



Compte d'affectation spéciale « Transition énergétique »

Note d'analyse
de l'exécution budgétaire

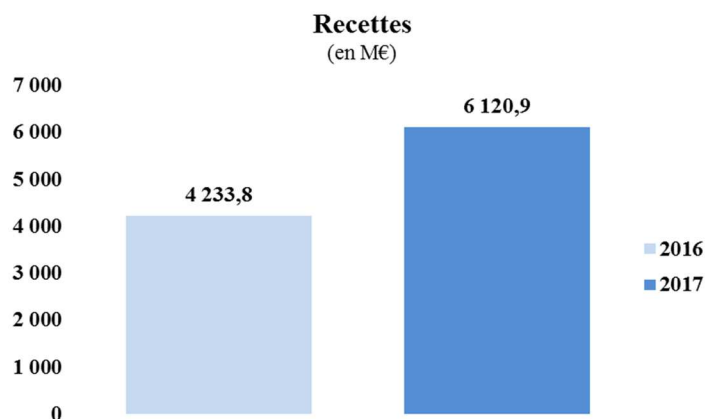
2017

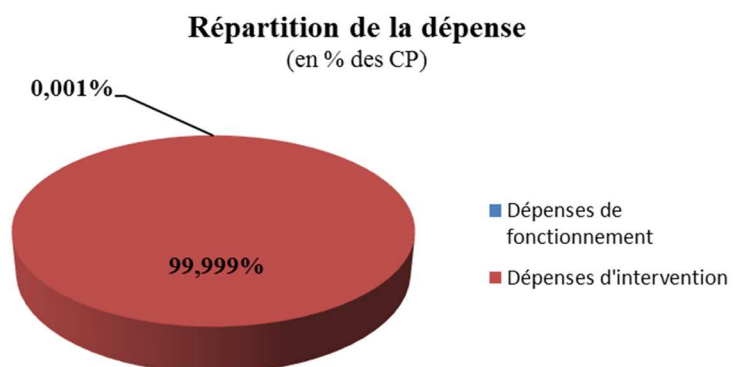
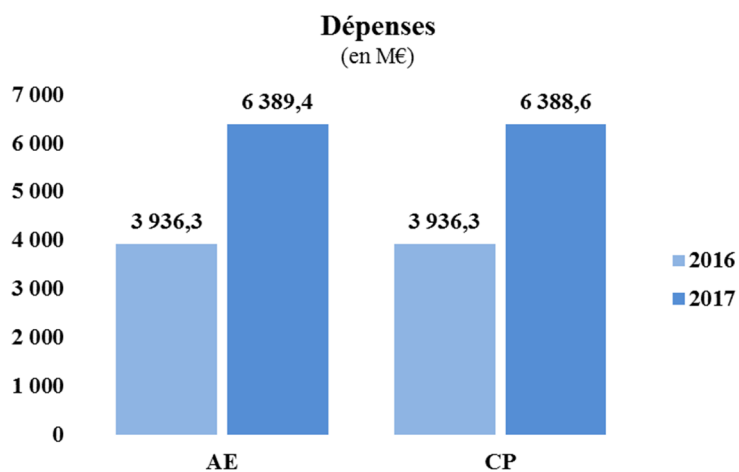
Synthèse

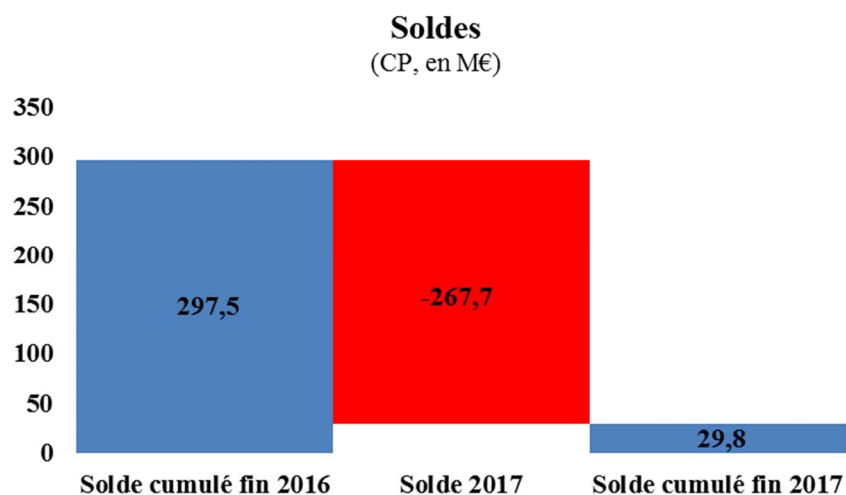
Le compte d'affectation spéciale (CAS) *Transition énergétique* sert de support budgétaire au financement des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables (EnR) – en électricité ou en gaz.

Le CAS regroupe principalement, en dépenses, les compensations dues aux opérateurs, en contrepartie des charges liées au soutien aux EnR telles qu'évaluées par la Commission de régulation de l'énergie, 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 2017, essentiellement issues des taxes intérieures sur la consommation sur les produits énergétiques (TICPE).

Les principales données du CAS Transition énergétique







Les principales observations

La gestion 2017 a été le premier 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 de la NEB 2016, 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 est construite sur les charges de service public de l'énergie dues au titre d'une année au sens de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et non sur les charges payables cette même année – i.e. les charges prévisionnelles pour l'année correspondante au sens de la CRE (tenant 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.

La Cour constate d'ailleurs que l'État tire parti de cette opacité pour pratiquer une gestion discrétionnaire des charges payables sur l'année budgétaire, non conforme au principe d'annualité de la LOLF. De plus la redevabilité sur les restes à payer est quasi inexistante, ce qui n'est pas conforme au principe de sincérité des lois de finances.

Les recommandations de la Cour

Le suivi des recommandations formulées au titre de la gestion 2016

Les recommandations formulées en 2016 n'ont pas été mises en œuvre. Elles demeurent valables, modulo quelques ajustements permettant de refléter la précision de certains diagnostics entre la NEB 2016 et la NEB 2017 (alors que la NEB 2016 reflétait le premier exercice du CAS, et que des travaux de la Cour ont été menés en 2017 sur des sujets connexes à celui de l'exécution du CAS).

Les recommandations formulées au titre de la gestion 2017

La gestion 2017 et les nouveaux travaux de la Cour conduisent à réactualiser en partie les recommandations de 2016, et à en ajouter de nouvelles.

Tableau n° 1 : Récapitulatif des recommandations de la Cour

Nouvelle numérotation	Recommandation	Ancienne numérotation
1.	Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS Transition énergétique afin de limiter les reports de charges.	1. (évolution dans la rédaction)
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.	3. (évolution dans la rédaction)
3.	Revoir le périmètre des dépenses prises en charge au titre du CAS et du P345 – Service public de l'énergie pour apprécier en coûts complets les dépenses liées au remboursement de la dette cumulée vis-à-vis d'EDF (remboursement en principal et intérêts).	2.
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> .	5.
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 correspondante.	6. (modifiée)
6.	Dénoncer la convention de gestion avec la Caisse des dépôts et consignations.	(nouvelle)
7.	Mettre à jour la maquette budgétaire avec les évolutions en recettes et dépenses du CAS.	(nouvelle)

Sommaire

Introduction.....	7
1. LES RESULTATS DE L'EXERCICE	10
1.1 Le solde	10
1.2 Les recettes : évaluation initiale, modifications en cours d'exercice et exécution.....	19
1.3 La maîtrise de la dépense	21
1.4 La soutenabilité	26
2. LA QUALITE DE LA GESTION.....	30
2.1 La conformité aux principes et règles du droit budgétaire ...	30
2.2 La démarche de performance	37
3. LES RECOMMANDATIONS DE LA COUR.....	39
3.1 Le suivi des recommandations formulées au titre de 2016...	39
3.2 Récapitulatif des recommandations formulées au titre de la gestion 2017	41

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 du financement des charges de service public de l'énergie – essentiellement l'électricité et le gaz.

1. La réforme des charges de service public de l'énergie

En 2015, la réforme du financement des charges de service public a conduit à :

- La budgétisation des charges de service public de l'électricité et du gaz, regroupées sous la dénomination de charges de service public de l'énergie ;
- Leur financement par les taxes intérieures sur la consommation finale d'énergie (électricité et gaz, en 2016) ;
- La suppression des contributions spécifiques antérieures.

Les charges de service public de l'énergie, dont la Commission de régulation de l'énergie (CRE) assure l'évaluation annuelle, sont désormais distinguées, dans le budget de l'État, selon la répartition suivante :

- Le CAS *Transition énergétique* regroupe les charges liées au soutien aux EnR – en électricité ou en gaz –, à l'effacement de consommation, ainsi que celles liées au remboursement, aux opérateurs, du déficit de compensation de leurs charges de service public de l'électricité accumulée au 31 décembre 2015 ;
- Le programme budgétaire P345 – *Service public de l'énergie* regroupe les charges de service public qui ne sont pas intégrées au CAS *Transition énergétique* : les charges liées à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (ZNI)¹ - hors soutien aux EnR au titre de l'obligation d'achat -, au soutien à la cogénération et aux dispositifs sociaux, dont l'expérimentation du chèque énergie², le budget du médiateur national de l'énergie, ainsi que les frais de gestion de la caisse

¹ 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.

² Ainsi que les frais dus à l'Agence de services et de paiement (ASP), au titre de la gestion du chèque énergie.

des dépôts et consignation (CDC), au titre du CAS *Transition énergétique* et du programme P345, plus les intérêts de la dette accumulée vis-à-vis des opérateurs au titre du déficit de compensation.

La charge du service public de l'énergie est partagée entre les deux, à raison d'environ deux tiers supportés par le CAS *Transition énergétique* et d'un tiers par le P345 – *Service public de l'énergie*, sachant que les dépenses qui connaissent la croissance la plus dynamique sont inscrites au CAS.

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, le financement du CAS a été profondément modifié puisqu'il a été acté que ce serait principalement la taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers (TICPE) qui prendrait le relais, essentiellement grâce au rendement croissant associé à la composante carbone de cette taxe³.

Ces modifications des circuits de financement du service public de l'électricité ne se sont pas accompagnées de changement des dispositifs d'intervention.

2. Un CAS pour assurer le financement du soutien aux EnR

Le CAS comporte deux programmes placés sous la responsabilité du directeur général de l'énergie et du climat : le programme 764 - *Soutien à la transition énergétique* et le programme 765 – *Engagements financiers liés à la transition énergétique*.

Le programme 764 regroupe et finance les charges de soutien aux énergies renouvelables (EnR) électriques (contrats d'obligation d'achat, appels d'offres ou compléments de rémunération⁴) et au biométhane injecté dans le réseau de gaz⁵. A ces charges s'ajoutent, depuis le 1^{er} janvier 2017

³ La composante carbone a été introduite dans le cadre de la loi de finances pour 2014, elle concerne les différentes taxes intérieures de consommation sur les énergies fossiles (TICPE, TICGN, TICC). La tonne de carbone est fixée à 22 € pour l'année 2016, 30,5 € en 2017, avec une trajectoire aboutissant à 100 € en 2030.

⁴ Les contrats de gré à gré relèvent du programme 345 – *Service public de l'énergie*.

⁵ Pour l'électricité, les fournisseurs historiques sont tenus de conclure des contrats d'achat de l'électricité produite à partir d'EnR par les installations éligibles à l'obligation d'achat ou lauréates d'un appel d'offres. Le complément de rémunération est un dispositif, introduit par la loi TECV et applicable à partir du 1^{er} janvier 2016, fondé sur la possibilité de vendre directement sur le marché de l'électricité tout en bénéficiant du versement d'une prime. Concernant le gaz naturel, les fournisseurs sont tenus d'acheter du biométhane qui sera injecté dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

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, à partir de 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.

Chacun des deux programmes n'est constitué que d'un seul BOP.

1. LES RESULTATS DE L'EXERCICE

1.1 Le solde

1.1.1 Aperçu général de l'exécution 2017

L'aperçu général de l'exécution du CAS *Transition Énergétique* est résumé dans le tableau n°1.

Tableau n° 2 : Aperçu de l'exécution 2017

En M€	Programme 764		Programme 765		Total CAS	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
LFI 2017	5 680,2	5 680,2	1 303,0	1 303,0	6 983,2	6 983,2
Mouvements LFR 2	-898,5	-898,5	36,2	36,2	-862,3	-862,3
Autres mouvements de crédits	264,3	264,3	5,2	5,2	269,5	269,5
<i>Reports</i>	264,3	264,3	5,2	5,2	269,5	269,5
<i>Annulations</i>						
Fonds de concours et attribution de crédits	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des crédits ouverts	5 046,0	5 046,0	1 344,4	1 344,4	6 390,4	6 390,4
Réserve en fin de gestion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Crédits disponibles	5 046,0	5 046,0	1 344,4	1 344,4	6 390,4	6 390,4
Crédits consommés	5 045,9	5 045,1	1 343,5	1 343,5	6 389,4	6 388,6
Écart dispo. – conso.	0,1	0,9	0,9	0,9	1,0	1,8
Solde cumulé fin 2016	297,5					
Recettes perçues en 2017	6 120,9					
Solde cumulé fin 2017	29,8					

Source : Chorus

La fin de gestion 2016 avait été marquée par un gel de crédits de 264 M€ sur le P764, ce qui a justifié le report du montant équivalent de 2016 à 2017 et a entraîné un retard de paiement à EDF : un des versements dû en décembre 2016 a été décalé à janvier 2017.

Le solde du CAS s'élève en 2017 à 29,8 M€. L'exercice 2017 a été particulièrement marqué par des mouvements importants en LFR : annulation d'un montant total de 862,3 M€ (voir *infra*).

1.1.2 La programmation initiale des charges de service public de l'énergie et les mouvements intervenus en LFR

Les charges de service public de l'énergie dues au titre de l'année n sont évaluées par la CRE selon un mécanisme en trois étapes (voir annexe 1) : 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 $n+1$. Ce mécanisme itératif induit un écart entre les charges « prévisionnelles au titre » d'une année (selon la terminologie de la CRE) et les charges payables cette même année (dites « prévisionnelles pour » l'année par la CRE). En effet, les charges payables en année n , définies par l'article R121-31 code de l'énergie⁶, sont constituées par les charges prévisionnelles au titre de cette année n , auxquelles sont ajoutés les impacts des écarts de réévaluations des prévisions pour les années antérieures. Ainsi l'application à la lettre du code de l'énergie voudrait que la budgétisation soit effectuée sur le seul fondement des charges prévisionnelles pour l'année n (payables cette année n), telles qu'évaluées par la CRE en juillet de l'année $n-1$.

Toutefois la budgétisation initiale (LFI 2017) et actualisée (LFR 2017) du programme 764 n'ont pas été réalisées sur cette base. Pour les actions du P764 concernant la compensation des charges de service public de l'énergie, la LFI 2017 a budgétisé les charges prévisionnelles *au titre* de 2017, à hauteur de 5 679,2 M€.

Par ailleurs, la DGEC et la DB considèrent que l'État n'est pas tenu de verser exactement les charges prévisionnelles pour l'année n (payables cette même année selon la CRE), comme en témoigne la non compensation

⁶ Voir en annexe 1 le texte des articles du code de l'énergie et le résumé du fonctionnement du mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie.

⁷ Le différentiel avec le montant total de la LFI 2017 pour le P764 vient de la budgétisation de 1 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.

de 316 M€ sur les charges prévisionnelles pour 2016. Selon eux, une évaluation plus proche des charges réelles finalement dues pour une année donnée (les charges constatées *a posteriori* pour cette année) est possible : les paiements effectivement réalisés en année *n* ne devraient ainsi pas forcément respecter l'estimation de la CRE à l'année *n-1*. Cette position repose sur une interprétation de l'article R.121-33 du code de l'énergie. Celui-ci dispose en effet que lorsque la compensation annuelle due à un opérateur est inférieure à 10% du montant total des charges déterminées conformément à l'article R121-31, le paiement des charges reflète la mécanique d'évaluation des charges selon cet article R121-31 (voir texte de l'article en annexe 1). Toutefois cet article énonce que dans le cas où le montant total des charges dues à un opérateur est supérieur à 10% du montant total des charges, le paiement à l'opérateur doit « prioritairement » honorer les déficits de recouvrement des charges des années antérieures. La DB et la DGEC considèrent ainsi que cet article leur permet, à l'encontre d'EDF (seul opérateur dont le montant de la compensation excède 10% du montant total des charges déterminées conformément à l'article R21-31), de ne pas respecter à la lettre le paiement des charges telles que déterminées par la CRE.

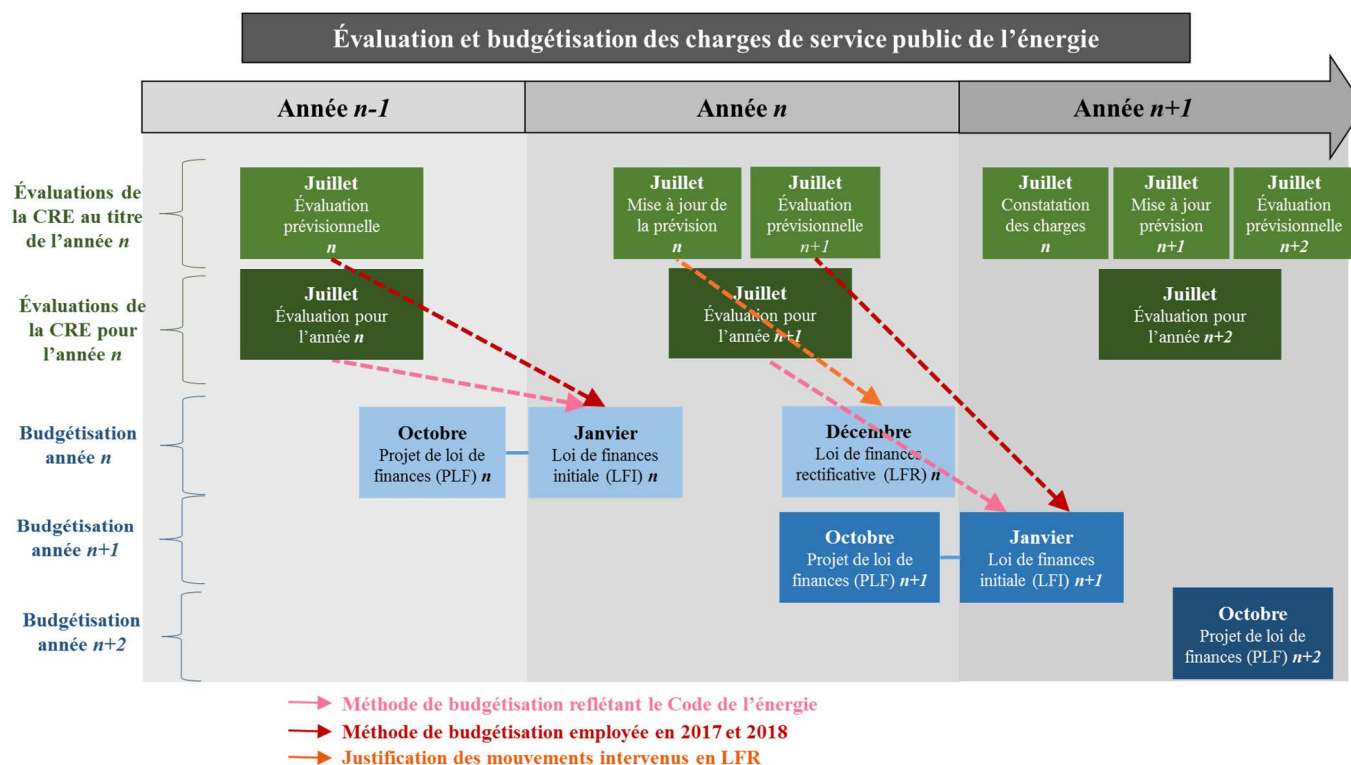
Ainsi l'annulation de 898,5 M€ en AE et CP sur le programme 764 intervenue en LFR a été justifiée par l'argument suivant (motif de la LFR) : « *Annulation [...] afin de prendre en compte la réévaluation par la Commission de régulation de l'énergie, dans sa délibération de juillet 2017, des charges de service public* ». Cette réévaluation a correspondu à une baisse des charges imputable à une évolution des prix de marché de l'électricité – qui sont passés de 30 €/MWh lors des estimations de la CRE de 2016 à 42 €/MWh lors des estimations de 2017 –, ainsi qu'à une moindre production éolienne. Selon la DB et la DGEC il était ainsi pertinent de répercuter au plus tôt cette réévaluation de charges de service public de l'énergie, afin de ne pas surcompenser les opérateurs.

Cette annulation déroge aux principes de compensation des charges de service public de l'énergie définis par le code de l'énergie. Comme indiqué *supra*, l'application de l'article R131-31 aurait conduit à ce que l'actualisation du montant des charges dues au titre de l'année en cours soit répercutée dans l'évaluation des charges prévisionnelles de l'année suivante. L'actualisation, en juillet 2017, par la CRE, des charges prévisionnelles 2017, aurait donc dû être répercutée dans les charges prévisionnelles 2018. La volonté de répercuter l'actualisation des charges dues au titre de 2017 dans les montants payés en 2017 relève donc d'une décision d'opportunité budgétaire, afin, selon la DB et la DGEC, que l'État soit le plus fidèle aux charges réellement dues. La DB considère en effet qu'il n'est pas opportun de créer du déficit public pour le versement d'une

charge qui sera « remboursée » l'année d'après. Toutefois on peut se demander ce qui se serait passé si la mise à jour de la prévision de charge avait conclu à une hausse : est-ce qu'il y aurait eu une répercussion de la réactualisation dès la LFR 2017 ? On peut en douter. En effet, la décision de la CRE de juillet 2017 avait également conclu que les charges de service public de l'énergie au titre de 2017 avaient été sous-estimées pour la part imputable au programme 345, pour un montant de 63,7 M€, mais contrairement à ce qui a été décidé, dans un sens, pour les charges imputables au CAS, il n'y a pas eu de décision, dans l'autre sens, de rallonge budgétaire sur le programme 345 en 2017.

Le mécanisme des prévisions CRE et du code de l'énergie et leur interprétation sont résumées dans le schéma ci-dessous.

Schéma n° 1 : Mécanismes théoriques et appliqués de la compensation des charges de service public



Source : Cour des Comptes

Cette gestion *ad hoc* des charges à payer n'est pas sans conséquences. En effet, la NEB 2016 avait déjà soulevé que le fonctionnement du dispositif, du fait du chaînage des versements entre les années n et $n+1$ (voir *infra*), était opaque et méritait des compléments d'information dans les documents budgétaires. Or l'introduction de décisions d'opportunité budgétaire accroît l'absence de lisibilité et de transparence du dispositif. Cette évaluation des charges à payer en 2017 repose en effet sur un suivi interne DB/DGEC des charges réelles dues à EDF, se fondant sur les montants que la CRE a estimés, mais ne respectant pas le calendrier de paiement prévu par le code l'énergie. Il devient dès lors impossible pour un tiers de prévoir et de suivre quelles seront les compensations de charges effectivement réalisées par l'État une année budgétaire donnée. D'ailleurs, ces compensations reposent de fait sur une appréciation de la crédibilité des prévisions de la CRE par la DB et la DGEC. En effet, la formule de compensation effectivement appliquée sur l'année budgétaire 2017 revient à ne pas prendre en compte la mise à jour de la prévision de charges 2016 et à anticiper la prise en compte de la mise à jour pour 2017.

La gestion des charges de service public de l'énergie imputable au CAS a néanmoins été réconciliée avec le code l'énergie et l'évaluation des charges par la CRE début 2018, dans la mesure où les versements de février 2018 au titre des charges de 2017 ont permis d'honorer la totalité des charges payables en 2017 : c'est environ 1,7 Md€ qui a été payé en février 2018 pour solder les charges de 2017. 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 2017 à début 2018, et non pas par celui de diminuer ces paiements en valeur absolue, comme la justification de la LFR le laissait entendre.

1.1.3 Le pilotage des reports de charges budgétaires

Ceci renvoie à la question du profil de décaissement des charges dues. En effet, les arbitrages budgétaires devraient être réalisés avec pour objectif la limitation des reports de charges budgétaires. Les recommandations de la NEB 2016 relative au CAS TE proposaient ainsi de calibrer l'évaluation des crédits du CAS TE afin de limiter au maximum ces reports de charges, induits structurellement par le dispositif (voir *infra*) et mettant potentiellement à contribution la trésorerie d'EDF. La comparaison entre l'évaluation des charges de service public de l'énergie payables en année n par le CAS selon l'estimation de la CRE et les montants programmés, engagés et décaissés sur le CAS pour le paiement de ces charges permet justement d'apprécier l'effort de limitation des reports de charges.

Pour ce faire il est nécessaire de rappeler que l'article R131-33 du code de l'énergie prévoit que les paiements des charges payables en année n seront payés par douzièmes du montant dû entre mars et décembre de l'année n (avec deux paiements en décembre), et que le solde est payé au plus tard le 10 février de l'année suivante. Ce mécanisme induit ainsi un report de charges structurel entre les charges de service public payables en année n au sens de la CRE (charges prévisionnelles pour n) et les charges effectivement payées budgétairement cette même année n . Ceci est imposé pour les opérateurs à qui la compensation due est inférieure à 10% des charges de service public de l'énergie totales. Bien que l'article soit difficile à interpréter sur ce point, la Cour considère que cette règle devrait également prévaloir pour EDF – qui est le seul opérateur pour lequel les charges dues dépassent 10% des charges totales –, sauf en cas d'insuffisance de crédit budgétaires. En effet, dans ce cas l'article R121-33 du code de l'énergie précise bien que la dette historique de la CSPE doit être honorée prioritairement. Ce report structurel explique pourquoi l'année budgétaire 2016 du CAS n'avait pas couvert une année complète de charges de service public. Ainsi les crédits disponibles en 2017 ont tout d'abord été utilisés pour solder les charges dues en 2016.

Il est donc nécessaire, à partir de la comptabilité « d'exercice » des charges prévisionnelles pour une année n (charges payables selon la CRE), d'estimer une comptabilité budgétaire des charges payables cette même année civile (soit 11/12^{ème} des charges payables en année n selon la CRE, auxquels doit être ajouté le dernier versement à réaliser de l'année $n-1$) et de la comparer aux décaissements du CAS de l'année budgétaire correspondante. Du fait du report, dans les charges prévisionnelles pour l'année n , des écarts de compensation observés pour les années précédentes, une visibilité sur trois ans est nécessaire pour réaliser l'exercice. Celui-ci, réalisé par la Cour, est résumé dans le tableau n°3.

Les actions 2 et 3 du programme 765, qui portent sur les remboursements TICFE (remboursement des trop-perçus de recettes de TICFE) et CSPE (remboursement de l'ancienne CSPE à certaines entreprises électro-intensives qui bénéficiaient de plafonnements de CSPE) et ne relèvent pas de l'évaluation des charges de service public de l'énergie réalisée par la CRE, sont exclues du périmètre de la réflexion. Les charges payables en 2017 au sens de la CRE avec prise en compte de l'actualisation de la prévision de charges 2017 de la CRE dès 2017, c'est à dire les montants qui correspondraient à l'application de la méthodologie justifiant l'annulation de crédits procédée en LFR 2017, ont été évaluées en retranchant l'écart de prévision sur les charges dues au titre de 2017 imputables au CAS aux charges prévisionnelles de 2017, soit 847,9 M€.

Singulièrement, le montant de l'annulation de la LFR sur le programme 764, qui est de 898,5 M€, n'est pas identique à ce montant de réévaluation des charges au titre de 2017 par la CRE. Cette annulation de 898,5 M€ n'est pas non plus égale au montant de l'actualisation de la prévision de charges dues à EDF au titre de 2017, qui s'est élevé à 815,6 M€. Les explications fournies pour justifier cette annulation n'ont pas permis à la Cour de valider la méthodologie utilisée pour la déterminer.

Tableau n° 3 : Comparaison entre les charges de service public de l'énergie imputables au CAS prévisionnelles pour l'année *n*, effectivement payables budgétairement en année *n* et les charges réellement payées en année civile *n*

En M€	Compta. d'exercice CRE (paiements de mars <i>n</i> à février <i>n+1</i>)	Compta. budgétaire (paiements de janvier <i>n</i> à décembre <i>n</i>)	% écart par rapport aux charges payables
2016			
Crédits consommés 2016		3 778,7	
Charges payables 2016	4 895,9	4 487,9	
Écart charges payées et charges payables		-709,2	-16%
Reste à payer 2017	1 117,2		
Paiement sur charges 2016 réalisé début 2017	801,2		
Reste à payer suite dernier décaissement 2017	316,0		
2017			
Crédits ouverts 2017 sans annulation LFR		7 176,7	
Crédits consommés 2017		6 273,5	
Charges payables 2017** (délibération CRE de juillet 2016)	7 225,3	7 526,7	
Écart charges payables en année budgétaire et charges payées		-1 153,2	
Reste à payer 2018 au sens de l'exercice « CRE »	1 753,0		
Charges payables en 2017 avec actualisation*	6 377,4	6 749,5	
Écart entre charges payées et charges payables avec actualisation*		-476,0	-8%
Reste à payer 2018 avec actualisation*	905,1		
Paiement sur charges 2017 réalisé début 2018	1 753,8 à fin février		
Reste à payer suite dernier décaissement 2018	0 programmé		
2018			
Crédits LFI 2018		7 159,3	
Charges payables 2018** (délibération CRE de juillet 2017)	5 913,5	7 308,9	
Écart entre prévisions de paiement et charges payables		-149,5	-2%

*« avec actualisation » signifie « avec actualisation de la prévision 2017 dès 2017 »

** les charges budgétaires payables en année *n* incluent 11/12^{ème} des charges au titre de l'année *n*, le remboursement de la dette et les paiements réalisés en année *n* sur les charges pour l'année *n-1*

Source : Cour des Comptes d'après délibérations CRE et informations budgétaires

L'année 2016 s'est donc soldée en termes d'exercice de charges de service public de l'énergie par un reste à payer⁸ 2017 de 1 117,2 M€. Ce reste à payer a été en partie comblé par des paiements en janvier et février 2017 d'un montant total de 801,2 M€. S'ensuit un écart de compensation de 316 M€, qui sera reporté dans les charges 2018. Le compte général de l'État de 2016 fait effectivement apparaître ces restes à payer – *modulo* quelques retraitements comptables – : au bilan, apparaissent en effet 801 M€ de charges à payer et 317 M€ de provision pour transfert, imputables au CAS TE.

L'année 2017 s'est soldée par un reste à payer 2018 de 1,7 Md€, dont 1,2 Md€ qui aurait dû être payé en 2017, et qui correspond à un report de charges de 2017 à 2018. La prise en compte de l'actualisation de la prévision 2017 dès l'année 2017 au sens de l'exercice CRE conduirait à réduire ce montant des reports de charges à 476 M€, le reste à payer en 2018 s'élevant de son côté à 905,1 M€. Ainsi, même en considérant que la reprévision 2017 aurait dû être prise en compte dès l'année 2017, l'analyse des CP effectivement décaissés fait apparaître un report de charges de près de 500 M€. Cette analyse conduit à qualifier la décision d'annulation en LFR 2017 de calibrage discrétionnaire des reports de charges de 2017 à 2018.

Par ailleurs, 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.

L'État a ainsi versé 120 M€ de frais financiers (sur le P345) en 2017, dont la quasi-totalité est imputable aux intérêts de la dette CSPE historique. Il a été demandé à la DB si, en l'absence d'annulation en LFR, le calendrier de remboursement de cette dette aurait pu être accéléré, afin d'éviter à l'État le paiement de ces intérêts. La DB considère néanmoins que l'échéancier de remboursement ayant été fixé dans l'arrêté du 13 mai 2016

⁸ La terminologie de « reste à payer » est ambiguë : dans la mesure où le programme fonctionne en AE=CP, la DGEC considère qu'il n'existe pas de reste à payer budgétaires à proprement parlé. Pourtant l'État est redevable d'un volume de compensations de charges de service public en 2017, qui n'aura pas été complètement honoré au 31 décembre 2017. On peut donc considérer qu'il existe un reste à payer sur ces engagements au sens des RAP : il s'agit d'engagements non couverts par des paiements au 31/12/2017. La part de ce reste à payer qui aurait dû être honorée en 2017 constitue quant à elle un report de charges budgétaires selon la Cour.

⁹ Ces 317 M€ correspondent au montant non compensé par EDF. Les 316 M€, tels que calculés dans le tableau n°3 correspondent au solde net, comprenant le montant non payé à EDF ainsi que les montants dus par les opérateurs ayant des compensations négatives.

modifié, il n'est pas possible d'y déroger. De plus cette dette a été « rigidifiée » par une cession de créance de la part d'EDF, à hauteur de 1,5 Md€. L'État a signé un acte d'acceptation de la cession, qui apporte des garanties supplémentaires aux établissements auxquels la créance a été cédée, et rend ainsi difficile une modification de l'échéancier de remboursement de la créance cédée.

La budgétisation 2018 s'est à nouveau basée sur les prévisions de charges de service public de l'énergie dues au titre de l'année : le montant programmé pour le programme 764 est de 5 542 M€, qui correspondent aux charges dues au titre de l'année 2018 pour 5 537 M€, auxquels ont été ajoutés 5 M€ pour les études dont l'État assure la maîtrise d'ouvrage pour le développement des EnR (voir *infra*). Comme indiqué ci-dessus, on peut s'étonner de cette méthode de budgétisation qui ne reflète pas les charges payables pendant l'année budgétaire. Il est par ailleurs surprenant que la méthode de budgétisation ne soit pas la même entre le CAS et le programme 345 de la Mission Écologie, Développement et Mobilité Durables. En effet, concernant le programme 345, ce ne sont pas les charges « au titre de », ou « pour » l'année 2018 qui ont été budgétisées, mais les charges « au titre de l'année » 2018 auxquelles ont été ajoutées les régularisations 2016 et les reliquats antérieurs (ce qui constitue un calcul intermédiaire entre les charges « au titre de » et les charges « pour »). Une homogénéité de traitement de toutes les charges de service public de l'énergie, qui respecte les règles suivies par la CRE, serait fortement souhaitable et permettrait de maintenir une forme de lisibilité du dispositif, dont les modalités de calcul par la CRE sont déjà très complexes.

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

La loi de finances initiale pour 2017 a prévu que seules une fraction de la taxe intérieure de consommation sur les houilles, les lignites et les coques (TICC), ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) alimentent le CAS. En 2016, la majorité des ressources du CAS provenait pourtant de la taxe intérieure sur la consommation d'électricité finale (TICFE) – rebaptisée contribution au service public de l'électricité (CSPE) –, et de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN). Cependant cette situation ne permettait pas le respect de prescriptions communautaires : en effet, la Commission européenne n'admettait pas qu'une taxe pesant sur l'ensemble de la consommation d'électricité, y compris importée, finance des mécanismes de soutien exclusivement français. Autrement dit, comme la

CSPE pouvait concerner des achats d'électricité trouvant son origine en Allemagne (par exemple), voire produite par des éoliennes allemandes, il aurait été cohérent, du point de vue de la Commission, que les aides ainsi financées puissent aussi bénéficier à des producteurs allemands d'énergie décarbonée.

La loi de finances rectificative pour 2017 a ajusté les contributions de ces deux taxes au CAS pour tenir compte des ajustements de dépenses sur le CAS (voir *supra* sur l'annulation de 862,3 M€ en LFR). Afin de ne pas faire dépendre les recettes du CAS des aléas de prévisions de rendement de ces taxes, elle a par ailleurs substitué aux pourcentages d'affectation des montants en euros. Les différentes prévisions de recettes, ainsi que l'exécution de celles-ci, sont résumées dans le tableau n°4.

Tableau n° 4 : Réalisation des recettes pour 2017

Recettes	LFI 2017	LFR 2017	Exécuté 2017
Fraction de la TICC	9,09% recettes soit 1,0 M€	1,2 M€	1,2 M€
Fraction de la TICPE	39,75% recettes soit 6 982,2 M€	6 119,7 M€	6 119,7 M€
Contribution du budget général	0,0	0,0	0,0
Total	6 983, 2 M€	6 120,9 M€	6 120,9 M€

Source : Documents budgétaires et fichiers relatifs à la situation mensuelles des recettes de l'État

Une recette négative de -26,7 M€ apparaît ainsi endécembre 2017, pour rembourser les trop-perçus et atteindre le montant de recettes fixé en valeur absolue en LFR. Ces recettes, auxquelles sont ajoutées les reports de 2016 à 2017 (de 269,5 M€), permettent d'aboutir au montant prévisionnel des dépenses inscrit à la LFR 2017, qui s'élève à 6 390,4 M€. Toutefois, le solde du CAS fin 2016 était non pas de 269,5 M€ mais de 297,5 M€. En effet, comme indiqué dans le RAP 2016, « *les recettes constatées ont finalement été supérieures aux dernières prévisions, conduisant à un excédent de recettes par rapport aux crédits disponibles de 27,9 M€.* » La trésorerie du CAS excède ainsi les AE ouvertes à celui-ci. La gestion de cet excédent de trésorerie reste à définir. Il pourrait faire l'objet d'ouverture de crédits supplémentaires en LFR ou au contraire justifier une baisse des recettes 2018 du CAS.

En LFI 2018, une nouvelle recette issue des « revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine (GO) » est programmée pour abonder le CAS à hauteur de 17 M€. Les garanties d'origine, attestant le caractère renouvelable de l'électricité produite, sont mises aux enchères et

achetées par les fournisseurs d'électricité et de gaz pour alimenter leurs offres « vertes ». 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 40 000 MWh.

1.3 La maîtrise de la dépense

Le CAS TE 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.

L'exercice 2017 est marqué par une nouveauté puisque le CAS porte désormais des crédits de fonctionnement sur le programme 764 (titre 3). Les montants correspondants sont dédiés à la réalisation d'études techniques par l'État (cf. *infra*). La quasi-totalité (99,99 %) des dépenses du CAS relèvent néanmoins encore du titre 6.

1.3.1 Le programme 764

Les dépenses d'intervention de l'action 1 du programme 764 concernent les compensations aux opérateurs du surcoût résultant des contrats d'obligations d'achat d'électricité produite à partir de source renouvelable ou des contrats de compléments de rémunération qu'ils sont tenus de conclure avec les installations produisant des EnR.

Il existe deux types de dispositifs de soutien. Les « guichets ouverts » ouvrent un droit à soutien pour toute installation éligible ; conformément aux lignes directrices européennes, ils sont désormais plutôt réservés aux « petites » installations. En revanche les appels d'offres ne donnent lieu à l'attribution du soutien qu'à leurs seuls lauréats : ce type d'aide 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.

Le périmètre des charges de service public de l'électricité dont la compensation aux opérateurs est assurée par l'action 1 du programme 764 a par ailleurs fait l'objet de récentes évolutions, puisque la loi n°2016-1918 du 29 décembre 2016 de finances rectificatives pour 2016 a introduit la compensation au titre des charges de service de public des frais de gestion liés aux contrats d'obligation d'achat ou du complément de rémunération. Les coûts de commercialisation des producteurs EnR pour vendre leur

électricité sur le marché sont ainsi couverts par une prime de gestion. 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 lui reversant la rémunération obtenue sur le marché.

L'action n°1 du programme 764 portant sur le soutien aux énergies renouvelables électriques a également été élargie, en LFI 2017, par une sous-action relative à la réalisation d'études techniques préalables au lancement d'appels d'offres pour le développement d'énergies renouvelables électriques. 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, correspondant à trois études préalables à l'implantation d'éoliennes en mer sur deux zones, au large de Dunkerque et de l'île d'Oléron : la première sur les conditions météo-océaniques doit être réalisée par Météo-France ; une deuxième sur la sédimentologie, la houle et le courant, doit être réalisée par le Service hydrographique et océanographique de la Marine (SHOM) et le Bureau de recherche géologiques et minières (BRGM) ; la troisième sur les enjeux environnementaux a été confiée à l'Agence française pour la biodiversité (AFB). Ces études ont fait l'objet de conventions avec les établissements publics précités dans le cadre de procédures de quasi-régie, conformément au droit communautaire, transposé à l'article 17 de l'ordonnance n°2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics.

Concernant le projet d'Oléron, les coûts prévisionnels des conventions signées en 2017, pour un montant total de 466 k€ se répartissent comme suit : 198 k€ pour le BRGM et 268 k€ pour le SHOM. Concernant le projet au large de Dunkerque, la convention avec l'AFB a été conclue pour un montant global de 400 000€ en AE et a donné lieu à 60 000€ de paiements en 2017. Malgré sa nature, cette dépense a été inscrite en titre 6 en LFI 2017, elle a cependant bien été exécutée en titre 3.

**Tableau n° 5 : Dépenses de fonctionnement programmées et
exécutées (en €)**

€	2017	2018
LFI (AE = CP) (études techniques – imputation en titre 6)	1 000 000	5 000 000
Exécution en AE	866 238,5	-
Exécution en CP (études techniques – imputation en titre 3)	60 000	-

Source : Extraits de Chorus et documents budgétaires

En LFI 2018, un montant de 5 M€ est programmé pour ces études et a, de nouveau, été inscrit en titre 6 alors qu'il aurait dû l'être en titre 3. Le périmètre des études réalisées dans le cadre de cette sous-action a été élargi : elles peuvent dorénavant être de natures techniques, juridiques ou financières. Le bleu budgétaire 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.

L'action 2 du programme 764 relative au soutien à l'effacement de consommation électrique correspond au financement des appels d'offres (AO) prévus à l'article 271-4 du code de l'énergie. Ces AO étaient initialement prévus en 2017 mais ont finalement été reportés en 2018. Par conséquent, aucune dotation en LFI 2017 n'est programmée sur cette ligne qui avait été créée dès la constitution du CAS en 2016, mais un montant de 17,9 M€ a bien été inscrit en LFI 2018. L'action 3 du programme 764 correspond au soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, selon le même mécanisme que l'action n°1.

L'exécution du programme 764 est détaillée dans le tableau n°6.

Tableau n° 6 : 2017 Exécution du programme 764 (M€)

	Programme / Action	LFI AE= CP	Crédits ouverts (post LFR) AE= CP	AE	CP
1	Soutien aux énergies renouvelables électriques	5 630,3		4 993,6	4 992,7
	<i>dont soutien aux producteurs EnR</i>			4 992,7	4 992,7
	<i>dont études techniques EnR</i>			0,9	0,06
2	Soutien à l'effacement de consommation électrique	0,0		0,0	0,0
3	Soutien à l'injection de biométhane	49,9		52,3	52,3
	Total	5 680,2	5 046,0	5 045,9	5 045,1

Source : Chorus

On note que l'existence de titre 3, concernant les marchés d'études, rompt, pour l'exécution des crédits, l'égalité AE=CP, qui prévalait en 2016 sur le programme. Pourtant la budgétisation 2018 a maintenu cette égalité. L'écart entre le prévisionnel et l'exécuté vient essentiellement des mouvements de crédits sur l'année 2017 (voir *supra* concernant les annulations). En effet les montants exécutés sont très proches des montants disponibles.

1.3.2 Le programme 765

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 »). L'échéancier de remboursement, fixé par l'arrêté du 13 mai 2016 modifié, est rappelé dans le tableau n°7. Les intérêts de cet échéancier de remboursement sont portés par le programme 345 de la Mission Écologie, Développement et Mobilité Durables.

Tableau n° 7 : 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 2 décembre 2016 venant modifier l'arrêté du 13 mai 2016

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 INTÉRÊTS 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'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.

Enfin l'action 3 du programme 765 « remboursements de CSPE » concerne des versements au profit de la CDC correspondant à des demandes de remboursements partiels au profit de certaines entreprises électro-intensives qui bénéficiaient de plafonnements de CSPE au titre de leurs consommations pour les années 2013, 2014 et 2015 ; ces plafonnements donnant lieu à des remboursements jusqu'à trois ans après l'exercice concerné. Ces remboursements s'éteindront donc fin 2018 et cette ligne budgétaire n'aura plus lieu d'exister.

La Cour recommande donc de mettre à jour la maquette budgétaire avec les évolutions en recettes et dépenses du CAS, en supprimant dès le PLF 2019 les lignes « remboursement et dégrèvements de CSPE » et « remboursement de CSPE ».

Le détail de l'exécution du P765 est donné dans le tableau n°8.

Tableau n° 8 : 2017 Exécuté Programme 765 (M€)

	Programme / Action	LFI AE = CP	Crédits ouverts (post LFR) AE=CP	AE	CP
1	Désendettement vis-à-vis des opérateurs supportant des charges de service public de l'électricité	1 228,0		1 228,5	1 228,5
2	Versement au profit du budget général correspondant aux montants des remboursements et dégrèvements au titre de la TICFE	0,0		0,0	0,0
3	Versements au profit de la CDC correspondant à des remboursements partiels de CSPE	75		115,0	115,0
	Total	1 303,0	1 344,4	1 343,5	1 343,5

Source : Chorus

Le programme 764 a bénéficié d'une rallonge budgétaire de 36,2 M€ en LFR 2017, qui a été justifiée par la réévaluation des demandes de remboursements liés aux régimes d'exonération de l'ancienne CSPE, dont les montants prévisionnels ont été supérieurs à la loi de finances initiale.

1.4 La soutenabilité

1.4.1 Les dépenses

Comme présenté *supra* (voir 1.1.3, tableau n°3), la prise en compte anticipée de l'actualisation par la CRE de la prévision de charges au titre de 2017 a conduit à augmenter le reste à payer des charges dues en 2017 au sens de la CRE, qui seront payées en 2018. Toutefois on note également que le montant prévu en 2018 (7 159,3 M€ de CP disponibles pour honorer les charges de service public de l'énergie) devrait quasiment permettre d'honorer à la fois les charges payables en 2018 (7 308,9 M€) et les restes à payer 2017 (1 753,0 M€) : il devrait finalement manquer 149,5 M€ de ressources prévisionnelles par rapport aux charges payables budgétairement en 2018, c'est à dire un montant relativement faible

comparé au montant 2017. Ainsi le CAS devrait se situer à l'équilibre fin 2018, sans créer de reports de charges évitables en 2019.

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. L'évaluation de la contribution du CAS à l'évolution de la norme de dépense 2018-2022 est ainsi présentée dans le tableau ci-dessous. Elle permet d'estimer des dépenses variant entre 7 et 8 Md€/an d'ici 2022.

**Tableau n° 9 : Trajectoire pluriannuelle du CAS prévue dans la
LFPF**

<i>AE=CP</i>		2017	2018	2019	2020	2021	2022
764	Soutien aux ENR électriques	5 630 300 000	5 424 947 056	5 983 000 000	6 288 000 000	6 925 000 000	7 511 000 000
	Soutien à l'effacement	0	17 900 000	45 000 000	47 000 000	49 000 000	51 000 000
	Soutien à l'injection de biométhane	49 900 000	99 470 167	145 000 000	185 000 000	235 000 000	295 000 000
	Développement des interconnexions		0	1 400 000	20 300 000	21 000 000	0
TOTAL P764		5 680 200 000	5 542 317 223	6 174 400 000	6 540 300 000	7 230 000 000	7 857 000 000
765	Désendettement opérateurs CSPE	1 228 000 000	1 622 000 000	1 829 000 000	896 800 000	0	0
	Remboursement et dégrèvement TICFE	0	0	0	0	0	0
	Remboursement CSPE	75 000 000	20 000 000	0	0	0	0
TOTAL P765		1 303 000 000	1 642 000 000	1 829 000 000	896 800 000	0	0
TOTAL CAS TE		6 983 200 000	7 184 317 223	8 003 400 000	7 437 100 000	7 230 000 000	7 857 000 000

Source : DGEC

Ces projections doivent être interprétées avec précaution, car les charges de service de l'électricité dépendent des prix de marché de l'électricité¹⁰. Toutefois on peut estimer aujourd'hui que les dépenses du

¹⁰ La compensation au titre des charges de service public de l'énergie perçue par l'opérateur supportant ces charges (EDF OA, les entreprises locales de distribution ou les Organismes Agréés) correspond à la différence entre les prix d'achat de l'électricité renouvelable (issus des tarifs d'achats et des compléments de rémunération) et le coût de production évité par l'opérateur achetant l'énergie renouvelable. Celui-ci est calculé selon une méthodologie définie par la CRE, et reflète la valeur que l'acheteur obligé tire de cette énergie.

CAS sont amenées à s'accroître à court-moyen terme pour atteindre environ 8 Md€.

L'action 4 du P764 « développement des interconnexions » vient du litige entre la France et la Commission Européenne (CE) relatif au financement initial du CAS par la CSPE (ex-TICPE rebaptisée CSPE) : la CE avait en effet considéré que le fait que l'électricité verte importée depuis d'autres États membres soit taxée de CSPE lors de sa mise à la consommation en France, alors que la CSPE était utilisée pour financer l'électricité verte en France, n'était pas compatible avec les articles 30 et 110 du TFUE¹¹ : selon la CE cela créait une distorsion de concurrence entre l'électricité verte produite dans d'autres États membres et celle produite en France. Afin d'aboutir à la validation du nouveau cadre de soutien aux EnR, la CSPE a donc été supprimée de l'alimentation du CAS TE, dès 2017. Pour l'année 2016, les autorités françaises se sont engagées fin 2016 à affecter à un ou plusieurs projet[s] d'interconnexion une dotation spéciale afin de compenser l'absence de mécanisme permettant d'être conforme aux articles 30 et 110 du TFUE. Cette dotation est calculée comme le produit de la quantité de garanties d'origine importées et utilisées en France et du taux unitaire de CSPE ayant servi au financement des énergies renouvelables. Elle s'élève à 42,7 M€ . Ce engagement figure dans la décision de la Commission européenne de compatibilité des mécanismes de soutien.

1.4.2 Les recettes

Face à ces dépenses, les recettes s'appuient sur le rendement de la TICPE. Or les recettes de TICPE vont augmenter avec l'impact de sa composante carbone, dont la LFI de 2018 a proposé une accélération de la montée en puissance par rapport aux lois de finances précédentes. La trajectoire de la composante carbone est la suivante :

Tableau n° 10 : Évolution de la trajectoire de la composante carbone

<i>En €/HT/tCO₂</i>	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>LFI pour 2018</i>		44,6	55	65,4	75,8	86,2

Source : LFI 2018

¹¹ Traité sur le fonctionnement de l'Union Européenne.

D'après le PLF 2018 (voies et moyens), la hausse des recettes de la TICPE en 2018 par rapport à 2017 devrait ainsi être de l'ordre de 3,241 milliards d'euros. La hausse de la composante carbone rapportera à elle seule 2,216 milliards d'euros.

Par ailleurs, un comité de gestion des charges de service public de l'électricité – doté de pouvoirs d'investigations larges 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. Son premier rapport est prévu pour l'automne 2018.

2. LA QUALITE DE LA GESTION

2.1 La conformité aux principes et règles du droit budgétaire

2.1.1 La question des reports de charges budgétaires

Comme indiqué *supra* (en 1.1.3), le mécanisme même de paiement des charges de service public de l'énergie conduit mécaniquement à instaurer des restes à payer d'une année sur l'autre. La Cour considère qu'une partie de ces restes à payer représente des reports de charges budgétaires. La Cour constate à ce sujet que :

1. La budgétisation initiale et les mouvements en gestion ne s'efforcent pas de limiter au maximum ces reports de charges. Pour l'année 2017, on constate ainsi (voir *supra*) que 1,2 Md€ de charges supplémentaires auraient dû être payés au cours de l'exercice. Le report du paiement de ces charges en 2018 représente une entorse au principe d'annualité budgétaire (article 1 de la LOLF).
2. Ces reports de charges et restes à payer ne font pas l'objet d'un *reporting* budgétaire qui permette un respect du principe de sincérité (article 32 de la LOLF).

En effet, le RAP 2016 considère par exemple que les engagements non couverts par des paiements au 31/12/2016 sont nuls. Ce raisonnement repose sur la simple analyse des CP dus au titre des AE engagées. Comme le CAS fonctionne en $AE = CP$, les CP restant dus ont été estimés à 0.

Ces charges pourraient ainsi être mises en exergue dans les documents budgétaires, puisqu'elles sont évaluées et reportées dans la comptabilité générale de l'État (voir *supra*), modulo l'adaptation aux règles de la comptabilité générale de l'État¹². Or les documents budgétaires n'y

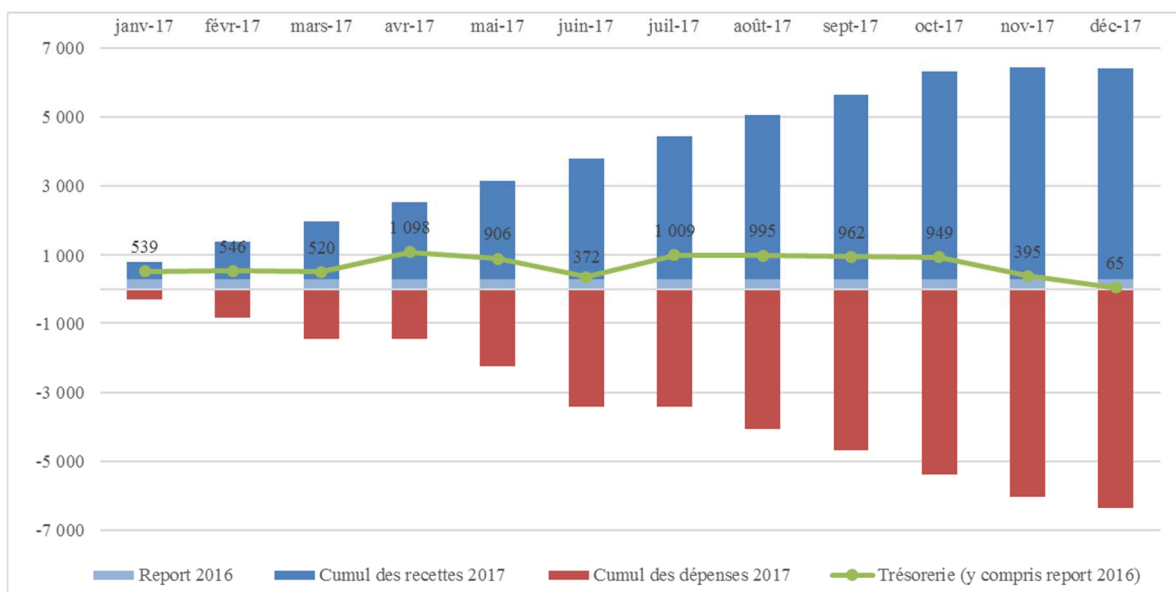
¹² Le traitement des charges de service public de l'énergie en comptabilité générale de l'État est en cours de définition entre la DGFIP et la Cour des Comptes. À date, il semblerait que la méthodologie retenue serait d'inscrire en opération d'inventaire à comptabiliser dans les comptes de l'exercice n la dernière prévision connue des charges au titre de l'année n (donc la reprévision), l'écart entre charges constatées et charges reprévisionnées au titre de $n-1$ ainsi que les reliquats antérieurs à $n-1$ et les frais financiers $n-1$. Il ne s'agit donc pas des compensations dues en n . Les paiements réalisés début $n+1$ sont bien rattachés à l'exercice n .

font aujourd'hui aucune allusion : l'impact, sur la budgétisation et son exécution, du chaînage des versements entre une année n et année $n+1$, ainsi que les écarts entre les charges dues au titre d'une année et les charges à verser pour la même année pourraient ainsi être décrits.

Il pourrait de plus être envisagé, pour améliorer la lisibilité et la redevabilité du dispositif, d'exécuter les CP correspondants aux AE de l'année n (budgétisées selon les charges prévisionnelles « pour » l'année), de février de l'année n à janvier de l'année $n+1$. Cela conduirait à adopter une programmation en $AE \neq CP$, qui permettrait un suivi des restes à payer et des reports de charges.

Par ailleurs, ce mécanisme de paiement des charges évaluées par la CRE entre mars d'une année n et février d'une année $n+1$ 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. Toutefois, comme indiqué *supra*, depuis la LFR 2017, les recettes du CAS sont désormais déterminées comme un montant fixe représentant une fraction de la TICFE et de la TICC. L'analyse de la trésorerie 2017 du CAS ne révèle ainsi pas de tension sur les recettes justifiant des retards de paiements (voir schéma n°2).

Schéma n° 2 : Situation des recettes et dépenses mensuelles du CAS (M€)



Source : Cour des comptes d'après Chorus

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 tous les cas, la Cour recommande 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 La pertinence du maintien du CAS

Le mécanisme actuel du CAS pose un problème plus fondamental de financement des EnR. En effet, le fait que les autorisations d'engagement (AE) du CAS sont, par construction, plafonnées par le

montant des recettes, interdit 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. Il n'existe aujourd'hui, dans les documents budgétaires et comptables, aucune information permettant d'appréhender la dynamique d'évolution à venir de ces charges du fait des engagements passés ou nouveaux. Ceci est contraire à 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 comportera pour l'exercice 2017 une description du mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie et une information concernant l'obligation qui en résulte pour l'État.

Il est donc nécessaire de mieux associer le Parlement aux décisions d'engagements de soutien des nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. L'introduction d'une comptabilité d'engagements¹³ pour les nouvelles installations, qui reflète les nouveaux engagements juridiques pris par l'État, accompagnée de l'information sur le stock des engagements passés, constituerait une solution permettant de répondre à cet objectif. Elle supposerait cependant la suppression du CAS : en effet, le fait que les AE du CAS sont, par construction, plafonnées par le montant des recettes, interdit l'inscription en AE du montant des engagements juridiques de l'année budgétaire. La mise en œuvre de telles AE pour une durée ferme allant jusqu'à 20 ans est permise par la loi organique aux lois de finances conformément à la modification intervenue en 2005¹⁴ pour traiter les partenariats public/privé (PPP). Le dimensionnement des AE supposerait en outre de proposer une règle de budgétisation des charges à venir qui tienne compte des incertitudes qui pèsent sur celles-ci : les charges réellement supportées dépendent en effet de l'évolution de variables telles que le prix de marché de l'électricité. Le

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

¹⁴ LOLF article 8 : adjonction par la loi organique n° 2005-779 du 12 juillet 2005 modifiant la loi organique n° 2001-692 du 1er août 2001 relative aux lois de finances (faisant suite à l'ordonnance du 17 juin 2004 sur les PPP).

recours à des AE affectées non engagées¹⁵ pourrait permettre d'adapter les engagements budgétaires annuels aux évolutions des prix de marché des énergies. Un tel dispositif serait de nature à présenter la meilleure estimation possible du volume budgétaire des engagements sur toute leur durée de vie, à la date de l'engagement juridique effectif. La définition de la mise en œuvre d'un tel mécanisme devrait être faite en étroite collaboration avec le contrôleur budgétaire et comptable ministériel (CBCM) qui a fait part de sa disponibilité pour participer à ce travail.

Par ailleurs, le lien entre la nouvelle recette (taxe sur les énergies fossiles) et la dépense est moins direct qu'il ne l'était dans la configuration précédente (taxe sur les consommations d'électricité), ce qui pose la question, soulevée par la Cour lors de l'examen de l'exécution budgétaire 2016, du respect de l'article 21 de la LOLF. Toutefois la DGEC et le Conseil d'État semblent partager la même analyse selon laquelle il existe bien une relation directe entre les dépenses et les recettes du CAS, fondée sur le principe selon lequel le développement des EnR électriques et gazières n'est pas financé seulement par le consommateur d'électricité et de gaz, mais aussi par les consommateurs d'autres énergies. Le raisonnement est proche de celui qui justifie l'affectation au CAS *Services nationaux de transport conventionnés de voyageurs* de la taxe d'aménagement du territoire, acquittée par les concessionnaires d'autoroute, au nom du report modal entre l'autoroute et le train.

2.1.3 La gestion comptable et le circuit de dépenses

2.1.3.1 Les différents comptes gérés par la CDC

La CDC gère encore les trois comptes « historiques » retraçant les charges de service public de l'électricité et du gaz datant d'avant la réforme de 2016 : le compte CSPE historique, le compte TSSG (tarif spécial de

15 L'affectation est habituellement réservée aux opérations d'investissement individualisée. Elle correspond à un projet particulier et fonctionnel dont la réalisation nécessitera de procéder à plusieurs engagements juridiques répartis, le plus souvent, sur plusieurs années, par dérogation au principe d'annualité de l'autorisation d'engagement. L'article 156 du GBCP prévoit que « l'affectation est l'acte par lequel, pour une opération d'investissement mentionnée à l'article 8 de la loi organique du 1er août 2001, un ordonnateur réserve un montant d'autorisation d'engagement, préalablement à leur consommation. L'affectation constitue la limite supérieure des autorisations d'engagement pouvant être consommées au titre de cette opération. Elle rend ces autorisations d'engagement indisponibles pour une autre opération. » L'affectation doit comprendre un montant évaluatif d'AE correspondant aux aléas, aux actualisations et aux révisions de prix et être adossée à un échéancier d'engagements à souscrire et de paiements à réaliser. La consommation de ces AE en comptabilité budgétaire ne sera effective qu'au moment de leur engagement.

solidarité du gaz) et le compte biométhane. Les comptes TSSG et biométhane ne sont pas alimentés par le programme 345 ni par le CAS TE. Ces comptes ne retracent que les reliquats de recouvrement et de reversement des anciennes contributions CTSS (contribution au tarif spécial de solidarité du gaz) et biométhane pour des consommations de gaz allant jusqu'au 31/12/2015. En accord avec la CRE, ces comptes seront clôturés dès lors que leur activité sera nulle.

Le CAS TE n'alimente que le compte bancaire CAS TE pour le versement des compensations de charges de service public de l'énergie relevant du périmètre du CAS, ainsi que le compte bancaire « CSPE historique » pour les paiements de remboursements de plafonnements à la valeur ajoutée, appliqués sur des consommations d'électricité de certaines entreprises électro-intensives allant jusqu'au 31/12/2015. Ces remboursements prendront fin en 2018.

Selon la DGEC, au 15/12/2017, le solde du compte « CSPE historique » était de 2 308 712,27 €, dont 2 244 472,74 € de crédits au compte non lettrés (qui pourront faire l'objet d'un passage à profit sur décision de la CRE, mais qui ne peuvent être utilisés à date sans ce passage à profit). Le solde utilisable du compte était donc de 64 239,53 € tandis que 2 400 924,60 € de paiement étaient en attente. Ces paiements se décomposent en 1 691 228,93 € de remboursements d'exonération de CSPE validés par la CRE, et 709 695,67 € d'« ancienne » CSPE (selon le dispositif prévalant avant la réforme) à reverser. La réforme de la CSPE n'ayant pas pu s'appliquer à Saint Barthélémy et Saint Martin, l'ancienne CSPE s'y collecte en effet toujours par EDF SEI. Le montant de cette collecte est d'environ 6 M€ par an, reversés sur le compte « CSPE historique » dans la continuité du fonctionnement qui prévalait avant la réforme de la CSPE. Le compte « CSPE historique » devra ainsi être maintenu pour ces territoires. Toutefois il serait opportun que l'extinction des opérations autres que celles concernant ces territoires fasse l'objet d'un compte-rendu de gestion spécifique.

La CRE n'intervient que dans les opérations de recouvrement de l'ancienne CSPE avant réforme (donc pour les consommations allant jusqu'au 31/12/2015), ainsi que dans les opérations de reversement d'ancienne CSPE en application des anciens régimes d'exonération. Hormis l'évaluation des charges prévisionnelles à compenser, la CRE n'intervient donc plus dans le processus de compensation de charges des opérateurs.

Comme indiqué dans la NEB 2016 relative à la mission Écologie, Développement et Mobilité Durables, 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'État. Si ce fonctionnement pouvait éventuellement se justifier lorsque le dispositif était géré de manière extrabudgétaire en n'impliquant que la CRE et la CDC, aujourd'hui, alors qu'il s'agit de crédits budgétaires, plus rien ne le motive. Le ministère compte reprendre la gestion des paiements, cependant aucun calendrier précis n'est arrêté. Le CBCM soutient d'ailleurs cette reprise de la gestion des paiements concernés. La Cour recommande donc de dénoncer au plus tôt la convention de gestion avec la CDC.

2.1.3.2 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 faites, 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 exhaustives de la part du 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.

Par ailleurs, le DCM effectue un contrôle *a posteriori* des paiements effectués par la CDC aux opérateurs. Il s'agit d'un contrôle de cohérence entre les fonds versés par la CDC aux opérateurs matérialisés sur deux tableaux certifiés par la DGEC (un tableau pour le programme 345 et un tableau pour le CAS) et les RIB des opérateurs. Ces contrôles *a posteriori* se font par échantillonnage.

2.2 La démarche de performance

Les objectifs, indicateurs et cibles du volet performance du CAS transition énergétique sont détaillés en annexe 2. Mis en place dans le cadre de la LFR pour 2015, ils ont été précisés et détaillés dans le cadre du PAP 2017 et du PAP 2018. Le RAP 2016 mentionne les objectifs mais ne porte aucune analyse sur les indicateurs de performance du CAS.

2.2.1 Les indicateurs de performance du P764

Deux objectifs, assortis chacun d'un indicateur, constituent le volet performance du programme P764 – *Soutien à la transition énergétique*. Ces objectifs, « Contribuer à porter à 40% la part des énergies renouvelables (EnR) dans la production d'électricité en 2030 » et « Contribuer à l'injection annuelle de 6,1 TWh de biométhane à l'horizon 2023 » sont cohérents 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). Ils se déclinent en indicateurs correspondant aux perspectives fixées dans la loi TECV et sont mesurables à horizon 2023 ou 2030 selon le cas. Cependant, il s'agit davantage d'objectifs politiques fixant des perspectives de croissance que de réels indicateurs de performance, dans la mesure où les objectifs de développement des filières EnR ne sont pas assortis d'objectifs de moyens.

Ainsi, en LFI 2018, l'objectif d'injection annuelle de biométhane à l'horizon 2023 a été porté à 8 TWh afin d'être en conformité avec l'objectif figurant dans la PPE. Par ailleurs, pour l'indicateur 2.1, « Volume de biométhane injecté », la prévision 2016 était de 0,24 TWh, celle de 2017 de 0,6 TWh et celle de 2018 de 1,3 TWh. L'indicateur est calculé par la

CRE en sommant directement les données transmises par les gestionnaires de réseaux de gaz.

Par ailleurs, certains indicateurs, comme l'indicateur 1.1 de l'objectif 1 relatif au pourcentage reflétant la part des EnR dans la production d'électricité, intègrent des biais méthodologiques. Ces biais sont d'ailleurs soulevés dans les PAP 2017 et 2018 qui précisent que le calcul se base 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. L'indicateur est donc sensible aux variations climatiques annuelles, du fait que la production électrique à partir d'énergie hydraulique est très variable d'une année sur l'autre en fonction de la pluviométrie de l'année. 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).

La PPE fixant un calendrier indicatif des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques pour contribuer à l'atteinte des objectifs de développement des EnR, il serait souhaitable que ces objectifs soient assortis d'éléments de chiffrage des besoins de soutien public associés.

2.2.2 Les indicateurs de performance du 765

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 », constitue le volet performance du programme P765 – *Engagements financiers liés à la transition énergétique*. Il repose sur l'arrêté du 13 mai 2016, définissant l'échéancier de remboursement de la dette d'EDF, qui a été modifié le 2 décembre 2016, afin de tenir compte de la délibération de la CRE du 13 juillet 2016. L'indicateur se contente de suivre la prévision d'exécution fixée dans l'arrêté. Cet indicateur a été supprimé dans le PAP 2018.

Même si cet objectif était, en principe, assuré d'être atteint, puisque le dispositif a été construit de manière à prioriser le remboursement de la dette cumulée vis-à-vis d'EDF, au détriment du versement des compensations courantes qui lui sont dues, on peut s'interroger sur une absence d'indicateur sur le P765 et son suivi à compter de 2018.

3. LES RECOMMANDATIONS DE LA COUR

3.1 Le suivi des recommandations formulées au titre de 2016

Tableau n° 11 : Résumé des recommandations et suites

Recommandation de la Cour	Suite donnée par le ministère	Devenir
1. Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS <i>Transition énergétique</i> , dans le cadre de la préparation de la loi de finances, en s'appuyant sur les prévisions les mieux documentées, afin de limiter au maximum les reports de charges induits structurellement par le dispositif et ainsi éviter de mettre à contribution la trésorerie d'EDF (destinataire : DGEC).	Non mise en œuvre Comme souligné dans la NEB, la gestion 2017 s'est caractérisée par un report de charges budgétaires important	Maintien avec une évolution de formulation
2. Revoir le périmètre des dépenses prises en charge au titre du CAS et du P345 – Service public de l'énergie pour apprécier en coûts complets les dépenses liées au remboursement de la dette cumulée vis-à-vis d'EDF (remboursement en principal et intérêts) afin d'inscrire ces dépenses au budget du programme 765 (destinataire : DGEC).	Non mise en œuvre	Maintien avec une évolution de formulation
3. Compléter les documents budgétaires afin d'améliorer l'information du Parlement sur le fonctionnement du dispositif et notamment l'impact, sur la budgétisation et son exécution, du chaînage des versements entre année N et année N+1 (destinataire : DGEC).	Mise en œuvre en cours Comme indiqué dans la NEB, le RAP 2016 indique des restes à payer nuls. Toutefois le RAP 2016 a été enrichi d'un encadré expliquant le mécanisme de paiement des charges de service public de l'énergie. Par ailleurs, le montant des charges prévisionnelles pour 2016 restant à payer en 2017 a été mentionné dans le texte.	Maintien avec une évolution de formulation

<p>4. Mieux décrire, dans les documents budgétaires, les effets futurs des décisions relatives au développement des filières d'énergies renouvelables qui engagent les finances publiques sur plusieurs années (destinataire : DGEC).</p>	<p>Mise en œuvre en cours</p> <p>La DGEC est prête à fournir en complément des documents budgétaires classiques de préparation du projet de loi de finances des estimations des dépenses pluriannuelles induites par les décisions sous-jacentes à la construction du budget (attribution d'appels d'offres par exemple).</p> <p>Ces évaluations devraient d'ailleurs être annexées à l'avenir au Compte général de l'État.</p> <p>En outre, le comité de gestion des charges de service public de l'électricité, qui a été mis en place en 2017, permettra d'assurer une visibilité à moyen et long terme sur l'évolution des charges.</p>	<p>Suppression compte tenu de la reformulation de la recommandation n°6</p>
<p>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> et non pas se limiter à des objectifs généraux de politique énergétique, sur lesquels le CAS n'a aucun effet levier (destinataire : DGEC).</p>	<p>Non mise en œuvre</p> <p>La DGEC indique que la réflexion sur les indicateurs de suivi se poursuit pour éventuellement compléter l'indicateur ENR par un indicateur reflétant la baisse du coût du soutien associé au développement des nouvelles installations ENR. Toutefois aucune précision sur ces pistes de réflexion n'a été obtenue.</p>	<p>Maintien avec une évolution de formulation</p>

<p>6. Trouver une autre solution pour mener à bien le soutien au développement des énergies renouvelables, dans la mesure où, depuis 2017, l'article 21 de la LOLF, qui établit un lien de relation directe entre les dépenses et les recettes d'un CAS, n'est plus respecté avec le financement, par la TICPE, des charges de service public de l'électricité (destinataire : DGEC).</p>	<p>Refus de mise en œuvre</p> <p>Selon la DGEC un lien existe bien entre les recettes et les dépenses du CAS. Cela n'a d'ailleurs pas été infirmé par le Conseil d'État qui a analysé le respect de l'article 21 de la LOLF dans le cadre de l'examen du projet d'articles en loi de finances 2018 fixant les recettes et les dépenses du CAS.</p> <p>Toutefois le mécanisme actuel du CAS pose un problème plus fondamental de financement des EnR : en effet les AE ne reflètent pas le véritable montant des engagements juridiques de l'année budgétaire.</p>	<p>Modification de la recommandation</p>
---	--	---

3.2 Récapitulatif des recommandations formulées au titre de la gestion 2017

L'exécution de la gestion 2017 conduit à formuler les recommandations consolidées dans le tableau n°12.

Tableau n° 12 : Récapitulatif des recommandations de la Cour

Nouvelle numérotation	Recommandation	Ancienne numérotation
1.	Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS Transition énergétique, afin de limiter les reports de charges.	1.(évolution dans la rédaction)
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.	3.(évolution dans la rédaction)
3.	Revoir le périmètre des dépenses prises en charge au titre du CAS et du P345 – Service public de l'énergie pour apprécier en coûts complets les dépenses liées au remboursement de la dette cumulée vis-à-vis d'EDF (remboursement en principal et intérêts).	2.(évolution dans la rédaction)
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> .	5.(évolution de la rédaction)
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.	6.(modifiée)
6.	Démonter la convention de gestion avec la Caisse des dépôts et consignations.	(nouvelle)
7.	Mettre à jour la maquette budgétaire avec les évolutions en recettes et dépenses du CAS.	(nouvelle)

Annexe n° 1 : Les procédures applicables

1. L'évaluation des charges

a) Le dispositif d'évaluation

Chaque année, la Commission de régulation de l'énergie 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 2017 est la suivante :

$$\text{CP17} = \text{CP}'17 + (\text{CP}''16 - \text{CP}'16) + (\text{CP}16 - \text{CR}'16) + (\text{CC}15 - \text{CP}'15) + (\text{CP}15 - \text{CR}15) + \text{Reliquats} + \text{FF15}$$

où les frais financiers sont calculés comme suit :

$$\text{FF15} = (\text{CC}15 - \text{CR}15 + \text{Reliquats}) * 0,5 * 1,72 \% + \\ + [(\text{CC}14 - \text{CP}'14) + (\text{CP}14 - \text{CR}14) + \text{FF14} + (\text{CC}13 - \text{CP}'13) + (\text{CP}13 - \text{CR}13) + \text{FF13} + \text{Reliquats}] * 1,72 \%$$

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

A 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 en application de l'article L. 121-19-1 du code de l'énergie.

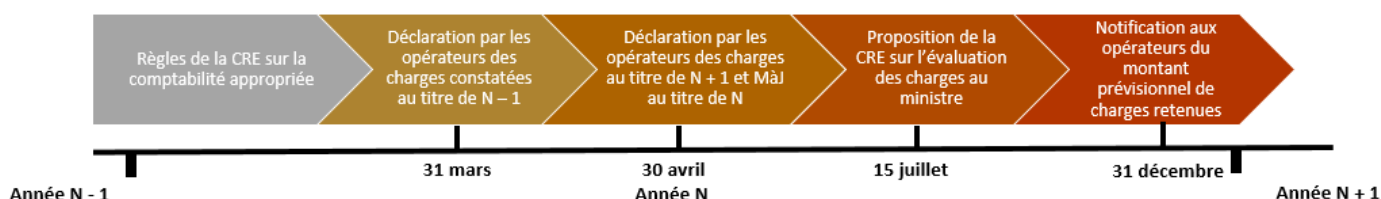
Pour 2016, c'est la délibération de la CRE du 15 octobre 2015 qui porte proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016.

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. Ce qui signifie que, pour 2017, l'annuité étant de 1 228 M€, la DGEC commencera par rembourser 491,2 M€ de dette prioritairement entre mai et juin et non 1/10ème chaque mois.

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, les montants mensuels dus aux autres opérateurs (égal à 1/12^e de leurs charges) et les montants nécessaires au remboursement aux consommateurs qui en font la demande des exonérations auxquelles ils étaient éligibles jusqu'en 2015 au titre des plafonnements de CSPE à la valeur ajoutée.
 - 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 R.121-31

Modifié par Décret n°2016-682 du 27 mai 2016 - art. 6

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 d'origine délivrées au cours de l'année précédente, en application de

l'article L. 314-14 pour l'électricité acquise ou compensée en application du I et du II de l'article R. 121-27 et du II de l'article R. 121-28 et du montant de la valorisation financière des garanties de capacités, en application de l'article L. 121-24. Les modalités d'évaluation de la valorisation financière des garanties d'origine sont fixées par arrêté du ministre en charge de l'énergie ;

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.

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° 2 : Le volet performance du CAS Transition énergétique

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 Prévision PAP 2017	2017 Prévision actualisée	2018 Prévision	2020 Cible
	%	16,2	17,8	18,3	19,40	20,5	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 Prévision PAP 2017	2017 Prévision actualisée	2018 Prévision	2020 Cible
	TWh	0,08	0,2	0,6	0,4	1,3	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.