

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2013 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Frédéric GONAND, Jean-Christophe LE DUIGOU, et Michel THIOILLIERE, commissaires.

En application de l'article 8 du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie, le 23 novembre 2012, par la ministre chargée de l'écologie, du développement durable et de l'énergie d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production.

A la demande de la CRE, le délai d'instruction du projet d'arrêté a été porté de un à deux mois par la ministre.

### Résumé

Le projet d'arrêté propose un tarif unique pour toutes les zones non-interconnectées (ZNI), indépendamment de leurs spécificités en matière de conditions économiques et de risque cyclonique.

Le projet prévoit que, pour bénéficier du tarif d'achat, les installations doivent n'avoir fait l'objet d'aucune demande de réduction d'impôt au titre d'investissements réalisés outre-mer. Or, l'article L.314-1 du code de l'énergie ne permet pas d'exclure des installations du bénéfice du tarif sur le fondement d'un tel critère.

L'article L.314-7 du code de l'énergie dispose que le niveau du tarif « *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* ».

Pour analyser la rentabilité induite par le tarif envisagé, la CRE a pris en compte les données dont elle disposait sur les coûts des projets dans les ZNI.

La rentabilité induite par le tarif peut être considérée comme acceptable en Guyane et à la Réunion, mais est excessive en Guadeloupe, en Martinique, à Saint-Martin et à Saint-Barthélemy. Cette sur-rémunération est encore plus nette en Corse, qui n'est pas une zone cyclonique et où les coûts d'investissement sont plus faibles. Si l'on tenait compte des avantages fiscaux qui pourraient s'ajouter et accroître la rentabilité, celle-ci deviendrait alors excessive sur l'ensemble des zones.

La CRE émet un avis défavorable au projet d'arrêté et recommande :

- que le dispositif d'évolution du tarif en fonction du volume total des demandes complètes de raccordement déposées depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté soit abandonné ;
- que les conditions de contrôle des prescriptions techniques relatives aux dispositifs de prévision et de lissage de la production et les pénalités en cas de non-respect de celles-ci soient explicitées ;
- que le taux de pénétration maximal des installations visées par le projet d'arrêté soit défini.

## 1. Contexte

En application du 2° et 3° de l'article L.314-1 du code de l'énergie, bénéficiant de l'obligation d'achat les installations de production d'électricité à terre utilisant l'énergie mécanique du vent qui sont situées dans une zone de développement de l'éolien<sup>1</sup> ou qui sont situées dans une zone non interconnectée et dont la puissance installée n'excède pas 12 MW.

L'article L.314-7 du code de l'énergie prévoit que le niveau du tarif « 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 ».

L'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité prévoit en France un objectif de développement de l'éolien terrestre de 10,5 GW au 31 décembre 2012, et de 19 GW au 31 décembre 2020. Concernant les zones non interconnectées, l'arrêté précise : « Les objectifs de mise en service du parc de production électrique, en termes de mix énergétique, sont les suivants :

- le développement des énergies renouvelables non intermittentes et des énergies renouvelables intermittentes accompagnées de dispositifs de stockage de l'électricité ; dans les départements et collectivités d'outre-mer, l'objectif de ce développement est d'atteindre, dès 2020, 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à Mayotte et 50 % au minimum dans les autres collectivités d'outre-mer ;
- le développement des énergies renouvelables intermittentes, telles que l'éolien et le solaire photovoltaïque, jusqu'à la limite d'acceptabilité du réseau telle que fixée par l'arrêté du 23 avril 2008 susvisé »

L'arrêté du 17 novembre 2008 a fixé les tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent en vigueur. Un tarif particulier est prévu pour les installations implantées dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte, fixé à 11 c€/kWh.

Un appel d'offres portant sur le même type d'installation que celles visées par le projet d'arrêté avait été lancé par la ministre chargée de l'énergie fin 2010, à l'issue duquel neuf projets avaient été retenus en février 2012.

## 2. Description du projet d'arrêté

Le tarif proposé est destiné aux installations éoliennes implantées à terre dans une zone non interconnectée au réseau métropolitain (ZNI)<sup>2</sup> et disposant d'un dispositif de prédiction et de lissage de la production d'électricité.

Les installations dans les départements de Guadeloupe, Martinique, La Réunion et dans les collectivités de Saint-Barthélemy et Saint-Martin doivent être équipées de dispositifs anticycloniques permettant notamment d'arrimer au sol les éléments les plus sensibles.

La CRE note que le département de Mayotte ne figure pas dans la liste des territoires pour lesquels s'applique cette spécificité, bien qu'il soit situé en zone cyclonique<sup>3</sup>. Cette exclusion n'est pas justifiée.

Pour bénéficier du tarif, les installations doivent n'avoir fait l'objet d'aucune demande de réduction d'impôt au titre d'investissements réalisés outre-mer.

---

<sup>1</sup> Les installations doivent constituer des unités de production composées d'un nombre de machines électrogènes au moins égal à cinq, à l'exception de celles pour lesquelles une demande de permis de construire a été déposée avant le 14 juillet 2010 et de celles composées d'une machine électrogène de puissance inférieure ou égale à 250 kilowatts et dont la hauteur du mât est inférieure à trente mètres.

<sup>2</sup> Corse, Guyane, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Mayotte, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon, îles bretonnes des Glénan, Ouessant, Molène et Sein.

<sup>3</sup> à titre d'exemple, le dossier départemental des risques majeurs de Mayotte présente le risque cyclonique parmi les risques naturels majeurs.

Le projet d'arrêté prévoit que la durée du contrat d'achat est de quinze ans. Le tableau 1 détaille l'évolution du niveau du tarif applicable pendant la durée du contrat en fonction du niveau de production (exprimé en heures de fonctionnement annuelles, en équivalent pleine puissance).

Les tarifs applicables la première année du contrat sont obtenus en appliquant aux tarifs T1 ci-dessous une dégressivité annuelle de 2 % à compter de 2013.

**Tableau 1 : Tarif envisagé**

Durée annuelle de fonctionnement de référence	Tarif T1 pour les 10 premières années (c€/kWh)	Tarif T2 pour les 5 années suivantes (c€/kWh)
2000 h et moins	24,5	24,5
Entre 2000 et 2400 h	24,5	Interpolation linéaire
2400 h	24,5	15
Entre 2400 et 3200 h	24,5	Interpolation linéaire
3200 h et plus	24,5	5

Le projet d'arrêté prévoit un ajustement du niveau du tarif en fonction de la puissance cumulée de l'ensemble des installations situées en ZNI ayant fait l'objet d'une demande complète de raccordement depuis la date d'entrée en vigueur de l'arrêté. Deux seuils sont fixés, à 40 MW et 70 MW.

**Tableau 2 : Evolution du tarif en fonction du volume des demandes de raccordement**

Durée annuelle de fonctionnement de référence	P cumulée < 40 MW		40 MW < P < 70 MW		P cumulée > 70 MW	
	T1 (c€/kWh)	T2 (c€/kWh)	T1 (c€/kWh)	T2 (c€/kWh)	T1 (c€/kWh)	T2 (c€/kWh)
2000 h et moins	24,5	24,5	23	23	22	22
Entre 2000 et 2400 h	24,5	Interpolation linéaire	23	Interpolation linéaire	22	Interpolation linéaire
2400 h	24,5	15	23	14	22	13
Entre 2400 et 3200 h	24,5	Interpolation linéaire	23	Interpolation linéaire	22	Interpolation linéaire
3200 h et plus	24,5	5	23	5	22	4

Le producteur doit adresser au gestionnaire du réseau auquel il est raccordé un profil de production trois jours à l'avance (J-3), avec correction la veille (J-1). La variation de la puissance injectée par rapport à la prévision J-1 ne doit pas dépasser une certaine part de la puissance maximale de l'installation (25 % la première année, 20 % la deuxième et 15 % les années suivantes). L'écart par rapport à la prévision est géré par un moyen de stockage. Les critères techniques que doivent respecter les dispositifs de prévision et de lissage de la production sont définis en annexe du projet d'arrêté.

### 3. Etat des lieux au 31 décembre 2012 du développement de la filière éolien en ZNI

#### a) Pénétration des énergies renouvelables intermittentes en ZNI

La pénétration d'énergies renouvelables intermittentes (éolien et photovoltaïque) dans les ZNI est présentée dans le tableau 3<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Les taux de pénétration à Mayotte, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon et dans les îles bretonnes sont négligeables et ne sont pas présentés dans ce tableau.

**Tableau 3 : Etat du parc potentiel d'énergie intermittente dans les ZNI au 30 septembre 2012**

Hypothèse de foisonnement de 60%	Corse	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane
Puissance minimale appelée sur le réseau à midi (dimanche et jours fériés)	165	160	150	260	80
<b>Puissances installées en MW à fin septembre 2012</b>					
Installations éoliennes	18,0	26,3	1,1	14,8	0,0
Installations PV	85,0	65,0	59,0	145,0	33,6
Taux de pénétration maximale des ENR intermittentes	37%	34%	24%	37%	25%
<b>Puissances en file d'attente en MW à fin septembre 2012</b>					
Installations éoliennes	12,8	0,1	0,0	0,0	9,0
Installations PV	31,8	23,0	18,0	29,7	16,9
Taux potentiel de pénétration maximale des ENR intermittentes (hyp : réalisation à 100% de la FA)	54%	43%	31%	44%	45%

Source : EDF SEI<sup>5</sup>

L'arrêté du 23 avril 2008 modifié par l'arrêté du 24 novembre 2010 fixe à 30 % le seuil de puissance intermittente acceptable en ZNI. Au-delà de cette limite, le gestionnaire de réseau est en droit de déconnecter les installations de production d'électricité mettant en œuvre de l'énergie intermittente, selon la règle « dernier arrivé en file d'attente, premier déconnecté »<sup>6</sup>. Ce seuil est déjà dépassé en Corse, en Guadeloupe et à la Réunion et en passe de l'être dans les autres zones. Par conséquent, la poursuite du développement des énergies renouvelables intermittentes dans les ZNI nécessite de recourir à des installations intégrant une solution de stockage de l'électricité afin d'éviter de trop nombreuses déconnexions.

Aux termes de l'article 22 bis de l'arrêté du 23 avril 2008, une installation de production intermittente de plus de 100 kVA n'est pas soumise au seuil des 30 % lorsqu'elle est couplée à un dispositif de stockage dont les caractéristiques, en termes de capacité, sont définies dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau. La documentation technique de référence d'EDF SEI en vigueur ne précise cependant pas encore ces caractéristiques.

Le volume des projets d'énergies renouvelables intermittentes avec stockage est donné dans le tableau 4. Ces projets sont issus du mécanisme d'appel d'offres. Les premières mises en service sont attendues pour 2013. A ce jour, rien n'indique cependant que ces installations ne sont pas susceptibles d'être déconnectées par le gestionnaire de réseau, dans la mesure où les prescriptions à respecter en matière de stockage pour sortir du cadre d'application du seuil des 30 % n'ont pas été publiées.

**Tableau 4 : Volume des projets intégrant des solutions de stockage en ZNI**

<b>Projets retenus à l'issue d'un appel d'offres avec solution de stockage en MW</b>					
Appel d'offres éolien avec stockage	6,0	14,0	13,0	24,0	9,0
Appel d'offres solaire avec stockage	17,0	3,0	6,0	19,0	12,0
Taux potentiel de pénétration des ENR intermittentes avec stockage	8%	6%	8%	10%	16%

**b) Situation particulière des ZNI au regard de la loi littoral**

La loi « littoral » prévoit que, s'agissant des communes soumises au champ d'application de cette législation, les extensions d'urbanisation doivent être réalisées en continuité avec les agglomérations et villages existants (art. L. 146-4 du code de l'urbanisme).

<sup>5</sup> EDF Systèmes Electriques Insulaires, gestionnaire de réseau en ZNI à l'exception de Mayotte.

<sup>6</sup> Cette règle est précisée dans la documentation technique de référence d'EDF SEI.

Or, la construction d'éoliennes est considérée comme une extension de l'urbanisation (au sens du I de l'article L.146-4 du code de l'urbanisme). Par ailleurs, la loi « Grenelle 2 » impose que les éoliennes de plus de cinquante mètres soient éloignées de plus de cinq cents mètres des constructions à usage d'habitation, des immeubles habités et des zones destinées à l'habitation. Il résulte de l'application combinée de ces textes l'impossibilité pour les autorités préfectorales de délivrer des permis de construire pour des éoliennes situées dans le périmètre des communes considérées.

L'incompatibilité entre ces deux dispositions prend une dimension forte dans les ZNI où beaucoup de projets concernent des espaces relevant de la loi « littoral ». Elle avait déjà été relevée par la CRE dans le cadre de l'appel d'offres clos début 2012 portant sur des installations éoliennes terrestres de production d'électricité dans ces zones.

#### **4. Analyse des tarifs envisagés**

##### **a) Mécanismes de défiscalisation applicables**

Le projet d'arrêté précise que, pour bénéficier du tarif d'achat, les installations ne doivent avoir fait l'objet d'aucune demande de réduction d'impôt au titre des investissements réalisés outre-mer.

Cette restriction n'est pas conforme à l'article L.314-1 du code de l'énergie, qui énonce limitativement les conditions que doivent remplir les installations éoliennes implantées dans les ZNI pour bénéficier de l'obligation d'achat.

##### **b) Etude de rentabilité**

L'article L.314-7 du code de l'énergie prévoit que le niveau du tarif « *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* ».

La CRE a évalué le taux de rentabilité interne du capital investi avant impôts (TRI avant impôts) induit par le tarif envisagé, en considérant des hypothèses hautes et basses de coût d'investissement, respectivement égales à 90 % et 110 % de la valeur moyenne attribuée à chaque zone, et des hypothèses hautes et basses de production électrique.

Les données de coût d'investissement utilisées proviennent des dossiers de candidature à l'appel d'offres portant sur des installations éoliennes terrestres de production d'électricité en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à La Réunion, à Saint-Barthélemy et à Saint-Martin, qui ont été déposés en mai 2011. Elles ont été actualisées afin de tenir compte de l'évolution du prix des éoliennes entre le premier semestre 2011 et le deuxième semestre 2012.

La durée de vie des installations est prise égale à 20 ans. La production des 15 premières années est rémunérée au tarif d'achat et celle des cinq années suivantes au prix de marché (hausse des prix de marché prise égale à 3% par an).

Les prélèvements fiscaux pris en compte sont l'IFER<sup>7</sup> et la taxe d'aménagement<sup>8</sup>.

Les ressources en vent n'étant pas les mêmes dans chacune des zones concernées par le projet d'arrêté, l'analyse de rentabilité a été menée pour chaque zone autour de la durée de fonctionnement annuelle moyenne estimée dans les dossiers de l'appel d'offres précité.

---

<sup>7</sup> En application de l'article 1519 D du CGI, l'IFER s'applique, notamment, aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent dont la puissance électrique installée est supérieure ou égale à 100 kilowatts. L'imposition est forfaitaire à hauteur de 7 €/ kW de puissance installée au 1er janvier de l'année d'imposition.

<sup>8</sup> Introduite par l'article 28 de la loi de finances rectificative pour 2010, la taxe d'aménagement concerne tout projet soumis à un régime d'autorisation d'urbanisme depuis le 1er mars 2012. Une composante spécifique de l'assiette d'imposition est prévue pour les installations éoliennes : elle est égale à 3000€ par éolienne, dès lors qu'elles relèvent du permis de construire (hauteur supérieure à 12 mètres). Cette valeur correspond à une base sur laquelle s'applique un taux d'imposition décidé dans les secteurs concernés compris entre 1 et 20 %. Un taux moyen de 10 % a été appliqué.

Les taux de rentabilité interne ont été calculés pour des projets ne bénéficiant pas de réduction d'impôt au titre des investissements outre-mer, conformément aux prescriptions du projet d'arrêté.

Pour chaque zone pour laquelle la CRE dispose de données de coûts, le tableau 5 présente les rentabilités économiques induites par les tarifs envisagés. Les valeurs minimales et maximales de rentabilité indiquées traduisent les valeurs obtenues respectivement pour des projets avec un coût d'investissement par kilowatt installé élevé et une ressource de vent plus faible que la moyenne (cas défavorable) et pour des projets avec un coût d'investissement par kilowatt installé faible et une ressource de vent plus forte que la moyenne (cas favorable).

**Tableau 5 : TRI projet avant impôts**

Zone		Durée de fonctionnement moyenne (h/an)	TRI projet avant impôts
Zones cycloniques	Guadeloupe	2200	[10,9 ; 17,3]
	Martinique	2300	[11,9 ; 18,8]
	Réunion	1900	[7,7 ; 14,2]
	Saint-Martin & Saint-Barthélemy	2800	[14,3; 22,5]
Autres ZNI	Guyane	2100	[6,3; 11,8]
	Corse	2200	[22,4; 31,7]

Le tarif envisagé induit une rentabilité excessive en Guadeloupe, en Martinique, à Saint-Martin et à Saint-Barthélemy. Cette sur-rémunération est encore plus nette en Corse, qui n'est pas une zone cyclonique et où les coûts d'investissement sont plus faibles. La rentabilité induite est en revanche acceptable pour les installations situées en Guyane et à la Réunion.

Si l'on tenait compte des avantages fiscaux qui pourraient s'ajouter et accroître la rentabilité, celle-ci deviendrait alors excessive sur l'ensemble des zones.

Le prix d'achat moyen pondéré des projets retenus à l'issue de l'appel d'offres lancé en 2010 s'établit à 16,7 c€/kWh, à comparer au tarif de 24,5 c€/kWh envisagé par le projet d'arrêté.

#### **c) Date de référence prise pour la détermination du tarif**

Le projet d'arrêté prévoit que la date de demande complète de contrat d'achat par le producteur détermine les tarifs applicables à une installation. Cependant, pour tous les arrêtés tarifaires publiés depuis janvier 2010, la référence prise pour déterminer le tarif applicable est la date de demande complète de raccordement.

La CRE suggère que la date de demande complète de raccordement soit prise comme référence dans le projet d'arrêté, afin de garantir une cohérence entre les arrêtés tarifaires et, par conséquent, de simplifier la gestion de l'obligation d'achat par EDF SEI.

#### **d) Evolution des tarifs**

Le projet d'arrêté prévoit une évolution de la grille tarifaire en fonction de la puissance cumulée des installations ayant fait l'objet d'une demande complète de raccordement.

Or, le projet d'arrêté prévoit déjà une dégressivité annuelle du tarif de 2 % par an qui permet d'ajuster le niveau du tarif aux gains de productivité réalisés par l'industrie éolienne. Un dispositif supplémentaire de baisse du tarif en fonction du volume des demandes complètes de raccordement ne se justifie donc pas d'un point de vue économique.

Par ailleurs, tel que ce dispositif est conçu, un porteur de projet ne connaîtra pas, *a priori*, le tarif dont pourra bénéficier son projet, ni la date à laquelle ce tarif est susceptible d'évoluer puisqu'il ne connaîtra pas en temps réel l'état d'avancement des demandes de raccordement<sup>9</sup>. Ce dispositif risque donc de créer un frein au développement des installations, dans la mesure où il entrave la bonne connaissance des acteurs des conditions économiques.

Enfin, ce dispositif n'est pas cohérent avec le reste du projet d'arrêté (dans l'hypothèse où la recommandation formulée au point c) ne serait pas suivie), dans la mesure où celui-ci dispose que les tarifs applicables à une installation sont déterminés par la date de demande complète de contrat d'achat, alors que c'est la date de demande complète de raccordement qui détermine l'ajustement de la grille tarifaire.

Par conséquent, la CRE recommande que ce dispositif soit abandonné.

Si cette évolution de la grille était conservée, les modalités de suivi des demandes de raccordement devraient être précisées. Il serait impératif de définir l'organisation et la périodicité de la transmission des données de demandes de raccordement par les gestionnaires de réseau de chaque ZNI, ainsi que l'organisme en charge de l'application de ce mécanisme de révision du tarif.

## 5. Intégration au réseau

### a) *Spécifications techniques du projet d'arrêté et contrôles*

Le projet d'arrêté définit en annexe les conditions d'injection sur le réseau que doivent respecter les installations visées. Celles-ci concernent la variation de la puissance injectée par rapport à la prévision communiquée en *J-1* au gestionnaire de réseau, mais également la participation à la tenue en fréquence et en tension du réseau.

La CRE considère que le projet d'arrêté manque de précision sur les performances effectivement attendues et peut donner lieu à des interprétations différentes entre producteurs et gestionnaires de réseau, notamment pour ce qui concerne la réserve primaire de fréquence. La rédaction des spécifications en matière de régulation de tension pourrait également être clarifiée.

De plus, les conditions de contrôle du respect de ces critères ne sont pas définies par le projet d'arrêté. En particulier, il n'est pas prévu de pénalité<sup>10</sup> – financière ou autre – en cas de non-respect de ces critères. Dans ces conditions, les prescriptions techniques explicitées en annexe ne sont pas contraignantes pour le producteur et ne permettent pas de garantir au gestionnaire de réseau une meilleure flexibilité par rapport à des installations de production d'électricité d'origine renouvelable intermittente ne disposant pas de dispositif de prévision et de lissage de la production.

La CRE recommande donc de définir clairement les conditions de contrôle du respect des spécifications techniques du projet d'arrêté. La CRE souligne, en outre, le besoin de définition des pénalités s'appliquant en cas de leur non-respect.

### b) *Seuil de pénétration des installations visées par le projet d'arrêté*

L'arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension, ou en moyenne tension, d'une installation de production d'énergie électrique, fixe à 30 % le seuil de puissance intermittente acceptable dans une zone du territoire non-interconnectée au réseau métropolitain continental. Cet arrêté précise, en outre, qu'une installation de production de plus de 100 kVA mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire n'est pas soumise au seuil des 30 % lorsqu'elle dispose d'un stockage de l'énergie électrique dont les caractéristiques, en termes de capacité, sont définies dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau. A ce jour, la documentation technique de référence d'EDF SEI ne précise pas ces caractéristiques.

---

<sup>9</sup> Contrairement au mécanisme d'ajustement périodique du tarif pour les installations photovoltaïques par exemple, dans lequel un porteur de projet sait qu'il se verra appliquer le tarif en vigueur au trimestre en cours, et sait à l'avance quand ce tarif sera révisé.

<sup>10</sup> Contrairement à ce qui était prévu lors de l'appel d'offres de 2010, dont le cahier des charges prévoyait explicitement les pénalités financières s'appliquant en cas de non-respect des prescriptions techniques.

Toutefois, l'analyse des conditions d'injection précisées en annexe du projet d'arrêté laisse penser que, même si les contraintes sur la prévision de puissance injectée offrent plus de flexibilité au gestionnaire de réseau, elles ne permettent pas de dépasser largement le seuil des 30 % sans que n'augmente sensiblement en parallèle le risque de délestages réguliers d'une partie de la consommation.

La CRE note que l'arrêté du 23 avril 2008 prévoit la fixation d'un unique seuil à 30 %. Or, il serait davantage adapté de permettre l'adoption de différents seuils qui dépendraient des caractéristiques du moyen de stockage utilisé.

La CRE recommande donc que l'arrêté du 23 avril 2008 soit mis à jour afin d'autoriser la documentation technique de référence du gestionnaire de réseaux à définir de nouveaux seuils supérieurs à 30 %, en fonction des caractéristiques du stockage dont dispose l'installation.

## 6. Avis

La CRE émet un avis défavorable au projet d'arrêté qui lui a été soumis, pour les raisons suivantes :

- la restriction du bénéfice du tarif d'achat aux installations qui n'ont fait l'objet d'aucune demande de réduction d'impôt au titre des investissements réalisés outre-mer n'est pas conforme à l'article L. 314-1 du code de l'énergie ;
- au regard de l'exigence de rémunération normale posée par l'article L. 314-7 du code de l'énergie, le tarif envisagé induit une rentabilité acceptable en Guyane et à la Réunion, mais excessive en Guadeloupe, en Martinique, à Saint-Martin et à Saint-Barthélemy. Cette sur-rémunération est encore plus nette en Corse, qui n'est pas une zone cyclonique et où les coûts d'investissement sont plus faibles.

Fait à Paris, le 23 janvier 2013

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

Philippe de LADOUCKETTE