



Compte d'affectation spéciale Transition énergétique

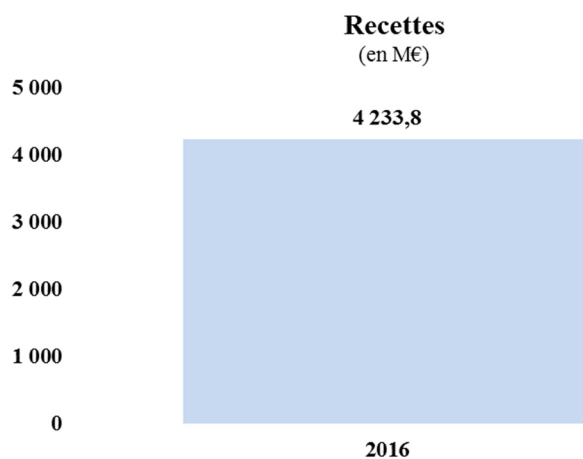
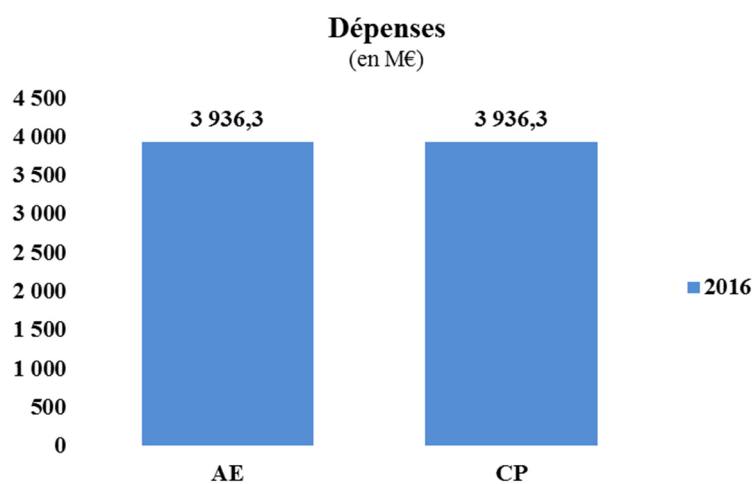
Note d'analyse de l'exécution
budgétaire

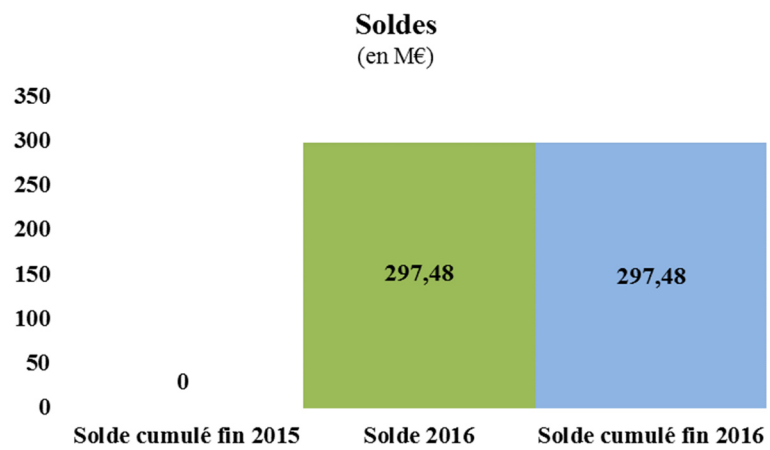
2016

Compte d'affectation spéciale Transition énergétique

Programme 764 - Soutien à la transition énergétique

Programme 765 – Engagements financiers liés à la transition énergétique





Synthèse

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

Le CAS regroupe, 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 cumulée au 31 décembre 2015. Ses recettes sont, pour 2016, essentiellement issues des taxes intérieures sur la consommation finale d'énergie (électricité et gaz).

Les principales données du compte d'affectation spéciale *Transition énergétique*

Le compte d'affectation spéciale *Transition énergétique* (CAS TE) a été ouvert par la loi de finances rectificative n° 2015-1786 du 29 décembre 2015. La création de ce CAS, issu de la réforme du financement des charges de service public de l'énergie qui a conduit à la budgétisation de la CSPE, doit être saluée dans la mesure où elle a conduit à donner de la visibilité au Parlement sur un dispositif qui avait prospéré plusieurs années de manière extra-budgétaire 2016 constitue donc le premier exercice pour ce CAS.

À partir du montant de recettes attendu pour 2016 au titre de la nouvelle CSPE, auquel il a fallu ajouter les recettes de TICGN, le CAS a été doté de 4 374 M€ en AE = CP. À l'issue de l'exercice, le CAS présentait un solde de 269,5 M€.

Les dépenses de soutien au développement des filières d'énergies renouvelables (EnR) représentent la part la plus importante du CAS avec 83,4 % des dépenses budgétisées et 90,9 % des dépenses exécutées.

Elles sont également les plus dynamiques, puisqu'elles ont connu une augmentation qui les a fait passer, selon les dernières données de la CRE, de 4 205,9 M€ en 2015 à 5 103,5 M€ en 2016, puis à 5 679,2 M€ en 2017, soit 35 % d'augmentation en deux ans.

Les principales observations

La totalité des dépenses du CAS est exécutée via une convention de gestion avec la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

Sur le plan budgétaire, si le dispositif apparaît comme « tenu » dans la mesure où les écarts de compensation constatés au détriment des opérateurs, essentiellement EDF, ont vocation à être régularisés en année N+2, il n'en demeure pas moins que le décalage ainsi généré pose des problèmes de visibilité sur les charges à payer en N+1 et N+2 et, de manière plus générale, sur l'ensemble des charges.

Du fait du dynamisme des dépenses et de l'inertie du système, l'impact réel sur les finances publiques paraît difficile à chiffrer à court et moyen termes.

Les recommandations de la Cour

Les recommandations formulées au titre de la gestion 2016

1. Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS *Transition énergétique*, 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).
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).
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).
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).

5. Identifier des indicateurs qui constituent de véritables outils d'aide à la décision quant au pilotage des crédits du CAS *Transition énergétique* et non pas se limiter à des objectifs généraux de politique énergétique, sur lesquels le CAS n'a aucun effet levier (destinataire : DGEC).
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).

Sommaire

1. LES RESULTATS DE L'EXERCICE	14
1.1 Le solde	14
1.2 L'exécution des recettes	17
1.3 L'exécution des dépenses.....	19
1.4 La soutenabilité à court et moyen terme.....	22
2. LA QUALITE DE LA GESTION.....	27
2.1 La conformité aux principes et règles de la LOLF.....	27
2.2 La démarche de performance	30
3. LES RECOMMANDATIONS DE LA COUR.....	32
3.1 Le suivi des recommandations formulées au titre de 2015...	32
3.2 Récapitulatif des recommandations formulées au titre de la gestion 2016	32

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.

Jusqu'en 2015, la compensation des charges de service public dues par les entreprises des secteurs de l'électricité et du gaz – dispositifs de soutien aux énergies renouvelables (EnR), solidarité énergétique et dispositifs sociaux essentiellement - était assurée par des contributions spécifiques sur la consommation finale d'électricité et de gaz :

- la contribution au service public de l'électricité (CSPE), instaurée en 2003, acquittée par les consommateurs d'électricité au prorata de leur consommation et collectée par les fournisseurs historiques et les gestionnaires de réseau ;
- deux contributions sur la consommation finale de gaz naturel – contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS), instaurée en 2008, et contribution biométhane, instaurée en 2011 - acquittées par les consommateurs de gaz au prorata de leur consommation et collectées par les fournisseurs.

Ces contributions étaient reversées à la Caisse des dépôts et consignations (CDC), sur trois comptes spécifiques, à partir desquels étaient prélevées les compensations dues aux opérateurs supportant des charges de service public d'électricité ou de gaz. Le financement des charges de service public de l'électricité et du gaz était donc assuré par des dispositifs extra-budgétaires mais intégrés dans le périmètre des administrations publiques en comptabilité nationale.

Plusieurs raisons ont rendu indispensable une modification du dispositif :

- le besoin de mise en conformité du dispositif de soutien avec les nouvelles lignes directrices adoptées par la Commission européenne sur les aides d'État en avril 2014 et avec la directive européenne 2003/96 sur la taxation de l'énergie¹ ;

¹ Dans une décision du 22 février 2017, le Conseil d'État a sursis à statuer sur la compatibilité de l'ancienne CSPE avec les directives 92/12/CE du 25 février 1992 et 2003/96/CE du 27 octobre 2003 relatives au régime des accises et à la taxation de

- les montants globaux atteints au titre des charges à compenser (7,0 Md€ estimés au titre de l'année 2016 par la CRE dans sa délibération du 15 octobre 2015², répartis entre le soutien aux EnR à hauteur de 67,1 %³, la péréquation tarifaire pour 19,5 %, le soutien à la cogénération pour 8,8 % et les dispositifs sociaux pour 4,6 %) ;
- et le déficit de compensation accumulé au détriment d'EDF (5 779,8 M€ au 31 décembre 2015, intérêts financiers au titre de 2013 et 2014 compris⁴).

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.

1. La réforme a conduit à une budgétisation des charges de service public de l'énergie

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

l'électricité jusqu'à ce que la Cour de justice de l'Union européenne se soit prononcée sur l'application de ces directives.

² Délibération portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016.

³ En 2003, la part du financement des EnR représentait 10 % dans le total des charges.

⁴ Un arrêté, modifié, du 13 mai 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du code de l'énergie, fixe l'échéancier prévisionnel de remboursement des annuités, ainsi que des intérêts associés, lié au déficit de compensation accumulé au détriment d'EDF. Il spécifie également que le remboursement en principal est payé en dix versements mensuels de mars à décembre à partir du CAS *Transition énergétique* et en onze versements mensuels de février à décembre à partir du programme 345 – *Service public de l'énergie*, pour les intérêts.

compensation de leurs charges de service public de l'électricité accumulée au 31 décembre 2015 (4 374 M€ inscrits en LFI) ;

- 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)⁵ - 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 énergie⁶, le budget du médiateur national de l'énergie, ainsi que les frais de gestion de la 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 (2 049,6 M€ en LFI 2016⁷).

La charge du service public de l'énergie est partagée entre les deux, avec environ les 2/3 supportées par le CAS *Transition énergétique* et 1/3 par le P345 – *Service public de l'énergie*, sachant que les dépenses qui connaissent la croissance la plus dynamique sont inscrites au CAS.

2. La réforme du financement des charges de service public de l'énergie

La loi de finances rectificative pour 2015 a procédé à une réforme des recettes. L'article 5 qui instaure le CAS *Transition énergétique* prévoit que le produit de la taxe intérieure de consommation finale d'électricité (TICFE), moyennant une retenue de 2 043 M€ au profit du budget général, lui soit affecté. La TICFE, rebaptisée CSPE, voit son champ élargi à l'ensemble des puissances souscrites, alors que son assiette était réduite aux puissances supérieures ou égales à 250 kVA dans le dispositif antérieur. Alors que son montant était anciennement fixé à 0,5 €/MWh, elle

⁵ 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.

⁶ Ainsi que les frais dus à l'Agence de services et de paiement (ASP), au titre de la gestion du chèque énergie.

⁷ Ce montant intégrait également 93 M€ de crédits en AE = CP relatifs à la compensation carbone. Ces crédits, qui financent le dispositif de compensation carbone en faveur des industries électro-intensives (coût carbone lié au système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre), ont été intégralement transférés, pour leur gestion, au ministère en charge de l'économie, sur le programme 134 - *Développement des entreprises et du tourisme* de la mission *Économie*, par décret n° 2016-557 du 6 mai 2016.

a été portée à 22,5 €/MWh pour les livraisons d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2016, soit le taux qui aurait été établi pour la contribution au service public de l'électricité (CSPE) en l'absence de réforme de celle-ci. Des taux réduits ont également été introduits, notamment pour les entreprises électro-intensives.

Dès l'exercice 2017, le financement du CAS a été profondément modifié puisqu'il a été acté que ce serait la TICPE qui prendrait le relais, essentiellement grâce au rendement croissant associé à la contribution climat-énergie (CCE)⁸.

Cette budgétisation du financement des dépenses de service public de l'électricité a été présentée comme le moyen d'introduire un contrôle du Parlement sur les charges financées et leur montant et comme une sécurisation juridique du dispositif visant à assurer sa conformité avec le droit de l'Union européenne⁹. Ces modifications des circuits de financement du service public de l'électricité n'ont toutefois pas modifié les dispositifs d'intervention adoptés en la matière.

3. 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* (3 650 M€ inscrits en LFI pour 2016) et le programme 765 – *Engagements financiers liés à la transition énergétique* (724 M€ inscrits en LFI pour 2016).

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 rémunération¹⁰) et au biométhane injecté dans le réseau de gaz¹¹. Les surcoûts liés à ces dispositifs sont

⁸ Mise en place dans le cadre de la loi de finances pour 2014, la CCE introduit une composante carbone dans 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 56 € en 2020.

⁹ Projet de loi et exposé des motifs de la loi de finances rectificative n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 : la Commission Européenne a décidé d'ouvrir en 2014 une enquête au titre des aides d'État sur les différents plafonnements applicables à la CSPE.

¹⁰ Les contrats de gré à gré relèvent du programme 345 – *Service public de l'énergie*.

¹¹ 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

compensés *via* le programme 764, auxquels s'ajoutent les dispositifs de soutien aux effacements de consommation (à partir de 2018), ainsi que, depuis le 1^{er} janvier 2017, 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.

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.

Pour 2016¹², les recettes retracées par le CAS *Transition énergétique* ont été fixées de la manière suivante, en application de l'article 5 de la loi de finances rectificative pour 2015 :

- le produit de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (diminué, d'un montant de 2 043 M€, fixé dans la LFR 2015, pour 2016) ;
- une fraction, 2,16 %, de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel ;
- une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques, fixée à 0 % pour 2016 ;
- une fraction du produit de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques, fixée à 0 % pour 2016 ;
- les versements du budget général.

En dépenses, il enregistre :

- la compensation aux opérateurs du service public de l'électricité, des charges imputables au titre de certains contrats d'achat d'électricité et d'effacements de consommation ;
- la régularisation de ces dépenses et des charges induites ;
- la compensation des charges imputables au titre de l'obligation d'achat de biogaz ;
- la régularisation de ces dépenses et des charges induites ;
- le remboursement du déficit de compensation accumulé au 31 décembre 2015 ;

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.

¹² La base de financement a été profondément remaniée au terme de la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017.

- des versements au profit du budget général correspondant aux montants des remboursements et dégrèvements au titre de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité ;
- des versements au profit de la Caisse des dépôts et consignations correspondant à des demandes de remboursement partiel au titre des consommations, jusqu'au 31 décembre 2015.

2016 constitue le premier exercice pour ce CAS.

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 Une budgétisation construite à partir des prévisions de recettes attendues

Pour 2016, les montants budgétés ont été inférieurs aux charges dues au titre de 2016, afin de tenir compte du fait que la CSPE au titre d'une année n'est pas collectée intégralement au cours de l'année budgétaire en question (seulement 79,7 % collectés en 2016 - voir infra 1.2 sur l'exécution des recettes pour le détail). De la même manière, les derniers versements aux opérateurs ne sont effectués qu'en février de l'année suivante. Ce mode de fonctionnement complique une juste appréciation de l'adéquation des recettes budgétisées au regard des dépenses à réaliser, d'autant que tous les paiements aux opérateurs sont effectués *via* la Caisse des dépôts et consignations.

4 374 M€ en AE = CP ont donc été inscrits en LFI 2016 au CAS *Transition énergétique*, à partir du montant de recettes attendu pour 2016 au titre de la nouvelle CSPE, auquel il a fallu ajouter les recettes de TICGN.

Les crédits du programme 764 ont par conséquent été définis en retranchant des recettes attendues 724 M€ initialement budgétés au titre de l'annuité de remboursement à EDF pour 2016, soit 3 650 M€. Sur ce montant, 21 M€ ont été affectés à l'action 3 - *Soutien au biométhane*, qui correspondent à 11/12e des charges dues aux opérateurs au titre du soutien au biométhane¹³. Le reste des crédits a été affecté à l'action 1 - *Soutien aux EnR*, soit 3 629 M€.

Pour les crédits du programme 765, les travaux initiaux prévoyaient 724 M€, uniquement en vue de rembourser une annuité de la dette cumulée vis-à-vis d'EDF. Ce montant a évolué au cours des travaux de budgétisation. Il a dans un premier temps diminué de 211 M€, en raison d'une baisse attendue des recettes de CSPE par rapport aux montants initialement prévus, en raison de l'extension du bénéfice des taux réduits aux installations consommant moins de 7 GWh. Il a également été diminué de 269 M€, en raison de l'ajout dans les dépenses du programme 765 des remboursements de plafonnements à la valeur ajoutée de l'ancienne

¹³ En effet, l'article R. 121-33 du code de l'énergie impose de verser mensuellement aux opérateurs, qui supportent tous moins de 10 % des charges de service public, 1/12e de la compensation due au titre de l'année en cours.

CSPE¹⁴. Il a enfin été diminué de 50 M€ de « précaution » en prévision de l'augmentation probable des charges de soutien aux EnR, compte tenu de la chute des prix de marché de l'électricité en 2016.

Au final, les crédits de l'action 1 - *Désendettement vis-à-vis des opérateurs supportant des charges de service public* ont par conséquent été réduits à 194 M€. Le reste des crédits (530 M€) a été affecté à l'action 3 - *Remboursements de plafonnements de CSPE*.

Pour l'action 2, la DGEC précise que « cette dépense vise à compenser au budget général de l'État le montant des éventuels remboursements et dégrèvements de TICFE. En effet, ces remboursements et dégrèvements sont intégralement imputés sur la mission « Remboursements et dégrèvements » du budget général de l'État ; or les trop-perçus de TICFE seront mécaniquement imputés au présent compte d'affectation spéciale. Ces trop perçus, s'ils aboutissent à dépasser la prévision de recettes inscrite au CAS, pourront donner lieu à une majoration des crédits de la présente action en cours de gestion afin de permettre les compensations au budget général ». Inutilisée en 2016, cette ligne paraît devenir sans objet avec la modification des recettes du CAS en 2017, mais elle a été maintenue avec un montant nul en LFI 2017.

1.1.2 Une vision partielle des charges à exécuter au titre de 2016

Tableau n° 1 : Aperçu général de l'exécution 2016

En M€	Programme 764		Programme 765		Total CAS	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
LFI 2016	3 650	3 650	724	724	4 374	4 374
Crédits disponibles (a)	3 843,4	3 843,4	362,4	362,4	4 205,8	4 205,8
Crédits consommés	3 579,1	3 579,1	357,2	357,2	3 936,3	3 936,3
Solde	264,3	264,3	5,2	5,2	269,5	269,5

(a) LFI + solde des mouvements de toutes natures + fonds de concours et attributions de produits

¹⁴ Trajectoire initiale prévue lors de l'élaboration de l'échéancier : 269 M€ en 2016 payés par le 765,75 M€ en 2017 et 25 M€ en 2018. Le montant 2016 a été mis à jour par la CRE en cours d'année 2016 à environ 163 M€.

Source : DGEC

Les évolutions intervenues en LFR 2016 sur le montant des crédits disponibles s'expliquent par une annulation de crédits sur le P765 de 361,6 M€ - en raison d'une sous-exécution des remboursements partiels de l'ancienne CSPE - et une ouverture de crédits sur le P764 de 193,4 M€, justifiée par la prise en compte de la réévaluation par la CRE des charges de service public pour 2016, liées au développement des EnR¹⁵.

Un gel des crédits est intervenu en fin de gestion à la demande du ministère des finances à hauteur de 264 M€ sur le P764 et de 5 M€ sur le P765, expliquant le solde constaté en fin d'exercice. Ce gel n'était pas motivé et avait pour effet l'amélioration du déficit budgétaire de l'État à fin 2016. Il a contribué à accroître les reports de charges sur 2017.

En outre, les montants versés en 2016 ne correspondent que partiellement aux charges dues au titre de 2016, puisque les derniers remboursements au titre d'une année n'ont lieu qu'en février de l'année suivante. En 2016, ce sont 4 738,1 M€ qui étaient dus pour les dispositifs de soutien aux EnR (électricité et gaz), montant prévisionnel des charges dues tel qu'évalué par la CRE dans sa délibération du 15 octobre 2015 - hors annuités de remboursement de la dette d'EDF et remboursements de CSPE. Cependant, seuls 3 650 M€ ont été inscrits en LFI, ouvrant des crédits inférieurs de 1 110 M€ aux charges prévisibles dès la préparation de la LFI, correspondant à l'extension en année pleine des évaluations de recettes et de dépenses.

Compte tenu de l'évaluation, en années glissantes, des charges dues à un opérateur – l'écart entre charges prévisionnelles et charges constatées en année N-1, évalué en année N et intégré à l'évaluation N+2 – il est très compliqué d'avoir une vision consolidée des montants réellement dus au titre d'une année.

Au terme de l'année 2016, après le versement de l'ordre de 520 M€ de février 2017, toutes les charges prévisionnelles dues à EDF au titre de l'année n'auront pas été compensées et *a minima*, un solde de 317 M€ de charges restant à payer sera pris en compte par la CRE dans la budgétisation pour 2018. Dans l'attente, ce montant portera intérêt à hauteur de 1,72 % (les modalités de calcul retenues par la CRE pour les frais financiers figurent en annexe 2, point 1.a).

¹⁵ Dans sa délibération du 13 juillet 2016, dans le cadre de l'exercice de mise à jour de la prévision des charges de service public de l'énergie pour 2016 dû par la CRE, cette dernière a évalué, au titre des charges couvertes par le CAS, le besoin supplémentaire total à 365,5 M€, en précisant que le montant de ces charges serait intégré à l'évaluation des charges à compenser en 2017.

Compte tenu des montants en jeu, pour la bonne information du Parlement, il serait souhaitable que figurent dans les PAP des échéanciers de paiement permettant d'avoir une information consolidée sur la réalité des paiements effectués au titre d'une année N en année N et en année N+ 1.

La réforme de la CSPE ne s'applique pas à Saint-Martin et à Saint-Barthélemy

Ces collectivités sont en effet compétentes en matière d'énergie et en matière fiscale. L'État ne peut par conséquent pas réformer la fiscalité énergétique de ces territoires. Le fournisseur d'électricité de ces territoires, EDF SEI, continue de collecter la CSPE pour le compte de l'État sur les consommations d'électricité de ces territoires. Ces montants collectés sont reversés sur le compte bancaire de la CDC, « CSPE historique », dans la continuité du fonctionnement qui prévalait avant la réforme de la CSPE.

1.2 L'exécution des recettes

1.2.1 Le dispositif de financement pour 2016 : un dispositif adossé à la nouvelle CSPE (ex-TICFE)

La taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), devenue CSPE, a été modifiée par la loi de finances rectificative pour 2015. Elle a été augmentée de 3 € à 22,5 €/MWh pour les livraisons d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2016, soit le taux qui aurait été établi pour la contribution au service public de l'électricité (CSPE) en l'absence de réforme de celle-ci. Elle s'applique à l'ensemble des consommations, quelle que soit la puissance souscrite. Des taux réduits ont également été introduits, notamment pour les entreprises électro-intensives. Elle est collectée, dans tous les cas, par les fournisseurs d'énergie. Sur ces bases, le rendement de la nouvelle CSPE ainsi modifiée a été estimé à 8 011 M€.

Les modalités de versement sont différenciées en fonction des opérateurs : les délais d'acquittement de la CSPE sont mensuels pour l'opérateur qui a fourni plus de 40 TWh sur l'année civile N-1 – concrètement, cela ne concerne qu'EDF – ; sinon, ils sont trimestriels.

Comme seules les consommations de l'année 2016 qui ont donné lieu à facturation ou acompte entre le 1er janvier et le 30 novembre 2016, du fait des modalités de recouvrement de la nouvelle CSPE, ont effectivement donné lieu à versement, il en a résulté en première approche un rendement de 11/12^e d'année pleine (voir annexe 2 sur les recettes).

Par ailleurs, deux facteurs complémentaires ont été pris en compte dans l'estimation de recette : la saisonnalité des consommations et les modalités de facturation des consommateurs finals, ce qui a permis d'estimer que le rendement budgétaire pour 2016 s'élèverait à 79,7 % de la nouvelle CSPE sur l'ensemble de la consommation de l'année 2016, soit 6 384,8 M€. Les livraisons d'électricité intervenues le dernier trimestre de l'année 2015 ont également donné lieu à un recouvrement de la TICFE, dans sa forme antérieure à la LFR pour 2015, au cours de l'année 2016, ce qui a représenté un montant estimé à 15,2 M€.

Estimée au total à 6 400,0 M€ pour 2016, du fait de la part non affectée au CAS (2 043 M€ en 2016¹⁶), ce sont finalement 4 357,0 M€ au titre de la nouvelle CSPE en 2016 qui ont été inscrits en LFI.

Les recettes de TICGN ont été ajoutées à hauteur de 17 M€, correspondant à 75 % de la fraction des recettes de TICGN due au titre de l'année 2016 collectée en 2016.

1.2.2 Une exécution des recettes pour 2016 proche du prévisionnel

Tableau n° 2 : État de réalisation des recettes (en M€)

Recettes	LFI 2016	PLFR 2016	Exécuté 2016	LFI 2017
Fraction de la TICFE ¹⁷	4 357,0	- 168,167	4 209,4	Supprimée
Fraction de la TICGN	17,0		24,4	Supprimée
Fraction de la TICC	0		0	1,0
Fraction de la TICPE	0		0	6 982,2
Budget général	0			0
Total	4 374,0	4 205,833	4 233,8	6 983,2

Source : DGEC

¹⁶ C'est le montant fixé dans l'article constitutif du CAS *Transition énergétique* qui doit revenir au budget général en application de celui-ci.

¹⁷ Renommée CSPE au 1/1/2016.

L'exécution des recettes a été en grandes masses relativement conforme à la prévision. Un rendement légèrement moindre attendu au titre de la CSPE/ex-TICFE a conduit à une baisse en LFR 2016 de -168,167 M€ portant le montant attendu à 4 188,833 M€.

Ce réajustement très tardif était trop fort : le montant encaissé au titre de la CSPE/ex-TICFE a été de 4 209,4 M€ et celui de la TICGN de 24,4 M€, donc supérieur à celui établi dans le cadre de la nouvelle prévision réalisée dans le cadre de la LFR.

À partir de 2017, de nouvelles modalités de financement du CAS ont été arrêtées. C'est finalement la hausse du prix de la tonne carbone prévue par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui sera essentiellement mise à contribution (6 982,2 M€ de recettes attendues).

1.3 L'exécution des dépenses

1.3.1 Présentation du dispositif

Le CAS TE fonctionne uniquement avec des dépenses d'intervention en titre 6 au profit de la CDC qui redistribue ensuite les compensations aux opérateurs¹⁸ sur la base d'acomptes mensuels.

Un décalage existe entre les charges évaluées et réelles : la CRE ne dispose des données concernant l'année précédente qu'à partir du mois d'avril de l'année N. Les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées relatives à l'année N-1, et définis par la CRE en année N, sont intégrés aux compensations versées aux opérateurs en année N+1.

Le dispositif est conçu de telle manière que l'échéancier de remboursement à EDF soit honoré prioritairement¹⁹. Mais les charges prévisionnelles liées aux EnR estimées par la CRE au titre de 2016 n'ont pas été compensées en totalité. Il en a résulté une dette supplémentaire de l'État vis-à-vis d'EDF estimée à 317 M€. Cette dette ne sera prise en compte par la CRE qu'en 2017, et donc intégrée aux charges prévisionnelles pour 2018.

¹⁸ Les catégories d'opérateurs sont précisées en annexe 3.

¹⁹ Cf. l'annexe 2 sur les procédures applicables et notamment le point 2. c) sur la procédure de versement des compensations pour avoir le détail.

Le rôle de la Caisse des dépôts et des consignations dans la gestion du CAS *Transition énergétique*

La Caisse des dépôts et consignations assure, pour le compte de l'État, le versement, sur une base mensuelle, des compensations aux opérateurs mentionnés aux articles L. 121-6 et L. 121-35 du code de l'énergie.

« Art. L. 121-16.-La compensation mentionnée à l'article L. 121-6 fait l'objet d'acomptes mensuels sur la base du montant des charges mentionné à l'article L. 121-9.

La Caisse des dépôts et consignations retrace ces 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. ».

La totalité des dépenses du CAS est exécutée *via* des versements mensuels effectués à la Caisse des dépôts et des consignations, qui gère le dispositif en application d'une convention pluriannuelle (2016-2018), signée en février 2016. L'ensemble des dépenses relatives à cette gestion sont regroupées et payées à partir du programme 345 – *Service public de l'énergie*, relevant de la mission *Écologie, développement et mobilité durables* (EDMD). Pour 2016, les frais de gestion ont été évalués, en LFI, à 300 000 €.

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

Les dépenses liées au soutien aux EnR représentent le plus gros poste de dépenses avec 83,4 % des crédits initiaux du CAS dans le cadre de la LFI 2016 - 3 650,0 M€ - et 91,4 % des crédits exécutés - 3 579,1 M€. Ces dépenses sont inscrites au programme 764 du CAS, actions 1 (EnR électriques) et 3 (biométhane).

L'action 2 du P764, *Soutien à l'effacement de consommation électrique*, correspond au financement des appels d'offres prévus par l'article L. 271-4 du code de l'énergie visant à développer les capacités d'effacement de consommation électrique. Ces appels d'offres seront organisés à partir de 2018. Le montant est par conséquent nul pour 2017. Pour 2016 et 2017, l'ancien dispositif de soutien aux effacements perdure, celui-ci étant financé par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Pour le P765, dont la principale action est l'action 1 – *Désendettement vis-à-vis des opérateurs supportant des charges de service*

public de l'électricité, elle est destinée prioritairement au remboursement du déficit de compensation accumulé vis-à-vis d'EDF, soit 194 M€ en 2016 en application de l'échéancier fixé par arrêté du 13 mai 2016 modifié.

Toutefois, une partie des compensations aux autres opérateurs a également été imputée sur cette action. Ces montants, qui s'élèvent à 6,2 M€ au total (dont 11/12ème payés en 2016, soit 5,6 M€) correspondent aux régularisations positives entre charges prévisionnelles et constatées au titre de 2014 et aux frais financiers associés. La loi indique en effet que le CAS retrace en dépenses « *le remboursement aux opérateurs du service public de l'électricité du déficit de compensation accumulé par le mécanisme de la contribution au service public de l'électricité au 31 décembre 2015* ». En cas de charges constatées supérieures aux charges prévisionnelles, la régularisation a été analysée par la CRE comme une dette devant être payée par le CAS, et donc par le programme 765.

À partir de 2017, la CRE est en mesure d'affecter les régularisations 2015 et les frais financiers associés au périmètre du CAS ou du P345 en fonction des charges concernées. Dans le cas du CAS, ces régularisations concernent les actions de soutien aux EnR ou au biométhane, selon l'opérateur, et ces actions sont financées par le P764. Ainsi, en 2017, l'action 1 du P765 ne retracera en dépense que le remboursement de l'annuité de l'échéancier EDF, à savoir 1 228 M€.

Pour les remboursements de CSPE – plafonnements à la valeur ajoutée -, le cadre réglementaire prévoit que la CRE instruit les demandes de plafonnement au titre de l'année N jusqu'au 31 décembre N+3, soit 2018. L'essentiel du flux de demandes est néanmoins concentré sur l'année N+1. Ainsi, en 2016, la CRE a traité les demandes de plafonnement au titre de 2015, et marginalement celles au titre de 2014 et 2013.

En 2015, et sur la base d'historiques transmis par la CRE, la DGEC évaluait le montant à rembourser en 2016 à 500 M€. Le montant évalué pour l'année 2017 et retenu dans le cadre du PLF a été de 75 M€. Sur la base d'historiques complétés jusqu'à fin 2016, le montant pour 2018, aujourd'hui évalué à 25 M€ sera actualisé. Le montant a été ajusté en cours d'exercice à 269 M€. Sur ce montant, seuls 158 M€ ont été exécutés en dépense sur le programme 765 en abondant le compte « CSPE historique ».

Tableau n° 3 : État d'exécution des dépenses

En M€	LFI 2016	AE = CP exécutées
Programme 764	3 650,0	3 579,1
<i>01. Soutien aux ENR électriques</i>	3 629,0	3 557,9
<i>02. Soutien à l'effacement de consommation</i>	0	0
<i>03. Soutien au biométhane</i>	21,0	21,2
Programme 765	724,0	357,2
<i>01. Désendettement vis-à-vis des opérateurs supportant des charges de service public</i>	194,0	199,6
<i>02. Remboursements et dégrèvements de TICFE</i>	0	0
<i>03. Remboursements de CSPE</i>	530,0	157,6
Total	4 374,0	3 936,3

Source : DGEC

1.4 La soutenabilité à court et moyen terme

1.4.1 Une croissance très dynamique des dépenses liées au soutien aux EnR

La France s'est fixée des objectifs très ambitieux en matière de développement des énergies renouvelables dans les prochaines années, conformément à ses engagements internationaux transposés dans la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte²⁰. Un nouvel outil de pilotage et de programmation de la politique énergétique, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), fixe des objectifs quantitatifs pour chaque filière renouvelable sur une période de 10 ans²¹.

Pour tenir ces objectifs ambitieux, deux types de dispositifs de soutien, qui peuvent revêtir deux formes possibles, le contrat d'obligation d'achat ou le contrat de complément de rémunération, existent : les

²⁰ Cette loi a notamment acté l'objectif de porter à 32 % la part des EnR dans la consommation énergétique finale en 2030. Pour l'électricité, l'objectif est de 40 % de la production d'électricité en 2030. Actuellement, cette part est de moins de 10 %.

²¹ La PPE sera revue tous les cinq ans, à l'exception de la première qui, fixée par décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016, sera revue en 2018.

guichets ouverts, qui ouvrent un droit à bénéficier d'un soutien pour toute installation éligible et les appels d'offres, où le soutien est attribué aux seuls lauréats de l'appel d'offres (modalités détaillées en annexe 1).

Cependant, ces charges connaissent une croissance très dynamique, qui les a fait passer, selon les dernières données de la CRE, de 4 205,9 M€ en 2015 à 5 103,5 M€ en 2016, puis à une estimation de 5 679,2 M€ en 2017, soit 35 % d'augmentation en deux ans.

Tableau n° 4 : Les prévisions de la CRE sur les EnR et la budgétisation en LFI

En M€	2015		2016		2017
		b - a		b - a	
Prévision (a)	4041,0		4 738,1		5 679,2
Constaté (b)	4 205,9	+164,9	5 103,5	+ 365,5	
LFI			3 650,0		5 680,2

Source : CRE et documents budgétaires

Tableau n° 5 : Évolution entre la LFI 2016 et la LFI 2017

En M€	LFI 2016	Total année pleine 2016	LFI 2017	LFI 2017/ LFI 2016
Programme 764	3 650,0	4 762,0	5 680,2	+ 55,6 %
<i>01. Soutien aux EnR électriques</i>	3 629,0	4 739,0	5 630,3	+ 55,1 %
<i>02. Soutien à l'effacement de consommation</i>	0		0	
<i>03. Soutien au biométhane</i>	21,0	23,0	49,9	+ 137,6 %
Programme 765	724,0	724,0	1 303,0	+ 79,9 %
<i>01. Désendettement vis-à-vis des opérateurs supportant des charges de service public</i>	194,0	194,0	1 228,0	+ 532,9 %
<i>02. Remboursements et dégrèvements de TICFE</i>	0	-	0	
<i>03. Remboursements de CSPE</i>	530,0	530,0	75,0	- 85,8 %
Total	4 374,0	5486,0	6 983,2	+ 59,7 %

Source : DGEC

Entre 2016 et 2017, l'accroissement des dépenses budgétisées en LFI est passée de 4 374,0 M€ à 6 983,2 M€, soit +2 609 M€ (+ 59,7 % d'augmentation) répartis comme suit : de 3 650,0 à 5 680,2 M€, soit +2 030,2 M€ (+55,6 %) pour le P794 et de 724,0 à 1 303,0 M€ (+79,9 %). Plusieurs éléments contribuent à expliquer cette dynamique : d'une part, une poursuite du développement des filières de production d'électricité à partir d'EnR, associées à une baisse des prix de marché de gros de l'électricité²² – 81,3 % des dépenses budgétisées dans le cadre de la LFI 2017 – et, d'autre part, une augmentation de l'annuité de remboursement à EDF au titre de son déficit de compensation cumulé au 31 décembre 2015²³.

1.4.2 Des dépenses difficiles à contenir

Compte tenu du dynamisme des dépenses et de l'inertie du système, les surcoûts associés au développement des filières d'énergies renouvelables continueront d'augmenter de manière substantielle dans les années à venir, sans réelle visibilité, pour les finances publiques, sur les coûts induits par les objectifs ambitieux affichés dans la loi TECV et dans la PPE dans ce domaine.

En 2020, rien qu'au titre du soutien aux EnR, la DGEC situe la charge entre 7 568 et 7 717 M€ selon les scénarios. A ces montants, il conviendra d'ajouter l'annuité de remboursement à EDF²⁴.

Des dispositifs ont été mis en place pour contenir les charges. Pour les installations de plus d'1 MW (ou de plus de 6 machines électrogènes dans le cas de l'éolien), le cadre européen impose désormais de recourir à des procédures de mise en concurrence, sauf exceptions. La grande majorité des soutiens publics sera désormais attribuée à des installations lauréates d'appel d'offres.

²² La baisse des prix de marché de l'électricité diminue les coûts évités pour les acheteurs obligés et affecte à la hausse les surcoûts liés à l'obligation d'achat. La CRE évalue les surcoûts liés à une baisse de 1 €/MWh des prix de marché de gros à environ 50 M€. Dans un contexte de faible disponibilité effective et prévisionnelle de la filière nucléaire, les prix sur le marché à court terme qui se situaient encore dans une moyenne d'une trentaine d'€/MWh au cours du troisième trimestre 2016 ont connu une hausse brutale dans les derniers mois de 2016. Ils se situent actuellement autour d'une cinquantaine d'€/MWh.

²³ Conformément à l'échéancier fixé par l'arrêté du 13 mai 2016 modifié, l'annuité de remboursement due à EDF au titre de 2017 est de 1 228,0 M€, après un premier versement de 194,0 M€ en 2016.

²⁴ Pour mémoire, la totalité des charges de service public de l'énergie en 2017 est évaluée par la CRE à 9 705 M€ si on y intègre également les charges supportées par le programme 345 – *Service public de l'énergie*.

Le recours à des procédures de mise en concurrence permet ainsi d'adapter les volumes installés chaque année en fonction du budget disponible. Par ailleurs, dans la mesure où cette procédure est limitée aux filières dans lesquelles il existe un niveau suffisant de concurrence, elle permet d'optimiser le coût du soutien public en attribuant un soutien à des projets à un coût public inférieur à celui qui aurait été fixé par un guichet ouvert.

Certains arrêtés tarifaires prévoient que le niveau du tarif d'achat ou du complément de rémunération s'ajuste en fonction des volumes de demandes : dans la filière photovoltaïque, le tarif d'achat s'ajuste en fonction du volume de demande de raccordement du dernier trimestre et dans la filière géothermie, le complément de rémunération diminuera de 5% tous les 50 MW. D'autres arrêtés tarifaires prévoient une dégressivité automatique : à titre d'exemple, le tarif pour les installations de méthanisation diminue de 0,5 % chaque trimestre à partir du 1^{er} janvier 2018.

Par ailleurs, il est désormais prévu que les producteurs transmettent annuellement l'ensemble des données économiques de leurs installations bénéficiant d'un soutien à la CRE, de façon à ce qu'elle dispose des données lui permettant de s'assurer que les niveaux de soutien sont toujours adaptés.

La CRE a également prévu de lancer des audits réguliers sur l'ensemble des filières.

Enfin, les textes réglementaires imposent désormais une révision périodique des niveaux de soutien, conformément aux exigences européennes.

Cependant, le dispositif des mécanismes de soutien souffre d'une forte inertie et le poids du passé compte pour beaucoup dans le coût total du soutien aux EnR. Dans un rapport publié en octobre 2014²⁵, la CRE estimait que, sur la période 2014-2025, « 56 % des 73 Md€ de charges de CSPE seront dus à des contrats conclus avant 2013. S'agissant plus spécifiquement des contrats photovoltaïques, ils seront à eux seuls à l'origine de plus du tiers des charges ».

De la même manière, dans l'éolien offshore, les premiers parcs issus des appels d'offres de 2011 et 2013 devraient progressivement entrer en service à partir de 2018, pour une puissance totale cible de 3 000 MW. Leur

²⁵ Rapport de la CRE, octobre 2014 : « La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective ».

coût d'achat moyen a été évalué à 200 €/MWh par la CRE²⁶. Les parcs qui seront entrés en service d'ici 2025 occasionneront des surcoûts de l'ordre de 10 Md€. Pour les installations lauréates des deux appels d'offres, les exploitants devraient percevoir une rémunération totale de 50 Md€ sur la durée totale des contrats – 20 ans - dont 38 Md€ (76 %) de surcoûts financés au titre du CAS, soit environ 1,9 Md€ par an²⁷.

Un autre point à souligner est celui de l'incertitude liée à l'évaluation des engagements à long terme, du fait des variations des prix du marché, dans la mesure où les dispositifs de soutien compensent la différence entre un tarif permettant d'assurer une rentabilité normale et le prix de marché.

De manière plus générale, la CRE émettait, dans ce rapport, plusieurs recommandations, qui restent largement d'actualité :

- dimensionner le niveau de soutien à la rentabilité de l'installation sur la durée du contrat ;
- développer la pratique du complément de rémunération, permettant de compenser *ex post* l'écart entre le gain tiré de cette vente et un niveau de rémunération de référence ;
- développer les contrôles.

Les opérateurs sont responsabilisés sur la qualité de leur déclaration et n'ont donc pas intérêt à surestimer leurs prévisions de charges (les écarts portent intérêt au taux de 1,72 % en application de l'article R. 121-31 du code de l'énergie).

²⁶ Cf. annexe 1 - Les dispositifs de soutien aux EnR pour plus de détails sur les coûts relatifs en fonction des filières.

²⁷ Rapport de la CRE, octobre 2014 : « La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective ».

2. LA QUALITE DE LA GESTION

2.1 La conformité aux principes et règles de la LOLF

Si le principe de la budgétisation de la CSPE doit être saluée dans la mesure où elle a conduit à donner de la visibilité au Parlement sur un dispositif qui avait prospéré de manière extra-budgétaire, en revanche, plusieurs éléments doivent être relevés. Certains pourront être affinés avec le recul de l'exécution 2017 et de la budgétisation 2018.

2.1.1 L'opportunité du maintien d'un CAS

Avec une alimentation quasi-exclusive du CAS par de la TICPE en 2017, la question du lien d'affectation dépenses/recettes tel que défini à l'article 21 de la LOLF²⁸ est posée et donc la pertinence d'un financement par un CAS du développement des EnR. En effet, en 2017, le CAS sera en quasi-totalité financé par une fraction - 39,75 % - de la TICPE, soit 6 982,200 M€, le reste des ressources provenant de la TICC à hauteur de 1 M€.

L'argument politique est de mettre à contribution des prélèvements sur les énergies carbonées au profit des énergies décarbonées au travers de la composante carbone de la TICPE²⁹. Cependant, la relation avec les dépenses du CAS n'est pas directement établie, ni s'agissant des bases taxables, ni des finalités poursuivies, ni de la spécificité des recettes affectées, alors qu'il s'agit d'une des conditions consubstantielles de la création d'un CAS.

D'autres arguments viennent soutenir la mise en cause de la légitimité d'un CAS pour financer les dépenses de soutien au développement des énergies renouvelables. D'une part, les actions du programme P765 ont, en théorie, une durée de vie limitée. D'autre part, le CAS soustrait du budget général des dépenses d'intervention très dynamiques relevant du ministère en charge de l'énergie. Ces dépenses

²⁸ Extrait de l'article 21 de la LOLF : « Les comptes d'affectation spéciale retracent, [...] des opérations budgétaires financées au moyen de recettes particulières qui sont, par nature, en relation directe avec les dépenses concernées ».

²⁹ Mise en œuvre dans le cadre de la LFI 2014, la contribution climat énergie a instauré la prise en compte d'une composante carbone dans la TICPE. La LFR pour 2015 prévoit la prolongation de la trajectoire de la composante carbone, pour atteindre l'objectif de 56 €/tCO₂ en 2020 fixé par la loi de transition énergétique.

échappent de fait aux normes de croissance des dépenses de l'État, alors que ses recettes alimentent par ailleurs le budget général.

Le véritable enjeu est celui d'un meilleur contrôle et, de ce fait, d'une plus grande maîtrise du dynamisme des charges liées aux EnR.

2.1.2 Un dispositif qui n'assure pas une visibilité complète sur les charges dues au titre d'une année

Dans les autres sujets qui posent question, figure celui du découpage effectué, au plan budgétaire, entre le remboursement en principal et les intérêts de la dette accumulée vis-à-vis d'EDF. En effet, le fait que les crédits portant remboursement en principal de la dette soient inscrits au CAS tandis que les intérêts sont versés via le programme 345 – *Service public de l'énergie* ne permet pas d'avoir une vision consolidée des versements effectivement opérés chaque année à EDF à ce titre. Le raisonnement qui a été tenu au moment de la budgétisation a consisté à assimiler le remboursement de la dette à des charges de soutien aux EnR, répercutée avec retard dans le niveau de la CSPE dès lors que la dette accumulée résulte principalement de ces charges.

Les intérêts, en revanche, ont été assimilés à des frais de fonctionnement et donc placés au niveau du programme 345, dans la même action que celle qui regroupe également les frais de la Caisse des dépôts et consignations.

Pourtant, une confrontation des montants en jeu pour 2016 permet de constater que 99,3 M€ d'intérêts ont été versés pour un remboursement au principal d'un montant de 194,0 M€, soit un taux d'intérêt de 51,20 %. Au total, 389,1 M€ d'intérêts seront versés pour un remboursement en principal de 5 779,8 M€, soit une moyenne de 6,7 % d'intérêts.

De la même manière, la totalité des frais versés à la CDC au titre de sa gestion du CAS et du programme P345 est prise en charge par le P345.

Par ailleurs, un gel des crédits est intervenu en fin de gestion à la demande du ministère des finances à hauteur de 264 M€ sur le P764 et de 5 M€ sur le P765, expliquant le solde constaté en fin d'exercice. Ce gel n'a visiblement pas d'autre explication que sa contribution à l'amélioration du déficit budgétaire de l'État à fin 2016 et doit donc être dénoncé, dans la mesure où il porte atteinte au principe de sincérité budgétaire.

Enfin, sur le plan budgétaire, le dispositif apparaît comme « tenu » dans la mesure où les écarts de compensation constatés au détriment des opérateurs, essentiellement EDF, ont vocation à être régularisés en année N+2 ; il n'en demeure pas moins que le dispositif

génère structurellement et massivement des reports de charges par le décalage généré entre les charges prévisionnelles et les compensations effectivement perçues et pose donc des problèmes de visibilité sur les charges à payer en N+1 et N+2, indépendamment des évaluations de la CRE. Ainsi, du fait du dynamisme des dépenses en question et de l'inertie du système, l'impact réel sur les finances publiques paraît difficile à chiffrer à court et moyen termes.

Ce mode de fonctionnement porte donc en lui des atteintes à plusieurs articles de la LOLF, l'article 1, sur le principe de l'annualité budgétaire, l'article 27 sur la sincérité des comptes de l'État et l'article 32 sur la sincérité des lois de finances.

En effet, pour des raisons liées à la fois au calendrier d'évaluation des charges par la CRE et à la façon dont la budgétisation est réalisée, il y a une absence de visibilité sur les reports de charges et le risque d'effets cumulatifs dans la durée. La consommation budgétaire des crédits ne reflète en outre pas la réalité des dépenses à réaliser et, en comptabilité générale, les reports de charges induits par le dispositif ne sont pas traités.

En outre, dans ce dispositif, l'utilisation d'EDF comme variable d'ajustement, notamment s'agissant des compensations dues au titre des dispositifs de soutien aux EnR, ne peut perdurer, notamment parce qu'il importe de ne pas recréer une dette, même provisoire, vis-à-vis d'EDF et que les écarts d'évaluation portent intérêt.

Compte tenu des montants en jeu, pour la bonne information du Parlement, il serait souhaitable que figurent dans les PAP des échéanciers de paiement permettant d'avoir une information consolidée sur la réalité des paiements effectués au titre d'une année N en année N et en année N+1.

Enfin, il est prévu que les opérations du CAS *Transition énergétique* et du P345 soient exécutées via deux comptes distincts de la CDC, à côté du compte historique CSPE. Ce compte historique n'a pas encore été clôturé et son solde continue d'évoluer, car la CSPE payée sur les consommations allant jusqu'au 31 décembre 2015 y ont été reversées et parce que certaines collectivités des outre-mer continuent d'appliquer le dispositif de l'ancienne CSPE. Or, pour des raisons de commodité, il a été décidé d'alimenter le compte historique au lieu de réaliser les remboursements à partir du nouveau compte bancaire CAS *Transition énergétique* géré par la CDC.

2.2 La démarche de performance

Les objectifs, indicateurs et cibles du volet performance du CAS transition énergétique sont détaillés en annexe 4. Mis en place dans le cadre de la LFR pour 2015, ils n'ont été précisés et détaillés que dans le cadre du PAP 2017.

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 plus 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, pour l'indicateur 2.1, « Volume de biométhane injecté », la prévision 2016 était de 0,24 TWh et celle de 2017 de 0,6 TWh. Elle repose sur les évaluations collationnées par la CRE, dans une perspective de poursuite la phase de montée en puissance, cible cohérente avec l'objectif d'injection à l'horizon 2023. Cependant, cette évaluation n'est pas mise en perspective avec les surcoûts liés aux dispositifs de soutien, qui pourraient conduire à privilégier certaines filières d'EnR par rapport à d'autres, à raison de leur performance relative.

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 le PAP 2017 qui précise 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 sera 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 énergies renouvelables thermiques 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 fixe 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 surcoûts 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 objectif est, 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.

3. LES RECOMMANDATIONS DE LA COUR

3.1 Le suivi des recommandations formulées au titre de 2015

Cette partie est sans objet car le CAS *Transition énergétique* n'a été créé qu'à la toute fin de 2015 par la LFR pour 2015.

3.2 Récapitulatif des recommandations formulées au titre de la gestion 2016

1. Mieux calibrer l'évaluation des crédits du CAS *Transition énergétique*, 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).
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).
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).
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).
5. Identifier des indicateurs qui constituent de véritables outils d'aide à la décision quant au pilotage des crédits du CAS *Transition énergétique* et non pas se limiter à des objectifs généraux de politique énergétique, sur lesquels le CAS n'a aucun effet levier (destinataire : DGEC).

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).

Annexe n° 1 : Les dispositifs de soutien aux EnR

i) Les modalités de soutien

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 surcoût résultant de l'application de ces contrats, qui correspond à la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite et le coût évité par ces mêmes quantités, fait l'objet d'une compensation des fournisseurs historiques via le programme 764.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a créé un nouveau dispositif de soutien aux énergies renouvelables fondé sur la possibilité de vendre directement sur le marché l'électricité produite tout en bénéficiant du versement d'une prime, appelée « complément de rémunération ». Les coûts qui résultent, pour EDF, du versement de ce « complément de rémunération » font l'objet d'une compensation via le programme 764.

Concernant le gaz naturel, l'objectif fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte est de porter la part des énergies renouvelables à 10 % de la consommation à l'horizon 2030. Cet objectif passe notamment par un développement de l'injection du biométhane dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. Les travaux de préparation de la programmation pluriannuelle de l'énergie ont montré que l'atteinte de cet objectif nécessite l'injection annuelle d'environ 6,1 TWh de biométhane à l'horizon 2023. Les surcoûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel au titre de l'achat du biométhane injecté donnent lieu à compensation via le programme 764, par référence au prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel, et prise en compte des coûts de gestion du dispositif.

ii) Les surcoûts de soutien en fonction des filières d'EnR

Dans sa délibération du 13 juillet 2016, la Commission de régulation de l'énergie a prévu que la production d'électricité renouvelable soutenue en 2017 par les mécanismes de contrats d'achat ou de complément de rémunération s'élève à environ 48 TWh, soit environ 9 % de la production d'électricité en France, pour un surcoût de 5 629,3 M€. Ce montant s'explique principalement par l'augmentation des capacités installées. Les hypothèses de prix de marché en baisse par rapport aux prix utilisés pour

la prévision 2016 dans la délibération d'octobre 2015 contribuent également à l'augmentation des charges.

Cette prévision est détaillée par filière dans le tableau suivant :

Filière	Production bénéficiant d'un dispositif de soutien (TWh)	Surcoût (M€)
Photovoltaïque	9,4	3 102,9
Éolien	25,0	1 507,0
Hydraulique	5,6	244,8
Biomasse	3,8	434,8
Biogaz	2,1	280,7
Incinération d'ordures mén.	2,5	58,8
Géothermie	0	0,2
TOTAL	48,4	5 629,3

Source : PAP du CAS Transition énergétique 2017

L'augmentation des charges liées aux énergies renouvelables en 2017 par rapport à 2016 s'élève à +915 M€. En 2017, elles sont composées à 55 % par les charges de la filière photovoltaïque et à 27 % par celles de la filière éolienne. Le surcoût lié à la production d'un TWh est de 330,0 pour le photovoltaïque, tandis qu'il est de 60,28 pour l'éolien et de 43,7 pour l'hydraulique.

Dans les prévisions de la CRE pour 2017, le prix d'achat prévisionnel moyen du photovoltaïque sous contrat d'achat est évalué à 356,9 €/MWh. À titre de comparaison, le montant est de 90,2 pour la filière éolienne, de 74,3 pour l'hydraulique et de 54,8 pour les centrales d'incinération.

Il s'agit de coûts unitaires moyens sur l'ensemble du parc.

Avec la réforme des régimes de soutien aux EnR, les récents appels d'offres sur le photovoltaïque, par exemple, ont néanmoins permis d'obtenir un prix moyen pondéré au MWh situé entre 62,5 €/MWh et 70,6 €/MWh selon la puissance de l'installation (prix pour les installations au sol, celles sur bâtiment sont pour l'instant plus coûteuses).

Annexe n° 2 : 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 :

$$CP17 = CP'17 + (CP''16 - CP'16) + (CP16 - CR'16) + (CC15 - CP'15) + (CP15 - CR15) + Reliquats + FF15$$

où les frais financiers sont calculés comme suit :

$$FF15 = (CC15 - CR15 + Reliquats) * 0,5 * 1,72 \% + [(CC14 - CP'14) + (CP14 - CR14) + FF14 + (CC13 - CP'13) + (CP13 - CR13) + FF13 + Reliquats] * 1,72 \%$$

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.

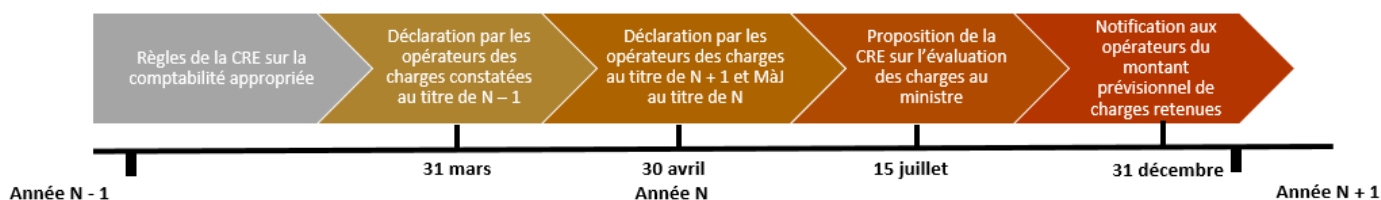
Pour 2016, c'est la délibération de la CRE du 15 octobre 2015 qui porte proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016.

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 recouvrement des recettes

Conformément à l'article 266 quinquies C du code des douanes, les fournisseurs qui ont fourni plus de 40 TWh au cours de l'année civile précédente reversent avant le 15 du mois M+1 la CSPE exigible au titre du mois M. (Seul EDF fournit plus de 40 TWh par an.)

Les fournisseurs qui ont fourni moins de 40 TWh au cours de l'année civile précédente reversent avant le 25 du mois suivant la fin d'un trimestre, la CSPE exigible au titre de ce trimestre. Les recettes de CSPE sont versées aux Douanes, puis immédiatement réparties par la DGFIP entre le CAS et le BG selon un pourcentage 64,5 % / 35,5 %. Ce pourcentage est défini de façon à s'assurer que 2 043 M€ de CSPE seront bien versés sur le budget général de l'État.

Concernant les recettes de TICGN, le reversement est trimestriel, selon les mêmes modalités que les reversements de CSPE pour les fournisseurs ayant fourni moins de 40 TWh au cours de l'année civile précédente. Les recettes sont généralement constatées sur le CAS deux jours ouvrés après le paiement aux Douanes.

La CRE n'interviendra donc plus dans les opérations de recouvrement et de compensation des opérateurs dès lors que l'ensemble des opérations relatives aux consommations antérieures au 31 décembre 2015 auront été soldées.

Annexe n° 3 : Les opérateurs

Si l'essentiel des charges de service public sont supportées par EDF, d'autres opérateurs interviennent également à ce titre, parmi lesquelles les ELD pour les charges liées aux ENR et aux tarifs sociaux, les fournisseurs alternatifs sur ce dernier volet, EDM pour les ENR, la péréquation tarifaire en ZNI et les tarifs sociaux. Ces éléments sont précisés dans le tableau ci-dessous³⁰.

		EDF	EDM	EEWF	RTE	Organismes agréés ³¹	Acheteur de dernier recours ³²	ELD ³³	Autres fournisseurs ³⁴
Électricité	Contrats d'achat								
	Complément de rémunération								
	Primes cogén. sup. 12 MW								
	Effacement								
	Péréquation tarifaire dans les ZNI ³⁵								
	Dispositifs sociaux								
Gaz	Obligation d'achat biométhane								
	Dispositifs sociaux								

³⁰ Les cases grisées indiquent que le type de charges indiqué dans la colonne ne s'applique pas à l'opérateur visé par la ligne.

³¹ Organismes mentionnés à l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie agréés pour la reprise de contrats d'obligation d'achat signés par EDF ou une ELD en métropole continentale.

³² Acheteur mentionné à l'article L. 314-26 du code de l'énergie désigné par l'autorité administrative, tenu de signer un contrat d'achat avec les producteurs bénéficiant du complément de rémunération qui en font la demande et qui justifient l'impossibilité de vendre leur électricité.

³³ Entreprises locales de distribution

³⁴ Autres qu'EDF, EDM, EEWF et les ELD.

³⁵ Hors contrats d'achat

**Annexe n° 4 : 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	2014 Réalisation	2015 Réalisation	2016 Prévision PAP	2016 Prévision actualisée	2017 Prévision	2017 Cible
	%	16,8	16,2	SO	17,5	18,3	18,3

OBJECTIF N° 2 : Contribuer à l'injection annuelle de 6,1 TWh de bio-méthane à l'horizon 2023

Indicateur 2.1 : Volume de bio-méthane injecté

Volume de bio-méthane injecté	Unité	2014 Réalisation	2015 Réalisation	2016 Prévision PAP	2016 Prévision actualisée	2017 Prévision	2017 Cible
	TWh	0,03	0,08	SO	0,24	0,6	0,6

**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 Prévision actualisée	2017 Prévision	2017 Cible
	M€	So	5 772	SO	5 579	4 351	4 351