

Jusqu'où peut-on insérer des énergies intermittentes¹ dans le réseau électrique ?

Georges SAPY, Patrick MICHAILLE²

1 – Les réseaux publics d'électricité

Rappelons qu'il existe 2 réseaux³ :

- Le réseau de transport haute (HT) et très haute (THT) tension est un réseau maillé qui relie les producteurs d'électricité. Il est géré en France par RTE (Réseau de Transport d'Électricité). Il est très fortement connecté au réseau européen, la France disposant de plus de 50 interfaces avec ses voisins.
- Le réseau de distribution moyenne (MT) et basse (BT) tension qui est géré en France par ENEDIS. C'était – avant l'introduction des EnRi – un réseau hiérarchisé, qui dessert le consommateur final.

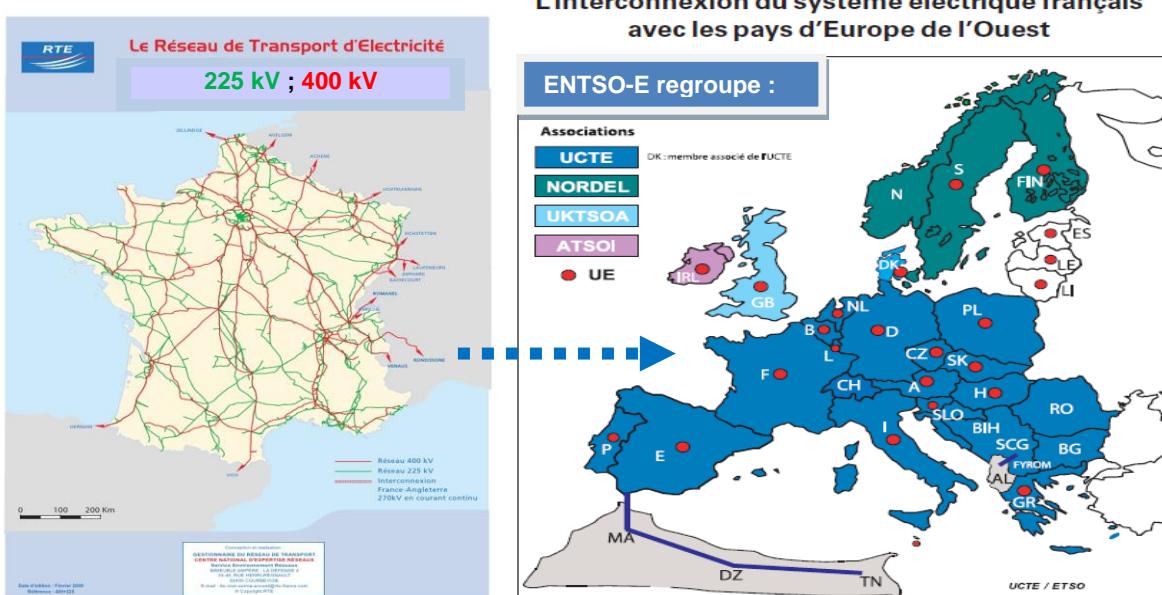
Les réseaux publics sont des outils de mutualisation, d'optimisation et de solidarité :

- Techniquement, ils servent à relier les producteurs aux consommateurs.
- Socialement, ils permettent de secourir les zones en déficit de production, comme la région PACA ou la Bretagne.
- Économiquement, ils permettent de faire une réduction d'un facteur 5 de l'investissement, grâce au foisonnement des consommations. En outre, la taille des moyens mis en œuvre est une source d'optimisation des coûts, tant en investissement qu'en exploitation.

2 – L'organisation du système électrique européen

Les producteurs, qui alimentent la plaque européenne, sont regroupés au sein de l'ENTSO-E⁴ (**Figure_1**) qui regroupe 34 pays interconnectés, ce qui donne au réseau une grande stabilité.

Par contre, un black out⁵ peut se généraliser à une grande échelle.



Réseau maillé (➔ sécurité d'alimentation), très fortement interconnecté à ses voisins

¹ EnRi : Energie(s) Renouvelable(s) intermittente(s)

² Texte rédigé d'après la conférence donnée par Georges SAPY à la SFEN/PACA, 9 novembre 2017

³ voir www.energetique.com art. N°35 : « Des smart grids, pour quoi faire ? »

⁴ ENTSO-E : European Network of Transmission System of Operators for Electricity

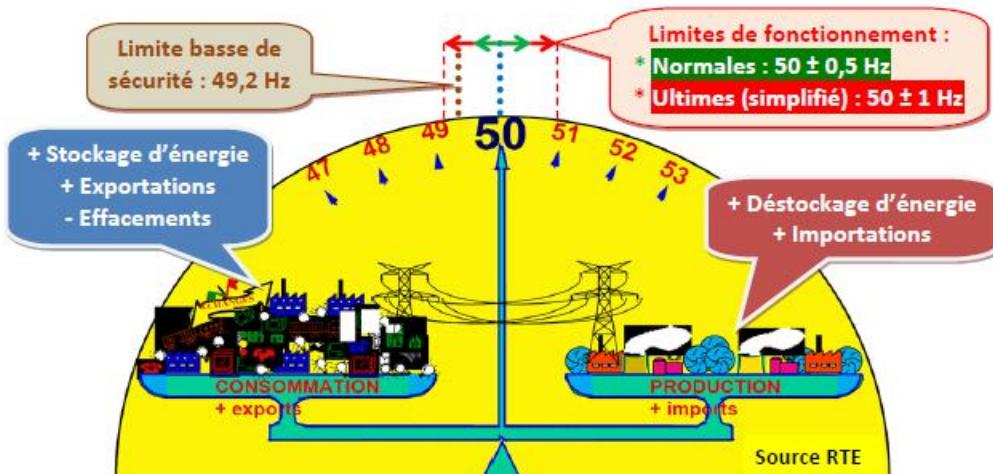
⁵ Black out : effondrement généralisé du réseau. Le coût d'une journée sans électricité est évalué pour la France à 7,6 Md€ (à comparer au coût de construction d'un EPR optimisé) ; Réf : Energie Institut, Johannes Kepler Universität, Linz, Autriche

3 – L'équilibre production – consommation

C'est une condition de fonctionnement du réseau : l'équilibre doit être réalisé instantanément sur l'ensemble du réseau.

Un indice du déséquilibre est la variation de la fréquence, qui est régulée en Europe à 50 Hz. La balance consommation – production (**Figure 2**) visualise une baisse de fréquence si la consommation l'emporte sur la production, et réciproquement. Les marges sont faibles : $\pm 0,5$ Hz en fonctionnement normal, avec des marges ultimes de $\pm 1,0$ Hz.

NB : Pour tenir compte de l'introduction des EnRi, l'ENTSO-E étudie la possibilité d'élargir un peu la norme : $50 \pm 1,0$ Hz en fonctionnement normal, avec un dépassement limité à 30 minutes.

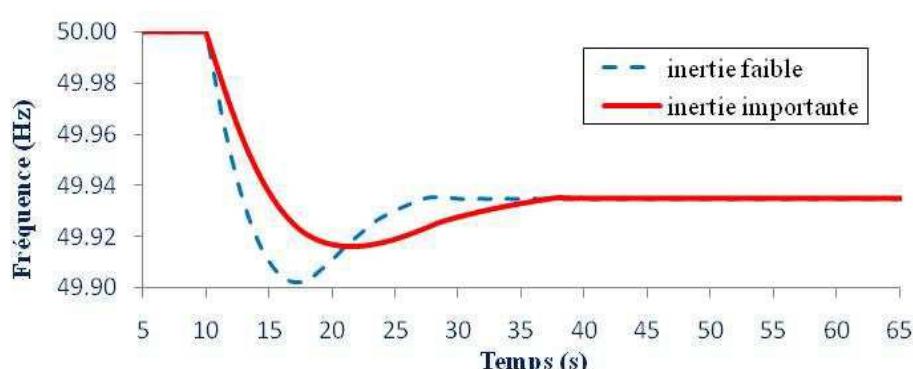


Comment tenir la fréquence à l'intérieur des marges autorisées ? La première rétroaction est obtenue par l'inertie des masses tournantes couplées au réseau. Ce sont, pour 80 %, les groupes turboalternateurs (GTA) de production d'électricité, mûs par la vapeur, le gaz ou l'eau ; et pour 20 % par les récepteurs (moteurs), essentiellement industriels.

Figure 3

Effet amortisseur de l'inertie sur la réponse du réseau en fréquence, dans le cas de la perte d'un moyen de production

(Source : EDF R&D)

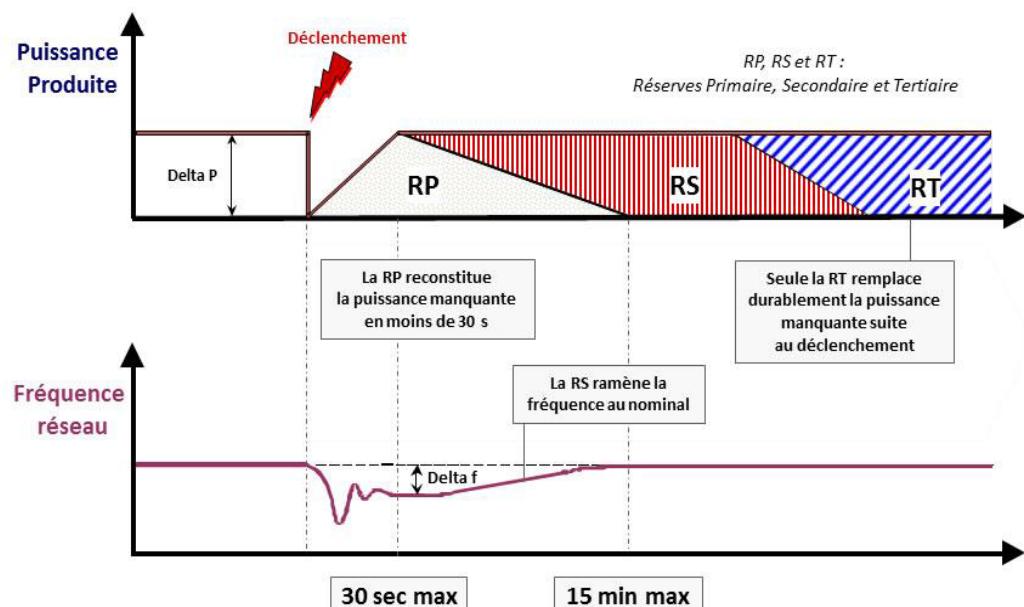


Au-delà, il faut rééquilibrer le réseau en faisant intervenir les réserves de puissance (RP) ; elles sont classées : primaire, secondaire, tertiaire. Les premières secondes sont fondamentales pour éviter le black out* ; aussi, la réserve primaire réagit en moins de 30 s, les premières 15 s étant cruciales, pour redonner de la puissance. La réserve secondaire prend ensuite le relais pour ramener la fréquence à sa valeur nominale de 50 Hz en moins de 15 min. Enfin, la puissance tertiaire reconstitue durablement les réserves primaires et secondaires, et permet aussi le suivi des grandes variations de charge.

Figure 4

Schéma d'évolution de la puissance produite et réponse en fréquence du réseau lors d'une perturbation d'équilibre.

(Source : RTE)

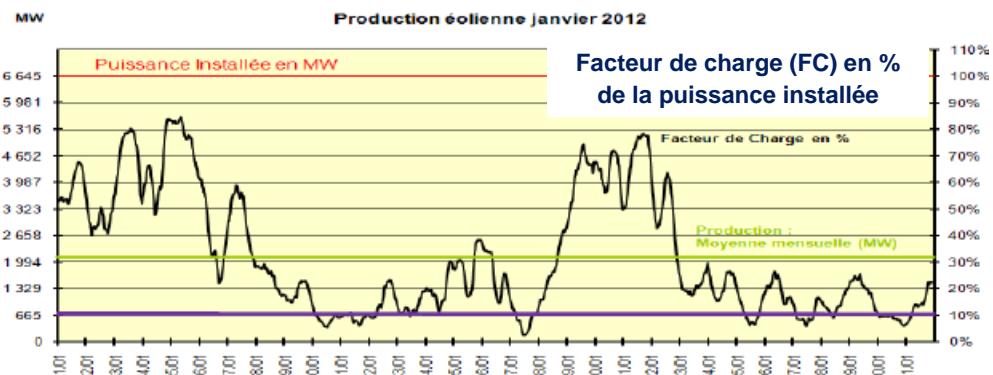


4 – L'intermittence des moyens électriques éoliens

Figure 5

Courbe de production éolienne en France typique d'un mois d'hiver (source : RTE) :

le facteur de charge FC⁶ ne dépasse guère 80 %, mais surtout il peut tomber très bas, bien en-dessous de 10 % !



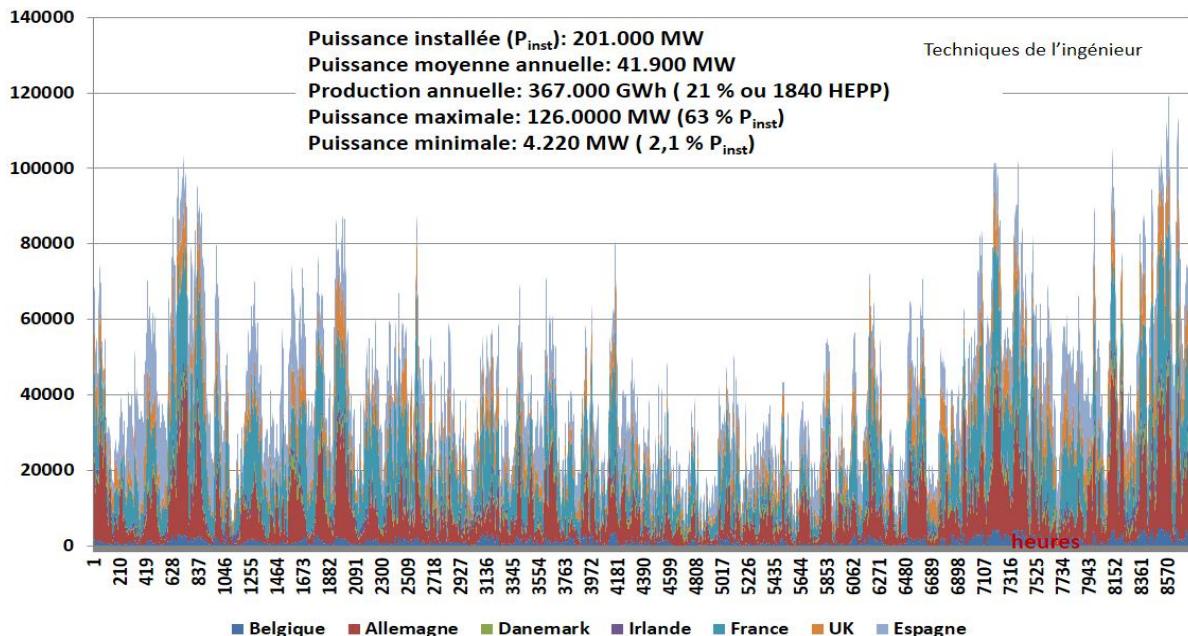
Le **Tableau 1** récapitule le nombre de fois où la puissance éolienne tombe à moins de 10 % de la puissance nominale pendant les mois de décembre et janvier, qui sont les mois de plus grande consommation d'électricité : on observe en moyenne 5 épisodes sans vent. Sur le mois, leur durée maximale atteint en moyenne près de 2 jours (43 h), et leur durée cumulée 4 jours (94 h). Et la puissance minimale de ces épisodes sans vent sur l'ensemble de la France continentale peut être aussi faible que 0,5 % – autant dire nulle.

Mois/Année	01/2012	12/2012	01/2013	12/2013	01/2014	12/2014	01/2015
Nb de fois FC < 10 %	5	4	4	6	5	5	6
Durée max FC < 10 %	≈ 50 h	≈ 15 h	≈ 90 h	≈ 40 h	≈ 25 h	≈ 40 h	≈ 40 h
Cumul mois FC < 10 %	≈ 125 h	≈ 40 h	≈ 125 h	≈ 80 h	≈ 90 h	≈ 90 h	≈ 110 h
FC min atteint	≈ 2 %	≈ 9 %	≈ 4 %	≈ 0,5 %	≈ 3 %	≈ 0,5 %	≈ 4 %

L'argument des supporters de l'éolien en Europe est que « *il y a toujours du vent quelque part ...* ». Cet adage relève du mythe. En partant de l'historique de l'année 2013 concernant la production des 7 pays d'Europe les plus équipés en éolien, situés sur la façade atlantique, les auteurs ont tracé l'histogramme au pas de 30 minutes de la production extrapolée à 2030, sur la base des puissances installées planifiées (200 GW).

⁶ FC : facteur de charge = énergie produite / énergie potentiellement générée à puissance nominale pendant la même période

La **Figure 6** montre la réponse sur une année entière (8760 h) : on voit l'extrême variabilité de la puissance fournie, la puissance minimale pouvant être aussi faible que 4 GW ($FC^* = 2\%$). Le FC ne dépasse pas 63 %, il est de 21 % en moyenne (c'est-à-dire qu'il faut suréquiper d'un facteur 5 pour obtenir la production annuelle visée). Ce résultat n'est pas surprenant : l'Europe n'est pas vaste en comparaison de l'étendue des phénomènes météorologiques ; les dépressions qui viennent de l'Atlantique, ou les anticyclones de Sibérie ou des Açores, la couvrent facilement, et ... ne s'arrêtent pas à la frontière !



5 – L'intermittence des moyens photovoltaïques (PV)

En ce qui concerne le soleil, la notion d'intermittence est plus intuitive : on ne s'attend pas à ce qu'il y ait du soleil la nuit, ni par temps de pluie ou de brouillard ! Si la production des panneaux PV⁷ suit une belle courbe de Gauss par temps ensoleillé, atteignant au midi solaire 100 % de la « puissance-crête » (Pc⁸), il n'en est pas de même par temps instable ou nuageux.

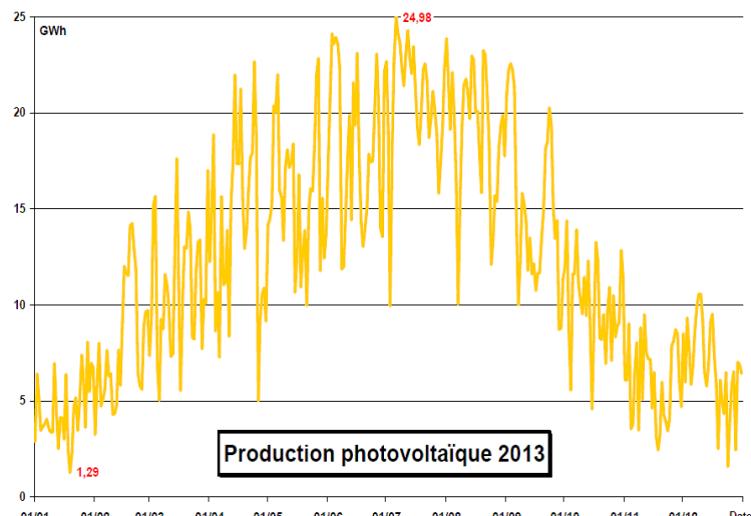
Figure 7

Variabilité de la production PV* sur la France entière pendant une année :

la production est en moyenne

4 fois moindre l'hiver que l'été,

alors que les besoins de consommation sont à l'opposé.



⁷ PV : photovoltaïque

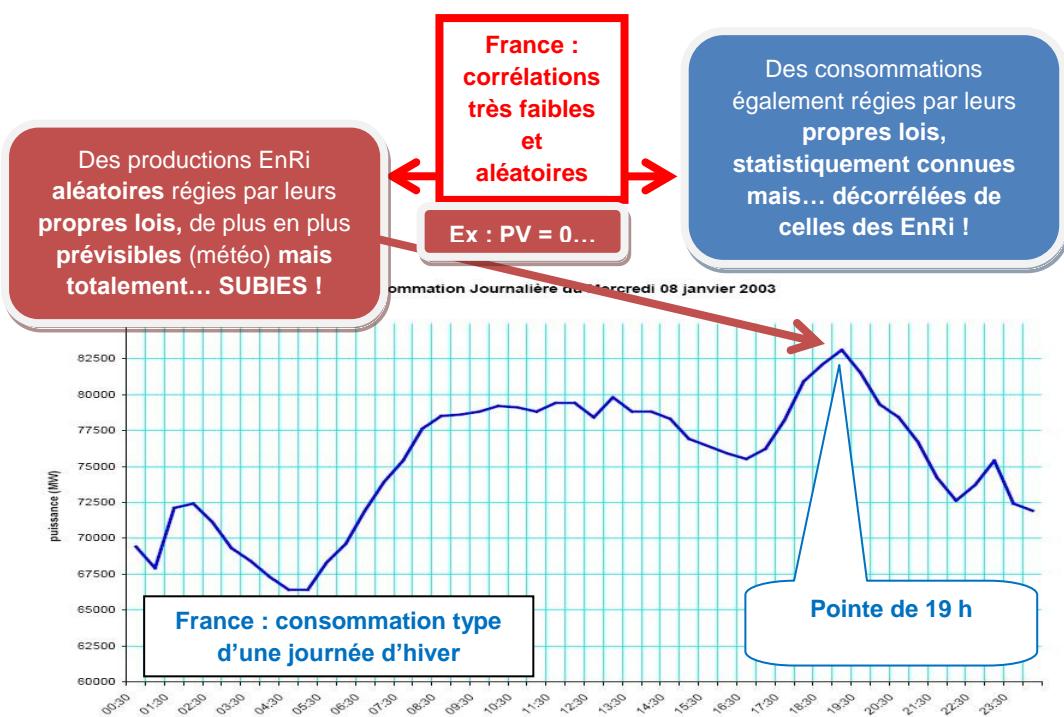
⁸ Pc : puissance crête : puissance nominale délivrée par une surface photovoltaïque dans les conditions optimales d'ensoleillement

6 – Les EnRi sont incapables de satisfaire seules la consommation

Figure 8

Courbe de consommation typique d'une journée d'hiver en France.

On comprend, en comparant les courbes, que les énergies renouvelables intermittentes ne permettront pas, à elles seules, de satisfaire la consommation électrique à 100 %.



Les consommations sont prévisibles à partir des lois statistiques (il y aura environ 35 millions de foyers équipés de compteurs Linky communicants en France). Les phénomènes météorologiques sont, eux aussi, de mieux en mieux prévus (au moins 48 h à l'avance), mais ils resteront subis, et il faudra donc suppléer à leur manque.

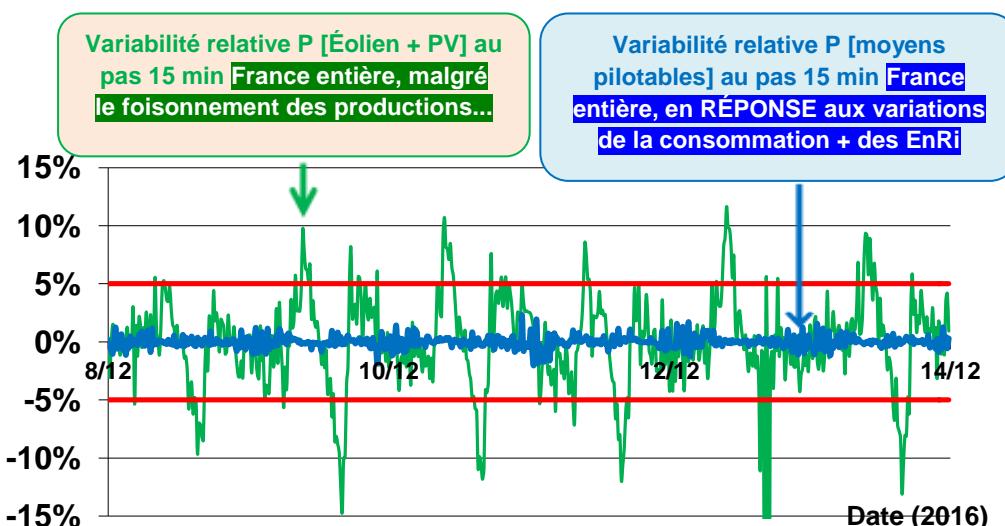
7 – Les énergies intermittentes rendent difficile le pilotage du réseau

Figure 9

Graphes, établis entre le 8 dec. et le 14 dec. 2016, au pas de 15 min,

en vert pour l'éolien et le PV,

en bleu pour les énergies pilotables



Peut-on remédier à la variabilité des EnRi en introduisant de l'inertie ? Pour le PV, la réponse est non : il n'y a pas d'inertie propre. Les turbines des aérogénérateurs présentent par contre une certaine inertie, mais elle n'est pas synchrone, contrairement à celle des générateurs classiques. Il faut y ajouter des automatismes pour constituer une inertie artificielle (dite inertie synthétique), afin de contribuer à l'inertie globale du réseau.

En tout état de cause, du fait de leur caractère aléatoire, on ne peut compter sur les seules EnRi pour constituer la réserve primaire, qui doit être garantie pendant 15 minutes.

8 – Études récentes d'insertion des énergies intermittentes

Plusieurs études ont été réalisées, qui utilisent des statistiques de production-consommation au pas horaire.

Pour la France, l'étude a été réalisée par l'ADEME, sur une base météorologique de 6-7 ans, en visant le 100% renouvelable en 2050.

L'institut allemand Fraunhofer a fait une étude incluant 7 pays de l'Ouest européen, à l'horizon 2030, mais sur la base météorologique de la seule année 2011.

L'étude de loin la plus complète est celle d'EDF R&D, qui couvre l'ensemble des 34 pays de l'ENTSO-E, sur une base météorologique de 30 ans ; et surtout, elle prend en compte les lois de la physique pour l'équilibre instantané du réseau. Cette étude évalue les conditions de fonctionnement d'un réseau alimenté en 2030 à 40 % par des EnRi, à 20 % par du renouvelable pilotable (hydraulique, biomasse), et à 40 % par des sources pilotes (nucléaire, charbon, gaz, telles qu'elles existent dans l'Europe d'aujourd'hui).

Les résultats montrent que **l'insertion de 40 % d'EnRi est possible**, même si elle entraîne une plus grande instabilité du réseau, aux conditions suivantes :

- Gérer les surplus d'EnRi, par déconnexion du réseau. Cette déconnexion peut être obtenue par écrêtage (mise à l'arrêt), ou stockage (STEP⁹, ou production d'hydrogène, par exemple) ;
- Gérer activement la demande, par effacement et reports de consommation (c'est un des objectifs des compteurs Linky, qui étend aux particuliers une pratique commerciale qui existe déjà pour les industriels) ;
- Augmenter les stockages d'énergie (on utilise actuellement principalement les STEP*) ;
- Utiliser l'inertie synthétique des éoliennes pour accroître l'inertie globale du système ;
- Renforcer les interconnexions entre pays, pour faciliter l'import-export ;
- Gérer l'introduction des sources EnRi dans les réseaux de distribution (rendre les réseaux « intelligents » : « smart grids »).

Pour pallier les risques de black out*, le taux d'EnRi admissible (au-dessus duquel il faudra déconnecter les EnRi du réseau) dépend du niveau de consommation : s'il est possible d'accepter 35 à 38 % d'EnRi pour une consommation d'électricité de niveau moyen, voire 70 % quand le niveau de consommation est élevé, leur caractère aléatoire limite le taux d'insertion des EnRi à 25 % en période de faible consommation électrique, car l'inertie du réseau est alors minimale, ce qui accroît son niveau d'instabilité sous l'effet de l'injection des EnRi.

L'ensemble de tous les investissements nécessaires (moyens pilotables de substitution, extension et complexification des réseaux avec l'introduction « d'intelligence », etc.) entraînera des coûts systémiques très élevés ; mais c'est le coût du stockage – déstockage de l'énergie qui constitue la principale limitation économique si on voulait remplacer les moyens pilotables par du déstockage d'EnRi préalablement stockées. C'est en ce sens que l'objectif de 100% d'ENR est hors de portée en Europe dans un avenir prévisible.

9 – L'impassé actuelle du stockage de masse inter-saisonnier

Quand on parle de stockage, il faut en définir la durée : par exemple, les batteries, qui ont un rendement énergétique élevé (85 %), conviennent pour une réponse dans une plage horaire jusqu'à la journée. Mais quand il s'agit de couvrir des périodes de la semaine ou du mois, il faut faire appel à des stockages de masse. En France, les STEP* représentant une puissance de 5 GW, mais il faudrait les multiplier par 20 pour stocker une seule journée de consommation de pointe ! La seule solution à l'échelle des besoins inter-saisonniers serait de passer par une transformation chimique (production d'hydrogène). La chaîne de procédés : production d'hydrogène par électrolyse ; stockage ; combustion pour fournir de l'électricité, a malheureusement un rendement opérationnel de 35 % : il faut donc stocker 3 kWh pour en restituer un seul ! On voit immédiatement le non-sens économique d'un tel système (hors usages militaires ou spatiaux).

⁹ STEP : Station de Transfert d'Énergie par Pompage

10 – Les surplus des EnRi perturbent aussi les réseaux de distribution

Mais il n'y a pas que les manques de production des EnRi qui posent problème : les surplus aussi, qui apparaissent en raison du surinvestissement que nécessite le faible facteur de charge des EnRi.

En fait, la plupart des installations PV sont de petite puissance (qq kW) et même les installations éoliennes de plus forte puissance (< 17 MW) sont raccordées au réseau de distribution. Leur déversement inopiné provoque des perturbations telles que : augmentation de la tension locale, inversion du sens du courant qui perturbe les protections, avant que le surplus ne soit refoulé vers le réseau de transport – situation qui n'était pas prévue dans le fonctionnement normal de ces réseaux.

11 – L'autoproduction-autoconsommation

Compte tenu que seul le stockage permettrait de pallier les conséquences de l'intermittence (déficit ou excès de production), mais qu'il n'existe pas actuellement de solution économique répondant aux besoins de stockage dépassant un à quelques jours au maximum, est-ce qu'une voie pour les ENR peut être l'autonomie énergétique (autoproduction – autoconsommation) ?

Outre les réseaux fermés de distribution qui existent depuis longtemps pour des sites industriels spéciaux mais pour lesquels les EnRi sont inadaptés du fait de leur intermittence, l'autonomie peut être déclinée au niveau d'un réseau local de territoire (îlot résidentiel, grand ensemble urbain, quartier, etc.) ou au niveau domestique.

Leur première caractéristique commune est de perdre l'avantage du foisonnement de la consommation, qui permet en Europe de réduire d'un facteur 5 l'investissement de production (v. § 1). Deuxièmement, on rappelle l'inadéquation entre production PV et consommation électrique pour les latitudes éloignées des tropiques, ce qui oblige à investir en batteries coûteuses (v. §§ 5 et 6).

Si le PV s'est développé en France, c'est grâce non seulement à la baisse du prix des panneaux (de moitié en 10 ans grâce à la production de masse chinoise), mais surtout aux subventions au kWh, racheté à un prix 5 fois supérieur au prix de vente du réseau, ce qui n'était pas durable. Et remarquons que si on voulait équiper d'installations PV* de 3 kWc les 33 millions de logements du pays, la puissance à installer totaliserait 100 GW ! Alors qu'avec 125 GW, la puissance nationale actuelle (qu'il faudra en tout état de cause conserver) satisfait l'ensemble des besoins, y compris industriels et de transport.

Pour la France continentale, le raccordement au réseau public reste et restera en tout état de cause nécessaire pour suppléer l'intermittence et le fait que le PV est 4 fois plus faible en hiver qu'en été. Mais alors, comment facturer ce service utilisé de façon intermittente ? La tarification au kWh consommé n'est alors plus pertinente, car le coût des réseaux est constitué à 95 % de coûts fixes, indépendants des kWh que le réseau fait transiter.

12 – Quelques réflexions en guise de conclusion

Les énergies intermittentes ne sont pas *a priori* adaptées pour produire de l'électricité de masse pas chère : les panneaux photovoltaïques ont été développés pour le spatial, et les éoliennes pour remonter l'eau des puits ou des polders. Il n'est donc pas surprenant que leur insertion dans le réseau électrique soit complexe et coûteuse : en Europe, il faut maintenir la réserve de production piloteable, ce qui revient à doubler les investissements. A noter que le nucléaire français participe activement à la régulation du réseau : un réacteur peut varier de 100 % à 20 % de puissance nominale en 30 min, ce qui représente une performance équivalente à celle d'une centrale à charbon. Avec ses 58 réacteurs situés au cœur de l'Europe, la France est un élément majeur de régulation du réseau de transport européen.

Pour autant, 1,2 milliard d'humains ne disposent pas de l'électricité, qu'ils attendent pour remplacer le gaz ou le pétrole dans la vie de tous les jours (éclairage, mais aussi conservation par le froid, pompage de l'eau, télécommunications, etc.). Il est donc important de poursuivre les études technologiques sur les énergies renouvelables non carbonées, de façon rationnelle, dans le respect de l'économie, et sans brûler les étapes.

La France a la chance d'avoir des territoires proches des tropiques (pour le PV), ventés (avec les alizés, pour l'éolien) et montagneux (pour le stockage hydraulique) : c'est donc dans ces régions que les

programmes d'insertion des EnRi devraient porter en priorité (en respectant bien entendu les exigences supplémentaires qu'imposent les ouragans.)

Pour ce qui est de l'Europe, poursuivre la fuite en avant d'insertion des EnRi sans avoir développé des moyens de stockage de l'électricité viables au plan économique n'a pas de sens. Tant qu'à devoir garder des moyens de production pilotables, autant garder le nucléaire qui n'émet pas de carbone, et investir sur les batteries, et la production d'hydrogène à partir des EnRi et du nucléaire, pour développer des modes de transport décarbonés.