

**Synthèse du rapport de la CRE sur le coût de production du parc  
nucléaire existant d'EDF**

**Juillet 2023**

Obtenu par CONTEXTE

Obtenu par CONTEXTE

## 1. SYNTHÈSE

Dans le cadre d'un projet de nouvelle régulation du parc nucléaire existant, la CRE s'est vue confier par les pouvoirs publics en 2019 une mission visant à proposer une méthode de calcul du coût de production du parc nucléaire. La CRE a remis son rapport au gouvernement le 27 mai 2020 (ci-après « Rapport 2020 »).

Compte-tenu (i) des enjeux pour les consommateurs français, notamment industriels, liés à l'expiration du dispositif ARENH fin 2025, (ii) de la réforme européenne du marché de l'énergie en cours, qui vise notamment à favoriser la conclusion de contrats de long terme, et (iii) des enjeux en termes de capacité financière pour EDF pour faire face aux investissements auxquels elle se trouve confrontée, la question des coûts du parc nucléaire et du prix auquel sa production peut être valorisée demeure d'une importance déterminante.

Dans ce contexte, le gouvernement a sollicité, par un courrier du 10 mars 2023, l'expertise de la CRE « afin de déterminer le prix accessible dans des engagements longs de l'opérateur nucléaire pour l'ensemble des consommateurs français en sécurisant la couverture des coûts de l'outil nucléaire ». Cette mission d'expertise fait suite à celle menée par la CRE en 2020 et son objet est double : (i) mettre à jour le coût du parc nucléaire existant, dans la continuité de la méthode définie dans le Rapport 2020, et (ii) expertiser les recettes issues de l'exploitation du parc nucléaire afin d'en déduire le prix d'un ruban d'énergie électronucléaire.

Le présent rapport présente les analyses de la CRE dans le cadre de la mission qui lui a été confiée. Il traite des aspects suivants :

- la trajectoire prévisionnelle de productible nucléaire, intégrant une analyse statistique et contextuelle des risques industriels et d'exploitation auxquels EDF est confrontée pour son productible ;
- l'analyse, par composante de coûts, du coût complet du parc nucléaire existant, au périmètre des 56 tranches et de l'EPR de Flamanville 3 (ci-après « FLA3 »), intégrant notamment :
  - la mise à jour du niveau des charges comptables d'exploitation, poste par poste (combustible, achats, charges de personnel, tarif agent, impôts et taxes, production stockée et immobilisée, autres produits et charges opérationnels, variation des stocks, recettes) ;
  - l'analyse contextuelle des dépenses d'investissement, au regard du programme industriel de Grand Carénage ;
  - l'analyse des amortissements de la valeur nette comptable du parc et des charges de capital ;
  - la mise à jour des composantes de rémunération extracomptables, relatives aux charges de post exploitation, au rattrapage de la réforme des retraites, au déficit de rentabilité des actifs dédiés, et au déficit de couverture passée des dotations pour engagement de long terme d'EDF ;
- la méthode de construction du coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'activité d'exploitation du parc nucléaire existant et l'analyse détaillée de l'ensemble de ses paramètres ;
- l'analyse du cas spécifique des coûts de construction de l'EPR de Flamanville 3, pour lesquels la CRE avait proposé en 2020 de prendre en compte la responsabilité portée par EDF dans les surcoûts et les retards du projet ;
- les recettes du parc nucléaire liées à la valorisation (i) de la forme de sa production, (ii) des garanties de capacité et (iii) de sa participation aux services système, visant à déterminer le prix de vente d'un ruban d'énergie électronucléaire.

### 1.1 Coût complet du parc nucléaire existant

#### 1.1.1 Cadre d'hypothèses et point de sortie du rapport

La CRE a retenu, pour la présente étude, un cadre d'hypothèses fondé sur :

- un schéma de régulation de l'ensemble de la production nucléaire similaire à celui envisagé dans le Rapport 2020. Il s'agit d'un contrat pour différence symétrique, figurant dans la réforme du marché européen de l'électricité proposée par la Commission européenne en mars 2023.

Cette hypothèse est notamment dimensionnante pour le niveau du CMPC, qui pourrait être révisé à la hausse dans d'autres cadres réglementaires exposant plus EDF aux risques de marché. Ce point est structurant, une variation de 100 points de base du CMPC ayant un effet de l'ordre de 3,3 €/MWh sur le coût complet (incluant les composantes extracomptables) calculé par la CRE sur 2026-2030. En cas de mise en place d'un dispositif de type plafond de prix dont les caractéristiques restent à définir, l'asymétrie du risque pour EDF devra être compensée par une prime de risque au titre de la perte d'opportunité de revenu au-delà du plafond, qui pourrait être intégrée au CMPC ou à d'autres modalités ;

- un prolongement de la durée de vie du parc nucléaire historique à 60 ans, soit au-delà de l'horizon de déclassement à 50 ans retenu dans le Rapport 2020. Ce choix est motivé par les orientations en termes



de politique énergétique et d'avenir de la filière nucléaire fixées par le Président de la République dans son discours de Belfort du 10 février 2022, et par la suppression du plafond à 50 % de part du nucléaire dans le mix électrique dans la loi du 22 juin 2023.

En termes méthodologiques, comme stipulé dans la lettre de mission du gouvernement, la CRE a retenu un coût complet du parc nucléaire fondé sur l'empilement des composantes de coût comptables et des briques de rémunération extracomptables défini dans le Rapport 2020 et les travaux ultérieurs. La présente analyse, et partant le point de sortie du rapport, est donc réalisée à iso-méthode stricte.

Le présent rapport fournit, en point de sortie de l'ensemble de ces analyses, un coût complet pour chacune des périodes 2026-2030, 2031-2035, 2036-2040, qui représente, selon la CRE, une vision robuste du coût de production du parc nucléaire existant, cohérente avec le cadre d'hypothèses et la méthode retenus.

La CRE souligne que si le coût complet du parc nucléaire calculé dans le présent rapport est fondé sur une méthode robuste, il reste néanmoins sensible aux hypothèses et aux valeurs de ses paramètres, qui peuvent le cas échéant induire des variations de plusieurs €/MWh selon les niveaux retenus. Une étude de sensibilité sur les paramètres ayant le plus fort impact sur le coût de production est résumée au paragraphe 1.13 ci-dessous.

La CRE rappelle également que le point de sortie du présent rapport ne peut être directement mis en regard des résultats du Rapport 2020 en raison d'hypothèses fondamentalement différentes, au premier rang desquelles le passage à une durée de fonctionnement de 60 ans (VD6) et la prise en compte d'une brique de compensation d'un déficit de rémunération passé introduite début 2021 dans le cadre des travaux post rapport. Le paragraphe 1.12 en détaille les éléments de coûts ayant significativement évolué.

Enfin, la CRE souligne qu'en aucun cas un amalgame ne doit être fait entre le coût ou le prix calculés dans le présent rapport et le prix de l'ARENH. L'ARENH constitue en effet un objet fondamentalement différent, tant en termes de période visée (2010-2025 contre 2026-2040), de type de produit (produit optionnel incluant la capacité contre ruban ferme d'énergie), de périmètre (FLA3 n'est pas au périmètre de l'ARENH) ou de volume (100 TWh hors pertes pour l'ARENH). En conséquence, aucune inférence directe quant au prix de l'ARENH ne doit être tirée de ces travaux.

#### 1.1.2 Coûts déclarés par EDF

Dans le cadre de la méthodologie définie par le Rapport 2020 et d'une hypothèse de durée de vie du parc à 60 ans, EDF a déclaré<sup>1</sup> les coûts de production de son parc nucléaire existant sur les périodes 2026-2030, 2031-2035, 2036-2040. EDF s'inscrivant dans une logique d'exposition totale au marché de sa production nucléaire, ces coûts, contrairement au cadre d'hypothèses retenu par la CRE, sont fondés sur un CMPC nominal pur marchand de 11,92 %, et sont synthétisés ci-dessous :

<sup>1</sup> Après échanges avec la CRE, EDF a corrigé sa demande pour prendre en compte les erreurs de modélisation identifiées par la CRE (- 0,056 €/MWh sur la période 2026-2030, - 0,057 €/MWh sur la période 2031-2035 et - 0,060 €/MWh sur la période 2036-2040). La demande d'EDF a par ailleurs évolué pour prendre en compte la modélisation des nouveaux CAPEX recommandée par la CRE, comme expliqué au paragraphe 1.3. La demande EDF présentée ici intègre l'effet de ces modifications.



Synthèse des coûts déclarés par EDF, hypothèse VD6 parc existant (en €22/MWh)

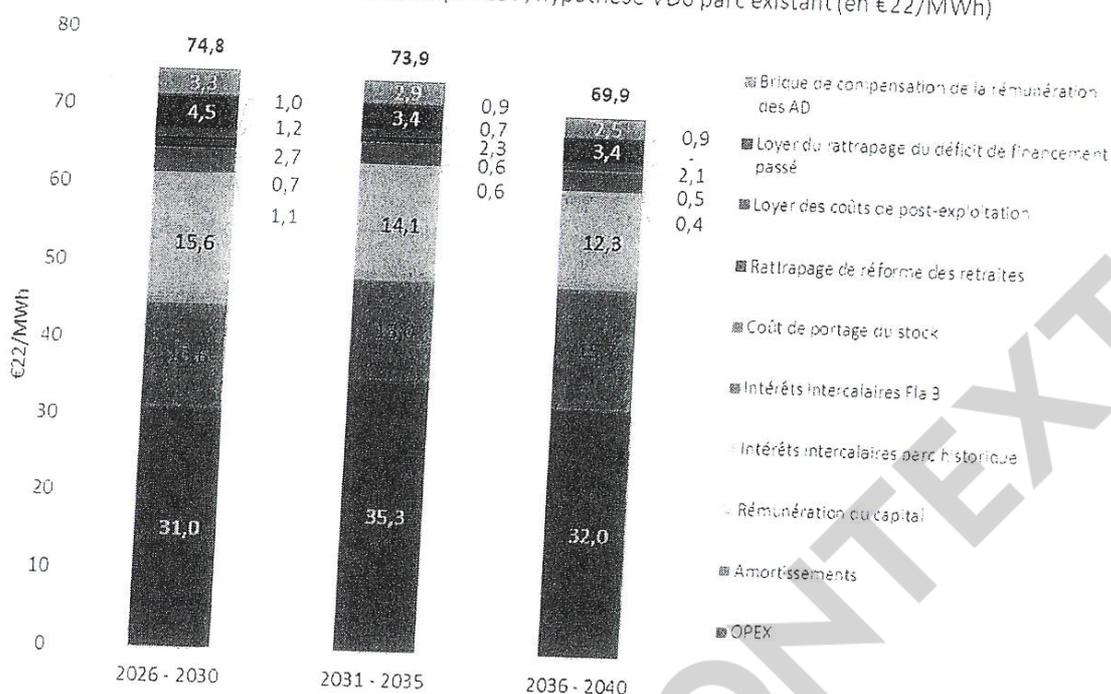


Figure 1 : Synthèse des coûts déclarés par EDF, hypothèse VD6 parc existant (en €22/MWh)

La CRE a instruit et examiné la proposition d'EDF, sur laquelle elle formule les appréciations ci-après.

1.1.3 Coût complet du nucléaire existant calculé par la CRE

**Le coût complet du nucléaire existant calculé par la CRE est fondé sur la méthode définie dans le cadre du Rapport 2020 et des travaux ultérieurs. Sur la base de la trajectoire de productible retenue par la CRE et d'un CMPC nominal avant impôt de 8,35 %, il s'élève à respectivement 60,7 €22/MWh sur la période 2026-2030, 59,1 €22/MWh sur 2031-2035, et 57,3 €22/MWh sur 2036-2040.**

La décomposition par poste du coût complet du nucléaire existant calculé par la CRE pour chacune des périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2036-2040 est donnée au graphe ci-dessous :



### Coût complet CRE

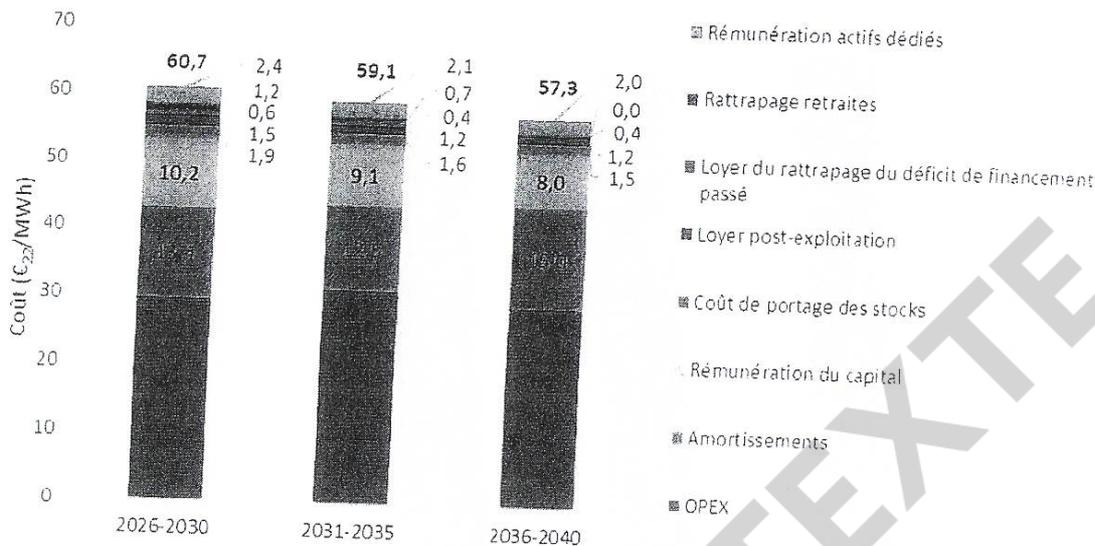


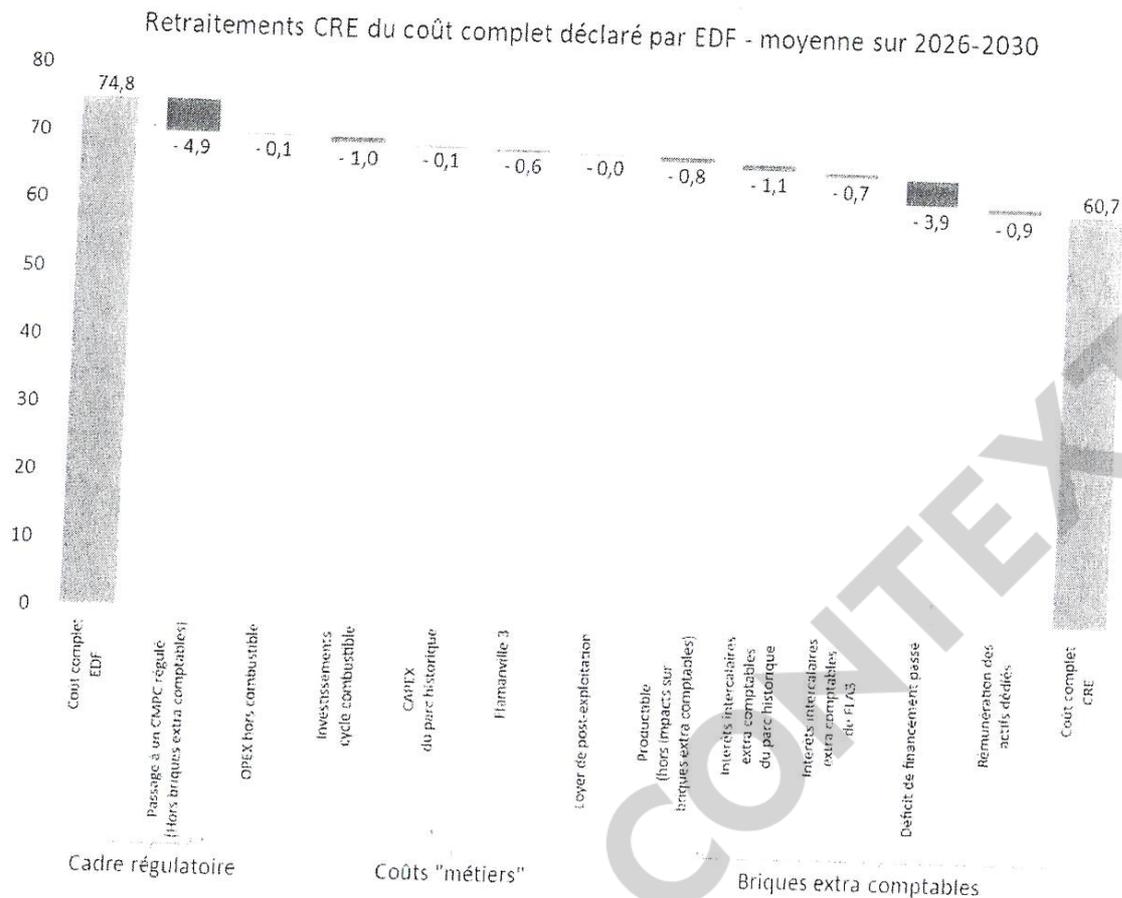
Figure 2 : Décomposition du coût complet du nucléaire existant calculé par la CRE (€<sub>22</sub>/MWh)

La part de FLA3 dans le coût complet, intégrant l'impact de sa production sur le coût global du parc existant, est de respectivement 2,5 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, 2,3 €<sub>22</sub>/MWh sur 2031-2035, et 2,0 €<sub>22</sub>/MWh sur 2036-2040.

L'analyse par la CRE des coûts exposés par EDF a conduit à un retraitement total de respectivement -14,0 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, - 14,8 €<sub>22</sub>/MWh sur 2031-2035, et - 12,6 €<sub>22</sub>/MWh sur 2036-2040.

Le graphe ci-dessous détaille les retraitements poste par poste pour la période 2026-2030 :





**Figure 3 : Décomposition des retraitements de la CRE, moyenne sur 2026-2030 (€/MWh)**

Le cadre réglementaire constitue le principal facteur d'écart entre le coût exposé par EDF et celui retenu par la CRE compte tenu de son impact sur le CMPC. Le passage d'un cadre non régulé, comme dans la demande d'EDF, au cadre de régulation à prix fixe retenu par la CRE, emporte des conséquences importantes sur le niveau de risques et donc de rémunération du capital engagé, et a un fort impact sur le coût de production. Il s'agit toutefois d'un écart lié au cadre d'hypothèses, et non à une divergence d'appréciation du niveau de CMPC : à cadre réglementaire identique à celui retenu par la CRE, EDF calcule un niveau de CMPC très proche de celui de la CRE, et ce facteur d'écart se résorbe.

Le second principal facteur d'écart avec EDF est lié à l'appréciation des briques extracomptables, notamment celles relatives à la nature de la rémunération d'EDF sur la période antérieure et fondées sur un rejeu du passé. La prise en compte totale ou partielle de ces briques pourra être réinterrogée sur le fond dans le cadre d'un exercice ultérieur, notamment lorsque le cadre réglementaire sera davantage précisé.

Le coût complet présenté ici est, conformément à la lettre de mission des pouvoirs publics, à iso-méthode par rapport aux travaux précédents, et s'entend pour un cadre de régulation bien défini.

#### 1.1.4 Focus sur le coût comptable de production du parc nucléaire existant

La CRE souhaite également apporter dans ce rapport un développement spécifique sur le coût comptable de production du parc nucléaire existant, qui constitue un socle de coût robuste et indifférent aux hypothèses de régulation.

La CRE définit le coût comptable de production du parc nucléaire existant comme l'empilement des composantes de coût comptables et des briques liées aux charges de post exploitation et au rattrapage retraites.

S'agissant de la post exploitation, cette brique se substitue à la prise en compte comptable des charges de post exploitation, moins adaptée, et est nécessaire à la couverture du coût comptable de production. S'agissant du rattrapage retraites, cette brique vise à couvrir des charges futures dont la non-couverture en 2005 est avérée par la comptabilité d'EDF.

**Le coût comptable de production du nucléaire existant calculé par la CRE, sur la base de la trajectoire de productible retenue par la CRE et d'un CMPC nominal avant impôt de 8,35 %, sur chacune des trois périodes d'observation quinquennales, s'élève à respectivement 57,8 €/MWh sur la période 2026-2030, 56,5 €/MWh sur 2031-2035, et 54,9 €/MWh sur 2036-2040.**

Le coût comptable de production présenté ici par la CRE représente le socle du coût de production en-deçà duquel EDF doit être considérée comme vendant à perte, quel que soit le cadre de régulation.

Il permet également, comme demandé dans la lettre de mission, de cadrer les niveaux de prix minimums potentiellement atteignables pour des industriels électro intensifs (hors toute considération contractuelle liée à des avances en tête, à du partage de risque, ...).

\*

Au global, le coût complet calculé par la CRE comme le coût comptable de production ne constituent pas les seules méthodes de valorisation de la production du parc nucléaire existant. Compte-tenu de l'évolution du contexte industriel et financier pour EDF, des approches différentes pourraient être davantage adaptées à certains objectifs visés par les pouvoirs publics, et être en conséquence privilégiées par ces derniers dans le cadre d'autres schémas de régulation. L'analyse de ces méthodes alternatives n'était pas au périmètre de la lettre de mission du gouvernement. Dans ce cadre, les pouvoirs publics pourront, le cas échéant et en fonction des objectifs visés, ajouter des briques de rémunération additionnelle afin de donner à EDF des marges financières supplémentaires.

## 1.2 Trajectoire de productible

Le niveau prévisionnel de productible du parc nucléaire constitue un paramètre particulièrement structurant du coût unitaire de production, et a en conséquence fait l'objet d'une analyse détaillée par la CRE.

Comme lors de l'exercice 2020, la trajectoire de productible présentée par EDF constitue une vision prévisionnelle normative, calée sur un niveau de productible cible moyen, à parc constant, de 350 TWh par an avant pertes complémentaires de production par manque de débouchés. Une fois intégrés les effets liés au planning d'arrêt et à la mise à jour des durées d'arrêt de tranche, la CRE a constaté que cette trajectoire intègre environ 18 TWh de prudenances par rapport à celle déclarée à la CRE en 2020. EDF justifie ces marges par les problématiques soulevées par le vieillissement du parc et le risque croissant d'aléa de mode commun comme la corrosion sous contrainte.

Or, EDF justifiait déjà sa trajectoire prévisionnelle 2020, calée sur les niveaux historiquement bas de la période 2017-2019 caractérisée par une faible disponibilité du parc nucléaire, par les mêmes arguments relatifs au vieillissement du parc.

Compte-tenu de la sensibilité du coût de production au niveau de productible, la CRE a demandé à EDF d'objectiver la prise en compte de telles marges dans sa trajectoire de productible. EDF n'ayant pas apporté d'éléments complémentaires de nature à avérer la pertinence de l'intégration de telles marges de prudence dans sa trajectoire, la CRE a effectué plusieurs retraitements visant à établir une trajectoire de productible davantage cohérente avec les fondamentaux observés.

En premier lieu, la CRE retraite les coefficients d'indisponibilité fortuite présentés par EDF. Ceux-ci servent, dans la modélisation d'EDF, de variable de bouclage pour caler la trajectoire sur la cible de 350 TWh de production annuelle. La CRE estime excessive leur valeur cumulée de 11 % : celle-ci couvre notamment près de 80 % du paysage de risque, année de la corrosion sous contrainte comprise. La CRE recale en conséquence ces coefficients sur leur valeur moyenne sur la période 2017-2022, soit 10 %, de sorte que la trajectoire de productible représente une vision en espérance du productible annuel. Ce retraitement emporte un impact moyen annuel de 4,8 TWh sur la période 2026-2030, 4,7 TWh sur 2031-2035 et 4,5 TWh sur 2036-2040.

En deuxième lieu, dans le cadre du programme START25, EDF étudie plusieurs leviers d'optimisation de la production de son parc nucléaire. Parmi ceux-ci, l'augmentation de puissance de 13 tranches du palier 900 MW par le changement du rotor de la turbine basse pression à partir de 2030 constitue un objectif jugé réalisable par EDF, et devrait en conséquence être intégrée à la trajectoire de productible. Cette optimisation induit un gain annuel moyen de 0,5 TWh sur la période 2026-2030, 2,6 TWh sur 2031-2035, et 2,5 TWh sur 2036-2040. Les coûts d'investissement correspondants ont été ajoutés par la CRE aux trajectoires de CAPEX futurs du parc nucléaire.

S'agissant de la production de FLA3, EDF a décalé le passage à la puissance nominale de la centrale de 2028 (1630 MW) à 2035, en raison d'un délai de dix ans nécessaire, selon EDF, pour faire valider le passage à puissance nominale par l'ASN. Ce délai n'est avéré ni par le cadre réglementaire, qui permet à l'installation de fonctionner à sa puissance nominale à l'issue de la phase d'essais et dans la limite de sa puissance thermique maximale, ni par l'ASN qui n'identifie aucune échéance aussi lointaine pour instruire ce dossier. En conséquence, la CRE a retraité la trajectoire de productible de FLA3 en recalant à 2028 son passage à puissance nominale, pour un gain moyen annuel de 0,2 TWh sur 2026-2030 et 2031-2035.

L'ensemble des retraitements réalisés par la CRE sur le productible déclaré par EDF induit une augmentation de 5,5 TWh sur la période 2026-2030, de 7,5 TWh sur la période 2031-2035, et de 6,9 TWh sur la période 2036-2040.

La trajectoire de productible retenue par la CRE, ainsi dimensionnée, correspond à une vision en espérance du productible prévisionnel. Elle s'élève à 361,5 TWh par an sur la période 2026-2030, 360,2 TWh par an sur 2031-2035 et 344,1 TWh par an sur 2036-2040.

L'impact des retraitements réalisés par la CRE sur le coût déclaré par EDF, toutes choses égales par ailleurs, est de - 1,1 €/MWh sur la période 2026-2030, - 1,5 €/MWh sur 2031-2035 et - 1,4 €/MWh sur 2036-2040.

L'impact du retraitement sur l'empilement CRE indiqué en Figure 2, intégrant également l'impact sur le combustible, est de - 0,8 €/MWh sur la période 2026-2030, - 1,1 €/MWh sur la période 2031-2035, et - 1,1 €/MWh sur la période 2036-2040.

La CRE précise que, dans la suite du présent rapport, tous les écarts de coûts unitaires en €/MWh par rapport aux coûts exposés par EDF sont calculés sur la base du productible déclaré par EDF. Tous les coûts unitaires en €/MWh définis comme coûts calculés par la CRE le sont en revanche sur la base de la trajectoire de productible retenue par la CRE.

### 1.3 Coût du capital applicable au parc nucléaire existant

Le coût du capital constitue une composante significative du total des coûts complets du parc nucléaire existant.

En préambule, il convient de noter que dans le cadre de la présente étude, la CRE utilise une méthode d'évaluation du coût du capital qui s'inscrit dans la continuité de celle utilisée dans la note de janvier 2021, élaborée à la suite des échanges avec la Commission européenne.

Le contexte macroéconomique actuel marqué par une poussée inflationniste et par la hausse des taux d'intérêt amène une évolution progressive des coûts de financement pour la période à venir, qui se traduit par une hausse des taux d'intérêt sans risque et du coût de la dette pris en compte dans l'évaluation du coût moyen pondéré du capital.

La CRE retient pour le nucléaire existant un coût moyen pondéré du capital nominal avant impôt de 8,35 % (soit 6,83 % après impôt), à comparer à une demande d'EDF de 11,92 % (9,25 % après impôt).

Comme expliqué au paragraphe 1.1, la CRE se place, pour la présente étude, dans un schéma de régulation de l'ensemble de la production nucléaire similaire à celui envisagé dans le rapport 2020, tandis qu'EDF se place dans un cadre pur marchand. Il ressort des échanges menés avec EDF que les paramètres retenus par la CRE, notamment le bêta et le taux d'endettement, seraient en ligne avec ceux envisagés par EDF dans un cadre régulé. Le coût du capital nominal avant impôt demandé par EDF, s'il devait retenir un bêta de 0,71 et un taux d'endettement de 60 %, ressortirait à 8,54 %. Inversement, la CRE admet qu'une étude qui se placerait dans un schéma de régulation différent pourrait conduire à retenir d'autres paramètres pour l'évaluation du coût moyen pondéré du capital. En particulier, une plus grande exposition au risque marché conduirait à retenir une valeur supérieure du CMPC.

Pour la couverture des coûts de la dette, la CRE retient une valeur de 4,11 % quand EDF demande 3,90 %. L'écart résulte principalement de la hausse des taux depuis la demande d'EDF (mars 2023). Par ailleurs, EDF propose une approche par empilement du taux sans risque et d'un spread de dette, alors que la CRE privilégie – en cohérence avec les principes requis par la Commission européenne – l'observation directe du coût effectif de la dette d'EDF.

Pour la rémunération des fonds propres, la CRE retient une valeur de 14,72 % avant impôt sur les sociétés (soit 10,91 % après impôt), quand la demande formulée par EDF s'établit à 17,27 % (12,81 % après impôt).

Pour apprécier le taux sans risque, la CRE retient – en cohérence avec les principes requis par la Commission européenne – une OAT de maturité de 25 ans dont le rendement actuariel est observé sur un an et ressort à 3,01 %. La demande d'EDF retient de son côté une OAT de maturité 30 ans observée sur 10 ans (2,50 %).

Pour l'évaluation de la prime de risque marché, EDF s'appuie sur un sondage dont le résultat conduit à retenir une valeur de 6,00 %. La CRE retient une prime de risque marché de 5,27 % obtenue sur la base du rendement total de marché historique de long terme et du taux sans risque observé sur un an – en cohérence avec les principes requis par la Commission européenne.

EDF utilise un panel de comparables pour estimer le bêta représentatif du risque de trois activités : l'exploitation de réseau (0,35), la production renouvelable régulée (0,50) et la production d'électricité marchande toutes technologies confondues (0,75). EDF estime ensuite à +0,40 la prime spécifique à l'activité de production nucléaire marchande à partir d'une comparaison portant sur un nombre limité de comparables. Cela porte le bêta du nucléaire demandé par EDF à un total de 1,15. Pour l'estimation du bêta de l'activité nucléaire (dans le schéma de régulation rappelé supra), la CRE privilégie une méthode d'estimation qui distingue les activités de production nucléaire à partir de l'observation d'un large panel incluant tant que des quasi-pure players, que des électriciens

intégrés dont la majorité possèdent un parc nucléaire. La CRE s'attache ainsi à extraire directement des données de marché le bêta représentatif du risque de l'activité de production nucléaire, qui ressort à 0,71.

EDF demande un taux d'endettement de 40 %, correspondant à l'endettement cible qu'EDF considère adéquat pour la production d'électricité marchande sur la base d'un panel incluant un nombre limité de comparables, également utilisé pour le calcul du bêta. La CRE observe que la demande d'EDF s'éloigne significativement de la réelle structure du capital d'EDF et – en cohérence avec les échanges avec la Commission européenne – retient un taux d'endettement de 60 %.

	Demande EDF	Valeur retenue par la CRE
Taux sans risque nominal	2,50%	3,01%
Spread de dette	1,40%	Na
<b>Coût de la dette</b>	<b>3,90%</b>	<b>4,11%</b>
Bêta de l'actif	1,15	0,71
Bêta des fonds propres	1,72	1,50
Prime de risque marché	6,0%	5,27%
Taux d'endettement	40%	60%
Impôt sur les sociétés	25,8%	25,83%
<b>Coût des fonds propres après IS</b>	<b>12,81%</b>	<b>10,91%</b>
<b>Coût des fonds propres avant IS</b>	<b>17,27%</b>	<b>14,72%</b>
<b>CMPC nominal avant IS</b>	<b>11,92%</b>	<b>8,35%</b>

La CRE retient un taux de rémunération nominal avant impôt de 8,35 %, contre une demande d'EDF de 11,92 %.  
Ce taux se traduit par une rémunération du capital de 10,2 €/MWh sur la période 2026-2030, 9,1 €/MWh sur 2031-2035 et 8,0 €/MWh sur 2036-2040, avec les hypothèses CRE.

#### 1.4 Charges comptables d'exploitation

Les charges d'exploitation (OPEX) constituent un des postes sur lesquels les plus fortes hausses sont constatées depuis l'exercice mené par la CRE en 2020. Elles ont en conséquence fait l'objet d'une analyse détaillée de la part de la CRE. Leur augmentation est en très grande partie portée par le poste combustible, plus particulièrement par les coûts liés à l'aval du cycle.

##### 1.4.1 Charges de combustible

La hausse importante de ce poste est principalement due aux investissements significatifs (27 Md€<sub>22</sub>) qui devront être réalisés par Orano pour pérenniser la filière aval du cycle jusqu'en 2040 (investissements de pérennisation des usines actuelles de La Hague et Melox) et au-delà (construction de nouvelles usines de retraitement), qu'EDF devra financer en grande partie au fil de leurs décaissements sur la période 2026-2040. EDF intègre également à son coût déclaré une incertitude de 5,8 Md€<sub>22</sub> sur le coût du projet Cigéo d'enfouissement profond des déchets nucléaires, imputé en totalité sur la période 2030-2040.

Si la CRE ne remet pas en cause que l'intégralité des coûts de l'aval du cycle doit être, d'une façon ou d'une autre, couverte, leur modélisation par EDF dans le coût du parc nucléaire existant soulève plusieurs problèmes qui nécessitent un retraitement :

- EDF impute le coût de l'ensemble des investissements d'Orano au parc existant, alors que ceux-ci ont vocation (i) à servir d'autres clients qu'EDF, et (ii) à satisfaire les besoins des futurs EPR 2.

En conséquence, la CRE a déterminé, pour chacun des investissements considérés, la quote-part du parc existant dans le volume de combustible retraité dans l'usine associée. Cette quote-part, qui varie selon chaque investissement, a été calculée en fonction notamment de la part d'EDF dans le flux total de l'usine de La Hague (soit 95 %) et de la part de la production du parc existant dans les activités de retraitement sur la période 2040-2080 (soit 82 % pour Melox 2, les EPR 2 étant supposés moxables, ou 76 % pour La Hague 2).

Ce retraitement ne remet donc aucunement en cause le montant des investissements anticipés pour l'aval du cycle ou leur couverture : il s'agit strictement d'un retraitement de périmètre, visant à n'affecter au parc nucléaire existant que les coûts qui lui sont imputables.



- La CRE estime que les montants associés à Cigéo, qui ne correspondent pas strictement à un coût mais à une marge pour risque, doivent (i) être fondés sur le reste à faire du projet et non le devis total, et (ii) être pris en compte à travers la révision du montant de la provision à doter en 2026 pour gestion long terme des déchets, et non en cash flow au fil de l'eau sur une période restreinte. L'imputation sur 2026 de la totalité de la dotation aux provisions supplémentaire fait porter l'intégralité du surcoût lié à Cigéo sur la période 2026-2030, contrairement à la proposition initiale d'EDF, ce qui explique l'impact différencié des retraitements relatifs à Cigéo entre la première période et les suivantes.

Par ailleurs, la CRE a retraité le coût déclaré par EDF de la quote-part de financement d'Orano et du CEA, qui n'a pas à être couverte par le parc nucléaire d'EDF, soit 22 % selon le rapport de la Cour des Comptes sur l'aval du cycle du combustible nucléaire de 2019.

L'ensemble de ces retraitements, à productible EDF inchangé, s'élève à - 0,96 €<sub>22</sub>/MWh sur 2026-2030, - 3,28 €<sub>22</sub>/MWh sur 2031-2035 et - 2,19 €<sub>22</sub>/MWh sur 2036-2040.

#### 1.4.2 Autres charges d'exploitation

La CRE a également analysé les sous-jacents à la hausse non négligeable des effectifs du parc nucléaire (+ 2 577 ETP, soit + 9 %, entre 2022 et 2026), qui explique une part importante de la hausse des charges de personnel. L'augmentation des effectifs s'explique par la volonté d'EDF de disposer de ressources adaptées, notamment en matière de réinternalisation des compétences, au programme industriel du Grand Carénage, dont l'activité sur les prochaines années sera très importante. Après analyse approfondie, la CRE ne juge pas nécessaire de retraiter la trajectoire d'effectifs et de charges de personnel, sauf pour quelques points mineurs détaillés ci-après.

Les autres charges d'exploitation prévisionnelles transmises par EDF, hors combustible, sont calculées selon une approche comptable, et leurs trajectoires sont fondées sur une extrapolation à l'inflation, ou, dans le cas des charges de personnel à l'indice GVT<sup>2</sup>+SNB<sup>3</sup>, du point de sortie du plan moyen-terme (PMT) 2023-2025 de l'entreprise.

S'agissant du point de départ des trajectoires, la CRE a analysé la robustesse des coûts prévisionnels issus des PMT d'EDF, notamment à l'aune d'une comparaison avec les coûts réalisés sur la période 2019-2022. La CRE en conclut que le PMT 2023-2025 d'EDF est cohérent avec les trajectoires de coûts observées ces dernières années, et ne présente pas un risque de surestimation manifeste. La CRE estime qu'il constitue à ce titre une base de référence objectivable et raisonnablement pertinente pour définir le point de départ des trajectoires de coûts.

S'agissant des trajectoires de coûts au-delà de l'horizon du PMT, la CRE considère qu'une évolution à l'inflation constitue une hypothèse raisonnable, compte-tenu notamment des incertitudes macroéconomiques et industrielles.

Au-delà de ces considérations générales sur les trajectoires d'OPEX déclarées par EDF, l'analyse détaillée de ces dernières a conduit la CRE à effectuer plusieurs retraitements de second ordre :

- correction d'une erreur de modélisation sur les OPEX d'achats de FLA3, soit - 0,01 €<sub>22</sub>/MWh sur chaque période quinquennale ;
- correction d'une erreur de modélisation des recettes liées à la participation aux services systèmes du parc nucléaire, directement intégrée à la demande d'EDF, avec un impact de respectivement - 0,06 €<sub>22</sub>/MWh, - 0,06 €<sub>22</sub>/MWh et - 0,06 €<sub>22</sub>/MWh sur les périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2026-2040 ;
- prise en compte des reprises de provisions sur les achats hors DPN de la DP2D, ces provisions ayant déjà été financées par le passé, soit - 0,07 €<sub>22</sub>/MWh sur 2026-2030 et 2031-2035, et - 0,08 €<sub>22</sub>/MWh sur 2026-2040 ;
- prise en compte d'une trajectoire alternative de dégrèvement des effectifs d'une tranche à sa mise à l'arrêt. La CRE a estimé que l'hypothèse initiale d'un maintien en activité de la totalité des effectifs de la première tranche d'une paire tant que la seconde tranche est en fonctionnement est trop majorante. Ce retraitement affecte :
  - les charges de personnel pour - 0,01 €<sub>22</sub>/MWh sur 2026-2040 ;
  - le tarif agent pour - 0,00 €<sub>22</sub>/MWh sur 2026-2040 ;
- recalage du coût unitaire du tarif agent sur le niveau de 2022. La CRE a estimé que l'hypothèse de prix de l'électricité et du gaz implicite au calage de ce coût, non fournie par EDF, est surestimée par rapport aux projections actuelles. Ce retraitement s'élève à - 0,04 €<sub>22</sub>/MWh sur chaque période quinquennale.

<sup>2</sup> Glissement vieillesse technique

<sup>3</sup> Salaire national de base

L'ensemble de ces retraitements, à productible EDF inchangé, s'élève à - 0,12 €/MWh sur 2026-2030, - 0,12 €/MWh sur 2031-2035 et - 0,13 €/MWh sur 2036-2040.

En dehors des retraitements précités, la CRE estime recevables les trajectoires d'OPEX prévisionnelles déclarées par EDF.

\*

Après prise en compte du productible retenu par la CRE, le niveau de la brique des charges d'exploitation retenue par la CRE s'élève à 29,61 €/MWh sur 2026-2030, 31,34 €/MWh sur 2031-2035 et 29,24 €/MWh sur 2036-2040.

Il correspond à un retraitement des charges d'exploitation exposées par EDF, à productible EDF inchangé, de respectivement 1,08 €/MWh, 3,40 €/MWh et 2,32 €/MWh sur les périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2036-2040.

Pour la période 2026-2030 les retraitements des OPEX transmises par EDF sont détaillés poste par poste dans le graphe ci-après :

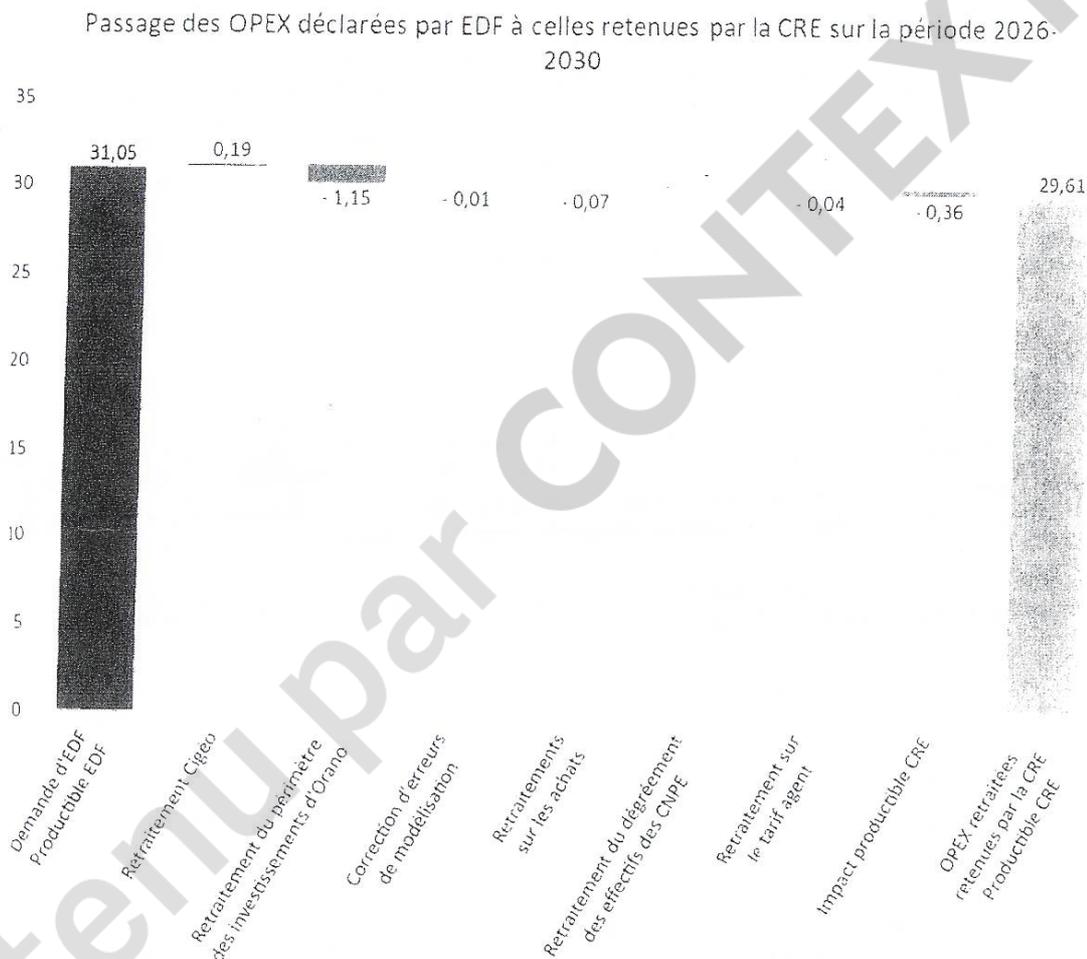


Figure 4. Impact des retraitements CRE sur la demande OPEX d'EDF pour la période 2026-2030

Les niveaux d'OPEX retenus par la CRE pour chacune des périodes quinquennales 2026-2030, 2031-2035, et 2036-2040 sont détaillés par poste ci-après :

R



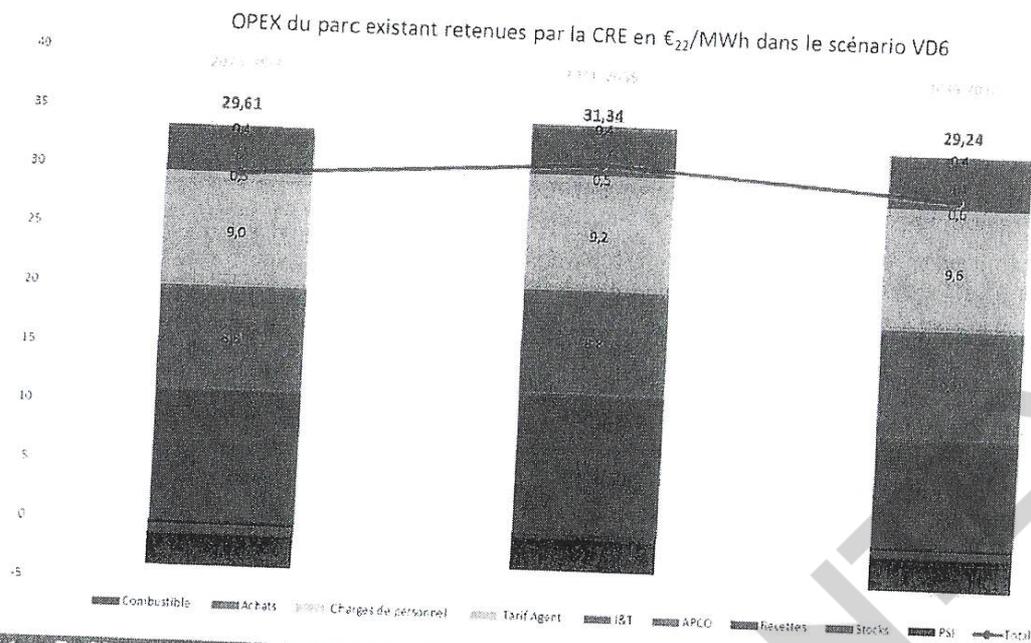


Figure 5 : OPEX du parc existant retenues par la CRE en €<sub>22</sub>/MWh dans le scénario VD6

### 1.5 Charges comptables d'investissement

Les charges d'investissement regroupent deux composantes de coûts : les amortissements et la rémunération du capital immobilisé. Ces composantes sont de nature comptable et ont pour sous-jacent commun la valeur nette comptable du parc nucléaire existant.

Les composantes comptables d'amortissement et de rémunération des capitaux engagés dans le parc existant déclarées par EDF s'élèvent à 28,1 €<sub>22</sub>/MWh en moyenne sur la période 2026-2040.

#### 1.5.1 Valeur nette comptable du parc nucléaire existant

Les facteurs sous-jacents à l'évolution de la valeur nette comptable du parc nucléaire existant sont de deux natures :

- les coûts associés à des investissements passés, traçables dans la comptabilité d'EDF. Ceux-ci étant de nature comptable, la CRE les a, à ce titre, intégrés en l'état (hors coût de construction de Flamanville 3, voir paragraphe 1.11) dans le coût de production du parc nucléaire existant. La VNC du parc nucléaire existant à la fin 2022 s'élève à 50,7 Md€, y compris FLA3 qui représente 15,9 Md€ ;
- les coûts afférents aux investissements futurs du parc nucléaire, qui relèvent pour moitié environ de la maintenance courante, et pour moitié des dépenses d'investissement du programme de Grand Carénage (ci-après « GK ») du parc nucléaire. Ces coûts, de nature prévisionnelle, s'élèvent à 67,5 Md€<sub>22</sub> sur la période 2022-2040, et ont fait l'objet d'un examen approfondi de la part de la CRE.

S'agissant des coûts d'investissement passés, EDF propose d'intégrer à la base d'actifs amortie et rémunérée, en plus des investissements figurant au bilan comptable, les intérêts intercalaires liés aux coûts de construction du parc historique. Compte-tenu de la nature extracomptable du retraitement proposé par EDF, cette prise en compte se matérialise dans une nouvelle brique extracomptable, qui fait l'objet du paragraphe 1.10.

S'agissant des CAPEX futurs, l'analyse menée par la CRE a soulevé deux points d'attention justifiant un retraitement.

Tout d'abord, les coûts unitaires des projets du GK fournis par EDF, chiffrés en €<sub>22</sub>, sont en réalité construits sur la base de montants en €<sub>21</sub> inflatés à valeur 2022. L'hypothèse d'inflation retenue par EDF dans ce chiffrage pour l'année 2022, 5,6 %, diffère de la valeur de l'indice PIB pour 2022 publiée depuis par l'INSEE, qui s'élève à 2,95 %. La CRE a, en conséquence, retraité les coûts unitaires des CAPEX futurs indexés sur des €<sub>21</sub> afin de tenir compte de la mise à jour de la chronique d'inflation. Ce retraitement réduit d'environ 0,6 Md€<sub>22</sub> le total des dépenses d'investissement sur la période 2022-2040.

Le second point concerne le coût des 5<sup>e</sup> visites décennales du palier 900 MW (VD5 900), évalué par EDF à 6,8 Md€<sub>22</sub>, soit 213 M€<sub>22</sub> par tranche, coûts transverses compris. EDF indique que ce coût a été dimensionné sur la base de celui des VD4 900.

EDF justifie le maintien des coûts unitaires à un niveau élevé du fait (i) de nouvelles exigences qui pourraient apparaître d'ici la réalisation des cinquièmes réexamens périodiques de sûreté, notamment s'agissant de l'adaptation au changement climatique et (ii) de l'identification au cours de la VD4 900 de certains composants à remplacer lors de la VD5 900 ou du report du remplacement de certains composants de la VD4 900 vers la VD5 900. Ces incertitudes sont internalisées dans les importantes provisions pour marges retenues par EDF, qui expliquent le niveau très élevé du coût unitaire des VD5 900. Ces considérations sont toutefois en contradiction avec le caractère « hors norme » du projet VD4 avéré dans les documents internes d'EDF, et corroboré par l'ASN qui a confirmé à la CRE que le volume d'opérations physiques à réaliser lors des VD5 900 sera significativement moindre que pour les VD4 900.

En conséquence, la CRE a retraité le coût unitaire prévisionnel des VD5 900 déclaré par EDF. Suite aux échanges contradictoires avec EDF, la CRE a retenu un coût unitaire (i) fondé sur les coûts secs hors provisions pour marges déclarés par EDF, auxquels s'ajoutent (ii) 20 % de marges pour éventuelles adaptations au changement climatique, et (iii) 15 % de marges pour risques s'appliquant à l'ensemble. Le coût unitaire ainsi retraité s'élève à 151 M€<sub>22</sub> par tranche, coûts transverses compris.

Par ailleurs, les retraitements de la trajectoire de productible réalisés par la CRE (voir paragraphe 1.2) emportent des conséquences en termes de coûts d'investissement :

- La prise en compte de l'augmentation de puissance de 13 tranches 900 MW impose d'intégrer aux CAPEX futurs les 728 M€<sub>22</sub> d'investissements associés, non inclus dans la trajectoire de CAPEX déclarée par EDF ;
- L'anticipation de 2035 à 2028 du passage à puissance nominale de FLA3 impose de décaler en conséquence les 103 M€<sub>22</sub> de CAPEX associés dans la trajectoire de CAPEX d'EDF.

En dehors de ces considérations, après examen des coûts, la CRE, comme dans son Rapport 2020, estime recevables les montants d'investissements exposés par EDF, y compris ceux relatifs à la maintenance courante et aux CAPEX futurs de l'EPR de Flamanville, ainsi que leur modélisation dans le coût de production.

#### 1.5.2 Niveau des briques d'amortissement et de rémunération du capital

S'agissant de la méthodologie de détermination des chroniques d'amortissement et de rémunération, la CRE avait, dans son Rapport 2020, recommandé de réviser la méthode proposée par EDF pour l'amortissement des CAPEX futurs et des immobilisations en cours. Celle-ci reposait en effet sur des durées d'amortissement très normatives : la CRE recommandait de privilégier une méthode reflétant davantage la réalité comptable. Une méthode d'amortissement projet par projet a été présentée par EDF et retenue par la CRE pour la modélisation des CAPEX futurs, les immobilisations en cours restant modélisées normativement.

\*

L'ensemble de ces considérations induit, à trajectoire de productible inchangée par rapport à la déclaration d'EDF et le CMPC CRE, un retraitement des coûts d'amortissement et de rémunération du parc historique de -0,11 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, -0,32 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2031-2035 et -0,51 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2036-2040 par rapport aux composantes de coûts exposées par EDF.

Le niveau des charges comptables d'investissement retenues par la CRE dans le coût complet du parc existant (dont FLA 3), après prise en compte des retraitements du productible, s'élève à :

13,4 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, 12,5 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2031-2035 et 15,0 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2036-2040 au titre des amortissements ;

12,0 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, 10,7 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2031-2035 et 9,4 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2036-2040 au titre de la rémunération du capital et du coût de portage des stocks, à hypothèse de CMPC retenue pas la CRE de 8,35 %. Ces valeurs correspondent à 17,1 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, 15,2 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2031-2035 et 13,4 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2036-2040, à hypothèse de CMPC inchangée par rapport à EDF.

#### 1.6 Coûts de post-exploitation

Le niveau de la brique de rémunération extracomptable liée aux charges de post-exploitation déclaré par EDF est conforme à la méthode validée par la CRE dans son Rapport 2020, qui prévoit une prise en compte anticipée de ces coûts à travers un loyer économique annuel constant en euros constants.

Le retraitement de la trajectoire de dégrèvement des effectifs des tranches mises à l'arrêt sur la trajectoire alternative proposée par EDF, décrit au paragraphe 6.5.1.2, affecte la brique de coûts de post-exploitation.



**En dehors de cette considération, la CRE estime recevable la brique exposée par EDF, qui après retraitement des effectifs, du niveau de productible et du CMPC, s'élève à respectivement 1,51 €/MWh, 1,19 €/MWh et 1,20 €/MWh sur les périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2036-2040.**

La CRE rappelle qu'elle estime que l'octroi d'une telle brique de rémunération en anticipation de charges constatées ultérieurement doit être conditionné à leur provisionnement, ou au cantonnement des revenus associés au sein d'un portefeuille d'actifs dédiés permettant d'en assurer la traçabilité et la disponibilité future.

### **1.7 Rattrapage de la réforme des retraites de 2004**

Le niveau de la brique relative au rattrapage des effets de la réforme des retraites de 2004 présenté par EDF a été calculé conformément à la méthode validée par la CRE dans son Rapport 2020, à un écart méthodologique près, relatif à la rematérialisation des amortissements des écarts actuariels, sans impact sur le niveau de la brique.

**Cette composante de rémunération n'appelle en conséquence aucun retraitement, et s'élève, pour le niveau de productible retenu par la CRE, à 1,23 €/MWh, 0,71 €/MWh et 0 €/MWh sur les périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2036-2040.**

La CRE rappelle que la prise en compte éventuelle des amortissements des écarts actuariels est conditionnée à la mise en place d'une méthode robuste.

### **1.8 Rémunération des actifs dédiés**

Dans son Rapport 2020, la CRE avait estimé que, dans le cadre d'un schéma de régulation portant sur l'intégralité de l'actif de production, l'ajout d'une brique de rémunération extracomptable visant à compenser la perte d'opportunité liée à la rémunération des dotations aux actifs dédiés à un taux moindre que le CMPC du parc nucléaire était recevable.

La CRE avait défini à cette fin une méthode permettant de compenser la perte d'opportunité d'EDF sur l'effort financier initial de constitution du portefeuille d'actifs dédiés. La base d'actifs dédiés était fondée sur les dotations nettes au portefeuille, incluant le rattrapage du déficit de rémunération passé depuis la date de constitution du portefeuille, et faisait l'objet d'un amortissement théorique visant à proportionner la brique à l'actif industriel en fonctionnement.

EDF ne partage pas l'approche de la CRE, et considère que pour refléter la perte d'opportunité, la brique doit être calculée sur la base de la valeur marché non amortie du portefeuille d'actifs dédiés.

La CRE maintient qu'il n'est pas légitime d'apporter un complément de rémunération sans risque aux rendements financiers du portefeuille d'actifs dédiés. En conséquence, la CRE écarte la valeur marché du portefeuille comme base de compensation, et reconduit dans le cadre du présent exercice la méthode définie en 2020, et notamment le principe de fonder la base de compensation sur les dotations au portefeuille. En cohérence avec le mandat fixé par la lettre de mission des pouvoirs publics de travailler à iso-méthode, la CRE maintient également le rattrapage de la moindre rémunération passée. La CRE souligne toutefois que cette disposition méthodologique, introduite en 2020, relève davantage d'une logique de jeu du passé.

La CRE reconnaît par ailleurs que l'amortissement linéaire retenu dans le Rapport 2020 constituait un choix très normatif, qui décorrélait partiellement l'assiette de compensation de l'actif industriel en fonctionnement. La CRE retient en conséquence dans le présent rapport un amortissement théorique fondé sur la trajectoire de déclassement du parc, davantage représentative de l'actif industriel sous-jacent et de la trajectoire de décaissement des actifs dédiés.

**En application de la méthode définie par la CRE dans son Rapport 2020, la composante de rémunération des actifs dédiés s'élève, pour le niveau de productible retenu par la CRE, à respectivement 2,35 €/MWh sur la période 2026-2030, 2,15 €/MWh sur la période 2031-2035 et 2,03 €/MWh sur la période 2036-2040.**

Ces valeurs diffèrent de celles déclarées par EDF (3,25 €/MWh sur la période 2026-2030, 2,93 €/MWh sur la période 2031-2036 et 2,55 €/MWh sur la période 2037-2040), qui sont fondées sur la valeur marché du portefeuille d'actifs dédiés plutôt que sur les dotations.

La CRE souligne que sa proposition d'intégrer une brique de compensation du déficit de rémunération des dotations aux actifs dédiés doit s'appréhender en cohérence avec le cadre réglementaire sous-jacent. En effet, cette composante de rémunération n'a pas de charges afférentes, et vise uniquement à compenser EDF d'une perte d'opportunité liée à une obligation légale à vocation prudentielle. La suppression de cette brique ne viendrait en conséquence pas remettre en cause la couverture des coûts complets de production du parc nucléaire. Son intégration à l'empilement des coûts retenus relève d'une problématique de bouclage de la rémunération globale d'EDF au sein du cadre réglementaire donné.

Un autre cadre de régulation pourrait donc amener à reconsidérer la pertinence de cette brique de rémunération extracomptable, en fonction du schéma de régulation finalement retenu par les pouvoirs publics. En particulier, un



cadre réglementaire excluant l'introduction de briques visant à rejouer le passé pourrait, a minima, remettre en cause la pertinence d'intégrer le manque à gagner passé dans la base de compensation.

### **1.9 Compensation du déficit de financement des provisions pour engagements de long terme**

Dans son Rapport 2020, la CRE avait estimé qu'EDF n'avait pas fait la démonstration d'un éventuel déficit de financement de ses provisions pour engagements de long terme, et n'avait à ce titre pas intégré de composante de rémunération destinée à compenser un tel déficit. Postérieurement à la remise du rapport, EDF a apporté aux pouvoirs publics des éléments complémentaires tendant à avérer l'existence d'un déficit de couverture passé. Bien que soulignant le caractère très normatif et peu robuste de la méthode proposée, la CRE, en janvier 2021, en a validé le principe ainsi que le niveau, qui se situait autour de 2 €/MWh pour la période 2022-2026.

A titre liminaire, la CRE souhaite préciser un point de compréhension important, qui n'a pas été suffisamment développé dans la note de la CRE de janvier 2021. Le constat d'un déficit de couverture repose sur l'hypothèse que les déficits de rémunération passés sont affectés en priorité à la couverture des provisions et des dotations aux amortissements. Hors considérations relatives à la rémunération, l'analyse des résultats nets historiques d'EDF montre que les coûts du parc nucléaire, hors rémunération du capital, ont bien été couverts par le passé.

Cette brique constitue donc en réalité, non pas une compensation d'un déficit de financement des provisions, mais une compensation d'un déficit de rémunération passé, dans un cadre réglementaire intégrant un rejeu partiel du passé visant à reboucler le CMPC sur la durée de vie du parc existant. C'est ce déficit de rémunération passé que la CRE estime avéré par les éléments produits par EDF, et légitime à compenser dans le cadre de la méthode définie dans le Rapport 2020 et la note de janvier 2021.

L'écart important entre le niveau de la brique retenu par la CRE et celui déclaré par EDF s'explique par les facteurs suivants.

En premier lieu, la prise en compte de l'évolution de la méthode de construction du CMPC de la CRE suite aux échanges avec la Commission européenne induit une baisse du niveau de la brique, en raison du poids moindre des capitaux propres dans le CMPC tel qu'issu des discussions avec la Commission.

En second lieu, comme souligné en 2021, l'un des principaux problèmes soulevés par la méthode de construction de cette brique est le périmètre comptable retenu pour évaluer les résultats de l'entreprise et son niveau de capitaux propres, qui est celui d'EDF SA. Cette simplification normative, qui impute au parc nucléaire les impacts, en termes de résultat et de rémunération des capitaux propres, d'activités complètement décorrélées comme les réseaux ou les participations d'EDF à l'étranger, interroge.

EDF a transmis à la CRE des éléments visant à retraiter les effets de périmètre liés aux participations d'EDF SA sur son résultat net et ses capitaux propres. Ces retraitements induisent, selon le niveau de financement par fonds propres des participations d'EDF, un retraitement du déficit à compenser allant de - 0,4 Md€ (hypothèse d'un financement à 100 % par la dette) à - 3,8 Md€ (hypothèse d'un financement à 50 % sur fonds propres).

Compte-tenu des délais de remise du rapport, la CRE n'a pas été en mesure d'instruire en détail les éléments communiqués par EDF, de nature complexe. Dans le cadre de l'analyse sommaire qu'elle a pu mener, la CRE considère toutefois que les retraitements de périmètre proposés par EDF constituent une amélioration indéniable de la méthode de 2021, et qu'ils mettent davantage en cohérence le périmètre considéré avec le niveau de CMPC utilisé.

La CRE valide donc les évolutions de périmètre proposées par EDF, en retenant une hypothèse normative de financement à 50 % sur fonds propres, cohérente avec les niveaux de *gearing* d'EDF, qui conduit à un retraitement du déficit à compenser de - 3,8 Md€, avant application du niveau de CMPC retenu par la CRE.

Enfin, la CRE estime qu'il n'est pas pertinent, à ce stade, d'inclure au périmètre de l'assiette à compenser les déficits relatifs à l'année 2022, très atypique et dont les pertes doivent s'appréhender selon une logique pluriannuelle pour tenir compte des éventuels reports ou compensations qu'elles pourraient impliquer sur les années ultérieures. Ce retraitement réduit de 3 826 M€ le déficit global à compenser, avant application du niveau de CMPC retenu par la CRE.

**Après prise en compte de ces retraitements, de la trajectoire de productible retenue par la CRE, et application du niveau de CMPC retenu par la CRE, la CRE retient, dans le cadre de la méthode définie en janvier 2021, une brique de compensation du déficit de rémunération passé de 0,58 €/MWh sur la période 2026-2030, 0,44 €/MWh sur la période 2031-2036 et 0,44 €/MWh sur la période 2037-2040.**

Par ailleurs, à l'instar de la brique actifs dédiés, la pertinence d'intégrer une brique de compensation du déficit de rémunération passé doit s'apprécier en cohérence avec le cadre de régulation sous-jacent. Selon le schéma de régulation privilégié par les pouvoirs publics, la pertinence de cette brique de rémunération extracomptable pourrait en conséquence être réexaminée. En particulier, dans le cas de schémas de rémunération fondés sur une logique différente de l'approche comptable, ces briques de rémunération pourraient se révéler sans objet, voire



redondantes avec d'autres mécanismes de rémunération, fondés sur des considérations de type anticipation du renouvellement du parc par exemple.

Dans tous les cas, la suppression de cette composante de rémunération, qui correspond à une préoccupation relative à la rémunération passée de l'opérateur, ne viendrait en tout état de cause remettre en question ni la couverture des coûts de production futurs du parc nucléaire, ni la capacité d'EDF à payer les coûts du démantèlement, les provisions pour engagements de long terme et le portefeuille d'actifs dédiés associé étant déjà constitués.

### 1.10 Intérêts intercalaires du parc nucléaire existant

EDF demande de prendre en compte dans le coût de production deux facteurs relatifs aux coûts d'emprunt du parc nucléaire existant :

- L'intégration, dans la VNC amortie et rémunérée du parc nucléaire historique, de la valeur résiduelle des intérêts intercalaires liés à sa construction ;
- Le calcul du montant des coûts d'emprunt, pour le parc historique et FLA3, sur la base du CMPC et non d'un coût de la dette.

A ce titre, EDF a intégré dans ses coûts déclarés deux briques extracomptables, évaluées à respectivement 0,7€/MWh pour le parc historique et 0,8 €/MWh pour FLA3 pour la période 2026-2040. Ces briques ne figuraient pas dans l'empilement des coûts présenté par EDF en 2020 et constituent une évolution méthodologique par rapport à 2020.

S'agissant de la prise en compte des intérêts intercalaires de construction du parc historique, la CRE rappelle qu'en raison d'une approche comptable différente à l'époque, ces derniers n'ont effectivement pas été immobilisés, et ne sont donc pas directement traçables dans la comptabilité d'EDF. EDF a proposé une méthode normative visant à en reconstituer le montant brut, qu'elle estime à 16,2 Md€, et qu'elle amortit ensuite sur la durée de vie de chaque tranche.

La CRE estime non recevable la proposition d'EDF relative aux intérêts intercalaires des investissements initiaux dans le parc nucléaire, pour plusieurs motifs. Tout d'abord, conformément à la méthode du Rapport 2020 visée par la lettre de mission du gouvernement, la CRE retient une approche strictement comptable pour les charges d'amortissement et de rémunération du capital, qui n'ont pas vocation à intégrer des coûts de nature extracomptable<sup>4</sup>. De plus, les montants exposés par EDF reposent sur des niveaux de rémunération du capital sans rapport avec les conditions de financement ou de recapitalisation dont bénéficiait EDF au moment de la construction du parc nucléaire.

S'agissant de la rémunération des intérêts intercalaires au CMPC, EDF justifie cette évolution par le fait que le rebouclage économique n'est assuré dans une vision comptable qu'avec la rémunération au CMPC des immobilisations en cours (ci-après « IEC »).

La CRE rappelle que la méthode définie dans le Rapport 2020 intègre effectivement bien la rémunération des IEC au CMPC, mais uniquement à partir du démarrage de la régulation, soit 2026 dans le présent exercice. La rémunération au CMPC des intérêts intercalaires sur les années précédentes relève d'un rejeu du passé visant à reboucler ex post sur un niveau de rentabilité cible.

Cette approche s'écarte de la méthode comptable définie par la CRE en 2020, qui se fonde sur les coûts d'emprunt effectivement immobilisés dans la VNC du parc nucléaire au démarrage de la période d'observation. La CRE souligne par ailleurs que la non-rémunération des intérêts intercalaires au CMPC en amont de la période de régulation se retrouve dans le bêta, et est donc implicitement intégrée au niveau de CMPC retenu par la CRE.

**En application de la méthode définie par la CRE dans son Rapport 2020, la CRE ne prend pas en compte les briques extracomptables proposées par EDF liées à l'intégration des intérêts intercalaires non immobilisés dans la comptabilité.**

### 1.11 EPR de Flamanville

Le chantier de construction de l'EPR de Flamanville 3 a été caractérisé par des dérives significatives de sa durée de construction comme de ses coûts, dont une partie relève de façon avérée de la responsabilité d'EDF en termes de gouvernance, d'organisation et de gestion du projet. Afin de prendre en compte cette situation, la CRE a apporté dans son Rapport 2020 un traitement spécifique à l'intégration du coût de construction de FLA3 dans le coût de production du parc nucléaire existant.

<sup>4</sup> Ce même principe justifie la prise en compte dans la VNC du parc nucléaire historique de la totalité du coût de construction de FLA3, y compris l'intégralité des coûts d'emprunt, qui dans le cas de FLA3 sont bien immobilisés dans la comptabilité d'EDF (voir paragraphe 1.11)



La CRE avait estimé que :

- s'agissant de l'amortissement de la valeur nette comptable de l'actif, tous les coûts relatifs au développement de l'actif immobilisé comptablement par EDF avaient vocation à être couverts. En conséquence, la CRE avait intégré la totalité de la VNC de FLA3 à la VNC amortie dans le coût complet.
- s'agissant de la rémunération du capital immobilisé, il n'était pas légitime de couvrir la totalité du risque industriel d'EDF, et notamment de rémunérer des surcoûts imputables à la gestion inappropriée du chantier par EDF. En conséquence, la CRE avait dissocié l'assiette de rémunération des capitaux de FLA3 de la VNC comptable, en introduisant une base d'actifs régulés (ci-après « BAR ») rémunérée au CMPC, et en avait retraité les surcoûts relevant directement de la responsabilité d'EDF.

La CRE a mené une analyse par nature des surcoûts de FLA3, et retenu une catégorisation des surcoûts selon quatre origines : (i) Réglementaire, (ii) Volume, (iii) Délais et (iv) Aléas (hors délais). Dans ce cadre, la CRE a estimé que la gestion inappropriée du projet FLA3 par EDF, et notamment ses conséquences en termes de multiplication des aléas, se mesure à la désorganisation globale du chantier et aux surcoûts qu'elle a engendrés. Ces surcoûts se reflètent dans la catégorie délais et dans la part transactionnelle de la catégorie aléas, explicitement imputable à EDF. La CRE a considéré en revanche que les coûts liés à l'effet réglementaire, à l'effet volume et aux aléas, hors part transactionnelle, ne relevaient pas d'une responsabilité directe d'EDF.

Sur la base de cette analyse, la CRE, dans son Rapport 2020, a retraité la BAR de FLA3 des coûts suivants :

- 1 200 M€ au titre de la part non reconductible des surcoûts liés aux délais antérieurs à 2018 ;
- 582 M€ au titre de la part transactionnelle des coûts des contrats d'achats, qui reflète la part des aléas et des difficultés rencontrées sur le chantier relevant du mode de gouvernance inapproprié d'EDF ;
- 1 090 M€ au titre de la part des coûts d'emprunt restants, évaluée aux 32 derniers mois d'immobilisation des coûts d'emprunt, afin de retraiter l'impact des retards imputables à EDF sur le coût de portage financier du projet ;
- 351 M€ au titre des coûts d'emprunt capitalisés associés aux surcoûts retraités.

Le caractère avéré des conséquences, en termes de coûts et de retards, de la gestion inappropriée du chantier par EDF jusqu'en 2018, n'a pas été remis en cause depuis le Rapport 2020. La CRE estime que les retraitements effectués dans le Rapport 2020 sont toujours légitimes et pertinents, et, à ce titre, la CRE les reconduit dans le présent rapport. Ces retraitements portent sur des coûts antérieurs et ne nécessitent en conséquence pas de mise à jour, à l'exception des coûts d'emprunt, qui étaient en partie fondés sur des données prévisionnelles dans le Rapport 2020 et ont donc été révisés par la CRE sur la base des données comptables communiquées par EDF.

S'agissant des coûts postérieurs à la remise du Rapport 2020, la CRE a analysé les sous-jacents à l'évolution du coût à terminaison de FLA3, qui a augmenté de 872 M€<sup>15</sup> par rapport à la prévision de 2019 utilisée dans le Rapport 2020, dont 252 M€<sup>15</sup> immobilisés en CAPEX dans la VNC.

L'analyse détaillée de la nature de ces différents surcoûts et des contrats sous-jacents montre en particulier que les surcoûts liés aux décalages planning, objets de retraitements dans la méthode retenue par la CRE, ont intégralement été passés en APCE<sup>5</sup> au compte de résultat par EDF, et sont en conséquence déjà retraités de la VNC. La CRE constate par ailleurs que les délais supplémentaires du chantier sont principalement dus à l'évolution du périmètre des soudures du circuit secondaire principal à reprendre, non imputable à EDF qui a globalement mis en œuvre les moyens nécessaires à l'aboutissement de ce projet. Pour ces motifs, aucun retraitement au titre de la catégorie délais n'est nécessaire.

La CRE retraite de la BAR de FLA3 les 112 M€ de la part transactionnelle des contrats à la charge d'EDF, qui soldent les dernières réclamations relevant de la responsabilité d'EDF en tant que maître d'œuvre du projet. Les coûts d'emprunt n'étant plus capitalisés dans la VNC à partir du second semestre de 2021, seul le retraitement de 26,8 M€ correspondant à des dépenses constatées avant cette date emporte des impacts en termes de coût d'emprunt. Après prise en compte de ces surcoûts et une fois mis à jour, le retraitement total des coûts d'emprunt s'élève à 1 312 M€, dont 978 M€ au titre des retards imputés à EDF.

Les autres facteurs d'évolution du coût à terminaison immobilisé relèvent d'effets de volume, de périmètre, d'aléas exogènes non imputables à EDF, ou de coûts de renforcement que la CRE a estimé recevables.

La CRE estime que les évolutions des autres composantes de la VNC (CAPEX de pré exploitation, coûts d'emprunt actif de contrepartie) déclarées par EDF sont recevables, et ne nécessitent pas de retraitement.

\*

<sup>5</sup> Autres produits et charges exceptionnels



### Décomposition du coût complet CRE

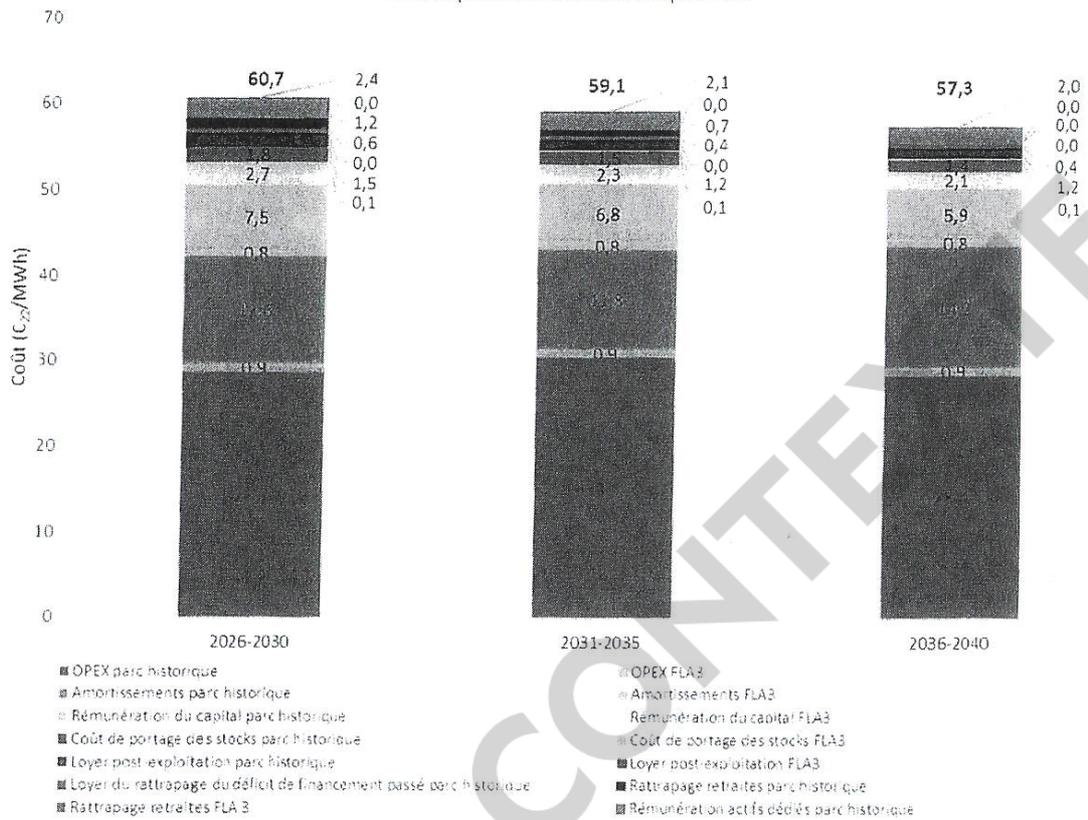


Figure 7 : Décomposition du coût complet CRE entre le parc historique et FLA3 (€<sub>22</sub>/MWh)

#### 1.12 Rappel sur le Rapport 2020 et avertissement

La CRE souligne que toute comparaison directe du coût de production calculé par la CRE dans le présent rapport avec le point de sortie du Rapport 2020 doit être contextualisée en regard de leurs hypothèses sous-jacentes. Ces coûts représentent en effet des objets différents : les 48,14 €<sub>19</sub>/MWh du Rapport 2020 correspondent notamment au coût de production du parc nucléaire existant régulé sur la période 2022-2026, pour une durée de vie du parc de 50 ans, hors brique liée au déficit de rémunération passé.

Afin de prévenir tout amalgame, la CRE présente au graphe suivant une clé très indicative permettant de passer de l'un à l'autre :



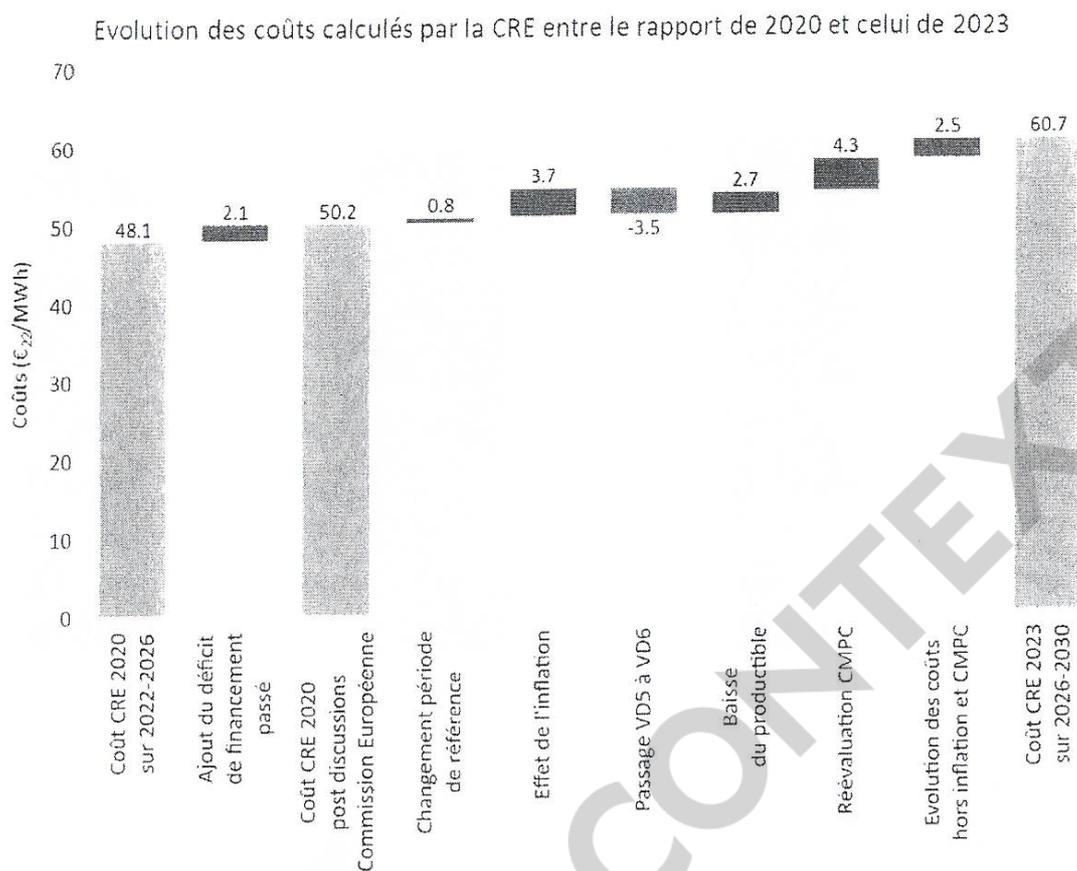


Figure 8 : Décomposition de l'évolution du coût complet du nucléaire existant calculé par la CRE entre les rapports 2020 et 2023 (€<sub>22</sub>/MWh)

### 1.13 Sensibilités du coût de production

#### 1.13.1 Sensibilité à la trajectoire de déclassement du parc

L'empilement du coût complet du parc nucléaire CRE, dans le scénario d'une durée de vie du parc nucléaire à 50 ans, est donné pour chacune des périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2036-2040 au graphe suivant pour le coût CRE :

€ <sub>22</sub> /MWh	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Coût CRE dans le scénario VD5	65,3	61,4	56,0
Impact du passage au scénario VD5	+ 4,5	+ 2,3	- 1,4

Le scénario de déclassement à 50 ans fournit une borne haute du cône d'incertitude du coût de production du parc nucléaire vis-à-vis de sa trajectoire de déclassement. Même si l'impact de la trajectoire de déclassement est plus complexe et non linéaire, en raison des coûts unitaires transverses du prolongement à 60 ans et des éventuels coûts échoués liés à des déclassements anticipés, non pris en compte ici, il est raisonnable d'estimer que, dans le cas d'une prolongation partielle à 60 ans du parc nucléaire, le coût de production résultant se situe dans la fourchette présentée ici.



### 1.13.2 Sensibilité au productible

La sensibilité du coût de production au niveau de productible annuel moyen du parc est donnée pour chacune des périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2036-2040 au tableau ci-dessous, qui présente l'impact sur le coût de production d'une variation du productible de 10 TWh sur le coût CRE :

Impact moyen en € <sub>22</sub> /MWh	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Variation du productible de 10 TWh	+/- 1,6	+/- 1,6	+/- 1,6

### 1.13.3 Sensibilité au niveau de CMPC

La sensibilité du coût de production au niveau du CMPC est donnée pour chacune des périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2036-2040 au tableau ci-dessous, qui présente l'impact sur le coût de production d'une variation du CMPC de 1 % sur le coût de production calculé par la CRE :

Impact moyen en € <sub>22</sub> /MWh d'une augmentation du CMPC de 1%	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Sur le coût complet	+ 3,3	+ 2,8	+ 2,6
Sur le coût comptable de production	+ 1,4	+ 1,3	+ 1,1

### 1.13.4 Sensibilité à une prise en charge des coûts des investissements dans l'aval du cycle directement par les consommateurs

La CRE rappelle que, dans le cadre d'un choix de pérenniser la stratégie française de retraitement et recyclage du combustible nucléaire, la couverture de l'intégralité des coûts d'investissement de l'aval du cycle constitue un principe essentiel. Dans le cadre contractuel actuel, cette couverture est assurée par les clients directs d'Orano, au premier rang desquels EDF.

Des propositions alternatives de prise en charge des coûts d'investissement de l'aval ont néanmoins été proposées par Orano pour le long terme, notamment le financement de ces derniers par les consommateurs finals via un terme tarifaire dédié, selon une logique analogue au TURPE pour les réseaux.

Dans l'éventualité où de telles modalités de couverture des coûts des nouveaux investissements (La Hague 2 et Melox 2) de l'aval du cycle étaient mises en place par les pouvoirs publics, l'intégration au coût complet du nucléaire des investissements dans l'aval du cycle deviendrait sans objet. La brique correspondante devrait alors être retirée en conséquence, avec un impact présenté au tableau ci-dessous :

Impact moyen en € <sub>22</sub> /MWh	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Non prise en charge des investissements de La Hague 2 et Melox 2	- 3,4	- 4,8	- 2,4
Non prise en charge des investissements de La Hague 2, Melox 2 et Cigéo	- 3,9	- 4,8	- 2,4

### 1.13.5 Sensibilité à une prise en compte au fil de l'eau des CAPEX futurs du parc nucléaire existant

La question de la trajectoire financière d'EDF constitue une problématique structurante dans le cadre des réflexions portant sur l'éventuelle régulation post-ARENH et le financement du nouveau nucléaire. Cette question concerne les CAPEX des EPR 2 à construire comme les CAPEX futurs du parc existant.

S'agissant des CAPEX futurs du parc nucléaire existant, une piste explorée consiste à substituer une prise en compte cash en *pass through* à l'approche comptable fondée sur l'amortissement des immobilisations et leur rémunération au CMPC.

Cette alternative vise exclusivement, le cas échéant, à améliorer la trajectoire d'endettement d'EDF, et n'emporte pas de conséquence sur le niveau global de rémunération d'EDF.

A titre informatif, sans préjuger de la pertinence de cette approche qu'elle n'a pas analysée plus en détail, la CRE, au périmètre de ce rapport, a évalué l'effet de ce changement méthodologique portant sur le mode de financement des investissements futurs du parc nucléaire existant, pour chacune des périodes 2026-2030, 2031-2035 et 2036-2040. Les écarts induits par rapport au coût CRE sont présentés au tableau ci-dessous :

Impact moyen en € <sub>22</sub> /MWh	2026-2030	2031-2035	2036-2040
Prise en compte au fil de l'eau des CAPEX futurs du parc nucléaire existant	+ 8,4	- 1,4	- 5,5

#### 1.14 Prix d'un ruban d'énergie électronucléaire

La CRE a défini le prix d'un ruban d'électricité nucléaire comme le coût complet d'un MWh nucléaire, décoté des recettes du parc nucléaire existant relatives à la valorisation (i) de la forme de sa production sur les marchés de gros, (ii) des garanties de capacité associées à la certification du parc dans le mécanisme de capacité et (iii) de sa participation aux services système.

S'agissant de la valorisation de la forme, liée à l'optimisation du placement de la production d'EDF pour maximiser ses revenus sur les marchés de gros, celle-ci est calculée comme la différence entre le niveau de valorisation de la production formée et celle d'un ruban d'énergie. La CRE l'a dimensionnée en rejouant, sur l'historique 2012-2022, une valorisation en volume de la production nucléaire sur l'ensemble des produits de gros, spot et forward, disponibles. Cette méthode fournit des résultats proches de la méthode plus normative proposée par EDF. La CRE évalue la valorisation de la forme de la production nucléaire à environ 1,3 €<sub>22</sub>/MWh sur chaque période quinquennale.

S'agissant de la valorisation des garanties de capacité associées au parc nucléaire, la CRE retient l'intégralité de la capacité certifiée du parc, soit 49,3 GW en moyenne au périmètre 56 tranches plus FLA3, qu'elle valorise au prix moyennes enchères pour les années de livraison 2017-2022, soit 19 800 €/MW. La CRE évalue les recettes capacitaires, avec la trajectoire de productible de la CRE, à 2,7 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, 2,7 €<sub>22</sub>/MWh sur 2031-2035, et 2,8 €<sub>22</sub>/MWh sur 2036-2040.

Le niveau des recettes de capacité est fortement dépendant de l'hypothèse retenue sur le prix futur de la capacité, par nature très estimative et incertaine. A titre de sensibilité, une variation de 10 000 €/MW du prix de la capacité pris en hypothèse fait bouger le niveau des recettes capacitaires de 1,3 €<sub>22</sub>/MWh sur les périodes 2026-2030 et 2031-2035, et de 1,4 €<sub>22</sub>/MWh sur 2036-2040.

Conformément à la méthode retenue dans le Rapport 2020, les recettes issues des services systèmes sont déjà intégrés au niveau des coûts de production, et n'ont donc pas à être déduites du coût complet lors du passage au prix.

**En application de cette méthode, la CRE retient un prix du ruban d'électricité nucléaire, fondé sur le coût complet calculé par la CRE, de 56,7 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, 55,1 €<sub>22</sub>/MWh sur 2031-2035, et 53,2 €<sub>22</sub>/MWh sur 2036-2040.**

**Le prix du ruban d'électricité nucléaire fondé sur le coût comptable de production est de 53,8 €<sub>22</sub>/MWh sur la période 2026-2030, 52,5 €<sub>22</sub>/MWh sur 2031-2035, et 50,8 €<sub>22</sub>/MWh sur 2036-2040.**

