



**GOVERNEMENT**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

**Direction générale de l'énergie et du climat**

**Agence des Participations de l'Etat**

**Direction générale des entreprises**

Paris, le 21 novembre 2023

**Projet de dispositif de protection des consommateurs d'électricité à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026**

**Document de consultation**

La présente consultation porte sur les modalités envisagées pour garantir la protection, la stabilité et la prévisibilité des factures des consommateurs d'électricité en France après l'extinction de l'ARENH au 31 décembre 2025.

Les parties intéressées sont invitées à répondre à cette consultation avant le 20 décembre 2023 en écrivant à : [consultation-regulation-nucleaire-existant@developpement-durable.gouv.fr](mailto:consultation-regulation-nucleaire-existant@developpement-durable.gouv.fr).

**Introduction : vers des marchés de l'électricité de plus long terme procurant des prix plus stables et cohérents avec la structure des coûts du mix français**

Le marché spot de l'électricité repose sur la rémunération des installations de production selon le coût marginal de court terme, c'est-à-dire le coût de production d'un MWh additionnel par la centrale en fonctionnement la plus chère dont le fonctionnement est nécessaire pour répondre à la demande du lendemain. Ce principe économique, antérieur à l'ouverture à la concurrence, permet d'assurer depuis plus de 20 ans l'appel efficient des installations partout en Europe au moindre coût pour assurer l'approvisionnement à court terme, et le recours le plus pertinent aux interconnexions entre marchés nationaux. Il constitue en cela un élément important dans l'intégration européenne en matière d'énergie, au bénéfice de notre sécurité d'approvisionnement au meilleur coût. Cela a par exemple permis à la France de passer d'une situation d'exportatrice nette de 43 TWh en 2021 à une situation d'importatrice de 16 TWh en 2022 sans incidence sur la qualité de service pour les consommateurs.

En revanche, il n'assure pas une exposition des consommateurs aux coûts complets des installations de production d'électricité répondant aux objectifs de la politique énergétique nationale et nécessaires à la sécurité d'approvisionnement des consommateurs dans la durée.

Dans des périodes de prix élevés des combustibles fossiles ou du quota carbone, les producteurs inframarginaux dont le coût de production ne dépend pas des coûts des combustibles fossiles (renouvelables, nucléaire, etc.) retirent une rémunération conjoncturellement plus élevée. Comme indiqué par RTE « *Faire perdurer une situation où les moyens fossiles occupent une place très limitée dans le mix mais sont « faiseurs de prix » durant l'essentiel du temps n'apparaît pas soutenable au vu du cours des énergies fossiles. [...] Si l'électricité ne peut être tarifée à hauteur de son véritable coût, les investissements nécessaires à*

*l'atteinte des objectifs du scénario [de référence]<sup>1</sup> pourraient ne pas être déclenchés, notamment pour les activités sensibles à la concurrence internationale (réindustrialisation, développement de l'hydrogène ou des électro-carburants), pour le développement des véhicules électriques ou celui des pompes à chaleur. »<sup>2</sup>. Inversement, dans les périodes de prix bas, leur rémunération peut se trouver conjoncturellement dégradée. La marge dégagée entre les prix de marché et leur coût variable est nécessaire pour couvrir les coûts fixes des actifs de production mais elle peut apparaître trop incertaine et insuffisante pour couvrir les coûts de développement, notamment de prolongation ou de renouvellement de certains actifs. Dans la mesure où il n'apporte pas de visibilité ni de perspectives de rentabilité stable et suffisante, le marché de l'énergie ne permet pas à lui seul de garantir la réalisation des investissements nécessaires à la transition du système énergétique et à la sécurité d'approvisionnement.*

Le prix sur le marché de détail est quant à lui dirigé par les conditions d'approvisionnement des fournisseurs. Producteurs, fournisseurs (respectivement les consommateurs) préfèrent généralement sécuriser leurs revenus (respectivement leurs conditions d'approvisionnement et donc leurs factures) en vendant (respectivement en achetant) l'essentiel de leur électricité à des prix fixés à l'avance plutôt qu'heure par heure au dernier moment. En couvrant leur approvisionnement à terme, les fournisseurs ont ainsi la capacité de proposer à leurs clients des contrats assis sur des références de prix à terme. Mais le marché à terme est aujourd'hui très peu liquide au-delà d'un horizon de trois ans. Par ailleurs, la crise a mis en évidence une très forte sensibilité à la conjoncture des prix à terme sur les horizons courts (surtout N+1 et dans une moindre mesure N+2) et une forte atténuation de cette sensibilité sur les années suivantes (N+3 et au-delà). Les prix sur les marchés à terme sont en effet le reflet de l'anticipation des prix spots futurs majorée d'une prime de risque marché. Ils sont par nature d'autant plus stables que leur horizon est éloigné car ils dépendent alors en premier lieu des fondamentaux physiques et économiques de l'équilibre offre/demande et beaucoup moins de la conjoncture.

Utiliser un prix de marché à terme à l'horizon rapproché de 1 ou 2 ans seulement comme base de facturation de l'énergie aux consommateurs expose donc les consommateurs à un risque de volatilité de leur facture.

Dans ces conditions, les revenus des producteurs sont également volatils et ne permettent pas de garantir pas un juste niveau de rémunération qui assurerait la soutenabilité économique et industrielle des investissements nécessaires à la transition énergétique et à la sécurité d'approvisionnement. Les actifs bas carbone sont en effet caractérisés par une part élevée de coûts d'investissements, qui nécessitent une visibilité de long terme sur leurs revenus futurs.

Il est donc nécessaire de compléter ce cadre de marché en favorisant l'apparition de signaux de long terme et le rapprochement des factures des consommateurs des coûts complets de long terme du mix et de son renouvellement.

Le développement des contrats de moyen et long terme est nécessaire pour permettre de dégager une visibilité à long terme à la fois pour les consommateurs et pour les investissements et de contribuer à protéger les consommateurs en cas de situations de prix élevés.

Depuis sa mise en œuvre prévue par la loi du 7 décembre 2010 portant Nouvelle Organisation de Marché de l'Électricité, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a permis à l'ensemble des consommateurs français d'avoir accès à la compétitivité du parc nucléaire existant tout en permettant à la concurrence de s'exercer sur le marché de la fourniture. Ce dispositif présente des fragilités importantes, notamment en raison de l'absence d'incitation

---

<sup>1</sup> Il s'agit du scénario de référence pour le mix de production et la trajectoire de consommation retenu par RTE sur la période 2023-2035

<sup>2</sup> Bilan Prévisionnel 2023, page 70 - <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels> , voir également fig. 25 p.71

des fournisseurs et des clients à contractualiser à moyen-long terme et du fait que son prix n'a pas été actualisé depuis 2012.

Ce dispositif arrivera à échéance le 31 décembre 2025, la poursuite d'exploitation du parc nucléaire existant inscrite dans les orientations de la politique énergétique nationale conduit à mettre en place un nouveau mécanisme de régulation de nature à sécuriser dans la durée l'accès des consommateurs français, résidentiels comme professionnels, à un prix de vente cohérent avec la structure de coûts complets du mix électrique.

Dans son discours sur la politique énergétique à Belfort le 10 février 2022, le Président de la République a indiqué que la France mettra en place dans cet objectif « une nouvelle régulation de l'électricité nucléaire (en remplacement de l'ARENH) afin que les consommateurs français, ménages et entreprises, puissent bénéficier de prix stables, proches des coûts de production de l'électricité en France. C'est indispensable pour que nous puissions tirer tous les bénéfices de l'investissement historique de la Nation et de l'investissement que nous sommes en train d'acter. »

La présente consultation porte sur le dispositif qui pourrait être déployé à cette fin. Ce dispositif reposerait d'une part sur le déploiement de la politique commerciale de long terme envisagée par EDF, politique commerciale d'autre part complétée par une régulation économique du nucléaire existant.

Cette nouvelle organisation consiste à encourager le développement de contrats de moyen-long terme conclus entre acteurs sur les marchés de gros et négociés avec les consommateurs pour leur approvisionnement et adaptés à leurs besoins, accompagné d'un contrôle des prix protégeant les consommateurs en cas de situations de prix élevés. Pour sa composante administrée, ce mécanisme de contrôle des prix consisterait à (i) prélever une fraction des revenus du parc de production nucléaire au-delà d'un certain seuil, et (ii) redistribuer ce montant à l'ensemble des consommateurs.

Les fournisseurs resteraient libres de leurs stratégies commerciales pour répondre aux besoins de leurs clients de visibilité, de stabilité et de compétitivité. Ils pourront ainsi, pour cela, s'appuyer sur des solutions de marché : la conclusion de partenariats industriels de long terme de type *Power Purchase Agreement* (PPA) adossés à des actifs neufs ou existants et la conclusion de contrats de fournitures adossés à des produits de marché de gros sur des horizons étendus par rapport aux horizons de marché actuels.

Le cadre de marché européen en cours de négociation prévoit également des outils pour favoriser le développement de contrat de long terme et faire émerger davantage de liquidité sur les marchés aux horizons de moyen et long terme.

La politique commerciale envisagée par EDF, telle qu'indiquée au Gouvernement, inclut le développement de la liquidité de contrats de marché à horizon 4 - 5 ans ainsi que des contrats de partenariats industriels.

Le développement de tels contrats de moyen et long terme doit contribuer à la stabilisation des prix pour les consommateurs, la redistribution des revenus de la régulation du parc nucléaire décrite précédemment permettant d'assurer de manière complémentaire une protection en cas de prix de marché élevés.

### **Objectifs poursuivis pour la facture des consommateurs**

L'objectif poursuivi est de garantir un accès à l'ensemble du productible nucléaire en moyenne sur les 15 prochaines années et pour l'ensemble des consommateurs à un prix autour de

70€<sub>22</sub>/MWh compatible avec les évaluations de coûts complets de la CRE et incluant les investissements nécessaires d'EDF.

Sur la base des consultations conduites par le Gouvernement, ce prix cible moyen apparaît par ailleurs compatible avec les objectifs d'accélération de la décarbonation de l'économie et de la réindustrialisation du pays.

Outre la compétitivité de l'électricité, le dispositif de protection doit également offrir une couverture contre l'exposition à la volatilité des marchés équivalente ou supérieure, selon les consommateurs, à la protection offerte par l'ARENH actuellement.

Un dernier objectif consiste à améliorer l'horizon de prévisibilité des prix pour les consommateurs, notamment ceux devant réaliser des investissements de long terme.

### Présentation du dispositif envisagé :

1. Le parc nucléaire existant pourrait être soumis à un prélèvement par l'Etat d'une fraction de ses revenus excédant un niveau seuil
  - a. Fonctionnement du prélèvement

EDF reverserait à l'Etat une fraction des revenus du parc nucléaire excédant un certain niveau. Ce revenu pris en compte par la régulation serait le revenu énergie réellement capté par le parc nucléaire (schéma dit « ex post »).

Dans ce schéma, EDF serait redevable d'un montant dépendant des revenus réels aux bornes du parc nucléaire existant et serait libre de sa stratégie de vente de sa production nucléaire. Ces revenus seraient constatés *a posteriori* par un auditeur tiers.

En constatant *a posteriori* les revenus énergie réalisés par EDF sur la production nucléaire du parc existant, un prix moyen de vente effectif d'EDF serait déduit ( $p_{ref*}$ ). Lorsqu'il dépasserait un seuil d'activation de la régulation (noté  $p_{activation}$ ) fixé préalablement, EDF serait redevable d'un montant défini comme une fraction, fonction d'un taux de partage du revenu du parc nucléaire au-delà du seuil d'activation (noté  $\tau$ ) défini également préalablement, des montants excédant ce seuil d'activation :

$$\text{Montant Prélevé pour Redistribution} = \tau * V_{produit\ par\ le\ parc\ nucléaire} (p_{ref*} - p_{activation})$$

Il serait par ailleurs possible d'introduire une progressivité du niveau de captation selon différents seuils d'activation et différents taux progressifs associés, ayant pour effet de permettre une première tranche de captation partielle à des niveaux de prix plus faibles, et ainsi d'apporter plus fréquemment une protection aux consommateurs.

Dans cette logique, le dispositif envisagé serait articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les prélèvements sur les revenus du parc nucléaire :

- Un premier seuil d'activation correspondant à l'addition (i) du coût comptable complet de production du nucléaire existant et (ii) d'une composante représentative du coût du programme « nouveau nucléaire de France ». Il est évalué à ce stade à 78€<sub>22</sub>/MWh et inclut la valeur de la forme de la production nucléaire, à l'exclusion des revenus tirés de la valorisation sur le mécanisme de capacité des certificats de capacité attribués au parc nucléaire.
- Un deuxième seuil, fixé à 110 €<sub>22</sub>/MWh, de nature à protéger les consommateurs contre les épisodes de prix élevés sur les marchés.

Le taux de prélèvement appliqué à partir du premier seuil serait fixé à 50 %.

Le taux de prélèvement appliqué à partir du deuxième seuil serait fixé à 90 %.

In fine, le montant dont EDF serait redevable serait calculé de la façon suivante :

### Montant Prélevé pour Redistribution

$$= V_{\text{produit par le parc nucléaire}} (50\% * \max [0; (p_{ref*} - 78)] + 40\% * \max [0; (p_{ref*} - 110)])$$

Ce montant serait redistribué en totalité aux consommateurs, sous forme d'un versement apparaissant sur la facture en déduction du prix de l'électricité conclu avec le fournisseur, selon les modalités décrites au paragraphe 2.

Par définition, le montant définitif dont EDF est redevable ne sera connu qu'à l'issue de l'année de livraison et de la clôture comptable d'EDF. Par ailleurs, ce schéma nécessite d'être en mesure de distinguer, au sein des revenus d'EDF et des transactions effectuées sur le marché par Groupe, ceux qui sont à affecter à la production nucléaire. Ce calcul serait approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

Pour permettre les versements aux consommateurs de commencer dès le début de l'année de livraison, une prévision du montant de la redistribution serait réalisée par la CRE avec des premiers versements sur la base du prévisionnel de production et de revenu du parc nucléaire, ainsi que de la stratégie de placement des volumes de l'entreprise auquel seraient ajoutées les régularisations (montant positif ou négatif) relatives à l'année de livraison précédente.

Les niveaux des seuils et de taux de partage ont vocation à être définis pour des périodes pluriannuelles de trois ans.

Ce schéma ferait l'objet :

- D'un examen d'ici juin 2024 afin de vérifier le bon déploiement des contrats de moyen et long terme, qui sont un outil de stabilité des prix et de protection des consommateurs et qui font partie intégrante du fonctionnement du marché envisagé (voir partie 3.a *infra*), avant mise en œuvre du prélèvement de revenu qui apportera une protection complémentaire.
- D'une clause de revoyure avant le 1<sup>er</sup> janvier 2025 puis triennale pour tenir compte, dans le niveau des seuils et des taux de prélèvement, de l'évolution des coûts et de leur périmètre, des prix de marché ainsi que de l'évolution des conditions techniques et économiques de fonctionnement du parc nucléaire.

**Question I.** Quelles incidences de ce mécanisme anticipez-vous sur le fonctionnement des marchés français de l'électricité de gros et de détail ? Considérez-vous que ce dispositif permettrait d'améliorer la liquidité sur les marchés à terme à horizon cinq ans ?

**Question II.** Ces principes de détermination des paramètres de la régulation et leurs modalités de révisions vous semblent-ils adaptés pour répondre à l'objectif de maintien des incitations à l'efficacité pour le producteur, de protection des consommateurs, de sobriété et d'investissement dans le parc de production nucléaire ?

**Question III.** Quelles méthodes vous paraîtraient pertinentes pour assurer la transparence du dispositif et maximiser la capacité des acteurs de marché à anticiper les montants prélevés et à disposer de visibilité sur le prix rendu au client de l'électricité ?

**Question IV.** Quel mécanisme envisageriez-vous pour limiter les régularisations à l'issue de l'année de livraison ?

## 2. Redistribution des bénéfices de la régulation aux consommateurs

Avant chaque année de livraison, la CRE pourrait établir le montant prévisionnel en €/MWh qui serait le cas échéant reversé aux consommateurs, sur la base des prévisions de versement dû par EDF au titre de la production du parc nucléaire existant, et en intégrant éventuellement le solde relatif aux années précédentes : à l'issue de chaque année, la CRE pourrait établir un bilan de la redistribution en tenant compte des recettes réelles reçues par l'Etat et des montants

réellement distribués compte tenu des consommations d'électricité constatées, et les montants non distribués ou les excès de distribution de l'année N pourraient être intégrés dans le calcul du montant à reverser sur la ou les années suivantes, assurant ainsi l'équilibre global du dispositif dans le temps.

La redistribution tiendra compte des consommations d'heures creuses et par saison afin d'inciter aux économies d'électricité. Les montants seraient redistribués à l'ensemble des consommateurs finals sous la forme d'un versement transitant par les fournisseurs avec obligation de répercussion. Les clients d'EDF bénéficieraient de ce versement selon des modalités identiques à celles de tout autre fournisseur.

Les flux financiers entre les différentes parties prenantes seraient intermédiés par un organisme tiers afin d'assurer la protection des informations commercialement sensibles.

Par ailleurs, pour réaliser des versements aux consommateurs au plus proche du temps réel tout en minimisant les effets de trésorerie, les fournisseurs auraient la possibilité de déclarer à la CRE leurs prévisions de vente avant le début de l'année de livraison pour recevoir les montants dès le début de l'année. Un mécanisme de correction *ex-post* serait prévu et pourrait comporter des incitations à ne pas sur-déclarer la prévision de vente.

### 3. Dispositions hors régulation administrée

L'atteinte des objectifs du Gouvernement présentés ci-dessous reposerait, pour les factures des entreprises ayant besoin de visibilité sur le long terme, sur le déploiement par les producteurs de contrats de partenariat industriel de long terme (durée supérieure à 3 ans). Ces contrats pourraient par exemple donner accès à du productible nucléaire ou renouvelable dans une logique de partage du risque d'exploitation des actifs de production. Ces contrats valoriseraient la capacité des partenaires industriels à payer une avance en tête importante et à partager le risque de production. Ces partenariats industriels ne se substituent ni n'empêchent des contrats de fourniture de long terme tels qu'Exeltium.

**Question V.** Le principe général du dispositif envisagé proposé vous paraît-il à même d'atteindre l'objectif recherché, à savoir assurer un lien entre prix payés par le consommateur et structure de coûts complets du parc existant ?

**Question VI.** Ces principes vous semblent-ils pertinents afin de permettre de faire bénéficier l'ensemble des consommateurs finals de la compétitivité et de la stabilité du coût du parc nucléaire existant tout en permettant l'investissement dans de nouvelles capacités de production nucléaire et en minimisant l'impact de la régulation sur le fonctionnement du marché de détail ?

**Question VII.** Quels impacts de ce mécanisme de redistribution anticipez-vous sur la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs et des consommateurs finals ? Sur le fonctionnement concurrentiel du marché de détail ?

**Question VIII.** Quels avantages et inconvénients voyez-vous à inclure les volumes d'électricité fournis dans le cadre de Contrats de Long Terme adossés au parc nucléaire ou à des actifs renouvelables à l'assiette de la redistribution ? et les volumes pour les pertes réseau ?

### 4. Cadre du marché de détail et évolution du Tarif Réglementé de Vente d'Electricité (TRVE)

#### a. Evolution du marché de détail

La crise des prix de l'énergie a montré la nécessité de mieux protéger les consommateurs en les incitant à s'approvisionner plus en amont de la livraison et en limitant le risque de défaillance des fournisseurs.

Premièrement, il pourrait ainsi être envisagé de mettre en place une régulation prudentielle visant à s'assurer que les fournisseurs sont couverts de manière cohérente avec leurs offres de fourniture.

Par exemple, un fournisseur proposant une offre à prix fixe 3 ans à ses consommateurs devrait démontrer – selon des modalités pratiques définies réglementairement sur proposition de la CRE – qu'il sera effectivement capable d'assurer ses engagements même en cas de forte évolution des conditions de marché. Cette démonstration pourrait être faite soit en acquérant des produits de marché lui permettant de limiter son exposition (produits à termes, options, etc.) soit en possédant des actifs physiques et en réduisant son exposition aux coûts de leurs combustibles.

En outre, le développement des contrats de moyen et long terme est nécessaire pour permettre de dégager une visibilité à long terme à la fois pour les consommateurs et pour les investissements et de contribuer à protéger les consommateurs en cas de situations de prix élevés.

Avec le mécanisme de régulation envisagé, les fournisseurs resteraient libres de leurs stratégies commerciales pour répondre aux besoins de leurs clients de visibilité, de stabilité et de compétitivité. Ils pourront pour cela s'appuyer sur des solutions de marché : la conclusion de partenariats industriels de long terme de type PPA adossés à des actifs neufs ou existants, l'achat de produits de marché de gros sur des horizons étendus par rapport aux horizons de marché actuels.

Le développement de ces contrats de moyen et long terme doit contribuer à la stabilisation des prix pour les consommateurs, en complément de la redistribution des revenus de la régulation du parc nucléaire décrite précédemment.

**Question IX.** Ces principes vous semblent-ils utiles pour limiter les risques de défaillance des fournisseurs ? Quelles modalités pratiques vous semblent-elles devoir être définies au niveau législatif et réglementaire ? Des obligations prudentielles plus poussées, imposant une part d'approvisionnement long terme de manière plus générale, vous paraissent-elles devoir être recherchées ?

**Question X.** Considérez-vous qu'il soit nécessaire de mettre en place des mesures réglementaires supplémentaires afin de faciliter l'émergence d'un marché de moyen terme (3-5 ans) ou de long terme ? Quels impacts estimez-vous que le développement des contrats de moyen ou long terme auront sur le fonctionnement du marché ?

#### b. Focus sur les TRVE

Le mécanisme proposé ne viendrait pas remettre en cause l'existence des TRVE, qui constitue pour le Gouvernement un élément pérenne de fonctionnement du marché de détail. Leur formule de calcul devrait en revanche faire l'objet d'adaptations pour tenir compte du mécanisme proposé.

L'article L 337-6 du code de l'énergie prévoit actuellement que les TRVE sont établis par addition du coût de l'approvisionnement à l'ARENH, du complément d'approvisionnement au marché en énergie et en capacité, des coûts de commercialisation, du coût d'acheminement ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

Il prévoit également que les tarifs réglementés couvrent le coût de production d'EDF lié à son activité de fourniture au TRVE.

Dans le futur schéma de régulation, il est envisagé de maintenir ces deux principes en prévoyant que le TRVE soit établi sur la base du coût pour un fournisseur s'approvisionnant intégralement

au marché et sous réserve de couvrir les coûts de fourniture d'EDF pour son activité de fourniture au TRVE.

Il appartiendra ensuite à la CRE de proposer une méthodologie permettant de tenir compte de la hausse des volumes à approvisionner au marché, et des effets du versement objet de la présente consultation. Les mêmes principes prévaudraient également pour le tarif de cession aux Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Les consommateurs ayant souscrit une option des TRVE seront ensuite éligibles à la redistribution des montants générés par le plafond au même titre que l'ensemble des consommateurs.

**Question XI.** Ces évolutions du TRVE vous semblent-elles répondre à son objectif qui est d'assurer une stabilité des prix aux consommateurs dans le respect du principe de contestabilité par les fournisseurs ?

**Question XII.** Êtes-vous favorable à un allongement de la durée de référence marché utilisée dans la construction des TRVE, qui est de 2 ans aujourd'hui ? Faudrait-il le cas échéant intégrer des produits de type « ruban à 3-5 ans » ? Des dispositifs particuliers seraient-ils nécessaires pour accompagner un tel allongement de la durée de référence marché ?

#### 5. Eléments indicatifs de calendrier

Pour une régulation portant sur une période triennale couvrant les années de livraison de l'année en cours (AL) à AL+2, les principales dates nécessaires à la mise en œuvre de la régulation sont les suivantes :

- Au plus tard au cours de l'année AL-1 : détermination réglementaire du ou des seuils d'activation et du ou des taux de prélèvement appliqué sur le revenu du parc nucléaire pour la période triennale et de ses modalités d'indexation sur la période triennale, à un niveau visant à permettre à l'exploitant de couvrir son coût de production et de financer sa politique d'investissements notamment nucléaire compte tenu de l'ensemble des recettes au périmètre nucléaire ;
- Au cours des mois de novembre ou décembre<sup>3</sup> précédant chaque année de livraison : estimation par la CRE des recettes prévisionnelles de la vente de la production nucléaire soumise à prélèvement et proposition de montant à redistribuer aux consommateurs. Proposition par la CRE du niveau des TRVE.
- Au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de livraison, entrée en vigueur du montant de la redistribution et des TRVE fixés suite aux propositions de la CRE. La CRE serait par ailleurs tenue de proposer une nouvelle évolution des TRVE au 1<sup>er</sup> août pour tenir compte de l'évolution du TURPE mais cette évolution ne serait pas accompagnée d'une révision de la redistribution.
- Après chaque année de livraison, constat par la CRE des revenus réels du parc de production nucléaire, des consommations réalisées, calcul de la régularisation et transferts financiers entre les acteurs (redistribution supplémentaire ou, à l'inverse, remboursement à EDF).

**Question XIII.** Ce calendrier vous semble-t-il de nature à apporter la visibilité souhaitée par les acteurs ?

---

<sup>3</sup> Cette période pourra être adaptée au mode de calcul du « prix de référence de marché ».