



Bruxelles, le 10.12.2015
C(2015) 9179 final

<p>Dans la version publique de cette décision, des informations ont été supprimées conformément aux articles 24 et 25 du règlement du Conseil (CE) n° 659/1999 concernant la non-divulgence des informations couvertes par le secret professionnel. Les omissions sont donc indiquées par [...].</p>	<p style="text-align: center;">VERSION PUBLIQUE</p> <p>Ce document est publié uniquement pour information.</p>
--	--

Objet: Aide d'État SA.40713 (2015/N) – France
Mesure adoptée par la France pour soutenir la production d'électricité à partir du gaz de mine

Monsieur le Ministre,

1. PROCÉDURE

- (1) Le 27 janvier 2015, la France a notifié un régime de soutien visant à promouvoir la production d'électricité à partir du gaz de mine.
- (2) La Commission a demandé un complément d'information les 27 mars, 6 juillet et 24 septembre 2015. La France a soumis des informations complémentaires les 6 mai, 28 juillet et 12 octobre 2015.

2. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE

2.1. Objectif du régime

- (3) Ce régime vise à soutenir la production d'électricité à partir de gaz de mine.
- (4) Le gaz de mine est un mélange gazeux inflammable présent naturellement sur les sites de production de charbon. Il contient une proportion importante de méthane (CH₄), un gaz à effet de serre nettement plus puissant que le dioxyde de carbone (CO₂). Le gaz de mine libéré dans l'atmosphère présente donc un potentiel élevé en matière de réchauffement planétaire.

Son Excellence Monsieur Laurent FABIUS
Ministre des Affaires étrangères et du Développement international
37, Quai d'Orsay
F - 75351 – PARIS

- (5) Alors que de manière générale, les réserves de gaz de mine diminuent, la France prévoit qu'au cours des années à venir, le volume de gaz de mine récupéré chaque année pourrait atteindre 40 millions de m³ de méthane pur.
- (6) Le gaz de mine est exploité afin d'éviter sa libération dans l'atmosphère, mais aussi pour atténuer le risque d'explosion dans les mines. Autrefois, le gaz de mine était injecté dans le réseau de distribution du gaz naturel ou vendu à des clients industriels.
- (7) Toutefois, en raison de changements dans la qualité du gaz de mine et dans les coûts d'injection dans le réseau, le gaz de mine n'est plus injecté dans le réseau de distribution. Les clients industriels ont également arrêté d'acheter du gaz de mine.
- (8) Le gaz de mine restant pourrait par contre servir à produire jusqu'à 53 GWh d'électricité par an. En 2014, la production totale d'électricité en France s'élevait à 540 TWh. Le méthane serait ainsi converti en un gaz à effet de serre moins puissant, à savoir le CO₂, permettant de réduire les émissions de 277 kilotonnes d'équivalent CO₂ par an. Si le gaz de mine était exploité aux fins de produire de l'électricité, cela réduirait également la nécessité de produire de l'électricité à partir d'autres sources. Parallèlement, selon la France, la quantité d'électricité produite serait trop faible pour fausser de manière significative les marchés de l'électricité.
- (9) Si le gaz de mine n'était pas utilisé à des fins de production d'électricité, l'État français devrait prendre d'autres mesures pour sécuriser les mines, par exemple une surveillance et le forage de puits de drainage. Le gaz de mine serait alors libéré dans l'atmosphère.
- (10) La combustion à l'air libre du gaz de mine pourrait empêcher la libération de méthane. Cette solution n'est toutefois pas prescrite par la législation française, et elle entraînerait des coûts sans l'avantage de la production d'électricité.

2.2. Budget et durée

- (11) Le budget annuel de ce régime s'élèvera approximativement à 1,5 million d'euros et son budget total à 22,8 millions d'euros. Son entrée en vigueur est prévue dès son approbation par la Commission et se poursuivra jusqu'au 1^{er} janvier 2020.

2.3. Installations admissibles au bénéfice de l'allocation

- (12) À l'heure actuelle, il n'existe en France aucune installation produisant de l'électricité à partir du gaz de mine. En effet, ces installations ne sont pas commercialement viables.

- (13) Une installation peut bénéficier d'un soutien si elle remplit les conditions suivantes:
- (a) les bénéficiaires doivent disposer d'une concession d'exploitation minière en vertu du Code minier français;
 - (b) seules les installations d'une capacité inférieure ou égale à 12 MW sont admissibles (article L. 314-1 du Code français de l'énergie);
 - (c) le soutien est limité aux installations qui récupèrent uniquement du gaz de mine naturellement présent dans les mines existantes. Aucune autre intervention n'est autorisée (article 3-1 du décret ministériel n° 2000-1196¹). Cette disposition vise à empêcher les opérateurs de forer spécifiquement à la recherche de nouveaux champs de gaz de mine.
- (14) Il existe actuellement quatre mines dont le gaz pourrait être exploité à des fins de production d'électricité. Ces mines se situent dans le Pas-de-Calais, dans le nord de la France. Il s'agit des sites d'Avion, de Divion, de Désirée et du Valenciennois. La capacité totale prévue sur ces quatre sites s'élèverait à 9,5 MW, et la production d'électricité totale serait de 53 GWh.
- (15) Il existe d'autres mines dans l'est et le sud de la France (Lorraine, Centre-Midi), mais, selon la France, aucune exploitation du gaz de mine n'est prévue sur ces sites. En Lorraine, la production d'électricité ne serait pas économiquement viable en raison de la montée rapide du niveau des nappes phréatiques. Dans le Centre-Midi, les volumes de gaz de mine sont trop faibles.

2.4. Mécanisme de soutien

- (16) Les installations admissibles bénéficieront d'un soutien par le biais d'une obligation d'achat imposée à certains fournisseurs d'électricité (les *acheteurs obligés*).
- (17) L'article L. 314-1 du Code français de l'énergie impose à Électricité de France (EDF) et à d'autres fournisseurs locaux d'électricité d'acheter de l'électricité auprès de certaines catégories de producteurs, notamment auprès des centrales utilisant des énergies renouvelables, mais aussi des installations utilisant le gaz de mine.
- (18) Ces fournisseurs sont tenus d'acheter l'électricité produite à partir de gaz de mine pendant une période de 15 ans. Cet achat est effectué à un tarif fixe plus élevé que le prix normal du marché de l'électricité.
- (19) Les fournisseurs d'électricité soumis à une obligation d'achat reçoivent une compensation pour les coûts supplémentaires qu'ils supportent. Ces coûts supplémentaires découlent de la différence entre le prix réglementé que ces entreprises doivent payer aux producteurs utilisant du gaz de mine et le prix du marché auquel elles peuvent vendre l'électricité.

¹ Décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, JORF n° 285 du 9 décembre 2000, p. 19550, tel que modifié par le décret n° 2014-375 du 28 mars 2014 fixant pour l'énergie électrique fournie à partir du gaz de mine la limite de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, JORF n° 75 du 29 mars 2014, p. 6137.

- (20) Ces coûts seront compensés par des paiements prélevés sur le budget de l'État.
- (21) Cette période de 15 ans est considérée comme la durée de vie normale d'une installation produisant de l'électricité à partir du gaz de mine. Une installation ayant reçu un soutien pendant 15 ans ne peut plus obtenir de soutien supplémentaire au titre de ce régime.

2.5. Le niveau du tarif

- (22) En vertu de l'article L. 314-7 du Code français de l'énergie, le tarif doit être basé sur les coûts évités par les fournisseurs. Il peut aussi inclure une prime reflétant la contribution aux objectifs de la politique climatique de la part du type de production bénéficiant du soutien. Cette prime ne peut toutefois pas engendrer un retour sur investissement supérieur à un taux de rentabilité normal.
- (23) Le tarif a été déterminé sur la base d'un modèle de cash-flow. Les données relatives aux coûts prévus ont été recueillies auprès des bénéficiaires potentiels et comparées aux prix du marché et à l'état actuel de la technique.
- (24) Le niveau du tarif varie selon la capacité installée de l'installation. Deux niveaux standard sont fixés pour les installations d'une capacité inférieure ou égale à 1,5 MW et pour les installations d'une capacité égale ou supérieure à 4,8 MW. Pour les installations dont la capacité se situe entre ces deux valeurs, le tarif sera déterminé par interpolation linéaire.

Tableau 1 – Niveaux de tarif

Capacité installée	Niveau de tarif (2015)
$\leq 1,5$ MW	7,74 centimes/kWh
$\geq 4,8$ MW	5,82 centimes/kWh

- (25) La France a soumis des calculs pour des installations typiques présentant des capacités de 1,5 et 4,8 MW. Ces calculs sont résumés dans le tableau suivant.

Tableau 2 – Dépenses d’investissement et coûts d’exploitation pour différents types d’installations

1	Capacité	1,5 MW	4,8 MW
2	Heures de fonctionnement	[7 000 – 8 000]*	[7 000 – 8 000]*
3	Coefficient de charge	70 %	70 %
4	Heures de pleine charge	[5 000 – 6 000]*	[5 000 – 6 000]*
5	Production annuelle (MWh)	[7 500 – 8 500]*	[20 000 – 30 000]*
6	Dépenses d’investissement (EUR)	[2 000 000 – 2 500 000]*	[6 000 000 – 6 500 000]*
7	Coûts d’exploitation (par an)		
7	– Coût de la main-d’œuvre (EUR)	[80 000 – 90 000]*	[200 000 – 250 000]*
8	– Maintenance (EUR)	[100 000 – 110 000]*	[200 000 – 250 000]*
9	– Consommables (EUR)	[70 000 – 80 000]*	[160 000 – 170 000]*
10	– Études / assurance (EUR)	[30 000 – 40 000]*	[40 000 – 50 000]*
11	Total des coûts d’exploitation annuels (EUR)	[300 000 – 320 000]*	[650 000 – 700 000]*
12	Coût moyen de la production d’électricité (EUR/MWh)	[70 – 80]*	[50 – 60]*
13	Taux de rendement interne	7,11 %	7,35 %

** Les données indiquées entre crochets [...] sont remplacées par des fourchettes dans la version publique afin de préserver les secrets d’affaires de l’entreprise ayant fourni les hypothèses de coût du calcul.*

- (26) Les taux de rendement indiqués à la ligne 13 du tableau 2 sont légèrement supérieurs au niveau de 7 % recommandés à l’origine par la Commission de régulation de l’énergie (CRE)². Selon la France, cette différence se justifie par le fait qu’entre-temps, il est devenu de plus en plus difficile d’obtenir des estimations d’experts concernant les réserves de gaz de mine existantes. Cet état de fait pourrait avoir une incidence néfaste sur le financement des installations de gaz de mine.
- (27) La France a également expliqué que les réserves de gaz de mine pourraient être épuisées au bout de 13 ans sur certains sites, c’est-à-dire deux ans avant la fin de la durée de vie normale de l’installation. Cette interruption de production entraînerait la fin du soutien, poussant le taux de rendement de l’installation sous les 3 %.

2.6. Ajustement du tarif

- (28) Tout d’abord, le tarif général du soutien accordé aux nouvelles installations est réajusté chaque année en fonction d’indices reflétant le coût de la main-d’œuvre dans les secteurs de la mécanique et de l’électricité ainsi que les prix de la production industrielle (*coefficient K*).
- (29) Par ailleurs, la France s’est engagée à réaliser des audits indépendants à intervalles réguliers afin de vérifier que le niveau du tarif se justifie eu égard aux

² 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 (www.cre.fr/documents/deliberations).

coûts supportés par les producteurs. Si une surcompensation devait être constatée, le niveau tarifaire général serait adapté en conséquence.

- (30) Deuxièmement, le tarif individuel du soutien apporté à un bénéficiaire est ajusté chaque année en fonction d'un autre ensemble d'indices des prix et du coût de la main-d'œuvre (*coefficient L*).
- (31) En outre, le régime prévoit une révision du tarif individuel basé sur le schéma de production de l'installation. Après dix années de soutien, le tarif est révisé sur la base des heures de production effectives observées au cours de la période de 10 ans précédente. Ce nouveau tarif s'applique alors pour les cinq années restantes de la période de soutien. L'objectif est d'éviter toute surcompensation dans les cas où les conditions de production (exprimées en heures de fonctionnement) sont meilleures que prévu.

2.7. Cumul

- (32) L'aide notifiée n'est pas cumulable avec le soutien provenant d'autres régimes locaux, régionaux, nationaux ou de l'Union.

2.8. Autres engagements

- (33) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux points 104 à 106 des Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020³ (les «Lignes directrices»). La France s'est également engagée à renotifier le régime dans l'éventualité où il serait étendu aux installations d'une capacité supérieure à 12 MW.

3. APPRÉCIATION DE LA MESURE

3.1. Existence de l'aide au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité

- (34) Aux termes de l'article 107, paragraphe 1, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, sont incompatibles avec le marché intérieur, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions.
- (35) Les producteurs d'électricité à partir de gaz de mine bénéficieront d'un soutien sous la forme de tarifs garantis pour l'électricité qu'ils produisent. Ces tarifs sont supérieurs aux prix que peuvent espérer les producteurs vendant leur électricité sur le marché. Cette mesure confère dès lors un avantage sélectif aux producteurs d'électricité à base de gaz de mine.
- (36) Ce soutien est financé par des obligations d'achat imposées par l'État aux fournisseurs d'électricité. Ceux-ci sont à leur tour entièrement indemnisés par des

³ JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.

versements prélevés sur le budget de l'État. Le financement repose donc sur les ressources de l'État.

- (37) L'électricité fait l'objet d'importants échanges entre États membres. Tout avantage accordé à un mode donné de production d'électricité est donc susceptible de fausser la concurrence et d'affecter les échanges commerciaux entre États membres.
- (38) Ce régime de soutien constitue donc bien une aide d'État.

3.2. Légalité de l'aide

- (39) La France a notifié ce régime d'aide à la Commission afin d'obtenir son approbation aux termes des règles relatives aux aides d'État. Le régime n'entrera en vigueur qu'une fois approuvé par la Commission. La France a donc respecté ses obligations en vertu de l'article 108 du traité.

3.3. Compatibilité des aides avec le marché intérieur

- (40) La Commission a évalué le régime d'aide sur la base des Lignes directrices, et en particulier de la section 3.2 et de la section 3.5 sur les aides en faveur de l'utilisation efficace des ressources⁴.

3.3.1. Contribution à un objectif d'intérêt commun

- (41) Lorsque le gaz de mine est brûlé à des fins de production d'électricité, le méthane qu'il contient est transformé en un gaz à effet de serre moins puissant, le CO₂. L'utilisation du gaz de mine pour produire de l'électricité contribue dès lors à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Elle permet également d'économiser les ressources primaires. En effet, dans le cas contraire, d'autres combustibles seraient utilisés pour produire de l'électricité.
- (42) La Commission a également reconnu les effets positifs pour l'environnement de l'utilisation du gaz de mine pour la production d'électricité dans le dossier d'aides d'État SA.38632 (2014/N)⁵.
- (43) Le régime notifié contribue donc à un objectif d'intérêt commun.

3.3.2. Nécessité d'une intervention de l'État

- (44) Les aides d'État doivent cibler des situations dans lesquelles l'aide est susceptible d'entraîner une amélioration importante que le marché seul est incapable de susciter (point 34 des Lignes directrices). Ces défaillances du marché sont particulièrement pertinentes pour l'utilisation efficace des ressources (point 153 des Lignes directrices).
- (45) Les coûts moyens de production d'électricité à partir du gaz de mine sont indiqués au tableau 2, ligne 12. Pour les installations d'une capacité d'1,5 MW et de 4,8 MW, ils s'élèvent respectivement à 78,20 EUR et 58,80 EUR par MWh.

⁴ Cf. Affaire SA.38632 (2014/N) – Allemagne, *EEG 2014 – Reform of the Renewable Energy Law* (JO C 325 du 2.10.2015, p. 4), considérant 277.

⁵ Affaire SA.38632 (2014/N), note de bas de page 4.

- (46) Par comparaison, le prix moyen pondéré du marché au comptant pour l'électricité (EPEX Spot Day-Ahead) était de 47,32 EUR par MWh en 2012, 43,56 EUR par MWh en 2013 et 34,89 EUR par MWh en 2014. Le prix à terme moyen (EEX Power Derivatives Year-Ahead) était de 50,25 EUR par MWh en 2012, 47,73 EUR par MWh en 2013 et 42,24 EUR par MWh en 2014.
- (47) Aux prix actuels du marché de l'électricité, les installations produisant de l'électricité à partir du gaz de mine ne généreraient pas de revenus suffisants pour couvrir leurs coûts d'investissement et d'exploitation. De ce fait, les investissements dans des installations de ce type sont peu probables. Une aide d'État est dès lors nécessaire pour susciter des investissements dans des installations de ce type.

3.3.3. *Caractère approprié de l'aide*

- (48) Une mesure d'aide ne sera pas considérée comme compatible avec le marché intérieur s'il est possible d'obtenir la même contribution positive à l'objectif d'intérêt commun au moyen d'autres instruments d'intervention ou d'autres types d'aide entraînant moins de distorsions (point 40 des Lignes directrices).
- (49) Le gaz de mine a été utilisé de différentes façons par le passé: il a été injecté dans le réseau de distribution du gaz naturel et vendu à des clients industriels. Une autre alternative pour traiter le gaz de mine consiste à le brûler sur place pour empêcher sa libération dans l'atmosphère.
- (50) Cependant, il n'est plus possible d'injecter le gaz de mine dans le réseau de distribution, et les clients industriels ne l'achètent plus (voir le considérant (7)). En outre, la combustion sur place du gaz de mine ne permet pas d'économies d'énergie primaire.
- (51) Il n'existe donc aucune alternative à la production d'électricité qui présenterait les mêmes avantages en termes de réduction des émissions et d'économie d'énergie primaire.

3.3.4. *Effet incitatif*

- (52) Les aides d'État ont un effet incitatif si elles modifient le comportement de leurs bénéficiaires dans le sens de la réalisation de l'objectif d'intérêt commun. C'est notamment le cas si l'aide suscite des investissements qui ne seraient pas réalisés aux conditions du marché.
- (53) La France a soumis des calculs pour des installations hypothétiques avec des capacités différentes. Ces calculs indiquent que, sur une durée de vie de 15 ans de ces installations, les revenus liés au tarif couvriraient les frais d'investissement et les coûts d'exploitation, avec un retour sur le capital raisonnable. On peut donc s'attendre à ce que l'aide encourage la mise en place de ces installations.
- (54) Conformément au point 50 des Lignes directrices, la France a confirmé qu'un bénéficiaire ne pourrait pas recevoir d'aide si sa demande d'aide était introduite après le début des travaux sur le projet concerné. La France s'est également engagée à adopter un formulaire de demande d'aide conforme au point 51. Enfin, conformément au point 52 des Lignes directrices, la France a confirmé que l'autorité qui octroie l'aide vérifierait la crédibilité du scénario contrefactuel et confirmerait que l'aide a l'effet incitatif requis.

3.3.5. *Proportionnalité de l'aide*

- (55) L'aide d'État est considérée comme proportionnée si son montant par bénéficiaire se limite au minimum nécessaire pour atteindre l'objectif fixé (point 69 des Lignes directrices). L'aide au fonctionnement est proportionnée si elle se limite à la différence entre les coûts de production et le prix du marché de l'électricité⁶.
- (56) Les calculs soumis par la France indiquent que les recettes dégagées par le tarif fixé n'excéderaient pas la différence entre les coûts de production (coûts d'investissement compris) et le prix du marché.
- (57) Le taux de rendement se situe entre 7 % et 8 %, et la France a fourni des justifications démontrant que c'est un niveau raisonnable pour cette activité.
- (58) Enfin, le régime prévoit une révision du niveau du tarif en fonction du schéma de production de l'installation sur les dix premières années: si l'installation se révèle plus productive que son niveau de référence, son tarif sera réduit pour les cinq années suivantes. La France s'est également engagée à effectuer des audits indépendants des coûts de production. Ces deux mécanismes devraient assurer la correction de toute surcompensation.
- (59) La Commission considère donc que l'aide accordée aux installations produisant de l'électricité à partir de gaz de mine sera proportionnée.

3.3.6. *Prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges*

- (60) Le régime notifié soutiendra l'utilisation d'une ressource en passe d'épuisement dans un petit nombre d'installations. Sur la base des chiffres de production d'électricité évoqués au considérant (8), il apparaît que la production annuelle de ces installations équivaudra à 0,01 % seulement de la production annuelle totale d'électricité. Elle n'aura donc que des effets limités sur les marchés de l'électricité. D'autre part, ce régime contribuera à réduire les émissions d'un puissant gaz à effet de serre. Les effets positifs de cette mesure compenseront par conséquent ses effets négatifs limités.

3.3.7. *Transparence des aides*

- (61) Comme indiqué au considérant (33), la France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux points 104 à 106 des Lignes directrices.

4. CONCLUSION

En conséquence, la Commission a décidé de ne pas soulever d'objections à l'aide notifiée, au motif que cette aide est compatible avec le marché intérieur au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

⁶ Affaire SA.38632 (2014/N), note de bas de page 4, considérant 288.

Dans le cas où la présente lettre contiendrait des éléments confidentiels qui ne doivent pas être divulgués à des tiers, vous êtes invités à en informer la Commission dans un délai de quinze jours ouvrables à compter de la date de sa réception. Si la Commission ne reçoit pas de demande motivée à cet effet dans le délai imparti, elle considérera que vous acceptez la divulgation de la présente lettre à des tiers et la publication de son texte intégral dans la langue faisant foi sur le site internet suivant:

<http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm>.

Votre demande doit être envoyée par courrier électronique à l'adresse suivante:

Commission européenne,
Direction générale de la concurrence
Greffé des aides d'État
B-1049 Bruxelles
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Veillez croire, Monsieur le Ministre, à l'assurance de ma haute considération,

Par la Commission

Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission