

## **DELIBERATION N° 2022-202**

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

**Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.**

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie, objet de la présente délibération.

Le cadre juridique en vigueur est rappelé ci-après s'agissant de la définition des charges de service public de l'énergie (articles R. 121-25 et suivants du code de l'énergie) ainsi que des modalités d'évaluation des charges de service public de l'énergie par la CRE (articles R. 121-30 et suivants du code de l'énergie).

Le corps de la délibération présente la synthèse des charges de service public de l'énergie au titre des années 2021 à 2023, le bilan des charges à compenser en 2023 aux opérateurs et les enjeux associés. La délibération comporte également huit annexes qui précisent le détail des charges retenues au titre des différentes années, détaillent la méthodologie appliquée et comportent des analyses sur l'évolution des charges.

2023 est la première année pour laquelle les charges de service public de l'énergie prévisionnelles calculées par la CRE sont négatives : plusieurs opérateurs seront amenés à reverser des montants à l'État, du fait du contexte exceptionnel de crise des prix de gros de l'électricité et du gaz.

## SYNTHESE DES CHARGES A COMPENSER EN 2023

Les charges de service public de l'énergie constatées en 2021 pour le soutien aux énergies renouvelables en France métropolitaine continentale sont fortement réduites par rapport à 2020. Les charges prévisionnelles au titre de 2022 et 2023 deviennent même négatives : la CRE prévoit, dans les actuelles conditions de prix de gros, que les énergies renouvelables électriques en métropole continentales représenteront une recette cumulée de 8,6 Md€ pour le budget de l'État sur ces deux années. La filière éolienne terrestre contribue majoritairement à cette recette, à hauteur de 7,6 Md€ ; la filière photovoltaïque continue de peser marginalement sur les charges de service public à hauteur de 0,9 Md€ cumulé : en effet, le poids des contrats historiques, conclus au lancement de la filière à des tarifs élevés n'est pas encore compensé par les nouveaux contrats qui, pour leur part, contribuent positivement aux finances publiques.

La présente délibération met ainsi en lumière la contribution des énergies renouvelables aux finances publiques dans le contexte actuel de crise des prix de gros de l'énergie et, plus généralement, dès lors que les prix de gros de l'énergie sont élevés. En effet, en 2021, le tarif d'achat moyen s'établit à 137 €/MWh dans le cadre du mécanisme d'obligation d'achat et à 81 €/MWh dans le cadre du mécanisme de complément de rémunération. Cela renforce la nécessité d'accélérer le développement des énergies renouvelables, par ailleurs indispensables pour renforcer la sécurité d'approvisionnement et atteindre les objectifs de neutralité carbone de la transition énergétique.

### Charges hors gels tarifaires pour la fourniture d'électricité et de gaz

En application de la délibération de la CRE du 16 mai 2019, les prévisions de charges de service public de l'énergie sont établies sur la base des prix de gros à terme constatés entre le 15 et le 30 avril 2022.

#### Charges au titre de 2023

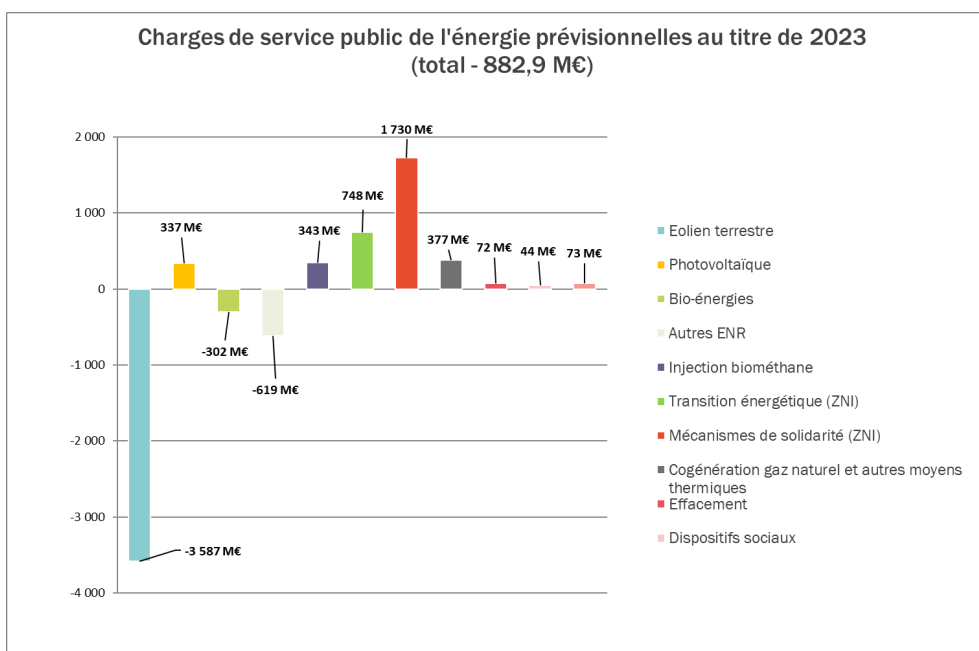
Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie au titre de l'année 2023 s'élève à **- 882,9 M€**, en forte baisse (- 7 004,6 M€, soit - 114 %) par rapport au montant constaté des charges au titre de l'année 2021 (6 121,6 M€). Cette évolution est étroitement liée à la crise des prix de gros de l'énergie ; elle résulte de plusieurs effets :

- i. La baisse majeure observée est principalement portée par la diminution de **- 7 224,1 M€** des charges liées au soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale. Elle s'explique essentiellement par la forte hausse des prix de gros de l'électricité (+ 122 €/MWh en moyenne). La valorisation des productions soutenues sur le marché devient supérieure à leur tarif d'achat ou de référence selon le mode de soutien (tarif fixé pour leur assurer une rémunération raisonnable), ce qui génère des montants de charges négatifs et donc une recette pour les finances publiques.
- ii. L'accroissement du nombre d'installations injectant du biométhane conduit à une hausse (**+ 121,1 M€**, soit une multiplication par 1,6 par rapport au constaté 2021) des charges liées à l'achat de biométhane, qui est fortement atténuée par la hausse des prix de gros du gaz (+ 29 €/MWh en moyenne).
- iii. Les charges dans les ZNI passent de 2 192 M€ constatées en 2021 à une prévision de 2 478 M€ pour 2023, soit une hausse de **286,0 M€**, liée au développement de nouvelles installations renouvelables sur ces territoires et à la hausse des surcoûts de production à partir d'énergies fossiles du fait de la hausse des coûts de combustibles et du CO<sub>2</sub>.

Au titre de 2023, le soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale représente ainsi un montant total négatif de charges de service public de l'énergie, à savoir - 4,3 Md€, dont - 3,6 Md€ pour l'éolien terrestre. En revanche, les autres postes de charges restent positifs : les charges liées aux ZNI représentent 2,5 Md€ (dont 30 % sont inclus dans la sous-action « Soutien à la transition énergétique »), le soutien à la cogénération 0,4 Md€, le soutien à l'injection de biométhane 0,3 Md€, les frais de gestion des contrats de soutien 0,07 Md€, le soutien à l'effacement 0,07 Md€ et les dispositifs sociaux 0,04 Md€.

La production prévisionnelle des énergies renouvelables électriques soutenues en métropole continentale est de 73,3 TWh en 2023, avec pour la première fois une production significative d'éolien en mer, contre 65,4 TWh en 2022 et une production constatée de 60,8 TWh en 2021. Les installations de cogénération devraient produire 4,7 TWh en 2023, une production en baisse par rapport à celle prévue en 2022, de 6,4 TWh, et celle constatée en 2021, de 7,3 TWh.

Les prévisions d'injection de biométhane sur l'année 2023 s'élèvent à 11,9 TWh, contre 7,4 TWh prévus pour l'année 2022 (mise à jour de la prévision) et 4,3 TWh effectivement injectés au cours de l'année 2021.



Charges au titre de 2022

La mise à jour de la prévision des charges au titre de 2022 conduit également à un niveau global de charges négatives, de - 582,7 M€. Cela représente une baisse de - **9 393,0 M€** par rapport aux prévisions initiales (8 810,3 M€). Cette évolution est également étroitement liée à la flambée des prix de gros de l'énergie : la très forte hausse, entre 2021 et 2022, des prix de gros de l'électricité (+ 115 €/MWh en moyenne) renchérit la valorisation de l'énergie soutenue et entraîne une baisse des surcoûts associés.

Charges au titre de 2021

Les charges constatées au titre de 2021 s'établissent à 6 121,6 M€ : elles sont inférieures de **1 876,3 M€** à la mise à jour de la prévision effectuée en juillet 2021 au titre de cette même année (7 997,9 M€). Cette baisse se produit également sous l'effet de la hausse des prix de gros de l'électricité (+ 30 €/MWh en moyenne) : leur forte hausse au cours du second semestre 2021 n'était pas anticipée lors de la mise à jour en juillet 2021 des prévisions au titre de 2021.

**Charges liées aux gels tarifaires pour la fourniture d'électricité et de gaz**

Les pertes de recettes pour les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au titre des gels tarifaires appliqués constituent des charges de service public de l'énergie. Le montant total des charges liées aux gels tarifaires à compenser pour 2023 s'élève à **1 028,4 M€**, dont - 291,3 M€ pour les fournisseurs d'électricité et 1 319,7 M€ pour les fournisseurs de gaz naturel.

	Electricité	Gaz naturel
Charges au titre de 2023	- 1 017,2 M€	0,0 M€
Charges au titre de 2022	857,1 M€	1 048,1 M€
Charges au titre de 2021	0,0 M€	351,6 M€
Déduction de l'acompte versé en 2022	- 131,3 M€	- 80,0 M€
<b>Charges à compenser en 2023</b>	<b>- 291,3 M€</b>	<b>1 319,7 M€</b>



**Charges à compenser en 2023**

En prenant en compte ces éléments ainsi que les autres composantes des charges – notamment les régularisations sur les années antérieures à 2021 (reliquats), les frais financiers, les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de Powernext et le recouvrement supplémentaire prévu au cours de l'année 2022 au titre du complément de prix ARENH CP2 portant sur l'année 2021– le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 s'élève à **- 11 123,1 M€**. Elles sont ainsi inférieures de 18,72 Md€ aux charges à financer en 2022, qui s'élevaient à 7 592,0 M€, selon la délibération de la CRE du 15 juillet 2021.

<b>Charges au titre de 2023</b>	<b>- 882,9 M€</b>
Régularisation 2022	- 9 393,0 M€
Régularisation 2021	- 1 876,3 M€
Charges liées au gel tarifaire	1 028,4 M€
Reliquats	+ 30,2 M€
Complément de prix ARENH	- 18,6 M€
Frais financiers	- 11,8 M€
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignations et Powernext	+ 1,0 M€
<b>Charges à financer en 2023</b>	<b>- 11 123,1 M€</b>

# SOMMAIRE

<b>SYNTHESE DES CHARGES A COMPENSER EN 2023 .....</b>	<b>2</b>
<b>1. CADRE JURIDIQUE .....</b>	<b>6</b>
1.1 PERIMETRE DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE .....	6
1.2 ÉVALUATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE .....	7
<b>2. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE HORS CHARGES LIEES AUX GELS TARIFAIRES .....</b>	<b>9</b>
2.1 CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE CONSTATEES AU TITRE DE 2021.....	9
2.2 MISE A JOUR DE LA PREVISION DE CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE AU TITRE DE 2022 .....	10
2.3 PREVISION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE AU TITRE DE 2023.....	11
<b>3. CHARGES LIEES AUX GELS TARIFAIRES.....</b>	<b>13</b>
<b>4. ESTIMATION PAR LA CRE DU MONTANT TOTAL DES CHARGES A COMPENSER EN 2023 .....</b>	<b>14</b>
<b>5. IMPACTS DE LA CRISE DES PRIX DE GROS DE L'ENERGIE SUR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE .....</b>	<b>16</b>
5.1 DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE REDUITES VOIRE NEGATIVES S'AGISSANT DU SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE.....	16
5.1.1 L'apport majeur des énergies renouvelables aux finances publiques dans le contexte actuel de crise des prix de gros de l'énergie .....	16
5.1.2 De possibles effets d'aubaine à éviter à court terme.....	16
5.1.3 Un recette prévisionnelle pour les finances publiques au titre de 2022 et 2023 de 8,6 Md€ en métropole continentale .....	17
5.1.4 Un développement à accélérer .....	18
5.2 LES RISQUES PESANT SUR LE PROCESSUS OPERATIONNEL DE COMPENSATION DES CHARGES DU FAIT DE LA VOLATILITE DES PRIX DE GROS .....	18

## **1. CADRE JURIDIQUE**

### **1.1 Périmètre des charges de service public de l'énergie**

Les obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie les conduisent, dans le cadre de leurs missions, à supporter des charges compensées par l'État ou à reverser des montants 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.

Ces différents surcoûts peuvent être positifs ou négatifs.

De plus, en électricité et en gaz, en application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022<sup>1</sup>, les pertes de recettes supportées par les fournisseurs du fait du gel des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel sont également compensées par l'État en tant que charges de service public.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016, en application de la réforme de la fiscalité énergétique prévue par la loi de finances rectificative pour 2015 et le décret du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, le financement du soutien aux énergies renouvelables était intégré au budget de l'État par l'intermédiaire du compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique ». Ce compte était financé, depuis le 1<sup>er</sup> février 2017, par une partie des recettes des taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) et le charbon (TICC) ainsi que par le produit de la mise aux enchères des garanties d'origine par l'État. Le reste des charges de service public de l'énergie, à savoir la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées, le soutien à la cogénération au gaz naturel et les dispositifs sociaux, était financé au travers du budget général.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, en application de l'article 89 de la loi n° 2019-1479 du 28 décembre 2019 de finances pour 2020, le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » a été supprimé et toutes les charges de service public de l'énergie sont désormais inscrites au sein d'un programme budgétaire dédié du budget général de l'Etat.

Ce programme budgétaire, décomposé en actions et sous-actions, apporte une plus grande lisibilité des dépenses de l'État permettant de financer les différents objectifs de politique énergétique regroupés dans les charges de service public de l'énergie. Le Tableau 1 présente cette décomposition, utilisée également par la CRE pour ventiler les charges de service public de l'énergie et les exposer dans le corps de la présente délibération et ses annexes.

**Tableau 1 : Nomenclature du programme budgétaire dédié aux charges de service public de l'énergie**

<b>Actions</b>	<b>Sous-actions</b>
<b>1. Soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale</b>	1. Éolien terrestre
	2. Éolien en mer
	3. Photovoltaïque
	4. Bio-énergies ( <i>dont biogaz et bois-énergie</i> )
	5. Autres énergies ( <i>dont petite hydraulique, incinération d'ordures ménagères et géothermie</i> )
<b>2. Soutien à l'injection de biométhane</b>	
<b>3. Soutien dans les zones non interconnectées</b>	1. Soutien à la transition énergétique dans les ZNI
	2. Mécanismes de solidarité avec les ZNI
<b>4. Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques</b>	
<b>5. Soutien aux effacements de consommation</b>	

<sup>1</sup> LOI n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022

<b>6. Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique</b>	1. Compensation des versements au fonds de solidarité logement
	2. Dispositif de mise à disposition des données de consommation d'énergie
	3. Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique
<b>7. Frais divers</b>	1. Frais financiers et de gestion des contrats (dont défauts de recouvrement) <sup>2</sup>
	2. Frais d'intermédiation (frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et frais de Pownext pour la mise aux enchères des garanties d'origine)
	3. Compléments de prix liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) <sup>3</sup>
<b>8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs</b>	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz

**1.2 Évaluation des charges de service public de l'énergie**

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la CRE est chargée de l'évaluation annuelle des charges de service public de l'énergie, objet de la présente délibération.

Les articles R. 121-25 et suivants du code de l'énergie précisent la définition des charges de service public de l'énergie. Les articles R. 121-30 et suivants du code de l'énergie définissent les modalités d'évaluation des charges de service public de l'énergie par la CRE.

Le I de l'article R. 121-30 du code de l'énergie précise les dates avant lesquelles les opérateurs supportant des charges de service public doivent adresser leurs déclarations à la CRE, soit le 31 mars pour les charges constatées au titre de l'année écoulée et le 30 avril pour 1) la mise à jour des prévisions de charges au titre de l'année en cours et 2) les prévisions de charges au titre de l'année à venir.

Le II de l'article R. 121-31 du code de l'énergie prévoit que la CRE adresse son évaluation du montant des charges de service public de l'énergie au ministre chargé de l'énergie avant le 15 juillet de chaque année.

Le délai contraint imparti à la CRE pour réaliser cet exercice la conduit à adopter une approche stricte en matière de respect des délais de déclaration.

\*\*\*

En application des dispositions de l'article R. 121-31 du code de l'énergie, le montant des charges de service public de l'énergie à compenser<sup>4</sup> aux opérateurs au cours de l'année 2023 correspond :

- au montant prévisionnel des charges au titre de l'année 2023 (annexe 1) ;
- augmenté ou diminué de la régularisation de l'année 2021, correspondant à :
  - l'écart entre les charges constatées au titre de 2021 (annexe 3) et les charges prévisionnelles mises à jour au titre de cette même année<sup>5</sup> ;
  - l'écart entre les charges prévisionnelles à compenser en 2021 notifiées aux opérateurs<sup>6</sup> et les contributions recouvrées pour 2021 (annexe 5)<sup>7</sup> ;
- augmenté ou diminué de la mise à jour de la prévision de l'année 2022, correspondant à :

<sup>2</sup> Aucun montant n'a été intégré en tant que défaut de recouvrement dans cette sous-action. Voir l'annexe 5 de la présente délibération.  
<sup>3</sup> L'article L. 336-5 du code de l'énergie prévoit qu'une partie des compléments de prix ARENH recouvrés par EDF soit déduite de la compensation devant être versée à EDF au titre des charges de service public de l'énergie. Dans sa délibération du 30 juin 2022 portant décision sur le calcul du complément de prix ARENH sur l'année 2021, la CRE a notifié le montant devant être recouvré à ce titre par EDF en 2022. Il est donc intégré au calcul des charges à compenser pour 2023. Pour plus de précision, voir l'annexe 5 de la présente délibération.  
<sup>4</sup> Le montant de la compensation peut être négatif : dans ce cas, les opérateurs doivent reverser ce montant.  
<sup>5</sup> Annexe 2 de la délibération du 7 octobre 2021 portant correction d'erreurs figurant dans la délibération de la CRE du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022.  
<sup>6</sup> Annexe 6 de la délibération de la CRE du 15 juillet 2020 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021.  
<sup>7</sup> Pour EDF, le montant des contributions recouvrées comprend, le cas échéant, la part des montants versés à EDF au titre du complément de prix de l'ARENH selon les modalités prévues à l'article R. 336-37 donnant lieu à déduction des versements de la compensation annuelle des charges de service public de l'énergie



- l'écart entre la mise à jour de la prévision de charges au titre de l'année 2022 (annexe 2) et les charges initialement prévues au titre de cette même année<sup>8</sup> ;
- l'écart entre les charges prévisionnelles à compenser en 2022 notifiées aux opérateurs<sup>9</sup> et la prévision de recouvrement au titre de 2022 (annexe 5)<sup>7</sup> ;
- augmenté ou diminué des charges constatées au titre des années antérieures. Les opérateurs peuvent en effet déclarer des charges au titre des années antérieures qui ne pouvaient être prises en compte lors des déclarations de charges précédentes : il s'agit de reliquats (annexe 4) ;
- réduit d'une part, fixée à 75 %<sup>10</sup> par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine « biométhane » délivrées pour les contrats d'achat signés avant le 9 novembre 2020<sup>11</sup> ;
- réduit du montant de la valorisation financière des garanties de capacité, en application de l'article L.121- 24 du code de l'énergie<sup>12</sup> ;
- augmenté ou diminué des intérêts prévus aux articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie, calculés opérateur par opérateur, par application du taux de 1,72 % à la moyenne du déficit ou de l'excédent de compensation constaté l'année précédente (annexe 6) ;
- augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations, au vu de la déclaration prévue au III de l'article R. 121-30 du code de l'énergie : ce montant comprend l'écart constaté entre les frais prévisionnels et les frais effectivement exposés au titre de l'année 2021 (annexe 6) ;
- augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion et d'inscription au registre national des garanties d'origine supportés par Powernext pour la mise aux enchères prévue à l'article L. 314-14-1 du code de l'énergie, arrêté dans les conditions précisées au IV de l'article R. 121-30 : ce montant comprend l'écart constaté entre les frais prévisionnels et les frais effectivement exposés au titre de l'année 2021 (annexe 6).

En application de l'article 181 de la loi de finances pour 2022, les pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel du fait du gel des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel constituent également des charges de service public de l'énergie ouvrant droit à compensation pour les opérateurs qui les supportent (annexe 8).

\*\*\*

Les sections suivantes présentent successivement l'évaluation des charges constatées au titre de 2021, de la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2022 et des charges prévisionnelles au titre de 2023, à l'exception des charges liées au gel tarifaire qui sont présentées séparément, dans une section dédiée. Enfin, la synthèse du montant des charges pour l'année 2023 est exposée.

Les charges de service public de l'électricité correspondent :

- aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération relevant de contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération conclus en application d'un arrêté tarifaire ou à l'issue d'un appel d'offres – y compris les coûts de gestion ;
- aux surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) ainsi qu'aux surcoûts liés aux projets de maîtrise de la demande de l'électricité ou de stockage dans ces territoires et des études mentionnés au e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- aux coûts résultant des appels d'offres incitant au développement des effacements de consommation ;
- aux coûts liés aux dispositifs sociaux (réductions sur les services de fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie, participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité – fonds de

<sup>8</sup> Annexe 1 de la délibération du 7 octobre 2021 portant correction d'erreurs figurant dans la délibération de la CRE du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022.

<sup>9</sup> Annexe 6 de la délibération du 7 octobre 2021 portant correction d'erreurs figurant dans la délibération de la CRE du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022.

<sup>10</sup> Cette part est réduite à 0% lorsque le biométhane est utilisé en tant que carburant pour des véhicules.

<sup>11</sup> En application du décret n° 2018-243 du 5 avril 2018 organisant la mise aux enchères des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, les acheteurs obligés ne sont plus subrogés dans les droits des producteurs à obtenir la délivrance des garanties d'origine de l'électricité produite dans le cadre d'un contrat d'achat et la valorisation financière des garanties d'origine ne vient plus en déduction des charges de service public de l'énergie.

Pour le biométhane injecté, des dispositions similaires ont été introduites par le décret n° 2020-1701 du 24 décembre 2020. Par dérogation, les contrats signés avant le 9 novembre 2020 bénéficient des dispositions en vigueur dans l'ancien régime, la déduction de la valorisation financière des garanties d'origine est alors intégrée dans les montants des charges des années respectives (annexes 1, 2 et 3).

<sup>12</sup> Cette valorisation est intégrée dans les montants des charges des années concernées (annexes 1, 2 et 3).





solidarité pour le logement (FSL), mise à disposition des données de consommation, tarif de première nécessité) ;

- et aux pertes de recettes supportées par les fournisseurs d'électricité du fait du gel des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Pour évaluer les surcoûts liés aux contrats d'achat, la CRE calcule le coût évité par ces contrats, c'est-à-dire la valorisation qui peut être faite de la production soutenue. Elle s'appuie pour cela sur plusieurs de ses délibérations méthodologiques relatives à l'évaluation du coût évité. En particulier, la délibération du 16 mai 2019<sup>13</sup> prévoit que les prévisions de charges pour les années 2022 (mise à jour de la prévision) et 2023 sont réalisées sur la base des prix de gros à terme constatés entre le 15 et le 30 avril 2022.

Les charges de service public de l'électricité sont supportées par Électricité de France (EDF), Électricité de Mayotte (EDM), Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), les entreprises locales de distribution (ELD), les autres fournisseurs d'électricité, RTE et les organismes agréés<sup>14</sup>.

Les charges de service public en gaz correspondent :

- aux surcoûts liés aux dispositifs de soutien au biométhane injecté ;
- aux coûts liés aux dispositifs sociaux (réductions sur les services de fourniture pour les bénéficiaires du chèque énergie, mise à disposition des données de consommation, tarif spécial de solidarité) ;
- et aux pertes de recettes supportées par les fournisseurs de gaz naturel du fait du gel des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Elles sont supportées par les fournisseurs de gaz naturel.

Au total, 179 opérateurs ont des charges (électricité et/ou gaz) à compenser en 2023.

## **2. CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE HORS CHARGES LIEES AUX GELS TARIFAIRES**

### **2.1 Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2021**

Les charges de service public de l'énergie constatées au titre de l'année 2021, hors charges liées aux gels tarifaires, ont été évaluées par la CRE à partir des déclarations effectuées par EDF, les ELD, les organismes agréés, EDM, EEWF, RTE et certains autres fournisseurs d'électricité et de gaz naturel. Ces déclarations ont été établies conformément aux règles de la comptabilité appropriée fixées par la CRE dans sa délibération du 17 février 2022<sup>15</sup>. Elles ont été contrôlées par les commissaires aux comptes des opérateurs ou, pour les régies, par leur comptable public.

La CRE a opéré des contrôles automatiques et des contrôles par échantillonnage des charges déclarées. Ces contrôles et les demandes de justifications supplémentaires ont conduit les opérateurs à procéder à des déclarations rectificatives en tant que de besoin.

S'agissant des coûts de gestion, la CRE a procédé au contrôle des charges constatées en excluant les coûts qui ne sont pas éligibles à la compensation. De plus, la CRE a appliqué les principes retenus dans sa délibération<sup>16</sup> du 27 mai 2021 qui met en place un encadrement de la compensation des frais de gestion supportés par les ELD, les organismes agréés et les acheteurs de biométhane injecté au titre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien. En conséquence, pour les postes de coûts pour lesquels la CRE a adopté un principe de plafonnement des frais, elle a compensé les montants déclarés par les opérateurs dans la limite des plafonds exposés dans sa délibération. La CRE continuera à s'assurer que les coûts exposés n'excèdent pas la « *limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus* » prévue par la loi<sup>17</sup>. Par ailleurs, le fait que des coûts de gestion aient été retenus en tant que charges prévisionnelles ne préjuge pas du fait qu'ils seront retenus à la compensation dans le cadre de l'examen des charges constatées.

Le montant total des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2021, hors charges liées aux gels tarifaires, s'élève à **6 121,6 M€**. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 3. Le Tableau 2 compare ce montant avec la mise à jour des charges prévisionnelles au titre de 2021 (7 997,9 M€) établie par la CRE dans le cadre de sa délibération de juillet 2021<sup>18</sup>.

<sup>13</sup> Délibération de la CRE du 16 mai 2019 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat.

<sup>14</sup> Mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie.

<sup>15</sup> Délibération de la CRE du 17 février 2022 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles.

<sup>16</sup> Délibération n° 2021-144 de la CRE du 27 mai 2021 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.

<sup>17</sup> Article L. 121-7 du code de l'énergie.

<sup>18</sup> Délibération de la CRE du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022.

**Tableau 2 : Charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2021**

		Charges constatées au titre de 2021	Mise à jour de la prévision au titre de 2021	Ecart en M€	Ecart en %
en M€					
<b>1. Soutien ENR électrique en métropole</b>	1. Eolien terrestre	200,1	1 327,4	-1 127,3	-85%
	2. Eolien en mer	0,0	0,0	0,0	0%
	3. Photovoltaïque	2 275,7	2 706,2	-430,5	-16%
	4. Bio-énergies	503,4	593,0	-89,6	-15%
	5. Autres énergies	-24,8	173,7	-198,5	-114%
<b>TOTAL</b>		<b>2 954,4</b>	<b>4 800,2</b>	<b>-1 845,8</b>	<b>-38%</b>
<b>2. Injection biométhane</b>		<b>221,9</b>	<b>383,3</b>	<b>-161,3</b>	<b>-42%</b>
<b>3. Soutien en ZNI</b>	1. Transition énergétique	566,2	598,5	-32,3	-5%
	2. Mécanismes de solidarité	1 625,8	1 443,8	182,0	13%
	<b>TOTAL</b>	<b>2 192,0</b>	<b>2 042,3</b>	<b>149,7</b>	<b>7%</b>
<b>4. Cogénération et autres moyens thermiques</b>		<b>654,0</b>	<b>669,0</b>	<b>-15,0</b>	<b>-2%</b>
<b>5. Effacement</b>		<b>13,1</b>	<b>17,2</b>	<b>-4,0</b>	<b>-23%</b>
<b>6. Dispositifs sociaux</b>	1. Compensation FSL	24,1	23,8	0,3	1%
	2. Afficheur déporté	0,0	0,2	-0,2	-100%
	3. Autres	4,8	4,2	0,7	16%
	<b>TOTAL</b>	<b>29,0</b>	<b>28,2</b>	<b>0,8</b>	<b>3%</b>
<b>7. Frais divers</b>	1. Frais de gestion	57,2	57,9	-0,7	-1%
<b>Total</b>		<b>6 121,6</b>	<b>7 997,9</b>	<b>-1 876,3</b>	<b>-23%</b>

Les charges constatées au titre de 2021 sont inférieures de 1 876,3 M€ (soit - 23 %) par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée en juillet 2021 au titre de cette même année. Cet écart est intégré à l'évaluation des charges de service public à compenser en 2023.

Les principaux sous-jacents de l'écart entre les charges constatées au titre de 2021 et la mise à jour de la prévision au titre de cette même année sont les suivants :

- La baisse majeure observée est principalement portée par la baisse de 1 845,8 M€ (- 38 %) des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole. Elle s'explique essentiellement par la forte hausse des prix de gros au cours du second semestre 2021, non anticipée lors de l'établissement en juillet 2021 de la mise à jour des prévisions au titre de 2021 (en moyenne, évolution de + 30 €/MWh de la valorisation marché de l'électricité produite).
- S'agissant de l'obligation d'achat du biométhane injecté, la baisse de 161,3 M€ est également liée à la hausse des prix de gros du gaz, de l'ordre de + 27 €/MWh en moyenne. Cet effet est renforcé par le retard dans la mise en service d'installations, entraînant une baisse du volume acheté (- 461,7 GWh).
- La hausse des charges liées aux Mécanismes de solidarité en ZNI (+ 182,0 M€) est essentiellement due à la reprise de la consommation dans la plupart des territoires ainsi qu'à une hausse des cours mondiaux du fioul, du charbon et du CO<sub>2</sub> constatée à partir du deuxième semestre 2021, en partie évitée par les mécanismes de couverture mis en place par les opérateurs.

## 2.2 Mise à jour de la prévision de charges de service public de l'énergie au titre de 2022

La mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2022, hors charges liées aux gels tarifaires, a été réalisée par la CRE d'une part à partir des éléments transmis par les opérateurs ayant souhaité actualiser leur prévision de charges initiale (effectuée en 2021) ou la faisant pour la première fois et d'autre part sur la base des prix de gros à terme<sup>49</sup>. Dans la mesure où les opérateurs sont responsabilisés financièrement sur la qualité de ces prévisions, puisque les écarts portent intérêt au taux de 1,72 %, la CRE a repris les éléments transmis, après avoir attiré, le cas échéant, l'attention des opérateurs sur d'éventuelles erreurs manifestes.

La mise à jour du montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2022, hors charges liées aux gels tarifaires, s'élève à - 582,7 M€. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 2. Le Tableau 3 compare ce montant avec le montant des charges initialement prévu au titre de 2022 (8 810,3 M€). L'écart entre cette nouvelle prévision et la prévision initiale, soit - 9 393,0 M€, est intégré à l'évaluation des charges de service public à compenser en 2023.

<sup>49</sup> Les prix de gros de l'électricité et du gaz servent de référence au calcul des coûts évités par l'obligation d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale (à l'exception des ELD pour les volumes d'électricité substitués à l'approvisionnement au tarif de cession). Les prévisions pour les années 2022 et 2023 s'appuient sur les prix à terme constatés entre le 15 et le 30 avril 2022. La même référence est retenue pour évaluer la valorisation de l'énergie produite par les installations sous complément de rémunération.

**Tableau 3 : Mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2022**

		Mise à jour de la prévision au titre de 2022	Prévision initiale au titre de 2022	Ecart (M€)	Ecart en %
en M€					
<b>1. Soutien ENR électrique en métropole</b>	1. Eolien terrestre	-3 997,4	1 277,7	-5 275,1	-413%
	2. Eolien en mer	-37,9	82,3	-120,2	-146%
	3. Photovoltaïque	566,6	2 957,8	-2 391,2	-81%
	4. Bio-énergies	-212,3	624,7	-837,0	-134%
	5. Autres énergies	-596,7	211,3	-808,0	-382%
<b>TOTAL</b>		<b>-4 277,8</b>	<b>5 153,8</b>	<b>-9 431,6</b>	<b>-183%</b>
<b>2. Injection biométhane</b>		<b>135,4</b>	<b>712,9</b>	<b>-577,5</b>	<b>-81%</b>
<b>3. Soutien en ZNI</b>	1. Transition énergétique	592,6	670,3	-77,7	-12%
	2. Mécanismes de solidarité	1 956,6	1 493,3	463,3	31%
	<b>TOTAL</b>	<b>2 549,2</b>	<b>2 163,6</b>	<b>385,7</b>	<b>18%</b>
<b>4. Cogénération et autres moyens thermiques</b>		<b>819,5</b>	<b>646,1</b>	<b>173,3</b>	<b>27%</b>
<b>5. Effacement</b>		<b>86,6</b>	<b>40,0</b>	<b>46,6</b>	<b>116%</b>
<b>6. Dispositifs sociaux</b>	1. Compensation FSL	24,6	24,1	0,4	2%
	2. Afficheur déporté	4,7	0,2	4,5	2236%
	3. Autres	7,1	6,6	0,5	7%
	<b>TOTAL</b>	<b>36,3</b>	<b>30,9</b>	<b>5,4</b>	<b>17%</b>
<b>7. Frais divers</b>	1. Frais de gestion	<b>68,1</b>	<b>62,9</b>	<b>5,2</b>	<b>8%</b>
<b>Total</b>		<b>-582,7</b>	<b>8 810,3</b>	<b>-9 393,0</b>	<b>-107%</b>

L'écart entre les prévisions représente une baisse majeure, de - 107 %. Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- La baisse majeure observée est principalement portée par la baisse des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole, qui est de - 9 431,6 M€ (- 183 %). Elle s'explique essentiellement par la hausse des références de prix de gros pour 2022 (en moyenne, évolution de + 115 €/MWh de la valorisation marché de l'électricité produite). La valorisation des productions soutenues sur le marché devient alors supérieure à leur tarif d'achat ou de référence selon le mode de soutien (fixé pour leur assurer une rémunération raisonnable<sup>20</sup>), ce qui génère des montants de charges négatifs, donc une recette pour les finances publiques. De plus, la suspension du plafonnement des contrats de complément de rémunération entre avril et décembre 2022 est prise en compte (cf. section 5.1.2).
- La baisse des charges liées à l'obligation d'achat de biométhane injecté (- 577,5 M€) est principalement due à la hausse importante des prix de gros du gaz pour 2022 entre 2021 et 2022, de l'ordre de + 70 €/MWh. Cet effet est renforcé par le retard dans la mise en service de plusieurs installations (- 1,1 TWh sur l'année).
- La hausse des charges liées aux Mécanismes de solidarité dans les ZNI (+ 463,3 M€) tient principalement à la hausse des cours mondiaux du fioul dans des territoires où la part d'électricité d'origine fossile est encore globalement majoritaire, qui n'est pas compensée par la hausse en 2022 des recettes issues de la vente d'électricité.

Il convient également de noter que la mise en service du premier parc éolien en mer posé français, situé à Saint-Nazaire et d'une puissance de 480 MW, devrait être totalement effective d'ici fin 2022 : la filière éolienne en mer devrait ainsi produire 0,5 TWh en 2022.

### 2.3 Prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2023

La prévision des charges de service public de l'énergie au titre de 2023, hors charges liées aux gels tarifaires, a été réalisée par la CRE à partir des prévisions transmises par les opérateurs concernés. Dans la mesure où les opérateurs sont responsabilisés financièrement quant à la qualité de ces prévisions, puisque les écarts portent intérêt au taux de 1,72 %, la CRE a repris les éléments transmis, après avoir attiré, le cas échéant, l'attention des opérateurs sur d'éventuelles erreurs manifestes.

Le montant total des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2023, hors charges liées aux gels tarifaires, s'élève à - **882,9 M€**. Le détail de l'évaluation de ce montant est donné en annexe 1. Le Tableau 4 compare ce montant avec les charges initialement prévues au titre de 2022, dans la mesure où ce sont les charges au titre de l'année suivante qui sont présentées au budget de l'État.

<sup>20</sup> Comme prescrit par les articles L.314-4 et L.314-20 du code de l'énergie.



**Tableau 4 : Prévion des charges de service public de l'énergie au titre de 2023**

		Charges prévisionnelles au titre de 2023	Charges prévisionnelles au titre de 2022	Ecart en M€	Ecart en %
		en M€			
<b>1. Soutien ENR électrique en métropole</b>	1. Eolien terrestre	-3 586,7	1 277,7	-4 864,4	-381%
	2. Eolien en mer	-98,6	82,3	-180,9	-220%
	3. Photovoltaïque	336,7	2 957,8	-2 621,2	-89%
	4. Bio-énergies	-301,7	624,7	-926,4	-148%
	5. Autres énergies	-619,3	211,3	-830,6	-393%
<b>TOTAL</b>		<b>-4 269,7</b>	<b>5 153,8</b>	<b>-9 423,5</b>	<b>-183%</b>
<b>2. Injection biométhane</b>		<b>343,0</b>	<b>712,9</b>	<b>-370,0</b>	<b>-52%</b>
<b>3. Soutien en ZNI</b>	1. Transition énergétique	748,1	670,3	77,9	12%
	2. Mécanismes de solidarité	1 729,9	1 493,3	236,6	16%
	<b>TOTAL</b>	<b>2 478,0</b>	<b>2 163,6</b>	<b>314,5</b>	<b>15%</b>
<b>4. Cogénération et autres moyens thermiques</b>		<b>376,7</b>	<b>646,1</b>	<b>-269,4</b>	<b>-42%</b>
<b>5. Effacement</b>		<b>72,0</b>	<b>40,0</b>	<b>32,0</b>	<b>80%</b>
<b>6. Dispositifs sociaux</b>	1. Compensation FSL	24,8	24,1	0,6	3%
	2. Afficheur déporté	12,6	0,2	12,4	6216%
	3. Autres	6,4	6,6	-0,1	-2%
	<b>TOTAL</b>	<b>43,9</b>	<b>30,9</b>	<b>12,9</b>	<b>42%</b>
<b>7. Frais divers</b>	1. Frais de gestion	<b>73,2</b>	<b>62,9</b>	<b>10,3</b>	<b>16%</b>
<b>Total</b>		<b>-882,9</b>	<b>8 810,3</b>	<b>-9 693,2</b>	<b>-110%</b>

Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2023 est en baisse de - 9 693,2 M€ par rapport au montant des charges prévisionnelles au titre de 2022 résultant de la prévision initiale réalisée en 2021, soit une baisse majeure de - 110 %. Cette baisse est alignée avec celle observée entre cette même prévision au titre de 2022 et la mise à jour de la prévision réalisée cette année.

Les principales explications de cette évolution sont les suivantes :

- La baisse majeure observée est principalement portée par la baisse des charges liées aux énergies renouvelables électriques en métropole de 9 423,5 M€ (- 183 %), dont le total s'établit à un niveau négatif et représente donc une recette pour les finances publiques. Cette baisse est essentiellement liée à la hausse des prix de gros à terme (en moyenne, évolution de + 152 €/MWh de la valorisation marché de l'électricité). En revanche, à ce stade, une hypothèse du maintien du plafonnement des reversements des producteurs au titre des contrats de complément de rémunération en 2023 – lorsque ce plafonnement est effectivement prévu contractuellement – est retenue et limite cette baisse (l'enjeu financier associé pour l'année 2023 est estimé à 2 Md€, cf. section 5.1.2).
- La division par 2,1 (- 370,0 M€) des charges liées à l'achat de biométhane injecté résulte de la hausse importante des prix de gros à terme du gaz, de l'ordre de + 61 €/MWh en moyenne. Cet effet est atténué par le raccordement prévu d'un nombre croissant d'installations (+ 150, soit une multiplication par 1,2) et de l'augmentation de la quantité de gaz injecté (+ 3,5 TWh, soit une multiplication par 1,4).
- La hausse des charges liées au soutien dans les ZNI (+ 314,5 €) tient d'une part à des nouvelles mises en service de capacités de production d'origine renouvelable, mais plus encore aux hypothèses prévisionnelles des opérateurs pour 2023, retenues par la CRE, de hausse des cours mondiaux du fioul et du charbon, dont dépendent encore les deux tiers de l'électricité produite en ZNI.

**3. CHARGES LIEES AUX GELS TARIFAIRES**

La loi de finances pour 2022 prévoit dans son article 181 les gels des tarifs réglementés de vente d’électricité et de gaz naturel. Elle dispose également que les pertes de recettes supportées par les fournisseurs d’électricité et de gaz naturel à ce titre constituent des charges de service public de l’énergie.

La CRE a ainsi évalué les charges en résultant au titre des années 2021, 2022 et 2023, à partir des prévisions transmises par les fournisseurs concernés. Elles sont présentées dans l’annexe 8 de la présente délibération.

S’agissant des charges liées au gel des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, il convient de noter que :

- la CRE a retenu dans son évaluation une date de fin de gel au 30 juin 2022. Par voie d’arrêté, le gouvernement a entretemps prolongé, le 25 juin 2022, le gel tarifaire jusqu’au 31 décembre 2022. Les pertes prévisionnelles anticipées entre juillet 2022 et décembre 2022 ne sont donc pas intégrées dans la présente évaluation. Afin de limiter les effets de trésorerie sur les fournisseurs de gaz naturel, la CRE recommande qu’un dispositif de déclaration de charges intermédiaire soit mis en place pour tenir compte des pertes de recettes potentiellement très importantes sur le deuxième semestre 2022 dans les versements qui seront effectués au cours de l’année 2023 ;
- il est prévu que les charges liées au gel soient diminuées des recettes supplémentaires perçues par les fournisseurs de gaz dans le cadre d’un éventuel rattrapage consécutif à la période de gel tarifaire. Au stade de la présente délibération, la CRE ne retient pas de composante de rattrapage pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 30 juin 2023.

S’agissant des charges liées au gel des tarifs réglementés de vente d’électricité :

- les pertes de recettes supportées entre le 1<sup>er</sup> février 2022 et le 1<sup>er</sup> février 2023, constituent des charges au titre de 2022. Elles sont calculées par application :
  - o d’un montant unitaire de 14,87 €/MWh aux volumes livrés aux clients résidentiels en offre de marché par les fournisseurs d’électricité et ;
  - o d’un montant de 0 €/MWh aux volumes livrés aux clients résidentiels aux tarifs réglementés de vente d’électricité approvisionnés au tarif de cession par les ELD.
- les montants redevables par les fournisseurs entre le 1<sup>er</sup> février 2023 et le 1<sup>er</sup> février 2024 sont calculés à partir des mêmes montants unitaires mais sur le fondement des consommations prévisionnelles déclarées pour 2023. Ils génèrent des charges négatives au titre de 2023.

Par ailleurs, des acomptes ont été versés en 2022 à certains fournisseurs de gaz naturel et d’électricité, en application respectivement du III et du X de l’article 181 de la loi de finances pour 2022. Les montants correspondants viennent en déduction des charges à compenser aux opérateurs en 2023, en tant que compensations recouvrées prévisionnelles pour l’année 2022.

Le montant total des charges liées aux gels tarifaires à compenser pour 2023 s’élève à **1 028,4 M€**, dont - 291,3 M€ pour les fournisseurs d’électricité et 1 319,7 M€ pour les fournisseurs de gaz naturel.

	<b>Electricité</b>	<b>Gaz naturel</b>
Charges au titre de 2023	- 1 017,2 M€	0,0 M€
Charges au titre de 2022	857,1 M€	1 048,1 M€
Charges au titre de 2021	0,0 M€	351,6 M€
Déduction de l’acompte versé en 2022	- 131,3 M€	- 80,0 M€
<b>Charges à compenser en 2023</b>	<b>- 291,3 M€</b>	<b>1 319,7 M€</b>

La CRE a également calculé les frais financiers pour les fournisseurs de gaz naturel liés aux pertes de recettes au titre de 2021, qui s’élèvent à **3,0 M€**.



#### 4. ESTIMATION PAR LA CRE DU MONTANT TOTAL DES CHARGES A COMPENSER EN 2023

Compte tenu de ce qui précède ainsi que (i) des frais de gestion déclarés par la Caisse des dépôts et consignations et par Powernext, (ii) du recouvrement supplémentaire prévu au cours de l'année 2022 au titre du complément de prix ARENH CP2 portant sur l'année 2021 et (iii) des frais financiers, le montant total des charges de service public de l'énergie à compenser en 2023 s'élève à - **11 123,1 M€**. Avant prise en compte des charges liées aux gels tarifaires, le montant des charges pour 2023 représente - **12 154,5 M€**. La répartition de ce montant par type d'opérateur est présentée dans le Tableau 5, tandis que le détail par opérateur figure à l'annexe 6. La formule générale<sup>21</sup> du calcul des charges de service public de l'énergie pour 2023 y est également expliquée.

**Tableau 5 : Montant des charges de service public de l'énergie à compenser en 2023**

		Charges prévisionnelles au titre de 2023 (annexe 1)	Mise à jour de la prévision au titre de 2022 (annexe 2)	Prévision initiale au titre de 2022 (4)	Charges constatées au titre de 2021 (annexe 3)	Mise à jour de la prévision au titre de 2021 (4)	Ecart de recouvrement prévisionnel 2022 (annexe 5)	Ecart de recouvrement 2021 (annexe 5)	Reliquats antérieurs à 2021 (annexe 4)	Frais financiers 2021 (annexe 6)	Charges prévisionnelles 2023
M€		CP'23	CP''22	CP'22	CC21	CP''21	CP22 - CR'22	CP21 - CR21	Reliquat 12 à 21	FF21	CP23
Hors charges liées aux gels tarifaires	EDF	-1 139,0	-637,1	7 620,4	5 626,9	7 141,7	-18,6	0,0	22,1	-9,7	-10 917,6
	Électricité de Mayotte	176,3	150,8	122,4	112,7	119,9	0,0	0,0	0,7	-0,3	197,8
	Entreprises locales de distribution	-304,3	-295,7	319,0	137,4	320,7	0,0	0,0	7,0	-0,7	-1 096,1
	Autres fournisseurs, organismes agréés	303,1	104,0	701,5	225,5	391,8	0,0	0,0	0,4	-3,7	-464,0
	RTE	72,0	86,6	40,0	13,1	17,2	0,0	0,0	0,0	-0,3	114,3
	Autres acteurs en ZNI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Électricité & Eau de Wallis-et-Futuna	9,0	8,8	6,9	6,0	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	10,1
	<b>TOTAL hors gels tarifaires</b>	<b>-882,9</b>	<b>-582,7</b>	<b>8 810,3</b>	<b>6 121,6</b>	<b>7 997,9</b>	<b>-18,6</b>	<b>0,0</b>	<b>30,2</b>	<b>-14,8</b>	<b>-12 155,5</b>
Gels tarifaires	Fournisseurs d'électricité	-1 017,2	857,1	0,0	0,0	0,0	-131,3	0,0	0,0	0,0	-291,3
	Fournisseurs de gaz naturel	0,0	1 048,1	0,0	351,6	0,0	-80,0	0,0	0,0	3,0	1 322,7
	<b>TOTAL gels tarifaires</b>	<b>-1 017,2</b>	<b>1 905,3</b>	<b>0,0</b>	<b>351,6</b>	<b>0,0</b>	<b>-211,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,0</b>	<b>1 031,4</b>
<b>TOTAL</b>		<b>-1 900,1</b>	<b>1 322,5</b>	<b>8 810,3</b>	<b>6 473,2</b>	<b>7 997,9</b>	<b>-229,9</b>	<b>0,0</b>	<b>30,2</b>	<b>-11,8</b>	<b>-11 124,2</b>
Frais de gestion CDC											<b>0,031</b>
Frais enchères garanties d'origine											<b>1,003</b>
<b>Total charges à compenser pour 2023</b>											<b>-11 123,1</b>

(1) Charges objet des délibérations du 15 juillet 2021 et du 7 octobre 2021 relatives à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022

La répartition des charges à compenser en 2023 en fonction de la nomenclature budgétaire présentée au paragraphe 1.1 est détaillée dans le Tableau 6. En particulier, les frais financiers afférents aux charges liées aux gels tarifaires sont intégrés dans la sous-action les regroupant.

<sup>21</sup>  $CP_{23} = CP'_{23} + (CP''_{22} - CP'_{22}) + (CP_{22} - CR'_{22}) + (CC_{21} - CP''_{21}) + (CP_{21} - CR_{21}) + R_{21} + FF_{21}$

**Tableau 6 : Répartition par actions des charges de service public de l'énergie à compenser en 2023**

Actions	Sous-actions	Charges à compenser pour 2023 (M€)
<b>1. Soutien ENR électrique en métropole</b>	1. Éolien terrestre	-9 988,5
	2. Éolien en mer	-218,8
	3. Photovoltaïque	-2 479,1
	4. Bio-énergies	-1 228,7
	5. Autres énergies	-1 622,5
	<b>TOTAL</b>	<b>-15 537,7</b>
<b>2. Injection biométhane</b>		<b>-395,6</b>
<b>3. Soutien en ZNI</b>	1. Transition énergétique	648,7
	2. Mécanismes de solidarité	2 383,8
	<b>TOTAL</b>	<b>3 032,5</b>
<b>4. Cogénération et autres moyens thermiques</b>		<b>535,7</b>
<b>5. Effacement</b>		<b>114,5</b>
<b>6. Dispositifs sociaux</b>	1. Compensation FSL	25,5
	2. Afficheur déporté	16,9
	3. Autres	7,6
	<b>TOTAL</b>	<b>50,0</b>
<b>7. Frais divers</b>	1. Frais de gestion + Frais financiers + Défaut de recouvrement	66,8
	2. Frais d'intermédiation <sup>(1)</sup>	1,0
	3. Complément de prix ARENH	-18,6
	<b>TOTAL</b>	<b>49,2</b>
<b>Total hors gels tarifaires</b>		<b>-12 151,5</b>
<b>8. Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs</b>	1. Mesures à destination des consommateurs d'électricité	-291,3
	2. Mesures à destination des consommateurs de gaz	1 319,7
	<b>TOTAL</b>	<b>1 028,4</b>
<b>TOTAL</b>		<b>-11 123,1</b>

(1) Les frais d'intermédiation sont composés des frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et de ceux de Powernext pour la mise aux enchères des garanties d'origine

Avec un montant de charges de service public de l'énergie au titre de 2023 négatif et des régularisations très à la baisse au titre de 2021 et surtout de 2022, le bilan des charges à compenser en 2023 est négatif : au global les charges de service public de l'énergie représenteront en 2023 une recette particulièrement conséquente pour les finances publiques. Les charges à compenser en 2023 sont ainsi inférieures de 18,72 Md€ aux charges à compenser en 2022, qui s'élevaient à + 7 592,0 M€. La crise actuelle des prix de gros de l'énergie constitue le principal facteur explicatif de cette évolution : son impact sur les charges est analysé plus en détail dans la section suivante.

## **5. IMPACTS DE LA CRISE DES PRIX DE GROS DE L'ÉNERGIE SUR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE**

### **5.1 Des charges de service public de l'énergie réduites voire négatives s'agissant du soutien aux énergies renouvelables en France métropolitaine continentale**

#### **5.1.1 L'apport majeur des énergies renouvelables aux finances publiques dans le contexte actuel de crise des prix de gros de l'énergie**

Le coût du soutien aux installations de production d'énergie renouvelable du point de vue des finances publiques correspond schématiquement à la différence entre :

- le niveau du tarif dont elles bénéficient : tarif d'achat dans le cadre du mécanisme d'obligation d'achat et tarif de référence dans le cadre du mécanisme de complément de rémunération ;
- et la valorisation de leur production sur les marchés de gros de l'électricité ou du gaz.

Ainsi, les charges de service public de l'énergie associées peuvent devenir négatives lorsque les prix de gros dépassent les niveaux de soutien prédéfinis – par arrêté tarifaire dans le cadre des guichets ouverts ou par les offres des producteurs dans le cadre des appels d'offres instruits par la CRE. Ces niveaux de soutien sont fixés en fonction des coûts complets estimés des installations dans le cas des tarifs d'achat, par le jeu de la concurrence dans le cas des appels d'offres, pour assurer aux producteurs une rémunération raisonnable<sup>20</sup>.

En 2021, s'agissant des énergies renouvelables électriques en métropole continentale :

- le tarif d'achat moyen dans le cadre du mécanisme d'obligation d'achat s'établit à 137 €/MWh ;
- le tarif de référence moyen dans le cadre du mécanisme de complément de rémunération s'établit à 81 €/MWh<sup>22</sup>.

Ces tarifs moyens suivent une trajectoire globalement à la baisse en 2022 et 2023 du fait de la mise en service de nouvelles installations dont les tarifs sont inférieurs.

Ils peuvent être mis en regard des prix de marché moyen de valorisation de l'énergie : en 2021, le coût évité unitaire constaté pour l'obligation d'achat est de 85,1 €/MWh tandis que le prix de référence moyen  $M_0$  non pondéré s'élève à 109,5 €/MWh ; la valorisation prévisionnelle de l'électricité soutenue est de 170,3 €/MWh en 2022 et de 207,5 €/MWh en 2023.

Dans le contexte actuel de crise des prix de gros de l'énergie, les producteurs continuent donc à percevoir leur niveau de soutien habituel tandis que la valorisation très élevée de l'énergie soutenue bénéficie aux finances publiques. Il convient de rappeler que les prix de gros élevés de l'énergie génèrent par ailleurs des dépenses importantes pour l'État, au titre même des CSPE :

- l'augmentation du soutien nécessaire en ZNI : une part importante du mix énergétique des territoires est composé de moyens thermiques fossiles, dont l'exposition aux hausses des cours mondiaux des matières premières entraîne une hausse significative des surcoûts d'achat et de production, à partir de 2021. A l'inverse, la hausse des recettes tarifaires conduit à un montant de surcoût de production négatif pour les énergies renouvelables, dès l'année 2022 ;
- la compensation des pertes de recettes des fournisseurs du fait du gel des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz, parmi les mesures exceptionnelles de protection des consommateurs mises en œuvre pour faire face à la crise.

Ainsi, s'agissant des charges à compenser en 2023, les flux négatifs générés par les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques et gazières (actions 1 et 2) s'établissent à un niveau trois fois supérieur aux flux positifs associés aux autres postes de charges de service public de l'énergie. Les recettes prévisionnelles nettes liées aux énergies renouvelables (hors effets de régularisations) sont détaillées ci-après (cf. 5.1.3).

#### **5.1.2 De possibles effets d'aubaine à éviter à court terme**

Le contexte exceptionnel de crise pourrait être propice à l'apparition d'effets d'aubaine pour les producteurs. Afin de contenir la matérialisation de ces derniers, qui se feraient au détriment du consommateur ou du contribuable, des mesures supplémentaires et une vigilance accrue sont indispensables.

##### Plafonnement des sommes reversées dans le cadre des contrats de complément de rémunération

Dans le cas où les primes de complément de rémunération sont négatives, il est prévu, dans la plupart des contrats de complément de rémunération portant sur des installations déjà en service, un plafonnement des montants de

<sup>22</sup> Les installations bénéficiant d'un complément de rémunération sont globalement les plus récentes et celles de plus grande taille, ce qui explique l'écart de tarif moyen par rapport aux installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat.



primes reversés par les producteurs à EDF Obligation d'Achat lorsque celles-ci excèdent les montants totaux perçus depuis l'entrée en vigueur du contrat.

Ce plafonnement était prescrit par l'article R. 314-49 du code de l'énergie pour les arrêtés tarifaires et a été supprimé pour les nouveaux contrats par décret en décembre 2021. Il était également prévu dans les cahiers des charges des premières périodes des appels d'offres dits « CRE4 » mais a été supprimé progressivement.

Les pouvoirs publics ont décidé la suspension du plafonnement de tous les contrats de complément de rémunération a minima entre avril et décembre 2022, par le biais d'une note à destination d'EDF OA. A ce stade, seule cette hypothèse de déplafonnement a été retenue dans le cadre de la présente délibération.

Les enjeux financiers associés au plafonnement des contrats de complément de rémunération sont importants :

- sommes plafonnées sur l'année 2021 (principalement sur le dernier trimestre) : 132 M€ ;
- sommes plafonnées sur le premier trimestre 2022 : 767 M€ ;
- sommes plafonnées prévisionnelles sur le reste de l'année 2022 : 1 660 M€ (le déplafonnement ayant été décidé sur cette période, ces sommes viennent en déduction des charges de service public prévisionnelles au titre de 2022 évaluées dans la présente délibération) ;
- sommes plafonnées prévisionnelles sur l'année 2023 : 2 047 M€.

La CRE considère que les sommes perçues par les producteurs au-delà des niveaux de tarif de référence constituent des rentes indues, s'éloignant du principe d'une rémunération raisonnable<sup>20</sup> sur la durée des contrats de complément de rémunération. Elle est donc favorable à une suspension totale du mécanisme de plafonnement dans le cadre des contrats de complément de rémunération qui en prévoient un.

#### Résiliation anticipée des contrats d'achat et de complément de rémunération

Sur la base des données remontées par des acheteurs obligés, il apparaît que certains producteurs ont choisi de résilier leur contrat d'achat ou de complément de rémunération avant sa date d'échéance pour bénéficier des hauts niveaux de prix de gros de l'électricité. Selon les informations dont la CRE dispose à date, 1,3 GW d'installations ont demandé à résilier de manière anticipée leur contrat de soutien. Ces sorties de contrat concernent principalement les filières éolienne et hydraulique mais touchent la plupart des filières de production. Les contrats concernés sont principalement ceux :

- arrivant à échéance à un horizon de temps où les producteurs peuvent se couvrir sur les marchés à terme ;
- et qui ne prévoient pas de pénalités en cas de résiliation anticipée à l'initiative du producteur (en particulier, certains contrats ne prévoient pas le remboursement par les producteurs de l'ensemble du soutien perçu depuis la date de prise d'effet du contrat).

Les installations concernées n'ont pu être développées que grâce à la garantie et au soutien financier de l'Etat. Il serait tout à fait anormal qu'elles puissent sortir des contrats garantis par l'Etat sans contrepartie. La CRE recommande aux pouvoirs publics de travailler rapidement à l'instauration d'un régime spécial de taxation visant les installations renouvelables ayant résilié de manière anticipée leur contrat de soutien.

#### **5.1.3 Une recette prévisionnelle pour les finances publiques au titre de 2022 et 2023 de 8,6 Md€ en métropole continentale**

Au titre des deux années pour lesquelles une prévision des montants de charges est effectuée, 2022 et 2023, la CRE prévoit que les énergies renouvelables électriques en métropole continentales représenteront une recette cumulée de 8,6 Md€ pour le budget de l'Etat. Ce montant peut être mis en regard du montant total du soutien apporté aux énergies renouvelables depuis 2003, de 43,0 Md€ (voir annexe 7) – dont un total de 11,5 Md€ pour la filière éolienne à terre et de 24,6 Md€ pour la filière photovoltaïque.

L'apport des différentes filières à la recette prévisionnelle au titre de 2022 et 2023 est contrasté : il dépend 1) de l'écart entre le niveau moyen du tarif de soutien à la filière et les références de prix de marché, ainsi que 2) de la production totale de la filière.

Ainsi, la filière **éolienne à terre** représente l'essentiel de la recette attendue, à savoir 7,6 Md€ cumulés au titre de 2022 et 2023 (88 % de la recette totale), du fait de son coût moyen unitaire relativement bas et de sa production importante (elle devrait être à l'origine de 55 % de la production soutenue en métropole continentale à l'horizon 2023). La filière **éolienne en mer**, avec une production qui reste comparativement faible et un coût unitaire à l'heure actuelle plus élevé, représente 2 % de cette recette.

Les **bio-énergies** contribuent à hauteur de 6 % et les autres énergies (principalement la filière **hydraulique** et l'**incinération** dans une moindre mesure) à hauteur de 14 %.

Seul le surcoût associé à la filière **photovoltaïque** reste positif, à hauteur de 0,9 Md€ cumulés pour les deux années, pour 25 % de la production soutenue à l'horizon 2023. Ce surcoût enregistre une très forte baisse par rapport aux

années précédentes (il se situait depuis 2016 entre 2,4 et 2,9 Md€ par an). Il convient de noter la forte disparité entre les coûts des installations photovoltaïques, selon qu'elles bénéficient d'un dispositif de soutien antérieur au moratoire ou non et selon leurs tailles et caractéristiques.

**5.1.4 Un développement à accélérer**

L'apport majeur des énergies renouvelables face à la crise des prix de gros de l'énergie montre l'importance d'accélérer leur développement à moyen terme pour atteindre les objectifs ambitieux fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) à l'horizon 2028, mais également à court terme. Que les projets soient soutenus par l'Etat ou non, ils contribuent à la baisse du coût de production de l'énergie, ainsi qu'à la sécurité d'approvisionnement.

Le tableau ci-après compare la puissance installée du parc soutenu constatée au titre de 2021 et prévisionnelle au titre de 2022 et 2023 aux objectifs PPE pour les filières éoliennes à terre et en mer ainsi que photovoltaïque. Les chiffres présentés n'intègrent toutefois pas les capacités supplémentaires des installations sorties de contrats d'achat ou développées sans soutien public. Enfin, ce tableau présente également la comparaison du volume de biométhane injecté avec les objectifs PPE ; des objectifs plus larges de consommation de gaz renouvelable ont été annoncés<sup>23</sup>, de 30 à 40 TWh en 2030.

	<i>GW</i>	2021	2022	2023	PPE 2023	PPE 2028 bas	PPE 2028 haut
Eolien à terre (GW)		17,3	18,0	19,1	24,1	33,2	34,7
Eolien en mer (GW)		0,0	0,5	1,6	2,4	5,2	6,2
PV (GW)		13,5	15,9	18,1	20,1	35,1	44
Biométhane ( <i>en TWh</i> )		4,3	7,4	11,9	6	14	22

Cette crise fait toutefois peser des risques en parallèle sur le développement des énergies renouvelables, notamment du fait de l'augmentation du coût des matières premières. Ces différents effets nécessitent des adaptations rapides des mécanismes de soutien, tout en veillant à maintenir leur efficacité, comme la CRE a eu l'occasion de le recommander dans plusieurs de ses délibérations récentes. En outre, les mesures que le gouvernement devrait annoncer prochainement, destinées à accélérer le développement des énergies renouvelables, doivent impérativement conduire à l'allègement et à la simplification des procédures administratives, faute de quoi le retard déjà pris dans le développement de la production d'électricité renouvelable ne fera que s'accroître.

**5.2 Les risques pesant sur le processus opérationnel de compensation des charges du fait de la volatilité des prix de gros**

La compensation des charges pour les installations de production soutenues en métropole continentale est un processus pluriannuel qui repose avant tout sur l'estimation de charges prévisionnelles et leur régularisation *a posteriori*. L'exercice d'estimation des charges prévisionnelles (cette année, au titre de 2022 et 2023) nécessite de s'appuyer sur des références de prix de gros pour estimer la valorisation prévisionnelle de l'énergie produite. La méthodologie retenue pour évaluer cette valorisation prévisionnelle est définie dans plusieurs délibérations de la CRE :

- pour la partie de la production sous obligation d'achat (part « quasi-certaine ») vendue à terme par EDF Obligation d'Achat, le résultat des ventes réalisées jusqu'à fin avril 2022 est pris en compte ;
- pour la partie restante (part « aléatoire » pour EDF Obligation d'Achat et totalité de la production au périmètre des autres opérateurs), les prévisions s'appuient sur les prix de marché à terme constatés entre le 15 et le 30 avril 2022, en application de la délibération de la CRE du 16 mai 2019. Les prévisions pour le complément de rémunération s'appuient également sur cette référence.

La forte volatilité des prix de marché en cette période de crise des prix de gros de l'énergie rend les charges des opérateurs plus incertaines. Ces charges feront *in fine* l'objet de régularisations, avec un taux d'intérêt fixé à 1,72 % et appliqué de façon symétrique aux écarts entre charges prévisionnelles et constatées. Toutefois, cette situation augmente à la fois les risques pour les opérateurs liés à une éventuelle sous-compensation et les risques pour l'État liés à une éventuelle surcompensation.

- Les risques de sous-compensation, si les prix de gros à terme retenus au moment de l'estimation s'avèrent finalement trop élevés : certains opérateurs pourraient rencontrer des difficultés à faire face à des charges qui se matérialiseraient à un niveau plus élevé que prévu (et donc que la compensation qui leur est versée ou demandée). Toutefois des frais financiers leur seront compensés par la suite pour leur permettre de mettre en œuvre des moyens adéquats pour gérer leur trésorerie.

<sup>23</sup> Objectif fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 et intégré également au plan de résilience économique et sociale du 16 mars 2022.



- Les risques de surcompensation, si les références de prix de marché retenues s'avèrent finalement trop basses : certains opérateurs pourraient ne plus être en mesure dans un an de rembourser les montants trop-versés par l'État ou de reverser à l'État les charges dues.

Comme rappelé précédemment, la CRE s'appuie pour établir les charges prévisionnelles sur les cotations des produits à terme entre le 15 et le 30 avril, le rebond des prix de marché à terme observé ces dernières semaines pour l'hiver prochain ne fait donc pas partie des hypothèses retenues pour établir les prévisions. Vu d'aujourd'hui, une situation de surcompensation est donc plus probable.

Par ailleurs, pour la filière du biométhane injecté, les risques de surcompensation sont renforcés par un effet volume : sur la base de la dynamique réelle observable de la filière du biométhane injecté, il est possible que les prévisions d'injection des opérateurs ne soient pas atteintes.

Ainsi, la CRE recommande en premier lieu aux pouvoirs publics d'étudier l'évolution du taux d'intérêt applicable aux charges de service public de l'énergie, étant donnée l'augmentation des taux sans risque observée au cours des derniers mois. En outre, la CRE se tiendra à disposition des pouvoirs publics pour participer à la réflexion autour de mesures *ad hoc* si cela s'avérait nécessaire, notamment en cas de forte baisse des prix de gros effectifs par rapport aux références retenues.

\*\*\*

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique et au ministre délégué aux comptes publics.

Délibéré à Paris, le 13 juillet 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Une Commissaire

Catherine EDWIGE