

# Coût et prix des sources d'électricité bas-carbone

## Qui paie quoi ?

Alain Grandjean – Novembre 2025

(les modifications réalisées depuis la version publiée en octobre sont en orange)

-----

L'électrification<sup>1</sup> de notre énergie est cruciale pour décarboner notre économie et lutter contre le réchauffement climatique, à condition que l'électricité soit produite par des sources bas-carbone, ce qui est le cas en France. Elle est également essentielle pour réduire notre dépendance aux producteurs d'énergie fossile. Elle peut s'appuyer sur un mix de sources décarbonées (le nucléaire et les énergies renouvelables) présentant des avantages et inconvénients, et n'ayant pas les mêmes coûts. Les citoyens, les consommateurs professionnels et particuliers sont prêts à cette mutation, mais pas à n'importe quel prix. Les professionnels sont d'abord sensibles aux enjeux de compétitivité face à des concurrents qui ont accès à une énergie peu chère (en Chine et aux USA en particulier). Pour les particuliers, les questions se posent autrement, en termes de « fin de mois » et/ou d'équité (chacun veut être rassuré sur le fait que les efforts sont partagés).

La première et la plus aiguë des questions économiques se pose ainsi : peut-on envisager une croissance de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale (via l'électrification des usages) si son prix n'est pas suffisamment attractif ? La réponse dépend bien sûr des prix des autres sources d'énergie (et surtout du gaz pour le chauffage et du pétrole pour le transport) et de celui des équipements nécessaires et de leur efficacité (chaudière, véhicule...).

Cette note vise surtout à expliquer comment se fixent les prix de l'électricité et répond à plusieurs questions. Quel est le lien entre ces prix et les coûts de production, qui sont, pour les sources bas-carbone, essentiellement fixes<sup>2</sup> et liés aux investissements et à leur financement ? Quelles sont les aides et leur coût pour les finances publiques<sup>3</sup> ? Quels sont les mécanismes en place aujourd'hui et comment devraient-ils et vont-ils évoluer ? Nous ne discuterons pas ici du fonctionnement du marché de l'électricité ni de son adéquation à une économie de coûts fixes<sup>4</sup> (l'électricité bas-carbone repose

---

<sup>1</sup> Nous ne discuterons pas ici de cette affirmation que nous considérons comme démontrée. Nous nous situons dans une perspective où la part de l'électricité dans les années 2050 atteint 60 % en ordre de grandeur, et où en parallèle la production d'énergie finale décroît grâce à trois leviers, l'efficacité, la sobriété et .... l'électrification (du fait des gains de rendement générés par le passage de moteurs thermiques à des moteurs électriques).

<sup>2</sup> Le prix de revient de l'électricité produite à partir d'énergies fossiles dépend largement de celui de ces énergies, qui est très variable. Le prix de revient de l'électricité produite à partir d'énergies bas-carbone dépend surtout de celui des équipements (centrales nucléaires, barrages hydrauliques, éoliennes, panneaux solaires etc.). Pour l'eau, le vent, le soleil, l'énergie primaire est gratuite. Pour le nucléaire, l'uranium extrêmement dense énergétiquement, est peu coûteux (12 à 15% du prix de revient du kWh (voir [ici](#)). Ce sont donc des coûts fixes. Leur coût variable est nul ou très faible. En savoir plus : [Le poids du capital dans le prix des énergies renouvelables](#) sur The Other Economy.

<sup>3</sup> Cette question est l'objet de communications délibérément trompeuses, visant à ralentir voire arrêter les investissements dans les EnR. Voir le décodage dans [cet article paru dans Science feed-back](#).

<sup>4</sup> Si la majorité des moyens de production a un coût marginal nul, le prix de l'électricité chute souvent (et les prix négatifs sont plus fréquents), ce qui rend difficile la rentabilisation des capacités de stockage et

massivement sur des coûts fixes - équipements de production et réseaux - alors que les coûts variables sont significatifs dans celui de l'électricité d'origine fossile) mais la question est posée par plusieurs experts<sup>5</sup>. Nous évoquerons quelques pistes visant à le compléter<sup>6</sup>.

Cette note a pour objet de répondre à une deuxième question. Si l'électricité d'origine nucléaire a longtemps été peu coûteuse, l'ancienneté du parc (et du réseau électrique) obligent à réaliser de lourds investissements (de rénovation du parc, du réseau et dans de nouveaux équipements de production, nucléaires et renouvelables). Mais le nouveau nucléaire est beaucoup plus coûteux que le nucléaire historique (en €/kW il est, en France, de 4 à 7 fois plus cher<sup>7</sup> en euros constants). Les renouvelables voient leur coût baisser régulièrement (le LCOE du solaire PV a été divisé par 10 en 20 ans) mais demandent des investissements complémentaires, liés à leur intégration dans le réseau, à leur variabilité et au fait qu'elles ne sont pas pilotables (et le cas échéant à leur décentralisation<sup>8</sup>). Comment départager les différents mix électriques envisageables à terme ? Les arguments économiques de coût et de prix permettent-ils de le faire ? On verra que pour répondre, il faut raisonner en "coût complet" puis se demander comment assurer que les prix aux consommateurs reflètent ces coûts (tout en tenant compte d'impératifs de compétitivité industrielle).

Ces questions sont déterminantes, dans le contexte actuel, d'une Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) dont le décret n'est pas encore sorti et qui n'a pas fait l'objet d'un débat éclairé à l'Assemblée nationale.

Plus précisément, début 2023, la ministre de la transition énergétique a lancé 7 groupes de travail associant élus locaux, parlementaires, ONG et professionnels. Une [concertation nationale organisée par la CNDP](#) a eu lieu du 4 novembre au 16 décembre 2024, et une [consultation publique grand public sur le projet de PPE3](#) s'est déroulée du 7 mars au 5 avril 2025. Selon la loi Énergie-Climat de 2019, la loi de programmation nationale pour l'énergie et le climat devait être adoptée avant le 1er juillet 2023. La PPE, constituant le volet réglementaire ou opérationnel déclinant les orientations de cette loi, pouvait être ensuite adoptée par décret. La loi de programmation n'a pas été présentée à temps au parlement. Le sénateur Jean-François Grémillet a déposé début 2024, une proposition de loi de programmation de l'énergie (souvent appelée "PPL Gremillet") débattue au Sénat et au Parlement mais qui n'a pas été adoptée. Les assemblées nationales et le Sénat n'ont donc en fait pas débattu d'une loi gouvernementale de programmation « cadrant » la PPE3.

---

de pointe.

<sup>5</sup> Certains proposent un mix entre prix marginal et prix basé sur le coût total, pour mieux intégrer les investissements.

<sup>6</sup> Comme les marchés de capacité, créés par l'autorité publique, ou les contrats à long terme (PPAs), créés par les acteurs de marché eux-mêmes et bien sûr toutes les évolutions tarifaires incitant au stockage et améliorant l'appariement de l'offre et de la demande.

<sup>7</sup> Le coût overnight de construction du parc nucléaire historique a été, selon le rapport de la [Cour des Comptes 2012](#) de 73 milliards en Euro 2010, soit environ 92 Mds€ 2024, et ce pour 58 réacteurs d'une puissance de 63 GW, soit 1 500 € le kW. Aujourd'hui ce coût se situe autour de 10 000 € le kW avec un espoir qu'il baisse à 5 500.

<sup>8</sup> La décentralisation nécessite des équipements de raccordements au réseau ou de renforcement du réseau. Elle permet cependant de mieux répartir les actifs de production en fonction des besoins de consommation.

# Plan de la note

Cette note aborde un sujet vaste et complexe et fournit de nombreux points de repère chiffrés et sourcés. Certaines données ne sont pas faciles d'accès. Malgré de nombreuses vérifications et relectures, des erreurs peuvent encore être présentes. Nous espérons qu'elle suscitera des suggestions et des corrections le cas échéant, y compris des acteurs publics chargés d'éclairer un débat important pour le pouvoir d'achat des français, l'autonomie de la France et le climat.

<b>1. La consommation d'électricité, son évolution possible.....</b>	<b>4</b>
<b>2. Le prix payé par les consommateurs.....</b>	<b>9</b>
2.1 Le prix payé pour l'électricité.....	9
2.2 Le prix payé par les consommateurs pour les autres énergies.....	14
<b>3. La production de l'électricité et ses coûts.....</b>	<b>16</b>
3.1 Quelques chiffres sur la production électrique française.....	16
3.2 Les coûts de l'électricité : de quoi parle-t-on ?.....	18
3.3 Les coûts de production constituent un indicateur limité mais utile pour comparer les moyens de production électrique entre eux.....	20
3.4 Les coûts de production des EnR.....	21
3.5 Les coûts de l'énergie nucléaire.....	25
<b>4. Le prix de production de l'électricité.....</b>	<b>28</b>
4.1 Le prix de gros de l'électricité.....	29
4.2 Les aides publiques au nucléaire.....	31
4.3 Les aides publiques aux EnR.....	38
<b>5. Les réseaux et leur tarification.....</b>	<b>42</b>
<b>6. Les dispositifs de flexibilité et de stabilité et leur coût.....</b>	<b>43</b>
6.1 La flexibilité.....	44
6.2 La stabilité.....	47
<b>7. Le coût total complet du système électrique.....</b>	<b>49</b>
7.1 Définition des coûts système.....	49
7.2 L'attribution à une technologie de coûts ou valeurs système.....	50
7.3 La comparaison des coûts totaux systèmes.....	52
<b>8. Les taxes et contributions.....</b>	<b>54</b>
<b>Conclusion.....</b>	<b>55</b>

Cette note a bénéficié des remarques et suggestions de Ange Blanchard Xavier Blot, Etienne Borocco, Jean-Pierre Gonquet, Stéphane His, Yannick Jacquemart, Etienne Jezioro, Alexandre Joly, Laurent Fournié, Arthur de Lassus, Pierre-Laurent Lucille, Julien Marchal, Paul Neau, Jules Nyssen, Nicolas Ott, Cédric Philibert et les équipes de la CRE que je remercie chaleureusement. Leur responsabilité n'est évidemment pas engagée dans ce document.

# 1. La consommation d'électricité, son évolution possible

Selon RTE, la consommation finale d'électricité, corrigée du climat, s'est élevée en 2024 à 449 TWh<sup>9</sup> ; si l'on ôte de ce montant l'utilisation de l'électricité dans le domaine de l'énergie et les pertes, ce que fait le SDES<sup>10</sup>, la consommation finale d'électricité s'élève à environ 400 TWh soit environ 27%<sup>11</sup> de l'énergie finale consommée (1 498 TWh<sup>12</sup>). Elle se ventile, en ordre de grandeur, en 180 TWh pour les ménages et 220 TWh pour les entreprises. La consommation (au sens de RTE) a peu évolué depuis 2000 où elle était de 440 TWh. Elle est inférieure à son niveau pré-Covid de 2010 (476 TWh).

Pour les années à venir, divers scénarios ont été étudiés par plusieurs organismes, sous diverses hypothèses de croissance du PIB, tenant compte également de la nécessité d'augmenter l'électrification de plusieurs usages pour les décarboner (data centers, voitures, chauffage, industrie principalement), de besoins nouveaux (production de gaz bas-carbone, des progrès d'efficacité énergétique (dont certains issus directement de l'électrification) et d'une sobriété accrue. Les écarts entre les divers scénarios sont très importants, même à horizon de 10 ans.

---

<sup>9</sup> Pour 535 TWh de production, l'écart étant lié aux exportations et aux pertes (réseaux et pompage)

<sup>10</sup> Les chiffres de RTE sont distincts de ceux du ministère de la transition écologique produits par le SDES, tant pour la production que pour la consommation d'électricité. RTE se limite à la France et la Corse, quand le SDES intègre les DROM. Par ailleurs, le SDES donne la production brute et RTE la production nette (qui s'obtient en soustrayant de la brute, la consommation des services auxiliaires et des pertes dans les transformateurs des centrales). Voir dans le [bilan énergétique 2024](#) provisoire réalisé par le SDES, les séries de production d'électricité « nette » hors DROM. Les écarts avec RTE sont, selon les années, de 1 à 3 TWh. Pour la consommation finale, le SDES ôte de la consommation comptabilisée par RTE celle de la branche énergie (utilisation d'électricité dans la production d'énergie et pertes, notamment) de l'ordre de 40 TWh en 2024.

<sup>11</sup> Ce qui montre, s'il en était besoin, que les questions prioritaires en matière de décarbonation de l'énergie ne sont pas relatives à la composition du mix électrique en lui-même, dès lors qu'il est bas-carbone mais à l'électrification des usages et à la décarbonation de la chaleur.

<sup>12</sup> Voir [bilan énergétique 2024](#) provisoire réalisé par le SDES.

Voici quelques-unes des projections à horizon 2035 et 2050 dont certaines sont rappelées dans un rapport d'une commission d'enquête au Sénat de 2024<sup>13</sup> :

Organisme / Scénario	Conso 2035 (TWh)	Conso 2050 (TWh)	Année & Source
PPE3	580-600		Projet de <a href="#">PPE3</a> (nov. 2024) <sup>14</sup> . Basé sur scénario A (bas et ref) de RTE (2021-2022)
France stratégie (rapport Criqui)		535	<a href="#">Rapport Criqui</a> (2022)
Négawatt	513	546	<a href="#">Scénario Négawatt</a> (2022)
ADEME (S1à S4)		400 à 800	<a href="#">Rapport ADEME</a> (2021)
RTE Bilan prévisionnel 2023	600		<a href="#">RTE</a> , chap. "Scénarios" (2023)
RTE futurs énergétiques		645 (ref) 555-755	<a href="#">Étude RTE</a> (2021-2022)
Shift Project (PTEF)	-	684	Basé sur <a href="#">scénario RTE</a> N03 (2021-2022)
EDF (Scénario "Net Zero")	504	-	<a href="#">Rapport Sénat</a> (2024)
Engie	616	664	<a href="#">Rapport Sénat</a> (2024)
TotalEnergies – Momentum	592	807	<a href="#">Rapport Sénat</a> (2024)
Académie des technologies	598	816	<a href="#">Rapport Sénat</a> (2024)
CÉRÉMÉ – Avril 2022/ Juin 2024	504 à 616	482 à 836	<a href="#">Rapport Sénat</a> (2024) pour les chiffres hauts ; Et <a href="#">rapport Cérémé</a> (2025) pour les chiffres bas

Ces projections ne sont pas que des exercices de style. Elles doivent servir à la planification des moyens de production de transport et de distribution de l'électricité et cela pour plusieurs raisons :

- des raisons industrielles (la construction d'un réacteur nucléaire est un chantier gigantesque recourant à de multiples compétences dont certaines très pointues et critiques, et le développement des EnR suppose celui des filières de production et d'installation<sup>15</sup> qu'il est souhaitable de ne pas déstabiliser) ;

<sup>13</sup> [Éclairer l'avenir : l'électricité aux horizons 2035 et 2050](#) - Rapport de la Commission d'Enquête du Sénat

<sup>14</sup> Voir également <https://concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr>

<sup>15</sup> Ce sont les installateurs qui font le plus gros des emplois dans la filière.

- des raisons financières (il faut anticiper les besoins de financement, publics en particulier) ;
- et des raisons économiques relatives au prix de l'électricité.

On verra plus loin qu'une partie de ce prix se fixe sur le marché de gros en fonction de l'offre et de la demande. Une surproduction pourrait conduire dans un premier temps à l'effondrement de ces prix et à une rémunération insuffisante des opérateurs puis à une concentration du secteur ; une sous-production pourrait conduire à des hausses insoutenables des prix voire à des ruptures d'approvisionnement, **comme ce que la France a connu en 2022-dont les causes sont bien identifiées- et dont nos finances publiques ont mis 3 ans à se remettre. Ces risques sont loin d'avoir disparu : tensions sur le gaz, risque de défaut systémique sur le parc nucléaire existant, faible hydraulicité.**

Notons que ces situations de déficits ou d'excédents doivent s'analyser à la fois en moyenne sur une année, mais aussi au pas horaire, voire infra-horaire, l'électricité ne se stockant pas<sup>16</sup>, et l'offre et la demande étant très variables à la fois d'une saison à l'autre mais aussi, à moindre niveau, d'une heure à l'autre.

Ces deux situations sont asymétriques. Le défaut d'approvisionnement, qui peut amener à des délestages voire à des blackouts dans les cas extrêmes, est particulièrement redouté. Techniquement, RTE doit<sup>17</sup> assurer une absence de "défaillance" de 3 heures cumulées dans l'année<sup>18</sup>, ce qui est très peu et caractéristique d'un pays riche<sup>19</sup> où les consommateurs sont supposés ne pas pouvoir se passer d'électricité par opposition à de nombreux pays en développement où les habitants s'habituent à des coupures intempestives.

Ce critère est arbitraire et son respect (intégré dans tous les scénarios RTE) est coûteux car il conduit les décideurs à plutôt surinvestir<sup>20</sup> dans le réseau et dans les moyens de production, au risque de prix trop bas, voire négatifs. Ces périodes de prix bas ou négatifs sont favorables au consommateur, mais ne le sont pas, aujourd'hui, pour les investisseurs et les producteurs ce qui peut conduire à des difficultés de financement. Elles devraient pourtant être une opportunité économique !

---

<sup>16</sup> Elle ne se stocke pas en tant que telle, mais il existe des dispositifs de stockage alimentés par l'électricité (voir §6.1).

<sup>17</sup> C'est une obligation légale précisée dans le code de l'énergie ([Article D 141-12-6 du code de l'énergie](#))

<sup>18</sup> Défaillance qui serait due à un déséquilibre offre-demande, c'est-à-dire que les autres causes possibles (rupture de lignes...) ne font pas partie du critère des 3 heures, qui s'applique aux "défaillances" pouvant conduire RTE à opérer des actions "hors marché" (interruption de l'approvisionnement de certains industriels rémunérés pour cela, baisse de tension...) ; le délestage est lui l'objet d'un critère de deux heures. RTE estime ce critère "fruste" car une défaillance de trois heures en 2050 ce serait trois fois plus d'énergie non desservie. RTE se donne un objectif plus ambitieux consistant à limiter le volume moyen d'énergie non desservie à 10 GWh, son niveau actuel, ce qui correspond à seulement une heure de défaillance (voir [Futurs énergétiques](#) fev 2022 pp. 290-291).

<sup>19</sup> Le Texas se fie au marché et subit donc à la fois des prix parfois très élevés et parfois des coupures... Ce dispositif dit "energy only" (les producteurs sont uniquement rémunérés en fonction de l'énergie qu'ils apportent) est sans rapport avec le nôtre qui rémunère la capacité (insuffisamment), où les prix sont régulés et où les consommateurs sont supposés être toujours livrés. Il y a de la marge entre les deux systèmes !

<sup>20</sup> En 2024, la France a perdu 2TWh de production d'EnR et sans doute beaucoup plus de nucléaire. Voir [ici](#).

En pratique, il existe pourtant des moyens de flexibilité (tels les tarifs ou le stockage par batterie, voir partie §61) permettant de contenir ce risque, qu'il faut impérativement développer car elles ne sont pas encore à la hauteur de l'accroissement de la variabilité de l'offre lié à celui des EnR variables.

Au total, il appartient aux autorités publiques de fixer une politique et de s'y tenir en mobilisant les divers leviers à sa disposition pour orienter et encadrer les multiples décisions de production et de consommation. Il est inévitable néanmoins que des révisions régulières des trajectoires envisagées soient faites - du fait des incertitudes fortes de toute projection- mais elles doivent se faire en conservant le cap et la ligne politique globale. Ce n'est plus le cas aujourd'hui ce qui crée une déstabilisation globale. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE3) a fait l'objet d'une consultation mais n'est toujours pas arrêtée<sup>21</sup> (elle devait l'être par décret).

Des projections de consommation fiables sont particulièrement difficiles à faire du fait des multiples paramètres jouant dans un sens ou dans l'autre. On peut noter cependant en suivant Bertrand Chateau<sup>22</sup> que la tendance "business as usual" est plutôt une baisse ou un plateau de la consommation d'électricité : l'industrie lourde qui a tendance à fermer avec la forte tertiarisation de l'économie française (vente de la raffinerie d'Exxon et fermeture du vapocraqueur de Notre Dame de Gravenchon etc.) ; baisse de la consommation des transports (sortie encouragée des voitures hors des villes par exemple) ; gains importants d'efficacité du petit électroménager (effet des étiquettes énergies) et révolution de l'éclairage avec les leds... Par ailleurs, et on y reviendra dans la partie §2.1, la hausse des prix de l'électricité des années passées est dissuasive. Rappelons ici qu'une hausse des prix de l'énergie a des effets plus nets sur la baisse de la demande qu'une baisse des prix n'en a sur une hausse de la demande<sup>23</sup>. Dans les faits, la consommation d'électricité est plutôt légèrement baissière en 2024 et 2025.

À horizon 2035, on peut cependant envisager - sans certitude – une croissance de la consommation du fait de l'électrification souhaitable des véhicules, du chauffage (PAC si possible et chauffage électrique "classique" dans certains cas), du numérique (data centers), du tertiaire (électrification du chauffage) et de l'industrie (électrification de processus existants, réindustrialisation souhaitée et gaz bas-carbone dont hydrogène), enfin développement de la climatisation<sup>24</sup>.

---

<sup>21</sup> [Comment Matignon a stoppé in extremis la publication de la feuille de route énergétique de la France, Les Échos.](#)

<sup>22</sup> Voir <https://global-chance.org/La-prevision-de-la-consommation-d-electricite-en-France-bilan-et-perspectives>

<sup>23</sup> Voir par exemple [Heterogeneous Household Responses to Energy Price Shocks, CESifo, 2022](#).

<sup>24</sup> Dont la consommation électrique de 4 TWh aujourd'hui pourrait doubler d'ici 2035. Voir [En 2050, à quoi pourraient ressembler la consommation et la production d'électricité ? Enedis, 2025](#).

Les incertitudes sont très élevées, car une grande partie de la relance de cette électrification dépend des pouvoirs publics, qui hésitent tant en France qu'en Europe, et manquent clairement de volontarisme, face à des enjeux pourtant lourds en matière climatique et de souveraineté énergétique<sup>25</sup>.

La consommation additionnelle pourrait se situer entre 25 et 125 TWh, menant à une consommation de 475 à 550 TWh (soit moins que les 600 TWh que prévoit la PPE3 à date). Ces chiffres sont des estimations en ordre de grandeur et nécessitent d'être affinés. En particulier, il est important de différencier ce qui est structurel de ce qui est conjoncturel dans le domaine de l'efficacité et de la sobriété.

### Évolution possible de la demande d'électricité à horizon 2035

**Passage aux véhicules électriques** : hausse de 20 à 30 TWh (actuellement 3 TWh). Un parc de VE de 12 millions, soit 30 % du parc (pour 1,3 million aujourd'hui et 600 000 d'hybrides aujourd'hui), consommerait 29 TWh. RTE projette un parc plus élevé consommant 50 TWh ce qui semble inaccessible du fait du faible rythme actuel.

**Croissance du parc de Pompe à Chaleur** : hausse de 20 à 30 TWh. Malgré une baisse en 2024, on peut estimer les ventes de 500 000 à 1 000 000 par an sur les 10 prochaines années soit 5 à 10 millions de PAC installées d'ici 2035. Aujourd'hui, entre 2,5 et 3 millions de PAC consomment 10 à 12 TWh pour une chaleur produite de 50 TWh environ.

**Construction de data centers** : hausse de 15 à 20 TWh (conso 2024 : environ 10 TWh)

**Électrification de l'industrie<sup>26</sup>** : hausse de 15 à 50 TWh ; on constate également un ralentissement de ce processus.

**Production d'hydrogène "vert"** : hausse de 5 à 15 TWh<sup>27</sup>. La consommation française d'hydrogène est de l'ordre d'1Mt mais sa production par électrolyse est peu compétitive en France. Les projets sont freinés voire arrêtés<sup>28</sup>.

**Efficacité énergétique et sobriété pour l'électricité** : baisse de 5 à 10 % par rapport à aujourd'hui sur 10 ans, soit 20 à 50 TWh en moins.

**Total : (75 à 145) - (20 à 50) = 25 à 125 TWh de consommation supplémentaire.**

<sup>25</sup> Voir par exemple Thomas Pellerin-Carlin [Promoting Energy and Technological Sovereignty, 2025](#).

<sup>26</sup> Elle a deux composantes : l'électrification des processus existants et la réindustrialisation. Le scénario « réindustrialisation profonde » de RTE suppose que l'industrie représente en 2050 entre 12 et 13% du PIB, contre moins de 10% aujourd'hui. Selon les travaux réalisés par [France Stratégie pour la Commission Lluansi](#), l'hypothèse 12% (optimiste d'ici 2035) se traduirait par une consommation de 165 TWh, soit 59 TWh de plus qu'en 2022.

<sup>27</sup> En ordre de grandeur, il faut 50 TWh par Mt d'hydrogène (soit 50 kWh/kg). Il ne faut pas confondre l'énergie électrique nécessaire à la production d'un kg d'hydrogène et le contenu énergétique de ce kg (qui est compris entre 33 kWh (PCI) et 39 kWh (PCS, c'est-à-dire avec récupération de l'énergie de la vapeur d'eau)).

<sup>28</sup> Après une période euphorique, la situation en France est peu encourageante, des projets s'arrêtent. La rentabilité de l'hydrogène à base d'électrolyse en France est loin d'être assurée. Il est produit à 6 € / kg, ce qui est quatre fois plus cher que l'hydrogène produit à partir de fossiles (voir [ici](#)). Sans changement majeur, il est probable que nous importerons l'hydrogène vert qui transformé en méthanol ou ammoniac se transporte facilement.

## 2. Le prix payé par les consommateurs

### 2.1 Le prix payé pour l'électricité

Les consommateurs d'électricité l'achètent à des fournisseurs, une trentaine aujourd'hui, dont une dizaine sont producteurs (EDF, Engie, TotalEnergies...), EDF étant largement dominant, avec plus de 60% de part de marché dans le résidentiel<sup>29</sup>. Le fournisseur facture un prix incorporant le prix de l'électricité qu'il a produite ou achetée (soit à un producteur, soit sur le marché de gros, en général via un agrégateur<sup>30</sup>), le prix de l'acheminement et diverses taxes.

L'autoconsommation change le raisonnement pour les ménages. Le consommateur investit (dans des panneaux solaires et des batteries le cas échéant). Il paie essentiellement le remboursement de son prêt s'il y a lieu. Il ne paie pas, pour ces kWh autoconsommés, de taxes ni de frais d'acheminement, **même s'il paie un abonnement car il est en général toujours connecté au réseau**. Par ailleurs, il peut encaisser des revenus s'il est connecté au réseau et s'il a des excédents. Pour la clientèle professionnelle, les contrats à terme et les contrats de long terme (les PPA) changent aussi le raisonnement en stabilisant le prix payé sur la durée du contrat. Nous n'évoquerons pas ces cas dans la suite, mais nous y reviendrons en conclusion.

Le prix de l'électricité payé par le consommateur (entreprise ou ménage)<sup>31</sup> est variable :

- du fait de la cohabitation de différentes<sup>32</sup> offres de marché (obligatoires pour les professionnels optionnelles pour les particuliers) et d'un tarif réglementé de vente de l'électricité (TRVE) (maintenu pour les ménages et qui est l'exclusivité d'EDF et des Entreprise locales de distribution d'électricité et de gaz (ELD) ;
- d'une année sur l'autre, du fait de la variabilité des coûts de production, des taxes et des coûts d'acheminement ;
- des variations de la demande.

---

<sup>29</sup> Voir par exemple [Fournisseurs d'Électricité : la liste en France en 2024, Connaissance des énergies](#).

<sup>30</sup> Un agrégateur est une entité, souvent une entreprise, intermédiaire entre les producteurs, les consommateurs et RTE. Il regroupe et optimise les flexibilités de consommation ou de production d'électricité de plusieurs sites (industriels, tertiaires, producteurs d'énergies renouvelables, etc.). Son objectif est de valoriser ces flexibilités sur les marchés de l'électricité. Ces actions contribuent à la stabilité du réseau électrique et permettent aux participants de générer des revenus supplémentaires ou de bénéficier de tarifs avantageux.

<sup>31</sup> Voir [Présentation du marché de détail de l'électricité sur le site de la CRE](#) et un article sur les modifications du TRV au 1<sup>er</sup> février 2025.

<sup>32</sup> Les différences entre les offres proviennent de méthodes d'approvisionnement différentes

## Le Tarif Réglementé de Vente de l'Électricité (TRVE)

60% des ménages français souscrivant au TRVE, celui-ci sert de référence. Le TRVE est calculé<sup>33</sup> par la méthode dite d'empilement des coûts<sup>34</sup> : fourniture, acheminement, commercialisation, rémunération (marge) normale de l'activité de fourniture), taxes.

Concernant la part fourniture de ce tarif elle intègre trois composantes :

- le coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire (en fonction du prix de [l'ARENH<sup>35</sup>](#)),
- celui de l'approvisionnement complémentaire sur les marchés de gros de l'électricité,
- le coût de l'approvisionnement en capacité<sup>36</sup>.

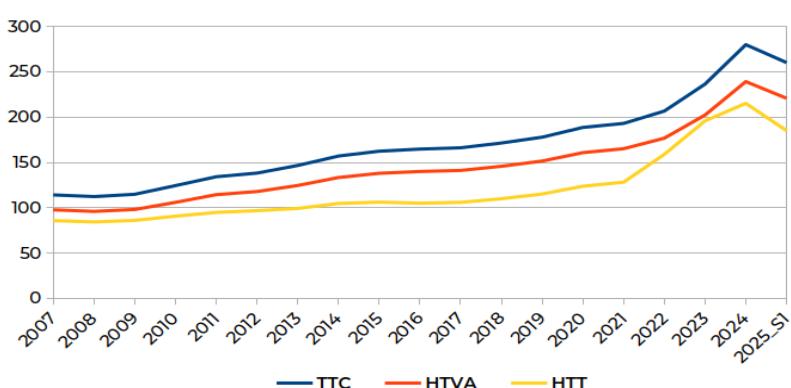
Le TRVE est donc susceptible de varier avec la variation des prix de marché de gros<sup>37</sup>.

Le TRVE est passé (en base et hors abonnement) de 0,1061 €/ kWh en 2007 à 0,1952 €/ kWh TTC en août 2025 (soit de 106 Euros le MWh à 195 euros). Les hausses ont été très fortes du fait de la crise du Covid, de l'invasion russe en Ukraine, et en 2022 de la baisse massive de production nucléaire due à un défaut de corrosion (voir p16 note 53). Le TRVE a baissé en 2025. En euros constants 2025, depuis 2007, le TRVE a donc augmenté de 55% (l'indice des prix à la consommation a augmenté de 36% environ sur la période).

Pour les ménages la croissance des prix tout compris de l'électricité a été très forte dans les années 2022 à 2024 comme le montre le graphique ci-contre.

Ils ont baissé au premier semestre 2025 pour se situer à des niveaux un peu supérieurs à ceux de 2021<sup>38</sup>.

Evolution du prix de l'électricité pour les ménages en France (en €/MWh)



Note : TTC = prix toutes taxes comprises, HTVA = Prix hors TVA, HTT = Prix hors toutes taxes. Le prix n'inclut pas le chèque énergie

Sources : SDES. Les données 2007-2024 sont disponibles [ici](#) et les données S1 2025 [ici](#)

<sup>33</sup> Voir la [méthodologie](#) de la CRE.

<sup>34</sup> Voir [l'article L337-6](#) du code de l'énergie.

<sup>35</sup> Qui va être supprimé fin 2025, voir l'encadré page 31-32.

<sup>36</sup> Il s'agit des coûts engagés par les fournisseurs pour garantir une puissance minimale disponible (et ainsi participer à la sécurité d'approvisionnement et à la limitation des risques d'insuffisance d'offre en période de pointe).

<sup>37</sup> Plus précisément, un prix d'approvisionnement est calculé à partir des prix à terme pondérés en fonction de la consommation des ménages. Ensuite, une moyenne des prix d'approvisionnement est faite sur 24 mois en prenant en compte chaque jour de cotation.

<sup>38</sup> Voir sur le [site de la CRE](#).

Pour les entreprises et les ménages la facture d'électricité s'élève au total à environ 94 Mds d'euros en 2024. Comme le montre le tableau suivant, elle a connu une forte croissance depuis 2019.

**Figure 4.6.3.1 : consommation finale d'électricité (données non corrigées des variations climatiques) et dépense associée**

	2019		2020		2021		2022		2023	
	En TWh	En M€ <sub>2023</sub>								
Industrie	116	9 229	106	8 550	112	10 077	107	12 628	102	16 562
Transports	10	605	8	606	10	767	11	1 313	13	1 747
Résidentiel	160	32 188	161	33 512	170	35 573	155	33 772	151	35 645
Tertiaire	138	17 806	128	16 860	134	17 827	134	20 141	125	29 531
Agriculture-pêche	8	1 228	8	1 176	8	1 207	8	1 341	7	1 835
<b>Total</b>	<b>432</b>	<b>61 055</b>	<b>411</b>	<b>60 703</b>	<b>433</b>	<b>65 451</b>	<b>415</b>	<b>69 194</b>	<b>398</b>	<b>85 319</b>

Source : SDES, Bilan de l'énergie

Source : Bilan énergétique de la France pour 2023 Avril 2025

NB Les prix calculés par le SDES incluent les éléments ayant une incidence directe sur le prix payé par le consommateur (minoration de l'accise<sup>39</sup> et amortisseur d'électricité) mais n'incluent pas les guichets d'aide au paiement des factures pour les entreprises.

Les causes de cette hausse sont multiples et ne s'expliquent pas par le développement des EnR, contrairement à des affirmations aussi rabâchées qu'infondées.

### Les causes de la hausse du prix de l'électricité selon la CRE<sup>40</sup>

« L'augmentation de 20% hors inflation des factures sur les dix dernières années est imputable à un ensemble de facteurs. Les factures d'électricité<sup>41</sup> se décomposent en 3 parties :

- la fourniture en électricité (qui représente environ 40% de la facture)
- le tarif d'utilisation des réseaux (environ 29%)
- les taxes (environ 31%).

Cette répartition a évolué au cours du temps, la part fourniture en électricité ayant notamment augmenté pendant la crise de 2022-2023 (crise d'approvisionnement en gaz et baisse de la production nucléaire due à la corrosion sous contrainte). Sur la partie fourniture en électricité, les EnR ont plutôt tendance à faire baisser les prix de gros compte tenu de leur coût marginal faible. »

<sup>39</sup> Voir la partie § 8.

<sup>40</sup> Voir Débats sur l'énergie - Démêler le vrai du faux | CRE

<sup>41</sup> Les pourcentages fournis dans cet encadré sont relatifs au TRVE.

Comme l'explique la CRE, cette facture finale a trois composantes :

- le prix de l'électricité produite elle-même (la fourniture) ;
- le prix du TURPE (qui finance les réseaux) ;
- les taxes<sup>42</sup> et contributions.

La proportion de chacune de ces composantes dépend du type de consommateur (particuliers ou professionnels) et du type d'offre. Elle est fournie par la CRE pour le TRVE<sup>43</sup> (voir encadré ci-avant).

Voici un calcul en ordre de grandeur de ces proportions, pour le total de l'électricité consommée en France en 2024, tous consommateurs et tous tarifs confondus.

Composantes de la facture	Mds euros	%
Fourniture d'électricité (HT)	60	63%
Acheminement	20	21%
Taxes	15	16%
<b>Total</b>	<b>95</b>	

Ces proportions varient fortement d'une année sur l'autre comme le montre le tableau suivant :

Composantes de la facture	2019	2022	2023	2024
Fourniture d'électricité (HT)	45%	60%	73%	63%
Acheminement	27%	25%	19%	21%
Taxes	27%	14%	8%	16%

Source des deux tableaux : calculs de l'auteur, à partir des rapports du SDES<sup>44</sup>

Les taxes ont été réduites en 2022 et 2023<sup>45</sup> pour faire face à la très forte hausse des prix de l'énergie (bouclier tarifaire).

Une comparaison européenne fournie par le SDES montre que le prix HT en 2024 pour les entreprises est inférieur à la moyenne de l'UE (voir les tableaux suivants). Pour les ménages, ce prix est aussi légèrement inférieur à la moyenne (en 2024).

<sup>42</sup> Il s'agit des taxes indirectes comme la TVA. A noter que les producteurs d'électricité sont soumis (en plus des impôts et taxes directes qui s'imposent à toutes les entreprises) à l'IFER, une taxe directe, qui s'applique aux entreprises de réseau (énergie, ferroviaire, télécommunications). Cette taxe, fonction de la puissance installée, est beaucoup plus élevée pour l'éolien et le solaire que pour le nucléaire. Voir [ici](#).

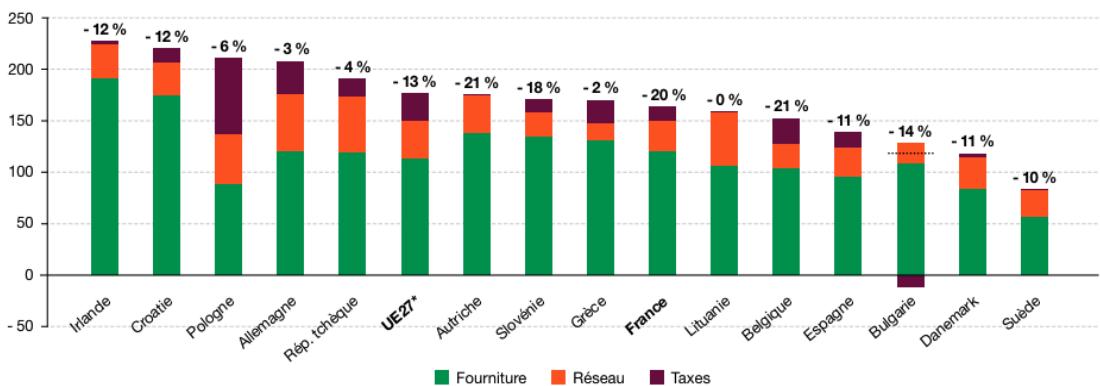
<sup>43</sup> Voir <https://www.cre.fr/consommateurs/comprendre-les-tarifs-reglementes-de-vente-de-electricite-trve.html>

<sup>44</sup> Les 3 sources principales sont : [Le bilan provisoire 2024](#), [Le bilan définitif 2023](#) et [L'étude sur les prix de l'électricité](#).

<sup>45</sup> La part "fourniture" du prix TTC est globalement en 2024 de 134 euros le MWh alors qu'elle était en 2019 de 63 euros le MWh.

**Graphique 6 : prix hors TVA de l'électricité pour les entreprises dans l'Union européenne en 2024**

En €/MWh



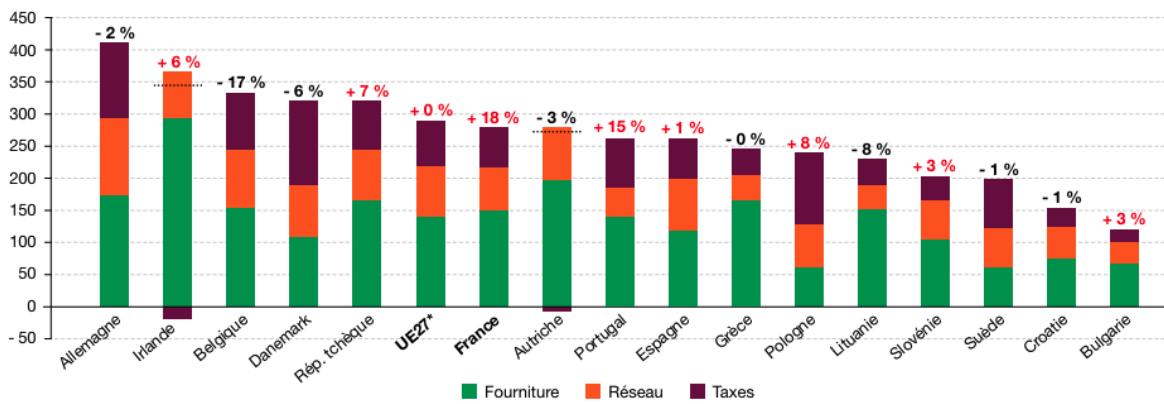
\* Union européenne à 27 États.

Lecture : en France, en 2024, le prix de l'électricité dans les secteurs non résidentiels s'élève à 165 €/MWh HTVA, se décomposant en 121 €/MWh pour la fourniture, 31 €/MWh pour le réseau et 13 €/MWh pour les taxes. Le prix a diminué de 20 % entre 2023 et 2024. Pour la France, le prix inclut l'amortisseur d'électricité et la baisse de la fiscalité liés au bouclier tarifaire, mais n'inclut pas les autres mesures (guichet d'aide aux entreprises).

Sources : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité ; Eurostat

**Graphique 3 : prix TTC de l'électricité pour les ménages dans l'Union européenne en 2024**

En €/MWh



\* Union européenne à 27 États.

Lecture : en France, en 2024, le prix de l'électricité dans le secteur résidentiel s'élève à 280 €/MWh TTC, se décomposant en 150 €/MWh pour la fourniture, 65 €/MWh pour le réseau et 65 €/MWh pour les taxes. Le prix a augmenté de 18 % entre 2023 et 2024. Le prix n'inclut pas le chèque énergie.

Sources : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité ; Eurostat

<sup>1</sup> Toutes campagnes confondues.

<sup>2</sup> Chèque exceptionnel pour 40 % des ménages les plus modestes, chèque énergie bois et chèque énergie fioul.

Source (pour les deux graphiques) : [Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2024](#)

Le prix de l'électricité en France pour les ménages serait un peu au-dessus du prix moyen mondial<sup>46</sup> (de l'ordre de 15 c€ le kWh). Ces comparaisons sont à prendre avec prudence : elles dépendent des taux de change qui sont variables et des variations de prix de l'électricité d'une année sur l'autre.

Pour la comparaison avec la Chine, il n'y a aucun doute : le prix TTC (pour les ménages) s'y situerait entre 7 et 8 c€/kWh, soit 3 fois moins qu'en France. **Ce prix chinois reste largement inférieur même en tenant compte de l'écart de pouvoir d'achat.** Aux États-Unis, il serait de l'ordre de 18 c€. La différence serait donc moins nette.

<sup>46</sup> Source : [Prix de l'électricité dans le monde : où se situe la France ?, fournisseurs-electricite.com](#)

Pour les prix HT pour les entreprises les comparaisons sont à faire avec prudence. Aux Etats-Unis par exemple<sup>47</sup>, le prix pour les industriels serait de 8 c\$ / kWh donc 2 fois plus bas qu'en France.

## 2.2 Le prix payé par les consommateurs pour les autres énergies

Le SDES calcule chaque année les dépenses totales de consommation énergétique (en unités physiques et monétaires). Pour 2023, le total de ces dépenses est de 220 Mds dont 85 Mds d'électricité (comme vu plus haut), 100 Mds de produits pétroliers et 27 Mds de gaz fossile.

### Bilan énergétique monétaire de la consommation d'énergie finale française (en million€)

Charbon	Produits pétroliers raffinés et biocarburants	Gaz naturel	Bois-énergie	Électricité	Chaleur commercialisée	Total
947	99 708	26 967	2 765	85 319	3 812	220 517

Source : [Annexes des Bilans énergétiques de la France pour 2023](#), SDES.

Le prix de l'essence à la pompe est en août 2025 d'environ 1,7 euros le litre. Cela correspond à environ 180 euros le MWh. Le rendement des moteurs thermiques est très mauvais, de 25 à 30% contre 80 à 90% pour l'électricité, soit en ordre de grandeur trois fois inférieur. Pour une électricité vendue à 200 euros le MWh<sup>48</sup> la comparaison est donc nettement en faveur de l'électricité, pour ce qui concerne le combustible. Le TCO est, avec les prix actuels et sans aide d'État, favorable aux VE pour les gros véhicules et assez équilibré pour les petits.

<sup>47</sup> Voir [How Much Electricity Prices Increase Per Year in the U.S.](#), Solar reviews

<sup>48</sup> Ce n'est pas le prix aux bornes de recharge qui varie entre 200 et 700 euros le MWh en fonction des opérateurs et de la vitesse de recharge. Voir par exemple <https://www.go-electra.com/fr/newsroom/prix-bornes-de-recharges/>

Le prix repère du gaz déterminé par la CRE pour les ménages en août 2025 est de l'ordre de 100 euros le MWh (soit 10 c€ le kWh), deux fois inférieur à celui de l'électricité. L'écart entre les coûts avant taxe est aggravé par la fiscalité (TICGN 18€/MWh, TICFE 36€/MWh). Même corrigé du rendement des chaudières, ce prix reste deux fois plus bas que celui de l'électricité, sauf pour les pompes à chaleur<sup>49</sup>. Mais dans ce cas, l'obstacle reste le coût d'installation de la PAC généralement supérieur à celui d'une chaudière à gaz à condensation<sup>50</sup>. Sans aide et pour une maison moyennement, le TCO<sup>51</sup> est clairement favorable au gaz fossile, ce qui est anormal si l'on veut accélérer l'électrification du chauffage dans le résidentiel.

**Comparaison entre la part de marché des pompes à chaleur (par rapport aux autres chauffages), le nombre de pompes à chaleur installées et le rapport entre le prix de l'électricité et celui du gaz dans les pays européens en 2023**



Source : [Progress in reducing emissions – 2025 report to Parliament](#), Climate Change Comitee, UK, 2025 (figure 2.4)

<sup>49</sup> Une PAC ayant un COP supérieur à 2, cet écart est corrigé quand on raisonne en énergie thermique pour les PAC. Il ne l'est pas pour les radiateurs électriques.

<sup>50</sup> En ordre de grandeur les PAC coûtent à l'installation 2 à 3 fois plus cher que les chaudières à gaz. Cet écart est en partie comblé par les aides publiques de type MaPrimRenov (en fonction des revenus). Mais les dispositifs d'aides sont tellement instables que les ménages hésitent.

<sup>51</sup> Le TCO (Total Cost of Ownership, Coût Total de Possession en français) désigne l'ensemble des coûts directs et indirects liés à l'acquisition, l'utilisation, l'entretien et la fin de vie d'un bien sur toute sa durée d'utilisation. L'idée est de ne pas se limiter au prix d'achat initial, mais de prendre en compte tout ce que posséder et exploiter ce bien coûte réellement.

### 3. La production de l'électricité et ses coûts

#### 3.1 Quelques chiffres sur la production électrique française

La production brute française d'électricité en 2024 s'est élevée à 539 TWh<sup>52</sup>.

Un mot sur l'exportation. La France a exporté en 2024<sup>53</sup> en net environ 90 TWh (101 TWh exportés et 12 TWh importés). Ce n'est sans doute pas loin du maximum avec les interconnexions actuelles (21 GW) et la durée des périodes d'excédents. Cette exportation a contribué à réduire les émissions de GES européennes<sup>54</sup>, à améliorer le solde commercial français (de 5 Mds d'euros en 2024).

Par ailleurs, s'il est souhaitable d'accroître les interconnexions européennes pour accroître la flexibilité des réseaux, la sécurité d'approvisionnement des pays<sup>55</sup> et réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, les niveaux d'exportation et d'importation des pays doivent se négocier entre pays et non se décider de manière unilatérale. En ordre de grandeur, ces "intercos" pourraient être complétées d'ici 2030, d'une capacité d'export **de 6 GW<sup>56</sup>**. Dans son schéma de développement décennal du réseau<sup>57</sup>, RTE évoquait le chiffre de **11GW de capacités additionnelles mais à partir de 2020, permettant d'exporter 150 TWh en plus..** Pour autant la coordination des pays de la plaque ouest européenne est une nécessité impérative pour éviter des surproductions massives à certaines heures et des déficits à d'autres, ce qui serait, au niveau européen, très sous-optimal.

Les émissions directes sur le territoire français s'élèvent à 11,7 Mt CO<sub>2</sub> soit 21,7 g CO<sub>2</sub> par kWh. En tenant compte des émissions liées au cycle de vie, les émissions liées à la production d'électricité en France ont atteint 15,9 MtCO2eq en 2024, soit 30,2 gCO2eq /kWh<sup>58</sup>, une valeur historiquement (et internationalement) très faible.

<sup>52</sup> Voir le [bilan électrique 2024](#) de RTE.

<sup>53</sup> En 2022, la France a importé plus d'électricité (73 TWh) qu'elle n'en a exporté (55 TWh) et a fait face à des prix très élevés. Cette situation est le résultat d'une production moindre liée à la crise de la corrosion sous contrainte du parc nucléaire conjuguée à une production hydraulique plus faible due à des pluies insuffisantes. Selon EDF, en 2002 « La production nucléaire en France s'établit à 279 TWh, soit 81,7 TWh de moins qu'en 2021(...) Le recul de la production nucléaire, essentiellement lié aux contrôles et réparations de la corrosion sous contrainte, a un impact estimé à -29,1 milliards d'euros en EBITDA, compte tenu des achats rendus nécessaires dans un contexte de prix de marché très élevés. » quant à la faible hydraulité elle s'est traduite par une baisse de production de 9,4TWh et une baisse de l'EBITDA de 2,5 milliards d'euros. Il faut donc rester prudent.

<sup>54</sup> RTE a estimé ses réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> à 20 Millions de tonnes de CO<sub>2</sub> pour 2024 (voir [Bilan électrique 2024, Les émissions](#)).

<sup>55</sup> Il est indispensable de pouvoir faire face aux périodes de déficits de production en France, moments auxquels la consommation est bien supérieure et/ou la production inférieure aux moyennes.

<sup>56</sup> Voir notamment la carte publiée par la CRE dans sa consultation publique page 49 ([Consultation publique du 18 septembre 2025 relative au schéma décennal de développement du réseau de RTE élaboré en 2025](#)).

<sup>57</sup> [Schéma décennal de développement du réseau, Edition 2025 – Fiche 11 Développement des interconnexions](#).

<sup>58</sup> [Bilan électrique 2024, Les émissions](#). Le contenu carbone de l'énergie finale consommée en France est d'environ 200 gCO<sub>2</sub> /kWh, soit plus de 6 fois plus (voir sur le site de [Carbone 4](#)). C'est la raison pour laquelle l'électrification des usages est incontournable, les autres sources d'énergie ne pourront très probablement pas être complètement décarbonées pour des raisons de gisement insuffisant de biomasse, seule autre substitut au pétrole et au gaz fossile, les e-fioûls demandant de l'électricité. Voir l'étude du SGPE de 2024.

La production électrique se répartit ainsi en fonction des moyens de production.

Filières	Puissance installée (GW)	Facteur de charge (%) <sup>59</sup>	Production brute 2024 (TWh)	%	Remarques/ puissances installées
Nucléaire	61,4	67,2 %	362	67%	
Hydraulique	25,7	33 %	75	14%	
Solaire	24,3	12 %	25	5%	
Éolien terrestre/Mer	24,4	22 %	47	9%	Dont Mer= 1,9
Autres renouvelables	2,3 GW	50 %	10	1%	
Gaz /fioul/charbon	17,4	13 %	20	4%	Dont Fioul : 3 Charbon : 1,8 Gaz 12,6
<b>Total</b>			<b>539</b>		

La PPE3 prévoit une production d'électricité à horizon 2035 de l'ordre de 700 TWh pour une consommation finale autour de 600 TWh, comme indiqué plus haut, ce qui semble excessif compte-tenu des perspectives de consommation d'électricité rappelées ci-dessus et dont nous avons rappelé que, néanmoins, elles dépendaient fortement du volontarisme politique en matière d'électrification.

Projet de PPE n°3 soumis à la concertation– Novembre 2024

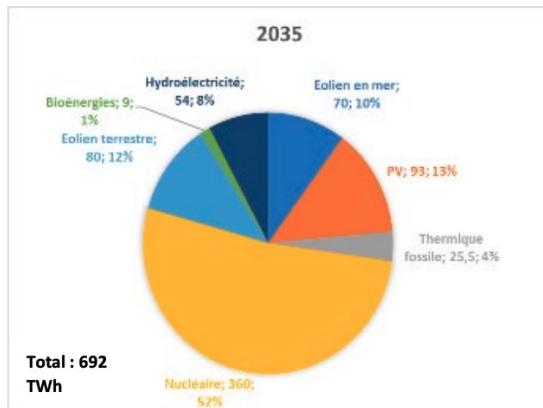


Figure 26. Mix de production électrique en 2022 et prévisions 2030 et 2035 tel que prévu par la PPE<sup>30</sup> (volume de production de chaque filière en TWh et part dans le mix en pourcentage)

Nous allons par la suite expliquer pas à pas quels sont les coûts dont sont composés les prix de l'électricité en commençant par les coûts de production.

<sup>59</sup> Le facteur d'un moyen de production est égal à la production réelle divisée par la production qui serait réalisée si ce moyen tournait à 100%.

### 3.2 Les coûts de l'électricité : de quoi parle-t-on ?

Avant de détailler les différents coûts de production, il nous semble important de bien préciser que la notion de coût ne désigne pas toujours la même chose ce qui nuit au débat public<sup>60</sup>.

**1/ Le coût pour le consommateur de l'électricité** c'est la multiplication du prix du kWh par les kWh consommés, auquel il faut rajouter le prix de l'abonnement. Ce prix dépend du contrat souscrit auprès d'un fournisseur, du tarif d'acheminement, des taxes et bien sûr du volume consommé, qui est sensible au tarif de l'électricité, à l'efficacité des équipements et aux efforts de sobriété des consommateurs.

**2/ Le coût pour le contribuable** (sans compter le coût précédent qu'il paie en tant que consommateur). C'est le total des aides publiques (sous forme de **compléments de rémunération**, de réduction d'impôts ou autres et de garanties).

**3/ Pour la collectivité**, les économistes calculent plusieurs coûts.

Au niveau microéconomique :

- **Le coût d'investissement**, en général calculé par kW installé, dépend des technologies et d'aléas de réalisation qui, pour le nucléaire, ont été considérables dans les dernières années.
- **Le coût de production marginal** qui est un coût variable par MWh (intégrant les frais d'entretien, d'exploitation et de carburant éventuel) qui guide l'ordre de mérite en exploitation et dans l'appel des moyens de production dans la gestion du réseau.
- **Le coût de production** ramène au kWh produit les dépenses d'investissement, d'exploitation<sup>61</sup> et de maintenance. Il nécessite le recours à un afin d'attribuer à chaque année de la durée de vie d'un moyen de production une part du coût d'investissement. Ce calcul est peu pertinent pour l'autoconsommation (voir §3.3).
- Pour comparer ces coûts de production au kWh, on utilise généralement le LCOE<sup>62</sup>, qui divise les CAPEX et OPEX actualisés au numérateur par les kWh actualisés au dénominateur. Ce calcul est différent du calcul intuitif simplifié qui est souvent fait et divise le même numérateur par les kWh produits non actualisés. Le choisi (en général assimilé au coût moyen du financement, le WACC) a un effet considérable sur le résultat. En revanche, le LCOE ne tient pas compte de la structure de financement et de l'effet de levier en général élevé dans les projets d'EnR<sup>63</sup>.
- **Le coûts complet de production** calculé par la CRE et le coût courant économique calculé par la Cour des Comptes ne le sont pas en appliquant la formule du LCOE. Ils partent d'une logique comptable. (voir encadré et § 3.5).

<sup>60</sup> Pour en savoir plus sur ce sujet, voir la fiche [Qu'est-ce qu'un coût ?](#) sur la plateforme The Other Economy.

<sup>61</sup> Pour le nucléaire, il faut noter que les coûts d'exploitation intègrent les dépenses liées à l'usage et au cycle du combustible (dont l'amortissement des investissements relatifs à ce cycle, - voir par exemple [ici](#)) et les provisions pour démantèlement, "provisionnés" dans des actifs dédiés.

<sup>62</sup> Le LCOE est la valeur du kWh qui annule la Valeur Actuelle Nette du projet. Voir encadré page suivante.

<sup>63</sup> Un WACC de 4,5% peut s'obtenir avec un levier de 90%, un cout du capital de 9% et un taux d'intérêt de la dette de 4% ; ou au contraire sans levier avec un capital attendant 4,5% de rémunération. Le « vrai » LCOE du projet dans le premier cas est bien inférieur à celui du deuxième cas.

- Le LCOE « complété » qui ajoute à ce coût de production au kWh les coûts de réseau et de gestion de la flexibilité. Ce complément dépend de l'architecture du réseau, des profils de production des technologies et du profil de la consommation d'électricité (sur lequel il existe d'importantes marges de manœuvre, voir §7.2).
- Le coût total annuel du système électrique qui ramène à une année donnée l'ensemble des dépenses d'investissement (production, réseau, flexibilité) et d'exploitation et de maintenance. Ce calcul suppose comme le LCOE un calcul d'actualisation.

### LCOE et coût courant économique (et assimilés)

Le LCOE se calcule selon la formule suivante<sup>64</sup> :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$n$	la durée de vie du système
$C_t$	l'ensemble des coûts
$E_t$	la production nette d'énergie annuelle
$r$	le taux d'actualisation annuel

C'est le prix de vente minimal qui annule la Valeur Actualisée Nette d'un flux de CAPEX et d'OPEX.

La Cour des comptes calcule un coût courant économique qui revient, pour simplifier, au calcul du LCOE mais en prenant au dénominateur la production totale non actualisée. Elle présente ce coût comme « le loyer économique, constant en euros constants, [qui] reflète le prix qu'un fournisseur serait disposé à payer s'il avait à louer le parc nucléaire plutôt qu'à le construire. »<sup>65</sup> Elle explique la différence entre plusieurs méthodes de la « même famille » et diffèrent par le calcul du numérateur de la formule.

La CRE raisonne de manière voisine quand elle calcule le coût complet du nucléaire<sup>66</sup> : elle rapporte des dépenses actualisées (dont la rémunération du capital) à la production (non actualisée)

Au niveau macroéconomique :

- l'impact sur la balance commerciale de la production d'électricité y compris les achats des moyens d'équipements de production ;
- les coûts ou impacts sur la Nature : ces coûts, appelés "externalités", comprennent les émissions de GES générées sur toute la chaîne de valeur, et des consommations de matières, d'espace et de ressources biologiques (en tenant compte d'une capacité de « renouvellement » réelle mais limitée). En résumé, ce qui est de l'ordre du

<sup>64</sup> Voir ici : <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/question-que-le-lcoe>

<sup>65</sup> Voir rapport thématique de la Cour des comptes sur Les coûts de la filière nucléaire paru en 2012 (p 272) et l'annexe 15 où différentes notions de coût sont évoquées.

<sup>66</sup> Voir Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028, CRE, 2025

prélèvement sur la Nature et des pollutions induites, au sens large. Ces coûts sont parfois monétarisés<sup>67</sup>. Nous ne développerons pas ce point plus avant<sup>68</sup>.

Ces différences entre notions et entre modes de calcul sont à prendre en considération avec beaucoup de soin ; la confusion ne peut qu'engendrer de graves erreurs d'appréciation et de décision.

### 3.3 Les coûts de production constituent un indicateur limité mais utile pour comparer les moyens de production électrique entre eux

Les coûts de production de l'électricité bas-carbone (nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, biomasse) sont très majoritairement fonction de leurs coûts de construction et de leur financement : les coûts de combustible et d'exploitation<sup>69</sup> sont faibles contrairement aux énergies fossiles. Le coût du capital est donc déterminant dans leur établissement<sup>70</sup>

Ces coûts de production ne prennent cependant pas en compte le fait que certaines sources d'énergie nécessitent plus que d'autres l'apport complémentaire de « services système » relatifs au stockage de l'énergie et/ou à la stabilité du réseau et inversement que certaines apportent des services système qui ont une valeur économique. Ces coûts de production se comparent difficilement entre eux car les profils de production (et donc les services rendus au système électrique) entre une centrale PV ou une éolienne et une centrale nucléaire ne sont pas les mêmes. Ils ne s'opposent pas mais se complètent plutôt dans une logique de nécessité d'équilibrage production / consommation.

De même, en fonction des logiques de production (injection totale versus autoconsommation individuelle) les coûts n'ont pas la même structure selon que l'actif est porté par un investisseur (le cas des grosses installations) ou par le consommateur final qui autoconsomme directement la production (cas des petites installations pour les clients résidentiels et entreprises, voir encadré).

En bref, les coûts de production ne permettent donc pas de comparer les sources d'électricité et les services associés. Nous y reviendrons au chapitre 7. Ils donnent, cependant, une première et précieuse indication<sup>71</sup>. En particulier, ces coûts sont indépendants du design et du coût des réseaux électriques, de la fiscalité et du mix de production. Ils peuvent faire l'objet de comparaisons internationales. Enfin, ces coûts sont la base du calcul des aides et interventions publiques tant pour les EnR que pour le nucléaire et le gaz fossile.

---

<sup>67</sup> Voir pour les GES le rapport de la [Commission sur la valeur de l'action pour le climat](#) présidée par Alain Quinet. Voir également la fiche [Doit-on donner un prix à la nature ?](#) sur la plateforme The Other Economy.

<sup>68</sup> Voir par exemple Guillermo San Miguel, [External environmental costs of electricity generation using a life cycle approach: A case study of Spain, Renewable Energy, 2024](#).

<sup>69</sup> La biomasse en comporte plus que les autres moyens cités.

<sup>70</sup> Voir la fiche [Le poids du capital dans le prix des énergies renouvelables](#) sur la plateforme The Other Economy.

<sup>71</sup> Quand le solaire était à 400 euros le MWh contre un nucléaire à 40 euros, il n'y avait pas de discussion sur la compétition économique entre ces deux sources d'énergie. Le débat portait sur d'autres questions.

### 3.4 Les coûts de production des EnR

Les deux tableaux ci-après présentent en ordre de grandeur d'une part le montant des investissements par kW et d'autre part les LCOE<sup>72</sup> en 2024 en France<sup>73</sup> pour les EnR (on verra le nucléaire plus loin). Il s'agit bien d'ordres de grandeur.

En particulier, les LCOE dépendent de plusieurs paramètres techniques liés à l'investissement (premier tableau) à l'installation et de paramètres financiers comme le coût du financement (ou taux d'actualisation) qui est un élément déterminant du coût de production.

Quatre remarques préalables sont à faire :

- nous ne disposons pas - et c'est une grave lacune - pour la France d'une base de données consensuelle et mise à jour annuellement sur les LCOE<sup>74</sup> (alors que la banque Lazard fait ce travail mais surtout pour les Etats-Unis) ;
- on a assisté à une baisse considérable de ces coûts dans les 20 dernières années<sup>75</sup>, même si depuis 2023 les coûts ont connu des hausses dont certaines dues aux contentieux et études exigées ; cette baisse des coûts s'accompagne aussi de progrès dans les rendements<sup>76</sup>, et dans la qualité des équipements qui durent plus longtemps (plus de 30 ans sans perte forte de rendement pour les panneaux PV) ;
- les coûts en France sont relativement plus élevés qu'en dehors des frontières pour une série de raisons administratives ;
- pour l'éolien maritime, surtout flottant, nous manquons encore de recul.

---

<sup>72</sup> Voir la fiche [Le poids du capital dans le prix des énergies renouvelables](#) sur la plateforme The Other Economy. Le LCOE intègre en général les CAPEX et les OPEX; il peut intégrer les coûts de démantèlement.

<sup>73</sup> Pour une vision mondiale et rétrospective sur la période 2009-2025 voir les [études de référence de Lazard](#).

<sup>74</sup> Les données les plus récentes semblent dater de 2022 et sont compilées sur le site [géothermies.fr](#)

<sup>75</sup> Voir par exemple un article publié en 2020 sur le [site Ourworldindata](#) mis à jour en 2025, ou un article de 2021 sur le site du [World Economic Forum](#) ou une synthèse d'un [rapport de l'IRENA](#). Plus précisément, le solaire a vu son coût se réduire après 2010, l'éolien terrestre après 2000 et l'éolien en mer après 2015 (avec l'arrivée des éoliennes géantes).

<sup>76</sup> Les rendements du solaire PV sont passés de 10-15% en 2000 à près de 20-25% aujourd'hui (voir <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>)

Technologie	CAPEX estimé (€/kW, hors frais financiers)	LCOE estimé (€/MWh) – France 2023–2024	Principales références
Éolien terrestre	~1 000 – 1 700	~50-70	<a href="#">ADEME (2022), CRE, appels d'offres PPE2<sup>77</sup></a>
Éolien en mer (posé)	~2 600	~60-70 <sup>78</sup>	
Éolien en mer flottant	~3200 – 4200	~110-130 <sup>79</sup>	AO récents, <a href="#">Futurs énergétiques RTE</a>
PV -petites toitures, résidentiel	~1500 – 3000 (TTC)	~70-180 <sup>80</sup>	ADEME (2022), <a href="#">photovoltaïque.info</a> ADEME <a href="#">Avis 2025</a> ,
PV -grandes toitures	~800 – 1200 (HT)	~80 -90	ADEME (2022), CRE appels d'offres PPE2
PV – parc au sol	~600 – 1 000 (HT, grands projets)	~60-80	Cour des comptes (2023), ADEME (2022), CRE appels d'offres PPE2

Estimations de l'auteur, diverses sources ([techniques de l'ingénieur](#))

Pour mémoire, le projet de PPE 3 se fonde quant à lui sur des chiffres, issus des contrats de soutien des derniers mois, qui donnent le photovoltaïque au sol autour de 80 €/MWh, l'éolien terrestre à 90 €/MWh et le photovoltaïque sur toiture à 100 €/MWh. Ces coûts semblent donc surévalués.

NB À ces chiffres, il convient, selon la CRE, d'ajouter les coûts de raccordement. La CRE les évalue ainsi dans son rapport sur le coût complet des Enr<sup>81</sup> :

- o 0,6 €/MWh pour l'éolien à terre ;
- o 1,9 €/MWh pour le PV supérieur à 500 kWc ;
- o 12 €/MWh pour une partie seulement des installations PV inférieures à 500 kWc.

<sup>77</sup> Voir également [État des lieux et premiers enseignements tirés à fin 2023 des résultats des appels d'offres « PPE2 » éoliens terrestres et photovoltaïques \(cre.fr\)](#)

<sup>78</sup> Le dernier AO (Centre Manche 2 (AO8) gagné par Total-Energies et RWE l'a été à un prix de 66 euros le MWh pour une puissance installée de 1,5GW et un productible de 6TWh. Ce coût ne prend pas en compte le raccordement à la charge de RTE (sauf aménagements spécifiques). Certains sites moins adaptés se feront à coût plus élevé (voir [ici](#)).

<sup>79</sup> Coût hors raccordement. Dans son projet de Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) 2025, publié en février, RTE anticipe pour les parcs flottants de la PPE2 et de la PPE3, un prix moyen de 125€/MWh, intégrant un coût de raccordement de 40 euros le MWh. Les AO récents ont été gagnés autour de 90 euros le MWh, hors raccordement. Voir [L'éolien en mer : un levier de reconquête industrielle et un atout pour l'export ... à condition d'avoir une politique cohérente - France renouvelables](#), France renouvelables, 2025

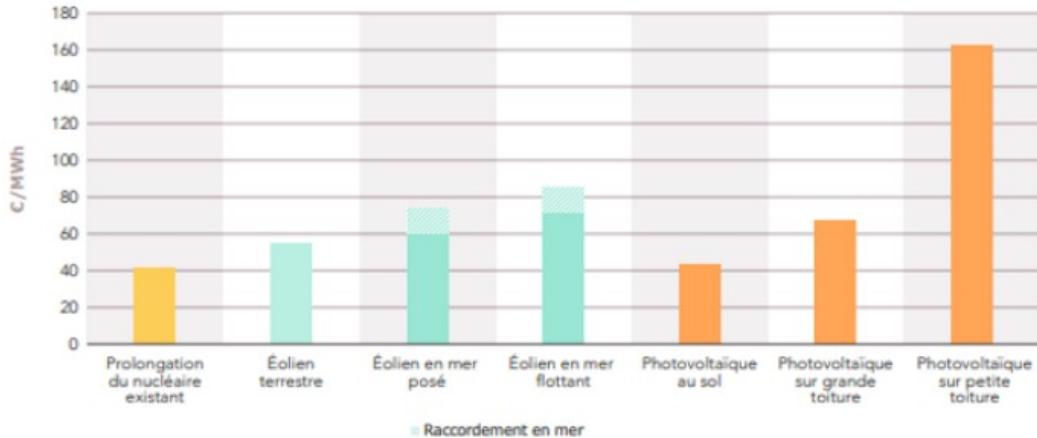
<sup>80</sup> Voir encadré sur le solaire PV résidentiel page 24.

<sup>81</sup> [Coût complet du soutien public aux installations de production à partir d'énergies renouvelables en fonction de leur niveau de tension de raccordement](#), CRE, 2025

Pour l'éolien en mer posé, le coût du raccordement se situe entre 25 et 40 €/MWh.

Ces coûts ont évolué à la baisse depuis des années, et cette baisse se prolongera selon toutes probabilités.

Coûts de production à l'horizon 2030<sup>82</sup> selon l'étude [Futurs énergétiques de RTE](#) (2022)



*Figure 32 Comparaison des coûts complets annualisés (OPEX et annuités dues) pour les différentes capacités en exploitation à l'horizon 2030 dans la moyenne des six scénarios de mix étudiés dans [Futurs énergétiques 2050](#) (p. 577, chiffres en €2020), hors coûts induits pour le système électrique*

L'étude de [France Stratégie sur les coûts d'abattement](#) (2022) a évalué les coûts de production ainsi et donné des évaluations issues d'autres études.

**Comparaison des LCOE Proxy-AMS (avec le facteur de charge du scénario)  
avec des hypothèses alternatives de coûts (en €/MWh)**

Technologie	RTE <sup>(1)</sup> 2050*	AIE 2040	AEN-OECD 2020		Proxy- AMS***	Variante « ENR moins coûteuses »
			ta = 3 %	ta = 7 %		
Nucléaire	68	92	38	59	63	76
Gaz CCGT	-	92	-	-	168	168
PV en toiture	110**	-	82	108	81	65
PV en centrale	30	42	21	29	49	39
Éolien terrestre	38	54	37	47	62	50
Éolien en mer	42***	42	57	75	85***	68

<sup>(1)</sup> Les valeurs correspondent aux coûts de capacités installées en 2050 et pour un coût du capital de 4 % (hypothèse centrale de l'étude [Futurs énergétiques 2050](#)).

\* obtenus avec des facteurs de charge théoriques pour les EnR (c'est-à-dire les facteurs de charge hors écrémentements éventuels) : 14 % pour le PV, 23 % pour l'éolien terrestre, 41 % pour l'offshore. Pour le nucléaire, les facteurs de charge sont issus de la simulation du fonctionnement du système électrique.

\*\* sur petite toiture.

\*\*\* y compris le raccordement.

\*\*\*\* les facteurs de charge pour Proxy-AMS sont 76,6 % pour le nucléaire, 6,6 % pour les turbines à gaz CCG, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 24 % pour l'éolien terrestre, 42 % pour l'éolien en mer.

Note : le taux de change choisi est 1,2 \$ pour 1 €.

Source : France Stratégie

NB On y voit la sensibilité au taux d'actualisation (ou dit autrement au coût de financement) et par ailleurs le coût beaucoup plus élevé des centrales au gaz.

<sup>82</sup> Pour le nucléaire, il s'agit du coût du MWh supplémentaire généré par la prolongation des réacteurs existants, et non du coût du MWh du parc existant ni du MWh du nucléaire futur dont on parlera plus loin. Ce coût est inférieur au coût estimé par la CRE d'ici 2040 car il n'est pas établi de la même manière...

## Le solaire PV résidentiel

L'autoconsommation individuelle (ACI) est fortement plébiscitée en France. Elle est passée de 240 000 installations pour 1,13 GW fin 2022 à 677 000 installations pour 3,8 GW fin 2024<sup>83</sup>. Elle offre plusieurs avantages reconnus par les ménages : une stabilité du coût (puisque le ménage paie essentiellement le remboursement de son éventuel prêt et n'est pas impacté par le prix du marché de gros, ce qui est le cas à travers le TRVE), une relative autonomie- surtout pour ceux qui sont équipés de batterie- et un coût qui devient compétitif. Le coût des installations (de 3 à 6 kWc) se situe aujourd'hui<sup>84</sup> entre 5 000 € TTC et 9 000 € TTC, même s'il est parfois plus élevé (du fait de marges plus élevées chez les installateurs ou les fournisseurs).

Le calcul économique vu du consommateur n'est pas identique à celui d'un LCOE et fait apparaître à ses yeux une meilleure rentabilité. **Le ménage moyen ne fait pas un calcul de Valeur Actualisée Nette.** Il ne vise pas de retour sur investissement rémunérant son capital dans une fourchette de 8 à 15% comme c'est le cas de beaucoup d'entreprises. Il cherche plutôt à comparer au coût d'achat de l'électricité sur le réseau, un coût intégrant l'amortissement de l'investissement et ses charges financières éventuelles dont il soustraie, le cas échéant, les recettes de la vente d'une partie de sa production. Un calcul dans un cas simple montre qu'il estimerait à 13c€ le coût net de l'électricité produit par une installation de 3kW, alors que le LCOE serait de 21c€ de l'ordre du prix d'achat sur le réseau.<sup>85</sup>

Le potentiel de puissance et de production à base de PV résidentiel est important. Il a été évalué récemment par la société Enerdata<sup>86</sup> à 125 TWh/an à horizon 2050, soit 9 fois la production 2024 (14 TWh). Ce gisement en toitures a des atouts significatifs : les citoyens l'apprécient alors que les projets au sol sont plus souvent contestés (ce qui n'est pas le cas des délaissés et les parkings dont le potentiel est évalué à 54 GW par l'ADEME<sup>87</sup>). Par ailleurs le solaire PV résidentiel peut être une porte vers l'électrification du foyer. Les ménages commencent par un projet solaire, puis cherchent à optimiser l'autoconsommation, puis installent une pompe à chaleur et une borne de recharge VE pour utiliser au mieux l'électricité produite par le PV.

Le solaire en toiture a en revanche l'inconvénient de ne pas moduler facilement<sup>88</sup>. Enfin, il est vu (via le LCOE) comme plus coûteux que les autres moyens de production, mais comme on le voit dans cette note, ce critère n'est pas nécessairement synonyme d'intérêt général.

À noter que le développement de l'ACI (avec batteries éventuellement) se fera probablement indépendamment [des aides publiques, qui sont à la baisse en 2025](#).

<sup>83</sup> Voir [l'avis de l'ADEME sur l'autoconsommation solaire](#) (2025)

<sup>84</sup> Voir [Panneau Solaire Prix | Combien ça coûte en 2024 ?, Murfy Solaire](#)

<sup>85</sup> Les hypothèses prises sont basiques (1200 kWh par kW, kW coûtant 2000€, durée de vie 30 ans, autoconsommation de 50%, prix de vente du surplus à 4c€, pas d'emprunt, taux d'actualisation de 4% ... calculs de l'auteur).

<sup>86</sup> Voir [European rooftop solar market at crossroads](#), Enerdata, 2025

<sup>87</sup> Voir [L'important potentiel des friches et parkings pour l'énergie photovoltaïque](#), Ademe, 2019

<sup>88</sup> Enedis a fait une offre de raccordement avec modulation de puissance (ORA\_MT) et a publié des consignes de réglage des onduleurs Voir [Accueillir 30% de puissance électrique supplémentaire sans travaux avec un réglage des nouvelles installations solaires basse tension](#), Enedis, 2023.

### 3.5 Les coûts de l'énergie nucléaire

Le coût du kWh nucléaire ne peut se calculer sans des hypothèses conventionnelles assez fortes. En effet le nucléaire historique est amorti et le coût du capital à retenir dépend au premier ordre de la structure de financement choisie politiquement, du fait qu'EDF est une entreprise publique, dont la rémunération du capital ne se décide pas sur les marchés.

Pour les EnR c'est différent : les investisseurs ont une attente de rendement du capital et ont accès à un coût de la dette qui sont issus du marché (compte-tenu certes des mécanismes de soutien mais ces informations sont objectives).

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a évalué dans un rapport publié en septembre 2025<sup>89</sup> le coût de production complet y compris Flamanville à 60,3 €/MWh sur la période 2026-2028, et 63,4 €/MWh sur 2029-2031.<sup>90</sup> Ces valeurs sont exprimées en euros de l'année 2026.<sup>91</sup> Le coût moyen pondéré du capital (CMPC, moyenne pondérée de la rémunération attendue du capital et du taux d'intérêt de l'endettement bancaire) retenu par la CRE est de 9,1%<sup>92</sup>.

Ces calculs sont supposés prendre en compte les coûts tels qu'évalués par la Cour des comptes dans son rapport de septembre 2025 : "coûts de maintenance courante du parc mais aussi l'ensemble des opérations visant à permettre la prolongation de la durée de vie des réacteurs, notamment leur passage avec succès des visites décennales (poursuite et achèvement des VD4 du parc 900 jusqu'en 2034, puis passage des VD5 du même parc à partir de 2030 et passage des VD4 du parc 1300 à partir de 2027) et la prise en compte des exigences croissantes de sûreté. Sur la période 2025-2040, EDF anticipe un cumul de dépenses d'investissements de près de 90 Md€ pour le parc nucléaire existant, avec pour objectif le maintien en fonctionnement des réacteurs jusqu'à leurs 60 ans."

Pour mémoire, la Cour des comptes a fait en 2021<sup>93</sup> des estimations de ce coût de production qu'elle évaluait entre 44 et 65 euros le MWh, selon la méthode retenue. Quant au tarif de l'ARENH (voir plus loin) il avait été fixé à 42 euros le MWh. Même si tous ces chiffres recouvrent des notions un peu différentes, on peut retenir que le nucléaire

---

<sup>89</sup> Voir [Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028](#), CRE, 2025. Ce rapport très détaillé est une mine d'informations.

<sup>90</sup> Aucun nouveau réacteur nucléaire n'entrera en service avant 2040, selon les informations données [lors du débat public relatif au projet de construction d'une paire de réacteurs EPR2](#) à proximité de la centrale nucléaire de Bugey. Ces évaluations sont donc peu sensibles à des hypothèses de coût sur ce nouveau nucléaire.

<sup>91</sup> Cette estimation du coût complet tient notamment compte des charges d'exploitation (y compris le combustible), des investissements sur le parc existant (poursuite d'exploitation y compris le grand carénage), de gestion des matières et déchets nucléaires (y compris les charges d'exploitation et d'investissements associées), des coûts de post exploitation et d'investissements dans le projet de construction de l'EPR de Flamanville 3. Elle repose sur une hypothèse de production du parc nucléaire existant (dont Flamanville 3) de l'ordre de 360 TWh en moyenne sur la période 2026-2030. Cette estimation de coût ne couvre en revanche pas les besoins relatifs au financement du développement de nouveaux réacteurs nucléaires.

<sup>92</sup> Le CMPC effectif pour EDF est une information difficile à trouver. Par ailleurs la Cour des comptes observe une baisse de rendement du capital dans le rapport cité.

<sup>93</sup> Voir [Observations définitives sur L'analyse des coûts du système de production électrique en France](#), Cour des Comptes, 13 décembre 2021.

existant délivre un MWh coûtant entre 60 et 70 euros (rappelons que ce montant ne permet pas de contribuer au financement du nouveau nucléaire, voir les précisions de la CRE dans la note 82 ci-dessus).

Le coût du nouveau nucléaire (EPR2) est, quant à lui, très supérieur à celui du parc installé pour de nombreuses raisons<sup>94</sup> dont deux principales : les réacteurs sont plus complexes - en particulier du fait des réglementations en matière de sûreté - et de plus grandes dimensions que les réacteurs de deuxième génération (même ramenés à puissance équivalente), leur construction toujours mal maîtrisée tout comme ses délais qui sont très longs, ce qui génère des intérêts intercalaires<sup>95</sup> importants, pouvant représenter 20 à 25% du coût "overnight" (sans ces frais). Le coût overnight de Flamanville s'élèverait selon la Cour des comptes à 15,6 Mds d'€<sup>96</sup> pour une puissance de 1650 MW (soit 10 000 € le kW). Au total Flamanville 3 aurait coûté 23,7 Milliards d'euros dont 15,6 Milliards (€2023) pour les coûts de construction et 4,2 Mds pour les intérêts intercalaires.

Pour les EPR suivants, les estimations sont encore très fragiles, notamment parce que les plans détaillés ne sont pas encore achevés pour aucun, et encore moins validés par l'ASN. Or ce n'est que quand on dispose de ces plans détaillés qu'on peut faire des estimations sérieuses des coûts. En 2020, EDF a annoncé un coût d'investissement overnight pour les 6 nouveaux EPR de 51,7 Mds programmés à ce jour. Ce coût a été réévalué par EDF à 79,9 Mds d'euros en 2023<sup>97</sup> (soit 8 300 euros le kW). Le ministre de l'énergie et le président d'EDF de l'époque (Luc Rémond) ont évoqué un montant de 100 Mds d'euros<sup>98</sup>. Pour mémoire, les EPR anglais coûteront eux encore plus chers<sup>99</sup> : la facture pour les deux réacteurs de HPC s'élève à 53 Mds d'€ à ce jour et le devis de Sizewell s'élève pour les deux réacteurs à 44 Mds d'€. Mais ce coût pourrait se traduire par une facture finale bien plus élevée, comme le révèle un article du Financial Times<sup>100</sup>.

En conclusion le coût d'un réacteur EPR2 pourrait plutôt se situer en France à hauteur de 10 000 euros le kW. Parier sur une baisse de ces coûts due à un effet de série est probablement illusoire. Le nucléaire est une des rares technologies dont le coût a toujours augmenté avec le temps et ce pour diverses raisons<sup>101</sup>.

Le LCOE de l'EPR2 dépend bien sûr de ce coût d'investissement mais aussi du taux d'actualisation retenu donc de la rentabilité attendue du capital (et des taux d'intérêt obtenus pour la partie ainsi financée). Pour Flamanville avec un taux de 8% ([voir plus loin](#)

<sup>94</sup> Voir cette note d'Ange Blanchard qui analyse en détail la question au niveau international : [Why is nuclear energy so expensive? And can we do something about it?](#)

<sup>95</sup> Les intérêts intercalaires sont ceux qui sont générés par la durée de la construction, pendant laquelle les dépenses d'investissement sont à financer sans contrepartie de production. Si le chantier est long et le taux d'intérêt non nul, ils peuvent être très lourds.

<sup>96</sup> Voir [La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants](#), Cours des comptes 2025 (un résumé [sur le site du Monde](#) et le précédent rapport de la Cour des Comptes sur [la filière EPR](#) (2020).

<sup>97</sup> Voir Alain Grandjean, [L'inquiétante dérive des coûts du nouveau nucléaire](#), Alternatives Economiques, 16/01/25

<sup>98</sup> Nucléaire : [L'Élysée vise désormais 2038 pour la mise en service du premier EPR2](#), Connaissances des énergies, 17/03/25 et [Lever 100 milliards d'euros pour les EPR2, l'un des trois défis du successeur de Luc Rémond à la tête d'EDF](#), L'Usine Nouvelle, 23/04/25

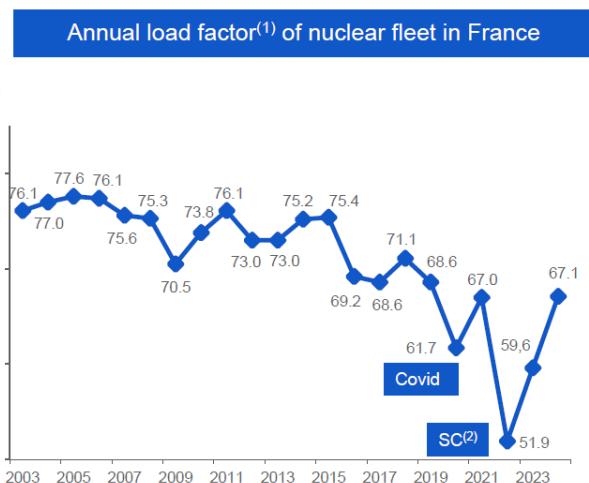
<sup>99</sup> [EDF : Hinkley Point, ce chantier sans fin à 50 milliards d'euros](#), Les Echos, 23/07/05.

<sup>100</sup> voir <https://www.ft.com/content/5f54592e-50ba-4a1e-8219-7a4eb01f74ed>

<sup>101</sup> Voir l'article d'Ange Blanchard : [Why is nuclear energy so expensive?, And can we do something about it?](#)

l'analyse du WACC d'EDF par la CRE), un coût overnight de 7500 euros le kW et un facteur de charge (nominal) de 85%- on y reviendra plus loin- le coût est de 167 euros le MWh<sup>102</sup>. La Cour des comptes<sup>103</sup> estime, elle, le cout de production actualisé du programme EPR2 à 92,9 euros de 2023 par MWh pour un coût moyen du capital (CPMC) de 4 % (ce qui est cohérent avec les 167 euros pour un WACC de 8%). Mais rappelons que dans ces estimations, le coût d'investissement au KW retenu est inférieur aux 10 000 euros le kW qui semble plus réaliste.

Ces estimations dépendent aussi du facteur de charge qui est aujourd'hui en moyenne pour le parc existant en France<sup>104</sup> de l'ordre de 70%. Le taux de 80 à 90%<sup>105</sup> qui est pris en général dans le LCOE prévisionnel peut s'avérer surestimé en fonction de la configuration du système électrique dans son ensemble, de l'ampleur de la modulation demandée aux réacteurs nucléaires qui fait baisser le facteur de charge et des futures pertes de production liées au changement climatique. Cette modulation est rendue obligatoire, dès lors que le nucléaire fournit un pourcentage élevé de la production électrique, pour qu'il s'adapte à la demande, ce qui sera sans doute moins vrai dans les années 2050 où le nucléaire ne dépassera pas les 50 %. Au total, le LCOE des EPR2 pourrait se situer entre 130 et 150 euros le MWh. Parier sur moins suppose implicitement des aides d'État significatives (donc une prise en charge par le citoyen) ; nous en parlerons au chapitre 4. À ce stade , il semble acquis que les EPR coûteront plus cher que leurs alternatives (prolongation du parc, si possible et dans les conditions imposées par l'ASN, et EnR). Nous verrons au chapitre 7 si cette conclusion est modifiée par la prise en compte des coûts et services système.



Source : [Résultats annuels 2023 Faits et chiffres - Présentation PowerPoint EDF \(2024\)](#)

<sup>102</sup> Voir [cet article](#) qui donne accès au tableur permettant de faire le calcul

<sup>103</sup> [La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants](#), Cour des comptes, 2025

<sup>104</sup> Le facteur de charge des 3 EPR en fonctionnement dans le monde (2 en Chine et un en Finlande) cumulant 13 années de fonctionnement serait de 65,6%.

<sup>105</sup> Une variation de 10% du facteur de charge en plus ou en moins autour des 80 % fait varier le coût de production de 12% ce qui n'est pas du tout négligeable.

## 4. Le prix de production de l'électricité

Le prix de la production d'électricité (la part du prix de l'électricité qui est relatif à la production) se distingue de son coût. Ce prix figure dans les offres de marché faites par les fournisseurs (qui font payer aussi le coût de l'acheminement et les taxes).

Il résulte de quatre facteurs.

- La politique tarifaire du fournisseur (et les marges qu'il souhaite réaliser). Quand c'est une offre au TRVE, ce tarif est proposé par la CRE et fixé par l'État. Ce peut être aussi, pour les consommateurs professionnels un contrat de long terme (un PPA) ; ce peut être le résultat d'un d'appel d'offres.
- Les prix de l'électricité (en fonction des maturités et des zones géographiques) sur le marché de gros européen.
- L'ARENH, un dispositif spécifique visant à permettre aux fournisseurs autres qu'EDF de disposer d'une partie de l'électricité nucléaire à un coût fixé par l'État. Ce dispositif, va être remplacé en 2026 par un « versement nucléaire universel » (voir encadré page 31-32).
- Des aides publiques (tarifs de rachat, complément de rémunération, contrat pour différence, mécanismes de capacité). Les producteurs encaissent ces aides qui sont financées par l'État.

Les prix de vente de leur production tiennent compte de ces aides publiques. Ces mécanismes visent dans tous les cas à fournir une visibilité sur la rémunération du producteur et une garantie de l'État de fait ce qui permet un niveau de rentabilité minimal et de réduire les risques et le coût du financement. Leur impact économique est considérable. Dans le domaine du nucléaire ces mécanismes sont même essentiels (le secteur privé ne peut à lui seul assumer tous les risques, opérationnels et de sûreté).

Les particuliers ont le choix entre et des offres de marché et un tarif réglementé de vente<sup>106</sup>, fixé par le gouvernement (accessible aux entreprises sous condition de -petite-taille<sup>107</sup>). Le prix des offres de marché est calculé en tenant compte des facteurs exposés ci-dessus et en incorporant une marge.

---

<sup>106</sup> Jusqu'à la réforme en cours de l'ARENH, le coût du kWh dans le tarif réglementé (approvisionnement) est composé à 70% du coût de production du nucléaire (via le [mécanisme de l'ARENH](#)), les 30% restants correspondent au complément marché des fournisseurs alternatifs (calculé à partir d'une moyenne des prix de marché de gros). Ce « complément marché » désigne le volume d'électricité moyen qui n'est pas couvert par l'ARENH et que doivent donc acheter les fournisseurs alternatifs d'électricité pour satisfaire la demande de leurs clients. Autrement dit, « 10% environ du TRV TTC est indexé sur le prix du marché de gros ».

<sup>107</sup> Les TRVE sont accessibles à condition de respecter les critères d'effectifs et de chiffre d'affaires (moins de 10 salariés et CA, recettes ou bilan ≤ 2 M€, conformément à l'article L.337-7 du Code de l'énergie)

## 4.1 Le prix de gros de l'électricité

Le marché de gros<sup>108</sup> délivre historiquement un prix basé sur celui du moyen de production au coût marginal le plus élevé dont l'usage est nécessaire pour répondre à la demande. Ce prix de marché est volatile, pour plusieurs raisons. D'une part parce qu'il résulte de la confrontation de l'offre et de la demande, et que la demande et l'offre peuvent varier fortement (côté offre, cela a été le cas avec le gaz de schiste dans les années 2010-2015 qui a fait baisser le cours mondial du GNL<sup>109</sup>, mais aussi avec l'arrêt prolongé et imprévu de tranches nucléaires et un déficit hydraulique en 2022, et bien sûr avec la crise du COVID). D'autre part parce que l'électricité ne se stocke pas<sup>110</sup>.

Enfin les marchés nationaux en Europe sont couplés sans être parfaitement intégrés<sup>111</sup> et les systèmes électriques sont en partie interconnectés. Pour ces deux raisons, les prix nationaux peuvent être impactés par ceux d'autres pays.

Au plan physique, il y a des interconnexions entre systèmes électriques globalement souhaitables et à intensifier à l'avenir. Elles réduisent toutes choses par ailleurs les investissements. Elles permettent aux excédents de l'électricité française bas-carbone de contribuer à la décarbonation de l'électricité de ses voisins et à améliorer la balance commerciale française. Elles ont aussi permis à l'Espagne de remettre le système sur pied en un temps record, lors du black-out du 28 avril 2025, grâce à des importations de France et du Maroc.

C'est une forme d'assurance : certes si un problème arrive quelque part tous les pays sont exposés mais si c'est en France que le problème a lieu, nous pouvons compter sur les autres pour nous aider à nous relever rapidement. C'est d'ailleurs ce qui s'est passé en 2022 où la France a été importatrice nette, du fait des défaillances du parc nucléaire et du déficit de production hydroélectrique. Enfin l'intégration augmente aussi l'inertie du réseau et réduit donc le risque de black-out toutes choses égales par ailleurs<sup>112</sup>.

Les prix de gros en France se situent entre les années 2000 et 2020 entre 30 euros et 90 euros le MWh (avec une pointe pendant la crise financière de 2008-2009), puis ont connu un pic extrême en 2022 (on a atteint 1100 euros le MWh en août 2022 pour le prix à terme de l'électricité livrée pendant l'année suivante). Voici deux graphiques relatifs à la période 2001-2021 et 2018-2025

---

<sup>108</sup> Le marché est européen mais se décline nationalement avec des écarts de prix qui peuvent être significatifs. Voir par exemple [cet article de La Tribune](#).

<sup>109</sup> Voir

<sup>110</sup> The non-storability of electricity and the non-elasticity of real-time supply and demand do not allow the future or the forward price to represent a correct anticipation of its price realisation.» in Dominique Finon, [Investment risk allocation in decentralised electricity markets. The need of long-term contracts and vertical integration](#), OPEC Energy Review, 2008.

<sup>111</sup> Les prix entre les différents pays de la plaque ouest-européenne sont cependant convergents, sauf dans les périodes de pointe et/ou de congestion des interconnexions, dont la capacité restreinte limite la convergence, tandis que [l'algorithme euphemia](#) fait converger les prix par défaut; ; il existe par ailleurs des études à ce sujet et des mécanismes de couplage. Le couplage de marché basé sur les flux (Flow-Based Market Coupling, FBMC) est un mécanisme d'intégration des marchés électriques européens. Il calcule simultanément les prix de l'électricité et les échanges transfrontaliers en tenant compte des contraintes physiques du réseau, afin d'optimiser l'utilisation des interconnexions et de rapprocher les prix entre pays.

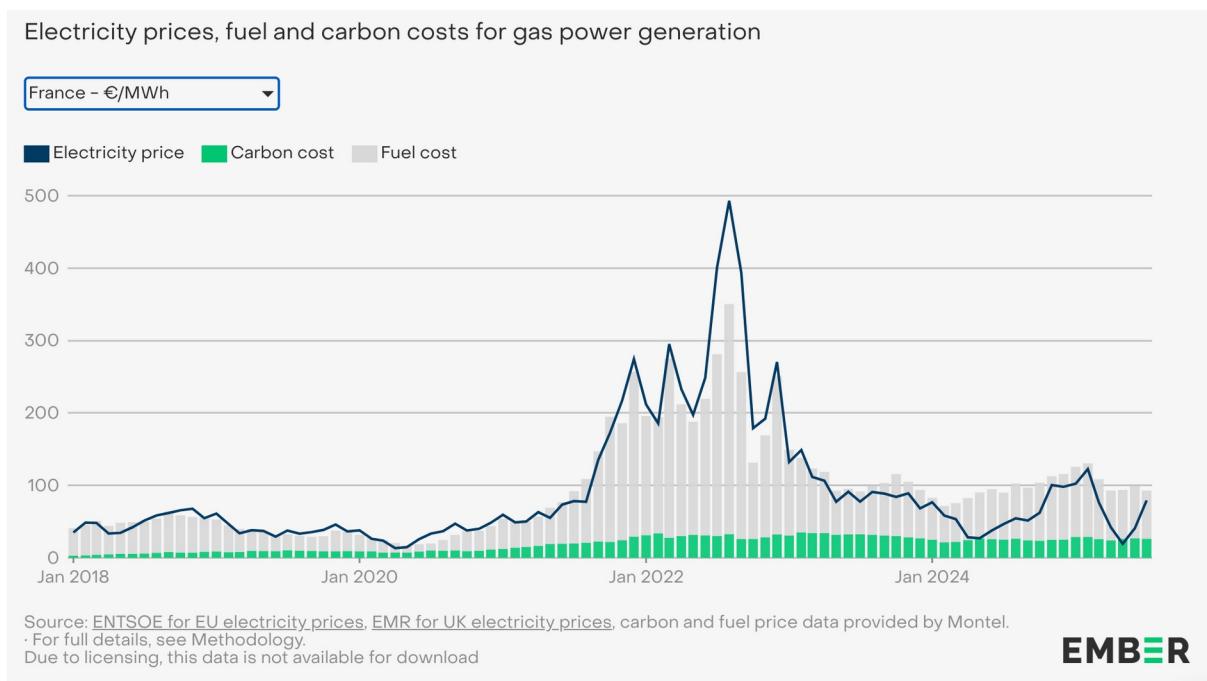
<sup>112</sup>Voir [l'analyse de l'ENTSOE](#).

## France Évolution des prix de gros de l'électricité depuis 2001



Connaissance des Énergies | Source : Opéra Énergie

Source : Site Connaissance des énergies – [Fiche pédagogique sur la Bourse européenne de l'électricité et prix sur le marché de gros](#)



Quand les coûts du charbon et du gaz étaient très bas (à la suite de l'exploitation du gaz de schiste aux USA), ils fixaient ce prix.

## 4.2 Les aides publiques au nucléaire

### 4.2.1 Le parc existant

Le nucléaire historique a pu se développer grâce au tarif réglementé<sup>113</sup>, qui était la règle jusqu'en 2010, tarif<sup>114</sup> permettant de rémunérer EDF en situation de monopole, tant pour ses frais de fonctionnement que pour ses investissements, y compris en recherche et développement. Les réseaux électriques ont aussi été financés par ce tarif, EDF étant une entreprise intégrée en matière de réseaux, avant la filialisation de RTE et Enedis.

La loi NOME en 2010 a été votée pour se mettre en conformité avec les règles européennes et, en théorie, pour faciliter la concurrence et faire bénéficier à tous les fournisseurs d'une partie de la "rente nucléaire".

Pour ce faire, elle a mis en place l'ARENH obligeant EDF à vendre à ses concurrents une partie de sa production nucléaire (100 TWh) à un coût établi à 42 Euros le MWh. En 2022, du fait de la crise énergétique, le plafond a été temporairement accru à 120 TWh et le prix aussi à 46 euros. Ce dispositif s'arrête fin 2025 et va être remplacé par un autre dispositif, en cours d'élaboration en 2025 (voir encadré).

#### Le dispositif envisagé pour le mécanisme remplaçant l'ARENH

Dès le 1er janvier 2026, l'ARENH sera remplacé par un mécanisme « de plafonnement des prix », visant à reverser le cas échéant une partie de la « rente nucléaire ». Voici de manière simplifiée<sup>115</sup> le dispositif envisagé<sup>116</sup>.

##### Le versement nucléaire universel pour succéder à l'ARENH

Dès 2026, EDF commercialisera la totalité de sa production nucléaire sur les marchés. Un prix moyen de 70€ du MWh sur 15 ans est évoqué comme cible à moyen terme (10 à 15 ans). La CRE<sup>117</sup> a estimé le « coût complet » du nucléaire pour la période 2026-2028, à 60,3 €/MWh (valeur 2026) et à 63,4 euros pour la période 2029-2031. La structure du TRVE sera définie à 100% en fonction des prix de marché (jusqu'à présent, le TRVE intégrait une part d'ARENH pour permettre aux fournisseurs autres qu'EDF de pouvoir concurrencer les TRVE). C'est une petite révolution : le prix de l'électricité pour les ménages sera fixé par le marché pour sa part production, alors qu'il était administré<sup>118</sup> depuis des décennies.

En cas de forte hausse des prix de gros de l'électricité, le versement nucléaire universel prévoit alors la redistribution aux consommateurs d'une partie des revenus d'EDF générés par la vente de l'électricité nucléaire. Les bénéfices perçus par EDF iront directement aux consommateurs, et cela quel que soit l'énergéticien choisi.

<sup>113</sup> Et d'autres conditions favorables, voir [cet article](#) d'Ange Blanchard.

<sup>114</sup> C'est le père du programme électronucléaire français alors qu'il était président d'EDF, l'économiste Marcel Boiteux qui a poussé pour la mise en place d'un mécanisme au coût marginal de l'électricité sous l'influence de M. Allais, prix Nobel d'économie.

<sup>115</sup> Voir l'analyse qui en est faite par deux économistes de l'énergie [Versement Nucléaire Universel \(VNU\) : forces et faiblesses du mécanisme post-Arenh, Jacques Percebois et Boris Sellier](#), 21/11/25

<sup>116</sup> Le média [Contexte a fait fuiter le projet d'arrêté](#) transmis par le gouvernement au Conseil supérieur de l'énergie. Voir

<sup>117</sup> [La CRE publie son évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028](#), CP de la CRE, 30/09/25

<sup>118</sup> Voir François Lévéque, [Fin de la régulation de l'électricité : quels prix pour les ménages ?](#), 27/10/25.

Le versement est déterminé en fonction des revenus nucléaires dépassant deux seuils spécifiques :

-Si le prix moyen de vente de l'électricité dépasse les 78€/MWh, 50% des revenus supplémentaires engrangés par EDF au-delà de ce seuil seront redistribués aux consommateurs.

-Si le prix moyen dépasse les 110€/MWh, 90% des revenus excédentaires seront reversés aux consommateurs.

#### 4.2.2 Les EPR2

La famille des EPR comprend 3 réacteurs opérationnels (2 en Chine et un Finlande), l'EPR de Flamanville (pas encore en mise en service industriel) et deux EPR Hinkley Point C en construction au Royaume-Uni. Ils sont de grande puissance (1,6 GW). A la suite de cette première génération, un EPR2 est en cours de conception avec des différences certaines avec l'EPR (enceinte de confinement à simple paroi, contrairement à la double paroi de l'EPR ; moindre nombre de systèmes de refroidissement d'urgence...). Les plans de cet EPR2 n'ont pas encore été validés/certifiés par l'ANSR).

Les coûts d'investissement des EPR sont, comme déjà dit, très supérieurs à ceux du parc existant.

Sans aides publiques pour le financement, le coût au MWh des EPR2 ne pourra qu'être très supérieur à la cible visée de 70 euros, qui suppose, outre des coûts de construction très bas, un WACC de 4% comme vu plus haut. Le coût du financement pour EDF a été analysé par la CRE<sup>119</sup>. Il ressort selon la CRE à environ 9% (et plus selon EDF).

*Figure 151 – Paramètres du CMPC (valeurs arrondies)*

	<b>EDF Evaluation initiale à minima</b>	<b>EDF Evaluation révisée<sup>98</sup></b>	<b>CRE</b>
Taux sans risque nominal	3,6%	3,5%	2,2%
Spread de dette	1,5%	0,8%	Na
Bêta de l'actif	1,2 <sup>99</sup>	1,0	0,90
Bêta des fonds propres	1,79	1,23	1,57
Prime de risque marché	[confidentiel]	5,26%	5,26%
Levier	[confidentiel]	23,9%	50%
Impôt sur les sociétés	25,8%	25,8%	25,8%
Coût de la dette	5,1%	4,3%	4,2%
Coût des fonds propres après IS	13,5%	10,0%	10,4%
Coût des fonds propres avant IS	18,1%	13,5%	14,0%
<b>CMPC nominal avant IS</b>	<b>12,9%</b>	<b>11,3%</b>	<b>9,1%</b>

<sup>119</sup> Voir rapport [Evaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028](#), CRE, Septembre 2026, page 166.

Le coût du financement est un enjeu décisif (voir plus haut nos chiffrages pour un CMPC de 8% un peu inférieur à l'estimation de la CRE). Pour le réduire, la France envisage des aides publiques pour lesquelles elle a envoyé une demande d'approbation à la Commission européenne. Elles seraient les suivantes :

- Un prêt à taux zéro, porté par l'État, pour les intérêts intercalaires.
- Un prêt à 3% pour 55 % du coût de construction des six EPR2, porté aussi par l'Etat via les fonds amenés par la Caisse des Dépôts et consignations (livret A<sup>120</sup>).
- En complément, un CFD (Contract For Difference) avec un plafond de prix de référence (prix de référence (le « strike price ») de 100 €/MWh (valeur 2024)<sup>121</sup> sur une durée de 35 ans. Si le prix spot<sup>122</sup> est inférieur à 100 €/MWh, l'État compense la différence à EDF; s'il est supérieur, EDF reverse la différence à l'État. C'est un CFD qui a été mis en place pour la centrale d'Hinkley Point C (voir encadré) en Angleterre, mais pas pour Sizewell<sup>123</sup>.

Comme le souligne l'économiste Ange Blanchard, ce mécanisme de CFD n'est pas du tout optimal dans une structure de réseau « hybride » (avec des EnR et du nucléaire) où le nucléaire est appelé à moduler, certes de manière moins significative si sa part est moins élevée dans le mix, donc à ne pas produire au maximum de son productible (ce que rémunère et incite à faire le CFD).

### L'exemple d'Hinkley Point C (Royaume-Uni)

- Durée du contrat : 35 ans
- Coût estimé du projet : £33 milliards (en 2024)
- Producteurs : EDF et CGN (entreprises française et chinoise)
- Livraison prévue : vers 2030
- Strike price : £92,50 2012/MWh, soit 125–130 £2024/MWh soit 145–150 €/MWh.

Exemple : si le prix du marché est aujourd'hui de 70€/MWh, l'État compense la différence de 75 à 80 € par MWh produit.

<sup>120</sup> Les modalités d'usage du livret A n'interdisent pas de financer des investissements stratégiques en matière de transition énergétique. Mais s'agissant de l'épargne de tous les Français, rémunérée en dessous des taux du marché pour des motifs d'intérêt général, on pourrait se poser la question de savoir pourquoi seule la filière nucléaire en bénéficierait. En effet, cet avantage sur financement aussi long est considérable comme on le voit ici. Historiquement, le livret A a servi à financer le logement social ; cela se comprend aisément.

<sup>121</sup><https://montelnews.com/fr/news/1c6e0259-dd04-48f4-a7cb-855afecf15a3/la-france-veut-un-feu-vert-rapide-de-lue-pour-ses-reacteurs>

<sup>122</sup> Il serait possible de prendre un prix à terme ou la moyenne des prix spot positifs.

<sup>123</sup> Sizewell sera financé selon un modèle de base d'actifs régulés RAB, (voir par exemple [ici](#)) qui fait intervenir le contribuable dès le lancement de la phase de construction).

#### 4.2.3 Les SMR et AMR<sup>124</sup>

Le projet de PPE3 met l'accent sur le développement de réacteurs modulaires de petite taille (les Small Modular Reactors de l'ordre de 15 à 300 MW de puissance). Il est bien trop tôt pour savoir s'ils seront compétitifs<sup>125</sup>. EDF a lancé le projet Nuward, un petit réacteur à eau pressurisée de génération 3 (type EPR), en 2019. Après diverses évolutions, le projet a été officiellement relancé en 2024<sup>126</sup>, avec un nouveau design visant une puissance de 400 MW électriques, et une capacité de cogénération thermique pouvant atteindre 100 MWth. Il est conçu pour délivrer un coût de production estimé entre 80 et 90 €/MWh pour l'électricité et entre 30 et 40 €/MWh pour la chaleur. Le calendrier de développement vise une finalisation du design détaillé à partir de 2030 et une mise en service autour de 2035. Le total de son coût de développement et de construction serait de l'ordre de 2 Mds d'€<sup>127</sup>, sachant qu'il bénéficie d'ores et déjà d'une subvention de 350 Millions d'€.

D'autres projets sont lancés au niveau français ou international mais pour la plupart de plus petite taille, certains de Gen3 comme Nuward, d'autres de Gen4 (à neutrons rapides-surgénératrices ou à haute température, des AMR) et avec des horizons de service variés.

Neutrons rapides : Newcleo (30 MW, 2031), Naaréa<sup>128</sup> (40 MW), Stellaria et Thorian (50 MW).

Réacteurs à haute température (HTGR – High-Temperature Gas-cooled Reactor) : Jimmy<sup>129</sup> Otrera et Blue Capsule, tous les trois de 10 MW en phase de conception

Disons un mot de plus sur Newcleo, sans doute le projet le plus avancé. Il s'agit d'une start-up italo-britannique fondée en 2021, qui développe un réacteur de génération IV refroidi au plomb et alimenté par des combustibles nucléaires recyclés (une usine de Mox est prévue dans le projet). La Cndp a été saisi et un débat public va avoir lieu en 2025. Par ailleurs, Newcleo a établi des partenariats internationaux (en Slovaquie, Grande-Bretagne et Italie) mais a fermé son site anglais<sup>130</sup>.

Les calendriers de ces divers projets, leur taille et leur caractère expérimental ne remettent pas en cause le fait que d'ici 2035/ 2040 il ne sortira pas en France d'électrons de ces nouveaux réacteurs nucléaires. À l'exception de Nuward, financé par EDF et des subventions françaises et européennes, ils ne pèsent pas à ce stade de manière significative sur les budgets publics. Mais comme le remarque la CRE dans un rapport de 2025 :

« Cette phase [de prototype] représente de l'ordre du milliard d'euros par projet et son retour sur investissement présente encore trop de risques pour que des investisseurs privés s'y lancent seuls : si des financements privés de capital-risque ont été obtenus par certains projets européens de SMR/AMR pour leur étape d'émergence, aucun fonds

<sup>124</sup> Les SMR sont de génération II ou III les AMR de génération IV.

<sup>125</sup> Voir [La relance du nucléaire occidental aura-t-elle lieu ? État des lieux des avancées extra-européennes](#), Cécile Maisonneuve, IFRI, 2025.

<sup>126</sup> voir [energynews.pro](#) et [Wikipedia](#)

<sup>127</sup> Voir sur [wikipedia](#)

<sup>128</sup> La société est en règlement judiciaire (voir [cet article sur l'Usine nouvelle](#))

<sup>129</sup> [Energie : La start-up Jimmy trébuche sur la compétitivité de la chaleur nucléaire industrielle, et pourrait ne pas être la seule](#), L'Usine Nouvelle, 08/09/25.

<sup>130</sup> [Nucléaire : les déboires des start-up Naarea et Newcleo sèment le doute sur les mini-réacteurs](#), Les Echos, 08/09/25.

*d'investissement prêt à financer l'étape, bien plus onéreuse et plus longue, d'industrialisation de ces réacteurs, n'a été identifié. En revanche, les pays les plus avancés dans le passage à l'échelle industrielle ont tous bénéficié d'investissements publics supérieurs au milliard d'euros par projet, avant que des investisseurs privés (aux États Unis uniquement) n'estiment les risques suffisamment maîtrisés pour s'engager à cette échelle. »<sup>131</sup>*

#### **4.2.4 Le coût total des dispositifs de soutien du nucléaire pour les finances publiques**

Ce coût total ne peut être connu aujourd'hui et ce d'autant que le dispositif évoqué ci-dessus n'est pas arrêté. Le coût pour les finances publiques dépend de plusieurs facteurs :

- du niveau du strike price
- du prix de marché de l'électricité sur la période considérée
- du coût effectif de construction des centrales nucléaires et de leur durée
- du taux d'intérêt auquel l'État emprunte

On peut faire, sur la base d'hypothèses, un calcul d'ordre de grandeur.

Pour un CFD garanti à 100 Euros le MWh sur 35 ans et pour un prix de marché de 70 euros le MWh, le montant payé par l'État serait pour 6 réacteurs produisant 12 TWh (facteur de charge de 80%) chacun de  $72*(100-70)=2,1$  Mds d'euros annuels en nominal. Sur 35 ans et pour 14 réacteurs le montant s'élèverait à 175 Mds€.

Si le prix de revient du kWh se situe plutôt à 130-150 Euros le MWh, il faut compter également que l'État assume d'une manière ou d'une autre l'écart à 100 euros. Cela rajouteraient pour l'Etat, un montant de 75 Mds à 125 Mds pour 6 réacteurs et de 175 à 300 Mds pour 14 réacteurs.

Concernant les frais intercalaires, supposons que l'État emprunte à 3,5%, que la construction d'un réacteur dure 15 ans et que le coût de construction d'un réacteur s'élève au total à 15 Mds d'euros. Le coût pour l'État par réacteur est la charge d'intérêt. Elle sera de l'ordre<sup>132</sup> de  $3,5\%*15*15/2 = 4$ Mds. Pour 6 réacteurs le montant s'élève à 24 Mds. Pour 14 réacteurs ce serait 56 Mds environ.

Enfin le coût du financement à 3 % bénéficie à EDF en baissant son coût de financement. Il s'agit, en droit européen d'une aide d'Etat. Son montant peut être calculé par différence entre le taux d'un prêt "de marché" qu'EDF pourrait obtenir, soit environ 7%. Sur la durée du prêt supposée par réacteur à 15 ans (et compte-tenu du ratio envisagé de 55%) cette aide peut s'élever par réacteur à  $4\%*15*15*55\% = 5$  Mds, soit 30 Mds pour 6 réacteurs et 70 Mds pour 14 réacteurs. En pratique, ces sommes ne sont pas des sorties de trésorerie des comptes de l'État, mais représentent une prise de risque réelle (c'est le sens du taux de 7% demandé par les marchés à EDF).

Concernant les investissements liés à la filière combustible, ils sont financés par la constitution de provisions dans les comptes des structures publiques concernées<sup>133</sup>, sous forme d'actifs dédiés (c'est aussi le cas pour le démantèlement<sup>134</sup> des centrales nucléaires,

<sup>131</sup> Voir [L'insertion des petits réacteurs modulaires \(SMR/AMR\) dans les systèmes énergétiques](#), CRE, 2025

<sup>132</sup> Un calcul plus précis demanderait de connaître la courbe du coût de construction, ici elle est supposée linéaire.

<sup>133</sup> Le CEA et l'ANDRA sont des EPIC ; ORANO est détenu à 90% par l'État et EDF.

<sup>134</sup> Il faut par ailleurs préparer l'arrêt puis le démantèlement# des réacteurs construits dans les années 1970-80, un très gros chantier, intégrant le recyclage des matériaux composant les centrales en fin de vie

dans le bilan d'EDF). Ces investissements sont lourds (l'extension de la Hague, dite la Hague 2<sup>135</sup>, l'usine de retraitement Besse 2 et les piscines d'entreposage des déchets, la production de Mox notamment). Et ils le seront encore plus avec un parc accru : CIGEO<sup>136</sup> a été dimensionné sur la base du parc nucléaire existant et pour la durée de vie initiale des réacteurs.

L'État n'est donc pas directement impliqué dans leur financement mais du fait du caractère public des structures concernées il en est le garant et le financeur en dernier ressort<sup>137</sup>.

Dans son [rapport sur EDF daté de septembre 2025 la Cour des comptes](#) écrit (page 92) : « EDF est susceptible de financer sous forme d'avance (en trésorerie) les investissements que réalisera Orano au titre des bassins d'entreposage de combustibles usés, de la construction d'une usine Melox2 et de la construction de deux modules de traitement de combustibles (projet UP4 – La Hague 2). Les trajectoires financières réalisées par EDF en 2023 intégraient à titre prévisionnel environ 30 Md€<sup>138</sup> courants de dépenses entre 2027 et 2040 au titre de Melox2 et La Hague 2, qui ne sont donc toutefois pas à proprement parler des investissements d'EDF ».

Notons qu'une éventuelle sous-évaluation des besoins de financement relatifs à cette filière du combustible se traduirait par un engagement financier effectif de la part de l'État.

Par ailleurs l'État prend en charge des études et dépenses diverses. Il subventionne des dépenses de R&D<sup>139</sup>.

Rappelons enfin qu'EDF fait face à un très important programme dit de grand carénage, visant à remettre à niveau le parc nucléaire existant. L'estimation initiale était de 50Mds d'euros. Ce chiffrage a été revu à la hausse parce que le programme est devenu plus ambitieux<sup>140</sup>. Ainsi, sur la période 2014-2028, un budget d'environ 67,8 Md € courants a été validé et est alloué aux projets du grand carénage et à la maintenance courante du parc nucléaire historique

---

plus tous les besoins industriels nécessaires.

<sup>135</sup> Le projet La Hague 2 couvre la modernisation du site existant, deux modules de traitement de combustibles usés, une nouvelle usine de MOX (Melox 2) et l'extension des piscines d'entreposage.

<sup>136</sup> Porté par l'ANDRA, le centre de stockage géologique CIGEO est estimé entre 32 et 46 Mds € (annoncé par l'ANDRA entre 26 et 37 Mds € de 2012). Financé par des provisions d'exploitants publics (EDF, Orano), il reste soumis à un risque budgétaire en cas de dérapage ou de sous-évaluation. C'est un chantier titanique, unique en son genre dans le monde, qui va creuser à 500 m sous terre, 270 km de galerie souterraines, soit plus que l'ensemble du réseau du métro parisien.

<sup>137</sup> L'État a recapitalisé EDF à hauteur de 2,7 Mds d'€ en 2022. Voir [cet article du Monde](#).

<sup>138</sup> Ce chiffre a été fortement revu à la hausse, mais le montant total exact est confidentiel.

<sup>139</sup> Voir par exemple [Les investissements publics dans la R&D en énergie en 2023](#), SDES, 2025.

<sup>140</sup> D'après la CRE, les projets du programme « grand carénage » y compris les projets actuellement en émergence, les CAPEX de maintenance courante et les investissements hors du périmètre grand carénage sont évalués sur toute la durée de vie du parc de centrales nucléaires existantes à 105,7 Mds de 2026 à 2061 dont 50,9 Mds€ de maintenance courante (y compris OPEX Capexisés, qui sont les opérations des grandes visites que EDF comptabilise en CAPEX, comptabilisation permise par la norme comptable IAS 16 - section 7.10) et 6,2 Mds Flamanville. Cela conduit à une évaluation du grand carénage restant à faire d'ici 2040 de 50 Mds€. Pour rappel, le « grand carénage » est estimé sur la période 2014-2035 à 98 Mds €. Voir [La CRE publie son évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028](#), CRE, 2025

NB Les coûts de démantèlement<sup>141</sup> sont pris en charge par EDF et provisionnés dans son bilan. Il s'agit de montants importants (de l'ordre de 50 Mds d'€ actualisés) dont la Cour des comptes a estimé dans un rapport de 2020 qu'ils étaient sous évalués<sup>142</sup> de l'ordre de 20%. L'État étant actionnaire d'EDF, ces éventuels dépassements seront de fait à sa charge.

#### **Synthèse financière (estimation cumulée non actualisée des coûts futurs engendrés par les programmes nucléaires envisagés)<sup>143</sup>**

Au-delà des soutiens publics et contrairement aux EnR, l'État, assume les divers coûts de la filière nucléaire directement ou via des entreprises publiques où il est majoritaire. Il est donc légitime d'en faire une synthèse qui additionne l'ensemble des investissements à réaliser dans le nucléaire civil et financé par des entreprises publiques de la filière et par l'État sous forme d'aides diverses.

<b>Poste</b>	<b>Scénario 6 EPR2 (en Mds €)</b>	<b>Scénario 14 EPR2 (en Mds €)</b>
Intérêts intercalaires	24	56
Aides d'État via prêt à taux réduit	30	70
Soutien CfD (prix spot 70 €/MWh)	75	175
Soutien CfD (si coût réel > 100 €/MWh)	75 à 125	175 à 300
<b>Sous-total soutiens publics</b>	<b>204 à 254</b>	<b>476 à 501</b>
Grand Carénage (restant à faire)	50	50
CAPEX brut (EPR2)	75 à 100	115 à 233
<b>Sous-total CAPEX (réacteurs existants et à réaliser)</b>	<b>125 à 150</b>	<b>165 à 283</b>
La Hague 2 + Melox 2	30	30
CIGEO	32 à 46	32 à 46
<b>Sous-total aval du cycle</b>	<b>62 à 76</b>	<b>62 à 76</b>
<b>Total estimé</b>	<b>391 à 480</b>	<b>703 à 860</b>

NB Pour rappel, ces totaux ne tiennent compte ni des coûts de démantèlement, ni des coûts de R&D pris en charge par l'Etat. Par ailleurs, le coût de la Hague2 + Mélo 2 est sous-estimé.

<sup>141</sup> EDF supervise la déconstruction de neuf réacteurs répartis sur cinq sites : Brennilis (arrêté en 1985), Bugey 1 (arrêté en 1994), Chinon A1, A2, A3 (arrêtés entre 1985 et 1990), Saint-Laurent A1 et A2 (arrêtés en 1992 et 1994), Chooz A (arrêté en 1991), Creys-Malville (Isère) (arrêté en 1997).

<sup>142</sup> Voir [L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires](#), Cour des comptes, 2020

<sup>143</sup> Cette synthèse a été faite avec Stéphane His que l'auteur remercie ici chaleureusement.

## 4.3 Les aides publiques aux EnR

L'électricité produite à partir de la plupart des énergies renouvelables (EnR) bénéficie d'une rémunération garantie, soit par un tarif d'achat, soit par un complément de rémunération. Avant d'exposer ces mécanismes il est utile de rappeler que le coût au MWh des EnR n'a cessé de décroître du début des années 2000 jusqu'en 2023.

### 4.3.1 Les obligations d'achat, le mécanisme de soutien historique aux énergies renouvelables

En 2000, la loi a institué un dispositif d'obligation d'achat<sup>144</sup> de l'électricité produite à partir d'EnR à un tarif réglementé. Les contrats instituant ces obligations d'achat sont prévus pour une durée de 15 à 20 ans qui diffère selon les filières. Le dispositif fonctionne de la façon suivante :

- Le producteur vend sa production à « un acheteur obligé » (il s'agit principalement d'EDF Obligation d'Achat – EDF OA<sup>145</sup> – mais aussi des Entreprises Locales de Distribution) à un tarif fixe déterminé par arrêté ou par appel d'offres, par exemple 60 €/MWh.
- Les ELD peuvent choisir d'utiliser l'énergie achetée aux producteurs EnR pour ses clients, ou de la revendre sur les marchés de gros<sup>146</sup>.
- L'État compense les surcoûts éventuels pour l'acheteur obligé en remboursant la différence entre le tarif d'achat et un prix de marché moyen<sup>147</sup>.

Historiquement, ce dispositif s'est révélé déficitaire -essentiellement à cause du solaire PV- puisque les tarifs d'achat des années 2000 ont été fixés à des niveaux largement supérieurs aux prix du marché de gros des années qui ont suivi. Fin 2021, la hausse des prix sur le marché a renversé la situation. : le dispositif est devenu excédentaire. En 2024 il est redevenu déficitaire.

### 4.3.2 Les compléments de rémunération, mécanisme actuel

Le système des compléments de rémunération<sup>148</sup> a progressivement remplacé les obligations d'achat<sup>149</sup> pour les nouvelles installations. Il consiste également en la

<sup>144</sup> L'obligation d'achat est codifiée à [la section 1 du chapitre IV du titre Ier du livre III du code de l'énergie](#), (articles L. 314-1 et suivants), ainsi qu'aux articles réglementaires afférents.

<sup>145</sup> Un producteur après s'être inscrit à EDF-OA peut choisir un acheteur obligé. Notons ici que le fait que l'acheteur obligé soit l'opérateur historique se discute tout comme le fait que le placement des électrons issus de l'obligation d'achat soit géré au même endroit que celui de la production d'EDF... Un opérateur neutre pourrait être désigné pour être l'acheteur obligé. Comme l'écrit la CRE : « L'article L.314-26 du code de l'énergie prévoit que l'autorité administrative peut désigner un acheteur de dernier recours tenu de conclure un contrat d'obligation d'achat... A date, aucun acheteur de dernier recours n'a été désigné par l'autorité administrative.» Voir [Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir, 24/06/25](#)

<sup>146</sup> Dans les faits, c'est revendu à tout prix au spot. EDF OA est contraint par la CRE de couvrir un volume quasi certain sur les marchés à terme, ce qui est source de liquidité <https://consultations.cre.fr/2024-18/new>

<sup>147</sup> La méthode de calcul et les indices de prix depuis 2018 sont téléchargeables sur le [site de la CRE](#). L'État finance cela grâce à la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (la TICFE), à une part des taxes portant sur les énergies fossiles (la taxe sur les produits pétroliers et la TICC taxe sur le charbon) ainsi qu'à la vente aux enchères des Garanties d'origine.

<sup>148</sup> Introduit par la [loi de transition énergétique pour la croissance verte](#) de 2015, il est codifié aux [articles L.314-18](#) et suivants du Code de l'énergie.

<sup>149</sup> En 2022, ce dispositif ne subsiste que pour les petites installations photovoltaïques (moins de 500 kWc soit environ 2 500 m<sup>2</sup> de modules). Cependant, les contrats conclus dans le passé restent bien entendu

conclusion d'un contrat entre EDF-OA et le producteur pour une durée de 20 ans maximum (qui diffère selon les filières). Le mécanisme est le suivant :

- Le producteur propose un tarif dans le cadre d'un appel d'offres (le cas le plus fréquent), ou bénéficie d'un tarif fixé par arrêté (par exemple 80 €/MWh).
- Ensuite, il vend sa production directement, ou plus souvent via un "agrégateur"<sup>150</sup>, sur le marché de gros (et non à EDF OA comme dans le dispositif d'obligation d'achat).
- Le montant du complément de rémunération<sup>151</sup> est calculé sur la base de la différence entre un prix de marché de référence calculé par RTE<sup>152</sup> et le tarif cible (les 80 €/MWh ci-dessus) multiplié par le volume d'électricité produit. Il s'agit à la fois de garantir les investissements (ce qui fait baisser le coût du capital) tout en conservant une incitation à produire lorsque le prix de marché est plus élevé, de façon à maximiser le service rendu au réseau.

### Compléments de rémunération : où va l'argent ?

Si le prix de marché est inférieur au tarif de référence, EDF-OA verse au producteur un complément de rémunération<sup>153</sup>. L'État prend en charge ce surcoût encouru par EDF-OA, au titre des contrats de soutien via le budget général<sup>154</sup>.

En revanche, si le prix de marché excède le tarif de référence, le producteur est redevable d'une « prime négative » versée à EDF OA. Jusqu'en 2022, ce remboursement était plafonné au montant des aides reçues depuis le début du contrat. L'article 38 de la LFR 2022 a instauré, à compter du 1er janvier 2022, un mécanisme de prix seuil défini par arrêté. Lorsque le tarif de référence est supérieur ou égal à ce prix seuil et que la prime devient négative, le producteur reverse l'intégralité de la différence, sans plafonnement. Un arrêté du 28 décembre 2022 a fixé ce prix seuil pour les années 2022-2042. Toutefois le Conseil constitutionnel, en 2023 a censuré l'article 38 de la LFR 2022 pour incompétence négative du législateur<sup>155</sup>, au motif que le loi renvoyait à un arrêté ministériel sans encadrement légal suffisant.

La loi de finances pour 2024 a tenté d'aller plus loin en supprimant totalement le plafonnement avec effet rétroactif au 1er janvier 2022, mais cette mesure a été contestée et fait l'objet d'une question prioritaire de constitutionnalité. Le dispositif de déplafonnement pourrait être de nouveau modifié dans le cadre du PLF 2026.

valables. En 2021, sur 67,6 TWh de production électrique bénéficiant d'un système de soutien public 9,9 TWh relevaient du complément de rémunération et le reste, des obligations d'achats. Voir [Délibération de la CRE du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022 – Annexe 2 \(pages 3 et 10\)](#).

<sup>150</sup> Voir définition en note 31.

<sup>151</sup> Le complément de rémunération comprend une « prime énergie » qui en constitue la plus grande part et que nous expliquons ici et une prime de gestion qui vise à couvrir divers coûts administratifs assumés par le producteur (coût d'accès au marché de l'électricité, coûts de contrôle des organismes agréés etc.)

<sup>152</sup> Il s'agit d'un prix de marché moyen mensuel pondéré sur les périodes de production éolienne ou solaire. Cet indice de marché est calculé par la CRE (et [téléchargeable sur son site internet](#)).

<sup>153</sup> [Complément de rémunération : principe et énergies renouvelables concernées](#), Connaissances des énergies, 2025

<sup>154</sup> Voir le Projet annuel de performances Budget général PROGRAMME 345 Service public de l'énergie, 2024

<sup>155</sup> L'expression « incompétence négative de l'État » (ou plus généralement incompétence négative du législateur / de l'autorité administrative / de l'État) est un terme de droit public français. Elle décrit une situation dans laquelle une autorité compétente n'exerce pas les pouvoirs que la Constitution ou la loi lui confient, alors qu'elle aurait dû le faire.

#### 4.3.3 Le coût total des dispositifs de soutien des EnR pour les finances publiques

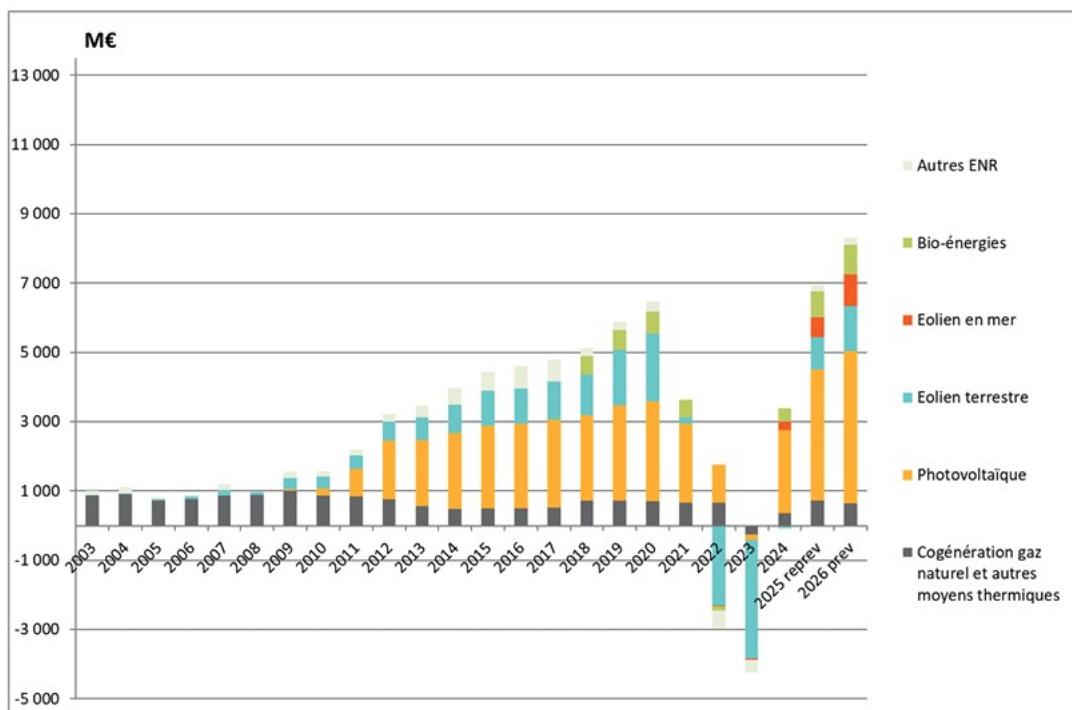
Rappelons que les EnR sont financées par le secteur privé contrairement au nucléaire. L'État ne prend donc aucun risque sur ces sources d'énergie.

En revanche, il supporte un coût lié au tarif d'achat et au complément de rémunération (comme il supporte le coût des aides pour les réacteurs nucléaires). Ce coût s'inscrit dans la durée puisque les engagements de soutien sont pris sur des années (20 au plus). Les aides publiques deviennent, en proportion des puissances installées, de plus en plus faibles du fait des progrès permanents observés depuis 20 ans. Mais les engagements passés sont toujours à respecter.

Voici un graphique donnant les montants décaissés et encaissés par l'État sur les années 2003-2024 (et le 1er sem. 2025). Selon [AEF](#), qui cite le [rapport de la commission d'enquête du Sénat de juillet 2024 sur l'électricité](#), « les soutiens accordés par l'État depuis 2003 aux énergies électriques, en métropole continentale, ont atteint près de 44 Md€, soit environ 2 Md€ par an en moyenne. Sur cette somme, près de 26,4 Md€ ont bénéficié au solaire photovoltaïque, 2,3 Md€ à l'éolien terrestre et près de 2 Md€ pour le biogaz et le bois-énergie. »

En synthèse, il s'agit de **40 Mds de 2003 à 2024 soit un peu moins de 2 Mds** par an en moyenne annuelle.

Évolution des charges de service public de l'énergie entre 2003 et 2026



Source: [Délibération de la CRE](#) du 10 juillet 2025 (page 7)

Pour l'avenir, des estimations de ces coûts ont été faites par [le CGCSPE](#) dans le cadre de la consultation sur la PPE3. Elles distinguent, à date, les engagements futurs des coûts relatifs aux engagements déjà pris (sur les contrats passés donc) vis-à-vis desquels il n'y a pas de marges de manœuvre a priori.

Voici, pour la période 2025 - 2060, les fourchettes du montant du soutien public cumulé (sur 35 ans) pour la production d'énergie renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique, biométhane, etc.) se situent entre 103 et 145 Md€ dans le scénario de prix de marché bas, de -36 à -23 Md€ dans le scénario haut soit entre 4 Md€/an et -1 Md€/an en fonction des scénarios de prix de l'énergie<sup>156</sup>. Ces sommes s'ajoutent aux engagements pris avant 2024.

Tableau 2 - Estimation du total des CSPE restant à payer sur la période 2024-2060 pour atteindre les objectifs du projet de PPE3 en fonction des scénarios des prix de l'énergie

Dépenses à engager pour atteindre les objectifs de la PPE3 et assurer le financement des engagements précédents (Md€ <sub>2024</sub> )	Scénario « bas » des prix de l'énergie		Scénario « médian » des prix de l'énergie	Scénario « haut » des prix de l'énergie	
	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE3	Estimation du Comité	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE3
Engagements à fin 2024	114	106	89	59	37
Nouveaux engagements	103 à 145	114 à 133	40 à 69	-36 à -23	-32 à -28
<b>TOTAL</b>	<b>216 à 258</b>	<b>220 à 239</b>	<b>130 à 159</b>	<b>23 à 37</b>	<b>5 à 9</b>

Si l'on se limite au scénario médian (prix de marché de l'électricité à 70 euros le MWh) et au solaire et à l'éolien, le soutien public supplémentaire s'établirait, selon la CRE, à environ 50 Mds d'euros<sup>157</sup> soit d'ici 2060 à une moyenne<sup>158</sup> située entre 1 et 2 Mds par an, ce qui est inférieur aux dépenses moyennes passées. Rappelons qu'il s'agit des coûts de soutien pour une croissance de la production de 200 TWh d'ici 2035<sup>159</sup>. Il s'agit, comme dit plus haut, d'un scénario très volontariste, supposant une croissance de la demande d'électricité qui ne se produira sans doute pas.

Quoi qu'il en soit, ce soutien public est de l'ordre d'1c€/kWh soit 10 euros le MWh (pour un prix de marché de 70 euros le MWh). Si le prix de marché était plus bas, le coût du soutien public serait plus élevé mais le consommateur bénéficierait de ce prix plus bas compensant cette hausse du coût du soutien.

<sup>156</sup> Le scénario bas comprend un prix de gros de l'électricité atteignant 50 €2024/MWh et un prix de gros du gaz atteignant 20 €2024/MWh PCS en 2030 ; le scénario médian un prix de gros de l'électricité atteignant 70 €2024/MWh et un prix de gros du gaz atteignant 35 €2024/MWh PCS en 2030 ; le scénario haut avec un prix de gros de l'électricité atteignant 95 €2024/MWh et un prix de gros du gaz atteignant 50 €2024/MWh PCS en 2030. Voir [Stratégie française pour l'énergie et le climat - Programmation pluriannuelle de l'énergie \(2025-2030, 2031-2035\)](#), Nov. 2024.

<sup>157</sup> [Débats sur l'énergie - Démêler le vrai du faux](#), Site de la CRE, 04/09/25

<sup>158</sup> En fait, ces coûts seront décroissants dans le temps.

<sup>159</sup> L'avis du CGSPE explicite les hypothèses retenues comprenant un développement de nouvelles capacités sans soutien public (tableau 2) et une baisse des tarifs de soutien en euros réels (tableau 6).

## 5. Les réseaux et leur tarification

Le consommateur français<sup>160</sup> est habitué à payer sur sa facture le coût de l'accès aux réseaux d'électricité (historiquement dans un sens celui de la consommation d'électricité en provenance du réseau, aujourd'hui dans les deux sens s'il est autoproducteur d'électricité avec des panneaux PV par exemple et qu'il la vend). Ce montant est collecté par le fournisseur d'électricité et transféré aux gestionnaires de réseaux (RTE, ENEDIS et les ELD) et finance<sup>161</sup> leur maintenance et leur développement.

C'est la CRE qui fixe les tarifs (appelés TURPE, depuis l'année 2000) et les réactualise tous les 4 ans. On en est aujourd'hui au TURPE 7 qui couvre la période 2025-2028. Pour un client résidentiel, le TURPE est actuellement d'environ 0,07 €/kWh (soit 70 € le MWh HT<sup>162</sup>.

À l'avenir, les opérateurs de réseaux RTE et Enedis anticipent des travaux importants d'ici 2040, respectivement 100 Mds et 96 Mds d'euros. **Le montant total d'environ 200 Mds d'euros ne doit pas être pris comme une vérité absolue. Les investissements à réaliser dépendent des hypothèses retenues en matière de raccordement et d'interconnexions qui se discutent et se discuteront année après année.**

Pour RTE, il s'agit d'adapter le réseau au changement climatique, de remplacer des tronçons très anciens, d'intégrer les futurs réacteurs nucléaires, de réaliser des interconnexions avec les pays voisins et de raccorder des éoliennes en mer et des installations terrestres notamment, et de raccorder de nouveaux consommateurs (bornes de recharge des véhicules électriques, usines nouvelles fortement électrifiées ou productrices d'hydrogène, data centers).

Sur les 100 Mds d'investissement de RTE, 45% sont relatifs à l'intégration des renouvelables. RTE estime à 37 Md€ le montant du raccordement à l'éolien offshore. C'est le raccordement de l'éolien en mer qui pèse le plus. Sur les 96 Md€ d'investissements d'ENEDIS entre 2022 et 2040, environ 20% sont dédiés au raccordement des énergies renouvelables. Plus précisément Enedis estime à environ 10 Md€ le coût du raccordement aux énergies renouvelables ; le reste sert à la modernisation, à l'adaptation au changement climatique et au raccordement de bornes de recharge de véhicules électriques.

Mentionnons enfin qu'une partie des coûts d'investissement dans le réseau sont payés par les producteurs d'EnR<sup>163</sup>. En effet, dans le cadre du raccordement des installations d'énergies renouvelables, un mécanisme appelé S3REnR (Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables) permet de mutualiser une partie des investissements nécessaires sur le réseau (postes, lignes nouvelles, transformateurs) dans une zone géographique déterminée.

---

<sup>160</sup> On évoque ici le cas d'un consommateur disposant d'un contrat unique. Une partie des consommateurs raccordés en HTA et l'ensemble des industriels en HTB disposent d'un contrat direct avec le gestionnaire de réseau et payent une facture séparée de celle de leur fournisseur.

<sup>161</sup> Voir [Le financement du coût des réseaux publics d'électricité par les usagers : le turpe](#), Cour des comptes, 2024.

<sup>162</sup> Le turpe comporte une part fixe et une part variable. Voir [La CRE publie ses projets de décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité \(TURPE 7\)](#), 06/02/25.

<sup>163</sup> Une partie de ces coûts est également pris en charge par le TURPE (avec un taux qui dépend du type d'installation).

Les installations raccordées paient :

- les « ouvrages propre » nécessaires pour leur raccordement individuel (câble, raccordement, etc.) ;
- une quote-part, dès que leur puissance dépasse 250 kVA, calculée au MW et prélevée pour couvrir la portion des investissements mutualisés du schéma<sup>164</sup>.

On peut faire un calcul d'ordre de grandeur<sup>165</sup> des montants en jeu. À l'échelle nationale, les investissements liés aux S3REnR représentent environ 600 à 700 millions d'euros par an (sur un total d'environ 7 milliards d'euros d'investissements réseau pour RTE et Enedis). Les producteurs d'ENR financent, via les quotes-parts, de l'ordre de 150 millions d'euros par an, soit environ 10 % des investissements spécifiques liés à l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Cette proportion varie selon les régions et la maturité des schémas (entre 10 % et 25 % de couverture des coûts mutualisés selon les bilans régionaux de RTE).

Les coûts d'intégration des ENR font l'objet d'évaluations spécifiques. On peut retenir que rapportés au MWh pour l'éolien il s'agit de coûts de quelques euros au MWh<sup>166</sup> et pour le solaire de 10 à 20 euros le MWh<sup>167</sup>.

Malgré des montants qui peuvent sembler importants, l'impact de ces investissements sur la facture d'électricité est limité.

Selon la CRE, le TURPE devrait évoluer de manière maîtrisée dans les années à venir. Elle envisage un "TURPE en hausse de l'inflation + 1% par an jusqu'à 2040 pour les clients résidentiels." Cela correspond à une hausse de 17% sur 15 ans. Il s'agit clairement d'un maximum.

Au total, comme le rappelle la CRE dans sa note « Démêler le vrai du faux », le chiffre de 300 Mds d'euros d'investissements dans les ENR qui a été lancée dans la presse<sup>168</sup> est sans fondement sérieux. Que ce soit pour le volet « subventions publiques », évoqué plus haut au §4.3.3, ou pour les réseaux qu'on vient de voir.

## 6. Les dispositifs de flexibilité et de stabilité et leur coût

Depuis leur création, la gestion des réseaux adresses et traite deux enjeux distincts : celui de sa stabilité (en résumé le réseau doit offrir une fréquence de 50 Hz à tout moment, avec une très faible marge de fluctuation) et celui de la flexibilité : l'offre et la demande doivent coïncider à tout instant. Ces deux questions ne sont pas indépendantes puisqu'un défaut d'adéquation offre-demande crée un risque d'instabilité. Commençons par les enjeux de flexibilité.

<sup>164</sup> Voir par exemple le S3REN des Pays de la Loire.

<sup>165</sup> Il existe un décalage temporel entre la réalisation des investissements et la perception des quote-part aux raccordements de nouveaux producteurs dans les S3REnR. De plus, le volume d'investissements liés aux renforcements (à 100% dans le TURPE) et les taux de réfaction sur les quote-part (comme dit plus haut) sont variables. Cette variabilité rend une telle estimation particulièrement complexe.

<sup>166</sup> Voir Additional network costs (wind-energy-the-facts.org)

<sup>167</sup> <https://www.renewableenergyworld.com/energy-storage/pv-integration-feasible-at-low-cost/>

<sup>168</sup> Énergie : ce plan à 300 milliards qui pourrait faire tomber le gouvernement, Le Point 13/03/25.

## 6.1 La flexibilité

Les investissements dans le réseau qu'on vient d'évoquer rendent le système électrique plus flexible et résilient. Les besoins de flexibilité sont distincts selon les technologies de production de l'électricité<sup>169</sup> et l'ajustement en temps réel de l'offre et de la demande d'électricité (qui ne se stocke pas en tant que tel) demande d'autres dispositifs.

**Vu du réseau les besoins de flexibilité sont de 4 types<sup>170</sup>.**

- « Les flexibilités structurelles et régulières, dont les besoins sont complètement prévisibles (saisonalité de la consommation liée à la température extérieure, forme « naturelle » de la courbe de charge résultant des rythmes réguliers de l'activité économique et sociale, courbe de production photovoltaïque en journée). L'enjeu réside dans le positionnement de la consommation lorsque l'électricité bas carbone est disponible. Il s'agit de réellement modifier les courbes de charge, en puissance et en énergie.
- Des flexibilités dynamiques (moyens de production pilotables, stockage, modulation de la consommation dont font partie les effacements, qu'ils soient explicites dans le marché ou implicites via des offres de fourniture), qui répondent à des besoins prévisibles de quelques jours à l'avance jusqu'à l'infrajournalier, notamment pour compenser les incertitudes autour de la prévision de la production éolienne essentiellement mais également solaire et à la thermosensibilité de la consommation.
- Des flexibilités d'équilibrage (exemple : mobilisation des moyens de production, de consommation, de stockage sur le mécanisme d'ajustement ou sur les services système fréquence), qui viennent pallier en temps réel les aléas (pannes, incidents) ou les incertitudes (liées à la météo en particulier) en étant mobilisées à la demande de RTE. Le besoin total de ce type de flexibilité ne représente pas plus de quelques gigawatts et n'augmentera que marginalement malgré l'évolution du mix électrique.
- Des flexibilités de sauvegarde, pour les périodes de plus forte tension du système électrique, signalées par le dispositif EcoWatt (par exemple : actions volontaires des citoyens, des entreprises et des collectivités locales, mesures d'écrêtement de consommation à l'étude voire délestage en ultime recours). »

**Face à ses divers besoins, on peut citer en synthèse<sup>171</sup>, les leviers les plus significatifs par ordre de coût croissant.**

Tout d'abord les dispositifs qui permettent à la demande d'électricité de se déplacer dans le temps, sans gêne ni surcoût pour les usagers (ménages ou entreprises, du tertiaire ou industrielles), voire au contraire avec des gains tarifaires, en profitant des coûts très faibles de l'électricité aux heures creuses. RTE publie avec des partenaires depuis 2024 un baromètre des flexibilités permettant de suivre l'évolution de ces pratiques<sup>172</sup>.

<sup>169</sup> Voir cette étude détaillée pour le solaire PV [ici](#) et une présentation synthétique [ici](#).

<sup>170</sup> Voir cet article paru dans La Revue de l'Énergie n° 671 – mars-avril 2024 :

Yannick Jacquemart, Louise Oriol,

Thibault Janvier. La description des types de flexibilité est issue de cet article.

<sup>171</sup> Voir Arthur de Lassus et Cédric Philibert, [La dimension stratégique de la flexibilité des systèmes électriques. Opportunités en Europe](#), Études de l'Ifri, 2025. Et [Flexibilités de la demande : un levier essentiel pour décarboner et optimiser le système électrique](#), La Revue de l'Energie, Mars-avril 2024.

<sup>172</sup> Voir le [Baromètre des flexibilités de la consommation 2024](#).

Contrairement aux années passées, ces heures creuses se situent maintenant de manière croissante le jour entre 10h et 18h, du fait de la production d'origine solaire<sup>173</sup>.

1-de la pure information -ce que fait RTE avec son [application Ecowatt](#) qui envoie des sms quand il y a des pointes de demande pour suggérer aux consommateurs de reporter le lancement du lave-linge ou toute autre usage de l'électricité non urgente...

2-de la tarification qui incite les consommateurs à décaler leur consommation pour bénéficier de prix plus bas (aux heures creuses où l'offre est élevée) et éviter les heures pleines et les heures de pointe. EDF avant la libéralisation de l'électricité avait créé des tarifs HP/HC (heures pleines, heures creuses), et des tarifs EJP (effacement jour de pointe) puis Tempo permettant de réduire les pointes de demande critique. À l'époque les heures creuses étaient la nuit et la généralisation de chauffe-eau électriques doublée d'un tarif incitant les ménages à les faire fonctionner la nuit leur permettaient de mieux bénéficier d'une électricité (principalement nucléaire) peu coûteuse. Quant au tarif EJP il était assez contraignant car calé sur des jours entiers où les clients acceptaient de ne pas consommer de l'électricité.

Avec les compteurs Linky et les progrès numériques il est possible de développer des tarifications plus adaptées encore. Aujourd'hui près de neuf millions de clients ayant souscrit à l'option HP/HC n'ont aujourd'hui d'heures creuses que durant la nuit et près de quatre millions d'autres ont des heures creuses de jour « mal placées ». La CRE a annoncé<sup>174</sup> récemment une évolution du système HP/HC, qui n'est qu'un premier pas. Le changement débutera le 1er novembre 2025 et sera terminé à fin 2027. À son terme, plus de treize millions de clients auront cinq heures creuses de nuit et trois heures creuses situées entre 11 heures et 17 heures, notamment « l'été », du 1er avril au 31 octobre, permettant de mieux profiter de la forte dynamique de l'énergie solaire.

On pourrait aller plus loin en partant du constat que les heures pleines et creuses sont de mieux en mieux connues (et assez voisines sur la plaque ouest-européenne). En un mot : les heures creuses se situent dans la journée entre 10h et 18h. Les pointes sont plus courtes et durent 2 à 3 heures (le matin et le soir). On pourrait et devrait mieux faire coller les HP/HC à cette nouvelle réalité, accentuer l'écart de prix entre HP et HC, fusionner les tarifs Tempo avec ces nouveaux tarifs HP/HC, de sorte que les tarifs les plus élevés ne s'appliquent pas durant la journée, et enfin faire de ces tarifs l'option par défaut.

Les consommateurs seraient ainsi amenés à déplacer leur consommation ce qui est sans difficulté pour le chauffage (du fait de l'inertie thermique) et la recharge des batteries des véhicules électriques, dont le parc va croître inéluctablement. Insistons sur ce dernier point. Un parc de véhicule électrique "embarque" une capacité considérable de stockage, à raison de 50 à 100 kWh par véhicule<sup>175</sup>, soit pour trente millions de véhicules 1,5 à 3 TWh,

---

<sup>173</sup> Voir [La flexibilité de consommation : un levier important pour limiter les factures des consommateurs et accélérer la décarbonation de la France](#). RTE –Direction Transformation de l'Exploitation du Système électrique et Intégration des Flexibilités. 2025

<sup>174</sup> Voir [Focus sur l'évolution du placement des heures creuses](#), Annexe Communiqué de presse TURPE 7, CRE, 2025.

<sup>175</sup> Voir par exemple <https://www.adamasintel.com/ev-increase-battery-capacity-average-kwh-phev-up-27-percent/> Les voitures légères, qui devraient être favorisées, ont besoin d'une batterie plus légère (autour de 50 kWh).

dont une partie peut être mobilisée en V2G (Vehicle to grid<sup>176</sup>). Ce stockage peut réduire le considérablement<sup>177</sup> le besoin en batteries stationnaires (voir ci-après).

Quant aux industriels, le développement du stockage de chaleur à haute température permet de déplacer aussi leurs usages de quelques heures sans gêne majeure.

NB Les tarifications dynamiques<sup>178</sup> permettent en théorie de mieux faire coller les prix des kWh à leur coût qui varie au pas horaire ou demi-horaire. Elles sont susceptibles de proposer des prix très élevés en heures de pointe<sup>179</sup> et sont fortement régulées pour protéger le consommateur. Elles ont par ailleurs le défaut de ne pas donner de visibilité au prix de l'électricité.

3- la rémunération de "l'effacement" de certaines consommations, ce qui passe par des prestataires de service comme Energy Pool ou Voltalis (qui vendent des kWh "effacés" ou plutôt reportés par leurs clients - grâce à leurs technologies - à RTE).

4- Le stockage : stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), batteries électriques (BESS) , stockage sous forme de chaleur- éventuellement les batteries thermiques lorsque la chaleur est la forme d'énergie recherchée-<sup>180</sup>, etc.

Cinq GW de STEP sont installés en France restituant annuellement de l'ordre de 5 TWh<sup>181</sup>. Le potentiel de nouvelles STEP terrestres est limité (de l'ordre d'1GW) ; celui des STEP marines est plus important mais encore spéculatif<sup>182</sup>. Sont installées aujourd'hui 1 GW de BESS (Battery Energy Storage System, en français système de stockage d'énergie par batteries) ce qui présente entre 1 et 3 GWh d'énergie stockée. RTE envisage une forte croissance de ce parc. Un scénario ambitieux<sup>183</sup> conduirait à une puissance installée de 50 GW de puissance et 250 GWh d'énergie, ce qui reste très inférieur au potentiel du V2G.

Le stockage haute température évoqué ci-dessus, dont les applications sont industrielles est en cours de développement. Il est porté par des entreprises comme Rondo Energy, (leader dans le stockage thermique électrifié (ETES), Antora Energy, Polar Night Energy qui ont mis au point des solutions à base respectivement de matériaux réfractaires, de sels fondus ou de sables). Ces technologies permettent de valoriser une électricité renouvelable de très faible prix (aux heures creuses).

5- Le développement de la rémunération de la capacité (essentiellement en gaz si possible renouvelable) quand elle est activable très rapidement en cas de besoin et en

---

<sup>176</sup> Le V2G est une technologie qui permet à un véhicule électrique (VE) non seulement de se recharger depuis le réseau électrique, mais aussi de reinjecter de l'électricité stockée dans sa batterie vers le réseau ou vers un bâtiment lorsqu'il est branché à une borne compatible

<sup>177</sup> Voir par exemple [l'étude sur les batteries de Transport et environnement](#) (2024)

<sup>178</sup> [https://www.energie-info.fr/fiche\\_pratique/quest-ce-qu'une-offre-a-tarification-dynamique/](https://www.energie-info.fr/fiche_pratique/quest-ce-qu'une-offre-a-tarification-dynamique/)

<sup>179</sup> Voir <https://www.energie-mEDIATEUR.fr/le-mEDIATEUR/dossiers/les-offres-delectricite-a-tarification-dynamique/>

<sup>180</sup> Il existe des batteries thermiques compétitives. Voir K. Speed, J. M. Hagerty et J. Grove, « Thermal Batteries: Opportunities to Accelerate Decarbonization of Industrial Heat », Center for Climate and Energy Solution, 2023 ; J. Rissman et E. Gimon, « Industrial Thermal Batteries, Energy Innovation », Policy and Technology LLC, 2023.M. Guan et al., « Catalysing the Global Opportunity for Electrothermal Energy Storage », Systemiq, 2024

<sup>181</sup> Voir <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2024/flexibilites>

<sup>182</sup> Voir les travaux de François Lempérière <https://fr.hydrocoop.org/quel-avenir-pour-les-steps-marines>

<sup>183</sup> Voir <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-02/2025-02-27-sddr-fiche-8-raccordement-batteries-stationnaires.pdf>

complément ou en substitution de l'écrêtage<sup>184</sup> (arrêt de l'injection sur le réseau) et de la modulation (cas du nucléaire principalement en France).

Certains de ces dispositifs ne coûtent rien ou presque en investissement, d'autres sont plus coûteux, comme au premier chef le stockage, mais aussi la mise en place de capacités, l'écrêtement et la modulation (du nucléaire). Évoquons le cas des batteries électriques (qui sont utiles pour les variations infra-journalières pas pour des variations d'amplitudes plus longues, hebdomadaires ou mensuelles). Leur coût donne un ordre de grandeur des surcoûts générés au maximum, sachant que, du fait de la flexibilité du système électrique au sens large et de ses usages, il n'est absolument pas nécessaire qu'un moyen variable de production d'électricité soit accompagné d'un équipement complémentaire (gaz ou batterie) produisant quand ce moyen ne produit pas. Pour évaluer ces besoins complémentaires il faut modéliser le système électrique, ce que fait RTE et d'autres organismes publics ou privés.

Le coût des batteries est généralement rapporté à l'énergie qu'elles peuvent délivrer (sur des durées qui se comptent en heures). Ce coût est à rapporter au nombre de cycles ou à la durée de vie. Pour les batteries "embarquées", ce coût, au niveau mondial est de l'ordre de 100\$ le kWh<sup>185</sup>. Pour les batteries stationnaires, il est de l'ordre de 150 à 200\$. Ces prix ont chuté de manière massive dans les 20 dernières années et ils devraient continuer à baisser.

On calcule pour les batteries des LCOS (Levelized Cost of Storage<sup>186</sup>) qui permettent de comparer les différentes technologies ; mais ce LCOS dépend fortement du réseau dans lequel s'intègrent les batteries.

Pour donner un ordre de grandeur, pour un parc de batteries de 10 GW de puissance de pointe et d'énergie délivrée annuelle de 70 GWh l'investissement à prévoir serait aujourd'hui de 8 Mds à 10 Mds d'euros. L'ADEME évalue les besoins de stockage stationnaire à horizon 2050 à l'intérieur d'une fourchette 2 à 16 GW.

## 6.2 La stabilité

RTE a pour mission d'assurer en permanence la stabilité de la fréquence à 50 Hz, celle de la tension (400 kV, 225 kV) et le transport d'électricité même en cas d'incident. Pour ce faire, une véritable panoplie de moyens techniques, réglementaires et humains est déployée pour garantir cette stabilité à des échelles de temps allant de la seconde à la programmation à moyen terme (pluriannuelle) en passant par les échelles de la minute,

---

<sup>184</sup> Voir le rapport IFRI cité. Selon les experts Cédric Philibert et Arthur de Lassus, "si l'on écrête 5 % d'une production éolienne ou solaire, cela augmentera d'autant le prix de l'électricité éolienne ou solaire, mais elle restera dans bien des cas la solution décarbonée la moins coûteuse.

<sup>185</sup> Voir [ici](#). La valeur donnée en kWh est celle de l'énergie stockée et susceptible d'être délivrée (à l'écart de rendement, 95% près). La puissance instantanée maximale que peut fournir la batterie en décharge (ou réciproquement celle qu'elle peut supporter en charge) dépend d'autres caractéristiques de la batterie et des systèmes de charge et décharge. Une batterie de même capacité de stockage mais plus "puissante" est plus chère. En général, ce deuxième critère est exprimé en heures. Une batterie 2 h est plus "puissante" qu'une batterie 6h (elle peut délivrer la même énergie en trois fois moins de temps).

<sup>186</sup> C'est le coût actualisé moyen par unité d'énergie délivrée par un système de stockage sur toute sa durée de vie. Il mesure combien il coûte, en moyenne, de stocker puis restituer 1 MWh d'électricité, en intégrant tous les coûts liés au stockage. C'est l'équivalent pour le stockage du LCOE pour la production d'électricité.

de l'heure et de la journée. Ceci est bien connu et expliqué très clairement par RTE<sup>187</sup> et la CRE<sup>188</sup>.

Une question plus récente et l'objet de plus de débats est celle de la contribution (positive ou négative?) des EnR variables à cet enjeu de stabilité. Rappelons d'abord que les centrales classiques sont des machines synchrones<sup>189</sup>. Elles ont une inertie mécanique<sup>190</sup> (par leurs rotors) qui stabilisent naturellement la fréquence et fournissent des services systèmes (réglage primaire, tension, etc.). Ce n'est pas le cas des éoliennes et panneaux photovoltaïques qui produisent du courant continu ou asynchrone et sont équipés de convertisseur électronique pour injecter du courant alternatif 50 Hz dans le réseau. S'ils n'ont pas d'inertie « mécanique » comme les grosses turbines, néanmoins ils peuvent bénéficier d'un pilotage électronique ultra rapide, tout comme les batteries. Il s'agit de technologies récentes et parfois en développement, ce au niveau mondial. Elles visent en résumé à équiper les éoliennes, panneaux solaires et batteries de :

- dispositifs de continuité de fonctionnement pendant un défaut (ride-through).
- pour les parcs éoliens de dispositifs de pilotage à distance par RTE pour moduler leur puissance active et réactive<sup>191</sup>.
- pour le solaire d'onduleurs paramétrés pour fournir du soutien en tension et participer à la régulation de fréquence.
- pour les batteries, couplées aux EnR ou seules, d'une électronique de puissance pour fournir des réserves ultra-rapides.
- de convertisseurs "grid-forming" capables de se comporter comme une machine synchrone virtuelle (ce qui est possible pour les technologies les plus récentes de pour les technologies les plus récentes de panneaux, d'éoliennes et de batteries). Un convertisseur grid-forming peut imposer une tension et une fréquence locales sur le réseau, comme le ferait une machine synchrone.

Toutes ces technologies sont en cours de développement ou de tests dans le monde entier. Le réseau sud-ouest de l'Australie, le SWIS<sup>192</sup>, est regardé de près, car le taux de pénétration des EnR variables y est de 77%<sup>193</sup>. Du point de vue qui nous intéresse ici, il s'agit cependant d'enjeux techniques, bien identifiés<sup>194</sup>, plus que d'enjeux de coûts. Les solutions à apporter ne sont pas de nature à changer les ordres de grandeur dans le calcul économique.

<sup>187</sup> Voir la [documentation technique de référence de RTE](#) pour une présentation exhaustive

<sup>188</sup> Voir <https://www.cre.fr/electricite/reseaux-delectricite/services-systeme-et-mecanisme-dajustement.html>

<sup>189</sup> Ce sont des machines électriques (génératrices ou motrices) dont la vitesse de rotation est strictement synchronisée avec la fréquence du réseau.

<sup>190</sup> Leur masse en rotation stocke de l'énergie cinétique. Si la fréquence réseau baisse brusquement, elles ralentissent légèrement en libérant de l'énergie ce qui stabilise naturellement la fréquence.

<sup>191</sup> La puissance réactive ne produit pas de travail réel (ce que fait la puissance active qui se mesure en Watts) mais elle est nécessaire pour maintenir les champs électriques et magnétiques dans les composants réactifs (bobines, condensateurs).

<sup>192</sup> Voir [https://en.wikipedia.org/wiki/South\\_West\\_Interconnected\\_System](https://en.wikipedia.org/wiki/South_West_Interconnected_System)

<sup>193</sup> Voir <https://explore.openelectricity.org.au/>

<sup>194</sup> Voir notamment l'étude 2021 de l'AIE et RTEn [Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050](#); celles de l'ENTSO-E [High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters et Grid forming capability of power park modules](#) (2024)

## 7. Le coût total complet du système électrique

Comme énoncé plus haut les LCOE et les coûts de production ne permettent pas de comparer deux technologies de production d'électricité qui ont recours à des services systèmes (voir encadré sur les coûts systèmes qui sont leur contrepartie) ou au contraire en apportent.

Un système électrique comportant beaucoup de centrales thermiques à charbon ou à gaz est plus flexible qu'un système comme le français comportant beaucoup de nucléaire. Les coûts système à envisager sont fonction du système électrique dans son ensemble contrairement au LCOE. Ils croissent avec le taux de pénétration des EnR variables.

### 7.1 Définition des coûts système<sup>195</sup>

Ils sont habituellement décomposés en trois catégories<sup>196</sup> : les coûts d'équilibrage (= ajustement aux variations à court terme de la production et de la consommation ; les coûts de renforcement et d'extension des réseaux ; enfin, les coûts de profil, qui découlent de la modification des facteurs de charge et profils de production des centrales lors de l'introduction de nouveaux moyens de production.

**Les coûts d'équilibrage.** Le fonctionnement stable d'un système électrique exige que la demande et l'offre soient égales à tout moment. Les systèmes électriques nécessitent donc un gestionnaire de réseau central qui veille à ce que les fluctuations imprévisibles à court terme de la demande et de l'offre d'électricité puissent être compensées en contractant à l'avance des réserves suffisantes. Cela nécessite une plus grande capacité par rapport à un système hypothétique dans lequel la demande et l'offre seraient parfaitement prévisibles et il n'y aurait donc aucun risque de défaillance.

**Les coûts de réseau.** Ce sont les coûts supplémentaires dans le système de transport et de distribution, et d'une série de services auxiliaires nécessaires au fonctionnement stable d'un système électrique, lorsque la production d'électricité d'une nouvelle centrale y est intégrée.

**Les coûts de profil.** Les coûts de profil<sup>197</sup> induits par l'introduction d'un nouveau moyen de production sont associés à la hausse du coût de production du reste du parc de production (y compris les moyens de stockage). Ils sont causés par la déformation du profil de demande résiduelle, c'est-à-dire la demande restant à satisfaire une fois déduite la production de ce nouveau moyen. Ainsi, l'introduction d'électricité renouvelable variable induit une demande résiduelle ayant une monotone<sup>198</sup> de charge plus irrégulière et une monotone de puissance plus « pointue » et éventuellement des pertes d'énergie lors de périodes de surproduction. Le reste du parc de production doit s'adapter à ces

<sup>195</sup> Cette partie s'inspire du rapport sur [Les coûts d'abattement de l'électricité](#) réalisé par Patrick Criqui pour France Stratégie (page 62 et suivantes), 2022.

<sup>196</sup> [The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables](#), OCDE/NEA, 2019

<sup>197</sup> Voir Hirth Lion (2013). [The Optimal Share of Variable Renewables How the Variability of Wind and Solar Power Affects their Welfare- Optimal Deployment](#). NEON Working Paper.

<sup>198</sup> Une monotone de charge est une représentation graphique simplifiée de la consommation électrique d'un site ou d'un réseau sur une période donnée. Contrairement à la courbe de charge chronologique (qui montre la puissance appelée heure par heure, dans l'ordre du temps), la monotone de charge classe les puissances appelées par ordre décroissant.

changements, notamment en augmentant les capacités de pointe et/ou les moyens de stockage. Son coût moyen de production (en €/MWh) augmente.

Pour faire cette comparaison, il existe deux familles de méthodes.

La première consiste à attribuer un coût et/ou une valeur système à une technologie donnée.

La deuxième consiste à comparer les coûts totaux de systèmes électriques aux mix différents.

## 7.2 L'attribution à une technologie de coûts ou valeurs système

Plusieurs méthodes ont été mises au point. Citons les évaluations faites par France - Stratégie (dans le rapport cité ci-dessus), le LCOE ajusté de Lazard, le « Value-adjusted LCOE » (VALCOE) de l'AIE. Voici à titre d'exemple – et non de référence indiscutable, car comme tous les autres il sont dépendants de partis-pris et de conventions- les calculs faits dans le [rapport déjà cité de France Stratégie](#).

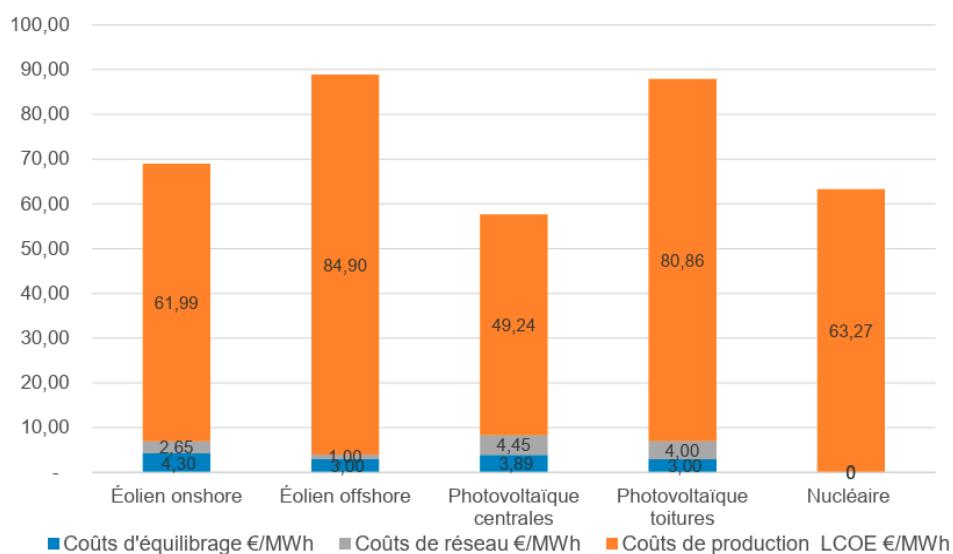
**Tableau 17 – Coûts unitaires (équilibrage et réseau) d'après l'AIE et l'OCDE et comparaison à nos résultats<sup>3</sup>**

2040	Coûts système unitaires (€/MWh)		Coûts système pondéré (€/MWh d'ERV)	
	AIE	Proxy-AMS	OCDE	Proxy-AMS
Nucléaire	5	-		
Charbon	- 20	-		
Gaz CCGT	- 30	-		
Solaire PV*	25	8,4	8,3	7,4
Éolien onshore	5	7		
Éolien offshore	10	4		

\* PV en centrale.

Source : France Stratégie

**Figure 11 – Décomposition des coûts totaux unitaires de l'éolien et du PV et comparaison au coût du nucléaire, Proxy-AMS, en €/MWh**



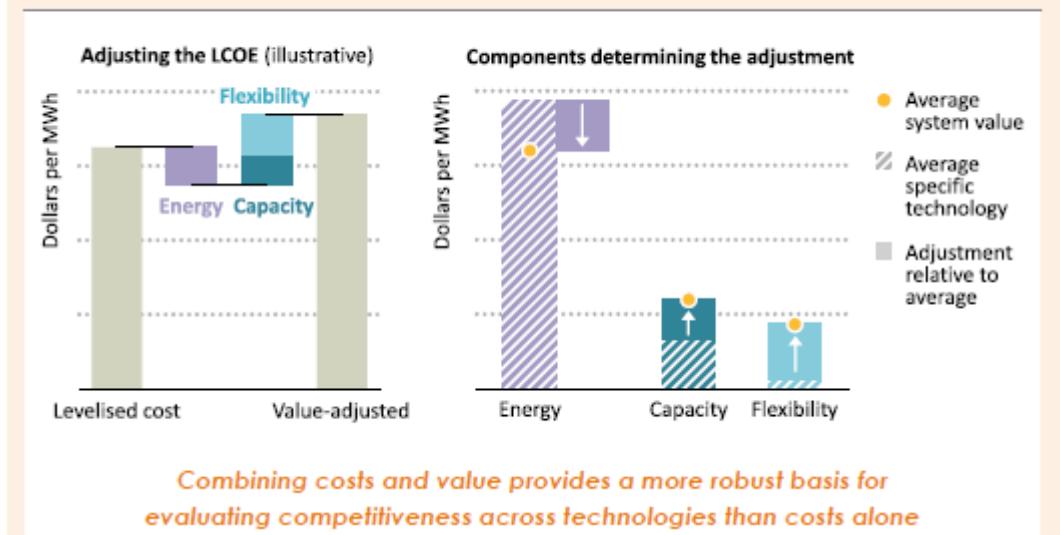
Source : France Stratégie

Le LCOE ajusté de Lazard ajoute au LCOE des coûts :

- de stockage nécessaire pour améliorer la fiabilité.
- du back-up thermique (dans certaines modélisations).

Le VALCOE (de l'AIE) raisonne en valeur et complète le LCOE par une valeur de marché de l'électricité, une valeur de flexibilité et une valeur de capacité.

**Figure 8.19 ▷ Moving beyond the LCOE, to the value-adjusted LCOE**



Source : AIE, WEO 2018

Une méta analyse a été publiée<sup>199</sup> en 2020 dans la revue Nature Energy<sup>200</sup>. Les résultats semblent indiquer un surcoût d'environ 30€/MWh pour des pénétrations de renouvelables jusqu'à 85% de l'énergie totale produite. L'étude reste cependant prudente car il existe peu de systèmes électriques avec de forts taux d'énergies renouvelables variables.

Si l'on se limite au plan économique et aux données disponibles, le nouveau nucléaire ne s'impose pas de manière évidente au plan strictement économique. Si l'on retient un surcoût d'intégration pour les EnR de 30 euros le MWh, et l'hypothèse d'un taux de pénétration inférieur à 85% au plus de la production, ce qui sera le cas en France à horizon 2050, l'écart de LCOE entre le nucléaire et les renouvelables, tel que montré plus haut, sera en effet bien supérieur à ces 30 euros.

<sup>199</sup> Cette étude est signalée dans l'article de sciencefact signalé ci-dessus. Elle est fondé sur des études antérieures à 2018 donc sur des données des années autour de 2014 où les batteries n'existaient peu et étaient très coûteuses...

<sup>200</sup> Heptonstall, P. J., & Gross, R. J. K. (2020). A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids. *Nature Energy*, 6(1), 72-83. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00695-4>.

### 7.3 La comparaison des coûts totaux systèmes

Une autre approche, retenue dans l'étude Futurs énergétiques de RTE au chapitre 11<sup>201</sup>, consiste à comparer le coût total du système électrique annuel, pour des mix électriques diversifiés. RTE a retenu 6 scénarios (M0, M1, M23, N0, N1, N03) qui vont d'un 100% EnR (M0) à un mix avec 14 EPR et des SMR<sup>202</sup>. Ce "coût total" est la charge annuelle générée par les investissements réalisés dans le domaine de la production, des réseaux physiques et de la gestion de la flexibilité. Elle est calculée en utilisant un taux d'actualisation, qui, en l'occurrence a été fixé à 4% pour toutes les technologies.

Ce coût total est estimé par RTE en 2020-21 à environ 40 Mds d'euros par an soit à 90 euros le MWh.

**NB** Il ne s'agit pas de la facture totale payée annuelle par l'ensemble des consommateurs comme ce que nous essayons d'approcher dans cette note, qui dépend, comme on l'a dit, d'un prix de marché et d'autre part comporte des impôts et taxes.

RTE comparent avec cette méthode les six scénarios<sup>203</sup> (M0 sans nucléaire, M1 et M2 avec du nucléaire prolongé, N1, N2 et N03 avec du nouveau nucléaire). Voici la synthèse des résultats :

**Figure 11.33** Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



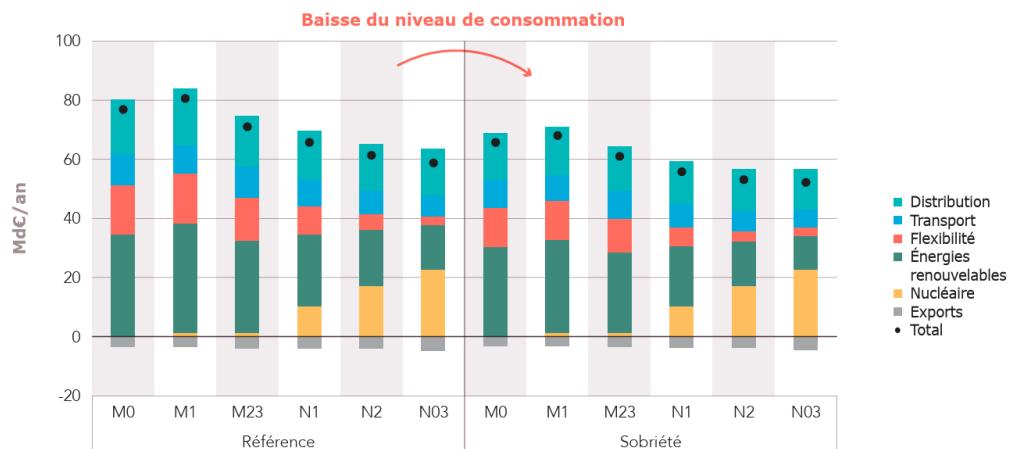
Une variante « sobriété » est étudiée dans tous les scénarios (fig. 11.48, page 624).

<sup>201</sup> [https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20\\_Rapport%20complet\\_11.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20_Rapport%20complet_11.pdf)

<sup>202</sup> Voir [https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-10/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats\\_0.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-10/Futurs-Energetiques-2050-principaux-resultats_0.pdf) page 16 une présentation synthétique des 6 scénarios

<sup>203</sup> Voir <https://rte-futursenergetiques2050.com/panorama/scenarios>. Plus précisément, M0 est 100% renouvelable, M1 et M2 le sont à 87%, M2 en diffus, M2 en centralisé, N1 comporte 13% de nucléaire, N2 36% et N03 50%.

**Figure 11.48** Coûts complets du système électrique dans le scénario «sobriété», comparés au scénario de référence, en 2060, selon le mix de production



On voit que dans tous les scénarios le coût total du système s'accroît, **du fait de l'électrification des usages**. Cela confirme s'il en était besoin que le coût de l'électricité (production + acheminement + gestion du réseau, HT) va augmenter quels que soient les choix faits. Selon RTE (p588) : « Rapportés au mégawattheure d'électricité consommée [estimés en 2021-22 à 90 euros/MWh], les coûts complets du système électrique pourraient augmenter de l'ordre de 15 % hors inflation en 40 ans, en vision médiane, dans une fourchette s'étendant d'une quasi-stabilité à une augmentation de 30 % selon les scénarios. »

Cette hausse est comprise entre 20 et 40 Mds / an dans le scénario de référence et de 20 à 30 Mds dans les variantes sobriété. Dans tous les cas, ce sont les scénarios avec nouveau nucléaire qui sont les moins coûteux mais avec des écarts qui se situent à l'intérieur d'une barre d'erreur figurant dans le graphique 11.33. Ceci signifie que cette étude ne permet pas de conclure de manière certaine à l'avantage économique des scénarios avec nouveau nucléaire.

Insistons sur quatre points.

1/ Les coûts au kW installé des nouveaux EPR est positionné à un niveau très optimiste voire irréaliste (5 100 euros le kW en moyenne).

RTE a fait des tests de sensibilité qui montrent que si ces coûts sont plus élevés (de l'ordre de ceux retenus ici) les écarts se réduisent considérablement.

2/ Le taux d'actualisation retenu dans l'étude RTE est identique pour toutes les technologies ; or il ne peut être que plus élevé pour le nucléaire sauf à envisager une très forte prise en charge par l'État de l'ensemble des risques, et donc une subvention implicite payée par le citoyen. Par ailleurs RTE a fait un test de sensibilité où le nucléaire a un CMPC supérieur aux autres filières et, dans ce cas, il n'y a plus d'écart entre les scénarios nouveau nucléaire et M23".

3/ Les coûts de flexibilité contribuent fortement à l'interclassement final. Si cela se comprend pour le scénario M0 pour les scénarios M1 et M23 cela semble plus discutable.

4/ RTE applique un facteur de charge faible pour l'éolien terrestre (moindre qu'aujourd'hui et qu'envisagé par l'ADEME et négaWatt par exemple), ce qui entraîne le besoin de plus d'éoliennes et donc des coûts supérieurs.

Au total cette étude précieuse est à actualiser aujourd'hui pour tenir compte des informations récentes dont on dispose aujourd'hui et en raisonnant sur des scénarios plus réalistes de consommation d'électricité. RTE a lancé un tel travail qui devrait être achevé en 2026.

## 8. Les taxes et contributions<sup>204</sup>

Il y a quatre taxes<sup>205</sup>: les accises (ex CSPE), la CTA, la taxe "ZNI"(zones non interconnectées) et la TVA. Elles représentent environ 30 % du prix final payé par un consommateur particulier (et moins pour un professionnel qui déduit la TVA).

### L'accise sur l'électricité

Le tarif de l'accise sur l'électricité<sup>206</sup> est perçu par la DGFIP, en tant que recette au budget de l'État. Ce n'est donc plus une contribution directe aux énergies renouvelables ; le soutien aux EnR (ainsi qu'aux ZNI) est identifié dans un Compte d'affectation spéciale, alimenté par les recettes fiscales générales et pas directement par ces accises.

Au 1<sup>er</sup> août 2025, le tarif applicable s'établit à 25,79€/MWh pour les entreprises<sup>207</sup> et 29,98 €/MWh pour les ménages et assimilés (dont la taxe ZNI voir plus loin).

**La contribution tarifaire d'acheminement (CTA)** permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. La CTA est calculée par application d'un taux sur la part fixe du TURPE. Son montant est ainsi indépendant des consommations. Son taux est 22% pour la distribution et 10% pour le transport. Elle représente, en ordre de grandeur, 10% de l'accise.

**La taxe ZNI** a été introduite par le PLF 2025 en février 2025. Elle est de 4,89 €/MWh, en lien avec le dérapage de cette charge pour l'État qui veut la faire sortir ainsi du budget général. Ce dérapage est lié à l'importation de biomasse dans les ZNI et un coût de production de l'électricité qui explose entre 400 à 500 €/MWh<sup>208</sup> ...

Enfin, depuis le 1<sup>er</sup> août 2025, la **TVA s'applique à hauteur de 20%**<sup>209</sup> sur l'ensemble de la facture, quelle que soit la puissance souscrite.

---

<sup>204</sup>Anciennement nommée Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) puis fusionnée avec la CSPE et enfin dénommée accise, conformément au droit européen. Voir [Taxes et contributions appliquées sur l'électricité : Nouvelles évolutions au 1er août 2025](#), site d'EDf.

<sup>205</sup> La taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE) et la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) ont été abrogées respectivement au 01/01/22 et au 01/01/23. Ces abrogations se sont accompagnées d'une majoration de la TICFE intégrée dans les tarifs à taux plein applicables.

<sup>206</sup> Voir [Le guide sur la fiscalité des énergies](#) sur le site du gouvernement

<sup>207</sup> Avec des tarifs réduits sous condition.

<sup>208</sup> Voir page 9 du [Guide 2025 sur la fiscalité des énergies](#), du ministère de l'Économie et des finances

<sup>209</sup> Il est pour le moins paradoxal que le gouvernement ait augmenté la TVA (elle était de 5,5% sur l'abonnement et de 20% sur la consommation) ce qui est clairement défavorable à l'électrification nécessaire des usages. Il aurait pu aligner les deux taux à 5,5%, cet alignement étant exigé par le droit européen.

NB L'enjeu fiscal central relatif à la nécessaire accélération de l'électrification des usages (des ménages ou des entreprises) est relatif à la comparaison des fiscalités. Certains usages (notamment industriels) sont détaxés, comme par exemple le gaz<sup>210</sup> : la TICGN est à taux réduit pour les usages industriels (0,84 €/MWh en 2025 contre 8,45 €/MWh pour les particuliers).

Certes, il existe pour l'électricité des exonérations partielles d'accise pour les sites électro-intensifs, mais le niveau reste supérieur à celui du gaz. Au total, il existe un écart significatif entre la fiscalité sur le gaz et celle sur l'électricité en, défaveur de celle-ci. Il y a d'ailleurs de nombreux amendement au PLF 2026 en cours de discussion sur cette question.

## Conclusion

Nous pouvons tirer de cette analyse plusieurs conclusions.

### 1/ Les coûts de l'électricité sont amenés à évoluer à la hausse dans les années à venir.

La part de ces coûts qui est relative aux coûts de production et au réseau (infrastructure matérielle et dispositifs matériels et immatériels de gestion de la flexibilité) va certainement croître, **du fait de la nécessaire électrification des usages**. Certes le nucléaire historique est peu coûteux par rapport aux alternatives mais il ne peut suffire en aucun cas - même si c'est une option économiquement efficace dans un premier temps - de prolonger le parc existant<sup>211</sup> pour satisfaire des besoins croissants d'électricité. Les nouveaux réacteurs, comme on l'a vu, vont coûter beaucoup plus cher. Et une falaise d'investissements est à financer. **Enfin les EnR sont moins coûteuses que les nouveaux réacteurs, leur coût va sans doute encore baisser ; mais compte-tenu des investissements de réseaux et de flexibilité elles sont plus coûteuses que le nucléaire historique (dont le coût croît lui aussi du fait du grand carénage)**.

Cette tendance à la hausse des coûts de production est problématique si elle est entièrement répercutée dans les prix : comment faire croître la part de l'électricité dans le mix énergétique avec des prix possiblement haussiers ? Certes la sobriété et l'efficacité énergétiques contribueront à compenser cette hausse mais le signal-prix restera un obstacle à l'électrification des usages, s'il n'est pas corrigé par la puissance publique. Le prix payé par les consommateurs est comme on l'a vu indirectement lié aux coûts de production et de réseau.

Il est possible pour la puissance publique d'agir sur ces prix par plusieurs mécanismes :

- favoriser une tarification incitant le consommateur à déplacer sa consommation d'électricité aux moments où son coût est le moins élevé ;
- favoriser l'autoconsommation individuelle qui est peu coûteuse, contrairement à une idée reçue (voir partie §3.4)
- agir sur les coûts de production : accélérer les procédures et réduire les frais d'installation (plus élevés qu'ailleurs), développer un marché du stockage (batteries) avec une rémunération claire, etc.

<sup>210</sup> La cause en est facile à comprendre : l'industrie utilise souvent de grandes quantités de gaz naturel pour produire de la chaleur, de l'électricité ou pour des procédés chimiques. Une taxe élevée aurait un impact très fort sur leur compétitivité: si le coût du gaz devient trop élevé, les entreprises pourraient délocaliser leur production vers des pays où cette énergie est moins chère.

<sup>211</sup> Qui ne sera pas, de toutes façons, prolongé dans sa totalité.

- augmenter la taxe carbone, notamment sur le gaz fossile et plus généralement différencier l'ensemble de la fiscalité (dont la TVA) de sorte qu'elle soit plus favorable à l'électricité bas-carbone et plus défavorable aux énergies fossiles. La mise en œuvre en 2027 de la réforme de l'ETS (avec l'ETS2<sup>212</sup>) est une opportunité en la matière puisque les réflexions actuelles portent sur la question de savoir s'il faut accompagner cette mise en œuvre d'une baisse des accises sur les produits pétroliers et gaziers (pour compenser la hausse des prix induite par l'ETS 2, par crainte d'une réaction "gilets jaunes"). Il serait souhaitable d'éviter de telles compensations au moins pour réduire l'écart entre le prix de l'électricité et celui du gaz et si possible celui des produits pétroliers ;
- subventionner l'électricité qui est très bas-carbone en baissant les accises sur l'électricité et surtout subventionner les équipements qui l'utilisent ; construire des mécanismes qui "lissent" les éventuels écarts de coût à l'achat (à l'instar du leasing social lancé en 2023<sup>213</sup>).
- mettre en place des aides spécifiques pour les consommations "vitales" des ménages les plus défavorisés qui ne soient pas des incitations à consommer inutilement plus.

## **2/ Le mix de production électrique va comporter une part croissante d'EnR électriques**

Et ceci pour deux raisons : le nouveau nucléaire (les EPR suivant Flamanville et le cas échéant les SMR à terme plus lointains) ne produira pas d'électron avant 2040<sup>214</sup> et l'électrification des usages doit croître pour réduire les émissions de GES de la France.

Dire qu'un mix électrique avec relativement plus d'EnR qu'aujourd'hui sera coûteux est un énoncé inconsistant puisqu'il n'y a pas d'alternative dans les 15 ans qui viennent (sauf à recarboner l'électricité en installant des centrales à gaz, ce que propose le CEREME). D'autre part, les coûts des EnR sont maîtrisés et inférieurs, même en tenant compte des besoins de flexibilité qu'ils génèrent, à ceux des EPR2 prévus, dont on a vu qu'ils sont encore largement incertains.

## **3/ La métrique du LCOE doit être impérativement complétée pour éclairer les politiques publiques**

Nous avons vu qu'il fallait raisonner en coût complet et que par ailleurs l'ACI devait faire l'objet d'une approche spécifique. La méthode la plus juste (hors ACI) consiste à simuler le système électrique dans son ensemble. Toute politique publique doit tenir compte de la complexité de la réalité pour éviter des décisions éventuellement inadaptées<sup>215</sup>.

## **4/ Une meilleure coordination des projets d'investissement et de désinvestissement dans le secteur électrique sur la plaque ouest-européenne en Europe doit être assurée.**

---

<sup>212</sup> Voir <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/marches-du-carbone-seqe-ue-2>

<sup>213</sup> Voir <https://www.ecologie.gouv.fr/leasing-social>

<sup>214</sup> Voir la [synthèse du dossier des maîtres d'ouvrage](#) pour le débat public (28/01/25-15/05/25) sur le Projet de construction d'une paire de réacteurs EPR2.

<sup>215</sup> Voir par exemple <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2025/06/12134742/beyond-lcoe.pdf>

L'interconnexion des systèmes électriques doit être poursuivie ; elle a contribué à réduire les émissions de GES européenne, à augmenter la flexibilité des réseaux, à offrir à chaque pays des solutions de secours en cas d'insuffisance de production (comme en France en 2022). Même si nos voisins installent eux aussi des EnR, il est souhaitable au niveau européen de décommissionner le plus possible d'équipements fossiles, ou de réduire très fortement leur facteur de charge<sup>216</sup> pour limiter leur usage aux heures de pointe. Par ailleurs on observe des corrélations en Europe de l'ouest entre les excédents et les déficits de production qu'il est indispensable de piloter au niveau du système dans son ensemble. Il est donc essentiel que pour la plaque ouest-européenne les projets d'investissement et de désinvestissement d'actifs de production soient au moins connus et coordonnés, autant que possible.

## **5/ Il n'est ni raisonnable ni souhaitable de proposer un moratoire ou un fort ralentissement des EnR.**

Tous les projets de production électrique- à l'exception de l'ACI- sont longs à développer. Nous devons pouvoir anticiper les besoins d'électricité futurs liés à l'électrification et à la baisse de production du parc nucléaire existant dont la moyenne d'âge est d'environ 40 ans<sup>217</sup>. En outre, aucune filière industrielle ne se construit ni ne se reconstruit facilement. Toute décision qui aurait un impact lourd sur les filières concernées ne peut être envisagée qu'avec prudence, surtout dans le contexte actuel, caractérisé par une compétition internationale de plus en plus intense et où les règles du jeu sont de moins en moins équitables pour ne pas dire plus. Enfin comme dit plus haut ce sont les métiers d'installation qui sont les plus riches en emplois.

## **6/ La part croissance des EnR non pilotables suppose des investissements (en stockage notamment, yc de chaleur) et le déploiement de mécanismes de flexibilité et de dispositifs permettant d'utiliser l'énergie éventuellement excédentaire (qui pourrait ne pas être écrétée) - peu coûteuse- pour soutenir la compétitivité de l'industrie française ; une évolution du cadre réglementaire est nécessaire pour permettre un accès à de la flexibilité aujourd'hui très contrainte. Il est pour le moins paradoxal que des excédents d'électricité marginalement gratuite ne soient pas considérés comme une "bonne nouvelle" mais comme une tare ! Cela étant les EnR doivent aussi participer à cette flexibilité, et il existe des moyens techniques et des incitations<sup>218</sup> pour qu'elles y contribuent plus.**

---

<sup>216</sup> Même si cela peut paraître difficile à expliquer au grand public maintenir des capacités fossiles pour faire face aux besoins de pointe est une solution très peu émettrice de CO2 (l'émission d'un équipement dépend évidemment de son facteur de charge) et qui peut être économiquement rentable (collectivement et pour les acteurs) si le maintien de la capacité est suffisamment rémunéré.

<sup>217</sup> Voir <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quel-est-le-plus-ancien-reacteur-nucleaire-au-monde-encore-en-activite>

<sup>218</sup> Citons par exemple les offres de raccordement avec modulation de puissance déjà évoquées plus haut (cf cet article sur le site [d'Enedis](#)).

## **7/ Les choix les plus difficiles à trancher sont relatifs au mix en 2040 et après.**

À cet horizon, les incertitudes économiques et technologiques sont élevées comme on l'a vu et il est difficile de trancher à la seule vue des coûts économiques. Mais si l'électrification des usages se poursuit à un rythme suffisant (par rapport à nos objectifs de décarbonation), le développement d'EnR s'impose tout simplement du fait de notre incapacité industrielle à faire plus d'EPR2 que ce qui est envisagé aujourd'hui (6 + 8 EPR) et est un maximum sans doute inatteignable à horizon 2050. 14 EPR (23 GW) - et quelques réacteurs qui auront été prolongés jusque-là le cas échéant- ne remplacent pas et de loin la puissance nucléaire installée aujourd'hui (63 GW). L'électrification devrait en outre, même si elle est accompagnée de sobriété, générer une croissance de la consommation d'électricité.

Par ailleurs, les EPR 2 ne s'imposent pas du tout de manière évidente, comme on l'a vu sur le plan des coûts. Notons aussi que la Chine et la Finlande s'en écartent.

Leur financement est loin d'être assuré<sup>219</sup> et pèsera dans tous les cas sur le contribuable et le consommateur. EDF ne pourra pas, sur son seul bilan, financer le grand carénage, les projets anglais, et les EPR de deuxième génération prévus pour la France. Le rapport de la Cour des comptes précédemment cité (Le modèle économique d'EDF, septembre 2025) en fait la démonstration<sup>220</sup> et tire la sonnette d'alarme. Redisons que non seulement l'Etat va devoir subventionner la construction et la production des réacteurs nucléaires (et sans doute plus en montant que les EnR) mais en plus il assume et assumera de fait le financement des investissements réalisés par des entreprises publiques, dont il est l'actionnaire de référence et en particulier dans le cycle de gestion des combustibles nucléaires.

Les SMR sont tous en phase très préliminaire comme on l'a vu, et par ailleurs de tailles telles qu'ils n'apportent pas de réponse aux défis des 15 prochaines années. Il est logique que le secteur privé prenne ses risques<sup>221</sup> en la matière, en revanche pour le secteur public, son intervention, incontournable pour ces technologies et effectivement requises dans les phases de développement ne peut et ne doit être que très circonspecte, surtout dans un contexte budgétaire contraint et en présence d'alternatives (les EnR) efficaces techniquement et économiquement et peu consommatrices de fonds publics.

## **8/Les arguments économiques doivent être complétés par d'autres arguments.**

- la réussite mondiale des EnR qui en fait la référence dans de nombreux pays<sup>222</sup> et dont il faut faire le bilan d'ensemble (en intégrant la question des matériaux critiques et de leur disponibilité<sup>223</sup> et les leçons éventuelles du black-out espagnol,

---

<sup>219</sup> Voir l'article [Why No One Wants to Finance Nuclear Power](#), d'Ange Blanchard relatif à la difficulté au niveau mondial du financement du financement du nucléaire.

<sup>220</sup> En résumé la Cour estime les besoins de financement d'EDF à 460 Mds d'euros entre 2025 et 2040, dans un "contexte de fortes incertitudes sur la capacité d'autofinancement du groupe".

<sup>221</sup> Sous conditions très strictes relatives à la sûreté civile et militaire ; rappelons que certains SMR à neutrons rapides ont besoin de plutonium dont le contrôle est stratégique au plan militaire. Newcleo a buté sur cette question en Angleterre.

<sup>222</sup> Voir par exemple <https://kleanindustries.com/insights/market-analysis-reports/global-energy-investment-shift-2015-2025/#> voir aussi ce [slide desk](#) d'Ember qui a un fort impact.

<sup>223</sup> Dont on peut dire ici en synthèse qu'ils ne posent pas de problèmes majeurs, mais il est utile d'en faire la démonstration, ce qui excède le cadre de cette note.

notamment en termes de capacités disponibles pour l'équilibre système du réseau).

- à l'inverse, le faible poids du nucléaire au niveau mondial, malgré les efforts réalisés, ses risques en termes industriels et de sécurité, l'instabilité de la politique énergétique américaine<sup>224</sup>, l'absence de solutions convaincantes sur le long terme pour la gestion des déchets (de forte ou faible intensité).
- les progrès incessants dans le domaine des batteries et plus généralement du stockage qui peuvent changer l'équation économique, ce qui ne résout cependant pas entièrement l'écart notamment saisonnier entre l'offre et la demande, qui le sera par le concours de gaz bas-carbone, voire au recours très ponctuel de gaz fossile.
- enfin tous ces choix à terme doivent être analysés au prisme du changement climatique en cours qui aura des effets sur les moyens de production (stress hydrique impactant le refroidissement des réacteurs nucléaires, tempêtes impactant les éoliennes et les réseaux de transport de l'électricité et.)

## **9/ Au final, en termes de politiques publiques, il semble donc bien plus raisonnable aujourd'hui de développer la stratégie suivante.**

Concentrer les leviers publics sur l'électrification accélérée des usages en jouant sur les volets fiscaux et réglementaires à disposition ; le ralentissement en cours du passage au véhicule électrique doit susciter une forte réaction pour accélérer la production et la vente de voitures moins lourdes et moins chères, en faisant face à la concurrence chinoise. Par ailleurs l'entrée en vigueur de l'ETS2 est une opportunité en la matière puisque ce mécanisme peut contribuer à faire croître le prix des énergies fossiles, ce qui faciliterait ce passage et, pour le chauffage, l'adoption de PAC, elle aussi ralentie.

Développer les moyens de flexibilité matériels et immatériels et les réseaux électriques de manière circonstanciée<sup>225</sup> et poursuivre le développement des EnR à un rythme adapté au rythme de l'électrification des usages, en étant donc plus "agile". Certes, le report vers l'électricité s'est ralenti, les besoins en électricité d'ici 2035 seront inférieurs à l'estimation faite dans la PPE3 mais ils ne sont pas nuls et doivent être réévalués de toute urgence.

Travailler sur la prolongation des réacteurs existants dans des conditions de sécurité optimales, tout en tenant compte des effets du changement climatique, et évaluer dans les meilleurs délais ceux d'entre eux qui pourront être prolongés au-delà de 50 ans (à 60 voire 70 ou 80 ans) dans ces conditions, et ce sans travaux pharaoniques. L'ASN et EDF sont à la manœuvre sur ces questions majeures, mais il est important que les citoyens soient correctement informés de ces travaux.

Continuer les travaux de recherche et développement sur la mise au point de réacteurs plus performants que les EPR2 dont les SMR et sur la gestion des déchets (donc étudier la possibilité et l'intérêt de partenariats internationaux) ;

Surseoir à statuer sur les EPR2 (en attendant un retour d'expérience convaincant de Flamanville 3, Taishan, OL3 et HPC).

---

<sup>224</sup> Voir la [note de Cécile Maisonneuve](#) déjà citée.

<sup>225</sup> En raisonnant en fonction de la géographie, ce qui conduit à produire plus là où la production est insuffisante...