

# Transition énergétique : la France en retard

Les objectifs de développement des renouvelables et de baisse du nucléaire ont peu de chance d'être tenus

**C'**est un document méconnu, qui comporte les briques essentielles de la stratégie française en matière d'énergie et de climat. La feuille de route énergétique de la France, appelée en langage bureaucratique programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), trace les perspectives du pays pour les dix prochaines années. Adoptée il y a tout juste un an, alors que la France était en plein confinement, l'orientation 2019-2028 est déjà compromise.

Elle prévoit de diminuer de manière conséquente la consommation d'énergie, d'entamer une décroissance du parc nucléaire et de développer rapidement les énergies renouvelables. Mais, à moins de réviser de manière rapide et massive les politiques publiques, ces objectifs ne seront pas tenus. « Notre ambition, c'est d'y arriver », assure-t-on encore au ministère de la transition écologique, où l'on reconnaît qu'« on a beaucoup à rattraper ».

**Le solaire très en retard** C'est le principal point noir de cette feuille de route. Fin 2020, la filière a passé le cap des 10 gigawatts (GW) de capacités installées (2,5 % de la production électrique actuelle). Pour tenir le cap de la PPE, celles-ci doivent avoir doublé d'ici deux ans. Et, en 2028, elles devraient presque avoir quadruplé. Autrement dit : la France doit multiplier par trois les capacités raccordées chaque année. Impossible, s'inquiète le gestionnaire du réseau, RTE, dans son dernier rapport.

« On s'éloigne véritablement de cette trajectoire, alors que la France a tout le potentiel pour atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés », constate aussi Rosaline Corinthen, directrice générale d'Engie France Renouvelables. En cause, notamment, des procédures jugées trop longues. « D'année en année, le volume des projets en file d'attente augmente régulièrement », observe ainsi Jean-Louis Bal, le président du Syndicat des énergies renouvelables (SER). Mais la puissance installée, elle, n'augmente pas : il



Emmanuel Macron et la ministre Barbara Pompili, sur le site de Framatome, au Creusot (Saône-et-Loire), en décembre 2020. ELIOT BLONDET-POOL/SIPA

ya un goulet d'étranglement au niveau de l'instruction des autorisations.

A cela s'ajoute un accès au foncier de plus en plus compliqué pour les développeurs, le gisement des terrains dégradés – qui doivent en France être privilégiés – atteignant progressivement ses limites. Plusieurs projets qui nécessitent d'utiliser des parcelles de forêts font d'ailleurs l'objet de contestations locales, comme en Gironde ou dans les Hautes-Alpes, une difficulté supplémentaire pour le photovoltaïque.

**L'éolien terrestre sur la bonne voie, mais trop lentement** Pour atteindre l'objectif de la PPE – doubler les capacités actuelles pour arriver à plus de 33 GW installés – il faudrait raccorder 2 GW chaque année. Or, le rythme actuel est plutôt autour de 1,5 GW, voire de 1 GW en 2020. L'éolien représente actuellement entre 6 % et 7 % de la production. « Le retard qu'on accumule est préoccupant, car il ne pourra pas être rattrapé », note Michel Gioria, délégué général de l'association France énergie éolienne (FEE). On ne pourra pas

**« IL FAUT UN MESSAGE FORT DU GOUVERNEMENT » SUR L'ÉOLIEN, DEMANDE JEAN-LOUIS BAL, DU SYNDICAT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES. OR, L'EXÉCUTIF ENVOIE DES SIGNAUX CONTRADICTOIRES**

installer 4 ou 5 gigawatts d'un coup en 2026 ou 2027 pour atteindre les objectifs, ça ne fonctionne pas comme ça ».

La filière dénonce la lenteur des délais d'instruction et le manque de moyens humains pour traiter les dossiers. Les professionnels s'inquiètent aussi de la montée de la contestation des projets à l'approche de l'élection présidentielle. « Il faut un message politique fort de la part du gouvernement », demande Jean-Louis Bal, du SER. Or, l'exécutif envoie des signaux contradictoires. Le président de la

République a déjà fait part de son scepticisme sur l'essor de l'éolien, en février 2020, faisant écho aux critiques de plusieurs élus locaux, dont le président des Hauts-de-France, Xavier Bertrand. Pourtant, la ministre de la transition écologique, Barbara Pompili, continue de promouvoir son développement. « Pour la ministre, le développement de ces énergies est la priorité, assure son entourage. Il y a un enjeu fort d'acceptabilité, mais on mise aussi sur le marché, ces énergies devenant de plus en plus compétitives. »

## Un problème électrique a accru le risque d'accident grave au Tricastin

L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire a étudié et quantifié l'effet d'un incident survenu en 2019 sur le moteur d'une pompe

**C'**est un incident d'apparence anodine, mais qui a accru de façon significative le risque d'un accident majeur d'un réacteur du parc nucléaire français, et qui illustre les difficultés associées à son vieillissement. Telle est l'analyse de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), exprimée dans un avis publié fin mars, à propos de la défaillance du moteur d'une pompe survenue dans la centrale du Tricastin, située à cheval entre la Drôme et le Vaucluse. Le 1<sup>er</sup> septembre 2019, le réacteur numéro 1 de la centrale est à l'arrêt pour effectuer sa « visite des 40 ans », un examen de sûreté approfondi. Un essai révèle alors un défaut électrique sur le moteur de l'une des deux pompes du circuit de refroidissement à l'arrêt. En cas d'accident, c'est ce système qui permet d'évacuer la puissance

que continue à produire le réacteur – même une fois qu'il a cessé de fonctionner – et ainsi d'éviter une explosion. Selon les experts, la défaillance électrique du moteur – qui a depuis été remplacé – est liée au vieillissement prématuré de câbles, qui n'ont pas été montés de façon optimale.

Pour évaluer l'importance de cet incident, l'IRSN, le bras technique de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), a mené une étude pour quantifier son effet sur la probabilité d'un risque de fusion du cœur du réacteur, et donc d'un accident grave. « Compte tenu de la présence de cette défaillance avérée, nous avons estimé quelle a été l'augmentation du risque de fusion du cœur au cours de cette période », explique Olivier Dubois, adjoint du directeur de l'expertise de sûreté à l'IRSN. Si l'augmentation de la probabilité est supérieure à

1 pour 1 million, nous considérons que c'est un événement dit « précurseur », c'est-à-dire significatif en termes de sûreté. Si elle est supérieure à un pour 10 000, c'est un événement « précurseur particulièrement important ». Là, l'augmentation se trouve entre les deux. »

**« Repérer les défaillances tôt »** Une hausse du risque qui nécessite de traiter la défaillance « le plus rapidement possible » et d'y accorder « une attention particulière ». Selon Olivier Dubois, on pense en moyenne entre cinq et dix événements « précurseurs » par an. EDF, qui exploite les centrales nucléaires, était toutefois parvenu à une conclusion différente de l'IRSN : selon ses études, le problème survenu au Tricastin n'était pas susceptible d'accroître le risque d'accident grave. Lorsque le moteur de la pompe n'a pas

fonctionné, le 1<sup>er</sup> septembre 2019, le combustible ne se trouvait plus dans le cœur du réacteur et l'incident n'a donc eu aucune conséquence. Le réacteur numéro 1 du site du Tricastin était alors le premier des 32 réacteurs les plus anciens du parc à passer sa quatrième visite décennale.

Fin février, l'ASN a ouvert la voie à la prolongation de la durée de vie de l'ensemble de ces installations pour une période de dix ans. La réglementation française ne prévoit pas de « durée de vie » maximale de ces tranches, mais une hypothèse de quarante ans de fonctionnement avait été retenue lors de leur conception.

« Le cas de Tricastin est un très bon exemple du fait qu'il n'y a pas que les composants majeurs comme les cuves et les enceintes qui vieillissent et dont l'importance est cruciale pour la sûreté, souligne

Olivier Dubois. Les défaillances peuvent aussi venir des câbles électriques, de certaines pompes ou des moteurs. Même si ces éléments sont remplaçables, il faut repérer les défaillances suffisamment tôt et être donc très attentifs aux méthodes de détection. »

Les câbles électriques liés au problème du moteur du Tricastin, partiellement noyés dans le béton et donc invisibles, sont contrôlés de manière électrique. Les derniers examens, réalisés en juillet 2019, n'avaient pas fait apparaître de défaut particulier. Dans un précédent avis rendu en juillet 2020, l'IRSN recommandait à EDF d'améliorer ses méthodes de détection des problèmes électriques. En février, l'ASN a donné trois mois à l'exploitant pour lui présenter un calendrier de résorption de ce défaut. L'entreprise assure que les réponses aux

demandes du gendarme du nucléaire sont « en cours d'instruction » et qu'elle ne peut communiquer avant leur envoi formel.

Dans un rapport publié lundi 26 avril, le Groupe international d'évaluation des risques nucléaires (International Nuclear Risk Assessment Group), qui compte parmi ses membres l'ancien président de l'autorité de sûreté américaine Gregory Jaczko ou l'ex-directeur général de la sûreté nucléaire allemande Wolfgang Renneberg, affirme que les prolongations de durée de vie et l'exploitation des vieilles centrales accroissent le risque nucléaire en Europe. « Les processus de vieillissement tels que la corrosion, l'usure ou la fragilisation réduisent la qualité des composants, des systèmes et des structures et provoquent des défaillances », écrivent-ils notamment. ■

FERRINE MOUTERDE

**L'éolien offshore enfin sur les rails** Plus de dix ans après le lancement des premiers appels d'offres, les premières éoliennes en mer vont-elles voir enfin le jour ? Quatre chantiers ont démarré, après des années de procédures et de contestation devant les tribunaux. Le premier d'entre eux doit être opérationnel en 2022, et les autres devraient suivre relativement rapidement. Les premières fermes pilotes d'éolien flottant doivent également commencer à fonctionner à partir de 2023.

Malgré cette tendance positive, les objectifs de la PPE, qui prévoit d'atteindre entre 5,2 et 6,2 GW fin 2028, paraissent d'ores et déjà hors d'atteinte. La filière table, au mieux, sur 3,5 GW installés à cette date. Outre les sept premiers projets, un seul appel d'offres, concernant un dossier au large de la Normandie, a pour l'instant été lancé, en janvier. Il pourrait être attribué, au mieux, en 2022. Très en retard par rapport à d'autres pays d'Europe, la France risque de voir l'écart continuer à se creuser. Fin 2021, l'Allemagne aura installé 6,6 GW de capacités éoliennes offshore. Elle vise 20 GW en 2030, le Royaume-Uni le double.

**La difficile trajectoire du nucléaire** L'un des objectifs de la feuille de route énergétique de la France était d'arriver à une réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % en 2035 (contre 70 % aujourd'hui). Ce point d'arrivée avait été défini en 2015 par la loi de transition énergétique, sous le mandat de François Hollande, mais il prévoyait à l'époque de l'atteindre en 2025. Un objectif repoussé de dix ans par Emmanuel Macron et le ministre de la transition écologique d'alors, Nicolas Hulot. Les difficultés actuelles pourraient encore causer du retard. La PPE prévoit ainsi la fermeture de douze réacteurs, sur les 56 que compte l'Hexagone aujourd'hui, d'ici à 2035. Dans le détail, il s'agit de fermer deux unités en 2027 et 2028, et d'étudier la possibilité d'en arrêter deux autres dès 2025 et 2026. Le reste serait fermé entre 2028 et 2035 – soit plus d'une fermeture par an.

Or, le gestionnaire du réseau, RTE, a déjà averti que les prochains hivers seraient difficiles en matière de sécurité d'approvisionnement, notamment parce que le réacteur de troisième génération EPR de Flamanville manque toujours à l'appel. Il recommande ainsi de « conserver les moyens de production bas carbone dont la fermeture pouvait être envisagée d'ici à 2026 ». Comprendre : ne pas fermer davantage de réacteurs. Mais combien de temps la France pourrait-elle prolonger son parc existant ? L'autorité de sûreté nucléaire (ASN) vient de donner son accord pour prolonger de dix ans les plus vieux réacteurs, jusqu'à leurs 50 ans. Mais ce processus représente un défi industriel d'envergure pour EDF et il sera long, coûteux et semé d'embûches.

**Le charbon sur le chemin de la fermeture** C'est le point le plus avancé des engagements du gouvernement. Emmanuel Macron avait promis la fermeture des quatre dernières centrales françaises en 2022. Trois d'entre elles auront cessé leurs activités, au Havre (Seine-Maritime), à Gardanne (Bou-

**LA FRANCE VA CONNAÎTRE DE NOUVEAUX USAGES, COMME LE VÉHICULE ÉLECTRIQUE ET LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE**

## LES CHIFFRES

67 %

C'est, en 2020, la part du nucléaire dans la production annuelle, contre 70 % en 2019, un plus bas historique, selon les données du réseau de transport d'électricité (RTE).

56

C'est le nombre de réacteurs en activité en France, depuis la fermeture des deux équipant la centrale de Fessenheim (Haut-Rhin) en 2020. Un seul réacteur, de type EPR, est en construction, à Flamanville (Manche), depuis 2007.

25 %

C'est la part dans la production d'électricité atteinte par les énergies renouvelables en 2020, soit un niveau record. Mais cela cache des réalités très différentes. L'essentiel est assuré par les barrages (13 %), puis arrivent l'éolien (7,9 %), le solaire (2,5 %) et les bioénergies (2 %).

8 %

C'est ce que représentent encore les énergies fossiles dans le réseau électrique français, largement décarboné. Il s'agit essentiellement de gaz. Le charbon n'a représenté que 0,3 % de la production.

ches-du-Rhône) et à Saint-Avold (Moselle). Mais la plus puissante de France, celle de Cordermaux (Loire-Atlantique), devrait être maintenue pour pouvoir assurer l'équilibre du réseau électrique en Bretagne, à la demande du gestionnaire du réseau d'électricité.

Le gouvernement se défend en estimant que son activité restera très réduite. Un projet de reconversion à la biomasse est actuellement en cours d'étude. S'il est accepté, elle devrait fonctionner jusqu'en 2026 avec 80 % de résidu de bois et 20 % de charbon. Mais l'utilisation de biomasse étant peu efficace sur le plan énergétique, la centrale ne pourrait produire que 400 heures par an, contre 2000 heures aujourd'hui.

**Un contexte chamboulé** D'autant que d'autres paramètres viennent compliquer cette tâche. D'abord, la PPE, écrite avant l'arrivée du Covid-19, s'appuie sur l'analyse que la croissance économique sera pendant cinq ans du même niveau que celle d'avant la crise. Les difficultés économiques dues aux mesures de confinement ne sont pas prises en compte. La consommation d'électricité devrait elle aussi évoluer : elle est envisagée dans la PPE comme relativement stable. D'un côté, la France mise sur des économies d'énergie, dans le bâtiment notamment, mais elle va également connaître de nouveaux usages, comme le véhicule électrique, la production d'hydrogène ou le basculement d'une partie du chauffage au fioul ou au gaz vers l'électricité.

Résultat : au rythme actuel, en 2030, la consommation devrait être similaire à celle d'aujourd'hui. Mais, selon les analyses de RTE, si jamais la France atteignait ses objectifs en matière de développement de l'hydrogène ou des voitures électriques, la consommation d'électricité pourrait augmenter de 6 % à cette date – alors qu'elle est relativement stable depuis dix ans. Soit l'équivalent de la production de 4 ou 5 réacteurs de type EPR supplémentaires. ■

PERRINE MOUTERDE  
ET NABIL WAKIM



M. Marcoux (à droite), producteur à Saint-Bonnet-le-Courreau (Loire), et M. Perrin, d'Ener-Pacte. ROMAIN ÉTIENNE POUR « LE MONDE »

# Une deuxième vie pour les vieux panneaux solaires

Les premières centrales solaires installées chez les agriculteurs il y a plus de dix ans montrent des signes de faiblesse

SAINT-BONNET-LE-COURREAU (LOIRE) -  
envoyé spécial

**A** Saint-Bonnet-le-Courreau (Loire), petit village de 730 habitants perché à 970 mètres d'altitude, Olivier Marcoux respecte la nature et ses rythmes. Cet éleveur de 49 ans s'est intéressé aux énergies renouvelables à peu près en même temps qu'il a converti en bio les 50 hectares qui lui permettent de nourrir son cheptel. En 2009, il a décidé d'installer des panneaux photovoltaïques sur le toit de sa grande étable, qui abrite 27 vaches (jersais, montbéliardes, holstein...) produisant du lait destiné pour partie à élaborer la réputée fourme de Montbrion, ville voisine, le reste étant collecté par la société Biolait. Résultat de sa conversion : 800 m<sup>2</sup> de panneaux, pour une production de 92 kilowatts-crête (kWc) – unité de mesure correspondant à la puissance de pointe de 1000 W/m<sup>2</sup>, avec des conditions de rayonnement solaire maximal.

En ce jour ensoleillé de la fin mars, Olivier Marcoux reçoit la visite d'un représentant de la société Ener-Pacte venu expertiser son installation et, surtout, lui permettre de retrouver son niveau de production. En effet, l'agriculteur a enregistré une baisse de 5 %, voire plus, depuis plusieurs mois. « Une centrale peut durer de vingt-cinq à trente ans, mais cela dépend aussi beaucoup du matériel choisi à l'origine ainsi que de l'installateur », explique Patrice Perrin, l'un des commerciaux de la société. Aujourd'hui, cette centrale est en train de se détériorer « de façon accélérée », dit l'expert.

Les panneaux, les onduleurs – pièces maîtresses qui transforment l'électricité photovoltaïque en courant alternatif, envoyé ensuite dans le réseau – sont vieillissants. Certains onduleurs démarrent avec retard, à cause de défaillances techniques, cela représente des pertes financières. « La production est variable chaque année, cela dépend du soleil bien sûr, mais aussi de la neige qui tombe sur le toit et les panneaux. Une centrale, c'est de l'entretien, la gestion de la propreté des panneaux, des locaux où se trouvent les onduleurs. Et il y a le côté administratif », détaille Olivier Marcoux.

Mais il ne regrette pas l'installation des panneaux. « À l'époque, 90 % des gens disaient "vous êtes dingues, il ne faut surtout pas faire ça", que ce soient les banques, les assureurs, les comptables... C'était

**« UNE CENTRALE PEUT DURER DE VINGT-CINQ À TRENTE ANS, MAIS CELA DÉPEND BEAUCOUP DU MATÉRIEL CHOISI À L'ORIGINE AINSI QUE DE L'INSTALLATEUR »**

PATRICE PERRIN  
commercial chez Ener-Pacte

pareil quand on est passé en bio, les agriculteurs me disaient "dans trois ans, tu viendras pleurer à la porte" », s'amuse l'éleveur. Avant, il faisait du foie gras de canard, qui importait un gros succès. « Mais le canard, c'était cent dix heures de travail en plus par semaine, alors que le photovoltaïque se fait tout seul. » La centrale lui assure un revenu annuel supplémentaire d'environ 40 000 euros, dont il faut soustraire le remboursement de l'emprunt, quelque 3 000 euros par mois jusqu'à la fin 2022.

### Trouver des solutions de longue durée

Comme lui, de nombreux agriculteurs ont décidé d'installer de petites centrales solaires, par conviction militante parfois, mais aussi pour assurer des rentrées financières supplémentaires. 13 % de la production d'énergie solaire en France provient de la filière agricole et 70 % des 6 000 centrales installées en France, d'au moins trois ans, appartiendraient à des agriculteurs, selon les chiffres fournis par Ener-Pacte, société créée en juin 2016 et basée à Lyon. « On est une société atypique dans le marché du photovoltaïque, on n'intervient que sur les centrales existantes et on ne se rémunère qu'à partir du moment où l'on arrive à augmenter le revenu de l'agriculteur », explique Patrice Perrin. L'audit est gratuit et le pari nécessite de choisir des centrales d'une certaine puissance et dans un état pas trop dégradé. « On va conseiller des réparations, des changements de matériel, et chaque euro que l'on fera dépenser doit être équilibré par la rentabilité que l'on promet. »

À ce jour, Ener-Pacte a conclu des contrats avec une centaine de centrales de première génération en France. Pour Philippe Artaud, éleveur de chevaux à Val-

flaunès (Hérault), dans la région montpelliéraine, au pied du pic Saint-Loup, le bilan est positif. « Ils ont optimisé la centrale après un audit réalisé en 2019. Du coup, elle produit plus et Ener-Pacte se paye là-dessus », raconte l'agriculteur de 52 ans. C'est en 2008 que Philippe et Anne Artaud décident d'implanter leur première centrale (36 kWc) sur les toits des box et du manège couvert, soit une surface de 1300 m<sup>2</sup>. « Pour un agriculteur qui n'y connaît rien, même si ce n'est pas difficile parce que le soleil fait tout, il faut surveiller de l'administratif jusqu'à la production, ce n'est pas évident », poursuit l'éleveur. Il a investi 500 000 euros en 2009, grâce à un emprunt à la banque et à des subventions européennes. Le retour sur investissement s'est fait sur sept ans. Avec quelque 1300 heures d'ensoleillement par an, explique Philippe Artaud, la centrale rapporte 100 000 euros annuellement, ce qui permet le remboursement de l'emprunt (6 000 euros mensuels).

« La motivation de nos clients n'est pas de gagner plus, mais de garantir un revenu », assure Manuel Emlig, un Allemand de 36 ans spécialiste des énergies renouvelables. L'un des trois fondateurs d'Ener-Pacte. Et pour les précurseurs qui ont investi dans les années 2008-2009, il fallait trouver des solutions afin que leurs investissements restent rentables dans la durée. « Un défi souvent, car les propriétaires de centrales sont peu conscients des problèmes à venir, et souvent défilants face à la proposition d'intervenir sans frais. « On leur explique qu'on va garantir gratuitement un niveau de production, et de revenus, basé sur la moyenne des trois dernières années. Et si on fait mieux, on se partage le surplus, 80 % pour nous, 20 % pour eux », détaille l'entrepreneur.

La société affiche un chiffre d'affaires de 500 000 euros environ pour 2020 et entrevoit des perspectives de développement importantes. « La crise sanitaire a impacté l'activité mais, grâce à la signature d'une vingtaine de contrats fin 2020, nous attendons 2 à 3 millions à 4 millions d'euros de chiffre d'affaires supplémentaires », indique le directeur, Rémi Berthou. La société espère doubler ses effectifs, de quinze personnes aujourd'hui, et multiplier par dix la quantité de mégawatts-crête sous gestion d'ici 2023, ce qui représenterait la consommation annuelle d'une ville d'environ 100 000 habitants. ■

RÉMI BARROUX