

DOSSIER
DU PARTICIPANT

ÉLECTRICITÉ ET DROIT

Mardi 25 novembre 2025



SOMMAIRE

PROGRAMME.....	4
PRESENTATION DES ENTRETIENS 2025	5
ELEMENTS DE REFLEXION SUR LA TABLE RONDE N° 1 : « PRODUIRE DURABLEMENT UNE ELECTRICITE SURE ? »	13
1. Les normes traduisent des objectifs précis pour le secteur de l'électricité, dans le cadre de la politique énergétique française et européenne	13
1.1. <i>Au niveau européen</i>	<i>13</i>
1.2. <i>Au niveau français.....</i>	<i>13</i>
2. Un marché de l'électricité régulé, reposant sur une distinction entre réseaux d'un côté, production et fourniture de l'autre	16
2.1. <i>Un marché progressivement ouvert à la concurrence, sous l'impulsion du droit européen.....</i>	<i>16</i>
2.2. <i>La structuration du secteur repose sur une distinction entre monopoles naturels (réseaux de transport et de distribution) et activités concurrentielles (production et fourniture)</i>	<i>18</i>
2.3. <i>... Intégrant un rôle important du régulateur.....</i>	<i>19</i>
3. La production d'électricité, un équilibre à trouver.....	20
3.1. <i>Un mix énergétique marqué par la place du nucléaire et des objectifs ambitieux en matière d'énergier renouvelable</i>	<i>20</i>
3.2. <i>Quelle place pour le nucléaire ?</i>	<i>23</i>
3.3. <i>Les concessions hydroélectriques.....</i>	<i>27</i>
3.4. <i>Atteindre les objectifs de renouvelable</i>	<i>30</i>
4. Les réseaux de transport et de distribution d'électricité, une résilience à renforcer	33
4.1. <i>Les réseaux, monopoles naturels, représentent des infrastructures conséquentes</i>	<i>33</i>
4.2. <i>La résilience et l'interconnexion des réseaux au service de la sécurité d'approvisionnement, de la transition écologique et de la compétitivité</i>	<i>33</i>
4.3. <i>Vers une plus grande flexibilité : « participation active de la demande », développement des solutions de stockage.....</i>	<i>35</i>
ELEMENTS DE REFLEXION SUR LA TABLE RONDE N° 2 : « GARANTIR A TOUTES ET TOUS UNE ELECTRICITE AU JUSTE PRIX ? »	37
1. Quelques chiffres sur les prix de l'électricité	37
1.1. <i>SDES, Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2024 (9 juillet 2025)</i>	<i>37</i>
1.2. <i>Évolution du prix hors TVA de l'électricité pour les entreprises en France par niveau de consommation</i>	<i>37</i>
1.3. <i>Montant moyen de la facture d'électricité TTC pour les entreprises (1^{er} semestre 2025)</i>	<i>38</i>
1.4. <i>Décomposition du prix TTC de l'électricité pour les ménages en France entre 2021 et 2024.....</i>	<i>39</i>
2. Règles relatives à la fixation des prix	39
2.1. <i>Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité – Article 3 Principes relatifs au fonctionnement des marchés de l'électricité</i>	<i>39</i>
2.2. <i>Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE – Article 5 Prix de fourniture basés sur le marché.....</i>	<i>40</i>
2.3. <i>Articles L. 337-4 à L. 337-8 du code de l'énergie</i>	<i>42</i>
2.4. <i>CRE Rapport d'évaluation des tarifs réglementés de vente d'électricité 7 novembre 2024 (pp. 2-3).....</i>	<i>43</i>

3. Délibération n° 2025-180 de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025	44
4. Réforme du financement des charges de service public de l'énergie (Guide 2025 sur la fiscalité des énergies ; pp. 9-10)	47
5. Bouclier tarifaire 2022-2025	47
5.1. <i>Guide 2025 sur la fiscalité des énergies (p. 14) : Minoration exceptionnelle de l'accise sur l'électricité (1^{er} février 2022 – 31 décembre 2025)</i>	<i>47</i>
5.2. <i>Coût des mesures de soutien aux consommateurs sur les prix de l'électricité et du gaz</i>	<i>48</i>
6. Cour des comptes, Rapport « Les mesures exceptionnelles de lutte contre la hausse des prix de l'énergie », mars 2024 (extraits)	49
7. Projet à ce jour non suivi d'effets de révision des tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire produite par les installations d'une puissance crête de plus de 250 kilowatts	49
7.1. <i>Article 225 - LOI n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 (1) - Légifrance</i>	<i>49</i>
7.2. <i>Cons. const. décision n° 2020-813 DC du 28 décembre 2020, Loi de finances pour 2021</i>	<i>50</i>
7.3. <i>Photovoltaïque : le Gouvernement décide de ne pas poursuivre la révision des arrêtés tarifaires de 2006 et de 2010 Ministères Aménagement du territoire Transition écologique (communiqué de presse, 23 juin 2023, extraits)</i>	<i>51</i>
7.4. <i>Projet de loi de finances pour 2026, Article 69 : Déplafonnement des primes négatives des contrats d'énergie renouvelable et révision des tarifs de certains contrats de production photovoltaïque</i>	<i>51</i>
8. Les tentatives de déplafonnement des primes négatives des contrats d'énergie renouvelable	52
8.1. <i>Cons. constitutionnel, décision n° 2023-1065 QPC du 26 octobre 2023 , Association France énergie éolienne et autres [Déplafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables]</i>	<i>52</i>
8.2. <i>Cons. constitutionnel, décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, Société TTR Energy et autres [Déplafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables II]</i>	<i>53</i>
8.3. <i>Projet de loi de finances pour 2026, Article 69 : Déplafonnement des primes négatives des contrats d'énergie renouvelable et révision des tarifs de certains contrats de production photovoltaïque</i>	<i>54</i>
9. Le versement nucléaire universel	55
9.1. <i>J.-C. Rotoullé et L. Rosenblieh, « A noter également : Fin de l'ARENH et évaluation des coûts complets de production de l'électricité nucléaire historique par la CRE », Energie, environnement, infrastructures, novembre 2025, n° 11 (extraits) :</i>	<i>55</i>
9.2. <i>J.-M. Pastor, « Tarification de l'électricité : une future réforme déjà insuffisante », AJDA 2025, p. 1846</i>	<i>55</i>

PROGRAMME

Cette édition 2025 du cycle des Entretiens « économie » du Conseil d'État, comme les précédentes, est co-organisée par la section des finances, la section des travaux publics et la section des études, de la prospective et de la coopération du Conseil d'État.

09h30 – Séance d'ouverture

Edmond Honorat, président de la section des travaux publics du Conseil d'État

09h45 – Table ronde n° 1 : « Produire durablement une électricité sûre ? »

Animateur : Edmond Honorat, président de la section des travaux publics du Conseil d'État

Intervenants :

- **Hélène Gassin**, consultante en stratégies territoriales dans le secteur de l'énergie, présidente de l'association Négawat
- **Jean-Bernard Lévy**, ancien président-directeur général d'EDF
- **Pierre-Laurent Lucille**, chef économiste Groupe ENGIE
- **Sophie Murlon**, directrice générale de l'énergie et du climat au ministère de la transition écologique

11h10 – Table ronde n° 2 : « Garantir à toutes et tous une électricité au juste prix ? »

Animateur : Philippe Josse, président de la section des finances du Conseil d'État

Intervenants :

- **Pierre-André de Chalendar**, président d'honneur de Saint-Gobain, président de l'institut de l'entreprise, co-président de la Fabrique de l'industrie
- **Bastien Lignereux**, rapporteur public à la 9^e chambre de la section du contentieux du Conseil d'État
- **Jacques Percebois**, économiste, professeur émérite à l'Université de Montpellier, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN)
- **Emmanuelle Wargon**, présidente de la Commission de régulation de l'énergie

12h30 – Conclusion

Marie Lamoureux, professeure à l'université d'Aix-Marseille, directrice du Master 2 droit de l'énergie

PRÉSENTATION DES ENTRETIENS 2025

« Électricité et droit »

L'électricité est au croisement des enjeux de souveraineté énergétique et de sécurité d'approvisionnement, de transition énergétique et écologique et de compétitivité économique. Le secteur, sous la double impulsion de l'Union européenne et de la France, doit être appréhendé depuis le plus court terme (marché « spot »), jusqu'à la réflexion stratégique de très long terme.

Dans ce cadre, la première table ronde aura pour mission de débattre sur la manière dont la norme, structurante pour le secteur, participe de l'objectif de produire durablement une électricité sûre.

Après un rappel des objectifs de la politique énergétique et des principes sous-jacents à l'organisation du marché de l'électricité, le présent dossier aborde la question à la fois sous l'angle de la production et sous celui des réseaux de transport et de distribution.

La seconde table ronde aura pour vocation d'examiner les problématiques du financement de ce système et de la fixation des prix.

Les modalités de tarification doivent en effet à la fois permettre de garantir le bon fonctionnement du marché, que ce soit en termes d'accès aux réseaux ou de prise en compte des spécificités françaises, et s'articuler avec la nécessité de garantir un prix acceptable pour l'électricité, dont le code de l'énergie prévoit notamment qu'elle est un produit de première nécessité.

OUVERTURE et animation des débats de la table ronde n° 1

Edmond Honorat



© JB Eyguesier/Conseil d'État

Président de la section des travaux publics du Conseil d'État

Président de la section des travaux publics du Conseil d'État, où il a précédemment exercé les fonctions de président adjoint, Edmond Honorat a intégré le Conseil d'État comme auditeur en 1985, à la sortie de l'École nationale d'administration.

Il a exercé des fonctions variées au sein du Conseil d'État, notamment comme responsable du centre de documentation, commissaire du Gouvernement (1998-2000), président de la 2e sous-section (2003-2012) et président adjoint de la section du contentieux (2012-2019). Il a également été référendaire à la Cour de justice des Communautés européennes entre 1991 et 1997 auprès du juge Ancien membre du Conseil de la concurrence, il est également membre de la commission des requêtes de la Cour de justice de la République et président de la commission consultative des trésors nationaux.

TABLE RONDE N° 1 « PRODUIRE DURABLEMENT UNE ÉLECTRICITÉ SÛRE ? »

La norme structure le secteur de l'électricité, d'abord en fixant les objectifs de politique publique. Cette programmation n'est pas sans soulever des questions relatives notamment à l'articulation des échelons européen et national, à la périodicité des textes de programmation et à leur agencement, ou encore à leur multiplication.

La norme encadre le fonctionnement des marchés. Sous l'impulsion du droit de l'Union européenne, ont ainsi été distingués les réseaux de transport et de distribution, monopoles naturels, des activités de production et de fourniture au consommateur final, ouvertes en principe à la concurrence.

La production d'électricité est elle-même encadrée, que ce soit au travers des conséquences du choix du mix énergétique, ou par les nombreuses dispositions sectorielles. La table ronde sera notamment l'occasion d'aborder les enjeux normatifs liés au déploiement du renouvelable, ou encore au nucléaire et aux concessions hydroélectriques.

Les réseaux, enfin, sont des infrastructures essentielles au fonctionnement du secteur, qui peuvent être appréhendés aussi bien sous l'angle de l'interconnexion et de la sécurité de l'approvisionnement, que de la transition énergétique ou de la compétitivité.

Intervenants

Hélène Gassin



Consultante en stratégies territoriales dans le secteur de l'énergie, présidente de l'association Négawat

Maître ès sciences et techniques en gestion de l'environnement, Hélène Gassin a exercé des responsabilités dans le monde associatif ainsi que dans plusieurs collectivités territoriales, notamment la Vice-Présidence Environnement, agriculture et énergie de la Région Ile de France. Membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie de 2013 à 2019, où elle était notamment en charge des affaires européennes.

Elle est membre fondateur de l'Association NegaWatt qu'elle préside aujourd'hui et d'Enercoop. Elle a une parfaite connaissance des questions relatives aux politiques de l'énergie, aux réseaux de distribution, à la production d'énergies renouvelables, de rénovation et d'efficacité énergétique, de planification territoriale, de régulation et de fonctionnement des marchés.

Actuellement dirigeante du cabinet GP conseil et présidente du Comité de gestion des charges de service public.

Jean-Bernard Lévy



Ancien président-directeur général d'EDF

Ancien élève de l'École Polytechnique et Telecom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy débute sa carrière en 1979 à France Télécom comme ingénieur de travaux à la Direction d'Angers. En 1982, il est responsable gestion des cadres supérieurs et budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, ministre délégué aux Postes et Télécommunications.

En 1988, il dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Marconi Space. En 1993, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce Extérieur. En 1995, il est nommé PDG de Matra Communication. En 1998, il devient DG puis Associé-gérant de Oddo & Cie.

En 2002, il rejoint Vivendi, en est le DG jusqu'en avril 2005, puis le Président du directoire jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le PDG de Thales. De 2014 à 2022, il est PDG du groupe EDF.

Il se consacre aujourd'hui à des activités d'administrateur et de conseil.

Pierre-Laurent Lucille



Chef économiste Groupe ENGIE

Il est diplômé de l'École des Mines de Paris ainsi que de l'Université Paris-Dauphine. Au cours de sa carrière, il a exercé diverses fonctions clés au sein de plusieurs grands groupes énergétiques français. Il a notamment assuré la responsabilité des affaires européennes et du market design chez Natran. Il a également dirigé l'équipe en charge des négociations des contrats d'approvisionnement en gaz à long terme pour ENGIE. Ces négociations ont permis la modernisation et la sécurisation de ces contrats historiques au bénéfice d'ENGIE.

Depuis 2019, Pierre-Laurent Lucille a intégré la direction de la stratégie d'ENGIE, où il occupe les fonctions de Chief Economist et de responsable du département Économie Marchés Scénarios. À ce titre, il supervise, notamment, les projections à moyen et long terme du mix énergétique ainsi que l'évolution des prix des commodités pour les principales régions d'activité du groupe ENGIE. Il représente ENGIE au sein de différentes instances professionnelles, institutionnelles ou académiques.

Sophie Murlon



Directrice générale de l'énergie et du climat au ministère de la transition écologique

Diplômée de l'École Polytechnique et ingénieure générale des mines, elle a exercé différentes fonctions au ministère chargé de l'environnement et dans des institutions indépendantes (Autorité de sûreté nucléaire, Cour des comptes), à Paris et en province (en Bourgogne et en Champagne-Ardenne).

Après un premier passage à l'Autorité de sûreté nucléaire en début de carrière, elle en a notamment été directrice générale adjointe, en charge de la sûreté des réacteurs nucléaires.

Avant de rejoindre la direction générale de l'énergie et du climat en septembre 2019 en tant que directrice de l'énergie, elle était adjointe au directeur général de l'aménagement, du logement et de la nature des ministères chargés de l'environnement et du logement.

Elle est directrice générale de l'énergie et du climat au ministère de la transition écologique depuis juillet 2023.

TABLE RONDE N° 2 « GARANTIR À TOUTES ET TOUS UNE ÉLECTRICITÉ AU JUSTE PRIX ? »

La mise en place d'un « bouclier tarifaire » par la loi de finances pour 2022, afin de faire face à une augmentation considérable des prix de gros de marché de l'électricité, a mis en lumière, si besoin était, le caractère crucial de la question du prix de l'électricité sur le marché de détail, ce dernier ne pouvant d'ailleurs être réglementé que dans le cadre fixé par le droit de l'Union.

Si, en créant le bouclier tarifaire, l'Etat est intervenu afin de protéger les consommateurs contre les effets de prix de gros inhabituellement élevés, il intervient déjà depuis plus de deux décennies pour protéger, à l'inverse, certains producteurs contre des prix de gros insuffisamment élevés pour assurer la rentabilité de leurs investissements tendant au développement d'installations de production utilisant des sources d'énergie d'origine renouvelable.

L'évolution imprévisible des prix de marché a néanmoins révélé certains défauts de ces dispositifs de soutien, qu'il s'agisse de certains contrats garantissant un tarif d'achat ou de certains contrats de complément de rémunération, de sorte que le législateur multiplie depuis plusieurs années les tentatives de modification de ces contrats en cours d'exécution. En effet, les surcoûts résultant de ces défauts sont préjudiciables aux intérêts financiers de l'Etat, alors que le coût des charges du service public de l'énergie, à compenser par les deniers publics, augmente en raison notamment d'une nouvelle baisse des prix de marché.

Enfin, l'entrée en vigueur, au 1er janvier 2026, du versement nucléaire universel, appelé à succéder au dispositif d'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) donne une illustration supplémentaire de dispositif cherchant à assurer un équilibre entre la protection des consommateurs contre des prix de détail élevés et préservation d'une rentabilité suffisante pour les producteurs.

Dans ce contexte, de nombreuses questions se posent : quelles perspectives pour les tarifs réglementés ? Quel partage des coûts entre le consommateur d'électricité et le budget de l'Etat ? Quelle incidence des prix de l'électricité sur la politique de réindustrialisation ? Quelles perspectives d'évolution du coût des réseaux de transport et de distribution ? Quelle efficacité, enfin, des différents mécanismes de régulation mis en place par le législateur ?

Animation des débats

Philippe Josse



© JB Eyguesier/Conseil d'État

Président de la section des finances du Conseil d'État

Philippe Josse, conseiller d'État, est depuis le 14 février 2024, président de la section des finances. Il était depuis 2018 président adjoint de cette même section. Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires et d'un DEA de droit public, ancien élève de l'École nationale d'administration – promotion « Victor Schœlcher ».

Il débute sa carrière en tant qu'administrateur des services du Sénat (1984-1993). En 1996, il rejoint la direction du budget en tant qu'adjoint au chef du bureau puis chargé du bureau « défense » avant d'occuper les fonctions de secrétaire général du syndicat des transports d'Ile-de-France (2000-2002).

Nommé en 2002 conseiller puis directeur adjoint du cabinet du ministre délégué au budget et à la réforme budgétaire et conseiller technique au cabinet du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, il devient, en 2004, directeur adjoint du cabinet du ministre de l'emploi, du travail et de la cohésion sociale. Cette même année, il est nommé directeur du cabinet du ministre délégué au budget et à la réforme de l'État et directeur adjoint du cabinet du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie. De 2006 à 2011, il exerce les fonctions de directeur du budget, avant de rejoindre le Conseil d'État, à la section du contentieux puis à la section des travaux publics.

Intervenants

Pierre-André de Chalendar



Président d'honneur de Saint-Gobain, président de l'institut de l'entreprise, co-président de la Fabrique de l'industrie

Diplômé de l'ESSEC et ancien élève de l'École nationale d'administration, ancien inspecteur des finances, il a été adjoint du directeur général chargé de l'énergie et des matières premières au ministère de l'industrie.

Pierre-André de CHALENDAR entre en 1989 à la compagnie de Saint-Gobain comme directeur du plan. Il occupe ensuite les postes de vice-président des abrasifs Europe entre 1992 et 1996, président de la branche abrasifs de 1996 à 2000, délégué général pour le Royaume-Uni et la République d'Irlande de 2000 à 2002, il a été nommé en 2003 directeur général adjoint de la compagnie de Saint-Gobain en charge du pôle distribution bâtiment.

Nommé directeur général délégué de Saint-Gobain en mai 2005, puis élu administrateur en juin 2006, il est nommé directeur général de Saint-Gobain en juin 2007 puis président-directeur général en juin 2010, fonction qu'il exerce jusqu'en juin 2021.

De juillet 2021 au 6 juin 2024 Pierre-André de Chalendar est président du conseil d'administration de Saint-Gobain. Il est depuis, président d'honneur.

Pierre-André de Chalendar a été administrateur de BNP Paribas, jusqu'en mai 2024. Il est par ailleurs administrateur de Veolia et de Bpifrance ainsi que censeur de Forvia. Depuis juillet 2017 il est co-président de la Fabrique de l'industrie et président du conseil de surveillance de l'ESSEC depuis février 2019. Depuis le 1^{er} janvier 2023, il est président de l'institut de l'entreprise.

Bastien Lignereux



© JB Eyguesier/Conseil d'État

Rapporteur public à la 9^e chambre de la section du contentieux du Conseil d'État

Ancien élève de l'ENA et membre du Conseil d'Etat depuis 2014, il est rapporteur public à la 9^e chambre de la section du contentieux, chargée notamment des litiges en matière de régulation de l'énergie (électricité, gaz, certificats d'économie d'énergie). Il a été rapporteur à la section des finances (2016-2017 et 2023-2024) et chargé à ce titre de l'examen de mesures fiscales touchant au secteur de l'énergie.

Il était auparavant détaché au ministère des finances (direction de la législation fiscale, 2017-2019) et à la Représentation permanente de la France auprès de l'UE (2020-2023).

Il enseigne le droit fiscal (universités Panthéon Assas, Paris Cité et Toulouse Capitole) et est l'auteur de plusieurs ouvrages consacrés à la fiscalité (Précis de droit constitutionnel fiscal, 2^e ed. 2023 ; Les impôts sur le patrimoine de 1789 à nos jours, 2022) et à l'Union européenne (La fabrique des directives européennes, 2025).

Jacques Percebois



Économiste, professeur émérite à l'Université de Montpellier, directeur du Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN)

Professeur émérite à l'université de Montpellier, doyen honoraire de la faculté d'économie. Il est agrégé des facultés de droit et de sciences économiques, docteur d'Etat ès sciences économiques et diplômé de l'Institut d'études politiques. Il est le fondateur du CREDEN et d'un master en économie de l'énergie. Il enseigne aussi à l'Ecole des Mines de Paris et à l'IFPEN.

Il est l'auteur de nombreux ouvrages et articles scientifiques et a encadré de nombreuses thèses de doctorat. Il a reçu «the 2006 Award for Outstanding Contributions to the Profession of Energy Economics», distinction décernée par l'International Association for Energy Economics.

Il a été membre du conseil scientifique de Gaz de France et du conseil d'administration de GRTgaz.

Il a également été membre de la commission Champsaur sur la réforme du marché de l'électricité et de la CNE2 (commission nationale d'évaluation des études sur la gestion des déchets radioactifs).

Il est aujourd'hui membre du conseil scientifique de Framatome et d'un groupe d'experts pour l'Andra. Il été corapporteur de la commission « Charpin, Dessus, Pellat » sur le nucléaire et a présidé la commission « Energies 2050 » sur les perspectives du nucléaire, dont le rapport a été remis début 2012 au ministre de l'énergie (M. Eric Besson). Il est chevalier de la Légion d'honneur, officier des Palmes académiques et titulaire de la médaille de la jeunesse et des sports.

Emmanuelle Wargon



Présidente de la Commission de régulation de l'énergie

Elève de l'Ecole nationale d'administration (promotion « Marc Bloch ») et diplômée d'HEC (1992), Emmanuelle Wargon débute sa carrière à la Cour des comptes.

Elle occupe ensuite différentes fonctions au sein des ministères sociaux, notamment en dirigeant, à partir de 2012, la délégation générale à l'emploi et à la formation professionnelle.

Forte d'une longue carrière dans le public, Emmanuelle Wargon s'essaie en 2015 au secteur privé en rejoignant l'équipe de direction de Danone.

Puis elle est nommée aux gouvernements d'Edouard Philippe en tant que secrétaire d'Etat à la transition écologique et solidaire et de Jean Castex en tant que ministre déléguée au logement.

Depuis août 2022, Emmanuelle Wargon est présidente de la Commission de régulation de l'énergie.

CONCLUSION

Marie Lamoureux



Professeure à l'université d'Aix-Marseille, directrice du Master 2 droit de l'énergie

Docteur en droit (L'aménagement des pouvoirs du juge par les contractants, thèse Aix-Marseille, 2006), lauréate du concours national d'agrégation en droit privé et sciences criminelles (2011), Marie Lamoureux s'est spécialisée en droit de l'énergie, domaine auquel elle consacre l'essentiel de ses activités. Elle est professeur à l'université d'Aix-Marseille où elle dirige le Master 2 droit de l'énergie qu'elle a fondé en 2010 et co-dirige le Master droit de l'environnement.

Elle est l'auteur de nombreuses publications en droit de l'énergie, en particulier d'un précis de droit de l'énergie (Marie Lamoureux, Droit de l'énergie, Précis Domat, LGDJ, 3^e éd., 2025, 904 p.) et intervient régulièrement dans des conférences en France et à l'étranger en la matière.

Éléments de réflexion sur la table ronde n° 1 : « Produire durablement une électricité sûre ? »

1. Les normes traduisent des objectifs précis pour le secteur de l'électricité, dans le cadre de la politique énergétique française et européenne

1.1. Au niveau européen

Article 194 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne

1. Dans le cadre de l'établissement ou du fonctionnement du marché intérieur et en tenant compte de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement, la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise, dans un esprit de solidarité entre les États membres :

- a) à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie;
- b) à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union;
- c) à promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables; et
- d) à promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques.

2. Sans préjudice de l'application d'autres dispositions des traités, le Parlement européen et le Conseil, statuant conformément à la procédure législative ordinaire, établissent les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1. Ces mesures sont adoptées après consultation du Comité économique et social et du Comité des régions.

Elles n'affectent pas le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique, sans préjudice de l'article 192, paragraphe 2, point c).

3. Par dérogation au paragraphe 2, le Conseil, statuant conformément à une procédure législative spéciale, à l'unanimité et après consultation du Parlement européen, établit les mesures qui y sont visées lorsqu'elles sont essentiellement de nature fiscale.

1.2. Au niveau français

Article L. 100-1 A du code de l'énergie

Version en vigueur depuis le 03 mai 2025

I.- Avant le 1er juillet 2023, puis tous les cinq ans, une loi détermine les objectifs et fixe les priorités d'action de la politique énergétique nationale pour répondre à l'urgence écologique et climatique.

Chaque loi prévue au premier alinéa du présent I précise :

- 1° Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour trois périodes successives de cinq ans ;
- 2° Les objectifs de réduction de la consommation énergétique finale et notamment les objectifs de réduction de la consommation énergétique primaire fossile, par énergie fossile, pour deux périodes successives de cinq ans, ainsi que les niveaux minimal et maximal des obligations d'économies d'énergie prévues à l'article L. 221-1 du présent code, pour une période de cinq ans ;
- 3° Les objectifs de développement et de stockage des énergies renouvelables pour l'électricité, la chaleur, le carburant, le gaz ainsi que l'hydrogène renouvelable et bas-carbone, pour deux périodes successives de cinq ans. Ils peuvent être exprimés en capacités attribuées, selon un calendrier prévisionnel d'attribution par mise en concurrence. Pour l'électricité d'origine hydraulique, les objectifs de développement et de stockage portent sur

l'évolution des capacités de production des installations hydrauliques, autorisées et concédées en application de l'article L. 511-5, ainsi que des stations de transfert d'électricité par pompage ;

4° Les objectifs de diversification du mix de production d'électricité, pour deux périodes successives de cinq ans ;

5° Les objectifs de rénovation énergétique dans le secteur du bâtiment, pour deux périodes successives de cinq ans, en cohérence avec l'objectif de disposer à l'horizon 2050 d'un parc de bâtiments sobres en énergie et faiblement émetteurs de gaz à effet de serre. L'atteinte de ces objectifs repose sur une incitation financière accrue aux rénovations énergétiques performantes et globales, au sens du 17° bis de l'article L. 111-1 du code de la construction et de l'habitation, via la mise en œuvre d'un système stable d'aides budgétaires, d'aides fiscales de l'Etat ou d'aides résultant du dispositif défini aux articles L. 221-1 à L. 221-13 du présent code, accessibles à l'ensemble des ménages et modulées selon leurs ressources, qui vise notamment à créer les conditions d'un reste à charge minimal pour les bénéficiaires les plus modestes, en particulier lorsque les travaux sont accompagnés par un opérateur de l'Etat ou agréé par lui. Chaque loi prévue au premier alinéa du présent I détermine le rythme des rénovations nécessaires à l'atteinte de la trajectoire de rénovation énergétique du parc de logements, en tenant compte des spécificités territoriales liées notamment aux typologies d'habitation et aux conditions climatiques. Ces rénovations portent notamment sur les gestes de travaux, les bouquets de travaux ainsi que les rénovations énergétiques performantes et globales, au sens du 17° bis de l'article L. 111-1 du code de la construction et de l'habitation ;

6° Les objectifs permettant d'atteindre ou de maintenir l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer ;

7° La programmation des moyens financiers nécessaires à l'atteinte des objectifs mentionnés aux 1° à 6° du présent I.

I bis. - Le Gouvernement transmet chaque année au Parlement, avant le début de la session ordinaire, une stratégie pluriannuelle qui définit les financements de la transition écologique et de la politique énergétique nationale. Cette stratégie est compatible avec les objectifs mentionnés aux 1° à 6° du I du présent article ainsi qu'avec la programmation des moyens financiers mentionnée au 7° du même I. Elle peut donner lieu à un débat à l'Assemblée nationale et au Sénat.

II.- Sont compatibles avec les objectifs mentionnés au I :

1° La programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1 ;

2° Le plafond national des émissions de gaz à effet de serre, dénommé " budget carbone ", mentionné à l'article L. 222-1 A du code de l'environnement ;

3° La stratégie nationale de développement à faible intensité de carbone, dénommée " stratégie bas-carbone ", ainsi que les plafonds indicatifs des émissions de gaz à effet de serre dénommés " empreinte carbone de la France " et " budget carbone spécifique au transport international ", mentionnés à l'article L. 222-1 B du même code ;

4° Le plan national intégré en matière d'énergie et de climat et la stratégie à long terme, mentionnés respectivement aux articles 3 et 15 du règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) n° 663/2009 et (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/ CE, 98/70/ CE, 2009/31/ CE, 2009/73/ CE, 2010/31/ UE, 2012/27/ UE et 2013/30/ UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/ CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) n° 525/2013 du Parlement européen et du Conseil ;

5° La stratégie de rénovation à long terme, mentionnée à l'article 2 bis de la directive 2010/31/ UE du Parlement européen et du Conseil du 19 mai 2010 sur la performance énergétique des bâtiments.

III.- Par dérogation au IV de l'article L. 121-8 du code de l'environnement, la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1 du présent code et la stratégie bas-carbone mentionnée à l'article L. 222-1 B du code de l'environnement font l'objet d'une concertation préalable adaptée dont les modalités sont définies par voie réglementaire. Cette concertation ne peut être organisée concomitamment à l'examen par le Parlement du projet ou de la proposition de la loi prévue au I du présent article.

Article L. 100-1 du code de l'énergie

Version en vigueur depuis le 05 mars 2021

La politique énergétique :

1° Favorise l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles, notamment celles de la croissance verte qui se définit comme un mode de développement économique respectueux de l'environnement, à la fois sobre et efficace en énergie et en consommation de ressources et de carbone, socialement inclusif, soutenant le potentiel d'innovation et garant de la compétitivité des entreprises ;

2° Assure la sécurité d'approvisionnement et réduit la dépendance aux importations ;

3° Maintient un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international et permet de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs ;

4° Préserve la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre et contre les risques industriels majeurs, en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air et en garantissant la sûreté nucléaire ;

5° Garantit la cohésion sociale et territoriale en assurant un droit d'accès de tous les ménages à l'énergie sans coût excessif au regard de leurs ressources ;

6° Lutte contre la précarité énergétique ;

7° Contribue à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie, qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement et à construire une économie décarbonée et compétitive, au moyen du développement des énergies renouvelables, des interconnexions physiques, des moyens de flexibilité du système électrique, du soutien à l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la mise en place d'instruments de coordination des politiques nationales.

Article L. 100-2 du code de l'énergie

Version en vigueur depuis le 25 août 2021

Pour atteindre les objectifs définis à l'article L. 100-1, l'Etat, en cohérence avec les collectivités territoriales et leurs groupements et en mobilisant les entreprises, les associations et les citoyens, veille, en particulier, à :

1° Maîtriser la demande d'énergie et favoriser l'efficacité et la sobriété énergétiques ;

2° Garantir aux personnes les plus démunies l'accès à l'énergie, bien de première nécessité, ainsi qu'aux services énergétiques ;

3° Diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, réduire le recours aux énergies fossiles, diversifier de manière équilibrée les sources de production d'énergie et augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale ;

4° Procéder à un élargissement progressif de la part carbone, assise sur le contenu en carbone fossile, dans les taxes intérieures de consommation sur les énergies, cette augmentation étant compensée, à due concurrence, par un allègement de la fiscalité pesant sur d'autres produits, travaux ou revenus ;

5° Participer à la structuration de filières industrielles de la croissance verte en veillant à prendre en compte les enjeux sociaux et environnementaux de leurs activités ;

6° Assurer l'information de tous et la transparence, notamment sur les coûts et les prix des énergies ainsi que sur l'ensemble de leurs impacts sanitaires, sociaux et environnementaux ;

7° Impulser une politique de recherche et d'innovation qui favorise l'adaptation des secteurs d'activité à la transition énergétique ;

8° Renforcer la formation initiale et continue aux problématiques et aux technologies de l'énergie, notamment par l'apprentissage, en liaison avec les professionnels impliqués dans les actions d'économies d'énergie ;

9° Assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins ;

10° Valoriser la biomasse à des fins de production de matériaux et d'énergie, en conciliant cette valorisation avec les autres usages de l'agriculture et de la sylviculture, en gardant la priorité donnée à la production alimentaire ainsi qu'en préservant les bénéfices environnementaux et la capacité à produire, notamment la qualité des sols ;

11° Eviter l'octroi d'une aide budgétaire de l'Etat ou de ses établissements publics aux opérations d'économies d'énergie conduisant à une hausse des émissions de gaz à effet de serre, sous l'effet direct de cette opération, à l'exception de celles afférentes aux réseaux de chaleur ou de froid. / (...)

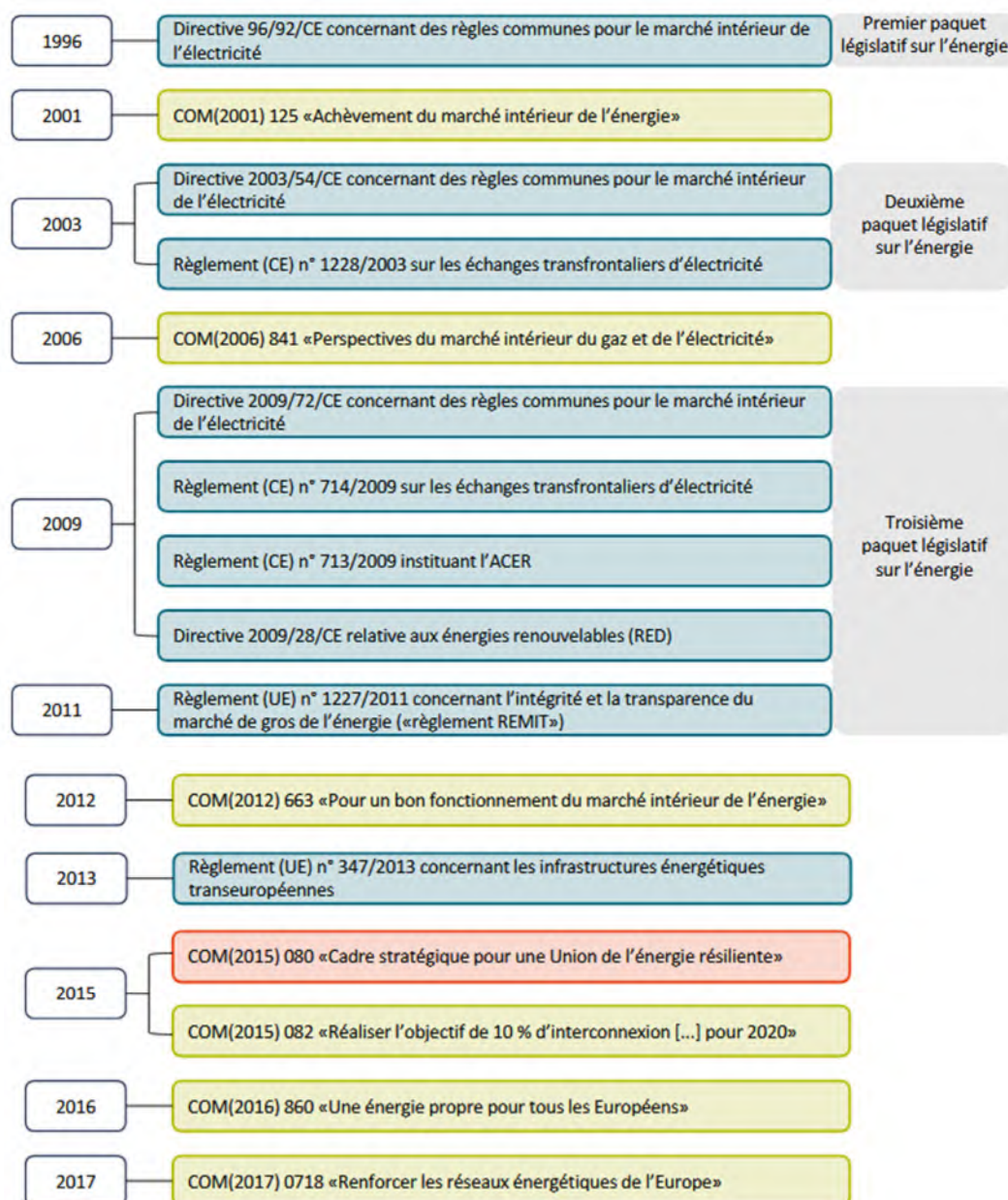
2. Un marché de l'électricité régulé, reposant sur une distinction entre réseaux d'un côté, production et fourniture de l'autre

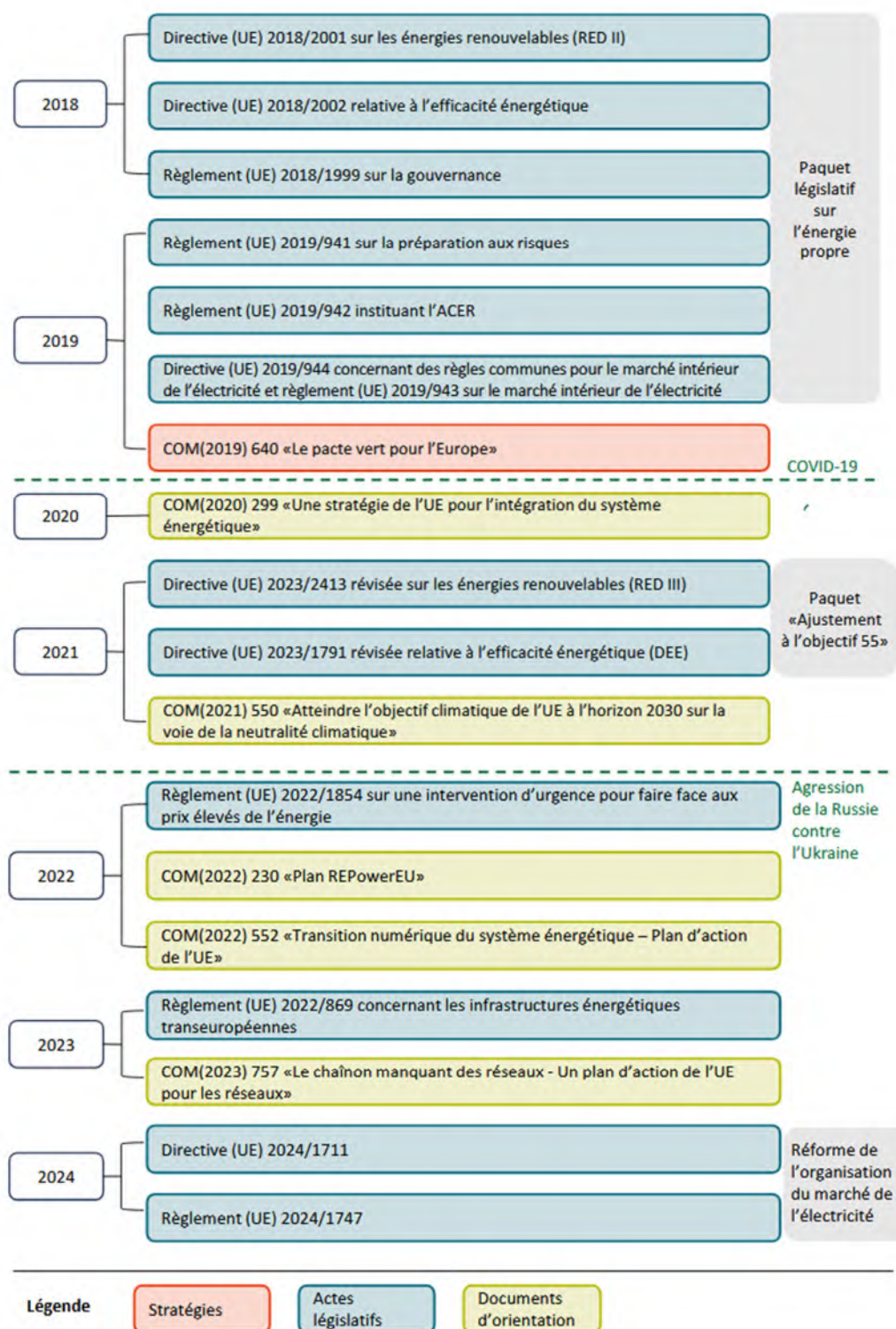
2.1. Un marché progressivement ouvert à la concurrence, sous l'impulsion du droit européen

Cour des comptes européenne, « Préparer le réseau électrique de l'UE à la neutralité carbone », 2025

(https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/RV-2025-01/RV-2025-01_FR.pdf)

Annexe 1 :





Source: Cour des comptes européenne.

2.2. La structuration du secteur repose sur une distinction entre monopoles naturels (réseaux de transport et de distribution) et activités concurrentielles (production et fourniture)

Règlement (UE) 2019-943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

CHAPITRE II

RÈGLES GÉNÉRALES APPLICABLES AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Article 3

Principes relatifs au fonctionnement des marchés de l'électricité

Les États membres, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les opérateurs du marché et les gestionnaires délégués veillent à ce que les marchés de l'électricité soient exploités conformément aux principes suivants :

- a) les prix sont formés sur la base de l'offre et de la demande;
- b) les règles du marché encouragent la formation libre des prix et évitent les actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande;
- c) les règles du marché facilitent le développement d'une production plus flexible, d'une production durable sobre en carbone et d'une demande plus flexible;
- d) les consommateurs ont la possibilité de bénéficier des débouchés commerciaux et d'une concurrence accrue sur les marchés de détail et sont habilités à participer en tant qu'acteurs du marché au marché de l'énergie et à la transition énergétique;
- e) les clients finals et les petites entreprises peuvent participer au marché moyennant l'agrégation de la production de plusieurs installations de production d'électricité ou de la charge de plusieurs installations de consommation, afin de mettre sur le marché de l'électricité des offres conjointes et de faire l'objet d'une exploitation conjointe sur le système électrique, conformément au droit de l'Union en matière de concurrence;
- f) les règles du marché permettent la décarbonation du système électrique et, partant, de l'économie, y compris en rendant possible l'intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et en fournissant des incitations en faveur de l'efficacité énergétique;
- g) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements en faveur de la production, en particulier aux investissements à long terme en faveur d'un système électrique décarboné et durable, du stockage d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la participation active de la demande pour répondre aux besoins du marché et facilitent une concurrence équitable et, partant, assurent la sécurité d'approvisionnement;
- h) les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés;
- i) les règles du marché prévoient la coopération régionale lorsque celle-ci est efficace;
- j) la production, le stockage d'énergie et la participation active de la demande sûrs et durables participent au marché sur un pied d'égalité, dans le respect des exigences prévues dans le droit de l'Union;
- k) tous les producteurs sont directement ou indirectement responsables de la vente de l'électricité qu'ils produisent;
- l) les règles du marché rendent possible le développement de projets de démonstration en sources d'énergie, technologies ou systèmes durables, sûrs et à faible intensité de carbone qui doivent être réalisés et utilisés au bénéfice de la société;
- m) les règles du marché créent les conditions propices à l'appel efficient des actifs de production, au stockage d'énergie et à la participation active de la demande;

- n) les règles du marché permettent l'entrée et la sortie des entreprises de production d'électricité, de stockage d'énergie et de fourniture d'électricité sur la base de l'évaluation réalisée par ces entreprises de la viabilité économique et financière de leurs opérations;
- o) pour permettre aux acteurs du marché d'être protégés, sur la base du marché, contre les risques liés à la volatilité des prix, et d'atténuer les incertitudes concernant les futurs retours sur investissement, les produits de couverture à long terme sont négociables au sein de bourses de manière transparente et des contrats d'approvisionnement en électricité à long terme sont négociables de gré à gré, pour autant que soit respecté le droit de l'Union en matière de concurrence;
- p) les règles du marché facilitent l'échange de produits dans toute l'Union et les changements réglementaires prennent en compte les effets, tant à court terme qu'à long terme, sur les marchés et les produits à terme;
- q) les acteurs du marché ont le droit d'obtenir l'accès aux réseaux de transport et aux réseaux de distribution dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

2.3. ... Intégrant un rôle important du régulateur

25 ans de régulation, et après ? Orientations stratégiques 2025-2030 de la Commission de régulation de l'énergie

(https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2025/CRE_Orientations_strategiques_2025-2030-fr.pdf)

Le Collège

Le Collège est composé de cinq membres, dont sa Présidente. Les membres du Collège nommés sur le fondement de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques. Ils définissent les grandes orientations et adoptent les décisions et les avis en s'appuyant sur l'expertise des directions, placées sous l'autorité de la Présidente et du Directeur général.

En 2024, le Collège a adopté 237 délibérations, au cours de 80 séances de commission.

237
délibérations

80
séances de commission

Le CoRDîS

Quatre membres titulaires et quatre membres suppléants composent le Comité de Règlement des Différends et des Sanctions, avec autant de conseillers d'Etat que de conseillers à la Cour de cassation. Ils sont chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz et leur utilisation entre gestionnaires et utilisateurs, et de sanctionner les manquements au code de l'énergie.

En 2024, le CoRDîS a été saisi 42 fois et a rendu 33 décisions.

42
saisines

33
décisions



Budget

Les crédits nécessaires au fonctionnement de la CRE sont proposés chaque année dans la loi de finances. Les crédits alloués sont inscrits au budget général de l'Etat.

La CRE est soumise au contrôle de la Cour des comptes. En 2024, le budget de la CRE s'est élevé à 24 millions d'euros et 160 ETP (incluant les Commissaires).

24 M€
et
160 ETP

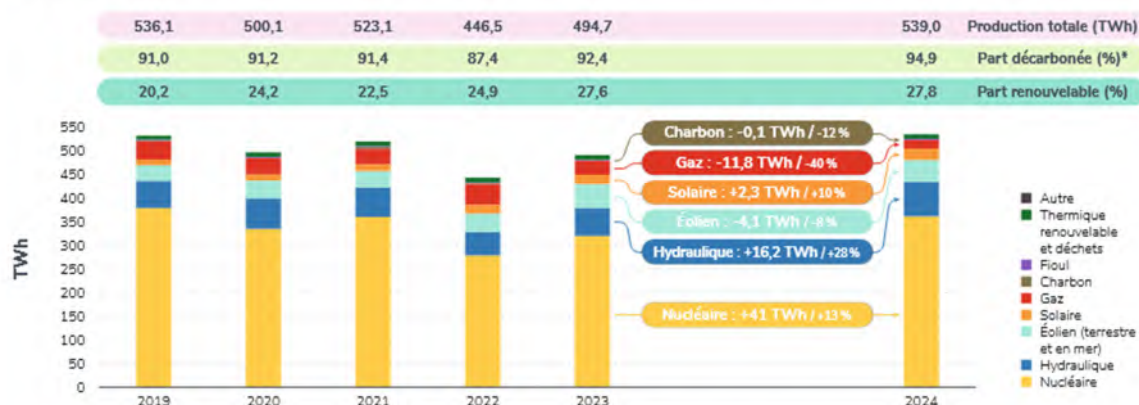
3. La production d'électricité, un équilibre à trouver

3.1. Un mix énergétique marqué par la place du nucléaire et des objectifs ambitieux en matière d'énergie renouvelable

La production d'électricité en France

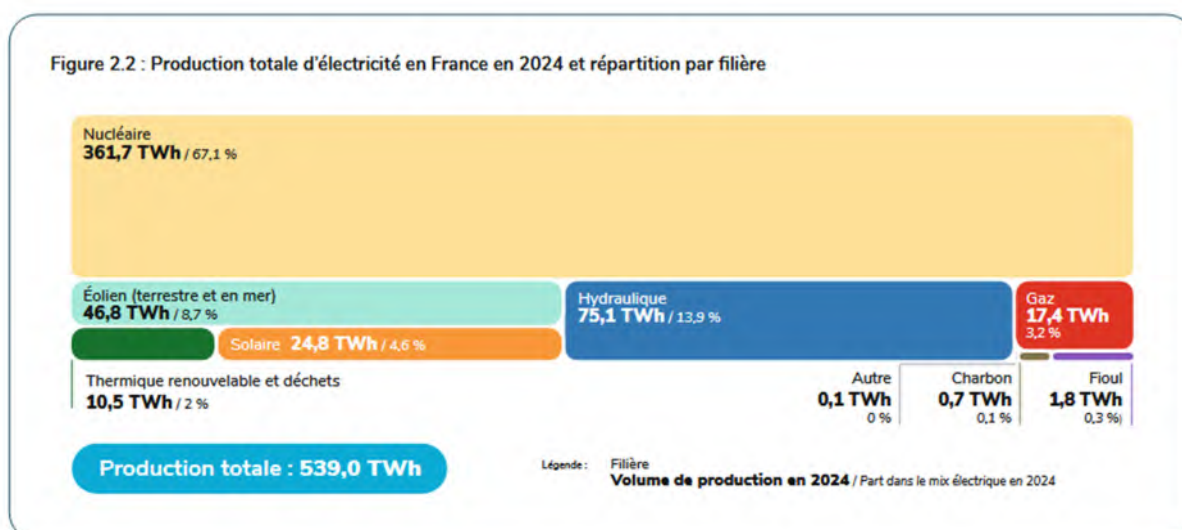
Bilan électrique 2024 de Réseau de transport d'électricité (RTE)

Figure 2.1 : Évolution de la production d'électricité par filière, en France, entre 2019 et 2024, part de production décarbonée et part renouvelable



* La production à partir de déchets ménagers est considérée renouvelable à 50 %. La production hydraulique est retranchée de 70 % de la consommation de pompage des STEP selon la Directive européenne 2009/28/CE.

Figure 2.2 : Production totale d'électricité en France en 2024 et répartition par filière



Des objectifs ambitieux de décarbonation

Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil

Article 1^{er}

(...)

2) L'article 3 est modifié comme suit :

a) le paragraphe 1 est remplacé par le texte suivant :

«1. Les États membres veillent collectivement à ce que la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union en 2030 soit d'au moins 42,5%.

Les États membres s'efforcent collectivement de porter à 45 % la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union en 2030.

Les États membres fixent un objectif indicatif pour les technologies innovantes en matière d'énergies renouvelables d'au moins 5 % de la capacité nouvellement installée d'énergie renouvelable d'ici à 2030 » ; / (...)

Article L. 100-4 du code de l'énergie

Version en vigueur depuis le 24 juin 2023

I.- Pour répondre à l'urgence écologique et climatique, la politique énergétique nationale a pour objectifs :

1° De réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone mentionnés à l'article L. 222-1 A du code de l'environnement. Pour l'application du présent 1°, la neutralité carbone est entendue comme un équilibre, sur le territoire national, entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre, tel que mentionné à l'article 4 de l'accord de Paris ratifié le 5 octobre 2016. La comptabilisation de ces émissions et absorptions est réalisée selon les mêmes modalités que celles applicables aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre notifiés à la Commission européenne et dans le cadre de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, sans tenir compte des crédits internationaux de compensation carbone ;

2° De réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant les objectifs intermédiaires d'environ 7 % en 2023 et de 20 % en 2030. Cette dynamique soutient le développement

d'une économie efficace en énergie, notamment dans les secteurs du bâtiment, des transports et de l'économie circulaire, et préserve la compétitivité et le développement du secteur industriel ;

3° De réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 40 % en 2030 par rapport à l'année de référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune. Dans cette perspective, il est mis fin en priorité à l'usage des énergies fossiles les plus émettrices de gaz à effet de serre ;

4° De porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 33 % au moins de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter au moins 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz. Pour l'application du présent 4°, la consommation de gaz comprend celle de gaz renouvelable, dont le biogaz, au sens de l'article L. 445-1, et de gaz bas-carbone, au sens de l'article L. 447-1 ;

4° bis D'encourager la production d'énergie hydraulique, notamment la petite hydroélectricité, en veillant à maintenir la souveraineté énergétique, à garantir la sûreté des installations hydrauliques et à favoriser le stockage de l'électricité ;

4° ter De favoriser la production d'électricité issue d'installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées en mer, avec pour objectif de porter progressivement le rythme d'attribution des capacités installées de production à l'issue de procédures de mise en concurrence à au moins 1 gigawatt par an d'ici à 2024 ;

4° quater D'encourager la production d'électricité issue d'installations agrivoltaïques, au sens de l'article L. 314-36, en conciliant cette production avec l'activité agricole, en gardant la priorité donnée à la production alimentaire et en s'assurant de l'absence d'effets négatifs sur le foncier et les prix agricoles ;

5° (Abrogé) ;

6° De contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique prévus par le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques défini à l'article L. 222-9 du code de l'environnement ;

7° De disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes " bâtiment basse consommation " ou assimilées, à l'horizon 2050, en menant une politique de rénovation thermique des logements concernant majoritairement les ménages aux revenus modestes ;

8° De parvenir à l'autonomie énergétique et à un mix de production d'électricité composé à 100 % d'énergies renouvelables dans les collectivités régies par l'article 73 de la Constitution à l'horizon 2030 ;

9° De multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

10° De développer l'hydrogène bas-carbone et renouvelable et ses usages industriel, énergétique et pour la mobilité, avec la perspective d'atteindre environ 20 à 40 % des consommations totales d'hydrogène et d'hydrogène industriel à l'horizon 2030 ;

11° De favoriser le pilotage de la production électrique, avec pour objectif l'atteinte de capacités installées d'effacements d'au moins 6,5 gigawatts en 2028.

I bis.- Sans préjudice des dispositions prises pour assurer la sécurité nucléaire en application du titre IX du livre V du code de l'environnement, la décision d'arrêt d'exploitation d'un réacteur nucléaire ayant pour finalité l'atteinte des objectifs de la politique énergétique nationale, prise notamment en application du 4° du I de l'article L. 100-1 A du présent code ou de l'article L. 141-1, tient compte de l'objectif de sécurité d'approvisionnement mentionné au 2° de l'article L. 100-1 et de l'objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre associées à la consommation d'énergie, en cohérence avec le 1° du I du présent article.

II.- L'atteinte des objectifs définis au I du présent article fait l'objet d'un rapport au Parlement déposé dans les six mois précédant l'échéance d'une période de la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-3. Le rapport et l'évaluation des politiques publiques engagées en application du présent titre peuvent conduire à la révision des objectifs de long terme définis au I du présent article.

Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie**Article 3**

I. - Les objectifs de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable en France métropolitaine continentale sont les suivants :

Puissance installée au 31/12 (en GW)	2023	2028	
		Option Basse	Option Haute
Energie éolienne terrestre	24,1	33,2	34,7
Energie radiative du soleil	20,1	35,1	44,0
Hydroélectricité (dont énergie marémotrice)	25,7	26,4	26,7
Eolien en mer	2,4	5,2	6,2
Méthanisation	0,27	0,34	0,41

Dans le domaine de l'hydroélectricité, l'objectif est également d'engager d'ici à 2028 des projets de stockage sous forme de stations de transfert d'électricité par pompage, en vue d'un développement de 1,5 GW de capacités entre 2030 et 2035.

II. - Pour contribuer à l'atteinte des objectifs fixés au présent article, le calendrier indicatif de lancement des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques jusqu'en 2024 est le suivant :

- pour l'éolien terrestre : deux appels d'offres par an à hauteur de 925 MW par période, à compter du second semestre de 2020 (hors renouvellement) ;
- pour le photovoltaïque au sol : deux appels d'offres par an à hauteur de 1 GW par période, à compter du second semestre de 2019 ;
- pour le photovoltaïque sur bâtiment : trois appels d'offres par an à hauteur de 300 MW par période ;
- pour l'hydroélectricité sous autorisation : 1 appel d'offres de 35 MW par an.

Pour l'éolien en mer, le calendrier prévisionnel indicatif de sélection des lauréats des appels d'offres, avec les prix cibles des appels d'offres, est le suivant : / (...)

3.2. Quelle place pour le nucléaire ?

Les normes, reflet d'un consensus difficile à trouver

Conseil d'Etat, Etude annuelle 2025 : inscrire l'action publique dans le temps long

1.2.2. La crise du consensus sur les actions de long terme / (...)

Une difficulté à maintenir un cap dans un contexte volatil

Le succès d'une politique publique sur le temps long suppose d'être en mesure de maintenir une action structurée autour d'un objectif bien établi, et d'éviter de multiplier les ruptures de cap.

Cette difficulté est notamment illustrée dans le domaine de l'énergie, de plus en plus marqué par le droit de l'Union. En effet, les choix opérés en la matière sont structurants sur le temps long dès lors que les investissements s'engagent sur plusieurs décennies (cf. le temps de la construction ou du démantèlement des centrales nucléaires), ce qui nécessite à la fois de la visibilité et de la continuité. Ainsi que cela a été souligné dans l'étude annuelle sur la souveraineté, les attermolements voire les revirements constatés au cours des quinze dernières années sur ces questions, en particulier sur la part entre le nucléaire et les énergies issues de sources renouvelables, révèlent non seulement l'absence de trajectoire claire sur l'évolution d'un modèle où près de 65 % de l'électricité produite en France est aujourd'hui d'origine nucléaire mais surtout la profonde crise de consensus sur cette question structurante pour la société dans son ensemble. Ainsi, au début des années 2000, la construction d'un seul nouveau réacteur, de type EPR, a été décidée. Par ailleurs, des efforts substantiels d'investissement pour la production d'énergie à partir de sources renouvelables n'ont pas été engagés, du moins à hauteur suffisante, pour remplir les objectifs alors fixés d'une réduction de la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 – objectif aujourd'hui abandonné. Les choix d'investissement en matière énergétique nécessitent de hiérarchiser plus nettement les enjeux et de se projeter dans le temps pour anticiper les besoins – comme l'a montré, par exemple, l'arrêt de près de la moitié des 57 réacteurs nucléaires pendant l'année 2022 pour faire face à une vague de maintenances et d'arrêts techniques. L'anticipation des conséquences du changement climatique est aussi devenue un enjeu central pour la politique énergétique, non seulement en termes de coûts des investissements pour faire face à des épisodes de chaleur ou d'événements climatiques extrêmes, mais aussi de disponibilité même des capacités de production à certaines périodes de l'année avec des contraintes fortes sur la ressource en eau.

Conseil d'Etat, avis sur un projet de loi visant à accélérer la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants, 2022

Sur les mesures destinées à accélérer les procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants / (...)

Allègement de la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme pour permettre un projet de construction de réacteur électronucléaire

8. Le projet de loi modifie la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme lorsque leur modification est nécessaire pour permettre la construction d'un réacteur électronucléaire. Il prévoit qu'un décret en Conseil d'Etat, et non un arrêté préfectoral comme c'est le cas dans la procédure de droit commun, pourra qualifier le projet de construction de projet d'intérêt général en application de l'article L. 102-1 du code de l'urbanisme. Lorsque le projet de construction aura été déclaré d'intérêt général, le projet de loi prévoit que la mise en compatibilité des documents d'urbanisme sera pilotée par l'Etat et la modification consécutive de ces documents approuvée par décret. Cette procédure se substitue au régime de droit commun, lequel laisse un délai aux établissements publics compétents en matière d'urbanisme ou aux communes, selon le cas, pour procéder à la mise en compatibilité, l'Etat n'intervenant qu'en cas d'absence de diligence de ces derniers. Le Conseil d'Etat considère que cette nouvelle procédure, qui maintient une instruction conjointe des projets par l'Etat et les autorités compétentes en matière d'urbanisme, ne porte pas à la libre administration des collectivités territoriales, garantie par l'article 72 de la Constitution, une atteinte excessive au regard de l'objectif d'intérêt général poursuivi, qui est d'accélérer et de sécuriser les procédures préalables à la construction de nouveaux réacteurs électronucléaires. Il observe, toutefois, que le gain de temps attendu ne peut être évalué avec certitude.

9. Le Conseil d'Etat considère que la qualification de projet d'intérêt général, qui a pour seul objet de permettre de prendre en compte un projet dans les documents d'urbanisme, n'a pas d'effet direct et significatif sur l'environnement, contrairement à la modification des documents d'urbanisme, qui permet la réalisation d'un tel projet. Au regard des exigences conventionnelles et constitutionnelles applicables aux décisions ayant une incidence sur l'environnement, seule cette modification doit donc être soumise à une procédure de participation du public.

10. En l'espèce, le projet du Gouvernement prévoit une simple mise à disposition du public du projet de modification, dans des conditions permettant de recueillir les observations du public, comme c'est le cas pour la procédure de modification simplifiée applicable, dans les conditions prévues par l'ordonnance n° 2020-745 du 17 juin 2020, aux mises en compatibilité des documents d'urbanisme avec un document supérieur par les collectivités territoriales ou leurs établissements publics.

11. Le Conseil d'État relève que les réacteurs électronucléaires figurent parmi les projets pour lesquels une saisine préalable de la Commission nationale du débat public est obligatoire afin de déterminer les modalités de participation du public préalablement à la décision du maître d'ouvrage relative au principe et aux modalités essentielles du projet, notamment sa localisation. Une procédure de débat public a ainsi été engagée sur le projet de construction de deux nouveaux réacteurs de type EPR2 à Penly (Seine-Maritime). En vertu des dispositions combinées de l'article L. 102-1 du code de l'urbanisme et des articles L. 121-8 à L. 121-13 du code de l'environnement, un projet de construction de réacteur électronucléaire ne pourra pas être qualifié de projet d'intérêt général avant la fin du débat public mais seulement après la publication, par le maître d'ouvrage, de sa décision de poursuivre le projet, pendant une durée permettant au public d'en prendre connaissance. Dans ces conditions, le Conseil d'État admet que puisse être appliquée une procédure plus légère que l'enquête publique normalement applicable en cas de mise en compatibilité des documents d'urbanisme par l'État.

12. Il considère néanmoins qu'afin de respecter les exigences constitutionnelles en matière de participation du public pour la protection de l'environnement, la procédure de simple mise à disposition du public, seule prévue dans le projet de loi, ne peut être appliquée qu'aux modifications qui ne sont pas soumises à évaluation environnementale en raison de leur absence d'effet notable sur l'environnement. Les autres modifications doivent, en revanche, être soumises à la procédure de participation du public, mieux encadrée, prévue à l'article L. 123-19 du code de l'environnement pour les plans ou programmes non soumis à enquête publique (Conseil constitutionnel, décision n° 2014-395 QPC du 4 mai 2014, cons. 11 ; décision n° 2019-778 DC du 21 mars 2019, par. 352 et 353). Il propose la modification du projet en ce sens, avec l'accord du Gouvernement.

Dispense d'autorisation d'urbanisme pour les constructions, aménagements, installations ou travaux réalisés en vue de la création d'un réacteur électronucléaire et des équipements et installations nécessaires à son exploitation

13. Le projet de loi dispense de permis de construire, de permis d'aménager ou de déclaration préalable la construction du réacteur électronucléaire et des équipements et installations nécessaires à son exploitation, au sens de l'article L. 593-3 du code de l'environnement, ainsi que les travaux préalables nécessaires à cette construction. L'exploitant devra néanmoins respecter les règles de fond en matière d'urbanisme et restera redevable des mêmes taxes que s'il ne bénéficiait pas d'une telle dispense. Le respect des règles de fond sera vérifié par l'autorité administrative et celle-ci pourra imposer à l'exploitant des prescriptions complémentaires. Le Conseil d'État considère que cette dispense d'autorisation d'urbanisme ne soulève pas d'objections de nature conventionnelle ou constitutionnelle. En particulier, au regard du principe d'égalité, la dérogation au droit commun de l'urbanisme paraît pertinente et proportionnée à l'objectif poursuivi, compte tenu de la vérification par l'autorité administrative du respect des règles de fond en matière d'urbanisme avant le démarrage des travaux prévue par le projet de loi. Le Conseil d'État estime cependant nécessaire, en l'absence de codification de ces dispositions, de mentionner expressément l'application aux constructions, aménagements, installations et travaux en cause des contrôles, sanctions et autres mesures administratives prévus par le titre VIII du livre IV du code de l'urbanisme. Il propose la modification en ce sens du projet de loi.

14. Le Conseil d'État estime enfin que les modalités de la vérification du respect des règles d'urbanisme pour l'ensemble du projet, dans le cadre de l'instruction de la demande d'autorisation environnementale ou de la décision d'autorisation de création du réacteur électronucléaire, relèvent du décret en Conseil d'État prévu pour l'application de la loi. Il appartiendra au Gouvernement de déterminer ces modalités, dans le respect du droit au recours effectif, par exemple en s'inspirant du régime existant pour les éoliennes terrestres.

Autorisation environnementale

15. L'autorisation environnementale requise à raison des constructions, aménagements, installations ou travaux nécessaires à la construction d'un réacteur électronucléaire et des équipements et installations nécessaires à son exploitation, au sens de l'article L. 593-3 du code de l'environnement, qui n'en sont pas dispensés en application des dispositions combinées des articles L. 593-1 et L. 593-3 du même code, sera délivrée globalement, après enquête publique, au vu d'une étude d'impact portant sur l'ensemble du projet. Le Conseil d'État considère que, par cohérence avec les modifications apportées aux autres décisions nécessaires à la création d'un réacteur électronucléaire, cette autorisation environnementale, et celles qui la modifieront, le cas échéant, devraient être délivrées par décret. Il propose donc l'ajout d'une disposition en ce sens dans le projet de loi.

Début des travaux de construction

16. Dans un souci d'accélération des travaux de construction du réacteur électronucléaire, le projet de loi autorise l'exécution des travaux autres que ceux portant sur l'« îlot nucléaire » dès que l'autorisation environnementale a été délivrée pour le projet, à raison des constructions, installations, aménagements ou

travaux pour lesquels elle est requise, sous réserve que l'autorité administrative ait vérifié au préalable que ces constructions, installations, aménagements ou travaux respectent les règles d'urbanisme. Les travaux de construction des bâtiments destinés à recevoir des combustibles nucléaires ou à héberger des matériels de sauvegarde ne pourront pas débiter, en revanche, avant que la décision d'autorisation de création du réacteur électronucléaire soit intervenue, toujours sous réserve de la vérification de leur conformité aux règles d'urbanisme. Ces dispositions, qui dérogent à celles de l'article L. 425-12 du code de l'urbanisme, lesquelles autorisent l'exécution de l'ensemble des travaux à compter de la clôture de l'enquête publique sur la décision d'autorisation de création, ne soulèvent pas d'objection d'ordre juridique.

(...)

L'articulation avec la transition écologique au niveau européen

La taxonomie verte consiste en une classification des activités économiques au regard de leur impact environnemental. Le règlement sur la taxonomie de l'UE, adopté en 2020, classe les activités économiques au niveau de l'Union, contribuant en particulier à orienter les investissements.

Dans ce cadre, le nucléaire et le gaz inclus dans la taxonomie verte comme énergies de transition :

Règlement délégué (UE) 2022-1214 de la Commission du 9 mars 2022 modifiant le règlement délégué (UE) 2021/2139 en ce qui concerne les activités économiques exercées dans certains secteurs de l'énergie et le règlement délégué (UE) 2021/2178 en ce qui concerne les informations à publier spécifiquement pour ces activités économiques

- 1) Les critères d'examen technique énoncés dans le règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission couvrent plusieurs secteurs et activités économiques susceptibles de contribuer aux objectifs d'atténuation du changement climatique et d'adaptation à celui-ci que s'est fixés l'Union. Ces secteurs et activités économiques ont été choisis pour leur poids dans les émissions globales de gaz à effet de serre et leur potentiel avéré de prévention, de réduction ou de suppression de ces émissions. Ils ont en outre le potentiel avéré de permettre à d'autres secteurs et activités économiques de réussir une telle prévention, réduction ou suppression des émissions de gaz à effet de serre, ou d'assurer un stockage à long terme de ces émissions pour d'autres secteurs et activités économiques.
- 2) La consommation totale d'énergie est responsable d'environ 75 % des émissions directes de gaz à effet dans l'Union. Le secteur de l'énergie a donc un rôle crucial à jouer dans la poursuite de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. C'est pourquoi les critères d'examen technique prévus dans le règlement délégué (UE) 2021/2139 embrassent un large éventail d'activités liées à la chaîne d'approvisionnement en énergie, depuis la production d'électricité ou de chaleur à partir de différentes sources jusqu'au stockage, en passant par les réseaux de transport et de distribution, sans oublier les pompes à chaleur et la production de biogaz et de biocarburants. Toutefois, le règlement délégué (UE) 2021/2139 ne contient pas de critères d'examen technique pour les activités économiques liées au gaz fossile et à l'énergie nucléaire, alors qu'elles peuvent contribuer à la décarbonation de l'économie de l'Union. / (...)
- (6) Les activités liées à l'énergie nucléaire sont des activités à faible intensité de carbone, elles ne constituent pas de l'énergie produite à partir de sources renouvelables au sens de l'article 2, deuxième alinéa, point 1), de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil ou telle que visée à l'article 10, paragraphe 1, point a), du règlement (UE) 2020/852, et ne relèvent pas non plus des autres catégories d'activités économiques visées aux points b) à i) de cette disposition. Ces activités économiques liées à l'énergie nucléaire devraient se qualifier au titre de l'article 10, paragraphe 2, du règlement (UE) 2020/852 en l'absence de solution de remplacement bas carbone réalisable sur le plan technologique et économique en quantité suffisante pour couvrir la demande d'énergie de manière continue et fiable. En outre, dans son rapport final de mars 2020, le groupe d'experts techniques sur la finance durable a indiqué que la production d'énergie nucléaire est proche de zéro émission de gaz à effet de serre dans sa phase de production et que la contribution substantielle potentielle de l'énergie nucléaire aux objectifs d'atténuation du changement climatique était clairement et largement démontrée. De plus, un certain nombre de plans des États membres inscrivent l'énergie nucléaire aux côtés des énergies renouvelables sur la liste des sources d'énergie à utiliser pour atteindre les objectifs climatiques, notamment l'objectif de décarbonation à l'horizon 2050 fixé dans le règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil. Enfin, en assurant la couverture des besoins

énergétiques de base, l'énergie nucléaire facilite le déploiement de sources renouvelables intermittentes et n'entrave pas leur développement, comme l'exige l'article 10, paragraphe 2, point b), du règlement (UE) 2020/852. Il y a donc lieu de considérer que les activités liées à l'énergie nucléaire respectent les dispositions de l'article 10, paragraphe 2, du règlement (UE) 2020/852. / (...)

- (10) L'énergie nucléaire fait partie des sources d'énergie futures dans un certain nombre d'États membres, dans le cadre des efforts qu'ils déploient en faveur de la décarbonation. Les scénarios évalués par la Commission conduisent à un système énergétique décarboné basé dans une très large mesure sur les énergies renouvelables et sur l'énergie nucléaire, avec une capacité installée stable par rapport aux niveaux actuels. Étant donné que les installations nucléaires actuellement exploitées vieillissent, elles ont besoin de mises à niveau de sûreté pour prolonger leur durée d'exploitation ; de nouvelles installations nucléaires sont également appelées à remplacer les installations obsolètes. Il s'agit d'un processus continu qui devrait garantir que la capacité nécessaire est disponible pour mener à bien la décarbonation du système énergétique d'ici à 2050 et au-delà le cas échéant. Parallèlement, des investissements importants seront nécessaires dans l'énergie nucléaire tout au long de cette période jusqu'en 2050 et après. Il y a lieu de garantir que les nouvelles centrales nucléaires s'appuient sur les solutions les plus avancées résultant des progrès technologiques. Les critères d'examen technique applicables à ces nouvelles centrales nucléaires devraient dès lors prévoir des examens réguliers de chaque projet d'investissement, et des paramètres techniques correspondant à la meilleure technologie disponible compte tenu des résultats des efforts soutenus de recherche et de développement et des améliorations technologiques constantes. Dès que ces nouvelles technologies compatibles avec la décarbonation seront disponibles, il convient de fixer des dates précises afin de les intégrer.

(...)

3.3. Les concessions hydroélectriques

La France compte aujourd'hui plus de 400 concessions hydroélectriques qui représentent plus de 90% de la puissance hydroélectrique installée. Ces concessions sont principalement gérées par trois exploitants : EDF (70 % de la production hydroélectrique nationale), la Compagnie nationale du Rhône (CNR) et la société hydro-électrique du Midi (SHEM). Il existe aussi plus de 70 petits concessionnaires qui exploitent environ 750 MW. Les installations d'une puissance supérieure à 4,5 MW sont exploitées sous le régime de la concession de service public, tandis que les installations d'une puissance inférieure sont soumises à un régime d'autorisation. Les contrats de concession ont, en général, été conclus pour une durée de 75 ans. Ils viennent progressivement à échéance, selon un calendrier qui s'étale entre 2003 et 2080. Le nombre de concessions échues devraient être de 61 au 31 décembre 2025.

Sénat, Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050, 2024

Le régime des concessions hydroélectriques est régi par la directive 2014/23/UE relative à l'attribution des contrats de concession. Cette directive a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et le décret n° 2016-86 du 1er février 2016 relatif aux contrats de concession. Ces textes ont ensuite été codifiés au sein du code de la commande publique. / (...)

Elle pose le principe d'une mise en concurrence obligatoire lors de l'attribution initiale d'une concession, à son renouvellement à échéance, ou en cas de modification substantielle non prévue au contrat initial. / (...)

Le renouvellement des concessions hydroélectriques françaises fait l'objet d'un précontentieux entre la Commission européenne et les autorités françaises. Malgré plusieurs lettres de mise en demeure, les autorités françaises n'ont pas apporté, pour l'instant, de réponses qui satisfassent les services de la Commission. / (...)

b) Les arguments juridiques soulevés par la Commission européenne / (...)

(1) L'absence de procédure de mise en concurrence pour le renouvellement des concessions arrivées à échéance / (...)

(2) La non-conformité de la dérogation autorisant la prolongation des concessions pour travaux prévue par le code de l'énergie / (...)

(3) La non-conformité des dispositions transitoires prévues par le décret du 26 septembre 2008

La Commission européenne estime aussi que les dispositions transitoires qui figurent à l'article 36 du décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 qui concerne les concessions hydroélectriques arrivant à échéance dans les six ans et demi suivant la publication du décret, même si elles sont antérieures à la publication de la directive « concessions », méconnaissent les exigences de transparence résultant directement du droit européen primaire, qui étaient « connues et pleinement applicables ». / (...)

Comparaison des avantages / inconvénients des trois options

	Mise en concurrence	Quasi-régie	Autorisation
Avantages	Permet de mettre fin au contentieux avec la Commission européenne Peut être de nature à ce que le concessionnaire retenu veille à une meilleure performance du dispositif et à optimiser ses process Maintien de la capacité d'optimisation de la production hydroélectrique sous réserve de la nécessaire organisation des opérateurs Optimisation financière éventuelle	Pas d'obligation de mise en concurrence préalable pour EDF Maintien de la capacité d'optimisation de la production hydroélectrique Maintien d'un opérateur unique pour une gestion optimale des chaînes hydrauliques	Applicable à tous les concessionnaires Régime juridique de tous les autres moyens de production d'électricité en France Pas d'obligation de mise en concurrence préalable Maintien de la capacité d'optimisation de la production hydroélectrique
Inconvénients / Difficultés	Impacts éventuels sur la gestion de l'eau et des multi-usages associés et sur la sûreté et la sécurité publique si le nouveau concessionnaire n'est pas EDF Perte d'un historique de connaissances des installations et des enjeux liés à l'hydroélectricité par	Contrôle de l'État qui rend son mode de gouvernance et de fonctionnement peu adaptée à la gestion d'ouvrages hydroélectriques Ne s'applique qu'à EDF ; Éventuelles contreparties demandées à EDF par la	Transfert des ouvrages aux exploitants ; remise en question des règles de domanialité des barrages Coût d'acquisition des ouvrages par les exploitants ; nécessité de réaliser une expertise indépendante, une évaluation insuffisante pouvant être assimilée à une aide d'État ; capacité
	les nouveaux opérateurs des barrages si le nouveau concessionnaire n'est pas EDF Risques de désoptimisation de l'exploitation des chaînes d'ouvrages si plusieurs concessionnaires différents sont retenus Nécessité de procéder au regroupement des concessions par vallée ; Délais et lourdeurs administratives de la procédure Transferts de personnels	Commission européenne ; Maintien de la mise en concurrence pour les acteurs non détenus à 100 % par une entité publique Impacts éventuels sur les bénéfices d'une gestion intégrée du système et sur désoptimisation du parc Ne met pas fin à la procédure de mise en demeure de la Commission européenne en raison de la position dominante d'EDF Transferts de personnels	de financement des ouvrages des exploitants, notamment pour EDF compte tenu de son endettement et de ses projets de développement Délais de mise en œuvre A jusque-là fait l'objet d'un refus constant de la Commission européenne et ne met pas fin à la procédure de mise en demeure, sauf revirement de la Commission européenne

Communiqué de presse du Premier ministre du 28 août 2025

Une étape importante a été franchie dans la résolution des précontentieux avec la Commission européenne sur l'hydroélectricité. Celle-ci va permettre d'avancer en vue de la relance des investissements dans ce secteur, nécessaire à l'atteinte de nos objectifs climatiques et de souveraineté énergétique. / (...)

Le schéma retenu, proposé par le Gouvernement à la Commission européenne, en lien avec la mission parlementaire, et après échange avec les exploitants et les représentants du personnel, est composé de trois volets :

1. Le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour l'exploitation de l'énergie hydraulique, dans des modalités qui doivent encore être précisées, à l'exception des ouvrages de la Compagnie nationale du Rhône, qui relèvent d'un statut législatif spécifique.
2. La possibilité de maintenir les exploitants en place, indispensable pour garantir la continuité de l'exploitation des ouvrages au regard des enjeux de sécurité de ces derniers, de gestion de l'eau, de maintien des compétences et des emplois locaux, et de retour de valeur sur les territoires, au bénéfice de l'intérêt général.
3. La mise à disposition par EDF de six gigawatts de capacités hydroélectriques à des tiers et au bénéfice final des consommateurs. Ces capacités virtuelles seront mises en vente sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et via des enchères concurrentielles.

Pour permettre la mise en œuvre de la réforme, cette première étape doit être traduite dans la loi. Une proposition de loi sera déposée en ce sens par les députés Marie-Noëlle BATTISTEL et Philippe BOLO. / (...)

3.4. Atteindre les objectifs de renouvelable

Atteindre les objectifs ...

Conseil d'Etat, avis sur un projet de loi relatif à l'accélération des énergies renouvelables, 2022

Sur les mesures destinées à accélérer les projets d'énergies renouvelables et les projets industriels nécessaires à la transition énergétique (titre Ier)

Adaptations temporaires de la procédure d'autorisation environnementale

6. Le projet de loi prévoit, pour les projets de développement des énergies renouvelables ou des projets industriels identifiés comme nécessaires à la transition énergétique et pour une période limitée à quatre ans, des adaptations de la procédure d'autorisation environnementale.

Le Conseil d'Etat estime que la création d'un régime spécifique pour ces projets, aux fins d'en améliorer l'instruction, peut répondre à l'intérêt général qui s'attache à la protection de l'environnement, qui est un objectif de valeur constitutionnelle, et à la lutte contre le dérèglement climatique

(...)

Reconnaissance du caractère de « raison impérative d'intérêt public majeur » à certains projets d'installations d'énergie renouvelable et à certains projets déclarés d'utilité publique

12. Des dérogations à l'interdiction posée par l'article L. 411-1 du code de l'environnement de porter atteinte, de quelque manière que ce soit, aux espèces protégées ainsi qu'à leurs habitats peuvent, aux termes du 4° du I de l'article L. 411-2 du même code, être délivrées, à condition « ... qu'il n'existe pas d'autre solution satisfaisante (...) et que la dérogation ne nuise pas au maintien, dans un état de conservation favorable, des populations des espèces concernées dans leur aire de répartition naturelle », et pour un motif tiré, notamment, de « c) (...) l'intérêt de la santé et de la sécurité publiques ou pour d'autres raisons impératives d'intérêt public majeur, y compris de nature sociale ou économique (...) ». Ces trois conditions, qui transposent l'article 16, paragraphe 1, de la directive du 21 mai 1992, dite « directive Habitats », sont distinctes et cumulatives.

La réalisation de projets d'aménagement et d'équipement nécessite souvent de telles dérogations, qui ne peuvent cependant être sollicitées qu'à un stade relativement avancé des projets, de sorte qu'un projet assez abouti peut être mis en échec si la dérogation qu'il doit obtenir ne lui est pas accordée ou est annulée parce qu'il

ne répond pas à une raison impérative d'intérêt public majeur, alors même que les deux autres conditions auxquelles est soumise une dérogation seraient remplies.

13. Le projet de loi propose donc de reconnaître la qualité d'opération répondant à une raison impérative d'intérêt public majeur aux projets d'installations de production d'énergie renouvelable et aux ouvrages de raccordement aux réseaux de transport et de distribution d'énergie satisfaisant à des conditions qu'il définit et qui seront précisées par décret en Conseil d'Etat.

(...)

15. Le projet prévoit également que la reconnaissance de la qualité d'opération répondant à une raison impérative d'intérêt public majeur à une opération ou à des travaux pourra se faire dès le stade d'une déclaration d'utilité publique (DUP). La reconnaissance se fera alors dans l'acte déclaratif d'utilité publique, dont il constituera une disposition distincte, pour la durée de validité de la DUP et de ses prorogations éventuelles, dans la limite de dix ans. Dans cette hypothèse, la reconnaissance de la qualité d'opération répondant à une raison impérative d'intérêt public majeur ne pourra être contestée devant le juge administratif qu'au stade de la DUP et ne pourra plus être remise en cause lorsque la dérogation sera ultérieurement délivrée : seuls les autres critères auxquels sont soumis la dérogation pourront être contestés devant le juge administratif. C'est donc à l'autorité administrative compétente pour prendre la DUP qu'il appartiendra d'apprécier, lorsqu'il est probable ou certain qu'une dérogation « espèces protégées » sera nécessaire, si l'opération ou les travaux répondent à une raison impérative d'intérêt public majeur et notamment, s'agissant des installations de production d'énergie renouvelable et de leurs ouvrages de raccordement, s'ils répondent aux critères fixés par le projet et son décret d'application. Le Conseil d'Etat estime que rien ne s'oppose à ce qu'une telle reconnaissance puisse avoir lieu dès le stade de la DUP. Il estime que les dispositions prévues préservent le droit au recours tout en apportant aux porteurs de projets une sécurité juridique, elle aussi protégée par la jurisprudence constitutionnelle, qui admet de telles limitations lorsqu'elles sont fondées sur un objectif d'intérêt général, ce qui est le cas de la réalisation d'une opération déclarée d'utilité publique.

Sur les mesures tendant à l'accélération du développement de l'énergie solaire thermique et photovoltaïque (Titre II)

Installation d'ouvrages de production d'énergie solaire le long des autoroutes et des voies à grande circulation / (...)

Installation d'ouvrages de production d'énergie solaire sur des parcelles appartenant au domaine public / (...)

Installation d'ouvrages de production d'énergie solaire sur des friches non situées en continuité des espaces urbanisés dans des espaces littoraux / (...)

Installation d'ombrières supportant des installations de production d'énergie photovoltaïque sur les parcs de stationnement extérieurs de plus de 2500 m² / (...)

Sur les mesures spécifiques à l'accélération de l'éolien en mer (titre III) / (...)

Mario Draghi, « L'avenir de la compétitivité européenne », 2024

Un plan conjoint pour la décarbonation et la compétitivité

(...)

Le deuxième objectif clé consiste à accélérer la décarbonation de manière rentable, en mettant à profit toutes les solutions disponibles grâce à une approche neutre sur le plan technologique. Cette approche devrait inclure les énergies renouvelables, le nucléaire, l'hydrogène, la bioénergie et le captage, l'utilisation et le stockage du carbone et devrait être appuyée par une mobilisation massive de financements tant publics que privés (sur la base des propositions présentées dans le chapitre consacré aux investissements). Toutefois, augmenter l'offre de financement pour le déploiement des énergies propres ne produira pas les résultats escomptés si la durée des procédures d'autorisation des installations n'est pas raccourcie. Différentes possibilités existent pour réduire les délais d'autorisation pour les nouveaux projets énergétiques. La mise en œuvre systématique de la législation existante peut faire une nette différence : par exemple, plusieurs États membres ont connu une augmentation à deux chiffres de leur volume d'autorisations délivrées pour l'éolien terrestre depuis l'entrée en vigueur du règlement d'urgence adopté au titre de l'article 122. Le présent rapport recommande d'étendre les mesures d'accélération et le règlement d'urgence aux réseaux de chaleur, aux générateurs de chaleur et aux

infrastructures d'hydrogène et de captage et de stockage du carbone. Il convient également de mettre davantage l'accent sur la numérisation des procédures nationales d'autorisation dans l'ensemble de l'UE et sur le manque de ressources des autorités chargées de l'octroi des autorisations. Par exemple, les frais administratifs facturés pour les procédures pourraient être revus à la hausse afin de garantir que les autorités disposent des capacités adéquates pour délivrer rapidement des autorisations. Une autre solution envisageable serait que l'UE fasse des zones d'accélération des énergies renouvelables et des évaluations stratégiques des incidences sur l'environnement la règle pour le développement des énergies renouvelables, au lieu d'évaluer individuellement chaque projet. Des mises à jour ciblées de la législation environnementale pertinente de l'UE pourraient être utilisées pour prévoir des exemptions limitées (dans le temps et au niveau du champ d'application) dans les directives environnementales de l'UE jusqu'à ce que la neutralité climatique soit atteinte. Cette législation révisée devrait désigner des autorités nationales de dernier recours chargées d'assurer la délivrance de l'autorisation des projets en l'absence de réponse de la part des autorités locales après un délai prédéterminé (par exemple 45 jours).

Sénat, Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050, 2024

c) Les délais d'instruction et de réalisation des projets

Les délais d'instruction et de réalisation des projets d'installations de production électrique renouvelable, actuellement très longs, sont une question sensible pour les acteurs de la filière EnR d'autant plus qu'ils sont « presque deux fois plus longs que nos partenaires européens »³. Or ces délais ne sont pas conciliables avec l'atteinte d'objectifs ambitieux en la matière. L'Union européenne a ainsi décidé dans le cadre de la révision de la directive sur les énergies renouvelables⁴ d'introduire dans les législations nationales des délais contraignants plus courts pour les processus d'octroi d'autorisations et de réduire la complexité administrative de la durée des procédures d'octroi d'autorisations pour les projets dans le domaine des énergies renouvelables. Des dispositions visant à réduire significativement ces délais en France ont été introduites dans la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables⁵ adoptée au début de l'année 2023.

Selon les éléments indiqués dans l'exposé des motifs de ce texte, les délais de procédure sont, en moyenne, de cinq ans pour la construction d'un parc solaire nécessitant quelques mois de travaux, sept ans pour un parc éolien terrestre et dix ans pour un parc éolien en mer.

Délais de mise en service des projets d'éolien en mer

Projets	Lancement appels d'offres	Attribution	Mise en service ou date prévisionnelle
Saint-Nazaire	2011	2012	2022
Fécamp / Saint-Brieuc	2011	2012	2024
Courseulles-sur-Mer	2011	2012	2025
Noirmoutier	2013	2014	2025
Dieppe- Le Tréport	2013	2014	2026
Dunkerque	2016	2019	2028
Centre Manche 1	2020	2023	2031
Bretagne Sud	2021	2024	--

Source : Commission d'enquête d'après les délibérations de la CRE

En outre, en raison de leur manque d'acceptabilité sociale, les projets d'EnR font généralement l'objet de procédures de recours, qui ralentissent leur réalisation. Ainsi, selon l'étude d'impact du projet de loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables, la proportion de recours dans le cadre des autorisations délivrées pour les éoliennes terrestres s'élève à 75 %, à 100 % pour les contestations des parcs éoliens en mer. 7 % de ces recours aboutissent à une décision d'annulation totale de l'autorisation.

Enfin, le développement des projets d'EnR augmente très largement la charge administrative et les besoins en moyens humains pour instruire les dossiers. Ces besoins devraient, d'ailleurs continuer à croître dans les prochaines années. Le Syndicat des énergies renouvelables a ainsi indiqué à la commission d'enquête que « les

services de l'État ne sont pas dotés de moyens humains en adéquation avec cette nouvelle donne, et les personnels ne sont pas toujours suffisamment formés aux spécificités des différentes filières renouvelables »1.

... en adaptant le réseau en conséquence

RTE, Futurs énergétiques 2050, 2022

7.8 La stabilité de la fréquence du réseau électrique

Les centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques délivrent l'énergie au réseau électrique à partir d'alternateurs dont la vitesse de rotation correspond à la fréquence du système électrique. La masse de l'alternateur fournit de l'inertie au système électrique : les déséquilibres entre production et consommation sont compensés par la variation d'énergie cinétique de ces alternateurs. Leur masse permet de limiter la variation de fréquence suite à un déséquilibre.

Les centrales éoliennes et photovoltaïques sont raccordées au système électrique par des solutions d'électronique de puissance. Elles n'apportent pas d'inertie et ne contribuent ainsi pas à la stabilisation de la fréquence du système électrique. Elles fonctionnent actuellement avec des réglages dits « *grid-following* » plutôt que « *grid-forming* ».

Au-delà de certains seuils (suivant le réseau, 60% à 80% de production instantanée de l'éolien et du solaire sur la production totale), la stabilité du système peut être menacée en raison du manque de réglages stabilisateurs.

7.8.1 Des solutions techniques existent pour assurer la stabilité du système électrique à long terme dans les scénarios à très forte proportion d'énergies renouvelables, avec différents niveaux de maturité / (...)

4. Les réseaux de transport et de distribution d'électricité, une résilience à renforcer

4.1. Les réseaux, monopoles naturels, représentent des infrastructures conséquentes

Le réseau de transport a vocation à transporter de grandes quantités d'électricité sur de longues distances. Il totalise aujourd'hui environ 100 000 km de lignes. Il se décline en un réseau de grand transport pour des niveaux de tension de 225 et 400 kilovolts (kV) sur 30 000 km de lignes ; et en des réseaux de transport régionaux, composés de lignes en très haute tension (225 kV) et en haute tension (63 et 90 kV), sur 70 000 km.

Les 1,4 million de kilomètres de lignes du réseau de distribution se composent d'ouvrages de moyenne tension dite « HTA2 », entre 1 000 et 50 000 volts (v), ainsi que de basse tension dite « BT ».

4.2. La résilience et l'interconnexion des réseaux au service de la sécurité d'approvisionnement, de la transition écologique et de la compétitivité

Les interconnexions, un élément essentiel à l'échelle de l'Union...

Assemblée nationale, Rapport visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, n° 1028, 2023

a. Les interconnexions européennes et le marché européen

D'abord, les interconnexions énergétiques européennes, qui permettent d'activer la solidarité européenne, constituent une véritable force dont il faut mesurer la valeur.

Comme l'a rappelé M. André Merlin, Président d'honneur de RTE, le réseau européen d'interconnexions électriques est l'un des plus importants au monde, auquel seul le réseau chinois peut être comparé. M. François Brottes, conseiller-maître à la Cour des comptes, ancien président du directoire de RTE, a confirmé qu'en Europe, « les électrons ne connaissent pas de frontières », mais transitent en permanence à travers un réseau de transport d'électricité qui maille l'ensemble de l'Europe continentale, couvre trente-sept pays récemment rejoints par l'Ukraine et la Moldavie et s'appuie sur près de 430 interconnexions dont 50 se situent en France. Il

s'agit, d'après lui, d'une « réussite européenne et d'un bel exemple de solidarité » qui encourage à la résilience collective. / (...)

Or, ces interconnexions, qui permettent d'exporter l'énergie quand la production est plus importante que la consommation, et d'en importer lorsqu'elle est insuffisante, constituent un élément majeur de la sécurité d'approvisionnement français. D'après M. Pierre-Marie Abadie, « les interconnexions électriques restent la contribution la plus efficiente à la sécurité d'approvisionnement et à l'intégration de l'intermittence des renouvelables ».

Elles ont ainsi permis d'éviter le black-out en Europe, lorsque, en 2006, des délestages effectués sur le réseau de plusieurs pays européens dont la France ont permis d'éviter la propagation à tout le réseau d'un incident survenu en Allemagne.

Beaucoup plus récemment, ces interconnexions ont permis à la France d'atténuer les conséquences de l'indisponibilité du parc nucléaire français due notamment à la découverte du phénomène de corrosion sous contrainte. Le fait que la France, exportatrice nette d'environ 20 TWh au troisième trimestre 2021 soit devenue importatrice nette à hauteur de 10 TWh au troisième trimestre 2022 illustre l'importance de ces transferts d'énergie.

Figure 9 : solde des échanges commerciaux d'électricité entre la France et ses voisins



Source : RTE, [Bilan électrique 2022](#)

Lecture : la France a importé de l'énergie sur l'ensemble de la période étudiée. En 2022, ses importations ont surpassé ses exportations rendant son solde négatif.

Source : RTE, [Bilan électrique 2022](#)

Lecture : la France a importé de l'énergie sur l'ensemble de la période étudiée. En 2022, ses importations ont surpassé ses exportations rendant son solde négatif.

En l'absence de telles interconnexions, le risque de black-out augmente, ou s'impose la nécessité de conserver davantage de centrales thermiques nécessaires pour passer la pointe de consommation.

La législation européenne incite actuellement au développement de ces interconnexions électriques et gazières. Pour faciliter l'atteinte des objectifs contenus dans des plans de développement de ces interconnexions, la Commission européenne finance des interconnexions reconnues d'intérêt européen commun.

Selon RTE, en 2050, la sécurité d'alimentation électrique de la France dépendrait de ses voisins 5 % du temps, contre environ 1 % ces dernières années. Dans le même temps, le scénario prévoit une disparition de la dépendance de la France envers les pays producteurs de pétrole et de gaz fossile : les scénarios de neutralité carbone sont bien des scénarios de très fort renforcement de la souveraineté énergétique, prise dans son ensemble.

... que le cadre normatif peut contribuer à renforcer

Mario Draghi, « L'avenir de la compétitivité européenne », 2024

Un plan conjoint pour la décarbonation et la compétitivité

(...)

Un élément fondamental de l'accélération de la décarbonation consistera à libérer le potentiel de l'énergie propre en mettant collectivement l'accent sur les réseaux au niveau de l'UE. S'il existe un domaine horizontal dans le secteur de l'énergie dont l'importance ne saurait être exagérée, c'est celui des réseaux énergétiques de l'UE. Transformer radicalement le déploiement des réseaux nécessitera d'adopter une nouvelle approche de la planification au niveau de l'UE et des États membres, qui supposera la capacité de prendre efficacement des décisions et d'accélérer les procédures d'autorisation, de mobiliser suffisamment de fonds publics et privés et d'innover en ce qui concerne les actifs et les processus des réseaux. D'un point de vue européen, la priorité devrait être donnée à une augmentation rapide des installations d'interconnexions. Le présent rapport recommande, premièrement, d'établir un « 28e régime » — c'est-à-dire un cadre juridique spécial séparé des 27 différents cadres juridiques des États membres — pour les interconnexions considérées comme des projets importants d'intérêt européen commun. Ce régime devrait raccourcir la durée des procédures nationales et intégrer celles-ci dans un processus unique, en évitant le risque que des projets soient bloqués par des intérêts nationaux individuels. Certains très vastes projets dans le domaine des énergies renouvelables, comme les grands parcs éoliens en mer du Nord, pourraient également introduire leurs demandes en utilisant cette procédure, évitant ainsi les délais d'autorisation au niveau local. Deuxièmement, le prochain cadre financier pluriannuel devrait renforcer l'instrument de l'UE consacré au financement des interconnexions (le mécanisme pour l'interconnexion en Europe). Troisièmement, un coordonnateur européen permanent devrait être institué afin d'offrir une assistance pour obtenir les autorisations nécessaires. Il serait chargé de suivre la progression des procédures d'octroi des autorisations et de faciliter la coopération régionale afin de faire en sorte que les infrastructures transfrontières bénéficient du soutien politique de tous les États membres concernés.

Parallèlement, l'UE devrait mettre en place la gouvernance nécessaire à une véritable union de l'énergie afin que les décisions et les fonctions de marché ayant une incidence transfrontière soient adoptées au niveau central. Un cadre institutionnel plus solide et robuste impliquerait de renforcer les pouvoirs de surveillance, d'enquête et de décision au niveau de l'UE, avec la possibilité d'assurer une surveillance réglementaire complète de toutes les décisions et de tous les processus ayant une incidence transfrontière directe. Une véritable union de l'énergie devrait veiller à ce que les fonctions centrales de marché pertinentes pour un marché intégré soient exercées de manière centralisée et fassent l'objet d'une surveillance réglementaire appropriée.

4.3. Vers une plus grande flexibilité : « participation active de la demande », développement des solutions de stockage...

Sénat, Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050, 2024

RTE distingue quatre types de flexibilités qui sont complémentaires :

Les flexibilités structurelles et régulières, qui représentent l'essentiel des besoins de flexibilités et qui sont prévisibles : saisonnalité 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.

Les flexibilités dynamiques, qui correspondent aux besoins prévisibles de quelques jours à l'avance jusqu'à l'infra journalier, notamment pour compenser les incertitudes autour de la prévision de la production éolienne mais également solaire et à la thermosensibilité de la consommation.

Les flexibilités d'équilibrage, pour pallier avec un délai de réaction de l'ordre de quelques secondes à quelques minutes, les aléas (pannes, incidents) ou les incertitudes de la dernière heure (liées à la météo en particulier).

Les flexibilités de sauvegarde, pour les périodes de forte tension du système électrique signalées par les alertes EcoWatt, nécessitant le recours à des moyens exceptionnels voire le délestage en ultime recours.

Cour des comptes européenne, « Préparer le réseau électrique de l'UE à la neutralité carbone », 2025

(...)

L'approvisionnement comme levier de la flexibilité du système, tandis que des solutions émergent en matière de gestion de la demande et de stockage**Souplesse de l'offre et de la demande**

48 (...) Jusqu'ici, la flexibilité a principalement consisté à moduler l'approvisionnement en électricité à partir des sources contrôlables, telles que les centrales à carburants fossiles ou les barrages hydroélectriques, dont la production peut facilement être intensifiée ou ralentie lorsque cela s'avère nécessaire. Il s'agit encore de la solution la plus répandue pour suppléer les sources d'énergies renouvelables.

49 En parallèle, des mesures de flexibilité par « participation active de la demande » se font jour. Elles consistent à inciter les consommateurs à réduire ou à reporter leur consommation d'électricité en période de demande élevée ou de congestion du réseau, ce qui contribue à lisser les pics de consommation et à utiliser les capacités de réseau disponibles de manière plus efficiente.

(...)

51 Pour que les mesures de participation active de la demande soient efficaces, il faut des systèmes intelligents de mesure et des appareils intelligents qui permettent de suivre la consommation d'électricité à distance et en temps réel, de communiquer les données, d'assurer leur interopérabilité et de contrôler cette consommation. Fin 2023, 14 États membres avaient fait installer des compteurs intelligents chez au moins 80 % des consommateurs résidentiels, atteignant ainsi la valeur cible¹² fixée par l'UE. En revanche, dans sept États membres au minimum, moins de 20 % des consommateurs résidentiels disposaient d'un compteur intelligent (voir figure 16). L'ACER a mis en évidence d'autres obstacles aux mesures de participation active de la demande, parmi lesquels figurent le cadre juridique et la complexité des règles de participation aux marchés de flexibilité.

(...)

52 Les mesures de participation active de la demande sont plus efficaces si elles sont associées à des solutions de stockage (voir figure 17) qui permettent de stocker l'électricité excédentaire lorsque l'offre est supérieure à la demande, pour l'utiliser en complément de la production à d'autres moments.

53 La capacité totale des installations de stockage d'électricité de l'UE devrait quadrupler d'ici 2040 par rapport à 2020. Le principal système de stockage de l'énergie de l'UE en 2020 était l'accumulation hydraulique par pompage. Le stockage par batteries a connu une augmentation exponentielle depuis 2020. Cette augmentation devrait se poursuivre et les coûts devraient baisser de 40 % d'ici 2030. Utiliser l'électricité pour produire et stocker de l'hydrogène est également une solution envisageable. Toutefois, comme nous l'avons fait observer dans notre rapport spécial sur l'hydrogène, cette solution présente des inconvénients, par exemple des déperditions importantes d'énergie et des coûts de production élevés. Elle nécessite également de réaffecter certaines infrastructures ou d'en construire de nouvelles.

(...)

57 En ce qui concerne la flexibilité du système, la directive sur l'électricité de 2019 a établi les principes essentiels de la participation active de la demande et encouragé les gestionnaires de réseau à recourir à des services de flexibilité. Le règlement actualisé sur l'électricité impose à présent aux États membres de réaliser des évaluations des besoins de flexibilité et de définir un objectif national pour la flexibilité non fossile. La réforme de l'organisation du marché de l'électricité et le nouveau code de réseau pour la participation active de la demande¹⁶ attendu en 2025 doivent permettre d'accélérer le recours aux services de flexibilité et à la participation active de la demande.

58 La Commission promeut également le stockage de l'énergie pour renforcer la flexibilité du système. La directive sur l'électricité impose aux GRD d'intégrer des services de flexibilité, tels que la participation active de la demande et le stockage, dans leurs plans de développement du réseau, et de préciser comment ces services seront utilisés comme moyens de substitution à l'expansion du réseau. La Commission a en outre encouragé les États membres à intégrer des solutions de stockage dans la planification de leurs réseaux.

Éléments de réflexion sur la table ronde n°2 : « Garantir à toutes et tous une électricité au juste prix ? »

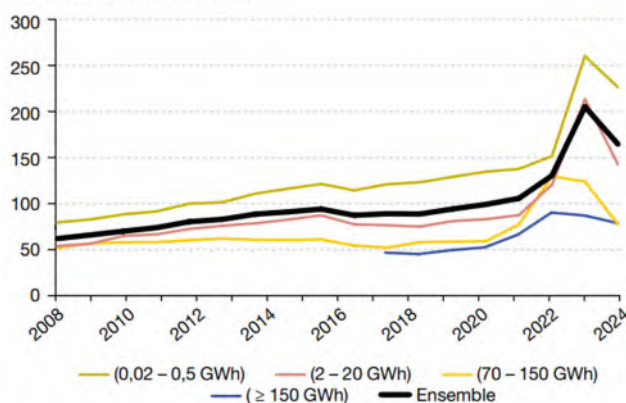
1. Quelques chiffres sur les prix de l'électricité

1.1. SDES, [Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2024](#) (9 juillet 2025)

« Le prix moyen de l'électricité pour les ménages français augmente de 18 % en 2024, soit un rythme très supérieur à l'évolution des prix à la consommation, dans un contexte de sortie progressive du bouclier tarifaire. Le prix de l'électricité pour les ménages français (280 €/MWh) reste légèrement inférieur à la moyenne des prix de l'Union européenne même si l'écart se réduit nettement par rapport aux années précédentes. À l'inverse des ménages, le prix moyen de l'électricité hors TVA pour les entreprises en France baisse fortement (- 20 %) pour la première fois depuis 2020 et se situe légèrement en-dessous de la moyenne de l'Union européenne. Cependant, les prix de l'électricité pour les entreprises restent 1,5 fois plus élevés qu'en 2021, avant la crise énergétique. »

1.2. Évolution du prix hors TVA de l'électricité pour les entreprises en France par niveau de consommation

En €/MWh (euros courants)



Note : les clients non résidentiels sont répartis suivant des tranches de consommation annuelle, définies par le règlement européen sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité. 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).

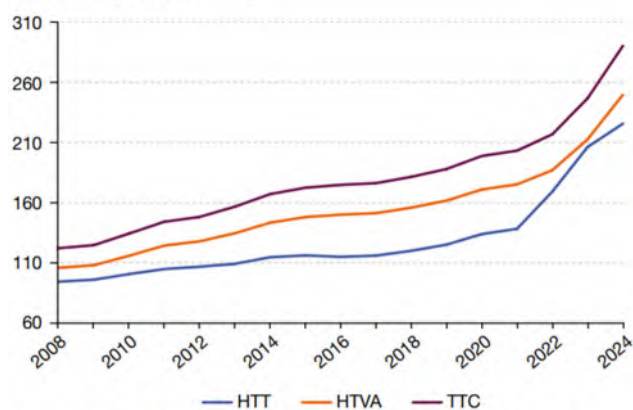
Source : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité

1.3. Montant moyen de la facture d'électricité TTC pour les entreprises (1^{er} semestre 2025)

PAYS	FACTURE MOYENNE TTC (€/KWH)
Italie	0,364
Allemagne	0,322
Royaume-Uni **	0,311
Suisse*	0,297
Pays-Bas	0,285
Moyenne UE	0,249
Belgique	0,243
France	0,236
Espagne	0,208
Japon *	0,17
Suède	0,126
États-Unis ***	0,096
Norvège	0,092
Chine *	0,084

Source : CRE, d'après données Eurostats, * Global Petrol Prices, ** OFGEM, *** EIA.

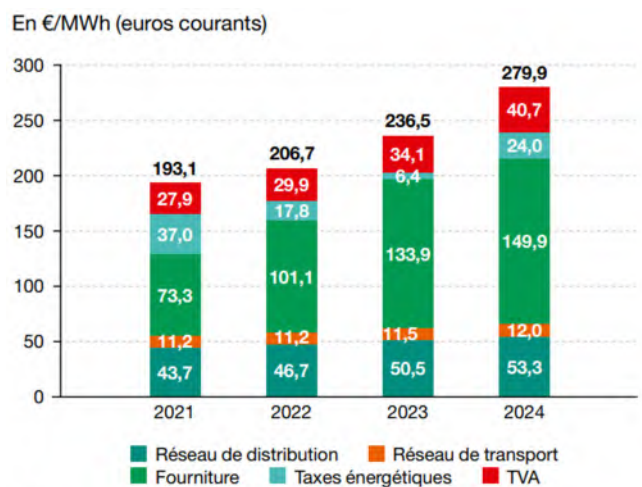
En €/MWh (euros courants)



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

Source : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité

1.4. Décomposition du prix TTC de l'électricité pour les ménages en France entre 2021 et 2024



Notes : les taxes énergétiques incluent l'accise sur l'électricité, la contribution tarifaire d'acheminement et, avant 2023, les taxes locales à la consommation finale d'électricité (TLCFE).
Le prix n'inclut pas le chèque énergie.

Source : SDES, enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité

2. Règles relatives à la fixation des prix

2.1. Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité – Article 3 Principes relatifs au fonctionnement des marchés de l'électricité

Les États membres, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les opérateurs du marché et les gestionnaires délégués veillent à ce que les marchés de l'électricité soient exploités conformément aux principes suivants :

- a) les prix sont formés sur la base de l'offre et de la demande ;
- b) les règles du marché encouragent la formation libre des prix et évitent les actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande ;
- c) les règles du marché facilitent le développement d'une production plus flexible, d'une production durable sobre en carbone et d'une demande plus flexible ;
- d) les consommateurs ont la possibilité de bénéficier des débouchés commerciaux et d'une concurrence accrue sur les marchés de détail et sont habilités à participer en tant qu'acteurs du marché au marché de l'énergie et à la transition énergétique ;
- e) les clients finals et les petites entreprises peuvent participer au marché moyennant l'agrégation de la production de plusieurs installations de production d'électricité ou de la charge de plusieurs installations de consommation, afin de mettre sur le marché de l'électricité des offres conjointes et de faire l'objet d'une exploitation conjointe sur le système électrique, conformément au droit de l'Union en matière de concurrence ;
- f) les règles du marché permettent la décarbonation du système électrique et, partant, de l'économie, y compris en rendant possible l'intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et en fournissant des incitations en faveur de l'efficacité énergétique ;
- g) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements en faveur de la production, en particulier aux investissements à long terme en faveur d'un système électrique décarboné et durable, du stockage d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la participation active de la demande pour répondre aux besoins du marché et facilitent une concurrence équitable et, partant, assurent la sécurité d'approvisionnement ;

- h) les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés ;
- i) les règles du marché prévoient la coopération régionale lorsque celle-ci est efficace ;
- j) la production, le stockage d'énergie et la participation active de la demande sûrs et durables participent au marché sur un pied d'égalité, dans le respect des exigences prévues dans le droit de l'Union ;
- k) tous les producteurs sont directement ou indirectement responsables de la vente de l'électricité qu'ils produisent ;
- l) les règles du marché rendent possible le développement de projets de démonstration en sources d'énergie, technologies ou systèmes durables, sûrs et à faible intensité de carbone qui doivent être réalisés et utilisés au bénéfice de la société ;
- m) les règles du marché créent les conditions propices à l'appel efficient des actifs de production, au stockage d'énergie et à la participation active de la demande ;
- n) les règles du marché permettent l'entrée et la sortie des entreprises de production d'électricité, de stockage d'énergie et de fourniture d'électricité sur la base de l'évaluation réalisée par ces entreprises de la viabilité économique et financière de leurs opérations ;
- o) pour permettre aux acteurs du marché d'être protégés, sur la base du marché, contre les risques liés à la volatilité des prix, et d'atténuer les incertitudes concernant les futurs retours sur investissement, les produits de couverture à long terme sont négociables au sein de bourses de manière transparente et des contrats d'approvisionnement en électricité à long terme sont négociables de gré à gré, pour autant que soit respecté le droit de l'Union en matière de concurrence ;
- p) les règles du marché facilitent l'échange de produits dans toute l'Union et les changements réglementaires prennent en compte les effets, tant à court terme qu'à long terme, sur les marchés et les produits à terme ;
- q) les acteurs du marché ont le droit d'obtenir l'accès aux réseaux de transport et aux réseaux de distribution dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

2.2. Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE – Article 5 Prix de fourniture basés sur le marché

1. Les fournisseurs sont libres de déterminer le prix auquel ils fournissent l'électricité aux clients. Les États membres prennent des mesures appropriées pour assurer une concurrence effective entre les fournisseurs.
2. Les États membres assurent la protection des clients résidentiels vulnérables et en situation de précarité énergétique en vertu des articles 28 et 29 grâce à une politique sociale ou par d'autres moyens que des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité.
3. Par dérogation aux paragraphes 1 et 2, les États membres peuvent recourir à des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels vulnérables ou en situation de précarité énergétique. Ces interventions publiques sont soumises aux conditions énoncées aux paragraphes 4 et 5.
4. Les interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité :
 - a) poursuivent un objectif d'intérêt économique général et ne vont pas au-delà de ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif d'intérêt économique général ;
 - b) sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables ;
 - c) garantissent aux entreprises d'électricité de l'Union un égal accès aux clients ;

d) sont limitées dans le temps et proportionnées en ce qui concerne leurs bénéficiaires ;

e) n'entraînent pas de coûts supplémentaires pour les acteurs du marché d'une manière discriminatoire.

5. Tout État membre qui met en œuvre des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité conformément au paragraphe 3 du présent article respecte également l'article 3, paragraphe 3, point d), et l'article 24 du règlement (UE) 2018/1999, que l'État membre concerné ait ou non un nombre significatif de ménages en situation de précarité énergétique.

6. Dans le but d'assurer une période transitoire permettant d'établir une concurrence effective entre les fournisseurs pour les contrats de fourniture d'électricité et de parvenir à une fixation pleinement effective des prix de détail de l'électricité fondée sur le marché conformément au paragraphe 1, les États membres peuvent mettre en œuvre des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels et aux microentreprises qui ne bénéficient pas d'interventions publiques en vertu du paragraphe 3.

7. Les interventions publiques effectuées en vertu du paragraphe 6 respectent les critères énoncés au paragraphe 4 et :

a) sont assorties d'un ensemble de mesures permettant de parvenir à une concurrence effective et d'une méthode d'évaluation des progrès en ce qui concerne ces mesures ;

b) sont fixées à l'aide d'une méthode garantissant un traitement non discriminatoire des fournisseurs ;

c) sont établies à un prix supérieur aux coûts, à un niveau permettant une concurrence tarifaire effective ;

d) sont conçues de façon à réduire au minimum tout impact négatif sur le marché de gros de l'électricité ;

e) garantissent que tous les bénéficiaires de telles interventions publiques ont la possibilité de choisir des offres du marché concurrentielles et qu'ils sont directement informés, au moins tous les trimestres, de l'existence d'offres et des économies possibles sur le marché concurrentiel, en particulier en ce qui concerne les contrats d'électricité à tarification dynamique, et garantissent que ceux-ci bénéficient d'une assistance pour passer à une offre fondée sur le marché ;

f) garantissent que, en vertu des articles 19 et 21, tous les bénéficiaires de telles interventions publiques ont le droit de disposer de compteurs intelligents installés sans frais préalables supplémentaires pour le client et se voient proposer une telle installation, sont directement informés de la possibilité d'installer des compteurs intelligents et bénéficient de l'assistance nécessaire ;

g) ne se traduisent pas par des subventions croisées directes entre les clients fournis aux prix du marché libre et ceux fournis aux prix de fourniture réglementés.

8. Les États membres notifient à la Commission les mesures prises conformément aux paragraphes 3 et 6 au plus tard un mois après leur adoption et peuvent les appliquer immédiatement. La notification est accompagnée d'une explication quant aux raisons pour lesquelles d'autres instruments n'étaient pas suffisants pour atteindre l'objectif poursuivi, quant à la manière dont les exigences énoncées aux paragraphes 4 et 7 ont été respectées et quant aux effets des mesures notifiées sur la concurrence. La notification précise qui sont les bénéficiaires, la durée des mesures et le nombre de clients résidentiels touchés par les mesures, et elle explique la manière dont les prix réglementés ont été fixés.

9. Au plus tard le 1er janvier 2022 et le 1er janvier 2025, les États membres présentent des rapports à la Commission sur la mise en œuvre du présent article, la nécessité et la proportionnalité des interventions publiques effectuées au titre du présent article, ainsi qu'une évaluation des progrès accomplis vers la mise en place d'une situation de concurrence effective entre les fournisseurs et dans la transition vers des prix fondés sur le marché. Les États membres qui appliquent des prix réglementés conformément au paragraphe 6 font rapport sur le respect des conditions énoncées au paragraphe 7, y compris sur le respect des règles par les fournisseurs qui sont tenus de mettre en œuvre de telles interventions, ainsi que sur l'impact des prix réglementés sur les finances desdits fournisseurs.

10. Au plus tard le 31 décembre 2025, la Commission réexamine la mise en œuvre du présent article visant à parvenir à une fixation des prix de détail de l'électricité fondée sur le marché, et présente un rapport sur cette mise en œuvre au Parlement européen et au Conseil assorti ou suivi, s'il y a lieu, d'une proposition législative. Cette proposition législative peut comprendre une date de fin pour les prix réglementés.

2.3. Articles L. 337-4 à L. 337-8 du code de l'énergie

Article L337-4

La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs réglementés de vente d'électricité. La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions. Les tarifs sont publiés au Journal officiel.

Pendant une période transitoire s'achevant le 7 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Article L337-5

Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts mentionnés à l'article L. 337-6.

Article L337-6

Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2. En outre, les tarifs réglementés sont établis de manière à ce que le produit total qu'ils procurent couvre, pour l'année en cause et les deux années qui précèdent, l'ensemble des coûts de l'activité de fourniture d'électricité à ce titre. Ce produit total est apprécié, s'il y a lieu, en prenant en compte les sommes perçues en compensation de la fixation des tarifs réglementés à un niveau inférieur à celui résultant de l'application du présent alinéa.

Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.

Article L337-7

I. - Les tarifs réglementés de vente d'électricité mentionnés à l'article L. 337-1 bénéficient, à leur demande :

1° Aux consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ;

2° Aux consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros.

II. - Pour la souscription d'un nouveau contrat aux tarifs réglementés, les clients non domestiques attestent préalablement qu'ils remplissent les critères d'éligibilité mentionnés au 2° du I et portent la responsabilité du respect de ces critères d'éligibilité pour leur contrat d'alimentation.

III. - Les clients finals non domestiques qui disposent d'un contrat aux tarifs réglementés de vente d'électricité sont tenus de le résilier dès lors qu'ils ne respectent plus les critères mentionnés au 2° du I et portent la responsabilité du respect de ces critères d'éligibilité pour leur contrat d'alimentation.

Article L337-8

Les tarifs réglementés de vente de l'électricité mentionnés au même article L. 337-1 bénéficient, à leur demande, aux consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leurs sites situés dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

2.4. CRE Rapport d'évaluation des tarifs réglementés de vente d'électricité 7 novembre 2024 (pp. 2-3)

L'intervention publique par la fixation de tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) constitue une dérogation au principe de libre détermination du prix de fourniture de l'électricité au consommateur inscrit au paragraphe 1 de l'article 5 de la Directive 2019/944. Dans ce cadre, le recours à des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité est autorisé sous plusieurs conditions, en particulier celle de poursuivre un objectif d'intérêt économique général tel que la stabilité des prix ou la contribution à la sécurité d'approvisionnement.

L'article 5 de la directive (UE) 2019/944 prévoit qu'au plus tard le 1er janvier 2022 puis le 1er janvier 2025, les États membres présentent des rapports à la Commission européenne portant sur la mise en œuvre des TRVE, la proportionnalité des interventions publiques effectuées, ainsi qu'une évaluation des progrès accomplis vers la mise en place d'une situation de concurrence effective. Ces dispositions ont été transposées à l'article L.337-9 du code de l'énergie aux termes duquel les ministres chargés de l'économie et de l'énergie évaluent, avant le 1er janvier 2025, puis tous les cinq ans, le dispositif des TRVE, sur le fondement de deux rapports réalisés par l'Autorité de la concurrence et par la CRE.

La CRE a rendu en juin 2021 un premier rapport dans lequel elle a conclu que les TRVE tels que mis en œuvre en 2021 étaient compatibles avec le bon fonctionnement du marché de détail français de l'électricité au bénéfice des consommateurs. Le présent rapport constitue, pour l'échéance de 2025, le rapport d'évaluation par la CRE des TRVE tel que prévu par l'article L. 337-9 du code de l'énergie.

Au regard des événements des trois dernières années ayant eu un impact majeur sur le rôle des TRVE dans le marché de détail français, les conclusions du rapport de 2021 doivent être actualisées.

Bien que certaines analyses du rapport de juin 2021 restent valables, la crise énergétique survenue depuis et la fin de l'ARENH à partir de 2026, ainsi que les évolutions du marché de l'électricité survenues depuis trois ans et à venir, apportent des éléments nouveaux, qui nécessitent d'actualiser les conclusions du rapport de 2021.

La CRE s'est particulièrement attachée dans ce nouveau rapport à analyser l'impact et le rôle des TRVE sur le marché de détail au regard de ces nouveaux paramètres. Elle a par ailleurs cherché à apprécier le rôle des TRVE dans un contexte de besoin accru de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans le contexte de la transition énergétique. Elle s'est appuyée pour établir ses analyses sur une consultation des acteurs sous forme de tables rondes : fournisseurs alternatifs, associations de consommateurs et fournisseurs historiques.

Au sortir de la crise et à la veille de la fin de l'ARENH, la CRE estime que le rôle majeur des TRVE pour les consommateurs n'est pas remplaçable à court terme. La CRE recommande de les maintenir pour les 5 prochaines années.

A ce jour, les TRVE constituent une offre majeure sur le marché de détail de l'électricité en France, tant en raison du nombre de foyers souscrivant cette offre (59 % des sites résidentiels) que par leur influence sur les offres de marché (offres indexées).

Les fournisseurs alternatifs estiment que la part de marché des TRVE sur le segment des résidentiels et des petits professionnels contraint leur développement. Ils constatent un immobilisme des clients du portefeuille TRVE qui ne leur permet de se développer que sur environ la moitié du marché. Les associations de consommateurs soulignent à l'inverse le besoin pour les consommateurs de disposer d'une telle offre, qui offre une protection contre la volatilité et sert de standard dans un marché complexe et difficile à percevoir.

Une suppression à court terme des TRVE impliquerait nécessairement un bouleversement sur ce segment de marché, s'ajoutant à l'instabilité liée à la sortie de crise et à la perspective de la fin de l'ARENH. La CRE considère que les conditions ne sont pas réunies pour envisager un tel changement ces cinq prochaines années.

En effet, la CRE estime que les TRVE constituent à ce jour la seule incitation à proposer sur le marché de détail des offres dont le prix est lissé sur une longue période. Les offres à prix lissé, qui ont atténué le choc de la crise de l'énergie sans permettre à elles seules de protéger les consommateurs de la très forte hausse des prix, restent plébiscitées par les associations de consommateurs alors que la facture d'électricité peut représenter une part importante des factures des particuliers et des petits professionnels. Le risque de disparition d'offres dont la stratégie de couverture des prix intègre un lissage sur 24 mois dans un monde sans TRVE constitue un élément clé pour justifier leur maintien dans les 5 prochaines années, alors que la facture des consommateurs va être davantage exposée aux variations des prix de gros avec la fin de l'ARENH.

Les TRVE jouent également un rôle directeur dans la structuration des offres du marché de détail. Ainsi, alors que le besoin de flexibilité de la demande va s'accroître, les options tarifaires des TRVE (options HP/HC et Tempo) et leurs évolutions à venir (y compris les évolutions envisagées sur l'option Base), assurent le maintien d'un gisement de flexibilité important, dont la mobilisation apparaît plus incertaine sans TRVE, ce qui contribue à la sécurité d'approvisionnement. La CRE n'identifie pas à ce stade d'autres mécanismes opérants susceptibles de remplir un rôle analogue.

Enfin, lors des tables rondes menées par la CRE dans le cadre de la rédaction de ce rapport, certains autres rôles joués par les TRVE ont été mis en avant : offre de dernier recours, vecteur de confiance. La CRE considère que ces aspects ne constituent pas en eux-mêmes une justification au maintien des TRVE et pourraient être remplacés par d'autres mécanismes à moyen terme.

Les caractéristiques des TRVE permettent de limiter leur impact sur le marché de détail français. Le maintien des TRVE pour les cinq prochaines années est donc compatible avec le bon fonctionnement du marché de détail.

Les TRVE sont construits de sorte à respecter le principe de « contestabilité », sans induire de rémunération induue pour les fournisseurs historiques. Par la construction d'options tarifaires structurellement simples et répliquables par les fournisseurs alternatifs par le moyen de la méthode d'empilement des coûts, la CRE garantit que la régulation des TRVE est compatible avec le bon fonctionnement du marché de détail. La méthode de construction déterminée par la CRE a d'ailleurs été validée à plusieurs reprises par le Conseil d'Etat.

En pratique, la méthode assure que les TRVE reflètent les coûts de fourniture d'électricité d'un fournisseur efficace, en répliquant les conditions d'approvisionnement auxquelles il est soumis et en couvrant les risques qu'il supporte en commercialisant des offres qui répliquent les TRVE. La CRE améliore cette méthode continuellement pour répondre aux évolutions du marché et du cadre réglementaire, de façon transparente et après consultation publique.

La méthode de construction des TRVE offre donc un espace économique aux fournisseurs pour se développer et proposer des offres innovantes. Les compteurs évolués et les outils modernes de pilotage permettent aux fournisseurs de proposer des offres innovantes d'un point de vue tarifaire grâce notamment aux calendriers fournisseurs. Les fournisseurs signalent à juste titre que proposer une offre innovante alors que les offres peu différenciées, dont les TRVE, sont largement dominantes expose les fournisseurs à des risques plus élevés. Toutefois, la suppression des TRVE ne saurait lever tous les freins à l'innovation.

Le périmètre d'éligibilité des TRVE récemment élargi par la loi n° 2024-330 du 11 avril 2024, en supprimant le plafond de 36 kVA pour la puissance souscrite des sites, est compatible avec la Directive (UE) 2019/944. En raison des caractéristiques du segment des clients de plus de 36 kVA éligibles aux TRVE, la CRE considère nécessaire de limiter les allers-retours de court terme entre les TRVE et les offres de marché. La mise en place d'indemnités de résiliation anticipée (IRA) sur les TRVE n'étant pas possible, la CRE recommande l'interdiction de retour aux TRVE des clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA et qui ont quitté les TRVE moins d'un an auparavant.

3. Délibération n° 2025-180 de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025

Niveau des charges à compenser

Par la présente délibération, la CRE procède à l'évaluation annuelle des charges à compenser en 2026, qui s'élèvent à 12,94 Mds€. Elles sont principalement fondées sur les charges prévisionnelles au titre de 2026, à hauteur de 12,96 Mds€. Elles intègrent également les régularisations de charges au titre de 2024 et de 2025 s'agissant des opérateurs en zones non-interconnectées, le recouvrement par EDF de montants au titre des compléments de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2024, les régularisations sur les années antérieures à 2024 (reliquats), les frais financiers et les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de EEX.

Tableau 1 : Evaluation des charges à compenser en 2026

		Evaluation en juillet 2025
Charges hors boucliers tarifaires et amortisseur (M€)	Charges au titre de 2026	12 960,3
	Régularisation 2025 (ZNI)	283,2
	Régularisation 2024 (ZNI)	51,6
	Reliquats antérieurs 2024	-254,0
	Complément de prix ARENH	-110,3
	Frais financiers 2024	0,7
	TOTAL	12 931,5
Charges boucliers tarifaires et amortisseur (M€)	Reliquats antérieurs à 2024	36,5
	Frais financiers 2024	-29,4
	TOTAL	7,1
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignations et EEX		0,7
TOTAL des charges à compenser en 2026⁵		12 939,4

La CRE réalise également une réévaluation des charges à compenser en 2025, qui s'établissent à 10,9 Mds€. Cette réévaluation est fondée principalement, pour les opérateurs en France hexagonale ainsi que dans les collectivités de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, sur :

- les charges prévisionnelles au titre de 2025, dont la prévision est mise à jour ;
- la régularisation des charges au titre de 2024 (avec la prise en compte du calcul des charges constatées au titre de 2024).

Les charges à compenser en 2025 intègrent aussi les écarts de recouvrement constatés en 2024 (notamment le recouvrement par EDF de montants au titre des compléments de prix ARENH CP1 et CP2 portant sur l'année 2023), ainsi que les régularisations sur les années antérieures à 2023 (reliquats), les frais financiers et les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de EEX.

Le 11 juillet 2024, la CRE avait procédé à une première évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2025 : elles s'élevaient alors à 8,9 Mds€. Par la délibération du 5 décembre 2024. Cette évaluation a été modifiée uniquement pour les opérateurs supportant des charges liées aux boucliers tarifaires et amortisseurs, et a abouti à une augmentation de 0,01 Md€ les charges à compenser en 2025.

Tableau 2 : Evaluation des charges à compenser en 2025

		1ère évaluation en 2024	Réévaluation en juillet 2025
Charges hors boucliers tarifaires et amortisseur	Charges au titre de 2025	9 526,0	11 349,3
	Régularisation 2024		376,2
	Reliquats antérieurs à 2023	-21,2	-21,2
	Complément de prix ARENH	-555,6	-554,8
	Défaut de recouvrement 2024		0,2
	Frais financiers 2023	-74,2	-74,2
	TOTAL	8 875,1	11 075,5
Charges boucliers tarifaires et amortisseur	Charges au titre de 2025		0,0
	Régularisation 2024		-207,2
	Reliquats antérieurs à 2023	52,5	52,5
	Défaut de recouvrement 2024		-17,7
	Frais financiers 2023	3,8	3,8
	TOTAL	56,2	-168,6
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignations et EEX		0,1	0,6
TOTAL des charges à compenser en 2025¹¹		8 931,4	10 907,5

Dynamique d'évolution du niveau des charges à compenser en 2025 par rapport à la première évaluation réalisée en 2024, ainsi qu'entre 2025 et 2026

Nouvelle prévision 2025

L'augmentation des charges à compenser en 2025, par rapport à la première évaluation, est largement portée par une baisse des prix de marché plus importante qu'estimée dans le cadre de la première évaluation réalisée par la CRE en 2024, sur la base des cotations de prix à terme observables. L'effet de l'augmentation des prévisions de volumes soutenus et des tarifs d'achat ou de référence est moindre.

Du fait de cette baisse, les charges liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en France hexagonale au titre de 2025 (6,9 Mds€) reviennent in fine à un niveau de l'ordre de celui constaté au titre de 2020 avant la crise (6,4 Mds), avec un volume soutenu en progression entre 2020 (72 TWh) et 2025 (81 TWh).

Prévision 2026

Les charges à compenser en 2026 sont estimées à un niveau plus élevé de 2,0 Mds€ par rapport à la nouvelle estimation des charges à compenser en 2025. Cette évolution est portée par deux facteurs principaux :

- la hausse des volumes soutenus notamment s'agissant des charges de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel qui augmentent de 9 TWh en un an au titre de 2026 par rapport à 2025 en France métropolitaine ;
- une hypothèse de prix de marché durablement bas et une grande volatilité des prix de marché selon les moments de la journée qui, par différentiel entre le tarif de soutien et la valorisation de l'énergie vendue sur les marchés, induisent un coût de soutien supérieur au titre de 2026 par rapport à 2025.

4. Réforme du financement des charges de service public de l'énergie (Guide 2025 sur la fiscalité des énergies ; pp. 9-10)

Focus sur la période 2016 – août 2025 et le financement des charges de service public de l'énergie

La réforme du financement des charges de service public de l'énergie introduite par la [loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015](#) comportait deux volets principaux :

- Les charges de service public de l'électricité et du gaz sont désormais inscrites au budget de l'Etat (programme "service public de l'énergie" et compte d'affectation spéciale "transition énergétique"), ce qui permet à la fois de renforcer le pouvoir de contrôle du Parlement et améliore la transparence sur les charges ;
- L'ancienne « contribution au service public de l'électricité » a été fusionnée avec la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), accise préexistante sur l'électricité. Son tarif est fixé à 22,5 €/MWh depuis 2016. Les exonérations ont également été revues : les anciens plafonnements de CSPE ont disparu au profit de tarifs réduits pour certains types d'utilisation de l'électricité (installations industrielles électro-intensives, transport de personnes et de marchandises par train, métro, tramway, câble et trolley-bus, etc.), en conformité avec la directive 2003/96/CE sur la taxation de l'énergie, avec l'objectif de minimiser l'impact de la réforme pour les consommateurs.

Entre le 1^{er} janvier 2017 et jusqu'au 31 décembre 2020, les énergies renouvelables électriques et gaz n'ont plus été financées par la CSPE ni la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel, mais par la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques et par la taxe intérieure de consommation sur les charbons via l'affectation d'une partie des recettes de ces taxes (6,9 Mds €) au compte d'affectation spéciale

« Transition énergétique » (CAS TE). Ainsi, seuls les produits énergétiques carbonés finançaient la transition énergétique, et non plus l'électricité, elle-même largement décarbonée en France.

5. Bouclier tarifaire 2022-2025

5.1. [Guide 2025 sur la fiscalité des énergies](#) (p. 14) : Minoration exceptionnelle de l'accise sur l'électricité (1^{er} février 2022 – 31 décembre 2025).

a. Entre le 1^{er} février 2022 et le 31 janvier 2024

Dans un contexte de forte hausse des prix de l'énergie et conformément à l'annonce du Premier ministre du 30 septembre 2021 introduisant un bouclier tarifaire, l'article 29 de la loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022 a mis en place un « bouclier tarifaire ». L'objectif était de contenir la hausse des prix de l'électricité à 4% du tarif réglementé de vente de l'électricité applicable au 1^{er} août 2021 à un niveau inchangé jusqu'au 31 janvier 2022.

Cet article prévoyait ainsi, du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023, la minoration de l'accise sur l'électricité (minoration des tarifs applicables au 1^{er} janvier 2022), dans la limite des minima fixés par la directive sur la taxation de l'énergie, soit 0,5 €/MWh pour les professionnels et 1 €/MWh pour les particuliers. Cette minoration concerne tous les consommateurs, particuliers et professionnels.

Compte tenu de la poursuite de la hausse des prix de l'électricité dans un contexte de crise énergétique marqué en particulier par l'agression de l'Ukraine par la Russie, la minoration exceptionnelle de l'accise sur l'électricité a été prolongée jusqu'au 31 janvier 2024.

Les tarifs de l'accise sur l'électricité résultant de cette minoration ont été fixés par l'article 64 de la loi n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023.

b. Entre le 1^{er} février 2024 et le 31 janvier 2025.

La loi de finances pour 2024 a prolongé, pour un an la minoration exceptionnelle de l'accise sur l'électricité, dans les mêmes conditions que ce qui avait déjà été décidé pour les années 2022 et 2023.

Toutefois, le II de l'article 92 de cette même loi a prévu, pour les consommations qui relèvent des tarifs normaux la possibilité d'une majoration uniforme de ces tarifs, par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et du budget, dans la limite d'une augmentation des tarifs réglementés de vente de 10% au 1^{er} février 2024.

L'arrêté du 25 janvier 2024 a décidé d'une majoration uniforme de 20 €/MWh des tarifs réduits de la catégorie d'imposition normale sur l'électricité.

c. Entre le 1^{er} février 2025 et le 31 décembre 2025.

Le VI de l'article 20 de la loi de finances pour 2025 prévoit la prolongation, jusqu'au 31 décembre 2025, de l'application du tarif de 0,5 €/MWh à l'ensemble des entreprises bénéficiant du régime de l'électro-intensité prévu aux articles L. 312-70 à L. 312-73. Cette disposition transitoire n'a pas vocation à se poursuivre au-delà du 31 décembre 2025. Dès le 1^{er} janvier 2026, la nouvelle grille tarifaire simplifiée, prévue à l'article 21 de la loi de finances pour 2025, s'appliquera aux consommations des entreprises grandes consommatrices d'électricité.

5.2. Coût des mesures de soutien aux consommateurs sur les prix de l'électricité et du gaz

Millions d'euros (M€)		2021	2022	2023	2024 (p ³)	Total
CSPE (P345)	Bouclier électricité individuel			19 212	0	20 081
	dont résidentiels		869	16 404	0	
	dont professionnels			1 786	0	
	dont tarifs de cession			1 023	0	
	Montant redevable Bouclier électricité individuel 2022			-930		-930
	dont résidentiels			-851		
	dont professionnels			-79		
	Bouclier gaz individuel	340	3 164	1 336	0	4 840
	Amortisseur électricité dont garantie 280€ pour TPE avec puissance souscrite > 36 kVA (= suramortisseur)			1 880	356	2 236
	Recettes CSPE EnR électriques		-1 855	-3 995		-5 849
Total dispositifs CSPE		340	2 178	17 503	356	20 378
Dispositifs d'aides P345 hors CSPE	Bouclier gaz collectif		1 341	330 (p)	275	1 946
	Bouclier électricité collectif		58	650 (p)	210	918
	Mesure électromobilité			3 (p)	1	4
	Garantie 280€ pour TPE avec puissance souscrite ≤ 36 kVA (guichet ASP)			42 (p)	15	57
	Total dispositifs d'aides P345 hors CSPE	0	1 399	1 025	501	2 925
Autres dispositifs hors P345 ³	Contribution sur les rentes inframarginales		-400	-300 (p)	-100	-800
	Hausse des redevances hydroélectriques	-100	-200	-400 (p)	-1 000	-1 700
	Baisse de l'accise électricité estimation (ex TICFE)		6 300	8 800 (p)	4 000	19 100
	Total dispositifs hors P345	-100	5 700	8 100	2 900	16 600
Total coût net pour finances publiques		240	9 277	26 628	3 757	39 902

Source : Comité de gestion des charges de service public de l'électricité. Les chiffres de la rubrique « Autres dispositifs hors P345 » sont provisoires.

Tableau cité dans : Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, P. Bolo et M. Laisney, Rapport d'information n° 145 sur le prix de l'électricité, la compétitivité des entreprises et l'action de l'État, 10 octobre 2025.

6. Cour des comptes, Rapport « Les mesures exceptionnelles de lutte contre la hausse des prix de l'énergie », mars 2024 (extraits)

P. 115 : **Conclusion générale** : À la fin de l'année 2023, les prix à terme de l'électricité pour livraison 2025 sont repassés sous les 90 €/MWh, dans le sillage de prix du gaz revenus sous les 50 €/MWh et des prévisions de disponibilité accrue du parc nucléaire. Ces évolutions laissent penser que la part d'approvisionnement en énergie dans les prix de détail de l'électricité pourrait se rapprocher à cet horizon des niveaux de coûts moyens de production du parc en service, si ces derniers devaient se maintenir autour de 70 à 80 €/MWh. En revanche, rien ne permet de penser qu'à court ou moyen terme, une conjoncture particulière de marché conduirait les prix de gros à des niveaux significativement inférieurs à ces coûts.

Il est donc peu probable que les consommateurs d'électricité et les contribuables français, qui ont supporté l'essentiel des conséquences d'une facturation largement supérieure aux coûts de production nationaux en 2022, 2023 et probablement 2024, puissent bénéficier spontanément d'une situation inverse. Les marges bénéficiaires correspondantes, chez les acteurs du marché de gros, et que l'État n'aura pas su capter d'ici fin 2024, seront définitivement acquises à ces derniers, financées par des prix de détails trop élevés et un creusement des déficits publics.

Ce constat est celui de l'échec, en pratique, des dispositifs réglementaires de la loi NOME à contenir les effets d'une flambée des prix de gros de l'électricité, et de l'incapacité des mesures exceptionnelles, et en particulier de la contribution sur les rentes infra-marginales (CRI), à corriger suffisamment les effets de transferts entre les consommateurs et les acteurs du marché de gros.

Or, pour réguler les marchés de l'électricité, et plus précisément la production du parc nucléaire, après 2025, les pistes envisagées par le gouvernement, et soumises fin 2023 à consultation publique, s'inspirent fortement de la combinaison, mise en œuvre lors de la crise, d'une taxation du revenu des producteurs et d'une baisse administrée des prix de détail. Néanmoins, contrairement à la CRI et au bouclier tarifaire, élaborés et mis en œuvre dans l'urgence, ce nouveau cadre de régulation peut bénéficier d'une maturation plus approfondie, à l'occasion de la consultation publique lancée fin 2023 et des discussions qui auront lieu au Parlement sur les aspects législatifs des dispositifs envisagés. Ce temps d'élaboration doit être mis à profit pour évaluer de façon préalable la capacité du nouveau cadre, dans ses principes et ses modalités de mise en œuvre, à répondre aux objectifs qui lui sont assignés.

Ces objectifs, mentionnés dans le document de consultation publique [sur un nouveau schéma de régulation, ayant abouti au VNU], visent à assurer « une exposition des consommateurs aux coûts complets des installations de production d'électricité » de sorte que « les consommateurs français, ménages et entreprises, puissent bénéficier de prix stables, proches des coûts de production de l'électricité en France ». Les difficultés rencontrées en 2022 et 2023 pour atteindre un objectif de cette nature sans coût net pour l'État invitent dès lors à être particulièrement vigilant sur les modalités d'établissement de l'assiette des revenus de la production nucléaire soumis à taxation mais aussi à assurer la plus grande transparence possible sur le lien entre la fixation des seuils et taux de taxation et le niveau des coûts complets du parc de production.

7. Projet à ce jour non suivi d'effets de révision des tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire produite par les installations d'une puissance crête de plus de 250 kilowatts

7.1. Article 225 - LOI n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021

Le tarif d'achat de l'électricité produite par les installations d'une puissance crête de plus de 250 kilowatts utilisant l'énergie radiative du soleil moyennant des technologies photovoltaïques ou thermodynamiques est réduit, pour les contrats conclus en application des arrêtés du 10 juillet 2006, du 12 janvier 2010 et du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que mentionnées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, à un niveau et à compter d'une date fixés par arrêté des ministres chargés de l'énergie et du budget de telle sorte que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation

et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, n'excède pas une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation. Le projet d'arrêté est soumis pour avis à la Commission de régulation de l'énergie. Cet avis est rendu public. La réduction du tarif tient compte de l'arrêté tarifaire au titre duquel le contrat est conclu, des caractéristiques techniques de l'installation, de sa localisation, de sa date de mise en service et de ses conditions de fonctionnement.

Sur demande motivée d'un producteur, les ministres chargés de l'énergie et du budget peuvent, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, fixer par arrêté conjoint un niveau de tarif ou une date différents de ceux résultant de l'application du premier alinéa du présent article, si ceux-ci sont de nature à compromettre la viabilité économique du producteur, notamment en tenant compte des spécificités de financement liées aux zones non interconnectées, sous réserve que celui-ci ait pris toutes les mesures de redressement à sa disposition et que les personnes qui le détiennent directement ou indirectement aient mis en œuvre toutes les mesures de soutien à leur disposition, et dans la stricte mesure nécessaire à la préservation de cette viabilité. Dans ce cas, les ministres chargés de l'énergie et du budget peuvent également allonger la durée du contrat d'achat, sous réserve que la somme des aides financières résultant de l'ensemble des modifications soit inférieure à la somme des aides financières qui auraient été versées dans les conditions initiales. Ne peuvent se prévaloir du présent alinéa les producteurs ayant procédé à des évolutions dans la structure de leur capital ou dans leurs modalités de financement après le 7 novembre 2020, à l'exception des mesures de redressement et de soutien susmentionnées.

Un décret en Conseil d'Etat, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, précise les modalités d'application du présent article.

7.2. Cons. const. décision [n° 2020-813 DC](#) du 28 décembre 2020, *Loi de finances pour 2021*

38. Il est loisible au législateur d'apporter à la liberté contractuelle, qui découle de l'article 4 de la Déclaration de 1789, des limitations liées à des exigences constitutionnelles ou justifiées par l'intérêt général, à la condition qu'il n'en résulte pas d'atteintes disproportionnées au regard de l'objectif poursuivi. Le législateur ne saurait porter aux contrats légalement conclus une atteinte qui ne soit justifiée par un motif d'intérêt général suffisant sans méconnaître les exigences résultant des articles 4 et 16 de la Déclaration de 1789.

39. Les contrats conclus entre 2006 et 2010 l'ont été en considération des tarifs prévus par les arrêtés pris à cet effet. Or les dispositions contestées réduisent ces tarifs, alors que ces contrats sont encore en cours. Elles portent donc atteinte au droit au maintien des conventions légalement conclues.

40. En premier lieu, la baisse importante et rapide des coûts de production des installations photovoltaïques au sol ou sur grande toiture, qui avait été mal anticipée lors de la fixation des conditions tarifaires, a eu pour conséquence une augmentation considérable du profit généré par certaines installations de production d'électricité bénéficiant de ces contrats. En adoptant les dispositions contestées, le législateur a entendu remédier à la situation de déséquilibre contractuel entre les producteurs et les distributeurs d'électricité et ainsi mettre un terme aux effets d'aubaine dont bénéficiaient certains producteurs, au détriment du bon usage des deniers publics et des intérêts financiers de l'État, qui supporte les surcoûts incombant aux distributeurs. Ce faisant, le législateur a poursuivi un objectif d'intérêt général.

41. En second lieu, d'une part, si la réduction tarifaire affecte un élément essentiel des contrats conclus en application des arrêtés précités, le législateur a veillé à ce qu'elle préserve en tout état de cause la rentabilité des installations. En effet, cette réduction devra aboutir à ce que le prix d'achat corresponde à une rémunération raisonnable des capitaux immobilisés, compte tenu des risques inhérents à leur exploitation. À cet égard, la réduction du tarif tient compte de l'arrêté tarifaire au titre duquel le contrat est conclu, des caractéristiques techniques de l'installation, de sa localisation, de sa date de mise en service et de ses conditions de fonctionnement. D'autre part, si les nouveaux tarifs résultant de l'application des dispositions contestées sont de nature à compromettre la viabilité économique du producteur, il est prévu que, sur demande motivée du producteur et sous certaines conditions, les ministres chargés de l'énergie et du budget fixent au cas par cas, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, un niveau de tarif ou une date de prise d'effet de ce tarif différents ou allongent la durée du contrat d'achat.

42. Dès lors, compte tenu du motif d'intérêt général poursuivi et des garanties légales qui précèdent, l'atteinte portée par les dispositions contestées au droit au maintien des conventions légalement conclues n'est pas disproportionnée.

En ce qui concerne le grief tiré de la méconnaissance du principe d'égalité devant la loi :

43. Selon l'article 6 de la Déclaration de 1789, la loi « doit être la même pour tous, soit qu'elle protège, soit qu'elle punisse ». Le principe d'égalité ne s'oppose ni à ce que le législateur règle de façon différente des situations différentes, ni à ce qu'il déroge à l'égalité pour des raisons d'intérêt général, pourvu que, dans l'un et l'autre cas, la différence de traitement qui en résulte soit en rapport direct avec l'objet de la loi qui l'établit.

44. Les dispositions contestées instituent une différence de traitement entre les installations d'une puissance supérieure à 250 kilowatts, auxquelles s'applique la réduction tarifaire, et celles dont la puissance est inférieure ou égale à ce seuil, qui n'y sont pas soumises.

45. Toutefois, comme énoncé au paragraphe 40, en adoptant ces dispositions, le législateur a entendu mettre un terme aux effets d'aubaine excessifs résultant de l'application des tarifs prévus par les arrêtés adoptés entre 2006 et 2010. Or, le législateur a pu considérer que les producteurs dont les installations ont une puissance supérieure à ce seuil ont bénéficié d'une rentabilité significativement supérieure à celle des autres producteurs du fait des économies d'échelle réalisées et des prix d'acquisition des matériels qu'ils ont pu négocier. Dès lors, ils sont placés, au regard de l'objet de la loi, dans une situation différente des autres producteurs. Par ailleurs, la différence de traitement contestée est en rapport direct avec l'objet de la loi.

46. Il résulte de tout ce qui précède que l'article 225, qui ne méconnaît pas non plus la garantie des droits, le principe d'égalité devant les charges publiques ou l'objectif de valeur constitutionnelle d'intelligibilité de la loi, ni aucune autre exigence constitutionnelle, doit être déclaré conforme à la Constitution.

7.3. [Photovoltaïque : le Gouvernement décide de ne pas poursuivre la révision des arrêtés tarifaires de 2006 et de 2010 | Ministères Aménagement du territoire Transition écologique](#) (communiqué de presse, 23 juin 2023, extraits)

(...) L'article 225 de la loi 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 loi de finances prévoyait la révision des contrats photovoltaïques entre 2006 et 2010 pour certains producteurs.

Les décrets et arrêtés du 26 octobre 2021 précisant les modalités de mise en œuvre de cette disposition de la loi de finances pour 2021, ont fait l'objet de recours devant le Conseil d'Etat.

Par une décision en date du 27 janvier 2023, le Conseil d'Etat a annulé l'arrêté du 26 octobre 2021 mettant en œuvre cette décision.

Le Gouvernement prend acte de cette décision du Conseil d'Etat et décide de ne pas poursuivre la révision de ces contrats photovoltaïques. Les producteurs concernés se verront donc individuellement notifier la poursuite de leur tarif historique à compter de la date de la décision du Conseil d'Etat.

7.4. [Projet de loi de finances pour 2026](#), Article 69 : Déplafonnement des primes négatives des contrats d'énergie renouvelable et révision des tarifs de certains contrats de production photovoltaïque

II. – Au premier alinéa de l'article 225 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 :

1° Les mots : « et à compter d'une date fixés » sont remplacés par le mot : « fixé » ;

2° Après la dernière phrase, il est ajouté une phrase ainsi rédigée : « La date d'effet des mesures réglementaires prises sur le fondement du présent article est fixée au 1er janvier 2025. »

8. Les tentatives de déplafonnement des primes négatives des contrats d'énergie renouvelable

8.1. Cons. constitutionnel, décision [n° 2023-1065 QPC](#) du 26 octobre 2023, *Association France énergie éolienne et autres [Déplafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables]*

1. L'article 38 de la loi du 16 août 2022 mentionnée ci-dessus prévoit :
« Le présent article s'applique à tous les contrats offrant un complément de rémunération conclus en application des articles L. 311-12 et L. 314-18 du code de l'énergie qui prévoient une limite supérieure aux sommes dont le producteur est redevable lorsque la prime à l'énergie mensuelle est négative.

« À compter du 1^{er} janvier 2022 inclus, par dérogation à l'article R. 314-49 du même code, dans sa rédaction antérieure au décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021 relatif à l'obligation de transmission d'une attestation de conformité aux prescriptions mentionnées à l'article R. 311-43 du code de l'énergie et portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative à la production d'électricité et à la vente de biogaz et aux cahiers des charges mentionnés à l'article L. 311-10-1 dudit code, les contrats mentionnés au premier alinéa du présent article sont ainsi modifiés :

« 1 ° Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget détermine, pour chaque année comprise entre 2022 et la date de fin des contrats, un prix seuil. Le projet d'arrêté est soumis pour avis à la Commission de régulation de l'énergie. Cet avis est rendu public. Lorsque, pour un mois donné, le tarif de référence utilisé pour le calcul du complément de rémunération est supérieur ou égal à ce prix seuil, si la prime à l'énergie mensuelle est négative, le producteur est redevable de la somme correspondante pour l'énergie produite et celle-ci n'est pas comptabilisée au titre des montants perçus et versés par le producteur ;

« 2 ° Lorsque, au contraire, le tarif de référence est strictement inférieur au prix seuil, alors, pour le mois considéré :

« a) Si le prix de marché de référence de l'électricité calculé selon les modalités prévues par le contrat est inférieur ou égal au prix seuil, les stipulations prévues par le contrat pour le calcul du complément de rémunération et pour le calcul des montants perçus et versés s'appliquent ;

« b) Si le prix de marché de référence de l'électricité calculé selon les modalités prévues par le contrat est strictement supérieur au prix seuil, les stipulations relatives au calcul du complément de rémunération s'appliquent en considérant que le prix de marché de référence de l'électricité utilisé pour le calcul de la prime est égal au prix seuil. De plus, le producteur est redevable des sommes égales au volume d'électricité injecté sur les réseaux publics d'électricité durant le mois, multiplié par la différence entre le prix de marché de référence, calculé selon les modalités prévues par le contrat, et le prix seuil. Ces sommes ne sont pas comptabilisées au titre des montants perçus et versés par le producteur ». (...) »

7. Le législateur ne saurait porter aux contrats légalement conclus une atteinte qui ne soit justifiée par un motif d'intérêt général suffisant sans méconnaître les exigences résultant des articles 4 et 16 de la Déclaration de 1789.

8. La méconnaissance par le législateur de sa propre compétence ne peut être invoquée à l'appui d'une question prioritaire de constitutionnalité que dans le cas où cette méconnaissance affecte par elle-même un droit ou une liberté que la Constitution garantit.

9. En application des articles L. 311-12 et L. 314-18 du code de l'énergie, les exploitants de certaines installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable peuvent bénéficier d'un contrat offrant un complément de rémunération conclu avec Électricité de France.

10. Les dispositions réglementaires prises pour l'application de ces dispositions prévoient le versement par Électricité de France d'une prime aux producteurs lorsque le prix du marché auquel ils vendent leur production est inférieur au tarif de référence fixé par le contrat ou par arrêté. Elles prévoient, à l'inverse, lorsque le tarif de référence est inférieur au prix du marché, le reversement à Électricité de France par les producteurs du montant correspondant à la différence entre ces deux prix, sous la forme d'une prime négative. Dans ce cas, l'article R. 314-49 du code de l'énergie, dans sa rédaction initiale, prévoyait un plafonnement du reversement de la prime négative à hauteur du montant total des aides perçues depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération.

11. Les dispositions contestées prévoient que, de manière rétroactive, à compter du 1^{er} janvier 2022, pour les contrats en cours qui intégraient un tel plafonnement, le reversement dû à Électricité de France n'est plus, dans

certaines hypothèses, limité au montant total des aides perçues. Ce reversement est calculé en fonction d'un prix seuil, qui est déterminé, chaque année jusqu'à la fin du contrat, par arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget.

12. En modifiant en cours d'exécution les modalités contractuelles déterminant le montant des reversements dus par les producteurs lorsque la prime à l'énergie mensuelle est négative, les dispositions contestées portent atteinte au droit au maintien des conventions légalement conclues.

13. En premier lieu, il résulte des travaux préparatoires de la loi du 17 août 2015 mentionnée ci-dessus que le législateur, en instituant un dispositif de complément de rémunération, a entendu soutenir la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable en assurant aux producteurs une rémunération raisonnable des capitaux investis. Or la très forte augmentation des prix de l'électricité sur le marché à partir de septembre 2021, qui était imprévisible lors de la conclusion de ces contrats, a eu pour conséquence une augmentation considérable du profit généré par les installations de production d'électricité. En adoptant les dispositions contestées, dans un contexte de forte hausse des prix de l'électricité, le législateur a ainsi entendu corriger les effets d'aubaine dont ont bénéficié les producteurs qui ont reçu un soutien public, afin d'atténuer l'effet préjudiciable de cette hausse pour le consommateur final. Ce faisant, il a poursuivi un objectif d'intérêt général.

14. En second lieu, si la modification des modalités de calcul des reversements dus par les producteurs d'électricité bénéficiant d'un complément de rémunération affecte un élément essentiel de leurs contrats, il résulte de l'article L. 314-20 du code de l'énergie que leur est garantie, quelle que soit l'évolution des prix du marché, une rémunération raisonnable des capitaux immobilisés tenant compte des risques inhérents à leur exploitation jusqu'à l'échéance de leur contrat.

15. Ainsi, les dispositions contestées, en ce qu'elles reviennent sur le plafonnement auquel les producteurs pouvaient prétendre en vertu des contrats en cours, ne portent pas une atteinte disproportionnée au droit au maintien des conventions légalement conclues.

16. Toutefois, ces dispositions se bornent à renvoyer à un arrêté ministériel la fixation d'un prix seuil en fonction duquel sont calculés les reversements dus par les producteurs bénéficiant d'un complément de rémunération au titre des contrats en cours d'exécution. En s'abstenant de définir lui-même les critères de détermination de ce prix, le législateur a méconnu l'étendue de sa compétence dans des conditions affectant le droit au maintien des conventions légalement conclues.

17. Dès lors, sans qu'il soit besoin d'examiner les autres griefs, les dispositions contestées doivent être déclarées contraires à la Constitution.

8.2. Cons. constitutionnel, décision [n° 2024-1119/1125 QPC](#) du 24 janvier 2025, *Société TTR Energy et autres [Déplafonnement des avoirs des contrats de complément de rémunération bénéficiant aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables II]*

2. L'article 230 de la loi du 29 décembre 2023 mentionnée ci-dessus prévoit : « Le présent article s'applique à tous les contrats offrant un complément de rémunération conclus en application des articles L. 311-12 et L. 314-18 du code de l'énergie qui prévoient une limite supérieure aux sommes dont le producteur est redevable lorsque la prime à l'énergie mensuelle est négative. (...) »

« À compter du 1er janvier 2022, les contrats mentionnés au premier alinéa du présent article sont ainsi modifiés : lorsque, pour un mois donné, la prime à l'énergie mensuelle est négative, le producteur est redevable de l'intégralité de la somme correspondante pour l'énergie produite ».

8. Le législateur ne saurait porter aux contrats légalement conclus une atteinte qui ne soit justifiée par un motif d'intérêt général suffisant sans méconnaître les exigences résultant des articles 4 et 16 de la Déclaration de 1789.

9. En application des articles L. 311-12 et L. 314-18 du code de l'énergie, les exploitants de certaines installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable peuvent bénéficier d'un contrat offrant un complément de rémunération conclu avec Électricité de France.

10. Les dispositions réglementaires prises pour l'application de ces dispositions prévoient le versement par Électricité de France d'une prime aux producteurs lorsque le prix du marché auquel ils vendent leur production est inférieur au tarif de référence fixé par le contrat ou par arrêté. Elles prévoient, à l'inverse, lorsque le tarif de référence est inférieur au prix du marché, le reversement à Électricité de France par les producteurs du montant correspondant à la différence entre ces deux prix, sous la forme d'une prime négative. Dans ce cas, l'article R.

314-49 du code de l'énergie, dans sa rédaction initiale, prévoyait un plafonnement du reversement de la prime négative à hauteur du montant total des aides perçues depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération.

11. Les dispositions contestées prévoient que, à compter du 1er janvier 2022, les producteurs d'électricité dont les contrats en cours intégraient un tel plafonnement sont tenus de reverser à Électricité de France l'intégralité des sommes correspondant aux primes négatives.

12. En modifiant en cours d'exécution les modalités contractuelles déterminant le montant des versements dus par les producteurs lorsque la prime à l'énergie mensuelle est négative, les dispositions contestées, qui affectent un élément essentiel de ces contrats, portent atteinte au droit au maintien des conventions légalement conclues.

13. Il résulte des travaux préparatoires de la loi du 17 août 2015 mentionnée ci-dessus que le législateur, en instituant un dispositif de complément de rémunération, a entendu soutenir la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable en assurant aux producteurs une rémunération raisonnable des capitaux investis. Or la très forte augmentation des prix de l'électricité sur le marché à partir de septembre 2021, qui était imprévisible lors de la conclusion de ces contrats, a eu pour conséquence une augmentation considérable du profit généré par les installations de production d'électricité. Il ressort des travaux préparatoires de la loi du 29 décembre 2023 que, en adoptant les dispositions contestées, le législateur a entendu corriger les effets d'aubaine dont ont bénéficié, dans un contexte de forte hausse des prix de l'électricité, les producteurs qui ont reçu un soutien public, afin d'atténuer l'effet préjudiciable de cette hausse pour le consommateur final. Ce faisant, il a poursuivi un objectif d'intérêt général.

14. Au regard de cet objectif, le législateur était fondé à supprimer, de façon rétroactive, le plafonnement des primes négatives reversées par les producteurs au cours d'une telle période de forte hausse des prix de l'électricité, dès lors que leur était garantie, en application de l'article L. 314-20 du code de l'énergie, une rémunération raisonnable des capitaux immobilisés tenant compte des risques inhérents à leur exploitation jusqu'à l'échéance de leur contrat.

15. Toutefois, en dépit de cette garantie, les dispositions contestées ont pour effet de priver, jusqu'au terme de l'exécution de leur contrat, les producteurs d'électricité de la totalité des gains de marché dont ils auraient dû bénéficier, une fois reversées les aides perçues au titre du complément de rémunération, dans tous les cas où le prix de marché est supérieur au tarif de référence, que ces gains découlent d'une hausse tendancielle des prix de l'électricité ou d'une hausse imprévisible liée à une crise énergétique.

16. Dès lors, les dispositions contestées portent, au regard de l'objectif poursuivi, une atteinte disproportionnée au droit au maintien des conventions légalement conclues.

17. Par conséquent, sans qu'il soit besoin d'examiner les autres griefs, ces dispositions doivent être déclarées contraires à la Constitution.

8.3. Projet de loi de finances pour 2026, Article 69 : Déplafonnement des primes négatives des contrats d'énergie renouvelable et révision des tarifs de certains contrats de production photovoltaïque

I. – A compter du 1er janvier 2022 et jusqu'au 31 décembre 2050 inclus, les contrats conclus en application des articles L. 311-12 et L. 314-18 du code de l'énergie, offrant un complément de rémunération et prévoyant une limite supérieure aux sommes dont le producteur est redevable lorsque la prime à l'énergie mensuelle est négative, sont modifiés conformément aux dispositions du présent I.

Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget, pris après avis rendu public de la Commission de régulation de l'énergie, détermine, pour chaque année de 2022 à 2050, un prix seuil par filière correspondant à une trajectoire des prix de marché qui pouvait être raisonnablement anticipée par un producteur à la date à laquelle il a soumis une demande de conclusion de contrat en application de l'article L. 314-18 du code de l'énergie ou à la date limite de dépôt des candidatures de la procédure de mise en concurrence mentionnée à l'article L. 311-10 du même code. Cette trajectoire est élaborée à partir des projections retenues dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1 du code de l'énergie au titre des années 2019 à 2033 et dans les dossiers de candidature aux procédures de mise en concurrence dont la date limite de dépôt des candidatures était antérieure au 1er septembre 2021.

Lorsque le tarif de référence prévu dans le contrat pour le calcul du complément de rémunération est supérieur ou égal au prix seuil de l'année considérée, si la prime à l'énergie mensuelle est négative, le producteur est redevable de la totalité de la somme correspondante, quel que soit le montant qu'il a perçu depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération. Cette somme n'est pas comptabilisée au titre des montants perçus et versés par le producteur dans le cadre de l'exécution du contrat.

Lorsque le tarif de référence prévu dans le contrat pour le calcul du complément de rémunération est strictement inférieur au prix seuil de l'année considérée :

1° Si le prix de marché de référence calculé selon les modalités prévues par le contrat est inférieur ou égal au prix seuil, les stipulations contractuelles relatives au complément de rémunération et aux montants perçus et versés par le producteur s'appliquent intégralement ;

2° Si ce prix de marché de référence est strictement supérieur au prix seuil :

a) La prime à l'énergie mensuelle négative est calculée selon les stipulations contractuelles, en considérant que le prix de marché de référence est égal au prix seuil ;

b) Le producteur est redevable de la somme correspondant à la différence entre le prix de marché de référence et le prix seuil, multipliée par le volume d'électricité injecté sur les réseaux publics d'électricité durant le mois considéré. Cette somme n'est pas comptabilisée au titre des montants perçus et versés par le producteur au titre du contrat.

9. Le versement nucléaire universel

9.1. J.-C. Rotoullié et L. Rosenblieh, « A noter également : Fin de l'ARENH et évaluation des coûts complets de production de l'électricité nucléaire historique par la CRE », *Energie, environnement, infrastructures*, novembre 2025, n° 11 (extraits) :

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prendra fin le 31 décembre 2025 en application de l'article L. 336-8 du Code de l'énergie et sera remplacé par un dispositif instauré par la loi de finances pour 2025 : le mécanisme du versement nucléaire universel (VNU). Concrètement, le versement nucléaire universel repose sur deux outils. D'une part, une taxe sur les revenus issus de la vente de l'électricité nucléaire historique, prélevée au-delà de seuils progressifs – dits « *seuil de taxation* » (50 % pour les prix situés entre le coût complet et + 5 à + 25 €/MWh) ; et « *seuil d'écêtement* » (90 % pour les prix situés entre le coût complet et + 35 à + 55 €/MWh). D'autre part, la redistribution des montants collectés à l'ensemble des consommateurs. Ainsi, ce nouveau mécanisme permettra, le cas échéant, de redistribuer aux consommateurs une partie des revenus issus du parc nucléaire. Le versement nucléaire universel repose donc sur une évaluation triennale du coût complet de la production du nucléaire historique (incluant Flamanville, mais hors EPR2) établie par la CRE. La méthodologie utilisée par celle-ci a été encadrée par le décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025. Dans le rapport du 22 septembre 2025, pour la période 2026-2028, le coût complet est évalué à 60,3 €/2026/MWh ; pour la période triennale suivante (2029-2031), le régulateur l'évalue à 63,4 €/2026/MWh. Sur cette base, le régulateur détermine également les revenus attendus du parc nucléaire d'EDF (23,7 Mds€ pour 2026, soit 65,86 €/MWh en moyenne). En définitive, et compte tenu de ce revenu moyen attendu de 65,86 €/MWh, situé dans la partie basse de la fourchette de taxation, la mise en œuvre d'une redistribution au bénéfice des consommateurs apparaît, selon la présidente de la CRE, peu probable en 2026.

9.2. J.-M. Pastor, « Tarification de l'électricité : une future réforme déjà insuffisante », *AJDA* 2025, p. 1846

L'inquiétude est grandissante à mesure que la fin programmée de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh) se rapproche. Un rapport parlementaire, présenté le 9 octobre sur *Le prix de l'électricité, la compétitivité des entreprises et l'action de l'Etat* souligne la nécessité d'« étudier d'autres voies insuffisamment explorées pour maîtriser les prix de l'électricité, qui impliqueraient un rôle accru de l'Etat ». A compter du 1^{er} janvier 2026, le dispositif actuel sera en effet remplacé par un ensemble de dispositifs dits « post-Arenh ». Cette réforme est censée à la fois donner des moyens à EDF pour financer ses investissements, mieux protéger le consommateur et préserver la compétitivité de notre industrie. Sa mise en œuvre repose sur deux grands axes : d'une part, la mise en place d'un versement nucléaire universel (VNU), qui consiste à taxer une partie des revenus d'EDF liés à son parc nucléaire historique et à les redistribuer au consommateur ; d'autre part, le renforcement de la politique contractuelle de moyen et de long terme de l'opérateur. Les premiers éléments de bilan de cette réforme

montrent que celle-ci a pour conséquence d'exposer davantage les consommateurs au marché, le tout avec un mécanisme de VNU d'une grande complexité et qui offre peu de lisibilité. Pour les députés Philippe Bolo et Maxime Laisney, rapporteurs, l'examen au Parlement d'un texte législatif sur les coûts et les prix de l'électricité pour remédier aux défauts du VNU serait un début. Ils remettent également sur la table la révision de la directive Concessions 2014/23/UE pour exclure de son champ d'application les ouvrages hydroélectriques. À défaut, Maxime Laisney est favorable à la mise en place d'une quasi-régie pour maintenir une véritable maîtrise publique du parc hydroélectrique.

