

## La diversification du mix électrique français : une pseudo rationalisation

Dominique Finon\*

@ 85121

**Mots-clés : transition énergétique, électricité, renouvelables, nucléaire, résilience**

***Les critères de diversification du mix électrique dans la politique de transition — diminuer les risques environnementaux du nucléaire (accident, gestion de déchets), accroître la résilience du système électrique français face aux risques internes et externes, faire de la place aux EnR en passe d'accéder à la compétitivité — tombent apparemment sous le sens. Mais à y regarder à deux fois, c'est loin d'être évident dès qu'on rentre dans la complexité de l'économie électrique et de la gestion des risques. L'imprécision des arguments officiels appelle à sortir enfin de l'ambiguïté par un débat informé et équilibré.***

Les politiques semblent parfois vouloir faire croire à l'opinion qu'on diversifie le mix électrique en réduisant la part du nucléaire dans le mix électrique pour sauver la planète. Elisabeth Borne, ancienne ministre de la Transition écologique et solidaire, affirmait ainsi, lors de la présentation de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) en janvier dernier, que la transition vers la neutralité carbone couvre la fermeture de tranches nucléaires au côté des centrales à charbon (*Le Monde*, 21 janvier 2020<sup>1</sup>). «Mal nommer les choses, c'est ajouter aux malheurs du monde», nous disait Albert Camus. Cette communication gouvernementale est d'autant plus regrettable qu'il existe des arguments intéressants à discuter, qui défendent la politique de réduction de la part du nucléaire dans la production électrique de la France à 50 % et d'accroissement de celle des énergies renouvelables (EnR) à 40 % d'ici 2035.

Le gouvernement justifie ce choix au nom de l'avantage de diversifier le mix électrique en diminuant les risques environnementaux du

nucléaire (accident, gestion de déchets) et en accroissant la résilience du système électrique français face aux risques d'apparition de défauts génériques ou face à un choc externe comme la crise de la Covid-19. Ce dernier argument était mis récemment en avant par l'ancienne ministre comme preuve de la nécessité d'améliorer la résilience du système, la crise de la Covid-19 ayant perturbé les campagnes d'entretien et de rechargement de certains réacteurs, ce qui entraînera une réduction de la production du parc nucléaire en 2020 et 2021 pendant les périodes d'hiver<sup>2</sup>.

Tout ceci nous renvoie au dicton qu'«il ne faut pas mettre tous ses œufs dans le même panier». Il trouve un écho dans la théorie de la décision qui reconnaît une valeur à la diversification de ses options en termes de coûts-avantages et de gestion de risques, comme dans la théorie du portefeuille qui veille à trouver une répartition efficace de ses actifs selon leur couple (risque, rendement). Toutefois, on peut noter déjà que, dans cette théorie, la recherche de diversification se fait *ex ante* en développant le portefeuille et non pas en détruisant des

\* CNRS-CIRED (cf. biographies p. 79-80).

## La diversification du mix électrique français : une pseudo rationalisation

actifs. Si on cherche à ajuster son portefeuille, c'est pour acheter des actifs ayant un meilleur couple (risque, rendement) que certains, moins performants, que l'on cherche à revendre.

Dans le cas français, il y a destruction d'actifs nucléaires alors qu'ils conservent une bonne valeur économique, pour les remplacer par des actifs d'énergies renouvelables intermittentes (EnRi) qui, comme on le verra, sont loin d'avoir la même valeur au fur et à mesure de leur accumulation. Ensuite, quand on procède à l'analyse (risque, rendement), on cherche à procéder à une évaluation objective des risques et du rendement de chaque actif. Or, dans le débat sur la diversification du mix, on se plaît à noircir systématiquement tout ce qui concerne le nucléaire, tout en passant sous silence les inconvénients économiques, environnementaux et de sécurité des énergies renouvelables non pilotables. On sollicite nos émotions en nous laissant imaginer un accident majeur qui, paraît-il, peut toujours arriver en France, ou bien les effets forcément délétères des déchets qui s'étireront sur des temps géologiques, ou encore le risque de défauts génériques qui peut se traduire par un déficit de production en période d'hiver, ce qui nous renvoie à la crainte de manquer.

Prenons donc un peu de temps pour examiner quels sont les risques que la diversification du mix serait censée réduire du côté du nucléaire et quels sont les coûts et les avantages du développement à grande échelle des EnRi par rapport au maintien d'un nucléaire majoritaire dans le mix.

### 1. Quelle réduction des risques associés à un parc nucléaire dominant?

On considèrera d'abord les risques environnementaux, puis les risques associés à l'apparition de défauts génériques.

#### 1. La réduction des risques environnementaux

Élisabeth Borne justifie, en janvier 2020, les objectifs d'un mix électrique diversifié avec 50 % de nucléaire et 40 % de renouvelables en 2035, par le risque d'une trop forte dépendance de la production électrique vis-à-vis du nucléaire, compte tenu de ses risques technologiques. «C'est pourtant du bon sens de se dire qu'il est raisonnable de ne pas avoir un mix aussi déséquilibré — 72 % de notre électricité provient du nucléaire. Après Fukushima, il est évident qu'on ne peut pas dépendre totalement de cette technologie» (*Le Monde*, 21 janvier 2020). En d'autres termes, les risques technologiques (accidents, gestion des déchets, etc.) associés à une dépendance à 70-75 % seraient si importants qu'il faille réduire coûte que coûte la part du nucléaire à 50 % et forcer le développement des énergies renouvelables sans préoccupation du coût.

L'argument sur l'intérêt d'une diversification du mix pour limiter les risques technologiques du nucléaire est discutable, car on ne parle ni de risque probabiliste, ni des précautions toujours plus rigoureuses prises par l'Autorité de sûreté nucléaire française (ASN), reconnue parmi les plus sévères au monde. Aucun raisonnement probabiliste ne démontrera qu'un accident serait plus probable avec 70 % de nucléaire dans le mix qu'avec 50 %, comme avec 10 % d'ailleurs. Les probabilités sur de tels risques ne sont pas additives, car il n'y a pas de lien entre eux. Même s'il n'y avait qu'un seul réacteur en France, le risque serait identique.

Si donc on a de telles craintes, autant sortir complètement du nucléaire. Sinon, pourquoi ne pas rester à 70 % si c'est plus économique avec le nucléaire existant, en tenant compte bien sûr de ce que l'ASN pourrait décider lors de la visite décennale à 40 ans pour certains réacteurs. La référence à l'accident de Fukushima est aussi très ambiguë, car il suppose que les mêmes causes (à savoir un risque de séisme réévalué que l'autorité n'a pas voulu prendre en compte pour définir des mises à niveau, et la grande proximité du régulateur de l'industrie nucléaire pour ne pas décider et

faire appliquer des mesures de renforcement du niveau de sûreté de la centrale) peuvent se retrouver en France où on y avait dépassé de longue date cette proximité<sup>3</sup>.

Sur la question des déchets nucléaires et de leur stockage géologique, tout observateur avisé ne peut que constater que, dans des pays démocratiques (Suède, Finlande, Canada), des solutions de stockage définitif ont été reconnues comme sûres et ont été adoptées après un débat apaisé. Les tergiversations en France autour du stockage géologique pour les déchets longue durée dans le site Cigéo relèvent d'un manque de volonté politique face aux éternels opposants et démontre la perversion d'un système décisionnel soi-disant ouvert qui conduit à un blocage sur des enjeux minimes, pour ne pas dire dérisoires. Il faut dire aussi que l'approche générale de la gestion des déchets de toute activité semble être structurée en France autour du principe du risque zéro. La France est le seul pays où l'Autorité de sûreté refuse de définir un plancher de normes de radioactivité minimales pour les déchets de faible et très faible activité, ce qui nécessite de continuer de surveiller de près les matériaux résultant du démantèlement des parties peu radioactives d'une centrale, même après leur période de désactivation complète. Il semble donc que l'on soit entré dans l'ère du risque zéro pour l'ASN. Ce principe implicite du risque zéro conduit à un refus de prise en compte des réalités industrielles. On le retrouve en fait sur tous les aspects de la sûreté des réacteurs, mais cette recherche systématique du risque zéro n'est-elle pas déraisonnable?

## **2. La réduction du risque de défauts génériques sur la sécurité de fourniture**

Dans le texte de présentation de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2019, on nous dit (p. 143) concernant les justifications de la diversification qu'«un système plus diversifié (s'il réussit à gérer l'intégration d'un volume accru d'énergies renouvelables) peut être plus résilient à un choc externe ou à un défaut générique qui conduirait à l'indisponibilité de plusieurs réacteurs». Constatons

d'abord que tous les œufs du panier nucléaire ne sont pas identiques : ils existent en 3 modèles (900, 1300 et 1450 MW) et leur mise au point s'est étalée de 1978 à 2002, en réduisant par les retours d'expérience le risque d'un défaut de «mode commun» qui les affecterait tous à la fois. Ceci dit, lorsque des défauts génériques sont apparus dans les années 1980 et 1990 sur les dispositifs de barres de contrôle de certains, l'acier Inconel de couvercles de la cuve et des générateurs de vapeur des REP 900, les changements de composants ont été étalés en accord avec l'Autorité de sûreté nucléaire de l'époque pour limiter les effets des arrêts des réacteurs sur la sécurité de fourniture. Par contraste, les années récentes sont riches en exemples de décisions d'arrêts conjoints de plusieurs réacteurs pendant les périodes de pointe d'hiver : fin 2016, cinq réacteurs sont arrêtés suite à un problème d'anomalies de fabrication des calottes des générateurs de vapeur de dix-huit réacteurs; début octobre 2017, les quatre réacteurs de Tricastin sont mis à l'arrêt pour procéder sans délai au renforcement de la digue de protection qui protège la centrale face au risque sismique qui vient d'être réévalué.

En fait, ce qui est en jeu ici est moins les effets des défauts génériques que le style d'intervention de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). L'observation des interventions des autorités de sûreté dans le monde manifeste des modes d'action plus ou moins pragmatiques. Celui de l'autorité française ne l'est pas, tant l'ASN est focalisée sur la démonstration permanente de son indépendance face aux médias et à la nébuleuse hostile au nucléaire. Il y a quinze ans, les arrêts des centrales pour examiner les problèmes des générateurs de vapeur, ou bien la programmation des arrêts des réacteurs de Tricastin auraient été négociés pour être étalés. Quand le risque résultant d'un défaut générique n'est pas tel qu'il faille un arrêt immédiat, comme c'était le cas dans les deux décisions précédentes, le risque est d'abord dans l'exercice du pouvoir discrétionnaire de l'ASN, ce qu'il serait encore malséant d'admettre.

Par ailleurs, il est curieux de constater que, quand cet argument du risque lié aux défauts

## La diversification du mix électrique français : une pseudo rationalisation

génériques ou à un choc externe est mis en avant, on ne mentionne pas les moyens destinés à garantir la sécurité des approvisionnements en cas de diminution transitoire de l'offre électrique sur le sol national, comme c'est le cas dans la présentation de la PPE 2019 ou dans les interventions d'Élisabeth Borne dont celle, récente, sur les effets de la crise de la Covid-19 sur la baisse de la production annuelle du parc nucléaire en 2020 et 2021. Le premier moyen est l'intégration physique et économique des marchés électriques européens permise par l'augmentation des interconnexions et la suppression des barrières aux échanges depuis 2000 que les avocats de la libéralisation électrique ont présentée comme un élément majeur de la sécurité de fourniture de chaque marché. (Dans le calcul de la marge de réserve du système français, la contribution des interconnexions avec les cinq systèmes limitrophes à cette marge de réserve est chiffrée à environ 6-8 % sur un total de 15-20 %). Le second moyen est l'adjonction d'un mécanisme de capacité dans le *market design* qui est censé inciter à garantir la fourniture en toute situation. Ce mécanisme contribue, entre autres, à maintenir en exploitation les centrales classiques qui, autrement, auraient été fermées. S'il y a un problème posé à la sécurité de fourniture, c'est d'abord parce que les énergies renouvelables intermittentes prennent de l'importance dans le mix électrique avec le risque de «trou noir» pendant la période de pointe. «Qui veut noyer son chien l'accuse de rage», dit un proverbe.

### 2. Le couple risque/avantage du développement des énergies renouvelables à 40 %

Les propos de Jean-François Carencio, président de la Commission de régulation de l'énergie, devant la Commission Aubert sur l'impact économique de la politique de soutien aux énergies renouvelables [Aubert, 2019, Tome 2, p. 99] résumant bien la façon dont on justifie l'ajustement du mix électrique en faveur des EnR : «Nous ne pouvons pas continuer à dépendre à 75 % d'une seule et même filière

de production, alors que les coûts se rapprochent et que l'énergie nucléaire devrait voir ses coûts de production augmenter. Il est donc logique de réduire progressivement la part du nucléaire pour lui substituer des EnR — qui ne produisent pas de déchets».

Pour justifier qu'on doit faire de la place aux énergies renouvelables intermittentes, on ne manque donc pas de pointer les baisses de coût des éoliennes et du solaire photovoltaïque et les hausses de coût du nouveau nucléaire, sans évaluer honnêtement le coût de la politique d'ensemble consistant à soutenir le développement des énergies renouvelables intermittentes pour arriver à 40 % d'énergies renouvelables (dont 30 % d'intermittentes) en 2035, et sans prendre en compte les coûts de système croissants qu'entraînent les productions renouvelables intermittentes. On ne dit pas non plus ce que l'on gagne à remplacer maintenant une partie des réacteurs existants par d'autres moyens de production décarbonés mais non pilotables, ce qui les rend bien moins performants par rapport à l'impératif de sécurité de fourniture du système et par rapport aux émissions de CO<sub>2</sub> du fait du besoin d'adossement à des centrales fossiles flexibles. On ne dit pas non plus que les énergies renouvelables intermittentes ont des impacts environnementaux alors qu'elles suscitent des problèmes d'acceptabilité qui vont gêner leur développement.

#### 1. Acceptabilité et impacts environnementaux des EnR

Les projets éoliens ont des impacts sur les paysages, la faune et les riverains. Ces impacts ne sont pas négligeables, comme en témoignent les nouvelles difficultés rencontrées par les projets d'éoliennes à terre en Allemagne et au Danemark, pays phares en ce domaine. Ce facteur de blocage s'explique par l'emprise au sol de ces énergies de faible densité de production. Selon les projections de l'ADEME dans son exercice «Un mix électrique 100 % renouvelable» de 2016, une production de 100 TWh (le cinquième de la demande totale) par des éoliennes à terre exigerait 6 000 km<sup>2</sup> de

surfaces disponibles tandis que des tranches nucléaires qui produiraient la même quantité d'électricité ne mobiliseraient que 60 km<sup>2</sup> <sup>4</sup>. Les renouvelables sont de faible densité énergétique et leur encombrement spatial n'est donc pas sans inconvénient. Les difficultés actuelles que connaît l'implantation des parcs éoliens en France relèvent de cette contrainte structurelle qu'on ne pourra pas contourner sans coûts et sans d'importants retards.

## **2. Impact sur la sécurité de fourniture**

On pense résoudre le problème de la sécurité de fourniture en toutes situations de productions éolienne et solaire et de demande de pointe grâce au développement des moyens de flexibilité (stockages, effacements des diverses consommations, turbines à gaz flexibles, échanges avec les systèmes voisins). Au-delà des coûts supplémentaires que cela entraîne, il n'empêche que lorsque le total des capacités éoliennes et solaires s'approchera de la demande de puissance en pointe (c'est le cas en Allemagne avec une part d'EnRi de 33 % dans la production), le risque de «trou noir» sans production éolienne et solaire en période de pointe hivernale existe bel et bien. Sa probabilité est faible certes, mais réelle, sans que toutes les sources de flexibilité développées soient suffisantes pour éviter des coupures sur le réseau.

Il existe aussi un risque pour la stabilité du système électrique au fur et à mesure des installations de capacités d'énergies renouvelables intermittentes. Il faut des adaptations instantanées ou très rapides du système lors de la baisse ou de la montée en puissance des productions intermittentes en grande partie corrélées (à l'échelle régionale), pour que le système conserve une stabilité de la fréquence. Le réglage de tension et de fréquence d'un système soumis à ces chocs repose sur l'inertie des grosses machines tournantes alors qu'elles seront de moins en moins nombreuses. En conséquence, il faudra des adaptations supplémentaires coûteuses sur le réseau, à moins de limiter la part de l'éolien et du solaire PV à 30-40 % de la production d'ensemble<sup>5</sup>.

## **3. Un bénéfice économique vite décroissant**

Le plus inquiétant dans l'approche officielle reste le fait qu'un mix 40 % d'énergies renouvelables et 50 % nucléaire ne répond à aucune rationalité économique, quelle que soit la diminution supposée des risques associés à une trop forte spécialisation nucléaire. En raisonnant de façon économique, c'est-à-dire en supposant que les centrales nucléaires sont amorties lors de leur rénovation à 40 ans, le nucléaire existant rénové pour 20 ans produit une électricité à un coût économique de 32 à 35 €/MWh [Devezeaux, 2017], qui reste bien inférieur à celui des énergies renouvelables intermittentes matures de 50 à 60 €/MWh. De plus, dans les calculs économiques de long terme effectués avec des modèles très détaillés du système électrique qui permettent d'affecter aux énergies intermittentes les coûts de système dont elles sont responsables et de simuler leur baisse de valeur au fur et à mesure de leur croissance [Hirth, 2016; Sisternes, 2016; AEN-OCDE, 2019; Villavicencio, 2019], les résultats montrent que, sans obligation de développement, la part optimale des énergies renouvelables intermittentes à long terme s'établirait autour de 10 à 15 % dans les pays maintenant l'option nucléaire comme la France, et ce même avec un coût de production par le nouveau nucléaire élevé (75-80 €/MWh) [Finon, 2020]<sup>6</sup>.

La complexité de l'économie électrique qui est accrue d'un degré par le développement des EnR intermittentes est indéniablement un avantage pour les opposants au nucléaire et les tenants des EnR à outrance, car, simplification habituelle, on s'arrête à la comparaison des prix de revient des MWh nucléaires et EnR, sans regard pour la différence de valeur des productions des EnRi et des techniques pilotables intrinsèquement différentes. En lisant les documents liés à la PPE ou la SNBC, il apparaît que l'on ne distingue pas le prix de revient moyen par MWh des productions EnR intermittentes et leur valeur économique qui s'en écarte de plus en plus, ce qui n'est pas le cas des productions pilotables, dont celle du nucléaire. Or, dans le cas des EnR intermittentes, cette



## La diversification du mix électrique français : une pseudo rationalisation

valeur économique baisse au fur et à mesure des installations au point qu'à un stade donné de développement des capacités, l'investisseur en solaire PV ou en éolien ne recouvrira plus ses coûts d'investissement et d'exploitation, ce qui le dissuadera d'investir. Pousser le développement des EnR au-delà de ce seuil de 10-15 % entraînera forcément un coût d'opportunité par rapport à un système qui serait défini de façon rationnelle économiquement, coût qui est rapidement croissant. Les exercices précités montrent qu'avec un système avec 70-80 % d'EnR intermittentes, le coût de production du système est d'environ 70 % plus cher que le coût de production du système optimum avec 10-15 % d'EnR, même avec un bon développement des moyens de flexibilité [Finon, 2020].

### 3. Un agenda caché ?

Les choix français ne relèvent en aucune façon d'une logique de précaution pour répartir les risques entre options technologiques, alors que l'une, l'option énergies renouvelables, a des effets systémiques négatifs qui pénalisent l'autre option et accroît le coût d'ensemble du système. La politique de développement « hors marché » des EnR (à base de subventions par garantie de revenus par MWh) n'entraîne pas seulement des coûts de système (coût d'équilibrage, des options de flexibilité, de réseaux) et un coût d'opportunité croissant (décalage entre le coût des EnR et la valeur de leur production). Elle entraîne aussi la dévalorisation des équipements en place (dont les réacteurs existants) en les poussant hors de l'« ordre de mérite » horaire, et la diminution de la valeur que les nouveaux réacteurs pourront retirer sur le marché avec leur durée de fonctionnement réduite par les productions fatales des EnR.

Ce qui est inquiétant devant l'absence de rationalité environnementale et économique du choix du mix à 40 % de renouvelables et 50 % de nucléaire, c'est qu'on ne voit pas ce qui peut arrêter la croissance subventionnée de la part des renouvelables et la décroissance de celle du nucléaire. L'ancienne ministre de la Transition écologique avait ainsi annoncé en

novembre 2019 qu'il fallait absolument envisager un scénario 100 % EnR (sans nucléaire donc) et avait invité « EDF à réfléchir à son rôle au cas où un scénario "100 % énergies renouvelables" se concrétiserait. [...] L'objectif est de réduire la part du nucléaire à 50 % d'ici 2035. Au-delà, on doit avoir tous les scénarios sur la table avec un objectif d'assurer pour tous les Français et les entreprises une électricité abordable » (*Le Monde*, 10 novembre 2019).

Nous sommes entrés dans un monde orwellien où les mots désormais désignent leur contraire. Ne pas mettre tous ses œufs dans le même panier semble être une bonne justification pour faire évoluer le mix électrique. Mais le bon sens n'est pas toujours bon conseiller, surtout si on se plaît à noircir systématiquement tout ce qui concerne le nucléaire en faussant l'analyse des risques réels, en l'affublant du péché climatique, et à passer sous silence les inconvénients économiques, environnementaux et de sécurité des EnR non pilotables développées à grande échelle. Le résultat est une politique coûteuse dont les bases sont purement idéologiques et politiques, loin de toute rationalité économique et environnementale. En ne présentant pas de manière complète et équilibrée les avantages et les inconvénients de chacune des deux options, on ne rend pas service à la démocratie en empêchant un débat bien informé et apaisé.

#### RÉFÉRENCES

- AEN-OCDE, (2019). *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*. Paris, OECD. Auteurs : Marco Cometto et Jan Horst Keppler.
- Commission Aubert (2019). Rapport sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique. Assemblée nationale, Tome 2. (Comptes-rendus des auditions du 12 mars au 16 mai 2019).
- Devezieux de Lavergne J.-G. (2017). *Les coûts des réacteurs existants*. La lettre de I-tésé, n° 32, automne 2017.
- Finon D. (2020). *Évaluer le coût des transitions électriques à base de renouvelables. Du bon usage des modèles*

*d'optimisation sectorielle*. Working Paper CEEM n° 42. Chaire CEEM-Paris Dauphine (accepté pour publication dans la *Revue Française d'Économie*).

Hirth L. (2016). The Optimal Share of Variable Renewables. *The Energy Journal*. 36 (1), pp. 127-162.

Villavicencio M. et Finon D. (2018). *The Social Efficiency of Electricity Transition Policies based on Renewables: Which Ways of Improvement?* Working paper 18-36, Chaire CEEM-Paris Dauphine (accepté pour publication dans *The Energy Journal*).

## NOTES

1. Élisabeth Borne nous disait : «[Dans cette] stratégie nationale bas carbone qui donne une trajectoire secteur par secteur pour atteindre la neutralité carbone au milieu du siècle [...], la France s'engage à réduire la part du nucléaire à 50 % en 2035, ce qui veut dire fermer 14 réacteurs. On donne des objectifs crédibles, qu'on transforme en actes, en fermant le premier réacteur de la centrale de Fessenheim dès février et en fermant les centrales à charbon» (*Le Monde*, 21 janvier 2020).

2. L'ancienne ministre de la Transition a souligné les conséquences de la crise de la Covid-19 pour justifier un peu plus la réduction de la part du nucléaire au nom de la recherche d'une meilleure résilience, concept au goût du jour s'il en est (cf. interview par *Les Échos*, 23 avril 2020). La crise sanitaire va entraîner en effet une réduction de la production du parc nucléaire de 30 à 45 TWh sur les 390 TWh prévus en 2020 et 2021 du fait des reports des campagnes d'entretien et de rechargement d'un certain nombre de réacteurs.

3. Il s'agit du rehaussement de la digue de protection quand on a réévalué le risque sismique (ce qui au passage a décidé une des compagnies à rehausser la digue de sa centrale d'Onagawa située à 70 km au nord de Fukushima Daichi) et de l'adjonction de pièges à hydrogène dans l'enceinte qui avait été recommandée pour tous les réacteurs BWR aux États-Unis, mais inappliquée au Japon.

4. Pour une analyse comparée de ces exercices, voir Finon, 2020.

5. D'ailleurs, le risque semble exister au niveau local ou régional bien avant que ce montant soit atteint au niveau national, si les baisses de production des centrales éoliennes se font instantanément au lieu d'être lissées. C'est ce que révèle un *blackout* régional survenu en Grande-Bretagne le 18 août 2019 à cause de l'effacement total et instantané de production de la grande centrale éolienne en mer de

Hornsea (1,2 GW) concomitante de la défaillance d'un CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*) de 400 MW près de Cambridge. Le réseau britannique n'avait pas assez de ressources de «*rapid response emergency supply*» et s'est localement effondré, touchant 1 million de consommateurs.

6. Selon l'exercice prospectif de l'ADEME de 2015 intitulé «Un mix électrique 100 % renouvelable? Analyses et optimisations», une production électrique «100 % EnR» en France à l'horizon 2050 conduirait à occuper 17000 km<sup>2</sup> (en surfaces non exclusives) par des parcs éoliens terrestres (96 GW de puissance), 1000 km<sup>2</sup> par des parcs éoliens en mer (10 GW), et 500 km<sup>2</sup> par des grandes centrales solaires au sol (38 GW).