

LE ROYAUME UNI CONSTRUIT SON INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE AVEC DU NOUVEAU NUCLÉAIRE

Pour atteindre son objectif de neutralité carbone en 2045, et résoudre sa problématique d'indépendance énergétique, le Royaume Uni doit trouver des moyens de production conséquents pour doubler sa production d'électricité sans augmenter ses émissions de CO₂. Voitures, camions, chauffage... devront, demain, passer à une électricité fortement décarbonée avec des renouvelables et du nucléaire.

Quel est le positionnement d'EDF outre-manche. Quels sont ses projets de constructions, sa stratégie énergétique... *Options* apporte quelques éléments de réponses.



Chantier de construction des deux EPR à Hinkley Point C

LE DÉCLIN DU VIEUX PARC NUCLÉAIRE AU ROYAUME UNI

L'exploitation des anciennes centrales nucléaires britanniques de type Réacteurs Avancés refroidis au Gaz (AGR) arrive en fin de vie...

EDF Energy produit 15 % de l'électricité du pays par l'intermédiaire de ses centrales (nucléaires, charbon, gaz, cogénération). L'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à plus de 5 millions de clients résidentiels et professionnels. Sa stratégie outre-manche est de conduire la transition vers une production énergétique bas carbone pour lutter contre le changement climatique dans cinq domaines : le service clients, la production d'électricité, la construction du nouveau nucléaire, la fourniture de services et les énergies renouvelables. EDF agit dans ces deux derniers domaines par le biais de joint-ventures (JV) respectivement avec Dalkia et EDF Renouvelables et a pour ambition d'être leader dans chaque domaine respectif, en tirant profit de l'image d'EDF.

La stratégie d'EDF Energy : une transition vers une production énergétique bas carbone

S'inscrivant dans les conclusions du livre blanc britannique (voir encadré), l'objectif d'EDF Energy est d'aider les entreprises à explorer et à développer des solutions économes en énergie et en CO₂ qui conduisent aussi à des économies financières.

Depuis le rachat de British Energy en 2009, EDF Energy a allongé la durée de vie de ses réacteurs nucléaires graphite gaz (AGR) de 8 ans en moyenne. Néanmoins, compte tenu des gros composants qui ne peuvent pas être remplacés, la limite technique de durée de vie de ces réacteurs AGR est en voie d'être atteinte. Pour preuve, en 2018, lors de l'arrêt planifié du réacteur 3 de Hunterston B pour des inspections du graphite, de nouvelles fissures ont été découvertes dans le noyau du réacteur et EDF Energy a alors décidé de mettre hors service les deux réacteurs de Hunterston (3-4) et de mener un programme d'inspection du graphite le plus important jamais entrepris. Car le graphite se modifie avec le temps et son vieillissement est un facteur déterminant pour l'arrêt définitif de ces centrales,



Centrale nucléaire AGR d'Hinkley Point B

©EDF - Eranian Philippe/Toma

sans que cela puisse vraiment s'anticiper. Par contre, le réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell B a une durée de vie restante bien plus longue. Des travaux de grosse maintenance, comme pour le parc français avec Grand Carénage, lui garantiront une extension de durée d'exploitation d'environ 20 ans supplémentaires par rapport à la date normale de démantèlement (soit 2055).

EDF Energy procède également au démantèlement de la centrale à charbon de Cottam, fermée en 2019 après plus de 50 ans d'exploitation. D'autres actions stratégiques importantes concernant le parc de production portent sur l'optimisation du fonctionnement de la centrale de West Burton B (dotée de turbines à Cycles Combinés Gaz (CCGT) et de la durée de vie restante de la centrale à charbon de West Burton A au sein du marché britannique de capacités. Cette centrale disposait d'accords de capacité jusqu'en septembre 2021. Si EDF Energy soutient la politique du gouvernement visant à mettre fin à la production de charbon d'ici 2024... elle continue à examiner les options au-delà de 2021.



Le livre blanc du Royaume Uni date de 2006. Il décrit une politique énergétique qui consiste à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 60% d'ici à 2050, en misant sur les économies d'énergies, les énergies renouvelables, la capture et stockage du CO₂, le nucléaire, la micro génération... Par exemple, pour les éoliennes en mer (off shore), où le Royaume-Uni est déjà le leader mondial, la volonté politique est de quadrupler cette production.

Capacité installée d'EDF Energy au Royaume-Uni en 2019 : 12 243 MW
Charbon : 1 987 MW
Gaz : 1 333 MW
Nucléaire : 8 923 MW

DURÉE D'EXPLOITATION* ET DATES DE FERMETURE

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté programmés
Hinkley Point B	RAG	Févr. 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	45 ans	20 ans	2028	2018
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035	2025

* Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par le NDA.

LE RENOUVEAU DU PARC NUCLÉAIRE AVEC LA CONSTRUCTION DE 2 EPR À HPC

Malgré des tensions géopolitiques avec la Chine, le chantier HPC, dirigé par EDF, se poursuit avec les Chinois...

EDF Energy construit deux tranches EPR (European Pressurised Reactor 2 x 1 650 MW) sur le site de Hinkley Point dans le Somerset (Sud Ouest GB), en partenariat avec China General Nuclear Power Corporation (CGN) : EDF en assure les 2/3 contre 1/3 pour CGN et la réalisation en est à mi-parcours. Tous deux devaient aussi participer à un autre projet de Nouveau Nucléaire avec 2 EPR supplémentaires à Sizewell C, dans le Suffolk (Sud Est GB), et poursuivre ensuite leur collaboration sur un projet à Bradwell dans

l'Essex (Sud Est GB), avec une technologie chinoise, le fameux « Hualong »... Mais au vu des tensions avec la Chine ce dernier projet n'a plus aucune chance d'aboutir et EDF a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction, sans son accord préalable.

Un chantier HPC sous pression

Avec l'impact Covid, les jalons et budgets sont à la peine. Les coûts du projet sont désormais estimés entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling (£2015), soit une augmentation comprise entre 1,9 et 2,9 Md £2015 par rapport au projet signé en 2016. Ces surcoûts résultent essentiellement des conditions de sol difficiles qui ont rendu les travaux de terrassement plus coûteux que prévu, de la révision des objectifs des plans d'actions opérationnels et des coûts supplémentaires liés à la mise en œuvre d'un design fonctionnel d'une tête de série pour s'adapter au contexte réglementaire spécifique britannique.

**HPC est désormais estimé
entre 21,5 et 22,5 milliards
de livres sterling**



Chantier de construction des deux EPR à Hinkley Point C

Le Brexit n'a rien arrangé...

Le Royaume-Uni a définitivement quitté l'Union Européenne le 31 décembre 2020. Pendant la période de transition, EDF Energy n'était pas affecté de manière significative par ce retrait, notamment en ce qui concerne les échanges commerciaux avec l'UE et le reste du monde, ainsi que le libre accès à la main-d'œuvre de l'UE. Post Brexit, aggravé par la Covid, les accords de mobilité des personnes/travailleurs sont un enjeu majeur pour conduire le chantier HPC, tout comme les taxes, barrières tarifaires, risques de retards dans les ports/aéroports... tout ceci perturbe les chaînes d'approvisionnement, tout comme la mobilité de la main-d'œuvre. Cela concerne EDF mais aussi les autres parties prenantes qui doivent s'adapter au système d'immigration post-Brexit.

L'engagement en faveur d'un accord de coopération nucléaire de grande envergure entre Euratom (la communauté européenne de l'énergie atomique) et le Royaume-Uni pour le volet nucléaire civil stipule que les deux parties conservent les mêmes normes élevées en matière d'aides d'État, de concurrence, de normes sociales et d'emploi, d'environnement, de changement climatique et de questions fiscales. Gouvernement britannique et Union européenne sont parvenus à un accord sur l'ensemble des questions relatives au retrait d'Euratom, avec la création de garanties nucléaires spécifiques au Royaume-Uni et leur accréditation ultérieure par l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique) et des accords de coopération nucléaire avec les États-Unis, le Canada, l'Australie et le Japon.

Contrat pour Différence (Contract for Difference: CfD)

La société de projet HPC, NNB Generation Company (HPC) Limited, et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique britannique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence (CfD). Le CfD a été déclaré compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État.

Il vise à garantir les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC, grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre : le prix d'exercice fixé contractuellement et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service commerciale de l'unité 2.

Ainsi, à la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur (EDF Energy et ses associés) vendra l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle. Par contre, si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, c'est le producteur qui paiera la différence.

Ce prix d'exercice est fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh pour HPC mais sera réduit à 89,50 £₂₀₁₂/MWh si le projet Sizewell C est lancé.

S'il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD, ni de plafond, en revanche ce contrat bénéficie d'une



protection contre le risque d'effacement (et donc de limitation de production) en cas de modification réglementaire et de marché.

Le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh

Principaux risques du projet

Comme tout projet de cette ampleur (plus d'une vingtaine de Md £), et en dépit du rôle de protection que joue le CfD, les risques sont nombreux : retards, dépassement du coût à terminaison, taux de change (environ 1/3 des coûts du projet sont libellés en €)...

Les administrateurs salariés CGT au conseil d'administration EDF s'étaient opposés à son lancement en 2016, considérant qu'il était coûteux (2/3 du budget à la charge d'EDF mais rien pour le gouvernement anglais avant qu'il ne soit terminé), trop risqué pour EDF dans une phase de reconstitution de la qualité de la filière nucléaire française, à un moment où le Brexit pointait déjà le bout de son nez... Mais si ce projet était le projet de tous les dangers pour EDF, il faut bien reconnaître qu'il constituait aussi une bouée de sauvetage pour la filière nucléaire française qui est, à ce jour encore, toujours à la croisée des chemins et suspendue au lancement d'EPRs en France...

EDF EN DISCUSSION POUR DEUX EPR SUPPLÉMENTAIRES À SIZEWELL

Après Hinkley Point, dont le chantier devrait être achevé en 2025, EDF vise la construction de deux EPR supplémentaires à Sizewell dans le Sud Est de l'Angleterre.

En même temps qu'EDF et CGN signaient les contrats pour construire HPC, le 29 septembre 2016, ils passaient aussi des accords relatifs au projet Sizewell C (SzC) pour développer, construire et exploiter deux réacteurs EPR supplémentaires. Pendant la phase de développement qui précède la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. Mais après la décision finale d'investissement (FID) attendue en 2023, ce projet SzC n'a plus vocation à être contrôlé par d'EDF et, en conséquence, ne serait pas consolidé dans la dette d'EDF. L'objectif du Groupe est en effet que d'autres investisseurs participent au projet, le moment venu, pour qu'EDF devienne un actionnaire minoritaire avec les droits correspondants. Mais beaucoup de questions restent encore en suspens, notamment celle du financement.

Un financement original de SzC : la Base d'Actifs Régulés ?

Le développement du projet SzC repose sur une stratégie de réplique de HPC pour significativement en diminuer les coûts : une baisse de 20 % des dépenses de construction est attendue, associée à une réduction des risques car SzC bénéficierait du retour d'expérience d'HPC et d'une technologie EPR éprouvée en Angleterre. Le financement du projet, toujours en discussion avec le gouvernement anglais, reposerait sur le modèle dit de « Base d'Actifs Régulés » (BAR). Selon des modalités encore à définir, la BAR plafonnerait l'exposition des investisseurs au risque de dépassement des coûts jusqu'à un certain montant. Ce modèle offrirait donc un coût du capital réduit compte tenu d'un niveau de risque plus faible. Les investisseurs en tireraient aussi des revenus dès le début de la construction et non à la fin de celle-ci.

Mais comme ce modèle de financement n'a jamais été mis en œuvre pour des projets de cette envergure auparavant, il impliquerait l'une des plus importantes émissions de capital jamais réalisée, couplée à un financement de projet sur la scène européenne. Gouvernement britannique et actionnaires doivent donc trouver un mécanisme de partage des risques appropriés, ainsi qu'une structure de financement correspondante... avant de pouvoir envisager une décision finale d'investissement (FID) sur SzC. Mais une condition nécessaire à cette FID dépendra de la maîtrise opérationnelle d'EDF sur le projet Hinkley Point C. Après la phase de développement, EDF envisage de participer au financement de SzC mais avec une part minoritaire, si le cadre de régulation et du financement est adapté et que d'autres investisseurs s'engagent dans le projet... ce qui n'est pas

assuré à ce jour, bien que le gouvernement britannique ait déjà autorisé ces nouveaux EPR.

La FNME-CGT est favorable aux projets industriels cohérents

Pour la CGT il faut que toutes les conditions préalables soient réunies pour lancer SzC afin de ne pas mettre en danger EDF dans un pari risqué, comme ce fut le cas sur HPC et qui avait justifié, en 2016 l'opposition active de la CGT à HPC. Pour SzC, les conditions à remplir sont d'abord techniques, avec un design qui doit être figé avant la construction, mais aussi sociales, vis-à-vis de la filialisation de l'ingénierie (et sa succursale DIPNN UK), la capacité de l'ingénierie à mener de front de multiples projets (EPR2 en France, EPR en Inde...), la situation des expatriés... Mais il faut aussi regarder la problématique industrielle et la capacité de la filière française et britannique à bien faire, sans oublier l'aspect financier (risque porté par ce type de projet, bienveillance ou malveillance des investisseurs étrangers...).

Comme en France, la réponse aux besoins énergétiques de la population britannique est conditionnée à la construction de nouveaux moyens de production pilotable d'électricité, d'autant qu'à court et moyen terme de nombreux moyens de production pilotables seront arrêtés. Mais la question de la maîtrise publique de ces activités est centrale et reste à confronter avec nos collègues britanniques (dans le respect des prérogatives de chaque organisation). Pour envisager sereinement ce projet industriel, il est indispensable qu'il ne se fasse pas au détriment d'autres projets sur le territoire français (EPR2), et même si le projet Hercule est pour l'instant mis en stand-by, il n'est hélas pas encore totalement abandonné. Les usagers français doivent profiter des projets internationaux d'EDF et non en subir les coûts.

On le voit, beaucoup de questions restent encore en suspens sur SzC et il ne faudrait pas, encore une fois, que ce soit EDF qui prenne, seule, sur ses épaules et dans sa dette, la pérennité de toute la filière française du nouveau nucléaire.

©EDF - PWP / Vautrin Laurent



Vue extérieure de l'actuelle centrale nucléaire de Sizewell B