



Contribution de Virage-énergie

Consultation publique

GRIDLINK INTERCONNECTOR

Janvier 2018

Virage énergie

Coordonnées

23 rue Gosselet

59000 LILLE

www.virage-energie.org

contact@virage-energie.org

+33 (0)3.20.29.48.15

+33 (0)6.81.64.02.84

Descriptif de l'association et contexte

Une prospective citoyenne pour comprendre et construire des projets politiques et énergétiques territoriaux

Virage-énergie est une association loi 1901 agréée dont les objectifs sont :

- de développer une expertise sur les politiques de lutte contre le changement climatique et relatives à l'énergie nucléaire ;
- d'informer sur le dérèglement climatique, afin d'orienter les politiques vers une société sobre en énergie et sans nucléaire.

Virage-énergie élabore depuis 2006 des scénarios régionaux de prospective énergétique qui appliquent une réduction par 4 des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, et le non-remplacement des réacteurs nucléaires situés à Gravelines. Ces scénarios font des propositions auprès de la puissance publique et du monde économique et social, en matière d'économies d'énergie, d'efficacité énergétique, et d'énergies renouvelables. La première étude de l'association, intitulée « *Énergies d'avenir en Nord-Pas de Calais* »¹ a été primée par le prix Eurosolar 2008 dans la catégorie "Association locale ou régionale de soutien aux énergies renouvelables". Les plus récents travaux de l'association s'inscrivent en coopération avec des institutions comme l'Ademe et le Conseil Régional des Hauts de France dans le cadre d'appel à projets dévolus à la transition énergétique. L'association produit régulièrement des contributions aux consultations publiques régionales (SRADDET, Plan Bio du Conseil Régional Hauts-de-France, construction d'un parc éolien offshore en Mer du Nord, S3REnR) et à des débats publics (renforcement de la ligne THT Avelin-Gavrelle, réacteur nucléaire Penly et tout dernièrement au projet d'extension du Port de Dunkerque²).

Contribution

Le potentiel de la région des Hauts de France pour réussir pleinement une transition énergétique ambitieuse avec l'arrêt progressif des six réacteurs de la centrale nucléaire de Gravelines – alliant politiques soutenues de sobriété, accroissement des efforts en matière d'efficacité énergétique et développement des énergies renouvelables – est conséquent. Notre contribution s'inscrit dans nos prises de positions telles que le Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)³ ainsi que sur un projet de ferme éolienne off-shore dans les eaux territoriales Britanniques⁴. Le dossier mis à disposition par le maître d'ouvrage comporte des éléments pouvant permettre d'apprécier l'impact environnemental du projet. A contrario, nous regrettons profondément l'absence de la mise à disposition de la moindre justification d'un point de vue énergétique du projet d'infrastructure ainsi que sa contribution à la transition énergétique du territoire. Ces manques constituent une difficulté majeure pour l'élaboration d'un avis argumenté. Néanmoins, le projet Gridlink Interconnector doit être lu comme la traduction de certains scénarios récemment publiés par RTE dans son bilan prévisionnel dont la synthèse a été rendue publique le 7 novembre 2017 (RTE est partie prenante du projet de connexion électrique).

La présente contribution s'appuie d'abord sur les propositions issues du bilan prévisionnel de RTE⁵. Seule la trajectoire haute des scénarios amène à une stabilisation des consommations d'électricité. Autrement, la baisse des consommations à l'horizon 2035 peut dépasser 15% (et ce en incluant les transferts d'usage notamment avec la voiture électrique). Pour les trois scénarios Volt, Hertz et Ampère, la production totale d'électricité est pourtant considérable, de 535 TWh (Hertz) à 633 TWh (Ampère). En conséquence cela signifie que le niveau des exportations est extraordinairement élevé, s'établissant à 153 TWh (Ampère) et 167 TWh (Volt), un niveau de l'ordre de 3 fois le niveau actuel. Le volume des exportations vers le Royaume-Uni dépendrait de la construction de centrales nucléaires outre-Manche à l'instar des controversées réacteurs

¹ <http://www.virage-energie-npdc.org/publications/energie-davenir-en-nord-pas-de-calais>

² <http://www.virage-energie.org/publications/cahier-dacteur-cap-2020-un-projet-a-obsolence-programmee>

³ <http://www.virage-energie.org/publications/contribution-a-la-consultation-publique-s3renr-hauts-de-france>

⁴ <http://www.virage-energie.org/publications/contribution-a-lenquete-publique-concernant-limplantation-dun-parc-eolien-en-mer-du-nord>

⁵ <http://www.rte-france.com/fr/actualite/bilan-previsionnel-cinq-scenarios-possibles-de-transition-energetique>

d'Hinkley Point au prix de revient indicatif du MWh très important⁶ ! Rien que pour les interconnexions Manche-Est, la capacité d'interconnexion devrait passer de 2 GW à 3 GW d'ici 2020 et pourrait atteindre 4,4 GW d'ici 5 à 6 ans, ce qui traduit les niveaux d'exportation projetés.

L'afflux de projets d'interconnexion inquiète la Commission de Régulation de l'Énergie

Le réseau de transport d'électricité européen fait actuellement l'objet de nombreux projets d'interconnexions. La France en compte beaucoup, voire beaucoup trop. De fait, l'afflux de projets d'interconnexions - à l'instar de celui de Gridlink Interconnector initié en 2015 - inquiète la Commission de Régulation de l'Énergie⁷ ! En 2016, cette dernière jugeait que « *la France est aujourd'hui « bien interconnectée avec ses voisins », et que l'utilisation de ces lignes et tuyaux « est désormais largement optimisée ».* Dans ce contexte, il entend veiller « *à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée* ». ⁸

« En 2002, le Conseil Européen a exprimé l'objectif d'atteindre des capacités d'interconnexion électriques correspondant à 10 % de la capacité de production installée pour chacun des États Membres de l'Union. Ce seuil reste un niveau de référence pour la construction du marché intérieur de l'électricité. Il est parfois mis en avant pour promouvoir de nouveaux investissements. Or, la situation du système électrique a profondément changé depuis 2002, notamment avec le fort développement des énergies renouvelables. La CRE considère qu'il est nécessaire de renouveler la réflexion autour des besoins d'interconnexions en élaborant des indicateurs qui tiennent compte de la situation géographique des pays, des caractéristiques des parcs de production et des taux de convergence des prix. En particulier, la puissance de production installée devrait être modulée en fonction de la pointe de production effective, afin d'éviter de surestimer la possibilité de mobiliser effectivement les capacités de production photovoltaïques et éoliennes. » Extrait du rapport « Les interconnexions électriques et gazières en France » de la CRE.

En France, les projets de raccordements se situent dans les secteurs où il y a de la « capacité réseau » existante pour les accueillir (donc là où il y a les centrales nucléaires!). Le Cotentin avec l'interconnexion France-Aurigny-Grande Bretagne (proximité avec la centrale nucléaire de Flamanville et de l'EPR), l'Aquitaine avec une nouvelle liaison en façade Atlantique France-Espagne (proximité avec la centrale nucléaire du Blayais) et le projet Gridlink Interconnector qui viendrait se raccorder au poste électrique de Warande (à proximité de Gravelines). La construction d'une interconnexion pourrait éviter, lors de la fermeture de centrales nucléaires, de transformer des parties du réseau électrique en coût échoué et au contraire de s'appuyer sur ce patrimoine pour une transformation progressive du réseau de transport centralisé vers un réseau distribué. Plutôt qu'ajouter de nouvelles infrastructures, une planification raisonnée des interconnexions en France consisterait à anticiper la fermeture de centrales nucléaires et à miser sur les prochaines disponibilités de réseaux existants.

Malgré l'absence de visibilité sur les futures conditions d'exploitation des interconnexions à la suite du référendum britannique sur le Brexit, la multiplication des projets entre la France et le Royaume-Uni inquiète la Commission de Régulation de l'Énergie. Actuellement l'interconnexion entre les deux pays compte une seule ligne IFA2000 (2000 MW) et quatre projets plus ou moins avancés : FAB⁹ (France-Aurigny-Grande Bretagne 1400 MW au départ du Cotentin), IFA2¹⁰ (1000 MW milieu de la Normandie) et deux projets au niveau de la façade maritime de l'ex Nord - Pas-de-Calais, Eleclink¹¹ (1000 MW utilisant le tunnel sous la Manche) et Gridlink Interconnector (1400 MW).

Ainsi « *La CRE constate qu'il existe plusieurs projets d'interconnexions entre la France et la Grande Bretagne. [...] Si tous ces projets venaient à voir le jour, la capacité d'interconnexion en 2030, entre la France et le Royaume-Uni serait de 8,8 GW, soit bien supérieure à la capacité cible de 5,4 GW indiquée dans le*

⁶ Le contrat garanti à EDF et à CGN une rémunération de 92,50 livres par mégawattheure durant trente-cinq ans.

⁷ https://www.lesechos.fr/15/06/2016/lesechos.fr/0211028300361_energie---l-afflux-de-projets-d-interconnexion-inquiete-le-regulateur.htm

⁸ <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/les-interconnexions-electriques-et-gazieres-en-france/consulter-le-rapport>

⁹ <http://www.rte-france.com/fr/projet/interconnexion-france-aurigny-grande-bretagne-fab>

¹⁰ <http://www.ifa2interconnector.com/>

¹¹ <http://www.eleclink.co.uk/fr/index.php>

TYNDP¹² 2016 au même horizon. » Extrait de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2017 portant projet de décision sur le projet d'interconnexion IFA2¹³.

Un projet qui s'appuie sur des hypothèses discutables

Ce projet, par sa configuration, tourne le dos aux développements massifs de l'éolien offshore et au projet de construction d'un réseau maillé en mer du Nord. Il reste confiné dans la fameuse perspective de la France "château de l'énergie nucléaire" en Europe.

Les scénarios Ampère, Hertz et Volt en 2035, calculent la capacité du parc en puissance, en fonction de la pointe d'hiver prévisible, avec quelques marges de sûreté. Dans les calculs, le parc nucléaire qui, bien que diminué, reste sur-capacitaire en termes de production totale d'électricité. Par conséquent, il en résulte une valeur très élevée du bilan Export-Import d'électricité. Si les exportations se révélaient impossibles à de tels niveaux, soit par manque de demande extérieure, soit par des prix de vente trop bas par rapport au coût de production, même marginal, alors EDF serait conduit à fermer des réacteurs. En effet, les faire fonctionner hors de la fourniture de base ferait augmenter considérablement le coût du kWh produit, engageant l'entreprise dans une spirale déficitaire extrêmement périlleuse.

Au vu de la situation actuelle, il serait même à craindre que l'état du parc nucléaire ne permette pas d'assurer la puissance prévue en période hivernale et que l'on soit fortement pénalisé sur cette période (achat très coûteux d'électricité en pointe) tout en produisant trop le reste de l'année.

L'intérêt économique des exportations d'électricité n'a jamais été démontré. Il est à peu près certain que le prix de vente du kWh sur le marché est loin de couvrir le coût de 60 €/MWh estimé par la Cour des comptes pour le parc existant¹⁴. Demain, quel sera la compétitivité du coût de l'électricité issue du nucléaire "caréné" par rapport au marché européen de l'électricité ? Si un soutien financier s'avérait nécessaire pour le financement des carénages, y compris le renforcement de la sécurité des piscines (sur le modèle des tarifs d'achat ou Contract For Difference britannique pour l'EPR¹⁵), nous tomberions dans la situation d'une contribution payée par tous les consommateurs français pour une production exportée ! Actuellement, à certaines périodes, la production est exportée à des prix extrêmement bas (bien en dessous de l'Arenh fixé depuis 2012 à 42€/MWh¹⁶). Le coût marginal de la production exportée est peu élevé.

Au delà de ces considérations économiques, s'il s'agit d'exporter de l'électricité d'origine nucléaire, il faut bien être conscient que l'on « garde pour nous » tous les coûts induits par le démantèlement, les déchets nucléaires et les risques d'accident associés à cette production.

Le démantèlement et la gestion des déchets sont réputés "couverts par les opérateurs"... malgré la sous-provision de la future charge de démantèlement et malgré l'absence d'une solution viable et financée pour les déchets. A défaut de contrats de long terme, la traçabilité des échanges d'électricité devient en outre nettement plus complexe. Au final, aucun élément n'indique que les externalités de la production électrique nucléaire seront supportées par le pays importateur. Elles reviendront in fine à la charge de l'État et donc du contribuable français.

Par ailleurs, baser l'exportation future sur la prolongation de vie des réacteurs nucléaires présente d'évidentes et très lourdes incertitudes : Quelle garantie a-t-on que le système électrique français soit en capacité de fournir un tel niveau d'export à un prix compétitif ? Demain le coût du kWh nucléaire sera-t-il compétitif à l'export dans le cas d'une prolongation au delà de 40 ans du parc nucléaire après un traitement de "jouvence" de l'ordre d'un milliard d'euros (minima) par réacteur ? Les énergies renouvelables des pays voisins, qui auront pris une avance considérable dans ce domaine, ne seront-elles pas meilleur marché que celles produites en France ?

¹² TYNDP (Ten Year Network Development Plan) : Exercice de prospective réalisé par le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité

¹³ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/projet-d-interconnexion-ifa2/consulter-la-deliberation>

¹⁴ Rapport cour des comptes « le coût de production de production de l'électricité nucléaire » - Actualisation 2014

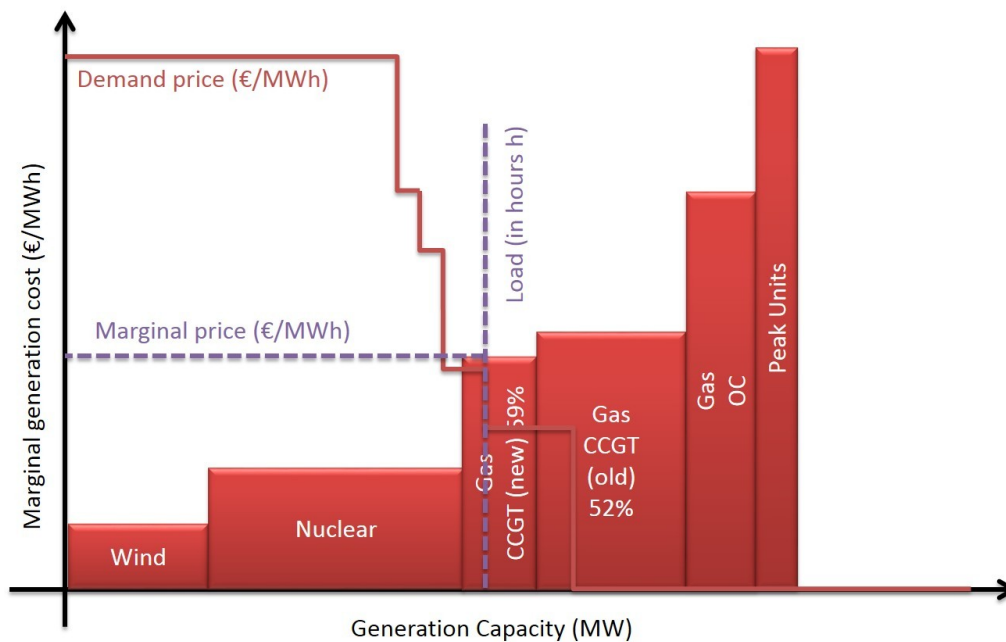
¹⁵ Contrat d'écart compensatoire qui garantira des recettes stables à EDF Energy pour une période de 35 ans.

¹⁶ Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique

Des exportations au détriment des consommateurs !

Le marché de l'électricité est construit par ordre de mérite des moyens de production (sauf pour les renouvelables qui ont jusqu'à présent la priorité à l'injection). C'est à dire qu'on fait appel aux moyens les moins chers, puis au fur et à mesure du besoin on fait démarrer des centrales pour lesquelles le coût de production devient de plus en plus cher. Conséquence : à chaque fois qu'on exporte, mécaniquement le prix de gros monte en France et baisse dans le pays d'accueil ! Sans exportations, les prix seraient encore plus bas en France une majorité du temps...

FIGURE 1 : SCHÉMA ORDRE DE MÉRITE



Plutôt qu'un sursis pour Gravelines, passons aux renouvelables

Les industriels européens de l'éolien regroupés dans European Wind Energy Association (EWEA) estiment à plus court terme qu'en se limitant aux profondeurs de moins de 20 mètres et en restreignant nettement les zones d'exploitation, un potentiel réaliste de 10% de l'électricité européenne soit 313 TWh/an est à portée de l'industrie. L'étude du Germanischer Lloyd et du cabinet britannique Garrad Hassan précise ces grandeurs en intégrant une modélisation nettement plus précise des productions potentielles avec la géographie détaillée des zones concernées. Le bureau d'études préconise un potentiel dépassant 30% de la production éolienne européenne via des fermes installées au large des côtes européennes.

Pour la région Hauts de France

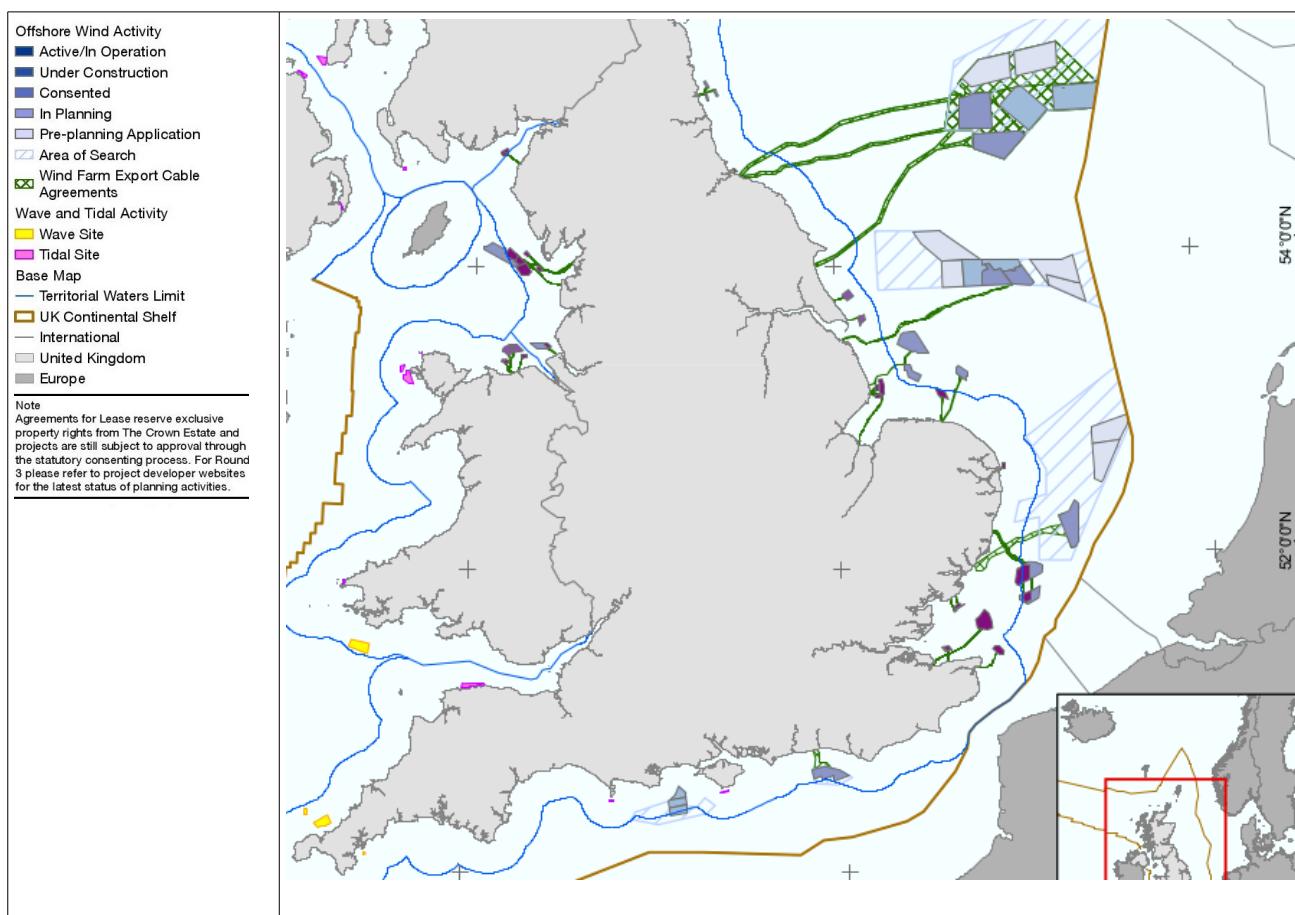
Pour la région, le problème réside dans une surface et une façade maritimes limitées, dont l'utilisation actuelle est caractérisée par un fort transit (le détroit du Pas-de-Calais est un des premiers lieux de transit maritime mondial). Ces contraintes prises en compte, une puissance d'éolien *off-shore* en région dépassant sur le long terme les 3 GW voire 5 GW n'a physiquement rien de rédhibitoire. Deux zones ont été envisagées dans les eaux de l'ex Nord-Pas de Calais pour l'exploitation de l'éolien, au large de Dunkerque et au large de l'Authie¹⁷. Si la zone au large de Dunkerque devrait incessamment faire l'objet d'un appel d'offre, le second projet a été reporté sine-die par le gouvernement¹⁸.

¹⁷ <https://ceser.hautsdefrance.fr/sites/default/files/2017-09/2013%2007%2002%20Rapport%20%C3%89oliennes%20Offshore.pdf>

¹⁸ <http://www.virage-energie.org/actualites/communiqu%C3%A9-de-presse-prise-de-position-de-virage-energie-suite-a-la-suspension-du-projet-de-oliennes-au-large-de-berck-sur-mer-et-du-touquet>

De l'autre côté de la Mer du Nord

FIGURE 2 : CARTE DES INSTALLATIONS ÉOLIENNES OFFSHORE EN GRANDE-BRETAGNE



De manière encore plus proche et actuelle, la carte ci-dessus est issue d'un rapport du 'Crown Estate', propriétaire des fonds marins en Grande-Bretagne¹⁹. Elle montre les surfaces déjà allouées par adjudication par le gouvernement britannique tout près de notre région²⁰. Sur les 7000 MW attribués par le Royaume-Uni, l'estuaire de la Tamise représente 1800 MW à installer dont 300 hors de la zone territoriale des 12 miles marins²¹.

Une opportunité géographique : des fonds marins peu profonds

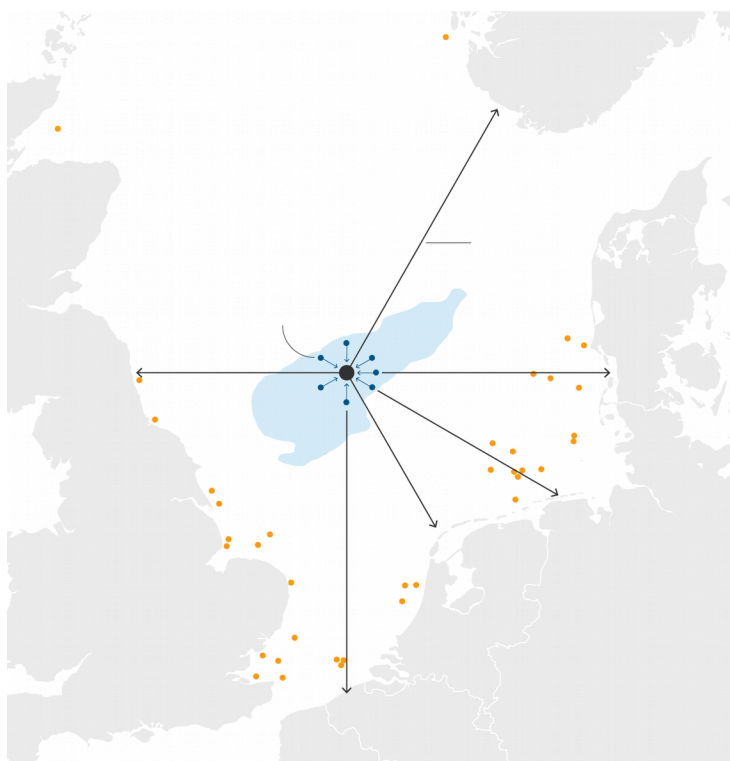
La bathymétrie de la mer du Nord est en moyenne peu élevée, notamment dans la zone du Dogger Bank. Il s'agit d'un grand banc de sable situé à une centaine de kilomètres des côtes du Royaume-Uni. Sa superficie est d'environ 17600 km² et ses dimensions approximatives sont de 260 km du Nord au Sud et de 95 km d'Est en Ouest. Il se situe à une profondeur entre 15 et 36 mètres, soit une moyenne de 30 mètres sous le niveau de la mer. Avec une densité d'implantation de l'ordre 6 MW/km², le potentiel est immense (plus de 100 GW).

¹⁹ <https://www.thecrownestate.co.uk/media/ei-offshore-renewable-energy-uk.pdf>

²⁰ Ensemble des développements anglais en Offshore www.thecrownestate.co.uk/70_interactive_maps_marine.html

²¹ Carte des projets éoliens offshore dans le monde <http://www.4coffshore.com/offshorewind/>

FIGURE 3 : ZOOM POTENTIEL ÉOLIEN DOGGER BANK



Source : Guardian²²

Les potentiels éoliens de la Mer du Nord militent pour la valorisation des infrastructures existantes

Le potentiel de développement des énergies renouvelables dans le Nord de l'Europe s'appuie majoritairement sur l'éolien. Les capacités d'éolien terrestre se sont déjà beaucoup développées, et continuent de l'être. Les très forts potentiels de développement résident désormais dans l'offshore. Ainsi, on compte déjà en Mer du Nord :

- **9,1 GW installés** ;²³
- **19,3 GW consentis**
- **80 GW planifiés et prévus d'ici une quinzaine d'années**²⁴.
- **180 GW à l'horizon 2050**

Les scénarios de Virage énergie identifient l'éolien mutualisé avec les pays limitrophes de la Mer du Nord comme l'un des moyens de satisfaire une partie de nos besoins électriques. L'initiative **North Seas Countries Offshore Grid Initiative**²⁵ et plusieurs projets menés avec le soutien de la Commission Européenne comme Offshore Grid dont les conclusions ont été publiées en 2012²⁶, montrent que la mise en commun des réseaux permet de fortes économies financières et surtout d'intégrer bien plus de ressources variables dans les systèmes électriques. Ces projets prévoient une boucle de transport en courant continu immergée en mer du Nord pour desservir les pays limitrophes, plutôt que de passer par voies terrestres sur de longues distances.²⁷

²² <https://www.theguardian.com/environment/2017/dec/29/is-this-the-future-dutch-plan-vast-windfarm-island-in-north-sea>

²³ <https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-and-statistics-2016/>

²⁴ <http://www.euractiv.com/energy/eu-countries-launch-north-sea-electricity-grid-news-500324>

²⁵ https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/news/MoU_North_Seas_Grid/101203_MoU_of_the_North_Seas_Countries_Offshore_Grid_Initiative.pdf

<http://www.friendsofthesupergrid.eu>

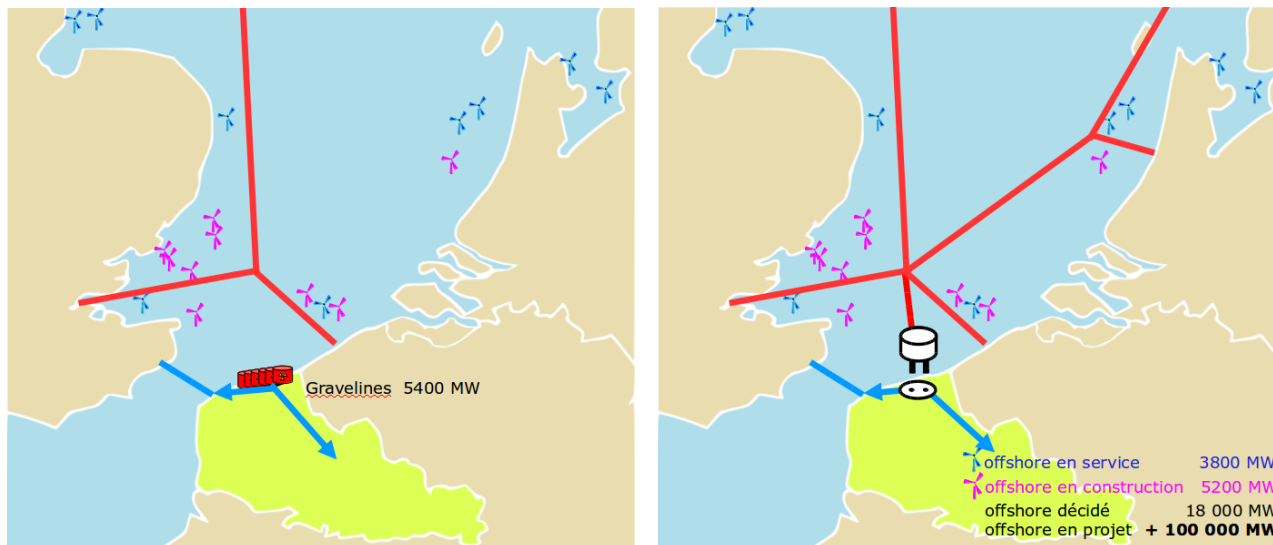
²⁶ <http://www.offshoregrid.eu>

²⁷ Rapport « Powering Europe: Wind Energy and the Electricity Grid » téléchargeable à : http://ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Grids_Report_2010.pdf

North Sea Wind Power Hub, une coopération européenne au service de la transition énergétique

Le North Sea Wind Power Hub ambitionne de fournir en électricité 80 millions d'Européens. En associant les gestionnaires de réseau de transport d'électricité et de gaz TenneT Netherlands, TenneT Germany, Energinet et Gasunie²⁸, ce projet peut marquer le début d'une collaboration européenne pour l'énergie renouvelable²⁹ à laquelle la France avec sa façade maritime de la mer du Nord devrait pleinement s'associer.

FIGURE 4 : INTÉGRATION DU PROJET DANS UN SUPERGRID EUROPÉEN



Source : virage énergie

Des capacités importantes issues d'une situation atypique

Après la révolution portée par l'ayatollah Khomeiny, de l'achat par l'Iran de deux réacteurs de 900 MW de puissance électrique, ces deux réacteurs « en trop » ont alors été installés à Gravelines, faisant de cette centrale nucléaire la seule équipée de six réacteurs. La puissance installée (5400 MW) a amené à la construction d'un réseau électrique avec des capacités de transports élevées. Le maillage THT actuel du quart nord-est de l'hexagone peut permettre au secteur des Hauts de France de se connecter aux champs massifs d'éolien offshore à venir de la Mer du Nord par le poste actuel de transformation de Warande (à proximité de la centrale de Gravelines). Or les réacteurs de la centrale électro-nucléaire de Gravelines ont déjà tous dépassé la durée (30 ans) pour laquelle ils avaient été conçus.

La fermeture de ces réacteurs libérera des capacités de transport dans le meilleur emplacement possible pour la connexion de notre pays au « Super-Grid », ouvrant ainsi la voie pour la contribution massive des énergies marines, avec un bénéfice mutuel important entre réseaux car les régimes de vents les plus complémentaires sont situés sur l'axe Nord-Sud. Le poste de Gravelines offre un point de connexion à l'offshore de la mer du Nord d'une capacité de plus de 10 GW !

CONCLUSIONS

Les réseaux électriques font tout autant l'objet d'une transition que les moyens de production électrique. La transition énergétique va induire des besoins importants d'adaptation des infrastructures. Il est indispensable de lancer une réflexion sur les besoins de l'infrastructure réseau de long terme pour rendre possible un approvisionnement électrique 100 % renouvelable. En ce sens, le projet Gridlink Interconnector, par une approche tournée principalement vers l'exportation d'une production issue de la centrale nucléaire de Gravelines, menace la transition énergétique du territoire. Il mérite donc d'être revu dans une logique de transition afin de contribuer au développement de l'éolien offshore dans les eaux territoriales françaises et plus globalement en mer du Nord. C'est dans cet esprit que Virage énergie contribuera également au débat sur la programmation pluriannuelle sur l'énergie.

²⁸ <https://www.tennet.eu/news/detail/cooperation-european-transmission-system-operators-to-develop-north-sea-wind-power-hub/>

²⁹ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/first-meeting-north-seas-energy-forum-held>