

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 octobre 2013 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion du gaz de mine

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

1. Contexte

Le gaz de mine, ou grisou, est principalement du méthane qui se dégage naturellement des anciennes mines de charbon. Ce gaz, fortement explosif, remonte à la surface, poussé par l'eau qui noie progressivement les milliers de kilomètres de galeries creusées pour l'exploitation minière.

À la fin des années 1980, la société publique *Méthamine* devenue *Gazonor* (filiale de l'ancien établissement public *Charbonnages de France*, détenue depuis 2008 par la société australienne *European Gas Limited*) a été créée pour récupérer ce grisou et l'injecter dans les réseaux de gaz naturel. Aujourd'hui, ce gaz est exploité uniquement dans le Nord-Pas-de-Calais à partir de sites basés à Avion, Divion et Désiré.

La collecte de ce grisou est importante car d'une part, elle évite le rejet dans l'atmosphère de ce gaz à forte concentration de méthane dont l'effet sur les changements climatiques est très préoccupant et, d'autre part, elle réduit très significativement les risques d'explosions spontanées ou accidentelles prenant ainsi en compte les impératifs de sécurité inhérents à la gestion du gaz de mine. Cependant l'injection de grisou dans les réseaux de gaz naturel suppose qu'il réponde à certains critères de qualité, ce qui n'est plus le cas aujourd'hui pour une partie du gaz extrait.

Afin d'assurer la pérennité du captage de ce grisou, le législateur a introduit, dans la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, une disposition¹ reconnaissant au gaz de mine le statut de l'énergie de récupération² et autorisant sa valorisation sous forme d'électricité en bénéficiant du mécanisme d'obligation d'achat. Néanmoins, malgré le souhait du législateur de voir un décret préciser le champ d'application de cette disposition, aucun texte réglementaire n'a, à ce jour, été publié.

¹ Codifiée à l'article L.314-1 du code de l'énergie.

² Outre le gaz de mine, le législateur a entendu par « énergie de récupération » : le gaz de cokerie de haut fourneau, l'énergie résultant de réactions isothermiques de processus industriel, notamment la récupération de chaleur sur les fours, les traitements de déchets industriels dangereux, et, enfin, l'énergie résultant du turbinage des eaux usées et de la détente des eaux potables sur les châteaux d'eau.

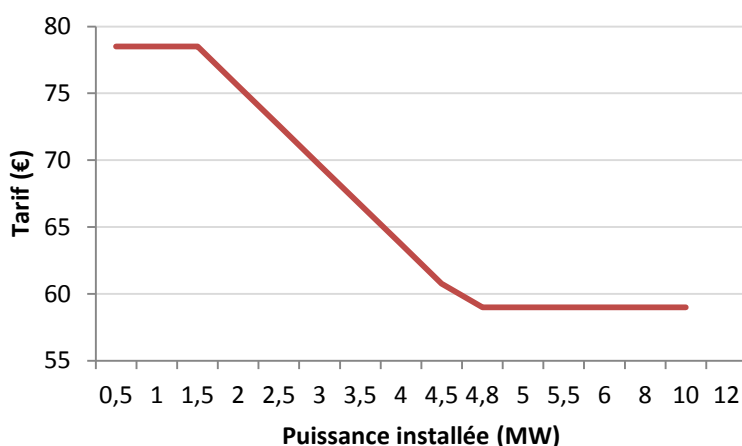
Ainsi, l'article L. 314-1 6° du code de l'énergie dispose que « sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, Electricité de France et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par : [...] 6° Les installations qui valorisent des énergies de récupération dans les limites et conditions définies au présent article, notamment au 2° ». En application de ces dispositions, les installations de production d'électricité à partir de l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion de gaz de mine, dont la puissance installée n'excède pas 12 MW, bénéficient de l'obligation d'achat, en tant qu'installations valorisant des énergies de récupération.

En juin 2013, en réponse³ à la question orale sans débat n°0432S du sénateur Dominique Watrin⁴, le Ministre chargé du développement a annoncé la création d'un tarif d'obligation d'achat permettant de subventionner partiellement l'extraction de grisou pour la production d'électricité, permettant ainsi de valoriser le gaz qui ne peut plus être injecté sur le réseau dans une centrale électrique, tout en maintenant l'équilibre économique de la société *Gazonor*.

1. Contenu du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit la mise en œuvre d'un tarif d'obligation d'achat pour les installations de production d'électricité à partir de l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion de gaz de mine. Ce contrat sera signé pour une durée de 15 ans entre le producteur et son acheteur obligé. Le tarif est compris entre 59 et 78,5 €/MWh₂₀₁₃ pendant les dix premières années. Il est recalculé pour les cinq dernières en fonction de l'historique de production. Le tarif est fonction de deux seuils de puissance fixés arbitrairement à 1,5 et 4,8 MW.

Graphique 1 : Tarif applicable à l'énergie active fournie en fonction de la puissance installée de l'installation pendant les dix premières années du contrat



Si la durée moyenne de fonctionnement des dix premières années, calculée comme la moyenne des huit ratios médians « productible sur puissance maximale installée », est supérieure à 5400 heures, le tarif d'achat est diminué d'un coefficient R, appelé coefficient de calibrage. Le coefficient R dépend directement de l'écart entre la durée moyenne et la durée cible. Pour une installation de plus de 4,8 MW et produisant 6400 heures en moyenne, la baisse du tarif est de 15 €/MWh.

Les modalités d'indexation retenues ne prévoient pas de baisse des coûts (évolution du facteur K à l'inflation). Les coûts du producteur sont considérés comme composés pour moitié par l'amortissement du

³ JO Sénat, 19 juin 2013, p. 5907.

⁴ JO Sénat, 11 avril 2013, p. 1119.

capital initial et pour l'autre moitié, par des coûts d'exploitation (avec équi-répartition des coûts de personnel et de fourniture).

2. Analyse des tarifs envisagés

L'angle d'analyse retenu par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) se fonde sur l'article L.314-7 du code de l'énergie, qui dispose que le niveau de la prime, définie comme la contribution du tarif d'obligation d'achat aux objectifs visés à l'article L121-1 du code de l'énergie, « ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé ».

Sur la base des données qui ont permis à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) de construire le tarif proposé. Ces données de coût résultent d'un échange continu sur plusieurs années entre le ministère et la société *Gazonor*. Dans la mesure où il existe peu de projets valorisant le gaz de mine en Europe, la méthodologie d'analyse retenue par la CRE a consisté à comparer les différentes natures de coût des installations envisagées par *Gazonor* (coût de l'extraction, coût de raccordement aux réseaux de gaz et d'électricité, etc.) avec les prix pratiqués sur les marchés et l'état de l'art. Cette analyse ne fait pas apparaître d'écarts significatifs sur ces postes de coût.

2.1. Modalités d'indexation du prix d'achat

L'analyse des données révèle que l'un des deux facteurs d'indexation, le facteur « L », ne reflète pas la réalité de la ventilation des coûts supportés par le producteur. En prenant l'hypothèse d'un amortissement constant sur quinze ans de l'investissement initial, la part de l'amortissement du capital dans les coûts annuels d'une installation s'échelonne entre 29 %, pour une installation de 1,5 MW, et 10 % pour une installation de 4,8 MW. Il conviendrait dans ces conditions de retenir une valeur intermédiaire de 20 %.

La répartition des coûts d'exploitation entre coûts de personnel et achats de pièces manufacturées est de l'ordre de 52 %/48 %, ce qui est cohérent avec la proposition de l'arrêté.

En conséquence la formule d'indexation pour le facteur L doit s'écrire :

$$L = 0,2 + 0,4 \text{ ICHTrev} - \text{TS1} / \text{ ICHTrev} - \text{TS1}_0 + 0,4 \text{ FM0ABE0000} / \text{ FM0ABE0000}_0$$

2.2. Rentabilité

Sur la base des coûts déclarés par *Gazonor* et audités par la DGEC et la CRE, plusieurs calculs de rentabilité ont été effectués en fonction de la durée moyenne de fonctionnement de l'installation. Les hypothèses et résultats de ces estimations sont repris dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 1 : Hypothèses du scénario cible

Maintenance curative	1 000 h
Maintenance préventive	750 h
Indisponibilité	250 h
Exploitation	6 760 h
Heures équivalents de production pleine puissance	5 408 h

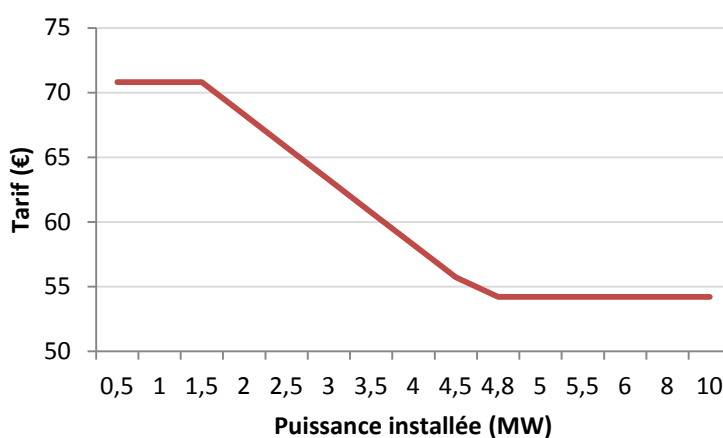
Tableau 2 : Sensibilité de la rentabilité à la disponibilité de l'installation

Nombre d'heures de production équivalent pleine puissance	Nombre de jours d'indisponibilité pour maintenance	Rentabilité pour une installation de 1,5 MW	Rentabilité pour une installation de 4,8 MW
4 580	116	3 %	2 %
4 820	103	5 %	5 %
5 140	86	8 %	7 %
5 408	73	10 %	9 %
6 141	35	12 %	11 %
6 474	15	14 %	13 %

Le scénario cible prévoit que l'installation soit indisponible pour maintenance curative ou préventive pendant un peu moins de deux mois et demi. Le taux de rentabilité après impôt est alors de l'ordre de 10 %, taux élevé pour une activité sans risque sur ses débouchés. Un TRI de 5 % est obtenu avec une indisponibilité pour maintenance de 103 jours.

Compte tenu des risques qui pèsent sur le volume et la qualité du grisou extrait, une rentabilité de 7 % pour le scénario cible apparaît suffisante. Ce TRI est obtenu avec un prix d'achat initial de 70,8 €/MWh pour une installation de 1,5 MW et 54,2 €/MWh pour une installation de 4,8 MW (en gardant inchangé la définition du tarif pour les années 11 à 15).

Tarif applicable à l'énergie active fournie en fonction de la puissance installée de l'installation pendant les dix premières années du contrat induisant une rentabilité de 7%



Il est également possible de jouer sur les deux paramètres du tarif, à savoir le niveau initial et le coefficient de baisse pour les années à 11 à 15.

Tableau 3 : Exemple de valeurs du couple (T1, R) induisant un TRI de 7%

	T1 (€/MWh)	R	T2 (€/MWh)
1,5 MW	72	0,6	67,8
4,8 MW	55,5	0,6	50,7

3. Impact de l'arrêté tarifaire sur l'évolution des charges de service public de l'électricité

Les règles de calcul du coût évité du fait de l'achat d'électricité produite à partir de la valorisation du gaz de mine n'ont pas été définies à ce jour et le seront à l'occasion du premier exercice de charges constatées. On peut raisonnablement supposer qu'elles suivront les modalités de la production à partir de biogaz, à savoir une compensation de la part quasi-certaine de la production sur la base de prix *forward* et une compensation de la part aléatoire en fonction du prix de marché moyen mensuel.

Le calcul des charges a été effectué en prenant les hypothèses suivantes :

- Hypothèses de production : scénario cible détaillé dans le tableau 1 avec une production équi-répartie sur les 12 mois de l'année ;
- Hypothèses tarifaires : projet d'arrêté ;
- Chronique de prix retenus pour le calcul du coût évité : prix *forward* 2014

Tableau 4 : charges de service public pour une année de fonctionnement

Composition du parc de production	K€
Une installation de 10MW	924
Une installation de 10MW et 2 installations de 1,5MW	1 517

Les hypothèses de développement du parc de production d'électricité à partir du gaz de mine étant modestes, les charges de service public induites devraient rester faibles au regard de l'enveloppe globale.

4. Avis

La CRE souligne l'importance de la collecte du grisou car elle évite le rejet dans l'atmosphère d'un gaz à forte concentration de méthane.

Au titre de l'examen de la rentabilité du tarif, tel qu'il est prévu par l'article L.314-7 du code de l'énergie, la CRE émet un avis défavorable sur le projet qui lui a été soumis qui prévoit une rentabilité de 10% pour le scénario cible. Elle considère que les tarifs devraient être révisés de telle sorte que la rentabilité des installations de production avoisine 7 %. Ceci peut être obtenu en modifiant les valeurs initiales des tarifs correspondant aux seuils de 1,5 et 4,8 MW, qui seraient fixées respectivement à 70,8 €/MWh et 54,2 €/MWh.

Fait à Paris, le 3 octobre 2013

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire

Olivier CHALLAN BELVAL