



COMMISSION EUROPÉENNE

Bruxelles, 20.7.2018
C(2018) 4914 final

VERSION PUBLIQUE

Ce document est publié uniquement pour information.

Objet: Aide d'État SA.47957 (2017/N) – France
Soutien à la production d'électricité renouvelable – filière ISDND

Monsieur le Ministre,

1. PROCEDURE

- (1) Le 26 novembre 2015, la France a notifié à la Commission, conformément à l'article 108, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), un régime de soutien aux installations de production d'électricité utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux. Initialement le régime a été notifié dans le cadre du dossier SA.43485. Le 5 avril 2017, le régime a été enregistré sous un numéro propre (SA.47957).
- (2) La France a transmis des informations complémentaires entre le 3 février 2016 et le 20 juin 2018.

2. DESCRIPTION DETAILLÉE DE LA MESURE

2.1. Objectif

- (3) La mesure vise à soutenir les installations de production d'électricité utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (filiale "ISDND") et s'inscrit dans la politique de soutien aux énergies renouvelables française et européenne.
- (4) La France souhaite porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en

Son Excellence Monsieur Jean-Yves Le Drian
Ministre de l'Europe et des Affaires étrangères
37, Quai d'Orsay
F – 75351 - PARIS

2030. La France estime qu'en 2030 les énergies renouvelables représenteront alors 40 % de la production électrique¹.

- (5) La France a décliné ses objectifs de mix diversifié dans l'arrêté du 24 avril 2016, pris en application de l'article 176 de la loi française n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ("LTECV"). Pour la filière ISDND la France poursuit l'objectif d'équiper les sites existants de moyens de production électrique permettant de valoriser l'énergie produite lorsque c'est économiquement pertinent.
- (6) Pour les nouvelles installations de production d'électricité de la filière ISDND d'une puissance électrique installée supérieure ou égale à 500 kW l'aide prendra la forme de compléments de rémunération pour toutes les installations dont la demande complète de contrat a été déposée après l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire.
- (7) Pour les nouvelles installations de production d'électricité de la filière ISDND d'une puissance électrique installée inférieure à 500 kW, le dispositif de soutien repose sur la possibilité pour le producteur de vendre l'électricité produite par son installation à un acheteur obligé dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat défini par l'article L. 314-1 du code de l'énergie servant à couvrir les coûts de production de l'électricité à partir du biogaz de décharge.
- (8) Dans les deux cas, le contrat de complément de rémunération ou d'achat est conclu pour 15 ans. Il peut être suivi d'un deuxième contrat de 15 ans lorsqu'il est démontré que l'installation a fait l'objet d'un réinvestissement.

2.2. Base légale et durée

- (9) La base légale de la mesure sont les articles L314-1 et suivants du code de l'énergie, et précisée dans deux décrets (appelés ci-après décret "complément de rémunération"² et décret "liste des installations éligibles"³) ainsi qu'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations décrites au considérant (3). L'arrêté tarifaire n'entrera en vigueur qu'après approbation du régime notifié à la Commission.
- (10) Le régime d'aide a été notifié jusqu'au 31 décembre 2020.

2.3. Installations admissibles

- (11) Sont admissibles les installations de production d'électricité situées en métropole continentale utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux. La capacité de l'installation ne peut dépasser 12 MW.
- (12) Les installations éligibles peuvent consommer une fraction d'énergie non renouvelable, mais la France a confirmé que cette fraction ne pourra être supérieure à l'énergie autoconsommée par l'installation de production pour les besoins de son fonctionnement (fonctionnement des moteurs, aspiration du biogaz, aéroréfrigérants, etc.) et ne pourra en aucun cas dépasser 10 %.

¹ 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.

² Décret n°2016-682 du 27 mai 2016.

³ Décret n°2016-691 du 28 mai 2016.

- (13) Les installations existantes, à savoir les installations bénéficiant déjà d'un soutien pour la production d'électricité à partir du biogaz émis par un quelconque casier de la décharge peuvent solliciter un renouvellement de leur contrat (ou demander un contrat de complément de rémunération à l'issue de leur contrat d'achat). Ce renouvellement est destiné à financer la modernisation de l'installation de production d'électricité. La France s'est engagée à vérifier que les bénéficiaires sollicitant un deuxième contrat fournissent la preuve (commandes ou factures) des réinvestissements pris en compte pour la détermination du tarif pour renouvellement de contrat (nouveau moteur ou nouvelle turbine et facture d'acquisition de l'équipement pour le pré-traitement du biogaz qui se charge en H₂S et siloxanes).
- (14) Afin d'éviter que la filière ne se développe au-delà de son potentiel lorsqu'il est tenu compte de la mise en place à l'avenir de l'obligation de collecte séparée des déchets biodégradables, la France s'est engagée à limiter le soutien à 60 MW de nouvelles capacités de production d'électricité. Au-delà de ce plafond, l'arrêté tarifaire cessera de produire effet pour les nouvelles installations de production et supprimera le soutien public pour ces installations.

2.4. Fonctionnement du mécanisme de soutien

2.4.1. Obligation d'achat

- (15) Les installations admissibles aux contrats d'achat bénéficieront d'un soutien par le biais d'une obligation d'achat imposée à Électricité de France (EDF) et, si l'installation est raccordée aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, aux entreprises locales de distribution chargées de la fourniture. Lorsqu'un producteur en fait la demande, le contrat d'achat peut être cédé à un organisme agréé qui assumera le rôle d'acheteur obligé. EDF, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture d'acheter et le cas échéant l'organisme agréé sont dénommés ensemble les acheteurs obligés.
- (16) L'obligation d'achat d'électricité de la filière ISDND est garantie sur une période de 15 ans. Cette durée est considérée comme la durée de vie normale d'une installation produisant de l'électricité à partir de biogaz de la filière ISDND. L'achat s'effectue à un prix fixé dans l'arrêté tarifaire ISDND (le "tarif d'achat") qui est plus élevé que le prix normal du marché de l'électricité. Le contrat peut être renouvelé pour une durée de 15 ans si l'installation de production d'électricité fait l'objet d'un réinvestissement.
- (17) L'acheteur obligé est compensé pour les coûts supplémentaires qu'il supporte en raison de l'obligation d'achat. La compensation est financée par des paiements prélevés sur le budget de l'Etat (v. considérant (35) ci-dessous). Ces coûts supplémentaires correspondent à la différence entre le tarif d'achat et le prix du marché auquel le co-contractant vend l'électricité achetée sous contrat d'achat.
- (18) La Commission de régulation de l'énergie ("CRE") a précisé la méthode de détermination du prix du marché. La référence de prix de marché servant à déterminer la compensation correspond à une valeur de référence qui permet de refléter au plus près le comportement d'un acteur de marché performant afin d'inciter l'acheteur obligé à la performance. Le co-contractant est également compensé pour les frais de gestion du contrat d'achat, à savoir, les frais résultant de la vérification des factures, de la gestion des contestations du producteur et du

traitement des éventuelles modifications de contrat autorisées. La vérification de ces coûts sera effectuée sur base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs. Par ailleurs, afin d'assurer la maîtrise de ces coûts de gestion, ceux-ci seront compensés dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus. La CRE précisera la méthodologie de calcul retenue. La compensation des frais de gestion sera financée par le budget de l'Etat.

- (19) Les acheteurs obligés sont responsables d'équilibre pour les producteurs sous obligation d'achat. La France a précisé à cet égard que pour plus de transparence, la CRE a obligé EDF à créer un périmètre d'équilibre dédié pour la vente de l'électricité en obligation d'achat depuis le 1^{er} janvier 2016. Le détail du parc (puissance totale raccordée détaillée par filière et réseau de raccordement) sous obligation d'achat rattaché au périmètre d'équilibre est publié sur la plateforme internet de transparence gérée par RTE et mis à jour à une fréquence mensuelle. EDF doit par ailleurs publier les prévisions de production en J-1 une heure avant l'heure limite de « fixing » pour le marché spot. Les nouvelles prévisions en infra-journalier seront également publiées. Enfin, EDF doit transmettre à RTE le détail des prévisions réalisées par filière de production. Ces données pourront servir à RTE à publier des prévisions agrégées par filière pour la totalité du périmètre métropolitain (parc sous obligation d'achat et hors obligation d'achat), afin d'améliorer le niveau d'information disponible des acteurs du marché.
- (20) Les acheteurs obligés sont soumis à une obligation de confidentialité et de protection des données qu'ils collectent dans le cadre de cette mission (article 44 du décret complément de rémunération).
- (21) Dans le cas d'EDF, l'obligation d'achat est gérée dans un service dédié appelé «EDF Obligation d'achat » (EDF OA). Ce service, bien qu'appartenant au groupe EDF, a une obligation de préserver la confidentialité des données qu'il reçoit dans le cadre de l'obligation d'achat et le reste du groupe EDF n'a pas accès à ces données. Concrètement, la protection des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique obtenues dans le cadre de la mission de gestion des contrats d'achat s'effectue de la façon suivante pour EDF OA:
- Les informations contractuelles et de facturation sont conservées dans un système d'information dédié à l'obligation d'achat, séparé des autres systèmes d'information d'EDF.
 - Les données de comptage sont échangées entre les gestionnaires de réseaux et le service en charge de l'obligation d'achat via le système d'information dédié à l'obligation d'achat, séparé du système d'information du reste d'EDF.
 - Les informations concernant les flux physiques de l'énergie produite par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat sont échangées entre les gestionnaires de réseaux et le service en charge de l'obligation d'achat via le système d'information dédié à l'obligation d'achat séparé du système d'information du reste d'EDF.
- (22) L'accès aux informations ci-dessus est limité aux seules personnes du service en charge de l'obligation d'achat, dont la fonction nécessite d'en avoir connaissance, grâce à une gestion rigoureuse des habilitations individuelles, qui fait l'objet de contrôles réguliers.

2.4.2. Complément de rémunération

- (23) L'article L314-18 du code de l'énergie impose à EDF lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat offrant un complément de rémunération pour l'électricité produite par des installations de la filière ISDND. Le producteur vend l'électricité sur le marché (au prix du marché de l'électricité) et obtient en plus le complément de rémunération.
- (24) EDF est tenue d'offrir le complément de rémunération pendant une période de 15 ans. Le contrat peut être renouvelé pour une durée de 15 ans si l'installation de production d'électricité fait l'objet d'un réinvestissement.
- (25) 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 négatif⁴. Ces coûts seront compensés par des paiements prélevés sur le budget de l'Etat (v. considérant (35) ci-dessous).
- (26) 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 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 la ministre en charge de l'énergie) et à vérifier les factures émises par les producteurs.
- (27) Le producteur sous complément de rémunération vend l'électricité sur le marché. Il peut vendre l'électricité directement lui-même ou recourir aux services d'un agrégateur qui se chargera de vendre cette production en la combinant le cas échéant à la production achetée auprès d'autres producteurs d'électricité renouvelable. Sur base de l'article L. 321-15 du code de l'énergie il est responsable des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité. A ce titre, il peut soit contractualiser avec le gestionnaire du réseau de transport pour définir les modalités selon lesquelles ses écarts lui sont financièrement imputés (contrat de responsabilité d'équilibre), soit contractualiser avec une entité déjà responsable d'équilibre qui prendra en charge ses écarts (mais les lui répercutera d'une façon ou d'une autre dans les termes du contrat; cela pourrait par exemple être un agrégateur).
- (28) Le producteur sous complément de rémunération perçoit une prime de gestion (voir aussi considérant (58)) destinée à compenser forfaitairement le coût de la mise sur le marché de la production électrique (coût d'accès aux plateformes de marché, coût de transaction) et le coût des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité.

⁴ En effet, au cas où la somme du tarif de référence et de la prime de gestion serait inférieure au revenu de marché, le niveau du complément de rémunération peut devenir négatif. Dans ce cas précis le producteur sera obligé de reverser une partie de ses revenus à EDF. Si un producteur anticipait que cette situation devienne pérenne, il pourrait souhaiter résilier son contrat par anticipation, afin de maximiser ses revenus.

- (29) 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. Dans ce cas le complément de rémunération est suspendu.
- (30) 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.
- (31) 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 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.

2.4.3. La demande de contrat d'achat ou de complément de rémunération

- (32) Le producteur souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération adresse à l'acheteur obligé ou à EDF une demande de contrat comprenant des données relatives au producteur (nom, adresse, etc.), à l'installation (localisation et puissance installée).
- (33) Quand la demande est complète, EDF ou l'acheteur obligé envoie un accusé de réception de la demande complète et fait ensuite parvenir dans un délai de trois mois à compter de l'envoi de la demande complète, le projet de contrat au producteur.

2.5. Budget et financement

- (34) Le budget estimatif pour le soutien à la production d'électricité de la filière ISDND est de 600 à 800 millions d'euros jusqu'à l'horizon 2034 et inclut les contrats d'achat ou de compléments de rémunération qui seront conclus d'ici 2020. Le budget total dépend toutefois du développement réel de la filière, de ses heures de fonctionnement réelles et du prix de marché de l'électricité.
- (35) Le régime d'aides notifié est financé par le budget de l'Etat et plus précisément à partir du compte d'affectation spéciale⁵ "Transition énergétique" (ci-après dénommé "CAS Transition Energétique") inclus dans le budget de l'Etat.

⁵ Un compte d'affectation spéciale constitue en France une exception au principe de la non affectation du budget, c'est-à-dire à l'interdiction d'affecter une recette à une dépense. Selon l'article 21 – 1 de la Loi

- (36) Depuis le 1^{er} janvier 2017, le CAS Transition énergétique est alimenté par une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques et une fraction du produit de la taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers et assimilés. Si les recettes ne suffisent pas à équilibrer le compte d'affectation spécial un complément sera prélevé sur le budget de l'état (dans la limite de 10 %) (v. article 44 de la loi de finances pour 2017 portant modification de l'article 5 de la loi n° 2015-1786 de finances rectificative pour 2015 a cet égard).

2.6. Le tarif d'achat et le complément de rémunération

- (37) En vertu de l'article L314-7 du code français de l'énergie, le soutien ne peut pas conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant des conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.
- (38) En vertu de l'article L314-19 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, des garanties d'origine et des garanties de capacité),

2.6.1. Paramètres du tarif d'achat et du complément de rémunération

- (39) La France a déterminé le tarif d'achat sur la base de projections de flux de trésorerie. Les données relatives aux coûts prévus ont été recueillies auprès d'un panel d'installations existantes.
- (40) Pour les installations sous obligation d'achat, la rémunération (soit le tarif d'achat aussi dénommé tarif de référence (T)) exprimée en EUR/MWh est fixée selon la formule suivante:

$$T = \alpha \cdot L \cdot T_{DCC}$$

où α est fixé à 1 et L est un coefficient d'indexation du niveau de tarif de référence T au cours du contrat. Cette indexation s'effectue annuellement au premier novembre. Le coefficient d'indexation L est défini de la façon suivante :

$$L = 0,3 + 0,2 \frac{ICHTFS}{ICHTFS} + 0,5 \frac{FMA BUC}{FMA BUC}$$

Pour les installations bénéficiant d'un deuxième contrat, le coefficient d'indexation L est défini de la façon suivante :

organique n° 2001-692 du 1 août 2001 relative aux lois de finances: "Les comptes d'affectation spéciale retracent, dans les conditions prévues par une loi de finances, des opérations budgétaires financées au moyen de recettes particulières qui sont, par nature, en relation directe avec les dépenses concernées. Ces recettes peuvent être complétées par des versements du budget général, dans la limite de 10 % des crédits initiaux de chaque compte".

$$L = 0,2 + 0,2 \frac{ICHTrev-TSI}{ICHTrev-TSI_0} + 0,6 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Formules dans lesquelles :

- 1° $ICHTrev-TSI$ est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- 2° $FMOABE0000$ est la dernière valeur définitive connue au premier novembre 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 ;
- 3° $ICHTrev-TSI_0$ et $FMOABE0000_0$ sont les dernières valeurs définitives des indices $ICHTrev-TSI$ et $FMOABE0000$ connues à la date de prise d'effet du contrat.

T_{DCC} est le niveau de tarif de base dont la valeur, exprimée en EUR/MWh, est définie comme indiqué au Tableau 1. Les valeurs intermédiaires sont déterminées par interpolation linéaire. La valeur de T_{DCC} est fixe sur la durée du contrat et est égale à la valeur de T_{DCC} , diminuée de 0,5 % à l'issue de chaque trimestre à compter du 1^{er} juillet 2016. La valeur de T_{DCC} est différente selon que le contrat se rapporte à une nouvelle installation ou à une installation existante sollicitant un deuxième contrat pour réinvestissement (ci-après dénommées « installations modernisées »).

Tableau 1: Valeur de T_{DCC} et diminution dans le temps

Nouvelle installation		Installation modernisée	
Valeur de P_{max} [MW]	Valeur de T_{DCC} [EUR/MWh]	Valeur de P_{max} [MW]	Valeur de T_{DCC} [EUR/MWh]
Au 1 ^{er} juillet 2016			
$P_{max} \leq 0,5$	146	$P_{max} \leq 0,5$	109
$P_{max} \geq 1,2$	101	$P_{max} \geq 1,2$	80
Au 1 ^{er} juillet 2018			
$P_{max} \leq 0,5$	140,26	$P_{max} \leq 0,5$	104,72
$P_{max} \geq 1,2$	97,03	$P_{max} \geq 1,2$	76,86

Pour les installations bénéficiant d'un deuxième contrat, T_{DCC} est définie selon le tableau suivant. Les valeurs intermédiaires sont déterminées par interpolation linéaire et la valeur de T_{DCC} est fixe sur la durée du contrat et est égale à la valeur de T_{DCC} , diminuée de 0,5 % à l'issue de chaque trimestre à compter du 1^{er} juillet 2016.

- (41) Pour les installations pouvant bénéficier d'un complément de rémunération, le complément de rémunération (CR), exprimé en EUR/MWh, est fixé selon la formule suivante:

$$CR = E_{elec} \cdot (T - M_0 + P_{gestion}) - Nb_{capa} \cdot Pref_{capa}$$

Composée des éléments suivants:

T , exprimé en EUR/MWh électrique, représente le tarif de référence (T) déterminé sur base de la méthode exposée au considérant (40) ci-dessus) et exprimé en EUR/MWh.

E_{elec} , (en MWh) est la somme sur les heures à prix spot positif ou nul sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, des volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau, le cas échéant via 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. Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation.

M_0 est le prix de marché de référence, il est égal à la moyenne arithmétique sur l'année civile des prix spots horaires positifs ou nuls pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, exprimé en EUR/MWh.

$P_{gestion}$, exprimé en EUR/MWh, est la prime unitaire de gestion. Elle est égale à 2 EUR/MWh sur l'ensemble de la durée de vie du contrat.

Nb_{capa} , exprimé en MW, est le nombre normatif de garanties de capacité de l'installation et est égal à

$$Nb_{capa} = 0,8. P_{max}$$

avec P_{max} la puissance de l'installation exprimée en MW.

$Pref_{capa}$ est le prix de marché des garanties de capacité, exprimé en EUR/MW, défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison. Pendant la première année du contrat de complément de rémunération, $Pref_{capa}$ est nul.

- (42) Pour la filière ISDND le prix de marché de référence est défini comme la moyenne annuelle des prix horaires spots positifs (prix pour livraison le lendemain : « day-ahead ») sur la bourse EPEX SPOT (zone France). Pour cette filière fonctionnant en base, il n'est pas envisagé de pondération par les volumes de production de la filière. La France a expliqué que le calcul sur un pas de temps annuel du complément de rémunération constituera une incitation à produire aux meilleurs moments de l'année (plutôt l'hiver quand les prix sont hauts) et à placer les maintenances aux moments où le prix de l'électricité est le plus bas, c'est-à-dire pendant les mois d'été.
- (43) Les tarifs ont été modélisés sur base de l'hypothèse d'une installation fonctionnant 6 000 heures équivalent pleine puissance (« hepp ») par an. Afin d'éviter la surcompensation d'installations fonctionnant plus de 6 000 hepp par an, la France s'est engagée à limiter le soutien à un plafonnement global sur la durée du contrat: soit une limitation du soutien à 90 000 hepp sur 15 ans (6 000 hepp par an pendant 15 ans). Ainsi, une installation plus performante ne percevra pas plus d'aide que ce qui a été prévu pour l'installation de référence. Dès que le quota de 90 000 hepp sera atteint, une installation plus performante verra la durée de son contrat réduite par rapport à celle de l'installation de référence.
- (44) Il résulte de la définition de E_{elec} qu'aucun complément de rémunération n'est versé en cas de prix spots strictement négatifs pour la livraison constatée sur la bourse de l'électricité EPEX Spot Se pour la zone France. Cependant, au-delà des 70 heures premières heures, consécutives ou non, de prix spots strictement négatifs pour la livraison constatée 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

$$Prime_{\text{prix négatifs}} = P_{\text{max}} \cdot T \cdot n_{\text{prix négatifs}}$$

formule dans laquelle:

T est le tarif de référence défini au paragraphe (40).

$n_{\text{prix négatifs}}$ est le nombre d'heures pendant lesquelles les prix spots pour la livraison constatée sur la bourse de l'électricité EPEX Spot Se pour la zone France ont été négatifs au-delà des 70 premières heures et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'énergie. La France a cependant prévu que cette compensation ne peut être versée que dans la limite d'un nombre d'heures de fonctionnement de référence sur l'année de l'installation (soit 6 000 hepp dans le cas de la filière ISDND).

2.6.2. Les coûts de production et taux de rentabilité

- (45) La France a communiqué des calculs de la rentabilité que des installations standards de 500 kW et 1200 kW peuvent espérer atteindre lorsqu'elles bénéficient du tarif d'achat ou du complément de rémunération.

Tableau 2: Taux de rendement du projet avec le soutien

	Taille de l'installation	
	500 kW	1200 kW
	Tarif théorique initial	
TRI (taux de rendement interne) projet avant impôt, nouveau contrat avec tarif de base T_{DCC}	11,63%	11,69%
	Tarif applicable à partir du 1 ^{er} juillet 2018	
TRI projet avant impôt, nouveau contrat avec tarif de base T_{DCC}	9,87%	9,38%
	Tarif théorique initial	
TRI projet avant impôt, installation modernisée avec tarif de base T_{DCC}	7,22%	6,37%
	Tarif applicable à partir du 1 ^{er} juillet 2018	
TRI projet avant impôt, installation modernisée avec tarif de base T_{DCC}	4,35%	2,11%

(46) Ce calcul est basé sur les hypothèses de coûts et de fonctionnement suivantes:

Tableau 3 – Dépenses d'investissement et coûts d'exploitation pour différents types d'installations [EUR]

Capacité [kW]	500	1200
Heures de fonctionnement	6000	6000
Coûts d'investissement (EUR/kW)	2750	1481
Coûts d'exploitation non actualisé (EUR/kW/an)	500	400
Coûts d'investissement (installation modernisée)	1491	803
Coûts d'exploitation non actualisé (EUR/kW/an)	500	400

(47) La valorisation électrique du biogaz nécessite la mise en place d'équipements supplémentaires, qui sont ceux pris en compte dans les coûts d'investissements présentés dans les données économiques pour la filière : le groupe turbo-alternateur, le lot électrique, le surpresseur supplémentaire permettant d'atteindre une pression en entrée des moteurs de 150 à 300 mbar, l'unité de déshydratation du biogaz, l'unité d'épuration du biogaz pour supprimer les composés de H₂S, COV et siloxane (charbon actif)⁶ et les équipements connexes : pièges à condensats, vannes de coupure, instrumentation de suivi.

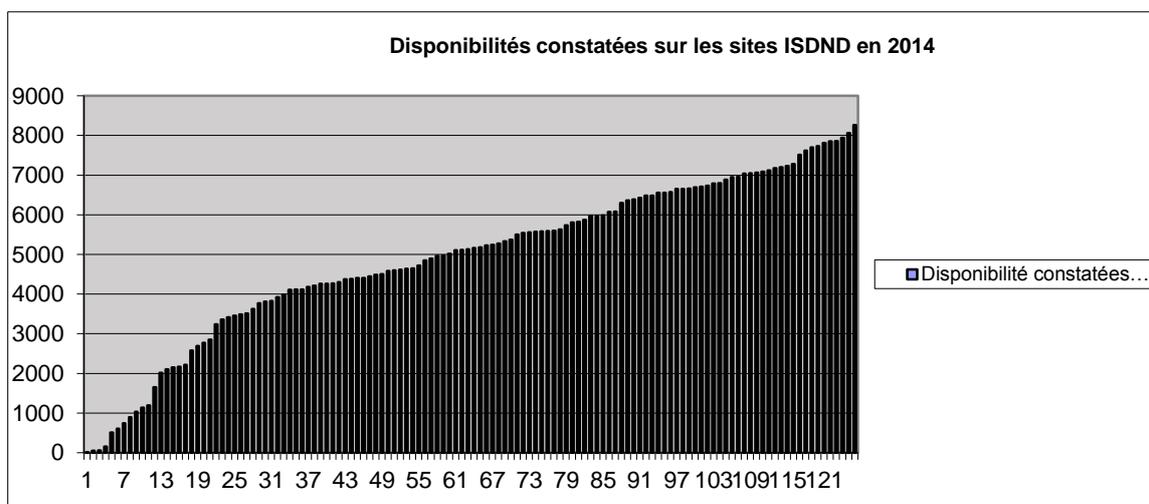
(48) La France a précisé qu'une installation fonctionnant sans unité de production de l'électricité est soumise à un certain nombre de contraintes réglementaires liées au brûlage du biogaz: torchère, surpresseur mettant le massif de déchets en dépression (-5 à -50 mbar) et délivrant un biogaz non traité (humide et contenant du H₂S, des COV et du siloxane) à 50 mbar. Ces équipements ne sont pas compris dans les coûts de la production d'électricité. De même, l'adaptation du réseau de collecte rendue nécessaire par le fait que les quantités de méthane dans le biogaz diminuent n'a pas été prise en compte dans les coûts car cette adaptation est également nécessaire en l'absence de production électrique afin de répondre à l'exigence réglementaire de captation du biogaz. Dans la mesure où les ISDND équipées d'un moyen de valorisation du biogaz sont également obligées de s'équiper d'un dispositif d'élimination du biogaz en cas de défaillance ou de

⁶ La France a précisé concernant les opérations de pré-traitement du biogaz en H₂S et siloxanes, qu'elles sont nécessaires pour la valorisation énergétique du biogaz compte tenu de ce que depuis plusieurs années la concentration dans le biogaz de décharge de composés soufrés (multiplication par 10), de COV et de siloxanes est en augmentation à cause d'une part de la qualité des déchets récoltés par les décharges (qui se trouvent à la fin de la chaîne de traitement des déchets) et d'autre part des conditions d'exploitation des sites (meilleure étanchéité laissant échapper moins de H₂S). Ces composés endommagent les équipements de valorisation du biogaz. Afin d'éviter des surcoûts de maintenance et des baisses de disponibilités, des équipements/opérations de prétraitement sont ainsi nécessaires en amont des moteurs/turbines afin de supprimer ces composés (utilisation de charbon actif, lavage biologique du biogaz...). La majorité des sites sont équipés de ces dispositifs de pré-traitement. Si ces équipements n'étaient pas toujours nécessaires par le passé compte tenu de la « bonne » qualité des déchets, ils le seront à l'avenir pour tous les sites car la qualité des déchets se dégrade du fait des exigences nouvelles relatives au stockage et renforcées concernant la valorisation énergétique.

maintenance du dispositif de valorisation, elles ne font pas l'économie du dispositif de brulage du biogaz. Les coûts du dispositif de brulage du gaz n'ont donc pas été déduits des coûts de production de valorisation du biogaz en électricité.

- (49) S'agissant du TRI projet, la France a souligné que le taux de rendement interne calculé au Tableau 1 (v. tarif théorique initial) comporte des différences avec le TRI projet réel, et ce pour deux raisons :
- (50) D'une part, il ne peut être atteint que par des installations fonctionnant 6000 hepp or actuellement 67% du parc n'atteint pas ce chiffre. La moyenne du parc se situant à 4915 hepp.

Figure 1: Nombre de hepp des différentes installations existantes de la filière ISDND



- (51) Avec une durée de fonctionnement de 4915, 5400 et 5500 hepp, le TRI projet avant impôt baisse de la manière suivante (avec tarif initial de base TDCC):

Tableau 4: TRI projet avant impôt en fonction de la diminution du nombre de hepp

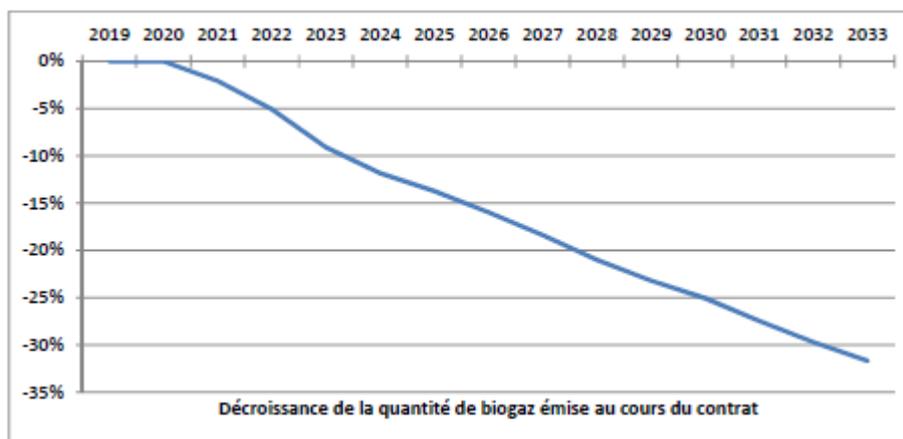
	Installation nouvelle		Installation modernisée	
	500 kW	1200 kW	500 kW	1200 kW
5500 hepp	7,79%	6,60%	0,65% ⁷	négatif
5400 hepp	6,96%	5,47%	négatif	négatif
4915 hepp	3,4%	0,35%	négatif	négatif

⁷ Le TRI actionnaire est négatif avec 5500 hepp.

- (52) D'autre part, le calcul du TRI a été réalisé en supposant que la quantité de biogaz disponible resterait constante alors qu'elle va diminuer à l'avenir, étant donné que la mise en œuvre du plan déchets et la généralisation du tri des déchets à la source va conduire à une baisse de la quantité de déchets organiques mise en décharge en France et ce tant pour les installations nouvelles que pour les installations modernisées.
- (53) Concernant l'évolution probable de la quantité de biogaz disponible, la France a exposé que la LTECV fixe comme objectif de réduire de 30 % les quantités de déchets non dangereux non inertes admis en installation de stockage en 2020 par rapport à 2010, et de 50 % en 2025⁸. De plus, la loi prévoit que la gestion des déchets progresse dans le développement du tri à la source des déchets organiques, jusqu'à sa généralisation pour tous les producteurs de déchets avant 2025. La législation française prévoit aussi l'interdiction de la mise en décharge d'un flux de déchets triés pour être valorisés et l'interdiction de la mise en décharge des ordures ménagères résiduelles collectées par une collectivité n'ayant mis en place aucun système de collecte séparée⁹. La nature des déchets mis en ISDND va continuer à évoluer et notamment à s'appauvrir en éléments fermentescibles. Le volume de biogaz créé va de ce fait être de moins et moins important, de plus en plus pauvre en méthane et de plus en plus chargé en polluants, notamment en hydrogène sulfuré et en siloxanes, polluants nécessitant des prétraitements lourds. Cette diminution de la qualité du biogaz entraîne une augmentation des investissements et des coûts d'exploitation. Ces surcoûts doivent être pris en compte dans les nouveaux mécanismes de soutien pour que de nouveaux projets de valorisation du biogaz d'installations de stockage puissent se développer.
- (54) Les projets de production d'électricité à partir de biogaz d'installations de stockage sont donc plus risqués car il est difficile de projeter cette diminution de biogaz, en quantité et en qualité, sur les 15 prochaines années, surtout sur les ISDND recevant peu de tonnage à traiter qui constituent l'essentiel du potentiel de développement restant (v. considérant (61) ci-dessous). C'est la prise en compte de ce risque qui justifie un TRI plus élevé que pour les autres filières renouvelables.
- (55) La France estime que la mise en place du tri généralisé à la source et de la mise en décharge de déchets biodégradables pourrait aboutir à une diminution progressive de la quantité de biogaz émise de l'ordre de 25 % en 2025 et de 40 % à l'horizon 2035.
- (56) Pour une décharge accueillant des déchets depuis trois ans, et dont le contrat d'achat ou de complément de rémunération démarre en 2019 pour s'achever au 31 décembre 2033, la France a transmis la courbe de décroissance de la quantité de biogaz émise résultant de la diminution de la mise en décharge de déchets biodégradables dans les années à venir:

⁸ Cet objectif a été repris dans le décret n°2016/811 du 17 juin 2016 relatif au plan régional de prévention et de gestion des déchets qui impose de traduire dans les plans régionaux de déchet les exigences de la LTECV.

⁹ Article 3 de l'arrêté du 15 février 2016 aux installations de stockage de déchets non dangereux.



(57) Pour la même installation, et en tenant compte cette fois de la diminution du biogaz émis, le TRI projet avant impôt évolue de la façon suivante par rapport à une quantité de biogaz émise stable :

Tableau 5: TRI du projet avant impôts tenant compte des diminutions attendues de biogaz disponible pour une installation de 500 kW

	500 kW
Avec tarif initial de base TDCC et tenant compte de la diminution probable de la quantité de biogaz émise	4,8%

(58) La prime de gestion comprise dans le complément de rémunération (voir considérant (41)) est égale à 2 EUR/MWh. Cette prime de gestion est composée des éléments suivants:

Frais pris en compte		Montant	Montant rapporté à l'énergie produite
Marché de l'énergie	Frais d'entrée (1 seul fois)*	32 000 €	0,02 €/MWh
	Frais annuels*	10 000 €/an	0,15 €/MWh
	Frais variables	0,17 €/MWh	0,17 €/MWh
Marché de capacité	Frais annuels*	3000 €	0,05 €/MWh
	Frais variable	4 €/MW	0 €/MWh
	Frais liés à la certification des installations auprès du gestionnaire de réseau	567 /MW	0,11 €/MWh
Marché de l'ajustement	Coûts constatés EDF	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh
	Surcoût agrégateur (du fait d'un petit portefeuille)	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh
Coûts agrégateurs	Frais prenant en compte les services développés par l'agrégateur pour le producteur (système de prévision, de contrôle/commande, etc.)	1 €/MWh	1 €/MWh
Total			2 €/MWh

* Frais rapportés à un agrégat de 10 MW et le cas échéant, étalés sur la durée de vie du contrat (15 à 20 ans)

- (59) La France a également fourni des données relatives au prix spot « day-ahead » sur la plateforme de marché EPEX Spot et aux prix à terme à titre de comparaison et a également fourni les taux de rendements internes que les installations de référence peuvent espérer obtenir sur base du seul prix du marché.

Tableau 6: Prix spot « day-ahead » sur la plateforme de marché EPEX Spot et prix à terme des dernières années

						2018 (jusqu'au 20 juin 2018)	Moyenne
Zone France - EUR/MWh	2013	2014	2015	2016	2017		
Prix moyen spot (EPEX Spot)	43,2	34,6	38,5	36,7	45,0	40,3	39,7
Prix calendaire Y+1 (EPD)	43,3	42,4	38,1	33,3	38,3	42,3	39,6

Source: autorités françaises.

Tableau 7: TRI du projet avant impôts avec prix de marché à 45 EUR/MWh (sans soutien).

	Taille de l'installation	
	500 kW	1200 kW
Avec prix de marché à 45€/MWh	-28,8%	négatif

2.7. Absence d'appel d'offres pour la filière ISDND

- (60) La France ne prévoit actuellement pas de soumettre l'octroi du soutien à la production d'électricité de la filière ISDND à la sélection dans le cadre d'un appel d'offres.
- (61) La France a indiqué tout d'abord que la France ne comptera pas beaucoup d'installations de 1 MW ou plus, voire n'en aura aucune : La France a indiqué qu'au 30 juin 2016, le parc des ISDND produisant de l'électricité se montait à 146 sites pour une puissance cumulée de 257 MW. La France estime que ces installations accueillent plus de 80 % du flux de déchets admis en décharge, soit environ 16 Mt par an sur les 19,5 Mt de déchets mis en décharge, cela signifie que le potentiel en capacité installée restant se monte à environ 56 MW pour 92 ISDND non encore équipées de production d'électricité. Le flux de déchets entrant dans ces nouvelles installations sera donc en moyenne beaucoup moins élevé (38 kt par an contre 110 kt par an pour les installations existantes) de même que la puissance moyenne de ces installations (600 kW contre 1,8 MW en moyenne pour les installations existantes).
- (62) La France estime sur base des informations fournies par la filière que le potentiel de petites installations (puissance moyenne de 400 kW) se montera à environ 40-45 sites pour une puissance de 16-18 MW. Cela implique qu'il resterait globalement entre 47 et 52 installations à équiper pour une puissance moyenne de cumulée de 38-40 MW, soit une puissance moyenne comprise entre 730 kW et 850 kW. Il n'existerait ainsi quasiment pas d'installations de puissance supérieure à 1 MW.

- (63) La France a exposé à cet égard qu'un appel d'offres pour des installations ISDND de 1 MW ou plus ne serait pas suffisamment concurrentiel pour justifier un appel d'offres pour ce type d'installations étant donné qu'à l'avenir de telles installations ne seraient probablement plus construites ou trop rarement que pour pouvoir organiser un appel d'offres concurrentiel.
- (64) La France a également indiqué que la mise en concurrence de ces quelques installations avec les autres technologies sujettes à appels d'offres, en particulier avec les installations photovoltaïques au sol et éoliennes terrestres mènerait à l'élimination systématique des installations de la filière ISDND vu le potentiel important des filières photovoltaïques au sol et éolienne terrestre et vu la différence de prix. La France souligne cependant que cette élimination est suboptimale par rapport aux besoins du système électrique étant donné que la filière ISDND présente l'avantage de fonctionner en base. D'un point de vue environnemental la production d'électricité à partir de la filière ISDND présente aussi l'avantage de valoriser en électricité un biogaz qui doit dans tous les cas être capté et brûlé pour éviter son impact sur la couche d'ozone (en attendant que le tri à la source permette la valorisation matière des déchets biodégradables). Une mise en concurrence des installations modernisées et nouvelles ne permettrait pas à des installations nouvelles de se développer vu le potentiel limité et les coûts plus élevés par rapport aux installations modernisées.
- (65) A l'inverse, une mise en concurrence avec les filières photovoltaïques sur bâtiment et méthanisation permettrait à la filière ISDND de soumettre des offres stratégiques supérieures aux coûts de production mais légèrement inférieure ou égale aux offres photovoltaïques sur bâtiment, biomasse, méthanisation ou petite hydroélectricité vu les coûts plus élevés de ces filières ainsi que leur potentiel plus élevé (et donc un appel d'offres de taille plus élevée aussi). Le problème serait le même en cas de mise en concurrence avec les installations ISDND modernisées.

Tableau 8: Comparaison des coûts actualisés moyens de production des différentes filières sous appel d'offres

Technologie	Tarif moyen attendu (€/MWh)
Photovoltaïque au sol	65
Eolien terrestre	70
ISDND	97-101
ISDND 2 ^{ème} contrat	76-80
Photovoltaïque sur bâtiment	110
Petite hydroélectricité	112
Biomasse	142
Biogaz méthanisation	186

Source: Autorités françaises (SA.47753, SA.46552, SA.48066, SA.43485, SA.47957, SA.49171).

- (66) S'agissant des installations sous deuxième contrat, la France a exposé que l'organisation d'un appel d'offres compétitif se heurte à deux difficultés importantes:
- (67) D'une part, même si en théorie le nombre d'installations de 1 MW ou plus à moderniser est relativement élevé (environ 70 installations), ce nombre est néanmoins circonscrit et varie d'une année à l'autre en fonction des contrats

d'achat venant à échéance et la taille de l'appel d'offres difficile à établir à l'avance.

- (68) D'autre part, les installations potentielles sont toutes connues et les exploitants se connaissaient. 60% du parc est détenu par trois entreprises de sorte que le risque d'offres stratégiques est élevé.

2.8. Ajustement du tarif et vérification des coûts

- (69) Pour la filière ISDND, il est prévu que chaque trimestre, le tarif diminue automatiquement de 0,5 % à l'issue de chaque trimestre afin de tenir compte de l'effet d'apprentissage de la filière pour tout nouveau contrat d'achat.
- (70) 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.
- (71) La CRE réalise périodiquement des audits visant à s'assurer que les conditions du tarif d'achat n'ont pas évolué. Elle propose, le cas échéant, des conditions révisées du tarif d'achat ou du complément de rémunération.
- (72) Si la CRE estime que le tarif n'est plus adéquat, elle le signalera au ministre chargé de l'énergie afin qu'il ajuste le niveau du tarif d'achat ou du tarif de référence. La France s'est engagée sur ce point à vérifier l'absence de surcompensation liée aux tarifs ISDND un après l'approbation du régime et sur base des données actualisées collectées par la CRE et a confirmé que le tarif serait adapté s'il était constaté que le soutien aboutissait à une surcompensation.
- (73) Pour faciliter la réalisation des audits de la CRE, il est prévu pour les installations de puissance installée supérieure à 100 kW¹⁰, 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.
- (74) Afin d'inciter les producteurs à respecter l'obligation de communication de donnée l'article L311-14 du code de l'énergie fixe le cadre du constat des infractions au code de l'énergie et notamment aux dispositions relatives à l'obligation d'achat et au complément de rémunération. Ce cadre a été renforcé par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte en vue de prévoir explicitement la suspension ou la résiliation des contrats d'achat et de complément de rémunération, qu'ils soient conclus sous guichet ouvert ou dans le cadre d'appels d'offres, lorsqu'un manquement est constaté. Un producteur qui ne transmettrait pas les informations demandées par la CRE peut aussi faire l'objet de sanctions pécuniaires.

¹⁰ 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.

2.9. Cumul

- (75) La France a précisé que le régime de soutien ne sera pas cumulable avec les garanties d'origine et n'est pas non plus cumulable avec les aides à l'investissement octroyées par l'ADEME.

2.10. Autres engagements

- (76) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux paragraphes 104 à 106 des Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020¹¹ (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 total de l'aide pour un bénéficiaire donné dépasse 500 000 EUR. 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 du prix du marché.
- (77) La France s'est également engagée à vérifier quel est le nombre annuel d'installations nouvelles de 1 MW ou plus qui sollicitent un contrat de complément de rémunération entre 2018-2020 (inclus). Elle s'est également engagée à vérifier le nombre annuel d'installations de 1 MW ou plus qui demandent un deuxième contrat entre 2018-2020 (inclus) et à vérifier l'identité des porteurs de projet (en particulier s'ils sont liés ou non aux trois acteurs principaux du parc des installations de stockage de déchets non dangereux).

3. APPRECIATION DE LA MESURE

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

- (78) 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.
- (79) Les installations de production d'électricité ne dépassant pas 12 MW de capacité installée et utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux bénéficieront d'un soutien sous la forme de tarifs garantis ou 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 et le complément de rémunération s'ajoute au prix du marché. Cette mesure confère dès lors un avantage aux producteurs d'électricité concernés. En outre, cet avantage est sélectif puisqu'il n'est accordé qu'aux détenteurs d'installations de production d'électricité utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux et dont la

¹¹ JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.

capacité ne dépasse pas 12 MW par opposition à tous les autres producteurs d'électricité avec lesquels ils sont cependant en concurrence.

- (80) 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 des obligations d'achat et de versement de complément de rémunération imposées 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. Le financement repose donc sur les ressources de l'État¹².
- (81) Le marché de l'électricité est libéralisé et l'électricité fait l'objet d'importants échanges entre États membres. Tout avantage accordé à certains producteurs d'électricité est donc susceptible de fausser la concurrence et d'affecter les échanges commerciaux entre États membres.
- (82) Ce régime de soutien constitue donc bien une aide d'État.

3.2. Légalité de l'aide

- (83) La France a notifié ces régimes 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. Les arrêtés tarifaires notifiés n'entreront 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

- (84) Le régime notifié comporte une aide opérationnelle à la production d'électricité utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux. Ce biogaz constitue une source d'énergie renouvelable au sens du au sens de l'article 2(a) de la Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil ¹³ et du paragraphe 19(5) Lignes directrices. 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

- (85) L'objectif d'intérêt commun poursuivi par le régime notifié est la lutte contre le dérèglement climatique. Comme le rappelle le paragraphe 107 des Lignes directrices, l'Union s'est fixée des objectifs ambitieux en matière de changement climatique et d'utilisation durable de l'énergie et a adopté la Directive 2009/28/CE précitée. Le régime notifié s'inscrit dans cet objectif.
- (86) Bien que les installations de production d'électricité éligibles utilisant à titre principal le biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux aient la possibilité d'utiliser une certaine fraction d'énergie non renouvelable, l'aide reste limitée à la production d'énergie renouvelable étant donné que la portion

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

¹³ 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).

d'énergie non renouvelable ne peut être supérieure à l'énergie autoconsommée par l'installation de production pour les besoins de son fonctionnement (voir considérant (12)).

- (87) Le gaz de décharge est émis par des déchets. Les aides d'Etat en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables utilisant les déchets comme combustible peuvent contribuer positivement à la protection de l'environnement à condition de ne pas se soustraire au principe de la hiérarchie des déchets (voir paragraphe 118 des Lignes directrices). En l'espèce, La Commission constate que la France s'est engagée à limiter l'aide à de nouvelles installations à une capacité maximale de 60 MW qui correspond au potentiel maximum possible sur base des installations ISDND existantes (non encore équipées de centrales de production d'électricité) (v. considérant (14)) et des estimations portant sur les flux de déchets futurs et en parallèle la législation française prévoit la généralisation du tri à la source des déchets organiques pour 2025 et l'interdiction de la mise en décharge de déchets triés de même que l'interdiction de la mise en décharge des ordures ménagères résiduelles collectées par une collectivité n'ayant mis en place aucun système de collecte séparée (v. considérant (53)). Le présent régime d'aide ne se soustrait donc pas à la hiérarchie des déchets.
- (88) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que les régimes notifiés contribuent donc à un objectif d'intérêt commun.

3.3.2. Nécessité d'une intervention d'état

- (89) 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, si l'aide est nécessaire pour remédier à une défaillance du marché.
- (90) 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 paragraphe 115 des Lignes directrices).
- (91) En l'espèce, rien n'indique que cette défaillance du marché aurait disparu. Au contraire, les informations fournies par la France ont démontré 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 le biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux car le prix de marché de l'électricité ne permet pas d'assurer la rentabilité du projet. En effet, la France a montré qu'avec le seul prix du marché (estimé à 45 EUR/MWh pour tenir compte des tendances observées les dernières années ainsi que les revenus des certificats de capacité) les installations de production d'électricité de la filière ISDND ne sont pas rentables (voir Tableau 7 montrant un rendement significativement négatif). De ce fait, les investissements dans des installations de ce type sont peu probables. Par conséquent, il existe une défaillance du marché conformément au paragraphe 35 a) des Lignes directrices. 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

- (92) Le paragraphe 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.

3.3.4. Effet incitatif

- (93) 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.
- (94) 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 45 EUR/MWh pour tenir compte des tendances observées les dernières années (v. Tableau 6 ainsi que les revenus des certificats de capacité).
- (95) Par contre, avec l'aide, sur une durée de vie de 15 ans de ces installations, les revenus liés au tarif permettraient de couvrir les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation, avec un taux de rendement raisonnable (voir section 3.3.5.4 ci-dessous). On peut donc s'attendre à ce que l'aide encourage la mise en place de ces installations ainsi que leur utilisation.
- (96) 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 ou de complément de rémunération, dans la mesure où c'est la demande complète de contrat d'achat qui donne au producteur la confirmation de son éligibilité au soutien (voir aussi section 2.4.3. ci-dessus). La demande de contrat d'achat ou de complément de rémunération comporte les données relatives au bénéficiaire et son projet visées au paragraphe 51 des Lignes directrices.
- (97) La Commission conclut que le régime notifié aura un effet incitatif.

3.3.5. Proportionnalité de l'aide

- (98) Les aides au fonctionnement en faveur des installations de production d'électricité renouvelable sont considérées comme proportionnées 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.
- (99) En particulier, les aides au fonctionnement sont considérées comme proportionnées si:
- l'aide est octroyée sous forme de prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité (paragraphe 124 a) des Lignes directrices)
 - les bénéficiaires sont soumis à des responsabilités en matière d'équilibrage (paragraphe 124 b) des Lignes directrices)

- des mesures sont prises pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs (paragraphe 124 c) des Lignes directrices).
- (100) Et si dans les cas prévus au paragraphe 126 des Lignes directrices, l'aide n'est pas accordée sur base d'un appel d'offres, il faut également que:
- L'aide ne dépasse pas la différence entre les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite (en ce compris une rentabilité normale du capital) et le prix du marché de l'énergie produite (paragraphe 131 a) et b) des Lignes directrices).
 - Toute aide à l'investissement soit déduite des coûts totaux moyens actualisés pris en compte pour le calcul de l'aide au fonctionnement (paragraphe 131 b) des Lignes directrices)
 - Les couts de production soient régulièrement mis à jour et au moins annuellement (paragraphe 131 c) des Lignes directrices),
 - L'aide soit accordée uniquement jusqu'à amortissement des investissements selon les règles comptables habituelles (paragraphe 131 d) des Lignes directrice).

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

- (101) Afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité, les bénéficiaires devraient vendre leur électricité directement sur le marché.
- (102) L'aide est octroyée sous forme de prime qui s'ajoute au prix du marché pour les installations ayant une puissance installée égale ou supérieure à 500 kW conformément paragraphe 124 des Lignes directrices. Les tarifs d'achat sont disponibles uniquement pour les installations de la filière ISDND ayant une puissance installée inférieure à 500 kW comme le permet le paragraphe 125 des Lignes directrices.
- (103) Comme exposé au considérant (29), 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.
- (104) 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.
- (105) 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 paragraphe 124 des Lignes directrices.

- (106) Les bénéficiaires sont responsables en matière d'équilibrage comme prévu au paragraphe 124 b des Lignes directrices (voir considérant (28)).

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

- (107) 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 bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France.
- (108) Une rémunération est prévue pour les installations qui n'auront pas produit d'électricité au-delà de 70 heures où le prix côté 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. A ce jour, le nombre d'heures de prix négatifs en France n'a jamais dépassé 15 heures par an. Le seuil de 70 heures correspond à environ 1.17 % du temps de fonctionnement annuel pour une installation de référence de la filière ISDND (à savoir 6000 hepp, v. Tableau 3).
- (109) Au-delà du seuil de 70 heures l'installation de production percevra une prime dont les paramètres sont présentés au considérant (44). La rémunération perçue selon cette formule ne peut excéder la rémunération qu'une installation aurait perçue en temps normal).
- (110) Cette disposition est conforme au paragraphe 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 du nombre d'heures de fonctionnement de référence sur l'année de l'installation. Autrement dit, une fois que l'installation aura reçu un soutien (donc la rémunération au titre du complément de rémunération et la compensation pour l'absence de production au-delà de 70 heures de prix négatifs) sur 6000 hepp/an l'installation ne recevra plus la compensation (voir aussi considérant (44)).

3.3.5.3. Absence d'appel d'offres

- (111) La paragraphe 126 des Lignes directrices prévoit que les aides doivent en principe être octroyées à l'issue d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires. La procédure de mise en concurrence peut être limitée à certaines technologies dans le cas où une procédure ouverte à tous les producteurs donnerait un résultat insuffisant que ne peut améliorer la conception de la procédure compte tenu notamment: i) du potentiel à plus long terme d'une technologie nouvelle et innovante déterminée;

ou ii) du besoin de diversification; ou iii) des contraintes et de la stabilité du réseau; ou iv) des coûts (d'intégration) du système; ou v) de la nécessité d'éviter les distorsions sur les marchés des matières premières dues à l'aide apportée à la biomasse.

- (112) Si un État membre démontre: a) que seul un projet ou un site, ou un nombre très limité de projets ou de sites, pourraient être pris en considération; ou b) qu'une procédure de mise en concurrence entraînerait une hausse des niveaux d'aide (pour éviter par exemple la soumission d'offres stratégiques); ou c) qu'une procédure de mise en concurrence entraînerait de faibles taux de réalisation des projets (pour éviter une insuffisance des soumissions), une mise en concurrence n'est pas requise pour octroyer l'aide.
- (113) La France ne prévoit pas d'organiser d'appels d'offres où les projets de production d'électricité de la filière ISDND seraient en concurrence avec les projets photovoltaïques, éoliens, hydroélectriques ou autres.
- (114) La Commission observe sur ce point que comme la France l'a souligné, la filière ISDND est capable de produire en base c'est-à-dire de manière presque continue alors que les installations éoliennes et solaires sont intermittentes et sont par conséquent source d'aléa pour le système électrique. C'est pourquoi la France souhaite encourager le développement de cette filière dans son mix énergétique là où elle est économiquement pertinente. Les données transmises par la France montrent (v. considérant données de coûts du Tableau 8) cependant que la mise en concurrence avec ces autres technologies risque de priver la France de nouvelles installations ISDND dans son mix énergétique alors pourtant que ces installations peuvent produire en base et sont plus intéressantes pour la stabilité du système électrique que les filières intermittentes photovoltaïques et éoliennes terrestres et sont moins chères que d'autres installations produisant également en base (biomasse et méthanisation). Elles permettent aussi de valoriser énergétiquement le biogaz produit dans tous les cas (production fatale) en attendant que la généralisation du tri à la source en 2025 rende possible une meilleure valorisation matière des déchets ménagers biodégradables.
- (115) Par ailleurs, mettre la filière ISDND en concurrence avec les autres filières fonctionnant en base (biogaz/biomasse et petite hydroélectricité) donnerait certes à la filière ISDND la certitude d'être sélectionnée eu égard à sa compétitivité par rapport aux autres filières fonctionnant en base mais aboutirait à une augmentation significative du niveau de soutien de la filière ISDND. En effet, dans de telles circonstances, il y a une risque important qu'elle soumette des offres proches des coûts des autres filières biogaz plus chères (v. Tableau 8) plutôt que de soumettre une offre basée sur ses propres coûts (offre stratégique) étant donné que les autres filières plus chères n'exerceraient aucune pression concurrentielle sur la filière ISDND et que par ailleurs la filière ISDND étant largement plus petite que les autres filières fonctionnant en base, elle ne subirait pas non plus de pressions concurrentielle des autres installations ISDND (sur le faible potentiel de la filière, v. considérant (117)).
- (116) La Commission partage dès lors l'analyse de la France qu'une procédure de mise en concurrence ouverte à la filière ISDND et à d'autres filières donnerait un résultat insuffisant que ne peut améliorer la conception de la procédure (126, alinéa 5, b) des Lignes directrices) compte tenu du besoin de diversification du

mix énergétique de la France et enfin compte tenu du risque d'augmentation du niveau de l'aide pour la filière ISDND (paragraphe 126 alinéa 3, b) des Lignes directrices).

- (117) La Commission note par ailleurs le nombre très limité de projets potentiels nouveaux d'1 MW ou plus. Sur ce point, les estimations transmises par la France indiquent que le potentiel d'installations nouvelles d'1 MW ou plus est quasi nul et ne permet pas l'organisation d'un appel d'offres compétitif (v. paragraphe 126 alinéa 3, a) des Lignes directrices). La Commission relève que ce constat repose sur des estimations uniquement. La France ignore la taille exacte des installations futures et l'aide n'est pas limitée à des installations de moins d'un MW. La France a cependant limité la notification au 31 décembre 2020 et s'est engagée à vérifier le nombre annuel d'installations nouvelles de 1 MW ou plus qui sollicitent un contrat de complément de rémunération entre 2018-2020. En cas de notification de la prolongation du régime, la Commission vérifiera si l'absence d'appel d'offres se justifie toujours au regard des développements de la filière.
- (118) S'agissant des installations modernisées, la Commission relève tout d'abord que la mise en concurrence des installations nouvelles et modernisées d'un MW ou plus n'augmenterait pas la compétitivité de l'appel d'offres pour installations modernisées étant donné qu'il n'y a potentiellement aucune installation nouvelle de cette taille.
- (119) Un appel d'offres limité aux installations modernisées présente également un risque significatif d'offres stratégiques: d'une part, et de manière générale, la France serait probablement amenée à devoir régulièrement adapter la taille de l'appel d'offres afin de tenir compte du nombre de contrats venant à échéance et donc du nombre potentiel maximal d'installations susceptibles de participer à l'appel d'offres. Par ailleurs, le nombre d'installations maximum théorique ne participerait probablement pas à l'appel d'offres car in fine la question de la modernisation de l'installation dépendra du flux actuel de déchets organiques de l'installation et du flux de déchets organiques que l'exploitant s'attend à encore recevoir. Or ce point est encore assez incertain étant donné que la France est en train de progressivement mettre en œuvre ses plans de gestion des déchets. Ce manque de visibilité est en lui-même susceptible de décourager la participation à l'appel d'offres et de le rendre non-compétitif faute d'un nombre de participants insuffisant. D'autre part, eu égard à la forte concentration du secteur, il pourrait arriver qu'une année donnée les projets participant à l'appel d'offres appartiennent tous au même opérateur le plaçant en position de soumettre des offres stratégiques. Enfin, la Commission note que la France a notifié le régime d'aides jusqu'au 31 décembre 2020 et s'est par ailleurs engagée à vérifier entre 2018-2020 (inclus) le nombre annuel d'installations de 1 MW ou plus qui demandent un deuxième contrat et à vérifier l'identité des porteurs de projet (en particulier s'ils sont liés ou non aux trois acteurs principaux du parc des installations de stockage de déchets non dangereux). La Commission note aussi qu'en 2020 le secteur aura plus de visibilité sur les flux de déchets à attendre à l'avenir. Après 2020, en cas de prolongation du régime, il pourra être vérifié sur base de données actualisées si l'absence d'appel d'offres reste justifiée.
- (120) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que l'absence de mise en concurrence est conforme au paragraphe 126, alinéa 3, a) et b) des Lignes directrices.

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

- (121) L'aide n'étant pas accordée au moyen d'une procédure de mise en concurrence, l'aide doit être examinée à l'aune des critères spécifiés au paragraphe 131 des Lignes directrices.
- (122) Les paragraphes 131 (a) et (b) prévoient que l'aide par unité d'énergie ne peut pas excéder la différence entre les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite grâce à la technologie particulière en question et le prix du marché pour le type d'énergie concerné. Les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie peuvent inclure la rentabilité normale de l'installation mais toute aide à l'investissement doit être déduite du montant total des investissements lors du calcul des coûts.
- (123) Le complément de rémunération est calculé comme le produit du nombre d'heures à prix spot positif ou nul sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, 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. Pour les installations sous complément de rémunération, la Commission a donc vérifié que l'aide (complément de rémunération et prime de gestion) n'excédait pas (ensemble avec le prix de marché) une rentabilité normale du capital et donc n'excédait pas le coût moyen pondéré du capital (rentabilité normale attendue du marché), que la prime de gestion n'excédait pas les coûts de gestion, que le prix de marché de référence et les revenus de la vente de garanties de capacité utilisés pour le calcul du complément de rémunération permettaient de refléter les revenus de marché obtenus par les bénéficiaires.
- (124) Quant aux installations sous obligation d'achat, elles ne vendent pas leur électricité sur le marché. Le tarif d'achat a vocation à couvrir le prix du marché ainsi qu'un complément correspondant à la différence entre les coûts de production et le prix du marché. La Commission a vérifié pour ces installations-là que la rentabilité obtenue sur base du tarif d'achat n'excédait pas (ensemble avec le prix de marché) une rentabilité normale du capital et donc n'excédait pas le coût moyen pondéré du capital (rentabilité normale attendue du marché).

3.3.5.4.1. Prime de gestion

- (125) La prime de gestion est égale à 2 EUR/MWh (voir considérant (58)). Cette prime de gestion a été calculée sur base de coût moyen d'équilibrage observé. Les installations concernées par le régime notifié étant plus petites (600 – 800 kW) que la taille moyenne du parc observé (10MW) la prime de gestion retenue peut être considérée comme raisonnable.

3.3.5.4.2. Prise en compte des revenus du marché

- (126) La Commission constate par ailleurs que le complément de rémunération est calculé après déduction des revenus liés à la vente d'électricité sur le marché. Le prix de marché de référence pour ce calcul est la moyenne arithmétique sur l'année civile des prix spots horaires positifs ou nuls pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, exprimé en EUR/MWh. Le choix de la moyenne arithmétique sur l'année civile

est cohérent avec le fait que la filière ISDND produit en base. Les revenus obtenus par la vente de garanties de capacité sont quant à eux déduits du complément de rémunération par référence à la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison. La Commission en conclut que la France détermine bien le complément de rémunération après déduction des revenus de marché obtenus en conformité avec le paragraphe 131 a) des Lignes directrices.

3.3.5.4.3. Rentabilité obtenue avec l'aide

- (127) Le tarif de référence initial TDCC permet en théorie aux installations modélisées (en combinaison avec le prix de vente d'électricité et les certificats de capacité pour les installations sous complément de rémunération) d'obtenir un taux de rendement de 11.6% (TRI projet avant impôt) en estimation haute et 3,4% en estimation basse, pour des installations nouvelles de 500 kW ; et de 11.7% en estimation haute et 0,4% (estimation basse) pour des installations nouvelles de 1200 kW (v. Tableau 2 et Tableau 4 de cette Décision). Pour des installations modernisées, les taux de rendement interne avant impôt varient entre 7,2% (hypothèse haute) et 0% (hypothèse basse) pour des installations de 500 kW et entre 6,4% et 0% pour des installations de 1200 kW (v. Tableau 2 et Tableau 4 de cette Décision).
- (128) De plus, la Commission note que la France s'est engagée à limiter l'aide à 90 000 heures équivalent temps plein de sorte que les installations dépassant 6 000 heures équivalent temps plein n'obtiendront pas de soutien au-delà de ce plafond. La Commission relève également que la rentabilité de l'installation est très sensible aux heures de fonctionnement équivalent pleine puissance comme le montre les données du Tableau 4. Avec 5400 hepp (54% des installations existantes sont en-dessous de cette valeur), les installations n'obtiennent déjà plus un taux de rendement équivalent au CMPC. Avec 4915 hepp (soit la moyenne d'heures de fonctionnement équivalent temps plein du parc actuel) le taux de rendement des installations de 1,2 MW est très faible (0,4%).
- (129) S'agissant des installations atteignant plus de 5 400 hepp, la Commission note également que le tarif qui sera applicable après l'entrée en vigueur de l'arrêté sera inférieur au tarif initial étant donné que l'arrêté prévoit que le tarif initial est automatiquement diminué de 0.5% à l'issue de chaque trimestre à partir du 1^{er} juillet 2016 (v. considérant (40)). Si les coûts de production n'ont pas diminué systématiquement depuis dans les mêmes proportions, le taux de rendement sera lui aussi plus modéré pour des installations de plus de 6 000 hepp. Ainsi, sur base du tarif applicable à partir du 1^{er} juillet 2018, le taux de rendement avant impôt d'une installation de 6000 hepp passe à 9,9% (installations de 500 kW) et 9,4% (installations de 1,2 MW), 4,4% (installations de 500 kW modernisées) et 2,1% (installations de 1200 kW modernisées).
- (130) Enfin, il convient de relever que le calcul de rentabilité était basé sur une hypothèse de maintien de la quantité de biogaz de décharge émis alors qu'il va diminuer dans le temps eu égard à la nouvelle politique de déchets et en particulier à la généralisation du tri à la source en 2025. La France a en effet introduit toute une série d'objectifs et de dispositions qui devraient mener à une baisse importante de la quantité de déchets biodégradables mis en décharge et

partant du biogaz émis de sorte que même les installations les plus performantes verront leur TRI projet avant impôt baisser à 4,8% (v. Tableau 5).

- (131) Les valeurs moyennes résultant du test de sensibilité sont obtenues sur la base des hypothèses les plus optimistes et des hypothèses les plus conservatrices, présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 9: Taux de rendement interne – test de sensibilité

	Installation nouvelle		Installation modernisée	
	500kw	1200kw	500kw	1200kw
Hypothèse haute	11.6%	11.7%	7.2%	6.4%
Hypothèse basse	3.4%	0.4%	-	-
TRI projet avant impôt moyen	7.5%	6.0%	3.6%	3.2%

Note : hypothèse basse correspondant à une hypothèse de durée annuelle d'utilisation des installations inférieure à 5000 h (hepp)

Source: France, analyse DG Concurrence

- (132) La Commission a comparé ces valeurs avec le taux de rendement normal exigé pour ce type de projet. Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) représente en principe le rendement normal pour le secteur. Celui-ci a été valorisé par la CRE à 8%. La Commission ne détient cependant pas de détails sur les paramètres utilisés par la CRE pour aboutir à cette estimation. La France a communiqué des informations plus détaillées, en fournissant notamment les composantes et paramètres du CMPC, en fonction de divers scénarios. Sur base de ces informations détaillées, la Commission a pu calculer un CMPC avant impôt à 7,2% pour des installations nouvelles et 4,6% pour des installations modernisées.
- (133) La Commission observe que le TRI projet avant impôt moyen résultant des différentes analyses de sensibilité ne dépasse pas¹⁴, ou non significativement¹⁵, le coût moyen pondéré du capital et est inférieur au rendement normal identifié par la CRE. En outre, eu égard à la diminution du biogaz de décharge disponible, laquelle entraînera une diminution significative du TRI projet avant impôt même pour les installations les plus performantes, (v. Tableau 5), les TRI projet avant impôt résultant de l'aide se situeront dans les fourchettes basses, à savoir 3,4% à 7,5% (installations nouvelles, 500 kW), 0,4% à 6% (installations nouvelles, 1200 kW), 0% à 3,6% (installations modernisées, 500 kW), 0% à 3,2% (installations modernisées, 1200 kW).
- (134) Sur la base de ces éléments et en particulier des analyses de sensibilité prenant en compte la diminution du biogaz de décharge émis et le nombre d'heures de fonctionnement ainsi que des révisions périodiques des coûts de production, la Commission considère que le soutien ne permettra pas de dépasser un taux de

¹⁴ Installations modernisées et installations nouvelles de 1 200 kW.

¹⁵ Installations nouvelles de 500 kW.

rentabilité normal de marché, à savoir le coût moyen pondéré du capital du secteur conformément au paragraphe 131 b) des Lignes directrices.

3.3.5.5. Révision périodique des coûts de production, aide limitée à la durée d'amortissement de l'investissement et déduction des aides à l'investissement

- (135) La Commission observe par ailleurs que le régime de soutien prévoit la révision périodique des conditions du complément de rémunération et du tarif d'achat (voir considérants (70) et (72) de la Décision) afin d'ajuster le tarif en cas de rémunération excessive, c'est-à-dire entraînant une rentabilité des installations (TRI) supérieure à la rentabilité attendue par le marché (CMPC). La France s'est engagée sur ce point à vérifier l'absence de surcompensation liée aux tarifs ISDND un an après l'approbation du régime et sur base des données actualisées collectées par la CRE et a confirmé que le tarif serait adapté s'il était constaté que le soutien aboutissait à une surcompensation en conformité avec le paragraphe 131 c) des Lignes directrices.
- (136) L'aide ne peut pas être cumulée avec des aides à l'investissement. L'aide est limitée à 15 ans, renouvelable seulement en cas de réinvestissement (et donc en cas de nouvelle période d'amortissement). Comme indiqué au considérant (24), cette durée correspond à la durée de vie économique des installations de production d'électricité concernées. Le régime notifié remplit donc les critères énoncés au paragraphe 131 b) – 2^{ème} phrase et au paragraphe 131 d) des Lignes directrices.

3.3.5.6. Conclusion sur la proportionnalité

- (137) En conséquence, la Commission conclut que l'aide remplit donc les critères énoncés aux paragraphes 128 et 131 (a) à (d) des Lignes directrices ainsi que les critères énoncés aux paragraphes 124 à 125 des Lignes directrices et est partant proportionnelle.

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

- (138) Le paragraphe 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.
- (139) La Commission a en outre vérifié que la circonstance qu'EDF soit chargée pour partie de l'achat de l'électricité sous obligation d'achat, alors qu'elle-même est producteur d'électricité, n'était pas susceptible d'avoir un impact négatif sur la concurrence.
- (140) La Commission note d'une part qu'EDF effectue son obligation d'achat au travers d'une entité dédiée (EDF OA). L'électricité sous obligation d'achat fait partie d'un périmètre d'équilibre distinct du reste de la production d'EDF et est vendue directement sur le marché. La manière dont la compensation d'EDF est conçue et notamment la définition du prix du marché constitue une incitation importante à

une gestion efficiente de la vente de l'électricité sous obligation d'achat. En particulier, la CRE détermine des modalités de calcul du prix de marché servant de référence à la compensation de l'obligation d'achat par rapport au prix du marché qu'un opérateur rationnel et diligent aurait obtenu pour l'électricité vendue et évite dès lors qu'EDF reçoive une compensation dépassant ses coûts réels et incite également EDF à la performance puisqu'EDF n'est pas compensée pour la totalité de ses coûts si elle vend l'électricité à un prix de marché inférieur. De même s'agissant de la compensation des frais de gestion du contrat d'achat résultant de la vérification des factures, de la gestion des contestations du producteur et du traitement des éventuelles modifications de contrat autorisées, elle sera établie sur base d'une comptabilité appropriée et seulement dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires. La CRE précisera la méthodologie de calcul retenue.

- (141) En outre, les acheteurs obligés sont tenus à des obligations de confidentialité et les informations y relatives sont rendues accessibles aux autres producteurs d'électricité, y compris les prévisions de production en J-1 une heure avant l'heure limite de « fixing » pour le marché spot, ce qui donne de la visibilité aux acteurs de marché. Le reste du groupe EDF n'a donc pas accès aux informations dont dispose EDF OA. Cette confidentialité est assurée par une séparation informatique stricte (voir considérant (21)). Ces dispositifs assurent ainsi un accès égal à l'information entre le reste du Groupe EDF et les autres fournisseurs d'électricité.
- (142) Les obligations de confidentialité, la gestion séparée par EDF OA dans le cadre d'un périmètre d'équilibre séparé de l'électricité sous obligation d'achat, la détermination par la CRE des modalités de calcul du prix de marché servant de référence à la compensation de l'obligation d'achat et incitant à la performance sont par ailleurs à même d'éviter le conflit d'intérêt. Enfin, si le producteur en fait la demande, son contrat peut être géré par un organisme agréé différent d'EDF.
- (143) Enfin, 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 RTE à la maille mensuelle qu'EDF effectue les paiements.
- (144) 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.

3.3.7. Transparence des aides

- (145) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux paragraphes 104 à 106 des Lignes directrices.

3.3.8. Durée de la mesure

- (146) La France s'est engagée à renotifier le régime d'aides après le 31/12/2020. Le régime notifié est donc conforme avec le paragraphe 121 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.

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

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

Par la Commission

Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission