

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 octobre 2014 portant avis sur le projet d'avenant entre EDF et la Compagnie de Cogénération du Galion pour une installation de production d'électricité CCG2 en Martinique

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOILLIERE, commissaires.

En application du paragraphe V 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 15 mai 2014, d'un projet d'avenant au contrat d'achat de l'électricité produite par la centrale CCG2. Cet avenant porte sur la substitution du charbon par de la biomasse comme combustible. Le contrat initial a été signé le 11 juillet 2011 entre le centre EDF Martinique et la société Compagnie de Cogénération du Galion (ci-après « le Producteur »), filiale à 80 % d'Albioma.

Des éléments complémentaires nécessaires à l'analyse ont été demandés par la CRE à EDF SEI. Les derniers éléments ont été fournis le 26 septembre 2014.

1. Contexte

1.1. Contexte réglementaire

Selon les 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.

L'analyse du projet d'avenant au contrat de gré-à-gré 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 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.

1.2. Historique du projet

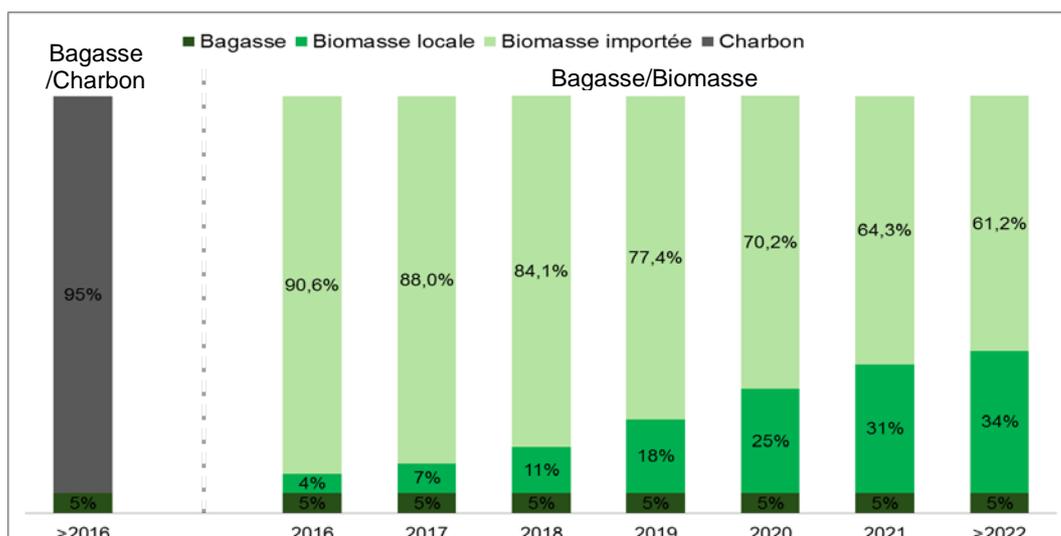
La centrale CCG2, d'une puissance électrique active nette de 34 MW, sera construite et exploitée sur le site du Galion en Martinique à proximité de la turbine à combustion CCG1 également construite et exploitée par Albioma.

Le 29 janvier 2009, la CRE a délibéré sur le projet de contrat relatif à une centrale utilisant la bagasse et le charbon comme combustibles, fonctionnant en base avec un taux de disponibilité fixé à 90 %. La mise en service était prévue pour le 1^{er} février 2012 pour une durée du contrat d'achat de 30 ans. Malgré l'intérêt du projet, la CRE avait rendu un avis défavorable faute d'éléments suffisants pour évaluer le coût normal et complet de production et, par conséquent, le prix de vente de l'électricité.

A la suite des remarques formulées dans la délibération susmentionnée, le Producteur a fourni des justificatifs complémentaires et a modifié le projet de contrat. La CRE a ainsi délibéré sur un projet de contrat et sur le protocole de mise en service industriel relatifs à une installation bagasse/charbon le 23 juin 2011. Dans cette deuxième version du contrat, la part de la production à partir de bagasse ne représentait plus que 5 % contre 10 % précédemment. Les 22 GWh de production à partir de bagasse dans le projet de 2009 reposaient sur un volume de bagasse supplémentaire provenant de plusieurs distilleries de Martinique réparties sur l'ensemble de l'île. Ce volume supplémentaire n'était plus garanti en 2011.

Le 15 mai 2014, la CRE a été saisie d'un projet d'avenant au contrat de 2011 actant une modification de combustible, le charbon étant abandonné au profit de la biomasse, produite localement ou importée. Des engagements ont été pris par la région Martinique quant au développement d'une filière locale d'approvisionnement en biomasse. Cet approvisionnement local a vocation à se substituer progressivement à la biomasse importée de manière à réduire les coûts d'exploitation. Le projet d'avenant prend aussi en compte la mise en application de la directive sur les émissions de 2013 (directive « IED »)².

*Evolution de la structure d'approvisionnement de la centrale
(vision 2011 à gauche et vision mai 2014 à droite)*



1.3. Politique énergétique de la région Martinique

En 2010, la région Martinique s'est engagée, en conformité avec la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite loi « Grenelle 2 »), à réaliser les objectifs de son SRCAE. Les principaux objectifs à atteindre à l'horizon 2020 en termes de politique énergétique sont les suivants :

- 50% d'énergies renouvelables ;
- 215 GWh injectés sur le réseau électrique de la Martinique à partir de biomasse combustible ;
- un minimum de capacité de 34 MW pour la filière biomasse combustible, correspondant à 32 % de la production électrique d'origine renouvelable.

Par ailleurs, sur le fondement de l'alinéa 3 de l'article 73 de la Constitution, la région Martinique a bénéficié entre juillet 2011 et juillet 2013 d'une habilitation « Energie ». Dans ce cadre, la délibération du 18 avril 2013 prévoit que « *par dérogation à l'article 6 de la loi n°2000-108 [du 10 février 2000 relative à la modernisation du service public de l'électricité], le conseil régional, [...] émet un avis conforme sur la*

² Directive 2010/75/UE du Parlement européen relative aux émissions industrielles.

programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'énergie, notamment sur la base des conclusions et objectifs du SRCAE, en matière de développement des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande en énergie en Martinique. »

Le 23 juillet 2014, le président du conseil régional a informé la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie de son souhait d'inscrire dans la future programmation pluriannuelle énergétique (PPE), établie après l'adoption du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, le projet d'installation d'une centrale bagasse/biomasse.

Par courrier en date du 1^{er} août 2014, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a informé le président de la CRE de ce qu'elle « souhaite accompagner cette inscription ».

Dans la suite de la présente délibération, la CRE a tenu compte de ces orientations relatives à la future PPE de la région Martinique, et a donc évalué le coût de production normal et complet de l'installation bagasse/biomasse. Tous les montants sont exprimés en euros de l'année 2014.

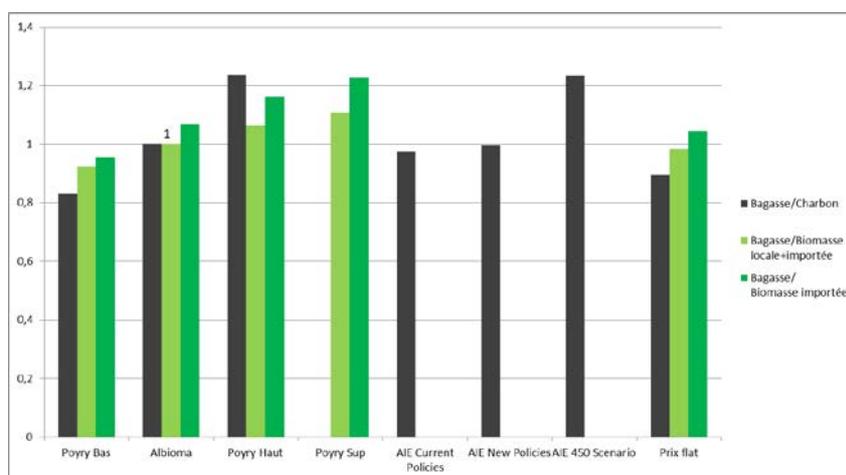
2. Comparaison des prix de l'électricité entre les solutions bagasse/charbon et bagasse/biomasse

Les coûts complets des solutions bagasse/biomasse et bagasse/charbon sont très sensibles aux hypothèses sous-jacentes de prix du charbon, du CO₂ et de la biomasse. Plusieurs chroniques prévisionnelles ont été utilisées par la CRE afin d'établir l'intervalle de confiance des coûts de chacune des deux solutions. Elles proviennent de prévisions réalisées par le cabinet de conseil Pöry, mandaté par la région Martinique, et par l'Agence Internationale de l'Energie dans son World Energy Outlook 2013. La chronique « prix flat » correspond à une stabilité en euros constants des prix des combustibles et du CO₂ sur toute la durée de vie de la centrale.

Pour construire son plan d'affaire, Albioma a retenu les hypothèses du scénario central de Pöry.

Pour chaque scénario et chaque solution, le graphique suivant représente le montant de la compensation annuelle moyenne sur la durée de vie de la centrale (en €₂₀₁₄/MWh) relativement à celui de la solution « bagasse/biomasse locale+importée » décrite par Albioma.

Montant de la compensation annuelle moyenne en fonction des scénarios relativement à celui de la solution « Bagasse/biomasse locale+importée » dans le scénario Albioma³



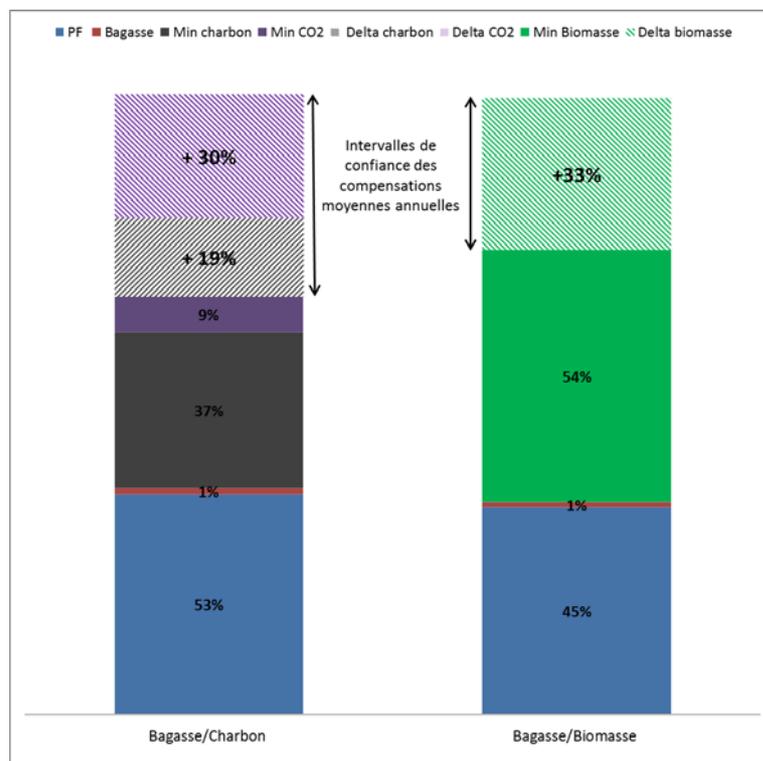
Ces différents scénarios permettent d'établir les intervalles de confiance dans lesquels devraient se situer les compensations annuelles moyennes des solutions bagasse/charbon et bagasse/biomasse. Le graphique ci-dessous représente ces intervalles et donne une décomposition de la compensation en fonction des paramètres de coût.

³ Le scénario « Pöry Sup » reprend les hypothèses du scénario « Pöry Haut » et les majore de 10%.

La solution « bagasse/biomasse locale+importée » correspond à la situation dans laquelle la biomasse provient à la fois de l'import et de la production locale. Les proportions retenues sont celles décrites dans le plan d'affaire d'Albioma et le projet d'avenant (cf. graphique du paragraphe 1.2).

La solution « bagasse/biomasse importée » correspond quant à elle à la situation dans laquelle la biomasse approvisionnant la centrale ne proviendrait que de l'import.

Intervalles de confiance des compensations annuelles moyennes des deux solutions



La solution bagasse/biomasse est compétitive en faisant l'hypothèse d'une augmentation des prix de marché du charbon et du CO₂. En effet, avec les hypothèses de prix des combustibles et du CO₂ retenues par Albioma, l'écart de prix moyen entre les deux solutions sur la durée du contrat est de 0,09 €/MWh.

Toutefois, un calcul de la compensation fait à partir des données de marché de l'année 2014 (scénario « flat ») donne un écart de 17 à 28 €/MWh entre les deux solutions, en faveur de la solution bagasse/charbon, selon le niveau de développement de la biomasse locale par rapport aux objectifs fixés.

L'engagement pris au titre de cette installation se calcule comme le cumul des surcoûts annuels sur la durée du contrat. Ce dernier est compris entre 1 162 M€ et 1 778 M€ pour la solution bagasse/biomasse selon les hypothèses retenues.

3. Décision de la CRE

La CRE a étudié le projet d'avenant qui lui a été soumis en prenant en considération les indications qui lui ont été transmises par la ministre de l'écologie, du développement et de l'énergie quant à certaines orientations envisagées pour la PPE de la région Martinique.

Sous réserve de la confirmation ultérieure de ces orientations par la PPE et de la prise en compte des observations formulées aux paragraphes 4.2 et 4.3 de l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF au titre du projet d'avenant exposé seront compensées.

Si le projet d'une centrale bagasse/biomasse n'était pas inscrit dans la PPE, une centrale bagasse/charbon demeurerait, aux conditions de marché actuelles, la solution économiquement la plus avantageuse pour répondre aux besoins de l'équilibre offre - demande. Ainsi, dans ce cas, le projet serait compensé sur la base du coût normal et complet d'une installation bagasse/charbon, tel qu'établi au moment de la délibération de la CRE du 23 juin 2011, et ajusté afin de tenir compte des mesures d'application de la directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles (directive « IED »), sous réserve qu'une telle installation demeure la plus économique. Les montants des primes fixe et variable correspondantes sont exposés dans le tableau du paragraphe 4.4 de l'annexe confidentielle.

Une copie de l'avenant au contrat signé sera transmise à la CRE.

Fait à Paris, le 2 octobre 2014

Pour la Commission de régulation de l'énergie
Le président,

Philippe de LADoucette