

Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

# L'ORGANISATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

Rapport public thématique

Évaluation de politique publique

Juillet 2022



# Sommaire

<b>Procédure et méthodes .....</b>	<b>7</b>
<b>Synthèse .....</b>	<b>11</b>
<b>Récapitulatif des recommandations .....</b>	<b>29</b>
<b>Introduction.....</b>	<b>31</b>
<b>Chapitre I Une organisation des marchés visant à concilier le cadre européen et les spécificités françaises.....</b>	<b>39</b>
I - Une politique publique qui a dû s'adapter à la libéralisation du secteur électrique européen .....	40
A - Un cadre européen évolutif d'ouverture à la concurrence .....	40
B - En France, la poursuite d'objectifs justifiant le maintien d'une intervention publique.....	47
II - Une construction complexe associant dispositifs de marché et outils d'intervention publique .....	54
A - De nombreuses mesures de régulation et d'intervention publique.....	54
B - Une concurrence limitée sur les marchés de gros et de détail .....	56
<b>Chapitre II Des tarifs réglementés de vente (TRV) dont la stabilité et la proximité avec les coûts de production nationaux sont de moins en moins garanties .....</b>	<b>67</b>
I - Des tarifs réglementés de vente d'électricité dont le champ s'est réduit.....	68
A - Une possibilité de bénéficier de tarifs réglementés progressivement circonscrite .....	68
B - Un maintien des TRV dont la justification repose sur la poursuite de plusieurs objectifs .....	70
C - Des TRV souvent moins avantageux financièrement que les offres de marché .....	72
II - Des TRV dont la stabilité est de moins en moins assurée .....	78
A - Des principes de construction conférant aux TRV une certaine stabilité.....	78
B - Une stabilité des TRV néanmoins affectée par la « réplique » de l'écrêtement de l'ARENH.....	79
C - En Europe, l'absence de lien systématique entre la régulation des prix de détail et la stabilité des prix de l'électricité.....	81
III - Des TRV dont la proximité avec les coûts du parc de production français n'est plus assurée.....	82
A - Des TRV évoluant désormais en fonction des paramètres de l'intervention publique sur les marchés .....	82
B - Une correspondance désormais aléatoire entre le niveau des TRV et les coûts de production .....	87

**Chapitre III Une régulation de la vente d'électricité d'origine nucléaire contestée dans sa mise en œuvre mais ayant permis la couverture des coûts sur la période .....93**

I - Un dispositif de régulation qui a rencontré de nombreuses difficultés de mise en œuvre .....	93
A - Un prix rapidement bloqué .....	93
B - Un volume de demande dépendant fortement des prix de marché .....	97
C - Des premiers bilans modifiés par l'écrêtement .....	100
II - Une régulation peu transparente qui a néanmoins permis de couvrir globalement les coûts de la production électronucléaire .....	102
A - Un besoin d'évaluation de la couverture des coûts du parc nucléaire historique .....	102
B - Des coûts du nucléaire très proches en moyenne du niveau de l'ARENH .....	107
C - Les coûts comptables du nucléaire couverts par les revenus .....	110
D - En l'absence d'ARENH, des revenus du nucléaire probablement plus élevés .....	113

**Chapitre IV Un mécanisme de capacité qui rémunère certaines filières au-delà des nécessités de la sécurité d'approvisionnement .....115**

I - Une architecture décentralisée, ouverte à toutes les capacités .....	115
A - Un mécanisme répondant à la sécurité d'approvisionnement .....	115
B - Le design du mécanisme de capacité français .....	118
C - Un marché de capacité complété par des mécanismes d'appel d'offres .....	120
D - Les autres types de mécanismes existant à l'étranger .....	121
II - Un mécanisme qui contribue à la sécurité d'approvisionnement au prix d'importants transferts financiers .....	122
A - Un premier retour d'expérience qui confirme certains effets du mécanisme de capacité .....	123
B - Des transferts financiers significatifs des consommateurs vers les producteurs .....	126
III - Un mécanisme qui conduit à rémunérer certaines filières de façon disproportionnée au regard des besoins de sécurité d'approvisionnement .....	127
A - Des rémunérations non nécessaires au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement .....	127
B - L'exemple de la filière hydroélectrique .....	128
C - L'exemple de la filière nucléaire .....	129
D - Des rémunérations à mieux calibrer selon les filières lors d'une révision prochaine du mécanisme de capacité .....	131

<b>Chapitre V Pour une clarification des objectifs préalable au réexamen des outils d'intervention publique.....</b>	<b>135</b>
I - Une mise en œuvre de l'intervention publique qui ne garantit plus l'atteinte des objectifs .....	136
A - Le parc nucléaire d'EDF, un élément encore essentiel de l'approvisionnement des fournisseurs.....	137
B - Des paramètres des différents outils d'intervention déconnectés des objectifs initiaux.....	137
C - Un constat exacerbé par la récente augmentation des prix de gros .....	140
II - Des objectifs à clarifier et à hiérarchiser pour des modalités d'intervention publique mieux adaptées .....	144
A - Des enjeux à reconsidérer dans un contexte évolutif.....	144
B - Différentes options possibles selon les objectifs retenus.....	148
III - Des points de vigilance pour mieux paramétrer les outils d'intervention publique .....	153
A - Une nouvelle régulation du nucléaire .....	153
B - Une nécessaire mise en cohérence avec les autres outils de l'intervention publique.....	157
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>163</b>
<b>Liste des abréviations .....</b>	<b>165</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>169</b>
<b>Réponses des administrations et organismes concernés .....</b>	<b>271</b>



## Procédure et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres thématiques<sup>1</sup> que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

**L'indépendance** institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

**La contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

**La collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte, que la Cour se propose de publier, aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Leurs réponses sont présentées en annexe du rapport publié par la Cour.

---

<sup>1</sup> La Cour comprend aussi une chambre contentieuse, dont les arrêts sont rendus publics.

Le présent rapport d'évaluation est issu d'une enquête conduite sur le fondement de l'article L.143-6 du code des juridictions financières, qui permet à la Cour des comptes de mener des enquêtes thématiques, et de l'article L.111-13 du même code, selon lequel la Cour des comptes contribue à l'évaluation des politiques publiques.

Dans ses évaluations, la Cour s'attache notamment à apprécier les résultats de la politique publique examinée au regard à la fois des objectifs poursuivis (efficacité) et des moyens mis en œuvre (efficacité).

\*\*

La présente enquête a été conduite par la deuxième chambre de la Cour des comptes.

Une fois l'évaluation décidée, sur la base d'une note de faisabilité délibérée en novembre 2020, l'enquête a été notifiée en décembre 2020 à plus d'une douzaine de parties prenantes, parmi lesquelles des administrations, des autorités indépendantes, des entreprises publiques du secteur, des associations de fournisseurs d'électricité et des associations de consommateurs.

Conformément aux normes professionnelles de la Cour applicables aux évaluations de politique publique, un soin particulier a été apporté au recueil de l'avis des parties prenantes. À cette fin, les ressources méthodologiques suivantes ont été mobilisées.

Un comité d'accompagnement regroupant treize membres représentant les principales parties prenantes à la politique publique évaluée (cf. composition en annexe n° 2) a été constitué pour donner un avis lors des différentes étapes de l'enquête. Il s'est réuni à quatre reprises entre mars 2021 et mars 2022.

Un comité d'experts composé de personnalités du monde académique choisies pour leur connaissance des enjeux socio-économiques et juridiques de l'organisation des marchés de l'électricité (cf. composition en annexe n° 1) a été réuni, lui aussi à quatre reprises entre mars 2021 et mars 2022, pour donner un avis notamment sur la méthodologie utilisée.

Des analyses quantitatives fondées sur l'élaboration et le calcul de différents indicateurs de prix, de coûts et de revenus, ont été menées à partir de données fournies par le régulateur sectoriel (CRE), par EDF ou encore par l'opérateur de marché EPEX SPOT.

Un sondage sur la perception des consommateurs relative aux tarifs réglementés de vente a pu être réalisé en adjoignant plusieurs questions spécifiques au sondage annuel réalisé par le Médiateur national de l'énergie en septembre 2021 (baromètre énergie-info).



Une comparaison a été effectuée avec quatre pays européens (Allemagne, Royaume-Uni, Espagne et Suède) présentant des parcs de production diversifiés, une diversité d'interventions publiques en matière de prix de détail ou en matière de sécurité d'approvisionnement.

\*

\*\*

Le projet de rapport a été préparé puis délibéré le 14 avril 2022, par la deuxième chambre, présidée par Mme Podeur, présidente de chambre, et composée de M. Albertini, président de section, Mme de Coigny, conseillère maître, MM. Dahan, Guéroult, Levionnois et Tricaud, conseillers maîtres, ainsi que, en tant que rapporteurs, Mme Vincent, conseillère référendaire, M. Richard, conseiller référendaire, Mme Bibaoui, conseillère référendaire en service extraordinaire et Mme Demangeon, vérificatrice et, en tant que contre-rapporteur, M. Dahan, conseiller maître.

Il a été examiné le 10 mai 2022 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Moscovici, Premier président, Mme Camby, rapporteure générale du comité, M. Morin, M. Andréani, M. Charpy, Mme Podeur, M. Gautier, Mme Démier et M. Bertucci, présidents de chambre de la Cour, M. Martin, M. Meddah, M. Advielle, M. Lejeune et Mme Renet, présidents de chambre régionale des comptes, et M. Barichard, premier avocat général, représentant Mme Hirsch, procureure générale, entendu en ses avis.

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : [www.ccomptes.fr](http://www.ccomptes.fr).



# Synthèse

**Au sein d'un secteur électrique européen ouvert à la concurrence depuis le début des années 2000, la France a développé, au service d'objectifs nationaux, une politique publique d'organisation des marchés fondée sur plusieurs dispositifs d'intervention structurants.**

L'électricité constitue un bien de consommation de première nécessité pour les ménages ainsi qu'un facteur de production de l'industrie, dont le prix peut être déterminant pour sa compétitivité. En 1945, la France avait fait le choix d'une nationalisation du service public de l'électricité (production, transport, distribution et fourniture), en le confiant à Électricité de France (EDF).

Dans les années 1990, l'Union européenne a entrepris d'étendre les règles de fonctionnement du marché intérieur au secteur électrique. Avec l'adoption successive de quatre directives du Parlement et du Conseil en 1996, 2003, 2009 et 2019, elle a ainsi cherché à ouvrir à la concurrence les secteurs de la production et de la fourniture d'électricité et à lever les barrières d'accès aux réseaux nationaux et aux interconnexions, favorisant aussi les échanges transfrontaliers.

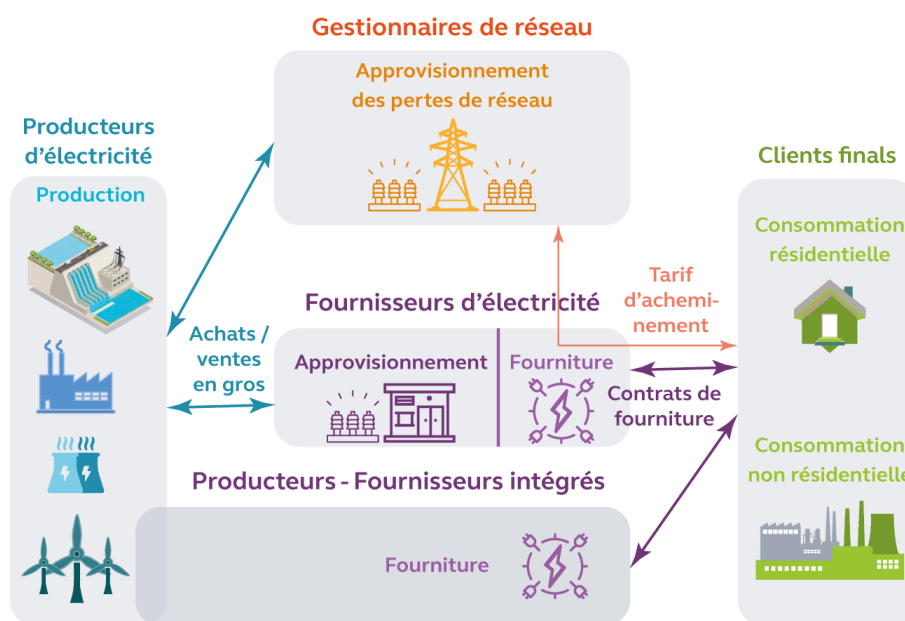
Ces directives ont eu des conséquences sur l'organisation du secteur électrique : au sein d'EDF, les activités de transport et de distribution d'électricité ont été séparées des activités de production et de fourniture et confiées à ses filiales Réseau de transport d'électricité (RTE) et Enedis. Des fournisseurs alternatifs (aux fournisseurs historiques, c'est-à-dire à EDF et aux entreprises locales de distribution<sup>2</sup> - ELD) sont apparus. Deux types de marché de l'électricité se sont développés : les marchés de gros<sup>3</sup> entre les producteurs et les fournisseurs d'électricité ; les marchés de détail entre les fournisseurs d'électricité et les clients finals.

---

<sup>2</sup> Le fournisseur historique d'électricité est EDF ou, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), une entreprise locale de distribution (ELD) comme, par exemple, Électricité de Strasbourg ou Usine d'Électricité de Metz.

<sup>3</sup> Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) en vue d'approvisionner les clients finals (particuliers ou entreprises).

## Échanges commerciaux d'électricité



Source : Cour des comptes

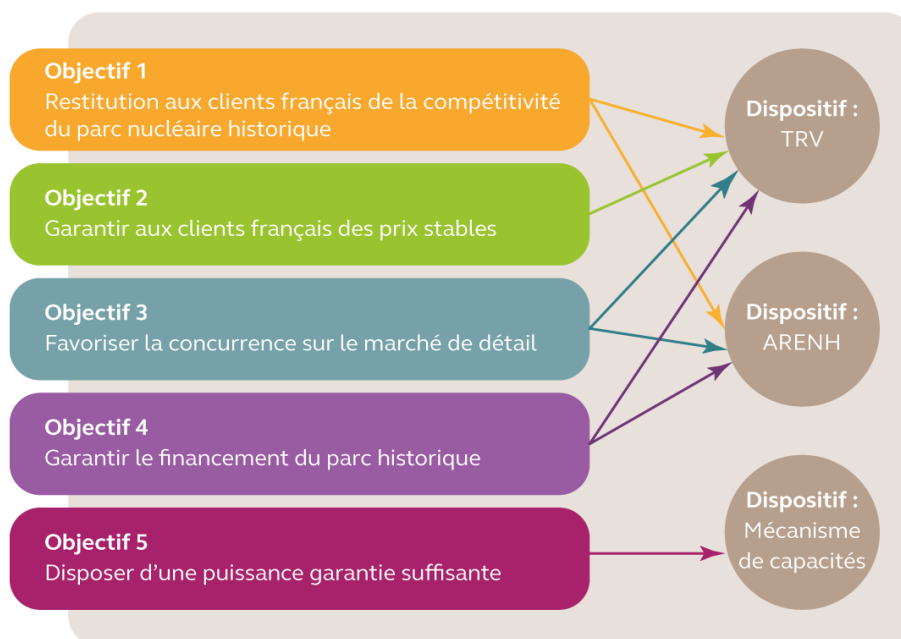
Dans ce nouveau cadre d'ouverture à la concurrence au niveau européen et face à une augmentation des prix de marché à partir de 2005, les pouvoirs publics ont en France défini et mis en œuvre une politique publique d'organisation des marchés de l'électricité en recourant à des dispositifs de régulation et d'intervention. Cette politique française délimite le périmètre de l'évaluation conduite par la Cour.

Les objectifs de la politique française découlent des caractéristiques particulières du système de production français, qui se distingue au sein de l'Europe par le poids et la compétitivité du parc nucléaire historique. En effet, en l'absence d'intervention publique, l'ouverture à la concurrence à l'échelle européenne se serait traduite par un approvisionnement de la clientèle française à des conditions de prix de gros de l'électricité susceptibles d'excéder nettement les coûts de production du parc français. La flambée des prix de gros de l'électricité en 2022, dans le sillage de ceux du gaz, illustre ce risque. Les pouvoirs publics ont dès lors cherché à faire bénéficier les clients français de l'avantage comparatif que constituaient les faibles coûts de production du parc nucléaire historique.

Cette politique nationale d'organisation des marchés et les dispositifs correspondants devaient néanmoins rester compatibles avec le droit de la concurrence et les règles du marché intérieur de l'électricité, elles-mêmes évolutives. Dans ce contexte, les autorités françaises ont adopté une « nouvelle organisation du marché de l'électricité » par la loi du 7 décembre 2010 du même nom (loi NOME). Elle poursuivait plusieurs objectifs : permettre, conformément au cadre européen, l'exercice de la concurrence entre fournisseurs, garantir aux consommateurs des prix stables et reflétant la compétitivité du parc nucléaire existant, assurer le financement de ce parc et disposer de capacités suffisantes pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Pour ce faire, la loi NOME a fait reposer l'intervention publique sur trois principaux dispositifs. Elle a ainsi mis en place une régulation au stade amont de la vente en gros de la production nucléaire, *via* l'instauration de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). L'ARENH a accompagné à partir de 2011 la suppression définitive des tarifs réglementés pour les grandes et moyennes entreprises. Il devait permettre de garantir à tous les clients finals le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire, et de donner aux fournisseurs alternatifs les moyens de concurrencer EDF. Concomitamment, la loi a créé un dispositif spécifique visant à garantir la sécurité d'approvisionnement, en particulier lors des périodes de tension entre offre et demande : le mécanisme de capacité. Enfin, elle a conforté la régulation des prix de détail pour les ménages et les petites entreprises en maintenant leur éligibilité aux tarifs réglementés de vente (TRV) que les opérateurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution) ont l'obligation d'offrir.

### Ordonnancement initial des objectifs et dispositifs publics associés à la loi NOME

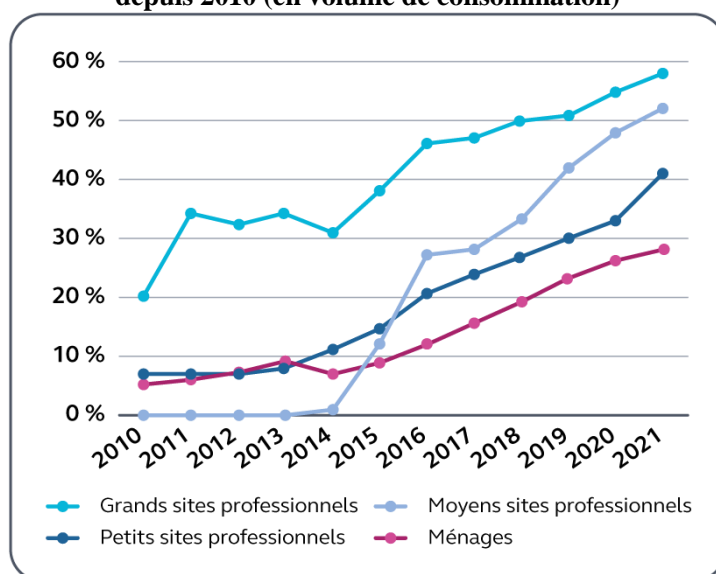


Source : Cour des comptes

Après plus de dix années d'application de la loi NOME, les parts de marché des fournisseurs alternatifs ont fortement augmenté sur le marché de détail<sup>4</sup>. Elles dépassent notamment 50 % sur la clientèle professionnelle des grandes et moyennes entreprises, même si la place des opérateurs historiques reste très importante. En revanche, le segment de la production demeure largement dominé par EDF, qui assure encore 85 % de la production nationale. Le caractère intégré d'EDF, qui utilise l'essentiel de sa production directement pour l'approvisionnement de ses propres clients finals, réduit la liquidité des échanges sur le marché de gros.

<sup>4</sup> C'est sur le marché de détail que sont proposés et conclus les contrats de fourniture d'électricité aux clients finals.

### Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs depuis 2010 (en volume de consommation)



Source : Cour des comptes d'après données CRE – observatoire du marché de détail

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) surveille le bon fonctionnement des marchés de gros et de détail de l'électricité et publie régulièrement un état du développement de la concurrence dans le cadre de son observatoire des marchés de détail. De son côté, l'Autorité de la concurrence a été saisie de nombreuses demandes d'avis sur le secteur et a rendu plusieurs décisions dans le cadre de ses fonctions contentieuses. Ces deux institutions sont par ailleurs chargées à la fois d'évaluer l'ARENH et les TRV.

Aucune institution n'a dressé un bilan consolidé des trois dispositifs de politique publique d'organisation des marchés de l'électricité que sont les TRV, l'ARENH et le mécanisme de capacité. C'est à l'établissement de ce bilan des résultats propres et des effets combinés de la mise en œuvre de ces dispositifs que la Cour s'est attachée, en partant des trois questions évaluatives suivantes :

- dans quelle mesure le dispositif des tarifs réglementés de vente a-t-il contribué à faire bénéficier les clients finals de prix stables et compétitifs dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence ?
- dans quelle mesure la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a-t-elle eu un impact sur la capacité d'EDF à couvrir les coûts de production du nucléaire existant ?
- le mécanisme de capacité rémunère-t-il de manière proportionnée les moyens de production mobilisés pour la pointe de consommation ?

C'est donc bien la politique publique d'organisation des marchés de l'électricité décidée par la France qui fait l'objet de la présente évaluation par la Cour des comptes, et non pas la libéralisation du secteur électrique adoptée par l'Union européenne.

En réponse aux questions ci-dessus mentionnées, l'évaluation débouche sur les conclusions suivantes.

**Les TRV sont de plus en plus exposés aux variations des prix de marché, au risque de s'éloigner plus nettement des coûts de production d'EDF.**

Les tarifs réglementés de vente (TRV) constituaient l'unique mode de tarification au détail de l'ancien monopole public. Ils visaient à limiter les prix payés par les clients finals à la stricte couverture des coûts de fonctionnement et de développement du parc de production français ainsi que du réseau électrique.

La libéralisation du secteur, à travers les directives européennes successives, vise en revanche à laisser le marché fixer les prix de gros et de détail, par le jeu de l'offre et de la demande et par une concurrence libre et non faussée entre producteurs et entre fournisseurs. En l'absence de prix réglementés et du fait de la forte composante nucléaire du parc de production français, la libéralisation aurait donc exposé *a priori* les consommateurs français à des prix plus volatils et susceptibles d'excéder nettement les coûts du parc de production national.

Bien que le droit européen considère tout prix réglementé comme une entrave à la concurrence et limite de plus en plus les possibilités d'y recourir, la France a pu conserver jusqu'à présent des TRV, mais sur un champ désormais circonscrit aux ménages et à certaines petites entreprises. La France fait partie des pays européens affichant les plus fortes parts de ménages bénéficiant d'un tarif réglementé (67 % fin 2021). Néanmoins, les gouvernements successifs ont estimé que le maintien de tarifs règlementés n'était possible que si une « contestabilité » effective des TRV était assurée. Ce principe fondé sur le droit européen signifie que les fournisseurs alternatifs doivent être en situation de proposer des tarifs au moins aussi attractifs.

Le maintien des TRV sur le marché de détail devait notamment permettre une stabilité des prix de détail dans le temps (même si le niveau des TRV est revu tous les six mois) et une maîtrise des coûts de commercialisation et des marges des fournisseurs. Dans le même temps, pour assurer leur « contestabilité », le niveau des TRV devait être fondé non plus sur les coûts de production d'EDF mais sur les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs.

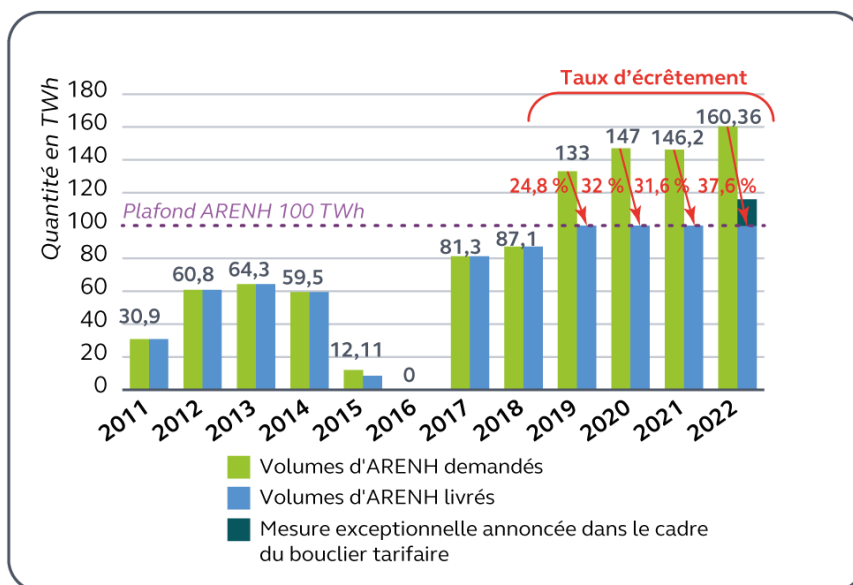
Les TRV sont dès lors calculés chaque année depuis 2015 par « empilement » de différentes composantes de coûts, dont plusieurs relatives aux coûts d'approvisionnement. La composante d'approvisionnement à l'ARENH, qui correspond à la consommation « en



base »<sup>5</sup> des clients (représentant près de 70 % de la consommation totale annuelle pour un ménage), est valorisée au prix régulé de l'ARENH, censé refléter les coûts de production du parc nucléaire historique, leur compétitivité et leur stabilité. La composante d'approvisionnement au marché reflète les besoins complémentaires (représentant près de 30 % de la consommation totale annuelle pour un ménage). Elle est valorisée en reproduisant la stratégie d'achat sur les marchés à terme de l'énergie et le marché de capacité (cf. *infra*) d'un fournisseur mettant en œuvre une politique prudente d'approvisionnement lissée sur une période de 24 mois.

Or, depuis 2019, les demandes annuelles d'ARENH des fournisseurs alternatifs excèdent le plafond de 100 TWh que la loi leur permet d'obtenir pour approvisionner leurs clients « en base ». Les demandes des fournisseurs alternatifs sont alors « écrêtées », c'est-à-dire qu'elles ne sont pas servies complètement, mais seulement à hauteur d'un pourcentage de celles-ci. Cet écrêtement renchérit le coût moyen d'approvisionnement de ces fournisseurs, puisqu'ils doivent alors compléter leur approvisionnement « en base » en recourant au marché et, depuis 2019, le faire à un prix plus élevé que celui de l'ARENH.

#### Niveaux d'écrêtement de l'ARENH (dû aux écarts entre les volumes demandés et livrés)



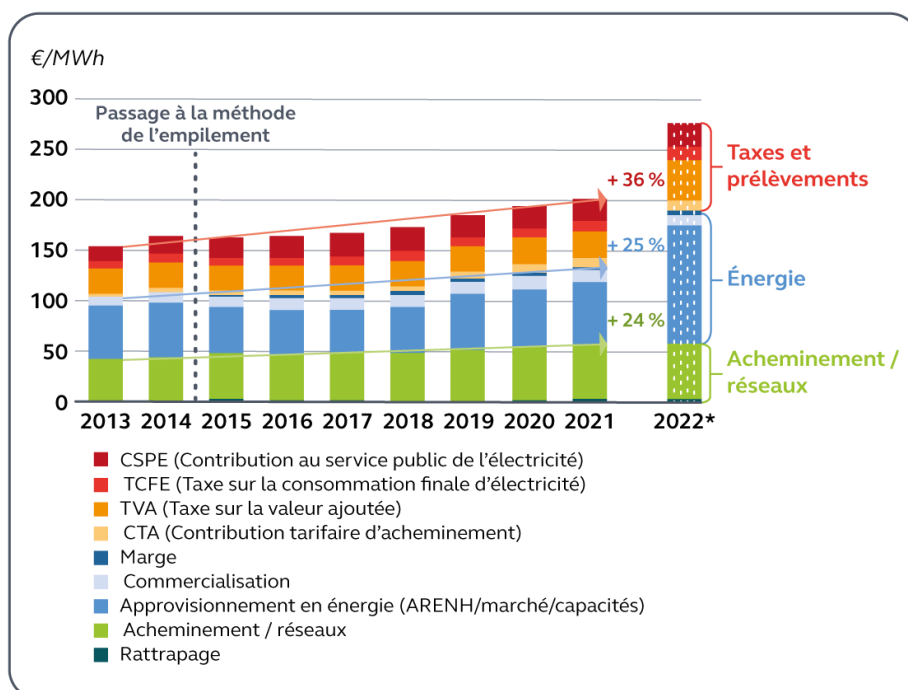
Source : Cour des comptes

<sup>5</sup> La consommation en base correspond peu ou prou au soutirage sur toutes les heures de l'année de la puissance appelée lors des périodes creuses.

Pour assurer la « contestabilité » des TRV, la CRE, chargée de proposer chaque année l'évolution de ces tarifs, répercute ce renchérissement des coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs dans le calcul des TRV. Cette répercussion prend la forme d'une réduction du poids de la composante ARENH à prix fixe, désormais inférieure à 50 %, au profit d'une composante valorisée à une référence de prix de marché plus élevée et nettement plus volatile. Ainsi, plus la demande d'ARENH excède le plafond de 100 TWh, plus les TRV sont exposés aux variations de prix de marché. Or la demande d'ARENH ne cesse de croître avec le développement des parts de marché des fournisseurs alternatifs, ce qui a conduit la CRE à recommander un relèvement du plafond de l'ARENH.

La méthodologie de prise en compte de l'écrêtement d'ARENH dans le calcul des TRV, retenue par la CRE après consultation publique, est ainsi de nature à affecter significativement le degré de stabilité offert par les TRV. Sans les mesures gouvernementales exceptionnelles du « bouclier tarifaire », limitant la hausse des TRV à +4 % TTC, cette méthodologie aurait conduit à une augmentation du niveau des TRV de + 35,4 % TTC en février 2022, ce qui plaide *a minima* pour sa révision.

### Évolution des postes de coûts des TRV bleus résidentiels TTC



\*Note : Les données 2022\* n'intègrent pas les annonces gouvernementales de janvier 2022 relatives aux 20 TWh d'ARENH supplémentaires et à la limitation de la hausse des TRV à +4 % TTC.

Source : Cour des comptes sur la base des données CRE

Les fournisseurs alternatifs considèrent que le mode de calcul par « empilement » des TRV n'assure qu'imparfaitement la possibilité de les concurrencer. Pour autant, l'observatoire du marché de détail régulièrement établi par la CRE montre que la majorité des offres des fournisseurs alternatifs, à prix variables ou indexées, sont affichées à des prix inférieurs au niveau des TRV, depuis 2015 et jusqu'en 2020 compris.

Cela étant, la flambée des prix de gros intervenue à partir du second semestre 2021 a montré que l'intérêt relatif des différentes offres de détail pouvait être évalué non seulement au regard de leur prix, mais aussi en fonction de la sécurité contractuelle que le fournisseur peut apporter aux clients, notamment en termes de révisions de prix et de dénonciation de contrat. De ce point de vue, les TRV, indépendamment de leur compétitivité en termes tarifaires, incarnent depuis 2021 une certaine sécurité en tant qu'obligation de service public imposée à l'opérateur historique. En tout état de cause, les difficultés rencontrées par certains fournisseurs en 2021 incitent à renforcer les garanties exigées des fournisseurs en activité, quant à leurs capacités financières et leur politique de couverture des risques, afin de sécuriser la continuité du service à un prix abordable.

Enfin, le mode de calcul des TRV par « empilement » de composantes de coûts d'approvisionnement conduit, par principe, à une déconnexion entre l'évolution de leur niveau et l'évolution des coûts de production d'EDF. C'est *a minima* le cas pour la composante d'approvisionnement au marché. Mais, ces dernières années, cette déconnexion est également constatée pour la composante ARENH, pourtant censée refléter les coûts de production du parc nucléaire : comme indiqué plus haut, cette composante voit son poids réduit et son prix figé depuis 2012 à un niveau conventionnel déconnecté des coûts réels et de leur évolution (cf. *infra*).

Par ailleurs, la CRE vérifie chaque année que le niveau des TRV permet de couvrir les coûts de production comptables d'EDF, hors rémunération des capitaux propres. La méthode de calcul des coûts qu'elle utilise mériterait d'être rendue publique.

L'évaluation conduite fait cependant apparaître que les niveaux annuels des TRV sont restés proches des coûts jusqu'en 2020, alors que leurs facteurs d'évolution respectifs sont désormais largement déconnectés. Ce résultat découle, sur les années les plus récentes, de la coïncidence entre l'augmentation des TRV, sous l'effet de l'écrêtement de l'ARENH, et la hausse des coûts unitaires de production d'EDF, du fait notamment de la réduction des volumes produits. Il n'est en revanche plus garanti par le dispositif de régulation mis en œuvre.

En réponse à la première question évaluative, la Cour constate donc une érosion de la capacité des TRV, du fait de leur mode de calcul, à assurer aux consommateurs des prix stables neutralisant la volatilité des prix du marché de gros. Elle constate également que le risque que le niveau des TRV s'éloigne significativement des coûts de production d'EDF, et fasse perdre le bénéfice de leur compétitivité, est de plus en plus important, malgré la coïncidence récente entre hausse des TRV et hausse des coûts.

**La mise en œuvre de l'ARENH ne s'est pas déroulée comme prévu, mais a permis la couverture des coûts complets sur la période considérée.**

L'ARENH est dès l'origine un dispositif transitoire, qui arrive à échéance fin 2025. Il devait accompagner le développement de la concurrence à la fois sur l'amont et sur l'aval du secteur, c'est-à-dire sur le segment de la production d'électricité, et notamment sur les moyens produisant « en base », et sur le segment de la fourniture d'électricité aux clients. Sa mise en œuvre a bien permis le développement de la concurrence en aval, en partie grâce à la « contestabilité » des TRV entretenue par le régulateur : les parts de marché des fournisseurs alternatifs ont crû significativement et atteignaient fin 2021, 28 % de la consommation des ménages et plus de 52 % de la consommation des grands et moyens sites professionnels. En revanche les conditions d'un développement de la concurrence sur la production électrique « en base » n'ont jamais pu être réunies. EDF est resté largement dominant sur ce segment depuis 2011, et la part du nucléaire dans le mix électrique a peu baissé en 10 ans : elle est passée de l'ordre de 75 % de la production à environ 70 %.

Certaines caractéristiques du dispositif ont été mises en cause. EDF a en particulier dénoncé son asymétrie, le recours à l'ARENH étant optionnel pour les fournisseurs alternatifs, alors que les obligations d'EDF ne le sont pas. Les fournisseurs alternatifs considèrent quant à eux que le dispositif présente aussi des éléments d'asymétrie à leur détriment, par exemple à travers les pénalités qui s'imposent à eux seuls en cas d'obtention excessive d'ARENH par rapport à la consommation de leurs clients.

En outre, le prix de l'ARENH devait être fixé par référence aux conditions économiques de la production du parc nucléaire historique, pour, d'une part, en couvrir les coûts et permettre son amortissement complet fin 2025 (reflétant une durée de vie prévisionnelle des réacteurs de 40 ans) et, d'autre part, permettre que la compétitivité de ce parc se traduise dans les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, et au final dans les prix de détail aux clients finals. Mais aucun accord n'a pu être

trouvé entre l'État et la Commission européenne sur une méthode de calcul du prix de l'ARENH. La décision de la Commission approuvant le dispositif en a figé de fait les paramètres de volume (plafond à 100 TWh – hors mesure exceptionnelle de 20 TWh dans le cadre du « bouclier tarifaire » de 2022) et de prix (42 €/MWh) depuis 2012, sans que ce niveau de prix n'ait jamais été fondé sur les coûts de production du parc nucléaire. Les 20 TWh supplémentaires mis à disposition en 2022 ont toutefois été proposés à un prix réévalué à 46,2 €/MWh.

Le niveau de prix fixé pour l'ARENH ne s'applique pas uniquement aux ventes effectuées par EDF, au guichet ARENH, à destination des fournisseurs alternatifs. Il valorise indirectement une part de la consommation des clients aux TRV du fait du mode de calcul de ces tarifs (cf. *supra*), et des clients d'EDF en offre de marché, car EDF réplique dans ses offres les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs. Le prix de l'ARENH détermine donc fortement les revenus qu'EDF peut tirer de sa production d'électricité d'origine nucléaire.

En regard, les coûts comptables du parc de production nucléaire historique se sont établis en moyenne à 40,5 €/MWh sur la période 2011-2021. Ils ont crû d'environ 35 % entre 2011 (32 €/MWh) et 2019 (43 €/MWh). L'année 2020 a été marquée par un très fort accroissement des coûts unitaires de production (qui ont atteint de l'ordre de 52 €/MWh), du fait de la baisse de production engendrée par la crise sanitaire. L'année 2021 a permis un redressement par rapport à 2020, mais les coûts unitaires ont néanmoins crû de 8,5 % par rapport à 2019.

Sur la base d'hypothèses détaillées dans le rapport, la Cour a pu évaluer les revenus globalement tirés de la production nucléaire et considérer qu'ils ont été supérieurs de 1,75 Md€ environ aux coûts comptables de cette production, sur l'ensemble de la période 2011-2021, l'écrêtement de l'ARENH ayant pallié l'absence de révision de son prix. Des difficultés de couverture des coûts sont néanmoins apparues entre 2016 et 2018 du fait de l'optionnalité de l'ARENH, et depuis 2020 plus particulièrement, du fait de la baisse des volumes de production.

La Cour a également estimé qu'en l'absence d'ARENH, les revenus du nucléaire, sur l'ensemble de la période 2011-2021, auraient probablement été supérieurs : ils auraient excédé les coûts comptables d'environ 7 Md€ sur la période. L'ARENH a ainsi limité les revenus du producteur nucléaire.

Ces résultats sont la conséquence d'une combinaison de facteurs difficilement pilotables, bien qu'issus de dispositifs de régulation : les possibilités d'arbitrage des fournisseurs alternatifs (recours ou non à l'ARENH) ont pesé sur les revenus d'EDF lors des périodes de faibles prix de marchés. À l'inverse l'écêtement des demandes d'ARENH a eu pour effet de soutenir les revenus d'EDF et de pallier l'absence de révision du prix de l'ARENH, lors des périodes de prix de marché élevés. Enfin, la filière nucléaire a bénéficié de rémunérations capacitaires dépendant du niveau de l'écêtement de l'ARENH (cf. *infra*).

En réponse à la deuxième question évaluative, la Cour constate donc que bien que l'ARENH ait limité les revenus du producteur et ait permis une redistribution des bénéfices de la compétitivité du parc, les revenus estimés de la filière nucléaire historique ont excédé ses coûts complets sur la période 2011-2021. La rémunération de cette filière est toutefois dépendante de paramètres difficilement pilotables, y compris les effets de l'écêtement, ce qui ne permet pas au dispositif de l'ARENH de garantir la couverture des coûts.

**Le mécanisme de capacité est à l'origine de transferts financiers qui peuvent excéder les nécessités de la sécurité d'approvisionnement.**

Mis en place en 2016, le mécanisme français de capacité a été conçu pour éviter que certains moyens de production non rentables mais utiles à la couverture des pointes de consommation hivernales ne ferment ou ne soient mis sous cocon, et pour inciter les fournisseurs à développer leur capacité à modérer la consommation de leurs clients lors de ces pointes (on parle alors d'« effacement » de la consommation). Ce dispositif vise aussi à inciter à une disponibilité accrue des moyens existants sur ces périodes particulières et, au besoin, à des investissements dans de nouveaux moyens.

Le mécanisme oblige les fournisseurs à détenir des garanties de capacité en fonction de la consommation prévisionnelle de leurs clients lors des périodes de tension entre offre et demande. Ces garanties sont notamment acquises auprès des producteurs, à un prix résultant de l'offre et de la demande lors d'enchères organisées, qui est ensuite répercuté aux consommateurs. Toutes les capacités de production françaises y participent.

Le retour d'expérience réalisé par RTE courant 2021 montre que ce mécanisme a probablement évité certaines fermetures de centrales à gaz, et ainsi contribué à la sécurité d'approvisionnement. En revanche sa contribution au développement de nouvelles capacités de production (ou d'effacement) ne peut être établie clairement car ces nouvelles capacités sont pour l'essentiel issues d'appels d'offres spécifiques mis en place et soutenus financièrement.

Toutefois le dispositif fait face à de multiples contraintes, dont certaines sont issues des choix de conception au moment de l'approbation du dispositif par la Commission européenne. Deux de ces contraintes impactent significativement la formation du prix des capacités : les enchères pour une même année de livraison sont multiples et une grande partie des garanties de capacités n'y sont pas valorisées. La CRE estime en conséquence qu'elle n'est pas en mesure de surveiller dans de bonnes conditions la formation de ce prix.

De façon systématique, les ventes d'ARENH et de ses équivalents au sein des TRV ou des offres de marché répliquant les conditions d'approvisionnement des concurrents d'EDF, ne donnent pas lieu à une valorisation spécifique au titre du mécanisme de capacité car le coût de la garantie est directement inclus dans le prix du kWh. Cette caractéristique de l'ARENH et de ses équivalents permet de limiter le coût global d'acquisition des garanties de capacités par les fournisseurs, ensuite répercuté sur les consommateurs. Ce coût reste néanmoins significatif. Bien que le bilan socio-économique du mécanisme établi par RTE soit positif pour l'ensemble de la collectivité, le coût répercuté aux consommateurs a été estimé entre 500 M€ et 1 200 M€ par an selon les années.

Or, certaines filières couvrent déjà leurs coûts complets par la vente de leur production, dans les conditions courantes de prix sur le marché de l'énergie ou grâce à des mécanismes de soutien public spécifiques, et n'ont pas besoin de rémunération capacitaire pour rester en fonctionnement. C'est notamment le cas des énergies renouvelables subventionnées (éolien et photovoltaïque), des principales concessions hydro-électriques et du parc nucléaire historique dans son ensemble. Bien que limitée par l'existence de l'ARENH, la part des revenus du dispositif qui reviennent à la filière nucléaire sont pourtant significatifs (372 M€ en 2019 et 550 M€ pour 2021 selon les estimations de la Cour).

De plus, si le mécanisme de capacité incite à la disponibilité lors des périodes de tension, il n'est pas établi qu'il ait eu de ce point de vue un rôle déterminant en ce qui concerne le parc nucléaire : les revenus capacitaires n'ont par exemple pas été décisifs pour les décisions de reprogrammation par EDF des arrêts de maintenance dans le contexte de la pandémie de covid 19.

Ces constats conduisent à s'interroger sur la pertinence d'une rémunération capacitaire pour le parc nucléaire au regard des objectifs de sécurité d'approvisionnement que poursuit le mécanisme de capacité. Par ailleurs, cette rémunération dépend de plusieurs paramètres, dont le niveau d'écrêtement de l'ARENH, qui n'a aucun lien avec les besoins de la sécurité d'approvisionnement. Cette interférence perturbe la lisibilité du dispositif et nuit à la bonne appréciation de son efficacité.

En réponse à la troisième question évaluative, la Cour considère donc que le niveau de revenus perçus par les différentes filières, qui est *in fine* répercuté sur la facture des consommateurs finals, n'est pas toujours justifié eu égard aux nécessités de la sécurité d'approvisionnement.

**Les réponses aux trois questions examinées dans le cadre de l'évaluation montrent que les résultats de l'intervention publique ne sont pas maîtrisés de façon satisfaisante. Ce constat appelle une clarification et une hiérarchisation des objectifs poursuivis, afin de déterminer les modalités les mieux adaptées de régulation des marchés de l'électricité.**

Plus de dix ans après le vote de la loi NOME, la mise en œuvre de l'intervention publique sur les marchés français de l'électricité ne garantit plus l'atteinte des objectifs initiaux.

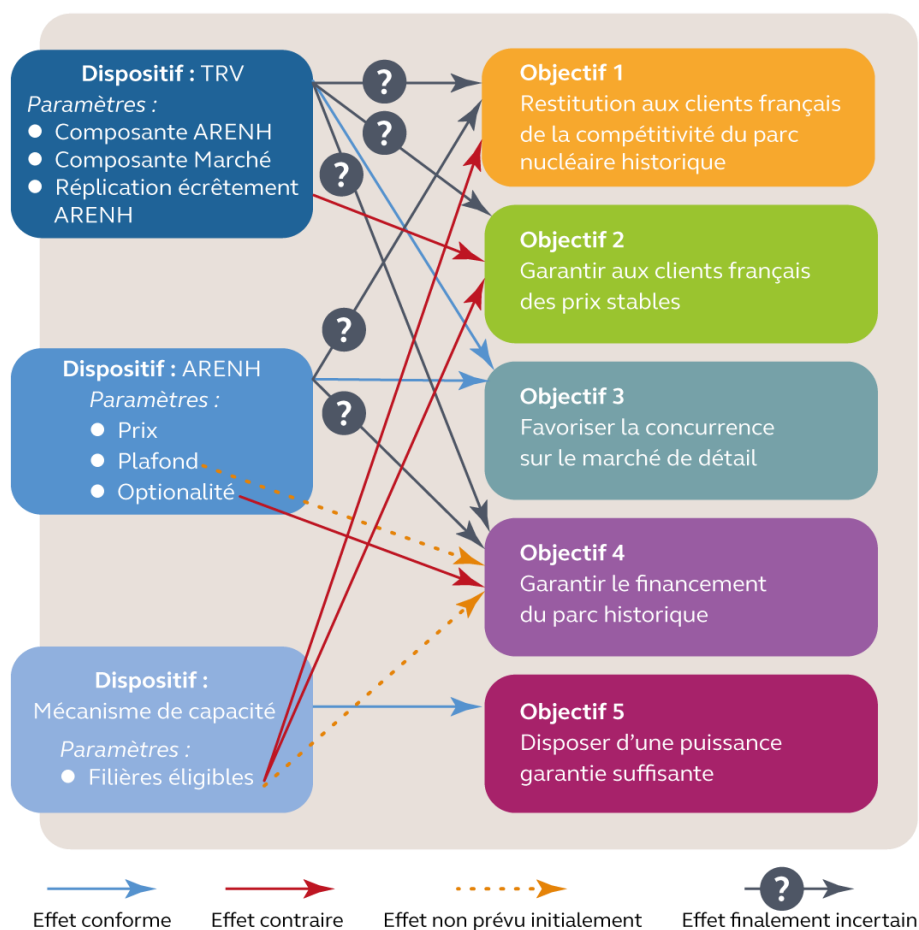
Pourtant, l'organisation générale telle qu'envisagée initialement par la loi NOME, semblait en mesure de répondre aux objectifs qu'elle s'était fixés : principalement, transmettre aux consommateurs les bénéfices de la compétitivité du parc de production nucléaire, tout en couvrant les besoins de financement et en permettant le développement de la concurrence. Mais, la réalisation de cette ambition initiale supposait une mise en œuvre et un pilotage des outils de régulation et d'intervention préservant les capacités de l'État et du régulateur à opérer les arbitrages nécessaires entre objectifs sur des bases documentées et transparentes, et à adapter le cadre de régulation aux évolutions de contexte, par exemple au regard de la durée de vie du parc nucléaire.

Or, le prix de l'ARENH n'a jamais pu être fixé selon les modalités prévues par la loi. Le maintien du plafond de l'ARENH à 100 TWh, malgré la croissance des parts de marché des fournisseurs alternatifs et les propositions de la CRE de le relever à 150 TWh, a conduit à accroître l'exposition des TRV aux hausses de prix de marché, percutant ainsi l'objectif de stabilité des prix de détail. Le maintien de ce plafond a, du reste, ces dernières années, pallié l'absence de révision du prix de l'ARENH et soutenu le financement du parc nucléaire, au même titre que la rémunération des capacités nucléaires (hors ARENH ou équivalents). Les dispositifs mis en place semblent avoir atteint leur limite avec l'adoption en loi de finances initiale pour 2022 des mesures exceptionnelles du bouclier tarifaire, visant à éviter une hausse de près de 35 % du niveau TTC des TRV. Au total, l'organisation n'est plus ni lisible, ni pilotable.

Par ailleurs, la production nucléaire du parc historique a conservé sa place prépondérante au sein de l'approvisionnement de la consommation des clients français, ce qui laisse perdurer la question de sa régulation.



### Synthèse des effets de la mise en œuvre de la loi NOME au regard des objectifs



Source : Cour des comptes

De fait, une remise en cohérence de l'ensemble de l'intervention publique sur les marchés de l'électricité apparaît aujourd'hui indispensable. Les réflexions engagées par les pouvoirs publics prennent notamment appui sur les récents rapports de la CRE et de l'Autorité de la concurrence, qui recommandent de faire évoluer les dispositifs existants, en appelant notamment à une clarification de leurs objectifs. Elles devraient également tenir compte des évolutions de contexte intervenues ces dernières années, tant en termes de perspectives de mix électrique et d'électrification des usages qu'en ce qui concerne le droit sectoriel européen. La situation récente marquée par la flambée des prix du gaz se

diffusant à ceux de l'électricité, apporte un nouvel éclairage sur la balance avantages/inconvénients de l'intervention publique.

En fonction des objectifs poursuivis, et des effets recherchés, différentes options d'organisation peuvent être envisagées sous réserve de leur compatibilité avec le droit européen, selon notamment qu'une intervention directe ou indirecte sur les volumes et la valorisation de la production nucléaire historique serait maintenue. En tout état de cause, seul le maintien d'une forme de régulation permettrait de viser un objectif de prix de détail reflétant la stabilité et la compétitivité relative du parc de production nucléaire historique. À cet égard, il faut relever qu'aucune des parties prenantes françaises concernées par le fonctionnement du secteur électrique n'appelle aujourd'hui à un abandon de toute régulation pour s'appuyer sur les seuls mécanismes de marché.

La poursuite d'une intervention publique appellerait la prise en compte de plusieurs points de vigilance, afin de mieux en paramétrer les outils.

L'éventuelle mise en œuvre d'une régulation pérenne de la production nucléaire historique, telle qu'elle avait été envisagée par le Gouvernement, nécessiterait notamment d'éclaircir le périmètre des bénéficiaires de la régulation, tant en termes de catégorie de clients (ménages, entreprises) que de ressort géographique (maintien du ciblage sur les clients établis en France), et de justifier une possible intégration de la production de l'EPR de Flamanville. En outre, le caractère éventuellement obligatoire de la régulation nucléaire impliquerait d'en préciser l'articulation avec le financement des capacités de production d'électricité renouvelable.

Surtout il conviendrait de veiller à ce que la régulation maintienne des incitations à la performance du parc à travers la fixation d'un volume-cible de production. Par ailleurs, l'accès équitable de cette ressource à tous les fournisseurs justifierait une séparation comptable des activités de production nucléaire et des activités de commercialisation d'EDF. Dans tous les cas, l'adoption d'une méthode transparente et évolutive de fixation du tarif de régulation, adaptable aux perspectives de prolongation de la durée de vie des réacteurs, serait nécessaire, afin que l'État et le régulateur conservent une capacité d'appréciation objective et de pilotage de la mise en œuvre de la régulation, ce qui n'a pas pu être fait pour l'ARENH.

Par ailleurs, une nouvelle régulation prenant la suite de l'ARENH amènerait également à reconsidérer plus fondamentalement le périmètre et la conception du dispositif qui prendrait le relais du mécanisme de capacité à partir de 2027. Une articulation des deux dispositifs serait à opérer dès leur conception afin d'assurer une rémunération proportionnée des moyens qui concourent à la sécurité d'approvisionnement.

Enfin, en ce qui concerne le marché de détail, selon les grandes options retenues, et au regard de la directive de 2019, il semble prudent d'étudier dès à présent quelles seraient les conséquences d'une nouvelle réduction du champ des tarifs réglementés, afin, le cas échéant, de les anticiper et de prévenir les dommages pour les consommateurs.

En définitive, le présent travail d'évaluation démontre la nécessité d'une articulation, sur le fond et en termes de calendrier, des révisions de ces différents outils ainsi que l'indispensable appropriation des enjeux correspondants par l'ensemble des acteurs concernés.

En termes de calendrier, l'arrivée à échéance des autorisations européennes relatives à l'ARENH, fin 2025, et au mécanisme de capacité, fin 2026, ainsi que la perspective d'un nouveau rapport d'évaluation des TRV à remettre à la Commission européenne en 2025, supposent que les pouvoirs publics aient défini d'ici fin 2023 la nouvelle configuration des outils de l'intervention publique sur les marchés de l'électricité.

Le second semestre 2022 devrait être ainsi mis à profit par l'État et le régulateur pour élaborer les propositions d'évolution des dispositifs, en tirant par ailleurs les conséquences du contexte particulier créé par la flambée des prix du gaz.

La forte hausse des prix de gros a déjà amené les autorités françaises, mais également d'autres États membres et la Commission européenne, à s'interroger sur le fonctionnement actuel du marché de l'électricité et sa capacité à supporter de telles hausses de prix sans conséquences néfastes pour le reste de l'économie. Le contexte actuel semble ainsi favoriser la recherche de modes d'organisation des marchés assurant une protection des consommateurs contre des prix excessivement volatils et éloignés des fondamentaux de coûts de production nationaux.

Enfin, au-delà d'une régulation liée au parc actuellement en fonctionnement, les futures interventions publiques en matière d'organisation des marchés de l'électricité devront être appréciées à l'aune des enjeux qu'emportera cette fois le financement des capacités de production futures.



## Récapitulatif des recommandations

1. Rendre publics les paramètres de calcul des coûts de production de l'électricité retenus pour en vérifier la couverture par les tarifs réglementés de vente (*CRE, 2022*).
2. Redéfinir la méthode de calcul de la composante des tarifs réglementés de vente liée à l'écrêtement de l'ARENH en allongeant la période de référence (*CRE, 2022*).
3. Renforcer les garanties demandées aux fournisseurs en activité quant à leurs capacités financières et leur politique de couverture des risques, afin de sécuriser la continuité du service à un prix abordable (*ministère de la transition énergétique, 2022*).
4. Définir clairement chaque objectif et y associer à titre principal un instrument d'intervention publique sur les marchés de l'électricité tout en veillant à la cohérence d'ensemble de la régulation (*ministère de la transition énergétique, 2023*).
5. Au regard de l'article 5 de la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil, conduire une étude d'impact sur les conséquences et les conditions de mise en œuvre d'une éventuelle réduction du champ d'application des tarifs réglementés de vente d'électricité (*ministère de la transition énergétique, 2023*).
6. Dans un scénario de régulation pérenne de la production du parc nucléaire existant assise sur la couverture des coûts de production (*ministère de la transition énergétique, 2023*) :
  - adopter une méthode transparente et dynamique de fixation du tarif de régulation en explicitant notamment le taux de rémunération des capitaux et en tenant compte de la prolongation de la durée de vie des réacteurs ;
  - inciter à la maximisation du taux de disponibilité du parc nucléaire ;
  - préparer la séparation comptable des activités de production nucléaire d'EDF et des activités de commercialisation.
7. Réviser le mécanisme de capacité pour qu'il assure une rémunération des moyens de production proportionnée à la stricte nécessité de sécurité d'approvisionnement, en tenant compte de la régulation du nucléaire (*ministère de la transition énergétique, RTE, 2023*).



## Introduction

L'électricité constitue un bien de consommation de première nécessité pour les ménages ainsi qu'un facteur de production de l'industrie, dont le prix peut être déterminant pour sa compétitivité.

La consommation française annuelle d'électricité s'est élevée en 2019<sup>6</sup> à 432 TWh<sup>7</sup>, dont 160 TWh pour les ménages, 138 TWh pour le secteur tertiaire et 115 TWh pour l'industrie. Cette consommation est largement couverte par la production française d'électricité, qui représentait 547 TWh en 2019<sup>8</sup>, pour 135,3 GW installés<sup>9</sup>. Elle provient de différentes sources d'énergie : 70,6 % d'énergie nucléaire, 11,2 % d'énergie hydraulique, 7,9 % de thermique fossile, 6,3 % d'éolien, 2,2 % de solaire et 1,8 % de bioénergies.

La production française d'électricité, marge comprise, a été valorisée à 35,7 Md€ HT en 2019<sup>10</sup>, en tenant compte des tarifs d'achat dont bénéficient les productions d'électricité d'origine renouvelable (EnR)<sup>11</sup>, et en incluant 2,7 Md€ à l'export. L'utilisation du réseau a été facturée pour 13,1 Md€ HT. La consommation finale d'électricité a atteint en valeur 53,9 Md€ TTC<sup>12</sup>, dont 28,4 Md€ pour les ménages<sup>13</sup> et 8,1 Md€ pour l'industrie<sup>14</sup>.

---

<sup>6</sup> L'année 2019 a été retenue car l'année 2020, marquée par la crise sanitaire, est moins représentative des équilibres de production et de consommation.

<sup>7</sup> Consommation finale non corrigée du climat, source SDES - Séries longues des bilans énergétiques pour la France.

<sup>8</sup> *Ibidem*. L'écart entre la production nette et la consommation finale est principalement le fait du solde entre les exportations et les importations (73-15 TWh = 58 TWh), des pertes d'électricité dans les réseaux (38 TWh) et des usages internes à la branche énergie (15 TWh dont 6 pour pompage dans certaines installations hydroélectriques).

<sup>9</sup> France métropolitaine.

<sup>10</sup> *Ibid*. Soit en moyenne 65,2 €/MWh HT.

<sup>11</sup> Nette des subventions publiques finançant ces tarifs d'achat, la valorisation n'est que de 27,8 Md€, soit en moyenne 50,8 €/MWh HT.

<sup>12</sup> La TVA n'est comptée que sur la consommation des ménages.

<sup>13</sup> Soit en moyenne 177 €/MWh TTC, incluant le tarif d'acheminement.

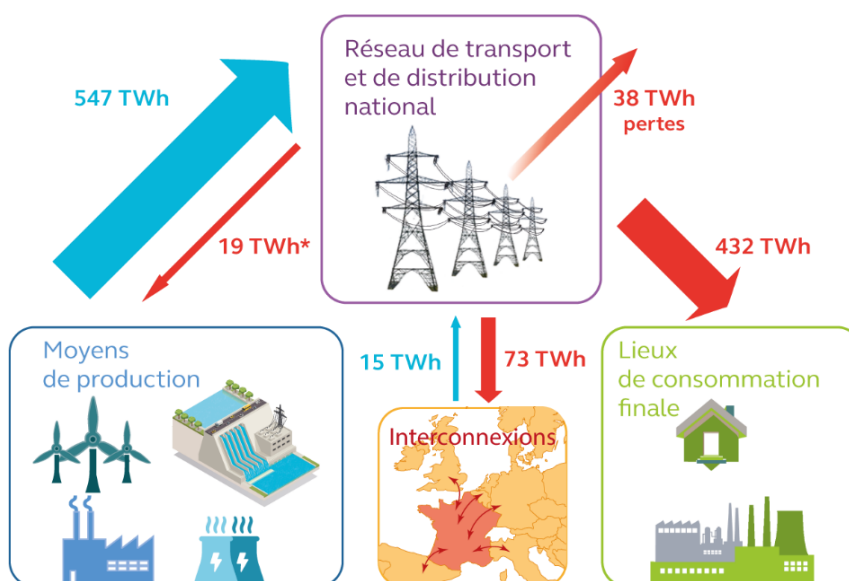
<sup>14</sup> Soit en moyenne 70,4 €/MWh HTVA. Les industries dites électro-intensives peuvent bénéficier d'abattement sur le tarif d'acheminement ainsi que d'exemption ou de taux réduits de TICFE.

La facture d'électricité des ménages représente en moyenne 2,7 % de leurs dépenses annuelles totales. Ce taux atteint 3,7 % pour les 10 % de ménages les moins aisés<sup>15</sup>. Ces proportions sont restées stables entre 2015 et 2019. Elles correspondent, sur l'ensemble des ménages, à une facture électrique annuelle moyenne de 944 € TTC en 2019 quand elle représentait 905 € TTC en 2015<sup>16</sup>.

Les échanges d'électricité, de la production à la consommation finale recouvrent à la fois une réalité physique et une réalité commerciale.

La réalité physique impose, pour que le système électrique fonctionne, que la puissance électrique produite aux bornes du réseau soit égale à tout moment à la puissance consommée. C'est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) qui, en France, veille à cet équilibre, en tenant compte aussi des interconnexions existant avec les réseaux des pays voisins.

#### Schéma n° 1 : bilan 2019 des échanges physiques d'électricité



\* Dont écarts statistiques de 4 TWh

Source : Cour des comptes d'après données RTE

La réalité commerciale des échanges fait intervenir des marchés sur lesquels des produits sont achetés et vendus à un certain prix. Les marchés de l'électricité distinguent un marché de détail, sur lequel les

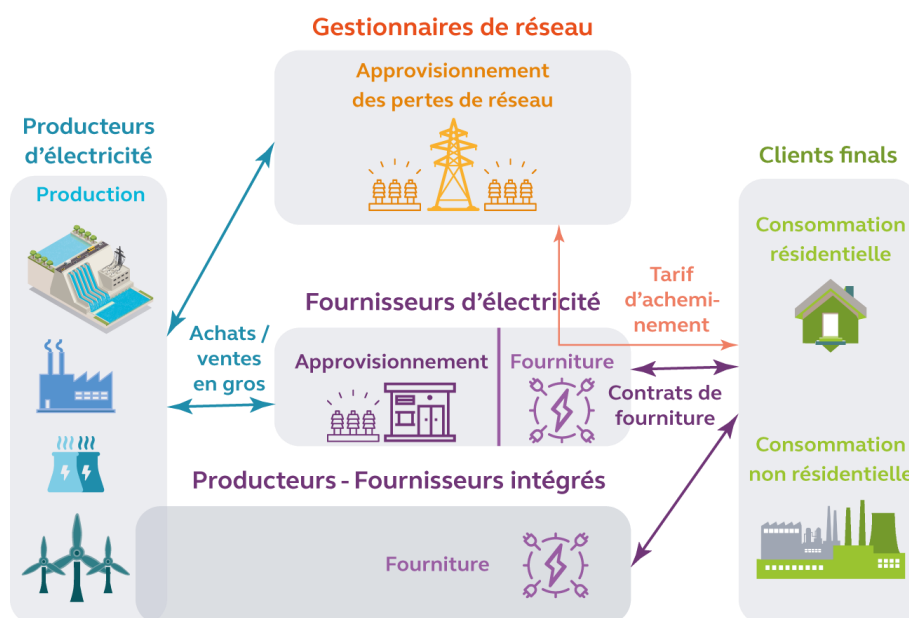
<sup>15</sup> Cf. INSEE, enquête Budget de famille 2017.

<sup>16</sup> Cf. SDES bilan énergétique 2019.



consommateurs finals négocient ou souscrivent des contrats avec des fournisseurs d'électricité, sur la base de prix TTC incluant les tarifs d'acheminement (ou tarif d'utilisation du réseau d'utilisation du réseau public d'électricité – TURPE) et un marché de gros, sur lequel les fournisseurs achètent aux producteurs ou à divers intermédiaires les volumes d'électricité correspondant à la consommation prévisible de leurs clients. Les producteurs, s'ils ne fournissent pas directement des clients finals, vendent sur les marchés de gros les volumes d'électricité qu'ils sont disposés à produire à différents horizons<sup>17</sup>.

### Schéma n° 2 : échanges commerciaux d'électricité



Source : Cour des comptes

Ils proposent à court terme leurs capacités de production disponibles à un prix correspondant à leur coût variable de production (incluant les coûts de combustible notamment). Sur le marché au comptant (instantané), le prix « spot » de l'électricité, déterminé pour chaque heure du lendemain,

<sup>17</sup> La réalité commerciale doit permettre de reboucler sur la réalité physique que pilote le gestionnaire du réseau de transport. Pour ce faire, les producteurs sont incités à faire coïncider leur production effective et leurs ventes nettes sur les marchés. De même, les fournisseurs doivent-ils s'assurer que la consommation effective de leurs clients est bien couverte par leurs achats nets sur les marchés.

se forme ainsi à la rencontre de l'offre et de la demande à l'échelle de la « plaque » européenne, dans la limite des capacités de transmission des lignes d'interconnexions reliant les réseaux électriques des différents pays. Cette référence de prix est établie sur des marchés organisés sous forme de « bourses »<sup>18</sup>. Elle influence fortement le prix sur les marchés à terme (marché pour des livraisons d'électricité éloignées de plusieurs mois, voire années)<sup>19</sup>. Elle détermine les conditions d'approvisionnement des fournisseurs qui ne disposent pas de moyens de production en propre, et donc le niveau des offres tarifaires qu'ils sont susceptibles de proposer aux consommateurs finals.

Ce modèle, qui s'inspire de celui des marchés de commodités, constitue la référence d'organisation sous-tendue par la libéralisation du secteur électrique mise en œuvre à partir des années 2000 au sein de l'Union européenne. Il confie au marché le soin de fixer les prix de gros et de détail de l'électricité pour donner des signaux révélateurs des situations de tensions entre offre et demande et inciter ainsi à optimiser les décisions d'investissement et de production et les comportements de consommation. Dans l'esprit des directives européennes qui ont visé sa mise en place, cette organisation-cible devait contribuer efficacement à l'atteinte, au niveau européen, des objectifs majeurs de politique énergétique relatifs à la compétitivité de l'économie, à la sécurité d'approvisionnement et à la protection de l'environnement, même si l'Union européenne a admis assez tôt que le seul marché ne serait pas, au moins dans un premier temps, suffisant pour atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables qu'elle s'est fixés.

Cette organisation constituait une rupture par rapport aux organisations planifiées retenues jusqu'alors par de nombreux pays européens, dont la France.

Cependant, le maintien, dans les différents pays européens, d'opérateurs intégrés (depuis la production jusqu'à la commercialisation), généralement des opérateurs historiques, a créé un paysage hybride dans lequel se superposent des situations de concurrence entre des opérateurs disposant de moyens de production aux caractéristiques parfois très différentes et des situations de concurrence entre ces opérateurs intégrés et des « purs » fournisseurs présents uniquement sur le marché de détail et ne disposant pas de moyens de production en propre<sup>20</sup>.

---

<sup>18</sup> Cette référence de prix « spot » dirige également la valorisation des autres échanges au comptant, intermédiés *via* des *brokers* ou bilatéraux (gré à gré).

<sup>19</sup> En théorie, les prix à terme sont une anticipation des futurs prix spot.

<sup>20</sup> Ceux-ci ne peuvent pas exercer de pression concurrentielle significative sur un opérateur intégré lorsque leurs coûts d'approvisionnement sur le marché de gros sont supérieurs aux coûts de production de cet opérateur.

C'est dans ce contexte que la France a dû adapter, à partir des années 2000, son organisation historique, fondée jusqu'alors sur un monopole public intégré de la production, du transport et jusqu'à la fourniture. En cherchant à concilier ouverture à la concurrence, maintien d'un opérateur historique intégré et préservation de certains pans de service public, y compris sur la production et la fourniture d'électricité, les pouvoirs publics ont progressivement dessiné une organisation complexe associant mécanismes de marché et interventions publiques. Cette organisation est du reste régulièrement mise en cause par les évolutions du cadre réglementaire européen, par les contentieux engagés au niveau national ou européen ainsi que par les évolutions de prix de marché les plus significatives.

La politique d'organisation des marchés de l'électricité déployée dans le sillage de la loi NOME<sup>21</sup> a ainsi poursuivi plusieurs objectifs : permettre l'exercice de la concurrence entre fournisseurs, garantir aux consommateurs des prix stables et reflétant la compétitivité du parc nucléaire existant, assurer le financement de ce parc et disposer de capacités suffisantes pour garantir l'équilibre offre-demande. Pour ce faire, elle a créé, maintenu ou transformé un certain nombre de dispositifs d'intervention et de régulation publiques, et notamment le mécanisme de capacité, l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) et les tarifs réglementés de vente (TRV). Ces dispositifs, par leur paramétrage et leurs articulations, devaient contribuer à l'atteinte de tout ou partie des objectifs poursuivis et traduire, le cas échéant, des arbitrages entre objectifs potentiellement conflictuels.

La mise en œuvre concrète des différents outils, les résultats obtenus et les effets produits caractérisent deux grandes logiques d'action des pouvoirs publics cherchant à répondre, d'une part, au besoin de fournir aux clients français une électricité à un prix compétitif, en tirant profit des avantages du parc de production existant, dans le cadre européen d'ouverture à la concurrence et, d'autre part, à la nécessité d'assurer à court et moyen terme la sécurité d'approvisionnement. Dans un contexte par ailleurs marqué par la poursuite d'objectifs de décarbonation du secteur électrique, et de l'économie en général, ces logiques d'action, telles que détaillées en annexes n° 10 et 11, mettent en évidence les enjeux d'articulation et de cohérence entre les différents outils d'intervention publique, qui déterminent la capacité de l'organisation de marchés à atteindre les résultats attendus.

---

<sup>21</sup>Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité.

À partir d'un certain nombre d'indicateurs chiffrés, et en complément des évaluations réalisées par ailleurs par différents organismes et publiées récemment - en particulier, la commission de régulation de l'énergie (CRE), l'Autorité de la concurrence (ADLC) et Réseau de transport l'électricité (RTE) - la Cour propose une analyse des résultats propres et des effets combinés de la mise en œuvre des trois principaux dispositifs publics impactant les marchés de gros et de détail de l'électricité.

Cependant, l'évaluation de la Cour ne porte pas sur différents attendus de l'ouverture à la concurrence du marché de la fourniture, notamment en termes d'innovation et de diversification des offres de marché, ni sur la qualité des relations commerciales entre fournisseurs et consommateurs ou encore sur les comportements des acteurs des marchés de gros. Ces aspects sont analysés et pris en compte avant tout par la CRE, dans le cadre de son observatoire des marchés de détail<sup>22</sup> et de sa surveillance des marchés de gros et de détail<sup>23</sup>, et par le Médiateur national de l'énergie<sup>24</sup>.

Cette évaluation ne traite pas non plus des questions que posera à moyen-long terme le financement du futur mix de production et notamment d'une éventuelle composante de nouveau nucléaire. Les enjeux posés par le renouvellement du parc de production électrique ont été résumés dans une note de la Cour en novembre 2021<sup>25</sup> qui rappelle l'importance des investissements à consentir dans les prochaines décennies.

Enfin, le présent travail n'examine pas les facteurs exogènes au marché qui concourent actuellement à réduire la disponibilité du parc nucléaire ou qui ont ralenti le développement des moyens de production renouvelables. Les difficultés en résultant sur le niveau de sécurité d'approvisionnement ont été évoquées une première fois par la Cour dans son rapport public annuel 2022<sup>26</sup>.

---

<sup>22</sup> Observatoires trimestriels consultables sur le site de la CRE.

<sup>23</sup> Rapports annuels de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel et rapports bisannuels de surveillance des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>24</sup> Notamment l'enquête annuelle « baromètre énergie-info » auprès des consommateurs et un comparateur d'offres de fournisseurs.

<sup>25</sup> Cour des comptes, *Les choix de production électrique : anticiper et maîtriser les risques technologiques, techniques et financiers*, Les enjeux structurels pour la France, novembre 2021.

L'évaluation présentée dans ce rapport ne s'intéresse ainsi pas directement à la problématique de la rentabilisation des nouveaux moyens de production. En particulier, la question évaluative relative au financement du parc nucléaire (cf. *infra*) ne concerne que le nucléaire historique déjà construit et en exploitation, et non pas d'éventuels nouveaux réacteurs.

<sup>26</sup> Cour des comptes, RPA 2022, *Les acteurs publics face à la crise : une réactivité certaine, des fragilités structurelles accentuées*, chapitre sur *L'approvisionnement en électricité*.

Les investigations de la Cour répondent à trois questions évaluatives ainsi formulées :

- dans quelle mesure le dispositif des tarifs réglementés de vente (TRV) a-t-il contribué à faire bénéficier les clients finals de prix stables et compétitifs dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence ?
- dans quelle mesure la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a-t-elle eu un impact sur la capacité d'EDF à couvrir les coûts de production du nucléaire existant ?
- le mécanisme de capacité rémunère-t-il de manière proportionnée les moyens de production mobilisés pour la pointe de consommation ?

En préalable et dans le prolongement des analyses qu'elle avait produites en 2015<sup>27</sup>, la Cour a remis en perspective le contexte dans lequel les autorités françaises ont fait profondément évoluer l'organisation des marchés de l'électricité depuis vingt ans, et particulièrement depuis 2010, les objectifs poursuivis, les problèmes rencontrés et les solutions mises en place. Elle aboutit ainsi à un état des lieux du fonctionnement actuel de ces marchés (I).

Elle a ensuite centré son analyse sur la réponse aux trois questions évaluatives portant sur les trois principaux dispositifs mis en œuvre pour répondre aux objectifs de la politique publique : les TRV (II), l'ARENH (III) et le mécanisme de capacité (IV).

Elle s'attache enfin à dresser le bilan de la mise en œuvre et de l'articulation de ces trois dispositifs, afin de proposer des orientations pour la nécessaire révision des instruments de politique publique d'organisation des marchés de l'électricité (V).

---

<sup>27</sup> Cf. Rapport annuel 2015, *L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, une construction inaboutie*.



# **Chapitre I**

## **Une organisation des marchés visant à concilier le cadre européen et les spécificités françaises**

L'organisation des marchés de l'électricité en France a reposé, depuis la création d'EDF en 1946<sup>28</sup>, jusqu'au début des années 2000, sur un monopole public de la production, de l'acheminement et de la commercialisation de l'électricité. Les directives du Parlement européen et du Conseil de 1996 et de 2003<sup>29</sup> ayant posé les bases d'une ouverture du secteur à la concurrence sur l'ensemble de l'Union européenne, les autorités françaises ont depuis lors développé une politique publique d'organisation des marchés de l'électricité visant à faire coexister libéralisation et maintien d'un certain service public de l'électricité.

---

<sup>28</sup> Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

<sup>29</sup> Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE.

## **I - Une politique publique qui a dû s'adapter à la libéralisation du secteur électrique européen**

### **A - Un cadre européen évolutif d'ouverture à la concurrence**

Dans les années 1990, l'Union européenne a entrepris de faire entrer le secteur énergétique en général, et électrique en particulier, dans le droit commun du marché intérieur, impliquant la libre circulation des marchandises<sup>30</sup>, la liberté d'établissement, la libre prestation de services et la libre concurrence sur les segments de la production et de la fourniture d'électricité. Dans ce cadre, la production et la commercialisation de l'électricité constituent désormais des marchés ouverts à la concurrence nationale et européenne tandis que le transport et la distribution relèvent de monopoles régulés.

#### **1 - Une organisation-cible fondée sur le marché**

##### *a) Un modèle théorique de fonctionnement des marchés*

Le modèle d'organisation du marché de l'électricité promu par les premières directives européennes de libéralisation repose sur l'idée que le libre jeu de la concurrence et les mécanismes de marché sont les plus à mêmes de satisfaire la demande au moindre coût.

Ce modèle prend appui sur un marché de gros sur lequel les différents moyens de production (thermiques, nucléaires, hydrauliques, éoliens etc.) proposent à chaque instant leur électricité à un prix égal à leur coût marginal de production<sup>31</sup>. La demande est alors satisfaite en priorité par les moyens de production aux coûts marginaux les plus faibles, et le prix est fixé au niveau du coût marginal du dernier moyen de production, parmi ceux nécessaires à la satisfaction de la demande et classés par coût marginal croissant (ou « *merit order* »). Si le dernier moyen de production appelé est assuré de ne pas produire à perte, en couvrant exactement ses coûts marginaux mais sans couvrir ses coûts fixes, les moyens de

---

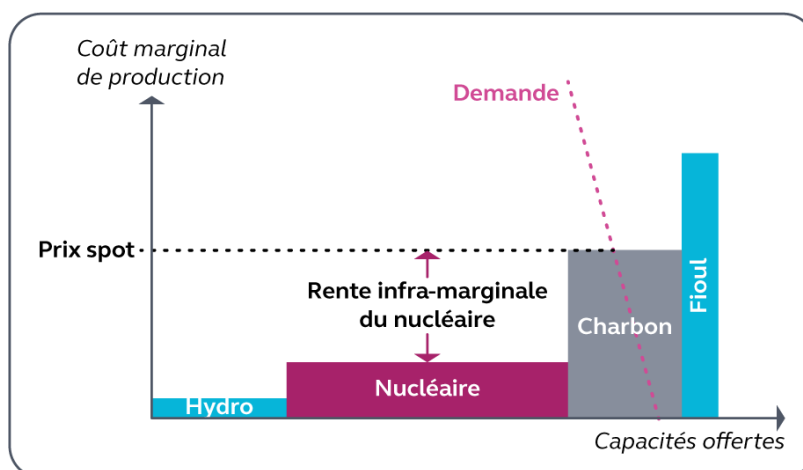
<sup>30</sup> La CJCE, dans son arrêt Commune d'Almelo (CJCE 27 avril 1994, aff. C-393/92), a considéré qu'« *il n'est pas contesté en droit communautaire, ni d'ailleurs dans les droits nationaux, que l'électricité constitue une marchandise au sens de l'article 30 du traité. Ainsi, l'électricité est considérée comme une marchandise dans le cadre de la nomenclature tarifaire de la Communauté (code NC 27.16)* ».

<sup>31</sup> C'est-à-dire le coût de production d'une quantité supplémentaire d'électricité.



production ayant de plus faibles coûts marginaux perçoivent une « rente infra-marginale », correspondant à la différence entre le prix de marché et leur propre coût marginal, qui contribue à couvrir leurs coûts fixes.

**Schéma n° 3 : formation du prix sur le marché au comptant « J-1 »**



*Note de lecture : le moyen de production « marginal » est une centrale à charbon ; les centrales au fioul ne produisent pas ; les centrales nucléaires et hydrauliques produisent en étant rémunérées à un prix supérieur à leur coût marginal.*

*Source : Cour des comptes*

En fonction des prévisions de demande d'électricité, la connaissance de la composition du parc de production en place ainsi que des coûts fixes et variables de chacune des filières de production, permet alors de savoir si un investissement dans un nouveau moyen de production pourra être ou non rentabilisé par le marché, et s'il fonctionnera plutôt « en base »<sup>32</sup>, parce qu'il a des coûts marginaux relativement faibles, ou « en pointe »<sup>33</sup>, parce qu'il a des coûts marginaux relativement élevés.

La théorie économique montre alors qu'un parc de production fondé sur de telles décisions d'investissement assure une minimisation du coût global de production de l'électricité. L'interconnexion des réseaux électriques des différents pays européens, permettant les échanges d'électricité transfrontaliers, réalise par ailleurs la mise en concurrence de tous les moyens de production européens au sein du même « *merit order* » et la convergence des prix de gros entre pays.

<sup>32</sup> C'est-à-dire qu'il produira de l'électricité pendant au moins 6 000 heures par an.

<sup>33</sup> C'est-à-dire qu'il produira de l'électricité pendant moins de 2 000 heures par an, soit pendant les heures de plus forte consommation électrique.

En aval, sur le marché de détail, le modèle de libre concurrence entre fournisseurs, encouragé par les directives, vise à garantir que soit répercuté aux consommateurs finals le bénéfice de cette minimisation des coûts de production, tout en incitant à l'innovation commerciale.

Défendu par le droit de la concurrence et l'encadrement européen des aides d'État, ce modèle prohibe les abus de position dominante, les ciseaux tarifaires<sup>34</sup>, les subventions croisées, les prix prédateurs et autres pratiques anti-concurrentielles.

#### *b) Les limites pratiques du modèle*

En pratique toutefois, les délais d'adaptation du système électrique, et notamment du parc de production ne sont pas compatibles avec les incertitudes et la vitesse d'évolution des conditions économiques prévalant sur le marché de l'électricité.

Il en résulte que le parc de production, européen ou français, ne correspond en général jamais au parc économiquement le plus efficace, compte tenu des évolutions des coûts variables des moyens fossiles : à titre d'illustration, le quadruplement des coûts marginaux de production des centrales à gaz au cours de l'année 2021 inciterait spontanément à accroître fortement la capacité des moyens de production en base, notamment nucléaire ou renouvelable, ce qui n'est pas possible à court terme.

Par ailleurs, les moyens de production plus rapides à construire affichent majoritairement des coûts marginaux élevés et ne peuvent couvrir leurs coûts fixes qu'à condition que les périodes de « pointes » de consommation soient suffisamment fréquentes ou prononcées. Ce risque financier, susceptible de freiner les décisions d'investissement, ne peut être suffisamment couvert par le seul marché<sup>35</sup>.

Parfois qualifié d'« *energy only* » parce qu'il ne rémunère que l'électricité effectivement produite et jamais directement la puissance installée, ce modèle de marché peine ainsi à délivrer sur le long terme les signaux de prix adéquats<sup>36</sup> pour inciter aux investissements nécessaires à

---

<sup>34</sup> La notion de ciseau tarifaire désigne, selon l'Autorité de la concurrence, une compression des marges entre le prix d'un bien intermédiaire (ici l'électricité vendue par EDF « producteur » aux fournisseurs alternatifs) et les prix de détail (ici l'électricité vendue par EDF « fournisseur »).

<sup>35</sup> En raison notamment du manque de profondeur des marchés à terme et de leur absence de pouvoir prédictif. Cf. notamment D. Finon et *alii* 2011, Économie et prévision n°197-198, *Signaux-prix et équilibre de long-terme : reconsidérer les formes d'organisation sur le marché de l'électricité*.

<sup>36</sup> Ces signaux sont notamment contraints par l'existence d'un plafond de prix.

garantir durablement la sécurité d’approvisionnement. Ce constat explique notamment l’adoption, dans la dernière décennie, par de nombreux pays européens, de mécanismes capacitaires permettant de valoriser la puissance disponible des moyens de production (cf. chapitre IV).

## **2 - Une réglementation de plus en plus précise du marché intérieur de l’électricité**

Avec l’adoption successive de trois directives européennes en 1996, 2003 et 2009<sup>37</sup> relatives aux règles communes du marché intérieur de l’électricité, et des règlements associés, l’Union européenne a cherché à ouvrir progressivement à la concurrence les secteurs de la production et de la fourniture d’électricité, et à favoriser cette concurrence à travers la levée des barrières à l’accès aux réseaux et aux interconnexions.

Le quatrième paquet « Énergie propre » adopté en 2019<sup>38</sup> vise quant à lui à rendre le marché de l’électricité de l’UE plus interconnecté, plus flexible et davantage axé sur les consommateurs, facilitant notamment le développement et l’intégration des énergies renouvelables.

Tout en actant que la gestion des réseaux électriques nationaux demeurait, par nature, un monopole, les directives européennes ont par ailleurs progressivement durci les conditions dans lesquelles les opérateurs intégrés en place, historiquement détenteurs des réseaux, devaient assurer le libre accès à ce réseau des tiers producteurs ou fournisseurs. Elles se sont concentrées sur la question de la séparation, chez ces opérateurs, entre activités de gestion du réseau et activités de production et de fourniture d’électricité et sur la régulation du monopole de réseau<sup>39</sup>.

Sur le segment de la fourniture d’électricité, l’ouverture à la concurrence instaurée par la directive de 1996 a été assortie ensuite d’un calendrier contraignant conduisant à l’éligibilité de tous les clients finals au libre choix de leur fournisseur au plus tard en 2007. Les directives ont par principe interdit le recours à une régulation publique des prix de détail, sauf comme contrepartie des obligations de service public (cf. *infra*).

---

<sup>37</sup> Directives du Parlement européen et du Conseil 96/92/CE du 19 décembre 1996, 2003/54/CE du 23 juin 2003 et 2009/72/CE du 13 juillet 2009.

<sup>38</sup> Incluant notamment la directive 2019/944/UE du 5 juin 2019.

<sup>39</sup> D’une obligation de séparation d’abord comptable et managériale en 1996 et d’un accès négocié des tiers au réseau, le cadre européen est passé en 2003 à une séparation juridique des activités au sein des opérateurs détenant les réseaux et à une régulation publique des tarifs d’accès au réseau assurée par des instances de régulation nationales. La directive de 2009 a ensuite imposé d’au minimum filialiser l’activité de gestion du réseau de transport et de garantir aux régulateurs nationaux indépendance et moyens d’action.

*a) Une harmonisation croissante des dispositifs de marché*

La directive de 2009 a également créé une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), chargée notamment de proposer des lignes directrices pour l'utilisation des interconnexions et de surveiller le fonctionnement du marché intérieur, ainsi qu'un réseau européen des gestionnaires de réseau de transport (ENTSO-E<sup>40</sup>) chargé notamment de coordonner les investissements de développement des réseaux nationaux.

C'est dans ce cadre que le couplage des marchés nationaux a été mis en place, grâce à une coopération des différents opérateurs de bourses de l'électricité et des gestionnaires de réseau. Il permet la confrontation de l'ensemble de l'offre et de la demande sur la « plaque » européenne interconnectée et la fixation d'un prix unique, dans la limite des capacités d'échange aux interconnexions.

*b) Des marges de manœuvre nationales de plus en plus réduites*

La directive de 1996 avait reconnu aux États-membres la faculté, au moins pour un temps, d'instaurer des obligations de service public, dans l'intérêt économique général, c'est-à-dire des dispositions dérogatoires à l'application stricte d'une libre concurrence sur chaque segment du marché de l'électricité. Mais ces dérogations ont été de plus en plus encadrées. La directive de 2009 prévoyait encore cette faculté, notamment sur le prix de la fourniture.

Dorénavant, la nouvelle directive de 2019 limite dans le temps et en termes de bénéficiaires la possibilité d'interventions publiques sur les prix de détail. Ces interventions, quand elles ne visent pas des publics vulnérables, doivent constituer des transitions vers une fixation des prix par le seul marché. La directive impose par ailleurs certaines contraintes en termes de méthodes et de niveau de fixation de prix régulés, ce dernier devant notamment permettre « *une concurrence tarifaire effective* ». Elle mentionne la possibilité de futures propositions d'évolutions législatives dans le sens d'une interdiction définitive des prix réglementés de détail à partir de 2025 pour les publics autres que les consommateurs vulnérables.

Plus généralement, le Traité de Lisbonne, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2009, a fait de la politique énergétique une compétence « partagée » : les États-membres sont compétents pour tout ce que l'Union n'a pas décidé de régler. Dans ce cadre, l'article 194 du TFUE précise que

---

<sup>40</sup> *European Network of Transmission system operators for Electricity.*

les États-membres conservent le droit de déterminer leur mix de production énergétique, même si, en vertu de l'article 191, l'UE peut, en matière d'environnement, adopter des mesures « *affectant sensiblement le choix d'un État membre entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique* ».

Dans les faits, les États-membres ont conservé leur autonomie de décisions en matière d'évolution du mix de production, mais la législation européenne relative à la réduction des gaz à effet de serre, au développement des énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique (cf. *infra*) ont introduit de nouveaux paramètres.

### **3 - Un secteur désormais soumis aux règles européennes de la concurrence**

L'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité a emporté comme conséquence directe, la sanction des pratiques anti-concurrentielles, notamment celles liées à un abus de position dominante (ciseau tarifaire, prix prédateurs...) visées par l'article 102 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) et le droit français de la concurrence. Elle a également fait rentrer le secteur électrique dans le champ du régime des aides d'État et des services d'intérêt économique général (SIEG), visés à l'article 106 du même traité. Dans ce cadre, la compatibilité des interventions nationales sont soumises à différents critères, notamment de nécessité, de proportionnalité et de transparence<sup>41</sup>.

C'est au regard du régime des aides d'État que la Commission européenne a examiné, entre 2007 et 2012, la compatibilité avec le marché intérieur des tarifs réglementés destinés aux moyens et grands consommateurs français, et donné son accord sur le dispositif d'accès régulé au nucléaire historique – ARENH (cf. *infra*). C'est aussi dans ce cadre qu'elle examine depuis 2015 les concessions hydroélectriques françaises (cf. *infra*). Elle a également mené, en 2015 et 2016, une enquête sectorielle d'envergure sur le champ des aides d'État, consacrée aux mécanismes de capacités (cf. *infra*) mis en place par les différents États-membres, approuvant au final, sous conditions, les mécanismes de huit pays, dont la France.

---

<sup>41</sup> Cf. Communication de la Commission sur les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

#### **4 - Le retour des interventions publiques nationales dans le sillage des objectifs environnementaux**

Avec le paquet « énergie-climat » de 2009, le législateur européen a adopté pour la première fois des objectifs quantitatifs en matière de développement des énergies renouvelables, y compris dans le secteur électrique. Pour permettre leur réalisation, des interventions publiques, avec effets potentiels sur le marché de l'électricité, ont été admises au moins tant que les technologies renouvelables n'ont pas atteint leur maturité, notamment en termes de coûts. Dans le cadre de lignes directrices spécifiques sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement, les États-membres, dont la France (cf. *infra*) ont dès lors mis en place des dispositifs de soutien public au développement des moyens de production électrique renouvelable.

Les implications de la poursuite de ces objectifs environnementaux sur le fonctionnement du marché de l'électricité sont rapidement apparues : d'une part, l'augmentation du niveau de taxation de l'électricité là où ce moyen a été choisi pour financer le coût croissant du soutien public aux renouvelables électriques risquait de peser sur la compétitivité économique européenne ; d'autre part, l'effet baissier exercé par la production renouvelable sur les prix de gros de l'électricité, conjugué à la diminution de la demande comme du prix du charbon et du CO<sub>2</sub> dans la première moitié des années 2010, a pesé sur la rentabilité des moyens de production conventionnels, encourageant le retrait des centrales à gaz et faisant peser un nouveau risque sur la sécurité d'approvisionnement.

Ce dernier facteur a contribué à pousser la plupart des États-membres, dont la France, à mettre en place des mécanismes de capacité, sous forme de réserves de capacités ou d'incitations au maintien sur le marché de moyens de production nécessaires à la couverture de la demande en période de tension du système électrique (cf. *infra*).

## **B - En France, la poursuite d'objectifs justifiant le maintien d'une intervention publique**

Le modèle français d'opérateur intégré reposait sur une planification des investissements en vue de composer un réseau et un parc de production adapté, au moindre coût, à la demande, et sur une tarification au client final reflétant les coûts marginaux de développement<sup>42</sup> de ce parc. C'est dans ce cadre qu'a été lancé le programme électronucléaire français et qu'ont été développés les usages de l'électricité (chauffage individuel électrique par exemple, qui entraîne une thermo-sensibilité<sup>43</sup> française très prononcée par rapport aux autres pays).

### **1 - Les particularités de la situation française**

#### *a) Le bénéfice d'un parc de production nucléaire prépondérant et aux coûts largement amortis*

Au sein du marché intérieur de l'électricité promu par les directives européennes depuis 1996, les marchés de gros organisés sous forme de « bourses » (cf. *supra*) permettent de fixer un prix à l'électricité échangée du jour pour le lendemain ou pour l'année à venir. Quel que soit l'horizon considéré, ce prix est fortement influencé par les conditions à court terme de l'équilibre entre offre et demande sur l'ensemble de la « plaque » européenne. Le couplage des marchés nationaux (cf. *supra*) conduit à ce que, régulièrement, l'unité de production dont le coût marginal fixe le prix de marché « spot » correspond à une centrale à charbon ou au gaz, située éventuellement hors de France, dont le coût variable dépend fortement du prix de son combustible et, dorénavant, du prix payé pour l'émission de CO<sub>2</sub> associée à sa combustion<sup>44</sup>.

---

<sup>42</sup> Il se distingue du coût marginal de court terme, qui ne reflète que les coûts variables de production. Le coût marginal de développement, ou de long terme (utilisé par EDF pour la tarification), tient aussi compte des coûts d'investissements nécessaires à l'ajout d'un MW supplémentaire de capacité de production.

<sup>43</sup> La thermo-sensibilité représente la variation de la consommation d'électricité engendrée par une variation de la température.

<sup>44</sup> Dans le cadre des quotas échangeables d'émissions de CO<sub>2</sub> mis en place au niveau européens depuis 2005, les producteurs d'électricité doivent détenir des « droits » d'émissions de CO<sub>2</sub> correspondant aux émissions engendrées par leur activité de production. S'ils doivent acheter des droits pour pouvoir accroître leur production, ce coût d'achat alourdit leur coût marginal de production.

**Des prix de gros très sensibles aux prix du gaz, du charbon et du CO<sub>2</sub> : illustration en 2021-2022**

Le coût marginal de production d'une centrale à gaz ou à charbon émettant du CO<sub>2</sub> dépend essentiellement du rendement de la centrale, du prix d'achat du gaz ou du charbon en gros sur les marchés et du prix des quotas d'émission de carbone.

Pour une centrale à gaz de rendement à 58 %, une augmentation du prix du gaz de 100 €/MWh, comme cela s'est produit entre avril 2021 et mars 2022 sur les marchés de gros, entraîne une hausse du coût marginal de production de l'électricité de 170 €/MWh. Pour une centrale à charbon, une progression du prix du charbon de 60 \$/t, similaire à celle qui a été constatée au premier semestre 2021 sur les marchés de gros, génère une augmentation du coût marginal de production de l'électricité de 25 €/MWh.

Le prix des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> influe quant à lui nettement plus sur le coût marginal des centrales à charbon que sur celui des centrales à gaz. Quand il passe de 25 à 80 €/tCO<sub>2</sub> comme cela a été constaté entre début 2021 et mars 2022, le coût marginal de production d'une centrale à gaz à cycle combiné progresse de 20 €/MWh et celui d'une centrale à charbon augmente de près de 55 €/MWh.

Au total, les mouvements combinés de prix du gaz, du charbon et du CO<sub>2</sub> ont conduit le prix « spot » à passer d'un alignement sur un coût marginal de centrale de pointe fossile de l'ordre de 45-55 €/MWh début 2021 à un alignement sur un coût marginal de centrale de pointe supérieur à 220 €/MWh en mars 2022.

La France dispose elle-même de centrales à gaz ainsi que de centrales de pointe à charbon et au fioul, susceptibles de porter le prix « spot » à des niveaux élevés en période de forte demande. Mais son parc de production est surtout composé de moyens de base à faible coût marginal, essentiellement nucléaires. Si elle n'était pas interconnectée avec ses voisins, la forte proportion de production nucléaire en France, par rapport au reste de l'Europe, entrainerait donc de moins fréquents appels à des unités de production « marginales » fossiles pour répondre à la seule demande française. À parc de production donné, les échanges transfrontaliers résultant du couplage des marchés européens se traduisent ainsi la plupart du temps par un renchérissement des prix de gros en France.

Par ailleurs, le parc nucléaire existant présente non seulement de faibles coûts variables mais aussi des coûts complets relativement compétitifs, notamment parce que les actifs de production sont largement



amortis<sup>45</sup>. La Cour a ainsi estimé qu'en 2019, le coût comptable de production nucléaire s'élevait à moins de 44 €/MWh<sup>46</sup>. La part prépondérante du nucléaire historique conduit du reste à maintenir le coût de production de l'ensemble du parc de production français à un niveau relativement faible. Le coût comptable de toute la production d'EDF pouvait par ailleurs être évalué globalement à l'équivalent de moins de 50 €/MWh<sup>47</sup> en 2019.

Sur le marché interconnecté, quand le coût marginal des centrales fossiles augmente significativement, le risque est donc plus important que l'approvisionnement en électricité des fournisseurs, y compris sur le marché à terme, se fasse à des prix excédant significativement le coût complet moyen de production du parc français. Les filières de production les plus compétitives bénéficient alors de profits nets résultant d'une « rente de rareté »<sup>48</sup>. Une telle situation s'est notamment produite sur la période de 2006 à 2008, au cours de laquelle les prix « spot » et « Y+1 »<sup>49</sup> moyens ont été supérieurs à 60 €/MWh et ont régulièrement dépassé 80 €/MWh. Cette situation se répète en 2021 et début 2022, avec un prix « Y+1 » continuellement supérieur à 120 €/MWh depuis fin septembre 2021.

*b) Le maintien d'un opérateur historique intégré et unique détenteur du parc nucléaire*

Si EDF a pu conserver son statut d'établissement public industriel et commercial (EPIC) lors des premières années de la libéralisation du secteur, la loi du 9 janvier 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières l'a transformé en société anonyme détenue majoritairement par l'État. Il s'agissait alors de permettre à EDF de profiter, à l'international, de l'ouverture de la totalité du marché

---

<sup>45</sup> Autant de constats déjà rappelés en 2009 par la Commission Champsaur sur l'organisation du marché de l'électricité.

<sup>46</sup> Cf. Observations définitives de la Cour des comptes sur l'analyse des coûts du système électrique en France, publié en décembre 2021. <https://www.ccomptes.fr/fr/documents/58078>.

<sup>47</sup> Ce coût inclut le coût de production de l'ensemble du parc détenu par EDF et les éventuels achats et reventes sur les marchés. En revanche, il n'inclut pas le coût du soutien public aux EnR électriques (soit l'équivalent de près de 11 €/MWh, cf. *infra*), qui n'est pas non plus incorporé au prix payé pour l'énergie.

<sup>48</sup> Il y aurait en effet alors un intérêt financier à investir plus dans ces filières pour en augmenter la capacité de production.

<sup>49</sup> Prix à terme pour une livraison d'une puissance donnée pendant toutes les heures de l'année suivante (cf. annexe n°7).

des clients professionnels, en accroissant ses capacités de financement (par ouverture du capital), tout en conjurant un risque de condamnation pour aide d'État non notifiée<sup>50</sup>.

Au-delà de ce changement de statut, de la séparation entre EDF et GDF et de la filialisation des activités de transport et de distribution d'électricité, en conformité avec les directives européennes, EDF est demeuré jusqu'à présent un opérateur intégré de la production et de la fourniture d'électricité, en position dominante sur le segment de la production. L'entreprise est en effet l'unique opérateur du parc nucléaire français et le principal concessionnaire des centrales hydroélectriques.

## **2 - Les conséquences de l'ouverture à la concurrence et des évolutions des conditions de marché**

L'ouverture à la concurrence a conduit les pouvoirs publics français à formuler plus explicitement les principaux objectifs nationaux poursuivis par l'organisation des marchés de l'électricité.

### *a) L'affirmation d'un service public de l'électricité*

Paradoxalement, la transposition de la directive de 1996 s'est traduite, en France, par l'adoption d'une loi officialisant l'existence d'un service public de l'électricité et en précisant les contours. Cette loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a certes transposé les principales dispositions relatives à l'ouverture à la concurrence mais elle a surtout précisé le champ de l'intervention publique dans le secteur électrique : elle recouvre une programmation pluriannuelle des investissements (PPI), arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, une péréquation géographique nationale des tarifs de fourniture, une couverture des coûts d'EDF par les tarifs réglementés de vente, des obligations d'achat imposées à EDF et aux distributeurs non nationalisés (DNN) pour les productions lauréates d'appels d'offres et pour les EnR.

---

<sup>50</sup> La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure d'examen relative à diverses mesures qu'elle a considérées comme constituant des aides d'État non notifiées en faveur d'EDF. Parmi celles-ci figurait le fait que, selon la Commission, l'État apportait une garantie générale à EDF en tant qu'emprunteur du fait de son statut d'établissement public.

Grâce à la péréquation tarifaire géographique, aux dispositifs de compensation des surcoûts en zones non interconnectées et aux mesures de lutte contre la précarité énergétique, le service public de l'électricité poursuit un objectif de cohésion sociale et territoriale, reconnu du reste par les directives européennes.

EDF, devenu société anonyme, a ainsi signé avec l'État le 24 octobre 2005 un contrat de service public de durée indéterminée, qui précise les modalités de mise en œuvre de ses missions de service public<sup>51</sup>.

*b) Un objectif de stabilité et de compétitivité des prix de détail  
en réaction aux évolutions des conditions de marché*

L'éligibilité de l'ensemble des clients professionnels aux offres de marché, intervenue au début des années 2000, s'est mise en place alors que les prix de marché étaient relativement bas (2000-2003). Ce contexte a favorisé le basculement de nombreux clients, dont les industries électro-intensives, des tarifs réglementés de vente (TRV) vers les offres de marché.

Mais les prix de marché de gros européens ont amorcé une remontée à partir de 2004, dans le sillage des cours des énergies fossiles et de l'introduction d'un prix européen du CO<sub>2</sub>. Les offres de marché sont ainsi devenues nettement moins avantageuses que les tarifs réglementés. Cette remontée des prix a conduit la France à conforter la place des tarifs réglementés de vente au sein du marché de détail. Un tarif réglementé et transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM)<sup>52</sup> a alors été mis en place pour permettre aux clients professionnels passés en offre de marché de bénéficier à nouveau d'un tarif réglementé plus favorable, car plus proche des coûts de production du parc français.

Dans un contexte de prix de marché toujours élevés, alors que la Commission européenne avait ouvert une procédure d'examen de la compatibilité des tarifs réglementés bénéficiant aux clients professionnels

---

<sup>51</sup> Le contrat de service public liant EDF SA à l'État définit notamment les conditions d'évolution des tarifs réglementés de vente (couverture des coûts d'EDF, évolution de la structure des tarifs pour refléter la structure des coûts) ; les modalités d'évaluation et de compensation des coûts entraînés par la mise en œuvre des obligations d'achat, des tarifs de première nécessité ou tarifs sociaux (qui ont disparu depuis), de la péréquation tarifaire dans les ZNI, etc. ; les objectifs de proximité et de disponibilité des points d'accueil ; les engagements d'EDF SA matérialisant sa contribution à la sûreté du système électrique (engagement de contractualisation avec RTE pour l'équilibrage, proposition d'effacements clients, etc.).

<sup>52</sup> Tarif instauré par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

avec le régime des aides d'État, l'élaboration de la loi portant organisation du marché de l'électricité (dite « loi NOME »)<sup>53</sup>, en 2009 et 2010, a reposé notamment sur le constat que « *sans régulation spécifique, la compétitivité du parc de production électrique français ne pouvait pas bénéficier au consommateur final d'électricité* »<sup>54</sup>. Elle était ainsi l'occasion pour les pouvoirs publics de confirmer que l'un des objectifs stratégiques poursuivis à travers l'organisation du marché français de l'électricité était de garantir aux clients français, ménages comme entreprises, « *le maintien de prix de l'électricité fondés sur les conditions économiques du parc de production français, et notamment sur sa forte composante électronucléaire* »<sup>55</sup>. Un outil de politique publique a été proposé à l'appui de l'atteinte de cet objectif – l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH, voir *infra*) – tandis que la décision de la Commission européenne relative à la procédure ci-dessus mentionnée actait la suppression du TarTAM<sup>56</sup> et des tarifs réglementés pour les professionnels (hors petites entreprises).

L'objectif de stabilité des prix de détail, qui semblait sous-tendu par des prix fondés sur les coûts du parc nucléaire plutôt que sur des prix de marché, n'a été formulé explicitement qu'en 2019 par la loi énergie-climat à l'appui de l'augmentation de la limite de plafonnement de l'ARENH<sup>57</sup> (cf. *infra*). La stabilité des prix de détail pour les petits consommateurs avait par ailleurs été reconnue en 2018 par le Conseil d'État comme objectif d'intérêt général justifiant le maintien des TRV pour cette catégorie de clients<sup>58</sup>.

*c) Une attention particulière portée à l'effectivité de la concurrence entre fournisseurs*

La loi NOME précitée a voulu traiter des conditions de la concurrence sur le secteur électrique, en visant à ce qu'elle s'exerce « *notamment là où elle peut le plus susciter l'innovation, pour permettre à chacun de mieux consommer* »<sup>59</sup>, c'est-à-dire entre fournisseurs. Dans son sillage est apparue la notion de « contestabilité » effective des TRV, c'est-à-dire la capacité des fournisseurs dits « alternatifs » à proposer des prix de détail égaux ou inférieurs à ces tarifs, et l'attention portée à

<sup>53</sup> Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité.

<sup>54</sup> Cf. étude d'impact de la loi NOME.

<sup>55</sup> Cf. exposé des motifs de la loi NOME.

<sup>56</sup> Tarif réglementé et transitoire d'ajustement au marché. Ce tarif a permis d'instaurer, pour les clients industriels qui avaient conclu un contrat à prix de marché plus coûteux que le tarif, un droit de retour à une forme de tarif réglementé.

<sup>57</sup> Cf. article L.336-2 du code de l'énergie.

<sup>58</sup> CE, 18 mai 2018, n° 413688 et n° 414656.

<sup>59</sup> Cf. exposé des motifs de la loi NOME.

l'évolution des parts de marché respectives d'EDF et de ces fournisseurs « alternatifs », comme marqueur du degré d'ouverture du marché électrique français à la concurrence.

*d) Le souci d'assurer le financement des moyens de production nécessaires à la satisfaction de la demande*

La tarification pratiquée par EDF en monopole public, et traduite dans les tarifs réglementés de vente, visait à couvrir les coûts complets du parc de production, ainsi que du réseau de transport et de distribution d'électricité. Avec l'ouverture à la concurrence, la loi a maintenu l'existence de tarifs réglementés de vente (TRV) et leur capacité *a priori* à couvrir les coûts de production. Cependant ils concernent une part de plus en plus réduite des consommations (cf. chapitre II *infra*).

C'est dès lors la loi NOME, qui, en définissant en amont les conditions tarifaires de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) par référence aux conditions économiques de production du parc historique, a officialisé la poursuite d'un objectif de couverture des besoins de financement du parc nucléaire existant. La fixation par voie réglementaire du prix de l'ARENH, rémunérant directement ou régissant de fait la valorisation de l'essentiel de la production nucléaire, devait permettre l'amortissement complet du parc et la rémunération des capitaux engagés à l'horizon 2025 (cf. chapitre III *infra*).

Par ailleurs, en prévoyant la mise en place d'un mécanisme de capacité, entré en vigueur en 2017, la loi entendait répondre à l'objectif de disposer de capacités suffisantes lors des périodes de forte consommation pour garantir le respect des critères de sécurité d'approvisionnement (cf. chapitre IV *infra*).

### **3 - La déclinaison française des objectifs européens de développement des énergies renouvelables**

Par ailleurs, dans le cadre de sa politique énergétique et pour « répondre à l'urgence écologique et climatique »<sup>60</sup>, la France s'est fixée entre autres pour objectif, depuis la LTECV de 2015<sup>61</sup> de porter à 40 % en 2030 la part d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (EnR), ce qui passe essentiellement par l'installation de moyens éoliens et

<sup>60</sup> Article L.100-4 du code de l'énergie.

<sup>61</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

photovoltaïques supplémentaires. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en vigueur prévoit ainsi d'atteindre une capacité installée supérieure à 33 GW pour l'éolien terrestre en 2028 et de plus de 35 GW pour le solaire. Ces objectifs correspondent à un doublement pour l'éolien et un quadruplement pour le solaire par rapport aux capacités installées fin 2019.

En termes de volumes de production, la part des EnR a nettement progressé depuis 2011, même si elle n'a dépassé 20 % qu'en 2020 à la faveur de la crise sanitaire et de ses conséquences sur la production d'origine nucléaire et sur la demande<sup>62</sup>. Cette progression est surtout le fait des filières éoliennes et solaires, dont la production totale est passée ainsi de 14,7 TWh en 2011 à 46 TWh en 2019.

Or, le développement des EnR électriques au sein du mix de production induit de nombreuses conséquences sur les marchés de l'électricité. Il engendre notamment un effet baissier sur les prix du marché « spot » et une volatilité accrue sur ce même marché (cf. annexe n° 9), qui accentuent la difficulté des prix de marché à fournir, à eux seuls, les bons signaux en termes de besoin d'investissement.

## **II - Une construction complexe associant dispositifs de marché et outils d'intervention publique**

### **A - De nombreuses mesures de régulation et d'intervention publique**

L'organisation des marchés français de l'électricité repose sur de nombreux instruments. Ceux directement liés à l'ouverture à la concurrence forment l'ossature de l'environnement de marché défini au niveau européen : il s'agit des bourses d'échanges et de leurs règles de fonctionnement (EPEX Spot, EEX et NordPool en France), mais aussi du *market design* appliqué aux échanges sur ces bourses, qui détermine notamment la formation des prix (cf. annexe n° 7), ou encore des règles d'allocation des capacités d'interconnexion et des dispositifs d'équilibrage au plus proche du temps réel, fondés sur des mécanismes de marché<sup>63</sup>.

---

<sup>62</sup> Cf. Cour des comptes, rapport public annuel 2022.

<sup>63</sup> Services systèmes de réglage de la fréquence et de la tension, mécanismes d'ajustement.

Au-delà, les interventions publiques sur les marchés prennent de nombreuses formes, qu'elles visent directement le fonctionnement de ces marchés ou qu'elles interfèrent avec lui, dans le cadre des politiques énergétiques et environnementales.

### **1 - Des interventions publiques au cœur de l'organisation des marchés**

Ces interventions prévues dès la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, regroupent notamment la programmation pluriannuelle des investissements (PPI devenue PPE), les tarifs en obligation d'achat pour les énergies renouvelables (puis les compléments de rémunération organisés en guichet dans le cadre d'arrêtés tarifaires), les appels d'offres pour de nouvelles capacités<sup>64</sup>, l'accès réglementé au réseau (TURPE) et ses principes de calcul (péréquation géographique, tarification « timbre poste »<sup>65</sup>...), la compensation des surcoûts géographiques à l'approvisionnement (zones non interconnectées - ZNI), les soutiens aux clients précaires (tarif social ou de première nécessité devenu chèque énergie).

Les tarifs réglementés de vente (TRV), maintenus après la libéralisation, et qui peuvent encore bénéficier aux petits consommateurs (tarifs bleus), constituent le principal instrument d'intervention publique sur le marché de détail<sup>66</sup>.

Sur le marché de gros, après la mise en œuvre de plusieurs dispositifs visant à faciliter l'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, à l'instigation soit de la Commission européenne (*Virtual Power Plants* en 2001), soit de l'Autorité de la concurrence (mise aux enchères de production nucléaire à long terme depuis 2007<sup>67</sup>), le principal instrument mis en place depuis 2011 par la loi NOME demeure l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Il consiste en un guichet auquel les fournisseurs alternatifs peuvent obtenir auprès d'EDF, s'ils le demandent, un produit calendaire<sup>68</sup> à prix réglementé, fixé à 42 €/MWh depuis 2012 (cf. *infra*).

---

<sup>64</sup> Y compris, ces dernières années, pour des moyens fossiles avec le projet de centrale à gaz de Landvisiau.

<sup>65</sup> C'est-à-dire application d'une tarification unique à l'ensemble des consommateurs.

<sup>66</sup> Les clients industriels les plus consommateurs d'électricité (dits électro-intensifs) bénéficient quant à eux d'instruments spécifiques de soutien : TURPE réduit sous certaines conditions, taux réduit de CSPE, « compensation carbone ».

<sup>67</sup> Décisions n°07-MC-04 et 07-D-43 des 28 juin et 10 décembre 2007.

<sup>68</sup> Un produit calendaire correspond à la livraison d'une puissance fixe toutes les heures d'une année.

Le mécanisme de capacité, également prévu par la loi NOME, et mis en place en 2017, complété par les appels d'offre de long terme (AOLT), constitue quant à lui l'instrument de marché choisi par la France pour parer au risque de sous-capacité en période de tension sur l'équilibre offre-demande (cf. *infra*).

Enfin, la France a développé de manière pionnière les instruments d'effacement<sup>69</sup> et d'interruptibilité<sup>70</sup>. Les capacités d'effacement peuvent en outre être mobilisées dans le cadre du mécanisme de capacité et leur développement fait l'objet d'appels d'offres spécifiques.

## **2 - Des instruments liés aux politiques environnementales**

Certains instruments liés aux politiques environnementales et climatiques, au-delà de la participation au système européen de quotas de GES échangeables<sup>71</sup> et de la fiscalité des énergies, ont partie liée avec l'organisation du marché de l'électricité et interfèrent avec son fonctionnement.

Il s'agit de la rémunération des productions EnR hors marché (obligation d'achat et compléments de rémunération, par guichet ou appel d'offres) et de son mode de financement (cf. annexe n° 8), d'un marché *ad hoc* permettant de valoriser ces productions au sein des offres de détail (garanties d'origine), ainsi que des certificats d'économie d'énergie<sup>72</sup>, qui valorisent les obligations d'action de maîtrise de la consommation (cf. annexe n° 13).

## **B - Une concurrence limitée sur les marchés de gros et de détail**

### **1 - Un marché de gros dominé par EDF et influencé par les stratégies de recours à l'ARENH**

#### *a) Une position toujours dominante d'EDF sur le segment de la production*

La production française d'électricité reste fortement concentrée sur le producteur historique EDF, qui en assure près de 85 % (plus de 420 TWh en 2019 pour plus de 95 GW installés), suivi d'Engie (4 % avec près de

---

<sup>69</sup> C'est-à-dire les réductions ponctuelles et volontaires de consommation.

<sup>70</sup> Destiné aux clients industriels en capacité d'interrompre leur consommation dans des délais réduits (en moins de 5 s. pour le dispositif le plus contraignant).

<sup>71</sup> Qui concerne les producteurs d'électricité.

<sup>72</sup> Le coût de mise en œuvre des obligations de certificats d'économie d'énergie est ainsi reflété dans les tarifs réglementés de vente.



25 TWh pour 8,8 GW installés), de Gazel Energie (moins de 1 % et 5 TWh pour 2,1 GW installés) et de Total. Au-delà, plus de 350 000 sites de production à base d'énergies renouvelables assurent l'essentiel de la production restante (plus de 55 TWh).

Le mix de production d'EDF est dominé par le nucléaire (85 %) tandis que ses concurrents détiennent un parc majoritairement renouvelable (Engie) ou fossile (Gazel Energie, Total).

*b) Une liquidité réduite par le caractère intégré d'EDF  
et le recours au guichet de l'ARENH*

Au sein de l'ensemble des pays européens, la France affiche un niveau de liquidité des marchés de gros dans la moyenne, mais très inférieur à celui de l'Allemagne. Selon les données rassemblées par l'ACER sur l'année 2019<sup>73</sup>, les volumes échangés sur les marchés à terme intermédiés<sup>74</sup> ont représenté deux fois la consommation nationale pour la France, mais près de huit fois pour l'Allemagne.

Ces résultats découlent en premier lieu du poids et du caractère intégré d'EDF, qui peut destiner une part de sa production à l'alimentation de ses propres clients, donc sans nécessité d'offrir ou d'acheter l'essentiel des volumes correspondants sur les marchés de gros, en particulier à terme. Tout autre fournisseur disposant de moyens de production en propre peut du reste faire de même. Ils découlent également de la mise en place du guichet de l'ARENH, auquel les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent dès lors que les prix de marché excèdent le tarif de l'ARENH (cf. *infra*)<sup>75</sup>.

Ces deux éléments sont encore susceptibles de distraire des marchés de gros jusqu'à l'équivalent de 75 % de la production électrique française. Ainsi, en 2020, l'approvisionnement des clients directs d'EDF représentait plus de 245 TWh, et le guichet ARENH 126 TWh (pertes réseaux comprises). Sous réserve des opérations d'achat/vente réalisables par les opérateurs intégrés pour l'optimisation de leurs activités, le solde de la production proposée sur le marché se limiterait à environ 120 TWh, sur une production totale de 493 TWh (cf. schéma ci-dessous).

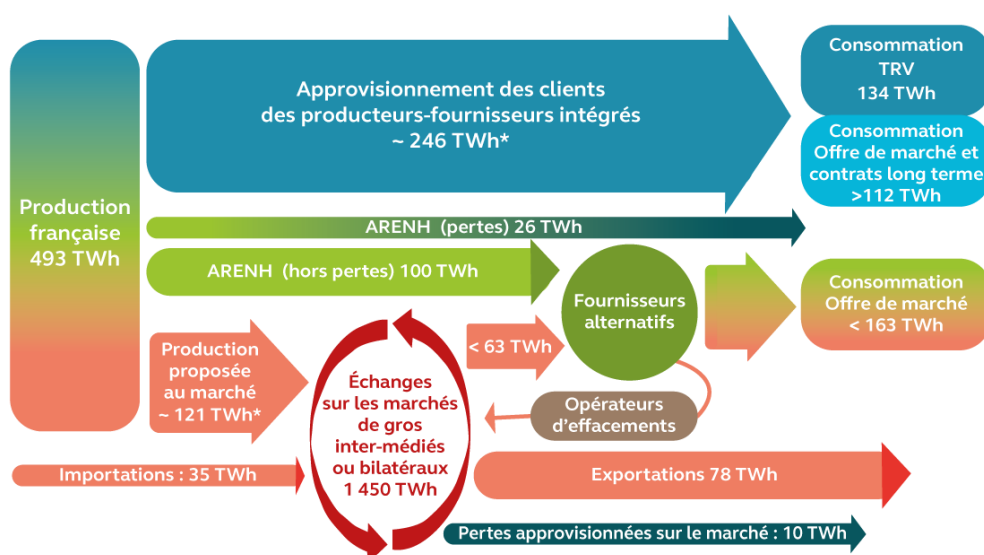
---

<sup>73</sup> ACER *Market Monitoring Report 2019 – Electricity Wholesale Markets Volume* – février 2021.

<sup>74</sup> C'est-à-dire hors échanges bilatéraux directs.

<sup>75</sup> Le caractère optionnel de l'ARENH conduit à d'importantes variations de la liquidité du marché de gros selon les années : en 2016, année au cours de laquelle les fournisseurs ont préféré ne pas recourir au guichet ARENH, les volumes échangés sur les marchés à terme intermédiés ont ainsi représenté jusqu'à quatre fois la consommation nationale.

#### Schéma n° 4 : répartition des échanges commerciaux d'électricité en 2019



\* Compte non tenu des rachats effectués sur les marchés par les producteurs-fournisseurs intégrés

Source : Cour des comptes d'après données RTE et CRE

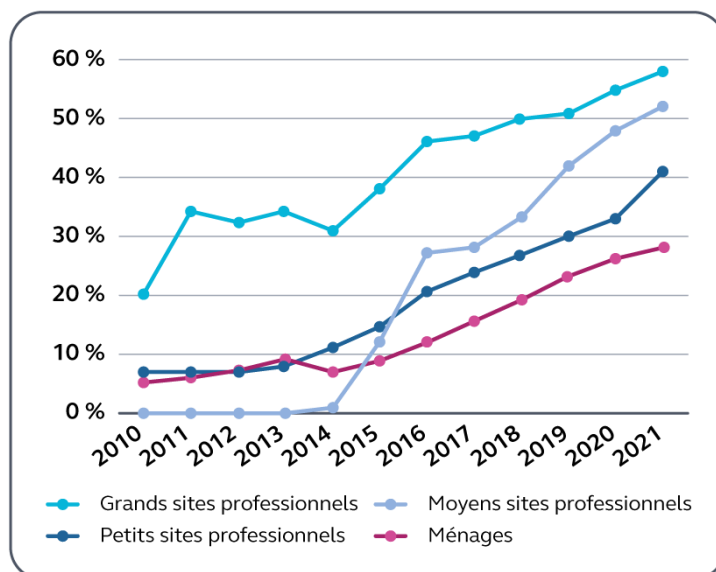
## 2 - Un marché de détail qui s'est significativement ouvert aux concurrents des fournisseurs historiques

### a) Un marché de détail dont la concentration diminue mais reste élevée

Selon les données de l'observatoire du marché de détail de l'électricité du quatrième trimestre 2021, réalisé par la CRE, le marché de détail couvre la consommation de 39,7 millions de sites. 86,7 % de ces sites concernent des ménages, qui ne représentent cependant que 38 % de la consommation électrique nationale. 0,1 % de ces sites concernent la grande industrie ainsi que de grands sites de consommation (hôpitaux, hypermarchés, etc.) et concentrent pourtant 40 % de la consommation électrique.

Pour l'alimentation de ces sites, la CRE recensait au quatrième trimestre 2021 une cinquantaine de fournisseurs nationaux dits « alternatifs » par rapport à l'opérateur national historique EDF et aux fournisseurs historiques locaux (entreprises locales de distribution - ELD). Ces fournisseurs alternatifs, apparus avec l'ouverture à la concurrence, n'étaient encore qu'au nombre de 18 en 2015. Depuis 2010, ils ont globalement gagné d'importantes parts de marché sur tous les segments de clientèles.

**Graphique n° 1 : évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs depuis 2010 (en volume de consommation)**



Source : Cour des comptes d'après données CRE – observatoire du marché de détail

Fin 2021, la part de marché des fournisseurs alternatifs a atteint 31 % en nombre de sites et 28 % en volume de consommation au sein de la clientèle des ménages et respectivement plus de 47 % et 52 % au sein de la clientèle des grands et moyens sites professionnels. Les parts de marché restantes étant détenues essentiellement par EDF, la concentration du marché de détail, mesurée par l'indice HHI<sup>76</sup>, reste élevée sur chacun des segments de clientèles, avec un indice de plus 2 000 pour les grands clients industriels et de près de 5 000 pour les ménages. La France fait ainsi partie des 30 % de pays européens aux indices de concentration les plus élevés sur le marché de détail (cf. annexe n° 12).

<sup>76</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des acteurs. La Commission européenne considère qu'un marché est très concentré à partir d'un HHI supérieur à 2 000.

*b) Une concentration qui recule plus lentement au sein des clientèles encore éligibles aux tarifs réglementés de vente*

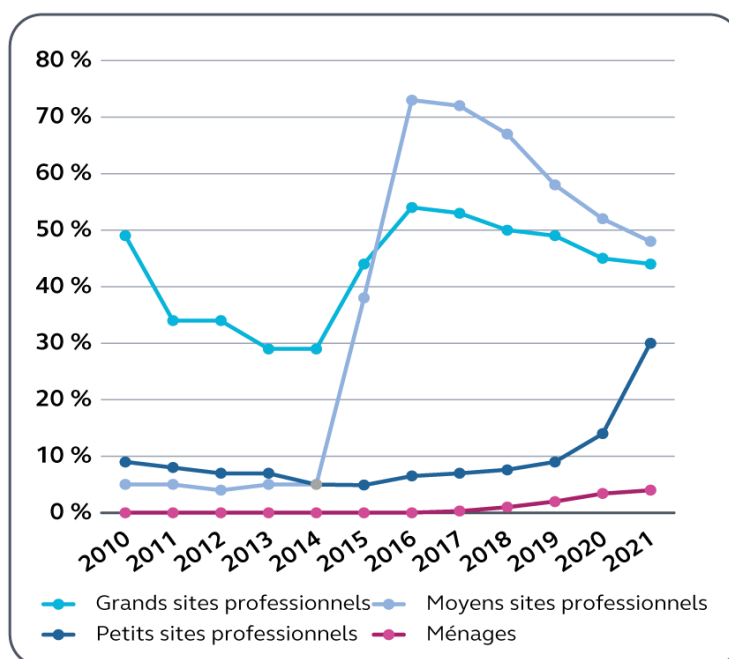
Sur le segment de la clientèle des ménages, les parts de marché relativement faibles des fournisseurs alternatifs, quoiqu'en progression régulière, s'accompagnent d'une proportion modeste des volumes de consommation concernés par des offres de marché, au bénéfice des tarifs réglementés de vente (TRV) qui couvrent encore 67 % de la consommation des ménages en 2021. En revanche, au sein des seules offres de marché, soit sur 33 % de la consommation des ménages, la part de marché spécifique des fournisseurs alternatifs est de plus de 85 %. Les ménages ayant quitté les TRV se sont donc massivement tournés vers les fournisseurs alternatifs<sup>77</sup> plutôt que vers les offres de marché des opérateurs historiques (EDF ou entreprises locales de distribution).

*A contrario*, comme indiqué ci-dessus, sur les segments de clientèle professionnelle, pour lesquels les TRV ont totalement disparu en 2016, l'opérateur historique a pu conserver une part de marché significative. Cette situation résulte d'un basculement initialement très majoritaire des sites professionnels de moyenne taille vers les offres de marché de l'opérateur historique lors de la suppression des TRV jaunes et verts, suivi des pertes régulières de ces clients au profit des fournisseurs alternatifs. Le même mouvement paraît se dessiner sur les petits sites non résidentiels, qui ont vu leurs critères d'éligibilité au TRV durcis en 2021 (cf. chapitre II *infra*).

---

<sup>77</sup> La Cour a par ailleurs dénoncé les lacunes du dispositif de régulation mis en place parallèlement à l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie dans son référé du 15 janvier 2021 relatif à la commission de régulation de l'énergie.

**Graphique n° 2 : évolution des parts de marché des fournisseurs historiques (hors TRV) depuis 2010 (en volume de consommation)**



Source : Cour des comptes d'après données CRE – observatoire du marché de détail

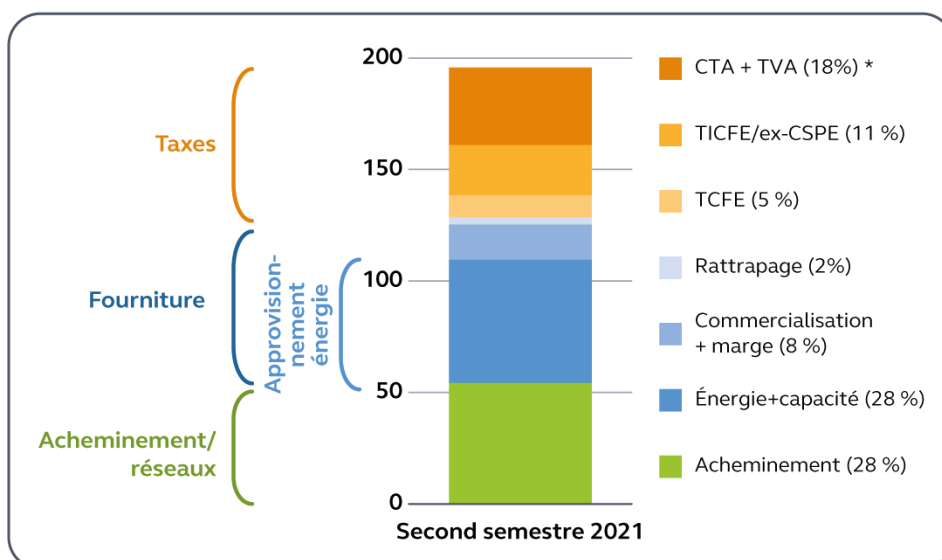
### 3 - Une concurrence sur les prix de détail qui ne peut porter que sur une part minoritaire du prix TTC

Les tarifs réglementés comme les prix des offres de marché proposés aux clients finals sont des prix et tarifs « intégrés » : ils rémunèrent non seulement l'approvisionnement (énergie et capacité) et la commercialisation de l'électricité, mais aussi son acheminement, à travers la répercussion au consommateur de la charge supportée par les fournisseurs au titre du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE), visant à couvrir les coûts d'exploitation et de développement des réseaux de transport et de distribution. Ils incluent par ailleurs différentes taxes.

Les conditions de production ou d'approvisionnement en énergie et en capacité ne déterminent ainsi guère plus d'un tiers de la facture d'électricité des ménages<sup>78</sup>, comme le montre le graphique ci-après s'agissant du tarif réglementé de vente (TRV) proposé aux ménages.

<sup>78</sup> Même en comptant la part de TVA qui s'y applique proportionnellement.

**Graphique n° 3 : décomposition moyenne du tarif réglementé de vente « bleu résidentiel » au second semestre 2021 (en €/MWh)**



\* Calculé pour un client au TRV bleu option « base » 9 kVA et pour une consommation annuelle de 5 000 kWh.

Note de lecture : les différentes taxes (en jaune orangé), sont décrites en annexe n°13 ; les rattrapages rendent compte des calendriers effectifs de mise en œuvre des décisions d'augmentation tarifaires.

Source : Cour des comptes d'après données CRE

Le reste est composé de la tarification de l'acheminement, via la répercussion du TURPE pour près de 30 %, des coûts de commercialisation (marge comprise) pour environ 8 %, de taxes proportionnelles aux volumes consommés (droits d'accises) pour environ 15 %<sup>79</sup> et enfin de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA, cf. annexe n° 13) et de la TVA (18 %).

Or, pour une même catégorie de clients finals, le barème des tarifs d'acheminement et des taxes est le même pour tous les fournisseurs. A proposition de services aux clients identique, les fournisseurs ne peuvent donc pratiquer une concurrence en coûts que sur la partie « fourniture », intégrant approvisionnement et commercialisation. Cela représente à peine plus d'un tiers de la facture d'un client résidentiel, en fonction de leur politique d'approvisionnement et de couverture des risques, et de leur maîtrise des coûts commerciaux.

<sup>79</sup> Les proportions exactes de la facture dépendent du volume de consommation.

Du reste, l'évolution des barèmes des taxes comme des tarifs d'acheminement est à l'origine d'une importante augmentation des prix TTC payés par les consommateurs, totalement indépendante des conditions de concurrence sur l'activité de fourniture à strictement parler (cf. annexe n° 13).

Ainsi, entre 2007 et 2020, la composante « taxes » des prix moyens payés par les ménages a augmenté de 130 % (36,5 €/MWh)<sup>80</sup> quand, dans le même temps, la composante « hors taxes » n'augmentait que de 44 % (+38 €/MWh).

De son côté, le revenu tarifaire moyen du TURPE est passé de 38,2 €/MWh<sup>81</sup> en 2007 (TURPE 2) à 48,8 €/MWh<sup>82</sup> en 2020 (TURPE 5), soit +28 %. Sur le champ des clients aux TRV bleus « résidentiels », qui couvre encore près de 70 % des ménages, la composante « acheminement » du prix payé atteignait 53,5 €/MWh en 2020. Elle affichait une hausse de 22 % (+9,7 €/MWh) par rapport à 2013.

#### **4 - Des prix de détail qui restent compétitifs par rapport à ceux de nos principaux partenaires européens**

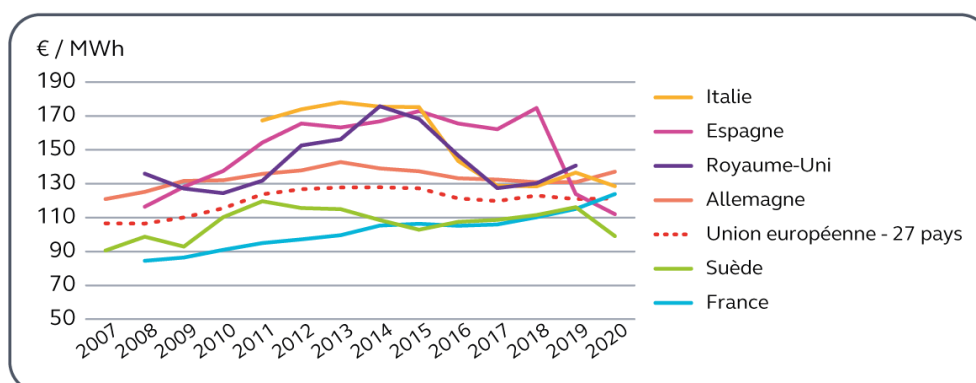
Depuis l'ouverture à la concurrence, le prix HT de l'électricité pour un ménage français est resté inférieur à la moyenne européenne. À l'exception de 2020, marquée par une forte baisse des prix de marché dans le sillage de la crise sanitaire, il est demeuré plus bas que chez nos principaux partenaires d'Europe de l'Ouest (notamment la Suède, l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni), même si, comme le montre le graphique ci-dessous, les écarts se sont réduits ces dernières années, avant les effets de la récente flambée des prix du gaz.

---

<sup>80</sup> Sources SDES.

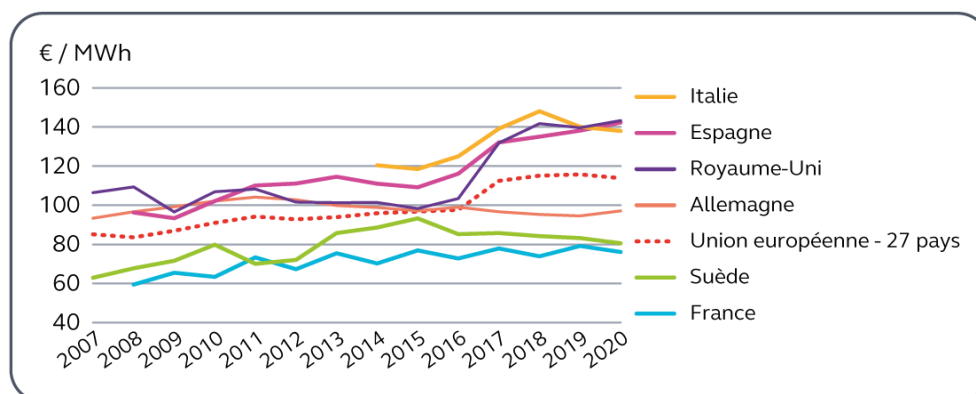
<sup>81</sup> Dont 30,1 €/MWh au titre du réseau de distribution.

<sup>82</sup> Dont 38,5 €/MWh au titre du réseau de distribution.

**Graphique n° 4 : prix de l'électricité HT pour les ménages\***

\* Prix moyens toutes catégories de clients résidentiels confondus selon une pondération reflétant la structure des clients français par catégories (les catégories correspondent aux volumes annuels de consommation).  
Source : Cour des comptes d'après données Eurostat

De même, pour les entreprises, le prix de l'électricité HT est resté, depuis l'ouverture à la concurrence, inférieur à celui de nos principaux voisins européens.

**Graphique n° 5 : prix de l'électricité HT pour les entreprises\***

\* Prix moyens toutes catégories d'entreprises confondus selon une pondération reflétant la structure des entreprises françaises par catégories (les catégories correspondent aux volumes annuels de consommation).  
Source : Cour des comptes d'après données Eurostat

La prise en compte des taxes applicables à la consommation d'électricité ne modifie pas le caractère favorable de la situation des prix français relativement aux prix des autres pays (cf. comparaison des prix européens TTC en annexe n° 12).



---

## CONCLUSION

---

*En France, l'ouverture du secteur à la concurrence au niveau européen a conduit les pouvoirs publics à mettre en place des dispositifs de régulation et d'intervention afin de poursuivre des objectifs de politique publique dont ils ont jugé que le marché seul ne permettrait pas de les atteindre.*

*Ces objectifs propres dessinent les contours du service public de l'électricité que la France a voulu affirmer dès la transposition de la directive de 1996. Ils s'expliquent notamment par les caractéristiques du mix de production français, et ses faibles coûts relatifs grâce à l'importance de son parc nucléaire historique, au sein de l'Europe. Dès lors, l'ouverture à la concurrence aux frontières se traduit dans la plupart des cas par une augmentation des prix de gros de l'électricité en France, qui risque alors de s'éloigner des coûts de production du parc national, en fonction des cours des combustibles fossiles (gaz, charbon). L'intervention publique vise aussi à répondre à certaines insuffisances du modèle de marché « energy only », à travers la mise en place d'un mécanisme de capacité.*

*Mais cette politique nationale d'organisation des marchés et les dispositifs qui la déclinent doivent être compatibles avec les évolutions du droit européen sectoriel (applicable dans le domaine de l'électricité) et du droit de la concurrence. C'est ainsi que les autorités françaises ont été conduites à proposer en 2010 une « nouvelle organisation du marché de l'électricité » visant à concilier dans la durée ouverture à la concurrence et objectifs de faire bénéficier les consommateurs de la compétitivité du parc nucléaire historique, d'assurer le financement de ce parc et de garantir la sécurité d'approvisionnement.*

*Malgré la prédominance d'EDF sur le segment de la production qui maintient un marché de gros très concentré et modérément liquide, et bien que la concurrence s'exerce au final sur une faible part du prix TTC payé par les consommateurs, les fournisseurs alternatifs connaissent un réel développement de leurs parts de marché au détail. La clientèle des ménages reste toutefois couverte à 67 % par les tarifs règlementés de l'opérateur historique. Jusqu'à présent, les prix de détail français sont par ailleurs restés inférieurs à la plupart des prix observés chez nos principaux partenaires européens.*

*Il résulte de cette organisation un paysage complexe et peu lisible en termes de fonctionnement des marchés et des interrogations sur les effets combinés des divers dispositifs publics mis en œuvre, au regard des objectifs initialement poursuivis, notamment en ce qui concerne les trois instruments principaux créés ou modifiés par la loi NOME : les TRV, l'ARENH et le mécanisme de capacité.*

---



## **Chapitre II**

# **Des tarifs réglementés de vente (TRV) dont la stabilité et la proximité avec les coûts de production nationaux sont de moins en moins garanties**

Les tarifs règlementés de vente jouent encore un rôle majeur dans la facture d'électricité des ménages, tant parce que les deux tiers des consommateurs résidentiels y sont abonnés que parce que la plupart des offres de marché se positionnent par rapport à ces tarifs publics. Or, leur vocation a sensiblement évolué depuis la mise en œuvre de la loi NOME.

### La facture d'électricité des ménages

Elle varie selon leur consommation électrique et les options de leur contrat de fourniture. En moyenne, fin 2019, la consommation électrique annuelle d'un ménage s'élevait à 4 595 kWh et sa facture annuelle à 944 € (sources CRE et Insee).

Ces chiffres moyens cachent de grandes disparités, en particulier selon les tailles de logement et leur type de chauffage, comme l'illustrent les cas-type suivants :

Type de foyer	Type de chauffage et chauffe-eau	Consommation annuelle	Facture annuelle (au TRV)	Effet d'une augmentation de 10 €/MWh du prix de l'électricité sur la facture annuelle
Studio 20 m <sup>2</sup> (personne seule)	Électriques	4 260 kWh	800 €	+ 42,6 €
	Non électriques	1 260 kWh	300 €	+ 12,6 €
Appartement 50 m <sup>2</sup> (2 personnes)	Électriques	5 260 kWh	1 520 €	+ 52,6 €
	Non électriques	1 670 kWh	390 €	+ 16,7 €
Appartement 110 m <sup>2</sup> (4 personnes)	Électriques	17 820 kWh	2 950 €	+ 178,2 €
	Non électriques	2 520 kWh	530 €	+ 25,2 €

Source : Cour des comptes à partir de la calculatrice et du comparateur du site Énergie-info du Médiateur national de l'énergie (décembre 2021)

## I - Des tarifs réglementés de vente d'électricité dont le champ s'est réduit

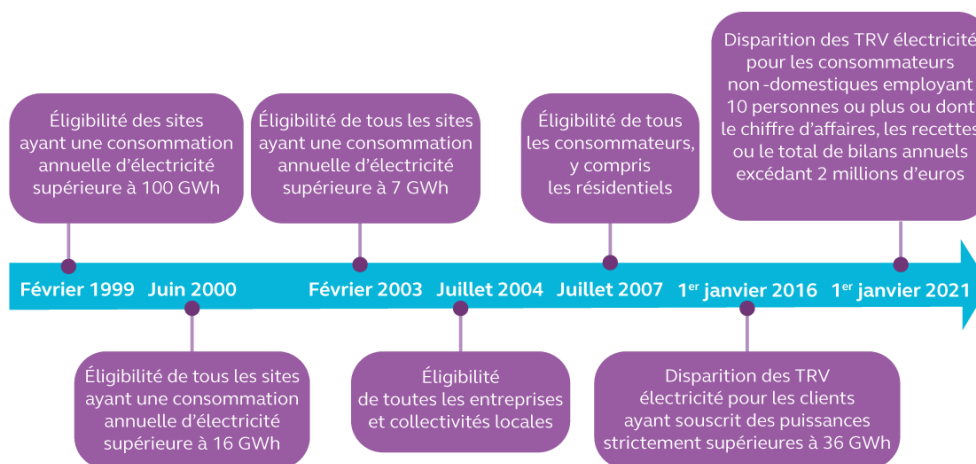
### A - Une possibilité de bénéficier de tarifs réglementés progressivement circonscrite

Avant la libéralisation, le prix payé par tous les clients finals pour leur consommation électrique relevait d'une tarification du monopole de production, de transport et de distribution d'électricité par EDF et les entreprises locales de distribution (ELD)<sup>83</sup>, selon un barème par catégorie (ménages, professionnels, puissance de raccordement...) et fonction de l'option choisie (base, heures pleines/creuses, etc.). Ces barèmes, comportant une part fixe et une part proportionnelle à l'énergie soutirée, étaient fondés sur les coûts complets du système électrique, production et acheminement compris.

<sup>83</sup> Le fournisseur historique d'électricité est EDF ou, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), une entreprise locale de distribution (ELD) comme, par exemple, Électricité de Strasbourg ou Usine d'Électricité de Metz.

Même après l'ouverture complète du marché de détail à la concurrence, qui a donné à toutes les catégories de clients finals la liberté de choisir leur fournisseur, la possibilité de bénéficier de tarifs réglementés de ventes (TRV), commercialisés par les fournisseurs historiques d'électricité (EDF ou les ELD), a été conservée. Mais cette possibilité concerne un champ de clients finals de plus en plus circonscrit (cf. schéma n° 5). Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, seuls les clients résidentiels et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble à usage d'habitation, ainsi que les « petits » clients non résidentiels<sup>84</sup>, restent éligibles aux TRV.

### Schéma n° 5 : les étapes de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité et l'éligibilité des clients au TRV



Source : CRE

Tout consommateur ayant souscrit un contrat en offre de marché a la faculté de revenir sans condition aux tarifs réglementés s'il y est éligible. Ce principe de réversibilité a été pérennisé par la loi « NOME » et « constitue une forme de protection pour les consommateurs » en leur garantissant « une pleine et entière liberté de choix »<sup>85</sup>.

<sup>84</sup> Employant moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas deux millions d'euros.

<sup>85</sup> Selon les termes employés dans l'étude d'impact du projet de loi NOME d'avril 2010.

### **Les consommateurs connaissent les tarifs réglementés de vente d'électricité mais pas toutes leurs modalités**

Dans le cadre de son baromètre annuel énergie-info, le Médiateur national de l'énergie a interrogé en septembre 2021 les consommateurs d'électricité (2 016 foyers interrogés par voie électronique entre le 6 et le 21 septembre 2021).

Il ressort de cette enquête que les tarifs réglementés de vente sont un dispositif connu mais dont les modalités sont mal comprises par les consommateurs, d'autant que les différences entre les modalités applicables aux tarifs réglementés de vente de gaz et à ceux de d'électricité apportent de la complexité.

77 % des sondés disent en effet « avoir entendu parler des tarifs réglementés » en 2021 quand ils n'étaient que 60 % en 2018 et moins de 40 % avant 2015. Parmi eux, 90 % savent que les tarifs réglementés sont des tarifs fixés par les pouvoirs publics. Certaines fausses idées persistent toutefois quant aux modalités plus précises des TRV : 66 % des consommateurs pensent que l'on peut obtenir des TRV pour le gaz et l'électricité chez un même fournisseur et 40 % qu'ils peuvent être proposés par l'ensemble des fournisseurs d'énergie. De même 27 % pensent, à tort, ne pas pouvoir revenir au tarif réglementé d'électricité après l'avoir quitté. Le sujet des TRV est mieux appréhendé par les 65 ans et plus : 83 % d'entre eux ont déjà entendu parler des tarifs réglementés et 69 % savent qu'ils ne sont pas proposés par l'ensemble des fournisseurs.

Les consommateurs ne connaissent pas tous leur contrat d'électricité actuel. 30 % des personnes qui s'occupent des factures d'énergie dans leur foyer ne savent pas s'ils ont un contrat aux tarifs réglementés ou non.

Concernant les perspectives, 40 % des personnes interrogées pensent que les tarifs réglementés de vente d'électricité vont prochainement disparaître alors que cela n'est actuellement pas d'actualité.

## **B - Un maintien des TRV dont la justification repose sur la poursuite de plusieurs objectifs**

Les tarifs réglementés sont considérés comme une entrave à la réalisation d'un marché de l'électricité concurrentiel tel que prévu par la directive 2009/72/CE<sup>86</sup>. Toutefois, la Commission européenne avait considéré en 2012<sup>87</sup> que les tarifs réglementés au bénéfice des clients professionnels (tarifs jaune et vert) étaient justifiés à titre transitoire, en accompagnement des premières années d'ouverture à la concurrence, pour « éviter qu'EDF fasse des bénéfices exceptionnels en utilisant une tarification excessive de la part d'un opérateur susceptible de conserver une part considérable du marché de détail ».

<sup>86</sup> Jurisprudence du Conseil d'État (18 mai 2018, n° 413688, ANODE) analysant les dispositions de la directive 2009/72/CE.

<sup>87</sup> Décision de la Commission du 12 juin 2012 concernant l'aide d'État SA.21918 (C 17/07) (ex NN 17/07) mise à exécution par la France - Tarifs réglementés de l'électricité en France.

En 2018, le Conseil d'État a jugé que le TRV d'électricité, recentré sur les ménages et les petits professionnels, était compatible avec les textes européens, au motif qu'il poursuivait un objectif d'intérêt général de stabilité des prix et qu'il n'existait pas de mesure étatique moins contraignante pour satisfaire cet objectif et permettre l'accès de tous à ce produit de première nécessité non substituable<sup>88</sup>. Les TRV de l'électricité ont donc été maintenus et ce, contrairement au TRV du gaz qui sera supprimé au 1<sup>er</sup> juillet 2023 pour l'ensemble des clients, y compris les particuliers et petits professionnels<sup>89</sup>.

L'article L. 337-9 du code de l'énergie, issu de la transposition de la directive de 2019, précise désormais les objectifs d'intérêt économique général assignés aux TRV en mentionnant la « *stabilité des prix, [la] sécurité de l'approvisionnement et [la] cohésion sociale et territoriale* ». Il prévoit que cette réglementation soit évaluée régulièrement au regard de ces objectifs et sur la base de rapports établis par la CRE et l'Autorité de la concurrence.

Sur le volet de la cohésion sociale et territoriale, les premiers rapports de la CRE<sup>90</sup> et de l'Autorité de la concurrence<sup>91</sup> indiquent respectivement que « *les TRVE contribuent également à l'objectif de cohésion sociale et territoriale entre la métropole et les zones non interconnectées (ZNI) notamment en outre-mer* » et que « *l'objectif de cohésion territoriale n'est justifié que pour les ZNI et la cohésion sociale est davantage assurée par d'autres mécanismes que les TRV* » (la cohésion sociale est principalement apportée par la tarification unique des réseaux, à travers le TURPE). Les deux rapports s'accordent en revanche à ne pas identifier de contribution évidente des TRV à l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

Au-delà des objectifs précédemment mentionnés, le ministère de la transition écologique considère qu'en raison de l'impératif de « *contestabilité* » qui leur est applicable (cf. *infra*), « *il n'est pas possible juridiquement que ce soient les TRV qui puissent être un outil pour garantir aux consommateurs le bénéfice de la compétitivité du nucléaire* ». À cet égard, même si, dans l'ordonnancement de la loi NOME, c'est l'ARENH qui vise à faire bénéficier les

<sup>88</sup> Conseil d'État, 18 mai 2018, n° 413688 et n° 414656.

<sup>89</sup> Cette décision a été actée par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. Elle a fait suite à l'arrêt d'assemblée du 19 juillet 2017 du Conseil d'État qui a jugé que les tarifs réglementés de vente de gaz naturel étaient incompatibles avec la directive européenne 2009/73 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. Il a en effet considéré que la réglementation tarifaire ne poursuivait aucun objectif d'intérêt économique général. Il a souligné que le gaz est une énergie substituable, contrairement à l'électricité, et qu'il n'est pas un bien de première nécessité.

<sup>90</sup> Rapport d'évaluation des tarifs réglementés de vente d'électricité, CRE juin 2021. <https://www.cre.fr/content/download/24098/301401>

<sup>91</sup> Rapport d'évaluation du 22 juillet 2021 sur le dispositif des tarifs réglementés de vente d'électricité. <https://www.autoritedelaconcurrence.fr/sites/default/files/2021-09/rapport-trv.pdf>

clients bénéficiant de TRV de la compétitivité du parc nucléaire historique et à assurer le financement des coûts de ce parc, il est cependant indéniable que les TRV, du fait de leur construction et en tant que prix de détail, sont aussi censés concrétiser l'atteinte de ces objectifs par effet de système (en reflétant l'approvisionnement en base à partir de la production d'origine nucléaire à un tarif très proche de son coût).

### **C - Des TRV souvent moins avantageux financièrement que les offres de marché**

Dans le cadre de la loi NOME, la « contestabilité » des TRV devait rendre leur maintien compatible avec le droit sectoriel européen organisant l'ouverture du marché de détail à la concurrence. La « contestabilité » introduite par la loi NOME, et comprise par le Conseil d'État et le régulateur, consiste en « *la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés* »<sup>92</sup>. Selon l'Autorité de la concurrence, cette définition se distingue de celle de la « contestabilité » au sens du droit de la concurrence, qui est vérifiée dès lors que le prix d'une offre permet de couvrir les coûts engagés<sup>93</sup>.

#### **1 - Une méthode de calcul par « empilement » qui vise désormais à refléter les coûts auxquels les fournisseurs alternatifs sont exposés**

##### *a) L'empilement des différentes composantes des tarifs de l'électricité*

Les TRV sont des tarifs intégrés, c'est-à-dire qu'ils couvrent à la fois les coûts de production, de commercialisation et d'acheminement de l'électricité. Jusqu'en 2014, les évolutions tarifaires des TRV étaient fixées par arrêté des ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE. Ces évolutions « *[traduisaient] la variation du coût de revient de l'électricité, qui est constitué des charges d'investissement et d'exploitation du parc de production et du réseau de transport et de distribution ainsi que des charges de combustibles* »<sup>94</sup>.

---

<sup>92</sup> Cf. décision CE, n° 386076 du 7 janvier 2015, « Association nationale des opérateurs détaillants en énergie ».

<sup>93</sup> ADLC, avis n° 19-A-01 du 21 janvier 2019 concernant un projet de décret relatif à l'ARENH.

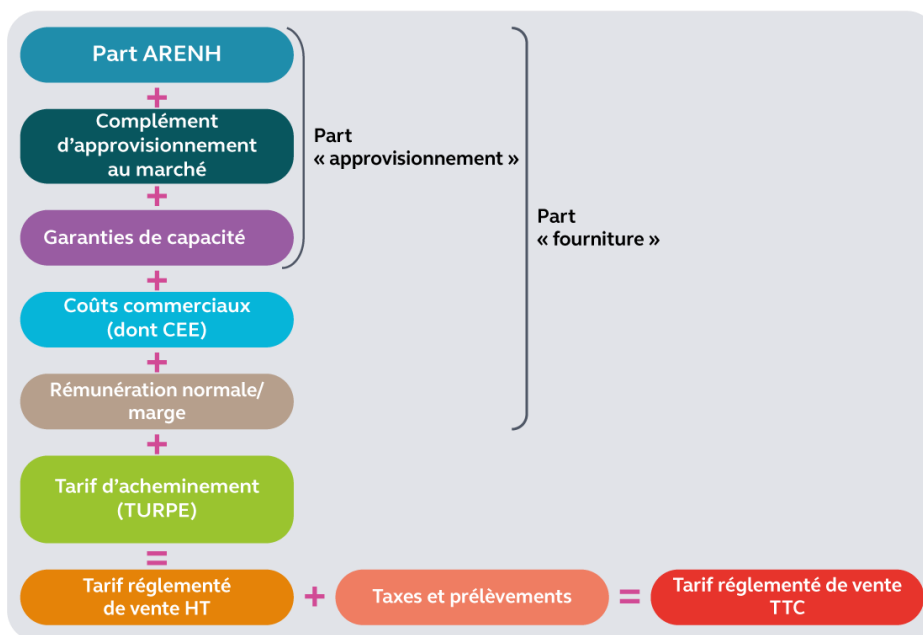
<sup>94</sup> Article 3 du décret n° 88-850 du 29 juillet 1988 relatif au prix de l'électricité.



Depuis 2015, conformément aux dispositions de la loi NOME de 2010, le niveau des TRV est proposé par la CRE<sup>95</sup>. Il est calculé selon la méthode de l'« empilement », qui consiste, comme le montre le schéma n° 6, à reconstruire la totalité du TRV hors taxes en additionnant différentes composantes reflétant les coûts auxquels font face les fournisseurs d'électricité : coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacités, coûts de commercialisation, rémunération normale de l'activité (marge couvrant différents risques) et tarifs d'acheminement dus aux gestionnaires de réseau (TURPE).

En particulier, la composante « approvisionnement » est elle-même le résultat de « l'empilement » de plusieurs briques détaillant les différentes sources d'approvisionnement d'un fournisseur alternatif (guichet ARENH et marchés de gros) et distinguant l'achat d'énergie et l'acquisition de garanties de capacités (cf. *infra*).

**Schéma n° 6 : construction des tarifs réglementés de vente d'électricité par empilement**



Source : Cour des comptes

<sup>95</sup> Selon les termes de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, « La Commission de régulation de l'énergie [CRE] 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 (...) ».

*b) Un mode de construction visant à assurer la « contestabilité » des tarifs*

Afin d'assurer la « contestabilité » des TRV au sens du droit sectoriel, les coûts retenus dans le calcul par « empilement » reflètent les conditions d'approvisionnement possibles pour un fournisseur alternatif : au prix de l'ARENH à hauteur des droits ARENH de ses clients, éventuellement écrêtés, et à une moyenne de prix de marché lissée sur 24 mois pour le complément d'approvisionnement en énergie et en capacités.

Les coûts de commercialisation retenus sont ceux d'EDF. La marge est issue d'une évaluation par la CRE de coûts de différents risques à couvrir par les fournisseurs.

Ce mode de calcul, fondé sur des coûts d'approvisionnement répliqués par les fournisseurs alternatifs, vise à ce qu'un fournisseur « au moins aussi efficace » qu'EDF en ce qui concerne ses coûts de commercialisation, puisse proposer des offres au moins aussi attractives financièrement que les TRV.

*c) Un avantage supplémentaire aux fournisseurs alternatifs en période de faibles prix de marché de gros*

En pratique, l'alignement du niveau des TRV sur les coûts d'approvisionnement de fournisseurs alternatifs ne vaut que dès lors que ces fournisseurs recourent effectivement au guichet de l'ARENH. Or, l'optionnalité de l'ARENH (cf. chapitre III) les autorise à s'approvisionner sur le marché plutôt qu'à l'ARENH, quand les prix de marché sont inférieurs au prix de l'ARENH. Dans ce cas, ils conservent, sur le marché de détail, le bénéfice de cet avantage compétitif puisque le calcul du niveau des TRV, quant à lui, continue à se fonder sur le tarif de l'ARENH.

Tel a été le cas de 2016 à 2018, lorsque les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs pour la consommation « en base » de leur client ont pu se situer jusqu'à plus de 6 €/MWh en-dessous du tarif de l'ARENH, donnant la possibilité à ces fournisseurs de proposer des prix de détail inférieurs d'au moins 4 €/MWh aux TRV, avant même de jouer sur leurs coûts commerciaux ou leur marge.

**2 - Les offres de marché se sont souvent situées à des niveaux inférieurs aux TRV**

*a) L'importance de la stratégie d'approvisionnement des fournisseurs*

En pratique, le niveau des taxes et des tarifs d'acheminement s'impose à tous les fournisseurs alternatifs (cf. chapitre I *supra*). En outre, dès lors qu'ils sont confrontés aux mêmes conditions d'approvisionnement, sur les marchés ou à l'ARENH, c'est surtout en fonction de leurs coûts commerciaux et de leur couverture des risques que les fournisseurs alternatifs<sup>96</sup> peuvent moduler leurs offres, à caractéristiques comparables.

---

<sup>96</sup> En particulier dès lors qu'ils n'ont pas en propre des moyens de production significatifs.

Les fournisseurs alternatifs considèrent que la « contestabilité » des TRV n'est pas assurée de façon concrète dans la mesure où, notamment, la référence aux coûts commerciaux d'EDF sous-estimerait les coûts de démarchage de clientèle supportés par les fournisseurs alternatifs, et où un lissage sur 24 mois de l'approvisionnement en énergie sur les marchés peut, dans certaines configurations de marché, désavantager de nouveaux entrants. Dans sa décision n° 424573 du 6 novembre 2019, le Conseil d'État a toutefois validé le mode de calcul de la CRE, estimant en particulier qu'« *il ne [ressortait] pas des pièces du dossier que les fournisseurs alternatifs présents sur le marché ne pouvaient, à la date d'entrée en vigueur des tarifs en litige, reproduire une stratégie d'approvisionnement progressif sur une période de deux ans* ».

Par ailleurs, si, dans certaines configurations de marché, les fournisseurs alternatifs ont la possibilité de réduire leurs coûts d'approvisionnement, en adoptant une politique de couverture à terme plus limitée, ils s'exposent alors plus fortement aux risques de remontée des prix de marché.

La période récente a ainsi montré que certains fournisseurs alternatifs, en fonction notamment de leur pratique de couverture d'approvisionnement sur les mois précédents, pouvaient être amenés à réviser fortement le niveau de leurs tarifs, ou leur modalité d'indexation, en cours de contrat, voire à mettre un terme à certains contrats ou à sortir purement et simplement du marché (cas de E. Leclerc énergie). Sur la base de l'observation de tels comportements, la CLCV a décidé d'assigner fin novembre 2021 en justice quatre fournisseurs alternatifs.

Cet épisode montre l'importance que peut revêtir, de façon générale pour la protection des consommateurs, la capacité des fournisseurs à poursuivre leurs engagements contractuels envers les clients. Il met en évidence<sup>97</sup> l'intérêt d'un renforcement du niveau d'exigence des garanties demandées aux fournisseurs en activité quant à leurs capacités financières et leur politique de couverture des risques, associées à l'instauration pérenne d'un fournisseur de secours<sup>98</sup>, prévue par la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

#### *b) Des TRV souvent plus élevés à offres comparables*

En tout état de cause, les éléments de contestabilité introduits dans le calcul des TRV et l'avantage tiré par les fournisseurs alternatifs de l'optionnalité de l'ARENH, ont permis de fait le développement, ces dernières années, et avant la flambée des prix de gros depuis fin 2021, de nombreuses offres de marché à des tarifs plus avantageux que le TRV.

---

<sup>97</sup> Comme cela a également été souligné par le groupe de travail de la commission des affaires économiques de l'Assemblée Nationale le 7 décembre 2021 ; cf. comm prix de l'énergie (assemblee-nationale.fr).

<sup>98</sup> Vers lequel les consommateurs sont automatiquement basculés en cas de défaillance de leur fournisseur contractuel.

Il existe en effet plusieurs types d'offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs mais également par les opérateurs historiques (EDF ou les ELD). On distingue notamment les offres de marché à prix fixe, dont le prix de l'énergie est figé pendant une durée déterminée dans le contrat (généralement de un à trois ans), et les offres de marché à prix variables, qui peuvent prendre différentes formes, en étant par exemple indexées sur les TRV ou selon d'autres formules. Les offres dites « à tarification dynamique », qui sont encouragées par la réglementation européenne mais quasiment inexistantes sur le marché français<sup>99</sup>, appartiennent à cette dernière catégorie.

**Tableau n° 1 : nombre de clients résidentiels par types d'offres de fourniture d'électricité en décembre 2019**

	Tarif réglementé	Offre de marché à prix fixe	Offre de marché à prix variable	Total
<i>Nombre de clients résidentiels</i>	23,9 millions	4,9 millions	4,25 millions	33,05 millions
<i>%</i>	72,3 %	14,8 %	12,9 %	100 %

Source : Données CRE

Parmi ces différentes offres de marché, certaines sont dites « vertes »<sup>100</sup>, lorsque le fournisseur achète indépendamment l'électricité dont ses clients ont besoin sur le marché et des garanties d'origine à hauteur de la consommation de ses clients en offres vertes ou lorsque le fournisseur achète directement de l'électricité et des garanties d'origine auprès des producteurs EnR en signant avec eux des contrats d'achat (offre dite « premium »).

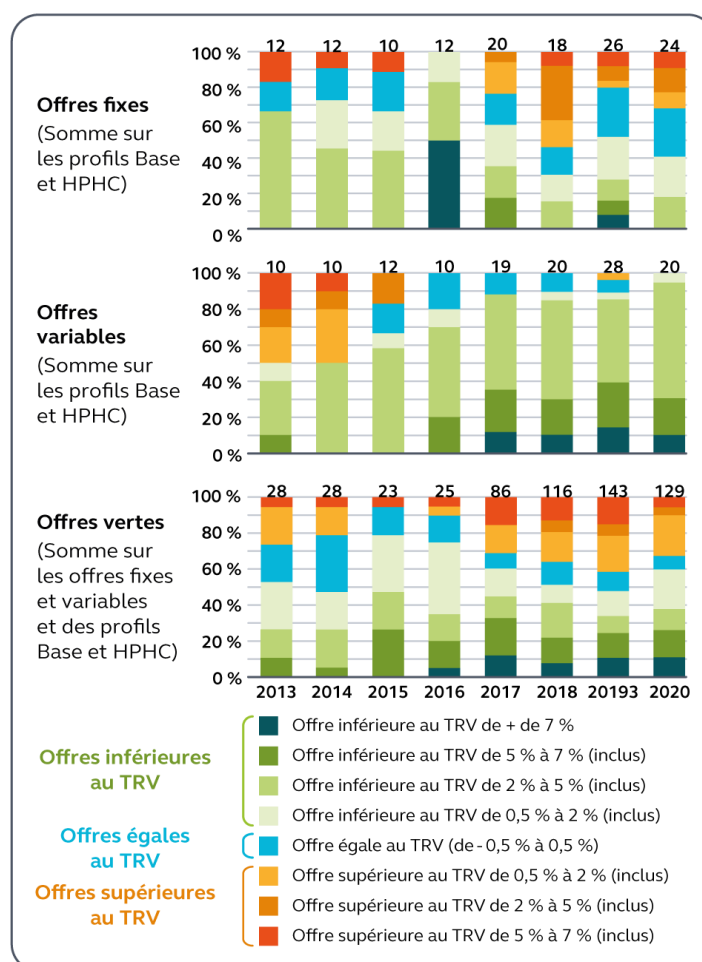
Comme le montre le graphique ci-dessous, les offres de marché à prix variables « non vertes », généralement indexées sur les TRV, étaient depuis 2016 presque exclusivement proposées à des prix inférieurs au TRV. Il s'agit de offres dont les caractéristiques sont le plus directement comparables au TRV. Les offres fixes sont moins systématiquement avantageuses par rapport au TRV, dans la mesure où elles anticipent les possibles hausses de TRV qui interviendraient sur la période du contrat (cf. *supra*). Néanmoins, jusqu'en 2020, elles étaient majoritairement proposées à des prix inférieurs au TRV en vigueur.

<sup>99</sup> Pour ces offres, le prix de l'énergie peut fluctuer tous les jours et toutes les heures en fonction des cours de l'électricité sur les marchés de gros. La réglementation européenne incite à la création d'offres à tarification dynamique (article 11 de la directive 2019/944) pour limiter les pics de consommation. Ce texte a été transposé en droit français. Ainsi, l'article L. 332-7 du code de l'énergie prévoit que tout fournisseur d'électricité assurant l'approvisionnement de plus de 200 000 sites « est tenu de proposer [...] une offre de fourniture d'électricité à tarification dynamique ». Ces offres sont très développées dans les pays nordiques (Norvège, Danemark, Suède et Finlande) mais en France, elles représentent une part marginale. Un ou deux opérateurs seulement ont proposé ce type d'offres au cours des dernières années. Aucune n'a été proposée depuis lors.

<sup>100</sup> VertVolt, un label pour choisir son électricité verte | Particuliers | Agir pour la transition écologique | Ademe.

Les offres « vertes », qu'elles soient fixes ou variables, présentent quant à elles des gammes de tarifs beaucoup plus larges que les offres de marché classiques. Elles sont désormais proposées pour moitié à des tarifs égaux ou supérieurs aux TRV et pour moitié à des tarifs inférieurs. Elles font en effet supporter aux fournisseurs des coûts spécifiques liés notamment à l'acquisition de garanties d'origine (cf. *supra*).

**Graphique n° 6 : comparaison entre le niveau des différentes offres de marché et celui des TRV (en %) et nombre total d'offres de marché proposées (chiffre en haut)**



Note : Les données sont issues des observatoires des marchés de détail du 4<sup>ème</sup> trimestre de chaque année. Le chiffre en haut de chaque barre correspond au nombre total d'offres proposées par année.

Source : Données CRE, traitement Cour des comptes

Les rabais consentis dans les offres de marché ont évolué selon les années, notamment en fonction des prix de marché de gros de l'électricité : les années 2016 et 2017, au cours desquelles les prix de gros étaient relativement faibles, sont celles pour lesquelles les offres de marché étaient les plus compétitives par rapport aux TRV (cf. *supra*). Du reste, selon les résultats de l'enquête annuelle 2021 du Médiateur national de l'énergie (baromètre énergie-info), 59 % des consommateurs pensaient qu'ils pourraient réaliser des économies sur leur facture en quittant les tarifs réglementés, à hauteur de plus de 10 % pour 12 % d'entre eux, de 5 à 10 % pour 26 % d'entre eux et de moins de 5 % pour 21 % d'entre eux (résultats confondus pour le gaz et l'électricité).

En revanche, comme le révèle l'observatoire des marchés de détail du quatrième trimestre 2021 de la CRE, la situation exceptionnelle en 2021-2022 a conduit à une réduction importante du nombre d'offres de marché proposées et à une augmentation de leur prix, la plupart étant dorénavant supérieures au TRV.

## **II - Des TRV dont la stabilité est de moins en moins assurée**

### **A - Des principes de construction conférant aux TRV une certaine stabilité**

La construction des tarifs réglementés, basée sur les coûts comptables d'EDF jusqu'en 2014 et sur l'« empilement » des coûts d'un fournisseur depuis lors, permet de limiter le degré d'exposition des consommateurs à la volatilité des prix du marché de gros. En ce sens, elle répond bien à l'objectif de stabilité que le Conseil d'État a reconnu aux TRV.

Le calcul par « empilement » des TRV s'appuie en effet sur une composante « ARENH » dont le prix est censé refléter les coûts de production du parc nucléaire, et qui, en tout état de cause est resté fixe, à 42 €/MWh, depuis 2012 (cf. chapitre III). Cette composante représente en théorie jusqu'à 68 % des volumes consommés par les clients bénéficiant de TRV en moyenne, c'est-à-dire leurs « droits ARENH » (cf. annexe n° 15). La composante de « complément d'approvisionnement au marché » couvre environ un tiers des volumes consommés par les clients au TRV (dans la part « approvisionnement » de la facture). Ainsi une variation des prix de marché de gros à terme de l'électricité de +100 % (correspondant à un doublement de ces prix) accroît de 17,2 % la facture globale HT d'un client au TRV et sa facture TTC de l'ordre de 12 %<sup>101</sup>.

---

<sup>101</sup> Ce calcul approximatif a été réalisé à partir du fichier de la CRE « Données relatives à la construction des tarifs réglementés de vente d'électricité » pour le 1<sup>er</sup> semestre de l'année 2018, année où le plafond ARENH n'a pas été atteint et où il n'y a donc eu aucun écrêtement de l'ARENH. Le résultat est donné pour un client au TRV bleu en option Base et puissance de 9 kVA, avec un droit ARENH de 68 % et un prix de l'ARENH de 42 €/MWh, et des prix passant de 48 €/MWh et 96 €/MWh pour le complément d'approvisionnement.

Par ailleurs, la composante de « complément d’approvisionnement au marché » est calculée par la CRE sur la base d’une moyenne lissée des prix de marché sur les 24 mois précédant l’année de consommation, en ce qui concerne les prix de l’énergie, et en se fondant sur le prix moyen de toutes les enchères précédant l’année de livraison en ce qui concerne les garanties de capacités. Ainsi des variations importantes des prix de marché intervenant une année dans un sens peuvent être « compensées » par des variations intervenant dans l’autre sens l’année suivante ou précédente. Ce mode de calcul contribue également à ce que la volatilité des prix de marché de gros soit largement amortie par les TRV (cf. annexe 13).

#### **Les consommateurs sont attachés à la stabilité des prix de l’électricité**

S’agissant des ménages, la stabilité des prix apparaît en France comme un facteur important dans le choix du contrat d’électricité : fin 2019, près de la moitié des consommateurs en offres de marché, avaient souscrit à une offre à prix fixe (cf. tableau n° 1). Ces chiffres rejoignent ceux de l’enquête du médiateur puisque parmi les répondants ayant un contrat en offres de marché, 43 % préfèrent une offre à prix fixe durant une période donnée quitte à ce qu’elle soit plus chère, quand 31 % seulement préfèrent une offre dont le prix varie en fonction du prix du marché.

De la même manière, selon la dernière enquête du Médiateur national de l’énergie (cf. encadré *infra*), plus de 30 % des consommateurs au TRV préfèrent conserver leur contrat parce que les TRV leur semblent plus stables que les offres de marché.

### **B - Une stabilité des TRV néanmoins affectée par la « répliation »<sup>102</sup> de l’écèlement de l’ARENH**

En 2019, et pour les années suivantes, le mode de calcul des TRV a été adapté par la CRE pour tenir compte de l’atteinte du plafond au guichet de l’ARENH (demandes d’ARENH supérieures à 100 TWh) et de l’écèlement opéré sur les volumes d’ARENH demandés par les fournisseurs alternatifs (cf. chapitre III). Cet écèlement a en effet renchéri les coûts d’approvisionnement des fournisseurs alternatifs, qui se sont trouvés contraints d’acheter sur le

<sup>102</sup> Les conditions d’approvisionnement à l’ARENH des fournisseurs alternatifs, y compris l’écèlement, sont « répliquées » au sein du TRV, c’est-à-dire que ce sont ces conditions d’approvisionnement qui sont prises en compte dans la méthode de calcul des TRV par « empilement ».

marché les volumes d'ARENH écrêtés, à un prix supérieur à 42 €/MWh. Pour faire en sorte que, malgré cela, les fournisseurs alternatifs puissent concurrencer les TRV, la CRE a répercuté un écrêtement de la composante ARENH dans les TRV, selon une méthodologie publiée dans une délibération du 11 janvier 2018<sup>103</sup>.

L'écrêtement de l'ARENH se traduit par une diminution de la part du TRV fondée sur le prix fixe de l'ARENH. Mais l'exposition du TRV à la volatilité des prix de marché a été accrue par le choix fait par la CRE de valoriser la part écrêtée de la composante ARENH, au sein du TRV, en fonction des prix de marché moyennés sur le seul mois de décembre<sup>104</sup> précédant l'année de consommation plutôt que sur 24 mois.

L'union fédérale des consommateurs - Que choisir (UFC - Que choisir) et l'association Consommation, logement et cadre de vie (CLCV) ont attaqué dès 2019 les décisions du ministre de l'énergie autorisant le reflet de cet écrêtement dans les tarifs réglementés de vente selon la méthodologie retenue par la CRE. Toutefois, en rejetant leurs requêtes, le Conseil d'État n'a pas invalidé la méthodologie d'établissement des TRV<sup>105</sup>.

Le choix de valorisation de la part écrêtée sur le seul mois de décembre, qui postule que les fournisseurs alternatifs ne seraient pas en mesure d'anticiper un niveau minimal pour le taux d'écrêtement des demandes d'ARENH, n'est pas nécessairement le plus pertinent, dès lors que sont connus à l'avance le prix et le plafond de l'ARENH d'une part et la façon dont la CRE opère cet écrêtement entre les différents fournisseurs d'autre part. Ce choix n'a pas été revu pour l'année 2022<sup>106</sup>, ce qui a conduit la CRE à proposer en janvier<sup>107</sup> 2022 une augmentation des TRV de +44,5 % HT (cf. chapitre V).

---

<sup>103</sup> La méthodologie ainsi retenue a fait suite à une première consultation lancée par la CRE le 2 novembre 2017.

<sup>104</sup> La CRE se fonde plus exactement sur la moyenne des prix de marché entre la date de notification aux fournisseurs des volumes d'ARENH issus du guichet de novembre et le dernier jour côté avant le 24 décembre inclus.

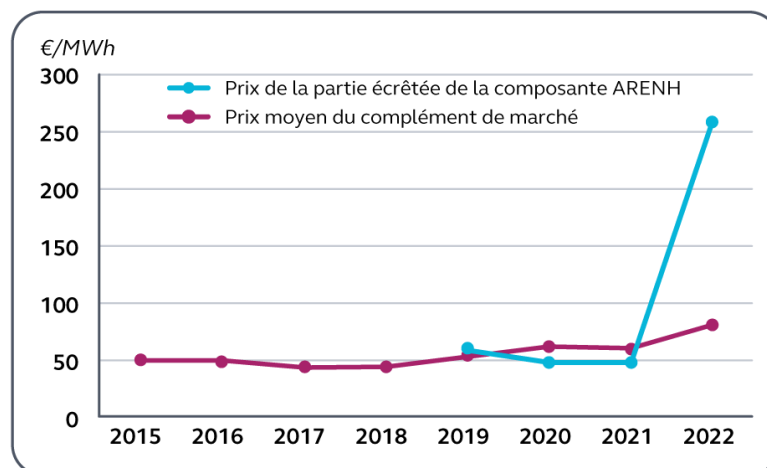
<sup>105</sup> Décision n° 431902 du 6 novembre 2019.

<sup>106</sup> À ce sujet, la CRE avait lancé le 2 octobre 2019 une consultation publique relative à la méthodologie de prise en compte du dépassement du plafond de l'ARENH pour l'année 2020 en proposant un lissage sur une période plus longue qu'actuellement des approvisionnements en énergie consécutifs à l'atteinte du plafond de l'ARENH. L'impact avait été jugé très modéré et la CRE avait alors maintenu la méthodologie en vigueur. Dans sa délibération du 18 janvier 2022 portant proposition des TRV, la CRE s'est à nouveau interrogée sur une modification de la période de prise en compte mais a finalement également maintenu la méthodologie actuelle.

<sup>107</sup> Délibération 2022-08 du 18 janvier 2022.



**Graphique n° 7 : variations comparées des prix moyens de valorisation de la composante « marché » et de la part écrêtée de la composante ARENH au sein des TRV**



Source : calcul Cour des comptes d'après données CRE

Une redéfinition de la méthode de calcul du complément en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH dans les TRV semble donc nécessaire afin de réduire sa dépendance à une période de cotation trop restreinte, durant laquelle un événement de marché pourrait en outre se produire.

**C - En Europe, l'absence de lien systématique entre la régulation des prix de détail et la stabilité des prix de l'électricité**

Si en France, les TRV sont justifiés par un objectif de stabilité des prix aux consommateurs, ce n'est pas le cas d'autres pays, qui interviennent également sur les prix de détail. En Espagne et au Royaume-Uni, des interventions sur les prix pour les consommateurs (cf. annexe n° 12) existent et sont très différentes dans leur forme et dans leur objectif (un tarif plafond pour le Royaume-Uni et des tarifs régulés indexés sur le marché *spot* en Espagne). Or, dans ces deux pays, les prix de l'électricité ont été très volatils pour les consommateurs résidentiels (l'écart-type<sup>108</sup> des prix HTT<sup>109</sup> entre 2007 et 2020 s'élève à 19,6 et 16,3 €/MWh respectivement en Espagne et au Royaume-Uni, quand la France affiche un écart-type de 9,1 €/MWh sur la même période).

<sup>108</sup> L'écart-type mesure la dispersion des valeurs par rapport à la valeur moyenne.

<sup>109</sup> Prix de l'électricité HTT (hors toutes taxes) en €/MWh selon Eurostat (indice NRG\_PC\_204).

Inversement, en Allemagne, il n'existe pas de régulation des prix de détail. Les prix hors toutes taxes (HTT) y ont toutefois été moins volatils jusqu'en 2020, pour les consommateurs résidentiels comme pour les professionnels, dans un contexte où la part des offres à prix fixes est importante : leur volatilité de 2007 à 2020 a été moindre (écart-type de 5,5 €/MWh) que celle des prix français.

L'exemple espagnol montre ainsi que, pour limiter la volatilité des prix, l'existence ou non d'une régulation sur les tarifs de détail compte moins que le mécanisme de construction des tarifs régulés. En effet, depuis 2014, l'Espagne a mis en place un nouveau tarif directement aligné, à chaque heure de la journée, sur les prix du marché *spot*<sup>110</sup> (cf. annexe n° 12). En 2021, lors de la flambée des prix de l'énergie, le pays a dû faire face à une augmentation exceptionnelle de son tarif régulé ; les consommateurs y ayant souscrit ont ainsi vu leur facture augmenter de plus de 75 % entre janvier et septembre. Dans le même temps, au Royaume-Uni, le tarif plafond a été maintenu et les tarifs de l'électricité ont augmenté de 12 %. En Allemagne, alors qu'aucune régulation des prix de détail n'existe, la hausse des prix TTC s'est limitée à 4 % sur la même période, mais elle tient compte de l'effet d'une baisse des taxes qui avait été décidée indépendamment de la crise.

### **III - Des TRV dont la proximité avec les coûts du parc de production français n'est plus assurée**

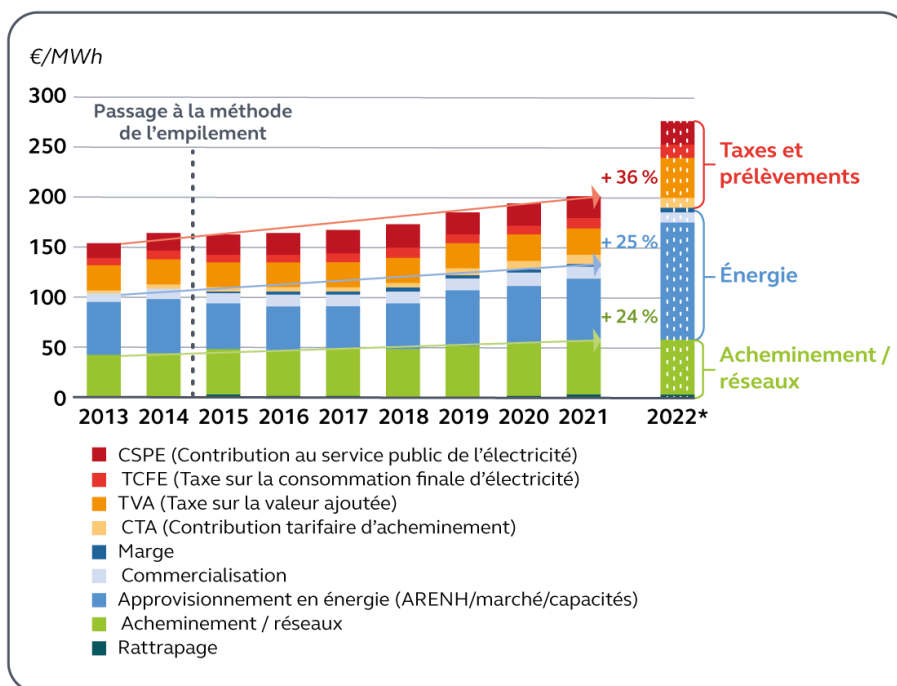
#### **A - Des TRV évoluant désormais en fonction des paramètres de l'intervention publique sur les marchés**

Le passage à la méthode de calcul des TRV par « empilement » conduit à ce que les déterminants de l'évolution de leur niveau ne sont plus, pour l'essentiel liés aux coûts comptables d'EDF. Après une relative stabilité de leur niveau entre 2014 et 2018, les TRV HT ont beaucoup augmenté à partir de 2019 (+17,6 % en trois ans, en euros constants), particulièrement dans leur composante « fourniture ». Les évolutions des différentes composantes du TRV TTC sont données dans le graphique suivant.

---

<sup>110</sup> L'Espagne ne participe pas au marché européen Epex mais détient son propre marché *spot* qu'il partage avec le Portugal.

**Graphique n° 8 : évolution des postes de coûts des TRV bleus résidentiels TTC**

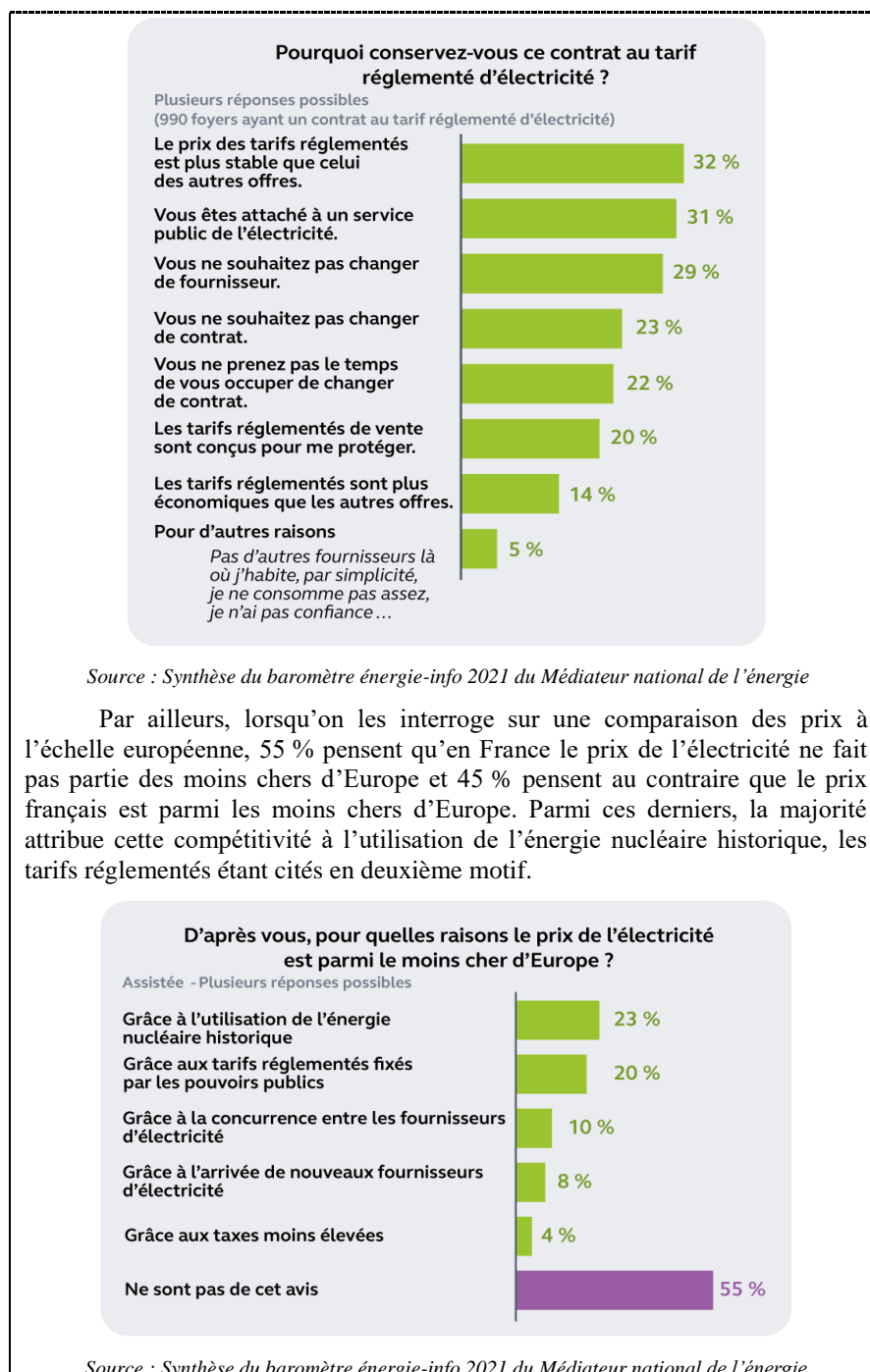


\*Note : les données 2022\* n'intègrent pas les annonces gouvernementales de janvier 2022 relatives aux 20 TWh d'ARENH supplémentaires et à la limitation de la hausse des TRV à +4 % TTC

Source : Cour des comptes sur la base des données CRELes consommateurs perçoivent bien les augmentations des tarifs réglementés mais se sentent toujours protégés par ce dispositif

Les résultats de l'enquête annuelle 2021 du Médiateur national de l'énergie (baromètre énergie-info, cf. annexe n° 3) montrent que 97 % des consommateurs sont conscients de l'augmentation du prix des tarifs réglementés de vente d'électricité intervenue au cours des dix dernières années. Pour la moitié de la population française, cette hausse est due aux taxes. Les coûts liés aux réseaux et les coûts de production sont également cités par 40 % et 38 % des répondants comme responsables de cette augmentation.

49 % des personnes interrogées déclarent avoir un contrat d'électricité au tarif réglementé. Pour eux, la stabilité des prix des tarifs réglementés, l'attachement à un service public et le souhait de ne pas changer de fournisseur constituent les principales raisons invoquées pour conserver ce tarif. Plusieurs études ont par ailleurs montré l'importance des biais cognitifs dans les comportements et les choix des consommateurs, en particulier l'aversion au risque et la tendance à résister au changement.



## 1 - L'effet du prix des capacités

Le mécanisme de capacité (cf. chapitre IV *infra*) mis en place en 2017 est venu compléter, à partir de cette date, le calcul par « empilement » des TRV du fait de l'incorporation du coût d'acquisition des garanties de capacité correspondant à la consommation de son portefeuille de clients lors des périodes de pointe de consommation nationale (cf. *infra*). Depuis 2017, les prix des capacités ont régulièrement augmenté, ainsi que leur poids dans les TRV (cf. annexe n° 13). En 2021 notamment, le coût d'achat des capacités représentait l'équivalent de 6 €/MWh, soit 8 % de la composante « fourniture », et sa progression (+2,4 €/MWh) équivalait à l'intégralité de la hausse nette des TRV bleus résidentiels HT.

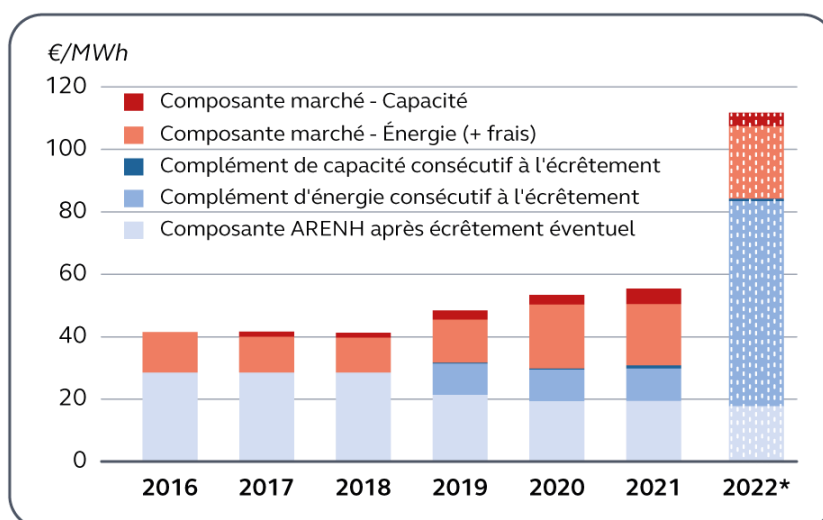
## 2 - Une composante « ARENH » de plus en plus conventionnelle

Comme indiqué *supra*, l'atteinte du plafond de 100 TWh aux guichets de l'ARENH, en 2019 et les années suivantes, a conduit la CRE à répliquer, sur la composante ARENH des TRV, l'écrêtement supporté par les fournisseurs alternatifs. Cette réplique se traduit, sur près de 20 % des volumes de consommation des clients au TRV, par une valorisation de l'énergie à un prix de marché plus élevé que le tarif de l'ARENH, et par la prise en compte d'un coût d'achat de garanties de capacités correspondant à ces volumes<sup>111</sup>, alors que la composante ARENH incluait, au prix de 42 €/MWh, le coût de la capacité associée. Elle explique une bonne partie des augmentations de tarif intervenues depuis 2019, comme le montre le graphique ci-dessous.

---

<sup>111</sup> La CRE calcule ce coût « sur la base de la moyenne arithmétique des prix révélés par les enchères de capacité entre la date de notification aux fournisseurs des volumes d'ARENH et la date de début de la période de livraison ».

**Graphique n° 9 : évolution de la part « fourniture » des TRV bleus sous l'effet de la réplication de l'écrêtement de l'ARENH**

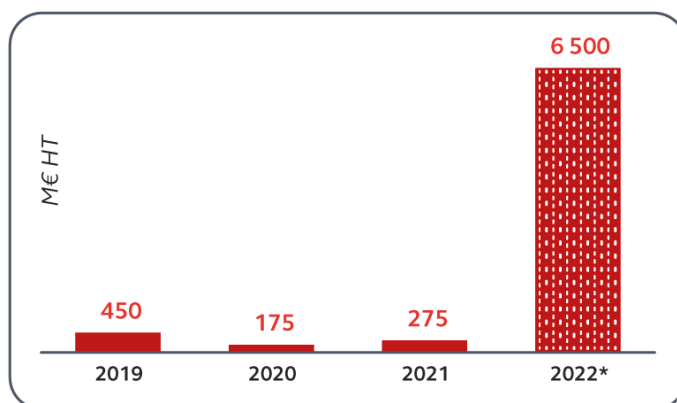


*\*Note : les données 2022\* n'intègrent pas les annonces gouvernementales de « bouclier tarifaire » de janvier 2022 relatives aux 20 TWh d'ARENH supplémentaires et à la limitation de la hausse des TRV à +4 % TTC*

*Source : Données CRE, traitement Cour des comptes*

Par rapport à une situation théorique où le calcul des TRV n'aurait pas intégré une réduction de la composante ARENH à proportion de l'écrêtement des demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs, le surcroît de tarif supporté par les clients aux TRV a représenté un montant total de 450 M€ HT en 2019 avant de décroître. La CRE a estimé ce surcroît, pour le périmètre des clients résidentiels, au TRV ou en offre de marché, à respectivement 600, 250 et 440 M€ TTC pour les années 2019, 2020 et 2021. Pour 2022, avant effet des mesures exceptionnelles sur l'ARENH annoncées en janvier 2022, le surcroît au périmètre des seuls TRV s'élèverait toutefois à près de 6,5 Md€ HT (calcul sur la base de la consommation estimée 2021).

### Graphique n° 10 : impact de l'écèlement de l'ARENH pour les consommateurs au TRV



Note : les données 2022\* n'intègrent pas les annonces gouvernementales de « bouclier tarifaire » de janvier 2022 relatives aux 20 TWh d'ARENH supplémentaires et à la limitation de la hausse des TRV à +4 % TTC

Note : le surcroît de facture global est calculé sur l'ensemble de la consommation des clients résidentiels et professionnels au TRV au 31 décembre de chaque année (consommation estimée 2021 utilisée pour 2021 et 2022)

Source : Données CRE, traitement Cour des comptes

## B - Une correspondance désormais aléatoire entre le niveau des TRV et les coûts de production

### 1 - Avant 2015, un alignement des TRV sur les coûts moyennant une rémunération au moins égale au CMPC

Avant 2015, le niveau de la part « fourniture » des TRV devait être fixé en fonction des coûts comptables de l'activité de fourniture de ces tarifs par EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) : coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation. Pour rendre son avis sur les évolutions envisagées par le Gouvernement, la CRE devait se fonder sur les éléments comptables transmis par EDF et les ELD<sup>112</sup>. L'obligation de couverture des coûts comptables a du reste donné lieu à de nombreux recours devant le Conseil d'État depuis 2010, ce dernier fondant ses décisions sur l'appréciation par la CRE de la capacité des TRV à couvrir les charges avec une rentabilité « raisonnable » des capitaux engagés.

<sup>112</sup> Cf. décret n°2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

Jusqu'en 2007, la CRE ne disposait pas de toutes les informations nécessaires à la bonne vérification de la couverture des coûts par les TRV. Les éléments comptables et les modalités de calcul utilisés par la CRE ont été progressivement affinés à partir de 2007, en se fondant notamment sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) fourni par EDF comme taux de rémunération-cible des capitaux engagés.

C'est sur la base d'une méthodologie stabilisée que la CRE a notamment pu établir des déficits de couverture de coûts au titre des années 2012 à 2014 et les rattrapages correspondants à réaliser. Cette méthodologie inclut toutefois un traitement discutable des intérêts intercalaires associés aux capitaux engagés pendant la construction des installations, qui revient à rémunérer les capitaux engagés au-delà du CMPC de l'entreprise (cf. annexe n° 16).

Dès lors, compte tenu des rattrapages successifs opérés au titre des insuffisances de couverture de coût identifiées par la CRE au cours de la période de 2007 à 2014, on peut considérer que le niveau moyen des TRV a pu, au titre de ces années, couvrir les coûts comptables d'EDF moyennant une rémunération au moins égale au CMPC de l'entreprise.

## **2 - Depuis 2015, une évolution des TRV indépendante mais finalement proche de celle des coûts de production**

Par application de la loi NOME, le calcul des TRV n'est plus fondé sur les coûts de l'activité de fourniture d'EDF. Leur niveau doit malgré tout garantir « *la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Électricité de France et des entreprises locales de distribution* »<sup>113</sup>. Selon l'interprétation qu'en a donné le Conseil d'État, cette précision contraint les TRV à « *ne pas être inférieurs aux coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, incluant les frais financiers* »<sup>114</sup> mais ne conduit pas à garantir « *un niveau quelconque de rémunération des capitaux propres engagés* ».

Dès lors, à chacune de ses délibérations portant sur la fixation des TRV, la CRE se borne à vérifier que le niveau obtenu par « empilement » couvre bien les coûts comptables incluant les frais financiers, ce qui a été systématiquement le cas, selon la CRE, depuis 2015. Néanmoins, cette vérification se fait sur la base d'un coût comptable dont les paramètres et la méthode de calcul ne sont pas publics, ce qui pose un problème de transparence.

En tout état de cause, l'introduction d'une composante de coût valorisée par référence aux prix de marché, mais aussi le fait que la composante ARENH fluctue en fonction du degré d'écêtement des demandes et repose sur un prix figé de 42 €/MWh, conduisent à déconnecter largement les facteurs d'évolution du TRV de ceux de l'évolution des coûts d'EDF.

<sup>113</sup> Cf. article R.337-19 du code l'énergie.

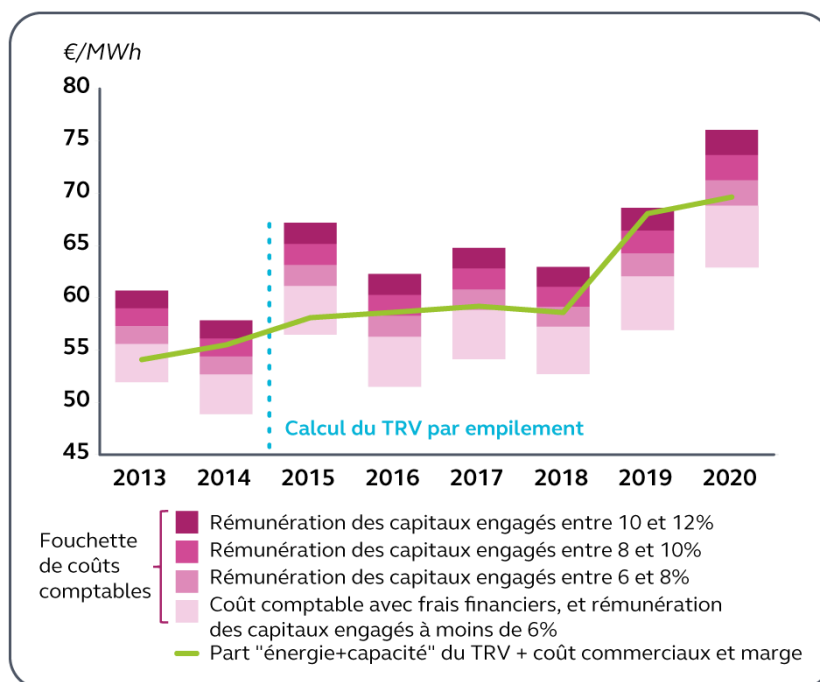
<sup>114</sup> Cf. décision n°386078 du 15 juin 2016 du Conseil d'État.



En pratique, la comparaison des niveaux effectifs des TRV depuis 2015 avec différents niveaux de coûts comptables, calculés par la Cour selon la méthode présentée en annexe n° 16, montre que, sur la période 2015-2020, la déconnexion entre le mode de calcul des TRV et les coûts de production s'est traduite par le fait que les TRV ont couvert les coûts comptables d'EDF moyennant un taux de rémunération effectif des capitaux engagés très fluctuant selon les années, dans une fourchette de 3 à 12 % en termes nominaux.

En moyenne, le niveau des TRV est ainsi finalement resté proche de celui des coûts de production depuis 2015. Ce résultat s'explique notamment par le fait qu'en fin de période, le renchérissement des TRV lié à l'écrêtement de l'ARENH a coïncidé avec la hausse des coûts de production unitaires sous l'effet notamment des moindres volumes produits, en particulier sur le parc nucléaire (cf. chapitre III).

**Graphique n° 11 : comparaison des niveaux HT du TRV « bleu résidentiel » (hors acheminement et rattrapages) et des coûts comptables associés**



*Note de lecture : le bas de la fourchette de coûts correspond à la seule prise en compte des frais financiers ; les zones supérieures correspondent à un coût intégrant une rémunération des capitaux engagés (valeur nette comptable + besoin en fonds de roulement + immobilisation en cours hors EPR de Flamanville) à des taux nominaux croissants.*

*Source : Calculs Cour des comptes d'après données CRE et EDF*

---

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

---

*La Cour cherchait à déterminer dans quelle mesure le dispositif des TRV a contribué à faire bénéficier les clients finals de prix stables et compétitifs dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence.*

*Elle fait le constat que les TRV, encore privilégiés par deux tiers des ménages français, ont assuré jusqu'en 2021 par leur construction une certaine protection des consommateurs contre les fluctuations des prix de marché, notamment en reflétant une politique de couverture des coûts d'approvisionnement lissée sur les deux ans précédant la livraison de l'électricité et en fondant une partie de ces tarifs sur le prix de l'ARENH.*

*Néanmoins, l'atteinte du plafond de l'ARENH et les modalités de prise en compte de l'écrêtement des demandes d'ARENH dans le calcul des TRV ont fortement accru ces dernières années l'exposition des bénéficiaires des TRV aux hausses des prix du marché de gros. La valorisation de cet écrêtement sur une période restreinte de cotation a ainsi lourdement compromis la stabilité des TRV calculés par la CRE pour 2022, qui auraient affiché une hausse de 35 % TTC (45 % HT) en l'absence du « bouclier tarifaire » mis en place à titre exceptionnel par le Gouvernement. Ce résultat appelle à court terme à revoir la méthodologie de calcul utilisée jusqu'à présent pour la composante écrêtée de l'ARENH, afin que les TRV retrouvent un degré de stabilité suffisant.*

*Le caractère compétitif des TRV renvoie quant à lui à leur capacité à refléter les coûts du parc de production français, souvent moins élevés que les prix de gros de l'électricité. Or, le nouveau mode de calcul des TRV a conduit à rendre l'évolution de ces tarifs de plus en plus indépendante de celle des coûts de production. Si les TRV sont malgré tout restés jusqu'en 2020 proches des coûts de production d'EDF, cela tient, sur les années les plus récentes, à la coïncidence entre les hausses de coûts unitaires, sous l'effet notamment de moindres volumes de production, et le renchérissement des TRV, affectés par les effets de l'écrêtement de l'ARENH. En fondant de plus en plus les TRV sur les prix de marché, la proximité de ces tarifs et des coûts de production n'est en réalité plus garantie, ce qui peut remettre en cause la compétitivité des tarifs réglementés.*

*Quoi qu'il en soit, la vérification opérée chaque année par la CRE que le niveau des TRV couvre les coûts comptables d'EDF hors rémunération des capitaux propres mériterait d'être accompagnée d'une publication de la méthode de calcul de coûts utilisée et des principaux paramètres retenus. Cette transparence peut être assurée dans le respect de la préservation du secret des affaires.*

*Enfin, si la méthode de fixation des TRV dite « par empilement » vise à donner aux fournisseurs la capacité de concurrencer ces tarifs, dès lors qu'ils répliquent la stratégie d'approvisionnement sous-jacente au calcul des TRV, ces fournisseurs peuvent, en choisissant une politique de couverture d'approvisionnement différente, s'exposer à des risques plus ou moins élevés en cas de remontée des prix de gros. Ils peuvent être conduits, comme depuis fin 2021, à modifier brusquement les conditions de prix des contrats en cours, voire à dénoncer ceux-ci. Pour prévenir ces risques pesant sur les consommateurs, un renforcement de l'encadrement réglementaire de l'activité de fourniture apparaît nécessaire.*

*La Cour formule les recommandations suivantes :*

- 1. rendre publics les paramètres de calcul des coûts de production de l'électricité retenus pour en vérifier la couverture par les tarifs réglementés de vente (CRE, 2022) ;*
  - 2. redéfinir la méthode de calcul de la composante des TRV liée à l'écrêtement de l'ARENH afin de réduire sa dépendance à une période de cotation trop restreinte (CRE, 2022) ;*
  - 3. renforcer les garanties demandées aux fournisseurs en activité quant à leurs capacités financières et leur politique de couverture des risques, afin de sécuriser la continuité du service à un prix abordable (ministère de la transition énergétique, 2022).*
-



## **Chapitre III**

# **Une régulation de la vente d'électricité d'origine nucléaire contestée dans sa mise en œuvre mais ayant permis la couverture des coûts sur la période**

## **I - Un dispositif de régulation qui a rencontré de nombreuses difficultés de mise en œuvre**

### **A - Un prix rapidement bloqué**

#### **1 - L'instauration de l'ARENH**

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (l'ARENH) a été instauré<sup>115</sup> en 2010 par la loi NOME afin de préserver, pour l'ensemble des consommateurs, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire, mais aussi d'assurer le financement du parc de production existant, et enfin de permettre à la concurrence de s'exercer.

Ce dispositif a été mis en place sur le fondement des conclusions d'une commission présidée par Paul Champsaur. Le rapport qui en est résulté a été publié en 2009. Il a constaté que l'accès des fournisseurs à l'électricité de base produite par le parc nucléaire historique, à son coût de revient, était nécessaire à la conciliation des objectifs de maintien pour le consommateur du bénéfice de la compétitivité de ce parc et de développement de la concurrence sur le marché de détail.

---

<sup>115</sup> Sa mise en œuvre a été précisée par le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011.

La régulation a été proposée pour une durée déterminée, c'est-à-dire jusqu'à 2025. À cet horizon, le caractère prépondérant de la production nucléaire dans l'approvisionnement des clients était supposé avoir été dépassé, du fait de l'arrêt progressif du parc de production nucléaire historique – dont la durée de vie prévisionnelle était alors de 40 ans – et grâce au développement de nouveaux moyens de production. Un plafond maximal de production mise à disposition dans le cadre de cette régulation a également été proposé, pour inciter des fournisseurs alternatifs à investir dans d'autres moyens de production et à s'affranchir progressivement du besoin d'approvisionnement en électricité nucléaire de base.

Saisie d'une demande d'avis sur la loi NOME, l'autorité de la concurrence (ADLC) s'était déclarée<sup>116</sup> favorable à l'instauration de ce mécanisme. Elle avait toutefois souligné qu'il conduisait à s'écarter des conditions normales de fonctionnement de marché.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025, l'ARENH permet ainsi aux fournisseurs alternatifs (FA) d'accéder, à un prix régulé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires d'EDF en service à la date de promulgation de la loi NOME. La quantité d'ARENH qu'un FA peut obtenir sans encourir de pénalités est assise sur son « droit ARENH »<sup>117</sup>, calculé par la CRE sur la base de la consommation de son portefeuille de clients français pendant certaines heures « creuses » durant l'année (cf. annexe n° 15). Cette limitation vise à garantir que les fournisseurs alternatifs n'utilisent pas l'ARENH à des seules fins de revente sur les marchés de gros. Le « produit » ARENH correspond quant à lui à la livraison d'une puissance fixe toutes les heures d'une année donnée (soit l'équivalent d'un produit dit « calendrier en base » sur les marchés à terme ; cf. annexe n° 7).

L'article L. 336-2 du code de l'énergie précise que le volume global d'ARENH pouvant être cédé par EDF ne peut dépasser un montant maximal fixé par arrêté « *en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals* ». Le même article, modifié par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi Énergie-Climat), a fixé à 100 TWh jusqu'au 31 décembre 2019 le volume maximal de production soumis au dispositif. Elle a prévu que ce plafond pourrait être porté à 150 TWh à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, hors fourniture des pertes

---

<sup>116</sup> Avis n°10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi NOME.

<sup>117</sup> Tout écart constaté *a posteriori* entre les droits ARENH et les volumes d'ARENH obtenus aux guichets est sanctionné par le paiement de « compléments de prix » (cf. annexe n° 15).

des gestionnaires de réseaux<sup>118</sup>. La loi énergie-climat a aussi précisé que le niveau effectif du volume maximal doit être établi « [...] *dans l'objectif de contribuer à la stabilité des prix pour le consommateur final* ». Ce niveau, déterminé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE, est resté fixé 100 TWh.

À titre exceptionnel, le Gouvernement a néanmoins décidé la mise à disposition<sup>119</sup>, début 2022, de 20 TWh présentés comme un supplément d'ARENH pour l'année 2022 (cf. *infra*), pour faire face à la flambée des prix de l'électricité. Cette mise à disposition, à un prix révisé de 46,2 €/MWh, n'a pas fait l'objet d'une décision formelle de la Commission européenne. Elle rentre dans le cadre des mesures exceptionnelles prises pour faire face à la flambée des prix du gaz et de l'électricité en Europe depuis l'automne 2021.

## 2 - Le prix non révisé de l'ARENH

### a) *La poursuite de plusieurs objectifs*

La loi NOME a introduit les dispositions figurant aujourd'hui à l'article L. 337-14 du code de l'énergie, qui précisent les principes devant guider la fixation du prix de l'ARENH. Cet article dispose que « *le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires [...]* ». Le prix de l'ARENH ne tient ainsi pas compte du coût de renouvellement des centrales nucléaires. L'exposé des motifs de la loi NOME prévoit toutefois que « *dans la pratique, ce prix [de l'ARENH] permettra que les entreprises du secteur électrique se trouvent dans une situation financière saine à l'approche de la fin de vie du parc nucléaire historique, pour être en mesure de pouvoir contribuer au renouvellement des capacités de production d'électricité* ».

La loi prévoyait également que pendant la période transitoire entre 2011 et 2015, le prix de l'ARENH devait être fixé en cohérence avec le Tartam (cf. *supra*), auquel les clients professionnels et industriels étaient fréquemment tarifés.

---

<sup>118</sup> Les pertes des gestionnaires de réseaux représentent l'énergie perdue lors du transport et de la distribution d'électricité. Les gestionnaires de réseaux, peuvent, depuis 2014, bénéficier de l'ARENH pour couvrir leurs pertes. Ces volumes d'ARENH s'ajoutent au plafond de droits de 100 TWh.

<sup>119</sup> Décret n°2022-342 du 11 mars 2022 et arrêtés des 11 et 12 mars 2022.

L'établissement du niveau pertinent du prix de l'ARENH a ainsi fait l'objet de plusieurs évaluations. La CRE a estimé en 2011 que le prix qui rémunérerait les conditions économiques de long terme du parc nucléaire d'EDF se situait entre 36 et 39 €/MWh. La Commission Champsaur<sup>120</sup> l'a pour sa part estimé à environ 32-34 €/MWh, un prix cohérent avec les tarifs réglementés à l'époque (c'est-à-dire avec la valorisation sous-jacente du nucléaire dans les TRV) et à 39 €<sub>2011</sub>/MWh, un prix cohérent avec le TaRTAM<sup>121</sup> tel que prévu par la loi. Elle a ainsi proposé de démarrer la régulation à ce dernier niveau de prix tout en gelant le prix de l'ARENH jusqu'à ce que les coûts du nucléaire historique (reflétés dans les TRV) rejoignent ce niveau, à l'horizon 2015.

Le ministère de l'énergie a *in fine* arrêté le prix de l'ARENH à 40 €/MWh à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2011, puis l'a porté à 42 €/MWh en 2012, pour tenir compte de façon anticipée de la mise en œuvre d'investissements indispensables au renforcement de la sécurité des centrales nucléaires, consécutifs à l'accident de Fukushima, intervenu le 11 mars 2011.

Le prix de l'ARENH n'a pas évolué depuis lors, malgré l'intention initiale de la CRE de le réévaluer à l'aune des coûts réellement constatés et la possibilité de révision ouverte par la loi énergie-climat<sup>122</sup>.

#### *b) Des discussions méthodologiques enlisées*

L'actualisation du prix de l'ARENH est soumise à l'approbation par la Commission européenne de sa méthode de calcul, depuis la décision<sup>123</sup> soldant le contentieux européen relatif à l'existence, d'une part, des TRV « verts » et « jaunes » et, d'autre part, au Tartam pour les grands et moyens consommateurs. Or l'établissement de cette méthodologie de calcul s'est avéré conflictuel. Des divergences de positions entre le Gouvernement, la CRE, l'Autorité de la concurrence (ADLC), la Commission européenne et EDF, ont émergé concernant les différents paramètres à prendre en considération (cf. rapport sur l'analyse des coûts<sup>124</sup> et annexe n° 15).

---

<sup>120</sup> Dans le cadre de l'établissement d'un deuxième rapport (le premier préfigurant les dispositions de la loi NOME).

<sup>121</sup> Les fournisseurs livrant des clients au TaRTAM étaient compensés du surcoût qu'ils supportaient, à hauteur de l'écart entre le prix de marché de gros et le TaRTAM. Cette charge était supportée par EDF, et a disparu avec la mise en place de l'ARENH. Avec un prix de départ de 39 €/MWh, le passage à l'ARENH s'avérait neutre pour EDF.

<sup>122</sup> Les dispositions de l'article L. 337-16 du code de l'énergie précisent désormais que, dans l'attente du décret fixant la méthode de calcul, « *parmi les éléments pouvant être pris en compte pour réviser ce prix figurent notamment l'évolution de l'indice des prix à la consommation* ».

<sup>123</sup> Décision du 12 juin 2012 concernant l'aide d'État SA.21918 mise à exécution par la France.

<sup>124</sup> Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*, observations définitives, décembre 2021.



La CRE s'est *in fine* prononcée favorablement sur le projet de décret devant établir cette méthodologie, tandis que l'ADLC<sup>125</sup> a émis un avis plus mitigé (cf. *infra*) et que la Commission a exprimé des réserves.

Les échanges n'ayant pas abouti, le décret n'a pas été adopté et la situation s'est enlisée. La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) estime d'ailleurs aujourd'hui que « *compte-tenu de l'évolution du droit sectoriel européen intervenue depuis la décision de 2012, qui interdit désormais toute intervention sur les prix en dehors de cas limitativement énumérés, il semble, si elle fait une lecture stricte des textes, difficilement envisageable que la Commission européenne se prononce en faveur d'une telle révision de sa décision de 2012* ». Le prix de l'ARENH semble ainsi structurellement bloqué, pour la période résiduelle de la régulation (c'est-à-dire jusqu'en 2025).

Le tarif de l'ARENH, qui reste donc fixé, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, à 42 €/MWh, inclut en outre la livraison des garanties de capacité associées, depuis le démarrage du mécanisme de capacité au 1<sup>er</sup> janvier 2017 (cf. *infra*).

## **B - Un volume de demande dépendant fortement des prix de marché**

### **1 - De l'absence de demande d'ARENH à son écrêtement**

Chaque fournisseur alternatif, ayant signé préalablement un accord-cadre avec EDF, peut présenter une demande d'ARENH à l'un des deux guichets semestriels organisés chaque année en novembre et en mai et sous réserve de respecter certaines règles de « monotonie »<sup>126</sup>.

Le dispositif ARENH est optionnel, c'est-à-dire que les fournisseurs n'y ont recours que si les prix de marché (y compris le prix d'acquisition des certificats de capacité) sont plus élevés que le tarif de l'ARENH. Dans le cas contraire, ils peuvent choisir de s'approvisionner sur le marché de gros, au prix de ce dernier (cf. annexe n° 15).

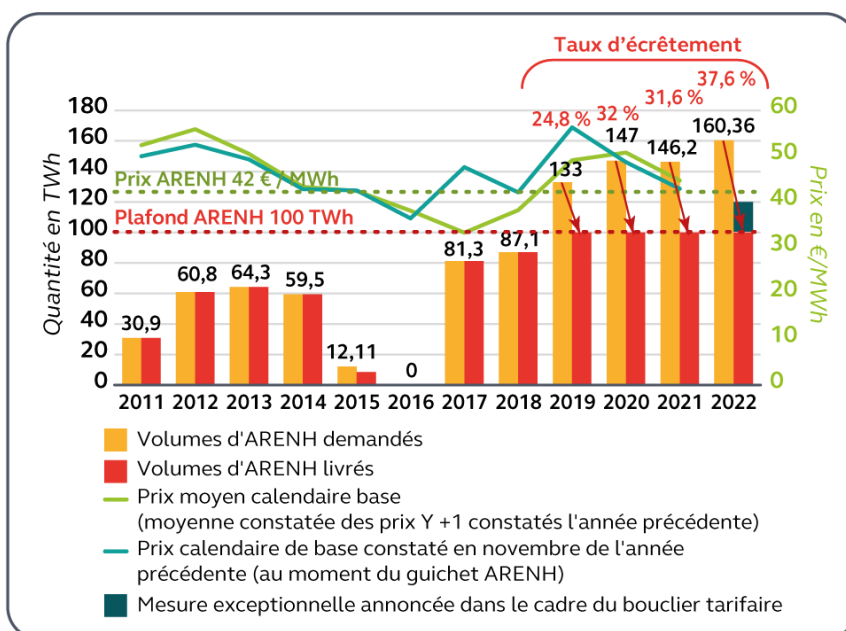
---

<sup>125</sup> Avis n°11-A-06 du 15 mars 2011 relatif à un projet de décret fixant les modalités d'accès à l'électricité nucléaire historique.

<sup>126</sup> L'évolution des demandes entre deux guichets successifs est contrainte par des règles dites « de monotonie » visant à limiter la variabilité des niveaux de demande d'ARENH au fil des guichets successifs.

Dans le cas où la demande totale d'ARENH excède le plafond de 100 TWh, la demande des fournisseurs alternatifs est « écrêtée » (cf. annexe n° 15). Les demandes d'ARENH de novembre pour les années de livraison 2019, 2020, 2021 et 2022 ont ainsi fait l'objet d'un écrêtement (cf. *infra*). Cette situation a conduit la CRE à demander le relèvement du plafond de l'ARENH depuis 2020<sup>127</sup>. L'annonce d'une livraison supplémentaire de 20 TWh d'ARENH pour 2022 devrait toutefois modifier le taux d'écrêtement pour cette année.

**Graphique n° 12 : volumes d'ARENH demandés et livrés aux fournisseurs alternatifs**



Note : en 2015, certains FA ont résilié leur accord –cadre avec EDF en cours d'année  
Source : Données CRE, traitement Cour des comptes

<sup>127</sup> CRE, Rapport pris en application de l'article R.336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH, 2020.

## 2 - Une asymétrie à l'origine de perturbations

L'ARENH a été pensé avant tout pour des périodes où les prix de marché seraient supérieurs à 42 €/MWh. La période 2015-2017, ayant au contraire connu des prix de marchés inférieurs à ce niveau, a mis en évidence les inconvénients de l'optionnalité du dispositif et du calendrier des guichets.

En effet, certains fournisseurs ont pu avoir, à cette période, des comportements opportunistes : indépendamment de la sécurisation de l'approvisionnement de leurs clients (qui était *a priori* déjà acquise en bonne partie, à partir d'achats sur les marchés de gros à des prix inférieurs à 42 €/MWh), ils ont pu faire valoir leurs droits ARENH, pour acheter de l'électricité à 42 €/MWh, probablement à des fins de revente sur les marchés de l'énergie à un prix supérieur. Ainsi, en 2017 et 2018 notamment (conséquence des approvisionnements aux guichets ARENH de novembre 2016 et novembre 2017), alors qu'EDF avait vendu régulièrement sa production nucléaire pendant les deux années précédant sa livraison aux prix de marché à terme constatés sur la période (puisque ceux-ci étaient inférieurs à l'ARENH et qu'il n'y avait donc pas d'attractivité du produit ARENH), la brusque remontée des prix, juste avant les guichets ARENH, a conduit les fournisseurs alternatifs à demander de l'ARENH de façon assez imprévisible. La satisfaction de ces demandes a contraint EDF à racheter sur les marchés suffisamment d'électricité pour pouvoir honorer ses obligations, ce qui a entraîné des surcoûts significatifs pour EDF. Comme la Cour l'avait souligné dans son référé sur l'ARENH<sup>128</sup>, ces situations pénalisent de façon indue l'opérateur historique.

Malgré les quelques modifications du dispositif intervenues depuis sa mise en œuvre (cf. annexe n° 15), EDF considère ainsi que l'asymétrie du dispositif, en vertu de laquelle les fournisseurs alternatifs peuvent choisir ou non de demander à bénéficier de l'ARENH, alors qu'EDF est tenu d'honorer leurs demandes, l'expose aux variations des prix de marché et aux possibilités d'arbitrage des FA, ce qui représente un risque dont le coût de couverture n'est pas reflété par la tarification de l'ARENH : il s'agit d'une option gratuite pour les fournisseurs alternatifs.

Les fournisseurs alternatifs contestent toutefois que l'asymétrie s'opère à leur seul bénéfice, dans la mesure où EDF fournisseur ne doit pas souscrire des volumes à l'avance, n'est pas soumis aux clauses de monotonie, ni aux compléments de prix, ni aux mêmes conditions de paiement.

---

<sup>128</sup> Cour des comptes, *L'évaluation de la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique*, référé, 2017.

## C - Des premiers bilans modifiés par l'écèlement

### 1 - Premiers bilans du fonctionnement de l'ARENH

L'article premier de la loi NOME, codifié à l'article L. 336-8 du code de l'énergie, prévoit que les ministres chargés de l'énergie et de l'économie évaluent tous les cinq ans le dispositif de l'ARENH sur la base de rapports établis par la CRE et l'autorité de la concurrence (ADLC).

Sur ce fondement, un premier bilan de l'ARENH a été établi par l'ADLC en décembre 2015. L'ADLC a noté, entre autres, que la mise en place de l'ARENH, conjuguée aux engagements pris par EDF vis-à-vis de la Commission européenne en 2010 visant à supprimer les barrières à la concurrence créées par ses contrats de long terme<sup>129</sup>, avait permis une nette ouverture du segment de marché constitué par les grands et moyens sites industriels.

La CRE a également produit un rapport d'évaluation du dispositif en 2018<sup>130</sup>. Celui-ci a pointé plusieurs effets :

- au moment de l'introduction du dispositif, les prix de marché de gros de l'électricité ont semblé connaître un phénomène d'adhérence au niveau du prix de l'ARENH, c'est-à-dire qu'ils se sont stabilisés à proximité de ce niveau ;
- l'existence de l'ARENH a permis de stimuler le développement de la concurrence sur le marché de détail (cf. chapitre I *supra* sur les parts de marché des fournisseurs alternatifs) ;
- ce mécanisme est devenu une référence pour la construction des offres de détail, offres de marché ou tarifs réglementés (cf. chapitre II *supra*).

Les deux institutions se sont par ailleurs prononcées sur les incitations au développement de la concurrence amont (sur les moyens de production électrique) en constatant l'absence d'effet escompté.

L'ADLC concluait ainsi que « l'ARENH ne semble pas être une solution efficace pour modifier la structure du marché amont de la production ». Elle remarquait pourtant que l'ARENH « ne consiste pas, sur le modèle des télécommunications ou du transport ferroviaire, à organiser l'accès à une infrastructure qui serait essentielle à l'exercice de la concurrence ». Elle enjoignait ainsi le gouvernement à clarifier rapidement

<sup>129</sup> Décision n° COMP/39.386 du 11 août 2010 de la CE.

<sup>130</sup> Commission de régulation de l'énergie, Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, Janvier 2018.

sa position sur la prolongation du mécanisme au-delà de 2025, en soulignant que : « *prolonger l'ARENH au-delà de 2025 reviendrait notamment à considérer qu'une concurrence efficace n'est pas possible à court et moyen terme sur l'amont du marché de l'électricité, en ce qui concerne la production en base. Le gouvernement devrait alors en tirer les conséquences et s'assurer que la concurrence peut s'exercer de manière saine à l'aval, en isolant la question du nucléaire ou en la rendant neutre pour le marché* ». La Cour des comptes<sup>131</sup> a poussé également depuis 2015 les acteurs à « *engager dès maintenant la réflexion sur l'avenir du mécanisme ARENH* ».

## 2 - Des difficultés nouvelles liées à l'écèlement de l'ARENH

L'établissement du bilan de l'ARENH a été complexifié par la situation récente d'écèlement des demandes. L'écèlement est réalisé lorsque les volumes de demandes dépassent le plafond de 100 TWh. L'augmentation continue des parts de marché des fournisseurs alternatifs sur le marché de détail de l'électricité (cf. *supra*) et le regain d'attractivité du produit ARENH suscité par la remontée des prix de marché en 2018 ont conduit à cette situation.

Selon l'ADLC, elle peut conduire à une sur-rémunération d'EDF : en effet, l'augmentation des TRV permet à EDF de vendre plus chère son électricité aux clients concernés, sans que cette progression ait un lien quelconque avec une hausse de ses coûts de production.

Le fait que les revenus d'EDF augmentent lors du plafonnement de l'ARENH n'est pas contesté par la CRE<sup>132</sup>, qui souligne également que certains mécanismes à l'œuvre dans le phénomène des régulations croisées entre l'ARENH et les TRV ont des impacts contre-intuitifs : « *plus EDF perd de parts de marchés dans la fourniture, plus les revenus d'EDF tirés de la production électronucléaire augmentent, dans un contexte de prix de gros supérieurs au prix ARENH* ».

La Cour estime l'impact global à environ 900 M€ HT pour les années 2019, 2020 et 2021 en faveur d'EDF et au détriment des consommateurs au TRV (cf. chapitre II *supra*).

---

<sup>131</sup> Cour des comptes, *L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie*, rapport public annuel, 2015.

<sup>132</sup> Commission de régulation de l'énergie, Rapport pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH, juillet 2020.

Dans son avis de 2019, l'Autorité de la concurrence avait d'ailleurs proposé au Gouvernement de demander à la CRE de « réviser le calendrier de rattrapage des TRV, en retirant la partie représentative de la sur-rémunération d'EDF qui résulte mécaniquement du rationnement de l'ARENH. » Cette révision contraire à la méthodologie d'établissement des TRV, n'a jamais été réalisée. Par ailleurs, la notion de sur-rémunération devrait s'apprécier au regard de l'évolution concomitante des coûts d'EDF (cf. *infra*).

Les offres de marché d'EDF pour une livraison en 2019, 2020 et 2021 ont également été renchériées par l'atteinte du plafond de l'ARENH. Pourtant, EDF pourrait ne pas augmenter autant ses prix de détail en période d'atteinte du plafond de l'ARENH, puisque l'entreprise conserve un accès direct et sans rationnement à sa propre production nucléaire. En pratique, toutefois, dans la construction de ses offres de détail, EDF réplique l'écrêtement de l'ARENH pour dimensionner ses coûts d'approvisionnement (cf. annexe n° 17). Au total, l'atteinte de l'écrêtement de l'ARENH permet d'accroître le revenu unitaire d'EDF, à la fois sur ses ventes aux TRV et sur ses ventes en offres de marché.

Malgré cette polémique récente sur l'accroissement de la rémunération d'EDF en cas d'écrêtement et malgré l'objectif assigné au dispositif de permettre le financement du parc de production existant, aucun bilan de l'impact financier pour EDF de la mise en œuvre de l'ARENH n'a été établi jusqu'à la présente évaluation.

## **II - Une régulation peu transparente qui a néanmoins permis de couvrir globalement les coûts de la production électronucléaire**

### **A - Un besoin d'évaluation de la couverture des coûts du parc nucléaire historique**

#### **1 - L'absence de bilan financier de l'ARENH**

L'évaluation de l'atteinte de l'objectif relatif au financement du parc nucléaire existant suppose de mesurer l'impact de la mise en œuvre de l'ARENH sur la capacité d'EDF à couvrir les coûts de production de ce parc. Il s'agit, comme évoqué *supra*, de compléter les diagnostics établis par l'ADLC et la CRE sur l'atteinte des objectifs assignés à l'ARENH, mais également d'éclairer les réflexions sur un éventuel dispositif susceptible de prendre la suite de l'ARENH (cf. chapitre V *infra*).

Cette appréciation de l'impact de l'ARENH sur la couverture des coûts du nucléaire ne saurait se limiter au périmètre des 125 TWh de produit ARENH fourni (100 TWh maximum fournis aux fournisseurs alternatifs et 25 TWh fournis aux gestionnaires de réseau, cf. *supra*).

EDF estime notamment que « *la quasi-totalité de la production nucléaire historique voit son revenu dirigé par le mécanisme ARENH* ». L'entreprise ne peut cependant s'appuyer sur une valorisation globale de sa production nucléaire pour étayer ce constat<sup>133</sup>. En effet, elle ne dispose pas d'une comptabilité analytique des ventes d'électricité par filière, ni d'un périmètre d'équilibre<sup>134</sup> spécifique à la production nucléaire, qui lui permettrait d'établir des analyses de rentabilité au périmètre du parc nucléaire. Elle ne compare donc pas les revenus issus de la production de ce parc avec les coûts de production correspondants.

La Cour s'est livrée à un exercice d'estimation de l'écart entre les coûts et les revenus du parc de production nucléaire historique. Les résultats correspondants, présentés ci-dessous, dépendent de nombreuses hypothèses qui sont détaillées à l'annexe n° 17. Malgré leur caractère nécessairement conventionnel, ces résultats permettent d'identifier les principaux paramètres des revenus du nucléaire et de dresser un certain nombre de constats, utiles au diagnostic de la situation actuelle et aux réflexions sur l'avenir.

## **2 - L'impact de l'ARENH sur les revenus de la production du parc nucléaire historique**

L'impact de l'ARENH sur les revenus du nucléaire dépasse la vente des strictes quantités du produit ARENH par EDF. En effet, la production d'électricité par EDF sert en grande partie à alimenter directement les clients d'EDF, sur la base d'échanges internes entre EDF producteur et EDF fournisseur et dans le cadre du pilotage exercé par la direction optimisation amont/aval et trading d'EDF (la DOAAT).

---

<sup>133</sup> Bien qu'elle ait commencé à fournir des éléments s'approchant de cette valorisation dans la présentation de ses résultats financiers : [file:///G:/EPP%20Marché%20de%20l'électricité/01\\_documentation/EDF/resultats-annuels-2019-annexes-20200214-v2.pdf](file:///G:/EPP%20Marché%20de%20l'électricité/01_documentation/EDF/resultats-annuels-2019-annexes-20200214-v2.pdf), pages 113 et 144.

<sup>134</sup> Un périmètre d'équilibre constitue un engagement auprès de RTE d'équilibrer (par de la production ou de la consommation directe, mais aussi par des ventes et achats le cas échéant) les injections et les soutirages d'électricité sur un ensemble donné (de clients, de sites de production, etc.).

Or une grande partie de la production nucléaire, support à ces échanges internes, est valorisée aux mêmes conditions que l'ARENH, même s'il ne s'agit pas à proprement parler du produit ARENH tel que défini par la loi (cf. schéma en annexe n° 17). C'est le cas de la production nucléaire permettant l'approvisionnement en base des clients aux TRV (cf. chapitre II *supra*), mais également de celle permettant l'approvisionnement en base des clients aux offres de marché d'EDF. En effet, les offres de marché d'EDF se fondent sur un approvisionnement réparti entre une électricité « équivalent ARENH » et des achats sur les marchés de gros, dans les mêmes proportions que les fournisseurs alternatifs.

La structure de rémunération d'EDF « producteur nucléaire » est ainsi constituée de plusieurs « blocs » de rémunération (cf. annexe n° 17), représentant les revenus issus de :

- La vente directe du produit ARENH aux fournisseurs alternatifs (incluant l'approvisionnement des pertes des gestionnaires de réseau) dans le cadre des guichets ARENH ;
- La vente directe sur les marchés de gros de l'énergie ;
- La cession interne à EDF « fournisseur » et la vente aux entreprises locales de distribution (ELD) de l'électricité nécessaire à l'approvisionnement des clients aux TRV : ces ventes incluent une quantité « équivalent ARENH » calée sur les droits ARENH des clients correspondants, écrêtés le cas échéant, et un solde valorisé aux prix de marché ;
- La cession interne à EDF « fournisseur » de l'électricité nécessaire à l'approvisionnement des clients en offre de marché : cette vente inclut, si les prix de gros sont supérieurs à l'ARENH<sup>135</sup>, une quantité « équivalent ARENH » calée sur les droits ARENH des clients correspondants, écrêtés le cas échéant, et un solde en tout état de cause valorisé aux prix de marché ;
- Du mécanisme de capacité : les capacités qui ne sont pas associées à une vente d'ARENH ou « équivalent ARENH » (puisque le produit ARENH inclut la capacité associée) peuvent faire l'objet d'une valorisation sur le marché des certificats de capacités et au prix de ce marché ;

---

<sup>135</sup> Si les prix de gros sont inférieurs à l'ARENH, comme EDF réplique les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, les cessions internes ne refléteront pas de volumes « équivalent ARENH », puisque ceux-ci sont moins compétitifs que les prix de marché.



- Des services d'équilibrage, au titre de la participation des réacteurs nucléaires à l'équilibre instantané entre offre et demande d'électricité (services système et mécanisme d'ajustement – cf. *supra*).

EDF a également passé un certain nombre de contrats de long terme avec différentes parties prenantes. Selon les années, ces engagements ont concerné des volumes variables, évoluant entre 35 et 65 TWh environ. Du fait de la difficulté d'apprécier la juste rémunération de ces volumes (cf. annexe n° 17), ceux-ci ont été exclus du périmètre d'analyse tant sur les revenus que sur les coûts.

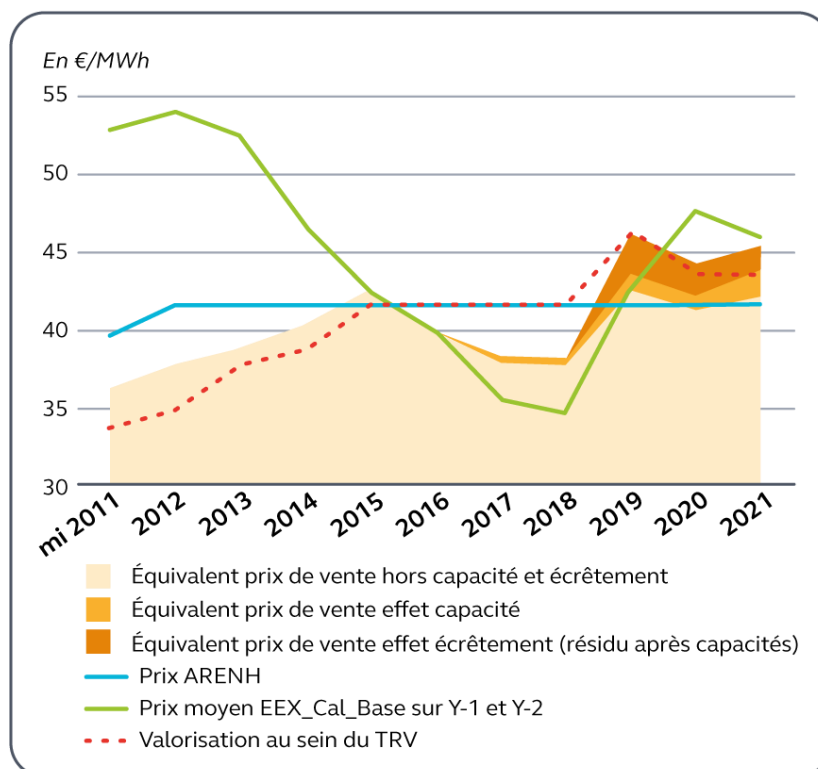
Comme indiqué *supra*, quand la demande d'ARENH excède le plafond de 100 TWh, l'écrêtement des livraisons ARENH aux fournisseurs alternatifs est répliquée dans les TRV et les offres de marché d'EDF. Cela signifie que la part des « équivalents ARENH » diminue dans ces tarifs et offres de marché et que les prix de marché de gros étant alors plus élevés que le prix de l'ARENH, les tarifs et offres de marché augmentent, ce qui accroît la recette moyenne tirée de la production nucléaire. Ainsi, on peut estimer qu'en 2019, 2020 et 2021, l'écrêtement de l'ARENH a permis d'accroître les revenus de la production nucléaire d'EDF de respectivement 1 085, 851 et 932 M€<sup>136</sup>.

La rémunération totale estimée pour la production nucléaire à partir des hypothèses de ventes retenues est représentée dans le graphique ci-dessous. Elle est comparée au niveau de prix auquel le nucléaire pouvait être valorisé sur les marchés de gros, au prix de l'ARENH et au niveau sous-jacent de valorisation du nucléaire au sein des TRV (cf. annexe n° 17), compte-tenu de la méthode de construction de ces derniers.

---

<sup>136</sup> En tenant compte de la baisse des revenus de capacités qui aurait été induite par l'augmentation des ventes en ARENH ou « équivalent ARENH ».

**Graphique n° 13 : comparaison du niveau de valorisation estimé du nucléaire avec la valorisation dans les TRV, le prix de l'ARENH et le niveau de valorisation du nucléaire sur les marchés calendaires**



*Note de lecture : le prix moyen « EEX\_Cal-Base sur Y-1 et Y-2 » représente la valorisation moyenne d'une vente du nucléaire sur le marché calendaire (à terme) échelonnée sur les deux années précédant la période de livraison. Les revenus capacitaires représentés sont ceux qui ont été effectivement perçus (et non ceux qui auraient été perçus en l'absence d'écrêtement).*

*Source : Cour des comptes*

Le graphique permet d'illustrer l'impact de l'écrêtement sur les revenus, mais également le rôle stabilisateur des TRV dans le niveau de valorisation du nucléaire : il se situe en effet systématiquement entre le niveau de valorisation sur les marchés à terme et le niveau de valorisation du nucléaire dans les TRV.

## **B - Des coûts du nucléaire très proches en moyenne du niveau de l'ARENH**

### **1 - Des coûts évalués selon différentes méthodes**

Les coûts de production de l'électricité nucléaire historique ont été estimés dans le rapport de la Cour sur l'analyse des coûts du système de production électrique en France<sup>137</sup>. Comme expliqué dans ce dernier rapport, il n'existe toutefois pas une méthodologie unique d'appréciation des coûts : les coûts calculés selon la méthode d'inspiration comptable (dite « méthode comptable »), et ceux calculés selon une méthodologie très proche de la méthode Champsaur (dite « méthode hybride »), sont retenus dans cette partie.

#### **Spécificités de calcul pour les coûts établis selon les méthodes « comptable » ou Champsaur (dite également « hybride »)**

Sur une période donnée, les deux méthodes se distinguent par leur traitement des investissements. La méthode comptable rend compte de l'amortissement des investissements tel qu'il est constaté dans les comptes de l'entreprise. La méthode Champsaur initiale (ou hybride « base 2012 » dans le rapport de la Cour sur les coûts du système électrique) propose une durée conventionnelle d'amortissement résiduel des investissements passés et prévoit ainsi que tous les investissements soient amortis d'ici 2025, ce qui correspond au barycentre de la date de fin de vie des centrales nucléaires en supposant qu'elles auront une durée de vie de 40 ans.

Concernant les investissements réalisés pendant la période étudiée, la méthode comptable rend compte des coûts observés dans les comptes de l'entreprise c'est-à-dire que les investissements réalisés pendant la période considérée ne sont valorisés qu'à hauteur (principalement) de leurs amortissements<sup>138</sup>, alors que la méthode hybride prend en compte les nouveaux investissements au fur et à mesure de leur réalisation, pour la totalité de leur montant. Cela revient à accorder une rémunération plus « rapide » pour ces derniers, c'est-à-dire à accélérer l'amortissement de ces investissements.

---

<sup>137</sup> Cour des comptes, *Analyse des coûts du système de production électrique en France*, observations définitives, décembre 2021.

<sup>138</sup> Qui représentent une fraction des investissements réalisés, sauf à ce que la durée d'amortissement choisie coïncide avec la fin de période considérée.

Par ailleurs, la méthode « comptable » retenue par la Cour pour le calcul des coûts du nucléaire se distingue de la méthode retenue par la CRE dans le cadre de l'établissement des TRV (cf. chapitre II *supra*). Les différences portent essentiellement sur l'estimation des intérêts intercalaires associés au financement des investissements.

Ces méthodes sont détaillées en annexe n° 16.

Enfin, la Cour a tenu compte, dans une variante de la méthodologie de calcul « hybride », de la décision intervenue en 2016 de prolonger la durée de vie à 50 ans des réacteurs de 900 MW. Les coûts ont ainsi été établis selon une « méthode hybride prolongation », reflétant l'hypothèse retenue pour la durée de vie des centrales effectivement adoptée par EDF sur la période : 50 ans pour les centrales 900 MW (parc 900) et 40 ans pour les autres. L'adoption de cette hypothèse est cohérente avec le fait que les dépenses d'investissement prises en compte dans la méthode « hybride » incluent les coûts nécessaires à la prolongation des réacteurs.

Pour la suite du rapport, les deux calculs effectués selon les méthodes hybrides « base 2012 » et « prolongation » seront appelées « Champsaur initiale » et « Champsaur prolongation ». La méthode comptable, parce qu'elle se rapproche des conventions de calcul retenues dans le cadre de l'exercice de la régulation par la CRE, sera appelée la méthode « comptable (cadre de régulation) ».

Ces deux méthodes permettent d'apprécier les coûts complets du nucléaire tels qu'un régulateur les apprécierait pour déterminer, à une date donnée, le niveau des prix nécessaires à l'équilibre financier de l'opérateur, selon différents objectifs.

**Tableau n° 2 : coûts complets du nucléaire historique<sup>139</sup>**

€/MWh*	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Méthode « Champsaur initiale »**	34,3	36,5	41,2	40,2	43,7	45,7	46,5	44,8	46,1	52,9	49,0
Méthode « Champsaur prolongation »	33,6	35,8	40,5	39,5	43,0	44,9	45,6	44,0	45,3	51,9	48,1
Méthode comptable (cadre de régulation)	32,0	32,9	36,0	37,0	41,6	40,9	41,8	42,0	43,0	51,9	46,6

\* Les taux d'actualisation utilisés dans le calcul de la méthode comptable sont les coûts moyens pondérés du capital (CMPC) nominaux d'EDF. Pour la méthode Champsaur, le CMPC réel 2011 est utilisé, puis les montants sont indexés à l'inflation sur la période (cf. rapport sur les coûts du système électrique).

\*\* Les CAPEX pris en compte incluent toutefois les coûts nécessaires à la prolongation du parc 900.

Source : Cour des comptes

<sup>139</sup> Hors EPR de Flamanville 3 et hors charges de post-exploitation.

L'analyse de ces coûts met en évidence le caractère exceptionnel de l'année 2020, marquée par une faible production nucléaire, imputable à la crise sanitaire. Cette situation a été décrite dans le rapport de la Cour relatif à l'approvisionnement en électricité face à la crise sanitaire<sup>140</sup>. Elle met en exergue la forte sensibilité des coûts unitaires du nucléaire au volume de production de l'année : une baisse du facteur de disponibilité des centrales (liée par exemple à un allongement des périodes d'arrêt du fait de la réalisation des travaux nécessaires aux quatrièmes visites décennales) ou toute indisponibilité technique non prévisible sur quelques centrales est en effet susceptible d'accroître significativement le coût par MWh du nucléaire, compte tenu de l'importance des coûts fixes de la filière. L'année 2021, marquée par une production encore en retrait par rapport aux années précédant 2020, vient corroborer ce résultat.

Cette analyse met également en évidence l'importance de tenir compte de la prolongation de la durée de vie du parc, permise par les niveaux de CAPEX pris en compte. Elle souligne enfin la hausse significative et continue du coût de la production nucléaire depuis 2011 : les coûts en euros courants ont augmenté d'environ 35 % entre 2011 et 2019, pour les différentes méthodes de calcul.

## **2 - Des niveaux de coûts très sensibles à l'hypothèse du taux de rémunération du capital retenu**

L'estimation des coûts de production du nucléaire historique, telle que figurant dans le tableau n° 2 ci-dessus, montre que si le niveau de prix de l'ARENH est resté supérieur à celui des coûts en début de période, ce n'est plus le cas depuis 2015 pour la méthode hybride et depuis 2018 pour la méthode comptable.

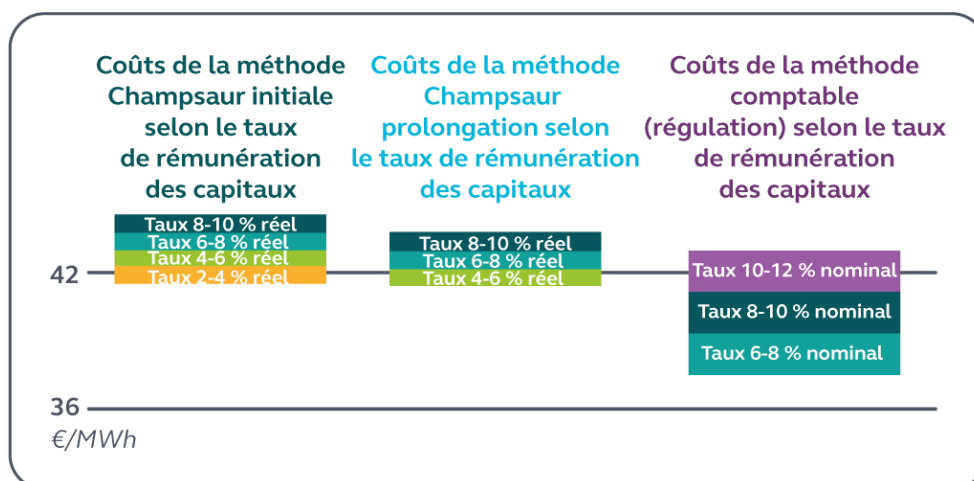
Ces analyses doivent toutefois être interprétées à l'aune des hypothèses sous-jacentes à leur calcul et notamment à l'hypothèse de taux de rémunération du capital retenue dans les calculs de coûts. En effet, les coûts calculés ci-dessus selon la méthode Champsaur (et la méthode comptable) se fondent sur un taux de rémunération des capitaux égal au coût moyen du capital<sup>141</sup> (CMPC) utilisé par EDF. L'écart ainsi estimé entre le niveau de l'ARENH et les coûts de production signifie que le niveau actuel de l'ARENH correspond à un taux de rémunération des capitaux inférieur à ce CMPC, mais non négligeable : de l'ordre de 3,5 % en moyenne pour la méthode Champsaur « initiale », et de 6 % avec prise en compte de l'allongement de durée de vie du parc 900.

---

<sup>140</sup> Cour des comptes, *L'approvisionnement en électricité face à la crise sanitaire*, insertion au rapport public annuel, février 2022.

<sup>141</sup> Le CMPC est la moyenne pondérée des taux de rendement attendu des capitaux propres et des taux des emprunts qui constituent les capitaux employés.

**Graphique n° 14 : sensibilité de la moyenne des coûts de production sur la période 2011-2021 au taux de rémunération du capital**



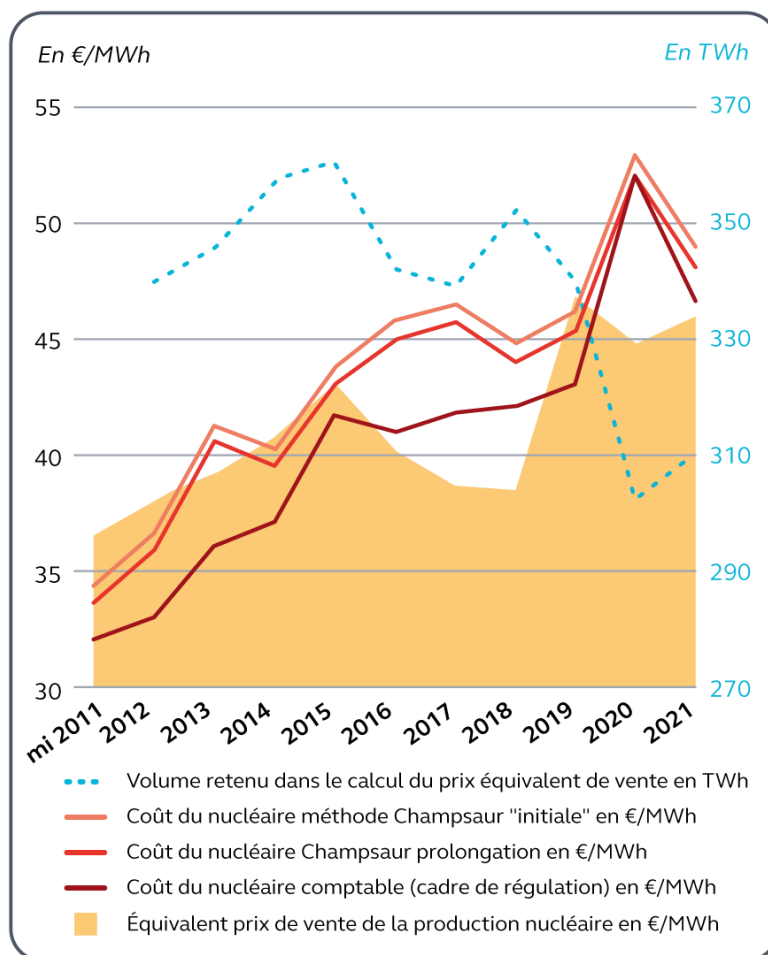
Source : Cour des comptes

## C - Les coûts comptables du nucléaire couverts par les revenus

La méthode d'estimation des revenus décrite *supra* permet de comparer l'équivalent du prix de vente obtenu à partir de ce calcul et le niveau des coûts complets de production. Cette comparaison permet de distinguer trois périodes très différentes entre 2011 et 2021 :

- La période 2011-2015 se distingue par des revenus en moyenne supérieurs aux coûts pour la production nucléaire ;
- La période 2016-2018, marquée par des prix de gros de l'électricité très bas et une hausse des coûts, est constitutive d'années de déficit pour la vente de la production nucléaire ;
- La période 2019-2021 est marquée par un redressement significatif de l'équivalent prix de vente, sous l'effet conjugué de la hausse des prix de gros de l'électricité, et des prix sur le mécanisme de capacité, et de l'écrêtement de l'ARENH. Toutefois, la baisse de la production en 2020 a un impact très négatif sur la couverture des coûts. L'année 2021 marque une amélioration, mais les coûts unitaires restent élevés du fait d'une production encore faible, et le résultat de la production reste déficitaire.

**Graphique n° 15 : écart entre les coûts et les revenus par MWh**



Source : Cour des comptes

Le bilan sur la période est le suivant : l'écart cumulé entre les revenus et les coûts, sur la période 2011-2021, est positif au regard de la méthode comptable d'estimation des coûts. Pour la méthode Champsaur, la prise en compte de la prolongation des centrales limite le déficit de couverture des coûts. En neutralisant l'année 2020, très spécifique, le bilan s'améliore mais reste largement négatif pour la méthode Champsaur.

**Tableau n° 3 : estimation du résultat de la production nucléaire selon la méthode de calcul de coûts retenue**

<i>En M€</i>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total période
<i>Méthode comptable (cadre de régulation)</i>	765	1 718	1 090	1 333	509	- 251	- 1 088	- 1 268	1 297	- 2 173	- 189	1 744
<i>Méthode « Champsaur prolongation »</i>	467	738	- 468	436	11	- 1 624	- 2 399	- 1 965	509	- 2 173	- 635	- 7 094
<i>Méthode « Champsaur initiale »</i>	360	497	- 719	180	- 251	- 1 898	- 2 678	- 2 249	221	- 2 467	- 920	- 9 929

Source : Cour des comptes

Le fait que les revenus couvrent les coûts comptables signifie que la mise en œuvre de l'ARENH et toutes les conséquences opérationnelles de cette mise en œuvre n'ont pas empêché l'objectif de financement de parc existant. La couverture des coûts complets du parc a donc été assurée et les revenus perçus ont même excédé les coûts de l'ordre de 1,75 Md€ sur la période complète. Cette couverture n'aurait pas été assurée si l'écêtement de l'ARENH et toutes ses conséquences n'avaient pas pallié l'absence de révision du prix de l'ARENH.

Du reste, sur cette même période, les revenus tirés du mécanisme de capacité (y compris au sein des TRV et des offres de marché au détail) ont atteint un montant cumulé de 1,5 Md€, pris en compte dans les calculs précédents. Aussi, cette analyse montre-t-elle que les revenus tirés de la seule vente de l'énergie auraient permis, au vu de l'ensemble de la période 2011-2021, de couvrir les coûts complets du parc nucléaire, au sens comptable.

En revanche les coûts calculés selon la méthodologie Champsaur 2 n'ont été couverts qu'avec une rémunération des capitaux faible : les revenus perçus par la production nucléaire ont permis de remplir l'objectif d'amortissement accéléré des investissements, en tenant compte de l'allongement de la durée de vie des réacteurs du parc de réacteurs de 900 MW, moyennant des taux réels de rémunération du capital de :

- 2,45 % en 2011, pour équilibrer le résultat sur la période 2011-2021 ;
- 3,8 % en 2011, pour équilibrer le résultat sur la période 2011-2021, 2020 non pris en compte.



## D - En l'absence d'ARENH, des revenus du nucléaire probablement plus élevés

L'estimation du revenu de la production nucléaire sur la période de régulation ARENH appelle la comparaison avec une situation contrefactuelle sans ARENH. C'est un exercice compliqué. En effet, le contrefactuel consistant à calculer les revenus de la production nucléaire selon la même méthodologie que la précédente, en supposant que toutes les ventes réalisées à l'ARENH ou en « équivalent ARENH » auraient été réalisées au prix de marché, suppose de faire un certain nombre d'hypothèses (cf. annexe n° 17).

Sous réserve des précautions d'interprétation associées au caractère conventionnel du calcul, les résultats permettent de penser qu'en l'absence d'ARENH, le bilan de la période aurait été beaucoup plus à l'avantage d'EDF. L'ARENH a ainsi limité les revenus du producteur nucléaire et « réalloué les bénéfices du parc de production en base » comme cela était imaginé par la commission Champsaur.

**Tableau n° 4 : comparaison des résultats cumulés sur la période 2011-2020 de la production nucléaire pour une situation avec et sans ARENH (situation contrefactuelle), selon la méthode de coûts retenue**

<i>En M€</i>	Méthode comptable (régulation)	Méthode Champsaur « allongement »	Méthode Champsaur initiale
<i>Situation réelle avec ARENH</i>	1 744	- 7 094	- 9 929
<i>Situation contrefactuelle sans ARENH</i>	7 040	- 1 798,	- 4 633

Source : Cour des comptes

On peut toutefois souligner que la situation contrefactuelle « sans ARENH » n'aurait pas non plus permis de couvrir les coûts établis selon la méthode Champsaur. Ces coûts, traduisant un amortissement accéléré des investissements sur le parc, ont en effet été chaque année supérieurs à la valorisation implicite de la production nucléaire par les TRV (fondée sur les coûts comptables) et, depuis 2016, supérieurs également aux prix de marché.

Dans la mesure où sa mise en œuvre a limité les revenus d'EDF, l'ARENH a amoindri la possibilité pour l'entreprise de dégager une capacité d'investissement. Néanmoins, l'objectif de l'ARENH, plus particulièrement à travers le mode de détermination de son prix, ne consistait pas à financer le renouvellement du parc de production, mais à garantir, par un amortissement de l'ensemble des investissements sur le parc historique, une situation financière saine au moment d'aborder un tel renouvellement.

---

## CONCLUSION

---

*La CRE et l'ADLC ont considéré, dans leurs bilans du dispositif, que l'ARENH avait permis le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture aux clients finals.*

*La question évaluative que s'est posée la Cour porte plus spécifiquement sur l'efficacité du dispositif au regard de son objectif de financement du parc de production nucléaire existant.*

*À cet égard, le niveau du prix de l'ARENH a été fixé à 42 €/MWh et n'a pas évolué depuis 2012, malgré l'augmentation continue des coûts de production du nucléaire sur la période (+ 46 % entre 2011 et 2021, pour atteindre 46,6 €/MWh). Or, ce niveau de prix ne valorise pas uniquement les ventes effectuées par EDF, au guichet ARENH, à destination des fournisseurs alternatifs : il a un impact beaucoup plus important sur le niveau des recettes issues de la vente de l'électricité nucléaire historique. En effet, il pèse également sur la tarification d'une partie de la consommation des clients aux TRV du fait du mode de calcul de ces tarifs, ainsi que sur celle des clients d'EDF en offre de marché, puisqu'EDF réplique dans ses offres les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs.*

*La période 2016-2018 a été marquée par une baisse des prix de marché de gros, qui a entraîné une chute des revenus de la production nucléaire, compte tenu de l'option gratuite dont bénéficient les fournisseurs alternatifs. Plus récemment, l'écrêtement de l'ARENH constaté en 2019, 2020 et 2021 a conduit à accroître la part de la production nucléaire vendue au prix de marché, cette fois supérieur au prix de l'ARENH, ainsi que celle donnant lieu à la perception de revenus issus du mécanisme de capacité, et constitue un déterminant important de l'accroissement des revenus d'EDF.*

*Dans ces conditions, la couverture des coûts de production du parc nucléaire historique souffre d'une absence de lisibilité et de prévisibilité : le degré de couverture est le résultat combiné d'un prix de l'ARENH déconnecté de ces coûts et de leur évolution, de la gestion du parc, d'un plafonnement conventionnel des volumes d'ARENH, des comportements d'arbitrage des fournisseurs alternatifs et enfin du niveau de tension sur le mécanisme de capacité.*

*En réponse à la question évaluative, la Cour a toutefois estimé que, sur la période 2011-2021 prise dans son ensemble, les revenus du parc nucléaire historique ont bien couvert ses coûts complets, les dépassant même de l'ordre de 1,75 Md€. L'analyse de la période récente met cependant en exergue les difficultés de couverture des coûts rencontrées entre 2016 et 2018 du fait de l'optionalité de l'ARENH, et depuis 2020 plus particulièrement du fait de la baisse des volumes de production.*

---

## **Chapitre IV**

# **Un mécanisme de capacité qui rémunère certaines filières au-delà des nécessités de la sécurité d’approvisionnement**

### **I - Une architecture décentralisée, ouverte à toutes les capacités**

#### **A - Un mécanisme répondant à la sécurité d’approvisionnement**

##### **1 - L’enjeu de couverture des pointes de consommation électrique**

La consommation d’électricité à l’échelle nationale n’est pas constante dans le temps, ni sur une journée, ni sur une année. La consommation connaît des pointes correspondant aux moments de plus forte demande lors de l’hiver, en raison notamment de la mise en fonctionnement des chauffages électriques (cf. annexe n° 19).

Ces pointes de consommation, ainsi que les éventuelles contraintes ou difficultés rencontrées sur la production d’électricité, mettent en jeu la capacité du système électrique à équilibrer en permanence consommation et production, et ainsi à assurer la sécurité d’approvisionnement en électricité. Sans capacités suffisantes de modération de la consommation ou de mobilisation de moyens de production lors de ces pointes, le risque de défaillance peut augmenter au-delà des critères retenus.

### **Le critère réglementaire de sécurité d’approvisionnement**

Le critère de sécurité d’approvisionnement est défini à l’article D. 141-12-6 du code de l’énergie comme un seuil acceptable de risque de défaillance : « *la durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures ; et la durée moyenne de recours au délestage pour des raisons d’équilibre offre-demande est inférieure à deux heures* ». Relevant d’une logique de probabilités, le respect du critère ne garantit pas l’absence de coupure. En revanche, cette « défaillance » du système électrique n’est pas synonyme de *black-out*. Elle correspond à la mise en œuvre de moyens exceptionnels maîtrisés sur un plan technique : l’interruptibilité (interruption de l’alimentation des sites industriels français sous contrat avec RTE), la baisse de la tension du réseau ou, en dernier recours, la mise en œuvre de délestages (coupures) ciblant provisoirement certains consommateurs.

L’atteinte de l’équilibre offre-demande lors des pointes de consommation est normalement permise de façon économiquement efficace par la mobilisation de moyens de production dits « de pointe » ou d’effacement de la consommation (c’est-à-dire la réduction temporaire de la consommation d’électricité d’un site par rapport à sa consommation normale, sur une base volontaire). Ces moyens présentent des coûts variables de mobilisation élevés et des coûts fixes suffisamment faibles pour être couverts par les prix atteints en période de pointe (cf. annexe n° 20).

Toutefois, l’incertitude en termes de prix sur les marchés de l’électricité est telle que les investissements sur les moyens de pointe peuvent apparaître trop risqués et que les détenteurs de capacités de pointe peuvent anticiper que le marché de l’énergie ne leur permettra pas de couvrir les coûts fixes<sup>142</sup> associés à leur présence dans le système électrique.

Cette dernière imperfection du marché, connue sous la terminologie de « *missing money* » (« argent manquant »), a été identifiée par Paul Joskow<sup>143</sup> comme étant l’un des éléments majeurs pouvant remettre en question l’efficacité économique et la fiabilité de la libéralisation des marchés de l’électricité.

<sup>142</sup> Ces signaux sont notamment contraints par l’existence d’un plafond de prix.

<sup>143</sup> Paul Lewis Joskow (1947-) économiste américain, « *Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design* », MIT, 2007.

Par ailleurs, pour des moyens de production qui ne sont pas « de pointe » mais dont le fonctionnement fait appel à une gestion de stock sur l'année (stock hydraulique au sein d'un lac ou d'une retenue, ou stock de combustible nucléaire au sein d'une recharge), l'incitation à être disponible lors des pointes de consommation dépend des différentiels de prix horaires de l'énergie entre ces périodes de pointe et le reste de l'année. Si les différentiels de prix ne sont pas suffisants, la disponibilité de ces moyens pourrait ne pas être assurée.

## 2 - L'intérêt d'un mécanisme de capacité

Pour remédier au problème du « *missing money* », la mise en place de mécanismes de capacités susceptibles de fournir un revenu supplémentaire aux producteurs a été proposée. La justification du dispositif a souvent<sup>144</sup> reposé sur le principe selon lequel les revenus d'un mécanisme de capacité doivent permettre à un producteur, en complément des revenus tirés de la vente de son électricité, de couvrir les coûts fixes d'exploitation et d'investissement nécessaires à son fonctionnement. Pour un moyen de production déjà existant, ces revenus complémentaires ont alors pour but qu'il ne se retire pas définitivement, ou temporairement (mise sous cocon), de l'activité de production : les revenus complémentaires doivent *a minima* permettre la poursuite de l'activité. De nombreux pays, notamment en Europe, ont adopté, sous des formes variées, de tels mécanismes de capacité (cf. annexe n° 18).

En France, ce mécanisme vise à assurer la sécurité de l'alimentation électrique française en permettant que les moyens de production ou d'effacement nécessaires à cette sécurisation puissent être disponibles<sup>145</sup> lors des périodes de tension entre offre et demande d'électricité. Il est issu des propositions du rapport Poignant-Sido sur la maîtrise de la pointe électrique<sup>146</sup>, et a été instauré par la loi NOME<sup>147</sup>. La rémunération des capacités par ce biais devait prendre le relais de la rémunération implicite de la disponibilité des capacités incluses dans les TRV, fondée sur les coûts de production d'EDF.

---

<sup>144</sup> Cf. CRE, *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel*, 2018.

<sup>145</sup> Lors de la certification, une capacité est évaluée non pas sur la base de la puissance installée mais sur la puissance rendue disponible lors des périodes de pointe de consommation (soit sur certaines heures de l'année dites « PP2 »). Il s'agit donc, *via* cette certification, de s'assurer d'un engagement effectif de disponibilité lors de ces pointes, y compris pour les moyens de production en base ou semi-base fonctionnant en partie sur une logique de stock.

<sup>146</sup> Groupe de travail parlementaire sur la maîtrise de la pointe électrique publié en avril 2010 « Rapport Poignant - Sido Groupe de travail sur la Maîtrise de la pointe électrique ».

<sup>147</sup> Article 6 de la loi NOME.

## **B - Le design du mécanisme de capacité français**

### **1 - Le design du mécanisme, résultat d'une large concertation**

L'élaboration de l'architecture du mécanisme de capacité, inspirée des recommandations du rapport précité, et de constats posés par le gestionnaire de réseau sur l'évolution de la structure de la consommation et de l'effacement, a ensuite fait l'objet d'une mission, confiée par le ministre en charge de l'énergie au gestionnaire du réseau de transport de l'électricité<sup>148</sup>.

En 2011, cette concertation a débouché sur un ensemble de préconisations<sup>149</sup>, à l'origine du modèle actuel. Les modalités d'application du mécanisme ont été précisées par décret en 2012<sup>150</sup>, puis les règles ont été définies par arrêté en 2015<sup>151</sup>. Le mécanisme de capacité français, décentralisé et ouvert à toutes les capacités, a été autorisé par la Commission européenne le 8 novembre 2016<sup>152</sup>, après un an d'enquête, et en vertu des règles de l'Union européenne en matière d'aide d'État. L'autorisation a été donnée moyennant l'introduction de dispositions spécifiques concernant notamment la participation des interconnexions, celle des nouveaux entrants (plafond de prix et appels d'offres de long terme) et la prévention des abus de position dominante par EDF, notamment par le recours à plusieurs enchères pour une même année de livraison.

Le mécanisme a fonctionné concrètement à partir de décembre 2016, pour l'année de livraison 2017.

---

<sup>148</sup> Lettre de mission du 9 février 2011 du ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique au président du directoire de RTE.

<sup>149</sup> Rapport au ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME – 1<sup>er</sup> octobre 2011.

<sup>150</sup> Décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, codifié aux articles R 335-1 et suivants du code de l'énergie.

<sup>151</sup> Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité. Dernière version des règles définie par l'arrêté du 16 septembre 2020 modifiant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie.

<sup>152</sup> Décision de la Commission Européenne du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aides SA.39621.

## 2 - Les grands principes retenus

En premier lieu, le mécanisme est « décentralisé ». Ce sont les fournisseurs qui sont responsables de la couverture de la pointe de consommation pour leur portefeuille de clients. Ils doivent en effet détenir un volume de « garanties de capacité » à la hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients. Ils sont les « acteurs obligés » du mécanisme, qui compte notamment sur leurs capacités à inciter les consommateurs à la modération voire à l'effacement en période de tension. Ce mécanisme coexiste avec le dispositif des appels d'offres d'effacement (cf. *infra*).

En second lieu, le mécanisme porte sur toutes les capacités sans distinction de filière (« *capacity wide* »), et les rémunère de la même manière qu'elles soient nouvelles ou déjà existantes. Deux objectifs opérationnels étaient affichés à l'appui de cette approche : encourager la mobilisation de toutes les capacités en mesure de participer à l'équilibre du système en période de pointe, et faire émerger une valeur « marché » de la sécurité d'approvisionnement par une confrontation large de l'offre et de la demande de capacités.

Le choix d'un mécanisme « *capacity wide* » confère au dispositif une assiette financière importante et conduit donc à la facturation au consommateur d'un coût potentiellement élevé. Toutefois, en France, ce choix s'est accompagné d'un traitement particulier des capacités associées aux volumes d'ARENH, afin d'éviter un coût supplémentaire pour l'accès à la production nucléaire historique. Cette exception est fondée sur le fait que le tarif de l'ARENH est censé inclure la rémunération des capacités associées, ce qui revient à dire que le coût de la disponibilité de ces capacités lors des périodes de pointes est présumé être couvert par la rémunération de l'énergie au prix de l'ARENH. Par cohérence avec les principes d'empilement et de réplique (cf. *supra*), cette décision a également induit la valorisation à coût nul des « équivalents ARENH » sous-jacents à la tarification des TRV et des offres de marché d'EDF. La prise en compte particulière de ces volumes a ainsi permis de limiter le coût du dispositif pour les consommateurs français.

Dans le même esprit, la rémunération que retirent du mécanisme de capacité les moyens de production sous obligation d'achat ou complément de rémunération est déduite du soutien public dont bénéficient ces moyens.

Cette approche « *capacity wide* » est accompagnée par l'organisation, par EPEX Spot, d'enchères au cours desquelles s'échangent une part des garanties de capacité. Celles-ci organisent la rencontre d'une offre et d'une demande de capacités sur un principe similaire à celui du marché spot de l'énergie : le prix payé est, pour toutes les capacités échangées, le prix d'équilibre de l'enchère (cf. annexe n° 20).

## C - Un marché de capacité complété par des mécanismes d'appel d'offres

Concernant la participation des nouveaux entrants, il faut rappeler que la décision de construire un nouveau moyen de production dépend bien des perspectives de couverture des coûts complets de production, qui ne saurait s'apprécier sur une année.

Cela a justifié en France, à la demande de la Commission européenne, l'introduction d'un dispositif *ad hoc*, allouant, sur la base d'une courbe de demande administrée, des contrats pluriannuels.

Il existe ainsi depuis 2019, pour les exploitants de capacité, nouveaux entrants sur le marché de capacité (hors énergies fossiles), des appels d'offres à long terme (AOLT) organisés quatre années en amont de l'année de livraison et qui garantissent aux lauréats un revenu capacitaire stable pendant sept ans.

Par ailleurs, les pouvoirs publics avaient introduit à l'occasion de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), et en parallèle du mécanisme de capacité, un dispositif de soutien au développement des effacements<sup>153</sup>, qui prend également la forme d'un appel d'offres<sup>154</sup> et sélectionne pour l'année suivante un certain volume de capacités d'effacement bénéficiant d'une rémunération capacitaire déterminée. Ce dispositif n'a pas pour seul objectif la sécurité d'approvisionnement mais vise aussi à atteindre les objectifs de développement d'effacement fixés par la PPE, ce qui peut conduire en théorie à octroyer des niveaux de revenu capacitaire supérieurs à la « valeur capacitaire » de la sécurité d'approvisionnement qui émerge du marché des capacités. 2,9 GW d'effacement explicite ont été certifiés sur le mécanisme de capacité pour l'année de livraison (AL) 2021.

---

<sup>153</sup> Les effacements peuvent participer au mécanisme de capacité pour valoriser leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. La participation des effacements est possible de deux manières : soit *via* une réduction de l'obligation de capacité des acteurs, soit par le canal d'une valorisation explicite sur le marché.

<sup>154</sup> Cet appel d'offres apporte une rémunération complémentaire à celle du mécanisme de capacité, sous forme d'un « contrat pour différence ». Le montant de ce complément de rémunération dépend du niveau de prix sur le mécanisme de capacité. Ce cadre de valorisation a été approuvé par la Commission européenne dans sa décision SA.48490 du 7 février 2018.



Ce dispositif a été particulièrement mobilisé en 2020, pour faire face à la détérioration des marges de sécurité d'approvisionnement. Il a permis d'accroître sensiblement les capacités d'effacement disponibles pour l'hiver 2020-2021, en rémunérant spécifiquement les capacités lauréates à des prix de près de 55 000 €/MW au titre de l'année de livraison 2021. La CRE a ainsi pu relever<sup>155</sup> que « *les dernières années ont démontré que le développement des effacements dépend principalement de dispositifs ad hoc [...] et non du mécanisme de capacité* »<sup>156</sup>.

## D - Les autres types de mécanismes existant à l'étranger

En Europe, treize États (douze dans l'Union européenne et le Royaume-Uni) ont fait le choix d'introduire des mécanismes de capacité pour atteindre leurs objectifs de sécurité d'approvisionnement. Toutefois, la notion de sécurité d'approvisionnement recouvre des définitions variées selon les États membres, et se traduit par conséquent par des indicateurs de suivi dissemblables (cf. annexe n° 18).

Ces différents mécanismes peuvent être segmentés selon une typologie établie en 2016 par la Commission européenne dans le cadre de son enquête sectorielle sur le mécanisme de capacité, qui est présentée dans le tableau ci-dessous.

Elle distingue les mécanismes ciblés, qui ne vont rémunérer que la capacité additionnelle mobilisée durant les périodes de pointe de consommation, des mécanismes « *market wide* » ou « *capacity wide* » (cas du mécanisme français), qui rémunèrent l'ensemble des capacités existantes. Elle distingue également les mécanismes basés sur le volume (« *volume-based* »), où le volume de capacité à pourvoir est fixé, des mécanismes basés sur le prix (« *price-based* »), dans lesquels le prix de rémunération de la capacité est fixé.

---

<sup>155</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 septembre 2021 portant communication sur le mécanisme de capacité.

<sup>156</sup> Le mécanisme réduit toutefois l'ampleur du soutien public nécessaire aux effacements en faisant porter par les acteurs obligés une partie importante de ce soutien.

**Tableau n° 5 : mécanismes de capacité proposés  
par les différents pays européens**

	Ciblés	Market Wide
<b>Basés sur le prix</b>	- Allemagne : réserve de réseau et de capacité - Suède : réserve stratégique	
<b>Basés sur le volume</b>	- Allemagne : réserve de sécurité - Espagne : subventions à l'investissement, de disponibilité et environnementales	- France : mécanisme de capacité - Royaume-Uni* : mécanisme de capacité

*\*Le mécanisme de capacité britannique est à la frontière entre un mécanisme « market wide » et un mécanisme ciblé, puisqu'il exclut les capacités renouvelables bénéficiant par ailleurs d'une subvention*

*Source : Cour des comptes*

De ce fait, des différences apparaissent entre les pays sur les critères d'éligibilité des filières. En Allemagne, les mécanismes de capacité sont ciblés vers certaines filières qui constituent des réserves stratégiques : les capacités de production spécifiquement dédiées à la sécurisation de la pointe ne sont activées qu'en cas de besoin. Au Royaume-Uni, mécanisme le plus proche du modèle français, l'ensemble des capacités de production est éligible au mécanisme de capacité, à l'exception toutefois de celles qui bénéficient par ailleurs de subventions publiques, comme les énergies renouvelables.

## II - Un mécanisme qui contribue à la sécurité d'approvisionnement au prix d'importants transferts financiers

Dès la mise en œuvre du mécanisme de capacité, une clause de revoyure a été inscrite dans le cadre réglementaire, de manière à vérifier l'atteinte des objectifs visés et à identifier les éventuelles adaptations nécessaires. Un retour d'expérience réalisé par RTE en juillet 2021<sup>157</sup> participe de cette évaluation à l'issue des premières années de fonctionnement.

<sup>157</sup> Mécanisme de capacité : publication du retour d'expérience - RTE Portail Services (services-rte.com).

## **A - Un premier retour d'expérience qui confirme certains effets du mécanisme de capacité**

### **1 - Le maintien estimé de 2 à 3 GW de production grâce au mécanisme de capacité**

RTE s'est attaché à déterminer le niveau de viabilité économique de certaines capacités qui rencontrent des difficultés depuis 2010. En effet, la mise en œuvre du mécanisme de capacité a revêtu une urgence particulière entre 2012 et 2014, à un moment où certaines centrales à cycle combiné à gaz (CCG) risquaient de fermer. L'objectif immédiat assigné au mécanisme de capacité était alors d'éviter la « mise sous cocon » de ces centrales.

À cet effet, RTE a bâti deux scénarios contrefactuels « sans mécanisme de capacité » sur la période 2017-2019<sup>158</sup>, qui ont permis d'établir que de l'ordre de 1,8 à 3,5 GW de capacités, principalement issues des filières à risques économiques (cycles combinés gaz, turbines à combustion au gaz et fioul, cogénération, effacements explicites non soutenus par un appel d'offres), ont été maintenus en service grâce aux revenus tirés du mécanisme de capacité.

Cependant, cette même analyse précise que le mécanisme de capacité n'a pas excédé l'objectif d'évitement de la mise sous cocon de capacités. En effet, de grandes centrales au fioul ont fermé sur la période 2016-2018 (EDF a arrêté définitivement début avril 2018 la dernière grande centrale de production d'électricité au fioul, celle de Cordemais en Loire-Atlantique) et, de la même manière, deux des quatre dernières centrales à charbon encore en exploitation ont été mises à l'arrêt depuis 2018, comme prévu par la loi énergie-climat du 8 novembre 2019 et la PPE.

D'après RTE, le maintien de capacités a permis, toutes choses égales par ailleurs, d'éviter une dégradation du niveau de sécurité d'approvisionnement, ce qui se traduit par un gain pour la collectivité évalué entre 150 et 400 M€ par an selon les scénarios contrefactuels considérés<sup>159</sup>. La prise en compte des coûts fixes associés au maintien en fonctionnement, grâce au mécanisme de capacité, d'unités de production qui auraient sinon fermé, conduit à un gain net pour la collectivité estimé dans une fourchette de 75 à 280 M€ par an (correspondant principalement à l'évitement d'heures de défaillance au-delà du critère de trois heures par an).

<sup>158</sup> Rapport RTE 2021 « Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français ».

<sup>159</sup> Rapport RTE 2021 « Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français » : pour une défaillance valorisée au coût socio-économique de 20 000 €/MWh selon les hypothèses retenues dans le rapport RTE « Analyse d'impact du mécanisme de capacité » et encadrée par deux scénarios contrefactuels de maintien de capacités (hypothèse haute à 3,5 GW et basse 1,8 GW).

## 2 - Une incitation à la disponibilité lors des périodes de pointe difficilement appréciable

Le retour d'expérience réalisé par RTE met en évidence un développement des effacements implicites<sup>160</sup> (+300 MW sur la période 2017-2019), ainsi qu'une disponibilité plus importante des effacements explicites et des cycles combinés au gaz lors des jours PP2<sup>161</sup> par rapport à d'autres jours d'hiver (respectivement +500 MW et +250 MW). Il montre également qu'en situation de tension, « *la rémunération sur les marchés de l'énergie peut être de nature à mobiliser tout ou partie de ces moyens* ».

Ce retour d'expérience ne fournit pas de démonstration robuste quant aux effets du mécanisme de capacité sur les décisions de disponibilité des moyens de production nucléaires ou hydrauliques lors des périodes précises de pointe de consommation. La seule illustration donnée concerne l'année 2020, pour laquelle RTE évalue à 30 % la part des revenus capacitaires dans le gain financier tiré de la réorganisation du planning des arrêts de maintenance du parc nucléaire. RTE reconnaît toutefois que cette évaluation économique « *n'est pas nécessairement le seul motif de l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire sur l'hiver 2020-2021* ». Les données plus précises obtenues par la Cour confirment cette incertitude (cf. *infra*).

## 3 - Une formation des prix peu lisible

La formation adéquate du prix de la garantie de capacité est une condition essentielle pour atteindre les objectifs du mécanisme. Selon le retour d'expérience de RTE, la formation du prix reste cohérente avec les fondamentaux de la théorie économique, les sessions d'échange de capacités ayant bien généré un prix unique de la capacité, ce qui donne une valeur de référence à la sécurité d'approvisionnement.

La dynamique de prix observée depuis 2017 sur les garanties de capacité (cf. le tableau n° 6), est ainsi le résultat de la différence entre la disponibilité prévisionnelle déclarée par les exploitants de capacité et la demande des acteurs obligés. Cette « marge de capacité » reflète la tension sur l'équilibre offre-demande et détermine le dernier kW utile au respect de la sécurité d'approvisionnement. C'est ainsi que la tension sur l'hiver 2020-2021 a entraîné une augmentation considérable du prix de la capacité.

---

<sup>160</sup> Les effacements implicites correspondent aux moindres consommations associées à des incitations tarifaires par exemple (exemple : tarification heures pleines / heures creuses).

<sup>161</sup> Jours PP2 : jours de pointe pour les exploitants de capacités fixées par RTE dans le cadre du mécanisme de capacité (cf. annexe n° 20)

**Tableau n° 6 : garantie de capacité - Prix de référence marché  
(PRM)<sup>162</sup> par année**

<i>Année de livraison</i>	<b>PRM en €/MW</b>
2017	9 999,8
2018	9 342,7
2019	17 365,3
2020	19 458,0
2021	31 241,0

Source : Cour des comptes, à partir des données CRE

Néanmoins, la formation de ces prix lors des enchères a souffert de deux difficultés, portant sur la formulation des offres en termes de prix et sur les volumes proposés aux enchères.

Tout d'abord, le fractionnement, exigé par la Commission européenne, de la rencontre de l'offre et de la demande lié à la multiplicité des enchères, pour une même année de livraison, étalées dans le temps<sup>163</sup>, a conduit certains acteurs à offrir leurs garanties de capacité non pas selon leur « missing money » mais directement au niveau d'un prix « de réserve » correspondant à leur estimation du prix d'équilibre qui se formerait dans le cadre d'une enchère unique rassemblant toute l'offre et toute la demande. Cette pratique a conduit la CRE à faire état dès 2018 d'une difficulté à surveiller la formation des prix de marché sur le mécanisme de capacité<sup>164</sup>.

Ensuite, le caractère intégré d'EDF lui permet de procéder à des transferts internes<sup>165</sup> de capacités entre EDF « producteur » et EDF « fournisseur », ce qui réduit d'autant les volumes d'offre et de demande transitant par les enchères<sup>166</sup>. Ainsi, seul l'équivalent d'une quinzaine de GW est proposé au marché par EDF chaque année (hors capacités des EnR sous obligation d'achat), alors que le parc de production d'EDF génère entre 60 et 80 GW de certificats de capacité selon les années. Cette forte limitation des volumes d'échanges aux enchères pose la question de son impact sur les prix d'équilibre obtenus.

<sup>162</sup> Il s'agit du prix moyen des échanges pour une année de livraison donnée.

<sup>163</sup> Le mécanisme prévoit de tenir jusqu'à 15 enchères au titre d'une même année de livraison, sur les 8 années précédentes.

<sup>164</sup> CRE, rapport de surveillance sur les marchés de gros, 2018.

<sup>165</sup> Les règles du mécanisme de capacité régissent strictement ces cessions internes, ce qui a conduit la Commission européenne à valider le mécanisme et à reconnaître sa comptabilité avec le fonctionnement du marché intérieur.

<sup>166</sup> Ces transferts sont néanmoins retracés dans le registre des capacités tenu par RTE, assortis d'un prix de valorisation défini en référence aux prix issus des enchères.

Enfin, parmi les capacités que doit détenir EDF « fournisseur » figurent celles associées aux équivalents-ARENH approvisionnant ses clients aux TRV ou en offres de marché, et qui sont valorisées à coût nul dans la construction des prix de détail (cf. *supra*). Le traitement de ces capacités, à la fois en ce qui concerne leur valorisation lors de cessions internes ou à travers des achats-reventes lors des enchères, pose aussi une question spécifique quant à l'impact qu'il aurait sur la formation du prix d'équilibre des capacités, alors même qu'il ne modifie en rien les fondamentaux de la sécurité d'approvisionnement.

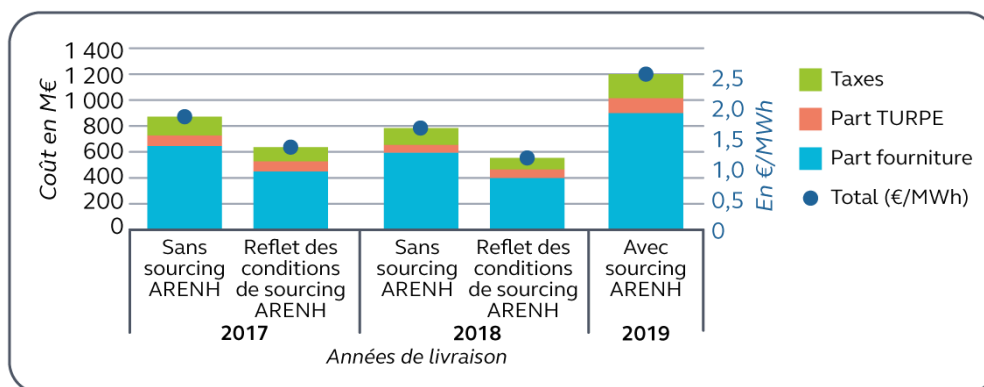
## B - Des transferts financiers significatifs des consommateurs vers les producteurs

Au terme du retour d'expérience réalisé par RTE en 2021, il est établi que le mécanisme de capacité a permis de limiter la hausse des prix de marché lors des pointes de consommation, au bénéfice des consommateurs.

Néanmoins, comme l'a souligné la CRE<sup>167</sup>, ce mécanisme engendre d'importants transferts financiers des consommateurs vers les producteurs, à hauteur de la rémunération reçue par l'ensemble des détenteurs de capacité de production.

Si RTE a réalisé une analyse coût-bénéfice<sup>168</sup> du dispositif (cf. *supra*), il s'est également intéressé à ces transferts financiers.

**Graphique n° 16 : coût de l'introduction du mécanisme de capacité pour le consommateur**



Source : RTE, retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français

<sup>167</sup> CRE, délibération n°2021-292 portant communication sur le mécanisme de capacité.

<sup>168</sup> Qui ne s'intéresse pas aux transferts financiers entre acteurs, comme toute analyse économique.

L'estimation par RTE du poids financier brut total du dispositif pour le consommateur varie entre 500 et 1 200 M€ par an selon les années<sup>169</sup>, en intégrant l'effet sur les tarifs d'acheminement<sup>170</sup> et les taxes.

RTE estime ainsi, dans son retour d'expérience, que « *En prenant en compte l'ensemble des effets directs/de court-terme sur la facture des consommateurs liés à la mise en place du mécanisme de capacité, le coût du mécanisme de capacité français s'établit au milieu de la fourchette des coûts portés par les consommateurs européens au titre de leurs mécanismes de capacités* ».

### **III - Un mécanisme qui conduit à rémunérer certaines filières de façon disproportionnée au regard des besoins de sécurité d'approvisionnement**

#### **A - Des rémunérations non nécessaires au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement**

Si l'enjeu du développement des nouvelles capacités de production a été réglé par les contrats pluriannuels, la question du niveau de rémunération des moyens existants est controversée. Très tôt dans la genèse du dispositif, une distinction a été établie entre les moyens de production existants, dont le « *missing money* » se limite à la part non couverte des seuls coûts fixes d'exploitation, et les moyens nouveaux, qui doivent pouvoir compter sur une couverture de leurs coûts complets et pour lesquels un dispositif spécifique d'appels d'offre a été institué. C'est du reste sur la base de la couverture des coûts fixes d'exploitation et de maintenance, et non des coûts complets, que le RETEX de RTE a évalué la viabilité économique des capacités thermiques et les retraits de capacités des moyens existants que le mécanisme de capacité a permis d'éviter.

Toutefois, l'ambiguïté qui alors persistait notamment du côté des pouvoirs publics, semble levée, et une forme de consensus émerge aujourd'hui pour considérer que le mécanisme de capacité doit participer à

---

<sup>169</sup> Sans pris en compte des effets de long terme tels que la baisse des prix de l'énergie ou la valorisation des périodes de défaillance évitées.

<sup>170</sup> Le coût d'acquisition par les gestionnaires de réseaux de garanties de capacités associées aux pertes d'énergie en ligne est répercuté dans les tarifs d'acheminement.

la couverture des coûts complets de l'ensemble des moyens mobilisés, pour garantir durablement la sécurité d'approvisionnement, et ne pas seulement viser à couvrir le *missing money* au sens strict pour les moyens existants.

Pour autant, même en considérant que la couverture des coûts complets de moyens existant détermine l'efficacité du mécanisme au regard des objectifs de sécurité d'approvisionnement, le montant des rémunérations reçues globalement par les différents détenteurs de capacités, et supportées *in fine* par les clients finals, est, pour partie, sans lien avec l'efficacité du dispositif. En effet, le mécanisme rémunère au même prix toutes les capacités échangées, quand bien même certains moyens couvrent de façon structurelle leurs coûts complets sur le marché de l'énergie.

Les rémunérations perçues peuvent être considérées, dans ce dernier cas, comme un effet d'aubaine.

La CRE considère notamment que les filières hydrauliques et nucléaires sont *a priori* dans ce cas. La Cour a examiné plus précisément le cas de ces filières.

## **B - L'exemple de la filière hydroélectrique**

### **1 - Des volumes de rémunération conséquents**

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable en France et la deuxième en matière d'électricité après le nucléaire. La filière, qui représente plus de 25 GW de capacité installée, est un maillon essentiel de la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité. Cette particularité lui permet de percevoir des revenus conséquents du mécanisme de capacité. L'ensemble des concessions (EDF, Compagnie nationale du Rhône CNR et Société hydroélectrique du midi SHEM) valorise environ 258 millions d'euros en 2019 au titre des garanties de capacité.

En 2019, la filière hydroélectrique correspondait à environ 15 % de la capacité certifiée totale. Les valorisations des garanties de capacité de cette filière, qui s'appuient sur le prix de règlement des écarts de capacité, anciennement prix de référence marché de l'année précédente, représentaient jusqu'à 22 % des recettes de capacités totales sur la même année 2019.



## 2 - La rémunération de certaines centrales sans *missing money*

Les capacités de production hydraulique sont gérées « en valeur d'usage » : la valeur de l'eau est assimilée à un coût d'opportunité et le stock pilotable ne sera utilisé que si sa valorisation est supérieure à celle d'un moyen de pointe et permet de se substituer à ce dernier pour satisfaire les périodes de forte tension sur le système électrique. Ainsi ce mode de gestion permet-il de garantir la disponibilité des stocks durant les périodes de forte tension entre l'offre et la demande.

L'analyse par la Cour de l'équilibre financier des quatorze centrales hydroélectriques d'une puissance maximale brute supérieure à 300 MW et qui représentent 50 % des valorisations de garanties de capacités de la filière hydroélectrique en 2020, montre que seules cinq centrales ont du *missing money*. Or elles valorisent toutes de la capacité.

Le besoin de perception, pour le maintien en fonctionnement de la centrale, d'une rémunération additionnelle à celle obtenue sur les marchés de l'énergie, ne concerne donc qu'une minorité de concessions. Pour les autres concessions, le besoin de perception de cette rémunération capacitaire pour couvrir leurs coûts complets n'est pas établi (cf. annexe n° 21).

## C - L'exemple de la filière nucléaire

### 1 - Des revenus de capacité significativement limités par l'effet de l'ARENH

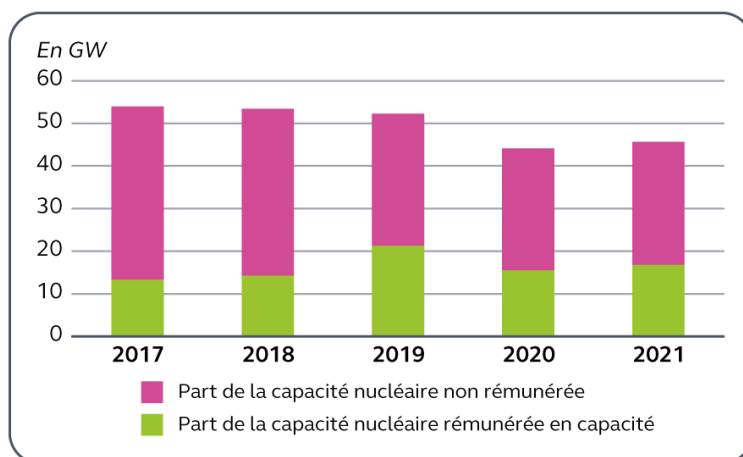
Le dispositif de l'ARENH dimensionne les revenus issus du mécanisme de capacité pour la production nucléaire (cf. chapitre III *supra*). En effet, les volumes d'ARENH achetés ou correspondant à un approvisionnement « équivalent ARENH »<sup>171</sup> donnent lieu, sans surcoût par rapport au prix de 42 €/MWh, à cession des certificats de capacité correspondants<sup>172</sup>. Ces certificats ne sont donc pas valorisés au prix du mécanisme de capacité.

---

<sup>171</sup> Quantités correspondant aux droits ARENH des consommations aux TRV ou en offres de marché d'EDF.

<sup>172</sup> Moyennant un taux de conversion de 114 MW de capacités pour 1 TWh d'ARENH.

**Graphique n° 17 : part de la capacité nucléaire certifiée donnant lieu à une rémunération spécifique**



Source : Cour des comptes

À titre d'illustration, la Cour a estimé que la production nucléaire avait permis d'apporter 372 M€ en 2019 grâce à la vente de certificats de capacités et 550 M€ en 2021 (cf. annexe n° 17). En l'absence d'ARENH (et à prix de la garantie inchangé), toutes les capacités nucléaires certifiées (52,3 GW) auraient donné lieu à une valorisation au prix des capacités de l'année, pour un montant qui peut être évalué à 908 M€ en 2019. Les revenus capacitaires du nucléaire sont donc limités. Cet effet a été identifié dès la conception du mécanisme de capacité, et a été perçu comme un moyen de limiter le coût total du dispositif pour le consommateur final.

## 2 - L'intérêt théorique d'une rémunération capacitaire des réacteurs nucléaires

Le besoin durable d'une rémunération capacitaire par la filière nucléaire au titre de l'absence de couverture de ses coûts complets ne va pas de soi. En effet, comme indiqué dans le chapitre III, les coûts complets, dans leur version comptable, c'est-à-dire sans hypothèse d'amortissement accéléré des investissements, ont été globalement couverts sur la période par les seuls revenus de l'énergie, malgré l'existence de l'ARENH.

La question de la disponibilité des réacteurs sur les périodes précises de tension du système électrique se pose néanmoins, au-delà de la couverture annuelle de ses coûts. EDF considère que la rémunération capacitaire, ainsi que les pénalités encourues dans le cadre du mécanisme en cas de non disponibilités aux heures de pointe de consommation, peuvent, dans certains cas, être déterminantes dans le choix de placement des arrêts pour maintenance ou rechargement du combustible.

Ce type de situation paraît toutefois très improbable. En effet, les périodes de pointe sont déjà caractérisées par des niveaux de prix de l'énergie plus élevés, qui suffisent en général<sup>173</sup> à rendre économiquement préférable le placement des arrêts hors de ces périodes, quand cette possibilité existe.

D'ailleurs, dans le courant de l'année 2020, EDF a fait face à de grandes difficultés en termes de disponibilité de ses moyens de production, du fait de la crise sanitaire. L'entreprise a dû reprogrammer une grande partie de ses arrêts pour maintenance<sup>174</sup>. De fait, l'examen des analyses réalisées en amont des principaux déplacements d'arrêts opérés en 2020 montre que sur 11 déplacements, associés à un coût total évité de 1,6 Md€, le coût évité apporté par le mécanisme de capacité a représenté 140 M€<sup>175</sup>. Ce coût évité n'a été significatif que pour une seule centrale<sup>176</sup>. Le mécanisme de capacité n'a ainsi représenté que 8 % du coût total évité dans l'analyse coût-bénéfice associée aux décisions de reports ou d'avancées d'arrêts de maintenance. Il est ainsi peu probable que cette contribution du mécanisme ait été déterminante. En d'autres termes, sans rémunération capacitaire, les mêmes choix de placement auraient été, pour l'essentiel, rationnellement opérés.

## **D - Des rémunérations à mieux calibrer selon les filières lors d'une révision prochaine du mécanisme de capacité**

Le *market design* de ce mécanisme, qui fait qu'une garantie de capacité, même offerte à prix nul en fonction des besoins de couverture des coûts fixes, sera rémunérée au prix d'équilibre des enchères, génère dès lors une « rente infra-marginale » sur le marché des capacités, qui dans un fonctionnement parfait de marché, viendraient couvrir exactement les coûts complets des moyens mis à contribution, au sein d'un parc optimal. Or le traitement particulier des volumes d'ARENH (et ses équivalents) constitue d'emblée une entorse au fonctionnement du mécanisme selon la théorie, et une reconnaissance que la couverture des coûts complets par la rémunération de l'énergie produite peut justifier l'exclusion du bénéfice d'une rémunération capacitaire issu du mécanisme.

---

<sup>173</sup> Comme EDF l'avait indiqué dans la consultation sur le mécanisme de capacité en 2011.

<sup>174</sup> Cour des comptes, *L'approvisionnement en électricité*, rapport public annuel, *Les acteurs publics face à la crise : une réactivité certaine, des fragilités structurelles accentuées*, février 2022.

<sup>175</sup> Essentiellement d'ailleurs en termes de réduction du risque de pénalité pour non disponibilité.

<sup>176</sup> Pour Dampierre 1, le gain associé au revenu de capacité, de 3 M€, est supérieur au gain total de 2 M€.

L'absence de rémunération des capacités ARENH, justifiée au départ par un prix régulé reflétant les coûts complets, autorise ainsi à poser la question plus générale de la rémunération de toutes les capacités nucléaires, dès lors que les conditions courantes de prix sur le marché de l'énergie permettraient de façon structurelle de couvrir en moyenne les coûts complets du parc historique.

Or la rémunération capacitaire de ce parc représente, depuis 2017, une part significative des transferts financiers entre producteurs et consommateur induits par le dispositif et relevés par RTE et la CRE<sup>177</sup>. L'extension de l'exclusion de rémunération capacitaire à l'ensemble de la production nucléaire aurait pu réduire nettement ces transferts, sans conséquences sur la sécurité d'approvisionnement.

La volonté de limiter les transferts financiers associés à ce type de dispositif a d'ailleurs été prise en compte dans la conception du mécanisme de capacité belge, qui vient d'être approuvé par la Commission européenne. En effet, ce mécanisme propose notamment un paiement des capacités selon la règle du « pay-as-bid » : les capacités ne sont alors plus toutes nécessairement rémunérées au même prix, mais selon le niveau de leur offre.

Le mécanisme de capacité français a été approuvé en 2016 pour une durée de 10 ans. Si la France souhaite maintenir un dispositif capacitaire, un nouveau régime d'aide d'État devra donc être notifié à la Commission européenne dans des délais permettant son approbation au plus tard en 2026 et sa mise en œuvre en 2027.

Les concertations associées offriront l'occasion de réinterroger son efficacité au regard de son périmètre et, par conséquent, de sa surface financière. La réflexion sur ce sujet a déjà été initiée à l'issue du retour d'expérience de RTE ; elle pourrait être complétée par une étude comparative des coûts et des bénéfices apportés par différents types d'architecture.

À cet égard, on peut rappeler que les capacités associées aux EnR sous obligation d'achat participent au mécanisme et sont rémunérées selon son prix, mais que cette rémunération est déduite du soutien public à ces filières, ce qui est une autre forme de traitement des capacités dont les coûts complets de production sont assurés par la rémunération de l'énergie.

Cette réflexion devra également s'inscrire dans le cadre fixé par le règlement européen du 5 juin 2019, qui précise les critères qu'un mécanisme de capacité devrait respecter.

---

<sup>177</sup> CRE, délibération n° 2021-292 portant communication sur le mécanisme de capacité.

---

## CONCLUSION

---

*Le mécanisme de capacité français a été proposé en réponse à l'enjeu que représentent les pointes de consommation pour la sécurité d'approvisionnement.*

*Selon le retour d'expérience établi par RTE en 2021, il a effectivement conduit à maintenir certaines centrales indispensables à la sécurité d'approvisionnement, contribuant ainsi à l'objectif assigné. En revanche, le développement de nouvelles capacités de production ou d'effacement est plus lié à la mise en place d'appels d'offres complémentaires à ce mécanisme.*

*Au-delà de la question de l'efficacité du mécanisme, établie par RTE, la Cour s'est posé la question de son efficience en cherchant à déterminer si le mécanisme de capacité rémunère de manière proportionnée les moyens de production mobilisés pour la pointe de consommation.*

*À cet égard, toutes les capacités de production participent au dispositif, et sont rémunérées à ce titre, si elles sont effectivement disponibles lors des périodes de pointe. Or, le caractère déterminant du mécanisme de capacité pour inciter les filières hydroélectrique ou nucléaire, à être disponibles pendant les pointes de consommation, n'est pas démontré. Pour le nucléaire, les revenus capacitaires n'ont par exemple pas eu d'influence décisive dans les décisions de reprogrammation des arrêts de maintenance rendus nécessaires par la pandémie de covid 19.*

*De manière plus générale, les revenus de la filière nucléaire sur le mécanisme de capacité représentent un transfert important des consommateurs vers EDF : la Cour l'estime à 372 M€ pour 2019 et 550 M€ pour 2021. Pourtant la filière nucléaire fait partie de celles dont les coûts complets sont couramment couverts par leur rémunération sur le marché de l'énergie, ce qui a été le cas du parc nucléaire historique français sur la période 2011-2021 (cf. le chapitre III). Le revenu qu'elle tire du mécanisme n'est donc a priori pas indispensable à la poursuite de son exploitation. Il le serait encore moins si une nouvelle régulation du nucléaire existant était mise en œuvre (cf. le chapitre V ci-après).*

*Par ailleurs, cette rémunération dépend de plusieurs paramètres, dont le niveau d'écrêtement de l'ARENH, qui n'a aucun lien avec les besoins de la sécurité d'approvisionnement. Cette situation perturbe la lisibilité du dispositif et nuit à la bonne appréciation de son efficience.*

*La Cour considère donc que le niveau des revenus perçus par les différentes filières n'est aujourd'hui pas suffisamment justifié au regard des strictes nécessités de la sécurité d'approvisionnement. La réflexion engagée sur le mécanisme de capacité par le retour d'expérience de RTE devrait ainsi conduire à s'interroger, dès 2023, sur la conception même du dispositif et les conditions de son renouvellement à l'échéance de 2026.*

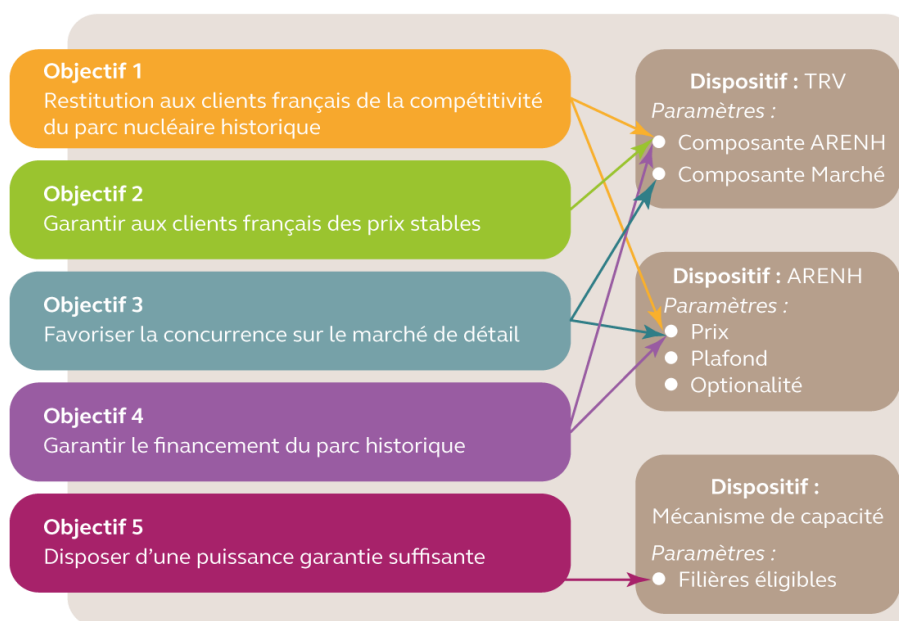
---

# **Chapitre V**

## **Pour une clarification des objectifs préalable au réexamen des outils d'intervention publique**

Telle qu'affirmée lors de la loi NOME, l'ambition des pouvoirs publics de concilier l'ouverture à la concurrence avec un double objectif de couverture des besoins de financement du parc de production et de transmission aux consommateurs des bénéfices de sa compétitivité semblait atteignable au moyen des différents dispositifs mis en place dès lors que les paramètres de chacun d'entre eux auraient été correctement établis et ajustés. La mise en œuvre de ces dispositifs n'a toutefois pas permis de garantir que les objectifs fixés sont atteints, de sorte qu'un réexamen des objectifs et des modalités de l'intervention publique paraît aujourd'hui indispensable.

### Schéma n° 7 : ordonnancement initial des objectifs et dispositifs publics associés à la loi NOME



Source : Cour des comptes

## I - Une mise en œuvre de l'intervention publique qui ne garantit plus l'atteinte des objectifs

Les principes de l'organisation initialement retenue étaient plus particulièrement adaptés à un scénario d'évolution du secteur caractérisé par des prix plutôt supérieurs aux coûts de production du parc nucléaire (qui n'auraient pas donné d'importance à l'optionnalité de l'ARENH) et une diversification des sources d'approvisionnement en base des fournisseurs qui aurait accompagné la fermeture progressive des réacteurs nucléaires du parc historique et réduit le besoin de recours à l'ARENH.

En tout état de cause, la réalisation de l'ambition initiale supposait, selon l'exposé des motifs de la loi NOME et moyennant la compatibilité des décisions prises avec le cadre européen, une régulation « évolutive et dynamique », qui devait permettre de s'adapter à de nouveaux contextes, par exemple en termes de durée de vie du parc nucléaire historique. Or, la mise en œuvre de cette organisation au cours des 10 dernières années a rencontré des écueils qui n'ont pas été surmontés.



## **A - Le parc nucléaire d'EDF, un élément encore essentiel de l'approvisionnement des fournisseurs**

L'accès régulé au nucléaire historique a été défini dès l'origine comme temporaire et limité à un certain volume. D'une part, sur la forme, l'accord initial de la Commission européenne sur ce dispositif est lié à cette double condition. D'autre part, sur le fond, la commission Champsaur, à l'origine des réflexions sur l'ARENH, avait estimé que la régulation « *devait inciter, à terme, les nouveaux acteurs à investir dans des moyens de production et à s'orienter vers le modèle intégré, tout en n'excluant pas le développement de commercialisateurs purs qui pourraient utiliser des solutions originales susceptibles d'animer rapidement la concurrence* ».

Du reste, la loi NOME a prévu que le Gouvernement évaluerait régulièrement l'ARENH, en particulier au regard de « *son impact sur la conclusion de contrats de gré à gré entre les fournisseurs et EDF et sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en électricité* »<sup>178</sup>.

Cependant, ainsi que l'ont constaté les premiers bilans établis par l'Autorité de la concurrence et par la CRE, les fournisseurs, pour diverses raisons, n'ont pas pu investir de façon significative dans des moyens de production qui leur permettraient de s'affranchir de l'ARENH, et il est peu probable qu'il en soit autrement dans les prochaines années (cf. *infra*).

Sur les deux conditions associées à la fixation du plafond de l'ARENH par l'étude d'impact de la loi NOME, « *s'assurer que le dispositif ne soit ni une entrave au développement de la concurrence sur la fourniture aux clients finals, ni ne réduise les incitations de l'ensemble des acteurs à investir dans le renouvellement des moyens de production d'électricité* », la seconde a ainsi été de fait abandonnée et plusieurs acteurs du secteur, dont le régulateur, considèrent cette condition comme obsolète.

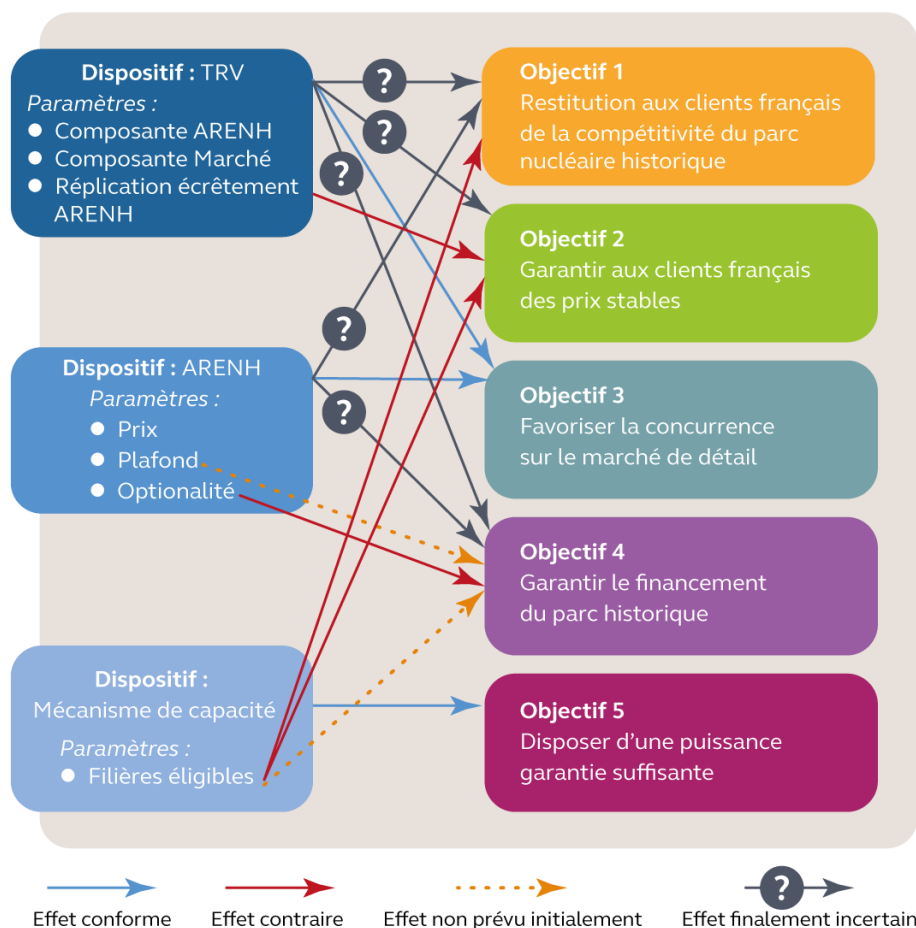
## **B - Des paramètres des différents outils d'intervention déconnectés des objectifs initiaux**

La mise en œuvre combinée des différents dispositifs issus de la loi NOME a conduit à de nombreux effets indésirables et perturbé la poursuite des objectifs initiaux. Ces résultats, synthétisés dans le schéma ci-dessous, sont détaillés dans la suite.

---

<sup>178</sup> Cf. article L. 336-8 du code de l'énergie.

### Schéma n° 8 : synthèse des effets de la mise en œuvre de la loi NOME au regard des objectifs



Source : Cour des comptes

#### 1 - Les paramètres de l'ARENH en prix et en volume ne remplissent plus leurs rôles respectifs

Le prix de l'ARENH n'a pas pu être ajusté de sorte à refléter les coûts de production et de prolongation du parc nucléaire historique, comme prévu initialement par la loi NOME. Parallèlement, le volume d'ARENH est demeuré contraint par un plafond figé depuis 2011 à 100 TWh et qui n'est plus cohérent avec les besoins des fournisseurs alternatifs, au vu de la progression de leurs parts de marché.

En revanche, le maintien de ce niveau de plafonnement en période de prix élevés, avec ses conséquences en cascade sur la hausse du prix moyen de vente de la production nucléaire aux fournisseurs alternatifs et sur la hausse du niveau des TRV et des offres de marché d'EDF a finalement pour effet de soutenir les revenus d'EDF, et donc la couverture des coûts du parc nucléaire, en l'absence d'une révision du prix de l'ARENH.

## **2 - Le mode de calcul des TRV amplifie les effets du paramétrage insatisfaisant de l'ARENH**

Le maintien du plafonnement de l'ARENH à un niveau déconnecté de l'accroissement des parts de marché des fournisseurs alternatifs conduit le régulateur, en période de prix de marché élevés et indépendamment de toute évolution des coûts de production d'EDF, à augmenter le niveau des TRV pour conserver aux fournisseurs alternatifs la possibilité effective de les concurrencer.

Par ailleurs, parallèlement à l'alignement des TRV sur des coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs alourdis par le plafonnement de l'ARENH, EDF aligne aussi ses offres de marché sur ces conditions. Le régulateur et l'État ont ainsi créé une situation dans laquelle EDF voit, toutes choses égales par ailleurs, sa marge unitaire augmenter à mesure qu'il perd des parts de marché quand les prix de marché sont supérieurs au tarif de l'ARENH.

Cette situation a été mise en exergue par la CRE<sup>179</sup>, selon qui le développement de l'activité des FA et donc de la concurrence, a « *pour conséquence paradoxale [...] une augmentation du prix des offres proposées aux consommateurs ainsi qu'une instabilité croissante des prix de l'électricité d'une année sur l'autre. [...].* »

Finalement, comme l'ont souligné les associations de consommateurs<sup>180</sup>, le développement de la concurrence sur le marché de détail se poursuit, depuis l'atteinte du plafond de l'ARENH, grâce à une augmentation des prix payés par les clients finals ; cette dernière est susceptible de réduire le bénéfice que tirent les consommateurs de la compétitivité de la production nucléaire nationale.

---

<sup>179</sup> CRE, rapport pris en application de l'article R.336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH, juillet 2020.

<sup>180</sup> Cf. positions de la CLCV ([dp-clcv-marche-de-lelectricite.pdf](#)) et de l'UFC Que Choisir ([ETUDEMARCHELELECTRICITE.pdf \(1\).pdf](#))

Du reste, le degré réel de transmission du bénéfice de cette compétitivité aux consommateurs français, par la combinaison des défauts de paramétrage de l'ARENH et des modalités de calcul des TRV, est hautement aléatoire, non explicite et non pilotable (cf. chapitres II à IV). La stabilité des tarifs, également recherchée par les pouvoirs publics, a elle-même pâti des effets de cette combinaison.

### **3 - L'articulation entre l'ARENH et le mécanisme de capacité est problématique**

La mise en place du mécanisme de capacité et l'instauration de l'ARENH, bien que répondant à des objectifs distincts, entretiennent des liens à travers les choix de configuration retenus pour le mécanisme de capacité, et notamment son application à tous les moyens de production.

La mise en œuvre d'ensemble de la loi NOME a conduit à ce que la rémunération capacitaire moyenne de la production nucléaire dépend désormais du plafond de l'ARENH. En effet, lorsque le plafond est atteint, la rémunération capacitaire d'EDF augmente significativement, puisque la part des « équivalents ARENH » dans les TRV et les offres de marché (ne donnant pas lieu à rémunération capacitaire) diminue. Cette augmentation n'est toutefois justifiée par aucune considération de sécurité d'approvisionnement.

Dans ce cadre, la Cour constate que la rémunération capacitaire dont bénéficie le parc nucléaire ne détermine pas sa participation effective à la sécurité d'approvisionnement, étant donné les revenus qu'il tire globalement du marché de l'énergie (cf. chapitre IV). Cette situation témoigne de la prise en compte insatisfaisante, au sein du mécanisme de capacité, de la couverture effective des coûts complets de la production nucléaire par sa seule vente sur les marchés de l'énergie.

### **C - Un constat exacerbé par la récente augmentation des prix de gros**

Pensée pour éviter aux clients finals installés en France de supporter des prix de l'électricité trop élevés par rapport au coût de production du parc national, et en particulier du parc nucléaire, l'organisation mise en place par la loi NOME a globalement permis à la France de conserver des prix de détail d'un niveau inférieur à ceux de la plupart de ces partenaires européens, en particulier pour les ménages (cf. chapitre I).

Néanmoins, cette organisation fait face depuis quelques mois à la plus forte augmentation des prix de marché de gros, observée depuis l'ouverture du secteur à la concurrence.

Les prix à terme calendaires « base » pour 2022, continuent supérieurs à 100 €/MWh depuis le mois de septembre 2021, et ayant même atteint les 400 €/MWh en décembre 2021 comme début mars 2022, soulignent l'intérêt de la régulation de l'accès au nucléaire historique, dont le coût comptable de production n'a pas excédé 43 €/MWh depuis 2011 sauf grave indisponibilité (cf. tableau n° 2 du chapitre III), même pour des volumes limités à 100 TWh. Par ailleurs, le lissage sur 24 mois du « complément au marché » dans le calcul des TRV permet de limiter, pour les clients au TRV, l'impact des prix extrêmes atteints au second semestre 2021 en utilisant un prix moyen proche de 90 €/MWh, bien loin des 500 €/MWh dépassés par le prix calendaire « pointe »<sup>181</sup> pour 2022 en décembre 2021.

Enfin, alors que le coût du risque a pu augmenter significativement pour les fournisseurs alternatifs dans la période actuelle de forte volatilité, la CRE, pour protéger les consommateurs, a choisi, dans sa délibération de janvier 2022, de réduire le niveau relatif de couverture de ces risques en maintenant inchangée la marge incorporée aux TRV.

Malgré tout, à paramètres de régulation et de calcul des TRV inchangés, la poursuite de la hausse des prix de gros sur la fin de l'année 2021 a conduit la CRE à calculer un niveau de TRV pour 2022 en augmentation de près de 45 % hors taxes (environ +58 €/MWh) ou de 35 % TTC, cette augmentation résultant pour l'essentiel de la méthode de valorisation à prix de marché de la part écartée des droits ARENH (+54 €/MWh).

En appliquant cette méthode, la CRE aboutit ainsi à un niveau de prix de détail HT excédant largement les prix qu'auraient pu proposer, en l'absence de toute régulation publique à l'amont comme à l'aval, un fournisseur qui aurait eu la capacité de s'approvisionner entièrement sur le marché et de façon lissée sur les 24 mois précédent 2022<sup>182</sup>. Ainsi, le mode de valorisation de la part écartée de l'ARENH au sein des TRV a annihilé, dans le cas extrême de 2022, tout l'effet recherché par l'intervention publique mise en place. Les pouvoirs publics ont alors adopté des mesures exceptionnelles pour y remédier.

---

<sup>181</sup> Le prix valorisant le complément au marché, dans le calcul des TRV, se rapproche du prix « de pointe » de la *Price forward curve* modélisée par la CRE (cf. annexe n°13)

<sup>182</sup> La composante « approvisionnement » des prix de détail pour 2022 compatibles avec ce type d'approvisionnement auraient été inférieurs de 35 €/MWh au TRV calculé par la CRE.

### **Les mesures prises par le gouvernement au titre du « bouclier tarifaire » de 2022 pour l'électricité**

Les mesures prévoient un déplafonnement partiel de l'ARENH, par voie réglementaire, ainsi qu'une baisse des taux de TICFE (article 29 de la loi de finances initiale pour 2022) et une possibilité de fixation par arrêté du niveau 2022 des TRV pour en limiter l'évolution TTC à 4 % (article 181 de la LFI 2022).

Le déplafonnement partiel de l'ARENH, pour 2022, à hauteur de 20 TWh à un prix révisé de 46,2 €/MWh, mis en œuvre en mars 2022, aura pour effet, une fois intégré par la CRE au calcul des TRV 2022, de réduire de 18 €/MWh le niveau HT de ces tarifs. Il permettra également aux industriels de bénéficier d'une baisse des prix, puisque les contrats des gros consommateurs disposent de clauses relatives à l'ARENH.

Pour espérer limiter à 4 % au plus la progression du TRV en 2022, sans modifier les taxes afférentes, il aurait toutefois fallu un déplafonnement quasi-intégral de l'ARENH, au prix révisé retenu par le gouvernement.

Sans modification de cette ampleur des paramètres de l'ARENH, c'est donc sur le niveau de la taxe intérieure sur la consommation d'électricité (TICFE), de 22,5 €/MWh, que les pouvoirs publics ont prévu d'agir<sup>183</sup> en complément pour limiter encore l'augmentation des TRV début 2022. Cette baisse de TICFE pourrait être mise en regard des moindres charges de service public liées au soutien des EnR électriques qui seront constatées au titre de 2021 et de 2022, du fait de la hausse des prix de marché (cf. chapitre I)<sup>184</sup>.

La mise à disposition de 20 TWh d'ARENH supplémentaires à 46,2 €/MWh aura un impact significatif sur les revenus d'EDF par rapport à une situation sans augmentation du plafond, selon les mécanismes décrits au chapitre III. EDF devra racheter aux fournisseurs alternatifs les 20 TWh supplémentaires qu'il doit mettre à disposition et les revendre à 46,2 €/MWh. Le prix de rachat a été fixé à 256,98 €/MWh, soit le niveau de valorisation de la part écartée de l'ARENH au sein des TRV calculé par la CRE. Il s'ensuit une perte financière de 4,1 Md€ pour EDF, pour les 19,5 TWh finalement demandés.

<sup>183</sup> Article 29 de la loi de finances initiales pour 2022 (Loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022 (1) - Légifrance (legifrance.gouv.fr))

<sup>184</sup> Compte tenu du niveau élevé des prix de marché, les besoins de subventionnement des EnR seront bien moindre qu'escomptés et les producteurs d'EnR devront même dans certains cas reverser des sommes à l'Etat. L'État fait ainsi bénéficier les consommateurs des économies et gains correspondants en réduisant la TIFCE.

Comme cette opération vise à diminuer les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, et qu'EDF réplique ces coûts dans ses offres de marché, l'opérateur historique devrait également revoir à la baisse le prix de ces offres, ce qui pèsera également sur ses revenus. Par ailleurs, la prise en compte du moindre écrêtement d'ARENH dans les TRV 2022, tels que la CRE les recalculera d'ici l'été 2022, diminuera également les recettes prévisionnelles tirées des TRV par EDF. EDF a chiffré les effets sur ses offres de marché et sur les TRV à 4,5 Md€<sup>185</sup>.

Toutefois, les recettes tirées des TRV et des offres de marché, bien qu'affectées par les mesures gouvernementales, devraient afficher une progression significative en 2022 : le niveau des TRV HT devrait par exemple afficher une hausse de près de 35 €/MWh par rapport à 2021.

Enfin l'article 181 de la loi de finances pour 2022 prévoit que, si le blocage de l'évolution 2022 des TRV à 4 % conduit à un niveau HT du TRV inférieur à celui que recalculera la CRE, le différentiel fera l'objet d'un rattrapage tarifaire dès 2023<sup>186</sup>. EDF estime que ce rattrapage concernera un montant de recettes de 1,5 Md€ au titre des TRV<sup>187</sup>.

Par ailleurs, dans un contexte incitant à l'adoption de mesures exceptionnelles, les fournisseurs alternatifs pointent l'incertitude qui pouvait exister lors des semaines précédant le guichet d'ARENH de novembre 2021 quant à un relèvement possible du plafond, comme un facteur perturbateur pour les choix de couverture, pouvant expliquer une partie des difficultés qu'ils ont rencontrées.

<sup>185</sup> Actualisation par EDF au 14 mars 2022 de son estimation prévisionnelle de l'impact de ces mesures sur son EBITDA.

<sup>186</sup> Les fournisseurs alternatifs et les ELD alimentant des ménages seront compensés des éventuels écarts que ce rattrapage différé engendrerait sur 2022 entre la valorisation de la consommation de leurs clients indexée au TRV calculé par la CRE et celle indexée au TRV appliqué par décision du gouvernement.

<sup>187</sup> Actualisation du 14 mars 2022 précitée.

## II - Des objectifs à clarifier et à hiérarchiser pour des modalités d'intervention publique mieux adaptées

### A - Des enjeux à reconsidérer dans un contexte évolutif

#### 1 - Des perspectives plus claires d'évolution du mix de production

En premier lieu, les perspectives d'évolution de la production électrique ont changé depuis 2010. En effet, pour respecter les engagements climatiques de la France, seul le développement de moyens de production dits « décarbonés » (nouveau nucléaire – EPR<sup>188</sup>, hydraulique, nouvelles énergies renouvelables) est désormais envisagé dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>189</sup>.

Les perspectives d'avenir pour les moyens de production existants ont également changé. Les dernières centrales à charbon françaises sont en cours de fermeture (cf. *supra*). La situation du parc nucléaire historique a été précisée : alors qu'un objectif de 50 % de nucléaire dans le mix de production électrique avait été fixé à l'horizon 2025 par la loi de transition énergétique pour une croissance verte du 15 juillet 2015<sup>190</sup>, cet horizon a été repoussé à 2035 par la loi « énergie-climat »<sup>191</sup>. Il est associé aux perspectives de prolongation<sup>192</sup> de la durée de vie des réacteurs du parc historique au-delà de leurs 50 ans, dans lesquelles se place désormais EDF et qui sont déjà matérialisées par plusieurs décisions opérationnelles et comptables.

Par ailleurs, les évolutions prévues en 2008 pour la gestion des concessions hydroélectriques n'ont pas pu être mises en œuvre. Leur situation juridique n'a ainsi toujours pas été clarifiée, alors qu'elles font l'objet d'un contentieux avec la Commission européenne, qui a conduit au gel de tous les renouvellements de concessions<sup>193</sup>.

---

<sup>188</sup> Cour des comptes, *La filière EPR*, rapport public thématique, 2020.

<sup>189</sup> Programmes pluriannuels de l'énergie (PPE) | Ministère de la Transition écologique (ecologie.gouv.fr).

<sup>190</sup> Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

<sup>191</sup> Loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

<sup>192</sup> Les prolongations doivent néanmoins être validées, pour chaque centrale, par l'autorité de sûreté nucléaire (ASN).

<sup>193</sup> Cour des comptes, note d'exécution budgétaire 2020, le renouvellement des concessions hydroélectriques, 2021.



Ainsi, concernant l'offre de production électrique, la situation a moins évolué que prévu mais les perspectives sont relativement plus claires : l'accroissement des moyens de production viendra, à court terme, des énergies renouvelables, seul créneau sur lequel les fournisseurs alternatifs peuvent aujourd'hui investir, tandis que la production nucléaire restera difficilement contournable dans l'approvisionnement en base des fournisseurs pour les deux prochaines décennies.

Cette lente évolution signifie également que la production électrique française, reposant en grande partie sur le nucléaire historique, va, si ses coûts n'augmentent pas significativement, rester compétitive sur le marché européen pendant encore au moins une dizaine d'années. Elle pourrait même renforcer sa compétitivité compte tenu d'un renchérissement sans doute durable du prix des moyens de production carbonés. Comme en 2010, on peut donc anticiper que si les prix de l'électricité en France ne faisaient l'objet d'aucune régulation, ils augmenteraient au-delà des coûts moyens de production du parc national.

## **2 - L'électrification des usages au service des objectifs climatiques**

Les perspectives d'évolution de la demande ont également évolué. La stratégie nationale bas carbone<sup>194</sup> (SNBC) s'appuie sur l'électrification des usages et la maîtrise des consommations d'énergie.

Or, selon les industriels, qui représentent environ 40 % de la consommation, l'électrification des usages ne se fera que s'il existe une visibilité à moyen-long terme sur les prix de l'électricité. Offrir aux consommateurs français (notamment industriels), le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire français constituerait donc aussi un enjeu en termes de lutte contre le changement climatique.

## **3 - Des contraintes à apprécier au regard du droit sectoriel européen et de la concurrence**

Les marges de manœuvre dont disposent les autorités françaises pour maintenir ou faire évoluer les outils de l'intervention publique dépendent du droit européen de la concurrence, des régimes des aides d'État et des lignes directrices associées, ainsi que de l'évolution des directives et règlements européens sur l'énergie et de la jurisprudence associée, celle-ci étant encore lacunaire.

---

<sup>194</sup> Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) | Ministère de la Transition écologique (ecologie.gouv.fr).

Or, sous l'empire des dernières directives en vigueur, dont celles de 2019 pour le marché de l'électricité, et alors que les discussions entre la Commission européenne et les autorités françaises n'ont pas abouti en ce qui concerne une nouvelle régulation du nucléaire historique (cf. *infra*), des zones d'incertitude persistent quant au degré de contraintes auquel la France fait face.

*a) La possibilité de réguler les prix*

La portée des dispositions de l'article 5 de la directive de 2019 sur la possibilité de maintenir non seulement une réglementation des prix de détail, à travers les TRV, mais aussi une régulation du prix de vente de toute ou partie de la production nucléaire d'EDF, reste à préciser. Selon la DGEC, la Commission européenne a pu considérer que ces dispositions interdisaient pour l'avenir tout dispositif du type de l'ARENH, alors que l'article en question vise la libre détermination des prix de détail. Il conviendrait notamment d'éclaircir ce que sous-tend l'objectif d'une fixation des prix de détail fondée sur le marché, affiché par la directive, pour savoir si, en effet, un produit nucléaire à prix régulé de type ARENH pourrait perdurer sur le marché de gros au sens large. Les perspectives<sup>195</sup> ouvertes par la Commission dans sa communication du 23 mars 2022 devront également être prises en compte.

Dans tous les cas, sur le marché de détail, la fixation de prix réglementés, pour d'autres clients que les publics vulnérables, n'est plus possible qu'à titre temporaire, et en vue de préparer un recours exclusif aux mécanismes de marché, comme l'a récemment rappelé la Commission aux autorités françaises, en les invitant à « *réduire en conséquence le champ d'application de [la] réglementation des prix de détail et à limiter sa durée à une période transitoire* »<sup>196</sup>.

Dès lors, le rapport d'évaluation des TRV de l'Autorité de la concurrence s'est interrogé sur le fait qu'un objectif de stabilité, tel qu'il est assigné aujourd'hui aux TRV, puisse continuer à justifier la compatibilité de leur maintien durable avec la nouvelle directive de 2019. Dans son avis rendu en 2019 sur le projet de loi relatif à l'énergie et au climat qui transpose justement cette directive, le Conseil d'État a toutefois eu l'occasion de considérer que « *le périmètre défini par le projet qui*

---

<sup>195</sup> La communication envisage notamment comme une des options à étudier la fixation d'un cap de prix pour certains producteurs de base.

<sup>196</sup> Avis de la Commission du 27/8.2021 conformément à l'article 20, paragraphe 5, du règlement (UE) 2019/943 relatif au plan de mise en œuvre de la France.

*maintient la vente d'électricité à des tarifs réglementés [...], est conforme à l'objectif poursuivi par l'article 5 de cette directive ».*

Si le cadre de la directive de 2019 remet en question la validité de TRV maintenus sur le fondement d'un objectif de stabilité des prix, il pourrait en revanche être compatible avec la justification *a posteriori* que la Commission avait pu donner en 2012 au maintien transitoire des TRV verts et jaunes, à savoir éviter qu'EDF ne pratique une tarification excessive en position dominante. Il resterait cependant à montrer que ce dernier risque est réel aujourd'hui en ce qui concerne les TRV bleus.

#### *b) Le champ des bénéficiaires finals d'une régulation*

Le dispositif de l'ARENH, tel qu'approuvé en 2012 par la Commission européenne, permettait de cibler l'approvisionnement de toutes les catégories de clients finals établis en France, ménages ou entreprises. Or la Commission semble considérer désormais qu'un objectif de maintien ou de stabilité des prix au bénéfice des consommateurs finals n'est acceptable que pour les consommateurs résidentiels ou les microentreprises. Si cette position était confirmée, il conviendrait d'éclaircir le fondement juridique précis d'une telle limitation, et notamment d'établir si elle relève de dispositions du droit sectoriel, par référence à l'article 5 de la directive de 2019 selon les termes rappelés ci-dessus, ou de dispositions du droit de la concurrence ou liées au régime des aides d'État. Dans ce dernier cas, il importerait de préciser si l'incompatibilité supposée est liée ou non à la question d'une limitation du bénéfice de la régulation aux clients établis en France.

Si le champ de la régulation devait exclure la plupart des clients professionnels, cela pourrait par ailleurs remettre en cause la possibilité d'offrir une réelle concurrence sur ce segment.

#### *c) Le développement effectif de la concurrence sur l'aval*

L'article 5 de la directive de 2019 prévoit que tout dispositif d'intervention publique sur les prix de détail, non ciblés sur les clients vulnérables, doit être établi « à un prix supérieur aux coûts, à un niveau permettant une concurrence tarifaire effective ». L'Autorité de la concurrence souligne toutefois que la jurisprudence relative à la notion de « concurrence tarifaire effective » fait défaut, ce qui laisse la place à des interprétations plus ou moins larges. À cet égard, l'avis de la Commission européenne du 27 août 2021 précité, qui invite les autorités françaises, pour assurer le respect des dispositions de l'article 5, à « veiller tout

*particulièrement à ce que les fournisseurs concurrents ne subissent pas de compression de marges* », n'est pas nécessairement plus éclairant.

Au-delà de la capacité des fournisseurs alternatifs à concurrencer le TRV, la question qui semble sous-jacente aux réflexions autour d'une nouvelle régulation est aussi celle du caractère intégré d'EDF, qui lui permettrait de tirer avantage d'un accès direct à la production nucléaire pour concurrencer, par ses offres de marché, les fournisseurs alternatifs sur le marché de détail. L'ADLC surveille toutefois les pratiques de l'opérateur dominant, ce qui a pu la conduire à sanctionner certains abus<sup>197</sup>.

La concentration de la production nucléaire historique au sein d'EDF et son caractère non répliquable avaient été qualifiés, dans la décision de 2012 de la Commission sur les TRV<sup>198</sup>, de « *défaillance de marché* » et avait justifié la proposition de création de l'ARENH. Dans la mesure où cette situation n'a pas évolué, il est probablement possible de proposer une nouvelle intervention publique sur ce motif, comme l'a souligné l'Autorité de la concurrence<sup>199</sup>, et comme envisageait de le faire l'État français concernant la nouvelle régulation du nucléaire (cf. *infra*).

## **B - Différentes options possibles selon les objectifs retenus**

### **1 - La clarification des objectifs**

#### *a) La protection des clients finals*

Si les objectifs de la loi NOME faisaient directement référence à la compétitivité du parc nucléaire, dont il convenait de faire bénéficier les consommateurs français, les pouvoirs publics, à travers la consultation ouverte par le ministère de la transition écologique sur le sujet d'une

---

<sup>197</sup> Décisions n°07-MC-04 et 07-D-43 des 28 juin et 10 décembre 2007 précitées. Décision n°22-D-06 du 22 février 2022 relative à des pratiques mises en œuvre par la société EDF dans le secteur de l'électricité : cette dernière décision sanctionne l'avantage non reproductible que son statut d'opérateur chargé de la mission de fourniture des TRV lui confère.

<sup>198</sup> Décision de la Commission du 12.06.2015 concernant l'aide d'État n° SA.21918 (C 17/2007), tarifs réglementés en France.

<sup>199</sup> Avis n° 19-A-01 : « [...] la France pourrait probablement soutenir qu'une régulation prolongée de la production électronucléaire en France est nécessaire au maintien de la concurrence sur le marché de détail tout en restant compatible avec les règles de fonctionnement du marché intérieur de l'énergie ».

nouvelle régulation du nucléaire en janvier 2020<sup>200</sup>, ont proposé des objectifs différemment énoncés, consistant à faire bénéficier les consommateurs « *pour une partie de leur approvisionnement en base, des conditions stables de la production électrique décarbonée et pilotable du parc nucléaire existant qu'ils ont contribué à financer* ».

Ainsi formulé, la protection des clients finals ne paraît plus concerner directement la compétitivité relative du coût de production du parc nucléaire par rapport aux prix du marché de gros, mais plutôt la stabilité que confèreraient des prix fondés sur les coûts de production du parc nucléaire.

Il conviendrait alors d'éclaircir si, et dans quelle mesure, l'objectif demeurerait de faire bénéficier les consommateurs de prix plus compétitifs que ceux qu'offre le marché. C'est en effet notamment à l'aune de cet objectif que devrait être examiné l'intérêt d'intégrer l'EPR de Flamanville dans une régulation commune au parc historique (cf. *infra*).

#### *b) La place du soutien au développement de la concurrence*

Comme évoqué *supra*, la portée précise des dispositions de la directive de 2019 en ce qui concerne le développement effectif de la concurrence sur le marché de détail de l'électricité en France est difficile à apprécier. Le Gouvernement pourrait expliciter plus clairement les objectifs qu'il poursuit en la matière, en distinguant les ménages, les petits professionnels et les différentes catégories d'industriels et au besoin les décliner de façon plus précise par un degré de concentration-cible sur le marché de la fourniture, ou tout autre indicateur.

## **2 - Les grands scénarios possibles**

En supposant que les objectifs de politique publique demeurent peu ou prou dans la continuité de ceux associés à la loi NOME, selon les choix qui seraient opérés quant au poids et à l'éventuelle primauté accordés à chacun, et en fonction de la nature des exigences découlant du droit européen, différentes voies d'évolution seraient envisageables en ce qui concerne les outils de l'intervention publique.

---

<sup>200</sup> Cf. document de consultation publique sur une « Nouvelle régulation économique du nucléaire existant » mis en ligne sur le site internet du ministère de la transition écologique le 17 janvier 2020 : 190801\_consultation régulation éco nucléaire.pdf (ecologie.gouv.fr).

Une première option, réclamée par certains acteurs du secteur, consisterait à ne pas proposer de nouvelle régulation sur le marché de gros à l'issue de l'ARENH.

- Si le libre jeu de la concurrence sur la fourniture aboutissait, par la simple exploitation par EDF intégré de son accès direct à la production du parc nucléaire à évincer la plupart des fournisseurs concurrents, un monopole de fait serait recréé<sup>201</sup>. Cette situation pourrait justifier l'existence de tarifs réglementés pour la protection des petits consommateurs au motif d'empêcher une tarification excessive par l'opérateur dominant, et leur assurer ainsi des prix à marges maîtrisée par rapport au coût de production, mais laisserait les autres clients, industriels notamment, sans garantie de pouvoir bénéficier de la compétitivité du parc de production d'EDF.

Dans ce cas, les rentes de rareté<sup>202</sup> dont bénéficierait EDF le cas échéant, pourraient toujours être rétrocédées à l'État *via* les dividendes ou une taxation du producteur. En revanche elles ne pourraient pas bénéficier de façon directe et systématique aux clients finals non éligibles à un tarif réglementé.

- Si, en revanche, le maintien de fournisseurs alternatifs était organisé grâce à une séparation des activités de production nucléaire et de commercialisation d'EDF, ou si EDF continuait à répliquer dans ses offres les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, les rentes de rareté ne concerneraient qu'EDF producteur et aucun fournisseur ne serait alors en mesure de proposer des tarifs de vente fondés sur les coûts de production.

L'autre option consisterait à proposer une régulation du nucléaire qui prendrait le relais de l'ARENH, mais concernerait toute la production nucléaire historique, moyennant éventuellement l'exclusion des quantités faisant l'objet de contrats spécifiques, qui concernent notamment les entreprises électro-intensives (cf. annexe n°17). Sa mise en œuvre s'accompagnerait mécaniquement d'une séparation, *a minima* comptable,

---

<sup>201</sup> La CRE considère qu'EDF serait dans tous les cas obligée de répliquer les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs (cf. *supra*), ce qui suffirait à garantir l'existence d'une concurrence sur la fourniture d'électricité. Les conséquences en seraient alors identiques à la mise en place d'une séparation des activités d'EDF entre production nucléaire et commercialisation.

<sup>202</sup> Cf. *supra*. Les rentes de rareté existent sur le marché de l'électricité quand une filière tire du marché des recettes supérieures à ses coûts fixes, en raison d'importantes périodes d'infra-marginalité. Une telle filière devrait normalement voir sa capacité totale se développer.

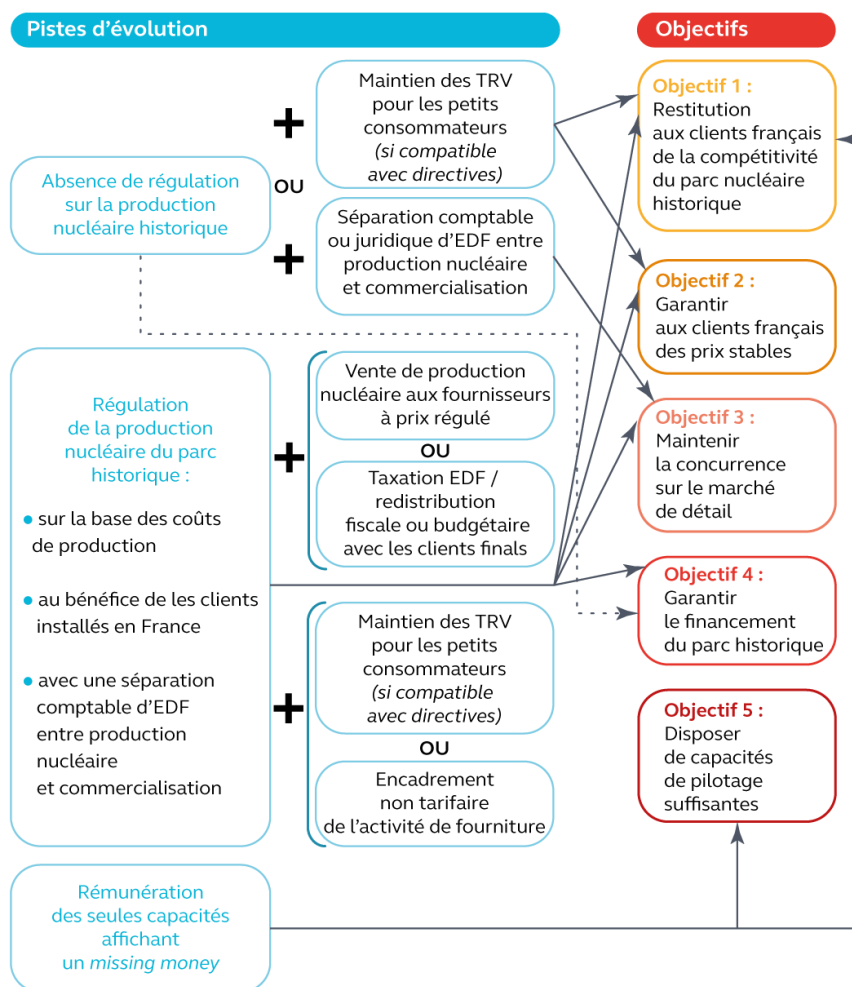
des activités de production et de commercialisation d'EDF. En effet, quel que soit le choix retenu pour la mise en œuvre de la régulation, la séparation comptable serait nécessaire pour, d'une part, garantir un accès équitable du produit régulé au fournisseur EDF et aux autres fournisseurs alternatifs et, d'autre part, identifier les recettes effectivement perçues par la production nucléaire, et pouvoir ainsi établir un prix de vente de référence en vue de calculer les transferts financiers avec les fournisseurs. Le même problème se poserait pour la production hydroélectrique si le projet, annoncé par le Gouvernement en 2021, de constituer une quasi-régie au sein du groupe EDF, était mené à bien.

Une telle régulation, qui porterait le cas échéant sur le nucléaire et l'hydroélectricité, pourrait rendre moins sensible la question des TRV et de leur compatibilité avec l'article 5 de la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil, puisque l'accès à une électricité de base à prix stable devrait permettre aux fournisseurs de répercuter cette stabilité aux consommateurs finals. Néanmoins, d'autres aspects de la protection des petits consommateurs seraient à traiter, par exemple au moyen d'encadrements non tarifaires de l'activité de fourniture (cf. *infra*).

Hors solution de vente d'un produit de type ARENH à prix régulé, les modalités pratiques de rétrocession des effets de cette régulation à l'ensemble des bénéficiaires visés, ménages ou entreprises, pourraient être envisagées soit par l'organisation de transferts financiers entre EDF et les fournisseurs alternatifs, soit par des transferts impliquant directement les clients finals, *via* les taxes portant sur la consommation d'électricité (cf. baisse de la TICFE mise en œuvre début 2022) mais avec de nombreuses limites pour les industriels, ou par le canal de tout autre mécanisme budgétaire ou fiscal, dans un cadre qui pourrait alors dépasser celui de la stricte organisation des marchés de l'électricité.

Enfin, en parallèle de ces réflexions, se pose la question de l'articulation de la régulation du nucléaire avec la réforme annoncée du mécanisme de capacité (cf. *infra*). Une réforme proportionnant les rémunérations capacitaires des filières aux strictes nécessités de la sécurité d'approvisionnement (cf. *supra*) pourrait permettre de préserver la facture du consommateur sans dégradation du niveau de service en termes de sécurité d'approvisionnement.

### Schéma n° 9 : options de politique publique pour répondre aux objectifs aujourd'hui poursuivis



Source : Cour des comptes



### **III - Des points de vigilance pour mieux paramétrer les outils d'intervention publique**

#### **A - Une nouvelle régulation du nucléaire**

La proposition de nouvelle régulation du nucléaire présentée par le Gouvernement en 2020 (cf. *supra*) consiste à encadrer la valorisation des ventes de production nucléaire au titre de l'instauration d'un service d'intérêt économique général (SIEG)<sup>203</sup>. Une quantité d'électricité nucléaire prédéfinie, dont le niveau aurait été fixé 24 mois à l'avance, approuvé par le régulateur et rendu public, serait mise en vente sur les marchés. Son prix de vente moyen, établi à partir d'une moyenne des prix sur les marchés à terme correspondant à une stratégie d'offre prédéfinie, aurait été comparé à un corridor de tarification, pour calculer d'éventuels transferts financiers entre EDF et les fournisseurs et/ou les consommateurs, le cas échéant par l'intermédiaire de l'État.

Ce projet de régulation a suscité de nombreuses réactions. Elles traduisent des réserves sur un certain nombre de critères relatifs à la régulation. Le Gouvernement considère toutefois que, dans l'ensemble, les réponses reçues confortent le besoin d'une régulation et témoignent d'un accueil assez favorable de la proposition. Ce projet de régulation aurait effectivement eu le mérite de clarifier le rôle de la production nucléaire historique, de dépasser les difficultés aujourd'hui posées par l'atteinte du plafond de l'ARENH, et de sécuriser le financement du parc électronucléaire. Il soulève néanmoins un certain nombre de difficultés, ou *a minima* appelle à prendre certaines précautions quant à sa conception définitive.

#### **1 - Les enjeux autour du champ des fournisseurs et des consommateurs concernés**

Le périmètre des bénéficiaires concernés est déterminant : limiter le champ de la régulation à l'approvisionnement des ménages et des très petites entreprises, comme semble y pousser la Commission européenne (cf. *supra*), ne répondrait plus à l'enjeu de mettre la compétitivité relative du parc actuel de production au service de l'économie française dans son ensemble.

---

<sup>203</sup> Cette notion de SIEG est utilisée aux articles 14 et 106, paragraphe 2, du traité de fonctionnement de l'Union Européenne (TFUE). Les services d'intérêt économique général sont des activités économiques emplant des missions d'intérêt général qui ne seraient pas exécutées (ou qui seraient exécutées à des conditions différentes en termes de qualité, de sécurité, d'accessibilité, d'égalité de traitement ou d'accès universel) par le marché en l'absence d'une intervention de l'État.

Par ailleurs, si la clause de destination implicite, qui conditionne aujourd'hui le bénéfice de l'ARENH à l'approvisionnement des clients établis en France, n'était pas maintenue dans le cadre d'une nouvelle régulation, la redistribution de l'avantage compétitif du parc nucléaire historique s'effectuerait à l'échelle de tous les consommateurs européens, ce qui, comme l'indiquait déjà la Commission Champsaur en 2009, poserait un problème au regard de l'acceptabilité sociale des choix énergétiques nationaux. Enfin, les implications du caractère obligatoire ou non de la participation des fournisseurs devrait être précisément mesurées, en particulier pour les fournisseurs qui voudraient proposer à leurs clients des « offres vertes » entièrement adossées à des contrats de long terme (de type *power purchase agreement* – PPA) (cf. *supra*) et qui pourraient contester leur contribution au financement du parc nucléaire en cas de prix de marché inférieurs au prix de la régulation.

## 2 - Des paramètres de prix à fixer de façon transparente et dynamique

Les difficultés que l'absence de détermination du prix de l'ARENH ont engendrées (cf. *supra*) conduisent tout d'abord la Cour à rappeler le besoin de rigueur et de transparence associé à la fixation du prix de régulation. La Cour a déjà recommandé<sup>204</sup> que, dans l'éventualité d'une nouvelle régulation du nucléaire, une méthodologie d'établissement des coûts, nécessaire à la fixation du prix de régulation, soit définie et publiée. L'établissement d'une telle méthodologie constitue un préalable à la mise en œuvre d'une telle régulation. Elle doit par ailleurs clairement préciser et justifier le taux de rémunération retenu pour les capitaux engagés.

S'agissant de la fixation du prix visé par la régulation, la période considérée pour la régulation est également cruciale. Le projet prévoit que « la période de régulation serait limitée à la durée de vie de ces installations [...] ». La mention est importante : en effet, la durée de vie des installations nucléaires n'est pas prédéfinie. Elle peut faire l'objet d'évolutions, à travers les décisions de prolongation de la durée de vie des centrales par exemples (cf. *supra*)<sup>205</sup>. Or, comme l'ont montré les débats sur l'ARENH concernant les risques de « double paiement » par les consommateurs, les paramètres d'une régulation sont souvent adossés à un

---

<sup>204</sup> Cour des comptes, L'analyse des coûts du système électrique en France, observations définitives, 2021.

<sup>205</sup> Cour des comptes, *L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires*, communication à la commission des finances du Sénat, 2020.

scénario de durée de vie des centrales<sup>206</sup>. Toute évolution de la durée de vie sous-jacente à ce scénario doit entraîner notamment une révision des paramètres de prix de la régulation, afin de se prémunir du risque de rémunérer plusieurs fois un même investissement ou une même obligation. Le document de consultation ne précisait toutefois pas le scénario envisagé pour fixer les paramètres initiaux de la régulation.

C'est l'absence d'établissement de cette méthodologie qui a empêché de réaliser le bilan de l'ARENH et a pu conduire à des interprétations très divergentes concernant l'impact réel de la régulation sur EDF. Il importe ainsi que l'État et le régulateur ne se retrouvent pas dans la même situation à l'avenir, et conservent une capacité d'appréciation objective et de pilotage de la mise en œuvre de la régulation. La Cour recommande donc d'adopter une régulation adaptable aux perspectives de prolongation de la durée de vie des réacteurs.

### 3 - La question de l'intégration de l'EPR de Flamanville

Le périmètre de la production concernée est essentiel. Le projet de consultation propose aujourd'hui de couvrir la totalité des centrales du parc nucléaire existant, y compris Flamanville 3 (EPR, cf. *infra*).

La centrale de Flamanville 3 n'est toujours pas en fonctionnement. Mais, en tout état de cause, le coût de sa production ne sera pas du tout comparable à celui des centrales du parc nucléaire historique<sup>207</sup>. En particulier, par rapport aux niveaux habituels des prix de marché, la production d'électricité nucléaire par l'EPR ne devrait présenter aucun avantage compétitif particulier et sa construction n'a pas encore été financée par les consommateurs<sup>208</sup>. Selon les conditions de marché, son intégration à une régulation commune avec le parc historique ne répondrait ainsi pas à un objectif de transmission de la compétitivité de la production nucléaire (cf. *supra*).

À tout le moins, la signification de cette incorporation, c'est-à-dire la couverture de la majorité des coûts de l'EPR par une moindre restitution de la compétitivité du parc historique aux consommateurs, devrait être clairement expliquée. Toutefois, si les pouvoirs publics affirmaient qu'un des objectifs de la nouvelle régulation reste la transmission aux consommateurs de la compétitivité du parc nucléaire, la Cour recommanderait de traiter de façon séparée la production de l'EPR de Flamanville.

---

<sup>206</sup> Cf. chapitre III et Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système électrique en France*, observations définitives, 2021.

<sup>207</sup> Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système électrique en France*, observations définitives, 2021.

<sup>208</sup> Les tarifs réglementés de vente ne tiennent pas compte des coûts de FLA 3.

#### 4 - Les incitations à la performance

Par ailleurs, la question des incitations à une exploitation efficace et efficiente du parc nucléaire se pose. En effet, la couverture des coûts de production, quelles que soient les décisions d'EDF impactant le taux de disponibilité du parc, supprimerait toute incitation à la performance. La Cour a déjà souligné par le passé la sensibilité des indicateurs de performance du parc<sup>209</sup>. L'accroissement important des coûts de production par kWh du parc en 2020 (cf. chapitre III) témoignent également de l'impact de la disponibilité du parc sur les coûts de production.

La Cour recommande donc que des incitations à la performance soient intégrées à la régulation par le biais d'un taux de disponibilité cible et, le cas échéant, d'un indicateur du placement de la production aux moments où sa valeur pour le système électrique est la plus grande (notamment dans le cas où le nucléaire ne participerait plus au mécanisme de capacité, cf. *infra*).

#### 5 - L'intérêt d'une séparation comptable des fonctions de production et de commercialisation

Le projet de nouvelle régulation précisait qu'EDF, en tant que fournisseur d'électricité, aurait « *les mêmes droits et obligations que les autres fournisseurs d'électricité [...] au regard de cette régulation, et serait placé sur un strict pied d'égalité au plan concurrentiel en termes d'accès au productible électronucléaire régulé* ». Cette formulation, ainsi que le projet de séparation juridique qui l'accompagnait, entre les activités de production nucléaire et les activités de commercialisation, ne semble pas découler d'une contrainte liée au respect du droit sectoriel européen et de la concurrence.

Dans l'hypothèse d'un SIEG (cf. *infra*), seule une séparation comptable serait exigée<sup>210</sup>. Les discussions entre les autorités françaises et la Commission européenne ont pourtant en bonne partie porté sur le degré de séparation juridique à assurer entre ces activités. De leur côté, les organisations syndicales ont exprimé de vives oppositions sur ce point précis de la réorganisation éventuelle d'EDF.

---

<sup>209</sup> Cour des comptes, Rapport public annuel 2016, *La maintenance des centrales nucléaires : une politique de mise à niveau, des incertitudes à lever*.

<sup>210</sup> Il existe déjà des conventions de transfert interne régissant les transactions entre EDF « production » et EDF « commerce ». L'approvisionnement d'EDF Commerce par la DOAAT se fait aussi déjà à des conditions financières qui répliquent les coûts qu'EDF Commerce aurait à supporter si elle devait utiliser directement le marché de gros pour couvrir ses besoins (cf. chapitre II). Une séparation comptable des activités consacrerait donc un mode de fonctionnement déjà mis en œuvre.

Comme indiqué *supra*, une séparation comptable permettrait de garantir le maintien de la concurrence sur le segment de la fourniture, comme l'a rappelé l'ADLC<sup>211</sup>. La Cour souligne en tout état de cause qu'une séparation même comptable doit être suffisamment anticipée et nécessite une mise en œuvre progressive, comme cela avait été le cas pour la séparation avec les gestionnaires de réseaux<sup>212</sup>. Elle recommande que, si cette voie était retenue, les étapes préparatoires à une telle séparation soient identifiées et mises en œuvre dès à présent, ce qui pourrait inclure la création d'un périmètre d'équilibre spécifique pour la production nucléaire.

## **B - Une nécessaire mise en cohérence avec les autres outils de l'intervention publique**

### **1 - Une articulation à assurer avec le mécanisme de capacité et ses évolutions**

La manière dont la valeur capacitaire des quantités d'électricité fournies dans le cadre de la régulation serait traitée n'a pas été précisée dans le document soumis à consultation publique. Cette question renvoie directement à la manière dont la capacité nucléaire est actuellement valorisée dans le mécanisme de capacité (cf. *supra*). Si une nouvelle régulation du nucléaire avait vocation à couvrir l'essentiel de la production nucléaire en lui garantissant un prix régulé à la hauteur de la couverture de ses coûts de production, son articulation avec le mécanisme de capacité devrait être repensée de sorte à ne pas conduire à une rémunération excessive du producteur. Il pourrait ainsi être envisagé de déduire la rémunération issue du mécanisme de capacité du prix garanti à la production nucléaire, à l'instar de ce qui est pratiqué pour les énergies renouvelables. Mais il pourrait également être envisagé de ne plus faire participer ces capacités au mécanisme de capacité ou de faire en sorte que leur rémunération soit nulle quel que soit l'équilibre du marché des capacités.

Si tout ou partie du nucléaire restait non régulé, l'option de ne pas faire bénéficier cette part d'une rémunération capacitaire, afin de réduire la facture des consommateurs, devrait être envisagée au regard du risque que les conditions de marché ne permettent pas sur le moyen terme que la vente d'énergie couvre les coûts complets du parc. Si l'option de maintenir la filière dans le dispositif était retenue, une restitution de la rémunération au-delà de la couverture de ses coûts complets devrait être envisagée.

---

<sup>211</sup> Autorité de la concurrence, Rapport d'évaluation sur le dispositif d'accès régulé au nucléaire historique, 2020

<sup>212</sup> Cf. Cour des comptes, *L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie*, rapport public annuel 2015, p.174.

Cette évolution pourrait intervenir dans le cadre de la refonte structurelle du dispositif engagée à la suite du retour d'expérience de RTE. Ainsi, au-delà du nucléaire régulé, la refonte du dispositif devrait être l'occasion de viser un *design* permettant de proportionner la rémunération capacitaire aux nécessités de la sécurité d'approvisionnement, en limitant cette rémunération à la couverture des coûts complets des installations.

## 2 - Des TRV dont l'évolution éventuelle doit être anticipée

Si l'évolution de la législation européenne conduisait à réduire encore le champ des tarifs réglementés de détail, une régulation de la production nucléaire correctement calibrée donnerait une assurance aux clients finals, dont les actuels souscripteurs de TRV, que les prix de détail puissent refléter les coûts de production du parc nucléaire, leur relative stabilité et leur relative compétitivité.

Pour autant, une nouvelle restriction du champ des TRV, par exemple aux seuls consommateurs vulnérables, appellerait la mise en place de mesures non-tarifaires visant à protéger les consommateurs qui ne seraient plus éligibles à ces tarifs de toute insécurité contractuelle et à les éclairer dans le choix des offres. À ce titre, la question de la lisibilité des offres de marché, et de leur comparabilité à des références de prix qui reflèteraient les conditions d'approvisionnement disponibles, des coûts commerciaux maîtrisés et une marge raisonnable, devrait être traitée, comme l'a suggéré l'Autorité de la concurrence dans son rapport d'évaluation des TRV<sup>213</sup>. Enfin, la désignation de fournisseurs de dernier recours<sup>214</sup> devrait être envisagée, à l'instar de ce que la loi a mis en place pour accompagner la suppression des TRV du gaz, pour continuer d'assurer le service universel qu'offrent de fait les TRV.

Le Gouvernement doit en tout état de cause produire cette année un rapport d'évaluation des TRV, notamment pour justifier leur maintien ou leur évolution. Le même exercice devra être conduit d'ici 2025.

---

<sup>213</sup> Selon l'Autorité de la concurrence, en substitution aux TRV, « *il pourrait être prévu une obligation pour tout fournisseur de proposer une offre avec une grille tarifaire standardisée et sans obligation de souscription en ligne, permettant en outre une comparaison aisée entre fournisseurs* » ; par ailleurs « *la production par le Gouvernement d'un indice moyen des prix pourrait jouer un rôle similaire au TRV, même si cet indice, calculé à partir de prix de marchés, ne reflèterait qu'une moyenne du marché* ».

<sup>214</sup> Pour les consommateurs qui ne trouveraient pas de fournisseurs sur le marché.

### 3 - Des calendriers de réforme à articuler

L'ARENH n'est en place que jusque fin 2025. A ce même horizon, le gouvernement devra à nouveau procéder à une évaluation des TRV, tandis que le mécanisme de capacité n'a été approuvé par la Commission européenne que jusqu'à l'année de livraison 2026 incluse. Dès lors, en vue au plus tard de l'approvisionnement des consommations électriques pour l'année de livraison 2026, pour lequel l'ARENH ne pourra plus intervenir, les principaux dispositifs de régulation et d'intervention publique issus de la loi NOME, devront être révisés, supprimés ou prendre une forme nouvelle, à définir au plus tard fin 2023. C'est donc sans attendre qu'une réflexion globale doit être conduite sur une refonte de l'intervention publique, pour que les évolutions nécessaires interviennent de façon cohérente et articulée, à la fois en termes de calendrier et sur le fond, sur la base d'une vision clarifiée des objectifs poursuivis.

Le contexte actuel semble par ailleurs favoriser la recherche de modes d'organisation des marchés assurant une protection des consommateurs contre des prix excessivement volatils et éloignés des fondamentaux de coûts de production nationaux. En effet, la forte hausse des prix de gros a amené les autorités françaises, mais également d'autres États membres et la Commission européenne elle-même, à s'interroger sur le fonctionnement actuel du marché de l'électricité et sa capacité à supporter de telles hausses de prix sans conséquences néfastes pour le reste de l'économie. Au-delà de la présentation par la Commission, en octobre 2021, d'une « boîte à outils » consistant en un catalogue de mesures dont les 27 États membres peuvent s'inspirer pour atténuer les conséquences de la flambée des prix de l'énergie, de la communication « RePowerEU » du 8 mars 2022 et de celle du 23 mars 2022<sup>215</sup>, un rapport a notamment été commandé à l'ACER sur « *les avantages et les inconvénients de l'organisation actuelle du marché de l'électricité* » pour avril 2022<sup>216</sup>. Ce rapport ne remet toutefois pas en cause les fondamentaux des marchés de gros de l'électricité.

---

<sup>215</sup> Communication\_Security\_of\_supply\_and\_affordable\_energy\_prices.pdf

<sup>216</sup> ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.pdf (europa.eu)

---

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

---

*Le contexte qui prévalait lors de l'adoption de la loi NOME a évolué, sans que les fondamentaux du parc de production électrique ne changent structurellement. En effet, la production du parc nucléaire historique devrait rester majoritaire dans l'approvisionnement des fournisseurs.*

*Toutefois les parts de marchés des fournisseurs alternatifs se sont accrues, entraînant l'atteinte ces dernières années du plafond de l'ARENH. Cette atteinte a été répercutée dans les TRV, en limitant la capacité de ceux-ci à apporter la stabilité des prix escomptée pour les consommateurs finals. Elle a également un impact sur la rémunération du parc nucléaire, y compris celle tirée du mécanisme de capacité.*

*L'atteinte du plafond de l'ARENH a ainsi mis en exergue l'enchevêtrement des dispositifs publics d'organisation des marchés de l'électricité et la difficulté à en piloter les effets. La récente envolée des prix de l'énergie, et de l'électricité en particulier, a exacerbé ce constat.*

*Ces dispositifs doivent être reconsidérés dans le cadre d'une réflexion globale sur l'intervention publique sur les marchés de l'électricité, à engager sans délai. Les conditions d'approvisionnement électrique pour l'année de livraison 2026, pour laquelle l'ARENH ne pourra plus jouer, doivent en effet être connues au plus tard fin 2023. La définition à cette échéance du nouveau cadre d'organisation du marché français de l'électricité permettra d'étayer le rapport d'évaluation des TRV que le Gouvernement devra remettre à la Commission européenne en 2025, et de mettre en place un mécanisme de capacité rénové pour les années de livraison postérieures à 2026, soumis à une nouvelle approbation par la Commission Européenne.*

*Les réflexions engagées au niveau européen sur le traitement des conséquences de la flambée des prix du gaz, et qui s'étendent au mode de fonctionnement du marché de l'électricité, créent par ailleurs un contexte favorable à la recherche d'un accord avec la Commission européenne sur une évolution de la régulation des marchés français de l'électricité répondant aux principaux objectifs poursuivis par notre pays.*

*Les évolutions qui seront proposées à cette occasion devront reposer sur une clarification préalable des objectifs poursuivis par chacun des dispositifs qui serait mis en place, prolongé ou modifié. Elles devront tenir compte de la réalité des exigences découlant du droit européen, en s'appuyant en outre sur une étude approfondie des pistes privilégiées par la Commission.*



*Si les objectifs définis par la loi NOME étaient maintenus, et qu'une nouvelle régulation du nucléaire historique était proposée, plusieurs précautions seraient à prendre pour en garantir la lisibilité, l'efficience et la capacité de pilotage.*

*La révision engagée du mécanisme de capacité devrait permettre de revenir sur la conception du dispositif, afin de proportionner les rémunérations capacitaires aux nécessités de sécurité d'approvisionnement, en assurant notamment une articulation avec la régulation nucléaire.*

*La Cour formule les recommandations suivantes :*

- 4. définir clairement chaque objectif et y associer à titre principal un instrument d'intervention publique sur les marchés de l'électricité tout en veillant à la cohérence d'ensemble de la régulation (ministère de la transition énergétique, 2023) ;*
  - 5. au regard de l'article 5 de la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil, conduire une étude d'impact sur les conséquences et les conditions de mise en œuvre d'une éventuelle réduction du champ d'application des tarifs réglementés de vente d'électricité (ministère de la transition énergétique, 2023) ;*
  - 6. dans un scénario de régulation pérenne de la production du parc nucléaire existant assise sur la couverture des coûts de production (ministère de la transition énergétique, 2023):*
    - adopter une méthode transparente et dynamique de fixation du tarif de régulation en explicitant notamment le taux de rémunération des capitaux et en tenant compte de la prolongation de la durée de vie des réacteurs ;*
    - inciter à la maximisation du taux de disponibilité du parc nucléaire ;*
    - préparer la séparation comptable des activités de production nucléaire d'EDF et des activités de commercialisation.*
  - 7. réviser les règles du mécanisme de capacité pour qu'il assure une rémunération des moyens proportionnée à la stricte nécessité de sécurité d'approvisionnement, en tenant compte de la régulation du nucléaire (ministère de la transition énergétique, RTE, 2023).*
-



## Conclusion générale

S'il n'est pas contestable que l'ouverture plus large du marché de l'électricité de gros aux échanges transfrontaliers, grâce aux interconnexions et au couplage des marchés, est source de gains socio-économiques pour chaque pays de la « plaque » européenne, la compétitivité relative du parc de production français fait qu'en l'absence de toute intervention publique, ce gain profiterait spontanément surtout aux producteurs, à la faveur notamment de hausses de prix.

L'un des enjeux de l'organisation des marchés par les pouvoirs publics est dès lors de mettre en place des mécanismes redistributifs permettant de partager ces bénéfices avec les consommateurs.

Tous les acteurs français du secteur constatent que l'organisation mise en place par la loi NOME est progressivement devenue illisible, et ses effets difficilement compréhensibles. Il en résulte une difficulté à obtenir, dans le cadre européen d'ouverture à la concurrence, les résultats que produisait le monopole public antérieur en termes de répercussion aux clients finals des coûts de production du mix national, de financement du parc de production et de sécurité d'approvisionnement.

La compréhension des mécanismes de marché dont l'intervention publique souhaite corriger les effets n'est elle-même pas évidente, au regard par exemple de la hausse généralisée des prix de l'électricité sur les marchés de gros depuis le second semestre 2021.

Au-delà, la véritable portée du droit sectoriel et du droit européen de la concurrence, tout comme la réalité des risques contentieux, n'apparaissent pas toujours clairement quand il s'agit de mesurer la capacité juridique des pouvoirs publics français à neutraliser la transmission des niveaux de prix « spot » aux tarifs de détail, c'est-à-dire à redistribuer les rentes potentielles que pourrait retirer EDF d'une vente de sa production aux prix des marchés de gros dès lors que ces prix ne permettent pas de refléter les coûts de production nationaux.

Or, selon le rapport publié en novembre 2021 par RTE sur les « Futurs énergétiques 2050 », « *la coexistence entre des coûts de production de l'électricité en France relativement stables d'une part et une forte variabilité du prix de l'électricité dans un système électrique européen interconnecté d'autre part apparaît [...] pérenne dans les différents scénarios étudiés* ».

De plus, les décisions relatives à la composition, par grandes filières, des parcs de production électrique demeurent une prérogative des États membres, aux termes de l'article 194 du TFUE. Comme la Cour l'a rappelé dans une note sur les choix de production électrique<sup>217</sup>, ces décisions reflètent notamment des choix sociétaux en faveur ou en défaveur de certains modes de production, en fonction de considérations liées à la sûreté et la sécurité, aux incertitudes technologiques, à l'indépendance énergétique, etc. Parmi les critères de choix figure également le coût global en résultant pour la collectivité nationale.

Cette configuration perdrait sans doute une partie de son sens si le fonctionnement du marché européen, ou l'application du droit européen, empêchait ou rendait en pratique impossible que les consommateurs, ménages comme entreprises, établis en France, bénéficient pleinement de la compétitivité relative du parc de production issu de ces choix, d'autant plus que cette compétitivité serait en outre associée à l'acceptation de risques spécifiques.

Cette question renvoie aussi à la possibilité de faire évoluer le droit européen, sous réserve que ces évolutions puissent intervenir à des horizons compatibles avec les échéances de refonte des dispositifs auxquelles la France va faire face. Cette possibilité pourrait découler du contexte créé par la demande de plusieurs États membres, dont la France<sup>218</sup>, d'une réforme du marché de l'électricité à l'échelle européenne, dans le but d'établir un lien plus fort entre coûts de production et prix payé par les consommateurs.

Enfin, au-delà de la poursuite, si elle était confirmée, des objectifs de politique publique qui ont prévalu ces vingt dernières années, et qui découlaient en grande partie des caractéristiques du parc nucléaire existant, les futures interventions publiques en matière d'organisation des marchés de l'électricité doivent être appréciées à l'aune des enjeux qu'emportera cette fois le financement des capacités de production, notamment nucléaires, qui prendront la suite du parc actuel.

---

<sup>217</sup> Cour des comptes, *Les choix de production électrique : anticiper et maîtriser les risques technologiques, techniques et financiers*, Les enjeux structurels pour la France, novembre 2021.

<sup>218</sup> [common-statement-energy-prices-e157ed905aa045028000f1d999e9fa65.pdf](https://www.ccomptes.fr/medias/2022/01/2022-01-11-common-statement-energy-prices-e157ed905aa045028000f1d999e9fa65.pdf) (contexte.com)

## Liste des abréviations

ACER.....	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie. Il s'agit d'une agence décentralisée de l'Union Européenne
ADLC.....	Autorité de la concurrence
AFIEG.....	Association française indépendante de l'électricité et du gaz
ANODE.....	Association nationale des opérateurs détaillants en énergie
AOLT.....	Appels d'offres de long terme
ARENH.....	Accès régulé à l'énergie nucléaire historique
CE .....	Commission européenne
CEE.....	Certificat d'économie d'énergie
CEER .....	« <i>Council of European Energy Regulators</i> », Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CLCV.....	Association Consommation, logement et cadre de vie
CMPC .....	Coût moyen pondéré du capital, appelé WACC en anglais (« <i>Weighted Average Cost of Capital</i> »)
CRE.....	Commission de régulation de l'énergie
CSPE.....	Contribution au service public de l'électricité
CTA.....	Contribution tarifaire d'acheminement
DG COMP....	« <i>Directorate General for Competition</i> », direction générale de la concurrence de la Commission européenne
DG ENER ....	« <i>Directorate General for Energy</i> », direction générale de l'énergie de la Commission européenne
DNN.....	Distributeurs non nationalisés, en particulier les entreprises locales de distribution (ELD)
DOAAT.....	Direction optimisation amont/aval et trading d'EDF
EEX.....	« <i>European Energy Exchange</i> », marché à terme de l'électricité
ELD.....	Entreprises locales de distribution
EnR .....	Énergies renouvelables
ENTSO-E.....	Association rassemblant le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité.
EPEX Spot ...	Opérateur du couplage des marchés spot. EPEX SPOT, opérateur historique, détient encore près de 95 % du marché, en termes de volumes de transactions
EPR .....	« <i>European Power Reactor</i> », réacteur pressurisé européen

HHI .....	Indice de Herfindahl-Hirschmann mesurant la concentration d'un marché
HPHC .....	Heures pleines heures creuses
HTT .....	Hors toutes taxes
kVA .....	kilovoltampère, mesure de la puissance apparente qui identifie la puissance maximale délivrée par le compteur électrique
LEC .....	Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat
LTECV .....	Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte
MW .....	Mégawatt, unité de puissance électrique
MWh .....	Mégawattheure, unité de production électrique, quantité d'énergie produite en une heure par un mégawatt
NOME .....	Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité
OFATE .....	Office franco-allemand pour la transition énergétique
PPE .....	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PPI .....	Programmation pluriannuelle des investissements
PRM .....	Prix de référence marché
PVPC .....	Prix volontaire pour le petit consommateur, tarif de régulation du marché de détail en Espagne
REMIT .....	Règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) N°1227/2011 du 25 octobre 2011)
RTE .....	Gestionnaire du réseau de transport d'électricité
SER .....	Syndicat des énergies renouvelables
SHEM .....	Société Hydro-Électrique du Midi
SIEG .....	Service d'intérêt économique général
SNBC .....	Stratégie nationale bas carbone
STEP .....	Station de transfert d'énergie par pompage
TaRTAM .....	Tarif réglementé et transitoire d'ajustement au marché. Tarif spécial d'achat de l'électricité accordé dans certaines conditions, dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, jusqu'à la date de mise en œuvre du dispositif de l'ARENH prévu par la loi NOME du 7 décembre 2010
TFUE .....	Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne
TICFE .....	Taxe intérieure sur la consommation d'électricité
TRV .....	Tarif réglementé de vente
TRVE .....	Tarif réglementé de vente d'électricité
TURPE .....	Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité

---

TVA .....	Taxe sur la valeur ajoutée
UFC .....	Union fédérale des consommateurs Que choisir
UFE.....	Union française de l'électricité
VOLL.....	« <i>Value of lost load</i> », valeur de l'électricité non distribuée
ZNI.....	Zone non-interconnectée





## Annexes

Annexe n° 1 : composition du comité d'experts.....	170
Annexe n° 2 : composition du comité d'accompagnement.....	171
Annexe n° 3 : le baromètre Energie-Info.....	172
Annexe n° 4 : bibliographie.....	175
Annexe n° 5 : principales étapes de l'évolution de l'organisation des marchés de l'électricité en France de 2000 à 2020.....	179
Annexe n° 6 : les différents dispositifs et marchés de gros de l'électricité .....	180
Annexe n° 7 : fonctionnement des marchés de gros .....	181
Annexe n° 8 : les formes de soutien public aux EnR en France .....	187
Annexe n° 9 : l'estimation de l'effet des EnR sur les prix du marché spot .....	189
Annexe n° 10 : logique d'action associée à la fourniture d'une électricité compétitive.....	194
Annexe n° 11 : logique d'action associée à la sécurité d'approvisionnement .....	195
Annexe n° 12 : la régulation des marchés de détail en Europe .....	196
Annexe n° 13 : déterminants des évolutions des tarifs réglementés de vente (TRV) .....	212
Annexe n° 14 : évolution du niveau des TRV depuis 25 ans .....	223
Annexe n° 15 : précisions sur les mécanismes relatifs à l'ARENH.....	226
Annexe n° 16 : calcul des coûts de production .....	235
Annexe n° 17 : calcul des revenus de la production nucléaire .....	239
Annexe n° 18 : mécanismes de capacité en Europe .....	248
Annexe n° 19 : courbes de consommation électrique France .....	259
Annexe n° 20 : fonctionnement du marché de capacités.....	261
Annexe n° 21 : les centrales hydroélectriques françaises : typologie, puissance et production .....	268

### **Annexe n° 1 : composition du comité d'experts**

- Claire DAGOT, auteure d'une thèse au Centre d'études et de recherches internationales communautaires (CERIC), Faculté de droit et de science politique d'Aix en Provence ;
- Jacques PERCEBOIS, Centre de recherche en économie et droit de l'énergie (CREDEN), Université de Montpellier 1 ;
- Fabien ROQUES, Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP), Paris Dauphine ;
- Thomas REVERDY, Laboratoire de sciences sociales (PACTE), unité mixte entre l'Université Grenoble-Alpes et Sciences-Po Grenoble ;
- François LÉVÊQUE, Centre d'économie industrielle (CERNA), École des Mines de Paris ;
- Carine STAROPOLI, *Paris School of Economics* (PSE), Université Paris 1.

## Annexe n° 2 : composition du comité d'accompagnement

Le comité d'accompagnement a été créé pour participer à l'évaluation de la politique publique d'organisation des marchés de l'électricité. Les treize membres de cette **instance consultative** y ont été nommés à titre personnel pour éclairer la Cour à différents stades de l'instruction. Le comité d'accompagnement, qui s'est réuni à quatre reprises entre mars 2021 et mars 2022, a notamment été consulté sur la formulation des questions évaluatives, la production des conclusions intermédiaires et l'établissement des recommandations.

Organisme	Représentant	Fonction
Association française indépendante de l'électricité et du gaz (AFIEG)	Géry LECERF	Président du collège « fourniture »
Association Consommation, logement et cadre de vie (CLCV)	François CARLIER	Délégué général
Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE)	Naïma IDIR	Présidente
Autorité de la concurrence	Laure GAUTHIER	Rapporteuse générale adjointe, chargée du service transports et énergie
Commission de régulation de l'énergie (CRE)	Dominique JAMME	Directeur général
Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)	Timothée FUROIS	Sous-directeur des marchés de l'énergie et des affaires sociales
Direction générale du Trésor	Anne JAUBERTIE	Cheffe du bureau transport et énergie
Électricité de France (EDF)	Patrice BRUEL	Directeur régulations
Médiateur national de l'énergie	Olivier CHALLAN-BELVAL	Médiateur national de l'énergie
Réseau de transport d'électricité (RTE)	Thomas VEYRENC	Directeur stratégie et prospective
Syndicat des énergies renouvelables (SER)	Sean VAVASSEUR	Directeur des études prospectives
UFC Que Choisir	Antoine AUTIER	Responsable des études
Union française de l'électricité (UFE)	Christophe LEININGER	Délégué général

### Annexe n° 3 : le baromètre Energie-Info

Le baromètre Energie-Info du Médiateur national de l'énergie a été mis en place dès 2007 pour appréhender la perception par les consommateurs de l'ouverture du marché de l'énergie. Reconduit chaque année, le baromètre comporte un certain nombre de questions sur le marché de l'énergie (électricité et gaz), en particulier sur l'ouverture des marchés, les acteurs du marché, le changement de fournisseur, les factures, les consommations énergétiques, le démarchage, la précarité énergétique, les tarifs réglementés de vente (TRV), les contrats d'énergie, les compteurs communicants, l'énergie verte, etc.

Dans le cadre de la présente évaluation de politique publique, le Médiateur national de l'énergie a accepté d'ajouter des questions supplémentaires pour l'édition 2021 de son baromètre (cf. *infra*). Cette démarche a permis d'inscrire ces questions spécifiques dans un ensemble cohérent de questionnements, tout en bénéficiant de l'expérience et de l'expertise du médiateur pour la conduite de telles enquêtes. Ces nouvelles questions seront d'ailleurs reconduites pour les prochaines éditions du baromètre, ce qui permettra à l'avenir d'observer l'évolution des consommateurs sur ces sujets.

Pour l'édition 2021, l'enquête a été réalisée par l'institut d'études *Becoming* du 6 au 21 Septembre 2021, auprès d'un échantillon représentatif de 2 016 foyers français interrogés par voie électronique pour la troisième année consécutive. La représentativité a été assurée par la méthode des quotas et par un redressement sur les variables d'âge et de profession du chef de ménage, après stratification par région et taille d'agglomération.

Les résultats sont disponibles sur le site internet du Médiateur national de l'énergie : 2021 : 15<sup>ème</sup> édition du baromètre énergie-info - Site du Médiateur national de l'énergie ([energie-mediateur.fr](http://energie-mediateur.fr))

Au-delà des questions préexistantes, les questions supplémentaires ajoutées pour l'édition 2021 dans le cadre de la présente évaluation et qui seront reconduites pour les prochaines éditions sont les suivantes :

- Pensez-vous que le prix de l'électricité en France est parmi le moins cher en Europe ?
  - Tout à fait d'accord
  - Plutôt d'accord
  - Plutôt pas d'accord
  - Pas du tout d'accord

- D'après vous, pour quelles raisons le prix de l'électricité est parmi le moins cher d'Europe ?
  - Grâce à l'utilisation de l'énergie nucléaire historique
  - Grâce aux tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics
  - Grâce à l'arrivée de nouveaux fournisseurs d'électricité
  - Grâce à la concurrence entre les fournisseurs d'électricité
  - Grâce aux taxes moins élevées
  - Autre (Veuillez préciser)
- Pensez-vous que les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel vont prochainement disparaître ?
  - Oui, pour l'électricité et le gaz
  - Oui, mais uniquement pour le gaz
  - Oui, mais uniquement pour l'électricité
  - Non
- Avez-vous actuellement un contrat d'électricité au tarif réglementé ou un contrat en offre de marché ?
  - Au tarif réglementé
  - En offre de marché
  - Vous ne savez pas
- Pourquoi conservez-vous ce contrat au tarif réglementé d'électricité ?
  - Les tarifs réglementés sont plus économiques que les autres offres
  - Le prix des tarifs réglementés est plus stable que celui des autres offres
  - Les tarifs réglementés de vente sont conçus pour me protéger
  - Vous ne souhaitez pas changer de fournisseur
  - Vous ne souhaitez pas changer de contrat
  - Vous ne prenez pas le temps de vous occuper de changer de contrat
  - Vous êtes attaché à un service public de l'électricité
  - Pour d'autres raisons

- Quelles sont vos préférences concernant les offres de marché ?
  - Une offre à prix fixe durant une période donnée quitte à ce qu'elle soit plus chère
  - Une offre dont le prix varie en fonction des prix du marché quitte à en subir les fluctuations
  - Vous ne savez pas
- Selon vous, pour quelle(s) raison(s) le prix des tarifs réglementés de vente d'électricité a augmenté ces dix dernières années ?
  - À cause du coût pour produire l'électricité
  - À cause du coût pour entretenir les réseaux qui transportent l'électricité
  - À cause des taxes
  - Vous ne savez pas pour quelles raisons
  - Le prix des tarifs réglementés n'a pas augmenté

## Annexe n° 4 : bibliographie

### Sélection d'articles académiques

- Faye Steiner (2001), L'industrie de l'électricité : réglementation, structure du marché et performances, Revue économique de l'OCDE
- Carine Staropoli (2001), Conception de Marchés Efficaces pour les Secteurs Déréglementés : Le Cas des Marchés de Gros d'Électricité, thèse de doctorat
- David Spector (2007), Électricité : faut-il désespérer du marché ? Collection du CEPREMAP
- Paul L. Joskow, (2007), *Capacity payments in imperfect electricity markets : need and design*, Department of Economics Massachusetts Institute of Technology
- Marcelo Saguan et Olivier Sautel (2011), L'ouverture à la concurrence du secteur électrique : rôle et gains du client, Revue Flux n° 84
- Dominique Finon et Alii (2011), Signaux-prix et équilibre de long terme : reconsidérer les formes d'organisation sur les marchés de l'électricité, Economie et Prévision n° 197-198
- Gérard Marcou (2013), Électricité, marché unique et « transition énergétique » : les contradictions du nouveau système électrique et la place des collectivités territoriales, Droit et gestion des collectivités territoriales, tome 33
- Renaud Crassous, Fabien Roques (2013), Les coûts associés à l'insertion des EnR intermittentes dans le système électrique – une revue de littérature, CEEM working paper 2015-12
- Dalia Streimikiene, Jurgita Bruneckiene, Akvile Cilinskiene (2013), *The review of electricity market liberalization impacts on electricity prices*, Transformation in business and economics, Vol 12, n° 3 (30)
- Thomas Reverdy (2014), La construction politique du prix de l'énergie, Collection Académique, Presses de Sciences Po
- Jacques Percebois et Stanislas Pommeret (2016), Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente : approche modélisée sur le marché français « day-ahead », Cahier de recherche n°16.07.115 du CREDEN
- David Newbery (2016), *Tales of two islands – Lessons for EU energy policy from electricity market reforms in Britain and Ireland*, Energy Policy 105

- Elizabeth V.Hobman, Elisha R.Frederiks, Karen Stenner, Sarah Meikle (2016), *Uptake and usage of cost-reflective electricity pricing : Insights from psychology and behavioural economics*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*
- Aitor Ciarreta, Shahrigar Nasirov, Carlos Silva (2016), *The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization*, *Energy policy* 96
- Eva Barret (2017), *Market liberalization : Five seducingly simple steps to making it work*, *The Electricity Journal* 30
- Frédéric Marty et Thomas Reverdy (2017), *Le marché français de capacité d'électricité*, *Revue de l'OFCE* n° 154 pp. 179-210
- Peter Crampton (2017), *Electricity market design*, *Oxford Review of Economic Policy* vol. 33, n° 4 pp. 589-612
- Lucia Morales, Jim Hanly (2018), *European power markets – a journey towards efficiency*, *Energy policy* 116
- Liliana Montero, Mara Madaleno (2018), *Market power influence in electric energy prices : an analysis through Europe*, *IEEE*
- Guido Pepermans (2018), *European Energy Market Liberalization : Experiences and Challenges*, *International Journal of Economic Policy Studies*
- Nicolas Hary (2018), *Analyse quantitative des architectures des marchés électriques : illustration des dynamiques de court et long termes*, thèse de doctorat de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres
- Klaus Gugler et alii (2018), *Market Liberalization : Price Dispersion, Price Discrimination and Consumer Search in the German Electricity Markets*, *Centre for European economic research Discussion Paper* No. 18-042
- Thao Pham (2019), *Market power issues in liberalized wholesale electricity markets : a review of the literature with a look into future*, *Revue d'économie politique* vol. 129 p. 325-354
- Dominique Finon (2019), *L'Europe électrique et le long terme : la mutation impossible du régime de marché ?* *La Revue de l'Énergie* n° 643
- Dominique Finon (2019), *Secteur électrique : du régime de marché à un régime hybride planification-marché*, *La Revue de l'Énergie* n° 647
- Jacques Percebois (2019), *Les défis de la transformation du secteur électrique européen*, *Études de l'IFRI*



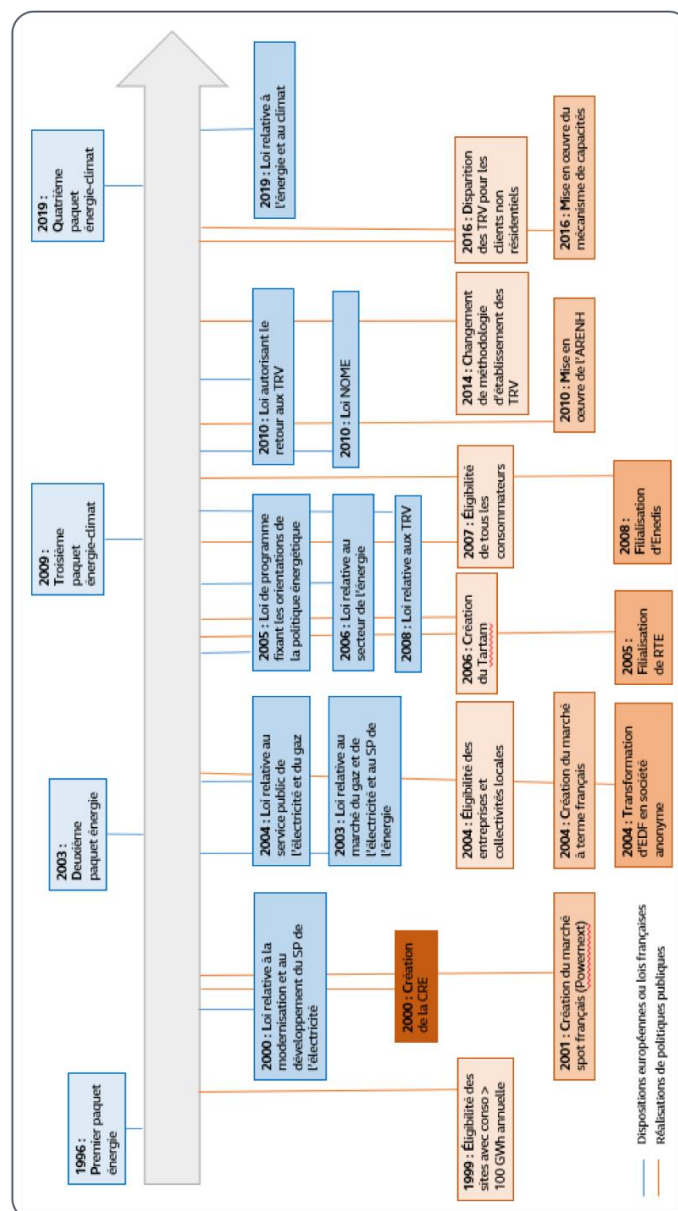
- Jacques Percebois (2019), Controverses sur le rôle et le devenir de l'ARENH : un peu d'histoire, *La Revue de l'Énergie* n° 644
- Jacques Percebois et Stanislas Pommeret (2019), *Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies: The French case*, *Energy Policy* 135
- Fabien Roques (2020), *The european target model for electricity markets – achievements to date and key enablers for the emergence of a new model*, *Chaire European electricity markets* (CEEM)
- Alexandre Mayol et Carine Staropoli (2021), *Giving consumers too many choices: a false good idea? A lab experiment on water and electricity tariffs*, *European Journal of Law and Economics*

#### **Sélection de rapports exploités pour le parangonnage**

- Energy (2012), *The electricity prices in the European Union. The role of renewable energies and regulatory electric market reforms*
- *Transformation in business and economics* (2013), *The review of electricity market liberalization impacts on electricity prices*
- *Energy Policy* (2016), *The development of market power in the Spanish power generation sector: Perspectives after market liberalization*
- Commission européenne (2016), *Evaluation report covering the evaluation of the EU's regulatory framework for electricity market design and consumer protection in the fields of electricity and gas and the evaluation of the EU rules on measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment*, *Commission staff working document*
- Commission européenne (2016), *Final report of the sector enquiry on capacity mechanisms*, SWD 385
- *The Electricity Journal* (2017), *Market liberalization : Five seductively simple steps to making it work*
- IEEE (2018), *Market power influence in electric energy prices : an analysis through Europe*
- *Energy Policy* (2018), *European power markets – A journey towards efficiency*
- ZEW (2018), *Market Liberalization : Price Dispersion, Price Discrimination and Consumer Search in the German Electricity Markets*

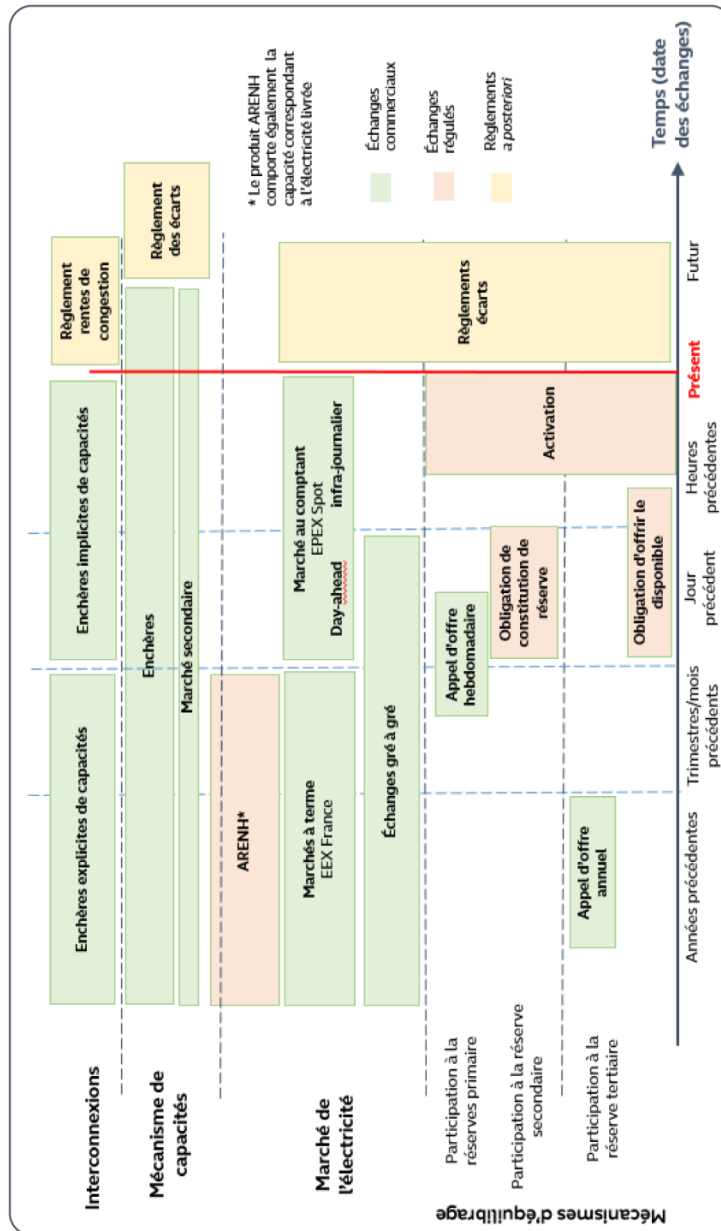
- *International Journal of Economic Policy Studies* (2018), *European energy market liberalization : experiences and challenges*
- *Agora Energiewende* (2019), *The liberalization of electricity markets in Germany, Study*
- *CEER* (2019), *Monitoring report on the performance of European retail markets in 2018*
- *Agence internationale de l'énergie* (2019), *Energy policies of IEA countries, Sweden 2019 review*
- *Agence internationale de l'énergie* (2019), *Energy policies of IEA countries, United-States 2019 review*
- *Department for business, energy and industrial strategy* (2020), *Great Britain electricity market implementation plan*
- *ACER* (2021), *Market monitoring report 2020*

## Annexe n° 5 : principales étapes de l'évolution de l'organisation des marchés de l'électricité en France de 2000 à 2020



Source : Cour des comptes

## Annexe n° 6 : les différents dispositifs et marchés de gros de l'électricité



Source : Cour des comptes

## Annexe n° 7 : fonctionnement des marchés de gros

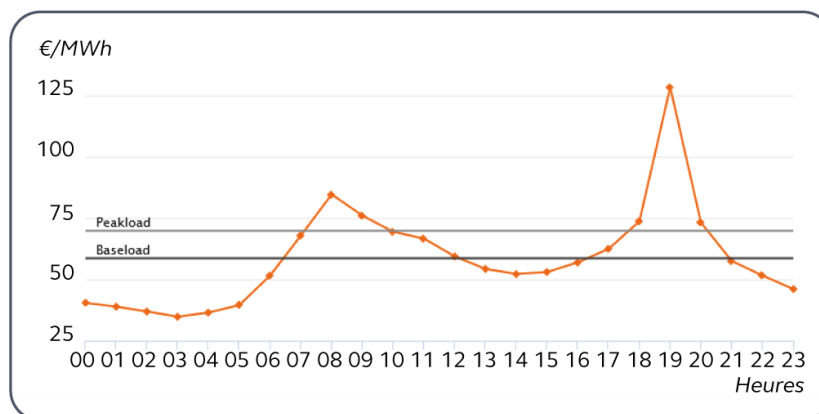
Les marchés de gros de l'électricité sont de plusieurs types selon les produits échangés et les horizons considérés.

### 1. Le fonctionnement du marché « spot »

Sur le marché « spot » s'effectuent les achats et les ventes au comptant (achetés pour une livraison le jour-même ou le lendemain). Les produits échangés sont des volumes d'électricité à pas horaire ou demi-horaire. Sur les bourses organisées (EPEX et NordPool), il comporte deux compartiments : un marché journalier fonctionnant la veille pour le lendemain et un marché infra-journalier fonctionnant en continu pour des échanges sur des échéances jusqu'à H-1.

Sur le marché journalier, ou *day-ahead*, s'établissent pour chacune des heures du lendemain les volumes achetés et vendus par tous les intervenants et le prix associé.

**Graphique n° 18 : illustration des prix à pas horaires sur EPEX-SPOT pour la journée du 29 septembre 2020**

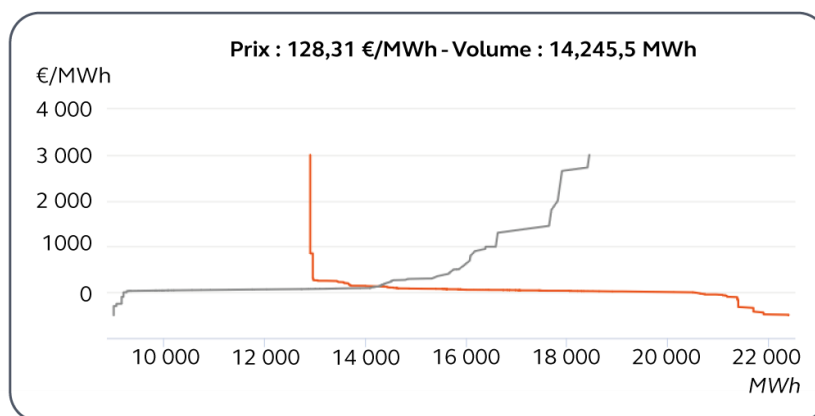


Source : EPEX SPOT

Ce prix est déterminé selon la procédure du fixing : l'opérateur de bourse rassemble toutes les offres et les demandes des intervenants. Les offres sont classées par ordre croissant de prix, les demandes par ordre décroissant. L'intersection des deux courbes (ou son interpolation linéaire) détermine le prix des échanges. Toutes les demandes à prix plus élevés sont servies tandis que toutes les offres à prix plus faibles sont retenues. Sur les bourses organisées opérant en France, les prix de marché sont en outre encadrés par un plafond (3 000 €/MWh) et un plancher (-500 €/MWh).

Les prix ainsi obtenus dirigent également les transactions au comptant effectuées de gré à gré soit par l'intermédiaire de brokers soit en bilatéral (dits « échanges de blocs »). Toutes les transactions au comptant sont nominées auprès de RTE et prises en compte dans le solde des responsables d'équilibre concernés. Les prix spot servent aussi de référence pour le règlement financier définitif des transactions à terme sans débouclage physique (notamment les transactions conclues par l'intermédiaire d'EEX, cf. *infra*).

**Graphique n° 19 : illustration du *fixing* pour la tranche horaire 19h-20h du 29 septembre 2020**



Source : EPEX SPOT

Le marché « spot » fonde les décisions de production. *A priori*, les offres sont présentées par les producteurs au niveau de leurs coûts marginaux de production : sous ce niveau la production se ferait à perte ; au-dessus elle serait évincée par les concurrents ou constituerait un abus de position dominante. C'est la raison pour laquelle on considère que, sur le marché, les moyens de production sont appelés selon l'ordre de préséance économique, ou *merit order*, en commençant par les moyens dont les coûts de production sont les plus faibles. Les offres des producteurs peuvent parfois s'écarter des coûts marginaux de production. C'est notamment le cas quand le producteur tient compte des coûts d'opportunité d'arrêts-redémarrages à court terme. Les coûts d'opportunités peuvent ainsi conduire à des offres à prix négatifs. Par ailleurs, les productions fatales, notamment des EnR, peuvent être proposées au marché spot « à tout prix » quand elles bénéficient d'une obligation d'achat.

Inversement, des offres peuvent être faites à des prix supérieurs aux coûts marginaux de production, par exemple lorsqu'EDF prend en compte la valeur d'usage du combustible présent dans les réacteurs nucléaires<sup>219</sup>.

Les demandes, quant à elles, sont *a priori* faites « à tout prix », c'est-à-dire au niveau du prix-plafond du marché, par les fournisseurs cherchant à approvisionner la consommation de leurs clients finals. Néanmoins, la courbe de demande comporte également des ordres d'achat à des prix correspondant au coût marginal de moyens dont la production a été vendue à terme mais pour lesquels le producteur préfère honorer ces ventes à terme par des achats au comptant plutôt que par de la production si le prix spot devient inférieur au coût marginal de production (d'où, dans le graphique précédent, un « plateau » de demande situé dans une zone de prix identique à celle du « plateau » d'offre).

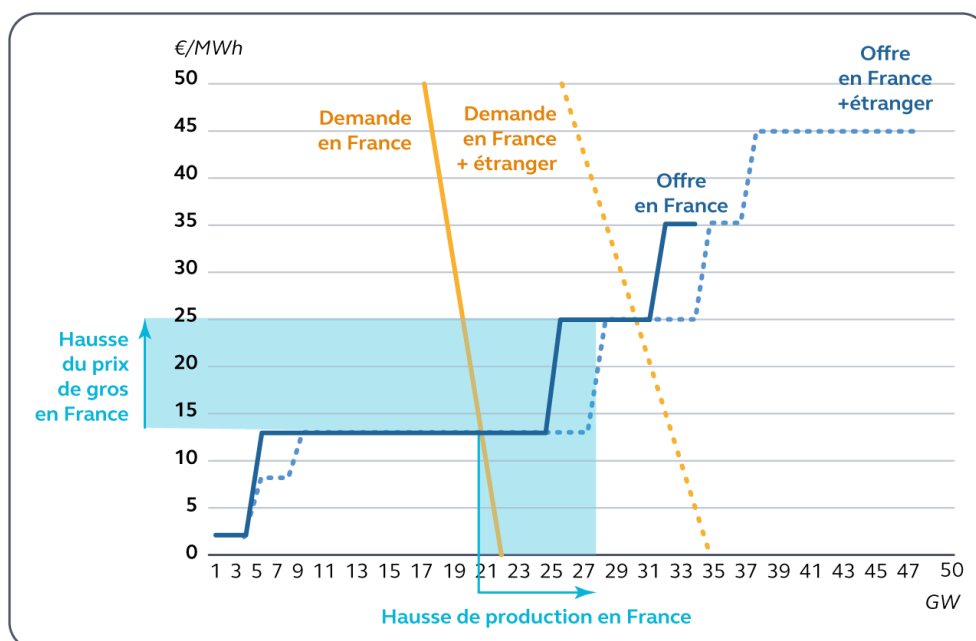
On désigne comme moyen marginal, sur une heure donnée, le moyen dont le prix de l'offre est immédiatement inférieur ou égal au prix du *fixing* : c'est le coût de production marginal de ce moyen qui détermine le prix. Les moyens de production dont les offres sont mieux-disantes ont des coûts marginaux de production plus faibles mais ils reçoivent le prix du *fixing* : ils réalisent donc un profit net en bénéficiant d'une « rente infra-marginale ».

Le couplage des marchés journaliers entre pays interconnectés vise à optimiser l'utilisation des interconnexions et à faire converger les prix entre pays. Il repose sur un algorithme permettant de confronter toutes les offres et les demandes présentées sur les bourses de pays interconnectés et d'établir un prix d'équilibre potentiellement unique sur l'ensemble des bourses, moyennant les limites des capacités d'interconnexion. Dans ces conditions, le prix établi en France peut correspondre au coût marginal d'un moyen de production situé à l'étranger, ou au coût marginal d'un moyen de production français différent de celui qui aurait été retenu à « France isolée ».

---

<sup>219</sup> Pratiques admises par la CRE dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros.

**Graphique n° 20 : illustration de l'effet du couplage non contraint par la capacité d'interconnexion**



*Note de lecture : si l'offre de l'étranger est composée de centrales aux coûts marginaux en moyenne plus élevés qu'en France, le prix d'équilibre de la zone, applicable aussi en France, est plus élevé qu'à « France isolée » et la France est exportatrice nette.*

*Source : Cour des comptes*

Le marché infra-journalier est organisé en négociation continue : les ordres des acteurs de marché sont entrés dans le carnet d'ordre sans interruption. Dès que deux ordres sont compatibles, ils sont exécutés. Ce marché est utilisé essentiellement pour l'ajustement des positions prises la veille au marché journalier. Les volumes traités en infra-journalier sur EPEX-SPOT (soit une puissance moyenne de l'ordre d'1 GW) sont ainsi 10 fois plus faibles que ceux traités sur le marché journalier (entre 10 et 15 GW de puissance).

Depuis juin 2018, le couplage de marché a été étendu à l'infra-journalier grâce à une plateforme de trading transfrontalier. Elle permet d'apparier en continu les ordres rentrés dans 14 pays des régions couplées.



## 2. L'utilisation des marchés à terme

Les marchés à terme permettent aux opérateurs de sécuriser par avance le prix de livraisons d'électricité intervenant au-delà du lendemain, et jusqu'à plusieurs années à l'avance. Il peut s'agir soit de transactions avec règlement physique (les parties conviennent d'avance du prix et des quantités qui seront livrées), soit de transaction à règlement financier. Dans ce dernier cas, qui est la règle pour les échanges sur la bourse EEX, les opérateurs se couvrent contre le risque de volatilité des prix spot au moment de la livraison. Ils reçoivent (ou paient) la différence entre le prix conclu à terme et un indice représentatif des prix spot constatés sur les périodes concernées par la livraison du produit sous-jacent.

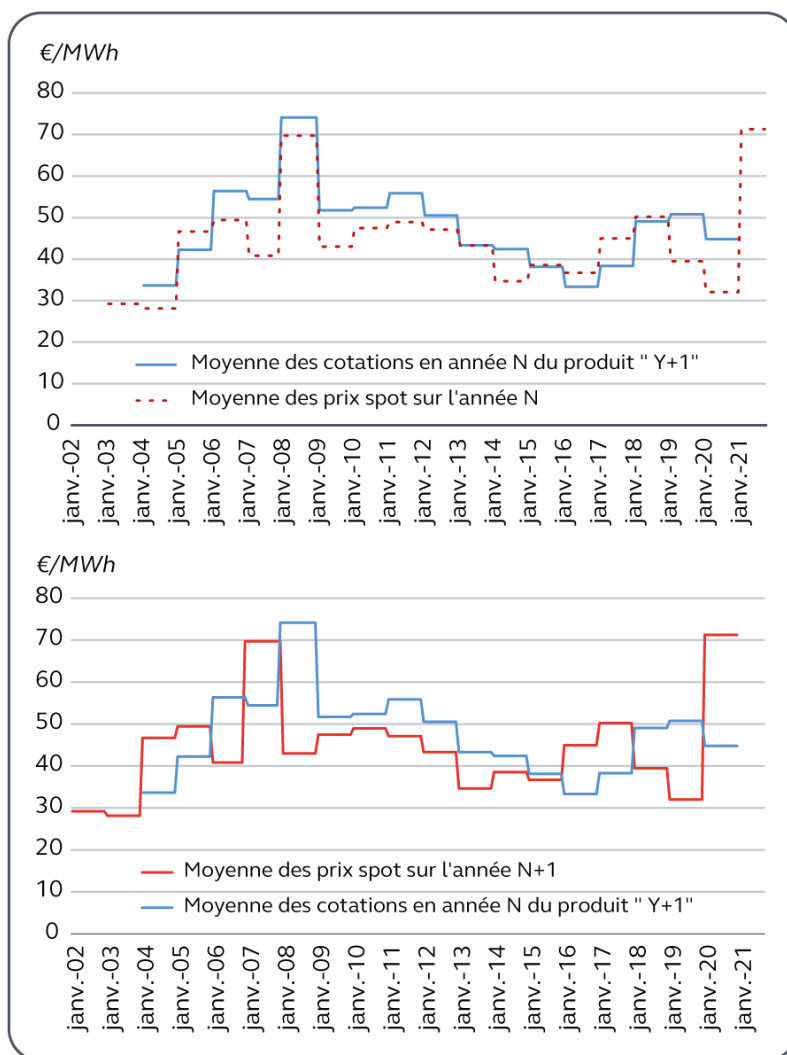
Sur les marchés organisés (EEX), les produits échangeables à terme sont standardisés. Ils correspondent à la livraison d'une puissance constante sur une période de temps future donnée : un an pour les produits dits « calendaires », un semestre, un mois, ou une semaine, un week-end, voire un jour pour les autres produits. Ces produits sont négociés en continu, au plus tôt trois ans avant l'échéance (pour les produits calendaires) et jusqu'à la veille de la période concernée. Les produits calendaires pour l'année à venir sont souvent dénommés « Y+1 ».

Dans le cadre de couverture à règlement financier de la part de producteurs ou de fournisseurs, les volumes correspondant à la position nette (solde cumulé des achats et des ventes sur un même produit) des opérateurs sur les produits à terme, à l'issue de la période sur laquelle ils restent négociables, se retrouvent en offres d'achat ou de vente au comptant sur le marché spot. Les transactions à règlement financier sur les marchés à terme sont aussi alimentées par des opérateurs de trading qui n'ont pas de position physique à couvrir.

Les prix des offres et des demandes sur le marché à terme traduisent normalement les anticipations des opérateurs quant aux prix spot qui prévaudront sur la période à venir, en fonction notamment des évolutions attendues des « fondamentaux » du marché : coûts variables de production, moyens de production disponibles et niveaux de consommation. Ils varient ainsi notamment au gré des annonces de disponibilités futures des centrales. En pratique toutefois, les prix à terme sont aussi sensibles aux variations du prix spot du moment et anticipent mal les futurs prix spot.

Ce phénomène est illustré par les évolutions comparées du prix du produit à terme annuel « Y+1 » et des prix spot. On y voit que la cotation du produit Y+1 suit les tendances d'évolution des prix spot du moment. En revanche, cette cotation s'écarte nettement des prix constatés du sous-jacent (moyenne des prix spot sur l'année suivante).

**Graphique n° 21 : évolutions comparées du prix du produit à terme annuel « Y+1 base » et des prix spot en moyennes annuelles**



*Note de lecture : Le produit calendaire 2009 a été coté en moyenne à 74 €/MWh au long de l'année 2008 : il a suivi les cotations du prix spot de l'année 2008 (moyenne de près de 70 €/MWh) sans du tout anticiper le niveau moyen des prix spot atteints en 2009 (43 €/MWh).*

*Source : Cour des comptes d'après données EPEX SPOT et EEX*

## Annexe n° 8 : les formes de soutien public aux EnR en France

Le développement actuel des moyens de production électriques renouvelables repose essentiellement sur un soutien public permettant de compenser la différence entre leurs coûts complets de production et les prix de vente de l'électricité sur les marchés de gros. Le soutien public actuel, mesuré par les charges de service public de l'électricité, concerne l'ensemble des moyens mis en service depuis au moins 2002. Il visait encore à leur assurer une rémunération moyenne de plus de 130 €/MWh en 2020<sup>220</sup>, notamment en raison du poids toujours important des parcs les plus anciens aux soutiens unitaires les plus élevés, quand les références de prix de marché se sont établies ces cinq dernières années (2015-2020) entre 35 et 50 €/MWh, tant pour la moyenne des prix « spot » que pour les prix à terme.

Ce soutien public est qualifié de « hors marché » puisqu'il ne passe pas par les prix de l'électricité ou d'un produit associé, contrairement aux certificats verts mise en place dans certains pays (Suède notamment). Néanmoins, il a été répercuté pour partie, avant 2016, sur le prix TTC des clients finals (cf. *infra*) et conduit à des effets de marché significatifs (cf. *supra*). Il repose sur des dispositifs d'obligation d'achat ou de complément de rémunération.

### Le soutien public « hors marché »

Le soutien public au développement des EnR électriques a d'abord pris la forme d'obligations d'achat imposées aux opérateurs historiques, et principalement à EDF en métropole. Les producteurs EnR bénéficiaires de ces contrats reçoivent, pendant toute la durée du contrat, une rémunération unitaire garantie, ou tarif d'achat (*feed-in tariff*), pour tout kWh d'électricité produit. Le montant de cette rémunération est fixé au début du contrat, et éventuellement indexé. Ils ne vendent pas eux-mêmes leur production sur les marchés mais la cède à l'opérateur « obligé », pour le prix garanti. L'opérateur « obligé » peut alors utiliser cette production pour l'approvisionnement de ses propres clients, ou la revendre sur les marchés de gros. Depuis 2016, EDF revend systématiquement sur les marchés la production issue des obligations d'achat. La valorisation de ces reventes, à déduire du coût d'achat au tarif garanti, sert au calcul des charges de service public à compenser aux opérateurs « obligés ». De cette manière le soutien public aux obligations d'achat correspond peu ou prou au différentiel de valorisation des productions EnR entre tarif garanti et prix de marché.

<sup>220</sup> Soit plus de 280 €/MWh pour les panneaux solaires et près de 90 €/MWh pour les éoliennes.

Pour se conformer aux nouvelles lignes directrices sur les aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement<sup>221</sup>, entrées en vigueur en 2014, la France a privilégié le soutien aux nouvelles installations EnR sous la forme de compléments de rémunération, ou *feed-in premium*, dans le cadre desquels les producteurs vendent directement leur production sur les marchés de gros (éventuellement par le truchement d'un agrégateur) et l'État leur verse, par l'intermédiaire d'EDF, un complément calculé par différence entre une rémunération-cible de référence par filière et un niveau de recettes de référence tirées du marché, à laquelle s'ajoute une prime de gestion. Contrairement à l'obligation d'achat, ce complément n'est pas versé pour les volumes produits lors de périodes de prix négatifs.

Les producteurs d'électricité d'origine renouvelable peuvent également obtenir des « garanties d'origine » associées à leur production<sup>222</sup>, sans cumul possible cependant avec les tarifs d'achat garantis ou les compléments de rémunération. Dans tous les cas, jusqu'en 2020, les prix de ces garanties n'ont jamais dépassé significativement 1 €/MWh en France<sup>223</sup>. Ces garanties d'origine, mises en place au niveau européen depuis 2001, constituent un élément de traçabilité de l'électricité produit et permettent aux fournisseurs qui les achètent de proposer des contrats de fournitures dits « offres vertes »<sup>224</sup> à leurs clients<sup>225</sup>.

<sup>221</sup> Ces lignes directrices prévoient notamment qu'« afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, il importe que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché ». Ils doivent en outre soumettre les bénéficiaires à des responsabilités standard en matière d'équilibrage, et prévoir des mesures afin que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs.

<sup>222</sup> Les bénéficiaires de ces dispositifs ne peuvent pas valoriser eux-mêmes les garanties d'origine associées à leur production : ces garanties sont émises depuis 2019 au profit de l'État, qui les met aux enchères afin de financer une partie des charges de service public de l'électricité.

<sup>223</sup> Ils ont atteint 1,70 €/MWh en 2021.

<sup>224</sup> [VertVolt, un label pour choisir son électricité verte | Particuliers | Agir pour la transition écologique | Ademe](#)

<sup>225</sup> En France, plus de 80 TWh de garanties d'origine ont été émises en 2020, et moins de 50 TWh ont été utilisées par la consommation des clients finals.

## Annexe n° 9 : l'estimation de l'effet des EnR sur les prix du marché spot

La mise sur le marché des productions EnR contribuent au maintien de prix bas sur le marché « spot » de l'électricité, en vertu du « *merit order effect* » bien connu des économistes de l'énergie. Proposées à des prix de ventes quasi-nuls, voire « à tout prix »<sup>226</sup> dès lors qu'elles bénéficient d'une rémunération garantie « hors marché », cette production décale toute la courbe d'offre d'électricité et conduit à faire baisser le prix d'équilibre offre-demande, tout en sortant du marché les moyens de production aux coûts marginaux les plus élevés (centrales à charbon notamment). Sur la base des volumes de production éolienne et solaire sous obligation d'achat et vendus sur le marché par EDF, et compte tenu du couplage du marché français avec ceux des pays interconnectés, EPEX SPOT a pu recalculer, à la demande de la Cour, quel aurait été le niveau de prix « spot » au cours des cinq dernières années en l'absence de ces productions éoliennes et solaires (cf. encadré *infra*). Le résultat illustre l'effet baissier de la mise sur le marché de ces productions.

### L'estimation de l'effet baissier des EnR sur le prix « spot »

Les simulations réalisées par EPEX SPOT à la demande de la Cour ne visent pas à décrire une situation contrefactuelle dans laquelle les filières éoliennes et solaires n'auraient pas été introduites en France, ce qui ne se serait sans doute pas traduit par un parc de production « conventionnel » strictement identique à l'existant.

En partant du constat que ces productions sont aléatoires, et que si elles ont été effectivement présentes sur une heure donnée, elles auraient aussi bien pu être significativement plus faibles en cas de météo différente, la simulation d'un équilibre de marché en l'absence de toute production éolienne et solaire, d'une part, ne représente pas instantanément une hypothèse aberrante et, d'autre part, permet de mesurer la sensibilité du prix « spot » aux volumes effectifs de production EnR, et à la façon particulière dont ces volumes sont mis sur le marché. Tout comme les travaux économétriques menés par le CREDEN en 2016<sup>227</sup>, mais selon une méthodologie plus directe, ces simulations permettent ainsi de chiffrer, moyennant les précautions méthodologiques rappelées ci-après, l'effet de la production EnR sur le prix « spot » sans chercher à établir les conséquences que les niveaux de prix ainsi simulés auraient eu sur les décisions d'investissement et de production sur le reste du parc.

\*\*

<sup>226</sup> C'est-à-dire au minimum possible du prix « spot », soit un prix négatif de -500 €/MWh.

<sup>227</sup> Cahier de recherche n° 16.07.115 *Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente : approche modélisée sur le marché français day-ahead*, J. Percebois et S. Pommeret.

La méthodologie employée a consisté à retraiter les courbes d'offre et de demande, pour chaque pas horaire de la période 2016-2020, en ajoutant un volume de demande « à tout prix », c'est-à-dire à 3 000 €/MWh, égal au volume de production éolienne et solaire prévisionnel à J-1 du périmètre d'obligation d'achat d'EDF. La validité de cette méthode résulte de l'équivalence des effets sur le prix spot entre une vente à terme et une vente « à tout prix » sur le marché spot, ainsi que de l'équivalence des résultats entre une réduction des offres « à tout prix » et une augmentation des demandes « à tout prix ».

L'algorithme de couplage des marchés a ensuite été mis en œuvre sur la base des carnets d'ordre ainsi modifiés. Il a été vérifié que l'exercice ne simulait pas des situations aberrantes à court terme qui obligeraient à faire appel à des moyens de production non présents dans les courbes d'offre : les prix simulés restent sur la courbe d'offre (pas d'atteinte du plafond) et jamais supérieurs à 1 250 €/MWh (contre un maximum de 875 €/MWh pour les prix réels) ; les accroissements de prix horaire ne dépassent les +100 €/MWh que dans 0,1 % des cas, et +33 €/MWh que dans 1 % des cas.

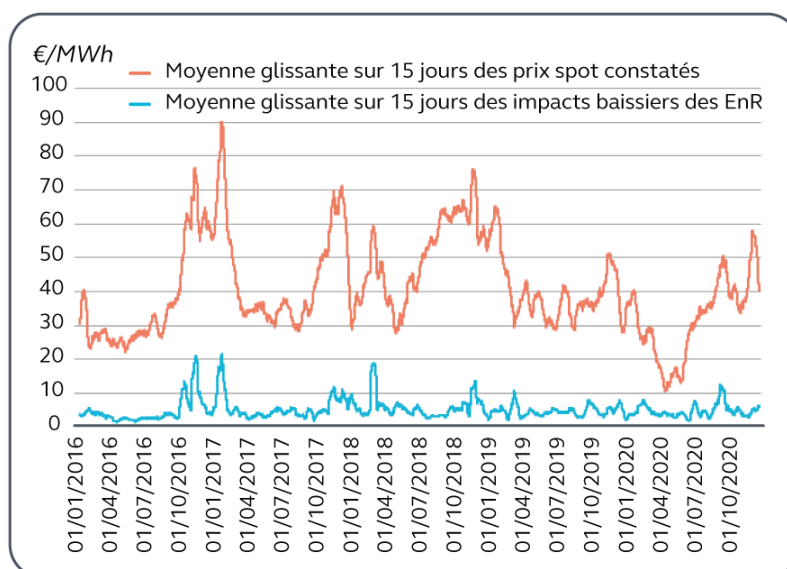
Deux types de biais principaux sont à noter, qui sont tous les deux de nature à sous-estimer l'effet baissier :

- un biais lié à la non prise en compte des modifications de prix des offres de certains moyens, selon leur coût d'opportunité (nucléaire et hydrauliques) ;
- un biais lié à la non prise en compte d'un effet baissier sur le coût marginal des centrales fossiles (*via* un moindre prix du CO<sub>2</sub> liés aux moindres appels, et donc aux moindres émissions de moyens fossiles).

\*\*

Les résultats obtenus mettent en évidence un effet baissier correspondant en moyenne à un delta de prix de 4 à 6 €/MWh selon les années. À pas horaire, l'effet baissier est d'autant plus marqué que le volume d'EnR est important, rapporté à la demande, et que le prix « spot » initial est lui-même particulièrement élevé, ce qui caractérise des situations de relative tension en termes d'équilibre offre-demande.

**Graphique n° 22 : comparaison à pas horaire des prix « spot » et des estimations de l'effet baissier des EnR sur la période 2016-2020**



Source : Cour des comptes d'après données et simulations d'EPEX SPOT

L'effet baissier est moins prononcé sur les situations de tension apparues en 2019 et 2020, celles-ci s'étant d'ailleurs traduites par des prix spot moins élevés que lors des années précédentes. Toutes choses égales par ailleurs, ces simulations montrent que les EnR sont déterminantes dans l'apparition des situations effectives de prix négatifs, y compris sur l'année 2020.

**Tableau n° 7 : estimation des effets des productions éoliennes et solaires sur les prix du marché « spot »**

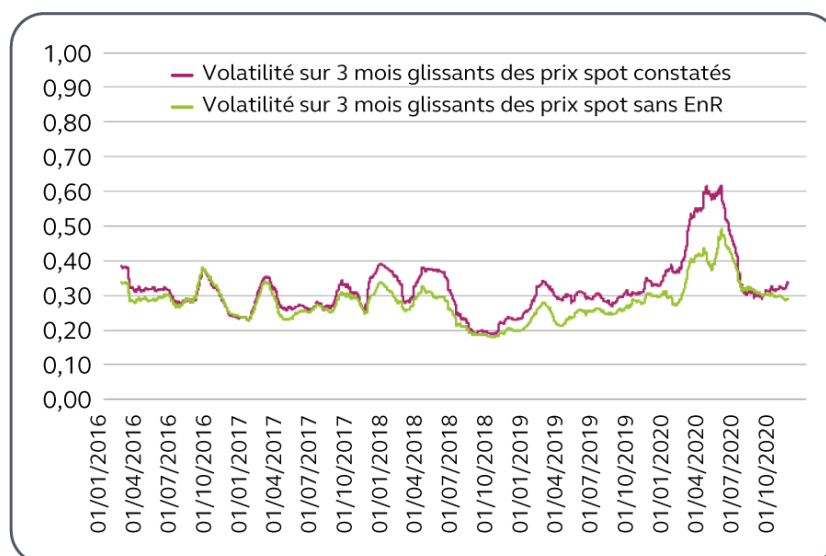
<i>En €/MWh sauf Nb d'heures</i>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>Prix spot moyen constaté</i>	36,75	44,97	50,20	39,45	32,20
<i>Prix spot moyen simulé en l'absence d'EnR</i>	41,25	50,59	55,96	44,24	36,96
<i>Effet baissier moyen</i>	<b>4,50</b>	<b>5,72</b>	<b>5,76</b>	<b>4,79</b>	<b>4,76</b>
<i>Effet baissier moyen sur les 200 heures aux prix « spot » les plus élevés</i>	<b>51,2</b>	<b>42,0</b>	<b>46,8</b>	<b>9,6</b>	<b>23,6</b>
<i>Nb d'heures à prix négatifs constatées</i>	2	4	11	27	102
<i>Nb d'heures à prix négatifs simulées sans EnR</i>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>16</b>

Source : Cour des comptes d'après données et simulations d'EPEX SPOT

L'impact des EnR sur la volatilité des prix « spot », quant à lui, n'est pas le même si l'on considère les périodes de tension sur l'équilibre offre-demande, en hiver, ou le reste de l'année. Les simulations réalisées montrent en effet que la production EnR a tendance à réduire la volatilité des prix liés aux pics de demande : la volatilité des prix serait ainsi plus élevée en l'absence d'EnR pendant les mois d'hiver.

En revanche, en dehors des périodes de tensions sur les prix, les EnR ont plutôt tendance à accroître la volatilité des prix. En neutralisant les 200 heures annuelles enregistrant les prix les plus élevés, les résultats des simulations montrent que la volatilité des prix aurait ainsi été plus faible en l'absence d'EnR.

**Graphique n° 23 : indice de volatilité des prix sur la période 2016-2020 en présence ou en l'absence d'EnR après neutralisation des 200 heures annuelles de plus forte tension sur les prix**



NB : l'indice de volatilité rapporte l'écart-type des chroniques de prix horaire, sur un trimestre glissant, à la moyenne des prix sur la même période.

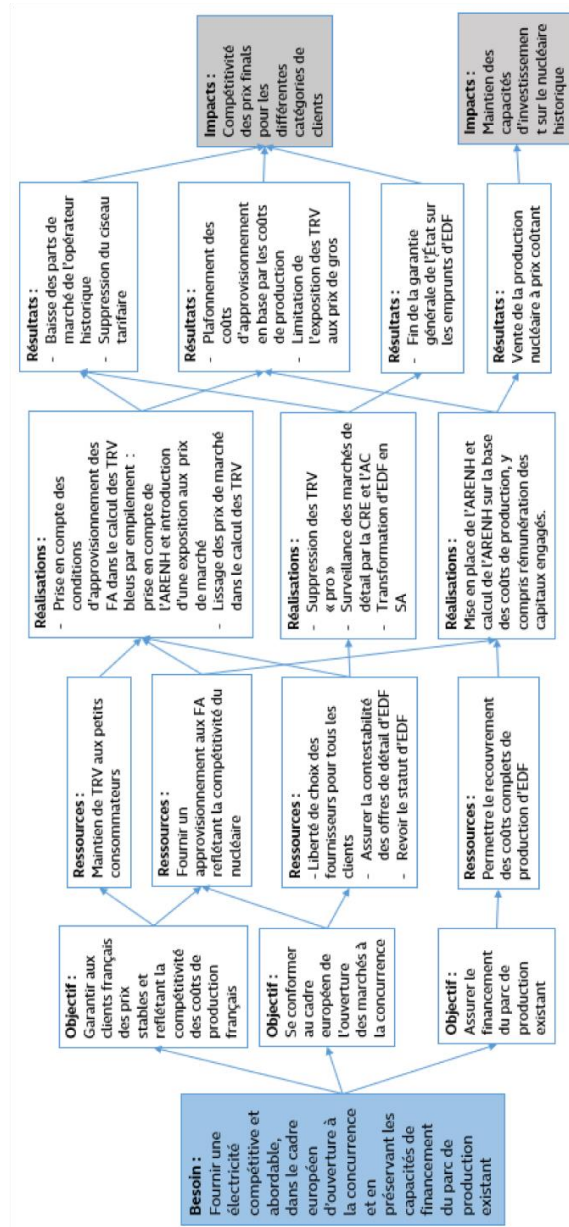
Source : Cour des comptes d'après données et simulations d'EPEX SPOT

\*\*



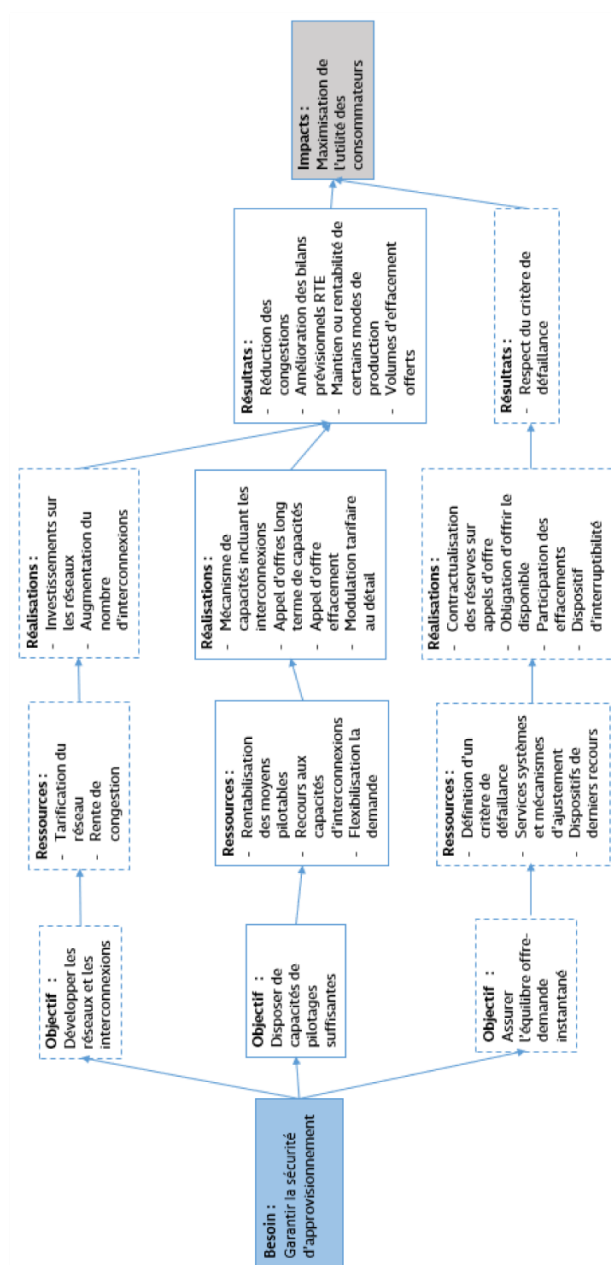
Si ces effets s'amplifiaient à *design* de marché inchangé, avec la poursuite prévue du déploiement de capacités EnR, ils pourraient aussi différer les perspectives de développement sans soutien public de ces filières. En effet, et au-delà même des seules ENR, les moyens de production les plus décarbonés, y compris les moyens nucléaires, sont aussi ceux qui présentent les coûts de production marginaux les plus faibles. Dans le *design* de marché actuel, ce sont les périodes où les prix s'alignent sur les coûts marginaux élevés des moyens de productions fossiles qui peuvent permettre aux filières décarbonées de récupérer leurs coûts fixes. Pour assurer par le seul marché (sans subventions) une rentabilité économique à ces filières, il faut donc que ces périodes soient suffisamment nombreuses, que les filières décarbonées produisent durant ces périodes, et que les coûts marginaux des moyens fossiles soient suffisamment élevés.

## Annexe n° 10 : logique d'action associée à la fourniture d'une électricité compétitive



Source : Cour des comptes

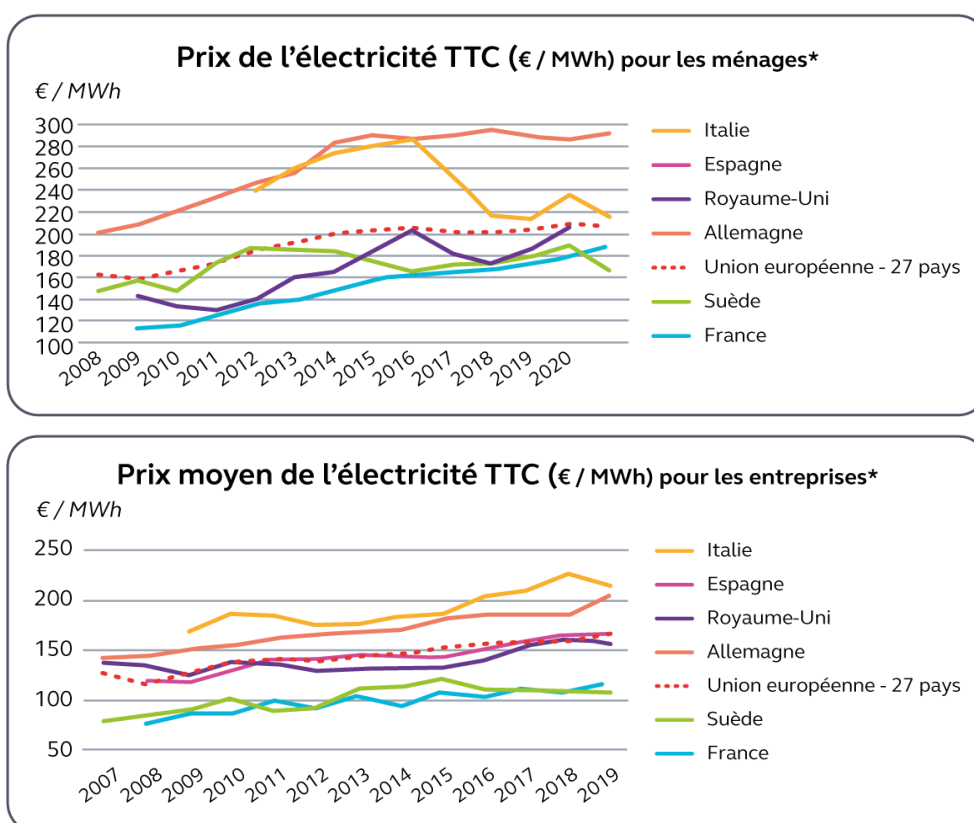
## Annexe n° 11 : logique d'action associée à la sécurité d'approvisionnement



Source : Cour des comptes

## Annexe n° 12 : la régulation des marchés de détail en Europe

Graphique n° 24 : comparaison des prix de détail de l'électricité (TTC) en Europe pour les ménages et pour les entreprises



Note : \* prix moyens toutes catégories d'entreprises confondues selon une pondération reflétant la structure des entreprises françaises par catégories (les catégories correspondent aux volumes annuels de consommation).

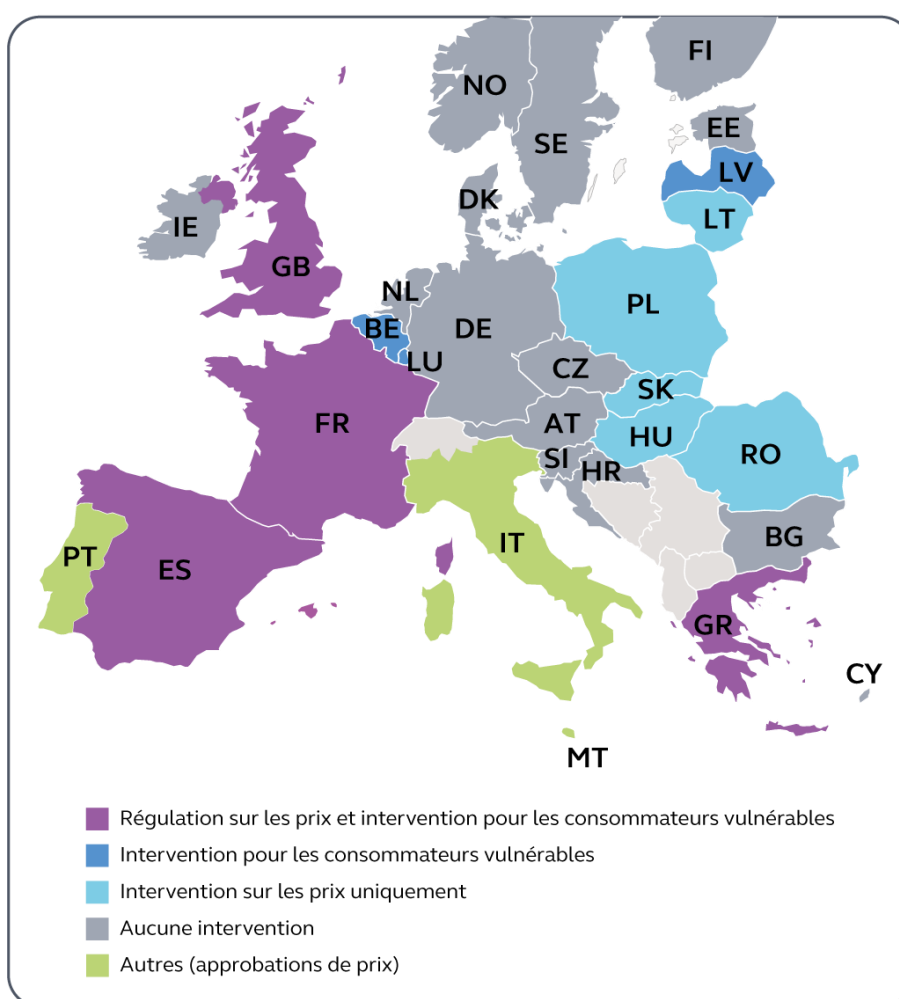
Source : Cour des comptes d'après données Eurostat (NRPC\_204 et 205)

Selon le rapport annuel de l'ACER sur la surveillance des marchés de détail et la protection des consommateurs en 2020<sup>228</sup>, plus de la moitié des États membres continuent d'intervenir sur les marchés de détail de l'énergie à travers l'Europe. Comme le montre la carte ci-dessous, 15 pays

<sup>228</sup> ACER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020.

ont une certaine forme d'intervention publique sur les prix pour les ménages, qu'il s'agisse d'une régulation sur les prix, d'une intervention pour les consommateurs vulnérables ou d'une combinaison de ces deux formes d'intervention.

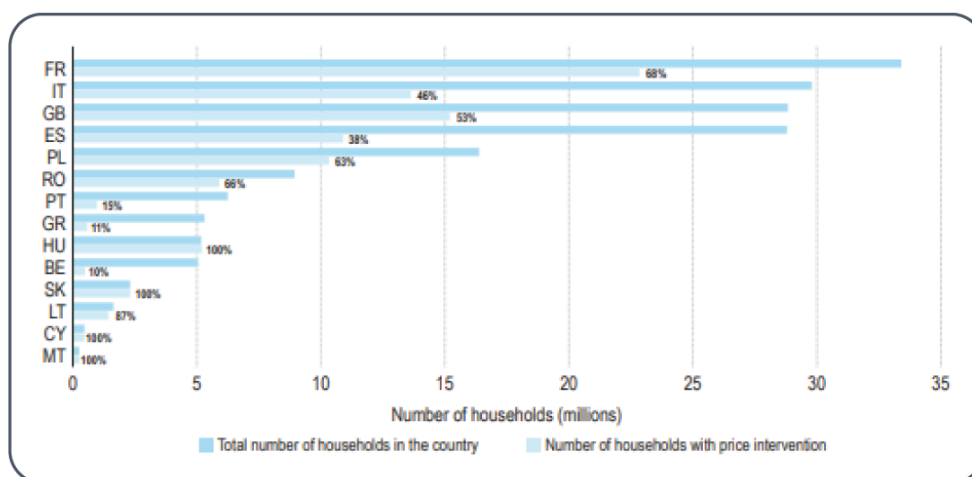
**Carte n° 1 : intervention sur les prix de l'électricité pour les consommateurs résidentiels**



Source : ACER Market Monitoring Report 2020, Energy Retail and Consumer Protection Volume, traduit

L'intervention peut prendre la forme d'une régulation des prix pour l'utilisateur final, de mesures spécifiques pour les consommateurs vulnérables ou d'une combinaison des deux. Le graphique ci-dessous détaille le nombre de ménages bénéficiant d'une intervention sur les prix par rapport au nombre total de ménages dans chaque État-membre (hors Allemagne).

**Graphique n° 25 : nombre de ménages bénéficiant d'une intervention sur les prix par rapport au nombre total de ménages dans chaque État-membre**



Source : ACER Market Monitoring Report 2020 – Energy Retail and Consumer Protection Volume

### Focus sur deux dispositifs de régulation européens

#### Le cas britannique : un tarif plafond pour l'ensemble du marché

Le Royaume-Uni a remis en place un mécanisme de régulation des prix de détail en 2019 (après le Brexit). Ce dispositif, dénommé *Default Tariff Cap*, impose une limite sur les prix de détail pouvant être proposés par les fournisseurs d'électricité (*House of Commons Library*, 2020). L'objectif est de favoriser la concurrence en limitant la possibilité pour les fournisseurs historiques de tarifier au plus cher les clients les plus « fidèles », c'est-à-dire les moins mobiles contractuellement, et de protéger les consommateurs les plus vulnérables. Le tarif plafond constitue une limite du coût unitaire d'énergie et des frais permanents que les fournisseurs peuvent facturer pour leurs tarifs variables standards ou « par défaut » qui sont généralement les tarifs les plus chers proposés par un fournisseur. Il s'applique aussi à ceux qui utilisent un compteur « à prépaiement » pour payer leur énergie (qui font partie des consommateurs vulnérables).

Le cas espagnol : des tarifs régulés indexés sur le marché *spot*

En Espagne, un nouveau mécanisme de prix régulés a été mis en place en 2014. Le PVPC ou « Prix volontaire pour le petit consommateur » peut être proposé par les huit fournisseurs espagnols principaux. L'objectif affiché du PVPC était de couvrir les coûts des opérateurs historiques espagnols et de permettre le développement de la concurrence tout en assurant l'existence d'une offre par défaut pour l'ensemble des consommateurs et ainsi de remédier au déficit public qui avait été créé par l'ancien dispositif (cf. annexe n° 12). La particularité du dispositif espagnol est que le poste « énergie » associé à ce tarif réglementé correspond directement au coût horaire de l'électricité sur le marché *spot*, alors que dans le dispositif précédent il était fixé lors d'enchères trimestrielles entre les producteurs d'électricité et les fournisseurs d'électricité. Le tarif est mis à jour automatiquement toutes les heures et la facturation est basée sur les relevés des compteurs intelligents (la quasi-totalité des Espagnols en étant aujourd'hui pourvus).

Face aux augmentations de prix observées au cours de l'année 2021, certains États membres ont appelé à de nouvelles interventions pour protéger les consommateurs. La Commission européenne a proposé une « boîte à outils » de mesures<sup>229</sup> visant le même objectif.

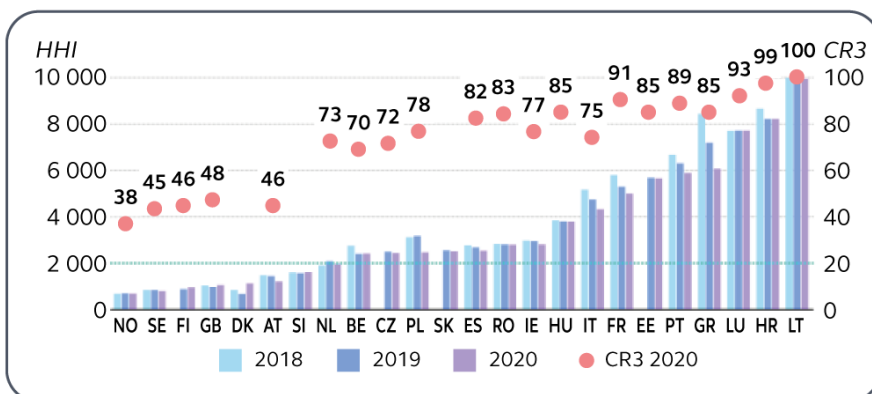
Concernant l'organisation et la concentration des marchés de détail, l'ACER recense, selon les pays, de 5 à 255 fournisseurs actifs sur l'ensemble d'un territoire national, et signale une concentration plus élevée du marché sur le segment des ménages par rapport au segment industriel. Le graphique suivant montre que les niveaux de concentration du marché, caractérisés par l'indice Herfindahl-Hirschman (HHI), restent élevés (au-dessus de 2 000) sur 16 des 25 marchés de l'électricité. Bien que des améliorations soient observées, le rythme de l'amélioration est lent par rapport aux années précédentes.

---

<sup>229</sup> La Commission européenne a présenté en octobre 2021 une « boîte à outils » qui consiste en un catalogue de mesures dont les 27 États membres peuvent s'inspirer pour atténuer l'impact de la hausse des prix. Parmi les mesures décrites, les États peuvent aider financièrement les ménages les plus fragilisés par la crise énergétique sous forme de chèques énergie ou de paiements partiels de factures. Ils peuvent autoriser les particuliers à retarder le paiement de certaines factures énergétiques, mettre en place des mesures de sauvegarde pour éviter les déconnexions du réseau par exemple en cas de facture impayée, réduire les taux de taxation sur l'énergie, de manière temporaire et ciblée, pour les ménages vulnérable, mieux informer les consommateurs sur les offres et les tarifs ou encore adopter des mesures en faveur des entreprises impactées en respectant les règles européennes en matière d'aides d'État.

Le ratio de concentration 3 (CR3) est une mesure de la part de marché totale des trois plus grands fournisseurs sur un même marché. Les marchés avec un score CR3 compris entre 70 et 100 % sont considérés comme très concentrés, allant des oligopoles aux monopoles. La Lituanie, la Croatie et le Luxembourg ont enregistré les valeurs les plus élevées (entre 93 et 100 % de taux de concentration), suivis de près par la France (91 %) en 2020. Les pays qui ont enregistré les meilleures performances ont été la Norvège, la Suède et la Finlande. L'Allemagne ne renseigne pas ces indicateurs.

**Graphique n° 26 : niveaux de concentration du marché caractérisés par l'indice Herfindahl-Hirschman**



Source : ACER Market Monitoring Report 2020 – Energy Retail and Consumer Protection Volume

Les données déterminantes de l'organisation des marchés de détail en Allemagne, au Royaume-Uni, en Espagne et en Suède sont décrites ci-après.

### Le marché de détail en Allemagne

L'Allemagne a débuté la libéralisation de son marché de détail par l'intermédiaire du *Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) de 1998<sup>230</sup>. Cette loi a donné la possibilité aux consommateurs de choisir leur fournisseur d'électricité. Cette libéralisation est intervenue dès le jour de l'entrée en vigueur de la loi, sans période de transition<sup>231</sup>. La libéralisation des marchés de l'électricité s'est ensuite poursuivie en 2005 par des amendements à la ENWG, qui ont notamment conduit à une révision des

<sup>230</sup> Agora EnergieWende (2019), *The Liberalisation of Electricity Markets in Germany*.

<sup>231</sup> *Ibid.*



modalités d'accès au réseau de transport d'électricité pour les producteurs (passage d'un accès au réseau négocié entre les différentes parties prenantes à un accès régulé par la puissance publique). C'est également cette année-là que l'Agence nationale des réseaux (*Bundesnetzagentur*) est devenue le régulateur du marché de l'électricité. La dernière étape de la libéralisation des marchés de l'électricité en Allemagne est intervenue en 2011, et a introduit de nouvelles régulations en matière de séparation des activités de production et de distribution.

Le marché de détail allemand compte environ 48,4 millions de consommateurs particuliers, dont la consommation électrique moyenne s'élève à environ 2,6 MWh par ménage et par an<sup>232</sup>. Les consommateurs particuliers peuvent passer plusieurs types de contrats sur le marché de détail, qui varient selon la nature de leur besoin en électricité ainsi que leur niveau de proactivité dans le choix de leur fournisseur. Le taux de switch pour les consommateurs résidentiels s'élevait à 7,2 % en 2017 et à 10,2 % en 2018.

Du côté de l'offre, le marché de détail allemand regroupait 168 fournisseurs pour les clients particuliers en 2019, en augmentation de 14 par rapport à l'année 2017<sup>233</sup>. En Allemagne, les fournisseurs n'ont pas besoin de licence spécifique pour exercer leur activité mais doivent faire l'objet d'une procédure d'enregistrement auprès du régulateur<sup>234</sup>.

Le marché de détail allemand est historiquement structuré autour de quatre fournisseurs principaux, qui sont EnBW, EON, RWE et Vattenfall. Ces quatre fournisseurs détiennent une part de marché globale d'environ 38 % du volume d'électricité. Ce niveau de déconcentration du marché de détail de l'électricité est jugé satisfaisant par l'Office des cartels allemand. Il existe en Allemagne des contrats spécifiques pour la fourniture d'électricité à des fins de chauffage, qui représentent environ 10 % de la consommation d'électricité du pays. La consommation restante s'effectue en grande majorité par le biais de « contrats d'électricité alternatifs », qui sont choisis par les consommateurs pour l'attractivité de l'offre proposée (environ 70 % de la consommation électrique totale était fournie par ce biais en 2019). Enfin, certains clients demeurent approvisionnés dans le cadre de la *Grundversorgung*, qui désigne une fourniture selon une offre « de base » assurée par défaut par le fournisseur qui approvisionne le plus de clients à l'échelle de la région où se situe le consommateur. Ces contrats concernent un volume d'électricité qui représente environ 20 % de la consommation électrique totale.

---

<sup>232</sup> Hirschbichler, 2021.

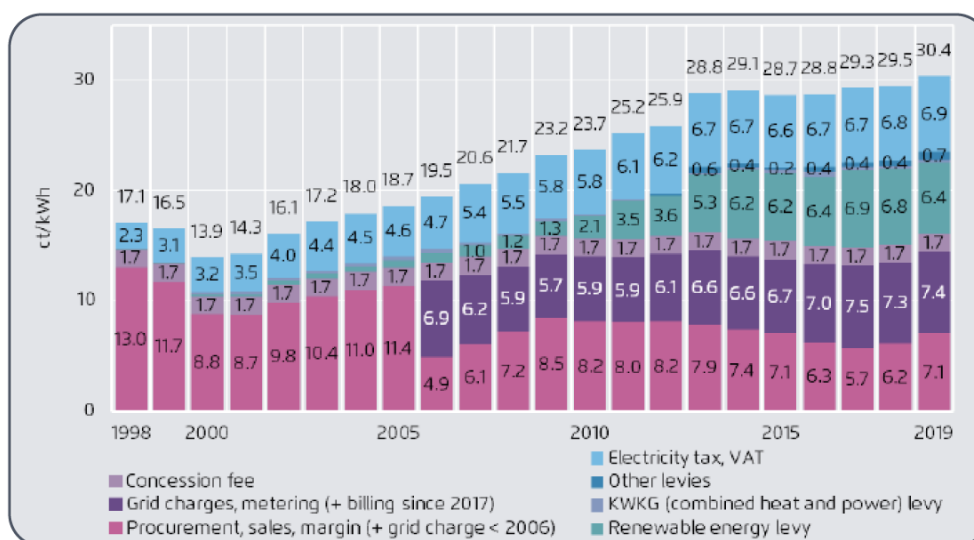
<sup>233</sup> *Ibid.*

<sup>234</sup> Agora EnergieWende (2019), *The Liberalisation of Electricity Markets in Germany*.

Les parts de marché des fournisseurs historiques sont les plus élevées sur les segments de fourniture d'électricité pour le chauffage et pour l'alimentation « de base », où elles atteignaient respectivement 57 % et 41 % en 2019, contre 34,1 % sur le segment des offres alternatives à l'offre de base.

L'évolution des prix de détail observés en Allemagne depuis l'ouverture des marchés à la concurrence est représentée dans le graphique suivant. D'après le *think tank* AgoraEnergieWende, la baisse du prix moyen de l'électricité pour les ménages observée entre 1998 et 2001 serait directement liée à l'ouverture du marché de détail, qui aurait permis une mise en concurrence des offres et la transparence des prix de gros.

**Graphique n° 27 : évolution des prix de détail payés par les consommateurs allemands entre 1998 et 2019**



Source : BOEW (2019) et Agora EnergieWende (2019)

Les prix allemands observés sur le marché de détail pour les particuliers font cependant partie des plus élevés d'Europe, notamment en raison des charges et des taxes liées par exemple aux mesures de soutien aux énergies renouvelables<sup>235</sup>. En effet, les taxes comptaient en 2018 pour environ la moitié du prix total de l'électricité en Allemagne. Plus précisément, en 2020, la contribution fiscale dans le prix global de l'électricité pour les particuliers était d'environ 52 %, dont 14 % pour la TVA et 38 % pour les autres taxes<sup>236</sup>. Les données de prix de détail observés en Allemagne au cours des dernières années font ressortir une augmentation des prix facturés aux consommateurs de l'ordre de 35 % sur la décennie précédente.

### **Le marché de détail au Royaume-Uni**

Le Royaume-Uni fait partie des pays pionniers de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. L'ouverture du marché de l'électricité britannique a été structurée en premier lieu par l'*Electricity Act* de 1989, qui a enclenché le processus de libéralisation et de privatisation du marché, aussi bien en matière de production que de fourniture d'électricité.

Le marché de détail britannique compte environ 29 millions de consommateurs particuliers<sup>237</sup>. Un recensement effectué au cours de l'année 2019 a permis d'identifier 63 fournisseurs d'électricité différents disponibles pour les consommateurs, contre 67 fournisseurs en 2018 (12 fournisseurs sont sortis du marché et huit y sont entrés entre 2018 et 2019)<sup>238</sup>. Par ailleurs, 5,9 millions de consommateurs ont changé de fournisseur d'énergie en 2019. Cela représente un taux de *switch* annuel de 20,8 %, en augmentation de 2 % par rapport à 2018<sup>239</sup>.

La production électrique britannique présente un niveau de déconcentration moyen, caractérisé par un HHI d'une valeur de 1 019 en 2019. En effet, le marché est structuré par la production de deux acteurs principaux, EDF et RWE, qui ont réalisé en 2019 respectivement 24 % et 15 % de la production électrique en Grande Bretagne. Le reste du marché est constitué de quelques acteurs de taille intermédiaire, dont les parts de marché sont comprises entre 5 et 10 % (Uniper, Drax, SSE), ainsi que d'acteurs de taille réduite (part de marché inférieure à 5 %), qui assurent tout de même près de 50 % de la production électrique britannique.

---

<sup>235</sup> IEA (2020) *Germany 2020 Energy Policy Review*.

<sup>236</sup> Données Eurostat analysées « *Electricity price statistics* ».

<sup>237</sup> Commission européenne (2021), *European barriers in retail energy markets - Great Britain Country Handbook*, doi: 10.2833/89429.

<sup>238</sup> Ofgem, *Great Britain and Northern Ireland Regulatory Authorities Reports*, 2020.

<sup>239</sup> Commission européenne (2021), *European barriers in retail energy markets - Great Britain Country Handbook*, doi: 10.2833/89429.

Le marché est structuré autour de six fournisseurs historiques : British Gas, SSE, EON, EDF, Scottish Power et NPower, dont les parts de marché cumulées atteignaient 70 % en décembre 2019<sup>240</sup>. Par ailleurs, aucun opérateur non-historique ne disposait en 2018 d'une part de marché supérieure à 5 %, et seulement sept d'entre eux bénéficiaient d'une part de marché comprise entre 1 % et 5 %, tandis que 60 avaient une part de marché inférieure à 1 %. Aussi le marché britannique est-il moyennement concentré : le HHI s'établissait à 975 en 2019, contre 1 034 en 2017, ou encore 1 267 en 2015. L'autorité de la concurrence a jugé l'état de la concurrence sur le marché de détail satisfaisant, même si l'Ofgem a indiqué en 2014 que la concurrence sur le marché de détail entre les opérateurs historiques apparaissait plutôt faible, du fait de la segmentation du marché et d'une possible coordination entre les opérateurs.

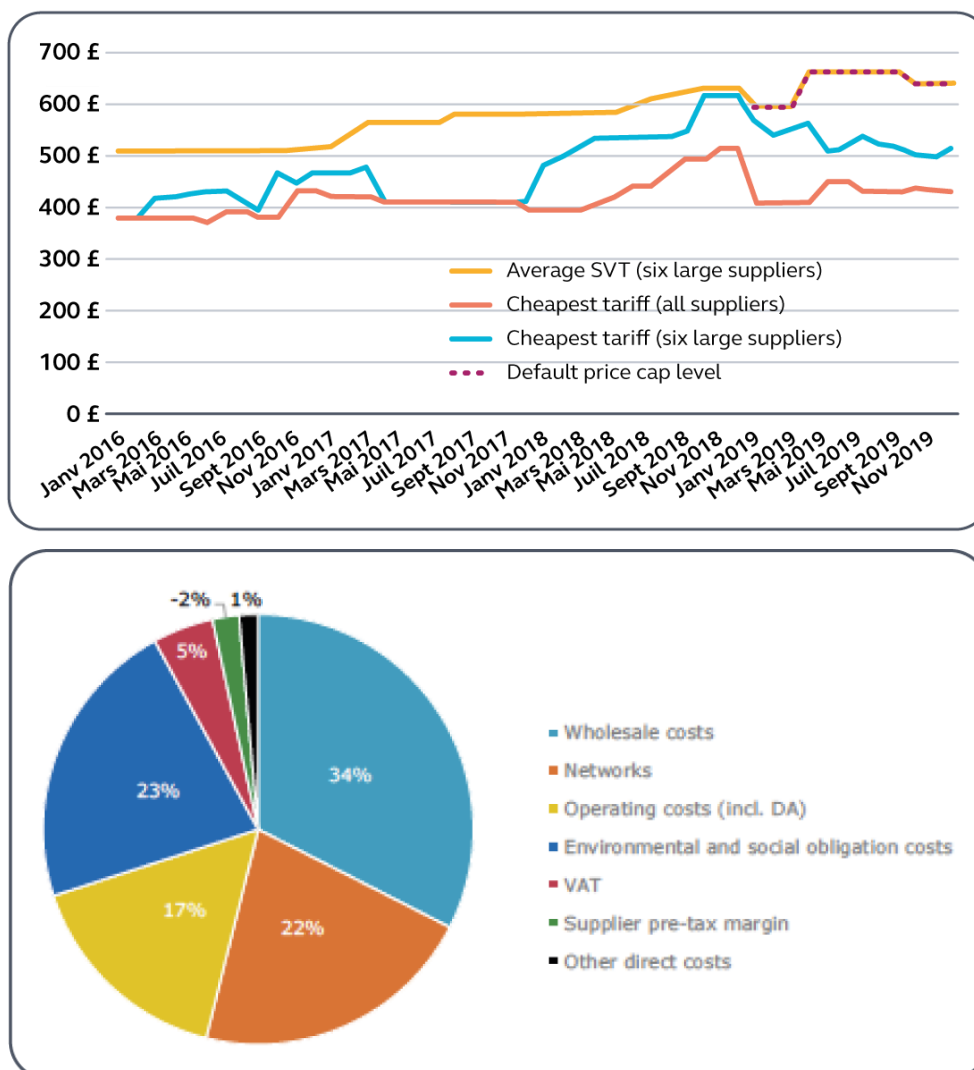
Le régulateur se préoccupe d'améliorer le taux de *switch*, notamment pour les consommateurs les plus vulnérables, qui sont les plus à même d'être concernés par le *Default Tariff Cap*, qui reste parmi les offres les plus onéreuses (cf. section suivante). À ce titre, il a mis en place une expérimentation « *d'opt-in switching* », dans le cadre de laquelle les consommateurs sont contactés par le régulateur avec une estimation personnalisée des économies sur les factures qui pourraient être réalisées en cas de changement de fournisseur. Cette initiative a conduit entre 20 et 30 % des consommateurs contactés à changer de fournisseur selon la phase d'expérimentation considérée.

Les prix moyens observés entre 2016 et 2019 sur le marché de détail britannique, ainsi que la répartition des coûts de l'électricité supportée par le consommateur, sont présentés dans le graphique ci-dessous.

---

<sup>240</sup> Ofgem, *Great Britain and Northern Ireland Regulatory Authorities Reports*, 2020.

**Graphique n° 28 : évolution des prix de détail au Royaume-Uni entre 2016 et 2019 et répartition des composantes du coût de l'électricité en 2019**



Source : OFGEM

Par ailleurs, il ressort du rapport annuel sur le fonctionnement des marchés en 2020 de l'OFGEM que la fixation dynamique du prix facturé au consommateur pour refléter les variations du prix de l'électricité sur le marché de gros demeure très marginale. Ainsi, l'OFGEM a recensé

11 offres de « *smart tariffs* » pour lesquelles l'installation d'un *smart meter* est requise par le fournisseur (concernant environ 4 millions de consommateurs). Cependant une seule de ces offres propose une fixation dynamique du prix toutes les 30 minutes pour refléter les évolutions du marché. Les autres proposent seulement des prix plus faibles sur certaines plages de la journée (sur le modèle français des heures pleines et creuses).

Les prix observés au Royaume-Uni apparaissent plus élevés que ceux observés dans le reste de l'Union européenne du fait des coûts associés aux prélèvements et aux taxes liés aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, ainsi que des capacités d'interconnexion limitées de la Grande Bretagne avec les autres pays.

### **Le marché de détail en Espagne**

La réorganisation des marchés de l'électricité et leur ouverture progressive à la concurrence ont débuté dès les années 1980 en Espagne, avec la création d'une entreprise de gestion du réseau de transport indépendante, RED Electrica, dès 1985, suivie en 1988 par une privatisation partielle d'Endesa, l'opérateur national historique du marché espagnol de l'électricité. L'ouverture des marchés à la concurrence s'est ensuite précisée à partir de 1998, avec la restructuration du marché en une branche ouverte à la concurrence pour les consommateurs éligibles (progressivement étendue jusqu'à couvrir l'ensemble des consommateurs à partir de 2003) et une branche régulée permettant à certains consommateurs particuliers de continuer à bénéficier d'un tarif régulé dans le cadre des offres portées par les fournisseurs d'énergie « de référence ». Le fonctionnement de ces marchés a alors été placé sous la surveillance de la Commission Nationale de l'Énergie, également créée par la loi du 7 octobre 1998, et qui est désormais regroupée, depuis 2013, avec les régulateurs des secteurs télécoms et postaux ainsi qu'avec l'autorité de la concurrence au sein de la Commission Nationale des Marchés et de la Concurrence (*Comisión Nacional de Mercados y Competencia*). Enfin, l'organisation des marchés de l'électricité espagnole a fait l'objet d'une réforme en 2013, dont l'objectif principal était l'élimination du manque à gagner lié à l'existence des tarifs réglementés de l'électricité (cf. *infra*).

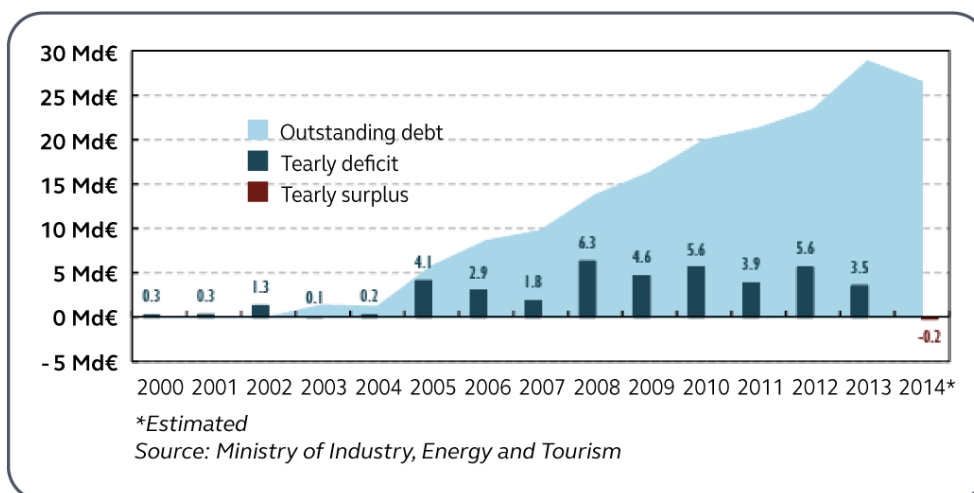
Le marché de détail espagnol est constitué de 29,3 millions de consommateurs, pour 95 % desquels la puissance de raccordement est inférieure à 10 kW. 18,1 millions de ces consommateurs bénéficient de tarifs obtenus auprès d'un fournisseur qui s'approvisionne sur le marché. Cependant, 16 millions d'entre eux ont souscrit à l'une des offres de marché proposées par l'un des cinq opérateurs espagnols historiques.

Les 11,3 millions de consommateurs restants bénéficient d'un tarif réglementé, proposé par l'un des fournisseurs de référence. La part de consommateurs bénéficiant d'une offre réglementée s'est réduite au cours des dernières années. La diminution constatée a concerné 2,1 millions de consommateurs entre 2015 et 2018.

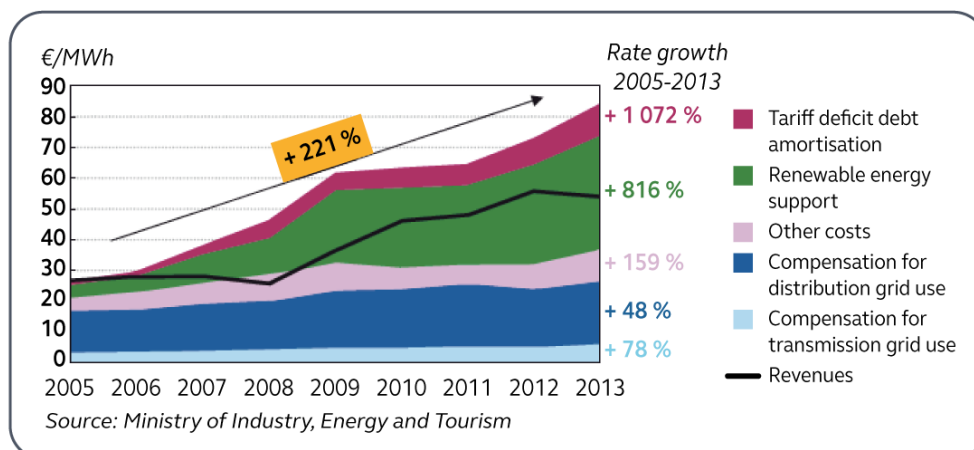
Les prix de vente HT de l'électricité au détail constatés sur le marché espagnol sont parmi les plus élevés des pays de l'Union européenne, comme l'indiquent les graphes présentés en partie I.

L'existence d'une tarification réglementée en Espagne est à l'origine d'un « déficit tarifaire » important, les revenus issus du tarif réglementé ne permettant pas de couvrir l'ensemble des coûts afférents à la production, au transport et à la distribution d'électricité aux consommateurs. Ce déficit tarifaire s'est progressivement accru, passant de 2 milliards d'euros en 2005 à 26 milliards d'euros en 2012, date à partir de laquelle les premières mesures structurantes de réduction de ce déficit ont été mises en vigueur. Comme le montre le graphique ci-dessous, le creusement de ce déficit est en premier lieu lié à une hausse des coûts résultant des mécanismes de soutien des énergies renouvelables.

**Graphique n° 29 : déficit tarifaire accumulé en Espagne entre 2000 et 2014**



**Graphique n° 30 : coûts et revenus du système électrique espagnol entre 2005 et 2013**



Cela a conduit à une réforme de la méthode de fixation du tarif réglementé, qui s'est traduite par la mise en place d'un « tarif volontaire pour les petits consommateurs » en 2013. Ce tarif prend en compte les coûts de l'énergie (représentant environ 37 % du tarif actuel), de transport (60 %) et une marge commerciale pour les opérateurs (environ 3 %). La composante énergie du tarif réglementé est calculée *ex post* depuis 2014. Elle correspond soit à une moyenne des prix observés sur une période donnée, soit à une tarification en temps réel qui suit les évolutions des prix sur le marché spot pour les consommateurs qui disposent d'un *smart meter* (98 % des consommateurs éligibles au tarif réglementé).

### Le marché de détail en Suède

L'organisation du marché de l'électricité en Suède a fait l'objet d'une réforme structurelle en 1996, qui a conduit à l'ouverture des segments de la production et de la fourniture d'électricité à la concurrence. Cette réforme est intervenue après la séparation des activités de transport et de production de l'opérateur historique, Vattenfall, réalisée en 1992, avec la création de l'opérateur public Svenska Kraftnät (Damsgaard and Green, 2005). Sur le plan juridique, la base légale de l'organisation des marchés de l'électricité en Suède est fournie par l'*Electricity Act* de 1997, qui a fait l'objet jusqu'à aujourd'hui de plusieurs amendements afin de tenir compte des directives européennes afférentes à l'organisation des marchés de l'électricité (IEA, 2019b). Cette loi a été adoptée à la suite de la libéralisation du marché norvégien de l'électricité, qui est intervenue en 1995, et s'est notamment inspirée de l'ouverture du marché britannique à la concurrence.



La production électrique suédoise reste assez fortement concentrée. En effet, en 2018, les trois producteurs principaux (Vattenfall, Fortum et Uniper) assuraient 73 % de la production électrique du pays, Vattenfall en réalisant à lui seul plus de 40 % (*Swedish Energy Markets Inspectorate*, 2019).

Le nombre de fournisseurs présents sur le marché de détail suédois est resté relativement stable au cours de la période d'étude. En effet, en 2019, le nombre de fournisseurs d'électricité s'établissait à 129, dont 91 étaient présents dans la capitale du pays, contre 130 en 2005 (European Commission, 2021b). Le nombre de fournisseurs a cependant connu une diminution importante au cours de la deuxième moitié du XX<sup>ème</sup> siècle, qui s'est poursuivie au moment de l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en Suède, notamment du fait de nombreuses fusions de fournisseurs locaux. En effet, il existait 220 fournisseurs différents en 1996, contre 273 en 1994 ou encore 525 en 1976. À cet égard, il convient de noter que la dérégulation des marchés de l'électricité induite par l'adoption de l'*Electricity Act* de 1997 a dans un premier temps conduit à une forme de consolidation des acteurs existants par l'intermédiaire des réseaux. En effet, les règles initiales obligeaient l'utilisateur à être client de son opérateur de réseau, ce qui a conduit un certain nombre de fournisseurs à acquérir des parties du réseau dans l'objectif d'augmenter leur part de marché sur le marché de détail. Il convient également de signaler la diversité des offres proposées par les fournisseurs d'électricité en Suède. Outre les différents types de contrats (fixes, variables, cf. ci-dessous), il existe également de nombreuses offres couplées avec d'autres services : domotique, téléphonie et internet, etc.

Le marché de détail est assez peu concentré en Suède. Ainsi, les trois fournisseurs affiliés aux producteurs principaux (Vattenfall, Fortum et Uniper) possédaient en 2019 une part de marché cumulée de 46 %<sup>241</sup>. La dynamique du marché de détail suédois est également marquée par la réussite de quelques opérateurs locaux qui ont pu se développer au niveau national, parmi lesquels des opérateurs tels que Telge Energi, qui compte actuellement 170 000 clients (qui ne représentent cependant que 3 % du marché), Storuman, Skellefte Kraft, Jämtkraft ou encore Bixia (European Commission, 2021b). Il convient cependant de souligner que la grande majorité des fournisseurs sont des fournisseurs historiques qui étaient déjà présents, le plus souvent à l'échelle locale, au moment de l'ouverture des marchés en 1996<sup>242</sup>.

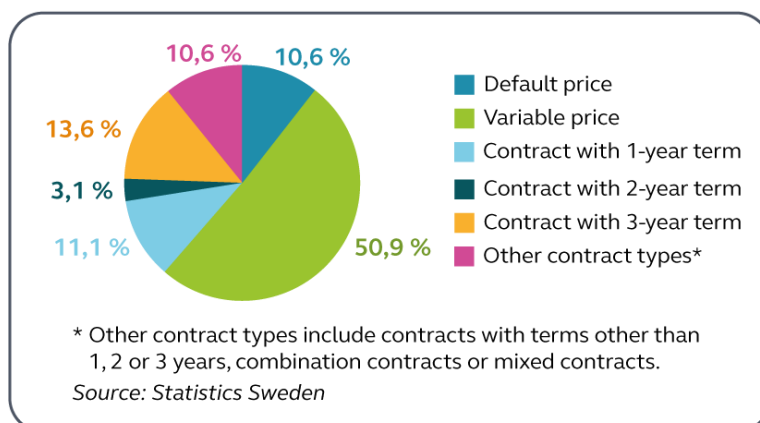
---

<sup>241</sup> *Swedish Energy Markets Inspectorate*, 2019.

<sup>242</sup> Commission européenne, *European barriers in retail energy markets*, 2021.

Le marché de détail suédois compte 5,4 millions de consommateurs, qui peuvent choisir librement leur offre parmi celles proposées par l'ensemble des fournisseurs<sup>243</sup>. Les consommateurs ont généralement le choix entre des contrats à prix variables, qui sont ajustés chaque mois selon l'évolution des prix sur le marché de gros, et des contrats à prix fixes, dont la durée peut aller jusqu'à 10 ans, mais qui s'établissent généralement sur une durée comprise entre un et trois ans<sup>244</sup>. L'existence de contrats à prix variables est facilitée par la forte pénétration de compteurs intelligents dans le pays, dont le taux approche 100 %. Par ailleurs, il existe des contrats « par défaut », qui sont octroyés aux consommateurs passifs qui ne choisissent pas eux-mêmes leur fournisseur et se retrouvent affectés auprès d'un fournisseur d'électricité historique. Ces tarifs présentent la caractéristique d'être plus élevés que les tarifs obtenus suite à un choix actif de fournisseur d'électricité. Ainsi les consommateurs sont fortement incités à choisir leur fournisseur d'électricité. La répartition des types de contrats selon le type de consommateur en 2019 est présentée dans le graphique ci-dessous.

**Graphique n° 31 : répartition des consommateurs par type de contrat en 2019**



Le taux de personnes ayant changé de fournisseur d'électricité s'est élevé à 9,5 % en 2017 (pour un volume correspondant à 9,8 % de l'électricité consommée dans le pays). Il s'est établi à un niveau similaire au cours des années précédentes (9,7 % en 2016, pour un volume correspondant d'électricité de 11,8 %) <sup>245</sup>.

<sup>243</sup> *Ibid.*

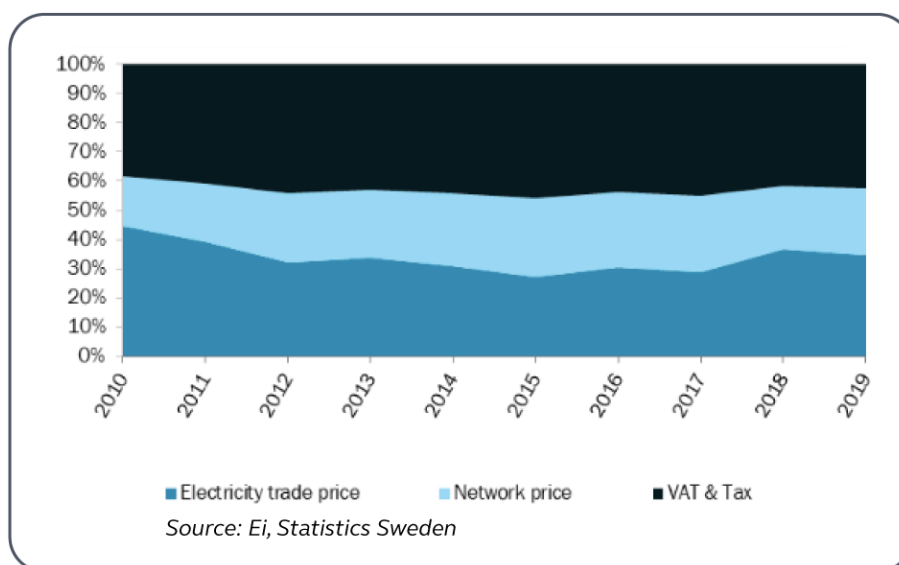
<sup>244</sup> *Swedish Energy Markets Inspectorate, 2019.*

<sup>245</sup> *IEA, Energy Policies of IEA Countries, 2019.*

La Suède bénéficie de prix de détail de l'électricité dans la moyenne des prix observés dans les autres pays européens<sup>246</sup>. Globalement, les prix de détail observés sur le marché suédois s'inscrivent dans une tendance baissière depuis le début de la décennie 2010, sous l'impulsion notamment de la diminution des prix observés sur le marché de gros de l'électricité. On y observe également une variabilité plus importante des offres pour les consommateurs résidentiels qui disposent de contrats à prix fixes que pour ceux dont les contrats sont à prix variables.

L'évolution de la répartition du prix de détail entre ses différentes composantes est présentée ci-dessous, dans le cas des consommateurs particuliers. Avec 38 % de taxes (donnée pour l'année 2017), la Suède fait partie des pays membres de l'AIE où la part des taxes dans le prix final de l'électricité est la plus élevée.

**Graphique n° 32 : composition du prix de l'électricité en Suède**



La Suède fait partie des pays au sein desquels l'électricité est la moins chère pour les consommateurs industriels. Ainsi, en 2017, le prix moyen de l'électricité pour les clients industriels s'élevait à 62,5 €/MWh, ce qui en faisait le deuxième plus bas de l'ensemble des pays membres de l'AIE à cette date<sup>247</sup>.

<sup>246</sup> *Ibid.*

<sup>247</sup> IEA, *Energy Policies of IEA Countries*, 2019.

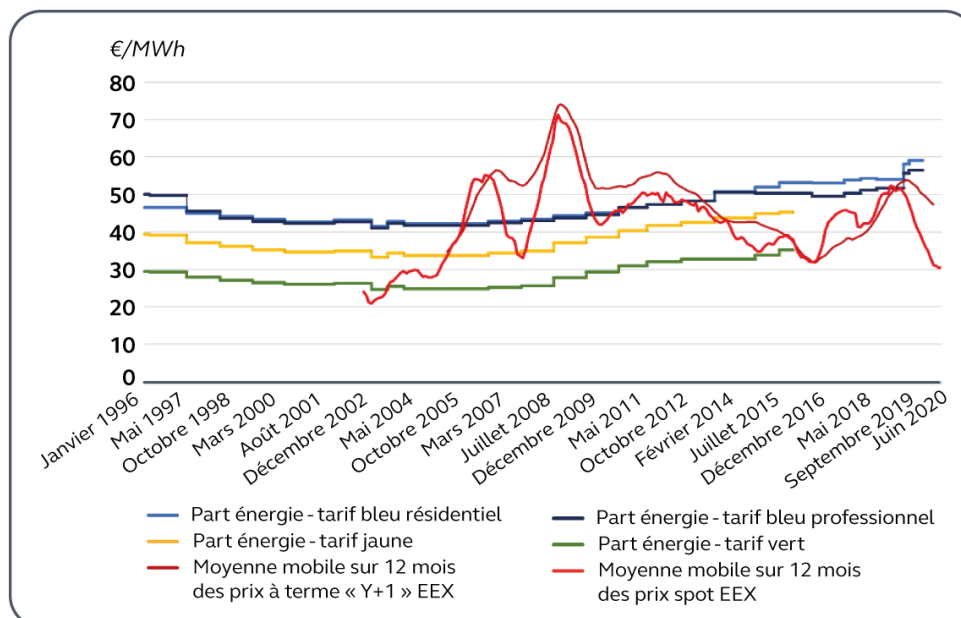
### Annexe n° 13 : déterminants des évolutions des tarifs réglementés de vente (TRV)

Si la méthode de construction et de fixation des TRV a évolué au cours des deux dernières décennies, la périodicité de fixation des tarifs est toujours restée au moins annuelle. Depuis 2018, deux propositions tarifaires de la CRE interviennent chaque année : l'une en début d'année, prenant globalement en compte les évolutions du prix de l'approvisionnement en électricité, et l'autre durant l'été, prenant en compte les évolutions du TURPE, c'est-à-dire les évolutions tarifaires portant sur l'acheminement de l'électricité.

#### Une volatilité des prix de marché de gros largement neutralisée par les modes de fixation des TRV

Le graphique suivant illustre l'écart significatif de volatilité entre le niveau des TRV et le niveau des prix de marché, même considérés en moyenne mobile sur 12 mois, tant pour les prix à terme (« Y+1 ») que pour les prix au comptant (prix spot).

Graphique n° 33 : évolution comparée de la part « énergie » des TRV en euros courants et des prix du marché de gros EEX



Note : la part « énergie » des TRV est prise - par défaut sur toute la période - égale à 50 % du TRV hors taxes  
Source : CRE, EEX, compilation Cour des comptes

### Données retenues pour les calculs du TRV par empilement

#### Approvisionnement du complément en garanties de capacité

Les éléments présentés ci-dessous présentent les facteurs retenus dans le calcul des TRV pour l'approvisionnement du complément en garanties de capacité<sup>248</sup> et pour l'approvisionnement complémentaire en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement, ainsi que l'impact de leur évolution sur le niveau du TRV. Selon la CRE, la forte hausse du prix des garanties de capacité en 2021 par rapport à 2020 est due « à un équilibre offre-demande tendu pour le premier trimestre 2021. Cette situation est la conséquence du confinement et des mesures sanitaires mises en place pour lutter contre l'épidémie de la covid 19 en 2020, qui ont fortement perturbé les activités de maintenance des arrêts programmés sur le parc nucléaire ».

**Tableau n° 8 : prix retenu dans le calcul des TRV pour l'approvisionnement du complément en garanties de capacité (en €/MW) et impact sur le TRV (en €/MWh et en %)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Approvisionnement du complément en garanties de capacité</b>						
Prix (en €/MW)	9 999,8	9 342,65	17 365	19 458	31 241	26 250
Impact sur le TRV (en €/MWh)			+1,4	+0,3	+1,9	-0,7
Impact sur le TR (en % du TRV TTC)			+1,3 %	+0,2 %	+1,5 %	
<b>Approvisionnement complémentaire en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement</b>						
Prix de l'enchère de décembre n-1 (en €/MW)			18 046	16 584	39 095,4	23 899,9
Impact sur le TRV (en €/MWh)			+0,3	+0,4	+1	-0,3

Source : données des délibérations de la CRE, traitement Cour des comptes

<sup>248</sup> Le calcul du coût de la capacité est réalisé en application de la méthodologie prévue par l'article R. 335-1 du code de l'énergie et l'arrêté du 29 novembre 2016 qui définit les « règles du marché de capacité ». Il correspond, pour chaque sous-profil de consommation, au produit entre le prix de la capacité et le volume de l'obligation pesant sur le fournisseur, c'est-à-dire le nombre de garanties de capacité en MW qu'il doit acquérir. L'obligation en capacité est dépendante du nombre de jours dits « PP1 » présents dans chacun des sous-profil. La méthode retenue est conforme à la méthode présentée dans le cadre de la consultation publique de la CRE du 18 février 2016. En outre, le produit ARENH contient des garanties de capacité qui sont prises en compte le cas échéant dans le calcul du complément de garanties de capacité à intégrer dans les tarifs.

### Complément d'approvisionnement au marché

Le tableau suivant détaille les différents prix de marché pris en considération par la CRE pour le calcul du complément d'approvisionnement au marché des TRV. Celui-ci correspond au coût d'approvisionnement en énergie de la part de la courbe de charge restant à approvisionner après l'achat des volumes d'ARENH. Les droits théoriques ARENH du TRV représentent en moyenne 68 % de la consommation (cf. *supra*). Le reste, soit 32 %, correspond à de l'approvisionnement au marché qui est réalisé par des achats ou reventes sur le marché de gros à terme (*forward*) ou au comptant. Pour intégrer ce coût d'approvisionnement au marché dans le calcul des niveaux de TRV, la CRE reproduit le coût d'un approvisionnement lissé sur 24 mois à partir des produits disponibles à l'achat sur les marchés, ce qui aboutit à la modélisation d'un prix d'achat moyen pour chaque heure de l'année de consommation, ou « *Price Forward Curve* » (PFC). Destiné à valorisation la couverture de la consommation au-delà des droits ARENH, le prix moyen du complément d'approvisionnement au marché se rapproche alors plus de la moyenne des prix de cette PFC sur les heures de pointe que sur l'ensemble de l'année.

**Tableau n° 9 : évolution du prix de marché retenu par la CRE pour le calcul du complément d'approvisionnement au marché des TRV et impact sur les TRV**

	2018	2019	2020	2021	2022
Prix moyen pour un produit de type calendaire base selon la PFC (en €/MWh)	34,9	43,1	48,3	46,7	70,6
Prix moyen pour un produit de type calendaire pointe selon la PFC (en €/MWh)	46,3	56,2	61,8	60,6	91,2
Prix moyen pondéré utilisé dans le calcul du TRV (en €/MWh)	42,2	54,0	61,3	58,6	88,0
Évolution du TRV due à la variation des prix de marché (en €/MWh)		+ 3,6	+ 2,4	-1,4	+ 10,6
% d'évolution du TRV TTC		+ 3,3 %	+ 1,5 %	-0,8 %	

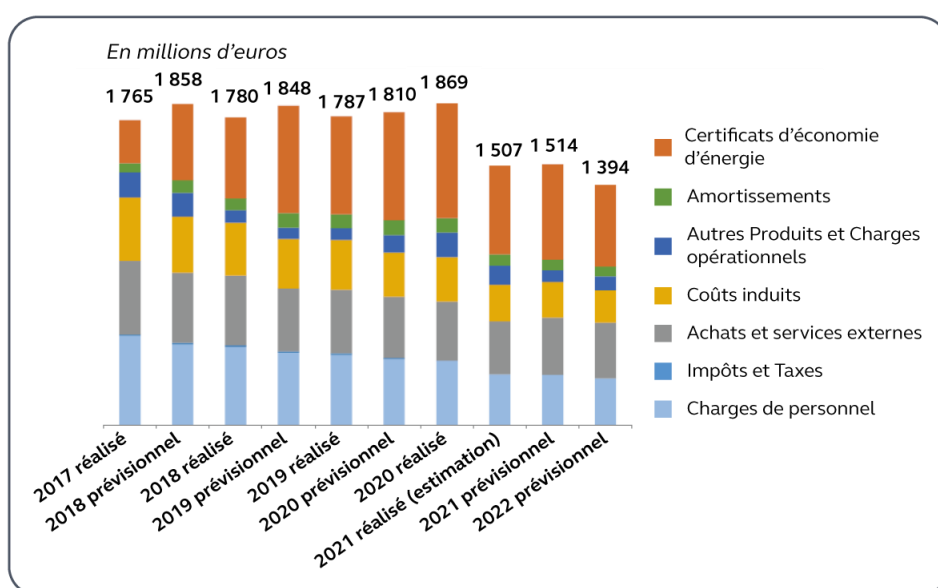
Source : Cour des comptes d'après données CRE

Le niveau des TRV pour 2021 tient compte des prix à terme qui ont été constatés en 2019 et 2020. Il n'intègre pas encore les hausses de prix intervenues sur les marchés en 2021.

### L'évolution des coûts commerciaux et de la marge commerciale

Les coûts de commercialisation entrant dans la détermination des tarifs réglementés de vente de l'électricité sont évalués par référence aux coûts d'EDF Commerce<sup>249</sup>. Le graphique ci-après présente l'évolution des coûts commerciaux d'EDF Commerce au cours des dernières années.

**Graphique n° 34 : évolution des coûts de commercialisation, en millions d'euros, sur le périmètre des TRV d'EDF Commerce**



Source : CRE, délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>249</sup> Les coûts de commercialisation pris en compte sont prévus par l'article L. 337-6 du code de l'énergie. Ils correspondent « aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Électricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité ». La pratique des autorités de la concurrence mène la CRE à retenir une référence de coûts commerciaux correspondant aux coûts commerciaux de la direction commerce d'EDF. Cette référence était la même lorsque les TRV étaient calculés selon la méthode des coûts comptables d'EDF et n'a donc pas changé avec le passage à la méthode dite de « l'empilement » des coûts, fin 2014. Cette référence est contestée par certains fournisseurs alternatifs au motif qu'elle ne peut prétendre représenter les coûts d'un fournisseur moyen, au regard notamment du niveau d'internalisation de la production de CEE au sein d'EDF. Le Conseil d'État a toutefois validé ce principe dans une décision du 6 novembre 2019 (CE, 9<sup>ème</sup> - 10<sup>ème</sup> chambres réunies, 06/11/2019, 424573).

Ces coûts sont restés stables entre 2016 et 2019 : tandis que plusieurs postes de charges ont significativement baissé depuis 2016 (charges de personnels et achats et services externes) concomitamment à la diminution progressive du portefeuille de clients d'EDF aux TRV, les coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (CEE), dont le dispositif est rappelé ci-dessous, ont fortement augmenté. Ils ont eu un impact significatif sur l'augmentation globale des TRV<sup>250</sup>.

### **Les certificats d'économie d'énergie (CEE)**

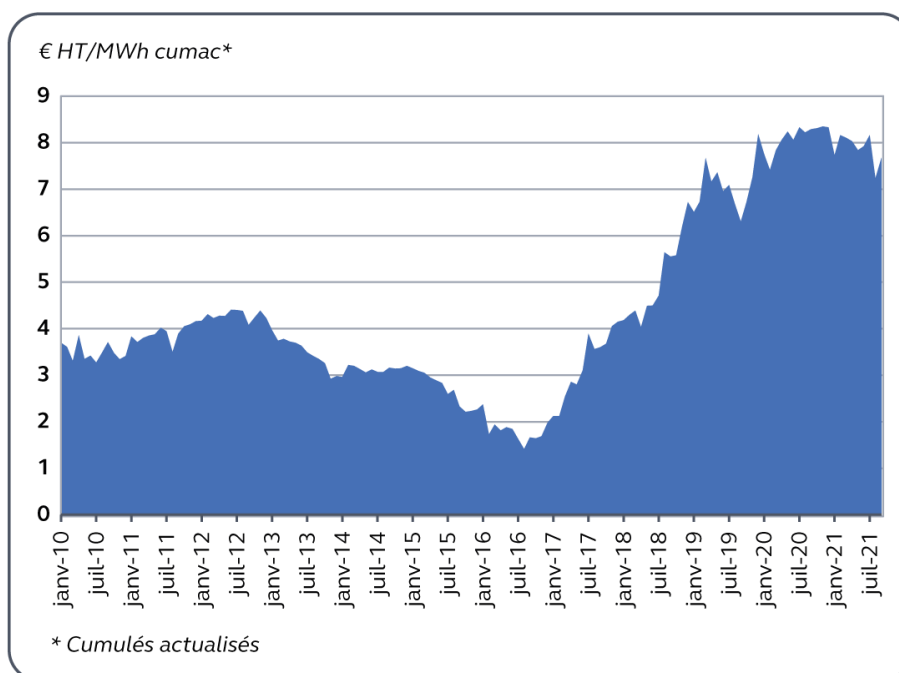
Créé en 2005, le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE) constitue l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la consommation d'énergie. Sur une période donnée, les fournisseurs doivent acquérir un nombre prédéfini de CEE, correspondant à un objectif fixé en termes d'économies d'énergie sous-jacentes relatives à leurs clients, sous peine d'être sanctionnés *via* le paiement de pénalités. Ils peuvent obtenir des CEE soit en aidant les consommateurs (ménages, collectivités territoriales, professionnels) à réaliser ces économies, soit en achetant des CEE à d'autres acteurs, ayant eux-mêmes contribué à des actions d'économies d'énergie. Il existe ainsi un marché des CEE, et un prix correspondant, qui est répercuté dans les prix de détail de l'électricité.

En effet, après avoir fluctué entre 2010 et 2016, le prix moyen mensuel pondéré de cession des certificats d'économie d'énergie a constamment augmenté depuis 2016, hormis en 2020-2021, où la crise sanitaire a eu un impact baissier (cf. le graphique ci-dessous). Entre 2008 et 2014, le montant global du coût des CEE intégrés aux coûts commerciaux pris en compte dans le calcul des TRV est passé de 138 M€ à 370 M€ (+168 %). La forte augmentation des prix des CEE intervenue depuis 2015 a été le facteur principal de la hausse des coûts commerciaux, qui sont passés de 10,7 €/MWh en 2015 à 12,2 €/MWh au premier trimestre 2021 (correspondant à environ 6 % du TRV TTC).

<sup>250</sup> La méthode de comptabilisation des coûts des CEE dans les tarifs d'EDF a été revue pour l'exercice 2017. Jusqu'à l'année 2017, étaient pris comme référence les coûts d'approvisionnement de l'ensemble des CEE approvisionnées chaque année, qu'ils soient supérieurs ou inférieurs au volume de l'obligation. À partir de 2017, sont pris comme référence les coûts de l'obligation de l'année, c'est-à-dire uniquement les coûts engagés pour répondre au niveau d'obligation de l'année considérée.



**Graphique n° 35 : évolution du prix moyen mensuel pondéré de cession des certificats d'économie d'énergie (CEE)**



Source : données Emmy, traitement Cour des comptes

Les charges d'irrecouvrables relatives aux factures impayées sont également intégrées à ces coûts commerciaux.

La marge commerciale a été intégrée aux tarifs réglementés de vente en tant que composante différenciée de coût lors du passage à la méthode dite de « l'empilement »<sup>251</sup>. Cette marge, qui s'ajoute aux coûts commerciaux, a quasiment doublé depuis lors, passant de 2 €/MWh en 2015 (valeur conventionnelle avant la méthode de « l'empilement ») à 3,8 €/MWh en 2021.

<sup>251</sup> Cette marge ou « rémunération normale » est considérée par la CRE comme une marge dite « *at-risk* » qui a vocation à couvrir, outre la rémunération des capitaux engagés dans l'activité de commercialisation, les risques supportés par le fournisseur en tant que commercialisateur. Les risques couverts sont notamment ceux liés à la thermo-sensibilité des consommateurs, au complément de prix ARENH et à l'approvisionnement en capacité, aux erreurs de prévision du portefeuille, etc. La CRE considère que ces risques doivent être couverts dans 95 % des cas.

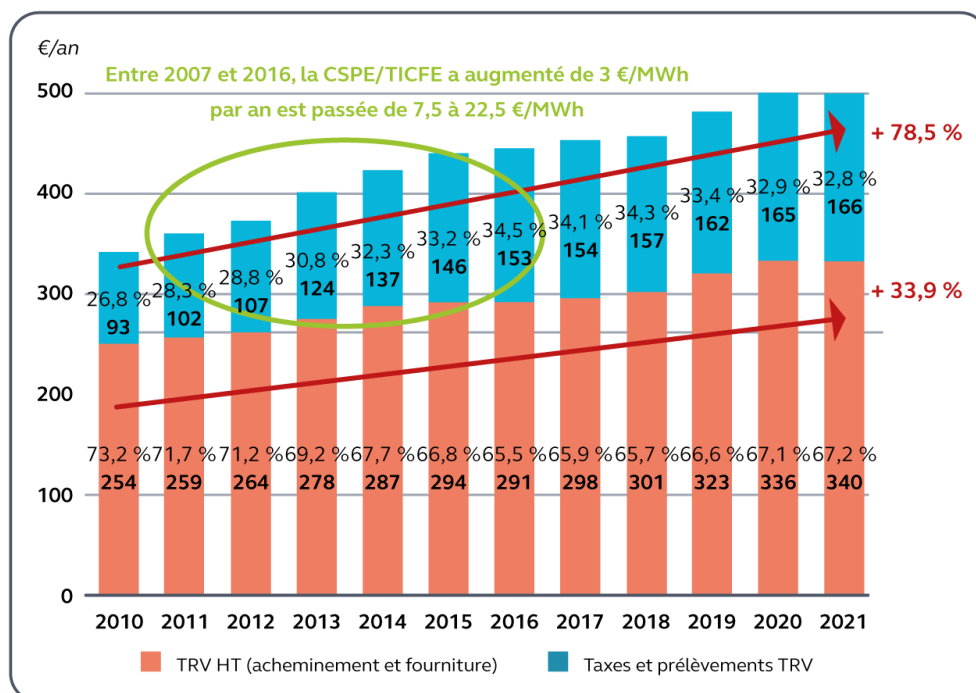
**Les taxes ont cru très fortement, notamment  
au début des années 2010 avec l'augmentation  
des charges liées à la transition énergétique**

Sur les factures d'électricité, que le client soit au TRV ou en offre de marché, quatre taxes et contributions sont appliquées sur l'abonnement et sur la consommation :

- la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA) représente environ 4 % de la facture. Elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières (IEG). Depuis le 1<sup>er</sup> août 2021, le montant de la CTA est égal à 21,93 % de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (auparavant le taux était de 27,04 %). Il dépend du tarif d'acheminement choisi par le fournisseur pour le contrat ;
- la « nouvelle » Contribution au service public d'électricité (CSPE), désormais intégrée à la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), représente environ 11 % de la facture. C'est un droit d'accise recouvré par les Douanes au profit du budget de l'État. Le montant de la TICFE est calculé en fonction de la consommation. Il est fixé à 22,5 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016. En octobre 2021, suite aux fortes augmentations des prix de l'énergie, le gouvernement a annoncé une réduction de cette taxe afin de contenir l'augmentation du TRV début 2022 (cf. chapitre III) ;
- les Taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) représentent environ 5 % de la facture et sont destinées aux communes et aux départements. Elles dépendent de la puissance souscrite et d'un coefficient multiplicateur fixé et voté par les Conseils municipaux et départementaux. En 2021, le montant des TCFE est plafonné à 9,9 €/MWh pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- la Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) représente environ 12 % de la facture. Elle s'applique au montant de l'abonnement et des consommations, mais également aux différentes taxes et contributions présentées ci-dessus. Ainsi, une TVA réduite à 5,5 % s'applique sur le montant de l'abonnement ainsi que sur la CTA. Une TVA au taux normal de 20 % s'applique sur le montant des consommations ainsi que sur la TICFE et sur les TCFE.

Selon l'enquête annuelle 2021 du Médiateur national de l'énergie (cf. encadré *supra*), la moitié de la population française attribue la hausse des tarifs réglementés de vente d'électricité à l'augmentation des taxes.

**Graphique n° 36 : évolution des taxes et du TRV HT dans la facture annuelle en euros courants d'un client bleu résidentiel\***



\*Exemple d'un client ayant souscrit l'option Base et une puissance de 6 kVA (en €/an) pour une consommation de 2 400 kWh/an.

Source : données CRE, compilation Cour des comptes

Cette perception des consommateurs est justifiée puisque, depuis 2010, les taxes ont augmenté deux fois plus (+78,5 %) que le reste de la facture des TRV (+ 33,9 %). Elles représentent aujourd'hui environ 33 % de la facture totale, contre seulement 27 % en 2010. Cette forte hausse tient essentiellement à l'augmentation de l'« ancienne » Contribution au service public de l'électricité (CSPE), en lien avec le coût du soutien public aux EnR (cf. l'encadré ci-dessous), à laquelle a succédé la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE).

### **L'accroissement des taxes et la répercussion du coût de soutien aux EnR électriques**

La création, en 2003, d'une contribution unitaire sur les volumes d'électricité consommés (CSPE<sup>252</sup>), pour financer notamment le soutien public aux EnR<sup>253</sup>, a conduit à répercuter sur le prix TTC payé par les consommateurs d'électricité le coût de ce soutien, c'est-à-dire la différence entre les tarifs publics d'achat des EnR et leur prix de vente sur le marché de gros<sup>254</sup>.

Le montant unitaire de la CSPE a fortement progressé entre 2003 et 2016<sup>255</sup> (+19,5 €/MWh), principalement pour couvrir l'accroissement du soutien annuel aux EnR électriques sur la période, lié au développement des capacités installées.

À partir de 2016, le principe d'une répercussion dans le prix TTC de l'électricité de l'évolution du soutien public aux EnR a été abandonné au profit d'un financement par le budget de l'État, *via* un compte d'affectation spécial auquel a été affectée une partie des recettes de la taxation des consommations de produits « carbonés »<sup>256</sup>. La contribution jusqu'alors prélevée sur les volumes d'électricité consommés a néanmoins été conservée, sous forme d'une imposition de toute nature (la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité ou TICFE élargie), et son montant unitaire, désormais fixé en loi de finances, a été gelé à son niveau de 2016. Dès lors, les évolutions significatives de prix de marché, qui impactent les charges de soutien aux EnR électriques, n'affectent plus le niveau de taxation des prix de détail de l'électricité. Dans ces conditions, l'effet des variations de prix du marché de gros sur le niveau HT des prix de détail, de plus en plus sensible depuis la mise en place du calcul des TRV « par empilement » (cf. *infra*), n'est plus automatiquement compensée, pour les consommateurs d'électricité, par un effet en sens inverse sur le niveau de taxation de l'électricité.

Ainsi, les baisses de prix de gros enregistrées en 2020 dans le sillage de la crise sanitaire ont-elles pesé à la baisse sur le niveau des TRV pour 2021, sans que l'augmentation concomitante du coût du soutien public aux EnR n'impacte ce niveau.

<sup>252</sup> Contribution au service public d'électricité.

<sup>253</sup> Et plus généralement pour financer les surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au continent, le financement du tarif de première nécessité (TPN) et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité, les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et une partie du budget du Médiateur national de l'énergie.

<sup>254</sup> Dans la mesure où, jusqu'en 2014, le niveau HT des TRV était en pratique insensible aux niveaux et aux évolutions des prix de gros, l'ajout de cette contribution unitaire ne permettait de tenir compte qu'imparfaitement, dans le prix TTC de l'électricité, du coût complet de production des EnR électriques, même en supposant que ce coût était correctement traduit dans les tarifs de rachat fondant le soutien public.

<sup>255</sup> Elle n'est toutefois pas supportée de manière uniforme par tous les clients finals. En particulier, les industriels dits électro-intensifs bénéficient d'exemption, de taux réduits et de dispositifs d'effacement et d'interruptibilité.

<sup>256</sup> Cour des comptes, *Le soutien aux énergies renouvelables*, communication à la commission des finances du Sénat, 2018.

Les diverses taxes et contributions étant par ailleurs assujetties à la TVA, leur augmentation a mécaniquement fait croître l'assiette de la TVA, entretenant la dynamique de hausse.

Depuis cette réforme, les taxes sont restées stables en proportion dans les TRV (elles représentent entre 33 et 37 % du TRV TTC) et ont augmenté à peu près au même rythme (+15 %) que les autres postes de coûts (+18 %).

### **Le TURPE a dû intégrer de nouvelles charges dans son périmètre**

Aux coûts d'approvisionnement en énergie, de commercialisation et à la marge commerciale analysés dans les parties précédentes s'ajoutent les coûts d'acheminement de l'électricité, c'est-à-dire les coûts liés à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, qui constituent une autre composante des tarifs réglementés de vente.

Les coûts d'acheminement pris en compte dans les TRV sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) en vigueur. C'est un tarif qui illustre le coût lié à l'utilisation du réseau électrique (le transport et la distribution de l'électricité, du producteur au lieu de consommation), payés par tous les consommateurs d'électricité, qu'ils soient particuliers ou professionnels. Il sert à financer la maintenance de ce réseau, réalisée par les gestionnaires de transport et de distribution : Enedis (gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension sur 95 % du territoire), les Entreprises Locales de Distribution (ELD, distributeurs sur 5 % du territoire) et RTE, le gestionnaire des lignes à haute et très haute tension.

Pour la détermination des niveaux de TRV, la CRE calcule un TURPE dit « optimisé » qui correspond, pour une catégorie de clients donnée, à la moyenne des options du TURPE choisies par le fournisseur<sup>257</sup> qui minimisent la facture pour chacun de ses clients au sein de cette catégorie. Le niveau du TURPE payé implicitement par un client au tarif réglementé de vente n'est donc pas nécessairement égal à celui qu'il aurait payé individuellement s'il avait contractualisé directement auprès du gestionnaire de réseau. Au 1er août 2017, la CRE a introduit de nouvelles options du TURPE présentant une différenciation été/hiver pour les consommateurs bénéficiant de compteurs Linky.

---

<sup>257</sup> Toutefois, pour une même consommation issue de compteurs de caractéristiques strictement identiques, les différents fournisseurs d'électricité se verraient facturer le même montant de TURPE.

Les gestionnaires de réseau et distribution font face à plusieurs changements en termes de production et de comportements de consommation. Ainsi, le TURPE a-t-il augmenté d'année en année (cf. le tableau ci-dessous) pour financer les actions répondant aux enjeux du financement des investissements nécessaires à la transition énergétique, de la maintenance renforcée du réseau électrique, de l'innovation et la recherche, du développement de la mobilité électrique et de la réduction de l'empreinte environnementale.

**Tableau n° 10 : évolution du coût des réseaux  
dans le TRV bleu résidentiel**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>€/MWh</b>	43,8	45,6	45	45,7	47,7	49,6	51,6	53,5	54,3
<b>Évolution</b>		4,1 %	- 1,3 %	1,6 %	4,4 %	4,0 %	4,0 %	3,7 %	1,5 %

Source : données CRE, traitement Cour des comptes

## Annexe n° 14 : évolution du niveau des TRV depuis 25 ans

L'évolution historique des différents tarifs réglementés de vente est présentée dans le tableau suivant. Depuis 2008, ils ont augmenté à chaque révision sauf en 2014 pour les tarifs bleus professionnels, en 2016 pour tous les tarifs bleus et 2018 pour les tarifs bleus résidentiels.

**Tableau n° 11 : historique des évolutions moyennes du tarif réglementé de vente d'électricité HT par couleur**

Date	Tarifs bleus		Tarifs jaunes	Tarifs verts
	résidentiels	non résidentiels		
16 août 2008	+ 2,0 %	+ 2,0 %	+ 6,0 %	+ 8 %
15 août 2009*	+ 1,9 %	+ 1,9 %	+ 4,0 %	+ 5 %
15 août 2010*	+ 3,0 %	+ 4,0 %	+ 4,5 %	+ 5,5 %
1er juillet 2011	+ 1,7 %	+ 1,7 %	+ 3,2 %	+ 3,2 %
23 juillet 2012	+ 2,0 %	+ 2,0 %	+ 2,0 %	+ 2 %
1 <sup>er</sup> août 2013*	+ 5,0 %	+ 5,0 %	+ 2,7 %	+ 0,0 %
1 <sup>er</sup> novembre 2014	+ 2,5 %	<b>- 0,7 %</b>	+ 2,5 %	+ 3,7 %
1 <sup>er</sup> août 2015	+ 2,5 %	+ 0,0 %	+ 0,9 %	+ 4,0 %
1 <sup>er</sup> août 2016*	<b>- 0,5 %</b>	<b>- 1,5 %</b>		
1 <sup>er</sup> août 2017	+ 1,7 %	+ 1,7 %		
1 <sup>er</sup> février 2018	+ 0,7 %	+ 1,6 %		
1 <sup>er</sup> août 2018	<b>- 0,5 %</b>	+ 1,1 %		
1 <sup>er</sup> juin 2019	+ 7,7 %	+ 7,7 %		
1 <sup>er</sup> août 2019	+ 1,49 %	+ 1,34 %		
1 <sup>er</sup> février 2020	+ 3,0 %	+ 3,1 %		
1 <sup>er</sup> août 2020	+ 1,82 %	+ 1,81 %		
1 <sup>er</sup> février 2021	+ 1,93 %	+ 3,23 %		
1 <sup>er</sup> février 2022**	+ 44,5 %	+ 44,7 %		

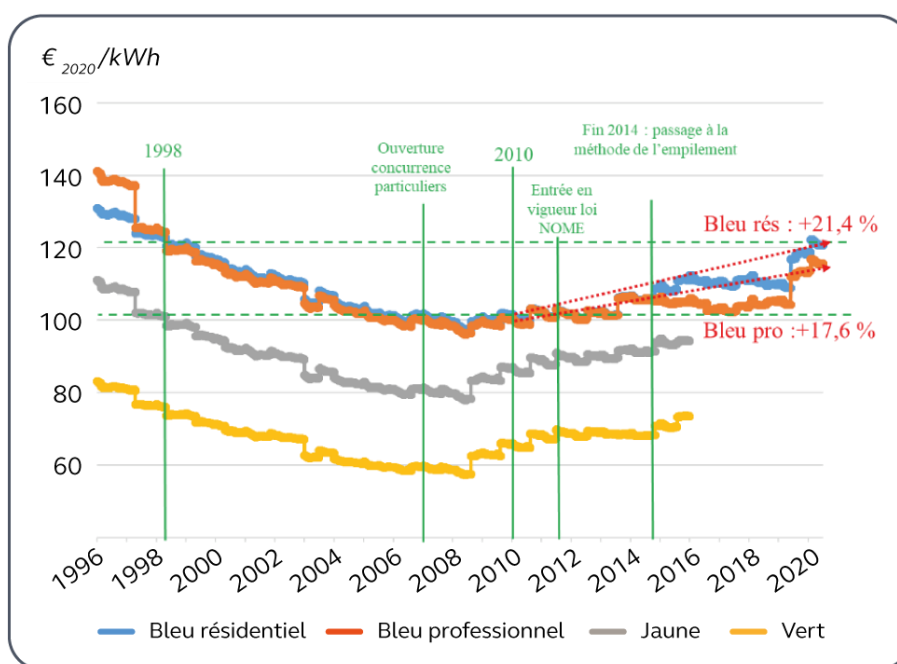
\*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure. Les diminutions de tarif sont écrites en gras.

\*\* Avant mesures gouvernementales exceptionnelles au titre du « bouclier tarifaire »

Source : Observatoire des marchés de détail, 1er trimestre 2021 et délibération du 18 janvier 2022, CRE

Au cours de l'année 2021, plusieurs publications ont fait état de constats tout à fait différents concernant l'augmentation des TRV sur le long terme, alors que ces publications étaient majoritairement basées sur les mêmes données Eurostat et CRE. Quand, pour les uns, « un client moyen au TRV [...] aura vu sa facture bondir de 47,8 % entre 2010 et 2020 »<sup>258</sup>, pour d'autres, « il faut néanmoins relativiser cette hausse des TRVE : en euros constants 2020, les TRVE bleus résidentiels hors taxes sont toujours inférieurs aujourd'hui à ceux de 1996 »<sup>259</sup>. Comme cela est toujours le cas, les interprétations des données diffèrent grandement selon la prise en compte de l'inflation et la date de comparaison.

**Graphique n° 37 : évolution du TRV HT en euros constants 2020/kWh**



Source : CRE, observatoires des marchés de détail – compilation Cour des comptes

<sup>258</sup> Étude de l'UFC Que Choisir « Prix de l'électricité - Explosion des factures : la nécessité d'une nouvelle régulation en toute transparence » du 20 mai 2021.

<sup>259</sup> Dossier sur les tarifs de l'énergie de la CRE du 2 juin 2021.



Comme l'a indiqué la CRE dans son dossier sur les tarifs de l'énergie, « *dans les années 1980 et 1990, les TRV ont augmenté en même temps que la France investissait massivement dans ses réseaux et son parc nucléaire. Les consommateurs ont ensuite pu, dans les années 2000, profiter de l'amortissement de ces investissements et les TRVE ont baissé* ». Après cette diminution nette des tarifs en euros constants entre 1997 et 2007, due à la fois à la baisse des investissements sur le parc électrique mais également à une réduction des coûts d'exploitation et une baisse des taux d'intérêt (réduisant la charge de la dette contractée pour financer le nucléaire), les niveaux des TRV HT ont augmenté plus vite que l'inflation depuis 2010 (+21,4 % en euros constants 2020 pour le tarif bleu résidentiel, soit +2 % par an en moyenne entre 2010 et 2020, ce qui correspond à environ +30 % en euros courants, alors que l'inflation a été de +12,8 % sur la même période).

Cette période de hausse correspond à un nouveau cycle d'investissement. Il est en effet devenu nécessaire de réaliser des investissements de sûreté et de prolongation de la durée de vie sur le parc nucléaire vieillissant, mais également de maintenir et moderniser les réseaux, notamment pour qu'ils puissent accueillir la production renouvelable. En euros constants 2020, les TRV HT sont toutefois revenus à un niveau identique à celui des TRV de 1998.

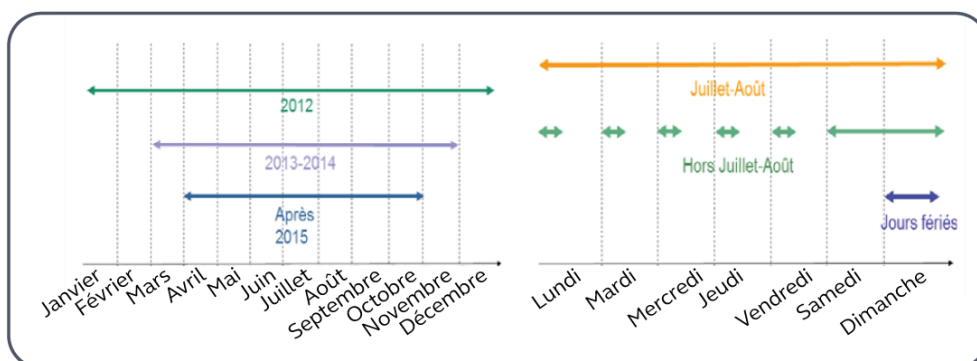
## Annexe n° 15 : précisions sur les mécanismes relatifs à l'ARENH

### Droits ARENH

Tout consommateur d'électricité résidant en France métropolitaine continentale procure à son fournisseur d'électricité un droit à l'ARENH, déterminé par application des dispositions de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'ARENH. Ce calcul est fondé sur la consommation constatée sur les « heures creuses ARENH ». Depuis 2014, les gestionnaires de réseau peuvent bénéficier de l'ARENH pour la couverture de leurs pertes. Ces volumes d'ARENH s'ajoutent au plafond de 100 TWh.

Les heures ARENH sont représentatives des heures de faible consommation nationale. Le volume d'ARENH correspond au produit d'un coefficient de bouclage, défini par arrêté, par la puissance moyenne consommée par ce client pendant lesdites heures. Les heures creuses ARENH ont évolué jusqu'en 2015 : alors que les heures creuses concernaient toute l'année civile étaient retenues en 2012, depuis 2015, seules les heures creuses réparties entre les mois d'avril et d'octobre sont retenues. Ces heures correspondent aux heures comprises entre 1 heure et 7 heures et toutes les heures des samedis, dimanches et jours fériés nationaux, d'avril à juin et de septembre à octobre, et toutes les heures des mois de juillet et août.

Graphique n° 38 : répartition des heures creuses ARENH pendant l'année et sur une semaine



Source : CRE

### Méthodologie d'établissement du prix de l'ARENH

Selon l'article L. 337-14 du code de l'énergie, le prix de l'ARENH tient compte de l'addition :

- d'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;
- des coûts d'exploitation ;
- des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;
- des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base [...].

Les paramètres de calcul de prix pour lesquels des divergences d'appréciation ont été exprimées concernent notamment :

- la base d'actifs à rémunérer (EDF réclamant un « rattrapage » de la rémunération du capital pour les investissements déjà amortis) ;
- la durée d'amortissement de cette base d'actifs (deux options pouvant être retenues : la durée de la régulation ou celle de l'amortissement comptable réel de ces actifs<sup>260</sup>) ;
- les modalités de prise en compte des nouveaux investissements : imputation « au fil de l'eau » ou selon la dotation aux amortissements<sup>261</sup> ;
- le niveau du taux de rémunération ;
- la quote-part des charges de long terme à refléter ;
- l'introduction d'éléments de rémunération complémentaires tels que le coût de portage des stocks.

---

<sup>260</sup> Dans le second cas, des actifs entièrement amortis dans la logique de l'ARENH continueraient à produire des dotations aux amortissements à l'issue de la période de régulation.

<sup>261</sup> Dans le premier cas, les fournisseurs paieraient à EDF des investissements dont l'entreprise serait la seule à pouvoir bénéficier à l'issue de la période de régulation.

L'avis de la CRE concluait néanmoins que « *la méthode proposée par le projet de décret constitue [...] un compromis raisonnable* »<sup>262</sup>. L'Autorité de la concurrence avait quant à elle conclu<sup>263</sup> qu'« *il n'est pas souhaitable que la méthode de calcul du prix de l'ARENH s'écarte de manière excessive ou injustifiée des principes comptables, rendant plus difficile le contrôle du niveau tarifaire. Or en l'état du projet de décret, un tel écart existe pour deux des trois composantes des coûts prévisionnels [...]* ».

### Compléments de prix

L'article L. 336-5 du code de l'énergie, tel que modifié par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, et l'article R. 336-35 du code de l'énergie précisent que le complément de prix ARENH se décompose en deux termes :

- Un complément de prix 1 (CP1) ayant pour objectif de neutraliser la situation d'un fournisseur ayant demandé plus d'ARENH que la consommation constatée sur son portefeuille de clients ne lui en donne droit. Lorsque la demande globale d'ARENH est inférieure au plafond, le montant CP1 est reversé à EDF, afin de lui restituer la valeur financière des quantités d'ARENH livrées en excès. Lorsque la demande globale d'ARENH excède le plafond, le montant du CP1 est reversé aux fournisseurs alternatifs dans la limite de la perte causée à chaque fournisseur, le cas échéant, par le caractère excédentaire de la demande des autres fournisseurs, le reste du CP1 étant reversé à l'État ;
- Un complément de prix 2 (CP2) qui consiste à sanctionner un fournisseur en cas d'une surestimation excessive. Le montant du CP2 est reversé à l'État.

### Demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs

EDF vend progressivement l'énergie nucléaire qu'elle produira en année n (produit calendaire de l'année n) au cours des deux années précédant cette livraison (donc en n-2 et n-1).

---

<sup>262</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2014 portant avis sur le projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

<sup>263</sup> Avis n° 14-A-16 du 20 octobre 2014 concernant un projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

La méthode de « l'empilement » fait l'hypothèse que les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent, pour honorer leurs engagements auprès de leurs clients en année n, au cours des deux années précédentes (soit les années n-2 et n-1).

Les années 2015 à 2017 ont été marquées par des prix de marché bas, ce qui a conduit les fournisseurs à ne pas demander l'intégralité de leurs droits ARENH pour les années 2015 et 2016. Les années 2015 à 2018 ont par ailleurs fait l'objet de stratégies d'approvisionnement particulières par les fournisseurs alternatifs, illustrant l'éventail de leurs possibilités d'arbitrage.

Livraison ARENH 2015 : au cours des années 2013 et 2014, le prix de marché du produit calendaire 2015 a été supérieur ou proche du prix de l'ARENH. Toutefois les sorties anticipées des TRV sur la fin de l'année 2015 ont conduit à des ventes dirigées par un prix de marché inférieur au prix de l'ARENH. Les fournisseurs alternatifs n'ont pas utilisé l'intégralité de leurs droits ARENH et cinq d'entre eux, représentant plus de la moitié des livraisons 2011-2014, ont résilié leur contrat-cadre pour mettre fin de manière anticipée aux livraisons.

Livraison ARENH 2016 : A partir de mi-2015, le produit calendaire 2016 a évolué significativement en dessous du prix de l'ARENH. Les fournisseurs n'ont pas du tout utilisé leurs droits à l'ARENH.

Livraison ARENH 2017 : les prix du produit calendaire 2017 ont connus une forte baisse sur les neuf premiers mois de 2016, avant de remonter très rapidement à la fin de l'année 2016 et de dépasser le prix de l'ARENH quelques semaines avant l'ouverture du guichet de souscription de novembre 2016. Cela a conduit EDF à devoir racheter sur les marchés de l'électricité des volumes qu'elle avait déjà vendus avant l'ouverture du guichet ARENH, afin de pouvoir être en capacité d'honorer les demandes d'ARENH. Ces rachats ont engendré des pertes pour EDF, puisqu'elle a dû racheter, sur les marchés à terme de l'électricité, des volumes d'électricité (qu'elle avait déjà vendus à un prix inférieur à 42 €/MWh au cours des deux années précédentes) à un prix supérieur à 42 €/MWh, pour pouvoir assurer des livraisons facturées à 42 €/MWh.

Livraison ARENH 2018 : le phénomène constaté en 2017 s'est produit à nouveau en 2018, dans de moindres proportions. La remontée des prix calendaires 2018 au-dessus du prix de l'ARENH en fin d'année 2017 a poussé les fournisseurs à utiliser, *in extremis*, leurs droits ARENH, obligeant EDF à racheter sur les marchés des quantités qu'il avait déjà précédemment vendues, pour honorer les livraisons ARENH.

L'asymétrie du dispositif de l'ARENH se traduit par une exposition d'EDF aux variations de prix de marché, selon que les prix augmentent ou diminuent : quand les prix franchissent à la baisse la barre des 42 €/MWh<sup>264</sup>, l'exposition d'EDF est augmentée à hauteur de la totalité des droits ARENH des fournisseurs alternatifs. Inversement, quand les prix franchissent à la hausse la barre des 42 €/MWh l'exposition d'EDF est réduite à hauteur de la totalité des droits ARENH des fournisseurs alternatifs.

### **Principales modifications du dispositif intervenues depuis 2011**

Des modifications à la marge ont été apportées au dispositif, notamment pour réduire les possibilités d'arbitrage entre ARENH et marché de gros. Ainsi :

- les possibilités de résiliation de l'accord-cadre ARENH ont été réduites (arrêté du 14 novembre 2016<sup>265</sup>) ;
- la clause de monotonie, permettant d'éviter des niveaux de demandes trop différentes au fil des guichets, a été instaurée (décret n° 2017-369 du 21 mars 2017 relatif aux modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique).

Un mécanisme dit des « multi-guichets » a par ailleurs fait l'objet d'un projet de décret en 2018 pour réduire l'asymétrie de l'ARENH. Il a toutefois finalement été abandonné, le Gouvernement ayant finalement privilégié les discussions avec la Commission européenne sur le projet de nouvelle régulation du nucléaire existant.

### **Les débats relatifs à la détermination du prix de l'ARENH**

Les débats relatifs à la détermination du prix de l'ARENH ont été évoqués par la Cour dans son rapport sur l'analyse des coûts du système de production électrique en France<sup>266</sup>. Ils portaient notamment sur la pertinence de la prise en compte, dans les coûts, des investissements ayant vocation à allonger la durée de vie des centrales (projet de « grand carénage »).

---

<sup>264</sup> Modulo la valeur de la garantie de capacité.

<sup>265</sup> Arrêté du 14 novembre 2016 portant modification de l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

<sup>266</sup> Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*, observations définitives, décembre 2021.

D'une manière générale, l'Autorité de la concurrence a souligné, dans un avis rendu le 20 octobre 2014<sup>267</sup>, qu'il était demandé au prix de l'ARENH de concilier simultanément plusieurs objectifs : « *couvrir les coûts d'EDF, ne pas créer de ciseau tarifaire, ne pas perturber le segment non nucléaire du marché, ne pas créer une situation de dépendance permanente des alternatifs et, désormais, permettre à EDF d'accumuler des réserves financières pour investir dans des capacités de renouvellement du parc de production* ».

Sur la question plus spécifique de la durée de vie des centrales et du besoin de renouvellement du parc associé, elle a esquissé deux scénarios possibles pour la méthodologie d'établissement du prix de l'ARENH, permettant une clarification de l'intention du Gouvernement :

- le premier aurait consisté à donner la priorité au provisionnement rapide des dépenses d'investissement futures d'EDF en réaffirmant l'échéance de 2025, indépendamment des décisions de l'ASN sur la prolongation des centrales historiques. Cela aurait correspondu à un scénario où l'ARENH aurait servi d'outil de financement d'EDF ;
- le second aurait consisté à envisager dès à présent et publiquement une prolongation de l'ARENH, qui serait permise par l'allongement de la durée de vie des réacteurs eux-mêmes. Cela serait revenu à faire le choix d'une évolution limitée du parc de production français à l'horizon 2025, voire au-delà, en considérant que le rôle subsidiaire des fournisseurs alternatifs d'électricité ou des consommateurs électro-intensifs dans les investissements de prolongation ou de renouvellement du parc de production était, en réalité, une donnée durable du marché.

## **Écrêtement de l'ARENH**

### *Principes*

En cas de dépassement du plafond de l'ARENH, la CRE applique un « taux d'écrêtement » aux demandes, afin que la somme des volumes livrés aux fournisseurs alternatifs n'excède pas 100 TWh. L'atteinte du plafond affecte ainsi l'attribution des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs à destination des consommateurs finals : les volumes sont attribués au *pro rata* des demandes formulées. La fraction des volumes sollicités qui ne sont pas livrés est la même pour tous les fournisseurs alternatifs. L'ARENH à destination des pertes de réseau n'est en revanche pas affectée par l'atteinte du plafond : les volumes demandés ne sont en effet pas comptabilisés dans le plafond réglementaire et sont intégralement livrés, quel que soit le volume d'ARENH demandé.

---

<sup>267</sup> Avis n°14-A-16 du 20 octobre 2014.

L'article L. 336-3 du code de l'énergie, précisé par l'article R. 336-18 du code de l'énergie, précise que la répartition des volumes d'ARENH en cas d'atteinte du plafond est établie par la CRE. Les principes sous-jacents aux modalités de répartition des volumes d'ARENH et des modalités de calcul du complément de prix correspondant à prendre en compte dans les TRV, ont été établis par la délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, qui constitue la première délibération de la CRE concernant l'atteinte du plafond. Ces principes se sont traduits par des propositions pour l'établissement des tarifs réglementés dans une délibération de la CRE du 7 février 2019.

#### *Contestation par les associations de consommateurs*

L'UFC Que choisir et la CLCV ont attaqué les quatre décisions du 28 mai 2019, par lesquelles, sur la base de cette proposition, le ministre chargé de l'énergie et le ministre chargé de l'économie et des finances ont fixé les tarifs réglementés de vente de l'électricité à compter du 1<sup>er</sup> juin 2019.

L'écêtement de l'ARENH a en effet conduit à modifier la méthodologie retenue par la CRE pour la détermination du complément d'approvisionnement au prix de marché à prendre en compte pour le calcul des TRV. Ce complément d'approvisionnement constitue une composante majeure de la construction des TRV par la méthode de « l'empilement », mise en œuvre en 2015 (cf. le chapitre II). En effet, depuis l'adoption de cette méthode, les TRV sont construits en ajoutant les différents coûts représentatifs de l'activité d'un fournisseur d'énergie : l'approvisionnement en gros de l'électricité, à travers l'ARENH et le complément de marché, le coût de la garantie de capacité, le coût de l'acheminement de l'électricité, les coûts de commercialisation (incluant les obligations des fournisseurs comme les certificats d'économie d'énergie), ainsi qu'une rémunération normale de l'activité.

Pour ce complément d'approvisionnement, la CRE a distingué, d'une part, les achats à effectuer sur le marché de gros pour couvrir les besoins des clients excédant leurs droits théoriques à l'électricité nucléaire historique (dont le prix a été déterminé par référence à un prix de marché, lissé sur une période de 24 mois) et, d'autre part, les achats supplémentaires destinés à compenser l'écêtement de ces droits théoriques, dont le prix a été déterminé par référence à la moyenne des prix de marché observés entre le 30 novembre 2018, date de la notification de l'écêtement aux fournisseurs aux offres de marché, et le 21 décembre 2018.

Les associations ont considéré, entre autres, que cette méthodologie rendait compte d'un coût non prévu par la loi et méconnaissait l'objectif de stabilité des prix assigné aux TRV et justifiant leur existence au regard de la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.



Toutefois le Conseil d'État a jugé, dans sa décision n° 431902 du 6 novembre 2019, que leurs requêtes n'étaient pas recevables, validant ainsi la méthodologie de la CRE.

La CRE a néanmoins envisagé des évolutions de cette méthodologie. Elle a notamment proposé, en amont du guichet de 2019, de lisser l'approvisionnement du complément en énergie venant de l'écrêtement de l'ARENH dans les TRV sur une durée plus longue que celle actuellement en vigueur, puisque le niveau de prix de gros de l'époque rendait probable l'atteinte du plafond. Toutefois les acteurs consultés sur ce changement ont souligné la complexité et l'incertitude de cette mesure au regard de son impact incertain sur les TRV. Aussi la CRE a-t-elle finalement renoncé à mettre en œuvre cette évolution.

#### *Méthodologie applicable aux garanties de capacité*

Le coût des approvisionnements complémentaires en garanties de capacité est quant à lui calculé sur la base de la moyenne arithmétique des prix révélé par les enchères de capacité entre la date de notification aux fournisseurs des volumes d'ARENH et la date de début de la période de livraison.

#### *Problématiques spécifiques engendrées sur les compléments de prix*

Comme la CRE l'a souligné dans son rapport sur l'atteinte du plafond de l'ARENH<sup>268</sup>, le calcul des compléments de prix n'était pas adapté à la situation de plafonnement de l'ARENH. En effet il ne permet pas « *d'inciter les fournisseurs à communiquer leur meilleure prévision de consommation. Au contraire, le dispositif incite même les fournisseurs à demander des quantités excédentaires par rapport à leur besoin réel* ».

De plus, le reversement à EDF du CP1 n'était pas pertinent en cas d'atteinte du plafond de l'ARENH, puisque ce sont les autres fournisseurs alternatifs qui peuvent être lésés par la demande excessive de l'un d'entre eux (qui a un impact sur le taux d'écrêtement).

La loi énergie-climat n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 a modifié l'article L. 336-5 du code de l'énergie, afin de prendre en compte l'atteinte du plafond dans le calcul et la répartition des compléments de prix. Le décret n° 2020-1414 du 19 novembre 2020 a traduit ces dispositions dans la partie réglementaire du code de l'énergie.

---

<sup>268</sup> CRE, rapport pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du dispositif ARENH, 2020.

### **L'enjeu du bilan de la régulation existante au regard de la mise en œuvre d'une nouvelle régulation**

L'ARENH et son prix initial ont été dimensionnés en tenant compte de la période de validité du dispositif (qui doit prendre fin en décembre 2025) et d'une durée de vie projetée du parc de 40 ans. Toutefois, depuis 2010, date de conception du dispositif, la situation du parc nucléaire a beaucoup évolué et sa durée de vie a été allongée : les décisions de prolonger à 50 ans la durée de vie des réacteurs respectivement de 900 MW et 1 300 MW ont été entérinées dans les comptes 2016<sup>269</sup> et 2021<sup>270</sup> de l'entreprise.

La méthodologie d'établissement du prix de l'ARENH prévoyait toutefois de prendre en compte les investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation « au fil de l'eau », indépendamment de l'allongement de la durée des réacteurs nucléaires que ceux-ci permettaient. L'Autorité de la concurrence avait ainsi attiré l'attention, dès son avis de 2014<sup>271</sup>, sur le « *risque, à tout le moins pour les consommateurs finals bénéficiant du TRV, d'un double paiement d'une partie de ces investissements* ». Le consommateur aurait ainsi pu être facturé une première fois pour rembourser, avant 2025, des investissements dont la durée de vie s'étendra au-delà de cette échéance, et une deuxième fois, au-delà de 2025, selon la méthode de tarification qui sera en vigueur à cet horizon<sup>272</sup>.

Le bilan de l'impact de cette régulation sur la capacité de couverture des coûts d'EDF n'a jamais été établi, rendant ainsi difficile l'appréciation de la situation actuelle de financement du parc nucléaire, pourtant nécessaire à l'établissement d'une nouvelle régulation.

---

<sup>269</sup> s1\_2016\_cp29072016\_web.pdf (edf.fr)

<sup>270</sup> 2021-07-29-cp-certifie\_resultats-semestriels-2021\_fr.pdf (edf.fr)

<sup>271</sup> Avis n° 14-A-16 du 20 octobre 2014 concernant un projet de décret portant modification du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'ARENH.

<sup>272</sup> Cf. Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*, décembre 2021.

## Annexe n° 16 : calcul des coûts de production

Les méthodologies de calcul de coûts de production ont été détaillées dans le rapport de la Cour sur les coûts du système de production électrique en France<sup>273</sup>. Ce document revient sur les différences de calcul entre les méthodes comptables, économiques, hybrides, etc.

### Méthodologie de calcul des coûts comptables de fourniture d'EDF dans le cadre de la comparaison aux TRV

La méthodologie de calcul des coûts comptables de fourniture d'EDF, telle qu'elle était utilisée avant l'application de la méthode dite de « l'empilement », pour déterminer le niveau des TRV, est basée sur une méthode d'inspiration comptable, reflétant la prise en compte des coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation. Les coûts de production reflètent les coûts d'investissement, les charges variables d'exploitation et les charges fixes d'exploitation.

Les coûts liés aux investissements peuvent être déterminés selon plusieurs approches : l'approche dite « Conseil d'État », qui ne considère aucune rémunération des capitaux propres, ou une approche prenant en compte une rémunération de l'ensemble des capitaux engagés.

Dans tous les cas se pose la question de la prise en compte de la rémunération des capitaux engagés pendant la période de construction et avant la mise en service des actifs. Depuis 2005, en application de la norme comptable IAS23, EDF incorpore à la valeur nette comptable (VNC) de ses actifs « qualifiés »<sup>274</sup>, lors de leur immobilisation, les coûts d'emprunt déjà capitalisés pendant la construction (coûts d'emprunt incorporés). Précédemment, les frais financiers supportés avant mise en service des actifs étaient comptés au fil de l'eau parmi les charges financières au compte de résultat.

Pour l'estimation des coûts comptables d'EDF et compte tenu de la mise en œuvre de la norme IAS23, la CRE a, depuis au moins 2013, adopté une approche normative pour intégrer des intérêts intercalaires à son évaluation des coûts comptables.

Outre son caractère largement conventionnel, cette méthode ne tient pas compte de tout ou partie des charges financières qui ont déjà été couvertes, en particulier pour toute la période avant 2005, au sein des résultats comptables successifs d'EDF par les tarifs pratiqués sur toute la

---

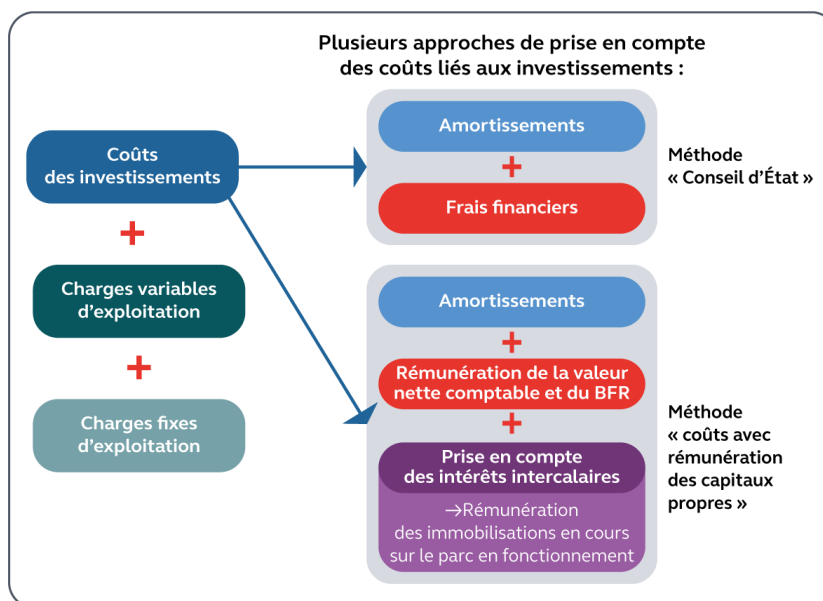
<sup>273</sup> Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*, observations définitives, décembre 2021.

<sup>274</sup> Actifs d'une valeur minimale et nécessitant un délai de construction supérieure à un an.

période passée, ce type d'analyse étant difficile à mener. Ce traitement, extra-comptable et largement conventionnel, est dès lors susceptible de conduire à couvrir des coûts d'emprunt déjà supportés et couverts par le passé, ce qui reviendrait à rémunérer les capitaux engagés au-delà du CMPC de l'entreprise. Par ailleurs, ces intérêts intercalaires sont capitalisés au CMPC, ce qui ne devrait pas être retenu pour le calcul des coûts « Conseil d'État ».

Pour éviter ces écueils, la Cour considère, au titre de l'approche « Conseil d'État », la seule prise en compte de l'amortissement comptable et des frais financiers (rémunération au coût de la dette de la part, financée par de la dette, des actifs, y compris en cours de construction, et du BFR) et, au titre de l'approche en coûts complets, une prise en compte des intérêts intercalaires à travers la rémunération des immobilisations en cours sur le parc en fonctionnement<sup>275</sup> (méthode utilisée dans le rapport de la Cour sur les coûts du système électrique).

### Schéma n° 10 : les différentes méthodologies possibles de calcul des coûts comptables de production



Source : Cour des comptes

<sup>275</sup> Avec en parallèle une déduction des intérêts d'emprunt déjà incorporés à la VNC à la valeur des immobilisations en cours.

Cette dernière méthode conduit à prendre en compte, au titre des investissements, une composante de coûts inférieure de 10 à 15 % selon les années par rapport à la méthode de calcul de la CRE<sup>276</sup>.

Le calcul des coûts « Conseil d'État », selon l'approche de la Cour, aboutit aux résultats suivants :

**Tableau n° 12 : coût de production unitaire de référence  
« Conseil d'État » des TRV bleus (hors coûts de commercialisation)**

€/MWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coût « Conseil d'État »	42,3	37,8	45,8	40,8	42,8	41,8	45,2	50,4

Source : Cour des comptes

### **Différences avec le rapport sur les coûts de production du système électrique dans les hypothèses retenues pour le calcul des coûts**

Le rapport sur les coûts du système de production électrique en France détaille la méthodologie de calcul retenue par la Cour pour la méthode d'inspiration comptable. Il précise toutefois que le traitement de certaines charges peut faire l'objet de discussions.

Il rappelle notamment que « dans une approche comptable, il est possible respectivement d'exclure les charges de dés-actualisation ou bien d'en tenir compte selon que l'on considère ou pas que le cumul des dotations annuelles permis par les recettes des exercices passés est censé engendrer un rendement financier ». Il précise également, concernant les « rattrapages retraites » (réforme des retraites des salariés des industries électriques et gazières de 2004 et entrée en vigueur des normes IFRS relatives aux avantages postérieurs à l'emploi), qu'« au titre des coûts de production annuels, un retraitement au titre des reprises de provisions [...] ne serait cependant représentatif, ni des coûts actuels, ni d'un coût historique annualisé. Ce retraitement pourrait en revanche se justifier dans le cadre d'un rattrapage de rémunération, dans la mesure où la constitution des provisions correspondantes s'est faite directement à partir des capitaux propres de l'entreprise, ne permettant donc pas la rémunération des capitaux mobilisés ».

<sup>276</sup> Soit un coût complet inférieur de 4 à 5 % par rapport au calcul de la CRE, compte tenu des composantes de coûts fixes et variables d'exploitation.

Dans le cadre du présent rapport, afin de se rapprocher de l'évaluation des coûts telle que le régulateur (la CRE) la pratique – qui tient compte d'une appréciation de la manière dont les tarifs passés ont permis la couverture des coûts- , la Cour a retenu les traitements suivants pour ces deux postes :

- Les coûts associés au rattrapage des retraites ont été ajoutés aux dépenses d'exploitation pour toutes les méthodologies de calcul des coûts (d'inspiration comptable ou hybride) ;
- Les charges de dés-actualisation n'ont pas été prises en compte pour la méthode comptable, pour les charges rattachables à une année donnée (charges de gestion des combustibles usés notamment) dans la mesure où la Cour considère, comme la CRE, que le placement des provisions associées est censé produire un rendement couvrant ces charges : « *Dans la mesure où la régulation garantit le paiement à hauteur des dotations aux provisions, EDF bénéficie des intérêts financiers induits qui compenseront les charges d'actualisation* ». En revanche, la Cour a pris en compte les charges financières de dés-actualisation correspondant au montant de la valeur nette comptable de l'actif de contrepartie, pour les charges non rattachables à une année donnée (cf. le rapport sur les coûts du système électrique).

## **Annexe n° 17 : calcul des revenus de la production nucléaire**

Les résultats obtenus par l'exercice d'estimation de la Cour ne prétendent pas rendre compte des revenus effectifs d'EDF pour sa production nucléaire, que l'entreprise a enregistrés dans ses comptes. En effet, ceux-ci dépendent des modalités réelles d'achat et de vente de l'électricité produite et vendue, qui ne se fait pas au prix de marché moyen constaté sur l'année, et tiennent compte d'anticipation diverses, dans une optique de maximisation du revenu de l'entreprise. Toutefois, en l'absence d'une meilleure estimation, cet exercice permet de mettre en exergue les mécanismes à l'œuvre et les grands équilibres entre termes de comparaison entre les coûts et les revenus.

### **Réplication du plafonnement de l'ARENH dans les offres de marché d'EDF**

La CRE considère que ce choix s'impose à EDF. Elle a ainsi indiqué, en octobre 2018, dans sa délibération n° 2018-221<sup>125</sup>, que « *si le plafond d'ARENH est atteint, EDF devra appliquer le même taux d'écrêtement dans ses offres sur le marché de détail* », et plus précisément que « *les offres de marché d'EDF devront être fondées sur le même taux d'écrêtement* ». Elle estime en effet que, dans la mesure où EDF est dans une position dominante sur le marché de l'électricité, le droit de la concurrence lui interdit les pratiques de prix ayant pour effet d'instaurer un ciseau tarifaire<sup>277</sup>. Ainsi EDF est, selon elle, obligée de répliquer, dans ses offres de marché, les contraintes auxquelles ses concurrents sont soumis.

---

<sup>277</sup> Selon la CRE, la vente par EDF de sa production d'électricité sur les marchés de gros à un prix élevé, combinée à une vente au détail à des prix reflétant une tarification de l'approvisionnement de ses clients à un prix moindre, serait susceptible de constituer un ciseau tarifaire.

Selon l'ADLC, une telle pratique ne paraît toutefois pas relever d'une obligation imposée à EDF par le droit de la concurrence. En effet, le droit de la concurrence empêche un opérateur dominant de pratiquer des ciseaux tarifaires, ou des prix prédateurs<sup>278</sup>. Cela signifie qu'EDF ne peut pas vendre son électricité à un prix inférieur à ses coûts. Cela n'impose toutefois *a priori* pas à l'entreprise de reproduire toutes les contraintes des fournisseurs moins compétitifs qu'elle, comme l'a rappelé l'ADLC, dans un avis de 2019<sup>279</sup>.

L'ADLC souligne aussi qu'il n'est nullement besoin « [d']obliger [EDF à] aligner ses offres libres sur les prix de marché » car « [l']entreprise pourrait [...] considérer qu'elle a un intérêt économique à le faire spontanément dans le cadre d'une libre concurrence ». Si EDF reproduit effectivement les contraintes de ses concurrents, et notamment l'écrêtement de l'ARENH, dans ses offres de marché, c'est parce que cela constitue le comportement économique le plus rationnel pour l'entreprise et que celle-ci considère que le niveau de prix de ses offres ne doit pas perturber le jeu concurrentiel sur le marché de détail<sup>280</sup>.

### **Blocs de rémunération pris en compte pour le calcul conventionnel des revenus du nucléaire**

Les différents blocs de rémunération pris en compte pour le calcul conventionnel des revenus tirés de la production nucléaire est représenté dans le schéma ci-dessous. Cette méthodologie revient à considérer que la production nucléaire est affectée à certains engagements ou formes de valorisation de l'électricité produite.

---

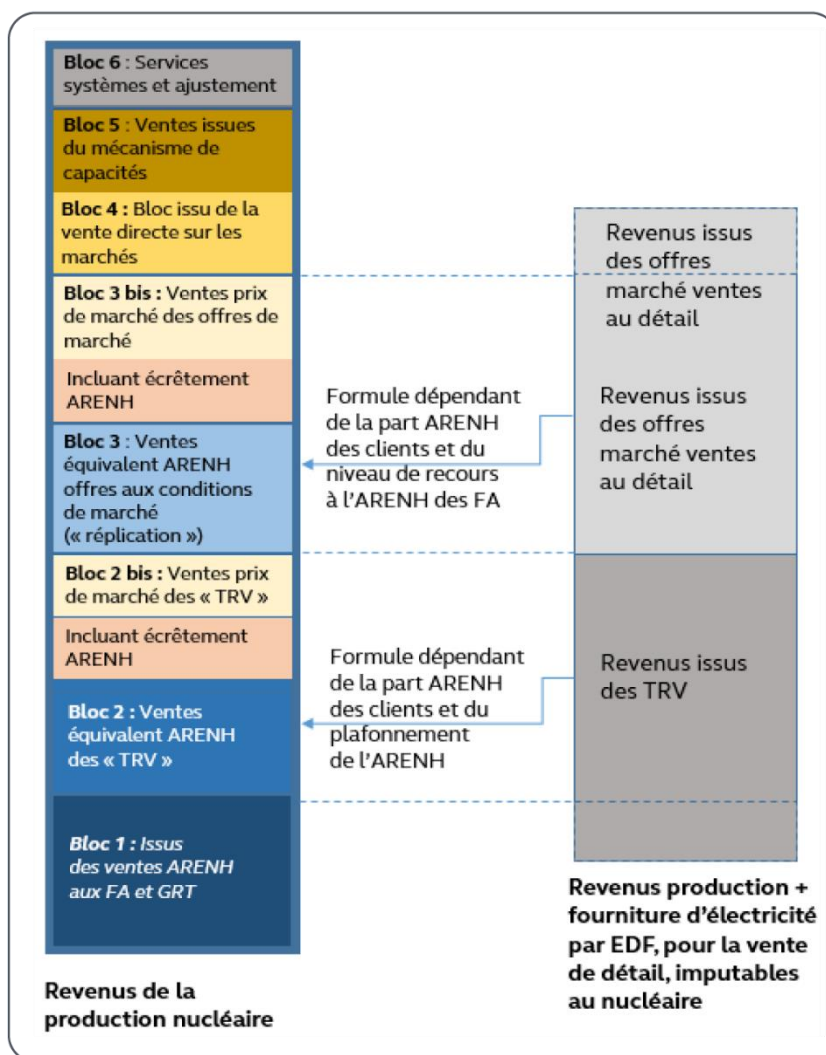
<sup>278</sup> La prédation est une pratique tarifaire consistant, pour un opérateur dominant, à vendre en dessous de ses coûts de production dans le but d'éliminer, d'affaiblir ou de discipliner ses concurrents, sous réserve de la possibilité de récupérer à terme et sous quelque forme que ce soit les pertes accumulées délibérément.

<sup>279</sup> Autorité de la concurrence, avis n° 19-A-01 du 21 janvier 2019 concernant un projet de décret relatif à l'ARENH.

<sup>280</sup> Si EDF ne reproduisait pas des conditions d'approvisionnement de ses concurrents, ses tarifs ne seraient pas compétitifs en période de prix de marché bas, et ils ne permettraient pas une maximisation de son profit en période de prix de marché élevé.



### Schéma n° 11 : représentation des différentes sources de revenus pour la production nucléaire



Source : Cour des comptes

#### Niveau de valorisation du nucléaire dans les TRV

Dans le chapitre III, la Cour compare le niveau de valorisation de l'électricité nucléaire historique avec le niveau de valorisation du nucléaire dans les TRV (graphique n° 13).

La détermination de ce niveau de valorisation dans les TRV dépend de la période considérée :

- De 2011 à 2014, le niveau de valorisation du nucléaire dans les TRV a été établi à partir des coûts de production. Le niveau de valorisation du nucléaire correspond ainsi aux coûts comptables du nucléaire tels qu'ils ont été calculés par la Cour, corrigés de l'écart relatif constaté entre la « méthode Cour » et la « méthode CRE » sur la composante « investissement » des coûts comptables d'EDF pour le calcul des TRV (cf. annexe n° 16).
- De 2015 à 2018, les TRV sont établis par « empilement », il n'y a pas d'écrêtement et le nucléaire est valorisé au niveau de l'ARENH ;
- En 2019 et en 2020, l'écrêtement de l'ARENH modifie la donne puisque toutes les quantités issues des droits ARENH dans les TRV, reflétant *a priori* le niveau de besoin d'approvisionnement en nucléaire, ne sont pas valorisées au prix de l'ARENH. En effet, seules les quantités non écrêtées sont valorisées au prix de l'ARENH, les autres sont valorisées au prix de marché moyen constaté lors du mois de décembre de l'année précédente pour un produit « calendaire de base » (cf. la méthodologie CRE pour la valorisation de l'écrêtement). Le niveau de valorisation du nucléaire dans les TRV augmente donc significativement.

### **Hypothèses détaillées concernant le calcul des revenus**

L'estimation des blocs de revenus a nécessité l'adoption de plusieurs hypothèses.

#### *Précision de périmètre (hors contrats de long terme)*

Les coûts présentés incluent le surcoût associé au tarif agent, c'est-à-dire qu'ils prennent en compte le manque de rémunération associée aux conditions spécifiques des agents d'EDF comme une composante de coût. Côté revenus, les quantités associées aux livraisons d'électricité pour les agents d'EDF sont incluses dans les volumes relatifs aux tarifs réglementés de vente et donc valorisées au prix sous-jacent aux TRV.

Les revenus et les coûts étant majorés de l'écart de rémunération imputable au tarif agent, la comparaison entre les revenus et les coûts ne nécessite pas de traitement particulier pour ces volumes liés au « tarif agent ». Ce dernier n'introduit donc pas de biais dans la comparaison.

### *Impact des arbitrages ARENH des fournisseurs alternatifs*

Pour les années de livraison ARENH 2017 et 2018, EDF a fait état de besoins de rachats d'électricité sur les marchés de gros pour honorer ses obligations contractuelles au titre de l'ARENH. En effet, les prix de gros n'étant remontés au-dessus de 42 €/MWh que juste avant la tenue des guichets ARENH, EDF n'avait pas anticipé les demandes d'ARENH auxquelles elle a dû faire face. Pour ces deux années, les surcoûts induits par ces rachats pour EDF ont ainsi été pris en compte, à partir de la déclaration des manques à gagner de l'entreprise (retraités en présentation pour être cohérent avec les différents modes de valorisation retenus pour tous les postes d'engagement).

#### *« Droits ARENH » des clients aux TRV pour les années 2011 à 2014*

Les droits ARENH prévisionnels des TRVE bleus, jaunes et verts entre 2011 et 2015 ont été recensés par la CRE<sup>281</sup>, dans son rapport de surveillance des marchés de détail de 2012. Toutefois, le calcul des droits ARENH pendant cette période n'emportait aucune conséquence sur le calcul des tarifs. Ce n'est plus le cas depuis la mise en œuvre de la méthode par « empilement ».

Or entre 2011 et 2015, les droits ARENH moyens des clients aux TRV bleus ont énormément évolués. Ils sont ainsi passés de 86 % en 2011 à 69 % en 2015. Ils sont restés stables depuis, à 1 ou 2 % près. C'est le changement des conventions de calcul des droits (cf. annexe n° 15) qui explique l'évolution de ce taux, plus que le changement de profil des consommateurs.

Dans ces conditions, la Cour a choisi, pour rendre compte des besoins d'approvisionnement des clients aux TRV bleus en base nucléaire, de retenir le niveau de leurs « droits ARENH » de 2015 pour la période 2011-2014.

#### *Modalités de répliation par EDF dans ses offres de marché*

EDF cherche à répliquer les conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, y compris, au moins pour ses clients avertis, quand celles-ci incluent des possibilités de se sourcer à des prix de marché inférieurs au niveau de l'ARENH.

---

<sup>281</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/fonctionnement-des-marches-de-detail-francais>

L'estimation des revenus d'EDF prend en compte le manque à gagner réel que cette réplique a pu engendrer pour EDF : il ne s'agit donc pas de l'estimation d'une réplique limitée au taux de recours des fournisseurs alternatifs à l'ARENH.

#### *Vente sur les marchés de gros*

Les volumes vendus sur les marchés de gros reflètent la politique de risques d'EDF. Celle-ci se traduit, idéalement, par une fermeture progressive de la position ouverte initiale sur deux ans. C'est-à-dire que la production prévue en année n sera vendue par des ventes régulières de volumes constants, en années n-1 et n-2. Dans la réalité, de nombreux aléas interviennent, ce qui conduit la DOAAT à définir des critères d'intervention sur les marchés pour corriger sa position en tenant compte de ces aléas. Elle définit notamment une zone neutre, autour de la position prédéfinie, qui permet de limiter la multiplication des allers-retours sur les marchés.

L'estimation des revenus de la production nucléaire prend donc comme hypothèse que la production d'une année N est vendue sur les marchés de gros pendant les deux années précédentes, sur la base de la moyenne des prix de marché des produits calendaires (annuels) constaté sur ces deux années au titre de l'année de livraison concernée.

#### *Pris en compte de la « forme » de la production nucléaire*

La « forme » représente la variation de la production nucléaire effective au cours de l'année, comparée à un ruban annuel de même volume. Sa valeur est calculée à partir de la différence entre le prix spot moyen pondéré par la production horaire nucléaire<sup>282</sup> et le prix spot moyen annuel.

La valorisation de la forme a été appliquée pour les années 2015 à 2020, sur la totalité de la production nucléaire de l'année.

#### *Traitement de l'écrêtement de l'ARENH*

EDF considère que l'écrêtement de l'ARENH est prévisible, au moins depuis l'année de livraison 2020, une fois passé l'effet de surprise de la demande au guichet de novembre 2018.

Aussi les ventes sur les marchés de gros, par EDF « producteur », correspondant aux quantités issues de la réplique par EDF « fournisseur » de l'écrêtement de l'ARENH pour ses offres de marché (c'est-à-dire les quantités, dans les offres de marchés, qui auraient été valorisées au prix de l'ARENH s'il n'y avait pas eu d'écrêtement) ne sont pas, pour l'année 2020,

---

<sup>282</sup>  $\frac{\sum_h (\text{Prix}_{\text{spot}}(h) \times \text{Production}_{\text{nucléaire}}(h))}{\text{Production}_{\text{nucléaire}} \text{ annuelle}}$

valorisées au prix de marché constaté en décembre 2019, comme c'est le cas pour les volumes écrêtés des tarifs réglementés de vente. Ces volumes sont considérés comme étant valorisés de la même façon que le reste des volumes vendus sur les marchés de gros de l'électricité.

Concernant les certificats de capacité issus de l'écrêtement de l'ARENH, EDF considère également qu'elle peut anticiper quelles sont ses contraintes en termes de disponibilité de capacités. Les certificats de capacité issus de l'écrêtement de l'ARENH ont donc été valorisés au prix de référence de l'année, et non au prix des mois de décembre succédant les guichets ARENH où l'écrêtement a été constaté pour les quantités écrêtées en offres de marché (pour les quantités relatives aux TRV, le niveau de valorisation retenu par la CRE a été retenu).

#### *Calcul « sans écrêtement »*

L'estimation de l'effet additionnel de l'écrêtement tel que représenté au graphique n° 13 repose sur les hypothèses suivantes :

- la totalité des demandes d'ARENH aurait été honorée ;
- les quantités sous-jacentes aux droits ARENH des TRV et des offres de marché auraient été fournies aux conditions ARENH ;
- l'effet est calculé en différentiel par rapport aux revenus qui auraient été perçus hors écrêtement, sachant que le montant de la valorisation des capacités reste celui perçu avec écrêtement. C'est-à-dire que l'effet calculé ne permet pas de mettre en évidence la baisse des revenus de capacité qu'induit un scénario « sans écrêtement » (puisque beaucoup plus d'électricité serait vendue aux conditions de l'ARENH, sans valorisation de la capacité).

#### *Contrats ou engagements de long terme*

EDF a passé un certain nombre de contrats de long terme avec différentes parties prenantes. Elle a notamment conclu en 2008 le contrat Exeltium avec 27 industriels électro-intensifs : le consortium d'industriels acquiert ainsi 7 TWh annuels d'électricité, sous forme de rubans en « *take or pay* », pour une durée de 15 à 24 ans.

EDF a également été contrainte (voir *supra*) de mettre en œuvre des *Virtual Power Plants*<sup>283</sup> ou de mettre aux enchères de la production nucléaire à long terme, à l'issue d'un contentieux l'ayant opposé à Direct Energie<sup>284</sup>.

<sup>283</sup> Décision EDF/EnBW de la Commission européenne du 7 février 2001.

<sup>284</sup> Décisions de l'AdC n° 07-MC-04 et 07-D-43 des 28 juin et 10 décembre 2007.

Certaines centrales nucléaires ont également fait l'objet de prise de participation d'industriels étrangers, en échange d'une partie de la production (à l'instar de la centrale de Fessenheim).

Ces engagements peuvent *a priori* être considérés comme adossés à de la production nucléaire. Toutefois l'hypothèse d'un adossement intégral mériterait d'être confirmée.

L'ajout de tous ces engagements aux quantités ARENH ou « équivalent-ARENH » conduit à identifier des déficits de production pour les années 2011 et 2013 (de 2 et 10,2 TWh) par rapport à la somme des engagements de vente, ce qui suppose des rachats d'énergie sur les marchés.

Ces engagements font l'objet de conditions de valorisation spécifiques.

Toutefois elles n'incluent pas l'annualisation (et l'actualisation) des versements/participations financières initiales ou ponctuelles quand ces contrats les prévoient. Les montants facturés ne reflètent pas non plus le fait que les partenaires se sont pour la plupart déjà acquittés de leurs contributions aux futurs coûts de déconstruction des réacteurs, *via* le paiement de soultes libératoires ou par le canal d'une participation aux provisions pour déconstruction. Enfin, il peut ponctuellement y avoir des décalages temporels entre le moment où EDF engage des coûts et le moment où EDF facture ces coûts à ces partenaires. C'est par exemple le cas des Visites Décennales, dont le montant est intégralement facturé aux partenaires l'année où la visite est réalisée alors que des coûts d'études significatifs ont déjà été engagés plusieurs années auparavant, ou des gros équipements facturés au moment de leur mise en service industrielle. Enfin, pour les contrats commerciaux aval comprenant des avances en tête, celles-ci sont intégrées aux montants communiqués *via* des amortissements au rythme des livraisons annuelles.

Compte tenu de l'absence de valorisation des participations financières initiales des partenaires, qui auraient dues être valorisées au CMPC de l'entreprise sur la période, la Cour a choisi de ne pas retenir la valorisation proposée pour ces contrats de long terme.

L'exercice de valorisation a donc exclu les volumes concernés par ces contrats de long terme.

### Hypothèses relatives au calcul du contrefactuel « sans ARENH »

Le calcul des revenus du contrefactuel sans ARENH a été établi sur la base des hypothèses suivantes. Celles-ci sont plus ou moins réalistes. Calculer l'impact de l'absence du dispositif « toutes choses égales par ailleurs », revient en effet à supposer que ce dispositif n'a pas eu d'influence sur un certain nombre de paramètres. Or, si l'ARENH n'avait pas existé, il n'y aurait pas eu le même développement de la concurrence et le volume des ventes aux TRV n'aurait pas été le même. Il est également difficile d'affirmer que l'ARENH n'a pas eu d'impact sur les prix de marché de gros.

Il est supposé que :

- les volumes ARENH ou « équivalents ARENH » sont valorisés à la moyenne des prix de marché calendaires ;
- le nombre de clients aux TRV n'aurait pas été différent ;
- la valorisation des TRV aurait été établie sur la base des coûts comptables de production, comme c'était le cas de 2011 à 2014 (avant la méthode par « empilement »), pour toute la période considérée, c'est-à-dire de 2011 à 2020 ;

**Tableau n° 13 : niveau de valorisation des TRV dans l'exercice contrefactuel « sans ARENH »**

Années	Mi-2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Valorisation des TRV en €/MWh	33,7	34,9	38,0	39,0	43,6	42,9	44,0	44,3	45,0	54,7	49,1*

\*Ce niveau a été estimé à partir des coûts comptables du nucléaire 2022, car l'intégralité des données permettant son calcul n'était pas disponible

Source : Cour des comptes

- de façon analogue à ce qui a été retenu pour le traitement des quantités aux TRV pour les années 2011 à 2014 dans le calcul des revenus avec ARENH, la forme n'a pas été valorisée dans le cadre de ce contrefactuel ;
- les TRV ne donnent pas lieu à une valorisation capacitaire.

## Annexe n° 18 : mécanismes de capacité en Europe

Différents types de mécanismes de capacité ont été mis en œuvre par les pays étudiés afin de remplir les objectifs de politique publique présentés ci-dessous (cf. le tableau n° 14 ci-dessous).

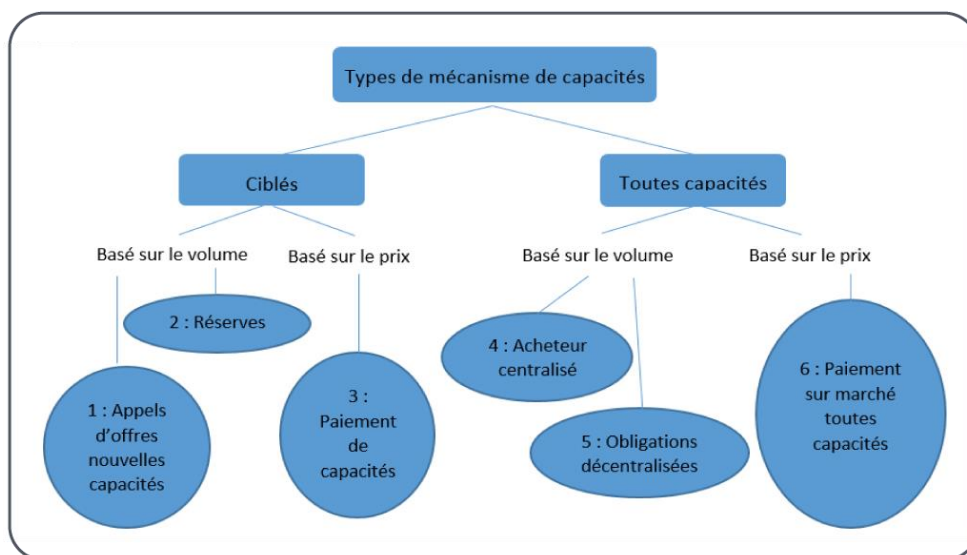
**Tableau n° 14 : comparaisons internationales - Objectifs poursuivis par les différents mécanismes de capacité**

	Sécurité d'approvisionnement	Mesures environnementales	Soutien à l'investissement
<i>France</i>	Oui		Oui
<i>Allemagne</i>	Oui	Oui	
<i>Royaume-Uni</i>	Oui		Oui
<i>Espagne</i>	Oui	Oui*	Oui
<i>Suède</i>	Oui		

\*L'Espagne a également mis en place, dans le cadre de son mécanisme de capacité, une « subvention environnementale » venant rémunérer l'installation de filtres à dioxyde de soufre sur les centrales à charbon  
Source : Cour des comptes

Ils relèvent de différentes catégories de la typologie des mécanismes établie par la Commission européenne.

### Schéma n° 12 : taxonomie des mécanismes de capacité



Source : Commission européenne



## Mécanisme de capacité en Allemagne

En Allemagne, la réflexion autour de l'adoption d'un mécanisme de capacité s'est structurée autour de l'année 2015, au travers de la publication d'un livre blanc sur le futur design du marché de l'électricité, dont une partie des conclusions a ensuite été traduite dans la loi relative à la poursuite du développement du marché de l'électricité (*Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes*), entrée en vigueur en juillet 2016.

Dans ce cadre, l'Allemagne a décidé de privilégier un mécanisme de réserves stratégiques de capacité par rapport à la mise en place d'un marché de capacités. À l'heure actuelle, le dispositif de réserves stratégiques allemand est constitué de cinq réserves différentes : une réserve de réseau, une réserve de capacité, une réserve de sécurité, une réserve constituée des « centrales à gaz d'importance systémique » et enfin une réserve composée d'un certain nombre « d'équipements techniques spéciaux du réseau ». Ces différentes réserves répondent à des objectifs différents, qui ont trait à la sécurité d'approvisionnement (réserve de réseau ou de capacité), mais aussi à la transition vers un mix décarboné (réserve de sécurité).

Les réserves stratégiques allemandes sont composées de moyens de production qui ne peuvent pas vendre sur le marché de l'énergie ni faire leur retour sur celui-ci afin de ne pas décourager les investissements dans les nouvelles capacités de production<sup>285</sup>. Ces réserves poursuivent par ailleurs des objectifs plus larges que la recherche des objectifs de sécurité d'approvisionnement. Leur fonctionnement est détaillé *infra*.

### 1 – Réserve de réseau

L'objectif de la réserve de réseau est de garantir la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique allemand, notamment en cas de déséquilibre géographique important entre une offre électrique intermittente localisée dans le nord de l'Allemagne et une demande exercée principalement dans le sud du pays. Cette réserve est constituée par les installations non opérationnelles qui, du fait de leur importance, doivent être rendues opérationnelles à nouveau à la demande des gestionnaires de réseau de transport (GRT), des installations importantes mises à l'arrêt de façon temporaire ou permanente et en cas de besoin d'installations présentes dans d'autres pays européens.

---

<sup>285</sup> Un moyen de production donné ne peut pas concomitamment tirer de revenus des marchés de l'électricité et des marchés de la capacité. Cela conduit dans les faits uniquement des moyens fossiles (charbon, gaz) à intégrer les réserves stratégiques allemandes (*Bundesnetzagentur*, 2021 ; *OFATE*, 2021).

Le besoin de capacité devant intégrer cette réserve est estimé par le régulateur allemand, le *BNetzA*. IL s'élève à une capacité comprise entre 6 600 MW pour l'hiver 2020/2021 et 10 650 MW pour l'hiver 2022/2023. Le coût lié à la constitution de cette réserve correspond exactement au coût lié à la mise en place et au maintien de l'état des centrales afin qu'elles puissent être mobilisées. Ce montant est remboursé aux exploitants des installations.

Les centrales ayant intégré la réserve de réseau ne peuvent pas vendre leur production électrique sur le marché de l'énergie. En revanche elles peuvent se porter candidates afin d'intégrer également la réserve de capacité.

Il est à noter que cette réserve n'est pas considérée à proprement parler comme une réserve de capacité par le gouvernement allemand, même si ce point fait l'objet d'une discussion avec Bruxelles.

### 2 – Réserve de capacité

La réserve de capacité allemande a été créée par l'article 13 de l'*EnWG (Energy Industry Act 2005)*, dans l'objectif d'augmenter les capacités de production si l'offre et la demande sur les marchés allemands de l'électricité ne peuvent être entièrement équilibrées. La Commission européenne a validé la création d'une telle réserve avec une capacité allant jusqu'à 2 GW. Cette réserve de capacité a été mise en fonctionnement le 1<sup>er</sup> octobre 2020 avec une capacité de 1 GW, le volume de capacité nécessaire étant évalué de façon annuelle par le *BNetzA*. Les centrales participant à la réserve de capacité sont soumises à un principe dit « d'interdiction de commercialisation », qui prévoit l'impossibilité pour une centrale tirant sa rémunération du mécanisme de réserve de faire son retour sur les marchés de l'énergie. Cette interdiction a pour objet de favoriser les investissements dans les nouvelles capacités de production.

L'attribution des capacités se fait *via* un processus d'appel d'offres, les soumissionnaires recevant une rémunération (MW/an) pour la provision de capacité de réserve. Ce montant de rémunération n'est pas établi suite à un mécanisme d'enchères mais est directement fixé dans la loi, plus précisément à l'article 13e de la *Energiewirtschaftsgesetz* de 2016.

### 3 – Réserve de sécurité

L'Allemagne dispose également d'une réserve de sécurité, qui est uniquement composée de centrales au lignite. Elle couvre huit centrales définies par ordonnance, d'une capacité totale de 2,7 GW, soit 13 % de la capacité de lignite installée. Ces huit centrales ont été progressivement intégrées dans le périmètre de la réserve de sécurité. L'intégration dans la réserve de sécurité accompagne le décommissionnement de ces centrales, qui a vocation à intervenir quatre ans après leur entrée dans la réserve.

En cas de demande du gestionnaire de réseau de transport (GRT), les centrales doivent être prêtes à fonctionner dans un délai de 240 heures, soit 10 jours. Une fois qu'elles sont prêtes à fonctionner, elles doivent pouvoir être mises en service à la capacité partielle minimale dans un délai de 11 heures et à la capacité nominale nette dans un délai supplémentaire de 13 heures. Les exploitants de ces centrales doivent apporter la preuve préalable qu'ils sont en mesure de le faire. En contrepartie, ils reçoivent une compensation totale de 1,61 milliard d'euros, soit 230 millions d'euros par an, qui est répercutée sur les redevances de réseau.

#### *4 – Autres mécanismes assurant la sécurité d'approvisionnement*

L'Allemagne s'appuie également sur deux autres mécanismes pour assurer la sécurité d'approvisionnement : les centrales à gaz d'importance systémique et les équipements techniques spéciaux de réseau.

Certaines centrales à gaz peuvent être désignées « centrales à gaz d'importance systémique » si une réduction de l'approvisionnement en gaz de ces installations est raisonnablement susceptible d'entraîner une menace importante ou une perturbation de la sécurité ou de la fiabilité du réseau d'approvisionnement en électricité.

L'Allemagne est également dotée d'un ensemble « d'équipements techniques spécifiques pour le réseau », composé de centrales à gaz de taille moyenne servant à stabiliser le réseau en cas d'approvisionnement électrique insuffisant. Initialement, ces centrales devaient être construites et exploitées par les gestionnaires de réseaux eux-mêmes. Cependant la loi sur le secteur de l'énergie de 2016 a mis fin à cette mesure et l'a remplacée par une obligation pour les gestionnaires de réseaux d'acheter un total de 1 200 MW de capacité annuelle.

### **Mécanisme de capacité au Royaume-Uni**

#### *Heures de coupure*

Au Royaume-Uni, les objectifs de sécurité d'approvisionnement prennent notamment la forme d'un objectif de nombre d'heures de perte de charge à ne pas dépasser au cours de l'année (*Loss of Load Expectation*). Ce nombre d'heures est fixé à trois heures par an depuis 2013 (ce qui correspond à une marge d'environ 5 % sur la pointe de demande). Actuellement, il apparaît que la Grande Bretagne remplit assez largement son objectif de sécurité d'approvisionnement, dans le sens où la perte de charge n'a pas dépassé 0,1 heure au cours de l'année 2020.

### *Critères d'éligibilité des filières*

Le marché de capacité britannique a été mis en place suite à l'*Energy Act* de 2013, sur le territoire de la Grande Bretagne, avec l'objectif de participer à la garantie de la sécurité d'approvisionnement du territoire. Le mécanisme de capacité britannique adopte un format « *market wide* », c'est-à-dire qu'il rémunère l'ensemble des capacités (à l'exception de celles qui bénéficient déjà d'un soutien public, voir ci-dessous), et non uniquement les capacités qui permettent de couvrir la pointe de consommation<sup>286</sup>.

Le marché de capacité est ouvert à l'ensemble des technologies (différentes sources de capacité installée, mais aussi stockage, interconnexions et technologies de *demand-response*), à l'exception des technologies qui bénéficient de certaines mesures de politique publique (énergies renouvelables par exemple, qui sont subventionnées dans le cadre des *Contracts for Difference*). Le mécanisme est également ouvert aussi bien aux centrales existantes qu'aux nouvelles centrales, selon toutefois des modalités de contractualisation différentes : ainsi, si elle est retenue au moment des enchères, une capacité existante ne bénéficie d'une rémunération que sur une période d'un an, alors que la durée de rémunération peut atteindre 15 ans pour une capacité nouvellement construite<sup>287</sup>.

### *Volumes de capacités concernées*

Le volume de capacité à pourvoir est déterminée chaque année par le Secrétaire d'État à l'Énergie, à partir du contenu du *Electricity Capacity Report* rédigé par l'opérateur du réseau de transport d'électricité (National Grid ESO), dont la rédaction est également supervisée par le régulateur et par un panel d'experts techniques. Du fait de son caractère « *market-wide* », le volume de capacité rémunéré par le mécanisme de capacité britannique est assez élevé. Ainsi, ce sont par exemple 50,41 GW qui ont bénéficié d'une rémunération pour l'enchère T-4 de 2017/2018, pour une mise à disposition de la capacité en 2021/2022<sup>288</sup>.

---

<sup>286</sup>[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/354677/CM\\_-\\_revised\\_IA\\_and\\_front\\_page\\_\\_September\\_2014\\_\\_pdf\\_-\\_Adobe\\_Acrobat.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/354677/CM_-_revised_IA_and_front_page__September_2014__pdf_-_Adobe_Acrobat.pdf) Impact Assessment Study of the Capacity Mechanism, Annex E

<sup>287</sup>[https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/08/20180802\\_annual\\_report\\_on\\_the\\_operation\\_of\\_cm\\_2017-18\\_final.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf)

<sup>288</sup> *International Energy Agency*, 2019.

### *Modalités de rémunération*

Le volume de capacités à délivrer est ensuite réparti selon un système d'enchères descendantes qui se déroulent quatre ans (*T-4 auction*) et un an (*T-1 auction*) avant la période de livraison de l'électricité, l'enchère à T-1 étant une enchère d'ajustement.

### *Coûts estimés du dispositif*

Le coût annuel du dispositif a été estimé entre 300 millions et un milliard de livres par les interlocuteurs du ministère de l'énergie interrogés par la Cour. Cela correspond à un coût moyen pour les consommateurs compris entre £10 et £14 par an. Cependant, toujours d'après le ministère de l'énergie, les coûts nets sont davantage de l'ordre de £2 par consommateur et par an, car l'existence d'un mécanisme de capacité permet d'éviter les épisodes de prix très élevés qui viendraient à se produire en cas de pénurie électrique.

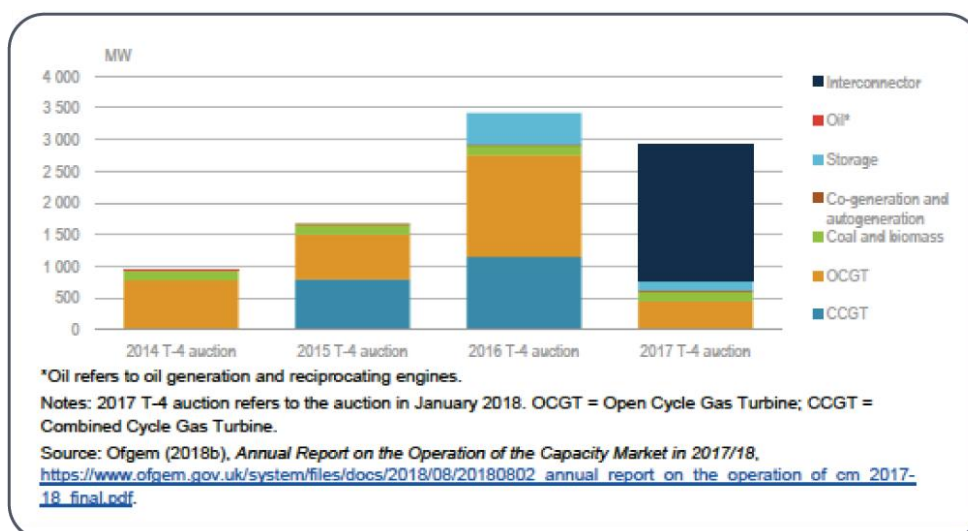
### *Volumes et prix constatés sur les différentes enchères*

Entre 2014 et 2017, les prix d'adjudication sur les enchères de capacités se sont situés entre £7/kW/an et £22/kW/an. Parmi les volumes de capacité retenus, il est à noter une tendance haussière de la part de sources de capacités en cours de construction, même si la majeure partie des capacités octroyées provient de sources déjà existantes (86 % sur les enchères T-4 de 2017 et 2018 pour 2021 et 2022)<sup>289</sup>.

---

<sup>289</sup> Sources IEA 2019, OFGEM 2020.

**Graphique n° 39 : répartition de la capacité par filières lors des enchères de capacité**



## Mécanisme de capacité en Espagne

### Description du mécanisme de capacité

L'Espagne a introduit un mécanisme de rémunération de la capacité dès 1996, afin de compenser l'existence d'un plafonnement des revenus pour les producteurs électriques du fait de l'existence de tarifs réglementés de vente et du manque à gagner qu'ils représentaient pour les producteurs.

Le système de rémunération des capacités espagnol a ensuite été réformé en 2007 par l'introduction d'un nouveau mécanisme de soutien des capacités, qui prend la forme de trois subventions distinctes : une subvention à l'investissement, octroyée pour la construction de nouvelles centrales nucléaires, à gaz, au charbon, au pétrole ou hydroélectriques ; une subvention de disponibilité, qui rémunère ces centrales par le biais d'un contrat passé avec le gestionnaire de réseau de transport électrique en fonction des réserves qu'elles peuvent mettre à disposition, pour une durée d'un an ; une subvention environnementale, disponible pour les centrales au charbon qui ont mis en place des filtres à dioxyde de soufre.

Par ailleurs, l'existence d'un marché de capacité en Espagne et les niveaux de rémunération qui sont pratiqués sur celui-ci semblent induire la conservation dans le parc de production d'actifs qui ne sont pas directement nécessaires à la poursuite des objectifs de sécurité d'approvisionnement. Par exemple, il apparaît qu'au cours des années 2013 et 2014, les centrales gaz à cycle combiné ont été inactives pendant 90 % du temps. Plus largement, l'indice de couverture, qui correspond au ratio entre la valeur minimale de la puissance disponible et la pointe de demande de puissance, a atteint en 2015 la valeur de 1,37, alors que l'Espagne s'est fixé un objectif de 10 % de marge de sécurité (qui correspond à un indice de couverture de 1,10).

### Mécanisme de capacité en Suède

#### *Description du mécanisme de capacité*

La Suède dispose d'un mécanisme de réserves stratégiques (réserves de « stabilité »). Ce mécanisme a été mis en place en 2003 et prolongé en 2016 sur la période 2020-2025. Le mécanisme de réserves stratégiques donne la responsabilité à l'opérateur du réseau de transport d'électricité, Svenska Kraftnät, de contractualiser avec des producteurs et des consommateurs d'électricité, afin de constituer une réserve de capacité disponible entre le 15 novembre et le 15 mars (*Swedish Energy Markets Inspectorate*, 2019). Depuis sa mise en place, le mécanisme a été activé à quelques reprises, comme le montre le tableau ci-dessous, qui retrace l'historique des activations de la capacité de réserve entre les années 2003 et 2015.

**Tableau n° 15 : historique du nombre d'activations annuelles de la réserve stratégique suédoise**

<i>Winter</i>	<i>Activity</i>
<i>2014-2015</i>	No activation
<i>2013-2014</i>	No activation
<i>2012-2013</i>	Activation one time
<i>2011-2012</i>	Activation 5 times
<i>2010-2011</i>	No activation
<i>2009-2010</i>	Activation 3 times
<i>2008-2009</i>	No activation
<i>2007-2008</i>	No activation
<i>2006-2007</i>	Activated due to net problems
<i>2005-2006</i>	No activation
<i>2004-2005</i>	Partly activated
<i>2003-2004</i>	No activation

*Source : Présentation Joakim Cejje Ministère de l'environnement et de l'énergie The Strategic reserve - why and how Joakim Cejje Miljö- och energidepartementet (europa.eu)*

### *Critères d'éligibilité des filières*

L'ensemble des filières de production est éligible à intégrer le mécanisme de réserves stratégiques suédois.

### *Volumes de capacités concernées*

La Suède privilégie la mise en place d'une réserve de capacité (réserve de stabilité) dont l'existence ne doit pas être une source de perturbation des marchés « *energy only* », à même de freiner la mise en place de la libre concurrence. Cette perception explique la volonté des pouvoirs publics de minimiser les besoins de réserve. Ainsi, le volume de capacité contractualisé s'est élevé à 1 750 MW sur la période 2011-2013, 1 500 MW sur la période 2013-2015, 1 000 MW sur la période 2015-2017 et enfin 750 MW sur la période 2017-2019 (Cejie, 2015). Parmi ces volumes de capacité, 75 % était issus de capacités de production et les 25 % restants de maîtrise de la demande. La détermination des volumes de capacité devant intégrer la réserve stratégique est réalisé à partir d'un rapport annuel publié par le gestionnaire du réseau, Svenska Kraftnät, dont l'objectif est d'évaluer les besoins futurs en matière de capacité afin de dimensionner au mieux les réserves stratégiques.

### *Modalités de rémunération*

La rémunération des capacités prend la forme d'un contrat passé entre le gestionnaire de réseau et le fournisseur de capacité, qui est sélectionné par le biais d'un mécanisme d'enchères compétitif. En cas d'activation, la capacité peut également être rémunérée *via* les marchés de l'énergie.

### *Coûts estimés du dispositif*

Les coûts estimés du dispositif sont assez faibles. Ainsi, la constitution de ces réserves a coûté à la Suède entre 7 et 8 M€ au cours de l'année 2019, et un total de 200 M€ depuis son introduction en 2003.

## **Indicateurs de fiabilité par pays**

Le tableau présenté ci-dessous récapitule les indicateurs de fiabilité d'approvisionnement utilisés dans les différents pays étudiés dans le cadre de la présente analyse.



**Tableau n° 16 : critères de fiabilité d’approvisionnement utilisés dans les différents pays étudiés (Commission européenne, 2016)**

<i>État Membre</i>	<b>Indicateur de fiabilité</b>	<b>Valeur</b>	<b>Contraignant / Non contraignant</b>
<i>Allemagne</i>	LOLE*	5h par an	Non contraignant
<i>Espagne</i>	Marge de capacité	10 %	Non contraignant
<i>Suède</i>	NA	NA	NA
<i>Royaume Uni</i>	LOLE	3h par an	Contraignant
<i>France</i>	LOLE	3h par an	Non contraignant

\*« Loss of Load Expectation » indicateur de perte de charge anticipée, correspond au nombre d’heures où l’offre est susceptible de ne pas être équilibrée avec la demande d’électricité au point de justifier le recours à des opérations de délestage par le gestionnaire de réseau

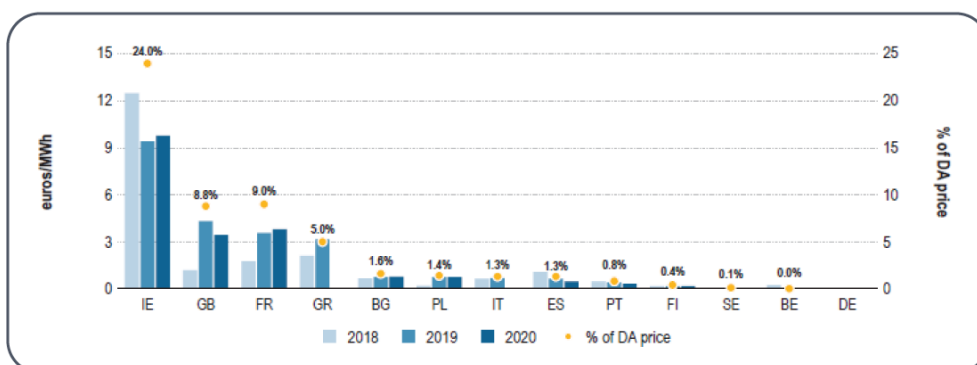
Source : Cour des comptes

La plupart des pays ont recours à un indicateur de perte de charge anticipée (*LOLE*). Les valeurs-cibles de cet indicateur sont différentes selon les pays. Ainsi l’Allemagne a adopté un seuil quasiment deux fois supérieur à celui retenu par la France ou le Royaume-Uni. En Espagne, le critère actuellement utilisé est un critère de marge sur la capacité nécessaire à la couverture de la pointe de consommation. Cette marge est fixée à 10 % du niveau de la pointe électrique devant être disponible à cette période. Cependant, l’Espagne est actuellement en train de conduire des réflexions afin de faire évoluer son critère de fiabilité de l’approvisionnement vers un critère de perte de charge.

### **Comparaison internationale sur les coûts globaux des mécanismes de capacité**

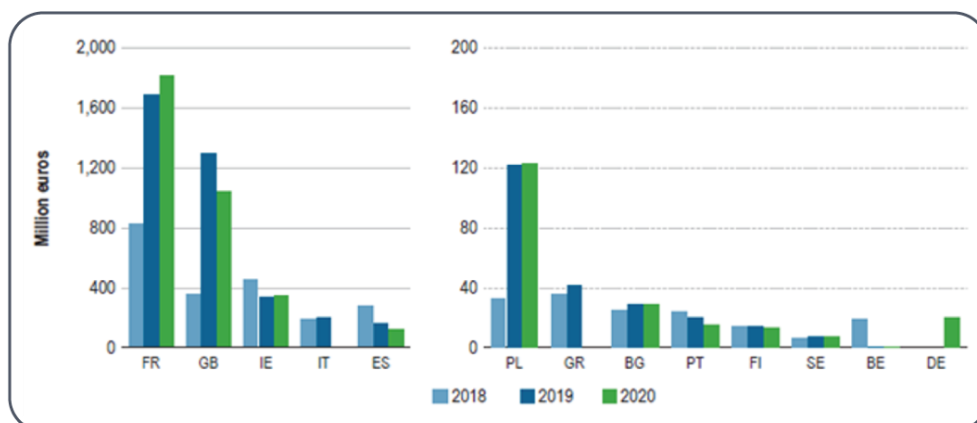
Les coûts associés à l’existence du dispositif, entendus comme la rémunération capacitaire totale assurée aux moyens de production ou d’effacement par le mécanisme choisi, varient beaucoup selon le pays, la nature du dispositif retenu, le volume de capacité rémunéré, ainsi que l’évolution des prix d’équilibre sur le marché de la capacité dans le cas de capacités allouées selon un mécanisme de marché. Les coûts par unité d’énergie consommée dans les pays concernés ainsi que les coûts totaux sont présentés dans les deux graphiques ci-dessous.

**Graphique n° 40 : coûts des mécanismes de capacité par unité d'énergie consommée**



Source : ACER – rapport 2019 sur les marchés de gros de l'électricité

**Graphique n° 41 : coûts globaux par pays des mécanismes de capacité**



Note : Le coût pour la France valorise toutes les capacités certifiées au prix de la capacité, sans tenir compte du fait que les capacités associées à l'ARENH et à ses équivalents ne donnent pas lieu à valorisation.

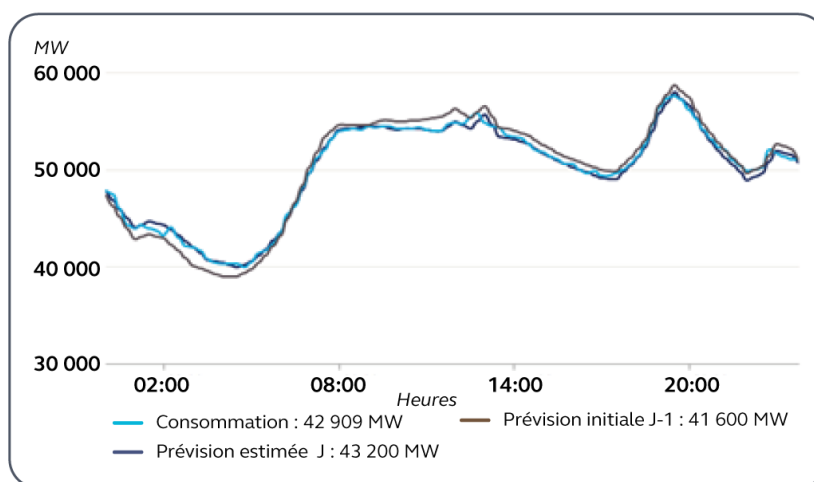
Source : ACER – rapport 2019 sur les marchés de gros de l'électricité

Cette variabilité des coûts s'explique par des besoins différents. La Suède peut par exemple s'appuyer sur une production hydroélectrique importante afin de maîtriser l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout moment. Par ailleurs, les coûts présentés dans les graphiques ci-dessus constituent des coûts bruts, qui ne prennent pas en compte les bénéfices pour les consommateurs finals résultant de l'existence du mécanisme de capacité, tels que l'évitement de pics de prix sur le marché de gros.

## Annexe n° 19 : courbes de consommation électrique France

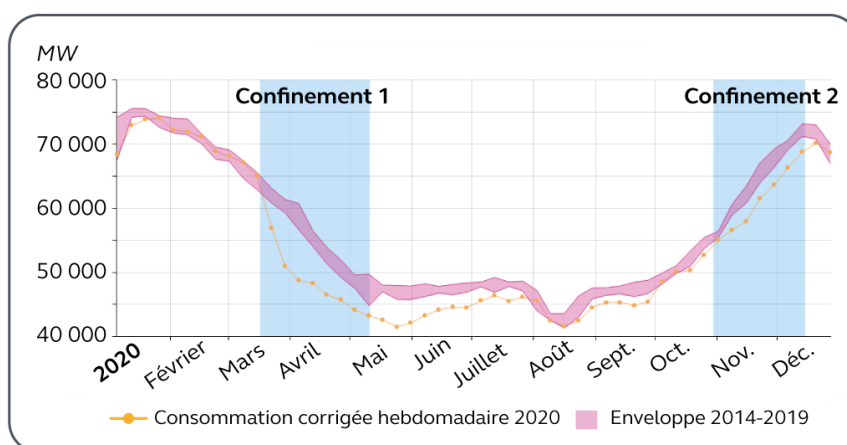
Les graphiques ci-dessous présentent les profils de consommation journalier et annuel français, avec leurs pics respectifs.

### Graphique n° 42 : exemple de courbe de consommation nationale d'une journée ouvrée – octobre 2021



Source : Courbes de consommation - RTE Portail Services ([services-rte.com](http://services-rte.com))

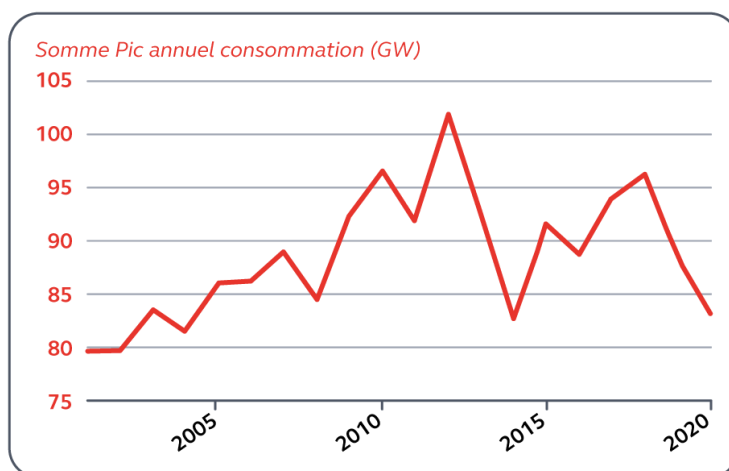
### Graphique n° 43 : consommation corrigée en France en 2020 : moyenne hebdomadaire (jours ouvrés)



Source : [Conso] 111 – Évolution de la consommation brute RTE Bilan électrique 2020 ([rte-france.com](http://rte-france.com))

Depuis les années 2000, le ministère de la transition écologique rappelle que si « la croissance de la pointe électrique était environ 2,5 fois plus rapide que la croissance de la consommation, cette dynamique de croissance a cependant connu un ralentissement et a rejoint, depuis 2015, celle de l'énergie. Cette problématique de croissance tendancielle de la pointe se double d'une problématique de variabilité de la pointe, par exemple, l'écart entre les pointes des années 2012 (102,1 GW) et 2014 (82,5 GW) est de près de 20 GW, une capacité équivalente à plus de 40 centrales à cycle combiné gaz. Cette évolution de la pointe électrique dépend essentiellement de l'évolution des usages thermosensibles de l'électricité, au premier rang desquels le chauffage électrique »<sup>290</sup>. Les projections du rapport Poignant-Sido sur l'augmentation de la pointe de consommation à horizon 2024/2025 se sont avérées à ce jour soit dans la cible prévisionnelle établie, soit supérieures à cette cible (sauf pour l'année 2014, résultat de la combinaison de la nouvelle réglementation thermique 2012 - qui a conduit à une forte baisse de la part de marché du chauffage électrique dans le logement neuf - et de températures particulièrement douces).

#### Graphique n° 44 : pic annuel consommation en France



Source : Graphique — Open Data Réseaux Énergies (ODRE) (reseaux-energies.fr)

La mise en place d'une obligation de capacité pour tous les fournisseurs et la création d'un marché secondaire d'échange de capacités ont donc été retenues parmi la vingtaine de mesures proposées par le rapport Poignant-Sido pour maîtriser la demande d'électricité en période de pointe, favoriser l'effacement et investir dans des moyens de production de pointe (propositions 16, 17 et 18 du rapport).

<sup>290</sup> Sécurité d'approvisionnement en électricité | Ministère de la Transition écologique (ecologie.gouv.fr)

## **Annexe n° 20 : fonctionnement du marché de capacités**

### **Rappels sur les moyens de pointe**

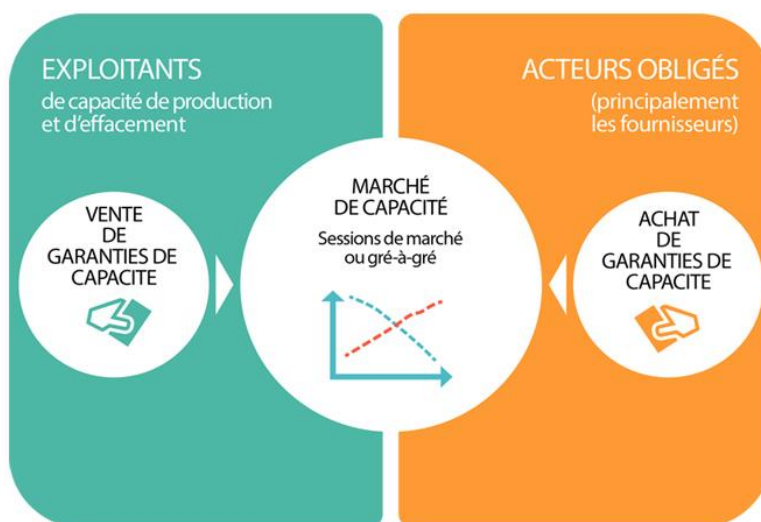
Les moyens de pointe présentent un rapport élevé entre coûts variables de mobilisation et coûts fixes. Leurs coûts fixes sont suffisamment faibles pour espérer être couverts par les prix élevés atteints en période de pointe, y compris lors de défaillances éventuelles. Le critère de défaillance, exprimé en nombre d'heures maximum admises, est du reste normalement calibré de sorte que les prix théoriquement atteints lors des défaillances, soit la valeur de l'électricité non distribuée (VOLL en France RTE a estimé à 20 000 euros /MWh le coût d'une coupure longue) perçus sur la durée admise de défaillance, couvrent les coûts fixes des moyens de pointe. En pratique, cependant, le prix de l'électricité est plafonné, sur le marché spot, à un niveau nettement inférieur à la VOLL (plafond de 3 000 €/MWh).

### **Les acteurs du mécanisme de capacité**

Les exploitants de capacité (producteurs) s'engagent à rendre leurs capacités (MW) disponibles pendant les périodes de pointe hivernale. L'engagement de disponibilité en MW pris sur une année est établi dans un contrat de certification avec RTE et constitue le niveau de capacité certifié (NCC). RTE délivre, au titulaire du contrat, des garanties de capacité (GC) qu'il peut vendre aux acteurs obligés de gré à gré ou lors des sessions de marché organisées par EPEX Spot. Dans le mécanisme de capacité, l'année est dénommée année de livraison (AL) et porte sur une période de 12 mois du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.

Les acteurs obligés sont les fournisseurs, ainsi que les gestionnaires de réseau pour leurs pertes et les consommateurs finals, qui, pour tout ou partie de leur consommation, ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur. Ils doivent démontrer chaque année qu'ils sont en mesure de couvrir la consommation de leur périmètre de clients, pendant les périodes de pointe hivernale. Pour cela, ils acquièrent un montant équivalent de garanties de capacité.

### Schéma n° 13 : les acteurs du marché de capacité



Source : [Participer au mécanisme de capacité - RTE Portail Services (services-rte.com)]

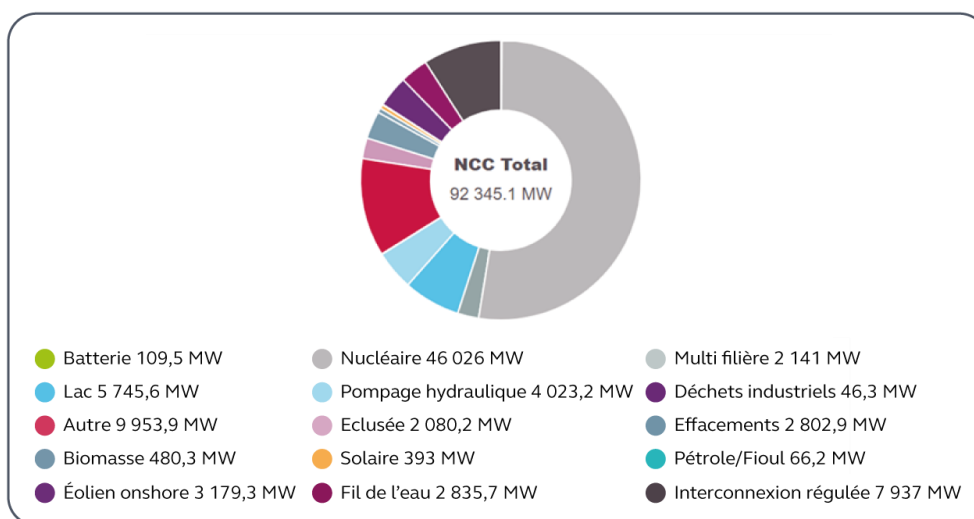
### La certification des capacités

Le mécanisme de capacité débute quatre ans en amont :

- Les exploitants de capacité de production en service en AL-4 (quatre ans avant le début de l'année de livraison) ont l'obligation de certifier leur capacité de production pour l'année AL avant le 31 octobre AL-4.
- Les exploitants de capacité d'effacement n'ont pas l'obligation de certifier leur capacité. Ils peuvent choisir de certifier leur capacité pour l'année AL jusqu'à la fin de l'année AL-1.

Il est possible, en fonction de l'évolution de la disponibilité de la capacité certifiée, et sous certaines conditions, de faire évoluer le niveau de capacité certifiée (NCC), à la hausse ou à la baisse, en procédant à des demandes de rééquilibrage jusqu'au 15 janvier de l'année AL+1.

### Graphique n° 45 : répartition et niveau de capacité évolué total – 2021



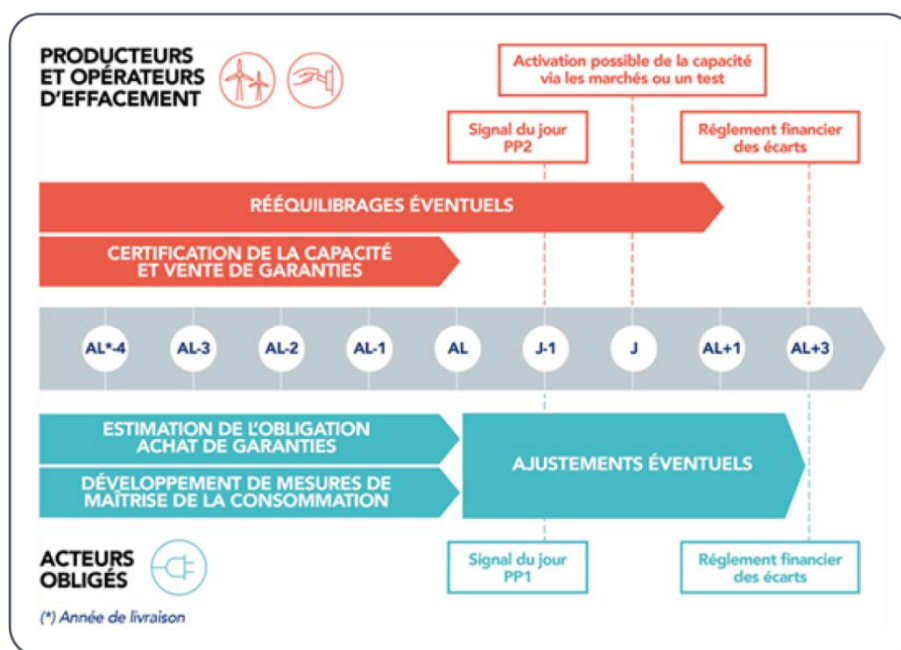
\*NCC évolué (disponibilité prévisionnelle) : « Niveau de capacité certifié évolué » meilleure estimation du NCE portée à la connaissance de RTE par l'exploitant de capacité. Il peut différer du NCC quand l'exploitant a effectué une déclaration d'évolution des paramètres de certification, sans procéder à un rééquilibrage.  
Source : Registre des capacités certifiées - RTE Portail Services (services-rte.com)

### Le calendrier du mécanisme de capacité

Les acteurs obligés et les exploitants de capacité peuvent échanger des garanties de capacité (de production ou d'effacement) de gré à gré ou *via* des enchères organisées chaque année par EPEX Spot.

Les sessions de marchés (enchères) où s'échangent les garanties doivent être, en régime permanent, au nombre de 15 avant chaque année de livraison. Les résultats de chaque session de marché et le calendrier des enchères sont publiés sur le site d'EPEX.

## Schéma n° 14 : le calendrier du mécanisme de capacité



Source : [Participer au mécanisme de capacité - RTE Portail Services (services-rte.com)]

Chaque année (année de livraison AL), RTE fixe le nombre de jours de forte consommation. À cet effet, RTE signale les jours de pointe PP1 (pour les acteurs obligés) et PP2 (pour les exploitants), la veille pour le lendemain, durant lesquels les acteurs obligés et les exploitants de capacité devront remplir leurs engagements respectifs. Entre 10 à 15 jours PP1 et 10 à 25 jours PP2 peuvent être signalés chaque année, du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars et du 1<sup>er</sup> novembre au 31 décembre sur les plages horaires de 7 heures à 15 heures et de 18 heures à 20 heures.

- Un jour PP1 est également un jour PP2.
- Les jours PP1 ne peuvent être sélectionnés que parmi les jours ouvrés à l'exclusion des vacances scolaires de Noël de l'année de livraison telles que définies dans l'arrêté relatif au calendrier scolaire national en vigueur.
- Les jours PP2 peuvent être sélectionnés parmi tous les jours, hors samedi et dimanche, et hors vacances scolaires de Noël.

RTE annonce publiquement les jours PP1 et PP2 sur son site Internet le jour précédent.



L'article R. 335-1 du code de l'énergie définit les jours PP1 et PP2 qui servent à encadrer le mécanisme de capacité.

Une « période de pointe » désigne les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée.

La « période de pointe PP1 » est la période de pointe servant à calculer la puissance de référence des consommateurs. La « période de pointe PP2 » est la période de pointe utilisée dans les méthodes de certification et de contrôle des capacités et des interconnexions.

### **Rôle des interconnexions dans le mécanisme de capacité**

Dès la mise en œuvre du mécanisme, les interconnexions ont été prises en compte de manière implicite<sup>291</sup>, par un coefficient de sécurité fixé au démarrage d'un exercice, soit quatre années en amont de l'année de livraison, sur le besoin de capacité annuel calculé par RTE.

Pour faire approuver le mécanisme de capacité par la Commission européenne, la France a fait évoluer la prise en compte des interconnexions (cf. l'encadré ci-dessous). Ainsi, depuis 2019 (selon un modèle simplifié dans un premier temps, puis sous la forme d'une procédure reposant sur l'attribution de tickets d'interconnexion), la contribution des pays membres, directement reliés à la France par des jonctions transfrontalières, est prise en compte de manière explicite. La contribution d'un pays est basée sur l'espérance d'import depuis ce pays en cas de défaillance côté français, selon les calculs du Bilan prévisionnel de RTE. Pour les années 2020 et 2021 et pour les cinq pays concernés, la prise en compte de manière explicite est respectivement de 6 700 MW et 9 000 MW.

#### **Un mécanisme autorisé en 2016 par la Commission européenne pour 10 ans**

La décision UE 2017/503 de la Commission du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aides SA.39621 2015/C a validé les mesures prises par les autorités françaises pour se conformer aux règles de l'Union européenne pour une période de 10 ans. Les adaptations du mécanisme proposées par la France concernent les principaux points suivants (dont la plupart ont donné lieu à modification réglementaire en 2018<sup>292</sup>) :

<sup>291</sup> Fixée par l'article 3 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 portant création d'un mécanisme de capacité, qui dispose que « *les interconnexions du marché français de l'électricité avec les autres marchés européens sont prises en compte dans la détermination de l'obligation de capacité ; leur effet est intégré dans la détermination du coefficient de sécurité tenant compte du risque de défaillance* ».

<sup>292</sup> Arrêté ministériel du 21 décembre 2018 définissant les règles du mécanisme de capacité pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie.

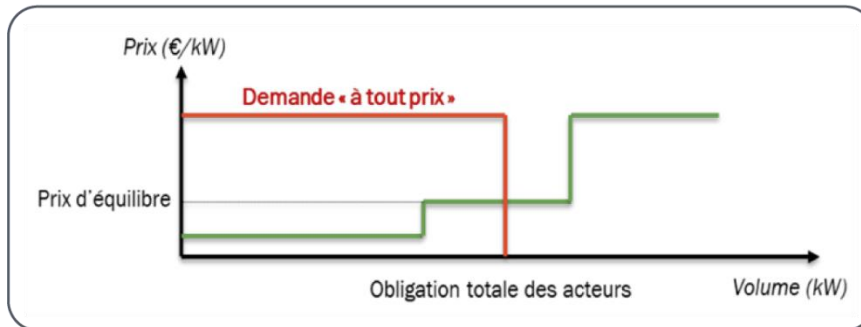
- depuis 2019, la contribution des pays membres directement reliés à la France par des jonctions transfrontalières, peut être prise en compte de manière explicite, *via* l'attribution de tickets d'interconnexion ;
- un dispositif d'appel d'offres à long terme (AOLT) a été mis en place pour éviter les barrières à l'entrée, permettre aux nouvelles capacités de bénéficier d'un contrat pour différence sur une période de sept ans et assurer une stabilité et une visibilité des revenus capacitaires sur cette période ;
- des règles plus strictes ont été adoptées en matière de certifications et de fonctionnement du marché, notamment pour réduire les risques de rétention de capacités (tunnel de certification et incitations aux rééquilibrages rapides notamment), les risques de rétention de garanties de capacités (augmentation du nombre d'enchères et obligations d'offrir des volumes minimaux) et les risques de ciseau tarifaire (cessions internes effectuées au prix de marché et accès des acteurs au registre des transactions).

### **Cadre théorique de la formation du prix de la capacité**

Contrairement au marché de l'énergie, le cadre théorique relatif au marché de capacités décentralisé est peu décrit par la littérature. La CRE a néanmoins décrit le comportement attendu des acteurs, dans son rapport 2018 de surveillance des marchés de gros<sup>293</sup>, et rappelé le cadre théorique d'analyse de la formation du prix sur le marché de capacité *via* le concept de « *missing money* ».

Sur le marché de capacités, les détenteurs de capacités existantes certifiées devraient demander pour celles-ci un prix correspondant à la part de leurs coûts fixes d'exploitation (coûts évitables en cas de fermeture ou de mise sous cocon) non couverts par leurs anticipations de revenus tirés du marché de l'énergie, c'est-à-dire à leur « *missing money* ». Pour toute capacité vendue lors d'une enchère, ils reçoivent par ailleurs le prix d'équilibre de l'enchère. En théorie, la demande devrait se faire quant à elle « à tout prix », de manière à assurer la couverture complète de l'obligation des fournisseurs (acteurs obligés). La valeur de marché de la capacité correspond alors au prix d'équilibre théorique résultant de la rencontre de l'offre et de la demande totales de capacités lors d'une enchère unique (cf. le graphique ci-dessous).

<sup>293</sup> Commission de Régulation de l'Énergie Surveillance Rapport 2018 « *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel* ».

**Graphique n° 46 : détermination du prix d'équilibre**

Source : Commission de Régulation de l'Énergie - Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, 2018

## Annexe n° 21 : les centrales hydroélectriques françaises : typologie, puissance et production

### Typologie des centrales

La filière hydraulique permet de mobiliser des centrales de grande capacité<sup>294</sup> (STEP station de transfert d'énergie par pompage<sup>295</sup>, STEP mixte, qui associe turbinage par pompage et gravitaire, et retenues de type « lac ») à la demande.

**Tableau n° 17 : répartition du parc et de la production moyenne en fonction des types de centrales hydroélectriques**

	Puissance installée totale (GW)	Production totale (TWh°)
<i>Fil de l'eau</i>	7,7	30
<i>Éclusées</i>	3,9	10
<i>Lac</i>	9,6	15
<i>STEP</i>	4,2	1,2

Source : Hydroélectricité | Ministère de la Transition écologique ([ecologie.gouv.fr](http://ecologie.gouv.fr))

### Analyse de la couverture des coûts

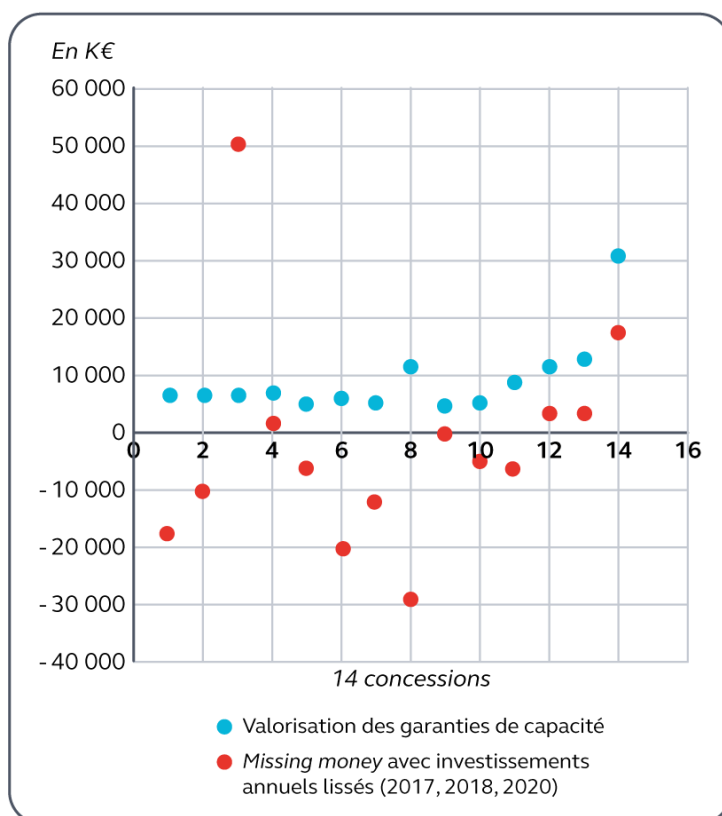
La Cour a analysé la couverture des coûts des 14 concessions hydroélectriques d'une puissance supérieure à 300 MW, à partir des informations contenues dans les rapports d'analyse des rapports annuels d'exploitation des concessions (RAEC).

<sup>294</sup> Hors petites centrales hydrauliques (PCH), il existe trois grandes catégories d'aménagements hydrauliques : les lacs ou hautes chutes caractérisées par un débit faible et un dénivelé très fort avec une chute supérieure à 300 m, les éclusées ou moyennes chutes avec un débit moyen et un dénivelé assez fort, les centrales au fil de l'eau ou de basse chute caractérisées par un débit très fort et un dénivelé faible. Dans ce dernier cas, il n'y a pas de retenue d'eau et l'électricité est produite en temps réel.

<sup>295</sup> Une station de transfert d'énergie par pompage ou STEP fonctionne en circuit fermé. Son principe repose sur une double retenue d'eau : l'eau du bassin supérieur situé en amont est turbinée aux heures de très forte consommation puis recueillie dans une retenue en aval. La retenue supérieure constitue donc une retenue d'énergie. L'eau recueillie en aval est ensuite pompée pour remplir à nouveau la retenue amont.

L'estimation du *missing money* a été établi en comparant les revenus des concessions, établis de façon normative<sup>296</sup>, à leurs coûts d'exploitation, auxquels les investissements<sup>297</sup> ont été rajoutés.

**Graphique n° 47 : *missing money* et revenus de capacité des 14 concessions hydroélectriques d'une puissance > 300 MW - 2020**



Note : un *missing money* négatif signifie que la concession n'avait pas besoin d'un revenu supplémentaire pour se maintenir en production.

Source : Cour des comptes

<sup>296</sup> Cette recette est calculée en valorisant la production instantanée de la concession au prix « spot » des marchés de l'électricité.

<sup>297</sup> Prise en compte des investissements 2017, 2018 et 2020 rapportés à une moyenne annuelle (lissage sur trois ans).

Le calcul ne peut toutefois pas exactement être assimilé à un *missing money* dans le sens où il n'a pas été possible de déterminer, dans les investissements, quels étaient ceux nécessaires à la poursuite de l'exploitation, et ceux participant à la prolongation de la durée de vie des installations.

Dans son rapport sur les coûts du système de production électrique<sup>298</sup>, la Cour avait souligné que les estimations appuyées sur la prise en compte d'un CAPEX moyen « *peuvent être assimilées à un calcul de LCOE de prolongation (puisque les investissements de construction n'apparaissent pas) pour lequel une hypothèse de coûts de CAPEX et d'OPEX annuels constants en euros courants aurait été retenue* ».

L'analyse de la couverture des coûts complets (et non des seuls coûts de prolongation) nécessiterait quant à elle d'établir si les investissements initiaux ont été complètement amortis, et de déterminer une durée de vie prévisionnelle pour les concessions. Cet exercice n'a pas été réalisé dans le cadre de ce rapport. Il nécessiterait un travail préalable sur les données utilisables.

---

<sup>298</sup> Cour des comptes, *L'analyse des coûts du système électrique en France*, observations définitives, décembre 2021.

# **Réponses des administrations et organismes concernés**





## Sommaire

Réponse de la ministre de la transition énergétique.....	275
Réponse du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique .....	281
Réponse du Président-directeur général de la société Électricité de France (EDF) .....	283
Réponse du Président de l'Autorité de la concurrence .....	288
Réponse du Président de l'Association nationale de consommation, logement et cadre de vie (CLCV) .....	292
Réponse de la Présidente de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).....	296
Réponse du Président de l'Association française indépendante de l'électricité et du gaz (AFIEG).....	298

### Destinataire n'ayant pas d'observation

Monsieur le Président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

### Destinataires n'ayant pas répondu

Monsieur le Président du directoire de la société Réseau  
de transport d'électricité (RTE)

Monsieur le Président de l'Association UFC Que Choisir



## **RÉPONSE DE LA MINISTRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

*C'est avec beaucoup d'attention et d'intérêt que j'ai pris connaissance du rapport d'évaluation de politique publique intitulé L'organisation des marchés de l'électricité, dont je souhaite avant toute chose souligner la qualité et les vertus pédagogiques s'agissant d'un sujet particulièrement technique mais fondamental pour la réussite de la transition énergétique française, la compétitivité de notre nation et la protection de nos concitoyens. Le rapport permet de remettre en perspective l'introduction et les évolutions de ces modes d'intervention, dans la dynamique de l'ouverture progressive des marchés à la concurrence.*

*Si je partage nombre de vos constats, et en particulier le principal, à savoir la nécessité de rénover le cadre français des marchés de l'électricité, au travers de la révision de la loi NOME, adoptée il y a plus de 10 ans, et si je souscris, pour l'essentiel, aux recommandations que vous formulez - la mise en oeuvre de la plupart ayant d'ailleurs déjà été engagée par les services de mon ministère - je souhaiterais néanmoins vous faire part de certaines considérations qui me semblent pouvoir utilement compléter vos travaux.*

*En premier lieu, je souhaiterais revenir sur le cadre sectoriel et concurrentiel européen, dans lequel l'intervention des pouvoirs publics français doit s'inscrire. Certes, le rapport de la Cour mentionne les principales règles et textes européens qui s'imposent aujourd'hui aux autorités de régulation françaises, mais sans réellement en tirer les conséquences.*

*La construction du marché intérieur de l'électricité, depuis la fin des années 1990, a été à l'origine de réelles avancées pour le projet communautaire et pour les Français. A la faveur de celle-ci s'est développée une solidarité européenne en matière de sécurité d'approvisionnement, en l'absence de laquelle la France ne serait pas en mesure, bien souvent, de faire face à ses pointes de consommation hivernales. Ce marché est en outre à l'origine d'une mise en commun, à chaque instant, des moyens de production disponibles en Europe pour répondre aussi efficacement que possible aux besoins énergétiques de l'Union, offrant notamment des opportunités économiques importantes aux producteurs français.*

*Mais l'instauration de ce nouveau marché a aussi profondément remis en cause l'organisation passée du système électrique français et, par certains aspects, s'est heurtée aux spécificités de celui-ci, au premier rang desquels figure, comme l'a noté la Cour, la compétitivité du parc électronucléaire national.*

*Aussi eût-il été bénéfique pour le raisonnement qu'au lieu de se focaliser sur l'analyse des dispositifs français appréciés pour eux-mêmes, la Cour évalue également les conséquences, pour le système électrique français, des règles sectorielles et concurrentielles européennes telles qu'elles figurent dans les textes et telles qu'elles résultent de l'interprétation qu'en font les directions générales de l'énergie et de la concurrence de la Commission européenne.*

*Un tel positionnement aurait sans doute fortement modifié la tonalité des conclusions du rapport de la Cour en faisant ressortir que les dispositifs de régulation français, pour imparfaits qu'ils soient, ont permis de limiter, dans l'ensemble, les principaux inconvénients qui auraient autrement résulté de l'application directe du cadre européen en l'absence de mesures correctrices visant à tenir compte des spécificités françaises.*

*L'existence de ces mesures correctrices et nécessaires est le fruit d'un important travail mené par les autorités françaises. De fait, les trois mesures analysées par la Cour, qu'il s'agisse des tarifs réglementés de vente, de l'AREN H ou du mécanisme de capacité, n'existeraient pas sans la détermination des autorités françaises à les défendre sur la scène européenne et auprès des services de la Commission. Il y a ainsi lieu de rappeler que :*

- *Sans la mobilisation de la France au sein du Conseil lors de la négociation du paquet Energie Propre, il est fort probable que la possibilité offerte aux Etats membres de prévoir des tarifs réglementés de vente eût disparu de l'ordonnancement juridique européen. Or, ces tarifs offrent, dans la crise que nous traversons, une protection importante aux consommateurs particuliers et aux petites entreprises (cf. infra).*
- *De même, l'ARENH ne doit son existence qu'à la volonté des pouvoirs publics français de faire bénéficier, à tous les consommateurs, la compétitivité du parc de production nucléaire et ce quel que soit leur fournisseur.*
- *Enfin, la mise en oeuvre du mécanisme de capacité n'a été rendue possible qu'après un long travail de démonstration de sa compatibilité avec le marché intérieur et de sa nécessité pour la sécurité d'approvisionnement, à l'occasion d'une enquête approfondie ayant visé le dispositif et au cours des discussions qui ont abouti à l'adoption du Paquet Energie Propre.*

*Toutes ces régulations sont donc le fruit de longues négociations qui s'inscrivent dans un cadre juridique communautaire contraint, et ces conditions d'élaboration expliquent pour une large part la relative rigidité qui les affecte.*

*C'est pour dégager des marges de manoeuvre vis-à-vis de ces différents sujets que la France défend depuis plusieurs mois la nécessité d'une réforme des règles européennes et qu'elle continuera de le faire dans les mois à venir. La France porte l'idée que le marché de l'électricité doit permettre que les prix payés par les consommateurs soient représentatifs des coûts de production du système électrique, et non pas uniquement des signaux de court terme du marché de gros de l'électricité qui reflètent depuis des années, et encore aujourd'hui, essentiellement les évolutions du prix des énergies fossiles et du carbone. Les évolutions récentes des marchés de l'énergie ont largement validé les vues françaises exprimées, pour certaines, bien avant la crise des marchés de l'énergie que nous connaissons aujourd'hui.*

*Elles ont convaincu de nombreux acteurs, y compris la Commission européenne, de réinterroger ces règles en y intégrant davantage de régulation. Ces évolutions constituent des opportunités de réformer le marché européen que je veux saisir. Ces travaux de refonte demanderont néanmoins du temps.*

*S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité, les auteurs considèrent que leur existence ne contribue que de manière incertaine à la compétitivité de l'approvisionnement des consommateurs particuliers et contribue même négativement à la stabilité des prix payés par ces derniers. Je considère pour ma part que ces tarifs contribuent positivement dans la crise actuelle à la protection des consommateurs. La Commission européenne ne s'y est d'ailleurs pas trompée et a fait des tarifs réglementés de vente, dans ses diverses communications présentant les outils mobilisables au cours de la crise, l'un des outils de référence, encourageant les Etats à y recourir à court terme.*

*Pour ce qui concerne l'ARENH, le rapport critique le dispositif en ce qu'il ne permettrait pas d'assurer, dans tous les cas de figure, la couverture des coûts comptables du parc de production nucléaire. Les auteurs notent toutefois que ce résultat a bien été atteint durant la période considérée 2011-2021 mais de manière fortuite, du fait des effets contraires de l'optionnalité du mécanisme et des conséquences de l'écêtement des deriandes des fournisseurs alternatifs à partir 2018.*

*Or, lors de son introduction en 2011 l'objectif de l'ARENH n'était pas d'assurer la couverture des coûts du parc de production nucléaire historique. Les objectifs du dispositif sont rappelés à l'article L.336-1, qui dispose que celui-ci vise à « assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français.*

*Ainsi, si on analyse le dispositif à l'aune des finalités qui sont historiquement les siennes : le transfert de la compétitivité du parc nucléaire aux consommateurs quel que soit leur fournisseur, alors il est incontestable que le dispositif a bien atteint son but.*

*De cette prémisse erronée concernant l'ARENH découle une autre erreur concernant le mécanisme de capacité. Dans son analyse, la Cour considère que du fait de l'existence de l'ARENH, le parc nucléaire eût dû être exclu du dispositif. Or, une telle exclusion aurait été incohérente : non seulement au regard des objectifs de l'ARENH, comme cela vient d'être rappelé, mais en outre au regard de son caractère asymétrique, celui-ci ne peut pas, par construction, être un outil qui assure la couverture des coûts du nucléaire, en particulier en période de prix bas sur les marchés.*

*L'inclusion du nucléaire dans le mécanisme de capacité durant la période passée se justifiait donc précisément du fait de l'optionnalité de l'ARENH. Je note également, sans que cela ne remette en cause l'intérêt d'une future réforme du mécanisme de capacité, que la Cour ne conteste pas l'évaluation largement bénéfique que fait RTE du dispositif, lequel serait à l'origine d'un gain pour la collectivité de 75 à 280 M€ par an.*

*Les trois dispositifs ont donc, pour une large part, atteint leurs objectifs historiques durant la période passée. Ils ont accompagné l'ouverture à la concurrence en offrant aux consommateurs une référence de prix plus stable que les fluctuations courtermistes du marché ; leur ont fait bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire, et ont contribué à leur sécurité d'approvisionnement en limitant la fermeture de centrales de production pilotables. Sans la mise en oeuvre de ces outils au travers d'une politique publique volontariste venant pallier les limites de la politique sectorielle européenne, la situation actuelle des consommateurs et de l'économie française serait aujourd'hui grandement dégradée.*

*S'agissant des recommandations formulées par la Cour, elles appellent de ma part les commentaires suivants :*

*Trois recommandations portent sur le marché de détail ; elles reçoivent toutes mon assentiment. La première s'adressant à la CRE, je me concentrerai sur les deux suivantes.*

*Pour ce qui concerne la deuxième recommandation, qui vise à limiter les effets de l'écrêtement de l'ARENH sur les tarifs en allongeant la période de couverture des volumes écrêtés, je tiens à souligner qu'une telle réforme est en cours, et que mes équipes travaillent en ce moment même à sa mise en oeuvre au travers de la révision du coefficient de bouclage prévu par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, laquelle révision devrait permettre de recalculer les droits totaux des fournisseurs sur le niveau du plafond de sorte à limiter, sinon à prévenir, l'écrêtement de leurs demandes sans pour autant toucher aux montants des volumes d'AREN H livrés par EDF.*

*S'agissant de la troisième recommandation, qui vise à renforcer les garanties exigées des fournisseurs, cette proposition fait partie de celles que la France a défendues au niveau européen (cf. note de bas de page 226, en page 162, du rapport de la Cour). Grâce à l'engagement de la France dans le débat européen, cette idée fait aujourd'hui largement consensus et figure parmi les pistes de réforme identifiées tant par l'ACER que par la Commission comme devant être apportées à court terme aux marchés européens de l'électricité, au niveau national ou communautaire.*

*Je souscris pleinement à la quatrième recommandation de la Cour qui préconise de faire correspondre à chaque instrument de régulation un objectif prioritaire, tout en veillant à la cohérence des différentes interventions, mais il me semble que globalement cette recommandation est suivie dans le cadre actuel. Je serai toutefois particulièrement attentive à ce qu'elle le demeure à l'avenir, à l'occasion des réformes que celui-ci connaîtra.*

*Les trois dernières recommandations de la Cour concernent plus directement le cadre communautaire sectoriel et concurrentiel en se référant respectivement à l'article 5 de la directive 2019/944 sur le marché intérieur de l'électricité, à la mise en oeuvre d'une nouvelle régulation du nucléaire existant devant être négociée avec la Commission, et à la réforme du mécanisme de capacité dont les modalités devront, elles aussi, être convenues avec la Commission.*

*Comme mentionné précédemment, c'est pour dégager des marges de manoeuvre vis-à-vis de ces différents sujets que la France défend depuis plusieurs mois la nécessité d'une réforme des règles européennes et qu'elle continuera de le faire dans les mois à venir.*

*Dans l'intervalle, nous respecterons bien sûr le cadre européen en vigueur, mais je ne crois pas, contrairement à ce qu'affirme la Cour, que la priorité relativement à l'article 5 précédemment cité soit d'examiner l'opportunité d'une réduction du champ des tarifs réglementés de vente. Je crois plutôt que, concernant cet article, il est urgent de convaincre la Commission d'en faire une lecture plus ouverte, qui ne s'opposerait pas à des dispositifs de régulation des prix portant sur une partie de la facture des consommateurs, comme le prévoyait le projet de régulation envisagé par mes services et présenté aux parties prenantes du secteur début 2020. C'est d'ailleurs dans cette direction qu'évoluent les positions de la Commission à la faveur de la crise récente.*

*La mise en oeuvre d'une régulation du nucléaire existant est au nombre de mes priorités pour les mois à venir, d'autant plus que le mécanisme d'Arenh prendra fin au 31 décembre 2025 conformément à l'article L 336-8 du code de l'énergie. Je souscris aux recommandations formulées expressément par la Cour, sans pour autant partager ses interrogations quant à l'inclusion de Flamanville 3 dans celle-ci ; cette dernière me semblant en effet justifiée compte tenu du contexte antérieur à la libéralisation dans lequel avait été décidé cet investissement. Pour le reste, qu'il s'agisse du périmètre des consommateurs devant bénéficier du dispositif, des modalités transparentes et dynamiques de fixation du prix, des incitations à la performance renvoyées à EDF, les vues de la Cour sont partagées. La Cour aura d'ailleurs constaté, en se fondant sur les documents qui lui ont été fournis pour les besoins de son rapport, que ce sont ces principes qui ont guidé les travaux de mes services ces trois dernières années.*

*Enfin, en ce qui concerne le mécanisme de capacité, qui fait l'objet de votre dernière recommandation, si la nécessité d'une réforme est indéniable et que celle-ci devra tenir compte du cadre de régulation applicable au nucléaire pour éviter toute sur-rémunération de la filière, il me semble préférable que le dispositif révisé continue d'inciter les exploitants de capacités de production pilotable et d'effacement à favoriser la disponibilité de leurs moyens durant les périodes les plus tendues pour le système électrique. Une exclusion de la filière nucléaire de celui-ci ne me semble donc pas, à tout le moins en l'état des réflexions, l'option à privilégier.*

---



**RÉPONSE DU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES  
ET DE LA SOUVERAINETÉ INDUSTRIELLE ET NUMÉRIQUE**

*Je vous remercie pour la transmission du rapport de la Cour des Comptes relatif à l'organisation des marchés de l'électricité, dont j'ai pris connaissance avec attention.*

*La rédaction de ce rapport intervient alors que la situation des marchés de l'électricité présente un caractère inédit depuis le troisième trimestre 2021. Des niveaux de volatilité et de prix très élevés sur les marchés de gros sont constatés. Ils auraient entraîné des répercussions importantes sur les consommateurs finaux si le Gouvernement n'était pas intervenu. A titre d'exemple, les prix à terme de l'électricité pour l'année 2022 ont été multipliés par cinq entre janvier et décembre 2021, et ceux pour 2023 ont connu entre janvier 2021 et aujourd'hui une évolution similaire, s'établissant désormais à plus de 300 €/MWh.*

*Ces évolutions s'expliquaient en 2021 principalement par la hausse des prix du gaz et dans une moindre mesure du carbone, facteurs qui persistent en 2022 du fait de la guerre en Ukraine, mais auxquels s'est ajoutée la mise à l'arrêt de plusieurs réacteurs nucléaires depuis décembre 2021, qui a conduit EDF à réviser fortement à la baisse ses estimations de production nucléaire pour les années 2022 et 2023.*

*Le Gouvernement a mis en œuvre un ensemble de mesures pour protéger les clients particuliers et les entreprises face au contexte actuel de hausse des prix de l'électricité, à savoir notamment (i) une baisse de la TICFE applicable à compter du 1<sup>er</sup> février 2022 pour tous les consommateurs qui y sont assujettis, dans la limite du montant minimum légal, (ii) un bouclier tarifaire basé sur le principe d'une limitation à 4 % TTC en moyenne de la hausse en février 2022 des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) pour les clients résidentiels, (iii) une extension de ce plafonnement aux clients non résidentiels encore éligibles au TRV et (iv) une augmentation à titre exceptionnel de 20 TWh du volume d'ARENH qui sera livré en 2022, à un prix de 46,20 €/MWh. Sans ces mesures, les TRV auraient en effet dû augmenter d'environ 44,5 % HT en moyenne au 1<sup>er</sup> février 2022 (environ 35 % TTC). Cette augmentation théorique était pour l'essentiel due au niveau élevé des prix de marché du 2 au 23 décembre 2021, cette période ayant un poids prépondérant dans la formule appliquée par la CRE pour déterminer l'évolution des TRV. Comme le souligne la Cour, une période de référence aussi restreinte expose le TRV à des événements de marché, et sa redéfinition constituerait une piste à explorer pour limiter la volatilité du TRV.*

*La transition énergétique et la réduction de notre dépendance aux énergies fossiles, notamment en provenance de la Russie, pourrait conduire, à court et moyen terme, à une forte volatilité sur les marchés de gros. Afin de réduire la transmission de cette volatilité aux consommateurs et d'assurer la continuité de l'approvisionnement électrique, il apparaît nécessaire de mieux encadrer les pratiques des fournisseurs alternatifs et leur exposition aux prix de marché de court terme, proposition portée par les autorités françaises dans le cadre des discussions européennes sur ce sujet.*

*Au-delà de ces évolutions nécessaires, les variations de prix de marché de l'électricité ne permettent pas de garantir la couverture des coûts complets du parc nucléaire existant d'EDF ni d'assurer la soutenabilité de la décarbonation de l'économie européenne par l'électrification des usages, justifiant dès lors l'évolution de la régulation sectorielle des marchés. Dans ce contexte, un lien plus fort devrait exister entre le prix payé par les consommateurs et le coût moyen de génération du mix électrique largement décarboné en France, afin de permettre la couverture des coûts d'EDF tout en maîtrisant l'impact de ces coûts sur la facture d'électricité des consommateurs. L'atteinte de cet objectif pourrait notamment passer en France par la mise en place d'une régulation économique (en amont et/ou en aval) du parc nucléaire existant en lieu et place du dispositif actuel de l'ARENH, sous réserve de trouver un accord avec l'ensemble des parties prenantes.*

*Je souhaite rappeler à ce titre, s'agissant du projet de recommandation n°6 de la Cour (relatif à la mise en place éventuelle d'une régulation de la production du parc nucléaire existant), que le Gouvernement, en lien étroit avec EDF, a engagé des discussions avec la Commission européenne visant la mise en place de mécanismes de régulation qui prendrait le relais du dispositif ARENH actuel tout en respectant les règles du marché européen de l'électricité. Cette demande d'évolution de la régulation économique de la production nucléaire existante, fondée sur la contribution majeure de celle-ci à la politique énergétique française bas carbone, permettrait une juste rémunération d'EDF au titre de son activité de production nucléaire.*

*Ce projet doit nécessairement protéger les consommateurs français, particuliers comme entreprises, contre la volatilité et les hausses excessives des prix de l'électricité, en les associant, dans la durée, au bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire. Le Gouvernement poursuit ses échanges avec la Commission européenne en vue de convenir des modalités d'une réforme de la régulation du parc nucléaire français existant, protectrice pour les consommateurs et respectueuse des intérêts d'EDF.*

### **RÉPONSE DU PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL DE LA SOCIÉTÉ ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (EDF)**

*Dans le de rapport d'évaluation de politique publique intitulé « L'organisation des marchés de l'électricité », la Cour s'est attachée plus particulièrement à l'examen du cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH), des tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV) et du mécanisme d'obligation de capacité.*

*EDF s'inscrit pleinement dans la transition énergétique vers l'objectif de neutralité carbone que se sont fixé l'Union européenne et la France. Pour atteindre cet objectif, le consensus est clair sur l'importance de la maîtrise de la consommation d'énergie et les rôles prépondérants de la chaleur et de l'électricité bas carbone ainsi que d'une électrification massive de nombreux usages.*

*Cette transition nécessite des investissements très importants, tant dans l'outil de production énergétique que dans l'industrie, le bâtiment, ou encore le transport pour ne plus recourir aux énergies fossiles et adopter des solutions utilisant de la chaleur ou de l'électricité bas carbone. En la matière, disposer de visibilité sur les prix sur un horizon de moyen et long terme est une condition déterminante pour que les opérateurs puissent engager ces investissements. Le secteur électrique français dispose d'atouts majeurs pour réussir cette transition, avec à la fois le nucléaire, l'hydroélectricité et les Energies Nouvelles Renouvelables, à un coût maîtrisé, comme l'illustrent les récents travaux prospectifs de RTE.*

*La mission d'évaluation conduite par la Cour prend un relief particulier dans le contexte géopolitique actuel dans lequel les Etats membres de l'Union européenne recherchent ensemble des mesures permettant de minimiser l'ampleur et l'impact des hausses de prix, de réduire la dépendance énergétique et de faire face aux enjeux de sécurité d'approvisionnement pour l'hiver prochain.*

*S'agissant des tarifs réglementés de vente pratiqués en France, je tiens à souligner la stabilité et la compétitivité qu'ils procurent aux consommateurs français, qu'il convient d'apprécier au regard du niveau et de la volatilité des prix que subissent les consommateurs résidentiels et les petites entreprises dans nombre de pays européens.*

*Dans le contexte récent de hausse très importante des prix de marché, la construction des TRV, qui repose d'une part sur un socle ARENH et d'autre part sur un complément d'approvisionnement à prix de marché lissé sur 24 mois, permet, malgré les effets de l'écrêtement de l'ARENH, de procurer aux consommateurs des prix à la fois plus compétitifs et plus stables que des offres dirigées par les conditions de marché. Le rôle protecteur et stabilisateur des TRV apparaît ainsi de manière évidente pour les consommateurs qui y souscrivent, mais aussi pour l'ensemble des consommateurs, dans la mesure où il constitue un standard de référence modérateur.*

*Il est cependant vivement souhaitable, pour consolider cette stabilité, de faire évoluer le prix du complément en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH, comme le souligne votre rapport dans sa deuxième recommandation.*

*La Cour pointe « une correspondance désormais aléatoire entre le niveau des TRV et les coûts de production d'EDF » ces dernières années, en sous-entendant qu'elle s'accompagne de revenus indus pour EDF. A cet égard, EDF tient à rappeler que la méthodologie de calcul des TRV, dite « par empilement de briques de coûts », appliquée depuis 2014, vise à garantir la contestabilité des TRV par les offres des fournisseurs alternatifs. Elle réplique à cette fin les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, constitués notamment d'une part aux conditions de l'ARENH et de son complément aux conditions de marché de gros. Par construction, la part « énergie » des TRV ne correspond effectivement ainsi plus aux coûts de production d'EDF. Cette méthodologie atteint ce faisant son objectif qui est de permettre la coexistence d'un tarif réglementé compétitif et d'une concurrence effective, qui est mise en capacité de contester les prix réglementés. Cette construction ne conduit cependant pas à un niveau de prix structurellement plus élevé que les coûts d'EDF, comme le retour d'expérience a pu le montrer.*

*Pour calculer un surcoût payé par les consommateurs du fait de l'écrêtement de l'ARENH, la Cour utilise une hypothèse contrefactuelle d'ARENH sans écrêtement. Il paraîtrait équilibré et éclairant de comparer également le prix payé par les consommateurs avec celui qui serait acquitté dans une situation sans ARENH (c'est-à-dire un approvisionnement 100 % marché, ce qui constitue la situation prévalant dans la plupart des pays européens) afin de montrer le bénéfice apporté par l'ARENH aux consommateurs, même dans les situations où le plafond de l'ARENH est atteint et où les quantités d'ARENH sont écrêtées.*

*S'agissant de la réplique de l'écrêtement de l'ARENH dans la construction de ses offres de détail, EDF regrette différentes formulations de la Cour qui sous-entendent que cette réplique résulterait d'un choix d'EDF qui ne serait pas « imposé par le droit de la concurrence » et qui viserait la « maximisation de son profit en période de prix de marché élevés ». En effet, en qualité de fournisseur, EDF se doit de proposer des offres compétitives, tout en veillant à ce que le niveau de prix de ses offres ne perturbe pas le jeu concurrentiel, sauf à faire peser un risque juridique fort sur l'entreprise. Dans ces conditions, EDF n'a pas d'autre choix que de répliquer les conditions d'approvisionnement disponibles pour ses concurrents.*

*S'agissant de l'ARENH, l'analyse de la Cour montre que le dispositif est à bout de souffle : asymétrie, utilisation dévoyée à des fins de revente des quantités achetées sur le marché de gros et non-utilisation pour l'approvisionnement de clients finals, couverture des coûts qualifiée de fortuite, besoin de patchs multiples... et qu'il ne peut perdurer. Ce diagnostic est porté par EDF depuis plusieurs années déjà.*

*Les conditions futures de la valorisation de la production nucléaire existante d'EDF seront déterminantes pour le Groupe et pour sa capacité à jouer le rôle qu'on attend de lui dans le défi de la transition énergétique. Le nouveau cadre de régulation devra permettre l'exercice de la concurrence dans des conditions équitables, être équilibré, donc dépourvu de toute forme d'asymétrie, et fondé sur une juste rémunération de la production nucléaire existante.*

*Dans l'immédiat, il est nécessaire de reconsidérer le prix de l'ARENH qui n'a pas évolué depuis le 1er janvier 2012 et apparaît très éloigné des coûts qu'il est pourtant supposé refléter.*

*Il paraît également nécessaire, conformément aux dispositions de l'article L. 336-2 du code de l'énergie, de recalculer les quantités d'ARENH auxquelles la consommation des clients ouvre droit pour tenir compte de la baisse des perspectives de la production nucléaire. Ce recalage qui passe par une simple modification de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'ARENH aurait par ailleurs pour effet de diminuer le volume écrêté et, partant, de contribuer à la stabilisation du niveau des TRV. Il n'en restera pas moins nécessaire que la référence de prix retenue dans le calcul du TRV pour l'écrêtement résiduel évolue comme rappelé précédemment.*

*Toujours dans le cadre actuel de l'ARENH, il apparaît également nécessaire de prévenir les comportements opportunistes de fournisseurs « intermittents » consistant à congédier ses clients en sortie d'été (soit en résiliant de manière anticipée leur contrat, soit en proposant de nouvelles conditions de prix dissuasives) pour tirer profit de la revente en gros du ruban annuel ARENH dont ils continuent de bénéficier. Prévoir une baisse des droits des fournisseurs dont la consommation d'hiver s'avérerait anormalement basse serait à cet égard utilement dissuasif.*

*Enfin, s'agissant des conditions de valorisation de la production nucléaire existante, EDF conteste l'utilisation du terme « sur-rémunération » concernant la valorisation de la production nucléaire au-delà des 100 TWh (et des quantités vendues par EDF aux conditions de l'ARENH à ses clients finals) : la loi NOME n'ayant pas prévu de réguler l'intégralité de la production nucléaire d'EDF ni d'en plafonner les revenus, l'obligation faite à EDF dans le cadre de l'ARENH se limite à devoir vendre aux fournisseurs alternatifs qui en font la demande de l'électricité à un prix de 42 €/MWh, dans la limite d'un plafond fixé à 100 TWh (hors quantités d'ARENH destinées aux pertes des gestionnaires de réseau). Par ailleurs, EDF n'a jamais considéré et aucune méthode n'a confirmé qu'un prix de l'ARENH figé à 42 €/MWh permettait d'assurer la couverture des coûts complets du parc nucléaire, en ce compris le rattrapage des coûts non recouverts par le passé et une juste rémunération des actifs au regard des risques induits par une régulation asymétrique. L'approche consistant à considérer l'ensemble des revenus estimés de la filière nucléaire historique ne dément pas le fait que l'ARENH n'est pas représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires et ne permet pas d'assurer une juste rémunération à EDF.*

*Concernant le mécanisme d'obligation de capacité, l'appréciation de son efficacité devrait reposer sur une évaluation objective. EDF regrette que l'analyse de la Cour ne repose pas sur un bilan socio-économique du dispositif complet comparant les coûts pour la collectivité dans deux situations avec et sans mécanisme assurant la sécurité d'approvisionnement des consommateurs. Cette approche usuelle aurait permis d'éclairer sans ambiguïté la pertinence économique et l'impact pour les consommateurs de la mesure. La Cour met en avant un coût pour le consommateur et l'existence d'effets d'aubaine pour certaines filières de production : EDF ne partage pas ce diagnostic non étayé et relève que RTE, dans son retour d'expérience, a estimé que « le coût du mécanisme de capacité français s'établit au milieu de la fourchette des coûts portés par les consommateurs européens au titre de leurs mécanismes de capacités », qu'en contrepartie de son coût, il en résulte un gain net positif pour la collectivité et qu'il a eu un rôle avéré dans le maintien du niveau attendu de sécurité d'alimentation par les pouvoirs publics.*

*En régime de marché, sans mécanisme d'obligation de capacité, c'est le signal prix de l'énergie qui fonde seul les décisions des acteurs pour maintenir en exploitation leurs capacités ou en développer de nouvelles (en dehors des capacités développées et exploitées dans un cadre administré) : le bilan économique qu'ils anticipent de ces moyens, fondé sur les seuls revenus espérés de ventes sur le marché, pilote leurs décisions. Si la capacité se raréfie du fait du déclassement des moyens qui ne couvrent pas leurs coûts, la fréquence des situations de défaillance et des pics de prix associés augmente. Il en résulte alors une dégradation de la sécurité d'alimentation et une augmentation du prix pour le consommateur final. C'est ce qui motive l'intervention publique et l'instauration d'une obligation de capacité pour éviter cette dégradation et assurer le respect du critère de défaillance. Ce choix de politique publique limite le nombre de périodes de défaillance ainsi que celles de pics de prix, induisant de moindres revenus pour les producteurs et des prix moins élevés pour le consommateur. Le prix de la capacité vient compléter le prix de marché afin d'assurer l'équilibre économique de tous les moyens nécessaires à la sécurité d'alimentation et il est répercuté au consommateur. Ce n'est donc ni un effet d'aubaine ni un transfert massif des consommateurs vers les producteurs mais un complément de rémunération qui compense cet écart de prix, sans procurer de surcroît de revenu par rapport à une situation sans mécanisme, ni se traduire par un surcoût pour le consommateur.*

*Enfin, concernant l'intégration du parc nucléaire au mécanisme d'obligation de capacité et les conséquences de l'écrêtement de l'ARENH, l'analyse de la Cour considère qu'il octroie un surplus de rémunération injustifié. Cette analyse repose sur le postulat que le nucléaire existant devrait recevoir un revenu régulé couvrant ses coûts au juste niveau. EDF*

*partagerait volontiers cette assertion si elle était vérifiée dans les faits, ce qui n'est pas le cas de la régulation actuelle de l'ARENH dont les défaillances sont la source première des critiques formulées par la Cour. Pour ce qui concerne le mécanisme d'obligation de capacité, dont la réforme est engagée, il serait souhaitable de s'appuyer sur les analyses socio-économiques qui fondent traditionnellement l'évaluation des politiques publiques afin de répondre aux enjeux majeurs de sécurité d'approvisionnement en électricité des consommateurs français d'une part, d'électrification de notre économie pour soutenir l'objectif de neutralité carbone en 2050 d'autre part.*

*La mission d'évaluation que vous avez menée s'intéresse, au-delà des instruments actuels que sont les TRV, l'ARENH et le mécanisme de capacité, aux questions plus générales et essentielles d'évolution de l'architecture du marché de l'électricité. En effet, si le marché européen, c'est-à-dire un marché de gros de court terme, remplit son rôle de décentralisation par le prix de l'utilisation efficace des capacités de production et d'interconnexion, il est inopérant pour déclencher les investissements souhaitables, dans la production d'électricité comme dans l'électrification des usages, et pour donner une visibilité suffisante à tous les acteurs. Le postulat du market design européen, « provoquer les bonnes décisions et accroître le bien-être de tous en alignant toutes les recettes et toutes les dépenses des acteurs sur le prix de court terme », se trouve de fait en échec.*

*Les trajectoires de décarbonation du système électrique vont réclamer des investissements de plus en plus intenses en capital, tandis que les énergies renouvelables vont continuer de pénétrer les mix électriques : comme le montre le rapport publié par l'ACER le 29 avril dernier, une volatilité de plus en plus forte des prix de marché est attendue. D'où un risque croissant qui se traduira par un renchérissement significatif des coûts de financement, voire un renoncement à investir. Le rapport de l'ACER reconnaît d'ailleurs que l'architecture de marché actuelle ne nous conduira pas à un mix énergétique désirable et évoque les mérites d'une planification coordonnée.*

*Nous avons besoin de règles du jeu qui permettent de déclencher les bons investissements, de donner de la visibilité aux acteurs, de favoriser des formes efficaces de concurrence. Convenablement amélioré, le mécanisme d'obligation de capacité devrait en faire partie. Il paraît cependant nécessaire de concevoir d'autres outils, notamment en matière de contrats de long terme à contrepartie publique sur les actifs de production, et en matière de formation des prix finals, accrochant ceux-ci à la réalité des coûts de développement du système électrique. Dans sa communication du 18 mai, la Commission européenne esquisse quelques ouvertures sur le mode de l'ajustement du marché actuel ; sa Présidente, quelques jours plus tard, a qualifié d'« énorme » la réforme à entreprendre.*

*Ce débat majeur est bien ouvert et je m'en félicite. La Cour y contribue en dessinant de grands scénarios possibles d'évolution du cadre de régulation. Si j'émetts des doutes concernant un instrument de type ARENH compte tenu de son retour d'expérience, je rejoins en revanche l'intérêt exprimé pour des dispositifs de partage de risque et pour des contrats de long terme, ces derniers spécialement pour des industriels. EDF considère comme vital le débat sur cette évolution de l'architecture européenne vers des marchés hybrides qui articulent l'efficacité de court terme et la visibilité dans la durée, et rejoint la Cour lorsqu'elle souligne le besoin d'une vision claire sur les contraintes du droit européen et sur les latitudes d'action en France.*

*L'émergence d'une solution robuste apparaît sans aucun doute comme une condition de succès de la transition énergétique en France et en Europe. Je forme le vœu que les efforts déployés en permettent une progression rapide et donnent au secteur la visibilité et les conditions nécessaires pour la réalisation des investissements nécessaires à cette transition.*

---

## **RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE L'AUTORITÉ DE LA CONCURRENCE**

### **Sur le rapport d'évaluation de politique publique**

*L'Autorité de la concurrence salue le travail considérable de synthèse et d'analyse accompli par la Cour de comptes. Ce travail permet d'y voir clair sur une politique publique particulièrement complexe et d'envisager les prochaines étapes de l'organisation des marchés de l'électricité. La Cour a, en particulier, su rendre compréhensibles et lisibles les différents outils de régulation mis en place par les pouvoirs publics, leur évolution dans le temps et leurs limites respectives.*

*L'Autorité remercie la Cour de l'intérêt qu'elle a porté à ses travaux puisque de nombreux développements du rapport se réfèrent à des avis et rapports de l'Autorité. L'Autorité a, en effet, eu l'occasion d'intervenir dans le secteur de l'électricité à de nombreuses reprises :*

- *dans le cadre de ses fonctions consultatives : de nombreux avis et rapports ont été rendus, concernant, notamment, les Tarifs Réglementés de Vente (TRV) et l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), dont les derniers en date sont le rapport quinquennal de décembre 2020 sur l'ARENH, le rapport quinquennal de juillet 2021 sur les TRV et l'avis n° 22-A-03 du 25 février 2022 concernant le projet de décret en Conseil d'État pris en application de l'article L. 336-10 du code de l'énergie et instituant une période de livraison complémentaire à la suite du rehaussement exceptionnel du volume maximal global d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé ;*



- dans le cadre de ses fonctions contentieuses : EDF a été sanctionnée à deux reprises pour abus de position dominante, en 2013 (décision n° 13-D-20 du 17 décembre 2013 relative à des pratiques mises en œuvre par EDF dans le secteur des services destinés à la production d'électricité photovoltaïque) et le 22 février dernier (décision n° 22-D-06 du 22 février 2022 relative à des pratiques mises en œuvre par la société EDF dans le secteur de l'électricité).

*L'Autorité partage de nombreux constats exposés dans le rapport :*

- s'agissant des TRV, comme la Cour, l'Autorité a pu constater dans son rapport quinquennal de juillet 2021 qu'ils sont de plus en plus exposés aux variations des prix de marché et ne semblent plus garantir aux consommateurs le bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire français ;
- s'agissant de l'ARENH, l'Autorité a souligné dans ses rapports quinquennaux de 2015 et de 2020 qu'il n'a pas incité au développement de la concurrence sur les moyens de production électrique et que cette mesure qui se voulait provisoire devra peut-être être pérennisée dans un cadre rénové.

#### **Sur les recommandations proposées**

*L'Autorité est favorable aux recommandations formulées dans le rapport et, plus particulièrement, aux recommandations n° 4, 5 et 6, qui rejoignent des recommandations qu'elle a pu, elle-même, formuler à l'occasion de ses avis et rapports.*

**Sur la recommandation n° 4 :** « Définir clairement chaque objectif et y associer à titre principal un instrument d'intervention publique sur les marchés de l'électricité tout en veillant à la cohérence d'ensemble de la régulation (DGEC, 2023). »

*Définir clairement et hiérarchiser les objectifs poursuivis par chaque instrument d'intervention publique sur les marchés de l'électricité doit en effet être la priorité, avant de mener toute réforme de l'organisation des marchés de l'électricité.*

*Dans ses différents avis et rapports, l'Autorité a systématiquement appelé de ses vœux une telle remise à plat des objectifs poursuivis en vue d'identifier et de mettre en œuvre les outils les plus susceptibles de les atteindre.*

**Sur la recommandation n° 5 :** « Au regard de l'article 5 de la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil, conduire une étude d'impact sur les conséquences et les conditions de mise en œuvre d'une éventuelle réduction du champ d'application des tarifs réglementés de vente d'électricité (DGEC, 2023). »

*Conduire une étude d'impact sur une éventuelle réduction du champ d'application des tarifs réglementés de vente d'électricité telle qu'envisagée par l'article 5 de la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil, est une recommandation que l'Autorité soutient.*

*Dans son rapport d'évaluation du 22 juillet 2021 sur le dispositif des tarifs réglementés de vente d'électricité, l'Autorité a observé que les dispositions permettant aux États membres de réglementer les tarifs se sont durcies et a invité le Gouvernement à envisager l'hypothèse d'une disparition des TRV. Pour cette raison, elle a émis les recommandations suivantes :*

- « *Si le Gouvernement devait conserver les TRV, l'Autorité souligne la nécessité d'en clarifier les objectifs dans la mesure où l'objectif de cohésion sociale, tout comme celui de stabilité des prix, paraissent difficilement conciliables avec un objectif de concurrence tarifaire effective.*
- *Si, après avoir mené cette réflexion, le Gouvernement devait entériner la pratique des TRV comme un prix plafond, l'Autorité insiste sur le bien-fondé d'une communication transparente et volontariste auprès des consommateurs. L'enjeu est qu'ils soient informés que les TRV ne sont pas conçus pour conduire à l'offre la plus compétitive et qu'ils soient invités à comparer l'ensemble des offres concurrentes indexées sur les TRV, dont l'objectif principal est d'abord d'assurer une modération des prix de marché et de constituer une offre de référence permettant de faire des choix éclairés sur le marché.*
- *Si le Gouvernement devait décider de supprimer progressivement les TRV ou devait y être contraint par le droit de l'Union, l'Autorité recommande une réflexion très en amont sur les mesures législatives et réglementaires qu'il conviendrait de mettre en place afin de protéger les consommateurs les plus fragiles ou les moins informés. A cet égard, la mise en place de l'obligation pour tout fournisseur de proposer une offre simple standardisée pourrait constituer un outil pertinent. De même, afin de protéger les ménages à faibles ressources, le retour à un tarif de première nécessité pourrait représenter un compromis acceptable. »*

**Sur la recommandation n° 6 :** « *Dans un scénario de régulation pérenne de la production du parc nucléaire existant assise sur la couverture des coûts de production (DGEC 2023) :*

- *adopter une méthode transparente et dynamique de fixation du tarif de régulation en explicitant notamment le taux de rémunération des capitaux et en tenant compte de la prolongation de la durée de vie des réacteurs ;*

- inciter à la maximisation du taux de disponibilité du parc nucléaire ;
- préparer la séparation comptable des activités de production nucléaire d'EDF et des activités de commercialisation. »

Si un scénario de régulation pérenne de la production du parc nucléaire existant devait être retenu, clarifier les objectifs poursuivis et préparer la séparation comptable des activités de production nucléaire d'EDF des activités de commercialisation, semblent des mesures à préconiser.

Cette recommandation rejoint celle formulée dans le rapport d'évaluation du 24 décembre 2020 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dans lequel l'Autorité a constaté que la perspective d'investissements nouveaux dans des moyens de production en base non nucléaires et faibles émetteurs de carbone est limitée. L'Autorité a, dès lors, considéré que la réforme de l'ARENH ne pourrait pas se limiter à prolonger de quelques années le dispositif actuel en déplaçant progressivement les quantités offertes et que cette réforme devrait reposer sur une base juridique clarifiée et durable permettant de réguler plus largement et durablement ce marché dans un horizon temporel suffisamment long.

Elle a, en conclusion, formulé deux recommandations principales :

- « - l'ARENH étant un mécanisme transitoire, sa pérennisation en l'état aboutirait à des effets négatifs au regard des objectifs poursuivis. Il convient que les pouvoirs publics réalisent dès que possible une réforme de niveau législatif, permettant de remplacer l'ARENH, en clarifiant et conciliant les objectifs économiques et environnementaux liés à l'énergie, et en instaurant une régulation sectorielle pérenne et transparente de l'accès au productible nucléaire français, mettant les opérateurs fournisseurs sur un même pied d'égalité ;
- l'adoption de méthodes concertées de prise en compte des coûts et de fixation du tarif d'accès, avec une plus grande implication du régulateur indépendant sur ces deux sujets, et la séparation de l'activité et des actifs concernés au sein du groupe historique, sont de nature à renforcer l'efficacité de la régulation sectorielle et à prévenir les risques concurrentiels. »

L'Autorité a, dans ce rapport, également émis le souhait d'être associée aux réflexions concernant une telle réforme.

Ces recommandations ont été reprises dans l'avis n° 22-A-03 du 25 février 2022 concernant le projet de décret en Conseil d'État pris en application de l'article L. 336-10 du code de l'énergie et instituant une

*période de livraison complémentaire à la suite du rehaussement exceptionnel du volume maximal global d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé, ainsi que deux projets d'arrêtés :*

*« Dans la perspective des réflexions à mener, l'Autorité recommande que le Gouvernement fasse un bilan de la mesure envisagée, en vue de nourrir la réflexion qui devra être menée au sujet de la régulation de l'accès à l'électricité nucléaire historique après 2025, et d'engager rapidement les réflexions sur la régulation à venir. »*

*Dans cet avis, l'Autorité a émis deux recommandations allant dans ce sens :*

**Recommandation n° 4 :** *L'Autorité recommande d'engager rapidement une réflexion sur des mesures à moyen terme d'ici les prochains guichets ARENH, permettant à tous les acteurs – EDF et les fournisseurs alternatifs – de formuler des anticipations adéquates et des opérations de couverture sur les marchés pour réduire la dépendance de leurs offres de détail à la volatilité des cours.*

**Recommandation n° 5 :** *L'Autorité préconise de dresser un bilan de la mesure envisagée en vue de nourrir la réflexion qui devra être menée au sujet de la régulation de l'accès à l'électricité nucléaire historique après 2025. »*

---

#### **RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE L'ASSOCIATION NATIONALE DE CONSOMMATION, LOGEMENT ET CADRE DE VIE (CLCV)**

*Nous vous remercions pour la remise du rapport d'évaluation de politique publique intitulé L'organisation des marchés de l'électricité et la consultation de notre association de défense des consommateurs.*

*La CLCV partage une grande part des constats et propositions effectués par la Cour. D'une manière générale, nous constatons que l'ouverture du marché de l'électricité, structurée en France autour d'une rente de production, est un concept à la pertinence fort fragile. Les pouvoirs publics ont mis en oeuvre cette politique communautaire en essayant de ne pas trop précariser d'autres objectifs fondamentaux, tels le pouvoir d'achat des ménages, la compétitivité industrielle ou la viabilité sur le long terme de la filière qui assure toujours l'activité opérationnelle.*

*Concilier autant de prescriptions, dans un contexte de fréquente discordance entre acteurs institutionnels, a fini par produire des dispositifs hautement complexes qui ont eux-mêmes induit une foule d'effets pervers. Il faut déjà s'interroger, comme le fait la Cour dans sa préconisation n° 4, sur les objectifs et la « substance » même de cette politique publique qui nous semble aujourd'hui assez illisibles et peu consensuels.*

*Nous ajoutons à cette préconisation la nécessité de consulter le public. Un point notable, et très positif, du travail la Cour est de s'être appuyée pour partie sur une enquête auprès des particuliers. Nous pensons que la principale erreur des gouvernements successifs, du milieu des années 1990 jusqu'à ce jour, est d'avoir mis en oeuvre cette ouverture de marché sans jamais réellement consulter le public, notamment sur l'appétence envers cette ouverture. Cette consultation doit être la mesure la plus importante et la plus urgente que doit diligenter l'Etat selon nous.*

*Sur l'impact pour le marché de détail, nous rejoignons les analyses de la Cour estimant que tarif réglementé de vente (TRV) est désormais calculé comme un prix plafond qui plus est d'une manière fort extensive (p.74 quatrième paragraphe ; p.89 « la proximité de ces tarifs et des coûts de production n'est en réalité plus garantie »). Sous ce cadre, l'analyse de la compétitivité tarifaire des opérateurs alternatifs ne se pose pas puisque, précisément, le cadre de régulation a pour seul objectif que le TRV soit plus cher que les tarifs des autres opérateurs. Nous soulignons à quel point il est regrettable sur le fond, et dangereux pour la confiance du public, de s'être écarté de la vérité des coûts de l'acteur opérationnel pour placer le devenir de « l'opérateur alternatif moyen » comme la pierre angulaire de l'évolution du prix d'un produit de première nécessité.*

*Sous cet angle, la citation dans le rapport fait état de la demande de la Commission européenne à l'Etat, pour le calcul du TRV, « de veiller tout particulièrement à ce que les fournisseurs concurrents ne subissent pas de compression de marges ». Cette injonction nous paraît parfaitement déséquilibrée, contraire à l'intérêt général et susceptible de heurter nos concitoyens. Elle montre aussi le glissement sans fin d'une politique tarifaire tournée vers le soutien à la concurrence (de la répliquabilité, on est passés à la contestabilité puis désormais à la sauvegarde des marges).*

*Nous constatons ainsi que la CRE est allée au-delà d'une simple répliquabilité des tarifs pour ajouter des critères non pertinents visant avant tout à faire croître ce TRV. C'est ainsi que nous faisons nôtre la proposition n°2 de votre rapport visant à revoir la formule de calcul du coût de l'écrêtement.*

*Concernant les constats tarifaires, le travail mené par la Cour s'est heurté à une difficulté puisque, en cours d'analyse, la crise de l'énergie est survenue aboutissant à une très large remise en cause des pratiques tarifaires des opérateurs alternatifs (auparavant fondées sur des discounts prolongés sur le TRV, des prix fixes, etc.). Le rapport mentionne fort justement cette actualité mais, par un compréhensible manque de recul temporel, n'a pu en tirer des conclusions analytiques. Le comparatif avec les autres tarifs européens nous semble ne pas avoir de portée dans la mesure ou la quasi-totalité des pays de ce continent de bénéficient pas d'une rente de production analogue au cas français. Un tel comparatif effectué cette fois avec les différents territoires nord-américains aurait été bien plus pertinent et aurait montré que les tarifs français sont plutôt élevés.*

*Survenus lors de ladite crise, le rapport a aussi ajouté les problématiques de régulation prudentielle (assurer la couverture et la solvabilité des opérateurs) et des questions de stabilité contractuelle pour le consommateur. Nous adhérons sans réserves à la proposition n° 3 de votre rapport.*

*Nous pensons que depuis quinze ans, la volonté de l'Etat et des régulateurs de favoriser l'ouverture à la concurrence les a amenés à négliger ces principes prudentiels, pourtant essentiels en cas de volatilité des prix. En d'autres termes, il existe des barrières saines à l'entrée d'un marché et les exigences de couverture en sont une. En voulant éradiquer les barrières à l'entrée, la politique publique a perdu de vue l'approche prudentielle et la police de marché.*

*La Cour aborde aussi le devenir du tarif réglementé de vente. Dans une approche analogue à celle d'un récent rapport de l'autorité de la concurrence, elle constate d'une façon factuelle et juridique, que le devenir des tarifs réglementés de vente est plus qu'incertain du fait des dispositions communautaires. Par ailleurs, votre rapport montre que les évolutions du mode de calcul du TRV exposent de plus en plus les consommateurs à la volatilité du marché.*

*Pour autant nous ne pensons pas qu'il faille envisager cette possibilité, comme le fait avec une grande modération il est vrai votre proposition n°5. Tout simplement cette orientation aurait des conséquences assez désastreuses et nous sommes confiants quant à la capacité des autorités communautaires à évoluer sur ce sujet. Il faut rappeler, comme le montre l'enquête d'opinion de votre rapport, le très grand attachement des Français envers ce dispositif. Les faits le confirment d'ailleurs puisque les deux tiers des ménages sont encore souscripteurs. Il s'agirait alors de supprimer le tarif réglementé parce que différentes réformes ont largement écorné ces atouts. Ce tarif réglementé serait donc inutile car on le rend volontairement et progressivement inutile. Nous affirmons avec solennité qu'aller au bout de cette logique serait prendre le risque d'une rupture profonde entre la politique publique et les attentes de nos concitoyens.*

*En outre, analyser le tarif réglementé de vente comme un seul mode calcul serait selon nous oublier qu'il est devenu pendant la crise du marché de gros le seul outil puissant de protection contractuelle. Ce n'est que parce que les deux tiers des Français sont au TRV que le marché de détail, par ailleurs théâtre d'un fort aléa moral et de très nombreuses et graves pratiques commerciales déloyales, n'a pas cédé à une grande crise de confiance.*

*Nous pensons ainsi que l'Etat doit une bonne fois pour toutes s'engager pour sécuriser d'une façon pérenne les tarifs réglementés de vente dans le contexte communautaire. Il convient par contre de revoir sa formule de calcul pour qu'il satisfasse de nouveau à l'objectif de stabilité.*

*Concernant l'Arenh, votre rapport a le grand mérite d'examiner ses conséquences d'une manière objective et techniquement argumentée. Il montre notamment que la détermination d'un prix couvrant les coûts complets dépend de la fixation d'hypothèses complexes. Il serait préférable que, pour l'avenir, ces variables de calcul soient déterminées ouvertement, par exemple avec l'appui d'une conférence de consensus. Nous approuvons ainsi les deux premiers points de votre proposition n°6. Il semble raisonnable d'estimer que plusieurs caractéristiques du dispositif Arenh (notamment l'optionnalité) ont pu fragiliser la programmation sur le long terme des investissements de l'opérateur historique.*

*Votre analyse de l'Arenh sous-estime cependant son impact qualitatif sur le marché de détail. Un tel procédé a probablement facilité l'entrée de dizaine de fournisseurs en leur permettant de rester virtuels et de pas avoir à apporter beaucoup de capitaux. Ce fait a incité la formation d'un marché où s'affronte en permanence un très grand nombre de fournisseurs qui n'ont pas de bases techniques pour pouvoir se différencier de façon tangible. L'absence de différenciation tangible et de barrières est un terrain très propice aux pratiques commerciales déloyales. Dès lors, la toxicité désormais structurelle de ce marché s'explique en partie par le mécanisme Arenh. De ce point de vue, l'une des plus grosses erreurs des pouvoirs publics est de ne pas avoir permis l'application de la loi NOME demandant aux opérateurs alternatifs d'investir dans la production. Le système des garanties d'origines, assez factice, n'a fait que renforcer, pour les offres vertes, cette déconnexion avec toute base technique réelle. On mesure aujourd'hui que cette perspective d'investissement dans d'autres sources de production est très souhaitable dans le nouveau contexte de remise en cause des approvisionnements énergétiques et, fondamentalement, reste le préalable indispensable à toutes velléités d'ouverture du marché. Cette perspective aurait peut-être mérité d'être plus explorée par la Cour.*

*Enfin, sans être très avertis sur le sujet, nous approuvons les constats et recommandations effectués à propos du mécanisme de capacité.*

---

**RÉPONSE DE LA PRÉSIDENTE DE L'ASSOCIATION  
NATIONALE DES OPÉRATEURS DÉTAILLANTS EN ÉNERGIE  
(ANODE)**

*L'association A.N.O.D.E salue le choix de la Cour des comptes d'associer à ses travaux des acteurs du secteur de l'énergie français ainsi que des experts tiers afin d'enrichir les retours d'expérience et les points de vue et élargir ainsi sa compréhension et son analyse sur l'organisation et le fonctionnement du secteur de l'électricité français.*

*Elle salue également le travail important et remarquable de pédagogie mené par la Cour pour retracer et expliciter l'historique, les objectifs et le fonctionnement des différents dispositifs introduits ou modifiés par la loi NOME.*

*Concernant plus spécifiquement les recommandations émises par la Cour, l'A.N.O.D.E souhaite partager les remarques et propositions ci-dessous.*

**Recommandation 2 :** *Redéfinir la méthode de calcul de la composante des tarifs réglementés de vente liée à l'écrêtement de l'ARENH en allongeant la période de référence.*

- *La méthode de calcul de cette composante doit impérativement être répliquable par l'ensemble des fournisseurs pour garantir la contestabilité des tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVE), conformément au cadre européen et à la jurisprudence du Conseil d'Etat.*
- *Par ailleurs, aujourd'hui, la méthode de construction des TRVE ne respecte pas les principes de contestabilité et de couverture des coûts, aussi bien sur les coûts d'approvisionnement que sur les coûts commerciaux. Cette situation pénalise tous les fournisseurs. L'A.N.O.D.E appelle de ses vœux une révision de l'ensemble de la méthode afin de permettre le respect de ces critères et d'assurer aux fournisseurs un espace économique suffisant pour garantir le bon fonctionnement du marché de détail.*

**Recommandation 3 :** *Renforcer les garanties demandées aux fournisseurs en activité quant à leurs capacités financières et leur politique de couverture des risques, afin de sécuriser la continuité du service à un prix abordable.*

- *Il convient de constater que le marché français, contrairement à d'autres pays, a connu très peu de défaillances. Par ailleurs, les conditions contractuelles ont été respectées pour la majorité des consommateurs ayant souscrit une offre de marché. Il est toutefois*



*légitime dans le contexte actuel, comme cela est le cas pour de nombreux secteurs, de travailler pour renforcer la résilience de l'ensemble des acteurs de marché et limiter les défaillances qu'elles proviennent des fournisseurs, de consommateurs (à travers les impayés par exemple) ou d'acteurs tiers, tels que les producteurs (à travers la disponibilité des actifs de production).*

**Recommandation 5 :** *Au regard de l'article 5 de la Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil, conduire une étude d'impact, sur les conséquences et les conditions de mise en œuvre d'une réduction éventuelle du champ d'application des tarifs réglementés de vente d'électricité.*

- *Nous partageons pleinement cette recommandation et considérons que cette réflexion devra également avoir pour objectifs de clairement :*
  - *Identifier les consommateurs et/ou les secteurs d'activité les plus vulnérables qui nécessitent la vigilance des pouvoirs publics ;*
  - *Définir les différents outils les plus pertinents, autres que les TRVE, pour protéger ces consommateurs, afin de mieux préparer la réponse des pouvoirs publics lors des crises à venir.*

**Recommandation 6 :** *Dans un scénario de régulation pérenne de la production du parc nucléaire existant assise sur la couverture des coûts de production : [...] Préparer la séparation comptable des activités de production nucléaire d'EDF et des activités de commercialisation.*

- *La séparation comptable est indispensable. Toutefois, elle n'est pas suffisante pour garantir un traitement équitable de l'ensemble des fournisseurs. Il faudrait, a minima, une séparation du type de celle existant entre EDF et RTE.*
- *L'A.N.O.D.E considère, par ailleurs, indispensable d'anticiper dès à présent l'évolution de la régulation du nucléaire historique à partir de 2026. Cette nouvelle régulation devra impérativement permettre aux consommateurs de bénéficier de l'atout économique de cette énergie, quel que soit leur choix de fournisseur. La nouvelle régulation nucléaire devra également s'établir sur des bases concurrentielles solides, en mettant sur un pied d'égalité l'ensemble des fournisseurs dans l'accès à la production nucléaire historique.*

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE L'ASSOCIATION FRANÇAISE  
INDÉPENDANTE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (AFIEG)**

*L'AFIEG remercie la Cour des Comptes d'avoir associé l'ensemble des acteurs de marché à l'élaboration de son rapport sur l'organisation des marchés de l'électricité. Celui-ci apporte une contribution essentielle sur les principaux enjeux qui structurent aujourd'hui ces marchés. L'AFIEG souscrit globalement à l'approche adoptée par la Cour ainsi qu'à ses conclusions. Clarifier les objectifs de chacun des dispositifs abordés dans ce rapport (ARENH, tarif réglementé de vente, mécanisme de capacité), ainsi que des autres éléments de la politique publique de l'énergie, est un impératif auquel s'associe volontiers l'AFIEG tant l'accumulation normative et l'instabilité réglementaire ont pu nuire à la lisibilité et à l'efficacité des divers outils d'interventions.*

*L'AFIEG souhaiterait apporter quelques éléments complémentaires.*

*En premier lieu, l'AFIEG estime que l'analyse de la Cour en matière de tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE) dresse un bilan équilibré quant à la pertinence de ce dispositif. Ce bilan permettra de nourrir l'étude d'impact que la Cour appelle de ses vœux en termes de réduction du champ d'application des tarifs réglementés de vente d'électricité, en application de l'article 5 de la directive 2019/944.*

*L'AFIEG souscrit également à la recommandation de redéfinition de la méthode de calcul de la composante des TRVE liée à l'écrêtement de l'ARENH. En particulier, la Cour souligne qu'en effet le lissage de la couverture de la part marché par les fournisseurs sur 24 mois, leur permettant théoriquement de modérer le coût de leur approvisionnement, a pu être annulé par la cotation des trois premières semaines de décembre 2022 utilisée comme référence de couverture des volumes consécutifs à l'écrêtement. L'allongement de la période de référence de cette dernière cotation, recommandé par la Cour se heurte toutefois à une problématique temporelle puisque le niveau d'écrêtement n'est communiqué que le 1er décembre.*

*Par ailleurs, l'AFIEG rappelle la nécessité de revoir la méthode de construction des TRVE afin d'assurer le principe de contestabilité par les fournisseurs alternatifs. En effet, les TRVE actuels ne permettent pas d'assurer ce principe, la contestabilité n'étant pas assurée s'agissant des coûts d'approvisionnement (prise en compte de la thermo-sensibilité et des écarts, méthode de calcul du complément d'approvisionnement), mais également des coûts commerciaux (absence de prise en compte des coûts d'acquisition etc.). En réduisant leur espace économique, cette situation pénalise aujourd'hui l'ensemble des fournisseurs. L'AFIEG appelle donc à une révision de la méthode de calcul.*

*L'AFIEG prend bonne note de la recommandation de la Cour consistant à renforcer les garanties demandées aux fournisseurs en activité quant à leurs capacités financières et leur politique de couverture des risques. L'AFIEG ne voit aucune objection à ce renforcement. Sur la question des politiques de couverture, une transparence pourrait être mise en œuvre dans le cadre de la mise à jour de l'autorisation de fourniture, laquelle pourrait être renforcée. L'AFIEG rappelle que la couverture dite en « back to back » est le fondement d'une activité sérieuse en termes de fourniture et doit être prônée. Il convient de prendre en compte le fait que les risques d'une non-couverture, même réduite, peuvent exploser dans des proportions non maîtrisables avec les hausses de prix de l'énergie telles que connues actuellement.*

*S'agissant des limites du dispositif de l'ARENH que la Cour analyse, celles-ci sont globalement le fruit d'une absence d'évolution du dispositif ARENH que l'AFIEG ne peut que regretter : ce dispositif a été conçu par le législateur pour fonctionner avec un prix fixé rigoureusement, sur la base d'une approche comptable, et réévalué régulièrement, et ce dans le cadre d'une allocation de volumes qui devait être adaptée au développement de la concurrence. L'ARENH n'a en aucun cas été conçu pour fonctionner avec un prix figé pendant 11 ans et de manière écrêtée. C'est donc bien le plafond et son non-ajustement, et l'écrêtement qui en découle, qui ont perturbé par ricochet tous les dispositifs où l'ARENH intervenait et qui font d'ailleurs l'objet de ce rapport. A cet égard, affirmer que le plafond devait jouer un rôle d'incitation à la diversification des sources par les alternatifs, revient probablement à omettre une partie de la réalité: cela aurait été vrai si les sources en base avaient été accessibles, ce qui ne se vérifie ni en droit (absence de renouvellement des concessions hydroélectriques fil de l'eau et basses chutes) ni de facto (monopole de fait en matière d'exploitation nucléaire, surcapacité en base et absence de mesures de déconcentration des actifs de base).*

*À cet égard, l'AFIEG salue l'analyse de la Cour en termes de coûts de production liés à l'ARENH. Cette analyse, ainsi que les rapports réguliers de la Cour sur le sujet depuis 2012, permettent de rétablir les faits alors que ce dispositif a fait l'objet de désinformations et d'approximations ces dernières années, laissant croire que ce dispositif « spoliait » l'opérateur historique. Ainsi, l'analyse de la Cour démontre que les revenus tirés de l'ARENH ont couvert les coûts comptables et donc que « la mise en œuvre de l'ARENH et toutes les conséquences opérationnelles de cette mise en œuvre n'ont pas empêché l'objectif de financement du parc existant ». L'AFIEG note en particulier le bilan positif de l'ARENH en termes de financement puisque, comme le note la Cour, « la couverture des coûts complets du parc a été assurée et les revenus perçus ont même excédé les coûts de l'ordre de 1,75 Md€ sur la période complète ». La Cour souligne que l'écrêtement, qui pénalise les consommateurs, a objectivement constitué une aide pour l'opérateur nucléaire puisqu'il a joué un rôle de palliatif de l'absence – illégale – de révision du prix de l'ARENH, absence que l'AFIEG a toujours déploré en appelant de ses vœux la publication d'une méthodologie comptable comme le requiert la loi.*

*L'AFIEG rappelle la nécessité d'un schéma de régulation pérenne de l'électricité nucléaire historique. Si la France s'est dotée d'un parc nucléaire de grande ampleur, une énergie décarbonée et aujourd'hui compétitive, sa production reste monopolistique et son positionnement demeure encore à ce jour largement majoritaire dans le mix électrique français. Loin de déplorer ce dernier point, l'AFIEG estime qu'il faut cependant s'efforcer de la rendre compatible avec la structure concurrentielle du marché de la production et de la fourniture en activant les outils de régulation dont nous disposons afin de faire bénéficier au mieux de l'électricité nucléaire à tous les consommateurs français, résidentiels, professionnels et industriels, quel que soit leur fournisseur. L'absence d'une telle régulation entraînerait une vente sur les marchés de la totalité du productible nucléaire au prix de la dernière centrale appelée. Ceci, dans un contexte de prix de marché très élevés, aurait un impact direct à la hausse sur le prix de vente de l'électricité au consommateur final.*

*Dans cette perspective, l'analyse et la recommandation n°6 de la Cour permettent d'établir les prérequis à une régulation pérenne de l'électricité nucléaire historique. Concernant la recommandation d'établissement d'une méthode transparente et dynamique de fixation du tarif de régulation, l'AFIEG l'appelle évidemment de ses vœux et, comme souligné plus haut, ne peut que regretter, malgré ses demandes régulières ces dernières années, l'absence de méthodologie comptable et de réexamen annuel du prix de l'ARENH. C'est à l'aune de cette mise en œuvre tronquée de l'ARENH par l'Etat que devra être abordée la tarification de la nouvelle régulation du nucléaire afin de ne pas reproduire cette carence.*

*D'autre part, la recommandation de la Cour incitant à la maximisation du taux de disponibilité du parc nucléaire s'inscrit pleinement dans le cadre d'une régulation pérenne du nucléaire. L'AFIEG l'avait également réclamé dans son Livre Blanc paru au printemps 2022. Le Gouvernement, dans son document de consultation relatif à une nouvelle régulation économique du nucléaire de 2020, s'attachait d'ailleurs à ce que l'architecture envisagée puisse véhiculer de « bonnes incitations pour une exploitation efficace de son outil de production ». A l'instar des associations de consommateurs professionnels, on ne peut en effet se satisfaire du taux d'exploitation du parc nucléaire français qui figure désormais parmi les plus bas au monde. Alors que la France dispose du premier parc installé en Europe, par ailleurs largement standardisé, cette situation prive les consommateurs d'une électricité historique bas carbone compétitive.*

*Enfin, comme l'indique la Cour, la nouvelle régulation du nucléaire historique s'accompagnera nécessairement d'une réorganisation d'EDF, laquelle ne pourra être acceptée par la Commission européenne ni fonctionner qu'en assurant une séparation forte et claire des activités de production (en quasi-monopole) et de fourniture d'EDF (en concurrence). Ainsi, EDF Commerce devra être traité à égalité avec les autres fournisseurs d'énergie en matière d'accès au productible électronucléaire. Dès lors, il apparaît que la recommandation de la Cour consistant en une simple séparation comptable devrait se doubler d'une exigence en termes de séparation juridique.*

*L'AFIEG tient à rappeler son attachement au mécanisme de capacité, en complément du marché de l'énergie, fondé sur une logique de marché, non-discriminatoire et technologiquement neutre. Les conclusions du retour d'expérience mené par RTE sur le fonctionnement du mécanisme de capacité depuis sa mise en place, publié en juillet 2021, ont confirmé sa pertinence et illustré le rôle clé du mécanisme en termes de sécurité d'approvisionnement.*

*Ce mécanisme, dont le cadre n'a jamais été réellement stabilisé, souffre d'un problème de formation du prix qui fait l'objet d'analyses très poussées de la Cour. L'AFIEG a fait part à ce sujet de la nécessité de s'assurer que la fixation des prix sur les enchères puisse réellement refléter les fondamentaux économiques censés guider ce marché : l'objectif est celui d'un prix plus prévisible, en cohérence avec la tension réelle sur le système électrique et sur la sécurité d'approvisionnement, avec une information partagée par l'ensemble des acteurs obligés. A cet égard, l'AFIEG continue à regretter l'insuffisance des mesures d'encadrement portant sur la validation des courbes d'offres de l'opérateur historique – du fait sa position sur le segment de la production, validation qui devrait s'effectuer non seulement en volume mais en prix. Dans le cadre de la refonte du mécanisme, la question de la transparence de la formation du prix sera cruciale pour éviter tout biais concurrentiels sur le mécanisme de capacité.*

---