

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 février 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Yann PADOVA et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie le 2 novembre 2015 d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

1. Cadre juridique

Le projet d'arrêté objet du présent avis établit les nouvelles conditions tarifaires applicables aux ISDND équipées d'une installation de production d'électricité. Il prévoit la possibilité pour les exploitants d'ISDND de signer un contrat de complément de rémunération ou d'obligation d'achat en fonction de la puissance de l'installation, à des tarifs différenciés selon que l'installation soit neuve ou qu'elle ait déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien.

1.1 Complément de rémunération

Cadre général

L'article L. 314-20 du code de l'énergie prévoit que « [...] *les conditions du complément de rémunération font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts des installations bénéficiant de cette rémunération. [...]*

Les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'énergie et de l'économie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les conditions du complément de rémunération pour les installations mentionnées à l'article L. 314-18 sont précisées par le décret prévu à l'article L. 314-27».

Un projet de décret pris en application de l'article L. 314-27 du code de l'énergie et modifiant le décret codifié aux articles R. 314-1 à R. 314-23 du code de l'énergie, a été soumis à la CRE pour avis, qui en a délibéré le 9 décembre 2015¹. Bien que ce texte n'ait pas encore été publié, la CRE se fonde sur les dispositions du projet sur lequel elle s'était prononcée.

Installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien

L'article L. 314-19 du code de l'énergie prévoit que « *le décret mentionné à l'article L. 314-27 précise les conditions dans lesquelles certaines installations qui ont bénéficié d'un contrat d'achat au titre de*

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie

l'article L. 121-27, du 1° de l'article L. 311-12 ou de l'article L. 314-1 peuvent bénéficier une seule fois, à la demande de l'exploitant, à l'expiration ou à la rupture du contrat, du complément de rémunération prévu à l'article L. 314-18. La réalisation d'un programme d'investissement est une des conditions à respecter pour pouvoir bénéficier de ce complément, à l'exception des installations pour lesquelles les producteurs souhaitent rompre leur contrat d'achat pour un contrat de complément de rémunération sur la durée restante du contrat d'achat initial et des installations, définies par décret, ayant été amorties et pour lesquelles le niveau des coûts d'exploitation d'une installation performante représentative de la filière est supérieur au niveau de l'ensemble de ses recettes, y compris les aides financières et fiscales auxquelles elle est éligible. Les conditions de rémunération mentionnées à l'article L. 314-20 applicables aux installations mentionnées au présent alinéa tiennent compte de leurs conditions économiques de fonctionnement.».

L'article L. 314-21 du code de l'énergie prévoit que « sous réserve du maintien des contrats en cours, les installations bénéficiant du complément de rémunération au titre de l'article L. 314-18 ne peuvent bénéficier qu'une seule fois du complément de rémunération.

Par dérogation au premier alinéa du présent article, peuvent bénéficier plusieurs fois d'un contrat offrant un complément de rémunération lorsque le niveau des coûts d'une installation performante représentative de la filière est supérieur au niveau de l'ensemble de ses recettes, y compris les aides financières et fiscales auxquelles elle est éligible, tant que ces coûts restent supérieurs à ces recettes:

1° Les installations hydroélectriques, sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement défini par arrêté ;

2° Les installations, définies par décret, ayant été amorties.

Les conditions de rémunération mentionnées à l'article L. 314-20 applicables aux installations mentionnées aux 1° et 2° du présent article tiennent compte de leurs conditions économiques de fonctionnement. »

1.2 Obligation d'achat

Cadre général

L'article L. 314-4 du code de l'énergie prévoit que « les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations mentionnées à l'article L. 314-1, sont précisées par voie réglementaire».

En application de l'article R. 314-18 du code de l'énergie, « des arrêtés des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, pris après avis du Conseil supérieur de l'énergie et après avis de la Commission de régulation de l'énergie, fixent les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat prévue par l'article 10 de la loi du 10 février 2000 susvisée. Ces conditions d'achat précisent notamment :

1° En tant que de besoin, les conditions relatives à la fourniture de l'électricité par le producteur ;

2° Les tarifs d'achat de l'électricité ;

3° La durée du contrat ;

4° Les exigences techniques et financières à satisfaire pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat. Ces exigences peuvent notamment inclure la fourniture de documents attestant de la faisabilité économique du projet, la fourniture d'éléments attestant de l'impact environnemental du projet ainsi que le respect de critères techniques ou architecturaux de réalisation du projet.

À compter de la date à laquelle la Commission de régulation de l'énergie a été saisie d'un projet d'arrêté par les ministres, elle dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis, délai que les ministres peuvent porter à deux mois à la demande de la commission. Passé ce délai, l'avis est réputé donné. L'avis de la Commission de régulation de l'énergie est publié au Journal officiel de la République française en même temps que l'arrêté ».

Installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien

L'article L. 314-2 du code de l'énergie prévoit que « sous réserve du maintien des contrats d'obligation d'achat en cours au 11 août 2004, les installations bénéficiant de l'obligation d'achat au titre de l'article

L. 121-27 ou de l'article L. 314-1 ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat. [...]

Cette disposition ne s'applique pas non plus [...] aux installations, définies par décret, situées sur le territoire métropolitain continental ayant été amorties et pour lesquelles le niveau des coûts d'exploitation d'une installation performante représentative de la filière est supérieur au niveau de l'ensemble de ses recettes, y compris les aides financières et fiscales auxquelles elle est éligible, tant que ces coûts restent supérieurs à ces recettes. Lorsque ces installations demandent à bénéficier une nouvelle fois de l'obligation d'achat, les conditions d'achat mentionnées à l'article L. 314-7 sont adaptées à leurs nouvelles conditions économiques de fonctionnement. »

2. Description du projet d'arrêté

2.1 Conditions de rémunération

2.1.1 Cas général

Complément de rémunération

Les installations de puissance supérieure ou égale à 500 kW bénéficient du complément de rémunération en application des dispositions des articles L. 314-18 à 314-27 du code de l'énergie. Le complément de rémunération (CR) est défini ci-dessous.

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

Formule dans laquelle :

- E_{elec} est l'électricité livrée sur le réseau pendant les heures où le prix est positif ou nul sur la bourse EPEX Spot SE pour la zone France.
- T est le tarif de référence tel que défini au paragraphe 2.2.1.
- 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.
- $P_{gestion}$ est la prime unitaire de gestion. Elle est égale à 2 €/MWh sur l'ensemble de la durée de vie du contrat.
- Nb_{capa} est le nombre normatif de garanties de capacité, défini comme 80 % de la puissance maximale de l'installation.
- $Pref_{capa}$ est le prix de marché de la capacité, défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédent l'année de livraison.

Obligation d'achat

Les installations de puissance strictement inférieure à 500 kW bénéficient de l'obligation d'achat en application de l'article L. 314-1 du code de l'énergie. Le niveau du tarif applicable à ces installations est défini au paragraphe 2.2.1.

2.1.2 Prime pour les heures de prix négatifs

Pendant les heures de prix négatifs, une installation bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération n'est pas rémunérée. Toutefois, au-delà de 70 heures de prix négatifs, une installation n'ayant pas injecté d'électricité sur le réseau pendant ces heures reçoit la prime définie ci-dessous.

$$Prime_{prix\ négatifs} = P \times T \times n_{prix\ négatifs}$$

Formule dans laquelle :

- P est la puissance de l'installation.
- T est le tarif de référence défini au paragraphe 2.2.1.

- $n_{\text{prix négatifs}}$ est le nombre d'heures, au-dessus de 70 heures, pour lesquelles les prix spots ont été strictement négatifs et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'électricité sur le réseau.

2.1.3 Acheteur de dernier recours

Si un producteur bénéficiant d'un contrat complément de rémunération est dans l'impossibilité de contractualiser avec un agrégateur ou en cas de défaillance de celui-ci, il peut bénéficier temporairement d'un contrat d'achat de l'électricité qu'il produit avec l'acheteur de dernier recours désigné par le ministre en charge de l'énergie en application de l'article L. 314-26 du code de l'énergie. Le cas échéant, le producteur perçoit une rémunération de l'électricité livrée sur le réseau à un tarif égal à 80 % du tarif défini au paragraphe 2.2.1.

2.2 Tarif de référence

Le tarif proposé, applicable sur 15 ans, concerne :

- les installations nouvelles ;
- les installations ayant déjà bénéficié d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération en application des articles L. 311-10, L. 314-1 ou L. 314-18 du code de l'énergie.

Sont considérées comme nouvelles des installations dont le ou les casiers² dont est issu le biogaz n'ont jamais été utilisés pour produire de l'électricité dans le cadre d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération.

Le tarif est établi à la date de l'envoi par le producteur au co-contractant³ d'une demande complète de contrat d'achat ou de complément de rémunération. Il est défini par le tableau suivant :

	Puissance électrique maximale de l'installation	Tarif
Installations nouvelles	$P \leq 500 \text{ kW}$	146 €/MWh
	$P \geq 1200 \text{ kW}$	101 €/MWh
Installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien	$P \leq 500 \text{ kW}$	109 €/MWh
	$P \geq 1200 \text{ kW}$	80 €/MWh

Les valeurs intermédiaires sont définies par interpolation linéaire.

À compter du 1^{er} juillet 2016, le tarif baisse de 0,5 % tous les trimestres. Il est par ailleurs indexé selon une formule prenant en compte le coût horaire du travail révisé dans les industries mécaniques et électriques et l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français. La formule est différente pour les installations nouvelles et les installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien.

2.3 Évolution par rapport au tarif en vigueur

La prime à l'efficacité énergétique, prévue par l'arrêté tarifaire actuellement en vigueur pour cette filière⁴, est supprimée par le projet d'arrêté.

² Le casier est défini à l'article 1^{er} de l'arrêté du 9 septembre 1997 relatif aux décharges existantes et aux nouvelles installations de stockage de déchets ménagers et assimilés. Un casier est une subdivision de la zone à exploiter délimitée par une digue périmétrique stable et étanche, hydrauliquement indépendante.

³ Le co-contractant est soit l'acheteur obligé dans le cas d'installations de puissance strictement inférieure à 500 kW soit EDF dans les autres cas.

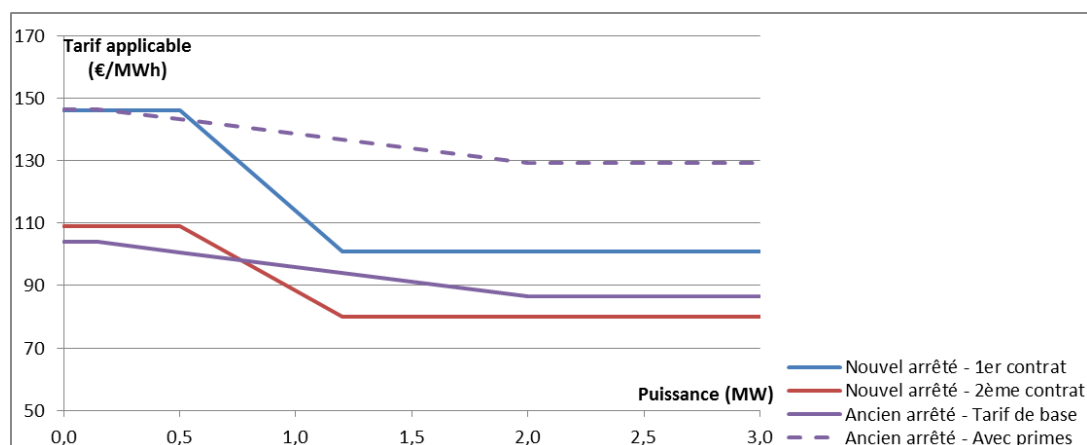
⁴ Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

S'agissant des nouvelles installations de puissance inférieure à 500 kW, le niveau des tarifs prévu par le projet d'arrêté est supérieur à celui du tarif en vigueur incluant la prime à l'efficacité énergétique maximale.

S'agissant des installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien de puissance inférieure à 500 kW, le niveau des tarifs prévu par le projet d'arrêté est supérieur à celui du tarif hors prime de l'arrêté en vigueur.

S'agissant des installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien de puissance supérieure, le niveau des tarifs est légèrement inférieur au tarif de base de l'arrêté en vigueur.

Le graphique ci-après illustre cette situation.



3. Analyse de rentabilité – installations nouvelles

L'article L. 314-20 du code de l'énergie dispose que « le niveau de ce complément de rémunération ne peut conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités ».

L'article L. 314-7 du code de l'énergie dispose que le niveau des tarifs « ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé ».

Afin de vérifier la conformité du présent projet d'arrêté avec les dispositions précitées, la CRE a procédé, au travers de la modélisation de plans d'affaires d'installations qui bénéficieraient du tarif envisagé, à l'évaluation :

- du taux de rentabilité interne avant impôts ;
- du taux de rentabilité interne du capital investi après paiement du service de la dette et après impôts (TRI fonds propres).

La CRE procède ici à une comparaison du TRI projet avant impôt avec un « taux de rémunération de référence » cible de 8 % avant impôts pour des installations de 500 kW, 1 MW, 1,2 MW, 1,5 MW et 2 MW.

3.1 Données utilisées

En application des dispositions de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, la CRE a lancé, en janvier 2014, une analyse des coûts de production de la filière biogaz. Après une première demande demeurée infructueuse, elle a adressé, le 23 mars 2015, un courrier de relance aux ISDND auxquelles il était demandé de fournir le détail des coûts d'investissement et d'exploitation supportés, ainsi que tout document permettant de reconstituer le coût de l'électricité produite. Chacun des postes

de coût déclarés devait être assorti d'éléments justificatifs, notamment les factures, copies de contrat et éléments comptables.

L'incomplétude des éléments transmis par les professionnels sollicités n'a pas permis à la CRE de fonder son analyse de rentabilité sur des coûts objectifs et, à plus forte raison, ne lui a pas permis de vérifier les données déclaratives transmises par la profession au ministère, auxquelles elle a dû recourir pour établir le présent avis.

Dès lors, les hypothèses du calcul de rentabilité explicitées ci-après ont vocation à traduire les conditions technico-économiques de fonctionnement des installations telles qu'elles sont appréhendées par la profession, et auxquelles s'appliquent les réserves énoncées précédemment.

3.2 Hypothèses technico-économiques

Prise en compte de la valorisation de la chaleur résiduelle par cogénération

Le groupe turbo-alternateur d'une ISDND produit de la chaleur résiduelle susceptible d'être valorisée dès lors qu'elle permet de satisfaire, en parallèle, un besoin de chauffage industriel ou résidentiel, et ce moyennant la réalisation d'investissements. Ces derniers ont toutefois vocation à être soutenus par d'autres dispositifs que les tarifs d'achat ou de complément de rémunération, tels que les différents fonds gérés par l'ADEME.

En conséquence, la CRE exclut la valorisation de la chaleur résiduelle du périmètre de l'analyse de rentabilité, ce qui se traduit par :

- le retraitement de l'assiette d'investissements initiale des coûts liés à la mise en œuvre de cette valorisation – les données déclarées au ministère ont été retraitées en ce sens par les producteurs ;
- la non-prise en compte des recettes correspondantes.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement du scénario de référence correspondent à la moyenne des coûts déclarés par la profession sur les gammes de puissance considérées. Ils sont respectivement de l'ordre de 2 300, 1 800, 1 600, 1 400 et 1 200 €/kW pour des installations nouvelles de 500 kW, 1, 1,2, 1,5 et 2,5 MW.

Aucune subvention n'a été déclarée par la profession et n'a donc été intégrée dans le périmètre de l'analyse de rentabilité.

Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation retenus correspondent aux coûts déclarés par la profession, ils sont de l'ordre de 470 €/kW pour les installations de 500 kW et 1 MW et respectivement de 450, 400 et 370 €/kW pour les installations de 1,2, 1,5 et 2,5 MW. Ils incluent en particulier des coûts de gros entretien renouvellement.

Productible

Une ISDND produit de l'électricité de manière continue tout au long de l'année en fonction de la quantité de gaz issue de l'unité amont. L'analyse de rentabilité prend en compte une production électrique de 6000 heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance, valeur fréquemment observée sur le parc des ISDND sous obligation d'achat.

Dispositions fiscales

La CRE a pris en compte les niveaux de taxes déclarés par la profession ainsi que les dispositions de droit commun de l'impôt sur les sociétés, à savoir un taux de 15 % applicable aux 38 120 premiers euros de bénéfice, puis un taux de 33 % au-delà.

Hypothèse de financement

Le TRI fonds propres est calculé à partir d'un financement de l'investissement en recourant pour 80 % à l'endettement à un taux d'emprunt de 4 % sur 12 ans. Cette hypothèse correspond aux valeurs usuelles observées dans le secteur des énergies renouvelables pour un contrat d'une durée de 15 ans.

3.3 Résultats

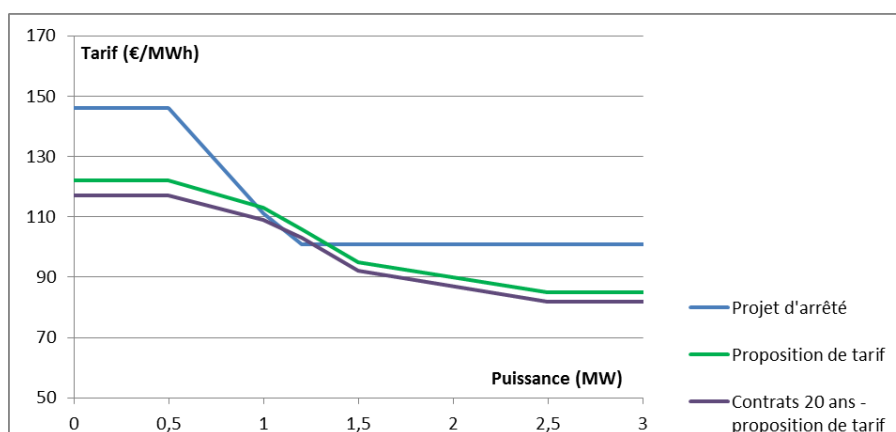
Le tableau suivant présente les rentabilités associées aux tarifs envisagés pour des ISDND avec les hypothèses détaillées au paragraphe 3.2, représentatives des conditions économiques déclarées par la profession.

Puissance installée (MW)	0,5	1	1,2	1,5	2,5
TRI projet avant impôts	16,2 %	7,1 %	5,1 %	11,7 %	18,2 %
TRI fonds propres	36,2 %	11,6 %	6,3 %	22,8 %	40,3 %

Les rentabilités permises par le mécanisme de soutien envisagé sont normales voire faibles pour les installations de 1000 et 1200 kW et peuvent être qualifiées d'excessives voire de très excessives pour les installations de 500 kW, 1500 kW et 2500 kW. Le niveau et la dégressivité des tarifs doivent être revus pour assurer une rentabilité normale aux installations quelle que soit leur puissance.

Par ailleurs, le projet d'arrêté prévoit que le contrat est signé pour une durée de 15 ans. Pour les installations nouvelles, la CRE recommande que la durée du tarif soit portée à 20 ans afin de mieux correspondre à la durée de vie moyenne de l'installation et que le niveau du tarif soit diminué en conséquence pour atteindre le TRI de référence.

Le graphique ci-dessous compare les niveaux de tarif du projet d'arrêté et les niveaux de tarifs permettant, sur la base des informations déclaratives fournies par la profession, d'atteindre le TRI de référence avec un contrat d'une durée de 15 ans et avec un contrat d'une durée de 20 ans.



Puissance (MW)	0,5	1	1,2	1,5	2,5
Tarif - projet d'arrêté (€/MWh)	146	111	101	101	101
Contrat de 15 ans - tarif adapté (€/MWh)	122	113	106	95	85
Contrats de 20 ans - tarif adapté (€/MWh)	117	109	103	92	82

4. Analyse de rentabilité – installations existantes

Les dispositions législatives rappelées au premier paragraphe concernant les installations ayant déjà bénéficié d'un mécanisme de soutien prévoient que seules les installations amorties et pour lesquelles le niveau des coûts d'une installation performante représentative de la filière est supérieur à

l'ensemble des recettes, y compris les aides financières et fiscales auxquelles elle est éligible, peuvent bénéficier d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération. Les conditions de rémunération de ces nouveaux contrats doivent tenir compte de leurs conditions économiques de fonctionnement.

La CRE indiquait dans son avis du 9 décembre 2015 susmentionné que « *les installations qui ont déjà bénéficié d'un contrat d'achat et qui sont par ailleurs en capacité de rester en service à son échéance ont vocation à vendre l'électricité qu'elles produisent sur les marchés de l'électricité plutôt qu'à être maintenues dans un régime de subventions. En effet, les conditions économiques dont elles ont bénéficié dans le cadre de ces contrats leur ont permis, par construction, d'amortir l'investissement initial.*

Il pourrait toutefois s'avérer économiquement pertinent de maintenir un soutien aux installations même amorties pour lesquelles la vente de leur production sur les marchés ne serait pas rentable en raison de coûts d'exploitation supérieurs à leurs recettes, plutôt que de soutenir le développement de nouvelles ».

Pour permettre le maintien en exploitation de ces installations, le niveau de tarif doit couvrir les coûts d'exploitation et les provisions pour la réalisation des opérations de gros entretien renouvellement.

Toutefois, le versement d'un tarif intégrant ces provisions sans engagement de la part de l'exploitant que celles-ci seront utilisées le moment venu et que la centrale sera maintenue en exploitation représente un effet d'aubaine important et pourrait obérer l'atteinte de cet objectif. En conséquence, la CRE propose que le bénéfice d'un tel tarif pour une installation amortie soit conditionné à l'engagement du producteur à exploiter la centrale sur la durée du contrat en atteignant un objectif de productible défini sur la base d'un historique long de productibles annuels de l'installation considérée. En outre, des pénalités dissuasives en cas de non-respect de cet engagement doivent être prévues, notamment le remboursement de l'intégralité des sommes perçues au titre du deuxième contrat si le productible devait être massivement dégradé plusieurs années de suite du fait d'un manque d'investissement.

4.1 Hypothèses technico-économiques

Les hypothèses technico-économiques prises en compte pour l'analyse de rentabilité des installations existantes sont identiques à celles précisées au paragraphe 3.2 à l'exception des coûts d'investissements. En effet, en application des articles L. 314-2, L.314-19 et L.314-21 du code de l'énergie qui visent uniquement des installations amorties, aucun investissement n'a été retenu par la CRE.

La CRE n'ayant pas connaissance de coûts de gros entretien renouvellement (GER) spécifiques à l'exploitation d'une ISDND après 15 ans, elle a retenu ici les provisions pour GER déclarés pour les installations existantes. L'existence avérée de coûts spécifiques pourraient justifier de les prendre en compte.

4.2 Résultats

Le tableau suivant présente les niveaux du tarif de référence du projet d'arrêté et ceux nécessaires pour couvrir les coûts d'exploitation et les provisions pour gros entretien renouvellement déclarés :

Puissance installée (MW)	0,5	1	1,2	1,5	2,5
Tarif de référence – projet d'arrêté (€/MWh)	109	88	80	80	80
Tarif de référence permettant de couvrir les coûts d'exploitation et les provisions pour GER (€/MWh)	80	80	76	68	63

Les niveaux du tarif de référence proposés par le projet d'arrêté permettent aux producteurs des recettes substantiellement supérieures – jusqu'à 38% – aux coûts d'exploitation et de gros entretien renouvellement déclarés par les acteurs de la filière. Ceci demeure le cas pour la plupart des gammes de puissance en majorant les provisions pour GER déclarées de plusieurs points de CAPEX par an.

5. Autres dispositions

5.1 Dégressivité du tarif

La baisse trimestrielle envisagée dans le projet d'arrêté, de 0,5 % du tarif de base à partir du 1^{er} juillet 2016, doit permettre de traduire les effets d'apprentissage et de baisse des coûts de la filière. Toutefois, il devrait lui être préféré un dispositif de tarification dégressive, dimensionné selon des critères représentatifs du rythme de développement des installations.

5.2 Prime de gestion

La prime de gestion a vocation à compenser aux producteurs les coûts qu'ils supportent pour la valorisation de la production et de la capacité de leur installation, lesquels correspondent notamment aux frais d'accès aux marchés (frais de « *trading* »), aux frais de certification de la capacité et au coût d'équilibrage.

Dans le cadre de la commercialisation de leur électricité sur le marché, les producteurs bénéficiant du complément de rémunération doivent désigner un responsable d'équilibre. S'ils peuvent être leur propre responsable d'équilibre, ils peuvent également déléguer cette responsabilité à un agrégateur, qui se charge alors de la commercialisation et de l'équilibrage du périmètre. Dans les pays ayant mis en place un dispositif de soutien sous forme de prime comparable au complément de rémunération, les producteurs ont largement recours à cette seconde option.

Dans le cadre de la valorisation de ses garanties de capacité, un producteur doit désigner un responsable de périmètre de certification, auquel s'appliquera un règlement financier relatif à ses écarts. Cette activité devrait vraisemblablement être prise en charge par des agrégateurs dans le cadre d'une offre intégrée.

Ainsi, la prime de gestion payée au producteur a vocation à rémunérer la prestation réalisée par un agrégateur.

Les frais de *trading* et de certification peuvent être objectivés à partir des grilles tarifaires des opérateurs boursiers et des frais inclus dans les règles du mécanisme de capacité. Les agrégateurs devant s'acquitter des frais fixes de *trading* indépendamment de l'existence du complément de rémunération, ces derniers n'ont pas vocation à être compensés dans la prime de gestion. La CRE retient donc un majorant de 0,1 €/MWh pour ces frais de trading et de certification.

Les écarts constatés sur le périmètre d'un responsable d'équilibre font l'objet d'un règlement financier. Dans le cas d'un portefeuille constitué uniquement d'installations de production, ces écarts correspondent à la différence entre la meilleure prévision de la production de ces installations, au plus près du temps réel, et la production réalisée. Pour limiter le coût de ces écarts, les agrégateurs peuvent donc améliorer la qualité de cette prévision :

- s'agissant des filières commandables, ces écarts peuvent être minimisés par la communication du producteur à l'agrégateur du programme de marche de l'installation ;
- s'agissant des filières fatales, le développement de modèles mathématiques de prévision de la production en fonction des conditions météorologiques (ensoleillement, précipitations, conditions de vent) permet également de limiter ces écarts.

Dans tous les cas, le foisonnement des écarts au sein du portefeuille des agrégateurs – lequel peut inclure des installations qui ne bénéficient pas du complément de rémunération – permet de diminuer leur coût. Afin de les inciter à constituer des portefeuilles d'installation les plus diversifiés possibles, une référence unique doit être retenue pour toutes les filières bénéficiant du complément de rémunération.

Aux fins d'évaluer le coût d'équilibrage à prendre en compte dans la prime de gestion, le coût global des écarts générés par les installations sous obligation d'achat pour EDF OA constitue une première référence. Ce coût est évalué par EDF OA entre 0,5 et 1 €/MWh.

L'estimation des frais liés à la fourniture d'électricité dans le cadre des tarifs réglementés de vente (TRV) constitue une autre référence. Dans son rapport sur les TRV de juillet 2015, la CRE évalue les

coûts supportés par un opérateur alternatif pour fournir son portefeuille de clients, lesquels comprennent notamment une évaluation de coûts des écarts sur un portefeuille soumis à des aléas de thermosensibilité. La CRE a retenu une approche majorante de ces frais, évaluant le coût des écarts à 0,5 €/MWh pour des portefeuilles de clients aux tarifs jaunes et verts et à 1 €/MWh pour des portefeuilles de clients aux tarifs bleus. Elle a toutefois constaté, à l'occasion de cet exercice, que certains fournisseurs particulièrement efficaces étaient en mesure de réduire ces frais de 60 à 70 %.

La CRE considère que la prime de gestion ne doit pas excéder le niveau strictement nécessaire à la couverture des coûts d'un opérateur efficace. Sur le fondement des éléments qui précèdent, elle estime que le montant à intégrer à la prime de gestion au titre des coûts d'équilibrage ne doit pas dépasser 1 €/MWh. En outre, l'agrégateur pourra obtenir des revenus supplémentaires en permettant, pour les installations commandables dont il a la charge de commercialiser l'électricité, (i) d'optimiser la production en vendant mieux que la référence de prix M_0 ou (ii) en les faisant participer au mécanisme d'ajustement. Pour ces motifs, une prime de gestion de 1,1 €/MWh apparaît comme un majorant.

En conséquence, la CRE est défavorable à une prime de gestion de 2 €/MWh.

5.3 Conformité de l'installation aux conditions prévues par le projet d'arrêté

Les articles 4 et 5 du projet d'arrêté prévoient que le producteur adresse une attestation sur l'honneur de conformité de son installation avec les données déclarées au co-contractant.

Cette disposition ne saurait revêtir un caractère pérenne et doit être remplacée par un contrôle effectué par un organisme agréé à la mise en service de l'installation tel que prévu par les dispositions de l'article 104 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte codifiées à l'article L. 314-7-1 du code de l'énergie. Ce contrôle porterait sur la conformité de l'installation aux dispositions de l'arrêté et du contrat d'achat ou de complément de rémunération et à toute autre obligation réglementaire applicable. Les modalités de ce contrôle doivent encore être précisées par un décret en Conseil d'Etat dont la CRE appelle l'adoption dans les meilleurs délais.

Le projet de décret sur lequel la CRE a rendu son avis le 9 décembre 2015 prévoit que le recours à une attestation sur l'honneur ne soit que transitoire, jusqu'en 2018. La CRE considère qu'il est nécessaire (i) de décliner ces dispositions dans l'arrêté objet du présent avis et (ii) de prévoir un contrôle *in situ* des installations dès que les organismes agréés auront été désignés.

5.4 Transmission des données à la CRE

Le point 7 de l'annexe du projet d'arrêté prévoit que le producteur tienne à la disposition de la CRE tous les éléments relatifs aux coûts d'investissement et d'exploitation de son installation. Il conviendrait de compléter cette annexe en y incluant le plan d'affaires et les éléments justifiant des revenus de l'installation. Comme exprimé dans son avis rendu le 9 décembre, la CRE est favorable à ce que les producteurs soient tenus de lui transmettre annuellement et spontanément l'ensemble des coûts et les éléments en justifiant. L'arrêté devrait être clarifié pour préciser cette obligation.

5.5 Contrat d'achat et transmission d'information à l'acheteur obligé

Un périmètre d'équilibre dédié à l'obligation d'achat a été mis en place en juillet 2015. Les coûts des écarts de ce périmètre géré par une entité spécifique d'EDF sont pris en charge par la CSPE sauf « *en cas de dérive significative dans la qualité des prévisions de la production sous OA conduisant à des écarts excessifs au regard des performances attendues de la part d'un responsable d'équilibre efficace, la CRE réduira la compensation du coût des écarts dans le calcul des charges de service public selon les modalités définies à la section 2.3* ».

Afin de minimiser les coûts des écarts relatifs à ce périmètre, la CRE recommande que les producteurs bénéficiant de nouveaux contrats d'achat aient une obligation d'information minimale à l'égard de l'acheteur obligé lui permettant d'améliorer la qualité des prévisions. Le producteur devrait notamment être tenu d'informer l'acheteur obligé, dans les meilleurs délais, de toute indisponibilité fortuite ou programmée de l'installation d'une durée prévisionnelle ou constatée supérieure à 48 h. Pour les installations les plus puissantes, le producteur devrait adresser à l'acheteur obligé un programme prévisionnel de production.

En cas de manquement à ces obligations, le contrat devrait prévoir une pénalité.

6. Avis

Compte tenu des délais d'instruction qui lui étaient impartis pour rendre son avis et de l'absence d'une base de données fiables faute de réponses satisfaisantes des acteurs de la filière à ses sollicitations, la CRE s'est fondée sur des informations issues de déclarations émanant des acteurs de la filière pour réaliser les études de rentabilité et de sensibilité et statuer sur l'éventuel caractère excessif de la rémunération qu'induirait le tarif de référence objet du présent avis.

Pour les nouvelles installations, les niveaux de rentabilité engendrés par le tarif proposé, calculés sur la base des données déclarées par les professionnels de la filière, sont excessifs pour les installations de plus petite et de plus grande puissance, et faibles pour les puissances intermédiaires. La CRE émet en conséquence un avis défavorable et propose une grille tarifaire adaptée.

Pour les installations bénéficiant d'un nouveau contrat, les niveaux de tarif proposés sont en moyenne de 20% supérieurs aux coûts d'exploitation et de gros entretien renouvellement déclarés. La CRE émet un avis défavorable compte tenu d'une part de l'inadéquation du tarif proposé à ces coûts et d'autre part en raison de l'effet d'aubaine qu'engendre un tel dispositif de soutien dans la mesure où il n'est pas conditionné à l'engagement du bénéficiaire au maintien en exploitation de l'installation.

Afin d'accompagner le développement de cette filière de la manière la plus efficace, de pallier le manque d'informations relatives aux coûts de la filière dont disposent les pouvoirs publics pour dimensionner un mécanisme de soutien adapté et ne conduisant pas à une rentabilité excessive, la CRE recommande de recourir à des appels d'offres.

La CRE n'ayant pas été en mesure, dans le temps qui lui a été imparti, de vérifier l'existence d'éventuelles subventions applicables à la filière, les rentabilités présentées dans cet avis s'entendent hors subvention. La CRE souligne l'importance d'une bonne articulation entre les dispositifs de contrats d'achat ou de complément de rémunération et les autres dispositifs de subvention, afin d'éviter que le cumul de ces soutiens n'aboutisse à une rémunération excessive.

La CRE procédera, en application des dispositions de l'article L.134-18 du code de l'énergie, de l'article 36 du projet de décret sur lequel elle a rendu son avis le 9 décembre 2015 et du VII de l'annexe du présent projet d'arrêté, à une analyse détaillée des conditions économiques de fonctionnement des ISDND et notamment des éventuelles subventions dont elles bénéficient. Elle sollicitera à nouveau, pour ce faire, les exploitants des installations en fonctionnement.

Les résultats de cette analyse et les recommandations qui pourraient s'en déduire, feront l'objet d'un rapport public.

La CRE est défavorable au niveau de 2 €/MWh proposé par le projet d'arrêté tarifaire pour la prime de gestion, en tant qu'elle excède le niveau nécessaire à la couverture des coûts d'un opérateur efficace.

Fait à Paris, le 18 février 2016

Pour la Commission de régulation de
l'énergie,
Le Président,

Philippe de LADOUCETTE