



GOUVERNEMENT

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Projet annuel de performances

Budget général

PROGRAMME 345
Service public de l'énergie



2024

PROGRAMME 345
Service public de l'énergie

MINISTRE CONCERNÉE : AGNÈS PANNIER-RUNACHER, MINISTRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Service public de l'énergie

Programme	n°	Présentation stratégique
345		

Présentation stratégique du projet annuel de performances

Sophie MOURLON

Directrice générale de l'énergie et du climat

Responsable du programme n° 345 : Service public de l'énergie

La notion de service public de l'énergie a été progressivement introduite dans le droit français – pour l'électricité avec la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, et pour le gaz avec la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie – à la suite de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz.

Les principes du service public de l'électricité sont définis à l'article L. 121-1 du code de l'énergie, qui dispose que « le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national. Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie. Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique. Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique. ».

L'article L.121-32 du code de l'énergie définit de même des obligations de service public assignées aux entreprises du secteur du gaz, dont la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique, la valorisation du biogaz, le développement équilibré du territoire, ou encore le maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité.

Les obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie les conduisent à supporter des charges compensées par l'État ou à induire des recettes qui doivent alors être reversées à l'État :

- en électricité : les charges de service public, définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, les surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI), les surcoûts liés à certains dispositifs sociaux bénéficiant aux ménages en situation de précarité et les surcoûts liés au soutien à l'effacement ;
- en gaz, les charges de service public, définies à l'article L. 121-36 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts liés à certains dispositifs sociaux bénéficiant aux clients en situation de précarité et les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ;
- à titre exceptionnel, les charges de service public incluent en application de l'article 181 de la loi de finances initiale pour 2023, les surcoûts liés au bouclier tarifaire sur le gaz et l'électricité pour les consommateurs particuliers, les copropriétés, ainsi que - en ce qui concerne l'électricité seulement - pour les microentreprises et l'ensemble des consommateurs en ZNI, ainsi que les surcoûts associés à la mise en place de « l'amortisseur électricité » pour les collectivités, PME ou assimilées et TPE ou assimilées non éligibles aux tarifs réglementés de vente.

Le programme 345 assure ainsi le financement de sept grandes missions de service public de l'énergie :

- soutenir le développement des énergies renouvelables électriques et de l'injection de biométhane ;

- financer la péréquation tarifaire afin d'assurer un même tarif réglementé de vente de l'électricité sur tout le territoire national français, y compris dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental d'électricité ;
- financer le soutien de la production d'électricité à partir d'installations de cogénération au gaz naturel afin de réaliser des économies d'énergie ;
- soutenir le développement des effacements de consommation ;
- mettre en œuvre une politique énergétique solidaire afin de protéger les consommateurs les plus vulnérables en situation de précarité énergétique ;
- protéger les consommateurs finaux dans le contexte de crise énergétique face aux hausses de prix intervenues depuis 2021 ;
- soutenir le développement de la production d'hydrogène décarboné à partir de 2024.

Le soutien au développement des énergies renouvelables constitue un axe majeur de la politique énergétique, renforcé par la loi relative à l'énergie et au climat de 2019 qui a notamment acté l'objectif de porter à 33 % au moins la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale en 2030. Pour l'électricité, l'objectif est de porter la part des énergies renouvelables à 40 % de la production d'électricité en 2030. Les fournisseurs historiques sont tenus de conclure à ce titre des contrats d'achat de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable par les installations éligibles à l'obligation d'achat ou lauréates d'un appel d'offres dans lequel le soutien est attribué sous forme de tarif d'achat. Le surcoût résultant de l'application de ces contrats, qui correspond à la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite et le coût évité par ces mêmes quantités, fait l'objet d'une compensation des fournisseurs historiques prise en charge par le programme 345.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a créé un dispositif de soutien aux énergies renouvelables fondé sur la possibilité de vendre directement sur le marché l'électricité produite tout en bénéficiant du versement d'une prime, appelée « complément de rémunération ». Le soutien est attribué soit en guichet ouvert, soit à l'issue d'un appel d'offres. Les coûts qui résultent, pour EDF, du versement de ce « complément de rémunération » font l'objet d'une compensation prise en charge par le programme 345.

Concernant le gaz naturel, l'objectif fixé dans le code de l'énergie est de porter la part des énergies renouvelables à 10 % de la consommation à l'horizon 2030. Cet objectif passe par un développement de l'injection du biométhane dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. Les surcoûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel au titre de l'achat du biométhane injecté donnent lieu également à compensation, par référence au prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel.

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI) de bénéficier de prix de l'électricité comparables à ceux applicables en métropole continentale, alors même que les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont sensiblement supérieurs.

La cogénération au gaz naturel, qui consiste en la production simultanée d'électricité et de chaleur a fait l'objet en France de dispositifs de soutien depuis la fin des années 1990. Les installations présentent ainsi de meilleurs rendements énergétiques que les centrales électriques classiques (environ 80-90 % contre 50-55 % pour les centrales à cycle combiné au gaz (CCG), 35-40 % pour les centrales au charbon et 30-35 % pour les centrales au fioul) et contribuent de ce fait à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la réduction de la consommation d'énergie primaire. La programmation pluriannuelle de l'énergie, adoptée en avril 2020, prévoit la fin du soutien à cette filière, en cohérence avec l'objectif de neutralité climatique que la France s'est fixée à l'horizon 2050. Il n'est donc plus conclu de nouveaux contrats de soutien à cette technologie.

Le soutien du développement des effacements de consommation vise à disposer de moyens de flexibilité efficaces et respectueux de l'environnement pour répondre notamment à la pointe de consommation constatée en hiver, en évitant la construction de moyens de pointe émetteurs de CO₂. En outre, ils contribuent à la transition énergétique et accompagnent le développement des énergies renouvelables en apportant une réponse structurelle à l'enjeu croissant de l'intermittence de la production électrique en France et en Europe.

Service public de l'énergie

Programme	n°	Présentation stratégique
345		

Enfin, les dispositions sociales pour les consommateurs mettent en œuvre des protections associées à la fourniture d'électricité et de gaz à destination des ménages en situation de précarité énergétique. Il s'agit principalement de la contribution des fournisseurs au fonds de solidarité logement, et de l'application des protections associées au chèque énergie :

- mise à disposition de l'accès aux données de consommation de gaz et d'électricité (pour l'électricité, cette transmission est en temps réel) ;
- réductions sur les services liés à la fourniture : gratuité de la mise en service et réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayés.

Parmi les mesures prises pour répondre à la crise des prix de l'énergie, les compensations prévues dans le cadre des boucliers tarifaires sur le gaz et l'électricité sont intégrées au programme 345 à compter de 2022, sous la forme d'une nouvelle action (17), « mesures exceptionnelles de protection des consommateurs ». En 2023, compte tenu de la poursuite de la crise énergétique, le blocage des tarifs réglementés de l'électricité a été prolongé avec des hausses limitées à 15 % TTC en février 2023 et 10 % TTC en août 2023. Il en est de même pour les tarifs réglementés de gaz dont la hausse a été limitée à 15 % jusqu'à leur disparition le 1^{er} juillet 2023. Pour les ménages résidant dans des bâtiments chauffés collectivement au gaz, le bouclier tarifaire a été prolongé en 2023. Ce dispositif a également été élargi pour les ménages résidant dans des bâtiments chauffés collectivement à l'électricité.

À compter du 1^{er} janvier 2023, pour les collectivités, les structures assimilées à des PME et les TPE non éligibles au tarif réglementé de vente de l'électricité, le Gouvernement a, par ailleurs, mis en place un « amortisseur électricité » prenant en charge une partie de la facture d'électricité dès lors que le prix souscrit dépasse un certain niveau de prix. À cette mesure, s'est également rajoutée en 2023, une aide complémentaire pour les TPE pour assurer la « garantie 280 » annoncée par le Président de la République.

Enfin, pour accélérer la décarbonation de certaines industries et participer au développement de la filière, le Gouvernement soutient à partir de 2024 la production d'hydrogène décarboné en prenant en charge la différence de coût entre l'hydrogène décarboné et l'hydrogène produit à partir d'énergies fossiles.

RÉCAPITULATION DES OBJECTIFS ET DES INDICATEURS DE PERFORMANCE

OBJECTIF 1 : Contribuer à porter à 40% la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2030

INDICATEUR 1.1 : Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité

INDICATEUR 1.2 : Puissance installée des principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque (MW)

INDICATEUR 1.3 : Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour les principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque (€/MWh)

OBJECTIF 2 : Contribuer à porter à 10% la part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz d'ici 2030

INDICATEUR 2.1 : Part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz

INDICATEUR 2.2 : Volume de biométhane injecté

INDICATEUR 2.3 : Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'injection de gaz (€/MWh)

OBJECTIF 3 : Contribuer à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

INDICATEUR 3.1 : Ratio du montant pris en charge par la CSPE par rapport au coût total de production par ZNI

OBJECTIF 4 : Contribuer à porter à au moins 6,5 gigawatts les capacités installées d'effacements en 2028

INDICATEUR 4.1 : Capacités d'effacements installées

INDICATEUR 4.2 : Prix de clearing de l'appel d'offres effacements (AOE) contractualisé pour l'année par le gestionnaire du réseau public de transport public d'électricité (€/MW)

OBJECTIF 5 : Développer une filière de l'hydrogène renouvelable et décarboné

INDICATEUR 5.1 : Compensation du différentiel entre les coûts de production de l'hydrogène décarboné et les coûts de production de l'hydrogène fossile (€/kg)

Objectifs et indicateurs de performance

ÉVOLUTION DE LA MAQUETTE DE PERFORMANCE

La maquette du 345 est enrichie à partir de 2024 par trois nouveaux objectifs :

- « contribuer à la péréquation tarifaire dans les zones non-interconnectées » (objectif 3);
- « contribuer à porter à au moins 6,5 GW les capacités installées d'effacements en 2028 » (objectif 4);
- « développer une filière de l'hydrogène renouvelable et décarboné » (objectif 5).

En outre, de nouveaux indicateurs sont également créés :

- pour l'objectif 1 : création d'un indicateur relatif à « la puissance installée des principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque (MW) » ainsi que la « rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour les principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable »;
- pour l'objectif 3 : création d'un indicateur « ratio du montant pris en charge par la CSPE par rapport au coût total de production en ZNI (%) »;
- pour l'objectif 4 : création d'un indicateur relatif aux « capacités d'effacements installées (GW) » ainsi qu'au prix de clearing de l'appel d'offres effacements (AOE) contractualisé pour l'année par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (€/MW) »;
- pour l'objectif 5 : création d'un indicateur relatif à « la compensation du différentiel entre les coûts de production de l'hydrogène décarboné et les coûts de production de l'hydrogène fossile (€/kg) ».

OBJECTIF

1 - Contribuer à porter à 40% la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2030

INDICATEUR

1.1 - Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité

(du point de vue du citoyen)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité	%	22,5	23,8	27	27.1	28.3	29.5

Précisions méthodologiques

L'indicateur se fonde sur l'ensemble de la production électrique renouvelable, y compris la production à partir d'énergie hydraulique qui ne fait majoritairement pas l'objet d'un soutien national. L'indicateur ne prévoit pas d'effectuer une correction climatique et est donc sensible aux variations climatiques annuelles. En particulier, la production électrique à partir d'énergie renouvelable est très variable d'une année sur l'autre en fonction des conditions météorologiques : pluviométrie (hydroélectricité), ensoleillement (PV) et régime des vents (éolien).

Par ailleurs, l'indicateur est également très sensible aux aléas rencontrés sur les autres filières, notamment la filière nucléaire dont la disponibilité a un impact significatif sur la production totale.

Enfin, les données concernant les énergies renouvelables thermiques et l'hydraulique sont retraitées de façon à prendre en compte le fait qu'une fraction de l'électricité produite n'est pas renouvelable (fraction non renouvelable de la biomasse et part de l'hydroélectricité issue du pompage).

Les données pour 2021 et 2022 sont issues des analyses publiées par RTE dans son rapport annuel « Panorama de l'électricité renouvelable téléchargeable » à l'adresse suivante : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-panorama-de-lelectricite-renouvelable#Lesdocuments>.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Les cibles pour 2024, 2025 et 2026 correspondent aux trajectoires anticipées par la DGEC à partir des travaux de modélisations en cours pour la préparation de la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie. La cible pour 2023 est calculée en réalisant une interpolation entre la donnée 2022 et cet objectif.

INDICATEUR

1.2 - Puissance installée des principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque (MW)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Puissance installée en photovoltaïque	MW	13 500	16 300	19 500	22 000	24 500	27 000
Puissance installée en éolien en mer	MW	0	480	505	1 559	3 001	3 001
Puissance installée en éolien terrestre	MW	18 800	20 400	23 000	26 000	29 000	32 000

Précisions méthodologiques

L'indicateur se base sur les données statistiques du ministère pour l'existant, disponibles à l'adresse statistiques.developpement-durable.gouv.fr

Service public de l'énergie

Programme n° Objectifs et indicateurs de performance
345

JUSTIFICATION DES CIBLES

Pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque, les cibles 2024 à 2026 sont calculées en se basant sur le rythme observé en 2023.

Concernant l'éolien en mer, les prochaines mises en service attendues ces prochaines années sont :

- Le parc éolien en mer posé de Saint-Nazaire (480 MW) a été mis en service intégralement fin 2022 ;
- La ferme pilote de Provence Grand Large (25 MW) devrait être mise en service fin 2023 - début 2024 ;
- Les parcs de Fécamp et Saint-Brieuc (498 et 496 MW) devraient être mis en service intégralement d'ici à février 2024 ;
- Les fermes pilotes d'Éolmed et d'Éoliennes flottantes du Golfe de Lion (30 et 30 MW) devraient être mises en service fin 2024-début 2025 ;
- Les parcs de Courseulles-sur-Mer, Yeu-Noirmoutier et Dieppe-Le Tréport (450 MW, 496 MW et 496 MW) devraient être mis en service en 2025.

INDICATEUR

1.3 - Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour les principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque (€/MWh)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'éolien terrestre - AO	€/MWh	60,1	60,78	84,34	87,17	90	88
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'éolien terrestre - AT	€/MWh	72	72	72	75	77	79
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour le photovoltaïque - AO	€/MWh	72	68	89	93,5	96	93,7
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour le photovoltaïque - AT	€/MWh	98	110	127	143	133	123
Éolien en mer - posé	€/MWh	Non connu	45	Sans objet	55	Non déterminé	Non déterminé
Éolien en mer - flottant	€/MWh	Non connu	Non connu	Sans objet	115	Non déterminé	Non déterminé

Précisions méthodologiques

Les cibles sont tirées des valeurs des LCOE 2025 et 2035 validés avec le SGPE. Les valeurs intermédiaires sont déduites par interpolation linéaire.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Pour le « petit éolien », l'évolution des tarifs des projets sous AO est calée sur l'évolution des tarifs des projets sous arrêtés tarifaire (+3 % par an).

Pour le photovoltaïque sous arrêté tarifaire, les tarifs utilisés sont ceux de la tranche 100-500kWc pour le photovoltaïque sur toiture.

Pour ces filières, les cibles sont les suivantes :

- Pour l'éolien terrestre : 2025 : 90 €/MWh et 2035 : 70 €/MWh ;
- Pour le photovoltaïque sous appel d'offres : 2025 : 96 €/MWh et 2035 : 73,3 €/MWh (moyenne des LCOE PV sol, PV bâtiment et PV ombrières) ;

- Pour le photovoltaïque sous arrêté tarifaire : 2025 : 160 €/MWh et 2035 : 180 €/MWh.

En ce qui concerne l'éolien posé :

- le projet Centre-Manche 1 (1 GW), attribué en mars 2023, présente un tarif de 44,9 €/MWh ;
- Deux procédures complémentaires sont en cours, en zone Centre-Manche 2 (1,5 GW - valeur cible de 50 €/MWh) et au large d'Oléron (1 GW en éolien grande profondeur - valeur cible de 60 €/MWh), et devraient conduire à une attribution des projets en 2024.

Enfin pour l'éolien flottant :

- Deux procédures sont en cours, pour l'attribution d'un projet de 250 MW au large du sud de la Bretagne (valeur cible à 120 €/MWh) et de deux projets de 250 MW en Méditerranée (valeur cible de 110 €/MWh).

OBJECTIF

2 - Contribuer à porter à 10% la part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz d'ici 2030

INDICATEUR

2.1 - Part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz

(du point de vue du citoyen)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz	%	0,9	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6

Précisions méthodologiques

L'indicateur se base sur les données relevées par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel pour les dispositifs de comptage installés au niveau des points d'injection des installations de production de biométhane. Les prévisions sont fondées sur les contrats d'obligation d'achat signés et les prévisions de signatures (source : Commission de régulation de l'énergie).

JUSTIFICATION DES CIBLES

Afin d'atteindre les objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l'énergie à l'horizon 2028 et sortir de la dépendance aux énergies fossiles, le développement de l'injection de biométhane doit se poursuivre pour atteindre une production injectée de 14 à 22 TWh par an et pour porter la part des énergies renouvelables à au moins 10 % de la consommation de gaz à l'horizon 2030, par l'effet conjugué de la hausse de la production de biométhane et de la baisse des consommations.

INDICATEUR

2.2 - Volume de biométhane injecté

(du point de vue du citoyen)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Volume de biométhane injecté	TWh	4,3	7	8,9	9,8	11,2	12,1

Service public de l'énergie

Programme n° Objectifs et indicateurs de performance
345

Précisions méthodologiques

L'indicateur se base sur les données relevées par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel pour les dispositifs de comptage installés au niveau des points d'injection des installations de production de biométhane. Les prévisions sont fondées sur les contrats d'obligation d'achat signés et les prévisions de signatures (source : Commission de régulation de l'énergie).

JUSTIFICATION DES CIBLES

Les prévisions de volume de biométhane injecté en 2023 et 2024 se fondent sur la capacité de production des installations en service, les contrats d'obligation d'achat signés ainsi que l'estimation de la probabilité de réalisation des projets. Ces prévisions s'inscrivent dans un contexte de fort ralentissement du développement de nouveaux projets en 2020 et 2021, du fait de la crise sanitaire puis de la forte inflation qui a suivi. Des mesures ont été prises en 2023 pour y remédier, mais dont les effets ne devraient apparaître qu'en 2025.

La prévision pour 2023 est stable. Dans le cadre des travaux d'évaluation des charges de service public de l'énergie, les fournisseurs de gaz naturel ont transmis des prévisions de production actualisées s'élevant au total à environ 11,9 TWh pour l'année 2023.

INDICATEUR

2.3 - Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'injection de gaz (€/MWh)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'injection de gaz	€/MWh	101,8	105	105	99	99	99

Précisions méthodologiques

L'indicateur se base sur les données relatives aux nouveaux contrats d'obligations d'achats de biométhane transmises par les fournisseurs de gaz naturel.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Du fait de la forte inflation affectant les coûts de construction et les intrants, les tarifs de soutien ont dû être revus à la hausse en 2023 afin de maintenir le développement de projets de biométhane, ce qui explique la hausse de la cible en 2024.

OBJECTIF**3 – Contribuer à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées****INDICATEUR****3.1 – Ratio du montant pris en charge par la CSPE par rapport au coût total de production par ZNI**

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Ratio du montant pris en charge par la CSPE par rapport au coût de production par ZNI	%	74	70,5	63,8	56,3	60	65

Précisions méthodologiques

Le montant pris en charge par la CSPE correspond au surcoût de production (coût de production moins recettes de production). Le ratio est sensible aux fluctuations des prix des intrants (combustibles notamment), une baisse du ratio n'est donc pas synonyme d'une baisse du soutien CSPE en valeur absolue mais plutôt d'une meilleure efficacité des moyens de production d'électricité.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Les coûts de production en ZNI dépendent fortement du prix des intrants. Ainsi, le ratio cible devrait plutôt augmenter sur les années 2025 et 2026 dans l'hypothèse de prix d'intrants plus modérés qu'au cours de la crise de l'énergie.

OBJECTIF**4 – Contribuer à porter à au moins 6,5 gigawatts les capacités installées d'effacements en 2028****INDICATEUR****4.1 – Capacités d'effacements installées**

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Capacité d'effacements installées	GW	3,54	3,91	3,91	4,9	5,3	5,7

Précisions méthodologiques

Pour les capacités d'effacement explicite certifiées et les capacités d'effacement explicite lauréates de l'AOE, il peut y avoir un écart entre la valeur de l'indicateur et la capacité d'effacement réellement déployée (après contrôle du volume de la capacité d'effacement effectivement réalisé, par ailleurs ce calcul peut évoluer jusqu'en année N+3).

Le montant des capacités d'effacement explicite lauréates de l'AOE est inclus dans le montant des capacités d'effacement explicite certifiées et permet d'analyser l'effet de levier de l'AOE pour développer les capacités d'effacement explicite.

La capacité d'effacement totale est obtenue en faisant la somme de la capacité d'effacement explicite certifiée et de la capacité d'effacement implicite développée.

	Unité	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Effacement explicite certifié	GW	3	3,3	3,3	3,65		
Effacement implicite développé	GW	0,537	0,614	0,614	0,850		
Capacités d'effacement explicite lauréates de l'AOE	GW	1,509	2	2			
Capacité totale d'effacement	GW	3,54	3,91	3,91	4,9	5,3	5,7

Service public de l'énergie

Programme 345	n°	Objectifs et indicateurs de performance
------------------	----	---

Les capacités d'effacement explicites certifiées ainsi que les capacités d'effacement implicite développées peuvent être consultées sur le site internet de RTE (<https://www.services-rte.com>).

JUSTIFICATION DES CIBLES

La cible définie pour les années 2023 à 2025 correspond aux objectifs fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 adoptée en avril 2020. Cette cible est ainsi d'au minimum 4,5 GW de capacités d'effacements installées en 2023 et 6,5 GW en 2028 (jalons cibles de la PPE), les cibles pour les années 2025 et 2026 ont été estimées au moyen d'une fonction linéaire entre ces jalons.

INDICATEUR

4.2 – Prix de clearing de l'appel d'offres effacements (AOE) contractualisé pour l'année par le gestionnaire du réseau public de transport public d'électricité (€/MW)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Prix de clearing de l'appel d'offres effacements (AOE) contractualisé pour l'année par le gestionnaire du réseau public de transport public d'électricité	€/MWh	55 800	59 620	59 900	59 900	59 900	59 900

Précisions méthodologiques

Le montant du clearing correspond au niveau de rémunération prévisionnel perçu par les lauréats de l'AO effacement. La rémunération réellement perçue par les lauréats pourra en revanche varier à la hausse (le sur-effacement est rémunéré dans une certaine limite en cas de dépassement de la puissance d'engagement) ou à la baisse (des pénalités sont appliquées en cas de non-respect des engagements) en fonction des résultats du contrôle de l'énergie effacée et du respect des engagements pris par le lauréat.

JUSTIFICATION DES CIBLES

La cible consiste à ne pas dépasser le plafond fixé à 60 000 €/MW par la décision de la Commission européenne.

OBJECTIF

5 – Développer une filière de l'hydrogène renouvelable et décarbonée

INDICATEUR

5.1 – Compensation du différentiel entre les coûts de production de l'hydrogène décarboné et les coûts de production de l'hydrogène fossile (€/kg)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2021	2022	2023 (Cible PAP 2023)	2024 (Cible)	2025 (Cible)	2026 (Cible)
Compensation du différentiel entre les coûts de production de l'hydrogène décarboné et les coûts de production de l'hydrogène fossile	€/kg	Sans objet	Sans objet	Sans objet	1,5	1,5	1,5

Précisions méthodologiques

Le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné prévoit que la sélection des lauréats sera pour 70 % de la note fondée sur le critère prix du ratio €/tCO₂ évitée et pour 30 % sur des critères hors prix, dans le respect des lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie (CEEAG). L'ordre de grandeur de la durée du soutien public est d'une quinzaine d'années.

Le dispositif prend la forme soit d'une aide au fonctionnement, soit d'une combinaison d'une aide financière à l'investissement et d'une aide au fonctionnement, sous des conditions et selon des modalités définies par l'autorité administrative compétente.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Les soutiens accordés devraient courir sur une durée de 10 à 15 ans. Il est supposé une contractualisation par tranches annuelles de 150MW en 2024 puis, compte tenu des coûts actuellement anticipés des systèmes hydrogène, de 250MW en 2025, et 600MW en 2026, pour atteindre, en 2029, 1 GW de capacités cumulées et soutenues qui seraient mises en service progressivement.

Il n'est pas envisagé d'évolution sensible sur les différentiels de coût de production de l'hydrogène décarboné dans les premières années de développement, ce qui explique la stabilité de la cible, à ce stade, à 1,5 €/kg d'hydrogène.

Service public de l'énergie

Programme n° Présentation des crédits et des dépenses fiscales
345

Présentation des crédits et des dépenses fiscales

PRÉSENTATION DES CRÉDITS PAR ACTION ET TITRE POUR 2023 ET 2024

AUTORISATIONS D'ENGAGEMENT

Action / Sous-action	Titre 6 Dépenses d'intervention		FdC et AdP attendus
	LFI 2023	PLF 2024	
10 – Soutien à l'injection de biométhane	34 349 736	875 509 601	0
10.01 – Soutien à l'injection de biométhane	34 349 736	875 509 601	0
11 – Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain	2 478 057 855	2 236 439 679	0
11.01 – Soutien à la transition énergétique dans les ZNI	748 150 974	1 054 139 679	0
11.02 – Mécanismes de solidarité avec les ZNI	1 729 906 881	1 182 300 000	0
12 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	376 749 591	100 463 808	0
12.01 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	376 749 591	100 463 808	0
13 – Soutien aux effacements de consommation	72 000 000	63 000 000	0
13.01 – Soutien aux effacements	72 000 000	63 000 000	0
14 – Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique	43 928 130	44 923 343	0
14.01 – Compensation des versements au fond de solidarité logement	29 199 004	26 723 343	0
14.02 – Dispositif d'affichage déporté de la consommation d'énergie	7 116 500	11 700 000	0
14.03 – Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique	7 612 626	6 500 000	0
15 – Frais divers	73 274 265	404 922	0
15.01 – Frais financiers et de gestion des contrats	72 364 658	0	0
15.02 – Frais d'intermédiation	909 607	404 922	0
17 – Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	17 921 640 423	2 154 258 647	0
17.01 – Mesures à destination des consommateurs d'électricité	8 879 488 915	1 854 258 647	0
17.02 – Mesures à destination des consommateurs de gaz	9 042 151 508	300 000 000	0
18 – Soutien hydrogène	0	680 000 000	0
18.01 – Soutien hydrogène	0	680 000 000	0
Totaux	21 000 000 000	6 155 000 000	0

CRÉDITS DE PAIEMENTS

Action / Sous-action	Titre 6 Dépenses d'intervention		FdC et AdP attendus
	LFI 2023	PLF 2024	
10 – Soutien à l'injection de biométhane	34 349 736	875 509 601	0
10.01 – Soutien à l'injection de biométhane	34 349 736	875 509 601	0
11 – Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain	2 478 057 855	2 236 439 679	0
11.01 – Soutien à la transition énergétique dans les ZNI	748 150 974	1 054 139 679	0
11.02 – Mécanismes de solidarité avec les ZNI	1 729 906 881	1 182 300 000	0
12 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	376 749 591	100 463 808	0
12.01 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	376 749 591	100 463 808	0
13 – Soutien aux effacements de consommation	72 000 000	63 000 000	0
13.01 – Soutien aux effacements	72 000 000	63 000 000	0
14 – Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique	43 928 130	44 923 343	0
14.01 – Compensation des versements au fond de solidarité logement	29 199 004	26 723 343	0
14.02 – Dispositif d'affichage déporté de la consommation d'énergie	7 116 500	11 700 000	0
14.03 – Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique	7 612 626	6 500 000	0
15 – Frais divers	73 274 265	404 922	0
15.01 – Frais financiers et de gestion des contrats	72 364 658	0	0
15.02 – Frais d'intermédiation	909 607	404 922	0
17 – Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	17 921 640 423	2 154 258 647	0
17.01 – Mesures à destination des consommateurs d'électricité	8 879 488 915	1 854 258 647	0
17.02 – Mesures à destination des consommateurs de gaz	9 042 151 508	300 000 000	0
18 – Soutien hydrogène	0	25 000 000	0
18.01 – Soutien hydrogène	0	25 000 000	0
Totaux	21 000 000 000	5 500 000 000	0

Service public de l'énergie

Programme n° Présentation des crédits et des dépenses fiscales
345

PRÉSENTATION DES CRÉDITS PAR TITRE POUR 2023, 2024, 2025 ET 2026

Titre	Autorisations d'engagement		Crédits de paiement	
	Ouvertures	FdC et AdP attendus	Ouvertures	FdC et AdP attendus
LFI 2023 PLF 2024 Prévision indicative 2025 Prévision indicative 2026				
6 - Dépenses d'intervention	21 000 000 000 6 155 000 000 10 878 609 841 11 133 609 841		21 000 000 000 5 500 000 000 9 812 609 841 9 890 609 841	
Totaux	21 000 000 000 6 155 000 000 10 878 609 841 11 133 609 841		21 000 000 000 5 500 000 000 9 812 609 841 9 890 609 841	

PRÉSENTATION DES CRÉDITS PAR TITRE ET CATÉGORIE POUR 2023 ET 2024

Titre / Catégorie	Autorisations d'engagement		Crédits de paiement	
	Ouvertures	FdC et AdP attendus	Ouvertures	FdC et AdP attendus
LFI 2023 PLF 2024				
6 – Dépenses d'intervention	21 000 000 000 6 155 000 000		21 000 000 000 5 500 000 000	
62 – Transferts aux entreprises	21 000 000 000 6 155 000 000		21 000 000 000 5 500 000 000	
Totaux	21 000 000 000 6 155 000 000		21 000 000 000 5 500 000 000	

Justification au premier euro

Éléments transversaux au programme

ÉLÉMENTS DE SYNTHÈSE DU PROGRAMME

Action / Sous-action	Autorisations d'engagement			Crédits de paiement		
	Titre 2 Dépenses de personnel	Autres titres	Total	Titre 2 Dépenses de personnel	Autres titres	Total
09 – Soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale	0	0	0	0	0	0
09.01 – Eolien terrestre	0	0	0	0	0	0
09.02 – Eolien en mer	0	0	0	0	0	0
09.03 – Solaire photovoltaïque	0	0	0	0	0	0
09.04 – Bio-énergies	0	0	0	0	0	0
09.05 – Autres énergies	0	0	0	0	0	0
10 – Soutien à l'injection de biométhane	0	875 509 601	875 509 601	0	875 509 601	875 509 601
10.01 – Soutien à l'injection de biométhane	0	875 509 601	875 509 601	0	875 509 601	875 509 601
11 – Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain	0	2 236 439 679	2 236 439 679	0	2 236 439 679	2 236 439 679
11.01 – Soutien à la transition énergétique dans les ZNI	0	1 054 139 679	1 054 139 679	0	1 054 139 679	1 054 139 679
11.02 – Mécanismes de solidarité avec les ZNI	0	1 182 300 000	1 182 300 000	0	1 182 300 000	1 182 300 000
12 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	0	100 463 808	100 463 808	0	100 463 808	100 463 808
12.01 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	0	100 463 808	100 463 808	0	100 463 808	100 463 808
13 – Soutien aux effacements de consommation	0	63 000 000	63 000 000	0	63 000 000	63 000 000
13.01 – Soutien aux effacements	0	63 000 000	63 000 000	0	63 000 000	63 000 000
14 – Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique	0	44 923 343	44 923 343	0	44 923 343	44 923 343
14.01 – Compensation des versements au fond de solidarité logement	0	26 723 343	26 723 343	0	26 723 343	26 723 343
14.02 – Dispositif d'affichage déporté de la consommation d'énergie	0	11 700 000	11 700 000	0	11 700 000	11 700 000
14.03 – Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique	0	6 500 000	6 500 000	0	6 500 000	6 500 000
15 – Frais divers	0	404 922	404 922	0	404 922	404 922
15.01 – Frais financiers et de gestion des contrats	0	0	0	0	0	0
15.02 – Frais d'intermédiation	0	404 922	404 922	0	404 922	404 922
15.03 – Compléments de prix liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique	0	0	0	0	0	0
17 – Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	0	2 154 258 647	2 154 258 647	0	2 154 258 647	2 154 258 647
17.01 – Mesures à destination des consommateurs d'électricité	0	1 854 258 647	1 854 258 647	0	1 854 258 647	1 854 258 647
17.02 – Mesures à destination des consommateurs de gaz	0	300 000 000	300 000 000	0	300 000 000	300 000 000
17.03 – Mesures à destination des consommateurs de carburants	0	0	0	0	0	0

Service public de l'énergie

Programme n° Justification au premier euro
345

Action / Sous-action	Autorisations d'engagement			Crédits de paiement		
	Titre 2 Dépenses de personnel	Autres titres	Total	Titre 2 Dépenses de personnel	Autres titres	Total
18 – Soutien hydrogène	0	680 000 000	680 000 000	0	25 000 000	25 000 000
18.01 – Soutien hydrogène	0	680 000 000	680 000 000	0	25 000 000	25 000 000
Total	0	6 155 000 000	6 155 000 000	0	5 500 000 000	5 500 000 000

Crédits inscrits sur le programme 345 pour l'année 2024

Les charges de service public de l'électricité et du gaz liées aux actions 09 à 17 ont été évaluées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024.

- Pour rappel, le code de l'énergie prévoit le paiement des charges prévisionnelles pour une année donnée (N) selon un calendrier en décalage par rapport à l'année budgétaire, de février de l'année (N) à janvier de l'année suivante (N+1). Ces charges prévisionnelles sont évaluées en tenant compte, outre les charges prévisionnelles au titre de l'année en question (N), des écarts de mise à jour de la prévision au titre de l'année précédente (N-1) et de constatation des charges au titre des années antérieures, ainsi que de la régularisation des frais financiers et frais de gestion du mécanisme, conformément aux évaluations de la Commission de régulation de l'énergie. En effet, le montant des charges réellement supportées dépend de nombreux facteurs amenés à évoluer, comme les prix sur les marchés de l'énergie et la production des installations soutenues.
- Toutefois, il convient de rappeler que l'État inscrit en loi de finances initiale pour une année donnée (N) le montant de la meilleure prévision des charges que supporteront les opérateurs, c'est-à-dire les charges au titre de l'année (N) estimées par la Commission de régulation de l'énergie, éventuellement corrigées des perspectives les plus récentes de prix de marché de l'énergie si celles-ci s'écartent significativement des hypothèses retenues par la Commission de régulation de l'énergie.

Ainsi, les montants prévus dans le projet de loi de finances pour 2024 correspondent aux charges prévisionnelles des opérateurs au titre de 2024, à l'exception de l'action 17 sur les mesures exceptionnelles de protection des consommateurs pour laquelle l'évaluation de la Commission de régulation de l'énergie ne prend en compte que les conséquences des décisions passées (loi de finances pour 2023) et n'intègre donc pas les mesures nouvelles pour 2024, qui n'étaient pas encore connues lors de la délibération.

Les charges prévisionnelles estimées par la Commission de régulation de l'énergie dans sa délibération du 13 juillet 2023 demeurent négatives pour l'action 9 « Soutien aux énergies renouvelables » à hauteur de -2 673 M€. Au niveau des sous actions, l'éolien terrestre et maritime ainsi que les autres énergies présentent des charges négatives tandis que le photovoltaïque et les bio-énergies ont des charges positives pour l'année 2024. Compte-tenu de cette recette cumulée pour le budget de l'État, le total de la dépense sur le programme 345 s'élève à 5 500 000 000 €.

Dépenses pluriannuelles

Les crédits inscrits sur le programme 345 retracent, en autorisations d'engagement et crédits de paiement égaux, les versements annuels aux opérateurs de service public de l'énergie au titre de la compensation de leurs charges, telles qu'évaluées et délibérées par la Commission de régulation de l'énergie.

Or, une part importante de ces charges relève de contrats de long terme signés entre les opérateurs de service public de l'énergie et les producteurs d'énergie, auxquels ils garantissent une rémunération de référence de l'énergie produite pendant toute la durée de leur contrat (soit jusqu'à 15 ou 20 ans). Les engagements pluriannuels pris par l'État au titre de la compensation des charges liées à ces contrats font l'objet depuis 2018 d'une comptabilisation en engagements hors bilan (EHB) dans le compte général de l'État, en accord avec les recommandations formulées par la Cour des comptes. Les éléments comptabilisés dans les engagements hors bilan de l'État concernent, de manière historique, la métropole continentale. Des travaux récents ont permis d'étendre le périmètre des engagements hors bilan aux charges liées à la zone non interconnectée de l'Île de la Réunion, à l'occasion de l'examen de sa nouvelle PPE. Une extrapolation des travaux réalisés sur la Réunion permet de donner une évaluation grossière des engagements hors bilan pour les autres ZNI. Le gel des tarifs réglementés de vente de gaz naturel dans le cadre du bouclier tarifaire a lui aussi été intégré aux travaux d'évaluation des EHB.

Au 31 décembre 2022, ces engagements hors bilan étaient évalués à hauteur de 96,5 Md€ en euros courants (hors actualisation) dont 50,1 Md€ de soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole, 11,5 Md€ de soutien à l'injection de biométhane en métropole, 3,0 Md€ de soutien à la cogénération gaz, 30,1 Md€ de soutien au titre du soutien aux EnR et à la péréquation tarifaire en ZNI et 1,8 Md€ au titre des boucliers tarifaires.

Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE), institué par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte, a pour vocation d'éclairer les citoyens et parlementaires sur ces engagements pluriannuels. Placé auprès du ministre chargé de l'énergie, il comporte trois personnes qualifiées respectivement pour leurs compétences dans les domaines des énergies renouvelables, des zones non interconnectées et de la protection des consommateurs, des représentants des institutions concernées par les charges de service public de l'énergie (Cour des comptes, Commission de régulation de l'énergie, ministères chargés de l'énergie, de l'économie, du budget et des outre-mer). Sa composition vise ainsi à garantir l'objectivité de ses évaluations.

Engagements passés pris au 31 décembre 2021

Dans son quatrième rapport annuel, publié au second semestre 2022, le comité évalue le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et la fin de 2021 en matière de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et financés au titre des charges de service public de l'énergie, entre 119 et 190 Md€, en fonction des scénarios retenus pour l'évolution du prix de marché de l'électricité (aux deux scénarios de prix issus de la PPE, le CGCSPE a adjoint deux nouveaux scénarios tendanciels, qui tiennent compte de la forte évolution des prix de gros à fin 2021).

Sur ces montants, le soutien à la production d'électricité (énergies renouvelables et cogénération au gaz naturel) représente entre 106 et 177 Md€ d'engagements à fin 2021, soit entre 89 et 93 % du total, principalement au titre des filières suivantes :

- le photovoltaïque pré-moratoire (entre 37 et 39 Md€) ;
- l'éolien terrestre (entre 12 et 45 Md€) ;
- l'éolien en mer (entre 18 et 28 Md€) ;
- le photovoltaïque post-moratoire (entre 13 et 25 Md€).

Service public de l'énergie

Programme	n°	Justification au premier euro
345		

Le soutien à la production de biométhane représente de son côté environ 13 Md€ d'engagements à fin 2021, soit environ de 7 à 11 % du total.

Enfin, selon le comité, entre 57 et 128 Md€ d'engagements, soit entre 58 % et 74 % du total, restent à payer dans les années à venir selon une chronique qui, eu égard aux dates d'engagements et à la durée des contrats, s'étale jusqu'en 2048 (bien que marginalement après 2044). Les montants déjà payés entre le début des années 2000 et fin 2021 s'élèvent quant à eux à 49 Md€.

Les restes à payer au titre des engagements pris avant fin 2021 se traduisent par des charges annuelles prévisionnelles, qui :

- croîtront entre 2022 et 2025 d'environ 7,1 à 8,2 Md€ (scénario de prix dit « 56 »), sous l'effet de la mise en service de projets déjà engagés et en particulier des projets éoliens en mer ;
- avant de connaître une baisse notable, d'environ 37 % entre 2029 et 2032 (de 7,0 à 4,4 Md€), en particulier sous l'effet (i) de l'arrivée à échéance relativement concentrée des contrats photovoltaïques pré-moratoire qui représentent - à plein régime, jusqu'en 2029 - des charges annuelles de l'ordre de 2 Mds€, et (ii) de l'arrivée à échéance progressive des contrats éoliens terrestres ;
- décroîtront moins fortement entre 2033 et 2039 (entre 3 et 4 Md€ par an entre ces deux bornes), année après laquelle les charges annuelles diminueront sous l'effet notamment de l'arrivée à échéance des contrats éoliens en mer, qui en régime permanent, auront représenté de l'ordre de 1,4 Md€ par an.

La détermination des engagements et des dépenses induites sur l'ensemble de la durée d'engagement dépendent fortement de facteurs exogènes et incertains, notamment de l'évolution des prix de marché de l'électricité. Cette sensibilité est d'autant plus forte pour les filières dont les tarifs de soutien sont relativement proches des prix de marché (à l'inverse, le reste à payer relatif à la filière solaire pré-moratoire, très subventionnée, est relativement stable indépendamment du scénario retenu). Ainsi, une variation de 10 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché sur la période 2022 à 2048 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2021 pour le soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération en métropole d'environ 14,3 Md€, soit de l'ordre de 12 % des engagements restant à payer.

ÉCHÉANCIER DES CRÉDITS DE PAIEMENT (HORS TITRE 2)

ESTIMATION DES RESTES À PAYER AU 31/12/2023

Engagements sur années antérieures non couverts par des paiements au 31/12/2022 (RAP 2022)	Engagements sur années antérieures non couverts par des paiements au 31/12/2022 y.c. travaux de fin de gestion postérieurs au RAP 2022	AE (LFI + LFR + Décret d'avance) 2023 + Reports 2022 vers 2023 + Prévision de FdC et AdP	CP (LFI + LFR + Décret d'avance) 2023 + Reports 2022 vers 2023 + Prévision de FdC et AdP	Évaluation des engagements non couverts par des paiements au 31/12/2023
559 909	0	21 000 000 000	21 000 559 908	0

ÉCHÉANCIER DES CP À OUVRIR

AE	CP 2024	CP 2025	CP 2026	CP au-delà de 2026
Évaluation des engagements non couverts par des paiements au 31/12/2023	CP demandés sur AE antérieures à 2024 CP PLF CP FdC et AdP	Estimation des CP 2025 sur AE antérieures à 2024	Estimation des CP 2026 sur AE antérieures à 2024	Estimation des CP au-delà de 2026 sur AE antérieures à 2024
0	0 0	0	0	0
AE nouvelles pour 2024 AE PLF AE FdC et AdP	CP demandés sur AE nouvelles en 2024 CP PLF CP FdC et AdP	Estimation des CP 2025 sur AE nouvelles en 2024	Estimation des CP 2026 sur AE nouvelles en 2024	Estimation des CP au-delà de 2026 sur AE nouvelles en 2024
6 155 000 000 0	5 500 000 000 0	67 000 000	117 000 000	471 000 000
Totaux	5 500 000 000	67 000 000	117 000 000	471 000 000

CLÉS D'OUVERTURE DES CRÉDITS DE PAIEMENT SUR AE 2024

CP 2024 demandés sur AE nouvelles en 2024 / AE 2024	CP 2025 sur AE nouvelles en 2024 / AE 2024	CP 2026 sur AE nouvelles en 2024 / AE 2024	CP au-delà de 2026 sur AE nouvelles en 2024 / AE 2024
89,36 %	1,09 %	1,90 %	7,65 %

Les crédits de paiements estimés pour les exercices 2025, 2026 et au-delà correspondent à l'ouverture progressive de nouvelles tranches de capacité du mécanisme de soutien à l'hydrogène décarboné. Il est prévu une montée en puissance du mécanisme jusqu'en 2030.

Service public de l'énergie

Programme	n°	Justification au premier euro
345		

Justification par action**ACTION****09 – Soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale**

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	0	0	0
Crédits de paiement	0	0	0	0

La politique du Gouvernement en faveur de la transition énergétique repose sur un ensemble de mesures dont celles visant au développement des énergies renouvelables. Les fournisseurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution (ELD)) sont tenus à ce titre de conclure des contrats d'achat de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable par les installations éligibles à l'obligation d'achat ou lauréates d'un appel d'offres. EDF doit également conclure des contrats avec les entreprises éligibles au complément de rémunération, soit dans le cadre de guichets ouverts, soit dans le cadre d'appels d'offres. Depuis le 1^{er} janvier 2017, des organismes agréés peuvent également se voir céder la gestion des contrats d'achat avec les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable.

Le surcoût résultant de l'application de ces contrats correspond à la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite et le coût évité par ces mêmes quantités dans le cas de l'obligation d'achat, ou au montant de la prime dans le cas du complément de rémunération. La présente action vise à compenser les opérateurs de ce surcoût.

Dans sa délibération du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024, la Commission de régulation de l'énergie estime que les charges prévisionnelles de soutien à la production d'électricité renouvelable en métropole en 2024 seront négatives au global pour l'action 9 à hauteur de -2 672,8 M€. Malgré 2 sous actions : « Solaire photovoltaïque » et « Bio-énergies » qui présentent des charges prévisionnelles positives en 2024, les crédits inscrits pour l'action 9 sont donc nuls en 2024.

SOUS-ACTION**09.01 – Eolien terrestre**

Au 31 décembre 2022, le parc éolien terrestre français atteint une puissance de 20,4 GW. Au cours de l'année 2022, 1.5 GW ont été raccordés. La puissance nouvellement raccordée de l'éolien terrestre a augmenté de 13 %. La puissance des projets éolien terrestre en cours d'instruction s'élève à 10,7 GW.

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de 24,1 GW en 2023 et une fourchette de 33,2 à 34,7 GW en 2028.

En 2023, la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoyait l'ouverture d'appels d'offres à hauteur de 1 850 MW par an, pour un coût de soutien de l'ordre de 1 500 M€ sur 20 ans. Suite à une faible souscription sur la première période d'appel d'offres de l'année 2023 (seulement 40MW, du fait de non conformités importantes), un appel d'offres supplémentaire a été ouvert durant cette année. Un volume additionnel de 800 MW de nouveaux contrats est également attendu dans le cadre de l'arrêté tarifaire en vigueur, dont les

conditions d'éligibilité seront restreintes afin de le réserver aux projets citoyens ou sous contraintes aéronautiques.

Compte tenu des perspectives les plus récentes de prix de marché de l'énergie, les charges prévisionnelles au titre de 2024 estimées par la Commission de régulation de l'énergie dans sa délibération du 13 juillet 2023 deviennent négatives sur la sous- action « Éolien terrestre » en 2024 à hauteur de -2 963,2 M€. Il n'y a donc pas de crédits sur cette sous-action en 2024.

SOUS-ACTION

09.02 - Eolien en mer

La PPE 2019-2028, prévoit l'attribution de projets éoliens (posés et flottants) pour une puissance cumulée entre 3,85 et 4,35 GW, dont au moins 750 MW en flottant et 2,5 à 3 GW en posé entre 2019 et 2023, puis au moins 1 GW par an ensuite, conformément à la loi « climat et résilience ». Depuis 2020, 5 procédures de mises en concurrence représentant 4,25 GW ont été lancées : un premier projet de 1 GW a été attribué en mars 2023.

Lauréat de l'appel d'offres attribué en 2012, le parc éolien en mer posé situé à Saint-Nazaire, d'une puissance de 480 MW est intégralement mis en service depuis fin 2022 (0,7 TWh produits de janvier 2023 à mai 2023). D'ici à début 2024, les parcs éoliens en mer de Saint-Brieuc et Fécamp (496 MW chacun) devraient être intégralement en service (les premières éoliennes ont été installées à l'été 2023). Les mises en service des parcs de Courseulles-sur-Mer, Dieppe-le Tréport et Yeu-Noirmoutier (1,4 GW au total) sont attendues en 2025 et celles des trois parcs pilotes flottants, totalisant une puissance de 85 MW, sont prévues entre 2023 et 2025.

La filière éolienne en mer devrait donc produire plus de 2 TWh en 2023, en nette augmentation par rapport à la production en 2022 de 0,6 TWh.

Compte tenu des perspectives les plus récentes de prix de marché de l'énergie, les charges prévisionnelles au titre de 2024 estimées par la Commission de régulation de l'énergie dans sa délibération du 13 juillet 2023 sur la sous- action « Éolien en mer » en 2024 sont négatives à hauteur de -35,6 M€. Il n'y a donc pas de crédits sur cette sous-action en 2024.

SOUS-ACTION

09.03 - Solaire photovoltaïque

La puissance du parc solaire photovoltaïque atteint 16,3 GW à la fin du quatrième trimestre 2022. Au cours de l'année 2022, 2 385 MW supplémentaires ont été raccordés. La production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque s'élève à 19,1 TWh au cours de l'année 2022, en hausse de 30 % par rapport à l'année 2021. Elle représente 4,2 % de la consommation électrique française sur l'année.

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de 20,1 GW en 2023 et une fourchette comprise entre 35,1 et 44 GW en 2028.

En 2022, la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit l'attribution d'appels d'offres à hauteur de 1850 MW pour le photovoltaïque au sol, 900 MW pour le photovoltaïque sur bâtiment, 140 MW pour le photovoltaïque innovant et 150 MW pour les installations photovoltaïques en autoconsommation. Un volume de 750 MW pour l'arrêté tarifaire pour les projets photovoltaïques de moins de 500 kW est également attendu.

Service public de l'énergie

Programme	n°	Justification au premier euro
345		

Si les charges prévisionnelles estimées par la Commission de régulation de l'énergie sont positives pour cette sous-action (+597,9 M€), compte tenu d'un montant global de charges négatives sur l'action 9, les crédits inscrits sont nuls pour cette sous-action.

SOUS-ACTION

09.04 – Bio-énergies

Selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2023, au périmètre des charges supportées par EDF, « la puissance de la filière biomasse bois-énergie devrait s'élever à 576 MW fin 2023 (-131 MW par rapport à 2022, soit -19 %). Il n'y a plus de nouvelles mises en service en obligation d'achat dans la mesure où les nouveaux contrats signés le sont sous le régime du complément de rémunération. S'agissant de l'énergie produite, elle diminue de 17 % entre 2022 et 2024 pour atteindre 2,3 TWh en 2024. »

Si les charges prévisionnelles estimées par la Commission de régulation de l'énergie sont positives pour cette sous-action (+8,9 M€), compte tenu d'un montant global de charges négatives sur l'action 9, les crédits inscrits sont nuls pour cette sous-action.

SOUS-ACTION

09.05 – Autres énergies

Cette sous-action regroupe les filières restantes dont notamment l'hydraulique, l'incinération d'ordures ménagères et les autres filières plus marginales (gaz de mines, géothermie, etc.).

Pour la « petite hydroélectricité », comme les années précédentes, un appel d'offres de 35 MW a été ouvert en 2023 pour les installations dont la puissance est comprise entre 1 MW et 4.5 MW. Le développement et la rénovation des installations de moins de 1 MW sont soutenus par un dispositif de guichet sous la forme d'un arrêté tarifaire (dit arrêté H16). En 2024, environ 9 W supplémentaires devraient être mis en service dans le cadre du H16.

Selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2023 : « Le parc hydraulique soutenu devrait représenter une puissance installée de 1,0 GW fin 2024, en forte baisse par rapport à 2022 (-0,9 GW, soit -50 %), du fait notamment de résiliations anticipées de contrats intervenues en 2022 (-0,9 GW), l'arrivée à échéance de contrats anciens étant compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats. En conséquence, la production prévisionnelle soutenue s'établit à 2,7 TWh, un niveau inférieur de 1,4 TWh (-34 %) à la production constatée en 2022. La filière incinération d'ordures ménagères, en raison de l'arrivée à échéance et des résiliations anticipées d'une grande majorité de la puissance des contrats soutenus, face à l'absence de mécanisme de soutien pour les nouvelles installations, voit sa puissance chuter entre 2022 et 2023 (respectivement 469 MW puis 35 MW) avant de se stabiliser en 2024. L'énergie produite suit la même tendance et s'élève à 0,2 TWh en 2024. Les autres filières (gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD) sont plus marginales et représentent une production prévisionnelle de 238 GWh en 2024 ».

Les charges prévisionnelles estimées par la Commission de régulation de l'énergie sont négatives sur la sous-action « Autres énergies » en 2024 à concurrence de -280,2 M€. Il n'y a donc pas de crédits inscrits sur cette sous-action pour 2024.

ACTION (14,2 %)**10 - Soutien à l'injection de biométhane**

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	875 509 601	875 509 601	0
Crédits de paiement	0	875 509 601	875 509 601	0

La politique du gouvernement en faveur de la transition énergétique repose sur un ensemble de mesures dont celles visant au développement de la part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz naturel. Afin de favoriser l'injection de biométhane dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, les producteurs de biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel peuvent conclure des contrats d'obligation d'achat de biométhane avec des fournisseurs de gaz naturel. L'obligation d'achat de biométhane injecté est prévue par l'article L. 446-4 du code de l'énergie. L'arrêté du 23 novembre 2011 encadrerait les conditions du soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel jusqu'à son abrogation par l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020. Ce deuxième arrêté limite l'octroi du soutien par guichet ouvert aux installations de capacité maximale de production inférieure à 300 Nm³/h.

ÉLÉMENTS DE LA DÉPENSE PAR NATURE

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement
Dépenses d'intervention	875 509 601	875 509 601
Transferts aux entreprises	875 509 601	875 509 601
Total	875 509 601	875 509 601

SOUS-ACTION**10.01 - Soutien à l'injection de biométhane**

Au 31 mars 2023, 551 installations produisent du biométhane valorisé par injection dans les réseaux de gaz naturel. Les volumes d'énergie sont exprimés en pouvoir calorifique supérieur (PCS). La capacité de production cumulée s'élève à 9,9 TWh PCS/an, en progression de 7 % par rapport à fin 2022. La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe une fourchette comprise entre 14 et 22 TWh PCS/an en 2028.

À la fin du premier trimestre 2023, la capacité des 844 projets en file d'attente est de 15,4 TWh/an, en diminution de 2 % par rapport à fin 2022.

Dans sa délibération en date du 13 juillet 2023, la Commission de régulation de l'énergie indique, sur la base des déclarations des fournisseurs de gaz naturel, que « 24 fournisseurs ont prévu d'acheter 12,4 TWh de biométhane provenant de 807 installations en 2024, pour un coût d'achat total de 1 492,8 M€. Le coût d'achat unitaire moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 120,8 €/MWh, soit une augmentation de +11,4 €/MWh par rapport au coût d'achat unitaire constaté pour 2022 (109,4 €/MWh). Les acheteurs

Service public de l'énergie

Programme n° Justification au premier euro
345

prévoient ainsi une multiplication par 1,2 du nombre d'installations soutenues entre le 31 décembre 2023 et le 31 décembre 2024, qui se traduit par une multiplication par 1,3 du volume injecté »

Les charges prévisionnelles au titre de 2024 correspondant au soutien à l'injection de biométhane sont évaluées par la Commission de régulation de l'énergie, sur la base des déclarations des fournisseurs de gaz naturel, à 875,5 M€. Le montant des charges évaluées correspond ainsi à une prévision de production de l'ordre de 11,9 TWh en 2023, soit le dépassement de la production cible visée pour l'année 2023 par la programmation pluriannuelle de l'énergie (6 TWh). La réalisation de cette prévision en nette hausse, qui repose sur les déclarations des opérateurs, demeure toutefois incertaine au regard du taux de chute des projets et de la date de mise en service effective des installations. Le présent projet annuel de performances retient ainsi une prévision de production inférieure, égale à 8,9 TWh en 2023, qui apparaît plus réaliste au regard du nombre d'installations actuellement en service et de la probabilité de réalisation des projets en cours de développement (voir l'indicateur 2.2 ci-dessus). Il n'en reste pas moins que cette prévision s'inscrit dans un contexte de forte accélération des demandes de contrats d'obligation d'achat en 2019 et 2020 pour un nombre d'installations d'injection de biométhane très supérieur au rythme de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

ACTION (36,3 %)

11 - Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	2 236 439 679	2 236 439 679	0
Crédits de paiement	0	2 236 439 679	2 236 439 679	0

Certains territoires ne sont pas connectés au réseau d'électricité continental (ou de façon limitée dans le cas de la Corse) et voient leur approvisionnement en électricité spécifiquement contraint : on les regroupe sous le nom de zones non interconnectées (ZNI).

Ces zones regroupent notamment : la Corse ; les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, La Réunion) ; les collectivités territoriales (Martinique, Guyane, Mayotte, Saint-Martin, Saint-Barthélemy) ; certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna notamment) ; les îles du Ponant (les îles de Sein, Molène, Ouessant et Chausey). La Nouvelle Calédonie et la Polynésie française ont des statuts particuliers en matière d'énergie et ne sont pas considérées comme des zones non interconnectées (ZNI).

Les crédits de l'action 11 « Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain » financent les charges résultant de deux missions de service public de l'énergie complémentaires : d'une part, la transition énergétique des territoires et, d'autre part, la péréquation tarifaire qui permet aux consommateurs de ces territoires de bénéficier de prix de l'électricité comparables à ceux applicables en métropole continentale alors même que les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont sensiblement supérieurs à ceux de la métropole.

Il en résulte pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF), des surcoûts qui font l'objet d'une compensation par l'État.

Plus précisément, les charges liées à la production d'électricité dans les zones non interconnectées sont constituées notamment :

- des surcoûts de production d'électricité à partir des installations appartenant aux opérateurs historiques. Les surcoûts de production supportés par EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) et donnant lieu à compensation sont calculés

comme l'écart entre le coût de production « normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone » et la part production du tarif réglementé de vente. Le coût de production normal et complet est calculé annuellement à partir des coûts constatés dans la comptabilité appropriée des opérateurs ;

- des surcoûts d'achat d'électricité dans le cadre de contrats conclus entre les producteurs tiers et les fournisseurs historiques, qu'ils relèvent de l'obligation d'achat (arrêtés tarifaires et appels d'offre) ou du gré à gré. Les surcoûts d'achat sont calculés comme l'écart entre le prix auquel le fournisseur historique achète l'électricité à un producteur tiers et la part « production » du tarif réglementé de vente.

Les coûts correspondants ont été évalués de façon prévisionnelle par la Commission de régulation de l'énergie à 2 236 M€ au titre de l'année 2024.

ÉLÉMENTS DE LA DÉPENSE PAR NATURE

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement
Dépenses d'intervention	2 236 439 679	2 236 439 679
Transferts aux entreprises	2 236 439 679	2 236 439 679
Total	2 236 439 679	2 236 439 679

SOUS-ACTION

11.01 - Soutien à la transition énergétique dans les ZNI

Le code de l'énergie prévoit la mise en place de programmations pluriannuelles de l'énergie propres à chaque zone non interconnectée. Ces programmations, qui couvrent une période de cinq ans, sont élaborées conjointement par le gouvernement et les autorités locales. Elles constituent l'outil de pilotage de la politique énergétique de ces territoires, en association avec les collectivités locales.

Ces programmations visent à atteindre deux objectifs ambitieux fixés par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte : couvrir avec des énergies renouvelables 50 % du mix énergétique de ces territoires en 2023 ; parvenir à l'autonomie énergétique en 2030. Territoires isolés du réseau électrique de la France continentale, les zones non interconnectées assurent en effet aujourd'hui l'essentiel de leur fourniture électrique avec des énergies fossiles importées (gaz, fioul, charbon).

L'accompagnement de la transition énergétique des zones non interconnectées prend principalement la forme de contrats d'obligation d'achat ou de contrats de gré à gré pour le développement des énergies renouvelables et d'actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Plus précisément, la sous-action « Soutien à la transition énergétique dans les ZNI » couvre :

- les surcoûts de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par le fournisseur historique : -121,8 M€ pour Électricité de France (EDF) en 2024 (charges négatives cette année) ;
- le surcoûts d'achat des contrats de gré à gré ou d'obligation d'achat d'énergies renouvelables : 974,3 M€ pour EDF, 6,7 M€ pour Électricité de Mayotte (EDM) et 0,43 M€ pour Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) ;

Service public de l'énergie

Programme	n°	Justification au premier euro
345		

- les coûts liés à la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) : 167,9 M€ pour EDF et 5,1 M€ pour Électricité de Mayotte (EDM) ;
- les coûts liés au développement du stockage : 5,5 M€ pour EDF et 2,0 M€ Électricité de Mayotte (EDM)
- le coût des études prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie : absence de charges en 2024 ;
- régularisation des charges au titre des années 2012 à 2021 : 14,0 M€.

Le total de cette sous-action s'élève au total à 1 054,1 M€ pour l'année 2024.

SOUS-ACTION**11.02 - Mécanismes de solidarité avec les ZNI**

La sous action « Mécanismes de solidarités avec les ZNI » représente la part dévolue à la production non renouvelable de la péréquation tarifaire : les surcoûts de production hors énergies renouvelables du fournisseur historique et les surcoûts d'achat des contrats de gré à gré hors énergies renouvelables.

Le total de cette sous-action s'élève à 1 182,3 M€ pour l'année 2024 et comprend :

- les contrats de gré à gré thermique pour les producteurs tiers (fioul, gaz, etc.) : 618,3 M€ pour EDF ;
- les charges induites par l'exploitation des moyens de production d'électricité à partir des installations appartenant aux fournisseurs historiques : 379,2 M€ pour EDF SEI, 156,4 M€ pour Électricité de Mayotte (EDM) et 12,26 M€ pour Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF) ;
- régularisation des charges au titre des années 2012 à 2021 : 16,3 M€.

ACTION (1,6 %)**12 - Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques**

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	100 463 808	100 463 808	0
Crédits de paiement	0	100 463 808	100 463 808	0

La cogénération désigne le processus de production simultanée de chaleur et d'électricité, qui permet d'atteindre des rendements énergétiques globaux supérieurs à ceux obtenus via la production séparée de chaleur (chaudières) et d'électricité (centrales électriques). La cogénération permet ainsi de générer des économies d'énergie primaire, ce qui contribue à l'atteinte des objectifs de réduction de la consommation énergétique.

Cette action assure la compensation des coûts supportés par les acheteurs obligés (EDF, entreprises locales de distribution) dans le cadre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la cogénération au gaz naturel, tels que les contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. Ce soutien concerne les installations de moins de 12 MW, le dispositif transitoire de rémunération de la disponibilité des capacités de production des installations de plus de 12 MW prévu par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 ayant pris fin au 31 décembre 2016.

Conformément à la programmation pluriannuelle de l'énergie d'avril 2020, le dispositif de soutien à la cogénération a été abrogé le 21 août 2020. Seuls les contrats en cours à cette date font donc l'objet d'une compensation jusqu'à leur terme.

Cette action assure également la compensation des coûts au titre des autres moyens thermiques, notamment le gaz de mine et certaines installations de production de pointe fonctionnant au diesel.

ÉLÉMENTS DE LA DÉPENSE PAR NATURE

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement
Dépenses d'intervention	100 463 808	100 463 808
Transferts aux entreprises	100 463 808	100 463 808
Total	100 463 808	100 463 808

SOUS-ACTION

12.01 - Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques

Selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2023, la puissance soutenue de la filière cogénération au gaz naturel devrait baisser entre 2022 et 2024 de 0,8 GW pour s'établir à 1,8 GW avec l'arrivée à échéance de contrats anciens. L'énergie produite soutenue baisse elle aussi fortement entre 2022 et 2024 (-1,4 TWh, soit -22 %). Concernant la centrale à « cycle combiné gaz » de Landivisiau mise en service en 2021, sa puissance est de 422 MW. Une prime fixe annuelle en €/MW est versée au producteur.

Les charges évaluées par la Commission de régulation de l'énergie à compenser en 2024 pour la cogénération au gaz naturel et les autres moyens thermiques s'élèvent à 100,5 M€.

ACTION (1,0 %)

13 - Soutien aux effacements de consommation

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	63 000 000	63 000 000	0
Crédits de paiement	0	63 000 000	63 000 000	0

Cette dépense correspond au financement des appels d'offres prévus par l'article L 271-4 du code de l'énergie organisés à partir de 2018 et visant à développer les capacités d'effacement de consommation électrique.

ÉLÉMENTS DE LA DÉPENSE PAR NATURE

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement
Dépenses d'intervention	63 000 000	63 000 000
Transferts aux entreprises	63 000 000	63 000 000
Total	63 000 000	63 000 000

Service public de l'énergie

Programme	n°	Justification au premier euro
345		

SOUS-ACTION**13.01 - Soutien aux effacements**

Pour l'année 2024, les charges prévisionnelles pour la mise en œuvre des contrats d'effacement déclarées par Réseau de transport d'électricité (RTE) et retenues par la Commission de régulation de l'énergie dans sa délibération du 13 juillet 2023 s'élèvent à 63,0 M€. Elles correspondent principalement au budget prévisionnel de contractualisation de l'appel d'offres « Effacement T4 2023-2024 »

ACTION (0,7 %)**14 - Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique**

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	44 923 343	44 923 343	0
Crédits de paiement	0	44 923 343	44 923 343	0

Cette action assure le financement des dispositifs d'aide aux ménages en situation de précarité. Ils sont au nombre de 5 répartis en 3 sous-actions, pour des dépenses totales évaluées à 44,9 M€ en 2024.

ÉLÉMENTS DE LA DÉPENSE PAR NATURE

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement
Dépenses d'intervention	44 923 343	44 923 343
Transferts aux entreprises	44 923 343	44 923 343
Total	44 923 343	44 923 343

SOUS-ACTION**14.01 - Compensation des versements au fond de solidarité logement**

Les opérateurs peuvent bénéficier de la prise en charge d'une partie de leur contribution au fonds de solidarité logement. L'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité au fonds de solidarité pour le logement réforme les règles de compensation des fournisseurs : celle-ci est portée à un euro par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kVA au 1^{er} janvier de l'année considérée, dans la limite de 90 % de leur contribution. Cette évolution vise à préserver le caractère incitatif du fonds de solidarité logement pour les fournisseurs, tout en participant à l'objectif de maîtrise des dépenses publiques.

Les charges prévisionnelles à compenser en 2024 évaluées par la Commission de régulation de l'énergie pour les contributions aux fonds de solidarité logement s'élèvent à 26,7 M€.

SOUS-ACTION

14.02 – Dispositif d'affichage déporté de la consommation d'énergie

En application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant des tarifs sociaux ou du chèque énergie, et équipés d'un compteur communicant Linky ou Gazpar, un accès à leurs données de consommation, exprimées en euros. Pour l'électricité, cet affichage doit être en temps réel. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Les charges prévisionnelles à compenser en 2024 évaluées par la Commission de régulation de l'énergie pour l'accès aux données de consommation d'énergie s'élèvent à 11,7 M€.

SOUS-ACTION

14.03 – Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique

Les charges prévisionnelles à compenser en 2024 évaluées par la Commission de régulation de l'énergie pour les autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique s'élèvent à 6,5 M€.

Ce montant compense deux dispositifs sociaux :

- La tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) pour l'électricité et la « tarification spéciale de solidarité » (TSS) pour le gaz sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Elles ont été remplacées au 1^{er} janvier 2018 par le chèque énergie. Néanmoins, les dispositions réglementaires nécessaires au déploiement du chèque énergie n'ayant pas été prises dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité y a été prolongé en 2022 en l'absence d'avancées réglementaires. Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité, relatives aux îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy spécifiquement.
- Les protections associées au chèque énergie, qui a remplacé depuis le 1^{er} janvier 2018 sur l'ensemble du territoire les anciens tarifs sociaux de l'énergie, et dont le financement a été transféré en 2020 sur le programme 174 « Énergie, climat et après-mines ». Le programme 345 continue de financer les compensations de charges, évaluées par la Commission de régulation de l'énergie, des fournisseurs concernant les services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie.

ACTION (0,0 %)

15 – Frais divers

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	404 922	404 922	0
Crédits de paiement	0	404 922	404 922	0

Service public de l'énergie

Programme	n°	Justification au premier euro
345		

Cette action assure le financement de frais divers associés aux missions de service public de l'énergie. Ces frais, détaillés ci-dessous, représentent des recettes totales évaluées à 56,5 M€ en 2024. Seule la sous-action 15.02 - Frais d'intermédiation a des charges prévisionnelles positives (+0,4 M€).

ÉLÉMENTS DE LA DÉPENSE PAR NATURE

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement
Dépenses d'intervention	404 922	404 922
Transferts aux entreprises	404 922	404 922
Total	404 922	404 922

SOUS-ACTION**15.01 - Frais financiers et de gestion des contrats**

Cette sous-action compense les opérateurs pour les coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour un montant prévisionnel au titre de 2024 de 92,0 M€ selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2023 basée notamment sur la délibération n° 2023-177 de la CRE du 29 juin 2023 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale.

Elle intègre également une régularisation de -3,4 k€ des reliquats de charges au titre des années 2012 à 2021 (annexe 4 de la délibération du 13 juillet 2023). Des reliquats existent lorsque des opérateurs déclarent des charges au titre des années antérieures qui ne pouvaient être prises en compte lors des déclarations de charges précédentes.

Elle comprend par ailleurs -104,7 M€ au titre des frais financiers (en l'occurrence il s'agit donc de produits financiers). En application des articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie, les charges de service public de l'énergie supportées par les opérateurs sont en effet majorées ou diminuées de frais financiers définis comme suit : « si le montant de la totalité des acomptes versés au titre d'une année est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles [L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 pour ce qui concerne l'électricité et à l'article L. 121-35 pour ce qui concerne le gaz] il en résulte respectivement, une charge ou un produit, qui porte intérêt à un taux fixé par décret. La charge ou le produit ainsi calculé est, respectivement, ajoutée ou retranché aux charges à compenser à cet opérateur pour les années suivantes. »

Le h) du I de l'article R. 121-31 du code de l'énergie précise que le montant des charges imputables aux missions de service public incombant à chaque opérateur est « augmenté ou diminué des intérêts prévus aux articles L.121 - 19-1 et L.121-41, calculés opérateur par opérateur, par application, à la moyenne du déficit ou de l'excédent de compensation constaté l'année précédente, du taux de 1,72 %, qui peut être modifié par décret. Les modalités de calcul de ces intérêts sont établies par la Commission de régulation de l'énergie. »

Enfin, la CRE considère qu'elle n'a pas à prendre en compte de défauts de recouvrement créés en 2022 par l'absence de remboursement, de la part de certains opérateurs, des montants dus à l'État au titre de charges négatives (annexe 5 de la délibération du 13 juillet 2023), ceux-ci ayant été remboursés ou en passe de l'être (titre de perception émis).

Les charges prévisionnelles totales pour la sous-action « Frais financiers et gestion des contrats » sont ainsi négatives à hauteur de -12,7 M€ pour l'année 2024. Il n'y a donc pas de crédits inscrits sur cette sous-action pour 2024.

SOUS-ACTION

15.02 - Frais d'intermédiation

La sous-action « Frais d'intermédiation » couvre les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et les frais de gestion de l'organisme mentionné à l'article L. 314-14 du code de l'énergie, responsable de la mise aux enchères des garanties d'origine.

Les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations sont évalués par la Commission de régulation de l'énergie à 48 674 € pour 2024. Ce montant correspond à la somme des frais de gestion prévisionnels au titre de 202 (52 008 €) et de l'écart entre les frais de gestion constatés en 2022 et les frais prévisionnels au titre de cette même année (-3 334 €). Les frais de gestion constatés en 2022 (52 008 €) ont été actés par l'arrêté du 27 juin 2023.

Les frais supportés par l'entreprise Powernext au titre de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue par l'article L. 314-14 du code de l'énergie s'élèvent à 356 248 € pour 2024. A noter que ce montant n'intègre que la régularisation au titre de l'année 2022 et pas les frais prévisionnels au titre de l'année 2024. Le mandat d'EEX en tant que gestionnaire du registre national des garanties d'origine s'arrêtant au 31 décembre 2023, un appel d'offres aura lieu dans le courant de l'année 2023 afin de désigner le nouveau teneur de registre. Les frais de gestion et d'inscription de registre des garanties d'origine pourraient ainsi être modifiés à partir du 1^{er} janvier 2024.

Le montant total de cette sous-action représente 0,4 M€ pour l'année 2024.

SOUS-ACTION

15.03 - Compléments de prix liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

L'article 62 de la n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a modifié les dispositions du code de l'énergie relatives au complément de prix acquitté dans certaines circonstances par les fournisseurs d'électricité au titre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire (ARENH). Les dispositions modifiées prévoient la déduction dans certaines circonstances d'une partie des montants versés à EDF, au titre du complément de prix de l'ARENH de la compensation des charges imputables aux missions de service public assignées à EDF en application de l'article L. 121-6 du code de l'énergie.

Ces nouvelles dispositions n'engendrent en principe pas de dépenses nouvelles pour le budget de l'État. Au contraire, elles permettent potentiellement de réduire les versements devant être apportés par le budget de l'État pour la compensation des charges de service public de l'énergie d'EDF. Dans sa délibération du 13 juillet 2023, la CRE estime qu'EDF devrait ainsi recouvrer en 2023 un montant de 22,1 M€ au titre du complément de prix ARENH portant sur l'année 2022. Il sera alors déduit de la compensation des charges pour 2024, sous réserve de régularisation au regard des montants effectivement versés à EDF.

La prévision de dépenses au titre de la sous-action 15-03 est donc nulle pour l'année 2024.

Service public de l'énergie

Programme	n°	Justification au premier euro
345		

ACTION (35,0 %)**17 - Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs**

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	2 154 258 647	2 154 258 647	0
Crédits de paiement	0	2 154 258 647	2 154 258 647	0

Dans le contexte de la forte hausse des prix du gaz et de l'électricité constatée depuis mi-2021, le législateur a élargi ponctuellement (cf. art 181 de la LFI 2022) la spécialité des crédits portés par le programme 345 des charges usuelles de service public de l'énergie aux mesures de protection des consommateurs contre les hausses des prix des énergies face à la crise (boucliers tarifaires pour le gaz et pour l'électricité). Cette disposition a été maintenue dans la LFI 2023.

Une compensation des pertes des fournisseurs dans le cadre des charges de service public de l'énergie existe ainsi pour le gaz comme pour l'électricité, avec en outre une disposition particulière pour les ménages chauffés collectivement au gaz naturel ou à l'électricité résidant en copropriété ou en logement social.

Les perspectives de prix de marché sur l'électricité conduisent à prévoir la prolongation d'un bouclier tarifaire sur 2024. Toutefois, en n'exposant pas les consommateurs aux prix des marchés de gros de l'énergie, une prolongation du bouclier n'incite pas à modérer les consommations alors que les tensions sur l'approvisionnement restent fortes.

La prévision de dépense sur l'action 17 s'élève à 1,854 Md€ pour l'électricité et 0,3 Md€ pour le gaz. Ces prévisions demeurent extrêmement sensibles aux fluctuations des prix sur les marchés de gros et pourraient être amenées à être réévaluées en fonction de l'évolution de la conjoncture. Ces estimations sont nettes des recettes dues aux énergies renouvelables pour l'année 2024.

ÉLÉMENTS DE LA DÉPENSE PAR NATURE

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement
Dépenses d'intervention	2 154 258 647	2 154 258 647
Transferts aux entreprises	2 154 258 647	2 154 258 647
Total	2 154 258 647	2 154 258 647

SOUS-ACTION**17.01 - Mesures à destination des consommateurs d'électricité**

En complément de la baisse de taxes (accise sur l'électricité, ex-TICFE) au minimum communautaire, pour tous les consommateurs sauf ceux qui bénéficient déjà de taux très réduits ou d'une exonération (très gros consommateurs), le bouclier tarifaire pour l'électricité comportait, en 2022 comme en 2023, une limitation de la hausse des tarifs destinés aux consommateurs éligibles aux TRVe (dont les consommateurs en Corse et outre-mer), qu'ils soient clients des fournisseurs historiques ou des fournisseurs alternatifs. En 2023, « l'amortisseur électricité » est venu compléter la palette des aides aux consommateurs d'électricité, pour les collectivités, PME ou assimilées et TPE ou assimilées non éligibles aux tarifs réglementés de vente, en

s'appuyant sur l'encadrement temporaire de crise et de transition (TCTF) établi par la Commission européenne.

Afin que tous les fournisseurs puissent répercuter à leurs clients les effets des aides sur l'électricité, les lois de finances successives ont prévu une compensation par l'État, au titre des charges de service public de l'énergie, des pertes que les fournisseurs subiraient.

Le principe du bouclier tarifaire pour les consommateurs éligibles aux TRVe, instauré en 2022 et poursuivi en 2023, a vocation à être reproduit en 2024, en s'adaptant aux conditions de marché et à la conjoncture économique. Une aide pour la consommation électrique des entreprises est aussi prévue dans la continuité de l'amortisseur et dans les limites des règles européennes d'aides aux entreprises.

La prévision de dépense sur la sous-action 17.01 s'élève à 1,854 Md€ pour l'électricité. Ces prévisions demeurent extrêmement sensibles aux fluctuations des prix sur les marchés de gros et pourraient être amenées à être réévaluées en fonction de l'évolution de la conjoncture.

SOUS-ACTION

17.02 – Mesures à destination des consommateurs de gaz

Face à la forte hausse du prix des énergies au niveau mondial, notamment du gaz naturel, le Gouvernement a mis en place un bouclier tarifaire « individuel » en gelant les tarifs réglementés de vente du gaz naturel (TRVg) toutes taxes comprises à leur niveau du mois d'octobre 2021. Ce gel des TRVg concerne les fournisseurs historiques fournissant aux TRVg et les fournisseurs proposant des offres indexées sur les TRVg aux particuliers et aux petites copropriétés éligibles aux TRVg. L'article 181 de la loi de finances pour 2022 a étendu ce gel aux entreprises locales de distribution (ELD) dont les TRVg sont supérieurs à ceux d'Engie. Il prévoit également une compensation par l'État, au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie, des pertes que les fournisseurs subiraient. Cette compensation s'appliquait dans un premier temps non seulement aux fournisseurs historiques pour les TRVg mais aussi à tous les fournisseurs proposant des offres indexées sur les TRVg, sous certaines conditions.

Ces dispositions ont été étendues par l'article 37 de la loi de finances rectificative du 16 août 2022 aux offres à prix fixe, qui protégeaient jusqu'alors les consommateurs y ayant souscrit.

Le bouclier tarifaire a été étendu aux logements chauffés par un chauffage collectif au gaz ou par un réseau de chaleur urbain utilisant du gaz naturel par le décret du 9 avril 2022 par le biais d'une aide financière. Cette aide est équivalente au gel des tarifs réglementés du gaz du 1^{er} novembre 2021 au 30 juin 2022, basée sur la différence entre le TRV gelé et le TRV non gelé, dans la limite de l'écart réel entre le prix du gaz facturé et le prix du TRV gelé. Pour ce bouclier « collectif », les ménages n'ont aucune démarche à effectuer pour bénéficier de l'aide qui est répercutée automatiquement sur leurs charges. Les demandes d'aide sont formulées par les fournisseurs d'énergie (fournisseur de gaz, exploitant de chaufferie collective qui facture la chaleur, gestionnaire de réseaux de chaleur) pour le compte des gestionnaires des logements sociaux et copropriétés, qui répercutent cette aide sur les charges. Le dispositif d'aide est également ouvert aux résidences à caractère social (logements-foyers, résidences universitaires et résidences service, lieux d'hébergement pour demandeurs d'asile, centres d'hébergement et de réinsertion sociale) dont les charges ne sont pas forcément récupérables mais qui se retrouvent dans une situation financière difficile, dans la mesure où les redevances des résidents sont contraintes et déterminées de manière forfaitaire. Ce second dispositif est géré par l'Agence de services et de paiement (ASP).

Le bouclier individuel a été reconduit en 2023 par la LFI 2023 en limitant la hausse des TRVg à 15 % jusqu'à leur terme au 1^{er} juillet 2023. Le bouclier collectif a été reconduit pour 2023 par le décret 2022-1762 du 30 décembre 2022.

Service public de l'énergie

Programme	n°	Justification au premier euro
345		

Compte tenu de la baisse des prix sur les marchés de gros, le dispositif pour les particuliers et copropriétés en contrat direct n'a pas été reconduit après le 1^{er} juillet 2023. Seule l'aide pour les contrats pluriannuels signés à un prix très élevé au second semestre 2022 pour les ménages chauffés collectivement au gaz sera reconduite en 2024, pour un montant évalué à 300 M€.

La prévision de dépense sur la sous-action 17.02 s'élève donc à 0,3 Md€ pour le gaz.

ACTION (11,0 %)**18 - Soutien hydrogène**

	Titre 2	Hors titre 2	Total	FdC et AdP attendus
Autorisations d'engagement	0	680 000 000	680 000 000	0
Crédits de paiement	0	25 000 000	25 000 000	0

Afin d'atteindre l'objectif européen de -55 % d'émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990 et conformément à sa stratégie de décarbonation nationale, la France soutient le développement de la production d'hydrogène décarboné. Des appels d'offre sont donc prévus au cours de l'exercice 2023, qui induiront des besoins de crédits à partir de 2024 portés par le programme 345.

Pour contribuer à la décarbonation de certaines industries, la France s'est fixé des objectifs ambitieux de production d'hydrogène. Cette production se fonde sur le déploiement de 6,5 GW d'électrolyse en 2030 financés par plusieurs mécanismes. Le dispositif de soutien à la production d'hydrogène décarboné accompagnera le déploiement d'environ 1 GW d'électrolyse pour participer au lancement du marché en prenant en charge la différence entre le coût de l'hydrogène décarboné et de l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles. Le mécanisme prévoit de monter en puissances sur trois vagues.

Il est envisagé d'apporter un soutien à la production sur une durée de 10 à 15 ans, avec l'ouverture d'une première session de 150MW en 2024, puis, compte tenu des coûts actuellement anticipés des systèmes hydrogène, de 250MW en 2025 et 600MW en 2026 pour atteindre, en 2029, 1 GW de capacités cumulées et soutenues qui seraient progressivement mises en service.

ÉLÉMENTS DE LA DÉPENSE PAR NATURE

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement
Dépenses d'intervention	680 000 000	25 000 000
Transferts aux entreprises	680 000 000	25 000 000
Total	680 000 000	25 000 000

