

Electricité : pourquoi, à la surprise générale, TotalEnergies défend un encadrement des prix



Patrick Pouyanné, PDG de TotalEnergies, s'est dit favorable à une prolongation du mécanisme de l'Arenh. (Crédits : REUTERS/Charles Platiau)

Juliette Raynal

Le PDG de TotalEnergies, censé promouvoir une logique tout marché, considère que la prolongation d'un mécanisme de régulation des prix de l'électricité serait un moindre mal. Tandis que l'électricien historique, détenu par l'Etat, s'y oppose toujours fermement. Une surprenante inversion des rôles.

Mardi 10 décembre, le colloque organisé par l'Union française de l'énergie (UFE) a été le théâtre d'une scène pour le moins étonnante. Invité à une table ronde intitulée « *Electricité, moteur de notre quotidien* », Patrick Pouyanné, le PDG de TotalEnergies, s'est dit favorable à la prolongation « *pour deux ou trois ans* » de l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh), un acronyme barbare qui désigne un mécanisme de régulation

des prix de l'électricité. Objectif : « *Donner de la visibilité (...) et rassurer tout le monde* ».

En face, Luc Rémont, le PDG d'EDF, dont le capital est pourtant détenu à 100% par l'Etat, a, une énième fois, écarté toute nouvelle régulation des prix. Selon lui, une telle prolongation amènerait EDF à « *arrêter les investissements* » ce qui ferait baisser les volumes « *d'électricité à terme* ».

« *Tu me surprends Patrick, car en général, je ne t'entends pas demander des systèmes régulés* », s'est même fendu le dirigeant.

TRANSITION ÉCOLOGIQUE

Electricité : pourquoi, à la surprise générale, TotalEnergies défend un encadrement des prix**Inversion des rôles**

Comment expliquer qu'un acteur privé défende un mécanisme de régulation et, qu'au contraire, une entreprise publique la rejette ? « *En réalité, Patrick Pouyanné n'est pas stricto sensu favorable à un mécanisme de régulation, mais il considère que sa prolongation, avec des aménagements, serait un moindre mal compte tenu du flou actuel* », nuance Nicolas Goldberg, expert énergie chez Columbus Consulting, relevant que ce n'est pas la première fois que le PDG de TotalEnergies tient cette position.

Pour comprendre une telle inversion des rôles, il faut revenir sur le contexte actuel du marché de l'électricité en France. Depuis 2011, l'Arenh contraint EDF à vendre une partie de sa production (100 térawattheures) à 42 euros du mégawattheure, soit un tarif bien en deçà de ses coûts de production. Mais ce dispositif tirera sa révérence fin 2025.

Par quoi le remplacer ? Il y a un an, après d'âpres négociations, Bruno Le Maire, alors ministre de l'Economie, avait dévoilé en grande pompe le nouvel accord obtenu auprès d'EDF. Dans les grandes lignes, l'exécutif y abandonnait l'idée d'encadrer les tarifs de l'électricité nucléaire à un niveau proche des coûts de production, soit environ 60 euros/MWh, préférant un dispositif « tout marché ».

Un accord critiqué de toutes parts

En d'autres termes, la vente de l'électricité nucléaire sur le marché de gros (là où l'électricité est négociée et achetée par les fournisseurs aux producteurs, avant d'être commercialisée sur le marché de détail, puis distribuée à travers le réseau de distribution), ne sera pas encadrée par les pouvoirs publics par des prix plafond ou plancher. Cette approche sera seulement complétée par un système d'écrêtement, qui permettra de partager les rentes issues des ventes de l'électricité nucléaire au-dessus de certains seuils.

En échange, de ce mécanisme bien moins contraignant pour EDF, le groupe dirigé par Luc Rémont devait développer de nouvelles offres commerciales sur le moyen terme pour que ses concurrents, les fournisseurs alternatifs, puissent s'approvisionner. L'électricien devait aussi négocier des contrats d'approvisionnement auprès des clients professionnels. Sur ce point, EDF était tout particulièrement sommé de conclure auprès des industriels les plus énergivores, dénommés les « électro-intensifs », des contrats spécifiques : les CAPN, pour Contrats d'allocation de production nucléaire. Le principe : réserver une portion de la production du parc atomique à ces usines sur des longues

durées à des prix censés être attractifs en échange d'une « avance en tête » et d'un partage des risques.

Mais, un an après sa mise en orbite, seules six lettres d'intention (non engageantes) ont été signées pour environ 10,5 térawattheures (TWh) de consommation. Un niveau insuffisant selon le gouvernement sortant, qui a lancé jeudi dernier un ultimatum à EDF : parvenir à 20 TWh au moins d'ici à fin janvier. Sans quoi, selon nos informations, le mode de régulation des tarifs d'EDF par l'État devra être requestionné. Ce que dément EDF.

Il n'empêche, l'accord reste très critiqué aussi bien par les fournisseurs alternatifs que par les industriels. Or, TotalEnergies porte la double casquette : c'est un grand consommateur d'électrons, notamment pour alimenter le procédé de ses raffineries. C'est aussi, et surtout, l'un des grands concurrents d'EDF sur le marché de la fourniture d'électricité. La major revendique 5 millions de clients en gaz et en électricité dans l'Hexagone. Et c'est principalement à ce titre que la multinationale s'inquiète.

Les fournisseurs alternatifs inquiets

« *On n'a toujours pas de nouveau système* » et « *ce manque de visibilité n'inspire pas la confiance* », a pointé Patrick Pouyanné. « *Je suis un peu inquiet (...). Nous avons urgemment besoin de savoir où nous allons* », a-t-il encore souligné. Un contexte qui le pousse à préférer une conservation de l'Arenh « *en corrigeant les défauts* », avec un prix supérieur à 60 euros du MWh, soit le coût de la production nucléaire estimé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Depuis plusieurs mois, les fournisseurs alternatifs, pourtant censés être les premiers promoteurs d'une logique tout marché, pointent le risque d'un dysfonctionnement du marché, et notamment d'un manque de liquidité dans un contexte où les règles du jeu ne seraient pas équitables.

« *Notre point d'attention, c'est de s'assurer qu'EDF ne risque pas d'assécher le marché. Aujourd'hui, nous sommes dans une situation avec un producteur très dominant [EDF, ndr], où il n'y a pas de séparation entre EDF producteur et EDF fournisseur et où il n'y a pas non plus de préconisations sur quels volumes d'électricité doivent être mis sur le marché par EDF et quand* », résumait, il y a quelques mois, à *La Tribune* un fournisseur.

« *L'optimum économique serait qu'EDF producteur mette toutes ses capacités nucléaires sur le marché de gros et qu'EDF fournisseur se fournisse sur ce marché au même titre que les autres fournisseurs* », explique cette même entreprise. Pour

TRANSITION ÉCOLOGIQUE

Electricité : pourquoi, à la surprise générale, TotalEnergies défend un encadrement des prix

limiter le risque de distorsion de concurrence, l'entreprise en question réclame la mise en place de garde-fous ex ante « *pour s'assurer que les volumes d'électricité nucléaire puissent être mis sur le marché de manière prévisible* », explique-t-il.

« La liquidité n'est pas au rendez-vous »

Dans le cas contraire, le manque de liquidité et de visibilité pourrait mener les fournisseurs alternatifs à s'approvisionner sur les marchés voisins, assure-t-on. « *Ce qui conduirait à renchérir nos coûts, car il faudrait notamment payer les spreads* [la différence entre une valeur constatée et une valeur de référence, ndlr] *et le coût de transport* », développe ce concurrent d'EDF. De quoi conduire à un accroissement mécanique des parts de marché de l'électricien historique, proposant des prix plus compétitifs.

La liquidité du marché n'est pas au rendez-vous », abonde encore un autre concurrent d'EDF. « *Ce qui peut nous faire perdre des clients, car nous ne sommes pas en capacité de répondre à leurs besoins* », explique ce même fournisseur, qui pointe « *le manque de profondeur* » sur les échéances 2028, 2029. « *A partir du moment où le marché n'est pas liquide, vous n'êtes pas en capacité de vous couvrir [un fournisseur se couvre en achetant des produits à terme négociés bien avant leur date de livraison pour éviter de s'exposer à la volatilité des prix de l'électricité sur le marché spot, ndlr], dans des conditions optimales. Cela génère donc une prime de risque, qui contribue à majorer le prix de l'électricité. Par ricochet, vous vous dépositionnez par rapport à un acteur capable de se couvrir parfaitement* », développe-t-il.

Bien au fait de ces problématiques, le régulateur de l'énergie aurait récemment recadré EDF sur ces enjeux de liquidité et de transparence. ■