

Le 22 septembre 2021

Recommandé avec
Accusé de Réception

Monsieur Xavier PIECHACZYK
Président du Directoire
Réseau de Transport de l'électricité
Immeuble Window
7, Place du Dôme
92073 La Défense cedex

Monsieur le Président,

Je vous remercie pour votre réponse du 6 septembre à mes courriers du 3 juin et du 18 août derniers. L'analyse de votre courrier à laquelle les experts de PNC-France ont procédé révèle cependant une accumulation d'affirmations largement contestables, voire inexactes, et une forme d'aveuglement que les inquiétudes récemment exprimées par plusieurs hauts responsables ne semble pas ébranler.

En premier lieu, votre réponse s'appuie notamment sur le respect par RTE du critère de sécurité d'alimentation défini par une durée moyenne de défaillance de trois heures par an pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Je vous saurais gré de vous reporter à l'analyse exposée en Annexe 1 au présent courrier qui démontre le caractère obsolète et inadapté de ce critère en raison du développement de l'intermittence en France et en Europe.

La décision de RTE de s'en tenir à ce critère crée une situation particulièrement préoccupante sur la probabilité d'occurrence d'une insuffisance de moyens de production. Qui portera la responsabilité en cas d'incidents graves ? Il n'est pas question ici de désigner par avance des coupables, mais de faire en sorte que les décideurs soient pleinement conscients des décisions qu'ils prennent et de leurs conséquences sur l'équilibre du réseau.

Je considère que cette situation doit être clarifiée au plus vite et qu'en vous réfugiant comme vous le faites dans un rôle d'exécutant d'une réglementation dépassée, vous n'assumez pas vos responsabilités au regard du Code de l'énergie. Ce code inclut d'évidence **le devoir d'alerter les pouvoirs publics dans tous les domaines et seul RTE dispose des compétences pour proposer** au ministère un nouveau critère sur lequel les pouvoirs publics pourront se prononcer.

Ce nouveau critère devra notamment permettre aux pouvoirs publics de décider du nombre et du type de consommateurs qui devront être privés d'électricité en cas d'offre insuffisante, que ce soit de façon ciblée, « tournante » avec répartition dans la durée de la pénurie, voire au pire incontrôlée. Ces informations auront à être connues des usagers et des décideurs politiques, car ils auront à en assumer les conséquences sociales et politiques.

En second lieu, je vous invite à reprendre la réflexion sur l'optimisation économique des investissements à effectuer. Certes, il est légitime ne pas les gaspiller. Néanmoins, le système électrique est appelé à devenir la source d'énergie finale dominante du pays et la continuité de l'alimentation va devenir de plus en plus vitale pour le pays. Un manque d'électricité, qui affectera de plus en plus profondément la vie du pays entraînera des conséquences, notamment économiques et sociales, sans commune mesure avec les économies que l'on pourra faire sur

les moyens de production d'électricité pilotables en cherchant à dimensionner au plus juste leur capacité.

C'est donc une vision systémique globale de l'économie du pays qui doit prévaloir dans la définition des marges de sécurité du système électrique, et non plus seulement l'optimisation propre du système. Ceci d'autant plus que des surcapacités pilotables (les seules qui soient à la fois décarbonées et à la bonne échelle en l'état actuel des connaissances étant nucléaires et hydrauliques) auront toutes chances de pouvoir être rentabilisées grâce aux exportations vers des pays voisins qui s'acheminent à grands pas vers des pénuries d'électricité.

Si vous rappelez que le rôle du nucléaire est très positif sur l'équilibre de notre balance commerciale, nous ne nous souvenons pas vous avoir entendu protester contre les arrêts des réacteurs et Fessenheim et vous conviendrez que prendre des marges sera dans tous les cas une opération sans regrets.

Soucieux du climat et de la défense de l'économie française, il convient de garder à l'esprit que les équipements renouvelables sont massivement importés, que le marché de l'électricité est de plus en plus aux mains de revendeurs, de toutes nationalités, sans aucune responsabilité sur la stabilité du système électrique et que le maintien de l'ARENH au même tarif depuis 10 ans a dépouillé EDF de l'essentiel de ses capacités d'investissement dans le nucléaire. Que dire encore de l'étude de Savoie Nova/RTE de 2020 qui montre que l'application de la PPE 2023/2028 au secteur électrique, avec un coût estimé à 140 milliards engagés, ne réduira que de 2,2 % les émissions de CO2 du pays ?

En troisième lieu, il m'importe d'évoquer l'évolution de la consommation d'électricité. Vous écrivez : *« C'est le cas de la prévision de consommation puisque celle-ci s'est effectivement stabilisée depuis plusieurs années et a même décru (avant la crise sanitaire) »*.

Outre que cette consommation passée a décru de façon marginale, je me permets d'attirer votre attention sur le fait que ce n'est pas le sujet : le vrai sujet réside dans les prévisions de consommation retenues par RTE aux horizons 2030 et 2050, qui sont dans les deux cas minimalistes : une quasi-stagnation d'ici 2030 est en effet semble-t-il prévue et l'hypothèse de consommation de la SNBC (630 TWh) a été très peu augmentée à 645 TWh pour 2050.

L'hypothèse centrale retenue par RTE d'une augmentation de seulement 30 % de la production française d'électricité, soit de 6 % de la consommation totale d'énergie finale de 2019, ne pourra suffire, et de loin, à compenser la perte des deux tiers de cette énergie encore fournis par les combustibles fossiles. Faut-il rappeler que l'Allemagne prévoit une augmentation de sa consommation d'électricité de 70 % d'ici 2045, et le Royaume Uni un accroissement du même ordre ?

Vous ne pouvez ignorer que l'Académie des sciences prévoit entre 800 et 900 TWh, que l'Académie des technologies parvient à 840 TWh et que les experts de plusieurs associations, dont PNC-France, arrivent à des valeurs qui se situent tout à fait dans ces mêmes ordres de grandeur. RTE a certes étudié marginalement plusieurs variantes, dont la plus élevée, « Hydrogène + » peut atteindre 770 TWh, mais sans remettre en cause ses scénarios de référence. Il manque à l'évidence des combinaisons réalistes de ces variantes car elles peuvent cumuler leurs effets, ce que révèle les études des Académies.

On ne peut donc que regretter qu'une combinaison réaliste de ces variantes n'ait pas constitué d'emblée un scénario de base étudié en profondeur par RTE, plutôt que de simples variantes qui seront semble-t-il moins approfondies. Si depuis juin 2021, comme vous le dites, des études sur des scénarios nucléaires qui s'éloignent de ceux de la SNBC ont été engagées, trop tardivement, elles avaient de longue date été recommandées par de nombreux experts qui mettaient en cause le sérieux de vos scénarios de référence.

Les prévisions de consommation étonnamment basses issues de la SNBC viennent d'ailleurs d'être publiquement remises en cause à la fois par le Directeur Général de l'Energie et du Climat (DGECC) au Ministère de la Transition énergétique qui prône maintenant une consommation de l'ordre de 700-750 TWh en 2050 et par le Président Directeur Général d'EDF, qui a pris la même position. Hasards du calendrier ? Sans doute pas...

Le code de l'énergie ne vous interdisait certes pas une grande liberté d'investigation et face à cet immense défi, les mesures prises par RTE, vraisemblablement sous l'influence d'injonctions politiques, n'ont pas encore été à la hauteur voulue pour la sauvegarde de l'intérêt supérieur du pays. Soyez assuré que PNC France est et restera vigilant sur l'évolution des dispositions prises pour assurer la mise à niveau des capacités de production pilotables et garantir la disponibilité d'un service public de l'électricité tel que défini par la loi du 6 février 2000. Satisfaire la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des services publics et de l'économie du pays tout au long de la trajectoire vers 2050 est vital. C'est même un enjeu de civilisation.

La tempête dangereuse qui se lève sur les prix de l'énergie en Europe était prévisible dès lors que l'on diminuait de façon importante les capacités installées de production pilotables d'électricité. Cette voie conduit inéluctablement vers une insuffisance de production liée aux aléas météorologiques qui contribue à l'explosion des prix. Nous y sommes plus tôt et plus brutalement que prévu. Face à un tel défi énergétique, il y a 50 ans fut lancé le plan Messmer de construction d'un parc nucléaire assurant notre indépendance énergétique. Une réussite admirée dans le monde. Alors que depuis trop longtemps la politique énergétique de la France, à laquelle vous avez participé, vise à affaiblir la filière nucléaire, l'heure est venue de regarder les réalités et les enjeux pour donner enfin l'alerte à l'exécutif afin qu'il prenne des décisions impérieuses et sans cesse remises pour préserver la filière nucléaire et préparer notre avenir énergétique. Il est déjà bien tard mais nos aînés ont démontré qu'avec du courage et de l'audace en s'appuyant sur la science rien n'était impossible.

Je reste à votre disposition, avec le Collège d'experts de PNC-France, pour accompagner vos équipes dans les nécessaires réflexions à conduire, et je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes salutations distinguées.

Bernard ACCOYER

Président de PNC-France

Annexe 1

Le Critère de sécurité d'alimentation.

Dans son courrier, RTE justifie sa position en s'appuyant notamment sur le respect du critère de sécurité d'alimentation défini par une durée moyenne de défaillance de trois heures par an pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Le Président de RTE écrit à ce sujet :

« Ce critère n'est pas nouveau : il était déjà utilisé par EDF avant la libéralisation du secteur, ce qui montre que hier comme aujourd'hui, le niveau cible de sécurité d'approvisionnement a toujours eu pour objectif de concilier la nécessité d'alimenter les consommateurs et la volonté d'y parvenir à un coût maîtrisé. Il n'est donc pas exact de considérer que les standards actuels seraient, par nature, différents de ceux d'hier ».

Cet argument ne résiste pas à l'analyse et RTE ne peut l'ignorer: ce critère de sécurité a été historiquement élaboré à une époque où le réseau n'était alimenté que par des machines de production pilotables. Le risque était alors conventionnellement limité à la défaillance fortuite d'une ou quelques machines parmi les plus puissantes dont on connaissait les probabilités de défaillance. Le manque de production était alors défini et surtout limité en volume, ce qui permettait de dimensionner en conséquence les mesures palliatives (marges et réserves primaires, secondaires et tertiaires).

L'introduction massive de moyens intermittents éoliens et photovoltaïques a complètement changé la nature du risque de défaillance qui porte dorénavant sur les énergies primaires du soleil et du vent elles-mêmes. Or, ces énergies peuvent faire massivement défaut sur la quasi-totalité du territoire. Ce défaut de « mode commun généralisé » se manifeste quelles que soient les puissances installées (dizaines à centaines de GW) : la production photovoltaïque est nulle la nuit et la production éolienne peut chuter à quelques % de sa puissance installée voire devenir presque nulle par manque de vent. La conséquence est donc tout autre : **la « profondeur » de la défaillance, des dizaines puis des centaines de GW, peut devenir extrêmement importante et le critère actuel est devenu inadapté car il ne qualifie pas le nombre de consommateurs privés d'électricité dans ces conditions.**

Cette conclusion majeure a été mise en évidence dans un rapport commun CGEDD-CGE de 2018 et est parfaitement identifiée par RTE dans son Bilan prévisionnel 2017 dans lequel on peut lire : *« Le nombre d'heures moyen de défaillance [...] constitue une information particulièrement imparfaite [...] Des différences considérables peuvent exister, par exemple sur la profondeur de la défaillance (c'est-à-dire sur le nombre de consommateurs concernés par la défaillance) alors même que le nombre d'heures moyen de défaillance demeure identique [...] Ceci peut être mis en perspective par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement actuel (un délestage d'une heure affectant quelques consommateurs et un délestage de la même durée portant sur un nombre significatif de consommateurs sont comptabilisés de la même façon) ».*

L'inadaptation du critère de sécurité de 3 h de défaillance est donc parfaitement connu de RTE et la phrase suivante extraite du courrier RTE : *« RTE [...] n'est pas en charge de déterminer [le critère]. Une fois le critère décidé, il est du devoir de RTE de le mettre en œuvre »* pose pour le moins question. En effet, comment RTE peut-il se satisfaire d'un critère qui ne donne pas aux pouvoirs publics, Gouvernement et Parlement, la pleine conscience de ce qu'ils sont censés avoir approuvé alors que la situation réelle a radicalement changé et les empêche de facto d'exercer leur responsabilité démocratique ?

On doit à la vérité de reconnaître que RTE met en œuvre des mesures complémentaires partiellement palliatives incluant des études additionnelles, des « stress tests » à partir de conditions météorologiques particulières, etc. mais il en résulte une situation malsaine de dilution des responsabilités respectives entre RTE et les pouvoirs publics qui est porteuse de grands dangers potentiels. Les conséquences économiques et sociales d'une insuffisance momentanée des capacités de production d'électricité exigent que cette situation soit clarifiée au plus vite et qu'un critère d'acceptabilité adapté et raisonnable soit redéfini en urgence

Le courrier RTE indique par ailleurs, à propos du critère de sécurité : « *La méthode probabiliste employée par RTE constitue la référence au niveau européen et s'applique à tous les Etats membres de l'Union européenne, y compris l'Allemagne* ».

Au vu de l'inadaptation actuelle de ce critère de sécurité aux taux élevés d'électricité intermittente, ce vers quoi s'achemine l'Europe à grande vitesse sous l'injonction de la Commission européenne, cette application n'a rien de rassurant. Elle constitue au contraire un facteur de risque supplémentaire évident. Il est possible que les instances gouvernementales allemandes utilisent ce critère, mais il ne fait aucun doute - de source sûre - que les quatre GRT allemands, homologues de RTE, continuent à utiliser la méthode déterministe en considérant que la puissance éolienne garantie, terrestre ET en mer, ne dépasse pas 1 % en ordre de grandeur.

Ce dernier sujet, celui de la disponibilité minimale de l'éolien sur laquelle on peut compter, amène en outre à s'interroger sur la déclaration de RTE selon laquelle : « *La fragilisation de la sécurité d'approvisionnement de la France n'a donc rien à voir avec la croissance des énergies renouvelables. Au contraire, le développement de l'éolien et du solaire a été, toutes choses égales par ailleurs, de nature à renforcer la sécurité d'approvisionnement ces dernières années* ».

Cette affirmation concerne le passé récent, pour lequel les contributions respectives de l'éolien et du photovoltaïque sont en tout état de cause restées très marginales (6,3 % et 2,3 % de la production en 2019, dernière année « normale »). Les véritables enjeux de sécurité concernent l'avenir, quasi-immédiat et plus lointain, si la contribution des énergies intermittentes devant lesquelles des puissances pilotables fortement décroissantes doivent s'effacer continue de s'accroître, conformément aux termes de la PPE actuelle.

Les évaluations de RTE sur la contribution de l'éolien semblent contradictoires au fil du temps. Dans son Bilan prévisionnel 2016, RTE indiquait en effet au paragraphe « *Sensibilité aux hypothèses de développement des énergies renouvelables* » : « *La sensibilité au rythme de développement des énergies renouvelables apparaît, quant à elle, du second ordre par rapport au facteur consommation. La très forte augmentation des capacités éolienne et photovoltaïque envisagée n'influe en effet que de manière très limitée sur le niveau de risque du pays. Ce résultat illustre le fait que la contribution de ces filières à la couverture de la défaillance ne permet pas de dégager de marges supplémentaires significatives, car le risque de défaillance reste concentré lors des pointes de consommation le soir en hiver* ».

Il est ici clairement affirmé que l'on ne peut pas compter sur l'éolien et le photovoltaïque pour assurer la sécurité du réseau lors des pointes hivernales de consommation, ce qui est frappé au coin du bon sens et est par ailleurs conforme au retour d'expériences des GRT allemands.

Dès 2017 cependant, les choses ont changé lorsque RTE a retenu l'hypothèse probabiliste (fondée sur les statistiques météorologiques d'un très grand nombre d'années) selon laquelle : « *Il y a 90 % de chances pour que le facteur de charge (FC) de l'éolien terrestre soit > 10 %* ». Cela signifie donc à contrario qu'il y aurait seulement 10 % de chances pour que ce facteur soit < 10 %.

Vérité en 2016, erreur au-delà ? Ce critère est en tout état de cause très insuffisant dans la mesure où les situations de « FC < 10 % » vont de 9,9 % à moins de 1 %, ce qui conduit à des puissances délivrées par les éoliennes très différentes selon que l'on se situe en haut ou

en bas de la fourchette, dès lors que les puissances éoliennes installées deviennent importantes.

Cette nouvelle approche statistique pose d'autant plus de questions qu'elle n'est pas cohérente avec les statistiques des productions réelles des éoliennes durant les 8 années allant de 2013 à 2020. Ces statistiques sont exposées en Annexe 2 au présent courrier. Elles indiquent que le facteur de charge de l'éolien est $< 10\%$ pendant environ 24% (et non 10%) du temps en moyenne durant ces 8 années, avec des variations annuelles modérées qui se situent entre un minimum d'environ 21% (en 2015) et un maximum d'environ 27% (en 2018).

Bien entendu, la moyenne statistique de 8 échantillons n'est pas rigoureusement comparable à une probabilité, mais l'écart devrait néanmoins être faible. Ici, il est très important (2,4 fois plus élevé) ce qui soulève pour le moins des interrogations importantes devant conduire à en comprendre l'origine.

En résumé, la contribution des éoliennes en cas de vents faibles est un sujet redoutable pour le système électrique, notamment lors des périodes de plusieurs jours consécutifs de vents faibles, périodes qui sont loin d'être rares et peuvent se produire chaque année à différentes saisons. Elles sont évidemment d'autant plus redoutables pendant les épisodes froids de forte consommation, quand la production photovoltaïque est faible à inexistante. Comment peut-on dans ces conditions accorder une valeur importante à l'éolien en termes de sécurité d'alimentation pour passer les pointes et compter sur cette production pour augmenter les marges à l'horizon 2030-2035 comme compte le faire RTE ?

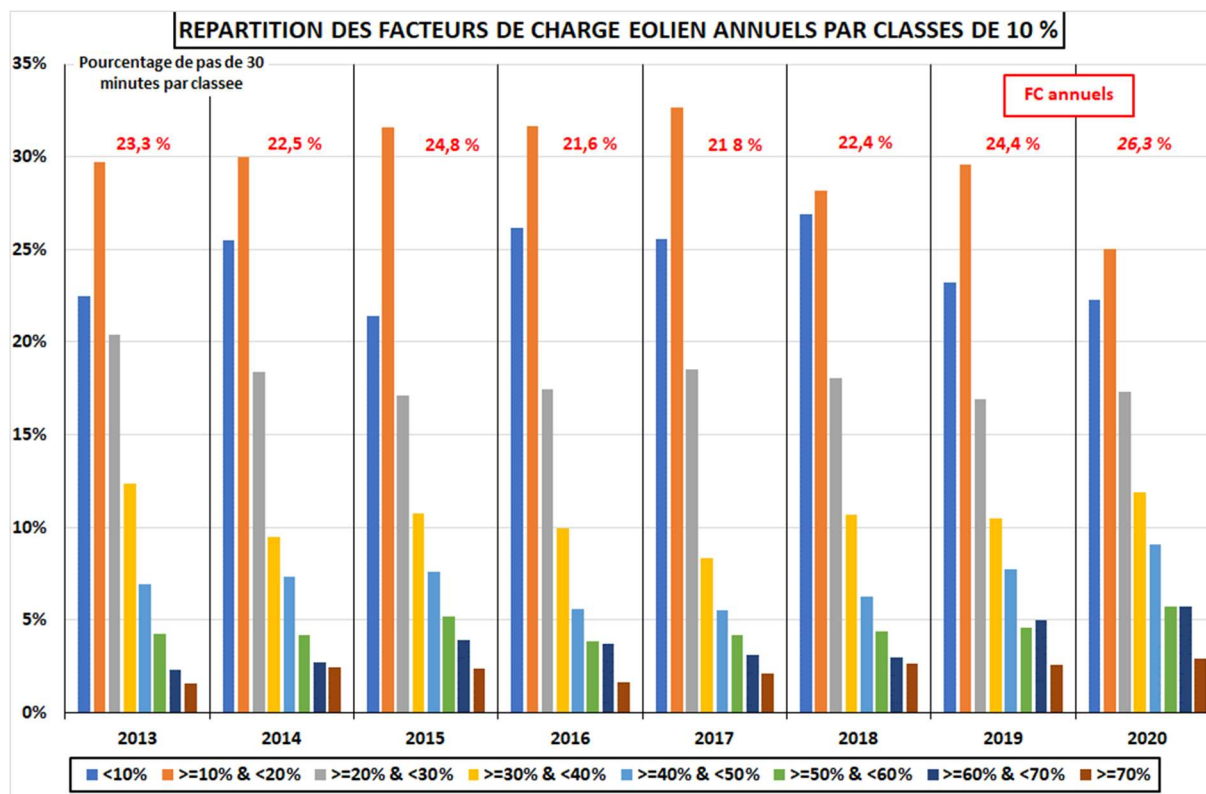
Les importations d'électricité des pays voisins, que vous évoquez également dans votre lettre, n'offrent pas davantage de garanties d'alimentation du pays. Au fur et à mesure que la puissance éolienne installée augmente en Europe, les conséquences des manques de vents communs à plusieurs pays à certaines périodes se manifestent de plus en plus profondément. Cette observation est bien sûr applicable également au solaire. Ceci dans un contexte d'attrition des moyens pilotables qui s'accélère au fil du temps. Miser sur la multiplication des interconnexions comme le fait RTE n'est pas sans intérêt mais trouve ses limites en termes de sécurité d'alimentation dans les limites des capacités de productions disponibles pour échanger entre pays. Cette perspective donne toute son importance à la capacité de chaque pays à assumer ses propres besoins en électricité, contrainte de souveraineté qui semble être oubliée dans le contexte de la multiplication des échanges européens.

§§§§§

ANNEXE 2

Analyse des facteurs de charge de l'éolien en France entre 2013 et 2020

Toutes les données ci-dessous sont issues des statistiques officielles de RTE au pas de 30 mn pour les années 2013 à 2020, soit 8 années au total. Elles sont représentées ci-dessous **par classes de 10 % de facteurs de charge (FC)** sous forme graphique (figure ci-dessous) et sous forme de valeurs numériques associées (tableau qui suit).



REPARTITION DES FACTEURS DE CHARGE EOLIEN ANNUELS PAR CLASSES DE 10 %								
Classes	<10%	>=10% & <20%	>=20% & <30%	>=30% & <40%	>=40% & <50%	>=50% & <60%	>=60% & <70%	>=70%
2013	22,5%	29,7%	20,4%	12,4%	6,9%	4,3%	2,3%	1,6%
2014	25,5%	30,0%	18,4%	9,5%	7,3%	4,2%	2,7%	2,4%
2015	21,4%	31,6%	17,1%	10,8%	7,6%	5,2%	3,9%	2,4%
2016	26,1%	31,6%	17,4%	9,9%	5,6%	3,9%	3,8%	1,7%
2017	25,5%	32,7%	18,5%	8,3%	5,5%	4,2%	3,1%	2,1%
2018	26,9%	28,2%	18,0%	10,7%	6,2%	4,4%	3,0%	2,6%
2019	23,2%	29,6%	16,9%	10,5%	7,7%	4,6%	5,0%	2,6%
2020	22,3%	25,1%	17,3%	11,9%	9,1%	5,7%	5,7%	2,9%
Moyenne	24,2%	29,8%	18,0%	10,5%	7,0%	4,6%	3,7%	2,3%
Ecart type	0,021	0,024	0,011	0,013	0,012	0,006	0,012	0,005
Ecart type / moyenne	8,5%	8,0%	6,3%	12,3%	17,3%	13,4%	31,9%	20,9%

Nous nous intéressons ici à **la classe des FC < 10 % qui représente les productions éoliennes les plus faibles** pour en examiner la fréquence annuelle (barres bleues de gauche dans la figure et première colonne de chiffres dans le tableau). Les valeurs en % du tableau représentent le cumul des occurrences de 30 mn < 10 % de FC, c'est-à-dire en fait la **durée annuelle durant laquelle le FC n'a pas dépassé 10 %**.

Les résultats pour ces 8 années peuvent se résumer comme suit :

* Les durées annuelles de FC < 10 % ont varié d'un **minimum de 21,4 %** du temps (en 2015) à un **maximum de 26,9 %** du temps (en 2018) pour une **moyenne de 24,2 %** du temps sur les 8 années,

* **L'écart type ramené à la moyenne de ces durées est relativement faible (8,5 %)** ce qui montre que le phénomène est à peu près reproductible d'une année sur l'autre en ordre de grandeur.

On retiendra donc la conclusion suivante :

De 2013 à 2020, le facteur de charge de l'éolien a été < 10 % pendant environ 24 % du temps en moyenne annuelle

La conséquence est majeure : ces résultats statistiques réels **ne valident pas** l'hypothèse probabiliste retenue par RTE selon laquelle « **Il y a 90 % de chances pour que le facteur de charge de l'éolien terrestre soit > 10 %** » ou dit autrement, qu'il y aurait seulement **10 % de chances pour que ce facteur soit < 10 %**.

On ne peut certes assimiler sans précautions un résultat statistique limité à 8 années à une probabilité établie sur un très grand nombre d'années comme RTE dit l'avoir fait, mais l'écart est ici beaucoup trop important (**≈ 24 % au lieu de 10 % soit un facteur de 2,4 !**) alors qu'il n'y a aucune raison de penser que les années 2013 à 2020 soient toutes exceptionnelles, sachant en outre qu'elles sont relativement semblables entre elles (voir ci-dessus).

De plus, **la fourchette des FC < 10 % va de 9,9 % à 1 % et moins. Or, les puissances éoliennes ne sont absolument pas les mêmes selon que l'on se situe en haut ou en bas de la fourchette**, ce qui implique des analyses beaucoup plus fines de cette classe de FC. Ont-elles été faites par RTE ?

Enfin, **les épisodes de plusieurs jours consécutifs de très faibles FC** sont à la fois redoutables et non rares : citons comme exemples celui du 1^{er} au 16 septembre 2020 et celui du 1^{er} au 8 janvier 2021 ainsi que des épisodes plus récents en juin et septembre 2021. **De tels épisodes posent des problèmes même en cas de consommations modérées** dans la mesure où la puissance éolienne est durablement très faible et doit donc être durablement compensée par des moyens pilotables et/ou des déstockages très importants d'énergie préalablement stockée, qui ne sont pas près d'exister (rappelons qu'en dépit de leur très grande utilité, les STEP stockent moins de 0,1 TWh).

§§§§§