

Le projet de réorganisation d'EDF est-il incontournable ?

Dominique Finon*

@ 91128

Le projet de réorganisation d'EDF connu sous le nom d'Hercule jusqu'à début avril dont on débat beaucoup ces derniers temps vise trois objectifs principaux : faire accepter par Bruxelles une nouvelle réglementation des prix du nucléaire plus favorable à EDF que le dispositif actuel de l'ARENH conçu uniquement pour favoriser le développement de ses concurrents, rechercher un meilleur cadre de financement pour les projets nucléaires futurs et trouver une meilleure capitalisation boursière pour l'entité isolée des actifs nucléaires pour faciliter les investissements dans une stratégie réalignée sur celle des autres énergéticiens européens¹. Mais vouloir poursuivre à la fois ces différents objectifs expose au risque de ne pouvoir en atteindre aucun, comme c'est le cas actuellement du fait du blocage avec Bruxelles sur le premier objectif pour lequel il n'y a aucun plan B.

Or le projet Hercule ne semble pas incontournable. Il n'y a pas de réponse unique aux trois problèmes qui relèvent de la vision étriquée des milieux financiers ou de la vision déformée de ce que doit être la transition pour Bruxelles et quelques puissants États membres.

Quel besoin d'une nouvelle réglementation du nucléaire ?

Sans entrer dans le détail, la nouvelle réglementation économique du nucléaire existant (NoRENE) devrait concerner toute la production nucléaire (environ 400 TWh) avec deux

objectifs : permettre à EDF de recouvrir les coûts de ses équipements nucléaires rénovés et aux fournisseurs concurrents d'EDF (ENGIE, Total, Enel, Enercoop, Greenyellow...) d'acquérir de l'électricité nucléaire à des prix limités lorsque les prix du marché sont plus élevés que les tarifs réglementés de vente (TRV) qu'EDF doit encore pratiquer. L'ARENH, l'actuelle régulation, ne joue que dans ce sens en favorisant de façon excessive ces grands concurrents qui ont su entrer en force sur le marché commercial (50 %) et résidentiel (25 %).

Parce que la NoRENE concernerait tous les MWh nucléaires, le projet consiste à séparer les activités de production des activités de commercialisation afin de rendre transparents tous les achats qui devront être faits sur le marché de gros, que ce soit par EDF Commerce ou par ses concurrents fournisseurs. Pour cela, seraient créées, après renationalisation totale, des entreprises autonomes de statuts différents : EDF bleu qui devrait être entièrement publique, pour les productions nucléaires, dont le statut permettrait de réglementer le prix de vente des MWh nucléaires au titre d'un service d'intérêt économique général (SIEG); EDF vert, privatisable jusqu'à 35 %, qui inclurait les activités commerciales d'EDF (électricité, gaz, services) aux côtés d'autres activités régulées (distribution, EnR en France et à l'étranger) et qui devrait trouver facilement une bonne capitalisation boursière. Dans une première version, le tout devait être coiffé et piloté par une *holding* publique.

* CNRS-CIRED (cf. biographies p. 68).

Mais Bruxelles refuse le projet et veut imposer une version beaucoup plus dure. La Commission veut que la *holding* soit sans rôles stratégique et financier; elle veut imposer une séparation totale entre les entités qui seraient créées pour empêcher toute circulation de ressources financières entre elles et toute coordination entre filiales. Bref, ce serait la fin d'EDF intégrée si le gouvernement se soumettait aux exigences de Bruxelles, ce qu'il ne peut pas accepter, car ce serait la disparition de l'entreprise nationale. Depuis ce refus, EDF a revu le schéma d'Hercule en plaçant EDF vert (appelé depuis peu Énergies renouvelables et Réseau) sous l'égide d'EDF bleu pour qu'une coordination entre entités soit d'emblée permise. Mais cela ne résout en rien le problème posé par l'opposition de Bruxelles, car la circulation des ressources entre entités demeure possible dans ce schéma. D'où une première question : peut-on rechercher d'autres solutions pour les problèmes de financement en se passant de toute régulation de la production nucléaire, ce qui permettrait de renoncer au projet d'Hercule?

En fait, la situation à laquelle on est arrivé est le résultat d'une longue histoire où les pouvoirs politiques successifs ont cherché à résister à la mise en œuvre intégrale du modèle de marché prescrite par les directives successives. Pour faire bénéficier les consommateurs de la rente nucléaire, ils ont toujours retardé la transposition de chacune et ont inventé des dispositifs dérogeant aux règles de la concurrence qui ont placé régulièrement la France sous le contrôle de Bruxelles.

On a d'abord ajouté en 2003 un dispositif favorable aux consommateurs «électro-intensifs» (contrat Exeltium sur 7 TWh à 30 €/MWh valable 20 ans), puis en 2006 un tarif de retour pour les consommateurs industriels après la hausse des prix de gros (le Tartam, en place jusqu'en 2011). On a retardé la disparition des tarifs réglementés le plus longtemps possible, malgré les directives de 2004 et 2009. Comme le maintien des TRV rendait en soi difficiles les entrées de fournisseurs alternatifs qui doivent s'alimenter sur le marché de gros sur lesquels les prix sont le plus souvent supérieurs à la

partie énergie du TRV, le gouvernement a alors cherché, après la procédure engagée par la Commission sur le Tartam en 2009, à créer une concurrence artificielle pour la fourniture aux industriels, mais surtout sur le segment avec TRV des petits et moyens consommateurs en mettant en place le dispositif de l'ARENH en 2011. Comme on le sait, il consiste à céder aux fournisseurs alternatifs une partie de la production nucléaire (jusqu'à 25 %) à prix coûtant² (42 €/MWh) pendant les périodes de prix élevés, sans dédommagement pour EDF, sachant que la partie énergie du TRV est (pratiquement) alignée sur le prix de l'ARENH.

Tous ces dispositifs ont privé EDF d'une grande partie de ses marges (par exemple l'ARENH combiné au maintien du TRV sur le secteur résidentiel a coûté à EDF près de 1,5 milliard en 2019), sans compter les pertes de clients³. EDF souligne à raison que les privations successives de ses marges ont réduit sa capacité de financement et ont contribué à son endettement actuel (au point de l'obliger à vendre des actifs stratégiques pour maintenir ses ratios financiers). Ces difficultés dues à l'État-régulateur ont sans doute été aggravées par des investissements importants à l'étranger, comme l'achat du producteur nucléaire British Energy (15,7 milliards d'euros) en 2008 et l'opération Constellation-Unistar aux États-Unis entre 2008 et 2013 pour y développer des EPR; mais ces derniers répondaient à des ambitions encouragées par l'État stratège.

Lassée de voir ses parts de marché se réduire du côté de l'industrie (53 %), du tertiaire (50 % en 2020) et du résidentiel (75 % fin 2020) à raison de 100 000 clients par mois et de voir ses grands concurrents revendiquer un accès plus large aux MWh nucléaires, EDF aurait pu choisir de militer auprès du gouvernement et de Bruxelles pour obtenir la disparition de l'ARENH, avant son échéance en 2024. Comme le souligne Jacques Percebois, bon connaisseur de ce dispositif⁴, l'argument serait que l'ARENH a bien atteint son objectif principal qui était de permettre des entrées significatives dans la fourniture, notamment sur les segments tertiaire et résidentiel où les tarifs étaient maintenus.

Le projet de réorganisation d'EDF est-il incontournable ?

Mais EDF a préféré revendiquer la transformation du dispositif dans le double but d'avoir une rémunération garantie plus élevée pour toute sa production nucléaire (48 €/MWh au lieu de 42 € avec l'ARENH et le TRV) et de voir rehaussé le prix de cession de ses MWh nucléaires à ses concurrents à 54 €/MWh (dans le dispositif dit du « corridor » qui était soumis en 2020 à l'accord de la Commission et qu'elle a refusé⁵).

Mais, à force de chercher des dérogations aux règles de la concurrence, le piège allait se refermer sur la France qui devrait sacrifier son entreprise électrique nationale en la démantelant en entités totalement indépendantes et de statuts différents. Aussi n'est-il pas temps de sortir de cette recherche systématique de dérogation aux règles de la concurrence qui a placé régulièrement la France sous la supervision vétilleuse de la Commission européenne toujours suspicieuse vis-à-vis d'EDF ? La demande d'autorisation du nouveau dispositif destiné à remplacer l'ARENH apparaît être la demande de trop, quand on voit qu'il permettrait à la Commission de faire disparaître l'opérateur historique qu'elle ne prise guère.

La solution pour échapper au diktat de Bruxelles serait d'abandonner à la fois les tarifs réglementés (TRV), l'ARENH qui s'est construit dessus et le projet de la nouvelle régulation NoRENE, ce qui éviterait de demander l'aval de la Commission pour ce dernier en lui présentant le projet Hercule. Certes, son accord pour la suppression de l'ARENH sera nécessaire. Mais on peut remarquer que la « Décision » de la Commission de juin 2012 imposant l'ARENH est justifiée d'abord par le maintien des tarifs réglementés pour les petits et moyens consommateurs, tandis que le Tartam est supprimé.

Certes, selon les motifs de la Décision, c'est « la situation et le caractère du marché français » dominé par les productions nucléaires de l'opérateur historique qui « justifient la limitation de la liberté de fixation des prix » pour une partie de sa production de gros⁶ parce que les entrants ne peuvent rivaliser avec les coûts de production du nucléaire existant. Mais c'est

aussi parce que les gouvernements de l'époque voulaient préserver les tarifs pour le résidentiel et le tertiaire. De fait, l'ARENH a bien permis de préserver les TRV à hauteur des coûts du nucléaire historique pour ces consommateurs, sans qu'ils paient leur électricité aux prix du marché intégré ouest-européen, comme ils le font dans les autres pays. Si la position dominante d'EDF en production reste un problème pour les instances européennes et si on veut rééquilibrer le jeu concurrentiel en France, on peut obliger EDF à mettre aux enchères des participations dans plusieurs de ses centrales actuelles. EDF reste l'opérateur, mais cède un droit de tirage sur leurs productions, *at risk* et *at cost*.

Et, pour revenir à la NoRENE, est-elle vraiment nécessaire pour que soit rentabilisé le nucléaire existant rénové ? La moyenne des prix de marché sur l'année en 2018 et 2019 avant la Covid a été supérieure aux 42 €/MWh de l'ARENH, niveau qu'EDF estime en dessous du coût économique complet du nucléaire existant. Ne peut-on pas imaginer que la nouvelle régulation de l'EU ETS (*Emissions Trading System* ou système de marchés du carbone) permettra de porter de façon durable le prix du CO₂ à un niveau significatif (de 30 à 40 €/tCO₂) qui devrait maintenir le prix moyen du marché électrique à niveau, après la sortie de crise ?

Serait alors appliqué en France le modèle de marché de l'amont à l'aval, comme l'ont fait tous les autres États membres, pour arriver à une régulation cohérente de l'ensemble sans s'exposer aux prescriptions de Bruxelles. On peut objecter que les consommateurs ne seront plus protégés contre les fluctuations des prix du marché qui peuvent être très importantes. Mais l'expérience dans les pays européens qui ont libéralisé leur marché de détail de longue date montre que les offres des fournisseurs garantissent, sauf exception, des prix de vente stables par saison en prenant sur eux le risque-prix⁷.

En résumé, le diktat de Bruxelles peut être évité. Mais reste la réorganisation à entreprendre selon le dernier schéma Hercule censé

conserver la cohérence du groupe EDF, selon les termes de la lettre envoyée par le gouvernement aux syndicats le 9 avril 2021⁸. Cette réorganisation justifiée par des objectifs financiers est-elle vraiment nécessaire? N'y a-t-il pas un risque d'éclatement progressif du groupe malgré les assurances données aux syndicats de ne pas privatiser EDF vert au-delà de 25 % (auparavant 35 %) et de préserver les statuts du personnel dans toutes les entités? On peut fort bien imaginer que l'engagement qui sera pris par le gouvernement de ne pas descendre en dessous de 75 % de parts de l'État lors de la scission ne résiste pas longtemps. L'exemple de la fonte progressive de la participation de l'État dans le capital de GDF Suez, devenu par la suite ENGIE, est là pour le suggérer. De plus, la séparation en deux entreprises avec des différences de droits de propriété et de structures de gouvernance sera lourde de divergences dans le futur, tant dans les logiques de rentabilisation dans la dépendance des marchés financiers que pour les choix stratégiques.

Sortir des représentations des financiers

Venons-en aux objectifs financiers. Le débat sur le projet Hercule s'est fait et se fait toujours sur fond d'exagération de la situation d'endettement d'EDF et de perception négative des coûts et des risques financiers du nucléaire. Il se fait aussi sur fond de mythification des stratégies «à la mode» des énergéticiens européens (ENEL, Iberdrola, Ørsted, RWE AG, etc.) qui n'investissent en production que sur des projets d'énergies renouvelables. Les institutions financières, les agences de notation, les médias spécialisés n'ont de cesse de reprocher à EDF ses mauvaises performances financières — qui seraient dues à ses erreurs de stratégies et à son entêtement dans le nucléaire — sans prendre en compte les effets des contraintes réglementaires évoquées précédemment et de son engagement industriel dans l'option nucléaire à l'international avec les encouragements de l'État (mises à part les conséquences du chantier de Flamanville).

On ne compte pas les articles critiques consacrés à la dette abyssale d'EDF, à ses errements stratégiques et à son incapacité à pouvoir faire face à un soi-disant «mur» d'investissements alors qu'il s'agirait plutôt d'un muret que l'on explicitera ci-dessous. La dette d'EDF n'a rien d'abyssal au regard de ce qu'elle a été pendant la période de développement du programme nucléaire dans les années 1980 et 1990. Elle est montée jusqu'à 34 milliards d'euros (225 milliards de francs) en 1990, ce qui correspond à une fois et demie son chiffre d'affaires de l'époque, à comparer à la dette actuelle de 42 milliards d'euros pour un chiffre d'affaires de 69 milliards d'EDF en 2020, soit environ 60 % de celui-ci. EDF a remboursé sans problème sa dette antérieure pour retrouver son équilibre financier dans la deuxième partie des années 1990 parce qu'il n'y avait aucun risque d'érosion de ses revenus tarifaires et de ses débouchés par des politiques publiques, comme c'est le cas actuellement avec l'ARENH et la promotion des énergies renouvelables à grande échelle.

On peut évidemment arguer que la situation est différente et que le ratio dette/EBITDA, la sacro-sainte référence des prêteurs, doit rester inférieur à 2,5 pour garantir le remboursement de nouveaux emprunts, alors qu'il est de 2,7 en 2019 et de 2,62 en 2020. Mais ce ratio, reflet du court-termisme des institutions financières, n'est pas vraiment adapté pour juger d'emprunts destinés à financer des équipements à très longue durée de vie qui rapporteront encore bien au-delà des horizons des prêteurs, quand bien même on est convaincu qu'on ne peut pas augmenter indéfiniment les ratios d'endettement.

Le soi-disant mur d'investissements dans le nucléaire se composerait des investissements annuels dans le grand carénage qui se monteront au maximum à 3 milliards d'euros par an et des investissements de 2,5 milliards dans le futur programme de six EPR+ (estimé à 47 milliards et étalés sur 20 ans), auquel s'ajoute l'engagement annuel de 1 milliard dans Hinkley Point C d'ici 2030. Les montants additionnés de 6,5 milliards d'euros par an ne correspondent

Le projet de réorganisation d'EDF est-il incontournable ?

qu'à 40 % de l'enveloppe totale d'investissements annuels de 15 à 16 milliards d'euros que le groupe EDF prévoit de faire au cours des années 2020, dont 2 à 3 milliards dans les énergies renouvelables prévus selon le plan stratégique CAP 2030 défini en 2017 (25 milliards pour installer 30 GW d'ici 2030). On ne peut donc pas parler de mur d'investissements, tout au plus de quelques haies à enjamber. La dramatisation de cet enjeu de financement qui sert à justifier le projet Hercule dessert plutôt l'entreprise et ses choix, car elle incite à considérer l'option nucléaire comme dispendieuse et susceptible d'exercer un effet d'éviction sur les ressources à engager dans les énergies renouvelables.

Le dénigrement permanent d'EDF n'a pas manqué de provoquer la chute régulière de la valeur de l'action EDF qui, passée par un pic de 80 € en 2007, se situe à 11 € actuellement, ce qui réduit sa capitalisation boursière à 35 milliards et limite les possibilités de financement par le marché des actions. Ce dénigrement permanent a entraîné aussi des dégradations successives de sa note par les agences de notation — passée progressivement de AA à A, A-, et BBB+ récemment —, ce qui conduit à des taux d'emprunt plus élevés (avec prime de risque) et empêche de dépasser un certain niveau de financement par la dette en cas de risque de construction élevé comme pour les prochains EPR⁹.

EDF ne cesse aussi d'être critiquée pour ne pas aligner complètement sa stratégie sur celle des autres énergéticiens (ENEL, Iberdrola, etc.) qui ne misent que sur le développement de grands projets renouvelables, à côté des métiers à la mode dans les services énergétiques où pourtant EDF est de plus en plus présente. Continuer à avoir des ambitions dans le nucléaire appartiendrait à l'histoire, paraît-il. Les stratégies focalisées sur les technologies centralisées ne peuvent être menées que par des opérateurs restés publics et seraient désormais obsolètes dans le grand jeu de la transition qui serait d'abord international, nous dit-on. Dans ce nouveau monde, il faudrait penser autrement et en se projetant en dehors de l'Hexagone.

Visiblement, cette comparaison avec les favoris des marchés financiers — qui ont des capitalisations boursières au moins deux fois plus élevées que celle d'EDF¹⁰ — finit par marquer les esprits. EDF ne cesse de mettre en avant l'intérêt d'Hercule pour poursuivre une stratégie mieux centrée sur les énergies renouvelables grâce à l'entité en partie privatisée qui aurait le bon profil stratégique, trouverait facilement une bonne valorisation boursière et pourrait accéder facilement à des financements : «Hercule permettrait de doubler l'effort d'investissement sur les énergies renouvelables avec 20 milliards d'investissements additionnels sur les dix prochaines années¹¹», grâce à cette meilleure crédibilité financière. En doublant l'objectif du plan CAP 2030 d'installation d'énergies renouvelables, EDF serait en phase avec l'espagnol Iberdrola et l'italien ENEL qui accélèrent leur développement de capacités renouvelables dans une trentaine de pays, le premier portant son objectif 2030 de 34 GW à 95 GW, et le second de 44 GW à 130 GW.

Mais est-ce que l'Italie et l'Espagne trouveront pour autant avec leurs champions focalisés sur l'international un levier efficace pour réussir vraiment leur transition vers la neutralité carbone d'ici 2050? Ne doit-on pas sortir de ce schéma très artificiel de l'énergéticien avisé et ambitieux, en se distanciant des représentations de la finance et de Bruxelles? En en sortant, on n'aurait plus à douter de l'EDF actuelle qui, paraît-il, sans Hercule, «risque(r)ait de devenir un acteur de second rang et d'être dépassé par plusieurs électriciens européens¹²». Qu'on cesse de considérer sous l'influence de l'Allemagne qu'il y a une seule voie de transition énergétique qui vaille, celle basée exclusivement sur les énergies renouvelables. Qu'on cesse de considérer que le seul enjeu qui vaille pour un énergéticien serait la course internationale aux contrats subventionnés de projets renouvelables, et de faire trembler le public avec les entrées dans la compétition des pétroliers européens qui cherchent à anticiper sur leur reconversion à long terme. Il faudrait pour ce faire que les pouvoirs publics défendent avec plus de conviction l'originalité de la politique française de mix électrique à dominante

nucléaire. Ce n'est certainement pas ce qu'ils font actuellement quand des ministres commandent des scénarios 100 % renouvelables pour se démarquer d'EDF et quand des agences publiques (ADEME, RTE) ratiocinent à l'infini sur la façon de réduire la part du nucléaire au-delà de 50 % après 2035 et promouvoir sans limites les énergies renouvelables variables.

Une autre solution aux contraintes de financement

Il serait bien préférable de s'en tenir à l'organisation intégrée actuelle d'EDF, d'autant plus qu'elle a encore « des poches profondes » et peut bénéficier de la garantie implicite de l'État pour emprunter, comme c'est le cas actuellement. Cette intégration permet aussi de disposer de sources de revenus différents obéissant à des cycles d'activités et de rentabilité différents avec circulation de ressources entre filiales. Ce qui n'empêche pas de discuter de certains objectifs stratégiques, comme de la poursuite des engagements dans le nucléaire au Royaume-Uni dans le projet de Sizewell C après le coûteux projet de Hinkley Point C, ou de la possibilité de mieux équilibrer le jeu concurrentiel sur le marché de gros en mettant aux enchères des participations dans les centrales nucléaires existantes, ou encore, de la possibilité de placer en bourse EDF Renouvelables.

Face au défi lancé au pouvoir politique par le refus du projet Hercule par Bruxelles, la première question à se poser est « pourquoi faut-il préserver EDF? ». EDF a toujours été au service du long terme. Même en partie privatisée, EDF est une entreprise au service de la politique d'indépendance énergétique et de préservation du climat. Elle en est le principal outil en France avec le maintien de son engagement dans le nucléaire pour garantir les faibles émissions de carbone du secteur électrique. EDF est aussi le meilleur outil de préservation d'une filière industrielle de pointe dans laquelle la France a excellé et pourrait exceller de nouveau (après avoir surmonté les faiblesses industrielles en ingénierie et en qualité qui se sont manifestées sur le chantier

de Flamanville) pour ne pas dépendre dans le futur du nucléaire chinois. Elle reste et doit rester une entreprise au service de l'intérêt public sans chercher à s'aligner par mimétisme sur les autres énergéticiens européens qui ne s'intéressent qu'aux renouvelables à l'international. Elle est aussi le seul acteur à pouvoir garantir la sécurité de fourniture de long terme à laquelle ne contribuent nullement ses grands concurrents nationaux qui ne construisent rien en ce sens.

Pour sortir du piège dans lequel la France s'est mise toute seule avec le projet Hercule, il suffit d'appliquer intégralement le modèle de marché de l'amont à l'aval, en abandonnant les tarifs réglementés de vente (TRV) et l'ARENH actuel ce qui permettrait à EDF de reconstituer en partie ses marges. L'avantage de se situer totalement dans le modèle de marché européen est qu'il devient possible d'œuvrer pour promouvoir de nouvelles règles sur les aides d'État facilitant les investissements dans toutes les technologies bas carbone qui sont très intensives en capital. Pour l'heure, le règlement actuel autorise des contrats de garanties de revenus par MWh avec les États pour les seules renouvelables¹³. Le règlement européen est actuellement en cours de renouvellement. Il faudrait qu'il couvre impérativement les projets nucléaires en tant que technologies bas carbone, comme il le fait pour les renouvelables. À l'État français d'être pugnace à Bruxelles pour qu'il en soit ainsi, car c'est un combat loin d'être gagné à l'avance, comme le montre l'exclusion de la technologie nucléaire de la « taxonomie » des technologies durables qui pourront bénéficier de financements privilégiés.

L'encadrement des investissements nucléaires par de tels contrats avec l'État permettrait de reporter sur lui le risque-prix sur la durée de vie économique des installations. De plus, pour les premières réalisations, l'État pourrait décider d'un niveau élevé de revenu garanti limitant le risque-projet et faisant œuvre de subventions à l'innovation, comme l'a fait le gouvernement britannique avec le « *contract for differences* » (CfD) pour Hinkley Point C qui garantit un revenu élevé de 92,5 £/MWh sur

Le projet de réorganisation d'EDF est-il incontournable ?

35 ans. Ce type de dispositif permet d'accéder à des financements à taux réduit du fait de la limitation du risque-prix. C'est ce que montre le financement des grands projets renouvelables en France qui s'appuient sur un dispositif voisin et pour lesquels le taux des emprunts est de 2,0 à 2,5 %. Pour le nucléaire nouveau, on peut imaginer pouvoir disposer de taux se situant entre 4 et 5 %, avec un risque-projet atténué par les réajustements actuels.

En résumé, il y a d'autres voies pour restaurer les marges d'EDF que la nouvelle régulation du nucléaire (NoRENE). Abandonner les TRV et l'ARENH en est une, quitte à concéder à Bruxelles la mise en coopérative de plusieurs réacteurs nucléaires existants d'EDF avec d'autres énergéticiens. Il y a aussi d'autres voies pour répondre au défi du financement des investissements futurs dans le nouveau nucléaire en France et dans les EnR à l'international. Ceci implique que l'État ait plus foi dans l'originalité de la transition électrique à la française à dominante nucléaire et que le pouvoir cesse de vouloir plaire à la seule mouvance écologiste. Il faut aussi et surtout qu'il ait foi en «son» entreprise électrique en cessant de ne prêter l'oreille qu'aux milieux financiers. En deux mots, que l'État actionnaire se mette en cohérence avec l'État stratège et l'État régulateur.

NOTES

1. On met de côté l'objectif de préserver les concessions hydrauliques d'EDF, qui a conduit à proposer la création d'une «quasi-régie», EDF azur, qui serait placée sous la houlette d'EDF bleu.

2. C'est un prix aligné sur le «coût courant économique» incluant les amortissements et une rémunération normale du capital.

3. Actuellement, en année où les prix de marché sont en moyenne annuelle supérieurs d'une dizaine d'euros au prix de l'ARENH comme en 2018 et 2019, le TRV appliqué au seul segment pour les ménages restés au tarif (132 TWh en 2019) coûte grosso modo à EDF 900 millions d'euros avec un prix moyen du marché de 52 €/MWh. De son côté, l'ARENH lui fait perdre environ 800 millions d'euros dans ces mêmes conditions. On ne compte pas la baisse de

revenus due aux pertes de parts de marché régulières du fait de la concurrence des grands fournisseurs alternatifs, pour ne pas faire double emploi avec le coût de l'ARENH.

4. <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/hercule-ou-pas-hercule-telle-est-la-question> (janvier 2021).

5. Après les discussions de fin 2020 avec Bruxelles, le dispositif avec corridor doit être abandonné et remplacé pour un dispositif à un seul prix, qui jouerait le même rôle que les *contracts for difference* britanniques.

6. Décision C (2012)2559 du 12 juin 2012 concernant l'aide d'État SA.21918 (C 17/07) (ex NN 17/07) mise à exécution par la France – Tarifs réglementés de l'électricité en France Décision C (2012)2559 du 12 juin 2012 (voir le point 154 de la décision).

7. Voir par exemple Littlechild S., 2019. Promoting competition and protecting customers? Regulation of the GB retail energy market 2008–2016. *Journal of Regulatory Economics*. Vol. 55, p. 107–139.

8. https://www.lemonde.fr/economie/article/2021/04/12/edf-le-gouvernement-detaille-son-plan-hercule-pour-la-premiere-fois_6076516_3234.html.

9. Voir Direction du Trésor, *Nouveau Nucléaire Français*, GT Financement, Régulation et Portage, juillet 2020.

10. Début mars 2021, celle d'ENEL est de 84 milliards d'euros environ, celle d'Iberdrola de 68 milliards d'euros, celle d'Orsted de 60 milliards et celle d'EDF de 34,5 milliards.

11. Audition du président d'EDF devant les députés du 10 février 2021.

12. Interview du président d'EDF par *Le Point* du 11 mars 2021, p. 52.

13. Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et de l'énergie. Règlement (UE) n° 651/2014 de la Commission du 17 juin 2014.