

Les risques systémiques du tout [éolien + photovoltaïque] pour la sécurité d'alimentation en électricité du pays...

Résumé et conclusions

Le critère de défaillance du système électrique est fixé de manière probabiliste par une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures, ceci pour les seules raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Fort bien. A ceci près que la « profondeur » de la défaillance (c'est-à-dire l'écart de puissance manquant pour satisfaire la demande, exprimé en GW ou en % de la puissance installée, que l'on traduit aussi parfois approximativement en nombre de consommateurs affectés par la défaillance) n'est pas précisée : le critère s'applique aussi bien au délestage d'un seul consommateur qu'à celui... d'un million de consommateurs ! Comment dans ces conditions les pouvoirs publics peuvent-ils « *approuver* » un critère (ce qu'ils sont censés faire aux termes du Code de l'énergie) dont ils ne peuvent pleinement mesurer les conséquences concrètes, sociales, économiques et médiatiques ?

Un autre élément d'incertitude intervient : l'introduction croissante d'électricité éolienne et photovoltaïque, intermittente et aléatoire par nature. Quelle est dans ces conditions la puissance minimale garantie de ces filières ? Dans ses « Bilans prévisionnels annuels », RTE, après avoir considéré jusqu'en 2016 que « *la contribution de ces filières à la couverture de la défaillance ne permet pas de dégager de marges supplémentaires [de sécurité] significatives* », ce qui est tout à fait cohérent, considère depuis 2017 que la puissance minimale garantie des éoliennes terrestres « *a 90 % de chances d'être supérieure à 10 % de la puissance installée* » ! Valeur portée à... 20 % pour l'éolien en mer ! Cependant, une analyse approfondie des relevés de RTE et de son Bilan prévisionnel 2017 montre que cette estimation surévalue la puissance éolienne garantie de 9,7 % (de la puissance éolienne installée) ! Tout sauf négligeable...

En d'autres termes, l'approche probabiliste de RTE revient à... « jouer aux dés » la sécurité d'alimentation du pays ! Conclusion confirmée par les quatre gestionnaires de réseaux allemands (homologues de RTE) qui, instruits par une expérience beaucoup plus importante compte tenu de la taille du parc éolien allemand (quatre fois plus important que le parc français), adoptent une approche déterministe réaliste et prudente limitant la puissance garantie de leurs éoliennes, terrestres ET en mer, à 1 % seulement de la puissance installée de ces dernières. C'est le premier des risques systémiques du tout [éolien + photovoltaïque], résultant de l'absence quasi-totale de vent qui peut se manifester lors de certaines conditions climatiques défavorables, notamment lors d'anticyclones polaires hivernaux, alors que la consommation d'électricité est à son maximum...

Le deuxième risque systémique résulte de la fragilité des installations éoliennes et photovoltaïques en cas de tempêtes accompagnées de vents violents. Les éoliennes doivent dans un premier temps être arrêtées pour des raisons de sécurité, dès que le vent atteint des vitesses allant de 90 km/h à 115 km/h environ selon leur conception. Le risque est ici un déséquilibre brutal du réseau suite à l'arrêt soudain et quasi-simultané d'un grand nombre d'éoliennes, pouvant conduire potentiellement à un black-out s'il n'y a pas suffisamment de moyens pilotables capables de reprendre immédiatement la charge. Et pour des vents plus violents, tels que ceux observés durant les grandes tempêtes de décembre 1999, qui ont dépassé les 190 km/h à certains endroits, c'est la résistance physique au vent des installations elles-mêmes (mâts d'éoliennes et panneaux photovoltaïques ancrés sur les toits ou au sol) qui pose question. Mais aucune étude globale ne semble avoir pris en compte ce risque systémique, qui pourrait pourtant avoir des conséquences durables en cas de destructions d'une partie importante des parcs éoliens et photovoltaïques.

Le troisième risque systémique résulte directement de la promotion aveugle (largement idéologique...) du tout [éolien + photovoltaïque] par la Commission européenne et de la mise en œuvre tout aussi aveugle de cette politique par un certain nombre de pays européens, situation porteuse de risques de mode

commun très importants au niveau de l'Europe toute entière : compte tenu des corrélations statistiques très fréquentes entre les productions éoliennes et photovoltaïques des différents pays d'Europe de l'Ouest, démontrées par de nombreuses études, les périodes de quasi-absence simultanée de production éolienne et/ou photovoltaïque dans plusieurs pays voisins sont loin d'être exceptionnelles. En pareils cas, les capacités habituelles de secours mutuel seront gravement affaiblies, voire deviendront inexistantes si la politique du tout [éolien + photovoltaïque] est poursuivie sans précautions. Et la multiplication des interconnexions entre pays n'y changera strictement rien, car il n'y aura alors RIEN à... échanger !!!

En conclusion, ces risques systémiques majeurs rendent le tout [éolien + photovoltaïque] intrinsèquement incapable d'assurer la sécurité d'alimentation en électricité d'un pays, en l'absence de capacités massives de stockage d'électricité, question sans solutions ni perspectives crédibles actuellement. Seuls des moyens pilotables de capacité suffisante peuvent donc garantir cette fonction. Mais peu d'entre eux sont à la fois non émetteurs de CO2 et technologiquement et économiquement matures : dans l'ordre décroissant des capacités de production, le nucléaire, l'hydraulique et la biomasse, les deux derniers étant limités en productible par la reconstitution annuelle naturelle des stocks d'énergie primaire (pluviométrie et croissance de la biomasse). SEUL le nucléaire a la capacité à la bonne échelle pour garantir la sécurité d'alimentation en électricité du pays, si l'on arrête par ailleurs l'ensemble des moyens pilotables carbonés.

Dans ce contexte, DIMINUER LA CAPACITÉ NUCLÉAIRE INSTALLÉE DIMINUE DE MANIÈRE TRÈS IMPORTANTE LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION DU PAYS PENDANT LES PÉRIODES LES PLUS CRITIQUES, QUI SE RENOUVELLENT TOUS LES HIVERS... Alors que les importations d'électricité vont par ailleurs devenir beaucoup plus INCERTAINES compte tenu des modes communs éoliens qui vont concerner une grande partie de l'Europe.

Un AUTRE RISQUE SYSTÉMIQUE se profile : l'AIE vient d'annoncer un risque majeur sur l'approvisionnement en pétrole du monde pour 2025, c'est-à-dire un risque très élevé de nouveau choc pétrolier. Croit-on sérieusement qu'on fera circuler nos TGV et autres trains électriques avec des éoliennes et des panneaux photovoltaïques qui ne produisent rien dès que le vent faiblit ou le soleil disparaît ? LA PLEINE CAPACITÉ NUCLÉAIRE DU PAYS EST UN ATOUT MAJEUR POUR FAIRE FACE À TOUT NOUVEAU CHOC PÉTROLIER DONT SEULES L'ÉCHÉANCE PRÉCISE ET L'AMPLEUR SONT ENCORE INCONNUES. VA-T-ON L'AFFAIBLIR ?

Sommaire

- 1 – Un critère de défaillance du système électrique ambigu qui ne donne pas aux pouvoirs publics une claire conscience des risques réels... (P.3)
- 2 – Les hasardeuses hypothèses de RTE sur la contribution de l'éolien à l'équilibre offre-demande... (P.4)
- 3 – Des risques systémiques nouveaux à l'échelle de... l'Europe entière ! (P.10)
- 4 – Seuls des moyens pilotables de capacité suffisante sont capables d'assurer la sécurité d'alimentation en électricité du pays (P.12)

Références (P.12)

1 – Un critère de défaillance du système électrique ambigu qui ne donne pas aux pouvoirs publics une claire conscience des risques réels...

Ce critère de « défaillance », fixé par voie réglementaire, est défini dans le code de l'énergie (articles L. 141-7 et D. 141-12-6) comme suit :

« Le critère de défaillance du système électrique [...] est fixé à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité »

Il est important de noter que ce critère **concerne exclusivement l'équilibre offre-demande**, donc ne prend pas en compte les **autres défaillances possibles du système électrique** (essentiellement, pertes de lignes en cas d'orages violents ou tempêtes de grande intensité et ampleur géographique) qui viennent donc se rajouter au déséquilibre offre-demande.

RTE est responsable de la mise en œuvre de ce critère, réputé être « approuvé » par les pouvoirs publics selon le Code de l'énergie. C'est là que surgit une difficulté évidente : **les pouvoirs publics peuvent-ils réellement « approuver » un critère dont ils ne mesurent pas pleinement les conséquences concrètes ?** Et pour cause : comme le souligne très justement un rapport récent commun (février 2018) du CGE et du CGED **[1]** ce critère est ambigu car **incomplet**. Il y manque en effet notamment une donnée pourtant essentielle : la « **profondeur** » de la **défaillance**, mesurée par la puissance manquante pour réaliser l'équilibre, qui conditionne concrètement l'ampleur des coupures (ciblées, tournantes ou incontrôlées).

Même si la pratique a semble-t-il longtemps consisté à considérer que ce critère n'était pas respecté **dès qu'au moins un consommateur** subissait une coupure d'alimentation de plus de trois heures annuelles, la définition ci-dessus laisse en réalité la porte ouverte à une interprétation beaucoup plus large, impliquant un grand nombre de consommateurs. Dans son Bilan prévisionnel 2017 **[3]** RTE le reconnaît d'ailleurs clairement :

« 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 (P 137/424) [...] 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) » (P140/424).

Nul besoin d'être un expert du domaine pour comprendre que cette situation a deux conséquences majeures :

* D'abord, et **contrairement à ce qui est écrit dans le Code de l'énergie (cf. ci-dessus), elle ne donne pas aux pouvoirs publics une claire conscience des risques réels qu'ils sont censés assumer concernant la sécurité d'alimentation du pays,**

* Ensuite, elle ouvre la porte à des conséquences concrètes totalement différentes en termes de conséquences réelles : mettre dans le noir pendant 3 heures annuelles un seul consommateur ou plusieurs centaines de milliers de consommateurs n'a évidemment rien de commun, ni en termes d'impacts réels, ni médiatiquement !

Le rapport **[1]** précité recommande donc à très juste titre une nouvelle formulation du critère de sécurité et fait des propositions dans ce sens.

2 – Les hasardeuses hypothèses de RTE sur la contribution de l'éolien à l'équilibre offre-demande...

➤ Les analyses de RTE issues de son Bilan prévisionnel 2017

RTE rappelle d'abord justement en [3] (P 195/424) : « **La corrélation entre les épisodes de vent faible et de forte consommation constitue un facteur de risque** » et en tire la conséquence compte tenu de la très grande capacité éolienne postulée dans les différents scénarios étudiés : « **L'équilibre offre-demande durant les situations de consommation forte repose nécessairement sur une contribution de l'éolien** ».

En clair, RTE écrit qu'en cas de forte consommation, l'équilibre offre-demande de ses scénarios ne peut être satisfait s'il n'y a pas de... vent ! C'est pourtant un évènement qui n'est pas improbable, les épisodes de grands froids, qui s'accompagnent toujours d'une très forte demande, pouvant précisément être **corrélés à une quasi-absence de vent**, en particulier lors de certaines conditions anticycloniques polaires hivernales ! Ce qu'écrit par ailleurs RTE.

RTE conclut pourtant que la **puissance garantie des éoliennes terrestres « a 90 % de chances d'être supérieure à 10 % de la puissance installée »**, valeur portée à... **20 % pour l'éolien en mer !** Sur quelles bases ? On trouve en [3] (P 196/424) des courbes de corrélation entre la **vitesse du vent** et la **température** établies sur la base de 1 000 combinaisons simulées à partir de 200 scénarios climatiques fournis par Météo France. Ces courbes de corrélation montrent trois zones de couples températures/vitesses de vent dont les caractéristiques sont résumées dans le tableau suivant :

Zones de températures (°C)	- 11 à 0	0 à 20	20 à 36
Plages de vitesses de vent associées (m/s) :	(Sans objet ici)	(Sans objet ici)	(Sans objet ici)
Vitesses maximales	(Sans objet ici)	(Sans objet ici)	(Sans objet ici)
Vitesses moyennes	≈ 5 à 6	≈ 6 à 7,7	≈ 4 à 6
Vitesses minimales	≈ 1,7 à 2,8	≈ 1,7	≈ 1,7 à 3,1

Quelles sont les **puissances éoliennes que l'on peut obtenir pour ces différentes vitesses de vent** ? Il faut pour cela se référer à la loi générale de puissance des éoliennes, de la forme : $P = k \times V^3$ le coefficient **k** étant calculé avec les conditions aux limites suivantes, P étant exprimé en % de la puissance nominale :

* P = 0 si V < 2,5 m/s (9 km/h) environ,

* P = 100 quand V atteint environ 14 m/s (≈ 50 km/h) la puissance de l'éolienne restant ensuite constante (pour des raisons de dimensionnement interne) lorsque les vitesses de vent augmentent jusqu'à la vitesse d'arrêt de sécurité (≈ 90 à 110/115 km/h selon la conception de l'éolienne et son dimensionnement).

Sur ces bases, la puissance délivrée par une éolienne (en % de sa puissance nominale installée) s'exprime alors par la relation : $P \approx 0,03645 \times V^3 - 0,57$

Ce qui conduit aux puissances délivrées indiquées dans le tableau suivant :

Zones de températures (°C)	- 11 à 0	0 à 20	20 à 36
Plages des puissances éolienne associées (% de Pn) :			
Aux vitesses moyennes	≈ 4 à 7 %	≈ 7 à 16 %	≈ 1,8 à 7 %
Aux vitesses minimales	< 0,3 %	≈ 0	< 1,1 %

Ces résultats appellent plusieurs remarques :

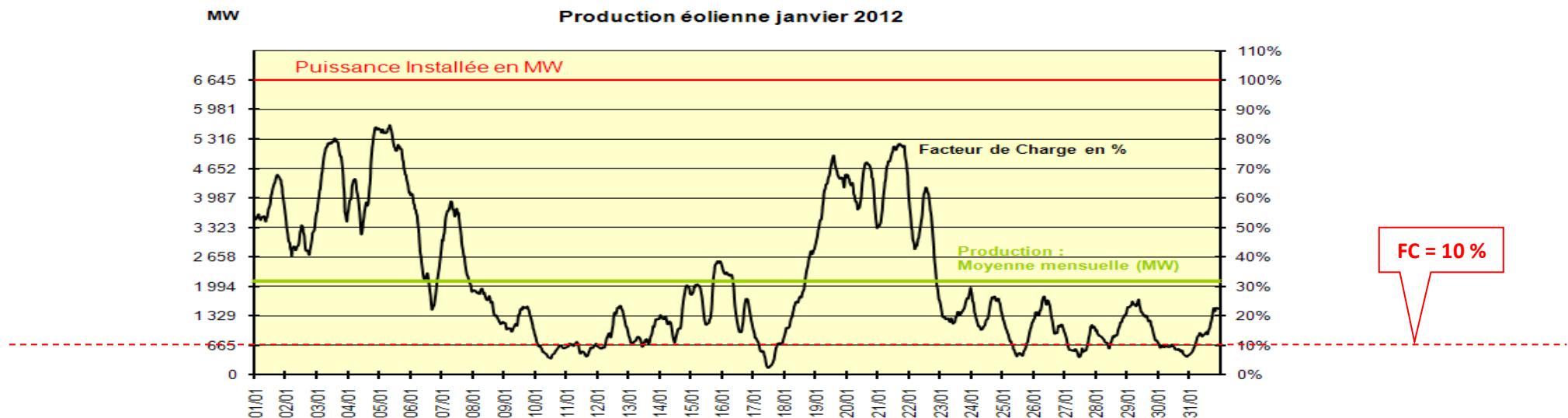
* Les « **10 % de puissance minimale garantie à 90 % de chances** » annoncés par RTE pour les vitesses moyennes de vent se retrouvent bien sur la **totalité** de la plage de températures, allant de **- 12 °C à + 36 °C**. Une vitesse moyenne de 6,2 m/s cohérente avec la figure précitée étant en effet suffisante pour les atteindre. Mais une valeur moyenne sur une plage aussi large **ne permet pas de conclure pour la zone la plus froide**,

* En effet, **les vitesses moyennes de vent dans la zone critique des températures les plus basses (entre 0 et - 11 °C environ) ne permettent d'obtenir au mieux qu'entre 4 et 7 % de la puissance installée**. Ce qui représente **un déficit de puissance compris entre 6 et 3 % par rapport à l'estimation moyenne de RTE**. Non marginal lorsque la puissance éolienne installée devient importante (1,5 à 3 GW pour une puissance installée de 50 GW...),

* Mais il y a plus : **prendre en compte les vitesses moyennes de vent qui n'ont qu'une valeur statistique par définition non garantie en lieu et place des vitesses minimales qui seules sont conservatives, revient à « jouer aux dés » la puissance minimale garantie affectée au parc d'éoliennes. Le risque pris sur la fourniture, ou en d'autres termes la « profondeur » potentielle de défaillance (voir plus haut) résultant de l'approche de RTE atteint alors $10 - 0,3 = 9,7 \%$ de la puissance éolienne installée** (soit près de 1,5 GW avec la puissance installée actuelle et 5 GW pour une puissance installée de 50 GW, représentant l'alimentation de millions de consommateurs...)

➤ **La réalité des productions éoliennes hivernales enregistrées par... RTE**

- **Allure type de la production éolienne d'un mois d'hiver (Janvier 2012 - France entière - Source RTE)**



- **Facteurs de charge (FC) durant les mois d'hiver (2012 à 2017 - France entière - Selon courbes mensuelles RTE similaires à celles de janvier 2012 ci-dessus - Estimations approximatives à partir des courbes)**

Mois/Année	01/ 2012	12/ 2012	01/ 2013	12/ 2013	01/ 2014	12/ 2014	01/ 2015	12/ 2015	01/ 2016	12/ 2016	01/ 2017	Moyennes	Plages
Nb de fois FC < 10 %	5	4	4	6	5	5	6	4	5	12	9	≈ 6	4 à 12
FC min atteint	≈ 2 %	≈ 9 %	≈ 4 %	≈ 0,5 %	≈ 3 %	≈ 0,5 %	≈ 4 %	≈ 0,3 %	≈ 0,1 %	≈ 0,1 %	≈ 2 %	≈ 0,3 %	0,1 % à 9 %
Durée max continue FC < 10 %	≈ 50 h	≈ 15 h	≈ 90 h	≈ 40 h	≈ 25 h	≈ 40 h	≈ 40 h	≈ 16 h	≈ 68 h	≈ 126 h (2)		≈ 51 h	15 h à 126 h
Cumul / mois FC < 10 %	≈ 125 h	≈ 40 h	≈ 125 h	≈ 80 h	≈ 90 h	≈ 90 h	≈ 110 h	≈ 36 h	≈ 114 h	≈ 200 h	≈ 136 h	≈ 104 h	≈ 40 h à ≈ 200 h
Durée cumulée en % avec FC < 10 % (1)	17 %	5 %	17 %	11 %	12 %	12 %	15 %	5 %	15 %	27 %	18 %	14 %	5 % à 27 %

(1) En % de la durée du mois = 744 heures ; (2) Episode ayant duré du 29 décembre 2016 au 3 janvier 2017

Plusieurs remarques peuvent être faites à propos des facteurs de charge **FC** observés durant ces mois de décembre et janvier :

- Ils descendent à **moins de 10 %** environ **6 fois/mois** en moyenne, avec une grande dispersion, entre 4 et 12 fois/mois. Ces valeurs sont **un indicateur de la grande variabilité de la production éolienne**, qui **chute fréquemment** à moins de 10 % de sa puissance installée,

- La valeur **moyenne** des **minima** atteints est de **0,3 %**, avec là encore une grande dispersion entre **0,1 %** (presque **0**) et 9 %. De plus, des valeurs **très faibles** (**≤ 0,5 %**) s'observent durant 5 mois sur 11, soit dans **près d'un mois sur deux** en moyenne. Ce qui montre **qu'il ne s'agit pas d'événements rares**, d'autant moins qu'ils peuvent se produire **plusieurs fois dans le même mois** (par exemple à 3 reprises en janvier 2016 et décembre 2016). Ces valeurs sont **dimensionnantes pour les moyens pilotables de secours nécessaires lors des pointes de consommation**,

- Les durées **continues** pendant lesquelles **FC < 10 %** sont en moyenne de l'ordre de **51 h**, soit **2 jours**, avec toujours une grande dispersion entre 15 h (une demi-journée environ) et **126 h** (un peu plus de **5 jours d'affilée**). Ces valeurs donnent une idée des **capacités de stockage qui seraient nécessaires...**

- Les durées **cumulées** dans un même mois pendant lesquelles **FC < 10 %** sont en moyenne de l'ordre de **104 h**, soit un peu plus de **4 jours**, avec toujours une grande dispersion entre 36 h (une journée et demi) et **200 h** (un peu plus de **8 jours au total** !). Ces valeurs donnent une idée des **capacités de stockage de longue durée qui seraient nécessaires, car plus les épisodes de manques sont nombreux et leurs cumuls mensuels importants, plus la reconstitution des stocks dans le même mois est difficile.**

En définitive, ces données réelles, toutes issues des statistiques publiées par RTE, jettent un doute supplémentaire sur la validité de la conclusion selon laquelle « *il y a 90 % de chances pour que le facteur de charge de l'éolien terrestre soit supérieur à 10 %* ». D'autant plus que l'on observe des valeurs de FC inférieures ou égales à 0,5 %, c'est-à-dire très faibles, près d'un mois considéré sur deux, ce qui qualifie des événements non exceptionnels !

➤ **Les évolutions des marges prises par RTE dans ses bilans prévisionnels successifs**

Dans son Bilan prévisionnel 2016 [2] RTE indiquait au § « **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 ».

On ne saurait être plus clair sur le fait 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** ! Cela, même si aucun chiffre n'est donné... qui aurait de toute façon peu d'intérêt eu égard à sa faiblesse. Les hypothèses de **10 %** et **20 %** mises en avant en 2017 apparaissent donc comme **totalem... contradictoires** avec ce qui était écrit en 2016 et avant. **Vérité en 2016, erreur au-delà ?**

Malgré cela, dans son Bilan prévisionnel 2018 [4] RTE persiste à octroyer une **valeur garantie implicite** aux productions éoliennes et photovoltaïques quand il écrit :

« Le développement des énergies renouvelables n'est pas uniquement une question de « verdissement » du mix : il s'agit d'un impératif en matière de sécurité d'approvisionnement ». Ceci étant précisé dans le contexte d'un système électrique « sans marge » entre 2018 et 2020 et dont les marges lors des hivers 2021-2022 et 2022-2023 sont censées s'améliorer mais dépendent, compte tenu de l'arrêt programmé des 3 GW de charbon d'ici 2022, de nombreuses conditions, notamment :

* *« La maîtrise de la consommation [qui] n'est pas une option »...* Problème : la consommation **ne se décrète pas**, elle se **constate** a posteriori et doit être **satisfaite** ! Et **rien ne dit** qu'elle va continuer à baisser compte tenu notamment de la numérisation annoncée de l'économie, de la souhaitable robotisation des usines, du développement de la voiture électrique, du développement des pompes à chaleur pour remplacer les moyens de chauffage au fioul ou au gaz émetteurs de CO₂, etc. que les progrès d'efficacité, indispensables par ailleurs, risquent d'avoir du mal à compenser...

* *« La fiabilisation du potentiel d'effacement de consommation [qui] n'est pas un objectif secondaire »* sachant que, comme le reconnaît RTE, ce dispositif a **très mal fonctionné** fin 2017/début 2018 pour des engagements non négligeables de **2,7 GW** : *« En 2017, plus des trois quarts des opérateurs d'effacement actifs ont été concernés par des défaillances d'ampleur significative lors des activations de leurs offres. Début 2018, des refus d'activation de l'ordre de 50 % de la capacité contractualisée ont été constatés »...* Question : peut-on considérer les effacements comme fiables dans ces conditions, même si RTE en « espère » des améliorations ?

* *« Le non allongement des visites décennales [du parc nucléaire actuel] [qui] suffit à fragiliser la sécurité d'approvisionnement lors des hivers 2021-2022 et 2022-2023 ».* Cette contrainte ne traduit-elle pas le fait qu'une **capacité nucléaire très importante** reste **absolument indispensable** à l'équilibre du réseau dans la mesure où tout retard de remise programmée de réacteurs sur le réseau est un élément de fragilité ?

* La transition entre l'arrêt de Fessenheim et le démarrage de l'EPR de Flamanville : **« Le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement sur tout l'horizon d'étude est facilité si les conditions cumulatives sont remplies : (i) la faculté de corrélérer la fin de l'exploitation de Fessenheim avec la mise en service de l'EPR, (ii) la possibilité de procéder à cette transition en dehors d'une période hivernale et (iii) la faculté de cantonner la période de chargement du combustible et de tests à la période estivale ».**

* La dépendance croissante aux pays voisins : **« À l'horizon 2022, dans un contexte de fermeture de 3 GW de capacités « pilotables » en France, le respect du critère réglementaire signifie une plus grande dépendance aux pays voisins »...** Les inquiétudes de RTE portent notamment sur l'Allemagne qui doit encore arrêter **9 GW de nucléaire d'ici 2022** ainsi que **plusieurs GW de charbon** (en cours de négociation) et sur la **Belgique** qui a prévu d'arrêter ses quelque **5 GW** de nucléaire d'ici 2025... On peut ajouter que l'Italie et le Royaume-Uni, pays traditionnellement fortement importateurs, ont des capacités de secours incertaines. Quant aux imports d'Espagne, ils sont limités par les faibles capacités des interconnexions France-Espagne...

Que conclure de cet ensemble de « conditions » ? De façon évidente, qu'elles ont **peu de chances d'être toutes satisfaites** et que l'on s'achemine en conséquence vers des **« marges » de sécurité qui ont de très fortes probabilités de devenir négatives durant les périodes très froides des 5 hivers à venir**, horizon du Bilan prévisionnel 2018. **Avec de probables conséquences sur la satisfaction de la demande...**

Tout cela par manque de capacités pilotables ! La fermeture de Fessenheim pour raisons purement politiques apparaissant dans ce contexte très tendu comme aberrante... D'autant plus que cette fermeture a de fortes chances de retarder l'arrêt de groupes thermiques fonctionnant au fioul, de faibles puissances unitaires mais représentant la puissance cumulée non négligeable de près de 2 GW en hiver, qui émettront donc plus longtemps du CO₂... dont on cherche par ailleurs à réduire les émissions !

➤ Les leçons des retours d'expérience étrangers

Elles concernent notamment l'Allemagne avec une extension à l'Europe. Rien de surprenant compte tenu de l'importance du parc éolien allemand, terrestre et en mer (plus de 56 GW à ce jour, soit **4 fois le parc français**, ce dernier ne comportant en outre que de l'éolien terrestre). De plus, comme le montrent de nombreuses études, notamment [5], les régimes de vent sont **statistiquement fortement corrélés** entre la France, l'Allemagne et les autres pays d'Europe de l'Ouest (seule l'Espagne fait exception, et **en partie seulement**, grâce à ses régimes propres de vents méditerranéens). Ce retour d'expérience peut donc être **approximativement étendu à la France de façon valide**. Deux conclusions majeures concernant l'Allemagne et l'Europe :

- Résultats d'études approfondies portant sur les valeurs garanties des productions éoliennes allemandes et européennes

On citera notamment à cet égard les études approfondies du **VGB Power Tech [6]**, association internationale des producteurs d'électricité, qui a publié une étude en deux parties, la première en 2017 portant sur l'Allemagne, la deuxième en 2018 étendue à l'Europe, cette dernière ayant fait l'objet d'une analyse dans le Blog d'Hartmut Lauer [7]. Les conclusions saillantes rapportées dans ce blog sont les suivantes :

* En dépit d'une puissance éolienne installée terrestre et en mer considérable, qui dépassait 56 GW fin 2017 en Allemagne, **« la capacité garantie lors des périodes de pointe a été de 158 MW en 2017, inférieure à 1% de la capacité installée et n'a guère évolué depuis 2010 malgré plus du doublement de la capacité installée ».** Et concernant la fréquence des épisodes de production d'éolien et de solaire quasi nulle, VGB identifie **« entre 2010 et 2016 environ 160 épisodes de 5 jours avec une production éolienne inférieure à 5 GW et pour chaque année un épisode de 10 à 14 jours de vents faibles ».**

Illustration concrète : **« Il y a eu lors de l'hiver 2016/2017 deux épisodes avec une production éolienne et photovoltaïque quasi nulle : 9 jours en décembre 2016 et 10 jours en janvier 2017 »**

* Au niveau de l'Europe cette fois, selon VGB, « **la production éolienne dans 18 pays européens peut temporairement baisser à 4% - 5% (6 - 8 GW) de la puissance installée (170 GW en 2017)** ». Résultat qui confirme pleinement ceux de l'étude [5] précitée.

VGB en conclut donc logiquement que « **l'éolien et le photovoltaïque ne seront pas en mesure d'assurer à eux seuls la sécurité d'approvisionnement en Europe occidentale. Compte tenu du stockage d'électricité de masse, encore largement hors de portée, techniquement comme économiquement, il faut aujourd'hui pratiquement 100 % de capacité de centrales conventionnelles en backup** ». On ne saurait être plus clair...

- **Choix prudents des quatre gestionnaires allemands de réseaux, homologues de RTE**

Ces choix sont cohérents avec les résultats des études ci-dessus : ils sont **déterministes** et non pas **probabilistes** comme ceux de RTE. Les gestionnaires allemands retiennent de facto une **puissance garantie** égale à **1 % de la puissance installée**, à la fois pour **l'éolien terrestre ET pour l'éolien en mer. Vérité en deçà du Rhin, erreur au-delà ?** Non, les régimes de vent sont très fréquemment largement corrélés des deux côtés [5] ! On peut supposer que ce choix prudent a pour but d'éviter un black-out généralisé, qui dépasserait d'ailleurs probablement les frontières de l'Allemagne et pourrait concerner une très grande partie de l'Europe. Rappelons qu'en novembre 2006, l'Europe entière est passée **extrêmement près d'un black-out généralisé** et qu'une quinzaine de black-out majeurs se sont produits dans le monde durant les 50 dernières années... Il ne s'agit donc pas de fictions.

➤ **In fine, des choix de RTE qui interrogent...**

Il résulte de tout ce qui précède que la prise en compte par RTE de **marges de sécurité non garanties** car fondées sur des **productions aléatoires**, augmente le niveau de risque de défaillance du système électrique, **au-delà de ce qui prévalait jusqu'à il y a peu (pratique de RTE antérieure à 2017)** et de ce que retiennent **d'autres gestionnaires de réseaux, les allemands notamment**. Pourquoi ? La question mérite pour le moins d'être posée en examinant les niveaux de risques ainsi pris. Deux niveaux peuvent être évoqués :

- **Celui des risques relativement fréquents mais aux conséquences limitées**

Le retour d'expérience du « presque black-out » européen de novembre 2006 a été pris en compte pour améliorer de façon importante les protections et procédures en France et dans tous les pays européens regroupés dans l'**ENTSO-E**, avec notamment la définition de mesures dites post-marché (appel aux gestes citoyens, interruptibilité, baisse de la tension, coupures momentanées, localisées et tournantes) ainsi que d'autres mesures plus techniques et organisationnelles. Toutes ces mesures devraient permettre d'éviter les aggravations de situations critiques. Cependant, **la réduction des marges de sécurité a de fortes chances de conduire à de nécessaires délestages, certes momentanés, localisés et tournants de consommateurs, mais qui pourraient se reproduire tous les hivers, voire plusieurs fois par hiver, précarisant la fourniture d'électricité par rapport à la situation actuelle. Qu'en penseront les consommateurs ?**

- **Celui du risque rare mais aux conséquences majeures : un black-out généralisé**

Même si sa probabilité est faible, pour les raisons explicitées ci-dessus, ce risque ne pourra jamais être exclu : la réduction des marges de sécurité en augmente la probabilité **dans les situations très tendues pouvant favoriser des défaillances en cascade** concernant non seulement les moyens de production mais les lignes de transport surchargées. **Or, un black-out aurait des conséquences réellement catastrophiques dans nos sociétés de plus en plus complexes et dépendantes de l'électricité** : de très nombreux accidents de personnes dont certains mortels, des désordres sociaux très probables (voir les émeutes lors des black-out de New-

York et de sa région), et bien sûr des dégâts et pertes économiques considérables. Pour la France, une journée ouvrée de black-out représente probablement un coût supérieur à 10 Mds€. **Les pouvoirs publics en sont-ils pleinement conscients ?**

3 – Des risques systémiques nouveaux à l'échelle de... l'Europe entière !

Outre les conséquences de l'intermittence proprement dite, le choix du tout [éolien + photovoltaïque] imposé par la Commission européenne méconnaît totalement un certain nombre de contraintes physiques réelles. En particulier les problèmes de **stabilité des réseaux qui apparaissent lorsque le taux d'électricité intermittente injectée devient trop important**, qui oblige à écrêter ces productions (si elles ne peuvent être ni stockées, ni exportées) afin de stabiliser le réseau. Mais le plus grave est que ce choix est en train de créer les conditions d'un **risque systémique météorologique de mode commun susceptible de plonger l'Europe entière dans le noir**.

Plusieurs types de risques sont à envisager si la plupart des pays étaient **massivement** alimentés par de l'éolien et du photovoltaïque dans le futur :

➤ Les risques liés aux insuffisances de vent et/ou de soleil

Le risque le plus important est ici celui d'un anticyclone polaire s'abattant sur une grande partie de l'Europe de l'Ouest en amenant des températures très froides, provoquant des pics de consommation d'électricité, situation pouvant perdurer pendant **plusieurs jours consécutifs**. Le vent peut alors devenir très faible dans la plupart des pays et les nébulosités et brouillards s'accumuler dans le ciel dans la journée, réduisant ou annulant la production photovoltaïque, même le jour. Éolien et photovoltaïque (sans même parler de la nuit pour ce dernier) ne produisent alors **pratiquement rien**. La perte de production est **massive** et multiplier la puissance installée de ces moyens ne sert strictement à rien dans ces circonstances : **quelques pourcents d'un parc installé même très important ne fourniront jamais une puissance significative !** C'est d'ailleurs exactement ce que démontrent les études précitées [5] et [6].

➤ Les risques liés aux vents violents lors de tempêtes de grande ampleur

Deux types de risques systémiques sont à envisager ici dans ces circonstances :

- **Le risque de perte brutale d'alimentation lié à la mise en sécurité des éoliennes et l'absence simultanée de photovoltaïque**

Ce risque résulte de l'impérieuse nécessité **d'arrêter préventivement** les éoliennes pour éviter leur destruction dès que le vent atteint une certaine vitesse (risques de contact entre les pales, très souples, et le mât et risques d'emballements incontrôlables). Cette vitesse de mise en sécurité est certes passée d'environ 90 km/h pour les premières éoliennes à 100 voire 110/115 km/h pour les éoliennes plus récentes, mais le problème n'en est que repoussé. Or, une telle mise en sécurité se manifeste par **l'arrêt brutal d'une grande partie de la production éolienne, qui passe de sa valeur maximale (le vent étant puissant) à 0 en quelques secondes**, alors que l'on a le plus besoin de puissance stable dans ces circonstances. De tels transitoires sont **très déstabilisants** pour le réseau et peuvent mener à un **black-out** s'il n'y a pas suffisamment de moyens **pilotables** en fonctionnement capables de prendre **immédiatement** le relais. C'est ce qui a été récemment observé sur le réseau d'Australie du Sud, qui a subi un effondrement complet (black-out) et plusieurs effondrements plus limités en quelques mois.

Quant au **photovoltaïque**, sans parler de la nuit, il ne produit rien non plus **sous les nuages sombres** et **sous les pluies intenses** qui accompagnent les tempêtes...

- **Le risque de destruction physique d'une partie des éoliennes et des panneaux photovoltaïques**

Une éolienne (arrêtée) est calculée pour résister à des vents bien supérieurs aux valeurs ci-dessus. Mais jusqu'à une certaine limite. Laquelle ? Peu d'informations publiques sont disponibles à ce sujet, mais tout semble indiquer que les éoliennes ne sont pas conçues pour résister, mâts compris, à des vents supérieurs à 180 km/h. Or, de tels vents ont été observés dans le passé, notamment lors des tempêtes de décembre 1999, **Lothar** (26 décembre 1999) qui a balayé le nord du pays sur une vaste zone s'étendant de la Bretagne à l'Alsace et **Martin** (27 et 28 décembre 1999) qui a balayé tout le Sud-ouest de la France sur une zone moins étendue mais avec des rafales supérieures à 190 km/h sur les côtes atlantiques. Météo France a par ailleurs relevé 30 tempêtes majeures de 1980 à 2017 (en 37 ans), ce qui n'en fait pas des événements rares...

Quant aux panneaux **photovoltaïques**, qu'ils soient installés en surimposition sur les toitures domestiques, sur les ombrières de parkings ou au sol, leur résistance aux vents violents a des limites : les panneaux se comportent en effet comme des ailes d'avions pour les vitesses élevées de vent et leurs supports peuvent ne pas résister pour des vitesses supérieures à leur vitesse de dimensionnement. Là encore, peu d'informations publiques sont disponibles, mais on peut **douter** que beaucoup de panneaux photovoltaïques résistent à des vents de plus de 180 km/h...

En d'autres termes, **les éoliennes et les panneaux photovoltaïques constituent probablement des moyens de production intrinsèquement fragiles face aux tempêtes de forte intensité**, contrairement aux moyens classiques : les centrales **hydrauliques** ou **nucléaires** sont pratiquement insensibles aux vitesses de vent les plus élevées compte tenu de leurs structures en béton extrêmement résistantes.

Or, on multiplie ces installations éoliennes et photovoltaïques dans le contexte d'un réchauffement climatique dont on commence à voir les premiers effets sur **l'aggravation de la violence des tempêtes** un peu partout dans le monde, compte tenu en particulier de l'élévation des températures des océans à la fin de l'été qui augmente l'évaporation, aggravant la puissance et la sévérité des cyclones, ouragans ou tempêtes selon les diverses dénominations utilisées. L'Europe occidentale n'a aucune raison d'y échapper, avec à la clé une **augmentation des risques de destructions massives de champs entiers d'éoliennes et/ou de grandes fermes solaires les rendant indisponibles pour de longs mois, voire années, car impliquant des reconstructions**. Et si l'on se réfère au passé récent, la reproduction de tempêtes de la violence et de l'étendue géographique de **Lothar** et **Martin** n'est pas une fiction...

Qu'advierait-il des installations actuelles et futures en cas de reproduction de tempêtes d'intensités et ampleurs comparables, voire supérieures ? Aucune étude globale ne semble avoir pris en compte ce type d'événement d'un point de vue systémique sur la sécurité d'alimentation en électricité du pays... Il y a donc là une incertitude majeure. Peut-on en rester là ?

➤ **Une conséquence de mode commun à l'échelle de l'Europe : la réduction des capacités de secours mutuel entre pays européens !**

Le **recours massif à l'éolien et au solaire photovoltaïque** aveuglément prôné par la Commission européenne et tout aussi aveuglément mis en œuvre par un certain nombre de pays européens est **porteur de risques de mode commun** très importants **tant que des solutions de stockage de masse de l'électricité physiquement et économiquement viables n'existeront pas [8] : en effet, compte tenu des corrélations statistiques très fréquentes entre les productions éoliennes et/ou photovoltaïques des différents pays d'Europe de l'Ouest, attestées par de nombreuses études très sérieuses, notamment [5] et [6], les périodes de quasi-absence simultanée de production éolienne et/ou photovoltaïque dans plusieurs pays voisins sont loin d'être exceptionnelles.**

En pareils cas, les capacités de secours mutuel seront gravement affaiblies, voire deviendront inexistantes si la construction à tout va d'installations éoliennes et photovoltaïques se poursuit sans précautions. La multiplication des interconnexions n'y changera strictement rien, car s'il n'y aura alors RIEN à échanger !!!

4 – Seuls des moyens pilotables de capacité suffisante sont capables d’assurer la sécurité d’alimentation en électricité du pays

En résumé, les productions d’électricité éoliennes et photovoltaïques sont **non seulement intermittentes et aléatoires, mais également vulnérables aux aléas climatiques sévères : absence de vent et de soleil d’une part, vents violents lors des tempêtes d’autre part**. De plus, le tout [Eolien + Photovoltaïque] généralisé à l’échelle de l’Europe crée de **nouveaux risques de mode commun** affaiblissant les **capacités de secours mutuels entre pays**, qui sont à la base de **l’équilibre et de la sécurité** du réseau européen dans son ensemble.

La conclusion s’impose : **en l’absence de capacités massives de stockage d’électricité, sans solutions ni perspectives crédibles actuellement, la fuite en avant dans « toujours plus » d’éolien et de photovoltaïque détruit la sécurité d’alimentation en électricité des pays européens, que seuls des moyens pilotables sont capables d’assurer à condition d’en conserver suffisamment.**

Or, peu de ces moyens pilotables sont à la fois non émetteurs de CO2 et technologiquement matures : le nucléaire, l’hydraulique et la biomasse, les deux derniers étant limités en quantité d’électricité fournie par la reconstitution annuelle naturelle des stocks d’énergie primaire (pluviométrie et croissance de la biomasse). SEUL le nucléaire a donc la capacité à la bonne échelle pour garantir la sécurité d’alimentation en électricité du pays, si on arrête par ailleurs l’ensemble des moyens pilotables carbonés.

Dans ce contexte, DIMINUER LA CAPACITÉ NUCLÉAIRE INSTALLÉE DIMINUE DE MANIÈRE TRÈS IMPORTANTE LA SÉCURITÉ D’ALIMENTATION DU PAYS PENDANT LES PÉRIODES LES PLUS CRITIQUES, QUI SE RENOUVELLENT... TOUS LES HIVERS ! Alors que les importations d’électricité vont par ailleurs devenir beaucoup plus INCERTAINES compte tenu des modes communs éoliens qui vont concerner une grande partie de l’Europe.

Références :

- [1] Retour d’expérience des difficultés rencontrées pour la sécurité d’approvisionnement en électricité et en gaz durant l’hiver 2016-2017 – Evolution du critère de défaillance du système électrique et du critère de sécurité d’approvisionnement en gaz naturel – CGE (Conseil général de l’économie) et CGED (Conseil général de l’environnement et du développement durable) - 24/01/2018 - <http://cgedd.documentation.developpement-durable.gouv.fr/document.xsp?id=Cgpc-CGEOUV00247314>
- [2] Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France - ÉDITION 2016 - RTE
- [3] Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France - ÉDITION 2017 - RTE
- [4] Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France - ÉDITION 2018 - RTE
- [5] Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables - Par Hubert FLOCARD ; Jean-Pierre PERVÈS ; Jean-Paul HULOT - TECHNIQUES DE L’INGÉNIEUR - 10/10/2014
- [6] Wind energy in Germany and Europe - Status, potentials and challenges for baseload application : Developments in Germany since 2010 - By Thomas Linnemann and Guido S. Vallana - VGB Power Tech - Part 1 (08/2017) : https://www.vgb.org/en/studie_windenergie_deutschland_europa_teil1.html et Part 2 (11/2018) : https://www.vgb.org/studie_windenergie_deutschland_europa_teil2.html
- [7] Énergies renouvelables : de nombreux défis (16/11/2018) – Blog d’Hartmut Lauer : <https://allemagne-energies.com/energies-renouvelables/>
- [8] Le stockage de l’électricité, réalités et perspectives : opérationnel à petite et moyenne échelles, hors de portée à grande échelle... Par Georges Sapy - Site de « Sauvons le Climat » - 14/05/2018