

Synthèse de la consultation publique portant sur l'appel d'offres biomasse-biogaz

1. Rappel du contexte

La CRE a lancé le 25 juin dernier une consultation publique relative à l'appel d'offres portant sur les installations de production d'électricité à partir de biomasse et de biogaz. Les principales questions soumises à consultation portaient sur :

- la ressource et les approvisionnements ;
- les exigences particulières portant sur une offre ;
- la rémunération des projets et les aspects financiers.

Les acteurs étaient par ailleurs invités à formuler toute remarque relative à l'organisation et aux conditions de l'appel d'offres.

Neuf contributions, dont les auteurs sont indiqués en fin de note, ont été reçues par la CRE.

2. Ressource et approvisionnements

Question 1 : *Quels sont, plus spécifiquement, les gisements et les ressources qui vous paraissent aujourd'hui les plus à même, en terme de disponibilité, d'usages concurrents et de compétitivité, de participer à l'approvisionnement d'un projet de production d'électricité à partir de biomasse et biogaz ?*

Les acteurs jugent unanimement nécessaire de privilégier les gisements de biomasse non concurrentiels c'est-à-dire, d'une part, les sous-produits issus de process existants (notamment les sous-produits de l'industrie du bois ou de l'agroalimentaire, le bois de récupération, etc.) et, d'autre part, les gisements « nouveaux », i.e. non encore exploités à ce jour, aux réserves près que ces derniers présentent des caractéristiques qui pourraient être économiquement dissuasives tout en nécessitant de longues périodes de développement et de maturation. Il est souvent fait explicitement état des problèmes de distorsion de concurrence sur les ressources aujourd'hui les plus contraintes que ne manquerait pas d'introduire un prix du kWh électrique élevé ; parmi celles-ci sont notamment mentionnés les matières premières utilisées par les industries papetières et de fabrication de panneaux ainsi que les produits connexes de scierie.

Plusieurs acteurs jugent le seuil de 12 MWe trop contraignant, en particulier sur la ressource biogaz, et signalent que ce même objectif appliqué à une installation utilisant la technique de la gazéification, peu mûre, apparaît comme très ambitieux.

Enfin, certains acteurs rappellent la faible création de valeur ajoutée et d'emploi induite par la valorisation énergétique au regard de la valorisation matière, la production d'électricité ne devant être vue que comme le reliquat d'un process de valorisation principal et non comme une fin en soi.

Question 2 : *Existe-t-il des caractéristiques spécifiques pouvant induire des contraintes sur la production d'électricité et son rendement (régularité des récoltes et approvisionnements, traitements de séchage en amont, etc.) et justifiant l'introduction de clauses techniques particulières dans le cahier des charges ?*

Les contributions reçues ne font état d'aucune contrainte sur la production d'électricité et son rendement qui serait liée aux spécificités de la biomasse, celles-ci étant de la responsabilité exclusive du constructeur et des responsables de l'approvisionnement de l'installation. Un acteur estime par ailleurs qu'il faudrait préférer les installations s'engageant sur une disponibilité élevée (proche de 8 000 h).

Question 3 : *Quels types d'arguments et/ou d'éléments justificatifs pourraient être apportés par les soumissionnaires leur permettant de démontrer que le plan d'approvisionnement de leur moyen de production projeté est équilibré du point de vue de la ressource locale et des usages concurrents ?*

Question 4 : *En particulier, la signature de contrats de long terme entre le soumissionnaire et une ou plusieurs sociétés d'approvisionnement sur la base de la fourniture d'un certain type de ressource contractuellement fixé ex ante paraît-elle aujourd'hui envisageable ?*

La majorité des acteurs recommande que les participants à l'appel d'offres aient effectivement signé des contrats d'approvisionnement à long terme, a minima sur toute la durée du contrat de rachat d'électricité. Deux acteurs considèrent néanmoins que les aspects liés à l'approvisionnement demeurent du ressort exclusif de l'exploitant de l'installation et qu'ils ne doivent pas faire l'objet d'un critère de sélection.

Plusieurs acteurs proposent d'autres mesures ou recommandations permettant d'apprécier le plan d'approvisionnement d'une installation : la réalisation d'une étude localisée au bassin d'approvisionnement de l'installation, la production de rapports annuels d'activité permettant de vérifier le respect du plan d'approvisionnement initial, la création éventuelle de coopératives regroupant plusieurs fournisseurs de biomasse, la justification de propriété effective de la ressource par l'exploitant ou encore la démonstration que la ressource ne fait pas l'objet d'une autre valorisation sur le lieu d'exploitation.

3. Exigences particulières requises pour une offre

Question 5 : *Un critère de fourniture d'énergie minimale et ses mécanismes associés est-il compatible avec les contraintes techniques d'utilisation d'un moyen de production d'électricité à partir de biomasse et biogaz ?*

Question 6 : *Plus généralement, quels engagements ayant trait à des exigences minimales (de production, de mise à disposition de puissance) pourraient pertinemment être pris sur un projet valorisant la biomasse ?*

L'ensemble des acteurs estime qu'un critère de fourniture d'énergie minimale, associé à un système du type prime/décote, est compatible avec les contraintes de production de la filière biomasse-biogaz, à condition d'introduire un tunnel de part et d'autre de la valeur contractuelle sur laquelle s'est engagée l'exploitant. Les avis divergent néanmoins sur les bornes à fixer pour ce tunnel (de ± 5 à ± 20 %) suivant les techniques de production envisagées : en particulier, d'après certains acteurs, une plus forte amplitude est requise si l'installation est une cogénération, notamment en raison des fluctuations des besoins de vapeur du process.

Quelques acteurs soulignent qu'un critère de disponibilité minimale en équivalent pleine puissance de 4 000 h/an est peu contraignant pour des installations de production d'électricité à partir de biomasse et biogaz qui sont destinées, pour des raisons technico-économiques, à fonctionner plus de 6 500 h/an.

Question 7 : *Le gouvernement souhaite favoriser l'efficacité énergétique. Comment pensez-vous que ce souhait puisse être traduit dans l'appel d'offres ? Un critère de rendement minimal, ou le fait de favoriser certaines techniques de production telles que la cogénération vous paraissent-ils pertinents dans cette optique ?*

Trois contributeurs ont apporté une réponse à cette question. Le premier recommande de définir un minimum admissible pour l'efficacité énergétique V telle que définie dans les conditions de l'appel d'offres : $V > 0,7$.

Le second propose de prendre en compte l'efficacité énergétique sous un triple point de vue : en quantité de combustible évité (approche identique à celle qui est utilisée pour les cogénérations à énergie fossile), en rendement électrique minimum et en rendement thermique minimum.

Enfin, le troisième juge le critère de l'efficacité énergétique d'une installation inutile dans la mesure celle-ci résulte naturellement de l'optimisation technico-économique des projets et se retrouve donc intégrée dans le prix proposé. Sa prise en compte pourrait dès lors conduire à favoriser des projets déjà naturellement avantageux.

Question 8 : *Quels sont les coûts qui seraient particulièrement révélateurs et significatifs de l'économie d'un projet de production d'électricité à partir de biomasse et biogaz ?*

Question 9 : *Quels sont les éléments auxquels la CRE pourrait se référer pour juger de la pertinence de ces coûts (prix catalogue, comparaisons internationales, coûts d'autres filières électriques ou utilisant la biomasse...) ? Si vous disposez de références précises, merci de les indiquer.*

La plupart des acteurs ayant apporté une réponse à cette question recommandent de demander le détail des coûts d'investissement, d'entretien et d'exploitation ainsi que les coûts spécifiquement liés à l'approvisionnement et aux gisements envisagés pour le projet. En outre, certains acteurs jugent important de prendre en compte l'intérêt environnemental du projet ; dans le cas particulier de la cogénération, le détail des coûts liés à la production de vapeur et à sa commercialisation devrait être, d'après un acteur, spécifiquement détaillés.

Pour ce qui concerne les références auxquelles la CRE pourrait recourir, deux acteurs proposent, d'une part, l'utilisation de comparaison avec des projets à l'étranger et, d'autre part, une comparaison des coûts d'exploitation et de combustible avec les prix du marché de l'électricité, ceci afin de s'assurer de leur viabilité une fois le contrat d'achat arrivé à échéance.

4. Rémunération des projets et aspects financiers

Question 10 : *Que pensez-vous d'une durée de contrat imposée par l'appel d'offres ? Quelle durée vous semble pouvoir être retenue ?*

Les acteurs sont favorables à l'unanimité à une durée de contrat imposée par l'appel d'offres et souhaiteraient, pour la plupart, qu'elle soit comprise dans la fourchette 12-15 ans. Un acteur préconise une durée de contrat comprise entre 8 et 10 ans.

Question 11 : *Quels sont, d'après vous, les avantages et inconvénients des trois structures de prix proposés dans la note technique de consultation ? D'autres structures vous sembleraient-elles plus judicieuses ?*

Les structures de prix faisant intervenir le prix de marché sont critiquées par une majorité d'acteurs en raison des incertitudes qu'elles présentent au regard du risque « amont » sur la ressource et son approvisionnement, du risque de commercialisation de l'électricité que représente l'introduction d'un prix de marché et de l'incompatibilité entre les activités industrielles de l'installation (production de vapeur dictée par les contraintes du process) et la production d'électricité. La structure généralement préférée est le prix fixe rémunérant l'énergie produite.

Un acteur souligne néanmoins l'intérêt du prix de marché comme incitation à produire lorsque le système en a besoin et moyen de valorisation du caractère planifiable de l'énergie biomasse. Il propose par ailleurs de définir un certain pourcentage du prix powernext dans la rémunération d'un projet afin de réduire le risque que présente celui-ci sur la prévisibilité des recettes.

Un acteur indique que l'introduction d'un prix de marché dans la rémunération d'un industriel qui, par ailleurs, se fournit sur le marché de l'électricité pour sa consommation personnelle peut présenter l'intérêt d'autoriser des arbitrages.

Enfin, certains acteurs proposent une rémunération se décomposant en une part fixe et une part variable pour rendre compte de la structure de coût de leur projet (coûts d'investissement et d'exploitation).

Question 12 : *La sélection des projets doit-elle prendre en compte d'éventuelles subventions publiques supplémentaires pour éviter une distorsion de concurrence ? Quelles seraient alors les méthodes et critères pour y parvenir ?*

Les avis des acteurs sont très partagés sur cette question. Certains d'entre eux recommandent, dans un souci de transparence totale, de faire explicitement figurer toutes les subventions ou aides publiques des projets dans leur plan d'investissement, sans que cela ne doive les pénaliser pour autant dans la notation, ces dernières étant versées relativement à des bénéfices externes pour la collectivité sans rapport avec l'énergie.

Les autres proposent de ne pas en tenir compte en raison, d'une part, des faibles montants perçus au regard de l'investissement initial à consentir sur des installations de puissance supérieure à 12 MWe et, d'autre part, des incompatibilités de calendrier entre la procédure d'appel d'offres et les procédures de perception des subventions, beaucoup plus longues.

Question 13 : *Quels indices et formules d'indexation vous sembleraient les plus pertinents à utiliser pour, d'une part, prendre en compte les gains de productivité attendus sur l'exploitation de certains gisements de biomasse, et d'autre part, pour respecter au mieux la structure de coût d'une installation de production (part fixe, part salariale, augmentation des prix etc.) ?*

Les contributeurs ayant apporté une réponse à cette question suggèrent d'indexer l'éventuelle part fixe de la rémunération de l'installation en fonction de l'évolution des coûts de la main d'œuvre, des biens et des services, et l'éventuelle part variable en fonction de l'évolution du coût des combustibles. Un acteur propose par ailleurs de reprendre les indices K et L définis dans les arrêtés tarifaires de l'obligation d'achat.

Question 14: *Quels éléments financiers (garanties financières, méthodes d'évaluation des données financières...) vous paraissent les plus pertinents pour juger de la solidité et de la stabilité d'un projet et de son soumissionnaire ?*

Les éléments financiers cités par les acteurs ne sont pas spécifiques à la filière biomasse-biogaz. Sont ainsi évoqués l'analyse des comptes d'exploitation, l'appréciation de la surface financière de porteur de projet et de ses partenaires et son expérience dans la réalisation de projet similaire.

5. Participants à la consultation

DALKIA
DAIFA
EDF
MVV Solutions industrielles France
CRISTAL UNION / CRISTANOL / CHAMTOR
UIPP (Union des Industries des Panneaux de Process)
COPACEL
ELYO
GASTEC