



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

Note d'analyse de l'exécution
budgétaire

2019

Avant-propos

En application des dispositions des articles L. 143-1 et L. 143-4 du code des juridictions financières, la Cour rend publiques ses observations et ses recommandations, au terme d'une procédure contradictoire qui permet aux représentants des organismes et des administrations contrôlées, aux autorités directement concernées, notamment si elles exercent une tutelle, ainsi qu'aux personnes éventuellement mises en cause de faire connaître leur analyse.

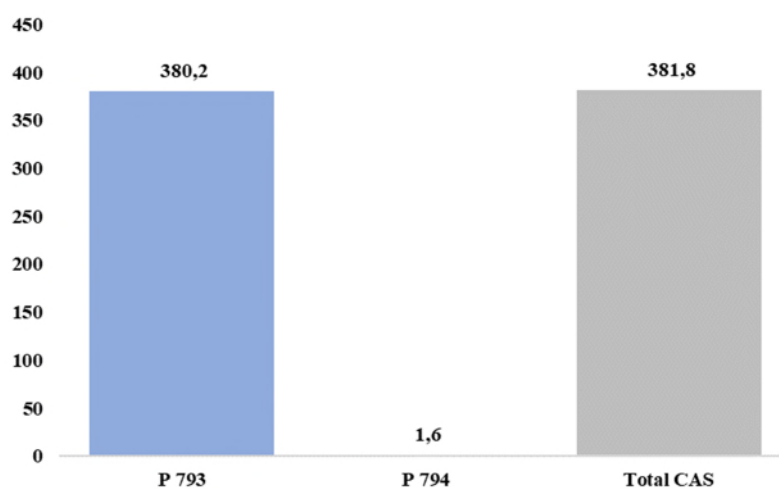
La divulgation prématurée, par quelque personne que ce soit, des présentes observations provisoires, qui conservent un caractère confidentiel jusqu'à l'achèvement de la procédure contradictoire, porterait atteinte à la bonne information des citoyens par la Cour. Elle exposerait en outre à des suites judiciaires l'auteur de toute divulgation dont la teneur mettrait en cause des personnes morales ou physiques ou porterait atteinte à un secret protégé par la loi.

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

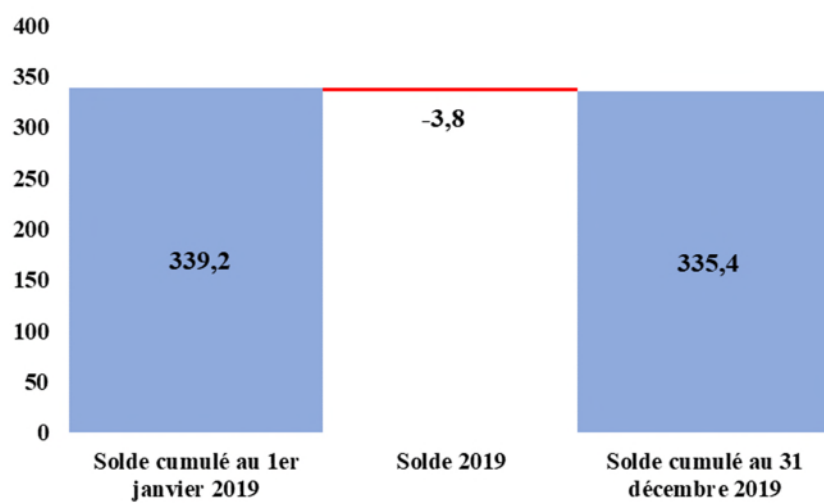
Programme 793 – Électrification rurale

**Programme 794 – 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.**

Graphique n° 1 : Exécution 2019 (M€)



Source : Cour des comptes

Graphique n° 2 : Soldes (en M€)

Source : Cour des comptes

Synthèse

Une amélioration de la consommation de CP en 2019

L'année 2019 a été marquée, par rapport à 2018, par un niveau plus faible d'engagement d'AE, mais un niveau plus élevé de consommation de CP. Le montant d'AE engagées a notamment été beaucoup plus faible qu'en 2018 (350,1 M€ versus 387,3 M€), et n'a représenté que 89 % des crédits disponibles, contre 93 % en 2018. La consommation des CP s'est en revanche élevée à 57 % des crédits ouverts, soit une amélioration de 4 points par rapport à 2018.

Un dispositif de gestion à stabiliser

Le système d'information développé à partir de 2017 pour améliorer la gestion du FACÉ prend du retard et ses coûts dérivent. Il serait souhaitable de faire aboutir ce chantier au plus vite.

Un déséquilibre à apurer

Un déséquilibre entre les engagements réalisés et les ressources disponibles existe depuis la création du CAS en 2012. Il est lié à la reprise des anciens engagements d'EDF sous forme d'autorisations d'engagement dites « techniques » à hauteur de 400 M€, alors que les recettes correspondantes perçues cette même année de l'ancien Fonds d'amortissement des charges d'électricité ne se sont élevées qu'à 17,5 M€. Ce déséquilibre se reporte d'année en année avec une légère diminution liée, d'une part, à la perception de recettes volontairement supérieures aux autorisations d'engagement ouvertes et à la sous-réalisation des programmes prévisionnels, d'autre part, aux retraits d'engagements réalisés sur certaines opérations de plus de quatre ans n'ayant pas consommé toute leur subvention. Toutefois il conviendrait de quantifier les contributions de ces différents leviers à la réduction du déséquilibre, afin de définir un plan d'apurement à courte échéance.

Un volet performance rénové

Les indicateurs de performance du CAS retenus jusqu'en 2019 n'étaient pas tous pertinents. Ils ne permettaient pas de rendre compte de l'efficacité et de l'efficience du FACÉ. Le PLF 2020 a permis un

recentrage des indicateurs sur les réalisations du FACÉ ainsi que sur les stocks d'aides non décaissées.

La réforme du FACÉ : un chantier à mener à terme

Une réforme d'envergure du FACÉ a été initiée. Celle-ci devrait permettre d'apporter des réponses à de nombreux besoins identifiés par les missions parlementaires ou par les précédentes notes d'analyse de l'exécution budgétaire (NEB) publiées par la Cour : définition des zones relevant de l'électrification rurale, meilleure programmation des travaux, inscription réglementaire du mécanisme de pénalités pour stocks d'aides non consommées, etc. Cette réforme devrait être complétée par des mesures visant à améliorer l'efficacité du dispositif, notamment dans les collectivités ultramarines, qui rencontrent de nombreuses difficultés pour consommer leurs crédits.

RECOMMANDATIONS

Recommandation n°1 (DGEC) (maintenue) : Améliorer la redevabilité et la gestion des retraits d'engagement.

Recommandation n°2 (DGEC) (modifiée) : Définir un plan d'actions pour mieux dimensionner l'ouverture des CP en fonction des AE octroyées.

Recommandation n°3 (DGEC) (modifiée) : Poursuivre l'amélioration du dispositif de contrôle des travaux et compléter la base de données sur les caractéristiques des opérations, leur coût constaté et leur efficacité.

Recommandation n°4 (DGEC-DB) (modifiée) : Établir en vue du PLF 2021 un plan d'apurement pluriannuel du déséquilibre originel entre les engagements réalisés et les ressources disponibles.

Recommandation n°5 (DGEC) (modifiée) : Mener à bien les réformes réglementaires du CAS engagées et prendre des mesures visant à améliorer l'efficacité globale du dispositif dans les collectivités ultramarines.

L'annexe n° 2 récapitule l'appréciation de la mise en œuvre des recommandations de la NEB 2018, ainsi que les suites données.

Sommaire

Introduction.....	9
1 Les résultats de l'exercice	12
1.1 Le solde	12
1.2 Les recettes : évaluation initiale et exécution.....	14
1.3 Les dépenses : programmation et exécution.....	15
2 La gestion et le pilotage du CAS	23
2.1 L'amélioration de la gestion.....	23
2.2 Une meilleure appréciation du déséquilibre	28
2.3 Une démarche de performance renouvelée	32
3 Les perspectives d'évolution.....	34
3.1 Des évolutions réglementaires du FACÉ à dispositif budgétaire inchangé à compléter	34
3.2 Des perspectives d'évolution du circuit financier du FACÉ à envisager	36

Introduction

Le FACÉ – Fonds d’amortissement des charges d’électrification soutient l’effort des collectivités locales qui, en zone rurale¹, financent et exercent elles-mêmes la maîtrise d’ouvrage des travaux, en tant qu’autorités organisatrices de la distribution d’électricité (AODE). Cette compétence est dévolue aux concessionnaires² en zone urbaine³. Géré par la Caisse des dépôts et consignations à partir de 1936, puis par EDF de 1947 à 2011, le FACÉ a été transformé en compte d’affectation spéciale à partir de 2012⁴, ses recettes constituant une contribution obligatoire justifiant le contrôle du Parlement et l’application de la LOLF⁵. 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 dotation⁶. En conséquence, la départementalisation est significative puisque sur les 95 départements français ruraux bénéficiant de l’aide du FACÉ, 72 d’entre eux disposent d’une unique AODE. Les 23 autres peuvent présenter un nombre d’AODE important, pouvant concerner le périmètre communal.

Le système de financement des réseaux de distribution repose sur un dispositif de péréquation assurée de deux façons : entre territoires, par un prélèvement sur les recettes des concessionnaires (au prorata des kWh distribués) pour financer les investissements des AODE rurales, via le FACÉ, et entre abonnés, par un tarif d’utilisation des réseaux publics

¹ La zone rurale regroupe les communes de moins de 2 000 habitants, non comprises dans une unité urbaine de plus de 5 000 habitants (cf. partie 3.1).

² Les concessionnaires ont les AODE pour autorités concédantes.

³ Cour des comptes, *Les concessions de distribution d’électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer*, Rapport public annuel 2013.

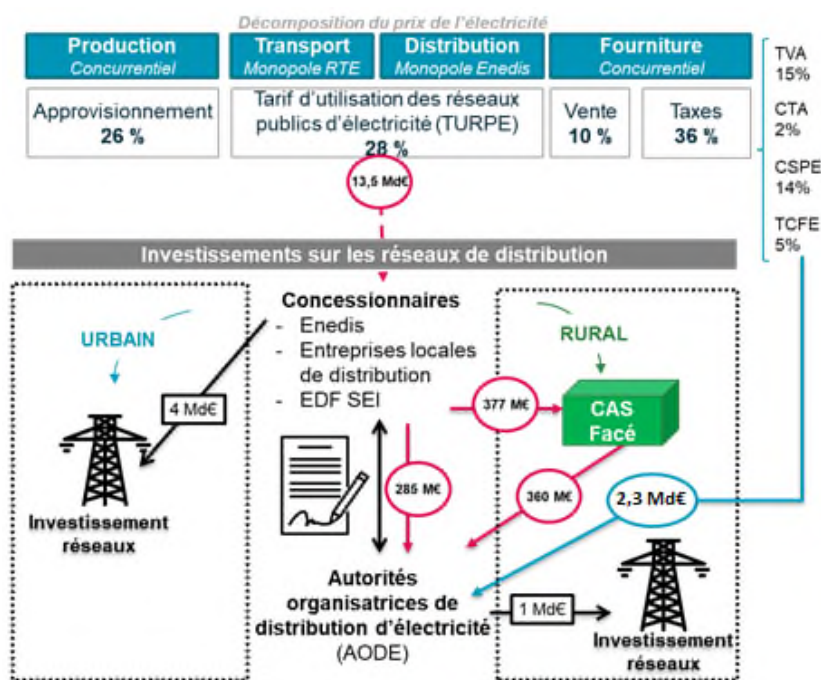
⁴ Le compte d’affectation spéciale (CAS) *Financement des aides aux collectivités pour l’électrification rurale* a en effet été créé par l’article 7 de la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 de finances rectificative pour 2011.

⁵ Loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances.

⁶ Les dotations départementales sont minorées jusqu’à 25 % pour le taux de regroupement le plus faible et majorées au bénéfice des départements parvenus à un regroupement à l’échelle départementale.

d'électricité (TURPE), qui garantit à tous les usagers un prix d'accès au réseau identique. Aujourd'hui, les dotations du FACÉ financent environ un tiers des investissements réalisés par les collectivités concédantes (AODE). Celles-ci effectuent également des travaux grâce aux redevances des concessions, aux contributions pour les raccordements électriques, et à la taxe sur les consommations finales d'électricité⁷. Le mécanisme de financement des investissements sur les réseaux de distribution est résumé dans le schéma n° 1.

Schéma n° 1 : Financement des investissements sur les réseaux de distribution d'électricité (montants indicatifs)



Source : Direction du budget et DGEC

⁷ Source : Cour des comptes, *Le compte d'affectation spéciale « FACÉ »*, Observations définitives : « La FNCCR évalue ainsi la part du FACÉ au tiers des investissements des collectivités concédantes (AODE). ENEDIS fait une évaluation sur des bases différentes : elle estime à 1,25 Md€ les aides du FACÉ sur la période 2012-2015 et à 3,4 Md€ les investissements des AODE sur la zone rurale de desserte ENEDIS. »

COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE « FINANCEMENT DES
AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION
RURALE »

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 progressive des fils nus⁸ (cf. indicateurs de performance du programme 793, annexe n° 3).

Le décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 a 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 d'électricité (concessionnaires : Enedis et les entreprises locales de distribution – ELD –) et l'administration. La gestion et le secrétariat du conseil sont assurés par une « mission pour le financement des travaux d'électrification rurale » (MFER) intégrée à la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).

Le CAS comporte deux programmes placés sous la responsabilité du directeur général de l'énergie et du climat : le programme 793 : *électrification rurale* (355,2 M€ en LFI), et le programme 794 (4,8 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, qui sont notamment constitués par la résorption des réseaux basse tension en fils nus, dont la fragilité s'accroît lorsqu'ils sont de faible section, et 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 ou les actions de maîtrise de l'énergie, pour éviter des extensions de réseaux.

⁸ Les réseaux basse tension aériens en fils nus sont les réseaux les plus fragiles car sensibles aux éléments extérieurs et exposés aux intempéries.

1 Les résultats 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 2019

En M€	Programme 793		Programme 794		Total CAS	
	AE	CP	AE	CP	AE	CP
LFI 2018	352,8	352,8	7,2	7,2	360,0	360,0
LFI 2019	355,2	355,2	4,8	4,8	360,0	360,0
Mouvements LFR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres mouvements de crédits (reports)	16,5	298,8	14,8	15,0	31,2	313,8
Fonds de concours et attribution de crédits	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des crédits ouverts (a)	371,7	654,0	19,6	19,8	391,2	673,8
Crédits consommés (b)	348,4	380,2	1,8	1,6	350,1	381,8
Écarts entre crédits ouverts et consommés (a) - (b)	23,3	273,9	17,8	18,2	41,1	292,1
REJB⁹	5,0		0,6		5,7	
Crédits consommés nets des REJB (d)						
Pour les AE = (b) - (c) ; pour les CP = (b)¹⁰	343,3	380,2	1,1	1,6	344,4	381,8
Solde au 31/12/2018	339,2					
Recettes 2019	378,0					
Solde au 31/12/2019	335,4					
PLF 2020	355,2	355,2	4,8	4,8	360,0	360,0

Source : DGEC, Documents budgétaires et Chorus INF-BUD-40

⁹ Les retraits d'engagements juridiques basculés – REJB – reflètent les retraits d'AE effectués pour ajuster l'engagement à la réalité de la dépense. Selon l'article 160 du décret n° 2012-1246 du 7 novembre 2012 relatif à la gestion budgétaire et comptable publique (dit « décret GBCP »), « seul le retrait d'un engagement de l'année en cours rend les autorisations d'engagement correspondantes disponibles. Toutefois, (...) à titre exceptionnel, le retrait d'un engagement d'une année antérieure peut rendre les autorisations d'engagement correspondantes disponibles ».

Dans le cas du FACÉ, les retraits d'engagements concernent des opérations anciennes (cf. partie 2.1.1) : les AE ne sont en général pas recyclées à un autre usage, elles sont donc annulées, tout comme les CP correspondants.

¹⁰ Les crédits nets des REJB correspondent aux montants des extractions INF-BUD-40 de Chorus.

COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE « FINANCEMENT DES
AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION
RURALE »

Les montants ouverts en LFI 2019 pour le CAS dans son ensemble étaient identiques à ceux de 2018 (AE = CP = 360 M€). Toutefois un rééquilibrage de 2,4 M€ a été opéré entre les deux programmes, en faveur du programme 793 – P793 –, pour tenir compte de la sous-consommation chronique du programme 794 – P794 – (cf. partie 1.3). Ce rééquilibrage a été proposé à l'identique en LFI 2020.

Le montant des AE consommées (hors REJB) a représenté 97 % des crédits programmés en LFI, ou 89 % des crédits ouverts, en retrait par rapport à 2018, où la consommation d'AE avait représenté 93 % des crédits ouverts.

Au 31 décembre 2019, il restait en cours d'instruction des dossiers d'engagement et de paiement qui n'ont pu être finalisés avant la clôture budgétaire ou qui ont été reçus entre la clôture et la fin décembre 2019, engendrant ainsi un besoin de report d'AE. De ce fait, la totalité des 41,1 M€ d'AE non consommées a été reportée de 2019 à 2020 (23,3 M€ sur le P793 et 17,8 M€ sur le P794).

Par ailleurs, près de 300 demandes de paiement sont en cours d'instruction (reçus en fin de gestion ou en anomalie, donc en attente de mise en conformité par l'AODE) pour un montant de 42,8 M€ de CP. Dans tous les cas, la totalité des CP non consommés est systématiquement reportée d'une année sur l'autre.

41,1 M€ d'AE et 292,1 M€ de CP non consommés ont donc été reportés de 2019 à 2020¹¹. Les reports de 2018 à 2019 s'étaient élevés à 31,3 M€ d'AE (dont 16,5 M€ sur le P793 et 14,8 M€ pour le P794) et 313,8 M€ de CP. Le montant des reports de CP sera donc significativement plus faible qu'en 2019, ce qui reflète un accroissement significatif du montant de CP consommés : + 9 % entre 2018 et 2019 (cf. partie 1.3.1). Les CP consommés ont ainsi représenté 106 % des crédits programmés en LFI ou 57 % des crédits ouverts, à comparer à une consommation de 53 % des crédits ouverts en 2018.

¹¹ Arrêté du 13 février 2020 portant report de crédits - NOR : CPAB2002929A.

1.2 Les recettes : évaluation initiale et exécution

Le montant des recettes votées du CAS est stable à 377 M€, malgré la baisse du niveau des AE ouvertes (360 M€), dans l'objectif d'amorcer un apurement du déséquilibre du CAS (cf. partie 2.2).

Pour l'année 2019, l'arrêté du 25 octobre 2019¹² fixe le taux de contribution à :

- 0,1832524 centime d'euro par kilowattheure pour les communes urbaines (contre 0,1891616 en 2018) ;
- 0,036650 centime d'euro par kilowattheure pour les communes rurales (contre 0,037832 en 2018).

Les taux de contribution ont ainsi été diminués de 3,1 % en 2019, alors que le niveau de recettes attendu était inchangé. Celui-ci est calculé en fonction du volume d'électricité distribué par chaque contributeur, afin d'atteindre le montant de recettes voté. Le montant des recettes perçues en 2019 a néanmoins été légèrement supérieur au montant des recettes notifiées (de l'ordre de 1 M€).

Cet écart entre les recettes perçues et notifiées se constate tous les ans, comme illustré dans le tableau n° 2.

Tableau n° 2 : Évolution des recettes¹³ versées au CAS

Année (en M€)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Recettes votées</i>	377,0	377 ,	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0
<i>Recettes notifiées par la DGEC</i>	376,8	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0	377,0
<i>Recettes versées au CAS au titre de l'année N</i>	367,5	374,3	376,4	375,2	376,8	378,5	376,8	378,0

Source : DGEC et documents budgétaires

¹² Arrêté du 25 octobre 2019 relatif au taux 2019 de la contribution due par les gestionnaires des réseaux publics de distribution pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale.

¹³ 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 due au titre d'une année et la contribution versée au CAS FACÉ cette même année.

1.3 Les dépenses : programmation et exécution

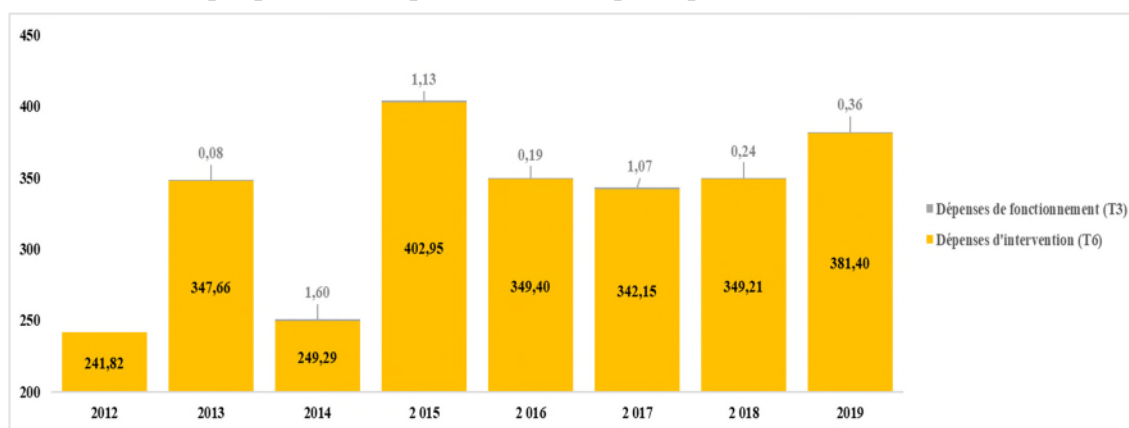
La transformation du FACÉ en compte d'affectation spéciale s'est accompagnée d'une simple transposition des actions et des modes de financements antérieurs et de la constitution de deux programmes budgétaires très inégaux en masse. À la suite d'exercices 2012, 2013 et 2014 marqués par des retards importants d'engagements 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, l'exécution 2019 confirme les progrès déjà constatés depuis 2015. Le taux de consommation des autorisations d'engagement ouvertes s'est établi à 89 % en 2019 (il était de 91 % en 2018).

Pour le programme 793, la répartition des droits à subvention entre départements 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. À ces données sont appliquées des formules de calcul définies à l'annexe de l'arrêté du 27 mars 2013. Pour le programme 794, il s'agit de financements de projets (sites isolés en métropole ou dans les départements ultramarins et réalisation d'installations de production de proximité dans les ZNI– zones non interconnectées à un réseau intercommunal – telles que les communes de l'intérieur de la Guyane ou Mafate à La Réunion). Chacun des deux programmes du CAS n'est constitué que d'un seul budget opérationnel de programme (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 programme 793. Les décaissements relatifs aux engagements antérieurs restent imputés au 794, dont l'intitulé comporte toujours ces deux actions.

La quasi intégralité, soit 99,9 % des dépenses du compte (CP), relève du titre 6 (dépenses d'intervention), et pour le reste du titre 3 (dépenses de fonctionnement). Les dépenses d'intervention du compte concernent le financement des travaux d'amélioration des réseaux de distribution d'électricité en zone rurale. Elles sont totalement discrétionnaires et limitées par la disponibilité de crédits. Le taux de subvention des projets du programme principal (P793) par les aides du FACÉ est fixé au maximum à 80 % du coût hors taxe. S'agissant du programme spécial (P794), le taux de subvention est fixé par le ministre chargé de l'énergie pour chaque projet, également dans la limite de 80 % de son coût hors taxe.

Après quelques années erratiques au démarrage du CAS, les dépenses se sont établies à un niveau évoluant entre 350 et 400 M€ par an.

Graphique n° 3 : Répartition de la dépense par titre – en CP (M€)



Source : Cour des comptes

La répartition des aides du FACÉ doit faire l'objet d'un arrêté annuel du ministre chargé de l'énergie. Cet arrêté n'avait pas été pris depuis plusieurs années. Deux arrêtés de répartition ont toutefois été pris pour l'année 2019¹⁴, après de multiples relances du contrôleur budgétaire et comptable ministériel (CBCM) sur le sujet.

1.3.1 Le programme (principal) 793

1.3.1.1 Une stabilité d'affectation entre les sous-programmes

Les aides versées au titre du programme 793 visent à financer, dans les territoires ruraux, des investissements sur les réseaux publics de distribution 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 des fils nus et sécurisation des 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).

¹⁴ Arrêtés du 8 avril 2019 (JORF du 12 avril 2019) et du 23 octobre 2019 (JORF du 29 octobre 2019).

COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE « FINANCEMENT DES
AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION
RURALE »

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 2019 (M€)

Programme / Action		CP exécutés 2018	LFI 2019 (AE = CP)	AE corrigées des REJB exécutés 2019	CP exécutés 2019	Écart AE / LFI en %	Écart CP / LFI en %
3	Renforcement des réseaux	164,4	164,2	168,12	166,37	102 %	101 %
4	Extension des réseaux	40,7	41,6	33,11	46,53	80 %	112 %
5	Enfouissement et pose en façade	43,9	42,5	40,35	52,26	95 %	123 %
6	Sécurisation des fils nus (hors faible section)	45,7	48,7	46,99	51,96	96 %	107 %
7	Sécurisation des fils nus de faible section	47,1	52,5	50,23	53,5	96 %	102 %
8	Fonctionnement	0,2	0,2	0,38	0,36	190 %	180 %
9	Déclaration d'utilité publique (THT)	0,1	0,5	0	0,29	0 %	58 %
10	Intempéries	6,2	5	9,18	8,93	184 %	179 %
Total		348,3	355,2	348,36	380,2	98 %	107 %

Source : DGEC

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 48 % et 28 % des aides octroyées dans le cadre du P793 en 2019.

1.3.1.2 Des modalités de programmation tenant compte des événements exceptionnels

En 2019, à l'occasion de la notification des droits à subvention de début d'année¹⁵, une enveloppe de 15 M€ sur le programme 793 n'a fait l'objet d'aucune affectation spécifique afin :

- d'assurer le financement d'opérations exceptionnelles au titre de l'année ;
- de pallier la différence entre le montant des reports de crédits et celui des reports accordés par arrêté. En effet, un montant de report de 2018 à 2019 de 16,5 M€ en AE (sur le programme

¹⁵ Décision du conseil à l'électrification rurale du 23 janvier 2019 et arrêté du 12 avril 2019 (cf. *supra*).

793) a été accordé et affecté aux demandes de subvention envoyées par les AODE en fin de gestion et qui n'ont pas pu être engagées sur l'exercice 2018. Ce montant reporté était insuffisant pour honorer les 18,8 M€ de demandes, d'où la mise en réserve de crédits d'AE début 2019.

Ces 15 M€ mis en réserve ont été affectés, suite à la décision du conseil à l'électrification rural du 8 octobre 2019¹⁶, en privilégiant les projets exceptionnels :

- 2,4 M€ ont été affectés aux demandes de subvention de 2018 n'ayant pas fait l'objet d'un report d'AE¹⁷.
- 2,9 M€ ont abondé le volet électrification rurale du Programme exceptionnel d'investissements pour la Corse (PEI) pour la Corse 2016-2020 ;
- 1 M€ a été octroyé à l'extension du réseau en Guyane ;
- 9,2 M€ ont été dédiés à la reconstruction des réseaux à Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

1.3.1.3 Un mécanisme de pénalités en cours d'évolution¹⁸

Le mécanisme des pénalités associées aux aides non consommées par les AODE doit inciter les collectivités à ne pas laisser s'accroître leur stock d'aides. En effet, depuis la création du CAS, les dotations des départements ayant un stock d'aides non consommées trop important étaient diminuées de 5 ou 10 % 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. Les montants libérés étaient réintégrés dans le calcul de la répartition et répartis entre les autres départements au stade du lissage.

¹⁶ Arrêté du 23 octobre 2019.

¹⁷ Par ailleurs la demande du syndicat du Puy-de-Dôme (3,4 M€) pour 2018 n'a été reçue qu'en février 2019. Considérant qu'il n'était pas possible d'écarter l'hypothèse que le syndicat ait été de bonne foi et que le courrier ait été perdu, le Conseil d'électrification rurale a autorisé à utiliser les marges budgétaires de fin d'exercice 2019 pour honorer une partie de la demande du SIEG63. Un montant de 415 k€ a ainsi été accordé au syndicat en fin d'exercice.

¹⁸ Il est question dans cette sous-section uniquement des pénalités pour stocks d'aide et non de la pénalité pour non regroupement au niveau départemental de la maîtrise d'ouvrage (article 16 de l'arrêté du 27 mars 2013). Cette dernière n'intervient pas sur la consommation des aides mais sur le regroupement des bénéficiaires afin qu'il n'y en ait qu'un par département.

Ce mécanisme est fragile car il ne s'appuie sur aucun fondement juridique. En effet, les pénalités pour stocks d'aides ne relèvent pas d'une disposition réglementaire, mais d'une pratique de bonne gestion, mise en place dès 2003 pour la répartition des aides de l'ancien fonds, et soumise dans le cas du CAS FACÉ au vote du conseil à l'électrification rurale. Du fait de cette absence d'assise juridique, il a été choisi de ne pas appliquer, en 2019, les pénalités de stocks aux départements en sous-consommation de crédits¹⁹.

Cette problématique de sous-consommation des CP a toutefois fait l'objet d'un effort particulier de sensibilisation des AODE en 2018, reconduit en 2019 : une communication particulière a été faite, à l'occasion du conseil à l'électrification rurale de janvier 2019, sur le calcul des pénalités pour stock de crédits et sur le bilan des départements ayant un stock de crédits plus élevé que la moyenne. Chaque département a ainsi été informé de façon individuelle sur sa situation et un diagramme a été fourni afin que les départements puissent se comparer entre eux.

La DGEC envisage de donner une assise juridique à ce dispositif dans le cadre de la modification réglementaire du dispositif d'aides à l'électrification rurale en cours d'examen (cf. partie 3.1). L'arrêté à prendre à la suite de la modification du décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 devrait ainsi prévoir la possibilité d'instaurer des pénalités en cas de stock de crédits trop important et préciser la formule de calcul applicable.

Les efforts déployés par la mission FACÉ depuis 2018 pour améliorer la consommation de crédits semblent porter leurs fruits puisque la consommation de CP en 2019 est légèrement supérieure à 2018 (respectivement 380,2 M€ et 348,4 M€) et représente 106 % des crédits ouverts 2019 (cf. partie 2.1.2 sur l'amélioration de la gestion des CP).

1.3.2 Le programme (spécial) 794

Le programme 794 soutient des opérations particulières d'électrification rurale. Contrairement aux aides du programme 793 qui font l'objet de dotations, les aides du programme 794 sont attribuées par

¹⁹ Si les pénalités avaient été appliquées selon les modalités des années précédentes, cela aurait conduit à appliquer une pénalité de 10 % à 7 départements et de 5 % à 21 départements.

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.

Tableau n° 4 : Exécution du programme 794 en 2019 (M€)

Programme / Action		CP exécutés 2018	LFI 2019	AE corrigées des REJB exécutés 2019	CP exécutés 2019	Écart AE / LFI en %	Écart CP / LFI en %
2	Sites isolés	0,86	1	0,34	0,61	34 %	61 %
3	Installations de proximité en zone non interconnectée	0,03	3	1	0,32	33 %	11 %
4	Maîtrise de la demande d'énergie	0,12	0,8	0,43	0,62	54 %	78 %
5	Déclaration d'utilité publique (THT) - (Engagements antérieurs au 1er janvier 2013)	0	0	0	0	0 %	0 %
6	Intempéries (Engagements antérieurs au 1er janvier 2013)	0	0	0	0	0 %	0 %
Total		1,01	4,8	1,77	1,55	37 %	32 %

Source : DGEC

Les AE et CP ouverts pour le programme 794 ont été significativement revus à la baisse entre 2018 et 2019 (- 33 %). Ce même niveau de crédits a également été retenu en LFI 2020.

Le programme 794, bien que doté d'un montant encore plus faible que les années précédentes, est toujours marqué par une forte sous-consommation de crédits : seuls 9 % des AE et 8 % des CP ont été consommés en 2019. Cela tient principalement à l'absence de projets significatifs proposés outre-mer, qu'il s'agisse de projets d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans les sites isolés 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.

COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE « FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE »

Les actions d'information ont été renforcées en 2018, suivant en cela une recommandation du rapport de la Cour sur le FACE²⁰. Des réunions ont notamment été organisées en vue d'accompagner le SIDELEC²¹ dans son projet d'électrification du cirque de Mafate à La Réunion. Ce programme d'envergure comporte un volet « sites isolés en zone non interconnectée » pour un montant estimatif pluriannuel de travaux 2018-2020 porté à 20 M€ dont 13,9 M€ pour des installations en micro réseau et 5,6 M€ pour des installations individuelles. Toutefois ce programme a pris un retard significatif en raison de la mauvaise qualité des dossiers et du délai de dépôt des demandes d'autorisation d'urbanisme. Ce retard a justifié les reports 2018 accordés sur 2019, de 14,8 M€ en AE et 15,0 M€ en CP – soit l'ensemble des crédits disponibles au report. À ce stade, un total de 81 dossiers a été instruit pour un montant prévisionnel de subventions de 5,986 M€ dont seuls 1 M€ a été engagé et 89 k€ payés, du fait du caractère incomplet des dossiers.

Comme évoqué dans la NEB 2017, un partenariat avec des institutions agissant déjà sur ces thématiques dans ces territoires pourrait être opportun (AFD²² ou CDC²³ par exemple au-delà des DEAL²⁴ déjà présentes). Cela pourrait permettre un accompagnement local que la DGEC ne peut pas réaliser. Par ailleurs, même si la DGOM²⁵ est déjà ponctuellement associée sur les thématiques spécifiques à l'outre-mer, elle pourrait utilement intégrer formellement le conseil à l'électrification rurale (CER).

Dans tous les cas, le rythme de consommation des AE et CP sur ce type de programme a clairement été surestimé.

1.3.3 Des dépenses de fonctionnement en baisse

Les frais de fonctionnement sont en totalité imputés sur le programme 793, bien qu'ils concernent également le programme 794.

²⁰ 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.

²¹ Syndicat intercommunal d'électricité de La Réunion.

²² Agence française de développement.

²³ Caisse des dépôts et consignations.

²⁴ Directions de l'environnement, de l'aménagement et du logement.

²⁵ Direction générale des outre-mer du Ministère des outre-mer.

Tableau n° 5 : Répartition des frais de fonctionnement (en €)

	AE	CP
Missions	7 678,32	7 678,32
Mises à disposition de personnel	0,00	0,00
Développement logiciel SI	377 082,46	350 100,67
Total	384 760,78	357 778,99

Source : DGEC

Les montants des frais de fonctionnement concernaient, les années précédentes, essentiellement les mises à disposition d'agents par EDF pour la mission électrification rurale.

La mise à disposition d'agents par EDF a permis d'assurer la transition avec le dispositif précédent lors de la création du CAS et de la mission FACÉ au sein du ministère de l'environnement. Depuis le départ à la retraite au printemps 2018 du dernier agent EDF, le bureau en charge de la mission FACÉ est dorénavant intégralement constitué de fonctionnaires.

Les six agents mis à disposition ont été partiellement remplacés. Deux agents gestionnaires avaient été recrutés en 2017 en remplacement de deux agents EDF. Une adjointe au chef du bureau est arrivée en mars 2018 et un contrôleur en juillet 2018. Alors que l'équipe de la mission FACÉ comptait sept agents au 1^{er} janvier 2017, elle est constituée de cinq agents en 2019, le poste de chef du bureau ayant été pourvu en juillet 2019.

Les frais de fonctionnement portent désormais uniquement sur les frais de mission associés aux contrôles de l'usage des subventions (cf. partie 2.1.4) ainsi que sur le développement du système informatique de gestion des subventions, spécifique au FACÉ (cf. partie 2.1.2), dont le développement est plus coûteux que prévu.

Les commandes pour la réalisation du SI-FACÉ ont été passées sur un marché de tierce maintenance applicative avec ATOS Intégration²⁶. Le montant initial commandé en 2019 s'est élevé à 340 686 €. Un complément de 36 308 € a été commandé fin 2019 suite aux premiers tests de l'outil. Les besoins d'engagement pour 2020 s'élèvent à 70 k€ (cf. partie 2.1.2).

²⁶ Il s'agit d'une commande sur devis dans le cadre d'un marché pluriannuel global.

2 La gestion et le pilotage du CAS

2.1 L'amélioration de la gestion

2.1.1 L'amélioration de la clôture des engagements et de la gestion des retraits d'AE

La DGEC indique ainsi que « *chaque année, [elle] clôture les dossiers de plus de 4 ans devenus sans objet* »²⁷. Des opérations d'apurement d'AE (REJB) ont ainsi été demandées en 2019, à hauteur de 5 M€, avec annulation des CP correspondants.

Toutefois les clôtures d'engagement soldés ou annulés n'ont pas toutes été effectuées budgétairement dans l'année par la direction des affaires financières (DAF) du MTES. La DGEC n'était pas directement informée des problèmes éventuels survenus lors de la clôture dans Chorus. Une nouvelle procédure a été mise en place fin novembre 2019. Celle-ci prévoit de revenir sur les blocages qui pourraient intervenir.

Tableau n° 6 : Ecart entre les clôtures et retraits d'AE demandés et réalisés en €

Programme 793	2016	2017	2018	2019
Nombre de clôtures demandées	422	1 166	1 166	264
Montant des retraits demandés	14 388 244,14	5 742 621,11	5 742 621,11	7 981 828,17
nombre de clôtures effectuées	422	0	1 166	247
Montant des retraits effectués	14 388 244,14	0,00	5 742 621,11	5 046 735,41
Programme 794	2016	2017	2018	2019
Nombre de clôtures demandées	0	47	47	16
Montant des retraits demandés	0,00	1 131 683,51	1 131 683,51	1 085 480,86
nombre de clôtures effectuées	0	0	47	10
Montant des retraits effectués	0,00	0,00	1 131 683,51	638 659,00

Source : DGEC

²⁷ En 2015, 31 295,55 € de REJB ont été recyclées et 1,259 M€ 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.

Il est prévu de poursuivre en 2020 l'annulation des engagements juridiques devenus caducs (de la programmation 2015 avec prorogation, 2016 sans prorogation) et de réitérer les demandes d'annulation des engagements juridiques faites en 2019 mais non opérées. Ces opérations d'annulation permettent de faire décroître le montant des restes à payer du CAS. Toutefois la DB a constaté que tous les retraits d'AE opérés depuis 2012 n'avaient pas donné lieu à un retrait des CP correspondants, engendrant ainsi une incertitude sur le montant exact des restes à payer. Il conviendrait de poursuivre l'actualisation de Chorus pour garantir l'évaluation des restes à payer en s'assurant que Chorus reflète bien les décisions de recyclage ou d'annulation des AE annulées depuis la création du CAS.

Recommandation n° 1. (DGEC) : Améliorer la redevabilité et la gestion des retraits d'engagement.

2.1.2 L'amélioration de la gestion grâce au système d'information en cours de développement

2.1.2.1 Le développement du SI-FACÉ

Des travaux de fiabilisation de la prévision d'exécution ont été menés avec le CBCM. Ces travaux s'inscrivent dans le projet de dématérialisation des opérations et de gestion des subventions (SI-FACÉ) initié en 2017 (cf. *supra*), qui devrait permettre de :

- fluidifier l'interface avec les AODE, les rendre plus autonomes dans le suivi de l'instruction de leurs demandes, améliorer le suivi des anomalies lors des différentes phases d'instruction, avoir une vision globale sur plusieurs années des subventions octroyées et de la consommation des crédits ;
- optimiser l'allocation des subventions, rendre plus interactif le processus de demandes de paiement ;
- développer l'action qualitative de la gestion du FACÉ : dématérialisation des procédures et des envois de documents, amélioration du suivi des subventions octroyées et de l'avancement des travaux, réduction des délais de paiement par l'interface avec Chorus.

Après des développements réalisés par le prestataire principalement au cours de l'année 2018, une phase de test de la première version du SI-FACÉ a été réalisée durant la période estivale 2019, ce qui a conduit à l'identification d'anomalies bloquantes. Plusieurs AODE se sont portées

volontaires pour tester l'outil suite à la levée des anomalies. Le retard pris au fil des mois sur le chantier de dématérialisation n'a pas permis sa mise en production en janvier 2020 comme initialement prévu.

La nouvelle échéance fixée pour la finalisation de l'outil est le mois d'août 2020. Les tâches restant à accomplir concernent la correction des anomalies encore persistantes, la reprise des bases de données existantes, le paramétrage des données relatives aux AODE bénéficiaires des aides du FACÉ, l'avancement des phases de tests d'interface avec Chorus jusqu'à la mise en production finale.

2.1.2.2 L'amélioration de la gestion des CP

Selon la DGEC, des fonctionnalités de pilotage budgétaire et de prévision de la dépense pourraient être intégrées ultérieurement dans l'outil. De telles fonctionnalités pourraient donner l'opportunité d'affiner la programmation des crédits, en tenant compte du fait que le FACÉ finance des projets d'infrastructures, pour lesquels une programmation en AE=CP n'est pas forcément la plus pertinente. Une documentation plus fine du besoin de CP grâce à l'outil permettrait de proposer des prévisions de consommation de CP plus réalistes (assises sur la transmission des décaissements prévisionnels par les AODE par exemple).

En effet, aujourd'hui, comme indiqué *supra*, la totalité des CP non consommés est reportée d'une année sur l'autre. Toutefois le montant des CP reportés ne reflète pas le niveau des restes à payer (voir partie 2.2) et ne tient pas systématiquement compte des REJB de l'année (par exemple le montant des reports de CP de 2019 à 2020 est de 292,1 M€ alors que 5,7 M€ d'AE ont fait l'objet de retraits, ce qui a entraîné les annulations de CP correspondants).

Ainsi le niveau de CP ouverts chaque année ne correspond ni au niveau prévisionnel des décaissements de l'année, ni au niveau des restes à payer sur engagements antérieurs augmentés des CP des engagements prévisionnels de l'année. Il résulte simplement de l'historique des reports de CP non-consommés chaque année. Un meilleur dimensionnement du niveau de CP ouverts en LFI permettrait ainsi d'accroître la lisibilité des flux relatifs à la gestion du CAS et d'éviter les importants reports en CP.

Recommandation n° 2. (DGEC) : Définir un plan d'actions pour mieux dimensionner l'ouverture des CP en fonction des AE octroyées.

2.1.3 Le contrôle *a posteriori* par le CBCM

Un arrêté du 28 décembre 2018²⁸ a permis d'exempter complètement le FACÉ, en 2019 et 2020, de tout visa *a priori* des engagements de crédits afin de réduire encore le délai d'attribution des subventions aux AODE. Cette mesure conduit le contrôleur budgétaire et comptable à mettre en œuvre une nouvelle forme de dialogue avec la DGECC, centrée sur la vérification de la soutenabilité de la gestion, ainsi que sur l'effectivité et l'efficacité du dispositif de contrôle interne budgétaire.

En contrepartie de cet allègement des contrôles *a priori*, un contrôle *a posteriori* a été mené sur l'exécution du CAS. Ce contrôle a conduit à s'interroger sur le respect de l'article 12 du décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale : « *tout sous-programme d'une année est soldé par son bénéficiaire au plus tard avant la fin de la troisième année suivant l'année de programmation à laquelle il se rattache* ».

En effet le contrôleur budgétaire et comptable a identifié, en gestion 2019, des paiements pour cinq programmes rattachés à la programmation 2014 et 68 programmes rattachés à la programmation 2015. 73 paiements ont donc enfreint la règle du solde quadriennal prévue par décret précité.

Toutefois parmi ces 73 dossiers, 25 dossiers ont fait l'objet d'un paiement suite à l'obtention de la dérogation prévue à l'article susmentionné. Les autres cas relèveraient de demandes de paiement parvenues dans les délais réglementaires (soit avant le 31/12/2018), mais qui n'ont pu faire l'objet d'un paiement qu'en gestion 2019.

2.1.4 Le développement du contrôle de l'usage des aides

En 2019, 20 opérations de contrôle étaient programmées et 18 ont été réalisées. Ces opérations sont réalisées par les membres de la mission du financement de l'électrification rurale (MFER).

Ces contrôles concernent les opérations achevées et portent sur la réalisation effective et qualitative des travaux prévus et pour lesquels un financement a été accordé. De manière plus précise, les principaux points

²⁸ Arrêté du 28 décembre 2018 portant suspension partielle du contrôle budgétaire *a priori*, au ministère de la transition écologique et solidaire et au ministère de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales, en application de l'article 106 du décret n° 2012-1246 du 7 novembre 2012 relatif à la gestion budgétaire et comptable publique.

de contrôle effectués visent la vérification²⁹ : du réel achèvement de travaux (réception de fin de chantier, absence de reliquat de chantier ou de l'ancien réseau ...) ; de la cohérence entre les montants des factures présentées et ceux déclarés sur les certificats de demande de paiement adressés à la mission FACÉ ; de la cohérence des longueurs et des caractéristiques des différents câbles HTA et BT posés et déposés (réseaux et branchements) entre les plans et les factures ; du métrage de portions des principaux câbles HTA, BT à l'aide d'un odomètre ; des caractéristiques des poteaux facturés (béton armé ou bois) en pose ou en dépose ; de l'absence de ligne de facturation liée à l'éclairage public ; de la valorisation des fils nus en cuivre déposés ; de l'existence des différents coffrets réseaux.

Une base de données relative aux coûts de travaux a par ailleurs été constituée courant 2018. Celle-ci a été alimentée en continu en 2019, à partir de données des annexes techniques jointes aux certificats de paiement pour solde. Elle est donc opérationnelle et comprend un échantillonnage d'opérations de plus en plus conséquent. Cette base a pour objectif de transmettre des informations diverses aux syndicats, telles que des ratios de comparaison durant les opérations de contrôle ou lors de la diffusion du bilan annuel des contrôles effectués.

Recommandation n° 3. (DGEC) : Poursuivre l'amélioration du dispositif de contrôle des travaux et compléter la base de données sur les caractéristiques des opérations, leur coût constaté et leur efficacité.

²⁹ Les observations principales et récurrentes à l'issue des contrôles et les axes d'amélioration des pratiques portent sur :

- la valorisation des fils nus de cuivre déposés (quelques syndicats intègrent encore celle-ci dans le prix de la dépose) ;
- la dépose des supports en béton armé non réalisée du fait de supports communs avec les lignes téléphoniques. : cette situation bloque les syndicats dans la clôture du dossier pour l'AODE (attente de parfait achèvement) et le solde de l'opération n'est pas effectif ;
- l'absence de repérage « terrain » des coffrets réseaux, repérés sur les plans, compensée par l'utilisation de plus en plus fréquente de la géolocalisation des coffrets ;
- les lignes de facturation liées à l'éclairage public pour plus d'un tiers des syndicats contrôlés, mais portant sur des montants marginaux (de l'ordre de quelques dizaines voire quelques centaines d'euros).

2.2 Une meilleure appréciation du déséquilibre

2.2.1 Des restes à payer structurels

Le niveau important de reste à payer constaté sur le CAS chaque année, est une conséquence d'un échelonnement des décaissements sur quatre années, parfois cinq par dérogation³⁰. Le rythme moyen de consommation de CP observé entre 2012 et 2017 est présenté dans le tableau n° 7.

Tableau n° 7 : Rythme de décaissement observé pour une dépense engagée l'année N (rythme moyen constaté entre 2012 et 2017)

Année	N	N+1	N+2	N+3	N+4	Total
% de CP engagés	8,6 %	44,9 %	23,4 %	13,9 %	7,5 %	98,3 %

Source : LFI 2019

Ce tableau explique le caractère structurel d'un montant élevé de restes à payer, induit par le fonctionnement des aides du FACÉ lui-même. Le montant des restes à payer au 31 décembre 2019 (retraits d'engagements déduits) s'élève ainsi à 625,53 M€, comme illustré par le tableau n° 8³¹.

Tableau n° 8 : Restes à payer (RAP) au 31/12 de l'année considérée, en M€, retraits d'engagements pris en compte

RAP	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total de RAP au 31/12
31/12/14	9,32	33,29	88,1	191,17	257,72						579,6
31/12/15	5,32	7,99	36,15	77,65	171,26	329,75					628,12
31/12/16	0,32	1,88	5,07	29,85	83,05	174,57	328				622,74
31/12/17	0,32	1,37	2,84	4,67	32,38	96,95	194,43	291,77			624,73
31/12/18	0	0,1	0,91	3,22	5,14	38,57	103,4	192,08	318,74		662,16
31/12/19	0	0	0	0	1,92	10,24	31,69	102,34	186,14	293,2	625,53

Source : DGEC

³⁰ Les dispositions du décret 2013-46 imposent de solder les aides par leur bénéficiaire au plus tard à la fin de la troisième année suivant l'année de programmation de celles-ci, cf. *supra*.

³¹ Ce niveau de restes à payer (RAP) est reflété dans le compte général de l'État (CGE). Ainsi, au 31/12/2018, le niveau des engagements hors bilan de l'État s'est élevé à 662 M€.

2.2.2 Une situation héritée de la création du CAS

La LFI 2012 a plafonné à 377 millions d'euros le niveau des autorisations d'engagement et des crédits de paiement se rapportant au CAS. Les montants institués par le décret n° 2011-2033 du 28 décembre 2011 portant répartition des crédits et découverts autorisés par la loi n° 2011-1977 du 28 décembre 2011 de finances pour 2012 permettaient de couvrir les dépenses relatives à l'exercice 2012 mais pas les dépenses au titre des aides attribuées les années antérieures mais restant à payer, correspondant aux engagements d'EDF et s'élevant à 410 M€.

Les autorisations pour l'engagement de ces dépenses restant à payer au 31 décembre 2011 n'ont ainsi été accordées par la direction du budget que le 13 avril 2012, sous forme d'autorisations d'engagement dites « techniques »³². Cette opération a fait l'objet d'une régularisation *ex post* dans le cadre de la loi de règlement pour 2012 qui a prévu, à ce titre, « une ouverture exceptionnelle en autorisations d'engagement ».

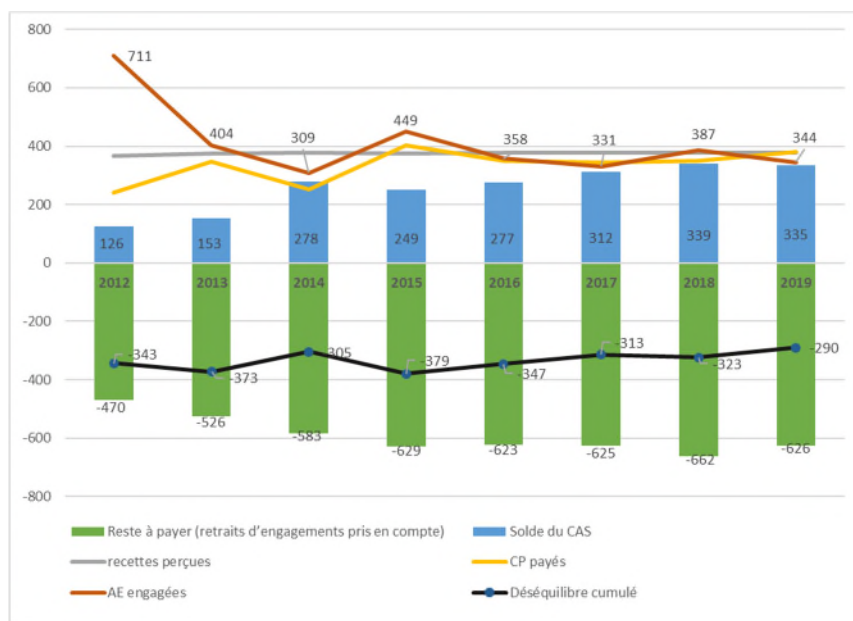
Ainsi, 787 M€ d'AE étaient disponibles à l'ouverture du CAS compte tenu des AE ouvertes en LFI 2012 (377 M€) et de la reprise de 400,4 M€ d'AE (sous forme d'AE techniques). Les recettes se sont élevées cette même année à 367 M€ et 241 M€ de CP ont été consommés, portant le solde au 31 décembre 2012 à 126 M€. 711 M€ d'AE ayant été engagées (AE ouvertes en 2012 et AE techniques), le reste à payer global (engagements antérieurs à 2012 et engagements de 2012) était alors de 470 M€ (711-241=470 M€).

Au 31 décembre 2012, le CAS était donc en déséquilibre entre les engagements et les ressources d'environ 343 M€ (469,6-126,1=343,5 M€).

Le graphique n° 4 présente un historique des recettes perçues, AE engagées, CP payés, restes à payer, soldes et déséquilibre du CAS depuis sa création en 2012. Il met en lumière le fait que le CAS a toujours été significativement en déséquilibre, puisque qu'à chaque clôture son niveau de déséquilibre représente environ une année de CP (en moyenne 336 M€ depuis 2012). Comme expliqué *supra*, ce déséquilibre constaté chaque année sur le CAS n'est pas un déficit de recettes cumulé mais un déséquilibre initial non apuré, lié à la reprise des engagements d'EDF sous forme d'AE dites « techniques », sans les CP nécessaires pour les honorer.

³² Cour des comptes, *Note d'analyse de l'exécution budgétaire 2012*, 2013.

Graphique n° 4 : Recettes perçues, AE engagées (REJB déduits), CP payés, restes à payer, solde et déséquilibre au 31 décembre de l'année (M€)



Note : les AE sont présentées nettes des REJB. Toutefois, il existe une incertitude sur la prise en compte des retraits d'engagements de 2016.

Source : Cour des comptes d'après données DGEC et CBCM

Le déséquilibre constaté en 2019 est ainsi de 290³³ M€, et ce malgré des retraits d'engagements récurrents. En effet, en moyenne, depuis la création du CAS, 1,7 % d'AE engagées ne sont pas demandées et ne donnent donc lieu à aucun paiement (cf. partie 2.1.1). Les retraits d'engagements correspondants contribuent donc à la baisse du déséquilibre du CAS.

La DB estime que le déséquilibre du CAS ne contrevient pas à l'article 21 de la LOLF. Toutefois, la DGEC et la DB souhaitent apurer ce déséquilibre³⁴, reconnaissant ainsi implicitement que la situation n'est pas

³³ La direction du budget a avancé le chiffre de 292 089 465 € sans préciser la justification de ce montant.

³⁴ Le PLF 2020 précise d'ailleurs « En vertu de l'article 21 de la loi organique relative aux lois de finances, le solde comptable du CAS doit pouvoir couvrir l'intégralité des

COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE « FINANCEMENT DES
AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION
RURALE »

satisfaisante eu égard aux règles de gestion qui prévalent pour les CAS. La situation actuelle ne pose effectivement pas de difficulté dans un régime stationnaire, mais toute évolution future du dispositif conduirait à devoir trouver une solution pour pouvoir honorer les engagements n'ayant pas fait l'objet d'une perception de recettes.

Selon la DB, l'apurement pourra progresser grâce à deux leviers :

- l'écart entre le niveau de recettes et le niveau des engagements, obtenu à partir du maintien d'un écart de 17 M€ entre recettes et crédits ouverts en LFI (à l'instar de ce qui a été programmé en 2018 et 2019) ;
- la baisse des restes à payer, induite par les retraits d'engagements – qui peut être estimée, au vu du retour d'expérience des exercices 2012 à 2014, à 1 % des crédits engagés sur le P793 et environ 35 % sur le P794 –.

Par ailleurs, la sous-exécution budgétaire ne saurait constituer un levier pérenne pour l'apurement, au risque d'un manque de sincérité budgétaire. Elle contribue toutefois de fait à la résorption du déséquilibre.

En 2019, l'écart entre les recettes perçues (378 M€) et les engagements réalisés sur l'exercice (344 M€), reflétant à la fois l'excès de 17 M€ de recettes, un sous-engagement sur le CAS et les retraits d'engagements réalisés, ont ainsi permis de réduire le déséquilibre cumulé du CAS de 33,5 M€ en 2019.

Il serait toutefois souhaitable que l'apurement attendu par ces différents leviers soit quantifié, afin d'obtenir une lisibilité sur l'horizon de résorption du déséquilibre. Un apurement provenant uniquement de l'écart entre recettes et crédits programmés en LFI à hauteur de celui mis en œuvre en 2019 conduirait à un apurement en 17 ans. Un apurement à hauteur de celui constaté en 2019 (comprenant l'écart entre recettes et dépenses précédemment mentionné, le sous-engagement et la baisse des restes à payer) conduirait à un apurement en 9 ans.

Recommandation n° 4. (DGEC-DB) : Établir en vue du PLF 2021 un plan d'apurement pluriannuel du déséquilibre originel entre les engagements réalisés et les ressources disponibles.

engagements prévus pendant l'année ainsi que les restes à payer liés aux engagements réalisés sur les exercices antérieurs ».

2.3 Une démarche de performance renouvelée

Jusqu'en 2019, la démarche de performance du CAS s'articulait autour de 11 indicateurs (sept pour le P793 et quatre pour le P794). Ceux-ci avaient été critiqués dans les NEB précédentes, du fait de leur faible représentativité de la performance du CAS FACÉ (cf. NEB 2018 notamment). Le suivi de ces indicateurs jusqu'en 2019 fait l'objet de l'annexe n° 3.

Une refonte importante des indicateurs de performance de la mission a été réalisée dans le PLF 2020. Le nombre d'indicateurs a été revu largement à la baisse, passant de onze à trois indicateurs seulement.

Sur la mission FACÉ en général, un indicateur est instauré afin de mesurer l'objectif « *d'améliorer le rythme de décaissement des subventions attribuées aux AODE* ». Deux données sont mesurées :

- le stock de crédits engagés sur les programmations des années N-1 à N-4 mais non encore décaissés au 31 décembre de l'année N, rapporté à la dotation annuelle moyenne (en valeur) ;
- la part des départements disposant d'un stock de subventions non décaissées représentant plus de 2 années de dotation moyenne (en %).

Sur le programme 173, deux indicateurs permettent d'apprécier l'objectif « *d'amélioration de la qualité des réseaux de distribution* » :

- le premier, intitulé « *Sécurisation des réseaux basse tension en fils nus* » mesure, en pourcentage, d'un côté la « *part des km de fil nu déposé en N-2 avec l'aide du CAS Facé* » (sur le nombre de km de fils nus total) et par ailleurs la « *part des km de fil nu déposé en N-2 sans l'aide du CAS Facé* » (pour information).
- l'autre indicateur intitulé « *résorption des départs mal alimentés (DMA)* » mesure en pourcentage d'un côté la « *part des départs mal alimentés résorbés en N-2 avec l'aide du CAS FACÉ* » (sur le nombre de DMA total) et d'un autre côté la « *part des départs mal alimentés résorbés en N-2 sans l'aide du CAS FACÉ* » (pour information).

Les indicateurs relatifs aux stocks de subventions seront alimentés par des données issues de Chorus. Les deux autres indicateurs (DMA et km de fils nus déposés) seront alimentés à partir des données de l'inventaire biennal des besoins renseignés par les AODE en N au titre des années N-1 et N-2.

COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE « FINANCEMENT DES
AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION
RURALE »

Compte tenu du caractère singulier et du faible nombre des projets soutenus par le programme 794, il n'a pas été jugé pertinent d'établir d'indicateur sur ce programme.

Les anciens indicateurs ne seront plus suivis. Les sources des données seront au demeurant toujours existantes (inventaire des besoins et base de données de la mission FACÉ à la DGEC).

Cette refonte est positive dans la mesure où elle permet effectivement une meilleure appréciation de l'efficacité des aides (indicateurs de résultats du programme 793) et de l'efficience de la gestion du CAS (indicateur de stock d'aides).

3 Les perspectives d'évolution

3.1 Des évolutions réglementaires du FACÉ à dispositif budgétaire inchangé à compléter

La DGEC prévoit de réformer le FACÉ, par modification du décret du 14 janvier 2013. Elle mettrait ainsi en place certaines réformes réglementaires qui avaient notamment été proposées dans le rapport d'information présenté par M. Genest au nom de la Commission des finances du Sénat en 2017 :

- l'augmentation du montant du versement prévisionnel de trésorerie (avance), de 10 % à 20 % du montant de la subvention, qui accélérerait le rythme des décaissements et accroîtrait la part immédiatement prévisible de consommation de chaque sous-programme (modification de l'article 16 du décret précité) ;
- une transmission plus rapide des programmations de travaux, au 30 septembre et non plus au 31 décembre de chaque année, qui faciliterait l'engagement de la totalité des AE dans l'année, sans avoir recours à des reports sur l'année suivante (modification de l'article 7 du décret précité).

Il est également envisagé d'instaurer les mesures suivantes :

- un démarrage des travaux dans l'année suivant la décision attributive de subvention, au lieu de deux à trois ans actuellement, sans quoi la subvention serait réputée caduque, ce qui accélérerait également le rythme des décaissements (modification de l'article 11 du décret précité) ;
- la communication par l'AODE d'un rythme de consommation de ses crédits en même temps que son état prévisionnel de travaux ;
- la fusion des sous-programmes « *filis nus* » et « *filis nus de faible section* » ;
- l'introduction d'une fongibilité asymétrique entre les sous-programmes au bénéfice des sous-programmes « *sécurisation des filis nus* » et « *renforcement des réseaux* » ;
- l'introduction d'une méthode opposable de lissage³⁵ des dotations visant à limiter les variations d'une année sur l'autre ;

³⁵ Atténuation des effets des variations des droits à subvention d'une année sur l'autre.

COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE « FINANCEMENT DES
AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION
RURALE »

- l'inscription dans le décret précité de la pénalité pour stock d'aides appliquée par le Conseil du FACÉ ;
- la modulation du taux d'aide en fonction de la nature des travaux (donc des sous-programmes).

Par ailleurs, comme indiqué *supra*, le classement dans le régime urbain ou rural a des conséquences en termes de répartition des compétences entre concessionnaire et concédant pour le financement et la réalisation des travaux sur le réseau de distribution. La réflexion engagée en 2017 concernant une nouvelle définition de la ruralité a donné lieu à des propositions en 2019, qui sont détaillées en annexe n° 4. Cette évolution est, dans tous les cas, envisagée à moyens budgétaires constants : le niveau moyen des aides sera adapté en fonction du nombre de bénéficiaires.

La réforme concerne également l'extension du périmètre d'intervention du fonds. La transition énergétique devrait en effet faire évoluer les besoins des réseaux installés en milieu rural qui accueillent la plupart des nouvelles capacités d'énergies renouvelables. La DGEC envisage ainsi de créer deux nouveaux sous-programmes du P794 : un sous-programme « *transition énergétique* », visant à financer l'installation de dispositifs intelligents de gestion de la demande en puissance ou en stockage, ainsi qu'un sous-programme « *solutions innovantes* », visant à financer des opérations exceptionnelles présentant un caractère innovant pour la distribution d'électricité³⁶.

Ces propositions ont fait l'objet d'un avis du Conseil d'Électrification Rural, le 18 décembre 2019. Cet avis est favorable pour toutes les dispositions présentées, à l'exception de la modification des critères de ruralité.

Ce projet de réforme répond donc à de nombreux enjeux du CAS tels que l'obsolescence des critères de ruralité, l'absence de mécanisme juridique pour la mise en œuvre des pénalités, etc. Il devrait également permettre une amélioration du rythme de consommation des crédits et une meilleure visibilité sur les besoins de CP nécessaires pour honorer les engagements, ce qui pourrait permettre d'affiner leur programmation.

Il ne propose néanmoins pas de solutions spécifiques aux difficultés rencontrées par les collectivités ultramarines (cf. partie 1.3). La Cour prend note de la création en 2019 d'un syndicat mixte d'énergies départemental

³⁶ La Cour avait recommandé, dans son insertion au RPA 2016, de « *centrer les financements du FACÉ sur les investissements prioritaires pour la qualité de la distribution d'électricité et la transition énergétique* ».

en Guyane, le SMEGuy. Toutefois d'autres mesures spécifiques aux collectivités ultramarines restent nécessaires, telles que la modification de la clé de répartition des crédits ou la création d'un sous-programme spécial. Il serait souhaitable que ces questions fassent également l'objet de propositions d'évolutions réglementaires, dans un deuxième temps le cas échéant.

Recommandation n° 5. (DGEC) : Mener à bien les réformes réglementaires du CAS engagées et prendre des mesures visant à améliorer l'efficacité globale du dispositif dans les collectivités ultramarines.

3.2 Des perspectives d'évolution du circuit financier du FACÉ à envisager

3.2.1 Une réforme envisagée

Le rapport Action publique 2022³⁷ a préconisé de rationaliser et simplifier le FACÉ en faisant en sorte que tous les investissements dans les réseaux de distribution électriques soient financés par les tarifs de distribution sous contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), ces tarifs devant intégrer la dimension de péréquation vers certains territoires (cf. schéma n° 1).

Il s'agirait de généraliser le modèle de gestion de la distribution d'électricité en zone urbaine. Dans ce modèle, les gestionnaires du réseau de distribution exerceraient la maîtrise d'ouvrage des travaux, qu'ils soient en zone urbaine ou rurale, ces investissements étant financés par les recettes usuelles du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité – le TURPE (cf. encadré). Ces propositions avaient déjà été esquissées dans le rapport de la Cour des comptes sur les concessions de distribution de l'électricité³⁸. Elles sont également appuyées par la direction du budget (DB).

³⁷ Action Publique 2022, *Service Public, se réinventer pour mieux servir*, Juin 2018.

³⁸ Cour des comptes, *Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer*, Rapport public annuel 2013.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les gestionnaires de réseaux assurent le développement, l'exploitation et l'entretien des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Pour accomplir ces missions, ils perçoivent, auprès des utilisateurs du réseau (c'est-à-dire les consommateurs d'électricité), les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). La CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir ces tarifs.

Le TURPE est facturé au travers de plusieurs composantes : 1/ la composante de gestion, qui couvre les coûts de gestion clientèle supportés par les gestionnaires de réseaux ; 2/ la composante de comptage qui couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de facturation ; 3/ la composante de soutirage qui couvre principalement les charges d'exploitation et de capital liées aux infrastructures de réseau ainsi que le coût d'achat des pertes. Le TURPE comprend également la contribution d'Enedis et des ELD au FACÉ.

La mise en œuvre d'une telle réforme impliquerait, notamment :

- de mettre en place une gouvernance ou une réglementation permettant de sécuriser les investissements ruraux : pourraient notamment être envisagés une programmation locale des investissements dans le cadre des schémas régionaux d'aménagement, la fixation d'objectifs dans les contrats de concession à l'occasion du renouvellement d'un grand nombre d'entre eux à partir de 2020, le meilleur partage d'information entre les gestionnaires et les AODE ;
- de résoudre la question du déséquilibre du CAS (environ 290 M€) ;
- de réévaluer le TURPE pour assurer la neutralité économique du dispositif pour les concessionnaires, en y intégrant la quote-part de financement des investissements ruraux aujourd'hui assurée par la TCFE.

L'application de cette réforme à la seule zone de desserte Enedis pourrait également être envisagée par souci de simplification, impliquant le recentrage du CAS FACÉ sur les 5 % du territoire couverts par EDF SEI et les entreprises locales de distribution (ELD).

Il serait également possible d'envisager une réforme moins radicale, dans laquelle les AODE ne seraient pas dépossédées de leurs prérogatives sur la maîtrise d'ouvrage des travaux, mais percevraient directement les

prélèvements inclus dans le TURPE – qui alimentent actuellement le FACÉ –, selon le même circuit de financement que les redevances au titre des investissements.

La DGEC souhaite toutefois un maintien du CAS FACÉ en l'état. La direction du budget estime quant à elle que la suppression du CAS, ou *a minima*, son recentrage sur la part du territoire non gérée par Enedis, emporterait plusieurs bénéfices : une meilleure qualité de réseau via un pilotage national des investissements ; de possibles baisses tarifaires (économies d'échelles) ; une simplification importante des flux financiers ; 360 M€ d'économies sur l'objectif de dépenses totales de l'État (ODETE).

3.2.2 Une réflexion à lier au périmètre du CAS

Une telle réforme permettrait également d'éviter que, par confort budgétaire, sous couvert de leur portage par le FACÉ, des enveloppes significatives soient allouées à des projets de transition énergétique ou à des projets pilotes de solutions innovantes³⁹ dans le cadre de l'extension du périmètre du FACÉ, qui devraient normalement relever de crédits budgétaires « classiques »⁴⁰.

Le recours au CAS FACÉ permet en effet de s'affranchir de la norme de dépenses pilotables de l'État, puisque cette norme exclut les dépenses des comptes d'affectation spéciale « *portant à titre principal sur des contributions aux collectivités territoriales* »⁴¹, comme précisé dans l'annexe 4 à la loi de programmation des finances publiques pour les années 2018 à 2022⁴².

Si la réforme évoquée *supra* n'était pas envisagée et si le CAS FACÉ voyait le périmètre de ses dépenses évoluer – comme c'est actuellement prévu avec la création de nouveaux sous-programmes –, il deviendrait ainsi légitime de s'interroger sur l'exclusion des dépenses du

³⁹ De tels projets pourraient par exemple être financés par l'action 3 « *Démonstrateurs et territoires d'innovation de grande ambition* » du programme 422 « *Valorisation de la recherche* » du Programme Investissements d'Avenir.

⁴⁰ Notamment pour ne pas créer d'inégalités d'accès aux financements entre les territoires, puisque les territoires urbains ne disposeront pas des mêmes facilités de subventionnement.

⁴¹ Le CAS FACÉ constitue ainsi, avec le programme 754 « *Contribution à l'équipement des collectivités territoriales pour l'amélioration des transports en commun, de la sécurité et de la circulation routières* »⁴¹ et le CAS « *Financement national du développement et de la modernisation de l'apprentissage* », les dépenses des comptes spéciaux au profit des collectivités territoriales.

⁴² Loi n° 2018-32 du 22 janvier 2018 de programmation des finances publiques pour les années 2018 à 2022.

COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE « FINANCEMENT DES
AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION
RURALE »

FACÉ de la norme de dépenses pilotables. Cette réflexion paraît d'autant plus justifiée que les décisions attributives de subvention sont notifiées chaque année par le MTES aux AODE et suivent une logique d'enveloppe, confirmant leur caractère discrétionnaire et pilotable.

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

- « Les aides pour l'électrification rurale : un instrument de péréquation efficace, qui doit s'adapter à de nouveaux besoins », Insertion au RPA, février 2018 ;
- « Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer », Insertion au RPA, février 2013.

Annexe n° 2 : Suivi des recommandations formulées au titre de l'exécution budgétaire 2018

N° 2018	Recommandation formulée au sein de la note d'exécution budgétaire 2018	Réponse de l'administration	Appréciation par la Cour du degré de mise en œuvre*	Justification	Devenir
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 (<i>destinataire : DGEC</i>).	Dans le cadre de la réforme réglementaire, diverses modifications des règles de gestion sont prévues, permettant d'éviter les reports importants	Mise en œuvre en cours	La communication par l'AODE d'un rythme de consommation de ses crédits en même temps qu'il fournit son état prévisionnel de travaux devrait effectivement permettre de mieux dimensionner les CP d'une année sur l'autre. Par ailleurs, l'augmentation du montant du versement prévisionnel de devrait accélérer le rythme des décaissements et accroître la part immédiatement prévisible de consommation de chaque sous-programme.	Modification de la recommandation : « Définir un plan d'actions pour mieux dimensionner l'ouverture des CP en fonction des AE octroyées ».
2	Établir sans délai un état exact et documenté du déficit du CAS et proposer, sur cette base, un plan d'apurement efficace (<i>destinataires : DGEC-DB</i>).	Maintien du montant des recettes à appeler à un montant supérieur aux AE et CP.	Mise en œuvre en cours	La perception de recettes supérieures au plafond d'AE ouverts en LFI permettra notamment progressivement de résoudre le déséquilibre. Cependant cette seule mesure	Modification de la recommandation : « Établir en vue du PLF 2021 un plan d'apurement pluriannuel du déséquilibre originel entre les

		Solde des engagements correspondant à des opérations achevées et campagnes d'annulation des engagements juridiques caducs.		ne permettrait de résorber le déséquilibre qu'au bout de 17 ans... Il serait souhaitable de proposer un plan d'action quantifié sur le sujet.	<i>engagements réalisés pour le CAS et les ressources disponibles.»</i>
3	Améliorer la redevabilité et la gestion des retraits d'engagement (<i>destinataire : DGEC</i>).	Campagne d'annulation systématique des engagements juridiques caducs et mise en place d'une procédure avec la DAF (CIF 2) permettant le pointage des retraits effectués par rapport à ceux demandés	Mis en œuvre en cours	Les retraits demandés en 2019 n'ont pas tous été réalisés, témoignant de progrès à mettre en œuvre sur le sujet.	Maintien de la recommandation
4	Engager sans délai les réformes réglementaires du CAS, en priorisant les plus urgentes (redéfinition des critères de ruralité et inscription du mécanisme de pénalités pour stock d'aides) et y intégrer, en plus des mesures visant à améliorer la consommation, des mesures visant à améliorer l'efficacité globale du dispositif dans les collectivités ultramarines (modification de la clé de	Travail réalisé sur les 4 derniers mois de 2019 avec poursuite en 2020 de la procédure, en vue de publication des textes	Mise en œuvre incomplète	Si les réformes réglementaires du CAS sont bien engagées, elles ne comportent pas de dispositions spécifiques aux collectivités ultramarines.	Modification de la recommandation : « <i>Mener à bien les réformes réglementaires du CAS engagées et prendre des mesures visant à améliorer l'efficacité globale du dispositif dans les collectivités ultramarines.</i> »

	répartition des crédits, création d'un sous-programme spécial, mais également portage d'une réflexion sur la création d'un syndicat départemental en Guyane, etc.) (<i>destinataires DGEC – DGOM</i>)				
5.	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 (<i>destinataire : DGEC</i>).	Base données existante depuis fin 2018 dont l'incrémentation de données se poursuit au fil de l'eau. Quelques améliorations prévues en 2020. Démarche à poursuivre.	Mise en œuvre en cours	La démarche de contrôle se structure et la base de données se complètent.	Modification de la recommandation : « <i>Poursuivre l'amélioration du dispositif de contrôle des travaux et compléter la base de données sur les caractéristiques des opérations, leur coût constaté et leur efficacité.</i> »
6.	Recentrer le volet performance du CAS autour d'indicateurs, existants ou à créer, plus pertinents dans l'évaluation de l'efficacité de la mission, pilotables par le ministère et dont le suivi apporte une réelle valeur ajoutée (<i>destinataire : DGEC</i>).	Nouveaux indicateurs proposés dans le PAP 2020. Le contenu sera à compléter et leur pertinence à évaluer.	Totalement mis en œuvre	Les nouveaux indicateurs ont été proposés dans le cadre du PLF 2020.	Suppression de la recommandation

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

Annexe n° 3 : Le volet performance du CAS

Tableau n° 9 : Indicateurs de performance du programme 793

	N°	Intitulé	RAP 2016	RAP 2017	PAP 2018	RAP 2018	PAP 2019	Réalisé 2019
Renforcement des réseaux basse tension	1.1	Coût moyen du km de fil (€)						
		<i>Coût moyen du km de câble souterrain posé</i>	93 503	87 133	94 000	89 681	95 000	90 440
		<i>Coût moyen du km de fil aérien torsadé posé</i>	38 904	43 512	36 000	35 111	39 000	37 960
	1.2	Nombre de départs mal alimentés (nombre)						
		<i>Nombre de départs mal alimentés</i>	14 200	12 400	10 000	12 400	10 000	20 340
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>	27 636 (p)	22 800	25 000	22 800	18 000	18 440
		<i>Nombre de km de fil nu de faible section</i>	20 393 (p)	17 500	18 000	17 500	16 000	14 160
	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>	74 896	48 500	70 000	65 200	70 000	74 918
		<i>Coût moyen du km de fil nu de faible section pris en charge par les aides du CAS FACÉ</i>	71 422	53 600	70 000	62 823	70 000	64 607

Source : DGEC

L'indicateur de performance 1.2 fait apparaître un nombre deux fois plus important de départs mal alimentés (DMA) en 2019 par rapport à l'année précédente. Ceci peut s'expliquer par une évolution, en 2018, de la méthode statistique d'Enedis (dite GDO-SIG) pour comptabiliser les

DMA. Les résultats statistiques en sont modifiés car calculés autrement. L'outil actuel ERABLE intègre désormais l'adaptation des profils de consommation, ainsi que l'impact des producteurs d'énergies renouvelables. Cela se traduit par une augmentation significative du nombre de DMA dans chaque département. Du fait du changement de méthodologie, il est toutefois difficile de comparer ces résultats avec les chiffres antérieurs.

Tableau n° 10 : Indicateurs de performance du programme 794

	N°	Intitulé	RAP 2016	RAP 2017	PAP 2018	RAP 2018	PAP 2019	Réalisé 2019
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 par le biais d'un financement du CAS FACÉ (nombre)</i>	5	14	20	8	20	7
		<i>Coût moyen d'un financement de site isolé en métropole (€)</i>	50447	58527	30000	39970	40000	46750
	1.2	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>	4	2	4	1	40	20
		<i>Coût moyen d'un financement de site isolé en outre-mer (€)</i>	31284	123000	35000	35814	84200	51748

Source : DGEC

Annexe n° 4 : Modification proposée des critères de ruralité

L'éligibilité des aides du FACÉ est conditionnée aux critères de ruralité, détaillées dans l'encadré *infra*.

Définition de la ruralité

Selon le décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale modifié par le décret n° 2014-496 du 16 mai 2014, une commune est considérée comme rurale et est éligible aux aides du FACÉ si elle remplit deux conditions cumulatives :

- une population totale inférieure à 2 000 habitants ;
- une situation hors du périmètre d'une unité urbaine dont la population totale est supérieure à 5 000 habitants.

Toutefois, le préfet peut, à la demande d'une autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et après avis du ou des gestionnaires de réseau concernés, étendre par arrêté motivé le bénéfice des aides à des travaux effectués sur le territoire de communes dont la population totale est inférieure à cinq mille habitants, compte tenu notamment de leur isolement ou du caractère dispersé de leur habitat.

La redéfinition des critères de ruralité est notamment rendue nécessaire du fait que la politique de regroupement de communes et de création de communes nouvelles amène certaines d'entre elles à dépasser les 5 000 habitants⁴³, sans que le territoire ne cesse de présenter des caractéristiques rurales justifiant l'intervention du FACÉ (habitat dispersé, faible densité démographique).

La loi n° 2016-1500 du 8 novembre 2016 relative aux communes nouvelles a prévu une mesure transitoire – jusqu'au prochain renouvellement général des conseils municipaux de 2020 – pour ces communes, qui demeureront éligibles aux aides du FACÉ « *pour la partie ou les parties de leur territoire qui y étaient éligibles la veille de leur création* ». Ainsi, l'échéance de révision réglementaire du critère de ruralité du FACÉ a été fixée à la date des élections municipales de 2020.

La piste privilégiée par la DGEC aujourd'hui consiste à adapter les règles d'éligibilité pour conserver dans le dispositif les communes nouvelles résultant de fusions, qui sans perdre leur caractère rural individuellement, franchissent les seuils de population actuels et basculent

⁴³ Actuel seuil au-delà duquel une commune n'est plus éligible automatiquement aux aides du FACÉ.

dans le régime urbain. Une nouvelle règle permettrait ainsi de mieux encadrer les dérogations, pour éviter les inégalités d'accès au FACÉ entre territoires. La piste privilégiée à ce stade par la DGEC est le maintien de l'éligibilité des parties de territoire de la commune nouvelle actuellement éligibles aux règles du FACE.