

# 低炭素化に向けた技術特性に応じた 電力市場設計について

---

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

電力ユニット 担任補佐・研究理事

小笠原潤一

# はじめに

- 今後、電力供給力の低炭素化を進めていくにあたり、日本では長期脱炭素電源オークションを通じて電源の調達を進めていくことになった。本制度は入札結果の状況を見ながら必要に応じて変更するとしている。（**電源種で容量の枠を設定するが公平にオークションで落札者を決定**）
- EUでは検討中のEU電力指令・電力規則改正案で、脱炭素化を加速するために低炭素電源・弾力的供給力（Flexibility）への支援制度を認めると共に、弾力的供給力の系統接続のための配電系統可視化や需要の弾力化に向けて取り組みを進めていくとしている。（**低炭素電源を非差別的に支援制度を採用する方針**）
- 一方でイギリスでは慣性力の低下問題もあり、原子力への建設期間中でも対価を支払うRAB(規制資産ベース)モデルを採用しているが、その他にも大規模長時間電力貯蔵、水素発電、CC付火力と、電源の特性に応じた支援制度を採用する方針である。以下ではイギリスにおける脱炭素型供給力確保について整理する。
- ※ イギリスでは低炭素技術では再生可能エネルギー発電の導入が先行的に進められたが、慣性力の低下と需給バランス維持の必要性から送電系統運用者であるNational Grid ESOは「**発電量が天候に依存しない低炭素供給力への投資を前倒しにする必要がある。**」と主張している。

# 脱炭素レディ

- イングランド・ウェールズ地域では、2009年に300MW以上の火力発電に対しCCSレディとする要件が定められたが、イングランド地域を対象に、これを脱炭素レディ（水素発電レディ（100%水素）を追加、300MWの閾値を削除（但し大気質法で免除されているものは除く））とする要件へ変更することが検討されている。  
（注）CCSレディはCO<sub>2</sub>回収率90%以上であることが求められる。ウェールズ及びスコットランド地域は引き続きCCSレディ義務が課される。
- 対象範囲は火力発電の他、バイオマス発電、廃棄物発電及びコジェネレーションが含まれる（これらはCCSレディとなる）。熱のみを生成する設備は本規制の対象外。商業運転開始後に発電事業者は2年ごとに要件を見直すことが義務付けられている。Carbon Capture Readiness Regulation 2013 and the Environmental Permitting Regulations 2016の改正を通じて、2024年7月の適用開始を目指している。CCS付バイオマス発電（BECCS）の支援方法は別途協議中。脱炭素要件にDACや他の間接的なCO<sub>2</sub>回収方法は脱炭素レディに含まれない。政府はDRレディの適切性を5年間隔以内を実施する。

（注）BEIS, “Decarbonisation Readiness Joint call for evidence on the expansion of the 2009 Carbon Capture Readiness requirements”, 2021年7月及びDESNZ, “Decarbonisation Readiness Consultation on updates to the 2009 Carbon Capture Readiness requirements”, 2023年3月

# 大規模長時間電力貯蔵設備

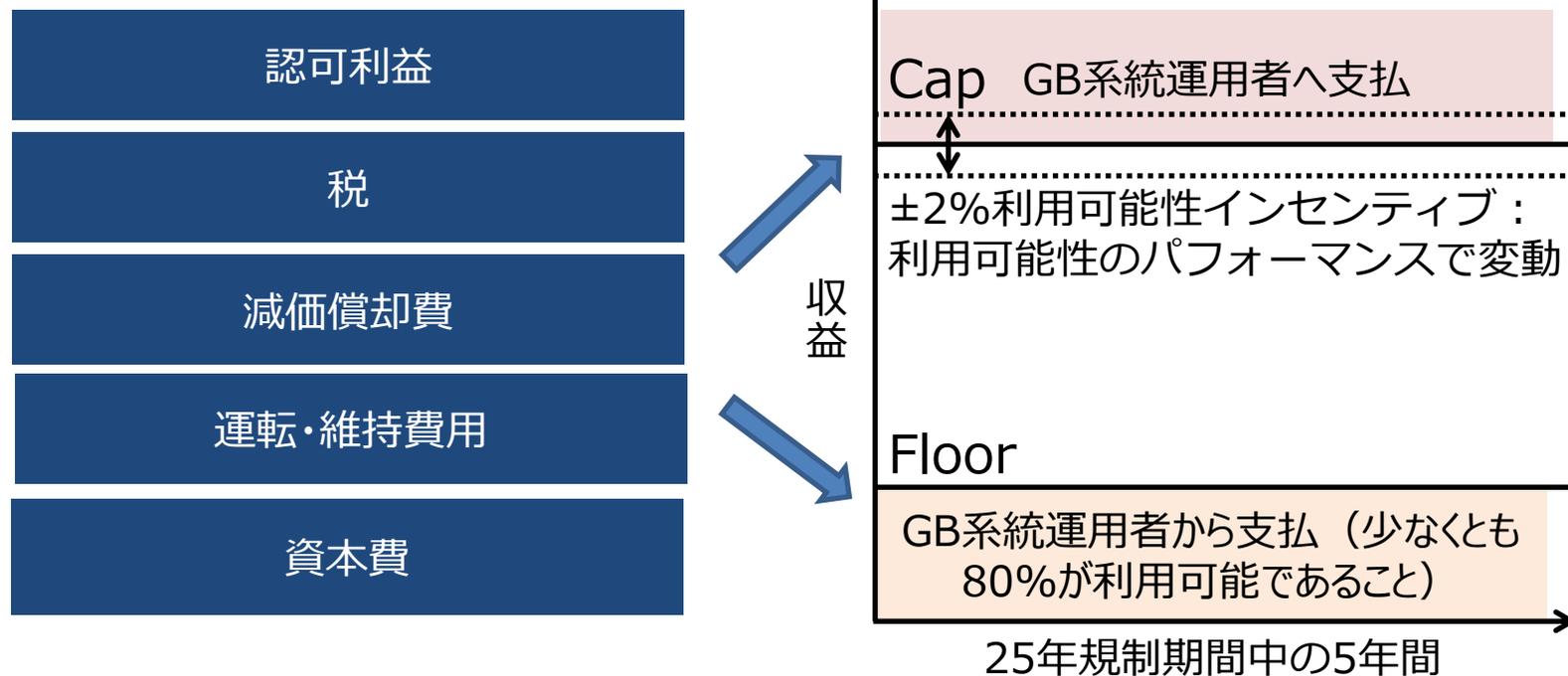
- 4時間以上電気を貯蔵する100MW以上の大規模長時間電力貯蔵設備（LEDS：Long duration electricity storage）への支援策が検討されている。（注）重力貯蔵、レドックスフロー電池、銅や亜鉛などの新しい電池、圧縮又は液化空気貯蔵、揚水発電等が対象。2024年までに大規模長時間電力貯蔵の投資を可能にすることを目指す。
- 最小容量100MWで6時間の供給時間を持つ確立された技術の設備（Stream1：揚水発電、液化空気電気貯蔵（LAES））と最小容量50MWで6時間の供給時間を持つ新規技術設備（Stream2：圧縮空気電気貯蔵（CAES）、LAES、レドックスフロー蓄電池）を分けて支援を検討している。支援方法は国際連系線に適用されているのと同じ上限・下限キャップフロアー制度を推奨している。リチウムイオン蓄電池は既存の枠組みで資金提供可能であるため支援対象から除外される。まずStream1の設備の支援に重点を置き、Stream2の設備は規模を50MWに設定して実証を進める。
- LEDSは系統制約の多い地域に設置することが効果的であるため、導入にあたっては管理的アプローチの採用を検討している。

（注） BEIS, "Facilitating the deployment of large-scale and long-duration electricity storage: call for evidence", 2021年7月及びDESNZ, "Long duration electricity storage consultation : Designing a policy framework to enable investment in long duration electricity storage", 2024年1月

# 【参考】収入キャップ&フロアー

- 収入キャップ&フロアー制度は2014年8月に国際連系線の開発のために導入された仕組みで、25年間に獲得できる収益の年間最大値（キャップ）と最小値（フロアー）の水準を設定する。5年（デフォルト）又は毎年、上限・下限の水準と比較し、収益が下限を下回った場合に補填を行い、上限を上回った場合には還元される。上限と下限は規制資産ベース（RAB）モデルを使用したプロジェクト費用に基づいて設定される。
- 国際連系線であるためイギリス側の保有率分の規制資産ベースに対してキャップ&フロアーが設定される。キャップとフロアーは収入で設定され、プロジェクトごとに利用可能率を含めて決定される（過去の決定を見ると固定値に基づく利益率はキャップは7.98%~8.23%、フロアーは▲0.21%~0.92%）。

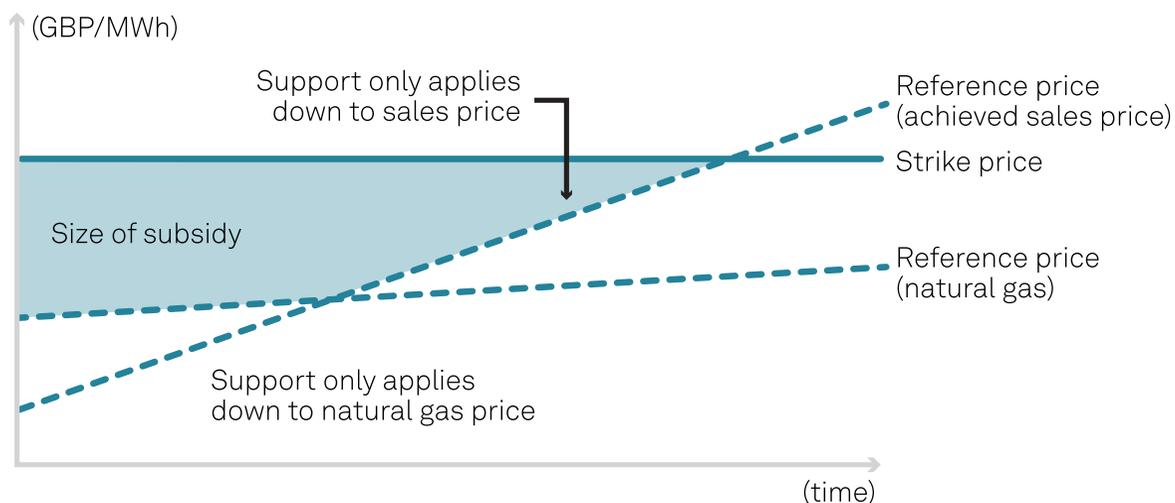
## キャップ&フロアーの算定



- 水素ではBEIS“ Low Carbon Hydrogen Business Model: consultation on a business model for low carbon hydrogen” でビジネスモデル（支援策）の検討が行われ、2022年12月には低炭素水素の契約条件を公表、そして2023年エネルギー法で法制化が実施された。
- 水素は生産段階で支援が行われ、天然ガス価格を下限として権利行使価格（Strike Price）と達成された販売価格の差額を支援する仕組みとなった。水素発電自体への支援は検討されていなかったが、容量市場の価格と比較するとkWあたり費用が高額であり、水素発電への支援策の検討を行うことになった。（注）

（注） DESNZ, “The Need for Government Intervention to Support Hydrogen to Power”, 2023年12月及び  
DESNZ, “ Hydrogen to Power-Consultation on the Need, and Design, for a Hydrogen to Power Market Intervention”, 2023年12月

## Hydrogen strike price vs reference price



※ イギリスでは水素発電やCC付火力等、制度的支援を受ける電源も容量市場に参加することが想定されている。

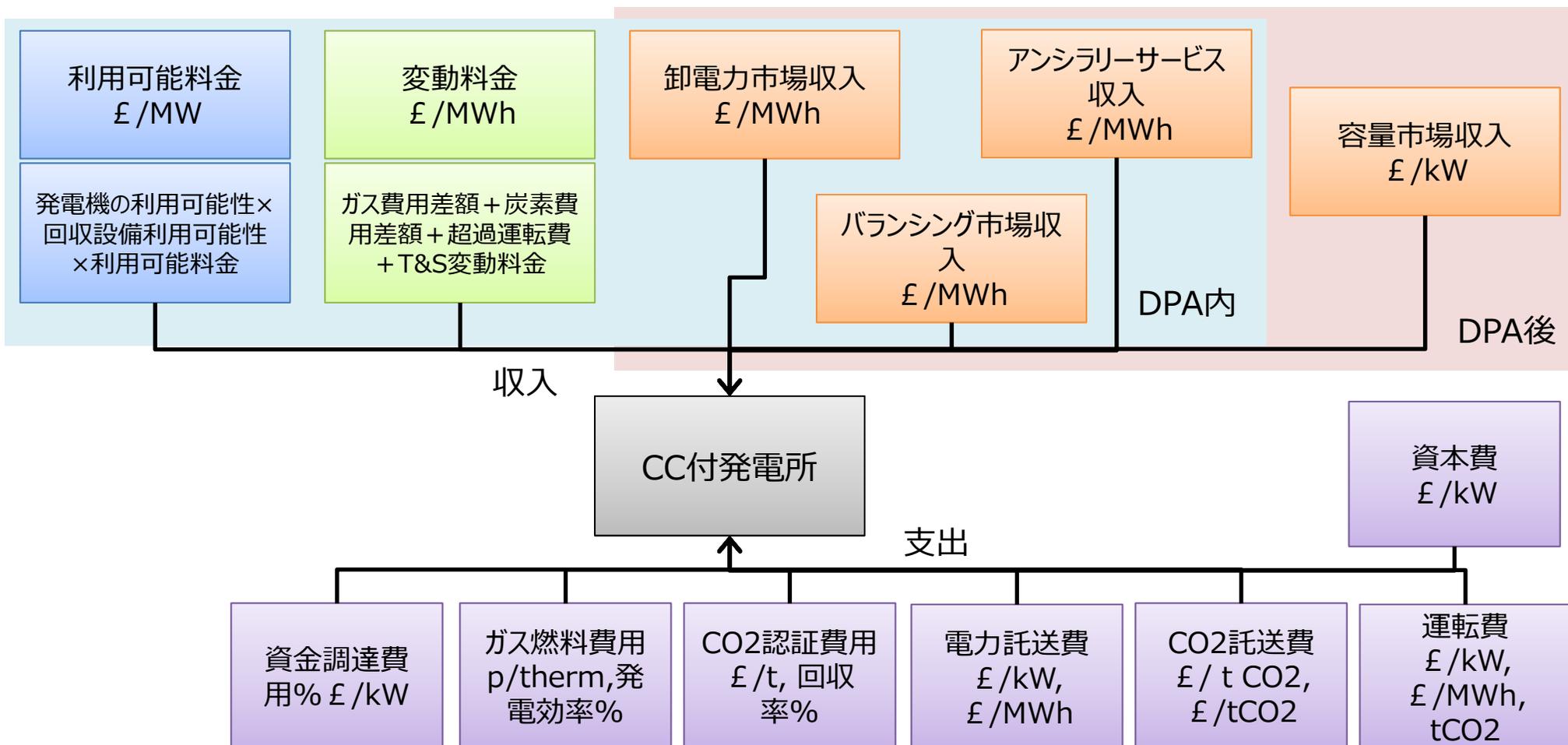
Source: DESNZ

- CC (Carbon Capture) 付火力ではBEIS“ Carbon Capture, Usage and Storage - An Update on the Dispatchable Power Agreement Business Model” (2021年10月) でビジネスモデル (支援策) の検討が行われ、2022年4月にCC付火力の契約条件案を公表、そして2023年エネルギー法で法制化が実施された。CCS全体としては、CC付火力発電、産業設置CC、CO<sub>2</sub>輸送・貯蔵事業を分けて支援制度が構築されている。
- CC付火力はLCCC (CfDの精算機関) と10年～15年のDPA (Dispatchable Power Agreement (給電可能発電協定)) を結び、通常の卸電力市場収入 (卸電力市場収入、アンシラリーサービス市場収入、バランシング市場収入、容量市場収入) に加え、利用可能料金と変動料金の支払いを受ける。利用可能料金は発電設備の利用可能性・CO<sub>2</sub>回収率により金額が変化する。変動料金は燃料費やCO<sub>2</sub>輸送・貯蔵費等の変動費の差額を補填するものである。(注)

(注) BEIS, “Carbon Capture, Usage and Storage-Dispatchable Power Agreement business model summary”, 2022年12月

# 【参考】CC付発電事業者の収入と支出

- CC付発電所の収入と支出は下図の通り。変動料金のところで差額決済の仕組みを組み込んで一定の収入を確保する仕組みとする。



(注) BEIS, "Carbon Capture, Usage and Storage-Dispatchable Power Agreement business model summary", 2022年12月

# 先進型原子力技術

- イギリスでは原子力への建設期間中でも対価を支払うRAB(規制資産ベース)モデルを2022年3月に導入しているが、今後は先進型原子力技術の開発を進める方針を示している。(注) 先進型原子力技術はSMR、AMR、マイクロモジュール炉(MMR)等の原子力分野で開発中の幅広い革新的な小型及び先進的な原子炉の総称である。
- 先進型原子力技術は、原子炉ユニットの規模を縮小し、資本費用を削減し、資金調達を容易にする。最新の建設技術(工場での製造及び現場での組み立て)を使用して建設期間を縮小し、資本費用の削減に繋げる。規模、モジュール性、複製可能性により、初期プロジェクトよりも安価になる可能性がある。新しい冷却剤、燃料及び受動的安全システムの仕様により、AMRは熱効率を向上させ、より高い温度を生成する可能性がある。水素や合成燃料の生産等の新しい産業の育成や、系統電力から産業熱利用に至るまで、幅広い脱炭素化の機会を提供するとしている。
- 原子力規制には原子力サイトライセンス、環境評価、一般的設計評価(GDA: Generic Design Assessment)があるが、伝統的な大型原子力発電所を考慮して規制が構築されているため、先進型原子力技術に適した認可プロセスの合理化を図る方針である。
- 先進型原子力技術に対する支援制度は検討中であるが、政府との交渉を通じたRAB(規制資産ベース)モデルが有力としている。

(注) DESNZ, "Alternative Routes to Market for New Nuclear Projects 2024年1月

# 需要の弾力化

- 需要の弾力化を推進するため、全需要家へのスマートメータの設置を進めると共に、2025年から2026年にかけて市場大30分決済（MHHS：Market-wide half hourly settlement）と呼ばれる全需要家に対し30分単位での決済枠組みを導入するとしている。小売事業者に卸価格が高価格時に需要の削減・シフトを行うインセンティブを提供する。
- 2023年エネルギー法で負荷制御を行うデマンドレスポンスサービス供給事業者（DSRSP）へのライセンスの付与権限を政府に与えたが、これにより政府はスマートデバイスの遠隔制御に関与する組織を規制できるようになった。政府は年内にライセンスに関する措置を協議する予定になっている。
- 1需要家に対し複数の小売事業者による決済を可能とする複数計量器設置（meter-splitting）の検討も行っており、特定の技術専門のDSRSP育成に繋がると考えている模様（パブコメでは小売事業者による異論が多かった）。
- ※ 現在、Flexibility Innovation Programmeを通じて需要の弾力化に向けた実証を進めている（2025年3月まで）。実証の結果を受けて制度の見直しも行う予定。送電系統運用者であるNational Grid ESOも低炭素型弾力的供給力をする必要性から分散型供給力の活用方法について検討を進めている。
- ※ National Grid ESOからは分散型供給力の接続する配電系統内の状況を把握することができないため、配電系統内の状況と分散型供給力の状態の可視化を進めるとしている。

# まとめ

- イギリスでは建設に長期間が必要でかつ固定費型の設備（原子力や大規模長時間電力貯蔵設備）や、事業の実施者によらない事業リスクのある事業（CCSや水素発電）に対しては、当該市場が成熟するまでの間は、CfD制度による支援ではなく、それぞれの技術特性に応じた支援制度を設ける方針を採用している。
  - CCSはCO<sub>2</sub>の輸送・貯蔵設備の建設時期との整合性、そして水素発電には水素の製造・輸送時期との整合性という事業者によらないリスクがある。これらリスクはCO<sub>2</sub>・水素市場が成熟化するプロセスの中で解消される見込みである。一方で原子力は破産リスクがあり、完全に民間資金で行うことは困難という見方を提示している。引き続き政府との交渉に基づくRABモデルによる支援を行う見込み。
  - イギリスでは送電系統運用者であるNational Grid ESOが2024年夏頃にFuture system operator（FSO）という電力、天然ガス、水素及びCO<sub>2</sub>のネットワーク計画策定に責任を有する事業者へ移行する予定になっている。FSOとしてネットワーク費用を最小化する観点で、各エネルギー技術の最適立地・時期を示す集中的戦略的ネットワーク計画を策定する予定になっている。この計画に基づき、政府支援の低炭素型供給力が加速度的に建設されていく見込みである。
- ※ **EUとイギリスの取り組みの違いが電源構成にどのように反映されるのか注目されるが、恐らくEUは再エネ中心で調整力は蓄電池に依存することになり、イギリスは電源構成の多様化が進む可能性が高い。**