



**Contribution de Virage-énergie**

**Consultation publique**

**S3REnR Hauts de France**

**Juillet 2017**

**Virage énergie**

**Coordonnées**

Siège social :  
23 rue Gosselet  
59000 LILLE

[www.virage-energie-npdc.org](http://www.virage-energie-npdc.org)

[contact@virage-energie-npdc.org](mailto:contact@virage-energie-npdc.org)

+33 (0)3.20.29.48.15

+33 (0)6.81.64.02.84

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

Virage-énergie (anciennement Virage énergie Nord-Pas de Calais) 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 applique 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* »<sup>1</sup> 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.

### Dérèglement climatique et activités humaines: des liens scientifiquement établis

Dans son cinquième rapport paru en 2013<sup>2</sup>, le Groupement intergouvernemental d'experts sur le climat (GIEC), mandaté par l'Organisation des Nations Unies (ONU), a confirmé le rôle de l'Homme dans le réchauffement climatique constaté au cours de la seconde moitié du XXème siècle. L'enjeu aujourd'hui est de contenir la hausse des températures. L'accord de Paris engage la communauté internationale à limiter cette hausse à moins de 2°C, par rapport au niveau préindustriel, et même se dote de l'objectif de 1,5°C. Cela revient à neutraliser les émissions mondiales peu après 2050. C'est nettement plus ambitieux que la division par deux des émissions mondiales ou par quatre celles des pays dits « riches », et ce d'ici 2050.

Les objectifs en matière de production d'énergies renouvelables, de maîtrise de l'énergie et de lutte contre le changement climatique sont des transpositions des directives Européennes (paquet sur le climat et l'énergie)<sup>3</sup>. La directive 2009/28/CE, relative à la promotion des énergies renouvelables, fixe à la France un objectif de 23 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020. Pour cela, la France s'est engagée à travers son « Plan national d'action » à atteindre des parts d'énergies renouvelables respectivement de 27% pour l'électricité, 32% pour la chaleur et 10% pour les transports<sup>4</sup>. Il faut souligner que contrairement à l'objectif de 21% d'électricité renouvelable en 2010<sup>5</sup>, l'objectif des 3x20 est, lui, contraignant. C'est-à-dire que la France a l'obligation de l'atteindre sous peine de sanctions européennes<sup>6</sup>. En 2015, la part d'électricité renouvelable s'est élevée à seulement 18,9 % et reste inférieure aux 20,5% prévus par la trajectoire définie par la France pour atteindre l'objectif 2020.

La France a aussi tardé à fermer ses centrales à charbon et a même laissé fleurir des projets de centrales à gaz de nature opportuniste et privée, sans leur donner une cohérence vis-à-vis du reste des politiques

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

<sup>2</sup> [https://www.ipcc.ch/report/ar5/index\\_fr.shtml](https://www.ipcc.ch/report/ar5/index_fr.shtml)

<sup>3</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_fr](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_fr) et pour 2030, les objectifs ont été revus en 2014 [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_fr](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_fr)

<sup>4</sup> [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/0825\\_plan\\_d\\_action\\_national\\_ENRversion\\_finale.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/0825_plan_d_action_national_ENRversion_finale.pdf)

<sup>5</sup> Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil, du 27 septembre 2001, relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. Cette directive a été déclinée dans la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI) sur 2005-2015.

<sup>6</sup> [https://www.contexte.com/article/energie/renouvelables-la-france-veut-eviter-une-amende-en-2021\\_68755.html](https://www.contexte.com/article/energie/renouvelables-la-france-veut-eviter-une-amende-en-2021_68755.html)

énergétiques.

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables planifient l'évolution du réseau électrique nécessaire à la traduction des ambitions régionales. Or les SRCAE du Nord-Pas de Calais et de Picardie tiennent peu compte du caractère urgent et ambitieux des mesures nécessaires à mettre en œuvre pour développer la production d'électricité renouvelable. Les premiers éléments disponibles, relatifs au futur volet climat air énergie du SRADDET, hélas confirment cette inaction voire pire accroissent la démission en la matière !

La France s'est engagée à diviser par 4 ses émissions de CO<sub>2</sub> entre 1990 et 2050 et à porter la part de l'électricité renouvelables à 40 % de la production d'électricité d'ici 2030 en inscrivant ces deux objectifs dans l'article 1er de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte. Ainsi au niveau régional, l'objectif de capacité réservée de 3 000 MW supplémentaires, est-il en phase avec l'objectif de 40% d'électricité renouvelable annoncé dans le préambule ? L'association Virage-énergie propose un chemin pour y parvenir. Les futures évolutions du réseau électrique doivent s'inscrire dans cet objectif. Le dossier soumis à consultation ne fait pas état d'une intégration bien plus massive d'électricité renouvelable, avec un horizon de 100% d'énergies renouvelables au niveau européen. Or le réseau joue un rôle de mutualisation des potentiels. Dans un mix renouvelable, son importance croît. Même si les moyens de productions du mix 100% EnR sont très décentralisés, le réseau permet d'acheminer l'électricité parfois produite en surplus localement au gré de la météo pour compenser des déficits de production ailleurs sur le territoire. Le maître d'ouvrage doit l'explicitier dans son projet, ce qui permettra aussi de lancer le débat en France sur ces questions. Faute d'une vision globale, et d'hypothèses chiffrées pour le futur, il est impossible d'affirmer que le présent projet apporte une réponse significative à l'évolution du réseau de transport d'électricité et à l'intégration des nouveaux modes de production.

### **Un scénario sur l'énergie avec le CO<sub>2</sub> comme indicateur**

Représentant 73% des émissions de gaz à effet de serre en France, le CO<sub>2</sub> provient de la production et de la consommation d'énergie fossile (plus exactement de sa « transformation »). Les scénarios de Virage-énergie proposent une évolution des modes de production et de la demande en énergie d'ici 2050, dans le but de diviser par quatre les émissions régionales de CO<sub>2</sub> en faisant évoluer nos modes de production et notre demande en énergie. La méthode adoptée se base sur celle du scénario national « Facteur 4 » utilisée par les pouvoirs publics, dans la Loi pour la Transition Énergétique et la Croissance Verte en France et dans les Accords de Paris issus de la COP 21. Seules sont envisagées les technologies aujourd'hui disponibles ou proches de l'être de manière certaine. Les scénarios de Virage-énergie démontrent que diviser par quatre nos émissions de CO<sub>2</sub> est concrètement possible.

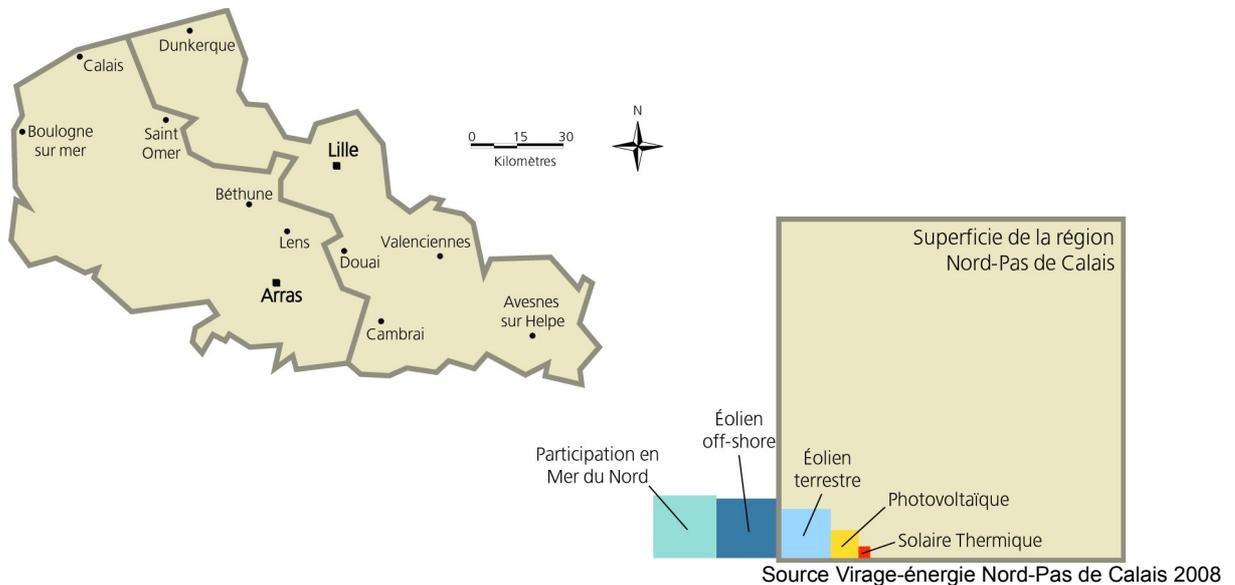
### **En matière d'électricité, les scénarios de Virage-énergie adoptent les schémas de production de nombreux pays européens**

A priori difficile dans une région où l'énergie nucléaire est aussi présente, la production électrique 100% renouvelable (une marge de 5 % de production au gaz est considérée en 2050) s'avère pourtant réaliste. Parallèlement aux efforts de sobriété et d'efficacité, la production d'électricité issue de l'éolien et du solaire photovoltaïque montera progressivement en puissance.

## Enjeux

Le Plan Virage-énergie engage la région vers un système électrique décentralisé et basé sur une production électrique diversifiée issue de sources d'énergie renouvelable. Cela est techniquement possible. Ailleurs en Europe, des stratégies encore plus ambitieuses que celle du Plan Virage-énergie sont mises en œuvre avec succès: 42,1% d'éolien au Danemark en 2015<sup>7</sup>, 33,4% d'électricité d'origine renouvelable pour l'Allemagne en 2016<sup>8</sup>, la Basse-Autriche bénéficiant d'ores et déjà d'un mix 100% énergies renouvelables<sup>9</sup> (dont 26% d'éolien). Cette nouvelle offre électrique est différente dans sa façon de fournir l'électricité. Le Plan Virage-énergie propose les réponses aux défis posés par l'intermittence de la production électrique basée sur les énergies renouvelables.

FIGURE 1 : CHOIX RETENUS POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À L'HORIZON 2050



### Un plan d'énergies renouvelables ambitieux ... mais réaliste

Le schéma compare la surface régionale totale aux surfaces cumulées nécessaires au déploiement des énergies solaires et éoliennes telles que prévues dans le Plan Virage-énergie à l'horizon 2050. Les panneaux solaires et l'implantation des éoliennes (inter-distances comprises des machines) n'occuperont qu'une partie très limitée de la surface régionale.

### L'enjeu d'une politique d'économies dans la consommation électrique

Dans les scénarios de Virage-énergie, une politique radicale d'économies dans les usages électriques, notamment industriels, permet une stabilisation puis une diminution de la consommation électrique globale jusque 2050. Cette politique volontariste, en plus des mesures prises dans les autres politiques (adoption des meilleures technologies dans le transport et l'habitat, évolution du type de mobilité et des modes de chauffage...) permet d'éviter une explosion de la consommation électrique comme le prévoient certains scénarios de référence nationaux<sup>10</sup>. Les scénarios de Virage-énergie parviennent dans ce contexte à infléchir la tendance à l'horizon 2030, pour passer de 34 000 à 28 600 GWh de consommation électrique d'aujourd'hui à 2050.

<sup>7</sup> <https://www.euractiv.fr/section/climat-environnement/news/l-eolien-bat-un-nouveau-record-au-danemark/>

<sup>8</sup> <https://www.energy-charts.de>

<sup>9</sup> [http://www.lemonde.fr/energies/article/2015/11/09/la-basse-autriche-nouveau-territoire-pionnier-a-atteindre-100-d-energies-renouvelables\\_4805642\\_1653054.html](http://www.lemonde.fr/energies/article/2015/11/09/la-basse-autriche-nouveau-territoire-pionnier-a-atteindre-100-d-energies-renouvelables_4805642_1653054.html)

<sup>10</sup> <http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelables-a-2050-evaluation-macro-economique>

## **Absence d'un volet maîtrise de l'énergie « réseau »**

Les travaux prévus dans le document soumis à la consultation sont-ils tous nécessaires ? Sont-ils imputables au seul développement des productions renouvelables. Nous formulons une interrogation notamment pour les travaux planifiés autour d'Amiens et de Beauvais. Dans un contexte de stagnation de la consommation d'électricité dans les années à venir<sup>11</sup>, voire de baisse (même si localement certaines dynamiques subsistent), et dans une région historiquement productrice d'électricité d'origine thermique classique ou nucléaire, le développement du réseau électrique a pour principal moteur le développement rapide des énergies renouvelables, les évolutions de consommation sont-elles intégrées à une maille infrarégionale ?

A noter que le dossier soumis à consultation ne comporte aucune alternative de maîtrise de l'énergie « réseau » et d'optimisation des raccordements (stockage, bridage...) pour éviter des renforcements liés à de futurs raccordements. La baisse continue des coûts des batteries et l'importance croissante du numérique peuvent faciliter l'intégration des renouvelables sur les réseaux.

## **La France, second gisement éolien d'Europe**

L'énergie totale que le vent déploie chaque année est une fraction de celle du soleil (le vent est un produit de l'énergie solaire). Cette énergie mécanique peut être captée de façon plus concentrée là où le vent souffle souvent durant l'année. Selon l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), du fait de son climat et de l'exposition de ses côtes, la France possède le deuxième gisement éolien d'Europe, après le Royaume-Uni. Ce potentiel est plus important en mer, où les vents sont plus réguliers et ne rencontrent pas d'obstacles.

Du strict point de vue physique, le vent au-dessus des océans représente une énergie très largement supérieure aux consommations des pays d'Europe. Mais pour estimer un tel potentiel, on ne considère en général que les espaces suffisamment proches des côtes. Cette ressource « *off-shore* » a été estimée par exemple par le *Germanischer Lloyd et Garrad Hassan* pour la Commission européenne en 1995<sup>12</sup>. L'étude ne considérait que les fonds de moins de 40 mètres de profondeur situés à moins de 30 km des côtes, en excluant les routes maritimes, les infrastructures pétrolières, et les zones marines protégées. Le potentiel physique ainsi délimité se monte à 3000 TWh/an, soit plus que la consommation de l'Union Européenne.

Les industriels européens de l'éolien regroupés dans The European Wind Energy Association (EWEA)<sup>13</sup> 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 à court terme. 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 centrales 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 Cap Gris Nez est le premier lieu 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 réhibitoire. Deux zones sont actuellement 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'Authie.

<sup>11</sup> Bilan prévisionnel RTE - <http://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>

<sup>12</sup> Garrad Hassan Consulting, 2004, *Sea Wind Europe* disponible sur : <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/sea-wind-europe/>

<sup>13</sup> [www.ewea.org](http://www.ewea.org)

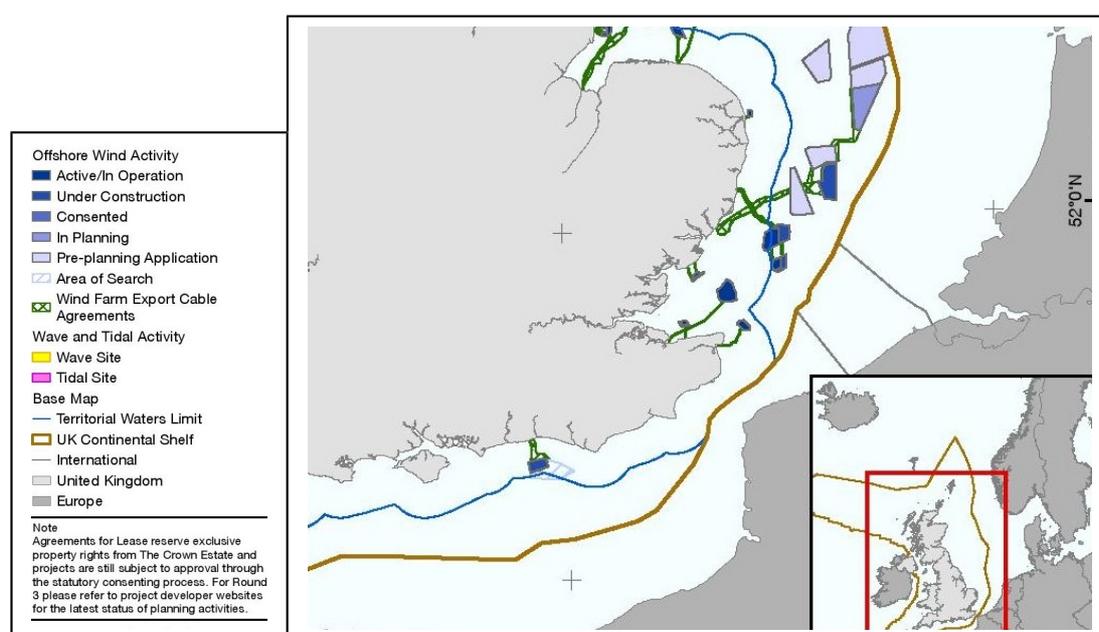
Au total le scénario Virage-énergie prévoit l'exploitation de 2,2 GW sur ces deux zones, soit pour chacune une surface équivalente à celle concédée pour *London Array* par la Couronne britannique au large de la Tamise, ou encore un rectangle de 19 kilomètres de côté.

Les scénarios de Virage-énergie distinguent les constructions en eaux territoriales et les ressources exploitées collectivement au large de la Mer du Nord, conjointement avec nos partenaires anglais, néerlandais et belges. Dans le scénario, ces dernières représentent 2,5 GW mais le potentiel réaliste est nettement plus élevé. Une partie de cette production, de l'ordre de 20%, est utilisée pour échanger de l'énergie selon les besoins saisonniers avec les autres réseaux européens et bénéficier des capacités de stockage des pays nordiques. Ce principe - déjà utilisé par nos partenaires européens pour les centrales en participation - limite fortement les contraintes de l'intermittence.

La production totale des trois potentiels décrits pour les scénarios Virage (terrestre, off-shore en zone exclusive, production nette des participations en Mer du Nord), représente une production ultime de 17 850 GWh. Virage-énergie a contribué à l'adoption par le CESER Nord-Pas de Calais en juillet 2013 du rapport « *Le développement de l'éolien off-shore dans le Nord-Pas de Calais* »<sup>14</sup>.

## 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-Bretagne. Elle montre les surfaces déjà allouées par adjudication par le gouvernement britannique tout près de notre région<sup>15</sup>. 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 marins<sup>16</sup>.

<sup>14</sup> [https://www.ceser.nordpasdecals.fr/upload/docs/application/pdf/2013-08/ceser-2013.07.02\\_avis\\_eolien\\_offshore.pdf](https://www.ceser.nordpasdecals.fr/upload/docs/application/pdf/2013-08/ceser-2013.07.02_avis_eolien_offshore.pdf)

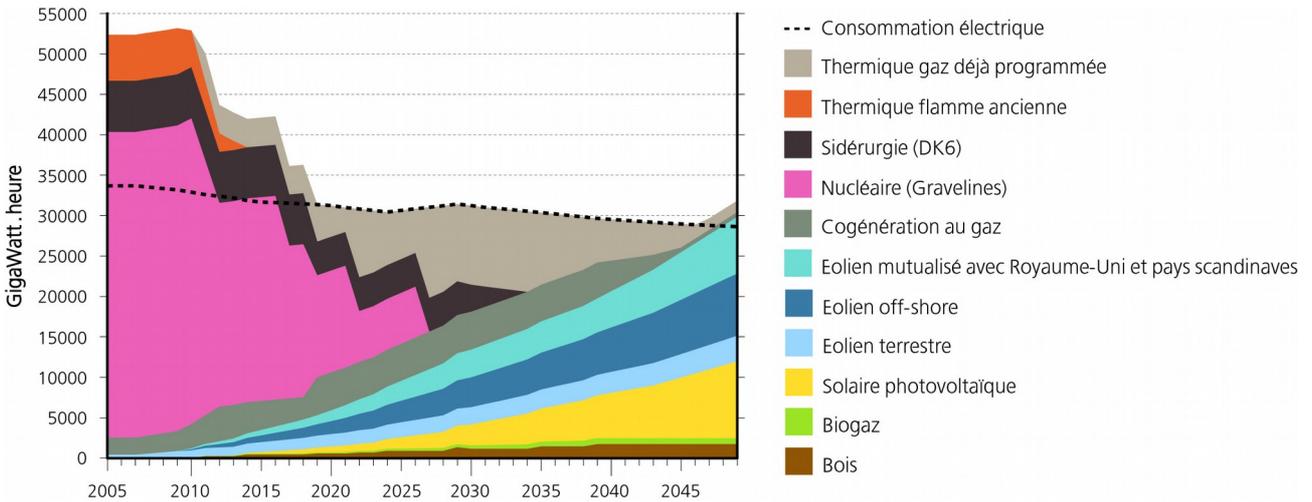
<sup>15</sup> Ensemble des développements anglais en Offshore [www.thecrownestate.co.uk/70\\_interactive\\_maps\\_marine.html](http://www.thecrownestate.co.uk/70_interactive_maps_marine.html)

<sup>16</sup> Carte des projets éoliens offshore dans le monde <http://www.4coffshore.com/offshorewind/>

## 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 km<sup>2</sup> 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 20 mètres sous le niveau de la mer. Avec une densité d'implantation de l'ordre 6 MW/km<sup>2</sup>, le potentiel est immense (plus de 100 GW).

FIGURE 3 : COUVERTURES DES BESOINS ÉLECTRIQUES



Source : « énergie d'avenir en Nord-Pas de Calais » virage énergie

Dans les scénarios de Virage-énergie, l'exploitation des ressources éolienne à l'horizon 2050, prend comme hypothèse une puissance éolienne installée à terre et en mer de 6,2 GW en 2050. Ceci représente la mobilisation d'un carré de 30 km de côté sur la base des technologies existantes pour une densité de 6 MW/km<sup>2</sup>. Des éoliennes sont implantées sur sites terrestres mais le potentiel le plus intéressant se situe en mer, sur la côte (« éolien off-shore zone exclusive ») ainsi qu'au large où des champs d'éoliennes sont mutualisés avec le Royaume-Uni et les pays Scandinaves. En réalité, le scénario prévoit une part plus limitée d'éolien off-shore sur les côtes du Nord-Pas de Calais. La « participation » demande un investissement de la région dans des centrales réparties sur la Mer du Nord, dans le cadre d'un échange mutualisé entre les réseaux électriques, qui assure une plus grande permanence de la production. De telles formes de participation existent déjà dans les faits. Pour des compagnies suisses ou allemandes, il s'agit d'un partage de production au prorata des productions. Pour certaines participations étrangères dans des centrales nucléaires en France, comme Fessenheim ou Cattenom, il s'agit de la livraison de courant basé sur les performances particulières ou globales du parc, c'est-à-dire que le courant prélevé l'est de façon permanente et non seulement lors de la production. Pour une telle mutualisation des moyens, la part d'investissement est considérée supérieure de 20% à une production brute. Une autre façon de considérer l'échange est de considérer que ces 20% peuvent être échangés (« swap ») de façon à ce que la livraison représente une bande continue lors des mois les plus chargés de la demande.

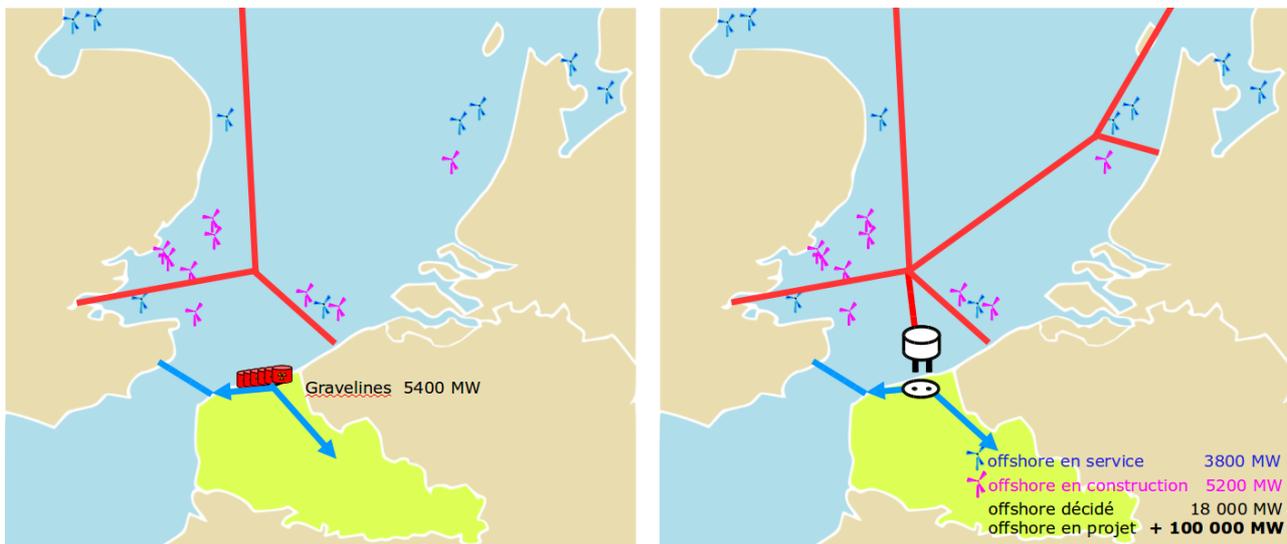
## Les potentiels éoliens de la Mer du Nord militent pour la valorisation des infrastructures existantes

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** ;<sup>17</sup>
- **19,3 GW consentis**
- **80 GW planifiés et prévus d'ici une quinzaine d'années**<sup>18</sup>.

Les scénarios de Virage énergie identifient l'éolien mutualisé avec les pays limitrophes de la Mer du Nord comme un des moyens de satisfaire une partie de nos besoins électriques. L'initiative **North Seas Countries Offshore Grid Initiative**<sup>19</sup> et plusieurs projets menés avec le soutien de la Commission Européenne comme Offshore Grid dont les conclusions ont été publiées en 2012<sup>20</sup>, 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.<sup>21</sup>

FIGURE 4 : INTÉGRATION DU PROJET DANS UN SUPERGRID EUROPÉEN



Source : virage énergie

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 de la Mer du Nord par le poste actuel de transformation de Warande (à proximité de Gravelines). Or les réacteurs de la centrale électro-nucléaire de Gravelines ont déjà dépassé ou vont bientôt dépasser 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 !

<sup>17</sup> <https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-and-statistics-2016/>

<sup>18</sup> <http://www.euractiv.com/energy/eu-countries-launch-north-sea-electricity-grid-news-500324>

<sup>19</sup> [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/news/MoU\\_North\\_Seas\\_Grid/101203\\_MoU\\_of\\_the\\_North\\_Seas\\_Countries\\_Offshore\\_Grid\\_Initiative.pdf](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>

<sup>20</sup> <http://www.offshoregrid.eu>

<sup>21</sup> Rapport « Powering Europe: Wind Energy and the Electricity Grid » téléchargeable à : [http://ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/reports/Grids\\_Report\\_2010.pdf](http://ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Grids_Report_2010.pdf)

## **DES RECOMMANDATIONS**

### **1. Un réseau au service des projets de territoire**

Les territoires qui ont une vraie volonté de s'engager sur des démarches TEPOS (REF) se heurtent très vite aux problématiques de raccordement. Ces territoires sont souvent ruraux et donc ont un réseau BT faible. Concernant le réseau HTA, tout en retrouvant les mêmes grands concepts qu'en BT, nous tenons à distinguer :

1. la capacité technique des réseaux de transport et des réseau HTA à accueillir la production. Le problème posé par les productions renouvelables à ce niveau de tension est que lorsque ce sont de grands projets (parcs éoliens, parcs au sol), ils se raccordent sur le réseau de répartition (63 kV) via un poste source privé, contrairement au nucléaire qui se raccorde en HTB 2 ou 3 (225 / 400 kV). Or le réseau de répartition est souvent de capacité limitée parce que prévu pour répartir la production du niveau de tension supérieure et non pas accueillir la production d'un niveau de tension inférieure pour la répartir sur d'autres postes sources.

2. la capacité réservée pour les productions renouvelables au titre des S3RENr: il s'agit d'une valeur qui n'est pas technique et pouvant être très largement inférieure à la capacité technique. Cette valeur est issue d'un long et pénible exercice de déclinaison des SRCAE (schémas non opposables et en cours de substitution par les SRADDET) en se basant sur les objectifs de chacune des régions.

L'adaptation des réseaux, Basse et Haute Tension, électriques fait partie effectivement des grands chantiers de la Transition énergétique. Or à ce jour, le réseau basse tension ne bénéficie pas d'un équivalent S3RENr. Par conséquent, les demandes de raccordement sont traitées au fil de l'eau sans possibilité de mutualiser le coût d'ouvrages (ex: poste de transformation). Une démarche comparable au S3RENr est hautement souhaitable. Un schéma d'évolution du réseau à la maille locale permettra d'anticiper les coûts de raccordement. Si le raccordement n'est, sauf exception, pas un point bloquant à ce jour en périurbain et en urbain, en milieu rural, il est indispensable de mettre en place des stratégies organisationnelles (coordination de travaux, etc.) et techniques (pilotage des onduleurs, etc.) pour augmenter la capacité d'accueil à des coûts compatibles avec le développement de ces nouvelles capacités de production.

### **2. Optimisation du réseau et coûts de raccordement**

La répartition des coûts de raccordement pour les capacités renouvelables fait portée indûment aux producteurs la responsabilité des choix industriels et énergétiques des années 70 et l'amélioration de qualité d'alimentation. Depuis la suppression de la réfaction dans la loi NOME de 2011 (décret de modification en attente), les coûts de raccordements sont payés à 100% (à l'exception des très petits projets) par les producteurs.

Les évolutions technologiques (augmentation de la puissance unitaire des machines) qu'a connu l'éolien ces dernières années va amener les acteurs de la filière à procéder à des opérations de repowering de certains parcs dans les prochaines années. Les turbines modernes remplacent les éoliennes de première génération entraînant une utilisation plus efficace des sites. Le nombre de turbines peut être réduit de moitié, la puissance doublée et le productible triplé. Le repowering deviendra une composante importante de l'activité de la filière. Le S3RENr doit anticiper cette prochaine évolution en préparant l'accueil de renforcement sur le réseau pour les parcs les plus anciens.

Enfin d'après le document soumis à consultation, RTE devrait installer des équipements devant optimiser le réseau (Dynamic Line Rating) en adaptant les capacités de transit aux conditions météorologique. Si le dispositif s'avère probant, la capacité à intégrer des productions renouvelables à moindre investissement augmentera. Par conséquent le coût de raccordement devrait être réviser à la baisse au bénéfice des porteurs de projets.

## CONCLUSIONS

Les réseaux électriques font tout autant l'objet d'une transition que les moyens de production électrique. Une transition dans les schémas avec une décentralisation de la production que dans l'exploitation. « *Nous sommes en bonne voie pour être en mesure à l'avenir de pouvoir intégrer de 70 à 80 % d'énergie renouvelable sans avoir besoin d'options de flexibilité supplémentaire, assure-t-il. Les offres de flexibilité dont disposent déjà le marché d'ajustement nous suffisent jusqu'en 2030, voire même 2040.* » telles sont les affirmations prononcées par Boris Schucht<sup>22</sup>, pdg de l'opérateur du réseau de transport allemand 50 Hertz Transmission (homologue de RTE). Boris Schucht estime ainsi que les moyens de stockage ne sont pas nécessaires du point de vue de la sécurité du réseau. Si ces moyens peuvent avoir une utilité (méthanation, pompage-turbinage scandinave) ce sera pour ne pas perdre les excédents de production des énergies renouvelables. *"10 to 15 years ago when I was young engineer, nobody believed that integrating more than 5 per cent variable renewable energy in an industrial state such as Germany was possible".*

---

<sup>22</sup> <http://reneweconomy.com.au/2015/german-grid-operator-sees-70-wind-solar-storage-needed-35731>