



Bruxelles, 5.5.2017  
C(2017) 3127 cor

VERSION PUBLIQUE

Ce document est publié uniquement pour information.

**Objet: Aide d'État SA.47205 (2016/N) – France  
Complément de rémunération pour l'éolien terrestre à partir de 2017**

Monsieur le Ministre,

**1. PROCEDURE**

- (1) Le 28 décembre 2016 la France a notifié à la Commission un régime de soutien à la production d'électricité à partir d'installations utilisant l'énergie mécanique du vent équipées de maximum 6 aérogénérateurs de 3 MW.
- (2) La Commission a demandé un complément d'information le 7 février 2017 et le 24 avril 2017. La France a transmis des informations complémentaires le 1<sup>er</sup> mars 2017 et le 25 avril 2017.

**2. DESCRIPTION DETAILLÉE DE LA MESURE**

- (3) La mesure vise à soutenir les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent et ayant déposé une demande complète de contrat à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017
- (4) La notification de la mesure s'inscrit dans le cadre de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. La loi fixe les objectifs, définit le cadre et met en place les outils nécessaires à la construction d'un modèle énergétique français plus diversifié et plus équilibré. L'objectif poursuivi est de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et de renforcer son indépendance énergétique en équilibrant mieux ses différentes sources d'approvisionnement. Dans ce cadre, la France s'est engagé à

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

porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020<sup>1</sup> et souhaite la porter à 32 % de cette consommation en 2030. La France estime que qu'en 2030 les énergies renouvelables représenteraient alors 40 % de la production électrique<sup>2</sup>.

- (5) Pour les installations en faisant la demande dans les conditions définies au considérant (3) l'aide prendra la forme d'un complément de rémunération destiné à couvrir l'écart entre les coûts totaux de production supportés par ces installations et leurs revenus de marché et de capacité, tout en permettant une rentabilité normale des capitaux investis.

### **2.1. Base légale, financement, budget et durée**

- (6) La base légale de la mesure est la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, décrite dans les articles L314-1 et suivants du code de l'énergie, et précisée dans deux décrets (appelés ci-après décret "complément de rémunération"<sup>3</sup> et décret "liste des installations éligibles"<sup>4</sup>) ainsi que dans un projet d'arrêté (appelé ci-après "arrêté tarifaire éolien terrestre"). L'arrêté tarifaire entrera en vigueur après approbation du régime notifié par la Commission.
- (7) Le budget estimatif est de 2 milliards d'euros annuels pour les nouvelles capacités installées et sur toute la durée des contrats, celui correspond au développement de 1 500 MW de nouvelles capacités par an pendant 10 ans. Le montant exact dépend cependant de la production des installations concernées durant leur contrat et du prix du marché. La France s'est engagée à renotifier la mesure dans les dix années après leur autorisation.
- (8) Le système d'aides est financé par le budget de l'Etat.

### **2.2. Installations admissibles**

- (9) Sont admissibles les installations de production d'électricité utilisant à titre principal l'énergie mécanique du vent et ayant déposé une demande complète de contrat à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017.
- (10) Les installations éligibles au régime de soutien ne peuvent posséder d'aérogénérateur de plus de 3MW et sont limitées à 6 aérogénérateurs par parc.

### **2.3. Mécanisme de soutien**

- (11) Les installations admissibles bénéficieront d'un soutien par le biais d'un complément de rémunération qu'EDF est tenue de leur offrir en vertu de l'article L. 314-18 du Code de l'énergie. Le producteur vend l'électricité sur le marché (au prix du marché de l'électricité) et obtient en plus le complément de rémunération.

---

<sup>1</sup> Voir Article 1 et Annexe 1 de la Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140, 5.6.2009, p. 16–62).

<sup>2</sup> Voir Article 1, III de la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifiant l'article L. 100-4 du Code de l'énergie.

<sup>3</sup> Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016.

<sup>4</sup> Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016.

Le producteur est dans une telle configuration responsable d'équilibre mais peut déléguer cette responsabilité à un agrégateur.

- (12) EDF est tenue d'offrir le complément de rémunération pendant une période de 20 ans, correspondant également à la durée de vie normale d'une installation utilisant à titre principal l'énergie mécanique du vent.
- (13) EDF est compensée pour les versements réalisés au titre du complément de rémunération. La compensation correspond aux montants versés par EDF aux producteurs bénéficiaires du contrat de complément de rémunération – diminués des montants éventuels reçus par EDF dans le cas où le complément de rémunération est négatif.
- (14) Les reversements à EDF sont financés par des paiements prélevés sur le compte d'affectation spéciale "Transition énergétique" du budget de l'Etat.
- (15) La France a précisé qu'«EDF Obligation d'achat» (EDF OA) est l'entité en charge du versement du complément de rémunération. EDF OA n'aura accès qu'à des données agrégées de production à la maille mensuelle car les données de production nécessaires à la facturation et donc au versement de la prime seront calculées par les gestionnaires de réseau. Le rôle d'EDF OA se limitera donc à verser le complément de rémunération, à élaborer les contrats (selon un modèle élaboré en concertation avec les parties prenantes et approuvé par le ministre en charge de l'énergie) et à vérifier les factures émises par les producteurs.

#### *La demande complément de rémunération*

- (16) Le producteur souhaitant bénéficier du complément de rémunération adresse à EDF une demande de contrat comprenant des données relatives au producteur (nom, adresse, etc.) et à l'installation (localisation et puissance installée).
- (17) Quand la demande est complète, EDF envoie un accusé de réception de la demande complète et fait ensuite parvenir dans un délai de 3 mois à compter de l'envoi de la demande complète, le projet de contrat au producteur. Le producteur peut le signer immédiatement même si le contrat ne prendra effet qu'au moment de la mise en service de l'installation, qui doit intervenir dans un délai maximal fixé dans l'arrêté tarifaire. Cette possibilité de signer son contrat à l'avance permet au producteur de lever les fonds nécessaires et de sécuriser le plan de financement de son installation avec ses prêteurs, ce qui permet d'engager les travaux de construction.
- (18) Le contrat peut faire l'objet d'une résiliation anticipée par le producteur. Cette résiliation donne lieu au versement à EDF d'une indemnité correspondant aux sommes actualisées perçues et versées au titre du contrat de complément de rémunération depuis la date d'effet du contrat jusqu'à sa résiliation.
- (19) En effet, le niveau du complément de rémunération est établi selon un mécanisme décrit au considérant (22) ci-dessous et destiné à apporter une rentabilité normale aux producteurs en bénéficiant au travers de la garantie d'un revenu correspondant par unité produite au coût de production moyen pondéré d'une unité sur le long terme, et ce indépendamment du niveau des prix de marché de l'électricité et de la capacité. En cas de prix de marché durablement supérieurs à ce niveau de tarif de référence, le mécanisme du complément de rémunération prévoit une prime négative afin d'assurer que sur les 20 ans de durée du contrat, le producteur ne perçoivent pas des revenus supérieurs à ses coûts, en ce compris

une rémunération normale du capital. Si aucune indemnité de résiliation n'était prévue, la sortie du contrat conduirait à augmenter leurs revenus et à dégager une rentabilité plus élevée.

#### 2.4. Le niveau du complément de rémunération

- (20) En vertu de l'article L.314-19 du Code français de l'énergie, les conditions du complément de rémunération sont établies en tenant compte notamment:
- (a) des investissements et des charges d'exploitation d'installations performantes représentatives de chaque filière,
  - (b) du coût d'accès de l'installation au réseau électrique,
  - (c) des produits de l'installation (notamment la valorisation de l'électricité produite, les garanties d'origine et les garanties de capacité).
- (21) La France a indiqué que le niveau du complément de rémunération ne peut pas conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés, résultant du cumul de tous les produits de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités.
- (22) Pour les installations pouvant bénéficier d'un complément de rémunération ( $CR$ ), la prime exprimée en €/MWh est fixée dans l'arrêté tarifaire selon la formule suivante:

$$CR = \sum_i^{12} E_i * (\alpha T_e - M_{0,i} + P_{gestion}) - Nb_{capa} * p_{refcapa}$$

Formule dans laquelle:

- L'indice  $i$  représente un mois civil
- $E_i$  est la somme sur les heures à cours comptant (« prix spot ») positif ou nul pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, des volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau, le cas échéant par une formule de calcul de pertes ou une convention de décompte, au périmètre d'équilibre désigné par le Producteur pour la production de son Installation sur le mois  $i$ . Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'Installation en période de production.
- Le coefficient  $\alpha$  est égal à 1.
- Le tarif de référence ( $T_e$ ), exprimé en €/MWh, est le tarif mentionné à l'article R. 314-37.
- $M_{0,i}$ , exprimé en €/MWh, mentionné à l'article R. 314-38 est le prix de marché de référence sur le mois  $i$ , défini comme la moyenne sur le mois civil des prix à cours comptant positifs et nuls pour livraison le lendemain constatés sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, pondérée au pas horaire par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent situées sur le territoire métropolitain continental.

- La prime unitaire de gestion mentionnée à l'article R. 314-41 est égale à 2,8€/MWh pour la durée du contrat.
- Les coefficients  $Nb_{capa}$  et  $Pref_{capa}$  définis à l'article R. 314-40 sont déterminés comme suit:
  - $Nb_{capa}$  est le nombre de garanties de capacités, exprimé en MW et est égal, pour une année civile et conformément au régime dérogatoire de certification prévu à l'article 7.2.2 des règles du mécanisme de capacité approuvées par l'arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R.335-2 du Code de l'énergie:
    - Au niveau de capacité certifié initial de cette entité de certification, si l'installation a été certifiée selon la méthode de certification normative prévue au 7.3.2 des règles du mécanisme de capacité et si l'installation correspond exactement à une entité de certification.
    - Dans le cas où l'installation a été certifiée selon la méthode de certification basée sur le réalisé prévue au 7.3.1 des règles du mécanisme de capacité et/ou si l'installation fait partie d'une entité de certification contenant plusieurs installations, au niveau de capacité certifié initial équivalent de l'installation si celle-ci se faisait certifier individuellement (le seuil d'agrégation prévu au 7.4.5.3.2.1 des règles du mécanisme de capacité ne s'appliquant pas) et selon la méthode de certification normative prévue au 7.3.2 des règles du mécanisme de capacité.

Cette définition tient compte de toute évolution ultérieure des règles du mécanisme de capacité.

Les gestionnaires de réseaux sont chargés du calcul de cette valeur et de sa transmission au producteur ainsi qu'à Electricité de France.

- $Pref_{capa}$  est le prix de marché de la capacité, exprimé en €/MW, défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison.

Pour la première année civile partielle du contrat de complément de rémunération,  $Pref_{capa}$  est nul.

Pour la deuxième année civile du contrat de complément de rémunération,  $Pref_{capa}$  est égal au prix observé lors de la dernière session d'enchères organisée pendant l'année civile précédant l'année de livraison.

- (23) En application de l'article R. 314-39, sur une année civile, au-delà des 20 premières heures, consécutives ou non, de prix spots strictement négatifs pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, une installation qui ne produit pas pendant les heures de prix négatifs reçoit une prime égale à  $Prime_{prix\ négatifs}$ , définie ci-dessous:

$$Prime_{prix\ négatifs} = 0,35.P_{max} \cdot T \cdot n_{prix\ négatifs}$$

Formule dans laquelle:

- $T$  est le tarif de référence ( $T_e$ ) exprimé en €/MWh ;
- $n_{\text{prix négatifs}}$  est le nombre d'heures pendant lesquelles les prix spots pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité ont été strictement négatifs au-delà des 20 premières heures de prix négatifs de l'année civile et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'énergie.

(24) L'arrêté tarifaire prévoit une indexation annuelle du tarif de référence pendant la durée du contrat.

(25) Le tarif de référence  $T_e$ , exprimé en €/MWh hors TVA, est défini comme suit:

$$T_e = L \cdot T_{DCC}$$

Formule dans laquelle:

- $L$  est un coefficient d'indexation du niveau de tarif de référence  $T_e$  au cours du contrat. Cette indexation s'effectue annuellement au premier janvier.

Le coefficient d'indexation  $L$  est défini de la façon suivante:

$$L = 0,7 + 0,15 \frac{ICHTrev}{ICHTrev_0} + 0,15 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Formule dans laquelle:

- (i)  $ICHTrev-TS1$  est la dernière valeur définitive connue au premier janvier de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques;
- (ii)  $FMOABE0000$  est la dernière valeur définitive connue au premier janvier de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie;
- (iii)  $ICHTrev-TS1_0$  et  $FMOABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives des indices  $ICHTrev-TS1$  et  $FMOABE0000$  connues à la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération initial.

- *TDCC* est le niveau de tarif de base indexé exprimé en €/MWh, défini selon les modalités ci-dessous<sup>5</sup>:

Diamètre du plus grand rotor de l'installation	Valeur de TDCC pour les P premiers MWh produits annuellement (€/MWh)	Valeur de TDCC pour le reste des MWh produits annuellement (€/MWh)
80 mètres et moins	74	40
Entre 80 et 100 mètres	Interpolation linéaire	40
100 mètres et plus	72	40

- (26) Afin de limiter la rentabilité des parcs éoliens possédant les meilleures conditions de vent, le système proposé utilise un plafond en énergie produite au-delà duquel le niveau du complément de rémunération est diminué. Afin de ne pas pénaliser certaines technologies le plafond augmente avec la taille du rotor utilisé. Ce plafond P, exprimé en MWh, est calculé annuellement. P est défini selon la formule suivante:

$$P = \frac{1}{20} \sum_i^n K_i * \Pi \left( \frac{D_i}{2} \right)^2$$

Formule dans laquelle:

- *n* est un indice compris entre 1 et 6 correspondant au nombre de générateurs inscrit dans le contrat.
- *i* est un indice compris entre 1 et n correspondant au générateur numéro i considéré.
- *D<sub>i</sub>* est le diamètre du rotor du générateur numéro i considéré.
- Le coefficient *K<sub>i</sub>* est défini ci-dessous:

$$K_i = \frac{13}{D_i / 110}$$

- (27) Le calcul du complément de rémunération inclut une prime de gestion égale à 2,8€/MWh (voir considérant (22)). La France a fixé le niveau de prime de gestion sur la base des coûts suivants pour une installation de référence de 10 MW agrégée sur un portefeuille d'une cinquantaine de mégawatts. Celle-ci est composée des éléments suivants:

- (a) coûts d'équilibrage: EDF, en tant qu'acheteur obligé, a constaté un coût de 0,6 €/MWh pour l'ensemble des installations éoliennes sur le périmètre de l'obligation d'achat;

---

<sup>5</sup> Le tarif de départ TDCC est défini pour 2016 de la manière suivante TDCC = K x 82€ = 80,75 €/MWh avec K = 0,98749, valeur de K en vigueur pour 2016, délivrée par EDF.

- (b) frais d'accès au marché de l'électricité: 0,3 €/MWh (décomposés en 0,1 €/MWh de coûts fixes rapportés à la consommation d'électricité de l'agrégat et de 0,2 €/MWh de coûts variables);
- (c) frais de certification (67 €/MW pour une installation raccordée sur le réseau public de distribution) et de contrôle pour la mise en œuvre du marché de capacité rapportés à la production de l'installation: 0,25 €/MWh (ce montant est supérieur à celui indiqué pour les filières commandables en raison du facteur de charge moyen moins important pour la filière éolienne);
- (d) frais d'accès au marché de capacité: à partir de la décomposition des coûts transmise par RTE et EPEX Spot; ces coûts sont estimés à 0,05 €/MWh (ce montant est également supérieur à celui indiqué pour les filières commandables en raison du facteur de charge moyen moins important pour la filière éolienne);
- (e) marge commerciale de l'agrégateur et surcoût par rapport aux coûts d'équilibrage constatés au périmètre d'EDF, qui par sa taille, est un minorant car il bénéficie du foisonnement de la production des installations de son périmètre dont la capacité installée représente environ 10 GW (à comparer à la taille de l'agrégat de référence d'une cinquantaine de mégawatts): 1,6 €/MWh.

Ce montant est à décomposer en 0,6 €/MWh de surcoût d'équilibrage par rapport à EDF et 1 €/MWh au titre des frais afférents aux services développés par l'agrégateur pour le producteur (système de prévision, de contrôle/commande, etc.), qui correspond au même montant que celui retenu pour les filières commandables.

- (28) Par construction, au cas où le prix de marché dépasserait le tarif de référence, les producteurs deviendraient alors redevables de l'excédent de rémunération auprès d'EDF (« prime négative ») comme mentionné aux considérants (18) et (19).
- (29) La France a communiqué des plans d'affaire pour mesurer la rentabilité des projets éoliens soutenus dans le cadre de l'arrêté tarifaire de 2017, ce document vise à expliciter les hypothèses prises sur les paramètres de cette simulation. Les données de coûts utilisées pour évaluer les rentabilités des installations éoliennes qui bénéficieraient de la mesure notifiée pour l'éolien terrestre pour 2017 sont issues de la base de données de l'étude parue en décembre 2016 « Observatoire des coûts de l'éolien terrestre » de France Energie Eolienne<sup>6</sup>. L'analyse a été menée sur la base de données économiques représentant 51 projets en cours de développement et des données économiques des 39 projets audités par la CRE dans le cadre de son rapport sur les coûts des énergies renouvelables remis en avril 2014.
- (30) L'exploitation de ces données permet d'estimer le coût annualisé de l'énergie pour un projet éolien moyen à 79 €/MWh pour 2 100 heures de fonctionnement annuel équivalent pleine puissance. Le cabinet Pöry quant à lui évalue à 76 €/MW le coût

---

<sup>6</sup> <http://fee.asso.fr/pub/observatoire-couts-de-leolien-terrestre-france/>.

de l'énergie d'une installation moyenne pour 2 391 heures de fonctionnement annuel équivalent pleine puissance avec un taux d'actualisation de 4,8 %.

- (31) La France a transmis une simulation de la rentabilité des installations si elles vendaient leur production d'électricité uniquement au prix du marché (estimé à 40 €/MWh). La rentabilité de toutes les installations est négative.
- (32) La France a communiqué l'évolution du facteur de charge annuel observée sur le secteur éolien en France:

**Tableau 1 – Evolution du facteur de charge du secteur éolien en France:**

Année	2012	2013	2014	2015
Nombre d'heures en équivalent pleine puissance	1 634	1 954	1 871	2 046

**Tableau 2 – Dépenses d'investissement et coûts d'exploitation selon les tailles de rotor**

Taille du rotor	m	80	90	100	117
Puissance du parc	MW	10	10	12,5	14
Heures de fonctionnement annuel en équivalent pleine puissance (EPP)	heures	2 000	2 100	2 300	2 500
Coûts d'investissement	K€/MW	1 370	1 375	1 375	1 400
Coûts d'exploitation	K€/MW	45	45	45	50
Revenu de marché	En K€	19 437	20 409	27 942	34 016
Revenu issu du complément de rémunération	En K€	12 070	12 226	16 126	19 632
Taux de rendement du projet (avant impôts) obtenu avec le complément de rémunération	%	4,2	4,8	6,2	6,9
Taux de rendement du projet (avant impôts) obtenu avec 1600h EPP	%	0,4	0,1	-0,1	-1,2
Taux de rendement du projet (avant impôts) obtenu avec 2 600h EPP	%	8,9	8,6	8,4	7,6

- (33) Les autorités françaises ont pris en compte dans leur simulation l'accroissement de la quantité d'heures de fonctionnement annuel en équivalent pleine puissance selon la taille du rotor et pour des conditions de vent identiques.
- (34) Le taux de rendement calculé à partir de modèles d'installations standards et du tarif de référence à partir de 2017 s'établit entre 4,2 % et 6,9 % sur les durées de fonctionnement attendues en cohérence avec le Tableau 2.
- (35) La France a prévu que lorsqu'un agrégateur fait défaut, le producteur peut, pendant une période limitée, bénéficier d'un tarif d'achat correspondant à 80 % du tarif de référence auprès d'un acheteur de dernier recours lorsque celui-ci est

désigné par le ministre en charge de l'énergie en application de l'article R.314-51 du code de l'énergie. Il peut être fait appel à l'acheteur de dernier recours:

- (a) si le producteur est dans l'impossibilité de contractualiser avec un agrégateur tiers. La démonstration de cette impossibilité est à la charge du producteur ou,
  - (b) s'il y a défaillance de l'agrégateur tiers, matérialisée par le retrait ou la suspension du contrat mentionné à l'article L. 321-15 du code de l'énergie ou le cas échéant, du contrat le liant à un responsable d'équilibre au sens de l'article L. 321-15 du code de l'énergie.
- (36) Ce contrat d'achat s'applique sur une durée définie par le producteur dans sa demande et qui ne peut excéder trois mois, ce délai étant renouvelable à la demande du producteur. Durant cette période, le contrat de complément de rémunération est suspendu sans prolongation de sa durée. En particulier, le versement du complément de rémunération est suspendu. Le tarif d'achat auquel l'acheteur par défaut rachète l'électricité issue de l'énergie mécanique du vent correspond à 80 % du niveau du tarif de référence. L'acheteur ne se subroge pas au producteur pour la valorisation des garanties de capacités. La déduction de la valorisation des garanties de capacité s'effectue par rapport au tarif de rachat par défaut.
- (37) Le modèle communiqué par la France correspondant à une installation d'une taille de 12 MW (voir considérant (29)) montre que sans aide, les coûts de production de l'installation seraient supérieurs au prix du marché de l'électricité et, en conséquence, les flux financiers pendant la durée de vie de l'installation seraient négatifs. Pour ces calculs la France a utilisé un prix moyen de vente de l'électricité sur le marché de 40 €/MWh augmentant de 2 % par an pendant la durée de vie de l'installation.

**Tableau 3: Prix de marché observés**

Zone France - €/MWh	2014	2015	2016*
Prix moyen spot (EPEX Spot)	34,6	35,5	31,7

\*jusqu'au 31 octobre 2016; source: autorités françaises.

## 2.5. Ajustement du tarif

- (38) Le tarif notifié est valable pour les installations ayant déposé une demande complète de contrat à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017. Le tarif fixé sur la durée de vie du contrat (la valeur de  $T_{DCC}$ ) est indexé selon les coefficients définis au considérant (25).
- (39) En outre, les articles R. 314-7 et R. 314-33 du code de l'énergie ainsi que le Décret Complément de Rémunération prévoient la révision périodique des conditions d'achat et du complément de rémunération. Ces révisions doivent prendre en compte les niveaux de coûts et de recettes des installations performantes et représentatives des filières au moment de la révision, ainsi que, le cas échéant, les résultats des audits menés par la CRE.
- (40) La CRE réalise périodiquement des audits visant à s'assurer que les coûts de production qui sous-tendent les conditions du tarif d'achat n'ont pas évolué. Si la CRE estime que les coûts de production nécessitent une adaptation du niveau du

tarif, elle le signalera au ministre chargé de l'énergie afin qu'il ajuste le niveau du tarif de référence.

- (41) Pour faciliter la réalisation des audits de la CRE, il est prévu pour les installations de puissance installée supérieure à 100 kW<sup>7</sup>, que le producteur transmette chaque année à la CRE le détail des coûts et des recettes relatifs à son installation. Il doit également tenir à disposition les éléments permettant d'attester ces coûts et recettes. Ces mêmes informations doivent être tenues à disposition du ministre chargé de l'énergie.
- (42) Afin d'inciter les producteurs à respecter l'obligation de communication de données, diverses sanctions sont prévues (sanctions pécuniaires, voire la suspension ou la résiliation des contrats d'achat et de complément de rémunération).

## **2.6. Cumul**

- (43) La France a précisé que l'aide notifiée n'est pas cumulable avec le soutien provenant d'autres régimes locaux, régionaux, nationaux ou de l'Union, sauf le mécanisme de capacités mais dont la valeur des garanties de capacité est déduit de la prime. L'aide n'est pas cumulable avec des garanties d'origine.

## **2.7. Autres engagements**

- (44) 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 2014-2024<sup>8</sup> (les «lignes directrices»). Elle publiera notamment sur le site Internet du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie l'identité des bénéficiaires, le montant de l'aide, le secteur économique de l'entreprise et la région dans laquelle il se trouve lorsque le montant de l'aide dépasse 500 000 €. Le montant de l'aide ne sera cependant publié qu'a posteriori à la fin de chaque année puisque le montant d'aide dépend d'informations non connues à l'avance, à savoir le productible et le prix du marché.

## **3. APPRECIATION DE LA MESURE**

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

- (45) 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.

---

<sup>7</sup> Pour les installations de 100 kW et moins, la transmission systématique des données n'est pas prévue mais le producteur doit tenir ces données à la disposition de la CRE et du ministre chargé de l'énergie et les transmettre sur demande.

<sup>8</sup> JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.

- (46) Les installations de production d'électricité utilisant à titre principal l'énergie mécanique du vent bénéficieront d'un soutien sous la forme de complément de rémunération pour l'électricité qu'ils produisent. Ces tarifs sont supérieurs aux prix que peuvent espérer les producteurs vendant leur électricité sur le marché. Seuls sont éligibles les installations de production d'électricité utilisant à titre principal l'énergie mécanique du vent. Cette mesure confère dès lors un avantage sélectif à certains producteurs d'électricité seulement, à savoir ceux utilisant l'énergie mécanique du vent.
- (47) Le régime de soutien est institué dans une loi et des décrets et arrêtés d'exécution. Il est donc imputable à l'Etat. Le soutien est financé par le versement de complément de rémunération imposé par l'État à EDF, aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés. Ceux-ci sont à leur tour entièrement indemnisés par des versements prélevés sur le budget de l'État<sup>9</sup>.
- (48) 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.
- (49) Ce régime de soutien constitue donc bien une aide d'État.

### **3.2. Légalité de l'aide**

- (50) La France a notifié le régime d'aides à la Commission afin d'obtenir son approbation au regard des règles relatives aux aides d'État telles que défini dans le TFUE. L'arrêté tarifaire notifié n'entrera en vigueur qu'après approbation de la Commission. La France a respecté ses obligations en vertu de l'article 108 du TFUE.

### **3.3. Compatibilité des aides avec le marché intérieur**

- (51) Le régime notifié comporte une aide opérationnelle à la production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, par conséquent la Commission a évalué le régime d'aide sur la base des lignes directrices, de la section 3.2 (Dispositions générales en matière de compatibilité) et en particulier de la section 3.3 (Aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables).

#### *3.3.1. Contribution à un objectif d'intérêt commun*

- (52) Le régime d'aide notifié est destiné à soutenir les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent. L'énergie éolienne est une énergie renouvelable au sens du point 19(5) des lignes directrices.
- (53) L'objectif d'intérêt commun poursuivi par le régime notifié est la protection de l'environnement. Comme le rappelle le point 107 des lignes directrices, l'Union s'est fixée des objectifs ambitieux en matière de changement climatique et

---

<sup>9</sup> Voir aussi arrêt de la Cour de Justice du 19 décembre 2013, affaire C-262/12, *Vent de Colère c. Ministère de l'Ecologie*.

d'utilisation durable de l'énergie et a adopté la Directive 2009/30/CE du Parlement européen et du Conseil<sup>10</sup> relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Le régime notifié s'inscrit dans cet objectif.

- (54) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que le régime notifié contribue à un objectif d'intérêt commun.

### 3.3.2. *Nécessité d'une intervention d'état*

- (55) Selon la section 3.2.2 des lignes directrices, l'État membre doit démontrer que l'intervention de l'État est nécessaire et, en particulier, que l'aide est nécessaire pour remédier à une défaillance du marché.
- (56) Les aides en faveur de l'énergie produite à partir des sources renouvelables remédient une défaillance du marché liée aux externalités négatives en créant, au niveau individuel, des incitations à produire de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. En l'absence d'indication contraire, une défaillance du marché est présumée dans le cas des énergies renouvelables (voir point 115 des lignes directrices).
- (57) En l'espèce, rien n'indique que cette défaillance du marché aurait disparu. Au contraire, les informations fournies par la France confirment que le cadre économique actuel n'était pas en mesure de fournir les incitations nécessaires pour amener le bénéficiaire à investir dans une installation de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent car le prix de marché de l'électricité ne permet pas d'assurer la rentabilité du projet (voir considérant (37)). Par conséquent, il existe une défaillance du marché conformément au point 35 a) des lignes directrices.
- (58) Au prix actuels du marché de l'électricité, les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent 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*

- (59) Le point 116 des lignes directrices présume que les aides d'état en faveur de l'énergie produite à partir des sources renouvelables sont appropriées si toutes les autres conditions sont remplies. Ainsi que démontré ci-dessous, le régime notifié remplit toutes les autres conditions de compatibilité et est dès lors considéré comme approprié.

---

<sup>10</sup> Directive 2009/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 98/70/CE en ce qui concerne les spécifications relatives à l'essence, au carburant diesel et aux gazoles ainsi que l'introduction d'un mécanisme permettant de surveiller et de réduire les émissions de gaz à effet de serre, modifiant la directive 1999/32/CE du Conseil en ce qui concerne les spécifications relatives aux carburants utilisés par les bateaux de navigation intérieure et abrogeant la directive 93/12/CEE (JO L.140, 5.6.2009, p. 88).

#### 3.3.4. *Effet incitatif*

- (60) Selon la section 3.2.4 des lignes directrices, 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.
- (61) La France a soumis des calculs indiquant que sans aide, de telles installations ne sont pas rentables, les coûts de production étant supérieurs au prix de marché de l'électricité et, en conséquence, les flux financiers pendant la durée de vie de l'installation étant négatifs. Pour ces calculs la France a utilisé un prix moyen de vente de l'électricité sur le marché de 40 €/MWh.
- (62) Par contre, avec l'aide, sur une durée 20 ans et pour une utilisation de ces installations sur la même durée, les revenus liés au tarif permettraient de couvrir les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation, avec un taux de rendement raisonnable. On peut donc s'attendre à ce que l'aide encourage la mise en place de ces installations ainsi que leur utilisation.
- (63) En outre, la France a confirmé que les bénéficiaires ne commencent les travaux sur les projets concernés qu'après le dépôt de la demande complète de contrat d'achat, dans la mesure où c'est la demande complète de contrat d'achat qui donne au producteur la confirmation de son éligibilité au soutien. La demande de contrat d'achat ou de complément de rémunération comporte les données relatives au bénéficiaire et son projet visées au point 51 des lignes directrices.
- (64) La Commission conclut que le régime notifié aura un effet incitatif.

#### 3.3.5. *Proportionnalité de l'aide*

- (65) L'aide au fonctionnement en faveur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent est considérée comme proportionnée si l'aide remplit les conditions applicables aux aides au fonctionnement en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables telles qu'établies à la section 3.3.2.1 des lignes directrices.

##### 3.3.5.1. Aide sous forme de prime et responsabilité d'équilibre

- (66) Afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité, les bénéficiaires devraient vendre leur électricité directement sur le marché. Ce principe implique que l'aide soit octroyée sous forme de prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité, que les bénéficiaires soient soumis à des responsabilités en matière d'équilibrage et que des mesures soient prises pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs (point 124 des lignes directrices).
- (67) L'arrêté tarifaire prévoit que l'aide aux installations utilisant à titre principal l'énergie mécanique du vent est par principe octroyée sous forme de prime qui s'ajoute au prix du marché et ce pour toute installation ayant introduit une demande complète de contrat à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, en conformité avec le point 124 des lignes directrices.
- (68) Comme exposé au considérant (35), la France a prévu que lorsqu'un agrégateur fait défaut, le producteur peut, pendant une période limitée, bénéficier d'un tarif

d'achat correspondant à 80 % du tarif de référence auprès d'un acheteur de dernier recours.

- (69) La France considère que ce dispositif a une vocation assurantielle. Il n'est destiné à être utilisé qu'en cas de défaillance de marché pour permettre aux producteurs de retrouver un agrégateur lorsque l'ancien fait défaut. La Commission constate que le mécanisme ne comporte pas d'incitation pour le producteur à y recourir en cas de fonctionnement normal du marché dans la mesure où les producteurs préféreront toujours passer par un agrégateur qui leur garantira de toucher 100 % du tarif de référence plutôt que 80 %. En outre, en faisant appel à l'acheteur de dernier recours, les producteurs ne reçoivent pas la prime de gestion et restent responsables de leurs garanties de capacité (dont le montant leur est déduit en fin d'année). Par ailleurs, le contrat d'achat en dernier recours s'applique sur une durée de 3 mois. Si le producteur souhaite en bénéficier plus longtemps, il doit en faire la demande tous les 3 mois et démontrer qu'il ne parvient toujours pas à contractualiser avec un agrégateur. Une telle preuve n'est pas envisageable lorsque le marché des agrégateurs est fonctionnel.
- (70) Dans la mesure où cette disposition ne trouve à s'appliquer que dans des cas extrêmes et pour une très courte période, la Commission conclut que cette disposition ne servira pas à contourner la condition d'intégration au marché et que l'aide reste par principe accordée sous forme de prime s'ajoutant au prix du marché conformément au point 124 des lignes directrices.
- (71) Les bénéficiaires sont responsables en matière d'équilibrage comme prévu au point 124 b) des lignes directrices.

#### 3.3.5.2. Pas d'incitation à produire en cas de prix négatifs

- (72) La France a également mis en œuvre un mécanisme destiné à éviter que les producteurs ne soient incités à produire de l'électricité à des prix négatifs. En effet, le calcul du prix du marché de référence utilisé pour le calcul de la prime ne tient pas compte des heures durant lesquelles les prix étaient négatifs, ce qui donne une incitation globale pour la filière de ne pas produire à des heures de prix négatifs étant donné que dans ces cas-là la prime obtenue sera inférieure à la différence entre le tarif de référence (lequel reflète les coûts de production du secteur) et le prix de marché. En outre, il est explicitement prévu que le complément de rémunération n'est versé que pour les volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau pendant des heures à prix spot positif ou nul sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité.
- (73) Une rémunération est prévue pour les installations qui n'auront pas produit d'électricité au-delà de 20 heures où le prix coté de l'électricité est négatif afin de compenser une partie de la perte de rémunération liée à cette plus faible production. Cette mesure a pour finalité de réduire l'incertitude liée au nombre d'heures de prix négatifs dans les prochaines années. À ce jour, le nombre d'heures de prix négatifs en France n'a jamais dépassé 15 heures par an. Le seuil de 20 heures correspond à environ 1 % du temps de fonctionnement annuel observé pour les installations éoliennes.
- (74) Au-delà du seuil de 20 heures l'installation de production percevra une prime dont les paramètres sont présentés au considérant (23). La rémunération perçue selon cette formule ne peut excéder la rémunération qu'une installation aurait perçue en

temps normal. En effet le coefficient de 35 % appliqué en cas de prix négatif correspond au facteur de charge moyen des éoliennes durant les périodes de prix négatifs. Ce calcul a été effectué grâce à l'historique des prix négatifs observés en France depuis 2012 (données EpexSpot) ainsi qu'au facteur de charge moyen observé pour la filière éolienne sur le parc installé au 1<sup>er</sup> janvier durant chaque période de prix négatif (données RTE).

- (75) Cette disposition est conforme au point 124 c) des lignes directrices étant donné que les producteurs n'ont pas d'incitation à produire en heures de prix négatifs. Elle ne mène par ailleurs pas à un risque de surcompensation étant donné que cette compensation ne peut être versée que dans la limite d'un nombre d'heures de fonctionnement de référence sur la durée de vie de l'installation. Autrement dit, une fois que l'installation aura reçu un soutien sur un nombre d'heures équivalent pleine puissance égale au nombre d'heures de fonctionnement de référence défini selon le diamètre de l'éolienne utilisée pour déterminer le niveau du soutien, l'installation ne recevra plus la compensation si elle ne produit pas en période de prix négatifs.

#### 3.3.5.3. Absence d'appel d'offres

- (76) Ne sont éligible au régime de soutien que les installations de moins de 6 aérogénérateurs et ayant une capacité unitaire de 3 MW maximum. L'aide remplit donc les critères énoncés au point 127 des lignes directrices autorisant la distribution d'aide d'état sans recourir à des procédures d'appel d'offres.

#### 3.3.5.4. Aide limitée à la différence entre coût production moyen actualisé et prix du marché

- (77) La Commission a vérifié que le niveau de complément de rémunération ne dépasse pas les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite (en ce compris une rentabilité normale).
- (78) Le complément de rémunération est calculé selon la formule présentée au considérant (22):
- Il est calculé comme le produit du nombre d'heures à prix spot positif ou nul sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, et la différence entre le tarif de référence et  $M_0$ , le prix de marché de référence, plus une prime de gestion.
  - Les revenus obtenus par la vente de garanties de capacité sont déduits du complément de rémunération.
- (79) Le calcul du complément de rémunération inclut une prime de gestion égale à 2,8 €/MWh sur la durée totale du soutien. Cette prime de gestion a été calculée sur base de coût moyen d'équilibrage observé. Les installations concernées par le régime notifié correspondant à la taille moyenne du parc observé (12 MW) la prime de gestion retenue peut être considérée comme raisonnable.
- (80) Selon le modèle économique communiqué par la France le coût moyen de génération d'électricité est compris entre 76 et 79 €/MWh (voir considérant (30)). La France a retenu un prix de marché d'une valeur de 40 €. La valeur du tarif de référence du complément de rémunération est de 78 € en moyenne sur les 20 prochaines années, les revenus liés à la vente d'électricité sur le marché étant déduits de ce montant. Ainsi le montant d'aide permet aux installations

modélisées sous complément de rémunération d'obtenir en combinaison avec le prix de vente d'électricité un taux de rendement du capital compris entre 4,2 % et 6,9 % avant impôts sur une durée d'exploitation des installations éoliennes de 20 ans. La Commission estime qu'il s'agit d'un taux de rendement normal du capital reflétant la maturité de la technologie pour ce type d'installations.

- (81) Le modèle de calcul présenté par les autorités françaises au Tableau 2 montre, pour des conditions de vent identiques, une augmentation du taux de rendement selon les tailles de turbine. La France souligne que l'introduction de rotors plus grands permet d'augmenter, pour une vitesse de vent donnée, la production électrique d'un parc et souhaite en conséquence pour maximiser le potentiel éolien encourager l'installation de parcs éoliens avec le plus grand rotor possible.
- (82) Par ailleurs afin de limiter le risque de surcompensation, la France a introduit un mécanisme présenté au considérant (25) limitant le tarif selon le diamètre du rotor. Ainsi, la valeur du tarif dès le dépassement des P premiers MWh produits est de 40 €/MWh. Le taux de rendement avant impôts des installations avec l'hypothèse optimiste de 2600 heures de fonctionnement annuel en équivalent pleine puissance ne dépasse pas 9 % (voir Tableau 2).
- (83) En conséquence, l'aide versée permet de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation de l'installation de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, en ce compris une rémunération normale du capital.
- (84) Le tarif est indexé selon les dispositions définies au considérant (25) pour tenir compte de l'évolution des autres coûts opérationnels avec des indices professionnels pertinents pour le secteur.
- (85) La France a mis en place divers mécanismes permettant d'assurer que les coûts de production seront actualisés régulièrement, au moins une fois par an (voir section 2.5 ci-dessus) en conformité avec le point 131 c) des lignes directrices. Ainsi, les installations bénéficiant du complément de rémunération auront l'obligation de communiquer annuellement à la CRE leurs données financières. La communication régulière de ces données est nécessaire pour que la CRE actualise son analyse des conditions économiques de fonctionnement des installations utilisant l'énergie mécanique du vent. Les résultats et recommandations de cette analyse feront l'objet d'un rapport public.
- (86) L'aide est limitée à 20 ans. Comme indiqué au considérant (12), la durée normale d'utilisation d'installation éolienne est de 20 ans. Le régime notifié ne dépasse donc pas la durée d'amortissement des installations. L'aide remplit donc les critères énoncés au point 131 b) – 2<sup>ème</sup> phrase et au point 131 d) des lignes directrices.
- (87) Enfin, la Commission note que la France a prévu un mécanisme d'indemnisation en cas de résiliation anticipée (voir considérant (18)) permettant d'éviter qu'en cas de résiliation anticipée du contrat dans le cas où le prix de marché de l'électricité excède durablement le tarif de référence, le montant d'aide perçu jusque-là ne dépasse en réalité la différence entre les coûts de production et le prix du marché.
- (88) En conséquence, la Commission conclut que l'aide versée sous complément de rémunération remplit les critères énoncés aux points 128 et 131 a) – d) des lignes directrices ainsi que les critères énoncés aux points 124 et 125 des lignes directrices.

### 3.3.5.5. Durée du soutien et cumul

- (89) Comme indiqué au considérant (12), l'aide sera versée pendant 20 ans, ce qui correspond à la période normale de dépréciation des installations éolienne terrestre.
- (90) Enfin, la Commission note que la France a prévu un mécanisme d'indemnisation en cas de résiliation anticipée (voir considérants (18) et (19)) permettant également d'éviter qu'en cas de résiliation anticipée du contrat dans le cas où le prix de marché de l'électricité excède durablement le tarif de référence, le montant d'aide perçu jusque-là ne dépasse en réalité la différence entre les coûts de production et le prix du marché.
- (91) Comme exposé au considérant (43) le régime d'aide notifié n'est pas cumulable avec d'autres régimes présents ou futurs, sauf avec les garanties de capacité mais ces dernières sont déduites du complément de rémunération.
- (92) En conséquence, la Commission conclut que la mesure de soutien remplit les critères énoncés au point 129 des lignes directrices.

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

- (93) Le point 116 des lignes directrices présume que les effets de distorsion liés aux aides pour la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables sont limités si toutes les autres conditions sont remplies. Ainsi que démontré ci-dessous, le régime notifié remplit toutes les autres conditions de compatibilité et les effets de distorsion de concurrence sont dès lors considérés comme limités au vu des effets positifs pour l'environnement.
- (94) La Commission note que dans le cadre du complément de rémunération, EDF ne revend pas d'électricité mais a seulement la charge de verser le complément de rémunération au producteur. Dans le cadre de cette mission, EDF n'a pas non plus un accès privilégié aux informations de production et de prévision de production étant donné que c'est sur la base de données agrégées par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, RTE à la maille mensuelle qu'EDF effectue les paiements.
- (95) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que le régime notifié remplit toutes les autres conditions de compatibilité et les effets de distorsion de concurrence sont dès lors considérés comme limités au vu des effets positifs pour l'environnement.

### **3.5. Transparence des aides**

- (96) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux points 104 à 106 des lignes directrices.

### **3.6. Durée de la mesure**

- (97) La France s'est engagée à renotifier les régimes d'aides notifiés 10 ans après leur autorisation, en conformité avec le point 121 des lignes directrices (voir considérant (7)).

### 3.7. Conformité avec d'autres dispositions du traité

- (98) La Commission a considéré, dans sa pratique décisionnelle établie de longue date<sup>11</sup>, et conformément à la jurisprudence de la Cour<sup>12</sup>, que le financement de régimes nationaux d'aide en faveur des énergies renouvelables au moyen d'une taxe parafiscale sur la consommation d'électricité peut être discriminatoire pour l'énergie renouvelable importée.
- (99) En l'espèce cependant, le soutien sera financé à partir du compte d'affectation spéciale "Transition énergétique" – lequel est alimenté par une taxe sur les houilles, les lignites et les coques et les produits pétroliers et assimilés et n'est donc pas lié à la consommation d'électricité<sup>13</sup>.
- (100) La Commission conclut que le financement de la mesure de soutien notifié est compatible avec les articles 30 et 110 du TFUE.

## 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.

Dans le cas où la présente lettre contiendrait des éléments confidentiels qui ne doivent pas être divulgués à des tiers, La France est invitée à en informer la Commission dans un délai de quinze jours ouvrables à compter de la date de réception. Si la Commission ne reçoit pas une demande motivée à cet effet dans le délai imparti, elle considérera que la France accepte la divulgation des informations de la présente Décision à des tiers et la publication du 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](mailto:Stateaidgreffe@ec.europa.eu)

---

<sup>11</sup> Décision en matière d'aide d'État N 34/90; décision en matière d'aide d'État N 416/99; décision en matière d'aide d'État N 490/00; décision en matière d'aide d'État N 550/00; décisions en matière d'aide d'État N 317/A/2006 et NN 162/A/2003; décisions en matière d'aide d'État N 707 et 708/02; décision en matière d'aide d'État N 789/02; décision en matière d'aide d'État N 6/A/2001; décision 2007/580/CE de la Commission; décision 2009/476/CE de la Commission; aide d'État N 437/09.

<sup>12</sup> Arrêts dans les affaires jointes C-128/03 et C-129/03, *AEM*, ECLI:EU:C:2005:224, points 44 à 47; dans l'affaire C-206/06, *Essent Netwerk Noord*, ECLI:EU:C:2008:413, points 58 et 59.

<sup>13</sup> Le régime de la taxe a fait l'objet d'une étude approfondie dans la Décision en matière d'aide d'État SA.46655 (2016/NN), à laquelle cette décision fait référence sur ce point.

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

Par la Commission

Margrethe VESTAGER  
Membre de la Commission