

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2014 portant avis sur le projet de contrat d'achat entre la société EDF (EDF SEI, centre EDF Ile de La Réunion) et la société Albioma Saint Pierre pour une installation de production d'électricité de pointe de 41 MW à Saint-Pierre à la Réunion

Participaient à la séance : Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

En application du paragraphe V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par EDF SEI, le 23 mai 2014, d'un projet de contrat d'achat de l'électricité produite par une centrale de pointe située à Saint-Pierre à la Réunion. Cette installation d'une puissance de 41 MW fonctionnera majoritairement au bioéthanol.

Ce contrat sera conclu entre la société EDF (EDF SEI, centre EDF Ile de La Réunion) et la société Albioma Saint Pierre (ci-après « le Producteur »), filiale d'Albioma.

Des éléments complémentaires nécessaires à l'analyse ont été demandés par la CRE à la société EDF. Les derniers éléments ont été fournis le 10 décembre 2014.

1. Contexte

1.1. Contexte réglementaire

Aux termes du paragraphe V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, « *le projet de contrat d'achat d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. (...) La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, par arrêté (...). La Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation* ».

Le taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'Outre-mer, en Corse, à Mayotte et à Saint-Pierre et Miquelon, est fixé à 11 % par l'arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie¹ d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées.

1.2. Historique du projet

En raison du déclassement des trois anciennes turbines à combustion (TAC) du Port à la Réunion, d'une puissance installée cumulée de 60 MW, EDF SEI a identifié dans ses bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande d'électricité un besoin de moyen de pointe d'une quarantaine de MWe à horizon 2016. Par ailleurs, la croissance forte de la consommation d'électricité dans le sud de l'île de la Réunion et l'insuffisance des ouvrages de transport rendent nécessaire l'implantation de ce moyen dans cette partie de l'île afin de sécuriser l'approvisionnement dans l'attente des renforcements de réseau prévus.

Au cours de l'année 2013, trois investisseurs se sont déclarés intéressés pour construire et exploiter un moyen de pointe d'environ 40 MWe sur la zone industrielle de Saint-Pierre. Les bilans prévisionnels d'EDF SEI identifient le besoin de puissance garantie sans préciser l'origine du combustible utilisé. Afin de répondre aux exigences des autorités locales relatives au développement des énergies renouvelables dans l'île, les trois candidats ont proposé un projet de turbine à combustion fonctionnant majoritairement au bioéthanol.

Face à cette situation inédite, EDF SEI a organisé, en accord avec la Direction générale de l'énergie et du climat et la Commission de régulation de l'énergie, un appel à projets afin de départager les trois candidats. Cet appel à projet a été lancé le 2 août 2013 avec une date de remise des offres fixée au 2 octobre 2013.

Le choix du lauréat par EDF SEI a été fait selon les critères exposés dans le cahier des charges de l'appel à projets, à savoir : le prix, les garanties techniques et financières, la contribution au développement durable, la qualité technique, le caractère innovant et l'efficacité énergétique. Le projet porté par la société Albioma Saint Pierre (ASP), a été sélectionné à l'issue de ce processus en février 2014.

1.3. Caractéristiques principales de l'installation et plan d'approvisionnement

La centrale de 41 MW sera implantée sur un terrain dont Albioma est propriétaire dans la zone industrielle de la commune de Saint-Pierre. La construction et l'exploitation seront menées par ASP. La turbine installée sera identique à celle actuellement en fonctionnement sur le site du Galion en Martinique, exploitée également par ASP. L'installation sera équipée d'un réducteur catalytique destiné à minorer les émissions d'oxyde d'azote. L'alimentation des auxiliaires de la centrale sera assurée, pour partie, par des panneaux photovoltaïques dont le financement n'est pas inclus dans les coûts d'investissement exposés à l'examen de la CRE.

Cette TAC utilisera comme combustible principal du bioéthanol mais consommera également du fioul léger, indispensable pour assurer les phases de démarrage et d'arrêt de l'installation ainsi que le fonctionnement à très faible charge. Le fioul représentera *a minima* environ 20% des combustibles utilisés par la TAC.

Le bioéthanol utilisé sera en priorité du bioéthanol local produit par la distillerie Rivière du Mât (DRM). Cette distillerie fournira environ 3 500 m³ d'éthanol par an à partir de mélasses locales actuellement non utilisées pour d'autres usages et régulièrement exportées.

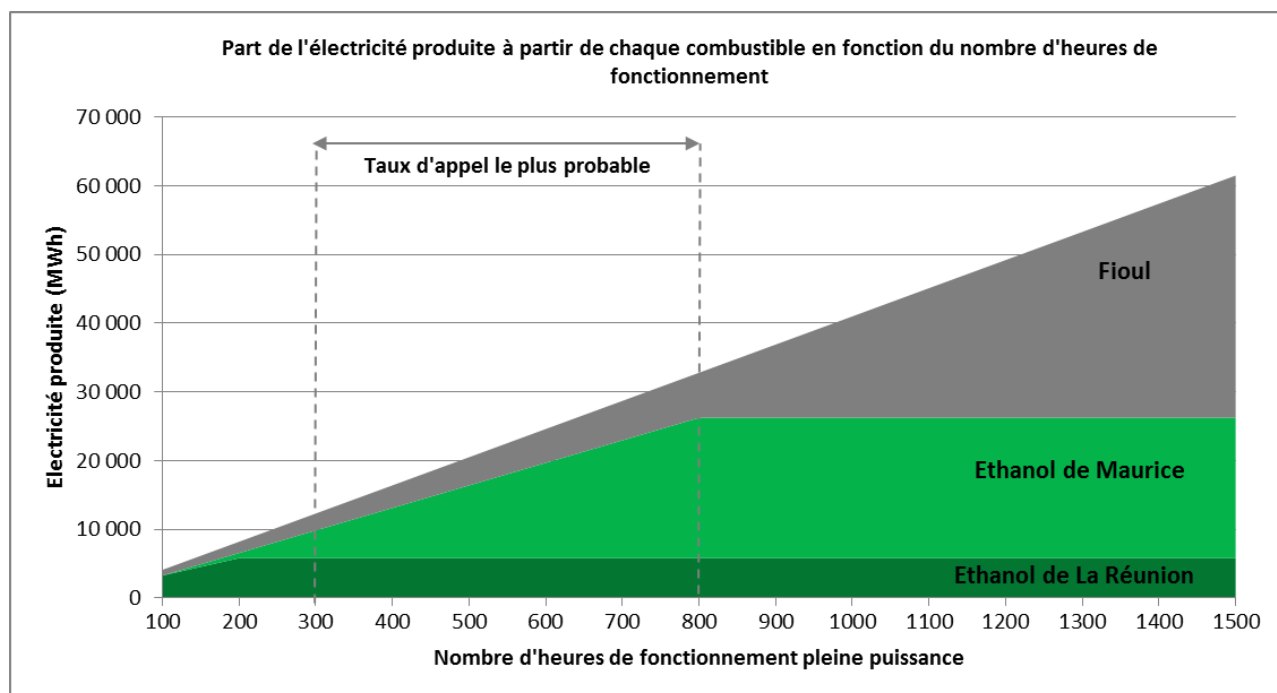
Par ailleurs, le Producteur subventionne les recherches du groupe réunionnais Bioalgostral dont un des axes de recherche est la production de biocarburant à partir de micro-algues. Le biocarburant issu de cette filière sera disponible marginalement durant les premières années de fonctionnement de la TAC, mais pourrait représenter entre 10 et 20% de son approvisionnement à horizon 2020. Cette source d'approvisionnement ne figure pas pour l'instant dans le projet de contrat.

Dans l'attente de la montée en puissance de la filière micro-algues, le Producteur s'approvisionnera auprès d'Omnicanne, groupe mauricien, pour l'importation d'une partie de l'éthanol produit par la distillerie de Savannah. Environ 12 320 m³ d'éthanol pourront être fournis par Omnicanne chaque année.

Le Producteur prévoit un coût d'approvisionnement identique entre l'éthanol produit par DRM et celui produit par Omnicanne. En effet, selon les données présentées par le Producteur, les coûts de production de l'éthanol mauricien sont inférieurs à ceux de l'éthanol réunionnais, mais la différence est compensée par l'économie sur les coûts de transport.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 septembre 2014 portant communication relative à la méthodologie appliquée 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 ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

Si les volumes d'éthanol fournis par DRM et Omnicane au Producteur sont bien conformes aux volumes prévisionnels, la TAC pourra fonctionner à 80% à partir de bioéthanol pendant environ 800 heures à pleine puissance. Au-delà de cette durée, le fioul représentera une part croissante du combustible utilisé.



2. Analyse de la CRE

La CRE rappelle qu'en application du paragraphe V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, la compensation des charges liées à l'installation de production est fondée sur son coût normal et complet. Ce coût est audité à un rythme quinquennal sur toute la durée de vie de l'installation en application de la délibération de la CRE du 9 septembre 2014 susmentionnée.

Les charges de service public d'électricité prévisionnelles liées à la TAC d'Albioma ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de 800 heures équivalent pleine puissance. La CRE a ainsi estimé qu'en moyenne sur sa durée de vie, le fonctionnement de la TAC représentera un surcoût d'achat annuel de 13 633 k€ pour la CSPE. Ce surcoût étant sensible au taux d'appel de la TAC, la CRE s'assurera chaque année de la bonne gestion du parc de production par EDF SEI à partir des courbes de charges et des autres éléments pertinents exposés dans la comptabilité appropriée de la société EDF.

Le détail chiffré de la compensation du Producteur est décrit dans l'annexe confidentielle.

3. Etat et destination du site d'implantation de l'installation

Avant la réalisation des travaux de construction de la TAC, le Producteur effectue un diagnostic (études documentaires) et des investigations détaillées (sondages, forages, prélèvements et analyses, etc.) portant sur la pollution du sol et du sous-sol du site d'implantation. Une copie de cette analyse est transmise à la CRE. Cette analyse sera prise en compte pour l'évaluation des coûts de dépollution et de remise en état initial du site au moment du démantèlement de l'installation, couverts par la CSPE. Seuls les coûts liés à une gestion normale de l'installation seront compensés.

Par ailleurs, le Producteur transmet les règles du Plan Local d'Urbanisme (PLU) s'agissant de la destination du site d'implantation de l'installation et de la nature des constructions qui y sont autorisées. Seuls les coûts permettant un retour du site dans un état compatible avec sa destination prévue dans le PLU à la date de la saisine de la CRE seront pris en compte au titre des charges de démantèlement couverts par la CSPE.

4. Décision de la CRE

Sous réserve de la prise en compte des observations formulées aux paragraphes 5.1 à 5.5 de l'annexe confidentielle de la présente délibération, les charges de service public supportées par la société EDF au titre du projet de contrat exposé seront compensées.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

Fait à Paris, le 16 décembre 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie
Un commissaire,

Olivier CHALLAN BELVAL