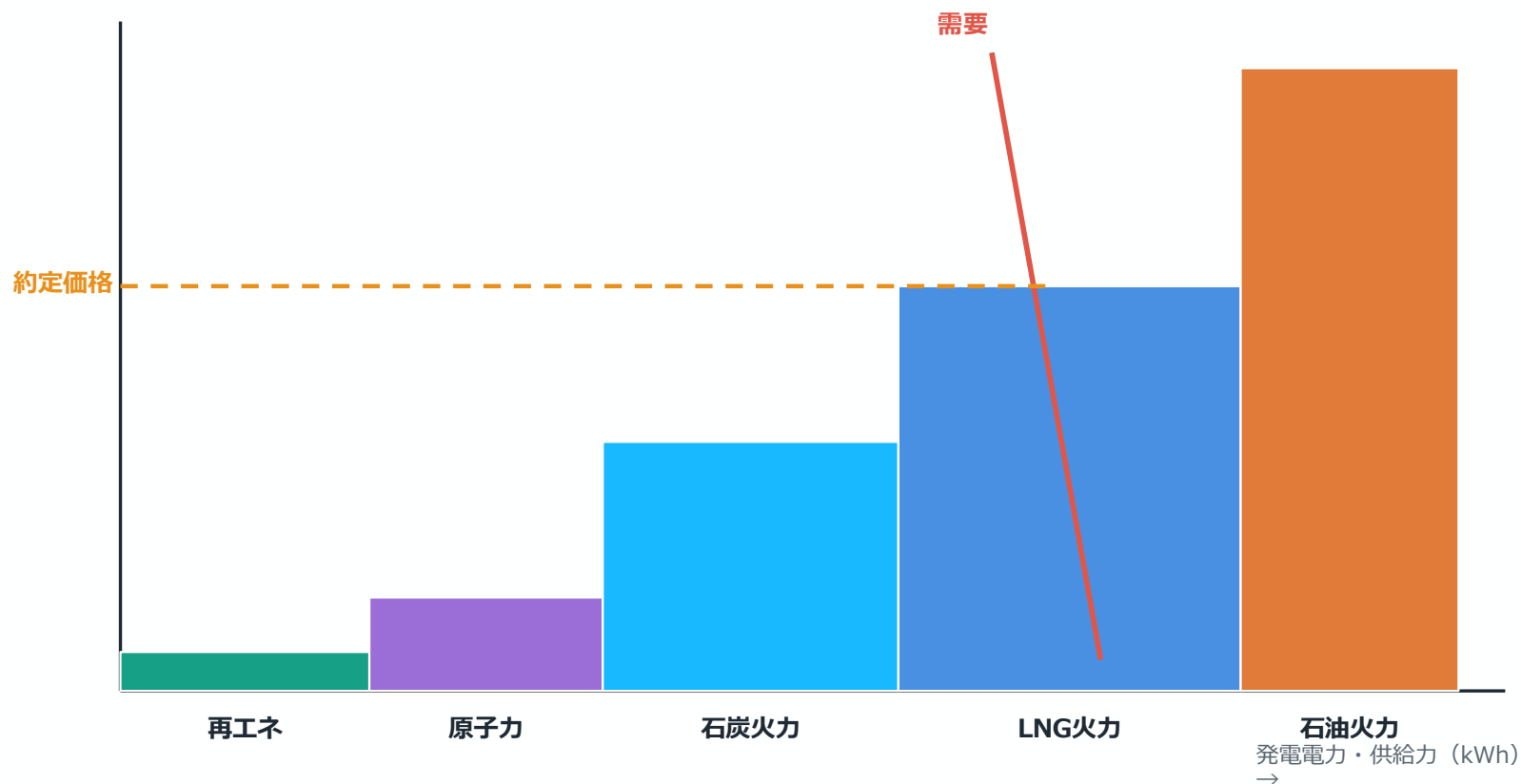
小売の非化石目標・需要家の脱炭素

これと並行して、再エネにはFIT（2012年～）・FIP（2022年～）の支援があり、費用は再エネ賦課金（2026年度4.18円/kWh）で賄われる

卸電力市場：メルिटオーダーによる価格決定の例

発電コストが低い電源から並べて、需要と供給が一致した時点の最も高い発電の費用が約定価格

価格（発電コスト）



ポイント

再エネの供給が増えると、市場価格(約定価格)が下がる。昼間の晴天時には0.01円/kWh（入札下限価格）になる可能性

JEPXスポット市場：1日48コマ、ブラインドオークション、シングルプライス方式

注：概念図であり、各電源の幅・高さは実際の値を示すものではない

メルिटオーダーにおける再エネの特徴

昼夜・天候によって、再エネが市場価格に与える影響は異なる

晴天の昼間

供給力が増大し価格が下がる

太陽光の供給力が急増し、供給曲線で見ると大きく右へずれることになる
約定価格は極めて低くなって、1kWhあたりほぼ0円で決まる場合もある

夜間・悪天候

需要が逼迫すると価格が上がる

太陽光の出力が下がり、化石燃料への依存が高まる
需要が大きい場合、限界費用の高いピーク電源が価格を決めることになり、利用者にとって、燃料市場の変動による価格高騰リスクがある

示唆 kWhの市場価格だけでは、火力など供給力を支える電源の固定費や、再エネ自身の投資費用を回収しにくい → 他の価値の市場・支援制度が必要になる

FIT・FIP制度の概要

(再エネ特措法)

FITは導入初期の時限的な支援であり、再エネが自立した市場の担い手になることを目指し、FIPはそのための移行措置

FIT（固定価格買取制度）

2012年～

- 再エネの電気を一定期間・一定価格で買い取ることを義務付け
- 費用は「再エネ賦課金」として電気料金とあわせて回収され、最終的に電気の利用者が負担
- 10年余りで再エネの量的拡大に大きく貢献

FIP（フィード・イン・プレミアム）

2022年～

- 発電事業者が卸市場や相対取引で売電し、市場価格に一定のプレミアムが上乗せされる
- 再エネの「市場統合」と「自立」が目的
- 市場原理を取り入れた価格形成
- プレミアムの費用も再エネ賦課金で利用者が負担

FIP認定量 近年は拡大傾向

約683万kW

(2025年12月末、2,647件)

約6.6%

FIT・FIP認定量全体に占めるFIPの割合

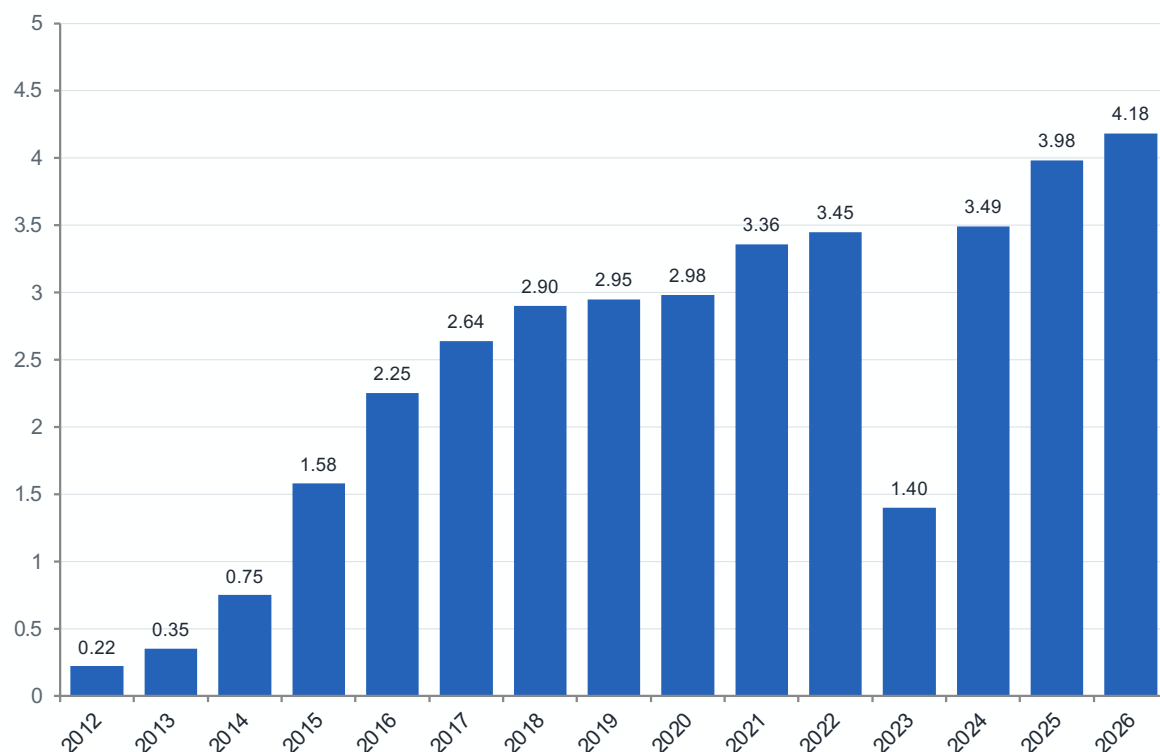
FIT：買取価格は固定
いつ発電しても収入は同じ

FIP：プレミアムは一定期間固定
収入は市場価格に連動
需要が大きい時間に蓄電池などを利用して売電する可能性
FIP利用の事業者は予測・計画と実績値の差分であるインバランスの責任を負う（バランシングコストを交付）

FIT・FIPの課題① 国民負担の増大

再エネ賦課金は2026年度に4.18円/kWhと過去最高となり、総額は年間数兆円規模

再エネ賦課金単価（円/kWh、年度）



出所：資源エネルギー庁公表の各年度賦課金単価より作成

約1,670円/月

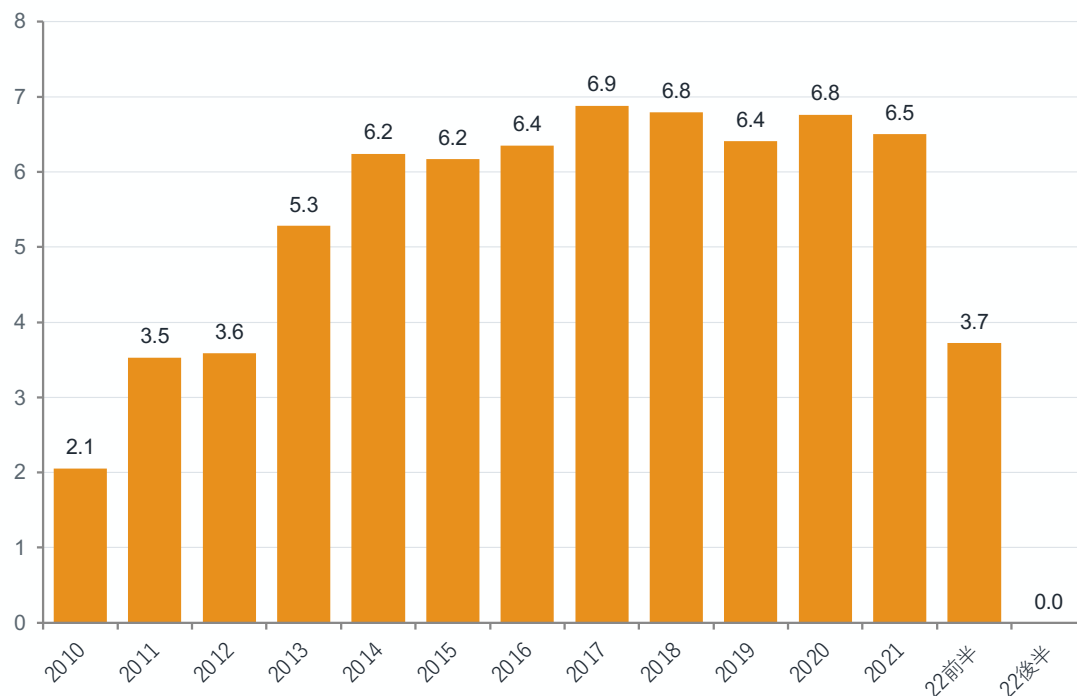
月400kWh使う家庭の負担（4.18円×400kWh）の仮定のもと

- 使用量に比例するため、所得の低い世帯ほど負担感が重い
- 電力多消費事業者には減免があり、その分は他の利用者が負担
- 再エネが増えて市場価格が下がるほど賦課金上がり、再エネの便益、コスト削減が見えにくい（2023年度は燃料高騰で市場価格が上昇し、一時的に低下）
- 負担は電気利用にのみ課されることから、電化（ヒートポンプ・EV等）の妨げになる
- ドイツは、2022年にEEG賦課金（再エネ賦課金に対応する）を廃止し、国の予算で負担する形に転換（補足参照）

[補足] ドイツのEEG(再エネ)賦課金廃止

日本の再エネ賦課金のモデルとなった制度を2022年7月にゼロとし、国の予算で支える形に転換

EEG賦課金（ユーロセント/kWh）



廃止の理由

電気料金の抑制（低所得世帯の負担軽減、エネルギー多消費産業の国際競争力）、電化の妨げの解消

経緯

2021年からCO2価格の収入で引下げ → 2022年のエネルギー危機で7月に前倒し廃止

その後

支援は継続し、費用は国の予算から支出。2024年は180億ユーロ超、2025年は約165億ユーロ。2027年以降の制度改革も議論

FIT・FIPの課題② 出力制御とFIPへの移行

FITでは需給や価格に応じて発電を調整する動機がなく、再エネの自立を遅らせる

供給過多の場合、「出力制御」がなされる場合がある

再エネ出力制御の実施状況等

- ・ 全体として増加・拡大する傾向
- ・ 全国的な実施工リアの拡大

優先給電ルール

抑制する順番は、火力(石油・ガス・石炭/最低出力は維持)、バイオマス、自然変動電源(太陽光、風力)、長期固定電源(水力、原子力)
今後はFIT電源をFIP電源より先に制御する方向

原則として無補償

新たに接続する太陽光・風力は、無補償での出力制御が前提事業の収益見通しが立ちにくい

ゼロ価格とプレミアム

出力制御時は約定価格がほぼゼロ（最低入札価格0.01円/kWh）
この時間はFIPのプレミアムも交付されず、収入が不確実

電力量 (kWh) の取引だけでは、発電所の維持・新設、設備に係る費用の回収が困難になり、「kW」(供給力)の取引が必要

- kWh価格の低下・変動拡大→バックアップとなる火力などの固定費を回収しにくい
- 老朽火力の休廃止が進む→投資の撤退・減退が進むと、需給ひっ迫時に必要な供給力が不足するおそれ
- 脱炭素電源への大型投資が必要
建設に長期間を要し、回収の見通しが立たないと投資が進まない

容量市場

2020年度～ 初回オークション

既存電源も含め、4年後の供給力を毎年確保する

長期脱炭素電源オークション

2023年度～ 初回オークション

脱炭素電源の新設・リプレイスに原則20年の固定費収入を保証

容量市場の仕組み

4年後に必要な供給力を、電力広域的運営推進機関（OCCTO）が全国一括で調達



実需給の4年前に入札

シングルプライス（エリア・ブロックごとに約定価格が決まる）
目標調達量、指標価格が決定される

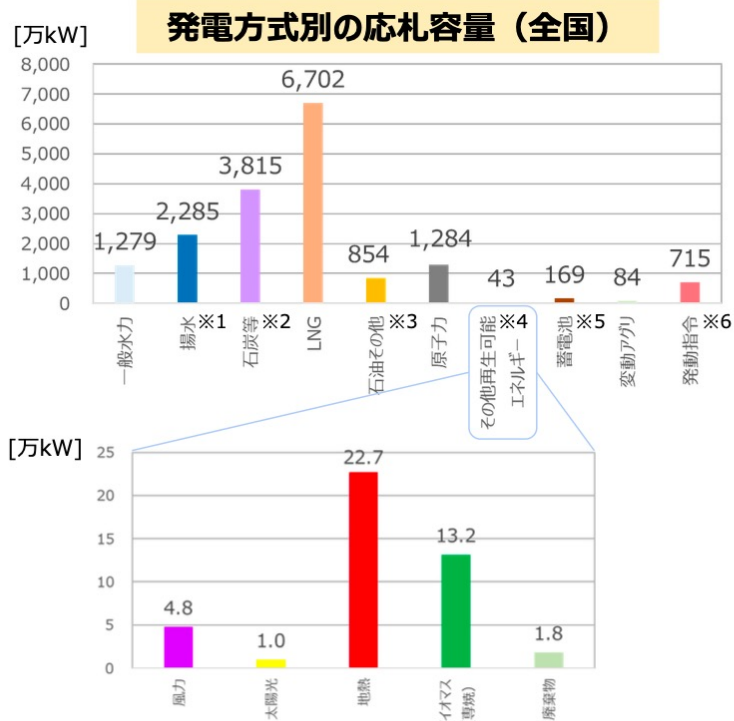
容量市場には、様々な形態があり、世界各国で、容量市場不要論も含め、異なるモデルが議論・導入されてきている。

[補足]

3. オークション結果の集計・公表 (4) 発電方式別の応札容量

30

- 全国の発電方式別の応札容量とその比率は、一般水力:1,279万kW (7.4%)、揚水:2,285万kW (13.3%)、石炭等:3,815万kW (22.1%)、LNG:6,702万kW (38.9%)、石油その他:854万kW (5.0%)、原子力:1,284万kW (7.5%)、その他再生可能エネルギー:43万kW (0.3%)、蓄電池:169万kW (1.0%)、変動(アグリ):84万kW (0.5%)、発動指令:715万kW (4.2%)であった。



3 容量市場・長期脱炭素

容量市場 メインオークション約定結果
(対象実需給年度：2029年度)

- ・ 供給力の確実な確保
- ・ 総約定額2.2兆円超という高騰による消費者負担増への懸念
- ・ 指標価格を上回る約定価格

2026年1月20日

電力広域的運営推進機関

長期脱炭素電源オークションの仕組み

容量市場は単年度ごとで価格も変動し、長期の投資判断につながりにくい → 2023年度に導入

対象

a 脱炭素電源の新設・リプレイス
蓄電池、揚水、水素・アンモニア混焼、再エネ等

b 脱炭素化に資する既設火力の改修

c LNG専焼火力の新設・リプレイス
将来の脱炭素化が条件
時限措置

d 既設原子力の安全対策投資

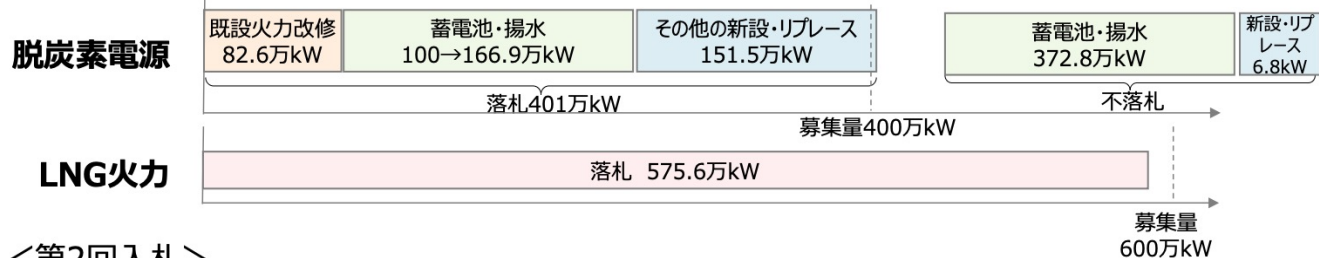
主な特徴

- 原則20年間の固定費収入（容量収入）を保証し、巨額投資を伴う事業を促進
- 他市場（kWh・ΔkW等）の収益は約9割を還付
- 落札電源ごとの応札価格で約定（マルチプライス方式）
- FIT・FIPの支援を受けていない電源（二重支援防止）
- 最低入札容量（10万kW）は、再エネにとって高いハードルとの指摘

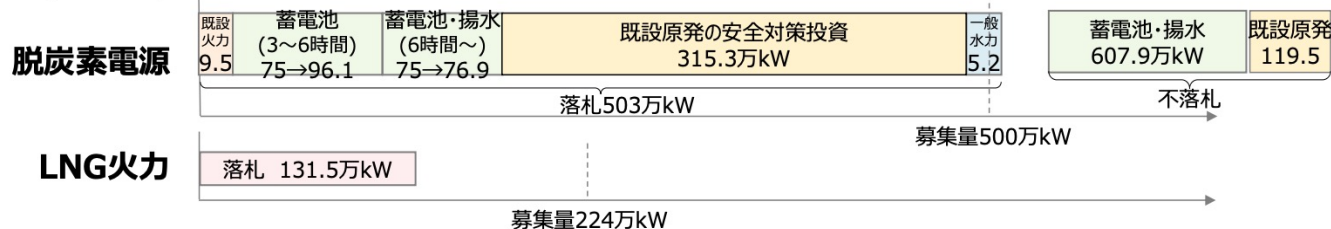
(参考) 過去3回の落札結果

- これまで3回の入札を実施し、脱炭素電源は合計1330万kW、LNG火力は合計1010万kWが落札。

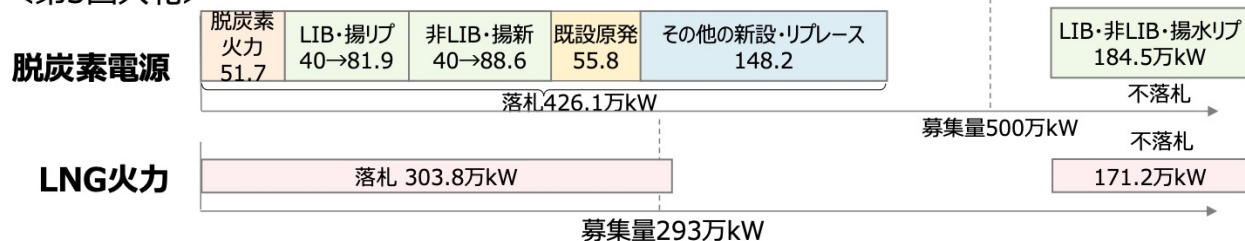
<第1回入札>



<第2回入札>

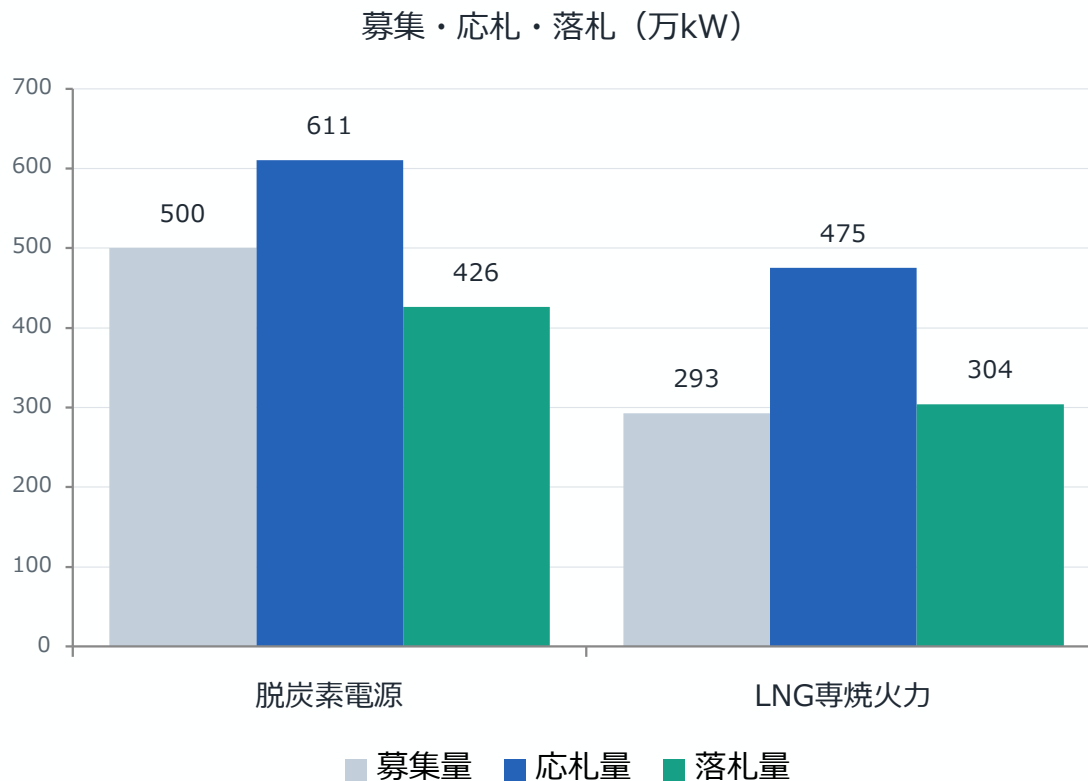


<第3回入札>



長期脱炭素電源オークション：第3回の結果

32件・730万kWが落札、約定総額は約6,192億円/年(2026年5月公表)



脱炭素電源は約74万kWの募集未達

一方で蓄電池等は募集上限の4倍超の応札
電源種による偏り
太陽光・風力の比重が小さい

LNG火力は別枠で約304万kW落札

移行期の供給力として別枠で落札
20年の支援で化石燃料が固定化する懸念

その他

水素専焼が初めて落札
原子力（安全対策）も落札

容量市場・長期脱炭素電源オークションの現状と課題

容量市場

新規投資につながりにくい

単年度・4年前の価格では建設投資の回収見通しが立ちにくい

再エネの評価

天候で出力が変わるため、ピーク時に期待できる容量（期待容量）が小さく評価される
FIT電源に併設した蓄電池の場合、FIT以外の部分だけで期待容量を算定

国民負担の増大と供給力確保

指標価格の引き上げにより、需要家にとっては負担増
新規火力・蓄電池等の発電事業者の投資判断にはポジティブ

脱炭素との整合

LNG・石炭火力の高い落札容量が維持され、約定総額も増加傾向

長期脱炭素電源オークション

募集未達と電源の偏り

脱炭素電源は約74万kW未達、他方、蓄電池等は上限の4倍超の応札

再エネの参加にとって制約的要素

FIT・FIPの支援を受けていない
参加対象となる電源の最低入札量

LNG火力支援と脱炭素の整合

20年の支援による化石燃料が固定化する懸念

制度の予見性

募集量・上限価格の見直しが続き、投資判断が難しい

容量市場をめぐる論点・課題の整理

既存の相対契約との二重払い、FIT・FIP電源の除外、国民負担



相対契約との二重払い

小売電気事業者は、既存の相対契約にkW価値の対価が含まれるかを問わず容量拠出金を支払う
発電事業者は、同じkW価値に二重の収入を得て、小売は二重の負担を負う場合→発電事業者が優越的地位にある場合には濫用行為に当たる可能性がないか



FIT・FIP電源の除外

変動電源の技術的課題や、FIT・FIPと容量市場の双方から価値を二重に受け取ることが、除外の理由として挙げられる



国民負担の増大

約定総額は増加傾向にあり、小売電気事業者の容量拠出金の負担も大きくなる
容量拠出金は電気料金に転嫁されることになる

→ 相対取引で当事者が対価を協議するなど、取引の透明性を高めることが必要

調整力（ Δ kW価値）と需給調整市場

再エネの導入で需給の変動が増え、短時間で調整する能力が必要に → 2021年度に需給調整市場を創設

kWh価値

発電した電力量

卸電力市場
(JEPX)

kW価値

将来の供給力

容量市場

Δ kW価値

短時間で出力を
調整できる能力

需給調整市場

- 一般社団法人 電力需給調整力取引所が運営
- 買い手：一般送配電事業者
- 売り手：発電事業者・アグリゲーター等

揚水発電の随意契約

調整力は市場だけでなく、揚水発電との随意契約でも確保される→

市場の応札不足を補い、調達価格も安いという合理性が主張される

随意契約が市場を縮小させるおそれ
新たな調整力電源（蓄電池等）の参加機会の確保

[補足]

4 調整力・DR

需給調整市場の課題と方向性

「十分な競争が働いているとは評価しがたい」状況。必要量の削減と担い手の多様化が求められる



応札不足・募集量未達

応札量が募集量を下回る状態が継続し、価格も高止まりしやすい



「需給調整市場ガイドライン」

需給調整市場における適正な取引を確保



市場のあり方

kWhとΔkWを同時に取引する「同時市場」を検討



今後の方向

予測精度の向上で必要量を減らす
蓄電池・DR(デマンドレスポンス)・再エネを活用

再エネと調整力は表裏一体
再エネが増えるほど、調整力の確保の仕方と費用が問われる

デマンドレスポンス (DR)

需要側が供給状況に応じて消費電力を制御し、需給バランスの調整に役立てる仕組み

下げDR (ネガワット)

需給ひっ迫時などに消費を減らす
例：工場の操業シフト、空調の抑制、自家発・蓄電池の活用

上げDR

再エネ余剰時などに消費を増やす
例：昼間の蓄電池充電、EV充電等へのシフト

単独では調整力が小さいため、アグリゲーター（特定卸供給事業者）が多数の需要家のリソースを束ねて市場等に供出
新規事業者の参入を促し、競争政策の観点からも取引環境の整備が重要

DRの取引類型（ERABガイドライン）

類型1①

需要家の契約先の小売向け
小売電気事業者自身の需給調整

類型1②

他の小売電気事業者等向け
ネガワットを卸売する取引

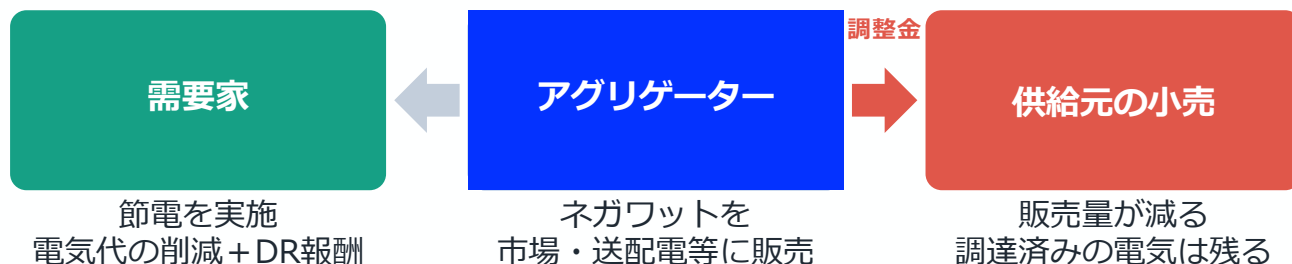
類型2

一般送配電事業者向け
需給調整のため

類型1②はアグリゲーターと需要家の小売が別の事業者
→ ネガワット調整金が問題に

ネガワット調整金の仕組みと問題

下げDRで減った販売分について、アグリゲーターが需要家の契約先の小売電気事業者に支払う



ネガワット調整金が支払われる理由

- 小売は需要家向けに電気を調達しており、節電分の電気はアグリゲーター経由で他へ売られる
- ネガワットの意思がない小売の売上が減るため、その補填として需要抑制量に応じて支払う
- 需要家が「電気代の削減」と「DR報酬」を二重に得ることの調整という面もある

検討課題

- DRの採算を圧迫することになる
- 需要家ごとに異なる小売と個別交渉することになる
- 補填の要否・妥当な金額の算定が難しい(ERABガイドラインにより、趣旨を逸脱しない金額となるように留意)
- 算定根拠の明示が望ましい
- 旧一般電気事業者の小売シェアが高く、交渉上優位に立ちやすい。
- 価格が適正に設定されない場合の優越的地位の濫用規制適用の可能性

非化石価値取引と非FIT非化石証書

電気から「CO2を出さない価値」を切り離して証書化し、取引できるようにした制度

- スポット市場では、CO2を出さない電気だけを区別して買えない → 環境価値を証書化
- 非FIT証書 → 大型水力・原子力等の環境価値
- 小売電気事業者は高度化法により2030年度に非化石電源比率44%を目指し、2040年度に60%以上とする新たな目標
これらは、証書の購入で達成できる
- 調達にはJEPXの高度化法義務達成市場と、相対取引（2020年度～）で可能

**証書の元になる電源の多くは旧一電の発電部門が保有
他の小売は、競争相手の大手電力グループから証書を買う
構図**

公正取引委員会の考え方（2025年4月）

非FIT非化石証書の相対取引において、合理的理由なく、内部取引を無償とする一方、他の小売電気事業者には有償または不利な取引条件を設定し、公正な競争秩序に悪影響を与える場合には、差別対価・差別取扱いに該当する可能性がある

- 上流（証書）での差別が、下流（小売）での競争条件の差につながる
- 内部取引にも価格を設定することが望ましい（ただし価格の決め方は難しい）
- 独占禁止法（公正取引委員会）
- 経済産業省・電力・ガス取引監視等委員会からの監視

総括① 二重支援の回避と固定費回収

1つの電源が複数の市場・制度から収入を得られることになるため、調整のルールが次々と必要になった

FIT/FIP × 容量市場

固定費を回収しているため、FIT/FIP適用中の電源は、容量市場に参加できない

長期脱炭素 × 他市場

20年の固定費収入を保証する代わりに、kWh・ΔkW等の他市場収益の約9割を還付

長期脱炭素 × FIT/FIP

FIT・FIPの認定を受けた電源は対象外
再エネの参加については限定的に機能する可能性

容量市場 × 相対契約

既存の相対契約にkW価値が含まれていれば、容量抛出金と二重払いになるおそれ

同時に検討する必要がある

二重支援の回避

同じ価値に二度お金を払わない
(国民負担の抑制)

固定費の回収

必要な電源が投資・維持できる収入を確保する

→ 例外・控除・還付のルールが増え、制度が複雑に

総括② 競争法的観点からの課題

再エネ導入に関して、制度・取引の設計次第で競争を歪める可能性がある留意すべき観点

特定の電源に不利な条件が定められた場合、脱炭素の観点だけでなく、発電事業者の参入や競争の促進が妨げられるため問題になりうる



不当な内部補助

発電・小売の垂直統合に起因
旧一般電気事業者が発電設備の大部分を保有している中で、グループ内の小売部門への不当な内部補助の問題
非化石証書の内部無償取引などを取り上げた
内外無差別の観点から電力・ガス取引監視等委員会が監視・規制



相対取引の透明性

容量拠出金と相対契約、ネガワット調整金など、発電・小売間の対価の根拠を明示し透明化することは重要



不利益な取引条件

相手方に不当な不利益となる取引条件が課される場合、優越的地位の濫用に当たりうるかという観点からの検討
容量拠出金の二重負担・ネガワット調整金の問題を取り上げた

まとめ：「価値の細分化」から全体的として最適な市場機能へ

● 価値の細分化と市場の増加

kWh・kW・ΔkW・環境価値ごとに市場と支援が重層的に積み上がった
制度間の整合と予見性の確保が課題
価値の再評価

● 二重支援の回避と固定費回収の両立

ルールの増加で制度が複雑化
負担や便益の可視化
ドイツの税財源化も含め負担のあり方を議論する必要

● 目標と制度のバランス

再エネ主力電源化を掲げつつ、軸足は既存電源による安定供給
蓄電池・DR・FIP再エネなど、出力を動かせるリソースの価値を各市場で正当に評価

● 競争の役割

内部補助の防止、取引の透明化、取引の相手方に対して不当に不利益を課すことの規制により、新規参入と多様な担い手を育てることが再エネ拡大を支える