



Compte d'affectation spéciale Transition énergétique

Note d'analyse
de l'exécution budgétaire

2018

Compte d'affectation spéciale Transition énergétique

Programme 764 – Soutien à la transition énergétique

**Programme 765 – Engagements financiers liés à la transition
énergétique**

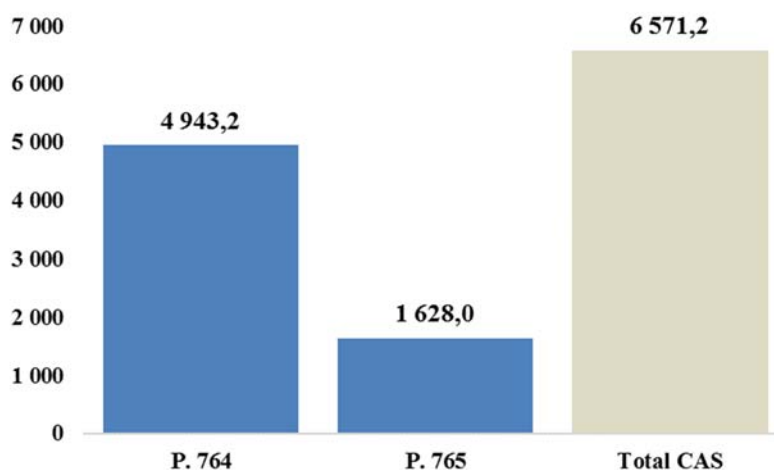
Synthèse

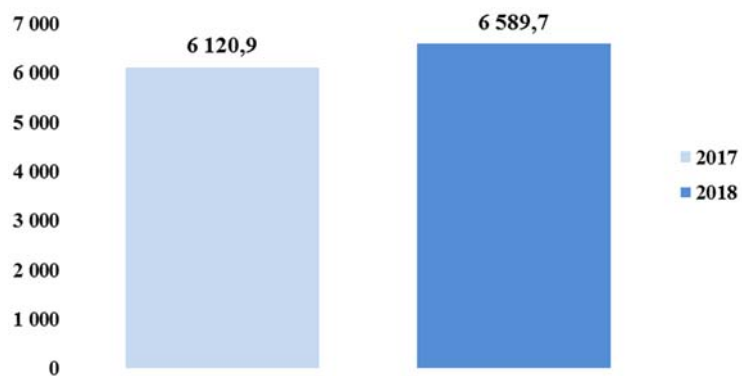
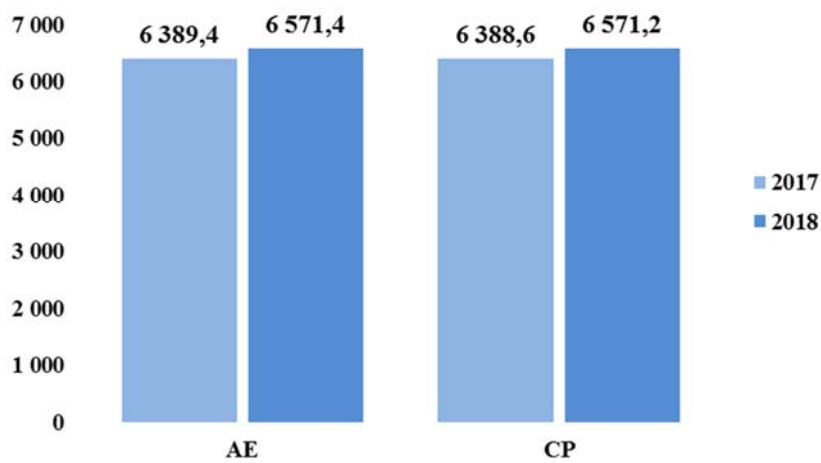
Le compte d’affectation spéciale (CAS) *Transition énergétique* sert de support budgétaire au financement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables (EnR) – en électricité ou en gaz.

Le CAS regroupe principalement, en dépenses, les compensations dues aux opérateurs, telles qu’évaluées par la Commission de régulation de l’énergie (CRE), en contrepartie des dispositifs de soutien aux EnR ainsi que le remboursement, aux opérateurs, du déficit de compensation de leurs charges de service public de l’électricité cumulé au 31 décembre 2015. Ses recettes sont, pour 2018, essentiellement issues des taxes intérieures sur la consommation sur les produits énergétiques (TICPE).

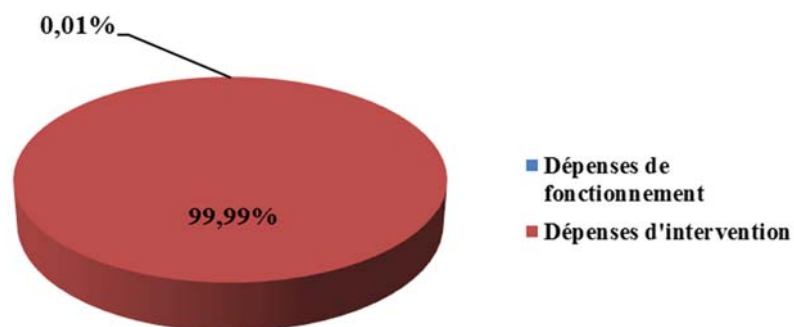
Les principales données du CAS Transition énergétique

Graphique n° 1 : Dépense 2018 (CP, en M€)

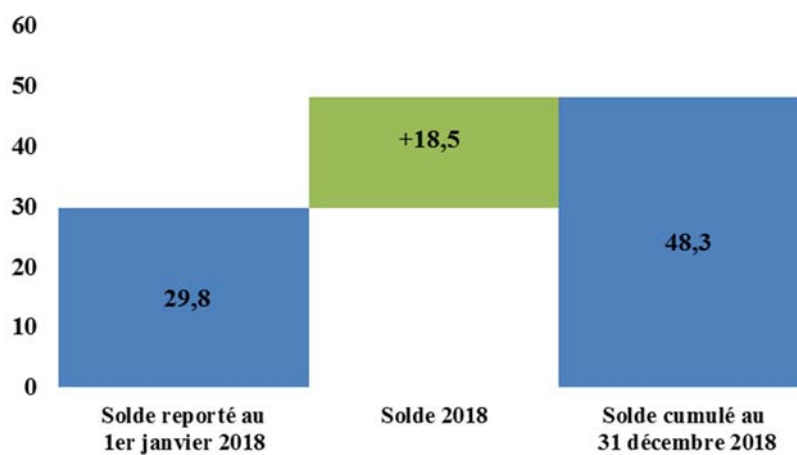


Graphique n° 2 : Recettes (en M€)**Graphique n° 3 : Dépenses (en M€)**

Graphique n° 4 : Répartition de la dépense (en % des CP)



Graphique n° 5 : Soldes (en M€)



Un dispositif critiquable de gestion des charges de service public

La gestion 2018 a été le deuxième exercice d'exécution complet du CAS (l'exercice 2016 n'avait pas reflété une année complète de compensation des charges de service public de l'énergie). Malgré les recommandations des NEB 2016 et 2017, cet exercice n'a pas permis de rendre plus lisible la gestion du CAS. La mécanique de restes à payer d'une année sur l'autre, induite par le calendrier de paiement défini dans le code de l'énergie, obère significativement la lisibilité de dispositif. Par ailleurs, la maquette budgétaire annuelle n'est pas construite sur les charges prévisionnelles de service public de l'énergie dues pour l'année en cours telles que définies par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et qui tiennent compte des compensations induites par la gestion des années antérieures. Ainsi il est très difficile de rattacher les charges effectivement payées sur l'exercice budgétaire aux compensations dues aux opérateurs, telles que définies par les délibérations de la CRE.

Une partie de ces difficultés résulte de la mise en œuvre des dispositions de l'article R 121-33 du code de l'énergie sur les modalités de remboursement de la dette à l'égard d'EDF (déficit de compensation des charges de service public). Ces dispositions précisent que les montants versés à l'opérateur portent prioritairement sur le remboursement de la dette accumulée (principal et intérêts), justifiant, pour la DGEC et la DB le report de versement d'une partie des compensations pour les charges de l'année en cours. Il est souhaitable que les directions concernées mettent à profit la fin des remboursements à EDF en 2020 pour remettre à plat le dispositif de gestion des charges de service public.

Des dépenses en forte augmentation, des mécanismes d'autorisation défailants

La Cour note également une augmentation prévisible des dépenses de soutien à la transition énergétique. Malgré les incertitudes entourant de telles projections, très sensibles à la variation des cours de l'électricité, les projections budgétaires pluriannuelles conduisent à une augmentation de 35 % des dépenses aux producteurs d'EnR électriques entre 2019 et 2022. Ces dépenses sont dans une large mesure non maîtrisables car elles correspondent à des engagements passés. Le constat de cette évolution mécanique plaide à nouveau en faveur d'une meilleure connaissance des

coûts des différentes filières d’énergies non renouvelables (EnR) afin d’adapter les dispositifs de soutien¹.

Il rend également nécessaire la mise en place de mécanismes d’autorisation des engagements de l’État afin que le Parlement puisse se prononcer en amont sur l’ensemble des charges liées aux contrats passés avec les producteurs. À ce jour, le choix contestable d’inscrire les crédits en AE=CP ne permet d’afficher que les charges annuelles de soutien, sans appréciation de la valeur globale de l’engagement pris.

¹ Cour des comptes, *Communication à la commission des finances du Sénat, Le soutien aux énergies renouvelables*, mars 2018, 117 p., disponible sur www.ccomptes.fr

Recommandations

Recommandation n° 1 (DGEC, Budget) : Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS *Transition énergétique* relatifs à la compensation des charges de service public afin de limiter les reports de charges.

Recommandation n° 2 (DGEC) : Compléter les documents budgétaires afin d'améliorer l'information du Parlement sur le fonctionnement du dispositif de compensation de charges de service public de l'énergie.

Recommandation n° 3 (DGEC, Budget) : Définir et mettre en œuvre un mécanisme d'autorisation d'engagement adapté aux soutiens aux EnR électriques, afin de faire approuver par le Parlement le volume d'engagement de soutien aux nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. Lui rendre compte, dans les documents comptables, des dépenses induites sur toute la durée d'engagement.

Recommandation n° 4 (DGEC) : Dénoncer la convention de gestion avec la Caisse des dépôts et consignations.

Recommandation n° 5 (DGEC) : Identifier des indicateurs qui constituent de véritables outils d'aide à la décision quant au pilotage des crédits du CAS *Transition énergétique*.

Sommaire

Introduction.....	10
1 Les résultats de l’exercice	13
1.1 Le solde	13
1.2 Les recettes : évaluation initiale, modifications en cours d’exercice et exécution.....	14
1.3 Les dépenses : crédits initiaux, gestion infra-annuelle et exécution	17
1.4 Perspectives associées à la trajectoire budgétaire	29
2 La gestion des dépenses.....	36
2.1 La conformité aux principes et règles du droit budgétaire ...	36
2.2 La démarche de performance	42
3 Les recommandations de la Cour	44
3.1 Le suivi des recommandations formulées au titre de 2017...	44
3.2 Récapitulatif des recommandations formulées au titre de la gestion 2018	46

Introduction

Le compte d'affectation spéciale (CAS) *Transition énergétique* a été créé par l'article 5 de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 qui a introduit une réforme des charges de service public de l'énergie.

Les charges de service public constituent le principal levier budgétaire pour promouvoir la transition énergétique. Elles résultent des dispositifs de soutien aux producteurs d'énergies renouvelables dans le cadre des objectifs de la politique énergétique précisés par le code de l'énergie². Elles se traduisent notamment par des obligations d'achat pour les entreprises du secteur de l'électricité et du gaz mais les charges qui en découlent sont entièrement compensables par l'État.

La réforme de 2015 a permis de budgétiser l'ensemble de ces charges alors que le financement de certaines d'entre elles était assuré par auto-compensation par les entreprises, de façon extrabudgétaire.

La compensation des charges de service public de l'énergie est désormais répartie entre le compte d'affectation spécial *Transition Énergétique* et le programme 345 *Service public de l'énergie* de la mission *Écologie, développement et mobilité durables* (EDMD)³ créé également en 2015.

² Les articles L.121-21 et suivants définissent et précisent le périmètre des charges de service public de l'énergie. Les articles R. 121-30 et suivants définissent les modalités d'évaluation par la CRE des charges de service public.

³ Le programme 345 comprend également des charges qui ne sont pas des charges de services public (ex. budget du médiateur de l'énergie ou chèque énergie).

Tableau n° 1 : Répartition des charges de service public entre le CAS TE et le programme 345

Charges de service public	P. 345	CAS TE
Mécanismes de soutien aux EnR		X
Mécanismes de soutien à la cogénération	X	
Péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées ⁴	X	
Dispositifs sociaux bénéficiant aux ménages précaires ⁵	X	
Soutien à l'effacement de consommation		X
Remboursement du déficit de compensation des charges de services public (1)	X	X

(1) Le remboursement du principal de la créance relève du CAS TE ; le paiement des intérêts relève du P. 345.

(2) Source : Cour des comptes

L'évaluation des charges de service public à compenser est assurée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Ces charges représentent un montant total de 7 458,7 M€ au titre de l'année 2018⁶ dont 68 % au titre des charges relevant du CAS transition énergétique.

Le financement des charges supportées par le CAS a connu d'importantes modifications. En 2016, les recettes du CAS étaient principalement issues de la taxe intérieure de consommation finale d'électricité (TICFE), rebaptisée CSPE, qui a connu concomitamment une augmentation de son assiette et de son taux. Dès l'exercice 2017, c'est la taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers (TICPE) et la taxe intérieure de consommation sur le charbon (TICC) qui ont pris le relais, essentiellement grâce au rendement croissant attendu associé à la composante carbone de cette taxe. En 2018, une nouvelle source de revenus, tirée de la mise aux enchères des garanties d'origine, a été affectée au CAS tandis que la fraction du produit des taxes affectées est désormais exprimée en montants et non plus en pourcentage.

Le CAS comporte deux programmes placés sous la responsabilité du directeur général de l'énergie et du climat, chacun constitué d'un seul BOP : le programme 764 - *Soutien à la transition énergétique* et le

⁴ Les zones insulaires non interconnectées au réseau électrique métropolitain français (ZNI) désignent les îles françaises dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental : la Corse, la Guadeloupe, la Martinique, la Guyane, La Réunion, Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Wallis-et-Futuna et les îles du Ponant et Chausey.

⁵ La disparition des tarifs sociaux au profit du chèque énergie (directement versé par l'État aux bénéficiaires) fera disparaître cette ligne sauf pour Saint-Martin et Saint-Barthélemy où ils continuent de s'appliquer.

⁶ CRE, délibération du 12 juillet 2018.

programme 765 – *Engagements financiers liés à la transition énergétique*. Le programme 764 concentre les trois-quarts des crédits du CAS.

Le programme 764 regroupe et finance les charges de soutien aux énergies renouvelables (EnR) électriques et au biométhane injecté dans le réseau de gaz. À ces charges s'ajoutent, depuis le 1^{er} janvier 2017 les coûts de gestion de ces contrats, les dépenses de réalisations d'études techniques en vue de l'identification de zones propices au développement des EnR en amont d'une procédure de mise en concurrence, ainsi que, depuis le 1^{er} janvier 2018, les dispositifs de soutien aux effacements de consommation.

Le programme 765 a pour objet principal le regroupement des charges de remboursement de la dette de CSPE, essentiellement à EDF, ainsi que les remboursements dus à certains gros consommateurs, au titre des plafonnements de CSPE pour les années 2015 et antérieures.

Depuis la loi n° 2018-32 du 22 janvier 2018 de programmation des finances publiques pour 2018-2022, le programme 764 du CAS a été intégré dans la « norme des dépenses pilotables » de l'État⁷.

⁷ La norme de dépense de l'État correspond à un engagement du gouvernement de maîtrise de ses dépenses. Cette règle est définie de manière pluriannuelle dans la loi de programmation des finances publiques pour 2018-2022. Elle se décompose en deux sous-objectifs : (1) la norme des dépenses pilotables comprend l'ensemble des crédits des ministères hors contributions au CAS Pensions des impôts et taxes affectées et des dépenses des budgets annexes et de certains CAS ; (2) la norme des dépenses totales de l'État correspondant aux éléments précités en ajoutant la charge d'intérêt, les dépenses du CAS Pensions, les prélèvements sur recettes en faveur des collectivités locales et de l'Union européenne et les crédits de la mission Investissements d'avenir.

1 Les résultats de l'exercice

1.1 Le solde

Lors de sa création, la budgétisation du CAS était construite à partir des prévisions de recettes attendues.

Tableau n° 2 : Aperçu de l'exécution 2018

En M€	Programme 764		Programme 765		Total CAS	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
LFI	5 542,3	5 542,3	1 642,0	1 642,0	7 184,3	7 184,3
LFR	-594,6	-594,6	0,0	0,0	-594,6	-594,6
Autres mouvements de crédits	0,1	0,9	0,9	0,9	1,0	1,8
Reports	0,1	0,9	0,9	0,9	1,0	1,8
Fonds de concours et attributions de produits						
Total des crédits ouverts	4 947,8	4 948,6	1 642,9	1 642,9	6 590,7	6 591,5
Réserve en fin de gestion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Crédits disponibles	4 947,8	4 948,6	1 642,9	1 642,9	6 590,7	6 591,5
Crédits consommés	4 943,4	4 943,2	1 628,0	1 628,0	6 571,4	6 571,2
Écart disponible-consommés	4,4	5,4	14,9	14,9	19,3	20,3
Solde cumulé fin 2017	29,8					
Recettes 2018	6 589,7					
Solde cumulé fin 2018	48,3					

Source : Chorus

L'exercice 2018 a été marqué par des mouvements limités en gestion, et notamment l'absence de mise en réserve de crédits.

Le solde du CAS s'élève en 2018 à 18,5 M€. L'exercice 2018 a été particulièrement marqué par des mouvements importants en LFR avec annulation d'un montant de 594,6 M€ (voir *infra*).

1.2 Les recettes : évaluation initiale, modifications en cours d'exercice et exécution

1.2.1 Historique de l'évolution des modalités de financement du CAS TE

Depuis sa création, le CAS TE a connu de nombreuses modifications de son financement⁸.

Le CAS TE a initialement bénéficié, à titre principal, de l'affectation par la LFR de 2015 de la taxe intérieure sur la consommation d'électricité finale (TICFE), créée par la loi NOME du 7 décembre 2010.

Ce mécanisme a été contesté par la Commission européenne au motif que l'électricité produite hors du territoire français était soumise au paiement de la TICFE, rebaptisée CSPE, tandis que les mesures de soutien aux EnR qu'elle finançait ne bénéficiait qu'aux producteurs français.

Il a donc été mis fin à l'affectation au CAS de la TICFE et de la taxe intérieure de consommation du gaz naturel (TICGN). La loi de finances initiale pour 2017 a prévu en compensation le relèvement de la part affectée au CAS TE de la taxe intérieure de consommation sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC), et de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) dont le pourcentage est passé de 1,2 % à 39,75 %. Ces taxes sont recouvrées par la Douane.

La loi de finances rectificative pour 2017 a substitué aux pourcentages d'affectation des montants fixés en euros. Ce changement vise, selon la DGEC, à sécuriser les ressources du CAS et à calibrer précisément le montant des recettes au niveau des dépenses.

1.2.2 La programmation initiale de 2018, des aménagements limités dans les sources de financements

Ce sont au total 7 184 M€ de recettes qui ont été prévues en LFI 2018, en augmentation de 3 % par rapport à la LFI 2017, en raison de l'augmentation prévisionnelle des charges à compenser au titre de l'exercice 2018.

Les ressources du CAS reposent à 99,7 % sur la TICPE et plus marginalement, sur la TICC et une nouvelle source de revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine.

⁸ Annexe 3

S'agissant des deux taxes affectées, la LFI 2018 a reconduit le mécanisme de la LFR 2017 et fixé en valeur absolue et non en pourcentage, les parts de la TICC⁹ et de la TICPE¹⁰ affectées au CAS TE.

La fraction de la TICPE affectée au CAS TE a été ainsi fixée à 7 166 M€ au lieu de 39,75 % de son rendement global. De même, la fraction du produit de la TICC affectée au CAS TE a été fixée à 1 M€ au lieu de 9,09 % de son rendement.

En LFI 2018, une nouvelle recette issue des « revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine (GO) » a été programmée pour abonder le CAS à hauteur de 17 M€.

Les recettes tirées de la mise aux enchères des garanties d'origine

Les garanties d'origine¹¹ sont un document électronique certifiant que l'électricité produite l'a bien été à partir d'une source d'énergie renouvelable. Les producteurs d'électricité concernés peuvent valoriser ces garanties auprès des fournisseurs d'électricité et de gaz pour alimenter leurs offres certifiées « vertes ». L'article L. 314-14-1 du code de l'énergie précise les modalités d'organisation de la mise aux enchères de ces garanties d'origine.

En application de la loi n°2017-227 du 24 février 2017, un producteur d'électricité émettant des GO ne peut pas bénéficier en même temps des dispositifs de soutien nationaux aux EnR (obligation d'achat notamment). Les GO des producteurs qui optent pour un dispositif de soutien national reviennent alors à l'État, qui peut les vendre par mise aux enchères¹². Les revenus que l'État tire de la mise aux enchères viennent en diminution du coût de soutien aux EnR

⁹ La TICC est régie par l'article 266 *quinquies* B du code des douanes. Elle est due par le fournisseur de charbon à usage combustible, lors de la livraison au consommateur final. Son produit, d'environ 15 M€ est entièrement attribué à l'État.

¹⁰ La TICPE est régie par les article 265 et suivants du code des douanes. Elle frappe essentiellement les produits pétroliers. Son produit est de 33,8 Mds € (prévision d'exécution 2018/PLF, annexe Évaluations des voies et moyens Tome 1).

¹¹ Article 15 de la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

¹² Jusqu'à cette loi, en conformité avec la directive 2009/28/CE, l'acheteur obligé se subrogeait au producteur faisant l'objet d'un soutien dans son droit à émettre des GO. Dans la réalité, EDF n'émettait pas ces GO, n'en tirant aucun intérêt.

Le montant de 17 M€ a été déterminé en considérant le prix actuel de la garantie d'origine de 0,50 €/MWh et un volume d'environ 35 à 40 TWh. Il ne représente que 0,2 % des recettes totales du CAS prévues en LFI. En LFI 2019, le montant estimé de cette recette passe à 32 M€.

1.2.3 Modifications en cours d'exercice, des ajustements significatifs liés à l'évolution des prévisions de dépenses

Le montant des recettes de TICPE a été modifié en LFR 2018¹³ afin de tenir compte des ajustements de dépenses résultant notamment de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 actualisant le montant des charges prévisionnelles de service public pour 2018 (voir *infra*).

Par rapport à la prévision d'affectation de ressources retenue dans le PLF 2018, le montant des recettes de TICPE affectées au CAS TE a été diminué de 577,6 M€. Le PLFR anticipe également que les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine, estimés à 17 M€ en LFI, devraient être nuls en 2018.

La LFR 2018 a donc procédé à des ajustements à la baisse du montant des recettes pour un montant de 594,6 M€.

1.2.4 Une exécution des recettes conforme aux évolutions apportées en LFR

L'ajustement réalisé en LFR a permis d'aligner à l'euro près le nouveau montant et l'exécuté.

¹³ Article 50 de la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018

Tableau n° 3 : Évolution des recettes

Recettes (M€)	LFI 2018	LFR 2018	Exécuté 2018
<i>Fraction de la TICC</i>	1,0	1,0	1,0
<i>Fraction de la TICPE</i>	7 166,3	6 588,7	6 588,7
<i>Revenus tirés de la mise au enchère des garanties d'origine</i>	17,0	-	-
Total	7 184,3	6 589,7	6 589,7

Source : Chorus

1.3 Les dépenses : crédits initiaux, gestion infra-annuelle et exécution

Les dépenses du CAS consistent en des versements mensuels à la Caisse des dépôts et consignations qui gère les fonds, en application d'une convention pluriannuelle (2016-2018), conformément aux dispositions de l'article 5 de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 et du décret n° 2016-158 du 18 février 2016.

Le cadre budgétaire a évolué marginalement en dépenses pour prendre en compte les versements au profit des gestionnaires des réseaux publics d'électricité pour les projets d'interconnexion. Une nouvelle action 04 a été créée à cet effet dans le programme 764 – *Soutien à la transition énergétique*

1.3.1 La programmation initiale, des décalages entre les crédits inscrits et les charges payables en 2018

1.3.1.1 Des crédits initiaux en augmentation

Les crédits ouverts en LFI sont identiques à ceux prévus dans le projet de loi de finances (PLF) 2018, soit 7 184,3 M€. En dépit du caractère pluriannuel de la plupart des dépenses, ils sont en AE=CP. Ils sont en augmentation de 2,9 % par rapports aux crédits ouverts en LFI 2017.

Tableau n° 4 : Évolution des crédits (LFI 2018 / LFI 2017)

M€	LFI 2017	LFI 2018	Évolution 2018/2017
P 764	5 680,2	5 542,3	-2,4%
<i>Soutien aux EnR électriques</i>	5 630,3	5 425,0	-3,6%
<i>Soutien à l'effacement de consommation électrique</i>	-	17,9	
<i>Soutien à l'injection de bio-méthane</i>	49,9	99,5	99,4%
<i>Fonds d'interconnexion</i>	0,0	0,0	
P 765	1 303,0	1 642,0	26,0%
<i>Désendettement vis-à-vis d'EDF</i>	1 228,0	1 622,0	32,1%
<i>Remboursement d'anciens plafonnements de CSPE</i>	75,0	20,0	-73,3%
<i>Versements au profit des gestionnaires de réseaux</i>			
TOTAL CAS TE	6 983,2	7 184,3	2,9%

Source : Chorus

Note : l'action 4 a été créée dans le PAP 2018 mais il n'y a pas eu de crédits inscrits en 2018

Cette hausse repose principalement sur l'évolution combinée de deux facteurs :

- L'augmentation des crédits de soutien à l'injection de bio-méthane qui ont quasiment doublé (+ 49,6 M€) et celle des dépenses consacrées à l'apurement des dettes vis à vis d'EDF (+ 394 M€)
- En revanche, les sommes consacrées au soutien au développement des ENR (75,5 % de l'ensemble des crédits ouverts du CAS en LFI) sont en diminution de 206 M€ par rapport aux crédits initiaux 2017 (- 3,7 %) en raison des hypothèses de hausse des prix de l'électricité¹⁴ minorant les dépenses de soutien.

L'ensemble de ces crédits sont ouverts en LFI en titre 6 alors qu'une partie des dépenses, certes marginale est exécutée en titre 3. Aucune dépense d'investissement ne figure dans le CAS TE : les dépenses d'investissement se rattachant à la transition énergétique sont rattachés au programme d'investissements d'avenir.

¹⁴ En revanche, au regard des crédits ouverts de 2018, les crédits de la LFI 2019 sont en augmentation de 9 %.

Tableau n° 5 : LFI 2018 et reports de 2017 à 2018

M€	LFI 2018	Reports 2017 vers 2018	
		AE	CP
P 764	5 542,3	0,13	0,94
<i>Soutien aux EnR électriques</i>	5 425,0	0,13	0,94
<i>Soutien à l'effacement de consommation électrique</i>	17,9		
<i>Soutien à l'injection de bio-méthane</i>	99,5		
<i>Fonds d'interconnexion</i>	0,0		
P 765	1 642,0	0,87	0,87
<i>Désendettement vis-à-vis d'EDF</i>	1 622,0		
<i>Remboursement d'anciens plafonnements de CSPE</i>	20,0	0,87	0,87
<i>Versements au profit des gestionnaires de réseaux</i>			
TOTAL	7 184,3	1,01	1,81

Source : Chorus

À ces crédits s'ajoutent des reports de 2017 sur 2018 de 1 M€ en AE et de 1,8 M€ en CP.

Pour le programme 764 – *Soutien à la transition énergétique*, les reports s'élèvent à 133 761 € en AE et 940 000 € en CP. Ces sommes correspondent aux crédits non utilisés pour les études préalables au lancement d'appels d'offres pour le développement des EnR (sous action 764-01-02).

Pour le programme 765 – *Engagements financiers liés à la transition énergétique*, le report de 873 010 € correspond à des dossiers 2017 de remboursement de plafonnement à la valeur ajoutée qui seront validés début 2018 par la CRE (action 765-03).

Il n'y a pas eu de mise en réserve sur le CAS *Transition énergétique*.

1.3.1.2 Des décalages entre les crédits inscrits et les charges prévisionnelles évaluées par la CRE

Les charges de service public représentent la quasi-totalité des crédits du CAS *Transition Énergétique*. Seuls les dépenses d'études (5 M€ en LFI 2018), le fonds d'interconnexion (à partir de 2019) et les actions 2 et 3 du programme 765 n'entrent pas dans cette catégorie. En revanche, le remboursement de la dette vis-à-vis d'EDF (action 1 du programme 765) entre bien dans ces charges.

En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, c'est la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui est chargée de

l'évaluation des charges de service public selon un mécanisme en trois étapes (voir annexe 4) : l'évaluation des charges prévisionnelles en $n-1$, la mise à jour de la prévision en année n , et la constatation des charges réelles en année $n+1$.

Sur la base de ces principes, les charges prévisionnelles pour l'année 2018 ont été évaluées par la CRE dans une délibération du 13 juillet 2017. Elles s'élèvent à 5 913,5 M€ et comprennent :

- Les charges prévisionnelles au titre de l'année 2018 ;
- L'écart entre prévision initiale et reprévision au titre de l'année 2017 ;
- L'écart entre charges réellement constatées au titre de l'année 2016 et les compensations prévues au titre de cette même année.

Toutefois, comme elle l'avait déjà relevé les années précédentes, la Cour note que la budgétisation initiale (LFI 2018) du CAS n'a pas été réalisée sur cette base. Elle a reposé sur la prise en compte des charges de service public de l'énergie dues « au titre » de la seule année 2018. En revanche, la reprévision de l'année 2017 et la régularisation des charges de l'année 2016 n'ont pas été intégrées.

La Cour relève que cette méthode de budgétisation diffère de celle utilisée pour les charges de services relevant du programme 345 – *Service public de l'énergie*, qui intègre également la régularisation des charges 2016 et des reliquats antérieurs à 2016. Une homogénéité de traitement de toutes les charges de service public de l'énergie reposant sur les évaluations de la CRE, serait souhaitable et permettrait de maintenir une forme de lisibilité du dispositif.

Ce mécanisme en années glissantes rend difficile la vision consolidée des montants réellement dus au titre d'une année.

Un facteur de complexité supplémentaire résulte du décalage entre le calendrier de paiement et l'année budgétaire. En application des dispositions de l'article R. 121-33 du code de l'énergie, 11/12^{ème} des charges prévisionnelles dues pour une année N sont payées au cours de l'année N, de mars à décembre. Le 1/12^{ème} restant est payé en février N+1. L'État estime néanmoins que ces modalités de paiement ne s'appliquent pas à EDF. Selon son interprétation, les dispositions de l'article 121-31 du code de l'énergie qui précisent que le paiement à l'opérateur¹⁵ doit « prioritairement » honorer les déficits de recouvrement des charges des

¹⁵ L'article 121-31 ne vise pas spécifiquement EDF mais le cas où le montant total des charges dues à un opérateur est supérieur à 10% du montant total des charges. Or, seul EDF est dans cette situation.

années antérieures¹⁶ le dispensent d'appliquer à EDF les mêmes modalités de paiement qu'aux autres opérateurs, entraînant pour EDF, un report de charges en N+1 supérieur à 1/12ème.

Ainsi, les charges payables en 2018 s'élèvent selon les calculs de la Cour à 7 308,09 M€¹⁷. Le montant des crédits de la LFI 2018 s'élevant à 7 159,3 M€¹⁸, il en résulte un écart de 149,5 M€ par rapport aux charges payables en 2018.

Le PAP 2018 ne contient aucune information permettant de comprendre le chaînage des charges prévisionnelles sur trois années. La rédaction du PAP 2019 est un peu plus détaillée, suivant partiellement une recommandation de la Cour, mais reste peu explicite sur le montant de la répartition des paiements entre N et N+1.

Recommandation n°1. (DGEC et Budget) Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS *Transition énergétique* relatifs à la compensation des charges de service public afin de limiter les reports de charges.

Recommandation n°2. (DGEC) Compléter les documents budgétaires afin d'améliorer l'information du Parlement sur le fonctionnement du dispositif de compensation de charges de service public de l'énergie.

¹⁶ Il s'agit du paiement des annuités de remboursements et les charges d'intérêt dus à EDF au titre du déficit de compensation de CSPE. Les crédits correspondant sont imputés sur le programme 765 du CAS et 345 de la mission EDMD.

¹⁷ Ce chiffre correspond à la somme de l'annuité de la dette de l'État vis-à-vis d'EDF, de 11/12ème des charges prévisionnelles pour l'année 2018 sur la base des évaluations de la CRE et du reste à payer en 2018 sur les charges 2017.

¹⁸ Cette somme n'intègre pas les 5 M€ pour les études techniques en vue de l'identification de zones propices au développement des EnR, qui ne relèvent pas des charges de service public à compenser.

1.3.2 Modifications en cours d'exercice

Seuls les crédits du programme 764 ont fait l'objet de modifications en cours d'année. La LFR pour 2018 a en effet revu à la baisse le montant des crédits disponibles de 594,6 M€.

Tableau n° 6 : Crédits disponibles 2018

M€	LFI 2018	Reports 2017 vers 2018		LFR 2018	Crédits disponibles	
		AE	CP		AE	CP
P 764	5 542,3	0,13	0,94	- 594,6	4 947,8	4 948,6
<i>Action 1 Soutien aux EnR électriques</i>	5 425,0	0,13	0,94	- 594,6	4 830,5	4 831,3
<i>Action 2 Soutien à l'effacement de consommation électrique</i>	17,9				17,9	17,9
<i>Action 3 Soutien à l'injection de bio-méthane</i>	99,5				99,5	99,5
<i>Action 4 Fonds d'interconnexion</i>						
P 765	1 642,0	0,87	0,87		1 642,9	1 2,9
<i>Action 1 Désendettement vis-à-vis d'EDF</i>	1 622,0				1 622,0	1 622,0
<i>Action 3 Remboursement d'anciens plafonnements de CSPE</i>	20,0	0,87	0,87		20,9	20,9
TOTAL	7 184,3	1,01	1,81	- 594,6	6 590,7	6 591,5

Source : Documents budgétaire ; l'action 2 du programme 765 a été supprimé en 2019 mais ne comportait pas de crédits en 2018

Selon la DGEC et la direction du budget, ces modifications se justifient par la prise en compte de la délibération de la CRE du 12 juillet 2018. La CRE a en effet estimé, au regard des hypothèses de prix de marché de l'électricité, plus élevées qu'au moment de la prévision initiale réalisée en juillet 2017, que le montant des charges prévisionnelles au titre du soutien aux EnR devait être revu à la baisse au titre de la reprévision 2018 comme au titre des charges constatées 2017.

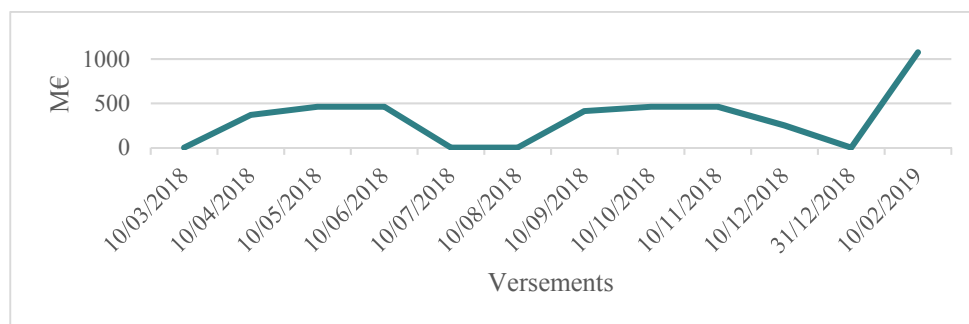
Se pose une fois encore la question de la méthode de budgétisation utilisée. Pour justifier la décision de prendre en compte dès la LFR 2018 et non en LFI 2019 les actualisations de la CRE sur les années 2017 et 2018, elles invoquent la nécessité de limiter la surcompensation d'EDF. On peut néanmoins se demander si la même décision aurait été prise si ces actualisations avaient revu à la hausse, et non à la baisse, les prévisions initiales.

Par ailleurs, cette décision a eu pour effet d'accroître le report de charges vers 2019. La DGEC indique dans ses réponses que la décision de

diminuer le montant des versements à EDF en 2018 conduit à une augmentation du reste à compenser au 31 décembre 2018.

L’analyse des chroniques de versements à EDF montre que, contrairement aux autres opérateurs, il n’y a pas eu de versement en décembre 2018. En revanche, le dernier versement effectué en février 2019 s’est élevé pour EDF à 1 075 M€ dont 610 M€ auraient dû être payés en 2018 selon l’échéancier initial.

Graphique n° 6 : Versements des compensations pour charges de service public à EDF pour 2018



Source : DGEC

Note : les montants ne comprennent pas les charges de remboursements de la dette CSPE

La gestion des charges de service public de l’énergie imputable au CAS a donc été réconciliée avec le code l’énergie dans la mesure où les versements de février 2019 au titre des charges de 2018 ont permis d’honorer la totalité des charges payables en 2018. Ce qui veut dire que l’ajustement en LFR a en réalité été motivé par l’objectif de décaler les paiements dus sur les charges de 2018 à début 2019, et non pas par celui de diminuer ces paiements en valeur absolue, comme la justification de la LFR le laissait entendre.

Il faut rappeler que les charges payées en retard par l’État portent intérêt à un taux annuel de 1,72% au bénéfice des entreprises compensées, alors que les compensations anticipées portent intérêt au bénéfice de l’État.

Enfin, la Cour relève une nouvelle fois que le traitement budgétaire des charges de service public de l’énergie portées par le programme 345 *Service public de l’énergie* a été complètement différent. Contrairement au CAS, ce programme a bénéficié d’un abondement d’AE en LFR avec transfert des CP correspondants depuis une autre action, avec l’objectif affiché de limiter les reports de charges sur 2019.

1.3.3 Exécution

Le CAS *Transition énergétique* a fonctionné en 2016 uniquement avec des dépenses d'intervention en titre 6 correspondant à des transferts aux entreprises. Les paiements ont été réalisés au profit de la CDC qui a ensuite redistribué les compensations aux opérateurs.

En 2018, comme cela avait déjà été le cas en 2017, une partie des dépenses du programme 764 a été exécutée en titre 3. Les montants correspondants sont dédiés à la réalisation d'études techniques par l'État (cf. *infra*). Si les montants concernés sont limités (0,742 M€ en AE et 0,533 M€ en CP), ils auraient dû être inscrits sur le titre adéquat dès la LFI.

Le montant des AE consommées en 2018 est de 6 571,4 M€, celui des CP de 6 571,2 M€, soit 99,7 % des crédits disponibles.

1.3.3.1 Le programme 764 (75 % des crédits exécutés)

Le programme 764 comprend quatre actions. L'action 1 (soutien aux énergies renouvelables électriques) comprend deux sous-actions : le soutien aux producteurs d'énergies renouvelables électriques et les études techniques préalables au lancement d'appels d'offres pour le développement d'énergies renouvelables électriques et dépenses de contentieux. L'action 4 – Fonds d'interconnexion ne comprend pas de crédits en 2018.

Tableau n° 7 : Exécution des crédits du programme 764

M€	Exécution 2017		Exécution 2018	
	AE	CP	AE	CP
Total P 764	5 045,9	5 045,1	4 943,4	4 943,2
<i>Action 1 Soutien aux EnR électriques</i>	4 993,6	4 992,8	4 845,0	4 844,8
<i>dont 01.01. Soutien aux producteurs d'EnR électriques</i>	4 992,7	4 992,7	4 844,2	4 844,2
<i>dont 01.02 Études techniques</i>	0,9	0,1	0,7	0,5
<i>Action 2 Soutien à l'effacement</i>	0,0	0,0	16,4	16,4
<i>Action 3 Soutien au biométhane</i>	52,3	52,3	82,0	82,0
<i>Action 4 Fonds d'interconnexion</i>	0,0	0,0	0,0	0,0

Source : Chorus

Une exécution tirée par le poids des dépenses de soutien aux EnR

Le soutien aux producteurs d'énergies renouvelables électriques (sous-action 1) représente le plus gros poste de dépenses du programme 764 avec 98 % des crédits de paiement exécutés.

Ces dépenses visent à compenser les opérateurs pour les surcoûts découlant de la mise en œuvre des dispositifs de soutiens aux EnR. Ce sont des dépenses contraintes.

Dispositifs de soutien aux EnR électriques

Les dispositifs de soutien ont pour objectif de permettre aux producteurs d’électricité à partir d’EnR de couvrir les coûts de leur installation tout en assurant une rentabilité normale du projet.

Ils peuvent prendre deux formes : l’obligation d’achat ou le complément de rémunération. L’obligation d’achat, prévue aux articles L. 314-1 à L. 314-13 du code de l’énergie, impose à un acheteur obligé d’acheter, à un tarif d’achat fixé à l’avance, tout kilowattheure injecté sur le réseau public. Dans le cadre du complément de rémunération (articles L. 314-18 à L.314-27 du code de l’énergie), les producteurs d’électricité à partir d’énergie renouvelable commercialisent directement leur électricité sur les marchés et une prime vient compenser l’écart entre les revenus tirés de cette vente et un revenu marché de référence.

La loi n°2016-1918 du 29 décembre 2016 de finances rectificative pour 2016 permet aussi la compensation des coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d’obligation d’achat et de complément de rémunération (48,9 M€ au titre de l’année 2018). Cela concerne notamment le coût d’intermédiaires qui assurent la vente de l’électricité sur les marchés pour les producteurs, facturent leur intervention à ces producteurs tout en leur reversant la rémunération obtenue sur le marché.

Les soutiens sont attribués soit en « guichet ouvert » pour toutes les installations éligibles soit à l’issue d’un appel d’offres, pour les seuls lauréats. Le mécanisme de l’appel d’offre est réservé soit à des filières spécifiques (risque de conflits d’usage, rareté des zones propices, asymétrie sur les coûts ou enjeu de démonstration technologique ou de développement industriel), soit aux installations de grande envergure.

Ces dépenses ont fortement augmenté entre 2016 et 2017 (+ 40 %). Entre 2017 et 2018, elles ont légèrement diminué (- 3 %) mais cette évolution est liée à l’augmentation des prix de l’électricité (qui minore mécaniquement le montant du soutien versé) et non à une diminution des recours à ces dispositifs (cf *infra*).

La sous-action 2 relative à la réalisation d'études techniques¹⁹ préalables au lancement d'appels d'offres pour le développement d'énergies renouvelables électriques a été créée en LFI 2017. Ces études visent notamment l'identification de zones propices au développement des EnR, par exemple l'éolien en mer, en amont des procédures de mise en concurrence.

Un montant de 1 M€ a été inscrit en LFI 2017. En LFI 2018, un montant de 5 M€ a été programmé pour ces études et 9,2 M€ en LFI 2019. Le PAP 2018 ne mentionne pas les études prévues pour l'année 2018 mais précise que les dépenses liées à cette sous-action seront par la suite remboursées par les lauréats des procédures de mise en concurrence (attribution de produits), selon des modalités fixées dans le cahier des charges de la procédure de mise en concurrence.

Les dépenses exécutées en 2018 ont porté sur des études préalables à l'implantation d'éoliennes en mer au large de Dunkerque et de l'île d'Oléron. Si l'exécution en CP est supérieure en 2018 (0,533 M€) à celle de l'an passé (0,06 M€), qui était l'année de création de cette sous-action, les montants consacrés à cette sous-action restent limités au regard du montant global des crédits du programme.

Une exécution dynamique renforcée par la création de nouveaux dispositifs de soutien

L'action 2 du programme 764 relative au soutien à l'effacement de consommation électrique²⁰ correspond au financement des appels d'offres (AO) prévus à l'article 271-4 du code de l'énergie pour soutenir le développement de l'effacement. Ces AO étaient initialement prévus en 2017 mais ont finalement été reportés. Par conséquent, aucune dotation en LFI 2017 n'avait été programmée sur cette ligne qui avait été créée dès la constitution du CAS en 2016, mais un montant de 17,9 M€ a été inscrit en LFI 2018. L'appel d'offre pour l'année 2018 a été lancé le 14 décembre 2017 et a conduit à retenir sept candidats pour un volume de 733 MW.

Pour cette première année d'exécution, les crédits consommés (en AE comme en CP) s'élèvent à 16,4 M€. Un montant de 45 M€ a été inscrit

¹⁹ . Le périmètre des études réalisées dans le cadre de cette sous-action a été élargi en PLF 2019: elles peuvent dorénavant être également de nature juridique ou financière, et non plus seulement technique.

²⁰ L'effacement de consommation électrique consiste à réduire temporairement sa consommation d'électricité. Les effacements contribuent à équilibrer l'ensemble du système électrique et permettent de remplacer, en tout ou partie, les moyens de production de pointe.

en LFI 2019, le ministère anticipant une montée en charge liée à l’appropriation du dispositif par les acteurs.

L’action 3 du programme 764 correspond au soutien à l’injection de biométhane²¹ dans les réseaux de gaz naturel. Le mécanisme de soutien est le même que celui apporté aux EnR électriques (action 1) et repose sur l’obligation d’achat de biométhane injecté avec un tarif défini par arrêté.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 a défini, à l’horizon 2030 un objectif de 10 % de consommation de gaz d’origine renouvelable, soit une injection annuelle dans les réseaux de chaleur de 8 TWh de bio méthane. Les dépenses exécutées sont en augmentation constante depuis 2016. Elles étaient de 21,4 M€ en 2016 et sont, au titre de 2018, de 82 M€. Cette somme est néanmoins en retrait par rapport aux crédits de la LFI (99,5 M€), en raison du retard dans la date de mise en service de certaines installations.

1.3.3.2 Le programme 765, des crédits contraints et en forte augmentation (25 % des crédits exécutés)

Le programme 765 a été exécuté à hauteur de 99,1 %.

Tableau n° 8 : Exécution des crédits du programme 765

M€	Exécution 2017		Exécution 2018	
	AE	CP	AE	CP
P765	1 343,5	1 343,5	1 628,0	1 628,0
<i>Action 1 Désendettement vis-à-vis d'EDF</i>	1 228,5	1 228,5	1 622,0	1 622,0
<i>Action 2 Remboursements dégrèvements TICFE</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Action 3. Remboursement d'anciens plafonnements de CSPE</i>	115,0	115,0	6,0	6,0

Source : Chorus

L’action 1 du programme 765 porte sur le « désendettement vis-à-vis des opérateurs supportant des charges de service public » c’est-à-dire le remboursement du déficit de compensation accumulé auprès d’EDF entre 2009 et 2015 (dette « CSPE historique »)²². En effet, entre 2009 et 2015, les recettes issues de la CSPE ont été insuffisantes pour couvrir les charges.

²¹ Le biométhane est un gaz produit à partir de la dégradation et de la fermentation de déchets. Il constitue la principale source d’énergie renouvelable en matière de gaz naturel.

²² La créance d’EDF vis-à-vis de l’État a été cédée en 2017.

Ce déficit de compensation a été supporté uniquement par EDF, les autres opérateurs ayant été compensés pour l'intégralité des charges supportées.

Ses modalités de remboursement ont été déterminées par l'article 5 (I c) de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificatives. Un échéancier de remboursement a été fixé par l'arrêté du 13 mai 2016 modifié par l'arrêté du 2 décembre 2016, rappelé dans le tableau 9 ci-après. Cet échéancier prévoit un remboursement de ce déficit d'ici à 2020. Les intérêts de cet échéancier de remboursement sont portés par le programme 345 de la Mission *Écologie, développement et mobilité durables*.

Tableau n° 9 : Échéancier prévisionnel de recouvrement du déficit de compensation accumulé par EDF au 31 décembre 2015 et des intérêts y afférents définis dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié

En M€	DÉFICIT DE COMPENSATION restant dû au 31 décembre de l'année N - hors intérêts 2015	REMBOURSEMENT EN PRINCIPAL du déficit précité par le compte d'affectation spéciale «Transition énergétique»	PAIEMENT DES INTERÊTS FUTURS associés au déficit précité par le budget général
2015	5 779,8	0	
2016	5 585,8	194	99,3
2017	4 357,8	1 228,0	99,5
2018	2 735,8	1 622,0	87,2
2019	896,8	1 839,0	62,5
2020	0	896,8	40,6 ⁽¹⁾
Total	NA	5 779,8	389,1

⁽¹⁾ Dont 32,2 M€ dus au titre de l'année 2019 et 8,2 M€ dus au titre de l'année 2020.

Source : CRE

L'exécution 2018 a été réalisée conformément à l'échéancier ci-dessus. Il est à noter que les annuités sont prévues et payées en AE et CP chaque année. Elles ne donnent pas lieu à des restes à payer en comptabilité budgétaire dans la mesure où il n'y a pas eu d'engagement juridiquement pluriannuel en 2015. Cette décision est justifiée par la direction du budget par l'impossibilité, au moment de la constitution du CAS, de mobiliser un niveau de recettes suffisant pour couvrir en AE l'intégralité du remboursement de la créance EDF (5,8 Md€).

L'action 2 « remboursements et dégrèvements CSPE » du programme 765 concerne les trop-perçus de recettes de CSPE (ex TICFE) en vue d'un versement au profit du budget général. Cette action n'a plus de sens depuis que les recettes du CAS ne sont plus issues de la TICFE : elle aurait dû être supprimée en LFI 2018 mais continue toutefois d'apparaître. La maquette budgétaire a effectivement mise à jour dans le PAP 2019.

Enfin l'action 3 du programme 765 « remboursements de CSPE » retrace les remboursements liés aux régimes d'exonération de

l'ancienne CSPE : les entreprises consommant plus de 7 GWh pouvaient demander le remboursement de la CSPE payée au-delà de 0,5 % de leur valeur ajoutée. Ces plafonnements donnant lieu à des remboursements jusqu'à trois ans après l'exercice concerné, soit au plus tard fin 2018.

La LFI 2018 prévoyait un montant de 20 M€. Cette action n'a été exécutée qu'à hauteur de 6 M€. Cette ligne budgétaire n'a pas été supprimée en 2019 car des dossiers de remboursements sont en cours et elle bénéficie de reports de crédits de 2018 en 2019.

1.4 Perspectives associées à la trajectoire budgétaire

1.4.1 Les reports de charges

Dans la mesure où les charges de service public du CAS *Transition énergétique* sont en AE=CP, il n'y a pas formellement de restes à payer. Néanmoins, de tels restes existent bien du fait du calendrier de paiement sur deux années prévu par le code de l'énergie. Comme indiqué précédemment, les charges prévisionnelles 2018 restant à compenser en 2019 sur le programme 764 *Soutien aux ENR* s'élèvent à 1 103 M€ d'après la DGEC. En s'appuyant sur les charges prévisionnelles de la CRE pour 2018, elles auraient dû être de 492,9 M€.

Si la comptabilité budgétaire tenue dans Chorus ne rend pas bien compte de la réalité des charges à payer, elles sont évaluées et reportées dans la comptabilité générale de l'État selon des modalités définies par la DGFIP et la Cour des Comptes.

Sur le programme 765, ce sont 14,9 M€ qui devraient être reportés selon la DGEC en 2019 correspondant à des dossiers de remboursement de plafonnement à la valeur ajoutée qui seront validés début 2019 par la CRE (action 765-03).

1.4.2 La trajectoire pluriannuelle du CAS TE

La LFI 2019 est en progression de 95,4 M€ par rapport à la LFI 2018, soit + 1,3 %) et de 296,4 M€ par rapport à la LFI 2017 (+ 4,2 %). L'augmentation de 2019 est liée à l'augmentation de l'annuité de remboursement de la dette vis-à-vis d'EDF sur la base de l'échéancier rappelé par le tableau 9 ci-dessus.

À plus long terme, la trajectoire de dépenses du CAS a été formalisée à l'occasion de l'élaboration de la loi de programmation pour

les finances publiques. Les projections de la FFP ont été actualisées dans le cadre des conférences budgétaires.

L'évaluation de la contribution du CAS à l'évolution de la norme de dépenses 2018-2022 est ainsi présentée dans le tableau ci-dessous. Elle montre une augmentation des dépenses de 3,6 % entre 2018 et 2022 sur l'ensemble du CAS. Néanmoins, dans la mesure où les remboursements à EDF vont cesser en 2020, l'essentiel de l'augmentation repose sur les dispositifs de soutien aux EnR (+ 34 %).

Tableau n° 10 : Trajectoire pluriannuelle du CAS (actualisation de la LFPF)

AE=CP ; en M€	LFI 2018	PLF 2019	2020	2021	2022
764 Soutien aux ENR	5 542,3	5 440,4	5 916,5	6 986,1	7 441,7
<i>01 Soutien aux énergies renouvelables électriques</i>	5 424,9	5 261,9	5 700,2	6 713,2	7 135,9
01.01 dont soutien aux producteurs d'ENR	5 419,9	5 252,7	5 681,0	6 694,0	7 116,7
01.02 dont études	5,0	9,2	19,2	19,2	19,2
<i>02. Soutien à l'effacement de consommation électrique</i>	17,9	45,0	45,0	49,0	51,0
<i>03. Soutien à l'injection de biométhane</i>	99,5	132,1	151,0	202,9	254,8
<i>04. Développement des interconnexions</i>		1,4	20,3	21,0	
765 Engagements financiers liés à la transition énergétique	1 642,0	1 839,0	896,8	-	-
<i>01. Désendettement opérateurs CSPE</i>	1 622,0	1 839,0	896,8	-	-
<i>02. remboursements et dégrèvements au titre de la TICFE</i>	-	-	-	-	-
<i>03. Remboursements partiels de CSPE</i>	20,0	-	-	-	-
TOTAL	7 184,3	7 279,4	6 813,3	6 986,1	7 441,7

Source : DGEC

Ainsi, les dépenses du CAS sont amenées à augmenter de manière importante et ce, malgré la fin du remboursement à EDF des arriérés de compensations de la CSPE. Cette tendance haussière repose notamment sur les perspectives d'évolution des dispositifs de soutien aux EnR électriques malgré les incertitudes importantes entourant la trajectoire de dépenses associées à ces dispositifs.

1.4.3 Une croissance très dynamique des charges de service public

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a fixé comme objectif d’augmenter à 32 % la part des EnR dans la consommation énergétique finale en 2030. Pour l’électricité, l’objectif est de 40 % de la production. Ces objectifs ambitieux entraînent une forte augmentation des dispositifs de soutien à ces énergies.

La CRE notait dans son rapport de 2014²³ que l’ensemble des charges de service public (aujourd’hui réparties entre le CAS TE et le P 345) avait augmenté de 300 % entre 2003 et 2014.

Entre 2016 et 2019, les dépenses relatives aux énergies renouvelables électriques budgétées en LFI sur le CAS TE sont passées de 3 629 M€ à 5 252,7 M€, soit + 45 %. La LPFP prévoit encore une augmentation de 35 % des charges des dépenses de soutien aux EnR électriques entre 2019 et 2022.

L’augmentation des charges est liée au dynamisme des filières d’EnR en métropole et à la mise en service de nouvelles installations d’énergies renouvelables en zones non interconnectées²⁴, notamment, d’après les données CRE, les filières photovoltaïque et éolienne (respectivement 55 % et 29 % du total des charges de soutien en 2018).

Les crédits relatifs au soutien au biométhane vont poursuivre leur augmentation : la LFI 2019 prévoit des crédits de 132,10 M€ (+ 33 % par rapport à la LFI 2018) en raison du raccordement de nouvelles installations de production. Les crédits prévus en 2019 devraient permettre de doubler la quantité de gaz injecté, pour atteindre 1,7 MWh en 2019. La cible à atteindre en 2020 étant de 2,5 TWh, les crédits devraient poursuivre leur augmentation jusqu’en 2022 (295 M€ prévus en 2022).

Ces augmentations sont directement liées à la mise en œuvre de la politique énergétique et destinées effectivement à favoriser la transition énergétique. Dans le rapport sur le soutien aux énergies renouvelables de mars 2018, la Cour relevait qu’il n’est pas possible pour la puissance publique de déterminer le niveau pertinent de soutien sans une connaissance claire des coûts constatés de production. Elle recommandait

²³ Commission de régulation de l’énergie, *La contribution au service public de l’électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective*, octobre 2014, 144 p.

²⁴ Les dépenses de soutien liées aux installations dans les ZNI ne représentent que 7 % du montant des charges prévisionnelles de soutien au titre de 2019 (CRE) mais elles sont en augmentation de 40 % depuis 2017.

en conséquence de publier le calcul des coûts de production et des prix, actuels et prévisionnels, de l'ensemble du mix énergétique programmé dans la PPE, et l'utiliser pour contenir le volume des soutiens publics associés aux objectifs de la politique énergétique, à court, moyen et long termes.

1.4.4 Des évolutions de charges difficilement prévisibles

Compte tenu du dynamisme des dépenses, les surcoûts associés au développement des filières d'énergies renouvelables continueront d'augmenter de façon substantielle dans les années à venir mais sans réelle visibilité pour les finances publiques.

La principale incertitude repose sur l'évolution des prix de marché dans la mesure où les compensations sont calculées sur la base de la différence entre les prix de marché et un tarif permettant d'assurer la rentabilité normale du producteur. Si les prix de marché augmentent, le soutien apporté par les dispositifs existants sera moins important. En sens inverse, la baisse des prix de marché entraînera une augmentation des charges à compenser. À titre illustratif, une baisse de 1 €/MWh des prix de marché de gros de l'électricité se traduit selon la CRE par une hausse des charges de service public de l'énergie liées aux EnR d'un peu plus de 50 M€.

L'État ne peut donc contrôler les évolutions des charges budgétaires qui découlent de la mise en œuvre des mécanismes de soutien aux EnR électriques.

Ainsi, en juillet 2018, le CRE a revu à la baisse le montant des charges prévisionnelles pour 2018 (5 106,9 M€ au lieu de 5 537,3 M€) en répercussion de la hausse des prix de marché de gros de l'électricité. Malgré tout, ce montant reste de 322 M€ supérieur au montant des charges prévisionnelles pour 2019 (5 429,8 M€).

Un comité de gestion des charges de service public de l'électricité – doté de pouvoirs d'investigations et bénéficiant des simulations réalisées par la CRE – a été créé par la LTECV. Il établira, au moins une fois par an, des scénarios d'évolution des charges de service public de l'énergie à moyen terme. Ses travaux permettront de mieux anticiper les évolutions de charges. Le comité a été constitué en 2017 et s'est réuni à plusieurs reprises. Son premier rapport est attendu pour le printemps 2019.

1.4.5 Des dépenses difficiles à contenir

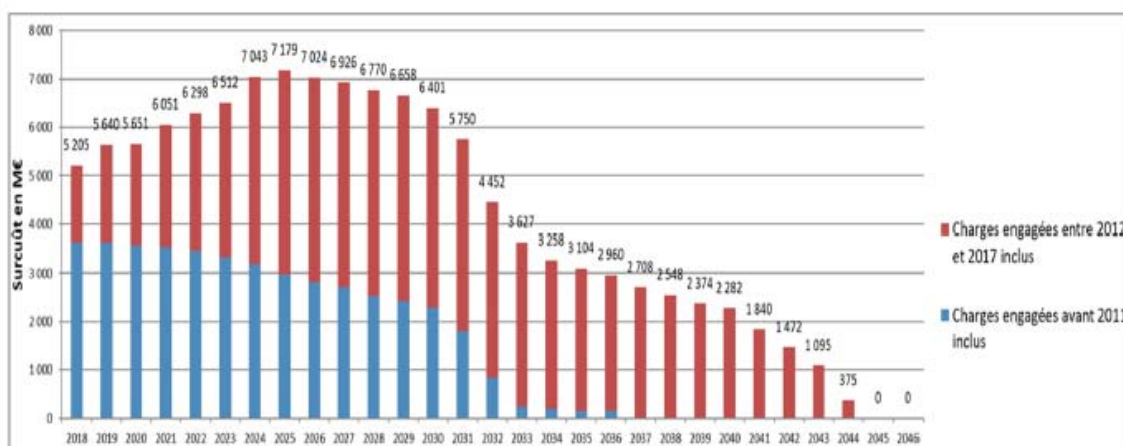
Les mécanismes de soutien souffrent d'une forte inertie en raison de la durée des contrats souscrits.

La Cour relève dans son rapport sur le soutien aux EnR, que les dispositifs de soutien antérieurs à 2011, qui se sont parfois ajustés avec retard à la baisse des coûts de la technologie, auront pendant de longues années un impact majeur sur les dépenses de soutien. S’agissant de la filière photovoltaïque, il est estimé que les arrêtés antérieurs au moratoire de 2010 pèseront encore 2 Mds par an jusqu’en 2030.

Pour les cinq prochaines années, la CRE estime que 94 % des charges prévisionnelles en matière d’EnR de 2022 ont d’ores et déjà été engagées, dont la moitié l’a été avant 2011²⁵.

Comme l’indique la Cour dans le rapport sur le soutien aux EnR, les engagements pris jusque fin 2017 représenteront 121 Md€ – en euros courants – entre 2018 et l’échéance des contrats (la plus tardive intervenant en 2046). La charge annuelle des engagements passés ne diminuera donc significativement que postérieurement à 2030, lorsque le poids des engagements antérieurs à 2011 s’estompera.

Graphique n° 7 : Prédiction d’évolution des dépenses à venir au titre des engagements pris jusqu’à fin 2019 (soutien EnR électriques et injection de biométhane)



Source : CRE

La poursuite du développement des filières et le maintien des dispositifs de soutien actuels conduisent donc à une augmentation mécanique des charges de service public dont l’intensité dépendra

²⁵ Délibération de la CRE du 13 juillet 2017

néanmoins de l'évolution du prix de l'électricité sur lequel l'État n'a pas de prise.

Les crédits correspondant aux échéances annuelles de ces contrats sont prévues chaque année en loi de finances initiale. Néanmoins, le Parlement n'est pas amené à se prononcer en amont sur l'ensemble des charges liées au lancement des appels d'offre (cf *infra*).

1.4.6 De nouvelles dépenses

Les dépenses de soutien à l'effacement prévus par la loi n° 2015 - 922 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte sont en forte augmentation en 2019, passant de 18 M€ à 45 M€ (+ 150 %) ; elles sont destinées à financer les contrats conclus dans le cadre de l'appel d'offre lancé le 14 décembre 2017. La progression se ralentit ensuite jusqu'en 2022 (+13 %).

La LFI 2018 a créé une action 4 *Développement des interconnexions* au sein du programme 764 destinée à financer des projets d'interconnexion avec les systèmes électriques d'autres États européens. Cette action résulte d'un engagement pris par la France auprès de l'Union européenne afin de compenser le maintien, pendant toute l'année 2016, du dispositif de taxation (CSPE) des producteurs d'électricité en vue de financer les mesures de soutien aux producteurs français d'électricité à partir d'EnR. Le montant de cet engagement s'élève à 42,7 M€.

1.4.7 Le solde de la dette due à EDF d'ici fin 2020

Les remboursements du principal de la dette à l'égard d'EDF (action 1) vont fortement augmenter en 2019 (1 839 M€, soit + 13,4 % par rapport à 2018). Néanmoins, l'échéancier de remboursement de la dette à l'égard d'EDF court jusqu'en 2020 avec un ultime versement de 896,8 M€.

Les dépenses de l'action 3 du programme 765 relatives remboursements liés aux régimes d'exonération de l'ancienne CSPE ont vocation à disparaître. Les entreprises pouvaient demander les remboursements de la CSPE payée au-delà de 0,5 % de leur valeur ajoutée jusqu'à trois ans après l'exercice concerné, soit au plus tard fin 2018. Les dépenses 2018 se sont élevées à près de 6 M€ pour un montant prévu en LFI de 20 M€. La LFI 2019 ne prévoit pas de crédits nouveaux en 2018 en raison de la fin de délai de réclamation. En revanche, des dossiers de 2018 n'ont pas encore été instruits et les crédits correspondant de 2018 seront reportés en 2019.

À l'issue des dernières dépenses des actions 1 et 3, le programme 765 a vocation à disparaître.

1.4.8 Recettes : une augmentation des recettes de TICPE qui ne bénéficie pas à la transition énergétique

L’évolution des recettes de TICPE est difficile à prévoir. La LFI de 2018 prescrit une accélération de la montée en puissance de la composante carbone par rapport aux lois de finances précédentes.

La trajectoire de la composante carbone votée en LFI 2018 est la suivante :

Tableau n° 11 : Évolution de la trajectoire de la composante carbone

<i>En €/HT/tCO₂</i>	2018	2019	2020	2021	2022
<i>LFI pour 2018</i>	44,6	55	65,4	75,8	86,2

Source : LFI 2018

D’après le PLF 2018, la hausse des recettes de la TICPE en 2018 par rapport à 2017 devait ainsi être de l’ordre de 3,241 milliards d’euros. L’accélération de la composante carbone devait rapporter à elle seule 2,216 milliards d’euros.

Néanmoins, le rendement de la TICPE a été en 2018 moindre que prévu (13 298 M€ au lieu de 13 566 M€). Par ailleurs, la décision de geler la montée en puissance de la taxe carbone créée des incertitudes sur l’évolution des recettes correspondantes, même si l’essentiel de la hausse de la fiscalité énergétique aurait essentiellement bénéficié au budget général et non au CAS. Les recettes du CAS TE devraient donc être préservées en raison du choix de retenir un montant en euros plutôt qu’une fraction des taxes. En revanche, l’argument selon lequel la transition énergétique est financée par le « verdissement » des taxes sur l’énergie apparaît à ce jour fragilisé.

Le produit du revenu de la mise aux enchères est amené à augmenter en raison de l’augmentation de part des EnR dans le mix énergétique. Le montant des recettes prévues en LFI 2019 est de 32 M€ (+ 88 % par rapport à la LFI 2018). Néanmoins, l’évolution de cette recette est difficile à prévoir car elle dépend du prix des garanties d’origine et donc de la demande en offres vertes. La DGEC précise que l’offre est déjà excédentaire car il est possible d’importer des garanties d’origine en provenance d’autres pays européens. En tout état de cause, cette ressource supplémentaire devrait rester marginale par rapport au produit des taxes affectées.

2 La gestion des dépenses

2.1 La conformité aux principes et règles du droit budgétaire

2.1.1 La question des reports de charges budgétaires

Comme indiqué *supra*, le mécanisme de paiement des charges de service public de l'énergie conduit mécaniquement à instaurer des restes à payer d'une année sur l'autre.

Comme les années précédentes, la Cour constate à ce sujet que le report du paiement de ces charges en 2018 représente une entorse au principe d'annualité budgétaire (article 1 de la LOLF). La budgétisation initiale et les mouvements en gestion ne permettent pas de limiter les reports de charges. Pour 2018, ce sont près de 600 M€ de charges qui auraient dû être payés en 2018 et qui ont été reportés sur le début de l'exercice 2019.

Par ailleurs, la sous-estimation des charges en LFI ne permet pas le respect du principe de sincérité (article 32 de la LOLF). De même, comme le CAS fonctionne en $AE=CP$, l'État considère qu'il n'y a pas de report de charges sur l'année $n+1$ alors même qu'il existe un reliquat de charge qui va au-delà de la règle du 1/12^{ème}.

Enfin, la complexité du mécanisme existant exige un renforcement de l'information du Parlement sur le fonctionnement du dispositif de compensation de charges de service public de l'énergie. La Cour note que le RAP 2017 indique bien que le douzième versement intervient au mois de février de l'année $n+1$; il mentionne le taux du report des charges 2017 versées en 2018. Le PAP 2018 se contente d'indiquer que les montants inscrits correspondent aux charges au titre de 2018 sans préciser le chaînage des versements entre l'année n et l'année $n+1$ et les reports de charges. Le PAP 2019 est un peu plus explicite sur le mécanisme en place mais reste muet sur la répartition prévisionnelle des dépenses en n et en $n+1$.

De manière plus générale, afin d'améliorer la lisibilité du dispositif, il est suggéré de renoncer au fonctionnement en $AE=CP$. L'adoption d'une programmation $AE \neq CP$, permettrait un suivi des restes à payer et des reports de charges. Le montant des AE inscrits en LFI serait calé sur le montant des charges à payer l'année n selon la CRE, et le montant des CP correspondraient aux décaissements effectifs cette année n , composés des

reliquats de l’année $n-1$ et de 11/12^{ème} des charges à payer cette année n (modulo l’échéancier de remboursement de la dette CSPE).

Au-delà, la DGEC doit engager une réflexion sur l’évolution du dispositif réglementaire de paiement des charges existant après la fin du remboursement de la dette CSPE vis-à-vis d’EDF en 2020. En effet la disposition selon laquelle le montant reversé mensuellement à EDF compense prioritairement l’annuité et les intérêts de la dette sera caduque à cette date.

La Cour invite donc la DGEC à revoir le mécanisme de paiement des compensations entre mars d’une année n et février d’une année $n+1$ d’autant que celui-ci est un héritage de l’ancien mécanisme de la CSPE (alors qu’elle correspondait à une contribution payée sur la facture d’électricité) : le glissement sur le début d’année $n+1$ des derniers paiements était alors justifié par l’attente de perception effective des recettes permettant de procéder au paiement. La perception des recettes étant désormais plus régulière et moins saisonnière, il paraît possible de calibrer la perception des recettes sur les dépenses à engager dans l’année.

Le recalage des dépenses dues une année donnée au sens de la CRE, avec celles budgétairement honorées cette même année, simplifierait significativement le dispositif et accroîtrait de façon substantielle sa lisibilité. Une modification de la partie réglementaire du code de l’énergie serait néanmoins nécessaire pour mettre en œuvre ce mécanisme simplifié. De plus, l’année de mise en œuvre de la réforme devra permettre d’honorer les charges payables cette même année, mais également le reste à payer de l’année antérieure, ce qui induira un supplément conjoncturel de dépenses et donc un besoin ponctuel de recettes additionnelles.

Dans l’attente, la Cour recommande à nouveau de mieux calibrer l’évaluation des crédits du CAS, dans le cadre de la loi de finances, afin de limiter au maximum les reports de charges : la DGEC devrait cibler des reports de charges nuls, en ayant versé 11/12^{ème} des charges dues pour l’année n à tous les opérateurs au 31 décembre de cette même année.

2.1.2 Un manque de visibilité sur les charges de service public

La répartition des charges budgétaires entre le programme 345 et le CAS TE ne permet pas de donner une vision globale et claire de l’ensemble des charges de service public dans le secteur de l’énergie. L’ensemble des charges est bien retracé dans les délibérations de la CRE mais les

documents budgétaires associés à l'un ou l'autre programme ne reprennent qu'imparfaitement ces données.

De la même manière, la totalité des frais versés à la CDC au titre de sa gestion du CAS et du programme 345 est prise en compte sur le seul programme 345.

Par ailleurs, le découpage effectué entre le remboursement en principal et les intérêts de la dette accumulée vis-à-vis d'EDF ne permet pas non plus d'avoir une vision consolidée des versements effectivement opérés au profit d'EDF à ce titre. Certes, les PAP du CAS TE présentent un tableau complet de l'échéancier de remboursement mais le double support ne peut que renforcer l'opacité du système d'autant qu'au sein du programme 345, les charges d'intérêt de la dette et frais de gestion par la Caisse des dépôts et consignations du versement des compensations des charges de service public relèvent de la même action.

La recommandation n°3 de la Cour engageant la DGEC et la DB à revoir le périmètre des dépenses prises en charge au titre du CAS et du programme 345 pour apprécier en coûts complets les dépenses liées au remboursement de la dette cumulée vis-à-vis d'EDF va perdre de sa pertinence en 2020 avec la fin des échéances de remboursement. La Cour regrette que cette recommandation n'ait pas été mise en œuvre.

2.1.3 Une absence de transparence sur les engagements à venir

Le mécanisme actuel du CAS pose un problème plus fondamental de financement des EnR. En effet, le montant des recettes prévues au budget ne permet pas l'inscription en AE du véritable montant des engagements juridiques de l'année budgétaire.

Le CAS ne permet ainsi d'afficher que les charges annuelles de soutien, sans appréciation de la valeur globale de l'engagement pris. Cet engagement est retracé par la somme des décisions de soutien en faveur de nouvelles installations, qui engagent le budget de l'État sur 20 ans en général et relèvent du pouvoir réglementaire. Ainsi, la procédure budgétaire ne permet pas de retracer les nouveaux engagements, qui, en tenant compte des délais de mise en service des installations pouvant aller jusqu'à 5 ans, peuvent actuellement engager l'État jusqu'en 2050 environ.

Le ministère fait valoir que les moyens alloués au développement des énergies renouvelables électriques et les engagements de long terme pris par l'État dans ce cadre font l'objet d'un suivi par le comité de gestion des charges de service public de l'électricité, institué par la loi de transition énergétique du 17 août 2015 et codifié à l'article L.121-28-1 du code de

l’énergie. Aux termes de cet article, ce comité a pour mission, le suivi et l’analyse prospective de l’ensemble des charges de service public de l’électricité.

Même si les textes prévoient que des membres de la représentation nationale participent à ce comité, cette circonstance ne dispense pas les administrations de faire figurer dans les documents budgétaires les informations permettant d’appréhender la dynamique d’évolution à venir de ces charges du fait des engagements passés ou nouveaux. Ce n’est pas parfaitement le cas aujourd’hui, en contradiction avec l’article 27 de la LOLF sur la sincérité des comptes de l’État. Toutefois, concernant l’information comptable, le compte général de l’État comporte désormais des données chiffrées relatives aux engagements hors bilan de l’État. Ceux-ci s’élevaient à 49,1 Md€ en 2017.

Par ailleurs, le Parlement se prononce uniquement sur les crédits correspondant aux échéances annuelles de ces contrats, dans le cadre des lois de finances. En revanche, il n’est pas amené à se prononcer en amont sur l’ensemble des charges liées aux contrats passés avec les producteurs. Dans la délibération n° 2017-169 du 13 juillet 2017, la CRE recommandait une refonte des mécanismes d’autorisation d’engagement pour donner toute la légitimité requise aux dispositifs de soutien reposant sur des contrats de longue durée. Il est donc nécessaire de mieux associer le Parlement aux décisions d’engagements de soutien des nouvelles installations de production d’électricité renouvelable.

A minima, les documents budgétaires devraient préciser le montant de l’ensemble des engagements en cours et à venir de l’État dans le cadre des contrats de longue durée, afin d’assurer l’information du Parlement sur ces engagements, en identifiant leurs déterminants et notamment la part imputable à la variation des prix de l’électricité.

Recommandation n°3. (DGEC et Budget) Définir et mettre en œuvre un mécanisme d'autorisation d'engagement adapté aux soutiens aux EnR électriques, afin de faire approuver par le Parlement le volume d'engagement de soutien aux nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. Lui rendre compte, dans les documents comptables, des dépenses induites sur toute la durée d'engagement.

2.1.4 Quelle justification pour le maintien d'un CAS ?

La budgétisation de la CSPE a constitué en 2015 une avancée par rapport à la situation antérieure où le dispositif était géré de façon extra-budgétaire par auto compensation des opérateurs.

Néanmoins, la pertinence du maintien d'un CAS pour le financement du développement des EnR se pose. Le CAS est financé en quasi-totalité par une fraction de la TICPE. L'argument politique d'un tel mode de financement était de mettre à contribution des prélèvements sur les énergies carbonées au profit des énergies décarbonées au travers de la composante carbone de la TICPE. Le gel de la progression de la composante carbone rend cette justification moins pertinente, même si le CAS n'aurait en réalité profité que marginalement de cette augmentation.

Par ailleurs, ont été introduites ces dernières années de nouvelles actions (soutien à l'effacement, fonds d'interconnexion) dont le lien avec la transition énergétique apparaît inexistant. Ces actions trouveraient parfaitement leur place au sein du budget général.

Enfin, l'introduction d'une comptabilité d'engagements²⁶ pour les nouvelles installations constituerait une solution permettant de répondre au double objectif de retracer les engagements de long terme et de mieux associer le Parlement aux décisions de soutien aux EnR dans le cadre de la transition énergétique.

La possibilité d'inscrire des AE correspondant à la totalité des engagements de l'État doit être expertisée mais elle ne paraît pas impossible selon la direction du budget. Elle nécessite cependant de proposer une règle de budgétisation des charges à venir qui tienne compte de la durée très longue des engagements et des incertitudes qui pèsent sur

²⁶ Cette comptabilité d'engagement a également été recommandée par la CRE (délibération du 13 juillet 2017).

celles-ci. Les charges réellement supportées dépendent en effet de l'évolution de variables telles que le prix de marché de l'électricité.

Ces changements impliquent cependant une évolution radicale dans le fonctionnement du CAS, voire sa suppression, puisque les règles d'un CAS supposent que le niveau des AE est plafonné par le montant des recettes affectées au CAS.

2.1.5 La gestion par la caisse des dépôts et consignations

La CDC gère deux comptes issus de la réforme des charges de service public en 2015 : le fonds Compte d'Affectation Spéciale Transition énergétique (CAS TE) et le fonds Service public de l'Energie (SPE). Ces comptes sont issus des dispositions de l'article 5 de la loi n° 2015-1789 du 29 décembre 2015 de finances rectificatives confiant à la CDC, pour le compte de l'Etat le soin de verser les compensations des charges de service public aux opérateurs. Le compte historique CSPE reste également actif parce que certaines collectivités d'outre-mer continuent d'appliquer le dispositif de l'ancienne CSPE.

Les conventions de gestion des comptes issus de la réforme de la CSPE en 2016 ne s'inscrivent pas dans le régime juridique des conventions de mandat tel que prévu par l'article 40 de la loi n° 2014-1545 du 20 décembre 2014. La CDC estime que les dispositions législatives spéciales mentionnées ci-dessus lui donnent un titre pour manier des deniers de l'État, en dehors du régime général des mandats. Ces conventions, négociées postérieurement à la publication de la loi du 20 décembre 2014, auraient pu s'y conformer, d'autant plus facilement que ces comptes sont financés par des ressources budgétaires.

La CDC perçoit des frais de gestion qui sont arrêtés annuellement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Les crédits correspondant relèvent du programme 345 – *Service public de l'énergie*. Ils n'apparaissent donc pas dans les comptes du CAS.

Ces fonds s'inscrivent dans une stricte logique de débudgétisation. Si le maintien d'un compte placé auprès de la CDC pouvait transitoirement se justifier lors de la réforme de la CSPE, tel n'est plus le cas aujourd'hui puisque la valeur ajoutée de la CDC est très faible. Comme indiqué dans les précédentes NEB, la Cour ne relève aucune spécificité justifiant de faire appel aux compétences particulières de la Caisse. Son intervention se limite à un rôle de tenue de comptes de tiers et de simple caisse. Les versements effectués peuvent d'autant plus facilement être traités par la chaîne de

dépense publique de droit commun, qu'ils impliquent déjà largement les services de l'État²⁷.

Le ministère indique à nouveau étudier la reprise de la gestion des paiements des compensations depuis le CAS TE ainsi que depuis le programme 345. Il estime néanmoins que le calendrier est incertain en raison des développements informatiques et du renforcement des moyens humains qu'une telle reprise nécessiterait, sans pour autant en préciser l'importance.

Recommandation n°4 (DGEC) Dénoncer la convention de gestion avec la Caisse des dépôts et consignations.

2.2 La démarche de performance

Les objectifs, indicateurs et cibles du volet performance du CAS transition énergétique sont détaillés en annexe 6. Ils sont au nombre de deux et portent uniquement sur le programme 764 – *Soutien à la transition énergétique* depuis que le PAP 2018 a supprimé l'objectif associé au programme 765 – *Éléments financiers liés à la transition énergétique*²⁸.

Le premier objectif « Contribuer à porter à 40% la part des énergies renouvelables (EnR) dans la production d'électricité en 2030 » est cohérent avec les actions soutenues au titre de ce programme et les cibles ont été ajustées en fonction des objectifs de développement inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le second objectif « Contribuer à l'injection annuelle de 8 TWh de biométhane à l'horizon 2023 » visait initialement une cible de 6,1 TWh. Il a été ajusté à la hausse en LFI 2018 afin d'être en conformité avec l'objectif figurant dans l'article 5 du décret 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Ces deux objectifs sont des objectifs généraux de politique énergétique. Ils gagneraient à être complétés par de réels indicateurs de

²⁷ Annexe 5 sur le circuit de la dépense

²⁸ Un seul objectif, « Contribuer à l'apurement du défaut de compensation de la CSPE », assorti d'un seul indicateur, « Réduction du déficit de compensation de la CSPE », constituait le volet performance du programme II reposait sur l'arrêté du 13 mai 2016 modifié, définissant l'échéancier de remboursement de la dette d'EDF. L'indicateur se contentait de suivre la prévision d'exécution fixée dans l'arrêté et a été supprimé dans le PAP 2018.

performance qui prendraient en compte l’efficacité des actions entreprises pour réaliser ces objectifs. Il serait également souhaitable que ces objectifs soient assortis d’éléments de chiffrage des besoins de soutien public associés à l’atteinte des objectifs de développement des EnR.

Par ailleurs, l’indicateur 1.1 de l’objectif 1 relatif au pourcentage reflétant la part des EnR dans la production d’électricité, intègre un biais méthodologique. En effet, comme le relèvent les PAP successifs, le calcul de l’indicateur se fonde sur l’ensemble de la production électrique renouvelable, y compris la production à partir d’énergie hydraulique qui ne fait pas l’objet d’un soutien national et qui représente en 2015 plus de la moitié de la production électrique renouvelable. En outre, il n’est pas prévu d’effectuer de correction climatique alors que la production électrique à partir d’énergies renouvelables est très variable d’une année sur l’autre en fonction des conditions météorologiques. Le seul retraitement porte sur les données concernant les bioénergies et l’hydraulique 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).

Recommandation n°5. (DGEC) Identifier des indicateurs qui constituent de véritables outils d’aide à la décision quant au pilotage des crédits du CAS *Transition énergétique*.

3 Les recommandations de la Cour

3.1 Le suivi des recommandations formulées au titre de 2017

Tableau n° 12 : Recommandations 2017 et suites

Recommandation	Suite donnée par le ministère	Devenir
1. Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS <i>Transition énergétique</i> , afin de limiter les reports de charges.	Non mise en œuvre La gestion 2018 s'est caractérisée par un report de charges budgétaires important	Maintien avec modification de la formulation
2. Compléter les documents budgétaires afin d'améliorer l'information du Parlement sur le fonctionnement du dispositif de compensation de charges de service public de l'énergie.	Mise en œuvre incomplète Le RAP 2017 mentionne l'existence de charges à compenser au titre de mécanisme de paiement des charges de service public. Le PAP 2019 est un peu plus détaillé sur le chaînage sur trois ans de l'évaluation des charges de service public. Il manque toujours des éléments chiffrés sur la répartition des paiements entre N et N+1.	Maintien
3. Revoir le périmètre des dépenses prises en charge au titre du CAS et du P345 – <i>Service public de l'énergie</i> pour apprécier en coûts complets les dépenses liées au remboursement de la dette cumulée vis-à-vis d'EDF (remboursement en principal et intérêts).	Non mise en œuvre	Suppression compte tenu de la fin en 2020 de l'échéancier de remboursement à EDF
4. Identifier des indicateurs qui constituent de véritables outils d'aide à la décision quant au pilotage des crédits du CAS <i>Transition énergétique</i> .	Non mise en œuvre	Maintien

<p>5. Définir et mettre en œuvre un mécanisme d'autorisation d'engagement adapté aux soutiens aux EnR électriques, afin de faire approuver par le Parlement le volume d'engagement de soutien aux nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. Lui rendre compte, dans les documents comptables, des dépenses induites sur toute la durée d'engagement.</p>	<p>Non mise en œuvre</p>	<p>Maintien</p>
<p>6. Dénoncer la convention de gestion avec la Caisse des dépôts et consignations.</p>	<p>Non mise en œuvre</p>	<p>Maintien</p>
<p>7. Mettre à jour la maquette budgétaire avec les évolutions en recettes et dépenses du CAS.</p>	<p>Mise en œuvre Suppression dans le PAP 2019 de l'action 2 du programme 765 (remboursements et dégrèvements au titre de la TICFE)</p>	<p>Suppression</p>

3.2 Récapitulatif des recommandations formulées au titre de la gestion 2018

Tableau n° 13 : Récapitulatif des recommandations 2018 de la Cour

Nouvelle numérotation	Recommandations	Ancienne numérotation
1.	Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS Transition énergétique relatifs à la compensation des charges de service public, afin de limiter les reports de charges.	1.
2.	Compléter les documents budgétaires afin d'améliorer l'information du Parlement sur le fonctionnement du dispositif de compensation de charges de service public de l'énergie.	2.
3.	Définir et mettre en œuvre un mécanisme d'autorisation d'engagement adapté aux soutiens aux EnR électriques, afin de faire approuver par le Parlement le volume d'engagement de soutien aux nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. Lui rendre compte, dans les documents comptables, des dépenses induites sur toute la durée d'engagement.	5.
4.	Dénoncer la convention de gestion avec la Caisse des dépôts et consignations.	6.
5.	Identifier des indicateurs qui constituent de véritables outils d'aide à la décision quant au pilotage des crédits du CAS <i>Transition énergétique</i> .	4

**Annexe n° 1 : Liste des publications récentes de la Cour
des comptes en lien avec les politiques publiques
concernées par la NEB**

Cour des comptes, *Communication à la commission des finances du Sénat, Le soutien aux énergies renouvelables*, mars 2018, 117 p., disponible sur www.ccomptes.fr

Cour des comptes, *Référé, L'évaluation de la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique*, mars 2018, disponible sur www.ccomptes.fr

Cour des comptes, *rapport particulier, L'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)*, mars 2017, disponible sur www.ccomptes.fr

Cour des comptes, *Communication à la commission des finances du Sénat, l'efficacité des dépenses fiscales relatives au développement durable*, novembre 2016, disponible sur www.ccomptes.fr

Cour des comptes, *Rapport, Les politiques publiques de lutte contre la pollution de l'air*, disponible sur www.ccomptes.fr

Cour des comptes, *Rapport, les certificats d'économie d'énergie*, octobre 2013, disponible sur www.ccomptes.fr

Cour des comptes, *Rapport, La politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013, disponible sur www.ccomptes.fr

Annexe n° 2 : Suivi des recommandations formulées au titre de l'exécution budgétaire 2017

N° 2017	Recommandation formulée au sein de la note d'exécution budgétaire 2017	Réponse de l'administration	Appréciation par la Cour du degré de mise en œuvre*
1	Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS <i>Transition énergétique</i> , afin de limiter les reports de charges.	La DGEC indique que « <i>la gestion du programme demeure tributaire des délibérations de la Commission de Régulation de l'énergie. Toutefois, les services du Ministère s'efforcent d'éviter les retards de paiement tout en respectant les préconisations du code de l'énergie et des délibérations de la CRE</i> ». Le CBCM reconnaît que la budgétisation en AE=CP du programme 345 introduit un décalage entre dépenses budgétaires de l'année et charges encourues la même année. Il souligne néanmoins que la comptabilité générale inscrit bien une charge à payer pour retracer ce décalage. <u>La DB estime que le dispositif mis en place respecte les dispositions du code de l'énergie, qui prévoit notamment, s'agissant d'EDF, que le remboursement de la dette d'EDF intervient de façon prioritaire.</u>	Non mise en œuvre

2	Compléter les documents budgétaires afin d'améliorer l'information du Parlement sur le fonctionnement du dispositif de compensation de charges de service public de l'énergie.	Le MTES fait part de ses efforts pour améliorer la qualité de l'information fournie aux parlementaires tant dans le cadre des fascicules budgétaires que dans celui des réponses aux questions posées dans le cadre de l'adoption du PLF. Il relève également qu'un représentant de l'assemblée nationale a été désigné pour siéger au comité de gestion des charges de service public de l'électricité. <u>La DB indique que les RAP comprennent des informations plus approfondies sur le mécanisme d'évaluation et d'exécution des charges de service public.</u>	Mise en œuvre incomplète
3	Revoir le périmètre des dépenses prises en charge au titre du CAS et du P345 – <i>Service public de l'énergie</i> pour apprécier en coûts complets les dépenses liées au remboursement de la dette cumulée vis-à-vis d'EDF (remboursement en principal et intérêts).	Absence de réponse	Non mise en œuvre
4	Identifier des indicateurs qui constituent de véritables outils d'aide à la décision quant au pilotage des crédits du CAS <i>Transition énergétique</i> .	Absence de réponse	Non mise en œuvre
5	Définir et mettre en œuvre un mécanisme d'autorisation d'engagement adapté aux soutiens aux EnR électriques, afin de faire approuver par le Parlement le volume d'engagement de soutien aux nouvelles installations de production d'électricité	La DGEC précise que les engagements de long terme pris par l'État pour le développement des énergies renouvelables électriques font l'objet d'un suivi par le comité de gestion des charges de service public de l'électricité, institué par la loi de	Non mise en œuvre

	renouvelable. Lui rendre compte, dans les documents comptables, des dépenses induites sur toute la durée d'engagement.	transition énergétique du 17 août 2015. Ce comité a pour mission, le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité. La DGEC relève qu'un député a été nommé le 20 décembre 2017 à ce comité. La DGEC en conclut qu'il existe déjà une structure prévue par la loi aux fins précises d'éclairer le public et la représentation nationale sur les engagements de long terme liés à la transition énergétique. Le CBCM estime que la budgétisation du CAS en AE=CP pose un problème d'information sur la réalité des restes à payer. Il note que la valorisation de ces engagements en comptabilité générale permet de constater ces engagements <i>ex post</i> mais ne constitue pas un levier pertinent de régulation des décisions de gestion. Un suivi en AE \neq CP permettrait d'améliorer l'information du parlement mais, selon lui, la technique des AE se prête mal à la couverture sur longue période d'un engagement dont le montant exact ne se précise qu'année après année, après les délibérations de la CRE. La DB estime que la budgétisation en AE=CP conduirait à relever de manière très importante les recettes du CAS.	
6	Dénoncer la convention de gestion avec la Caisse des dépôts et consignations.	La DGEC indique cette solution est en cours d'analyse. Néanmoins, selon elle, mettre un terme à la convention nécessite	Non mise en œuvre

		au préalable le développement d'une application métier dédiée et la dotation de moyens humains supplémentaires.	
7	Mettre à jour la maquette budgétaire avec les évolutions en recettes et dépenses du CAS.	Absence de réponse	Totalement mise en œuvre

** Totalement mise en œuvre, mise en œuvre en cours, mise en œuvre incomplète, non mise en œuvre, refus, devenue sans objet*

Annexe n° 3 : Évolution du financement du CAS *Transition énergétique*

La loi du 10 février 2000 relative au service public de l'électricité, a institué une contribution au service public de l'électricité (CSPE) visant à compenser, pour les fournisseurs d'électricité, les surcoûts supportés du fait de ces mesures de soutien aux EnR (obligation d'achat de l'électricité verte par les fournisseurs historiques et appels d'offre). Assise sur le nombre de KWh consommés et payée par le consommateur final sur sa facture, elle était recouvrée directement par les fournisseurs d'électricité, qui ne reversaient à l'État que la différence entre les montants perçus et les charges supportées (système d'auto-compensation). Cette contribution a vu son montant régulièrement rehaussé à mesure que les charges en cause augmentaient.

La régularité de cette contribution a été contestée au regard des règles européennes relatives aux accises énergétiques. Sans attendre l'issue des contentieux engagés, le législateur a décidé en LFR du 29 décembre 2015 de supprimer la CSPE et de la remplacer par une hausse substantielle de la taxe intérieure sur la consommation d'électricité finale (TICFE), créée par la loi NOME du 7 décembre 2010 et qui, elle, respectait les règles européennes. Pour complexifier le tout, la TICFE a été renommée « CSPE ». Parallèlement, pour mémoire, il était mis fin au système d'auto-compensation avec la création du CAS TE.

Outre la TICFE, ont également été affectées au CAS des fractions des autres accises énergétiques : taxe intérieure de consommation du gaz naturel (TICGN), taxe intérieure de consommation des produits énergétiques (TICPE, ex-TIPP) et taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokés (TICC). L'idée était que ces fractions des accises « énergies fossiles » correspondent au rendement du « verdissement » de ces taxes : le Parlement venait en effet de créer une « composante carbone » au sein de ces accises, dans le cadre de la contribution climat énergie (CCE).

La commission européenne a contesté la compatibilité des modalités de financement du CAS avec le droit européen. Elles constituaient, selon elle, une mesure d'effet équivalent à un droit de douane dans la mesure où les taxes retenues visaient des biens produits en France comme à l'étranger pour financer des mécanismes de soutien ne pouvant bénéficier qu'à des producteurs d'énergie décarbonée situés en France. Cela créait une distorsion de concurrence entre l'électricité verte produite en France et celle produite dans d'autres États membres.

Il a donc été mis fin à l'affectation au CAS de la TICFE et de la TICGN. La loi de finances initiale pour 2017 a prévu en compensation le relèvement de la taxe intérieure de consommation sur les houilles, les lignites et les cokes (TICC), et de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) dont le taux est passé de 1,2 % à 39,75 %.

Annexe n° 4 : Évaluation des charges prévisionnelles et versements des compensations – procédures et textes

1. L'évaluation des charges

a) Le dispositif d'évaluation

Chaque année, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) évalue le montant des charges imputables aux missions de service public de l'énergie. Ces charges sont calculées sur la base d'une comptabilité tenue selon des règles établies par la CRE par les opérateurs qui les supportent et contrôlée à leurs frais à la demande de la CRE. Selon les dispositions législatives, elles sont intégralement compensées par l'État.

En application des dispositions du I. de l'article R. 121-30 du code de l'énergie, la CRE constate chaque année le montant des charges ayant incombé aux opérateurs au titre de l'année N – 1 et évalue pour l'année N+1 le montant prévisionnel de ces mêmes charges.

Le montant des charges imputables pour l'année N+1 intègre :

- la prévision de charges au titre de l'année N+1 ;
- la régularisation de l'année N-1, correspondant à :
 - o l'écart entre les charges constatées et les charges prévisionnelles de l'année N-1 ;
 - o soit la différence entre charges prévisionnelles et constatées et montant des compensations recouvrées de l'année N-1 ;
- l'actualisation des estimations pour l'année N (entre charges initialement prévues, constatées et compensations recouvrées) ;
- les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (mis à jour de l'écart entre frais prévisionnels et effectivement constatés en année N - 1) ;
- le montant des produits financiers dégagés de la gestion des fonds perçus par la CDC ;
- réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine délivrées, en application des articles L. 446-3 et L. 446-4 du code de l'énergie ;

- réduit du montant de la valorisation financière des garanties d'origine délivrées au cours de l'année N - 1, en application de l'article L. 314-14 du code de l'énergie pour l'électricité acquise ou compensée en application du I et du II de l'article R. 121-27 du code de l'énergie et du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie ;
- 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, à la moyenne du déficit ou de l'excédent de compensation constaté l'année N - 1, du taux de 1,72 %.

Résumée, la formule appliquée par la CRE pour le calcul des charges de service public de l'énergie pour 2018 est la suivante :

$$CP18 = CP'18 + (CP''17 - CP'17) + (CP17 - CR'17) + (CP16 - CR16) + \text{Reliquats} + FF16$$

où les frais financiers sont calculés comme suit :

$$FF16 = (CC16 - CR16 + \text{Reliquats}) * 0,5 * 1,72 \% + \\ + [(CC15 - CP'15) + (CP15 - CR15) + FF15 + (CC14 - CP'14) + (CP14 - CR14) + FF14 + \text{Reliquats}] * 1,72 \%$$

avec :

FFN = frais financiers calculés pour N

CCN = charges constatées au titre de N

CP'N = charges prévisionnelles au titre de N

CP''N = mise à jour du montant des charges prévisionnelles au titre de N

CPN = charges prévisionnelles pour N

CRN = contributions recouvrées au titre de N

CR'N = mise à jour du montant des contributions recouvrées prévisionnelles au titre de N

Reliquats = charges qui ne pouvaient être prises en compte pendant les années antérieures

N = année considéré

À ces éléments, il convient d'ajouter l'échéance annuelle de remboursement du déficit de compensation accumulé vis-à-vis d'EDF (et les intérêts correspondants) fixé par un arrêté du 13 mai 2016 modifié en application de l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie.

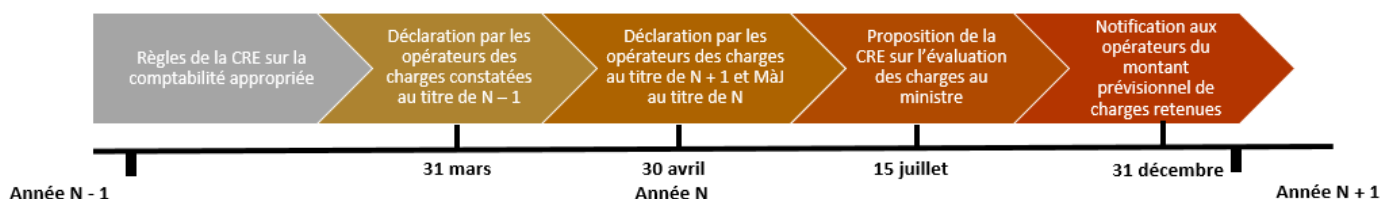
La Caisse des dépôts et consignations retrace les différentes opérations dans des comptes spécifiques. Les frais de gestion qu'elle

expose sont arrêtés annuellement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

b) Le calendrier

L'article R. 121-30, dans son I., précise les dates avant lesquelles les opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie doivent adresser leurs déclarations, soit le 31 mars pour les charges constatées au titre de l'année écoulée et le 30 avril pour la déclaration des charges prévisionnelles pour l'année à venir et la mise à jour des prévisions au titre de l'année en cours.

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.



c) La procédure de versement des compensations

❖ Le cas général :

Une fois les charges évaluées, la CRE transmet en juillet à la DGEC les montants des compensations à verser aux opérateurs en année N.

Sur la base du montant des charges évaluées par la CRE, les compensations sont versées par acomptes par la Caisse des dépôts et consignations pour le compte de l'État, par 1/12^e, au plus tard le 10 des mois de mars à décembre de l'année N, avant le 31 décembre N et le 10 février de l'année N + 1.

❖ Le cas particulier d’EDF :

Conformément à l’arrêté du 13 mai 2016 définissant l’échéancier de remboursement de la dette de CSPE, l’annuité de la dette EDF est payée en dix versements de mars à décembre de l’année N, et non 12.

Ainsi, de mars à juin, une fois les autres paiements réalisés sur le CAS (compensations des autres opérateurs et remboursements des plafonnements des anciens régimes d'exonérations d'ancienne CSPE), le reste disponible est en priorité alloué au remboursement de la dette sans dépasser 4/10ème de l'annuité. De juillet à décembre, le même système s’applique, pour le paiement des 6/10ème restant.

Ainsi, si les recettes disponibles (une fois les autres paiements faits) s’élèvent à 300 M€ par exemple pour le versement de mars, ces 300 M€ seront entièrement affectés au remboursement de la dette, et aucun versement ne sera fait à EDF au titre des compensations de charges EnR. Le mois suivant, en avril, 191,2 M€ seront affectés à la dette et le reste commencera à compenser les charges EnR. En mai et juin, plus aucun versement ne sera fait au titre de la dette.

Pour les compensations EnR, EDF est payé en fonction des crédits disponibles, qui sont calculés de la manière suivante chaque mois :

- les recettes sont constatées sur le CAS un mois M ;
- ces recettes sont réparties entre le 764 et le 765 de la manière suivante :
 - Les recettes sont d’abord allouées au programme 764 de manière à couvrir prioritairement le 12^e des charges des autres opérateurs (charges EnR et biométhane).
 - Les recettes restantes sont ensuite allouées au programme 765 de manière à couvrir le montant mensuel de l’annuité de remboursement de la dette EDF
 - Le montant restant est alloué au paiement des charges prévisionnelles d’EDF au titre des EnR (P764).

Le 12^e versement réalisé en début d’année budgétaire N + 1 est égal au dernier 12^e des charges des autres opérateurs au titre de l’année N, et au reste des charges EnR à compenser à EDF au titre de l’année N, dans la limite des recettes disponibles sur le CAS en janvier de l’année N + 1.

Les écarts entre les charges prévisionnelles et les charges constatées relatives à l’année N - 1 et définies par la CRE en année N sont intégrés aux compensations versées aux opérateurs en année N+1.

2. Le texte du code de l'énergie (article R.121-31 et R.121-33)

Article R121-31

Modifié par Décret n°2018-243 du 5 avril 2018 - art. 1

I.- La Commission de régulation de l'énergie constate, chaque année, le montant des charges imputables aux missions de service public de l'énergie ayant incombé aux opérateurs au titre de l'année précédente et évalue, pour l'année suivante, le montant prévisionnel de ces mêmes charges, à partir des informations fournies par les déclarations prévues au I de l'article R. 121-30. Elle réalise par ailleurs une mise à jour de l'évaluation des charges imputables aux missions de service public de l'énergie incombant aux opérateurs au titre de l'année en cours.

Le montant des charges imputables aux missions de service public pour l'année suivante correspond :

a) Au montant prévisionnel des charges au titre de l'année suivante qui résulte des déclarations prévues au I de l'article R. 121-30 ;

b) Augmenté ou diminué de la différence entre le montant des charges effectivement constatées au titre des années antérieures et le montant des compensations recouvrées au titre des mêmes années ;

c) Augmenté ou diminué de la différence entre les dernières estimations du montant des charges qui devraient être constatées et du montant des compensations qui devraient être recouvrées au titre de l'année en cours ;

d) 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, ce montant comprenant l'écart constaté entre les frais prévisionnels et les frais effectivement exposés au titre de l'année précédente ;

e) Réduit du montant des produits financiers dégagés de la gestion des fonds perçus par la Caisse des dépôts et consignations ;

f) Réduit d'une part, fixée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, du montant des valorisations financières des garanties d'origine délivrées, en application des articles L. 446-3 et L. 446-4 ;

g) Réduit du montant de la valorisation financière des garanties de capacités, en application de l'article L. 121-24 ;

h) 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 ;

i) Augmenté du montant prévisionnel des frais de gestion et d'inscription au registre national des garanties d'origine pour la mise aux enchères prévue à l'article L. 314-14-1, arrêté dans les conditions précisées au IV de l'article R. 121-30 et corrigé, le cas échéant, de l'écart constaté entre le montant des frais prévisionnels et celui des frais supportés au titre de l'année précédente par l'organisme mentionné à l'article L. 314-14.

Le cas échéant, la Commission de régulation de l'énergie tient compte de l'échéancier prévisionnel de compensation du déficit mentionné au c du I de l'article 5 de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative et des intérêts correspondants prévus à l'article L. 121-19-1, fixé par arrêté des ministres chargés des finances et de l'énergie.

La CRE distingue le montant des charges relevant du compte " Transition énergétique " et celles relevant du compte " Service public de l'énergie " mentionnés à l'article R. 121-22. Par défaut, les charges qui ne sont pas mentionnées à l'article 5 de la loi du 29 décembre 2015 précitée relèvent du compte " Service public de l'énergie ".

II.-Avant le 15 juillet de chaque année, la Commission de régulation de l'énergie adresse au ministre chargé de l'énergie ses évaluations du montant des charges établies conformément au I, avec l'indication des règles employées et toutes les informations nécessaires.

Article R.121-33

Créé par Décret n°2016-158 du 18 février 2016 - art. 3

Les comptes " Service public de l'énergie " et " Transition énergétique " gérés par la Caisse des dépôts et consignations sont abondés par l'État.

Lorsque la compensation annuelle due à un opérateur est inférieure à 10 % du montant total des charges déterminé conformément à l'article R. 121-31, le montant des sommes à lui reverser mensuellement est égal au douzième de la compensation due au titre de la période considérée. Dans le cas contraire, le montant reversé mensuellement compense prioritairement la différence mentionnée au b du I de l'article R. 121-31 faisant l'objet d'un échéancier prévisionnel de compensation, et les intérêts correspondant prévus à l'article L. 121-19-1.

Chaque mois, le ministre chargé de l'énergie indique à la Caisse des dépôts et consignations le montant à reverser à chaque opérateur. La Caisse

des dépôts et consignations dispose d'au plus trois jours ouvrés pour reverser ce montant sur le compte de chaque opérateur. Les produits financiers résultant des sommes non reversées dans ce délai, valorisés au taux d'intérêt mentionné au h du I de l'article R. 121-31, sont déduits des charges à compenser à la Caisse des dépôts et consignations, conformément au e du I du même article.

Les sommes dues aux opérateurs leur sont payées en douze versements effectués au plus tard :

a) Pour la compensation des charges retracées par le compte " Transition énergétique " : le 10 des mois de mars à décembre et le 31 décembre de l'année au titre de laquelle les charges sont à compenser, et le 10 du mois de février de l'année suivante ;

b) Pour la compensation des charges retracées par le compte « Service public de l'énergie » : le 15 des mois de février à décembre de l'année au titre de laquelle les charges sont à compenser, et le 15 du mois de janvier de l'année suivante.

Annexe n° 5 : Gestion des comptes par la CDC-le circuit de la dépense

Chaque fin de mois, les recettes sont constatées dans Chorus sur le CAS. Ces recettes font ensuite l'objet d'une affectation selon les montants dus aux différents opérateurs :

- Allocation de la somme nécessaire au paiement du 1/12^{ème} des charges prévisionnelles aux opérateurs autres qu'EDF ;
- Allocation de la somme nécessaire aux études EnR ;
- Le reste disponible est prioritairement affecté au remboursement de l'annuité de la dette, dans la limite de 4/10^{ème} de l'annuité pour les versements de mars à juin, et dans la limite du solde pour le reste de l'année ;
- Ainsi, une fois les 4/10^{ème} de l'annuité payés pour la période de mars à juin, le reste disponible est versé à EDF au titre de la compensation de ses charges prévisionnelles.

Une fois cette allocation des recettes faite, et dans la limite des crédits disponibles, la DGEC procède à une demande d'attribution de subvention auprès du CBCM afin que les fonds soient versés à la CDC (pour le paiement des compensations de charges prévisionnelles aux opérateurs, y compris EDF, ainsi que le versement de l'annuité de remboursement de la dette à EDF) et aux deux cessionnaires pour le paiement de leur part de l'annuité de remboursement de la dette.

En parallèle, la DGEC envoie un fichier de versement à la CDC avec la liste des opérateurs de service public de l'énergie et le montant de compensations à verser. Ce fichier concerne 141 bénéficiaires. Il fait l'objet de vérifications de la part du département comptable ministériel (DCM) sur le montant versé, ainsi que sur le RIB utilisé. Ce fichier est intégré automatiquement par le système d'informations de la CDC, qui procède alors aux versements des compensations. La convention de gestion entre la DGEC et la CDC prévoit que la CDC a trois jours ouvrés suivant la réception du fichier de versement pour procéder aux virements. Dans les faits, les fichiers sont envoyés en tout début de mois, et la CDC procède au versement des compensations le lendemain de la réception des fonds.

Annexe n° 6 : Performance

a) Objectifs et indicateurs de performance du programme 764 – Soutien à la transition énergétique

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

Indicateur 1.1 : Part des ENR dans la production d'électricité (%)

ENR dans la production d'électricité	Unité	2015 Réalisation	2016 Réalisation	2017 Réalisation	2018 Réalisation	2019 Prévision	2020 Cible
	%	16,2	17,8	18,4	22,7	20,3	22 ou 24 selon scénario bas ou haut de la PPE

OBJECTIF N° 2 : Contribuer à l'injection annuelle de 8 TWh de biométhane à l'horizon 2023

Indicateur 2.1 : Volume de biométhane injecté

Volume de biométhane injecté	Unité	2015 Réalisation	2016 Réalisation	2017 Réalisation	2018 Réalisation	2019 Prévision	2020 Cible
	TWh	0,08	0,2	0,4	0,7	1,7	2,5

b) Objectifs et indicateurs de performance du programme 765 – Engagements financiers liés à la transition énergétique

OBJECTIF N° 1 : Contribuer à l'apurement du défaut de compensation de la CSPE

Indicateur 1.1 Réduction du déficit de compensation de la CSPE

déficit de compensation de la CSPE	Unité	2014 Réalisation	2015 Réalisation	2016 Prévision PAP 2016	2016 Prévision actualisée	2017 Prévision
	M€	So	5 772	SO	5 579	4 351

Cet indicateur a été supprimé depuis la LFI 2018.