



## DELIBERATION N° 2021-122

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 avril 2021 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie des primes pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour les projets de réinvestissements dans les installations de production existantes d'EDF SEI

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE commissaires

### 1. CONTEXTE

#### 1.1 Cadre juridique

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent notamment, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental :

« a) Les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 ;»

Ce même article énonce que les conditions de rémunération du capital immobilisé dans les moyens de production d'électricité, de stockage d'électricité ou nécessaires aux actions de maîtrise de la demande, dans ces zones, sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

L'arrêté du 6 avril 2020<sup>1</sup> pris pour l'application de cet article L. 121-7 a réformé les conditions de rémunération des projets d'installation de production, de stockage et d'infrastructure de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique lors de l'évaluation du coût de production normal et complet de ces projets, conformément aux dispositions de l'article R. 121-28 et lors de l'évaluation du montant des charges imputables aux missions de service public supportées par les opérateurs.

S'agissant des installations de production d'électricité, cet arrêté met fin au système de rémunération uniforme au taux de 11 %, lequel n'avait pas été révisé depuis 2006, en prévoyant désormais un taux de rémunération construit comme l'empilement :

- i. d'une estimation du taux sans risque sur la base de la moyenne du taux moyen d'Etat (TME) sur l'année civile précédant la délibération de la CRE évaluant le coût normal et complet de l'installation tout en n'allant pas en-deçà de 100 points de base ;
- ii. d'une prime fixe de 400 points de base ;
- iii. d'une prime de 100, 200, 300 et 400 points de base selon le territoire<sup>2</sup> ;

<sup>1</sup>Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées

<sup>2</sup> Prime de 100 points de base pour les îles du Ponant. Prime de 200 points de base pour la Corse, la Guadeloupe, la Martinique, la Réunion et Saint-Pierre et Miquelon. Prime de 300 points de base pour Mayotte et les territoires de la Guyane connectés au réseau électrique du littoral. Prime de 400 points de bases pour les îles Wallis-et-Futuna et les territoires de la Guyane non connectés au réseau électrique du littoral.

- iv. d'une prime d'au maximum 300 points de base, déterminée par la CRE, selon en fonction de l'analyse des risques du projet, de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant. Le critère risque s'apprécie notamment au regard des risques de développement, de construction et d'exploitation propre à la technologie mobilisée.

En outre, l'article 2 de ce même arrêté identifie les catégories de projets d'investissement ou de réinvestissement entrant dans son champ d'application. Il précise en effet que « *le taux de rémunération s'applique, à partir de la mise en service de l'installation, à la rémunération du capital immobilisé dans les investissements pour les moyens de production électrique, [...] s'agissant notamment de :*

- *la création de nouvelles installations ;*
- *l'augmentation de capacités d'installations existantes ;*
- *la mise aux normes environnementales de capacités de production existantes ;*
- *la rénovation d'installations existantes, en particulier pour prolonger leur durée de vie, adapter leur fonctionnement aux évolutions des contraintes du système électrique et s'agissant des moyens de production pour les convertir à l'usage d'un nouveau combustible ».*

### **1.2 Compétence de la CRE**

L'arrêté du 6 avril 2020 attribue à la ministre chargée de l'énergie la compétence pour fixer, par arrêté, le taux de rémunération du capital immobilisé dans les investissements pour les projets d'installation de production d'électricité.

En revanche, il donne compétence à la CRE pour déterminer une prime d'au maximum 300 points de base, indispensable pour le calcul de ce taux. Pour ce faire, la CRE doit tenir compte de l'analyse des risques du projet, de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant.

Afin de donner de la visibilité aux porteurs de projet, qu'il s'agisse d'un producteur tiers ou d'un producteur historique, la CRE a défini, dans sa méthodologie<sup>3</sup>, des fourchettes de points de base qu'elle applique pour déterminer sa proposition de prime.

A compter de la transmission par la CRE de sa proposition de prime à la ministre en charge de l'énergie, la ministre dispose d'un délai de deux mois pour arrêter le taux de rémunération applicable aux projets d'investissement dans les moyens de production concernés.

S'agissant de sa compétence d'évaluation des charges de service public de l'énergie (SPE), en application des articles L. 121-7, L. 121-9 et R. 121-30 du code de l'énergie, la CRE calcule chaque année – entre le 31 mars et le 15 juillet – le montant des charges imputables aux missions de service public, parmi lesquelles figurent les surcoûts de production d'électricité supportés par les fournisseurs historiques (FH), sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs concernés selon les règles établies par la Commission<sup>4</sup>.

Lors de sa délibération relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie, la CRE appliquera, le taux de rémunération arrêté par la ministre aux réinvestissements réalisés par les fournisseurs historiques afin d'évaluer le montant des surcoûts de production d'électricité supportés par ces derniers et la compensation associée.

### **1.3 Objet de la présente délibération**

Les fournisseurs historiques, EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Eau et Electricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) possèdent et exploitent aujourd'hui un certain nombre d'actifs de production, quasi exclusivement thermiques à combustible fossile et hydrauliques, dans les différents territoires. Ces installations nécessitent chaque année de nouveaux investissements qui peuvent viser à leur rénovation, mais également porter sur leur mise aux normes environnementales voire une augmentation de leur capacité.

La présente délibération a pour objet de proposer, à la ministre chargée de l'énergie, les primes liées à la nature de ces projets de réinvestissements portant sur les installations existantes d'EDF SEI et de lui indiquer à titre informatif, les taux de rémunération qui en découleraient.

<sup>3</sup> Méthodologie révisée applicable lors de l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation supportés par EDF SEI, EDM ou EEWF ou tout producteur tiers ayant conclu un contrat de gré à gré pour le développement des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI, publiée au sein de la Délibération n° 2020-319 du 17 décembre 2020.

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 25 février 2021 portant décision sur les règles de la comptabilité appropriée applicables aux opérateurs supportant des charges de service public de l'énergie pour la déclaration des charges constatées et sur le format de déclaration des charges prévisionnelles

En raison de la nouvelle compétence confiée à la CRE dans l'élaboration du taux de rémunération applicable à tout nouvel investissement des FH sur leurs installations existantes réalisé postérieurement à la publication de l'arrêté du 6 avril 2020 et compte tenu du calendrier fixé par le code de l'énergie pour l'évaluation des charges de SPE, il apparait que ces taux devront être arrêtés rapidement pour permettre la consolidation des données et l'adoption de la délibération de la CRE relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022 avant le 15 juillet 2021.

## **2. ANALYSE ET PROPOSITIONS DE LA CRE**

### **2.1 Description des réinvestissements d'EDF SEI**

EDF SEI exploite 47 installations de production d'une capacité cumulée de 1 151 MW dans onze territoires différents, de trois types : centrales hydrauliques, moteurs fonctionnant au diesel et turbines à combustion (TAC). Le tableau ci-dessous présente le nombre d'installations et leur capacité cumulée.

Type de technologie	Nombre de territoires concernés	Nombre de sites	Puissance cumulée (MW)
Hydraulique	3	8	437
Diesel	7	30 <sup>5</sup>	281
Turbine à combustion	5	10	433

L'annexe 1 détaille ces informations par installation de production.

Les investissements réalisés par EDF SEI recouvrent des natures diverses : il peut s'agir de maintenance classique de système, de visite d'inspection, de remise aux normes de sécurité ou environnementales au gré des évolutions de ces dernières, de travaux de prolongation de la durée de vie des centrales, d'augmentation de la capacité ou de conversion à un nouveau type de combustible comme les bioliquides.

EDF SEI avance la somme de 50 M€ de réinvestissements projetés en moyenne annuellement, regroupant une centaine de décisions d'investissement. La mise en place d'un processus analogue à celui qui existe pour le traitement des nouveaux projets d'investissement bénéficiant de contrat de gré à gré, nécessitant une proposition de prime pour chaque réinvestissement, n'apparait pas adaptée au regard du nombre et de la spécificité de ces investissements – effectués sur des actifs existants par les FH bénéficiant d'un système de compensation spécifique - qui présentent des risques comparables, selon la technologie mobilisée. Un tel processus engendrerait, en outre, un accroissement important de la charge administrative associée au traitement de ces dossiers.

### **2.2 Analyse et proposition de la CRE**

Au regard des éléments présentés ci-dessus, la CRE formule deux propositions de primes selon la technologie des moyens de production concernés. La première concerne les réinvestissements effectués dans les centrales thermiques à combustible fossile. La seconde concerne ceux réalisés dans des centrales hydrauliques.

Pour rappel, la CRE a introduit dans sa méthodologie révisée d'analyse des projets de production la grille de référence qu'elle compte appliquer pour déterminer la prime relative à la nature du projet et à la technologie employée, afin de donner de la visibilité aux porteurs de projet. En particulier, la CRE y a défini les fourchettes suivantes :

- [50 - 150] points de base pour l'hydraulique ;
- [0 - 100] points de base pour les énergies fossiles.

Les travaux de réinvestissements sur des actifs existants des fournisseurs historiques présentent un profil de risque différent des projets faisant l'objet d'un contrat de gré à gré soumis à la CRE pour l'évaluation de leur coût normal et complet en application de l'article R. 121-28 et examinés au regard des dispositions de la méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020<sup>6</sup>. Compte tenu de ce profil particulier, la CRE propose à la ministre chargée de l'énergie une prime se rapprochant de la borne basse de la fourchette de point de base définie dans sa méthodologie, pour les raisons exposées ci-après.

<sup>5</sup> Chaque site diesel comporte en général plusieurs moteurs : le nombre d'installations concernées est donc bien plus élevé.

<sup>6</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf

Le système de régulation des activités de production dans les ZNI pour les fournisseurs historiques, fondé sur une compensation *ex post* sur la base des coûts réellement supportés, est particulièrement peu risqué puisqu'il assure une compensation intégrale des surcoûts, dans des conditions de gestion normale. Ce mode de compensation diffère du mode applicable aux nouveaux projets de production faisant l'objet d'un contrat de gré à gré ou d'un protocole interne, où la compensation est déterminée *ex ante*.

La CRE considère ainsi que les taux de rémunération appliqués aux actifs de production des FH ne peuvent s'éloigner de ceux appliqués aux actifs de transport et de distribution d'EDF SEI, qui varient aujourd'hui entre 5,5 % et 6,4 %<sup>7</sup>, en cohérence avec le choix historique opéré avant l'arrêté du 23 mars 2006. La CRE avait en effet établi un taux de 6,5 % puis de 7,25 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2006 par analogie avec le taux de rémunération de la base d'actifs régulés dans le calcul du tarif d'utilisation des réseaux d'électricité (TURPE) et justifiait ce choix par le constat d'un risque financier limité lié à l'activité pour EDF, en présence d'un dispositif de compensation régulé des surcoûts<sup>8</sup>. Ce choix se fondait sur des analogies avec la situation des actifs réseaux<sup>9</sup>.

En outre, la CRE constate que ces investissements concernent des actifs existants, portant sur des technologies éprouvées, exploités depuis de nombreuses années par EDF SEI. Ces caractéristiques induisent une limitation sensible des risques portés par ces derniers sur les phases de développement et de réalisation des travaux, en comparaison avec de nouveaux projets puisque ces risques peuvent être anticipés et pris en compte dans le montant de l'investissement. La CRE a décidé de proposer des primes plus élevées sur l'hydraulique que sur le thermique en raison notamment de l'application du critère de pertinence environnementale, prévu par l'arrêté du 6 avril 2020.

La CRE s'assure toutefois chaque année que les surcoûts d'exploitation des unités de production déclarés sont bien liés aux seules particularités du parc de production inhérentes à la nature des ZNI, et non à une éventuelle mauvaise gestion des actifs de production. Ainsi, les FH sont incités à maintenir une disponibilité satisfaisante de leurs installations sous peine de pénalités, mais ne bénéficient pas pour autant de bonus en cas de bonne performance, contrairement aux contrats de gré à gré. A titre d'illustration, sur les dix dernières années EDF SEI a été pénalisé à hauteur de 35 M€ pour des questions de performance de ses moyens de production thermique.

Par ailleurs, la CRE rappelle que la prime géographique de l'arrêté du 6 avril 2020 rémunère d'ores et déjà les risques spécifiques liés au territoire<sup>10</sup>.

En conséquence, au regard de l'ensemble de ces éléments, la CRE propose de retenir pour les investissements effectués par EDF SEI sur ces actifs existants **une prime de 25 points de base pour ses installations thermiques à combustible fossile et de 75 points de base pour ses installations hydroélectriques.**

Les taux arrêtés sur la base de cette proposition s'appliqueront à la rémunération du capital immobilisé dans les nouveaux investissements réalisés par EDF SEI sur l'ensemble de ses actifs existants, précisés en annexe 1, s'agissant notamment de :

- la rénovation de ses installations en particulier pour prolonger leur durée de vie ou adapter leur fonctionnement aux évolutions des contraintes du système électrique ;
- leur mise aux normes environnementales ;
- une augmentation de leur capacité.

S'agissant des investissements dans les moyens de production pour les convertir à l'usage d'un nouveau combustible, prévu au quatrième de l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020, il convient de souligner que les primes proposées dans le cadre de cette délibération ne leur sont pas applicables. Ces derniers devront faire l'objet d'une saisine spécifique par projet, avec proposition d'une prime adaptée à la nature du projet et au combustible envisagé.

La CRE rappelle à ce titre, qu'en application de sa méthodologie révisée<sup>11</sup> d'analyse des projets de production, ces projets de conversion devront répondre à un objectif de politique énergétique prévu par la PPE en vigueur ou en cours de révision afin que la CRE procède à l'évaluation des surcoûts de production induits par ces projets.

<sup>7</sup> Ces niveaux s'inspirent et excèdent légèrement ceux du TURPE 5 en raison du risque spécifique porté par EDF SEI du fait de sa mission d'équilibrage du réseau à l'échelle d'un territoire. Cf. délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

<sup>8</sup> Communication de la CRE relative au contrôle de la comptabilité appropriée (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/controle-de-la-comptabilite-appropriee>)

<sup>9</sup> Il est à noter qu'EDF avait jugé cette rémunération insuffisante dans un contexte de taux sans risque relativement élevés qui prévalait au début des années 2000, ce qui a conduit à l'arrêté du 23 mars 2006.

<sup>10</sup> Par exemple les risques d'ordre social, climatique ou géopolitique

<sup>11</sup> Méthodologie révisée applicable lors de l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation supportés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou tout producteur tiers ayant conclu un contrat de gré à gré pour le développement des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI, publiée au sein de la Délibération n° 2020-319 du 17 décembre 2020.

Une fois les taux de rémunération arrêtés par la ministre, la CRE entend les appliquer à l'ensemble des réinvestissements réalisés chaque année par EDF SEI sur ces actifs existants lors de l'évaluation annuelle des charges de service public.

Ce mode d'action permettra de donner de la visibilité à EDF SEI - qui connaîtra le taux de rémunération applicable à chacun de ses investissements au moment de la décision d'engagement de travaux - et de simplifier la charge administrative au moment de l'évaluation annuelle des charges de SPE prévisionnelles d'EDF SEI.

Toutefois, si certains investissements spécifiques concernant de nouveaux projets d'augmentation de capacités ou la mise aux normes environnementales de capacités de production existantes présentaient, à l'avenir, à titre exceptionnel, des profils de risques spécifiques, justifiant une prime adaptée, EDF SEI pourrait saisir la CRE pour demander la détermination d'une nouvelle prime applicable à ces projets. En tout état de cause, les projets, usuels, de rénovation et de maintenance ne pourront pas justifier l'obtention d'une demande de prime spécifique.

Par ailleurs, afin de renforcer les contrôles effectués sur les investissements des FH, la CRE a introduit la notion de réinvestissement significatif dans sa méthodologie du 17 décembre 2020 et a défini une procédure d'examen des réinvestissements significatifs des FH n'ayant pas établi de protocole interne pour leurs moyens de production : *« Pour toutes ses centrales existantes qui ne font pas l'objet d'un protocole interne, le fournisseur historique fournit chaque année à la CRE, au plus tard à la date butoir définie ci-dessous par opérateur, son programme de réinvestissement sur les 5 prochaines années (ou plus si les travaux prévus durent davantage) en précisant la nature des investissements, les montants prévisionnels et les années pendant lesquelles les travaux sont prévus. Pour les investissements que la CRE juge significatifs, le fournisseur historique transmet une note présentant les travaux et détaillant les coûts prévisionnels. Ces montants seront soumis à la révision des capex selon les mêmes principes que ceux appliqués dans le cadre des contrats de gré à gré ».*

Ces investissements significatifs seront soumis aux règles évoquées précédemment.

### **2.3 Taux de rémunération considéré**

La moyenne annuelle des valeurs mensuelles du TME publiées par la Banque de France<sup>12</sup> sur l'année civile précédant la délibération de la CRE<sup>13</sup> s'établit à -11 points de base. La prime représentant le TME ne pouvant être inférieure à 100 points de base en application du 2<sup>ème</sup> alinéa de l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 6 avril 2020, elle doit être fixée à cette dernière valeur pour ce projet comme pour tous ceux qui feront l'objet d'une délibération de la CRE en 2021.

En cohérence avec la proposition formulée ci-dessus de primes liées à la nature du projet de 25 points de base pour les installations thermiques à combustible fossile et 75 points de base pour les installations hydrauliques, et en prenant en compte la prime fixe de 400 points de base et les primes relatives aux différents territoires prévues aux articles aux articles 1 et 3 de l'arrêté du 6 avril 2020, les taux de rémunération applicables aux réinvestissements d'EDF SEI dans ses actifs de production d'électricité existants sont donnés, à titre indicatif, dans le tableau ci-dessous :

Taux de rémunération par territoire	Thermique	Hydraulique
Groupe 1 : îles d'Ouessant, de Sein, de Molène, des Glénan et de Chausey ;	6,25 %	
Groupe 2 : Corse, Guadeloupe, Martinique, La Réunion et Saint-Pierre et Miquelon	7,25 %	7,75 %
Groupe 3 : Les territoires de la Guyane connectés au réseau électrique du littoral	8,25 %	8,75 %
Groupe 4 : Les territoires guyanais non connectés au réseau électrique du littoral.	9,25 %	9,75 %

Pour rappel, l'annexe 1 présente la liste des différents actifs de production d'EDF SEI ainsi que le taux de rémunération des réinvestissements associés.

<sup>12</sup> Source : <https://www.banque-france.fr/statistiques/taux-et-cours/les-indices-obligataires>

<sup>13</sup> C'est-à-dire la moyenne des valeurs mensuelles du TME sur l'année 2020.

**PROPOSITION DE LA CRE**

En application des articles L. 121-7, L. 121-9 et R.121-30 du code de l'énergie ainsi que de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE propose à la ministre chargée de l'énergie la prime nécessaire à la détermination du taux de rémunération à appliquer pour tout nouvel investissement porté par EDF SEI sur ses actifs existants visés en annexe 1 de la présente délibération. Il s'agit des investissements liés à la rénovation, la prolongation de la durée de vie, l'augmentation de capacités ou la mise aux normes environnementales de ses installations existantes réalisés postérieurement à la publication de cet arrêté.

La CRE formule la proposition suivante s'agissant de la prime relative à la nature du projet :

	Filière thermique à combustible fossile	Filière hydraulique
Prime relative à la nature du projet	25 points de base	75 points de base

En tenant compte de la proposition de prime relative à la nature du projet formulée ci-dessus, conformément à l'arrêté du 6 avril 2020, les taux de rémunération pour ces projets d'investissement seraient compris entre 6,25 % pour des installations thermiques à combustible fossile dans les îles du Ponant et 9,25 % pour les groupes diesels situés dans les communes de l'intérieur en Guyane.

L'annexe 1 de la présente délibération dresse la liste des installations d'EDF SEI pour lesquelles ces propositions de primes sont applicables et précise les taux de rémunération auxquels elles conduiraient en application de l'arrêté du 6 avril 2020. Il convient de souligner que les primes proposées dans le cadre de cette délibération ne sont pas applicables aux investissements portant sur la conversion à un nouveau combustible. Ces projets, notamment les conversions aux bioliquides, feront l'objet d'une saisine spécifique avec proposition d'une prime adaptée au regard des enjeux de transition énergétique des territoires.

Une fois les taux de rémunération arrêtés par la ministre chargée de l'énergie, la CRE entend les appliquer à l'ensemble des nouveaux réinvestissements réalisés chaque année par EDF SEI dans ses actifs existants lors de l'évaluation des charges de service public de l'énergie.

Toutefois, si certains investissements spécifiques concernant de nouveaux projets d'augmentation de capacités ou la mise aux normes environnementales de capacités de production existantes présentaient, à l'avenir, des profils de risques spécifiques, justifiant une prime adaptée, EDF SEI pourrait saisir la CRE à titre exceptionnel pour demander la détermination d'une nouvelle prime applicable à ces projets. En tout état de cause, les projets, usuels, de rénovation et de maintenance ne pourront pas justifier l'obtention d'une demande de prime spécifique.

La présente délibération sera transmise à la ministre de la transition écologique et au ministre des Outre-mer, et notifiée à EDF SEI.

La délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, occultée des éléments relevant du secret des affaires, après publication de l'arrêté fixant le taux de rémunération de la ministre chargée de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 29 avril 2021

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO



**ANNEXE 1 : LISTE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION EXPLOITEES PAR EDF SEI**

Territoire	Nom de l'installation	Filière	Puissance installée (MW)	Taux de rémunération (à titre indicatif)
Corse	Diesel Vazzino	Diesel	128,4	7,25 %
Corse	TAC Lucciana	TAC	105	7,25 %
Guyane	Barrage Petit Saut	Hydraulique	108	8,75 %
La Réunion	Rivière de l'Est	Hydraulique	82,0	7,75 %
Corse	Groupement Castirla-Corscia-Sovenzia	Hydraulique	57	7,75 %
Corse	Rizzanèse	Hydraulique	55	7,75 %
Guadeloupe	Jarry Sud TAC	TAC	81	7,25 %
Martinique	Pointe des Carrières diesel	Diesel	56	7,25 %
Martinique	TAC Pointe des Carrières	TAC	44	7,25 %
Guyane	Diesel Dégrad des Cannes	Diesel	43	8,25 %
Guyane	TAC Dégrad des Cannes	TAC	40	8,25 %
Guyane	TAC Kourou	TAC	40	8,25 %
Martinique	Bellefontaine	TAC	23	7,25 %
Saint Pierre	Saint Pierre	Diesel	21	7,25 %
Corse	TAC Mobile	TAC	20	7,25 %
La Réunion	Takamaka	Hydraulique	43,4	7,75 %
Corse	Sampolo	Hydraulique	43	7,75 %
Guyane	Communes de l'intérieur (15 communes)	Diesel	7,4 <sup>14</sup>	9,25 %
Guadeloupe	Marie-Galante	Diesel	7,1	7,25 %
Miquelon	Miquelon	Diesel	5,2	7,25 %
Ouessant	Ouessant	Diesel	4,35	6,25 %
Guyane	Groupes Margot	Diesel	4	8,25 %
Guadeloupe	Les Saintes	Diesel	1,5	7,25 %
Guadeloupe	Désirade	Diesel	1,4	7,25 %
Sein	Sein	Diesel	0,87	6,25 %
Molène	Molène	Diesel	0,83	6,25 %
Chausey	Chausey	Diesel	0,56	6,25 %
La Réunion	TAC La baie de Port Est	TAC	80,0	7,25 %
Corse	Groupement Tolla-Ocana-Vanna	Hydraulique	39	7,75 %
La Réunion	Bras de la Plaine	Hydraulique	4,6	7,75 %
La Réunion	Langevin	Hydraulique	3,60	7,75 %
Guyane	Barrage Saut Maripa	Hydraulique	1	9,75 %

<sup>14</sup> Il s'agit de la puissance active cumulée des quinze groupes diesel placés dans les communes de l'intérieur en Guyane (Kaw, Regina, Saint Georges, Ouanary, Maripasoula, Grand Santi, Papaïchton, Providence, Apagui, Monfina, Elahé, Cayode, Taluen, Antecum Pata).

