

Décrets, arrêtés, circulaires

TEXTES GÉNÉRAUX

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE

Arrêté du 11 octobre 2013 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération

NOR : DEVR1325451A

Le ministre de l'économie et des finances et le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie,

Vu le code de l'énergie, notamment ses articles L. 121-28 et L. 314-1 ;

Vu le 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, notamment son article 2 ;

Vu le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, notamment son article 8 ;

Vu l'arrêté du 3 juillet 2001 fixant les caractéristiques techniques des installations de cogénération pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité ;

Vu l'arrêté du 31 juillet 2001 modifié fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du 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 de l'électricité ;

Vu l'arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 ;

Vu l'avis du Conseil supérieur de l'énergie en date du 24 septembre 2013 ;

Vu l'avis de la Commission de régulation de l'énergie en date du 12 septembre 2013,

Arrêtent :

Art. 1^{er}. – L'article 2 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est remplacé par les dispositions suivantes :

« Art. 2. – L'installation du producteur est décrite dans le contrat d'achat, qui précise ses caractéristiques principales :

1. Nombre et types de générateurs.
2. Puissance électrique maximale installée.
3. Point de livraison.
4. Tension de livraison.
5. Puissance électrique garantie en hiver.
6. Zone de desserte en gaz à laquelle est raccordée l'installation (Nord H, Nord B, Sud et TIGF). Elle est attestée par une copie du contrat de raccordement avec le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution de gaz communiquée à l'acheteur ou, à défaut, une attestation produite par le gestionnaire de réseau auquel l'installation est raccordée.
7. Adresse de l'installation. »

Art. 2. – L'article 3 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est remplacé par les dispositions suivantes :

« Art. 3. – L'hiver tarifaire est compris entre le 1^{er} novembre, à 2 heures du matin, et le 1^{er} avril, à 2 heures du matin. L'été tarifaire est compris entre le 1^{er} avril, à 2 heures du matin, et le 1^{er} novembre, à 2 heures du matin. Le producteur peut également choisir de faire débiter l'hiver tarifaire n'importe quel jour du mois de novembre et, de même, peut choisir de faire se terminer l'hiver tarifaire n'importe quel jour du mois de mars. La période d'été tarifaire est adaptée en conséquence. »

Art. 3. – L'article 5 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est remplacé par les dispositions suivantes :

« Art. 5. – Le producteur garantit une puissance électrique PGH durant la (ou les) période(s) d'appel(s) au cours de l'hiver tarifaire. Les tarifs de l'énergie électrique fournie sont différents selon que cette puissance est respectée ou non ; les modalités sont prévues aux annexes 1, 2 et 3.

La puissance électrique garantie est précisée dans le contrat d'achat. Elle peut être modifiée par avenant, aux dates anniversaires du contrat, à l'initiative du producteur, dans la limite de trois modifications, pendant toute la durée du contrat, sans que la date d'échéance du contrat soit modifiée. »

Art. 4. – Après l'article 3 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé, un article 3 *bis* est ainsi ajouté :

« *Art. 3 bis.* – 1° Au cours de l'hiver tarifaire défini à l'article 3, le producteur peut choisir entre trois modes de fonctionnement :

- le mode "continu semaine pleine". Dans ce cas, la période d'appel est égale à l'ensemble de l'hiver tarifaire ;
- le mode "continu jours ouvrés". Dans ce cas, le producteur ne garantit la puissance électrique PGH que pendant les jours ouvrés de l'hiver tarifaire, hors jours fériés. La période d'appel est du lundi, 8 heures, au vendredi, 20 heures. Pour un jour férié précédé par un jour ouvré, la période d'appel s'arrête la veille, à 20 heures. Pour un jour férié suivi par un jour ouvré, la période d'appel reprend le lendemain, à 8 heures. La période comprise entre le 24 décembre, 2 heures, et le 2 janvier, 2 heures, peut également être exclue de la période d'appel à la demande du producteur ;
- le mode "mise à disposition du système électrique". La décision de production de l'énergie est prise par l'acheteur en fonction des besoins du système électrique. La durée minimum de la période d'appel est fixée à vingt-quatre heures. Le préavis d'appel est d'au minimum quinze heures. Les périodes d'appel sont contenues dans l'hiver tarifaire. L'acheteur veille à déterminer les périodes d'appel des installations à la disposition du système électrique de façon que la rémunération de l'énergie électrique active fournie soit, en moyenne sur la période, inférieure aux prix de marché de l'électricité utilisés pour le calcul de la compensation CSPE.

Le choix du mode peut être modifié chaque mois. Les modalités de ce choix et les conditions de basculement le premier jour du mois sont fixées dans le contrat d'achat. Elles incluent notamment des délais minimaux de prévenance de l'acheteur ;

2° Au cours de l'été tarifaire défini à l'article 3, le producteur a la faculté de laisser son installation en service et de fournir à l'acheteur l'énergie produite. L'énergie électrique active fournie est alors rémunérée aux prix de règlement des écarts positifs sur le mécanisme d'ajustement, moyennés sur la journée, à condition que le producteur respecte les délais de prévenance fixés dans le contrat ;

3° Au cours de l'hiver tarifaire et en dehors des périodes d'appel définies au 1° ci-dessus, le producteur a aussi la faculté de laisser son installation en service et de fournir à l'acheteur l'énergie produite. Il bénéficie alors de la rémunération fixée au 2° du présent article. »

Art. 5. – L'article 4 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est remplacé par les dispositions suivantes :

« *Art. 4.* – 1° Les tarifs applicables, exprimés hors TVA, comportent :

- une rémunération de l'énergie électrique active fournie dépendant du mode de fonctionnement choisi, de la puissance électrique garantie, du rendement de référence, de la disponibilité et de l'efficacité énergétique. Les modalités de calcul sont définies à l'annexe 1 ;
- une prime fixe fonction de la tension de raccordement de l'installation et du respect de la puissance électrique garantie. Les modalités de calcul sont définies dans les annexes 2 et 3 ;

2° La date de la demande complète de contrat d'achat par le producteur détermine le rendement électrique de référence et les tarifs applicables à une installation. La date de la demande complète de contrat est la date du cachet de la poste figurant sur l'enveloppe contenant le courrier de demande de contrat envoyé par le producteur à l'acheteur en recommandé avec accusé de réception. Cette demande est considérée comme étant complète lorsqu'elle comporte une annexe technique permettant d'attester le respect des caractéristiques techniques définies par l'arrêté du 3 juillet 2001 modifié, établie sur la base du modèle mis à disposition par l'acheteur obligé, complétée et visée par un organisme bénéficiant d'une accréditation délivrée par l'instance nationale d'accréditation selon la norme NF EN ISO/CEI 17020 pour le domaine électricité et la copie du récépissé mentionné à l'article R. 423-3 du code de l'urbanisme, lorsqu'un permis de construire est nécessaire, ainsi que les éléments définis à l'article 2 du présent arrêté.

Si la date de la demande complète de contrat d'achat est antérieure au 19 octobre 2013 et que la mise en service intervient au plus tard le 1^{er} novembre 2014, le rendement de référence utilisé à l'annexe 1 pour calculer la rémunération de l'énergie active fournie est fixé à 54 % et la rémunération proportionnelle à la puissance est celle définie à l'annexe 2. Dans le cas des installations de cogénération dont les contrats sont mentionnés à l'article L. 121-27 du code de l'énergie, la rémunération proportionnelle à la puissance n'est pas modifiée et la rémunération de l'énergie active fournie correspond à celle de l'annexe 1.

Si la date de la demande complète de contrat d'achat est postérieure au 19 octobre 2013, le rendement de référence utilisé à l'annexe 1 pour calculer la rémunération de l'énergie active fournie est fixé à 56 % et la rémunération proportionnelle à la puissance est celle définie à l'annexe 3 ;

3° Si la demande complète de contrat d'achat est effectuée avant le 31 décembre 2001, les tarifs applicables sont ceux des annexes 1, 2 et 3 ;

Si la demande complète de contrat d'achat est effectuée après le 31 décembre 2001, la prime fixe applicable définie aux annexes 2 ou 3 ainsi que le terme de rémunération proportionnelle (RP) défini au 1° de l'annexe 1 et de la prime à l'efficacité énergétique défini au 3° de l'annexe 1 sont indexés au 1^{er} janvier de l'année de la

demande par application du coefficient $(0,99)^n \times K$, où K est défini ci-après et n est le nombre d'années après 2002 ($n = 0$ pour 2002 et $n = 1$ pour 2003). Cette indexation ne s'applique pas aux autres termes de l'annexe 1.

$$K = 0,5 (\text{ICHTrev-TS-IME/ICHTTS1o}) + 0,5 (\text{IA/PsdAo})$$

Formule dans laquelle :

1° ICHTrev-TS-IME est la dernière valeur connue au 1^{er} janvier de l'année de la demande de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

$$2^\circ \text{IA} = (0,65 (\text{FM0ABE0000/PPEI}_{0704}) + 0,35 (\text{TCH/TCH}_{0704})) \times \text{PsdA}_{0704}$$

Formule dans laquelle :

a) TCH est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} janvier de l'année de la demande de l'indice des services de transport, communications et hôtellerie, cafés, restauration ;

b) FM0ABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} janvier de l'année de la demande de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour la série « marché français – ensemble de l'industrie – A10 BE – prix départ usine » ;

c) TCH₀₇₀₄ est la valeur définitive de l'indice des services de transport, communications et hôtellerie, cafés, restauration pour le mois de juillet 2004, après division par le coefficient adéquat (soit 112,3 au 1^{er} septembre 2013) ;

d) PPEI₀₇₀₄ est la valeur définitive de l'indice PPEI pour le mois de juillet 2004, après division par les valeurs des coefficients de raccordement adéquats (soit 89,6 au 1^{er} septembre 2013) ;

e) PsdA₀₇₀₄ est la valeur de l'indice des produits et services divers A pour le mois de juillet 2004, soit 115,5 ;

3° a) PsdAo est la dernière valeur connue au 31 août 2001, soit 112,2 ;

b) ICHTTS1o est la dernière valeur de l'indice ICHTTS1 connue au 31 août 2001, après division par la valeur du coefficient de raccordement adéquat (soit 79,2 au 1^{er} septembre 2013). »

Art. 6. – L'article 6 de l'arrêté du 31 juillet 2001 modifié susvisé est remplacé par les dispositions suivantes :

« Art. 6. – 1° Peut bénéficier d'un avenant contractuel, en vertu de l'article L. 121-28 du code de l'énergie, selon les modalités tarifaires définies à l'article 4 du présent arrêté, une installation de cogénération dont la date de signature du contrat d'achat est antérieure au 19 octobre 2013 et dont l'économie d'énergie primaire Ep, telle que définie au a de l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet 2001 modifié susvisé, est supérieure ou égale à 5 %. Pour ces installations, l'économie d'énergie primaire est calculée selon la formule définie au a de l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet modifié susvisé à partir des données observées lors de la dernière période de fonctionnement en mode continu. Cet avenant porte sur la période résiduelle du contrat en cours ;

2° Peut bénéficier d'un contrat selon les modalités tarifaires définies à l'article 4 du présent arrêté, dans la mesure où elle respecte, à la date de demande complète de contrat d'achat par le producteur, les conditions des décrets du 6 décembre 2000 et du 10 mai 2001 susvisés, une installation de cogénération dont l'économie d'énergie primaire Ep, mentionnée dans l'annexe technique décrite à l'article 4 et telle que définie au a de l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet 2001 susvisé, est supérieure ou égale à 10 % et mise en service pour la première fois après le 31 août 2001, le cas échéant dans le cadre d'une opération de rénovation au sens de l'arrêté du 14 décembre 2006 susvisé. Le contrat est conclu pour une durée de douze ans à compter de la mise en service de l'installation ;

3° Peut aussi bénéficier d'un contrat selon les modalités tarifaires définies à l'article 4 du présent arrêté une installation de cogénération mise en service pour la première fois après le 31 août 2001, le cas échéant dans le cadre d'une opération de rénovation au sens de l'arrêté du 14 décembre 2006 susvisé, dont la date de la demande complète de contrat est antérieure au 19 octobre 2013 et que la mise en service intervient au plus tard le 1^{er} novembre 2014, et dont l'économie d'énergie primaire Ep, mentionnée dans l'annexe technique décrite à l'article 4, telle que définie au a de l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet 2001 modifié susvisé, est supérieure ou égale à 5 %. Le contrat est conclu pour une durée de douze ans à compter de la mise en service de l'installation.

Cette mise en service doit avoir lieu dans un délai de deux ans à compter de la date de demande complète de contrat par le producteur. En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat est réduite d'autant. »

Art. 7. – L'article 7 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est abrogé.

Art. 8. – L'article 8 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est abrogé.

Art. 9. – L'article 9 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est remplacé par les dispositions suivantes :

« Art. 9. – Chaque contrat d'achat comporte les dispositions relatives à l'indexation de la prime fixe définie aux annexes 2 ou 3 ainsi que du terme de rémunération proportionnelle (RP) défini au 1° de l'annexe 1 et de la prime à l'efficacité énergétique défini au 3° de l'annexe 1. Cette indexation s'effectue annuellement au 1^{er} novembre par l'application du coefficient L défini ci-après :

$$L = 0,2 + 0,6 (\text{ICHTrev-TS-IME} / \text{ICHTTS1o}) + 0,2 (\text{IA/IAo})$$

Formule dans laquelle :

1° ICHTrev-TS1-IME est la dernière valeur connue au 1^{er} novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

2° Avant le 15 novembre 2004, IA = PsdA, où PsdA est la dernière valeur connue au 1^{er} novembre de chaque année de l'indice des produits et services divers A.

Après le 15 novembre 2004 :

$$IA = (0,65 \text{ FM0ABE0000/PPEI}_{0704} + 0,35 (\text{TCH/ TCH}_{0704})) \times \text{PsdA}_{0704}$$

Formule dans laquelle :

a) TCH est la dernière valeur connue au 1^{er} novembre de chaque année de l'indice des services de transport, communications et hôtellerie, cafés, restauration ;

b) FM0ABE0000 est la dernière valeur connue au 1^{er} novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour la série « marché français – ensemble de l'industrie – A10 BE – prix départ usine » ;

c) TCH₀₇₀₄ est la valeur définitive de l'indice des services de transport, communications et hôtellerie, cafés, restauration pour le mois de juillet 2004, après division par le coefficient adéquat (soit 112,3 au 1^{er} septembre 2013) ;

d) PPEI₀₇₀₄ est la valeur définitive de l'indice PPEI pour le mois de juillet 2004, après division par les valeurs des coefficients de raccordement adéquats (soit 89,6 au 1^{er} septembre 2013) ;

e) PsdA₀₇₀₄ est la valeur de l'indice des produits et services divers A pour le mois de juillet 2004 ;

3° a) IAo est la dernière valeur de IA connue à la date de prise d'effet du contrat d'achat ;

b) ICHTTS1o est la dernière valeur de l'indice ICHTTS1 ou de l'indice ICHTrev-TS-IME connue à la date de prise d'effet du contrat d'achat. »

Art. 10. – L'annexe 1 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est remplacée par l'annexe 1 du présent arrêté.

Art. 11. – L'annexe 2 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est remplacée par l'annexe 2 du présent arrêté.

Art. 12. – L'annexe 3 de l'arrêté du 31 juillet 2001 susvisé est remplacée par l'annexe 3 du présent arrêté.

Art. 13. – Le directeur général de l'énergie et du climat est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au *Journal officiel* de la République française.

Fait le 11 octobre 2013.

*Le ministre de l'écologie,
du développement durable
et de l'énergie,*

Pour le ministre et par délégation :
Le directeur adjoint de l'énergie,
M. PAIN

Le ministre de l'économie et des finances,

Pour le ministre et par délégation :

*Le chef du service
de la protection des consommateurs
et de la régulation des marchés,*
S. MARTIN

ANNEXES

ANNEXE 1

RÉMUNÉRATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE ACTIVE FOURNIE

L'énergie électrique active fournie est facturée à l'acheteur sur la base des montants définis dans la présente annexe.

Ces tarifs sont exprimés en c€/kWh hors TVA.

En dehors des périodes d'appel définies à l'article 3 *bis*, la rémunération de l'énergie active fournie est égale à la moyenne journalière du prix de règlement des écarts positifs sur le mécanisme d'ajustement.

Durant les périodes d'appel définies à l'article 3 *bis*, ces montants sont déterminés par la somme de cinq composantes définies ci-dessous : une rémunération proportionnelle fonction de la puissance électrique garantie et de la tension de raccordement ; une rémunération fonction du prix du gaz ; une prime fonction de l'économie d'énergie primaire ; une rémunération couvrant les taxes auxquelles sont assujetties les cogénérations ; une rémunération couvrant le coût du CO₂.

1° Rémunération proportionnelle (RP)

Le niveau de rémunération est fixé en fonction de la puissance électrique garantie et de la tension de raccordement, selon les modalités fixées dans le tableau ci-dessous.

MODALITÉS de raccordement	RÉMUNÉRATION (c€/kWh)
HTA/BT (moyenne et basse tension)	0,58 - 0,015 × (0,001 × PGH - 5) avec PGH exprimé en kW avec 0,51 ≤ RP ≤ 0,65
HTB (haute tension)	0,58 - 0,015 × (0,001 × PGH - 5) avec PGH exprimé en kW avec 0,48 ≤ RP ≤ 0,51
225 kV	0,31

Cette rémunération est versée uniquement pour l'énergie livrée sous une puissance instantanée inférieure ou égale à la PGH (0 sinon).

Elle est indexée selon les articles 4 et 9.

2° Rémunération fonction du prix du gaz (RGaz)

Cette rémunération est versée mensuellement. RGaz(M) est déterminée par la somme de trois composantes :

Rémunération de la molécule de gaz (c€/kWh)	Moyenne mensuelle des prix <i>day ahead</i> « end of day » (EOD), éventuellement plafonnés selon le mécanisme décrit ci-après, exprimée en c€/kWh PCS, divisée par 0,9 et divisée par le rendement PCI de référence défini à l'article 4. Pour les installations raccordées aux zones Nord H et Nord B, la valeur retenue est l'indice PEG EOD Nord. Pour les installations raccordées aux zones Sud et TIGF, la valeur retenue est l'indice PEG EOD Sud.
Rémunération des coûts d'acheminement du gaz (c€/kWh)	0,241 c€/kWh PCS, divisé par 0,9, divisé par le rendement PCI de référence de l'installation défini à l'article 4. La valeur de 0,241 c€/kWh PCS correspond à l'application du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel en vigueur au 1 ^{er} avril 2013, avec une capacité de plus de 400 MW, connectée au réseau de transport de gaz et possédant un NTR de 3,27, fonctionnant en continu 24 heures sur 24, disponible 95 % du temps et bénéficiant d'une sur-souscription de 7,5 %. Cette rémunération sera mise à jour annuellement en fonction de l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel telle que décidée par la Commission de régulation de l'énergie.
Rémunération correspondant à la prise en compte des coûts et des frais liés à l'approvisionnement en gaz sur le marché (c€/kWh)	0,1 c€/kWh PCS, divisé par 0,9, divisé par le rendement PCI de référence de l'installation défini à l'article 4.

Pour une installation fonctionnant un mois donné de l'hiver tarifaire dans l'un des deux modes « continu semaine pleine » ou « continu jours ouvrés », la somme de :

- la rémunération des coûts d'acheminement du gaz marché telle que définie précédemment ;
- la rémunération correspondant à la prise en compte des coûts et des frais liés à l'approvisionnement en gaz sur le marché telle que définie précédemment ;
- la valeur quotidienne de l'indice PEG « end of day » (EOD) Nord ou Sud en fonction de l'installation divisée par 0,9 et divisée par le rendement PCI de référence défini à l'article 4,

est plafonnée chaque jour par une valeur définie pour chaque mois de la période d'hiver :

$$P(M) = \langle \text{elec}_1(M) \rangle + \min \{ A(M), 4.0 \text{ c€/kWh} \}$$

Avec :

$\langle \text{elec}_1(M) \rangle$: prix de l'électricité applicable au mois M observé pendant le mois M - 2. Ce prix correspond à la moyenne des cotations du produit « 2 months ahead » tels que publiés par EEX.

A titre d'exemple $\langle \text{elec}_1(\text{novembre } 2012) \rangle = 57,44 \text{ €/MWh}$.

A(M) : valeur définie pour chaque mois M de la période d'hiver, en application de la formule suivante : A (novembre) = 8 c€/kWh pour toutes les installations. Puis, du mois de décembre au mois de mars de l'année suivante :

$$A(M) = A(M - 1) - \max \{ 0 ; \min(\langle \text{RGaz}^*(M - 1) \rangle - \langle \text{elec}_2(M - 1) \rangle) ; 4.0 \text{ c€/kWh} \}$$

ou

A(M) = A(M - 1) dans le cas où l'installation est en mode « mise à disposition du système électrique » pendant le mois M - 1

ou

$A(M) = A(M - 1) - 5/7 \times \max \{0 ; \min(\langle \text{RGaz}^*(M - 1) \rangle - \langle \text{elec}_2(M - 1) \rangle ; 4.0 \text{ c€/kWh}) \}$ si le producteur est dans le mode « continu jours ouvrés » pour le mois $M - 1$.

Le terme $A(M)$ ne peut pas être négatif.

$\langle \text{elec}_2(M - 1) \rangle$: prix de l'électricité applicable au mois $M - 1$ observé pendant le mois $M - 2$. Ce prix correspond à la moyenne des cotations du produit « Front month » tels que publiés par EEX.

$\langle \text{RGaz}^*(M - 1) \rangle$: somme de :

- prix du gaz PEG Nord applicable au mois $M - 1$ observé pendant le mois $M - 2$ divisé par 0,9 et divisé par le rendement PCI de référence défini à l'article 4. Ce prix correspond à la moyenne des cotations du produit « Front month » tel que publié par Powernext ;
- coûts d'acheminement du gaz tels que définis précédemment, c'est-à-dire après division par 0,9 et par le rendement PCI de référence défini à l'article 4 ;
- coûts et frais liés à l'approvisionnement en gaz sur le marché tels que définis précédemment, c'est-à-dire égaux à 0,1 c€/kWh divisé par 0,9 et par le rendement PCI de référence défini à l'article 4.

Pendant ces heures, le producteur est rémunéré à hauteur de ce plafond $P(M)$ pour l'électricité qu'il fournit à l'acheteur. Si la puissance électrique maximale installée de l'installation ne dépasse pas 1 MW, le producteur peut aussi arrêter momentanément l'installation ou la faire fonctionner à des fins d'autoconsommation exclusivement. Dans ce dernier cas, les heures pendant lesquelles le prix de la molécule de gaz dépasse ce prix plafond ne sont pas comptabilisées dans le calcul de la disponibilité d servant au calcul de la prime fixe annuelle PF.

3° Prime à l'efficacité énergétique

Elle est définie par la formule suivante : $13 \times (E_p - 0,1)$ en c€/kWh produit.

L'économie d'énergie primaire E_p est définie par la formule figurant au *a* de l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet 2001 susvisé.

Le montant total annuel de cette prime est plafonné à 190 k€/an. La prime à l'efficacité énergétique a une valeur positive ou nulle.

Dans la configuration « mise à disposition du système électrique », et dans le cas où, pendant la durée de la mise à disposition, l'acheteur n'appelle pas l'installation d'une manière suffisamment significative pour permettre le calcul de E_p , celui-ci sera pris égal à la valeur constatée l'année précédente. Si l'installation ne dispose d'aucun historique, les deux parties se rapprocheront pour adapter la règle existante.

4° Rémunération couvrant les taxes auxquelles sont assujetties les cogénérations et pour lesquelles la loi prévoit une compensation

Conformément à la législation en vigueur au 19 octobre 2013, les installations de cogénération bénéficiant d'un contrat d'achat sont compensées de la taxe intérieure de consommation de gaz naturel visée à l'article 266 *quinquies* du code des douanes.

TICGN (c€/kWh)
0,119 c€/kWh PCS divisé par 0,9, divisé par le rendement PCI de référence de l'installation défini à l'article 4. La valeur de 0,119 c€/kWh PCS correspond à la valeur de la TICGN au 19 octobre 2013.

Le contrat d'achat prévoit l'évolution de cette rémunération en cas d'évolution du niveau de cette taxe ou de modifications législatives afférentes.

5° Coût carbone

Quotas CO ₂ (c€/kWh)
0,0185 × prix du CO ₂ divisé par 0,9, divisé par rendement PCI de référence de l'installation défini à l'article 4. Dans cette formule, le prix du CO ₂ est égal à la moyenne des prix de clôture de l'EUA pour le contrat Dec N (N année en cours), tel que publié par ECX - ICE, les jours cotés, sous l'intitulé « ECX EUA Futures ».

ANNEXE 2

RÉMUNÉRATION PROPORTIONNELLE À LA PUISSANCE GARANTIE APPLICABLE AUX INSTALLATIONS DONT LA DATE DE DEMANDE DE CONTRAT EST ANTÉRIEURE AU 19 OCTOBRE 2013

1° L'acheteur verse à la fin de chaque mois d'hiver M , pour la mise à disposition par le producteur de la puissance électrique garantie stipulée dans le contrat, une prime fixe. Le montant de cette prime fixe est calculé comme ci-après. Les modalités de versement sont précisées au 5°.

La prime fixe annuelle PF est égale à :

$$PF = PGH \times \{TB \times F(DM) + AG \times Ndispo + CD \times Ndem\}$$

Formule dans laquelle :

- PGH est la puissance électrique garantie par le producteur en hiver, figurant dans le contrat ;
- TB est le taux de base annuel de la prime fixe défini au 2° de la présente annexe ;
- AG est le montant annuel des frais fixes liés à la fourniture en gaz naturel, dont la valeur figure au 4° de la présente annexe ;
- Ndispo est le nombre de mois d'hiver où l'installation est mise à disposition du système électrique ;
- Ndem est un nombre de démarrages défini comme suit :
 - lorsque l'installation fonctionne en mode « continu semaine pleine », Ndem est égal à zéro ;
 - lorsque l'installation fonctionne en mode « continu jours ouvrés », Ndem est égal au nombre de démarrages prévus pendant la période d'hiver résultant de l'application de ce mode de fonctionnement. Ce nombre est défini avant chaque période d'hiver en considérant les premiers démarrages des lundis et des lendemains de jours fériés suivis d'un jour ouvré ;
 - lorsque l'installation est dans le mode « mise à disposition du système électrique », Ndem est égal au nombre de premiers démarrages effectifs de l'installation en réponse à un appel de l'acheteur ;
- CD est le versement fixe correspondant aux démarrages définis ci-dessus. Sa valeur figure au 4° de la présente annexe ;
- F(DM) est le coefficient suivant :

Si $DM < 0,90$	$F(DM) = 0,95 - (0,90 - DM) \times 1,5$	Avec $F(DM) \geq 0$
Si $0,90 \leq DM < 0,95$	$F(DM) = 1 - (0,95 - DM)$	
Si $DM = 0,95$	$F(DM) = 1$	
Si $DM > 0,95$	$F(DM) = 1 + (DM - 0,95) \times 0,5$	Avec $F(DM) \leq 1,025$

- DM est la disponibilité moyenne calculée selon les modalités du 3° ci-dessous ;
- Cette prime fixe annuelle ne peut être négative.

2° Valeurs du taux de base annuel

TAUX DE BASE ANNUEL DE LA PRIME FIXE TB (€/kW)	
HTA et BT (moyenne et basse tensions)	$144,94 - 1,71 \times (0,001 \times PGH - 5)$ avec PGH exprimé en kW (avec $136,39 \leq TB \leq 153,49$)
HTB (haute tension)	$144,94 - 1,71 \times (0,001 \times PGH - 5)$ (avec $132,97 \leq TB \leq 136,39$)
225 kV	85,11

Ces valeurs sont indexées en application des articles 4 et 9.

3° Disponibilité

La disponibilité effective en hiver (DE) est définie comme le rapport de l'énergie effectivement livrée pendant les périodes d'appel sous une puissance électrique instantanée inférieure ou égale à 1,075 fois la puissance électrique garantie PGH, sur l'énergie qu'aurait livrée l'installation si elle avait fonctionné sous la puissance électrique garantie en permanence pendant la période d'appel.

L'énergie produite par l'installation de cogénération en dehors des périodes d'appel n'est pas comptabilisée dans le calcul de la disponibilité effective.

Pour les installations dans le mode « continu semaine pleine » ou le mode « continu jours ouvrés », la disponibilité moyenne DM est égale à la disponibilité effective DE.

1. Cas particulier pour le mode « mise à disposition du système électrique » :

Dans le cas où le producteur a choisi le mode « mise à disposition du système électrique » et si l'installation utilise des turbines, le producteur peut opter pour une correction de la disponibilité effective en

fonction de la température extérieure moyenne constatée sur les périodes d'appel, selon les modalités ci-après. Si la température extérieure T_m , calculée en moyenne sur les périodes d'appel, dépasse 5 °C, la disponibilité effective DE est corrigée en appliquant le coefficient multiplicatif suivant :

$$KT_m = 100/(-0,67 \times T_m + 103,35).$$

La disponibilité moyenne (DM) est calculée en pondérant la disponibilité effective DE, éventuellement corrigée selon les dispositions ci-dessus, par la disponibilité de référence (0,95) appliquée sur une période d'appel de référence (Hr), selon la formule suivante :

$$DM = (DE \times H + 0,95 \times (H_r - H))/H_r \text{ si } H \leq H_r.$$

$$DM = DE \text{ si } H > H_r.$$

Formules dans lesquelles :

- H est le nombre d'heures correspondant aux périodes d'appel ;
- $H_r = (N/5 \times H_o) - H_i$;
- H_i est le nombre d'heures d'indisponibilité programmée de l'installation, plafonné à 300 heures ;
- $H_o = 1\,440$ heures ;
- N est le nombre de mois où l'installation est dans le mode « mise à disposition du système électrique ».

4° Versements fixes

VERSEMENT FIXE CD (démarrage) (c€/kW de PGH)	MONTANT REPRÉSENTATIF DES FRAIS FIXES liés à la fourniture en gaz naturel AG (€/kW de PGH)
7,62	1,83

5° Modalité de versement

La prime est versée mensuellement selon les modalités suivantes :

- la prime fixe mensuelle PFM, mois de mars excepté, est égale à : $PFM = PGH \times TBM \times 0,95$;
- la prime fixe du mois de mars PFM_{mars} est égale à : $PFM_{mars} = PF - 4 \times (PGH \times TBM \times 0,95)$,

formules dans lesquelles TBM est le taux de base de la prime fixe mensuelle, égal au cinquième du taux de base annuel TB défini ci-dessus.

A N N E X E 3

RÉMUNÉRATION PROPORTIONNELLE À LA PUISSANCE GARANTIE APPLICABLE AUX INSTALLATIONS DONT LA DATE DE DEMANDE DE CONTRAT EST POSTÉRIEURE AU 19 OCTOBRE 2013

1° L'acheteur verse à la fin de chaque mois d'hiver M, pour la mise à disposition par le producteur de la puissance électrique garantie stipulée dans le contrat, une prime fixe. Le montant de cette prime fixe est calculé comme ci-après. Les modalités de versement sont précisées au 6°.

La prime fixe annuelle PF est égale à :

$$PF = PGH \times CE \times \{TB \times F(DM) + AG \times N_{dispo} + CD \times N_{dem}\}.$$

Formule dans laquelle :

PGH est la puissance électrique garantie par le producteur en hiver, figurant dans le contrat ;

TB est le taux de base annuel de la prime fixe défini au 2° de la présente annexe ;

CE est le coefficient à l'efficacité énergétique de la prime fixe, dont la valeur est définie au 5° de la présente annexe ;

AG est le montant annuel des frais fixes liés à la fourniture en gaz naturel, dont la valeur figure au 4° de la présente annexe ;

N_{dispo} est le nombre de mois d'hiver où l'installation est mise à disposition du système électrique ;

N_{dem} est un nombre de démarrages défini comme suit :

- lorsque l'installation fonctionne en mode « continu semaine pleine », N_{dem} est égal à zéro ;
- lorsque l'installation fonctionne en mode « continu jours ouvrés », N_{dem} est égal au nombre de démarrages prévus pendant la période d'hiver résultant de l'application de ce mode de fonctionnement. Ce nombre est défini avant chaque période d'hiver en considérant les premiers démarrages des lundis et des lendemains de jours fériés suivis d'un jour ouvré ;
- lorsque l'installation est dans le mode « mise à disposition du système électrique », N_{dem} est égal au nombre de premiers démarrages effectifs de l'installation en réponse à un appel de l'acheteur ;

CD est le versement fixe correspondant aux démarrages définis ci-dessus. Sa valeur figure au 4° de la présente annexe ;

F(DM) est le coefficient suivant :

Si $DM < 0,90$	$F(DM) = 0,90 - (0,90 - DM) \times 3$	Avec $F(DM) \geq 0$
Si $0,90 \leq DM < 0,95$	$F(DM) = 1 - (0,95 - DM) \times 2$	
Si $DM = 0,95$	$F(DM) = 1$	
Si $DM > 0,95$	$F(DM) = 1 + (DM - 0,95) \times 0,5$	Avec $F(DM) \leq 1,025$

Avec $F(DM) = 0$ pour $DM = 60 \%$ et $F(DM) = 0,6$ pour $DM = 80 \%$:

– DM est la disponibilité moyenne calculée selon les modalités du 3° ci-dessous.

Cette prime fixe annuelle ne peut être négative.

2° Valeurs du taux de base annuel

TAUX DE BASE ANNUEL DE LA PRIME FIXE TB (€/kW)	
HTA et BT (moyenne et basse tensions)	$144,94 - 1,71 \times (0,001 \times PGH - 5)$ avec PGH exprimé en kW (avec $136,39 \leq TB \leq 153,49$)
HTB (haute tension)	$144,94 - 1,71 \times (0,001 \times PGH - 5)$ (avec $132,97 \leq TB \leq 136,39$)
225 kV	85,11

Ces valeurs sont indexées en application des articles 4 et 9.

3° Disponibilité

La disponibilité effective en hiver (DE) est définie comme le rapport de l'énergie effectivement livrée pendant les périodes d'appel sous une puissance électrique instantanée inférieure ou égale à 1,075 fois la puissance électrique garantie PGH, sur l'énergie qu'aurait livrée l'installation si elle avait fonctionné sous la puissance électrique garantie en permanence pendant les périodes d'appel.

L'énergie produite par l'installation de cogénération en dehors des périodes d'appel n'est pas comptabilisée dans le calcul de la disponibilité effective.

Pour les installations dans le mode « continu semaine pleine » ou le mode « continu jours ouvrés », la disponibilité moyenne DM est égale à la disponibilité effective DE.

1. Cas particulier pour le mode « mise à disposition du système électrique »

Pour une installation dans le mode « mise à disposition du système électrique » sur un mois donné de l'hiver tarifaire, la disponibilité moyenne DM(M) sur ce mois est égale soit à la disponibilité effective DE si au moins un appel a été réalisé, soit à la disponibilité de référence (0,95). DM(M) ne peut en outre pas être inférieur à 60 % pour un mois où l'installation est dans le mode « mise à disposition du système électrique ».

Dans tous les cas, la disponibilité moyenne DM sur l'hiver correspond à la moyenne des disponibilités mensuelles.

4° Versements fixes

VERSEMENT FIXE CD (démarrage) (c€/kW de PGH)	MONTANT REPRÉSENTATIF DES FRAIS FIXES liés à la fourniture en gaz naturel AG (€/kW de PGH)
7,62	1,83

5° Valeur du coefficient à l'efficacité énergétique
de la prime fixe

COEFFICIENT À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DE LA PRIME FIXE CE	
Si $E_p = 10 \%$	CE = 0,9
Si $E_p = 16 \%$	CE = 1
Si $E_p = 40 \%$	CE = 1,05

Dans ce tableau, l'économie d'énergie primaire, E_p est définie par la formule figurant au *a* de l'article 2 de l'arrêté du 3 juillet susvisé.

Pour le calcul de CE, lorsque E_p est compris entre deux valeurs du tableau, la valeur de CE est obtenue par interpolation linéaire des deux valeurs de CE encadrantes.

6° Modalité de versement

La prime est versée mensuellement selon les modalités suivantes :

- la prime fixe mensuelle PFM, mois de mars excepté, est égale à : $PFM = PGH \times TBM \times 0,95$;
- la prime fixe du mois de mars PFM_{mars} est égale à : $PFM_{mars} = PF - 4 \times (PGH \times TBM \times 0,95)$.

Formules dans lesquelles TBM est le taux de base de la prime fixe mensuelle, égal au cinquième du taux de base annuel TB défini ci-dessus.