

P R A E S T R I A

Les effacements de consommation d'électricité

Analyse du rapport de la Cour des comptes S2026-0557 et recommandations

« Un outil pertinent, un soutien public inapproprié » · délibéré le 22 avril 2026, réponses des destinataires incluses

Ce que contient ce document

Deux registres strictement séparés.

Restitution

- Procédure, définitions et périmètre du rapport
- Constats sur les objectifs publics de développement
- Constats sur l’efficience et l’efficacité des soutiens
- Les sept recommandations de la Cour
- Ce sur quoi le rapport ne se prononce pas

Analyse et recommandations

- Dix-huit recommandations numérotées R1 à R18
- Rattachées chacune à un constat identifié
- Trois niveaux : structurel, opérationnel, commercial
- Articulation explicite avec les recommandations de la Cour
- Objections retenues et abstentions assumées

CONVENTION DE LECTURE

Le texte en noir restitue le rapport sans appréciation : tout énoncé est attribué à sa source. Les encadrés bleu nuit portent les positions de Praestria — elles n’engagent que Praestria et ne sauraient être présentées comme des conclusions de la Cour. Les conversions et extrapolations sont signalées à l’endroit où elles apparaissent.

Les ordres de grandeur du dispositif, 2018-2033.

430 M€

Soutien budgétaire versé aux appels d'offres effacement de 2018 à 2025.

1,18 Md€

Projection du cumul à l'échéance des contrats pluriannuels, en 2033.

4,2 GW

Capacités d'effacement recensées en 2025, pour un objectif de 6,5 GW.

46 MW

Volume maximal attribué par Enedis en 2024 sur les flexibilités locales.

5 à 167 h

Durée annuelle d'activation effective, en équivalent pleine puissance.

2/3

Part du coût annuel 2022 et 2024 qualifiée d'excès de rémunération.

0

Contrôle de la rémunération des capitaux mené en huit exercices.

99 €/MW

Prix du mécanisme de capacité pour l'année de livraison 2026.

De quoi parle-t-on

Article L.271-1 du code de l'énergie.

L'effacement est la baisse temporaire, sur sollicitation ponctuelle, du soutirage d'un consommateur final par rapport à un programme prévisionnel ou à une consommation estimée. Une capacité se caractérise par une puissance effaçable, un délai d'activation, une durée maximale et un délai minimum entre deux activations.

Effacements implicites

Dits tarifaires ou indissociables de la fourniture. Le consommateur réagit à un signal de prix envoyé par son fournisseur : options à pointe mobile de type EJP ou Tempo, offres à tarification dynamique.

Effacements explicites

Déclenchés par un opérateur d'effacement agissant indépendamment du fournisseur, en vertu d'un contrat distinct, et valorisés sur les marchés de gros et les mécanismes d'équilibrage.

Interruptibilité

Régime distinct, relevant du plan de défense du réseau de transport : sites de plus de 10 MW interruptibles en moins de cinq secondes, mobilisés après épuisement des mécanismes de marché.

ANALYSE PRAESTRIA

Le versement fournisseur commande l'activation davantage que la prime.

Pour l'effacement diffus, dont le coût variable est nul, l'opérateur ne gagne à s'effacer que si le prix de marché dépasse ce versement administré. En 2023, le barème hivernal a été fixé à 376 €/MWh quand le spot n'a jamais atteint 300 : l'activation était impossible, quel que soit le niveau de la prime.

Le cadre européen

Trois strates distinctes : l'accès aux marchés, les règles d'équilibrage, l'objectif de flexibilité.

Accès aux marchés

Directive (UE) 2019/944, article 17 : participation « non discriminatoire, aux côtés des producteurs d'électricité, à tous les marchés ». Agrégation possible sans le consentement des autres acteurs, et compensation financière du fournisseur — c'est le fondement du versement fournisseur français.

Équilibrage et surveillance

Règlement 2017/1485 : réserves rapide et complémentaire, où l'effacement tient 23 à 36 % des volumes. Règlement 2017/2196 : l'interruptibilité passe dans le plan de défense. Règlement REMIT et guide ACER 6.1 : la rétention de capacité peut constituer une manipulation de marché.

Flexibilité et aides d'État

Directive 2024/1711 et règlement 2024/1747 : objectif national de flexibilité intégré aux plans énergie-climat, promotion de la flexibilité non fossile dans les mécanismes de capacité, régimes d'aide possibles — encadrés par la communication du 25 juin 2025 sur le pacte pour une industrie propre.

Contrôle des aides d'État : décisions SA.48490 du 7 février 2018 et SA.62006 du 29 octobre 2021 ; enveloppes autorisées de 480 M€ pour 2018-2023 et 1,319 Md€ pour 2024-2034. Selon smartEn et l'ACER, la France figure au premier rang européen pour la participation explicite, et en retard sur la participation implicite.

ANALYSE PRAESTRIA

Le droit européen a imposé l'accès, jamais le soutien.

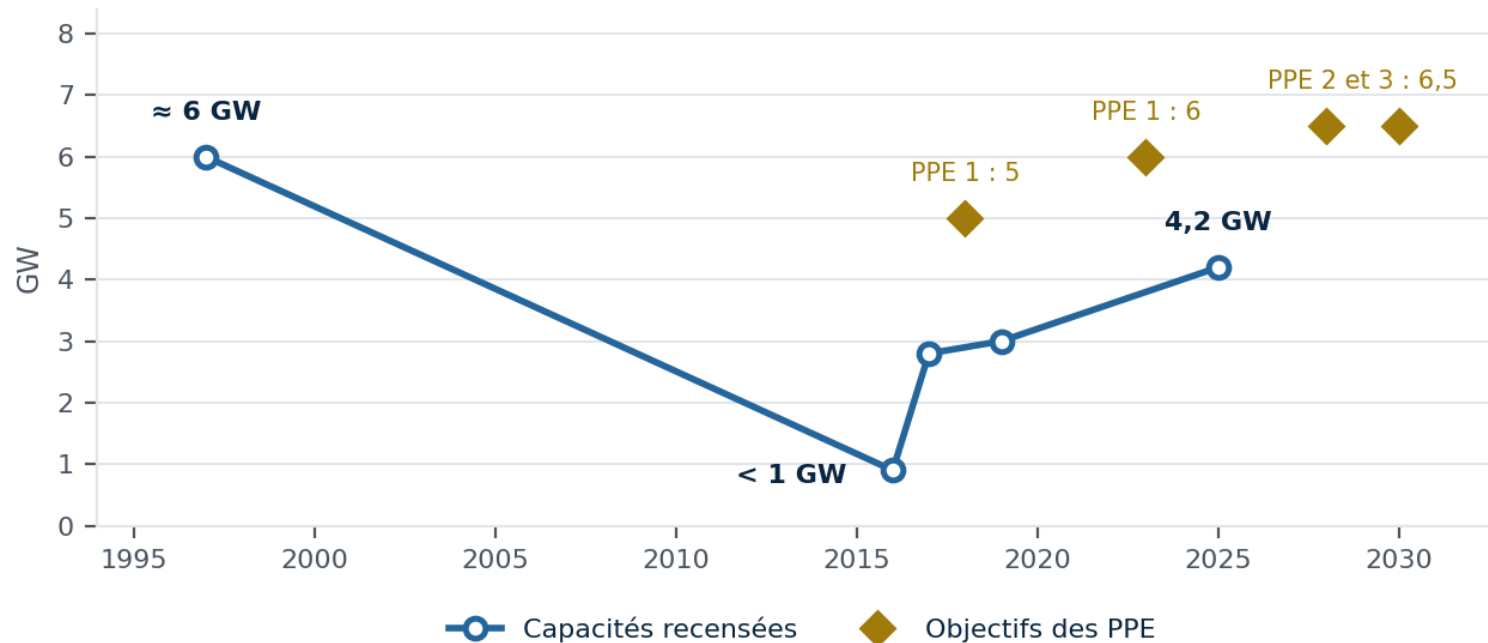
La directive de 2019 exige la non-discrimination, l'agrégation indépendante et la compensation du fournisseur. La France a satisfait ces obligations mieux que la plupart, puis a ajouté un guichet que le droit européen n'exigeait pas. Et la disparition de la cible propre aux effacements n'est pas un arbitrage national : elle découle de l'obligation, créée en 2024, de fixer un objectif technologiquement neutre.

Trajectoire des capacités

Effondrement, reconstitution partielle, objectifs jamais atteints.

Capacités d'effacement recensées et objectifs programmatiques

En GW. Aucun des objectifs fixés par les trois programmations n'a été atteint.



- Environ 6 GW en 1997, exclusivement tarifaires, portés par les options EJP et Tempo des tarifs réglementés.
- Moins de 1 GW fin 2016, après la mise en extinction des options à partir de 1998 et la fin de l'éligibilité aux tarifs réglementés.
- 2,8 GW en 2017, 4,2 GW en 2025, par développement des effacements explicites.
- Objectifs de 5 puis 6 GW (PPE 1), 6,5 GW (PPE 2 et 3) : aucun n'a été atteint.

Le socle analytique et ses limites

Études ADEME (2017, actualisée 2019) et RTE (2017), jamais réactualisées depuis.

Résultats retenus

- Gisements ADEME : 5,7 GW techniquement accessibles pour l'industriel, 2,5 GW pour le tertiaire, pour des effacements d'au plus 30 minutes.
- Niveaux optimaux RTE : 3 GW à court terme, 5 GW à 2030 pour l'industriel et le tertiaire, moins de 1,5 GW pour le résidentiel.
- Gain socio-économique net estimé à 400 M€ à 2030, dont 176 M€ imputables aux effacements industriels et tertiaires.
- Coûts résidentiels : 15 €/foyer/an en pilotage statique par compteur, 75 €/foyer/an en pilotage dynamique par boîtier.

Limites relevées par la Cour

- Les conditions économiques du gisement industriel ont été établies à partir des attentes de rémunération exprimées par les professionnels, non de leurs coûts.
- Les coûts variables et les valorisations sur les marchés n'ont pas été pris en compte.
- RTE a retenu un coût variable moyen unique de 300 €/MWh, alors que la dispersion réelle va de 50 à 1 500 €/MWh.

ANALYSE PRAESTRIA — R1

Le socle chiffré est circulaire.

Un dispositif calibré sur des gisements construits à partir des attentes de ses futurs lauréats calibre sa générosité sur leurs demandes. R1 : actualiser la modélisation en y intégrant la comparaison entre familles de signaux — prix, contrat, obligation — et pas seulement entre technologies.

Les objectifs programmatiques

Trois programmations, un même chiffre, un fondement inchangé.

PPE 1

2016-2023

5 GW en 2018, 6 GW en 2023

Rétablissement du niveau tarifaire des années 1990.
Aucune étude technico-économique préalable.

PPE 2

2019-2028

6,5 GW en 2028

Travaux ADEME et RTE ; capacités estimées à 3 GW en 2019. Répartition : 5 GW industriel-tertiaire, 1,5 GW résidentiel.

PPE 3

février 2026

6,5 GW à 2030

Objectif qualifié d'« indicatif provisoire ». Reprise du précédent, dans l'attente des travaux de RTE.

ANALYSE PRAESTRIA

L'objectif de 6,5 GW n'a jamais été autre chose que le niveau tarifaire des années 1990.

La Cour l'écrit pour la PPE 1 ; la PPE 2 l'a reconduit en l'adossant a posteriori aux travaux de 2017, et la PPE 3 le reprend sans réexamen, dix ans après. La politique menée depuis 2013 a donc visé à reconstituer, sur fonds publics et par des opérateurs tiers, une capacité que la France possédait déjà en tarifaire et qu'elle a démantelée entre 1998 et 2016 — non par arbitrage économique, mais parce que ces options étaient jugées non répliquables par les fournisseurs alternatifs.

8 Les formes successives de l'intervention publique

Trois dispositifs jamais appliqués, un dispositif dominant.

2008	Contrats de réservation de puissance conclus par RTE avec de grands consommateurs, financés par le compte Ajustements-écarts.	hors fonds publics
2013	Prime sur fonds publics prévue par la loi : 30 €/MWh en heures pleines. Non notifiée à la Commission, avis défavorable de la CRE.	jamais appliquée
2013-2017	Appels d'offres « ajustement » : 600 à 1 760 MW contractualisés, primes de 11 980 à 26 670 €/MW.	hors fonds publics
2015	Versement dérogatoire institué par la loi de transition énergétique, supprimé par ordonnance en 2021.	jamais appliqué
2018-2026	Appels d'offres effacement puis flexibilités décarbonées, financés par crédits budgétaires au titre des charges de service public de l'énergie.	≈ 430 M€ versés
2024	Coup de pouce CEE « pilotage connecté du chauffage » : 715 000 logements, 47,7 TWhc, arrêté le 22 novembre 2024 à la suite d'abus.	soutien subsidiaire

9 Le cas des certificats d'économies d'énergie

Un dispositif d'efficacité énergétique mobilisé pour financer un dispositif de flexibilité.

Les CEE récompensent une économie exprimée en kWh cumac. Un effacement déplace une consommation et, suivi d'un report, n'en économise aucune. Le lien n'est donc pas de nature mais de financement — et il a été explicitement recherché : le « versement dérogatoire » de 2015, conditionné à une économie nette, a été abandonné au profit d'une mobilisation des CEE avant d'être supprimé en 2021.

Équipement du diffus

Fiche BAR-TH-173 : 10 à 20 MWhc, soit 80 à 160 €. Bonification « coup de pouce » de décembre 2023 à novembre 2024 : au moins 40 MWhc, environ 300 €, pour un pilotage connecté captant le signal EcoWatt. Opération réalisée : 715 000 logements, 47,7 TWhc, ≈ 500 € par logement.

Effacement tertiaire

Fiche BAT-TH-116 : l'installation d'une gestion technique du bâtiment, confiée à un opérateur d'effacement, génère des CEE — et c'est ce même dispositif qui rend l'effacement tertiaire possible.

Programmes

Eff'ACTE, sous-programme d'ACTEE+, finance depuis 2022 la connaissance du gisement des collectivités, l'animation, le diagnostic et une plateforme de mise en relation.

ANALYSE PRAESTRIA

Deux payeurs, aucune déduction de l'un sur l'autre.

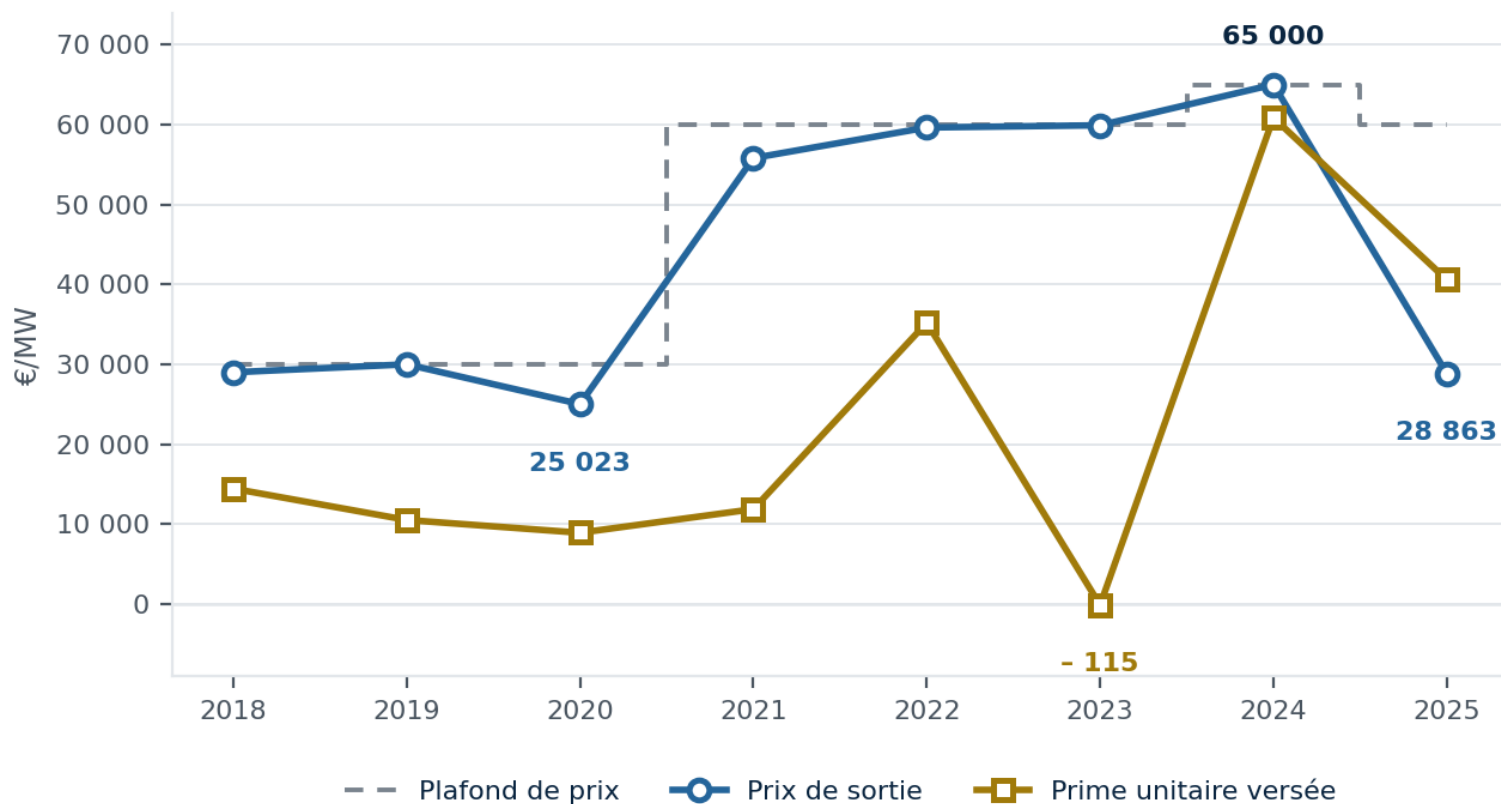
La bonification couvrait l'essentiel des 300 € d'investissement du cas type, avant que la prime des appels d'offres ne couvre les coûts fixes. Les CEE pèsent sur les fournisseurs obligés, donc sur le consommateur ; les appels d'offres sur le budget de l'État. C'est en intégrant les CEE que la Cour obtient ses rentabilités les plus élevées : retour sur investissement dès la troisième année, 90 % au bout de cinq ans.

L'arrêt du 22 novembre 2024 est le symptôme du désalignement.

Le motif invoqué vise des dispositifs « mal installés, défectueux ou inopérants, surtout sur des installations de chauffage au gaz ou au fioul » — là où il n'y a rien à effacer.

Ce que l'État a payé, année par année

En €/MW. Le prix de sortie colle au plafond dès que celui-ci est relevé.



- Plafond porté de 30 000 à 60 000 €/MW en 2021, puis 65 000 en 2024, au bénéfice de toutes les capacités y compris préexistantes.
- L'écart entre le prix de sortie et la prime versée est le prix du mécanisme de capacité.
- En 2023, ce prix ayant dépassé le prix de sortie, la prime est devenue négative et les lauréats non pluriannuels ont renoncé.

R 4

Différencier les prix de sortie par lot et par type d'engagement dans toute procédure future, et définir des volumes cibles par service.

11 Volumes soutenus et charge budgétaire

Par année de livraison. 2026 : premier semestre, charge estimée par la CRE le 10 juillet 2025.

430 M€

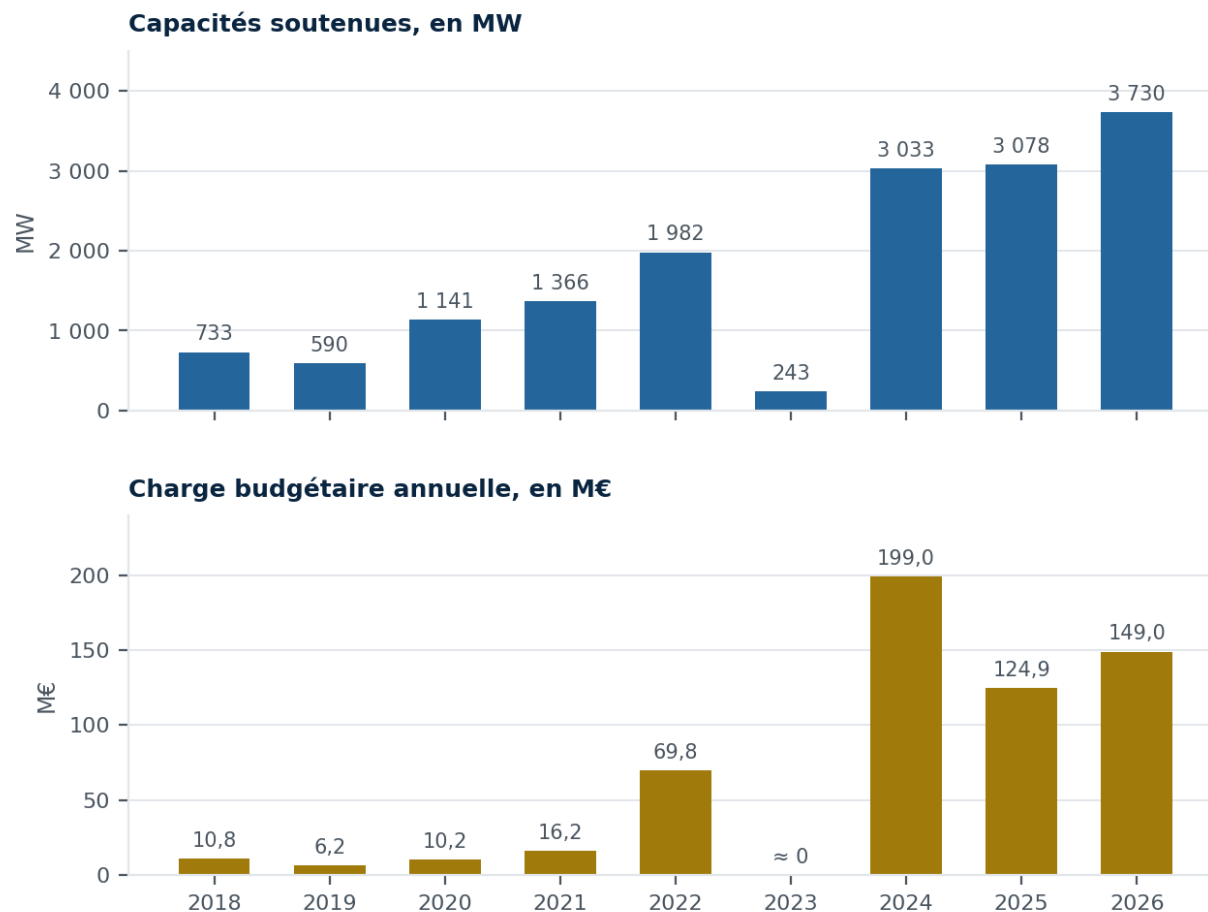
versés de 2018 à 2025

745 M€

restant à verser de 2026 à 2033 au titre
des contrats pluriannuels

92 M€

par an au maximum de 2027 à 2032



Tous les appels d'offres jusqu'en 2024 ont été sous-souscrits ; l'AOFD 2025 a été le premier sursouscrit.

Le décrochage de 2023 s'explique par le renoncement de tous les lauréats non pluriannuels, le prix du mécanisme de capacité ayant dépassé le prix de sortie.

L'État a vendu une option sur la tension du système

La prime versée au lauréat vaut le prix de sortie de l'appel d'offres diminué du prix de référence du mécanisme de capacité. La dépense publique est donc une fonction décroissante de la tension du système électrique : plus le risque d'adéquation est perçu comme élevé, plus la charge budgétaire s'efface ; plus le système est confortable, plus l'État paie.

2023

Le prix de référence dépasse le prix de sortie. La prime devient négative, les lauréats non pluriannuels renoncent, les capacités soutenues tombent de plus de 2,7 GW à 243 MW.

2026

Le mécanisme de capacité s'établit à 99 €/MW. La charge budgétaire est intégrale, alors que le besoin d'adéquation est au plus bas.

Portée

Propriété structurelle de toute aide différentielle adossée à un prix de marché volatil. Elle se reproduira dans tout dispositif futur construit sur le même différentiel.

R5. Subordonner toute réouverture d'appels d'offres dédiés à la démonstration préalable que les mécanismes existants ne rémunèrent pas les services attendus, et à un contrôle ex post de la rentabilité des lauréats.

12 Les constats d'efficience

Ce que la Cour établit sur le bon usage des deniers publics.

- Procédure de prix uniforme : les offres ne sont assorties d'aucune justification financière ; RTE n'analyse pas les comportements d'offre ; la CRE déclare n'avoir aucun levier pour interroger les candidats.
- Alignement des lots : les sites de moins de 1 MW ont été payés au prix du lot industriel. En 2021, la dernière offre retenue valait 16 000 €/MW pour un prix de sortie de 55 800.
- Revenus non déduits : depuis 2022, les recettes des réserves rapide et complémentaire ne sont plus retranchées de la prime.
- Rentabilités calculées : retour sur investissement en 5 ans et taux annualisé supérieur à 30 % à 7 ans sur cas type industriel ; jusqu'à 90 % à 5 ans sur cas type diffus avec bonification CEE.
- Excès de rémunération : 69 M€ sur 85 M€ en 2022, 105 M€ sur 171 M€ en 2024. La Cour précise que RTE conteste la méthode de rapprochement.
- Absence de contrôle : l'article L.271-4 impose de veiller à ce que la rémunération des capitaux n'excède pas une rémunération normale. La DGEC indique qu'aucun contrôle n'a eu lieu.

ANALYSE PRAESTRIA

Le point solide du rapport n'est pas le chiffrage.

L'estimation des excès repose sur une courbe de gisements que le rapport disqualifie par ailleurs. L'absence de tout contrôle en huit exercices, elle, est un manquement à une obligation légale.

Un instrument unique pour deux économies opposées

Les deux familles soutenues ont des structures de coûts inverses.

Effacement industriel (> 1 MW)

Coût variable d'activation 50 à 1 500 €/MWh selon les procédés ; environ 300 €/MWh pour l'aluminium

Condition de rentabilité spot supérieur au versement fournisseur augmenté du coût d'activation : jamais atteint hors 2021-2022

Revenu d'énergie accessible Nul en régime de prix normal

Source de revenu appropriée Capacitaire — définition même du mécanisme de capacité

Effet d'un soutien à 60 000 €/MW Duplique le mécanisme de capacité

Effacement diffus (< 1 MW)

Coût variable d'activation Quasi nul

Condition de rentabilité spot supérieur au versement fournisseur : 6 570 heures en 2021

Revenu d'énergie accessible Plus de 50 000 €/MW sur 400 heures d'hiver bien choisies

Source de revenu appropriée Énergie, avec un appoint capacitaire

Effet d'un soutien à 60 000 €/MW Rend le revenu d'énergie facultatif

Redondant d'un côté, contre-productif de l'autre : le niveau de prix n'est que le symptôme d'un défaut d'appariement.

Les constats d'efficacité

Ce que le dispositif a produit en termes de capacités et de service rendu.

Additionnalité incertaine

De 2020 à 2025, les volumes soutenus progressent de 1 900 MW pour seulement 600 MW de capacités supplémentaires certifiées. L'écart tient principalement au report des capacités quittant l'interruptibilité, passées de 1 330 à 530 MW.

Fuite à l'activation

Les activations sur le mécanisme d'ajustement sont inférieures à 10 GWh par an depuis 2023, contre plus de 20 GWh en 2016-2017. Certaines capacités déclarent des prix d'engagement au plafond du spot pour n'être jamais appelées.

Fiabilité

Près d'un quart des tests affichent encore une défaillance supérieure à 25 % de la capacité testée, alors que le taux moyen approche 100 %.

Recensement défaillant

La CRE annonce 10,9 GW certifiés au titre de NEBCO en 2024 : ce chiffre agrège des puissances de raccordement déclarées, non des puissances effaçables testées.

15 Le signal prix : ce que le marché a fait sans subvention

Effacements implicites et flexibilité intégrée aux offres de fourniture.

145 000 → 855 000

Clients résidentiels à l'option Tempo, de début 2021 à fin 2024, sans subvention. La CRE relève que le niveau de l'option s'était éloigné des coûts par empilement.

≈ 5 GW · 14,5 M clients

Consommation déplacée par la réforme des heures creuses, décidée par la CRE en mars 2025 et mise en œuvre par Enedis jusqu'en octobre 2027, à coût quasi nul.

- Les effacements implicites ne sont éligibles aux appels d'offres que depuis 2024, pour 22 MW soutenus, et aucune offre n'a été déposée sur le lot des sites de plus de 1 MW.
- En offre de marché, ils ne concernaient que 26 000 sites en mars 2024. Le dispositif Ecodéfi+ d'Engie a touché jusqu'à 430 000 clients sans figurer à aucun registre.
- La France est au premier rang européen pour l'accès des effacements explicites aux marchés, et en retard sur la participation implicite : en Espagne, en Italie et en Norvège, plus de la moitié des contrats résidentiels sont à tarification dynamique.

ANALYSE PRAESTRIA — R2 ET R3

Ces 5 GW ne sont pas 5 GW d'effacement de pointe

— c'est du déplacement diurne estival, un service différent. Mais le rapport entre volume obtenu et coût engagé est sans commune mesure, et RTE reconnaît que son bouquet 2030 repose sur l'asservissement statique de l'eau chaude et des recharges.

R2 et R3.

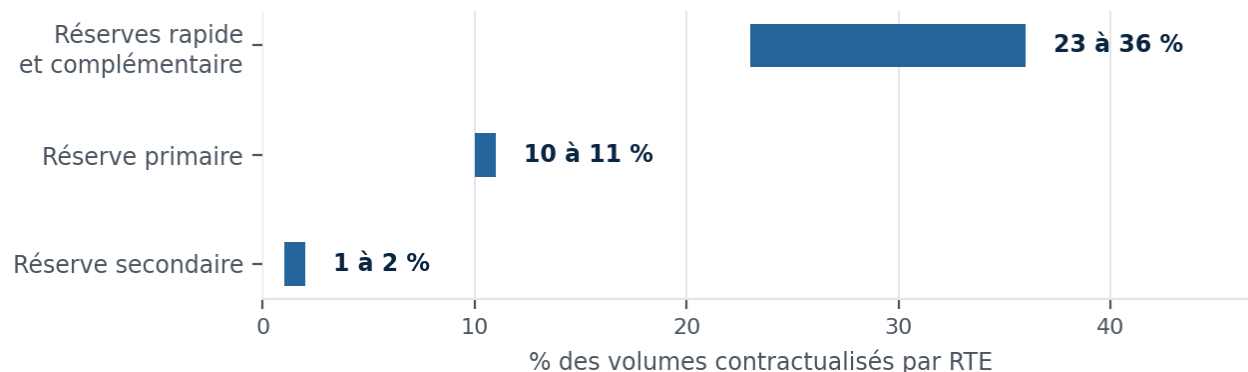
Traiter le signal tarifaire comme instrument de premier rang pour les besoins récurrents, et modéliser la valeur capacitaire implicite comme actif d'une offre à pointe mobile.

La valeur de réseau : l'angle mort

Le besoin le plus localisé est celui qui a reçu le moins d'instrument.

Part des effacements dans les réserves d'équilibrage

Fourchette observée sur les dernières années.



46 MW

attribués au maximum par Enedis en 2024 sur ses appels d'offres de flexibilités locales, contre 4,2 GW de capacités nationales — environ 1 %.

- Les bilans prévisionnels de RTE n'intègrent ni le mécanisme d'ajustement, ni les services système, ni les congestions.

ANALYSE PRAESTRIA — R6 À R10

Le seul dispositif dont le bénéfice soit mesuré et incontesté est un dispositif de réseau :

le raccordement flexible, environ 600 000 € par mégawatt économisés sur quinze parcs en 2024, quand les raccordements anticipés ramenaient des délais de cinq ans à moins d'un an. Le gestionnaire n'a pourtant ni le mandat — l'article L.322-9 n'ouvre qu'une faculté — ni l'incitation, un renforcement étant un actif régulé quand un contrat de flexibilité est une charge d'exploitation.

R6 à R10.

Neutraliser l'asymétrie investissement/exploitation dans le cadre tarifaire ; obligation « flexibilité d'abord » ; cartographie des contraintes par poste source ; raccordement flexible étendu aux consommateurs et aux nouveaux usages.

17 Novembre 2026 : ce que la réforme corrige et ne corrige pas

Règles approuvées par la ministre le 18 mars 2026 ; dispositif décrit comme entré en vigueur en 2026.

Ce qu'elle corrige

- Fin des appels d'offres dédiés : les flexibilités entrent dans le mécanisme de capacité réformé, financé par une taxe affectée à RTE. La DGEC confirme que le Gouvernement ne reconduira pas de nouveaux appels d'offres ad hoc tant que ce mécanisme suffira.
- Neutralité technologique : enchère à quatre ans ouverte à tous les moyens, puis enchère à un an avec volume éventuellement réservé aux flexibilités décarbonées, où l'effacement affronte le stockage.
- Incitation à l'activation : plafonnement du prix d'engagement à 60 % du plafond spot, et au barème du versement fournisseur majoré de 150 €/MWh pour les volumes réservés.

Ce qu'elle ne corrige pas

- La rente de prix uniforme subsiste : le mécanisme réformé utilise la même procédure de clearing, « mais cet effet existe pour n'importe quel moyen », concède la Cour.
- Le déficit de recensement n'est pas traité, alors que l'appel d'offres était jusqu'ici l'instrument qui identifiait les capacités de flexibilité.
- Les prescriptions particulières réintroduisent dans l'enchère le vice reproché aux appels d'offres. La CRE juge en octobre 2025 qu'elles brouillent la lisibilité du signal-prix.

ANALYSE PRAESTRIA — R16

Le vice de conception migre du guichet vers le marché.

La CRE conclut qu'il faut deux instruments, la Cour qu'il faut en proscrire un : le décret d'application tranchera un arbitrage que ni l'une ni l'autre n'a formulé comme tel. R16 : établir une règle de priorité et de compensation lorsqu'un même point de livraison est sollicité par le gestionnaire de réseau, l'agrégateur et le fournisseur — le versement fournisseur règle la valeur énergie, rien d'équivalent n'existe pour la valeur réseau.

18 Les sept recommandations de la Cour

Et la position de Praestria sur chacune.

	Recommandation	Position Praestria
n° 1 RTE, 2026	Actualiser la modélisation des capacités optimales de flexibilité par technologie.	Soutenue, complétée par R1
n° 2 DGEC, 2026	Établir un bilan de la rémunération des capitaux pour les contrats pluriannuels en cours.	Soutenue sans réserve
n° 3 DGEC, RTE, CRE	Recenser exhaustivement les capacités disponibles sur une méthodologie harmonisée.	Soutenue, élargie par R11 à R13
n° 4 DGEC, 2027	Confier à la CRE le contrôle des comportements d’offre des opérateurs.	Soutenue sans réserve
n° 5 DGEC, RTE, 2026	Renforcer les sanctions de fiabilité dans les mécanismes de rémunération capacitaire.	Soutenue, précisée par R14
n° 6 DGEC, 2026	Étendre l’obligation de mise à disposition sur le mécanisme d’ajustement.	Contestée par DGEC et RTE
n° 7 DGEC, 2026	Garantir l’absence de rémunération excessive dans les futurs appels d’offres.	Soutenue, complétée par R5

R6 à R10 et R16 portent sur le cadre incitatif des gestionnaires de distribution, le raccordement flexible et le conflit d’usage sur le point de livraison — que le rapport ne traite pas. Les réponses des destinataires font l’objet des deux diapositives suivantes.

19 Les réponses des destinataires

Relevé adressé le 8 juin 2026. Réponses de la DGEC le 30 juin et de RTE le 9 juillet.

	DGEC	RTE
n° 1	Étude RTE approuvée par la CRE ; objectif et indicateurs d'ici début 2027, mis à jour tous les deux ans ; réactualisation CEREN d'ici l'automne 2026.	Actualisation des coûts et des bouquets « en cours » dans les prochaines études prospectives.
n° 2	« Une étude menée conjointement avec la CRE pourrait permettre d'étudier les possibilités de collecte de données. »	Souscription générale, sans développement.
n° 3	Tableau de bord lancé avec RTE, Enedis et la CRE : capacités installées et services effectivement rendus.	Souscription générale, sans développement.
n° 4	« La CRE peut déjà contrôler et sanctionner d'éventuelles manipulations dans les offres déposées. »	Souscription générale, sans développement.
n° 5	Tests d'activation et pénalités renforcés ; méthodologie attendue de RTE sur les capacités faiblement activées.	Exigences intégrées aux règles du 18 mars 2026 ; contrôle sur toute la période de pointe.
n° 6	« Nécessite des travaux complémentaires » ; bénéfices a priori « bien moindres que pour la production renouvelable ».	Objection technique : les délais de prévenance rendent peu de capacités aptes à une mise à disposition permanente.
n° 7	Pas de nouveaux appels d'offres « tant que le mécanisme de capacité suffira ». Garanties « pourraient alors être examinées ».	Souscription générale, sans développement.

RTE souscrit « de façon générale à l'ensemble des recommandations formulées par la Cour », à l'exception de la recommandation n° 6.

Ce que les réponses disent, et ce qu'elles évitent

L'asymétrie est un résultat

Les recommandations portant sur des travaux à venir reçoivent des engagements datés et des dispositifs déjà lancés. La n° 2, seule à porter sur un manquement constaté à une obligation légale, reçoit la formulation la plus conditionnelle du document.

La n° 4 répond à côté

La DGEC écrit que la CRE peut déjà sanctionner les manipulations. L'instruction établissait que la même administration n'avait connaissance d'aucune mesure applicable aux appels d'offres, et que la CRE n'avait aucun levier pour interroger les candidats.

Ce qui est acquis

Le tableau de bord DGEC-RTE-Enedis-CRE recouvre l'essentiel de R13 et R18 ; les règles du 18 mars 2026 recouvrent une partie de R14. Ces recommandations deviennent des exigences de périmètre, non des créations à obtenir.

Révision de position sur la recommandation n° 6

Nous l'avons qualifiée de mesure au meilleur rapport effet-coût du rapport. L'objection de RTE — les délais de prévenance rendent peu de capacités aptes à offrir en permanence une puissance importante sur le mécanisme d'ajustement — est technique, vérifiable et cohérente avec les caractéristiques rappelées par le rapport lui-même. Elle ne dispense pas de traiter le problème qu'elle contourne : la fuite à l'activation a aussi été constatée sur les prix d'engagement déclarés au NEBEF, où le délai de prévenance n'est pas l'obstacle. La bonne formulation n'est donc pas une obligation uniforme, mais une obligation conditionnée à la caractérisation technique déclarée de chaque capacité — ce qui suppose de définir juridiquement cette caractérisation, objet de R16.

Ce que disent les textes

Extraits verbatim, vérifiés sur les sources.

« l'autorité administrative (y compris la CRE) peut [...] effectuer des contrôles ad hoc sur la base d'éléments transmis par les acteurs [...] à ce jour un tel contrôle n'a pas eu lieu. »

— DGEC, citée par la Cour, p. 54

« les autorités françaises n'ont pas connaissance de mesures applicables spécifiquement aux AOE visant à sanctionner les manipulations dans les offres déposées par les acteurs »

— DGEC, citée par la Cour, p. 49

« Une étude menée conjointement avec la CRE pourrait également permettre d'étudier les possibilités de collecte de données afin d'apprécier le caractère normal de la rémunération des capitaux engagés. »

— DGEC, 30 juin 2026, sur la recommandation n° 2

« le défaut d'exercice [...] de sa mission de suivi et de contrôle du caractère normal de la rémunération des capitaux engagés [...] constitue un manquement auquel il convient de remédier sans délai. »

— Cour des comptes, p. 54

« la possibilité d'un recours à de nouveaux appels d'offres spécifiques, comme l'envisage l'État, devrait être proscrit en première approche »

— Cour des comptes, synthèse, p. 9

« il existe en pratique peu de capacités d'effacement présentant les caractéristiques techniques leur permettant d'offrir en permanence une puissance disponible importante sur le mécanisme d'ajustement. »

— RTE, 9 juillet 2026, sur la recommandation n° 6

22 Registre des recommandations · R1 à R10

Porteur et niveau : structurel, opérationnel ou commercial.

Axe 1 — Instruments et signaux

R1	Comparer les familles de signaux, et pas seulement les technologies, dans la modélisation.	RTE, DGEC, CRE	Structurel
R2	Traiter le signal tarifaire comme instrument de premier rang pour les besoins récurrents.	DGEC, fournisseurs	Structurel
R3	Modéliser la valeur capacitaire implicite comme actif d’une offre à pointe mobile.	Fournisseurs	Commercial
R4	Différencier les prix de sortie par lot et par type d’engagement ; volumes cibles par service.	DGEC, RTE	Structurel
R5	Subordonner toute réouverture d’appels d’offres à une démonstration et un contrôle ex post.	DGEC	Structurel

Axe 2 — Réseaux et gestionnaires de distribution

R6	Neutraliser l’asymétrie entre investissement et exploitation dans le cadre tarifaire.	CRE	Structurel
R7	Instaurer une obligation de démonstration « flexibilité d’abord » au-delà d’un seuil.	DGEC, CRE	Structurel
R8	Publier une cartographie pluriannuelle des contraintes par poste source.	GRD	Opérationnel
R9	Généraliser le raccordement flexible aux consommateurs et aux nouveaux usages.	GRD, CRE	Opérationnel
R10	Harmoniser les règles et interfaces entre Enedis et les entreprises locales de distribution.	GRD, ELD, CRE	Opérationnel

23 Registre des recommandations · R11 à R18

Mesure, contrôle, conduite et suivi.

Axe 3 — Mesure, données et contrôle

R11	Certifier les capacités au nœud et non au seul périmètre d'équilibre.	RTE, GRD, CRE	Structurel
R12	Publier un référentiel de capacité d'accueil actualisé et historisé.	GRD	Opérationnel
R13	Étendre à la maille locale et aux GRD le tableau de bord annoncé par la DGEC.	DGEC, RTE, CRE	Structurel
R14	Apprécier la fiabilité sur la proportion de tests non réussis ; sanctions locales renforcées.	DGEC, RTE, GRD	Structurel
R15	Recenser les dispositifs de bonus et de modulation proposés par les fournisseurs.	CRE, fournisseurs	Opérationnel

Axe 4 — Conduite et suivi

R16	Définir juridiquement la capacité d'effacement et arbitrer les points de livraison partagés.	DGEC, CRE	Structurel
R17	Instrumenter le retour d'expérience du Portail Flexibilités RTE-Enedis.	Praestria	Commercial
R18	Suivre trois hypothèses réfutables sur les activations, les capacités et les heures creuses.	Praestria	Commercial

24

Deux modèles, deux ruptures

Annexe prospective — registre Praestria, distinct de la restitution qui précède.

	Effacement industriel (> 1 MW)	Effacement diffus (< 1 MW)
Ce qui disparaît	La prime capacitaire, qui faisait doublon avec le mécanisme de capacité	La prime capacitaire et la bonification CEE, qui finançaient coûts fixes et acquisition
Ce qui reste	Réserves d'équilibrage : 23 à 36 % des volumes, plus de 20 000 €/MW en 2024	Le revenu d'énergie, réel mais saisonnier et borné par le versement fournisseur
Le nouveau concurrent	Le stockage par batterie, dans les volumes réservés du mécanisme réformé	Le compteur communicant : 15 €/foyer/an contre 75 € pour le boîtier
Le gisement de report	Raccordement flexible et procédés nouvellement électrifiés	Usages nouveaux, petit tertiaire, services payants au client
Horizon de visibilité	Aucun au-delà de 2026, hors contrats en cours	Six exercices : 1,2 GW sécurisés à plus de 60 000 €/MW jusqu'en 2032
Risque dominant	Consolidation du secteur, perte de l'argument commercial	Sortie ordonnée au terme du soutien, anticipée par la Cour

Synthèse Praestria à partir des données du rapport. Les seuils et ordres de grandeur sont ceux de la Cour ; leur mise en perspective est nôtre.

25 Cinq marchés adressables

Qui achètera quoi, une fois le guichet fermé.

	Ce qu'il achètera	État du marché
Gestionnaires de distribution	Flexibilité localisée, raccordement flexible, cartographie des contraintes par poste source	Quasi vierge — 46 MW en 2024 ; premier test avec le Portail Flexibilités depuis le 1er septembre 2026
Fournisseurs	Offres à pointe mobile, valeur capacitaire implicite, exploitation de la bascule des heures creuses	Très peu outillé — 26 000 sites en offre de marché contre 855 000 clients Tempo
RTE et responsables d'équilibre	Réserves, ajustement, certification NEBCO, preuve de fiabilité	Existant et concurrentiel — socle à défendre plutôt qu'à conquérir
Industriels	Accès accéléré au réseau, flexibilité issue de la décarbonation, TURPE évité	Émergent — porté par la file d'attente de raccordement plus que par la politique de flexibilité
Puissance publique	Recensement, tableau de bord, méthodologie de mesure de la fiabilité	En cours de constitution — travaux DGEC-RTE-Enedis-CRE annoncés en réponse à la Cour

Ce que chaque modèle doit remettre en cause

Agrégateur industriel

- L'unité vendue : un mégawatt déclaré n'a plus de prix garanti ; ce qui se rémunère est une performance mesurée.
- La source de revenu : un guichet unique devient un empilement documenté — réserves, énergie, capacité, raccordement évité.
- L'objet du portefeuille : des mégawatts deviennent des procédés caractérisés et localisés.
- La structure du secteur : vingt opérateurs agréés, un revenu subventionné qui disparaît, une marge déjà comprimée.

Opérateur diffus

- Le coût d'acquisition : environ 300 € par foyer, financés par les CEE puis par la prime. Les deux ont disparu.
- L'unité de compte : le mégawatt de pointe hivernale cède la place à la disponibilité annuelle et à la localisation.
- Le positionnement : complément du compteur là où il échoue — pilotage fin, granularité, mesure — et non concurrent.
- L'horizon : six exercices de revenu sécurisé donnent le temps d'un pivot et l'illusion qu'il n'est pas urgent.

Trois signaux à surveiller

Le prix du mécanisme de capacité pour 2027 et 2028 : sous 15 000 €/MW durablement, la sortie du segment diffus au terme des contrats devient l'hypothèse centrale. · La part du stockage dans la première enchère à volume réservé : elle dira si la concurrence technologique est réelle. · Le volume attribué sur les flexibilités locales après le pilote du Portail Flexibilités : quelques centaines de mégawatts vaudraient validation du marché de la valeur de réseau.

Ce qui borne la portée de ces recommandations

La flexibilité ne se substitue pas au renforcement

Une contrainte de distribution est souvent structurelle. Au-delà de quelques centaines d'heures par an, effacer coûte plus cher que construire. R6 à R9 ne valent que pour le séquençement.

Le signal tarifaire est péréqué

Un tarif identique partout ne peut pas résoudre une congestion située quelque part. R2 ne vaut que pour les besoins récurrents et non localisés.

Les chiffrages disponibles sont fragiles

Les coûts de référence datent de 2013 et 2017, et la Cour reconnaît que son estimation des excès s'appuie sur une source qu'elle juge limitée.

L'obligation uniforme est contestée

RTE fait valoir que les délais de prévenance rendent peu de capacités aptes à une mise à disposition permanente. Objection retenue : l'obligation doit être conditionnée à la caractérisation technique déclarée.

Ce que Praestria ne recommande pas

La réouverture d'appels d'offres dédiés tant que la démonstration prévue à R5 n'a pas été produite · une différenciation géographique des tarifs de réseau, qui relève d'un arbitrage politique sur la péréquation · toute conclusion sur la compétitivité relative de l'effacement et du stockage, que seule la première enchère à volume réservé tranchera · un dimensionnement chiffré du besoin de flexibilité locale, faute de données publiques par poste source.