

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2023-09 DU 12 OCTOBRE 2023 RELATIVE A L'APPROVISIONNEMENT DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE 2026 ET AU BON FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS

Le dispositif d'accès régulé au nucléaire historique (ci-après « ARENH ») prendra fin au 31 décembre 2025. De nouveaux dispositifs de régulation économique de la production nucléaire existante sont actuellement discutés aux niveaux français et européen ; ces dispositifs sont fondés à ce stade sur un règlement complémentaire au prix de marché de gros, après les transactions sur celui-ci - ou dispositifs « post marché » ; à ce jour néanmoins, les modalités d'un éventuel dispositif de régulation qui succéderait à l'ARENH dès le début de l'année 2026 n'ont pas été précisées.

Cette absence de visibilité pose la question spécifique du calcul des tarifs réglementés de vente de l'électricité (ci-après « TRVE ») pour l'année 2026. Leur construction dépendra des caractéristiques du dispositif retenu.

Conformément à l'article L.337-4 du code de l'énergie, la CRE a pour mission de proposer aux ministres de l'énergie et de l'économie ces TRVE. En particulier, la CRE détermine après concertation des acteurs la méthode de calcul utilisée.

En application de la méthode de construction en vigueur, dont les principes sont décrits aux articles L.337-6 et R.337-19 du code de l'énergie, les TRVE sont construits par addition :

- du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;
- du complément d'approvisionnement au prix de marché ;
- de la garantie de capacité ;
- des coûts d'acheminement de l'électricité ;
- des coûts de commercialisation ;
- d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

Le Conseil d'Etat a considéré dans la décision n° 413688 du 18 mai 2018 que cette méthode de détermination des TRVE garantit une relative stabilité des prix, dès lors que la méthode par "empilement" des coûts permet de maîtriser chacune des composantes.

A ce titre, l'approvisionnement en produits calendaires *Base* et *Peak* d'une partie des volumes des TRVE est lissé sur deux ans. Ainsi, dans le cadre méthodologique actuel, l'approvisionnement d'une partie des volumes du TRVE pour l'année 2026 commencera à compter du 1^{er} janvier 2024. Dans l'attente de la mise en œuvre éventuelle d'un nouveau dispositif de régulation de la production nucléaire existante, il est nécessaire de clarifier dès à présent la stratégie d'approvisionnement du TRVE pour l'année 2026 afin d'en garantir la répliquabilité, tout en assurant sa compatibilité avec les éventuels scénarios de régulation. La CRE pourra par la suite être amenée à préciser la méthode de construction des TRVE une fois le dispositif de régulation connu, afin, par exemple, de préciser les modalités de prise en compte dans le TRVE d'un dispositif « post marché ».

Le premier volet de la présente consultation porte sur la définition d'une stratégie d'approvisionnement pour le TRVE de l'année 2026. A son issue, la CRE prendra une délibération méthodologique à une date permettant d'en assurer la répliquabilité.

Par ailleurs, dans tous les scénarios envisagés pour 2026, le rôle du marché à terme de l'électricité est appelé à s'accroître dans la mesure où (i) les volumes correspondant à l'ARENH aujourd'hui passeront désormais par le marché à terme et (ii) l'impact de celui-ci sera plus important sur la formation des prix payés par les consommateurs (notamment les TRVE) et sur les débouchés des producteurs (iii) les différents modèles de régulation envisagés par le gouvernement français et/ou actuellement discutés par les institutions européennes (« CfD » et plafond de prix) sont des dispositifs qui interviennent une fois les transactions sur le marché à terme réalisées plutôt que de s'y substituer. Son bon fonctionnement revêt donc une importance cruciale à cette échéance.

Toutefois, le marché à terme français souffre d'une faible liquidité ce qui se traduit par une formation des prix à terme parfois imparfaite.

L'importance croissante du bon fonctionnement de ce marché nécessite que des mesures nécessaires à son bon développement soient mises en place. **Le second volet de cette consultation porte sur les différentes pistes pour atteindre cet objectif.**

Paris, le 12 octobre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution au plus tard le **17 novembre 2023** en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi. En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

SOMMAIRE

1. STRATEGIE D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET GARANTIES DE CAPACITE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE 2026.....	4
1.1 INTRODUCTION.....	4
1.2 APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE DU TRVE 2026.....	5
1.3 APPROVISIONNEMENT EN GARANTIES DE CAPACITE DU TRVE 2026.....	6
2. LES ELEMENTS NECESSAIRES A L'AMELIORATION DU FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE GROS.....	8
2.1 INTRODUCTION.....	8
2.2 RENFORCER LES PUBLICATIONS D'EDF SUR LA DISPONIBILITE DU PARC NUCLEAIRE.....	9
2.3 CREER UN MANDAT DE TENEUR DE MARCHÉ EFFICACE POUR RENFORCER LA LIQUIDITE DU MARCHÉ A 3 ET 5 ANS.....	10
2.4 COMMERCIALISER LES CAPACITES D'INTERCONNEXION A DES ECHEANCES PLUS LOINTAINES.....	12
2.5 S'ASSURER QU'EDF CONTINUE DE SE PLACER DANS DES CONDITIONS ECONOMIQUES EQUIVALENTES A CELLES DE SES CONCURRENTS POUR L'ELABORATION DE SES OFFRES COMMERCIALES.....	13
2.6 IDENTIFIER LES CONDITIONS DE DEVELOPPEMENT DE CONTRATS ASSIS SUR DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION.....	13
2.7 RENFORCER LA SURVEILLANCE DU MARCHÉ DE GROS PAR LA CRE.....	14

1. STRATEGIE D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET GARANTIES DE CAPACITE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE 2026

1.1 Introduction

En France métropolitaine continentale, les tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après « TRVE ») sont proposés aux consommateurs visés à l'article L. 337-7 du code de l'énergie. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), en application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les TRVE s'appliquent à l'ensemble des clients finals.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer aux ministres de l'énergie et de l'économie ces TRVE. En particulier, la CRE détermine en concertation avec les acteurs la méthode de calcul des TRVE en application des principes de la tarification « par empilement » introduits à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

Ce dernier indique que « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2.* »

Plus précisément, pour le TRVE de l'année 2024 et avec une hypothèse de demande d'ARENH de 115,8 TWh¹, la décomposition des volumes d'énergie approvisionnés pour le portefeuille TRVE serait la suivante :



Figure 1: Décomposition de l'approvisionnement des TRVE 2024 (hypothèse de demande d'ARENH pour 2024 de 115,8 TWh)

Pour rappel, la méthode actuelle de construction des TRVE prévoit que les produits calendaires Base et Peak correspondant à la composante de coût relative au « complément d'approvisionnement au marché » sont approvisionnés de manière lissée sur les deux années précédant l'année de livraison. La forme de la courbe de charge (variations positives ou négatives autour de l'approvisionnement lissé sur deux ans) du « complément d'approvisionnement au marché » est approvisionnée de manière lissée sur un an. Comme illustré en Figure 1 et en application de la méthode de construction des TRVE en vigueur, 41 % des volumes du TRVE pour l'année 2024 auraient dû être approvisionnés sur une période de 24 mois précédant l'année de livraison (rectangle orange). La révision à la baisse du coefficient de bouclage ayant eu lieu tardivement, une partie de cet approvisionnement a toutefois eu lieu sur une période plus courte².

Le reste des volumes aura été approvisionné, d'une part par des volumes attribués lors du guichet ARENH de novembre 2023 et d'autre part par des produits calendaires Base approvisionnés entre octobre et décembre 2023³ pour tenir compte de l'écrêtement des volumes livrés à l'ARENH.

Pour l'approvisionnement en garanties de capacité, le schéma d'approvisionnement est similaire à celui de l'énergie. En particulier, le complément d'approvisionnement en garanties de capacité est réalisé de manière lissée sur l'ensemble des enchères des 24 mois précédant l'année de livraison.

Suivre la méthode actuelle pour construire les TRVE de l'année 2026 implique de débiter l'approvisionnement des compléments d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité dès le 1^{er} janvier 2024.

*

Bien que des dispositifs de régulation « post marché » soient actuellement discutés aux niveaux français et européen, à ce jour les modalités d'un éventuel dispositif de régulation économique de la production nucléaire existante qui succéderait à l'ARENH dès le début de l'année 2026 n'ont pas été précisées.

¹ Demande d'ARENH pour 2024 de 115,8 TWh telle que calculée dans la délibération n° 2023-296 de la CRE. La CRE rappelle que cette hypothèse ne préjuge pas de la demande réelle d'ARENH pour 2024, qui ne sera connue qu'à l'issue du guichet ARENH et sera prise en compte dans les TRVE pour l'année 2024.

² Délibération n° 2023-208 du 20 juillet 2023 portant avis sur le projet d'arrêté relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, et portant décision sur les modalités de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité. Avant la modification du coefficient de bouclage, ces mêmes volumes auraient fait partie de l'« approvisionnement au marché des volumes non attribués à l'ARENH ».

³ Délibération n° 2023-296 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 septembre 2023 portant décision des modalités et volumes pour le calcul des coûts d'approvisionnement, dans les TRVE 2024, des volumes non attribués du fait de l'écrêtement de l'ARENH.

Malgré ces incertitudes, il est nécessaire de proposer, dès à présent, des ajustements de la méthode de construction des TRVE permettant de garantir leur contestabilité et leur répliquabilité en 2026 tout en assurant la compatibilité de leur approvisionnement avec les éventuels scénarios de régulation. A ce titre, la CRE a l'intention de prendre une délibération avant la fin de l'année 2023 sur la méthode d'approvisionnement qu'elle retiendra à partir du 1^{er} janvier 2024 pour les TRVE de l'année 2026.

La présente consultation porte uniquement sur la stratégie d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité du TRVE pour l'année 2026. La stratégie d'approvisionnement qui sera retenue pour 2026 à l'issue de cette consultation publique sera appliquée aux TRVE proposés en métropole continentale et en ZNI, ainsi qu'au tarif de cession.

1.2 Approvisionnement en énergie du TRVE 2026

La méthode actuelle de calcul de l'approvisionnement en énergie des TRVE ne pourra plus s'appliquer à partir de l'année 2026 du fait de la fin du dispositif ARENH qui, écrêtement inclus, représente environ 59%⁴ de l'approvisionnement du portefeuille moyen des TRVE. Il est donc nécessaire de définir une stratégie d'approvisionnement répliquable et relativement stable pour ces volumes de consommation qui ne pourront plus être approvisionnés à l'ARENH, y compris écrêtement.

La solution qui s'inscrit, aussi bien techniquement que juridiquement, dans la continuité de la méthode actuelle de construction des TRVE consiste à remplacer l'ARENH, y compris écrêtement, par un approvisionnement sur le marché de gros de l'électricité. En effet, les TRVE doivent représenter les coûts de fourniture d'électricité et être répliquables par un fournisseur efficace. En l'absence d'ARENH et sans certitude sur le dispositif qui pourrait lui succéder, le marché de gros est la seule source d'approvisionnement accessible à tous les fournisseurs et donnant une référence de coût d'approvisionnement fiable.

Plus précisément, l'approvisionnement sur le marché de gros de l'intégralité des volumes du TRVE est compatible avec les dispositifs de régulation du nucléaire existant de type « CfD » ou plafond de prix, et dans lesquels les volumes régulés seraient valorisés sur le marché. En effet, ces dispositifs n'incluraient pas de livraison physique de volumes d'électricité à un prix régulé, comme cela était le cas de l'ARENH, mais s'appuieraient sur un mécanisme purement financier de redistribution des bénéfices de la régulation. Ce mécanisme pourra donc venir compléter le coût d'approvisionnement en énergie du TRVE lorsque ses modalités auront été définies.

Dans sa délibération n° 2023-03 du 12 janvier 2023⁵ portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité, la CRE a maintenu le lissage sur deux ans de l'approvisionnement des produits futurs calendaires Base et Peak du complément d'approvisionnement en énergie (hors forme de la courbe de charge). Pour rappel, les volumes des produits calendaires Base et Peak sont approvisionnés de manière à couvrir :

- pour le produit Base, la puissance moyenne de la courbe de charge nette des droits ARENH pendant l'ensemble des heures hors Peak de l'année de livraison ;
- pour le produit Peak, la puissance moyenne de la courbe de charge nette des droits ARENH et de l'approvisionnement en produits calendaires Base pendant les heures Peak de l'année de livraison.

La « forme de la courbe de charge »⁶ est ensuite valorisée selon une référence de prix correspondant à la « *Hourly Price Forward Curve* » (ci-après, PFC) de manière lissée sur les 12 mois précédant l'année de livraison. La présente consultation ne porte pas sur la méthode d'approvisionnement de la forme de la courbe de charge ou la durée de lissage de son approvisionnement, qui n'ont pas vocation à évoluer.

La figure ci-après représente, à titre illustratif, la décomposition de l'approvisionnement en énergie de la courbe de charge d'un client au TRVE sur trois semaines.

⁴ Avec un coefficient de bouclage de 84,4%

⁵ <https://www.cre.fr/documents/Deliberations/Communication/methode-de-fixation-des-tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite>

⁶ La « forme de la courbe de charge » correspond au complément d'approvisionnement en énergie net des achats de produits calendaires Base et Peak. En particulier, la forme de la courbe de charge est de somme et de moyenne nulle en volume d'énergie.

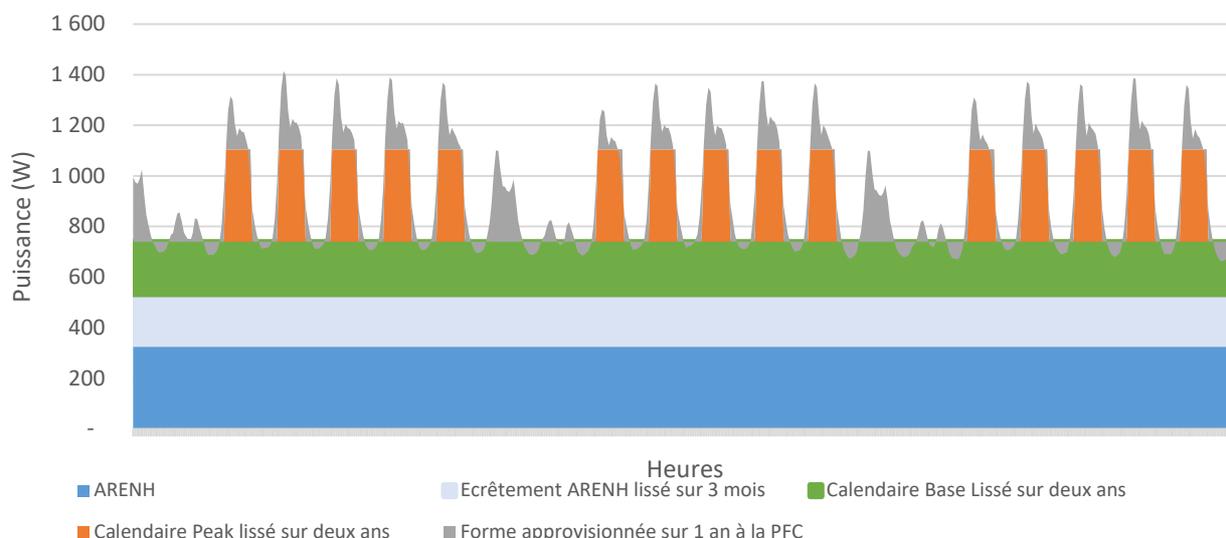


Figure 2 : Illustration de la décomposition de l'approvisionnement en énergie d'une courbe de charge selon la méthode actuelle des TRVE 2024

Dans la continuité de la méthode actuelle, la CRE envisage de lisser sur deux ans l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak pour l'intégralité des volumes du TRVE (hors forme)⁷. Cela reviendrait à appliquer la méthode actuelle d'approvisionnement en produits calendaires Base et Peak sur la courbe de charge totale d'un client plutôt que sur sa courbe de charge nette de son droit ARENH.

En pratique, cela est strictement équivalent à remplacer les volumes actuellement approvisionnés à l'ARENH, y compris l'écrêtement (les volumes bleu foncé et bleu clair dans la figure ci-dessus) par l'approvisionnement lissé sur deux ans d'un produit calendaire Base.

*

L'approvisionnement lissé sur deux ans participe à l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix, objectif poursuivi par les TRVE (Conseil d'Etat, décisions n° 413688 et n° 414656 du 18 mai 2018).

*

Enfin, la CRE rappelle que la présente consultation publique porte seulement sur la stratégie d'approvisionnement des TRVE pour l'année 2026. Elle ne préjuge pas d'éventuelles réflexions ultérieures sur les évolutions d'autres composantes de coûts du TRVE (par exemple, la couverture du risque portefeuille, les coûts des immobilisations de trésorerie liés aux appels de marge, etc.).

*

Compte tenu de ces différents éléments, la CRE propose de lisser sur deux ans l'intégralité de l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak du TRVE 2026. En pratique, 50% des volumes de produits calendaires Base et Peak seront approvisionnés sur chacune des deux années de lissage.

Question 1 : Etes-vous favorable à cette proposition de la CRE ? Vous semblerait-il pertinent de pondérer différemment l'approvisionnement des produits calendaires Base et Peak sur chacune des années de lissage ? Si oui, quelle serait la proportion de produits calendaires Base et Peak à approvisionner chaque année ?

1.3 Approvisionnement en garanties de capacité du TRVE 2026

La méthode actuelle de calcul du coût d'approvisionnement en garanties de capacité est similaire à celle du coût d'approvisionnement en énergie, à savoir pour 2024 :

- une partie des garanties de capacités sont apportées par l'ARENH ;
- une partie des garanties de capacité sont approvisionnées de manière lissée sur les enchères entre le 1^{er} octobre 2023 et le 22 décembre 2023 pour compenser les garanties de capacité non apportées par l'ARENH du fait de son écrêtement ;

⁷ La forme de la courbe de charge étant de moyenne et de somme nulles en volumes, le volume couvert par les produits calendaires Base et Peak est égal au volume total de la courbe de charge.

- le complément d’approvisionnement en garanties de capacité correspond à l’écart entre l’obligation de capacité du portefeuille TRVE à couvrir et les garanties de capacité apportées par l’ARENH et l’écêtement ARENH. Ce complément d’approvisionnement en garanties de capacité est sourcé de manière lissée sur toutes les enchères des deux années précédant la livraison, soit les enchères de 2022 et 2023.

La fin du dispositif ARENH tel qu’il existe aujourd’hui impose, pour le TRVE 2026, d’approvisionner sur le marché les garanties de capacité qui étaient jusqu’alors apportées par l’ARENH ou l’écêtement de l’ARENH.

*

Le mécanisme de capacité actuel constitue une aide d’état autorisée pour 10 ans à partir de novembre 2016. Pour maintenir un mécanisme après 2026, une nouvelle décision de la Commission européenne sera nécessaire.

Cette décision sera l’occasion de refondre le mécanisme et un travail est en cours en ce sens. Le mécanisme actuel est construit sur des années civiles : les obligations de capacité des consommateurs et les garanties octroyées aux producteurs couvrent la période du 1^{er} janvier au 31 décembre d’une année. Cependant, le futur mécanisme de capacité devrait être construit autour de la notion « d’hivers électriques ». Un « hiver électrique » correspond aux mois de novembre à mars, sur lesquels se concentrent les sollicitations du système électrique et donc le besoin en capacité.

Ce futur mécanisme de capacité devrait commencer début novembre 2026.

Ce changement de période de référence implique de mettre fin au mécanisme de capacité actuel en mars 2026. L’année de livraison 2026, couvrant janvier à mars 2026, est dite « raccourcie ».

La figure ci-dessous illustre l’articulation entre le mécanisme de capacité actuel et le futur mécanisme envisagé.

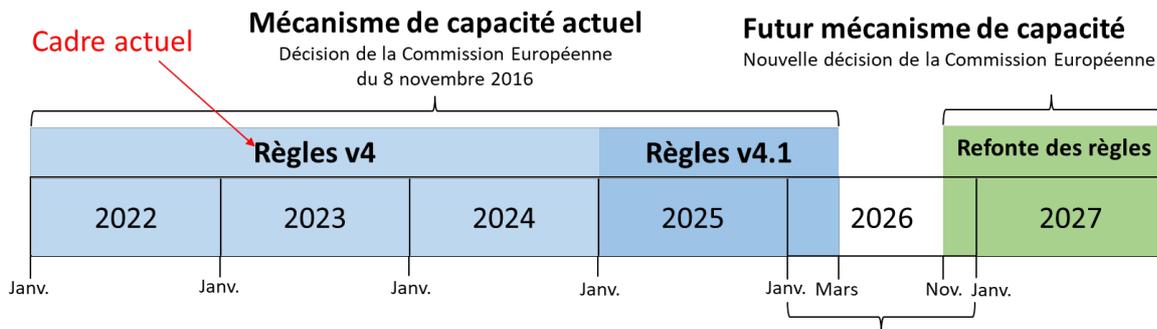


Figure 3: Chronologie des modifications du mécanisme de capacité

Comme le montre la figure précédente, le TRVE 2026, dont l’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité couvre une année civile, sera à cheval sur deux versions différentes des règles du mécanisme de capacité.

- Les enchères de capacité portant sur la période janvier-mars 2026 sont celles du mécanisme actuel.
- A ce jour, les modalités des enchères de capacité qui porteront sur la période novembre-décembre 2026 ainsi que le financement du mécanisme ne sont pas encore définies.

Dans ce cadre, la CRE propose dans un premier temps de n’approvisionner, pour le TRVE 2026, que les garanties de capacité du mécanisme actuel portant sur la période janvier-mars 2026. La méthode retenue pour prendre en compte le mécanisme de capacité refondu sur la période novembre-décembre 2026 fera l’objet de réflexions ultérieures, une fois le nouveau mécanisme de capacité défini.

Compte tenu de ces différents éléments, la CRE propose de lisser sur deux ans, c’est-à-dire sur l’ensemble des enchères de 2024 et 2025, l’intégralité de l’approvisionnement en garanties de capacité pour couvrir l’obligation portant sur la période janvier-mars 2026 du TRVE 2026.

Question 2 : Etes-vous favorable à cette proposition ?

2. LES ELEMENTS NECESSAIRES A L'AMELIORATION DU FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE GROS

2.1 INTRODUCTION

Les enjeux du bon fonctionnement du marché

Le rôle du marché à terme est appelé à devenir prépondérant dans la détermination du TRVE, dans l'approvisionnement des fournisseurs et dans les débouchés des producteurs, quel que soit l'éventuel dispositif de régulation à partir de 2026.

Indépendamment de tout modèle de régulation, le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité est indispensable. Il contribue à répondre aux enjeux de la décarbonation de l'économie en favorisant :

- **un prix modéré et prévisible pour les consommateurs**, condition nécessaire à l'électrification des usages ;
- **la réduction des coûts de transaction et des primes de risque**, essentielle à l'accélération du développement des moyens de production bas-carbone et des flexibilités apportées par le stockage et la demande ;
- **l'échange transfrontalier d'énergie bas-carbone** au sein du système électrique européen.

Le marché à terme est le segment du marché de gros sur lequel s'échangent des contrats d'électricité à prix fixe à des échéances variées, de quelques jours à plusieurs années. Les prix à terme de l'électricité ont fait l'objet d'une attention particulière lors de la crise 2022-2023, et ce à juste titre, car ils jouent un rôle important dans le prix payé par le consommateur. Quel que soit le modèle de régulation qui pourrait être retenu à partir de 2026, le bon fonctionnement du marché à terme est fondamental pour contribuer à l'optimisation du système énergétique de demain en sécurisant et en coordonnant les transactions commerciales ; il faut en effet qu'il puisse :

- **offrir aux producteurs et aux consommateurs industriels qui le souhaitent la possibilité de se couvrir**, à faible coût de transaction et directement sur le marché, contre le risque lié au prix spot, favorisant la stabilité des revenus de la production bas-carbone et des coûts d'électrification des usages industriels ;
- **faciliter l'approvisionnement des fournisseurs au bénéfice des consommateurs**, notamment en termes de compétitivité et de stabilité des prix, nécessaires dans la perspective de l'électrification des usages domestiques et professionnels ;
- **fournir un prix de référence reconnu par les acteurs de marché** car résultant de transactions commerciales selon un processus transparent et non discriminatoire, pouvant servir de base objective :
 - o **sur le marché de détail, à l'élaboration des tarifs réglementés et des offres de marché sur une base lisible**, favorisant la concurrence et l'innovation tarifaire ;
 - o **sur le marché de la production, à la conclusion de contrats de long terme sur mesure, de type "PPA" (Power Purchase Agreement)**, souvent nécessaires au financement des projets bas-carbone dont les coûts fixes représentent une part importante des coûts ;
- **limiter la capacité des acteurs dominants d'exercer un pouvoir de marché** au travers de la révélation de leurs coûts de production anticipés ;
- **sécuriser à long terme le prix des échanges transfrontaliers** appelés à s'intensifier avec le développement de la production renouvelable et des réseaux pour répondre aux objectifs de décarbonation de l'économie sur la plaque européenne.

Les limites actuelles du marché à terme de l'électricité français

Les stratégies de négoce sur les marchés de court terme (spot journalier et marché intrajournalier) sont relativement faciles à surveiller du fait de leur proximité avec le moment de la livraison de l'électricité produite et du lien direct avec les coûts variables de production et les coûts d'opportunité.

La situation est toutefois plus complexe s'agissant du marché à terme. La surveillance du comportement des acteurs y est plus difficile en raison du délai important entre la transaction et la livraison de l'électricité produite et de la plus grande diversité des acteurs de marché en matière d'incitations, d'aversion au risque et d'anticipation des prix.

La CRE constate que le marché à terme de l'électricité français connaît des difficultés structurelles qui entravent son développement et sont liées à de faibles volumes d'échange sur les échéances de long terme, à une formation des prix à terme imparfaite et à la présence d'un acteur dominant.

La faiblesse des volumes disponibles sur le marché à terme résulte de la forte concentration des marchés de la production et de la fourniture, combinée à l'intégration verticale des principaux acteurs ; de la disponibilité tardive des interconnexions au mieux un an à l'avance ; de divers mécanismes hors marché administrés.

Concernant la présence d'un acteur dominant, le risque pourrait se matérialiser en théorie sous les formes suivantes :

- sur le marché de gros, la manipulation des prix à terme à la hausse, causée par la rétention économique ou physique de l'offre sur le marché amont et qui se matérialiserait par la vente à des prix élevés et/ou par des volumes offerts artificiellement réduits ;
- sur le marché de détail, des offres commerciales fixées à un niveau de prix que la concurrence ne pourrait pas répliquer au vu des prix sur les marchés de gros.

Ces risques sont susceptibles de représenter un enjeu encore plus important dans un environnement post-ARENH. Ils ne seront pas résolus uniquement par une simple augmentation des volumes échangés sur le marché de gros à terme correspondant à l'ARENH.

Les moyens de renforcer l'efficacité du marché de gros à terme de l'électricité français

Il est possible de renforcer l'efficacité du marché de gros à terme de l'électricité français par :

- **le renforcement de la transparence sur ce marché**, en particulier sur la situation du parc nucléaire. C'est indispensable pour renforcer la confiance dans le marché de gros français de l'électricité et contribuer à la diminution des primes de risque élevées observées ;
- **le développement d'une bonne liquidité** sur des échéances à terme plus longues, allant jusqu'à 3 ans dans un premier temps puis 5 ans, voire au-delà. C'est un moyen essentiel pour développer les contrats de moyen et long terme sur le marché aval permettant une meilleure sécurisation des prix de détail, enjeu majeur de la réforme du marché de l'électricité ;
- **le développement de la concurrence à l'amont et à l'aval.**

Compte tenu de l'importance accrue du marché de gros à terme après la fin de l'ARENH, il est essentiel d'assurer les meilleures conditions de transparence, de liquidité et de concurrence. A cet effet, la CRE propose des mesures structurantes.

Question 3 :

Partagez-vous le diagnostic de la CRE sur le marché de gros à terme français de l'électricité ?

Si oui, partagez-vous l'analyse de la CRE sur les catégories de mesures à prendre pour assurer le bon fonctionnement du marché de gros à terme de l'électricité en France après la fin de l'ARENH ?

2.2 Renforcer les publications d'EDF sur la disponibilité du parc nucléaire

La bonne formation des prix sur les marchés de gros de l'électricité nécessite que les acteurs du marché aient un accès efficace aux informations concernant en particulier la capacité et l'utilisation des installations de production ou de stockage d'électricité. Dans ce cadre et au regard de la taille importante en France du parc nucléaire d'EDF, la transparence concernant la disponibilité future des tranches nucléaires d'EDF constitue un enjeu majeur et un prérequis particulièrement important pour le bon fonctionnement du marché d'électricité français.

Les informations portant sur les disponibilités du parc de production nucléaire doivent être publiées en application de deux règlements européens :

- le règlement (UE) No 543/2013⁸, dit règlement Transparence, qui prévoit la publication systématique des indisponibilités, fortuites et programmées, au-delà d'un certain niveau de puissance fixé à 100 MW pour le seuil le plus bas ;

⁸ Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) no 714/2009 du Parlement européen et du Conseil.

- le règlement (UE) No 1227/2011⁹, dit REMIT, qui impose aux acteurs du marché, en application de son article 4(1), la publication des informations privilégiées. Les informations concernant la disponibilité des installations de production constituent des « informations » au sens de l'article 2(1)(b) du REMIT qui peuvent, à condition de remplir un certain nombre de critères, être considérées comme privilégiées et, par conséquent, être soumises à l'obligation de publication.

EDF publie, en application de ces règlements, les plannings d'arrêts de ses tranches nucléaires sur la plateforme dédiée de RTE et sur son site internet. Néanmoins, ces plannings constituent une vision « à date » selon le calendrier des travaux interne à EDF et n'intègrent pas certains aléas qui peuvent affecter le fonctionnement du parc notamment à moyen et long terme, par exemple, les possibles retards sur les arrêts pour maintenance ou les indisponibilités fortuites. Par ailleurs, ces plannings donnent une vision de la puissance disponible qui peut naturellement diverger de la production effective, cette dernière étant dépendante de différents paramètres et notamment de l'évolution des prix de marché (notamment en cas de prix très bas) et de l'optimisation technico-économique de la gestion du parc (besoin d'économie de combustible, etc.).

En complément des plannings individuels par tranche nucléaire, EDF publie des communiqués de presse présentant l'évolution de ses objectifs annuels de production nucléaire exprimés sous la forme d'un intervalle de production estimée, en TWh. Les objectifs annuels de production nucléaire d'EDF correspondent à une vision en espérance intégrant les divers risques opérationnels pouvant affecter la disponibilité du parc. Les objectifs de production intégrant les divers aléas et étant agrégés à la maille annuelle n'évoluent donc pas à chaque mise à jour du planning de disponibilité du parc nucléaire. EDF ne publie de nouvelles estimations de production nucléaire annuelle que lorsque les estimations précédentes sont remises en question par des événements ayant un impact significatif sur la disponibilité du parc. Ainsi, pendant l'année 2022, EDF a publié peu de mises à jour de ses intervalles de production qui se sont maintenus principalement à 280-300 TWh en 2022 et 300-330 TWh en 2023.

Par ailleurs, pour certains événements affectant la disponibilité du parc, EDF publie des notes techniques expliquant l'évolution de la situation. A titre d'illustration, dans le cadre du traitement de la corrosion sous contrainte affectant certains réacteurs, EDF a publié des notes techniques d'information donnant certaines précisions sur les contrôles et travaux qui seraient entrepris, précisant notamment des durées d'arrêts cumulés à prévoir dans ce cadre.

Certains acteurs tiers réalisent leurs propres estimations de la production nucléaire en s'appuyant sur les plannings d'indisponibilité publiés par EDF ainsi que sur ses objectifs de production annuels, et toute autre information publique. Certains fournisseurs de données spécialisés dans les marchés de gros de l'énergie proposent ainsi ce type d'estimations à leurs clients. Enfin, RTE, pendant la crise de 2022, a publié des scénarios de production nucléaire dans le cadre de sa mission de préparation du passage de l'hiver.

Afin de renforcer la transparence quant à la disponibilité effective du parc nucléaire dans le futur, la publication chaque trimestre par EDF d'une confirmation de ses estimations de production nucléaire annuelle pour l'année en cours et chacune des deux années suivantes, même lorsqu'aucun événement ne les remet en cause, paraît nécessaire. EDF resterait tenue de mettre à jour ses objectifs de production au plus vite lorsqu'un événement les affectant est survenu.

Question 4 : Estimez-vous pertinent, pour contribuer à une bonne formation des prix de marché, qu'EDF publie trimestriellement ses objectifs de production annuels ?

Question 5 : Quelles précisions supplémentaires quant à ces objectifs de production pourraient être utiles selon vous ?

2.3 Créer un mandat de teneur de marché efficace pour renforcer la liquidité du marché à 3 et 5 ans

Synthèse

La CRE propose que les pouvoirs publics confient dans un cadre législatif, à un ou plusieurs acteurs, un mandat de tenue de marché sur les contrats à terme, sous le contrôle de la CRE. Dans ce cadre, le teneur de marché devra proposer d'acheter et de vendre avec une fourchette de prix resserrée, sur l'ensemble des échéances jusqu'à 3 ans, voire 5 ans. Le mandat de tenue de marché garantira aux acteurs qui le souhaitent un accès aux produits de couverture dans de bonnes conditions de liquidité. Il limitera par ailleurs la capacité à exercer un pouvoir de marché.

Une condition préalable au bon fonctionnement du marché à terme est la liquidité, c'est-à-dire la capacité qu'il offre aux acteurs d'acheter, ou de vendre des volumes significatifs d'électricité rapidement et sans impact majeur sur les prix, à des échéances qui correspondent à leurs besoins de couverture.

⁹ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

La liquidité du marché à terme français de l'électricité est généralement limitée, voire quasi-inexistante au-delà d'un horizon de deux ans. La possibilité d'acheter et de vendre à des échéances éloignées est réduite faute de contrepartie disponible. Les volumes échangés sont faibles par rapport à la taille du marché physique par rapport à ceux échangés dans d'autres pays européens comme l'Allemagne.

Pour pallier l'insuffisance de la liquidité, une solution consiste à mandater un teneur de marché qui doit offrir une contrepartie aux acheteurs et aux vendeurs à des prix rapprochés. Concrètement, le teneur de marché propose en continu des ordres d'achat et des ordres de vente de contrats à terme d'électricité à cours limités, l'écart de prix entre le prix d'achat le plus élevé et le prix de vente le plus bas constituant la fourchette de cotation. Le teneur de marché propose un nouvel ordre lorsqu'une transaction est effectuée, de façon à maintenir la fourchette de cotation. Il revoit le prix médian de la fourchette suivant les conditions de marché.

Les mécanismes de tenue de marché, en améliorant la liquidité disponible, contribuent à l'établissement d'un prix de référence, à l'augmentation des volumes échangés et à l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché. La qualité de la tenue de marché s'apprécie au regard de trois critères :

- l'écart de prix entre l'achat et la vente, un faible écart signifiant une bonne liquidité ;
- le volume proposé à l'achat et à la vente ;
- la disponibilité de la fourchette sur une période donnée.

Le dispositif proposé par la CRE consiste à mandater un teneur de marché assurant aux acteurs de bonnes conditions d'accès au marché à terme jusqu'aux produits d'échéance 3 ans, voire 5 ans ainsi qu'aux maturités à plus court terme des produits fins (trimestriels et mensuels notamment). Dans ce cadre, le teneur de marché mandaté devrait proposer un prix avec une fourchette achat-vente resserrée et un taux de disponibilité élevé.

L'activité de teneur de marché limiterait fortement son éventuelle capacité à exercer un pouvoir de marché :

- si le teneur de marché propose un prix de vente supérieur à son vrai coût d'opportunité¹⁰, il s'expose à devoir acheter à un prix très proche aux producteurs concurrents avec pour résultat :
 - o une perte financière : l'écart entre son prix d'achat et son coût d'opportunité; et
 - o une réduction de ses débouchés commerciaux amont : le volume qu'il achète à ses concurrents ;
- si le teneur de marché propose un prix d'achat inférieur à son vrai coût d'opportunité , il s'expose à devoir vendre à un prix très proche aux fournisseurs concurrents avec pour résultat :
 - o une perte financière : l'écart entre son prix de vente et son coût d'opportunité ; et
 - o une réduction de ses débouchés commerciaux aval : le volume qu'il vend à ses concurrents.

Le dispositif de tenue de marché ne serait pas, à lui seul, suffisant pour assurer le bon fonctionnement du marché à terme, mais constitue l'une des mesures que la CRE estime nécessaires. Le développement du marché serait progressif et non immédiat, compte tenu du temps nécessaire à l'adaptation de tous les acteurs au nouvel environnement post-ARENH. Le dispositif resterait pertinent dans tous les scénarios, notamment si un mécanisme de redistribution des bénéfices du nucléaire existant s'appuyant sur les prix à terme était mis en place.

Des contrats de teneurs de marché existent aujourd'hui sur le marché français mais ils semblent inefficaces pour les produits de deux ans et plus, à en juger par les fourchettes achat – vente larges et la faible liquidité constatées.

La CRE propose que les pouvoirs publics confient dans un cadre législatif un mandat de tenue de marché à un ou plusieurs acteurs selon des modalités à définir. La CRE pourrait être chargée d'en préciser les paramètres, notamment les produits visés, la fourchette maximale et le taux de disponibilité.

Il existe deux options possibles pour la couverture des coûts du dispositif (en fonction de l'existence d'une régulation du parc nucléaire existant et de son niveau) :

- le teneur de marché supporterait les coûts du dispositif liés principalement à la mise en œuvre opérationnelle et au risque de marché (marges initiales, appels de marge, etc.) ;
- le teneur de marché serait couvert de ses coûts sous le contrôle de la CRE.

EDF détient une position dominante dans la production d'électricité pilotable¹¹ en France. En tant que teneur de marché, il pourrait contribuer efficacement au bon fonctionnement du marché de gros français et créer les conditions propices au développement des contrats de moyen ou long terme, qui est le principal objectif de la réforme du marché européen.

¹⁰ Le coût d'opportunité d'EDF ne correspond pas nécessairement avec son coût comptable.

¹¹ En 2022, EDF détient 82,6 % des capacités de production pilotables en France avec une capacité de 86,4 GW : 61,4 GW de capacités nucléaires (56 réacteurs), 20,1 GW de capacités hydrauliques (46 centrales) et 4,9 GW de capacités thermiques (4 cycles combinés gaz, 13 turbines à combustion et 2 unités charbon). Source : Site Open Data d'EDF, Bilan électrique 2022 de RTE, URD 2022 d'EDF.

Question 6 :

Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de tenue de marché tel qu'envisagé par la CRE pour les contrats à terme d'électricité, dans un cadre législatif ?

Selon vous, quels devraient en être les principaux paramètres : échéance des produits, écart achat-vente, taux de disponibilité ?

Selon vous, quels acteurs seraient en mesure d'exercer la tenue de marché ?

2.4 Commercialiser les capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines

Le règlement européen n° 2016/1719 (dit règlement FCA, pour Forward Capacity Allocation), qui régit le fonctionnement du marché des droits d'interconnexion à long terme, permet de mettre à disposition des acteurs du marché des droits d'interconnexion de long terme offrant une couverture physique ou financière contre les risques liés aux différentiels de prix journaliers entre les zones de marché voisines.

En pratique, aux frontières françaises (en dehors de la frontière britannique), les capacités d'interconnexion de long terme sont commercialisées sous forme de produits calendaires pour l'année à venir (qui offrent la couverture à la plus longue échéance) et mensuels pour l'année en cours. Elles ne sont rendues disponibles lors d'enchères que tardivement, quelques jours ou quelques semaines avant la période de livraison. A la frontière britannique, un nouveau produit annuel calendaire a été introduit par RTE et son homologue britannique au deuxième trimestre 2023 sur les interconnexions IFA et IFA 2, permettant d'acquérir la capacité d'interconnexion jusqu'à deux ans à l'avance (produit calendaire « Y+2 »).

En réponse à la flambée des prix à terme observée en 2022, la CRE a demandé à RTE de travailler avec ses homologues à l'introduction de produits à maturités plus lointaines aux frontières françaises, par exemple jusqu'à trois ans (produits calendaires « Y+2 » et « Y+3 »). La mise à disposition de ces capacités d'interconnexion à des échéances plus lointaines pourrait favoriser l'apport de liquidité sur le marché à terme français au-delà d'un an, en permettant aux acteurs de prendre des positions sur les marchés à terme de part et d'autre d'une frontière plusieurs années à l'avance pour disposer d'une couverture transfrontalière. Elle contribuerait à renforcer le marché intérieur de l'électricité au-delà des échéances de court terme.

Une première étape a été franchie par RTE avec la commercialisation d'une partie des capacités annuelles pour 2024 aux frontières avec la Belgique, l'Allemagne et la Suisse de manière anticipée, en septembre 2023, au lieu d'allouer l'ensemble des capacités en décembre comme par le passé. D'autres avancées sont attendues, en fonction du résultat des échanges de RTE avec ses homologues.

Les améliorations dans la commercialisation des capacités d'interconnexion de long terme s'inscrivent dans les discussions concernant la révision du code de réseau FCA (règlement européen « *Forward Capacity Allocation* »). Elles sont également en ligne avec la réforme plus générale de l'organisation du marché de l'électricité, dont l'un des axes majeurs retenu par la Commission européenne est de réduire l'exposition à la volatilité des prix de court terme. Une des propositions est d'offrir des capacités d'interconnexion jusqu'à trois ans à l'avance avec des enchères plus fréquentes, afin de s'aligner davantage sur l'échéance de couverture des acteurs de marché¹².

Question 7 : Etes-vous favorable à la mise à disposition de capacités d'interconnexion aux frontières françaises à des échéances supérieures à un an ? Si oui, l'échéance de 3 ans proposée par la CRE vous semble-t-elle adéquate ?

Question 8 : Estimez-vous pertinent de poursuivre et d'étendre à l'ensemble des frontières françaises la commercialisation anticipée des capacités d'interconnexion à long terme ? Si oui, à quelles échéances et selon quelle répartition entre les différentes enchères pour un même produit ?

2.5 S'assurer qu'EDF continue de se placer dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales

Depuis l'ouverture à la concurrence du marché, à l'amont de la production d'électricité et, à l'aval de la fourniture d'électricité, le droit de la concurrence impose à EDF, en position dominante, un certain nombre de contraintes quant à ses actions sur les marchés.

En application de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE a notamment pour mission de « *surveiller la cohérence des offres, [...], faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques* ». Cette surveillance s'applique ainsi notamment à EDF qui, dans le cadre actuel, réplique dans ses offres commerciales de fourniture les conditions d'approvisionnement d'un fournisseur alternatif, y compris la composante ARENH, bien qu'il ne participe pas, par définition, au dispositif.

Malgré la fin du dispositif ARENH, EDF restera soumis aux règles générales du droit de la concurrence qui porteront, dans le cas d'une exposition intégrale aux prix de marché de gros des consommateurs, sur l'ensemble des volumes de l'offre. Notamment, EDF devra se placer, du point de vue de l'accès au marché amont sur lequel il occupe une position dominante, dans des conditions économiques équivalentes à celles de ses concurrents pour l'élaboration de ses offres commerciales.

La CRE continuera d'exercer sa mission de surveillance du marché de détail et informera les autorités de concurrence de toute pratique de l'ensemble des acteurs, y compris EDF, pouvant constituer une infraction à ces règles. .

Question 9 : Partagez-vous l'analyse de la CRE ? La surveillance de la CRE et le pouvoir de sanction de l'Autorité de la concurrence vous semblent-ils suffisants ou pensez-vous nécessaire de prévoir des mesures supplémentaires ? Si oui, lesquelles ?

2.6 Identifier les conditions de développement de contrats assis sur des installations de production

L'équilibre économique de certains contrats de fourniture peut dépendre d'autres caractéristiques que les seuls prix de marché de gros. Par exemple, des clauses de partage de risques, industriels ou non, avec un producteur ou encore des engagements dans la durée peuvent conduire, en contrepartie, à réduire les prix des offres.

Ces types de contrats, qui existent déjà aujourd'hui entre EDF et certains industriels électro-intensifs, pourraient être amenés à se développer.

Question 10 : Selon vous, quelles seraient les conditions de succès du développement de contrats de long terme assis sur des installations de production ?

¹² Proposition législative de la Commission européenne de Règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les Règlements (UE) 2019/943 et (UE) 2019/942 ainsi que les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 afin d'améliorer la conception du marché de l'électricité de l'Union, 14 mars 2023.

2.7 Renforcer la surveillance du marché de gros par la CRE

Les volumes de transaction sur les marchés de gros de l'électricité seront donc amenés à augmenter sensiblement pour remplacer les quelque 130 TWh qu'EDF livre actuellement au titre de l'ARENH (pertes des gestionnaires de réseau incluses). Au regard des besoins de couverture des acteurs, les principaux produits concernés par une hausse des échanges devraient être les produits calendaires et trimestriels en base.

Cette situation serait alors semblable à celle de l'année 2016, où aucun volume ARENH n'avait été cédé, du fait des prix de marché faibles rendant l'ARENH non attractive. Les volumes échangés sur les produits annuels avaient été beaucoup plus importants par comparaison à des années où l'ARENH a été largement souscrite.

Volumes en TWh

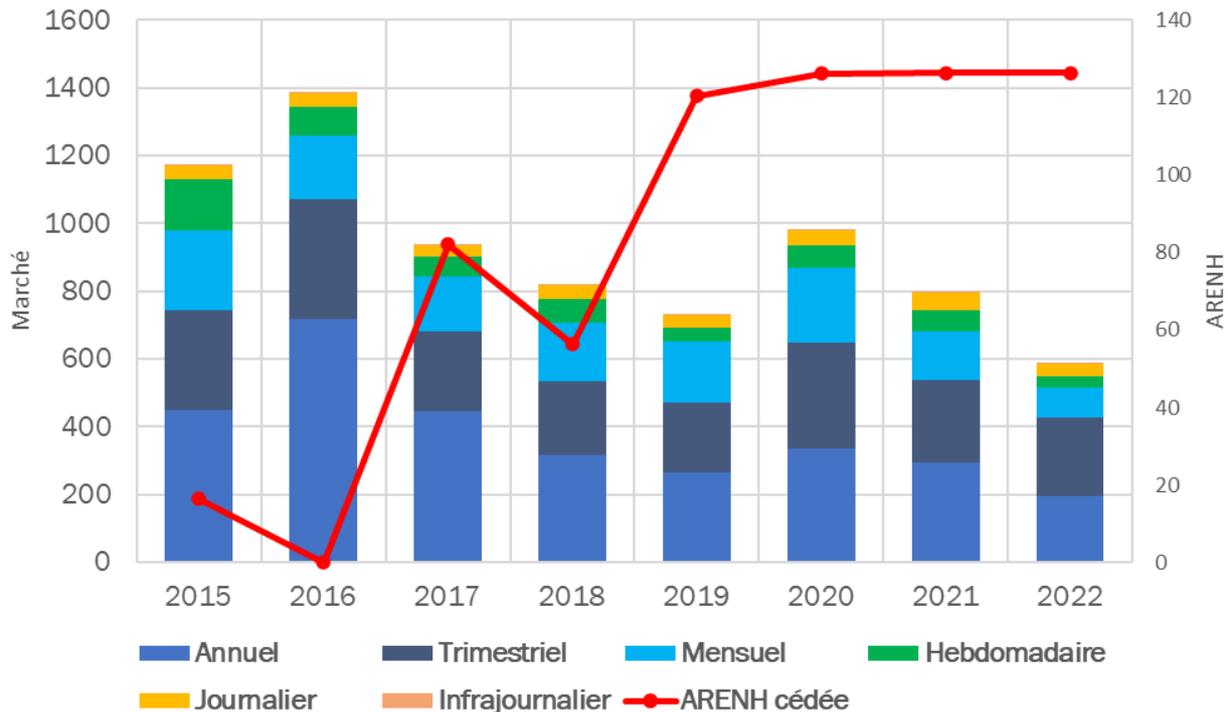


Figure 4 : Volumes échangés sur les marchés de gros d'électricité français par maturité (physique et financier confondu) et volume ARENH (hors ARENH+) cédé (source bourses, EDF OA et courtiers)

La hausse des volumes d'échanges sur les marchés de gros constitue une opportunité pour améliorer la liquidité sur ces marchés et ainsi, permettre une meilleure formation des prix à terme.

Dans ce cadre, le prix à terme exercera une influence plus grande sur la part énergie de la facture des consommateurs (près de trois fois plus qu'actuellement) et la surveillance des marchés de gros par la CRE revêtra une importance encore plus grande pour prévenir ou sanctionner toute manipulation des prix.

La CRE surveille les évolutions des prix de gros de l'électricité en France. Elle continuera à analyser les comportements individuels de tous les acteurs avec un suivi des ordres et des transactions, et de leur cohérence avec les fondamentaux. La CRE communique sur la surveillance des marchés de gros d'électricité à travers son rapport annuel de surveillance des marchés de gros d'électricité et du gaz naturel et par des rapports thématiques ponctuels en cas d'événement affectant particulièrement les marchés.

La CRE souhaite interroger les acteurs sur les actions supplémentaires de surveillance qu'ils pourraient juger utiles, dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros dans la formation des prix de l'électricité à partir de 2026.

- Question 11 :** Dans le contexte d'un rôle accru du marché de gros et de volume d'échanges augmenté, quelles actions de renforcement de la surveillance des marchés de gros par la CRE vous paraissent prioritaires ?
- Question 12 :** Quelles informations supplémentaires (analyses, indicateurs, etc.) entrant dans son champ de compétences, et en respectant la protection des informations commercialement sensibles, la CRE pourrait-elle publier afin de renforcer la transparence des marchés de gros et la confiance en leur bon fonctionnement ?