



*Contribution de l'Institut Sapiens à la mission
parlementaire sur le prix de l'électricité, la
compétitivité des entreprises et l'action de l'Etat*

Mai 2025

Par François HENIMANN

**Directeur de l'Observatoire Energie – Climat
de l'Institut Sapiens**

Avant propos

Les prix de l'électricité en France sont une composante majeure du pouvoir d'achat des français et de la compétitivité des entreprises. Ils ont augmenté de 45 % entre 2021 et 2024, conséquence d'une crise énergétique ayant propulsé les prix de marché à des sommets en 2022, sous le double effet de l'envolée du prix du gaz et d'un déficit de production nucléaire et hydraulique.

Si le gouvernement a limité les effets pour les particuliers et les TPE en 2022, c'est au prix d'un bouclier tarifaire ayant coûté plus de 30 Md€ d'argent public en 2022 et 2023, et il n'a pu éviter un rattrapage des prix en 2023 et 2024. Les entreprises ont subi brutalement l'augmentation des prix de marché, bien que tempérée par la présence de 45 % d'électricité nucléaire dans leur facture (dispositif ARENH¹ institué par la loi NOME²), et un dispositif amortisseur très partiel.

Cette étude analyse ces évolutions, avec une conclusion qui rejoint le rapport de la Cour des Comptes publié en mars 2024 : la double régulation amont (ARENH) et aval (TRVE³) ne permet pas d'obtenir des prix pour le consommateur reflétant les fondamentaux des prix de production nationaux (à plus de 80 % nucléaire et hydraulique) : sur la période 2022-2023, la facture globalement acquittée par les clients et les contribuables excède de 37 Md€ les coûts de production nationaux, la composante énergie excédant de 45 % ces coûts.

De son côté, le TRVE constitue une illusoire protection du consommateur, car son mode de calcul, basé à 55 % sur le prix de marché pour permettre aux fournisseurs de proposer des offres inférieures, fait qu'il représente un plafond du marché, comme l'a souligné UFC-Que Choisir : la part de marché du TRVE ne représente plus que 54 % en 2024.

Certes, les prix de l'électricité ont diminué de 15 % dès 2024 (le TRVE en février 2025) en raison de prix de marché à terme en France revenus à des niveaux proches des coûts de production (60 à 70 €/MWh), mais une double menace pèse pour l'avenir :

- Le dispositif ARENH vient à échéance, et le prix de l'électricité dépendra à 100 % des prix de marché à partir de 2026, qui sont très sensibles à la volatilité des prix spots, et en particulier au coût marginal de la production au gaz. Il n'y aura aucun lien direct avec les coûts de production en France, avec pour seule protection un « versement nucléaire universel », issu du produit d'une taxe sur la production nucléaire d'EDF, au-dessus de niveaux excédant largement les coûts de production.
- Le projet de PPE 3⁴ prévoit sur la période 2025 - 2035 un développement à marche forcée des productions solaires et éoliennes intermittentes, avec une multiplication par 3,5 de la production (de 70 TWh en 2024 à plus de 250 TWh)

Notre analyse montre que le prix de l'électricité, aussi bien pour les particuliers, que pour les entreprises, est exposé à une augmentation significative dans les prochaines années (horizon 2030 / 2035), de l'ordre de 25 à 30 %, ainsi qu'à un manque de visibilité, pour les raisons suivantes :

¹ ARENH : Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique, voir annexe 2

² Loi NOME du 7 décembre 2010 : Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité, voir annexe 2

³ TRVE : Tarif Régulé de Vente d'Electricité

⁴ PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Energie, décret pris en application de la loi sur l'Energie.

- Toutes choses égales par ailleurs, la fin du dispositif ARENH va provoquer une augmentation du coût de la composante énergie dans la facture des consommateurs de l'ordre de 20 %, sans pour autant procurer à EDF une garantie de prix permettant de financer à coût optimal les investissements de prolongation de la durée de vie du parc nucléaire et son renouvellement.
- Le développement à marche forcée des ENR intermittentes prévu dans le projet de PPE 3, qui n'offre aucune sécurité d'alimentation, va fragiliser le système électrique français, au détriment de la production du parc nucléaire, dont le coût complet de production unitaire va augmenter sensiblement. Il va de plus générer des augmentations très importantes du tarif d'utilisation du réseau (50 % par rapport au niveau de 2022) et de la taxe accise sur l'électricité (80 %). Le rythme de développement des ENRi avec priorité d'injection sur le réseau, tel qu'il est programmé dans la PPE 3, génère de façon directe et indirecte une charge annuelle globale de l'ordre de 20 Md€ par an, se répartissant en 3 composantes de poids similaire : perte de production nucléaire, dépenses réseau, et subvention par la fiscalité.

Face à cette situation, l'Institut Sapiens propose à la mission parlementaire sur le prix de l'électricité, la compétitivité des entreprises et l'action de l'Etat, dont les rapporteurs sont les députés Philippe Bolo et Maxime Laisney, les 2 orientations suivantes :

- Réformer la loi NOME pour instituer dans une loi NOME II la production nucléaire centralisée d'EDF comme « bien public essentiel », afin que les consommateurs français bénéficient dans leur facture de sa compétitivité et de sa stabilité, en proportion de sa part dans le mix de production national. Cela suppose de corriger les défauts du système ARENH :
 - prix régulé de cession représentatif dans la durée du coût complet de production, investissements compris,
 - conditions d'accès pour les fournisseurs : obligation d'enlèvement des quantités souscrites, sécurisation de leur sourcing hors nucléaire à long terme pour la fourniture de leurs clients.

Cette loi NOME II devra aussi intégrer les dispositions de nature à régler le conflit avec l'UE sur la mise en concurrence des concessions hydrauliques, en fonction des conclusions de la mission d'information parlementaire ad'hoc.

- Réviser le projet de PPE 3, pour ce qui concerne le développement des ENRi et en donnant la priorité au développement du nouveau nucléaire.

La France a déjà atteint, avec 25 GW de solaire et 25 GW d'éolien le seuil admissible d'insertion des ENRi avec priorité d'injection sur le réseau, et le développement futur de ces énergies doit s'opérer en fonction de l'augmentation de la consommation d'électricité et de sa flexibilité, sans aggraver le niveau de modulation de la production nucléaire.

Leur compétitivité réelle doit s'apprécier en intégrant le coût de leur intégration dans le système électrique causé par leur intermittence.

Ces 2 orientations doivent permettre de stabiliser dans la durée le prix de l'électricité, et de créer les conditions pour un financement à coût optimisé des investissements dans le parc nucléaire (prolongation de durée de vie et renouvellement).

Leur mise en œuvre nécessitera une négociation avec l'Union Européenne, sur le volet de la réforme du marché de l'électricité (où le risque de position dominante d'EDF sera inévitablement mis sur la table par la Commission UE), ainsi que sur le volet de la décarbonation de l'énergie, où la France est légitime à imposer une neutralité technologique pour les moyens de production d'électricité décarbonée, en donnant la priorité au nucléaire et à l'hydraulique, le solaire et l'éolien venant en complément.

La structure du prix de l'électricité et son évolution de 2021 à 2025

La facture d'électricité comporte 4 composantes : le coût de la fourniture d'électricité, celui de son acheminement au point de consommation, les coûts commerciaux, et les taxes.

Le coût de la fourniture de l'électricité

L'électricité est produite en France, avec un solde exportateur récurrent de l'ordre de 10 % d'une production s'élevant à 540 TWh, sauf en 2022 où la production nucléaire s'est écroulée de 370 TWh à 280 TWh (et 310 TWh en 2023), conséquence du défaut générique de corrosion sous contrainte.

Cependant la France n'est pas auto-suffisante pendant la période hivernale, la puissance installée pilotable n'étant pas suffisante pour couvrir les pointes de consommation. Ceci est la conséquence de la fermeture de centrales thermiques au fioul et au charbon dans les années 2010, et de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2020. Pour se chauffer, la France fait donc appel à ses voisins, en particulier à l'Allemagne, celle-ci ayant soigneusement conservé, voire continué à développer un parc de production charbonnier excédentaire.

La production nucléaire a le potentiel pour être un élément stabilisateur du coût de fourniture à hauteur d'environ 65 % du volume de consommation, avec un volume de production stable et prévisible (or alea technique tel que la corrosion sous contrainte), à un coût également prévisible, ne dépendant que de marginalement du coût du combustible.

La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité), en vigueur depuis mi 2011, a prévu qu'EDF, en contrepartie d'un monopole confirmé sur la production nucléaire, mette à disposition des autres fournisseurs d'électricité, sous le contrôle de la CRE, un volume d'électricité nucléaire correspondant aux besoins de leur portefeuille de clients, en fonction de ce que représente la production nucléaire dans la consommation totale des consommateurs finals (voir annexe 2).

Mais, en raison du plafonnement de l'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) à 100 TWh, facturé à perte par EDF à ses concurrents au prix de 42 €/MWh, **l'électricité nucléaire ne représente que 45 % du prix de vente sur la période 2021 - 2025** : cela aussi bien dans le tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE), que dans les offres de marché des fournisseurs. Cela est une conséquence de la progression des parts de marché des fournisseurs alternatifs, qui, en 2024, a atteint 43% .

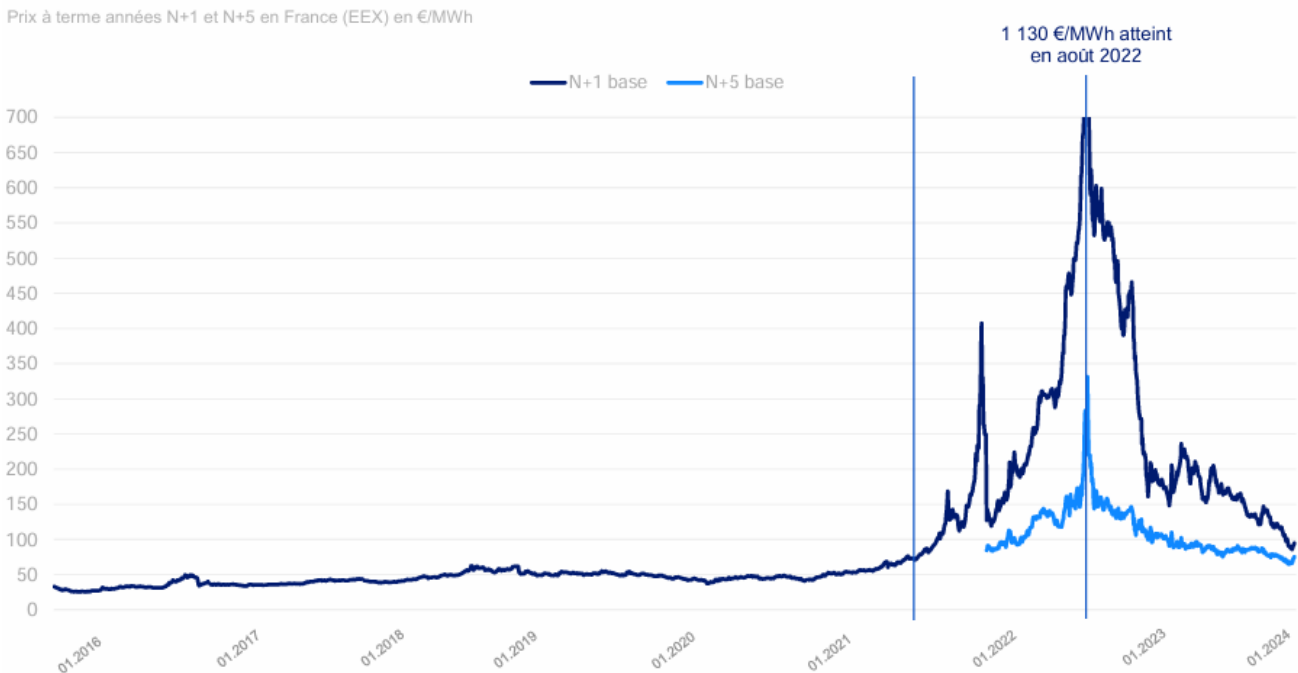
EDF pourrait dans les offres de marché proposer des tarifs avec plus de nucléaire, mais il n'y a aucun intérêt et s'aligne sur les offres de ses concurrents. Les industries électro-intensives bénéficient cependant d'un accès direct à une proportion supérieure d'électricité nucléaire, via des contrats de type PPA (Power Purchase Agreement) hors marché.

Comme l'a fait remarquer UFC-Que Choisir ⁵, l'écèlement de l'ARENH est la cause principale de l'augmentation du coût de fourniture d'électricité.

⁵ <https://www.quechoisir.org/action-ufc-que-choisir-prix-de-l-electricite-explosion-des-factures-la-necessite-d-une-nouvelle-regulation-en-toute-transparence-n91434/?dl=79032>

Pour qu'un déplafonnement du volume de l'ARENH soit supportable financièrement par EDF, il faudrait relever le prix du MWh ARENH au niveau de son coût complet (environ 60 € en 2022⁶), ce qui est explicitement prévu dans la loi NOME, mais les gouvernements successifs depuis 2012 ont systématiquement refusé de le faire, ce qui a conduit à l'endettement massif d'EDF.

Sur la période 2021 - 2025, le coût de la fourniture d'électricité est donc exposé à 55 % au prix à terme du marché de gros ⁷, qui a explosé à partir de septembre 2021, étant influencé par l'évolution du coût marginal de production au gaz, dont le prix a atteint des sommets en 2022, ainsi que par le déséquilibre offre / demande, résultant de la chute de la production nucléaire en 2022 :



Source EDF résultats 2023

Pour lisser les évolutions de coût de fourniture au prix de marché dans le TRVE, la CRE prend en compte une moyenne sur les 2 dernières années, ce qui provoque un effet retard dans le calcul de ce coût, dont les résultats sont, compte-tenu de la pondération avec l'ARENH :

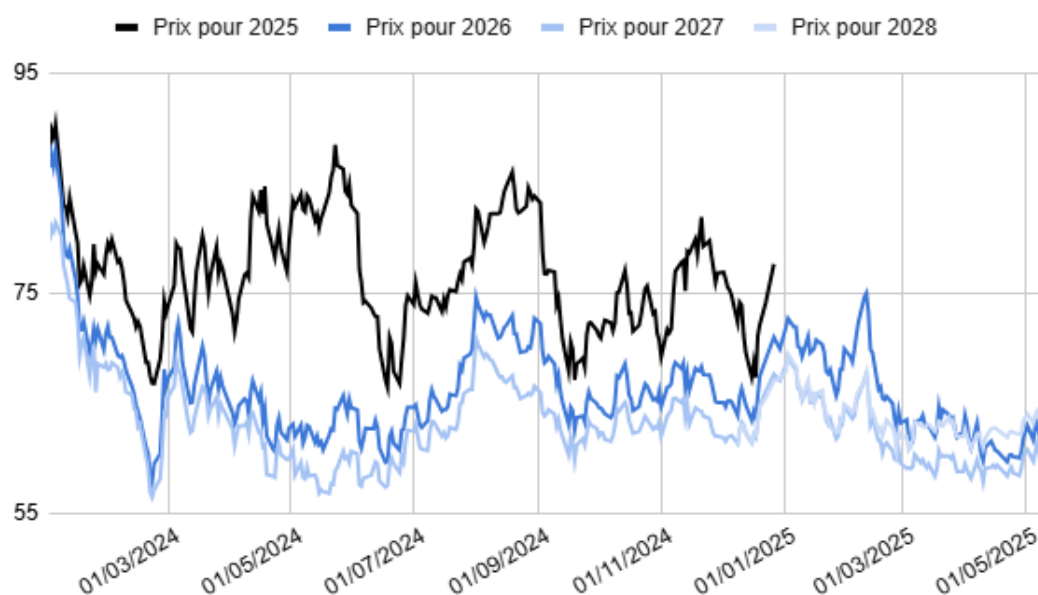
Coût de fourniture en €/MWh	2021	2022 (*)	2023	2024	2025
Coût de fourniture calculé pour le TRVE	49,4	112	238	124,9	78,8
Prix de marché moyen pris en compte	55,5	169,3	398,4	192,7	108,9

(*) plafond de l'ARENH porté à 120 TWh

Au cours de l'année 2024, le prix à terme de l'électricité sur le marché pour 2025 (ruban de base) oscillait autour de 75 €/MWh, et, actuellement, les prix pour 2026 à 2028 se situent autour de 60 €/MWh. Voir graphique ci-dessous :

⁶ [CRE Rapport couts nucleaire 2023.pdf \(ecologie.gouv.fr\)](#)

⁷ Imaginons un prix de gros à 100 €/MWh, le prix de fourniture pris en compte dans le TRVE sera de $0,45 \times 42 + 0,55 \times 100 = 74$ €/MWh



Prix de l'électricité France baseload (bandeau 24/24) pour la livraison sur les années 2024 à 2027.

Le coût d'acheminement de l'électricité

Il s'agit des coûts de transport d'électricité (RTE), et de distribution (essentiellement ENEDIS), qui sont 2 activités régulées. Ces coûts sont traduits dans le Tarif d'Utilisation des Réseaux d'Electricité (TURPE).

Le montant du TURPE augmente en fonction de l'évolution des charges d'exploitation (OPEX) et de l'inflation, du coût d'achat des pertes réseau par RTE et ENEDIS (de l'ordre de 36 TWh par an), et du financement des investissements, dont ceux du raccordement des parcs éoliens et solaires et des interconnexions, ou encore des bornes de recharge véhicules électriques.

Ce montant a progressé dans le TRVE de 54,3 €/MWh en 2021 à 69,8 €/MWh en 2025, soit une augmentation de 28,5 %.

Il faut noter en particulier que la CRE a autorisé dans le cadre du calcul du TURPE pour la période 2025-2028 :

- ENEDIS à investir en moyenne 6,4 Md€ par an, contre 4,6 Md€ en 2023, soit +39 % (dont augmentation pour raccordement des ENR et bornes recharges rapides Véhicules électriques pour 1,2 Md€ par an)⁸
- RTE à investir en moyenne 4,9 Md€ par an, contre 2,1 Md€ en 2023, soit +233 % (dont raccordement éolien en mer pour 1,5 Md€ par an)⁹

⁸ [Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 7 HTA-BT\)](#)

⁹ [Délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#)

Ces flux supplémentaires d'investissements considérables (4,6 Md€/an au total), rapportés aux volumes acheminés, représentent en moyenne un besoin de financement additionnel de 13 €/MWh, ce qui explique l'essentiel de l'augmentation du TURPE.

Les coûts commerciaux

Ils correspondent aux données communiquées par EDF : pour le TRVE 2024, 18 €/MWh, dont 5,7 €/MWh pour les Certificats d'Economie d'Energie (CEE) et 4,1 €/MWh de marge commerciale.

Les taxes

La CTA (contribution tarifaire d'acheminement), contribuant au financement des retraites des anciens salariés des IEG, s'élève à 22 % de la part fixe du TURPE, soit de l'ordre de 5 €/MWh.

La TVA : 5,5 % sur la part fixe et la CTA, 20 % sur la part variable et l'accise sur l'électricité, le taux devenant unique à partir de 2025.

L'accise sur l'électricité regroupe les taxes locales et l'ex CSPE (Charges de Service Public de l'Electricité), qui correspond principalement au financement du surcoût de production et de la transition énergétique dans les îles (Corse et DOM TOM) et de la subvention des énergies renouvelables, dont celui des ENRi éolien et solaire, dans le cadre des contrats d'obligation d'achat par EDF et des contrats pour différence (prix minimum garanti).

Le tableau ci-dessous récapitule les montants des charges de service public de l'électricité publiées par la CRE de 2021 à 2025 :

CSPE en M€	2021	2022	2023	2024	2025 (prev.)
Eolien terrestre	200	-2 317	-3 423	192	228
Eolien en mer		-15	-36	311	596
Solaire PV	2 276	1 104	-156	2 119	2 821
s/total ENRi	2 476	-1 228	-3 615	2 622	3 645
Autres ENR électriques (bioénergies, hydraulique)	478	-627	-380	557	617
Cogénération électricité / chaleur	654	660	-252	309	588
Injection biométhane	222	79	788	1 122	1 182
Soutien aux Zones Non Interconnectées	2 192	2 486	2 429	2 427	3 019
Autres charges	100	172	136	190	-172
TOTAL	6 122	1 542	-894	7 227	8 879

En 2022 et 2023, le niveau prix spot pris comme référence pour le calcul de la subvention aux ENRi a nettement dépassé celui du prix garanti dans la plupart des contrats de soutien, ce qui explique les remboursements nets des producteurs à l'Etat (il y a eu un effet report des remboursements dus au titre de 2022 sur 2023, en raison d'un plafonnement sur 2022 qui a été supprimé par une loi de finances).

Cela a permis au gouvernement de ramener la taxe accise sur l'électricité à 1 €/MWh en 2022 et 2023.

Les subventions aux énergies renouvelables intermittentes électriques sont évaluées par la CRE à environ 3,6 Md€ pour 2025 (dont 2,8 Md€ pour le solaire), ce qui représente environ 11 €/MWh sur la facture des particuliers.

Les entreprises, en particulier les industries électro-intensives, bénéficient d'un taux réduit, voire d'une exonération de la taxe accise sur l'électricité.

L'évolution du tarif régulé de vente d'électricité (TRVE) depuis 2021 :

L'évolution des différentes composantes du prix est résumée dans le tableau ci-dessous :

montants en € / MWh	01/08/2021	01/02/2022	01/02/2023	01/02/2024	01/02/2025
TRVE TTC	194,5	203,5	234,6	281,4	239,0
TVA et autres taxes (1)	43,4	42,6	40,0	47,9	41,0
Accise électricité (ex TICFE)	22,5	1,0	1,0	21,0	33,7
TRVE HT	128,6	159,9	193,6	212,5	164,3
TURPE (acheminement électricité)	54,3	54,3	57,1	62,6	69,8
commercialisation + capacité + rattrapage	24,9	19,9	42,5	25,0	15,7
Energie	49,4	85,7	94,0	124,9	78,8
Energie calculé par la CRE	49,4	112,0	238,0	124,9	78,8
coût du bouclier tarifaire (2)	0	26	144	0	0
(1) : avant 2023, la taxe départementale (9,9 €/MWh) s'ajoutait au montant de la TVA. Depuis 2023, elle est intégrée à l'accise sur l'électricité (auparavant TIFCE)					
(2) seul EDF est habilité à commercialiser le TRVE, Mais tous les fournisseurs fournissant sur le marché de détail (contrats jusqu'à 36 kVA), y compris EDF, perçoivent la même compensation au titre du bouclier tarifaire.					
sources : résultats annuels EDF et délibérations CRE					

Globalement, entre août 2021 et février 2024, le TRVE TTC a augmenté de 45%, puis a diminué de 15 % au 1^{er} février 2025. L'augmentation résiduelle de 23 % s'explique au 2/3 par la composante énergie, et 1/3 par l'augmentation du TURPE

En 2022, et surtout en 2023, le niveau du TRVE publié par décret se situe nettement en-dessous de celui calculé par la CRE, la différence étant comblée par le « bouclier tarifaire » versé en compensation aux fournisseurs pour tous les contrats sur le marché de masse.

L'annexe 1 donne une analyse des évolutions pour chaque année, et leurs conséquences financières pour les acteurs : consommateurs, EDF, autres fournisseurs et Etat.

Le Tarif Régulé de Vente de l'Electricité constitue une fausse protection du consommateur, et provoque des effets d'aubaine pour les acteurs.

La cour des Comptes a publié en mars 2024 un rapport analysant les mesures exceptionnelles prises face à l'augmentation des prix de l'énergie, qui corrobore l'analyse ci-dessus pour l'électricité ¹⁰. La Cour note en particulier que :

- La double régulation amont (ARENH) et aval (TRVE) instituée par la loi NOME ne permet pas d'obtenir des prix de détail reflétant les fondamentaux des coûts de production nationaux.

¹⁰ [20240315 Mesures-exceptionnelles-lutte-contre-hausse-prix-energie.pdf \(ccomptes.fr\)](#)

- Sur la période 2022-2023, la facture globalement acquittée par les clients et les contribuables excède de 37 Md€ les coûts de production nationaux, la composante énergie du tarif excédant de 45 % ces coûts de production.

Cela est dû, d'une part à une régulation amont (électricité nucléaire) éloignée de la réalité, avec un prix de vente à perte insupportable pour EDF, associé à un volume de nucléaire répercuté dans la facture très insuffisant, et d'autre part à la mise en place d'une concurrence factice qui doit permettre à un fournisseur pur trader, n'ayant ni investi dans des moyens de production, ni conclu des contrats d'achat à long terme d'électricité avec un producteur d'être compétitif sur le marché aval par rapport au TRVE (c'est le « principe de contestabilité », condition imposée par la Commission UE et les autorités de la concurrence).

Dès que le prix de marché à terme pris en compte (lissage sur 2 ans) dépasse un niveau de l'ordre de 120 €/MWh, le niveau du TRVE est ainsi structurellement calculé par excès par rapport aux coûts moyens de production français, pour sa composante approvisionnement, ce qui procure des effets d'aubaine pour les principaux producteurs et acteurs du marché de gros : c'est ce qui s'est passé en 2023 et 2024 (voir annexe 1).

Le TRVE représente donc un prix plafond du marché de masse aval, comme l'a souligné UFC-Que Choisir, ce qui explique que sa part de marché en 2024 n'atteint plus que 54 % selon la CRE ¹¹.

Et, après le répit de 2025, la situation deviendra potentiellement encore plus critique à partir de 2026 en cas de nouvelle crise, avec la fin du dispositif ARENH fin 2025, la CRE ayant proposé de faire reposer 100 % du coût de la fourniture du TRVE sur le prix de marché.

Prospective pour l'année 2026 et les années ultérieures

Le coût de la fourniture de l'électricité

Le dispositif ARENH prenant fin, le prix de l'électricité dépendra à 100 % des conditions de marché pour la composante fourniture, comme l'a proposé la CRE.

Seuls les plus gros industriels électro-intensifs (pour un volume de consommation de l'ordre de 40 TWh) ont la possibilité de négocier hors marché avec EDF des « Contrats d'Allocation de Production Nucléaire » (CAPN) de long terme, dans lequel le prix du MWh nucléaire est ajusté en fonction d'une participation de l'industriel aux investissements nucléaires (« avance en tête ») et d'un partage des risques : le premier protocole d'accord sur ce type de contrat vient d'être signé sur 10 ans entre EDF et Aluminium Dunkerque (plus gros consommateur français avec 4 TWh/an)

La seule protection des autres consommateurs contre une nouvelle envolée des prix de marché à terme proviendra le cas échéant du produit d'une taxe sur les revenus de la production nucléaire d'EDF, instituée par l'article 4 de la loi de finances, et applicable au 1^{er} janvier 2026 :

- EDF évaluera selon une méthode à définir, sous contrôle de la CRE, les revenus provenant « des transactions relatives à l'électricité et qui peuvent être imputés à l'utilisation de combustible nucléaire », pour tout type de contrat de vente aval (TRVE, offres marché et

¹¹¹¹ [Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel : 4e trimestre 2024](#)

contrats à long terme type PPA ou CAPN), ce qui donnera, rapporté au volume de production nucléaire, un prix moyen de commercialisation exprimé en €/MWh.

- La CRE évalue au moins tous les 3 ans les coûts complets de la production nucléaire (travail en cours d'actualisation, la présidente de la CRE a annoncé lors d'un colloque au Sénat en mars dernier un ordre de grandeur de 65 €/MWh en € 2025, incluant les investissements de grand carénage et l'EPR de Flamanville)
- Au-delà d'un « seuil de taxation » se situant de 5 à 25 €/MWh au-dessus du coût complet (soit 70 à 90 €/MWh), EDF reversera à l'Etat 50 % de la différence avec le prix de commercialisation.
- Au-delà d'un seuil « d'écèlement » se situant de 35 à 65 €/MWh au-dessus du coût complet (soit 100 à 130 €/MWh), EDF reversera à l'Etat 90 % de la différence avec le prix de commercialisation.

Le produit de la taxe versée par EDF sera utilisé pour minorer les prix des contrats de vente aval sur le marché et du TRVE, au moyen d'un **«versement nucléaire universel »** aux fournisseurs, qui devront le répercuter sur les factures de leurs clients.

Pour fixer les idées, EDF a commercialisé 379 TWh en 2024 ¹² :

- 102 TWh au TRVE, dont 44 TWh évalués au prix de l'ARENH
- 123 TWh au prix de l'ARENH : 100 TWh à ses concurrents et 23 TWh à ENEDIS et RTE pour les pertes réseau
- 117 TWh sur des offres au prix de marché, dont 66 TWh évalués au prix de l'ARENH
- 37 TWh sur des contrats long terme hors marché type PPA

Pour une production nucléaire de 362 TWh, 233 TWh ont été commercialisés par EDF au prix de l'ARENH, et 129 TWh en fonction des conditions de marché et des contrats de long terme, en France et sur le marché européen.

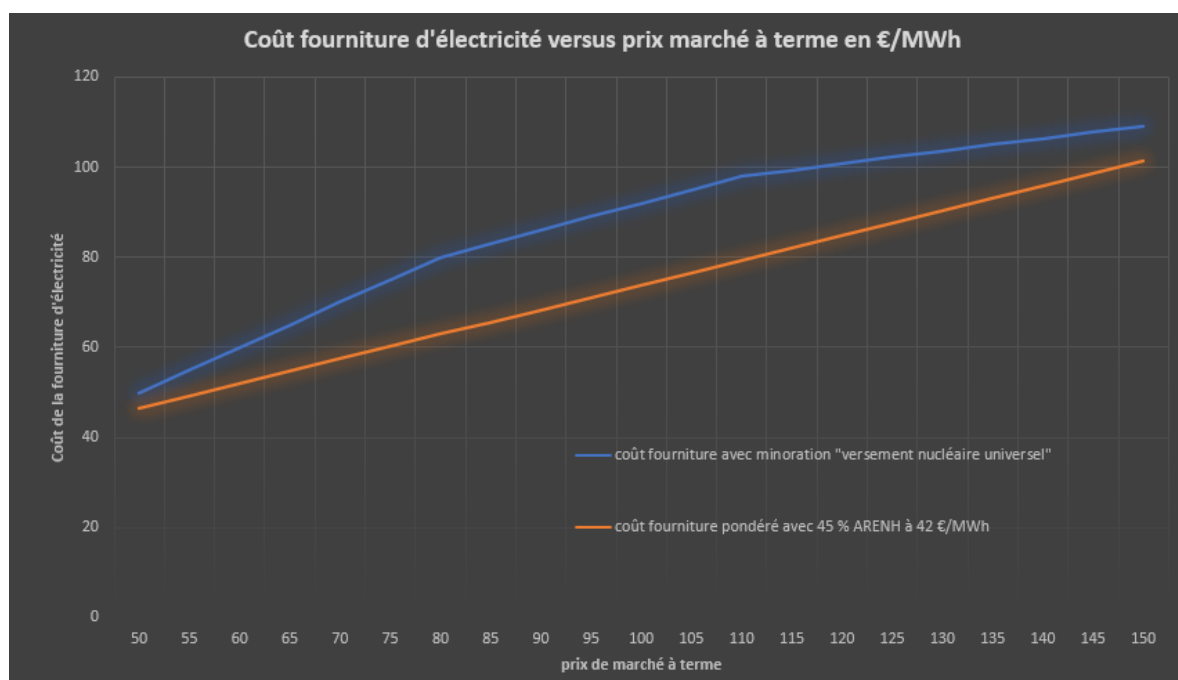
Les autres fournisseurs ont commercialisé de l'ordre de 220 TWh, avec un sourcing nucléaire de 45 %.

Simulation de la conséquence sur coût de la fourniture en fonction du prix du marché à terme en 2026 pour un contrat sur le marché de masse et le TRVE :

- Application de l'article 4 de la loi de finances (taxe production nucléaire)
- Application de l'ARENH à 42 €/MWh plafonné à 100 TWh : situation jusqu'à 2025

Les seuils de taxation et d'écèlement retenus sont respectivement de 80 €/MWh et 110 €/MWh, le prix de commercialisation du nucléaire est assimilé au prix de marché à terme (avec un volume annuel de 380 TWh), et le volume de vente des contrats aval est estimé à 439 TWh, tous fournisseurs confondus.

¹² <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2025-03/resultats-annuels-edf-2024-presentation-2025-03-07.pdf>



Prix de marché à terme en €/MWh	60	80	110	150
Taxe nucléaire payée par EDF en M€	0	0	5.700	19.400
Coût fourniture électricité après reversement nucléaire universel en €/MWh	60	80	97	106
Coût fourniture pondéré avec 45 % ARENH à 42 €/MWh (situation actuelle)	51,9	62,9	79,4	101,4
Différence en %	16 %	27 %	22 %	5 %

Conséquences du système adopté par EDF et le gouvernement, et voté dans le cadre de la loi de finances :

- Le coût de fourniture, à prix de marché à terme équivalent, est de 5 à 27 % plus élevé que dans la situation actuelle de la loi NOME. Cela est en phase avec l'étude publiée par UFC-Que choisir en février 2025, estimant l'augmentation moyenne à 19 %.
- Il y a de plus un problème de temporalité, car, sauf à préfinancer et reverser aux fournisseurs une taxe nucléaire anticipée en cas d'augmentation des prix de marché au-delà des seuils de taxation, l'Etat ne pourra minorer le prix des contrats aval que l'année n+1.
- La taxe nucléaire atteint rapidement des montants très significatifs : près de 6 Md€ pour 110 €/MWh, et 19 Md€ pour 150 €/MWh. Il s'agit donc d'un système de redistribution étatique massif en cas de nouvelle crise énergétique provoquée par une augmentation sensible du prix du gaz (compte-tenu du prix du carbone et du rendement de 50 % des centrales à gaz, un prix du gaz de 50 €/MWh correspond à un prix de l'électricité de l'ordre de 150 €/MWh).
- Ce système ne procure à EDF aucune garantie de revenu quand les prix de marché chutent en-dessous du coût complet du nucléaire, ce qui va augmenter le coût du financement des investissements.

Ces inconvénients ont été mis particulièrement en évidence, lors de la table ronde sur l'électricité organisée par les commissions des Finances et de l'Economie de l'Assemblée Nationale le 21 mai dernier, par F Roubanovitch, président de la CLEE (association des grands consommateurs d'énergie), qui considère que le dispositif mis en place, issu de l'accord EDF-Etat de novembre 2023, « présente les mêmes défauts que l'ARENH, et aucun de ses avantages ».

La CLEE demande que la période de calme actuel sur le marché à terme de l'électricité soit mis à profit pour définir une véritable régulation post ARENH eurocompatible, dans le cadre d'une concertation.

Risque lié la PPE 2025-2035 sur le volume et le coût de la production du parc nucléaire

Ce risque se matérialise par une augmentation incontrôlée de la modulation de la production du parc nucléaire, qui doit faire de la place à la production solaire et éolienne, qui bénéficie d'une priorité d'injection sur le réseau.

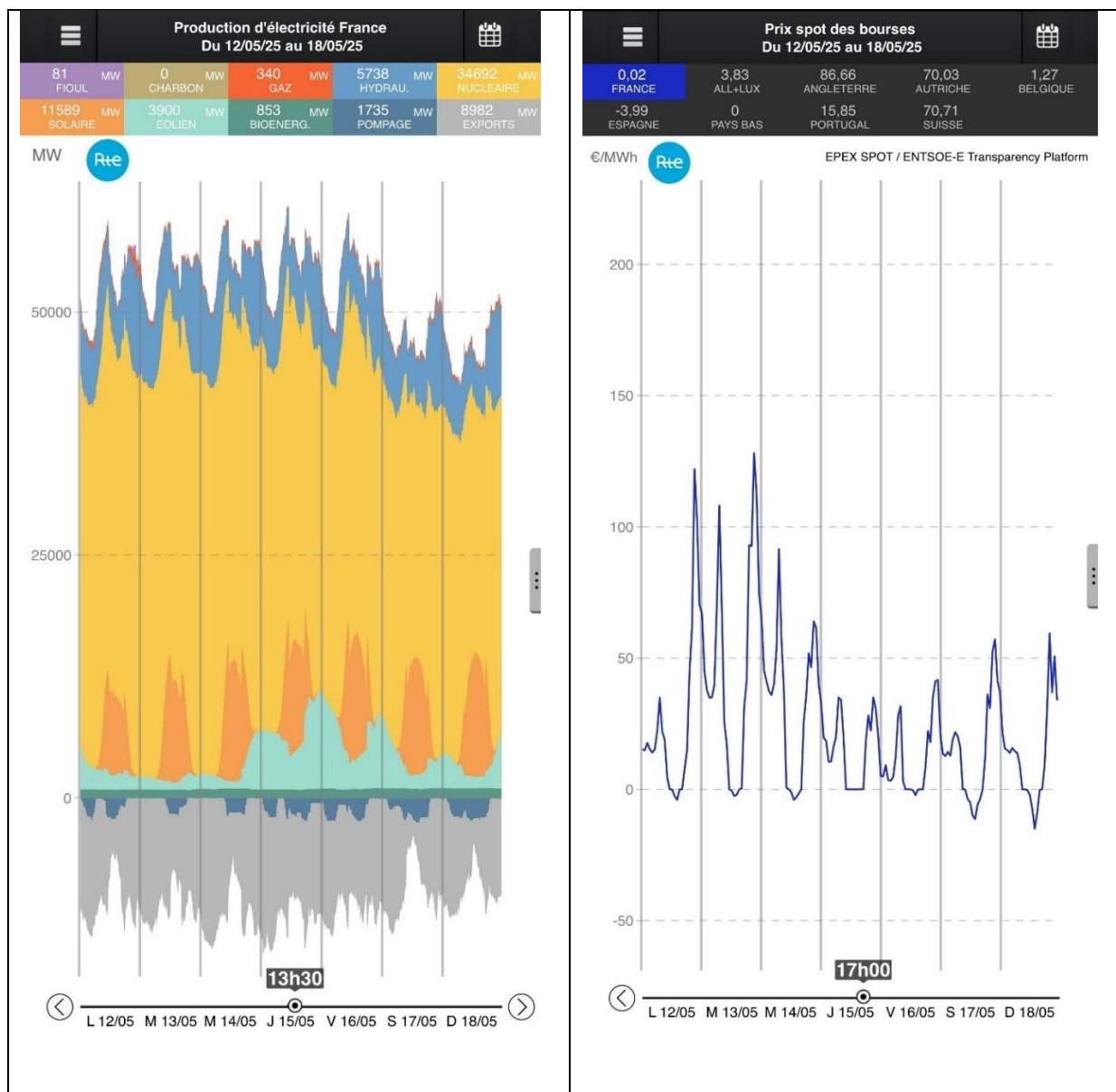
L'inspecteur général de la sûreté nucléaire d'EDF, dans un rapport publié en février 2025 ¹³, a mis en exergue que : *« L'arrivée massive de nouvelles sources d'électricité renouvelables (EnR), à la fois intermittentes et prioritaires sur le réseau, a multiplié les variations de charge. Elles ne sont pas sans risque sur la sûreté du système électrique (dont le black out) ni sans contrainte sur le fonctionnement de nos installations. À long terme, elles remettent en cause le modèle économique ».*

Dès 2024, ces variations de charge quotidiennes ont représenté une perte de production nucléaire de 30 TWh pour une production réelle de 362 TWh, soit une diminution du facteur de charge du parc de 5,5 %, alors que la production éolienne et solaire a atteint 70 TWh : le coût de la production nucléaire reposant à plus de 90 % sur des coûts fixes, cela représente une perte de valeur d'environ 1,8 Md€, et un impact sur le coût du MWh nucléaire de l'ordre de 5 €/MWh.

Dans le même temps, cette arrivée massive d'ENRi provoque une prolifération des épisodes de prix spot négatif, le total représentant 147 heures en 2023, et 359 heures en 2024 (sur 8.760 heures dans l'année). Sur la base des données publiées par la CRE ¹⁴, on constate que les épisodes de prix spot négatif sont devenus quasi quotidiens depuis le 30 mars dernier, sur tout ou partie de la plage 10 h-17 h correspondant à la « cloche solaire », et atteignent 100 h cumulées au 30 avril : il est donc probable que le nombre d'heures progressera encore en 2025, principalement en raison de la production solaire d'un parc existant de 25 GW, et cela malgré la modulation quotidienne en baisse de 5 à 10 GW de la production nucléaire, l'écrêtement quotidien à environ 12 GW de la production solaire, et 2 à 3 GW de stockage hydraulique dans les STEP. Voir par exemple les graphiques sur RTE ECO2mix pour la semaine du 12 au 18 mai :

¹³ [Rapport-IGSNR-2024.pdf](#)

¹⁴ [Publication donnees CR.xlsx](#)



Dans ces conditions, la programmation dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE3) d'un triplement de la puissance installée du parc solaire, de la continuation du développement du parc éolien terrestre au rythme de 2 GW par an, et d'un objectif de 18 GW d'éolien maritime d'ici 2035 n'apparaît pas soutenable, dans un modèle technico-économique allouant une priorité d'injection à ces productions intermittentes, ce qui est clairement au détriment de la performance du parc nucléaire dans le système électrique français.

Même si des progrès vont intervenir dans la flexibilité pour déplacer de la consommation vers les heures méridiennes dans les 2 prochaines années (la CRE va établir des heures creuses pendant les heures méridiennes), **il apparaît que, avec 25 GW de solaire et 25 GW d'éolien en service, le système électrique français a d'ores et déjà atteint la limite acceptable d'intégration d'ENRi avec priorité d'injection, tant sur le plan technique que sur le plan économique.**

Dans le projet de la PPE3¹⁵, la production ENRi à l'horizon 2035 représente de 250 à 280 TWh, contre 70 TWh produits en 2024 : si cette programmation à marche forcée est maintenue en

¹⁵ [02_projet_de_ppe_3.pdf](#)

l'état, cela se fera au prix d'une modulation accrue de la production nucléaire pour faire de la place à la production éolienne en demi-saison et lors des périodes de redoux de novembre à mars ¹⁶, et à la production solaire d'avril à octobre.

En effet, l'électrification des usages (véhicule électrique et transfert modal vers le ferroviaire pour le transport, pompes à chaleur et géothermie pour le chauffage des bâtiments, process industriels et hydrogène bas carbone) ne pourra se développer au même rythme effréné, sans compter que ces productions ENRi ne sont d'aucun secours pour contribuer au chauffage des bâtiments lors des périodes de froid intense.

Prenons pour hypothèse une modulation forcée de la production nucléaire progressant de 30 à 100 TWh, ce qui ramènerait la production nucléaire à environ 310 TWh, proche du niveau de 2022, handicapé par la crise de la « corrosion sous contrainte » : toutes choses égales par ailleurs, cette hypothèse se traduirait par un coût complet du nucléaire passant de 65 à 80 €/MWh.

Quelque soit le mode de régulation choisi, la pondération du prix de marché par la production nucléaire en serait amoindrie en volume et en niveau.

De plus cela ne serait pas sans effet sur le niveau des prix dans les offres de marché, en raison des risques perçus sur la fiabilité du système électrique français et le renchérissement du coût de la production nucléaire, ainsi que sur le manque de visibilité dû à une exposition totale au prix de marché : cela se traduit dans nos simulations par l'ajout d'une prime de risque que nous avons fixée à 15 €/MWh (au niveau de l'augmentation du coût du MWh nucléaire), mais qui pourrait s'avérer plus élevée.

Heureusement, cette programmation fait l'objet d'un réexamen, après la déclaration du PM lors du débat à l'Assemblée Nationale le 29 avril dernier, au cours duquel F Bayrou a fixé les critères de choix en matière énergétique et de mix électrique : énergie abondante, compétitive, décarbonée, et souveraine.

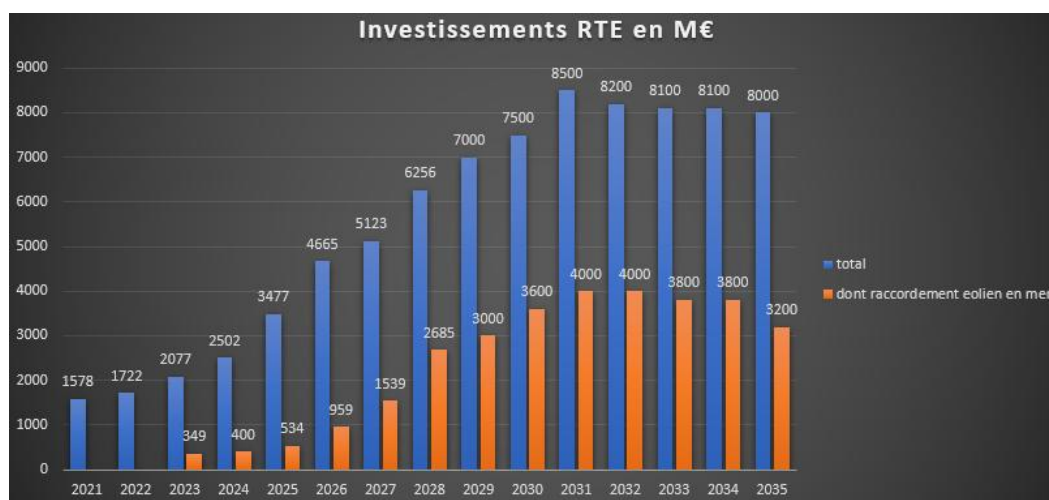
Le coût d'acheminement de l'électricité

Le montant du TURPE, qui a déjà progressé de 28,5 % depuis 2021 (voir plus haut), continuera à être impacté par les très hauts niveaux d'investissements prévus par RTE (8 Md€/an à partir de 2030) et ENEDIS.

RTE a présenté un schéma décennal de développement des réseaux¹⁷ aligné sur le projet de PPE3, qui, en complément des investissements déjà intégrés par la CRE pour la période 2025-2028, conduit au diagramme suivant (en € courants, puis € 2025) :

¹⁶ [Fonctionnement-du-systeme-electrique-francais-hiver-2024-2025-relu-WF.pdf](#)

¹⁷ [SDDR2025-rapport-complet_1.pdf](#)

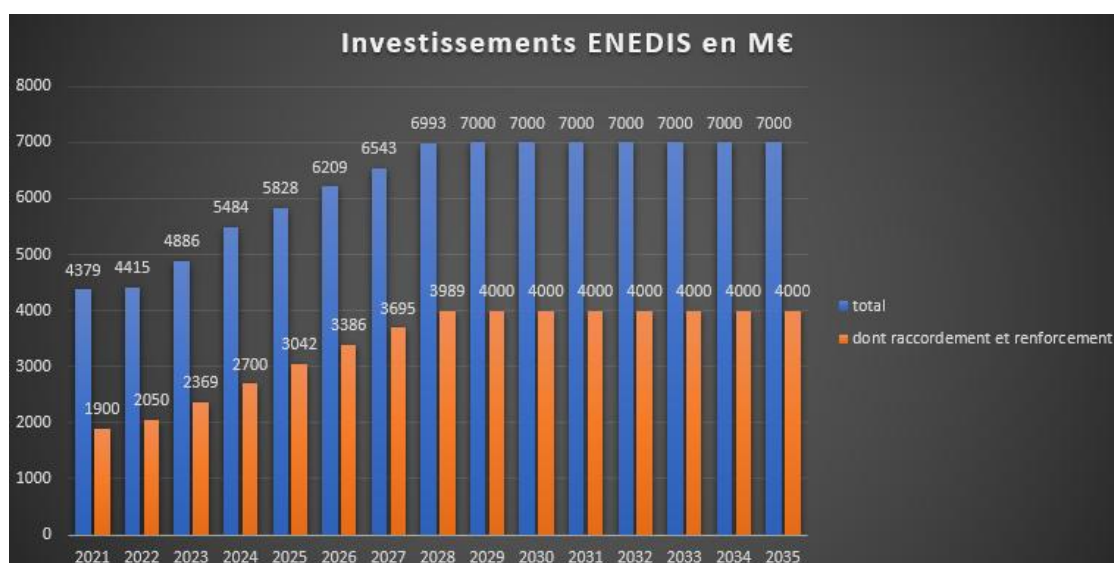


On constate que le rythme d'investissements historique de RTE (de l'ordre de 2 Md€ par an) est quadruplé à partir de 2030 pour atteindre 8 Md€ par an, dont 50 % consacrés au raccordement de l'éolien en mer : au total, le montant d'investissements prévus sur la période 2025-2035 atteint 83 Md€, dont près de 40 Md€ pour l'éolien en mer (34 Md€ pour le raccordement plus une part des dépenses de renforcement du réseau).

RTE estime dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau¹⁸ publié en 2025, que le coût du raccordement de l'éolien en mer représente 35 à 40 €/MWh, à ajouter au coût de production.

Les investissements d'ENEDIS sont également en hausse sensible, en raison du raccordement en croissance du solaire et de l'éolien terrestre, ainsi que des bornes de recharge ultra-rapides pour les véhicules électriques : les dépenses totales consacrées aux raccordements et au renforcement de réseau vont doubler entre 2021 et 2030 pour atteindre 4 Md€/an à partir de 2030, ce qui a déjà été entériné par la CRE pour le calcul du TURPE 7.

Le diagramme ci-dessous illustre cette progression (en € courants, puis € 2025) :

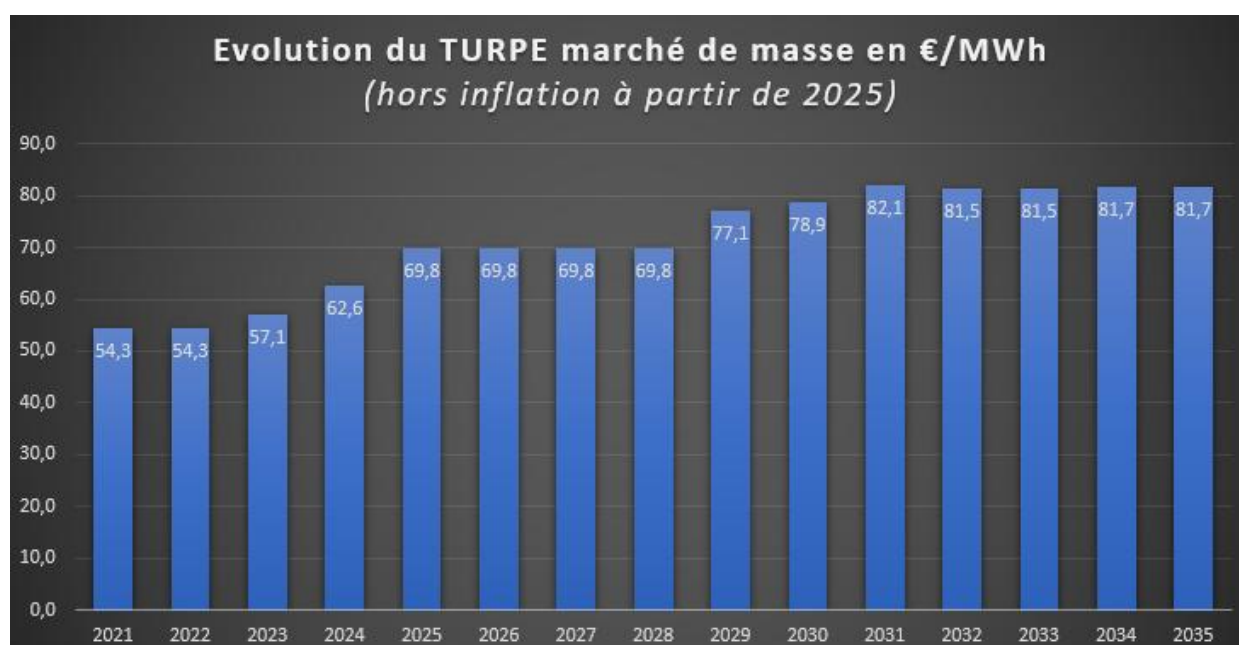


¹⁸ [Le schéma décennal de développement du réseau | RTE](#)

Globalement, les dépenses d'investissements réseau de RTE et ENEDIS, qui s'élevaient à 6,4 Md€ en 2023, vont atteindre 11,3 Md€ en moyenne sur la période 2025 - 2028 (intégré dans le calcul du TURPE 7), et atteindre un palier de 15 Md€/an à partir de 2030.

De plus, cette augmentation de la base d'actifs va nécessiter des ressources supplémentaires en OPEX (achats et Main d'Oeuvre), notamment pour la maintenance, que l'on peut estimer pour RTE à 130 M€ supplémentaires chaque année (sur une base de 2.500 M€/an), et pour ENEDIS à 250 M€/an (sur une base de 6.000 M€/an), en se basant sur les documents publiés par la CRE sur le TURPE 7.

Le diagramme suivant illustre la progression du TURPE depuis 2021 pour un client du marché de masse, en intégrant à partir de 2025 le niveau du TURPE 7 jusqu'en 2028 avec les hypothèses associées de la CRE, puis, à partir de 2029 les données présentées ci-dessus sur les investissements et les OPEX, ainsi qu'une hypothèse de croissance de 1 % des volumes acheminés, compte-tenu de l'électrification des usages, mais aussi en sens inverse des gains d'efficacité énergétique et de la croissance de l'autoconsommation.



On constate, après l'augmentation de 28,5 % entre 2022 et 2025, une augmentation supplémentaire de l'ordre de 17 % à partir de 2031, le TURPE atteignant 82 €/MWh en 2025, soit une augmentation globale de 50 %.

La taxe accise sur l'électricité

Pour 2025, la CRE prévoit un montant total pour les charges de service public de l'électricité ¹⁹de l'ordre de 8.900 M€, dont 3645 M€ pour les ENRi : 228 M€ pour l'éolien terrestre, 596 M€ pour les 3 premiers parcs éoliens en service (1,5 GW), et 2.821 M€ pour le solaire photovoltaïque.

¹⁹ [Délibération de la CRE du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs](#)

Il faut noter que, dans le montant des subventions aux ENR de la CSPE, figure la subvention pour le biométhane injecté (1,2 Md€ en 2025, avec une forte croissance attendue dans les prochaines années), ce qui apparaît injustifiable : les estimations calculées par la suite ne tiennent pas compte de cette augmentation potentielle.

Le montant élevé du solaire PV comprend les contrats d'Obligation d'Achat pour les 4,3 GW raccordés aux conditions tarifaires antérieures au moratoire de 2011, à un prix garanti moyen de 510 €/MWh, pour un montant annuel de subvention d'environ 2 Md€ : cette subvention se résorbera progressivement entre 2029 et 2033.

Les 6 premiers parcs éoliens en mer (3 GW), qui sont en service ou en construction, ont des contrats d'Obligation d'Achat avec un prix garanti de l'ordre de 190 €/MWh, ce qui va conduire dans les 20 ans qui viennent à un flux de subvention de l'ordre de 1,2 Md€ par an, conforme à la prévision de la CRE (pour une production de l'ordre de 11 TWh/an).

Certains appels d'offres pour de futurs parcs éoliens maritimes ont déjà été attribués, pour un total de 1.600 MW en éolien posé, et de 750 MW en éolien flottant. L'analyse de la CRE fait ressortir deux caractéristiques notables :

1. Un prix garanti par un contrat de soutien de type CfD très bas (de l'ordre de 45 €/MWh en éolien posé et 90 €/MWh en éolien flottant), obtenu par les industriels (dont notamment EDF) au prix d'une rentabilité très incertaine : malgré un facteur de charge très élevé (50 %), le temps de retour sur investissement correspond pratiquement à la durée du contrat (20 ans), l'essentiel de la marge bénéficiaire étant escomptée sur un espoir de prolongation de la durée d'exploitation jusqu'à 30 ans ou plus avec commercialisation sur le marché ou via un PPA.
2. Le CfD ne permettant pas d'injecter lors des épisodes de prix négatifs, ces contrats, approuvés par la Commission UE au titre des aides d'Etat, incorporent une prime de « non production » à hauteur de la production à 70 % de la puissance installée au prix garanti (soit une subvention étatique représentant un volume de production presque 2 fois supérieur au facteur de charge moyen !)

Autrement dit, « le diable se cache dans les détails », et, compte-tenu de la prolifération du nombre d'heures de prix négatifs d'ores et déjà observable, et qui augmenterait nécessairement si le développement des ENRi se faisait au rythme prévu par la PPE 3, il y a un risque de dérapage de la subvention aux ENRi.

Les contrats CfD pour l'éolien terrestre et le solaire PV comportent également des clauses de prime de non production lors des épisodes de prix négatifs, avec une rémunération à hauteur de respectivement 35 % et 50 % de la production à pleine puissance au prix garanti.

Cela signifie que les parcs éoliens sous contrat de soutien CfD perçoivent (ou percevront, pour les futurs parcs maritimes) en printemps et en été, pendant les quelques heures quotidiennes de prix spot négatifs causés par la surproduction solaire, une « prime de non production » payée par nos impôts, d'un montant équivalent à presque 2 fois leur production moyenne, et cela même en l'absence de vent !

Un calcul prudent, mené sur la base de la puissance installée des diverses ENRi prévues dans le projet de PPE 3, et de 1.200 heures de prix négatifs à l’horizon 2035, aboutit à une estimation de la subvention annuelle aux ENRi de l’ordre de 10,7 Md€ à cette échéance (3,6 Md€ en 2025), dont 1,2 Md€ pour les 6 premiers parcs en mer, et 3,8 Md€ de «prime de non production». Voir en annexe 3 le tableau récapitulatif avec les hypothèses prises en compte.

En conséquence, le montant total lié aux charges de service public de l’électricité (CSPE) de la taxe accise sur l’électricité (hors taxe locale de 10 €/MWh) progresserait de 8,9 Md€ en 2025 à 16 Md€ en 2035, soit de 23,7 €/MWh à 42,5 €/MWh pour un consommateur particulier (dont 28,5 €/MWh pour subventionner le solaire et l’éolien).

Conclusion

Le tableau ci-dessous synthétise l’impact sur le TRVE TTC des évolutions analysées :

Prix marché à terme HT en €/MWh	60	80	110	150
TRVE TTC 2025 en €/MWh	207	220	240	266
TRVE TTC 2035 en €/MWh	259	282	312	334
Augmentation	25 %	28 %	30 %	26 %

Le prix de l’électricité, aussi bien pour les particuliers, que pour les entreprises, est exposé à une augmentation significative dans les prochaines années (horizon 2030 / 2035), de l’ordre de 25 à 30 %, ainsi qu’à un manque de visibilité, pour les raisons suivantes :

- La fin du dispositif ARENH, qui va exposer bien davantage le prix de l’électricité aux conditions d’un marché à terme très sensible à la volatilité des prix spots, et en particulier au coût marginal de la production au gaz. Il n’y aura aucun lien direct avec les coûts de production en France, mais un lien indirect avec le reversement ex post d’une taxe instituée sur la production nucléaire.
- Le développement à marche forcée des ENR intermittentes prévu dans le projet de PPE 3 va fragiliser le système électrique français, au détriment de la production du parc nucléaire, dont le coût complet de production unitaire va augmenter sensiblement.
- Ce développement des ENRi, qui n’offre aucune sécurité d’alimentation, va de plus générer des augmentations sensibles du tarif d’utilisation du réseau et de la taxe accise sur l’électricité, au-delà des augmentations déjà décidées pour 2025, qui représentent structurellement environ 10 % du prix TTC .

Au total, le rythme de développement des ENRi avec priorité d’injection sur le réseau, tel qu’il est programmé dans la PPE 3, génère de façon directe et indirecte une charge annuelle globale de l’ordre de 20 Md€ par an, se répartissant en 3 composantes de même poids : perte de valeur de la production nucléaire, dépenses réseau, et subvention CSPE.

Propositions de l'Institut Sapiens

Pour stabiliser, voire faire décroître le niveau de prix de l'électricité atteint en 2025, et donner de la visibilité aux consommateurs, dont les entreprises qui en ont besoin pour investir, il est indispensable de trouver des solutions pour 2 problématiques :

- Réformer le marché français de l'électricité pour mettre en place une régulation permettant aux consommateurs français de bénéficier en priorité de la compétitivité et de la constance de la production nucléaire. En effet, avec la production hydraulique, la France a l'atout de posséder les deux seuls moyens de production d'électricité qui répondent aux 4 critères de choix explicités par le Premier Ministre (abondance, compétitivité, décarboné, souverain), et ils représentent ensemble près de 80 % du volume de production.
- Revoir intégralement le cadre du développement de l'éolien et du solaire, dont le niveau de puissance installée (25 GW chacun) avec priorité d'injection sur le réseau provoque déjà des effets négatifs à certaines périodes, tant sur le fonctionnement physique du système électrique, que sur le plan économique. La priorité de la PPE devrait être de concentrer les moyens sur le développement du nouveau nucléaire, avec un rythme pouvant atteindre à terme la construction de 2 réacteurs EPR2 par an.

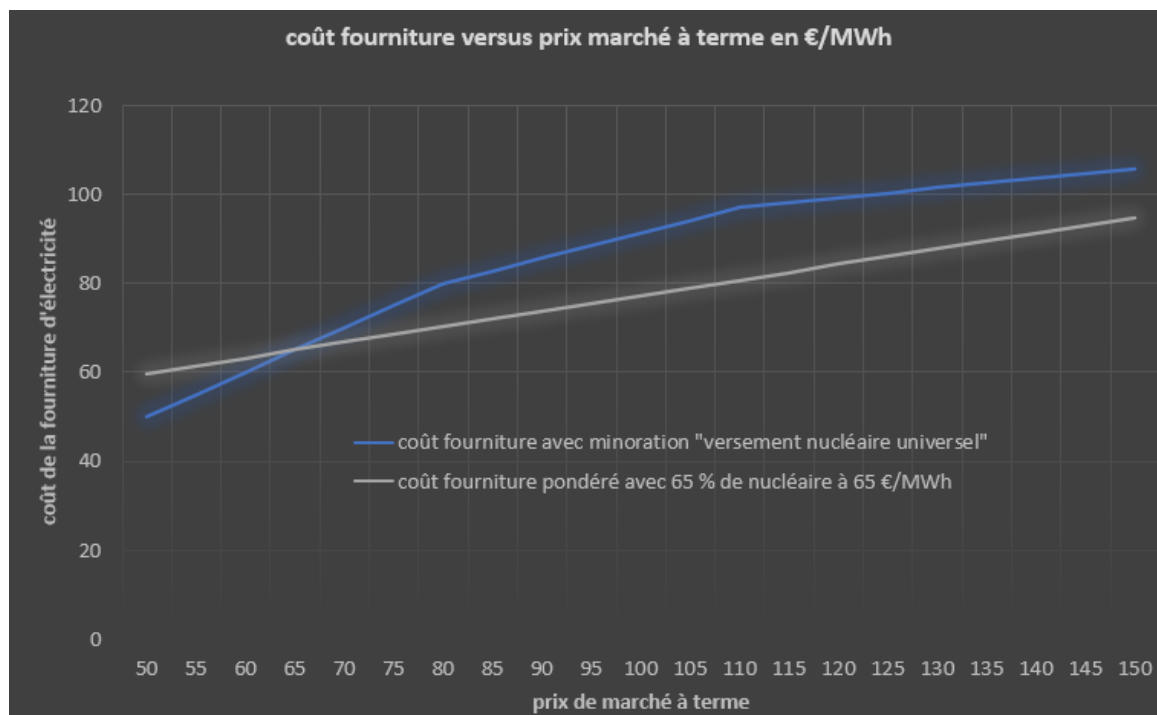
Enfin, il sera nécessaire, dans le cadre institutionnel de l'Union Européenne et de l'interconnexion des réseaux et des marchés nationaux de l'électricité, de faire accepter les mesures prises, en prouvant leur compatibilité avec les règles européennes de concurrence et les objectifs de décarbonation dans un contexte revendiqué de neutralité technologique.

Réforme du marché français de l'électricité : vers une loi NOME II

Il n'est évidemment pas question de prolonger la loi NOME avec un prix de l'ARENH fixé depuis l'origine à 42 €/MWh, qui ne représente que 65 % du coût complet en € 2025 du parc nucléaire existant, en intégrant l'amortissement de l'EPR de Flamanville et les investissements de prolongation de la durée de vie des réacteurs (5 à 6 Md€ par an).

Mais il est possible de pratiquer un prix régulé du nucléaire correspondant au coût complet du parc nucléaire existant, sous le contrôle de la CRE (ce qui est d'ailleurs inscrit explicitement dans la loi NOME, que les gouvernements successifs depuis 2012 se sont bien gardés d'appliquer), afin de faire bénéficier les français et les entreprises de la stabilité et de la compétitivité de la production nucléaire, à hauteur d'environ 65 % de la facture (taux dépendant du volume de production nucléaire et du volume de consommation).

Simulation pour comparer le coût de fourniture en fonction du prix de marché avec la régulation proposée, avec celui obtenu par le « versement nucléaire universel », dans des conditions comparables (production annuelle de 380 TWh de nucléaire, avec un coût complet de 65 €/MWh) :



Dans ces conditions, on constate sur la simulation que le coût de fourniture se maintient en-dessous de celui résultant de l'application du « versement nucléaire universel », dès que le prix de marché dépasse le coût complet de production nucléaire. De même, la pente d'évolution est faible, ce qui procure une meilleure stabilité et visibilité du prix pour les consommateurs, la volatilité des prix de marché ne jouant que sur 1/3 du volume.

Par rapport au dispositif ARENH, le coût de fourniture est légèrement supérieur jusqu'à un prix de marché de 115 €/MWh, mais c'est la contrepartie nécessaire pour que les investissements nécessaires dans le parc nucléaire existant puissent être auto-financés.

Les quantités d'électricité nucléaire non commercialisées auprès des fournisseurs sur le marché français, seraient commercialisées dans le cadre de contrats de type CAPN négociés avec les plus gros industriels électro-intensifs, et sur le marché de gros européen par le producteur nucléaire : l'ensemble des coûts et des recettes seraient prises en compte dans la cadre de la régulation.

Le cadre de financement du nouveau nucléaire

De plus, ce dispositif de prix régulé du nucléaire, garanti dans le long terme par l'Etat et actualisé périodiquement, permet de mettre en place un dispositif optimisé de financement du nouveau nucléaire (EPR2), en minimisant les risques, donc le coût du capital et le coût du MWh produit par les nouveaux réacteurs : il s'agit d'un dispositif analogue à celui du TURPE pour le financement des réseaux (cost + financement d'une Base d'Actifs Régulée). En pratique, les investissements en cours des EPR2 seraient intégrés dans la BAR, et le prix régulé augmenté en conséquence : à titre d'illustration, une augmentation de 10 €/MWh du prix permettrait un autofinancement de 4 Md€/an (pour 400 TWh).

Ce dispositif offrirait beaucoup plus de visibilité que la solution actuellement envisagée par l'Etat et EDF, basée sur un Contrat pour Différence (CfD) qui serait alloué aux EPR2 à partir de leur mise en production dans une quinzaine d'années, assorti d'un prêt à taux préférentiel de l'Etat au producteur nucléaire pendant la période de construction (qui supporterait les intérêts ?) : en

effet, un CfD sur des volumes de production d'un EPR (11 TWh/an) injectés sur le marché spot conduit rapidement à des volumes de compensation financière ou de redistribution vers le marché aval conséquents. De plus, il ne couvre que le risque marché, et pas le risque projet (coûts, délais), ce qui conduit à un coût du capital élevé en cas d'emprunt sur le marché : 11 % pour l'EPR de Hinkley Point par exemple, ce qui porte le coût du MWh au-delà de 100 €.

De plus, un CfD ne permet pas de produire et injecter sur le réseau pendant les heures de prix spot négatifs, ce qui, en raison de la montée en puissance des productions renouvelables intermittentes (ENRi), représente un inconvénient rédhibitoire pour un moyen de production censé produire en base : dès cette année, d'avril à octobre, les prix spot sont négatifs de 10 h à 17 h en raison d'une « cloche solaire » d'amplitude proche de 20 GW au zénit .

Et on n'imagine pas d'instituer dans le contrat CfD d'un EPR une « prime de non production » financée par la fiscalité, comme en bénéficient les ENRi ...

Un sourcing complémentaire faisant jouer le rôle de la concurrence

La loi NOME doit être corrigée et améliorée sur deux points qui concernent des obligations faites aux fournisseurs :

- Pour avoir accès au sourcing nucléaire, un fournisseur devrait être soumis à des obligations de robustesse, pour prouver qu'il dispose sur le moyen et long terme du sourcing nécessaire pour la fourniture sécurisée de ses clients, pour la partie hors nucléaire : par son propre parc de production d'électricité, par des Contrats Long Terme (PPA), et par des achats à moyen terme sur le marché EPEX.
- Il est nécessaire de supprimer le caractère asymétrique des contrats d'enlèvement d'électricité nucléaire au prix régulé, afin que le producteur nucléaire ne soit pas pénalisé en cas de chute des prix de marché à terme en-dessous du prix régulé : les fournisseurs devraient, à leurs propres risques, conclure des contrats d'achat d'électricité nucléaire de type « take or pay ». Bien entendu, sous la surveillance de la CRE, ils auraient l'interdiction absolue de revendre sur le marché l'électricité nucléaire, et être sanctionnés si leur demande d'électricité nucléaire excède le volume correspondant à l'alimentation de leur portefeuille de clientèle, par exemple par une boucle de rétroaction sur l'année n+1.

Enfin, une régulation spécifique pourrait être étudiée et concertée pour une partie de la production hydraulique, dans le cadre du règlement du conflit entre la France et l'UE au sujet de la mise en concurrence des concessions hydrauliques, qui est nécessaire pour qu'EDF (70 % de la production hydraulique) puisse reprendre les investissements et augmenter la capacité de production et de stockage (STEP), avec un potentiel de l'ordre de 4 GW.

La meilleure solution serait une exclusion des concessions hydrauliques du champ de la concurrence par une révision de la Directive Concessions, au motif du multi-usages des ressources hydrauliques, ce qui a permis la prolongation jusqu'en 2041, avec l'accord de l'UE, de la concession de la Compagnie Nationale du Rhône (ENGIE à 50 %), qui représente 25 % de la production hydraulique française.

A défaut, la mission parlementaire qui vient de rendre ses conclusions sur le sujet ²⁰ prône la mise en place d'un régime d'autorisation.

En tout état de cause, la Commission Européenne considérant que la position dominante d'EDF freine la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité, il va falloir probablement proposer une solution permettant que les fournisseurs dépourvus de moyens de production hydraulique puissent se sourcer avec une partie de la production hydraulique d'EDF (et peut-être de celle de la CNR), par exemple dans le cadre de contrats long terme (PPA).

Révision du projet de PPE 3, pour ce qui concerne le développement des ENRi et en donnant la priorité au développement du nouveau nucléaire.

Avec 25 GW de solaire et 25 GW d'éolien en service, le système électrique français a d'ores et déjà atteint la limite acceptable d'intégration d'ENRi avec priorité d'injection, tant sur le plan technique que sur le plan économique, comme cela a été exposé précédemment.

L'argument avancé dans le projet de PPE 3 pour justifier un développement à marche forcée des ENRi, à savoir des besoins en électricité croissants très rapidement pour permettre l'électrification des usages, ne pouvant attendre la mise en service des premiers réacteurs EPR2 à partir de 2037 ne tient pas, dans la mesure où, avec 89 TWh exportés en 2024, le parc de production français dispose déjà d'un potentiel de production disponible, et où une partie significative de la production solaire et éolienne supplémentaire cannibaliserait la production nucléaire. De plus, le rythme d'augmentation de la consommation d'électricité anticipé dans la PPE 3 en raison de l'électrification des usages est certainement très surévalué, d'autant que les progrès en efficacité énergétique et l'augmentation du prix de l'électricité jouent en sens inverse.

Globalement, le rythme de développement des ENRi avec priorité d'injection sur le réseau, tel qu'il est programmé dans la PPE 3, génère de façon directe et indirecte une charge annuelle globale de l'ordre de 20 Md€ par an, se répartissant en 3 composantes de même poids : perte de production nucléaire, dépenses réseau, et subvention CSPE.

Il est donc indispensable de redéfinir le rythme de développement des ENRi, qui doit être adapté à la progression réelle de la consommation d'électricité et de sa flexibilité²¹, avec l'objectif incontournable de ne pas aggraver les besoins de modulation de la production nucléaire, ni la fréquence des épisodes de prix spot négatifs, causés par une surproduction non maîtrisée.

A ce titre, il apparaît nécessaire de mettre en place un moratoire sur tout nouvel appel d'offres avec un contrat de soutien de type CfD comportant une prime de non production lors des heures de prix spot négatifs, et de réfléchir à la remise en cause de la priorité d'injection des ENRi sur le réseau avec un prix marginal nul, qui ne prend pas en compte le coût des services système nécessaire pour accueillir cette production : stockage et modulation du nucléaire.

²⁰ https://www2.assemblee-nationale.fr/static/17/pdf/Rapport_MI-Hydroelectricite.pdf

²¹ La flexibilité de la consommation peut s'obtenir par une incitation tarifaire, gérable de façon automatique grâce aux «réseaux intelligents» (dont compteur Linky) et aux équipements numériques au lieu de consommation. Une première étape est programmée par la CRE avec le déplacements d'heures creuses pendant les heures méridiennes entre avril et octobre.

Une des voies à explorer est celle proposée par l'économiste Jacques Percebois lors d'un colloque au Sénat en mars dernier, qui consiste à lester, dans le calcul du « merit order » de fonctionnement du marché spot, le prix marginal d'une production intermittente avec un coût de stockage normatif (de l'ordre de 50 €/MWh), de la même façon que le prix marginal de la production d'électricité à base de fossiles est affectée du coût du carbone.

Cette nouvelle modalité de fonctionnement du marché spot aurait pour effet de faire apparaître la véritable compétitivité des productions ENRi dans les futurs appels d'offre : le prix soumissionné prendrait en compte le coût de l'investissement dans une capacité de stockage local par batteries, ou, à défaut, un nombre d'heures d'injection sur le réseau réduit.

Par contre, a priori cette solution ne peut s'envisager uniquement au niveau français, car, sinon, le risque est d'être envahi par la production solaire ou éolienne excédentaire des pays limitrophes.

En parallèle, le développement de nouveaux parcs solaires ou éolien est possible dans le cadre de contrats d'achat à long terme (PPA) entre le producteur et des clients gros consommateurs (par exemple data centers), ou des fournisseurs d'électricité.

En tout état de cause, il apparaît que la compétitivité de l'éolien en mer n'est pas attractive, a fortiori pour l'éolien flottant : en se basant sur un facteur de charge et un TRI projet plus réalistes que ceux proposés dans les récents appel d'offres, on peut estimer le coût du MWh de l'éolien posé à un minimum de 75 €/MWh, et de 140 €/MWh pour l'éolien flottant, auxquels il faut ajouter le coût du raccordement des futurs parcs, éloignés des côtes, qui est estimé par RTE à 35 - 40 €/MWh : on arrive donc à un minimum de 110 €/MWh pour l'éolien posé et 175 €/MWh pour l'éolien flottant, hors coût système de prise en charge de l'intermittence (prime de non production ou coût de stockage, effacement du nucléaire).

De plus, l'éolien flottant est une technologie encore loin d'être mature, et il n'est pas certain que les 3 premiers projets attribués en Bretagne Sud et en Méditerranée parviennent au stade de la Décision Finale d'Investissement.

Acceptabilité de ces orientations par l'Union Européenne

Réforme du marché français de l'électricité :

Il faudra obtenir de l'UE une dérogation aux règles actualisées en 2023, en application du principe de subsidiarité :

Il est légitime que la production nucléaire centralisée soit considérée en France comme un bien public essentiel, destiné en priorité aux consommateurs français, qui, dans le cadre d'un financement par un prix régulé représentatif des coûts réels, et en complément par des contrats de type CAPN avec les plus gros consommateurs électro-intensifs, supportent l'essentiel des risques.

Par contre, il est naturel que la France fournisse les données économiques prouvant que le prix du MWh nucléaire est établi sur des bases telles que ce prix correspond effectivement au coût complet, et ne constitue pas une aide d'Etat déguisée aux entreprises françaises.

En ce qui concerne la position dominante d'EDF, peut-être sera-t-il nécessaire d'envisager une filialisation au sein du groupe de la production nucléaire centralisée (hors SMR) avec une indépendance de gestion, à l'instar de la filiale régulée ENEDIS pour les réseaux de distribution d'électricité : EDF SA producteur et fournisseur d'électricité aurait dans ce schéma accès à l'électricité nucléaire pour les besoins de son portefeuille de clientèle dans les mêmes conditions que ses concurrents sur le marché aval, avec des contrats annuels de type «take or pay », sous la supervision de la CRE. Les contrats CAPN seraient souscrits directement par la filiale nucléaire régulée, qui commercialiserait en outre le volume d'électricité nucléaire disponible non souscrit sur le marché de gros européen.

En tout état de cause, il ne s'agit pas de revenir au projet « Hercule » qui dissociait complètement l'activité nucléaire d'EDF : il est crucial que les compétences et le savoir-faire nucléaire demeurent au sein du Groupe EDF, qui construit des réacteurs EPR en Grande Bretagne, et a d'autres projets en Europe ou ailleurs dans le Monde.

Un autre volet de la négociation avec l'UE portera sur les concessions hydrauliques (voir plus haut).

Sur le marché aval, le tarif réglementé de vente, qui est une dérogation temporaire aux règles de marché de l'UE, et n'apporte pas une véritable protection du consommateur, pourrait être supprimé, et accompagné de la publication régulière par la CRE d'un prix repère, à l'instar de ce qui a été fait avec succès pour le gaz naturel.

En effet, la meilleure protection du consommateur sur le marché aval réside dans la régulation amont de l'électricité nucléaire, et éventuellement d'un accès de l'ensemble des fournisseurs à l'électricité hydraulique, dans des conditions à préciser.

Décarbonation de l'énergie :

Dans le cadre de la subsidiarité, et d'une indispensable neutralité technologique revendiquée auprès de la Commission UE et de nos partenaires européens (en particulier l'Allemagne), la France, dont le mix électrique est déjà décarboné à 95 % en 2024, est légitime à considérer que les 2 piliers principaux de son mix électrique sont le nucléaire et l'hydraulique, et à considérer le solaire et l'éolien comme un apport complémentaire, sans être tenu par un pourcentage minimum d'ENRi dans le mix électrique, ou, plus généralement d'ENR dans son mix énergétique.

Annexe 1 Analyse de l'évolution des prix de l'électricité de 2021 à 2025

Année 2021 :

Le niveau du TRVE, calculé en début d'année par la CRE, reflète l'état du marché de l'électricité, stable dans les années précédant la crise avec un niveau de coût de fourniture de l'ordre de 50 €/MWh. Il se situe pour un consommateur particulier à 195 €/MWh TTC, intégrant une TICFE de 22,5 €/MWh, sur laquelle s'applique une TVA de 20 %, soit 27 €/MWh dans la facture TTC.

Dès l'été 2021, le prix du gaz s'envole, se répercutant immédiatement sur le prix spot de l'électricité en France et en Europe, qui reflète le coût marginal de production d'électricité au gaz, le prix de marché de l'électricité avoisinant 300 €/MWh en fin d'année : **c'est le début de la crise énergétique.**

En décembre, EDF découvre un défaut générique sur les réacteurs nucléaires, qui va faire chuter drastiquement la production nucléaire dès le début 2022.

Année 2022 :

Le gouvernement met en place un bouclier tarifaire limitant à 5 % l'augmentation du TRVE TTC, alors qu'il aurait dû augmenter d'environ 50 %, en prenant 3 mesures :

- ✓ Ramener la TICFE de 22,5 à 1 €/MWh
- ✓ Déplafonner partiellement l'ARENH à hauteur de 120 TWh
- ✓ Compenser aux fournisseurs d'énergie la différence entre le coût de l'énergie calculé par la CRE et celui résultant du tarif fixé par décret.

Pour l'Etat, les conséquences financières sont relativement limitées :

- Le coût de l'énergie calculé par la CRE est de seulement 112 €/MWh, en raison du lissage sur 2 années et du déplafonnement partiel de l'ARENH, alors que celui résultant du tarif fixé par décret est de 85,7 €/MWh, soit un différentiel limité à 26 €/TWh et un coût budgétaire du bouclier tarifaire sur le marché des particuliers et TPE de l'ordre de 1 Md€.
- En raison de l'augmentation des prix de marché spot au-delà de 250 €/MWh tout au long de l'année, le subventionnement de l'éolien et du solaire devient globalement négatif, à hauteur de - 1,2 Md€, ce qui a rendu presque indolore la réduction drastique de la TICFE (la subvention pour les zones insulaires étant de 2,5 Md€)²²

En revanche, les fournisseurs d'électricité pur traders présents sur le marché de masse en concurrence du TRVE, se sourcant sur le marché au-delà de 300 €/MWh, pour une rémunération de 112 €/MWh après compensation de l'Etat ont le couteau sous la gorge : plusieurs ont rapidement arrêté cette activité (comme Leclerc), ou se sont employés à décourager leurs clients en remontant brusquement leurs prix de vente, pour les renvoyer vers EDF.

Seuls les fournisseurs possédant leur propre parc de production (comme ENGIE) ont pu faire face, tout en y « laissant des plumes ».

²² [220713_2022-202_CSPE_2023.pdf \(cre.fr\)](#)

Pour EDF, dont un quart des réacteurs nucléaires sont à l'arrêt, c'est une catastrophe financière ²³, l'excédent brut d'exploitation (EBITDA) devient négatif à hauteur de - 5 Md€, contre 18 Md€ en 2021. La perte d'EBITDA est de 30 Md€ sur le marché français, ce qui est le résultat de la perte de production nucléaire (82 TWh), hydraulique (9 TWh) et du déplaçonnement non anticipé de l'ARENH (20 TWh) : EDF a été contraint de racheter à prix d'or de l'électricité sur le marché (ou de renoncer à y vendre) pour un volume total d'environ 110 TWh, avec une perte de marge moyenne de 270 €/MWh.

Enfin, pour les entreprises et les collectivités locales non éligibles au TRVE, l'exposition au prix de marché, même tempérée par une part minoritaire d'électricité nucléaire, a abouti à la multiplication par 3 ou 4 de leur facture d'électricité, le dispositif amortisseur mis en place par les pouvoirs publics ne compensant que très partiellement cette hausse.

Année 2023 :

Dès le début de l'année, le prix de l'électricité sur le marché de gros revient dans une fourchette 150-200 €/MWh, en raison d'un retour à un meilleur niveau de production nucléaire et hydraulique, d'une diminution du prix du gaz et d'une consommation atone. En revanche, en raison du lissage sur 2 ans (2021 et 2022), le coût de fourniture pondéré par l'ARENH calculé par la CRE progresse à contre-temps de 112 à 238 €/MWh, soit une composante du coût de marché de près de 400 €/MWh, valeur complètement décorrélée à la fois du coût de production du parc national (de l'ordre de 70 à 80 €/MWh), et du prix de marché réel !

Cette situation est intenable financièrement pour les pouvoirs publics, qui sont contraints d'augmenter de 15 % le TRVE TTC au 1^{er} février, puis de 10 % au 1^{er} août, afin de limiter les dégâts budgétaires, tout en maintenant la TIFCE à son niveau minimal.

Même avec ces augmentations, qui ont porté la composante fourniture incluse dans le TRVE de 85,7 à 94, puis 110,6 €/MWh, le coût du bouclier tarifaire remboursé aux fournisseurs atteignait 144, puis 127 €/MWh, soit un subventionnement à plus de 50 %, **conduisant à un coût annuel pour les contribuables de l'ordre de 22 Md€** : cette dérive n'avait sans doute pas été anticipée à ce niveau, et a contribué au déficit budgétaire de l'année 2023 largement supérieur aux prévisions ...

Pour les fournisseurs qui avaient résisté en 2022 en conservant leur clientèle particuliers et TPE, c'est le « jackpot » : en fonction du coût de leur propre parc de production et du prix du marché, leur marge commerciale est plus que confortable, avec un revenu de 238 €/MWh, subvention comprise.

C'est tout particulièrement le cas pour EDF, qui a connu un redressement spectaculaire de sa situation financière, très peu médiatisée ²⁴ : l'EBITDA du groupe atteint 40 Md€ (plus du double de celui jamais atteint), contre - 5 Md€ en 2022, et l'EBITDA sur le marché français 24,7 Md€.

²³ [resultats-annuels-2022-presentation-2023-03-10.pdf \(edf.fr\)](#)

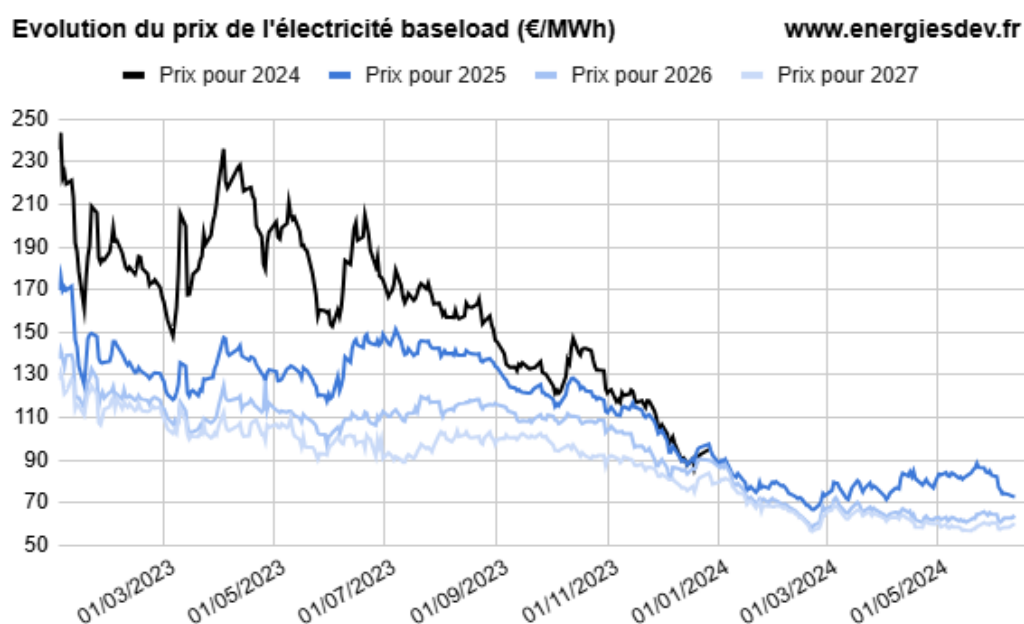
²⁴ [resultats-annuels-edf-2023-presentation-2024-04-02.pdf](#)

Année 2024 :

Les prix de marché à terme continuent de décroître, pour revenir en-dessous de 100 €/MWh (voir graphique ci-après), et le prix pondéré avec la part ARENH de la composante énergie calculé par la CRE en janvier revient à 125 €/MWh, soit une référence prix de marché à 193 €/MWh compte-tenu du lissage sur 2 ans. **Cela permet au gouvernement de supprimer le bouclier tarifaire**, avec un tarif HT stabilisé à 213 €/MWh.

C'est le moment que choisit le gouvernement pour rétablir la taxe assise électricité (ex TICFE) à hauteur de 21 €/MWh, **ce qui provoque pour les consommateurs une hausse supplémentaire de 10 % du tarif TTC, la hausse globale depuis 2021 atteignant 45 %.**

Ce rétablissement de la taxe est justifié par le fait que, le prix de marché ayant diminué, il faut de nouveau subventionner l'éolien et le solaire.



Prix de l'électricité France baseload (bandeau 24/24) pour la livraison sur les années 2024 à 2027.

Il faut bien comprendre que le calcul du TRVE par la CRE en 2024 est très largement inflationniste, ce qui, en fait, le rend non compétitif : de nombreuses offres sur le marché aux particuliers et TPE se situent 15 à 20 % en-dessous du tarif²⁵, ce qui signifie que des fournisseurs sont capables de faire une offre sur la base d'un coût de fourniture de l'ordre de 80-90 €/MWh, soit un sourcing hors ARENH à un coût de l'ordre de 120 €/MWh.

De son côté, EDF fait une offre d'électricité marché à prix fixe sur 2 ans qui est 20 % en-dessous du TRVE²⁶, tout en prévoyant dans sa présentation des comptes annuels 2023 un EBITDA groupe en diminution modérée par rapport au sommet de 2023.

²⁵ [Prix du kWh d'électricité : les tarifs par fournisseur en 2024 \(lelynx.fr\)](https://www.lelynx.fr/prix-du-kwh-d-electricite-les-tarifs-par-fournisseur-en-2024/)

²⁶ [Zen Fixe : l'offre d'électricité EDF à prix fixe du kWh HT](https://www.zenfixe.com/offre-d-electricite-edf-a-prix-fixe-du-kwh-ht/)

En raison du calcul inflationniste du TRVE, et de conditions de marché qui restent favorables pour une marge commerciale élevée, **EDF maintient in fine un niveau d'EBITDA de très haut niveau, cette fois sans contribution d'un bouclier tarifaire de l'Etat : 36,5 Md€ pour le groupe, dont 21 Md€ sur le marché français.**²⁷

Avec un montant d'investissements de 22,4 Md€ (incluant le rachat de GE Steam - turbines Arabelle pour 1,6 Md€, la maintenance nucléaire pour 5,2 Md€ et le nouveau nucléaire pour 6,7 Md€ - Hinkley point, EPR Flamanville et EPR2), en progression de 3,3 Md€, l'endettement est stable à 54 Md€, alors qu'il avait diminué de 10 Md€ en 2023.

Année 2025 :

Les prix de marché à terme continuent de décroître, pour atteindre environ 75 €/MWh en base load pour 2025 (voir graphique ci-après), et le prix pondéré avec la part ARENH de la composante énergiecalculé par la CRE en janvier revient de 125 €/MWh à 79 €/MWh (- 37 %), soit une référence prix de marché à 109 €/MWh compte-tenu du lissage sur 2 ans.

Compte-tenu de l'augmentation supplémentaire de la taxe accise sur l'électricité de 21 à 33,7 €/MWh décidée par le gouvernement (soit au niveau de 2021 en tenant compte de la taxe départementale intégrée depuis), **le TRVE TTC revient de 281 à 239 €/MWh, soit une diminution de 15 % : ce niveau est comparable avec celui des offres marché proposées depuis le printemps 2024, y compris par EDF de 20 % en-dessous du TURPE** (avant augmentation de la taxe accise sur l'électricité).

L'augmentation depuis 2021 est ainsi ramenée à 23 %, et s'explique aux 2/3 par l'augmentation de la composante fourniture, et 1/3 par l'augmentation du TURPE.

²⁷ [Présentation PowerPoint](#)

Annexe 2 Définition de l'ARENH et fixation du prix dans la loi NOME du 7 12 2010

Après l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, il est inséré un article 4-1 ainsi rédigé :

« Art. 4-1.-I. — Afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électro-nucléaire français, il est mis en place à titre transitoire un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique, produite par les centrales nucléaires mentionnées au II, ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Electricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires mentionnées au même II.

« II. — Pendant la période définie au VIII, Electricité de France cède de l'électricité, pour un volume maximal et dans les conditions définies au III, aux fournisseurs d'électricité qui en font la demande, titulaires de l'autorisation prévue au IV de l'article 22 et qui prévoient d'alimenter des consommateurs finals ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, situés sur le territoire métropolitain continental. Les conditions d'achat reflètent les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires d'Electricité de France situées sur le territoire national et mises en service avant la publication de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

« Les conditions dans lesquelles s'effectue cette vente sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Il en est de même des stipulations de l'accord-cadre mentionné au III du présent article.

« Le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé est déterminé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals. Ce volume global maximal, qui demeure strictement proportionné aux objectifs poursuivis, ne peut excéder 100 térawattheures par an.

« III. — Dans un délai d'un mois à compter de la demande présentée par un fournisseur mentionné au II, un accord-cadre conclu avec Electricité de France garantit, dans les conditions définies par le présent article, les modalités selon lesquelles ce fournisseur peut, à sa demande, exercer son droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique pendant la période transitoire par la voie de cessions d'une durée d'un an. La liste des accords-cadres est publiée sur le site de la Commission de régulation de l'énergie.

« Le volume maximal cédé à un fournisseur mentionné au II est calculé pour une année par la Commission de régulation de l'énergie, dans le respect du présent III et du IV, en fonction des caractéristiques et des prévisions d'évolution de la consommation des consommateurs finals et des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes que fournit et prévoit de fournir ce fournisseur sur le territoire métropolitain continental, et en fonction de ce que représente la part de la production des centrales mentionnées au II dans la consommation totale des consommateurs finals. De manière transitoire, jusqu'au 31 décembre 2015, afin de refléter la modulation de la production des centrales mentionnées au II, les règles de calcul de ce volume tiennent compte des catégories et du profil de consommation des clients du fournisseur dans la mesure où cela ne conduit pas à ce que la part du volume global maximal mentionné au II attribuée au titre d'une catégorie de consommateurs s'écarte de manière significative de ce que représente la consommation de cette catégorie de consommateurs dans la consommation totale du territoire métropolitain continental.

« Si la somme des volumes maximaux définis au deuxième alinéa du présent III pour chacun des fournisseurs excède le volume global maximal fixé par l'arrêté mentionné au II, la Commission de régulation de l'énergie répartit ce dernier entre les fournisseurs de manière à permettre le développement de la concurrence sur l'ensemble des segments du marché de détail.

« Le volume cédé à chaque fournisseur est fixé par la Commission de régulation de l'énergie, selon

une périodicité infra-annuelle, et notifié au fournisseur. Les échanges d'informations sont organisés, sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, notamment par le gestionnaire du réseau public de transport, de telle sorte qu'Electricité de France ne puisse pas avoir accès à des positions individuelles.

« A compter du 1er août 2013, les droits des fournisseurs sont augmentés de manière progressive en suivant un échéancier sur trois ans défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Ces volumes supplémentaires s'ajoutent au plafond fixé par l'arrêté mentionné au II.

« Les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent, par arrêté conjoint, suspendre le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et la cession par Electricité de France de tout ou partie des volumes d'électricité correspondant audit dispositif en cas de circonstances exceptionnelles affectant les centrales mentionnées au II.

.....

« VII. — Le prix de l'électricité cédée en application du présent article par Electricité de France aux fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental ou de gestionnaires de réseaux pour leurs pertes est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de la proposition de la commission. Afin d'assurer une juste rémunération à Electricité de France, le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales mentionnées au II sur la durée du dispositif mentionnée au VIII. Il tient compte de l'addition :

« 1° D'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;

« 2° Des coûts d'exploitation ;

« 3° Des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;

« 4° Des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées au I de l'article 20 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

« Pour apprécier les conditions économiques de production d'électricité par les centrales mentionnées au II du présent article, la Commission de régulation de l'énergie se fonde sur des documents permettant d'identifier l'ensemble des coûts exposés dans le périmètre d'activité de ces centrales, selon les méthodes usuelles. Elle peut exiger d'Electricité de France les documents correspondants et leur contrôle, aux frais d'Electricité de France, par un organisme indépendant qu'elle choisit.

« A titre transitoire, pendant une durée de trois ans à compter de la promulgation de la [loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 précitée](#), le prix est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la Commission de régulation de l'énergie. Toute décision des ministres passant outre l'avis motivé de la Commission de régulation de l'énergie est motivée. Le prix est initialement fixé en cohérence avec le tarif visé à l'[article 30-1 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004](#) relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières en vigueur à la date de publication du décret mentionné au X du présent article ou en vigueur le 31 décembre 2010 dans le cas où la publication de ce décret interviendrait après cette date.

« VIII. — Le dispositif transitoire d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est mis en place à compter de l'entrée en vigueur du décret mentionné au X et jusqu'au 31 décembre 2025.

« Avant le 31 décembre 2015, puis tous les cinq ans, le Gouvernement présente au Parlement, sur la base de rapports de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence, un rapport sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Ce rapport :

« 1° Evalue la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ;

« 2° Evalue son impact sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et la cohérence entre le prix des offres de détail et le prix régulé d'accès à l'électricité nucléaire historique ;

« 3° Evalue son impact sur le fonctionnement du marché de gros ;

« 4° Evalue son impact sur la conclusion de contrats de gré à gré entre les fournisseurs et Electricité de France et sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en électricité et propose, le cas échéant, au regard de cette évaluation, des modalités de fin du dispositif assurant une transition progressive pour les fournisseurs d'électricité ;

« 5° Propose, le cas échéant, des adaptations du dispositif ;

« 6° Propose, le cas échéant, des modalités permettant d'associer les acteurs intéressés, en particulier les fournisseurs d'électricité et les consommateurs électro-intensifs, aux investissements de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires ;

« 7° Propose, le cas échéant, sur la base de la programmation pluriannuelle des investissements mentionnée à l'article 6 de la présente loi, qui peut fixer les objectifs en termes de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires et d'échéancier de renouvellement du parc nucléaire, de prendre progressivement en compte dans le prix de l'électricité pour les consommateurs finals les coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et de mettre en place un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc nucléaire.

« A cet effet, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont accès aux informations nécessaires dans les conditions fixées à l'article 33.

Annexe 3 Evaluation part de la subvention des ENRi dans la CSPE en 2035

	Puiss. GW	Prix €/MWh	Product. TWh/an	Subvent. M€/an	dont Prime NP M€/an	Subv. Moy. €/MWh
Eolien en mer 6 premiers parcs (OA)	3	190	11	1.200	na	106 (*)
Eolien en mer posé	9	75 (**)	34	1.000	570	29 (*)
Eolien en mer flottant	6	140 (**)	23	2.190	710	97 (*)
Eolien terrestre	42,5	88	95	3.110	1.570	33
Solaire PV parcs au sol (sup. 500 kWc)	31	79	35	1.530	980	43
Solaire sur toiture sup. 9 kWc (OA)	32,5	110	37	1.670	na	45
Solaire sur toiture inf. 9 kWc	14	Auto- conso.	16	0	na	0
Totaux	138		251	10.700	3.830	

Puissances installées : hypothèses centrales du projet de PPE 3

OA : Obligation d'Achat

Prime NP : Prime de « non production » pendant les heures de prix spot négatifs.

(*) hors raccordement à la charge de RTE (TURPE)

(**) supérieur aux prix des premiers A/O attribués, non viables économiquement. Correspond aux prix plafond des A/O fixés par la CRE.

Nombre d'heures de prix spot négatifs : 1.200 h, dont 800 h en période de production solaire.