

Contribution de l'éolien au système électrique français

1. Quid du kW marginal ?

On parle trop souvent du marché de l'électricité en omettant deux traits fondamentaux de l'énergie électrique :

- celle-ci n'est pas une marchandise ¹, tout au plus les économistes considèrent-ils qu'elle peut être assimilée à un service ;
- du fait même de sa matérialité virtuelle (!), l'énergie électrique ne se stocke pas en tant que telle ².

Et alors ? Alors, il n'en est pas du kilowatt (kW) marginal comme de tout autre kilo(-gramme) marginal, de bœuf, de haricots, ou de pétrole. Un éventuel excédent de ces marchandises-ci pourra donner lieu à une certaine déflation, résultat du jeu de l'offre et la demande. L'inverse est vrai, naturellement, à ceci près que, dans certaines conditions, on peut opter pour le porc, les rutabagas ou le charbon ³.

Le second trait n'est pas mineur : un réseau électrique doit être équilibré en permanence, et ceci avec une rigoureuse précision. En clair, la somme des puissances fournies doit être égale en permanence à la somme des puissances consommées (et l'idéal serait que cette égalité soit assurée régionalement, voire localement, pour minimiser les transports d'énergie et les pertes en ligne). Avec deux conséquences :

- d'une part la mise en place d'une administration extrêmement tatillonne ⁴ : EDF s'en est acquittée, avec des hauts et des bas (*black-out* total de 1978, régional _ affectant le grand Ouest _ en 1984, sans parler de ceux, plus locaux, ayant résulté des tempêtes de décembre

¹ De très nombreux auteurs, et non des moindres (F. Soult, notamment, dans son « *EDF : chronique d'un désastre inéluctable* », p. 28), parlent de « *production d'électrons* », quand ils n'attribuent pas à ces derniers un label nucléaire, thermique ou hydraulique (ou « vert », bien sûr !). On veut bien croire que certains usent de cette approximation en connaissance de cause, dans un souci de simplification. De fait, un générateur de courant, continu (dynamo) ou alternatif (alternateur), ne fait que mettre en mouvement les électrons constitutifs du « cortège électronique » des atomes de certains matériaux (métalliques en l'occurrence, pour une meilleure conductivité). Pour en prendre conscience, on peut se souvenir de ses tout premiers cours de physique qui désignaient ces générateurs par la notion de « force électromotrice » : loin d'être abstraite, cette expression colle à la réalité !

L'auteur caché sous le pseudonyme F. Soult souligne, comme nous dans ce premier paragraphe, combien « *les marchés donnent [...] des prix différents selon qu'il s'agit de l'électricité qui couvre le niveau régulier et constant de la consommation de base ou de l'électron supplémentaire qui va venir satisfaire les besoins de pointe, lorsque la consommation connaît des pics* » (p. 54, deux mots soulignés par nos soins).

² Pour la stocker, il faut la mettre sous une forme :

- chimique : les piles ou batteries, d'un usage limité à ce jour (mais susceptibles de progrès notoire, dans les décennies à venir) ;
- hydraulique (à la base même du principe des stations de transfert d'énergie par pompage _ STEP _ dont EDF a construit et exploite plusieurs réalisations, pour un total excédant 4 000 MW) ;
- voire thermique : c'est ainsi que les Danois, confrontés à l'intermittence de leur production éolienne, envisagent d'alimenter des résistances électriques pour chauffer de gigantesques cumulus ;
- en attendant le vecteur hydrogène.

³ Ou le gaz, sauf si l'on est ukrainien, ou géorgien, et client captif de tel ou tel monopole !

⁴ De là à nationaliser les « Forces Motrices » d'avant-guerre, il n'y avait qu'un pas, franchi à la Libération. D'aucuns peuvent y voir, non sans quelques raisons et sourire, une justification du slogan « *L'électricité et les soviets* » !

1999) ; la récente ouverture du marché a obligé à concevoir des mécanismes passablement hermétiques (avec une nouvelle administration, la Commission de Régulation de l'Energie), non seulement pour permettre une « *concurrence libre et non faussée* » mais aussi pour que l'ensemble des acteurs puisse garantir l'équilibre du système (cf. les lois N° 2000-108, 2003-8, 2004-803 et 2005-781, marginalisant la vieille loi de nationalisation N° 46-628).

- d'autre part la réalisation d'un maillage le plus serré possible des réseaux d'un même continent, de façon à pallier d'éventuelles défaillances d'un des pays interconnectés ⁵.

Sans entrer dans des détails électrotechniques excessifs, on retiendra que, si un réseau vient à manquer de puissance, par exemple du fait de l'effacement soudain d'une centrale ou de la rupture d'une ligne électrique, ce ne sont pas quelques clients qui peuvent être privés de courant _ comme de bœuf ou de haricots _ mais la totalité des clients, du fait de l'effondrement possible du réseau dans sa globalité, comme un « château de cartes » ⁶.

Fiction ? Pas du tout, puisque le début de ce XXI^{ème} siècle a déjà enregistré de tels incidents majeurs, notamment en Californie à l'été 2000 (lire sa relation par F. Soult, op. cité), puis toute une série de pannes pendant l'été 2003 :

- Canada et nord-est des Etats-Unis, dont New-York (14 août),
- Royaume-Uni, dont Londres (28 août),
- sud de la Suède et Danemark (23 septembre suite à une tempête)
- et, plus près de nous, en Italie, dont Rome (28 septembre).

Quand RTE (Réseau de Transport d'Electricité), ou même EDF _ qui n'en est pas responsable _, parle de « sécurité du réseau », c'est avec en tête ce genre de préoccupations.

La participation de l'énergie éolienne à l'équilibre Production-Consommation du réseau électrique français doit donc être appréciée à l'aune de cette sécurité, indispensable tant l'électricité est devenue essentielle.

Dans un premier temps, nous nous limiterons à l'examen des situations d'équilibre (qualifiées de « régime permanent ») puis nous évoquerons les cas, plus complexes mais quotidiens, de situations transitoires (régime dynamique). Nous compléterons cette approche en nous efforçant de répondre à deux questions rituelles : « *le développement de l'éolien est-il tributaire de celui du Thermique à Flamme (THF) ?* » (§ 4.), et aussi, au § 5. « *Pourquoi ne pas exporter notre éolien excédentaire ?* ».

2. Régime permanent

2.1. Possibilité de substitution au THF ?

Le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) et l'ADEME plaident depuis des années pour la mise sur le réseau, en 2010, d'une puissance nominale de 10 GW totalisant les capacités de quelques milliers d'éoliennes, censées permettre d'atteindre l'objectif « kytique » de 21% de production d'électricité verte. Qu'en est-il dans la réalité ?

S'agissant de l'éolien, il faut distinguer, avec encore plus de soin que pour les autres formes de production d'électricité, l'énergie produite (en kWh ou MWh) de la puissance nominale (ou maximale) (en kW ou MW), car cette production est éminemment fluctuante : le *lobby* éolien escompte une

⁵ Pour l'Europe de l'Ouest, l'organisme de coordination des gestionnaires de réseaux nationaux s'appelle l'UCTE (Union pour la Coordination du Transport d'Electricité). En marge de l'objet de ce papier, on relèvera que la proposition de certains d'une réduction drastique de l'exportation d'EDF serait une fausse-bonne solution : si l'on était en réseau national isolé, il faudrait prévoir des surcapacités supérieures à ce qu'elles sont maintenant car il est des jours où la France importe (même si le solde annuel des échanges est exportateur, entre 12 et 15% actuellement). On reviendra au § 5 (plus précisément au paragraphe 5.3.) sur ce sujet crucial.

⁶ Un alternateur dont la fréquence vient à trop baisser peut « décrocher » soudainement, causant à son tour un déficit de fourniture de puissance, donc une nouvelle baisse de la fréquence du réseau, entraînant en cascade la perte d'autres générateurs du réseau.

production annuelle moyenne de 25 TWh, postulant que les 10 000 MW espérés tourneront _ via le fameux facteur de charge _ l'équivalent de 2 500 heures par an. Admettons !⁷
Ceci représentera seulement 5% des 504 TWh produits en 2010, selon l'estimation de RTE.

Pour autant, il est invraisemblable que cette « éolo-tricité » se substitue intégralement à du THF français, contrairement à ce que des réseaux exclusivement (cas du Danemark) ou majoritairement (cas espagnol et allemand) « carbonés » peuvent garantir⁸. Plusieurs études (notamment le rapport I.E.D. de septembre 2005) l'ont démontré et, devant une telle évidence, le SER⁹ et l'ADEME¹⁰ préconisent la substitution à de l'hydraulique _ quitte à ce que celle-ci vienne à manquer pour faire face aux « pointes » de consommation _ voire à du nucléaire, en dépit de son bien moindre coût.

Ainsi, dans la France nucléarisée que l'on sait, la quantité de carbone épargnée par un recours massif à l'éolien sera insignifiante, à tout le moins hors de proportion avec l'ampleur de sa subvention par des clients (principalement des abonnés domestiques) non consultés à ce sujet.

2.2. Participation à la production de pointe

Le productible annuel, comme on dit à EDF, ne suffit pas à caractériser une énergie car on sait combien la consommation française varie :

- sur une journée, en fonction de l'activité économique et des modes de vie,

⁷ Même si un tel facteur de charge proche de 29% est une utopie absolue (il est vrai que, dans son estimation, le SER compte 20% d'*offshore*). En privé, le SER admet 2 300 heures sur les 8 760 heures que compte une année, pour l'éolien terrestre. Les chiffres enregistrés grâce au programme ToTem de l'ADEME (www.suivi-eolien.com) font apparaître, depuis l'année 2000, une durée moyenne de fonctionnement à pleine puissance des éoliennes, *onshore*, voisine de 2 150 heures (soit 7 à 14 % de moins que l'optimisme affiché par le SER).

⁸ Caricatural Danemark, ne disposant que de centrales thermiques : tout kWh éolien ne peut que remplacer son équivalent fossile (à moins d'être, trop souvent, exporté). Mais ça n'empêche pas :

- que l'éolien et la biomasse ne représentent que 17% de la production d'électricité danoise,
- que cette performance est proche de l'asymptote du fait de l'intermittence éolienne
- et que le Danemark reste le premier pollueur d'Europe !

[ajout du 31/01/07 : Depuis lors, le Danemark a annulé son dispositif de soutien ; du coup, 3 et 4 nouveaux MW seulement ont été installés en 2005 et 2006].

⁹ Dans la plaquette réalisée pour son compte par BCG (juin 2004), le SER est explicite (en p.10) : après avoir relativisé l'importance de l'intermittence « *compte tenu du faible taux de pénétration de la production éolienne* », il explique que « *dans ces conditions, un « électron éolien » injecté dans le réseau sera toujours une opportunité de substitution à des électrons thermiques ou hydrauliques ...* ». La première partie du propos amène à penser qu'avec une pénétration plus importante, l'intermittence ira effectivement à l'encontre d'une « *capacité d'ajustement* », objet de notre discussion. Plus loin, le SER épingle le nucléaire qui, selon lui, « *ne contribue guère plus que l'éolien [nouvel aveu, doublé d'une ignorance sur le rôle du nucléaire !], à l'équilibrage instantané du réseau, compte tenu de son fonctionnement plus approprié comme outil de base. [...] Dans ce contexte, plutôt que d'argumenter sur la supériorité de tel ou tel moyen de production afin de lui donner la prédominance, il est légitime de faire une place à chacune des technologies, pour être en mesure de faire évoluer ensuite ce portefeuille en fonction des retours d'expérience ou évolutions de fonctionnement* ». En clair, donnez nous notre chance, construisons 10 000 MW, on verra après (comme au Danemark ?).

Pour que l'on ne se méprenne pas, le SER revient sur le sujet (p. 29) en regrettant que « *le gestionnaire des réseaux publics d'électricité [soit] aujourd'hui [...] essentiellement contraint par des objectifs de sécurité du réseau. [...] Il y aurait lieu de] contre-expertiser [ses] calculs de risques souvent défavorables aux énergies renouvelables [ce qui] inciterait le gestionnaire de réseau à leur laisser une place plus grande. [...] Il est également souhaitable d'instaurer, dans le cadre des missions du gestionnaire, la notion de « priorité à la production renouvelable » [...] non polluante et de coût marginal nul* ».

¹⁰ Lors d'une visite d'I.E.D. à Sophia Antipolis, le 11/03/05, les experts de l'ADEME ont admis qu'on ne peut pas « *choisir l'énergie de substitution* ». C'est pourquoi « *B. Chabot évoque l'intérêt d'un couplage d'aérogénérateurs avec des stations de pompage, transformant une énergie fatale et épisodique en une réserve accumulée en hauteur susceptible de fournir une énergie garantie [...] idée actuellement à l'étude entre le Danemark éolien et la Norvège hydraulicienne, ainsi qu'au Québec* ».

- mais aussi tout au long de l'année calendaire : en France, la pointe absolue se situe encore en hiver ¹¹, tant il est vrai que l'élément déterminant est l'aléa thermique (appel de 1 500 MW supplémentaires pour une baisse de la température de 1 °C).

Pour faire face à de telles variations de puissance ¹², EDF doit mobiliser des moyens dont le coût est proportionné à l'acuité de la situation : de la « base » (plus de 5 000 heures/an) assurée par les centrales nucléaires et les groupes hydrauliques au fil-de-l'eau ¹³, on passe ainsi progressivement au THF (charbon ou fuel) pour la « semi-base » (moins de 2000 heures/an), puis aux retenues hydrauliques et aux turbines à gaz qui peuvent être indispensables pour passer les « pointes » (quelques centaines d'heures/an) ¹⁴. C'est le principe de l'appel prioritaire au moins coûtant des moyens de production encore inutilisés, universellement connu sous le nom de « *merit order* ».

L'éolien est une énergie dite fatale, car la volonté humaine ou organisationnelle n'y peut rien. Cette fatalité, conjuguée à l'obligation d'achat, contraint à la considérer comme relevant de la base. On verra (§ 3) que l'éolien ne peut absolument pas prétendre au rang d'énergie « dispatchable », c'est-à-dire susceptible d'être programmée pour répondre aux besoins. En effet, la prévision des situations les plus critiques implique la définition de réserves. Or tant RTE que le SER sont bien obligés de convenir, officieusement du moins, que l'éolien est dépourvu de toute « puissance garantie ».

Pour déciller les incrédules _ ou les zélotes de l'éolien _, considérons, hors de nos frontières, deux cas :

- l'exemple allemand, doté du plus grand parc éolien au monde : l'agence DENA _ homologue de notre ADEME _ a mené une vaste étude, avec l'ensemble des acteurs concernés, en particulier les gestionnaires de réseau E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH etc., dont elle a publié les premiers résultats, le 15 mars 2005, sous le titre *Dena grid study*. Il en ressort que la puissance garantie ne peut guère être estimée que de façon probabiliste, dans les termes suivants ¹⁵ : seulement 6 % de la puissance installée, avec 99 % de chance !
- le paradoxe espagnol qui, en 2004, est devenu le plus grand investisseur éolien : la longue vague de froid de février 2005 a obligé ce pays à des réductions de fourniture drastiques (1 800 MW) sur une puissance appelée inférieure à 42 000 MW car, sur les 8 300 MW théoriques de son parc éolien, seuls 700 MW tournaient. D'où cette déclaration d'Antonio Basagoiti, Président d'*Union Fenosa*, rapportée dans *Enerpresse* du 4 mars 2005 :

« L'éolien est imprévisible et dans les moments où on pourrait en avoir besoin, on ne peut compter dessus ». Peut-on être plus clair ?

¹¹ Ce n'est pas le cas dans d'autres pays, notamment aux USA, du fait du recours massif à la climatisation estivale. Mais le mimétisme européen des comportements américains a d'ores et déjà sa conséquence en France : une hausse de la température de 1 °C en été se traduit par l'appel de 600 MW supplémentaires (*boom* des achats de ventilateurs depuis la canicule de 2003).

¹² En 2005, l'appel moyen avoisine les 55 GW. Fin janvier 2006, record battu avec une pointe de 86 GW.

¹³ On entend par là les barrages dressés sur les fleuves (Rhin ou Rhône, principalement) qui turbinent l'eau qui leur vient, en étiage ou en crue : par essence, cette forme d'énergie est fatale. A ne pas confondre avec les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage), capables de « mettre sur le réseau » quelques centaines de MW en quelques minutes, relevant donc des moyens de pointe.

¹⁴ Surtout si une certaine impéritie a conduit à lever le pied dans les investissements de moyens de base. Nous ne tenons pas compte ici des possibilités d'effacement de certains clients (préalablement contractualisées), ni des perspectives (?!) de délestages, non plus que des latitudes offertes par les échanges aux frontières.

¹⁵ La traduction anglaise assurée par DENA (*Deutsche Energie-Agentur GmbH*, sur le site _ www.dena.de _ de laquelle on peut trouver la version originale en allemand) précise : « *The guaranteed capacity (capacity credit) clearly changes with the season, since the wind conditions vary over the course of the year [...]. From the total installed wind power capacity of 36,000 MW in 2015, the capacity of approx. 1,820 MW to 2,300 MW can be considered as guaranteed for the coverage of maximum seasonal load (at a level of reliability of energy supply of 99 %). This corresponds to a share of approx. 6 % of installed wind power capacity* ».

Ceci explique sans doute pourquoi « E.ON affirme qu'il faut avoir en réserve 90 % de la puissance éolienne installée » (Alain Gouriou, 23/02/06, dont on trouvera la contribution en **annexe** au présent document).

3. Régime dynamique

La prévision et la réalisation de l'équilibrage des réseaux est un problème complexe qu'il est difficile d'exposer au grand public. On pourra se référer au récent document d'André Pellen ¹⁶, qui en constitue une approche pédagogique ; il y expose notamment la façon dont s'y prend RTE, qui ne diffère pas fondamentalement de la pratique des autres gestionnaires de grands réseaux européens de l'ouest. Nous nous contentons ici d'un résumé, délibérément simplifié, de considérations sur ce qu'il est convenu d'appeler les « services système » ¹⁷, le système en question étant la balance « Production-Consommation ».

3.1. Réglage de la fréquence du réseau

- Le **réglage primaire** rétablit l'équilibre production-consommation à une fréquence voisine de la norme européenne 50 Hz, en moins de 30 secondes, à l'aide de « régulateurs de vitesse » et moyennant la disponibilité d'une réserve primaire (qui n'est autre que la différence entre la consigne de puissance et la puissance maximale autorisée).
- Le **réglage secondaire** ramène la fréquence à 50 Hz et rétablit les échanges avec l'étranger, en moins de 15 minutes, en raccordant les groupes au télé-réglage de RTE et moyennant la disponibilité d'une réserve secondaire.
- Le **réglage tertiaire** reconstitue les réserves et corrige les écarts entre prévisions de consommation et réalisations, en moins de 30 minutes. Ceci repose sur l'augmentation de consigne de groupes préalablement démarrés et le démarrage de groupes de production supplémentaires, en fonction d'offres d'ajustement proposées à RTE par les producteurs.

Les conclusions de l'expert B. Prestat sur l'éolien et le réglage de la fréquence sont les suivantes :

- *pas de participation au réglage fréquence-puissance (non exigé dans les prescriptions de raccordement)* ¹⁸,
- *pas d'impact de l'éolien sur le volume de réserve primaire UCTE,*
- *impact limité sur le volume de réserve secondaire,*
- *impact important sur le volume de réserve tertiaire-ajustement.*

Ces extraits de son transparent final ¹⁷ méritent un commentaire moins lapidaire : certaines éoliennes modernes sont équipées d'une électronique sophistiquée, répondant, sur le papier du moins, aux prescriptions de raccordement des gestionnaires de réseau (en particulier pour ce qui concerne le réglage de la tension, qu'on verra plus loin). Mais l'obligation d'achat par EDF, dont bénéficient les exploitants éoliens, les incite(ra) naturellement à faire fonctionner leurs aérogénérateurs à puissance maximale (ce pour quoi leurs pales sont « profilées », précisément), le plus souvent possible. Or, la vraie gageure d'équilibrage du réseau est la confrontation à la perte soudaine d'une capacité de production, perturbation dont la seule parade consiste à disposer de réserves de puissance. On ne voit pas pourquoi les exploitants d'énergie éolienne renonceraient à un droit lucratif, qu'aucune disposition légale ne vient limiter, pour « en garder sous la p(éd)ale » : « EDF et RTE en ont jugé ainsi, sans surprise et probablement une fois pour toutes, qui ont exclu les éoliennes du réglage [...] de fréquence » ¹⁶.

3.2. Réglage de la tension du réseau

¹⁶ « Pourquoi, en France, le dimensionnement du parc thermique à flamme (THF) demeurera-t-il indifférent à l'évolution du parc éolien ? Pourquoi, dans notre système « Production-Consommation » d'électricité, la production éolienne n'est-elle pas substituable à la production THF ? » (février 2006). André Pellen est un ingénieur retraité ayant à son actif des années de conduite au pupitre de centrales EDF, bénéficiant donc d'une longue expérience du dialogue avec le dispatching national.

¹⁷ Voir l'exposé de Bruno Prestat (EDF/R&D) au Séminaire « Economie de l'Eolien » du 13/11/2003.

¹⁸ *Exception pour les réseaux isolés où le réglage de fréquence de l'éolien est théoriquement demandé (DOM).* En fait, lesdites prescriptions imposent une contribution au réglage P=C au delà d'une puissance minimale que n'atteignent généralement pas les installations éoliennes (principe de non-discrimination).

Ce réglage est indispensable pour maintenir la tension d'alimentation des clients dans les plages contractuelles (respect des contraintes de fonctionnement des équipements), mais aussi pour minimiser les pertes du réseau. Il repose sur :

- le réglage primaire des groupes, local, automatique et rapide (moins de 1 seconde),
- le réglage secondaire des groupes, régional, automatique et semi-rapide (quelques minutes),
- la mise en place d'équipements spécifiques : régulateurs en charge sur les transformateurs entre réseaux de transport (RTE) et de distribution (GRD), condensateurs, compensateurs synchrones.

Les conclusions sur l'éolien et le réglage de la tension sont les suivantes ¹⁷ :

- *en dessous de 10 MW, capacités demandées pour fournir et absorber du réactif,*
- *à partir de 10 MW, participation théorique au réglage primaire de la tension [mais] dans la pratique, pas de vraie participation,*
- *pas de participation au réglage secondaire de la tension,*
- *aspects réglementaires importants : obligations, capacités du matériel.*

3.3. Reconstitution du réseau

Cette phase, faisant suite à un incident généralisé (*black-out*) régional ou national, ne fait pas [l'objet] d'exigences pour l'éolien ¹⁹.

3.4. « Impact de l'éolien sur les mécanismes de gestion de la production »

Sous ce titre emprunté à un autre expert EDF ²⁰, nous reprenons ses conclusions faisant état d'un *impact intuitif de l'aléa éolien sur le dimensionnement des réserves « Temps réel », impact limité sur les réserves primaire et secondaire, mais fort impact sur la « marge d'exploitation », [donc sur] la réserve tertiaire.*

Ce dernier impact sera fonction de la taille du parc éolien mais aussi de la qualité de prévision éolienne et de la corrélation entre aléas. ²¹

A l'échelle de la journée (ou moins), l'augmentation du besoin de réserve de puissance, tant en sollicitation (sur tous types de réserve ²²) qu'en dimensionnement de la réserve tertiaire, devra être assurée par les autres moyens de production « à puissance garantie ».

D'où des frais supplémentaires, que la CSPE (contribution au service public de l'électricité, dûment facturée à chaque consommateur) ne prend qu'imparfaitement en compte ... Mais, comme « *rien ne se perd, rien ne se crée* », toute dépense est assumée, *in fine*, par le client final !

4. Le développement de l'éolien et du THF sont-ils corrélés ?

Question récurrente ... sauf parmi les producteurs d'énergie électrique. De fait :

¹⁹ B. Prestat fait état d'une *participation de l'éolien incertaine au maintien de réseaux isolés.*

²⁰ Communication de J-L. Sellier (EDF/R&D) au même Séminaire « *Economie de l'Eolien* » du 13/11/2003.

²¹ On touche là à une spécificité française : si l'unique régime baltique oblige les producteurs et gestionnaires de réseaux allemands (et danois) à prévoir environ 900 kW de *back-up* alternatif pour toute installation de 1 MW éolien (cf. note de bas de page 15), il devrait en être un peu autrement pour l'hexagone, mieux servi par la géographie et l'aérologie. De là à chiffrer le foisonnement possible des trois régimes de vent français, il y a un pas à franchir, ... à proportion du risque que voudra encourir RTE.

²² L'appel répétitif à des moyens de réserve pour « *faire de la dentelle* », accru du fait de l'intermittence de l'éolien, n'est certes pas bon pour les équipements concernés, qu'il s'agisse de nucléaire ou de THF : en mécanique et thermodynamique, comme en cyclisme ou athlétisme, les changements de rythme fatiguent les organismes et conduisent, parfois, à des défaillances.

- les écologistes associent volontiers les deux modes de production, ne serait-ce que pour « démontrer » l'utilité de l'éolien ;
- certains anti-éoliens aussi, qui ont tendance à prendre une (relative) concomitance de ces développements pour une relation de causalité, source d'un courroux redoublé (qui serait compréhensible si la cause en était fondée).

Voyons ce qu'il en est.

4.1. Concomitance

Notons d'abord que les deux modes de production sont strictement indépendants, l'un fatal, l'autre dispatchable, par nature. On peut même dire, dans l'absolu, qu'ils sont rivaux en ce sens qu'ils font tous deux partie de la catégorie des moyens chers (l'éolien à cause de son investissement²³, le THF à cause du coût de son carburant). Mais les dés pipés en faveur de l'éolien, bénéficiaire de l'obligation d'achat, le dispensent de concourir au *merit order* d'EDF.

Pourquoi donc cette concomitance, observable tant parmi les champions européens de l'éolien qu'en France, où l'on constate aujourd'hui un frémissement simultané des développements éolien et THF ?

4.1.1. En Europe

Il se trouve que chacun des quatre pays leaders de l'éolien en Europe (et dans le monde, exception faite des USA qui s'intercalent en 4^{ème} position) :

- dispose de très faibles ressources hydrauliques (nulles pour le Danemark et la Grande-Bretagne) ;
- a renoncé à tout développement du nucléaire (le Danemark l'a proscrié, l'Allemagne prétend en sortir, l'Espagne vient de voter un moratoire et la Grande-Bretagne tergiverse)²⁴ ;
- bénéficie de ressources fossiles encore importantes (charbon des Asturies ou de la Ruhr _ subventionné par le *kohle pfennig* _, gaz britannique) ou importées (Danemark).

Toutes situations à l'opposé de la conjoncture française : ainsi, aux 83% d'origine fossile des Danois s'opposent les 5% de THF en France (les 95% restants n'émettant pas de gaz à effet de serre !). Même si Bruxelles est manifestement plutôt « contre » le nucléaire et plutôt « pour » les énergies renouvelables²⁵, la France n'est pas isolée dans ses choix, la Belgique, la Finlande, la Suède, la Suisse ayant des « mix énergétiques » assez similaires au nôtre²⁶.

²³ Même si Ian Mays vient d'ouvrir la conférence « *EWEC 2006 : une énergie sans combustible* », sous l'égide d'EWEA-Greenpeace, (27/02/2006, à Athènes) devant Stavros Dimas, commissaire européen pour l'environnement, par : « *L'énergie éolienne est unique dans le sens où elle ne nécessite aucun combustible. Par conséquent, elle ne comporte aucun risque lié à la hausse du combustible, aucun frais de combustible, aucune dépendance énergétique externe et des coûts d'entretien et de fonctionnement extrêmement bas. Le vent est puissant sans combustible. Qui peut lui dire non ?* » (source : PRNewswire).

Peut-être quelqu'un qui lui demanderait pourquoi le kWh éolien n'est pas ... gratuit ?!

²⁴ D'autant que l'industrie nucléaire de ces pays était inexistante ou l'est devenue (du fait des décisions politiques de la coalition SPD-Verts en Allemagne ou d'un mauvais choix de filière (*Magnox* à l'uranium naturel) outre-Manche). Quant à l'Italie, identifiée par les tenants de l'éolien _ en particulier le *lobby* allemand DEWI _ comme une terre d'élection, avec la France, elle est en pourparlers pour une participation au projet EPR de Flamanville 3 : la « nuit blanche » romaine de septembre 2003 n'y est sans doute pas pour rien !

²⁵ Pour preuve, voir l'article III-256 du projet de Traité établissant une Constitution pour l'Europe : « *Dans le cadre de l'établissement ou du fonctionnement du marché intérieur et en tenant compte de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement, la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise :*

- à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie ;*
- à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union et,*
- à promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables. »*

On cherchera en vain, dans ce projet de Constitution, le mot « nucléaire » (même à usage militaire).

4.1.2. En France

Après des années de stagnation de l'équipement énergétique français, officiellement justifiée par notre surinvestissement nucléaire, l'empilement de nos moyens de production électrique va pâtir d'une insuffisance en moyens de semi-base et pointe ²⁷. Ceci est aussi dû à l'entrée en vigueur de normes environnementales européennes plus strictes qui ont amené EDF à arrêter plusieurs tranches THF de 250 MW avant leur terme, leur remise à niveau ayant été jugée trop coûteuse (Porcheville, Champagne-sur-Seine, Loire-sur-Rhône, etc.).

Des écologistes convaincus _ et cohérents, comme Bella Belbéoch' ²⁸ _ se sont d'ailleurs émus d'une *situation [...] en passe de devenir rapidement irréversible nous engluant dans le nucléaire par défaut de puissance installée charbon et fioul disponible.*

Aussi a-t-il été décidé, simultanément, ²⁹ :

- de relancer l'investissement THF (le seul susceptible d'être rapidement opérationnel, une centrale au gaz, Cycle Combiné ou Turbine à Gaz, requérant moins de 3 ans pour passer de la décision à la mise en service industriel) et de dé-coconner plusieurs tranches 600 et 700 MW (Porcheville, Aramon, Cordemais),
- de réaliser un EPR français
- et de stimuler encore un peu plus le développement des énergies renouvelables, notamment l'éolienne.

Doit-on en conclure que ces trois options sont techniquement liées, au-delà d'un possible calcul politicien visant à contenter tout le monde ? Non, bien sûr.

4.2. L'énergie éolienne a-t-elle besoin du THF ?

Fondamentalement, la réponse est « non », notre pays étant assez bien pourvu en moyens hydrauliques aisément et rapidement mobilisables et le nucléaire étant, depuis une bonne vingtaine d'années, capable de faire du suivi de charge (pilotage en « mode gris » ³⁰). Pour l'essentiel, aujourd'hui en France, on peut dire qu'« Eole se substitue à Curie », prioritairement !

Politiquement, il va de soi que la présence de centrales thermiques polluantes serait bien vue des écologistes partisans de l'éolien qui pourraient arguer du remplacement d'un « électron THF » par un « électron éolien ». Si l'argument est bien mince, on l'a vu, il est aussi pour le moins malhonnête, qui revient à encourager la production de gaz à effet de serre pour stimuler les antidotes éoliens.

4.3. Le THF a-t-il besoin de l'énergie éolienne ?

²⁶ Si la Belgique vient d'opter pour une prochaine « sortie du nucléaire », les trois autres pays cités sont réputés pour la qualité de leurs politiques de préservation de l'environnement.

²⁷ Ne serait-ce que du fait de la croissance de la demande d'énergie électrique : si elle n'est plus au rythme de 7 %/an (doublement décennal) des « trente glorieuses », elle est encore supérieure à 1,5 %/an.

²⁸ « *Le thermique classique : situation alarmante du parc EDF !* », (décembre 2003). Bella Belbéoch' est une ancienne chercheuse du CNRS (cf. le supplément « Economie » du « Monde » du 31/01/06 : « *Faut-il réviser les normes de l'irradiation nucléaire ?* »).

²⁹ Loi N° 2005-781 du 13 juillet 2005 (article 4) et contrat Etat-EDF signé, le 24 octobre 2005, au moment de l'entrée en Bourse de cette dernière.

³⁰ Le mode gris est une façon, avec un ensemble de barres de contrôle moins binaire (pas que des barres noires bourrées d'absorbant de neutrons), de réguler la puissance du cœur sans distordre de trop la carte spatiale du flux neutronique et provoquer des points chauds. De ce fait, on exploite mieux l' U^{235} fissile, plus uniformément dans toutes les zones du cœur, notamment à sa périphérie, on améliore donc le rendement tout en donnant de la flexibilité au système. Quand le THF est au plus bas, notamment en été, c'est évidemment précieux pour s'adapter finement aux soubresauts de consommation des clients, voire aux intermittences aérologiques.

Cette fois-ci, la réponse est catégoriquement « non ». D'ailleurs, de nombreux projets de centrales THF fleurissent, émanant de sociétés sans lien aucun avec le lobby éolien (POWEO, GDF, ...) ³¹, à ce qu'on sache [à l'époque de la première rédaction : depuis, POWEO et GDF « font » dans l'éolien].

Il ne faut donc pas imaginer de relation de causalité entre le développement de l'éolien et celui du THF si ce n'est, peut-être, une façon politicienne de donner le change.

5. Et l'exportation de l'énergie éolienne produite ?

Seconde question récurrente : « *L'électricité éolienne a-t-elle vocation à être exportée ?* » Non ! Si elle y contribue parfois ... fatalement (ex. du Danemark et de la Prusse), ce ne peut être sa finalité, ne serait-ce qu'en raison de son coût élevé (qui est ce qu'il est, par nature incompressible au-delà de la pression exercée sur les constructeurs d'aérogénérateurs), supporté par les consommateurs français pour l'essentiel, et de la volatilité des tarifs d'échanges frontaliers (voir § 5.1.).

Rq. : on omet trop souvent de se référer à l'esprit de la directive de Bruxelles qui invite « *les Etats membres [à se] fixer des objectifs indicatifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables* ». Or, s'il est simple de prouver la nature renouvelable d'une électricité à sa production, il est parfaitement oiseux de prétendre attribuer une quelconque qualité à l'électricité consommée, sauf procédures courtelinesques de « *certification reconnue ou origine enregistrée* », évidemment prévues par Bruxelles ³².

Cette considération mise à part, artificielle (elle sert de fondement au marché des quotas de CO₂), que disent les pionniers de l'éolien de la réalité concrète de ces exports-imports ?

5.1. Au Danemark

Il faut lire attentivement le « rapport Mason » ³³, dûment documenté et référencé, au sujet de la saga danoise : l'aberrante course de ce pays au gigantisme éolien requiert une énergie de substitution, qui ne peut être que fossile, en raison de son hostilité viscérale au nucléaire ³⁴. Ce faisant, les Danois ont raisonné uniquement en « régime permanent », bien avant de se cogner à la dure réalité des contraintes de l'équilibrage dynamique d'un réseau (qui pis est, séparé, comme le sont chacun de leurs deux réseaux, Est et Ouest) !

Lisons ce qu'écrit l'auteur, V. C. Mason :

« Les afflux d'énergie sont envoyés à l'étranger par des interconnexions à courant alternatif suffisamment importantes (environ 2400 MW) pour prendre en compte presque toute la production du coûteux ensemble d'éoliennes de la région. La Norvège et la Suède peuvent toutes deux absorber cette énergie par une réduction rapide de la production d'électricité hydraulique ou en utilisant cette énergie pour pomper de l'eau dans les réservoirs des barrages pour produire de l'électricité plus tard (White, 2004).

³¹ A l'inverse, l'argument selon lequel figurent, parmi les adhérents du SER, de grands groupes pétroliers (Total, Shell, etc.) est anéanti par la présence-même d'autres groupes énergétiques, comme EDF ou AREVA ! La raison de l'adhésion de ces sociétés à ce syndicat tient un peu à leurs politiques de « communication » mais aussi à leurs recherches de profits faciles (ce qui est vrai même pour EDF).

³² L'annexe à la directive 2001/77/CE précise que les valeurs de référence, dites « *E-SER %* », pays par pays, en 1997 (point zéro) et 2010, sont « *calculées à partir de la production intérieure d'E-SER divisée par la consommation intérieure brute d'électricité. En cas d'échanges internes [à la Communauté] d'E-SER (avec certification reconnue ou origine enregistrée), le calcul de ces pourcentages a une influence sur les chiffres de 2010 par Etat membre, mais pas sur le total de la Communauté* ».

³³ Publié en anglais par le *Country Guardian* (octobre 2005).

³⁴ Loin de s'en tenir à son refus de toute centrale nucléaire sur son sol, Copenhague a obtenu de son voisin suédois la fermeture des deux réacteurs d'Oskarshamn, à quelques encablures de la « Petite Sirène ».

Le Jutland et l'Allemagne s'échangent de l'électricité en quantités grossièrement équivalentes, mais quand le vent souffle, les exportations danoises peuvent rencontrer des problèmes qui sont dus aux grandes quantités d'énergie éolienne qui sont produites aux mêmes moments du côté de la frontière sud (voir réf. Sandøe, 2003a). Cette situation ne peut que s'aggraver avec l'augmentation de la production éolienne offshore de l'Allemagne (voir Andersen, 2005b).

[...]

Cela a conduit un ancien président d'Eltra³⁵ à demander : « Est-ce favorable à l'environnement de produire de l'électricité éolienne s'il n'y a personne qui peut l'utiliser ? Et est-ce favorable à l'environnement de brûler du gaz naturel dans des usines de cogénération décentralisées alors que [à d'autres moments] on brade la surproduction danoise d'énergie éolienne en Norvège où il est possible de stocker l'eau destinée aux turbines hydrauliques ? » (voir Kongstad, 2001) ».

5.2. En Allemagne

On connaît _ ou on gagnerait à connaître _ l'analyse développée dans les articles parus, en mars 2004, dans « *Der Spiegel* », résumée par son seul titre³⁶, consistant en un réquisitoire accablant contre le grand succès de Jürgen Trittin pour qui « *l'Allemagne est championne du monde de l'énergie éolienne* ».

Moins médiatique, un état des lieux similaires à celui du Dr Mason, en plus technique cependant, est dressé dans l'article³⁷ d'un certain Helmut Alt, électricien de formation et ancien chef de département d'un des trois principaux opérateurs germaniques, RWE. Il en ressort notamment qu'il sera toujours nécessaire de disposer de moyens de production, disponibles en permanence, pour faire face à la demande des jours sans vent, l'auteur ajoutant, s'agissant du « réseau WLK » (près de la frontière hollandaise) : « *Unfortunately, it is an invariable fact that in the winter half-year cold foggy days and relatively calm winds coincide with the peak load in the grid and that not even weather derivatives and stock exchange trading can help in this situation*³⁸ ».

5.3. Qu'en pensent leurs voisins ?

Les fatales exportations des productions éoliennes ne font pas que d'heureux acheteurs, Suédois ou Norvégiens (ces derniers particulièrement bien pourvus en hydro-électricité) : « *La concentration d'énergie éolienne dans le nord de l'Allemagne produit déjà d'importants flux discontinus sur les réseaux de transport du Benelux et d'Europe centrale* », note l'UCTE (cf. *Enerpresse* du 30/05/2005). L'expression de cette préoccupation peut être plus triviale. Sous le titre « *Les éoliennes de la discorde* », le même numéro d'*Enerpresse* écrit :

« Le projet d'interconnexion entre le nord de l'Allemagne et la Pologne que finalisent actuellement Vattenfall et PVE pourrait avoir du plomb dans les lignes. Interrogée en fin de semaine dernière par Platts, la secrétaire générale de l'association des électriciens polonais s'est montrée très pessimiste, notamment en raison de l'importance de la capacité éolienne allemande. « Le plus grand danger pour notre réseau, c'est le développement de l'énergie éolienne », a rappelé Malgorzata Klawe. « Nous devons déjà faire face à des flux aberrants d'énergie qui perturbent nos réseaux et ceux de la République Tchèque », a-t-elle ajouté ».

³⁵ C'est l'organisme en charge du réseau de transport électrique du Jutland (non connecté à celui de l'archipel).

³⁶ « *Von Traum umweltfreundlicher Energie zur hoch subventionierten Landschaftszerstörung* » (soit : « *Le délire éolien. Du rêve d'une énergie respectueuse de l'environnement à une destruction des paysages hautement subventionnée* »).

³⁷ « *The economics of wind energy within the generation mix* », paru dans *l'International Journal Energy Technology and Policy* (Vol. 3, N° 1/2, 2005).

³⁸ Traduction : « *Malheureusement, il est patent que, pendant les 6 mois d'hiver, les journées froides et brumeuses et les vents relativement calmes coïncident avec les pointes de demande sur le réseau et que ni les prévisions climatiques ni les bourses d'électricité n'y peuvent rien changer* ».

Lors d'un « *Petit déjeuner BIP-Enerpresse* », débat public organisé le 14 juin 2005 sur le thème « *Les réseaux électriques, au cœur du marché* », quatre des principaux acteurs de la gestion des réseaux de transport (GRT) européens se sont exprimés sur « *l'édification d'un système européen intégré facilitant les échanges* ». D'emblée, sans que la question leur soit posée, ils en sont venus à considérer les problèmes posés à la sécurité de leurs réseaux :

- pour André Merlin (patron de RTE et président de l'association des GRT européens, ETSO _ alias UCTE), « *l'entraide et la coopération des GRT reste un besoin fort pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'Europe* » ;
- pour Luis Atienza (président de la *Red Electrica de Espana*, le GRT espagnol) qui, en moins de 10 lignes (du compte-rendu publié par *Enerpresse*), évoque 4 fois « *la sécurité d'approvisionnement* », si mise à mal l'hiver précédent (cf. fin de § 2.2.), « *[l'éolien] représente une puissance installée de presque 9 000 MW, ce qui pose un véritable défi pour le développement du réseau et l'opération [sic] du système* » ;
- pour Jacques Vandermeiren (vice-président du comité de direction d'ELIA, le GRT belge), « *l'éolien est un sujet d'étude pour chaque GRT. Installer 2 000 MW éoliens en mer au large de la Belgique représente un défi. Non seulement l'éolien est plutôt délicat à gérer mais sa localisation en mer complique encore la tâche !* » ;
- moins prolixe, Luca d'Agnese (administrateur délégué du GRT italien, TERN) se contente, au plan technique, de dire qu' « *un programme d'urgence a été mis en place pour assurer la sécurité du réseau suite aux black-outs de 2003* ». C'était bien le moins qu'il pouvait dire.

Comme on le voit, la préoccupation de stabilité et d'équilibre des réseaux est unanimement partagée, comme l'est aussi, du moins pour ceux qui y sont déjà confrontés, la question de l'intégration de parcs éoliens substantiels.

6. Conclusions

Nous pensons avoir montré que les éoliennes ne peuvent pas contribuer de façon positive au mix énergétique requis pour satisfaire les besoins électriques de la France, continentale du moins. En plus des reproches qu'on doit faire à ce type d'équipements (inefficacité dans la lutte contre l'effet de serre, surcoûts, nuisances de voisinage, etc.), il faut donc souligner que **l'intermittence des aérogénérateurs ajoute** :

- **à l'aléa de consommation** (de type météorologique, on l'a vu, ou consécutif, par exemple, à la disjonction intempestive d'un gros consommateur industriel, à la fin d'une émission télévisée _ même si ce genre de fluctuation est dûment anticipée par RTE_, etc.)
- **un aléa de production** d'un type nouveau, d'ampleur au moins équivalente, celui résultant non pas d'une panne mécanique mais d'un manque ou d'un excès³⁹ de ... carburant, si l'on peut dire !!!

Ainsi, bien loin d'aider à résoudre l'équation d'équilibrage Production-Consommation, les éoliennes la complique(ro)nt.

Ne serait-il pas bon de tirer, à temps, les leçons de l'expérience, en tous points négative (y compris sur les factures des abonnés, parmi les plus élevées d'Europe), des champions mondiaux de l'éolien ?

³⁹ Une tempête sur la mer Baltique (ou en mer du Nord, ou au large de Veulettes-sur-Mer), et toutes les fermes *offshore* doivent, par précaution, fermer boutique simultanément. Fut-ce déjà le cas, lors du *black-out* dano-suédois de septembre 2003 (voir § 1.) ?

Annexe (rédigée par Alain Gouriou)

**Garantie de puissance de l'électricité d'origine éolienne
entre 2005 et 2015.
Comparaison des approches française (RTE) et allemande (DENA)**

Situation en Allemagne

Situation 2003 :

En 2003 la puissance installée est de 14 500 MW pour une production annuelle de 23 500 GWh, soit un facteur de charge de 18.5% ou 1 620 heures de fonctionnement à pleine puissance. La puissance moyenne de 2 683 MW, la puissance minimale « garantie » était comprise entre 890 MW (en été) et 1 250 MW (en hiver) soit entre 6 et 9 % de la capacité maximale. Bien entendu, les « autres moyens de production » se chargent de pallier ces faiblesses pour assurer la fourniture des consommateurs (d'où le stress dans les salles de commande des réseaux, témoignage rapporté par l'article du *Spiegel*). La réserve de puissance supplémentaire (*balancing of power*) assurée par les autres moyens de production a été de 2 000 MW durant une journée. Comme en France, il y a obligation d'achat de l'énergie éolienne par les opérateurs, la puissance des autres moyens de production a du être réduite de 1 900 MW une journée dans l'année, ce que DENA appelle « *la réserve négative de puissance* »⁴⁰.

Situation 2015 :

Pour la projection 2015, DENA se base sur une puissance installée de 36000 MW (eh oui !) avec 26 200 MW en *onshore* et 9 800 MW en *offshore*. DENA annonce une production annuelle de 77 200 GWh, soit un facteur de charge de 24% avec 19.5% pour l'*onshore* et 38% pour l'*offshore* cet écart étant lié à une plus grande régularité des vents en mer. La puissance moyenne ou puissance substituée est de 8 812 MW. La puissance « garantie » avec une probabilité de 99% est comprise entre 2100 MW en hiver et 1800 MW en été soit au maximum 6 % de la puissance installée. Pour palier à ces aléas, DENA estime qu'une réserve de puissance (*balancing of power*) assurée par les moyens de production classiques de 7 000 MW est nécessaire. On peut noter que ces 7 000 MW représentent presque l'écart entre la puissance moyenne de 8 600 MW et la puissance « garantie » de 1 800 MW. En cas de vent soutenu, on estime que les moyens classiques de production devront abaisser leur puissance de quelque 5 500 MW (réserve négative de puissance).

Situation en France

Dans le cadre de la préparation de la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique 2006-2015, RTE gestionnaire du réseau électrique français a publié en 2005 un rapport « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande » jusqu'à l'horizon 2015. Le rapport paru en 2005 était une réactualisation d'un premier rapport paru en 2003.

La puissance éolienne installée en début 2005 est de 400 MW environ. La prévision retenue par RTE est de 10 000 MW en 2010, essentiellement en *onshore* (entre 0,5 et 1 MW en *offshore*). RTE prend en compte un fonctionnement annuel de 2 320 heures à l'équivalent pleine puissance (23,2 TWh), soit un facteur de charge de 26.5% alors que l'Allemagne ne prévoit que 19.5% pour l'*onshore*. La puissance moyenne correspondante est de 2 650 MW. L'étude RTE met en avant le fait que les gisements de vent sont situés sur trois façades maritimes (Manche - Mer du Nord, Bretagne - Atlantique et Méditerranée) non corrélées, ce qui favorise le foisonnement de la production éolienne si les parcs sont répartis de façon homogène. La situation de la France est de ce point de vue assez semblable à celle de l'Espagne, contrairement à l'Allemagne dont les éoliennes sont concentrées pour l'essentiel sur la façade Mer du Nord – Baltique. On estime que la baisse de puissance éolienne entre deux jours consécutifs pourra atteindre, en hiver, 2 000 MW un jour sur dix et 4 000 MW un jour sur

⁴⁰ Concept (repris par J-Y. Grandidier, président de « *France Energie Eolienne* ») qui revient à considérer que la garantie sera fournie par les autres ... NIMBY sévit là aussi, en faveur des producteurs cette fois-ci ! Affrontement d'ego !

cent, soit en moyenne une fois par hiver. Ces valeurs sont observées comme étant du même ordre de grandeur que les fluctuations journalières de consommation provoquées par l'aléa de température. Mais un aléa de production ne peut être exonéré de son péché originel par un aléa de consommation, d'amplitude équivalente mais de signe opposé !

Dans son premier rapport de 2003, RTE avait analysé le problème lié à la garantie de puissance de l'éolien, point essentiel quand on est gestionnaire de réseau, cette contribution minimale « garantie » permettant d'économiser des créations de nouvelles capacités sur d'autres filières. De façon prudente, il était annoncé « *que les niveaux de puissance garantie devront être associés à des niveaux de probabilité. Par exemple on pourra peut-être disposer de 15% de la capacité installée avec une probabilité de 90%* ». Ce chiffre est à rapprocher de l'estimation DENA 6% avec une probabilité de 99%. Des études complémentaires menées en 2003-2004 devaient permettre « *d'évaluer d'une façon statistiquement mieux fondée un niveau de puissance qui pourrait être garanti avec une bonne probabilité* ». Il était dit aussi que « *la compensation permanente des irrégularités de la production éolienne dans l'exploitation du système électrique imposera la constitution de réserves plus importantes qu'aujourd'hui* ». Evidemment rien n'était chiffré, il faut être prudent et ne pas donner de chiffres qui engagent !

Ceci posé, il est intéressant de se pencher sur le rapport 2005. Curieusement, on ne parle plus de puissance garantie associée à un niveau de probabilité, mais plutôt de « puissance substituée, définie comme la puissance d'un moyen de production conventionnel qui peut être substituée par un parc éolien pour un même niveau de qualité de fourniture, caractérisé par une durée annuelle moyenne de défaillance égale à trois heures par an ». Pour 10 000 MW installé, cette valeur est estimée par RTE à 25%, on est très proche du facteur de charge.

Cette nouvelle approche est basée sur la prise en compte de l'ensemble des moyens de production devant faire face à la demande. La différence entre production disponible et demande (la marge) doit rester positive dans la quasi-totalité des situations : la défaillance acceptable, pour RTE, est d'une durée moyenne de trois heures par an. Voici quelques éléments de la démonstration :

- on considère deux groupes thermiques de 1 600 MW avec une probabilité de panne de 3% chacun. Cet ensemble a une espérance moyenne (de fourniture de puissance) de 3 104 MW avec un écart-type de 386 MW ;
- on considère un parc d'éoliennes de 10 000 MW, son espérance moyenne (de fourniture de puissance) en hiver est d'environ 3100 MW avec un écart-type de 1 500 MW ;
- la marge du système électrique français présente lors des pointes hivernales un écart-type élevé, de l'ordre de 6 000 MW, du fait de sa sensibilité aux températures extérieures. Cette sensibilité est de 1 500MW par degré (elle s'explique par l'importance du chauffage électrique en France) ;
- on considère que les aléas de température et les aléas sur les vitesses du vent sont indépendants tout comme la disponibilité des groupes thermiques. De ce fait les variances (carrés des écarts-type) s'ajoutent et l'écart-type de marge est accru de 185 MW en raison de l'aléa éolien.

Cette analyse de RTE a été reprise dans le PPI : « *les réserves de sécurité requises en hiver la veille pour le lendemain augmenteraient seulement de quelques centaines de MW en présence de 10 000 MW éolien* » et la présentation de la PPI par la DGEMP annonçait que l'aléa éolien augmente de 20% le besoin en réserve tertiaire, soit 600 MW pour une réserve de 3 000 MW.

Remarques

Dans sa dernière étude, RTE n'a pas voulu parler de puissance garantie et, par ce que j'appellerais un « tour de passe-passe » de calcul statistique, il arrive à proposer, pour 10 000 MW d'éolien installé, une réserve de puissance supplémentaire de 200 MW alors que DENA prévoit 1300 MW pour une même puissance installée.

On peut remarquer qu'à l'aléa de consommation, l'éolien ajoute un aléa de production et RTE avance le postulat que les deux ne sont pas corrélés. On rejette sans doute dans le risque résiduel, les situations telles que l'hiver 1956, où un anticyclone sibérien avait régné sur toute l'Europe de l'Ouest

pendant trois semaines : les oliviers gelaient en Provence, la Seine et les rivières bretonnes étaient prises de glace et il n'y avait pas un souffle de vent (situation à confirmer auprès de Météo-France). On dit que la France et l'Espagne ont des régimes de vent comparables. Pourtant pendant la vague de froid de mars 2005, la fourniture éolienne espagnole était égale à 8% de la puissance installée soit une valeur proche du minimum allemand. J'aurais tendance à penser qu'aléa température et régime de vent ne sont pas corrélés sauf pendant les grandes vagues de froid (sous mon anticyclone sibérien). Et RTE pourra alors annoncer que l'on est dans la situation « *des trois heures moyennes de coupure annuelles* », qui seront tournantes pour que tout le monde puisse en profiter (ou, plutôt, pour que ledit critère moyen ne soit pas emplatonné !).