原子力市民委員会 特別レポート 9

新電力の参入を阻む電力システム改革

——強化される原発・化石燃料温存のしくみ

再生可能エネルギーの導入を進める中でも、安定供給を確保	未 達
電気料金の最大限抑制	未 達
需要家の選択肢や事業者の事業機会を拡大	未 達

2013年「電力システムに関する改革方針」の目的
いずれも「未達」

原子力市民委員会　www.ccnejapan.com/

目次

全面自由化後（2016 ～ 2023）の変化に対する評価一覧 ---- 3
はじめに ---- 4
1. 電力市場の現状 ---- 6
（1） 電源所有の割合 ---- 6
（2） 販売電力量のシェア ---- 7
（3） 売電単価の推移 ---- 8
（4） 再生可能エネルギーの導入状況 ---- 9
（5） 小売り電気事業者数 ---- 10
（6） JEPX 市場 ---- 11
（7） その他電力市場 ---- 15
① 容量市場 ---- 15
② ベースロード市場 ---- 18
③ 非化石価値取引市場 ---- 21
2. 送配電の分離・中立化 ---- 23
3. 福島原発事故がもたらした電力自由化のゆがみ ---- 25
4. 電力システム改革への提言 ---- 26
（1） 規制当局の独立性強化 ---- 26
（2） 容量市場の廃止と需給調整市場の機能強化 ---- 27

図表

図 1　電力システム改革の工程と電気事業法改正スケジュール ---- 3
図 2　電源所有量・電源所有割合 ---- 5
図 3　発電電力量 ---- 6
図 4　売電単価 ---- 7
図 5　日本の電源構成（発電量）と再エネ比率 ---- 8
図 6　2023 年 12 月末時点の FIT・FIP 導入量 ---- 8
図 7　FIT 制度による年度別平均買取単価 ---- 9
図 8　FIT 制度による年度別買取電力量 ---- 9
図 9　小売電気事業者の登録数の推移 ---- 9
図 10　JEPX 取引量（約定量）のシェアの推移 ---- 10
図 11　JEPX スポット市場システム価格推移 ---- 11
図 12　JEPX スポット市場への区分別売り・買い入札量 ---- 11
図 13　JEPX スポット市場での区分別売り・買い約定量 ---- 12
図 14　容量市場での総約定容量 ---- 16
図 15　容量市場の平均約定価格 ---- 16
図 16　容量市場の約定総額 ---- 16
図 17　容量市場の kWh あたり国民負担額 ---- 16
表 1　ベースロード市場の約定価格と各対象エリアの取引対象年度平均スポット価格 ---- 18
図 18　ベースロード市場約定量推移 ---- 18
図 19　ベースロード市場によるメリット推計 ---- 19
図 20　非化石価値取引市場約定価格推移 ---- 21
図 21　非化石価値取引市場約定量推移 ---- 21
図 22　廃炉等積立金と東電 PG 負担率 ---- 25

全面自由化後（2016 ～ 2023）の変化に対する評価一覧

	変化	評価	理由
電源所有割合	大手電力が保有または確保している電源は、全体の 88% から 80% に微減。	×	大手電力の寡占状況は改善していない。 → 1.（1）
電力供給割合	大手電力の電力供給割合は減少し、新電力の割合は増加した。ただし、FIT 買取分は大手電力の子会社である送配電事業者に買取義務がある。大手電力の電源保有比率があまり低下しない一方、電力供給割合が低下していることは、発電設備の設備利用率の低下を示唆する。	△	大手電力のシェアは減少しているものの、実質的なシェアは依然として大きい。 → 1.（1）（2）
売電単価	みなし小売電気事業者と新電力の売電単価に大きな価格差が生じている。	×	相対契約と JEPX 市場での調達量の差などでは、説明しきれない差が生じている。 → 1.（3）
再エネ普及	再エネ導入量は増加しているものの、増加量は近年頭打ち状態となっている。	△	更なる推進策が必要。 → 1.（4）
小売り事業者数	2022 年 1 月末の 744 社をピークに微減状況にあり、2024 年 4 月末現在で 729 社となっている。	△	一定の新陳代謝はあり得るものの、大手電力の市場操作による影響が懸念される。 → 1.（5）
JEPX 市場	市場取引量は全体の 2%から 30%へと大幅に増加した。	△	市場規模の拡大は評価できるが、市場操作が行われている。市場の中立性が問題。 → 1.（6）
容量市場	2020 年、電源確保のために導入された市場。	×	発電事業者への棚ぼた利益となっている。相対契約で調達している事業者は値引きが受けられる一方で、卸電力市場で調達している事業者には事実上のペナルティと化している。 → 1.（7）①
ベースロード市場	2019 年、新電力のベースロード需要を満たすために導入された市場。	△	取引量が少なすぎる上、メリットも少なすぎる。 → 1.（7）②
非化石価値取引市場	2017 年度に、エネルギー供給構造高度化法の非化石比率 44%を達成するために導入された市場。2021 年度から、FIT 電源の非化石価値は再エネ価値取引市場、非 FIT 電源の非化石価値は高度化法義務達成市場で取引されている。	×	電気事業者をはじめとしたエネルギー供給事業者に限ってエネルギー供給構造高度化法で脱炭素を図っているが、地球温暖化対策推進法に一本化するべき。 → 1.（7）③
送電網の分離・中立化	法的分離は行われたものの、一般送配電事業者が保有する新電力の顧客情報を、大手電力小売部門が不正に閲覧する事案が相次いでいる。	×	本来、システムの分離や組織間のファイアウォールの構築などが求められるところ、職員のモラルの問題になってしまっている。 → 2.
託送料金と原発事業	託送料金への賠償負担金・廃炉円滑化負担金の上乗せ、東電 PG の廃炉等積立金負担など。	×	託送料金が、原子力事業を支えるための打ち出の小槌化している。 → 3.

はじめに

2013 年 4 月、「電力システムに関する改革方針」（以下、「改革方針」）が閣議決定され、①広域系統運用の拡大（2015 年）、②小売及び発電の全面自由化（2016 年）、③送配電部門の法的分離（2018 ～ 2020 年）という 3 つの大きな方針が示された（図 1）。2020 年、この電力システム改革は一応の完了を迎えた。

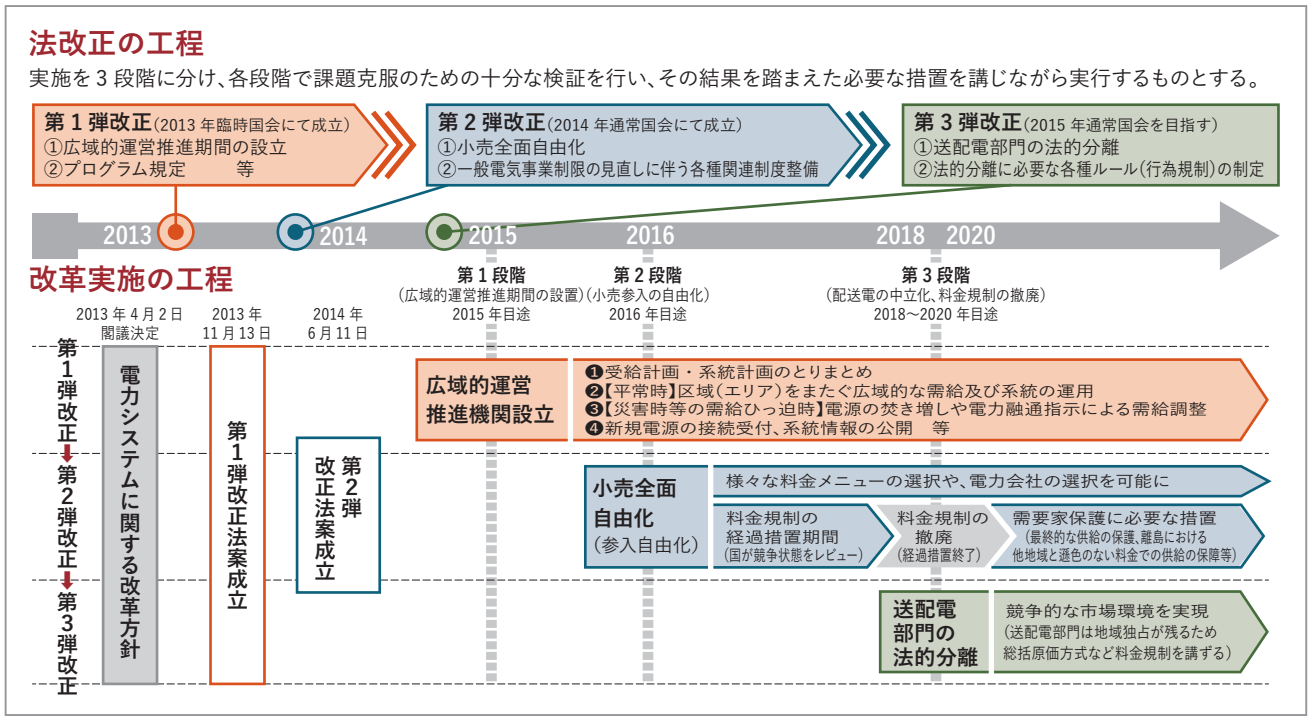

図 1　電力システム改革の工程と電気事業法改正スケジュール
（経済産業省資料）

2015 年に成立した第 3 弾の改正電気事業法では、①小売全面自由化前、② 2020 年 4 月の送配電部門の法的分離前、③法的分離後 5 年以内、の各時点で法施行の状況やエネルギー基本計画の実施状況、需給状況、料金水準等についての検証を行い、その検証結果を踏まえ、必要な措置を講ずる旨を規定しており、これまでに 2 回の検証が行われた。2020 年の法的分離から 2025 年 4 月で 5 年を迎えることになるため、現在、電力システム改革の最終的な評価が、経済産業省電力・ガス基本政策小委員会で行われている。

2020 年までに実施された一連の電力システム改革の起点である 2013 年に示された改革方針には、①再生可能エネルギーの導入を進める中でも、安定供給を確保、②電気料金の最大限抑制、③需要家（電力消費者）の選択肢や事業者の事業機会を拡大、という 3 つの目的が示されていた。

では、4 年経った現在、そうした目的はどうなっているのか。結論を先に述べれば、再生可能エネルギーの導入拡大は道半ばで減速する一方、安定供給も達成されず、電気料金は抑制されなかった。また、需要家にとっての選択肢は一定程度増加したものの、減少傾向にある。事業者にとっても事業機会

が十分に拡大していない。総じて、電力システム改革の理念が置き去りにされていると言えるだろう。

本レポートでは、1.で 2016 年の全面自由化から現時点（2023 ～ 2024 年）における電力所有の割合、販売電力量のシェア、売電単価の推移、再生可能エネルギーの導入状況の変化、小売り電気事業者数の推移および各市場の現状を分析する。2.では、送配電分離・中立化の課題について、3.では、福島原発事故が電力自由化にもたらしたゆがみについて振り返り、4.で電力システム改革への提言をおこなう。

原子力市民委員会が 2020 年 4 月に発表した特別レポート 6『原発を温存する新たな電力市場の問題点』[1] のなかで、我々は、電力システム改革の目的は、電力の安定供給と、市場競争導入による電力価格抑制を両立することにあり、そのためには、電力自由化前に地域独占の下で電力供給をおこなっていた旧一般電力事業者と新電力の競争環境を整え、脱原発・脱石炭に向けた制度を整えるべきだと指摘した。だが、当時も現在も、電力システム改革と称して実施された政策は、原発と石炭火力を中心にすえた現状の電力供給構造を維持するためのものが多数を占める。

世界が再生可能エネルギー中心の電力システムに向かう中、日本だけが、旧来型の大規模集中型電源に固執し続けている。このような政策は、日本の近未来に巨大な負の資産を押し付けることになる。

1　https://www.ccnejapan.com/?p=11240

1. 電力市場の現状

（1）電源所有の割合

大手電力が保有または確保している電源は、全体の 88% から 80% に微減。
➡大手電力の寡占状況は改善していない。

2016 年から 2024 年にかけて、電力自由化前に地域独占の下で電力供給をおこなっていた電力会社（旧一般電気事業者、以下、「旧一電」）の設備容量は、2000 万 kW 減少した。一方、その他の電気事業者の設備容量は 2000 万 kW 増加した。全体として、日本の電気事業者の保有する電源の設備容量は 2.71 億 kW から 2.68 億 kW へと微減となった。旧一電および旧一電が出資する共同火力、電源開発、日本原子力発電（これらを合わせて「大手発電会社」とする）の占める割合は、88%から 80%へと減少した。このことから、大手発電会社の電源保有割合は減少したと言える（図 2）。

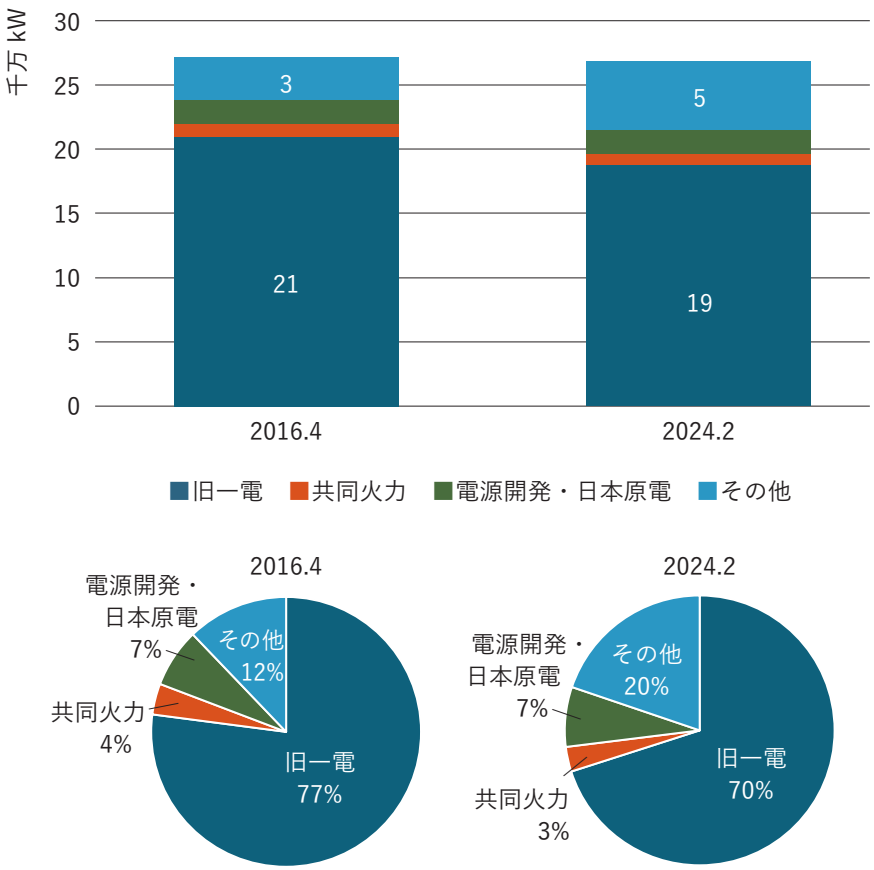

図 2　電源所有量・電源所有割合
（電力調査統計をもとに作成）

次に、発電電力量についてみると、2016 年度に全体の 80%だった大手発電会社の割合が 2023 年度に 68%まで減少した。一方で、電気事業者以外の受電電力量が 6%から 14%へと大幅に増加した（図 3）。この中には、再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）で買い取られた電気（FIT 買取分）[2] の一部も含まれている [3]。

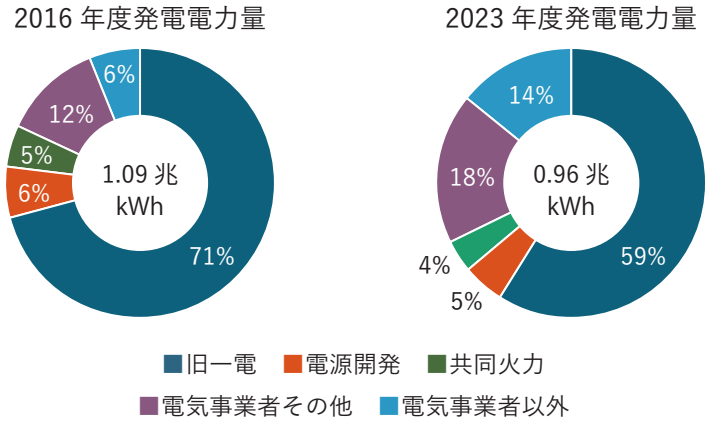

図 3　発電電力量
（電力調査統計をもとに作成）

大手電力の電力供給割合は減少し、新電力の割合は増加した。ただし、FIT 買取分は大手電力の子会社である送配電事業者に買取義務がある。大手電力の電源保有比率があまり低下しない一方、電力供給割合が低下していることは、発電設備の設備利用率の低下を示唆する。
➡大手電力のシェアは減少しているものの、実質的なシェアは依然として大きい。

(2) 販売電力量のシェア

2016 年 4 月の小売全面自由化以降、新電力は順調に販売電力量のシェアを伸ばしていた。ところが、2021 年 8 月の 23%をピークに漸減傾向となり、2023 年 5 月には 15%にまで低下した。その後、2024 年 4 月には 18%まで回復している。

電圧毎のシェアをみると、低圧の新電力シェアは、2022 年 8 月に 28%とピークとなった後、若干減少して 23%に、高圧は 2021 年 7 月に 29%となった後は大きく減少し、2024 年 4 月現在 18%に、特別高圧は、2021 年に 11%となった後、2024 年 2 月には 6%まで減少、その後、2024 年 4 月に 9%に増加、となっている。

このように、新電力のシェアは、依然として伸び悩んでいる。

2　固定価格買い取り制度（FIT）で発電された電気は、送配電事業者が固定価格で買い取り、卸電力取引市場、または発電者と小売電気事業者が再生可能エネルギー電気卸供給約款を締結している場合は、卸電力取引市場の価格で小売電気事業者に供給している。
3　電力調査統計の「2 －（1）　発電実績」に掲載されている「電気事業者以外の事業者からの受電電力量」のうち、「その他」の欄には、日本卸電力取引所から調達した電力量が含まれている。その電力は電気事業者が発電した電力を卸した分を含んでいるため、二重計上されている電力量がある。そのため、ここでは「その他」欄を除外して計算している。

(3) 売電単価の推移

みなし小売電気事業者と新電力の売電単価に大きな価格差が生じている。
➡市場規模の拡大は評価できるが、市場操作が行われている。市場の中立性が問題。

新電力の伸び悩みの背景には、売電単価の高止まりがある。電力自由化当初、新電力とみなし小売電気事業者（大手電力会社の小売事業者のこと。以下、「みなし小売」）の単価には差があった。次第に、価格差は縮まっていき、2020 年頃には特に高圧や特別高圧で、みなし小売の売電価格とそん色のない水準になっていた。ところが、それ以降は資源価格高騰や卸電力市場価格の高騰のあおりをうけ、価格差が急拡大し、それとともに新電力の販売電力のシェアが縮小していった。2024 年 4 月現在の売電単価は、特別高圧において、みなし小売 18.30 円 /kWh、新電力 19.29 円 /kWh（価格差 0.99 円 /kWh）、高圧において、みなし小売 21.15 円 /kWh、新電力 22.21 円 /kWh（価格差 1.06 円 /kWh）、低圧（電灯）において、みなし小売 24.31 円 /kWh、新電力 27.43/kWh（価格差 3.12 円 /kWh）となっている（図 4）。一時に比べて縮小傾向にあるものの、依然として大きな価格差がある。

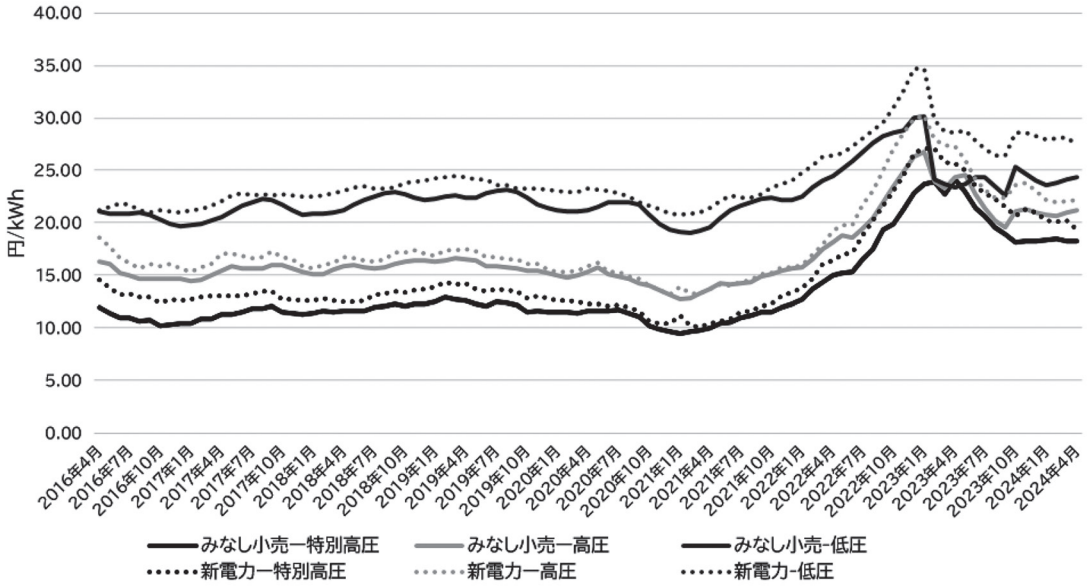

図 4　売電単価
（電力取引報より作成）

(4) 再生可能エネルギーの導入状況

再エネ導入量は増加しているものの、増加量は近年頭打ち状態となっている。
➡更なる推進策が必要。

日本の電源構成に占める再生可能エネルギー比率は、2012 年以来大幅に増加してきた(2010 年 9% から 2022 年 22%、図 5)。この最大の要因は、固定価格買取制度 (FIT 制度) の導入による再エネ導入促進策であった。だが、増加量は伸び悩んでいる [4]。特に 2023 年度 (12 月まで) の非住宅向け太陽光は鈍化している (図 6)。

FIT 制度は太陽光・風力・中小水力・地熱・バイオマス発電を促進する制度で、この間、何度か変更が行われている。特に太陽光に関する変更は顕著である。

2017 年に、比較的規模の大きな太陽光について、買取価格の決定を競争入札によるものとする改正が実施された (当初 2,000kW 以上の大規模太陽光のみが対象だったが、現在は 250kW 以上の事業用太陽光が対象)。2022 年には、固定価格での買い取りから、一定の補助額を与える制度 (FIP:Feed-in Premium、250kW 以上の入札案件などが対象) が導入された。

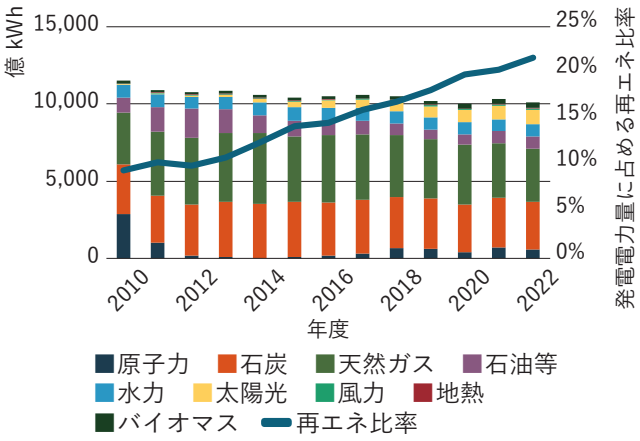

図 5　日本の電源構成 (発電量) と再エネ比率
(総合エネルギー統計より作成)

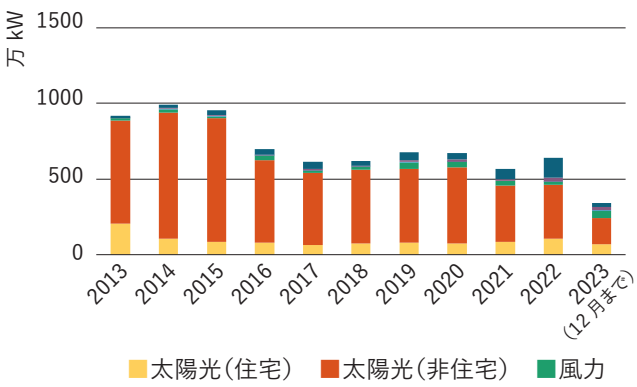

図 6　FIT・FIP 導入量の推移
(経産省資料より作成)

FIT 制度によって、再生可能エネルギーの導入量は飛躍的に増加した。一方、買取のために資金を要したものの、買取価格が見直されたため、1kWh あたりの平均買取価格は低下傾向にある (図 7・8)。

4　資源エネルギー庁,2024,今後の再生可能エネルギー政策について,
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/062_01_00.pdf

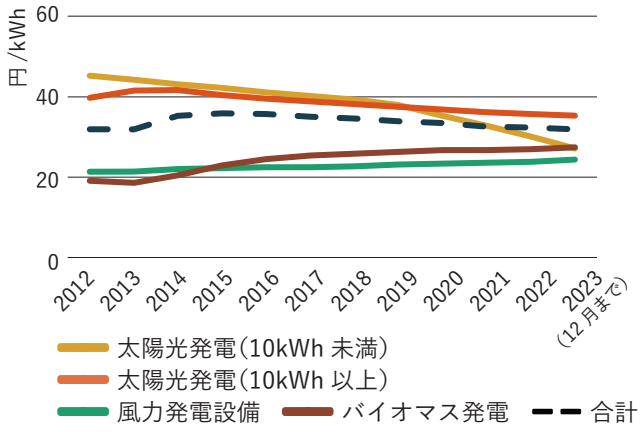

図 7　FIT 制度による年度別平均買取単価
（経産省資料より作成）

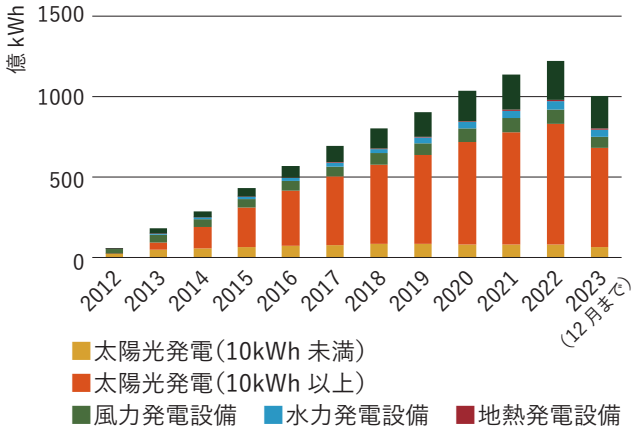

図 8　FIT 制度による年度別買取電力量
（経産省資料より作成）

(5) 小売り電気事業者数

2022 年 1 月末の 744 社をピークに微減状況にあり、2024 年 4 月末現在で 729 社となっている。
➡一定の新陳代謝はあり得るものの、大手電力の市場操作による影響が懸念される。

小売り電気事業者数は、2016 年の電力小売りの全面自由化以降、増加を続けた。だが、2022 年 1 月末の 744 社をピークに微減状況にあり、2024 年 4 月末現在で 729 社となっている（図 9）。帝国データバンクの調査によると、2024 年 3 月時点で倒産・廃業した新電力は 32 社、小売り電気事業から撤退した事業者は 87 社に上るという [5]。

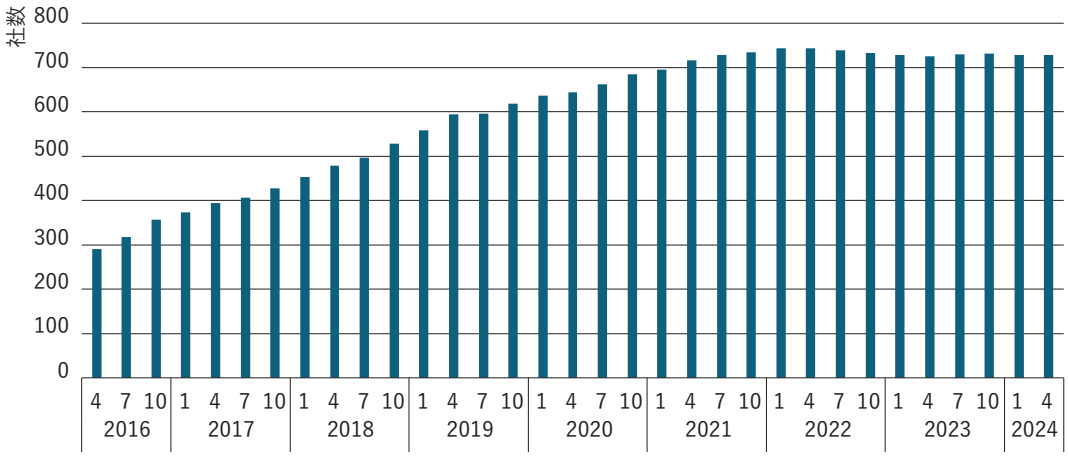

図 9　小売電気事業者の登録数の推移
（月末時点）（経産省資料より作成）

5　帝国データバンク,2024,「新電力会社」事業撤退動向調査（2024 年 3 月）,
https://www.tdb.co.jp/report/watching/press/pdf/p240314.pdf

なお、ドイツでも電力小売り自由化後、多くの事業者が小売り事業に参入した。だが、シンクタンクAgora Energiewendeは、「自由化後の最初の数年間、既存のプレーヤー、特にかつての地域独占事業者は、その市場支配力を利用して第三者の市場参入を遅らせ、競争を妨げた」「規制された独占事業であり、高い利幅が得られる送電網の運営で得られる利益で補助を受けた戦略的な価格によって新規参入事業者は抑え込まれていた。場合によっては、かつての地域独占事業者が消費者に提示する価格は、公表されている送電網料金、税金、賦課金を差し引くと損失となることもあった」と報告している[6]。日本でも、みなし小売によってこのようなことが行われていないか、実態調査を行う必要がある。

(6) JEPX 市場

市場取引量は全体の2%から30%へと大幅に増加した。

➡市場規模の拡大は評価できるが、市場操作が行われている。市場の中立性が問題。

余剰電力を売り買いする場として2005年に設立された日本卸電力取引所(JEPX)市場の約定量(取引成立量)は、小売全面自由化時点では総需要の2%程度にすぎなかった。その後、市場流動性の拡大施策により急増し、2019年には35～40%程度まで市場規模が拡大した(図10)。

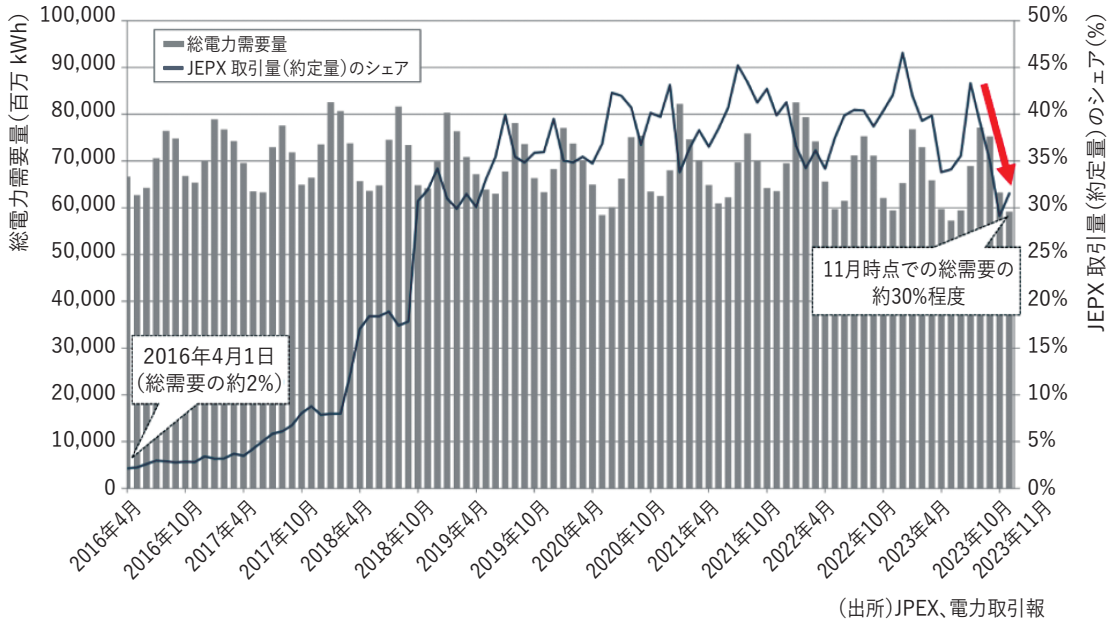

図10　JEPX 取引量(約定量)のシェアの推移
(経産省資料より作成)

6　Agora Energiewende,2019,TheLiberalisation of Electricity Markets in Germany, https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2019/Liberalisation_Power_Market/Liberalisation_Electricity_Markets_Germany_V1-0.pdf

一方、価格面では、2021 年 1 月に市場価格が高騰（1 月 15 日に 251 円 /kWh）した。その後も、2021 年後半から 2022 年にかけて、新型コロナ感染防止のための行動制限が緩和された影響や、ロシアのウクライナ侵攻に伴う資源価格の高騰によって、市場価格が 2022 年いっぱいを通じて高止まりを続けた（図 11）。

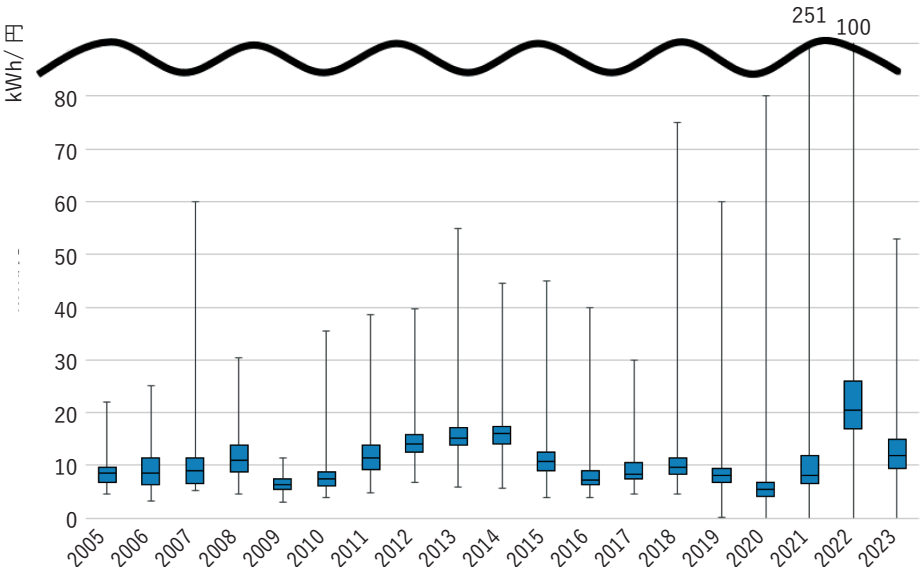

図 11　JEPX スポット市場システム価格推移
（JEPX 資料より作成）

JEPX スポット市場での売り入札量（3 ヵ月合計）は、旧一電が 500 ～ 700 億 kWh 前後、新電力が 300 ～ 400 億 kWh 程度、買い入札量は 2023 年 9 月までは旧一電が 600 億 kWh 前後、新電力は 400 億 kWh 程度で推移していた。2023 年 10 月からは、グロスビディング（旧一電がグループ内で取引している電力の一部を JEPX スポット市場で取引する仕組み）が中止されたので、旧一電の買い入札量は 350 億 kWh に減少している（図 12）。その結果、売り約定量・買い約定量ともに新電力が旧一電を上回るようになった（図 13）。

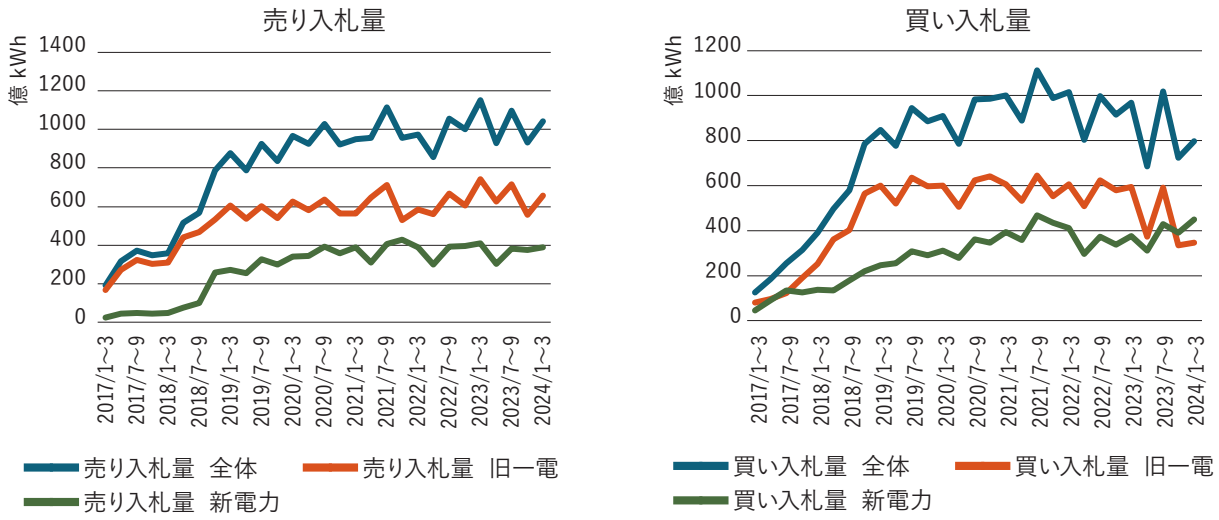

図 12　JEPX スポット市場への区分別売り・買い入札量
（経産省資料より作成）

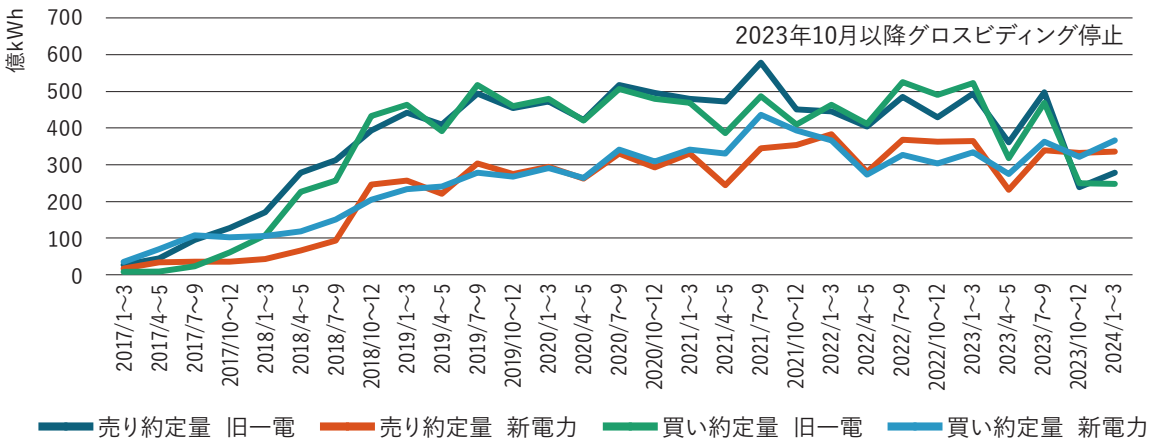

図 13　JEPX スポット市場での区分別売り・買い約定量
（経産省資料より作成）

市場価格が高止まりした背景として、たとえば資源価格の高騰、電力需給のひっ迫、市場参加者の注文戦略（確実に電力を確保するために、高値の買い注文を入れるなど）がある、と説明されている。だが、ここでは別の要因を指摘したい。それは第 1 に、市場支配力を用いた意図的な高値誘導、第 2 に、原発の定期点検長期化である。

関西電力による意図的な高値誘導と不十分な規制

電力･ガス取引監視等委員会は、2023 年 6 月、『関西電力株式会社、中部電力ミライズ株式会社、中国電力株式会社、九州電力株式会社及び九電みらいエナジー株式会社に対する業務改善命令に係る報告書』[7] を公表した。この中に、「当委員会による報告徴収及びヒアリングの結果、関西電力が 2017 年 10 月に行った経営層が参加する会議に配布された資料において、『各社が（ベースも含めた）供給力の絞込みを行い、需給構造の適正化、ひいては市場価格の適正化を実現することが重要（これにより、固定費を持たず、インバランスに依存するような新電力を市場から退出させるとともに発電設備を有する我々の収益も一定程度改善することが期待）。』との文言が記載されており、この資料に基づく方針が承認されたことが認められた」との記述がある（下線部、筆者）。つまり、大手電力自身が思う「市場価格の適正化」のために、供給力を意図的に絞り込んでいたのである。いつの時点まで供給力の絞り込みが行われていたかは不明であるものの、その後、絞り込みを廃止したとの記述はなく、少なくとも、2023 年 3 月の報告徴収までは行われていたと見るのが妥当である。

卸電力市場において、電源の約 8 割を保有する大手電力会社（旧一電）の影響力は極めて大きい。事実上のリクイディティプロバイダー（流動性供給者）である大手電力会社が、売り注文（卸電力市場では売り注文を出すことは、電力を供給することを意味する）を減少させれば、流動性が不足して市場価格が

7　電力・ガス取引監視等委員会 ,2023, 関西電力株式会社、中部電力ミライズ株式会社、中国電力株式会社、九州電力株式会社及び九電みらいエナジー株式会社に対する業務改善命令に係る報告書 ,
https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20230619002c.pdf

高騰する可能性が高まるのは必然である。

この点については、規制側、市場側にも問題がある。

第1に、電力・ガス取引監視等委員会の対応である。

電力･ガス取引監視等委員会は、大手電力会社の供給力絞り込みがJEPX市場価格にどのような影響を与えたのか、全く検証しておらず、供給力絞り込みに対する制裁措置も行っていない。そもそも電力・ガス取引監視等委員会は「電力・ガス・熱供給の自由化に当たり、市場の監視機能等を強化し、市場における健全な競争を促すために設立された」[8]ものである。健全な競争を促すうえで最も重要なのは市場価格の公平性である。関西電力が行った市場価格のつり上げは、寡占事業者の不正行為のなかでも特に影響が大きい。なぜなら、市場価格をつり上げることで、すべての取引参加者の取引価格に影響を与え、さらに、JEPX市場価格を指標価格としている相対取引などにも影響を与えるからだ。関西電力は、市場価格のつり上げによって不当な利益を得る一方で、電力市場の参加者すべてに大きな影響を与え、電力価格全体をつり上げたと言える。

第2に、JEPXもまたこの問題の対応を怠っている。

市場を運営するJEPXには、自主規制機能として市場取引監視委員会および市場取引検証特別委員会が設置されている。両委員会は、「市場の公正性を確保するため、不公正な取引がないか監視し、また、市場の流動性を確保するため、各参加者が取引所を積極的に活用しているか、中でも日本の発電設備の大半を所有している旧一般電気事業者に取引量増加に向けた相応の努力が見られるかについて検証」する役割を担っている。検証結果は四半期ごとに「取引監視･取引検証 四半期報告」としてウェブサイトに掲載されている。しかし、四半期報告を確認する限り、2023年6月の電力・ガス取引監視等委員会の報告書を受けた後も、両委員会は、関西電力の行動に関して全く検証していない。

関西電力が行った不当な独占的･寡占的な行動は、電力市場を攪乱させた。今後、このような行動は、監視され、防止しなければならない。そのためには、電力・ガス取引監視等委員会が、適切に規制を実施すべきであり、そのためには同委員会の独立性の確立と権限強化が必要である。

とはいえ現状の委員会の下であっても次の2点を実施すべきである。

第1に、不適切な行動が疑われる今回のケースでは、立ち入り調査を行うべきである。2023年6月の報告書は、報告徴収およびヒアリングにもとづいて作成された。事の重大性に鑑みれば、関西電力の善意に基づく報告書作成だけでは不十分である。

第2に、電力・ガス取引監視等委員会はJEPXに対する調査を実施し、必要な対策を講じさせるべきである。JEPXは従業員数わずか11人という小規模な組織である。このような状態で十分に自主規制が可能なのか。JEPXの卸電力取引所としての指定法人化の際に、「市場開設業務に従事する職員は、電気事業者の役職員と兼職（出向を含む）していないこと」や「特定の電気事業者及びその関連事業者の

8　電力・ガス取引監視等委員会 ,2020, 委員会の概要 ,
https://www.emsc.meti.go.jp/committee/overview.html

出身者が、市場開設業務に従事する職員の多数を占めていないこと」などが求められていた[9]。確かにそうした条件が満たされなければ適切な市場運営はできない。だが、それだけで十分なのかは疑問だ。電力・ガス取引監視等委員会が市場運営者としての JEPX の自主規制が適切に行われているのか検証すべきだ。必要な場合、適切な措置をとるよう指導するべきである。

原発の定期点検の長期化

2020 年 12 月～ 2021 年 1 月の市場価格の高騰は、寒波による需要増とそれにともなう LNG 供給ひっ迫などが原因とされている。しかし、関西電力の再稼働済みの 4 基の原発（当時）について稼働状況を調べたところ、原発の定期点検の長期化が、関西電力の LNG 調達計画に影響を与えた可能性があることがわかった[10]。特に、高浜原発 3 号機と大飯原発 3 号機の定期点検の完了予定が 9 月～ 10 月の発電計画に大きな影響を与えていた可能性が高い。当初、高浜原発 3 号機は 12 月 22 日に稼働する予定だったところ、稼働の延期が 12 月 15 日になって発表された。関西電力の 12 月分の LNG 調達は 9 ～ 10 月の発電計画に基づき実施されている。数か月前に 12 月分の LNG の調達をかけているため、直前になって原発の点検の長期化が明らかになっても調達が間に合わなくなる。つまり、原発の点検長期化によって LNG 不足に陥り、市場価格が高騰した可能性がある。

なお、政府の需給ひっ迫・市場価格高騰に向けた対応策には、原発などの大型電源の想定外の停止や停止の長期化といった事象への対策は盛り込まれてこなかった。2020 年暮れ～ 2021 年初頭の需給ひっ迫の原因として、政府は、稼働中の原発基数の減少をあげている。だが、これは問題の本質ではない。むしろ、原発等の大型電源の停止や停止の長期化が起こったことが需給ひっ迫の原因である。このような事は、これまでもしばしばあった。原発等の大型電源が想定外に停止するという現実を直視し、対策をとるべきである。

（7）その他電力市場

① 容量市場

2020 年、電源確保のために導入された市場。
➡発電事業者への棚ぼた利益となっている。相対契約で調達している事業者は値引きが受けられる一方で、卸電力市場で調達している事業者には事実上のペナルティと化している。

政府では、電力小売全面自由化や再生可能エネルギー導入拡大などから、電源の投資回収予見性が低下し、電源不足となることが懸念された。そのため「中長期的に必要な供給力･調整力を確保することで、電気料金の安定化を図る」ためにつくられた市場が電力広域的運営推進機関（OCCTO）の「容量市場」

9　経済産業省 ,2015, 第 14 回制度設計ワーキンググループ事務局提出資料～卸電力取引所の指定法人化について～ , https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_system/seido_sekkei/pdf/014_06_03.pdf
10　原子力資料情報室 ,2021, 調査レポート「原発の定期点検長期化が卸電力市場価格高騰の原因か―巨大電源の隠れたリスク―」, https://cnic.jp/39079

である。

通常、電気は電力量を示す kWh（キロワット時）で取引されるが、容量市場の取引対象は電力を表す kW（キロワット）である。例えば、1kW の電力を 1 時間使った場合、1kWh となる。容量市場の場合、kW は発電所の供給能力を意味している。

容量市場は、2020 年度の開始当初、取引から 4 年後の電力供給力を確保するメインオークションと、3 年後（実需給の 1 年前）に容量不足／余剰の場合に実施する追加オークションの 2 種類が存在した。しかし、容量市場では「最新の電源への投資のために必要な長期的な予見可能性を付与することは困難」[11]であるとの認識のもと、別の制度的手当が検討されるようになった。その結果、2023 年度から容量市場の一部として長期脱炭素電源オークションが追加された。

容量市場が 1 年分の日本全体の容量（約 1.8 億 kW）を確保するものであるのに対し、2023 年度の長期脱炭素電源オークションは、1 回のオークションで 400 万 kW の「脱炭素電源」を原則 20 年間（より長いこともある）確保するものである。なお、2023 ～ 2025 年度のみ、LNG 専焼火力合計 600 万 kW を募集した。脱炭素化の道筋を描くことを前提としているとはいえ、脱炭素火力（水素・アンモニア）はまだ研究段階にあり、実際に脱炭素化できるかどうかは未知数だ。そのような LNG 専焼火力を「脱炭素電源」を確保する市場で長期にわたって維持するのは制度の趣旨に反する行為である。

経産省の説明によれば、日本全体には現在 1.2 億 kW の化石電源がある。これを長期脱炭素電源オークションや FIT/FIP 制度などで、2050 年までに「脱炭素電源」に切り替えていくという。

約定（取引成立を指す業界用語）した電源を持つ発電事業者は、毎年、約定価格に電源容量をかけた「容量確保契約金額」を受け取る。「容量確保契約金額」のための費用は、小売電気事業者と送配電事業者を通じて、最終的に電力消費者が負担する。なお、長期脱炭素電源オークションについては、約定した電源の電気を売電して得られた他市場収益（非化石価値含む）のうち、燃料費などの可変費を引いた後の金額の約 9 割を、発電事業者は OCCTO に還付することになっている。

約定結果

2023 年末までに、メインオークションが 4 回、長期脱炭素電源オークションが 1 回行われた。メインオークションでは、毎回、追加オークションや FIT で確保されている分を除いた 1.7 億 kW 弱が確保されている（図 14）。一方、約定価格は、毎年大きく変動している（図 15）。容量市場は、電源に長期的な予見可能性を付与することがもともとの目的であった。大きな価格変動があることは、容量市場によって目的が達成されないことを示している。

11 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会 ,2019, 中間取りまとめ（案）, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/system_kouchiku/pdf/report_001.pdf

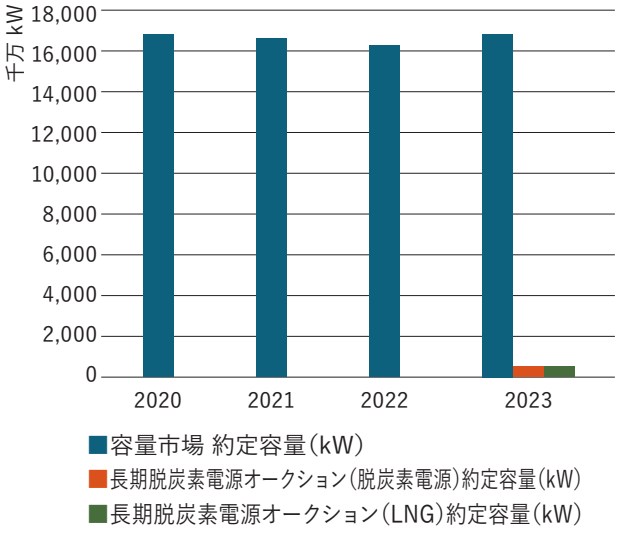

図 14　容量市場での総約定容量
（OCCTO 資料より作成）

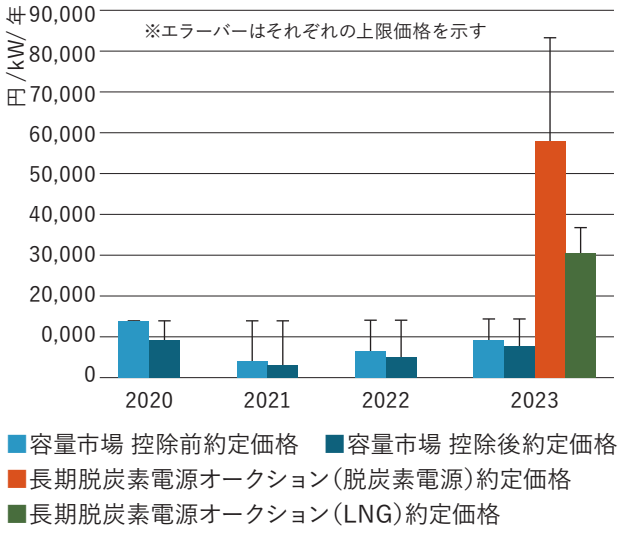

図 15　容量市場の平均約定価格
（円 /kW/ 年）（OCCTO 資料より作成）

容量確保契約金額によって発生する国民負担額

容量確保契約金額は最終的に国民が負担することになるが、いったいいくら負担することになるのか。

仮に過去 4 回の容量市場メインオークションで発生する容量確保契約金額の総額（図 16）を、それぞれ 2022 年度の日本全体の販売電力量で割ると、消費者の負担額は最も約定価格が安かった 2021 年度のメインオークションの場合、0.63 円 /kWh、最も高かった 2020 年度のメインオークションの場合、1.94 円 /kWh となる（図 17）。

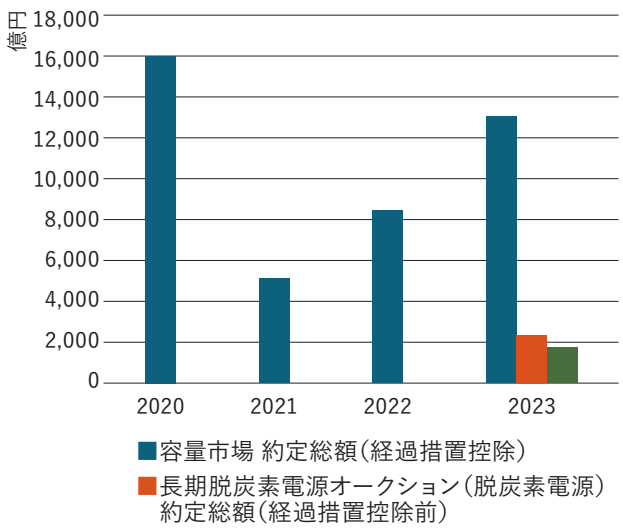

図 16　容量市場の約定総額
（円）（OCCTO 資料より作成）

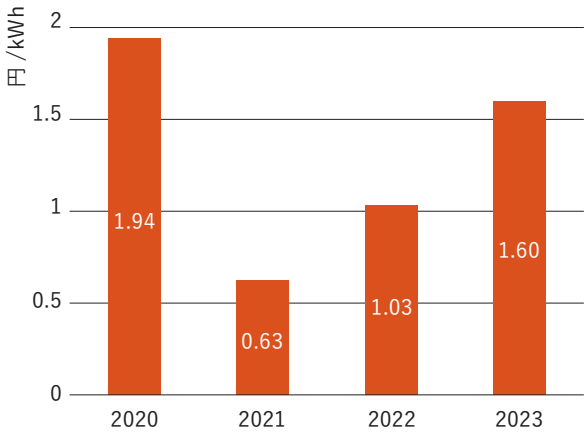

図 17　容量市場の kWh あたり国民負担額
（2022 年度販売電力量で試算）

ただし、みなし小売り電気事業者(大手電力会社の小売り事業者) などはこの費用転嫁は行わない。なぜなら、みなし小売り電気事業者は、自らの発電事業者などと電力供給契約を結んでいるからである。これらの電力供給契約には、容量確保契約金額と同等の電源固定費が織り込まれているとされている。そのため、「容量市場に関する既存契約見直し指針」に基づき、発電事業者は容量確保契約金額を得た場合、既存の契約から容量市場収入相当額を値引くことが求められている。図 4 で示した通り、みなし小売り電気事業者とそれ以外の事業者の間の売電単価には大きな格差が生じているが、容量市場は、この格差をさらに拡大するものだ。

② ベースロード市場

2019 年、新電力のベースロード需要を満たすために導入された市場。
➡取引量が少なすぎる上、メリットも少なすぎる。

ベースロード市場は、「小売事業者間の競争活性化を図る観点から、旧一般電気事業者等が保有するベースロード電源に新規参入者がアクセスすることを可能とする」(第五次エネルギー基本計画) ために、2019 年に創設された市場である。

具体的には、日本全国を 3 つのエリアに分け、旧一電を売り手、新電力を買い手として、前年に翌年 1 年間分 (2023 年度オークションからは 2 年物が追加) の電力の取引を行うためのシングルプライスオークション (kW 当たりの約定価格を単一にする約定方式) が複数回行われている。2030 年時点で全供給力の 56% をベースロード電源で供給するという目標があり、これを前提に旧一電は売り入札を行っている。
当初は北海道、東日本 (東北・東京)、西日本 (中部・北陸・関西・中国・四国・九州) の 3 つに分けられていた。2023 年度からは、市場分断による市場間値差の拡大が問題視された結果、北海道が東日本に統合され、西日本から九州が分割された。

2019 年度、2020 年度は年 3 回、それ以降は年 4 回のオークションが実施された。1 年物の約定総量は、2019 年度 534.3MW、2020 年度 332.1MW、2021 年度 748.1MW、2022 年度 1076.2MW、2023 年度 693.4MW であった (図 18)。1 年間を通しての電力の確保となるため、電力量で考えるとそれぞれ、468 万 MW h、290 万MWh、655 万MWh、942 万MWh、607 万MWhにすぎない。例えば、2022 年度の新電力の販売電力量は 1.54 億MWhであったため、過去取引量が最も多かった 2022 年度オークションでも、新電力の電力需要の 6%程度の取引量しかないということを意味する。

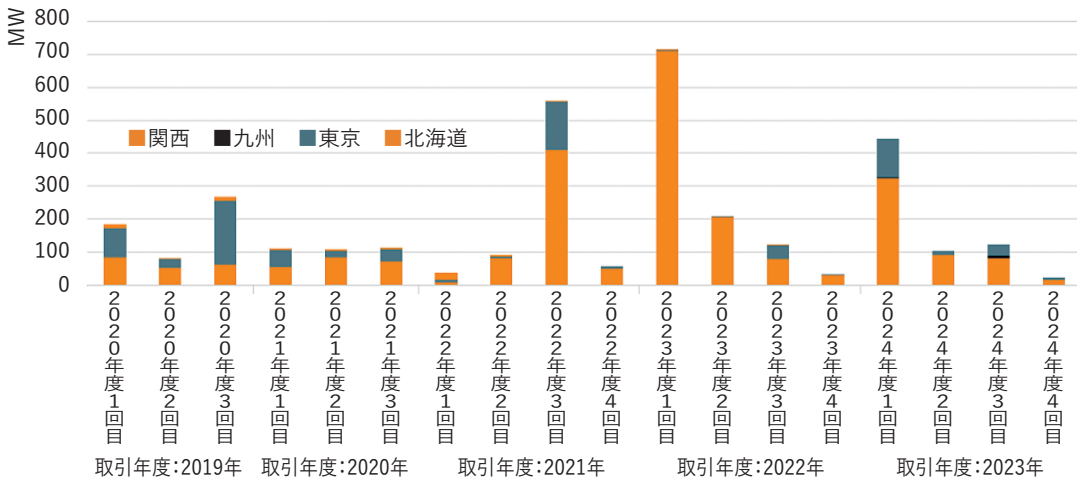

図 18　ベースロード市場約定量推移
（経産省資料より作成）

これまでの約定価格と取引対象となった年度の JEPX スポット市場の平均システム価格を比較すると、2019 年度は北海道エリア以外で、2020 年度と 2021 年度は全エリアでベースロード市場の方が安価に購入できている。しかし、2022 年度はベースロード市場の方が大幅に高かった（表 1）。

表 1　ベースロード市場の約定価格と各対象エリアの取引対象年度平均スポット価格

	取引年度	対象年度	1 回目	2 回目	3 回目	4 回目	エリア平均スポット価格（対象年度）
北海道	2019	2020	12.47	12.37	12.45		12.30
	2020	2021	8.63	9.09	9.19		13.74
	2021	2022	11.53	12.3	15.69	—	21.66
	2022	2023	29.9	—	29.95	—	11.44
東京	2019	2020	9.77	9.95	9.4		12.02
	2020	2021	7.52	7.65	7.4		14.27
	2021	2022	10.92	12.16	13.42	14.87	23.50
	2022	2023	33.06	37.67	31	25.3	12.20
	2023	2024	16.99	16.95	15.4	12.2	
関西	2019	2020	8.7	8.47	8.7		11.06
	2020	2021	6.5	6.06	6.2		14.05
	2021	2022	9.47	10.23	10.63	14.5	19.54
	2022	2023	20	25.11	23.5	20	9.74
	2023	2024	11.05	11.62	12	9.56	
九州	2023	2024	13.03	—	11.76	—	

ベースロード市場は、福島原発事故の損害賠償費用を新電力にも負担させる制度を創設する代わりに創設するという意図もあった。実際に、2016 年 12 月 14 日の第 7 回東京電力改革・1F 問題委員会で

当時の日下部聡・資源エネルギー庁長官は、「新電力の競争力強化のために、安価なベースロード電源、これは主に旧一般電気事業者が持っていますが、これを提供することによって、全体でいうと年間 250 億円程度のメリットが行き渡るようにという措置も講じます。この新電力の負担 0.24 兆円は 40 年回収ですので、年額 60 億円程度であります。60 億円程度の年額の負担に対して新電力に対する支援策が年額 250 億円程度の効果があるという形のパッケージになっています」と、ベースロード市場の導入意図を説明している。

しかし、ベースロード市場の約定価格と当該エリアの対象年度平均スポット価格を比較すると、2019 年度 108 億円、2020 年度 214 億円、2021 年度は 590 億円のプラスであったものの、2022 年度には 1,121 億円のマイナスであった（図 19）。合計すると年 50 億円のマイナスとなったことになる。

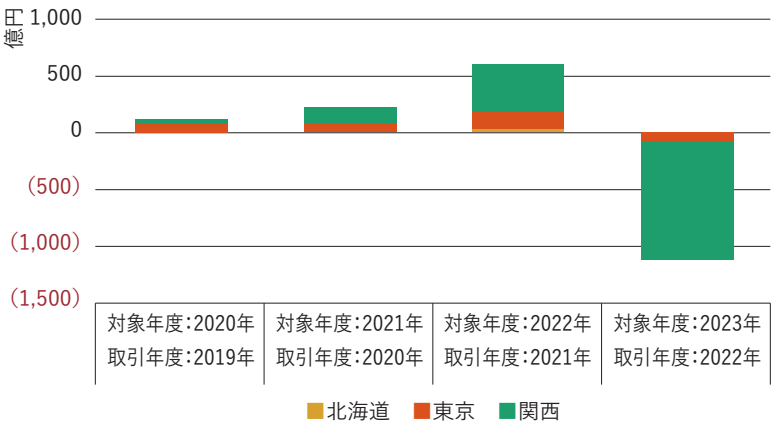

図 19　ベースロード市場によるメリット推計
（筆者作成）

原因は、2021 年頃から始まった資源価格の高騰にある。2022 年度のベースロード市場のオークションが行われた時期は、石炭や LNG などが記録的に高騰した時期だった。その結果、売り入札価格はこの資源価格を反映した価格となった。一方、2023 年度は資源価格が下落した。その結果、JEPX 市場の平均システム価格は 2022 年度が 20.41 円 /kWh であったが、2023 年度には 10.74 円 /kWh まで下落した。

またベースロード市場の売り入札価格の決定方法にも問題がある。入札価格は、未稼働も含めたベースロード電源の固定費に燃料費などの変動費を合算したものを前提に決められている。そのため、新規制基準の適合性審査に合格しているどころか、申請すらしていない原発の固定費も含めた売り入札価格となっている。

もし、新電力に対して価格メリットを提供するのであれば、固定費に、運転していない電源の維持費を含めるべきではない。変動費についても、実際に掛かった費用を請求するなどの修正が必要である。本質的には、ベースロード電源を 1 年分または 2 年分取引するというきわめて固定化された商品の仕様自体に問題がある。

JEPX には、2005 年の市場開設時点から先渡市場がある。先渡市場では、1 年分、1 か月分、1 週間分の電気が取引される。先渡市場における商品仕様は、ベースロード市場である。だが、この先渡市場ではほとんど取引が行われていない。まずはこの市場の活性化が求められる。

③ 非化石価値取引市場

2017 年度に、エネルギー供給構造高度化法の非化石比率 44%を達成するために導入された市場。2021 年度から、FIT 電源の非化石価値は再エネ価値取引市場、非 FIT 電源の非化石価値は高度化法義務達成市場で取引されている。

➡電気事業者をはじめとしたエネルギー供給事業者に限ってエネルギー供給構造高度化法で脱炭素を図っているが、地球温暖化対策推進法に一本化するべき。

エネルギー供給構造高度化法は、年間販売電力量 5 億 kWh 以上の小売電気事業者に対し「2030 年度に非化石電源比率を 44%以上」とすることを求めている。この目標を達成するために、非化石電源から非化石価値を分離して証書化し、取引を行う「非化石価値取引市場」が JEPX に創設された。2017 年度から FIT 電源（固定価格買い取り制度で発電した電気が買い取られている電源）の取引、2020 年度から再エネ指定のある非 FIT 電源（固定価格買い取り制度とは関係のない電源）と再エネ指定のない非 FIT 電源の非化石価値の取引が行われている。なお、2021 年度から FIT 電源の非化石価値は再エネ価値取引市場、非 FIT 電源の非化石価値は高度化法義務達成市場で取引されている。当初は小売電気事業者のみを対象とした市場だったが、2021 年度の変更後、再エネ価値取引市場については、需要家も参加可能となっている。また、当初、高度化法における非化石電源比率への算入が認められていた FIT 証書は、2021 年度の変更後は算入できなくなった。また、一定の条件を満たす場合に、需要家が発電事業者から非 FIT 証書を直接取得することができるようになっている。

FIT の非化石価値については、当初最低価格が 1.3 円 /kWh とされていた。2021 年度からは 0.4 円 /kWh へと引き下げられた。非 FIT の非化石価値は最低価格が 0.6 円 /kWh となっている。FIT・非 FIT ともに約定価格はおおむね最低価格近くで推移しているが、2022 年度は非 FIT 証書の価格が急騰した。これは高度化法第 1 フェーズの最終年度だった 2022 年度に、非 FIT 非化石価値の需給バランスが悪化したためである。2023 年に入り、非 FIT 証書価格が最低価格にもどっている（図 20）。これは、高度化法義務達成市場の市場価格の高騰を避けるため、新電力が相対契約により旧一電から非 FIT 証書を直接調達したためだと思われる[12]。結果、非化石価値取引市場の約定量は減少した（図 21）。

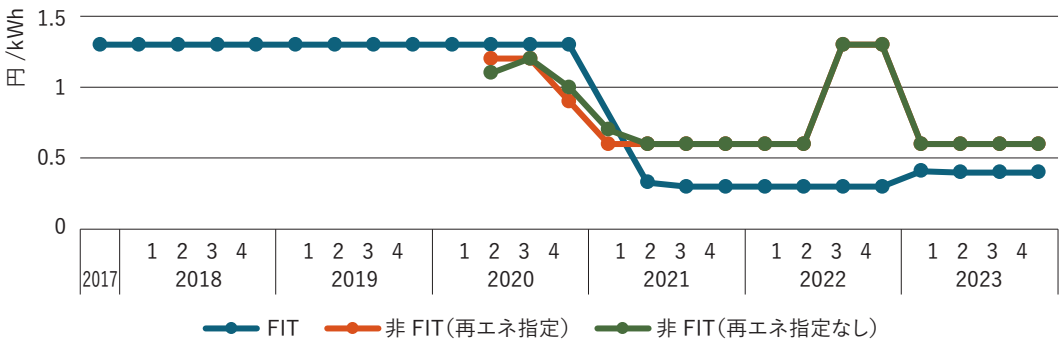

図 20　非化石価値取引市場約定価格推移
（JEPX 資料より作成）

12 資源エネルギー庁,2024, 非化石価値取引について,
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/090_03_00.pdf

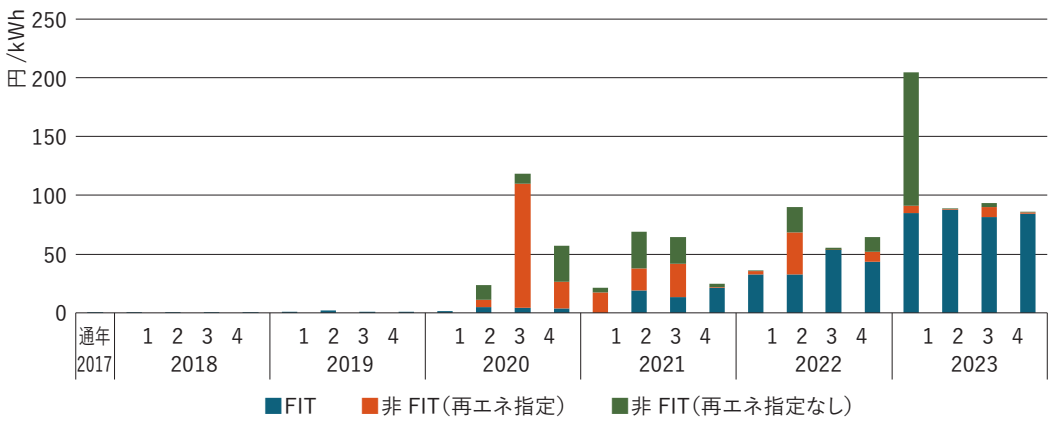

図 21　非化石価値取引市場約定量推移
（JEPX 資料より作成）

非 FIT 証書の供給源は事実上、旧一電が保有する原子力と水力に限られる。一方、新電力の大半はそのような電源を保有していないため、高度化法の目標達成には、非 FIT 証書を購入せざるを得ない。つまり新電力は、競争上不利である。特に最低価格が高く設定されている場合、新電力はより一層不利になる。相対契約で調達した場合も、参考となる価格は市場価格になる。なお海外の再エネ証書の価格はおおよそ 0.1 ～ 0.3 円 /kWh となっている[13]。

また、非化石価値取引市場のうち、高度化法の目標達成に用いることができるのは非 FIT 証書のみである。これは、事実上、原子力と水力由来の証書である。原子力発電が現状以上に増加する見込みがない状況では、高度化法の求める非化石電源比率 44%以上の達成は不可能である。電気事業のみを対象としている現行の非化石価値証書市場を廃止し、様々な事業者が参加可能な排出権取引市場に統合するべきである。

2. 送配電の分離・中立化

電気事業者が保有する新電力の顧客情報を、大手電力小売部門が不正に閲覧する事案が相次いでいる。

➡本来、システムの分離や組織間のファイアウォールの構築などが求められるところ、職員のモラルの問題になってしまっている。

送配電事業の分離と中立化は、2012 ～ 2013 年におこなわれた経産省の電力システム改革専門委員会における最大の争点だった。送配電事業の分離・中立化は、主に、会計分離、法的分離、所有権分離、機能分離の 4 類型に分かれる。

日本では 2003 年に会計分離、すなわち送配電事業の会計を発電・小売事業とは別にすることが行われていたが、それ以上の中立化が求められていた。所有権分離は送配電事業を完全に別会社化するというもので、もっとも明確な分離方法である。法的分離は基本的には送配電事業を子会社化して法的に

13 資源エネルギー庁,2021, 非化石価値取引市場について ,
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/047_04_00.pdf

切り離すものである。また機能分離は法的・所有権の分離は行わないものの、運用を独立系統運用機関（ISO）にゆだねるというもので、米国で行われている。

政府内での審議の結果、発送電事業の中立化には法的分離が採用された。2016 年には、垂直統合型の一般電気事業者がなくなり、一般電気事業者は、発電事業者、一般送配電事業者、小売電気事業者に分かれた。さらに 2020 年には、法的分離が実施された（東京電力のみ 2016 年）。

法的分離には 2 つのケースがある。一つは東京電力と中部電力が採用した持ち株会社の下に発電･送配電・小売といった子会社がぶら下がるものである。もう一つは、発電や小売、管理・間接部門を持つ事業持株会社の下に送配電子会社がぶら下がるというものである。東京電力、中部電力以外の大手電力は後者を採用した。

送配電事業の中立化の実績はどうか。2022 年 12 月、一般送配電事業者が保有する新電力の顧客情報を、大手電力小売部門が不正に閲覧し、営業活動などに利用していたことが発覚した[14]。閲覧していたのは関西電力、東北電力、四国電力、中部電力、中国電力、沖縄電力の 6 社だったと報告されている。中でも関西電力は、営業活動や新電力顧客の情報分析のために情報を使用していた。さらに 2024 年 3 月、中部電力で閲覧が続いていたことも発覚した[15]。

情報漏洩対策について、経産省の外局である電力･ガス取引監視等委員会は 2023 年 3 月 31 日付けの経済産業大臣宛の勧告で、概ね「託送情報に係る情報システムの共用状態を速やかに(約 3 年以内を想定)解消」、「内部統制の抜本的強化」の 2 点を求めている。だが、これで十分と言えるだろうか。少なくとも事案発覚後も続いていた中部電力のケースを鑑みれば、内部統制強化では不十分だったと言える。さらにシステム共用については、「非常災害時対応に資するようシステムの閲覧権限を付与するなどした結果、小売部門側から目的外の閲覧が生じた事案が複数存在」したという[16]。

電気事業法施行規則第 33 条の 9 で、災害その他非常に関し、やむを得ない一時的な委託をする場合、例外的に情報の目的外利用が認められている。そのため、「非常災害対応においては、災害対応の突発性や緊急性に鑑み平常時においても閲覧可能な状態とすること自体の目的は不合理とまでは言いがたい」[17] とされ、完全な排除は求められていない。このような規定の下では、システム共用状態が完全に解消されることはない。

本来、みなし小売り電気事業者と新電力は利益が相反しており、緊急時だからといって新電力の情報へのアクセスを認めることは許されない。そもそも災害対応は例外的な対応である。例外的対応のために、送配電事業の中立化がゆがめられてしまうことは、本末転倒である。

以上のことから、2016 年の電力自由化以来の送配電事業の中立化は、残念ながら、十分に達成さ

14 電力・ガス取引監視等委員会 ,2023, 一般送配電事業者の情報漏えい事案に関し、経済産業大臣に対する勧告を行いました , https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/news/20230331001.html
15 内藤尚志 ,2024, 中部電力系、不正閲覧続いていた可能性　新電力などの顧客情報 , 朝日新聞、2024 年 3 月 29 日 , https://digital.asahi.com/articles/ASS3X4272S3XULFA016M.html
16 電力・ガス取引監視等委員会 ,2023, 一般送配電事業者による情報漏えい事案に関する調査状況について , https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/conference/energy/20230302/230302energy11.pdf
17 電力・ガス取引監視等委員会 ,2023, 一般送配電事業者による非公開情報の漏えい事案に係る報告書 , https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/pdf/20230331001c.pdf

れたと言えない。その原因の一つは、法的分離という分離方式が、送配電事業とその他の事業の有機的な結合を排除するものではないことである。電力・ガス取引監視等委員会は、所有権分離について、財産権の侵害、グループ一体での災害対応や資金調達に支障が生じるとして消極的である。また、機能分離についても、独立系統運用者と送配電事業者の線引きが難しく、監視にもコストがかかるとしている[18]。だが、中立性という基本が確保できないのであれば、いずれかに踏み出す必要がある。

3. 福島原発事故がもたらした電力自由化のゆがみ

託送料金への賠償負担金・廃炉円滑化負担金の上乗せ、東電 PG の廃炉等積立金負担など。
➡託送料金が、原子力事業を支えるための打ち出の小槌化している。

2015 年から始まった電力システム改革は、2011 年の福島第一原発事故の影響を大きく受けながら実施された。中でも特に大きな影響を受けたのは託送料金である。

2016 年、福島原発事故対応費用が大幅に増えた（11 兆円→ 21.5 兆円）。これに対応するために、政府は、事故によって発生した賠償費用の引き上げ分 2.5 兆円のうち、2.4 兆円分を、2020 年度から 40 年間、毎年 610 億円、託送料金に上乗せして全電力消費者から回収することととした（賠償負担金）。本来、事故に備えてもっと事故前から積み立てておくべきだった「過去分」があるためというのがその理由である。しかし、これは、汚染者が負担すべき費用を、消費者に負担させるための屁理屈にすぎない。実際、原子力事業者が負担していた賠償費用負担額は、2020 年度まで 1,630 億円だったものが、2021 年度からは 1,337 億円へと 293 億円減額された。

また、廃炉円滑化負担金も 2020 年度から託送料金に含まれるようになっている。これは原発依存度の低減というエネルギー政策の基本方針の下、原子力発電所を円滑に廃炉するためという理屈の下に、廃炉費用を託送料金の仕組みを利用して全電力消費者から回収するものである。福島原発事故後、発電事業者が想定よりも早期に廃炉する場合に、設備の残存簿価の一括減損等により一時的に多額の費用が生じることで廃炉判断を躊躇する可能性があった。これに対して、2013 年から、規制料金に費用の分割計上を可能とする「廃炉会計制度」が設けられた。2020 年以降は小売規制料金が原則撤廃されることになっていたため、これに対応するため、総括原価方式が残る託送料金の原価に含めるという制度改変を政府は行った[19]。

事実上の託送料金の打ち出の小槌化は、2005 年の電力小売一部自由化から始まっていた。当時、旧一電から新電力に切り替えた顧客からも、それまでに使っていた原発の発電に伴って発生した使用済み燃料の再処理費用を回収するとして、2005 年から 15 年間で合計 2.7 兆円を託送料金に加算した（使用済

18 資源エネルギー庁,2024, 電力システム改革の検証に係るヒアリング　事務局提出資料～送配電の広域化・中立化～ , https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/074_03_00.pdf
19 実際には、小売規制料金は、シェア 5%以上の有力で独立した競争者が区域内に 2 者以上存在するか、電力調達の条件が大手電力小売部門と新電力との間で公平か、といった観点から、競争環境が十分に整っていないとして、2024 年現在、すべての供給区域において、規制料金が存続している。

燃料再処理等既発電費相当額)。この制度は、費用回収が完了する2020年度に終了した。賠償負担金と廃炉円滑化負担金の託送回収の開始は、この使用済燃料再処理等既発電費相当額の託送回収の完了と同時に始まった。使用済燃料再処理等既発電費相当額の値引き分と賠償負担金と廃炉円滑化負担金による増額分がおおむね相殺されたため、消費者には表面上、負担感が生じない。だが実際には値下がりするべきところだった。消費者の目をくらます姑息なやり方だと言える。

東京電力の発送電分離は、他の電力会社に比べて、一層いびつである。東京電力は2016年4月、他の一般電気事業者に先立ち、東京電力ホールディング(東電HD)の下に、送配電部門(東京電力パワーグリッド、東電PG)、発電部門(東京電力フュエル&パワー、東電FP)、小売部門(東京電力エナジーパートナー、東電EP)に分社化された。この背景の一つに、東電HDにとっては福島原発事故処理費用等のリスクが大きく、社債の発行ができない一方、地域独占であり、確実な収益が確保された東電PGであれば社債が発行できるというものがあった。2017年の社債再発行以来、2024年まで、東電グループで社債が発行できているのは東電PGと東京電力のもつ水力事業(わずかにある風力・太陽光も)を分社化した東京電力リニューアブルパワーのみである。つまり、東電HDは地域独占が認められた送配電事業を通じて、グループ全体に必要な資金調達を行っている。

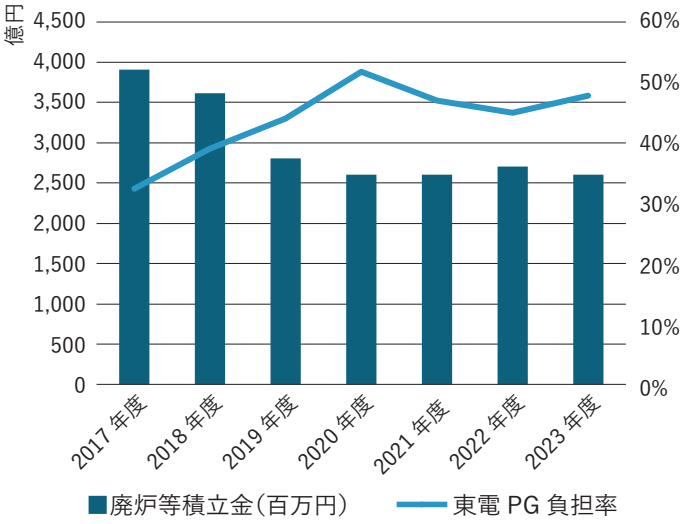

図22　廃炉等積立金と東電PG負担率
(東京電力HD資料より作成)

さらに、東京電力は福島原発事故の廃炉費用の積立(廃炉等積立金)を行っている。その費用のおよそ50%(1,200億円前後)は東電PGが負担している。その原資は託送料金である。本来であれば、その分、託送料金を値下げできていたはずである。東京電力エリアの新電力は、東京電力がねん出すべき廃炉費用の一部を負担させられていると言える。

4. 電力システム改革への提言

ここまで、電力システム改革の現状とその問題点を確認してきた。冒頭で確認した通り、電力システム改革の起点である2013年の「電力システムに関する改革方針」に示された①再生可能エネルギーの導入を進める中でも、安定供給を確保、②電気料金の最大限抑制、③需要家(電力消費者)の選択肢や事業者の事業機会を拡大、という3つの目的からみ見ると、目的はいずれも未達のままである。それどころか、当初の理念から大きく離れた形で進められてきたと言えるだろう。

そこであるべき電力システム改革を実施するため、2点、提案する。

（1）規制当局の独立性強化

現状の JEPX 市場やその他の様々な市場は、公正な市場となっていない。これは、旧一電が寡占事業者であるにもかかわらず、十分な規制が行われていない結果である。旧一電はその圧倒的な資本力、地域独占と総括原価方式のもと、競争にさらされることなく国民負担で作り上げてきた多くの発電所によって、電力市場を操作することが可能である。実際に、関西電力は 2017 年 10 月以来、供給力の絞り込みを行うことで市場価格のつり上げを図っていた（1.（6）参照）。

規制当局である電力・ガス取引監視等委員会や市場運営者である JEPX は、このような市場操作に対してきわめて厳しい態度で望まなければならない。そうしなければ寡占事業者が存在する市場で公正な競争などできるはずもない。だが現状、そのような意思があるようには見えない。

2013 年の「電力システムに関する改革方針」では、「自由化された市場における電力取引の監視・モニタリングやルール整備、送配電事業に関する料金規制や行為規制の厳格な実施、緊急時及び平時における安定供給確保等の万全を期すため、行政による監視機能を一層高める。このため、電気事業に係る規制をつかさどる行政組織のあり方を見直し（中略）独立性と高度な専門性を有する新たな規制組織へと移行する」こととされ、電力・ガス取引監視等委員会が発足した。一方、電力・ガス取引監視等委員会は「エネルギー政策の枠組みから離れて市場監視や料金規制を行う仕組みにしますと、安定供給とか、また保安の確保、再生可能エネルギーの普及などを進めるという観点からは、三条委員会では適当ではない」とされ、経済産業省に従属する 8 条委員会とされた[20]。だが、諸外国の電力・ガス規制はエネルギー政策の推進省庁とは独立した組織が行っているのが通例である[21]。現在、有効な規制が行われていない以上、電力・ガス取引監視等委員会を、諸外国と同様に独立した規制機関、具体的には 3 条委員会として改組するべきである。

（2）容量市場の廃止と需給調整市場の機能強化

容量市場は、発電事業者に発電設備を維持してもらうための制度である。ところが、上述の通り、日本の容量市場は、大手電力と新電力との間の格差を作り出すものとなっている。

市場格差を拡大するという弊害を生み出している容量市場は、一刻も早く廃止されるべきである。ドイツが導入している戦略的予備力の導入や、再エネ・蓄電池への投資を促すことに限定した容量市場など、現行の容量市場に基づかない制度を構築するべきである。

通常、需給逼迫が懸念されるのは太陽光発電の発電が終了する夕方以降の数時間である。需給調整市場の機能を強化し、揚水発電所や蓄電池あるいは分散型エネルギーリソース（DER）などが経済的に評価され、活用されるようにするべきである。

20 電力・ガス取引監視等委員会 ,2020, 電力・ガス取引監視等委員会の組織及び運営について ,
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_kensho/pdf/003_05_00.pdf
21 三菱総合研究所 ,2024, 海外の電力・ガス規制機関の調査および日本との比較検証 ,
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc/pdf/514_07_00.pdf

原子力市民委員会　特別レポート 9

新電力の参入を阻む電力システム改革

——強化される原発・化石燃料温存のしくみ

2024 年 10 月 21 日発行

作　　成：原子力市民委員会　政策調査部会
執　　筆：松久保　肇
執筆協力：大島堅一、竹村英明、吉田明子、明日香壽川
編　　集：村上正子
DTP 編集：荒木美保子

原子力市民委員会
160-0008　東京都新宿区四谷三栄町 16-16　iTEX ビル 3F
（認定 NPO 法人　高木仁三郎市民科学基金内）
TEL　03-6709-8083
E メール　email@ccnejapan.com
ウェブサイト　http://www.ccnejapan.com/
Twitter　https://twitter.com/ccnejp
Facebook　https://www.facebook.com/ccnejapan

頒価　500 円　　ISBN　978-4-9912055-3-8