Cour des comptes

L'ORGANISATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

Évaluation de politique publique

Juillet 2022

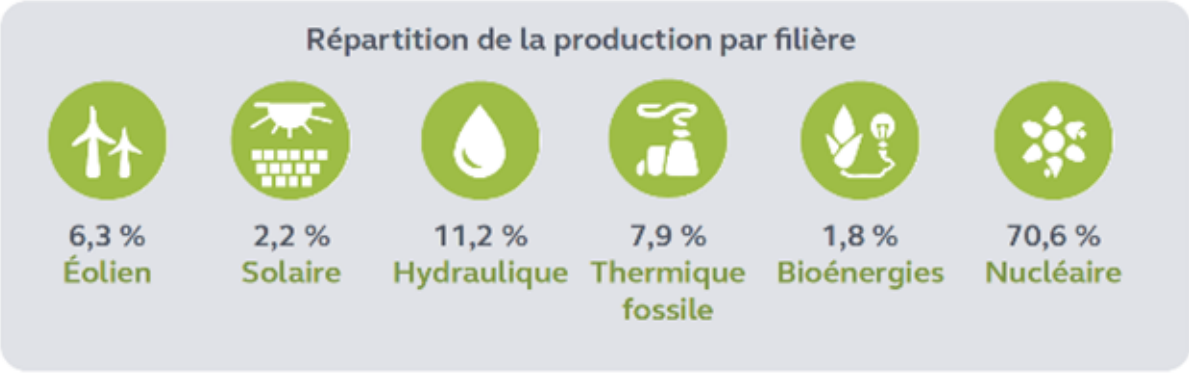
AVERTISSEMENT

Cette présentation est destinée à faciliter la lecture et l'utilisation du rapport de la Cour des comptes.
Seul le rapport engage la Cour des comptes.

LE CONTEXTE

PRODUCTION ET CONSOMMATION ÉLECTRIQUES FRANÇAISES

- La consommation française annuelle d'électricité s'est élevée en 2019 à 432 TWh en volume, dont 160 TWh pour les ménages, 138 TWh pour le secteur tertiaire et 115 TWh pour l'industrie
- En volume annuel, cette consommation est largement couverte par la production française d'électricité, qui représentait 547 TWh en 2019, pour 135,3 GW installés
- 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



Source : RTE (gestionnaire du réseau de transport d'électricité)

L'ORGANISATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

EDF est de loin le principal producteur, il assure de l'ordre de 80% de l'électricité produite en France, le reste se partageant entre de très nombreux producteurs.

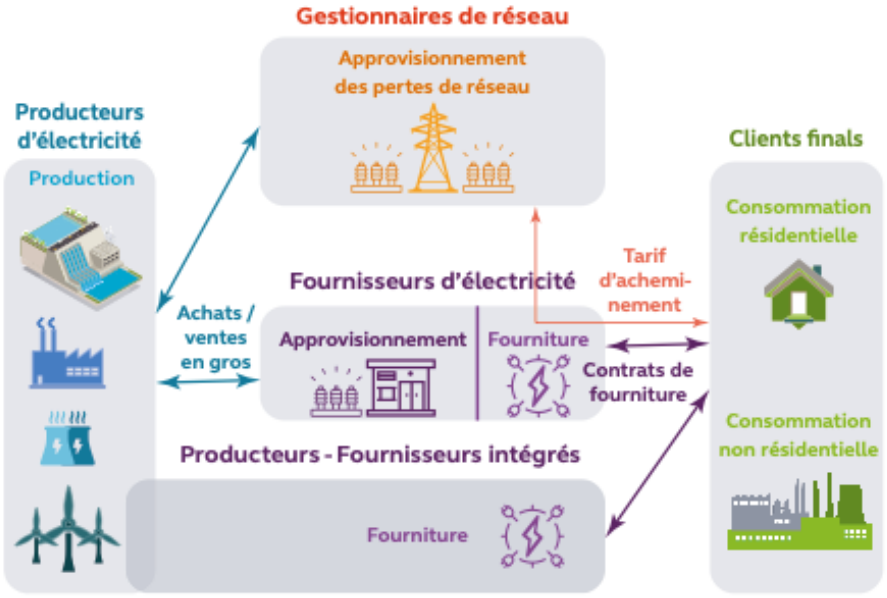
Les gestionnaires de réseau d'électricité sont principalement RTE (pour le transport) et Enedis (pour la distribution)

Les **fournisseurs d'électricité** au nombre d'une cinquantaine vendent l'électricité aux clients finals, sur le **marché de détail**.

S'ils ne sont pas producteurs eux-mêmes, ils s'approvisionnent en électricité auprès des producteurs, sur les **marchés de gros**.

,

Échanges commerciaux d'électricité



DIFFÉRENTS TYPES DE FOURNISSEURS

EDF est l'un des fournisseurs. Avec les autres fournisseurs dits « historiques » (les entreprises locales de distribution), il propose aux clients finals :

- soit une vente aux tarifs réglementés de vente (TRV), dont le prix est établi par la CRE et approuvé par le ministre chargé de l'énergie
  - 67% des ménages français bénéficient des TRV
  - Même si seulement 49% d'entre eux déclarent bénéficier de ce contrat au TRV (30% des ménages ne savent pas s'ils sont aux tarifs réglementés ou pas)
- Soit une vente dite « en offre de marché » à l'instar des autres fournisseurs, dits « alternatifs » (c'est-à-dire non « historiques »)

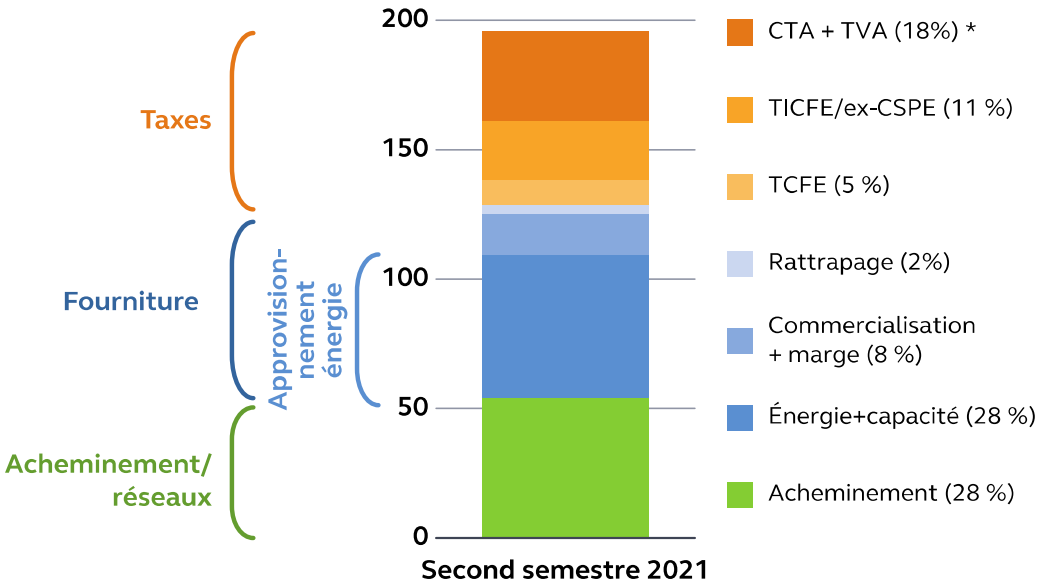
Les fournisseurs alternatifs ont vu leurs parts de marché augmenter significativement depuis 2010

LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Le prix de l'électricité est obtenu par addition de plusieurs composantes de coûts :

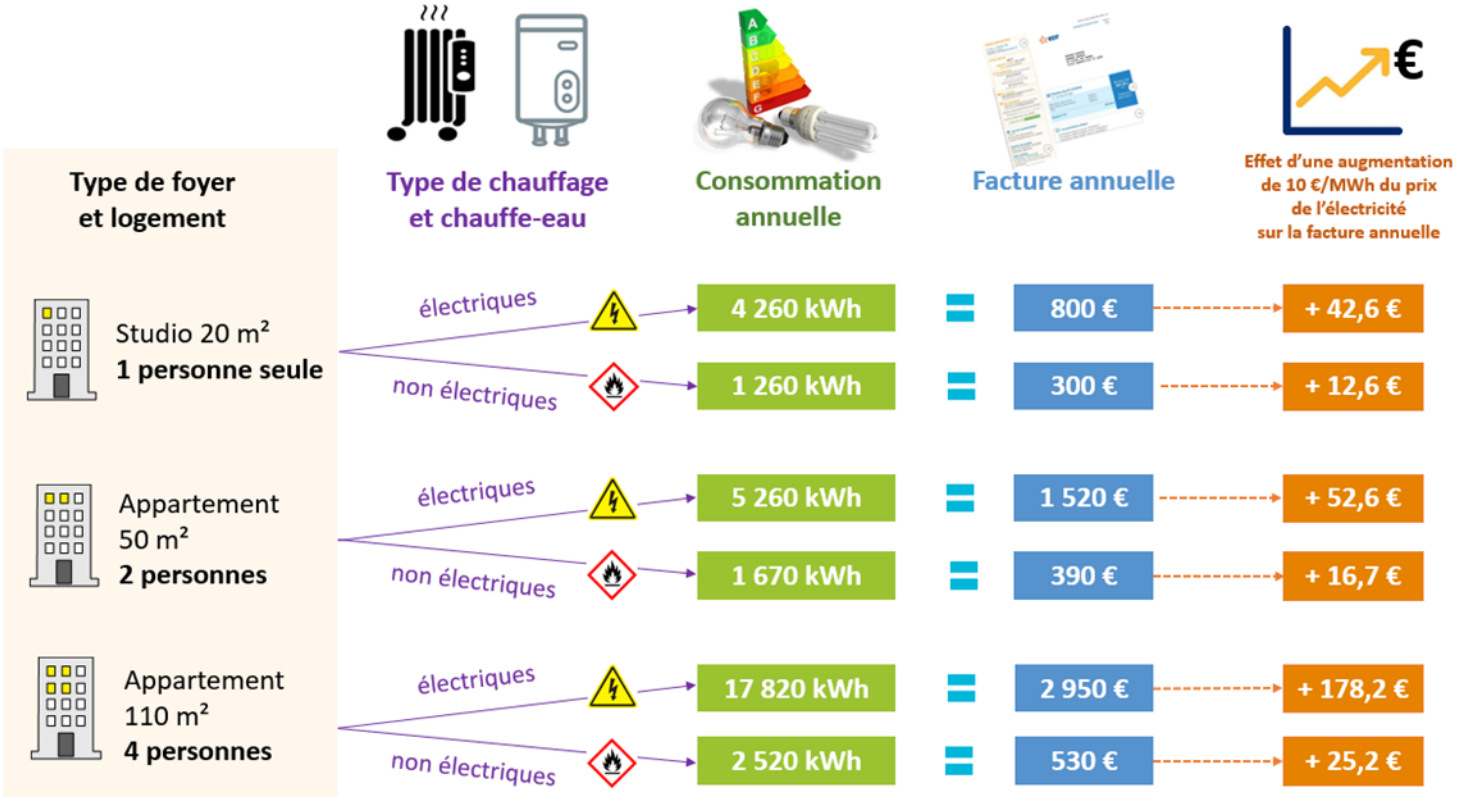
- La production d'électricité et le maintien d'une capacité suffisante dans le système électrique pour équilibrer l'offre et la demande
- La commercialisation et la vente aux clients finals
- L'acheminement de cette électricité (transport et distribution)
- Les taxes

Décomposition moyenne du tarif réglementé de vente « bleu résidentiel » au second semestre 2021 (en €/MWh)



LA FACTURE DES MÉNAGES

- La facture d'électricité des ménages représente en moyenne 2,7 % de leurs dépenses annuelles totales, et 3,7 % pour les 10 % de ménages les moins aisés
- En 2019 elles correspondent, sur l'ensemble des ménages, à une facture électrique annuelle moyenne de 944 € TTC
- Ces chiffres cachent de grandes disparités, selon la taille du logement et le type de chauffage



LA POLITIQUE PUBLIQUE

LA LIBÉRALISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Les directives du Parlement européen et du Conseil de 1996 et 2003 ont impulsé l'ouverture du marché européen de l'électricité à la concurrence, c'est-à-dire la libéralisation du secteur.

Cette libéralisation, sans intervention publique particulière, n'aurait plus permis de garantir aux consommateurs français des prix reflétant la compétitivité du parc nucléaire d'EDF.

La France a dès lors maintenu différentes formes de régulation, dans le cadre d'une politique publique d'organisation des marchés de l'électricité poursuivant plusieurs objectifs :

- favoriser la concurrence sur le marché de détail (libéraliser),
- assurer aux consommateurs des prix reflétant la stabilité et la compétitivité des coûts du parc de production national,
- tout en garantissant le financement de ce parc,
- et, au-delà, garantir la sécurité d'approvisionnement de la France.

LA LOI NOME

La loi du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité (loi NOME), pour atteindre ces objectifs, a créé ou modifié un certain nombre de dispositifs d'intervention publique :

- sur le marché de détail, les tarifs règlementés de vente (TRV);
- et sur le marché de gros, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), qui permet aux fournisseurs alternatifs (FA) d'accéder, à un prix fixé, à l'électricité produite par les centrales nucléaires. La quantité maximale d'ARENH(plafond) pouvant être fournie aux FA est de 100 TWh
- et enfin le mécanisme de capacité, qui permet de rémunérer les moyens de production pour leur disponibilité lors des pointes de consommation

L'ÉVALUATION CONDUITE PAR LA COUR

- **Aucune institution n'a dressé un bilan consolidé de ces trois dispositifs de politique publique et de leurs effets combinés. La Cour s'est attachée à l'établissement de ce bilan, 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 ?
- **La méthodologie mise en œuvre pour cette évaluation a conduit à mobiliser un comité d'experts, rassemblant des experts du monde universitaire et de la recherche, et un comité d'accompagnement, réunissant les parties prenantes.**

LES PRINCIPAUX CONSTATS DE LA COUR

AVANT LA LOI NOME

- Les tarifs réglementés de vente (TRV) étaient établis en fonction des coûts de production d'EDF, ce qui garantissait de fait que les consommateurs pouvaient bénéficier de prix de détail reflétant la compétitivité du parc de production nucléaire.
- Les coûts de production d'EDF incluaient de fait les coûts liés à la disponibilité des capacités de production lors des pointes de consommation.
- La production d'EDF pouvait couvrir la consommation des clients finals d'EDF, dont ceux aux TRV, ou être vendue à prix de marché sur les marché de gros.

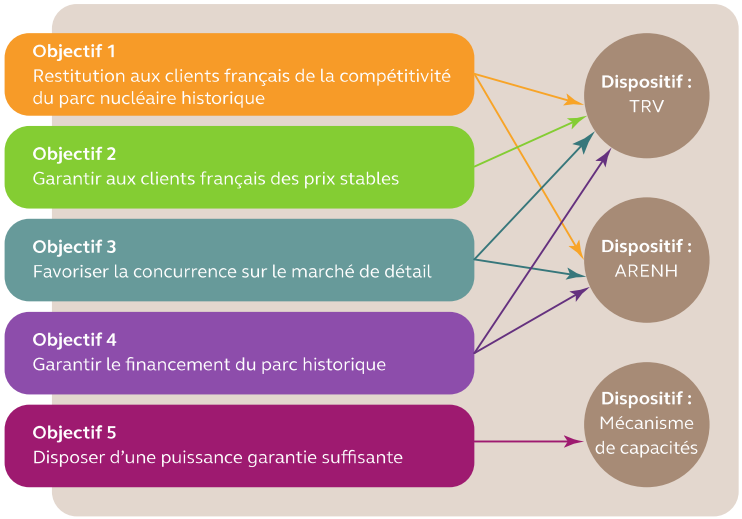
MAIS

- Les fournisseurs alternatifs ne pouvaient pas concurrencer les TRV en cas de prix de marché de gros significativement supérieurs aux coûts de production d'EDF.
- La Commission européenne considérait que les TRV applicables aux entreprises pouvaient être constitutifs d'une aide d'État non autorisée.

AVEC LA LOI NOME…

- L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) devait permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner pour partie à un coût équivalent aux coûts de production d'EDF.
- Les TRV sont réservés aux ménages et aux petites entreprises, et calculés de sorte à refléter le coût d'approvisionnement d'un fournisseur alternatif, recourant pour partie à l'ARENH et pour partie au marché, pour permettre aux fournisseurs alternatifs de concurrencer les TRV.
- Un mécanisme de capacité permet de rémunérer la disponibilité des moyens de production lors des pointes de consommation, si la vente d'électricité ne suffit pas à couvrir les coûts de cette disponibilité.

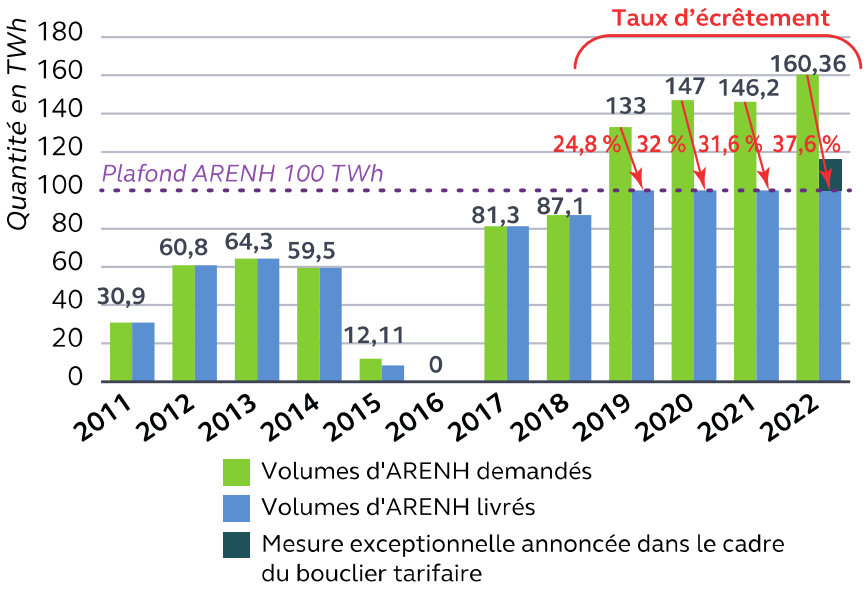
Ordonnancement initial des objectifs et dispositifs publics associés à la loi NOME



… MAIS EN PRATIQUE

- Le prix de l'ARENH (42 €/MWh) n'a jamais pu être fixé au niveau des coûts de production.
- Le plafond en volume de l'ARENH (100 TWh) n'a pas été ajusté en fonction de l'augmentation des parts de marché des fournisseurs alternatifs.
- Pour que les fournisseurs alternatifs puissent continuer à concurrencer les TRV, l'écrêtement dès lors opéré sur les demandes d'ARENH a été répercuté dans le calcul des TRV

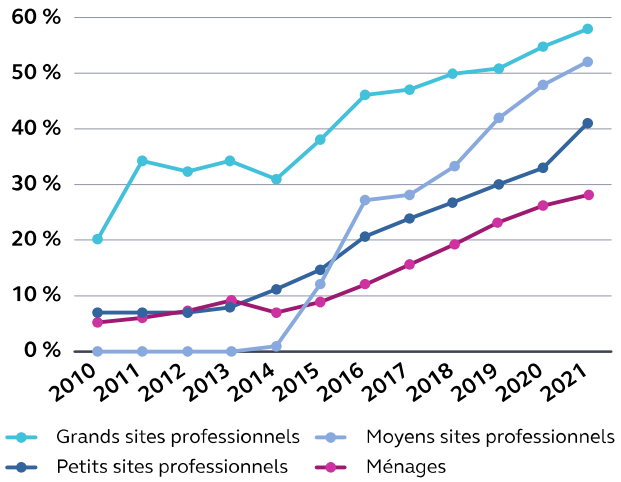
Niveaux d'écrêtement de l'ARENH
(dû aux écarts entre les volumes demandés et livrés)



… EN CONSÉQUENCE, POUR LES TARIFS DE DÉTAIL

- **La progression des parts de marché des fournisseurs alternatifs s'est poursuivie.**

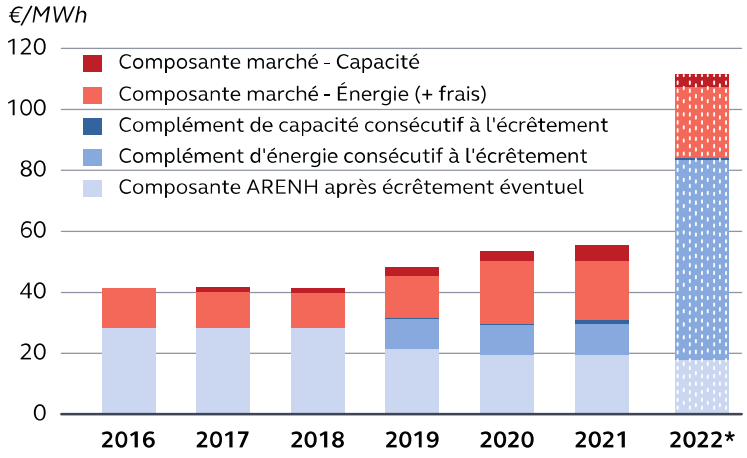
Évolution des parts de marché des fournisseurs alternatifs depuis 2010 (en volume de consommation)



DANS LE MÊME TEMPS

- La répercussion de l'écrêtement de l'ARENH dans le calcul des TRV a accru la part de ces tarifs exposée aux prix de marché, et a conduit la CRE à proposer une hausse de 45% HT des TRV début 2022.
- **Les consommateurs n'ont plus la garantie de bénéficier de prix stables neutralisant la volatilité des prix du marché de gros.**

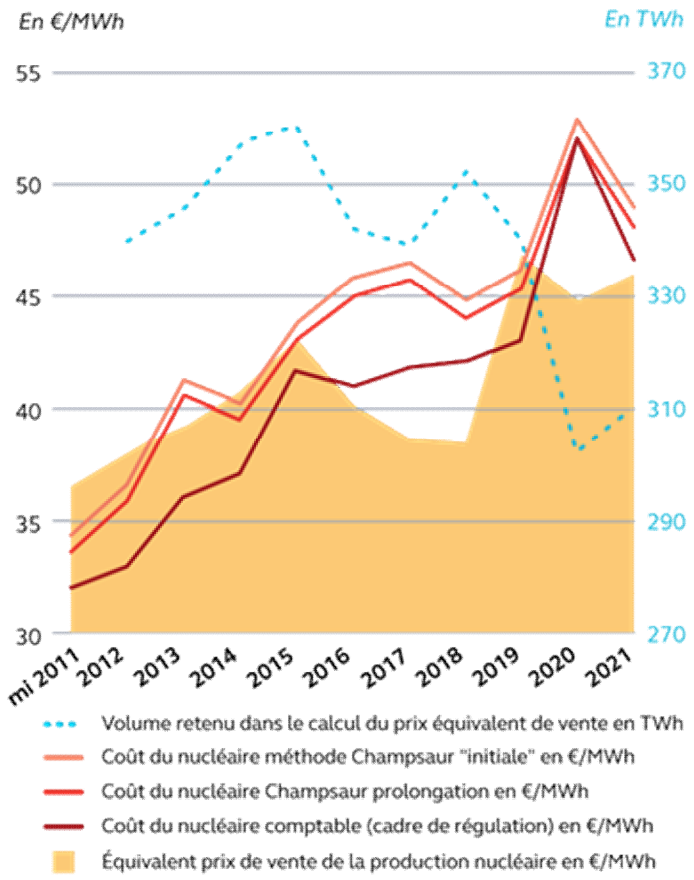
Évolution de la part « fourniture » des TRV bleus sous l'effet de la réplication de l'écrêtement de l'ARENH



EN CE QUI CONCERNE LE FINANCEMENT DU PARC NUCLÉAIRE ACTUEL

- L'ARENH, directement ou indirectement, détermine l'essentiel de la valorisation des ventes de la production nucléaire
- **La combinaison de son prix figé depuis 2012 et du plafonnement de ses volumes a conduit à ce que les recettes de vente de la production nucléaire ont globalement couverts les coûts comptables de production sur la période 2011-2021**
- **Mais cette combinaison de facteurs est difficilement pilotable. La couverture des coûts ne peut ainsi pas être garantie par la régulation actuelle et des difficultés de couverture sont d'ailleurs apparues depuis 2016**

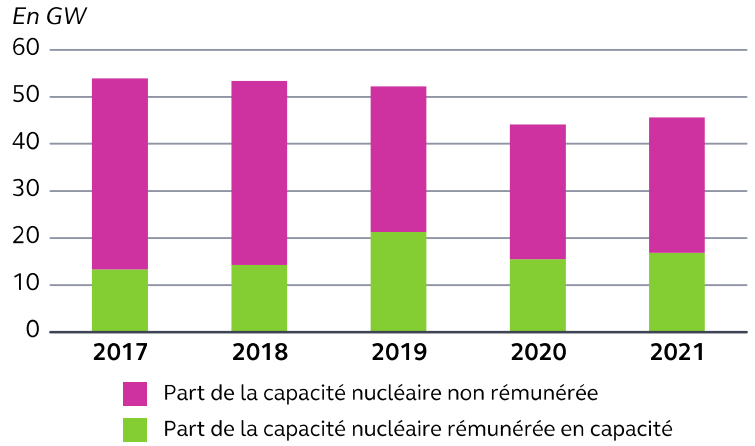
Écart entre les coûts et les revenus de la production nucléaire historique



EN CE QUI CONCERNE LE MÉCANISME DE CAPACITÉ

- Le prix de l'ARENH (42 €/MWh) couvre à la fois l'achat d'énergie et la capacité associée (qui n'est donc pas rémunérée en sus par le mécanisme de capacité)
- Par effet direct et indirect, seule une partie du parc nucléaire historique fait l'objet d'une rémunération capacitaire spécifique dans le cadre du mécanisme de capacités.
- **Cette rémunération dépend de plusieurs paramètres, qui n'ont pour certains aucun lien avec les besoins de la sécurité d'approvisionnement (écrêtement de l'ARENH).**
- **Cela perturbe la lisibilité du dispositif, nuit à la bonne appréciation de son efficience, et pose la question de la pertinence d'une rémunération capacitaire de certaines filières eu égard aux nécessités de la sécurité d'approvisionnement.**

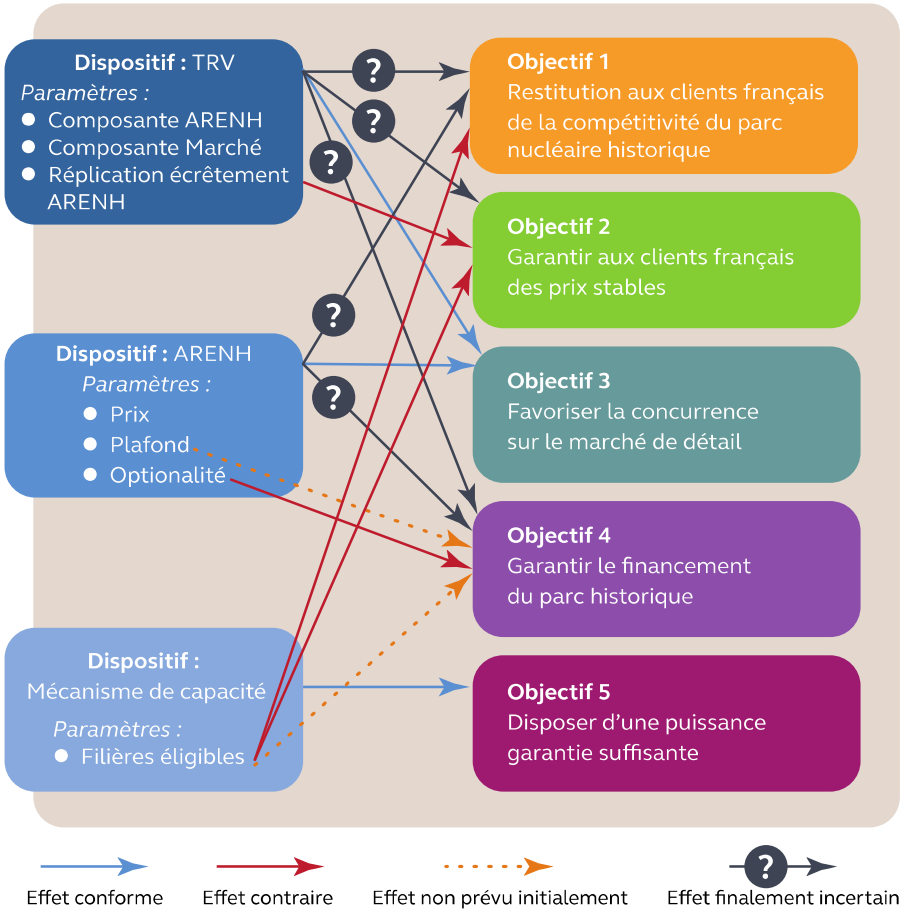
Part de la capacité nucléaire certifiée donnant lieu à une rémunération spécifique au titre du mécanisme de capacité



EN RÉSUMÉ

- En voulant concilier ouverture à la concurrence et préservation pour les consommateurs du bénéfice de la compétitivité du parc nucléaire, l'organisation des marchés de l'électricité a abouti à une **construction complexe et régulièrement remise en cause.**
- **La combinaison des principaux outils d'intervention publique ne garantit plus l'atteinte des objectifs initiaux de la loi NOME en termes de stabilité et de compétitivité des prix aux consommateurs ni en termes de financement du parc nucléaire historique**

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



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.

LES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATIONS DE LA COUR

En réponse à ces constats, la Cour a formulé des recommandations :

- **de court terme (à dispositifs inchangés), concernant notamment :**
  - La méthode de calcul des TRV par la CRE;
  - Les garanties demandées aux fournisseurs;
- **de moyen terme (évolutions à horizon 2025), concernant notamment :**
  - La clarification des objectifs poursuivis;
  - L'étude d'impact d'une nouvelle réduction du champ des TRV;
  - Les points de vigilance devant guider la définition d'une nouvelle régulation du nucléaire qui prendrait le relais de l'ARENH;
  - La révision du mécanisme de capacité pour qu'il assure une rémunération proportionnée des moyens de production mobilisés.

MERCI POUR VOTRE ATTENTION