

英国における電力市場制度の見直し（Review of Electricity Market Arrangements, REMA）の検討過程

服部 徹

電力中央研究所 社会経済研究所

作成日（2025年2月17日）

要約

英国政府は、2022年からは、脱炭素化目標の達成と安定供給の確保を費用効果的に行うため、電力市場制度の見直し（Review of Electricity Market Arrangements, REMA）を進めてきた。REMAの最終的な結論は、2025年半ばに公表される予定だが、電力システム改革の検証結果を踏まえて検討される今後の日本の電力市場に関する議論に資するため、本稿では、2024年12月に公表された第2回のコンサルテーションの結果に至るまでの検討過程を振り返り、その意義などを評価した。

REMAでは、これまでに2回にわたるコンサルテーションを通じて、卸電力市場の制度設計や、脱炭素電源への投資の促進、供給力確保のあり方など、様々な検証分野について課題が整理され、改革案の検討がなされてきた。利害関係者から寄せられた意見を踏まえつつ、英国政府は、金額に見合う価値や、投資家の信頼、実現可能性などの評価基準に従い、今後、検討を深めていく改革案を絞り込んでいる。その結果、当初、改革案として提示されていたノーダル制や、セントラル・ディスパッチ方式（系統運用者が入札価格に基づき電源の運用の最適化を図る市場運営）への移行などは、採用されないこととなった。いずれも、不確実性が増すことによって投資家の信頼を損ないかねず、電力分野の脱炭素化の期限（2035年）までの実現が困難なことが主な理由となっている。

REMAにおける検討には限界や課題もあるが、今後の日本の電力市場の制度設計の議論においても参考となる点がある。改革案の検討において、市場メカニズムの活用を継続するとしながらも、脱炭素電源への投資の促進が急務となる中で、費用対効果のみならず、制度の安定的な運用や、定められた期限内での目標達成を重視する視点は、同様の課題に直面するわが国でも必要と考えられる。また、地域別の価格シグナルのあり方について、ゾーン制の市場への移行とともに、地域ごとに設定されている送配電料金の見直しによる改善策を検討していることにみられるように、市場機能の向上のみにこだわらず、電力システム全体の目的を達成する選択肢を幅広く検討する点も参考になる。

免責事項

本ディスカッションペーパー中、意見にかかる部分は筆者のものであり、電力中央研究所又はその他機関の見解を示すものではない。

目次

1.	はじめに	1
2.	REMAの背景・目的・手法とこれまでの経緯	2
2.1.	英国における電力市場制度の変遷と電力システムの現状	2
2.2.	REMAの背景と目的	5
2.2.1.	REMAを実施する背景	5
2.2.2.	REMAのビジョン・目的	6
2.2.3.	電力市場制度の見直しの必要性和課題	7
2.3.	REMAの検討分野	8
2.4.	REMAにおける改革案の評価手法	9
2.5.	これまでの検討過程の概要	11
3.	REMAの個別の改革案に関する検討過程	13
3.1.	卸電力市場の改革に関する検討	13
3.1.1.	技術別の2つの市場に関する検討	14
3.1.2.	マルチプライスへの移行に関する検討	16
3.1.3.	地域別の価格シグナルに関する検討	17
3.1.4.	セントラル・ディスパッチへの移行に関する検討	18
3.1.5.	卸電力取引、需給調整、系統運用の改善に関する検討	20
3.2.	CfDの改革に関する検討	21
3.3.	フレキシビリティの確保に関する検討	23
4.	REMAで検討されたいくつかの改革案をめぐる議論	26
4.1.	卸電力取引の体制の移行をめぐる議論	26
4.2.	ノーダル制をめぐる議論	27
4.3.	容量市場の最適化をめぐる議論	28
5.	まとめ	29

1. はじめに

これまで電力市場を自由化してきた諸外国においては、脱炭素化やエネルギー安全保障の重要性が高まる中で、電力市場の制度を見直す機運が高まっている。中でも英国では、2022年から **Review of Electricity Market Arrangements**（以下、REMA）と呼ばれる包括的な電力市場制度の見直しが政府によって行われている¹。現在までに英国政府が、コンサルテーション（意見公募）を通じて、見直しを必要とする個別の課題を挙げ、その対応に向けてとりうる複数の選択肢を提示し、様々な利害関係者からの意見も踏まえながら、今後の制度改革の検討を進めているところである。その内容には、卸電力取引の枠組みを大きく変更するような改革案も含まれている。

日本でも、2024年に電力システム改革の検証が始まったが、先行的に電力の自由化を進め、脱炭素化やエネルギー安全保障に向けて、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の導入や原子力発電所の新增設にも取り組んできた英国が、どのような観点から電力市場制度の見直しを行おうとしているのかは、電力システム改革検証後の制度改革のあり方を議論する上で有用と考えられる。英国と日本では、エネルギー需給に関する事情や電気事業体制の歴史的経緯において違いがあるものの、相対取引が中心で、電源を運用する市場参加者がその運用について実需給の1時間前まで調整可能なセルフ・ディスパッチの枠組みをとること、再エネの導入拡大に向けて固定価格買取制度（Feed-in-Tariff, FIT）を採用してきたこと、集中型容量市場を運営していることなど、電力市場やそれを補完する制度の基本設計における共通点も多い。その英国で卸電力取引の体制を含む抜本的な制度改革を検討する取り組みが進められてきたことは注目される。

そこで本稿では、英国の REMA に関する政府のコンサルテーションにおける検討過程を概観し、日本で予想される今後の電力市場の制度改革への示唆などについて論じる。第2章では、REMA の背景や狙い、これまでの経緯について、日本の電力システム改革の検証とも比較しながら概観する。第3章では REMA の個別の改革案の検討について焦点を当て、卸電力市場の改革、CfD（Contract for Difference: 固定価格買取制度における差額契約）の改革、低炭素²のフレキシビリティの確保のそれぞれに関する検討の過程を概観する。第4章では、日本の電力市場の制度改革にも関連する改革案として、卸電力取引の体制の移行、ノーダル制への移行、容量市場の最適化の3つを取り上げ、REMA における検討の意義や課題について論じる。最後に第5章で、本稿の議論をまとめ、日本で電力市場の制度改革を進めていく際に、REMA の検討で参考となる視点を示す。

¹ REMA の開始当初は、ビジネス・エネルギー産業戦略省（Department of Business, Energy and Industrial Strategy, BEIS）が担当していたが、2023年2月の省庁再編により、現在は、エネルギー安全保障・ネット・ゼロ省（Department of Energy Security and Net Zero, DESNZ）が担当している。英国政府のプレスリリース参照。
<https://www.gov.uk/government/news/making-government-deliver-for-the-british-people>（閲覧日:2025年1月28日）

² 本稿では、REMA に関する文書において decarbonisation が用いられている場合は「脱炭素化」とし、low-carbon が用いられている場合は「低炭素」とする。

2. REMA の背景・目的・手法とこれまでの経緯

2.1. 英国における電力市場制度の変遷と電力システムの現状

REMA の検討過程を題材とし、日本での制度改革の議論との関連性について考察するのにあたり、以下では、英国のこれまでの電力市場制度の変遷と電力システムの現状について、日本との比較を交えつつ確認しておく。

英国は、先進諸国の中では最も早くから電力市場の自由化を進めた国である。国営だった電気事業を1990年に民営化し、発電と送電を分離して、発電分野には競争を導入した。1990年以降、卸電力の取引は、強制プール市場を通じて行われていたが、市場支配力による問題が顕在化したことなどもあって、2001年には相対取引中心の New Electricity Trading Arrangements (NETA) に移行した。2005年からは NETA の地理的範囲をイングランド・ウェールズからスコットランドにまで拡大した British Electricity Trading and Transmission Arrangements (BETTA) に移行し、現在に至っている³。BETTA に移行後、卸電力取引の枠組みに変更はなかったものの、低炭素社会に向けた取り組みの必要性が高まる中、2013年の「電力市場改革 (Electricity Market Reform, EMR)」では、低炭素電源の導入を促進するための差額契約型固定価格買取制度⁴ (Feed-in-Tariff - Contract for Difference, 以下 CfD) や、自然変動電源が増加する中で十分な供給力を確保するための集中型容量市場が導入された。表1に、英国と日本の電力自由化および電力市場改革の経緯を示す。

表1 英国と日本の電力自由化と電力市場改革の経緯

	英国	日本
1990	国営電気事業の分割民営化 強制プール市場 小売部分自由化（以後、段階的に自由化範囲拡大）	
1995		卸電力供給の自由化
1999	小売全面自由化	
2000	強制プール市場廃止、相対取引中心のNETA ^{*1} へ移行	小売部分自由化（以後、段階的に自由化範囲拡大）
2005	NETAの地理的範囲を拡大し、BETTA ^{*2} へ移行	日本卸電力取引所 (JEPX) での取引開始
2012		再エネ固定価格買取制度 (FIT)
2013	電力市場改革 (EMR ^{*3}) により、CfDと容量市場を導入	電力システム改革専門委員会報告書
2014	容量オークション開始	
2015		電力広域的運営推進機関設立
2016		小売全面自由化
2020		送配電部門の法的分離、容量オークション開始
2022	REMAコンサルテーション開始	
2024	REMA第2回コンサルテーション開始	電力システム改革の検証

*1 New Electricity Trading Arrangements

*2 British Electricity Trading and Transmission Arrangements

*3 Electricity Market Reform

電力の自由化では、英国が先行してきたが、現在の電力市場の制度設計には多くの共通点がある。その主な特徴について英国と日本を比較したのが表2である。日英の重要な共通点として、給電体制 (dispatch) が挙げられる。これは、実時間での需給バランスに向けた調整プロセスにおける市場参加者と系統運用者の役割分担の枠組みを指す。英国では、

³ BETTA については、後藤・筒井(2006)などを参照されたい。

⁴ CfD 導入以前は、Renewable Portfolio Standard (RPS) と類似の Renewable Obligation (RO) による導入促進が図られてきた。

BETTA の下、電源を運用する市場参加者がその運用について実需給の1時間前（ゲートクローズ）まで調整可能となっている「セルフ・ディスパッチ」の枠組みを採用している。これに対し、基本的には前日までの時間帯において系統運用者が系統制約を考慮して市場参加者の入札情報に基づく給電を行うのが「セントラル・ディスパッチ」で、主に米国において系統運用者が運営している卸電力市場で採用されている枠組みである。日本は、いわゆる「BG⁵制」の下でゲートクローズまで市場参加者による需給調整が行われており、基本的には英国と同じである。また、両国とも相対取引を中心としつつも、任意参加の卸電力取引所が存在しており、そこで前日市場および当日市場（日本の「時間前市場」に相当）が運営され、30分単位の卸電力が取引されている点も同じである。調整力は、英国では送電系統運用者が主に需給調整メカニズムを通じて調達し⁶、日本でも送電系統の運用を担う一般送配電事業者が主に需給調整市場を通じて調達しているが、日英いずれも卸電力を取引する市場とは別の場で取引されているという点で、基本的には同じ枠組みを共有しているといえる。また、kW 価値を容量オークションで取引する集中型容量市場を運用している点も同じである。さらに、再エネの導入支援策として、形式はやや異なるものの、基本的には固定価格買取制度が活用されてきた点でも同じである。

表2 英国と日本の電力市場制度の現状

	英国	日本
給電体制	セルフ・ディスパッチ	セルフ・ディスパッチ
短期の卸電力取引	前日市場、当日市場	前日市場、時間前市場
取引時間単位	30分	30分
ゲートクローズ	1時間前	1時間前
エリア価格	なし	あり（9エリア）
調整力の取引	卸電力取引とは別に 需給調整メカニズムで取引	卸電力取引とは別に 需給調整市場で取引
電力先物（取引所）	複数あり	複数あり
容量市場	集中型容量市場	集中型容量市場 長期脱炭素電源オークション
排出量取引	UK ETS	（導入予定）
非化石価値取引	なし	非化石価値取引市場
再エネ導入支援策	CfD (FIT)	FIT/FIP
送配電の組織	送電と配電は別組織 送電の設備所有と系統運用は別組織*	送電と配電は一体 設備所有と系統運用が一体

*イングランド・ウェールズで送電系統の設備を所有するのは National Grid で、以前は系統運用も担っていたが、2019年からは系統運用部門が法的分離した National Grid Electricity System Operator (NGESO) が、2024年10月からは National Grid から分離独立した公的な組織 National Energy System Operator (NESO) がイングランド・ウェールズおよびスコットランドの系統運用を担っている。スコットランドの送電系統設備は、SSEN Transmission と SP Energy Network の2社が所有している。

他方で、英国では、卸電力取引所の約定価格は、英国全体で一つとなっており、市場分断で地域間の値差を発生させることはなく、連系線の混雑によって国内で9つのエリア価格

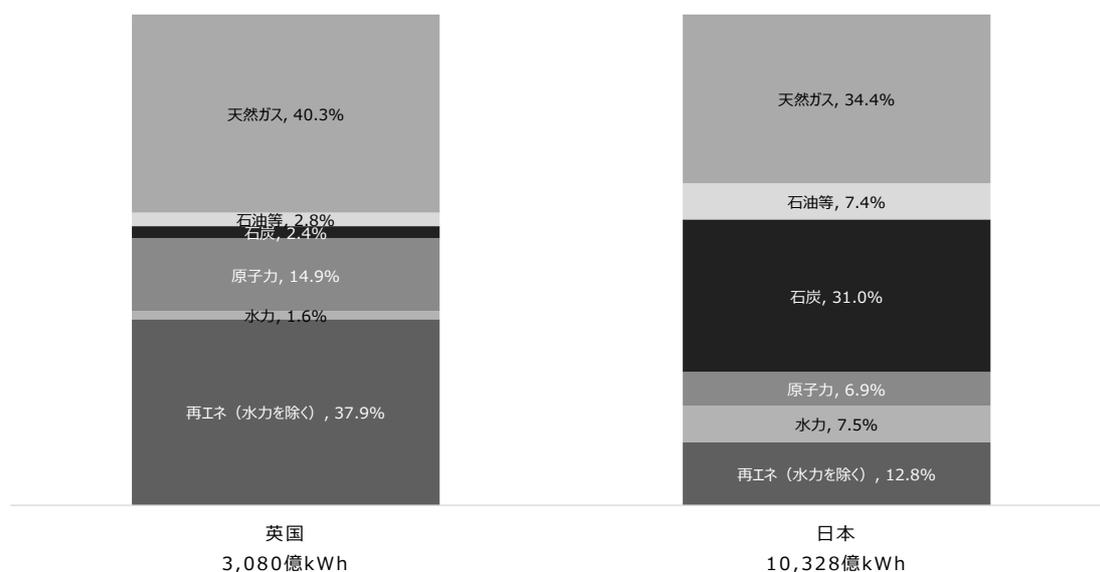
⁵ Balancing Group の略称である。

⁶ REMA においては単に Balancing Mechanism と表記されているが、系統運用者による調整力やアンシラリーサービスの調達には様々な手法（相対取引等）が存在する中で、基本的には市場参加者の入札に基づく Balancing Mechanism Offer and Bids のことを指していると思われる。英国の需給調整メカニズムについては古澤・岡田・後藤(2014)、電力広域的運営推進機関(2018)を参照。

に値差が生じうる日本との違いの一つとなっている。また、日本の容量市場には、新規の大型の脱炭素電源を対象として、2023年度から「長期脱炭素電源オークション」が導入されているが、英国に同様の制度は存在しない。さらに、日本では排出量取引が2026年度から導入される予定となっているが、英国では既に排出量取引制度（UK-Emission Trading Scheme, UK-ETS）が運用されている。逆に、日本で運用されている非化石価値取引市場に相当する市場は英国には存在しない。

このように、日英の電力市場の制度には、様々な違いがあるものの、相対取引とセルフ・ディスパッチを基本とする卸電力取引の枠組みや、容量市場の存在という基本的なところで共通する部分が多いといえる。日本の卸電力取引の枠組みや再エネの投資支援策については、英国だけでなく、欧州の多くの国で採用されている枠組みでもあるが、英国の REMA では、そうした枠組みについて問題提起を行い、検討結果次第で大きく変える可能性を含む見直しを国として行っている点で注目される。

最後に、REMA の検討内容を理解する上で重要と考えられる最近の電源構成について見ておく。近年の英国と日本の発電電力量に基づく電源構成を比較したのが図1である。



出典：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第53回会合）資料1より筆者作成

図1 英国と日本の電源構成（2019年度）の比較

日英両国ともに再エネの導入拡大を進めてきたが、電源構成に占める再エネの割合は英国の方が高くなっている。また、両国とも原子力発電を活用しており、日本では既設炉の再稼働の遅れから、近年のシェアは低いですが、今後も一定の発電電力量を維持する方針となっている⁷。さらに、調整力として必要性が高まるガス火力の発電シェアは日英ともに3割から4割程度を占めている。他方で、日本では石炭火力のシェアが大きいですが、英国では縮小してきており、現在までにほぼゼロとなっているのが大きな違いとなっている。なお、英国は欧州の複数の国との間に国際連系線があり、2021年の容量は7.4GW で、輸入電力量は

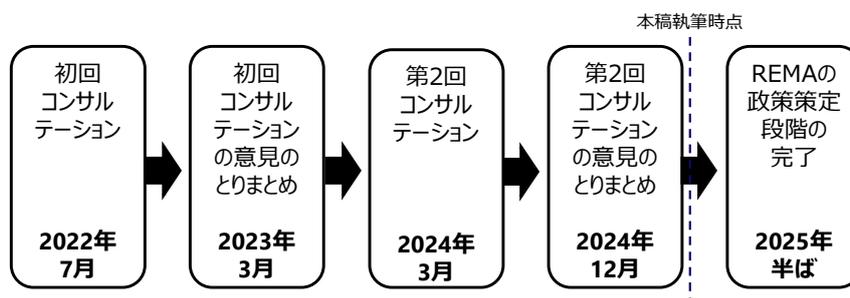
⁷ 英国政府は2050年までに原子力発電の設備容量を最大で現在の約4倍に相当する24GW とする目標を示している。2030年から2044年まで、5年ごとに、3~7GW の設備投資の決定を確実にしている。DESNZ(2024a)を参照。

発電電力量の約9%となっている（Deaney, 2022）。

英国は今後、脱炭素電源としての原子力と再エネ（太陽光、陸上風力、洋上風力）を増加させていくことに加え、低炭素の調整力として、蓄電池などの貯蔵技術や、炭素回収・利用・貯蔵（Carbon Capture, Usage and Storage, CCUS）付のガス火力、水素の導入拡大を目指すとしている。

2.2. REMA の背景と目的

REMA は、政府が示す課題認識や改革案に対するコンサルテーションを通じて行われている（図2）。英国政府は、2022年7月に REMA の初回となるコンサルテーションの内容を公表した（BEIS, 2022b）。初回の意見募集は2022年10月に締め切れ、後述する REMA の目的や電力市場全体に対する政府の問題認識に加え、個別の検討分野の改革案に対して、多くの関係者から意見が寄せられた。主な意見の概要とそれらに対する政府の見解は、2023年3月に公表され、その後の見直しに向けて一定の方向性も示された（DESNZ, 2023）。しばらくして第2回のコンサルテーションを実施することとなり、その内容が2024年3月に公表された（DESNZ, 2024b）。第2回のコンサルテーションに寄せられた意見の概要は2024年12月に公表された（DESNZ, 2024d）。同時に、英国政府は、第2回のコンサルテーション以降の REMA における改革案の検討状況について報告している（DESNZ, 2024e）。最終的には、2025年半ばを目途に、REMA の結論としての改革案が策定される予定である。



出典：DESNZ (2024b)に基づき筆者作成

図2 REMA の工程

以下では、主に初回のコンサルテーションの内容に基づき、REMA の背景や、ビジョンと目的、政府が考える見直しの必要性や現行制度の課題に関する認識について述べる。

2.2.1. REMA を実施する背景

英国政府は、2022年4月に公表した「英国のエネルギー安全保障戦略（British Energy Security Strategy）」で、電力市場制度の見直しを実施することを表明していた（HM Government, 2022, p.25）。ロシアによるウクライナ侵略に端を発して生じた電気料金高騰の影響を抑制するために、直ちに取りうる対策についても検討するとしつつも、REMA は、英国の電力分野の課題に「持続可能な解決策（sustainable solution）」をもたらすものと位置付けられていた。政府の見直しによると、「高成長シナリオ」の場合、電力需要は2050年までに2020年の3倍の水準に増加すると見込まれているが、脱炭素化を進めつつ、こうした需要の増加の可能性にいかに対応していくかが大きな課題として認識されていた。電力

市場制度、とりわけ卸電力取引の枠組みについては、現在の相対取引とセルフ・ディスパッチを基本とする BETTA が従来型の電源を想定した制度であり、今後の再エネ主体の電力システムにおいては見直しが必要との認識が示されていた。EMR で導入された CfD や容量市場は、安定供給や脱炭素化への貢献で一定の成果を上げてきたが、これからのエネルギー転換、すなわち現在残っている化石電源から非化石電源への円滑な移行に向けて、解決すべき課題は異なるとの考えが示されていた。

2.2.2. REMA のビジョン・目的

REMA のビジョン、すなわち目指すべきところとして掲げられたのは次の5つである。

- ・低炭素技術の普及率に大きな変化（step change）をもたらし、化石燃料による発電（fossil fueled generation）への依存度を低減する
- ・システムのいたる所で（across the system）フレキシビリティ⁸に対する適切なシグナルを提供する
- ・価格シグナルを通じて、公正な（fair）結果を確保しながら、消費者に電力の使用を一層管理すること（take greater control of their electricity use）を促す
- ・地区（local）や地域（regional）、全国（national）というそれぞれのレベルで運用する設備を最適化する⁹
- ・システムのセキュリティを常に維持できるようにする

その上で REMA の目的を

「安定供給と消費者にとっての費用対効果を確保した上で、2035年までの電力システムの完全な脱炭素化を実現するために、電力市場の制度改革を行うこと」

としている。

初回のコンサルテーションにおいて、上記の REMA のビジョンや目的には、回答者の大多数（80%以上）が賛同した¹⁰。ただし、当初の政府案では明確になっていない、消費者（需要家）の役割や消費者に与える影響を踏まえる必要性、システム全体を考えると（whole-system approach）の必要性を強調する意見も多数あったとされる。他に、目的にある「費用対効果」の定義については、消費者から見た「ベスト・バリュー」を反映するようなものとすべきとの意見もあった。こうした意見のうち、特にシステム全体のアウトカムをもたらすことを意識し、政府は、第2回のコンサルテーションに際して、送配電ネットワークの整備や系統接続の手続きの改善などに向けても積極的に取り組んでいくとしている¹¹。

⁸ REMA のコンサルテーションにおいて、「フレキシビリティ（柔軟性）」は「時間や場所でエネルギーの消費や発電を移し替える（shift）能力」と定義され、「需給のバランスをとり、再エネを統合し、系統の安定性を維持するために極めて重要である」と説明されている。また、フレキシビリティの技術として、蓄電、柔軟な需要、CCUS、水素、連系線が挙げられている。

⁹ コンサルテーションの政府文書において、local や regional が具体的にどのような地理的範囲を示しているかは記載されていないが、全体として配電系統に接続する分散型資源から送電系統に接続する大型の電源までを視野に入れていると考えられる。

¹⁰ コンサルテーションに寄せられた回答については、同じ見解の回答者が70%を超えた場合は「大多数（most）」または「多数（many）」、50%を超えた場合は「過半数（majority）」、30%から70%の間の場合は「一定数（some）」、30%以下の場合は「少数（a few）」と表現しており、本稿でもこれらの表現を用いる。50%から70%の間は、「一定数」であり「過半数」でもあるが、本稿で取り上げる場合は原典での使い分けに従う。

¹¹ 第2回のコンサルテーションの政府文書の序論でも、2030年とそれ以降の電力市場の目指すところ（ビジョン）が示されている。

2.2.3. 電力市場制度の見直しの必要性和課題

(1) 急速な脱炭素化が進む電力システムの課題

英国政府は、REMA を通じて電力市場制度の見直しを行う必要性として、急速な脱炭素化に向けた5つの課題を挙げている。1つ目は、電源投資の加速化と拡大である。政府のネット・ゼロ戦略によれば、今後、2,800億から4,000億ポンドの電源投資が必要とされており（BEIS, 2022b, p.27）、これだけの巨額の投資をいかに進めていくかという課題である。2つ目は、系統のフレキシビリティの向上である。その背景には、再エネが増加し、需給バランスや混雑管理で新たな課題が生じる一方で、系統の安定性に必要なフレキシブルな電源の確保が難しくなっていることがある。フレキシブルな電源の設備利用率は年々低下していきと予想されており¹²、卸電力市場からの収入以外の収入源がなければ投資が進まないことがその理由とされている。3つ目は、系統費用の最小化に向けた効率的な地域別のシグナルの提供である。電源の効率的な立地を誘導するシグナルがない中、再エネの偏在化が進んだことで、近年、系統運用者による系統制約の解消のための費用が上昇し、今後もその増加が見込まれることが背景にある¹³。4つ目は系統運用能力（system operability）の維持である。これまで火力発電が提供してきた慣性力をいかに確保していくかが重要となりつつある状況が背景にある。5つ目は価格のボラティリティの管理である。2050年にかけて、再エネの発電電力量が多い時と少ない時で、卸電力価格が極端に低い水準と極端に高い水準に二極化していくとの予想がその背景にある¹⁴。

これらは、いずれも日本でも重要な課題と考えられる。地域別のシグナルについては、日本ではエリア間の市場分断で国内では地域別の価格が設定されるようになっているが、各エリア内での系統混雑への対応なども検討されており、地理的範囲の違いはあれ、少なくとも潜在的には同じような課題が存在しているといえる。

(2) 現行制度の課題の整理

英国政府は、現行制度の課題について、より具体的に、脱炭素化、安定供給、費用対効果の観点から整理している¹⁵。

脱炭素化に関する課題としては、以下のような課題を挙げている。

- ・再エネの比率が高まれば、卸電力価格は低下し、既存の支援制度への依存度が高くなる
- ・CfDの仕組みが（低炭素電源による）市場価格への反応を制限してしまう
- ・低炭素のフレキシビリティ技術に対する投資の欠如を招いている
- ・特定の低炭素のフレキシビリティ技術への投資を促す支援スキームは、競争を阻害する可能性がある

¹² BEIS (2022b)の Figure 2で示されている。

¹³ BEIS (2022b)の Figure 3で示されている。

¹⁴ BEIS (2022b)の Figure 5で示されている。

¹⁵ これとは別に、英国政府は、初回のコンサルテーションにおいて、分野横断的課題（Cross-cutting questions）として、制度全体に関わる課題を取り上げ、それらについての見解を示している。具体的には、市場の役割、技術間の競争、意思決定の分権度合い、限界費用価格形成原理の役割、資金調達費用の最小化と運用のためのシグナルの最大化、より正確な価格シグナルと消費者の便益、変革のスケール（移行期間中の目標達成）、より正確な地域ごとのシグナルの実現とその方法、電力需要の削減とその促進に向けたアプローチ、である。これら分野横断的課題に関する政府の整理については、REMA と小売市場の見直しとの関係について検討不足を指摘する意見もあったが、過半数の回答者が賛同している。分野横断的課題のそれぞれの内容については、本稿ではまとめて紹介せずに、それぞれ関連する箇所個別に参照する。

- ・電力需要の削減につながる市場のシグナルが限定的である¹⁶
 - ・（長期エネルギー貯蔵を念頭に）持続的な調整のための市場が存在しない¹⁷
- 次に、安定供給に関しては、以下の課題を挙げている。
- ・フレキシビリティ技術の稼働時間は短くなり、卸電力市場以外の市場からの収入の割合が増加する
 - ・現行の容量市場は、低炭素のフレキシビリティ技術への十分な投資を促進するものではない
 - ・現行の市場の枠組みでは、系統の安定に必要な特性を持つ低炭素電源への投資が促進できない

最後に費用対効果に関しては、以下のような課題が挙げられている。

- ・電源の投資や運用のための地域別のシグナルが欠如している
- ・フレキシビリティのための時点ごとのシグナルが限定的である
- ・卸電力市場の価格が、基本的に、最も入札価格の高い限界電源によって設定される¹⁸
- ・卸電力市場の流動性が低い
- ・現在の市場の仕組みは、電力系統における設備を効率的に利用しきれていない

加えて、現行制度の課題について英国政府は、2027年までに、2035年に必要な設備容量の3分の1が決まり、ロックインされることも考慮する必要があるとしている。

初回のコンサルテーションでは、急速な脱炭素化が進む将来の電力システムの課題や、現行制度の課題認識については、回答者の大多数（80%）が賛同している。ただし、地域別のシグナルの必要性については異議もあり、十分なネットワークの増強があれば不要との意見もあったとしている。価格のボラティリティについては、望ましい側面とそうでない側面の区別（の必要性）についての言及もあったとしている。また、追加の課題として、消費者への影響やネットワーク投資の確保などを挙げる意見もあったとしている。

2.3. REMA の検討分野

REMA の検討範囲については、基本的には市場に参加する、あるいは今後参加しうるすべての技術に関連する施策を対象とするが、新規の原子力発電所への投資促進策、温室効果ガス除去技術に関する政策、水素製造など国内初の技術導入のためのインフラや支援策、国際連系線の収入支援策、規制等による省エネ推進策は、検討の対象外となっている。加えて、電力市場にとって重要ではあるものの、広範に影響を及ぼし得る政策である「電化」および「カーボンプライシング」も REMA の検討の対象外とされている。

REMA における見直しの範囲と日本の電力システム改革の検証で取り上げる項目を比較

¹⁶ これは、初回のコンサルテーションの政府文書において、後述する分野横断的課題の中でも述べられているが、需要の削減、特にエネルギー効率化を通じた需要の恒久的な削減は、系統にもたらす便益があるにもかかわらず、それ自体は価格に反応することができないため、電力市場において他の技術と適切に競争することができていない、との認識に基づく課題である。対策としては、現在の政策に依存しつつ、例えばネットワーク事業者がエネルギー効率化に投資しやすくする規制の仕組みや、容量市場で競争に参加できるようにする制度設計などが考えられるとしている。

¹⁷ これは、現在の卸電力市場や需給調整市場が、短期のエネルギーや調整力の価値を評価する一方で、従来型の火力電源のように長い期間継続して発電ができるような能力が系統にもたらす価値を評価できていないという問題意識を反映している。

¹⁸ このことによって、限界費用がほぼゼロの再エネが増加しているにもかかわらず、ガス価格が高騰した際に、ガス火力が限界電源となることで、市場価格が高騰するとの問題意識がある。3.1節であらためて取り上げる。

したのが表3である。電力システム改革の検証項目のうち、「市場機能の活用」や「供給力確保策」は、REMA でも取り上げられている検討分野といえる。他方で、小売全面自由化（小売市場）については、英国の REMA の範囲には含まれていないが、その見直し・検証は、REMA とは別の場で行われている。また、送配電網の増強計画についても、電力市場に大きな影響を与える施策ではあるが、これも REMA とは別の場で検討が行われている。

表3 英国の REMA と日本の電力システム改革の検証の検討項目

英国 REMA	日本 電力システム改革の検証
<ul style="list-style-type: none"> ・ ネット・ゼロの卸電力市場 地域別の価格 技術別の市場 需給調整市場（メカニズム） 価格形成 給電体制 ・ 低炭素電源の大量導入（CfDの見直し） ・ フレキシビリティ ・ 供給力確保 ・ 系統運用の課題解決 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 小売全面自由化 ・ 市場機能の活用 ・ 送配電の広域化・中立化 ・ 供給力確保策 ・ 事業環境整備 ・ その他

出典：英国は BEIS (2022b)、日本は電力システム改革の検証の議論を行う過程で実施した意見募集の対象である。資源エネルギー庁 (2024)を参照。

2.4. REMA における改革案の評価手法

REMA では、個別の検証分野において、現状維持を含む複数の制度改革の選択肢を示した上で、コンサルテーションで寄せられた意見を踏まえつつ、それらを5つの評価基準で評価することとなっている。

初回のコンサルテーションにおいては、検討分野（検討項目）ごとに、図3のような選択肢が示されていた。個別の選択肢の内容については後述するが、2回のコンサルテーションを経て、選択肢の取捨選択や検討分野の再構成がなされている（2.5節を参照）。

5つの評価基準は

- ・ 金額に見合う価値（Value for money）：消費者の費用が最小化されるような市場設計がなされること
- ・ 実現可能性（Deliverability）：一定の期間内で市場設計の変更がなされること
- ・ 投資家の信頼（Investor confidence）：目的とする投資が十分にもたらされること
- ・ エネルギーシステム全体の柔軟性（Whole-system flexibility）：市場参加者の柔軟性が十分に発揮され、他のエネルギー源との最適化も図れるようにすること
- ・ 順応性（Adaptability）：様々な不確実性によってもたらされる変化に対して順応できるようにすること

となっている。なお、初回のコンサルテーションの政府案では、第一の評価基準の「金額に見合う価値」は、「最小費用」とされていた。



*1 日本では、卸電力市場は kWh 価値を取引する市場で、需給調整市場は ΔkW 価値を取引する市場と区別するが、REMA の議論においては、需給調整市場は卸電力市場の一部として位置づけられている。

出典：BEIS (2022b)に基づき筆者作成

図3 REMA における検討分野ごとの選択肢（2022年7月時点）

5つの評価基準のうち、特に最初の3つの基準が、改革案の選択肢の取捨選択において重視されてきた。第1の評価基準である「金額に見合う価値」は、日本のエネルギー政策の目標とされる S+3E の E の一つである「経済効率性」に通じる基準でもある。第2の評価基準である「実現可能性」は、これまで日本ではそれほど言及されることがないが、英国では2035年までに電力分野の脱炭素化の目標を掲げていることで、時間的な制約を重視せざるを得ない状況になっているといえる。この点に関連して、英国政府は、分野横断的課題の一つとして、改革を進める時間軸に関する考え方について、2030年代には新しい制度に移行する必要がある一方で、その制度の下で安定するまでの混乱を最小限にする必要があるとの認識を示している。脱炭素化に向けて、すでに火力から再エネへのシフトで電源構成は大きく変化してきており、その変化に対応するためには大胆な改革を進める必要があるとの考え方がある一方で、これまでの制度で一定の成果を収めてきたことからすれば、大胆な改革は慎重に考え現在の投資水準を継続する必要があるとの考え方もある。両方の考え方を組み合わせることが最善かもしれない、と述べている。第3の評価基準の「投資家の信頼」は、分野横断的課題の議論の中でも、収益を安定させることにより資本コストを引き下げることのメリットが強調されており、日本で「投資回収の予見性確保」の観点から様々な制度改革が行われてきたことと共通する部分がある。ただし、後述するように、これまでのコンサルテーションでは、大きな制度改革によって将来の不確実性が大きくなるようなことが投資家に不安を抱かせ、投資に対して負の影響をもたらすことを避けるという意味で使われることが多い。

初回のコンサルテーションで示された選択肢の構成（図3）については回答者の多数（72%）が賛同したが、市場の設計が複雑になっており、最小限の変化が望ましいとする意見や、選択肢の数を減らすべきとの意見もあった。REMA の5つの評価基準については、

約7割の回答者が賛同している。ただし、あまりに大幅な変化やスケジュールが不明確であることなどが投資の停滞をもたらすリスクを踏まえて、「投資家の信頼」の重要性を強調する意見もあった。また、「最小費用」という基準については、消費者にとっての「ベスト・バリュー」に言い換えるべきとの意見や、短期的な思考に偏るといった問題点があり、金額に見合う価値（value for money）の方が適切との意見があった。英国政府が最初の評価基準を「金額に見合う価値」に変更したのは、こうした意見を踏まえたものといえる。

2.5. これまでの検討過程の概要

2022年7月に初回のコンサルテーションが始まり、その後、2024年12月までの経過については既に述べたが、ここでは、これまでの改革の選択肢に関する検討結果の概要とそれを踏まえた検討分野の再構成など、その過程を概観しておく。なお、個々の選択肢に関する説明は3章以降で述べる。

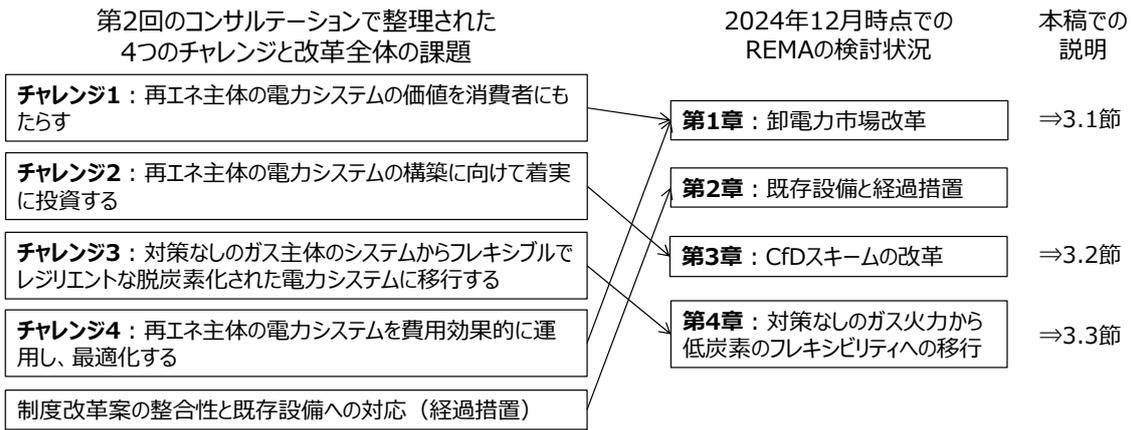
初回のコンサルテーションで示された検討分野ごとの改革案の選択肢は図3に示した通りだが、回答者から寄せられた意見を踏まえて2023年3月に公表された政府の対応策において、いくつかの選択肢については、その後の検討をとりやめる判断がなされている。さらに第2回のコンサルテーションに際しても、いくつかの選択肢の検討をとりやめることとなり、当初の選択肢の検討結果が図4のように示された。

【検討分野】		【選択肢*1】					
ネット・ゼロの卸電力市場	地域別の価格	全国価格のみ	ゾーン制	ノーダル制	地点別インバランス価格制		
	技術別の市場	統一市場（分けない）			特性ごとに市場を分ける		
	需給調整市場	全国市場			各地点から全国大へ		
	価格形成	シングルプライス			マルチプライス		
	給電体制	セルフ・ディスパッチ			セントラル・ディスパッチ		
低炭素電源の大量導入	現在のCfD	市場価格に直面させるCfD	発電量の見込みに基づくCfD	小売事業者の確保義務	レバニュー・キャップ&フロア	排出量の削減に対する補助	等価フォーム電源オークション
フレキシビリティ	容量市場の最適化	フレキシビリティ重視の容量市場	小売事業者の確保義務（Clean Peak Standard含む）				
供給力確保	容量支払い	集中型信頼度オプション	分散型信頼度オプション	特定の電源公募	戦略的予備力		
系統運用の課題解決	現行の対応策の継続	追加的対応策	ローカルアンシラリーサービス市場	CfDや容量市場における措置	卸電力市場との同時最適化		

*1 黒色が第2回のコンサルテーションの開始までに検討を取りやめた選択肢、灰色が単独での実施の検討を取りやめた選択肢である。太字の選択肢は、第2回のコンサルテーションの際に政府が採用を念頭に置いたものである。なお、「地域別の価格」の選択肢の「地点別インバランス価格制（Local imbalance pricing）」は、当初案の3つの選択肢とは分けて追加で記載されたものである（脚注27を参照）。また、「系統運用の課題解決」において、英国政府は、アンシラリーサービスを対象とする「専用の支援策」を選択肢に挙げていたものの、その検討を進めないことを初回のコンサルテーションにおいて表明していた。
出典：DESNZ (2023, 2024b)に基づき筆者作成

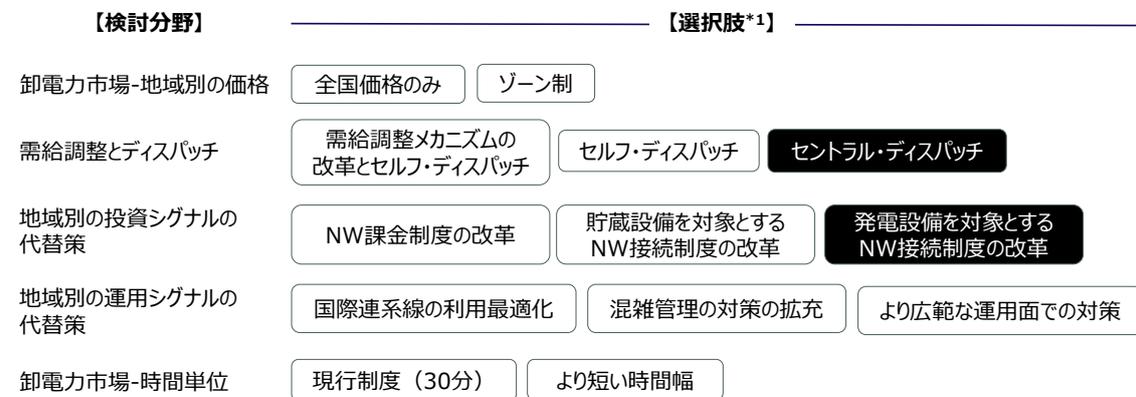
図4 REMA における検討分野ごとの選択肢の検討結果（2024年3月時点）

また、第2回のコンサルテーションに際しては、これまでの検討分野とそれぞれにおける



出典：DESNZ (2024d, e)を参考に筆者作成

図6 2024年12月時点でのREMAの検討状況と本稿での位置付け



*1 黒色の選択肢は第2回のコンサルテーションの結果、今後の検討をとりやめたもの

出典：DESNZ (2024e)に基づき筆者作成

図7 2024年12月時点でのREMAにおける卸電力市場改革に関する選択肢の検討状況

3. REMAの個別の改革案に関する検討過程

3.1.卸電力市場の改革に関する検討

政府がまとめた2024年12月時点での改革案の一つ目が、卸電力市場の改革である。現在は、系統制約に対応するための地域別の価格シグナルのあり方として、ゾーン制の導入と送配電料金制度改革の2つの選択肢の検討が中心となっているが、卸電力市場の改革に関する検討というのは、第2回のコンサルテーションで示されたチャレンジ1とチャレンジ4の検討を引き継ぐ内容となっている（図6）。チャレンジ1とチャレンジ4の検討内容の多くは、もともと初回のコンサルテーションにおいて、「ネット・ゼロの卸電力市場」という検討分野で検討されており、「地域別の価格（シグナル）」の他、「技術別の市場」、「需給調整市場」、「価格形成」、「給電体制」、の5つが、細分化された検討分野として挙げられ、それぞれに改革案の選択肢が示されていた。これに対し、初回のコンサルテーションにおいては回答者の過半数が政府の示した選択肢に賛同するも、選択肢が広範囲過ぎると

の指摘があった他、将来の市場の役割をより明確に示し、選択肢が相互に及ぼす作用を考慮すべきとの意見もあった。

「ネット・ゼロの卸電力市場」の検討項目のうち、「技術別の市場」については、変動電源とファーム電源で市場を分けていない現状（「統一市場」）に対して、技術特性の異なるこれらを別々の2つの市場で取引するという改革案が提示されていた。また、「価格形成」については、現状の「シングルプライス（Pay-as-clear）」から「マルチプライス（Pay-as-bid）」へ移行する改革案が提示されていた。この「技術別の市場」と「価格形成」についての検討が、第2回のコンサルテーションで、「再エネ主体の電力システムの価値を消費者にもたらず」というチャレンジ1に対応する内容として整理された²⁰。このチャレンジでは、ガス価格と電力価格の連動性を断ち、発電の限界費用がゼロに近い再エネ主体の電力システムによる便益を消費者にもたらすための最善の方策は何か、また電力市場における限界費用価格形成の役割とは何か、ということが問われている。しかし、第2回のコンサルテーションの段階で、「技術別の市場」と「価格形成」については、基本的には現状を維持する方針となった。これらの改革は英国では当面検討されなくなったわけであるが、再エネが主体の電力システムにおいて生じうる課題について市場制度がどうあるべきかを検討した結果であり、電力システム改革で進められてきた市場メカニズムの活用のあり方をめぐって、日本でも今後議論されうる重要な論点を含むと考えられるため、どのような検討を経てきたのかを把握することは有用である。

以下では、まず、この2つの検討分野における改革案を政府が退けた経緯について確認しておく。続いて、地域別の価格シグナルに関する検討、給電体制におけるセントラル・ディスパッチへの移行に関する検討を取り上げる。最後に、第2回のコンサルテーションにおいて追加された様々な卸電力取引に関する改善策とあわせて、需給調整市場の課題や、初回のコンサルテーションで個別の検討分野となっていた「系統運用の課題解決」に関する検討過程をまとめて概観する。

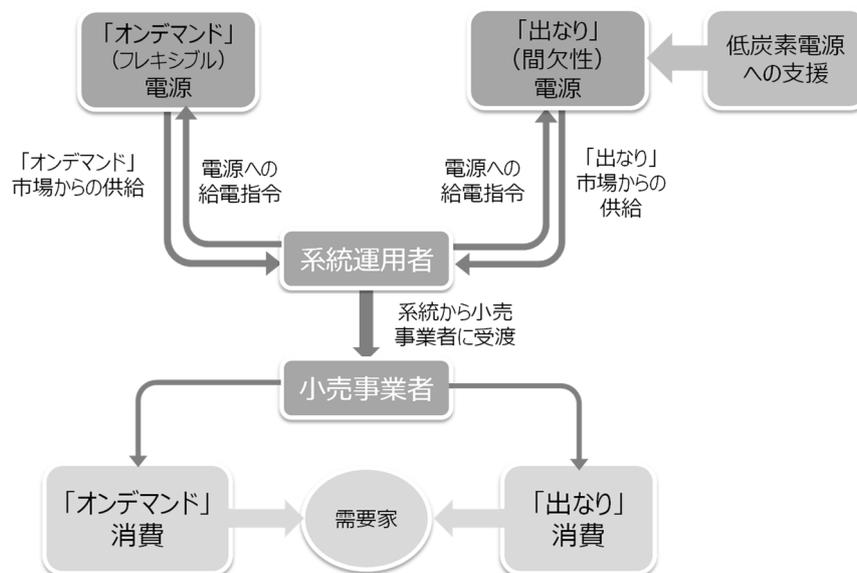
3.1.1. 技術別の2つの市場に関する検討

再エネ主体の電力システムへと移行する中でも、ガス価格に連動して卸電力価格が高騰した問題への対応策として、技術の特性に応じて市場を分けるべきとの議論も注目されるようになっていた。初回のコンサルテーションにおいて、技術別の市場として英国政府が具体的に挙げていたのは、変動電源とファーム電源で市場を分ける“two markets”と呼ぶ制度である。この two markets は、Keay and Robinson (2017)の論文で発表された構想で、再エネを中心とする変動電源は、長期限界費用に基づく価格形成を行う²¹‘as available’（出なり）市場で取引し、ファーム電源は、短期限界費用に基づく価格が形成される‘on demand’（オンデマンド）市場で取引するという枠組みが示されている（図8）。需要家は、自身の消費電力の変動パターンに合わせて、「出なり」消費と「オンデマンド」消費の組み合わせを

²⁰ チャレンジ1では、さらに、消費者による需要削減にインセンティブを付与する最善の方法は何か、また、そのための市場の役割とは何かという問いも述べられている。需要の削減がシステム全体にもたらす価値の評価の改善を通じて、どのようにインセンティブを付与するか、分野横断的なアプローチとともに、既存のエネルギー効率化政策で補完された小売市場を含めた市場の価格シグナルの強化を模索していくとしている。

²¹ 「出なり」電源の市場では、短期の価格シグナルが存在せず、系統運用者は系統制約の問題が生じない限り、その発電電力量を受け入れるような運用を行うと考えられる。他方で、「オンデマンド」電源の市場は、現行制度と同じで、市場の約定結果に基づく給電が行われると考えられる。

選ぶようになっており（それぞれの電源からの電力量を記録するメーターが必要となる）、それによって、それぞれの電源に対する需要が決まることになる。



出典：Keay and Robinson (2017)（筆者邦訳）

図8 変動電源とファーム電源の two markets アプローチ

まだ構想段階であり、英国外での導入事例も存在しないが、英国政府は two markets の制度には複数のメリットがあるとしている。まず、市場を2つに分けることで、変動電源が参加する‘as available’市場の価格がガス価格に左右されなくなる。次に、変動性に対する需要家の選好を通じて、フレキシビリティの価値を明らかにすることができる。例えば、ガス価格が高くなっている前提で、再エネが参加する「出なり」電源市場の価格が相対的に安くなっている場合、需要家自身が柔軟に消費パターンを変化させることであれば、安い「出なり」電源でより多く消費することができ、柔軟に変化させられなければ、価格が高くても「オンデマンド」電源でより多く消費することになる。いずれ市場間での調整が働き、2つの市場の値差がフレキシビリティの価値を反映するとしている。さらに、このことは、需要家側にフレキシビリティを有する強いインセンティブが与えられることにもつながる。最後に、「出なり」市場では長期限界費用に基づいて価格を決めるため、現在は CfD に依存している再エネも、市場からの収入で投資費用の回収が見込めるようになるとしている。

しかし、英国政府は、現時点で two markets の制度には課題も多いとしていた。一つには、市場での価格形成が実際どうなるか、2つの市場の相互作用はどうなるか、など制度の運用において不明な点が多いことである。そもそも追加的なメリットがもたらされるのかも不明であり、30分単位の時間帯別料金でも効果が得られる可能性を示唆している。また、市場を分けることで、それぞれの市場における競争圧力の低下につながることで、より複雑な制度となることで、特に社会的弱者である需要家にとって不利益になる可能性も指摘している。

初回のコンサルテーションで寄せられた意見でも、こうした市場の分離を検討すべきか

どうかについては、検討の継続に賛成が47%、反対が38%と賛否が分かれた。反対意見の多くは、分離によって市場の崩壊がもたらされる可能性に言及し、その有効性に関する確証が得られておらず、その機能について詳細が不明なことから、投資家の信頼が損なわれるとしている。賛成意見の詳細は不明だが、CfD や PPA (Power Purchase Agreement) によって、すでに一定の市場分離が進んでいるとの指摘もあったとされている。

そうした意見も踏まえ、第2回のコンサルテーションに際しても、自然変動電源とそれ以外の電源が参加する市場（価格）を分けるような枠組み（Split market および Green Power Pool²²）が有効との確証が得られず、英国政府として今後は検討しないこととした。結果として、市場は分けずに、現行の統合された市場を継続することとなった。

なお、初回のコンサルテーションで寄せられた意見でも言及されていた、再エネ開発事業者と法人の需要家の間で結ばれるコーポレート PPA の役割に関して、英国政府は、それが民間で広がりつつある中で様々な消費者と脱炭素電源のデベロッパーにどのようにして便益をもたらすのか、またその役割はどう進化するか、という問題提起を行っている。将来的にも成長の余地があると考えられるコーポレート PPA の今後の動向を注視するとしており、REMA の改革が与える影響にも関心を示している。第2回のコンサルテーションに寄せられた意見の多くは、コーポレート PPA がネット・ゼロに貢献するポテンシャルを評価しているが、実際に契約を締結してリスクを負担できるのは一部の大企業に限られているとの指摘もあり、参入障壁が存在することで、その成長には限界があることへの懸念も示されている。

3.1.2. マルチプライスへの移行に関する検討

「価格形成」については、初回のコンサルテーションにおいて、現行の「シングルプライス」を維持するか、「マルチプライス」に移行するか、という2つの選択肢が提示されていた²³。現行のシングルプライスの市場の下では、限界電源となるガス火力の（ガス価格を反映した）限界費用で価格が決まる（結果的にそのリスクに晒されている）が、このことは消費者の負担を増加させ、望ましくないとの議論が背景にある。英国政府は、そのような見解に理解を示しつつも、問題点も指摘している。マルチプライスでは、一見、そのような問題は回避されるが、市場参加者が戦略的に行動することにより、結果的にシングルプライスと同じような水準の価格になると考えられる。こうした戦略的入札行動は、需要等の不確実性の下では、非効率性をもたらす。そうした戦略的入札行動を防ぐための対策として、電源種ごとに上限価格を設定することが考えられるが、これはコスト・ベースの市場となり、規制の役割が増すことになる。さらに、電源等の収益は、提供する価値ではなく、費用に基づくことになり、フレキシビリティを提供するインセンティブを減じる

²² Split market は基本的には、Keay and Robinson (2017)の two markets アプローチである。Green Power Pool は、従来の卸電力取引所とは別に、再エネを対象に、任意で比較的長期の契約を取引する取引所を創設することを指す。DESNZ (2024c)を参照。

²³ 限界費用価格形成原理にまつわる問題は、初回のコンサルテーションにおける分野横断的課題の中で、卸電力取引に関する根本的な課題の一つとしても取り上げられていた。英国政府は、限界電源の限界費用で市場価格を決めるモデルは効率性、透明性、費用削減のインセンティブをもたらす、競争的に決まる価格はシステムの真の必要性を反映するためには欠かせない、との認識を示しながらも、いくつかの低炭素電源は、国際的な資源価格の変動リスクに晒されることになる上、費用の大半が建設費となる再エネが大勢を占める電力システムへの移行においては、それが望ましくない可能性がある、と述べていた。こうした政府の見解に対し、限界費用価格形成原理は設備の効率的な運用のインセンティブとして重要との意見や、限界費用価格形成原理の下では、初期費用が大きく、運転費用の小さい再エネの投資促進が課題になるとの指摘があった。

ことにもなる。コストの安い競争力のある電源の利益が大きくなるという点で、投資のシグナルにも悪影響があるとしている。

初回のコンサルテーションにおいて、この問題に対する回答者の意見は分かれたものの、政府は、それが市場の歪みにつながる恐れがあり、「金額に見合う価値」や「投資家の信頼」といった評価基準を満たさないものと判断し、この選択肢の検討は継続しないことを決定した。また、その結果も踏まえ、第2回のコンサルテーションに際して整理された「再エネ主体の電力システムの価値を消費者にもたらす」というチャレンジ¹について、英国政府としては、現状の卸電力市場における限界費用価格形成原理と（将来に向けた改善を前提とする）CfD の組み合わせが、ガス価格と電力価格の連動を断ち切り、効率的に電力システムを運用するための最善の方法であるとの考えを示した。すなわち、卸電力市場においては、マルチプライスではなく、効率性の観点から、あくまでシングルプライスを維持することとしたのである。

3.1.3. 地域別の価格シグナルに関する検討

(1) 初回のコンサルテーションにおける議論

現在、英国の卸電力市場の価格は全国一律で、ネットワークへの接続料金が長期的な地域別のシグナルとなっているものの、英国政府は地域別の価格シグナルの強化が重要との認識を示していた。そこで「全国価格のみ」の市場から、「ゾーン制」または「ノーダル制」への移行を選択肢として挙げている。加えて、CfD やインバランス料金、ネットワーク料金においても地点による違いを反映する方法が考えられるとしていたものの、初回のコンサルテーションでは、卸電力市場の制度としてゾーン制とノーダル制が検討の中心となっていた。

英国政府は、ノーダル制やゾーン制の導入によるメリットとして、効率的な設備の運用、送電混雑の解消、地点別の投資シグナルなどが可能になる点を挙げている。一方で、ノーダル制を導入する場合の課題としては、再エネ電源の立地制約などを踏まえると便益が限定的となる可能性や、需要家間の公平性に対する配慮の必要性、流動性の低下、価格の予測可能性の低下²⁴、系統運用者および市場参加者の新たな IT 投資の負担などを挙げている。また、ゾーン制と比較した時のノーダル制導入の課題として、市場参加者の間で混乱が生じうる可能性、ゾーン制をとる欧州市場との整合性、効果に関する程度問題（ゾーン制でも一定のメリットを享受できる）、などを挙げている。ゾーン制については、ノーダル制ほどの大きな変革ではないものの、その導入の課題として、ゲーミングの可能性、ゾーンの設定の難しさ、運用の効率性がどの程度実現するかということについての不確実性などを挙げている²⁵。

ノーダル制やゾーン制の導入の検討に対しては、多くの回答者が、代替案として、送配電料金制度など、別の制度の中で地域別のシグナルを送ることなどを提案した。卸電力市場において地域別の価格シグナルを導入することについては、その価格変動によって再エネへの投資に対してリスクをもたらすといった意見があった他、地域別のシグナルに対する市場参加者の反応は（特に設備投資の意思決定において）限定的との意見もあった。結

²⁴ この点については、日本の間接送電権と同様、金融的送電権で対応できる可能性があることも述べられていた。

²⁵ 欧州におけるゾーン制の諸課題については、古澤・岡田(2021)を参照。

局、過半数の回答者（55%）が、ノードル制やゾーン制の検討を続けることに否定的であった²⁶。

(2) 第2回のコンサルテーションにおける議論

第2回のコンサルテーションにおいて、地域別のシグナルをいかに強化していくかということについては、「再エネ主体の電力システムを費用効果的に運用し、最適化する」というチャレンジ4の一つの要素として位置づけられた。それは、システム全体のコストが最小化されるように卸電力市場からの効率的な価格シグナルをどのように確保するか、という観点で重要な課題とされていた。しかし、選択肢の一つであったノードル制については、第2回のコンサルテーションの文書において、投資家の信頼に与える負の影響（将来の収益性に対する不確実性が高まると資本コストの上昇につながる）と2035年脱炭素化の目標達成に向けた実現可能性が乏しいことを踏まえて、その後の検討をとりやめることが明記された。そして第2回のコンサルテーションでは、地域別のシグナルの強化に向けて、市場における「ゾーン制」と、（全国一律価格の下での）送配電料金制度の改革を中心とする一連の代替策、という大きく2つのアプローチを評価することとなった。なお、後者の選択肢には、ネットワークの課金制度や接続制度、混雑管理の対策の拡充、国際連系線の利用における最適化、そして地域別の CfD が含まれるが、最後の地域別 CfD は単独の選択肢としては考慮されないこととなっている。

第2回のコンサルテーションに寄せられた回答においては、ゾーン制に対する賛否が分かれたようである。ゾーン制への移行を含め、制度設計において考慮すべき要素として、制度変更が既存の設備や投資家の信頼にもたらす影響を踏まえ、電源投資に悪影響をもたらさないような配慮が必要との指摘もあったと報告されている。

その後、2024年12月時点で、英国政府は、ゾーン制と送電系統利用料金（Transmission Network Use of System, TNUoS）を軸に検討することとしている。

3.1.4. セントラル・ディスパッチへの移行に関する検討

(1) 初回のコンサルテーションにおける議論

英国政府は、初回のコンサルテーション文書において、給電体制を現在の「セルフ・ディスパッチ」から「セントラル・ディスパッチ」に移行する選択肢を挙げていた。セルフ・ディスパッチの下で、発電事業者は自らの責任で電源を運用し、前日市場や当日市場を通じて実需給の1時間前まで必要な調整を行い、その後は、系統運用者が需給調整メカニズムで調達した調整力を用いて系統全体の需給調整を行う。これに対し、米国などで採用されているセントラル・ディスパッチの下では、発電事業者などの市場参加者は系統運用

²⁶ なお、英国政府は、初回のコンサルテーションにおいて、地域別のシグナルのための方法として、ゾーン制やノードル制だけでなく、ローカルな、配電レベルでの市場への転換ないし地点別インバランス料金制が考えられるとしていた。具体的には3つの構想を挙げているが、実際の事例はなく、それぞれの構想も非常に複雑とされており、更なる検討が必要としていた。

構想1：送電と配電の接続地点で各種市場を創設し、配電事業者が各地点での需給管理等を行う。全国市場は存続したまま、各ローカル市場との連携が図れるようにする。

構想2：Smart Energy Service Provider がローカル市場を運営し、配電事業者をはじめ、需要家や分散型電源が参加する。

構想3：地点別インバランス料金制を導入する。

このようなローカル市場については、回答者の見解は分かれ、検討を継続することに否定的な回答者が39%だったのに対し、44%の回答者は、検討の継続に賛同した。ただし、政府は、回答者のフィードバックから、「最小費用」と「投資家の信頼」の評価基準を満たさない地点別インバランス料金制（Local imbalance pricing）の導入を選択肢から除外することとした。なお、英国では、配電事業者によるローカル（フレキシビリティ）市場の運用は一部で既に始まっている。古澤・岡田(2020)を参照。

者に電源の状態について通知し、それらの情報に基づき系統運用者が最適化によって個々の電源の運転計画を決め、給電を行う。セントラル・ディスパッチの利点として、系統運用者が、系統制約を考慮しつつ全体最適の観点から電源を運用できることが挙げられる。結果的に、セントラル・ディスパッチの方がより効率的な結果をもたらしうる（ただし入札価格が正しく費用を反映している場合）としている。しかし、セントラル・ディスパッチのいくつかの実例からすると、実時間よりもかなり手前でディスパッチの決定がなされる必要があり、実時間までの適応の余地が少ないという点も指摘している²⁷。より実時間に近い時点まで調整が可能という意味では、セルフ・ディスパッチの方が望ましいということになる。

このセントラル・ディスパッチへの移行については、回答者の意見は分かれ、そうした移行が他の項目で検討されている様々な選択肢を可能にするとの意見もある一方で、極めて大きな変化をもたらすものであり、そのことが効率性や費用対効果を損ねるとの意見もあった。また、自身のプラントの性能（capability）については、その所有者や運転者の方が、系統運用者よりもよく理解しているとして、セントラル・ディスパッチの効率性や費用対効果に懐疑的な見解もあった。

(2) 第2回のコンサルテーションにおける議論

第2回のコンサルテーションにおいても、給電体制については、セントラル・ディスパッチへの移行を引き続き検討することとしていた。そのコンサルテーション文書においては、セントラル・ディスパッチの下で、セルフ・コミットメントを認めることで、折衷案も可能との認識も示されていた。セントラル・ディスパッチの下で、複数の時間帯で最適化を図ることが可能となることや、後述する同時最適化が可能となり、卸電力市場と需給調整市場を一体的に運用することで市場の流動性の向上が期待できることなどをメリットとして挙げた。他方で、セルフ・ディスパッチのような分権的な市場の方が、リスクヘッジを促す点で優れているとした。また、セントラル・ディスパッチへの移行には、市場参加者に、新たな体制への対応のための費用の他、課題やリスクをもたらすとも述べていた。

第2回のコンサルテーションに対する回答者の大多数は、検討の継続に否定的であった。リスクがあり、劇的な変化をもたらすことで、競争や投資家の信頼にマイナスの影響を与えかねないというのがその理由である。そして、2024年末の政府の現状報告において、セントラル・ディスパッチへの移行を検討の対象外としたことが明らかとなった。その理由について詳細は述べられていないが、実現可能性、投資家の信頼、金額に見合う価値に対する懸念のためとしている。セントラル・ディスパッチへの移行が前提になると考えられるノーダル制の検討をとりやめることを既に決定していたこともあり、自然な結論ともいえる。

なお、日本の同時市場の検討にも関連する、セントラル・ディスパッチに伴う改革の選択肢として、別途、系統運用の課題への対応策として検討されていた「（アンシラリーサービス）卸電力市場との同時最適化（Co-optimisation）」をめぐる議論についても紹介し

²⁷ 関連する分野横断的課題として、電力取引の大きな枠組みについて、分権型と集権型のいずれが望ましいかという議論が取り上げられている。英国政府は、自身とその顧客をよく知る市場参加者が（分権的に）意思決定を行うことが望ましい面があるものの、個々の市場参加者にはエネルギーシステム全体の視点は欠けており、すべての構成要素が効果的にコーディネートされる必要があるとして、分権型のメリットは認識しつつも、いくつかの意思決定は中央集権的になされる必要があるとしている。

ておく²⁸。これはセントラル・ディスパッチと併せて導入する仕組みと考えられており、電源は発電電力量とアンシラリーサービスの両方を提供し、系統運用者が同時最適化を行うというものである。米国で系統運用者が運営する卸電力市場で導入されているが、同時最適化されるアンシラリーサービスの対象は周波数調整と予備力のみであることに留意する必要があるとしている。この同時最適化については、初回のコンサルテーションでは意見が分かれており、否定的な立場からは、同時最適化は、セントラル・ディスパッチへの移行を必要とするため、あまりに大きく破壊的な変革となって、市場や投資家に悪影響をもたらすとの意見や、複雑な仕組みとなるため IT 面での負担が大きいとの指摘、アンシラリーサービスのうち、電圧維持や慣性力などにも適用されるのかが不明との指摘もあった。

3.1.5. 卸電力取引、需給調整、系統運用の改善に関する検討

卸電力市場に関しては、初回のコンサルテーション文書において、現状を維持した上での改善策（Evolving the Status Quo）として、取引単位の時間的粒度やゲートクローズの変更についても述べられていた。現行の30分単位の取引から、より短い単位での取引への移行、また、現在、実需給1時間前のゲートクローズを後ろ倒しにするといった変更である。こうした変更については賛同する意見が多かったが、ゲートクローズの時間を実需給に近づけることについては、系統運用者による最終的な需給調整の時間が短くなるとの指摘もあった。また、需給調整市場の改善については、価格上限もしくは何らかの価格の制限の導入、発電事業者による短時間でのスケジュール変更の管理強化、地域別のシグナルの強化などが挙げられていた。

これらは第2回のコンサルテーションにおける「再エネ主体の電力システムを費用効果的に運用し、最適化する」というチャレンジ4の選択肢としてあらためて位置付けられた。卸電力市場に関しては、将来の市場制度の下で十分な流動性をいかに確保していくかということに加え、競争を促し、調達における透明性を高めるための施策の検討が必要とされていた。ここで具体的に検討されていたのが、取引単位の時間の短縮など、現行の卸電力取引制度を前提とする改革である。なお、ゲートクローズを実時間に近づけることについては、系統運用者が経済的に需給バランスをとる機能を低下させ、安定供給や安全性に悪影響をもたらしかねないとの観点から、現行の1時間前を継続することとなった。

²⁸ 系統運用の課題への対応策としては、他に、以下のような選択肢が挙げられていた。

現行の対応策の継続（BAU）：調整力と予備力の前日市場を創設し、再エネ電源や DR の参加を促す。

追加的対応策（BAU+）：系統運用者が低炭素のアンシラリーサービスを優先的に利用できるようにする、等

ローカル・アンシラリーサービス市場（Local markets）：配電事業者を含め、ローカル市場でアンシラリーサービスを調達する権限を与える。

CfD や容量市場における措置（Changes to CfD/CM design）：CfD の場合、収入を得るための発電を断念してアンシラリーサービスを提供することになるため入札価格を高くせざるを得ないが、価格変動に直面させることで改善する可能性。容量市場の場合は、容量提供者にアンシラリーサービス提供の義務化あるいはインセンティブの付与。

これら政府が示した系統運用の課題への対応策に対して、過半数の回答者が過不足ないと評価したが、IT やデジタル化への対応も必要との意見があった他、系統運用者（ESO）の運用の意思決定における透明性の向上を課題として挙げる回答者もあった。今後の対応策の選択肢については、回答者の意見は分かれたが、いずれも検討を継続することとなっていた。さらに初回のコンサルテーションの検討分野であった、系統運用の課題解決についてもチャレンジ4の中で検討が継続される。具体的には、系統運用者、規制当局、様々な利害関係者と協働して、2035年に向けた電力システムの運用に関する戦略、運用可能性に関するニーズのより優れた予測、系統運用者による排出量の報告の改善についての提案を作成する、といった対策が検討されている。また、同一地点における資源からのアンシラリーサービスの提供に対する障壁や、アンシラリーサービスと CfD オークションの調整をどのように図るかについて検討するとしている。なお、いわゆる「ローカル市場モデル」の検討はとりやめるが、分散型の低炭素フレキシビリティ技術を確認するための開かれた市場についてどのような対策が必要か検討を続けるとしている。

3.2. CfD の改革に関する検討

2024年末の段階で検討が続けられている CfD スキームの改革は、初回のコンサルテーションでは「低炭素電源の大量導入」という検討分野であるが、主に再エネ電源の確保を念頭に置いており、第2回のコンサルテーションでは、「再エネ主体の電力システムの構築に向けて着実に投資を進める」というチャレンジ2に対応している。その上で、引き続き CfD による投資の促進を継続することとしているが、REMA の検討においては、これまでの CfD のスキームで生じてきた課題に対する改革案が検討されてきた。

(1) 初回のコンサルテーションにおける議論

英国政府は、再エネを中心とする低炭素電源への投資の促進に向けた基本的な考え方として、市場メカニズムを補完する政策的支援が必要と考えていた。REMA の初回のコンサルテーション文書における分野横断的課題の一つとして市場の役割を取り上げ、その重要性を認めつつも、市場だけでは、脱炭素化やエネルギーセキュリティの確保のために必要な投資を促すことができず、また、様々なリスクや機会が政策に依存して決まる、あるいは社会的な分配に影響を与えるため、卸電力市場に任せることには適さないとの認識を示している。そのため、可能な範囲で市場の役割を最大化する解決策を求めるものの、今後も継続的な政府の関与が必要になるとしている。

こうした政府の見解に対して回答者からは、電源構成に関して、中央の計画の役割がより大きくなるべきとの意見や、現在の問題は市場の失敗ではなく、政策間のミスマッチによるものとの指摘もあった。市場の役割については、英国政府も、第2回のコンサルテーションの文書において、いくつかの異なる効率性の概念（配分の効率性、生産の効率性、ダイナミックな効率性²⁹）を確認した上で、設備投資やその運用などの意思決定を可能な限り市場に委ねるとする一方で、市場だけでは国の目標を達成することはできないとして、市場メカニズムと政府の介入のバランスをとったアプローチを志向するとしている³⁰。

ただし、英国政府は、現行の CfD で参入する電源は、その運用において市場シグナルに直面せず、低炭素のフレキシブル電源との競争も働かないことを課題として挙げていた。固定化される買取価格であるストライクプライスが、それ自体は競争で決まるものの、長期間固定化され、発電する時間帯にかかわらず、一定の価格（ストライクプライス）が得られるためである。また、分野横断的課題の一つとして挙げた、資金調達費用の最小化と運用のためのシグナルの最大化という論点においても、再エネの総費用が資金調達費用の影響を大きく受けるようになっており、CfD の長期契約は、その費用を抑制し、投資を促してきた一方で、市場価格に反応するインセンティブがない状態を作り出してきたと述べていた。

そこで、国が提供する CfD に代えて、小売事業者に低炭素電源との契約を義務付け（「小売事業者の確保義務（Supplier obligation）」）、市場参加者間で自由な契約の取引に委ねることで効率化が進む可能性を指摘しているが、この場合、市場参加者が負うリスクも大きくなるとしている。また、ストライクプライスに代えて、価格の上限と下限の幅の間で「市場価格に直面させる CfD（CfD with more price exposure）」も考えられるとした。

²⁹ イノベーションや技術進歩を効果的に促すという意味での効率性である。

³⁰ また、効果的な電力市場の設計について、特にインセンティブとリスクの関係から論じられている。

さらには、（価格ではなく）収入の上限と下限を設定する「レベニュー・キャップ&フロア（Revenue cap and floor）」や、実際に発電した量で差額を計算するのではなく、見込まれる発電電力量（Deemed generation）で計算する方法（「発電量の見込みに基づく CfD」）もあり得るとしている³¹。いずれも収入が市場価格に応じて決まる余地をより多くする方策である。

初回のコンサルテーションで寄せられた意見を踏まえ、英国政府は、小売事業者に低炭素電源との契約を義務付けたり、需要量に応じて一定の比率でフレキシビリティの調達を義務付けたりする、「小売事業者の確保義務」については、小売事業者が直面するリスクを高めることへの懸念などから、単独の選択肢としては、今後検討しないこととした。なお、CfD の様々な改革の方向性については回答者の意見が分かれ、検討を継続することになったが、政府は、民間事業者間の PPA の重要性と、それが CfD の代替策となりうる可能性を指摘した意見に着目している。関連して、政府が PPA の標準化などを後押しすることで、より活性化する可能性を指摘する意見や、CfD が PPA をクラウドアウトしないようにすることが重要との意見もあった。

(2) 第2回のコンサルテーションにおける議論

第2回のコンサルテーションに際して、CfD の改革に関連する課題は、再エネ主体の電力システムの構築に向け、再エネへの投資をいかに促していくかというチャレンジ2として整理された。具体的な問題意識として、システムが負担する再エネ導入コストを最小にするために、再エネの発電にも価格変動リスクを負担させて需要に応じた出力調整を促しつつ、再エネの投資リスクを軽減するにはどのような方策があるかが問われている。

英国政府は、チャレンジ1の前提としても述べていたように、今後も再エネへの投資を促すための主要かつ最も効果的な仕組みとして、CfD のスキームが望ましいと考え、その維持にコミットするとしている。ただし、CfD は必要に応じて見直していくべき政策であるとの考え方に立ち、将来にわたって CfD が有効であり続けるために、その詳細設計の見直しを検討していくとしている。

初回のコンサルテーションを経て、既に検討をとりやめた改革案もあるが、例えば発電電力量に応じた支払から脱却するために、「発電電力量の見込みに基づく CfD」に加え、容量に基づいて支払う「容量ベースの CfD」の検討、「参照価格の見直し」、CfD で約束される収入の割合に（容量ベースで）制限を設ける「部分的 CfD」などの選択肢を加えて検討を継続するとした。他方で、幅を持ったストライクプライスや「レベニュー・キャップ&フロア」の採用については検討をとりやめるとしている。前者はデベロッパーに追加的に大きなリスクをもたらすわりにほとんどメリットがないというのが理由である。後者は関係者がゲーミングを行い、発電事業者が効率的に運用するインセンティブを歪めて、消費者の便益を損ないかねない設計上の問題があることを理由としている。

このチャレンジ2に対して、多くの回答者は政府の課題認識に同意している。CfD の様々な改革案については、容量ベースの CfD よりも見込みベースの CfD を支持する回答者が多

³¹ これは、実際の発電電力量ではなく、見込みの発電電力量に基づいて収入が決まる仕組みで、固定価格を得るために発電する必要はなく、例えば、アンシラリーサービス市場に参加したり、需要が高まる時間帯に備えてオンサイトの蓄電池に充電したりする方が望ましければ、そのような選択をすることもできるようになっているのがメリットとなる。ただし、見込みの発電電力量をどのように推定するかが、現実に導入する上での課題となる。

かったとしている。量的リスクから守られ、現行の CfD との類似性もあって投資家にも理解されやすいといったメリットが指摘されている。長期と短期のストライクプライスを組み合わせるハイブリッド方式の更なる検討を求める声も多かったとされている。

3.3. フレキシビリティの確保に関する検討

2024年末の段階で検討が続けられている「対策なしのガス火力から低炭素のフレキシビリティへの移行」に向けては、主に容量市場の最適化が検討されている。初回のコンサルテーションにおいては、「フレキシビリティ」と「供給力の確保」という別々の検討分野に関連する検討がなされていたが³²、第2回のコンサルテーションに際しては、「対策なしのガス主体のシステムからフレキシブルでレジリエントな脱炭素化された電力システムに移行する」というチャレンジ³に統合されていた。ここで念頭に置いている具体的な課題は、主に水素や CCUS の利用による脱炭素火力電源の確保である。

(1) 初回のコンサルテーションにおける議論

まず、初回のコンサルテーションにおけるフレキシビリティの確保について述べる。フレキシビリティへの投資を確保するために、英国政府は改革の選択肢を複数示していた³³。一つ目は、CfD の改革 (3.2節参照) でも検討されていた「レベニュー・キャップ&フロア」と呼ばれる仕組みで、収入が上限を超えた場合は還付するが、下限を下回った場合は損失が補填され、下限の収入が保証される仕組みである。二つ目は、「フレキシビリティ重視の容量市場 (Capacity market with flexibility enhancements)」だが、具体的には2つの内容がある。その一つは案が容量市場における「フレキシブル・オークション」で、フレキシビリティ技術としての要件を満たす電源を対象とする特別枠のオークションを行うことである。これについては、制度設計が複雑になり、流動性の低下も懸念されている。容量市場の制度変更のもう一つの案は、容量市場における約定価格の引き上げである。具体的には、フレキシビリティ技術としての要件を満たす電源に対しては、約定価格を一定の倍率で引き上げた価格を適用する、というものである。ただし、倍率をどのように設定するかによって支払いが過剰/過小になるリスクがある点が指摘されている。最後の三つ目が、「小売事業者の確保義務 (Supplier obligation)」である。小売事業者に需要量に応じて一定のフレキシビリティの調達を義務付けるもので、基本的には CfD の改革の選択肢として検討さ

³² 初回のコンサルテーションにおいては、低炭素電源の大量導入やフレキシビリティの確保、供給力の確保といった複数の課題に跨る対応策として、2つの制度案が選択肢として挙げられていた。

(1) 排出量の削減に対する補助金 (Dutch subsidy) : これは、オランダで採用されている「SDE++」と呼ばれるスキームで、再エネと排出削減技術に対し、費用対効果に基づくオークションを通じて、15年間の長期契約を付与するものである。オークションごとに予算が決められているが、脱炭素技術を横並びで競争させるメリットがある一方で、フレキシビリティを提供する電源には不利に働く可能性があり、排出削減量の見積もりも様々な前提条件に依存するといった課題がある。この選択肢については、制度設計の検討はするが、低炭素電源の大量導入には現在の CfD よりも望ましいとはいえないとの見解も述べていた。

(2) 等価ファーム電源オークション (Equivalent firm power auction) : これは容量オークション(kW)に CfD(kWh)を統合した制度で、自然変動電源は、調整電源と契約した上で参加するなどしてファーム性の条件を満たした上で、ファーム電源と競争するという仕組みである (Helm, 2017)。技術中立的なオークションとなる等のメリットがある一方で、自然変動電源が個別に調整電源と契約することは、系統全体に必要な調整電源を調達するのと比べて費用対効果が低く、再エネ電源の投資収益率は低下する (契約する調整電源への支払いがある) との懸念もあるとしている。これら2つの選択肢については、初回のコンサルテーションで回答者の賛同は得られず、政府も検討をとりやめることを決定した。

³³ 英国政府は、初回のコンサルテーションにおける分野横断的課題の一つとして、消費者が価格シグナルに直面して、需要サイドのフレキシビリティを高めることも設備投資の合理化にとって重要との認識を示し、時間帯や地点によって変化する価格は消費者の費用を抑制する可能性があるとした一方で、そうした価格が低所得者層に与える影響にも配慮する必要がある、彼らがいかにして価格変動を管理できるようにするかという課題があると考えている。

れていた仕組み（3.2節参照）と同じである。例として、米国マサチューセッツ州の Clean Peak Standard という制度が紹介されていたが、これは、小売事業者が、ピーク時間帯の需要の一定の割合で、クリーン・ピーク・エネルギー証書を購入する義務を負う仕組みである。英国政府は、初回のコンサルテーションの結果を受けて、需要側のフレキシビリティ（Demand side flexibility）の導入に向けた小売事業者の役割についても検討を継続している。

次に、同じく初回のコンサルテーションで検討された供給力確保について振り返る。安定供給に必要な低炭素電源の供給力確保に向けては、「戦略的予備力」や「集中型／分散型信頼度オプション（Reliability options）³⁴」、「容量支払い（Capacity payment）」、対象を限定した「特定の電源公募」など、様々な容量メカニズムがあらためて検討されたことに加え³⁵、「容量市場の最適化（Optimised Capacity Market）」が検討されていた。これはフレキシビリティの確保について検討されていた選択肢とほぼ重複する内容となっており、以下の2つが検討されていた。

[1]新規の低炭素電源のための別枠の容量オークション（別枠の募集量を設定する）

[2]同一のオークションで、低炭素電源とそれ以外の電源とで異なる約定価格とする

いずれの方法においても、競争が限定的になることや制度設計（パラメータの設定）が複雑になることなどが課題として指摘されている。

初回のコンサルテーションの結果を受け、政府は、様々な容量メカニズムのうち、容量支払いと分散型の信頼度オプションについては、今後検討しないこととした。メリットをもたらすエビデンスが不足しているためとしている。現在の容量市場の導入の際にも同様の議論が行われていたが、戦略的予備力や特定の電源公募については、（市場に歪みをもたらす懸念などから）移行的措置や緊急時対策としての限定的な検討にとどめることとした。「容量市場の最適化」については、大多数（85%）の回答者が賛同したが、その方法に関する各論（低炭素電源のための別枠設定や異なる約定価格の設定）については意見が分かれ、賛同者も潜在的なメリットがあるとしつつも、オークションの流動性や費用への影響などの懸念については理解を示している。

(2) 第2回のコンサルテーションにおける検討

第2回のコンサルテーションにおいて、フレキシビリティの確保と供給力確保という2つの検討分野は、「対策なしのガス火力主体のシステムから、フレキシブルでレジリエントな脱炭素化された電力システムに移行する」というチャレンジ3に統合された。自然変動電源の再エネが多くを占める将来の電力システムにおいて安定供給をどのように維持するか、そして、対策なしのガス火力から低炭素のフレキシビリティ技術への円滑な移行をどのように進めるか、という課題である。英国政府は、初回のコンサルテーションの結果も踏まえ、供給力確保の仕組みとしては容量市場を維持するとしており、その他の仕組みについては十分な有効性を持たないため今後は検討しないこととした。容量市場については今後

³⁴ 信頼度オプションとは、需給ひっ迫で卸電力価格が事前に決めた閾値を超えた時に発電した場合、発電事業者は超過した金額を払い戻す代わりに、一定のプレミアムを事前に受け取る契約による容量メカニズムである。

³⁵ これらは容量市場の創設を決めた EMR の検討においても、容量市場以外の選択肢として挙げられていた。

も効果的に安定供給を支えていくための短期的な改革³⁶を今後も続けていくが、「容量市場の最適化」に向けた改革を中心に進めていくとした。具体的には、低炭素フレキシビリティ技術への投資を支援するために、容量オークションで、その最低調達量の枠を設ける制度設計の検討を続けることとし、「フレキシビリティ重視の容量市場」で検討されていた、約定価格の引き上げの検討はとりやめることとなった。長期的には、低炭素フレキシビリティ技術を競争的に組み合わせ、それを支えていくための主要なスキームとして、最適化された容量市場を活用していくとしている。今後検討される特別な支援策を受ける低炭素フレキシビリティ技術については、それが最適化された容量市場で競争しうものかどうかを見極めるとしている。

なお、チャレンジ3に関連して、2035年に必要となるフレキシビリティ技術の容量についての予測を更新し、放電時間が短期のフレキシビリティ技術は最大で55GW、長期のフレキシビリティ技術は30～50GWの間になるとしている³⁷。完全に脱炭素化した電力システムへ移行するために、対策なしのガス火力の脱炭素化の明確な道筋もつけるとしている。政府内の分析では、安定供給を維持するために、中期的に新たに建設される必要のあるガス火力の容量は限られるが、一方で、ガス火力は、新しい技術が普及するまでの間、持続的にフレキシビリティを提供できる唯一の確立された技術であるとしている。さらに、残存する対策なしのガス火力発電の明確な脱炭素化の道筋を確かなものとするためには、将来において水素などのインフラが利用できる状態とする必要があるとしている。2035年まで、およびそれ以降の電力の安定供給を確保するためには、低炭素のフレキシビリティ技術の容量とそれを支えるインフラの構築に向けた継続的な投資を促す必要があり、そのために、民間の資金を活用していくための政策の枠組みが重要になるとしている。

その他に、このチャレンジ3に関しては、2つの選択肢が追加されている。一つは、CCUS など、新しい技術に伴うリスクを軽減するために、国内初（First-of-a-Kind, FOAK）の導入技術に対する特別な支援策を検討するというものである³⁸。ただし、これについてはREMAとは別の場で検討することとなっている。もう一つは、分散型の低炭素フレキシビリティ技術を支えるための施策であり、規制当局（Ofgem）や系統運用者、業界と協働して、現行の市場の枠組みの中での改革等を進めながら検討するとしている。この選択肢については、容量市場の最適化を含む一連の取り組みが、その導入拡大につながるかどうかという点が問われていた。

このチャレンジ3に対しては、大多数の回答者が、容量市場の最適化に対する支持を表明している。ただし、フレキシビリティの確保には、規制や資金、技術など、容量市場以外の追加的な対策が求められるとしており、容量市場の最適化のみでは不十分としている。また、過半数の回答者がCCUSや水素などの脱炭素火力については、輸送や貯蔵など、必

³⁶ 具体的には、4年先以降の目標調達量の見直しを明確にすることや、市場支配力の行使に伴うリスクへの対応の強化、ストレステストの変化に対応する信頼度基準の見直しなどに取り組んでいるとしている。

³⁷ 長期のフレキシビリティ技術には、CCUS付のガス火力、水素発電（Hydrogen to Power）、揚水発電などを含む。

³⁸ この点に関連して、初回のコンサルテーションにおける分野横断的課題の一つとして、異なる技術間の競争が取り上げられている。英国政府は、技術間の競争が費用最小化となる電源構成の実現にとって重要な要素であり、その拡大が費用対効果にとって重要と考えつつも、一つの市場で電源のすべての特性の価値を適切に評価するように設計することや、系統全体の価値を反映するように設計することは難しいと述べており、成熟していない技術には競争からの保護が必要となることや、経済全体に及ぼす便益を考慮する必要もあるとしている。開発初期段階の技術は市場での競争には参加できず、競争を働かせるには限界があるとの政府の見解には多くの回答者が同意している。

要なインフラに係る不確実性が最大の課題と考えている。容量市場の最適化などの一連の取り組みが分散型の低炭素フレキシビリティ技術の導入拡大につながるかどうかについては回答者の意見は分かれたとしている。その後、この論点については、2024年12月時点での政府の検討状況の報告において特に取り上げられていない (DESNZ, 2024e)。

4. REMA で検討されたいくつかの改革案をめぐる議論

REMA の検討分野のいくつかは、日本で継続的に議論されている電力市場に関する様々な制度改革とも関連する。一つは、電力広域的運営推進機関（広域機関）における「地内系統の混雑管理に関する勉強会」で議論されてきたノーダル制を含む地内の混雑管理のあり方に関する検討で、ネット・ゼロの卸電力市場の地域別の価格で検討されている内容に関わる。また、資源エネルギー庁・広域機関の「同時市場の在り方等に関する検討会」で議論されてきた、前日市場、時間前市場、需給調整市場を統合する同時市場の導入に向けた検討は、ネット・ゼロの卸電力市場や系統運用の課題解決で検討されている内容と関連が深い。さらに、広域機関の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で議論されてきた、中長期の調整力の確保に向けた検討は、フレキシビリティの確保で検討される内容と関連性がある。

以下では、同時市場の制度検討にかかわるセントラル・ディスパッチの制度や卸電力取引並びに需給調整メカニズムの改善に係る課題をめぐって関連する議論を概観する。次に、地内系統混雑への対応策として日本でも検討されてきた経緯のあるノーダル制の導入をめぐる議論を概観する。最後に、中長期の調整力の確保に向けた検討に関連する容量市場の最適化をめぐる議論を取り上げる。

なお、CfD の改革をめぐっては、日本では、FIT から FIP (Feed-in-Premium) への移行が進んでおり、REMA で議論されているような CfD の課題については、少なくとも部分的には対応しているといえる。そのため、以下では取り上げないが、英国がこれから採用する改革案が、投資の促進だけでなく、短期の運用においても成果をもたらすのか注目される。また、英国で検討されているような様々な CfD スキームの改革と FIP の効果に関する比較については今後の課題である。

4.1. 卸電力取引の体制の移行をめぐる議論

英国の REMA におけるセントラル・ディスパッチへの移行に関する検討は、日本では BG 制とも呼ばれる欧州の分権型の取引体制と、プール制とも呼ばれる米国の集権型の取引体制のいずれが望ましいかという、以前から議論のあるテーマであり、少なくとも欧州や日本では、プール制への移行は中長期的な検討課題として認識されてきた。これまでに欧州と米国の卸電力市場の制度を比較した研究として、技術的な側面に着目した Imran and Kockar (2014)や、再エネ大量導入下の卸電力取引に着目した IRENA (2017)、さらには供給力確保の側面から着目した Botterud and Auer (2020)がある。最近では Ahlqvist et al. (2022)が両者の比較に関する包括的なサーベイを行っている。どちらが望ましいかという点につい

では、必ずしも結論が出されているわけではないが³⁹、仮にセントラル・ディスパッチの体制の方が望ましいとしても、脱炭素化に向けて電力需給の構造が大きく変わる中で、そのメリットをどの程度享受できるのかについては大きな不確実性があるといえる。そのような不確実性の下で、セルフ・ディスパッチからの不可逆的ともいえる大掛かりな移行に巨額の費用を費やすことが、電力システム全体で考えた場合に正当化されるかどうかは疑問であり、REMA における結論は、そのような観点から評価される。日本でも、仮に同時市場が順調に進まなかった場合には、根本的な解決策としてプール制、すなわちセントラル・ディスパッチへの移行が議論される可能性もある。その際は、単純に両者のメリット・デメリットを比較するだけでなく、移行によって生じ得る不確実性についても考慮する必要があるといえる。もっとも、セルフ・ディスパッチの下で、その課題を克服するための詳細制度設計の改善は必要であり、日本の同時市場の検討でも、BG 制を維持する前提で、米国で採用されているような Three-part offer の導入も検討されているが⁴⁰、REMA において、セルフ・ディスパッチの現行体制の下で検討されている卸電力取引制度の改革に関する検討も重要と考えられる。

なお、市場体制の移行という意味では、REMA で検討された、シングルプライスからマルチプライスへの移行も重要であるが、これは英国に限らず、電力の自由化以降、市場価格が高騰すると、シングルプライスに対する批判がなされる中で提起されることが多い問題である。しかし、経済学的にはシングルプライスの方が効率性の観点から望ましいことはよく知られており、結果的に REMA では、そのことを重視した対応になったといえる⁴¹。再エネが増加してきたことで、以前とは異なる論点も浮上しているが、基本的な市場の役割と機能に関する考え方に立ち返りつつ、結論としてシングルプライスを維持したことは評価される。

4.2. ノーダル制をめぐる議論

地域別の価格シグナルのあり方について、ノーダル制の導入という選択肢は第2回のコンサルテーションを開始する段階で退けられた。ノーダル制の導入をめぐる議論でも、欧州では以前から議論されており、専門家間で必ずしも決着がついているとはいえない。本稿ではノーダル制をめぐる議論の包括的なレビューは行わないが、例えば、近年でも、欧州の送電系統運用者の事業者団体である ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) が、ノーダル制導入の是非について検討し、欧州大での導入は実現困難で望ましいともいえないとの見解を示している (ENTSO-E, 2021)。一方で、Eicke and Schittekatte (2022)は、ノーダル制に対する批判の多くは根拠がないと主張し、ノーダル制の下ではリスクヘッジが難しく、投資リスクが高まることは認めつつも、ゾーン制の下でゾーンの見直しが頻繁に行われる場合と比べれば規制リスクを減じることができるとい

³⁹ Cramton (2017)は、米国型の市場設計 (セントラル・ディスパッチ) の方が欧州型の市場設計 (セルフ・ディスパッチ) に比べて、多くの点で有意性があるとしているが、一方で、このような二分法自体が誤りであり、実際には、いずれの側でも、両方の要素を兼ね備えたハイブリッドであると論じている。

⁴⁰ 例えば、取引所におけるブロック入札の拡大なども重要な検討事項になりうる。

⁴¹ 欧州大では、ウクライナ危機に端を発する卸電力価格の高騰に直面して同様の議論があったことから、欧州各国のエネルギー規制当局の団体 (The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) による検討が行われていたが、限界費用価格形成原理については効率性の観点から維持することが望ましいとされていた (ACER, 2022)。

ったメリットを挙げている。他方で、Newbery (2022)や Pollitt (2023)は、電源と送電網の双方の投資が正しい場所に導かれるという全体的な視点が重要であるとした上で、ノードル制はそのような意味での全体最適にはつながらないと論じている。そもそも、ノードル制の下での地点別価格（値差収入）は、送電網への投資回収に十分な収益をもたらさないことが知られており、電力市場が自由化された現在でも、送電網への投資は規制の下で計画的に進める必要があるとした。市場制度のあり方とネットワークの整備との関係が重要であるにも関わらず、REMA においては、そのような視点が欠けていると指摘している。結論として、地域別のシグナルの必要性に関しては、送電線利用料金の見直しでも十分対応可能と論じている。

こうした議論も踏まえると、REMA において、ノードル制の導入には投資に対して負の影響を与えるリスクがあり、実現可能性の観点からも、その採用を見送ったことは注目される⁴²。ただし、単にノードル制自体の問題が大きいということではなく、電力システムが、自由化された市場と規制分野のネットワークから成るものとして、それを全体として考える視点と、そうした視点からノードル制以外の制度によって目的を達成する可能性について着目することが重要だといえる。

4.3. 容量市場の最適化をめぐる議論

英国の容量市場は、2014年に最初のオークションが実施されてから、その基本設計に変更はないものの、詳細なルールの見直しなどは継続的に行われてきた⁴³。2021年には、ネット・ゼロに向けた容量市場の機能の改善を行うため、根拠に基づく情報提供の照会（Call for Evidence）も行っており、そこでの検討内容は REMA における容量市場の最適化の考えにもつながっている（BEIS, 2021, 2022a）。具体的には、脱炭素電源を対象とするオークションと、それ以外の電源を対象とするオークションを分けて、それぞれに目標調達量を設定した上で実施するという改革案が検討されていた。ただし、技術中立的なオークションに比べて非効率になる可能性を踏まえて、脱炭素以外の電源を対象とするオークションの約定価格には、Net CONE の1.5倍という現行の容量市場の上限価格よりも低い水準での上限価格を設定する案となっていた⁴⁴。REMA では脱炭素のフレキシビリティ技術を確保するという観点で、その最低調達量を容量オークションにおいて設定する案に絞り込んでいる。

容量市場で脱炭素電源をいかに確保するかという観点では、日本では、新規の大型の脱炭素電源を対象に、20年間の長期契約で容量価格に基づく固定費の回収が可能となる「長期脱炭素電源オークション」が別途導入されたが⁴⁵、将来的に必要となるフレキシビリティ

⁴² 米国でのノードル制への移行事例については、古澤・岡田(2022)を参照。

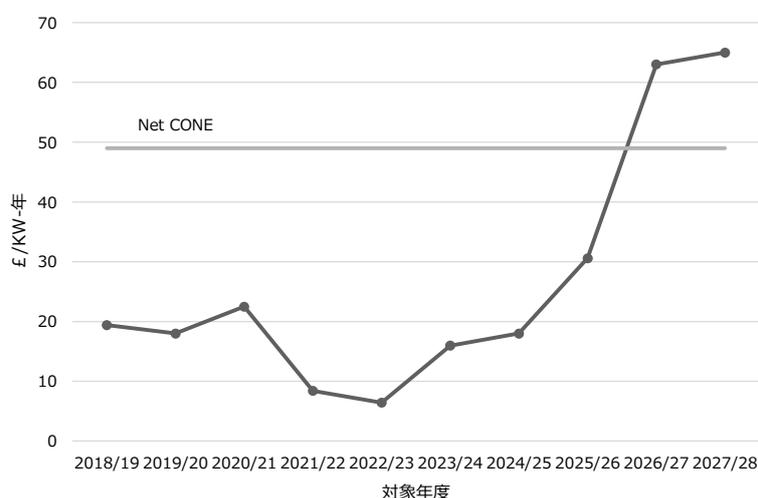
⁴³ 容量市場創設から10年となる2024年12月には、5年毎に行われる定期的な見直しの2回目も行われ、その所期の目的を達成する上で効果的であったと結論づけている（DESNZ, 2024f）。

⁴⁴ 現行の容量市場では、既設電源の入札価格は、Net CONE の半額が上限とされていた。この場合、オークションの約定価格がそれを上回れば、その価格を受け取ることができたが、約定価格の上限が Net CONE の半額となれば、既設電源にとっては、それ以上の価格を受け取る可能性がなくなることを意味する。

⁴⁵ 英国の容量市場では、導入当初から、新規の電源に最長で15年間の長期契約を付与することが認められていたが、ネット・ゼロに向けた容量市場の改革案では、15年間の長期契約は新規の脱炭素電源に限定し、従来よりも排出量の少ない「より低炭素な」電源には6年から14年の長期契約を認めるとしていた。例えば、水素の専焼と混焼では、専焼に15年間、混焼には15年よりも短い期間とするなど、契約期間に差を設けた上で、それぞれの新規投資を促すという

イ技術をいかに確保するかという観点で、オークションの詳細設計について検討する余地が残されているといえる。その意味で、この点に関する REMA における最終的な検討結果は注目に値する。これまでの検討過程で明らかにされたように、一定の要件を満たす供給力に対して最低限の確保量を枠として設けることは、それ自体が競争を制限することで非効率性をもたらすこともあり、その枠をどのように設定するかは難しい問題である。また、これまでのコンサルテーションを通じて、脱炭素火力を念頭に置いたフレキシビリティ技術の確保には、容量市場の最適化だけでは十分ではないとの意見も多く、決定打といえるような改革にはならない可能性も高いことに留意が必要といえる。

なお、近年の容量オークション（4年先）では、価格が以前よりも高水準となっており、指標価格である Net CONE を上回っている（図9）。英国政府は、フレキシビリティの確保において、消費者の支払うコストに留意するとしているが（DESNZ, 2024e）、こうした価格動向を受け、今後の検討において、価格を抑制するような方向での検討がより積極的になされる可能性もある。



出典：National Grid のデータより筆者作成

図9 英国の容量オークション（4年先）の約定価格の推移

5. まとめ

電力市場の基本的な枠組みにおいて日本との共通点も多い英国で、REMA を通じて、脱炭素化やエネルギー安全保障に向けた市場制度の見直しを進めてきたことは注目に値するが、最後に、REMA の検討過程から日本において参考になる点と留意点を示しつつ、本稿の議論をまとめる。

REMA では、政府が個別の検討分野において改革の選択肢を示し、コンサルテーションでの意見を踏まえつつ、それらを5つの評価基準で評価し、具体的な実施に向けて選択肢を

ことである。他方で、対策なしのガス火力を中心とする従来の電源には、最長でも5年の契約とすることなどが検討されていた。対策なしのガス火力については、ネット・ゼロに向かう中で、長期の契約が投資側にとってもリスクとなることなどを理由として挙げている。

絞り込んでいく手法を採用していたが、5つの評価基準の中では、目標達成までの期限を意識した「実現可能性」や、巨額の投資を現実的に促すための「投資家の信頼」を重視して、選択肢の取捨選択が行われてきたといえる。その結果、日本でも地内系統の混雑対策として検討されてきたノーダル制や、日本で現在検討されている同時市場の設計で参照されることの多いセントラル・ディスパッチ（および、その採用に伴うエネルギーとアンシラリーサービスの同時最適化）の導入が、それぞれ当面の改革案としては見送られたことは注目される。REMA 全体を通じて、期待されるメリットがもたらされるかどうかについて不確実性が高い選択肢をとりやめる傾向があったともいえる。更なる検討を見送った改革案自体が現行制度よりも劣ると判断されたわけではなく、英国内でも、そのメリットについては意見が分かれていたものの、導入に際して生じうる混乱や様々なリスクの増大が、限られた期間で目標を達成しようとする観点から大きな障害になると判断されたことは、現実的な対応だったといえるだろう。特に大きな変革を実施した場合に電力市場や投資家に及ぼす影響についての懸念を踏まえた検討をしてきたことは、日本における今後の電力市場制度の改革においても参考になる。しかし、そうした検討の結果だけを見て、大胆な改革はすべて否定されるべきものと結論づけることはできない。REMA における検討の初期段階では、現行制度の課題の克服に向けて、構想段階の仕組みを含め、様々な改革案が示されてきた。特に諸外国でも適用実例がない制度については見送られる傾向にあったが、そうした改革案も検討の対象とし、様々な意見を踏まえて、現時点での評価を示そうとしたことは、問題の所在に関する理解を深める意味でも意義があったと考えられる。

また、REMA は、英国の主に卸電力取引を中心とする市場設計の包括的な見直しの試みであるが、その検討過程において、ネットワークとの関係が重視されるようになった。特に地域別の価格シグナルのあり方については、ゾーン制の導入と送配電料金制度の見直しのいずれかで対応することを検討することになったが、市場制度と（送配電の）規制料金制度の双方からのアプローチを視野に入れて、電力システム全体の安定性や効率性に寄与する仕組みを検討している点も参考になる。もともと、REMA の検討については、需要家や小売市場との関係も重要との指摘があった他、今後も脱炭素技術に対する政策的な支援策が必要とされる中で、それらが REMA の検討範囲外となっており、制度の見直しの範囲をどのように設定すべきか、という課題も浮き彫りにしたといえる。日本の電力システム改革の検証には、小売全面自由化が含まれるが、再エネの支援策（FIT/FIP）については含まれていないという違いがあり、一概に比較できるものではないが、REMA のように検討を重ねる過程で柔軟に見直していくことは参考となる。

REMA は、定性的な評価が中心で、個別の制度の詳細設計については扱っていないが、電力市場が細分化されていく中で、制度設計の枠組みに関する大きな方向性を検討してきたという点で意義深い試みであるといえる。日本の電力システム改革検証後の制度改革において、REMA のこれまでの論点すべてがそのまま参考になるというわけではなく、FIT から FIP への移行、長期脱炭素電源オークションの導入など、いくつかの改革では日本が先行している面もあるが、今後の制度改革のあり方に関する検討だけでなく、これまでに導入されてきた制度の事後的な評価においても、REMA の検討過程が参考となりうる。

今後は、REMA において、2025年半ばに予定されている最終的な政策の策定結果を踏ま

え、あらためて日本の市場制度の見直しへの示唆を得ていく。

【参考文献】

- 1) ACER (2022). “ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design,” European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- 2) Ahlqvist, V., Holmberg, P. and Tangerås, T. (2022). “A survey comparing centralized and decentralized electricity markets,” *Energy Strategy Reviews*, 40, 100812
- 3) BEIS (2021). Capacity Market: Improving delivery assurance and early action to align with net zero, Call for Evidence
- 4) BEIS (2022a). Capacity Market 2021 Call for Evidence, Summary of Response: Improving delivery assurance and early action to align with net zero
- 5) BEIS (2022b). Review of Electricity Market Arrangements, Consultation Document, Department of Business, Energy & Industrial Strategy.
- 6) Botterud, A. and Auer, H. (2020). “Resource Adequacy with Increasing Shares of Wind and Solar Power: A Comparison of European and U.S. Electricity Market Designs,” *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol.9, No.2, 71-99.
- 7) Cramton, P. (2017). “Electricity market design,” *Oxford Review of Economic Policy*, 33 (4), 589-612.
- 8) Deaney, A. (2022). “Electricity interconnectors in the UK since 2010,” Special article – Energy Trends collection, Department of Business, Energy & Industrial Strategy.
- 9) DESNZ (2023). Review of Electricity Market Arrangements: Summary of responses to consultation, Department for Energy Security & Net Zero
- 10) DESNZ (2024a). Civil Nuclear: Roadmap to 2050.
- 11) DESNZ (2024b). Review of Electricity Market Arrangements, Second Consultation Document, Department for Energy Security & Net Zero
- 12) DESNZ (2024c). Review of Electricity Market Arrangements, Options Assessment, Department for Energy Security & Net Zero
- 13) DESNZ (2024d). Review of Electricity Market Arrangements, Summary of responses to second consultation, Department for Energy Security & Net Zero
- 14) DESNZ (2024e). Review of Electricity Market Arrangements, Autumn Update, Department for Energy Security & Net Zero
- 15) DESNZ (2024f). Capacity Market: Statutory Five-year Review 2019 – 2024 (referred to as the “Ten-year Review”), Department for Energy Security & Net Zero
- 16) Eicke, A. and Schittekatte, T. (2022). “Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate,” *Energy Policy*, 170, 113220.
- 17) ENTSO-E (2021). “Options for the design of European Electricity Markets in 2030,” Discussion Paper for Stakeholder Consultation”
- 18) Helm, D. (2017). Cost of Energy Review: Report
- 19) HM Government (2022). British Energy Security Strategy: Secure, clean and affordable British

- energy for the long term.
- 20) Imran, K. and Kockar, I. (2014). “A technical comparison of wholesale electricity markets in North America and Europe,” *Electric Power Systems Research*, 108, Vol.108, pp.59-67.
 - 21) IRENA (2017). “Adapting market design to high shares of variable renewable energy,” International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
 - 22) Keay, M. and Robinson, D. (2017). “The Decarbonised Electricity System of the Future: The ‘Two Market’ Approach,” *Energy Insight 14*, The Oxford Institute for Energy Studies.
 - 23) Newbery, D. (2022). “Response to Review of Electricity Market Arrangements,” Energy Policy Research Group
 - 24) Pollitt, M.G. (2023). “Locational Marginal Prices (LMPs) for Electricity in Europe? The Untold Story,” *Cambridge Working Papers in Economics* 2352.
 - 25) 後藤美香・筒井美樹(2006). 「欧州における電力自由化の動向 -英国 BETTA の下での電力取引動向を中心に-」 電力中央研究所報告 Y05009
 - 26) 資源エネルギー庁 (2024). 「第三弾改正電気事業法の施行から5年までに実施する電力システム改革の検証に係る意見募集の御案内について」
 - 27) 電力広域的運営推進機関(2018). 「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」
 - 28) 古澤健・岡田健司(2020). 「イギリス・ドイツのローカルフレキシビリティ市場の動向と課題」 電力中央研究所報告 Y19003
 - 29) 古澤健・岡田健司(2021). 「欧州諸国での入札ゾーン見直しと再給電指令をめぐる議論の動向と課題」 電力中央研究所報告 Y20006
 - 30) 古澤健・岡田健司(2022). 「混雑管理に関するノーダル型市場モデルの特徴と課題 ―ゾーン型からノーダル型市場モデルへの移行事例に基づく考察―」 電力中央研究所報告 SE21004
 - 31) 古澤健・岡田健司・後藤美香(2014). 「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題-需給調整能力の確保と費用決済-」 電力中央研究所報告 Y13018