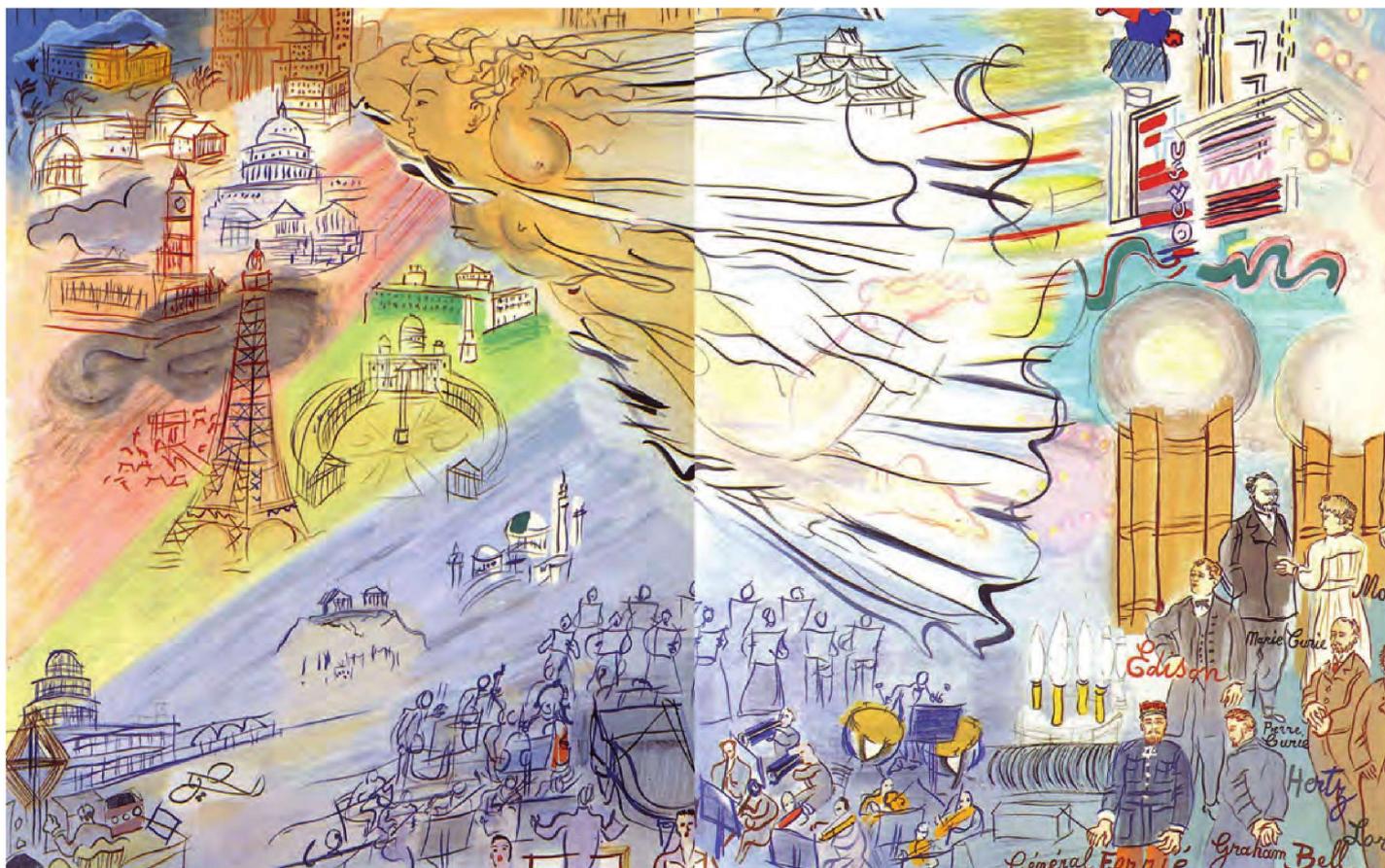




MIX ÉLECTRIQUE

LES RÉALITÉS DU SERVICE PUBLIC



La Fée électricité (détail), Raoul Dufy, 1937, huile sur contreplaqué.



PAR ALAIN TOURNEISE*

EN FINIR AVEC LES UTOPIES

Le dossier du présent numéro est consacré au mix électrique. Le mix électrique, c'est l'ensemble des moyens de production de l'énergie électrique nécessaire à une nation. Chaque pays le détermine en fonction de ses caractéristiques propres, que sont ses ressources naturelles, les coûts de production, les émissions de CO₂ ou de polluants divers, mais également des contraintes techniques propres au système électrique.

Et ces contraintes sont très lourdes. Car l'électricité doit être fournie quand on en a besoin et là où on en a besoin. L'article de Françoise Ficheux le rappelle clairement : équilibre offre/demande, énergie réactive, etc., qui nécessitent une gestion centralisée du système pour en assurer la continuité et des moyens de réserve, notamment hydraulique, dont la privatisation constituerait de ce fait une catastrophe pour la sûreté du système.

Aujourd'hui, nos sociétés développées ne peuvent plus supporter une interruption de la fourniture d'électricité. Mais la libéralisation continue du secteur électrique, dont les étapes sont rappelées dans ce dossier par François Dos Santos et Valérie Goncalves, en a considérablement affaibli la cohérence en l'ouvrant à une multitude d'acteurs, souvent privés, entraînant une augmentation des coûts de transaction, des prélèvements de profit privé et des risques de dysfonctionnement. Dans leur article, Michel Doneddu et Jean-Pierre Sotura décrivent bien cette dérive.

Une autre menace pèse sur la sécurité du système électrique. C'est l'introduction massive d'énergies intermittentes en remplacement des productions traditionnelles, notamment nucléaire. C'est ce que propose notamment l'ADEME. Notre dossier montre

que les hypothèses de l'ADEME pour tenter de démontrer la faisabilité d'un tel scénario sont irréalistes, voire irresponsables. L'introduction trop massive des EnR dans la production électrique nécessiterait des capacités de stockage massives dont on ne maîtrise bien aujourd'hui ni les technologies ni les coûts, comme le montre l'article de Serge Vidal. Elle nécessiterait aussi, du fait de son caractère très décentralisé, des investissements considérables dans les réseaux, comme le souligne Cécile Grimone.

Elle nécessiterait enfin que les usagers soient prêts, de gré ou de force, à renoncer à consommer sur réquisition du gestionnaire de réseau en fonction des fluctuations du vent ou de la luminosité ambiante. Un tel scénario orwellien ne peut même pas être justifié par les nécessités de la lutte contre le réchauffement climatique puisqu'en France, du fait du nucléaire, l'électricité est déjà décarbonée à presque 90 %. Subventionner massivement les énergies renouvelables au motif de décarboner une électricité qui, de fait, l'est déjà relève d'une incohérence que même la Cour des comptes ne s'est pas privée de dénoncer.

Le but de ce dossier est donc de contribuer à débarrasser la question de l'électricité en France des scories idéologiques qui la polluent pour militer en faveur d'un mix électrique équilibré, où chaque source de production doit avoir sa place en fonction des critères de ressources, de prix, d'impact sur le climat et de contribution à la sûreté du système électrique. ■

ALAIN TOURNEISE coordinateur du dossier, est ingénieur Supélec et directeur de la diffusion de *Progressistes*.

LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

La production et la vente de l'électricité sont livrées au marché capitaliste, alors qu'on n'a jamais eu autant besoin de préparer l'avenir des systèmes électriques sur une logique d'organisation rationnelle, c'est-à-dire réfléchie scientifiquement et débattue démocratiquement.

PAR MICHEL DONEDDU
ET JEAN-PIERRE SOTURA*

Dès les années 1980, de grands penseurs de l'économie libérale, comme notre nobélisé national Jean Tirole, ont imaginé de créer des marchés commerciaux et financiers de l'électricité liant les consommateurs aux producteurs de façon physiquement artificielle, mais bien réellement génératrice de profits. Les dirigeants européens ont été séduits par ce modèle et la Commission de Bruxelles l'impose aujourd'hui. Résultat : le prix de l'électricité flambe pour mettre en place un système concurrentiel censé les faire baisser. Le fétichisme de la marchandise dont parlait Marx ne se dément pas. La religion de la concurrence dont les économistes et politiques dominants se font les apôtres semble devenue pour eux le nouvel « opium du peuple ».

LE SERVICE PUBLIC, ORGANISATION NATURELLE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Le fonctionnement équilibré du système électrique repose sur un principe fondamental : la production s'adapte en temps réel à la demande. En effet, le consommateur n'achète pas *a priori* une quantité d'électricité prélevée sur un stock ; il prélève sur le réseau la quantité d'énergie nécessaire à l'usage qu'il désire satisfaire, dans la limite de la puissance souscrite

de son abonnement. Il appartient au producteur de satisfaire cette demande à tout instant, la consommation étant facturée *a posteriori*. C'est l'une des caractéristiques qui font du système électrique un service public naturel.

« Les flux marchands contractuels sont donc censés circuler sur le réseau de façon fictive, dématérialisée, sans qu'il soit nécessaire de les identifier à la circulation physique de l'onde d'énergie. »

Dans le système intégré nationalisé du xx^e siècle, le raisonnement était le suivant : qu'un groupe produise ou non, l'amortissement des investissements et les frais fixes annuels sont identiques, donc non pris en compte dans l'ordre de priorité ; dès lors qu'il produit, il engendre des coûts supplémentaires – « marginaux » –, essentiellement de combustible. Parmi les groupes de production disponibles, celui qui présente le coût marginal le plus faible est appelé en priorité, les autres sont appelés par ordre de coût marginal croissant jusqu'à ce que leur puissance totale équilibre la demande. C'est un mode de gestion rationnel permettant à tout instant de minimiser le coût de production de l'électricité.

Avec la mise en place du marché concurrentiel européen de l'électricité, les choses se compliquent singulièrement. L'équilibrage prévisionnel et l'ajustement en temps réel de la production à la consommation impliquent de nombreux acteurs, privés et publics, indépendants et intervenant sur un réseau unique où les énergies des uns et des autres sont totalement diluées. Les penseurs du marché ont fait fi de cette dilution en inventant des flux commerciaux de la marchan-

dise électricité, générés par des contrats d'achats et de ventes reliant n'importe quels points d'injection et de soutirage sur le réseau. Ces flux marchands contractuels sont donc censés circuler sur le réseau de façon fictive, dématérialisée, sans qu'il soit nécessaire de les identifier à la circulation physique de l'onde d'énergie.

LA MAIN BIEN VISIBLE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Du coup, les penseurs du marché ont été confrontés à un énorme problème. Comment rendre compatibles un système marchand où la production résulte de multiples relations contractuelles librement consenties entre producteurs et consommateurs et un système technique imposant à la production globale de suivre en temps réel la demande globale ?

Le système marchand est bien entendu construit sur les dogmes libéraux. C'est un « marché organisé » reposant sur une ou plusieurs bourses d'échange. Y interviennent les producteurs et les consommateurs – le plus souvent représentés par des fournisseurs revendant l'électricité à une clientèle de particuliers et de professionnels. Un système d'enchères fixe le prix des quantités d'électricité échangées en fonction du moment où doit se réaliser l'échange physique. Mais interviennent à la bourse d'autres intermédiaires, car bien entendu l'électricité marchandise doit pouvoir être un objet de spéculation financière. Des négociants peuvent acheter des paquets d'énergie en vue de les revendre plus cher un peu plus tard à d'autres négociants ou à des fournisseurs. Tout cela, bien sûr, au nom de la nécessaire liquidité des marchés, censée dans toute théorie économique libérale assurer la plus efficace allocation des ressources investies dans l'économie.

« L'électricité marchandise doit pouvoir être un objet de spéculation financière. Des négociants peuvent acheter des paquets d'énergie en vue de les revendre plus cher un peu plus tard à d'autres négociants ou à des fournisseurs. »

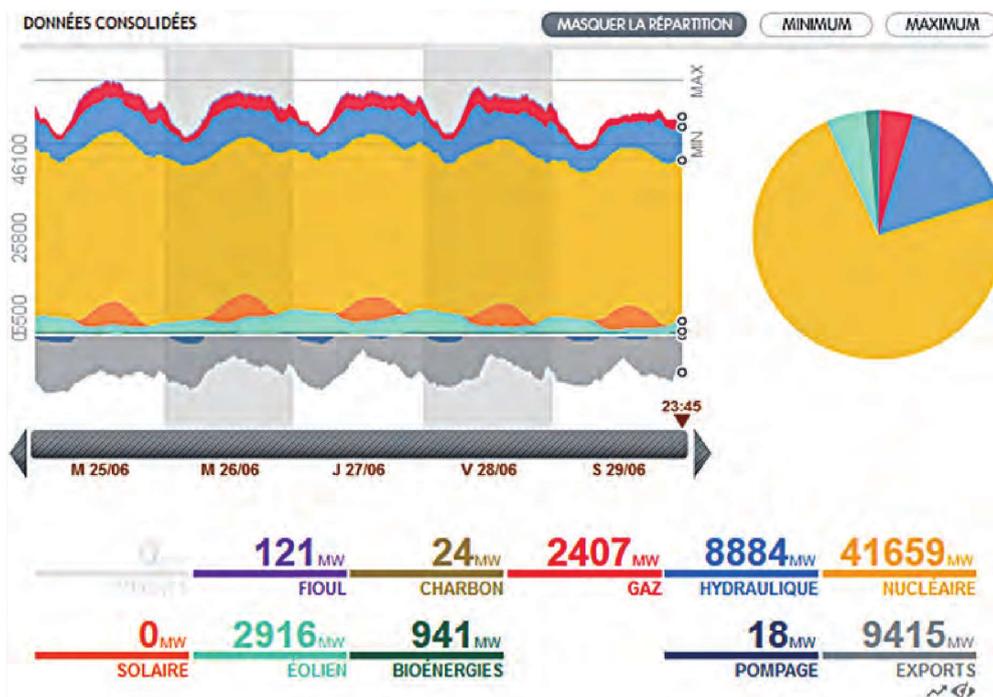
Si le système ne devait fonctionner que sur un tel marché, il s'effondrerait instantanément. Car il faut bien que le gestionnaire du réseau puisse imposer à des producteurs de fournir de l'énergie ou d'arrêter de le faire pour équilibrer la production globale à la demande globale. Pour résoudre cette contradiction, il a fallu inventer une réglementation extrêmement complexe. Car dans un marché de libre concurrence personne ne peut rien imposer à personne, et surtout pas une puissance publique à un acteur privé : on ne peut que passer des contrats librement consentis.

Tout d'abord, il a fallu donner au marché de l'électricité une dimension temporelle, reflétant au moins grossièrement le caractère de temps réel de l'équilibre entre la production et la consommation. Pour cela, l'année a été divisée en 17 520 tranches de 30 min (17 568 les années bissextiles) sur lesquelles les paquets d'énergie s'échangent à la bourse ou de gré à gré. Ensuite, le marché a été segmenté en marché de gros, où les échanges se font à l'avance, et en marché spot, où ils se font au dernier moment. Ensuite, les penseurs du marché de l'électricité ont introduit un nouvel acteur : le « responsable d'équilibre ».

“ Si le système ne devait fonctionner que sur un tel marché, il s'effondrerait instantanément. Car il faut bien que le gestionnaire du réseau puisse imposer à des producteurs de fournir de l'énergie ou d'arrêter de le faire pour équilibrer la production globale à la demande globale. ”

Tout fournisseur, producteur ou négociant peut demander à le devenir et contracter avec le gestionnaire du réseau de transport. Son rôle est de garantir que les contrats d'achat et de vente d'énergie s'équilibrent sur le « périmètre d'équilibre » qu'il définit et sur chaque tranche demi-horaire. Tous les contrats passés à la bourse ou de gré à gré entre producteurs, fournisseurs et négociants doivent désigner un responsable d'équilibre. Des contrats adéquats sont donc passés entre tous ces acteurs. Le responsable d'équilibre connaît l'ensemble des contrats d'échange passés par les acteurs de son périmètre, et il lui

PRODUCTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANCE MÉTROPOLITAINE DU 25 AU 29 JUIN 2019



Les chiffres affichés et le camembert sont pour le vendredi 26 à 10 heures. Sous la ligne zéro, le gris indique le solde import/export (la France a exporté durant toute la période) et le bleu indique l'électricité utilisée pour remonter l'eau dans les STEP (pompage). Les données en temps réel de RTE sont disponibles sur le site eco2mix.

revient de les compléter pour assurer l'équilibrage par tranche demi-horaire, en intervenant à l'avance sur le marché de gros, ou au dernier moment sur le marché spot. *In fine*, il est financièrement comptable devant le gestionnaire du réseau des écarts par rapport à l'équilibre qui se produisent. Mais cela ne lui est pas imposé puisque figurant au contrat.

À ce stade, le système est encore incomplet. Il ne suffit pas que le responsable d'équilibre soit financièrement responsable des écarts par tranche demi-horaire : il faut impérativement que l'équilibre soit réalisé instantanément. Le mécanisme d'ajustement en temps réel piloté par le gestionnaire du réseau a donc

“ La substitution du marché au service public s'avère d'une incroyable complexité et comporte une certaine dose de duplicité. ”

été traduit en de nouvelles relations contractuelles, entre lui et les producteurs participant au mécanisme. Selon les caractéristiques techniques de leurs groupes de production, il

peut s'agir de clauses obligatoires figurant au contrat d'accès au réseau ; il peut s'agir aussi d'adhésion volontaire d'un producteur au mécanisme. *A posteriori*, le gestionnaire du réseau facture ou rembourse aux producteurs les quantités d'énergie qu'ils ont dû réduire ou fournir pour répondre aux ordres d'ajustement. Il faut pour cela les indemniser à hauteur de l'énergie vendue, mais non produite. Encore une fois, cela ne lui est pas imposé puisque figurant au contrat. La substitution du marché au service public s'avère d'une incroyable complexité et comporte une certaine dose de duplicité. Nous allons voir qu'il en faut encore d'autres.

PRODUCTION DE BASE, PRODUCTION DE POINTE ET « MARCHÉ DE CAPACITÉS »

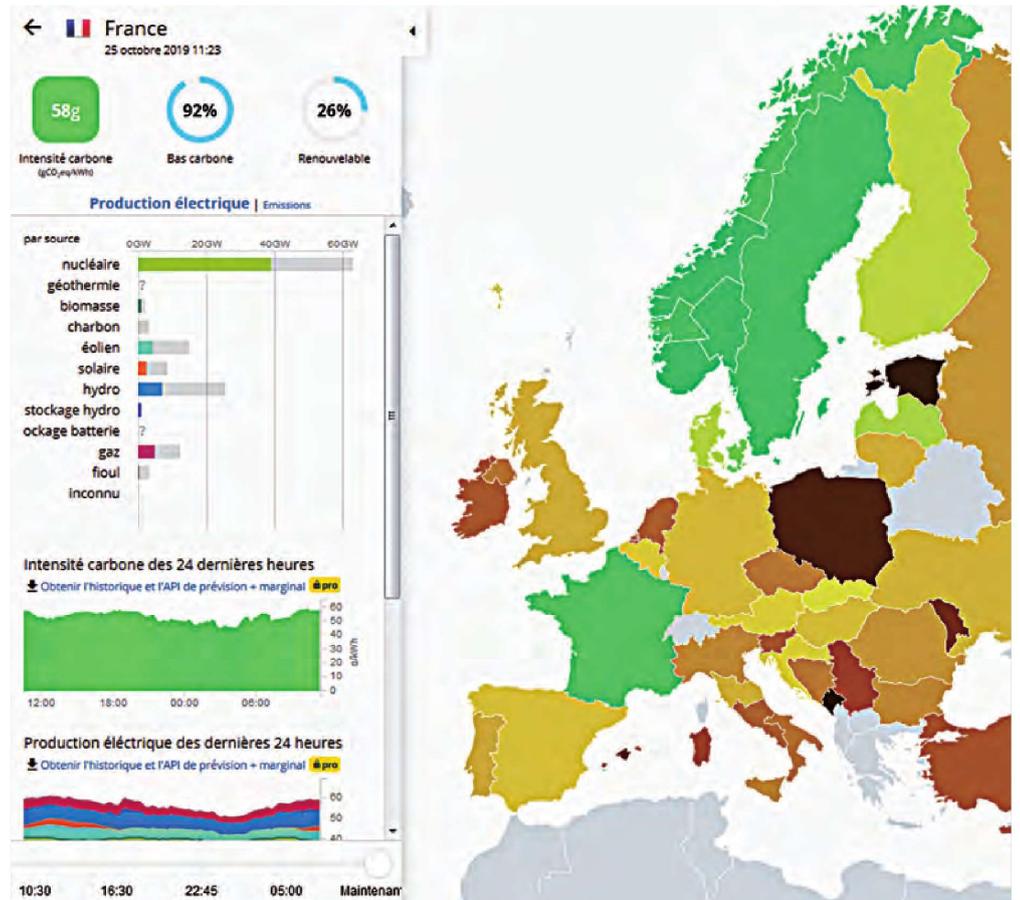
En France, comme dans beaucoup d'autres pays, le système électrique a été bâti dans une logique de planification : à des prévisions d'évolution de la consommation ont été apportées des réponses sous forme d'investissements en moyens de production et en réseaux de transport et de distribution.

► Le parc de production électrique d'un pays reflète la nature de ses ressources. Les ressources hydrauliques sont en général les premières utilisées, car les plus économiques. Ainsi, la Norvège, qui dispose d'une ressource hydraulique considérable, produit entre 95 et 99 % de son électricité grâce à elle. En France, la ressource hydraulique est utilisée en quasi-totalité et couvre environ 12 % de la consommation annuelle, tout en étant très inégalement répartie sur le territoire. Elle est un atout incontestable, mais limité.

Un parc de production comporte en général plusieurs filières de production. Cela résulte de la forme de la consommation qu'il doit satisfaire, dont les variations se décomposent en plusieurs échelles de temps. En France, on observe des *variations saisonnières* : la consommation électrique est plus importante l'hiver que l'été, notamment en raison de la part de l'électricité dans le chauffage ; des *variations hebdomadaires* : le week-end on consomme moins qu'en semaine, en liaison avec l'activité économique ; des *variations journalières* : en général, deux pics de consommation se produisent, vers 9 et 19 heures. La superposition de ces trois types de variations aboutit en 2018 à ce que la demande en électricité a varié de 30 700 MW au creux estival à 96 500 MW lors de la pointe hivernale.

“ Pour répondre à la demande en temps réel, il faut que la capacité du parc de production soit au moins égale au pic de la demande ; pour être assuré de sa disponibilité lorsque ce pic se produit, une marge doit compenser le taux de panne fortuite des groupes de production. ”

Pour répondre à la demande en temps réel, il faut que la capacité du parc de production soit au moins égale au pic de la demande ; pour être assuré de sa disponibilité lorsque ce pic se produit, une marge doit compenser le taux de panne fortuite des groupes de production. Plus le pic de la demande est aigu, plus la capacité du parc doit être élevée, mais plus son taux d'utilisation est réduit. Il est ainsi souhaitable que le parc soit



Le site electricityMap.org recense en temps réel et pays par pays les émissions européennes de CO₂ dues à la production d'électricité. Il affiche la composition du mix électrique – toujours en temps réel et pour chaque pays – en fonction de l'origine d'énergie : nucléaire, éolien, solaire, hydraulique, charbon, gaz, pétrole...

constitué de moyens diversifiés conçus pour un taux d'utilisation annuelle plus ou moins important et dotés de caractéristiques technico-économiques adaptées à ces taux.

Les *groupes de base* sont conçus pour fonctionner à un niveau proche de la pleine puissance presque tout le temps. Ils doivent consommer le moins possible, quitte à nécessiter un investissement important et à avoir un fonctionnement peu flexible. Font typiquement partie de cette catégorie les barrages hydroélectriques ; les centrales hydrauliques dites « au fil de l'eau » (sur les fleuves) ; les centrales nucléaires, qui forment l'essentiel de la production de base de l'électricité en France ; celles à charbon, toujours massivement utilisées dans le monde malgré leur impact, très négatif, sur le réchauffement climatique.

Les *groupes de pointe*, au contraire, sont destinés à atteindre rapidement des niveaux de puissance élevés, et doivent donc être flexibles. Ayant des durées d'utilisation réduites, ils doivent mobiliser un investissement faible, quitte à avoir une consom-

mation unitaire élevée. Répondent à ces critères les turbines à combustion fonctionnant au gaz naturel et, surtout, les centrales hydrauliques de lac : leur investissement s'amortit sur des décennies, leur coût de fonctionnement est faible et elles détiennent le record de la flexibilité ; toutefois, leur déploiement est limité au nombre de sites disponibles.

Les moyens de production de base et de pointe, voire intermédiaires, occupent des places complémentaires dans un parc de production d'un point de vue technico-économique. Certes, ils sont mis en concurrence par le gestionnaire du réseau dans les procédures d'ajustement de la production à la consommation. L'appel à un moyen de base disponible est toujours préféré à l'appel à un moyen de pointe, son coût marginal de production étant supérieur. Mais durant les périodes de forte demande, la capacité des moyens de base n'arrivant pas à la satisfaire, il faut bien qu'une capacité de moyens de pointe soit disponible.

Dans un système électrique intégré, cette dialectique entre concurrence

et complémentarité des moyens du parc de production ne soulève aucune difficulté conceptuelle ni pratique. Il en va tout autrement dans un système livré au marché. Un capitaliste sensé envisage difficilement d'investir dans des moyens de pointe un capital productif dont il sait à l'avance le faible taux d'utilisation, soumis de surcroît à des variations aléatoires d'une année sur l'autre. Il lui faudrait pour cela l'assurance qu'il vende sa production à un prix très élevé, bien plus que le prix moyen de l'électricité. Aucune étude de marché ne peut donner cette garantie. Un capitaliste sensé préfère donc investir dans des moyens de base, aux coûts plus faibles et à la rémunération plus sûre. Résultat, le marché tend à éliminer progressivement les moyens de pointe et à mettre le parc de production en sous-capacité. Ce syndrome du marché a frappé la Californie au début du siècle, provoquant des grandes pannes à répétition.

“ Dans un système électrique intégré, cette dialectique entre concurrence et complémentarité des moyens du parc de production ne soulève aucune difficulté conceptuelle ni pratique. Il en va tout autrement dans un système livré au marché. ”

Devant ce vice rédhibitoire du marché de l'électricité, les fétichistes de la marchandise et les gourous du profit sont divisés. Les puristes de la Commission européenne nient le problème et soutiennent que le marché ainsi créé se suffit à lui-même : c'est la théorie du *market energy only*.

“ Le système concurrentiel ajoute aux prix non seulement la rémunération du profit capitaliste, mais aussi d'importants « coûts de transaction » supplémentaires, induits par les multiples relations contractuelles et outils de vérification nécessaires au fonctionnement du marché. ”

D'autres, plus réalistes, n'ont pas manqué d'inventivité : puisque le marché de l'énergie ne marche pas d'une seule jambe, donnons-en-lui une autre ! Ainsi est né le *marché des capacités*. Quand le gestionnaire du réseau prévoit une insuffisance de la capacité du parc à répondre à la demande de pointe, il lance un appel d'offres pour l'installation de nouveaux groupes dont il rémunérera la disponibilité indépendamment du fait qu'ils soient appelés ou non à produire, la production éventuelle restant rémunérée par les clients du marché. Cette rémunération de la disponibilité est intégrée aux frais de gestion du réseau, facturés à la clientèle. Le capitaliste sensé ainsi rassuré peut être tenté d'investir.

UTILISATEURS, ENVIRONNEMENT ET UNE IDÉOLOGIE

Parmi les arguments de la campagne idéologique ayant accompagné la libéralisation de l'électricité en Europe, on entendait qu'il fallait rompre avec les rigidités administratives des entreprises intégrées. Résultat : la libéralisation a réussi l'exploit de transformer le système électrique en usine à gaz ! Pour quel objectif affiché ? Permettre que la concurrence bénéficie au consommateur ? La théorie économique libérale, ou « néoclassique »,

affirme que dans un marché concurrentiel parfait, où le producteur vise le profit maximal et le consommateur le prix minimal, le prix des marchandises s'ajuste sur leur coût marginal de production. C'est ce que faisait déjà le service public intégré de l'électricité. Dans la réalité, le système concurrentiel ajoute aux prix non seulement la rémunération du profit capitaliste, mais aussi d'importants « coûts de transaction » supplémentaires, induits par les multiples relations contractuelles et outils de vérification nécessaires au fonctionnement du marché. C'est l'une des raisons qui font que la mise en place du marché a conduit un peu partout en Europe à une hausse des prix de l'électricité.

Certes, nous dirait la théorie, grâce à une meilleure allocation des ressources le marché va conduire à ce que les investissements décidés aujourd'hui rendent le système de demain plus économique. Or dans le domaine de l'énergie on voit bien que ce n'est pas la concurrence qui doit décider de l'avenir, mais des choix politiques de transition. Prenons l'exemple des centrales à charbon, fortement émettrices de gaz à effet de serre. Une politique de transition peut décider de les arrêter : dans une logique de service public, il suffit de les remplacer par autre chose ; dans une logique de marché, on instaure un prix du carbone émis atteignant un niveau qui va leur faire perdre toute rentabilité, aboutissant à ce que le capitaliste renonce de lui-même à y investir. Aussi, l'Union européenne a mis en place un système de « permis d'émissions négociables », fondé sur des quotas d'émissions par pays, distribués ou vendus aux enchères aux industriels, lesquels peuvent en vendre ou en acheter de gré à gré ou sur un marché boursier organisé. Et puis, on crée des mécanismes incitatifs pour guider le capitaliste vers l'investissement dans l'autre chose souhaitée. Le fétichisme du marché est capable de frapper très fort ! ■

*MICHEL DONEDDU est polytechnicien, expert à l'Institut énergie et développement.

JEAN-PIERRE SOTURA est ancien commissaire à la Commission de régulation de l'énergie (CRE).



LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE : CONTRAINTES PHYSIQUES ET DÉCISIONS POLITIQUES

La qualité de la fourniture d'électricité ne se réduit pas à un bilan quantitatif annuel global. Il s'agit certes de produire l'électricité dont la nation à besoin, et surtout de la produire à tout instant. Cela induit des contraintes redoutables que le gestionnaire du système doit surmonter par les dispositifs techniques adéquats. L'introduction massive des énergies éolienne et solaire aggravent considérablement ces contraintes.

PAR FRANÇOISE FICHEUX*

Au début du débat public de 2018 sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), il fut demandé comment seraient prises en compte les contraintes imposées par les lois de la physique dans la redéfinition de cette PPE. La réponse fut cinglante : « *Il sera, dans ce débat, moins question de physique que de décisions et d'orientations gouvernementales. Les citoyens n'auront pas tant à s'exprimer sur les lois de la physique que sur les choix politiques qui doivent être faits en matière d'énergie pour les dix années qui viennent.* »

Il ne s'agit pas pour les physiciens d'imposer un choix mais d'informer les politiques des conséquences de leurs choix. Comment, en effet, construire et faire fonctionner un système électrique répondant à l'objectif largement majoritaire de réduction des émissions de gaz à effet de

serre, tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement, sans tenir compte des contraintes imposées par les lois de la physique ?

« Un réseau électrique est soumis à une contrainte de base : il est nécessaire d'y injecter à chaque instant la quantité exacte d'électricité qui en est soustraite. »

INJECTER À TOUT INSTANT CE QUI EST CONSOMMÉ

Un réseau électrique est soumis à une contrainte de base : il est nécessaire d'y injecter à chaque instant la quantité exacte d'électricité qui en est soustraite. Si on ne respecte pas cette contrainte et que la consommation devient inférieure à la production (ou supérieure), la fréquence se met à descendre en dessous de 50 Hz (ou à monter au-delà de 50 Hz), puis, très vite, certains équipements de production se mettent en sécurité

en se déconnectant du réseau et, par effet domino, on peut arriver au black-out.

Concrètement, l'électricité ne se stockant pas¹, cela signifie qu'il faut produire à chaque instant l'électricité qui est consommée. Fort heureusement, il est possible de transformer l'énergie électrique en d'autres formes d'énergie (par exemple en énergie potentielle lorsqu'on remonte de l'eau dans le bassin supérieur d'une STEP [station de transfert d'énergie par pompage], ou en énergie chimique dans des batteries), mais ces possibilités coûtent cher, sont disponibles en quantité limitée sur le territoire français, et bien sûr l'aller-retour pour reproduire de l'électricité se fait avec un rendement inférieur à 1.

RÔLE ESSENTIEL DU NUCLÉAIRE

Avant les années 2000, le gestionnaire de réseau établissait chaque jour une prévision de la courbe de consommation et, suivant cette courbe, « appelait » les groupes de production disponibles suivant le principe du *merit order* (c'est-à-dire sur la base du coût marginal de production), optimisant ainsi le coût global de la production.

« Aujourd'hui, les productions pilotables (nucléaire, hydraulique de barrage et thermique) doivent s'adapter à la fois aux variations de la consommation et à celles des productions éolienne et photovoltaïque. »

Aujourd'hui, le gestionnaire de réseau établit toujours quotidiennement une prévision de consommation, mais ce n'est plus lui qui appelle les



L'électricité intermittente, dite « fatale », bénéficie d'une priorité d'injection, ce qui perturbe fortement le fonctionnement du réseau, ainsi que celui des marchés spot (avec l'apparition de prix négatifs!).

groupes. Chaque fournisseur² est censé injecter dans le réseau, à chaque instant, l'électricité consommée par l'ensemble de ses clients. Outre ses propres moyens de production, s'il en a, il dispose pour s'approvisionner du dispositif ARENH³, des marchés à terme et des marchés spot, mais il ne pourra s'y procurer que des blocs horaires qui, même s'il était capable de prévoir exactement la consommation de ses clients, ne lui permettent pas de la couvrir complètement. La courbe de prévisions de consommation faite chaque jour par RTE sert aux fournisseurs à « intuitiver » ce que sera la consommation de leurs clients. L'exercice est assez facile actuellement, car la procédure de « règlement des écarts » ne se fonde pas sur la consommation réelle mais sur du profilage, qui ne reflète pas toujours la situation réelle (d'où l'apparition de « niches », comme celle des boulangers, censés consommer essentiellement la nuit). La situation pourrait changer avec la mise en place des compteurs Linky, qui sont capables de fournir les courbes de charge correspondant à la consommation réelle heure par heure des clients.

D'autre part, une partie de l'électricité provient de sources intermittentes et non pilotables, dont l'éolien, qui est très variable et difficilement prédictible. Il a été décidé que cette électricité, dite « fatale », bénéficie d'une priorité d'injection, ce qui perturbe fortement le fonctionnement du réseau, ainsi que celui des marchés spot (avec l'apparition de prix négatifs). Avant l'introduction massive de ces énergies intermittentes, la production devait simplement s'adapter à la consommation. Aujourd'hui, les productions pilotables (nucléaire, hydraulique de barrage et thermique) doivent s'adapter à la fois aux variations de la consommation et à celles des productions éolienne et photovoltaïque. Le rôle du nucléaire est particuliè-



La variabilité des énergies intermittentes et leur couplage au réseau via des dispositifs électroniques n'apportent aucune inertie mécanique ni autorégulation au réseau. Ce qui augmente le risque de black-out.

rement important dans la compensation de ces variations, ce qui conduit même EDF à affirmer que nucléaire et énergies renouvelables sont complémentaires. Il est vrai qu'une partie des réacteurs du parc nucléaires a été conçue pour faire du « suivi de charge » et que la sûreté reste assurée. Ce suivi de charge permet de baisser la puissance d'un réacteur de 100 % à 20 % en une demi-heure, et de la remonter aussi vite après un palier d'au moins deux heures, et ce deux fois par jour. Ce type de fonctionnement n'est toutefois pas optimal (augmentation du coût de production

“ La fréquence du courant doit être maintenue à 50 Hz. Dès que la fréquence varie, tous les alternateurs des centrales « traditionnelles » exercent instantanément et de façon automatique des actions stabilisatrices via l'inertie de la masse tournante de leurs rotors, qui agissent comme des volants d'inertie. ”

du kilowattheure nucléaire) et, de plus, il n'est plus efficace au-delà d'un taux de pénétration des énergies renouvelables intermittentes compris entre 20 et 30 %.

Les énergies intermittentes n'apportent aucun secours.

CONTRAINTE D'ÉQUILIBRE ET MAINTIEN DE LA FRÉQUENCE

Pour le bon fonctionnement des moteurs connectés au réseau, la fréquence du courant doit être maintenue à 50 Hz. Dès que la fréquence varie, tous les alternateurs des centrales « traditionnelles » exercent instantanément et de façon automatique des actions stabilisatrices via l'inertie

de la masse tournante de leurs rotors, qui agissent comme des volants d'inertie. La variabilité des énergies intermittentes et leur couplage au réseau via des dispositifs électroniques n'apportent aucune inertie mécanique ni autorégulation au réseau. Les études montrent que les technologies disponibles aujourd'hui permettent au plus une puissance délivrée par les énergies intermittentes ne dépassant pas 30 % à 60 % de la puissance instantanée appelée par la consommation (suivant le niveau de cette puissance). Plusieurs zones non interconnectées, comme l'Australie du Sud, ont connu des black-out dès 30 %, et il a été évalué que, pour le réseau européen, ce niveau se situait à environ 60 %.

Dans l'état actuel de la technique, le « 100 % renouvelables » de l'ADEME est une utopie. Des projets⁴ sont en cours pour étudier l'intégration d'éléments d'électroniques de puissance dans les réseaux. Il s'agirait de changements considérables, d'une véritable migration des réseaux de transport et de distribution qui va exiger des investissements considérables. De plus, il n'est pas sûr que le niveau de sécurité d'approvisionnement actuel puisse être assuré avec ces nouveaux réseaux dont le fonctionnement est fondé sur du logiciel.

Le fait que le marché de l'électricité fonctionne par blocs horaires n'est pas neutre pour la sécurité d'approvisionnement : à chaque passage à l'heure suivante, suivant les propositions retenues en bourse pour l'heure suivante, des groupes de production s'arrêtent, d'autres démarrent, d'autres encore modifient leur niveau de production. Les productions pilotables, principalement le nucléaire pour ce qui concerne la France, doivent assurer la continuité pour que la fréquence reste dans les marges autorisées. Mais il peut y avoir des difficultés. C'est la cause principale de la baisse de tension (à 49,81 Hz) qui s'est produite le 10 janvier 2019 à 21 heures où l'Europe est passée très près, si ce n'est d'un black-out, au moins de délestages étendus.

Pour gérer l'équilibre à tout instant, le gestionnaire de réseau dispose des différents « services » (voir encadré ci-dessous). L'évolution du réseau et des risques inhérents a conduit RTE ►

“ Les interconnexions doivent permettre les échanges commerciaux entre les États membres et créer ainsi un marché unique de l'électricité couvrant toute l'UE, ce qui est censé faire baisser les coûts. Or les électrons n'obéissent pas aux lois de Bruxelles mais à celles de Kirchhoff. ”

► à mettre en place des contrats d'effacements avec des consommateurs industriels qui acceptent, moyennant rémunération, de baisser leur consommation à l'appel de RTE. Ce mécanisme n'a, pour l'instant, été utilisé qu'une seule fois, le 10 janvier 2019. Si tous ces moyens empilés ne suffisent pas à faire remonter la fréquence, le RTE a recours à des délestages localisés de consommation.

L'INTERCONNEXION NE SUFFIRA PAS

Enfin, le réseau de transport français est interconnecté avec les réseaux des pays limitrophes (à l'exception du Luxembourg), et l'équilibre injection/soutirage doit être assuré en prenant en considération toute la plaque européenne continentale. En principe – c'est-à-dire d'après les règles de fonctionnement du mar-



Le réseau électrique français est interconnecté avec les réseaux des pays limitrophes (à l'exception du Luxembourg), et l'équilibre injection/soutirage doit être assuré en prenant en considération toute la plaque européenne continentale.

ché –, les interconnexions doivent permettre les échanges commerciaux entre les États membres et créer ainsi un marché unique de l'électricité couvrant toute l'UE, ce qui est censé faire baisser les coûts. Or les électrons n'obéissent pas aux lois de Bruxelles mais à celles de Kirchhoff. Les jours de vent, les réseaux des pays limitrophes de l'Allemagne sont perturbés

par des électrons produits dans le Nord, au bord de la Baltique, et rejoignent le sud du pays, très consommateur, en empruntant les réseaux voisins, à défaut des lignes intérieures que l'Allemagne n'a pas encore construites.

La Commission européenne pousse au développement des interconnexions, ce qui suppose de lourds investissements et qui rencontre souvent l'opposition de la population qui ne comprend pas pourquoi décentraliser la production impose la construction de nouvelles lignes. À défaut, dans sa volonté d'augmenter les échanges commerciaux, la Commission cherche à rogner sur les capacités d'interconnexion réservées aux gestionnaires de réseau pour assurer le bon fonctionnement du réseau. Elle justifie ses demandes par une prétendue amélioration de la sécurité d'approvisionnement, mais, en même temps, elle impose à tous les États membres une standardisation de leur mix électrique en y renforçant la part des énergies intermittentes; or il a été observé que les régimes des vents et les heures d'ensoleillement sont globalement les mêmes au niveau de la plaque européenne interconnectée. On voit mal comment un secours mutuel serait possible. ■

COMMENT RTE ASSURE L'ÉQUILIBRE PRODUCTION/CONSOMMATION

Pour résorber les déséquilibres entre la production et la consommation d'électricité, RTE dispose de deux types de « services système » : les services système fréquence et le mécanisme d'ajustement.

LES SERVICES SYSTÈME FRÉQUENCE

Ils se fondent sur deux groupes (dits « réserves ») d'utilisateurs du réseau, qui peuvent être des installations de production intervenant en injection ou des installations consommatrices. Ces utilisateurs sont activés automatiquement pour ramener la fréquence à 50 Hz, directement sur les installations (réserve primaire) ou par un signal émis par RTE (réserve secondaire).

Pour les installations de production, le réglage primaire est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production. Pour les installations de type « soutirage », le réglage primaire est obtenu soit en sollicitant alternativement en injection ou en soutirage des moyens de stockage internes à l'installation (batteries, volant d'inertie, etc.).

La *réserve primaire* est partagée entre la France, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, les Pays-Bas et la Suisse. Elle est dimensionnée pour pouvoir répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production, soit une puissance de 3 000 MW au niveau européen. Le système français contribue à hauteur d'environ 540 MW. Depuis 2017, la réserve primaire est constituée en France par un appel d'offres hebdomadaire mené conjointement par RTE et ses homologues des pays concernés. Elle ramène donc tous ces pays au même niveau de fréquence, mais pas toujours à précisément 50 Hz.

La *réserve secondaire* est spécifique à un pays donné, ou plus exactement à une « zone de réglage ». Elle intervient quand il apparaît un déséquilibre dans cette zone afin d'y rétablir l'équilibre, ce qui permet aussi de retrouver les échanges commerciaux entre cette zone et les zones voisines auxquelles elle est connectée tels qu'ils avaient été prévus dans le marché spot « un jour avant ».

La réserve secondaire constituée en France est comprise entre 500 MW et 1 180 MW. Tous les producteurs

opérant des groupes de production pilotables de plus de 120 MW en France ont l'obligation d'y participer.

LE MÉCANISME D'AJUSTEMENT

Il repose sur la *réserve tertiaire*. Contrairement aux réserves primaire et secondaire, l'activation de la réserve tertiaire est manuelle, effectuée par le dispatching de RTE. Elle est utilisée pour compléter la réserve secondaire si celle-ci est épuisée ou insuffisante pour faire face à un déséquilibre, mais aussi pour se substituer aux réserves primaire et secondaire ou anticiper un éventuel déséquilibre. La réserve tertiaire peut aussi être utilisée pour résoudre des contraintes sur le réseau de transport résultant d'un excès ou d'un manque local de production.

Tous les producteurs raccordés au réseau de transport ont l'obligation d'offrir leur puissance disponible à RTE. En outre, les consommateurs français et les acteurs étrangers peuvent, de manière volontaire, faire des offres sur le mécanisme d'ajustement français. De plus, RTE s'assure de disposer de réserves tertiaires suffisantes en concluant, en amont du temps réel, des contrats avec des acteurs d'ajustement pour assurer la disponibilité de moyens de réserves. Ces acteurs doivent déposer des offres sur le mécanisme d'ajustement, en échange du paiement d'une prime fixe. On distingue alors la réserve rapide (mobilisable en moins de 13 min) de la réserve complémentaire (mobilisable en moins de 30 min).

Bien entendu, marché oblige, tous ces « services » sont rémunérés à leurs fournisseurs. L'énergie activée à la hausse ou à la baisse dans le cadre des réserves primaire et secondaire est réglée au prix spot de référence du temps concerné. Les offres d'ajustement activées dans le cadre de la réserve tertiaire sont réglées sur la base du prix de l'offre formulée par l'acteur d'ajustement. Les coûts des énergies d'équilibrage activées pour assurer l'équilibre du système sont portés par les responsables d'équilibre dont le périmètre est déséquilibré, et ce au travers du prix de règlement des écarts. Les coûts liés à la constitution ou la reconstitution des réserves (primaire, secondaire et tertiaire) et aux congestions nationales sont supportés par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

*FRANÇOISE FICHEUX est ingénieure, expert à l'Institut énergie et développement.

1. On peut certes stocker quelques électrons en mouvement dans une boucle supra - conductrice, mais en laboratoire uniquement.
2. Fournisseur : entreprise chargée de la commercialisation auprès des clients finals.
3. ARENH : accès régulé à l'énergie nucléaire historique, instauré en 2011 par la loi NOME et dont les modalités sont définies par décret
4. Par exemple, le projet européen Migrate, auquel participe RTE.

HERCULE : LE PROJET À COMBATTRE

Le gouvernement et la direction d'EDF préparent le projet Hercule, dernière étape en date dans un processus de libéralisation qui n'a apporté de bénéfices ni aux usagers, ni à l'entreprise, ni au développement du parc de production d'électricité, ni à la sécurité d'approvisionnement. Retour sur les principales étapes de cette libéralisation.

PAR FRANÇOIS DOS SANTOS*

Depuis la fin des années 1990, le secteur de l'énergie a fait l'objet d'une libéralisation à marche forcée, sous l'impulsion de la Commission européenne et des gouvernements successifs, alors même que l'électricité française était l'une des moins chères d'Europe et qu'il n'y avait pas de demande des usagers pour un tel processus.

Pour pouvoir mener à bien cette libéralisation, il a fallu permettre aux producteurs d'avoir accès au réseau de transport (lignes à très haute tension), d'où la création de la société RTE, d'abord comme service autonome d'EDF puis comme filiale, à partir de 2005. De la même manière, afin d'ouvrir à la concurrence le marché de la fourniture pour les particuliers et les entreprises, il a fallu séparer les réseaux de distribution, avec la création d'ERDF (devenue depuis, Enedis) en 2008.

Ainsi, pour toute prestation, plutôt qu'un interlocuteur unique, c'est désormais le fournisseur d'électricité (EDF, Direct Énergie, Leclerc...) qui contacte Enedis puis qui réalise l'intervention chez l'utilisateur. Un intermédiaire supplémentaire qui, de fait, allonge les délais et multiplie les coûts.

Cette séparation d'EDF, RTE et Enedis a nécessité de lourdes modifications des systèmes informatiques pour les rendre indépendants, la création de certains doublons (une interface à RTE et à Enedis pour répondre aux demandes des différents fournisseurs), sans compter la nécessité de créer des fonctions supports dédiées à chaque entreprise. Cette démutualisation a eu un coût important, jamais évalué, mais qui correspond probablement à plusieurs milliards d'euros.

Et, bien évidemment, on a séparé les services communs à EDF et à Gaz de France, afin de faire de Gaz de France le premier gros concurrent d'EDF dans l'électricité, et inversement.

PRIVATISATIONS

Toutefois, la plupart des fournisseurs d'électricité (ceux qui vendent l'électricité) n'étaient pas producteurs. Ils devaient acheter leur électricité principalement à EDF, mais aussi à d'autres producteurs publics. L'État a donc procédé à la privatisation de ces autres producteurs publics : CNR (vendue à Suez), SHEM (producteur hydraulique anciennement propriété de la SNCF, vendue à Suez), SNET (producteur thermique, anciennement propriété des Charbonnages de France, vendue à Endesa puis à E.ON, puis à Uniper et aujourd'hui à EPH). Ce sont ainsi 7 GW de puissance installée en France qui ont été vendus pour construire, de toutes pièces, les premiers concurrents d'EDF.

« La séparation d'EDF, RTE et Enedis a nécessité de lourdes modifications des systèmes informatiques pour les rendre indépendants, cette démutualisation a eu un coût important, jamais évalué, mais qui correspond probablement à plusieurs milliards d'euros. »

C'est aussi dans ce contexte qu'une Bourse s'est créée, régie par l'offre et la demande, où l'électricité est négociée comme dans toute plateforme de *trading*, avec des fluctuations très fortes et assez peu de visibilité sur les prix à long terme. Ainsi, au début de la décennie les prix étaient de l'ordre de 70 €/MWh, ils ont chuté, à moins de 40 €/MWh entre 2015 et 2017, puis sont remontés à autour



de 60 € fin 2018. Pourtant, les coûts de production d'EDF n'ont pas fluctué du simple au double sur cette période. S'en remettre au prix de marché, c'est prendre le risque, si le prix est trop bas, de ne pas couvrir ses coûts, et donc purement et simplement de devoir fermer ou vendre les centrales ; ou si le prix est bien supérieur aux coûts, de créer des rentes indues pour les différents producteurs.

C'est la raison pour laquelle très peu de centrales ont été construites en France depuis l'ouverture à la concurrence et la création du marché. Essentiellement des cycles combinés gaz : Dunkerque, Fos-sur-Mer et Montoir pour Engie ; Pont-sur-Sambre et Toul pour Poweo, aussitôt revendus à l'allemand Verbund, puis au fonds KKR pour finir entre les mains de Total ; Saint-Avold pour Uniper, revendus à EPH puis à Total.

Malgré cela, les fournisseurs alternatifs à EDF considèrent qu'ils ne disposent pas suffisamment de moyens de production, et surtout qu'ils ne sont pas suffisamment compétitifs par rapport à la production nucléaire d'EDF. Ils ont donc obtenu, avec l'assentiment de l'État, de bénéficier de 25 % de la production nucléaire d'EDF (100 TWh, soit 1 milliard de kilowattheures) à un prix garanti de 42 €/MWh. Ce dispositif s'appelle ARENH (accès ►

► régulé à l'électricité nucléaire historique). Ainsi, on protège les concurrents des fluctuations du marché en les subventionnant indirectement. Le système est pernicieux, car si les prix du marché sont supérieurs à 42 €/MWh, ils achètent l'électricité à EDF à 42 €; si les prix sont inférieurs, ils achètent cette même électricité au prix du marché. En définitive, le préjudice économique pour EDF s'évalue autour de 10 milliards d'euros pour ce dispositif.

Dans le cadre de la loi « énergie climat », les députés ont voté le passage de 100 à 150 TWh de l'ARENH, aggravant ce phénomène. Le prix de 42 €/MWh est, lui, figé depuis près de dix ans, ne tenant même pas compte de l'inflation. Le dispositif ARENH, censé exister en attendant que les concurrents construisent leurs propres centrales, atteint l'objectif inverse car pratiquement aucune centrale n'a été construite depuis 2011. Direct Énergie et Poweo ont suspendu tous leurs projets quand ils ont su que l'ARENH allait être mis en place.

C'est essentiellement *via* cette subvention indirecte que les concurrents d'EDF arrivent à réaliser une marge dans leurs activités de vente d'électricité et promettre au consommateur un prix plus bas que le tarif réglementé. Ce n'est donc pas la prétendue efficacité que permet la concurrence toujours et partout qui permet la baisse des prix : il s'agit tout simplement d'un détournement des fonds du service public d'EDF.

UNE NOUVELLE ÉTAPE DU DÉMANTÈLEMENT

Le projet Hercule, annoncé par le président d'EDF en 2019 – en fait Emmanuel Macron en avait parlé dès 2016, alors qu'il était ministre de l'Économie –, n'est que le coup final porté à l'entreprise EDF. Il a été suivi très rapidement par des banques d'affaires comme UBS, Natixis, Oddo, qui ont émis de nombreux scénarios sur la valorisation financière d'une scission, indépendamment de tout intérêt stratégique ou industriel.

Premier point. On interdit à EDF d'être à la fois producteur et commercialisateur de son électricité, de manière que les autres fournisseurs



On privatise dans « Vert » les activités avec des revenus garantis : Enedis bénéficie du TURPE, EDF Renouvelables bénéficie de contrats d'achat à prix garantis pour quinze à vingt ans sur ses projets photovoltaïques ou éoliens...

... et dans « Bleu », les activités nucléaires et thermiques d'EDF restent détenues par l'État et jouent la redistribution de la rente des ouvrages amortis à tous les fournisseurs privés.



bénéficient de la production d'EDF bien au-delà des 100 TWh actuels (ARENH). La direction Commerce d'EDF et ses 8500 salariés se retrouvent filialisés et devront passer par le marché pour fournir leurs clients. On

« Des banques d'affaires comme UBS, Natixis, Oddo, ont émis de nombreux scénarios sur la valorisation financière d'une scission, indépendamment de tout intérêt stratégique ou industriel. »

peùrennise et rend irréversible le dispositif ARENH, qui devait pourtant s'arrêter en 2025. On prend acte du fait que les concurrents d'EDF ne construiront jamais de centrales et on demande aux activités nucléaires et thermiques d'EDF (nom de code : EDF Bleu) d'être assureur du système pour que les libéraux puissent jouer en Bourse avec les kilowattheurs sans se soucier des conséquences pour l'outil industriel.

Alors que le prix de l'électricité est constitué d'un tiers de taxes, d'un tiers d'accès au réseau (coûts identiques quel que soit le fournisseur), on met tous les fournisseurs sur un pied d'égalité en termes d'approvisionnement en énergie. Ainsi, le fait

d'être à la fois producteur et commercialisateur ne donne plus d'avantage sur le tarif. La part du prix « à la main » du commercialisateur représenterait à peine 5 % et est essentiellement la marge commerciale et les coûts commerciaux (système d'information et de facturation, conseillers clientèle...). Il est certain que le modèle EDF avec 5000 conseillers, tous basés en France, et des équipes

« solidarité » en lien avec les publics précaires et les assistantes sociales n'a pas d'avenir face à une machine à fabriquer du dumping social : délocaliser les centres d'appels à l'étranger (comme Engie) ou tout faire faire en ligne par l'utilisateur.

Deuxième point. On met dans une holding distincte (nom de code : EDF Vert) notamment Enedis, EDF Renouvelables, Dalkia, la direction Commerce d'EDF, les activités d'outre-mer et de la Corse d'EDF, et l'on introduit en Bourse 35 % du capital. **Troisième point.** On maintient dans EDF Bleu les activités de production nucléaire et thermique. L'avenir de l'hydraulique, toujours sous le coup d'une volonté européenne de privatisation des concessions, est toujours inconnu et n'a pas de lien avec le projet Hercule. L'avenir de la production électronucléaire française, dont la décision de renouvellement du parc ne doit pas intervenir avant 2021, n'a pas non plus de rapport avec Hercule.

« Il est certain que le modèle EDF avec 5 000 conseillers, tous basés en France, et des équipes « solidarité » en lien avec les publics précaires et les assistantes sociales n'a pas d'avenir face à une machine à fabriquer du dumping social. »

QUI EST GAGNANT ?

C'est avec une visée essentiellement financière qu'a été construit ce projet. On privatise dans « Vert » les activités qui ont des revenus garantis : Enedis bénéficie du TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics, fixé par l'État tous les quatre ans), EDF Renouvelables bénéficie de contrats d'achat à prix garantis pour quinze à vingt ans sur ses projets photovoltaïques ou éoliens, Dalkia est partie prenante dans des délégations de service public qui garantissent les recettes ; et les activités d'outre-mer et de la Corse d'EDF sont totalement régulées, puisque le marché n'y est pas ouvert à la concurrence. De l'autre côté, « Bleu » reste détenu par l'État et joue la redistribution de la rente des ouvrages amortis à tous les four-

TARIFS RÉGLEMENTÉS : UNE AUGMENTATION ILLÉGITIME

Jusqu'en 2010, le tarif réglementé était calculé par rapport aux coûts comptables d'EDF : on regardait concrètement combien coûte à EDF de produire son électricité, on y ajoutait une marge pour financer les investissements futurs, et cela constituait le prix du kilowattheure. À partir de 2015, c'est la tarification dite « par empilement » qui entre en vigueur. L'on fait comme si EDF était dans la même position que ses concurrents. La part énergie du tarif réglementé (le reste étant les taxes et l'accès au réseau Enedis et RTE) est calculée à 67 % au prix de l'ARENH (42 €/MWh) et 33 % sur les prix moyens à la Bourse de l'électricité des vingt-quatre derniers mois.

Pourquoi tenir compte des prix à la Bourse alors qu'EDF produit elle-même son électricité ? Et en 2019, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a modifié la formule de calcul pour faire passer la part de l'ARENH à 50 %, 33 % prix de marché et 17 % qui sont également un prix de marché très défavorable, observé en novembre 2018. Cela pour pénaliser le fait que les concurrents d'EDF n'ont pas bénéficié d'assez d'ARENH (132 TWh demandés pour 100 TWh possibles).

Pour résumer, le tarif réglementé est calculé de telle manière qu'il soit concurrencé par les prix de marché, et ne reflète donc pas les coûts d'EDF, qui ont en réalité diminué entre 2018 et 2019. La hausse de 5,9 % des tarifs réglementés annoncée en juin dernier est donc illégitime.

Il reste toutefois important de rappeler que le tarif réglementé d'EDF hors taxes reste globalement stable sur longue période (retraité de l'inflation, le prix est le même qu'il y a quinze ans) et que l'essentiel de la hausse est imputable à la fiscalité. En particulier la CSPE, qui sert essentiellement à financer les énergies renouvelables, est passée de 4,50 €/MWh à 22,50 €/MWh en moins de dix ans.



“ C'est avec une visée essentiellement financière qu'a été construit ce projet. Les activités à retour sur investissement très rapide et garanti, pour le privé ; les activités à retour sur investissement plus long mais à forte valeur économique et sociale, pour le public. ”

nisseurs privés, tout en portant seul le risque financier du renouvellement de l'outil de production français.

Les activités à retour sur investissement très rapide et garanti, pour le privé ; les activités à retour sur investissement plus long mais à forte valeur économique et sociale, pour le public. Ce projet n'a aucun intérêt ni pour

l'entreprise EDF, ni pour ses salariés, ni pour les usagers de l'électricité. Elle ne permet pas de baisse du prix de l'électricité par rapport à la situation actuelle. Elle ne permet pas de garantir les investissements futurs dans le parc de production. ■

*FRANÇOIS DOS SANTOS est secrétaire du CCE d'EDF.

UN SCÉNARIO TOTALITAIRE

L'ADEME se livre régulièrement à des exercices prospectifs sur l'avenir du mix électrique français. Mais elle ne fait pas de la réduction des émissions de CO₂ un critère central de décision. En réalité, son objectif principal est de démontrer l'inutilité de développer la filière nucléaire EPR.

PAR ALAIN TOURNEBISE*

En octobre 2015, l'ADEME a publié une étude visant à démontrer la faisabilité d'un mix électrique 100 % renouvelable. Cette étude avait soulevé interrogations et protestations de la part de la communauté énergétique. L'ADEME a donc revu sa copie et a récidivé en laissant un peu plus de place au nucléaire historique, avec, cette fois, un mix renouvelable à 95 % !

Évidemment, la méthodologie n'ayant pas changé, les mêmes interrogations sont soulevées aujourd'hui. Cette nouvelle étude prétend mettre en évidence sept « résultats » principaux.

Le premier vise à légitimer un mix électrique quasi exclusivement renouvelable en 2060. Malgré le tollé qu'avait déclenché son étude de 2015, l'ADEME persiste et signe : « Pour des niveaux de demande compris entre 430 TWh et 600 TWh, l'optimisation économique de l'évolution du système électrique français conduit à une part d'EnR de 85 % en moyenne en 2050, et de plus de 95 % en 2060, dans l'ensemble des cas, hormis ceux avec déploiement volontariste d'EPR. »

Commençons par une remarque d'ordre sémantique. Dans le vocabulaire de l'ADEME, le développement de l'EPR ne peut être que *volontariste*, pour ne pas dire *activiste*. L'ADEME

considère sans doute que développer 80 GW d'éolien et 80 GW de photovoltaïque, comme elle le propose, n'est pas du volontarisme mais relève d'un développement naturel et harmonieux, même si cela mobilise près de 20 000 km² de surface au sol, soit 200 fois la surface de Paris, et plusieurs dizaines de millions de tonnes de béton.

BIG BROTHER IS WATCHING YOU

Mais passons sur cette petite supercherie sémantique pour en arriver à la conclusion principale : le système électrique français pourrait être composé d'EnR à plus de 95 % en 2060. Comment ? Comme dans tous les ►

► mauvais contrats, il faut lire attentivement ce qui est écrit en petit et dans les annexes. L'ADEME envisage soit une baisse drastique de la consommation jusqu'à 2030 (demande « basse »), soit au mieux une quasi-stagnation de la demande d'électricité jusqu'en 2060 (demande « haute »), et ce malgré de nouveaux usages. Comme le souligne l'Académie des technologies, « cette hypothèse est plus basse que celle retenue par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) du ministère de l'Environnement. Sur une aussi longue période, la prise en compte d'une croissance, ne serait-ce que de 1 % par an, modifierait radicalement les résultats »¹. Comment l'ADEME justifie-t-elle cette vision malthusienne ? Par une remise en cause radicale des principes mêmes du service public. Ce ne serait plus au système électrique de s'adapter à la demande mais à la demande de s'adapter aux possibilités du système électrique. Cette conception, pudiquement qualifiée de « flexibilité », nécessiterait en fait qu'une fraction considérable de la consommation soit effaçable à la demande de l'opérateur de réseau : effacements industriels (55 %) ; modulation de la charge des véhicules électriques (80 %) ; effacements ou reports de divers usages domestiques : production d'eau chaude sanitaire (100 %), chauffage (75 %), électroménager (56 %), etc. Comme le note Georges Sapy², « Cette flexibilité est effectivement une solution, mais limitée, alors que l'ADEME envisage des amplitudes de flexibilité pouvant atteindre la valeur astronomique de... 60 GW dans la journée ! Davantage que la puissance moyenne

« Comment l'ADEME justifie-t-elle sa vision malthusienne ? Par une remise en cause radicale des principes mêmes du service public. Ce ne serait plus au système électrique de s'adapter à la demande mais à la demande de s'adapter aux possibilités du système électrique. »

journalière actuellement consommée par le pays : 54 GW!!! C'est irréaliste, car cela signifierait que l'on effacerait jusqu'à plusieurs fois par jour des consommations industrielles et/ou tertiaires (avec quels impacts sur la



Le rapport controversé de 2015 de l'ADEME visant à démontrer la faisabilité d'un mix électrique 100 % renouvelable qui a soulevé interrogations et protestations de la part de la communauté énergétique.

productivité et l'économie ? Cela n'est évidemment pas dit, que l'on retarderait ou arrêterait des TGV en rase campagne, sans parler des consommateurs domestiques, qui seraient priés (en fait contraints) de bien vouloir arrêter de

« Le système électrique français pourrait être composé d'EnR à plus de 95 % en 2060. Comment ? Comme dans tous les mauvais contrats, il faut lire attentivement ce qui est écrit en petit et dans les annexes. »

consommer au motif qu'il n'y a plus de soleil ou que le vent est tombé... ».

(ANTI)NUCLÉAIRE HISTORIQUE

Deuxième résultat avancé par l'ADEME : « D'un point de vue économique, le développement d'une filière nucléaire de nouvelle génération ne serait pas compétitif pour le système électrique français. La construction d'un EPR en 2030 nécessiterait 4 à 6 Md€ de soutien public. À plus long terme, le surcoût de développement d'une filière industrielle EPR (24 GW en 2060) serait au minimum de 39 Md€ pour la nation. » À l'évidence, c'était là l'objectif premier de cette étude : torpiller le développement de la filière EPR. Il est vrai que l'opposition au nucléaire fait partie de l'ADN de l'ADEME, ses premiers dirigeants – à l'époque où l'établissement s'appelait encore Agence française pour la maîtrise de l'énergie (AFME) –, Michel Rolant et Bernard Laponche, s'étant illustrés dans une attitude antinucléaire systématique.

Donc, même si elle était vraie, cette conclusion pourrait faire sourire quand on sait que le soutien aux EnR coûtera, au dire même de la Cour des comptes³, 121 Md€ d'ici à 2045. C'est le montant du soutien public auquel s'est engagé l'État par les contrats signés avant 2017 au bénéfice des producteurs d'EnR. Mais, en plus, cette conclusion est erronée, car elle repose sur un choix parfaitement arbitraire, pour ne pas dire une manipulation dans le calcul prévisionnel des coûts de l'EPR : le taux de financement – ou plus précisément le taux d'actualisation – retenu est beaucoup plus élevé (7,5 %) pour le nucléaire et les STEP que pour les EnR (5,25 %). Le prétexte avancé serait la prise en compte des risques et de leur impact sur les conditions de financement des investissements. Choix tout à fait contestable quand on sait « que, par exemple, l'éolien en mer présente des risques industriels bien supérieurs à ceux de l'hydraulique ou du nucléaire, les travaux en pleine mer de construction et de maintenance étant difficiles et incertains, face à l'agressivité des tempêtes et du milieu marin, etc. »² En fait, l'objectif de cette petite perfidie est tout autre : pour les investissements de très longue durée, le coût du kilowattheure est très sensible au taux d'actualisation : l'augmenter de 5,25 à 7,5 % élève mécaniquement le coût estimé de production d'un EPR de l'ordre de 25 à 30 % ! « La conséquence est donc claire : retenir un taux d'actualisation de 7,5 %, par ailleurs très élevé au regard des fondamentaux économiques et financiers actuels, est

la meilleure façon de tuer artificiellement dans l'œuf tout investissement massif de très longue durée, ce qui est le cas des STEP (100 ans ou plus) et du nouveau nucléaire (60 ans minimum) [...]. Autrement dit, ce choix largement arbitraire défavorise a priori toute nouvelle installation hydraulique ou nucléaire et favorise indirectement les investissements EnR à durée de vie limitée à 20 à 25 ans, pourtant largement moins durables au regard de leur consommation de matières premières critiques ou rares.²»

COÛTS TORDUS

Le troisième résultat de cette étude de l'ADEME vise à rassurer le consommateur : « L'augmentation progressive de la part de renouvelable permet de faire tendre le coût total de l'électricité facturée au consommateur vers 90 €/MWh hors taxes (à comparer à près de 100 €/MWh de coût actuel), ceci malgré l'augmentation prévisible du prix des énergies fossiles et du CO₂. » Cette question des coûts est l'une des plus significatives des méthodes plus qu'approximatives de l'ADEME.

D'un côté, « Concernant le nucléaire historique, le coût moyen actualisé de l'énergie de 42 €/MWh est pris en compte par l'ADEME. Mais ce coût moyen (qui est un coût théorique

moyen sur toute la durée de vie d'une installation) n'a aucun sens pour des installations largement amorties pour lesquelles c'est le coût "cash" (coût réel complet d'exploitation à décaisser) qui est pertinent. Or, ce coût "cash" se situe entre 32 et 33 €/MWh, très en

“ Le soutien aux EnR coûtera, au dire même de la Cour des comptes, 121 Md€ d'ici à 2045. C'est le montant du soutien public auquel s'est engagé l'État par les contrats signés avant 2017 au bénéfice des producteurs d'EnR. ”

dessous des 42 €/MWh qui sont en réalité le prix de vente [...]. L'estimation de l'ADEME revient donc à surévaluer artificiellement les coûts réels du nucléaire historique de 29 % ! ».

D'un autre côté, les coûts des EnR calculés sont réputés intégrer les coûts de raccordement et renforcements des réseaux, selon l'ADEME. Or ce n'est pas suffisant pour être pertinent : ils n'intègrent pas, par nature, les coûts de compensation de l'intermittence : maintien de moyens de réserve, coûts des moyens de stockage/déstockage, introduction d'intelligence artificielle dans les réseaux, coûts des effacements, etc. Ces coûts ne sont donc pas directe-

ment comparables à ceux des moyens pilotables, hydrauliques ou nucléaires. Dans son cinquième résultat, l'ADEME se gargarise des succès à l'export de son mix à base d'EnR : « Dans un contexte d'augmentation de la taxation du carbone, le mix électrique français offre des opportunités économiques pour décarboner de façon significative les autres vecteurs énergétiques et le mix électrique de nos voisins européens. »

Selon l'étude, « dans tous les scénarios, la France reste exportatrice jusqu'en 2050, avec des niveaux d'exports nets supérieurs à aujourd'hui jusqu'en 2030 : le coût de production du nucléaire historique (Grand Carénage compris) reste en effet bien inférieur au coût de production des autres filières fossiles à l'étranger ». On ne peut s'empêcher de poser une question simple : si le nucléaire est aussi compétitif, pourquoi s'acharner à

“ L'ADEME, fidèle à sa culture d'écologie punitive, souhaite des prix élevés pour assurer la rentabilité et les profits des producteurs d'EnR. Tant pis pour le consommateur qui paiera. ”

l'éliminer ? Ni de faire une remarque tout aussi candide : pourquoi nos voisins européens resteraient-ils passifs et conserveraient-ils dans leur mix électrique des filières fossiles ? Sans doute parce qu'ils n'ont pas la chance, comme la France, d'avoir à leur disposition un organisme aussi clairvoyant que l'ADEME. Comme l'écrivent Dominique Finon et Sylvestre Huet, « L'ADEME fait l'hypothèse d'un triplement des interconnexions (de 12 à 36 GW) avec des systèmes étrangers, lesquels évoluent comme par magie pour servir les besoins français tant en exportations qu'en importations. Nos voisins se dotent de capacités de stockage énormes, et leurs productions sont miraculeusement là en cas de besoin et pas là lorsque nous pouvons exporter.³ »

Les quatrième et sixième résultats concernent essentiellement le nucléaire « historique », dont finalement l'ADEME est bien obligée d'admettre les vertus, même si, on vient de le voir, elle fait tout pour en ►



Les énergies renouvelables intermittentes n'intègrent pas les coûts de compensation de l'intermittence : maintien de moyens de réserve, coûts des moyens de stockage/déstockage, introduction d'intelligence artificielle dans les réseaux, coûts des effacements...

► surestimer les coûts réels. « *Le prolongement d'une partie du parc nucléaire historique, avec l'atteinte de l'objectif de 50 % de nucléaire entre 2030 et 2035, permet une transition efficiente d'un point de vue économique et climatique.* » C'est une des concessions qu'elle a dû faire après les vives critiques qu'avait soulevé sa première étude sur un mix à 100 % renouvelable.

“ Les consommateurs seront invités à renoncer à consommer, à se chauffer, à se déplacer ou à se laver plusieurs fois par jour, voire par mois, à la demande du Grand Gestionnaire de réseau qui, grâce aux réseaux et compteurs intelligents, saura à tout instant ce dont nous avons besoin et comment nous en passer. ”

Oui mais cette concession a des limites : « *À l'inverse, une prolongation trop forte du nucléaire historique maintiendrait les prix de marché bas et déséquilibrerait la rentabilité de tous les moyens de production... le seuil de rentabilité des EnR serait décalé en 2045.* » En clair, le nucléaire historique est trop compétitif et assure au consommateur des prix bas, insuffisants pour assurer une rentabilité suffisante aux producteurs d'énergie éolienne et photovoltaïque. Si on ne ferme pas le nucléaire historique assez tôt, « *le soutien public devrait être augmenté pour compenser la perte de revenus des EnR sous système de soutien (historiques et nouvelles installations)* ». L'ADEME, fidèle à sa culture d'écologie punitive, souhaite des prix élevés pour assurer la rentabilité et les profits des producteurs d'EnR. Tant pis pour le consommateur qui paiera.

Enfin, l'ADEME s'intéresse aux problèmes de stabilité du réseau que pourrait générer une telle pénétration d'énergies intermittentes. « *Concernant l'inertie du système et sa stabilité, même avec 87 % d'EnR en Europe continentale en 2050, il serait possible, pour moins de 1 €/MWh, de maintenir en fonctionnement une puissance synchrone suffisante pour assurer la stabilité du réseau, selon les exigences que se fixe le gestionnaire de réseau irlandais EirGrid pour les prochaines années. Des analyses supplémentaires*

seraient nécessaires pour approfondir cet aspect du système électrique. »

Les commentaires de Georges Sapy à cet égard sont sans appel : « *Ces affirmations sont des extrapolations qui ne reposent sur aucune base sérieuse [...] le taux de pénétration de 65 % d'électricité "non synchrone" pris en compte dans le réseau EirGrid inclut classiquement l'éolien et le photovoltaïque, mais également l'électricité acheminée par les deux liaisons à courant continu de 500 MW chacune reliant l'île irlandaise à l'Écosse et au pays de Galles, dont l'une apporte une puissance qui ne peut varier que lentement et l'autre une puissance au contraire modulable rapidement. Par conséquent, bien que n'apportant pas de puissance synchrone, ces liaisons à courant continu contribuent à la stabilisation des fluctuations rapides de l'éolien et du photovoltaïque (pour la première) et au réglage de puissance du réseau (pour la deuxième) [...]. Enfin, extrapoler à la France les caractéristiques du "petit" réseau irlandais (pour l'île entière, Nord et Sud, une puissance appelée de l'ordre de 4,5 GW en moyenne et*

“ Il est plus que surprenant que les auteurs de la note de l'ADEME, qui n'ont aucune compétence dans ce domaine, se permettent de remettre en cause les « métriques » de l'ENTSO-E, dont les ingénieurs sont des spécialistes de la conception et exploitation des réseaux. ”

7 GW en pointe, soit respectivement 12 et 14 fois moins qu'en France!) ne peut être fait sans de solides études, totalement absentes ici.² »

APRÈS MOI LE DÉLUGE

Au demeurant, l'ADEME reconnaît elle-même que son scénario de référence ne respecte pas les recommandations de l'ENTSO (l'association des opérateurs de réseau de transport européens) qui nécessiterait qu'une puissance synchrone d'au moins 150 GW soit constamment disponible sur l'Europe continentale. Mais elle en fait peu de cas : « *La trajectoire de référence ne serait donc pas satisfaisante en 2050, mais les retours d'expérience de systèmes électriques avec des taux d'énergie renouvelable élevés montrent*

que cette exigence est susceptible d'évoluer à la baisse. » Circulez, il n'y a rien à voir. Une désinvolture qui fait dire à Georges Sapy qu'« *il est plus que surprenant que les auteurs de la note, qui n'ont aucune compétence dans ce domaine (ce que l'on ne saurait leur reprocher), se permettent de remettre en cause les "métriques" (sic) de l'ENTSO-E, dont les ingénieurs sont des spécialistes de la conception et exploitation des réseaux. Alors que les retours d'expérience évoqués par l'ADEME ne sont par ailleurs ni conformes à la réalité des faits, ni représentatifs des grands réseaux européens* »².

Bien d'autres hypothèses retenues par l'ADEME sont très critiquables, voire complètement exotiques. Il serait trop long de les commenter toutes ici. Le lecteur intéressé pourra se reporter utilement aux sites mentionnés en notes.

En résumé, cette trajectoire de référence du mix électrique à l'horizon 2060 élaborée par l'ADEME nous donne à voir une France couverte à marche forcée de millions d'hectares de champs éoliens ou photovoltaïques, produisant une électricité chère, beaucoup plus chère que l'électricité nucléaire, et malgré tout incertaine et peu fiable. Les consommateurs y seront instamment invités à renoncer à consommer, à se chauffer, à se déplacer ou à se laver plusieurs fois par jour, voire par mois, à la demande du Grand Gestionnaire de réseau qui, grâce aux réseaux et compteurs intelligents, saura à tout instant ce dont nous avons besoin et comment nous en passer. Même Georges Orwell n'avait osé imaginer pareille vision du futur. On pourrait en sourire si tout cela n'était financé sur fonds publics. ■

*ALAIN TOURNEBISE est ingénieur Supélec et directeur de la diffusion de *Progressistes*.

1. http://academie-technologies-prod.s3.amazonaws.com/2019/01/29/11/02/33/662/CdP_ADT_MixElectriqueAdeme.pdf
2. https://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/Etudes_Sapy/ADEME—Analyse—documents—Scenarios.pdf
3. <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-aux-energies-renouvelables>
4. Dominique Finon, Sylvestre Huet. <https://www.lemonde.fr/blog/huet/2019/01/31/le-plan-tout-renouvelable-de-lademe-conteste/>

STOCKAGE DE L'ÉLECTRICITÉ

Par nature, l'électricité, qui est un déplacement de particules chargées, ne se stocke pas. Mais, à l'exception de l'énergie hydraulique, la plupart des techniques actuelles de stockage sont immatures, coûteuses ou inadaptées aux besoins du système.

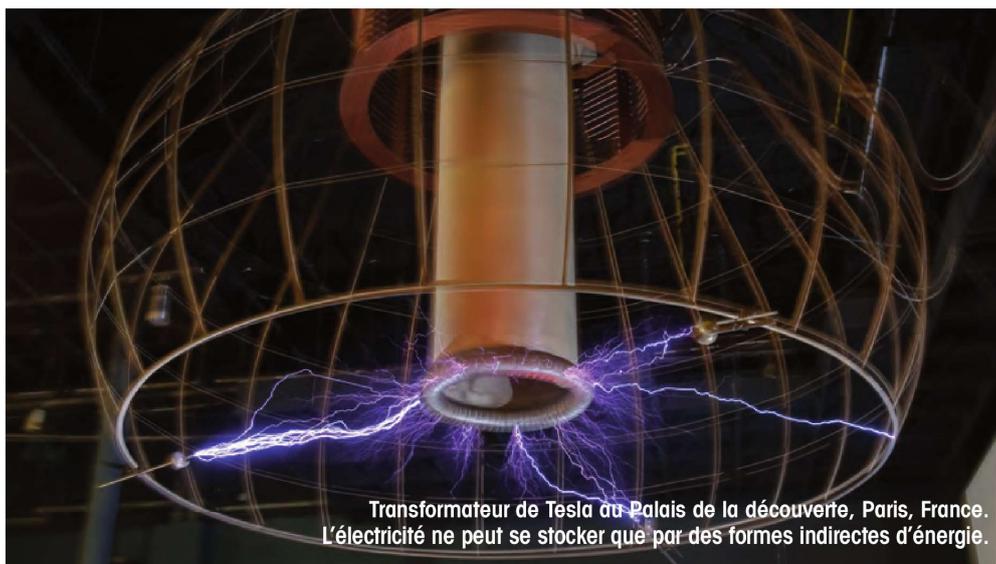
PAR SERGE VIDAL*

L'électricité est un vecteur énergétique. Ce que l'on appelle *stockage de l'électricité* correspond en fait à de l'énergie stockée sous d'autres formes (mécanique, électrochimique, chimique, thermique...), issue de l'électricité et reconvertie plus tard en électricité. Le stockage de l'électricité est donc très lié au stockage des énergies en général. Chacun de ces stockages a ses propres caractéristiques en termes de maturité, de puissance, de rendement d'énergie restituée, de densité énergétique, de rapidité de réponse, de durée d'exploitation ou cyclabilité et de sécurité.

« Le stockage centralisé de l'électricité est fortement recherché pour faire face à la montée en puissance de certaines énergies renouvelables non pilotables. »

Pour le stockage dit « électrique », on distingue les usages hors réseau – dans des équipements mobiles (informatique, téléphonie, mobilité...) –, les petits réseaux isolés, notamment insulaires, et les grands réseaux continentaux. Pour les activités qui ne supportent pas d'interruption électrique (hôpitaux, aciéries, centres de communications et de données informatiques, sites militaires...), des groupes électrogènes assurent la continuité de fourniture électrique.

Pour pouvoir assurer l'équilibre offre/demande, l'arbitrage temporel est consubstantiel des réseaux électriques. On distingue pour cela : la *réserve primaire*, qui compense automatiquement un écart constaté sur la fréquence avant 30 s ; la *réserve secondaire*, activée dans les 30 s après un aléa ; et la *réserve tertiaire*, diver-



Transformateur de Tesla au Palais de la découverte, Paris, France. L'électricité ne peut se stocker que par des formes indirectes d'énergie.

sifiée, activable en 15 min, 30 min, etc. Cet arbitrage est fortement sollicité par l'introduction croissante des énergies éoliennes et solaires, intermittentes et fatales.

Le stockage est donc une brique dans un ensemble de moyens permettant d'adapter la fourniture et la demande d'électricité, en complément de la disponibilité des sources d'énergie amont, des interconnexions, de la flexibilité des usages, de l'écèlement, effacement, différenciation temporelle ou délestage subi par les usagers.

ESTIMATION FACILE, SATISFACTION DIFFICILE

Le stockage centralisé de l'électricité

« On confond souvent croissance du stockage et proportion de celui-ci dans le système, le flux et le stock, ou encore les dispositifs existants et ceux à venir. »

est fortement recherché pour faire face à la montée en puissance de certaines énergies renouvelables non pilotables. Il est aussi recherché pour optimiser l'usage des moyens de pro-

duction dans le cadre des prix fluctuants sur les marchés électriques. Il peut également faciliter l'accès à l'électricité, pour des usages limités (éclairage, recharge de téléphone) dans des régions éloignées des réseaux existants.

Le stockage électrique est annoncé comme pouvant permettre le développement de l'autoconsommation électrique individuelle ou collective, sans que les questions de coût semblent abordées à ce niveau. S'il est facile d'estimer des besoins de stockage suivant différents scénarios de mix électrique, autre chose est de disposer des moyens correspondants. On confond souvent croissance du stockage et proportion de celui-ci dans le système, le flux et le stock, ou encore les dispositifs existants et ceux à venir.

Les recherches sont actives, notamment pour les appareils mobiles. Des progrès ont été faits ces dernières années, mais il y a loin de la coupe aux lèvres en termes de coût, de matériaux et d'espace pour garantir une sécurité de fourniture électrique suffisante en cas de développement ►