

BREXIT & ÉNERGIE

La décennie énergétique du Royaume-Uni : le système électrique britannique dix ans après le Brexit

Dix ans après, le Royaume-Uni a décarboné plus vite que tout autre pays du G7 mais reste structurellement dépendant du gaz et des importations — et son découplage post-Brexit du marché électrique de l'UE entraîne un retour coûteux et contesté vers le cadre européen.

Sarah Romby

Contributeur : Adrian Forest

Résumé

Le Royaume-Uni a mis hors service 22,5 GW de capacité fossile, éliminé totalement le charbon (premier pays du G7 à le faire) et fait passer son intensité carbone de 445 g/kWh en 2009 à 126 g/kWh en 2025. L'éolien couvre désormais 30 % de la demande d'électricité. Pourtant, le système reste structurellement dépendant du gaz, qui continue de fixer le prix de gros la plupart du temps bien qu'il ne fournisse que 30 % de la production. Un déséquilibre persistant du réseau entre le nord et le sud impose un écrêtement croissant de l'éolien et a fait grimper régulièrement les coûts d'équilibrage depuis 2020, contribuant à porter les importations nettes d'électricité à 33 TWh en 2025 (12 % du mix électrique).

Le Brexit a créé une séparation réglementaire avec le marché intérieur de l'électricité de l'UE sans supprimer l'interdépendance physique. Le passage d'une allocation implicite à une allocation explicite des capacités d'interconnexion a accru les coûts de négociation sur le marché journalier de quelque 17 millions de livres par an (LCP Delta, 2024). Des études suggèrent que l'effet plus large sur les prix de gros de l'électricité a atteint 120 à 370 millions de livres pour la seule année 2022 et pourrait grimper à 500 millions de livres sur la législature actuelle (Energy UK). Le mécanisme de couplage multirégional en volume (Multi-Region Loose Volume Coupling) envisagé par l'accord de commerce et de coopération (ACC) UE-Royaume-Uni a manqué son échéance de 2022 et demeure au stade de validation du concept. La situation est encore compliquée par le cadre de Windsor, en vertu duquel l'Irlande du Nord opère au sein du marché de gros de l'électricité de l'UE tandis que le reste du Royaume-Uni commerce aux conditions applicables aux pays tiers.

Le découplage des marchés carbone ajoute des coûts supplémentaires. Frontier Economics estime que le Trésor britannique pourrait renoncer à 3,5 à 8 milliards de livres du fait de prix du carbone non liés, et que le Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM) de l'UE pourrait transférer environ 800 millions de livres des exportateurs britanniques vers les États membres de l'UE entre 2026 et 2030. AFRY projette que le CBAM pourrait accroître l'écrêtement sur le réseau de Grande-Bretagne jusqu'à 50 % (8 GW d'éolien en mer d'ici 2040), avec des pertes annuelles de recettes d'exportation de 900 millions à 2,4 milliards de livres.

Conscient de ces coûts, le Royaume-Uni négocie un retour au cadre électrique de l'UE. Un accord exploratoire de décembre 2025 indique que l'accès au cadre électrique européen exigerait un alignement réglementaire dynamique (y compris sur les aides d'État et les objectifs en matière d'énergies renouvelables), un rôle pour la Cour de justice de l'Union européenne sur les questions de droit de l'UE, et une contribution financière britannique. En mars 2026, le Conseil a lié l'accès au marché à une contribution permanente du Royaume-Uni au fonds de cohésion de l'UE, condition que le Royaume-Uni conteste. Le paquet Bilatérales III de la Suisse (375 millions d'euros pour l'électricité, plus un accès plus large) constitue un précédent mais pourrait ne pas se transposer directement à un accord sectoriel unique. L'échec de la tentative du Royaume-Uni d'adhérer à SAFE, le fonds de défense de l'UE, en raison d'un différend sur la contribution en novembre 2025, illustre la difficulté de combler l'écart.

Introduction

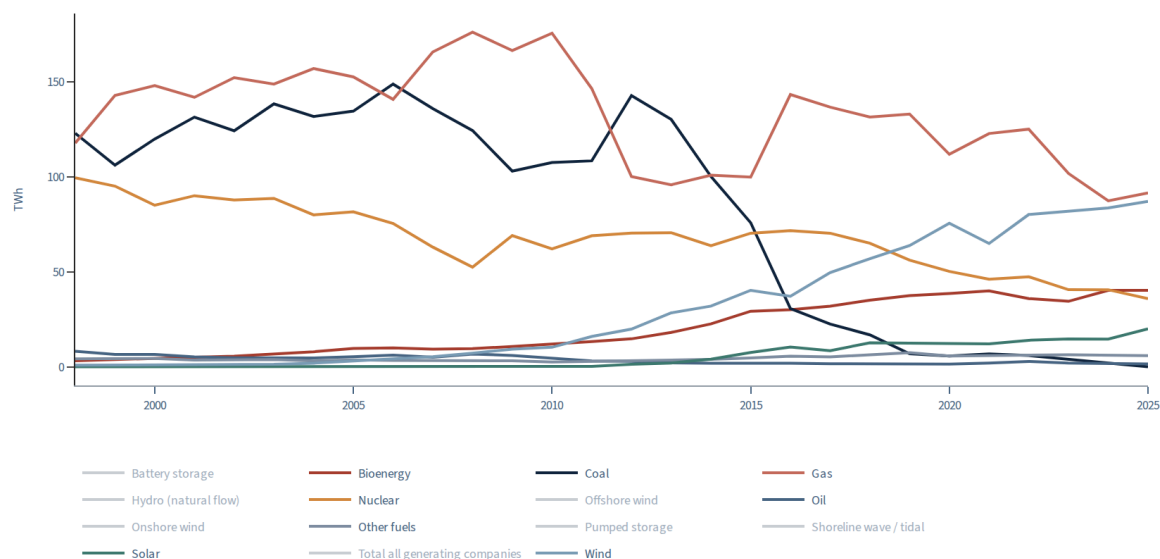
Au cours des deux dernières décennies, le Royaume-Uni a décarboné son système électrique plus vite que tout autre pays du G7. En 2000, le mix était encore dominé par les combustibles fossiles : le gaz représentait environ 40 % de la production, le charbon environ 32 % et le nucléaire environ 22,5 %. En 2025, ce tableau avait nettement changé. Les sources bas carbone représentaient près de 65 % de la production, les seules énergies renouvelables fournissant pour la première fois plus de la moitié de l'électricité britannique.

Ce basculement reposait sur deux évolutions parallèles : la sortie rapide de la production fossile domestique et une expansion majeure des renouvelables, en particulier l'éolien en mer. Au cours de la dernière décennie, le Royaume-Uni a fermé 22,5 GW de capacité fossile, dont 18 GW de charbon. Le point d'aboutissement symbolique est survenu en 2024, lorsque Ratcliffe-on-Soar, la dernière centrale au charbon du pays, a fermé. Le Royaume-Uni est ainsi devenu le premier pays du G7 à éliminer entièrement le charbon de son mix électrique.

L'éolien est désormais au cœur du mix électrique britannique. La capacité éolienne totale du Royaume-Uni a environ doublé depuis 2017, atteignant ~30 GW en 2024. Cette expansion a propulsé le Royaume-Uni au premier rang des marchés éoliens européens. Selon les statistiques 2024 de WindEurope, l'éolien a couvert 30 % de la demande d'électricité britannique cette année-là, derrière le seul Danemark (56 %), et globalement au niveau de l'Irlande (33 %), de la Suède (31 %) et de l'Allemagne (30 %) (WindEurope 2024).

Electricity generation by fuel type

1998-2025, by fuel category (TWh)

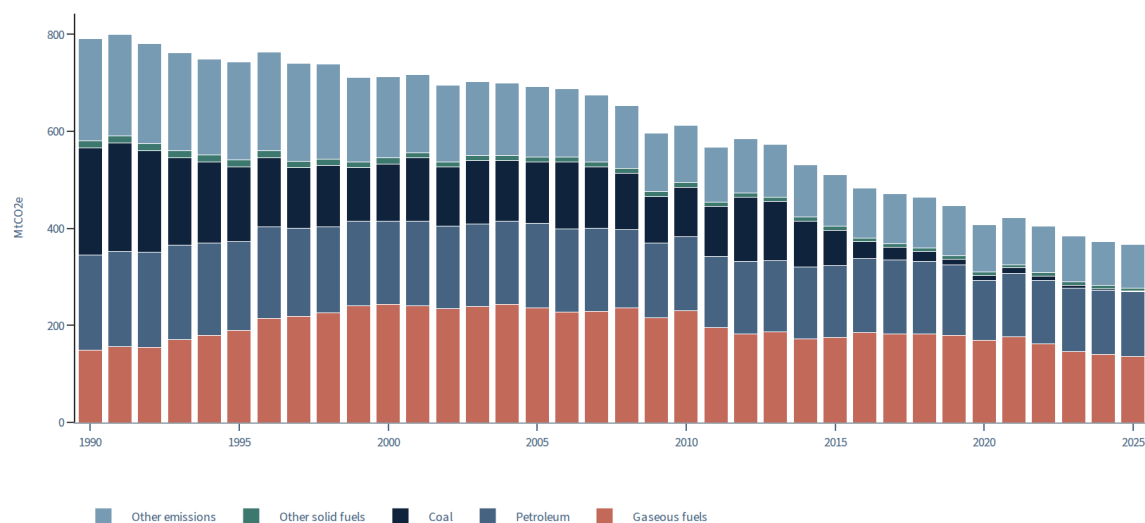


Source: Department for Energy Security and Net Zero (2025), Digest of UK Energy Statistics (DUKES): Electricity (Chapter 5), table 5.6.

À mesure que le charbon est sorti du système et que les renouvelables se sont développées, l'intensité carbone de l'électricité britannique a fortement chuté, d'environ 445 g/kWh en 2009 à 274 g/kWh en 2016, puis à environ 126 g/kWh en 2025. Cette transition est l'une des principales raisons de la baisse de 54 % des émissions territoriales de gaz à effet de serre du Royaume-Uni entre 1990 et 2025. Sur cette période, les émissions de l'approvisionnement électrique ont reculé de 82 %, faisant de l'évolution du mix électrique le premier moteur de la baisse globale des émissions du Royaume-Uni (DESNZ 2026). L'approvisionnement électrique ne représente désormais que 10 % des émissions totales de gaz à effet de serre du Royaume-Uni.

Greenhouse gas emissions by type of fuel, 1990–2025

MtCO_{2e} · Gaseous fuels, Petroleum, Coal, Other solid fuels, Other emissions · 2025 figure provisional



Source: Department for Energy Security and Net Zero (2026), 2025 UK Greenhouse Gas Emissions: Provisional Figures — Statistical Release, Table 4a

1. Les principaux moteurs de la transition

En 2019, le Royaume-Uni est devenu la première grande économie à inscrire dans la loi un objectif de neutralité carbone, s'engageant à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 par le Climate Change Act de 2008. Mais l'architecture politique sous-tendant la transition a été bâtie bien plus tôt, et par étapes. Après la privatisation des années 1990, le Royaume-Uni a introduit son premier mécanisme de soutien à l'électricité bas carbone : la Non-Fossil Fuel Obligation, en vigueur de 1990 à 2002, qui obligeait les fournisseurs d'électricité à contracter des volumes déterminés de production non fossile (Ofgem, s. d.). Le mécanisme était pionnier dans son recours aux enchères concurrentielles, mais en pratique une grande partie du soutien a profité au nucléaire plutôt qu'à de nouvelles capacités renouvelables. Il a été suivi par la Renewables Obligation, qui est restée en place jusqu'à sa fermeture aux nouveaux candidats en 2017. Celle-ci a beaucoup plus contribué au déploiement précoce des renouvelables, en particulier l'éolien en mer, quoiqu'à un coût relativement élevé.

Un basculement plus décisif est intervenu en 2014 avec l'introduction des contrats sur différence (CfD) en vertu de l'Energy Act 2013, remplaçant la Renewables Obligation par un mécanisme de soutien plus discipliné, fondé sur les enchères. Les CfD offrent aux développeurs une certitude de revenus à long terme en fixant un « prix d'exercice » pour l'électricité, généralement sur 15 ans, les paiements s'ajustant selon l'écart entre les prix de marché et les prix contractuels. Cela réduit le risque pour les investisseurs tout en limitant l'exposition des consommateurs à des prix de l'électricité élevés. Les CfD sont désormais le principal mécanisme de soutien à l'électricité bas carbone du Royaume-Uni. Depuis 2014, ils ont soutenu environ 39 GW de projets, dont 10 GW opérationnels en 2025. La dernière session d'allocation à elle seule a sécurisé 14,7 GW de nouvelle capacité, dont 8,4 GW d'éolien en mer.

Un autre moteur important a été le Carbon Price Support (CPS), introduit en 2013 pour ajouter un prix du carbone britannique par-dessus le système d'échange de quotas d'émission de l'UE. Il a renforcé les incitations à

s'éloigner des combustibles fossiles à un moment où les prix du carbone de l'UE étaient bas, mais a accru les coûts des producteurs britanniques par rapport à leurs concurrents continentaux. Le CPS a contribué à la sortie rapide du charbon, mais son rôle a diminué à mesure que le charbon quittait le système. Les critiques ont soutenu qu'il augmentait le coût de la décarbonation en taxant les émissions de l'électricité plus lourdement que celles des autres secteurs. En avril 2026, le gouvernement a annoncé que le CPS serait supprimé à partir de 2028 au motif qu'il n'était plus adapté à sa finalité.

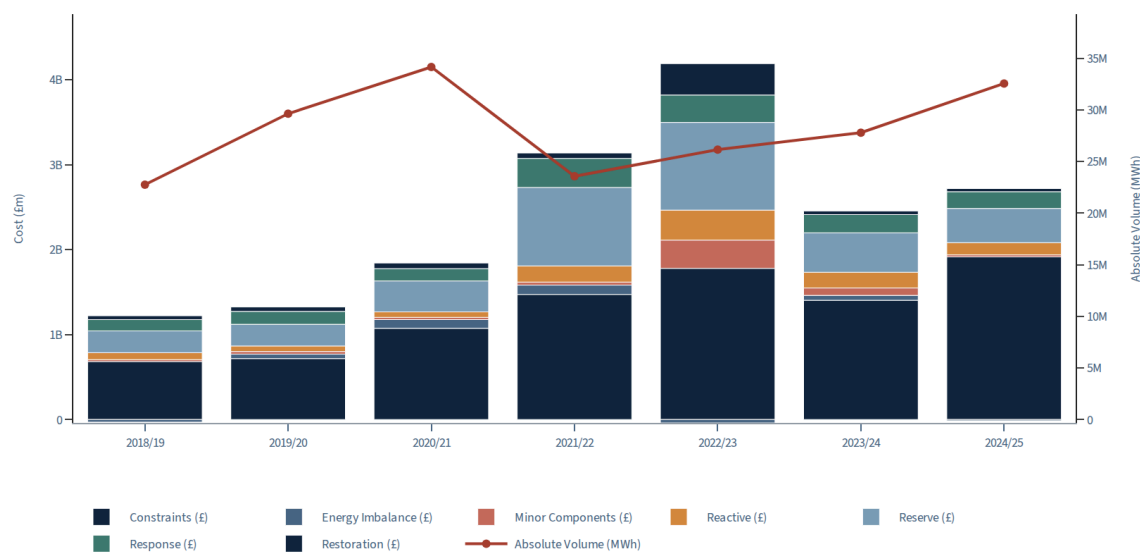
Le seul soutien politique n'explique pas la transition britannique. La conception institutionnelle et la géographie ont également joué un rôle. L'avantage institutionnel le plus net était le régime des fonds marins du Crown Estate, qui possède et gère la quasi-totalité des fonds marins autour de l'Angleterre, du pays de Galles et de l'Irlande du Nord et se trouve donc au cœur du développement de l'éolien en mer. Une autorité nationale unique des fonds marins a permis une attribution de concessions et une planification spatiale plus coordonnées. Comme les bénéfices du Crown Estate sont reversés au Trésor (1,1 milliard de livres en 2024/25), le modèle crée aussi une marge de manœuvre budgétaire.

La géographie a renforcé ces avantages institutionnels, l'Écosse bénéficiant de certaines des ressources éoliennes en mer les plus fortes d'Europe. Les projets éoliens en mer dans les eaux britanniques atteignent des facteurs de charge élevés, qui sont un déterminant clé de l'économie des projets et de la performance du système, dépassant généralement 30 % et approchant 40 % dans des conditions favorables. Cela a doté le Royaume-Uni d'une base naturelle exceptionnellement solide pour l'éolien en mer. L'Écosse représente déjà environ 16 % de la capacité éolienne en mer installée, avec près de 3 GW opérationnels, et un portefeuille de développement vaste et croissant.

2. Des dépendances persistantes

La forte concentration de la capacité de production dans le nord du marché électrique de Grande-Bretagne est aussi l'une des faiblesses structurelles les plus persistantes du système. Le système électrique britannique est structurellement déséquilibré : la production est concentrée dans le nord tandis que la demande est centrée dans le sud, et le réseau de transport n'a pas été modernisé assez vite pour combler cet écart. En conséquence, les producteurs éoliens écossais font face à certains des tarifs d'utilisation du réseau de transport (Transmission Network Use of System, TNUoS) les plus élevés d'Europe. Lorsque l'électricité ne peut être transportée vers le sud, le gestionnaire du système écrête la production via le mécanisme d'équilibrage (Balancing Mechanism), en payant les producteurs pour réduire leur production. Cela a entraîné une hausse régulière des volumes de contraintes et des coûts d'équilibrage depuis 2020, reflétant une congestion croissante à mesure que la capacité renouvelable se développe plus vite que le réseau (NESO).

Outturn balancing costs and volumes, 2018/19 – 2024/25



NESO: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-costs>

Ces dynamiques aident à expliquer pourquoi le Royaume-Uni reste dépendant du gaz et des importations d'électricité. En 2025, le gaz n'a produit qu'environ 26 % de l'électricité britannique, mais il continue de fixer le prix de gros la majorité du temps. Les contraintes de transport, la concentration de la production en Écosse et la tarification marginale uniforme renforcent ce résultat : lorsque l'éolien à faible coût ne peut atteindre les centres de demande du sud, le système s'appuie davantage sur la production au gaz, et le mécanisme de tarification marginale répercute ces coûts plus élevés sur l'ensemble du marché.

Cette dépendance est renforcée par le déclin de la production gazière domestique de la mer du Nord. La production a baissé ces dernières années, accroissant le recours aux importations, en particulier en provenance de Norvège et des marchés de GNL. Le gaz étant négocié à l'échelle mondiale, même les importations en provenance de partenaires proches ne protègent pas le Royaume-Uni des chocs externes, comme l'a démontré 2022, lorsque les perturbations de l'approvisionnement gazier européen ont fait grimper les prix de l'électricité britannique. Des capacités de stockage de gaz limitées accroissent encore l'exposition à la volatilité par rapport à des pays comme la France et l'Allemagne.

Le Royaume-Uni reste également dépendant des importations d'électricité via les interconnexions. Les importations nettes ont atteint environ 33 TWh en 2025, soit environ 12 % du mix électrique, la France étant le plus grand fournisseur. Cela reflète à la fois des différences structurelles de prix et la conception du système : les prix de gros britanniques sont souvent plus élevés que ceux des marchés voisins, rendant les importations économiquement attractives.

Ces effets sont renforcés par le passage d'une production conventionnelle à des renouvelables plus intermittentes. Tandis que le Royaume-Uni dépend de plus en plus de l'éolien, la France continue de bénéficier d'un vaste parc nucléaire fournissant une production de base stable et à faible coût marginal. Le résultat est un système où les contraintes de réseau et la conception du marché se renforcent mutuellement : lorsque l'éolien

bon marché ne peut être pleinement utilisé, le gaz plus coûteux fixe le prix, contribuant à des prix de gros durablement plus élevés et à un recours soutenu aux importations.

3. La facture énergétique du Brexit : un marché intégré désagrégé

Comme le montre clairement le cas des interconnexions, le Brexit n'a pas produit une désagrégation physique nette des marchés électriques britannique et de l'UE. Au contraire, la dépendance du Royaume-Uni aux importations d'électricité d'Europe continentale s'est accrue plutôt que réduite. En pratique, le marché électrique britannique reste profondément imbriqué dans le marché intérieur de l'électricité de l'UE, même s'il se situe désormais en dehors du cadre juridique et institutionnel qui régissait autrefois cette relation.

Le changement clé est que le Brexit a créé une séparation réglementaire sans supprimer l'interdépendance physique et commerciale. Sur le papier, cela a donné au Royaume-Uni une souveraineté formelle accrue sur les règles régissant son marché électrique. En pratique, toutefois, l'interconnexion s'accompagne désormais d'une prime d'inefficacité. Reconnaissant qu'il n'est ni faisable ni souhaitable de résoudre cela en déconnectant les marchés, le Royaume-Uni cherche désormais une voie de retour vers le cadre électrique de l'UE.

L'architecture juridique des négociations sur le marché électrique UE-Royaume-Uni

L'accord de commerce et de coopération (ACC), signé le 30 décembre 2020, régit les relations UE-Royaume-Uni depuis la fin de la période de transition. Il facilite le commerce et l'investissement entre les deux parties, mais ne reproduit pas le marché unique. Le Royaume-Uni ne fait donc plus partie des cadres réglementaires intégrés de l'UE, y compris ceux qui régissent l'énergie. La partie deux, titre VIII de l'ACC couvre l'énergie. Elle énonce des dispositions de haut niveau sur la concurrence du marché de l'électricité, la négociation par interconnexion, le développement des réseaux, la sécurité d'approvisionnement, la coopération technique, la promotion d'une énergie sûre et durable, et le commerce des biens énergétiques et des matières premières.

Lors du sommet UE-Royaume-Uni de mai 2025, les deux parties ont réaffirmé leur attachement à l'ACC et convenu d'étendre la coopération énergétique, ultérieurement formalisée par une décision du Conseil de partenariat permettant la poursuite du titre énergie au-delà de son expiration en juin 2026. Les deux parties ont également adopté une compréhension commune (Common Understanding), par laquelle elles se sont engagées à explorer les conditions d'une éventuelle participation du Royaume-Uni au marché intérieur de l'électricité de l'UE, y compris l'accès aux plateformes de négociation d'électricité sur les échéances à un jour, intrajournalières et autres échéances pertinentes. Cela vient s'ajouter à l'ACC sans le modifier : il s'agit d'un cadre politique pour de futures négociations, non d'un accord d'accès au marché juridiquement contraignant.

L'une des inefficacités post-Brexit les plus nettes réside dans la négociation transfrontalière d'électricité. Une fois les marchés électriques de l'UE et de la Grande-Bretagne séparés sur le plan réglementaire, la négociation par interconnexion est passée d'une allocation implicite à une allocation explicite. En allocation implicite, la capacité d'interconnexion est attribuée automatiquement dans le cadre de la transaction elle-même. Avant le Brexit, le système de couplage unique à un jour (Single Day-Ahead Coupling) de l'UE allouait la capacité et apparaissait les prix simultanément. Après le Brexit, aucun mécanisme équivalent n'est resté en place pour le Royaume-Uni. Les négociateurs ont dû à la place soumissionner séparément pour la capacité d'interconnexion et l'électricité, frontière par frontière, créant davantage d'incertitude, une transparence des prix plus faible et une utilisation moins efficace de l'infrastructure d'interconnexion.

L'ACC envisageait un modèle de négociation à un jour plus efficace fondé sur le couplage multirégional en volume (Multi-Region Loose Volume Coupling, MRLVC), et chargeait les gestionnaires de réseau de transport

britanniques et de l'UE de développer les procédures techniques nécessaires. Toutefois, l'échéance d'avril 2022 a été manquée, et le cadre demeure en cours d'élaboration. En 2025, le MRLVC en est encore à une phase de validation du concept, avec des défis clés de conception et de mise en œuvre non résolus. En conséquence, les progrès ont été plus lents que prévu, et le modèle continue de faire face à des incertitudes techniques et opérationnelles.

Le tableau est encore compliqué par l'asymétrie entre le marché électrique de la Grande-Bretagne et le marché unique de l'électricité (Single Electricity Market) sur l'île d'Irlande, où l'Irlande et l'Irlande du Nord continuent d'opérer comme un marché de gros unique avec des réseaux physiquement interconnectés et un cadre de négociation transfrontalier unique. Après le Brexit, le cadre de Windsor a établi un protocole distinct pour l'Irlande et l'Irlande du Nord conçu pour préserver une frontière terrestre ouverte, conformément à l'accord du Vendredi saint de 1998. Le résultat pratique est que l'Irlande du Nord reste régie par les règles du marché de gros de l'électricité de l'UE, tandis que le reste du Royaume-Uni commerce avec l'UE aux conditions applicables aux pays tiers en vertu de l'ACC.

Cela importe à la fois pour le reste du Royaume-Uni et pour ses négociations sur une réintégration du marché intérieur de l'électricité, y compris l'accès aux plateformes de négociation d'électricité. Tout arrangement futur devrait être juridiquement cohérent avec le régime déjà en place en Irlande du Nord au titre du cadre de Windsor. On voit mal comment deux cadres juridiques de négociation d'électricité se chevauchant mais potentiellement incohérents pourraient fonctionner durablement au sein d'un même État.

Les coûts économiques du découplage

Le coût des inefficacités de la négociation d'électricité post-Brexit sera probablement substantiel. Les estimations suggèrent que les coûts de négociation à un jour par interconnexion ont augmenté d'environ 17 millions de livres par an (LCP Delta, 2024). Energy UK soutient que l'effet plus large sur les prix de gros de l'électricité a atteint entre 120 et 370 millions de livres pour la seule année 2022, et pourrait s'élever à 500 millions de livres au cours de la présente législature aux prix actuels.

Un coût plus important pourrait toutefois s'avérer structurel plutôt que seulement transactionnel. Une négociation inefficace décourage aussi l'investissement dans des infrastructures partagées telles que les interconnexions polyvalentes (Multipurpose Interconnectors, MPI), où des parcs éoliens en mer sont reliés à plus d'un pays à la fois. Deux projets de ce type sont actuellement prévus entre la Grande-Bretagne et l'UE. L'analyse par Energy UK des données de la Commission européenne suggère que les MPI pourraient réduire jusqu'à 13 milliards de livres le coût de réalisation de l'objectif plus large de 300 GW de capacité éolienne en mer en mer du Nord d'ici 2050. À mesure que la mer du Nord devient plus centrale dans la stratégie renouvelable de l'Europe, l'effet dissuasif sur ce type d'infrastructure pourrait importer davantage que les coûts de négociation directs eux-mêmes.

Il existe aussi un coût économique plus large du découplage du Royaume-Uni des cadres de politique climatique de l'UE, en particulier le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE et le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF). Frontier Economics estime que, si les prix du carbone britannique et de l'UE restent désalignés sur 2025-30, le Trésor britannique pourrait renoncer à entre 3,5 et 8 milliards de livres de recettes par rapport à un scénario où les deux marchés seraient liés. La même analyse projette que le MACF de l'UE pourrait transférer jusqu'à 800 millions de livres des exportateurs britanniques vers le budget de l'UE d'ici 2030 dans les secteurs concernés. Dans le secteur de l'électricité, les implications pourraient être particulièrement vives, notamment pour les exportations d'électricité et l'écêtement sur le réseau de Grande-Bretagne.

Une question centrale est de savoir comment le MACF définit l'intensité carbone de l'électricité. Si la méthodologie surestime le contenu carbone des exportations britanniques, les exportateurs d'électricité pourraient faire face à des coûts carbone excessifs, minant leur compétitivité. AFRY estime que le MACF de l'UE pourrait accroître l'écêtement sur le réseau de Grande-Bretagne jusqu'à 50 %, soit l'équivalent de 8 GW d'éolien en mer d'ici 2040. Comme une grande partie de cette électricité aurait autrement été exportée, la perte de recettes d'exportation qui en résulterait pourrait atteindre entre 900 millions et 2,4 milliards de livres par an aux prix de gros actuels. À cette échelle, la réduction des flux transfrontaliers pourrait commencer à façonner les décisions d'investissement, tant pour les nouveaux projets que pour la performance des actifs existants.

Un cadre de réinitialisation en gestation

À la suite de la compréhension commune de mai 2025, le Royaume-Uni et la Commission se sont accordés en décembre 2025 sur l'issue de discussions exploratoires concernant un futur accord sur l'électricité. Le texte n'est ni juridiquement contraignant ni un mandat de négociation formel, mais c'est l'indication la plus nette à ce jour de ce qu'un futur accord pourrait impliquer. Les trois questions les plus sensibles sont l'alignement dynamique, le rôle de la Cour de justice de l'Union européenne et la contribution financière britannique.

S'agissant de l'alignement dynamique, le texte indique que le Royaume-Uni devrait rester aligné sur les règles électriques pertinentes de l'UE et les appliquer en même temps que l'UE. L'objectif est de préserver des conditions de concurrence équitables dans la négociation d'électricité, les renouvelables et les aides d'État, tout en permettant au Royaume-Uni de poursuivre des objectifs tels que l'accessibilité financière, la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du réseau dans le cadre de l'UE. Il pointe aussi vers un alignement sur les règles de l'UE en matière d'énergies renouvelables et un objectif global indicatif de renouvelables, liant la politique climatique plus étroitement aux débats plus larges sur la souveraineté au Royaume-Uni.

L'accord exigerait également un alignement sur les règles de l'UE en matière d'aides d'État lorsque le soutien affecte le secteur de l'électricité ou le marché de l'énergie au sens large. Les dispositifs d'aide existants conserveront probablement leur valeur, mais la surveillance future nécessitera vraisemblablement l'établissement d'une nouvelle autorité britannique indépendante avec la Commission européenne. La Competition and Markets Authority (CMA) ne dispose pas actuellement d'un tel mandat, de sorte qu'une législation primaire serait nécessaire. En pratique, cela restreindrait la marge du Royaume-Uni pour diverger dans la conception de son régime de CfD et pourrait le rapprocher de la politique industrielle de l'UE dans l'électricité, en particulier là où le Net-Zero Industry Act façonne les conditions de soutien, les priorités technologiques ou le recours à des critères non tarifaires dans les enchères. Cela importe politiquement parce que le Royaume-Uni n'a pas de cadre équivalent.

S'agissant du rôle de la Cour de justice de l'Union européenne, le texte envisage un arbitrage indépendant, mais avec la Cour demeurant l'autorité ultime sur les questions de droit de l'UE. En effet, le Royaume-Uni ne pourrait pas bénéficier d'un accord sur l'électricité fondé sur l'alignement dynamique tout en se réservant le droit d'interpréter lui-même les règles sous-jacentes de l'UE. Cela est politiquement et constitutionnellement significatif, car exclure tout rôle formel de la Cour était une ligne rouge centrale du Royaume-Uni dans les négociations initiales du Brexit, et l'ACC ne lui accorde pas ce rôle dans son propre système de règlement des différends.

Sur la contribution financière britannique, le texte indique que la participation à un futur accord sur l'électricité exigerait du Royaume-Uni qu'il couvre les coûts pertinents des travaux de l'UE dans ce domaine. Cela ne fait pas partie de l'ACC lui-même, mais des conditions plus larges de la Commission pour la participation au marché intérieur de l'électricité. Une contribution destinée à couvrir des coûts administratifs ou d'agence n'est pas

particulièrement controversée en soi ; la sensibilité politique réside dans la question de savoir si ce principe pourrait s'élargir une fois les négociations formelles engagées.

Le texte de décembre n'était que l'étape exploratoire. Le jour même de sa publication, le 22 décembre 2025, la Commission a transmis au Conseil sa recommandation formelle d'ouvrir les négociations. Celle-ci suivait largement le texte exploratoire, mais ajoutait un élément important qui n'avait pas été convenu conjointement : une contribution britannique permanente et juridiquement contraignante au fonds de cohésion économique et sociale de l'UE, proportionnée au niveau d'accès au marché intérieur accordé. Dans son mémorandum explicatif au Parlement le 4 février 2026, le gouvernement britannique a explicitement déclaré que cela allait au-delà des discussions exploratoires. Le 30 mars 2026, le Conseil a adopté un mandat autorisant la Commission à négocier deux accords liés mais juridiquement distincts : l'un sur la participation du Royaume-Uni au marché intérieur de l'électricité de l'UE, et l'autre sur sa contribution à la cohésion. Cela a durci la position de l'UE en traitant le paiement de cohésion non comme une clause au sein de l'accord sur l'électricité, mais comme une condition parallèle d'accès au marché.

Le précédent le plus net est la Suisse. Lorsque Berne a signé les Bilatérales III en mars 2026, intégrant la Suisse au marché intérieur de l'électricité de l'UE après son exclusion en 2014, elle a accepté de verser 375 millions d'euros au fonds de cohésion. Mais cela couvrait un paquet bien plus large, incluant la libre circulation, la sécurité alimentaire, les marchés publics, les programmes de recherche et l'électricité. Le Royaume-Uni, en revanche, recherche un accès à la seule électricité, et l'argument de Londres est que toute contribution devrait donc être bien moindre. Même ainsi, l'écart pourrait s'avérer difficile à combler : la tentative du Royaume-Uni d'adhérer à SAFE, le fonds de défense de l'UE, a échoué en novembre 2025 lorsque les deux parties n'ont pu s'accorder sur le montant de la contribution financière britannique.

Bibliographie

AFRY Management Consulting. *EU CBAM Impact Study Focused on Electricity: Summary Report*. March 2024.

Cabinet Office. *Explanatory Memorandum on COM(2025) 804: Recommendation for a Council Decision Authorising the Opening of Negotiations on the Participation of the United Kingdom in the Internal Electricity Market of the Union*. February 4, 2026.

Climate Change Act 2008 (c. 27) (UK).

Council of the European Union. "EU-UK Relations: Council Greenlights Talks on Electricity and Cohesion Deals, as Well as UK's Participation in Erasmus+ for 2027." Press release, March 30, 2026.

The Crown Estate. "The Crown Estate Delivers £1.1 Billion Net Revenue Profit for the UK and Scales Up Investment for Future Value Creation." Press release, July 1, 2025.

The Crown Estate. *UK Offshore Wind Report 2024*. 2025.

Department for Energy Security and Net Zero. "New Auction Delivers Unprecedented Clean, Homegrown Power." Press release, GOV.UK, February 10, 2026.

Department for Energy Security and Net Zero. *Contracts for Difference*. GOV.UK, 2025.

Department for Energy Security and Net Zero. *Digest of UK Energy Statistics (DUKES): Electricity (Chapter 5)*. GOV.UK, 2025.

Department for Energy Security and Net Zero. *Energy Trends: UK Electricity (Section 5), Table ET5.1*. GOV.UK, March 2026.

East Grampian Coastal Partnership. "Offshore Wind Capacity." State of the Coast. Last reviewed March 20, 2025.

Energy UK. *Energy UK Explains: The Cost of the UK-EU Relationship for Energy*. October 2024.

EU and UK Transmission System Operators. *Joint Report for the Specialised Committee on Energy: Multi-Region Loose Volume Coupling (MRLVC)*. September 25, 2025.

European Commission and United Kingdom. *A Renewed Agenda for European Union-United Kingdom Cooperation: Common Understanding*. May 19, 2025.

European Commission and United Kingdom. *Outcome of the Exploratory Discussions on the Possible Participation of the United Kingdom in the European Union's Internal Electricity Market*. December 22, 2025.

European Commission. *Recommendation for a Council Decision Authorising the Opening of Negotiations on the Participation of the United Kingdom in the Internal Electricity Market of the Union and on the Financial Contribution*. COM(2025) 804 final (Council doc. 17112/25), December 22, 2025.

Federal Department of Foreign Affairs. *Package Switzerland–EU (Bilaterals III)*. Switzerland's European Policy, 2026.

Frontier Economics. *Brexit and Interconnectors: A £45m Problem?* 2021.

Frontier Economics. *Linking UK and EU Carbon Markets*. Report prepared for Centrica, Drax, Equinor, National Grid, SSE and Uniper, 2024.

HM Government. *The Windsor Framework*. GOV.UK, 2023.

HM Treasury. *Carbon Price Support*. Written Ministerial Statement, House of Commons, HCWS1519, April 16, 2026.

House of Lords European Union Committee. *Beyond Brexit: The Institutional Framework*. HL Paper 246, ch. 4, 2021.

National Energy System Operator. "Historic Generation Mix and Carbon Intensity." Dataset, NESO Data Portal. Accessed June 14, 2026.

Ofgem. "Wholesale Energy Costs and Your Bills." Ofgem (blog). Accessed June 14, 2026.

Partnership Council (EU–UK Trade and Cooperation Agreement). *Decision No 2/2025 of 19 June 2025 Interpreting Article 331(2) and Extending the Application of Title VIII (Energy)*. GOV.UK.

The Renewables Obligation Order 2002, SI 2002/914, art. 3 (UK).

RenewableUK. "UK Wind Power Reaches Historic 30GW Milestone." August 2024.

RenewableUK. *Charging the Wrong Way: How Electricity Generators Access the GB Market*. London: RenewableUK, May 2021.