

Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

**LES MESURES
EXCEPTIONNELLES
DE LUTTE CONTRE
LA HAUSSE DES PRIX
DE L'ÉNERGIE**

Rapport public thématique

Mars 2024

Sommaire

Procédures et méthodes	5
Synthèse	7
Récapitulatif des recommandations	13
Introduction	15
Chapitre I En réponse à une crise inédite, un déploiement foisonnant de mesures exceptionnelles	19
A - Une conjonction de facteurs	20
B - Une hausse et une volatilité des prix dont l'ampleur et la durée se sont révélées progressivement	23
II - D'importants risques de diffusion aux prix de détail	25
A - Des mécanismes de transmission différents selon les énergies et les types de contrats	25
B - Une transmission effective dont l'ampleur et le calendrier n'ont pu être correctement anticipés	29
III - Une accumulation de mesures de protection	30
A - Une couverture progressive des clients exposés aux hausses de prix	31
B - La multiplication de dispositifs aux caractéristiques hétérogènes.....	35
C - L'encadrement européen et les mesures dans les autres pays	40
IV - Des risques d'effets d'aubaine et la nécessité de contrôles par les organismes de gestion	41
A - La baisse de TICFE	42
B - La répercussion des aides versées aux fournisseurs et autres intermédiaires	43
C - Un risque de cumul entre le bouclier tarifaire gaz et l'aide à l'habitat collectif.....	48
Chapitre II Une protection significative, au prix d'une dépense budgétaire élevée	51
I - Des ménages plutôt mieux protégés que dans le reste de l'Europe	51
A - Un bouclier électricité bénéficiant largement aux ménages.....	52
B - Un bouclier gaz protecteur mais qui ne couvre pas tous les ménages.....	54
C - Les aides à la consommation de carburant.....	58
D - Les chèques énergie exceptionnels	61
E - Des mesures progressives par rapport aux revenus malgré leur faible ciblage	62
II - Une protection plus ciblée des entreprises et des collectivités que celle des ménages	64
A - Des mesures ciblées qui atténuent la forte hausse moyenne des prix de l'électricité payés en 2023	64
B - Une absence de mesures spécifiques sur le prix du gaz	68

C - Des mesures sectorielles	69
D - Le soutien au financement du besoin en fonds de roulement des entreprises	70
E - Les aides à certaines administrations publiques.....	72
III - Les bénéfices macro-économiques du soutien.....	73
IV - Un soutien public très coûteux	74
A - Un coût massif pour l'État.....	74
B - Des financements compensatoires significatifs.....	78
C - Un coût net qui se confirme comme très élevé pour l'État	86
Chapitre III Une articulation défailante avec les politiques énergétiques de long terme.....	89
I - Sur l'électricité : des mesures qui ne pallient qu'en partie les carenances de la régulation	90
A - Une approche nécessairement spécifique des questions de signal-prix et de ciblage des aides	91
B - Une régulation impuissante à maintenir des prix de détail en ligne avec les coûts de production nationaux	92
C - Des mesures qui n'évitent pas l'arbitrage entre protection du consommateur et préservation du contribuable.....	94
D - La sortie du bouclier électricité et la perspective d'une nouvelle régulation	102
II - Un soutien aux énergies fossiles contraire aux objectifs de la transition énergétique.....	104
A - Une fin du bouclier gaz qui laisse à la charge de l'État le coût élevé du soutien aux consommations 2022.....	105
B - Le bilan environnemental négatif de la « remise carburant ».....	106
C - Les solutions alternatives aux soutiens non ciblés.....	107
III - Une occasion de clarifier les fiscalités relatives du gaz et de l'électricité.....	108
A - L'ambiguïté entretenue jusqu'à présent sur les motifs de taxation de la consommation d'électricité	108
B - Des modalités de taxation du gaz et de l'électricité à clarifier lors de la sortie des boucliers.....	110
Conclusion générale	115
Liste des abréviations	117
Annexes	121

Procédures et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres¹ thématiques 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.

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

Le présent rapport 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 de mener des enquêtes thématiques.

La présente enquête a été conduite par la deuxième chambre de la Cour des comptes. L'enquête a été notifiée en février 2023 à une quinzaine de parties prenantes, parmi lesquelles des administrations, des autorités indépendantes, ainsi qu'EDF. Des entretiens et des recueils de documents et de données ont été organisés avec ces entités. Des entretiens ont aussi été tenus avec des représentants professionnels des secteurs pétroliers, du gaz et d'électricité et des associations de consommateurs. Enfin, des comparaisons internationales ont été effectuées au niveau européen sur la base des travaux de l'ACER, des données d'Eurostat et de diverses autres sources, portant en particulier sur l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie et le Royaume-Uni.

*

**

Le projet de rapport a été préparé, puis délibéré le 20 décembre 2023, par la deuxième chambre, présidée par Mme Podeur, présidente de chambre et composée de M. Albertini, président de section, et de Mme Darragon, conseillère-maître, MM. Guéroult et Dahan, conseillers maîtres, et Mme Roche, conseillère maître, ainsi que, en tant que rapporteurs, M. Richard, conseiller maître et M. de Mombynes, conseiller référendaire, et, en tant que contre-rapporteur, M. Dahan, conseiller maître.

Il a été examiné le 16 janvier 2024 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Moscovici, Premier président, M. Rolland, rapporteur général, Mme Podeur, M. Charpy, Mmes Camby et Démier, M. Bertucci, Mme Hamayon et M. Meddah, présidentes et présidents de chambre de la Cour, Mme Renet, MM. Strassel, Lejeune et Serre, présidente et présidents de chambre régionale des comptes, M. Gautier, procureur général, 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.

Ils sont diffusés par La Documentation française.

Synthèse

Les cours du pétrole et du gaz aux frontières de l'Union européenne ont fortement et brusquement augmenté à partir du second semestre 2021 et singulièrement en 2022 après le déclenchement de la guerre en Ukraine. Du fait des mécanismes de fixation des prix sur les marchés de gros européens de l'électricité, qui répercutent les hausses conjoncturelles des prix de gros du gaz, il s'en est suivi une très forte augmentation des prix de gros de l'électricité dans la plupart des pays européens. Cette envolée des prix de gros ouvrait la voie à des hausses massives des prix de détail supportés par les ménages et les entreprises, et justifiait donc des interventions publiques exceptionnelles dans un cadre européen décliné par chaque pays.

Alors que les prix du pétrole et de l'électricité restaient élevés en 2023, et que certaines mesures exceptionnelles ont été, en France, prolongées jusqu'en 2024, la Cour s'est attachée à établir un bilan provisoire des mesures prises notamment en termes de modalités de mise en œuvre, d'effets sur les clients finals et sur les finances publiques et enfin d'articulation avec les politiques énergétiques de plus long terme.

Des mesures foisonnantes, une mise en œuvre complexe et des risques d'effets d'aubaine

En réponse à la hausse conjuguée des prix de l'électricité, du gaz et des produits pétroliers sur les marchés européens, et comme tous ses voisins, la France a adopté depuis 2021 des mesures exceptionnelles visant à protéger de prix de l'énergie trop élevés, les ménages et les clients professionnels (entreprises, associations, collectivités territoriales, etc.). Élaborées dans l'urgence, et ajustées au fil du temps et de l'évolution des prix supportés par telle ou telle catégorie de consommateurs, ces mesures accumulent près de 25 dispositifs aux caractéristiques très diverses en termes de champ d'application, de modalités de mise en œuvre et de coût. Elles sont, en masses financières, majoritairement destinées aux ménages (pour 60 %) et pour l'essentiel (à 90%) non ciblées en fonction des revenus ou des capacités d'absorption de ce choc par les bénéficiaires. Les aides aux entreprises sont cependant plus ciblées que celles aux ménages, mais leur multiplicité aboutit à un paysage particulièrement complexe de l'intervention publique.

Les principaux dispositifs sont par ailleurs mis en œuvre par les fournisseurs d'énergie ou les distributeurs de carburant, qui ont ainsi hérité d'une grande partie de la charge administrative des décisions prises par l'État et endossé la responsabilité de cette dernière aux yeux des consommateurs. Cette mise en œuvre intermédiée pose par ailleurs des questions en termes de complète répercussion des soutiens publics, d'abord versés aux fournisseurs et distributeurs, au profit des clients finals et n'est pas exempte de risques d'effets d'aubaine dès lors qu'une partie des aides ne se traduit pas par des baisses de prix ou au contraire permet de surcompenser la hausse initiale des prix. Ces risques sont notamment présents pour certaines périodes d'application des boucliers tarifaires ainsi que pour la baisse de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) intervenue début 2022. Ils appellent un renforcement des contrôles de la part des organismes en charge, en particulier la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et l'Agence de services et de paiement (ASP).

Une large protection des consommateurs mais un coût élevé pour les finances publiques

Les mesures de réduction des hausses de prix de l'électricité, comme du gaz et des carburants, ont atténué de façon significative la répercussion des augmentations des prix de gros sur les factures des clients finals. Les ménages français ont ainsi continué à bénéficier de prix de l'électricité en moyenne plus bas que ceux supportés par leurs voisins européens. Les prix de détail du gaz ont quant à eux relativement moins augmenté en France que dans la moyenne de l'Union européenne. Enfin, si les dispositifs de soutien au paiement des factures, pour les entreprises les plus énergivores, apparaissent en moyenne plus généreux en France qu'en Allemagne, par exemple, les clients professionnels ont toutefois fait face, en moyenne, à partir de début 2023 à des prix de l'électricité plus élevés que chez nos principaux voisins.

D'un point de vue macro-économique, alors que cette crise énergétique a fortement affecté la trajectoire de croissance et d'inflation de l'économie française, les différentes études existantes concluent à un impact positif des boucliers tarifaires en termes d'atténuation des effets de la crise sur les prix et le PIB, au prix cependant d'une détérioration de la situation des finances publiques. Toutefois, ces évaluations n'intègrent pas tous les coûts environnementaux associés aux consommations d'énergie fossiles, dès lors qu'ils ne sont pas correctement internalisés par la fiscalité ou les quotas.

Aux incertitudes près de certains chiffres encore prévisionnels, le coût brut pour l'État de l'ensemble des mesures adoptées à date et depuis l'automne 2021 atteindrait près de 72 Md€. Parallèlement, l'État peut compter sur l'effet, pour l'essentiel automatique, des hausses de prix de gros sur les charges de service public de l'énergie, qui réduit son besoin de financement de plus de 28 Md€ sur 2021-2024, et sur les redevances des concessions hydro-électriques, pour plus d'1,5 Md€. Il bénéficie aussi des recettes tirées des deux contributions spécialement créées pour capter les marges bénéficiaires des producteurs d'électricité et des acteurs du secteur pétrolier, pour près de 4,5 Md€ prévus au total, hors impact de la prolongation de la contribution sur les rentes infra-marginales (CRI) en 2024. Les protections apportées aux consommateurs d'énergie se traduiraient ainsi, en l'état des différentes mesures, par un besoin de financement net de l'État atteignant 36 Md€ sur les années 2021 à 2024.

Ce coût élevé est à mettre en lien avec les caractéristiques des principaux dispositifs – boucliers et remises – qui soutiennent les consommations d'énergie des ménages sans ciblage particulier ni limite en volumes. Ces caractéristiques assurément critiquables pour le gaz et les carburants, au regard des objectifs de décarbonation, le sont nettement moins pour l'électricité.

Des mesures sur l'électricité qui pallient imparfaitement les défauts de la régulation

La protection des clients finals contre des prix de l'électricité trop volatils ou trop élevés passe normalement en France par la régulation publique mise en place en amont, avec un approvisionnement en électricité d'origine nucléaire à prix fixe – l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) – et en aval, avec les tarifs réglementés de vente (TRV). Elle vise jusqu'à présent à ce que les prix de détail reflètent les fondamentaux des coûts de production nationaux, et notamment la compétitivité du parc nucléaire existant. Mais les défauts de mise en œuvre de cette régulation, déjà pointés par la Cour dans son évaluation de la politique d'organisation des marchés de l'électricité², aggravés par les problèmes de disponibilité du parc nucléaire, n'ont pas permis d'atteindre cet objectif dans le contexte de forte hausse des prix de gros. La chute de la production nucléaire en 2022 a notamment contraint la France à des importations coûteuses, sans permettre à EDF de bénéficier des prix de marchés inédits enregistrés au long de l'année 2022. Au contraire, EDF a dû finalement acheter elle-même sur les marchés une partie de l'électricité nécessaire à l'approvisionnement de ces propres clients.

² https://www.ccomptes.fr/system/files/2022-07/20220705-rapport-organisation-marches-electricite_0.pdf

Dans ce contexte, les coûts d’approvisionnement des fournisseurs, répercutés dans les prix de détail avant boucliers et amortisseurs, ont quasiment quadruplé entre 2021 et 2023, après une première hausse en 2022. Si leur hausse en 2022 a accompagné une augmentation significative des coûts de production nationaux, ce ne serait plus le cas en 2023. Dans ce cadre, les mesures exceptionnelles de baisse de prix mises en œuvre par les pouvoirs publics, qui sont, à l’exception du guichet supplémentaire d’ARENH en 2022, exclusivement financées par l’État, se limitent à répartir entre le consommateur et le contribuable la charge d’une rémunération des acteurs du secteur bien au-delà de leurs propres coûts. La Cour estime au total que la facture globalement acquittée par les clients finals et les contribuables³ pour l’approvisionnement en électricité excédera ainsi de 37 Md€ les coûts de production nationaux sur 2022-2023, ceux-ci étant entendus comme les coûts comptables complets associés aux moyens de production en service.

Dans un dispositif de régulation efficace, ces marges seraient restituées aux consommateurs, au besoin en passant par le budget de l’État. Or, la contribution sur les rentes infra-marginales (CRI) des producteurs d’électricité votée en LFI 2023, qui aurait dû permettre cette restitution, en complément de la hausse des redevances des concessions hydroélectrique, ne laisse pas espérer un rendement à la hauteur de ce qui serait équitable pour les consommateurs, pour de nombreuses raisons liées à son champ d’application et à son paramétrage. Ces deux sources de financement ne devraient en effet pas excéder 6 Md€ au titre des années 2022 et 2023.

Au total, à défaut de capter l’essentiel des marges bénéficiaires prévisibles pour financer son soutien aux consommateurs, l’État cherche à limiter le coût budgétaire net du bouclier en augmentant les prix payés par le consommateur. Les mesures actuellement en œuvre laisseraient ainsi, au titre de 2022 et 2023, d’un côté plus de 30 Md€ de marges bénéficiaires nettes⁴ répartis entre les acteurs des marchés de gros – producteurs, fournisseurs, négociants et intermédiaires de marché –, et de l’autre un coût net de près de 9 Md€ pour les finances publiques, possiblement réduit à moins de 2 Md€ après impôt sur les sociétés, mais surtout des prix de détail dont la composante d’approvisionnement excède probablement de près de 45 % les coûts de production nationaux en moyenne sur 2022-2023. Une telle situation pourrait en outre se retrouver en 2024 au vu des niveaux actuels des prix à terme de l’électricité.

³ Et compte tenu des charges de service public de l’électricité devenues négatives en 2022.

⁴ Après redevances hydroélectriques et CRI, mais avant IS. Ces marges contribuent normalement aux bénéfices constituant l’assiette de l’impôt sur les sociétés (IS).

Ces constats soulignent les conséquences des choix effectués jusqu'à présent quant au champ et au paramétrage de cette contribution, qui en limitent fortement le rendement et compromettent tout financement d'une intervention publique qui permettrait réellement d'assurer à tous les clients français des prix de l'électricité cohérents avec les coûts complets de production du parc en service.

Un soutien public à la consommation de gaz et de carburants à l'encontre des objectifs de décarbonation

Les mesures de lutte contre la hausse des prix du gaz et des carburants mises en place en 2022, boucliers et remises, ont eu l'inconvénient de réduire les incitations à une moindre consommation de produits énergétiques dont la tarification des externalités en matière d'émission de CO₂ n'est par ailleurs pas satisfaisante. Or, les soutiens publics proportionnels aux consommations de gaz et de carburants déployés depuis 2021 devraient atteindre plus de 17 Md€, sans perspectives sérieuses pour l'État de récupérer ces sommes avec le recul des prix intervenus au cours de l'année 2023. En soutenant les volumes de consommation, en particulier pour l'essence et le gazole, ces aides ont par ailleurs augmenté les émissions de CO₂ liées aux transports.

Les pouvoirs publics ont certes cherché en parallèle, à promouvoir la sobriété énergétique et ainsi à réduire les consommations d'énergie fossile, surtout de gaz naturel. Mais le coût budgétaire et environnemental du bouclier gaz et de la remise carburant rappelle l'intérêt de cibler ces aides sur les consommateurs les plus vulnérables, ceux les moins à même de supporter financièrement les hausses de prix, et parallèlement de maintenir des incitations aux baisses de consommation à travers le signal-prix.

Le maintien d'un signal-prix sur les consommations marginales est en outre d'autant plus nécessaire que la consommation de gaz et de carburants pétroliers est aujourd'hui sous-tarifée au regard du contenu en carbone de ces produits. À cet égard, la sortie des boucliers tarifaires semble une bonne occasion pour définir des principes de fixation des tarifs d'accises respectifs de la consommation de gaz et d'électricité en tenant compte des besoins d'internalisation des coûts d'émissions de gaz à effet de serre (GES) propres à chaque produit énergétique et par rapport à une référence commune de coût de ces émissions.

Même si les pouvoirs publics ont déjà pris des décisions répondant à divers enjeux identifiés par la Cour au cours de son enquête (couverture pluriannuelle des coûts de fourniture des tarifs réglementés de vente par EDF, prolongation de la contribution sur les rentes infra-marginales en 2024, fin des aides non ciblées aux consommations d'énergie fossile), la crise récente des prix de l'énergie a mis en évidence l'incapacité de l'État de mettre en place, sans coût excessif pour les finances publiques, un dispositif garantissant aux consommateurs d'électricité des prix en ligne avec les coûts de production nationaux, que ce soit par la régulation en place ou les mesures exceptionnelles déployées depuis 2022.

Ce constat invite à une vigilance particulière dans la définition de la future régulation de la production nucléaire, destinée à prendre la suite de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) au 1^{er} janvier 2026, à l'aune de sa capacité à garantir, dans toutes les configurations de marché, l'atteinte des objectifs des pouvoirs publics en matière de protection des clients finals face aux écarts entre prix de marché et coûts de production.

Récapitulatif des recommandations

1. Contrôler *a posteriori* l'absence de cumul entre le bouclier gaz individuel et l'aide gaz à l'habitat collectif sur 2023 (*ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, agence de services et de paiement, commission de régulation de l'énergie, 2024*).
2. Proposer au Parlement de faire évoluer le champ et les modalités de calcul de la contribution sur les rentes infra-marginales au titre de 2024, afin d'en augmenter le rendement (*ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024*).
3. Paramétrer le bouclier tarifaire électricité 2024 de sorte que les prix payés par les consommateurs reflètent au mieux les coûts actuels de production nationaux (*ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024*).
4. Préserver les signaux prix sur les énergies fossiles en privilégiant les aides ciblées sur les consommateurs les plus vulnérables (*ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024*).

Introduction

À partir du second semestre 2021, les prix de l'énergie – pétrole, gaz et électricité – ont entamé une remontée avec la reprise économique mondiale post-covid. La hausse s'est accélérée au printemps 2022 en Europe, à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Au plus fort de la crise, à l'été 2022, les prix de gros du gaz ont affiché une hausse de plus de 700 % par rapport à janvier 2021, et ceux de l'électricité de plus de 1 000 %, tirés également par les craintes qu'a fait peser l'indisponibilité du parc nucléaire sur la sécurité d'approvisionnement pour la période hivernale 2022-2023.

Comme la Cour l'avait souligné dans son évaluation de politique publique consacrée à l'organisation des marchés de l'électricité⁵, la transmission des hausses conjoncturelles du prix du gaz aux prix de gros de l'électricité, qui explique l'essentiel de la hausse récente de ces derniers et sur laquelle seuls l'Espagne et le Portugal ont été autorisés à intervenir, résulte à la fois du mode de fixation du prix de l'électricité sur les marchés *spot*⁶ européens interconnectés et de la myopie dont souffrent les marchés à terme qui se calent trop facilement sur la moyenne des prix *spot* très volatils. Ces modes de fonctionnement de marché accentuent les risques, notamment en France, de voir les prix de gros de l'électricité s'éloigner fortement des coûts de production nationaux qui sont essentiellement des coûts fixes (nucléaire, hydroélectricité, éolien, solaire) non dépendants des combustibles fossiles.

Ces hausses historiques sur les marchés de gros se sont transmises aux prix de détail plus ou moins rapidement et dans des proportions plus ou moins importantes selon les types d'énergie et l'organisation et la structure de leur marché.

⁵ https://www.ccomptes.fr/system/files/2022-07/20220705-rapport-organisation-marches-electricite_0.pdf

⁶ C'est-à-dire les marchés où s'échange l'électricité pour livraison le lendemain.

Les réglementations publiques dans l'organisation des marchés de l'électricité et du gaz

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, a entendu limiter la répercussion de la volatilité des prix des marchés de gros de l'électricité sur les prix de détail en créant, en amont pour tous les fournisseurs, un approvisionnement en électricité d'origine nucléaire, dit accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), pour un volume annuel maximum de 100 TWh et à un prix fixe de 42 €/MWh⁷. En aval, elle a maintenu l'existence de tarifs réglementés de vente (TRV) pour les ménages et les autres petits consommateurs, servis par EDF et par les entreprises locales de distribution, et calculés pour partie sur la base du prix de l'ARENH et pour partie sur une moyenne des prix de marché de gros, lissée sur deux ans au plus.

Dans le secteur du gaz, les tarifs réglementés de vente représentaient le seul élément de régulation publique. Leur suppression, prévue depuis 2019, est intervenue au 1^{er} juillet 2023. Ils n'avaient du reste pas pour objet de limiter ni même de lisser la répercussion des évolutions mensuelles des prix de gros sur les prix de détail. Elles ont conduit les pouvoirs publics, en France comme dans toute l'Europe, à adopter des trains de mesures successifs et variés sur les deux dernières années pour contenir la hausse des prix de l'énergie subie par les clients finals, ménages, entreprises et collectivités, ou en atténuer les conséquences sur le pouvoir d'achat des uns et la compétitivité ou l'équilibre financier des autres. Ces mesures ont un coût significatif pour les finances publiques, estimé par la Commission européenne à plus de 1% du PIB en dépenses nettes sur 2022 et entre 1 et 2 % sur 2023 à l'échelle européenne. En France, selon les données disponibles, les mesures adoptées depuis l'automne 2021 représenteraient un coût brut de près de 25 Md€ au titre de 2021-2022 et d'environ 47 Md€ au titre de 2023-2024.

Si le pic des hausses des prix de gros semble avoir été passé en 2022, avec un net reflux au cours du premier semestre 2023, les prix du pétrole et les prix à terme de l'électricité, au moins en France, sont restés toute l'année 2023 à des niveaux élevés, autour de ceux atteints à l'automne 2021, et les prix du gaz ont retrouvé leur niveau de l'été 2021. De nombreuses mesures ont été maintenues en France jusqu'à la fin de l'année 2023 et certaines sont prolongées en 2024.

Les analyses de la Cour présentées dans ce rapport se concentrent sur les mesures ciblant explicitement les dépenses d'énergie des différents acteurs économiques, à l'exclusion des mesures plus générales ayant eu pour objet un soutien au pouvoir d'achat dans le contexte d'inflation créé par la hausse des prix de l'énergie et des autres matières premières : indemnité inflation décidée

⁷ 1 TWh = 1 000 000 MWh.

fin 2021, revalorisation du point d'indice de la fonction publique en juillet 2022, revalorisation exceptionnelle des pensions de retraite des régimes de base également en juillet 2022, entre autres. Pour mémoire, la consommation finale d'électricité, respectivement de gaz, des acteurs économiques français représentait en 2021 un volume de 433 TWh, respectivement 393 TWh, pour une facture TTC de 60,5 Md€, respectivement 21,3 Md€. En 2019, la facture moyenne acquittée par les ménages pour leur consommation d'énergie (électricité, gaz, carburant) s'élevait à 2 900 € TTC.

Le champ retenu concerne ainsi près de 25 mesures adoptées depuis l'automne 2021 (cf. liste en annexe n°17), dont le bilan définitif, pour beaucoup d'entre elles, ne pourra être connu que courant 2024, notamment en termes de volumétrie et de coût. Elles visent aussi bien les ménages que les entreprises, associations ou collectivités. Ces mesures concernent majoritairement l'électricité, et très majoritairement (près de 90 % des masses financières) des réductions de prix de détail plutôt que des aides directes aux ménages et aux entreprises. Par ailleurs, elles bénéficient majoritairement (à plus de 60 %), en volume financier, aux ménages plutôt qu'aux entreprises et collectivités. Les mesures les plus emblématiques sont les boucliers tarifaires en gaz et en électricité, qui ont en particulier limité les évolutions des tarifs réglementés de vente depuis l'automne 2021, ainsi que les « remises » sur les prix des carburants à la pompe entre avril et décembre 2022.

Après avoir rappelé les conditions dans lesquelles les pouvoirs publics ont dû faire face aux risques d'explosion des prix de détail de l'énergie, les conduisant à accumuler et régulièrement adapter des mesures au total nombreuses, variées et à la mise en œuvre parfois complexe et par suite non exemptes de risques d'effets d'aubaine (chapitre 1), la Cour s'est attachée à évaluer d'une part, l'impact de ces mesures sur les prix, les factures et les revenus des ménages, ainsi que sur les dépenses énergétiques des entreprises, et d'autre part, les coûts globaux pour les finances publiques, compte tenu par ailleurs des mesures de financement mises en place (chapitre 2). Enfin, elle a cherché à apprécier la cohérence de ces mesures exceptionnelles, dont certaines se sont appuyées sur des régulations préexistantes, avec les politiques publiques de long terme menées en matière d'organisation du marché de l'électricité, de transition énergétique et de fiscalité environnementale (chapitre 3). Plusieurs points d'attention soulevés par la Cour au fil de son enquête ont du reste d'ores et déjà trouvé une réponse à travers des dispositions de la loi de finances initiale pour 2024, en particulier sur la couverture des coûts comptables de fourniture des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV) 2022 ou sur le principe d'une prolongation de la taxation des rentes infra-marginales des producteurs d'électricité en 2024.

Chapitre I

En réponse à une crise inédite, un déploiement foisonnant de mesures exceptionnelles

La hausse des prix de l'énergie intervenue à partir de 2021 sur les marchés de gros européens a été aussi importante qu'imprévisible. Touchant à la fois les produits pétroliers, le gaz et l'électricité, elle était susceptible de se répercuter rapidement sur les prix payés par les ménages et les entreprises. Face à cette menace, la France, comme ses voisins européens, a dû déployer dans l'urgence, puis adapter au gré des circonstances, une panoplie de mesures exceptionnelles visant à atténuer les hausses des prix ou leurs conséquences sur les différents acteurs économiques. À l'origine de la crise, des tensions généralisées et inédites sur les marchés de gros européens de l'énergie

L'explosion des prix de gros du gaz et du pétrole approvisionnant la France (respectivement +700% et +100% au plus fort de la crise) au cours de l'année 2022 a beaucoup à voir avec la reprise économique post-covid puis le conflit russo-ukrainien. Cependant, les niveaux inédits atteints par les prix sur les marchés français de gros de l'électricité (plus de 600 €/MWh à terme contre habituellement 40 à 60 €/MWh) ont traduit non seulement les effets systémiques des prix du gaz sur ceux de l'électricité, au sein du marché européen interconnecté, mais aussi les craintes d'une insuffisance de production en France liée à l'indisponibilité partielle du parc nucléaire.

A - Une conjonction de facteurs

1 - Les facteurs économiques et géopolitiques responsables de la hausse des prix du gaz et du pétrole en Europe.

La reprise économique mondiale post-covid puis les conséquences du conflit entre la Russie et l'Ukraine ont été les principaux facteurs exogènes à l'origine de la forte hausse du prix du gaz sur les marchés de gros. Le prix PEG mensuel⁸ pour la France est ainsi passé de 20 €/MWh en moyenne au premier semestre 2021 à 170 €/MWh en août 2022 (+580 %).

En raison du mode de fixation des prix de l'électricité sur le marché européen interconnecté, la hausse des prix du gaz, qui renchérit le coût marginal de production des centrales électriques fonctionnant au gaz, impacte directement le prix d'équilibre du marché *spot* dès lors que la dernière centrale appelée pour répondre heure par heure à la demande est une centrale à gaz. Selon le rendement des centrales à gaz, une hausse de 150 €/MWh du prix du gaz se traduit ainsi par une hausse de 260 à 430 €/MWh du prix *spot* sur les heures où ces centrales à gaz sont « marginales »⁹. Sur le marché *spot* français, les prix mensuels moyens de l'électricité sont ainsi passés de moins de 60 €/MWh début 2021 à 490 €/MWh en août 2022.

Les prix du pétrole, quant à eux, revenus début 2021 à leur niveau d'avant la crise sanitaire, ont poursuivi leur hausse fin 2021 sous l'effet de la baisse des stocks de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), en particulier pour compenser l'offre insuffisante des pays de l'OPEP, puis au premier semestre 2022 en raison des incertitudes pesant alors sur l'évolution de l'offre et des exportations russes.

2 - Les objectifs climatiques européens poussant les prix des quotas d'émissions de CO₂

Parallèlement à la hausse des prix du gaz, et pour des raisons liées à la reprise économique mais aussi aux objectifs européens en matière de transition énergétique, le prix du CO₂ sur le système européen d'échanges de quotas d'émission (SEQUE-UE) a sensiblement augmenté depuis 2020.

⁸ Il s'agit de la moyenne de tous les prix de règlements quotidiens des contrats à terme sur le gaz naturel du mois en cours, réalisés sur un marché unique dénommé « Point d'échange gaz (PEG) France » entre les fournisseurs en gros de gaz naturel et le gestionnaire de réseau de transport du gaz.

⁹ C'est-à-dire que le prix *spot* se fixe alors sur leur coût marginal de production.

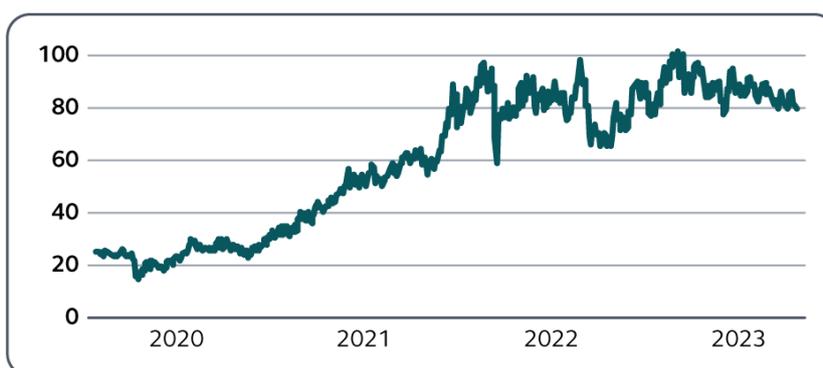
Le fonctionnement du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE)

Le SEQE-UE a été créé en 2005 afin d'imposer un plafond d'émissions de carbone aux secteurs très émetteurs de l'UE. Sous ce plafond, les installations soumises au SEQE reçoivent ou achètent des quotas d'émission qu'elles peuvent échanger les unes avec les autres. Ces installations doivent restituer chaque année autant de quotas que leurs émissions vérifiées de l'année précédente.

Les quotas peuvent être obtenus initialement par des allocations gratuites ou des mises aux enchères opérées par les États-membres. Ils sont ensuite échangeables : une installation qui émet plus que son allocation peut acheter des quotas sur le marché ; une installation qui réduit ses émissions peut revendre ses quotas non utilisés. Les échanges entre offreurs et demandeurs de quotas se font soit de gré à gré, c'est-à-dire par des contrats bilatéraux entre les industriels, soit sur des places de marché qui rendent publics les prix et les quantités échangées.

Le renforcement de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour 2030 (- 55 % au lieu de - 40 % par rapport aux niveaux de 1990) formalisé par le règlement (UE) 2021/1119, et les propositions de la Commission européenne dans le cadre du paquet « *Fit for 55* », présenté le 14 juillet 2021, pour réformer le marché européen du carbone ont en effet pu faire anticiper aux acteurs un resserrement des volumes de quotas, à travers la résorption du stock existant et la diminution des allocations annuelles.

**Graphique n° 1 : évolution du prix des quotas Carbone
sur le SEQE-UE depuis 2020 (en €/t)**



Source : Ember

Or, cette hausse de prix se traduit par une augmentation des coûts de production des centrales électriques utilisant des combustibles fossiles, qui doivent détenir des quotas d'émission à proportion des volumes de gaz ou de charbon utilisés. Cette augmentation des coûts a, à son tour, induit une hausse d'au moins 30 €/MWh du prix moyen sur le marché *spot* de l'électricité en France¹⁰.

3 - L'effet amplificateur des moindres disponibilités du parc nucléaire en France

Les moindres capacités de production électrique apparues conjoncturellement depuis fin 2021 et au long de l'année 2022 notamment dans la filière nucléaire ont également joué un rôle amplificateur sur les hausses de prix de l'électricité, en particulier sur les marchés à terme. Cette moindre disponibilité, déjà engendrée par les reports d'arrêts de maintenance faisant suite à la gestion de la crise covid, a été significativement accrue par la découverte de défauts de corrosion dans plusieurs centrales, qui ont conduit à la prolongation de nombreux arrêts, pour contrôle et réparation.

La chute de production du parc nucléaire a particulièrement pesé sur les prix français. En réduisant les volumes d'offre à faible coût marginal, elle entraîne un appel plus fréquent aux moyens de production les plus coûteux, utilisant des combustibles fossiles, ce qui renchérit la moyenne des prix fixés par le marché *spot*.

Sur les marchés à terme, les craintes par anticipation de telles hausses du marché *spot* lors de l'hiver 2022-2023 ont été alimentées par les annonces successives d'EDF sur la disponibilité de son parc nucléaire pour la période hivernale 2022-2023 : entre décembre 2021 et novembre 2022, EDF a ainsi progressivement réduit de 35 TWh (-11%) sa prévision de production annuelle du parc nucléaire pour 2022.

Ces craintes ont, en outre, amplifié les primes de risque que les acheteurs ont été prêts à payer. Les prix à terme pour l'hiver 2022-2023 ont ainsi affiché en France des niveaux nettement supérieurs aux coûts marginaux de production des centrales fossiles les moins compétitives¹¹. Commentant ces écarts, RTE a estimé en septembre 2022¹² que « le niveau de risque révélé

¹⁰ Toutefois, en considérant que l'année 2022 s'est caractérisée par une plus forte marginalité des moyens fossiles, à la faveur notamment de la moindre disponibilité des centrales nucléaires, il s'agit sans doute là d'un minorant de l'effet réel du prix du CO₂ sur les prix de gros de l'électricité en 2022.

¹¹ Plus de 200 €/MWh d'écart en moyenne, et ponctuellement jusqu'à 800 €/MWh, sur les cotations de février à décembre 2022 du produit Q1 2023, par rapport aux coûts de production des turbines à combustion gaz.

¹² Perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023.

par [son] analyse prévisionnelle ne permet[ait] pas de justifier des niveaux aussi anormalement élevés ». Les craintes engendrées par l'indisponibilité du parc nucléaire sur la sécurité d'approvisionnement ont ainsi conduit à des primes de risque « démesurées » et poussé les prix à terme, toujours selon RTE, à des niveaux « s'écartant des fondamentaux du marché ».

Cet effet est aussi illustré par le différentiel qui s'est fortement creusé en 2022 entre les prix à terme français et allemands, qui ont reflété selon la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « *les craintes du marché quant à la sécurité d'approvisionnement électrique en France* ». Sur l'ensemble de l'année 2022, ce différentiel a atteint près de 70 €/MWh en moyenne, avec des pics à plus de 110 €/MWh en juillet et août, alors qu'il est historiquement peu significatif sur les produits annuels¹³.

Ce différentiel représente une évaluation *a minima* de la part des hausses de prix de l'électricité à terme imputables aux moindres disponibilités du parc nucléaire français, dans la mesure où ces moindres disponibilités jouent aussi à la hausse sur les prix allemands, avant saturation des capacités d'interconnexion entre les deux pays¹⁴.

B - Une hausse et une volatilité des prix dont l'ampleur et la durée se sont révélées progressivement

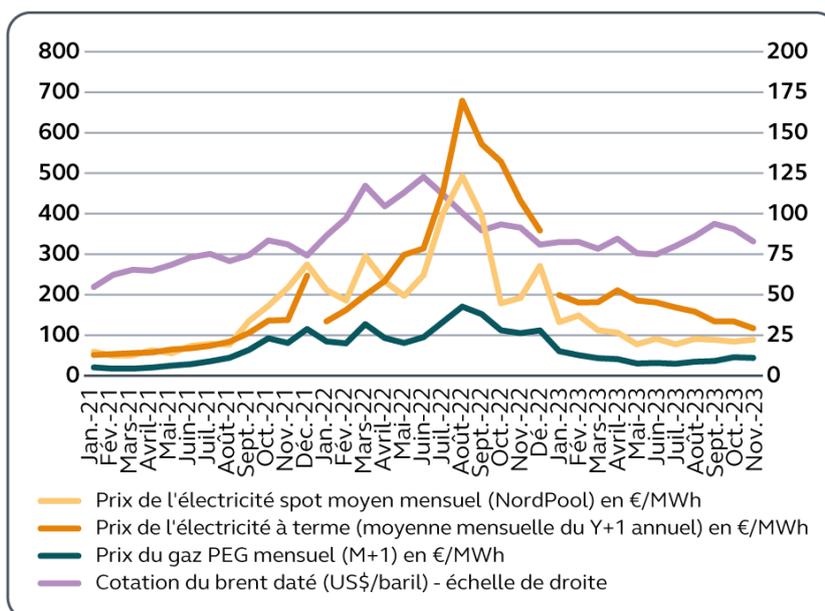
Sur le marché du gaz, la hausse des prix engagée au cours de l'année 2021 à la faveur de la reprise de la demande mondiale, après avoir atteint + 460 % entre janvier et décembre 2021 pour porter la cotation PEG France à plus de 100 €/MWh, commençait à s'essouffler en début d'année 2022 à la sortie de l'hiver. Mais le début de l'offensive russe en Ukraine et la réduction des livraisons de gaz russe à l'Europe ont soutenu les prix à des niveaux supérieurs à 100 €/MWh tout au long de l'année 2022, avec des pics à plus de 170 €/MWh à l'été à la faveur des craintes sur la reconstitution des stocks en vue de l'hiver suivant. Les prix ne sont ainsi repassés sous la barre des 100 €/MWh que depuis janvier 2023, mais leur reflux s'est accéléré en avril et mai 2023 pour tendre vers les niveaux d'avant l'automne 2021, autour de 40 €/MWh.

¹³ Produits correspondant à une puissance constante sur toute l'année civile.

¹⁴ Le couplage des marchés entre pays de la « plaque » européenne interconnectée assure l'unicité des prix *spot* sur cette plaque, et donc la convergence des prix à terme, mais seulement tant que les interconnexions aux frontières ne sont pas saturées.

Dans le sillage du maintien des prix élevés du gaz et en raison des moindres disponibilités du parc nucléaire, les prix *spot* de l'électricité se sont maintenus tout au long de l'année 2022 à des niveaux moyens supérieurs ou égaux à ceux atteints fin 2021, entre 200 et 500 €/MWh. Ces prix ont atteint plus de 650 €/MWh en moyenne mensuelle pour le CAL 2023¹⁵, avec des pics de cotation à plus de 1 100 €/MWh, et se sont maintenus à plus de 350 €/MWh jusqu'en décembre 2022. Les prix *spot* de l'électricité ont retrouvé depuis mai 2023 les niveaux de l'été 2021 sous 100 €/MWh. Ils affichent, malgré tout, des niveaux deux fois supérieurs aux prix moyens de la décennie 2010-2020.

Graphique n° 2 : évolution des prix de gros de l'électricité, du gaz et du pétrole depuis janvier 2021



Source : Cour des comptes d'après données NordPool, EEX, CRE et DGEC

Les cours du pétrole ont, quant à eux, progressivement atteint les 120 \$/baril. Mais le reflux des prix s'est engagé dès l'été 2022, en raison notamment de la stabilité des exportations russes (baisse vers l'Occident mais réexportations vers la Chine et l'Inde), et les cours sont revenus début 2023 autour de 80 \$/baril.

¹⁵ Le CAL, ou « Calendar », est un produit correspondant à une puissance électrique constante sur toutes les heures de l'année 2023.

II - D'importants risques de diffusion aux prix de détail

Le marché intérieur européen de l'énergie, progressivement libéralisé et harmonisé à partir de 1996, repose sur un principe de limitation des interventions publiques et de fixation des prix de fourniture fondée sur le marché. Dans ce cadre, en France, la fixation des prix des carburants est entièrement libre. Dans le respect des règles de la concurrence, les tarifs réglementés du gaz ont dû être supprimés au 1^{er} juillet 2023 et le maintien des tarifs réglementés de l'électricité doit être régulièrement justifié par les autorités françaises. Seul le secteur de l'électricité supporte ainsi, à travers l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), une régulation publique autorisée par la Commission européenne et limitant structurellement la transmission des variations de prix des marchés de gros au prix de détail.

A - Des mécanismes de transmission différents selon les énergies et les types de contrats

Les prix des carburants à la pompe répercutent de manière rapide l'essentiel des évolutions des prix pétroliers, moyennant l'évolution des marges de raffinage et des marges de transport et distribution. Le prix TTC est composé à environ 50 % de taxes et 50 % du prix HT, lui-même composé du coût d'achat de la matière première achetée par les stations-service, des coûts de distribution et de la marge des distributeurs. D'après une étude de la Banque de France de 2021¹⁶, le coût de la matière première varie quotidiennement mais le prix des carburants reste fixe pendant environ cinq jours en moyenne.

En moyenne, une variation du coût de la matière première, à la hausse comme à la baisse, est répercutée à 50 % dans les prix des carburants en une semaine et à 100 % en 20 jours ouvrés. Étant donné la part du gazole raffiné dans le coût total de la production du service à la pompe, une hausse de 1 % sur le prix du gazole raffiné entraîne ainsi une augmentation de 0,75 % du prix HT du gazole à long terme¹⁷. La répercussion des évolutions du prix du pétrole brut (Brent) sur le prix HT

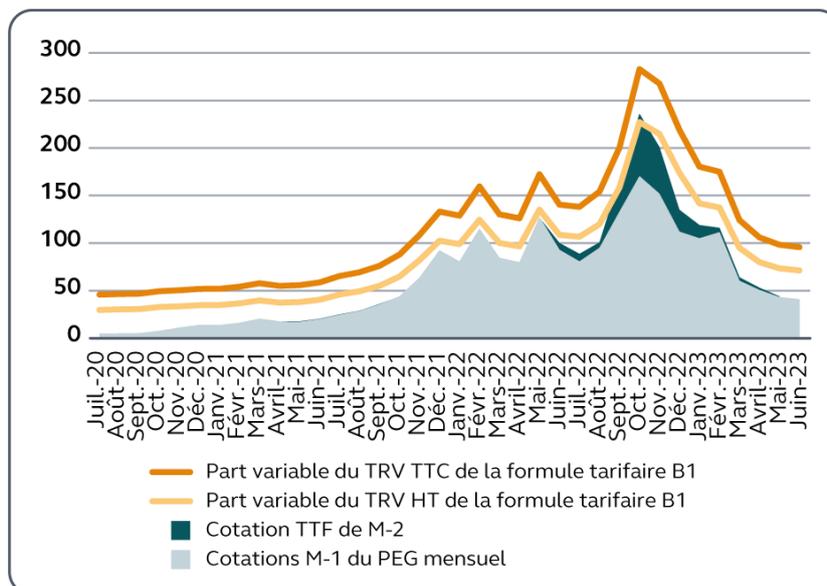
¹⁶ *Quelle transmission des prix du pétrole aux prix des carburants*, Banque de France, *Bloc-Notes Eco* n°233, 14/10/2021.

¹⁷ Cf. étude de la Banque de France, *Bloc-Notes Eco* n° 233 du 14 octobre 2023 : *Quelle transmission des prix du pétrole au prix des carburants* .

est proche de celle constatée pour le produit raffiné, le prix de ce dernier étant très dépendant du prix du Brent et le poids du coût du pétrole brut dans le coût de production du produit raffiné étant d'environ 90 %.

Les prix de détail de la fourniture de gaz naturel à usage de combustible reflètent, quant à eux, essentiellement les conditions d'approvisionnement des fournisseurs sur les marchés de gros¹⁸, et donc les évolutions des prix formés notamment sur le marché du point d'échange gaz (PEG) pour la France. Néanmoins, les contrats de fourniture peuvent proposer aux clients finals soit des prix variables, indexés sur des indices de prix de gros de court terme, soit des prix fixes sur plus ou moins longues échéances (de un à trois ans typiquement). Dans le premier cas, qui concernait en particulier le tarif réglementé de vente (TRVg) encore en vigueur jusqu'au 30 juin 2023, les prix de détail répercutent assez vite (sous un délai de 2 mois par exemple pour le TRVg) les évolutions des prix de gros.

Graphique n° 3 : simultanéité de l'évolution des prix de gros du gaz (indice PEG mensuel) et du TRVg théorique (en €/Mh)



Source : Cour des comptes d'après données CRE

¹⁸ Ils comprennent aussi une part liée au transport et à la distribution du gaz, qui évolue dans des conditions fixées par la CRE pour la régulation de cette activité, et des taxes spécifiques (cf. annexe n° 8).

Dans le second cas, les prix payés par les clients finals reflètent en général les conditions d’approvisionnement à plus long terme sur les marchés de gros au moment de la conclusion du contrat ; ils n’intègrent donc pas les évolutions ultérieures des prix de gros avant le terme fixé au contrat. C’est ainsi par exemple que la CRE constatait à l’été 2022 que 9 entreprises locales de distribution (ELD¹⁹), sur 21, bénéficiaient d’un approvisionnement, notamment par des contrats de fourniture de long terme, qui leur permettait de proposer des niveaux de tarifs inférieurs à ceux du bouclier tarifaire.

Les prix de détail de l’électricité reflètent également les conditions d’approvisionnement des fournisseurs d’électricité, y compris à travers les tarifs réglementés de vente (TRV) dont la méthodologie de calcul en vigueur depuis 2015 vise à reproduire ces conditions (cf. annexe n°7). Or, dans le cadre de la régulation publique en vigueur en France depuis 2011, et mise en œuvre sous la supervision de la CRE, les fournisseurs livrant de l’électricité aux clients français bénéficient, pour une part de leur approvisionnement, de l’accès régulé à l’électricité nucléaire historique (ARENH), sous forme de volumes d’électricité cédés par EDF²⁰ à un prix de 42 €/MWh, indépendant des prix de marché. Cette part dépend du profil de consommation des clients finals, qui détermine le volume de droits ARENH d’un fournisseur. Les droits ARENH couvraient ainsi jusqu’en 2023 autour de 67 % du volume de consommation annuel pour les ménages et peuvent dépasser 80 % pour les entreprises. Cependant, le plafonnement à 100 TWh des volumes globaux d’ARENH cédés annuellement aux fournisseurs conduit à écrêter les volumes attribués à chaque fournisseur dès lors que la demande globale de ces derniers excède ce plafond. Cet écrêtement réduit alors la part de consommation effectivement couverte par l’ARENH. Pour 2022, cette part aurait ainsi été d’environ 42 % pour les ménages et environ 50 % pour les entreprises, sans l’ouverture d’un guichet additionnel en mars 2022 (cf. *infra*). Du fait de l’ARENH écrêté, les augmentations de prix sur les marchés de gros de l’électricité pèsent sur environ 60 % des volumes de consommation des ménages et sur la moitié de volumes consommés par les entreprises, et sont donc susceptibles d’être répercutés partiellement dans les prix de détail.

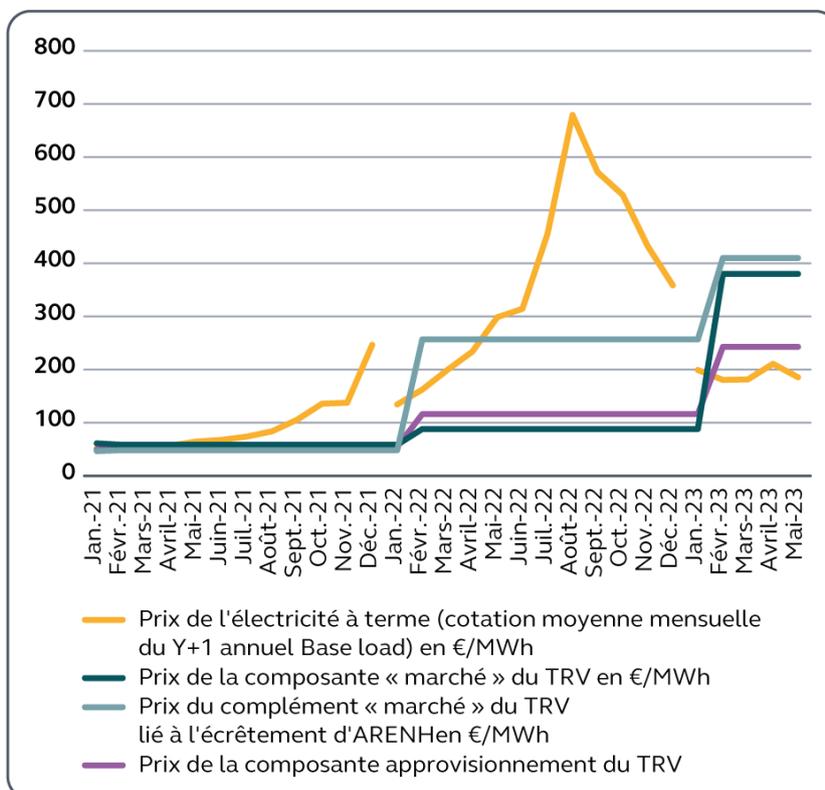
Dans ce cadre, comme pour le gaz, les contrats de fourniture peuvent proposer aux clients finals soit des prix variables, tenant compte à échéance régulière des évolutions de prix de gros, soit des prix fixes sur plus ou moins longues échéances. Certains contrats, dits « dynamiques », peuvent prévoir de faire varier très fréquemment les prix de détail en fonction des évolutions de

¹⁹ Dans les zones non couvertes par le gestionnaire principal des réseaux de distribution (GRDF), les ELD assurent la gestion du réseau et la fourniture aux clients finals.

²⁰ Les volumes d’ARENH correspondent à un produit dit calendaire, c’est-à-dire un ruban de puissance constant toutes les heures d’une année civile.

court terme du marché de gros. Cependant, la plupart des contrats à prix révisables destinés aux particuliers ne font évoluer les prix qu'une à deux fois par an. C'est le cas du tarif réglementé de vente (TRV), dont la fixation annuelle reflète alors, pour la part d'approvisionnement non couverte par l'ARENH, une moyenne des cotations sur les marchés à terme sur les deux années précédentes²¹. Les évolutions de prix des marchés de gros sont alors intégrées au prix de détail, pour l'essentiel, de façon à la fois partielle, lissée et différée.

Graphique n° 4 : évolution comparée des prix de gros à terme de l'électricité et du TRV et de ses composantes « marché » selon les propositions tarifaires de la CRE (en €/MWh)



Source : Cour des comptes d'après données CRE

²¹ En revanche, la composante des TRV correspondant à la part écrêtée de l'ARENH, soit plus de 17 % de l'approvisionnement depuis 2019, est tarifée sur la base des cotations de marché d'une période plus courte, correspondant, jusqu'au TRV 2022, au mois de décembre précédant la fixation du tarif.

En moyenne annuelle, les prix de gros de l'électricité ont atteint 275 €/MWh au marché *spot* et de 360 à 590 €/MWh sur les produits à terme calendaires (base ou pointe). La composante d'approvisionnement en énergie au sein du TRV aurait atteint, avant mesures exceptionnelles, seulement 116 €/MWh pour 2022, avant de passer à 243 €/MWh pour 2023.

B - Une transmission effective dont l'ampleur et le calendrier n'ont pu être correctement anticipés

L'ampleur du périmètre des clients finals exposés dès 2022 à un risque d'augmentation forte des prix payés pour le gaz et l'électricité ne pouvait être appréciée correctement que sur la base d'une connaissance de la volumétrie et des caractéristiques des contrats détenus par les différentes catégories de consommateurs. Or, si le nombre de clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente, en gaz ou en électricité, est bien connu, la répartition des contrats existants en offre de marché (en nombre de sites et pas en volumes de consommation) n'est suivie par la CRE que sur le champ des principaux fournisseurs (soit 90 % du marché en électricité) et sur une base déclarative.

Ainsi, au 31 août 2021, la CRE estimait que, sur 10,5 millions de ménages utilisant le gaz, près de 72 % détenaient un contrat en offre de marché. Parmi ces derniers, 77 % étaient en offre à prix fixe, sur des durées majoritairement de trois ou quatre ans. Par ailleurs, au 30 septembre 2021, les données recueillies par la CRE sur les contrats de fourniture en électricité montraient que les contrats à prix fixes couvraient 17 % des sites résidentiels, 40 % des sites professionnels d'une puissance inférieure à 36 kVA et 53 % des grands et moyens sites professionnels.

Toutefois, les éléments de ce suivi ne détaillent pas les caractéristiques précises des contrats, notamment les références d'indexation, ni surtout les termes moyens des contrats à prix fixes. Cette absence de connaissance fine des contrats rend difficile l'estimation *ex ante* de l'ampleur des consommations exposées aux hausses de prix. Elle n'empêche pas de définir des dispositifs d'aides ciblés, du fait des critères appliqués, sur les consommateurs exposés. Mais elle ne permet pas d'anticiper finement les coûts de tels dispositifs.

Dans ces conditions, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) indique avoir mené fin 2022 une enquête spécifique auprès des fournisseurs d'électricité pour obtenir une répartition des contrats en cours par tranches de prix, afin d'affiner les impacts prévisionnels des mesures destinées aux PME/TPE.

De son côté, dans sa note de conjoncture de décembre 2022, l'Insee a constaté que la forte hausse des prix de gros du gaz et de l'électricité depuis le second semestre 2021 ne s'est, jusqu'en octobre 2022, que très partiellement répercutée sur les prix payés par les entreprises pour le gaz, et très peu sur les prix payés pour l'électricité. Au-delà de l'effet du bouclier tarifaire, applicable toutefois aux seules entreprises éligibles aux tarifs réglementés de vente (ce qui concerne 45 % des entreprises de service et 17 % dans l'industrie), l'INSEE explique ce phénomène par l'existence de l'ARENH (cf. *supra*) mais aussi par le fait que les contrats à prix fixes concernaient, pour l'électricité, notamment 44 % des entreprises industrielles et 27 % des entreprises de services, et pour le gaz près de 60 % des entreprises tous secteurs confondus (pondéré des chiffres d'affaires). Ainsi, plus de 60 % des entreprises ont été, au moins à court terme, protégées contre les hausses de prix de gros du fait de leur contrat de fourniture.

En revanche, parmi les contrats à prix fixes, respectivement 48 % et 33 % arrivaient à échéance avant fin 2022 dans l'industrie et dans les services, pour l'électricité. Pour le gaz, ces proportions étaient de 36 et 17 %. Ainsi, une majorité d'entreprises, en comptant celles détenant des contrats indexés sur les prix de gros, ont vu leurs contrats de gaz et d'électricité exposés aux hausses de prix de gros fin 2022, d'où de fortes hausses observées pour le prix de l'électricité payé par les entreprises pour l'année 2023. De fait, les données d'Eurostat affichent déjà un prix moyen hors TVA effectif en progression de 61 % sur le premier semestre 2023 par rapport à 2022, pour l'ensemble des clients non résidentiels.

III - Une accumulation de mesures de protection

Élaborées dans l'urgence, et ajustées au fil du temps et de l'évolution des prix supportés par telle ou telle catégorie de clients finals, les différentes mesures adoptées en France par les pouvoirs publics ont progressivement composé un paysage complexe de dispositifs aux caractéristiques très diverses en termes de champ d'application, de modalités de mise en œuvre et de coût.

A - Une couverture progressive des clients exposés aux hausses de prix

1 - Des mesures générales étendues progressivement à tous les ménages

Dès octobre 2021 et dans les premiers mois de 2022, l'État a cherché à protéger les ménages contre les effets des hausses des prix de l'énergie en recourant avant tout à des mesures générales de limitation des prix de détail, dont le périmètre des bénéficiaires a été complété au fil des mois, et dont la période d'application a été prolongée progressivement jusqu'en 2023, et pour certaines 2024.

C'est le sens des boucliers tarifaires mis en place sur le gaz et l'électricité, ainsi que de la « remise carburant ». Selon la DGEC, la possibilité de mieux cibler certaines mesures a été étudiée mais un tel ciblage aurait nécessité des croisements de données et des processus opérationnels nouveaux, qui n'étaient pas compatibles avec l'urgence de la situation. Au final, ce sont chez les fournisseurs que ces mesures générales ont engendré d'importantes évolutions de processus et d'outils, à mettre en place dans des délais effectivement très restreints (cf. *infra*).

Sur le gaz, le bouclier, qui a pris la forme d'un « blocage » des tarifs réglementés de vente (TRVg) à leur niveau d'octobre 2021, n'a concerné dans un premier temps que les ménages détenant un contrat de fourniture au TRVg auprès d'Engie ou d'une entreprise locale de distribution, soit près de 2,5 millions de logements. L'article 181 de la loi de finances initiale pour 2022 a étendu le bénéfice de ce bouclier à tous les ménages et petites copropriétés détenant un contrat indexé sur les TRVg, le dispositif prenant la forme d'une aide financière versée, à leur demande, aux fournisseurs afin qu'ils abaissent leur prix d'un montant identique à l'écart entre le TRVg théoriquement applicable et le TRVg « bloqué ». Puis l'article 37 de la loi de finances rectificative du 9 août 2022 a ouvert ce dispositif à tous les types de contrats conclus ou renouvelés à compter du 1^{er} septembre 2022, portant à 10,5 millions le nombre de logements potentiellement éligibles, afin de tenir compte du renouvellement de contrats à prix fixes, à des prix en forte hausse.

Néanmoins, ce bouclier gaz ne couvrait pas les contrats collectifs assurant la fourniture de gaz ou de chaleur aux habitations (copropriétés consommant plus de 150 MWh/an, logements sociaux, résidences sociales). Cette lacune a été comblée par la création d'une aide spécifique à l'habitat collectif couvrant près de 5 millions de logements, annoncée le 16 février 2022 et mise en œuvre par décret. Cette aide a par la suite été étendue aux casernes de gendarmerie, aux EHPAD et à diverses structures pour lesquelles

les prix de l'énergie ne sont pas répercutés systématiquement aux résidents²². Dans ces structures à caractère social, il s'agit plus d'un soutien à l'équilibre financier que d'une aide destinée aux ménages.

Sur l'électricité, le bouclier mis en place par la loi de finances pour 2022 a d'emblée visé l'ensemble des ménages détenant un contrat de fourniture, quelles que soient ses caractéristiques, soit plus de 34 millions de logements concernés (dont 21 au TRV). Il a pris la forme d'une limitation à 4 % de l'augmentation du niveau TTC du TRV fixé pour 2022, obtenu à la fois par une baisse de taxe (abaissement du niveau de la taxe intérieure de consommation finale d'électricité) affectant tous les types de contrats et par un « blocage » du TRV HT à un niveau inférieur au niveau calculé par la CRE. Pour les ménages détenant un contrat en offre de marché, le dispositif a pris la forme d'une aide financière versée, à leur demande, aux fournisseurs afin qu'ils abaissent leur prix d'un montant identique à l'écart entre le TRV théoriquement applicable et le TRV « bloqué » par le gouvernement. En outre, un déplafonnement partiel de l'ARENH, mis en œuvre en mars 2022, a permis d'abaisser les coûts d'approvisionnement de tous les fournisseurs, profitant ainsi aux clients finals non concernés par le bouclier, et réduisant le coût du bouclier pour l'État.

Comme pour le gaz, le bouclier électricité ne concernait pas les contrats collectifs assurant la fourniture d'électricité aux ménages de certaines structures d'habitat collectif. Une aide spécifique a finalement été instaurée par décret fin 2022, sur un champ de bénéficiaires identique à l'aide collective gaz.

Les boucliers et les aides à l'habitat collectif entrés en vigueur fin 2021, pour le gaz, et au 1^{er} février 2022, pour l'électricité, ont été d'abord mis en place à titre transitoire, en attendant un retour à la normale sur les marchés de gros au printemps ou à l'été 2022. Aussi, la loi prévoyait que le « blocage » des niveaux HT des tarifs réglementés de vente du gaz et de l'électricité, par rapport à leur niveau théorique, donnerait lieu à partir de juillet 2022 (pour le gaz) ou en 2023 (pour l'électricité) à un rattrapage tarifaire évitant au final une mise à contribution financière nette de l'État. Avec l'apparition du conflit russo-ukrainien, les perspectives de baisses des prix du gaz et du pétrole se sont éloignées. Le gouvernement a alors décidé la prolongation jusqu'au 31 décembre 2022 des mesures de protection des ménages contre la hausse des prix du gaz. Par ailleurs, face à la hausse parallèle des prix du bois de chauffage et du fioul domestiques, les ménages concernés par la consommation de ces combustibles ont été aidés par l'attribution de chèques spécifiques, réservés cependant aux plus modestes.

²² Hébergements pour demandeurs d'asile, logements relevant de l'intermédiation locative, logements mobilisés dans le cadre de l'allocation logement temporaire.

À l'occasion de la présentation du plan de résilience économique et sociale, le 16 mars 2022, le gouvernement a, par ailleurs, annoncé une revalorisation de 10 % du barème fiscal kilométrique et la mise en œuvre d'une remise carburant généralisée sur les ventes à la pompe dès avril 2022 et jusqu'au 31 juillet. Cette remise a été prolongée plusieurs fois, pour des montants évolutifs, jusqu'au 31 décembre 2022.

Après que les prix de gros du gaz et de l'électricité ont atteint des sommets inédits en août 2022, le gouvernement a finalement annoncé le 16 septembre la prolongation des boucliers tarifaires gaz et électricité en 2023, moyennant une hausse de 15 % des tarifs « gelés », et la prolongation des aides à l'habitat collectif. Puis, en avril 2023, le ministre de l'économie a annoncé que le bouclier gaz cesserait au 1^{er} juillet 2023 compte tenu du net reflux des prix du gaz, mais qu'en revanche le bouclier électricité perdurerait en 2024, après une nouvelle hausse de tarif intervenue au 1^{er} août 2023 (+10 %).

2 - Quelques mesures ciblées sur les ménages les plus vulnérables

Les boucliers tarifaires 2022 ont été décidés fin 2021 alors qu'un chèque énergie exceptionnel de 100 € était par ailleurs envoyé aux 5,8 millions de bénéficiaires du chèque « classique » pour faire face aux premières hausses des prix de détail du gaz et de l'électricité.

Fin 2022, l'octroi d'un nouveau chèque exceptionnel a eu pour but d'accompagner par une mesure plus ciblée la hausse de 15 % des tarifs « bloqués » du gaz et de l'électricité entre le bouclier 2022 et le bouclier 2023. Mais le champ des bénéficiaires a été quasiment doublé par rapport au chèque « classique », bien que deux niveaux d'aide aient été fixés selon les revenus : 200 € pour les bénéficiaires du chèque « classique » et 100 € pour 6 millions de ménages des tranches de revenu suivantes.

Enfin, une « indemnité carburant », réservée aux 10 millions de travailleurs les plus modestes, a pris la suite début 2023 de la « remise carburant » dont bénéficiaient tous les consommateurs.

3 - Un soutien aux clients professionnels plus tardif et plus ciblé

En ce qui concerne les entreprises, les dispositifs de soutien ont été définis en fonction de ce que permet l'encadrement européen des aides aux entreprises (cf. *infra*).

La baisse de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) mise en œuvre à partir du 1^{er} février 2022, et surtout le guichet supplémentaire d'ARENH en mars 2022, ont, de fait, bénéficié pour une part aux entreprises. Par ailleurs, les petits professionnels éligibles au tarif réglementé de vente ont été intégrés de façon rétrospective au bouclier 2022 et à sa compensation, à l'occasion de la loi de finances pour 2023, même si les arrêtés pris en janvier 2022 et mettant en œuvre le blocage de la hausse à 4 % TTC avaient de fait déjà inclus les tarifs réglementés de vente non résidentiels.

Avec le conflit russo-ukrainien et l'éloignement des perspectives de baisses des prix du gaz et du pétrole au-delà de 2022, le gouvernement, à travers la mise en place du plan de résilience économique et sociale présenté le 16 mars 2023, a cette fois prévu des mesures spécifiques pour les entreprises : un guichet d'aide au paiement des factures de gaz et d'électricité pour les entreprises en fonction du poids des factures d'énergie et des impacts de leur hausse, sur la période du 1^{er} mars au 31 décembre 2022 ; le renforcement de plusieurs dispositifs de soutien public à la trésorerie des entreprises (PGE, prêts croissance, prêts bonifiés) ; des aides sectorielles pour les entreprises de pêche, de transport ou encore du BTP.

Face aux niveaux de prix de gros atteints à l'automne 2022, des décisions ont été prises pour assouplir et prolonger le guichet d'aide au paiement des factures et créer un dispositif de soutien ciblé sur les PME, sur l'année 2023. Enfin, devant les difficultés rencontrées par une partie des TPE début 2023, suite à la conclusion fin 2022 – en partie encouragée par le gouvernement – de contrats à des prix en définitive très élevés, les pouvoirs publics ont mis en place, à l'issue de certains atermoiements, des mesures de soutien renforcé visant à garantir des prix n'excédant pas 280 €/MW HT (aide « 280 euros »).

Au total, le soutien aux entreprises, au-delà du bénéfice général des baisses de TICFE et de l'ARENH additionnel en 2022, a ainsi été essentiellement ciblé en 2023 soit sur les plus sensibles aux effets des hausses de prix de l'énergie sur leurs résultats d'exploitation, soit sur les plus petites faisant face à des prix trop élevés.

Enfin, au-delà des entreprises, des organismes publics ou associatifs ont aussi bénéficié d'un soutien. C'est le cas en particulier pour les collectivités territoriales²³, avec un dispositif spécifique, introduit en août 2022 par la première loi de finances rectificative qui a créé une dotation

²³ Les incidences de la crise des prix de l'énergie sur les collectivités locales ont notamment été illustrées par un audit flash de la chambre régionale des comptes de Bourgogne-Franche-Comté sur « les conséquences de la hausse des dépenses énergétiques sur la gestion des collectivités territoriales en Bourgogne-Franche-Comté » (septembre 2023).

spécifique pour aider les collectivités du niveau communal (communes, EPCI) à supporter entre autres la hausse des factures d'énergie (dite « filet de sécurité »). Par ailleurs, le bénéfice de l'amortisseur électricité, précité, a aussi été ouvert aux hôpitaux, universités et associations.

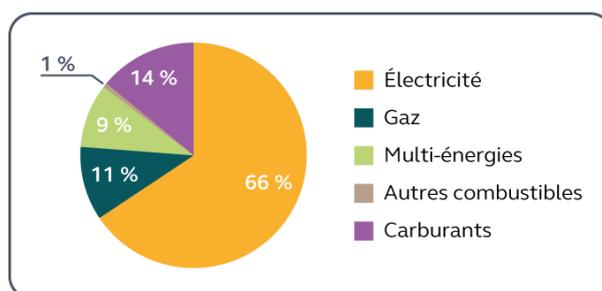
B - La multiplication de dispositifs aux caractéristiques hétérogènes

Au total, près de 25 mesures différentes peuvent être recensées dont les périmètres, les coûts budgétaires induits, les caractéristiques et les modalités de mise en œuvre sont fortement hétérogènes. Leur accumulation et/ou leur succession composent un paysage particulièrement complexe en termes d'action publique.

1 - Des dispositifs concernant majoritairement l'électricité et les ménages

En premier lieu, un tiers des mesures vise spécifiquement les prix de l'électricité mais représente les deux tiers du montant global des soutiens apportés sur 2021-2023. Le reste du soutien se répartit à parts à peu près égales entre les mesures consacrées au gaz, celles visant les carburants, et enfin les mesures multi-énergie (chèques énergie, aides aux énérgo-intensifs, filets de sécurité pour les collectivités locales, notamment).

Graphique n° 5 : répartition des mesures selon l'énergie concernée (en % des dépenses)



Note de lecture : le total est supérieur à 100% en raison des arrondis.

Source : Cour des comptes d'après données DGEC, DB, DLF, CRE

Par ailleurs, plus de 60 % du soutien apporté, en valeur, bénéficie aux ménages. Ceux-ci sont notamment les bénéficiaires quasi-exclusifs du bouclier gaz et des aides à l'habitat collectif, et les bénéficiaires majoritaires du bouclier électricité dans ces différentes composantes (cf. annexe n° 1).

En termes de granularité, les mesures prises vont de l'ARENH additionnel, qui bénéficie à plus de 39 millions de sites de consommations électriques, à l'aide à la conchyliculture, qui concernait 2 900 entreprises, et que seules 53 d'entre elles ont utilisées. Cet éventail se retrouve en termes de coûts des mesures, entre le bouclier tarifaire électricité, pour près de 22 Md€²⁴, et l'aide à la conchyliculture, pour 80 000 €.

2 - Des aides non ciblées, le plus souvent des baisses de prix

Onze mesures prennent la forme de baisse de prix ou de taxe, et représentent 88 % du montant des aides apportées. Les mesures de baisse de prix s'appuient alors sur des intermédiaires, fournisseurs d'énergie ou distributeurs de carburant, qui sont les destinataires directs des soutiens financiers mis en place, et sont censés répercuter ce soutien sous forme de baisse de leurs prix de vente aux clients finals. Inversement les mesures de soutien aux revenus bénéficient directement aux clients finals.

Les mesures de baisse de prix ne sont pas ciblées en fonction des revenus ou de la capacité des consommateurs à supporter ou absorber les hausses de prix de l'énergie. Cependant, le soutien au profit des clients les plus vulnérables aux hausses de prix est recherché par les mesures d'aide directe aux clients finals, mais ne concerne que 10 % du montant total des soutiens apportés (cf. annexe n°1).

3 - La multiplicité des circuits de gestion et de degrés d'automatisme des aides

La gestion des différentes mesures est partagée entre plusieurs organismes et administrations, sans qu'une logique générale ne se dégage. Ainsi, les boucliers et l'amortisseur électricité sont traités dans le cadre des charges de service public de l'énergie, la CRE étant chargée de vérifier et de valider les demandes de compensation émanant des fournisseurs, alors que les demandes d'aides à l'habitat collectif, ainsi que l'aide « 280 euros » aux TPE et celle aux aménageurs d'infrastructure de recharge électrique, formulées par les mêmes fournisseurs, sont adressées à l'Agence de services et de paiement (ASP), qui vérifie, valide et procède aux paiements. L'attribution de la gestion de ces aides à l'ASP plutôt qu'à la CRE résulte notamment du fait que ces aides ont été instaurées par décret et non pas par loi. En effet, la CRE ne peut se voir confier de nouvelles missions que par la loi, contrairement à l'ASP. Les choix d'opérateur se sont ainsi portés, selon la DGEC, sur des « critères opérationnels et juridiques ».

²⁴ Hors baisse de TICFE et ARENH additionnel 2022.

L'attribution à l'ASP de la gestion des « remises carburant » correspond bien à la capacité de l'agence à traiter de très nombreux bénéficiaires, comme elle le fait notamment pour l'envoi des chèques énergie. Pour autant, le guichet d'aide au paiement des factures, qui implique une interface directe avec de très nombreux demandeurs, ou encore le guichet de l'indemnité carburant, ont, quant à eux, été confiés directement à la DGFIP.

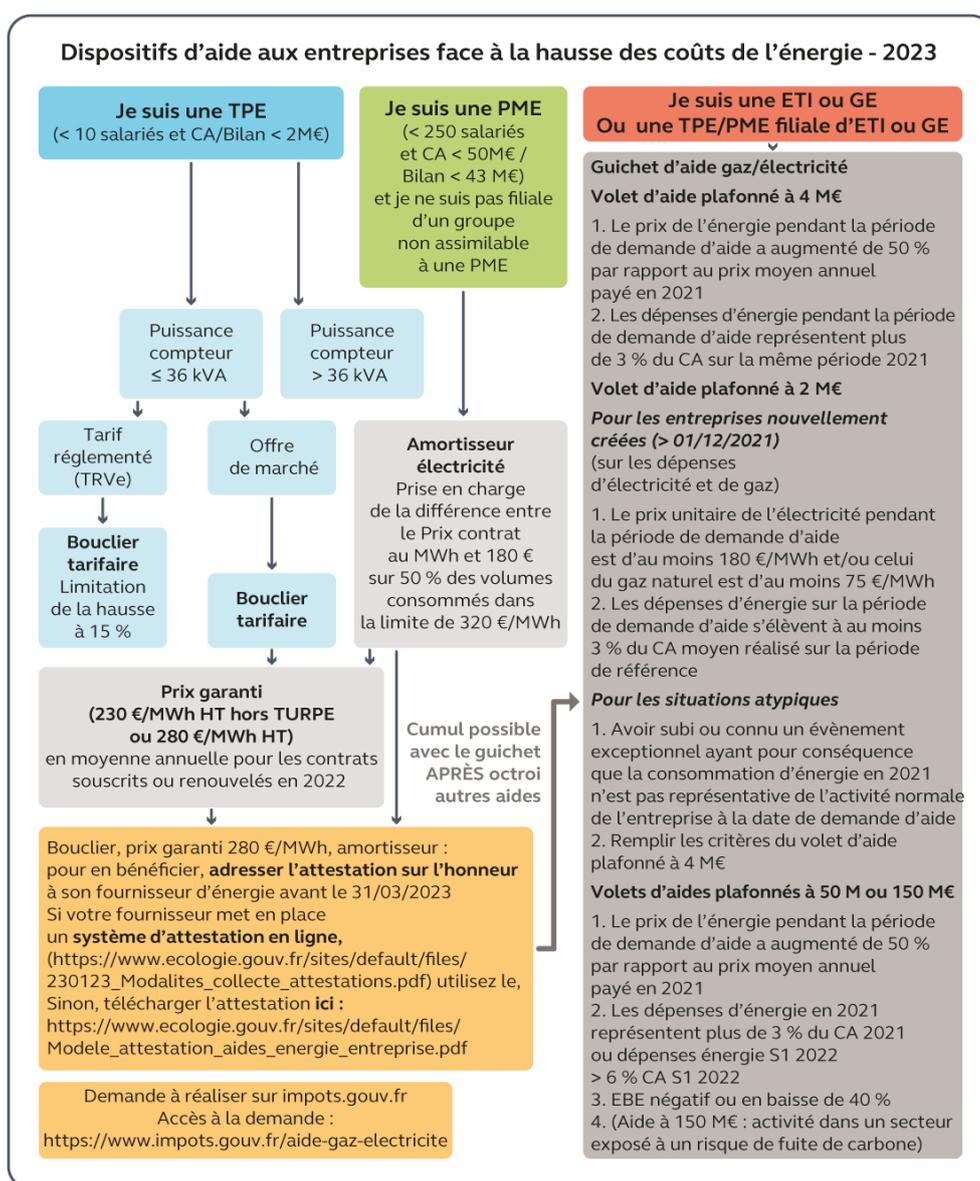
L'automatisme des aides est, elle aussi, très variable selon les dispositifs. Les mesures de baisse de prix sont en général automatiques, au moins quand l'éligibilité des clients finals ne fait pas de doute (cas des ménages pour les boucliers) et à condition que les fournisseurs opèrent effectivement les baisses de prix attendues. Pour l'amortisseur électricité ou l'application du bouclier aux petits professionnels en offre de marché, les clients éligibles doivent quand même se signaler préalablement auprès de leur fournisseur, en attestant de leur éligibilité. Dans le cas des aides à l'habitat collectif, l'attribution se fait sur la base des demandes formulées par les fournisseurs d'énergie.

Une partie des dispositifs de soutien direct aux clients finals est automatiquement actionnée : il s'agit des chèques énergie exceptionnels dont la liste des bénéficiaires est préétablie. Les autres supposent le dépôt d'une demande, suivie d'une instruction par l'administration (DGFIP pour le guichet d'aide aux énergo-intensifs) ou l'ASP (aides aux entreprises de transport public routier). Pour le chèque fioul, seule une partie des ménages (ceux ayant utilisé leur dernier chèque « classique » auprès d'un vendeur de fioul) ont reçu automatiquement leur chèque, les autres ont dû faire une demande sur un portail spécifique de l'ASP.

4 - Un paysage complexe

Issue d'une accumulation de mesures visant progressivement à étendre et à adapter la protection contre les hausses de prix de l'énergie à de nouvelles catégories d'agents économiques, la liste des dispositifs et leurs critères d'éligibilité présentent, en particulier sur le champ des clients professionnels, un panorama relativement complexe, comme l'illustrent les supports de communication établis par la DGE.

Schéma n° 1 : panorama des dispositifs créés selon la situation des entreprises



Source : Cour des comptes d'après DGE

EDF, sur la base des retours de sa clientèle, estime que les annonces contradictoires ont, en outre, introduit une confusion durable chez les clients sur les dispositifs dont ils pouvaient bénéficier. La coexistence de plusieurs dispositifs, aux conditions d'éligibilité différentes et à l'articulation incertaine (bouclier, amortisseurs, aide « 280 € », guichet d'aide au paiement des factures), ont aussi contribué, toujours selon EDF, aux difficultés d'appréhension des aides par les clients. Certaines modalités d'application sont, en outre, source d'incompréhension : le prix garanti sur l'ensemble de l'année 2023 peut, par exemple, conduire à afficher sur la facture de certains mois des montants d'amortisseur négatifs.

5 - Une mise en œuvre en grande partie externalisée vers les fournisseurs d'énergie

Les aides des boucliers tarifaires, aides à l'habitat collectif et amortisseurs électriques sont d'abord versés aux fournisseurs d'énergie, à charge pour eux de les répercuter sur leurs clients. Or, en faisant des fournisseurs les intermédiaires de l'attribution des principaux dispositifs d'aides, les pouvoirs publics ont non seulement introduit des risques de dissipation des aides (cf. partie 2.2 *infra*) mais ils ont aussi transféré sur ces acteurs une grande partie de la mise en œuvre opérationnelle des mesures. Selon Engie, l'implémentation des dispositifs d'aide a fortement mobilisé les équipes opérationnelles et entraîné des dépenses importantes dans les systèmes d'information²⁵, les centres d'appels et la communication vers les clients. Engie estime que ces coûts ne sont pas entièrement couverts par les défraiements prévus par la loi²⁶. De son côté, EDF estime que la prise d'effet rétroactive de l'ARENH+ sur les prix de contrats a induit des complexités informatiques et des traitements manuels importants, qui se sont prolongés jusqu'au premier semestre 2023. Sur l'amortisseur, l'entreprise indique que la publication tardive et évolutive des textes réglementaires et l'exigence politique d'une mise en œuvre sans délai ont nécessité la mobilisation d'importantes ressources en personnels et développements informatiques.

²⁵ EDF indique quant à lui que, pour l'application du bouclier gaz aux contrats en offre de marché, la distinction Base/B0/B1 utilisé pour les TRVg ne correspond pas à la segmentation actuelle des offres selon les tarifs de distribution (T1/T2), ce qui nécessite des retraitements des données du SI.

²⁶ À titre d'exemple, la LFI 2023 prévoit un défraiement pour la mise en place du dispositif de l'amortisseur, limité à 0,2 €/MWh sur les volumes livrés aux clients. ENGIE estime que ses actions de communication interne et externe, la formation des conseillers, les développements informatiques en urgence et le back-office représentent un coût compris dans une fourchette allant de 0,4 à 0,9 €/MWh.

Engie et EDF considèrent, par ailleurs, que la production d'importants volumes d'informations à destination de la CRE, dans des délais serrés, pour la vérification des différentes contraintes imposées par la loi sur le niveau des compensations du bouclier tarifaire est aussi source de charges et de difficultés opérationnelles (extraction des données pertinentes, reconstitution des coûts d'approvisionnement au bon périmètre).

Selon les associations de fournisseurs, la mise en œuvre des différents dispositifs a, en outre, perturbé la relation aux clients et fait peser sur les fournisseurs des enjeux en termes de réputation pour répondre devant les clients d'injonctions provenant des pouvoirs publics : incitation à renégocier les contrats début 2023 alors que les couvertures des approvisionnements étaient bouclées, annonces de résiliations possibles, etc.

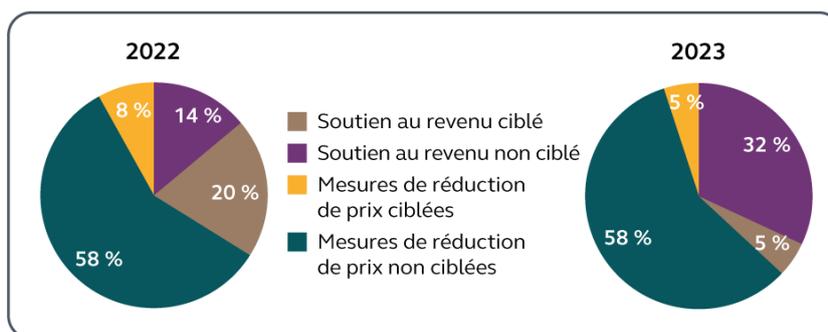
C - L'encadrement européen et les mesures dans les autres pays

Les interventions publiques nationales dans le secteur de l'énergie sont encadrées au niveau européen à plusieurs titres. Les règles de la concurrence et le régime des aides d'État s'y appliquent. C'est dans ce cadre que la France a été autorisée à mettre en œuvre l'ARENH jusqu'en 2025. Les directives et règlements sectoriels constituent des encadrements supplémentaires, autorisant par exemple dans des cas de plus en plus limités à intervenir dans la fixation des prix de détail de l'électricité. À ce titre, la France doit justifier régulièrement le maintien de tarifs réglementés de l'électricité ouverts à l'ensemble des ménages et très petites entreprises.

L'ampleur de la crise sur les prix de l'énergie depuis l'automne 2021 a conduit la Commission européenne à autoriser l'ensemble des États à mettre en place des interventions publiques exceptionnelles pour faire face à l'explosion des prix du gaz et de l'électricité. Elle en a toutefois fixé le cadre général à travers une première « boîte à outils » en novembre 2021, puis par un encadrement temporaire de crise (ETC) en mars 2022 relatif aux aides d'État, qui a connu plusieurs évolutions. Par ailleurs, un règlement du Conseil, adopté le 6 octobre 2022, a prévu des mesures d'urgence applicables par les États-membres, notamment en matière de fixation des prix de détail et en matière de plafonnement des recettes des producteurs d'électricité et des bénéficiaires du secteur pétrolier et gazier (cf. annexe n°3).

Selon le suivi effectué par la Commission européenne, les mesures mises en place par les États-membres pour répondre à la hausse des prix de l'énergie représentent un soutien public net équivalent à 1,2 puis 0,9 % du PIB de l'UE respectivement en 2022 et 2023 (cf. annexe n°2). Sur l'ensemble de l'Union européenne, 58 % du coût du soutien public concerneraient des mesures de baisse de prix non ciblées.

Graphique n° 6 : répartition des mesures de soutien public pour l'ensemble des États-membres selon les types d'aides



Note de lecture : la Commission distingue les mesures de réduction de prix et celles de soutien au revenu, selon qu'elles sont par ailleurs ciblées ou non.

Source : Commission européenne

Selon les données utilisées par la Commission, la France se distingue de la moyenne des États-membres par un recours nettement plus important aux mesures de baisse de prix non ciblées (près de 90 % en 2022 comme en 2023), les mesures de soutien au revenu étant beaucoup moins utilisées (8 %) mais toutes ciblées. Néanmoins, la part importante des mesures de soutien au revenu, à l'échelle de l'UE, résulte en partie du classement de 85 % du soutien public allemand 2023 en mesures non ciblées en faveur du revenu, incluant les « freins » électriques et gaziers mis en place en 2023, alors qu'ils visent à plafonner les prix payés par les consommateurs. Sous cette réserve, la France ne serait pas si éloignée des choix majoritairement opérés par les États-membres pour calibrer leurs soutiens. Un détail des mesures prises dans quatre pays européens (Allemagne, Espagne, Italie et Royaume-Uni) figure en annexe n°2.

IV - Des risques d'effets d'aubaine et la nécessité de contrôles par les organismes de gestion

Les risques d'effet d'aubaine sont essentiellement associés aux mesures générales de soutien ne prenant pas en compte le degré d'exposition des acteurs économiques aux hausses de prix ou leur capacité à supporter ou à absorber l'impact de ces hausses. C'est le cas en particulier pour les boucliers tarifaires, les aides à l'habitat collectif, la remise carburant et l'amortisseur électricité et l'aide « 280 euros » pour les TPE. Ces risques peuvent se matérialiser dès lors que des soutiens sont accordés

au-delà de la seule compensation de hausses de prix effectivement subies. L'effet d'aubaine peut alors profiter soit aux clients finals, qui peuvent se retrouver à payer des prix inférieurs à ceux d'avant crise, soit aux fournisseurs ou metteurs à la consommation, si leurs recettes augmentées des compensations excèdent leurs coûts d'approvisionnement. Dans ce cadre, la non répercussion aux clients finals des compensations financières reçues peut constituer un effet d'aubaine pour les fournisseurs. Enfin, le cumul de certaines aides peut aussi conduire à des effets d'aubaine indésirables, s'ils ne sont pas proscrits et contrôlés.

A - La baisse de TICFE

L'abaissement du taux de l'accise sur la consommation d'électricité (anciennement dénommée TICFE) à son minimum a été appliqué indistinctement à toutes les consommations d'électricité à partir du 1^{er} février 2022, indépendamment de leur exposition réelle aux hausses de prix, selon les caractéristiques des contrats, sur les premiers mois de l'année 2022. Or, les contrats à prix fixes offrent, par définition, une exposition très limitée aux évolutions de prix de gros pendant la durée de leur validité. Dès lors, la baisse de TICFE appliquée à des prix HT relativement stables²⁷ a pu en théorie produire des effets d'aubaine en abaissant le prix TTC payés par certains clients.

Les données de l'observatoire des marchés de détail de la CRE montrent que le prix des offres de marché à prix fixe pour des durées de deux ou trois ans n'a significativement augmenté qu'à partir du quatrième trimestre 2021. Jusqu'au troisième trimestre 2021, des offres à prix fixes sur trois ans étaient encore proposées aux particuliers à des prix ne dépassant pas de plus de 5 % le niveau du tarif réglementé de vente (TRV) 2021, mais aucune à moins de 135 % du TRV à partir du quatrième trimestre 2021. Dans ces conditions, il est probable qu'une part non négligeable des contrats à prix fixes détenus par plus de 13 % des ménages fin 2021²⁸ les ait fait bénéficier de prix devenus inférieurs au TRV pendant tout ou partie de l'année 2022, voire 2023. Près de 11 TWh de consommation pourrait, au plus, être concernés sur le seul premier semestre 2022, soit un enjeu de près de 200 M€ pour la baisse de 24,8 points de TICFE intervenue au 1^{er} février 2022. Néanmoins, ni la CRE ni la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ne disposent du nombre de contrats qui auraient été concernés par ce type d'effet.

²⁷ Les contrats à prix fixes peuvent malgré tout prévoir de répercuter sur leur durée les évolutions des tarifs d'acheminement (TURPE) et du coût des certificats d'économie d'énergie (CEE).

²⁸ Soit une consommation annualisée de près de 21 TWh.

La CRE admet que certains clients ont pu bénéficier d'un effet d'aubaine, mais elle indique que les modalités de répercussion de l'ARENH+ permettent de tenir compte de cet effet. La Cour note cependant que cette prise en compte ne fait qu'éviter d'ajouter un effet d'aubaine supplémentaire aux clients déjà avantagés par leur contrat à prix fixe. La CRE signale enfin une minorité de cas de contrats dits « à prix fixes révisables » pour lesquels les fournisseurs ont pu augmenter la part HT de leur prix à hauteur de la baisse de TICFE, engrangeant ainsi pour eux-mêmes l'effet d'aubaine.

B - La répercussion des aides versées aux fournisseurs et autres intermédiaires

Une grande partie des mesures de protection des clients finals contre les hausses de prix de l'énergie consiste en des aides publiques versées directement aux fournisseurs d'énergie, pour le gaz et l'électricité, ou aux metteurs à la consommation, pour les carburants, soit en compensation d'une baisse imposée de tarif (TRV gaz et électricité pour l'essentiel), soit afin de permettre à ces intermédiaires de réduire les prix qu'ils appliquent aux clients finals. Dans ce dernier cas, le dispositif n'atteint son objectif qu'à la condition d'une répercussion effective des aides publiques aux clients finals, à travers des baisses de prix de détail, et sans que ces baisses ne constituent pour les clients de purs effets d'aubaine. Or, il existe, sur certains dispositifs, un flou sur le caractère obligatoire d'une telle répercussion, et dans tous les cas la nécessité d'en contrôler la réalité et les conséquences pour attester de l'efficacité des aides accordées.

1 - Un cadre légal de contrôle à géométrie variable

Tout d'abord, pour la plupart des dispositifs, aucune obligation ne s'impose aux fournisseurs pour qu'ils répercutent intégralement l'aide obtenue pour leurs offres de marché²⁹ (cf. annexe n°6), mais diverses dispositions légales devraient permettre d'assurer cette répercussion. Ainsi, cette absence d'obligation a été explicitement formulée par le Conseil d'État en ce qui concerne l'ARENH+. La CRE, au titre de ses missions générales et sur la base des dispositions du décret n°2022-342 du 11 mars 2022, a imposé des modalités pratiques de répercussion au sein des portefeuilles de

²⁹ Dans le cadre des boucliers, la baisse de prix est par définition automatique pour les clients aux TRV et ceux détenant un contrat stipulant une indexation sur les TRV. La question de la répercussion ne se pose donc que pour les contrats en offre de marché.

clients des fournisseurs. Pour les boucliers tarifaires, à l'exception notable du bouclier électrique au titre de l'année 2022, le degré de répercussion déterminera de fait le montant de compensation due, car la loi prévoit que la compensation ne soit accordée que dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement des fournisseurs. Les seules obligations explicites de répercussion concernent les aides à l'habitat collectif et l'amortisseur électricité, puisque pour ce dernier la réduction de prix est imposée par la loi.

S'agissant de la « remise carburant », versée directement aux metteurs à la consommation (distributeurs les plus en amont du réseau de distribution : importateurs, raffineurs, etc.), eux-mêmes chargés de la rétrocéder aux stations-services, qui devaient ensuite la répercuter au consommateur final, les représentants de l'ensemble de ces opérateurs ont signé une charte – n'emportant aucune obligation juridique – les engageant à répercuter l'aide aux consommateurs finals et à en assurer la visibilité auprès d'eux. Le choix a été fait de ne pas imposer par la loi cette répercussion mais de compter sur la forte concurrence en vigueur dans ce secteur, pour l'obtenir des opérateurs. Le décret instaurant la remise a néanmoins prévu une transmission de données de prix par les stations-service à la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF), devant permettre à cette dernière de vérifier la réalité de la répercussion (cf. *infra*).

Enfin, en cas de répercussion effective des aides vers les clients sous forme de baisse de prix, la possibilité pour certains clients de payer finalement un prix inférieur à celui qu'ils payaient avant crise, ou un prix inférieur aux tarifs réglementés de vente, constitue un risque d'effet d'aubaine qui n'a été pris en compte que tardivement dans la conception et l'application des dispositifs. Ainsi, le bouclier électricité 2022 et le bouclier gaz 2022 élargi à tous les types de contrats souscrits à compter du 1^{er} septembre 2022, n'ont prévu aucun garde-fou en la matière, même si la CRE a, de sa propre initiative, limité les compensations prévisionnelles du bouclier gaz en novembre 2022 pour proscrire de telles situations. En revanche, les dispositions instaurant les boucliers 2023 ont d'emblée enserré les compensations dans des contraintes de nature à éviter qu'elles ne financent des baisses de prix sous le niveau des tarifs réglementés de vente (cf. annexe n°6).

2 - Des risques liés aux lacunes du champ et des modalités

Le contrôle de la répercussion de l'ARENH+ a consisté pour la CRE à vérifier que, notamment par le respect des modalités de répercussion qu'elle avait elle-même fixées, chaque client tarifé en fonction de l'ARENH se voyait au moins répercuter l'effet du volume additionnel livré au fournisseur mais sans qu'aucun ne voie le prix appliqué devenir inférieur à celui qui prévalait avant crise.

En ce qui concerne les boucliers tarifaires, l'absence de toute contrainte sur l'ampleur des baisses de prix compensées par le bouclier gaz 2022 a conduit à ce que, en septembre et octobre, certains prix ont été abaissés à des niveaux inférieurs au TRVg. La CRE a estimé à 4,3 M€ le montant de compensation concerné par cet écart et a donc décidé en novembre 2022 d'imposer une limitation des baisses de prix qui n'était pas prévue par la loi.

Désormais, la principale lacune concerne l'absence de tout contrôle de répercussion ou d'effet d'aubaine pour le bouclier électrique 2022. La CRE ne prévoit en effet pas de vérifier si les compensations financières accordées se seront traduites par des baisses de prix au profit des clients finals, ni si le niveau de ces compensations aura pu excéder ce qui était nécessaire aux fournisseurs pour proposer des offres au niveau des tarifs réglementés de vente ou au niveau de leur coût d'approvisionnement. Ces intentions paraissent en retrait des prérogatives que la loi confie à la CRE, selon lesquelles elle « *contribue à garantir l'effectivité des mesures de protection des consommateurs* », et en décalage par rapport aux initiatives prises dans le cadre du bouclier gaz 2022. Dès lors, sans conditions supplémentaires imposées par la CRE, un fournisseur peut recevoir une compensation financière définitive au titre d'une baisse de prix 2022 qu'il n'aurait pas opérée au bénéfice de ses clients. Le risque porte sur une partie du montant de charges de service public de l'énergie (SPE) évalué par la CRE au titre des pertes de recettes 2022 liées au bouclier électricité, soit au maximum 530 M€ pour les clients résidentiels en offre de marché³⁰ et environ 60 M€ pour les clients non résidentiels.

Inversement, sans contraintes sur le niveau de prix que la compensation de l'État permet au fournisseur d'atteindre, cette compensation peut financer des baisses de prix sous le niveau des tarifs réglementés de vente applicables en 2022. Du reste, au périmètre des clients finals hors EDF³¹, la CRE constatait, à l'occasion du bilan de la répercussion de l'ARENH+, que « *en 2022, 9,8 millions de consommateurs sur 10,6 millions ont été complètement protégés de la hausse des prix par le dispositif de bouclier tarifaire, par la répercussion ARENH+, ou par les contrats à prix fixe* », ce qui signifie qu'ils ont bénéficié de prix au plus égaux à ceux supportés en 2021 et donc, pour certains ménages, d'une protection potentiellement supérieure à celle des tarifs réglementés de vente .

³⁰ L'évaluation de la CRE pour l'ensemble des offres de marché est de plus de 800 M€, mais parmi les clients résidentiels en offre de marché, 35 % (données CRE 2021) sont en offres indexées sur les TRV, pour lesquelles le risque de non répercussion est *a priori* limité.

³¹ Données transmises par 35 fournisseurs représentant 96 % des volumes d'ARENH+.

De plus, en n'imposant aucune limitation des compensations du bouclier électrique 2022 en fonction des coûts d'approvisionnement, la loi prive la CRE de la prérogative explicite de réduire les compensations des fournisseurs qui auraient pu, dans le contexte de volatilité des marchés en 2022, optimiser leurs coûts d'approvisionnement en-dessous de celui sous-jacent au tarif réglementé de vente .

En ce qui concerne les contrôles prévus par la CRE sur les boucliers 2023 et l'amortisseur électricité, les premières vérifications effectuées sur les demandes de compensation présentées en vue de l'évaluation des charges de service public de l'énergie de juillet 2023 ont conduit la CRE à abattre de 2 Md€ les demandes de compensation des fournisseurs au titre du bouclier électricité et de 109 M€ celles au titre du bouclier gaz (cf. annexe n° 6). Le contrôle de la limitation des compensations en fonction des coûts d'approvisionnement n'est intervenu, quant à lui, qu'à partir du 4^{ème} trimestre 2023, sur la base des éléments nombreux et détaillés demandés aux fournisseurs. Toutefois, la CRE prévoit de ne réduire la compensation demandée que dès lors que les coûts d'approvisionnement déclarés seraient inférieurs à ceux sous-jacents aux tarifs réglementés de vente . Or cette condition peut ne pas suffire pour garantir que le bouclier ne compensera pas un fournisseur au-delà de ses coûts.

En tout état de cause, il convient de prêter une attention particulière à la question des reversements de complément de prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, ARENH, (CP1) dont ont bénéficié les fournisseurs alternatifs, au titre de 2022. Ces reversements sont issus des demandes d'ARENH que certains fournisseurs ont formulées au-delà de leurs droits, et au titre desquelles ils doivent payer un complément de prix dont le produit est reversé aux autres fournisseurs (cf. annexe n° 9). En cas de saturation du plafond d'ARENH, comme c'est le cas depuis 2019, ces reversements auraient vocation à être restitués *in fine* aux consommateurs sous forme de baisses de prix. L'enjeu financier était minime jusqu'en 2021. Mais pour 2022, ces reversements atteignent un montant global de plus de 1,5 Md€. Or, les fournisseurs qui bénéficient d'un reversement net de CP1 au titre de 2022 peuvent l'utiliser soit pour augmenter leurs marges soit pour réduire leurs prix de vente, éventuellement en-deçà du tarif réglementé de vente, ce qui peut constituer un effet d'aubaine dans le cadre du bouclier tarifaire.

Dans sa délibération n° 2023-176 du 29 juin 2023, la CRE indique que « *les textes applicables ne prévoient [...] aucune prise en compte des effets du reversement du CP1 dans le cadre du bouclier tarifaire 2022* ». Néanmoins, dans la mesure où le reversement de CP1 au titre de 2022 intervient en 2023, il aurait pu être envisagé d'en tenir compte au titre des coûts d'approvisionnement 2023 des fournisseurs bénéficiant de ces

reversements dans le cadre du contrôle par la CRE du respect de la contrainte associée aux coûts d'approvisionnement. La CRE estime cependant, tout comme la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), que ce procédé serait juridiquement très fragile. Elle indique avoir engagé avec les fournisseurs un travail de suivi de la répercussion de ces reversements au profit *in fine* des consommateurs sous forme de baisses de prix. Au vu des sommes en jeu, il apparaît important que ce travail de suivi de la répercussion des reversements de CP1 soit mené à son terme par la CRE, sur un périmètre comprenant toutes les catégories de clients des fournisseurs alternatifs, y compris ceux couverts par le bouclier tarifaire, afin de s'assurer que les effets d'aubaine auront été limités au maximum.

La Cour note enfin que les dispositions de l'article 225 de la loi de finances pour 2024 prévoient que les compléments de prix CP1 seront, à compter de 2024, intégralement restitués à l'État, ce qui permettra de supprimer tout risque d'effet d'aubaine au profit des fournisseurs, mais empêchera une restitution directe aux consommateurs d'électricité.

S'agissant de la « remise carburant », les contrôles et analyses menés par la DGEC et la DGCCRF permettent d'estimer que l'engagement pris par les opérateurs de répercuter l'aide sur les prix à la consommation a été globalement respecté grâce à la pression de la concurrence existant entre eux, même par les stations qui offraient par ailleurs d'autres avantages ponctuels à leurs clients³² (cf. annexe n°6). En revanche, une aide ponctuelle aux petites stations-service ne semble pas avoir été conçue spécialement pour limiter la hausse des prix pour les consommateurs.

³² Casino a adopté une remise sous forme de bons d'achat dans ses 234 stations les 01/04/22 et 02/04/22. Auchan a offert un bon d'achat de 6 € pour l'achat d'au moins 30 litres de carburant. Leclerc a vendu du carburant à prix coûtant dans ses 636 stations du 28/07/22 au 30/07/22. Carrefour a anticipé au 25/03 la remise du gouvernement entrant en vigueur le 01/04/22. Les Magasins Super U ont diminué leur marge d'un à deux centimes par litre. Total Énergies a mis en place une aide de 10 c€/l dans 1 150 stations en zone rurale le 14/02/22, avant de l'étendre à tout son réseau du 01/04/22 au 15/05/22 et de l'augmenter à 12 c€/l du 01/07/22 au 31/08/22 pour ses stations sur autoroutes. Le groupe a ensuite adopté, sur tout son réseau, une aide de 20 c€/l du 01/09/22 au 15/11/22 puis de 10 c€/l jusqu'au 31/12/22.

Une subvention discutable aux petites stations-services

Dans le cadre de la remise carburant, les plus petites stations-service pouvaient demander à l'ASP une avance forfaitaire de la subvention, pour pouvoir faire face à la contrainte de trésorerie créée par le mécanisme de la remise. Cette avance était de 3 000 ou 6 000 € selon leur volume d'activité, à rembourser en septembre 2022. Mais une subvention non remboursable a également été proposée aux mêmes bénéficiaires que ceux éligibles à l'avance remboursable, et pour les mêmes montants. Cette mesure a coûté 5 M€. Sa justification n'est pas claire. Le décret la créant indique seulement qu'elle a été conçue « pour permettre leur participation au renforcement du dispositif à compter du 1^{er} septembre »³³. D'après la DGEC, elle a été créée à la demande des stations-service, en raison du faible succès de l'avance remboursable (reçue par seulement 130 stations)³⁴. Cette aide a été distribuée à plus de 1 400 stations.

Une hypothèse complémentaire est que sa mise en place a pu chercher à répondre à la baisse de prix annoncée par Total Énergies le 22 juillet 2022³⁵ (même si des stations de ce groupe font partie des bénéficiaires de la mesure). Quoi qu'il en soit, ces stations-services ont bénéficié de cette aide sans qu'aucune contrepartie ne leur soit demandée, ni sans qu'aucun effet positif pour limiter la hausse des prix n'ait été recherché.

C - Un risque de cumul entre le bouclier tarifaire gaz et l'aide à l'habitat collectif

Les syndicats de copropriétaires et les propriétaires uniques d'un immeuble, seulement éligibles à l'aide à l'habitat collectif en 2022, sont aussi éligibles en 2023 au bouclier tarifaire individuel gaz. Le décret n° 2022-1762 du 30 décembre 2022 relatif à l'aide « gaz à l'habitat collectif » pour 2023 précise toutefois que le cumul du bénéfice du bouclier gaz et de l'aide collective n'est pas possible. Mais les conditions du choix, ainsi que les moyens de vérifier le non-cumul, ne sont pas précisées.

³³ Décret n° 2022-1168 du 22 août 2022 modifiant le décret n° 2022-423 du 25 mars 2022 relatif à l'aide exceptionnelle à l'acquisition de carburants.

³⁴ Les représentants des petites stations craignaient, selon la DGEC, de ne pas pouvoir rembourser l'avance en fin de période, dans un contexte de forte volatilité sur les prix qui tend à desservir les stations ayant de faibles débits.

³⁵ Baisse de prix, dans toutes les 3 500 stations de Total Energies en France, de 20 cts €/litre du 1^{er} septembre au 15 novembre 2022, puis de 10 cts €/litre jusqu'au 31 décembre 2022.

Or, d'après les données de l'ASP, les syndicats de copropriétaires et les propriétaires uniques d'un immeuble ont concentré 60 % des aides à l'habitat collectif sur le second semestre 2022. Pour ces catégories de bénéficiaires, en cas de cumul effectif des deux dispositifs, il existe un risque d'octroi d'une aide de l'État globalement supérieure à celle qui aurait été versée avec le seul bénéfice de l'aide à l'habitat collectif, surtout pour les contrats renouvelés à prix élevé fin 2022 (cf. annexe n° 17). Si, en tout état de cause, le cumul des aides ne peut pas conduire à un prix payé inférieur au niveau du TRV « bloqué », il peut se traduire par un alourdissement du coût budgétaire du soutien aux copropriétés au-delà de ce que la loi prévoyait.

Interrogée sur les risques de cumul, l'ASP a répondu à la Cour qu'« aucun contrôle contractuel n'est prévu sur un recoupement des particuliers entre les deux dispositifs d'aide » et que « dans ce cadre [elle] ne dispose pas d'information sur les personnes occupant ces logements, et n'a pas connaissance de l'identité des bénéficiaires du bouclier destiné aux particuliers ». Selon la DGEC, néanmoins, des modalités pratiques de contrôle sont désormais en discussion avec la CRE et l'ASP.

Avec la fin du bouclier tarifaire gaz au 1^{er} juillet 2023 et la forte baisse des prix du gaz, et donc du montant unitaire du bouclier, dès avril 2023, le risque de cumul est circonscrit en pratique au soutien apporté au titre des consommations du 1^{er} trimestre 2023, mais qui concentre près de la moitié de la consommation annuelle de gaz. Il porte ainsi sur une partie des 400 M€ d'aides, équivalent au coût unitaire du bouclier tarifaire appliqué aux consommations de gaz des copropriétés au 1^{er} trimestre de l'année. EDF a précisé à la Cour avoir opté pour le bouclier tarifaire pour tous ces clients syndicats de copropriétaires (cf. *infra*) en excluant donc tout cumul. Rien ne garantit, en l'absence de contrôle, qu'aucun fournisseur n'adresse de demande d'aide à l'habitat collectif pour des clients ayant, par ailleurs, bénéficié du bouclier.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

La France a dû faire face depuis fin 2021 à une envolée inédite des prix de gros du pétrole et du gaz due pour l'essentiel à des facteurs exogènes, dont le conflit russo-ukrainien. Le fonctionnement des marchés de gros européens de l'électricité a, par ailleurs, conduit à de très fortes hausses de prix de l'électricité, directement liées à celles du gaz, et aggravées, en particulier en France, par les indisponibilités du parc nucléaire. Or, les principes du marché intérieur européen de l'énergie, qui s'opposent aux interventions publiques dans la formation des prix, conduisent à une répercussion quasi-intégrale de ces hausses de prix de gros sur les prix de détail. Afin de limiter l'ampleur et les conséquences d'une telle répercussion pour les clients finals, ménages, entreprises et autres collectivités, la France, comme tous les pays européens et dans un cadre d'action commun exceptionnel, a adopté des mesures de réduction des prix de détail TTC et d'aide au paiement des factures.

Élaborées dans l'urgence, et ajustées au fil du temps et de l'évolution des prix, ces mesures accumulent au final près de 25 dispositifs aux caractéristiques très diverses en termes de champ d'application, de modalités, de mise en œuvre et de coût. Concentrées pour les deux tiers sur l'électricité, elles sont, en masses financières, à plus de 60% destinées aux ménages et à près de 90 % non ciblées en fonction des revenus des bénéficiaires. Les aides aux entreprises sont quant à elles multiples, à la fois générales et sectorielles, mais plus ciblées en fonction des capacités d'absorption des hausses de prix. L'ensemble aboutit à un paysage particulièrement complexe de l'intervention publique.

Les principaux dispositifs sont, par ailleurs, mis en œuvre par les fournisseurs d'énergie ou les distributeurs de carburant, ce qui pose des questions en termes de complète répercussion des soutiens publics, d'abord versés aux fournisseurs et distributeurs, au profit des clients finals. Ce choix comporte des risques d'effets d'aubaine dès lors qu'une partie des aides ne se traduit pas par des baisses de prix ou au contraire permet de surcompenser la hausse initiale des prix. Ces risques sont notamment présents pour l'application du bouclier électricité 2022 ainsi que pour la baisse de TICFE intervenue début 2022. Enfin, des risques de contournement des règles existent, en particulier sur le cumul entre bouclier et aide gaz à l'habitat collectif. L'ensemble de ces risques appelle un renforcement des contrôles en particulier de la part de la CRE et l'ASP. À cet égard, la Cour formule la recommandation suivante :

- 1. Contrôler a posteriori l'absence de cumul entre le bouclier gaz individuel et l'aide gaz à l'habitat collectif sur 2023 (ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, agence de services et de paiement, commission de régulation de l'énergie, 2024).*
-

Chapitre II

Une protection significative, au prix d'une dépense budgétaire élevée

Les nombreuses mesures adoptées, de par leur large champ et leur calibrage ont eu un effet significatif sur les ménages et les entreprises, que l'on peut mesurer à la fois au niveau individuel, par les prix moyens finalement supportés, et au niveau macro-économique, par leurs effets sur la croissance et l'inflation, et enfin par comparaison avec nos voisins européens. Mais ces protections ont un coût pour les finances publiques. Le budget de l'État supporte en effet l'essentiel du coût brut des différentes mesures adoptées, même s'il bénéficie des mesures de financement spécifiquement mises en place en loi de finances initiale pour 2023 ainsi que des effets positifs des hausses de prix de gros sur les charges de service public de l'énergie.

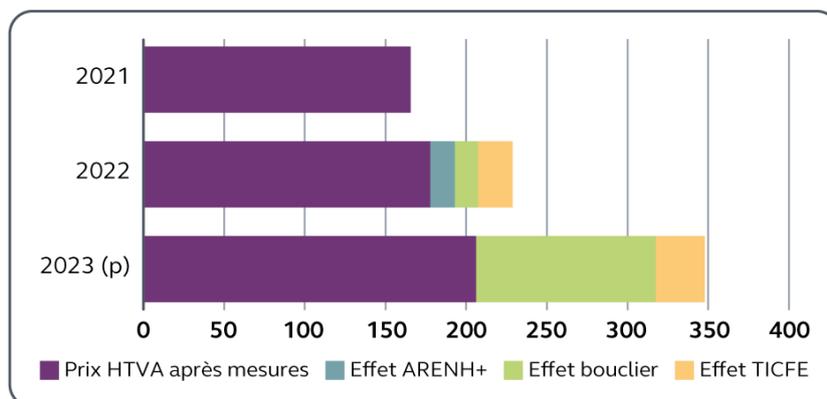
I - Des ménages plutôt mieux protégés que dans le reste de l'Europe

Les mesures de soutien décidées par les pouvoirs publics ont, pour la plupart d'entre elles, bénéficié à tous les ménages sans distinction et ont couvert sans limitation leurs consommations de gaz, d'électricité ou de carburant. Elles se sont traduites par un niveau de protection élevé et des prix payés en moyenne plus faibles que chez nos principaux voisins européens.

A - Un bouclier électricité bénéficiant largement aux ménages

Tous les ménages détenant un contrat individuel de fourniture d'électricité ont pu être couverts par le dispositif du bouclier tarifaire. Ils ont tous automatiquement bénéficié de la baisse du taux des taxes sur la consommation d'électricité, soit 24,7 €/MWh dès février 2022 et 6,3 €/MWh supplémentaire en février 2023. Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV) ou en contrats indexés sur ces tarifs ont par ailleurs automatiquement bénéficié de l'effet de l'ARENH+ sur le calcul du TRV 2022 (-16 €/MWh) et d'une hausse du prix TTC globalement limitée, en moyenne, à 4 % en 2022 puis 15 % en février 2023 et 10 % en août 2023. Pour les clients en contrat de marché non indexé sur les TRV, sous réserve de la répercussion effective de l'ARENH+ et des compensations financières du bouclier par les fournisseurs (cf. *supra*), l'évolution des prix payés TTC a pu être aussi atténuée grâce à ces mesures exceptionnelles.

Graphique n° 7 : évolution des prix moyens de l'électricité HTVA payés en France par les ménages (en €/MWh)



Source : calculs Cour des comptes d'après données Eurostat, CRE et EDF

Selon les données transmises à Eurostat, le prix moyen payé hors TVA par l'ensemble des ménages en France a ainsi progressé de 7,4 % entre 2021 et 2022. Il pourrait augmenter de 18,5 % en 2023, parallèlement aux relèvements du niveau du TRV. Le bouclier tarifaire électricité dans ses différentes composantes aura ainsi permis de limiter fortement la hausse des prix hors TVA payés par les ménages, laquelle en l'absence de bouclier aurait atteint près de 40 % en 2022 puis plus de 50 % en 2023.

Pour un ménage consommant en moyenne 4500 kWh par an, qui payait une facture annuelle d'environ 865 € TTC en 2021, le bouclier permet de limiter la facture à 930 € en 2022 et à 1085 € en 2023. Le bouclier représente alors une aide de 275 € en 2022 et 765 € en 2023.

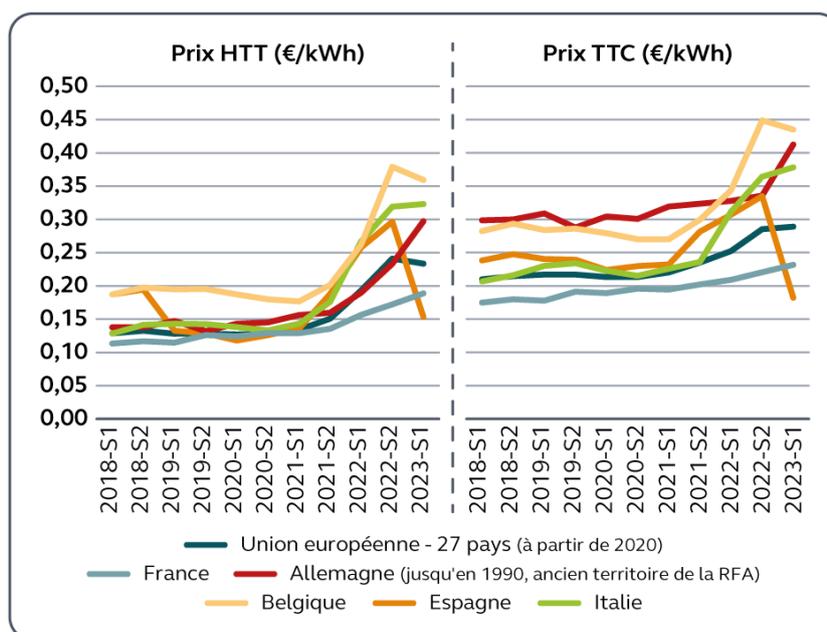
Ces évolutions moyennes n'excluent pas des hausses de factures variables selon les ménages, même au sein des bénéficiaires d'un tarif réglementé de vente (TVR). En effet, le taux de progression des prix payés par les clients aux TRV varie selon les options tarifaires choisies et selon le profil de consommation. De façon générale, à puissance souscrite donnée, la structure tarifaire des TRV fixés par le gouvernement conduit à ce que, en 2022 comme en 2023, le taux d'augmentation de la facture est d'autant plus élevé que le volume de consommation est important.

À la faveur de ces mesures, les prix hors taxes payés par les ménages ont nettement moins augmenté en 2022 en France que dans la plupart des pays européens (+34 % contre +80 % pour l'ensemble de l'UE entre le premier semestre 2021 et le second semestre 2022, dont +49 % pour l'Allemagne), ce qui traduit à la fois l'effet structurel des régulations en place, notamment de l'ARENH, et l'effet des mesures exceptionnelles, en partie ciblées sur la baisse ou la compensation des coûts d'approvisionnement des fournisseurs.

En revanche, les diminutions de taxes pesant sur la consommation d'électricité ont été largement utilisées par les différents pays européens. À l'instar de la baisse de TICFE en France, l'Allemagne, l'Espagne ou l'Italie ont ainsi réduit dès 2022 les taxes hors TVA pesant sur la consommation d'électricité. Certains pays ont également réduit les taux de TVA appliqués à l'électricité (Belgique, Espagne et Pays-Bas notamment). Dans ces conditions, l'écart d'évolution des prix TTC entre la France et ses voisins est plus modéré ; l'évolution des prix TTC en Allemagne est même inférieure (+5 % contre +13 % en France).

En niveau, les prix français TTC sont restés fin 2022 bien inférieurs à ceux des principaux pays de l'UE. Toutefois, les prix espagnols ont fortement baissé au premier semestre 2023, enregistrant à brève échéance le reflux des prix constatés sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, tout en continuant à bénéficier des baisses de taxes. Ils sont ainsi passés sous les prix français.

Graphique n° 8 : évolution des prix de l'électricité payés par les ménages dans l'Union européenne



Source : Cour des comptes d'après données Eurostat

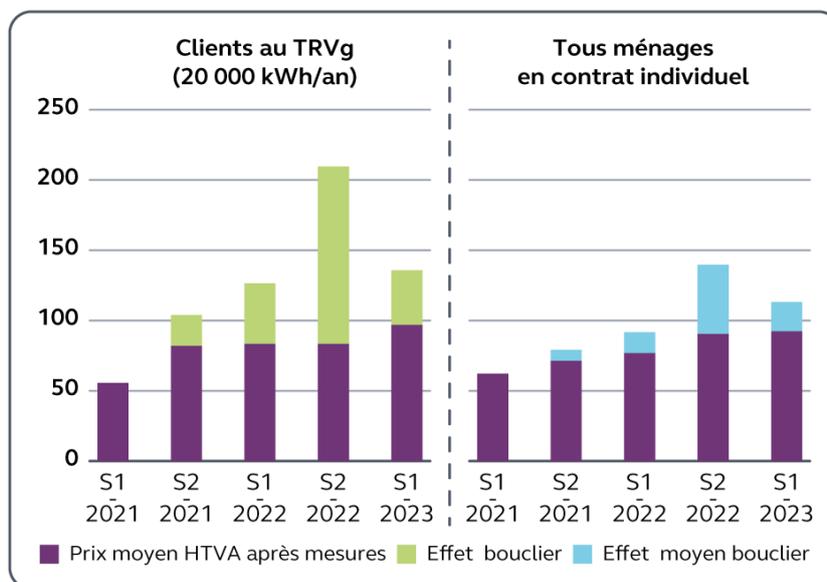
B - Un bouclier gaz protecteur mais qui ne couvre pas tous les ménages

Les ménages bénéficiaires du bouclier tarifaire gaz ont été protégés des hausses de prix de gros à hauteur de l'écart constaté chaque mois par la CRE entre le niveau des tarifs réglementés de vente gaz (TRVg) issu de la formule tarifaire normalement applicable et le niveau du TRVg gelé par les pouvoirs publics. En moyenne sur l'année 2022, étant donné les profils de consommation infra-annuels, cette protection a représenté une baisse de prix de 76 €/MWh hors taxes en 2022 (et même 126 €/MWh sur le seul second semestre), après 29 €/MWh sur novembre-décembre 2021. Sur le premier semestre 2023, l'effet moyen du bouclier qui a cessé à compter du 1^{er} juillet 2023, a été de l'ordre de 39 €/MWh.

Le bouclier a ainsi évité une hausse de 110 % des niveaux moyens hors TVA du TRVg en 2022, ramenée à 26 %. Sur les prix hors TVA payés par l'ensemble des ménages en contrat individuel, compte tenu de l'effet

déjà modérateur des contrats à prix fixes signés avant septembre 2022, il a ramené la hausse 2022 de 60 % à 25 %.

Graphique n° 9 : évolution des prix HTVA payés en France par les ménages hors habitat collectif (en €/MWh)



Source : calculs Cour des comptes d'après données Eurostat et CRE

Pour un ménage au TRVg (tarif B1) consommant 5000 kWh par an, qui payait une facture annuelle d'environ 500 € TTC en 2020, le bouclier a ainsi permis de limiter la facture à 690 € en 2022, ce qui représente alors une aide de 460 €.

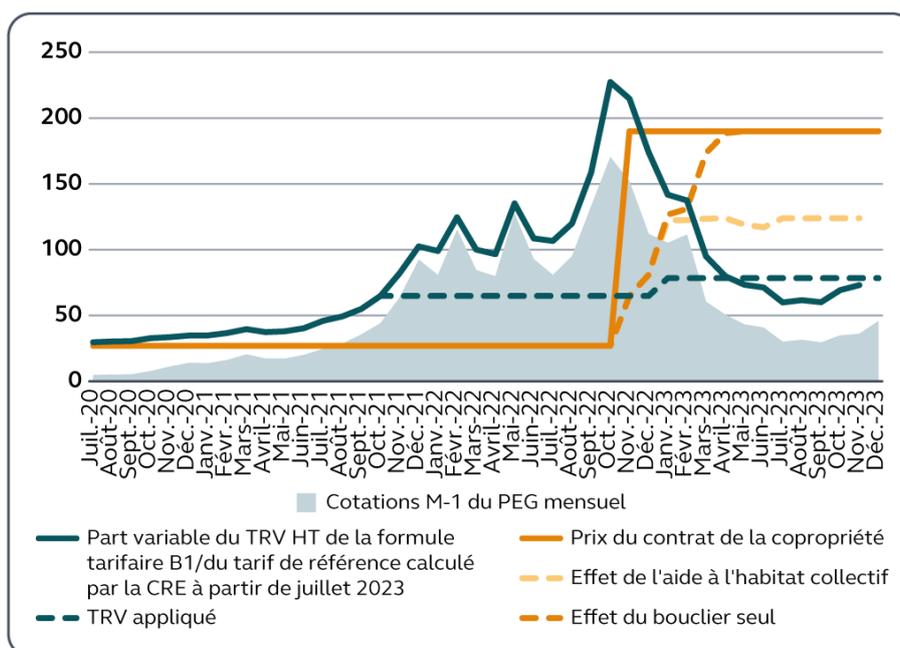
1 - Le cas des habitats collectifs ayant conclu des contrats à prix fixes très élevés à l'automne 2022

Selon les informations recueillies début 2022, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) évaluait à environ 5 millions le nombre de logements bénéficiant d'un chauffage collectif et ainsi non concernés par le bouclier tarifaire (logements en copropriété privée, logements sociaux).

La plupart des structures d'habitat collectif publiques ou privées ont pu bénéficier de l'aide spécifique mise en place par décret du 9 avril 2022, pour leurs consommations depuis le 1^{er} novembre 2021. L'aide unitaire correspond

à celle du bouclier tarifaire, mais, à compter du 1^{er} janvier 2023 une compensation supplémentaire est prévue pour les contrats souscrits au second semestre 2022 à des prix excédant de plus de 30 % le TRVg théorique. En effet, pour ces contrats, souvent à prix fixes et renouvelés parfois à des prix proches de 200 €/MWh à l'automne 2022, l'aide unitaire du bouclier tarifaire apporte une protection qui se réduit à mesure que les prix de gros refluent vers leurs niveaux de 2021 ; elle est même nulle depuis le mois de mai 2023. Seule la partie complémentaire de l'aide permet alors de réduire la facture, sans avoir pu toutefois ramener le prix payé à moins de 130 % du TRV « bloqué » entre mars et juin 2023, comme l'illustre le graphique suivant.

Graphique n° 10 : effets comparés du bouclier et de l'aide collective sur un contrat de copropriété renouvelé à 190 €/MWh en novembre 2022 (en €/MWh)



Source : calculs Cour des comptes

En outre, en 2023, les fournisseurs pouvaient choisir de faire bénéficier les copropriétés du bouclier tarifaire plutôt que de l'aide à l'habitat collectif. Or, si le bouclier présente l'avantage d'intervenir dès l'émission de la facture, et d'éviter les délais de répercussion de l'aide collective, il a en revanche été beaucoup moins protecteur depuis mars 2023 pour les contrats à prix élevés illustrés précédemment. La procédure

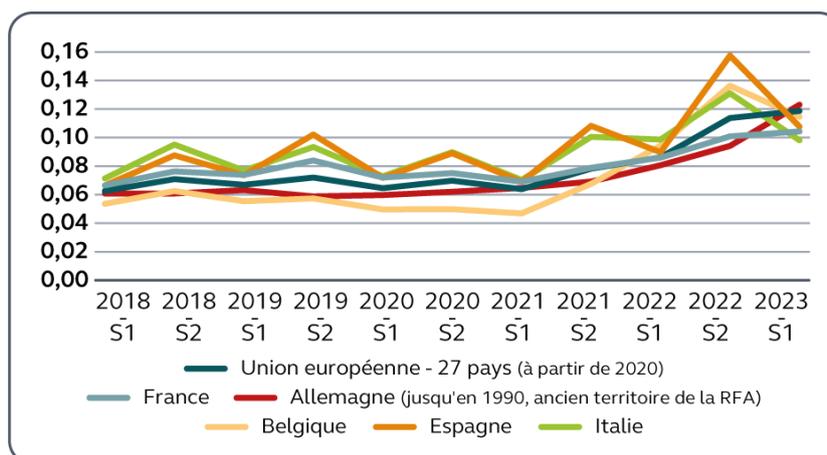
de choix entre les deux dispositifs n'a cependant pas été fixée par les textes ; il devrait normalement revenir à la copropriété de choisir, mais à défaut, c'est de fait le fournisseur qui opte soit pour une demande de bouclier auprès de la CRE, soit pour une demande d'aide collective auprès de l'ASP. Dans ce contexte, EDF a par exemple indiqué à la Cour avoir décidé de traiter l'ensemble des copropriétés *via* l'aide à l'habitat collectif, ce qui est plus protecteur pour ces dernières. Mais si d'autres fournisseurs optent par défaut pour le bouclier tarifaire, les conséquences peuvent être importantes pour les copropriétés concernées.

2 - Une hausse des prix en moyenne inférieure à celle supportée par les pays voisins

Les prix TTC payés par les ménages ont moins augmenté en 2022 en France que dans la plupart des pays européens (+46 % contre +78 % pour l'ensemble de l'UE entre le premier semestre 2021 et le second semestre 2022, dont notamment +190 % en Belgique et +128 % en Espagne), ce qui met en évidence le niveau particulièrement protecteur auquel le tarif réglementé de vente (TRV) a été gelé, en choisissant de ne plus répercuter les hausses de prix de gros à partir d'octobre 2021³⁶.

³⁶ La catégorie des clients résidentiels sur laquelle Eurostat publie les évolutions de prix ne couvre en effet que les contrats individuels, concernés donc par le bouclier tarifaire, et exclut les contrats collectifs (copropriétés, logements sociaux, etc..) qui représentent près de 30 % de la consommation finale des ménages.

Graphique n° 11 : évolution des prix TTC du gaz payés par les ménages dans l'Union européenne (en €/kWh)



Source : Cour des comptes d'après données Eurostat – pour les ménages de la tranche de consommation annuelle 20-200 GJ (soit 5,5 à 55 MWh/an)

Ce résultat a été obtenu alors que la plupart des principaux pays européens ont plutôt choisi de réduire les taxes pesant sur la consommation de gaz, en baissant à la fois le taux de TVA applicable³⁷ et les taxes spécifiques³⁸ (Allemagne, Belgique Espagne et Italie notamment).

C - Les aides à la consommation de carburant

La principale aide à la consommation de carburant concerne la « remise carburant », pour un coût total de 7,6 Md€ pour l'État. En vigueur du 1^{er} avril au 31 décembre 2022, elle a représenté jusqu'à 0,25 €/l hors TVA. Une étude du Conseil d'analyse économique (CAE) et de l'INSEE a analysé l'impact de cette aide sur la consommation des ménages en volume et en montant³⁹. Elle estime que les remises appliquées d'avril à décembre 2022 ont réduit les prix de 10,8 % en moyenne par rapport aux évolutions

³⁷ Le taux moyen de TVA appliqué dans les pays de l'UE sur la consommation de gaz des ménages a ainsi baissé de 8 points entre début 2021 et fin 2022, équivalent à une baisse de 8 €/MWh sur le prix TTC.

³⁸ Le tarif moyen des taxes spécifiques appliqués dans les pays de l'UE sur la consommation de gaz des ménages a aussi baissé de 8 €/MWh entre début 2021 et fin 2022.

³⁹ *Comment les automobilistes ajustent leur consommation de carburant aux variations de prix*, Conseil d'Analyse Économique (CAE), Focus n° 98, juillet 2023.

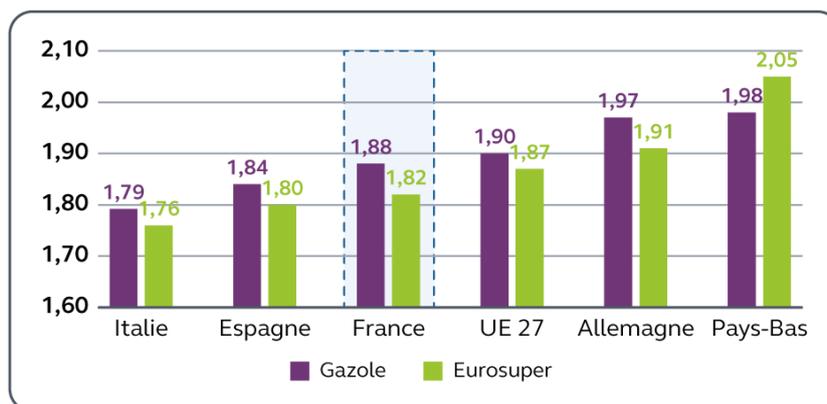
des prix du marché. Sans la remise, les dépenses de carburant de chaque ménage automobiliste auraient augmenté de 93 à 127 € en moyenne sur l'ensemble de l'année 2022, ce qui aurait représenté une hausse comprise entre 6,8 % et 9,3 % selon l'élasticité-prix de la consommation de carburant des ménages retenue⁴⁰. Cette augmentation aurait été de 127 à 160 € pour les ménages ruraux, de 107 à 133 € pour les ménages périurbains, et seulement de 57 à 79 € pour les ménages urbains.

Selon le CAE, la remise appliquée en 2022 a permis d'éviter un peu plus de la moitié de ces hausses de prix pour les automobilistes, dans une fourchette moyenne de 51 à 81 € par ménage automobiliste (soit entre 3,7 % et 5,9 % de la facture annuelle moyenne). Pour le quart des ménages les plus aisés, qui consomment en moyenne davantage de carburant, mais dont cette dépense représente une part plus faible de leur revenu, cet allègement a été de 64 à 115 € (soit entre 0,09 % et 0,17 % de leurs revenus, pour une facture annuelle moyenne d'environ 2000 €). Pour le quart des ménages plus modestes, cet allègement a représenté de 29 à 48 € (soit entre 0,26 % et 0,42 % des revenus, pour une facture annuelle moyenne d'un peu moins de 1 000 €).

Enfin, l'évolution des prix des carburants s'est avérée plus favorable en France que dans la moyenne de l'Union Européenne. Entre le 1^{er} avril et le 11 novembre 2022, elle a été de -5 % pour le gazole et -8 % pour l'essence, contre +2 % pour le gazole et -3 % pour l'essence au niveau européen.

⁴⁰ Le CAE estime l'élasticité-prix moyenne de la consommation de carburant des ménages à entre -0,40 et -0,21 : quand les prix augmentent de 1 %, cette consommation diminue à court terme en moyenne de 0,21 % à 0,40 %.

Graphique n° 12 : prix moyens européens hebdomadaires des carburants du 01/04/22 au 11/11/22



Source : DGEC

Outre la remise carburant, trois dispositifs ponctuels peuvent être mentionnés. Premièrement, en 2023, une « indemnité carburant » de 100 € a été proposée aux personnes utilisant un véhicule à des fins professionnelles, sous condition de revenu, et une nouvelle indemnité est prévue pour 2024, activable en fonction des prix à la pompe. Deuxièmement, deux revalorisations du barème des frais kilométriques ont été accordées aux contribuables bénéficiaires qui utilisent ce barème pour déduire de leur rémunération imposable les frais réels liés à l'utilisation à des fins professionnelles de leur véhicule. Le manque à gagner pour l'État a été de 400 M€ pour 2022 et devrait être d'environ 600 M€ en 2023 par rapport à 2021. Troisièmement, les agents de l'État qui utilisent leur véhicule personnel pour les besoins du service ont bénéficié en 2022 d'une revalorisation de 10 % de leur indemnité kilométrique, pour un coût de 5 M€ pour l'État.

D - Les chèques énergie exceptionnels

Quatre chèques exceptionnels se sont ajoutés aux chèques énergie annuels entre 2021 et 2023, avec des ciblage différents en termes de dépenses couvertes et de population éligible. Tout d'abord, en décembre 2021, un chèque énergie exceptionnel de 100 € a été envoyé aux 5,8 millions de ménages déjà bénéficiaires du chèques énergie, soit les deux premiers déciles de revenu, en utilisant le critère habituel du chèque (revenu fiscal de référence par unité de consommation).

Ensuite, entre décembre 2022 et février 2023, un chèque énergie exceptionnel a été distribué pour accompagner la hausse de 15 % des tarifs réglementés de gaz et d'électricité. Pour les ménages déjà bénéficiaires du chèque « classique » en 2022, son montant était de 200 € et le bénéfice du chèque a été élargi aux troisième et quatrième déciles, pour un montant unitaire de 100 €. L'ensemble du public visé représente 12 millions de ménages.

Enfin, un chèque a été mis en place pour les cinq premiers déciles des ménages chauffés au fioul, soit 1,6 million de ménages. Un chèque a été prévu pour les sept premiers déciles des ménages chauffés au bois, soit 2,6 millions de ménages. Son montant était de 50, 100 ou 200 €, en fonction des revenus, de la composition du ménage, et du type de combustible bois utilisé.

Le montant prévisionnel cumulé de ces chèques exceptionnels était de 2,86 Md€. Pour limiter les surcoûts, il avait été envisagé de supprimer le bénéfice des « protections associées »⁴¹, qui représentent plusieurs dizaines de millions d'euros de dépenses pour l'État. Mais cela s'est avéré trop complexe à mettre en œuvre pour les fournisseurs en termes de systèmes d'information et de logistique. Seul l'accès aux données de consommation (la protection associée la plus coûteuse) a donc été supprimée. Par ailleurs, la « notice éco-geste » accompagnant le chèque a été supprimée, conformément à la recommandation de la Cour dans son rapport sur le chèque énergie de février 2022. En revanche, la recommandation de supprimer le chèque travaux n'a pas été suivie alors qu'il est très peu utilisé et contribue, tout comme la notice éco-geste, à compliquer inutilement le dispositif, comme l'avait remarqué la Cour.

⁴¹ Gratuité de la mise en service et de l'enregistrement des contrats d'électricité et de gaz naturel, abattement de 80% sur la facturation d'un déplacement en raison d'une interruption de fourniture découlant d'un impayé, accès aux données de facturation (en temps réel pour l'électricité), etc.

Les taux d'usage de ces chèques exceptionnels tournent autour de 80 %. Pour le chèque exceptionnel 2021, utilisable jusqu'au 31 mars 2023, le taux d'utilisation était de 81 % fin novembre 2023. Pour celui de 2022, utilisable jusqu'au 31 mars 2024, il était de 78 % fin novembre 2023. Pour les chèques « fioul » et « bois » (tous deux utilisables jusqu'au 31 mars 2024), les périodes pendant lesquelles ils pouvaient être demandés ont dû être allongées d'un mois en raison du faible nombre de requêtes, et leurs taux d'usage sont respectivement de 81,6 % et 80,6 % fin novembre 2023.

Le problème de ciblage identifié par la Cour dans son rapport de 2022⁴² ne se retrouve pas avec les chèques exceptionnels, dont l'objectif n'est pas de lutter contre la précarité énergétique mais d'aider des publics plus larges à faire face à la hausse des prix de l'énergie. En revanche, les deux principaux chèques exceptionnels conservent les caractéristiques décrites par la Cour : des dispositifs fortement dégressifs par rapport au revenu des ménages et à leur composition, des aides affectées, et des mesures neutres en termes de concurrence entre énergies. Aucun des trois *scenarii* suggérés par la Cour pour rendre le chèque plus cohérent⁴³ n'a été approfondi à l'occasion de l'émission des chèques exceptionnels.

E - Des mesures progressives par rapport aux revenus malgré leur faible ciblage

D'après les travaux récents du Commissariat général au développement durable (CGDD)⁴⁴, l'ensemble des mesures exceptionnelles visant à protéger les ménages des hausses des prix de l'énergie a permis en 2022 de limiter pratiquement de moitié l'augmentation de la facture moyenne et la hausse du taux d'effort énergétique⁴⁵.

⁴² La Cour avait fait le constat suivant : la moitié des ménages qui bénéficient du chèque ne sont pas en situation de précarité énergétique, mais un quart de ceux qui le sont ne le reçoivent pas. <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2022-02/20220224-rapport-cheque-energie.pdf>

⁴³ i) Transformer le dispositif en un instrument de politique sociale en rendant l'aide libre d'emploi par ses bénéficiaires ; ii) rendre le dispositif plus cohérent avec la politique climatique ; iii) recentrer l'aide sur les ménages en situation de précarité énergétique.

⁴⁴ *THEMA Essentiel*, septembre 2023.

⁴⁵ Soit le ratio entre la facture énergétique TTC et les revenus du ménage.

**Tableau n° 1 : effet des mesures sur la facture et le taux d'effort
énergétique moyens**

	Hausse 2022 de la facture énergétique moyenne TTC	Hausse 2022 du taux d'effort énergétique moyen
<i>Scénario sans mesures</i>	+ 1 190 € (+ 41 %)	+ 2,8 pts
<i>Scénario avec mesures</i>	+ 680 € (+ 24 %)	+ 1,6 pts

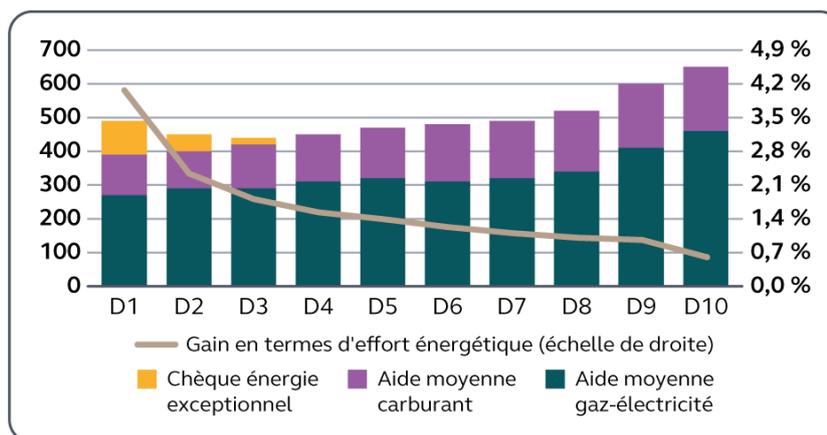
Source : Commissariat général au développement durable (CGDD). Ces estimations sont faites à volume de consommation 2019, sans tenir compte des baisses de consommation enregistrées en 2022. En ce qui concerne le prix du gaz, elles sont fondées sur les TRVg, sans tenir compte de la proportion de contrats à prix fixes ni de la situation spécifique des ménages en habitat collectif (copropriétés ou logements sociaux).

L'Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE) parvient à un ordre de grandeur comparable⁴⁶ : pour lui, sans le bouclier tarifaire et la remise à la pompe, la perte de pouvoir d'achat immédiate aurait été de l'ordre de 1 310 € par ménage en 2022.

Selon le CGDD, en valeur absolue, le soutien apporté par les mesures est plus important pour les ménages les plus aisés. En effet, à l'exception des chèques énergie exceptionnels, le soutien est proportionnel au volume de consommation, qui augmente avec les revenus. En revanche, les ménages les plus modestes bénéficient, grâce aux mesures, d'un soutien plus important rapporté aux revenus, et donc d'une baisse plus importante de leur taux d'effort énergétique, car ce dernier est structurellement plus élevé au sein des premiers déciles de revenus. Cet effet est renforcé par le recours aux chèques énergies, qui ciblent essentiellement les deux premiers déciles de revenu.

⁴⁶ Pierre Madec, Mathieu Plane, Raul Sampognaro. *Une analyse des mesures budgétaires et du pouvoir d'achat en France en 2022 et 2023*, OFCE Policy brief, n° 112, 22 février 2023.

Graphique n° 13 : comparaison des montants de soutien, en valeur absolue et rapportés au revenu, selon les ménages classés par déciles de revenus



Source : Cour des comptes d'après travaux du CGDD

Pour les ménages du premier décile de revenus, qui avaient une facture énergétique moyenne de 2 230 € en 2019, les aides, qui s'élèvent au total à 490 € en 2022, permettent de limiter la facture 2022 à 2 680 € (+ 20 % malgré tout). Pour les ménages du dernier décile, la facture 2022 passe à 4 730 € (+ 25 %) après aide de 650 €.

II - Une protection plus ciblée des entreprises et des collectivités que celle des ménages

Les clients autres que les ménages ont bénéficié de mesures exceptionnelles de protection pour l'essentiel ciblées en fonction de leur capacité à supporter ou à absorber les hausses de prix. Une bonne partie de ces mesures, générales ou sectorielles, n'a pas visé à réduire la hausse des prix payés mais à en atténuer les conséquences sur la compétitivité ou la situation financière des entreprises ou sur l'équilibre financier des organismes et collectivités visés.

A - Des mesures ciblées qui atténuent la forte hausse moyenne des prix de l'électricité payés en 2023

L'enquête de l'Insee sur l'impact prévisionnel des hausses de prix de l'électricité sur les entreprises en 2023 montre que l'évolution des prix de l'électricité payés par les clients professionnels a été relativement contenue en 2022, avec une hausse moyenne de + 21 %, plus prononcée

toutefois pour les secteurs marchands de l'agriculture et de l'industrie (+ 30 %). Ces évolutions sont corroborées par les données agrégées au format Eurostat qui affichent une progression moyenne de 24,5 % (+ 26 €/MWh) pour les prix hors TVA payés par les entreprises.

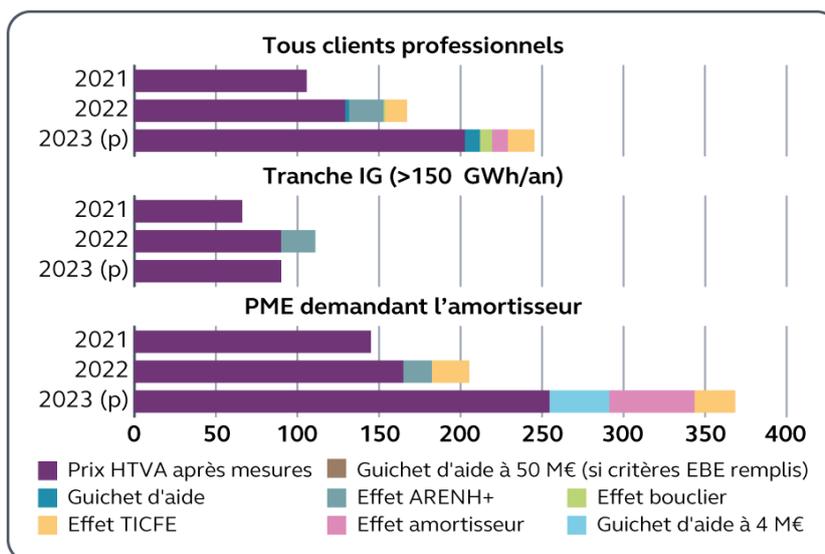
Les mesures générales de baisse de taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) et de déplafonnement partiel de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ont ensemble permis de réduire de près de 35 €/MWh le prix moyen payé par les entreprises, tandis que l'effet du bouclier tarifaire électricité, qui concerne moins de 7 % de la consommation électrique des clients professionnels, est presque négligeable sur ce prix moyen, bien qu'il ait permis de réduire de 15 €/MWh supplémentaire les prix des entreprises concernées. Au total, sans mesures exceptionnelles, les prix de l'électricité payés par les entreprises en 2022 auraient augmenté de près de 60 %.

Selon l'étude précitée de l'Insee, les prix moyens de l'électricité payés par les entreprises auraient pu progresser en moyenne de 84 % entre 2022 et 2023, hors effet de l'amortisseur électricité et de l'aide aux TPE. Sur la base des données d'Eurostat pour le premier semestre 2023, ils atteindraient déjà 222 €/MWh hors TVA (+90 €/MWh), en tenant compte de l'effet moyen de la TICFE (-16 €/MWh)⁴⁷ et du bouclier tarifaire (- 9 €/MWh). Dans ce contexte, les mesures exceptionnelles 2023 permettraient d'apporter un surcroît de protection ciblé sur les PME et les TPE connaissant les plus fortes hausses de prix. Ainsi, sur l'ensemble des demandes d'amortisseur électrique présentées à la CRE pour 2023, ce dispositif permettrait de réduire en moyenne de 59 €/MWh un prix moyen HT et hors acheminement de 293 €/MWh.

La principale autre mesure, à savoir le guichet d'aide au paiement des factures, cible quant à elles les entreprises selon le poids de leurs dépenses d'énergie dans leur chiffre d'affaires (cf. annexe n°17). Il pourrait neutraliser jusqu'à plus de 70 % des hausses de prix résiduelles supportées par certaines entreprises en 2023. Sur la base des prévisions de coûts du dispositif pour 2023, actualisées fin août 2023 par la direction générale des entreprises (DGE), il pourrait ainsi compenser globalement 9 €/MWh de hausse du prix moyen payé par l'ensemble des entreprises.

⁴⁷ L'abaissement de la TICFE à son niveau plancher de 0,5 €/MWh pour les professionnels, du fait des taux réduits qui s'appliquaient à certains, et notamment aux entreprises électro-intensives (EI), représente une baisse de prix en général plus faible que pour les ménages : moins de 7 €/MWh par exemple pour les EI.

Graphique n° 14 : évolution des prix HTVA payés en France par les clients professionnels (en €/MWh)



Note de lecture : l'effet des mesures est indiqué en moyenne pour la catégorie de clients professionnels : ainsi l'effet de l'amortisseur est en moyenne une baisse de 52 €/MWh pour les PME ou assimilés ayant présenté une demande à ce titre ; sur l'ensemble des clients professionnels, y compris donc ceux qui n'y sont pas éligibles, l'effet de l'amortisseur est dilué et équivaut à une baisse de 10 €/MWh. Le guichet d'aide ne joue pas sur le prix payé, mais il est présenté ici en « équivalent » baisse de prix ; pour l'ensemble des clients professionnels, il correspond au coût global estimé de la mesure, rapporté aux volumes consommés ; pour les entreprises « électrivores » (tranche IG) et les PME, l'impact illustratif correspond à l'aide maximale accordable en fonction des hausses de prix supportées, en supposant que tous les critères d'EBE sont respectés et n'induisent pas de plafonnement de l'aide.

Source : Cour des comptes d'après données Eurostat, CRE, DGE et Insee

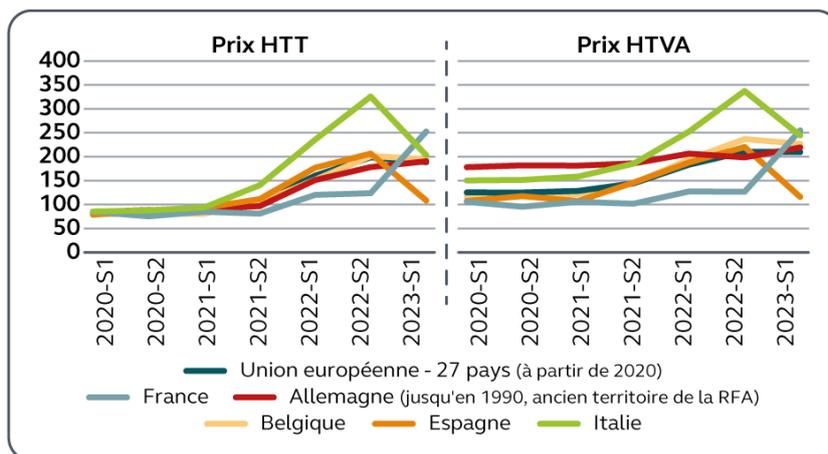
Enfin, du fait de l'augmentation du prix des quotas de CO₂, en partie responsable de la hausse des prix de gros de l'électricité (cf. *supra*), les entreprises électro-intensives soumises à un risque de fuite de carbone voient augmenter le montant des « compensations carbone » qui leur sont versées par l'État⁴⁸. L'aide versée à ce titre, qui dépend directement du prix des quotas carbone, devrait en effet quasiment doubler en masse financière entre 2021 et 2023, passant de 391 M€ à plus de 700 M€ (pour un prix de quotas carbone de 54 €/t). L'aide qui sera octroyée en 2024 au titre de 2023

⁴⁸ Dispositif d'aide mis en place en 2016, codifié à l'article L.122-8 du code de l'énergie. Pour la période en cours, cette compensation est prévue par les lignes directrices européennes du 21 septembre 2020 en matière d'aides d'État. Son dispositif a été notifié à la Commission européenne, qui l'a approuvé le 1^{er} décembre 2022.

pourrait même dépasser 1 Md€, sur la base d'un prix de quota de carbone supérieur à 80 €/t⁴⁹. Rapporté aux consommations électriques, pour les entreprises concernées, ce soutien passerait ainsi de près de 9 €/MWh au titre de 2021, à 18 €/MWh puis potentiellement 32 €/MWh au titre de 2022 puis de 2023. Il est par ailleurs pris en compte pour l'éligibilité et le calcul de l'aide au paiement des factures d'énergie précitées.

Au final, sur 2022, si le prix hors TVA payé en moyenne par les clients professionnels est resté le plus faible parmi nos principaux voisins européens en 2022, ce n'est plus le cas en 2023.

Graphique n° 15 : évolutions des prix de l'électricité payés par les clients professionnels dans différents pays européens (en €/MWh)



Source : Cour des comptes d'après données Eurostat – pour les sites non résidentiels de la tranche de consommation annuelle 500-2000 MWh/an

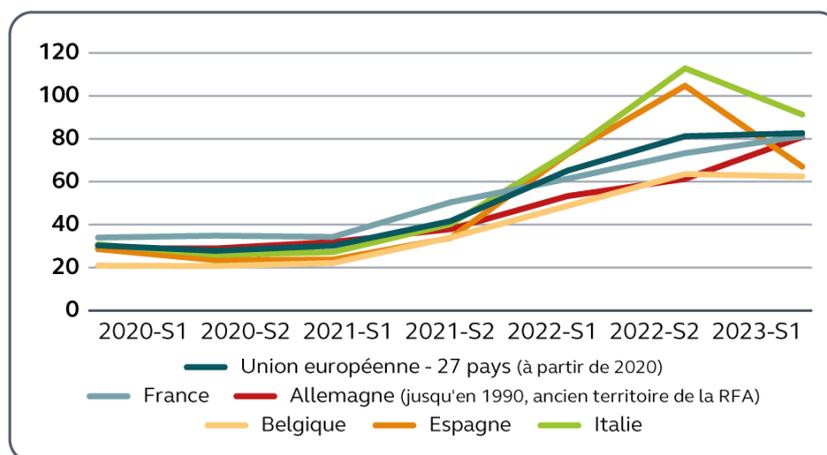
La forte hausse des prix en France en 2023 traduit avec décalage les niveaux inédits des prix à terme enregistrés en 2022, tandis que les prix de détail en Espagne et en Italie, plus fortement liés aux évolutions des prix *spot*, enregistrent dès 2023 les baisses intervenues sur les marchés de gros début 2023. Les prix allemands voient quant à eux leur progression freinée depuis 2022 par la suppression de la taxe spécifique finançant le soutien aux énergies renouvelables (-65 €/MWh). Dans ces conditions, au premier semestre 2023, les prix hors TVA français sont passés en moyenne, et de façon inédite, au-dessus de ceux de nos principaux partenaires européens.

⁴⁹ L'avance au titre des coûts supportés en 2023 est faite sur la base d'un prix de 84,54 €/t fixé par arrêté du 28 décembre 2022.

B - Une absence de mesures spécifiques sur le prix du gaz

Parallèlement, les prix du gaz payés par les clients professionnels ont plus que doublé entre début 2021 et fin 2022, selon les données d'Eurostat, en l'absence de mesures spécifiques de limitation des hausses de prix pour les entreprises. Les prix payés par les entreprises en France ont ainsi évolué dans une proportion identique aux prix en Allemagne, mais moins qu'en Espagne et en Italie, où les prix HT ont quintuplé entre début 2021 et fin 2022, avant de nettement refluer en 2023.

Graphique n° 16 : évolutions des prix du gaz HTVA payés par les clients professionnels dans différents pays européens (en €/MWh)



Source : Cour des comptes d'après données Eurostat – pour les sites non résidentiels de la tranche de consommation annuelle 10-100 TJ/an

Au-delà des prix supportés, les mesures d'aides directes mises en place en application de l'encadrement temporaire de crise adopté par la Commission européenne, ont aussi eu pour vocation de protéger les entreprises touchées par la hausse des prix de l'énergie, gaz et électricité confondus. À cet égard, et même si le guichet d'aide au paiement a finalement été très peu sollicité en 2022, selon les travaux de comparaisons réalisés en février 2023 par la DGE, ce dispositif de soutien a été plus généreusement calibré en France qu'en Allemagne, pour la majorité des cas. Pour 20 % des entreprises (surtout les plus énérgo-intensives), l'aide apportée en France serait supérieure en moyenne de 80 % à celle apportée en Allemagne, et équivalente pour 80 % de ces entreprises. Ceci résulte en partie du fait que l'aide en Allemagne n'est pas déclenchée à partir d'un taux minimal d'augmentation des prix mais au-delà de seuils de prix fixés

particulièrement hauts pour l'électricité (130 €/MWh pour les gros consommateurs) par rapport aux prix supportés par les clients français avant crise. Par ailleurs, selon la DGE, les aides allemandes sont conditionnées à des politiques restrictives de versement de bonus ou de dividendes aux dirigeants et aux actionnaires des entreprises bénéficiaires.

Enfin, au-delà des dispositifs publics de soutien aux entreprises, ces dernières, interrogées fin février 2023 par l'Insee, ont été près de 50 % à déclarer avoir augmenté leurs prix de vente en 2022 et plus de 35 % à avoir comprimé leurs marges pour faire face à la hausse des prix de l'énergie. Une étude plus récente de l'Insee⁵⁰ sur un échantillon d'entreprises, estime même que l'intégralité de la hausse des prix des consommations d'énergie entre début 2021 et juin 2022 aurait été répercutée sur les prix de vente. En revanche, moins de 5 % déclarent avoir réduit leur activité, mais cette proportion atteint 8 % pour les entreprises les plus énérgo-intensives (dépenses de gaz et d'électricité supérieures à 3 % du chiffre d'affaires), et même 12 à 14 % pour les secteurs de la chimie, de la métallurgie et du papier. Près de 45 % ont par ailleurs adapté leurs méthodes de production et plus de 30 % ont engagé des investissements.

C - Des mesures sectorielles

Les entreprises ont bénéficié de façon généralisée, au même titre que les ménages, de la remise carburant mise en place à partir d'avril 2022. Mais de nombreux dispositifs d'aides complémentaires ont été instaurés pour les aider à faire face à la hausse de leurs dépenses d'énergie, dans les secteurs où il a été estimé que ces dépenses représentaient une part particulièrement élevée.

Le secteur des travaux publics et agricoles a bénéficié d'un nouveau report de la suppression de l'avantage fiscal en faveur du gazole dit « non routier » (GNR). Déjà reportée plusieurs fois depuis 2018, cette suppression devait entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2023. Or, cet avantage a été maintenu durant l'année 2023 : le tarif de TICPE pour le GNR est resté à au plus 18,82 €/MWh au lieu de 59,40 €/MWh. Cet avantage représente environ 900 M€ par an. L'article 94 de la loi de finances pour 2024 prévoit la révision cette niche fiscale, avec une suppression progressive entre 2024 et 2030 (complète pour le secteur des travaux publics, et partielle pour le secteur agricole sur la même période).

⁵⁰ *La transmission directe des coûts des intrants importés et de l'énergie aux prix de production : un impact très variable d'une entreprise à l'autre*, Insee Analyse n° 84 de mai 2023.

Les PME du secteur des travaux publics ont aussi bénéficié d'une aide pour leurs dépenses de carburant, égale à 0,125 % du chiffre d'affaires annuel 2021 qui pouvait être demandée jusqu'au 30 juin 2022. Elle a représenté un coût de 16 M€. En outre, des mesures non financières ont été mises en œuvre pour les PME de ce secteur : prise en compte des conséquences de la crise dans le cadre des marchés publics, accélération de la publication des index du BTP, réactivation des cellules de crise.

Une aide a été versée aux entreprises des secteurs du transport public routier et du négoce d'animaux vivants. Les entreprises pouvaient la demander avant le 31 mai 2022 si le poste carburant constituait plus de 25 % de leurs coûts d'exploitation. Son montant était calculé en fonction du nombre et de la catégorie des véhicules exploités. Fin juin 2023, environ 350 M€ avaient été versés à 23 536 entreprises (sur une enveloppe de 400 M€).

Une aide au fret ferroviaire a été accordée pour 26 M€ en loi de finances rectificative pour 2022, consistant en une baisse des redevances acquittées à SNCF Réseau et entièrement compensée par l'État. Par ailleurs, à la demande du gouvernement, SNCF Réseau a autorisé les opérateurs de fret ferroviaire à résilier leur contrat à partir du 1^{er} juin 2023 pour souscrire à des offres de marché plus attractives pour le reste de l'année en cours.

Une aide a été octroyée aux entreprises de pêche qui en faisaient la demande, pour une enveloppe initiale de 45 M€. Destinée à soutenir la consommation de carburant professionnel des navires, elle était calibrée en fonction des volumes achetés sur différentes phases des années 2022 et 2023.

L'aide la plus modeste de cet arsenal est celle s'adressant aux entreprises de conchyliculture. Elle était dotée d'une enveloppe de 2,5 M€, mais seules 53 entreprises l'ont demandée, pour un montant total versé de 80 000 €. Ce faible succès est vraisemblablement lié à la complexité de cette aide destinée à compenser, pour 30 % de leur montant, les surcoûts de plus de 50 % observés du 1^{er} mars au 30 septembre 2022 sur au moins un des postes de dépenses suivants : carburant, gaz, électricité, emballages.

D - Le soutien au financement du besoin en fonds de roulement des entreprises

Plusieurs mesures de soutien au financement du besoin en fonds de roulement (BFR) des entreprises figuraient dans le cadre du plan de résilience le 16 mars 2022.

La principale est le prêt garanti par l'État (PGE) « Résilience », ouvert aux entreprises françaises ayant un besoin significatif de trésorerie en raison du conflit en Ukraine : hausse des prix de l'énergie et des matières premières, mais aussi difficultés d'approvisionnement ou encore rupture de certains débouchés commerciaux. Rendu disponible à partir du 8 avril 2022, il a été prolongé deux fois jusqu'au 31 décembre 2023. Il s'inspire très largement du PGE instauré en réponse à la crise sanitaire. Seule différence par rapport à ce dernier : le montant maximum du PGE Résilience est égal à 15 % du chiffre d'affaires annuel moyen réalisé sur les trois derniers exercices comptables clos, contre 25 % du chiffre d'affaires 2019, ou deux années de masse salariale, pour le PGE Covid

Depuis le 30 juin 2022, des PGE Résilience ont été accordés à 2 523 entreprises, pour un encours cumulé de 1,4 Md€⁵¹. À titre de comparaison, le PGE Covid a permis de soutenir environ 700 000 entreprises à hauteur de près de 140 Md€, pour un coût pour l'État prévu pour rester inférieur à 3 Md€. À court terme, les PGE créent un gain budgétaire pour les finances publiques, grâce à la prime versée à l'État par les banques à titre de rétribution de sa garantie ; à moyen terme, le coût pour l'État de ce type de dispositif dépend du taux de défaillance des entreprises dans le remboursement de leurs prêts⁵².

Les autres mesures de soutien au financement du besoin en fonds de roulement sont plus ponctuelles : ouverture du prêt « croissance industrie » aux entreprises du BTP, ré-abondement du prêt « croissance relance », extension des prêts bonifiés de l'État jusqu'à la fin de l'année 2022, prolongation des possibilités de recours à l'activité partielle de longues durées (APLD), et facilitation du recours au report ou aux facilités de paiement des obligations sociales et fiscales (cf. annexe n°17). Toutefois, une partie de ces mesures concerne aussi les situations où l'activité des entreprises est impactée directement par le conflit en Ukraine, indépendamment des problèmes de coûts de l'énergie.

⁵¹ Source : Note d'exécution budgétaire de la Mission « Engagements financiers de l'État », Cour des comptes, avril 2023.

⁵² Les prêts garantis par l'État - Une réponse efficace à la crise, un suivi nécessaire, Cour des comptes, juillet 2022.

E - Les aides à certaines administrations publiques

Des aides ont aussi été mises en place pour deux types d'administrations publiques : les opérateurs du ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche, et les collectivités locales.

Une aide de 275 M€ a été prévue pour les opérateurs du ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche⁵³. Chaque établissement avait vocation à être accompagné en fonction de sa situation : surcoûts constatés, poids des dépenses d'énergie dans les budgets de fonctionnement, réserves financières mobilisables. En 2022, seuls 100 M€ ont été versés aux établissements du programme 150 - Formations supérieures et recherche universitaire. Le solde (175 M€) était prévu pour être versé en 2023⁵⁴.

S'agissant de cette aide aux établissements de l'enseignement supérieur et de la recherche, la Cour a déjà eu l'occasion de signaler un risque de ciblage insuffisant. Dans son analyse de l'exécution budgétaire 2022⁵⁵, elle a constaté que la répartition des 100 M€ aux établissements relevant du programme 150 avait été déterminée au regard des seules dépenses énergétiques constatées aux comptes financiers 2021, sans tenir compte de leur situation financière. Or cette dernière est relativement bonne et ces opérateurs avaient d'ailleurs prévu, pour répondre à l'inflation des prix de l'énergie et à la hausse du point d'indice, des prélèvements importants sur leurs réserves financières en 2022. La Cour a ainsi estimé que si les états financiers définitifs venaient confirmer cette bonne situation financière, « *cela conduirait à questionner la pertinence de la décision de mettre en place un fonds de compensation énergétique dès 2022* ». Le ministère a indiqué que le versement des crédits en 2023 serait effectué de manière plus ciblée, en prenant en compte les surcoûts réellement constatés, les projections de dépenses et la situation financière des opérateurs (début septembre 2023, aucun versement n'avait eu lieu).

Par ailleurs, deux « filets de sécurité » ont été organisés pour les collectivités locales. Le « filet » pour 2022 était réservé aux communes et à leurs groupements et a été doté d'une enveloppe de 430 M€. Celui pour 2023 a été élargi aux départements et aux régions en 2023, pour une enveloppe de 1,5 Md€. Dans les deux cas, l'aide est distribuée automatiquement mais peut faire l'objet d'une demande d'acompte, et ses critères d'éligibilité sont liés notamment à la situation financière des

⁵³ Les 223 opérateurs de la mission Recherche et Enseignement supérieur représentent plus de la moitié des 438 opérateurs de l'État.

⁵⁴ Selon la décomposition suivante : 100 M€ aux établissements du même programme, 55 M€ à ceux du programme 172 - Recherches scientifiques et technologiques pluridisciplinaires, et 20 M€ au CNOUS.

⁵⁵ Analyse de l'exécution budgétaire 2022, mission « Recherche et Enseignement supérieur », Cour des comptes, avril 2023.

collectivités et au poids de leurs dépenses d'énergie. En 2022, 11 000 collectivités ont été identifiées comme bénéficiaires et 4 178 ont bénéficié d'un acompte pour un montant total de 106 M€ ; d'après les prévisions, le coût total de ce volet 2022 sera d'environ 400 M€.

III - Les bénéfices macro-économiques du soutien

Les hausses des prix de gros de l'énergie ont eu en elles-mêmes des impacts macro-économiques très importants. La direction générale du Trésor chiffre ainsi à 71 Md€ l'augmentation de la facture énergétique de la France⁵⁶ entre 2021 et 2022 sous l'effet des prix du gaz et du pétrole et d'un solde des échanges en électricité devenu négatif⁵⁷. Sans mesures de limitation des prix (cf. *infra*), l'inflation aurait dépassé 7% en moyenne annuelle en 2022, contre 1,6 % en 2021. L'OFCE a estimé de son côté que le seul choc énergétique a induit une perte de croissance de 1,6 point de PIB en 2022, avant effet des mesures de soutien.

Les effets macro-économiques propres des mesures exceptionnelles adoptées en France ont fait l'objet de plusieurs études, qui se focalisent sur les principales d'entre elles, essentiellement le bouclier tarifaire, pour en mesurer l'impact sur la croissance et sur l'inflation, avec un bilan globalement positif mais dans des proportions variables selon les auteurs et sans prise en compte explicite du coût non internalisé des externalités environnementales négatives associés aux consommations d'énergie fossile.

D'après le Centre pour la recherche économique et ses applications (CEPREMAP)⁵⁸, le bouclier tarifaire aurait permis un gain de croissance de 1,74 point en 2022, par rapport à une absence de bouclier. Mais cette étude s'appuie sur les projections du projet de lois de finances pour 2023 présenté en septembre 2022, avec des coûts budgétaires calculés lorsque les prix *spot* du gaz étaient au plus haut, et donc sans prendre en compte le reflux observé par la suite. Sur la base d'une simulation plus récente, le CAE⁵⁹ estime que l'introduction d'un bouclier permet une légère

⁵⁶ C'est-à-dire la balance commerciale relative aux produits énergétiques : gaz, électricité, pétrole et carburant pour l'essentiel.

⁵⁷ *Rapport du commerce extérieur de la France*, 2023.

⁵⁸ *Soutien à l'économie, maîtrise des finances publiques et lutte contre les inégalités : le bouclier tarifaire est-il un bon instrument ?*, communication de l'Observatoire Macroéconomie du CEPREMAP à la Conférence-débat : « Quels enjeux budgétaires face à la crise énergétique ? » co-organisée par l'IPP et le CEPREMAP, 17 novembre 2022.

⁵⁹ *Les effets macroéconomiques du bouclier tarifaire : une évaluation à l'aide du modèle ThreeME*, Conseil d'Analyse Économique (CAE), *Focus* n° 97, juillet 2023.

augmentation du PIB réel de 0,24 % en 2022⁶⁰ et de 0,51 % en 2023, principalement due à une consommation des ménages supérieure de 1,1 % en 2023 à ce qu'elle serait sans bouclier.

La direction générale du Trésor⁶¹ évalue que le bouclier tarifaire sur le gaz et l'électricité et la « remise carburant » ont ensemble limité directement la hausse de l'indice des prix à la consommation de plus de deux points en moyenne annuelle en 2022. Selon les estimations de l'INSEE, l'inflation aura finalement atteint 5,2 % en France sur l'ensemble de l'année 2022, soit 3,3 points de moins que la moyenne de l'Union européenne, ou encore 2,8 points de moins qu'en Allemagne. Le CAE a calculé que le bouclier tarifaire permettrait de diminuer encore l'inflation de 0,68 point de pourcentage en 2023⁶².

IV - Un soutien public très coûteux

Le caractère peu ciblé des soutiens aux ménages et la portée générale de certains dispositifs se traduisent par un coût budgétaire significatif pour l'État, sur la période 2021-2024, sous forme de dépenses comme de moindres recettes fiscales. Ce besoin de financement n'est en outre que partiellement atténué par des recettes nouvelles tirées spontanément, par différents canaux, des hausses de prix de l'électricité ou engendrées par des mesures de financement *ad hoc*.

A - Un coût massif pour l'État

Selon les chiffrages disponibles à date, le coût pour l'État des diverses mesures adoptées depuis l'automne 2021, y compris celles prévues par la loi de finances pour 2024⁶³, représenterait un total de près de 72 Md€ au titre des années 2021 à 2024, concentré sur 2022 (24,1 Md€) et 2023 (37,6 Md€). Le détail par mesure figure à l'annexe n°4. Ces coûts, millésimés en fonction de l'année de consommation des volumes d'énergie concernés, ne correspondent pas annuellement aux dépenses ou moindres recettes budgétaires constatées par l'État. La plupart des dispositifs donnent en effet lieu à dépense budgétaire sur la base d'éléments

⁶⁰ Selon l'Insee, la croissance du PIB aura été au total de 2,5 % en 2022 (Insee Première n°1950 mai 2023).

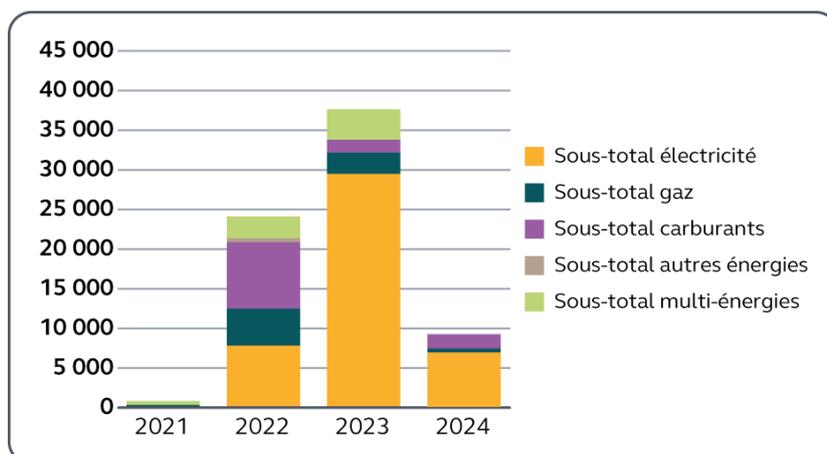
⁶¹ *Rapport économique, social et financier*, annexe au PLF 2024 (encadré 1 page 9).

⁶² Selon l'Insee, l'inflation atteint encore 4,8 % en glissement annuel au mois d'août 2023.

⁶³ Soit la prolongation en 2024 de la baisse des tarifs de TICFE (pour au maximum 7,8 Md€) et du bouclier tarifaire électricité dans son principe, de l'amortisseur électricité et du financement des aides à l'habitat collectif (pour respectivement 800 et 500 M€ selon le RESF annexé au PLF 2024) et d'une nouvelle indemnité carburant.

déclaratifs recueillis et traités *a posteriori* ; aussi la traduction budgétaire des mesures est-elle une détérioration globale du solde budgétaire de l'État de plus de 17 Md€ sur l'exercice 2022, et qui pourrait atteindre plus de 41 Md€ sur l'exercice 2023 (cf. annexe n°5).

Graphique n° 17 : chiffrage provisoire du coût* pour l'État des mesures de soutien (en M€)



* coût millésimé selon l'année de consommation des volumes aidés ou d'octroi des chèques
 Source : Cour des comptes d'après données DGEC, CRE, DGE, DLF et documents budgétaires

La majorité du coût concerne les dispositifs visant à réduire les prix de l'électricité, pour un total de 44,2 Md€, dont 29,5 Md€ au titre de 2023. Ce montant exclut toute prise en compte de l'ARENH+, qui a représenté en 2022 pour EDF une perte évaluée à 8,1 Md€ par l'entreprise.

Ces chiffrages sont encore entachés d'incertitudes. Tout d'abord, le coût 2024 du bouclier tarifaire reste évidemment prévisionnel. Dans sa partie fiscale, il correspond à l'effet qu'aura la majoration de l'accise sur l'électricité (ex-TICFE) sur les différents assujettis tandis que sa partie purement budgétaire représentera un coût nul.

Par ailleurs, l'estimation du coût du bouclier électrique 2023 et de l'amortisseur électricité dépend de la qualité des déclarations de prévisions de pertes 2023 réalisées par les fournisseurs, ainsi que des résultats définitifs des contrôles que la CRE effectuera pour vérifier le respect des différentes contraintes prévues par la loi : de premiers retraitements à la baisse ont été opérés par la CRE sur les déclarations des fournisseurs pour l'évaluation de juillet 2023 (cf. *supra*) mais le contrôle sur la base des coûts réels d'approvisionnement n'est pas encore achevé.

En outre, la CRE n'inclut pas dans son estimation du coût du bouclier tarifaire électricité l'impact budgétaire du « blocage » des TRV dans les zones non interconnectées (ZNI) : cet impact est inclus de fait, mais non identifié, dans les charges de service public de l'énergie au titre des ZNI (compensation des surcoûts de production et des obligations d'achat) qui auraient été plus faibles en l'absence de bouclier : il pourrait s'élever à près d'1,3 Md€ au titre de 2023⁶⁴. À l'inverse, l'impact de la hausse de 10 % du TRV à partir du 1^{er} août 2023 n'a pas été intégré par la CRE dans son évaluation du coût du bouclier tarifaire de juillet 2023 reprise par la Cour. Selon la direction générale du Trésor, cette hausse pourrait se traduire par une diminution de 1,8 Md€ du coût du bouclier 2023 pour l'État.

Par ailleurs, l'estimation du coût des aides « gaz à l'habitat collectif » pour 2022 a été fortement revue par l'administration, dans ses données transmises au Parlement pour la discussion sur le projet de loi de finances pour 2024, par rapport aux chiffrages initiaux (-2,2 Md€) et se rapproche ainsi des données recueillies par la Cour auprès de l'ASP. De fortes incertitudes demeurent néanmoins sur les coûts au titre de 2023, qui ne seront définitivement connus qu'en 2024, ainsi que sur le coût des aides électricité à l'habitat collectif.

Le coût des chèques énergie exceptionnels comme de l'indemnité carburant sont en outre estimés sur la base d'un taux de recours à 85 %, encore à confirmer. Pour l'indemnité carburant 2023, la Cour a retenu la dépense cumulée constatée début septembre 2023, inférieure de moitié à l'estimation budgétaire initiale.

Enfin, le coût du guichet d'aide au paiement des factures d'énergie des entreprises, dont la prévision a déjà été très fortement revue à la baisse depuis fin 2022, reste très incertain en fonction de l'impact des baisses de prix du gaz enregistrées depuis le printemps 2023 et de l'ampleur de la répercussion par les entreprises des coûts de l'énergie dans les prix de vente (cf. annexe n°17). La même incertitude existe sur le coût final du filet de sécurité en faveur des collectivités locales, qui a fait l'objet d'une inscription d'1,5 Md€ en prélèvements sur recettes en LFI 2023.

⁶⁴ Pour environ 6 TWh de consommation pour les clients souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA, qui bénéficient des mêmes conditions de tarifs que les TRV bleu de métropole et donc d'un bouclier unitaire de 143 €/MWh, et pour environ 3 TWh de consommation pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou raccordés en HT pour lesquels on fait l'hypothèse d'un bouclier unitaire d'au moins 140 €/MWh.

Les effets des mesures sur les recettes de TVA

Certaines des aides sont soumises à TVA ou compensent des dépenses grevées de TVA, ce qui explique que leur montant unitaire soit réhaussé de 20 % (boucliers collectifs, aide « 280 € »). Pour les autres aides à destination d'agents économiques non assujettis à la TVA se traduisant par une baisse des prix de détail, l'État perd la recette de TVA correspondant à la baisse de prix pratiquée, soit de l'ordre de 20 % du coût de l'aide (boucliers tarifaires individuels et « remise carburant » ayant profité aux ménages, amortisseur bénéficiant aux collectivités locales notamment). Cette perte n'est pas comptabilisée dans les chiffrages précédents.

D'après les estimations de la Cour, sur l'ensemble des mesures gaz et électricité, y compris dans leurs composantes TICFE et ARENH+, la perte de TVA associée, ou la TVA incorporée au montant de l'aide, se monterait à près de 2,8 Md€ en 2022, et à 5,2 Md€ en 2023. Sur la « remise carburant », on peut estimer la perte de recette de TVA pour l'État en 2022 à environ 830 M€⁶⁵. Mais, hormis pour la TVA sur TICFE, il s'agit d'une partie de la TVA que l'État aurait encaissée en raison de la hausse des prix de l'énergie *modulo* l'évolution des volumes de consommation. Par ailleurs, les hausses résiduelles de prix de l'énergie supportées directement par les ménages, comme les hausses de prix diffusées à l'ensemble des biens et services par les entreprises qui ont répercuté les coûts de l'énergie sur leurs prix de vente, sont autant de facteurs d'augmentation des recettes de TVA. Pour autant, les gains de TVA associés directement ou indirectement aux hausses des prix de l'énergie sont loin de résumer l'ensemble des effets directs et indirects de ces hausses sur le besoin de financement de l'État et des administrations publiques en général, qui concernent, entre autres, les dépenses d'énergies des administrations ou encore les dépenses indexées sur l'inflation.

Dès lors, la part de TVA incluse dans le calcul de certains dispositifs peut être soustraite pour estimer le coût des mesures exceptionnelles ; cette part représente moins de 700 M€ sur 2021-2023.

Enfin, si l'effet TVA de la baisse de TICFE mérite en revanche d'être comptabilisé au titre des besoins de financement associés aux mesures exceptionnelles, il est très proche, d'après les estimations du gouvernement produites pour le projet de loi de finances pour 2023, de l'effet opposé produit sur les recettes de l'impôt sur les sociétés. Si bien qu'une estimation des coûts hors effets TVA et IS, telle que présentée *supra*, fournit une évaluation acceptable du coût des mesures exceptionnelles pour l'État.

⁶⁵ Le transport routier individuel représente 55 % du pétrole consommé par l'ensemble des transports (source : *Chiffres clés des transports*, Service des données et études statistiques, mars 2023). Sans prendre en compte les faibles variations de consommation en quantité et le fait que la TVA sur les carburants est de 13 % en Corse et nulle en outre-mer, on peut estimer, très schématiquement que la perte de recette de TVA pour l'État liée à la « remise carburant » est égale à 20 % de 55 % du montant total dépensé pour cette aide ($0.2 * 0.55 * 7,6 = 0,836$).

B - Des financements compensatoires significatifs

1 - Des sources de financement dégagées spontanément par les hausses de prix

a) Des charges de service public de l'énergie devenues négatives

Le soutien public à la production d'électricité ou de gaz d'origine renouvelable ou à certaines filières spécifiques (cogénération) s'est toujours traduit, jusqu'en 2021, par un coût net pour l'État afin de garantir à ces productions, à travers des tarifs d'achats ou des tarifs cibles fixés à l'avance, des niveaux de rémunérations que les prix de marché ne permettaient pas d'assurer (cf. annexe n°14). En pratique, ce sont des acheteurs « obligés », essentiellement EDF et les entreprises locales de distribution (ELD), qui rémunèrent les producteurs puis se font rembourser de leurs coûts nets par l'État.

Or, la forte hausse des prix de gros sur les marchés de l'électricité depuis le second semestre 2021 a conduit ces derniers à des niveaux approchant puis dépassant nettement la plupart des tarifs d'achat ou tarifs de référence fixés pour les moyens de production utilisant des énergies renouvelables (EnR). Dans ces conditions, les reventes d'électricité par EDF et les entreprises locales de distribution relatives aux volumes d'obligation d'achat⁶⁶ se sont faites à des prix de plus en plus élevés, ce qui a dans un premier temps réduit la compensation à la charge de l'État au titre de 2021 de 1,56 Md€, par rapport à la prévision faite en juillet 2021. De la même façon, les compléments de rémunération sont devenus négatifs à partir de septembre 2021, ce qui a conduit les producteurs à émettre des avoirs au bénéfice d'EDF. Toutefois, les contrats signés dans le cadre des arrêtés tarifaires en application de l'article R.314-49 du code de l'énergie prévoyaient un plafonnement de ces reversements à hauteur des montants cumulés perçus par les producteurs depuis l'entrée en vigueur des contrats (cf. *infra*). Selon la CRE, ce plafonnement a réduit de 132 M€ les montants dus par les producteurs au titre de 2021. Ces derniers ont toutefois été globalement redevables à EDF de 11 M€ sur 2021 (hors cogénération).

⁶⁶ Sur un périmètre incluant l'éolien, le solaire, l'hydraulique, les bio-énergies et la cogénération.

En 2022, les prix de revente excédant les tarifs d'achat, EDF, les entreprises locales de distribution et les organismes agréés ont enregistré des surplus de recettes qui, dans le cadre des charges de service public de l'énergie (SPE), doivent être reversés à l'État. Selon les évaluations de la CRE produites en juillet 2023, ces reversements au titre des obligations d'achat (hors cogénération) s'élèvent à 1,34 Md€. Le total des reversements aurait été encore plus élevé si un certain nombre de producteurs n'avait pas procédé à des résiliations anticipées de contrats d'obligation d'achat au cours de l'année 2022, pour une puissance cumulée de 4,2 GW. Ceci a pu conduire, d'après la Cour, à une diminution de plus de 3 TWh des volumes sous obligation d'achat pour les filières concernées par les résiliations. La CRE n'a pas fourni le manque à gagner pour les recettes de l'État correspondant aux dernières évaluations de charges de SPE de juillet 2023. Ces résiliations portent sur des contrats pour lesquels aucun frais significatif de résiliation anticipée, notamment sous forme de remboursement des soutiens précédemment perçus, n'est prévu. Par ailleurs, ces résiliations n'ont pas qu'un effet volume sur les charges de SPE. En effet, dans la mesure où elles n'ont pas pu être anticipées, elles conduisent à une production soutenue plus souvent inférieure, heure par heure, à la production sous obligation d'achat vendue à terme par EDF, ce qui contraint EDF à des achats supplémentaires sur le marché *spot*, à des prix en moyenne plus élevés, en 2022, que les prix des ventes à terme.

En ce qui concerne les compléments de rémunération, devenus généralement négatifs en 2022, la CRE a évalué en juillet 2023 que les reversements des producteurs au titre de 2022 atteindraient 0,56 Md€ sur l'année (hors cogénération). Ce montant ne tient pas compte des mesures prises fin 2021 et courant 2022 pour dé plafonner en tout ou partie les reversements pour les nouveaux et les anciens contrats (cf. encadré *infra*), qui se traduiront dans les charges de SPE dues au titre de 2023 et 2024, en raison des délais de recouvrement des avoirs par EDF. Il intègre en revanche l'effet de la modification rétroactive des cahiers des charges des appels d'offre pour compléments de rémunération, pour permettre aux producteurs lauréats de vendre leur électricité sur les marchés pendant 18 mois entre leur mise en service et la prise d'effet de leur contrat de soutien⁶⁷ afin de compenser les effets de la hausse des coûts d'investissement et de financement auxquels ils font face depuis 2022.

⁶⁷ Ce qui se traduit par un moindre volume d'énergie sous complément de rémunération à partir de 2022, par rapport aux prévisions initiales de juillet 2021 et juillet 2022. Selon la DGEC, ces reports de prise d'effet concernent environ 5 GW de capacités, dont 1 GW déjà entré en service entre septembre 2022 et juillet 2023.

Un déplafonnement justifié des remboursements sur contrats de rémunération

Le mécanisme des obligations d'achat, qui calcule la compensation financière due par l'État aux acheteurs obligés (EDF et les entreprises locales de distribution) par différence entre les coûts d'achats et les produits de revente sur les marchés (appelés aussi « coûts évités »), assure automatiquement et sans limitation qu'en cas de prix de marché supérieurs aux tarifs d'achat l'écart est reversé à l'État par les acheteurs obligés.

S'agissant des contrats de complément de rémunération, un plafonnement des reversements a été introduit dans le cadre des arrêtés tarifaires par le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016, dont l'article 33 disposait que « *dans les cas où la prime à l'énergie mensuelle [...] est négative, le producteur est redevable de cette somme dans la limite des montants totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération.* » S'agissant des appels d'offres, les premières périodes de la vague dite « CRE4 » prévoyaient également un plafonnement des versements dus par les producteurs, rendant le dispositif de complément de rémunération asymétrique. Ces plafonnements ont toutefois été progressivement supprimés dans les modifications des cahiers des charges entre 2018 et 2020.

Pour répondre au problème du plafonnement prévu par les contrats issus des arrêtés tarifaires, le gouvernement a dans un premier temps, par décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021, modifié l'article R.314-49 pour supprimer le principe du plafonnement pour tout nouveau contrat. Ensuite, les pouvoirs publics ont décidé la suspension totale du plafonnement de tous les contrats de complément de rémunération en cours, par le biais d'un courrier du 27 avril 2022 de la directrice de l'énergie à destination d'EDF Obligation d'achat (EDF OA). Cette suspension est entrée en vigueur à partir d'avril 2022. Enfin, l'article 38 de la loi de finances rectificative d'août 2022 a mis en place un dispositif de déplafonnement permanent des contrats signés avant 2022. Ce dispositif est rentré en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2022 mais encadre le déplafonnement en fonction de prix seuils fixés par arrêté. Ces mesures de déplafonnement ont évité de voir amputé de plus de 1,5 Md€ le montant des reversements dus par les producteurs au titre de l'année 2022. L'article 38 de cette loi de finances rectificative d'août 2022 a toutefois été déclaré contraire à la Constitution par décision du Conseil constitutionnel du 26 octobre 2023⁶⁸, ce qui a conduit le gouvernement à présenter un amendement au projet de loi de finances pour 2024 pour sécuriser les effets du déplafonnement sur 2023 et 2024. Les montants des compléments de rémunération négatifs attendus en 2023 et 2024, soit respectivement 0,6 et 1,4 Md€, reposent en grande partie sur ce déplafonnement.

⁶⁸ Au motif que la loi ne précise pas les modalités de fixation des prix seuils.

Sur le fond, la remise en cause des plafonnements jusqu'alors pratiqués va dans le sens du récent accord au niveau européen sur une révision de l'organisation des marchés de l'électricité (cf. *supra*), qui promeut la conclusion de contrats pour différence symétriques entre le producteur et l'entité publique, assurant un revenu plancher mais aussi plafond aux producteurs.

Au titre de 2023, les dernières estimations de la CRE concluent à un reversement net des acheteurs obligés de 2,9 Md€, sur le champ des obligations d'achat, et à des versements de 1,9 Md€ par les producteurs sous complément de rémunération (hors cogénération), dont 1,3 Md€ liés au déplafonnement au titre de 2022. Les résiliations anticipées de contrats d'obligations d'achat depuis fin 2021 pourraient correspondre à plus de 10 TWh de production en 2023, ce qui signifierait que l'État aurait été privé de plus de 600 M€ de recettes. La filière cogénération soutenue par obligations d'achat serait aussi concernée par les remboursements à l'État en 2023, pour 270 M€, en raison du repli plus prononcé et plus précoce des prix du gaz par rapport à ceux de l'électricité.

La CRE anticipe également des charges de service public de l'énergie (SPE) négatives au titre de 2024, en raison de la persistance de prix de l'électricité élevés, si bien que sur la période 2022-2024, le cumul des charges de services public de l'énergie au périmètre des énergies renouvelables (EnR) électriques et des moyens thermiques en métropole se traduirait par des recettes nettes pour l'État à hauteur de 8,8 Md€. Si on compare ces évaluations actuelles aux charges de SPE anticipables avant crise pour la période 2021-2024 (cf. annexe n°14), il en ressort un moindre besoin de financement cumulé de 28,5 Md€.

Tableau n° 2 : moindres besoins de financement sur les charges de SPE classiques

M€	2021	2022	2023 (p)	2024 (p)	cumul
<i>EnR électriques et cogénération en métropole</i>					
<i>Charges évaluées par la CRE</i>	3 600	- 1 200	- 5 030	- 2 580	
<i>Écart aux anticipations d'avant crise</i>	- 1 860	- 7 005	- 11 020	- 8 745	- 28 630
<i>Biométhane injecté</i>					
<i>Charges évaluées par la CRE</i>	222	79	727	876	
<i>Écart aux anticipations d'avant crise</i>	- 160	- 630	-	-	- 790
<i>Autres (ZNI...)</i>					
<i>Charges évaluées par la CRE *</i>	2 291	2 658	2 622	2 406	
<i>Écart aux anticipations d'avant crise *</i>	+ 145	+ 360	+ 300	+ 100	+ 905

* inclut l'impact du bouclier tarifaire électricité dans les ZNI : sans bouclier tarifaire, les charges de SPE au titre des ZNI auraient été inférieures d'environ 1,3 Md€ en 2023.

Source : Cour des comptes d'après données CRE et hypothèses propres sur le scénario contrefactuel

b) Des surcroûts de recettes liées aux enchères de quotas carbone neutralisés par le coût des compensations aux électro-intensifs

L'augmentation du prix des quotas d'émission de CO₂ depuis 2021 a concouru à accroître le coût marginal de production d'électricité par les centrales à combustible fossile, et donc le prix de gros de l'électricité (cf. *supra*). Elle entraîne aussi une hausse des recettes que retirent les États-membres de l'UE de la mise aux enchères de ces quotas dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE).

Pour la France, selon les données de l'Agence France Trésor (AFT)⁶⁹, ce surcroît de recettes annuelles, par rapport au niveau constaté en 2019/2020, peut être évalué à près de 740 M€ en 2021 et même 1,14 Md€ en 2022⁷⁰.

L'utilisation des recettes de ces enchères est pour partie encadrée par le SEQE-UE, qui les destine avant tout à des investissements dans la transition énergétique mais prévoit aussi que les États membres peuvent en faire usage pour fournir une aide financière afin de prendre en considération les aspects sociaux en ce qui concerne les ménages à revenus faibles et moyens⁷¹. Surtout, dans le cadre des mesures d'urgence en faveur des clients les plus vulnérables aux hausses des prix de l'énergie, admises par la Commission européenne dans sa communication du 13 octobre 2021⁷², les États-membres ont été invités à financer ces mesures en partie à partir des recettes d'enchères. Selon la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), aucune décision n'a encore été prise sur l'utilisation de ces recettes, au-delà de leur affectation à l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) à concurrence d'un plafond de 481 M€ en 2022, porté à 700 M€ pour 2023.

Néanmoins, la hausse du prix des quotas carbone induit aussi mécaniquement une hausse des dépenses de l'État consacrées à la compensation carbone en faveur des entreprises électro-intensives exposées à un risque de « fuite carbone » (cf. *supra*), qui neutralise en bonne partie l'augmentation des recettes d'enchères.

⁶⁹ En tant qu'adjudicateur sur la plateforme d'échange EEX (European Energy Exchange), l'AFT supervise depuis 2013 le règlement des adjudications des quotas d'émissions de gaz à effet de serre pour la France.

⁷⁰ Le prix moyen d'adjudication des quotas est passé de 24 €/t en 2019 et 2020 à 52 €/t en 2021 puis près de 80 €/t en 2022, pour des volumes en retrait de près de 20 %. La recette annuelle est ainsi passée de 730 M€ en 2019 et 2020 à 1,47 Md€ en 2021 et 1,87 Md€ en 2022.

⁷¹ Cf. article 10, paragraphe 3, de la directive SEQE (directive 2009/29/CE).

⁷² Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au comité des régions : « *Lutte contre la hausse des prix de l'énergie : une panoplie d'instruments d'action et de soutien* »

c) Une augmentation des redevances des concessions hydroélectriques

Les installations hydroélectriques dont les contrats de concession ont été récemment renouvelés sont soumises à une redevance proportionnelle au chiffre d'affaire⁷³. Pour l'instant, seules les installations de la Compagnie nationale du Rhône (CNR) sont concernées et la redevance dont elle est redevable est en totalité affectée à l'État. Selon les prévisions de la DGEC, le produit de cette redevance devrait passer de 176 M€ en 2022 à environ 550 M€ en 2023, à la faveur des fortes hausses des prix de gros en 2022. La DGEC anticipe aussi un produit de plus d'1 Md€ en 2024. S'agissant de production à coûts pour l'essentiel fixes, ces montants illustrent les surprofits que peuvent engendrer des dysfonctionnements du marché.

En ce qui concerne les contrats de concession échus, une redevance proportionnelle aux bénéficiaires est prévue par le code de l'énergie⁷⁴. Son produit, fondé sur un résultat normatif reposant sur les seuls prix *spot*, est de 82 M€ au titre de 2022, dont 51 M€ pour l'État. Au titre de 2023, l'arrêté du 3 août 2023 a précisé les modalités de calcul de la redevance en ce qui concerne les références de prix à utiliser ou encore les charges à déduire de l'assiette (la redevance est ainsi elle-même explicitement exclue des charges à déduire pour son calcul). Dès lors, le produit total de la redevance pourrait atteindre 240 M€, dont au moins la moitié pour l'État.

Le rapport économique, social et financier (RESF) joint au projet de loi de finances pour 2024 prévoit, quant à lui, un impact des hausses de prix de gros sur le montant global des redevances hydroélectriques de 200 M€ en 2022 puis 400 M€ en 2023 et 1 Md€ en 2024.

2 - Des mesures nouvelles de financement prévues ou encouragées au niveau européen

a) Une contribution sur les rentes infra-marginales qui reposerait essentiellement sur les productions renouvelables

La contribution sur les rentes infra-marginales (CRI), instaurée par l'article 54 de la loi de finances initiale pour 2023, décline les dispositions des articles 6 et 7 du règlement du Conseil du 6 octobre 2022 qui prévoient un plafonnement des recettes tirées du marché par les producteurs européens (cf. annexe n°11). Ces dispositions soulignent, au plan européen, le risque de surprofit provoqué par les dysfonctionnements du marché de gros.

⁷³ Prévue aux articles L.532-2 et R.523-4 du code de l'énergie.

⁷⁴ Articles L.523-3 et R.523-5.

Cette contribution consiste en un prélèvement fiscal de 90 % de la part des revenus des exploitants de moyens de production situés en France excédant un niveau forfaitaire défini par des seuils de recette unitaire, fixés par technologie, appliqués aux volumes produits. La loi de finances pour 2023 précise les seuils de recettes unitaires, le périmètre des technologies de production concerné et le périmètre des ventes prises en compte. Elle prévoit trois périodes distinctes de taxation : du 1^{er} juillet au 30 novembre 2022, du 1^{er} décembre 2022 au 30 juin 2023 et du 1^{er} juillet au 31 décembre 2023. Elle prévoit enfin qu'une marge forfaitaire négative pour une période de taxation puisse être reportée à hauteur de 80 % sur les périodes de taxation suivantes.

En ce qui concerne le périmètre des ventes pris en compte, et conformément au règlement du Conseil, les ventes aux guichets de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) sont exclues, de même que les achats associés à ces ventes. Pour l'application de ces dispositions, EDF considère que la production nucléaire est prioritairement allouée à l'ARENH, et qu'ainsi aucun achat sur les marchés n'est associé aux ventes d'ARENH aux guichets, y compris pour les 20 TWh d'ARENH additionnel cédés en 2022. Dès lors, les rachats d'électricité auprès des fournisseurs dans le cadre de la livraison de l'ARENH+, sont, quant à eux, bien pris en compte dans le calcul de la marge forfaitaire taxée, et la réduisent d'autant. Ils figurent ainsi, pour la partie de l'ARENH+ livré à partir de juillet 2022, au sein des achats nets de près de 25 Md€ opérés de juillet à décembre 2022, qui contribuent à la marge forfaitaire négative qu'EDF devrait afficher pour la première période de taxation. Dès lors que la contribution sur les rentes infra-marginales (CRI) existe, la Cour note que cette modalité de calcul d'assiette, par ailleurs validée dans son principe par la DGEC et par la direction de la législation fiscale (DLF), compense une partie de la perte financière subie par EDF du fait de la mise en œuvre de l'ARENH+. EDF évalue cet effet à 2,23 Md€ de moindre taxation 2023 au titre de la CRI.

Par ailleurs, le seuil de 90 €/MWh retenu pour la technologie nucléaire se situe probablement environ 30 €/MWh au-dessus du coût comptable de production du parc nucléaire en service en 2022. Certes, comme ce seuil ne s'applique qu'hors ARENH, il en résulte sur 2022 une rémunération « cible » du nucléaire d'environ 63 €/MWh⁷⁵, qui se rapproche nettement du coût comptable, mais cette rémunération « cible » sera d'autant plus élevée, en 2023, que les volumes de production seront importants : pour une production comprise entre 300 et 330 TWh, cette rémunération « cible » serait d'environ 70 €/MWh.

⁷⁵ Soit la moyenne pondérée par les volumes du prix de l'ARENH, de l'ARENH+ et du seuil unitaire de la CRI.

L'inclusion de principe des énergies renouvelables (EnR) dans le champ de la CRI permet de traiter le problème des résiliations anticipées de contrat d'obligations d'achat (cf. *supra*). La CRE avait en effet recommandé aux pouvoirs publics de taxer les producteurs d'électricité renouvelable sortant ainsi des contrats garantis par l'État après avoir, dans la plupart des cas, bénéficié pendant plus de 10 ans d'un soutien financier de l'État. Elle a contribué aux réflexions relatives au choix des seuils de la CRI en fournissant aux pouvoirs publics des données relatives aux tarifs d'achat des installations ayant effectué une telle résiliation anticipée. Pour les technologies EnR, les seuils de la CRI ont ainsi été fixés à des niveaux qui correspondent généralement aux majorants des tarifs d'achats des filières et des installations concernées, en considérant que les tarifs d'achat attribués correspondent à un niveau raisonnable de rémunération des installations concernées.

Selon la CRE, les rendements prévisionnels de la CRI relatifs aux producteurs EnR pourraient provenir approximativement pour moitié des résiliations anticipées de contrat et pour moitié des contrats arrivés à échéance. Elle fournit aux pouvoirs publics une mise à jour régulière du chiffrage du rendement de la CRI sur ce périmètre. Estimé à grands traits, en novembre 2022 à 8,8 Md€ pour l'ensemble de la période de taxation, ce rendement n'était plus attendu qu'à hauteur de 4,1 Md€ en mai 2023, dont 1,2 Md€ au titre de la période juillet-novembre 2022⁷⁶.

Au total, le rendement prévisionnel de la CRI, tel qu'il a été intégré au rapport économique, social et financier annexé au projet de loi de finances pour 2024 est évalué à seulement 4,3 Md€ pour 2022-2023. La taxation des productions EnR composerait donc la quasi-totalité de la recette de la CRI.

b) La contribution temporaire de solidarité pour le secteur pétrolier

La contribution temporaire de solidarité (CTS)⁷⁷ est un prélèvement fiscal exceptionnel et temporaire sur les entreprises des secteurs français du pétrole, du gaz naturel, du charbon et du raffinage ayant réalisé des profits supérieurs de 20 % à leurs profits des années précédentes. Due au titre du premier exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2022, elle vise à financer le soutien aux ménages et aux entreprises les plus affectés par la

⁷⁶ Le facteur principal de diminution du rendement prévisionnel de la taxe estimé par la CRE est la baisse des prix de gros (le phénomène de résiliations anticipées s'étant très largement ralenti depuis la mise en place de la CRI).

⁷⁷ La CTS a été créée par l'article 40 de la LFI 2023, en application du Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie.

crise des prix de l'énergie. Son taux est de 33 % et son assiette est la fraction du résultat imposable réalisé au titre du premier exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2022 qui excède 120 % de la moyenne des résultats imposables des quatre exercices précédents (cf. annexe n°18). Son produit est estimé à 200 M€ dans le rapport économique, social et financier annexé au projet de loi de finances pour 2024 .

C - Un coût net qui se confirme comme très élevé pour l'État

Au total, l'addition des coûts bruts des différentes mesures pour le budget de l'État et des sources de financement que l'on peut y associer, qu'elles soient spontanées ou issues de mesures adoptées pour l'occasion, laisseraient un besoin de financement net de plus de 36 Md€.

Tableau n° 3 : synthèse des impacts budgétaires associés aux mesures exceptionnelles

	2021	2022	2023	2024	cumul
<i>Coût des dispositifs hors parts TVA et effet TVA-IS</i>	833	23 808	37 277	9 064	70 981
<i>Moindres Charges de SPE</i>	- 1 876	- 7 277	- 10 693	- 8 637	- 28 484
<i>Redevances hydro supplémentaires</i>		- 200	- 400	- 1 000	- 1 600
<i>Recettes de la CRI</i>		- 1 200	- 3 100	n.d.*	- 4 300
<i>Recettes de la CTS</i>		- 200			- 200
<i>Besoin de financement net</i>	- 1 043	14 931	23 084	- 573	36 398

* le rendement de la CRI telle que prolongée par la LFI 2024 (cf. infra) n'a pas été estimé.

Note de lecture : les totaux sont justes aux arrondis près.

Source : Cour des comptes d'après données des administrations et organismes concernés

Encore peut-on discuter le fait de considérer que les moindres charges de service public de l'énergie ou la hausse des redevances hydroélectriques seraient intégralement à associer aux mesures exceptionnelles, plutôt qu'à considérer comme de simples effets des hausses de prix de gros, au même titre que, de manière certes plus indirecte, les hausses de dépenses supportées par l'État sur différents postes à raison des prix de l'énergie et de l'inflation induite, qui, elles, ne sont pas intégrées dans ce décompte. Par ailleurs, ce bilan ne tient pas compte des effets qu'auraient induits indirectement les mesures de soutien sur le niveau des recettes fiscales nettes de l'État, à la hausse par l'impact positif qu'elles auraient eu sur la croissance en volume du PIB (cf. *supra*), ; à la baisse en raison de la réduction de l'inflation globale et donc de la valeur du PIB.

En tout état de cause, l'effort budgétaire de l'État apparaît comme particulièrement lourd.

CONCLUSION

Les mesures de réduction des hausses de prix de l'électricité, comme du gaz et des carburants, ont atténué de façon significative la répercussion des augmentations des prix de gros sur les factures des clients finals. Les ménages et les entreprises français ont ainsi continué à bénéficier de prix de l'électricité en moyenne plus bas que ceux supportés par leurs voisins européens. Les prix de détail du gaz ont, quant à eux, relativement moins augmenté en France que dans la moyenne de l'Union européenne, et les dispositifs de soutien au paiement des factures, pour les entreprises les plus énergivores, apparaissent en moyenne plus généreux en France qu'en Allemagne, par exemple.

D'un point de vue macro-économique, les différentes études existantes concluent à un impact positif des boucliers tarifaires sur la croissance économique et sur l'inflation, au prix cependant d'une détérioration de la situation des finances publiques. Toutefois, ces évaluations n'intègrent pas tous les coûts environnementaux associés aux consommations d'énergie fossiles, dès lors qu'ils ne sont pas correctement internalisés par la fiscalité ou les quotas.

Aux incertitudes près de certains chiffrages encore prévisionnels, le coût brut pour l'État de l'ensemble des mesures adoptées depuis l'automne 2021 se monterait à près de 72 Md€. Parallèlement, l'État peut compter sur l'effet, pour l'essentiel automatique, des hausses de prix de gros sur les charges de service public de l'énergie, qui réduit son besoin de financement de plus de 28 Md€ sur 2021-2024, et sur les redevances des concessions hydro-électriques, pour plus d'1,5 Md€. Il bénéficie aussi des recettes tirées des deux contributions spécialement créées pour capter les marges bénéficiaires des producteurs d'électricité et des acteurs du secteur pétrolier, pour près de 4,5 Md€ prévus au total. Les protections apportées aux consommateurs d'énergie se traduiraient ainsi, en l'état des différentes mesures, par un besoin de financement net de l'État de plus de 36 Md€.

Chapitre III

Une articulation défailante avec les politiques énergétiques de long terme

Les deux principales critiques adressées aux boucliers tarifaires sont, d'une part, leur absence de ciblage, en particulier selon les revenus des ménages, qui induit par ailleurs un coût élevé pour l'État, et, d'autre part, l'abolition du signal-prix qu'ils opèrent. Une récente note du Conseil d'analyse économique⁷⁸ recommande ainsi à l'avenir de privilégier des dispositifs ciblés sur les ménages les moins aisés et fondés sur les consommations historiques. Une publication récente de l'OCDE⁷⁹ invite par ailleurs les gouvernements à abandonner les mesures soutenant la consommation d'énergies d'origine fossile et émettrices de gaz à effet de serre. Cette position est largement partagée par le FMI⁸⁰. Elle rejoint aussi les recommandations du Conseil de l'Union européenne à la France sur son programme national de réforme, publiées en mai 2023⁸¹.

⁷⁸ « Les politiques publiques au défi du retour de l'inflation », note du CAE n°78 de juillet 2023.

⁷⁹ « Why governments should target support amidst high energy prices » – OCDE, juin 2022.

⁸⁰ Amaglobeli, David, Emine Hanedar, Gee Hee Hong, and Céline Thévenot. 2022. « Fiscal Policy for Mitigating the Social Impact of High Energy and Food Prices », *IMF Note* 2022/001, June 2022.

⁸¹ Le conseil de l'Union européenne recommande que la France s'attache à « éliminer progressivement d'ici à la fin de 2023 les mesures de soutien en vigueur relatives à l'énergie, en utilisant les économies correspondantes pour réduire le déficit public; dans le cas où de nouvelles hausses des prix de l'énergie nécessiteraient des mesures de soutien, à veiller à ce que celles-ci ciblent la protection des ménages et des entreprises vulnérables, soient financièrement abordables, et préservent les incitations à économiser l'énergie ».

La question du signal-prix renvoie à celle de la correcte prise en compte de la rareté ou des coûts de production des différentes énergies et aussi à la question de l'internalisation des externalités environnementales. Ces questions devraient être traitées avant tout par les politiques de régulation sectorielle et par les politiques fiscales appliquées au secteur de l'énergie. Mais les mesures exceptionnelles adoptées dans le contexte de la crise récente des prix de l'énergie ont fortement redessiné, le temps de cette crise, l'action publique et ses effets en termes de signal-prix transmis aux consommateurs.

Par ailleurs, dès lors qu'une intervention publique apparaît s'écarter de ces préoccupations, en abolissant par exemple les signaux de rareté et en mettant en jeu des transferts financiers entre l'État et les consommateurs d'énergie, il paraît légitime d'en limiter l'ampleur par un ciblage plus poussé de ses bénéficiaires.

Pour autant, le sujet du signal-prix ne se pose pas de la même façon pour l'électricité, d'un côté, et pour le gaz et les carburants de l'autre. Les conséquences à en tirer en termes de ciblage des mesures doivent alors être distinguées. En revanche, une clarification générale s'impose en matière de fiscalité des énergies, à l'issue de la crise actuelle.

I - Sur l'électricité : des mesures qui ne pallient qu'en partie les carences de la régulation

Le résultat des dispositifs de limitation de la hausse des prix de détail de l'électricité peut se mesurer à l'aune de l'atteinte ou non des objectifs que se fixent les pouvoirs publics dans le cadre de la régulation du marché. Au regard de la forte augmentation des prix sur les marchés de gros, l'enjeu, de ce point de vue, était alors de permettre que les prix de détail en France ne s'éloignent pas outre mesure des coûts de production nationaux, et que cet objectif soit atteint non pas en mettant l'État à contribution mais en redistribuant aux consommateurs les marges bénéficiaires dégagées par les acteurs du marché de gros.

A - Une approche nécessairement spécifique des questions de signal-prix et de ciblage des aides

Dans le cas de l'électricité, l'un des objectifs des pouvoirs publics, à travers les régulations du secteur, consiste à maintenir un lien entre les prix de détail et les coûts de production nationaux. Les mesures exceptionnelles ont en réalité cherché à pallier l'incapacité de la régulation en place à atteindre cet objectif dans le contexte de hausses des prix de gros et de chute de la production nucléaire. Dans ce cadre, et sous réserve que le bouclier électrique n'ait pas excédé cet objectif, la question de son ciblage en fonction des revenus ne semble pas se poser, sauf à considérer que la régulation elle-même doit être redistributive.

Par ailleurs, les mesures visant à maintenir un niveau moyen de prix reflétant les coûts de production du parc français, dans ses conditions normales de fonctionnement, peuvent difficilement être critiquées au motif qu'elles iraient à l'encontre du signal-prix fourni par les marchés de gros, d'autant que ces coûts intègrent bien ceux représentatifs des émissions de gaz à effet de serre par les moyens de production utilisant des combustibles carbonés⁸². En revanche, l'envolée des prix de gros, entretenue par les craintes que la France ne puisse pas passer les pointes de consommation hivernales, souligne plus que d'habitude la nécessité d'inciter à déplacer les consommations flexibles (le « *je décale* » de la communication gouvernementale) des heures de pointe vers les heures creuses. Or, à cet égard, la fixation des barèmes tarifaires des tarifs réglementés de vente (TRV) 2022 a diminué les incitations à la consommation pendant des heures creuses, en revalorisant relativement plus les prix de ces créneaux (+ 8,1 %) par rapport aux heures pleines (+ 1,1 %), avant que les barèmes des TRV 2023 ne reviennent sur cette anomalie.

En tout état de cause, la consommation d'électricité corrigée des variations climatiques a globalement baissé en 2022 (-1,7 %). Les ménages ont particulièrement diminué leur consommation de 4,1 % malgré le bouclier tarifaire, et dans un contexte marqué par la promotion par les pouvoirs publics des efforts d'économie d'énergie dans le cadre du plan de sobriété énergétique présenté le 6 octobre 2022. Sur les 7 premiers mois de l'année 2023, selon les données de RTE, la consommation française d'électricité est à nouveau en recul, de plus de 5 %, par rapport à la même période 2022. Reste à savoir si ces baisses de consommation se sont faites dans un contexte de prix ayant reflété l'évolution des coûts de production et comment cet objectif peut être atteint sans coût net pour l'État.

⁸² Ils sont en effet soumis au SEQE-UE.

B - Une régulation impuissante à maintenir des prix de détail en ligne avec les coûts de production nationaux

1 - Les limites de la régulation en place pour contenir les hausses de prix

Comme le rappelait la Cour dans son rapport relatif à l'organisation des marchés de l'électricité⁸³, publié en juillet 2022, l'intervention publique sur les marchés de gros et de détail en France vise entre autres, depuis la libéralisation du secteur, à faire en sorte que les prix payés par les clients français reflètent autant que possible les coûts de production nationaux, dans la mesure où la France produit historiquement au moins autant d'électricité qu'elle en consomme. Jusqu'à présent, cet objectif concernait les coûts de production du parc en service, ce qui incluait les coûts de prolongation de la vie de ce parc, concernés par l'ARENH, mais pas l'anticipation des coûts de développement d'un nouveau parc.

Les tarifs réglementés de vente assuraient directement cet objectif jusqu'en 2010. Mais la compatibilité des interventions publiques françaises avec le droit européen a nécessité leur transformation. Dans le cadre de la loi NOME⁸⁴, l'adhérence des prix de l'électricité aux coûts de production a été formellement cantonnée à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), sur un volume plafonné de production nucléaire, et les tarifs réglementés de vente (TRV), dont seuls les ménages et les petits consommateurs professionnels peuvent encore bénéficier, ont incorporé une composante valorisée sur la base des prix de marché de gros. Tandis que ni le prix ni le plafond en volume de l'ARENH n'ont pu être ajustés depuis 2012⁸⁵, la part de la composante valorisée aux prix de marché a crû depuis 2019 du fait du plafonnement de l'ARENH et se trouve à l'origine de la très forte hausse qu'aurait connue le TRV, et dans son sillage les prix des offres de marché destinés aux ménages, sans bouclier tarifaire, en 2022 et surtout en 2023 (cf. annexe n°7). Sans mesures exceptionnelles, les niveaux hors taxe et hors acheminement des TRV auraient ainsi atteint plus de 135 €/MWh en 2022 et plus de 260 €/MWh en 2023, contre 74,4 €/MWh en 2021. Pour l'ensemble des ménages, les prix payés en moyenne sur l'année auraient alors dépassé 130 €/MWh en 2022 et 245 €/MWh en 2023 (cf. annexe n°7).

⁸³ https://www.ccomptes.fr/system/files/2022-07/20220705-rapport-organisation-marches-electricite_0.pdf

⁸⁴ Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité.

⁸⁵ Cf. rapport de la Cour précité relatif à l'organisation des marchés de l'électricité.

L'écroulement des demandes d'ARENH se traduit également par une réduction générale de la proportion d'approvisionnement des fournisseurs à prix régulé, et donc par une hausse du coût moyen d'approvisionnement des contrats destinés aux clients non résidentiels. En l'absence de mesures exceptionnelles, ces clients, dont les entreprises, auraient ainsi payé en moyenne leur électricité (toujours hors taxe et hors acheminement) au prix de 119 €/MWh en 2022, puis près de 200 €/MWh en 2023, contre 62,5 €/MWh en 2021 (cf. annexe n°7).

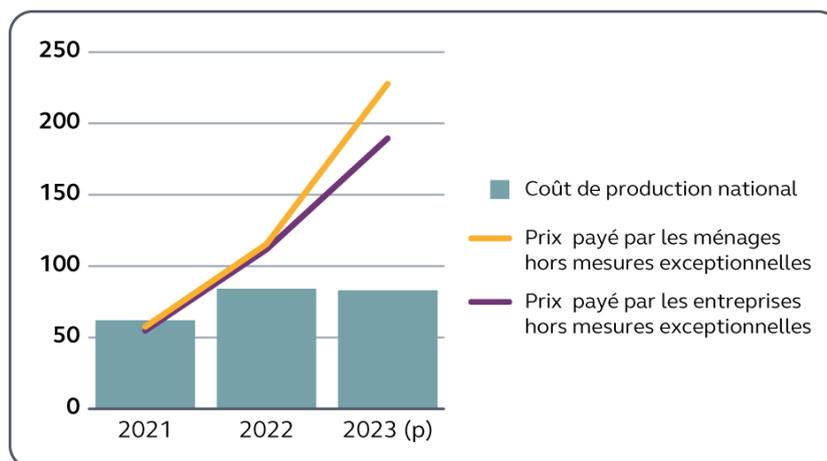
2 - Des coûts de production nationaux qui ont augmenté depuis 2021 mais dans une moindre proportion que les prix

Les estimations réalisées par la Cour (cf. annexe n°15) montrent que les coûts de production ont sans doute significativement augmenté en 2022, passant de 62 €/MWh en 2021 à 84 €/MWh. Cette augmentation résulterait pour partie de la hausse des coûts unitaires de production des moyens thermiques, pour environ 7 €/MWh, et pour partie de la baisse de production des filières nucléaires et hydrauliques, qui a induit une forte hausse de leurs coûts unitaires et un recours plus fréquent aux moyens de production thermiques, pour un effet total de l'ordre de 15 €/MWh sur le coût de production national. Néanmoins, ce coût reste très inférieur, plus de 25 €/MWh, aux prix qu'auraient dû payer les clients finals en 2022 en l'absence de mesures exceptionnelles (cf. graphique ci-dessous).

Par ailleurs, les projections qu'il est possible de faire, sous toutes réserves, laissent penser que les coûts de production nationaux ne devraient pas dépasser 83 €/MWh en 2023, sur la base d'un volume de production du parc nucléaire revenu à plus de 310 TWh⁸⁶. Ils pourraient même repasser sous 80 €/MWh en 2024, à la faveur du reflux déjà enregistré sur les prix du gaz et du charbon.

⁸⁶ EDF maintient, depuis avril 2023, sa prévision de production annuelle dans une fourchette de 300 à 330 TWh. Fin novembre, la production cumulée a déjà dépassé 285 TWh et la France est redevenue le premier exportateur net d'électricité en Europe.

Graphique n° 18 : comparaison des coûts de production nationaux et des prix* qui auraient été payés par les consommateurs sans mesures exceptionnelles (en €/MWh)



* hors part estimée couvrant les coûts commerciaux et marges de fourniture⁸⁷

Source : calculs Cour des comptes

Dans ces conditions, les prix qu'auraient payés les ménages, respectivement les entreprises, en 2023 en l'absence de mesures exceptionnelles auraient dépassé de plus de 140 €/MWh, respectivement 100 €/MWh, le coût de production national, ce qui illustre l'incapacité du dispositif actuel de régulation à assurer le reflet des coûts de production nationaux dans les prix de détail.

C - Des mesures qui n'évitent pas l'arbitrage entre protection du consommateur et préservation du contribuable

Hormis le guichet supplémentaire d'ARENH organisé en mars 2022, les mesures prises par les pouvoirs publics n'ont pas cherché à réduire directement les marges des acteurs à l'amont du secteur. La prise en charge budgétaire d'une partie du prix payé par les clients finals, dans le cadre du

⁸⁷ Cette part, en ce qui concerne les prix aux ménages, est estimée par la CRE dans le calcul des TRV « bleus résidentiels » à 15,4 €/MWh en 2022 et 16,8 €/MWh en 2023. En ce qui concerne les entreprises, en 2014, sur l'ensemble des entreprises aux TRV (bleu, jaune et vert), couvrant une consommation annuelle de 160 TWh, les coûts commerciaux et marges étaient estimés à hauteur de 5,8 €/MWh ; en appliquant à ce quantum l'évolution des coûts commerciaux et marges unitaires au sein des TRV bleu entre 2014 et 2022, on aboutit à une estimation de 7,5 €/MWh en 2022 et 8,2 €/MWh en 2023.

bouclier ou de l'amortisseur, n'a fait que modifier la répartition du financement de la rémunération des acteurs de secteur – producteurs, fournisseurs et autres intermédiaires de marché – entre l'État et les consommateurs, sans réduire cette rémunération. C'est dans ce cadre que la mise en place de la contribution sur la rente intra-marginale de la production d'électricité (CRI) était censée permettre à l'État de capter les sur-rémunérations des producteurs, issues des rentes infra-marginales en excès de leurs coûts de production, pour financer les dépenses budgétaires consenties en faveur des consommateurs. Or, la CRI, telle que configurée en loi de finances initiale pour 2023, ne paraît pas à même de financer des aides à la hauteur d'un alignement des prix sur les coûts de production nationaux.

1 - Des mesures qui préservent des marges bénéficiaires importantes à l'amont du marché de détail

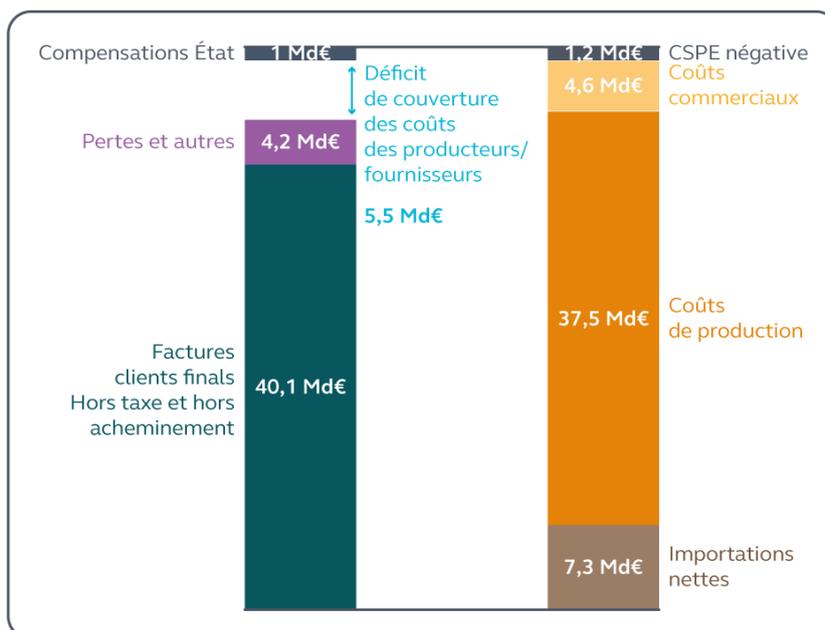
Étant donné le paramétrage des boucliers et des amortisseurs, et compte tenu par ailleurs des effets des hausses de prix sur les charges de service public de l'énergie, des bilans monétaires électriques simplifiés réalisés par la Cour pour 2022 et 2023⁸⁸ (cf. graphiques n°20 et 21 *infra*), montrent que, avant transferts fiscaux, la somme des factures acquittées par les consommateurs et des prises en charge publiques de prix de détail excéderait globalement de près de 37 Md€ la somme des coûts de production nationaux, des coûts commerciaux et des importations nettes sur 2022-2023.

Plus précisément, en 2022, les coûts de production nationaux n'auraient pas été couverts par les factures payées par les consommateurs, pour un déficit de couverture de 5,5 Md€, parallèlement à la détérioration du solde commercial électrique entre 2021 et 2022. En effet, la forte baisse de production du parc nucléaire en 2022, et dans une moindre mesure du parc hydraulique, a conduit la France, pour la première fois depuis 1980, à enregistrer un volume net d'importation, à hauteur de 16,5 TWh d'après le bilan électrique 2022 établi par RTE. Ces importations nettes ont engendré un déficit commercial de près de 7,5 Md€ contre un excédent de 2,7 Md€ constaté en 2021, d'après les statistiques du commerce extérieur.

Surtout, le déplaçonnement partiel de l'ARENH en 2022 a induit un transfert financier de 8,1 Md€ depuis EDF, dont les pertes financières ont été creusées à concurrence (cf. annexe n°12), vers les clients finals, *via* la baisse des coûts d'approvisionnement des fournisseurs, et vers l'État, *via* la baisse du coût de compensation du bouclier électricité, à niveau de TRV acquitté égal.

⁸⁸ Ces bilans mettent en regard les factures des consommateurs, les contributions de l'État, les coûts de production et les soldes commerciaux.

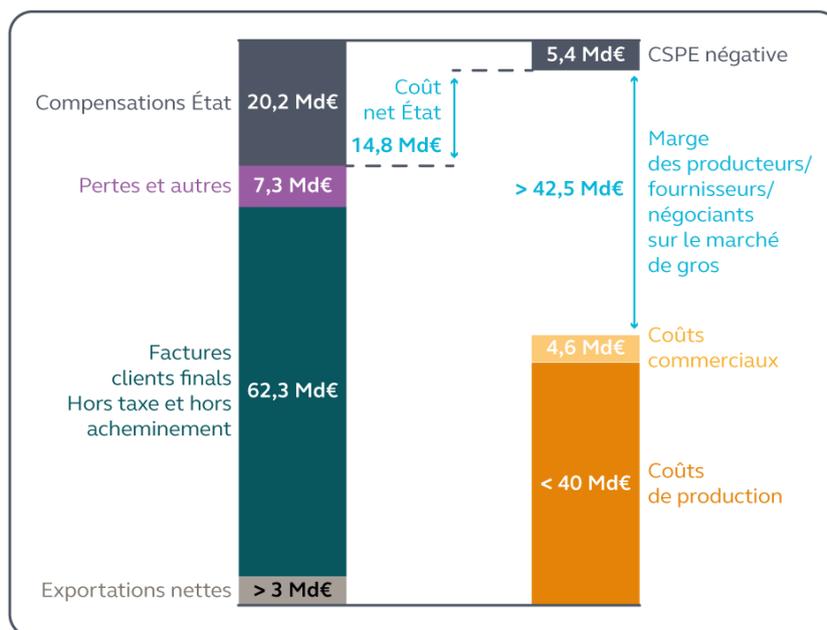
Graphique n° 19 : bilan monétaire électrique simplifié pour 2022 au périmètre de la métropole



Source : Cour des comptes

En revanche, en 2023, la totalité des dépenses budgétaires de l'État au titre des boucliers et amortisseurs 2023 et une partie significative des factures des clients finaux alimenteraient des rémunérations en excès de la somme des coûts de production nationaux et de l'estimation des coûts commerciaux de fourniture. La marge excédentaire pourrait dépasser 42 Md€ en 2023, compte tenu d'un excédent commercial d'au moins 3 Md€, au vu des statistiques du commerce extérieur sur les dix premiers mois de 2023.

**Graphique n° 20 : bilan monétaire électrique projeté pour 2023
au périmètre de la métropole**



Source : Cour des comptes

En outre, selon proposition tarifaire de la CRE⁸⁹, le niveau théorique du TRV pour 2024 sera encore supérieur à 130 €/MWh (hors taxes, acheminement et part estimée couvrant les coûts commerciaux et marges de fourniture), soit encore largement supérieur aux coûts de production nationaux, si ceux-ci revenaient bien en 2024 aux alentours de 80 €/MWh (cf. *supra*).

2 - Une captation insuffisante de ces marges bénéficiaires

Cet écart entre les factures payées par les consommateurs et les soutiens publics aux fournisseurs, d'un côté, et les coûts de production et de commercialisation, d'autre part, s'il se confirmait, poserait la question de la répartition réelle de cette marge entre les différents acteurs des marchés de gros (producteurs, fournisseurs, intermédiaires et marché) et, en termes de régulation, de la capacité de l'État à capter ces marges pour financer le soutien public.

⁸⁹ Délibération n° 2024-05 du 18 janvier 2024 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Or, la captation des rémunérations excédentaires des producteurs, à travers la contribution sur les rentes infra-marginales, ne semble pas, d'après les prévisions de rendement disponibles (cf. *supra*), en mesure de produire des effets à hauteur des marges effectivement dégagées. Ce rendement prévisionnel, soit au plus 4,5 Md€ au titre du second semestre 2022 et de l'année 2023, même augmenté des redevances des concessions hydroélectriques (1,5 Md€ sur 2022-2024), est très inférieur aux 37 Md€ de marges identifiées *supra*. Il laisserait, avant prise en compte de l'impôt sur les sociétés et pour les seules années 2022-2023, une marge nette de plus de 30 Md€ aux acteurs des marchés de gros.

Cette insuffisance peut provenir en partie du fait que les recettes unitaires de référence retenues pour le calcul de la CRI correspondent à une rémunération supérieure aux coûts complets de production pour certaines filières, en particulier pour le nucléaire (pour un écart potentiel de près de 4 Md€ sur la marge taxable d'EDF au titre de 2023⁹⁰) mais aussi pour les filières thermiques (pour une perte d'assiette évalués à 3 Md€ par la CRE sur 2022-2023) et, à la marge, pour les filières EnR. Selon la CRE, la nature déclarative de la CRI donne aussi aux producteurs de moyens thermiques des possibilités d'optimisation relatives à l'évaluation de leurs coûts de combustibles.

L'insuffisance de captation résulte également du fait que certaines filières restent exclues du champ de cette contribution, notamment les réservoirs hydrauliques, pour une perte d'assiette estimée à 4,6 Md€ par la CRE sur 2022-2023.

Elle peut aussi s'expliquer par l'absence de prise en compte de la valorisation des garanties de capacités (par leur vente au marché ou dans la fixation des prix de détail) dans le calcul de la marge taxable, alors que le prix des capacités à vocation à couvrir le coût complet de production des installations⁹¹. Au sein des seuls TRV, la valorisation des capacités représente un quantum d'environ 9 €/MWh en 2023, soit une somme globale de plus de 900 M€ sur la facture HT des clients. La CRE évalue à 4 Md€ sur 2023 la perte d'assiette de CRI associée à la non prise en compte des garanties de capacités.

⁹⁰ Soit l'écart entre la rémunération moyenne de la production nucléaire visée par l'ARENH et les plafonds de la CRI (69 €/MWh environ) et le coût comptable de production prévisionnel estimé par la Cour (au plus 55 €/MWh), appliqué à une production 2023 de 300 TWh.

⁹¹ Dans le cadre des productions EnR soutenue par les obligations d'achat ou les compléments de rémunération, la valeur des capacités est par exemple bien prise en compte dans le calcul des coûts évités ou des compléments de rémunération.

Au vu des importantes pertes financières subies par EDF (cf. *infra*), elle peut aussi résulter de la part des marges qui auraient bénéficié *in fine* non pas aux producteurs mais aux intermédiaires opérant sur les marchés de gros et aux fournisseurs. Le montant très élevé des compléments de prix dits « CPI » dans le cadre de l'ARENH, évalués par la CRE au titre de 2022 (cf. *supra*), en est une manifestation, du côté des fournisseurs, pour un enjeu de 1,5 Md€ en 2022, et qui reste à chiffrer pour 2023 (cf. annexe n°9). Par ailleurs, selon la direction de la législation fiscale, la France n'a pas utilisé la faculté de plafonner les recettes des opérateurs de *trading* et autres intermédiaires car cette voie « *ne sembl[ait] pas opérationnelle en l'absence de règles de territorialité harmonisées au niveau européen [...] ou de règles permettant d'affecter ces recettes à une technologie* ». Or, selon la CRE, des opérateurs de marché qui rachètent habituellement au marché *spot* d'importants volumes, comme contrepartie notamment des ventes *spot* de production EnR sous obligation d'achat, qu'ils ont vendus à terme l'année précédente, auraient pu enregistrer de ce fait un gain net d'au moins 6 Md€ sur 2022-2023. Par ailleurs, sans que la part relative à l'électricité ou aux opérations avec contrepartie française n'en soit précisée, la marge⁹² dégagée par EDF *Trading*, à titre d'exemple, a progressé de plus de 5 Md€ en 2022.

Enfin, selon la CRE, la valorisation des importations nettes tirée des statistiques du commerce extérieur pourrait sous-estimer le rôle des enchères permettant l'acquisition à terme de droits d'échanges aux interconnexions, en amont d'échanges transfrontaliers au prix du marché *spot*. Sur 2022-2023, la CRE estime ainsi un coût des importations nettes supérieur de 8 Md€ à celui retenu par la Cour. Il s'agirait alors d'une part de marge captée en réalité par des acteurs économiques en-dehors des frontières de la France.

3 - Une capacité à financer le bouclier tarifaire limitée par les problèmes de production d'EDF

En 2022, une partie de la protection des clients finals a été obtenue par la création d'un guichet exceptionnel d'ARENH de 20 TWh au-delà du plafond de 100 TWh, qui a diminué de 16 €/MWh le niveau moyen du TRV en 2022. L'absence de tout écrêtement de l'ARENH (même avec un prix porté par exemple à 46 €/MWh), aurait permis de réduire respectivement de 53 et 80 €/MWh les niveaux hors taxe du TRV en 2022 et 2023. Mais, étant donné la chute de la production du parc nucléaire en 2022, EDF n'aurait pas pu honorer à partir de sa seule production toute la demande d'ARENH présentée au guichet (soit 160,3 TWh pour 2022) et approvisionner les équivalents ARENH dans les TRV et ses propres offres de marché.

⁹² Mesurée par l'EBITDA.

En tout état de cause, même avec un déplafonnement d'ARENH limité à 20 TWh, EDF a enregistré en 2022 d'importantes pertes financières liées à la chute de la production du parc nucléaire, et dans une moindre mesure hydraulique. Cette chute de production, non anticipée avant fin 2021, a conduit EDF à des achats nets massifs sur les marchés de gros en 2022, pour plus de 65 TWh à un prix moyen de 395 €/MWh. En outre, la cession d'ARENH additionnel par EDF s'est faite en contrepartie de rachats de volumes équivalents à prix administré auprès des fournisseurs, occasionnant une perte financière de 4,1 Md€. Ainsi, alors que la hausse des prix facturés par EDF à ses clients finals s'est traduite par un surcroît de recettes de 11 Md€ en 2022, la chute des volumes produits a conduit au total EDF à enregistrer un EBITDA⁹³ négatif de - 23,1 Md€ sur le champ de ses activités « France non régulées » (cf. annexe n°12).

Dès lors, la marge taxable d'EDF au titre de la contribution sur les rentes infra-marginales (CRI) devrait elle-même être fortement négative sur la première période de taxation (juillet-novembre 2022), selon les estimations de l'entreprise (cf. annexe n°12). Or, les marges négatives de la période de taxation se reportent en partie sur les marges taxables des périodes suivantes. Aussi aucune contribution nette n'était-elle attendue d'EDF, selon les dernières prévisions disponibles, pour l'année 2023, ce qui explique en bonne part que les recettes de la CRI soient estimées désormais à un niveau nettement inférieur aux prévisions initiales. Dans ces conditions, l'État ne peut pas compter sur la taxation des marges d'EDF sur 2022-2023 pour financer le bouclier tarifaire.

Par ailleurs, l'ampleur du coût des achats nets réalisés en 2022 sur les marchés à terme par EDF pour honorer ses contrats de ventes, s'il était pris en compte pour le calcul des coûts de fourniture de l'électricité aux bénéficiaires des TRV, conduirait la CRE à constater une sous-couverture de ces coûts par le niveau du TRV en 2022. Or, il est très probable que le niveau théorique des TRV 2023, et sans doute 2024, permette cette fois une sur-couverture significative des coûts de fourniture d'EDF (cf. annexe n°12). Dans ces conditions, il paraîtrait incohérent de traiter isolément la question d'une sous-couverture ponctuelle en 2022 et de sa compensation éventuelle à EDF. Aussi la Cour a-t-elle bien noté que les dispositions de l'article 225 de la loi de finances initiale pour 2024 conduisent à ce que l'obligation de couverture des coûts de fourniture des TRV par EDF sera bien considérée globalement pour l'ensemble des trois années 2022, 2023 et 2024.

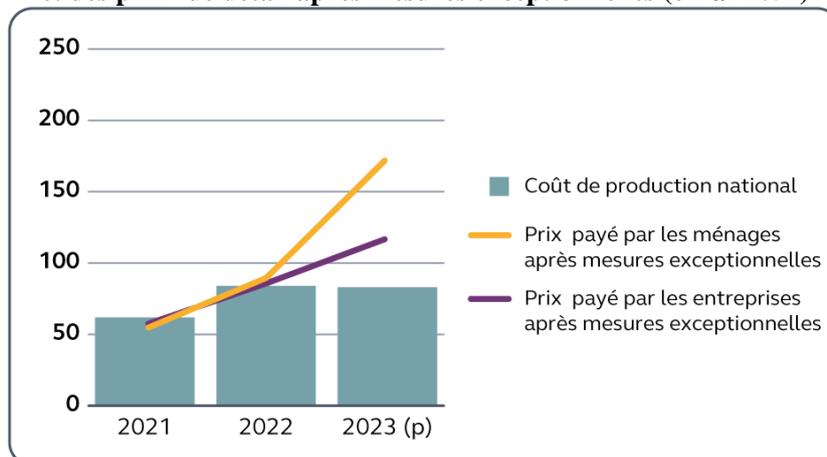
⁹³ L'*Earning before interest, taxes, depreciation and amortization* (EBITDA) est un indicateur de la performance économique du processus d'exploitation. Il correspond à l'addition du résultat opérationnel, des amortissements et des dépréciations.

4 - Des choix qui conduisent à faire supporter aux consommateurs des prix de plus en plus éloignés des coûts de production

Pour l'État, avant transferts fiscaux et redevances hydroélectriques, le bilan monétaire se traduirait par un besoin de financement de 14,6 Md€ sur 2022-2023. En tenant compte des redevances hydroélectriques et du rendement attendu de la CRI, ce montant serait réduit à 9 Md€. Si la marge nette des acteurs du secteur, estimée *supra* à plus de 30 Md€, générerait autant d'assiette d'impôt sur les sociétés, le solde de ces opérations pour l'État se limiterait alors à un besoin de financement de moins de 2 Md€. Toutefois, il serait acquis en contrepartie d'un niveau de prix HT supporté par les consommateurs très supérieur aux coûts de production en 2023.

Certes, en 2022, selon les données d'Eurostat, les prix HT et hors acheminement finalement supportés par les consommateurs après intervention de l'État ont affiché des niveaux juste supérieurs aux estimations du coût de production national. Mais en 2023, les prix payés par les clients finals après mesures exceptionnelles mises en place devraient être nettement supérieurs à ces coûts (cf. annexe n°7).

Graphique n° 21 : comparaison des coûts de production nationaux et des prix* de détail après mesures exceptionnelles (en €/MWh)



* hors part estimée couvrant les coûts commerciaux et marges de fourniture, et y compris l'effet attendu de la hausse de 10 % du TRV en août 2023.

Source : calculs Cour des comptes

Près de la moitié du prix payé par les entreprises, et près d'un quart du prix payé par les ménages couvrirait ainsi une rémunération de la production nationale au-delà de ces coûts. La direction générale de l'énergie et du climat confirme d'ailleurs que « le niveau HT du TRV gelé

de 2023 est [...] déjà à un niveau qui correspond à une vision plafond de la couverture des coûts du système électrique ». Cette appréciation, qui portait sur le niveau du tarif réglementé de vente (TRV) en vigueur au premier semestre 2023, signifie qu'en réhaussant de 10 % le niveau TTC du TRV au 1^{er} août 2023, le gouvernement a accru l'écart entre le TRV et les coûts de production nationaux, dans le but de réduire le coût du bouclier pour l'État.

Ces constats suggèrent que la recherche à très court terme d'une limitation du coût budgétaire net des mesures de protection pour l'État devrait passer, pour le secteur de l'électricité, par une révision des dispositifs de captation des marges bénéficiaires de la filière et leur prolongation en 2024, plutôt que par une augmentation des prix payés par les clients finals.

Or, si la prolongation d'une taxation au titre de la CRI est bien prévue par l'article 80 de la loi de finances initiale pour 2024, ses paramètres ont été modifiés de sorte à limiter son rendement (en particulier l'abattement sur la marge est porté à 50%). Au contraire, la nécessité de capter au mieux les marges bénéficiaires des acteurs du marché de gros pour financer un bouclier rapprochant les prix des coûts de production sans alourdir le déficit budgétaire de l'État appellerait à réviser les seuils unitaires de recettes au plus près des coûts et à élargir le champ des revenus entrant dans le calcul de la CRI pour 2024 (hydraulique à réservoir, revenus tirés du mécanisme de capacité), voire le périmètre des acteurs de marché concernés.

D - La sortie du bouclier électricité et la perspective d'une nouvelle régulation

1 - L'intérêt de mesures exceptionnelles tant que perdurent des écarts significatifs entre coûts et prix

Le gouvernement, en annonçant à l'automne 2023 la prolongation du bouclier tarifaire électrique au-delà du 31 janvier 2024, avait pris acte du risque d'un maintien du niveau théorique du TRV à un niveau élevé à partir du 1^{er} février 2024 (cf. *supra*), et de l'intérêt d'en protéger les consommateurs. Pour autant, les dispositions de la loi de finances initiale pour 2024 permettent au gouvernement de faire progresser de 10 % le niveau TTC du TRV effectivement appliqué au 1^{er} février 2024, au besoin par un rétablissement partiel des tarifs de taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) en vigueur avant 2022.

Or, il est probable, comme indiqué précédemment, que le niveau du TRV en vigueur fin 2023 reflète déjà un coût d'approvisionnement excédant fortement les coûts de production nationaux prévisibles pour 2023 ainsi que pour 2024. Dans ces conditions, refléter au mieux les coûts actuels de production supposerait en tout état de cause de ne pas augmenter le niveau hors TVA du TRV applicable par rapport à son niveau atteint en 2023, une neutralisation du coût brut du bouclier tarifaire pour l'État étant plutôt à rechercher *via* une prolongation de la CRI en 2024 et l'accroissement de son rendement (cf. *supra*).

2 - L'importance d'une nouvelle régulation du nucléaire

Comme l'indiquait la Cour à l'occasion de son évaluation de la politique publique d'organisation des marchés de l'électricité, sans possibilité de réguler d'une façon ou d'une autre la vente du nucléaire historique au-delà de 2025, les consommateurs français ne seraient plus assurés de bénéficier, en régime de croisière, de prix reflétant les coûts de production nationaux. La Cour y rappelait par ailleurs que différentes modalités de régulation étaient envisageables, en fonction notamment de l'évolution du cadre européen.

Pour succéder au dispositif transitoire de l'ARENH, qui doit prendre fin en décembre 2025, les pouvoirs publics avaient envisagé dans un premier temps la mise en place d'un mécanisme qui corrigerait les recettes tirées de la vente de la production nucléaire sur les marchés, en assurant à EDF une rémunération minimale et maximale en ligne avec ses coûts de production, et symétriquement un coût d'approvisionnement borné pour les fournisseurs. Si le cadre juridique d'un tel mécanisme posait question jusqu'à récemment, il semble dorénavant pouvoir être mis en œuvre sur le fondement de l'accord trouvé le 14 décembre 2023 entre le Conseil de l'Union européenne et le Parlement européen sur la réforme du marché de l'électricité⁹⁴.

Finalement, le Gouvernement a annoncé le 14 novembre 2023, et soumis à consultation publique le 21 novembre 2023, un nouveau schéma de régulation. Ce schéma repose sur une taxation *ex post* des revenus tirés par EDF de son parc nucléaire existant, sur un mode comparable à la CRI et avec un paramétrage à confirmer (taxation d'une partie des revenus

⁹⁴ Cet accord prévoit en effet la possibilité pour les États membres de mettre en place des régimes de soutien sous la forme de « contrats d'écart compensatoire bidirectionnels » y compris pour les investissements destinés à prolonger la durée de vie du parc nucléaire existant, et dont les recettes (en cas de prix élevés) sont redistribuées aux clients finals.

excédant une recette unitaire moyenne de 78 €/MWh sur la production nucléaire). Il suppose une rétrocession du produit de cette taxation aux clients finals, selon des modalités qui restent à préciser. Surtout, le Gouvernement vise, par ce mécanisme régulateur et par l'encouragement à la conclusion de contrats de moyen-long terme entre producteurs, fournisseurs et clients finals, à atteindre en moyenne sur les 15 prochaines années un prix de 70 €₂₀₂₂/MWh pour l'électricité produite par le parc nucléaire, devant couvrir non seulement les coûts du parc existant mais aussi les coûts de développement d'un nouveau parc.

La robustesse de ce nouveau cadre, fondé sur une correction *ex-post* de prix de marché le cas échéant supérieurs aux coûts de production, plutôt que sur une fixation en amont des prix en fonction de ces derniers, devrait être examinée notamment au regard de sa capacité à apporter aux clients finals une protection suffisante face à une crise similaire à celle de 2022 conjuguant des prix à terme dépassant 500 €/MWh et une chute conjoncturelle de la production nucléaire de plus de 20%.

II - Un soutien aux énergies fossiles contraire aux objectifs de la transition énergétique

Les subventions publiques à la consommation d'énergies fossiles qu'ont représentés le bouclier tarifaire gaz, l'aide gaz à l'habitat collectif et la remise « carburant », ont atténué le signal-prix de rareté apparu sur les marchés européens du gaz et du pétrole, alors même que leur consommation est par ailleurs taxée à une hauteur inférieure à leur coût induit en termes d'émission de gaz à effet de serre (cf. annexe n°13)⁹⁵.

Néanmoins, du fait des hausses de prix résiduelles supportées par les ménages, en données corrigées des variations climatiques, et des encouragements à la sobriété énergétique à travers le plan gouvernemental d'octobre 2022, la consommation en gaz des ménages en 2022 a reculé de 9,6 % par rapport à la moyenne des années 2016 à 2020 et une baisse de 5 % avait déjà été constatée sur l'année 2021 avec le début de la hausse des prix. Côté entreprises, l'industrie a globalement réduit de 20 % sa consommation de gaz entre 2021 et 2022. En revanche, la consommation de carburant des ménages n'a diminué que de 5 % en volume, en raison

⁹⁵ Si l'on fonde ce coût sur la cible de 100 €/tCO₂ fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015.

d'une forte part de déplacements contraints (qui se traduit par une élasticité plus faible⁹⁶), et la consommation globale de carburant routier a progressé en 2022 en volume (cf. *infra*). Selon la note de conjoncture de mars 2023 de l'INSEE, interrogés en décembre 2022, seuls 46 % des ménages ont déclaré avoir changé leurs habitudes de déplacements (déplacements individuels et transports en commun).

Par ailleurs, l'absence de ciblage de ces dispositifs sur les consommateurs les plus vulnérables, c'est-à-dire ceux dont les revenus ou les capacités à réduire leur consommation sont les plus faibles, et l'absence de toute limitation des volumes soutenus ont accentué leur impact environnemental et contribué à alourdir leur coût pour les finances publiques.

A - Une fin du bouclier gaz qui laisse à la charge de l'État le coût élevé du soutien aux consommations 2022

Le bouclier tarifaire gaz avait été conçu initialement à l'automne 2021, comme une solution de lissage d'une hausse des prix que les pouvoirs publics pensaient limitée à la période hivernale 2022-2023, avec un rattrapage tarifaire possible entre juillet 2022 et juin 2023 pour neutraliser globalement son coût pour l'État. Si l'évolution effective des prix sur toute l'année 2022 a rendu ce schéma inatteignable, la baisse des prix du gaz a bien fini par avoir lieu, mais un an plus tard. Le retour à des prix de gros inférieurs aux sous-jacents du TRVg « bloqué » a ainsi sensiblement coïncidé avec la fin annoncée des TRV gaz, au 1^{er} juillet 2023.

La situation des mois de mai et juin 2023 se caractérisait certes déjà par un TRVg théorique inférieur au TRV « bloqué », et donc par la possibilité d'entamer une phase de compensation du coût du bouclier pour l'État. Néanmoins, la compensation financière des fournisseurs pour leurs offres de marché a été fixée par la CRE à zéro pour ces deux mois et seuls les contrats aux TRVg d'ENGIE et des entreprises locales de distribution donneront lieu à remboursement à l'État sur la base de ce différentiel négatif entre le TRV théorique et le TRV « bloqué », en vertu des dispositions de l'article 181 de la LFI 2023.

⁹⁶ Selon une étude récente du CAE et de l'Insee, l'élasticité-prix de la consommation de carburant, qui mesure les baisses de consommation induite par des hausses de prix, varierait fortement selon le profil historique de consommation : pour les plus gros « rouleurs », cette élasticité est faible, -0,32, et traduit la rigidité des besoins de déplacements en véhicule ; pour les moins « rouleurs », les capacités d'adaptation sont plus fortes, avec une élasticité de -1,06.

Surtout, l'absence de prolongation du bouclier tarifaire gaz au-delà du 30 juin 2023, a privé l'État de la possibilité d'organiser un remboursement partiel des coûts du bouclier 2022 sur la base de prix de référence devenus inférieurs au niveau du TRV « bloqué » de 2023, ce qui aurait permis de réduire le coût global du bouclier tarifaire, et au-delà, de contrebalancer les effets négatifs qu'a pu avoir le bouclier gaz en termes d'abolition du signal-prix sur la consommation d'une énergie carbonée.

À tout le moins, le paramétrage de l'aide gaz à l'habitat collectif a été modifié pour le second semestre 2023 par décret en date du 14 septembre 2023 de sorte que le prix payé *in fine* par les bénéficiaires ne continue pas à baisser quand le prix de référence calculé par la CRE (à la suite de la fin du TRV) diminue lui-même sous le niveau du TRV « bloqué » en vigueur au 1^{er} janvier 2023.

B - Le bilan environnemental négatif de la « remise carburant »

Selon l'OCDE⁹⁷, la remise carburant mise en place en avril 2022 par la France a représenté une subvention équivalente à plus de 60 €/tCO₂ émise à l'occasion de la consommation des carburants concernés, soit un montant nettement supérieur à la composante carbone de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICPE) à taux normal.

Cette aide a accru toutes choses égales par ailleurs l'empreinte carbone des ménages automobilistes. L'étude du Conseil d'analyse économique de juillet 2023 sur la consommation de carburant des automobilistes⁹⁸ estime que ce dispositif a augmenté les émissions de CO₂ de 48 à 93 Kg de CO₂, en moyenne, par ménage automobiliste, soit entre 0,24 % et 0,46 % de l'empreinte carbone annuelle d'un ménage. En effet, en réduisant les prix de 10,8 % en moyenne par rapport aux évolutions des prix du marché, les remises appliquées d'avril à décembre 2022 ont empêché une baisse de la consommation de carburant de 16 à 31 litres par ménage, soit entre 2,2 % et 4,2 % de la consommation annuelle moyenne d'un ménage. Au total, la consommation annuelle de carburant routier est même en hausse de 2,2 % en 2022 par rapport à 2021.

Le 16 septembre 2023, face à la remontée des prix des carburants observée depuis le mois de juin 2023, le gouvernement a, du reste, indiqué qu'il refusait de mettre en place une nouvelle remise carburant, à la fois à cause de son coût pour les finances publiques et en raison de son caractère peu vertueux d'un point de vue environnemental.

⁹⁷ La tarification des gaz à effet de serre, OCDE, 2022.

⁹⁸ Comment les automobilistes ajustent leur consommation de carburant aux variations de prix, Conseil d'Analyse Economique (CAE), Focus n° 98, juillet 2023.

C - Les solutions alternatives aux soutiens non ciblés

En substitution de la remise carburant, abandonnée fin 2022, ou pour accompagner la baisse du niveau de protection des boucliers tarifaires début 2023, les pouvoirs publics ont mis en place des aides directes aux ménages sous forme de chèque ou d'indemnité. Ces dispositifs ont l'avantage de pouvoir être ciblés en fonction des revenus, qui constituent un indicateur de la capacité des ménages à supporter financièrement les hausses de prix. Néanmoins, les montants forfaitaires retenus pour ces aides ne permettent pas de moduler les soutiens en fonction de facteurs qui peuvent justifier, au moins à court terme, des volumes de consommation d'énergie différents selon les situations (existence de solutions alternatives de transport, qualité d'isolation du bâti, etc.).

Or, dans le cas de hausses de prix de l'énergie aussi rapides et élevées que celles intervenues en 2022, il est concevable de ne préserver l'intégralité du signal-prix que sur la consommation marginale des ménages éligibles aux aides et donc de limiter le soutien public à une part historique de la consommation, comme le prévoient par exemple les « freins » sur le gaz et l'électricité en Allemagne (cf. annexe n°2) ainsi que les orientations générales du Conseil de l'Union européenne sur la réforme du marché de l'électricité, mentionnées *supra*.

Le Conseil d'analyse économique (CAE) recommande lui aussi, dans sa note précitée de juillet 2023, « à plus long terme, pour prendre mieux en compte les effets très différenciés de l'inflation énergétique pour les ménages, [...] de cibler des aides futures via des dispositifs indexés sur la consommation passée ». Néanmoins, la modulation selon les consommations historiques suppose de dépasser certaines difficultés opérationnelles liées au recueil des informations de consommation et de pouvoir traiter les évolutions objectives de besoin de consommation (modification de la composition de la famille, des équipements énergétiques, de l'habitat, etc...). Par ailleurs, la littérature économique sur le sujet⁹⁹ tend à montrer que les consommateurs réagissent plus dans ce cas au prix moyen qu'au prix marginal, ce qui ne permettrait pas de rétablir complètement le signal-prix.

De façon alternative, limiter les aides à des volumes forfaitaires de consommation reflétant des besoins objectifs se heurterait à la difficulté d'établir des références qui seraient à la fois praticables et légitimes. Cette solution n'échapperait du reste pas non plus au comportement de consommateurs raisonnant en prix moyens.

⁹⁹ Voir notamment Ito (2012) : *Do consumers respond to marginal or average price ? Evidence from nonlinear electricity pricing.*

Par contraste, malgré ses défauts actuels, l'outil du chèque énergie apparaît comme un bon moyen de préserver les signaux-prix et de limiter le coût budgétaire du soutien pour l'État. Il reste ainsi considéré comme utile en situation de crise, à condition de mieux le calibrer (notamment en adaptant les critères d'éligibilité à la suppression de la taxe d'habitation¹⁰⁰).

Le rapport d'information de la Commission des finances du Sénat sur les dispositifs de soutien aux consommateurs d'énergie, de juin 2023, estime ainsi que multiplier les chèques exceptionnels dans l'urgence n'est pas une méthode satisfaisante (en raison de leur ciblage souvent défaillant, de leurs modalités peu lisibles et de leur taux d'usage décevant) mais il préconise de créer un chèque énergie de droit commun au périmètre plus étendu, élargi aux 3^{ème} et 4^{ème} déciles. Cela permettrait notamment, d'après lui, en cas de nouvelle crise, de calibrer les autres dispositifs exceptionnels à des niveaux moins coûteux pour les finances publiques.

III - Une occasion de clarifier les fiscalités relatives du gaz et de l'électricité

Depuis la réforme de la fiscalité énergétique portée par la loi de finances rectificative pour 2015, l'énergie supporte des droits d'accise à travers les taxes intérieures de consommation (cf. annexe n°13). Mais les niveaux, absolus et relatifs, des accises relatives au gaz et à l'électricité ne reflètent pas la poursuite d'objectifs comparables.

A - L'ambiguïté entretenue jusqu'à présent sur les motifs de taxation de la consommation d'électricité

Le tarif normal de la TICFE, appliqué à l'électricité, était de 22,5 €/MWh en 2021. Ce niveau s'explique presque entièrement, pour 22 €/MWh, par la contribution *ad hoc* (CSPE) mise en place depuis 2003 pour couvrir le financement du soutien public au développement des énergies renouvelables. À l'occasion de la réforme du financement des charges de service public de l'énergie (dans le cadre de la loi de finances rectificative pour 2015), qui visait en particulier à ne plus faire financer la

¹⁰⁰ Pour être éligible au chèque énergie, il faut avoir déclaré ses revenus auprès des services fiscaux et habiter dans un logement imposable à la taxe d'habitation. La suppression de la taxe d'habitation pour 80 % des contribuables, dont les plus modestes, va nécessiter d'adapter les critères d'éligibilité du chèque énergie. Les réflexions en cours ne semblent pas encore avoir abouti.

transition énergétique par la consommation d'électricité, le tarif d'accise sur l'électricité n'a pas été abaissé. Dès lors, même si le lien budgétaire entre cette taxation et ce soutien public a été rompu à partir de 2016, le niveau actuel du tarif normal de la TICFE continue à correspondre à une contribution historique des consommateurs d'électricité à la rémunération garantie aux producteurs d'énergies renouvelables, censée couvrir les coûts complets de production de ces moyens. Par ailleurs, sans lien avec cette problématique de financement des énergies renouvelables, certaines entreprises, notamment les entreprises électro-intensives, ou certains usages, bénéficient d'exonérations de TICFE ou de taux réduits, dans le respect des directives européennes relatives à la taxation de l'énergie.

Enfin, les accises sur la consommation électrique comprennent également les anciennes taxes locales, désormais intégrées sous forme de fraction de la TICFE pour un quantum de plus de 9,5 €/MWh qui s'ajoute aux 22,5 €/MWh du taux normal applicable jusqu'en 2021. Ces taxes pouvaient s'assimiler à des taxes de rendement au bénéfice des collectivités locales autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité sur leur territoire.

Les mesures exceptionnelles adoptées depuis fin 2021, en abaissant les tarifs de TICFE à leurs planchers prévus par les directives européennes, ont eu les effets suivants. En premier lieu, les taux normaux applicables ont été réduits d'au moins 22 €/MWh, ce qui correspond au montant représentatif de la contribution historique de l'accise sur la consommation d'électricité au soutien public des énergies renouvelables. Comme indiqué *supra*, et bien que ce n'ait pas été sa justification première, cette baisse peut être mise en relation avec l'effet concomitant des hausses de prix de gros sur le financement des rémunérations garanties aux producteurs d'énergies renouvelables, qui fait que ces producteurs n'ont plus besoin d'un soutien public pour être rémunérés aux niveaux garantis, et que le mécanisme de soutien se traduit même, depuis 2022, par une rétrocession à l'État des rémunérations excédentaires tirées du marché. Le gain budgétaire associé pour l'État, soit 28,6 Md€ sur 2021-2024, est ainsi rétrocedé de fait aux consommateurs par la baisse de TICFE, soit plus de 24 Md€ sur 2022-2024.

Pour certains clients finals, les baisses de TICFE mises en œuvre en 2022 et 2023 vont cependant au-delà de l'ancienne contribution au soutien public des énergies renouvelables puisqu'elles affectent aussi les anciennes taxes locales désormais intégrées au tarif de TICFE¹⁰¹. La baisse de TICFE bénéficiant aux ménages est ainsi de 31,06 €/MWh en 2023.

¹⁰¹ Le produit correspondant aux anciennes taxes locales continue cependant à être versé par l'État aux collectivités locales destinataires (communes, groupements et départements). L'État supporte ainsi la totalité du manque à gagner lié aux baisses de tarif de la TICFE.

B - Des modalités de taxation du gaz et de l'électricité à clarifier lors de la sortie des boucliers

L'accise sur la consommation d'électricité constituait *de facto* une taxation de rendement correspondant majoritairement au coût de financement des énergies renouvelables électriques. Inversement, l'accise sur la consommation de gaz correspond pour l'essentiel à l'internalisation partielle des coûts liés à l'émission de gaz à effet de serre induit par sa combustion, et aucunement au financement du soutien à la production de biométhane, qui justifie au contraire un moindre tarif d'accise (cf. annexe n°13). Pour les usages non soumis au SEQE-UE¹⁰², cette internalisation des coûts se limite depuis 2018 à une « composante carbone » du tarif de taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) correspondant à un prix du carbone de 44,6 €/tCO₂, tandis que le prix hors taxe de l'électricité intègre le coût des quotas carbone nécessaires à la part du mix de production issu de combustibles fossile à un prix actuel de plus de 80 €/tCO₂.

Le récent rapport du Conseil des prélèvements obligatoires sur la TVA¹⁰³, et plus précisément son rapport particulier n°5, suggère que la sortie des boucliers tarifaires, à organiser par les pouvoirs publics, puisse être « *l'occasion de corriger l'écart de taxation défavorable entre le gaz et l'électricité* ». Il s'agirait à tout le moyen de clarifier et d'harmoniser les motifs des taxations par accise.

Si la seule internalisation des coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre était alors retenue, elle pourrait se traduire par un maintien du niveau de taxation de la consommation d'électricité à ses planchers, comme appliqué dans le cadre du bouclier électrique 2023. Toutes choses égales par ailleurs, le financement du soutien aux productions d'énergies renouvelables électriques serait alors laissé à la seule charge de l'État.

C'est dans le cadre d'une réforme de la régulation publique du marché de l'électricité que ce financement pourrait à nouveau être mis à la charge finale des consommateurs (ou à son profit en cas de nouvel épisode de prix très élevés), ce qui supposerait de traiter le cas des entreprises et

¹⁰² Les entreprises consommatrices de gaz soumises au SEQE bénéficient en contrepartie d'un taux réduit de TICGN pour leurs achats de gaz, fixé à 1,52 €/MWh correspondant peu ou prou à la part de tarif d'accise préexistante à l'introduction d'une « composante carbone ». La plupart des centrales électriques à gaz sont quant à elles exonérées de TICGN.

¹⁰³ La TVA, une taxe à recentrer sur son objectif de rendement pour les finances publiques (ccomptes.fr), Conseil des prélèvements obligatoires, février 2023.

usages qui bénéficiaient auparavant d'exonérations ou de taux réduits de TICFE. Le financement de la charge correspondant aux sommes versées par l'État aux collectivités locales en représentation du produit annuel des anciennes taxes locales, soit plus de 2 Md€ en 2023, serait aussi à traiter.

En ce qui concerne le gaz comme combustible, le CAE dans sa note de juillet 2023 précitée évoque l'idée d'une augmentation de l'accise sur le gaz si les prix HT du gaz, à la faveur du reflux des prix de gros, se maintenaient après le 1^{er} juillet 2023 à des niveaux inférieurs au TRVg « bloqué » du premier semestre 2023. À titre illustratif, l'écart entre le prix de référence calculé par la CRE pour juillet 2023 et le niveau du TRVg « bloqué », soit 26 €/MWh HT, aurait largement permis de doubler le tarif d'accise du gaz en juillet 2023. Cette piste vise à proposer une solution de financement *a posteriori* du coût du bouclier gaz pour l'État. Toutefois, une telle solution reviendrait encore à ne pas fixer le tarif de taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) en fonction des externalités de la consommation de gaz mais en fonction d'un mécanisme quasiment régulateur des prix de détail du gaz. Le CAE évoque en effet un « *instrument assurantiel face à la hausse temporaire des prix énergétiques* ». En outre, la solution la plus pertinente pour assurer *a posteriori* le financement du bouclier gaz aurait été de jouer sur le prix HT, à travers la prolongation du bouclier tarifaire qui aurait consisté à faire payer aux consommateurs un prix devenu supérieur à celui qui reflèterait la baisse des prix de gros depuis mai 2023 (cf. *supra*).

Au bénéfice d'une plus grande clarté des objectifs poursuivis par les politiques publiques en matière d'énergie, une augmentation du tarif de la TICGN suite à la fin des boucliers gaz devrait plutôt se fonder sur l'atteinte d'un niveau de « composante carbone » représentatif soit de la valeur tutélaire du carbone à un horizon donné, soit des prix formés sur le SEQE-UE.

Or, la loi de finances initiale pour 2024, par son article 92, a certes permis au gouvernement de majorer dès le 1^{er} janvier 2024 le tarif d'accise sur le gaz naturel (ex-TICGN) de 8 €/MWh, ce qui reflète une tarification sous-jacente du carbone de l'ordre de 90 €/t, mais permet aussi au gouvernement de rétablir en partie dès 2024 les tarifs d'accise sur l'électricité (ex-TICFE) en vigueur avant 2022, ce qui ne reflèterait à nouveau plus les niveaux respectifs des coûts environnementaux à internaliser pour les consommations de gaz et d'électricité.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Le coût élevé des différentes mesures pour l'État est à mettre en lien avec les caractéristiques des principaux dispositifs – boucliers et remises – qui soutiennent les consommations d'énergie des ménages sans ciblage particulier ni limite en volumes. Ces caractéristiques sont assurément critiquables pour le gaz et les carburants, au regard des objectifs de décarbonation, mais le sont nettement moins pour l'électricité, où la régulation en place est censée maintenir un lien entre les prix de détail et les coûts de production nationaux, pour tous les consommateurs.

En effet, le coût du bouclier tarifaire s'explique d'abord par le niveau très élevé du tarif réglementé de vente (TRV) théorique, par référence auquel ce coût est établi, et qui témoigne lui-même de l'incapacité de la régulation, aujourd'hui fondée sur l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et les TRV, à garantir aux consommateurs des prix reflétant les coûts de production nationaux. Selon les estimations de la Cour, le TRV théorique, et en général les prix de détail avant mesures exceptionnelles, excèdent très largement les coûts de production nationaux sur l'ensemble des deux années 2022-2023 et ces niveaux de prix engendrent des marges bénéficiaires très importantes chez les acteurs des marchés de gros.

La captation de ces marges par l'État, aurait dû permettre à ce dernier de financer la prise en charge de baisses de prix rapprochant significativement les prix supportés in fine par les consommateurs des coûts de production nationaux. Or, le champ et le paramétrage actuels de la contribution sur les rentes infra-marginales ne permettent pas une captation suffisante de ces marges, qu'elles se forment au niveau des producteurs, des fournisseurs ou d'intermédiaires du marché. Il s'ensuit que l'État a choisi d'opérer des hausses de TRV en 2023 afin de réduire le coût budgétaire net de son soutien. Mais ces hausses conduisent à faire payer aux clients finals des prix qui resteront supérieurs de près de 50 % aux coûts de production, tout en laissant plus de 30 Md€ de marges bénéficiaires, avant impôt sur les sociétés, aux acteurs en amont du marché de détail. Poursuivre l'objectif de refléter les coûts de production dans les prix de détail de l'électricité à coût maîtrisé pour l'État supposerait plutôt de fixer, à travers le bouclier tarifaire, un niveau TTC des TRV ne dépassant pas celui de 2023 et de modifier le champ et les paramètres de la contribution sur les rentes infra-marginales dans le sens d'une hausse de son rendement.

En ce qui concerne la consommation de gaz et de carburants, les soutiens massifs et non ciblés dont ont bénéficié les ménages et les entreprises présentent un bilan défavorable en matière environnementale comme de finances publiques, même si des efforts de sobriété, encouragés par le gouvernement, ont permis une diminution nette de la consommation de gaz en 2022. Il invite à privilégier pour l'avenir des aides plus ciblées et qui préservent les signaux-prix. Enfin, la sortie des boucliers peut être l'occasion de revoir les niveaux relatifs des accises frappant les consommations d'électricité et de gaz, en fonction en particulier du besoin d'internalisation des coûts environnementaux.

Sur ces différents aspects, la Cour formule les recommandations suivantes :

- 2. proposer au Parlement de faire évoluer le champ et les modalités de calcul de la contribution sur les rentes infra-marginales au titre de 2024, afin d'en augmenter le rendement (ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024) ;*
 - 3. paramétrer le bouclier tarifaire électricité 2024 de sorte que les prix payés par les consommateurs reflètent au mieux les coûts actuels de production nationaux (ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024) ;*
 - 4. préserver les signaux prix sur les énergies fossiles en privilégiant les aides ciblées sur les consommateurs les plus vulnérables (ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2024).*
-

Conclusion générale

À la fin de l'année 2023, les prix à terme de l'électricité pour livraison 2025 sont repassés sous les 90 €/MWh, dans le sillage de prix du gaz revenus sous les 50 €/MWh et des prévisions de disponibilité accrue du parc nucléaire. Ces évolutions laissent penser que la part d'approvisionnement en énergie dans les prix de détail de l'électricité pourrait se rapprocher à cet horizon des niveaux de coûts moyens de production du parc en service, si ces derniers devaient se maintenir autour de 70 à 80 €/MWh¹⁰⁴. En revanche, rien ne permet de penser qu'à court ou moyen terme, une conjoncture particulière de marché conduirait les prix de gros à des niveaux significativement inférieurs à ces coûts.

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

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

Or, pour réguler les marchés de l'électricité, et plus précisément la production du parc nucléaire, après 2025, les pistes envisagées par le gouvernement, et soumises fin 2023 à consultation publique, s'inspirent fortement de la combinaison, mise en œuvre lors de la crise, d'une taxation du revenu des producteurs et d'une baisse administrée des prix de détail. Néanmoins, contrairement à la CRI et au bouclier tarifaire, élaborés et mis en œuvre dans l'urgence, ce nouveau cadre de régulation peut bénéficier

¹⁰⁴ Hypothèse conforme aux projections du scénario de référence du bilan prévisionnel de RTE – édition 2023.

d'une maturation plus approfondie, à l'occasion de la consultation publique lancée fin 2023 et des discussions qui auront lieu au Parlement sur les aspects législatifs des dispositifs envisagés. Ce temps d'élaboration doit être mis à profit pour évaluer de façon préalable la capacité du nouveau cadre, dans ses principes et ses modalités de mise en œuvre, à répondre aux objectifs qui lui sont assignés.

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

Liste des abréviations

ACER.....	<i>European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
APDC.....	Activité partielle de droit commun
APLD.....	Activité partielle de longue durée
ARENH.....	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ARS.....	Agence régionale de santé
ASP.....	Agence de services et de paiement
BFR.....	Besoin en fond de roulement
BTP.....	Bâtiment et travaux publics
CA.....	Chiffre d'affaires
CAE.....	Conseil d'analyse économique
CAL.....	Contrat Calendar
CEE.....	Certificat d'économie d'énergie
CEPREMAP .	Centre pour la recherche économique et ses applications
CfD.....	<i>Contract for difference</i> (contrat pour différence)
CGDD.....	Commissariat général au développement durable
CIBS.....	Code des impositions sur les biens et services
CP.....	Complément de prix (dans le cadre du dispositif de l'ARENH)
CPAM.....	Caisse primaire d'assurance maladie
CPO.....	Conseil des prélèvements obligatoires
CRE.....	Commission de régulation de l'énergie
CRI.....	Contribution sur les rentes infra-marginales
CSC.....	Corrosion sous contrainte
CSPE.....	contribution au service public de l'électricité
CTS.....	Contribution temporaire de solidarité
DGAMPA	Direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture
DGCCRF.....	Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes
DGDDI.....	Direction générale des douanes et droits indirects
DGE.....	Direction générale des entreprises
DGEC.....	Direction générale de l'énergie et du climat

DGFIP	Direction générale des finances publiques
DGITM.....	Direction générale des infrastructures, des transports et des mobilités
DGT	Direction générale du Trésor
DIRM	Direction inter-régionale de la mer
DLF.....	Direction de la législation fiscale
DM	Direction de la mer
EBITDA	<i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i> (excédent brut d'exploitation)
EHPAD	Établissement d'hébergement pour personnes âgées dépendantes
ELD	Entreprise locale de distribution
ENIM	Établissement national des invalides de la marine
EnR	Énergie renouvelable
ETC.....	Encadrement temporaire de crise
ETI	Entreprise de taille intermédiaire
GES.....	Gaz à effet de serre
GNR.....	Gazole non routier
HT	Hors taxe
HTVA	Hors TVA
IPC.....	Indice des prix à la consommation
IPCH.....	Indice des prix à la consommation harmonisé
IR.....	Impôt sur le revenu
IS	Impôt sur les sociétés
LFI.....	Loi de finances initiale
LFR	Loi de finances rectificative
LTECV.....	Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte
MIRES	Mission Recherche et Enseignement supérieur
MSA	Mutuelle sociale agricole
MTE	Ministère de la transition énergétique
NEB.....	Note d'exécution budgétaire
NOME.....	Nouvelle organisation du marché de l'électricité
OCDE.....	Organisation pour la coopération et le développement économique
OFCE	Observatoire français des conjonctures économiques
OPEP.....	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PEG	Point d'échange gaz
PGE.....	Prêt garanti par l'État
PIB	Produit intérieur brut
PLF.....	Projet de loi de finances (initial)

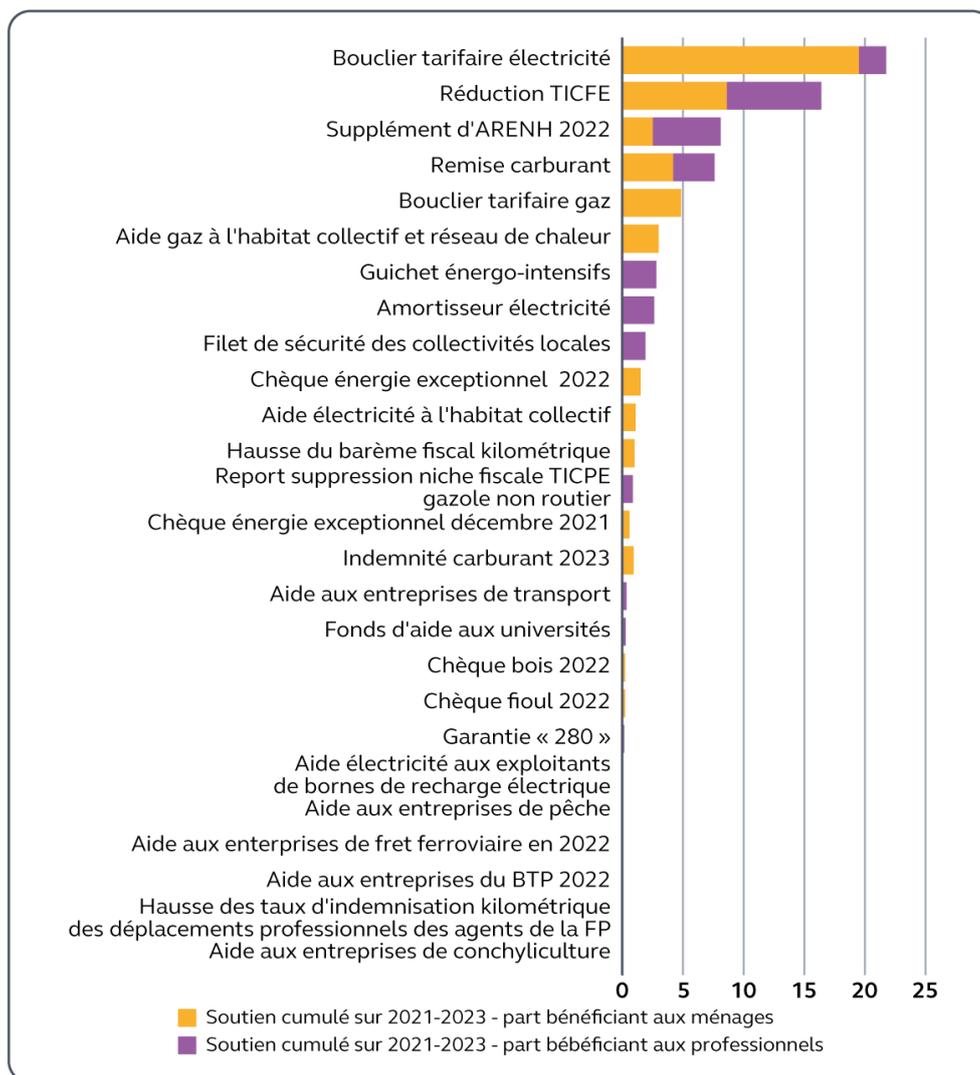
PLPFP	Projet de loi de programmation des finances publiques
PME	Petites et moyennes entreprises
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (contrat d'achat d'électricité)
RFR/UE.....	Revenu fiscal de référence par unité de consommation
SEQE-UE	Système européen d'échanges de quotas d'émission
SPE.....	Service public de l'énergie
TAC.....	Turbine à combustion
TCCFE	Taxe communale sur la consommation d'électricité
TDCFÉ	Taxe départementale sur la consommation d'électricité
TICFE	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
TICGN	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
TICPE	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TIRIB	Taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants
TIRUERT	Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports
TPE	Très petite entreprise
TRV.....	Tarif réglementé de vente électricité
TRVg.....	Tarif réglementé de vente gaz
TTC.....	Toutes taxes comprises
TURPE.....	Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
UE	Union européenne
VSL.....	Véhicule sanitaire léger
ZNI.....	Zone insulaire non-interconnectée au réseau électrique métropolitain

Annexes

Annexe n° 1 : principales caractéristiques du soutien public	122
Annexe n° 2 : mesures prises dans d'autres pays	124
Annexe n° 3 : le cadre européen des mesures exceptionnelles	137
Annexe n° 4 : synthèse provisoire des coûts pour l'État des mesures exceptionnelles	141
Annexe n° 5 : synthèse provisoire des coûts budgétaires des mesures	143
Annexe n° 6 : le contrôle de la répercussion des aides aux clients finals et de l'absence d'effet d'aubaine	145
Annexe n° 7 : les prix de vente au détail de l'électricité dans le cadre des mesures exceptionnelles de soutien.....	155
Annexe n° 8 : les prix de vente au détail du gaz dans le cadre des mesures exceptionnelles de soutien	163
Annexe n° 9 : l'ARENH dans le cadre des mesures exceptionnelles.....	168
Annexe n° 10 : les prix des carburants.....	173
Annexe n° 11 : la contribution sur les rentes infra-marginales	179
Annexe n° 12 : les conséquences des hausses de prix et des mesures exceptionnelles pour EDF	183
Annexe n° 13 : la fiscalité des énergies dans le cadre des mesures exceptionnelles de soutien	190
Annexe n° 14 : les charges de SPE hors mesures exceptionnelles	202
Annexe n° 15 : estimations du coût de production électrique national	206
Annexe n° 16 : éléments de bilans électriques monétaires 2022 et 2023	210
Annexe n° 17 : détails des mesures	212
Annexe n° 18 : la contribution temporaire de solidarité (CTS)	274

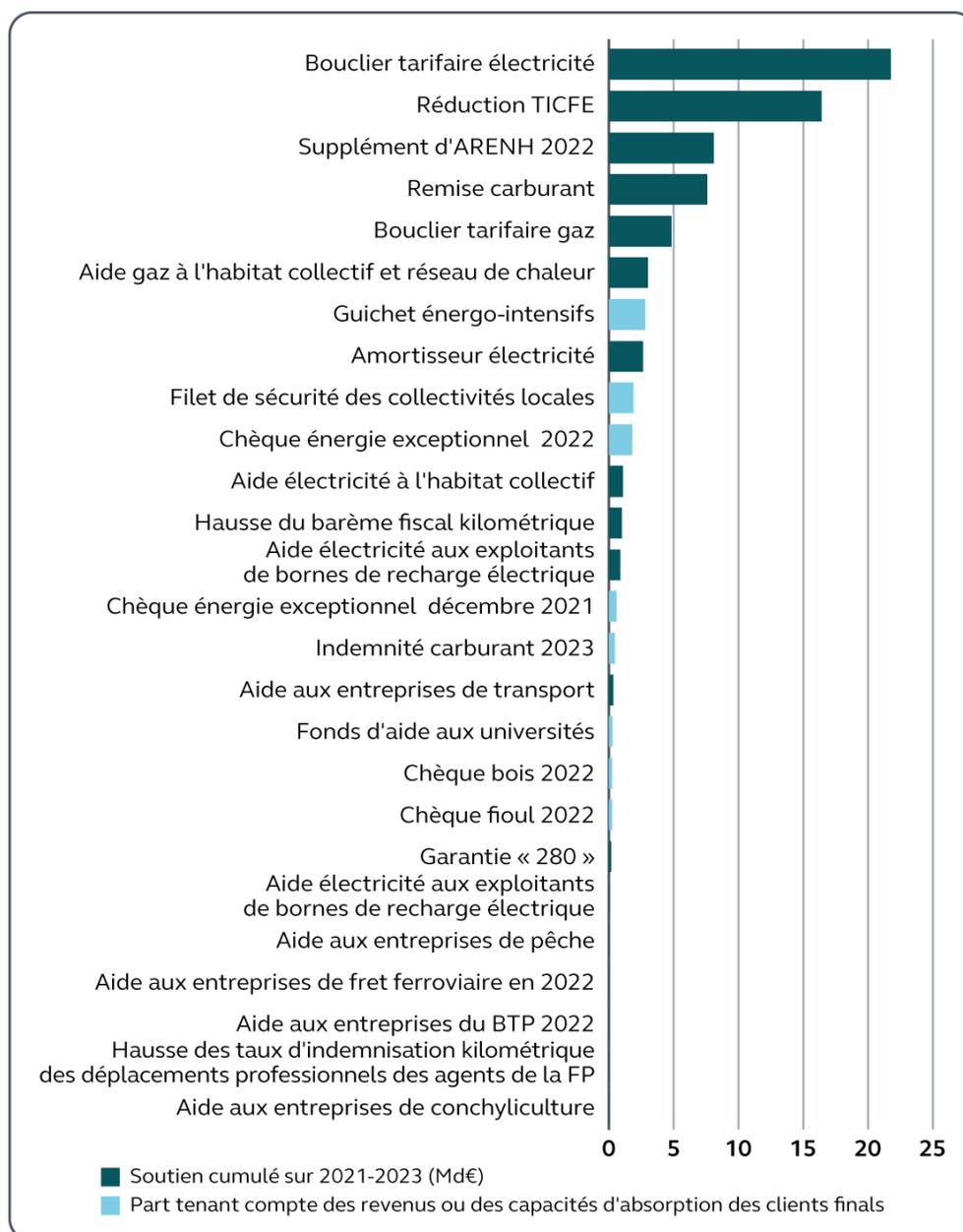
Annexe n° 1 : principales caractéristiques du soutien public

Graphique n° 22 : répartition des bénéficiaires du soutien entre ménages
et professionnels selon les différentes mesures (en Md€)



Source : Cour des comptes d'après données DGEC, DB, DLF, CRE

Graphique n° 23 : part du soutien ciblé en fonction de la capacité à supporter les hausses de prix au sein de l'ensemble des mesures adoptées



Source : Cour des comptes d'après données DGEC, DB, DLF, CRE

Annexe n° 2 : mesures prises dans d'autres pays

La typologie des mesures prises par les différents États-membres de l'UE

La Commission européenne effectue un suivi des mesures de soutien public mises en place par les États-membres pour répondre à la hausse des prix de l'énergie. Dans sa présentation du 17 mars 2023, elle distingue les mesures de baisse de prix et les mesures de soutien au revenu ainsi que l'existence ou non d'un ciblage des bénéficiaires, en indiquant sa préférence pour les mesures de soutien au revenu, en ce qu'elles préservent mieux les signaux-prix et les incitations à réduire la consommation d'énergie, et pour les mesures ciblées. Son suivi se limite aux mesures temporaires de crise ciblées sur la question des prix de l'énergie (à l'exclusion donc des mesures générales de soutien au pouvoir d'achat ou des revalorisations de salaires, de pensions ou de prestations sociales).

Selon cette catégorisation, sur l'ensemble de l'Union européenne, 58 % du coût du soutien public concerne des mesures de baisse de prix non ciblées. Les mesures de soutien au revenu représentent le tiers des aides ; ces soutiens étaient majoritairement ciblés en 2022 (en fonction de la vulnérabilité des bénéficiaires) mais ne le sont plus que marginalement en 2023. Les mesures ciblées de baisses de prix sont quant à elles l'exception. Au total, les mesures ciblées sont minoritaires en 2022 (28 %) et même marginales en 2023 (10 %).

Graphique n° 24 : répartition des mesures de soutien public pour l'ensemble des États-membres selon les types d'aides



Source : Commission européenne

Selon les données utilisées par la Commission, la France se distingue de la moyenne des États-membres par un recours nettement plus important aux mesures de baisse de prix non ciblées (près de 90 % en 2022 comme en 2023), les mesures de soutien au revenu étant beaucoup moins utilisées (8 %) mais toutes ciblées. Néanmoins, la part importante des mesures de soutien au revenu, à l'échelle de l'UE, résulte en partie du classement de 85 % du soutien public allemand 2023 en mesures non ciblées en faveur du revenu, incluant les « freins » électriques et gaziers mis en place en 2023, alors qu'ils visent à caper les prix payés par les consommateurs. Sous cette réserve, la France ne serait pas si éloignée des choix majoritairement opérés par les États-membres pour calibrer leurs soutiens.

Tableau n° 4 : répartition du coût des mesures de soutien public pour chaque État-membre selon les types d'aides

	Impact budgétaire net en 2022 En % du PIB	Mesures de réduction de prix		Mesures de soutien au revenu		Total ciblé
		Non ciblées	Ciblées	Non ciblées	Ciblées	
		Part du soutien total (somme = 100%)				
AT	1.6	15 %	0 %	53 %	32 %	32 %
BE	0.9	46 %	21 %	30 %	3 %	24 %
BG	2.8	98 %	0 %	2 %	0 %	0 %
CY	0.7	76 %	19 %	2 %	3 %	22 %
CZ	1.1	17 %	0 %	30 %	54 %	54 %
DE	1.1	34 %	0 %	39 %	27 %	27 %
DK	0.1	4 %	0 %	0 %	96 %	96 %
EE	0.9	42 %	8 %	45 %	5 %	13 %
EL	2.3	89 %	0 %	4 %	7 %	8 %
ES	1.6	69 %	16 %	0 %	14 %	31 %
FI	0.2	41 %	0 %	40 %	19 %	19 %
FR	0.8	88 %	4 %	0 %	8 %	12 %
HR	0.8	64 %	11 %	0 %	25 %	36 %
HU	0.9	91 %	6 %	0 %	3 %	9 %
IE	0.3	15 %	0 %	22 %	63 %	63 %
IT	2.6	51 %	21 %	0 %	28 %	49 %
LT	1.5	97 %	0 %	0 %	3 %	3 %
LU	1.2	32 %	30 %	0 %	38 %	68 %
LV	2.0	46 %	6 %	29 %	19 %	25 %

MT	2.9	88 %	0 %	10 %	2 %	2 %
NL	1.0	40 %	0 %	50 %	10 %	10 %
PL	2.1	59 %	0 %	27 %	14 %	14 %
PT	2.1	35 %	2 %	38 %	24 %	27 %
RO	0.4	44 %	19 %	0 %	37 %	56 %
SE	0.2	97 %	3 %	0 %	0 %	3 %
SI	0.9	42 %	0 %	0 %	58 %	58 %
SK	0.5	0 %	0 %	55 %	45 %	45 %
EU	1.2	57 %	8 %	15 %	20 %	28 %

	Impact budgétaire net en 2023 En % du PIB	Mesures de réduction de prix		Mesures de soutien au revenu		Total ciblé
		Non ciblées	Ciblées	Non ciblées	Ciblées	
		Part du soutien total (somme = 100%)				
AT	1.1	78 %	0 %	0%	22 %	22 %
BE	0.4	33 %	19 %	40 %	7 %	27 %
BG	1.4	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %
CY	0.1	13 %	43 %	43 %	0 %	43 %
CZ	0.3	96 %	0 %	4 %	0 %	0 %
DE	1.8	13 %	0 %	84 %	3 %	3 %
DK	0.2	64 %	0 %	0 %	36 %	36 %
EE	0.3	100 %	0 %	0 %	0 %	0 %
EL	0.5	101 %	-3 %	0 %	1 %	- 1 %
ES	0.0	94 %	5 %	0 %	1 %	6 %
FI	0.4	66 %	26 %	1 %	7 %	34 %
FR	0.7	90 %	10 %	0 %	0 %	10 %
HR	1.1	90 %	6 %	0 %	5 %	10 %
HU	2.5	92 %	0 %	7 %	1 %	1 %
IE	0.2	20 %	0 %	80 %	0 %	0 %
IT	0.0					
LT	1.5	100%	0 %	0 %	0 %	0 %
LU	1.0	57 %	13 %	4 %	26 %	38 %
LV	1.5	82 %	0 %	8 %	10 %	10%

MT	3.5	98 %	0 %	2 %	0 %	0 %
NL	1.9	65 %	16 %	0 %	19 %	35 %
PL	1.2	78 %	0 %	9 %	13 %	13 %
PT	0.9	94 %	2 %	4 %	0 %	2 %
RO	0.2	56 %	24 %	0 %	20 %	44 %
SE	0.0					
SI	0.2	58 %	0 %	0 %	15 %	15 %
SK	- 0.1					
EU	0.9	58 %	5 %	32 %	5 %	10 %

Source : Commission européenne

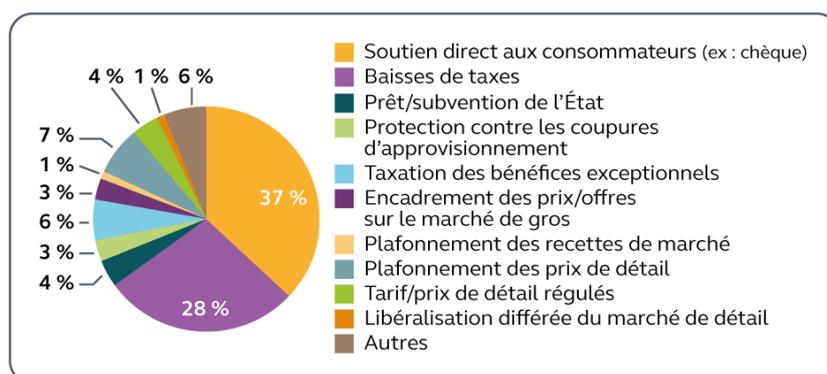
En termes de masses financières, le suivi de la Commission montre un soutien public net (net des recettes supplémentaires liées aux hausses de prix ou à la captation des rentes infra-marginales des producteurs d'électricité) équivalent à 1,2 puis 0,9 % du PIB de l'UE respectivement en 2022 et 2023 (sur la base des éléments connus lors de l'*Autumn Forecast* de 2022¹⁰⁵). Pour la France, le chiffrage de la Commission est de 0,8 puis 0,7 % du PIB et présente une dépense nette significativement inférieure à celle de l'Allemagne (respectivement 1,1 et 1,8 % PIB) mais cet écart provient des gains sur le soutien aux EnR pris en compte dans les chiffrages pour la France mais pas pour l'Allemagne. En termes de dépenses brutes, l'effort de la France apparaît alors plus important (respectivement 1,5 et 1,9 % du PIB en 2022 et 2023).

L'analyse de l'ACER

L'ACER a effectué de son côté un recensement des mesures d'urgence prises par les États-membres dans le cadre de la crise des prix de l'énergie. Ce recensement se focalise sur l'électricité et le gaz mais s'étend aux mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement et à réduire les consommations. Par ailleurs, la répartition des mesures entre différentes catégories est faite en nombre de mesures et non pas en masse financière concernée (l'ACER n'a pas compilé de données sur les coûts de chaque mesure). Dans le détail, les mesures de lutte contre la hausse des prix se répartissent de la façon suivante :

¹⁰⁵ La Commission avait par ailleurs évalué à 1 % de PIB supplémentaire en 2023 l'hypothèse d'une prolongation des soutiens jusqu'en décembre 2023, par rapport aux calendriers arrêtés à l'automne 2022.

Graphique n° 25 : répartition des mesures recensées par l'ACER visant à lutter contre la hausse des prix du gaz et de l'électricité



Source : Cour des comptes d'après ACER

L'ACER recense ainsi 439 mesures prises entre juillet 2021 et février 2023, dont un tiers concerne la sécurité d'approvisionnement au sens large (constitutions de stocks, économies d'énergie, développement de moyens de production, etc.) et les deux tiers restants concernent directement la lutte contre la hausse des prix. Plus de 200 mesures concernent un soutien direct apporté au consommateur final, et ne sont ciblées que pour un quart d'entre elles. Tous les États-membres ont adopté au moins une mesure de ce type. L'ACER fait toutefois rentrer dans cette catégorie non seulement les soutiens au revenu mais aussi les baisses de taxes ou les gels de tarifs.

Par ailleurs, en décembre 2022, le Trésor résumait de la manière suivante les principales différences de mesures prises entre les principaux pays européens : « les mesures mises en place en France en 2022 passent majoritairement par des dispositifs de limitation des hausses de prix de l'énergie, avec le bouclier tarifaire (gaz et électricité) et la remise carburant. Le soutien en Allemagne se fait principalement via des transferts aux ménages et une baisse sur la fiscalité de l'énergie. En Italie, les mesures englobent soutien au revenu des ménages, subventions aux entreprises et régulation du prix de l'énergie. En Espagne, elles se concentrent sur les prix à la consommation de l'énergie, avec une baisse de la fiscalité et une réduction du prix à la pompe »¹⁰⁶.

¹⁰⁶ Clavères, G., Répartition des pertes dues à la dégradation des termes de l'échange énergétique, Trésor-Eco, décembre 2022, n° 318.

La suite de cette annexe présente de façon plus détaillée les mesures adoptées dans quatre pays européens : Allemagne, Espagne, Italie et Royaume-Uni. Les éléments d'information sont essentiellement tirés de l'étude de l'institut Bruegel et des recensements de l'ACER et de la Commission européenne.

Allemagne

Les pouvoirs publics en Allemagne ont adopté successivement plusieurs trains de mesures pour juguler les hausses des prix de l'électricité et leurs effets sur l'économie. Ces « paquets d'allègement » visent aussi à réduire la dépendance énergétique de l'Allemagne, en particulier au gaz russe, et à renforcer sa sécurité d'approvisionnement.

- À partir de janvier 2022, la taxe finançant le soutien aux énergies renouvelables (EEG) a été réduite de 27,8 €/MWh, passant de 65 à 37,2 €/MWh, pour un coût estimé à 3,3 Md€ ;
- Une aide ponctuelle aux ménages les plus modestes, pour un coût de 130 M€, à recevoir à l'été 2022 a visé à faciliter le paiement des factures d'énergie ;
- Une baisse de taxe sur les carburants, équivalente à une baisse de prix de 30 c€/l pour l'essence et 14 c€/l pour le diesel a été mise en place pour 3 mois de juin à août 2022 ; parallèlement un abonnement mensuel à prix réduit, dit « ticket à 9 euros » a été mis en place donnant accès à tous les moyens de transport publics régionaux et locaux et s'est traduit par une subvention de 2,5 Md€ de l'État fédéral aux transports publics ;
- Une allocation de 300 € destinée à couvrir les dépenses d'énergie des salariés et des travailleurs indépendants a été décidée pour septembre 2022, de même qu'une indemnité de chauffage modulée en fonction de la taille du foyer (270 € pour une personne seule, 350 euros pour deux plus 70 € par membre supplémentaire) et réservée aux bénéficiaires de l'aide au logement ;

Avec diverses mesures de soutien au pouvoir d'achat (sans ciblage particulier sur les dépenses d'énergie) et des mesures en faveur de l'installation de pompes à chaleur et de l'efficacité énergétique des bâtiments, le coût global des deux trains de mesures adoptées depuis janvier était estimé à 30 Md€.

- La taxe EEG a finalement été supprimée en totalité à partir de juillet 2022 ;

- En septembre 2022, un nouveau plan de soutien à 65 Md€ est annoncé. Parmi plusieurs mesures de soutien général aux revenus¹⁰⁷ et aux entreprises, il inclut une aide forfaitaire de 300 € par retraité (6 Md€) et 200 € par étudiant, pour faire face aux factures d'énergie, ainsi qu'un supplément de 415 € au titre de l'indemnité de chauffage et un report de l'augmentation du prix du CO₂ ;
- En septembre a également été adoptée une baisse de la TVA sur le gaz, passant de 19 à 7 % pour la période du 1^{er} octobre 2022 au 31 mars 2024 ;
- Dans le cadre d'une enveloppe bientôt élargie à 200 Md€, au titre d'un « bouclier de protection » a été finalement décidée une limitation sur l'année 2023 des prix payés par les ménages et les entreprises pour le gaz et l'électricité, valable du 1^{er} janvier 2023 au 1^{er} avril 2024.
 - Pour les ménages et les petites et moyennes entreprises, le prix du gaz sera limité à 120 €/MWh sur 80% de leur consommation historique, le prix du chauffage sera limité à 95 €/MWh et celui de l'électricité à 400 €/MWh, toujours sur 80% de leur consommation historique. Le montant mensuel de l'aide est calculé par différence entre le tarif du contrat et le prix limite, appliquée aux 80% de consommation historique : pour inciter aux économies d'énergie, il reste identique si le ménage réduit sa consommation. Son coût pour l'État a été estimé entre 23 et 23 Md€ pour le gaz ;
 - Pour les grandes entreprises et les hôpitaux, la limitation est portée à 70 €/MWh du prix du gaz (et à 130 €/MWh pour l'électricité) dans la limite de 70% de leur consommation historique.
- Des aides d'urgence pour les ménages se chauffant au GNL, au fioul ou aux pellets peuvent être mises en place par les *Länder* (à partir d'un fonds de 1,8 Md€) ;
- L'absence de hausse des redevances d'accès au réseau électrique, alors qu'elle était prévue en 2023 pour couvrir l'augmentation des coûts, sera compensée par l'État pour un montant de 12,8 Md€.
- À partir de mai 2023, un nouvel abonnement, cette fois limité à 49 € mensuels, permettra aux usagers d'utiliser tous les moyens de transports publics locaux et régionaux, financé à hauteur de 3 Md€ par an entre l'État fédéral et les *Länder*¹⁰⁸.

¹⁰⁷ Aménagement du barème de l'impôt sur le revenu, des déductions fiscales pour frais professionnels, augmentation des allocations familiales, exonérations fiscales des cotisations de retraite, etc...

¹⁰⁸ Alors que ce tarif laisserait près de 13 Md€ de coûts d'exploitation annuels à couvrir par des recettes non tarifaires.

- La baisse des taxes sur les carburants a pris fin en décembre 2022.

Les mesures prises sont financées dans le cadre du Fonds spécial pour le climat et la transformation, qui agrège des recettes en provenance du système d'échange de quotas d'émission et de la tarification du CO₂ au niveau national, ainsi que les recettes des prélèvements instaurés sur les rentes infra-marginales des producteurs d'électricité et sur les profits exceptionnels des entreprises du secteur pétrolier.

Espagne

Des baisses de fiscalité sur le gaz et l'électricité

L'Espagne a décidé une baisse du taux de TVA sur la consommation d'électricité : d'abord passé de 21 à 10 % dès juillet 2021 pour les ménages ayant souscrit une puissance inférieure à 10 kVA, puis étendu à tous les ménages et entreprises, le taux est finalement abaissé à 5 % à partir de juillet 2022. À partir de septembre 2022, c'est le taux de TVA sur la consommation de gaz qui a été baissé de 21 à 5 % jusqu'à la fin de l'année 2022 pour tous les ménages et entreprises.

Le tarif de l'accise sur la consommation d'électricité est abaissé de 5,11% à 0,5% à partir d'octobre 2021. La taxe de génération d'électricité, au taux de 7%, est suspendue à partir de cette même date.

L'« exception ibérique » : une intervention directe sur le marché de gros de l'électricité

Dans un premier temps, l'Espagne a imposé un prélèvement sur les revenus de marché des moyens de production non fossiles, en vigueur de septembre 2021 à mars 2022, en vue de financer les baisses de taxes sur la consommation d'électricité (cf. *supra*). Mais le gouvernement espagnol cherchait à pouvoir agir directement sur les prix de l'électricité : plutôt que de prélever *a posteriori* les rentes infra-marginales des moyens non fossiles, il a souhaité réduire *a priori* le niveau de ces rentes, ce qui supposait une intervention publique directe sur les marchés de gros de l'électricité.

Finalement, l'Espagne, conjointement avec le Portugal, a bénéficié à partir de l'été 2022 d'une dérogation de la Commission européenne pour la fixation du prix *spot* de l'électricité aux bornes de son réseau national¹⁰⁹ : le coût marginal des centrales à gaz entrant dans la courbe d'offre du marché *spot* a pu être abaissé par l'octroi d'une aide publique aux

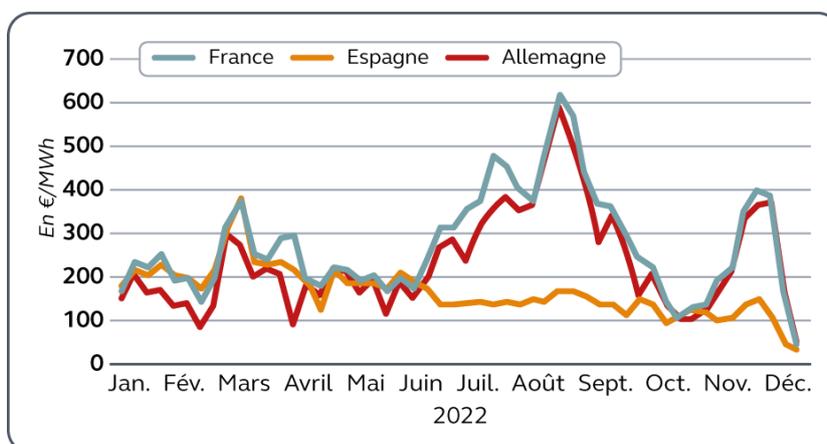
¹⁰⁹ La mesure a été acceptée par la Commission européenne car les capacités d'interconnexions entre la péninsule ibérique et le reste des pays de l'Union européenne sont très limitées et qu'ainsi la mesure n'affectera que peu les autres marchés.

producteurs proportionnelle à leurs achats de gaz, et calculée de sorte à plafonner le coût d'achat net du gaz à 40 €/MWh jusqu'à fin 2022, plafond ensuite relevé progressivement jusqu'à 70 €/MWh à l'été 2023. Sur 2022, le gouvernement espagnol a évalué à 2,9 Md€ la baisse induite sur les factures d'électricité des consommateurs. L'aide aux producteurs est financée par les recettes de congestion aux interconnexions et une taxe *ad hoc* sur la consommation d'électricité.

À titre illustratif, sur les mois de juillet et août 2022, cette « exception ibérique » a permis aux consommateurs de payer leur électricité à un prix moyen de 140 €/MWh, réhaussé de 135 €/MWh de taxe *ad hoc*, soit 275 €/MWh. Sans ce mécanisme, le prix payé aurait été de près de 330 €/MWh.

Ce dispositif a conduit à démarquer nettement les niveaux de prix *spot* sur la « plaque » ibérique par rapport aux marchés français et allemand. Le différentiel a dépassé les 250 €/MWh en moyenne sur les mois de juillet à septembre 2022.

Graphique n° 26 : écart des prix spot moyens hebdomadaires entre la France, l'Allemagne et l'Espagne



Source : site de RTE – analyses et données

Une action sur les tarifs régulés et les tarifs sociaux

À partir d'octobre 2021, les hausses trimestrielles du tarif régulé du gaz (« tarif de dernier recours » auquel sont éligibles les ménages consommant moins de 50 MWh par an) sont plafonnées à +5%. Le bénéfice de ce tarif régulé a été élargi aux copropriétés en chauffage collectif au gaz à partir d'octobre 2022.

Les tarifs sociaux de l'électricité et du gaz, pour les ménages les moins aisés, matérialisés par des rabais sur les factures, ont été renforcés à travers une hausse des taux de rabais sur l'électricité de 25 à 60 % dès octobre 2021, puis 65 % à partir d'octobre 2022 et même 80 % pour les ménages les plus modestes. Pour le gaz, l'aide est portée en moyenne à 375 €/an et par ménage pour 2022, soit un doublement.

Autres mesures

Dans le cadre du Plan national de réponse aux conséquences de la guerre en Ukraine, l'Espagne a mis en place une réduction de 20 c/l de carburant à la pompe entre avril et décembre 2022 pour tous les usagers, ménages et entreprises, dont 15 c€ financés par l'État et 5 c€ supportés par les compagnies pétrolières. À partir du 1^{er} janvier 2023, cette aide est réservée aux usages professionnels (transport routier, taxis, ambulances, agriculture et pêche) : de 20 c€/l elle est passée à 10 c€/l au 01/04/2023.

Des aides directes ont également été mises en place en faveur de plusieurs secteurs économiques : 450 M€ pour le transport de fret et de passagers, 360 M€ pour l'agriculture, 68 M€ pour la pêche ; 500 M€ pour les entreprises électro-intensives et 125 M€ pour les gazo-intensifs.

Incluant également des mesures en faveur de l'efficacité énergétique dans l'industrie et le tertiaire, les trois trains de mesures adoptés au long de l'année 2022 ont un coût évalué à 45 Md€.

Italie

En octobre 2021, un premier plan de mesures d'allègement des prix du gaz et de l'électricité a consisté à réduire les prélèvements des consommateurs industriels et des ménages d'environ 3,5 Md€ pour le dernier trimestre 2021. Prolongé jusqu'au premier trimestre 2022, ce plan a atteint un total de 6 Md€. Des mesures pour un montant de 1,7 Md€, annoncées en janvier 2022, se sont ensuite focalisées sur le soutien aux entreprises, avec notamment un crédit d'impôt de 20 % pour les entreprises à forte intensité énergétique subissant une augmentation de prix de 30 % par rapport à 2019.

En mars 2022, un plan de 4,4 Md€ a permis à 5,2 millions de ménages de payer l'électricité et le gaz aux prix de l'été 2021 et a réduit le prix de l'essence de 25 c€ jusqu'à la fin du mois d'avril 2022. En complément, ont été instaurés des crédits d'impôt pour les entreprises et la possibilité pour les citoyens de payer leurs factures d'énergie en plusieurs versements. Ces mesures ont été financées par une taxe exceptionnelle de 10 % sur les entreprises énergétiques.

Le Sénat a approuvé en avril 2022 des dépenses supplémentaires de 8 Md€, dont 5,5 Md€ pour contrer la hausse des prix de l'énergie, et le reste pour aider les secteurs de l'économie les plus touchés. Ces mesures incluent le gel des charges du système sur les factures d'électricité tout au long de l'été, une TVA sur le gaz à 5 %, l'extension du bonus social pour l'électricité et le gaz à tous les ménages à faible revenu, des crédits d'impôt pour les entreprises à forte intensité énergétique, un fonds de 800 M€ pour le secteur automobile, et un soutien à l'installation d'énergies renouvelables.

Un nouveau plan de mesures d'une valeur de 14 Md€ a été annoncé en mai 2022 par le gouvernement pour aider les familles et les entreprises et accélérer le déploiement des énergies renouvelables et des centrales de gazéification. Un financement a été prévu par l'augmentation de la taxe exceptionnelle sur les entreprises énergétiques de 10 à 25 %. La principale mesure du plan a été une prime unique de 200 € pour 28 millions de travailleurs et de retraités au niveau de revenu inférieur à 35 K€. Le plan a également prévu une réduction de 0,8 point de pourcentage du taux de cotisation de sécurité sociale des fonctionnaires, un fonds de 200 M€ pour les entreprises commerçant avec la Russie, l'Ukraine et la Biélorussie, des crédits d'impôt pour les PME, un fonds de 600 M€ pour les grandes villes, une extension de la réduction des droits d'accise sur les carburants, une réduction de la TVA, un crédit d'impôt de 28 % pour les transporteurs pour l'achat de diesel, un crédit d'impôt de 10 % pour les entreprises à forte intensité énergétique.

En juin 2022, un décret a prolongé ces mesures pour un montant de 3 Md€ afin notamment de limiter les augmentations des factures d'énergie des ménages les plus fragiles, par exemple par une réduction de la TVA à 5 % sur le gaz.

En juillet 2022, le gouvernement a présenté un projet de loi intitulé "Aiuti bis" pour un montant de 13 Md€. D'une part, plus de 6 Md€ ont été prévus pour étendre des mesures déjà adoptées précédemment (réduction de la TVA sur le gaz et des taxes sur les carburants, aides aux collectivités locales, aux entreprises des secteurs des transports et de l'agriculture, etc.). D'autre part, 6,5 Md€ ont été prévus pour financer un nouveau bonus de 200 € pour les travailleurs et les retraités, une augmentation des pensions pour les retraités démunis, et une réduction d'impôt pour les salariés au revenu inférieur ou égal à 35 K€.

Le projet de loi « Aiuti-bis » a été approuvé en septembre 2022 par le Sénat pour un montant total de 17 Md€, comprenant de nouvelles mesures par rapport au projet du gouvernement : extension du télétravail pour les travailleurs vulnérables et les parents, embauche permanente de travailleurs temporaires dans l'administration, etc.

Un décret-loi « Aiuti-ter » a été approuvé le même mois par le gouvernement, ajoutant 6,2 Md€ de dépenses supplémentaires par rapport au texte du Sénat, pour financer notamment l'extension du crédit d'impôt pour les entreprises et l'élargissement du "bonus social électricité et gaz" à 600 000 ménages supplémentaires. Le paquet, qui s'adresse à un public total de 22 millions de personnes, prévoit une prime unique de 150 € pour les ménages aux revenus inférieurs à 20 K€ brut par an, y compris les retraités, les salariés, les travailleurs indépendants et saisonniers.

En novembre 2022, un décret a été pris par le gouvernement pour financer des interventions sur le marché de l'énergie pour 9,1 Md€. Ont été décidés notamment une exonération fiscale pour les entreprises, une extension des crédits d'impôt pour les entreprises achetant de l'électricité et du gaz, ainsi qu'une extension des droits d'accise réduits.

Enfin, la loi de finances pour 2023 a prévu plusieurs mesures contre la crise énergétique, dont une nouvelle taxe sur les bénéfices exceptionnels des entreprises énergétiques, et une enveloppe totale de plus de 21 Md€ pour les ménages et les entreprises (prolongation de l'exonération de charges de système pour les consommateurs d'électricité, aide supplémentaire au paiement de 150 € pour les personnes à faibles revenus, réduction additionnelle des droits d'accise sur les carburants, etc.).

Royaume Uni

En septembre 2021, le gouvernement a mis en place un fonds de 500 M£ pour aider les personnes les plus vulnérables à payer leurs factures d'énergie, en particulier les factures de chauffage. Ce dispositif s'est ajouté au programme « *Warm Home Discount* » (WHD) obligeant les fournisseurs d'énergie à soutenir les personnes en situation de précarité énergétique, ainsi qu'à l'allocation « *Winter Fuel Payment* » de 100 à 300 £ prévue pour aider les ménages à payer leurs factures de chauffage.

Le 3 février 2022, le gouvernement a annoncé une aide de 350 £ pour la majorité des ménages, destinée à couvrir un peu plus de la moitié de l'augmentation de 693 £ du plafond tarifaire de l'énergie après le 1^{er} avril 2022. Ce soutien a finalement été transformé en une réduction remboursable ponctuelle de 200 £ sur les factures d'énergie.

À la suite de l'invasion de l'Ukraine, le gouvernement a décidé le remboursement de la taxe municipale de 150 £ pour les foyers les plus modestes, évalué à entre 5 à 6 Md£. Le régulateur britannique de l'énergie, Ofgem, a annoncé une augmentation du plafond tarifaire de l'énergie de 1 277 £ à 1 971 £ pour un ménage à usage moyen à partir du 1^{er} avril 2022. En mai 2022, il a annoncé que ce plafond augmenterait encore de 800 £, pour atteindre 2 800 livres en octobre 2022.

Le chancelier Rishi Sunak a alors annoncé, fin mai 2022, un programme d'urgence d'une valeur de 15 Md£ pour aider les ménages à faire face au coût de la vie, comprenant un doublement de la remise d'octobre 2021 sur les factures d'énergie, la suppression de l'obligation de rembourser cette remise en cinq ans, et une aide supplémentaire de 650 £ pour 8 millions de ménages bénéficiant de prestations sous condition de ressources. Un financement a été prévu notamment par le biais d'une taxe sur les bénéfices exceptionnels des entreprises pétrolières et gazières, évaluée à 5 Md£ sur 2023.

En juillet 2022, le gouvernement a présenté au Parlement un projet de loi sur la sécurité énergétique visant à mobiliser 100 Md£ d'investissements. De nombreuses mesures concernent la capture, l'utilisation et le stockage du carbone, le développement de l'hydrogène, les pompes à chaleur, les installations de fusion nucléaire. S'agissant plus directement de la lutte contre la hausse des prix de l'énergie, ce projet prévoit d'étendre le plafonnement des prix de l'énergie pour les consommateurs, de favoriser la concurrence entre les fournisseurs d'énergie et de protéger les consommateurs contre les hausses de prix des réseaux à la suite de fusions d'entreprises.

En septembre 2022, sous la direction de la nouvelle Première ministre, Liz Truss, le gouvernement a élaboré un plan prévoyant le gel des dépenses annuelles des ménages en électricité et en gaz à 2 500 £ et un financement par le gouvernement du manque à gagner pour les entreprises énergétiques évalué à près de 130 Md£ sur un an et demi. Lors de la présentation du "mini-budget", le gouvernement a annoncé que la mesure coûterait 60 Md£ d'octobre 2022 à mars 2023. Le plan prévoyait aussi le maintien d'une réduction de facture d'énergie précédemment annoncée de 400 £ et la suppression temporaire d'un prélèvement écologique de 150 £. Enfin, il incluait une facilité de liquidité de 40 Md£ pour aider les entreprises énergétiques à faire face à d'éventuels problèmes de trésorerie.

À la suite du changement de gouvernement en octobre 2022, le Trésor a réduit la période d'applicabilité du gel des prix de l'énergie à l'hiver 2022-2023 (soit jusqu'en avril 2023, au lieu de la période de deux ans initialement annoncée). En revanche, ont été maintenus le gel des prix de l'énergie à 2 500 \$ pour un ménage moyen et les 40 Md£ de financement pour les entreprises énergétiques.

Enfin, en novembre 2022, le gouvernement a annoncé l'extension aux 2023-2024 des mesures de soutien pour faire face au coût de la vie pour les personnes bénéficiant de prestations sous condition de ressources pour l'équivalent de 8,2 Md£, pour les retraités (2,7 Md£) et pour les personnes bénéficiant de prestations d'invalidité (1,6 Md£).

Annexe n° 3 : le cadre européen des mesures exceptionnelles

Dans sa communication au Parlement européen et au Conseil, en date du 13 octobre 2021, la Commission européenne envisage une panoplie de mesures visant en priorité les clients vulnérables, les plus petites entreprises et les industries à forte intensité énergétique, « évitant d'interférer avec la dynamique du marché ou d'affaiblir les incitations à la transition vers une économie décarbonée ».

Il s'agit notamment d'indemnisation ou de soutien direct aux clients finals – auxquels peuvent être rattachés les chèques énergie –, des réductions de taux de taxation ciblées (y compris de TVA) pour les populations vulnérables – auxquelles peut se rattacher la baisse de TICFE. La Commission invite les États-membres à financer ces mesures par les recettes de mise aux enchères des quotas d'émissions GES¹¹⁰.

En direction des entreprises, la communication rappelle la possibilité pour les États membres de réduire les taxes environnementales harmonisées jusqu'à concurrence du minimum fixé dans la directive sur la taxation de l'énergie, et de recourir à des aides plus ciblées dans le cadre du régime des aides d'État.

Dans sa communication sur l'encadrement temporaire de crise en date du 24 mars 2022, la Commission précise les limites dans lesquelles pourront être considérées comme compatibles avec le régime des aides d'État les mesures d'aide exceptionnelles mises en place par les États membre pour remédier aux « perturbations graves de l'économie » auxquelles ils font face en raison des effets de la crise ukrainienne.

Des aides de montants limités peuvent être admises (section 2.1) quand elles ne dépassent pas 400 000 € par entreprise et sont octroyées au plus tard le 31 décembre 2022 à des entreprises touchées par la crise. Pour le secteur agricole, des plafonds plus bas s'appliquent (35 000 €). L'encadrement prévoit aussi le recours à des garanties publiques de prêts, sous certains plafonds et avec des planches de primes de garantie. Il prévoit aussi la possibilité de prêts bonifiés.

L'encadrement prévoit des aides spécifiquement destinées à couvrir les surcoûts dus à une augmentation exceptionnellement importante des prix du gaz et de l'électricité (section 2.4). C'est dans ce cadre qu'a été notifié le dispositif français de guichet d'aide au paiement des factures d'énergie. L'encadrement européen comprend plusieurs volets :

¹¹⁰ Usage prévu par l'article 10, paragraphe 3, de la directive 2009/29/CE sur le SEQE.

- un volet général pour toutes les entreprises : les dépenses admissibles à l'aide sont les volumes de gaz et d'électricité achetés de février à décembre 2022 pour la fraction de prix payé dépassant 200 % du prix payé sur la période équivalente de l'année 2021. L'aide est plafonnée à 30 % de cette dépense éligible, dans la limite globale de 2 M€ par entreprise (tenant compte des aides au titre de la section 2.1) ;
- un volet renforcé pour les entreprises « énergo-intensives », dont les dépenses d'énergie ont représenté plus de 3% du chiffre d'affaire en 2021 : les dépenses admissibles, calculées comme pour le volet général, doivent par ailleurs dépasser la moitié de la perte d'exploitation subie en 2022¹¹¹. L'aide est plafonnée à 50% de la dépense éligible et à 80% des pertes d'exploitation, dans la limite globale de 25 M€ par entreprise (tenant compte des aides au titre de la section 2.1) ;
- pour les entreprises « énergo-intensives » exposées à la concurrence internationale (sur la base d'une liste de secteur prédéfinis¹¹²), le plafond d'aide est porté à 70 % de la dépense éligible, dans une limite globale de 50 M€ par entreprise.

De premiers assouplissements à cet encadrement temporaire ont été apportés le 21 juillet 2022 par la Commission :

- plafond des aides limités (section 2.1) porté à 500 000 € par entreprise (62 000 € pour l'agriculture et 70 000 € pour la pêche)
- le volet général des aides ciblées prévoit à partir de septembre 2022 que les volumes pris en compte pour le calcul des coûts admissibles ne dépassent pas 70% des volumes de la période équivalente 2021.

Des assouplissements plus conséquents ont été décidés par la voie d'une nouvelle communication en date du 9 novembre 2022, puis confirmés dans l'encadrement temporaire de crise et de transition publié le 17 mars 2023. Sur le champ des aides limitées (section 2.1), le plafond est porté à 2 M€ par entreprises (250 000 € pour l'agriculture et 300 000 € pour la pêche), et la période d'octroi des aides est allongée jusqu'au 31 décembre 2023. C'est dans ce cadre qu'a été notifié le dispositif français d'amortisseur électricité.

¹¹¹ Pour éviter de soutenir des entreprises subissant des pertes d'exploitation non majoritairement liées aux prix de l'énergie.

¹¹² Notamment l'aluminium, la sidérurgie, la fabrication de papiers, de matières plastiques, de verre, d'engrais, etc...

Pour les aides ciblées, les évolutions sont les suivantes :

- la période de soutien est allongée jusqu'en décembre 2023 ; les dépenses admissibles concernent aussi les dépenses de chauffage et de refroidissement issues de gaz ou d'électricité ; les coûts admissibles sont fondés sur la fraction de prix payé sur la période admissible (2022-2023) excédant seulement 150 % du prix payé en 2021, et sur les volumes consommés soit sur la période admissible soit sur la période de référence (2021), mais toujours dans la limite de 70 % des volumes de la période de référence ;
 - pour le volet général, le plafond d'aide est porté à 50 % de cette dépense éligible, dans une limite globale portée à 4 M€ par entreprise (tenant compte des aides au titre de la section 2.1) ;
 - les aides renforcées sont réservées aux entreprises dont l'EBITDA a baissé d'au moins 30% par rapport à 2021, ou qui ont conservé un EBITDA négatif depuis 2021.
- Sans autres conditions, l'aide est plafonnée à 100 M€ par entreprises et à 40% des dépenses admissibles.
 - Pour les entreprises « énergo-intensives »¹¹³, l'EBITDA doit avoir baissé d'au moins 40% par rapport à 2021 ou être négatif ; le plafond de l'aide est alors porté à 65 % des coûts admissibles, et à 50 M€ par entreprises ; l'aide ne peut conduire à un EBITDA supérieur à 70 % de l'EBITDA 2021, si ce dernier était positif, ou à un EBITDA positif ;
 - Pour les entreprises « énergo-intensives » exposées à la concurrence internationale, sous les mêmes conditions d'EBITDA, le plafond de l'aide est alors porté à 80 % des coûts admissibles, et à 150 M€ par entreprises ; l'aide ne peut conduire à un EBITDA supérieur à 70 % de l'EBITDA 2021, si ce dernier était positif, ou à un EBITDA positif ;

Enfin, une nouvelle catégorie d'aides admissibles a été définie (section 2.7), visant les réductions de consommation d'électricité, et notamment l'effacement, dans la mesure où elles pourraient « atténuer la hausse exceptionnelle des prix de l'électricité ». Il s'agit de compensation financière versée pour l'électricité non consommée par rapport à la consommation escomptée. Cette compensation doit être octroyée dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence.

¹¹³ Sur la base de leurs dépenses d'énergie 2021 (au moins 3 % du chiffre d'affaires) ou 2022 (au moins 6 % du chiffre d'affaire au premier semestre).

Entretemps, le Conseil de l'Union européenne a adopté le 6 octobre 2022 le règlement 2022/1854 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie. Ce règlement prévoit que les États membres puissent mettre en place des mesures de soutien aux clients finals d'électricité, qui atténuent de manière ciblée l'incidence des prix élevés de l'électricité. Ce règlement s'applique jusqu'au 31 décembre 2023.

Ces mesures peuvent inclure des transferts directs aux clients finals ou l'indemnisation des fournisseurs qui doivent livrer l'électricité à leurs clients à un prix inférieur aux coûts à la suite d'une intervention publique dans la fixation des prix. Le règlement autorise en effet, pour les États membres intervenant déjà dans la fixation des prix de détail en vertu de la directive 2019/944 relative à l'organisation du marché intérieur de l'électricité (à destination des ménages et des TPE), à fixer de façon temporaire un prix inférieur aux coûts, dès lors que cette mesure concerne un volume limité de consommation et qu'elle n'induit aucune discrimination entre fournisseurs. En France, ces dispositions concernent le bouclier tarifaire applicable aux TRV et aux offres de marché pour les clients éligibles au TRV. Le règlement de 2022 permet également d'étendre aux PME de telles interventions sur la fixation des prix, à conditions de maintenir des incitations à la réduction de la consommation, sur la base des consommations historiques des cinq années précédentes.

C'est ce même règlement qui prévoit la mise en œuvre par les États membres d'un plafonnement des recettes des producteurs d'électricité, issues des marchés, à un montant unitaire maximum de 180 €/MWh (avec une certaine marge de manœuvre à la hausse ou à la baisse). C'est dans ce cadre qu'a été adoptée en France la contribution sur les rentes infra-marginales en LFI pour 2023. Le règlement prévoit que l'intégralité des recettes excédant ce plafonnement soit utilisée pour financer les mesures susmentionnées de soutien aux clients finals d'électricité.

Annexe n° 4 : synthèse provisoire des coûts pour l'État des mesures exceptionnelles

	Coût au titre de chaque année				Cumul	Commentaires
	2021	2022	2023	2024		
<i>Baisse de TICFE</i>		6 800	8 700	2 900	18 400	Avec une fixation à 21 €/MWh des tarifs normaux de TICFE en 2024
<i>Bouclier tarifaire 2022</i>		700	125		825	La compensation par l'État du coût du bouclier pour les clients au TRV sur leurs consommations 2022, soit 1,65 Md€, n'intervient pas dans le cadre du bouclier 2022 mais par un rattrapage tarifaire sur le TRV 2023, pris en charge par la compensation financière du bouclier 2023
<i>- rattrapage 2023</i>			- 836	- 149	- 985	
<i>Bouclier tarifaire 2023</i>			18 528	3 295	21 823	Compte non tenu de l'augmentation du TRV au 01/08/2023
<i>Aide à l'habitat collectif dont part TVA</i>		360 60	180 120		540 180	D'après l'ASP 41 M€ demandé au titre de 2022
<i>Aide à l'électromobilité</i>			50		50	
<i>Amortisseur électricité</i>			2 684	800	3 484	Y compris frais de gestion compensés aux fournisseurs. Amortisseur prolongé en 2024
<i>Aide « 280 euros » dont part TVA</i>			85 15		85 15	
<i>sous-total électricité</i>		7 860	29 515	6 847	44 222	Le coût du bouclier électricité dans les ZNI n'est pas recensé dans ce décompte (1,3 Md€)
<i>Bouclier tarifaire</i>	340	3 155	1 350		4 845	
<i>Aide à l'habitat collectif dont part TVA</i>		1 472 245	1 300 215	500 83	3 272 543	1,3 M€ de demandes traitées par l'ASP au titre de 2021-2022. Aide prolongée en 2024
<i>sous-total gaz</i>	340	4 627	2 650	500	8 117	
<i>Remise carburant 2022</i>		7 616			7 616	
<i>Aide carburant aux petites stations services</i>		5			5	
<i>Indemnité carburant 2023</i>			450		450	433 M€ ont été attribués au 15 mai 2023, pour une aide quérable jusqu'au 31 mars 2023

	Coût au titre de chaque année				Cumul	Commentaires
	2021	2022	2023	2024		
<i>Indemnité carburant 2024</i>				595	595	Montants prévus en crédits de paiement au PLF 2024
<i>Aides aux entreprises de transport</i>		350			350	Sur la base des montants d'aide accordés par l'ASP fin juin 2023
<i>Aides aux entreprises de BTP</i>		16			16	
<i>Aides au secteur de la pêche</i>		23	7		30	
<i>Gazole non routier</i>			600	700	1 300	Suppression par étapes à partir de 2024 - coût par rapport à une suppression intégrale en 2023
<i>Barème fiscal kilométrique</i>		400	600	500	1 500	
<i>Barème des indemnités kilométriques</i>		5	5	5	15	
<i>sous-total carburants</i>		8 415	1 662	1 800	11 877	
<i>Chèque fioul</i>		224			224	
<i>Chèque bois</i>		225			225	
<i>sous-total autres énergies</i>		449	0	0	449	
<i>Guichet d'aide au paiement des factures</i>		500	2 300		2 800	Prévision DGE fin août 2023 : 2,7 à 2,9 Md€
<i>Chèque énergie exceptionnel 2021</i>	493				493	Montant correspondant à un taux de recours à 85 %
<i>Chèque énergie exceptionnel 2022</i>		1 530			1 530	
<i>Filet de sécurité des collectivités locales</i>		430	1 500		1 930	Montant 2023 correspondant aux crédits inscrits en LFI
<i>Fonds d'aide aux universités</i>		275			275	
<i>Aide aux entreprises du fret ferroviaire</i>		26			26	
<i>Aide à la conchyliculture</i>		0,08			0	
<i>sous-total multi-énergies</i>	493	2 761	3 800	0	7 054	
<i>Total des dépenses/ moindres recettes</i>	833	24 113	37 627	9 147	71 719	

Note de lecture : les coûts sont millésimés selon l'année de consommation des volumes bénéficiant de l'aide ; ainsi, le bouclier tarifaire 2023 qui concerne les volumes consommés entre le 1er février 2023 et le 31 janvier 2024 présente un coût en 2023 et en 2024. De même, la baisse de TICFE s'applique jusqu'en janvier 2025 inclus (la part annuelle de consommation du mois de janvier est prise par hypothèse à 15% pour les particuliers et à 1/12ème pour les entreprises). Source : Cour des comptes d'après données CRE, DLF, DGEC, DGE, documents budgétaires et rapports parlementaires

Annexe n° 5 : synthèse provisoire des coûts budgétaires des mesures

	Exécution budgétaire		Prévisions d'exécution	
	2021	2022	2023	2024
<i>Baisse de TICFE</i>		5 600	9 000	3 200
<i>Bouclier tarifaire 2022</i>		131		
<i>- rattrapage 2023</i>			19 738	1 794
<i>Bouclier tarifaire 2023</i>				
<i>Aide à l'habitat collectif</i>			540	
<i>Aide à l'électromobilité</i>			25	25
<i>Amortisseur électricité</i>			2 409	952
<i>Aide "280 euros"</i>			156	14
<i>sous-total électricité</i>		5 731	31 868	5 986
<i>Bouclier tarifaire</i>		580	4 110	155
<i>Aide à l'habitat collectif</i>		800	1 927	345
<i>sous-total gaz</i>	0	1 380	6 037	500
<i>Remise carburant 2022</i>		7 854		
<i>Aide carburant aux petites stations services</i>		5		
<i>Indemnité carburant 2023</i>			380	n.d.
<i>Indemnité carburant 2024</i>				n.d.
<i>Aides aux entreprises de transport</i>		400		
<i>Aides aux entreprises de BTP</i>		16	0	
<i>Aides au secteur de la pêche</i>		23	7	
<i>Gazole non routier</i>			600	700
<i>Barème fiscal kilométrique</i>		400	600	600
<i>Barème des indemnités kilométriques</i>		5	5	5
<i>sous-total carburants</i>		8 703	1 592	1 305
<i>Chèque fioul</i>		52	n.d.	
<i>Chèque bois</i>		50	n.d.	
<i>sous-total autres énergies</i>		102	n.d.	0
<i>Guichet d'aide au paiement des factures</i>		61	1 300	1 300

	Exécution budgétaire		Prévisions d'exécution	
<i>Chèque énergie exceptionnel 2021</i>	363	125		
<i>Chèque énergie exceptionnel 2022</i>		868	660	
<i>Filet de sécurité des collectivités locales</i>		106	n.d.	n.d.
<i>Fonds d'aide aux universités</i>		100	n.d.	
<i>Aide aux entreprises du fret ferroviaire</i>		26		
<i>Aide à la conchyliculture</i>		0,08		
<i>sous-total multi-énergies</i>	363	1 286	1 960	1 300
<i>Total des dépenses/moindres recettes</i>	363	17 202	> 41 450	> 9 050

Source : Cour des comptes d'après données CRE, PLFR 2022, et administrations

Annexe n° 6 : le contrôle de la répercussion des aides aux clients finals et de l'absence d'effet d'aubaine

Une obligation de répercussion et un encadrement des effets d'aubaine à géométrie variable

En ce qui concerne les volumes additionnels d'ARENH décidés en 2022, à travers lesquels les pouvoirs publics ont souhaité réduire les coûts moyens d'approvisionnement des fournisseurs pour qu'ils puissent baisser leurs prix de détail, le Conseil d'État, dans sa décision n°462640 du 3 février 2023, considère que « *si l'article 11 du décret [relatif à la mise en œuvre de l'Arenh additionnel] prévoit que les fournisseurs bénéficiant de volumes additionnels au titre de la période complémentaire de livraison transmettent à la Commission de régulation de l'énergie les données et informations nécessaires au suivi de la répercussion à leurs clients finals de ces cessions, ces dispositions n'imposent, par elles-mêmes, à ces fournisseurs, aucune obligation de répercussion, au bénéfice de leurs clients, du prix préférentiel de l'électricité ainsi acquis¹¹⁴, la répercussion attendue sur les consommateurs finals ne reposant que sur le jeu de la libre concurrence entre fournisseurs.* » Néanmoins, la CRE a imposé aux fournisseurs des modalités précises de répercussion, qu'elle a détaillées dans plusieurs délibérations et dont elle vérifie le respect (cf. *infra*). Elle considère que cette mission découle des dispositions des articles L. 131-1 et L.131-2 du code de l'énergie en vertu desquelles la CRE « *contribue à garantir l'effectivité des mesures de protection des consommateurs* » et « *surveille la cohérence des offres [...] faites par [...] les fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par [l'ARENH]* ».

En ce qui concerne les boucliers tarifaires 2022, dont les modalités sont définies à l'article 181 de la LFI 2022, les fournisseurs, pour leurs offres de marché¹¹⁵, n'ont aucune obligation de réduire leurs tarifs et la CRE considère que cette absence d'obligation vaut aussi pour les fournisseurs qui demandent une compensation financière. Comme elle l'indique dans ses réponses écrites, « *les textes du dispositif du bouclier tarifaire 2022 n'exigent pas la répercussion (contrairement au dispositif 2023) et ne confient pas à la CRE de mission de contrôle de cette répercussion* ».

¹¹⁴ C'est la Cour qui souligne.

¹¹⁵ La baisse de prix est par définition automatique pour les clients aux TRV.

Toutefois, sur le bouclier gaz 2022, la loi impose que la compensation ne soit accordée que dans les limites de la couverture des coûts d’approvisionnement des fournisseurs, ce qui limite de fait la possibilité pour un fournisseur de recevoir une aide sans réduire ses prix aux clients, dès lors que le prix initial couvrirait ses coûts. En revanche, la LFI 2022 n’enserme la compensation financière des fournisseurs au titre du bouclier électricité 2022 dans aucune contrainte en termes de limitation des effets d’aubaine, en fonction des niveaux de prix effectivement pratiqués avant bouclier ou en fonction des coûts d’approvisionnement supportés par le fournisseur.

En ce qui concerne les boucliers tarifaires 2023, la DGEC a indiqué dans ses réponses qu’il n’y avait pas d’obligation légale « en tant que telle » pour les fournisseurs de répercuter l’aide reçue au titre de leurs offres de marché. Par ailleurs, pour éviter que les compensations versées soient soumises à TVA, le gouvernement avait décidé de supprimer dans le projet de texte de loi la mention initiale qui prévoyait que « *tous les fournisseurs répercutent la totalité des montants de la compensation* ». Néanmoins, le texte en vigueur prévoit que les compensations sont dues au titre des « *pertes de recettes supportées à raison de prix de fourniture réduits* ». Selon la CRE, cette mention fonde le lien entre compensation et pertes de recettes et justifie que, pour le bouclier 2023, la compensation soit conditionnée à une baisse de prix et que cette répercussion fasse l’objet de contrôle de sa part. En réalité, le respect de la répercussion intégrale des compensations sera assuré par le fait que la loi impose pour 2023, en gaz comme en électricité, que la compensation soit accordée, sous le contrôle de la CRE, dans la limite de la couverture des coûts d’approvisionnement étant donnés les prix effectivement pratiqués. Concrètement, le contrôle de la répercussion découlera du contrôle du respect de plusieurs contraintes (cf. *infra*).

Le cas de l’amortisseur électricité est différent dans la mesure où il consiste à imposer explicitement une réduction des prix pratiquée par les fournisseurs d’électricité, dont le IX de l’article 181 de la LFI 2023 fixe les principes de calcul et qui doit être contrôlée par la CRE.

Pour les aides à l’habitat collectif, qui passent aussi dans le cas général par les fournisseurs d’énergie, ou les exploitants d’installations de chauffage et gestionnaires de réseaux de chaleurs, il n’y a pas de répercussion à proprement parler sur les prix payés, mais l’aide est demandée *a posteriori* du paiement des factures pour le compte des clients et le décret impose que cette aide soit répercutée par le fournisseur à son client au plus tard trente jours après le versement par l’ASP.

En ce qui concerne la remise carburant, aucune obligation juridique n'a été imposée aux opérateurs pour répercuter le montant de la remise au client final. Le choix a été fait de compter sur la forte concurrence existant entre eux pour les inciter à le faire. Seul un engagement moral leur a été demandé, au travers de la signature d'une charte, d'afficher dans les stations-service une information sur ce dispositif et de répercuter la remise.

Les contrôles prévus, leurs résultats et leurs limites

Les volumes additionnels d'ARENH

La répercussion des volumes additionnels d'ARENH 2022 dans les prix payés par les clients en offre de marché a fait l'objet d'une attention particulière de la CRE. Elle a consacré la délibération n°2022-98 du 31 mars 2022 à la définition des principes à respecter par les fournisseurs pour cette répercussion. Selon ces principes, la répercussion ne doit pas conduire à ce qu'un client se retrouve à payer un prix TTC inférieur à celui qui lui était facturé avant crise¹¹⁶, ce qui caractériserait selon la CRE un effet d'aubaine. Au-delà d'une répercussion correspondant aux droits ARENH de chaque client¹¹⁷, les fournisseurs peuvent conserver une partie du bénéfice de l'ARENH+ pour couvrir des coûts supportés sur les contrats à prix fixes ou les coûts de gestion du dispositif, avant de sur-répercuter l'ARENH+ résiduelle à leurs clients les plus touchés par la hausse des prix, toujours dans la limite de l'effet d'aubaine. La CRE a par ailleurs été amenée à compléter ces premiers principes, dans sa délibération n°2022-216 du 27 juillet 2022, en imposant qu'au moins 50 % des montants d'ARENH résiduel après répercussion selon les droits ARENH de chaque client donne lieu à sur-répercussion, et en limitant les catégories de surcoûts supportés par les fournisseurs et admissibles à une couverture par l'ARENH+¹¹⁸.

Dans le bilan publié à l'occasion de la délibération n°2023-225 du 13 septembre 2023, la CRE indique que, sur 4 129 M€ d'ARENH additionnel attribués aux fournisseurs alternatifs, 4 007 M€, soit 97 %, sont au bénéfice des consommateurs : 3 681 M€ sous forme d'une réduction de prix et 325 M€ en couverture des surcoûts des fournisseurs pour le maintien des contrats à prix fixe. Pour le reste, 69 M€ correspondent à des quantités excédentaires d'ARENH+ par rapport aux droits constatés, qui donneront lieu à reversement à EDF au titre du mécanisme des compléments de prix

¹¹⁶ Référence prise aux prix observés en mai 2021.

¹¹⁷ La répercussion est en particulier automatique pour les clients aux TRV et pour les contrats indexés sur les TRV.

¹¹⁸ Notamment en excluant les surcoûts déjà répercutés sur les clients ou ceux non liés aux coûts d'approvisionnement *stricto sensu* (par exemple ceux liés à l'augmentation des impayés ou du BFR).

dits « CP1 », 19 M€ couvrent les frais de gestion des fournisseurs et 34 M€ concernent des montants dont la correcte répercussion n'a pas pu être validée par la CRE.

Dans sa délibération du 31 mars 2022 la CRE précisait par ailleurs que, si EDF ne dispose pas à proprement parler de volumes d'ARENH, elle considère toutefois qu'EDF devra reverser à ses clients touchés par la hausse des prix des montants équivalents à ceux que les fournisseurs alternatifs sont tenus de répercuter.

Dans une note relative aux modalités de répercussion des conséquences de l'ARENH+ sur ses offres de marché, EDF a détaillé les décisions qu'elle a mises en œuvre pour répercuter à certaines catégories de clients l'équivalent de l'ARENH+ dont ont bénéficié les fournisseurs alternatifs. La CRE a du reste examiné la méthodologie de répercussion utilisée par EDF et l'a jugée conforme aux principes fixés. Dans son bilan de septembre 2023, elle indique que la répercussion prévue par EDF concerne 3 785 M€ (y compris cessions aux ELD et filiales), soit un peu moins que les 4 Md€ de pertes annoncées par EDF au titre de l'impact de l'ARENH+ sur ses ventes aval (cf. annexe n° 12).

Les gels de tarifs réglementés

- Le bouclier et l'amortisseur électricité

Le bouclier 2022, dont les modalités sont définies par l'article 181 de la LFI 2022, prévoit une compensation financière des fournisseurs, pour les pertes de recettes qu'ils supportent sur le périmètre de tous leurs contrats en offre de marché à destination des clients résidentiels (périmètre étendue *a posteriori* aux clients non résidentiels éligibles aux TRV par la LFI 2023). Selon les termes de la LFI 2022, cette compensation est forfaitaire, calculée sur la base d'un montant unitaire fixé comme l'écart entre le TRV théorique et le TRV applicable (montant déterminé par la CRE) appliqué aux volumes de consommation des clients éligibles.

Comme indiqué *supra*, la CRE considère que cette compensation n'est assortie d'aucune obligation de répercussion vers les clients sous forme de réduction de prix. Moyennant quoi, la CRE compte se limiter, dans l'exercice de fixation des montants de charges de SPE définitives de juillet 2024, à la vérification du périmètre d'éligibilité des clients, au contrôle des volumes consommés et au calcul des charges de SPE par application du montant unitaire d'aide. Elle ne prévoit donc pas de vérifier si les compensations financières accordées se sont traduites pas des baisses de prix au profit des clients finals, ni si le niveau de ces compensations a pu excéder ce qui était nécessaire aux fournisseurs pour proposer des offres au niveau des TRV ou au niveau de leur coût d'approvisionnement.

Or, au périmètre des clients finals hors EDF¹¹⁹, la CRE constatait, à l'occasion du bilan de la répercussion de l'ARENH+, que « *en 2022, 9,8 millions de consommateurs sur 10,6 millions ont été complètement protégés de la hausse des prix par le dispositif de bouclier tarifaire, par la répercussion ARENH+, ou par les contrats à prix fixe* », ce qui signifie qu'ils ont bénéficié de prix au plus égaux à ceux supportés en 2021 et donc, pour certains ménages, d'une protection potentiellement supérieur à celle des TRV.

Le bouclier tarifaire 2023, dont les modalités sont définies par l'article 181 de la LFI 2023, prévoit que des compensations financières sont dues aux fournisseurs pour leurs contrats en offre de marché à destination des clients éligibles aux TRV, au titre des « *pertes de recettes supportées à raison de prix de fourniture réduits* ».

Plus concrètement, la compensation des fournisseurs est calculée forfaitairement, de façon similaire au bouclier 2022, mais son montant et sa répercussion doivent respecter plusieurs contraintes afin d'éviter tout effet d'aubaine pour les fournisseurs ou pour leurs clients : pour chaque client, le prix payé après répercussion du bouclier ne doit pas être inférieur au TRV applicable ; pour un fournisseur donné, le montant global de compensation ne peut excéder le montant suffisant pour abaisser les prix payés par chaque client au niveau du TRV et la compensation est accordée dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement, pour éviter tout effet d'aubaine en faveur des fournisseurs. La compensation au titre de l'amortisseur électricité est également soumise à la contrainte de couverture des coûts d'approvisionnement.

Les évaluations préliminaires par la CRE des montants de pertes de recettes à compenser aux fournisseurs d'électricité au titre du bouclier tarifaire et de l'amortisseur, réalisées en février et avril 2023¹²⁰, n'ont pas pu tenir compte de ses contraintes, faute de données recueillies à date¹²¹. L'évaluation des charges liées aux pertes de recettes produite en juillet 2023 sur la base des déclarations remises au 30 avril a en revanche tenu compte des contraintes relatives aux écarts de prix avec les TRV et aux baisses de prix pratiquées. Cette prise en compte a conduit la CRE à réduire de 2 Md€ (- 8 %) le montant des pertes à compenser, par rapport aux demandes des fournisseurs. En revanche, la prise en compte de la contrainte relative aux coûts d'approvisionnement ne sera opérée qu'à partir du quatrième trimestre 2023.

¹¹⁹ Données transmis par 35 fournisseurs représentant 96 % des volumes d'ARENH+.

¹²⁰ Délibérations n° 2023-61 du 16 février 2023 et n° 2023-106 du 13 avril 2023.

¹²¹ Les déclarations demandées aux fournisseurs pour cette évaluation préliminaires n'incluaient pas les données permettant de vérifier le respect des contraintes mentionnées.

L'amortisseur électricité consiste quant à lui explicitement en une réduction de prix pratiquée par les fournisseurs d'électricité, dont le IX de l'article 181 de la LFI 2023 fixe les principes de calcul et qui doit donc être contrôlée par la CRE. Pour autant, les moyens pris par la CRE pour effectuer ce contrôle n'apparaissent pas clairement à travers les demandes de données déclaratives faites auprès des fournisseurs : celles-ci ne prévoient pas de déclarations de mise en œuvre effective des baisses de prix, attestées par un commissaire aux comptes (CAC), mais seulement la moyenne des parts variables des contrats concernés, avant application de l'amortisseur. Il est toutefois prévu une certification spécifique des CAC sur la bonne application à l'échelle annuelle des dispositifs d'amortisseurs.

La loi précise que les pertes de recettes induites sont compensées aux fournisseurs dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement.

- Le bouclier tarifaire gaz

Pour les contrats à prix fixe, éligibles au bouclier tarifaire à compter du 1^{er} septembre 2022, la LFI 2022 met en place une compensation financière des pertes de recettes des fournisseurs ; cette compensation est calculée de façon forfaitaire sur la base d'un montant unitaire fixé comme l'écart entre le TRVg théorique et le TRVg applicable, appliqué aux volumes de consommation des clients éligibles. Pour autant, comme pour le bouclier électricité, les fournisseurs n'ont aucune obligation de réduire leurs tarifs et la CRE considère que cette absence d'obligation vaut aussi pour les fournisseurs qui demandent une compensation financière. Elle n'envisage donc pas de contrôler la réalité des baisses de prix répercutées aux clients finals entre novembre 2021 et décembre 2022. Contrairement au bouclier électricité, cette carence porte toutefois sur un volume de consommation relativement marginal : les offres de marchés non indexées sur le TRVg et éligibles au bouclier ont représenté sur le second semestre 2022 401 GWh, soit 2,2 % de la consommation couverte par le bouclier sur cette période. Les sommes de compensation financière en jeu seraient ainsi de l'ordre de 55 M€.

Les dispositions de la LFI 2022 relatives au bouclier gaz 2021-2022, si elles prévoient bien d'emblée que la compensation financière des fournisseurs pour leurs pertes de recettes sur offres de marché doit s'opérer dans la limite des coûts d'approvisionnement, ne permettraient pas d'exclure que les prix payés par les consommateurs, après répercussion de la compensation financière, deviennent dans certains cas inférieurs au niveau des TRVg. Ce risque a conduit la CRE, de sa seule initiative et à partir du 1^{er} novembre 2022¹²², à plafonner les compensations dues aux

¹²² Précision apportée dans la délibération n°2022-271 du 3 novembre 2022.

fournisseurs sur leurs offres à prix fixe, éligibles au bouclier depuis le 1^{er} septembre 2022, de sorte à garantir que les prix après réduction restent au plus égaux au TRVg. En septembre et octobre, avant entrée en vigueur de ce plafonnement, la CRE a constaté *a posteriori* que certains prix avaient été abaissés à des niveaux inférieurs au TRVg. Elle estime à 4,3 M€ le montant de compensation concerné par cet écart, qui constitue un effet d'aubaine pour les clients concernés.

La limitation des compensations en fonction de la couverture des coûts d'approvisionnement a été contrôlée par la CRE pour son évaluation des charges de SPE au titre du bouclier gaz 2021-2022 de novembre 2022¹²³. Elle s'est ainsi assuré que « *les compensations calculées ne viennent ainsi couvrir que des pertes effectivement supportées par les fournisseurs* ». La vérification de cette contrainte, à nouveau effectuée en vue de l'évaluation des charges de SPE de juillet 2023, a conduit à réduire de 33,9 M€ le montant des pertes à compenser au titre de 2022, par rapport aux demandes des fournisseurs. La vérification du respect des autres contraintes applicables selon la loi au bouclier 2023 a abouti à un abattement de 108,7 M€ (- 7,5 %) des demandes de compensation.

En revanche, la situation rencontrée en mai et juin 2023, avec un TRV « gelé » supérieur au TRV théorique interroge. Sur ces deux mois, l'aide unitaire du bouclier gaz a été fixé à zéro par la CRE et les clients, au TRV comme en offre de marché indexé sur celui-ci, ont continué à payer le niveau du TRV « gelé ». Or, ces offres sont censées être approvisionnées de la façon reflétée par la formule tarifaire des TRVg ; les fournisseurs qui les proposent ont donc connu une baisse de leurs coûts d'approvisionnement non traduite dans le prix de détail, et donc un accroissement de leurs marges. Si la loi, par les dispositions du VI de l'article 181 de la LFI 2023, a bien prévu que ces marges viennent, dans le cadre des charges de SPE, en déduction des compensations financière du bouclier due aux fournisseurs de TRV, une telle déduction n'est en revanche pas prévue pour les offres indexées sur les TRV. La portée de cette carence est cependant limitée par les volumes concernés par des offres indexés sur les TRV, soit 536 GWh pour l'ensemble du 1^{er} semestre 2023, selon les données de la CRE issues des dossiers de demande de compensation, ce qui laisse 43 GWh pour mai-juin et donc une somme de 258 k€.

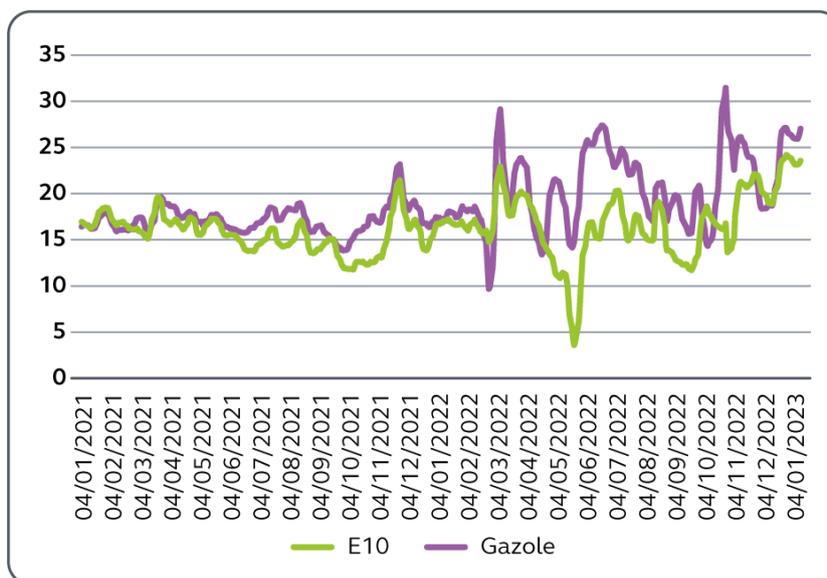
¹²³ Délibération n° 2022-271 du 3 novembre 2022.

- La « remise carburant »

S'agissant de la « remise carburant », divers contrôles et analyses ont été mis en œuvre par la DGCCRF et de la DGEC pour vérifier la bonne répercussion de l'aide aux consommateurs finals.

Lors des 9 000 contrôles qu'elle a effectués en stations sur l'année 2022, la DGCCRF a constaté une bonne application des obligations de stations en matière d'affichage des prix et de publicité de l'action gouvernementale. Elle a aussi observé, de manière générale, une bonne répercussion de la remise, même s'il ne lui était pas possible de le vérifier en détail lors de chaque contrôle. Elle a constaté que les marges de transport-distribution étaient supérieures en 2022 par rapport à 2021 en raison des chocs répétés sur les conditions d'approvisionnement en Europe sur cette période, mais sans pouvoir conclure à l'existence de « surmarges » (cf. graphique suivant).

Graphique n° 27 : évolution des marges de transports et distribution en 2021 et 2022 (avec correction de la remise carburant)



Source : DGCCRF

De son côté, la DGEC a effectué des contrôles dans 180 stations lors des premiers jours du dispositif, par l'intermédiaire des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL). Entre le 31 mars et le 1^{er} avril 2022, elle a constaté une baisse moyenne des prix de 17 c€/l pour le gazole et de 16 c€/l pour le sp 95-e5, ce qui témoigne d'une bonne prise en compte de la remise (cf. tableau suivant).

Tableau n° 5 : contrôle des prix par la DGEC le 1^{er} avril 2022

	Gazole	sp95-e5
<i>Nombre de stations</i>	180	182
<i>Baisse moyenne (c€/l)</i>	0,17	0,16
<i>Baisse minimale (c€/l)</i>	0,10	0,11
<i>Baisse maximale (c€/l)</i>	0,58	0,31
<i>Pourcentage de stations n'ayant pas changé leur prix</i>	15%	15%
<i>Baisse moyenne des stations appliquant une baisse (c€/l)</i>	0,20	0,19

Source : DGEC

La DGEC a ensuite effectué quotidiennement une synthèse du niveau général des prix à partir d'un panel de 100 stations-service issues du site « prix des carburants » (stations vendant au moins 500 m³ par an) et permettant de prendre en compte la diversité des territoires et des types de stations.

Enfin, pendant toute la durée de la mesure de ristourne, la DGEC a effectué un suivi hebdomadaire des prix moyens en comparant le prix observé avec un prix théorique (sans remise). L'objectif était d'observer si l'écart constaté était proche de celui qui aurait été obtenu si une répercussion complète de la remise était effectuée à partir du prix théorique. Ce dernier était calculé à partir d'un prix de référence (moyenne des prix la veille de l'entrée en vigueur du dispositif) corrigé de la variation moyenne des cinq dernières cotations sur le marché de Rotterdam (pour prendre en compte l'évolution des cours du pétrole et de raffinage).

La DGEC a ainsi constaté des écarts moyens proches des montants de la remise TTC : 19 c€/l pour le gazole et le sp95-e5, du 1^{er} avril au 31 août 2022, puis de 31 c€/l pour le gazole et de 33 c€/l pour le sp95-e5, du 1^{er} septembre au 15 novembre 2022 (cf. tableau suivant).

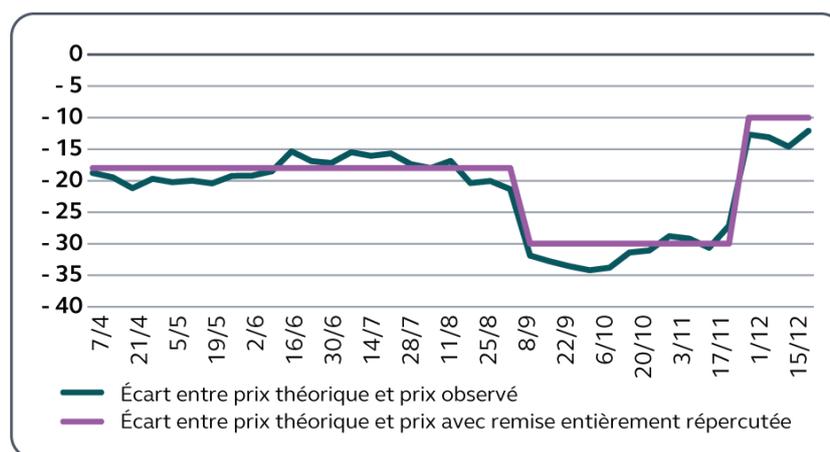
Tableau n° 6 : écart moyen entre prix théoriques et prix réels TTC des carburants en France du 1^{er} avril au 15 novembre 2022

c€/l TTC	gazole	sp95	sp95-e10	SP98	e85	GPLc	Montant de la remise
01/04 au 31/08	19	18	19	18	19	05	18
01/09 au 15/11	31	33	34	34	22	08	30

Source : DGEC

La DGEC a toutefois complété cette analyse par une prise en compte des variations des coûts de transport et distribution. Cela n'aurait pas été nécessaire si ces coûts étaient restés fixes, mais ils ont connu des variations significatives en 2022 en raison de nombreux aléas économiques et politiques. Une fois pris en compte cet impact, il apparaît que les prix observés sont restés très proches de ce qu'ils auraient été avec une répercussion complète de la remise à partir des prix théoriques calculés par la DGEC (cf. graphique suivant).

Graphique n° 28 : écarts entre prix théoriques et observés, et entre prix théoriques et prix avec remise totale, corrigés de la variation des coûts de transport et distribution (en c€/l TTC)



Source : DGEC

Annexe n° 7 : les prix de vente au détail de l'électricité dans le cadre des mesures exceptionnelles de soutien

Structure des prix de détail

Les prix de vente au détail HT de l'électricité fixés dans les contrats entre fournisseurs et clients finals couvrent l'ensemble des coûts d'approvisionnement en énergie, d'acheminement par les réseaux de transport et de distribution, et de commercialisation par les fournisseurs. S'y appliquent ensuite les accises sur l'énergie (TICFE), la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et la TVA (cf. annexe n°13).

À travers les prix HT, les fournisseurs répercutent ainsi sur leurs clients leurs coûts d'achat de l'électricité en gros auprès des producteurs ou sur les marchés, en énergie et en garanties de capacités, coûts qui peuvent varier selon le profil de consommation des clients. Hormis pour les plus gros consommateurs (dits profil C1) qui acquittent le TURPE directement auprès des gestionnaires de réseau, les fournisseurs répercutent également à leurs clients le coût du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE), qui varie selon la puissance et la tension de raccordement.

Ramenés aux volumes d'électricité consommés, ces différentes composantes du prix de détail se répartissaient comme suit en 2021 :

<i>En €/MWh</i>	Ensemble des ménages	Ensemble des clients professionnels	Dont gros consommateurs (> 150 GWh)
<i>Composante approvisionnement, coûts commerciaux et marge fournisseur</i>	73,3	62,4	59,9
<i>Composante TURPE</i>	54,8	25,5	4,8
<i>Taxes hors TVA</i>	36,9	17,8	1,7
<i>Total HTVA</i>	165,4	105,7	66,1
<i>TVA</i>	28,0		

Source : données Eurostat

La composante approvisionnement reflète les prix auxquels les fournisseurs achètent l'électricité en gros. À ce titre, elle intègre l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) au prix de 42 €/MWh pour une part dépendant des droits ARENH de leurs clients, dans la limite du plafonnement global du volume annuel d'ARENH. Cette part dépend

du profil de consommation des clients finals, qui détermine le volume de droits ARENH d'un fournisseur. Les droits ARENH couvraient ainsi, jusqu'en 2023, autour de 67 % du volume de consommation annuel pour les ménages et peuvent dépasser 80 % pour les entreprises. Cependant, le plafonnement à 100 TWh des volumes globaux d'ARENH cédés annuellement aux fournisseurs conduit à écrêter les volumes attribués à chaque fournisseur dès lors que la demande globale de ces derniers excède ce plafond. Cet écrêtement réduit alors la part de consommation effectivement couverte par l'ARENH. Pour 2022, cette part aurait ainsi été d'environ 42 % pour les ménages et environ 50 % pour les entreprises, sans l'ouverture d'un guichet additionnel en mars 2022 dans le cadre des mesures exceptionnelles de soutien. Au-delà de la part ARENH, la composante d'approvisionnement traduit la stratégie d'achat et de couverture du fournisseur sur les marchés de gros ou directement auprès des producteurs, par exemple dans le cadre de contrat de long terme.

Les différents types de contrats de fourniture et les tarifs réglementés de vente

Au-delà des contrats que certains clients professionnels peuvent conclure directement avec des producteurs, les contrats de fourniture proposés par les fournisseurs aux clients finals fixent de prix dont l'évolution est plus ou moins exposés aux évolutions de court terme des prix de gros. Certains contrats offrent ainsi des prix fixes, au moins sur la partie approvisionnement, sur plus d'un an ; ils peuvent néanmoins prévoir une répercussion des évolutions du TURPE, voire une modulation en fonction du taux d'écrêtement de l'ARENH. A l'inverse, certains contrats sont proposés à prix variables à plus ou moins court terme, par référence à des indices de prix de gros, ou indexés à échéance régulière.

Tous les ménages et certains petits professionnels sont par ailleurs éligibles aux tarifs réglementés de vente (TRV). En métropole, il s'agit des professionnels ayant moins de 10 salariés et un chiffre d'affaires, des recettes ou bilan inférieur à 2 M€, pour leur site d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA (tarif bleu résidentiel). Dans les zones non interconnectées (ZNI), Outre-mer et en Corse, tous les clients finals peuvent bénéficier d'un tarif réglementé de vente. Selon les données de l'observatoire des marchés de détail de la CRE, au quatrième trimestre 2022, 65 % de la consommation électrique des ménages était couverte par le TRV, et 26 % de la consommation toutes catégories de clients confondues.

Au 30 septembre 2021, les données recueillies par la CRE sur les contrats de fourniture en électricité montraient la répartition plus précise suivante :

**Tableau n° 7 : répartition des différents types de contrats
(en volumes de consommation)**

	Sites résidentiels	Petits professionnels (puissance < 36 kVA)	Moyens et grands professionnels
<i>TRV</i>	67,7 %	33,8 %	
<i>Indexé TRV</i>	11,3 %	19,3 %	
<i>Indexé autre</i>			27,1 %
<i>Variable</i>	4,2 %	3,3 %	17,8 %
<i>Fixe un an</i>	1,8 %	13,2 %	8,5 %
<i>Fixe deux ans ou plus</i>	13,5 %	27,5 %	40,1 %
<i>Autres</i>	1,4 %	2,8 %	6,4 %

Source : Cour des comptes d'après données CRE

Près de 80 % de la consommation des ménages, et près de 55 % de celle des petits professionnels est ainsi dirigée en termes de prix par les tarifs réglementés de vente. Ces derniers sont établis deux fois par an (en janvier et en juillet) par la CRE depuis 2015 par empilement de différentes composantes de coûts visant à refléter les conditions d'approvisionnement auxquels font face les fournisseurs d'électricité :

- un coût de l'énergie achetée comportant une composante au prix de l'ARENH (sur une proportion des volumes dépendant des droits ARENH – 67 % pour les ménages en moyenne – et de l'écrêtement de la demande globale excédant le plafond – abaissant à 46 % cette proportion pour les ménages en 2021), une composante valorisée à des prix de marché (prix lissés sur un ou deux ans de cotations pour la proportion de volumes hors droits ARENH – soit 33 % en moyenne pour les ménages – ou sur les dernières semaines de l'année précédente pour la proportion correspondant à l'écrêtement de l'ARENH – soit 21 % en 2021) ;
- un coût d'achat de garantie de capacités comportant les mêmes composantes, le prix des capacités associées à l'ARENH étant nul ;
- une couverture des coûts commerciaux, y compris liés à l'acquisition de certificats d'économie d'énergie (CEE), et des marges des fournisseurs y compris en couverture des risques associés à l'approvisionnement sur les marchés.

Le niveau de tarif issu de cet empilement doit en outre permettre de couvrir les coûts comptables de fourniture des clients au TRV supportés par EDF.

L'impact des hausses de prix de gros et des mesures exceptionnelles sur l'évolution du niveau du TRV

Le calcul du TRV 2022 par la CRE, en application des textes législatifs et réglementaires, a conduit à une forte augmentation par rapport à 2021, liée à la fois à une demande d'ARENH en croissance, qui a accrue la part écrêtée de cette demande et donc la part des composantes du TRV valorisée aux prix de marché, et à l'augmentation des prix de marché (+50 % sur la composante hors ARENH), particulièrement ceux constatés fin 2021, qui valorisent la part écrêtée de l'ARENH (+435 %). Il s'ensuit une augmentation de 111 % de la composante d'approvisionnement, passant de 55,4 à 116,9 €/MWh (avant prise en compte du rattrapage au titre de janvier 2022¹²⁴).

Pour le TRV 2023, les calculs de la CRE ont tenu compte de la forte augmentation des prix de gros à terme au cours de l'année 2022, pour la valorisation de la composante hors ARENH (+330 %), alors que le taux d'écrêtement de l'ARENH est revenu pratiquement à son niveau de 2021. Par ailleurs, la CRE a récemment fait évoluer sa méthode de calcul des coûts d'approvisionnement au marché au sein des TRV, avec l'objectif de mieux refléter la réalité des pratiques des fournisseurs. Mise en œuvre pour le TRV 2023, ces évolutions ont en l'espèce renchéri significativement le niveau théorique du TRV, par rapport aux méthodologies précédentes : +24,2 €/MWh du fait de la réduction de 2 à 1 an de la période de lissage de l'approvisionnement de la « forme »¹²⁵ de la consommation ; +7,4 €/MWh du fait de l'extension de un à deux mois de la période du lissage de l'approvisionnement de la part d'ARENH écrêtée¹²⁶. Cette dernière évolution répondait du reste à une recommandation de la Cour des comptes, formulée en 2022¹²⁷. Il s'ensuit une augmentation globale de 110 % sur le niveau du TRV bleu résidentiel entre 2022 et 2023, qui passerait à plus de 245 €/MWh.

¹²⁴ Lié au fait que la révision du TRV pour l'année en cours n'intervient qu'au 1^{er} février.

¹²⁵ C'est-à-dire les variations infra annuelles de la consommation horaire.

¹²⁶ En l'espèce, les prix à terme pour 2023 ont nettement baissé entre novembre et décembre 2022 ; l'inverse s'était produit un an auparavant.

¹²⁷ https://www.ccomptes.fr/system/files/2022-07/20220705-rapport-organisation-marches-electricite_0.pdf

**Tableau n° 8 : déterminants des évolutions des TRV bleus
résidentiels avant et après mesures exceptionnelles sur 2021-2023
(en €/MWh)**

<i>Bleu résidentiel</i>	2021	2022	2023
<i>Volumes</i>			
<i>Part Arenh sans écrêtement</i>	67,0 %	67,0 %	67,0 %
<i>Part Arenh après écrêtement</i>	45,8 %	41,9 %	45,2 %
<i>Part Arenh écrêtée</i>	21,2 %	25,1 %	21,8 %
<i>Part hors Arenh</i>	33,0 %	33,0 %	33,0 %
<i>Prix de l'énergie (€/mwh)</i>			
<i>Prix arenh</i>	42,0	42,0	42,0
<i>Prix de la partie écrêtée de la composante Arenh</i>	48,2	257,0	410,2
<i>Prix moyen du complément de marché</i>	58,6	88,3	380,0
<i>Prix de la capacité (ramené en €/mwh)</i>			
<i>Prix de la capacité sur l'Arenh écrêté</i>	4,5	2,7	6,8
<i>Prix de la capacité hors Arenh</i>	15,1	12,8	22,8
<i>Autres frais (€/mwh)</i>			
<i>Frais</i>	0,64	0,64	0,64
<i>Coût des écarts</i>			2,2
<i>Tarif d'approvisionnement hors rattrapage de janvier et sans mesures</i>	55,4	116,9	245,8
<i>Rattrapage de janvier</i>	3,3	6,2	
<i>Effet Arenh additionnel 2022</i>		- 16,5	
<i>Effet bouclier 2022 puis rattrapage</i>		- 15,9	15,9
<i>Effet bouclier 2023 *</i>			- 144,6
<i>Tarif d'approvisionnement après mesures</i>	58,7	90,7	117,1
<i>Marge</i>	3,8	3,8	3,5
<i>Coût de commercialisation</i>	11,9	11,5	13,3
<i>Tarif d'approvisionnement et de commercialisation</i>	74,4	106,0	133,9

Source : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE

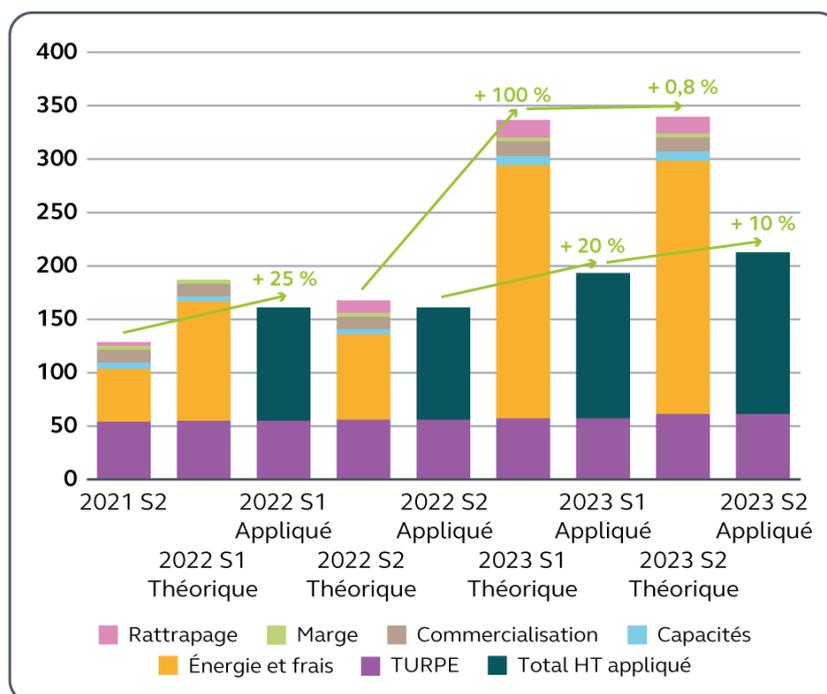
* hors augmentation de 10% du TRV effectif à partir du 1^{er} août 2023

Par rapport à ces évolutions théoriques, les mesures adoptées par le gouvernement ont permis de réduire de 32,4 €/MWh le niveau HT du TRV 2022, dont la moitié grâce à l'attribution de 20 TWh supplémentaire d'ARENH aux fournisseurs alternatifs en mars 2022, au prix de

46,2 €/MWh, et la moitié par un plafonnement du niveau du TRV HT par arrêté interministériel. En 2023, le nouveau plafonnement mis en place au 1^{er} février permettait de réduire en net de 128,5 €/MWh le niveau HT du TRV. L'augmentation du 10 % du TRV effectif à partir du 1^{er} juillet 2023 atténuerait cet effet en moyenne de 11 €/MWh sur l'année.

En tenant compte des tarifs d'acheminement, le niveau HT du TRV bleu résidentiel aurait augmenté de 150 % entre le S2 2021 et le S2 2023 sans le bouclier tarifaire, passant de 128,6 à 324 €/MWh (hors rattrapage du bouclier 2022). Le bouclier permet de limiter cette progression à 65 % (en tenant compte de l'augmentation de 10 % au 1^{er} août 2023).

Graphique n° 29 : évolutions du TRV bleu résidentiel hors taxe depuis 2021



Source : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE

C'est la baisse du tarif d'accise de la TICFE (- 24,7 €/MWh) qui a permis de limiter à 4 % l'augmentation du TRV TTC en 2022. Accrue de 6,3 €/MWh en 2023, cette baisse de TICFE permet de limiter à 15 % l'augmentation du TRV TTC au 1^{er} février 2023.

Tableau n° 9 : évolution des composantes des TRV bleus résidentiels théoriques et appliqués sur 2021-2023 (en €/MWh)

	2021 S2	2022 S1 théorique	2022 S1 appliqué	2022 S2 théorique	2022 S2 appliqué	2023 S1 théorique	2023 S1 appliqué	2023 S2 théorique	2023 S2 appliqué
<i>énergie, capacités et frais</i>	55,3	116,8		84,9		245,9		245,9	
<i>commercialisation</i>	11,9	11,6	106,1	11,4	105,1	13,5	135,9	13,2	151,2
<i>marge</i>	3,8	3,8		3,8		3,5		3,5	
<i>rattrapage</i>	3,3	-0,2		11,5		16,4		15,5	
<i>TURPE</i>	54,3	55,0	55,0	56,0	56,0	57,4	57,4	61,5	61,5
total HT	128,6	187,0	161,1	167,6	161,1	336,7	193,3	339,6	212,7
<i>TICFE</i>	32,0	32,0	7,3	32,5	7,3	32,5	1,0	32,5	1,0
total HTVA *	171,5	230,0	179,4	211,3	179,6	380,6	205,8	384,4	226,0

* pour le montant HTVA, la CTA est calculée de façon approchée comme 20 % du montant du TURPE.

Source : Cour des comptes d'après délibérations de la CRE

L'impact sur les autres contrats de fourniture

Sur l'ensemble des ménages, le prix moyen HTVA de l'électricité a augmenté, selon les données d'Eurostat, de 7,4 % entre 2021 et 2022. En supposant que le prix des contrats non indexés sur les TRV se stabilise en 2023, le prix moyen payé par l'ensemble des ménages s'établirait à 206 €/MWh (il est de 190,9 €/MWh sur le premier semestre 2023, avant la hausse du TRV au 1^{er} août). Sur l'ensemble des clients professionnels, la progression des prix 2023 est fondée sur le maintien au second semestre 2023 du niveau de prix moyen constaté au premier semestre d'après les données d'Eurostat.

Tableau n° 10 : évolution des prix moyens avant et après mesures sur 2021-2023 (en €/MWh)

	Tous ménages	2021	2022	2023
<i>après mesures (Eurostat)</i>	prix HTVA	165,4	177,7	206,2*
	composante approvisionnement et coûts commerciaux	73,3	101,1	133,4
	hors coûts commerciaux	73,3	101,1	141,4
	effet Arenh additionnel		- 15,1	
	effet bouclier 2022 puis rattrapage		- 14,6	13,3
	effet bouclier 2023			- 124,4**
	effet TICFE		- 21,5	- 30,5
<i>avant mesures</i>	prix HTVA	165,4	228,9	347,8
	composante approvisionnement et coûts commerciaux	73,3	130,8	244,5
	hors coûts commerciaux	57,6	115,5	227,7
	Toutes entreprises	2021	2022	2023
<i>après mesures (Eurostat)</i>	prix HTVA	105,7	131,6	212,0***
	composante approvisionnement et coûts commerciaux	62,4	97,2	179,9
	hors coûts commerciaux	62,4	97,2	179,9
	effet Arenh additionnel		- 21,5	
	effet bouclier 2022 puis rattrapage		- 0,6	0,6
	effet bouclier 2023			- 8,0
	effet amortisseur			- 10,5
effet TICFE		- 13,4	- 16,1	
<i>avant mesures</i>	prix HTVA	105,7	167,1	246,0
	composante approvisionnement et coûts commerciaux	62,4	119,3	197,8
	hors coûts commerciaux	54,9	111,8	189,6

Note : les prix moyens 2023 pour les ménages reflètent une hypothèse de TRV intégrant la hausse de 10 % opérée au 1^{er} août 2023.

* hypothèse de stabilité des prix pour les contrats non indexés sur les TRV.

** tenant compte de la hausse de 10% du TRV au 01/08/2023.

*** prix sur le premier semestre 2023.

Source : calculs Cour des comptes d'après données Eurostat, CRE et Insee

Pour les entreprises, ces hypothèses aboutissent à une progression moyenne prévisionnelle de 61 % sur le prix HTVA entre 2022 et 2023 après mesures. Les données mensuelles de l'indice des prix à production¹²⁸ montrent pour l'instant une hausse de 64 % sur les neuf premiers mois de 2023 par rapport à 2022, qui semble confirmer cette tendance.

¹²⁸ Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français – CPF 35.11 et 35.14 – Électricité vendue aux entreprises consommatrices finales.

Annexe n° 8 : les prix de vente au détail du gaz dans le cadre des mesures exceptionnelles de soutien

La structure des prix de détail

Comme pour l'électricité, les prix TTC du gaz payés dans le cadre des contrats entre fournisseur et clients finals comportent une composante d'approvisionnement en énergie et de couverture des coûts commerciaux des fournisseurs, une composante couvrant les coûts de stockage, transport et distribution (fixée par arrêté) et enfin des taxes : accise sur l'énergie (TICGN), CTA et TVA (cf. annexe n°13). Ramenés aux volumes consommés, ces différentes composantes se répartissent comme suit en 2021 :

Tableau n° 11 : composantes du prix TTC du gaz

<i>En €/MWh</i>	Ensemble des ménages	Ensemble des clients professionnels	Dont gros consommateurs (>4000 TJ)
<i>Composante approvisionnement, coûts commerciaux et marge fournisseur</i>	32,5	30,4	42,5
<i>Composante stockage transport et distribution</i>	22,9	6,4	1,0
<i>Taxes hors TVA</i>	10,8	5,3	0,4
<i>Total HTVA</i>	66,8	42,9	43,5
<i>TVA</i>	10,7		

Source : données Eurostat

La composante d'approvisionnement traduit la stratégie d'achat et de couverture du fournisseur sur les marchés de gros. Dans le cas d'Engie pour la fourniture des tarifs réglementés de vente (TRVg) en vigueur jusqu'au 30 juin 2023, la stratégie d'achat était reflétée par les références de prix de marché utilisées pour la révision mensuelle de la part « énergie » du TRVg. Ils répercutent ainsi directement les variations de ces prix et aurait dû connaître, sans la mise en place d'un « bouclier tarifaire », des hausses parallèles à ceux-ci.

Formule tarifaire de la composante approvisionnement des TRVg

La variation mensuelle de la composante d'approvisionnement en gaz naturel au sein du TRVG d'Engie était définie depuis un arrêté du 18 juin 2021 par la formule tarifaire suivante, qui relie cette variation à celle de différents indices de prix de gros :

$$\Delta m = \Delta TTFQ€/MWh * 0,03784 + \Delta TTFM€/MWh * 0,23951 + \Delta TTF A€/MWh * 0,07516 + \Delta PEGM €/MWh * 0,57671 + \Delta PEGQ€/MWh * 0,06074$$

où:

- Δm représente l'évolution du terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel;
- $\Delta TTFQ€/MWh$ représente l'évolution de la cotation des contrats futurs trimestriels de gaz naturel aux Pays-Bas en euros par MWh;
- $\Delta TTFM€/MWh$ représente l'évolution de la cotation des contrats futurs mensuels de gaz naturel aux Pays-Bas en euros par MWh;
- $\Delta TTF A€/MWh$ représente l'évolution de la cotation des contrats futurs annuels de gaz naturel aux Pays-Bas en euros par MWh;
- $\Delta PEGM€/MWh$ représente l'évolution de la cotation des contrats futurs mensuels de gaz naturel en France en euros par MWh;

$\Delta PEGQ€/MWh$ représente l'évolution de la cotation des contrats futurs trimestriels de gaz naturel en France en euros par MWh.

Le niveau du TRVg est par ailleurs différencié selon différentes classes de consommation qui correspondent aux quantités de consommation annuelle :

- le tarif base pour les faibles consommations (seulement la cuisson, pour moins d'1MWh/an) ;
- le tarif B0 pour les usages de cuisson et d'eau chaude (jusqu'à 6 MWh/an) ;
- le tarif B1 pour le chauffage, la cuisson et l'eau chaude (jusqu'à 30 MWh/an) ;
- le tarif B2i pour les petits logements collectifs et les petits professionnels, notamment pour les chaufferies (jusqu'à 300 MWh/an).

Pour les clients particuliers, les tarifs réglementés du gaz (TRVG) existent encore jusqu'au 30 juin 2023. Même s'ils ne peuvent plus couvrir de nouveaux clients depuis décembre 2019, ils concernaient encore un quart des ménages en 2022, pour près de 30 TWh de consommation annuelle, selon l'observatoire des marchés de détail de la CRE, au sein d'un volume annualisé de consommation de 116 TWh pour les ménages en contrat individuel.

Les autres clients finals peuvent conclure avec les fournisseurs des contrats indexés sur les TRVG (pour les ménages) ou sur tout autre référence de prix de marché, ou des contrats à prix fixe des différentes durées (jusqu'à trois ans par exemple pour certaines copropriétés).

L'application du bouclier tarifaire

Le bouclier tarifaire a consisté à « geler » la part variable du TRVg à son niveau d'octobre 2021, et à compenser les fournisseurs de la différence entre la part variable « théorique » issues de l'application de la formule tarifaire et ce niveau « gelé ». Le montant unitaire de compensation a évolué comme indiqué dans le tableau ci-après.

Tableau n° 12 : paramètres de calcul du bouclier gaz depuis octobre 2021 (en €/MWh)

	part variable du TRV HT de la formule tarifaire B1/du tarif de référence calculé par la CRE à partir de juillet 2023	TRV appliqué/prix cible à partir de juillet 2023	écarts	montant unitaire d'aide publié par la CRE
oct-21	64,9	64,9	0,0	
nov-21	82,1	64,9	17,2	17,2
déc-21	102,5	64,9	37,6	37,6
janv-22	99,0	64,9	34,1	34,1
févr-22	124,6	64,9	59,7	59,7
mars-22	100,1	64,9	35,2	35,2
avr-22	96,6	64,9	31,7	31,7
mai-22	135,2	64,9	70,3	70,3
juin-22	108,6	64,9	43,7	43,7
juil-22	106,7	64,9	41,8	41,8
août-22	119,9	64,9	55,0	55,0
sept-22	158,7	64,9	93,8	93,8
oct-22	227,3	64,9	162,4	162,4
nov-22	214,7	64,9	149,8	149,8
déc-22	174,0	64,9	109,1	109,1
janv-23	141,8	78,4	63,4	63,4
févr-23	137,4	78,4	59,0	59,0
mars-23	95,0	78,4	16,6	16,6
avr-23	79,9	78,4	1,5	1,5
mai-23	73,4	78,4	- 5,0	0,0
juin-23	71,3	78,4	- 7,1	0,0
juil-23	59,9	78,4	- 18,5	
août-23	61,7	78,4	- 16,7	
sept-23	60,1	78,4	- 18,3	

Source : Cour des comptes d'après données CRE

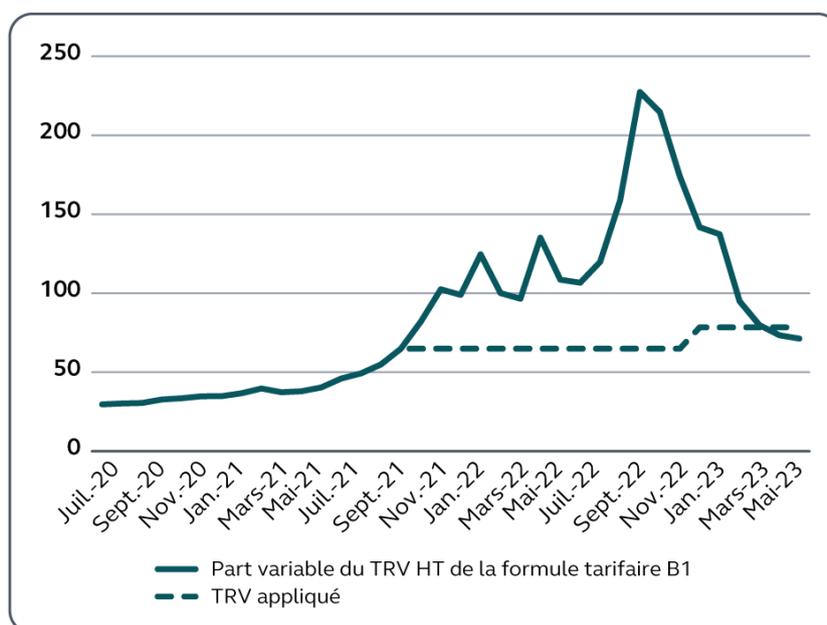
Cette différence étant devenue négative à partir de mai 2023, la CRE a fixé à zéro le montant unitaire de compensation pour mai et juin 2023. En pratique, les clients au TRVg et l'ensemble des ménages en contrat gaz individuels ont connu les évolutions de prix suivantes.

Tableau n° 13 : effets du bouclier gaz sur les prix de détail payés par les ménages (en €/MWh)

<i>TRVg (B1 P2 20 MWh)</i>	S1 2021	S2 2021	S1 2022	S2 2022	S1 2023
<i>prix moyen HTVA après mesures</i>	55,6	82,1	83,5	83,5	97
<i>effet bouclier</i>		21,7	43	126,1	38,7
<i>prix moyen HTVA avant mesures</i>	55,6	103,8	126,5	209,6	135,7
<i>tous ménages contrat individuel</i>	S1 2021	S2 2021	S1 2022	S2 2022	S1 2023
<i>prix moyen HTVA après mesures</i>	62,2	71,4	76,8	90,7	92,4
<i>effet moyen bouclier</i>		7,8	14,8	48,9	20,7
<i>prix moyen HTVA avant mesures</i>	62,2	79,2	91,7	139,6	113,1

Sources : Cour des comptes d'après données CRE et Eurostat

Graphique n° 30 : évolution comparée du TRVg théorique et du TRVg « bloqué » (en €/MWh)



Source : Cour des comptes d'après données CRE

Les tarifs réglementés n'existent plus pour le gaz depuis le 1^{er} juillet 2023. Dans le cadre des dispositions de l'article 181 de la LFI pour 2023, qui prévoyait le maintien d'un bouclier tarifaire gaz sur le second semestre 2023, et pour les besoins de la mise en œuvre du bouclier, la CRE a proposé les modalités de calcul d'un prix de référence « *représentati[f] des coûts d'approvisionnement des fournisseurs pour leurs offres de marché à destination des clients [résidentiels]* ». À partir de ces modalités, fixées par arrêté du 18 avril 2023, la CRE calcul chaque mois, et publie sur son site internet, une fourchette de prix de référence correspondant à l'application de la formule suivante :

$$\text{Prix de référence} = 80\% \times \text{MA2PEG} + 20\% \times \text{QAPEG}$$

où :

- MA2PEG est le prix coté sur le PEG du contrat futur mensuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le mois de consommation considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant le mois de livraison visé ;
- QAPEG est le prix coté sur le PEG du contrat futur trimestriel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le trimestre de consommation considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant le trimestre de livraison visé.

L'aide unitaire du bouclier tarifaire qui se serait appliquée au second semestre aurait été calculée comme la différence entre ce prix de référence et un prix cible défini par arrêté et au moins égal au TRVg « bloqué » applicable au premier semestre 2023. C'est également sur la base de ce prix de référence qu'est calculée l'aide gaz à l'habitat collectif toujours en vigueur jusqu'au 31 décembre 2023.

Annexe n° 9 : l'ARENH dans le cadre des mesures exceptionnelles

Le dispositif de l'ARENH dans les relations entre EDF et les fournisseurs alternatifs

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) consiste à imposer à EDF de céder un volume annuel d'électricité, sous forme d'un « ruban en base »¹²⁹, à un prix règlementé, aux fournisseurs alternatifs qui en font la demande lors d'un guichet annuel se tenant en novembre précédant l'année de livraison¹³⁰, ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Par ailleurs, les volumes d'ARENH obtenus par les fournisseurs intègrent les garanties de capacité associées¹³¹, sans coût supplémentaire pour eux.

Ce dispositif d'intervention publique sur le marché de l'électricité, entré en vigueur en 2011, a été autorisée par la Commission européenne en juin 2012, dans la limite d'un volume annuel de 100 TWh (hors approvisionnement des pertes réseaux) et sur la base d'un prix maximum de 42 €/MWh en attendant l'approbation d'une méthodologie de fixation de ce prix et de ses évolutions, qui n'est jamais intervenue. La loi « énergie-climat » du 8 novembre 2019 a néanmoins donné la faculté au gouvernement de relever le plafond annuel d'ARENH à 150 TWh, avant que la loi n°2022-1158 du 16 août 2022 n'abaisse cette limite à 120 TWh. Le prix de l'ARENH est quant à lui resté fixé à 42 €/MWh depuis un arrêté du 17 mai 2011.

En pratique, jusqu'en 2022, les volumes servis aux fournisseurs alternatifs (donc hors volumes servis aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes) ont été effectivement plafonnés à 100 TWh. Depuis 2019, les demandes présentées par les fournisseurs au guichet de novembre excèdent le plafond de 100 TWh ; elles sont écrêtées par la CRE de sorte que chaque fournisseur ne reçoive qu'un pourcentage (taux d'écrêtement) de sa demande. Pour 2019, ce pourcentage était de 75 %, il est tombé à 62 % au guichet de novembre 2021 suite à la très forte hausse des demandes présentées (160 TWh).

¹²⁹ Soit une puissance constante tout au long de l'année.

¹³⁰ Un guichet de mi-année était aussi organisé en juin de chaque année jusqu'en 2021.

¹³¹ Depuis la mise en place du mécanisme de capacités en 2017 en France, les fournisseurs doivent acquérir des garanties de capacité à hauteur de la puissance appelée par leurs clients lors de certaines heures de tension du système électrique.

En théorie, les fournisseurs alternatifs bénéficient de droits ARENH (soit les volumes auxquels ils peuvent prétendre) qui sont fonction des profils de consommation de leur portefeuille de clients (cf. encadré *infra*). La CRE établit *a posteriori* le niveau de ces droits pour chaque fournisseur et contrôle que les volumes d'ARENH reçus n'excèdent pas ce niveau. En cas d'écart, le fournisseur est redevable d'un « complément de prix » dit CP1¹³² dont le montant revient à EDF si le plafond global d'ARENH n'a pas été atteint au guichet, ou est réparti entre les autres fournisseurs dans la limite des droits ARENH de chacun, si la somme des droits ARENH de tous les fournisseurs dépasse le plafond global. Les fournisseurs dont les volumes reçus excèdent de plus de 10% les droits ARENH sont en outre redevables d'un second complément de prix (dit CP2) reversé à EDF puis déduit des charges de service public de l'énergie que l'État lui compense¹³³.

Le niveau inédit de la demande présentée au guichet de novembre 2021 a posé de façon accrue la question des abus possibles d'ARENH, dont la CRE s'est faite l'écho dans la délibération n°2021-339 du 8 novembre 2021 puis en annonçant en septembre 2022 l'ouverture d'une procédure d'enquête ; de tels abus peuvent conduire à accroître le taux d'écrêtement et donc en particulier le niveau des TRV calculé par la CRE (cf. *infra*).

Les conséquences d'éventuels « abus d'ARENH » sur le taux d'écrêtement des volumes d'ARENH

Les modalités de détermination des droits ARENH peuvent elles-mêmes donner lieu à des pratiques abusives de la part des fournisseurs. Ces droits sont en effet calculés sur la base des consommations effectives des clients sur des périodes précises de l'année civile, en l'occurrence uniquement entre les mois d'avril à octobre, alors que le produit ARENH consiste en une livraison d'électricité « en ruban » tout au long de l'année. Dès lors, un fournisseur qui démarcherait ses futurs clients en vue de prise en contrat en avril, puis résilierait les contrats en novembre, peut, tout en justifiant de droits ARENH suffisant, avoir un besoin d'approvisionnement annuel inférieur à son volume d'ARENH et donc revendre la différence sur les marchés, avec profit dès que les prix de gros excèdent 42 €/MWh. Cette pratique est abusive dès lors qu'elle conduit les fournisseurs à présenter une demande d'ARENH en vue d'obtenir des volumes non conformes à leur meilleure prévision de consommation pour l'ensemble de l'année concernée.

¹³² Calculé sur la base des volumes en excédent des droits et des prix de marché constatés.

¹³³ Le produit du CP2 bénéficie donc *in fine* à l'État.

C'est ce type de pratique qui a conduit la CRE à renforcer le contrôle des demandes d'ARENH au guichet de novembre 2021 et qui est examiné par la CRE dans le cadre des enquêtes en cours. Au-delà des bénéfices qui peuvent être tirés par les fournisseurs à l'occasion de telles reventes, ces pratiques peuvent aussi conduire les fournisseurs à augmenter les demandes d'ARENH qu'ils adressent aux guichets, ce qui se traduit mécaniquement par une élévation du taux d'écrêtement des demandes, et accroît la part des composantes du TRV valorisée selon les prix de marché, et donc le niveau lui-même du TRV en période de prix de marché élevés.

Les répercussions de l'ARENH sur les prix de détail

L'ARENH a un effet sur les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs et donc sur les prix de détail que ces fournisseurs sont en mesure de proposer à leurs clients. En période de prix de marché élevés (en tout état de cause supérieurs à 42 €/MWh), il permet d'approvisionner à 42 €/MWh, garanties de capacité comprises, une partie de la consommation des clients égale au plus à leurs droits ARENH et donc de réduire le coût moyen d'approvisionnement par rapport à un recours exclusif aux marchés. Le calcul du niveau des TRV par la CRE, qui vise à rendre le TRV « contestable » par les fournisseurs alternatifs, systématise et illustre cet effet (cf. annexe n°7). EDF en tient également compte dans la fixation de ses offres de marché, par réplique des conditions d'approvisionnement de ses concurrents, au moins sur le segment des clients éligibles aux TRV.

Dans ces conditions, l'écrêtement des demandes d'ARENH, dès lors que ces demandes sont bien représentatives des droits ARENH des fournisseurs, conduit les fournisseurs à n'approvisionner aux conditions avantageuses de l'ARENH qu'une partie des droits ARENH de leurs clients, et donc à accroître leur coût moyen d'approvisionnement quand les prix de marché excèdent 42 €/MWh, ce qui se répercute sur les prix de détail proposés aux clients finals. Cette mécanique s'opère par ailleurs automatiquement sur le niveau des TRV, en raison des modalités de calcul utilisées par la CRE (cf. annexe n°7). Dans son évaluation de politique publique sur les marchés de l'électricité, publiée en juillet 2022, la Cour avait indiqué que l'écrêtement de l'ARENH s'était traduit, au périmètre des clients résidentiels au TRV ou en offre de marché, par un surcoût de facture de près de 1,3 Md€ en cumul sur 2019-2021. Au périmètre des seuls TRV, l'effet de l'écrêtement 2022 a été estimé à 6,5 Md€, du fait de l'ampleur des demandes d'ARENH et de la forte hausse des prix de marché.

Les mêmes raisons expliquent qu'un montant très important de complément de prix CP1 a été appliqué par la CRE au titre de 2022, soit 1,5 Md€ dus par 76 fournisseurs en situation d'excédent d'ARENH. Ce montant doit être reversé à l'ensemble des fournisseurs, chacun recevant un montant fonction des pertes subies liées à la demande excédentaire des autres. Certains fournisseurs reçoivent ainsi un gain net de CP1. Mais la rétrocession de ce gain aux clients finals n'a rien de systématique d'après la CRE, qui a invité les fournisseurs, dans sa délibération n°2023-176 du 29 juin 2023, à restituer les gains de CP1 en recherchant « *des modalités contractuelles adaptées avec leurs clients concernés* ».

Par ailleurs, si ces demandes excédentaires ont conduit à accroître le taux d'écrêtement de l'ARENH, elles se sont traduites par une élévation du niveau des TRV, dont aucun mécanisme ne prévoit d'ajustement à la baisse, une fois ces dépassements constatés et sanctionnés par des compléments de prix.

L'utilisation de l'ARENH dans le cadre des mesures exceptionnelles de soutien aux consommateurs d'électricité.

Dès confirmation des premières hausses des prix de gros de l'électricité au second semestre 2021, et de leurs impacts attendus sur le niveau du TRV 2022, un déplafonnement partiel des volumes d'ARENH a été envisagée par les pouvoirs publics comme un des moyens de limiter la hausse des TRV, moyennant toutefois la nécessité d'obtenir un accord de la Commission européenne sur une telle solution.

Les pistes fiscales (baisse de TICFE) et transitoires (reports tarifaires) ayant été privilégiées dans un premier temps, l'ampleur des hausses de prix à neutraliser en 2022 a malgré tout conduit les autorités françaises à solliciter en décembre 2021, et à obtenir en mars 2022, un accord de la Commission européenne sur un relèvement temporaire du plafond de 100 TWh. Ce relèvement a été mis en œuvre à travers l'organisation d'un guichet additionnel d'ARENH de 20 TWh, à un prix porté à 46,2 €/MWh. Concrètement, les fournisseurs alternatifs intéressés ont acquis des volumes en proportion de leurs droits ARENH et de leurs demandes au guichet de novembre 2021, à un prix de 46,2 €/MWh en échange de la cession à EDF de volumes équivalents, à un prix de 257 €/MWh. La demande s'est finalement portée sur 19,5 TWh.

Pour les clients résidentiels, dont les droits ARENH représentent en moyenne 67 % de la consommation électrique annuelle (avant écrêtement), ce surcroît d'ARENH allège de l'ordre de 15 €/MWh le coût d'approvisionnement de la consommation 2022. Pour une entreprise dont le profil de consommation ouvre un droit ARENH équivalent à 80 % de la

consommation annuelle, la baisse de coût moyen d'approvisionnement induite peut atteindre plus de 20 €/MWh. Dans le cadre de ses missions générales de surveillance du fonctionnement des marchés, la CRE veille à ce que les fournisseurs répercutent l'ARENH additionnel sur les prix payés par les clients en offre de marché sans créer toutefois d'effets d'aubaine (cf. annexe n°6).

L'effet de l'ARENH additionnel a été par ailleurs pris en compte par la CRE dans le calcul du TRV théorique applicable au 1^{er} août 2022, ce qui s'est traduit par une baisse de 16,5 €/MWh sur le niveau moyen du TRV théorique sur février 2022-janvier 2023.

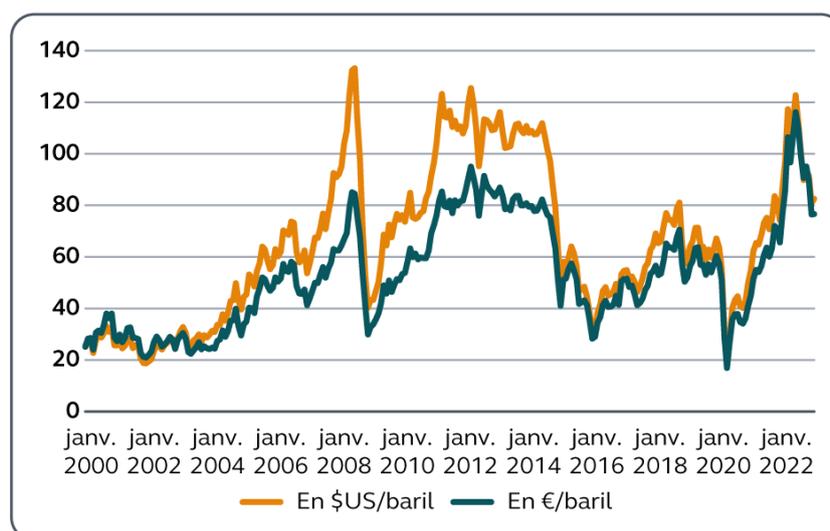
Annexe n° 10 : les prix des carburants

Le cours du pétrole brut

Le cours du pétrole brut est fixé par le marché en fonction des variations et anticipations de l'offre et de la demande de pétrole à court, moyen et long terme. Il est aussi fonction de la qualité du brut considéré et varie dans une fourchette de 5 à 10% autour de l'un des trois bruts de référence cotés sur les marchés internationaux : le Brent, le pétrole brut de type WTI (*West Texas Intermediate*), et le Dubaï au Moyen-Orient.

Le cours du pétrole brut permet de définir une marge amont pour les compagnies pétrolières qui correspond à la différence entre le prix de vente du brut et l'ensemble des coûts associés à sa production, soit le coût technique de production (exploration, développement et exploitation) et l'ensemble des impôts dus à l'État hôte. Le coût technique, variable selon les zones géographiques et le type de pétrole produit, est compris entre 10 et 40 \$/b pour le pétrole conventionnel. Les coûts techniques de production ont tendance à augmenter sur le long terme. Les impôts sont généralement proportionnels à la rente minière, différence entre le prix de vente du brut et son coût technique de production. Ces impôts sont compris, suivant les pays, entre 30% et 90% de la rente.

Graphique n° 31 : cours moyen mensuel du baril de Brent daté entre 2000 et 2023 (USD et € courants)

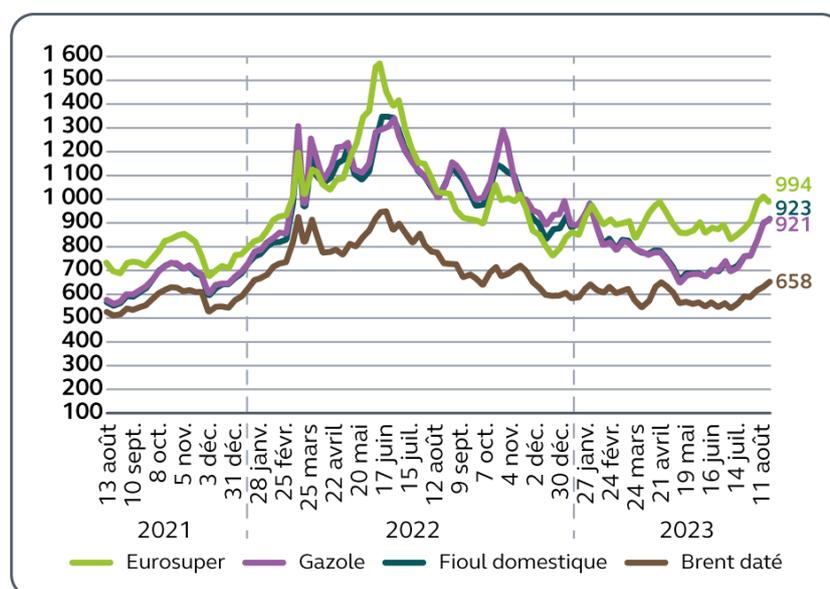


Source : CGDD

La marge brute de raffinage

L'activité de raffinage consiste à produire divers produits pétroliers finis à partir de pétrole brut. Les produits pétroliers raffinés font l'objet de cotations au niveau international sur des marchés régionaux.

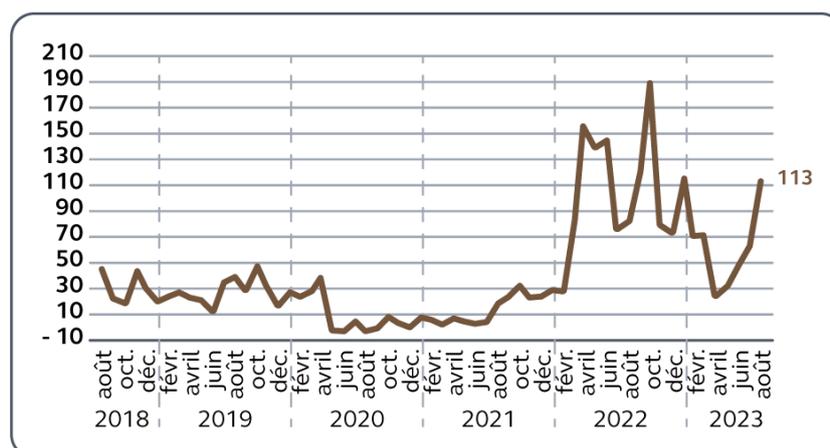
Graphique n° 32 : cours hebdomadaire du Brent daté et cotations des produits pétroliers entre août 2021 et août 2023 (\$/t)



Source : DGEC

L'indicateur économique habituellement retenu pour le raffinage est la marge brute de raffinage sur Brent, qui représente la différence entre la valorisation d'un panier représentatif de produits pétroliers raffinés sur le marché de Rotterdam (pour une unité moyenne, caractéristique de l'équipement des raffineries françaises) et la cotation du Brent. La DGEC calcule et diffuse un indicateur de marge brute de raffinage sur Brent. Cette marge « théorique » est un indicateur illustrant en tendance l'environnement économique du raffinage et diffère de la marge réelle de chaque raffinerie française.

Graphique n° 33 : évolution mensuelle de la marge brute de raffinage sur Brent entre août 2018 et août 2023 (€/t)



Source : DGEC

La marge brute de transport-distribution

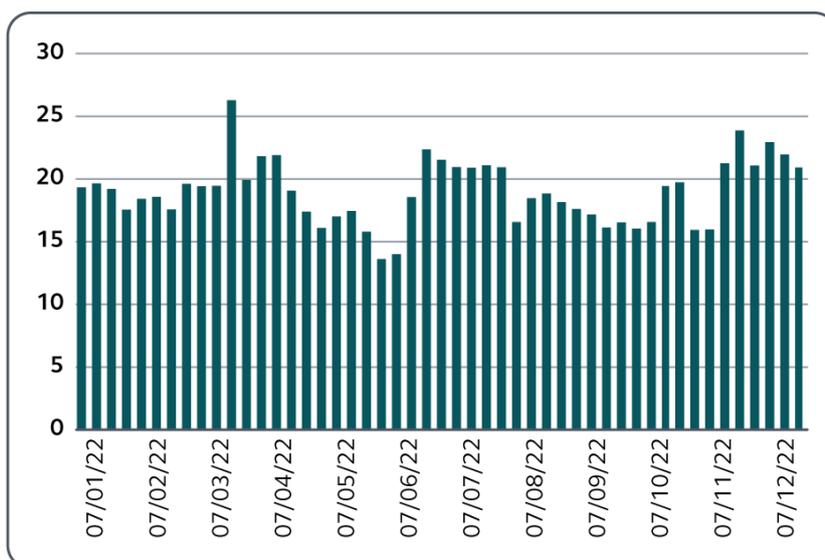
La marge brute de transport-distribution correspond à la différence entre les prix de vente hors taxes des produits pétroliers aux consommateurs et les cotations internationales des produits pétroliers raffinés (cf. graphique suivant).

S'agissant des carburants, la marge brute de transport-distribution reflète les coûts de logistique et de distribution à partir du point de mise à disposition du produit (import ou raffinerie) jusqu'à la station-service.

Elle couvre donc les coûts d'acheminement depuis la raffinerie ou le point d'import, jusqu'au dépôt, puis les frais de stockage et passage dans ce dépôt, et enfin les coûts de distribution finaux (camionnage depuis le dépôt jusqu'à la station-service, coûts d'exploitation de la station et rémunération des opérateurs : marge commerciale nette des opérateurs).

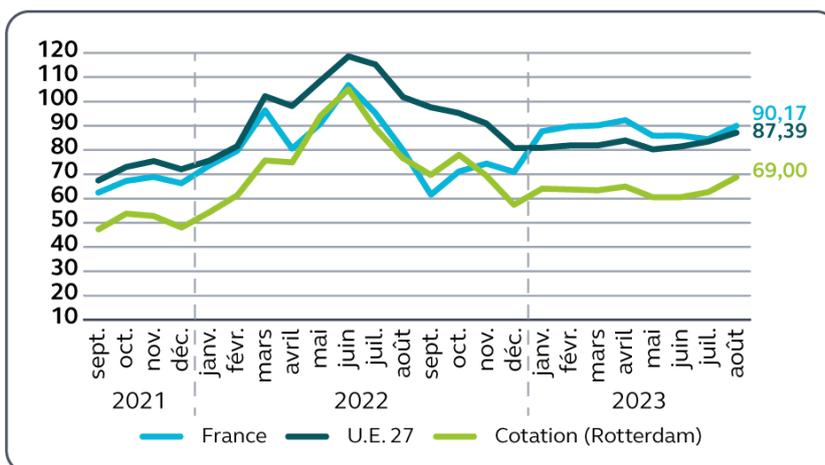
Elle couvre enfin le coût des obligations supportées par les carburants : certificats d'économie d'énergie (CEE), utilisation d'énergies renouvelables (taxe incitative relative à l'utilisation d'énergies renouvelables dans les transports - TIRUERT), obligation de recours au pavillon français, obligation de stocks stratégiques. Les marges brutes de transport-distribution reflètent également les conditions de concurrence dans des marchés nationaux, voire locaux.

Graphique n° 34 : évolution en 2022 des coûts moyens de transport et de distribution (c€/l)



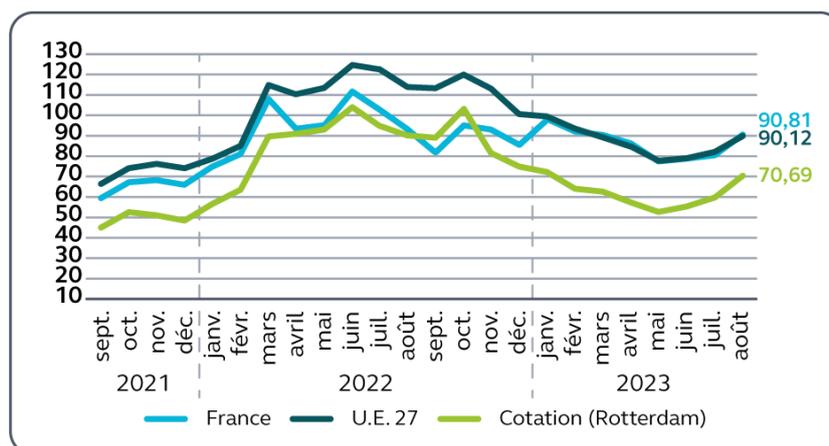
Source : DGEC

Graphique n° 35 : cotation et prix HT en France et dans l'Union Européenne du Supercarburant sans plomb 95 entre septembre 2021 et août 2023 (c€/l)



Source : DGEC

Graphique n° 36 : cotation et prix HT en France et dans l'Union européenne du gazole entre septembre 2021 et août 2023 (c€/l)



Source : DGEC

À ces différentes composantes, il convient, pour déterminer un prix à la consommation TTC, d'ajouter la fiscalité applicable aux produits pétroliers (accise, TVA) (cf. annexe n°13).

Les États membres communiquent aux services de la Commission européenne les données sur les prix moyens hebdomadaires nationaux au détail des produits pétroliers, dans le cadre de la mise en œuvre des décisions du Conseil européen 1999/280/CE du 22 avril 1999 et de la Commission européenne 1999/566/CE du 26 juillet 1999.

Enfin, un suivi en temps réel des prix des carburants en temps réel à la pompe est prévu par les textes. Le site internet du Gouvernement www.prix-carburants.gouv.fr, créé le 1^{er} janvier 2007 a pour objet de recenser les prix des carburants pratiqués en temps réel dans les stations-service. La déclaration des prix pratiqués est obligatoire pour tout gérant de point de vente de carburants ayant vendu au moins 500 mètres cube des carburants SP95, gazole, E85, GPLC, SP95-E10, SP98. Ces prix doivent être mis à jour dès qu'ils font l'objet d'un changement.

Tableau n° 14 : prix de vente moyens mensuels des carburants TTC en France entre août 2022 et août 2023 (c€/l)

	carburants routiers					gazole non routier (livraisons < 5 m ³)
	gpl_c	sp95	sp95-e10	sp98	gazole	
août-23	98,53	191,16	189,58	196,80	182,05	131,84
juil.-23	98,48	184,70	182,37	190,38	170,02	119,42
juin-23	98,09	186,39	183,48	191,99	168,00	114,93
mai-23	98,21	186,34	183,31	191,90	166,33	113,25
avr.-23	98,66	194,07	191,30	198,62	177,09	120,99
mars-23	98,21	191,46	188,61	197,45	181,88	128,21
févr.-23	97,35	190,96	187,97	196,90	184,09	129,99
janv.-23	96,93	188,58	186,40	194,76	191,08	139,18
déc.-22	88,46	168,42	164,21	174,01	176,22	129,89
nov.-22	81,36	172,61	167,65	177,26	185,02	140,64
oct.-22	74,64	168,71	162,32	171,82	187,44	151,23
sept.-22	74,90	157,27	150,88	161,03	171,72	127,09
août-22	86,51	179,15	175,00	185,41	185,45	137,33

Source : DGEC

Annexe n° 11 : la contribution sur les rentes infra-marginales

Le cadre européen

Le règlement du Conseil du 6 octobre 2022 a introduit l'obligation faite aux États-membres de plafonner les recettes tirées du marché par les producteurs d'électricité à un niveau maximum de 180 €/MWh, à partir du 1^{er} décembre 2022, sur une liste de filières de production incluant notamment le nucléaire, l'éolien, le photovoltaïque, l'hydraulique sans réservoir. Cette obligation ne concerne pas les productions dont les recettes sont déjà plafonnées par la puissance publique (EnR soutenues, ARENH).

Le règlement laisse aux États-membres la faculté de fixer un plafond inférieur à 180 €/MWh, éventuellement différencié par technologies, ou de plafonner les recettes de filières non énumérées dans le règlement, y compris à des niveaux supérieurs à 180 €/MWh si leurs coûts de production dépassent ce seuil. Il permet également aux États-membres d'étendre le plafonnement à d'autres acteurs de marché que les producteurs, en visant ceux qui négocient les échanges d'électricité, ou encore de n'appliquer le plafonnement qu'à 90 % des recettes dépassant le niveau fixé.

La mesure mise en place par la France

L'article 54 de la loi n° 2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023 transpose en droit national les dispositions du règlement européen du 6 octobre 2022, en créant une contribution sur les rentes infra-marginales des producteurs d'électricité (CRI). Cette contribution, de nature fiscale, est prélevée sur les revenus de marché tirés de la vente d'électricité entre le 1^{er} juillet 2022 et le 31 décembre 2023. Elle est égale à la fraction des revenus de marché des producteurs excédant un seuil forfaitaire, après application d'un abattement de 10 %.

Le champ d'application de la CRI concerne les installations de production d'électricité situées en France métropolitaine à l'exclusion essentiellement de l'hydroélectricité à réservoirs, de moyens d'extrêmes pointes et de moyens fonctionnant avec certains combustibles fossiles (gaz de houille, houille, etc.)

Le périmètre des revenus de marché comprend les revenus résultant de l'ensemble des contrats de fourniture d'électricité, correspondant à des ventes ou des achats ou des instruments dérivés associés. Il incorpore les aides publiques versées en substitution d'une fraction du prix de vente, et donc les aides du bouclier tarifaire et de l'amortisseur électricité. En revanche, sont explicitement exclus, en particulier :

- les volumes cédés par EDF dans le cadre de l'ARENH, ainsi que les achats d'électricité dont la revente relève de l'ARENH ;
- les volumes sous obligation d'achat ou complément de rémunération (y compris pour les nouvelles installations bénéficiant d'une entrée différée de 18 mois dans le contrat de soutien) ;
- certains revenus tirés des mécanismes mis en œuvre par les gestionnaires de réseau pour assurer l'équilibrage et la sécurité du système électrique (à définir par arrêté) ;
- les revenus tirés du mécanisme de capacité (ou la part correspondant à l'acquisition de garanties de capacité dans le prix de détail si le revenu concerne une vente directe au client final, évaluée selon des modalités à déterminer par la CRE).

En vertu de ces exclusions, la DGEC comme la DLF ont indiqué que les pertes financières d'EDF liées à l'ARENH+ (guichet supplémentaire de 20 TWh organisé en mars 2022) n'avaient pas à être prises en compte pour la détermination de la marge forfaitaire d'EDF.

Les seuils unitaires au-delà desquels les revenus sont taxables ont été fixé par la loi, pour chacune des technologies de production dans le champ de la CRI :

Tableau n° 15 : seuils unitaires par technologie

<i>Technologie de production</i>	Puissance électrique installée (en mégawatts)	Seuil unitaire (en euros par mégawattheure)
<i>Nucléaire</i>	-	90
<i>Éolien</i>	-	100
<i>Hydraulique</i>	Inférieure à 0,5	140
	De 0,5 à 2,5	100
	Supérieure à 2,5	80
<i>Traitement thermique des déchets, y compris pour la production combinée de chaleur et d'électricité</i>	-	145
<i>Combustion de biogaz, y compris pour la production combinée de chaleur et d'électricité</i>	-	175
<i>Combustion de gaz naturel</i>	-	40
<i>Combustion de biomasse</i>	-	130
<i>Production combinée de chaleur et d'électricité au moyen de la combustion de gaz naturel ou de biomasse</i>	Inférieure à 12	110
	De 12 à 100	85
	Supérieure à 100	60
<i>Autres</i>	-	100

Source : LFI 2023

Selon la CRE, les seuils des filières EnR ont été fixés à des niveaux correspondant aux majorants des tarifs d'achat des installations ayant résilié leurs contrats d'obligation d'achat par anticipation pour échapper aux remboursements de charges de SPE (cf. annexe n° 14).

La DGEC indique de son côté que « ces seuils sont par construction un majorant des coûts et [qu'] il n'y a donc pas de lien direct entre le seuil de 90 €/MWh pour le nucléaire et le prix de l'ARENH ». La Cour observe toutefois que le seuil retenu pour le nucléaire, sachant que la CRI ne concerne pas la production vendue aux guichets ARENH, aboutit à considérer pour l'ensemble de la production nucléaire une rémunération unitaire « cible » d'environ 63 €/MWh, qui se rapproche du coût comptable de production 2022. Elle observe aussi que plus le volume de production nucléaire sera important, en 2023, plus cette rémunération « cible » sera élevée alors que le coût comptable unitaire de production, lui, diminuera. Pour une production 2023 située entre 300 et 330 TWh, cette rémunération serait ainsi de 69 à 71 €/MWh.

Les recettes attendues

La loi prévoit trois périodes de taxation successives : juillet-novembre 2022 (P1), décembre 2022-juin 2023 (P2) et juillet-décembre 2023 (P3). Les marges taxables des producteurs sont établies pour chacune de ces périodes et une marge taxable négative au titre d'une période peut être reportée sur les périodes suivantes à hauteur de 80%.

La CRI est déclarée par les assujettis concomitamment au dépôt des déclarations de TVA. Ainsi la CRI au titre de la période P1 sera déclarée au cas général au plus tard le 25 juillet 2023 et payée à ce moment. Les déclarations au titre des périodes P2 et P3 seront déposées au cas général au plus tard le 25 juillet 2024 mais des acomptes sont à déclarer et à verser au cas général au plus tard le 25 octobre 2023. Des précisions ont été apportées par le décret n° 2023--22 du 28 juin 2023.

Selon les estimations figurant à l'état A annexé à la LFI pour 2023, les recettes budgétaires attendues en 2023 au titre de cette contribution s'élevaient à 12,3 Md€. Selon la DLF, ce chiffre était cohérent avec une contribution d'EDF à hauteur de 5 Md€. Les prévisions publiées à l'occasion du programme de stabilité 2023-2027, font état d'une recette totale limitée à 5,5 Md€, avec une contribution d'EDF qui serait nulle pour toutes les périodes, du fait du report autorisé des marges taxables négatives. Mais les derniers chiffres de l'évaluation des voies et moyens annexé au PLF 2024, et du rapport économique, social et financier joint, ne correspondent plus qu'à une recette de 4,3 Md€ pour l'ensemble des périodes de taxation (juillet 2022-décembre 2023).

Annexe n° 12 : les conséquences des hausses de prix et des mesures exceptionnelles pour EDF

Les comptes 2022

Les résultats financiers d'EDF ont été particulièrement dégradés en 2022, avec un EBITDA des activités France non régulées passant de +7,4 Md€ en 2021 à -23,1 Md€. Cette baisse d'EBITDA est principalement liée à la chute des volumes de production nucléaire par rapport à 2021 (- 81, 7 TWh, cf. supra), et par rapport aux prévisions initiales pour 2022¹³⁴, qui a rendu nécessaires d'importants achats sur les marchés pour honorer les engagements d'EDF à la vente. Contrairement aux années passées¹³⁵, EDF s'est ainsi retrouvée acheteur net sur les marchés pour livraison 2022, pour un volume de plus de 65 TWh et un coût de près de 26 Md€.

Dans ce résultat, les conséquences des mesures « réglementaires » sont cantonnées aux effets des 20 TWh d'ARENH additionnels décidés par le gouvernement. Cette allocation s'est traduite par la cession de 19,5 TWh par EDF au prix de 46,2 €/MWh et un rachat d'un volume équivalent au prix de 257 €/MWh, soit pour EDF une perte unitaire de 211,8 €/MWh. Elle a aussi conduit à réduire le niveau du TRV et celui des offres de marché adossées à l'ARENH. EDF a estimé ces effets à une perte globale d'EBITDA de 8,1 Md€ pour 2022, dont 4,1 Md€ au titre du guichet lui-même et 4 Md€ au titre des contrats de fournitures d'EDF, TRV et offres de marché confondus.

L'impact de l'ARENH additionnel est finalement venu neutraliser plus de la moitié des gains qu'EDF aurait retiré de la seule répercussion de la hausse des prix de marché sur ses clients finals, évalués à 15,1 Md€ par EDF. L'évolution de l'EBITDA de l'activité de production et de commercialisation France se décompose en effet ainsi :

¹³⁴ Ont aussi joué, dans une moindre mesure, la baisse de la production hydroélectrique (-9,4 TWh) et le retour de près de 600 000 clients résidentiels vers les offres de marché d'EDF (+ 36 %) au cours du second semestre 2022, avec la nécessité pour EDF d'approvisionner leur consommation, pour près de 2 TWh.

¹³⁵ En 2021, EDF avait réalisé 15 TWh de ventes nettes (hors reventes des volumes sous obligation d'achat) sur les marchés.

Tableau n° 16 : décomposition de la baisse d'EBITDA en 2022

	Effet EBITDA 2022 / 2021
<i>Baisse de production nucléaire</i>	- 29,1 Md€
<i>Baisse de production hydroélectrique</i>	- 2,5 Md€
<i>Hausse des prix aux clients finals avant mesures</i>	+ 15,1 Md€
<i>ARENH additionnel</i>	- 8,1 Md€
<i>Autres effets *</i>	- 7,1 Md€
TOTAL	- 30,5 Md€

* notamment 2,8 Md€ de pertes sur un instrument de couverture lié à l'ARENH
Source : Cour des comptes d'après données EDF

En revanche, le résultat 2022 d'EDF n'a pas été affecté par le bouclier tarifaire en lui-même dans la mesure où ses comptes tiennent compte d'une compensation par l'État des moindres recettes induites par le bouclier. La Cour note toutefois que la prise en compte d'une compensation dès l'exercice 2022 sur le périmètre des clients au TRV, qui concerne un montant de 1,4 Md€, ne va pas de soi.

Traitement du bouclier tarifaire 2022 au périmètre des clients au TRV dans les comptes 2022 d'EDF

La fixation, par arrêté ministériel, d'un niveau de TRV applicable à compter du 1^{er} février 2022 inférieur à celui résultant des délibérations correspondantes de la CRE, en vertu de l'article 181 de la LFI pour 2022 instaurant le « bouclier tarifaire », a engendré une perte de recettes pour EDF, au périmètre de ses clients bénéficiaires d'un contrat au TRV, évaluée à 1,4 Md€ pour la période du 1^{er} février 2022 au 31 décembre 2022.

EDF a considéré que l'article 181 de la LFI 2023, prolongeant le bouclier tarifaire en 2023, et imputant les pertes associées d'EDF, y compris au périmètre des clients bénéficiant de contrat aux TRV, aux charges de service public de l'énergie (SPE), conduisait à ce que les pertes précédemment constatées sur 2022 soient elles-mêmes concernées par une compensation au titre des charges de SPE. Elle a dès lors fait application de la norme comptable IAS 20 relative à la comptabilisation des subventions publiques¹³⁶ de sorte que les 1,4 M€ de pertes susmentionnées n'ont pas dégradé le compte de résultat d'EDF en 2022.

¹³⁶ Selon cette norme, « les subventions octroyées pour couvrir des charges spécifiques sont comptabilisées en produits sur le même exercice que celui de la charge liée ».

Or, les dispositions de l'article 181 de la LFI 2023 n'imputent aux charges de SPE que les pertes de recettes résultant, pour EDF, de la fixation, à compter du 1^{er} février 2023, d'un niveau de TRV inférieur à celui issu des délibérations correspondantes de la CRE. La LFI 2023 n'a par ailleurs pas modifié les dispositions de la LFI 2022 prévoyant que la première évolution tarifaire des TRV en 2023 intègre un rattrapage permettant de couvrir les pertes d'EDF liées au bouclier tarifaire 2022 au périmètre des clients au TRV. Du reste, dans sa proposition tarifaire pour 2023, en janvier 2023, la CRE a bien intégré un tel rattrapage, visant à compenser une perte de recette estimée à 1 547 M€ pour la période du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023. En outre, le principe de ce rattrapage, d'ordre tarifaire, n'est pas assimilable à l'octroi d'une subvention publique. Dans ce cadre, le fait que la limitation de la progression du TRV applicable pour 2023 conduise à ce que le bénéfice de cette composante de rattrapage, au même titre que l'atteinte globale du niveau de tarif proposé par la CRE, ne soit complètement assurée que grâce à la compensation de charges de SPE au titre de ce bouclier 2023 n'implique pas de façon évidente que la perte 2022 puisse être juridiquement imputable aux charges de SPE. En tout état de cause, la LFI 2023 ne prévoit pas explicitement que les pertes relatives au bouclier tarifaire 2022 pour les clients d'EDF au TRV sont imputables aux charges de SPE.

De son côté, la CRE, chargée d'évaluer les charges de SPE, a fondé, postérieurement à la publication de la LFI 2023, son estimation prévisionnelle de charges de SPE au titre du bouclier 2023 sur des pertes prévisionnelles d'EDF, du 1^{er} février 2023 au 31 janvier 2024 et au périmètre des clients au TRV, calculées par référence au niveau de TRV de sa proposition tarifaire, intégrant donc la composante de rattrapage en couverture des pertes 2022 d'EDF. Elle ne considère donc aucune charge de SPE au titre du bouclier tarifaire 2022 au périmètre des clients d'EDF au TRV. Dans ces conditions, la justification du traitement comptable des 1,4 Md€ de pertes sur bouclier 2022 opéré par EDF n'est pas établie.

Néanmoins, l'Insee, dans sa première évaluation des comptes nationaux des administrations publiques pour 2022¹³⁷, a comptabilisé en besoin de financement 2022 de l'État un montant de 3 Md€ au titre du bouclier tarifaire électricité, montant qui couvre notamment les moindres recettes d'EDF sur le périmètre des clients aux TRV. Ce traitement est cohérent avec celui retenu dans les comptes d'EDF.

Ce sujet peut par ailleurs avoir des incidences fiscales en réduisant globalement les marges taxables d'EDF au titre de la CRI puisque les périodes de taxation de la CRI (cf. annexe n°11) couvrent seulement la moitié de l'année 2022 mais toute l'année 2023.

¹³⁷ Publié le 28 mars 2023.

Dans le contexte d'augmentation des prix de gros de l'électricité, de nombreux clients sont revenus vers le fournisseur historique pour bénéficier du TRV et de ses offres de marché. Le nombre de clients résidentiels au TRV a ainsi cessé de diminuer à partir d'août 2022, augmentant même de 140 000 entre août et décembre 2022. Sur l'année 2022, le portefeuille de ménages en offre de marché a par ailleurs progressé de 900 000 (+60 %). Ces retours ont notamment eu lieu dans le cadre de la désignation d'EDF comme fournisseur de secours à titre transitoire, pour les clients victimes d'une défaillance de leur fournisseur. Ce mécanisme de bascule automatique vers EDF a été activé à six reprises en 2022, couvrant 17 000 sites résidentiels et 25 000 sites non résidentiels. Les clients résidentiels ont été basculés au TRV, avec la nécessité pour EDF d'approvisionner les consommations correspondantes. Pour les clients non résidentiels, EDF a rétrocedé à ces nouveaux clients la valeur de l'ARENH non livrée au fournisseur défaillant.

Les points particuliers

La perte de recettes d'EDF du fait de l'ARENH

EDF avait déposé en août 2022 un recours en annulation à l'encontre du décret et des arrêtés datés du 11, 12 et 25 mars 2022, mettant en œuvre l'attribution d'un volume complémentaire de 20 TWh d'ARENH. Ce recours a été rejeté par le Conseil d'État par une décision du 3 février 2023. EDF avait également engagé le 27 octobre 2022 une procédure indemnitaire devant le Tribunal administratif de Paris pour obtenir la réparation intégrale par l'État des préjudices subis par EDF du fait de ce supplément d'ARENH, après une demande indemnitaire préalable auprès de l'État rejetée implicitement le 9 octobre 2022. Cette procédure était toujours pendante au 1^{er} septembre 2023.

Indépendamment, l'Insee, dans sa première évaluation des comptes nationaux des administrations publiques pour 2022¹³⁸, a considéré que l'impact financier pour EDF de ce supplément d'ARENH, se traduisant par une baisse des prix reçus par EDF pour sa production, venait en tout état de cause accroître le besoin de financement de l'État « en contrepartie d'une diminution de la valeur des participations de l'État dans EDF »¹³⁹. Pour le comptable national, le supplément d'ARENH se trouve ainsi traité différemment de l'ARENH « de base », qui lui aussi se traduit pourtant par de moindres prix reçus par EDF dans des situations de marché à prix élevés. De son côté, le Conseil d'État a motivé sa décision de rejet du recours en annulation contre les textes instituant l'« ARENH+ » notamment par le fait qu'il ne s'agissait pas d'un dispositif distinct du régime de l'ARENH mis en place en 2011.

¹³⁸ Publié le 28 mars 2023.

¹³⁹ Selon l'Insee, « en comptabilité nationale, cette baisse de prix est considérée comme une subvention sur les produits, versée par l'État ».

La Cour note quant à elle que les modalités d'évaluation retenues pour l'instant par EDF pour sa contribution sur les rentes infra-marginales au titre de 2022 font que les pertes liées au service des 19,5 TWh d'ARENH additionnels sont pris en compte dans la marge taxable et accroissent ainsi le déficit reportable sur la contribution 2023 : la marge taxable d'EDF au titre de la contribution sur les rentes infra-marginales (CRI) serait au total fortement négative, selon les estimations de l'entreprise, à près de - 20 Md€ pour la période de juillet à décembre 2022 inclus, après abattement de 10 %. De cette façon, une partie au moins des pertes identifiées par EDF au titre de l'«ARENH+» pourrait se traduire *in fine* par une moindre taxation d'EDF en 2023, affectant ainsi les recettes de l'État.

La couverture des coûts de production des TRV

La fixation du niveau des TRV doit respecter une contrainte de couverture des coûts de fourniture de ces tarifs par EDF¹⁴⁰. Les coûts sont entendus comme des coûts comptables excluant toute rémunération des capitaux propres¹⁴¹. Le respect de cette condition est vérifié chaque année par la CRE lors de ses délibérations portant propositions tarifaires. Dans sa délibération n°2022-198 du 7 juillet 2022, la CRE a indiqué de manière prévisionnelle que « *sur la base de la méthodologie en vigueur, [elle] considère que sa proposition tarifaire permet de couvrir les coûts comptables d'EDF pour l'année 2022* ».

Cependant, l'année 2022 est atypique dans la mesure où, pour la première fois depuis la mise en service du parc nucléaire actuel, la production totale d'EDF n'a pas pu couvrir ses volumes globaux de ventes, ce qui s'est traduit par des achats nets d'électricité sur les marchés, pour environ 33 TWh (incluant 19,5 TWh de rachats dans le cadre de l'ARENH+), ou encore 83 TWh en excluant les reventes liées aux obligations d'achat d'EDF vis-à-vis des producteurs EnR. Ces achats correspondent peu ou prou à la moindre production nucléaire 2022 par rapport aux prévisions initiales (279 TWh contre un maximum de 360 TWh prévu en 2021 pour 2022). Dans ces conditions, EDF a échangé avec la CRE sur la possibilité de prendre en compte dans le périmètre des coûts les achats nets opérés par EDF sur les marchés à terme et contribuant à l'approvisionnement de la consommation de ses clients

¹⁴⁰ L'article R. 337-19 dans sa rédaction actuelle précise que le niveau des TRV est fixé selon les formules de l'empilement appliquées par la CRE « *sous réserve de 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* ».

¹⁴¹ Le calcul effectué jusqu'en 2021 par la CRE intègre ainsi charges d'exploitation, dotations aux amortissements et frais financiers, mais avec un traitement des intérêts intercalaires passés que la Cour a jugé contestable et qui jouent sur 1 à 2 €/MWh.

finals¹⁴². Jusqu'en 2021, les coûts d'achat d'énergie par EDF pour approvisionner ses clients pouvaient se résumer aux achats sur le marché spot ; les coûts de production des TRV, considérés par la CRE, ne tenaient alors pas compte des opérations d'EDF sur les marchés à terme (à l'exception des ventes de volumes liés aux obligations d'achat).

L'intégration des achats nets sur le marché à terme se traduirait, pour 2022, par un rehaussement du coût de production unitaire de l'ordre de 55 €/MWh, atteignant ainsi près de 143 €/MWh. En tenant des facteurs de répartition entre catégories de clients (qui se détériorent pour les TRV en 2022¹⁴³), le coût unitaire de fourniture au TRV pourrait approcher 180 €/MWh pour les ménages, et excéderait de 75 €/MWh le niveau des TRV calculé par la CRE¹⁴⁴, ce qui pourrait conduire la CRE à constater une insuffisance de couverture des coûts par les TRV en 2022¹⁴⁵ pour plus de 7 Md€ pour les TRV bleus résidentiels et non résidentiels, et près de 7,9 Md€ en intégrant les tarifs de cession d'EDF aux ELD¹⁴⁶.

En 2023, la situation pourrait être très différente. À ce stade, l'estimation d'EDF, selon la nouvelle méthodologie proposée, en conduirait à un coût moyen de fourniture de l'ordre de 138 €/MWh pour les TRV résidentiels alors que le niveau des TRV calculé pour 2023 par la CRE dans sa délibération de janvier 2023 se situe à 247 €/MWh¹⁴⁷ (hors rattrapage du bouclier 2022). Dans ces conditions, les TRV payés par les clients, ajoutés aux compensations reçues de l'État, assureraient en 2023 à EDF une recette unitaire supérieure de près de 110 €/MWh au coût de fourniture, soit un bénéfice de près de 10,5 Md€. Dès lors, sur l'ensemble des deux années 2022 et 2023, le niveau des TRV calculés par la CRE, et perçus par EDF sous forme soit de prix soit de compensation de charges de SPE, couvrirait largement les coûts de fourniture tels que calculés par EDF selon sa nouvelle méthodologie.

¹⁴² Par ailleurs, EDF propose de sortir les volumes d'obligation d'achat des calculs de coût de production, et d'intégrer les achats/ventes de garanties de capacité.

¹⁴³ Selon les données d'EDF, la part de la fourniture des clients au TRV dans le coût de production augmenterait en 2022 tandis que la proportion des ventes aux TRV diminue dans le total des ventes d'EDF.

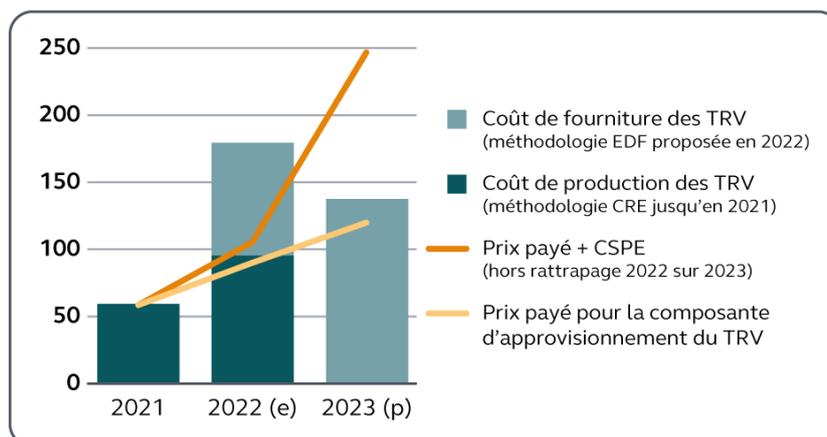
¹⁴⁴ Pour leur composant énergie + capacité + marge.

¹⁴⁵ Dans son rapport de juillet 2022 sur l'organisation des marchés de l'électricité, la Cour avait par ailleurs émis des réserves sur les modalités actuelles de calcul des coûts de production des TRV, en particulier la prise en compte des intérêts intercalaires historiques ; mais les enjeux associés représentent moins de 5 €/MWh.

¹⁴⁶ L'article R337-26 du code d'énergie prévoit que ces tarifs de cession sont aussi déterminés « sous réserve de la prise en compte des coûts d'Électricité de France pour l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs de cession ».

¹⁴⁷ Pour leur composant énergie + capacité + marge.

Graphique n° 37 : évolution comparée des coûts de production/fourniture selon les méthodologies retenues et des recettes unitaires liées au TRV bleu résidentiel (en €/MWh)



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

Enfin, la proposition tarifaire de la CRE en janvier 2024 pour le TRV 2024 aboutit à un niveau encore supérieur à 130 €/MWh (hors taxes et hors acheminement et coûts commerciaux), étant donné le poids qu'y ont encore les prix atteints en 2022 sur les marchés à terme (pour les produits calendaires 2024) et le maintien de prix à terme élevés sur les premiers mois de 2023. Si la production nucléaire confirmait son redressement en 2024, de sorte à ce que l'approvisionnement des clients d'EDF ne nécessite plus d'achats nets sur les marchés de gros, il s'ensuivrait que le TRV devrait encore excéder le coût de fourniture (hors rémunération des capitaux propres¹⁴⁸) en 2024.

Enfin, si la sur-couverture 2023 était susceptible d'être captée en partie par application de la contribution sur les rentes infra-marginales, la sous-couverture estimée par EDF pour 2022 (soit les 7 Md€ mentionnés *supra*) contribuerait néanmoins à atténuer cette captation car elle est pour partie constitutive du déficit évalué par EDF au titre de la contribution sur les rentes infra-marginales sur les périodes de taxation 2022 (cf. *infra*) et reportable à 80% sur la contribution qui sera due au titre de 2023. EDF évalue cet effet report à près de 4 Md€ sur la contribution 2023.

¹⁴⁸ La rémunération des capitaux propres, pour des taux nominaux d'au plus 12 %, a représenté sur les années récentes un enjeu d'au plus 12 €/MWh sur les coûts comptables de production des TRV (cf. rapport de juillet 2022 sur l'organisation des marchés de l'électricité), et rapportée à des volumes d'au moins 470 TWh.

Annexe n° 13 : la fiscalité des énergies dans le cadre des mesures exceptionnelles de soutien

Comme le rappelle le guide sur la fiscalité des énergies, publié chaque année par le ministère de la transition écologique, les énergies sont taxées en France au titre du régime d'accise, à travers les taxes intérieures de consommation, et leurs ventes sont soumises à la TVA, sur la base de prix incluant notamment les taxes intérieures de consommation.

La fiscalité de la consommation d'électricité

L'évolution de la TICFE hors mesures exceptionnelles

Les taxes intérieures de consommation sur l'électricité comprenaient jusqu'en 2021 la TICFE, au taux normal de 22,5 €/MWh, la taxe départementale sur la consommation d'électricité (TDCFE), applicable aux seuls sites raccordés à une puissance inférieure à 250 kVA dont le taux pouvait varier de 0,5 à 3,3 €/MWh, et la taxe communale sur la consommation d'électricité (TCCFE), pour un taux pouvant varier de 0 à 6,63 €/MWh selon les communes.

La TICFE, initialement limitée à un tarif de 0,5 €/MWh, a intégré en 2016 l'ancienne contribution au service public de l'électricité (CPSE) dont le taux avait progressivement atteint 22 €/MWh pour accompagner le financement du soutien public à la production électrique issue d'énergies renouvelables.

Les taxes locales ont été récemment intégrées au sein de la TICFE par l'article 54 de la LFI 2021 : au 1^{er} janvier 2022 pour la TDCFE, au taux maximum de 3,18 €/MWh, et au 1^{er} janvier 2023 pour la TCCFE, au taux maximum de 6,37 €/MWh, ce qui conduit à l'évolution suivante pour les taux normaux applicables au titre de la TICFE (hors inflation applicable à la fraction de tarif supérieure à 22,5 €/MWh) :

Tableau n° 17 : taux normaux de TICFE hors minorations exceptionnelles

<i>Tarif normal en €/MWh</i>	2021	2022	2023
<i>Ménages et assimilés (puissance souscrite < 36 kVA)</i>	22,5	25,6875	32,0625
<i>PME (36 kVA < puissance < 250 kVA)</i>	22,5	23,5625	25,6875
<i>Haute puissance > 250 kVA</i>	22,5	22,5	22,5

Source : guide 2023 sur la fiscalité des énergies

Certains usages sont exonérés de TICFE (électrolyse, consommation pour les besoins de la production électrique, pertes sur les réseaux, etc.) tandis que des taux réduits sont par ailleurs applicables à certaines entreprises :

- les entreprises électro-intensives, selon un critère rapportant le montant de l'accise due au taux normal à leur valeur ajoutée¹⁴⁹, bénéficient de taux pouvant aller de 0,5 €/MWh à 7,5 €/MWh¹⁵⁰, selon leur degré d'électro-intensivité, le risque de fuite carbone de leur activité¹⁵¹, et leur exposition à la concurrence internationale : cet avantage était chiffré dans le PLF 2023, pour l'année 2020, à 1 163 M€ pour les EI (soit plus de 55 TWh), à 226 M€ pour celles soumises à fuite carbone (soit plus de 10 TWh), et à 87 M€ pour les HEI (soit 3,9 TWh).
- certains secteurs particuliers : *data-centers* (12 €/MWh), exploitants d'aéroports (7,5 €/MWh), approvisionnement des navires et aéronefs en stationnement (0,5 €/MWh), etc.

Le produit annuel de la TICFE (hors taxes locales) dépasse les 7 Md€ depuis 2017 :

Tableau n° 18 : évolution de la recette de TICFE et des taxes locales entre 2017 et 2021

<i>En M€</i>	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Recettes de TICFE</i>	7 859	7 710	7 837	7 354	7 381
<i>Recettes de TDCFE</i>			685	676	723
<i>Recettes de TCCFE</i>			1 618	1 587	1 671

Source : projets de loi de finances et rapports de l'observatoire des finances locales

¹⁴⁹ La formulation des critères d'électro-intensivité a été modifiée récemment par l'ordonnance n° 2021-1843 du 22 décembre 2021 portant partie législative du code des impositions sur les biens et services et transposant diverses normes du droit de l'Union européenne.

¹⁵⁰ Cf. article L.312-65 du code des impositions sur les biens et services.

¹⁵¹ Au sens de la communication 2012/C158/04 de la Commission européenne relative aux lignes directrices concernant certaines aides d'État dans le contexte du SEQE-UE après 2012.

L'impact des mesures exceptionnelles de soutien

Afin de contribuer à contenir la hausse des factures payées par les clients finals en 2022 et 2023, l'article 29 de la LFI 2022 a permis au gouvernement d'abaisser, sur la période du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023, les taux normaux de TICFE à leur plancher fixés par la directive sur la taxation des énergies, soit 0,5 €/MWh pour les professionnels et 1€/MWh pour les ménages. Cet abaissement a été opéré par le décret n°2022-84 du 2 janvier 2022.

L'article 64 de la LFI 2023 a prolongé cet abaissement pour la période du 1^{er} février 2023 au 31 janvier 2024, par rapport à des taux normaux intégrant cette fois l'ancienne TCCFE.

Tableau n° 19 : taux de TICFE applicables

<i>Tarif applicable au cas général en €/MWh</i>	Janvier 2022	Février 2022 – décembre 2023	Janvier 2023	Février 2023 – janvier 2024
<i>Ménages et assimilés (puissance souscrite <36 kVA)</i>	25,6875	1	7,375	1
<i>PME (36 kVA < puissance <250 kVA)</i>	23,5625	0,5	6,875	0,5
<i>Haute puissance >250 kVA</i>	22,5	0,5	6,875	0,5

Source : guide 2023 sur la fiscalité des énergies

La baisse de TICFE ainsi consentie par rapport aux taux applicables hors mesures exceptionnelles se déclinent ainsi selon les différentes catégories de clients finals et d'usages :

Tableau n° 20 : baisse de TICFE selon le tarif initial

<i>baisse de tarif induit par la mesure (€/MWh)</i>	février 2022 - janvier 2023	février 2023 - janvier 2024
<i>Tarifs normaux</i>		
<i>Catégorie fiscale « ménages et assimilés »</i>	24,6875	31,0625
<i>Catégorie fiscale « petites et moyennes entreprises »</i>	23,0625	25,1875
<i>Catégorie fiscale « haute puissance »</i>	22	22
<i>Transports</i>		
<i>Transport guidé de personnes et de marchandises</i>	0	0
<i>Transport collectif routier de personnes</i>	0	0
<i>Alimentation à quai des engins flottants utilisés à des fins commerciales ou pour les besoins des autorités publiques</i>	0	0
<i>Production à bord des navires et bateaux</i>	0	0
<i>Exploitation des aérodromes ouverts à la circulation aérienne publique</i>	7	7
<i>Procédés et activités industriels autres que celles des entreprises industrielles électro-intensives</i>		
<i>Doubles usages</i>	0	0
<i>Fabrication de produits minéraux non métalliques</i>	0	0
<i>Production de biens très intensive en électricité</i>	0	0
<i>Centres de stockage de données</i>	11,5	11,5
<i>Entreprises industrielles électro-intensives</i>		
<i>ayant une activité industrielle et dont le niveau d'électro-intensivité est au moins égal à 0,5 %</i>	7	7
<i>ayant une activité industrielle et dont le niveau d'électro-intensivité est au moins égal à 3,375 %</i>	4,5	4,5
<i>ayant une activité industrielle et dont le niveau d'électro-intensivité est au moins égal à 6,75 %</i>	1,5	1,5
<i>relevant de certains secteurs d'activité exposés à la concurrence internationale et dont le niveau d'électro-intensivité est au moins égal à 0,5 %</i>	5	5
<i>relevant de certains secteurs d'activité exposés à la concurrence internationale et dont le niveau d'électro-intensivité est au moins égal à 3,375 %</i>	2	2
<i>relevant de certains secteurs d'activité exposés à la concurrence internationale et dont le niveau d'électro-intensivité est au moins égal à 6,75 %</i>	0,5	0,5
<i>relevant de certains secteurs d'activité exposés à la concurrence internationale et dont le niveau d'électro-intensivité est au moins égal à 13,5 %</i>	0	0
<i>Tarifs particuliers pour certains produits</i>		
<i>Électricité d'origine renouvelable produite par de petites installations et consommée par le producteur</i>	0	0

Source : Cour des comptes d'après données DGEC et DLF

Les ménages, dont la consommation en électricité a représenté 155 TWh en 2022, ont ainsi bénéficié d'une baisse de TICFE d'un montant global de 3,8 Md€ au titre de la période du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023, soit environ 3,3 Md€ en 2022. A volume de consommation inchangé, le prolongement de la baisse de TICFE en 2023 représentera pour eux 4,8 Md€ au titre de la période du 1^{er} février 2023 au 31 janvier 2024 ; au total, en 2023 ils auront ainsi bénéficié d'une réduction de TICFE représentant 4,7 Md€.

Sur la base de la répartition des volumes de consommation selon les taux normaux de TICFE en 2020, fourni par la DGEC¹⁵², le bénéfice global de baisse de TICFE pour les clients finals hors ménages peut être estimé à 3,5 Md€ en 2022 puis, en supposant une consommation stable entre 2022 et 2023, 4 Md€ en 2023.

Tableau n° 21 : gains de TICFE pour les clients finals / coût pour l'État*

<i>En M€</i>	Février 2022 – décembre 2022	Janvier 2023	Février 2023 – décembre 2023	Janvier 2024
<i>Ménages</i>	3 300	570	4 100	750
<i>Autres clients finals</i>	3 500	330	3 700	350
Total	6 800	900	7 800	1 100

* hors prolongation d'une baisse de TICFE au-delà du 31 janvier 2024

Source : calculs Cour des comptes

152

Taux de TICFE (en €/MWh)	Consommations assujetties en 2020 (en TWh)
22,5	307,73
12,0	1,66
7,5	30,36
5,5	1,63
5,0	12,11
2,5	3,47
2,0	10,72
1,0	5,36
0,5	10,56

La traduction de ces baisses dans les recettes budgétaires annuelles de l'État s'opère toutefois avec un certain décalage pour la TICFE collectée, et reversée à l'État, par les fournisseurs ayant mis en place pour leurs clients des échéanciers de paiements d'acomptes sur 2022 n'ayant pas intégré la baisse de TICFE. Dans ce cas, le trop-perçu est régularisé à l'émission de la facture récapitulative et peut donner lieu à remboursement *a posteriori*. C'est ainsi que la baisse de TICFE s'est traduite en comptabilité budgétaire par un recul des recettes de 4,9 Md€ sur l'exercice 2022 par rapport à 2021¹⁵³, soit une perte de recettes de 5,6 Md€ liée à la mesure, si l'on tient compte du fait que l'intégration de la TDCFE aurait dû faire progresser le produit de TICFE de l'ordre de 700 M€¹⁵⁴.

L'effet sur les recettes de TVA

Pour les puissances souscrites inférieures à 36 kVA (ménages et assimilés pour la TICFE), le taux de TVA à taux de réduit de 5,5 % est appliqué sur l'abonnement HT et sur la contribution tarifaire d'acheminement (CTA¹⁵⁵) tandis que le taux de 20 % s'applique à la composante de la facture proportionnelle à la consommation (TICFE compris). Pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA, le taux normal de 20% s'applique à toute la facture.

Dès lors, la baisse de TICFE engendre mécaniquement une réduction des recettes de TVA sur les volumes consommés par les clients non assujettis à la TVA, dont en particulier les ménages. La note d'analyse de l'exécution budgétaire 2022 sur les recettes fiscales de l'État, précitée, a chiffré cet effet à une perte de 0,9 Md€ sur les recettes de TVA 2022 en comptabilité budgétaire, qui pourrait dès lors approcher les 1,5 Md€ en 2023.

La fiscalité de la consommation de gaz naturel

Depuis la fusion de la contribution spéciale au tarif de solidarité (CTSS), de la contribution biométhane et de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) en 2016, la consommation de gaz à usage de combustible est soumise à un droit d'accise unique, la TICGN dont le taux plein était fixé à 8,45 €/MWh de 2018 à 2020¹⁵⁶, tandis que les quantités de gaz injectés dans les réseaux avec une garantie d'origine de biogaz étaient exonérés de TICGN.

¹⁵³ Cf. note d'analyse de l'exécution budgétaire 2022 sur les recettes fiscales de l'État, accompagnant le Rapport sur le budget de l'État en 2022 (résultats et gestion) publié par la Cour des comptes le 13 avril 2023.

¹⁵⁴ La fraction correspondante de TICFE en 2022 est versée aux départements par l'État, qui prend ainsi à sa charge l'intégralité des baisses des taxes sur la consommation d'électricité.

¹⁵⁵ La CTA est calculée par application d'un taux sur la part fixe du TURPE.

¹⁵⁶ Ce qui correspond à une composante carbone de 44,6 €/tCO₂.

Depuis le 1^{er} janvier 2021, cette exonération a disparu au profit d'une modulation du tarif normal de TICGN en fonction du taux moyen de biogaz injecté dans les réseaux. Ce taux augmentant, le tarif de TICGN, fixé annuellement par arrêté, est passé de 8,45 €/MWh en 2020 à 8,37 €/MWh en 2023. Il s'applique notamment aux consommations des ménages¹⁵⁷. Des taux réduits sont prévus notamment pour le secteur agricole (0,54 et 1,60 €/MWh) ainsi que pour les entreprises énergo-intensives, soumises au système européen d'échange de quotas d'émission (1,52 €/MWh) ou soumises à un risque de fuite de carbone (1,60 €/MWh). Certains usages sont enfin exonérés de TICGN. Ces tarifs sont significativement inférieurs aux taux normaux de TICFE, à catégories de clients identiques (cf. *supra*).

Selon la trajectoire d'augmentation de la composante carbone des accises sur les énergies, prévue par la LFI 2018, le tarif de TICGN aurait dû augmenter chaque année pour atteindre 16,02 €/MWh en 2022, ce qui l'aurait rapproché des taux de taxation de la consommation d'électricité.

Le montant global de recettes de la TICGN (tous usages y compris comme carburant) a évolué comme suit depuis 2016 :

Tableau n° 22 : évolution de la recette de TICGN entre 2016 et 2021

<i>En M€</i>	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Recettes de TICGN</i>	1 128	1 622	2 205	2 411	2 190	2 298

Source : projets de loi de finances

Dans le cadre des mesures exceptionnelles adoptées pour lutter contre la hausse des prix de l'énergie depuis l'automne 2021, l'article 29 de la LFI 2022 a autorisé le gouvernement à abaisser le tarif de la TICGN au minimum de 1,08 €/MWh, pour les usages de combustibles, afin de contribuer à réduire la facture TTC supportée par les ménages en 2022. Le gouvernement n'a cependant pas eu recours à cette possibilité.

Dès lors, sur la période d'application du bouclier tarifaire électricité, les niveaux relatifs de taxation du gaz et de l'électricité se sont inversés. Les niveaux de TICFE sont devenus inférieurs aux tarifs de TICGN applicables pour la plupart des catégories de clients et d'usages, et notamment pour les ménages et la plupart des entreprises, y compris énergo-intensives.

¹⁵⁷ Avant le 1^{er} avril 2014, les ménages étaient au contraire exonérés de TICGN.

La fiscalité des carburants

La fiscalité des produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons, c'est-à-dire, des produits pétroliers ainsi que des biocarburants qui y sont incorporés ou utilisés directement comme carburants, repose principalement d'une part, sur la fraction d'accise perçue en métropole sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons, et d'autre part, sur la fraction d'accise perçue dans les collectivités régies par l'article 73 de la Constitution¹⁵⁸ sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons.

En métropole, s'y ajoute une taxe à finalité spécifique, telle que prévue au 2 de l'article 1er de la directive 2008/118/CE relative au régime général d'accise : la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT), dont l'objectif principal n'est pas le paiement de la taxe mais le développement de l'incorporation d'énergie renouvelable dans les transports.

La contribution carbone prévue par le PLF 2010 et annulée par le Conseil constitutionnel le 29 décembre 2009 était une taxe recouvrée dans les mêmes conditions que les taxes intérieures de consommation applicables aux produits utilisés comme carburant ou combustible. Fondée sur le contenu en carbone des produits taxables, elle devait être calculée à partir d'un prix du CO₂ fixe correspondant à l'ordre de grandeur des prix sur le marché européen du carbone, soit 17 €/t en 2010. Ce tarif avait vocation à évoluer chaque année, après avis de la commission de suivi de la taxe carbone, afin d'atteindre un signal-prix suffisant évalué à 100 €/t de CO₂ en 2030. Une composante carbone informelle existe toutefois depuis 2014 au sein de la fiscalité applicable aux carburants, à hauteur actuellement de 44,6 €/tCO₂.

Jusqu'au 31 décembre 2021, l'accise sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons, en métropole, se dénommait taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE). Elle avait remplacé la Taxe Intérieure sur les Produits Pétroliers (TIPP) depuis de 2011. Cette nouvelle dénomination avait notamment été motivée par la taxation du carburant superéthanol E85 qui ne comprend que 15 % maximum de produits pétroliers. Depuis le 1^{er} janvier 2022, l'accise perçue sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons, en métropole, ne relève plus du code des douanes. Elle est désormais détaillée dans le code des impositions sur les biens et services (CIBS), dans le cadre de la recodification.

¹⁵⁸ Les départements et régions de la Guadeloupe et de la Réunion, les collectivités uniques de Guyane et de Martinique ainsi que le département de Mayotte.

Elle est acquittée par les metteurs à la consommation lors de l'importation, à la sortie de l'entrepôt fiscal suspensif (sortie du régime de suspension d'accise) ou lors de la détention en dehors d'un régime de suspension de l'accise lorsque l'accise n'a été acquittée ni sur le territoire de taxation ni sur celui des autres États membres de l'Union européenne.

Taux de l'accise perçue en métropole sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons

Les tarifs normaux des produits énergétiques utilisés à usage carburant pour le transport, autres que les gaz naturels et les charbons, hors majorations régionales applicables aux essences et au gazole, figurent dans le tableau suivant.

Tableau n° 23 : tarifs normaux des produits énergétiques utilisés à usage carburant pour le transport

CATÉGORIE FISCALE (CARBURANT)	TARIF NORMAL (€/MWh)		
	EN 2022	EN 2023	À COMPTER DE 2024
Gazoles	59,40	59,40	59,40
Carburéacteurs	42,131	59,481	76,826
Essences	76,826	76,826	76,826
Gaz de pétrole liquéfiés carburant	16,208	16,208	16,208

Source : ministère de la transition écologique, Guide 2023 de la fiscalité des énergies

Un tarif normal de 18,82 €/MWh est également prévu pour les gazoles utilisés comme carburant pour un usage non transport (« gazole non routier »). La suppression de ce tarif, prévue pour le 1^{er} janvier 2023 par la LFR du 19 juillet 2021, a été décalée au 1^{er} janvier 2024 par la LFR d'août 2022.

Conformément à la directive taxation 2003/96/CE encadrant la taxation de l'énergie, il existe en France des taux réduits ou exonérations destinés à préserver la compétitivité de certains secteurs économiques lorsque les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons sont utilisés à usage carburant dans les transports. C'est ainsi le cas pour les consommations de produits énergétiques listées (gazoles, essences uniquement ou toutes sauf électricité) et utilisées dans les activités de transport suivantes qui bénéficient d'un taux réduit ou d'un taux zéro (cf. tableau suivant).

Tableau n° 24 : activités de transport bénéficiant d'un taux réduit ou taux zéro

CONSUMMATIONS	CATÉGORIES FISCALES	ARTICLE du CIBS PREVOYANT LES CONDITIONS D'APPLICATION	TARIF RÉDUIT 2023 (€/MWh)
Transport guidé de personnes et de marchandises	Gazoles	L. 312-49	18,82
Transport collectif routier de personnes	Gazoles	L. 312-51	39,19
Transport de personnes par taxi	Gazoles	L. 312-52	30,2
	Essences	L. 312-52	40,388
Transport routier de marchandises	Gazoles	L. 312-53	45,19
Navigation intérieure à des fins commerciales ou pour les besoins des autorités publiques	Toutes sauf électricité	L. 312-54	0
Navigation maritime à des fins commerciales ou pour les besoins des autorités publiques	Toutes sauf électricité	L. 312-55	0
Navigation aérienne pour les besoins des prestations de services et ceux des autorités publiques	Toutes sauf électricité	L. 312-58	0

Source : ministère de la transition écologique, Guide 2023 de la fiscalité des énergies

S'agissant du taux réduit applicable aux gazoles utilisés comme carburant pour le transport routier de marchandises, l'article 130 de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets fixe comme objectif d'atteindre un niveau équivalent au tarif normal d'accise sur le gazole d'ici le 1^{er} janvier 2030, en tenant compte de la disponibilité de l'offre de véhicules et de réseaux d'avitaillement permettant le renouvellement du parc de poids lourds.

Par ailleurs, des tarifs particuliers sont prévus pour certains produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons utilisés comme carburant pour le transport (cf. tableau suivant).

Tableau n° 25 : tarifs particuliers pour certains produits énergétiques utilisés comme carburant pour le transport

PRODUIT	ARTICLE du CIBS PREVOYANT LES CONDITIONS D'APPLICATION	TARIF PARTICULIER 2023 (€/MWh)	TARIF PARTICULIER EN 2024 (€/MWh)
Éthanol-diesel ED95	L. 312-80	12,119	12,119
Gazole B100	L. 312-81	12,905	12,905
Essence d'aviation	L. 312-82	75,701	Supprimée
Essence SP95-E10	L. 312-83	74,576	74,576
Superéthanol E85	L. 312-84	17,894	17,894

Source : ministère de la transition écologique, Guide 2023 de la fiscalité des énergies

La majoration régionale de l'accise

Depuis 2011, les conseils régionaux et l'Assemblée de Corse peuvent majorer les taux normaux de l'accise sur les gazoles et les essences utilisés comme carburant pour le transport et vendus sur leur territoire. Les recettes fiscales issues de cette taxe sont affectées au financement de

grands projets d'infrastructure de transport durable prévus par la loi de 2009 sur le Grenelle de l'environnement ou à l'amélioration du réseau de transports urbains en Île-de-France.

Depuis le 1^{er} janvier 2017, une majoration supplémentaire est également applicable dans la région Ile-de-France pour les gazoles et les essences qui y sont vendus. Cette mesure vise à financer le développement des transports en commun durable par le syndicat des transports de la région Île-de-France. Enfin, une minoration s'applique aux essences vendues en Corse. Les tarifs en €/MWh figurant dans le tableau suivant s'appliquent en 2023.

Tableau n° 26 : taux de TICPE applicables en 2023 (en €/MWh)

Région	Gazole	SP95-E5 et SP98	SP95-E10
Ile-de-France	62,64	78,795	76,545
Centre Val de Loire	60,75	77,647	75,397
Bourgogne-Franche-Comté	60,75	77,647	75,397
Normandie	60,75	77,647	75,397
Hauts de France	60,75	77,647	75,397
Grand Est	60,75	77,647	75,397
Pays de la Loire	60,75	77,647	75,397
Bretagne	60,75	77,647	75,397
Nouvelle Aquitaine	60,75	77,647	75,397
Occitanie	60,75	77,647	75,397
Auvergne-Rhône-Alpes	60,48	77,479	75,229
PACA	60,75	77,647	75,397
Corse	59,40	75,701	73,451

Source : ministère de la transition écologique, Guide 2023 de la fiscalité des énergies

L'accise sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons, en outre-mer

Dans les collectivités régies par l'article 73 de la Constitution, jusqu'au 31 décembre 2021, l'accise sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons, en outre-mer, se dénommait taxe spéciale de consommation (TSC). Depuis le 1^{er} janvier 2022, l'accise perçue sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et les charbons, en outre-mer, ne relève plus du code des douanes. Elle est désormais détaillée dans le code des impositions sur les biens et services (CIBS).

La région détermine les tarifs normaux des catégories fiscales des gazoles et des essences, sans pouvoir excéder les montants applicables en métropole. La collectivité détermine également les tarifs réduits et les tarifs particuliers pour les produits relevant de ces catégories fiscales. Les recettes de cette accise, qui reviennent directement à ces collectivités, sont d'environ 500 M€ par an pour l'ensemble de ces collectivités.

*Taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable
dans le transport (TIRUERT)*

La taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT) constitue une taxe à finalité spécifique telle que définie la directive de 2008 relative au régime général d'accise. Elle ne s'applique pas en outre-mer. La TIRUERT est la nouvelle dénomination, applicable depuis le 1^{er} janvier 2022, de l'ancienne taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (TIRIB) qui remplaçait elle-même la « TGAP carburants » depuis le 1^{er} janvier 2019.

Elle fixe un objectif d'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport au-delà duquel le montant dû au titre de cette taxe est nul pour le redevable. Il s'agit d'un mécanisme incitatif dont l'objectif principal n'est pas le paiement de la taxe de développer l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport. Le redevable peut minorer le taux de la taxe à proportion de la part d'énergie renouvelable réputée contenue dans les carburants qu'il met à la consommation durant l'année considérée. Seuls les biocarburants ou les carburants d'origine renouvelable répondant à des critères de durabilité stricts peuvent être pris en compte pour le calcul de la réduction du taux de la taxe.

La loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022 prévoit, au 1^{er} janvier 2023, la hausse des objectifs d'incorporation de la TIRUERT pour l'essence de 9,2 % à 9,5 % et pour le gazole de 8,4 % à 8,6 %.

Annexe n° 14 : les charges de SPE hors mesures exceptionnelles

Des charges de service public de l'énergie qui compensent habituellement l'insuffisance des prix de marché à couvrir les rémunérations garanties aux productions soutenues

Dans le cadre des charges de service public de l'énergie et de leur compensation par l'État, les productions d'électricité issues d'énergies renouvelables ou certaines filières spécifiques (cogénération à combustible fossile) sous obligation d'achat ou sous complément de rémunération bénéficient d'un niveau de rémunération unitaire de leur production fixée par avance. Il s'agit de moyens de production dont les coûts complets de production ne sont habituellement pas couverts par les niveaux de prix de gros de l'électricité ; les tarifs d'achat, censés couvrir ces coûts, s'établissaient ainsi en moyenne à 90,6 €/MWh pour la filière éolienne sous obligation d'achat et à 271,5 €/MWh pour la filière photovoltaïque en 2021, au périmètre d'EDF OA. Les tarifs de référence pour les compléments de rémunérations s'élevaient quant à eux à 80 €/MWh pour la filière éolienne et à 79 €/MWh pour la filière photovoltaïque toujours en 2021. Par comparaison, d'après la CRE, les indicateurs de prix de marché utilisés pour les compléments de rémunération n'avaient jamais dépassé 68 €/MWh avant juin 2021.

Ces niveaux de rémunération sont assurés directement par EDF ou par les entreprises locales de distributions (ELD)¹⁵⁹, qui rachètent l'électricité aux producteurs sous obligation d'achat au prix fixé ou qui versent les compléments de rémunération. EDF et les ELD sont ensuite compensés par l'État, sur la base de la différence entre les niveaux de rémunérations garantis et les prix de marché grâce à un soutien public dans le cadre des compensations de charges de service public de l'énergie (SPE). Le coût de ce soutien public est d'autant plus élevé que les prix de marché sont bas. A la faveur de la progression des capacités installées, le coût annuel du soutien aux EnR électriques en métropole est ainsi passé de moins d'1 Md€ en 2010 à plus de 5 Md€ en 2019 et 5,8 Md€ en 2020. En parallèle, le taux d'accise sur la consommation d'électricité a augmenté de 18 points, d'abord sous forme de contribution aux charges de service public de l'énergie (SPE) puis de TICFE, matérialisant au moins dans les faits le financement de ce soutien par les consommateurs¹⁶⁰.

¹⁵⁹ Et encore très marginalement par des organismes agréés au sens de l'article L.314-6-1 du code de l'énergie, sur demande des producteurs.

¹⁶⁰ 18 points de TICFE représentaient 5,9 Md€ en 2020 et 2021.

Sur le secteur du gaz, la production de biométhane à fin d'injection dans le réseau de gaz fait aussi l'objet d'un soutien public qui compense les fournisseurs de gaz pour les coûts nets qu'ils supportent à raison de l'obligation d'achat de la production de biométhane à prix réglementé. Ces tarifs d'achat dépassent 100 €/MWh PCS, quand les prix du gaz ont rarement dépassé 30 €/MWh avant 2021.

Les conséquences de la flambée des prix de l'électricité et du gaz sur les charges de SPE de soutien aux productions d'électricité et de gaz

La délibération de la CRE n°2023-200 du 13 juillet 2023 a constaté les charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2022, réévalué les charges au titre de l'année 2023 et fourni une première estimation des charges au titre de 2024. En tenant compte des charges qui avaient déjà été constatées par la CRE au titre de l'année 2021 dans sa délibération du 13 juillet 2022, ces éléments permettent d'apprécier les effets des hausses des prix de l'énergie (gaz et électricité) sur les charges de SPE, en comparant les charges constatées 2021 et 2022 à celles qui étaient prévues en juillet 2021, avant la crise des prix de l'énergie, et en comparant les charges estimées 2023 et 2024 à un scénario contrefactuel reconduisant pour l'essentiel le niveau des charges 2022 estimées en juillet 2021 (moyennant une hypothèse de hausse des volumes soutenus, surtout sur les compléments de rémunération et le biométhane).

Tableau n° 27 : évaluation des charges de SPE en juillet 2023 comparée aux prévisions initiales

	délibération de juillet 2021		hypothèses contrefactuelles		délibérations de juillet 2022 et juillet 2023				écarts				
	2021	2022	2023	2024	2021	2022	2023	2024	2021	2022	2023	2024	cumul
<i>EnR électriques en métropole</i>	4 800	5 154	5 340	5 512	2 954	- 1 855	- 4 765	- 2 683	- 1 846	- 7 008	- 10 105	- 8 195	27 154
<i>EnR sous OA</i>	4 536	4 709	4 760	4 845	2 966	- 1 290	- 2 892	- 876	- 1 571	- 5 999	- 7 652	- 5 721	0
<i>volume soutenu (TWh)</i>	55,2	55,3	56,0	57,0	53,7	48,0	45,6	47,7					
<i>soutien unitaire (€/MWh)</i>	82,2	85,2	85,0	85,0	55,2	-26,9	-63,4	-18,4					
<i>tarif d'achat (€/MWh)</i>	137,5	141,8			137,0	149,0	160,0	168,0					
<i>prix de vente (€/MWh)</i>	55,3	56,6			85,1	172,8	235,9	191,0					
<i>EnR sous CR</i>	264	445	580	667	- 11	- 564	- 1 873	- 1 807	- 275	- 1 009	- 2 453	- 2 474	0
<i>dont effet délai de recouvrement des avoirs</i>						1 700	- 1 275	- 425					
<i>volume soutenu (TWh)</i>	9,9	15,1	20,0	23,0	7,7	12,8	14,3	17,1					
<i>soutien unitaire (€/MWh)</i>	26,7	29,5	29	29	-1,4	-44,1	-130,7	-105,6					
<i>tarif de référence moyen (€/MWh)</i>					81,0	73,0	91,0	98,0					
<i>prix de référence moyen (€/MWh)</i>					109,5	276,0	126,5	174,9					

	délibération de juillet 2021		hypothèses contrefactuelles		délibérations de juillet 2022 et juillet 2023				écarts				
<i>Cogénération et CCG</i>	669	646	646	646	654	652	-271	97	-15	6	- 917	- 549	- 1 476
<i>volume soutenu* (TWh)</i>		5,3			5,9	6,4	5,6	4,9					
<i>tarif d'achat* (€/MWh)</i>		185,0			228,0	330,0	241,9	248,1					
<i>Biométhane injecté</i>	383	713	720	875	222	79	727	876	- 161	- 634	7	1	- 788
<i>volume soutenu (TWh)</i>	4,8	8,5	9,0	12,5	4,3	6,7	9,3	12,4					
<i>soutien unitaire (€/MWh)</i>	80,5	83,9	80	70	51,6	11,7	78,2	70,6					
<i>tarif d'achat (€/MWh)</i>	102,3	104,5			103,2	109,4	117,4	120,8					
<i>prix de vente (€/MWh)</i>	20,0	18,9			45,6	96,7	38,3	47,8					
<i>Autres CSPE (ZNI, effacement)</i>	2 145	2 298	2 300	2 300	2 291	2 658	2 622	2 406	146	360	322	106	934

Source : Cour des comptes d'après données CRE et hypothèses Cour pour le contrefactuel

* hors centrale à cycle combiné gaz de Landvisiau pour laquelle le soutien n'est pas proportionnel à l'électricité produite

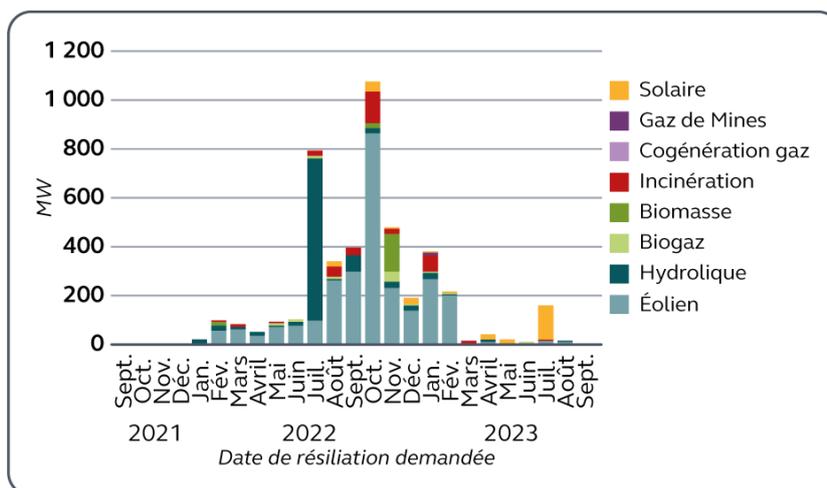
La hausse des prix de gros de l'électricité a ainsi conduit la CRE à constater des charges inférieures de 1,9 Md€ à celles initialement prévues au titre de l'année 2021, pour l'essentiel sur le soutien au EnR électriques en métropole. Elle a aussi constaté des charges négatives de - 1,9 Md€ au titre de 2022 sur ce même périmètre, soit 7 Md€ de moins qu'initialement prévu. Toutefois, ce montant ne tient pas compte d'1,7 Md€ d'avoirs dus à EDF par les producteurs sous complément de rémunération, qui ne seront recouverts qu'en 2023 et 2024. Sur 2022, les charges constatées au titre du soutien au biométhane injecté sous aussi en retrait, de plus de 600 M€, par rapport à la prévision initiale. Sur le soutien à la cogénération fossile, les effets des hausses de prix du gaz d'un côté (sur le tarif d'achat) et de l'électricité de l'autre (sur le coût évité) se sont neutralisés.

Au titre de 2023 et 2024, les évaluations de la CRE aboutissent à une charge de SPE négative d'un montant cumulé de - 7,5 Md€ pour les EnR électriques en métropole, ce qui représenterait un écart de 18 Md€ par rapport aux charges attendues dans un scénario contrefactuel reconduisant les niveaux unitaires de soutien prévus en juillet 2021 pour 2022, fondés sur les prix avant crise. Sur le soutien à la cogénération fossile, l'écart pourrait atteindre 1,5 Md€, le repli des prix du gaz étant plus précoce et plus prononcé que celui des prix de l'électricité.

Au total, de 2021 à 2024, l'écart entre les charges de SPE anticipables avant crise et les dernières évaluations en date de la CRE porterait sur près de 28,6 Md€ de moindres charges nettes au périmètre des EnR électriques et de la cogénération fossile en métropole, près de 800 M€ de moindres charges sur le biométhane injecté, en revanche 900 M€ de charges supplémentaires sur le soutien aux ZNI.

Ce faisant, ces écarts ne captent pas seulement l'effet des hausses des prix de gros du gaz et de l'électricité sur la période mais aussi les effets induits par les décisions prises soit par les producteurs soit par les pouvoirs publics dans ce contexte. La CRE a ainsi souligné l'ampleur des résiliations anticipées de contrats de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération) par des producteurs voulant se soustraire aux remboursements. Le cumul des résiliations demandées représentait 4,7 GW fin mai 2023, pour des volumes de production soustraits aux remboursements que l'on peut estimer à environ 3 TWh en 2022 et près de 10 TWh en 2023, et des pertes de recettes associées de l'ordre de 700 M€.

Graphique n° 38 : demandes de résiliation anticipée de contrats de soutien



Source : CRE

Par ailleurs, une partie de l'augmentation de puissance soutenue en contrat de complément de rémunération, prévue avant crise, a été différée, d'abord du fait des réticences des investisseurs à engager la construction de nouveaux parcs dans un contexte de hausse généralisée des coûts des matières premières, puis suite à la décision des pouvoirs publics d'autoriser les nouveaux parcs à vendre leur production sur les marchés dans un premier temps et différer l'entrée en vigueur des contrats de complément de rémunération¹⁶¹. Ce phénomène accroît l'écart entre la situation observée et le scénario contrefactuelle d'une production plus importante, donnant lieu à un soutien net de l'État dès 2023.

¹⁶¹ Par une modification rétroactive des cahiers des charges des appels d'offre pour compléments de rémunération, permettant aux producteurs lauréats de vendre leur électricité sur les marchés en amont de la prise d'effet de leur contrat de soutien

Annexe n° 15 : estimations du coût de production électrique national

À partir des paramètres de coûts fixes et variables utilisés par RTE dans son rapport de 2021 sur les « futurs énergétiques 2050 », et moyennant certains ajustements, la Cour a cherché à estimer les coûts complets de production à l'échelle nationale et leur évolution depuis 2021. Ces coûts évoluent notamment en fonction des coûts variables des moyens thermiques (et donc des prix du gaz, du charbon et du carbone) et en fonction des puissances installées et des volumes de production des différentes filières.

En ce qui concerne la filière nucléaire (parc existant), la composante de coûts fixes et amortissement, exprimée en €/kW/an, a été ajustée pour aboutir à un coût unitaire moyen 2021 correspondant au coût complet comptable estimé par la Cour en juillet 2022 dans le cadre de l'évaluation de politique publique sur l'organisation des marchés de l'électricité. L'évolution considérée pour ce coût en 2022 correspond alors au seul effet de la baisse de production, ce qui revient à considérer que les autres facteurs d'évolution se neutraliseraient¹⁶².

En ce qui concerne les filières thermiques fossiles, l'estimation des coûts variables repose sur les hypothèses des prix de gros du gaz, du charbon et de la tonne de carbone et sur un approvisionnement en partie lissé sur l'année précédant la livraison. Il en ressort des coûts variables 2023 supérieurs à ceux de 2022, alors que les prix spot du gaz ont commencé à refluer dès le premier semestre 2023.

Le coût de production unitaire résultant de ces calculs pour les filières EnR est globalement en ligne avec le niveau moyen des tarifs d'achat ou de référence dont bénéficient les productions soutenues par contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. Mais la comparaison sur une année est très dépendante du facteur de charge effectif, qui joue sur le coût de production mais pas sur les tarifs. Par ailleurs, des facteurs structurels pourraient justifier de trouver des coûts de production plutôt inférieurs aux tarifs moyens¹⁶³.

¹⁶² Une augmentation du CMPC considéré par EDF aurait notamment un impact de près de 1,5 Md€ à la hausse sur le coût de production 2022. Inversement, les charges financières liées au changement du taux d'actualisation des charges nucléaires de long terme associés à l'aval du cycle du combustible sont devenues fortement négatives en 2022.

¹⁶³ Le niveau de ces tarifs a par exemple été critiqué par la CRE en tant qu'ils risqueraient de se traduire, pour les contrats de complément de rémunération issus du régime défini pour les éoliennes terrestres en 2016, par des rémunérations excessives. Par ailleurs, certains de ces contrats prévoient une indexation des tarifs de référence en fonction de l'inflation (indice du coût du travail et des prix de production) mais sur une part des coûts excédant largement celle réellement exposée, ce qui accroît au fil du temps l'écart entre rémunération garantie et coûts de production.

Au total, le coût de production national se situerait, selon ces calculs, à 32,6 Md€ en 2021 (soit 62 €/MWh) et passerait à 37,5 Md€ en 2022 (soit 84 €/MWh).

Pour 2023, à ce stade, l'estimation consiste à considérer un majorant du coût unitaire attendu, sur la base d'une production nucléaire rétablie à au moins 310 TWh, une production hydraulique, photovoltaïque et éolienne supérieure à celle de 2022¹⁶⁴ et une production des centrales à gaz en recul¹⁶⁵. Dans ces conditions, le coût unitaire de production national ne devrait pas dépasser 83 €/MWh en 2023, soit un coût de 40 Md€ pour 480 TWh produits.

Tableau n° 28 : évaluation du coût de production national entre 2021 et 2023 – données de référence

<i>Prix de marché</i>		Technologie	Amortissement et OPEX fixes* (€/kW/an)	OPEX variables** (€/MWh)
<i>gaz (€/MWh)</i>	10	Nucléaire existant	215	10
<i>charbon (\$/tonne)</i>	30	CCG gaz naturel	101	20
<i>CO2 (€/tonne)</i>	0	TAC gaz naturel	74	30
		TAC fioul	74	60
		Charbon	124	15
		Cogénération gaz	94	30
		Biomasse bois existante	79	50
		Hydraulique existant	121	
		Incinération déchets	123	
		Photovoltaïque	227	
		Eolien terrestre	168	
		Eolien terrestre	168	

* utilisés par RTE pour son rapport sur les Futurs énergétiques 2050, ajusté à la hausse (215 contre 186) sur le nucléaire existant pour aboutir à un coût égal au coût comptable 2021 estimé par la Cour dans l'EPP sur l'organisation des marchés de l'électricité.

** utilisés par RTE pour son rapport sur les Futurs énergétiques 2050, et considéré comme compatible avec les bas prix du gaz, du charbon constatés avant crise, et un prix nul pour le CO2.
Source : Cour des comptes

¹⁶⁴ D'après les données de RTE, sur les 10 premiers mois de 2023, la production éolienne est déjà en hausse de 28 % (+5 TWh) par rapport à la même période 2022 ; les hausses sont de 10 % sur l'hydraulique et 15 % sur le photovoltaïque.

¹⁶⁵ D'après les données de RTE, sur les 10 premiers mois de 2023, la production thermique fossile est déjà en recul de 33 % par rapport à la même période 2022.

Tableau n° 29 : évaluation du coût de production national en 2021

Prix de marché			OPEX variables	Puissance installée	Production*	Coût de production	
gaz (€/MWh)	37	Technologies	€/MWh	GW	TWh	M€	€/MWh
charbon (\$/tonne)	100	Nucléaire existant	10	61,4	360,7	16 808	46,6
CO2 (€/tonne)	45	CCG gaz naturel	90	12,1	26,1	3 565	136,6
		TAC et cogénération gaz naturel	130	2,0	6,8	1 069	
		TAC fioul	95	3,0	1,9	402	
		Charbon	86	3,0	3,8	701	
		Biomasse bois existante	50	0,6	2,8	187	
		Hydraulique existant		25,8	62,0	3 122	
		Incinération déchets		0,5	4,1	62	
		autres			3,0	300	
		Photovoltaïque		13,1	14,2	2 974	
		Eolien terrestre		18,7	36,9	3 142	
		TOTAL			522	32 330	62

* données RTE et CRE

Source : Cour des comptes

Tableau n° 30 : évaluation du coût de production national en 2022

Prix d'achat moyen**			OPEX variables	Puissance installée	Production*	Coût de production	
gaz (€/MWh)	72	Technologies	€/MWh	GW	TWh	M€	€/MWh
charbon (\$/tonne)	140	Nucléaire existant	10	61,4	279,0	15 991	57,3
CO2 (€/tonne)	67	CCG gaz naturel	159	12,1	37,7	7 228	191,7
		TAC et cogénération gaz naturel	272	2,0	6,4	1 932	
		TAC fioul	112	3,0	2,2	467	
		Charbon	114	3,0	2,9	704	
		Biomasse bois existante	50	1,0	3,2	239	
		Hydraulique existant		25,9	49,6	3 134	
		Incinération déchets		0,5	4,3	62	
		autres EnR		1,0	4,0	600	
		Photovoltaïque		15,7	18,5	3 564	
		Eolien terrestre		21,2	38,7	3 562	
		TOTAL			447	37 481	84

* données RTE et CRE

** 50% spot et 50% à terme N-1

Source : Cour des comptes

Tableau n° 31 : évaluation du coût de production national en 2023

Prix d'achat moyen**			OPEX variables	Puissance installée	Production*	Coût de production	
						€/MWh	GW
gaz (€/MWh)	107	Technologies	€/MWh	GW	TWh	M€	€/MWh
charbon (\$/tonne)	210	Nucléaire existant	10	61,4	>310	< 16 300	< 55
CO2 (€/tonne)	81	CCG gaz naturel	230	12,1	27	7 438	275,5
		TAC et cogénération gaz naturel	394	2,0	6,0	2 551	
		TAC fioul	112	122	3,0	2	503
		Charbon	153	3,0	3	830	
		Biomasse bois existante	50	0,6	4	227	
		Hydraulique existant		25,9	>54	3 134	
		Incinération déchets		0,5	4	62	
		autres EnR		2,0	6,0	900	
		Photovoltaïque		17,5	20	3 973	
		Eolien terrestre		23,0	44	3 864	
		TOTAL			>480	< 40 000	< 83

* données RTE et CRE

** 50% spot et 50% à terme N-1

Source : Cour des comptes

Annexe n° 16 : éléments de bilans électriques monétaires 2022 et 2023

Des éléments de bilan monétaire électrique simplifié pour la métropole peuvent être chiffrés à partir des volumes de consommation et des prix hors taxes pour les clients finals résidentiels et non résidentiels. Afin de fournir une base d' « emplois » à comparer aux coûts de production, on y ajoute l'achat des pertes réseaux et les consommations de la branche énergie elle-même, ainsi que les subventions publiques versées dans le cadre des CPSE électrique hors ZNI (charges de SPE « classique » ou bouclier tarifaire et amortisseur électricité).

Le solde commercial, selon les données des douanes, est également considéré. Négatif en 2022, il est couvert par une partie de la facture des clients finals, à détriment de la couverture des coûts de production. S'il redevenait positif en 2023, ce qui est l'hypothèse faite ici, il contribuerait à la couverture des coûts de production nationaux.

Pour 2022, les volumes de consommation et les prix moyens hors taxe sont ceux constatés. Pour 2023, au vu de la baisse des volumes de consommations déjà constatée sur les sept premiers mois de l'année par rapport à 2022 (-5,4 % d'après les données de RTE), il est fait l'hypothèse d'un recul de 5% de la consommation des ménages et de 6 % de celle des professionnels sur l'ensemble de l'année. Dans ces conditions, pour un volume de production qui serait, par hypothèse, en hausse en 2023, la France redeviendrait exportatrice net en volume. Sur les 10 premiers mois de 2023, c'est déjà le cas avec un solde net d'environ 40 TWh en volume. On considère ici que le solde commercial 2023 sera au final positif d'au moins 3 Md€ (il est déjà de 2,1 Md€ sur les 10 premiers mois de l'année).

Tableau n° 32 : éléments de bilan électrique monétaire

2022 - France métropolitaine (estimations)									
	factures HT clients résidentiels	factures HT clients non résidentiels	pertes réseaux et autres consommations	compensation Etat des fournisseurs	CSPE classique métropole **	dépenses en couverture des imports, des coûts de production et de commercialisation	coûts de commercialisation	imports nets****	production
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(1)+(2)+(3)+(4)+(5)			
<i>prix* / coût unitaire (€/MWh)</i>	101,1	97,2	≈ 75			≈ 92			84
<i>volumes (TWh)</i>	151	256	56			463		16	447
<i>masses financières (Md€)</i>	15,3	24,9	≈ 4,1	1,0	-1,2	≈ 44,1	4,2	7,3	37,5
2023 - France métropolitaine (projection)									
	factures HT clients résidentiels	factures HT clients non résidentiels	pertes réseaux et autres consommations	compensation Etat des fournisseurs***	CSPE classique métropole **	dépenses en couverture des imports, des coûts de production et de commercialisation	coûts de commercialisation	imports nets	production
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(1)+(2)+(3)+(4)+(5)			
<i>prix* / coût unitaire (€/MWh)</i>	133,4	179,9	> 130			> 190			< 83
<i>volumes (TWh)</i>	143	240	56			439		<-40	>480
<i>masses financières (Md€)</i>	19,1	43,2	7,3	20,2	-5,4	> 84,4	4,6	<-3	< 40

Source : calculs Cour des comptes

* hors taxe, hors acheminement, mais yc coûts commerciaux

** charges au titre de l'année pour les EnR électriques et la cogénération

*** au titre de l'année calendaire, yc amortisseur et aides à l'habitat collectif

**** donnée monétaire issues de la balance commerciale France

Annexe n° 17 : détails des mesures

Liste des mesures :

- Baisse de TICFE (cf. annexe n°13)
- Guichet supplémentaire d'ARENH 2022 (cf. annexe n°9)
- Bouclier tarifaire électricité
- Bouclier tarifaire gaz
- Aide gaz à l'habitat collectif
- Aide électricité à l'habitat collectif (et à l'électro-mobilité)
- Amortisseur électricité
- Aide « 280 euros »
- Guichet d'aide au paiement des factures pour les entreprises énergo-intensives
- Remise carburant
- Indemnité carburant
- Aide aux entreprises de transport
- Aide aux entreprises du BTP
- Aide au secteur de la pêche
- Gazole non routier (GNR)
- Modification du barème fiscal kilométrique
- Modification du barème des indemnités kilométrique pour les fonctionnaires
- Chèques énergies exceptionnels (chèque 2021, chèque 2022 et chèques « fioul » et chèques « bois »)
- Filet de sécurité pour les collectivités locales
- Fonds d'aide aux universités
- Aide au fret ferroviaire
- Aide à la conchyliculture
- Prêt garanti par l'État « Résilience »
- Mesures de soutien au BFR des entreprises

Bouclier tarifaire électricité

Ciblage - Bénéficiaires et période

Le champ des bénéficiaires correspond aux clients éligibles au TRV en métropole (art. L 337-7 du code de l'énergie) : ménages, y compris copropriété et propriétaire unique d'immeuble, et petit professionnel (moins de 10 salariés et CA, recettes ou bilan inférieur à 2 M€), pour leur site d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Et l'ensemble des clients en ZNI.

L'éligibilité des petits professionnels au bouclier tarifaire 2022 n'a été prévue que rétroactivement par la loi, en LFI 2023, bien que le gouvernement ait bloqué dès février 2022 la progression des TRV bleus professionnel par arrêté¹⁶⁶.

Le bouclier est en vigueur sur la période du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2024. Le principe de sa prolongation au-delà de cette date a été adopté en LFI pour 2024.

Point d'application et procédure

Le bouclier tarifaire consiste en un blocage du tarif HT des TRV à un niveau inférieur à celui de la formule tarifaire calculée par la CRE. Pour les clients d'EDF ou des ELD au TRV, l'application du tarif bloqué est donc automatique ; l'aide de l'État consiste en la compensation des pertes de recettes des fournisseurs de TRV liée à l'écart entre le TRV théorique calculé par la CRE et le TRV bloqué par le gouvernement.

Pour les clients éligibles au bouclier mais détenant un contrat en offre de marché, les fournisseurs déposent une demande de compensation financière, examinée par la CRE, sur la base de la consommation de leur portefeuille de clients éligibles et d'une aide unitaire égale à l'écart entre le TRV théorique calculé par la CRE et le TRV bloqué par le gouvernement. Cette aide est censée bénéficier *in fine* aux clients, en permettant aux fournisseurs d'abaisser leurs prix de vente d'un montant équivalent.

Les pertes de recettes sur offres de marché sont traitées en charges de service public de l'énergie (SPE) ; les pertes 2022 ont fait l'objet d'une évaluation par la CRE, sur la base de déclaration des fournisseurs, en juillet et novembre 2022, en vue de versements en 2023 (des acomptes ayant été versés dès 2022). Les pertes de recettes d'EDF et des ELD liées au bouclier 2022 pour leurs clients au TRV sont compensées par rattrapage tarifaire sur le TRV 2023.

¹⁶⁶ Le Conseil d'État a annulé cet arrêté par décision du 26 juillet 2023, mais sans revenir sur ses effets antérieurs à cette décision (c'est-à-dire sur le niveau du TRV appliqué aux clients non résidentiels entre le 1^{er} février et le 31 juillet 2022).

Pour le bouclier 2023, la compensation des fournisseurs, pour les TRV comme pour les offres de marché, est traitée en charges de service public de l'énergie (SPE). Elle est calculée par rapport à un TRV 2023 théorique incluant le rattrapage tarifaire du bouclier 2022. Les fournisseurs au titre de leurs offres de marché sont alors redevables à l'État, au titre de 2023, du montant correspondant à ce rattrapage, afin de ne pas être compensés deux fois pour le bouclier 2022. La compensation financière qu'ils peuvent obtenir au titre de 2023 est par ailleurs calculée moyennant le respect de plusieurs contraintes relatives aux niveaux de prix pratiqués et aux coûts d'approvisionnement.

Pour l'application du bouclier aux clients professionnels, ces derniers doivent transmettre à leur fournisseur une attestation du fait qu'ils remplissent les critères d'éligibilité. Tous les fournisseurs déclarent une première fois avant le 16 février 2023, puis une seconde fois avant le 15 mars 2023 leurs pertes prévisionnelles 2023. Ces déclarations permettent le versement d'un acompte dès le mois de mars puis la fixation d'un échéancier de versement pour le solde sur le reste de l'année 2023.

Le guichet du 15 mars 2023, devait recueillir les certifications des commissaires aux comptes des fournisseurs sur leurs déclarations de pertes. Toutefois, de sa propre initiative, la CRE a décidé de ne pas rendre ce second guichet obligatoire et de ne pas demander les certifications des CAC à cette occasion. Dans le cadre de l'exercice d'évaluation des charges de service public de l'énergie de juillet 2023, la CRE a en revanche demandé à tous les fournisseurs de transmettre une déclaration mise à jour de leurs pertes prévisionnelles avant le 30 avril 2023, attestées cette fois par leur CAC ou leur comptable public.

L'évaluation définitive des compensations, respectant l'ensemble des contraintes prévues par la loi, ne se fera qu'au terme de l'année civile écoulée (soit en 2024 pour 2023).

Calibrage - Niveau de protection

Pour 2022, le blocage du TRV garantit en moyenne une augmentation de 4 % du niveau TTC de ce tarif au 1^{er} février 2022, soit un niveau de 161 €/MWh HT pour les ménages et de 166 €/MW pour les petits professionnels. Moyennant la baisse des taux de TICFE intervenant à cette même date, ainsi que l'effet du guichet additionnel d'ARENH sur le TRV théorique calculé par la CRE, ce blocage a conduit à un écart moyen de 15,9 €/MWh HT entre le TRV théorique et le TRV bloqué, pour les clients résidentiels. C'est ce montant qui sert de base à la compensation financière des fournisseurs. L'augmentation réelle du montant des factures TTC des clients résidentiels, à volume donné de consommation, peut varier quant à elle entre 1 % et plus de 17 % selon les formules tarifaires choisies et selon le volume de consommation annuelle.

Pour 2023, le blocage du TRV garantit en moyenne une augmentation de 15 % du niveau TTC de ce tarif au 1^{er} février 2023, par rapport au TRV 2022 bloqué, soit un niveau de 193,3 €/MWh HT pour les ménages et 199 €/MWh pour les petits professionnels. Ce blocage a conduit à un écart moyen de 144,6 €/MWh entre le TRV théorique et le TRV bloqué, pour les clients résidentiels, et 144,9 €/MWh pour les clients non résidentiels, selon la délibération n°2023-200 de la CRE. Mais le gouvernement a décidé d'une augmentation supplémentaire de 10 % du niveau TTC du TRV au 1^{er} août 2023, portant ce niveau à 212,7 €/MWh pour les ménages.

Articulation avec les autres mesures

Le blocage des TRV électricité intervient en complément des baisses de taux de TICFE, et du guichet additionnel d'ARENH en 2022, par assurer au final l'évolution du niveau TTC des TRV visée par les pouvoirs publics.

Les chèques énergie sont octroyé aux ménages indépendamment du bénéfice du bouclier.

L'aide « 280 euros », de même que l'aide au paiement des factures, peuvent venir en supplément du bouclier électrique pour les TPE éligibles.

Volumétrie et coût

Selon la CRE, la consommation 2022 annualisée pour les clients aux TRV a été de 97 TWh pour les ménages et de 12 TWh pour les petits professionnels. Au-delà, les ménages en offre de marché, tous éligibles au bouclier, ont représenté une consommation annualisée de 51,4 TWh. La consommation des petits professionnels éligibles aux TRV mais ayant choisi une offre de marché n'est pas connue.

Pour 2023, dans l'attente de la réception de toutes les attestations nécessaires, les fournisseurs ont eu tendance à déclarer de façon prévisionnelle les consommations de tous leurs clients professionnels raccordés à une puissance inférieure à 36 kVA. Les demandes de compensation reçues en avril 2023 par la CRE ont ainsi concerné 16,3 TW pour les petits professionnels, 140,1 TWh pour les ménages et 8,1 TWh pour les cessions d'EDF aux ELD. Dans son évaluation de juillet 2023, la CRE a opéré un plafonnement des prévisions de pertes déclarés au titre des clients professionnels hors TRV à hauteur de 133% des pertes concernant des clients dont l'éligibilité a été attestée.

Au titre du bouclier 2022, la CRE évalue un coût de 825 M€, qui ne concerne que les clients en offre de marché. Au titre du bouclier 2023, après prise en compte des limitations de compensation prévues par la loi, la CRE évalue un coût de 21 823 M€ pour l'État (qui inclut le coût du bouclier 2022 pour les clients au TRV à travers le rattrapage opéré sur le niveau théorique du TRV 2023) dont 19 593 M€ au bénéfice des ménages ; par ailleurs, les fournisseurs sont redevables en 2023 d'une somme globale évaluée à 985 M€, neutralisant le rattrapage tarifaire au titre de 2022 incorporé au TRV 2023 et donc à la compensation 2023. Ces chiffrages ne concernent que les consommations en métropole, hors zones non interconnectées (ZNI). Ils ne tiennent pas compte, en outre, de la hausse de 10 % des TRV applicables à partir du 1^{er} août 2023, qui pourrait réduire d'environ 1,8 Md€ le coût du bouclier 2023.

Textes

Article 181 de la loi de finances pour 2022

Arrêté du 28 janvier 2022 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale

Arrêté du 28 janvier 2022 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale

Délibération CRE n°2022-59 du 17 février 2022 : modalités de déclaration des pertes prévisionnelles 2022

Arrêté du 28 juillet 2022 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale

Arrêté du 28 juillet 2022 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale

Article 181 de la loi de finances pour 2023

Arrêté du 30 janvier 2023 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale

Arrêté du 30 janvier 2023 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale

Arrêté du 28 juillet 2023 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale

Arrêté du 28 juillet 2023 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale

Décret n° 2022-1774 du 31 décembre 2022 : attestation à fournir par les petits professionnels

Décret n° 2023-61 du 3 février 2023 modifiant le décret n° 2022-1774 du 31 décembre 2022 : acompte pour les fournisseurs de moins d'un million de clients résidentiels

Délibération CRE n°2022-354 du 15 décembre 2022 : modalités de déclaration des pertes prévisionnelles 2023

Délibération n°2023-69 du 23 février 2023 : organisation du guichet de déclaration de mars 2023.

Délibération n°2023-78 du 23 mars 2023 : modalités d'application des contraintes fixées par la loi sur le montant des compensations

Délibération n°2023-91 du 30 mars 2023 : modalités de déclaration pour l'évaluation des CSPE 2023

Bouclier tarifaire gaz

Ciblage - Bénéficiaires et période

2022 : Clients éligibles au TRVG : ménages consommant moins de 30 MWh/an et copropriété ou propriétaire unique d'immeuble consommant moins de 150 MWh/an.

- Du 1^{er} novembre 2021 au 31 août 2022 : clients d'ENGIE et des ELD aux TRGV (y compris copro), clients ménages (hors copro) en offre de marché indexée sur les TRVG si leur fournisseur demande la compensation.
- Du 1^{er} septembre 2022 au 31 décembre 2022 : extension aux nouveaux contrats et renouvellements de contrat à échéance conclus à compter du 1^{er} septembre 2022 et aux copropriétés (<150 MWh)

2023 : extension du champ aux ménages consommant plus de 30 MWh/an et copropriété ou propriétaire unique d'immeuble consommant plus de 150 MWh/an.

- Du 1^{er} janvier 2023 ou 30 juin 2023 : Pour les copropriétés et immeuble à propriétaire unique, tous les contrats sont éligibles.
- Du 1^{er} juillet 2023 au 31 décembre 2023 : si un décret impose aux fournisseurs une réduction de leurs prix de fourniture, ce qui n'a pas été le cas.

Point d'application et procédure

Application immédiate des niveaux de tarifs fixés pour les contrats TRVG. Les fournisseurs de TRV sont compensés par l'État de leurs pertes de recettes.

Pour les offres de marché, les fournisseurs qui réduisent leur prix déposent une demande de compensation, examinée par la CRE.

Les fournisseurs souhaitant bénéficier d'acomptes en 2022 ont dû déclarer leurs pertes constatées (2021) ou prévisionnelles (S1 puis S2 2022) en janvier puis juillet 2022.

Tous les fournisseurs (yc au TRVG) déclarent avant le 10 janvier 2023 leurs pertes prévisionnelles pour le S1 2023. Ces déclarations permettent le versement d'acomptes dès 2023.

L'évaluation définitive des compensations, respectant l'ensemble des contraintes prévues par la loi, ne se fera qu'au terme de l'année civile écoulée (soit en 2024 pour 2023).

Calibrage - Niveau de protection

En 2022, pour les clients aux TRVG, gel du tarif au plus au niveau atteint en octobre 2021, soit 64,9 €/MWh HT pour la part variable (option B1-P2). L'écart au TRV théorique, calculé chaque mois, a atteint 162 €/MWh en octobre 2022 (TRV théorique à 227 €/MWh).

Pour les clients en offre indexée conclue jusqu'au 31 août 2022, la protection est assurée en fonction de l'indexation sur le niveau gelé des TRV.

Pour toutes les offres de marché conclues à partir du 1^{er} septembre 2022, les fournisseurs qui réduisent leur prix peuvent recevoir une aide d'un montant unitaire fixé chaque mois comme la différence entre le niveau HT du TRV théorique d'ENGIE et le TRV gelé.

Au S1 2023, pour les clients aux TRVG, fixation du tarif à 115 % du niveau atteint en octobre 2021, soit 78,4 €/MWh HT pour la part variable (option B1-P2).

Pour les clients en offre indexée conclue jusqu'au 31 août 2022, la protection est assurée en fonction de l'indexation sur le niveau gelé des TRV.

Pour toutes les offres de marché conclues à partir du 1^{er} septembre 2022, les fournisseurs qui réduisent leur prix peuvent recevoir une aide d'un montant unitaire fixé chaque mois comme la différence entre le niveau HT du TRV théorique d'ENGIE et le TRV gelé.

Au S2 2023, le bouclier aurait pris la forme d'une obligation de réduire les prix de fourniture : avec un prix cible et un quantum de réduction limité par la différence entre une référence de prix de marché (proposé par la CRE dans sa délibération 2023-31 à 80 % du PEG mensuel + 20 % du PEG trimestriel) et le prix-cible. Le prix cible aurait été au moins égal au TRV applicable au 1^{er} janvier 2023 (soit 78,4 €/MWh HT). La réduction de prix ne devait pas rendre ce dernier inférieur au prix cible.

Articulation avec les autres mesures

Le décret habitat collectif, comme la CRE, rappelle que le cumul entre bouclier gaz et aide collective n'est pas possible. Mais les conditions du choix, ainsi que les moyens de vérifier le non cumul, ne sont pas précisées.

Volumétrie et coût

La consommation 2022 annualisée pour les clients aux TRV est de 30 TWh (dont 29,8 pour les ménages). La consommation 2022 en offre de marché est de 86,4 TWh pour les ménages en contrat individuel et 341,3 TWh pour les autres clients. (63,7 % de la consommation est concentrée sur le S1).

La DGEC estimait à 18 TWh en 2021 la consommation annualisée des offres de marché en contrat à prix indexé sur les TRV, et à 20% le taux annuel de renouvellement des contrats résidentiels. Ainsi le volume annualisé couvert par le bouclier individuel était-il évalué à 50 TWh en 2021, puis 63,5 TWh en 2022 et 74 TWh en 2023, hors intégration des copropriétés.

Le PLF 2023 tablait initialement sur un coût 6,8 Md€ au titre de 2023 sur le bouclier individuel mais les déclarations prévisionnelles des fournisseurs pour le bouclier du S1 2023 portent sur 42 TWh, soit une consommation annualisée de 66 TWh, inférieure à l'hypothèse initiale DGEC. En outre, les prix du gaz ont fortement reflué au cours du premier semestre 2023, conduisant à la non prolongation du bouclier au-delà du 30 juin 2023.

Les délibérations de la CRE de juillet 2023 ont plutôt établi à 3 142 M€ le coût du bouclier au titre de 2022 et à 351 M€ au titre de 2021. Pour 2023, l'estimation est de seulement 1 350 M€.

Textes

Décret n°2021-1380 du 23 octobre 2021 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel fournis par Engie

Article 181 de la loi de finances pour 2022

Arrêté du 25 juin 2022 modifiant la date de fin de gel des tarifs réglementés de vente du gaz naturel

Article 37 de la loi de finances rectificative pour 2022 d'août 2022

Article 181 de la loi de finances pour 2023

Arrêté du 18 avril 2023 relatif à la référence de prix du gaz sur les marchés représentative des coûts d'approvisionnement des fournisseurs

*Aide gaz à l'habitat collectif***Ciblage - Bénéficiaires et période**

Le dispositif d'aide bénéficie depuis le 1^{er} novembre 2021 aux particuliers :

- résidant en immeuble d'habitation en copropriété, en location privée ou en logement social, ou dans une maison raccordée à un réseau de chaleur,
- et dont le chauffage collectif est assuré par une chaudière fonctionnant au gaz naturel ou un réseau de chaleur utilisant du gaz naturel,
- et pour lesquels le prix du gaz selon le cas, fourni ou servant de référence à la facturation de la chaleur, est supérieur à celui de la part variable du tarif B1 niveau 2 des tarifs réglementés de vente de gaz naturel fournis par Engie en vigueur au 31 octobre 2021, rehaussés en moyenne de 15% à partir du 1^{er} janvier 2023.

Il est également ouvert aux résidences à caractère social (logements-foyers, résidences universitaires et résidences services, lieux d'hébergement pour demandeurs d'asile, centres d'hébergement d'urgence et de réinsertion sociale), dont les charges ne sont pas forcément récupérables du fait de l'encadrement réglementaire des redevances des résidents.

Le champ des bénéficiaires a été élargi pour leurs consommations à compter du 1^{er} juillet 2022 aux :

- casernes de gendarmerie ;
- établissements hébergeant des personnes âgées (EHPAD) ou handicapées (2^o, 6^o, 7^o et 12^o du I de l'article L. 312-1 du code de l'action sociale et des familles dans la mesure où ces établissements constituent la résidence habituelle de ces personnes ;
- logements en intermédiation locative ;
- logements mobilisés pour l'accueil de personnes défavorisées, visés à l'article L. 261-5 du code de l'action sociale et des familles.

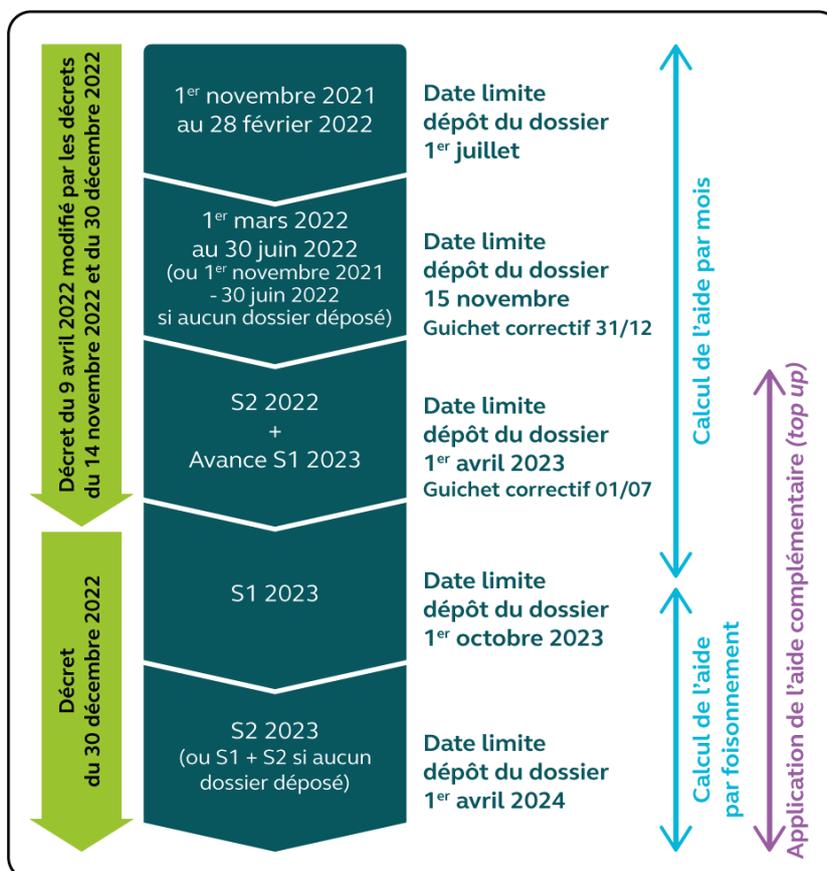
Ont enfin été intégrés, pour leurs consommations du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 :

- les organismes d'accueil communautaire et d'activités solidaires (article L. 265-1 du code de l'action sociale et des familles)
- les structures de l'aide sociale à l'enfance ;
- les établissements de la protection judiciaire de la jeunesse.

Point d'application et procédure

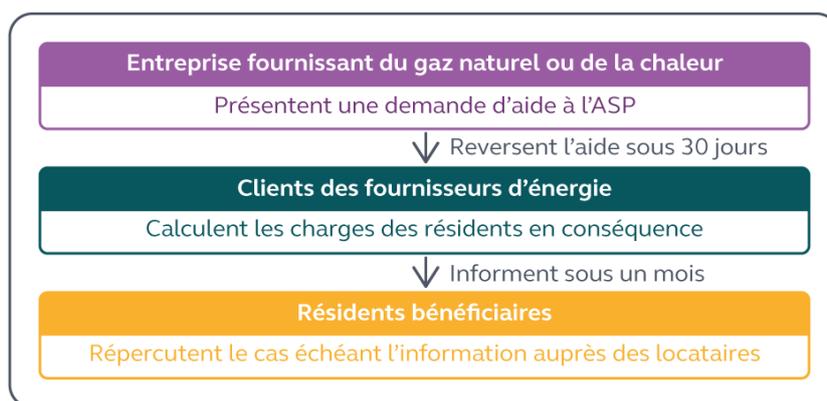
L'aide est sollicitée par le fournisseur de gaz, ou l'exploitant de chaufferie ou encore le gestionnaire de réseau de chaleur urbain auprès de l'ASP, pour le compte des bénéficiaires finals. Cette aide est versée *a posteriori*, après réception et traitement des demandes par l'ASP au titre de différentes périodes, dans un calendrier fixé par décret :

Schéma n° 2 : calendrier du traitement des demandes d'aides gaz à l'habitat collectif



Source : DGEC

L'aide, directement perçue par les fournisseurs ou exploitants, est à reverser aux clients titulaires des contrats de fourniture (syndicats de copropriétaires, gestionnaire de logements sociaux, etc.) qui doivent répercuter cette aide sur les charges ou redevances acquittées par les personnes physiques hébergées.

Schéma n° 3 : calendrier de répercussion de l'aide à l'habitat collectif

Source : DGEC

Calibrage - Niveau de protection

L'aide est équivalente à celle appliquée dans le cadre du bouclier tarifaire pour les particuliers ayant un contrat individuel de fourniture de gaz. Au titre de 2021 et 2022, c'est une aide forfaitaire correspond à la différence entre le TRV théorique et le TRV « bloqué », dans la limite toutefois de l'écart, considéré chaque mois, entre le prix prévu au contrat et le niveau du TRV « bloqué », appliquée aux consommations constatées sur les périodes éligibles.

Au titre de 2023, l'aide est calculée semestriellement comme la différence entre la moyenne pondérée des écarts entre TRV théorique et TRV « bloqué » (pour le premier semestre) et (pour le second semestre) la moyenne pondérée des écarts entre le prix de référence de marché calculé par la CRE¹⁶⁷ à partir de juillet 2023 et un prix cible au moins égal au TRV « bloqué » du premier semestre 2023. Néanmoins, afin de renforcer le soutien aux structures qui ont été contraintes de souscrire des contrats à prix très élevés au second semestre 2022, cette aide unitaire est réhaussée d'un complément (« top up ») égal à 75% de l'écart (positif) entre le prix prévu au contrat et 130 % du TRV théorique ou du prix de référence calculé par la CRE à partir de juillet 2023. Ce « top up » s'applique aux contrats signés entre le 1^{er} juillet et le 31 décembre 2022.

Avec la fin du bouclier gaz au 1^{er} juillet 2023 et la baisse des prix de gros, qui conduit à des prix de référence inférieurs au TRV « bloqué » du S1 2023, la formule de calcul de l'aide a été modifiée par décret en date

¹⁶⁷ Prix fixé par arrêté interministériel sur proposition de la CRE.

du 15/09/2023. L'aide sera finalement limitée au seul « top up » et par référence à 130 % du maximum entre le prix de référence, d'un côté, et le prix-cible (si celui-ci est défini, ce qui n'était pas le cas en septembre 2023) ou le TRV « bloqué » du S1 2023.

Articulation avec les autres mesures

Les syndicats de copropriétaires et les propriétaires uniques d'un immeuble sont éligibles en 2023 au bouclier tarifaire individuel gaz. Le décret n°2022-1762 du 30 décembre 2022 relatif à l'aide gaz à l'habitat collectif pour 2023 précise, comme la CRE, que le cumul du bénéfice du bouclier gaz et de l'aide collective n'est pas possible. Mais les conditions du choix, ainsi que les moyens de vérifier le non cumul, ne sont pas précisées.

La DGEC considère que « *pour l'immense majorité des cas, les deux dispositifs ne se recouvrent pas* ». Or, d'après les données de l'ASP, les syndicats de copropriétaires et les propriétaires uniques d'un immeuble ont concentré 60% des aides à l'habitat collectif sur le second semestre 2022.

Par ailleurs, la DGEC estime que le cumul ne serait pas un problème dans la mesure où la demande d'aide à l'habitat collectif pour le compte d'une copropriété couverte par le bouclier tarifaire se ferait en tenant compte d'un prix de contrat réduit du bénéfice du bouclier. Pourtant, même dans cette configuration, il y aurait bien un risque d'octroi d'une aide de l'État globalement supérieure à celle qui aurait été versée avec le seul bénéfice de l'aide à l'habitat collectif, surtout pour les contrats renouvelés à prix élevé fin 2022, comme dans l'exemple illustratif ci-dessous :

Tableau n° 33 : effet d'un cumul bouclier/aide à l'habitat collectif

<i>demande d'aide à l'habitat collectif seule</i>		<i>cumul bouclier et aide à l'habitat collectif</i>	
<i>prix du contrat (€/MWh)</i>	180	<i>prix du contrat (€/MWh)</i>	180
		<i>bouclier (€/MWh)</i>	58,5
		<i>prix du contrat après bouclier</i>	121,5
<i>aide à l'habitat collectif</i>	60	<i>aide à l'habitat collectif</i>	43
<i>total des aides (€/MWh)</i>	60	<i>total des aides (€/MWh)</i>	102
<i>TRV théorique février 2023</i>	137	<i>TRV théorique février 2023</i>	137
<i>TRV bloqué</i>	78,5	<i>TRV bloqué</i>	78,5

Source : Cour des comptes

La DGEC indique enfin dans ses réponses écrites que, par ailleurs, « *des échanges entre la CRE et l'ASP se tiennent également pour éviter les doublons d'aide pour un même client* ».

Or, interrogée sur les risques de cumul, l'ASP a répondu à la Cour ne pas comprendre le problème, estimant que « *pour l'aide bouclier tarifaire gaz, le paiement s'effectue à des particuliers, alors que pour l'aide à l'habitat collectif gérée par l'ASP, le paiement s'adresse à des syndicats de co-propriété, non aux particuliers* ». L'ASP ajoute que « *dans ce cadre [elle] ne dispose pas d'information sur les personnes occupants ces logements, et n'a pas connaissance de l'identité des bénéficiaires du bouclier destiné aux particuliers* ». Elle précisait à l'été 2023 qu'« *aucun contrôle contractuel n'est prévu sur un recoupement des particuliers entre les deux dispositifs d'aide* ».

Volumétrie et coût

La DGEC a estimé initialement que la consommation annualisée en habitat collectif était de 40 TWh, et que l'extension aux EPHAD concernait une consommation annualisée de 5,7 TWh. Au vu des prix de gros jusqu'en mars 2023, reconduit à leur dernier niveau jusqu'en décembre, et à TRV administré constant, les coûts prévisionnels de l'aide gaz à l'habitat collectif étaient ainsi estimés à 417 M€ au titre de 2021, 3 384 M€ au titre de 2022 et 1233 M€ au titre de 2023, sans précision sur la prise en compte de l'effet « top up » de l'aide à l'habitat collectif, qui permet de prendre en charge une partie de la différence entre le TRV théorique et le prix du contrat.

Or, l'exploitation des demandes reçues au 1^{er} juillet 2023, pour les périodes du 1^{er} novembre 2021 au 30 juin 2022 d'un côté, et du 1^{er} juillet au 31 décembre 2022 de l'autre, laisse présager des dépenses bien moindres : 580 M€ pour la première période, pour une consommation aidée de 21 TWh et une aide unitaire moyenne de 27 €/MWh, et 703 M€ pour le second semestre 2022, pour une consommation aidée de 11 TWh et une aide unitaire moyenne de 61 €/MWh.

**Tableau n° 34 : montants d'aide à l'habitat collectif associés
aux demandes reçues au 01/07/2023**

Type de clients	Période du 01/11/2021 au 30/06/2022				Période du 01/07/2022 au 31/12/2022			
	Nombre de clients	Consommation gaz/chaaleur en MWh	Somme de montants déclarés en €	aide moyenne (€/MWh)	Nombre de clients	Consommation gaz/chaaleur en MWh	Somme de montants déclarés en €	aide moyenne (€/MWh)
Association syndicale de propriétaires régie par l'ordonnance n°2004-632	879	341 901	8 018 275	23,5	87	27 816	1 790 416	64,4
Clients de l'article 10 du décret n° 2022-514	4 008	478 896	10 324 484	21,6	12 327	1 100 293	67 281 603	61,1
Logements attribués articles D.2124-75 et D.2124-75-1 (Gendarmerie Nationale)					95	17 331	1 131 868	
Maison individuelle raccordée à un réseau de chaleur	6 677	31 467	598 830	19,0	6 764	50 364	2 749 117	54,6
Organisme d'habitation à loyer modéré	18 107	9 789 602	262 190 583	26,8	15 836	3 165 522	202 298 546	63,9
Propriétaire unique d'un immeuble collectif	983	156 427	3 382 983	21,6	5 502	982 956	62 047 151	63,1
Syndicat de copropriétaires	27 733	10 460 803	296 009 180	28,3	35 608	6 078 820	366 482 330	60,3
Total de demandes reçues et traitées au 01/07/2023	58 387	21 259 096	580 524 335	27,3	76 219	11 423 102	703 781 030	61,6

Source : ASP

Au final, le coût du dispositif au titre de 2021-2022 pourrait donc être inférieur à 1,5 Md€, et son estimation à 1,2 Md€ au titre de 2023 un majorant, au vu par ailleurs des baisses de prix du gaz enregistrées depuis le printemps 2023.

Textes

Décret n° 2022-514 du 9 avril 2022

Décret n° 2022-1430 du 14 novembre 2022 : prolongation de l'aide jusqu'au 31/12/2022 et extension à certaines structures (EPHAD en particulier)

Décret n° 2022-1762 du 30 décembre 2022 : prolongation de l'aide sur 2023

Articles 10 et 11 du décret n° 2023-62 du 3 février 2023 : report des dates de dépôts de demande de l'aide

Décret n° 2023-877 du 14 septembre 2023 relatif aux dispositifs du bouclier tarifaire gaz et électricité en faveur de l'habitat collectif résidentiel et de l'amortisseur électricité pour les très petites entreprises

*Aide électricité à l'habitat collectif et à l'électromobilité***Ciblage - Bénéficiaires et période**

Le dispositif d'aide bénéficie depuis le 1^{er} juillet 2022 aux particuliers :

- résidant en immeuble d'habitation en copropriété, en location privée ou en logement social, ou dans une maison raccordée à un réseau de chaleur,
- dont le chauffage collectif est assuré soit par un contrat un contrat collectif de fourniture d'électricité soit par un contrat collectif d'approvisionnement en chaleur. Dans ce dernier cas, l'approvisionnement en chaleur doit se faire soit à partir d'un contrat collectif de fourniture d'électricité, soit par un exploitant d'une installation collective fonctionnant avec de l'électricité, soit par un gestionnaire de réseau de chaleur urbain utilisant en partie de l'électricité pour la production de chaleur ;
- et pour lesquels la part variable hors taxe et hors acheminement moyenne de l'électricité (en €/MWh) figurant dans le contrat collectif de fourniture d'électricité est supérieure à la part variable hors taxe et hors acheminement du tarif réglementé de vente d'électricité.

Il est également ouvert aux résidences à caractère social (logements-foyers, résidences universitaires et résidences services, lieux d'hébergement pour demandeurs d'asile, centres d'hébergement d'urgence et de réinsertion sociale), dont les charges ne sont pas forcément récupérables du fait de l'encadrement réglementaire des redevances des résidents. Le champ des bénéficiaires s'étend aux :

- casernes de gendarmerie ;
- établissements hébergeant des personnes âgées (EHPAD) ou handicapées (2^o, 6^o, 7^o et 12^o du I de l'article L. 312-1 du code de l'action sociale et des familles) dans la mesure où ces établissements constituent la résidence habituelle de ces personnes ;
- logements en intermédiation locative ;
- logements mobilisés pour l'accueil de personnes défavorisées, visés à l'article L. 261-5 du code de l'action sociale et des familles.
- les structures de l'aide sociale à l'enfance ;
- les établissements de la protection judiciaire de la jeunesse.

En 2023, l'aide bénéficie aussi aux aménageurs d'infrastructures de recharges électriques.

Point d'application et procédure

Les gestionnaires des logements sociaux et copropriétés doivent se signaler auprès de leur fournisseur d'énergie en remplissant une attestation sur l'honneur.

L'aide est sollicitée par le fournisseur d'électricité, ou l'exploitant de chaufferie ou encore le gestionnaire de réseau de chaleur urbain auprès de l'ASP, pour le compte des bénéficiaires finals. Cette aide est versée a posteriori, après réception et traitement des demandes par l'ASP au titre de différentes périodes, dans un calendrier fixé par décret :

Schéma n° 4 : calendrier du traitement des demandes d'aide électricité à l'habitat collectif et à l'électromobilité



Source : DGEC

L'aide, directement perçue par les fournisseurs ou exploitants, est à reverser aux clients titulaires des contrats de fourniture (syndicats de copropriétaires, gestionnaire de logements sociaux, etc.) qui doivent répercuter cette aide sur les charges ou redevances acquittées par les personnes physiques hébergées.

Calibrage - Niveau de protection

Pour le second semestre 2022, l'aide unitaire, appliquée aux volumes de consommation, est égale à 70 % de l'écart entre le prix du contrat et le TRV « gelé » en vigueur (soit 103,4 €/MWh hors taxe et hors acheminement), dans la limite de 130 €/MWh.

Pour 2023, l'aide unitaire, appliquée aux volumes de consommation, est égale à 100 % de l'écart entre le prix du contrat et le TRV « gelé » en vigueur (soit 136,61 €/MWh hors taxe et hors acheminement), dans la limite de 143,2 €/MWh.

Lorsque le prix du contrat est supérieur de plus de 30 % au TRV théorique (279,8€/MWh en 2023), une aide complémentaire est perçue, égal en montant unitaire à 75 % de l'écart entre le prix du contrat et 130 % du TRV théorique.

Volumétrie et coût

La DGEC a estimé initialement que l'aide électricité à l'habitat collectif représenterait un coût total de 1 080 M€ sur 2022-2023. En juillet 2023, les dossiers reçus et traités par l'ASP totalisaient 41 M€ au titre de l'aide sur le second semestre 2022.

Textes

Décrets n° 2022-1764 et n°2022-1763

Décret n° 2023-62 du 3 février 2023 : élargit l'aide aux aménageurs d'infrastructures de recharges électriques.

Amortisseur électricité

Ciblage - Bénéficiaires et période

L'amortisseur est destiné aux clients finals non éligibles au TRV parmi :

- les personnes morales de droit privé ou public employant moins de 250 personnes et dont le CA est inférieur à 50 M€ (ou bilan <43 M€) ;
- les personnes morales de droit public ou privé dont le financement est à plus de 50% d'origine public (y compris dons et cotisations) ;
- les collectivités locales et leurs groupements.

Il est en vigueur du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023. La LFI pour 2024 prévoit de le reconduire dans son principe en 2024.

Point d'application et procédure

L'amortisseur consiste en une réduction des prix de détail à appliquer par les fournisseurs aux clients éligibles. Pour se faire connaître, les clients potentiellement éligibles doivent transmettre à leur fournisseur une attestation qu'ils remplissent les critères d'éligibilité.

Les réductions de prix ne sont pas applicables aux volumes consommés lors des périodes de forte tension du système électrique. Les fournisseurs sont compensés par l'État des pertes de recettes induites par ces baisses de prix. La compensation entre dans le cadre des charges de service public de l'énergie ; elle correspond aux baisses de prix prévues par le dispositif mais n'est due que dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement des fournisseurs, vérifiée par la CRE.

Les frais de gestion encourus par les fournisseurs sont aussi compensés par l'État, à hauteur de 1% des pertes de recettes et dans la limite de 0,2 €/MWh.

La loi prévoit deux guichets spécifiques de déclarations de pertes prévisionnelles, respectivement au 20 janvier et au 15 mars 2023, ce dernier devant recueillir des certifications des commissaires aux comptes des fournisseurs. Toutefois, de sa propre initiative, la CRE a décidé de ne pas rendre le second guichet obligatoire et de ne pas demander les certifications des CAC à cette occasion.

Dans le cadre de l'exercice d'évaluation des charges de service public de l'énergie de juillet 2023, la CRE a en revanche demandé à tous les fournisseurs de transmettre une déclaration mise à jour de leurs pertes prévisionnelles avant le 30 avril 2023, attestées cette fois par leur CAC ou leur comptable public.

Calibrage - Niveau de protection

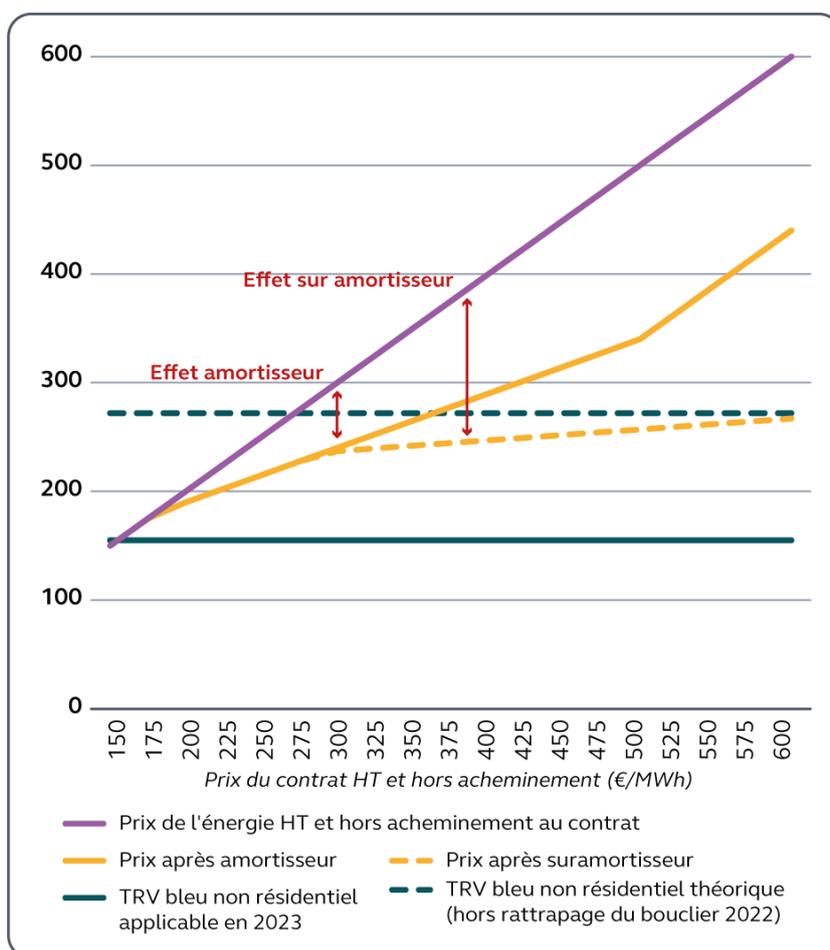
La réduction de prix à appliquer par les fournisseurs est calculée comme suit :

- pour les clients éligibles vérifiant les seuils des TPE (en termes d'effectifs et de chiffre d'affaire) et qui ont signé ou renouvelé un contrat de fourniture en 2022 dont le prix (hors taxes, hors acheminement) excède 280 €/MWh en moyenne annuelle : un « sur-amortisseur » correspondant à une aide unitaire égale à la différence entre le prix moyen annuel (HT et hors acheminement) du contrat et 230 €/MWh, dans la limite de 1 500 €/MWh, appliquée à consommation mensuelle (dans la limite de 90% de la consommation historique du client) ;
- pour les autres clients éligibles : l'amortisseur « classique » correspondant à une aide unitaire égale à la différence entre le prix moyen annuel (HT et hors acheminement) du contrat et 180 €/MWh, dans la limite de 320 €/MWh, appliquée à la moitié de la consommation mensuelle (dans la limite de 90 % de la consommation historique du client).

Le montant unitaire de l'aide est calculé à partir de niveau moyen annuel des prix du contrat. Il peut être modulé selon les mois, pour éviter notamment l'affichage de prix négatifs certains mois, tout en respectant en moyenne annuelle le montant unitaire calculé.

Selon les données recueillies par la CRE en avril 2023, le montant unitaire moyen de l'amortisseur « classique » serait de 52 €/MWh, et celui du sur-amortisseur, de 131 €/MWh.

Graphique n° 39 : effets de l'amortisseur selon les prix des contrats



Note de lecture : En supposant une consommation 2023 égale à la consommation historique. Si elle est inférieure, la baisse de prix unitaire peut être jusqu'à 10 % plus importante.
Source : Cour des comptes d'après textes réglementaires

Le bénéfice annuel cumulé du dispositif d'amortisseur électricité ne peut excéder deux millions d'euros par client éligible.

Articulation avec les autres mesures

Le dispositif est non cumulable, pour un site donné d'un client, avec le dispositif d'aide applicable à l'habitat collectif.

Pour les collectivités, il peut être cumulable avec le filet de sécurité. Les montants présentés au titre de ce dispositif doivent tenir compte des réductions obtenues via l'amortisseur électricité.

L'aide « 280 euros », de même que l'aide au paiement des factures, peuvent venir en supplément de l'amortisseur.

Volumétrie et coût

Selon les déclarations de pertes prévisionnelles effectuées en avril 2023 auprès de la CRE, l'amortisseur « classique », respectivement le sur-amortisseur, pourrait concerner un volume de consommation de 42,9 TWh, respectivement de 2,5 TWh en 2023.

La CRE a évalué pour 2023 à 2 285 M€ le coût prévisionnel de l'amortisseur « classique », et à 334 M€ le coût prévisionnel du sur-amortisseur. Par ailleurs, les frais de gestion à compenser ont été évalués à 9 M€.

Textes

Article 181 de la loi de finances pour 2023

Décret n° 2022-1774 du 31 décembre 2022 : éligibilité et paramètre des réductions de prix

Décret n° 2023-61 du 3 février 2023 modifiant le décret n° 2022-1774 du 31 décembre 2022 : création du sur-amortisseur

Délibération CRE n° 2022-354 du 15 décembre 2022 : modalités de déclaration des pertes prévisionnelles 2023

Délibération n° 2023-53 du 2 février 2023 : modalités d'application des réductions de prix

Délibération n° 2023-78 du 23 mars 2023 : modalités d'application des contraintes fixées par la loi sur le montant des compensations

Délibération n° 2023-91 du 30 mars 2023 : modalités de déclaration pour l'évaluation des CSPE 2023

Délibération n° 2023-69 du 23 février 2023 : organisation du guichet de déclaration de mars 2023.

*Aide « 280 euros »***Ciblage - Bénéficiaires et période**

L'aide est réservée aux TPE et assimilées, quelle que soit leur puissance de raccordement, qui ont renouvelé ou souscrit leur contrat en 2022. Elle est en vigueur du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023.

Point d'application et procédure

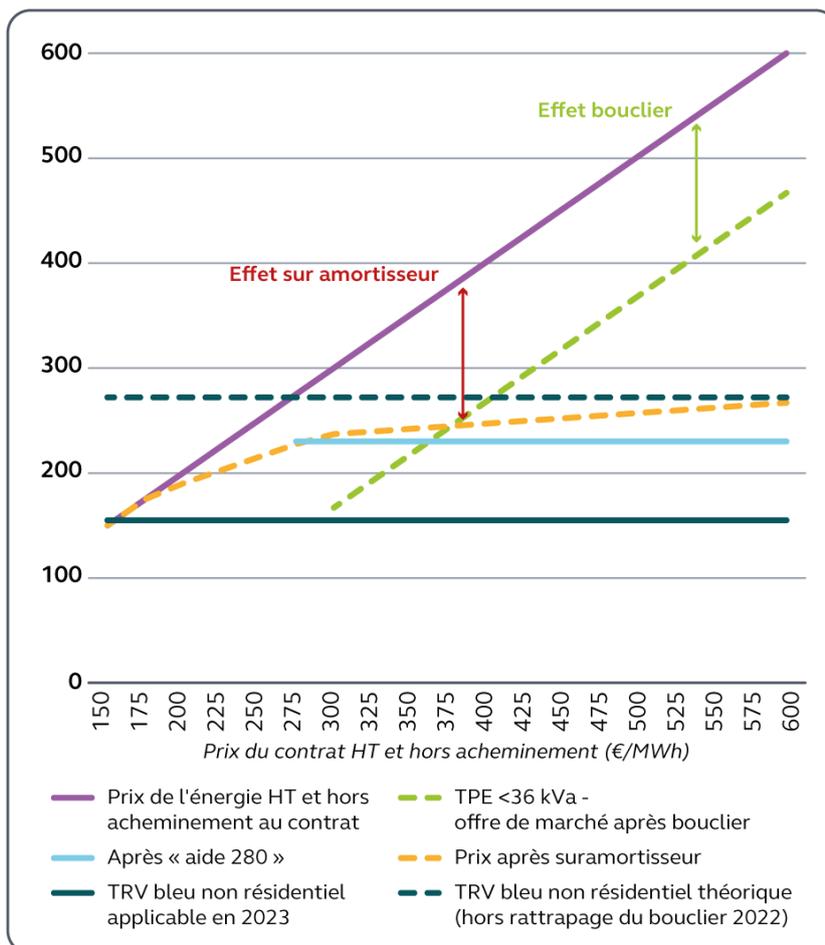
L'aide revient à plafonner la part variable des contrats de fourniture. Ce plafonnement est appliqué par les fournisseurs aux clients éligibles. Pour se faire connaître, les clients potentiellement éligibles auront dû transmettre à leur fournisseur une attestation qu'ils remplissent les critères d'éligibilité, soit dans le cadre du bouclier, soit dans celui du « sur-amortisseur ».

Les fournisseurs sont compensés par l'État des pertes de recettes induites par ce plafonnement. La compensation passe par l'ASP. Les fournisseurs peuvent présenter une demande au titre de l'ensemble de l'année 2023 ou des demandes au titre de sous-périodes : janvier-février 2023, mars-juillet 2023.

Calibrage - Niveau de protection

Le plafonnement est égal à 230 €/MWh hors taxe et hors acheminement. Il est obtenu, pour les entreprises bénéficiant du bouclier, par une aide égale à la différence entre la part variable du prix après bouclier et 230 €/MWh. Pour les entreprises bénéficiant du sur-amortisseur, qui ont déjà un prix plafonné à 230 €/MWh sur 90% de leur consommation historique, il est obtenu en étendant ce plafonnement sur la consommation non couverte.

Graphique n° 40 : effets de l'aide 280 euros



Note de lecture : En supposant une consommation 2023 égale à la consommation historique. Si elle est inférieure, la baisse de prix unitaire peut être jusqu'à 10 % plus importante.
Source : Cour des comptes d'après textes réglementaires

Articulation avec les autres mesures

L'aide « 280 euros » peut venir en supplément de l'amortisseur ou du bouclier.

Volumétrie et coût

La prévision de dépense fournie par l'administration est de 170 M€.

Textes

Décret n° 2023-62 du 3 février 2023 relatif à l'aide en faveur des TPE éligibles au bouclier et à l'amortisseur ayant signé un contrat en 2022.

Guichet d'aide au paiement des factures d'énergie

Ciblage - Bénéficiaires et période

Mars-août 2022 : entreprises ou assimilées (personnes physiques et morales de droit privé résidentes fiscales françaises, hors secteur de la production d'électricité et de chaleur et hors établissements financiers ou de crédits) structurellement énérgo-intensives¹⁶⁸ ; dépense éligible = facture de gaz et d'électricité (ou de chaleur et de froid produit à partir de gaz ou d'électricité) au-delà d'un seuil de déclenchement égal à 200 % du prix unitaire moyen payé par l'entreprise sur l'année 2021

- Une aide égale à 30 % des coûts éligibles, plafonnée à 2 M€, pour les entreprises subissant une baisse d'excédent brut d'exploitation (EBE) de 30 % au cours de la période trimestrielle éligible par rapport au trimestre de l'année 2021 ou ayant un EBE négatif sur la même période.
- Une aide égale à 50 % des coûts éligibles, plafonnée à 25 M€, pour les entreprises dont l'EBE est négatif au cours de la période trimestrielle éligible et dont l'augmentation des coûts éligibles s'élève au moins à 50 % de la perte d'exploitation (*ie* dont la perte d'exploitation est inférieure à 200 % des coûts éligibles). L'aide est limitée à 80 % du montant des pertes d'exploitation.
- Une aide égale à 70 % des coûts éligibles, plafonnée à 50 M€, pour les entreprises qui respectent les mêmes critères que précédemment mais dont l'activité principale est dans un des secteurs particulièrement touché et exposé à la concurrence internationale — selon une liste de 23 secteurs et 17 sous-secteurs définie par la Commission. L'aide est limitée à 80 % du montant des pertes d'exploitation.

Septembre 2022-décembre 2023 : dépense éligible = facture de gaz et d'électricité au-delà d'un seuil de déclenchement égal à 150 % du prix unitaire moyen payé par l'entreprise sur l'année 2021, dans la limite de 70 % de la consommation 2021.

¹⁶⁸ Dont les charges de gaz et d'électricité en 2021 étaient supérieures à 3 % du chiffre d'affaires 2021 ou dont les charges du premier semestre 2022 représentent plus de 6 % du chiffre d'affaires du premier semestre 2022.

- Une aide aux entreprises conjoncturellement énergo-intensives¹⁶⁹ égale à 50 % des coûts éligibles et plafonnée à 4 M€ par groupe. Du fait de la hausse importante des prix de l'énergie à partir du second semestre 2022, la population d'entreprises éligible à ce volet pourrait être conséquente.
- Une aide pour les entreprises structurellement énergo-intensives¹⁷⁰, qui connaissent des difficultés du fait de la hausse des prix de l'énergie, égale à 65 % des coûts éligibles et plafonnée à 50 M€ par groupe. Sont éligibles les entreprises énergo-intensives dont l'EBITDA est négatif ou en baisse de 40% par rapport à l'EBITDA 2021 (sur la période éligible ou sur un mois de cette période). L'aide est écrêtée pour que l'EBITDA après subvention ne dépasse pas 70 % de l'EBITDA 2021, ou ne devienne pas positif, s'il était négatif avant aide.
- Une aide pour les entreprises qui respectent les mêmes critères que précédemment et dont l'activité principale est dans un des secteurs particulièrement exposés à la concurrence internationale identifié par la Commission, majorée à 80 % des coûts éligibles et plafonnée à 150 M€ par groupe. L'aide est écrêtée pour que l'EBITDA après subvention ne dépasse pas 70 % de l'EBITDA 2021, ou ne devienne pas positif, s'il était négatif avant aide.

À partir de septembre 2022, sont éligibles les entreprises créées après le 1^{er} décembre 2021 et les entreprises ayant eu conjoncturellement une baisse de leurs consommations d'énergie en 2021 (suite en particulier à la crise sanitaire).

À partir du 1^{er} janvier 2023, sont intégrées au champ des bénéficiaires potentiels les personnes morales de droit public dont le financement est à moins de 50 % d'origine public (y compris dons et cotisations) et les personnes morales de droit public employant moins de 250 personnes et dont les recettes annuelles sont inférieures à 50 M€.

Point d'application et procédure

Le dispositif se présente sous la forme d'une aide versée a posteriori et en fonction des prix payés par les entreprises. L'aide doit faire l'objet d'une demande formulée par l'entreprise sur un site internet de la DGFIP. Les guichets d'aide sont ouverts au titre de périodes trimestrielles ou

¹⁶⁹ Dont les charges en gaz et d'électricité sur la période éligible sont supérieures à 3 % du chiffre d'affaires 2021.

¹⁷⁰ Dont les charges de gaz et d'électricité en 2021 étaient supérieures à 3 % du chiffre d'affaires 2021 ou dont les charges du premier semestre 2022 représentent plus de 6 % du chiffre d'affaires du premier semestre 2022.

bimensuelles successives ; les guichets sont clos en général trois ou quatre mois après la fin de la période concernée mais des extensions de périmètre rétroactives peuvent donner lieu à réouverture de guichet (ainsi pour l'inclusion des dépenses de chaleur et de froid) :

Tableau n° 35 : calendrier de dépôts de demande d'aide au paiement des factures d'énergie

2022		2023	
Période de demande	Dates de dépôt du dossier	Période de demande	Dates de dépôt du dossier (étendues)
		Septembre-Décembre 2022 (pour aides « nouvelles entreprises » et « situations atypiques ») Janvier et février 2023	Du 20 mars 2023 au 30 juin 2023
		Mars et avril 2023	Du 17 mai 2023 au 31 août 2023
Septembre et octobre 2022	Du 15 novembre 2022 au 28 février 2023	Mai et juin 2023	Du 17 juillet 2023 au 31 octobre 2023
Novembre et décembre 2022	Du 16 janvier 2023 au 31 mars 2023	Juillet et août 2023	Du 18 septembre 2023 au 31 décembre 2023
Régularisation énergie au titre de mars à décembre 2022	Du 16 janvier 2023 au 31 mars 2023	Septembre et octobre 2023	Du 20 novembre 2023 au 29 février 2024
Régularisation chaud froid au titre de mars à août 2022	Du 16 janvier 2023 au 31 mars 2023	Novembre et décembre 2023	Du 17 janvier 2024 au 30 avril 2024

Source : DGE

Les dossiers de demande sont instruits de façon centralisée à la DDFiP du Var (83), avec l'assistance des DRFiP des Bouches-du Rhône et du Rhône et des DDFiP 06, 28 et 29.

Calibrage - Niveau de protection

Les niveaux d'aide dépendent de l'ampleur de la hausse de prix subie par les bénéficiaires, et, pour les aides renforcées, de la part de cette hausse dans la dégradation de l'excédent brut d'exploitation.

Tableau n° 36 : critères et paramètres de l'aide au paiement des factures

De septembre 2022 décembre 2023	Critères d'accès	Montant d'aide	Plafond
Aide générique	Dépenses d'énergie sur la période de demande > 3 % CA 2021	50 % x Q x (P-1,5 x P_réf)	4 M€
Aide renforcée	EBE négatif ou en baisse de 40 %	65 % x Q x (P-1,5 x P_réf)	EBE ramené au plus à 70 % de l'EBE 2021 ou à zéro si EBE négatif en 2021 ET 50 M€ ou 150 M€ si secteur listé
	Et Dépenses d'énergie 2021 > 3 % CA 2021	Ou 80 % x Q x (P-1,5 x P_réf)	
	Ou Dépenses d'énergie S1 2022 > 6 % CA S1 2022	Si exerce dans secteur listé	
Aides spécifiques plafonnées à 2 M€	Prix de l'électricité > 180€/MWh	50 % x Q x (P-180) (électricité)	2 M€
	Ou Prix du gaz naturel > 75€/MWh		
Nouvelles entreprises	Et Dépenses d'énergie sur la période de demande d'aide > 3 % CA de référence	50% x Q x (P-75) (gaz)	
	Situations atypiques	Situation exceptionnelle (Conso 2021 non représentative en raison d'un évènement exceptionnel)	
	Prix unitaire payé +50% vs 2021	50 % x Q x (P-1,5 x P_réf)	
	Dépenses d'énergie sur la période de demande > 3% CA 2021		

Source : DGE

Articulation avec les autres mesures

Le critère d'énergie-intensivité est apprécié en 2023 sans prendre en compte l'effet de l'amortisseur électricité, du bouclier tarifaire ou de l'aide à l'habitat collectif. En revanche, les effets de ces dispositifs sont bien intégrés aux prix et EBITDA utilisés pour le calcul du montant de l'aide.

Les demandes d'aide sont à formuler après avoir demandé et obtenu le bénéfice de ces autres dispositifs.

Volumétrie et coût

L'estimation centrale du coût du dispositif à son lancement était de 0,4 Md€ sur 10 mois (mars-décembre 2022), correspondant à des coûts d'approvisionnement de 90 €/MWh sur le gaz et 130 €/MWh sur l'électricité¹⁷¹. Considérant les incertitudes sur l'évolution des prix et les stratégies de couverture des entreprises, une estimation prudente de 3 Md€ a été retenue dans la loi de finances rectificative. Cette estimation correspondait à un scénario de prix du gaz et de l'électricité dégradé de 150€/MWh.

Les prix moyens effectivement payés par les entreprises au premier semestre 2022 ont été bien plus faibles que cette dernière hypothèse avec un coût d'approvisionnement moyen de 60-85 €/MWh sur le gaz et 90-30 €/MWh sur l'électricité¹⁷². Par conséquent, très peu d'entreprises ont atteint le seuil de déclenchement de doublement des prix 2021. Le coût final pour 2022 devrait ainsi correspondre à la limite basse du jeu d'hypothèses initiales :

En effet, le suivi statistique opéré par la DGFIP, en charge du guichet, montre :

- au titre de la période 1 (mars-mai 2022), 904 dossiers déposés (y compris redépôts, date limite du 31/12/2022 pour un premier dépôt) pour 328 dossiers finalement validés et 32,5 M€ d'aides ;
- au titre de la période 2 (juin-août 2022), 616 dossiers déposés ; (y compris redépôts, date limite du 31/12/2022 pour un premier dépôt) pour 317 dossiers finalement validés et 60 M€ d'aides ;
- au titre de la période 3 (septembre octobre 2022), 3 179 dossiers déposés (limite dépôt au 28 février 2023), 1 532 validés mi-juillet 2023 pour 193 M€ et 80 en attente pour potentiellement 22 M€.

¹⁷¹ Chiffrage réalisé en mai 2022.

¹⁷² Données Eurostat.

- au titre de la période 4 (novembre-décembre 2022), 5 312 dossiers déposés (limite de dépôt 31 mars 2023), 2 628 validés pour 131 M€ et 465 en attente pour potentiellement 76 M€.

Dès lors, au titre de 2022, les charges pour l'État devraient s'établir entre 416 et 514 M€.

Avec des critères assouplis et simplifiés et des prix de l'énergie bien plus élevés en 2023, le guichet devrait coûter davantage en 2023.

Le coût budgétaire du guichet était estimé en décembre 2022 à 7,1 Md€ par la DG Trésor et la DGE sur l'ensemble de la période, dont 5,9 Md€ [DG Trésor] / 6,6 Md€ [DGE] sur l'année 2023¹⁷³ où la hausse des prix payés par les entreprises sera bien plus importante qu'en 2022 (cf. tableau 1). En effet, la structure d'approvisionnement énergétique des entreprises a retardé le choc lié à la hausse des prix de marchés, créant un décalage entre le début de la crise énergétique et la hausse des coûts pour les entreprises. Dans ce scénario de prix, le coût de l'électricité payé par les entreprises était estimé à 122 €/MWh en moyenne en 2022 et 265 €/MWh en 2023¹⁷⁴. Pour le gaz, les estimations étaient de 83 €/MWh en 2022 et 131 €/MWh en 2023.

L'estimation du coût est très sensible aux évolutions du prix du gaz et de l'électricité effectivement payé par les entreprises, et du comportement des entreprises pour faire face à ces hausses de coûts :

- Une hausse des coûts d'approvisionnement en énergie accroît à la fois le nombre d'entreprises éligibles au dispositif, et le montant de la subvention par entreprise.
- De même, les stratégies d'adaptation des entreprises pour faire face à la hausse de leurs coûts énergétiques influent sur l'éligibilité des entreprises et le montant des subventions¹⁷⁵.

Or, les prix de gros du gaz ont fortement reflué au cours du premier semestre 2023.

Au 18 juillet, la DGFIP recensait 10 380 dossiers déposés pour un total de 500 M€, au titre de la période janvier-février 2023 (date limite de dépôt au 31/08/2023), dont 72% pour le régime d'aide « général » à 4 M€

¹⁷³ Ces estimations font l'hypothèse que les PME bénéficient du guichet électricité en complément de l'amortisseur et que l'amortisseur n'est pas inclus dans les plafonds d'aide par entreprise. Or, l'amortisseur a bien été finalement notifié et inclus dans le plafond.

¹⁷⁴ Prix hors taxes, hors amortisseur et bouclier.

¹⁷⁵ Seuls les montants perçus au titre des volets à 50 et 150 M€ peuvent être impactés par la transmission des surcoûts, l'EBE intervenant dans l'éligibilité et le plafond des volets.

de plafond. Parmi les demandes déposées à même date au titre de la période mars-avril 2023 (140 M€), 85 % concernent le régime « général ». Ces éléments laissent prévoir un recours beaucoup moins important que prévu aux régimes d'aide « renforcés » (plafonds de 50 et 150 M€), en lien sous doute avec les contraintes d'EBITDA qui ne seraient plus respectées au vu du reflux des prix du gaz et selon l'ampleur de la répercussion des coûts de l'énergie sur les prix de vente.

Fin août 2023, la nouvelle prévision de la DGE s'établissait entre 2,7 et 2,9 Md€ pour l'ensemble du dispositif sur 2022-2023.

Textes

Dispositif pris en application de l'encadrement temporaire de crise de l'UE

Décret n° 2022-967 du 1er juillet 2022 instituant une aide visant à compenser la hausse des coûts d'approvisionnement de gaz naturel et d'électricité des entreprises particulièrement affectées par les conséquences économiques et financières de la guerre en Ukraine ; aide prévu au titre de mars à août 2022.

Décret n° 2022-1250 du 23 septembre 2022 : report des délais de dépôt des demandes

Décret n° 2022-1279 du 30 septembre 2022 : prolongation de l'aide jusqu'en décembre 2022 et modification des critères.

Décret n° 2022-1575 du 16 décembre 2022 : prolongation de l'aide jusqu'en décembre 2023 et modification des critères.

Décret n° 2023-189 du 20 mars 2023 : articulation avec les autres dispositifs d'aides ; nouvelles catégories de bénéficiaire.

Remise carburant

Ciblage - Bénéficiaires et période

Dispositif applicable en France métropolitaine et dans les départements et régions d'Outre-mer, du 1^{er} avril 2022 au 31 décembre 2022, selon trois périodes :

- du 1^{er} avril au 31 août 2022 (initialement au 31 juillet 2022¹⁷⁶)

¹⁷⁶ Durée prolongée, d'après la DGEC en raison du niveau des prix sur les carburants encore élevé au 31 juillet 2022 (supérieurs à 2€/litre sans la remise), du risque de ruée vers les stations-services en plein pic estival, et de la nécessité de poursuivre le dispositif dans l'attente d'un accord au parlement sur les suites à lui donner.

- du 1^{er} septembre au 15 novembre 2022 (initialement au 31 octobre 2022¹⁷⁷)
- du 16 novembre 2022 au 31 décembre 2022.

Bénéficiaires du volet aide à l'acquisition de carburants :

- Immédiats : metteurs à la consommation de carburant et détenteurs de stocks intermédiaires. Certains produits sont exclus¹⁷⁸.
- Finaux : consommateurs de carburants (gazoles, GPL carburant et gaz naturel véhicules) utilisés pour le transport routier, fluvial et ferroviaire ou la pêche.

Bénéficiaires du volet « avance remboursable » et « aide complémentaire » : stations-service indépendantes ayant vendu moins de 1 000 hl/mois en 2021 et propriétaires de leur fonds de commerce.

Point d'application et procédure

Aide à l'acquisition de carburant :

La liste des bénéficiaires éligibles était établie et transmise à l'ASP par la DGDDI. Les volumes mis à la consommation lui étaient transmis par la DGDDI et la DGFip. Les entreprises n'avaient pas à effectuer de demandes mais devaient déclarer un certain nombre d'informations à l'ASP en ligne pour pouvoir être désignées bénéficiaires. L'ASP leur versait ensuite l'aide. Les représentants des opérateurs ont signé une charte les engageant à répercuter l'aide au consommateur final et à en assurer la visibilité auprès des consommateurs.

L'ASP a mis en œuvre deux types de procédures :

- pour les « metteurs à la consommation », un système d'avances et de régularisations.
- pour les stockeurs intermédiaires, un paiement en une seule fois à l'issue de chaque période d'éligibilité (les stockeurs devaient déclarer leurs stocks à la DGDDI qui transmettait les volumes écoulés à l'ASP pour paiement).

¹⁷⁷ Durée prolongée pour éviter une ruée vers le carburant en fin de période qui aurait renforcé les difficultés d'approvisionnement, quelques semaines après une grève du secteur de la distribution de produits pétroliers qui avait conduit à des ruptures dans de nombreuses stations-services.

¹⁷⁸ Carburants aériens, combustibles, fiouls lourds à usage carburant, et produits utilisés autrement que comme carburants dans l'industrie (notamment pour l'alimentation des chaudières, les procédés minéralogiques, les procédés métallurgiques et double usage) et produits exonérés au titre de la production d'électricité ou d'autres produits énergétiques.

Avance remboursable et aide complémentaire :

Les plus petites stations-service ont pu demander à l'ASP :

- d'abord une avance forfaitaire de la subvention (à rembourser le 16/09/22), pour les aider à faire face à la contrainte de trésorerie (elles étaient plus susceptibles d'avoir stocké du carburant ne bénéficiant pas encore de la remise) ;
- puis une « aide complémentaire » forfaitaire (non remboursable) (décret du 22/09/22).

Une convention a été signée entre l'ASP et le MTE le 30/03/22 (et un avenant le 24/08/22).

Calibrage - Niveau de protection

Des montants différents ont été fixés pour la ristourne sur les trois périodes.

Tableau n° 37 : montants hors taxe de la ristourne carburant par périodes

<i>Carburants</i>	01/04/22 – 31/09/22	01/09/22 – 15/11/22	16/11/22 – 31/12/22
<i>Gazole, essence, GNR, E85, B100, ED95</i>	15 €/hL	25 €/hL	8,33 €/hL
<i>Gaz naturels carburant</i>	15 €/MWh	25 €/MWh	8,33 €/MWh
<i>Gaz de pétrole liquéfiés carburants (GPL)</i>	29,13 €/100 kg net	48,55 €/100 kg net	16,18 €/100 kg net

Source : décrets n°2022-423, 2022-1168 et 2022-1355

L'avance remboursable a été de 3 000 € pour les stations-service ayant vendu moins de 500 hl en moyenne mensuelle en 2021, et de 6 000 € pour celles entre 500 et 1 000 hl/mois. L'aide complémentaire a ensuite été des mêmes montants pour les deux mêmes catégories de stations-service. Les volumes retenus étaient ceux mis à la consommation et transmis à la DGDDI pour les mois de février et mars 2022.

Volumétrie et coût

Les crédits ont été ouverts sur le programme 345 « Service public de l'énergie »¹⁷⁹. Les frais de gestion ont été affectés à l'action 15 « Frais divers » du programme 345. Pour la première phase, 3 Md€ ont été ouverts sur le programme 345 « Service public de l'énergie » (du décret n° 2022-512 du 7 avril 2022 portant ouverture et annulation de crédits à titre d'avance). Les deuxième et troisième phase ont été financées par 4,7 Md€ de crédits supplémentaires inscrits sur le programme 174 « Énergie, climat et après-mines ».

Au 10/08/23, un montant de 7,606 Md€ d'aides avait été distribué (net des montants recouverts) à 160 metteurs à la consommation, 1 542 petites stations-service et 238 stockistes.

L'avance remboursable a été accordée à 130 stations-service. L'aide complémentaire a été distribuée à 1 400 stations et a coûté 5 M€.

Au 01/09/23, le coût total de gestion facturé par l'ASP à l'État était de 519 K€, sur les 756 K€ prévus.

Textes

- Décret n° 2022-423 du 25 mars 2022 relatif à l'aide exceptionnelle à l'acquisition de carburants
- Décret n° 2022-447 du 30 mars 2022 relatif à l'avance de trésorerie au bénéfice des stations-service pour faciliter la mise en œuvre de l'aide exceptionnelle à l'acquisition de carburants
- Décret n° 2022-550 du 14 avril 2022 modifiant le décret n° 2022-423 du 25 mars 2022 relatif à l'aide exceptionnelle à l'acquisition de carburants
- Décret n° 2022-1168 du 22 août 2022 modifiant le décret n° 2022-423 du 25 mars 2022 relatif à l'aide exceptionnelle à l'acquisition de carburants
- Décret n° 2022-1355 du 25 octobre 2022 modifiant le décret n° 2022-423 du 25 mars 2022 relatif à l'aide exceptionnelle à l'acquisition de carburants
- Convention du 30 mars 2022 entre le ministère de la transition énergétique et l'Agence de services et de paiements pour la gestion de l'aide exceptionnelle en faveur de l'acquisition de carburant
- Charte relative à l'application du décret du 25 mars 2022 relatif à l'aide exceptionnelle à l'acquisition de carburants (révisée le 1^{er} août 2022)

¹⁷⁹ Action 17 « Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs », activité 03 « Mesures à destination des consommateurs de carburant »

Indemnité carburant

Ciblage - Bénéficiaires et période

Aide sous condition de ressources, destinée à limiter les effets de la hausse des coûts du carburant pour les actifs utilisant un véhicule à des fins professionnelles.

Public visé : membres d'un foyer fiscal âgés d'au moins seize ans au 31/12/21, dont le revenu fiscal de référence par part est inférieur ou égal à la borne supérieure du cinquième décile de la distribution (14 700 €), ayant déclaré des revenus d'activités au titre de 2021, et utilisant un véhicule¹⁸⁰ à des fins professionnelles (incluant les trajets domicile-travail).

L'aide a été quérable d'abord du 16/01/23 au 28/02/23, date limite repoussée d'un mois, au 31/03/23 (décret du 06/03/23).

Par ailleurs, la LFI 2024 a prévu des crédits pour financer une nouvelle indemnité carburant¹⁸¹.

Point d'application et procédure

L'aide devait être demandée en remplissant un formulaire sur le site des impôts et en fournissant : état civil et numéro fiscal, numéro d'immatriculation du véhicule utilisé et son numéro de carte grise : engagement sur l'honneur de l'utilisation du véhicule à des fins professionnelles.

Le traitement des demandes et le versement de l'aide étaient effectués par la DGFIP. Cette dernière vérifiait notamment l'éligibilité des véhicules par croisement avec le fichier des véhicules assurés (fichier AGIRA des assureurs pour les voitures immatriculées ou ré-immatriculées après 2009), en contrôlant la concordance de l'immatriculation du véhicule, de la carte grise et de l'existence de l'assurance.

L'aide était versée sur le compte bancaire communiqué à l'administration fiscale au titre de l'impôt sur les revenus par le foyer fiscal dont faisait partie le demandeur éligible.

Des contrôles peuvent être effectués par la DGFIP pendant cinq ans, en demandant à tout bénéficiaire de l'indemnité communication de tout document permettant de justifier de son éligibilité. Les sommes indûment perçues font l'objet d'une récupération (assortie d'une majoration de 50 € si elles ont été accordées sur la base d'informations inexactes).

¹⁸⁰ Véhicule à motorisation thermique et/ou électrique, à deux, trois ou quatre roues, à l'exclusion des quadricycles lourds à moteur, des véhicules agricoles, des poids lourds et des véhicules de fonction ou de service.

¹⁸¹ Ciblée sur les 60 % des travailleurs les plus modestes, d'un montant de 100 € par véhicule et activable dès lors que les prix des carburants dépasseront certains seuils.

Calibrage - Niveau de protection

L'aide était de 100 € par bénéficiaire. L'indemnité était versée par personne, et non par foyer. Chaque membre d'un même couple modeste utilisant son véhicule à des fins professionnelles pouvait donc la recevoir. Mais l'aide était limitée à un versement par demandeur, et à un versement pour un même véhicule.

Volumétrie et coût

Le public visé représente environ 10 millions de travailleurs modestes. Début septembre 2023, 433 M€ avaient été versés sur les 940 M€ initialement prévus. Ce faible succès pourrait s'expliquer notamment par le caractère quérable de l'aide.

Textes

- Décret n°2023-2 du 2 janvier 2023 relatif à la création, aux conditions et aux modalités de versement d'une indemnité carburant
- Décret n°2023-158 du 6 mars 2023 modifiant le décret n°2023-2 du 2 janvier 2023 relatif à la création, aux conditions et aux modalités de versement d'une indemnité carburant pour les travailleurs

Aide aux entreprises de transport

Ciblage - Bénéficiaires et période

Mesure exceptionnelle de soutien à demander avant le 31 mai 2022, pour les entreprises de transport dont le poste carburant constitue plus de 25% des coûts d'exploitation, réparties en deux catégories :

- celles dont l'activité principale est le transport public routier de personnes et de marchandises (poids lourds, véhicules utilitaires légers, autocars, ambulances et véhicules sanitaires légers – hors taxis) ;
- les entreprises de négoce d'animaux vivants (dont une catégorie est ajoutée par le second décret).

Point d'application et procédure

La mise en œuvre des deux dispositifs a été confiée au ministère chargé des transports (DGITM – Direction générale des infrastructures, des transports et des mobilités) (opérant pour le compte du ministère de l'agriculture, s'agissant de l'aide aux entreprises de négoce d'animaux vivants).

La gestion du dispositif et le versement des aides ont été confiés à l'ASP (convention du 11/04/22 entre le ministère chargé des transports et l'ASP, et avenant du 06/10/22).

Les bénéficiaires de l'aide devaient demander l'aide auprès de l'ASP. Cette dernière effectuait alors les opérations suivantes :

- vérification de leur éligibilité, sur la base des données du registre des transporteurs ou des listes des entreprises sanitaires ou de négoce d'animaux vivants ;
- calcul du montant de l'aide, à partir des extractions du fichier des immatriculations croisées avec les données du contrôle technique ;
- notification et versement aux entreprises, après vérification des coordonnées bancaires auprès de la DGFIP et validation du paiement par l'agent comptable de l'ASP.

Les recours à l'encontre de la notification ou du versement de l'aide ont pu être déposés jusqu'au 31 août 2022.

L'ASP peut procéder à tout contrôle *a posteriori* (faculté encore non utilisée) et recouvrer les sommes indues, avec majoration de 50 %.

D'après le ministère chargé des transports, la mise en œuvre du dispositif a été perturbée par deux éléments :

- un nombre important de véhicules exploités par les entreprises éligibles étaient loués auprès de tiers, sans mention du locataire sur le certificat d'immatriculation, ce qui n'était pas apparent dans les données de l'État disponibles. Pour certaines entreprises, cela pouvait représenter la totalité de la flotte exploitée.
- le statut de véhicules sanitaires légers (VSL) ne figurant pas sur les certificats d'immatriculation, les entreprises exploitant ce type de véhicules ont dû justifier ce statut avec des documents de la CPAM ou de l'ARS.

En conséquence, un portail déclaratif spécifique a été mis en place et un nombre significatif de personnel d'instruction a été mobilisé pour procéder à la vérification systématique des pièces justificatives produites par les entreprises. La quasi-totalité de ces demandes avait été traitée à la fin de l'année 2022.

Calibrage - Niveau de protection

L'aide est calculée en fonction du nombre et de la catégorie des véhicules exploités par les entreprises.

Tableau n° 38 : barème de l'aide aux entreprises de transport

<i>Catégories de véhicules et montant unitaire (en €)</i>	Marchandises et voyageurs	Animaux vivants
<i>Autocars</i>	1 300	-
<i>Ambulances, véhicules sanitaires légers (VSL)</i>	300	-
<i>Véhicules porteurs de transport routier de PTAC inférieur ou égal à 3,5T</i>	300	
<i>Véhicules porteurs de transport routier de PTAC supérieur à 3,5T et inférieur ou égal à 7,5T</i>	400	
<i>Véhicules porteurs de transport routier de PTAC supérieur à 7,5T et inférieur à 26T</i>	600	
<i>Véhicules porteurs de transport routier de PTAC égal ou supérieur à 26T</i>	750	
<i>Remorques de transport d'un poids égal ou supérieur à 12 tonnes, hors semi-remorques</i>	550	
<i>Véhicules tracteurs de transport routier</i>	1 300	

Source :décrets.

PTAC : poids total autorisé en charge

Volumétrie et coût

Le dispositif a fait l'objet d'une dotation en décret d'avance de 400 M€ en AE/CP, incluant 3,9 M€ de frais de gestion (programme 203 « Infrastructures et services de transport », action 50 « Transport routier »).

Fin juin 2023, 350 M€ avaient été versés à 23 536 entreprises pour 405 088 véhicules :

- 348,2 M€ aux transporteurs routiers, sanitaires et ambulances (23 013 entreprises, 401 729 véhicules)
- 1,2 M€ aux entreprises de négoce d'animaux vivants (523 entreprises, 3 359 véhicules).

Environ 1, 4 M€ d'indus avaient été recouverts.

Un grand nombre de recours ont été déposés :

- 1 854 recours d'entreprises estimant être éligibles mais considérées comme non éligibles par l'ASP (dont 1 250 acceptés)
- 11 455 recours d'entreprises estimant que des erreurs ont été commises dans le calcul de leur aide (dont 8 342 acceptés)
- 493 recours gracieux à la suite du traitement des recours précédents
- 4 recours contentieux.

Textes

- Décret n°2022-511 du 8 avril 2022 relatif aux aides exceptionnelles attribuées aux entreprises de transport public routier et aux entreprises de négoce d'animaux vivants
- Décret n°2022-804 du 11 mai 2022 modifiant le décret n°2022-511 du 8 avril 2022 relatif aux aides exceptionnelles attribuées aux entreprises de transport public routier et aux entreprises de négoce d'animaux vivants

Aide aux entreprises de BTP

Ciblage - Bénéficiaires et période

Cinq aides ont été présentées par le gouvernement comme soutenant les entreprises du BTP face à « *l'importante volatilité du prix des matériaux de construction et au niveau élevé des prix des carburants* » (communiqué de presse du ministre de l'économie du 29 mars 2022) :

1. Publication d'une circulaire précisant les modalités de prise en compte des conséquences de la crise dans le cadre des marchés publics ;
2. Accélération de la publication des index du BTP ;
3. Réactivation des cellules de crise ;
4. Mise en place d'une aide temporaire pour les entreprises des travaux publics ;
5. Report de la réforme sur le GNR.

Cette fiche traite surtout de l'aide financière. Le sujet du GNR fait l'objet d'une fiche spécifique. L'aide financière s'adresse aux « *entreprises du secteur des travaux publics particulièrement affectées par les conséquences économiques et financières de la guerre en Ukraine* » (titre du décret). Les entreprises pouvaient demander l'aide jusqu'au 30 juin 2022 si elles réunissaient les conditions suivantes :

- Être résidentes fiscales françaises ;
- Exercer leur activité principale dans un des secteurs d'activité des travaux publics mentionnés à l'annexe du décret n°2022-485 du 5 avril 2022 ;
- Exploiter un matériel de travaux publics au sens du code de la route ;
- Appartenir à la catégorie des PME : occuper moins de 250 personnes, et avoir un chiffre d'affaires annuel n'excédant pas 50 M€ ou un total de bilan n'excédant pas 43 M€ ;
- Ne pas être en procédure de sauvegarde, redressement judiciaire ou en liquidation judiciaire ;
- Ne pas avoir de dette fiscale ou sociale impayée au 31 décembre 2019.

Point d'application et procédure

Les entreprises devaient demander l'aide sur le site des impôts, en fournissant les justificatifs suivants : déclaration sur l'honneur attestant que l'entreprise remplit les conditions et l'exactitude des informations déclarées ; somme des montants perçus par le groupe au titre des aides de minimis ; chiffre d'affaires annuel 2021 ; date de création ; secteur d'activité ; coordonnées bancaires.

La DGFIP conserve les dossiers d'instruction pendant dix ans et peut demander pendant cinq ans à tout bénéficiaire tout document relatif à son activité permettant de justifier de son éligibilité et du montant de l'aide reçue. En cas d'irrégularités, d'absence de réponse ou de réponse incomplète, les sommes indûment perçues font l'objet d'une récupération selon les règles et procédures applicables en matière de créances étrangères à l'impôt et au domaine.

Calibrage - Niveau de protection

L'aide est égale à 0,125 % du chiffre d'affaires annuel 2021, dans la limite de 200 000 € au niveau du groupe.

Volumétrie et coût

L'aide a été dotée d'une enveloppe de 80 M€ (décret d'avance du 7 avril 2022) sur le Programme 134, « Développement des entreprises et régulation ». Le total versé a été de 16 M€ (taux d'exécution de 19,7%). Ce taux d'exécution faible, comme celui des aides aux entreprises électro et gazo-intensives, a été analysé par la Cour dans sa NEB 2022 Economie¹⁸².

Textes

- Circulaire n° 6338/SG du 30 mars 2022 de la première ministre relative à l'exécution des contrats de la commande publique dans le contexte actuel de hausse des prix de certaines matières premières
- Décret n° 2022-485 du 5 avril 2022 instituant une aide pour les entreprises du secteur des travaux publics particulièrement affectés par les conséquences économiques et financières de la guerre en Ukraine

¹⁸² Cour des comptes, Analyse de l'exécution budgétaire 2022, Mission « Economie », avril 2023.

Aide au secteur de la pêche

Ciblage - Bénéficiaires et période

Cette aide, annoncée lors du plan de résilience du 16 mars 2022, a été accordée au titre du carburant professionnel acheté et acquitté pour les navires armés à la pêche sous pavillon français. Elle a connu quatre phases et a d'abord concerné les entreprises de pêche affiliées à l'Etablissement national des invalides de la marine (Enim) (phase 1), puis toutes les entreprises de pêche françaises (que leurs marins fussent affiliés ou non à l'Enim) (phases 2 et 3).

- Phase 1 : aide d'urgence calculée en fonction des cotisations sociales patronales appelées en 2021. Demande à déposer au plus tard le 30 avril 2022, pour un versement dans la semaine du 21 mars 2022.
- Phase 2 : aide pour le carburant acheté du 17 mars au 30 septembre 2022 (initialement au 31 juillet 2022¹⁸³), distinguant trois périodes d'achat du carburant :
 - du 17 au 31 mars 2022
 - du 1^{er} avril au 31 août 2022
 - du 1^{er} au 30 septembre 2022
- Phase 3 : aide pour le carburant acheté du 1^{er} octobre 2022 au 15 février 2023. Demande à déposer au plus tard le 28 avril 2023.
- Phase 4 : aide pour le carburant acheté du 16 février au 15 octobre 2023, distinguant deux phases :
 - du 16 février au 15 juin 2023
 - du 16 juin au 15 octobre 2023

Point d'application et procédure

Les entreprises n'étaient éligibles qu'une seule fois. Leurs dépenses de carburant ainsi que leurs plafonds d'aide devaient être appréciés de façon consolidée.

L'Enim a été entièrement gestionnaire de la phase 1 (instruction des dossiers et paiement). Les phases 2 et 3 devaient être confiées à l'ASP mais celle-ci étant débordée, le paiement est resté à la charge de l'Enim, et l'instruction a été confiée aux directions inter-régionales de la mer (DIRM) et, en outre-mer, aux directions de la mer (DM). Pour chaque phase, les montants versés par l'Enim ont été compensés par l'État.

¹⁸³ Prolongation par le décret n°2022-1286 du 4 octobre 2022.

La phase 1, organisée dans l'urgence, a consisté en un acompte sur le valoir des phases 2 et 3. Lors de ces dernières, l'aide calculée était diminuée du montant déjà versé (avec recouvrement par l'Enim du trop-perçu si elle s'avérait inférieure). En phase 2, les entreprises ont, par ailleurs, pu demander une avance en déclarant un volume de consommation prévisionnel (avec, là aussi, une procédure de recouvrement prévue en cas d'avance excessive). Ces opérations se sont révélées complexes à gérer pour l'Enim.

En phase 1, les demandes devaient être téléchargées sur le site de l'Enim et comprendre :

- Une attestation sur l'honneur d'être à jour de ses déclarations de cotisations sociales de l'année 2021 ou être engagé dans un plan d'apurement des dettes, auprès de l'Urssaf et/ou de l'Enim.
- Une attestation sur l'honneur que le cumul des aides publiques perçues par son entreprise restait sous le plafond des 30 000 € de l'aide de minimis sur trois années glissantes.

Phases 2, 3 et 4 :

- Les demandes étaient à adresser aux directions inter-régionales de la mer (DIRM) et, en outre-mer, aux directions de la mer (DM).
- Elles devaient inclure notamment les preuves d'achat de carburant : attestation comptable ou, pour les micro-entreprises non soumises à la certification des comptes par un tiers, une attestation par un tiers de confiance (coopératives maritimes, fournisseurs, comités régionaux et comités départementaux des pêches maritimes et des élevages marins, organisations de producteurs ou leurs fédérations).
- L'instruction des demandes était effectuée par les DIRM et DM. La décision d'octroi de l'aide était prise par le préfet territorialement compétent et son versement était effectué par l'Enim.

Ces modalités ont été précisées par des conventions passées, pour chaque phase, entre l'Enim et la Direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture (DGAMPA).

Calibrage - Niveau de protection

- Phase 1 : aide correspondant à 70 % des cotisations sociales patronales appelées par l'Urssaf pour l'année 2021, dans la limite du plafond *de minimis*¹⁸⁴.
- Phase 2 : l'aide est égale à :

¹⁸⁴ 30 000 € par entreprise sur trois années glissantes, toutes aides confondues.

- 35 cts/l. de carburant acheté du 17 mars au 31 mars 2022
- 20 cts/l. de carburant acheté du 1^{er} avril au 31 août 2022 (en complément de la remise générale à la pompe de 15 cts/l. sur cette période)
- 10 cts/l. de carburant acheté du 1^{er} septembre au 30 septembre 2022 (en complément de la remise générale à la pompe de 25 cts/l. sur cette période)
- Phase 3 : l'aide est égale à :
 - 16,67 cts/l. de carburant acheté du 16 novembre au 31 décembre 2022 (en complément de la remise générale à la pompe de 8,33 cts/l. sur cette période)
 - 25 cts/l. de carburant acheté du 1^{er} janvier au 15 février 2023.
 - Phase 4 : 20 cts/l. de carburant acheté du 16 février au 15 octobre 2023

Volumétrie et coût

Une enveloppe totale de 45 M€ a été dédiée à ce dispositif par l'arrêté organisant la phase 3, comprenant les aides des phases 1 et 2 (arrêté du 22 février 2023).

L'aide a rapidement été distribuée. Au 31 décembre 2022, plus de 23 M€ avaient été versés. Fin mai 2023, 32,6 M€ avaient été versés pour l'ensemble des trois phases¹⁸⁵. En déduisant environ 3,3 M€ d'indus devant être émis dans le cadre des opérations de recouvrement pendant l'été 2023, c'est un total net d'environ 29,3 M€ qui aura été versé dans le cadre de cette aide.

Les frais de gestion par l'Enim (remboursés par l'État), se sont avérés modestes (environ 50 K€ pour les trois phases).

Textes

- Instruction du 18 mars 2022 de la ministre de la mer.
- Décret n°2022-802 du 12 mai 2022 portant création d'une aide pour les entreprises de pêche dans le cadre du plan de résilience économique et sociale
- Arrêté du 23 mai 2022 relatif à la mise en œuvre d'une aide visant au soutien des entreprises de pêche pour faire face à l'augmentation des prix des matières premières et notamment de l'énergie liée à l'agression de la Russie contre l'Ukraine dans le cadre du plan de résilience économique et sociale
- Décret n°2022-1286 du 4 octobre 2022 modifiant le décret n°2022-802 du 12 mai 2022 portant création d'une aide à la trésorerie pour les entreprises de pêche dans le cadre du plan de résilience économique et sociale

¹⁸⁵ 9,48 M€ en phase 1 à 3 077 entreprises ; 15,27 M€ en phase 2 à 1 455 entreprises ; 7,87 M€ en phase 3 à 1 138 entreprises.

- Arrêté du 4 octobre 2022 modifiant l'arrêté du 23 mai 2022 relatif à la mise en œuvre d'une aide visant au soutien des entreprises de pêche pour faire face à l'augmentation des prix des matières premières et notamment de l'énergie liée à l'agression de la Russie contre l'Ukraine dans le cadre du plan de résilience économique et sociale
- Décret n°2023-116 du 20 février 2023 portant création d'une aide à la trésorerie pour les entreprises de pêche
- Arrêté du 22 février 2023 relatif à la mise en œuvre d'une aide visant au soutien des entreprises de pêche pour faire face à l'augmentation des prix des matières premières et notamment de l'énergie liée à l'agression de la Russie contre l'Ukraine
- Décret n°2023-439 du 5 juin 2023 portant création d'une aide à la trésorerie pour les entreprises de pêche
- Arrêté du 8 juin 2023 relatif à la mise en œuvre d'une aide visant au soutien des entreprises de pêche pour faire face à l'augmentation des prix des matières premières et notamment de l'énergie liée à l'agression de la Russie contre l'Ukraine
- Arrêté du 27 juillet 2023 modifiant l'arrêté du 8 juin 2023 relatif à la mise en œuvre d'une aide visant au soutien des entreprises de pêche pour faire face à l'augmentation des prix des matières premières et notamment de l'énergie liée à l'agression de la Russie contre l'Ukraine

Gazole non routier (GNR)

Ciblage - Bénéficiaires et période

La suppression de l'avantage fiscal en faveur du gazole dit « non routier » (GNR), qui devait entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2023 est reportée au 1^{er} janvier 2024.

L'expression « gazole non routier » désigne les gazoles utilisés comme carburant pour un usage non transport, et pour lesquels un tarif normal est prévu par la fiscalité des carburants. Il s'agit par exemple des produits énergétiques utilisés comme carburant pour des véhicules qui circulent en dehors de la route ou pour alimenter un moteur d'outil fixe.

La LFR 2021 prévoyait la suppression de ce tarif au 1^{er} janvier 2023. La LFR d'août 2022 l'a reportée au 1^{er} janvier 2024. La TICPE pour le GNR est restée ainsi à 18,82 €/MWh au plus au lieu de 59,40 en 2023.

Finalement, la LFI 2024 organise une suppression progressive entre 2024 et 2030 (complète pour le secteur des travaux publics, et partielle pour le secteur agricole sur la même période).

Volumétrie et coût

L'abandon de la suppression se traduit par un manque à gagner pour l'État d'environ 900 M€ en année pleine.

Textes

- Article 7 de la loi n°2021-953 du 19 juillet 2021 de finances rectificative pour 2021
- Article 22 de la loi n°2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022

Barème fiscal kilométrique

Ciblage - Bénéficiaires et période

Sont concernés les contribuables bénéficiaires de traitements et salaires qui utilisent le barème des frais kilométriques pour déduire de leur rémunération imposable les frais réels liés à l'utilisation à des fins professionnelles de leur véhicule¹⁸⁶.

Deux revalorisations du barème ont été décidées : l'une concerne les barèmes 2022 applicables aux frais de l'année 2021 (imposition des revenus 2021) ; l'autre concerne les barèmes 2023 applicables aux frais supportés en 2022 (imposition des revenus 2022).

Point d'application et procédure

Les contribuables prennent en compte les derniers barèmes kilométriques publiés par le gouvernement pour calculer leurs frais déductibles de leur rémunération imposable. Pour chacun des trois barèmes existants (automobiles, motocyclettes et cyclomoteurs), la revalorisation augmente le coefficient appliqué à la distance parcourue (pour chaque puissance de moteur et chaque fourchette de distance).

¹⁸⁶ Dans le secteur privé, l'employeur assure la prise en charge des frais du salarié contraint d'utiliser son véhicule personnel dans le cadre professionnel de deux manières :

- par le versement d'indemnités kilométriques sur la base du barème fiscal fixé par l'arrêté du 26 février 2020. Le barème est calculé en fonction de la puissance du véhicule et du nombre de kilomètres parcourus, et intègre la dépréciation du véhicule, les frais de réparation et d'entretien, les dépenses de pneumatiques, la consommation de carburant et les primes d'assurances.

- par un remboursement des frais réels sur justifications. Les frais réels ne peuvent alors excéder le montant qui serait admis en déduction en application du barème.

Ce barème est également utilisé par les salariés qui recourent à un véhicule personnel à des fins professionnelles et qui, pour la détermination de leur revenu annuel imposable à l'impôt sur le revenu, optent pour la déduction des frais réels de déplacement.

Calibrage - Niveau de protection

Le barème 2022 applicable aux frais de 2021 a été revalorisé de 10%. Celui de 2023 applicable aux frais de 2022 a été revalorisé de 5,4 %.

Volumétrie et coût

Le manque à gagner pour l'État est de 400 M€ pour 2022 (revalorisation de 10 % pour l'imposition des revenus de l'année 2021), d'après la NEB 2022 « Recettes fiscales de l'État »¹⁸⁷ et devrait être d'environ 600 M€ en 2023.

Textes

- Arrêté du 1^{er} février 2022 fixant le barème forfaitaire permettant l'évaluation des frais de déplacement relatifs à l'utilisation d'un véhicule par les bénéficiaires de traitements et salaires optant pour le régime des frais réels déductibles
- Arrêté du 27 mars 2023 fixant le barème forfaitaire permettant l'évaluation des frais de déplacement relatifs à l'utilisation d'un véhicule par les bénéficiaires de traitements et salaires optant pour le régime des frais réels déductibles

Barème des indemnités kilométriques

Ciblage - Bénéficiaires et période

Cette mesure consiste en une revalorisation de l'indemnité kilométrique au bénéfice des agents publics qui utilisent leur véhicule personnel pour les besoins du service. Elle prend effet rétroactivement au 1^{er} janvier 2022. Elle concerne aussi les agents territoriaux¹⁸⁸ et les agents hospitaliers¹⁸⁹.

¹⁸⁷ Cour des comptes, Analyse de l'exécution budgétaire 2022, Recettes fiscales de l'État, avril 2023.

¹⁸⁸ Les taux des indemnités kilométriques qui leur sont applicables sont identiques à ceux applicables aux agents publics de l'État, en application du décret n°2001-654 du 19 juillet 2001 fixant les conditions et les modalités de règlements des frais occasionnés par les déplacements des personnels des collectivités locales et établissements publics mentionnés à l'article 2 de la loi n° 84-53 du 26 janvier 1984 modifiée.

¹⁸⁹ Décret n° 92-566 du 25 juin 1992 fixant les conditions et les modalités de règlement des frais occasionnés par les déplacements des fonctionnaires et agents relevant de la fonction publique hospitalière sur le territoire métropolitain de la France.

Point d'application et procédure

La revalorisation s'applique à tous les taux d'indemnité kilométrique prévus par l'arrêté du 3 juillet 2006 et susceptibles d'être alloués aux agents utilisant leur véhicule personnel pour les besoins du service¹⁹⁰.

Calibrage - Niveau de protection

La revalorisation est de 10 %.

Cette revalorisation est prévue pour être permanente, elle a vocation à se prolonger au-delà des autres dispositifs répondant à la hausse des prix de l'énergie.

La précédente revalorisation avait été de 16,83 % en 2019, pour prendre en compte l'inflation constatée depuis 2006. Pour la revalorisation de 2022, une simple prise en compte de l'inflation depuis 2019 aurait conduit à une hausse de 3,23% (source : DGAFP).

Articulation avec les autres mesures

Cette revalorisation se cumule avec les deux hausses du barème fiscal des frais kilométriques (arrêtés des 1^{er} février 2022 et 27 mars 2023). En effet, l'octroi des indemnités kilométriques se cumule avec la déclaration des frais réels au titre de l'impôt sur le revenu en application du barème fiscal.

Volumétrie et coût

Le coût pour l'État (hors collectivités locales et fonction publique hospitalière) de cette mesure en année pleine est de 5 M€.

Texte

- Arrêté du 14 mars 2022 modifiant l'arrêté du 3 juillet 2006 fixant les taux des indemnités kilométriques prévues à l'article 10 du décret n° 2006-781 du 3 juillet 2006 fixant les conditions et les modalités de règlement des frais occasionnés par les déplacements temporaires des personnels de l'État.

¹⁹⁰ Dans le secteur public, l'article 10 du décret n°2006-781 du 3 juillet 2006 permet que les agents utilisent leur véhicule terrestre à moteur, sur autorisation de leur chef de service, quand l'intérêt du service le justifie. L'agent autorisé à utiliser son véhicule pour les besoins du service est indemnisé de ses frais de transport soit sur la base du tarif de transport public de voyageurs le moins onéreux, soit sur la base d'indemnités kilométriques, dont les taux sont fixés par l'arrêté du 3 juillet 2006. Ces taux sont dépendants de la puissance fiscale du véhicule, du lieu où s'effectue le déplacement et du nombre de kilomètre réalisés.

Chèques énergie exceptionnels

Ciblage - Bénéficiaires et période

Quatre types de chèques ont été distribués.

- Un chèque exceptionnel décidé en 2021 pour compenser l'augmentation du prix du gaz a concerné les bénéficiaires du chèque énergie « classique » (5,8 millions de ménages), à utiliser jusqu'au 31 mars 2023 (30 avril 2022 pour les droits associés).
- Un chèque exceptionnel annoncé le 16 septembre 2022 pour accompagner la hausse de 15 % des TRVg et TRVe début 2023, visant la même population ainsi qu'un ensemble de ménages au revenu légèrement plus élevé (soit un total d'environ 12 millions de ménages, 40 % de ménages les plus modestes), à utiliser jusqu'au 31 mars 2024 (30 avril 2023 pour les droits associés).
- Un chèque « fioul » pour les ménages modestes chauffés au fioul domestique (1,6 million de ménages), à utiliser jusqu'au 31 mars 2024 (30 avril 2023 pour les droits associés).
- Un chèque « bois » pour les ménages modestes chauffés au bois (2,6 millions de ménages), à utiliser à partir du 27 décembre 2022 jusqu'au 31 mars 2024 (30 avril 2023 pour les droits associés).

Point d'application et procédure

Le chèque énergie « classique » est une aide au paiement des factures d'énergie du logement des ménages modestes, envoyé automatiquement chaque année au printemps aux ménages bénéficiaires, sur la base de leurs déclarations de revenus et de la composition des ménages. Il peut être utilisé pour payer des factures d'électricité, de gaz, de fioul, de bois, ou des travaux de rénovation énergétique.

Les bénéficiaires des deux chèques énergies exceptionnels ont reçu leur chèque automatiquement, comme pour le chèque énergie « classique », respectivement en décembre 2021 et entre les mois de décembre 2022 et février 2023. Pour le chèque énergie exceptionnel de 2022, ont été pris en compte les revenus déclarés en 2021 au titre de l'année 2020 et la composition du ménage au 1^{er} janvier 2021.

Parmi les bénéficiaires du chèque « fioul », ceux déjà identifiés comme ayant utilisé leur dernier chèque énergie auprès d'un vendeur de fioul ont reçu automatiquement le chèque en novembre 2022 (soit 133 516 ménages). Les autres ont dû le demander sur le portail dédié, entre le 8 novembre 2022 et le 31 mars 2023 (date ensuite décalée au 31 mai 2023,

en raison du faible nombre de demandes¹⁹¹), en transmettant une facture de fioul à leur nom (ou une attestation de leur syndic ou du propriétaire et/ou du gestionnaire de leur logement). Une fois leur dossier validé, le chèque leur était envoyé dans un délai d'un mois.

Les bénéficiaires du chèque « bois » ont tous dû le demander sur le portail dédié, entre le 27 décembre 2022 et le 30 avril 2023 (date ensuite décalée au 31 mai 2023, en raison du faible nombre de demandes, comme pour le chèque « fioul »¹⁹²). Une fois leur dossier validé, le chèque leur était envoyé dans un délai d'un mois.

L'opérateur est l'ASP. Les modalités de gestion des différents chèques ont été prévues par des avenants à la convention signée le 02/07/20 entre l'ASP et le MTE pour le chèque « classique »¹⁹³.

Les résidences sociales, très touchées par la hausse des prix, et obligées par la loi de répercuter à leurs clients la revalorisation de l'aide spécifique (modulo des frais de gestion de 5 %) ont obtenu, pour le chèque exceptionnel 2021, une aide de 100 €. Pour celui de 2022, elles ont essayé en vain d'obtenir la possibilité de ne pas la répercuter à leurs clients. En revanche, elles vont bénéficier d'une nouvelle aide exceptionnelle concernant l'ensemble des foyers logements, dont le guichet sera géré par le ministère du logement.

Calibrage - Niveau de protection

Le chèque exceptionnel de 2021 a concerné les bénéficiaires du chèque énergie « classique », soit les ménages au revenu fiscal de référence par unité de consommation (RFR/UC) strictement inférieur à 10 800 €, pour un montant unitaire de 100 €.

Celui de 2022 a concerné la même population (soit les deux premiers déciles de revenu, pour un chèque de 200 €) ainsi que les ménages au RFR/UC compris entre 10 800 € et 17 400 € (soit les troisième et quatrième décile, pour un chèque de 100 €).

Le chèque « fioul » a concerné les ménages chauffés au fioul domestique au RFR/UC inférieur à 20 000 € (les cinq premiers déciles de revenu). Son montant a été de 200 € pour ceux déjà bénéficiaires du chèque énergie, et de 100 € pour ceux au RFR/UC compris entre 10 800 € et 20 000 €.

¹⁹¹ Au 10/03/22, 133 292 demandes pour 1,6 millions de ménages bénéficiaires estimés.

¹⁹² Au 10/03/22, 369 090 demandes sur les 2,7 millions de ménages bénéficiaires.

¹⁹³ Avenants n° 3 du 10/01/22 et n° 4 du 20/07/22 pour le chèque exceptionnel 2021, avenant n° 5 du 13/12/22 pour le chèque exceptionnel 2022 et le chèque fioul, avenant n° 6 du 23/12/22 pour le chèque bois.

Le chèque « bois » a été adressé aux ménages chauffés au bois au RFR/UC inférieur à 27 500 € (les sept premiers déciles de revenu), pour un montant de 50, 100 ou 200 €, en fonction des revenus, de la composition du ménage et du type de combustible bois utilisé (cf. tableau ci-dessous).

Tableau n° 39 : barème du chèque « bois »

	RFR / UC < 14 400 €	14 400 € ≤ RFR / UC < 27 500 €
Bûches ou autres combustibles bois	100	50
Granulés de bois	200	100

Source : décret n°2022-1609

Articulation avec les autres mesures

Le chèque « fioul » et le chèque « bois » ne sont pas cumulables entre eux mais sont cumulables avec le chèque énergie exceptionnel de 2022.

Le chèque « fioul » (contrairement au chèque bois) s'utilise exactement comme le chèque énergie : il peut être utilisé auprès d'un vendeur de fioul domestique, mais également auprès d'autres fournisseurs pour toute facture d'énergie (électricité, gaz naturel, bois...).

Il a été envisagé de supprimer le bénéfice des protections associées pour les chèques exceptionnels, en raison de leur coût budgétaire, mais cela aurait été trop compliqué à gérer pour les fournisseurs et l'ASP en termes de systèmes d'information et de logistique. Seul l'accès aux données de consommation (notamment en temps réel pour l'électricité) – protection la plus coûteuse – a pu être supprimé. Pour les autres, l'échéance de sollicitation de ces protections a été rapprochée (un an de moins que l'usage des chèques de paiement).

La « notice éco-geste » accompagnant le chèque a été supprimée, conformément à la recommandation de la Cour dans son rapport sur le chèque énergie. En revanche, la recommandation de supprimer le chèque travaux n'a pas été suivie.

Volumétrie et coût

Le total des crédits ouverts pour ces quatre chèques s'élève à 2,86 Md€ :

- 600 M€ pour le chèque exceptionnel 2021, avec des frais de gestion prévus de 5,2 M€ (avenant n° 3), ensuite diminués à 3,8 M€ (avenant n° 4). Au 1^{er} mars 2023, le taux d'usage était de 79,8 %.

- 1,8 Md€ pour le chèque énergie exceptionnel 2022 (LFR 2022 de décembre 2022), avec des frais de gestion prévus de 20,8 M€ (avenant n° 5). Fin novembre 2023, le taux d'usage était de 78 %.
- 230 M€ pour le chèque « fioul », avec des frais de gestion prévus de 4,6 M€ (avenant n° 5). Fin novembre 2023, le taux d'usage était de 81,6 %.
- 230 M€ pour le chèque « bois », avec des frais de gestion prévus de 5,7 M€ (avenant n°6). Fin novembre 2023, le d'usage de 80,6 %.

Textes

- Chèque énergie exceptionnel de 2021 :
 - Décret n°2021-1541 du 29 novembre 2021 relatif à la revalorisation du chèque énergie au titre de l'année 2021
- Chèque énergie exceptionnel de 2022 :
 - Article 20 de la loi n°2022-1499 du 1er décembre 2022 de finances rectificative pour 2022
 - Décret n°2022-1552 du 10 décembre 2022 relatif à la protection des consommateurs en situation de précarité énergétique
- Chèque fioul :
 - Loi n°2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022
 - Décret n°2022-1407 du 5 novembre 2022 relatif au chèque énergie pour les ménages chauffés au fioul domestique
- Chèque bois :
 - Loi n° 2022-1499 du 1er décembre 2022 de finances rectificative pour 2022
 - Décret n°2022-1609 du 22 décembre 2022 relatif au chèque énergie pour les ménages chauffés au bois
- Chèques fioul et bois :
 - Décret n°2023-231 du 30 mars 2023 relatif au report des dates limites de demande du chèque énergie pour les ménages chauffés au fioul domestique et du chèque énergie pour les ménages chauffés au bois

*Filet de sécurité des collectivités locales***Ciblage - Bénéficiaires et période**

Filet de sécurité 2022 :

- Les communes et groupement satisfaisant aux critères cumulatifs suivants sont éligibles à une aide à recevoir avant le 31 octobre 2023 :
 - avoir une épargne brute 2021 inférieure à 22 % de leurs recettes réelles de fonctionnement (taux d'épargne brute) ;
 - avoir un potentiel financier ou fiscal par habitant inférieur au double de la moyenne de la strate ;
 - perdre au moins 25 % d'épargne brute en 2022 du fait principalement de la hausse des dépenses d'énergie et d'alimentation, et de la revalorisation du point d'indice.
- Un acompte pouvait être demandé jusqu'au 15 novembre 2022, à recevoir avant le 15 décembre 2022, par les communes et groupements anticipant une baisse d'épargne brute de plus de 25 %.

Filet de sécurité 2023 :

- Les communes, groupements, départements et régions satisfaisant aux critères cumulatifs suivants sont éligible à une aide à recevoir avant le 31 juillet 2024 :
 - avoir un potentiel financier ou fiscal par habitant inférieur au double de la moyenne de leur catégorie ;
 - perdre au moins 15 % d'épargne brute en 2023.
- Un acompte peut être demandé avant le 15 octobre 2023, à recevoir avant le 15 novembre 2023.

Point d'application et procédure

Filet de sécurité 2022 :

- Le montant et les bénéficiaires de la dotation sont déterminés par arrêté du ministre chargé des comptes publics et de la ministre chargée des collectivités territoriales.
- L'ordonnancement de la dotation est effectué par le directeur général des finances publiques.
- La demande d'acompte doit être adressée conjointement au représentant de l'État dans le département et au directeur départemental des finances publiques.

- La décision de versement de l'acompte est prise par arrêté du premier, sur la base d'un état comportant une prévision des paramètres d'éligibilité de l'aide. Si le montant définitif de la dotation s'avère inférieur à celui estimé pour le calcul du versement de l'acompte, la différence fait l'objet d'un reversement au plus tard le 31 octobre 2023.

Filet de sécurité 2023 :

- Les collectivités territoriales et leurs groupements estimant être éligibles au filet de sécurité peuvent solliciter, avant le 15 octobre 2023, le versement en 2023 d'un acompte sur le montant de la dotation qui leur revient. Cette demande doit être adressée conjointement au préfet et au directeur départemental des finances publiques.
- Le montant de l'acompte est égal à 30 % de la dotation prévisionnelle (sans toutefois pouvoir être inférieur à 1 000 €). Il peut être porté jusqu'à 50 % sur demande de la collectivité. Cet acompte est notifié au plus tard le 15 novembre 2023.
- Dans le cas où le montant définitif de la dotation s'avère inférieur à celui estimé pour le calcul du versement de l'acompte, la différence fait l'objet d'un reversement au plus tard le 30 juillet 2024.

Calibrage - Niveau de protection

En 2022 :

- L'aide est égale à la somme de :
 - 70 % des hausses de dépenses d'approvisionnement en énergie, électricité et chauffage urbain et d'achat de produits alimentaires constatées en 2022
 - 50 % des effets de la revalorisation du point.
- L'acompte est égal à 30 % de la dotation prévisionnelle. Il peut être porté jusqu'à 50 % sur demande de la collectivité. Il ne peut être inférieur à 1000 €.

En 2023 :

L'aide 2023 est égale à 50 % de la différence entre :

- l'augmentation des dépenses d'approvisionnement en énergie, électricité et chauffage urbain entre 2023 et 2022
- 50 % de celle des recettes réelles de fonctionnement entre 2023 et 2022.

Volumétrie et coût

Mesure 2022 :

- La LFR 2022 a prévu un budget de 430 M€.
- 11 000 collectivités ont été identifiées comme bénéficiaires (communiqué de presse du 17/11/22 du ministre des comptes publics). En 2022, des acomptes ont été versés à 4 178 collectivités, pour un montant de 106 M€. Au total, environ 400 M€ auront été dépensés pour le filet 2022.

Mesure 2023 :

- La LFI a prévu un budget de 1,5 Md€.

Textes

- Article 14 de la loi n°2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022
- Décret n° 2022-1314 du 13 octobre 2022 pris en application de l'article 14 de la loi n°2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022
- Article 113 de la loi n°2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023
- Décret n°2023-462 du 15 juin 2023 pris en application de l'article 113 de la loi n°2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023

Fonds d'aide aux universités

Ciblage - Bénéficiaires et période

Cette aide, annoncée par le gouvernement le 27/10/22, vise à « *aider tous les organismes de recherche et établissements d'enseignement supérieur et de recherche relevant du ministère à faire face à la hausse de leurs dépenses énergétiques en 2023* » ; chaque établissement a vocation à être « *accompagné en fonction de sa situation : les montants versés tiendront compte des surcoûts réellement constatés, du poids des dépenses d'énergie dans les budgets de fonctionnement ainsi que des réserves financières mobilisables dont disposent les établissements* »¹⁹⁴.

¹⁹⁴ Communiqué de presse du 28/10/22 du ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche. <https://www.enseignementsup-recherche.gouv.fr/fr/le-gouvernement-amplifie-son-soutien-aux-acteurs-de-l-enseignement-superieur-et-de-la-recherche-face-87748>

NB : les 223 opérateurs de la mission Recherche et Enseignement supérieur représentent plus de la moitié des 438 opérateurs de l'État¹⁹⁵.

Calibrage - Niveau de protection

L'aide prévue en LFR 2 pour 2022 se répartit entre les opérateurs de la manière suivante :

- 200 M€ pour les opérateurs relevant du programme 150 - Formations supérieures et recherche universitaire ;
- 55 M€ pour ceux relevant du programme 172 - Recherches scientifiques et technologiques pluridisciplinaires ;
- 20 M€ pour le CNOUS en vue d'une redistribution aux CROUS.

Pour les opérateurs relevant des autres programmes de la MIREs, la hausse des prix a été financée intégralement par des prélèvements sur la trésorerie des établissements.

Volumétrie et coût

En 2022, seuls 100 M€ ont été versés en fin de gestion aux établissements du programme 150. Le solde (175 M€) a été reporté pour l'année 2023 et devait être versé selon la décomposition suivante :

- 100 M€ aux établissements du programme 150 ;
- 55 M€ aux opérateurs du programme 172 ;
- 20 M€ versé au CNOUS.

Au 12/09/23, aucun de ces montant n'avait été versé.

Dans son analyse de l'exécution budgétaire 2022¹⁹⁶, la Cour a constaté que la répartition des 100 M€ aux 138 établissements relevant du programme 150 (qui représentent plus de la moitié des opérateurs de la mission Recherche et Enseignement supérieur) avait été déterminée au regard des seules dépenses énergétiques constatées aux comptes financiers 2021, sans tenir compte de la situation financière des opérateurs. Or cette dernière est relativement bonne, et ces opérateurs avaient d'ailleurs prévu, pour répondre à l'inflation des prix de l'énergie et à la hausse du point d'indice, des prélèvements importants sur leurs réserves financières en 2022.

¹⁹⁵ Source : NEB 2022 Mission Recherche et Enseignement supérieur, Cour des comptes, avril 2023.

¹⁹⁶ Analyse de l'exécution budgétaire 2022, mission « Recherche et Enseignement supérieur », Cour des comptes, avril 2023.

La Cour a ainsi estimé que « *si les états financiers définitifs venaient confirmer la bonne situation financière des opérateurs du programme 150 - Formations supérieures et recherche universitaire et la hausse de leur trésorerie et de leurs fonds de roulement en 2022, en dépit des surcoûts liés à la revalorisation du point d'indice et à l'augmentation des prix de l'énergie, cela conduirait à questionner la pertinence de la décision de mettre en place un fonds de compensation énergétique dès 2022, dont 100 M€ ont été effectivement versés cette année* ».

Elle indiquait toutefois : « *La relative bonne situation financière des opérateurs doit néanmoins être interprétée avec prudence, dès lors que certains contrats énergétiques prévoient des ajustements annuels et non pas au fil de l'eau et que des ajustements significatifs peuvent avoir été imposés au 1^{er} janvier 2023. Les coûts énergétiques des opérateurs pourraient ainsi être en forte hausse cette année par rapport à l'année 2022. Cette situation met cependant en exergue la nécessité de mettre en œuvre l'approche plus ciblée annoncée par le ministère pour le versement des crédits de compensation en 2023, prenant en compte les surcoûts réellement constatés en 2022, ainsi que la situation financière des opérateurs* ».

Le ministère a indiqué que le versement de ces crédits devrait intervenir en 2023 de manière plus ciblée qu'en 2022 : devraient être pris en compte les surcoûts réellement constatés en 2022, l'actualisation des projections de dépenses pour 2023 ainsi que la situation financière des opérateurs.

En résumé, « *compte tenu de l'amélioration notable de la situation financière de certains établissements, la Cour souligne l'importance et la pertinence d'une approche plus ciblée dans le versement de ces crédits* ».

Aide au fret ferroviaire

Le surcoût énergétique GNR et électricité dans le secteur du fret ferroviaire en 2022 par rapport à 2021 a été estimé en mars 2022 à 55 M€ (dont 35 M€ pour l'électricité)¹⁹⁷.

Dans le cadre du plan de résilience, une aide a été prévue pour ce secteur, consistant à prendre en charge une part des redevances acquittées à SNCF Réseau. 26 M€ de crédits ont été ouverts en LFR 1 de l'été 2022 (loi n° 2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificative pour 2022).

¹⁹⁷ Source : https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/amendements/0273C/CI0N_FIN/CF1108.pdf

Cette aide consiste en une baisse des péages fret entièrement compensée par l'État à SNCF Réseau¹⁹⁸. Elle a permis de compenser la moitié des hausses de coûts de production observées en 2022¹⁹⁹.

Par ailleurs, à la demande du gouvernement, le conseil d'administration de SNCF Réseau a autorisé les opérateurs de fret ferroviaire qui se sont engagés auprès de l'entreprise à se fournir en électricité pour l'année 2023 à résilier leur contrat à partir du 1^{er} juin pour souscrire à des offres de marché plus attractives pour le reste de l'année en cours. Les opérateurs paient depuis le début de l'année 2023 un coût de près de 500€/MWh, négocié par SNCF Réseau à l'été 2022. D'après le gouvernement, ils pourraient, grâce à cette possibilité de renégociation, se fournir entre 150 et 200 €/MWh²⁰⁰.

Aide à la conchyliculture

Ciblage - Bénéficiaires et période

Cette aide est une subvention directe attribuée aux entreprises de conchyliculture pour compenser des surcoûts de plus de 50 % observés du 1^{er} mars au 30 septembre 2022 sur au moins un des postes de dépenses suivants : carburant, gaz, électricité, emballages (surcoûts à calculer par rapport à la même période de l'année 2021 ou à un prorata sur l'ensemble de l'année 2021). L'aide pouvait être demandée du 3 au 28 octobre 2022. Elle devait être versée au plus tard le 31 décembre 2022.

Point d'application et procédure

L'aide était réservée aux entreprises de conchyliculture françaises dont les conchyliculteurs étaient affiliés à l'Etablissement National des Invalides de la Marine (Enim). Les demandes étaient à adresser aux directions inter-régionales de la mer (DIRM) et, en outre-mer, aux directions de la mer (DM). Chaque demandeur ne pouvait déposer qu'une demande.

La demande devait inclure notamment les preuves des surcoûts éligibles, attestés soit par un tiers (centre de gestion agréé, association de gestion et de comptabilité, comptable, etc.), soit par une déclaration sur l'honneur du demandeur. L'instruction des demandes était effectuée par les DIRM et DM. La décision d'octroi de l'aide était prise par le préfet territorialement compétent. Son versement était effectué par l'Enim. Les montants étaient compensés à ce dernier par l'État, selon des modalités prévues par une convention Enim-État.

¹⁹⁸ Source : https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/16/rapports/cion-dvp/116b0286-tvi_rapport-avis

¹⁹⁹ Source : https://www.senat.fr/rap/122-771-211-2/122-771-211-2_mono.html

²⁰⁰ Source : <https://www.ecologie.gouv.fr/operateurs-fret-autorises-changer-fournisseur-faire-baisser-leur-facture-deelectricite>

Les DIRM et DM pouvaient réaliser des contrôles administratifs complémentaires et des contrôles sur place avant ou après paiement, pour vérifier le respect des conditions prévues par les textes et l'exactitude du calcul de l'aide. Les irrégularités constatées pouvaient aboutir à une réduction ou au reversement de tout ou partie de l'aide, et à une sanction financière en cas de fausse déclaration.

Calibrage - Niveau de protection

L'aide maximale accordée est égale à 30 % des surcoûts constatés, dans une limite de 5 000 € par entreprise.

Volumétrie et coût

Une enveloppe de 2,5 M€ a été dédiée à ce dispositif d'aide par le décret du 12 mai 2022. Cette aide a connu un succès limité, vraisemblablement en raison de sa complexité : seuls 80 K€ ont été distribués à 53 entreprises.

Textes

- Décret n°2022-803 du 12 mai 2022 portant création d'une aide pour les entreprises de conchyliculture dans le cadre du plan de résilience économique et sociale
- Arrêté du 21 juin 2022 relatif à la mise en œuvre d'une aide visant au soutien des entreprises de conchyliculture pour faire face à l'augmentation des prix des matières premières et notamment de l'énergie liée à l'agression de la Russie contre l'Ukraine dans le cadre du plan de résilience économique et sociale.

Prêt garantie par l'État « Résilience »

Ciblage - Bénéficiaires et période

Le PGE Résilience, annoncé dans le cadre du Plan de résilience le 16 mars 2022, est un prêt garanti par l'État ouvert aux entreprises françaises ayant un besoin significatif de trésorerie en raison du conflit en Ukraine : hausse des prix de l'énergie et des matières premières, mais aussi difficultés d'approvisionnement ou encore rupture de certains débouchés commerciaux.

Rendu disponible à partir du 8 avril 2022 jusqu'au 30 juin 2022, il été prolongé au 31 décembre 2022²⁰¹ puis au 31 décembre 2023²⁰².

Il s'inspire très largement du PGE instauré en réponse à la crise sanitaire (créé le 23 mars 2020²⁰³ et fermé le 30 juin 2022, après avoir été prolongé deux fois et avoir vu certaines de ses modalités adaptées avec l'allongement de la crise sanitaire)²⁰⁴.

Point d'application et procédure

La procédure est la même que pour le PGE Covid. Les entreprises éligibles adressent leur demande à leur banque. Elles doivent leur certifier, sur une base déclarative, que leur trésorerie est pénalisée, de manière directe ou indirecte, par les conséquences économiques du conflit en Ukraine.

La procédure ne prévoit pas de critère d'éligibilité fondée sur la forme juridique de l'entreprise (en dehors de l'exclusion de certaines SCI, des établissements de crédits et des sociétés de financement), sa taille ou son secteur d'activité. Chaque demande est examinée au cas par cas en fonction de la situation financière de l'entreprise et de son besoin de financement.

Calibrage - Niveau de protection

Seule différence par rapport au PGE Covid : le montant maximum du PGE Résilience est égal à 15 % du chiffre d'affaires annuel moyen réalisé sur les trois derniers exercices comptables clôturés²⁰⁵ (contre 25 % du chiffre d'affaires 2019, ou deux années de masse salariale, pour le PGE Covid – hors PGE sectoriels).

²⁰¹ Article 23 de la loi n°2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificatives pour 2022, et arrêté du 19 septembre 2022.

²⁰² Article 147 de la loi n°2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023, et arrêté du 30 décembre 2022.

²⁰³ Article 6 de la loi de finances rectificative n° 2020-289 du 23 mars 2020 et arrêté du même jour.

²⁰⁴ Le PGE Covid, dont la distribution s'est achevée le 30 juin 2022, a bénéficié à 700 000 entreprises, pour un encours total de 141 Mds€ (source : communiqué de presse du ministère de l'économie du 23/09/22).

²⁰⁵ Dans le cas où l'entreprise ne dispose pas de trois, mais seulement de deux ou un exercice comptable clos, ce plafond est égal à 15 % de son chiffre d'affaires annuel moyen respectivement réalisé sur les deux derniers ou sur le dernier exercice comptable clos. Dans le cas d'une entreprise qui ne dispose d'aucun exercice comptable clôturé, le chiffre d'affaires annualisé est calculé comme la projection linéaire du chiffre d'affaires réalisé à date au cours de l'exercice.

Le PGE Résilience prend la même forme que le PGE Covid : même durée maximale (jusqu'à six ans), même période minimale de franchise de remboursement (douze mois), même quotité garantie et prime de garantie. Enfin, les bénéficiaires peuvent choisir les règles de remboursement et d'amortissement de leur prêt selon les mêmes modalités que pour le PGE Covid. Et, comme pour ce dernier, les principaux réseaux bancaires se sont engagés à proposer le PGE à prix coûtant sur la durée totale du prêt.

L'extension du PGE Résilience au 31/12/23 a également prolongé à cette même date le dispositif d'aide aux TPE et PME rencontrant des difficultés pour rembourser leur PGE²⁰⁶.

Articulation avec les autres mesures

Pendant la première phase (du 08/04/22 au 30/06/22), les entreprises ont pu bénéficier à la fois du PGE Covid et du PGE Résilience. Dans les phases suivantes, les entreprises ne pouvaient obtenir le PGE Résilience que si elles n'avaient pas déjà obtenu ou si elles n'avaient pas atteint leur plafond de 15 % du chiffre d'affaires.

Volumétrie et coût

Depuis le 30 juin 2022, des PGE Résilience ont été accordés à 2 523 entreprises, pour un encours cumulé de 1,4 Md€.

Textes

- Article 6 de la loi n°2020-289 du 23 mars 2020 de finances rectificative pour 2020
- Arrêté du 7 avril 2022 portant modification de l'arrêté du 23 mars 2020 accordant la garantie de l'État aux établissements de crédit et sociétés de financement en application de l'article 6 de la loi n°2020-289 de finances rectificative pour 2020
- Article 23 de la loi n°2022-1157 du 16 août 2022 de finances rectificatives pour 2022
- Arrêté du 19 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 23 mars 2020 accordant la garantie de l'État aux établissements de crédit et sociétés de financement en application de l'article 6 de la loi n°2020-289 du 23 mars 2020 de finances rectificative pour 2020
- Article 147 de la loi n°2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023

²⁰⁶ Ce dispositif leur permet d'étaler la période de remboursement sur deux ou quatre années supplémentaires, dans une limite de 10 ans. Il est issu de l'accord de place signé le 19 janvier 2022 par le ministère de l'économie, la Banque de France, la fédération bancaire française et l'institut d'émission d'Outre-mer.

- Arrêté du 30 décembre 2022 portant modification de l'arrêté du 23 mars 2020 accordant la garantie de l'État aux établissements de crédit et sociétés de financement en application de l'article 6 de la loi n°2020-289 de finances rectificative pour 2020

Mesures de soutien au BFR des entreprises

Ciblage - Bénéficiaires et période

Outre le « PGE Résilience », le Plan de résilience a prévu, pour faciliter le financement du besoin en fonds de roulement des entreprises, cinq mesures :

1. Ouverture du prêt croissance industrie aux entreprises du BTP
2. Ré-abondement du prêt croissance relance
3. Extension des prêts bonifiés de l'État jusqu'à la fin de l'année 2022
4. Prolongation des possibilités de recours à l'activité partielle de longue durée (APLD)
5. Facilitation du recours au report ou facilités de paiement des obligations sociales et fiscales

Point d'application et procédure

1. Prêt Croissance Industrie :

- Le montant du prêt peut varier entre 50 K€ et 5 M€ pour les TPE, PME et ETI industrielles de plus de trois ans. La durée du prêt peut s'étendre jusqu'à dix années (contre huit avec le prêt croissance classique) et deux années de différé d'amortissement sont prévues.
- Ce prêt permet de lisser la charge de remboursement et de conforter la structure financière de l'entreprise emprunteuse. Il est garanti à 80 % par Bpifrance et aucune sûreté n'est exigée.

2. Ré-abondement du prêt croissance relance :

- Ce prêt octroyé par Bpifrance vise à soutenir les TPE, PME et ETI qui souhaitent renforcer et étendre leurs capacités de production, améliorer la compétitivité de leurs produits et services, renforcer l'efficacité de leur industrie ou réaliser des opérations de croissance externe.
- Le montant d'encours de crédit accordé doit être compris entre 50 K€ et 5 M€ et inférieur ou égal au montant des fonds propres et quasi-fonds propres de l'emprunteur.
- Le prêt est à taux fixe, selon un barème défini mensuellement par Bpifrance, et peut être d'une durée de 2 à 10 ans, avec un différé d'amortissement du capital de deux ans maximum. Il n'est assorti

d'aucune sûreté mais comporte une retenue de garantie de 5 % restituée après remboursement du prêt.

3. Prêts à taux bonifié :

- Ces prêts directs de l'État s'adressent en particulier aux entreprises qui n'ont pas pu bénéficier de solutions de financement auprès de leur partenaire bancaire ou de financeurs privés pour satisfaire leurs besoins en investissements ou en fonds de roulement. Peuvent y prétendre les PME et ETI n'ayant pas obtenu en tout ou partie de PGE, ayant des perspectives réelles de redressement de leur exploitation et ne faisant pas l'objet de procédures collectives. Le dispositif s'adresse par ailleurs prioritairement aux entreprises industrielles de plus de 50 salariés.
- Les prêts à taux bonifié ont une maturité de six ans et peuvent être assortis d'une franchise d'un an. Leur taux actuel est de 2,25 %. Ce dispositif est ouvert jusqu'au 31 décembre 2022. Les demandes de prêts à taux bonifiés doivent être présentées aux comités départementaux d'examen des problèmes de financement des entreprises (CODEFI). Les entreprises prennent contact avec le commissaire aux restructurations et à la prévention des difficultés des entreprises (CRP) de leur région (positionnés auprès des préfets de région).

4. Activité partielle :

- Activité partielle de droit commun (APDC)
 - Les entreprises voyant leurs activités ralenties du fait des conséquences économiques du conflit en Ukraine sont éligibles au bénéfice de l'activité partielle aux taux de droit commun (taux d'allocation à 36 % et taux d'indemnité à 60 %) et pour le motif « *toutes autres circonstances exceptionnelles* » prévues au 5° de l'article R. 5122-1 du code du travail.
 - L'applicatif dédié, APART (<https://activitepartielle.emploi.gouv.fr/aparts>) par lequel les entreprises peuvent formuler les demandes d'activité partielle, comprend un sous-motif supplémentaire « conséquences du conflit en Ukraine » permettant aux entreprises de bénéficier de la souplesse prévue à l'article R.5122-3 du code du travail permettant à l'employeur de disposer d'un délai de trente jours à compter du placement des salariés en activité partielle pour adresser sa demande préalable.
 - Les salariés disposant d'un contrat de travail de droit français et employés par des entreprises russes implantées en France dont l'activité est réduite en raison des conséquences de la guerre en Ukraine, sont également éligibles au dispositif d'activité partielle de droit commun, dans les conditions prévues ci-dessus.

- Activité partielle de longue durée (APLD)
 - Les entreprises voyant leurs activités ralenties du fait des conséquences économiques du conflit en Ukraine sont éligibles au bénéfice de l'APLD, y compris en cas de fermeture volontaire.

5. Obligations sociales et fiscales :

- Les entreprises mises en difficulté par l'augmentation des prix de l'énergie sont encouragées à contacter la DGFIP, les URSSAF, la MSA, et les conseillers départementaux de sortie de crise.

Articulation avec les autres mesures

Les différents prêts sont cumulables entre eux et avec le PGE.

Volumétrie et coût

- Ouverture du prêt croissance industrie aux entreprises du BTP : environ 200 opérations ont été effectuées pour près de 350 M€ de financement octroyé.
- Prêt croissance relance : ce prêt a été abondé à hauteur de 27 M€ en 2023.
- Prolongation des possibilités de recours à l'APLD : selon les dernières données de la Dares, environ 122 500 salariés étaient en APLD en moyenne entre le premier trimestre 2022 et le troisième trimestre 2022, soit environ 22 400 salariés en équivalent temps plein, représentant un coût de 351 M€ sur la période. Malgré la prolongation de la possibilité de conclure de nouveaux accords d'APLD, la mobilisation du dispositif a reculé entre le premier et le troisième trimestre 2022, passant de 175 700 salariés en moyenne à 66 600.

Textes

- Décret n°2022-508 du 8 avril 2022 relatif au dispositif spécifique d'activité partielle en cas de réduction d'activité durable
- Ordonnance n°2022-543 du 13 avril 2022 portant adaptation des dispositions relatives à l'activité réduite pour le maintien en emploi
- Décret n°2022-1601 du 21 décembre 2022 modifiant le dispositif d'aides *ad hoc* au soutien de la trésorerie des entreprises fragilisées par la crise de covid-19
- Arrêté du 22 décembre 2022 modifiant l'arrêté du 19 juin 2020 fixant le barème des taux d'emprunt des aides de soutien en trésorerie des petites et moyennes entreprises fragilisées par la crise de covid-19.

Annexe n° 18 : la contribution temporaire de solidarité (CTS)

La CTS est un prélèvement fiscal exceptionnel et temporaire sur les entreprises des secteurs français du pétrole, du gaz naturel, du charbon et du raffinage ayant réalisé des profits supérieurs de 20 % à leurs profits des années précédentes. Elle vise à financer le soutien aux ménages et entreprises les plus affectés par la crise des prix de l'énergie. Elle est due au titre du premier exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2022.

Sont redevables les personnes morales ou établissements stables exerçant une activité en France ou dont l'imposition du bénéfice est attribuée à la France par une convention internationale relative aux doubles impositions, et dont le chiffre d'affaires au titre de l'exercice concerné provient, pour 75 % au moins, d'activités économiques relevant des secteurs du pétrole brut, du gaz naturel, du charbon et du raffinage. En pratique, c'est essentiellement le secteur du raffinage qui est concerné.

La CTS est la transposition d'une disposition du règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie.

Procédure

La CTS devait être acquittée par les redevables au plus tard à la date prévue pour le versement du solde de liquidation de l'impôt sur les sociétés, c'est-à-dire le 15 mai 2023 en cas de clôture au 31 décembre 2022 (et le 15 du quatrième mois qui suit la clôture de l'exercice, dans les autres cas). La contribution est établie, contrôlée et recouvrée comme l'IS, sous les mêmes garanties et sanctions.

Niveau de prélèvement

Le taux de la CTS est de 33 %. Cette contribution n'est pas admise dans les charges déductibles pour la détermination du résultat imposable à l'IS et à l'IR. Son assiette est la fraction du résultat imposable réalisé au titre du premier exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2022 qui excède 120 % de la moyenne des résultats imposables des quatre exercices précédents.

Des modalités particulières de calcul de la CTS sont prévues pour les sociétés ou groupements soumis à l'IR et en cas de restructuration. Dans le cas d'un groupe fiscal intégré, la contribution est due par chaque membre du groupe qui remplit individuellement les conditions d'entrée dans le champ d'application de la CST.

Recettes

La recette de la CTS était estimée à 300 M€ par la DLF, dont environ 95 % pour le raffinage de pétrole et environ 5 % pour l'extraction de pétrole brut. Son produit est désormais évalué à 200 M€ dans le RESF annexé au PLF 2024. La recette finale sera donc inférieure aux prévisions d'organismes comme Deloitte (entre un et deux milliards d'euros)²⁰⁷ et l'Institut des Politiques publiques (entre 1,15 et 3,9 Mds€)²⁰⁸.

Textes

- Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie
- Article 40 de la loi n°2022-1726 du 30 décembre 2022 de finances pour 2023

²⁰⁷ <https://blog.avocats.deloitte.fr/superprofits-analyse-economique-de-la-contribution-sur-les-superprofits-des-energeticiens>

²⁰⁸ <https://www.ipp.eu/actualites/actualisation-de-lestimation-de-rendement-des-taxes-sur-les-profits-exceptionnels/>