



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

英国とアイルランドにおける 系統用蓄電池事業の現状と課題

2025年12月



謝辞

本レポートの作成にあたっては、関連分野の専門家の方々から多くの示唆をいただきました。ここに感謝の意を表します。

執筆担当者

高橋 洋 自然エネルギー財団 特任研究員

工藤 美香 自然エネルギー財団 主席研究員

免責事項

本レポートに記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本レポートの情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、2011年8月に設立されました。自然エネルギーを基盤とした安全・安心な社会を構築すること、気候危機を回避する持続可能なエネルギーシステムと経済を実現することを目的として活動しています。

目次

はじめに	1
第1章 英国における系統用蓄電池事業	2
第1節 自然エネルギー導入と系統用蓄電池事業の概況	2
第2節 系統接続待ち問題と TMO4+	4
Box 1. TMO4+	5
第3節 市場運用の状況：収益源の多様化	8
Box 2. 周波数制御関連サービス	9
Box 3. 需給調整メカニズム	11
第2章 アイルランドにおける系統用蓄電池事業	13
第1節 自然エネルギー導入と系統用蓄電池事業の概況	13
第2節 系統接続待ち問題は深刻化していない	14
第3節 市場運用の状況：今後多様化する可能性	15
Box 4. アイルランドでの蓄電池の収益機会—DS3	15
第3章 系統用蓄電池を巡るその他の課題	18
第1節 LDES への期待	18
第2節 グリッドフォーミング技術への関心	19
第3節 蓄電池の経済安全保障と立地問題	19
おわりに	20
Appendix	21
参考文献一覧	22

※ 本書中に引用するウェブサイトの最終閲覧日は 2025 年 11 月 24 日である。

※ 英国は、グレートブリテン島と北アイルランドで電力システムが分かれており、北アイルランドはアイルランド共和国とともにアイルランド島全体で統一の電力システムを有している。

本レポートで英国に言及する場合、系統運用に関連する箇所はグレートブリテン島を指す。

はじめに

2025年7月に自然エネルギー財団は系統用蓄電池事業に関するレポートを発行した。そこでも指摘した通り、系統用蓄電池事業は変動性自然エネルギー（VRE）の拡大に伴い世界的なブームになっている。世界初の本格的な系統用蓄電池はオーストラリアのホーンズデイル蓄電所と思われるが、その建設・運転開始からわずか8年しか経過していない。そのため、日本以外の国でも系統用蓄電池の導入初期に当たっての様々な課題が表面化し、対処策が議論されている。

このような認識の下、2025年9月に自然エネルギー財団は、英国とアイルランドに系統用蓄電池事業の調査・視察に訪れた。両国はVREの電源構成が高く（図1、図9）、柔軟性的手段として系統用蓄電池事業への投資が急速に進みつつある。現地の系統用蓄電池事業者や系統運用者、コンサルタントなどにお会いし、両国における系統用蓄電池事業の現状や課題を伺った。それらを整理したのが本レポートである。ヒアリングに応じてくださった方々には、心より感謝を申し上げたい。

<英国の視察先>

- ・ National Energy System Operator (NESO)：系統運用者¹
- ・ SP Energy Networks：送電系統所有者（Transmission Owner, TO）、配電事業者（Distribution Network Operator, DNO）
- ・ Scottish and Southern Energy：大手電力会社、系統用蓄電池事業者
- ・ Octopus Energy：新電力大手、系統用蓄電池の市場運用（帰国後にオンライン会議）
- ・ Hypercube：エネルギー事業コンサルタント
- ・ Form Energy：Long Duration Energy Storage (LDES) 製造業
- ・ University of Strathclyde：研究者

<アイルランドの視察先>

- ・ EirGrid：系統運用者²
- ・ Energy Storage Ireland：系統用蓄電池事業業界団体
- ・ Viotas：分散型リソース・アグリゲーター

¹ 英国では、1990年にイングランドとウェールズの送電事業を所有権分離して送電事業者たる National Grid を設立した上で、2024年に大ブリテン島全体を対象とする系統運用者として NESO を設立した。

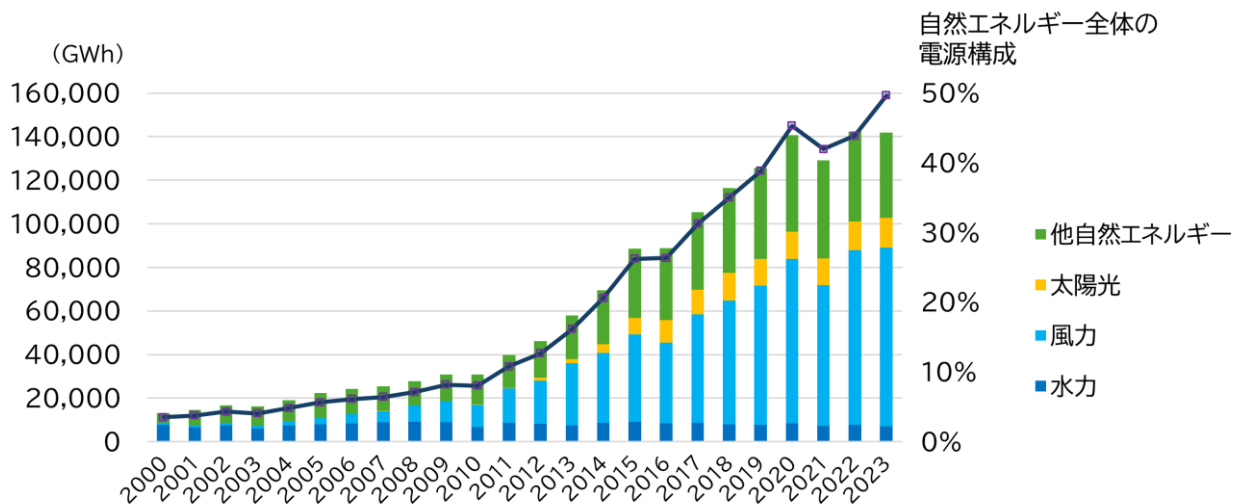
² アイルランドでは、2001年に送電事業を機能分離して系統運用者として EirGrid を設立した。送電網は国営の ESB の子会社である ESB Networks が所有している。ESB Networks は配電事業者（DNO）でもある。

第1章 英国における系統用蓄電池事業

第1節 自然エネルギー導入と系統用蓄電池事業の概況

英国は2010年前後から、風力発電を中心に自然エネルギーの導入を積極的に進めてきた(図1)。特に洋上風力については世界的に見ても先進地域と言えるが、それら電源はスコットランドなど北方に集中し、需要はロンドンなど南部に集中するため、電力システムの柔軟性の調達が鍵になっている。そのため、国際・国内の連系線の増強を計画的に行ってきたが、ここ5年程度の間大きく注目を集めているのが、系統用蓄電池である。

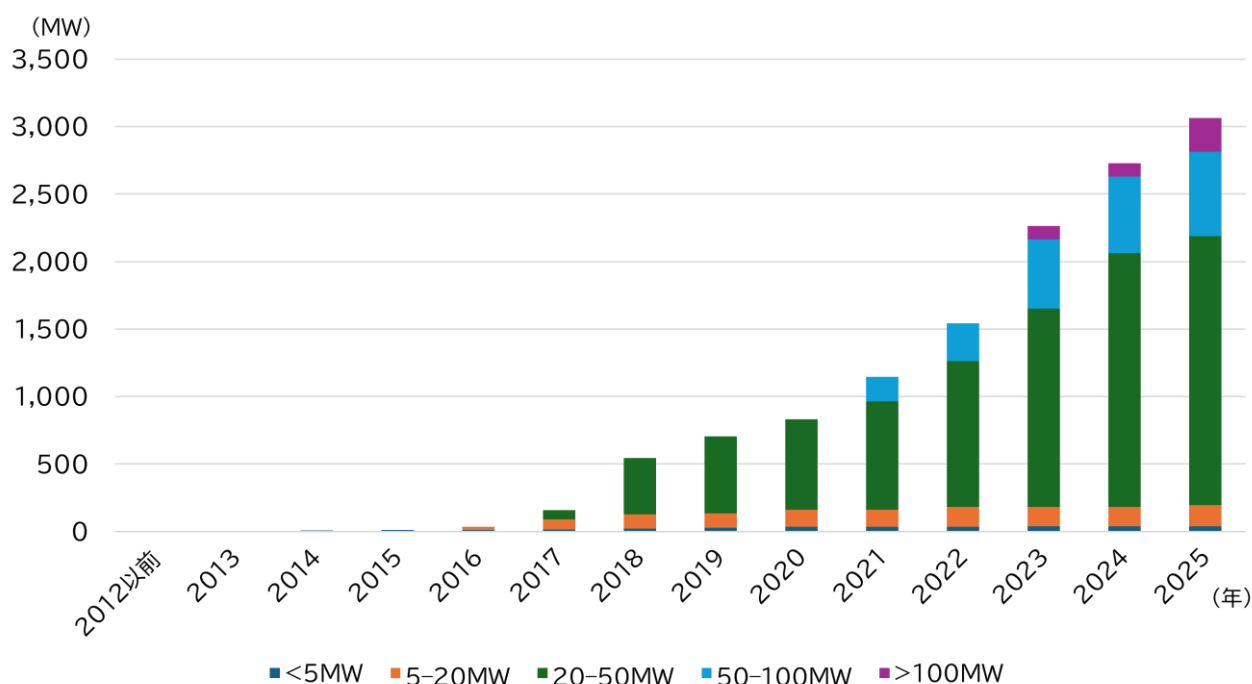
図1 英国における自然エネルギーの電源構成の推移



出所：IEA (2025) を基に自然エネルギー財団作成

英国における系統用蓄電池の導入速度は目覚ましい。国のエネルギー統計 (Digest of UK Energy Statistics, DUKES) によると、2024年現在、蓄電池 (behind-the-meter を除く) 導入量は約6.8GWである (UK Government 2025b)。また、案件の規模について、国の自然エネルギー計画データベース (Renewable Energy Planning Database, REPD) に掲載されている案件 (約3GW超、電源併設型含む) でみると、20MWを超える規模の蓄電池が多くの部分を占めており、2023年以降、50MW以上の案件も増えている (UK Government 2025c, 図2)。

図2 英国における系統用蓄電池の累積導入量の推移



注：Operational date の年毎に集計。

出所：UK Government (2025c)を基に自然エネルギー財団作成。

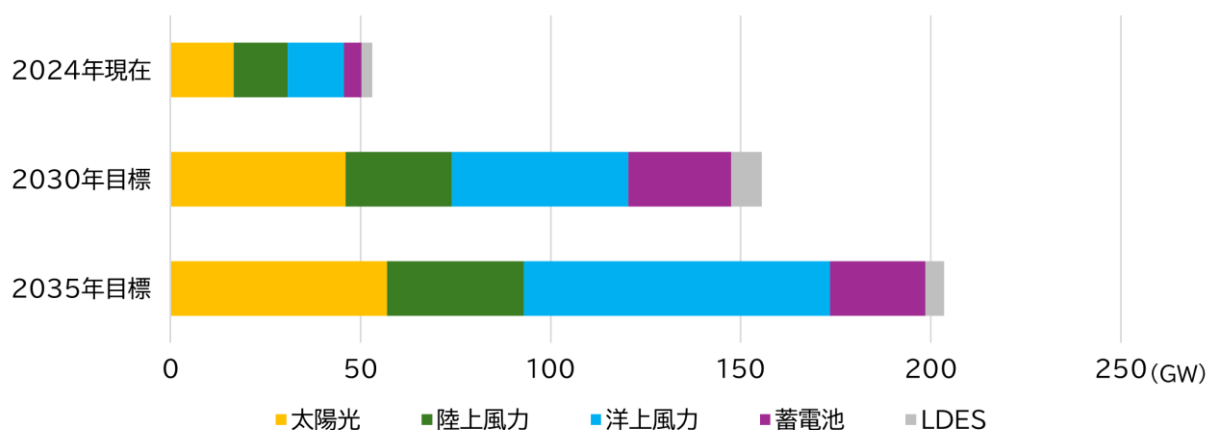
英国政府は、脱炭素の実現を見据えた行動計画として、Clean Power 2030 Action Plan (以後、CP2030) を 2024 年 12 月に策定した³。2030 年までに英国（グレートブリテン島）の電源の 95%を脱炭素化する計画であり、図 3 のとおり、43～50GW の洋上風力や 27～29GW の陸上風力、45～47GW の太陽光といった VRE 電源から成る⁴。これらを統合するための柔軟性の一手段として、23～27GW の蓄電池が必要とされる⁵。今回の視察先の多くが CP2030 に言及したが、これが政府の掲げる明確な指針となって、系統用蓄電池の更なる導入の加速が確実視されている。

³ CP2030 が掲げる目標等はグレートブリテン島を対象としている（UK Government 2024：10, 135）。

⁴ 脱炭素電源の中には、3～4GW の原子力も含まれる。電源構成の残りの 5%はガス火力で賄う予定である。

⁵ 蓄電池以外に、4～6GW の長期エネルギー貯蔵、12～14GW の国際連系線、10～12GW の需要サイドの柔軟性が期待されている。

図3 CP2030におけるVRE電源と電力貯蔵の導入目標値



LDES：長期エネルギー貯蔵

出所：UK Government (2025a), Table 1 を基に自然エネルギー財団作成。

第2節 系統接続待ち問題と TMO4+

そのような中で、導入の最大の障壁と見なされているのが、系統接続待ち（connection queue）問題である。2023/24年度だけで系統用蓄電池を含む444GWの新たな接続申請があったが、これはCP2030が必要とする全電源の設備容量をはるかに上回る数値であり、実際にはその多くが接続されるはずがない（Ofgem 2025a: 10）。これは、開発が容易な太陽光発電や系統用蓄電池などの案件が安易に、従って過剰に接続申請されているからであり、その中には権利転売目的で実質的内容に乏しいものも多いと見られている⁶。その結果、実質を伴う案件も含めて系統接続に大幅な時間がかかり、設置・運転開始が大きく滞っている。更に、NESO や DNO などの系統側にとって、これら申請を処理する手続きが膨大になるだけでなく、柔軟性の本丸である送配電網の整備計画にも影響を及ぼしている。全体として、柔軟性を提供する市場が加熱している結果、CP2030の実現が難しくなるという悪循環に陥っている。この問題は、系統用蓄電池事業者だけでなく系統側や政府機関にとっても極めて深刻に受け止められている。

これまでの系統接続手続きの原則は、先着優先（first-come, first-served）である。系統接続には徹底した公平性が求められるため、案件の大小や技術種別、事業者が誰かにかかわらず、接続申請があった順に処理し、接続の可否を判断してきた。しかしその原則のままでは上記のような問題が生じるため、過剰な数の申請案件を優先順位付けすることが求められる。このような問題意識から、規制機関のOfgem (Office of Gas and Electricity Markets) が2025年4月に決定した解決策が、TMO4+という新たな接続ルールである。

⁶ 例えば、Vecerra (2025)。

TMO4+は、接続申請に対して準備度（readiness）と戦略的整合性（strategic alignment）の2つの基準を満たすことを求める。まず準備度基準とは、その申請案件が実質的内容を伴って設置の準備が進んでいるかを確認するものであり、設置場所に対する権利の確保または事業計画に対する地元同意手続きの申請を求める。これにより、権利転売目的のようないわゆる「ゾンビ案件」を排除することが可能になる。

次に戦略的整合性基準とは、前述の CP2030 で想定されている 2030 年・2035 年の電源構成や、さらにその先のエネルギーインフラに関する計画（Strategic Spatial Energy Plan, SSEP⁷）に整合的であることを求める。政府の脱炭素計画の実現に寄与する内容や立地の案件を優遇するのである。これらの結果、first-come, first-served の原則は、first-ready and needed, first-connected に変わると期待されている。

蓄電池の導入拡大は、送配電設備の増強を要する場合があるが、変電所の設置や送電線の増強には時間がかかる。蓄電池は比較的短時間で導入が可能であっても、送配電網整備をそれに合わせていくことは容易でない。SSEP をはじめとする将来の系統の姿を見越した計画策定への取組は、ますます重要性を増している。

Box 1. TMO4+

TMO4+⁸は、接続希望申請を期間を区切って募集し、準備度と戦略的整合性を審査する。2025 年 4 月から導入され、従前のプロセスで手続中だった案件も新しい手続の下で改めて取り扱われる。

送電事業者から提示される接続提案は、審査結果に応じて2種類（Gate 1 オファーと Gate 2 オファー）に分類される。準備度と戦略的整合性の条件をクリアした場合は、接続日と接続ポイント等が確約される（Gate 2 オファー）。これに対し、いずれか一方を満たさない申請は、参考情報としての接続時期や接続ポイントの情報が伝達される（Gate 1 オファー）。Gate 1 オファーを受けたプロジェクトは、Gate 2 オファーを得るための条件をそろえて将来の募集枠に応募することもできるし、接続申請手続を終了することもできる。

準備度（readiness）での土地の利用権に関する審査⁹では、利用予定の敷地面積（接続する施設の規模に見合うものであること）と具体的な位置（地図上に赤枠を描き範囲を示したもの）、利用権限（リースの場合は 20 年以上であることなど）を示す必要がある。

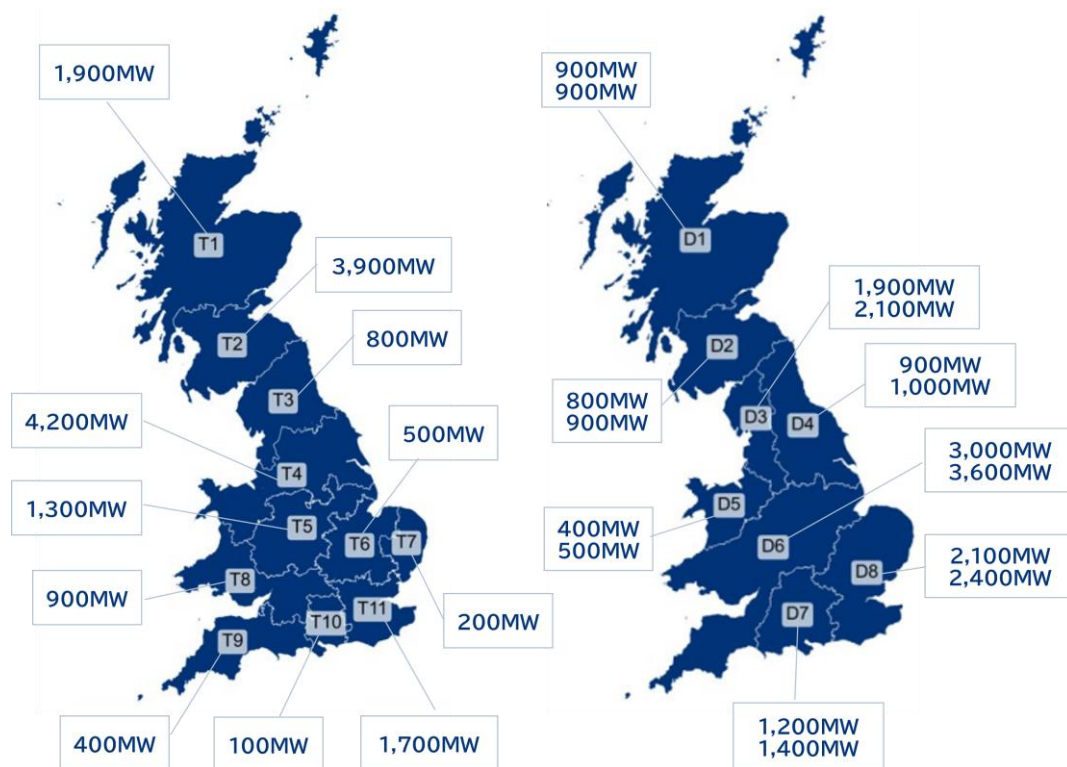
⁷ 2050 年に向けて、電力や水素製造、エネルギー貯蔵に関する地域ごとのポテンシャルや容量、導入時期などの全体像を示す計画で、NESO が策定する。2026 年に第 1 版が公表される予定である（NESO 2025f : 12）。

⁸ この呼称は、複数の改革提案（Target Model Option 1 ないし 4）から第 4 案が選択され、議論を経て条件が追加（プラス）されたという制度の成り立ちに由来する。

⁹ 準備度審査には、土地利用権状況の審査ルートのほか、大規模なインフラ開発等が対象となる開発計画手続を経る場合の審査ルートもある。例えば、イングランド・ウェールズで大規模インフラ開発（Nationally Significant Infrastructure Plan）に求められる開発承認手続（Planning Act 2008）を経る場合がこれに含まれる。

戦略的整合性（strategic alignment）審査では、当該プロジェクトが所在する地域が CP2030 に示された容量の範囲内にあれば、Gate 2 オファーの対象となる。CP2030 は、将来必要とされる電源や蓄電設備の容量を、2つの接続時期（2030年まで、または2035年まで）と地域に分けて示している（図4）。それ以外に、早期に（2026年～2027年）接続することが想定されるプロジェクトや、系統運用者が指定したプロジェクト等は、別途設けられた要件で戦略的整合性が審査される（表1）。

図4 CP2030における2030年／2035年に必要な蓄電池の地域別系統接続量
（左・送電系統／右・配電系統）



注：送電系統は2030年・2035年共通。配電系統の数字は、上段2030年、下段2035年。

T1～11、D1～8は、それぞれ、送電網／配電網地域コード。

出所：UK Government (2025a) Table 2～6を基に自然エネルギー財団作成（地図はTable 3及び5から引用）

表 1 戦略的整合性 (strategic alignment) の適合類型

要件	概要
「保護」される案件	2026年末までの接続を予定する既存の接続契約がある、または相当程度進捗している案件(CfD、容量市場、Cap & Floor合意済みなど)
CP2030に沿った案件	CP2030に従い、2030年まで、または2035年までの必要量に合致する案件(陸上・洋上風力、太陽光、原子力、低炭素出力調整可能電源*、ガス(排出削減対策なし)、長期エネルギー貯蔵、蓄電池、国際連系線)
NESOから指定プロジェクトとしての承認を受けた案件	NESOがProject Designation Methodology**に従って指定。電力供給の確保、安定的で効率的な系統運用に必要不可欠なプロジェクトなどが対象。あくまで例外的なもの。
CP2030にない技術(右記)	送電系統に接続する需要、波力、潮力、流れ込み式水力、地熱発電、グレートブリテン(GB)島(排他的経済水域含む)の外にある電源

* 燃料の燃焼で発電し、燃料量の変更で系統に必要な柔軟性を提供できるもの。バイオマス、発電 BECCS、CCUS 付ガス、水素がこれに該当する。

** Appendix を参照。

出所：NESO(2025d)、同 (2025e)、同(2025h) を基に自然エネルギー財団作成

接続オファーを受けたプロジェクトは、定められた期間内に開発を進めなければならない。Gate 2 オファーを受けた開発事業者は、開発の節目(許認可の申請や取得、設計や建設計画の策定など)ごとに設けられた期限内に、送電事業者に対して開発状況を報告する。期限内に開発の進捗を証明できなかったプロジェクトは、送電事業者による契約解除の対象となりうる。また、接続のキャンセルや容量の減少は、キャンセル料の支払いを求められる。この仕組みは、開発されないプロジェクトによる空押さえの防止が目的である。これに加え、開発事業者により大きな開発インセンティブを与えるため、「進捗保証金 (Progression Commitment Fee)」制度の導入が提案されている(2025年11月現在、Ofgem(2025c))。開発計画の許認可申請が未了の案件を対象に、申請の遅延期間に応じた保証金の積立を求めるというものである¹⁰。

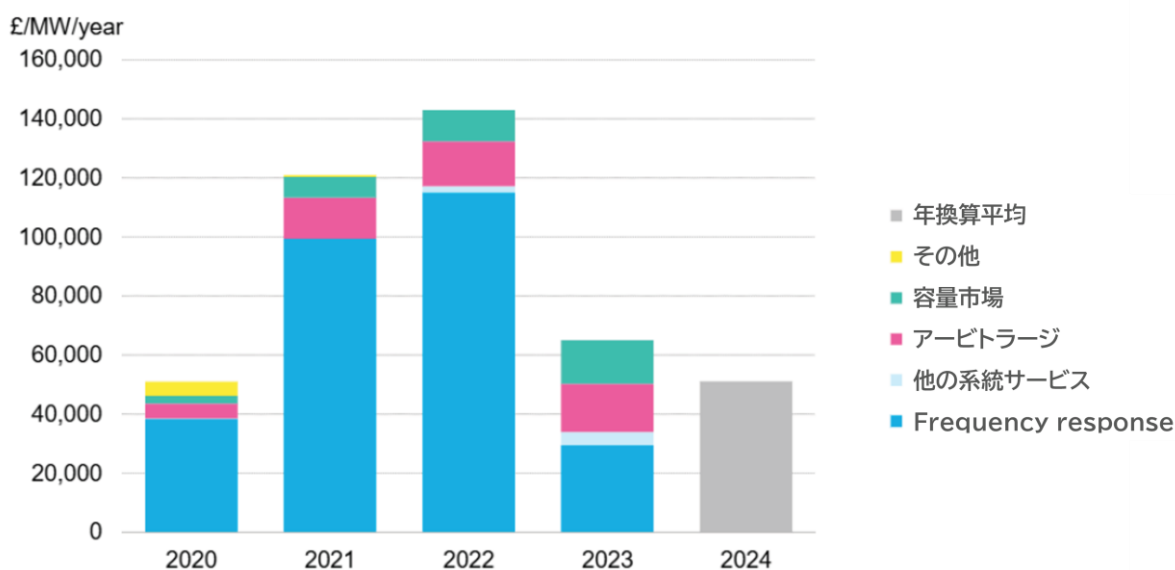
¹⁰ 提案によると、計画の許認可申請未了案件の合計容量が一定規模以上となった場合に発効し、6か月ごとに保証金の額が上がる(開始時 2,500 £/MW、上限 10,000 £/MW)。

第3節 市場運用の状況：収益源の多様化

系統接続待ち問題が解消に向かうとして、系統用蓄電池事業にとって中長期的にも重要なのは収益性である。一定の収益性を確保できなければ、2030年に向けて27GWといった容量の投資は覚束ない。一方で系統用蓄電池事業は、固定価格買取制度や差額決済契約（Contract for Difference, CfD）の下での太陽光発電とは異なり、設置し、運転開始しただけでは収益は保証されない。電力市場における充放電の運用を通して事業者自らが収益を確保しなければならない。

英国では、系統用蓄電池事業が本格化した2020年前後には、周波数応答（frequency response）サービスからの収益が中心であった。蓄電池は応答速度が速く、瞬時の対応を求める周波数応答サービスに適しているからである。しかし、参入事業者が増えるに従ってサービス価格が下落し、収益率が低下した（図5）。その結果、2023年以降には周波数応答に加えて、前日スポット市場（アービトラージ）、需給調整メカニズム、容量市場などの複数の収益源へとバランスよく多様化している（図6）。収益源の選択肢が増えることは経営上良いことかもしれないが、蓄電池の運用方法は複雑化することになる。要するに、どのような局面でどの市場に対してどのように運用するかで、収益に大きな差が生じる。英国では、事業資産の投資・所有者と蓄電池の運用者は同一でないことが多いようだが、多様な市場からの収益の最大化を実現するための運用ソフトウェアが、競争の鍵を握ることになりそうだ。

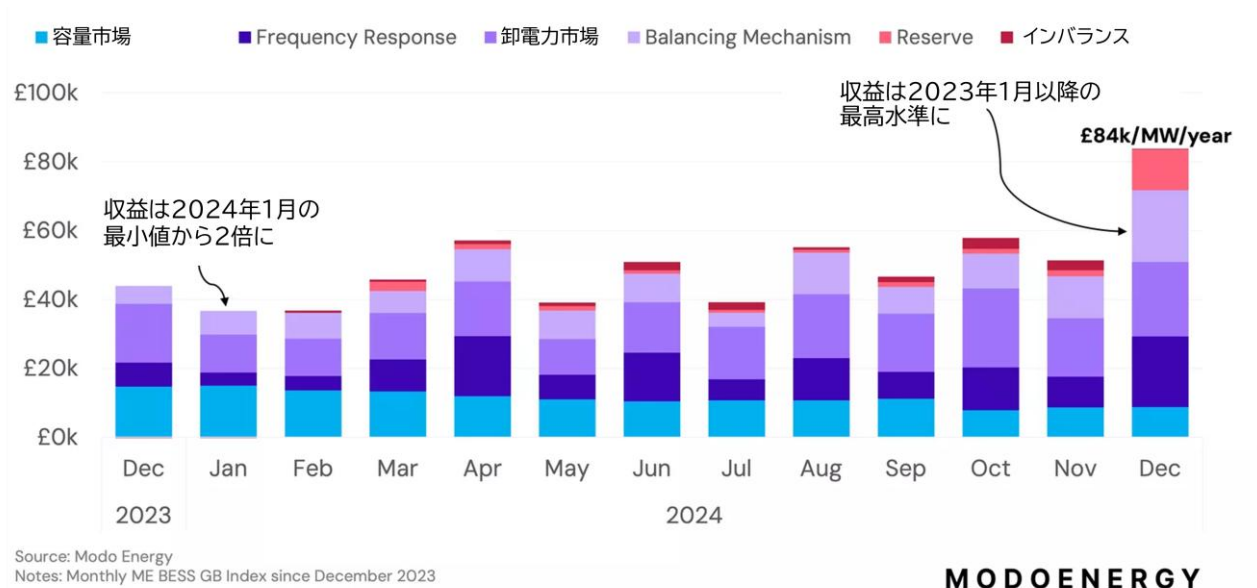
図5 系統用蓄電池の収益源の推移（年毎）



出所注釈：2024年は同年1月から5月の収益レベルを基に年間分として示したものの。

出所：BloombergNEF, Gresham House, 'UK revenue declines are shifting focus to risk and revenue optimization,' BloombergNEF(2024)（日本語訳は自然エネルギー財団追加）。

図6 系統用蓄電池の収入源の推移（2024年）



出所：Modco Energy (2025)（日本語訳は自然エネルギー財団追加）。

現状では十分な収益が見込めると考えられているため、系統用蓄電池事業者の参入が相次いでいるのだろう。理論的には、参入が増えれば増えるほどサービス供給量が増え、またスポット市場では値差が縮小することになるため、系統用蓄電池事業の収益率は下がる。一方でVREは増え続けるという前提であるため、柔軟性の需要も増え続ける。このバランスの下で、中長期的には系統用蓄電池は増え続けることになるが、当然そこでの競争は激化し、淘汰が進むだろう。

Box 2. 周波数制御関連サービス

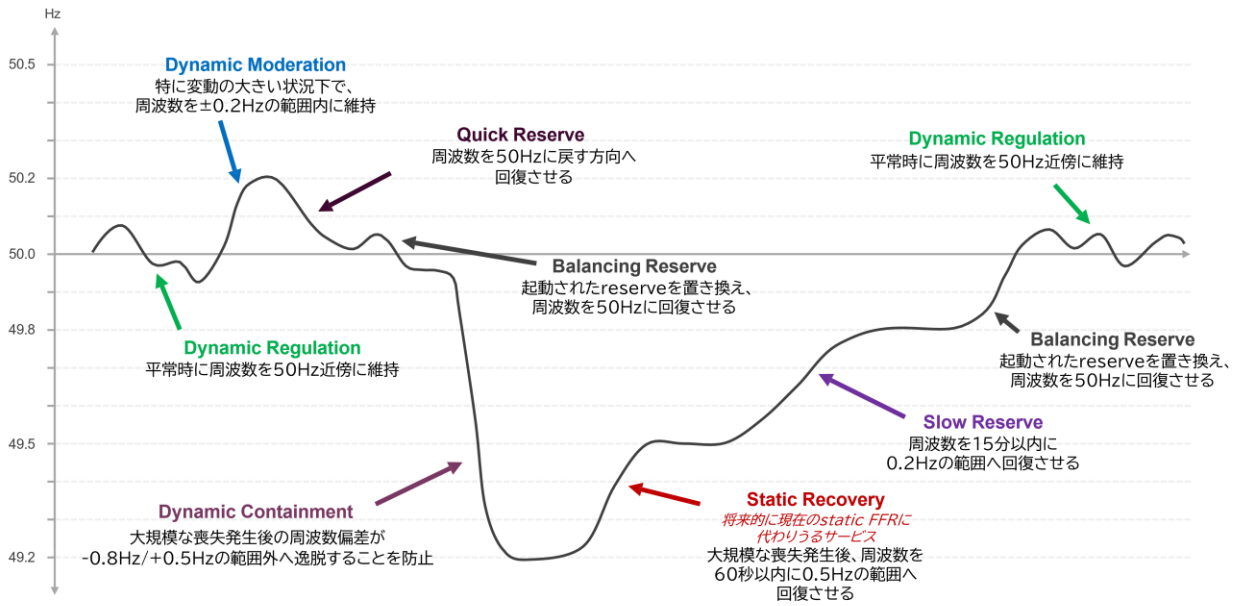
英国では、電力システムの脱炭素化を見据え、これまで主に化石燃料火力発電が担ってきた需給調整や系統安定性の確保を別の技術で賄えるよう、市場や制度の整備に取り組んできた。2020年代に入り、系統安定性確保のためのサービス（アンシラリーサービス）の商品を再設計し、数年かけて順次実装している。

新しく設計された周波数制御商品には、1日を6つのブロックに分けて調達する一連の商品がある（図7、表2）。自動的に制御されるDynamic Responseと中央給電指令所（Control room）からの指令で動くReserveの2種類に分かれ、それぞれ上げ方向と下げ方向がある。後者のうちSlow Reserveは2026年春に導入予定である¹¹。その他、48コマで調達されるBalancing Reserveなどさまざまな商品が並行して調達されているが、一部は順次終了予定とされる¹²。

¹¹ これらに加えて、系統事故後の回復に用いられるStatic Recoveryが設計中である。

¹² Fast Reserve、Short Term Operating Reserveなど（NESO（2025i、2025j））。

図7 英国の新しい周波数制御向けサービスと機能



出所：NESO (2025a) (日本語訳は自然エネルギー財団追加)。

表2 英国の新しい周波数制御向けサービスの要件 (上：Dynamic Response、下：Reserve)

サービス要件		DC	DM	DR
応動開始時間	周波数の変動が起きてから、応答の供給が変化するまでの最大時間	0.5秒	0.5秒	2秒
最大応答量までの最大時間	周波数偏差が発生してから、最大応答量に到達するまでの最大時間	1秒	1秒	10秒
継続時間	エネルギー制限のある供給者が、継続的に供給を維持できなければならない時間	15分	30分	60分

サービス要件		QR	SR
最大応答量までの最大時間	指令を受信してから、指示された量を完全に供給するまでの最大時間	1分以内	15分以内
エネルギー供給要件	当該ユニットは、契約期間中、契約された容量の全量を供給できなければならない。	30分以上	120分以上
最小起動時間	ランプ率を含む最小起動(有効化)時間 — サービス提供者が定義	5分以内	30分以内
指令・出力変化開始間隔	指令を受信してから、ユニットがランプ(出力変化)を開始するまでの時間	0分	14分以内
回復時間	ある指令の供給終了から、次の指令の開始までの時間間隔	3分以内	30分以内

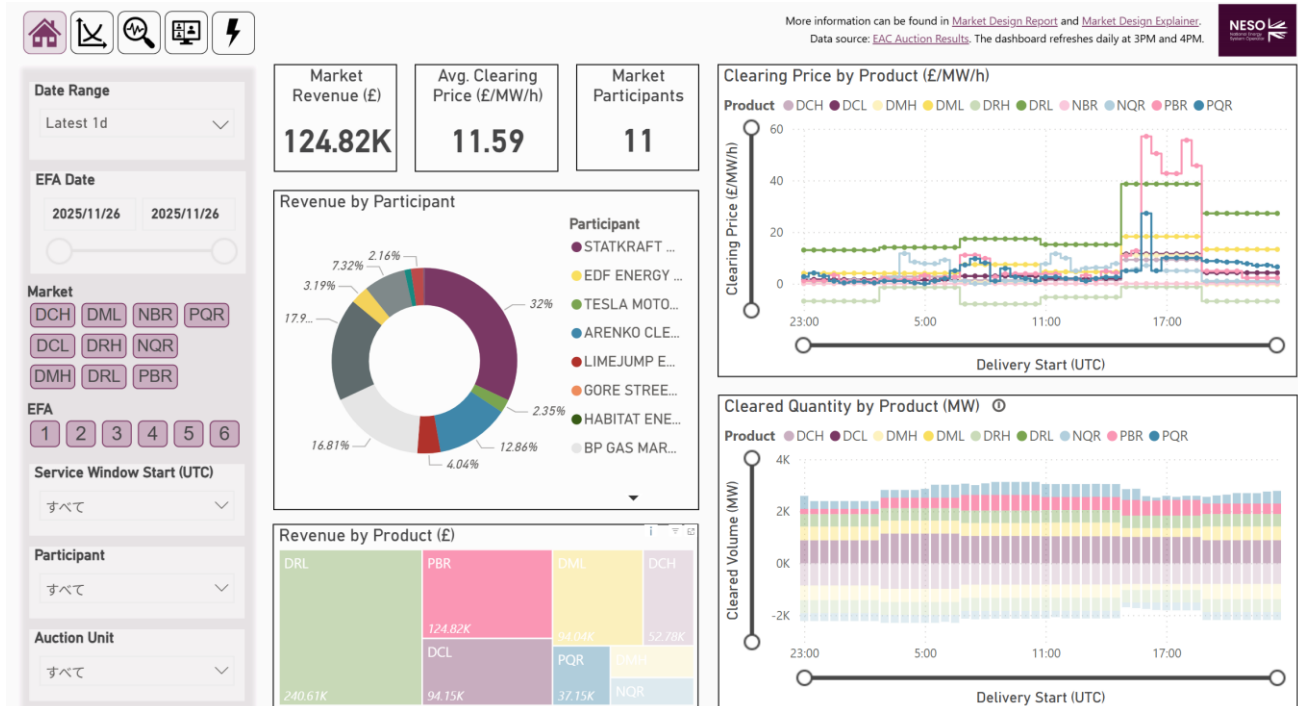
DC: Dynamic Containment, DM: Dynamic Moderation, DR: Dynamic Regulation

QR: Quick Reserve, SR: Slow Reserve

出所：NESO 提供資料 (日本語訳は自然エネルギー財団)。

これらの周波数制御商品は、前日オークションで調達される¹³。調達のためのプラットフォーム（Enduring Auction Capability, EAC）では、市場参加者が別の商品に予備的に入札したり、容量を分割して同時に複数の商品のサービスを提供したりすることが可能で、最も効率的な落札結果を導き出すことを目指している。オークション結果は、落札事業者名やユニット、金額を含めインタラクティブなウェブページと CSV ファイルで情報提供されている（図 8）。

図 8 EAC オークション結果の情報提供ページ



出所：NESO Enduring Auction Capacity Results.

¹³ 収益は、応答可能性（availability）に対して支払われる。reserve 商品については、実際に応動した場合にその電力
量に応じて対価が支払われる。

Box 3. 需給調整メカニズム

需要調整メカニズム (Balancing Mechanism) は、卸電力市場のゲートクローズ後に行われる需給調整のための仕組みである。従来、それを担う設備が送電系統に接続する容量の大きな設備 (100MW 以上) に限られていたが、2019 年以降、蓄電池を含む小規模な設備も参加しやすくなるよう制度変更が行われてきた¹⁴。系統運用者の中央給電指令所のシステムが従来型の大規模発電所で構成される系統を前提にしており、多数の設備を制御対象とする運用に十分対応できない課題もあり¹⁵、NESO は、2023 年 12 月から新しいシステム (Open Balancing Platform) の運用を段階的に開始して、さまざまなリソースを活用する環境の整備に取り組んでいる。NESO のシステム上直接見えない、または制御下にない蓄電池は、近時約 25%程度に達しており、NESO の系統運用上の一つの課題とされている¹⁶。

¹⁴ 2019 年 12 月より、同制度に参加可能な設備の容量の下限が 100MW から 1MW に引き下げられた (National Grid ESO (2019))。

¹⁵ 小規模な多数の設備を制御する方が経済率的な場合でも、そのような制御指令がシステム上処理できず、大規模発電所を制御に使う事象が起こる。NESO は、経済率的な選択肢が選択されなかった場合を数値化し (Skip rate)、対応策の検討と効果をモニタリングしている。

¹⁶ ヒアリング結果による。

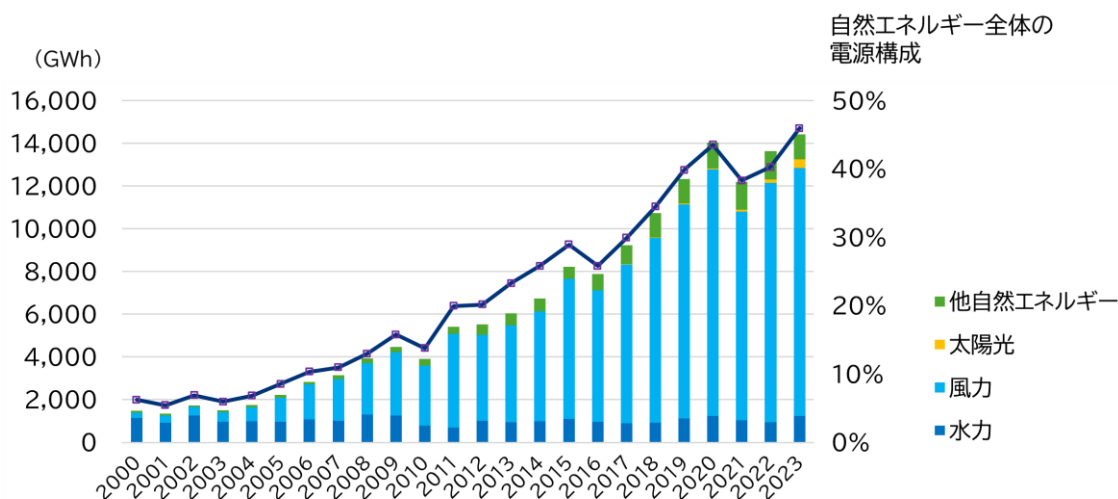
ゲートクローズ時に供給計画を提出する設備 (BM unit) 以外の設備 (non-BM unit) も一定の条件の下で需給調整メカニズムに参加可能だが、non-BM unit は BM unit と異なり、一定の条件の下でゲートクローズ後も比較的自由に供給量を変えられるため、インバランス (Net Imbalance Volume) の動向を予測・勘案して需給調整メカニズムに応札し、収益を狙うことができる (NIV chasing と呼ばれる)。こうした動きが一斉に起こった場合、系統運用者からは急激な需要の変化として見えることとなり、運用上の課題の一つと指摘されている。

第2章 アイルランドにおける系統用蓄電池事業

第1節 自然エネルギー導入と系統用蓄電池事業の概況

アイルランドも英国と同様に、風力を中心として自然エネルギーの導入が進んでおり、電源構成は50%に近い(図9)。今後2050年脱炭素を実現するため、2030年までにアイルランド島全体で自然エネルギーの電源構成を80%にすることを目標としており、このために陸上風力9GW、洋上風力5GW、太陽光8GWの累計導入目標を立てている(Government of Ireland 2024: 8)¹⁷。一方で、欧州の西端に位置する小さな島国として、柔軟性を国際連系線に頼ることは英国と比べても限界がある¹⁸。そこで注目が集まっているのが、系統用蓄電池である。

図9 アイルランドにおける自然エネルギーの電源構成の推移



出所：IEA (2025) を基に自然エネルギー財団作成。

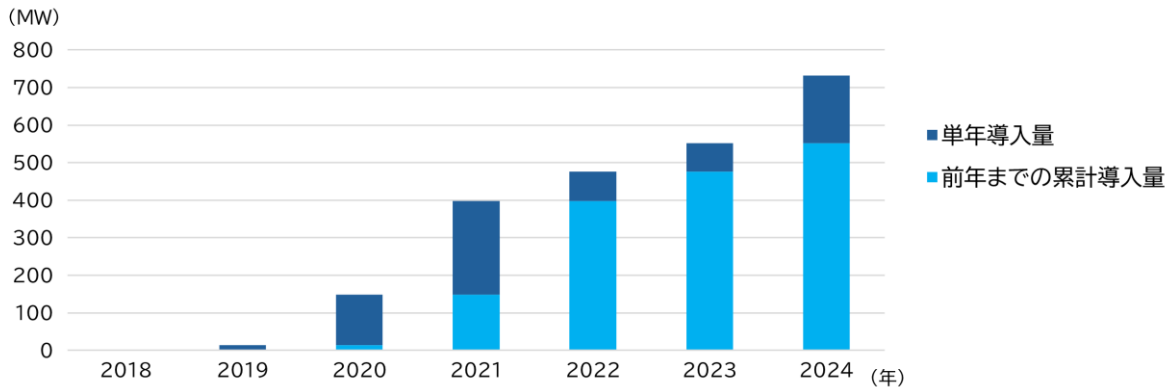
アイルランド島の系統用蓄電池は、2018年に運開したKelwin 1から始まり、2024年時点では累計で18ヶ所・730MWが運転されている(図10)¹⁹。所有者は多様であるが、国営電力会社であるESBが約3分の1(容量ベース)を占め、IberdrolaやRWEといった大手電力も参入している。前述の2030年までの政府目標において、電力貯蔵は現状の5倍以上の3.825GWに増加すると位置付けられている(EirGrid, SONI 2023: 4)。

¹⁷ Government of Ireland (2024: 22)によれば、2024年時点で陸上風力は4.8GW、太陽光は0.5GWである。

¹⁸ アイルランドは英国としか国際連系線が接続されていない。長らくEast West Interconnector (500MW)のみであったが、VREの導入拡大に伴い、2025年にGreenlink (500MW)が新設された。なお、英国領である北アイルランドとはアイルランド島として一体的な系統運用を行っており、北アイルランドとスコットランドの間には海底送電線のMoyle Interconnector (500MW)がある。

¹⁹ Government of Ireland (2024: 24)によれば、730MWの系統用蓄電池は全てリチウムイオン蓄電池で、大半の出力容量は2時間以下である。これら以外の電力貯蔵として292MWの揚水1箇所がある。

図 10 アイルランド島における系統用蓄電池の導入推移



出所：Government of Ireland (2024：88-89)を基に自然エネルギー財団作成。なお、2024年は7月時点まで。

アイルランド政府は、VRE を更に導入する観点から電力貯蔵の重要性に注目し、2024年に“Electricity Storage Policy Framework for Ireland”という政策方針を策定した。これは、同国初の電力貯蔵に特化した政策文書であり、政府機関や系統運用者も含む電力貯蔵に関するワーキンググループを結成すること、収益源の多様化の観点から卸電力市場へのアクセスを改善すること、需要側の柔軟性や長期エネルギー貯蔵（Long Duration Energy Storage：LDES）の導入を支援すること、2040年に向けて必要な電力貯蔵の導入目標を検討することなど、10の施策が盛り込まれている。これらにより、前述の自然エネルギーの導入目標を達成しつつ、自然エネルギー電力の出力抑制率を7%以下に抑えるという。

第2節 系統接続待ち問題は深刻化していない

アイルランドでは系統用蓄電池の導入が加速しているが、申請案件の殺到による系統接続待ちの問題は英国ほど深刻化していない。アイルランドの系統接続プロセスは、単純な先着優先でなく、系統運用者が蓄電池事業の準備度や系統側の必要性から優先順位を決めることになっている。そのため、「ゾンビ案件」が少ないのだという。

同国では2000年代後半以降、一定規模以上の電源を対象に、申請をまとめて審査するを導入していたが、対象外だった小規模電源も含め申請数が急増し、電力システムが必要とする電源容量の数倍に達した。そのため、2018年から、期間を定めて接続希望案件を募集する手続に移行した（Enduring Connection Policy, ECP）。これまでに、おおむね年1回の募集期間が開かれ、募集容量上限を定めて案件の成熟度（e.g.,土地の利用権の確保、計画の許認可取得）などを審査して接続案件が決定された。系統側の必要性を勘案した例として、後に述べるアンシラリーサービス（DS3）の提供に関わる設備は募集枠を別に設けたり、計画の許認可取得要件の対象外としたりするなどが行われた。

2025 年からは制度が改定された (Electricity Connection Policy – Generation & System services, ECP-GSS)。年 2 回の募集期間があり、自然エネルギー発電所など欧州指令の下で導入の迅速化を図るべきプロジェクトとそれ以外のプロジェクトで取扱いが分かれる。前者に該当するプロジェクトは、計画の許認可申請を完了していれば、許認可を取得していなくても並行して系統接続申請が可能である。蓄電池事業は、自然エネルギー発電所併設型の場合のみ、迅速化手続の対象となる。

第 3 節 市場運用の状況：今後多様化する可能性

アイルランドにおける系統用蓄電池の主たる収益源は、容量メカニズム (Capacity Remuneration Mechanism) とアンシラリーサービス (Delivering a Secure Sustainable Electricity System, DS3) である。実際に系統用蓄電池が使われるかどうかとは無関係に、待機させておく蓄電池の容量に応じて収入を得られる。前日スポット市場からの収益も可能であるが、これまでは市場システムの設定上蓄電池の運用 (とりわけ充電) に制約があり、エネルギー市場での取引は不活発だった。

アイルランドでも系統用蓄電池事業は、今後導入の拡大に伴って英国と同様にアンシラリーサービスからの収益が減少すると見込まれている。上記の市場システム上の課題は、蓄電池の特性に沿った登録を可能とする改善が行われ、2025 年 11 月以降、前日スポット市場、時間前市場からバランシング市場まで、取引が可能になった (Scheduling and Dispatching Programme, SDP-02)。さらに DS3 を FASS (Future Arrangement for System Services) へと改正し、2030 年までにアンシラリーサービス調達を日次入札に変更する予定である。

さらに、今後フランスとの国際連系線 Celtic Interconnector の運転開始により欧州大陸との市場統合が予定されており (2028 年第 2 四半期)、これに伴う市場改革が続く。

Box 4. アイルランドでの蓄電池の収益機会—DS3

DS3 プログラムのアンシラリーサービスは、非同期電源の増加と同期電源の減少²⁰により、新たに必要となる系統安定性確保手段を確保するために設けられた制度で、2018 年から開始された。系統運用者が年 2 回実施する入札で調達し、落札した事業者は一定額の対価²¹を受領する。14 の商品が構想され、うち 12 の商品が実装済みである (表 3、図 11)。周波数制御に関連する商品のほか、慣性や電圧制御のための商品がある。一部の高速応動が必要な商品 (FFR、POR、SOR、TOR1、TOR2) は、複数年契約で調達される²²。なお、蓄電池の導入が増加し対価支払のための予算を超過したため、対価の減額や対価計算方法の見直しも行われている。

²⁰ 非同期電源比率目標 75%を想定して構想された。

²¹ 商品ごとの基準単価に落札した技術の能力や希少性によって定まる調整金が加算される (Government of Ireland 2024 : 60)。

²² 3 案件総計 110MW の蓄電池プロジェクトが 6 年契約を勝ち取り、その後の蓄電池の導入機運を大きく高めたと評価されている (Government of Ireland 2024 : 61)。

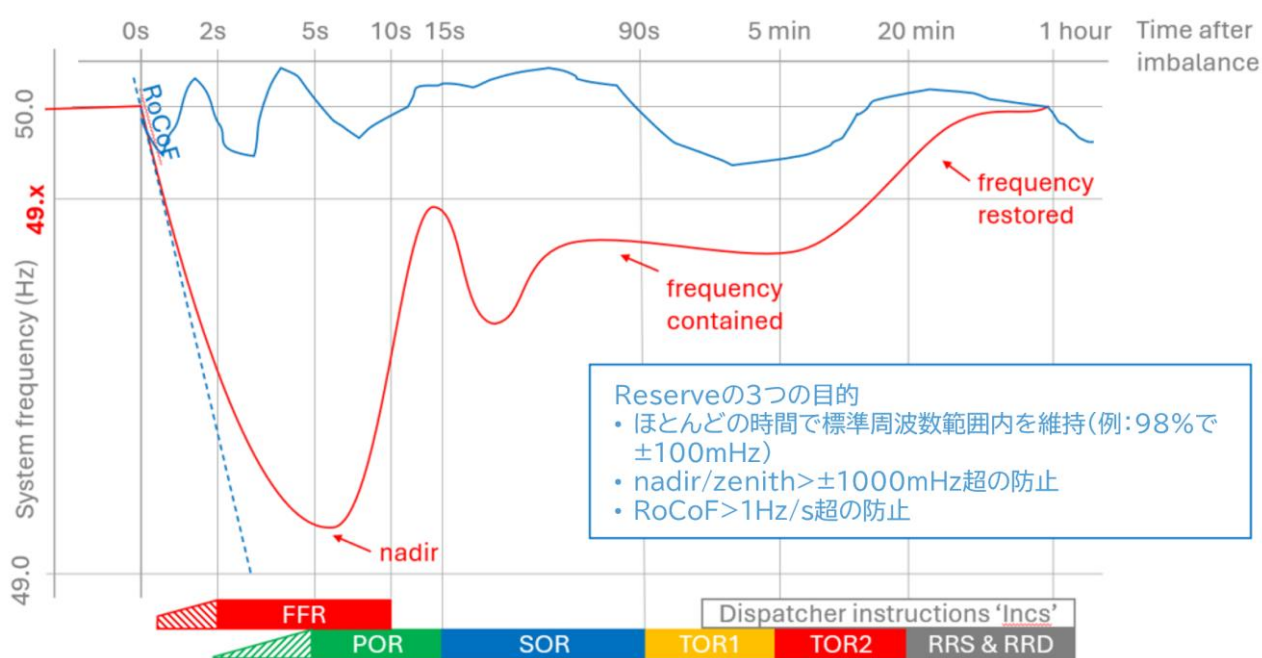
表 3 DS3 商品の概要

サービス		内容
Fast Frequency Response	FFR	0.15~10秒のMWエネルギー供給
Primary Operating Reserve	POR	5~15秒のMWエネルギー供給
Secondary Operating Reserve	SOR	15~90秒のMW供給
Tertiary Operating Reserve 1	TOR1	90秒~5分のMW供給
Tertiary Operating Reserve 2	TOR2	5分~20分のMW供給
Replacement Reserve - Synchronised	RRS	20分~1時間のMW供給
Replacement Reserve - Desynchronised	RRD	20分~1時間のMW供給(非同期状態から出力増加)
Synchronous Inertial Response	SIR	機器回転体の運動エネルギー(有効電力に該当しない)
Ramping Margin 1	RM1	1時間以内の出力増加、2時間継続
Ramping Margin 3	RM3	3時間以内の出力増加、5時間継続
Ramping Margin 8	RM8	8時間以内の出力増加、8時間継続
Fast Post Fault Active Power Recovery	FPFSPR	故障後のMW出力回復:電圧復旧後250ms以内に90%まで復帰
Steady State Reactive Power	SSRP	MVAR能力(容量に対して、MVAR供給が可能な割合)
Dynamic Reactive Response	DRR	30%超の大電圧低下時のMVAR供給能力

注：FRFSR と DRR は商品化未了。

出所：Government of Ireland (2024：59-60)（日本語訳は自然エネルギー財団追加）。

図 11 DS3 の周波数関連商品と周波数維持プロセスイメージ



出所：EirGrid, SONI (2024：19) Figure 2 Illustrative example of frequency response to large system incident (in red) and normal frequency variation (in blue) and related reserves（日本語訳は自然エネルギー財団追加）。

表4 DS3 各商品の総契約量と蓄電池の割合（2025年4月1日発効分）

サービス (単位)	FFR MW	POR MW	SOR MW	TOR1 MW	TOR2 MW	RRS MW	RRD MW	SSRP MVAR	SIR MWS2	RM1 MW	RM3 MW	RM8 MW
従来型	383	813	1218	1439	2223	4352	2897	6503	737459	6657	7643	8222
需要側	177	201	214	281	302	0	414	0	0	653	113	96
アグリゲート	0	0	16	61	74	0	76	0	0	76	76	76
風力	147	302	318	312	0	0	70	1785	0	0	0	0
国際連系線	200	300	300	300	300	0	0	692	0	0	0	0
蓄電池	951	951	951	951	950	0	393	658	0	330	144	89
ハイブリッド	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0
太陽光	24	24	23	23	0	0	0	165	0	0	0	0
総計	1883	2592	3042	3369	3851	4352	3850	9804	737459	7716	7976	8483
蓄電池 %	51%	37%	31%	28%	25%	-	10%	7%	-	4%	2%	1%

注：アグリゲート：発電所の集合体

出所：EirGrid, SONI (2025) Table 1（日本語訳及び蓄電池割合は自然エネルギー財団追加）。

2022年、市場競争原理を導入した新たなプログラム FASS が提案され、アンシラリーサービスを前日調達する制度が導入されることになった。Day Ahead System Service Auction (DASSA)では、DS3の商品のうち周波数制御を主たる目的とするものを対象に、シングルプライスオークションで取引する。DASSAの約定後には、セカンダリ取引(市場でのザラバ取引または相対取引)が行われる²³。DASSAの開始は2027年5月の予定で、当初2024年までとされたDS3の仕組みによるサービス調達(固定価格支払制度)は、DASSAの開始または最長2027年9月までとされている。

²³ DASSAでの取引量が不十分な場合、TSOがセカンダリ取引に参加できる(SEMC 2024a: 23)。

なお、DASSAでの約定量が不十分な場合に備え、余力活用制度(Residual Availability Determination、RAD)が設けられた。DASSAによる調達量が必要量に満たない場合に調達される。商品や入札のタイミング、価格決定方法(pay-as-clear)はDASSAと同様だが、サービス提供者には入札に当たって供出容量の確保が要求されない。RADによる調達量と価格は実需給後に決まるが、その上限はDASSAの約定価格とされ、RADの存在がDASSAへの参加のディスインセンティブとならないよう配慮されている。RADは運用開始2年後に継続の要否を検証される(SEMC 2025)。

第3章 系統用蓄電池を巡るその他の課題

英国とアイルランドの両国の視察において、系統接続待ち問題と市場運用の状況の2つが我々の想定していた大きな論点であったが、ヒアリングではそれら以外にも複数の課題を聞いた。

第1節 LDES への期待

今回の視察では随所で LDES への期待の高さを窺えた。

近年盛り上がりを見せる系統用蓄電池のほとんどがリチウムイオン電池である。リチウムイオン電池は、その瞬時応答性能を活かし、短時間のピークカットや周波数調整に効果的であるが、一方でその放電時間は1~4時間程度のもが多く、充放電回数に制約があり、10~15年程度で交換が必要とされている。今後さらに VRE が増えれば、数日間から季節間の電力貯蔵も必要になるが、リチウムイオン電池で対応するのはコスト高になると考えられる。

これに対して LDES は、フロー型、圧縮空気貯蔵、熱蓄電など貯蔵形態は多様であるが、8時間以上の長時間の放電に優れ、寿命は20~40年と長い場合が多い。放電時間が長時間化しても、リチウムイオン電池と異なりコストが比例して上昇しないという特徴もある。伝統的な揚水は LDES の一種であるが、地理的制約から今後急拡大は見込めない。そのため、柔軟に設計・設置できるという観点からも多様な形態の LDES が検討されており、今回話を伺った Form Energy もその一つである²⁴。

LDES は、各国で実証実験が進められている段階であり、英国においても有望な貯蔵形態が定まっているわけではない。それでも、CP2030において現在の2.9GW（その大半が揚水）を4~6GWに拡大することが目標とされており、注目が集まっている。このため Ofgem は、LDES に対する投資を喚起するために、一定の収入額を公的に保証する Cap and Floor (C&F) の対象にすることにした。

2025年に行われた C&F の入札には171件・52.6GWが応札し、77件・28.7GWが第一段階の適格性評価を通過した (Ofgem 2025d)²⁵。171件の内、リチウムイオン電池が112件と約65%を占め、放電容量ベースでも約73%であった。通過した中でも、件数では約62%、放電容量ベースでは約70%がリチウムイオン電池であった。リチウムイオン電池に続いたのは、揚水やバナジウムフロー電池であるが、現時点では LDES としてもリチウムイオン電池の競争力が高いということだろう。

アイルランドにおいても LDES への注目は高かった。現状の系統用蓄電池は0.5時間から4時間までの放電時間であり、今後4時間以上100時間までの LDES が必要になると考えられている。具体的には、“Electricity Storage Policy Framework for Ireland”において、2030年までに500MWの LDES を導入するとされている。EirGrid は、2030年までに500MWの LDES 導入を実現するため、プロポー

²⁴ Form Energy は米国で2017年に設立された LDES の新興メーカーであり、空気鉄電池を開発・製造している。
<https://formenergy.com/>

²⁵ 第一段階の適格性評価を通過した案件は、第二段階のプロジェクト評価に進み、運転開始直前に最終段階として建設後審査を受ける。最終承認まで1年程度を要する。

ザル方式による LDES の調達を提案している (EirGrid 2025)。落札事業者は、コスト回収に見合う一定の収入を保証され (floor) る代わりに、floor を超える収入の一部を系統運用者に分ける (事業者：系統運用者=70:30) こととされ、英国の C&F に類似した仕組みとなっている。

第2節 グリッドフォーミング技術への関心

グリッドフォーミング技術による慣性の提供についても関心が高かった。

VRE や蓄電池などの非同期電源の割合が多くなると、これまで主として火力発電が提供してきた慣性が不足し、周波数の維持が困難になるとの指摘がある。これに対して、グリッドフォーミング技術を備えたインバーターを導入することで、系統用蓄電池から擬似慣性を提供できる。オーストラリアのホーンズデイル蓄電所は、2020年の容量増強時にグリッドフォーミング・インバーターを導入し、デジタル技術によって擬似的に慣性を提供するサービスを始めたことで知られている。

英国では、グリッドフォーミング・インバーターを併設する系統用蓄電池の設置は始まったばかりであるが²⁶、火力発電を減らしていく中で期待は高い。今後、系統用蓄電池事業者に対してグリッドフォーミング・インバーターの導入が義務付けられる可能性があるとの意見もあった。

一方アイルランドでは、現時点でグリッドフォーミング・インバーターによる擬似慣性の提供は行われていない。慣性は、火力発電などの回転機 (SIR) のほか、FFR で蓄電池、国際連系線、風力などから供給されている (表4)。しかし、技術的検討が進められており、グリッドフォーミング・インバーターに関する日本・海外での導入状況への関心が示された。

第3節 蓄電池の経済安全保障と立地問題

今回の視察において、リチウムイオン蓄電池の多くが中国製であることについて、経済安全保障上の懸念がないかとの質問を繰り返した。これに対して、多くが懸念の声は聞かないとのことだった。安くて性能の良い製品が受け入れられているということである。この背景には、欧州諸国は相対的に中国を脅威と見ていないことが働いている可能性はある。

系統用蓄電池の立地に対する地域からの反対の有無についても質問を繰り返した。系統用蓄電池は、太陽光発電などと比べると、占有面積が小さいことや日射量に応じて場所を選ばないことなどから立地上の問題は少なく、現時点で大きな問題とはなっていないとのことだった。それでもリチウムイオン電池などの安全性の問題があるため、今後設置数が増えるにつれて注意が必要との意見があった。

²⁶ これまでに、慣性の調達を目的とするオークション (Stability Pathfinder) が3回実施されており、第2回目 (2022年4月結果公表、契約期間10年) では、グリッドフォーミング技術を搭載した蓄電池が5つ採択された。2025年3月に運転開始。(National Grid ESO 2022, NESO 2025c)

おわりに

本レポートでは、英国とアイルランドにおける系統用蓄電池の最新の導入状況について報告してきた。風力を中心とした自然エネルギーの導入が進む両国において、系統用蓄電池は柔軟性の重要な供給手段として期待され、大量導入が進みつつある。政府は、長期方針を掲げて系統用蓄電池を電力システムに戦略的に位置付けようとしている。一方でそれは、これまでにない新たな技術であるが故に、既存の制度やルールとの間で調整が必要であり、その対処策が講じられている。

系統接続待ちの問題については、特に英国で深刻であり、系統用蓄電池だけで 200GW が接続待ちの状況にあり、自然エネルギーなどの発電所の接続にも支障をきたしている。そのため英国政府は、ゾンビ案件を排除すべく接続要件を厳しくした TMO4+ という新たな接続ルールを導入したところである。一方でアイルランドでは、元々接続要件が厳しかったこともあり、そこまでの問題は生じていない。

市場運用を通じた収益源については、英国ではアンシラリーサービス市場（周波数応答）での運用が中心であったが、系統用蓄電池事業の競争激化に伴って他の市場へと多様化しつつあり、そのための制度改正も進められている。アイルランドでは、現時点でもアンシラリーサービスが中心であるが、英国と同様に今後は収益源が多様化すると見込まれている。託送料金から賄われる安定的な事業環境は、市場運用の能力が試される競争的な事業環境へと変化しつつある。

これらの状況は、系統用蓄電池の導入初期にある日本を含む多くの国に共通の課題であり、多くの示唆を与えている。日本でも、2019 年度には 1,407 件だった接続検討件数が、2024 年度には 14,276 件へと急増し、その約 3 分の 2 を蓄電池が占める状況になっている（資源エネルギー庁 2025：7）。政府はこれに対して、英国の TMO4+ も参考にして接続ルールの改定を進めているが、系統用蓄電池のような新たな技術が登場した時には、新たなルールや制度を速やかに整備することが求められる。

市場運用についても、日本でも英国と同様の動きが起きる可能性が高い。即ち、日本の現状では需給調整市場の一次調整力などが収益の中心となっているようだが、前日スポット市場でのアービトラージや相対での電力供給が収益源として拡大する可能性がある。同時市場への移行が議論される中で、今後の市場設計がこれらに大きな影響を与える可能性が高い。

今後欧州では、LDES やグリッドフォーミング・インバーターの導入が進み、電力システムは VRE と柔軟性を中心としたものへと大きく変貌していくだろう。その際にも、同様の課題を抱える他国の経験も参考にしつつ、公正な競争環境を基本として合理的に対応することが重要である。自然エネルギー財団は、さらに内外の系統用蓄電池の導入状況の調査を続け、最新の知見の提供や政策提言を行っていく所存である。今回は、日本市場での直近の政策論議を踏まえ、より具体的な政策提言を行いたい。

Appendix

英国 TMO4+ Project Designation Methodology — 電力系統運用と電源・柔軟性の確保の仕組み

NESO が指定する TMO4+ 「戦略的整合性」案件の要件概要は以下のとおりである。

なお、A～C は、NESO が必要に応じて募集する。D、E は、事業者が NESO に申請する。

A. 供給信頼度 (Security of Supply) にとって重要なプロジェクト

- a) 特定年度において、供給信頼度目標を効率的かつ経済的に達成する上で重大なリスクがある、かつ、
 - b) 当該年度以前に接続することが、上記リスクの実質的軽減または消費者への実質的便益をもたらす場合
-

B. 系統運用にとって重要なプロジェクト

- a) 特定年度における電力送電システムの安全・信頼性・効率的運用を維持する上で重大なリスクがある、かつ、
 - b) 当該プロジェクトの接続が上記リスクの実質的軽減または消費者への実質的便益をもたらす場合
-

C. システムおよび/または系統制約を実質的に低減するプロジェクト

- a) 送電システムおよび/または系統上の制約管理に対し重大なリスクがあり、特定年度において多額の追加コスト発生につながるおそれがある、かつ、
 - b) 当該年度以前に接続することが上記リスクを実質的軽減または消費者に実質的便益をもたらす場合
-

D. 新技術および/または高度に革新的なプロジェクト

消費者に便益をもたらすプロジェクトで、下記のいずれかを満たす場合。

- a) 政府の CP2030 に明記がない、または NESO 指定「戦略的整合性」基準充足技術（波力、潮力、英国外発電、流れ込み式水力、地熱、送電系統接続の需要）でない場合
または
 - b) 「太陽光」「原子力」など CP2030 に摘示された技術に含まれるが、新規性があり、成功裏に開発・実証され、一定の技術的成熟度に達し、商業的に実現可能で、かつ消費者に便益をもたらすもの
-

E. 2035 年以降必要となる可能性がある、非常に長いリードタイムを要するプロジェクト

2035 年以降の試運転開始・運転開始となる確固たる証拠を示した場合で、かつ、次の証拠が示された場合

- a) 開発タイムラインが業界のベストプラクティスと整合していること
- b) プロジェクトが消費者に便益をもたらすこと
プロジェクトに提案される接続日 (Connection Date) は 2036 年以降となる。

参考文献一覧

経済産業省 資源エネルギー庁 (2025) 「系統用蓄電池の迅速な系統連系に向けて」 2025年9月24日。

BloombergNEF (2024) Europe Energy Storage Market Overview 2024, September 2024 (要購読) .

Commission for Regulation of Utilities (CRU) (2017) Enduring Connection Policy Stage 1 (ECP-1) Proposed Decision, November 2, 2017.

CRU (2018) Enduring Connection Policy Stage 1 (ECP-1) Decision, March 27, 2018.

CRU (2024) Electricity Connection Policy – Generation and System Services Decision Paper, September 26, 2024.

EirGrid (2025a) Long Duration Energy Storage (LDES) Procurement mechanism consultation, October 13, 2025

EirGrid (2025b) Grid upgrade to boost battery storage role in power system, November 15, 2025.

EirGrid, SONI (2020) DS3 System Services Compliance and Testing Capability Management Guidance Document, July 6, 2020.

EirGrid, SONI (2023) Shaping Our Electricity Future Roadmap, A summary of version 1.1, July 2023.

EirGrid, SONI (2024) FASS Programme Day-Ahead System Services Auction (DASSA) Product Review & Locational Methodology Recommendation Paper, August 2024.

EirGrid, SONI (2025) DS3 System Service Temporal Scarcity Scalar (TSS) Consultation document, July 11, 2025.

EirGrid, SONI, Single Electricity Market Operator(SEMO) (2025) Future Power Markets Design Authority Update ISSUE NO.25 | October 2025, October 31, 2025.

Government of Ireland (2024) Electricity Storage Policy Framework for Ireland, July 4, 2024.

International Energy Agency (IEA) (2025): Energy Statistics Data Browser, updated on June 10, 2025.

Modo Energy (2023) NIV chasing: how does it work?, July 1, 2023.

Modo Energy (2025) December 2024: GB battery energy storage research roundup, January 10, 2025.

National Energy System Operator (NESO) (2025a) Slow Reserve Webinar -A deep dive on the current proposed service design, February 11, 2025.

NESO (2025b) CUSC Modification Proposal Form, CMP448: Introducing a Progression Commitment Fee to the Gate 2 Connections Queue, February 2025.

NESO (2025c) Great Britain's First Grid Forming Battery Connects in Scotland, March 11, 2025.

NESO (2025d) Gate 2 Criteria Methodology, April 30, 2025.

NESO (2025e) Project Designation Methodology, April 30, 2025.

NESO (2025f) Strategic Spatial Energy Plan – Methodology, May 2025.

NESO (2025g) CUSC section 16, Queue Management Process, July 2025.

NESO (2025h) Connections Reform Evidence Submission Handbook—A guide for Transmission and Distribution connections, August 2025.

NESO (2025i) First Reserve—First Reserve Update October 2025.

NESO (2025j) Slow Reserve Transition Plan, October 2025.

NESO (N/A) Skip rates.

National Grid ESO (2019) National Grid ESO widens balancing market access for smaller providers, December 11, 2019.

National Grid ESO (2022) Scotland’s wind success story bolstered by £323m stability investment, April 6, 2022.

Ofgem (2025a) Summary Decision Document: TMO4+ Connections Reform Proposals – Code Modifications, Methodologies & Impact Assessment, April 15, 2025.

Ofgem (2025bd) LDES Eligibility Assessment Outcome, September 23, 2025.

Ofgem (2025c) Consultation Connection and Use of System Code (CUSC) CMP448: Introducing a Progression Commitment Fee to the Gate 2 Connections Queue, October 20, 2025.

Ofgem (2025d) CMP448 Impact Assessment, October 2025.

Single Electricity Market Committee (SEMC) (2024a) Future Arrangements for System Services DASSA Market Design Decision Paper SEM-24-066, September 16, 2024.

SEMC (2024b) Future Arrangements for System Services Product Review and Locational Methodology Decision Paper SEM-24-074, October 22, 2024.

SEMC (2025) FASS: DASSA Top-Up Mechanism Decision Paper SEM-25-056, September 30, 2025.

UK Government (2024) Clean Power 2030 Action Plan: A new era of clean electricity, December 2024.

UK Government (2025a) Clean Power 2030 Action Plan: A new era of clean electricity, Connection reform annex (updated) (updated April 2025).

UK Government (2025b) Digest of UK Energy Statistics (DUKES): electricity 5.16, Energy Storage Overview, July 31, 2025.

UK Government (2025c) Renewable Energy Planning Database (REPD): quarterly extract, October 2025 (quarter 3), November 19, 2025.

Vecerra, Victor, “Is the UK’s energy storage growing fast enough?,” May 1, 2025.

英国とアイルランドにおける系統用蓄電池事業の現状と課題

2025年12月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門1丁目ビル 11F TEL:03-6866-1020(代表)

info@renewable-ei.org

www.renewable-ei.org