

Compte d'affectation spéciale  
« Financement des aides aux  
collectivités pour  
l'électrification rurale »

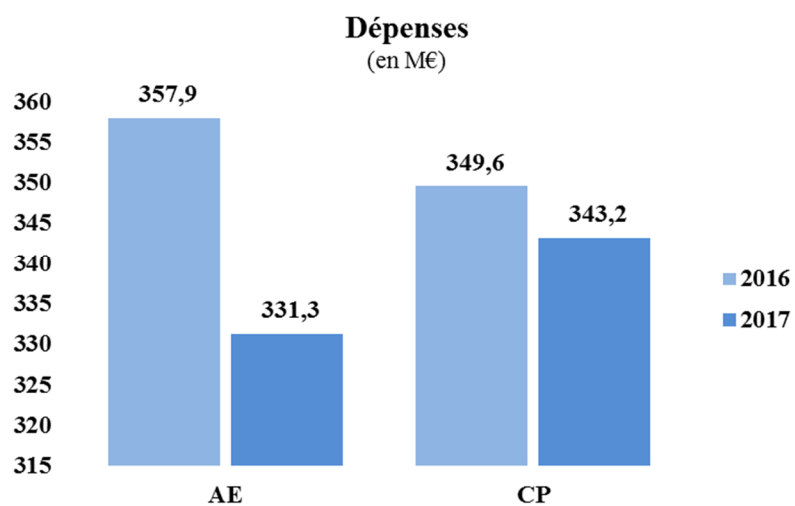
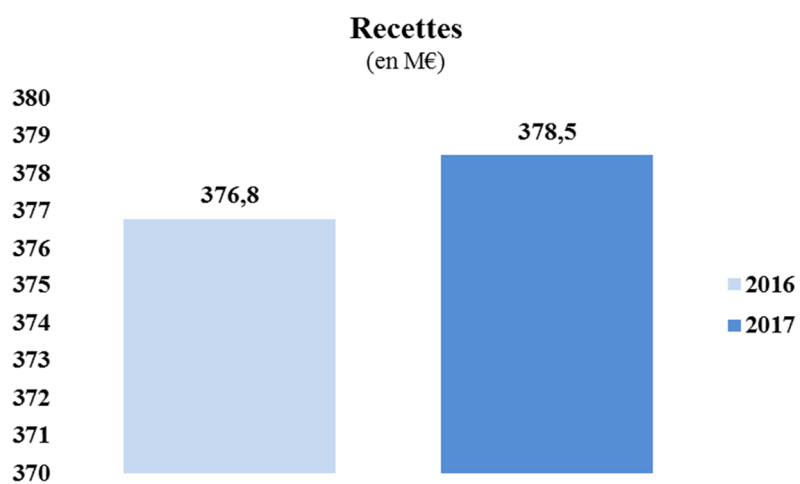
---

Note d'analyse  
de l'exécution budgétaire

2017

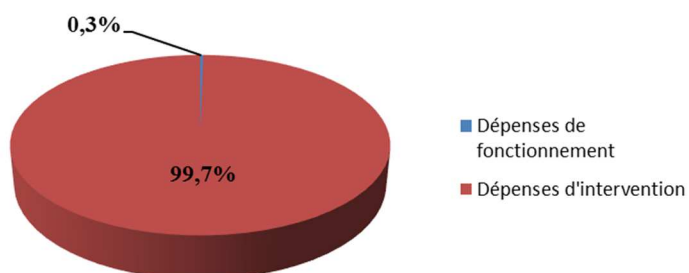
## Synthèse

### Les principales données du CAS FACÉ



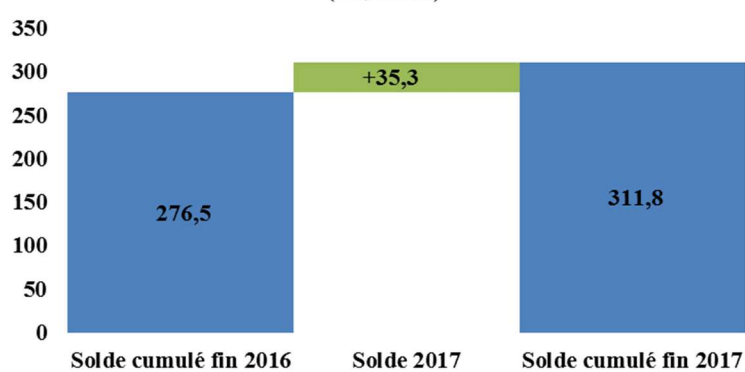
### Répartition de la dépense

(en % des CP)



### Soldes

(CP, en M€)



### **Les principales observations**

---

L'année 2017 s'inscrit en retrait par rapport à 2016 en termes de consommation de crédits : 47,5 M€ d'AE ouvertes en LFI n'ont pas été consommées, ainsi que 33,8 M€ de CP (contre respectivement 46,8 M€ d'AE et 27,4 M€ de CP en 2016).

Le programme 794 reste en sous-consommation chronique, situation préoccupante au regard des besoins auquel ce programme doit répondre, notamment en Outre-Mer.

L'année 2017 marque la fin de la mise à disposition de personnel d'EDF au bénéfice de la mission (à l'exception d'un agent). La nouvelle équipe, réduite, devra faire face à de nombreux enjeux d'évolutions du FACÉ, tant en termes d'amélioration de la gestion comptable et budgétaire des crédits du CAS, que d'amélioration des taux d'engagement et de décaissement, dans le but de répondre au mieux aux besoins des collectivités.

### **Les recommandations de la Cour**

#### **Le suivi des recommandations formulées au titre de la gestion 2016**

---

Les recommandations formulées par la Cour dans la NEB 2016 ont été partiellement mises en œuvre. Ces recommandations, sous réserve de quelques reformulations, restent d'actualité.

#### **Les recommandations formulées au titre de la gestion 2017**

---

Les recommandations consolidées pour la NEB 2017 sont donc les suivantes :

1. Définir un plan d'actions pour mieux dimensionner la consommation des CP en fonction des AE octroyées et éviter les très importants reports en CP
2. Adapter les aides pour mieux cibler les besoins des collectivités d'outre-mer en matière d'électrification rurale et engager une réflexion de fond pour améliorer l'efficacité globale du dispositif dans ces collectivités en y associant les parties prenantes
3. Poursuivre l'amélioration du dispositif de contrôle des travaux et de leur coût, et se doter rapidement d'une base de données fiable sur les caractéristiques des opérations, leur coût et leur efficacité
4. Améliorer la redevabilité et la gestion des retraits d'engagement

## Sommaire

<b>Introduction</b> .....	<b>6</b>
<b>1. LES RESULTATS DE L'EXERCICE</b> .....	<b>9</b>
1.1 Le solde .....	9
1.2 Les recettes : évaluation initiale, modifications en cours d'exercice et exécution.....	10
1.3 L'exécution de la dépense .....	12
1.4 La soutenabilité .....	17
<b>2. LES GRANDES COMPOSANTES DE LA DEPENSE</b> .....	<b>19</b>
2.1 Les dépenses d'intervention : le financement de travaux pour améliorer la qualité des réseaux de distribution d'électricité en zone rurale.....	19
2.2 Les dépenses de fonctionnement : le remboursement des mises à disposition de personnel par EDF.....	23
<b>3. LA QUALITE DE LA GESTION</b> .....	<b>25</b>
3.1 La conformité aux principes et règles du droit budgétaire ...	25
3.2 La démarche de performance .....	29
<b>4. LES RECOMMANDATIONS DE LA COUR</b> .....	<b>30</b>
4.1 Le suivi des recommandations formulées au titre de 2016...	30
4.2 Récapitulatif des recommandations formulées au titre de la gestion 2017 .....	31

## Introduction

Le FACÉ – Fonds d’amortissement des charges d’électrification – a été créé en 1936 pour compenser la faiblesse des investissements des opérateurs privés sur les réseaux de distribution de l’électricité dans les zones rurales. Aujourd’hui, le fonds soutient l’effort des collectivités locales qui, en zone rurale<sup>1</sup>, financent et exercent elles-mêmes la maîtrise d’ouvrage des travaux, en tant qu’autorités organisatrices de la distribution d’électricité (AODE), compétence dévolue aux concessionnaires en zone urbaine. Le regroupement des AODE, et donc de la maîtrise d’ouvrage, au niveau départemental, a été encouragé par le législateur. Ainsi, les modalités de versement des aides du FACÉ incluent depuis 2013 une incitation au regroupement à l’échelle départementale, puisque les AODE d’un département où le regroupement n’est pas effectif peuvent se voir pénalisées par une diminution de leur dotation. En conséquence, la départementalisation est quasiment achevée puisque seuls quatre départements n’avaient pas achevé leur regroupement en 2017. Le système repose sur un dispositif de péréquation, qui est assurée de deux façons : entre territoires, par un prélèvement sur les recettes des concessionnaires pour financer les investissements des AODE rurales, *via* le FACÉ, et entre abonnés, par un tarif d’utilisation des réseaux publics d’électricité (TURPE), qui garantit à tous les usagers un prix d’accès au réseau identique. Le mécanisme de financement des investissements dans les réseaux de distribution est résumé dans le schéma n°1.

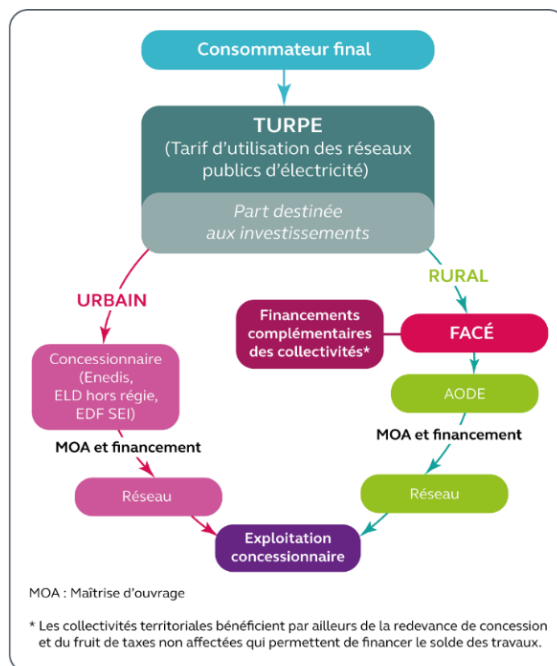
Grâce à ce dispositif, 40 % des investissements portent sur les réseaux ruraux, alors qu’ils représentent 54 % du linéaire et 22 % des abonnés. La qualité de la distribution et la sécurisation du réseau dans les territoires ruraux ont également été améliorées, avec une résorption moyenne des fils nus<sup>2</sup> de 4 à 5 000 km par an, soit une perspective de résorption complète à un horizon de 10 ans.

---

<sup>1</sup> La zone rurale regroupe les communes de moins de 2 000 habitants, non comprises dans une unité urbaine de plus de 5 000 habitants.

<sup>2</sup> Les réseaux basse tension aérien en fils nus sont les réseaux les plus fragiles car sensibles aux éléments extérieurs et exposés aux intempéries.

**Schéma n° 1 : financement des investissements  
sur les réseaux de distribution d'électricité  
(réseau basse tension)**



Source : Cour des comptes

Géré par la Caisse des dépôts et consignation à partir de 1936, puis par EDF de 1947 à 2011, le FACÉ a été transformé en compte d'affectation spéciale à partir de 2012, ses recettes constituant une contribution obligatoire justifiant le contrôle du Parlement et l'application de la LOLF<sup>3</sup>. Le compte d'affectation spéciale (CAS) *Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale* a en effet été créé par l'article 7 de la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 de finances rectificative pour 2011. La mise en œuvre de la réforme a engendré des difficultés concrètes, retardant les travaux et le paiement des entreprises. Des problèmes de gestion – relatifs par exemple à l'organisation du circuit des recettes faisant courir un risque avéré de pertes de recette ou la mise à disposition, non conforme à la LOLF, d'agents d'EDF – ont été également soulevés

<sup>3</sup> Loi organique n° 2001-692 du 1<sup>er</sup> août 2001 relative aux lois de finances.

précédemment par la Cour. Les recommandations formulées à cette occasion ont été partiellement mises en œuvre.

Le décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 modifié fixe les règles de gestion des aides à l'électrification rurale, qui sont elles-mêmes précisées par un arrêté du 27 mars 2013. La gouvernance du FACÉ repose sur une instance consultative, le conseil à l'électrification rurale, représentant les AODE, les distributeurs et l'administration. La gestion et le secrétariat du conseil sont assurés par une « mission pour le financement des travaux d'électrification rurale » intégrée à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

Le CAS retrace en recettes la contribution versée par les gestionnaires de réseaux, assise sur les kilowatts-heures distribués l'année précédente via les lignes basse tension.

Le CAS comporte deux programmes placés sous la responsabilité du directeur général de l'énergie et du climat : le programme 793 – *électrification rurale* (369,6 M€ en LFI), et le programme 794 (7,4 M€) – *opérations de maîtrise de la demande d'électricité, de production par des énergies renouvelables ou de proximité dans les zones non interconnectées, déclarations d'utilité publique et intempéries*.

Le programme 793 a pour objet principal le renforcement et la sécurisation des réseaux d'électrification rurale. Son objectif stratégique est la résorption des réseaux basse tension en fils nus qui ne transportent plus l'électricité s'ils tombent, et dont la fragilité s'accroît lorsqu'ils sont de faible section. La qualité de l'approvisionnement passe également par la suppression des « départs mal alimentés » (capacité électrique de l'ouvrage de distribution insuffisante au regard du nombre d'abonnés).

Le programme 794 finance des actions en zone non interconnectée (ZNI) au réseau continental. Son objectif prioritaire est le financement d'unités de production décentralisée d'électricité, notamment dans les départements, régions et collectivités d'outre-mer. Il favorise également la production à partir de sources renouvelables, pour éviter des extensions de réseaux. Le programme peut encourager d'autres actions : production d'électricité à partir d'énergies renouvelables pour des sites isolés en dehors des outre-mer, actions de maîtrise de l'énergie permettant d'éviter l'extension ou le renforcement des réseaux.



## 1. LES RESULTATS DE L'EXERCICE

### 1.1 Le solde

L'aperçu général de l'exercice peut être résumé dans le tableau n° 1 ci-dessous.

**Tableau n° 1 : Aperçu général de l'exécution 2017**

En M€	Programme 793		Programme 794		Total CAS	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
<b>LFI 2017</b>	369,6	369,6	7,4	7,4	377,0	377,0
<b>Mouvements de crédits</b>	37,2	267,1	9,4	9,2	46,6	276,3
<i>Dont reports</i>	37,2	267,1	9,4	9,2	46,6	276,3
<b>Crédits disponibles (a)</b>	406,8	636,8	16,8	16,6	423,6	653,4
<b>Crédits consommés</b>	<b>330,1</b>	<b>342,3</b>	<b>1,2</b>	<b>0,9</b>	<b>331,3</b>	<b>343,2</b>
<b>Écart entre crédits disponibles et consommés</b>	<b>76,7</b>	<b>294,5</b>	<b>15,6</b>	<b>15,7</b>	<b>92,3</b>	<b>310,2</b>
<b>Solde au 31/12/2016</b>	<b>276,5</b>					
<b>Recettes perçues en 2017</b>	<b>378,5</b>					
<b>Écart entre recettes et CP 2017</b>	<b>35,27</b>					
<b>Solde au 31/12/2017</b>	<b>311,8</b>					
<b>LFI 2018</b>	352,8	352,8	7,2	7,2	360,0	360,0

(a) LFI + reports

Source : Documents budgétaires et Chorus INF-BUD-40

La totalité des AE non engagées et des CP non consommés doit être reportée en 2018. 46,6 M€ d'AE et 276,3 M€ de CP ont été reportés entre 2016 et 2017. Entre 2017 et 2018, ces reports augmentent encore pour atteindre 65,4 M€ d'AE et 303,3 M€ de CP.

Les reports structurels d'AE s'expliquent en partie par la possibilité pour les AODE de transmettre leurs dossiers de demandes de subventions jusqu'au 31 décembre de l'année de gestion en cours : en 2017 49 M€ de demandes de subventions sur le P793 ont ainsi été reçues trop tardivement pour pouvoir être engagées en 2017. Concernant les CP, la sous-consommation illustre la difficulté persistante d'une partie des AODE à solder les programmes de travaux dans les délais impartis (quatre ans maximum). Cela conduit à une accumulation de crédits reportés d'une année sur l'autre et à une augmentation régulière du solde du CAS.

Alors qu'en 2016 et en 2017 le compte d'affectation spéciale FACÉ s'est vu attribuer 377 M€ en AE et en CP dont 369,6M€ pour le P793 et 7,4 M€ pour le P794, son budget va diminuer de - 45 % en 2018 pour atteindre 360 M€ dont 352,8 M€ pour le P793 et 7,2M€ pour le P794. Pour 2018, un même taux de réduction des crédits de - 4,5 % a été appliqué aux crédits de toutes les principales actions du CAS, sans priorisation au sein des dépenses du FACÉ. La diminution du budget en 2018 devrait limiter le montant des reports de crédits et engager la décroissance du solde de trésorerie du CAS.

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

377 M€ de recettes ont été votées en LFI 2017 dont l'intégralité provient de la contribution des gestionnaires de réseaux publics de distribution. Aucune recette diverse ou accidentelle n'était prévue.

Pour l'année 2017, l'arrêté du 25 septembre 2017 fixe le taux de contribution à :

- 0,191450 centime d'euro par kilowattheure pour les communes urbaines (contre 0,188767 en 2016) ;

- 0,038290 centime d'euro par kilowattheure pour les communes rurales (contre 0,037753 en 2016).

En LFI 2018, le budget du CAS diminuant de - 4,5 % avec 360 M€ de recettes votées, le taux des contributions dues par les gestionnaires de réseau devra être ajusté afin de tenir compte de cette baisse de ses crédits.

Les principaux contributeurs au CAS FACÉ sont soumis au régime normal mensuel d'imposition en matière de TVA. Les contributions versées au bénéfice des aides à l'électrification rurale étant acquittées comme en matière de TVA, celles-ci sont donc généralement calculées mensuellement et liquidées le mois suivant. À ce titre, un léger écart peut exister entre la contribution au titre d'une année et la contribution versée

au CAS FACÉ cette même année. Le montant des recettes attendues étant cependant stable depuis plusieurs années, cela ne devrait pas prêter à conséquence.

En revanche, il existe un décalage entre les recettes attendues et effectivement perçues. La création du CAS s'est assortie du passage d'un système dans lequel la DGEC organisait la perception des recettes sur un compte d'EDF, à un système de paiement d'une contribution encaissées par les comptables publics « *comme en matière de taxe sur le chiffre d'affaires* ». Toutefois la persistance d'une déclaration d'assiette auprès de la seule DGEC et d'un calcul par celle-ci de la contribution due, qu'elle notifie à chaque redevable, complexifie le circuit des recettes, et brouille les rôles de chacun notamment en matière de liquidation et de déclaration. Le protocole de 2016 entre la DGEC et la DGFIP a conduit à ce que la DGEC transmette à la DGFIP les données relatives aux kWh distribués par chacun des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) pour chacun des exercices considérés afin qu'elle puisse procéder aux vérifications nécessaires et au recouvrement des éventuelles contributions impayées. Cela a permis à la DGFIP d'expliquer 90 % des écarts observés par le passé, d'un montant total de 3,3 M€, principalement imputables à des erreurs déclaratives de la part des redevables. L'identification de ces écarts a conduit les services des impôts à demander aux opérateurs concernés de justifier ou corriger leur situation ; les régularisations des erreurs comptables ont également été engagées. Cela peut expliquer le montant des recettes perçues en 2017, qui est supérieur au montant notifié pour la même année.

Une partie de l'écart constaté s'explique également par l'application de taux arrondis à l'assiette des contributions par rapport aux taux fixés par arrêté. La quasi-totalité de l'écart de 0,2 M€ résultant de ces arrondis tient à l'exercice 2012 pour lequel les taux retenus étaient insuffisamment précis. Des mesures ont été prises les années suivantes pour éviter que ce phénomène se répète.

**Tableau n° 2 : Évolution des recettes versées au CAS**

Année (en €)	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<i>Recettes votées</i>	377 000 000	377 000 000	377 000 000	377 000 000	377 000 000	377 000 000
<i>Recettes notifiées par la DGEC</i>	376 751 317	376 998 117	377 000 647	377 000 000	377 000 000	377 000 000
<i>Recettes versées au CAS</i>	376 463 460	376 445 254	376 319 988	375 167 094	376 786 223	378 488 932

Source : DGEC et documents budgétaires

### 1.3 L'exécution de la dépense

La transformation du FACÉ en compte d'affectation spéciale s'est accompagnée d'une simple transposition des actions et des modes de financements antérieurs et de la constitution de deux programmes budgétaires très inégaux en masse. À la suite d'exercices 2012, 2013 et 2014 marqués par des retards importants d'engagement et de consommation des crédits, imputables à la mise en place des procédures de gestion des crédits au sein du ministère lors de la création du CAS ainsi qu'à des difficultés organisationnelles ayant perturbé la gestion normale des dossiers d'aides, les exécutions 2016 et 2017 sont venues confirmer les progrès déjà constatés en 2015. Le taux de consommation des autorisations d'engagements s'est établi à 89 % en 2017 (il était néanmoins de 93 % en 2016).

Pour le premier programme, une répartition des droits à subvention entre départements est effectuée ; elle repose sur les données recueillies tous les deux ans dans le cadre des inventaires permettant de faire le point localement sur l'état du réseau. A ces données sont appliquées des formules de calcul définies à l'annexe de l'arrêté du 27 mars 2013. Pour le second programme, il s'agit de financements de projets (sites isolés et réalisation d'installations de production de proximité dans les ZNI, zones non interconnectées à un réseau intercommunal - communes de l'intérieur de la Guyane, Mafate à La Réunion essentiellement). Chacun des deux programmes du CAS n'est constitué que d'un seul BOP. Les programmes sont divisés en sous-programmes ou actions dont la liste a été modifiée en 2013 faisant notamment passer deux actions, « déclaration d'utilité publique » et « intempéries », du programme 794 au 793. Les décaissements relatifs aux engagements antérieurs restent imputés au 794, dont l'intitulé comporte toujours ces deux actions, ce qui n'est pas en cohérence avec la réalité.

### 1.3.1 Le programme (principal) 793

Les aides versées au titre du programme 793 visent à financer, dans les territoires ruraux, des investissements sur les réseaux de distribution publique d'électricité avec diverses finalités. Les enveloppes du programme sont réparties au sein de différents sous-programmes correspondant à chacune de ces finalités : renforcements, extensions, enfouissement, sécurisation fils nus et sécurisation fils nus de faible section, « DUP-THT » (aides à l'enfouissement des réseaux basse tension en contrepartie des contraintes liées à la création d'une ligne très haute tension) et « intempéries » (renforcement anticipé de réseaux basse tension altérés par des intempéries). L'exécution du programme 793 peut être résumée dans le tableau n°3 ci-dessous.

**Tableau n° 3 : Exécution du programme 793 en 2017 (M€)**

Action : n°/libellé		LFI 2016	Consommé 2016	LFI 2017	AE 2017	CP 2017	Écart LFI/consommation CP 2017
3	Renforcement des réseaux	184	163,1	<b>172,0</b>	<b>152,8</b>	<b>157,0</b>	<b>-15 (-9 %)</b>
4	Extension des réseaux	46,7	43,7	<b>42,7</b>	<b>38,8</b>	<b>45,0</b>	<b>+2,3 (+5 %)</b>
5	Enfouissement et pose en façade	55,5	42,8	<b>44,5</b>	<b>38,7</b>	<b>47,8</b>	<b>+3,3 (+7 %)</b>
6	Sécurisation des fils nus (hors faible section)	39	50,3	<b>51,0</b>	<b>45,2</b>	<b>45,0</b>	<b>-6 (-11 %)</b>
7	Sécurisation des fils nus de faible section	42	53,6	<b>55,0</b>	<b>47,7</b>	<b>43,9</b>	<b>-11,1 (-20 %)</b>
8	Fonctionnement	1,4	0,3	<b>1,4</b>	<b>0,8</b>	<b>1,1</b>	<b>-0,3 (-21 %)</b>
9	Déclaration d'utilité publique (THT)	0,5	0,5	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0</b>
10	Intempéries	0,5	2,8	<b>2,5</b>	<b>5,7</b>	<b>2,0</b>	<b>-0,5 (-20 %)</b>
<b>Total</b>		369,6	357,1	<b>369,6</b>	<b>330,2</b>	<b>342,3</b>	<b>-27,3 (-7 %)</b>

Source : Extraits Chorus INF-BUD-40

Les sous-programmes « renforcements » et « sécurisation des réseaux (fils nus et fils nus de faible section » constituent les postes principaux de dépenses et représentent respectivement 46 % et 26 % des aides du P793 en 2017. La répartition des crédits est légèrement différente de celle de l'année 2016. Un effort supplémentaire a été fait sur les programmes de sécurisation des fils nus en 2017 par rapport à 2016.

L'analyse générale de l'exécution du programme, présentée au 1.1 (voir *supra*), fait apparaître un écart entre AE disponibles et engagées de 76,7 M€. Cet écart se décompose de la façon suivante :

- 49 M€ correspondant à des demandes de subventions tardives des collectivités ;
- Environ 15,7 M€ de programmations de travaux inférieures aux droits à subvention notifiés ;
- Un reliquat de 3 M€ provenant de la ligne « frais de gestion » du CAS lié à la réduction des dépenses de fonctionnement du CAS FACÉ (déménagement de la mission, qui a réintégré les locaux de l'administration en 2014 puis diminution des effectifs mis à disposition par EDF depuis 2015) ;
- Un retard dans la mise en œuvre du PEI Corse (9 M€ non consommés à ce stade).

La consommation de CP en 2017 est légèrement inférieure à la consommation de CP de 2016 (respectivement 342,3 M€ et 349 M€). L'ensemble des dossiers transmis par les AODE en 2017 a toutefois été instruit par les services du MTES. Ce recul de la consommation de CP est donc le signe d'une difficulté persistante d'une partie des AODE à solder les programmes de travaux dans les délais impartis, comme le révèle également l'augmentation régulière du stock d'aides non consommées.

Le mécanisme des pénalités associées à ces aides non consommées devrait pourtant inciter les collectivités à faire décroître ce stock. En effet, depuis la création du CAS et dans le prolongement des pratiques antérieures, les dotations des départements ayant un stock d'aides non consommées trop important sont diminuées de 5, 10 ou 25 % pour des stocks supérieurs respectivement à deux, trois ou quatre années de dotation annuelle, afin de les inciter à utiliser les aides notifiées dans des délais plus courts. Le volume des pénalités pour stocks en 2017 représentait environ 2,5 M€. Les montants libérés ont été réintégré dans le calcul de la répartition et répartis au stade du lissage entre les autres départements.

Les départements d'outre-mer sont particulièrement touchés par la sous-consommation de CP, en particulier la Guadeloupe, la Martinique et la Guyane. Les consommations de CP de ces AODE peuvent néanmoins être irrégulières, dans la mesure où, du fait de leurs choix de gestion, ces

collectivités ne demandent aucun acompte au fur et à mesure de l'avancée de travaux et demandent le versement de la totalité de l'aide au moment du solde, en fin d'année N+3 : il y a donc à tout moment l'équivalent de trois années de programmation en AE qui n'ont donné lieu à aucun paiement.

### **1.3.2 Le programme (spécial) 794**

Le programme 794 soutient des opérations particulières d'électrification rurale. L'objectif premier de ce programme est le financement d'unités de production décentralisées d'électricité, notamment outre-mer, pour éviter des extensions trop coûteuses de réseaux, mais également de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables<sup>4</sup>. Ce programme permet également d'encourager diverses autres actions, dont le bien-fondé fait l'objet d'un examen au cas par cas : installation de production d'électricité au bénéfice de sites isolés hors DROM, actions de maîtrise de l'énergie (MDE) permettant d'éviter ou de différer l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution. Contrairement aux aides du programme 793 qui font l'objet de dotations, les aides du programme 94 sont attribuées par projet, conformément à l'article 13 du décret du 14 janvier 2013. L'exécution globale du programme 794 est résumée dans le tableau n°4.

---

<sup>4</sup> Les centrales des communes de l'intérieur de la Guyane qui sont financées par le FACÉ appartiennent aux communes. Elles sont confiées au gestionnaire du réseau de distribution (EDF) qui en assure l'exploitation. Les ouvrages sont donc remis à titre gratuit à l'opérateur : EDF ne perçoit au titre de la compensation des charges liées à la production d'électricité dans les ZNI (Programme 345), que la part correspondant aux surcoûts de production (pas de rémunération des capitaux investis).

Tableau n° 4 : Exécution du programme 794 en 2017 (M€)

Action : n°/libellé		LFI	AE	CP	Écart LFI/consommation on CP
2	Sites isolés	2	0,58	0,17	-1,83 (-91 %)
3	Installations de proximité en ZNI	4	0,50	0,68	-3,32 (-83 %)
4	Maîtrise de la demande d'énergie	1,4	0,11	0,07	-1,33 (-95 %)
5	Déclaration d'utilité publique (THT - Engagements antérieurs au 1/1/2013)	0	0	0	0
6	Intempéries (Engagements antérieurs au 1/1/2013)	0	0	0	0
<b>Total</b>		<b>7,4</b>	<b>1,19</b>	<b>0,92</b>	<b>-6,48 (-88 %)</b>

Source : extraits Chorus INF-BUD-40

Comme l'ont mentionné les NEB des années précédentes, le programme 794, bien que doté d'un très faible montant, est toujours marqué par une forte sous-consommation de crédits : seuls 16 % des AE et 12 % des CP ont été consommés en 2017. Cela tient principalement à l'absence de projets significatifs proposés en outre-mer, qu'il s'agisse des projets d'installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables dans les sites isolés, d'installations de proximité dans les zones non interconnectées (ZNI) ou de projets de maîtrise de la demande d'énergie. Les AODE ont ainsi des difficultés à monter des projets et à les mener à bien dans les délais impartis, notamment du fait des spécificités du terrain, mais aussi de leur structuration : la création de syndicats départementaux susceptibles de mener les travaux en lieu et place des communes serait probablement opportun. Il semble également que les AODE ne soient pas suffisamment au fait des possibilités de financements de projets, par exemple de maîtrise de la demande d'énergie. Les actions d'informations devraient être renforcées en 2018, suivant en cela une recommandation du rapport précité de la Cour sur le FACÉ. Un partenariat avec des institutions agissant déjà sur ces thématiques dans ces territoires



pourrait être opportun (AFD<sup>5</sup> ou CDC<sup>6</sup> par exemple au-delà des DEAL<sup>7</sup> déjà présentes). Par ailleurs, même si la DGOM<sup>8</sup> est déjà ponctuellement associée sur les thématiques spécifiques à l'outre-mer, elle pourrait utilement intégrer formellement le Conseil à l'Électrification Rurale (CER). Malgré l'ensemble de ces difficultés chroniques, le programme 794 se voit doté, en 2018, d'un niveau de crédits de 7,2 M€ (seulement inférieur de - 2,7 % à celui de 2017), ce qui entraînera probablement une nouvelle sous-consommation des crédits.

Plus globalement il convient de s'interroger sur la pertinence des actions financées par le programme 794 et leurs modalités. Ainsi que le souligne la Cour dans son rapport sur le CAS FACÉ (exercices 2012 à 2015), nombre d'opérations réalisées au titre du sous-programme « sites isolés » se sont révélées inefficaces. Quant au sous-programme qui finance des opérations de maîtrise de la demande en électricité, il doit être rénové pour plus d'efficacité. Enfin, les règles du P794 doivent être adaptées aux besoins des outre-mer (spécificités du terrain telles que l'inaccessibilité, difficultés en matière de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, etc.).

## 1.4 La soutenabilité

Une réflexion a été engagée pour permettre, dans le contexte du regroupement de communes et de la création de communes nouvelles, le maintien dans le régime rural de communes qui dépassent désormais le seuil de 5 000 habitants sans pour autant avoir perdu leurs caractéristiques intrinsèquement rurales. La piste privilégiée par la DGEC aujourd'hui est d'élargir la faculté dont dispose le préfet, meilleur juge des circonstances locales et du contexte particulier de son département, d'étendre le bénéfice des aides à l'électrification rurale à certaines communes, en introduisant un critère additionnel pour les communes dont la population serait comprise entre 5 000 et 10 000 habitants. Ce critère pourrait être fondé sur la densité de population à un niveau qui reste à définir (entre 100 et 150habitants/km<sup>2</sup>). En fonction du seuil retenu, ces nouvelles règles pourraient occasionner le reclassement en régime rural de 50 à 120 communes actuellement classées urbaines, soit une population comprise entre 340 000 et 775 000 habitants.

---

<sup>5</sup> Agence française de développement.

<sup>6</sup> Caisse des dépôts et consignations.

<sup>7</sup> Directions de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement.

<sup>8</sup> Direction générale des outre-mer du Ministère des outre-mer.

Actuellement 27 000 communes bénéficient des aides du FACÉ, pour une population de 16,8 millions d'habitants. La réforme envisagée conduirait à augmenter la population bénéficiaire de moins de 5 %. Son impact serait donc probablement modeste sur les équilibres du CAS, mais il mériterait néanmoins d'être évalué, notamment dans la perspective de la baisse des crédits du CAS en 2018.

## **2. LES GRANDES COMPOSANTES DE LA DEPENSE**

Les dépenses inscrites au budget du CAS FACÉ relèvent du titre 6 (dépenses d'intervention) pour 99,7 % d'entre elles et, pour le reste, du titre 3 (dépenses de fonctionnement).

### **2.1 Les dépenses d'intervention : le financement de travaux pour améliorer la qualité des réseaux de distribution d'électricité en zone rurale**

Il s'agit en totalité de dépenses discrétionnaires, leur engagement étant subordonné à la disponibilité des crédits. Toutes les actions du programme principal sont aidées de la même manière (80 % du total HT) depuis de nombreuses années.

#### **2.1.1 La question des règles de répartition des crédits**

Le Conseil à l'Électrification Rurale (CER) du 2 mars 2017 a soulevé la question de la fongibilité des sous-programmes (« actions » au sens budgétaire) « renforcements des réseaux » et « extensions des réseaux ». En effet ces deux sous-programmes ne sont actuellement pas fongibles parce que le décret n°2013-46 du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale établit que la répartition des crédits entre les deux programmes est figée par le ministre chargé de l'énergie, après avis du CER. Or une répartition respectivement de 20%-80% entre les sous-programmes d'extension et de renforcement rendus non fongibles<sup>9</sup> a été mise en place à partir de 2014.

Ceci peut poser problème notamment pour les territoires ultramarins. Ces modalités de calcul ne sont par exemple pas adaptées à la Guyane, qui a exprimé le besoin d'une règle spécifique de répartition des crédits plus favorable à l'extension des réseaux : en Guyane le linéaire du

---

<sup>9</sup> Cette clé de répartition 80%-20% est fixée par le Conseil à l'électrification rurale, qui l'a reconduite tacitement depuis la création des deux sous-programmes en 2013. Elle reflète sa position selon laquelle la vocation du FACÉ n'est pas de participer aux opérations d'extension. Dans le cas de l'extension de réseaux en effet, le FACÉ constitue un dispositif dérogatoire au droit commun, qui est fixé par la loi SRU (la loi fixe les modalités de financement des frais d'extension de réseau).

réseau de distribution est faible et nécessite d'être étendu. La Guyane a ainsi bénéficié en 2015 d'une dotation exceptionnelle de 0,5 M€ sur la ligne extension-renforcement, accompagnée, à titre expérimental, d'une dérogation à la clé de répartition entre renforcement et extension, pour la porter à 70%-30%<sup>10</sup>. De même, la Guyane a bénéficié d'une dotation exceptionnelle de 1 M€ sur l'enveloppe « extensions » en 2017 à partir des reliquats 2016. Toutefois, au-delà de dispositions exceptionnelles prises au cas par cas, d'autres modulations de critères pourraient être envisagées pour les territoires ultramarins (par exemple : une fusion des lignes « extensions » et « renforcement »)<sup>11</sup>. À terme, il pourrait également être envisagé de créer un sous-programme spécial à destination des territoires à forte dynamique démographique et présentant de forts besoins de première électrification (Guyane, mais également Mayotte).

Les règles de répartition géographique à l'intérieur des sous-programmes<sup>12</sup> sont également à l'origine de certaines rigidités (voir *infra*). Comme cela a été souligné lors des débats du CER du 2 mars 2017, les attributions au titre des extensions sont ventilées entre les départements avec la même clé de répartition que pour les renforcements – c'est-à-dire sur la base de critères élaborés pour limiter les départs mal alimentés et les contraintes de flux –, alors que l'identification des besoins n'a pas grand-chose à voir entre l'un et l'autre.

### 2.1.2 La répartition géographique des crédits

L'analyse de la répartition géographique des crédits consommés (en CP) est résumée dans le tableau n°5.

Elle permet notamment d'illustrer la concentration de la consommation des crédits du P794 sur la Guyane. La reprise du programme d'électrification du cirque de Mafate pourrait cependant modifier cet équilibre pour les années à venir. Elle permet également de souligner la faiblesse de la consommation de crédits de la Guyane sur le P793, malgré l'ampleur des besoins d'extension de réseau dans le département (cf. *supra* concernant la question des rigidités introduites par les règles de répartition de crédits).

---

<sup>10</sup> Cf : PV du CER du 5 mars 2015.

<sup>11</sup> Cf : Cour des Comptes, Relevé d'observations définitives relatives au compte d'affectation spécial « financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale », Exercices 2012-2015.

<sup>12</sup> Cette clé de répartition est définie par l'arrêté du 27 mars 2013 pris en application du décret n°2013-46 du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

**Tableau n° 5 : Répartition des dépenses du CAS, des droits à subvention et des montants engagés par région métropolitaine et/ou département en 2017**

	Crédits consommés en 2017 (€) - CP				Répartition des droits à subvention sur le P793	Montants engagés en AE sur le P793 en 2017
	% des crédits du CAS	Total CAS	Dont P794	Dont P793		
Occitanie	18,44 %	63 081 208	170 806	62 910 402	62 767 000	62 424 195
Nouvelle-aquitaine	18,29 %	62 566 666	0	62 566 666	71 426 000	63 159 074
Auvergne – Rhône-Alpes	11,51 %	39 381 594	0	39 381 594	44 392 000	28 148 145
Bretagne	10,20 %	34 904 585	27 459	34 877 126	42 072 000	45 612 307
Normandie	9,27 %	31 729 639	0	31 729 639	31 855 000	15 402 000
Pays-de-la-Loire	7,46 %	25 514 217	0	25 514 217	33 848 000	33 839 108
Centre – Val-de-Loire	5,96 %	20 390 284	0	20 390 284	17 374 000	15 478 144
Bourgogne – Franche-Comté	4,88 %	16 695 131	18 800	16 676 331	12 028 000	9 909 000
Provence-Alpes-Côte-D'azur	3,61 %	12 367 643	690	12 366 953	9 207 000	9 035 885
Hauts-de-France	2,37 %	8 116 131	21 554	8 094 577	7 777 000	4 981 323
Corse	2,34 %	8 012 035	0	8 012 035	4 977 000	7 513 250
Grand-Est	2,00 %	6 856 752	0	6 856 752	7 767 000	5 388 973
Ile-de-France	0,49 %	1 678 759	0	1 678 759	3 055 000	2 848 000
<b>Sous-Total Régions métropolitaines</b>	<b>96,83 %</b>	<b>331 294 644</b>	<b>239 309</b>	<b>331 055 335</b>	<b>348 545 000</b>	<b>303 739 405</b>
La Réunion	1,01 %	3 470 959	0	3 470 959	7 202 000	7 183 000
Guadeloupe	0,90 %	3 073 005	0	3 073 005	3 169 000	3 169 000
Martinique	0,54 %	1 853 000	0	1 853 000	1 210 000	0
Mayotte	0,38 %	1 298 313	0	1 298 313	2 496 000	0
Guyane	0,34 %	1 164 238	677 520	486 718	2 771 000	1 905 360
Saint-Martin	0,00 %	0	0	0	138 000	0
Saint-Barthélemy	0,00 %	0	0	0	100 000	0
Saint-Pierre et Miquelon	0,00 %	0	0	0	706 000	706 000
<b>Sous-Total DOM</b>	<b>3,17 %</b>	<b>10 859 515</b>	<b>677 520</b>	<b>10 181 995</b>	<b>17 792 000</b>	<b>1 2963 360</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100,00 %</b>	<b>342 154 159</b>	<b>916 829</b>	<b>341 237 330</b>	<b>366 337 000</b>	<b>316 702 765</b>

Source : Cour des comptes d'après extraction Chorus INF-BUD-53

Sur les 366,4 M€ de droits à subventions ouverts sur le programme 793 en 2017 et répartis par départements après avis du CER du 2 mars 2017, seuls 316,7 M€ (soit 86,4 %) ont été réellement engagés. Dans certaines régions (ex : Normandie, Auvergne Rhône-Alpes), des montants très significatifs de subventions ne sont pas engagés.

49,7 M€ doivent être engagés en 2018 sur les reports, ce qui correspond à l'ordre de grandeur des AE non consommées sur les crédits ouverts en LFI 2017, qui s'élèvent à 47,5 M€, mais est toutefois d'un montant supérieur. Les droits à subvention, répartis chaque année entre les AODE à partir des crédits ouverts en LFI, sont en effet complétés par des subventions pour les programmes spéciaux du P793 (voir *infra*), ce qui justifie un montant d'engagement prévisionnel plus important que le montant prévu par la LFI (373,7 M€ d'engagements prévus pour 369,6 M€ ouverts en LFI).

Le programme exceptionnel d'investissement (PEI) en Corse fait partie de ces programmes spéciaux. Il a été financé grâce à des « recyclages » d'AE<sup>13</sup>. Son échéancier de financement est le suivant :

**Tableau n° 6 : Échéancier des financements au titre du PEI Corse**

En M€	2016	2017	2018	2019	2020	Total
2A	2,193	1,313	1,313	1,313	1,313	7,445
2B	1,59	1,59	1,59	1,59	1,608	7,968
<b>Total</b>	<b>3,783</b>	<b>2,903</b>	<b>2,903</b>	<b>2,903</b>	<b>2,921</b>	<b>15,413</b>

Source : DGEC

On peut d'ailleurs noter que l'évaluation du retard de consommation au titre du PEI, estimé à 9 M€ par la DGEC en 2017, paraît donc excessif au vu des financements prévus en 2016-2017 (6,7 M€ dont 2,9 M€ pour 2017).

D'autres opérations exceptionnelles ont bénéficié quant à elles de reliquats d'AE en 2017 :

- Une subvention exceptionnelle de 1 M€ sur le sous-programme « extensions » en Guyane ;

<sup>13</sup> Un arrêté, daté du 3 novembre 2016, pris en application de l'article 160 du décret n°2012-1246 du 7 novembre 2012, a rendu, à titre exceptionnel, les AE apurées des années 2008 et 2009 disponibles pour de nouveaux engagements dans la limite d'un montant global de 15,1 M€. 10,65 M€ de retraits d'engagements ont ainsi été recyclés pour financer le PEI Corse en 2016.

- Un complément à la subvention accordée au Finistère en 2016 au titre du sous-programme intempéries de 1,6 M€ ;
- 1,7 M € venus abonder le sous-programme « intempéries » de 2017.

En 2018, sous réserve des priorités définies en accord avec le Conseil à l'électrification rurale, la mission FACÉ compte utiliser le reliquat de 3 M€ sur la ligne « frais de gestion » du CAS (cf. *supra*) pour financer d'autres besoins exceptionnels. Il s'agit notamment des demandes liées à la reconstruction des réseaux à Saint-Barthélemy et Saint Martin à la suite du passage de l'ouragan Irma (chiffrées à ce stade par EDF à 30 M€), ainsi qu'à des demandes résiduelles liées à la tempête Zeus qui a traversé la France en mars 2017 (9 M€).

## 2.2 Les dépenses de fonctionnement : le remboursement des mises à disposition de personnel par EDF

Les frais de fonctionnement sont en totalité imputés sur le programme 793, bien qu'ils concernent également le programme 794. Ces montants concernent essentiellement les mises à disposition (MAD) d'agents par EDF pour la mission électrification rurale. En 2017, les dépenses de fonctionnement exécutées se sont élevées à 1 067 813 € (soit +460 %) par rapport à l'année 2016. Le montant élevé des paiements en 2017 s'explique par le fait qu'en 2016, EDF n'a adressé au ministère de l'environnement qu'une partie des factures de remboursement des MAD au titre de 2016. Une autre partie des mises en paiement de 2016 a subi le gel de fin d'année mis en œuvre à la demande du ministère des finances. Les factures EDF au titre de 2016 ont donc été payées en 2017. Les paiements réalisés en 2017 ont ainsi permis de solder l'ensemble des remboursements des mises à disposition d'agents d'EDF à l'exception du dernier trimestre 2017 et des salaires à verser à un agent de l'entreprise qui restera à la DGEC jusqu'à son départ en retraite au printemps 2018.

**Tableau n° 7 : Dépenses exécutées –Titre 3 (CP en €)**

2012	2013	2014	2015	2016	2017
17 218	80 060	1 598 964	1 126 434	191 359	1 067 813

Source : DGEC

Si la mise à disposition d'agents par EDF a pu se justifier lors de la création du CAS et corrélativement de la mission FACÉ au sein du ministère de l'environnement, afin d'assurer la continuité du service et de conserver les compétences des agents en fonction, elle paraissait de moins en moins justifiée ces dernières années. La reconduction de cette convention a ainsi été régulièrement dénoncée par la Cour dans les NEB précédentes. La situation va significativement évoluer en 2018 puisque les conventions de mise à disposition individuelles arrivées à échéance le 31 décembre 2017 n'ont pas été reconduites. Seul un agent EDF a vu sa mise à disposition reconduite jusqu'à son départ en retraite prévu courant 2018.

Le remplacement des six agents mis à disposition sera mis en œuvre grâce à l'ouverture de trois postes budgétaires supplémentaires imputés sur le programme 217 de la mission « Écologie, développement et mobilité durables ». Deux agents ont d'ores et déjà été recrutés et le processus de recrutement d'un agent supplémentaire est en cours. L'équipe de la mission FACÉ sera donc constituée de 4 agents alors qu'elle en comptait 7 au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

Ces frais de fonctionnement incluent 31 200 € de frais logistiques de la mission d'électrification rurale (frais de mission, frais d'acheminement, location de salle pour le CER, etc.), l'ensemble des frais ayant été mis en paiement sur l'exercice.

Les dépenses de fonctionnement programmées en LFI 2018 s'élèvent à 1,2 M€ contre 1,4 M€ programmées en LFI 2017. Le montant programmé pour 2018, particulièrement élevé compte-tenu de la mise en extinction de la convention de mise à disposition (MAD) de personnels EDF, était dû à l'incertitude du calendrier de l'extinction de ces MAD lors de la préparation du PLF 2018. Le MTES signale que « *la programmation définitive qui sera présentée au Conseil à l'électrification rurale en mars 2018 a été révisée : les frais de fonctionnement se limiteront à 200 000 € tandis que le sous-programme intempéries sera porté à 3,4 M€* ». Pour 2018, la mission FACÉ anticipe pourtant 400 000 € de dépenses sur la sous-action « Fonctionnement » dont 100 000 € destinés à financer le projet de dématérialisation du versement des aides (cf. *infra*), ce qui ne correspond pas au montant qu'elle prévoit de présenter au CER.



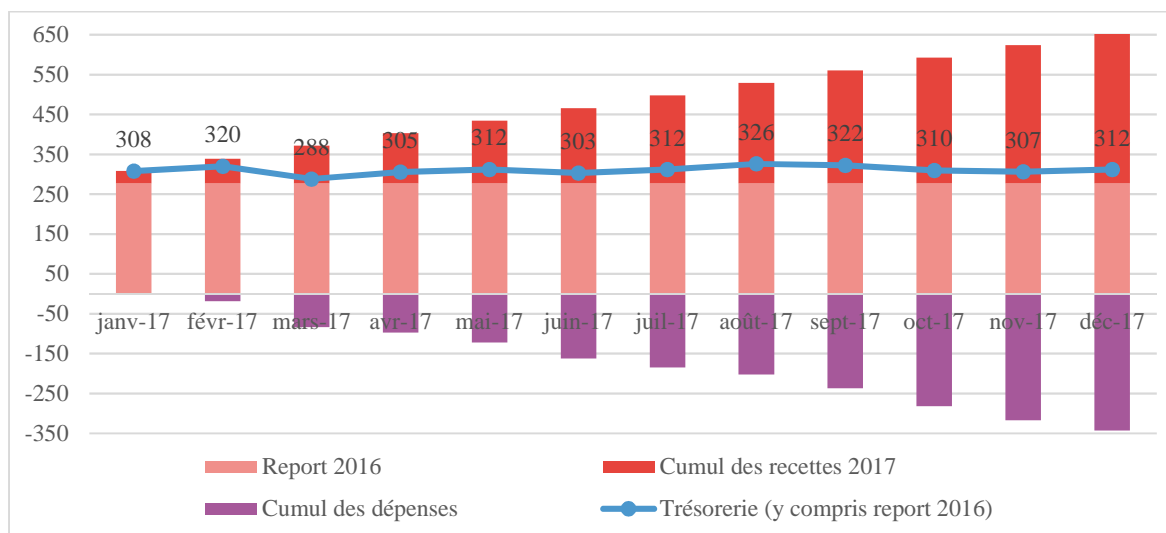
## 3. LA QUALITE DE LA GESTION

### 3.1 La conformité aux principes et règles du droit budgétaire

#### 3.1.1 La gestion de la trésorerie du CAS

L'examen de la trésorerie du CAS, illustrée par le graphique n°1 ci-dessous, montre que les dépenses suivent le rythme des recettes au cours de l'année. On peut dès lors s'interroger sur la cause des difficultés de paiement mentionnées dans le procès-verbal du Conseil à l'électrification rurale (CER) du 2 mars 2017 (des AODE attendraient ainsi des paiements de plusieurs millions d'euros pendant plusieurs mois). Selon la DGEC, « les difficultés liées à la fin de gestion » entraînent en effet l'interruption des paiements entre début décembre et courant février voire mars, selon les années. Le problème était accru fin 2016 puisque les paiements avaient été suspendus dès la fin novembre.

**Graphique n° 1 : Situation mensuelle des recettes et des dépenses du CAS en 2017 (M€)**



Source : Cour des Comptes d'après Chorus

La question des retraits opérés sur engagements juridiques des années antérieures, qui avait été soulevée dans la NEB 2016, avait fait apparaître des écarts entre les chiffres Chorus et les chiffres de la DGEC. La DGEC indique ainsi qu' « [elle] suit les REJB<sup>14</sup> depuis 2015. Un travail est engagé pour améliorer la redevabilité du recyclage et des annulations opérées sur les REJB, qui pourrait se traduire notamment par des explications complémentaires dans les documents budgétaires. Chaque année, [elle] clôture les dossiers de plus de 4 ans devenus sans objet »<sup>15</sup>. Ainsi, pour 2017, 2 444,71 € d'AE ont été annulés sur le programme 793 sur des crédits de titre 3 (REJB). Les CP correspondants ont été annulés de manière concomitante. Pour 2018, l'examen des dossiers des exercices 2008 à 2012 par la DGEC a mis en évidence 3,57 M€ de retraits d'engagements à effectuer en 2018, dont 2,44 M€ sur le P793 et 1,13 M€ sur le P794. Un examen fin des dossiers des exercices 2013-2014 est en cours et pourrait venir abonder le volume de retraits d'engagements. Le traitement de ces retraits puis annulations d'AE pose la question du volume de trésorerie correspondant du CAS : soit de nouvelles AE doivent être ouvertes pour pouvoir engager les crédits – ce qui a notamment été le cas pour le programme exceptionnel d'investissement (PEI) Corse<sup>16</sup> –, soit une contribution du CAS au budget général sera justifiée pour ne pas maintenir un « matelas » inutilisé de trésorerie dans le CAS (en effet, si les AE ne sont pas recyclées, les CP correspondants seront annulés également ; pourtant les recettes ayant permis d'engager initialement les AE, pour payer à terme les CP, ont déjà été perçues sur le CAS). Un suivi précis des annulations d'AE non recyclées devrait être réalisé par la DGEC pour identifier d'éventuels montants restituables au budget général. La DGEC indique qu'elle travaille actuellement avec la direction du budget sur le traitement des recettes associées aux autorisations d'engagement. La DGEC et la DB précisent également que le solde devra permettre d'honorer la reprise de travaux préexistants non financés par des recettes correspondantes lors de la création du CAS. La Cour en prend acte mais estime que les montants correspondants devront toutefois être précisés.

---

<sup>14</sup> Retraits d'engagement des années antérieures.

<sup>15</sup> En 2015, 31 295,55 € de retraits d'engagement des années antérieures (REJB) ont été recyclées et 1,259 M€ d'AE remontées en REJB ont été annulées. En 2016 10,65 M€ de REJB ont été recyclées pour financer le PEI Corse. La même année 3,73 M€ de REJB identifiés ont été annulés. Ces REJB ne sont pas suivis par la DGEC pour les années antérieures à 2015. Par ailleurs, ces retraits non-recyclés n'apparaissent pas dans les extractions INF-BUD-40 de Chorus, qui permettent le suivi des programmes du CAS.

<sup>16</sup> Voir *supra*, § 2.1.2.

### 3.1.2 Les propositions pour améliorer la gestion du CAS

La situation du CAS est marquée par des besoins importants d'investissement dans le renouvellement et le développement des réseaux électriques et néanmoins d'une sous-consommation chronique des crédits disponibles. Selon le CBCM, « cette situation paradoxale découle des modalités de gestion de ce fonds par lesquelles l'administration a fait le choix de déléguer aux AODE le soin de choisir et financer les investissements à réaliser. L'État se pose davantage en régulateur du système, par l'allocation d'enveloppes globales de crédits, qu'en investisseur direct. En conséquence les services déconcentrés du ministère chargé de l'énergie n'interviennent pas dans l'instruction et le contrôle des dossiers et les opérations individuelles ne sont pas suivies en comptabilité budgétaire au sein d'une tranche fonctionnelle. »

Certaines propositions formulées dans le rapport d'information présenté par M. Genest au nom de la Commission des finances du Sénat en 2017, qui supposent toutefois des modifications réglementaires, sont susceptibles d'accélérer la consommation des CP :

- L'augmentation du montant du versement prévisionnel de trésorerie (avance)<sup>17</sup>, aujourd'hui limité à 10 % du montant de la subvention, accélérerait le rythme des décaissements et accroîtrait la part immédiatement prévisible de consommation de chaque sous-programme ;
- L'introduction de davantage de fongibilité entre les sous-programmes (voir *supra*), donnerait une plus grande souplesse aux AODE dans la gestion de leurs programmes de travaux et aurait sans doute un effet positif sur le rythme et le niveau de la consommation des crédits.

Une modification du décret du 14 janvier 2013, permettant de modifier la date limite d'envoi de leur programme de travaux par les AODE et de la porter au 31 octobre, faciliterait également l'engagement de la totalité des AE dans l'année. La direction du budget considère également qu'il pourrait être envisagé de réduire à une année le délai maximal d'engagement des travaux, aujourd'hui fixé par décret à deux ans à compter de la décision attributive de la subvention. La DGEC indique que des évolutions réglementaires quant aux modalités de gestion du FACÉ sont actuellement à l'étude afin de réduire les délais d'engagement des

---

<sup>17</sup> cf. : article 16 du décret n°2013-46 du 14 janvier 2013.

subventions, d'améliorer la prévisibilité des dépenses et d'accélérer les délais de réalisation des travaux.

Concernant la consommation des CP, la programmation selon le principe AE=CP (les AE n'étant ouvertes que lorsque les recettes sont encaissées) pose question, dans la mesure où le CAS finance des projets d'infrastructures, pour lesquels le profil de décaissement des CP est pluriannuel. Depuis la création du CAS, la DGEC a d'ailleurs observé une clé globale de répartition des décaissements. Une documentation plus fine du besoin de CP, reposant sur des clés de consommation pour chaque projet, pourrait permettre, selon la direction du budget, de sortir de la règle de programmation AE= CP et d'éviter ainsi des reports massifs de CP.

Les travaux de fiabilisation de la prévision d'exécution menés avec le CBCM s'inscrivent dans cette démarche. Le CBCM a d'ailleurs émis des préconisations pour améliorer la gouvernance du système en accroissant le niveau d'exigence à l'égard des AODE pour la programmation de leurs appels de fonds. Ces travaux bénéficieront également du projet de dématérialisation des opérations qui a été initié et qui devrait permettre d'améliorer les processus de versement des aides mais également de développer l'action qualitative de la mission du FACÉ et notamment le suivi de l'exécution des crédits sur les différents programmes de travaux. Des fonctionnalités de pilotage budgétaire et de prévision de la dépense pourraient ainsi être intégrées dans l'outil. Le circuit actuel de la dépense du CAS est schématisé en annexe 1. D'après la DGEC, l'étude amont sur le projet de système d'information du FACÉ a été remise au mois de février 2018. Le démarrage du projet fonctionnel est prévu en mai 2018, après une phase d'approfondissement du scénario retenu. D'une manière générale, l'analyse qualitative des actions du FACE pourrait être améliorée en documentant l'impact des travaux réalisés sur les inventaires des besoins bisannuels, et en comparant les actions menées par les AODE avec celles réalisées sur le réseau urbain.

Dans l'attente de la mise en place d'un tel outil, vraisemblablement au printemps 2019, et pour compléter les prévisions d'exécution fondées à ce jour sur les clés de répartition établies à partir des historiques de consommation – dont la fiabilité s'est avérée peu satisfaisante –, la DGEC effectuera, par courrier, un recensement, en cours d'exercice 2018, auprès des principales AODE, de leurs prévisions d'appels de fonds pour l'année en cours.

Enfin, la fin de la mise à disposition des personnels d'EDF et les vacances de poste qui pourraient s'ensuivre à la DGEC soulèvent des enjeux en termes de maintien des compétences techniques et financières, qui pourraient avoir des répercussions sur la qualité de gestion du CAS. Il

conviendra d'apporter une vigilance particulière à la reconstitution d'une équipe solide pour la mission FACÉ.

### **3.2 La démarche de performance**

Le volet performance, objectifs, indicateurs et cibles, du CAS *Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale* est composé de deux objectifs, « Renforcement des réseaux basse tension » et « Sécurisation des réseaux basse tension en fils nus », chacun assorti de deux indicateurs pour le P793 et d'un objectif, « Contribuer à l'électrification des sites isolés dans les zones non desservies par les réseaux d'électricité » assorti de deux indicateurs pour le P794.

En 2015, la Cour recommandait de modifier les modalités de calcul des indicateurs de coût en les basant sur les dépenses effectivement réalisées et non sur les dotations. Cette recommandation a été mise en œuvre dans le PLF pour 2017, permettant d'aboutir à des indicateurs plus cohérents. Cette nouvelle méthodologie explique les écarts importants entre les données du RAP 2016 et celles des années précédentes, fondées sur l'ancienne méthodologie.

Le détail des indicateurs est présenté en annexe 2.

## 4. LES RECOMMANDATIONS DE LA COUR

### 4.1 Le suivi des recommandations formulées au titre de 2016

Tableau n° 8 : Résumé des recommandations et suites

Recommandation de la Cour	Suite donnée par le ministère	Devenir
1. Définir un plan d'actions pour mieux articuler la consommation des AE et des CP et éviter les très importants reports en CP (destinataire : DGEC).	<b>Mise en œuvre en cours</b> La DGEC dispose désormais d'échéanciers de paiements réalisés à partir des enseignements des 4 années de fonctionnement du CAS.	<b>Maintien avec une modification de la formulation</b>
2. À partir de l'analyse des raisons de la sous-consommation des crédits destinés aux collectivités d'outre-mer, où des besoins importants existent, mettre en place des plans d'investissement adaptés, dans leurs modalités, aux besoins spécifiques de ces collectivités (destinataires : DGEC-DGOM).	<b>Mise en œuvre incomplète</b> La recommandation n°2 de la NEB 2016 relative à la sous-consommation des crédits du CAS FACÉ destinés aux collectivités d'outre-mer avait été inscrite dans le référé du Premier Président de la Cour des comptes de juillet 2017 adressé au ministre de l'action et des comptes publics. La réponse apportée par le ministre était erronée quant aux montants cités. Même si la NEB 2017 a pu constater (dans le prolongement du rapport spécifique de la Cour sur le CAS FACÉ) que certains efforts étaient faits en faveur des collectivités d'outre-mer (des subventions exceptionnelles ont été octroyées à la Guyane, et les clés de répartition des crédits ont été adaptées pour ce département.), force est de constater que les problèmes de sous-consommation du P794	<b>Adaptation (reprise de la recommandation du rapport de la Cour sur le CAS FACÉ de 2017)</b>

	restent entiers et que le problème continue de se poser sur le P793 (cf. tableau n°5). La recommandation reflétée dans le référé reste donc insuffisamment mise en œuvre.	
3. Poursuivre l'amélioration du dispositif de contrôle des travaux et de leur coût, et se doter rapidement d'une base de données fiable sur les caractéristiques des opérations, leur coût et leur efficacité (destinataire : DGEC).	<b>Mise en œuvre en cours</b> Le chantier de dématérialisation, qui doit permettre de constituer une base de données sur l'efficacité des coûts des opérations, a été lancé.	<b>Maintien</b>

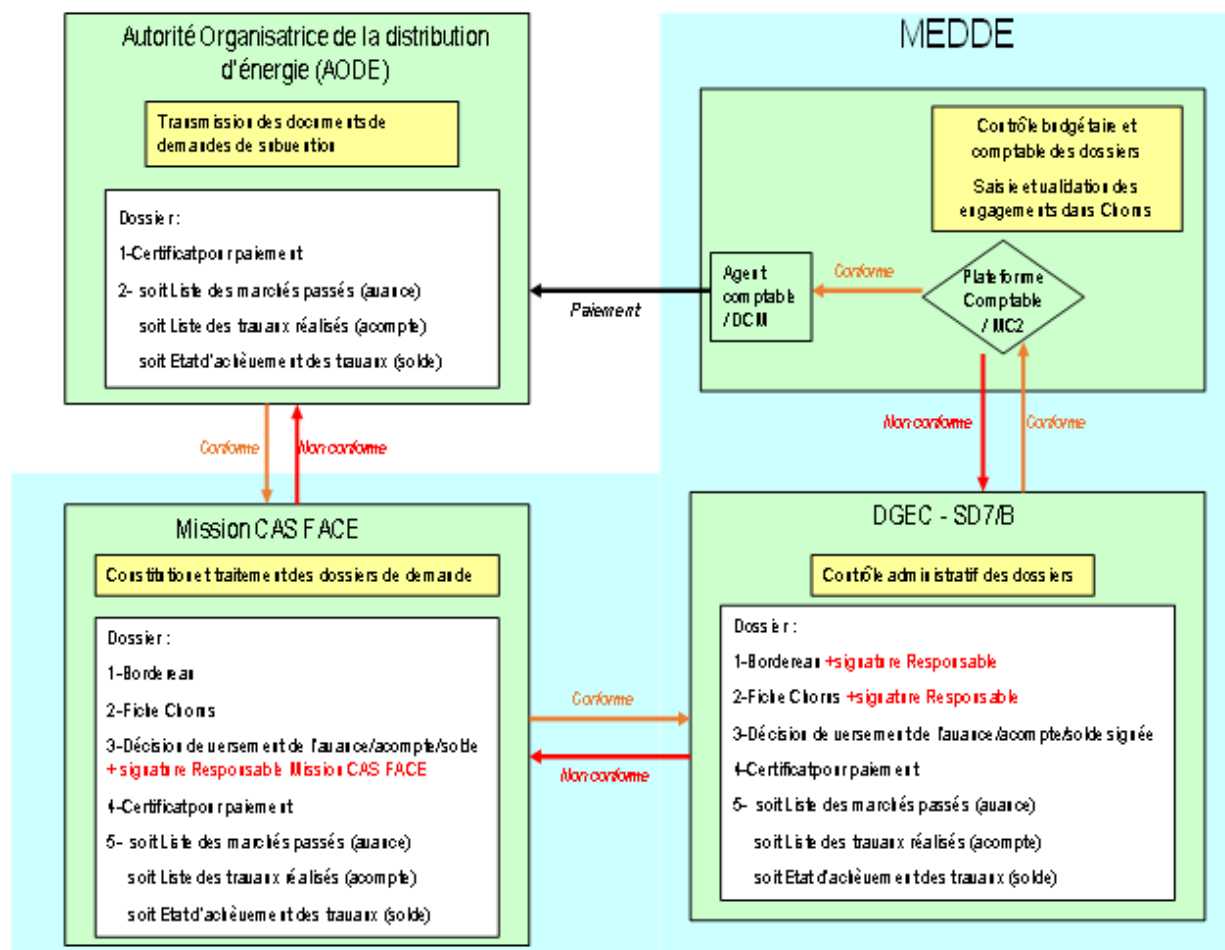
## 4.2 Récapitulatif des recommandations formulées au titre de la gestion 2017

L'exécution de la gestion 2017 conduit à formuler les recommandations résumées dans le tableau n°9.

**Tableau n° 9 : Récapitulatif des recommandations de la Cour**

Nouvelle numérotation	Recommandation	Ancienne numérotation
1.	Définir un plan d'actions pour mieux dimensionner la consommation des CP en fonction des AE octroyées et éviter les très importants reports en CP	1.(modification de formulation)
2.	Adapter les aides pour mieux cibler les besoins des collectivités d'outre-mer en matière d'électrification rurale et engager une réflexion de fond pour améliorer l'efficacité globale du dispositif dans ces collectivités en y associant les parties prenantes	2.(modification formulation)
3.	Poursuivre l'amélioration du dispositif de contrôle des travaux et de leur coût, et se doter rapidement d'une base de données fiable sur les caractéristiques des opérations, leur coût et leur efficacité	3.
4.	Améliorer la redevabilité et la gestion des retraits d'engagement	Nouvelle

## Annexe n° 1 : Circuit de la dépense du CAS



Source : DGEC



**Annexe n° 2 : Le volet performance du CAS FACÉ**

P793	N°	Intitulé	2014	2015	2016	PAP 2017	2017 (prev.)	PAP 2018
Renforcement des réseaux basse tension	1.1	Coût moyen du km de fil (€)						
		<i>Coût moyen du km de câble souterrain posé</i>	12 910	23 240	93 503	94 000	94 000	94 000
		<i>Coût moyen du km de fil aérien torsadé posé</i>	31 980	39 960	38 904	36 000	36 000	36 000
	1.2	Nombre de départs mal alimentés (nombre)						
		<i>Nombre de départs mal alimentés</i>	20 300	14 200	14 200	14 200	10 000	10 000
Sécurisation des réseaux basse tension en fils nus	2.1	Nombre de km de fil nu (nombre)						
		<i>Nombre de km de fil nu</i>	37 244	27 636	27 636	27 636	25 000	25 000
		<i>Dont nombre de km de fil nu de faible section</i>	25 307	20 393	20 393	20 393	18 000	18 000
	2.2	Coût moyen du km de fil nu pris en charge par les aides du CAS FACÉ (€)						
		<i>Coût moyen du km de fil nu pris en charge par les aides du CAS FACÉ</i>	18 275	13 041	65 264	53 000	70 000	70 000
		<i>Coût moyen du km de fil nu de faible section pris en charge par les aides du CAS FACÉ</i>	5 023	6 095	66 568	53 000	70 000	70 000

P794	N°	Intitulé	2014	2015	2016	PAP 2017	2017 (prev.)	PAP 2018
Contribuer à l'électrification des sites isolés dans les zones non desservies par les réseaux d'électricité	1.1	Sites isolés ayant bénéficié d'une desserte en électricité en métropole						
		<i>Nombre de sites isolés en métropole ayant bénéficié d'une desserte en électricité par le biais d'un financement du CAS FACÉ (nombre)</i>	10	23	5	20	20	20
		<i>Coût moyen d'un financement de site isolé en métropole (€)</i>	26 840	33 265	50 447	30 000	30 000	30 000
	2.2	Sites isolés ayant bénéficié d'une desserte en électricité en outre-mer						
		<i>Nombre de sites isolés en outre-mer ayant bénéficié d'une desserte en électricité par le biais d'un financement du CAS FACÉ (nombre)</i>	21	3	4	4	4	4
		<i>Coût moyen d'un financement de site isolé en outre-mer (€)</i>	35 571	35 900	31 284	35 600	35 000	35 000

Source : DGEC et documents budgétaires