

Les scénarios énergétiques en débat, Suite de la discussion avec Philippe Quirion et Behrang Shirizadeh

jeudi 14 avril 2022, par Jacques Rigaudiat

Dans le numéro 30 de cet Hiver 2021-2022 de la revue *Les Possibles*, Philippe Quirion et Behrang Shirizadeh (PhQ&BS) [1] apportent des réponses aux remarques critiques que j'avais adressées dans le numéro précédent de la même revue [2] à trois scénarios énergétiques, dont leur travail paru en 2020 sous le timbre du CIREC. Puisque, comme moi, ils y appellent à un large débat, je reviens à mon tour brièvement sur les trois points qu'ils estiment problématiques dans mes remarques.

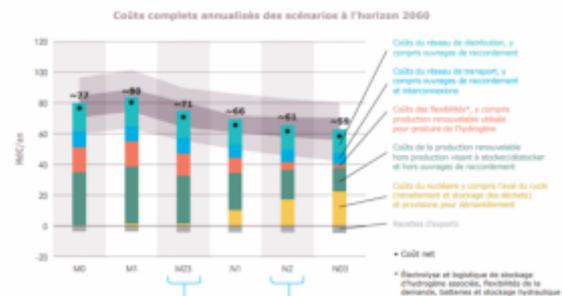
1. Les coûts de réseau

Il me semble que sur ce point nous pouvons avancer. D'abord, il n'était nullement dans mon intention de mettre en cause les coûts de raccordement, – à la notable exception de l'éolien marin, ils sont en effet imputés aux producteurs via la « quote-part » et ne relèvent donc pas de cette problématique mais plutôt de celle des coûts de production – ; mon propos ne visait qu'à discuter la prise en compte, insuffisante à mes yeux, de ceux d'adaptation des réseaux, transport et distribution, RTE et Enedis. Or, si l'effet sur le réseau de transport est assurément, pour reprendre les mots de RTE, « *relativement modéré* », il n'en va pas de même du réseau Enedis, qui raccorde plus de 90 % de la puissance des ENR terrestres et en sera de ce fait celui principalement affecté. Je renvoie sur ce point au rapport récemment publié par Enedis [3] et aux estimations qui y figurent.

Mais à cet égard, je dois dire que l'argument tiré par PhQ&BS de la comparaison des tout récents scénarios RTE ne me paraît pas véritablement convaincant. Si comme eux, faute à ce jour de publication complète des données, j'en suis réduit à une comparaison visuelle et si, comme eux, je constate une variation limitée des coûts de réseau selon les scénarios (cf. Figure 1, ci-dessous), je n'en tire pourtant pas la même conclusion. À cela une raison simple, dans tous les cas de figure sauf un, à l'horizon terminal, les EnR représentent une part très largement majoritaire de la production (de 100 % à 63 %) ; ce n'est que dans le cas très particulier de l'un d'entre eux (le N03) que les EnR n'y représentent que 50 %, à égalité avec le nucléaire. Autant dire que, dans tous les cas de figure retenus par RTE, les réseaux doivent être adaptés à des EnR devenus dominants et que, de ce fait, les différences de ce type de coûts n'y sont que relativement faibles ; cela, contrairement, – j'y reviendrai –, à celles des coûts liés aux flexibilités, particulièrement visualisables dans la figure

1. Au total, avec le développement des EnR, les réseaux représenteront un coût croissant par rapport à la situation actuelle, mais un peu moins dans le cas de présence notable du nucléaire.

Figure 1



Source RTE « *Futurs énergétiques, principaux résultats* », octobre 2021, p.31

2. Les facteurs de charge

Sur le sujet des facteurs de charge, au motif de la « *révolution éolienne silencieuse* », il m'est objecté « *qu'il serait trompeur de se baser sur les facteurs de charge du parc actuel* ». Quitte à aggraver mon cas, je dois donc préciser que je l'entendais bien ainsi. Car pour être silencieuse, cette révolution n'en est pas moins bien visible : le parc Falvieux (Hauts de France), dernier d'éolien terrestre raccordé, met en œuvre des éoliennes de 4,16 MW, « les plus grandes et les plus puissantes » ; quant à l'éolien marin, des pilotes de 14/15 MW sont en construction et le projet de premier parc d'éolien marin flottant français, qui sera installé en Méditerranée au large du Barcarès, mettra en œuvre trois éoliennes de 10 MW chacune. La course au gigantisme n'est

donc pas un secret et les facteurs de charge théoriques s'accroissent incontestablement, nul ne le nie. Il n'en demeure pas moins que l'optimisme technologique n'est pas universellement partagé, ou du moins pas sans partage...

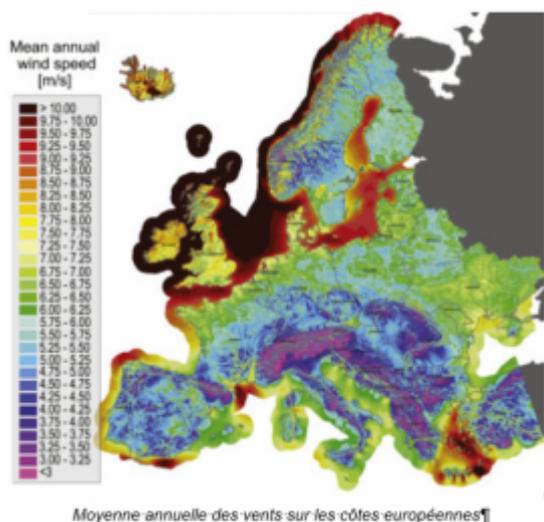
Pour illustrer cette affirmation, je donnerai ici (cf. Tableau 1), sans autre commentaire et pour que chacun puisse former son propre jugement, les facteurs de charge estimés pour 2050 dans différents exercices, ceux du moins pour lesquels il est à ce jour possible de les reconstituer.

Tableau 1 Les facteurs de charge anticipés pour 2050

En %	RTE 2021	NégaWatt 2017	CIREN 2020
Solaire PV	14,0	12,4	16,0
Éolien terrestre	23,0	30,2	32,0
Éolien offshore	41,0	47,2	53,0

Car si, pour s'en tenir à l'éolien, la puissance installée est fonction de la surface balayée, donc au carré de la longueur des pales, elle est aussi au cube de la force moyenne du vent ; que sa vitesse soit divisée par deux et alors la puissance est divisée par huit. Sans vent, une éolienne, même gigantesque ne produira rien. De ce point de vue, il faudra donc faire avec les éléments et la « dotation » spécifique qui est celle de la France. En matière d'éolien, terrestre comme marin, la France n'est ni l'Allemagne, ni la Grande-Bretagne ou les Pays-Bas : il suffit pour s'en convaincre de consulter la carte des vents (cf. Figure 2) ; il en va de même pour l'ensoleillement.

Figure 2



ne image contenant carte

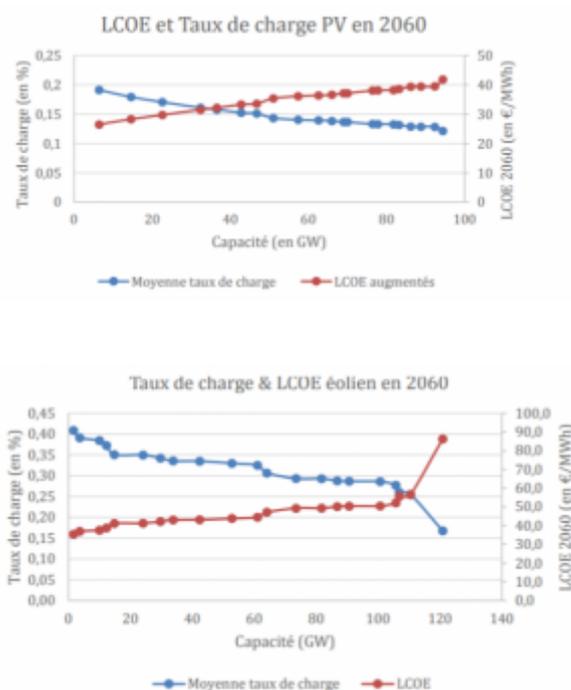
Description générée automatiquement

Source :

https://www.reddit.com/r/europe/comments/snngrc/europe_average_annual_wind_speed/

Pour autant que l'installation des EnR puisse être supposée suivre un processus techniquement et économiquement rationnel, elle devrait d'abord se faire dans les sites les plus ensoleillés ou les plus ventés ; au fur et à mesure de la montée en puissance du parc, les installations se feront dans des conditions peu à peu dégradées, qui viendront ainsi contrecarrer les potentialités technologiques. Il faut donc introduire un gradient. C'est, par exemple ce qui a été fait par l'ADEME dans son exercice de simulation de 2019, les « Trajectoires 2020-2060 », où elle a chiffré l'effet économique de gradient des facteurs de charge du solaire PV et de l'éolien terrestre en fonction des capacités installées (cf. Figure 3). Comme l'indique l'ADEME : « ces graphiques présentent le taux de charge et le LCOE moyen du parc en fonction de la capacité installée » et il s'agit de 2060...

Figure 3



Source : Ademe, Artelys, « Trajectoires d'évolution du mix électrique, Rapport sur les données », mars 2019, pp. 12-13.

Même en anticipant de futurs progrès techniques et le « repowering » des sites arrivés en fin de vie, les taux de charge attendus doivent donc, *in fine*, tenir compte de l'inéluctable saturation progressive des meilleurs gisements de vent ou de soleil au fur et à mesure de la montée en capacité des filières. L'optimisme technologique doit donc savoir se tempérer.

U

3. Le nucléaire et les flexibilités

Sur ce sujet, celui qui fâche, peut-être me suis-je mal exprimé. Alors, précisons : il n'était nullement dans mon propos de critiquer, comme le pensent PhQ&BS, un « fonctionnement des

centrales (qui) serait inefficace et ou le fait d'un facteur de charge trop faible ». Il visait simplement à relever que le choix qui est le leur, à savoir que, comme ils le reconnaissent, « l'optimum consiste à utiliser le nucléaire en suivi de charge et non en base, d'où un facteur de capacité d'environ 60 % », a une conséquence économique triviale : en augmenter le coût de production.

Utiliser le nucléaire comme moyen de flexibilité est un choix « politique », qui a pour conséquence d'en sous-utiliser les potentialités « techniques ». Comme je le relevais, comme l'ADEME l'indiquait dans ses trajectoires 2020-2050, comme PhQ&BS eux-mêmes le soulignent dans leur travail et comme les scénarios de RTE viennent de le montrer avec une très grande clarté (cf. dans la Figure 1, ci-dessus, les différentiels de coûts de flexibilité), cela a, en revanche, un avantage : fortement limiter les coûts de flexibilité. En effet, outre ce qui a été dit

précédemment de l'adaptation des réseaux, le développement des EnR rend nécessaire de mettre en place des capacités supplémentaires de production et de stockage, ce qui est très coûteux, plus coûteux, *in fine*, que l'utilisation de la flexibilité du nucléaire, qu'il soit historique ou nouveau. J'entends bien qu'en la matière la rationalité économique n'est sans doute pas le critère déterminant, ce n'est pour autant pas une raison pour que les économistes eux-mêmes la malmènent outre mesure.

5 février 2022

Jacques Rigaudiat est conseiller maître à la Cour des comptes. Derniers ouvrages publiés : *La dette arme de dissuasion sociale massive*, Éditions du Croquant, 2017 ; *Cette Europe malade du néolibéralisme* (en collaboration), Les Liens qui libèrent, 2019 ; *Quoi qu'il en coûte, Sortir la dette des griffes de la finance* (avec J.-M. Harribey, et P. Khalifa), Textuel, 2022.

Notes

[1] Ph. Quirion, B. Shirizadeh, « [Les scénarios énergétiques en débat](#) », *Les Possibles*, N° 30, Hiver 2021.

[2] J. Rigaudiat, « [Trois regards pour une transition](#) », *Les Possibles*, N° 29, Automne 2021.

[3] « [Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050](#) », Enedis, avril 2021. Rapport en ligne sur le site d'Enedis.