



Peyraud, le 07 janvier 2014

Commission européenne

State aid greffe

1049 Bruxelles

Par email : stateaidgreffe@ec.europa.eu

Cas SA.36511

I - INTRODUCTION

1. L'association Vent de Colère – Fédération nationale (ci-après l'« Association ») souhaite compléter par le présent document et les données jointes la plainte introduite du 31 juillet 2013 qui fait l'objet d'un dossier aide d'Etat sous la référence SA.36511.
2. Outre l'interdiction des aides d'Etat, l'Association maintient que la production éolienne industrielle d'électricité ne contribue pas aux objectifs des politiques européennes de l'énergie, de l'environnement et du climat. Sur ces questions, l'Association souhaite poursuivre ses discussions avec les services compétents des institutions européennes.
3. Le présent document fait suite à la demande d'information de la Commission sur le régime de prix d'achat et le fait que le prix d'achat entraîne une surcompensation au bénéfice des producteurs éoliens par lettre du 19 novembre 2013 (ref. B2 NM/DB/ad D*2013/112955), ci-après la Lettre du 19 novembre 2013, complétée par la lettre du 13 décembre 2013 (ref. B2 NM/DB/ad D*2013/126013).

4. La plainte de l'Association vise le régime d'achat obligatoire à prix garanti et indexé dont bénéficie la production électrique d'origine éolienne en France sur base de la loi 2000-108 du 10 février 2000¹ (ci-après le « Régime de soutien »). Les articles 5 et 10 de la loi 2000-108² prévoyant les conditions du tarif d'achat ont été mis en œuvre par arrêtés ministériels successifs dits arrêtés « tarifaires » en 2001, 2006 puis 2008. Le tarif garanti actuellement en vigueur repose sur l'arrêté tarifaire du 17 novembre 2008³ (joint en Annexe 1).
5. L'objectif de l'Association est de protéger de l'implantation des éoliennes industrielles l'environnement et les espaces non-encore urbanisés en ce compris la qualité de vie, la protection des paysages et le principe de consultation du public au sens de la législation européenne pertinente et tels que ces principes ont été reconnus par la Cour de justice (voir par exemple les arrêts du 21 juillet 2011, *Azienda Agro-Zootecnica Franchini sarl*, C-2/10 et du 16 février 2012, *Marie-Noëlle Solvay e.a.*, C-182/10).
6. L'Association considère que le soutien à l'éolien industriel est une politique dont l'inanité est maintenant démontrée par les faits. De plus, il existe des énergies renouvelables continues ou régulières dont les coûts d'exploitation et les émissions induites de CO2 sont moindres, la pertinence pour la sécurité énergétique équivalente et la compatibilité avec les autres sources d'énergie manifestement plus adaptée. En outre, la stabilité et la capacité du réseau électrique reste une question ouverte. Tout comme le montant des investissements nécessaires, les coûts liés au soutien financier et l'ampleur des émissions de CO2 induites par l'intermittence.
7. Enfin, l'Association considère que le développement de l'énergie renouvelable doit obligatoirement être envisagé dans un contexte local, en particulier, la création d'emplois durables. De ce point de vue, non seulement les promesses des opérateurs éoliens n'ont pas été réalisées mais l'effet d'aubaine souligne tant le caractère excessif

¹ Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (JORF n°35 du 11 février 2000, p. 2143), telle que modifiée et aujourd'hui intégrée au code de l'énergie.

² Aujourd'hui, respectivement, les articles L121-6 à L121-31 et L314-1 à L314-8 du code de l'énergie.

³ Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent (JORF n° 0290 du 13 décembre 2008, p. 19032) tel que complété par l'arrêté du 23 décembre 2008 (JORF n° 0302 du 28 décembre 2008, p. 20310, rectifié au JORF n° 0303 du 30 décembre 2008, p.20408).

des prix adoptés que l'absence de stratégie à long terme des opérateurs. De plus l'impact négatif des infrastructures éoliennes sur les activités du tourisme et la valeur des biens immobiliers est prouvée.

8. Outre la présente plainte, l'Association a également introduit en 2009 un recours en annulation de l'arrêté tarifaire devant le Conseil d'Etat français. Dans le contexte de cette procédure une question préjudicielle concernant l'interprétation de la définition d'aide d'Etat a été posée (affaire C-262/12) pour laquelle la Cour de justice a rendu son arrêt le 19 décembre 2013.
9. Les informations fournies dans le présent document concernent plus particulièrement les règles applicables aux installations éoliennes terrestres de plus de 12 MW en France métropolitaine (les dispositions applicables aux autres situations dont les départements et territoires d'outre-mer sont semblables dans leurs principes). L'Association réserve ses commentaires, positions ou informations concernant d'autres questions et aspects de la plainte.
10. La Commission se réfère à l'encadrement communautaire pour la protection de l'environnement du 1^{er} avril 2008 (l' « Encadrement communautaire ») dont le point 109 permet les aides au fonctionnement pour la production d'énergie renouvelable « *à condition qu'il n'y ait pas de surcompensation* ». L'Encadrement communautaire prévoit notamment que « *pour compenser la différence entre le coût de production de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables, y compris l'amortissement des investissements supplémentaires pour la protection de l'environnement, et le prix de marché du type d'énergie en cause. Cette aide au fonctionnement peut être accordée jusqu'à ce que l'installation ait été complètement amortie selon les règles comptables ordinaires. L'énergie supplémentaire produite par l'installation en cause ne pourra bénéficier d'aucun soutien.* » (point 109, Option 1 a) seconde et troisième phrase).
11. La demande d'information envoyée à l'Association vise également à obtenir la preuve « *que le tarif de rachat de 8,2 cts/kWh serait plus élevé que les coûts de production de l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne* », et, en particulier, « *que les coûts de production de l'unité de production type (éolienne ayant 2 000 heures équivalent*

pleine puissance) serait inférieur à 8,2 cts/kWh en tenant compte des coûts d'investissement, des coûts d'exploitation et d'un rendement raisonnable du capital». La lettre du 13 décembre 2013 précise toutefois « notre courrier du 19 novembre visait seulement à demander à l'Association Vent de Colère les informations qu'elle avait indiquée déjà détenir sur la question de la surcompensation ».

12. L'Association considère, avec respect, que la question de la surcompensation est indissociable de l'examen du Régime de soutien dans son ensemble et qu'elles doivent être envisagées conjointement.
13. Du point de vue de la référence évoquée de « 2 000 heures équivalent pleine puissance », l'Association considère qu'un tel critère ne tient pas compte de la diversité des régimes de vents entre les régions et entre les sites et ne peut donc constituer un point de référence valable. Au contraire, seuls les critères et conditions établis par la Commission dans ses décisions pertinentes concernant les autres Etats membres permettent de déterminer, pour chaque installation éolienne, l'existence et le niveau de surcompensation.
14. La contribution de l'Association est donc présentée selon trois perspectives complémentaires : les conditions applicables et l'évaluation existante du Régime de soutien (II), les caractéristiques de l'obligation d'achat (III) et les coûts et profits des opérateurs bénéficiant de l'obligation d'achat (IV).

II – CONDITIONS APPLICABLES ET EVALUATION EXISTANTE

15. Outre l'Encadrement communautaire, la Commission a précisé à l'occasion de nombreuses décisions en matière d'aides d'Etat quels étaient les critères et garanties applicables aux régimes nationaux de soutien aux énergies renouvelables (II-A). Par ailleurs, les difficultés soulevées par le Régime de soutien sont manifestes et ont été identifiées dès l'origine (II-B). Enfin, l'article 108 3. dernière phrase TFUE oblige la Commission à examiner la compatibilité des aides illégales avec le marché intérieur (II-C).

II-A Décisions existantes de la Commission

16. Les décisions concernant les régimes nationaux de soutien aux énergies renouvelables (ci-après les « Décisions » ou les « Décisions de la Commission ») démontrent qu'au-delà des particularités de chaque régime de soutien, la Commission a retenu des critères précis et concordants à leur égard dans le but, d'une part d'encadrer de telles mesures dans des limites pré-déterminées et d'autre part de s'assurer que les surcompensations éventuelles soient effectivement constatées et corrigées.
17. Il s'agit notamment des décisions suivantes :
- a. Décision du 28 janvier 2009 dans le cas C 43/02 concernant le fonds de compensation du marché de l'électricité au **Luxembourg** (JOUE L 159 du 20 juin 2009, p.11) ;
 - b. Décision du 2 juillet 2009 (JOUE C 247, 15 octobre 2009, p.2) dans le cas N 143/2009 sur le schéma d'aide d'incitation à la production commerciale à grande échelle d'électricité d'origine éolienne, solaire et biomasse à **Chypre**.
 - c. Décision du 11 septembre 2007 (JOUE C 298, 11 décembre 2007, p.7) sur la prolongation de la décision dans le dossier PL 10/2004 concernant l'aide horizontale aux investissements dans les sources d'énergies renouvelables en **Pologne**.
 - d. Décision du 23 octobre 2009 dans le cas N 354/2009 concernant le soutien à la production d'énergie renouvelable en **Slovénie** (JOUE C 285, 26 novembre 2009, p.2) modifiant la Décision du 24 avril 2007 dans le cas C 7/2005 (JOUE L 219 du 24 août 2007, p. 9) ;
 - e. Décision du 22 juillet 2009 (JOUE C 217, 11 septembre 2009, p.12) succédant (pour ce qui concerne le soutien aux producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable) à la décision du 4 juillet 2006 dans les cas NN 162/2003 et N 317/2006 concernant la loi sur l'électricité verte en **Autriche** (JOUE C 221, 14 septembre 2006, p.8) ;
 - f. Décision du 21 décembre 2007 dans le cas N 478/2007 (JOUE C 39, 13 février 2008, p.3) concernant les **Pays-Bas**, prolongeant la Décision du 19 mars 2003 dans les cas N 707/2002 et N 708/2002 (JOUE C 148, 25 juin 2003, p. 12) et la

décision du 20 novembre 2012 dans le cas SA.34742 (JOUE C 1, 04 janvier 2013, p.11);

- g. Décisions du 10 mars 2009 (JOUE C 143, 24 juin 2009, p.6) dans le cas N 354/2008 concernant le régime de soutien et la décision du 13 mars 2008 (JOUE C 149, 14 juin 2008, p.2) concernant la non-application aux équipements éoliens du taux d'amortissement de droit commun au **Danemark** et modifiant la décision du 9 novembre 2005 dans le cas N 602/2004 (JOUE C 21, 28 janvier 2006, p.6) et la décision d'ouverture d'une procédure formelle d'examen du 05 juin 2013 dans les cas SA.32184 et SA.32669 (JOUE C 230, 08 août 2013, p.23);
- h. Décision du 12 janvier 201[2] dans le cas SA.31236 concernant le régime de soutien en **Irlande** (JOUE C 312, 16 octobre 2012, p.5) faisant suite notamment au régime approuvé par la décision du 25 septembre 2007 dans le cas N 571/2006 (JOUE C 311, 21 décembre 2007, p.3), lui-même précédé d'autres mesures de soutien ;
- i. Décision du 13 juillet 2011 dans le cas SA.33134 concernant les certificats verts pour la promotion de la production d'électricité d'origine renouvelable en **Roumanie** (JOUE C 244, 23 août 2011, p.2) ; et
- j. Décision du 28 novembre 2001 dans le cas N 504/2000, concernant le **Royaume-Uni** (JOUE C 30, 02 février 2002, p.15) telle que modifiée par la suite.

18. Un examen de ces Décisions indique que la Commission a considéré que les obligations d'achat financées par la perception de contributions parafiscales comparables au Régime de soutien constituaient des aides d'Etat.

19. Plus précisément, la Commission a systématiquement soumis l'approbation des schémas de soutien nationaux en question à plusieurs conditions cumulatives précisément définies:

- a. Calcul des prix de soutien par référence aux coûts additionnels de la production à partir de l'énergie renouvelable et au prix du marché.

- b. Les tarifs de soutien ne dépassent pas les coûts de production additionnels, éventuellement confirmés par le recours à des procédures d'appel d'offres.
- c. Les mesures de soutien sont limitées dans la durée, la quantité et/ou le volume du soutien et notamment ne vont pas au-delà de la durée d'amortissement des équipements (selon les règles d'amortissement de droit commun).
- d. La prise en compte du cumul du mécanisme de soutien avec d'autres aides ou revenus, y compris les sources additionnelles de revenus tels que les titres de garanties d'origine ou certificats verts afin que ceux-ci soient pris en compte ou déduits dans le calcul du prix de soutien.
- e. Enfin, la mise en œuvre des régimes de soutien approuvés par la Commission fait l'objet d'une surveillance et d'un ajustement régulier (le plus souvent selon un rythme annuel) pour tenir compte de l'évolution des prix du marché et adapter en conséquence le niveau de soutien aux producteurs d'électricité d'origine éolienne, y compris en prévoyant la suspension du soutien en cas de hausse de prix du marché ou un plancher d'intervention en cas de baisse de prix du marché.

20. La Commission a déjà été interrogée par un membre du Parlement européen sur certains aspects du Régime de soutien. Elle a indiqué, d'une part, qu'elle n'avait reçu aucune notification de « *mesure relative aux contrats d'obligation d'achat relatifs à l'électricité d'origine renouvelable* » et, d'autre part, que le cas échéant, de tels prix d'achat ne doivent pas dépasser « *la différence entre le coût de production de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelable, y compris l'amortissement des investissements supplémentaires pour la protection de l'environnement, et le prix du marché du type d'énergie en cause. Cette aide au fonctionnement peut être accordée jusqu'à ce que l'installation ait été complètement amortie.* »⁴

⁴ Réponse de la Commission du 19 mai 2011 (JOUE C 309 E, 21 octobre 2011) à la question parlementaire du 05 avril 2011 E-003273/2011.

21. Dans les Décisions citées, l'absence ou même l'incertitude quant à l'existence de l'un ou plusieurs des critères requis a conduit la Commission à ouvrir une enquête approfondie ou, à tout le moins, à adopter une décision motivée.
22. Le Régime de soutien est présenté et analysé au regard de ces cinq critères aux points III-A à III-E ci-dessous.

II-B Les analyses du régulateur national et de la Cour des comptes française

23. Le risque de surcompensation, les difficultés de financement et l'effet d'aubaine induits par le Régime de soutien ont été identifiés et analysés dès l'origine.
24. Le régulateur national (la Commission de régulation de l'énergie ou « CRE ») a rendu successivement trois avis motivés défavorables aux arrêtés tarifaires mettant en oeuvre le Régime de soutien, les 05 juin 2001, 29 juin 2006 et 30 octobre 2008 (jointes en Annexes 2, 3 et 4). Dès 2001, la CRE déclarait:
« V. En raison de ses caractéristiques, ce dispositif doit être conforme à la réglementation des aides d'Etat et notifié à la Commission européenne en vue de son approbation préalable à toute entrée en vigueur. A défaut, les autorités communautaires pourraient être amenées à demander aux producteurs qui en auraient bénéficié le remboursement des aides versées » (p.5).
25. La CRE a également souligné *« la nécessité d'adapter le rythme et les objectifs de développement de la filière à la capacité d'acceptation locale et recommande, pour cette filière, le recours exclusif aux appels d'offres »*. Il convient également d'ajouter que les installations éoliennes ayant précédé le Régime de soutien (introduit en 2001) avaient fait l'objet de procédures d'appel d'offres.
26. Le financement de la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) – la taxe parafiscale mise en oeuvre pour financer, entre autres, les charges résultant de l'obligation d'achat – a dès l'origine posé des difficultés importantes. L'impasse financière créée par la différence entre les recettes insuffisantes de la CSPE et les charges croissantes résultant de l'obligation d'achat a été financée par l'entreprise

EDF. Par la suite, le Gouvernement a dû intervenir au mois de janvier 2013 pour garantir à EDF le paiement échelonné d'un arriéré de CSPE de 4,9 milliards d'euro (voir communiqué de presse joint en Annexe 5).⁵ Cette intervention correspond à la prescription de la loi française selon laquelle « [l]es charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées » (article 5 I de la loi 2000-108, aujourd'hui l'article L121-6 du code de l'énergie).

27. La Cour des comptes française a également examiné le Régime de soutien dans le cadre d'un rapport sur la CSPE (joint en Annexe 6)⁶. Une des deux recommandations principales de la Cour des comptes porte sur le dispositif d'obligation d'achat des énergies renouvelables (p. 83 et 84 du rapport). La Cour y souligne notamment que l'incitation à produire est déconnectée de la valeur de production. La Cour fait référence aux systèmes de primes ajustées au prix de marché en remplacement du tarif d'achat ainsi qu'à la possibilité de vendre l'énergie renouvelable directement sur le marché avec maintien d'un acheteur obligé.

28. Les autorités françaises se préparent actuellement à l'annulation de l'arrêté tarifaire du 17 novembre 2008 pouvant résulter du recours devant le Conseil d'Etat français. Le Gouvernement français a annoncé la préparation d'un nouveau régime de soutien à la production d'électricité d'origine éolienne. Le Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a publiquement précisé au mois d'avril 2013 que des discussions de pré-notification étaient en cours⁷, puis en juillet 2013, que la notification du projet de nouveau soutien au régime de l'éolien terrestre serait effectuée (communiqué joint en Annexe 7)⁸. Finalement le gouvernement a publié en novembre 2013 un livre blanc⁹ et lancé le 12 décembre 2013 une consultation

⁵ Communiqué de presse du Ministère de l'économie et des finances et du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 14 janvier 2013.

⁶ Rapport de la Cour des comptes, La contribution au service public de l'électricité, juin 2012.

⁷ Réponse du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie (Journal officiel du Sénat du 25 avril 2013, page 1335) en réponse aux questions écrites n° 05119 et 05708, accessibles à <http://www.senat.fr/quesdom.html>.

⁸ Communiqué de presse de M. Philippe Martin, Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie du 11 juillet 2013.

⁹ Livre blanc sur le financement de la transition énergétique, novembre 2013, accessible ici http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Livre_blanc_sur_le_financement_de_la_transition_ecologique.pdf

publique sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat¹⁰.

29. De ce point de vue, la consultation publique engagée soulève une question particulière en ce qu'elle annonce que « [b]ien entendu, le Gouvernement ne reviendra pas sur les contrats signés, ni sur les actions déjà engagées, dont la sécurisation juridique des actuels dispositifs ». Or la Cour de justice a indiqué, en substance, qu'il ne pouvait y avoir d'attente légitime des parties intéressées (point 41 de l'arrêt du 19 décembre 2013 dans l'affaire C-262/12, voir également les conclusions de l'Avocat général dans la même affaire, point 71).
30. Enfin, le Président de la République française a constaté que le financement public des énergies renouvelables avait entraîné « *des effets d'aubaine, des gâchis de deniers publics et des comportements spéculatifs* » (discours du 20 septembre 2013, p.18, joint en Annexe 8).

II-C Obligation d'examen d'une aide illégale

31. Dans son arrêt du 19 décembre 2013 (affaire C-262/12), la Cour de justice a décidé que le Régime de soutien constituait une intervention au moyen de ressources d'Etat. Le Conseil d'Etat français avait indiqué explicitement dans sa décision de renvoi que les trois autres critères de la définition d'aide d'Etat étaient satisfaits.
32. Dans le cadre de la procédure préjudicielle, la Commission a d'ailleurs pris position sur la seule notion de « *ressources d'Etat* », en considérant que cette condition était satisfaite, et en notant que les autres éléments de la définition d'aide d'Etat étaient établis, ce qui correspond également à ses décisions citées en partie II.
33. La lecture combinée de l'arrêt de la Cour de justice et de la décision de renvoi du Conseil d'Etat confirme que le Régime de soutien constitue une aide d'Etat illégale.

¹⁰ Document de consultation sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat, accessible à <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Philippe-MARTIN-lance-une.html>

34. L'Association se réfère au règlement de procédure (Règlement 659/99 concernant l'application de l'article 108 TFUE tel qu'amendé) prévoyant l'obligation pour la Commission d'ouvrir une phase préliminaire d'examen lorsqu'elle reçoit des informations concernant une aide illégale afin notamment d'évaluer sa compatibilité avec le marché intérieur (Article 10 1.).
35. La Cour a souligné dans son arrêt du 19 décembre 2013, « *quant à la condition de bonne foi des milieux intéressés, que le gouvernement français ne pouvait méconnaître l'interdiction de mise à exécution, prévue à l'article 108, paragraphe 3, TFUE, d'une mesure d'aide et les conséquences juridiques qu'entraîne l'absence de notification de la mesure en cause* » (point 41).
36. La Cour a également précisé que les effets de son arrêt « *remontent à la date de l'entrée en vigueur de la règle interprétée* » et qu' « *il n'y a pas lieu de limiter dans le temps les effets du présent arrêt* » (points 43 et 44 respectivement). Toutefois, du point de vue de l'examen de la Commission, le retour dans le temps doit concerner l'ensemble de la période d'application du Régime de soutien, c'est à dire à partir du premier arrêté tarifaire adopté en 2001¹¹.
37. Vues les circonstances, l'Association estime, dans le respect des compétences de la Commission, qu'il existe des doutes sérieux sur la compatibilité du Régime de soutien avec le marché intérieur ce qui devrait conduire à l'ouverture d'une procédure d'examen formel. L'Association reste à la disposition de la Commission pour compléter les présentes informations autant que de besoin.

III. CARACTERISTIQUES DE L'OBLIGATION D'ACHAT

III-A. Prix d'achat garanti, indexé et sans référence au prix du marché

(i) Détermination du prix d'achat

¹¹ Arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000, JORF n°143 du 22 juin 2001, p. 9889.

38. Il est important de clarifier que le prix d'achat garanti se situe à 91,15 EUR /MWh depuis le 1^{er} janvier 2014¹². Le prix d'achat a été indexé chaque année depuis 2001, constamment à la hausse.
39. La formule d'indexation et la définition des index pertinents est reprise à l'Arrêté du 17 novembre 2008 qui indique également que « *la date de demande complète de contrat d'achat par le producteur détermine les tarifs applicables à une installation*» (article 3).
40. Le prix d'achat est fixe pendant les dix premières années du contrat d'achat quelle que soit la production électrique sans plafond ni au regard du volume de production ou du nombre d'heures de production par année (voir annexe de l'Arrêté tarifaire du 17 novembre 2008)¹³.
41. Pour les cinq dernières années du contrat d'achat, le tarif est dégressif par palliers mais seulement pour la production au-delà de 2 400 h (idem). Le tarif dégressif repose en partie sur un calcul par interpolation pour lequel les données ne sont pas disponibles ce qui ne permet pas de connaître les prix d'achat effectifs.

(ii) Indexation du prix d'achat

42. Le prix d'achat est indexé au 1^{er} janvier de chaque année en référence à deux indices :
- ICHTTS, représentatif du « *coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques* » d'une part ;
 - PPEI, représentatif du « *prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français)*» d'autre part.

Cette indexation est opérée, à deux niveaux :

¹² Voir Annexe I, p. 5, de la délibération de la CRE du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014 accessible à : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe-2014>

¹³ A l'origine, le prix d'achat était fixe pendant les cinq premières années et modulé pendant les dix années suivantes. Le calendrier actuel de dix années à prix fixe et cinq années à prix dégressif a été modifié par l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006.

- tant pour **actualiser** le tarif de départ de tout nouveau contrat, par un coefficient « K » tenant compte des variations des 2 indices susdits à parts égales (et sans terme fixe)
- que pour **réviser** le tarif courant de tout contrat (antérieur ou postérieur à l'arrêté), par un coefficient « L » tenant compte des variations des 2 indices susdits (40% pour ICHTTS et 20% pour PPEI), mais avec un abattement, via un terme fixe de 40%.

43. Dans son analyse de l'indexation, la CRE souligne que « [l]es modalités d'indexation (coefficients K et L censés refléter les conditions d'évolution des coûts des projets) sont très favorables aux producteurs ». La CRE note qu'« au cours des cinq dernières années [2001-2005], le coefficient K a augmenté, en moyenne, de 2,7 % par an, très au-delà de l'inflation et encore davantage du prix des biens d'équipement sur le marché français ». La CRE ajoute également que « [l]e coefficient L détermine l'évolution du tarif d'une année sur l'autre au cours des 15 ans de contrat. Il doit donc refléter l'évolution des charges d'exploitation. Or, la part fixe de ce coefficient ne représente que 40 %, valeur très inférieure à la part des coûts fixes dans le coût de production de l'électricité éolienne, de l'ordre de 75 % » (avis de la CRE du 29 juin 2006, paragraphe IV.2.3.).

44. Le tableau suivant récapitule les six dernières valeurs du coût d'achat (d'après les informations de la CRE), moyenne pondérée de l'ensemble des achats concernés pour l'année considérée (donc tenant compte des tarifs dont bénéficient, de facto, les producteurs éoliens, les effets de dégressivité et d'indexation inclus) :

2014 (prévision)	91,15 €/MWh
2013 (prévision)	88,58 €/MWh
2012 (constat)	87,41 €/MWh
2011 (constat)	86,36 €/MWh
2010 (constat)	84,12 €/MWh
2009 (constat)	84,74 €/MWh

(iii) Structure du prix d'achat

45. La structure exacte du prix d'achat n'est pas connue. Mais trois de ses composants sont définis par la loi. Tout d'abord le prix d'achat est calculé en « *prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs [c'est à dire EDF et les autres distributeurs]* » (article L314-7 du code de l'énergie - précédemment article 10 de la loi 2000-108).
46. Ensuite, le prix d'achat obligatoire peut comprendre une « *prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article L121-1*¹⁴ » (idem).
47. La loi ajoute enfin que « *le niveau de cette prime 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* ». (idem)
48. Dans ses avis successifs, la CRE a examiné les éléments pris en compte et a conduit sa propre analyse de manière détaillée (voir en particulier l'avis du 30 octobre 2008, partie III : Evaluation du cout évité par l'éolien).
49. Une telle structure de prix d'achat, outre qu'elle n'a pas la précision voulue, contrevient au point 107 de l'Encadrement communautaire et aux Décisions de la Commission.

(iv) Notion de « rémunération normale des capitaux »

¹⁴ Article L121-1

Le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national.

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

50. Il faut souligner que le principe de *rémunération normale des capitaux* a été introduit dans la loi 2000-108 en 2005¹⁵ pour, précisément, tenter de remédier aux carences du Régime de soutien. Cette limitation n'a fait l'objet d'aucune mise en œuvre effective. L'Association considère au contraire que les arrêtés tarifaires de 2006 et de 2008 contreviennent à ce principe.

(v) Absence de référence au prix du marché

51. Il ressort de la loi 2000-108 que le prix de marché de l'électricité n'a aucune part dans la structure, le calcul ou l'indexation du prix d'achat introduit par le Régime de soutien.

III-B Coûts de production du secteur éolien

52. Comme on l'a vu, la loi 2000-108 ne fait pas référence aux coûts de production des opérateurs éoliens pour le calcul du prix d'achat.

53. En l'absence de toute référence explicite, ou au moins vérifiable, tant au prix de marché (voir ci-dessus) qu'aux coûts de production, il n'existe pas de moyen de conduire de manière certaine l'analyse à laquelle procède la Commission dans toutes les situations comparables (telle que présentée par exemple dans la décision du 2 juillet 2009 (N143/2009) points 55 à 58).

54. A titre d'information, la CRE avait néanmoins examiné les coûts des producteurs éoliens de manière à pouvoir estimer la rentabilité des projets au regard du critère de « *rémunération normale des capitaux* ». Elle avait relevé que les valeurs communiquées « *par les différents acteurs se situent entre 838 EUR/kW et 1 143 EUR/kW et les coûts de fonctionnement annuels entre 2 et 3,5% des coûts d'investissement* » (Avis du 05 juin 2001, p. 8). La CRE avait ensuite indiqué que « *pour les éoliennes implantées à terre, les valeurs de coûts retenues sont issues des*

¹⁵ Article 36 de la loi 2005-781 du 13 juillet 2005 (JORF n° 163 du 14 juillet 2005, p. 11570).

contributions soumises par les participants au groupe de travail mis en place par la DIDEME pour élaborer les nouveaux tarifs. Des hypothèses hautes et basses de coûts sont considérées pour prendre la mesure de l'étendue des points de vue sur cette question.» (avis de la CRE du 29 juin 2006, partie IV. Point 2.3.).

III-C. Absence de plafonds quantitatifs et amortissement dérogatoire

(i) Absence de plafonds quantifiés limitant le champ des contrats d'achat

55. Le Régime de soutien ne prévoit aucune limitation ou modulation additionnelle basée sur une capacité nominale maximale, la performance des installations, les prix du marché de l'électricité ou la réduction des coûts qui auraient pour effet d'ajuster ou de suspendre le prix d'achat avant le terme du contrat d'achat.

56. De telles limitations ont été par exemple prévues par référence à une production annuelle déterminée (voir par exemple la décision du 2 juillet 2009 (N 143/2009), points 17 et 62, plafond de soutien en fonction de la production annuelle, révisable tous les quatre ans) ou par la désignation d'une capacité de génération maximale pouvant bénéficier de la mesure de soutien (décision du 12 janvier 2012 (SA.31236), point 13).

(ii) Amortissement dérogatoire des équipements éoliens

57. L'article 39 AB du Code général des impôts prévoit :

« Les matériels destinés à économiser l'énergie et les équipements de production d'énergies renouvelables qui figurent sur une liste établie par arrêté conjoint du ministre du budget et du ministre de l'industrie, acquis ou fabriqués avant le 1er janvier 2011 peuvent faire l'objet d'un amortissement exceptionnel sur douze mois à compter de leur mise en service. »¹⁶

58. La CRE a relevé que l' « hypothèse retenue en 2006 d'un amortissement fiscal dérogatoire de l'investissement la première année, prévu à l'article 39AB du Code

¹⁶ La liste des matériels visés a été introduite à l'article 02 de l'annexe 4 du Code général des impôts et comprend les équipements éoliens.

général des impôts (CGI), a été maintenue, compte tenu de l'adoption d'un amendement au projet de loi de finances pour 2009 visant à prolonger cet avantage jusqu'en 2013. » (Avis du 30 octobre 2008, partie IV Rentabilité des projets, point 2. Hypothèses).

59. De ce point de vue, la CRE avait également précisé dans ses estimations de rentabilité que « [I]’hypothèse fiscale retenue est celle d’un amortissement exceptionnel de l’investissement la première année, avec report en avant du déficit fiscal ainsi généré. Elle influe favorablement sur la rentabilité. Le scénario de remontée des déficits à la maison mère n’a pas été envisagé, car la majorité des industriels actifs en France ne disposent pas de cette possibilité, compte tenu de la composition de leur actionnariat. Un tel scénario tendrait, cependant, à relever encore davantage la rentabilité. » (Avis du 29 juin 2006, point 2). En pratique, il est évident que le mécanisme de remonté des déficits à la maison mère est systématiquement utilisé par certains investisseurs dont les filiales ont des comptes structurellement déficitaires.

60. Outre le point 109 a) de l’Encadrement communautaire, la Commission a déjà constaté la pertinence et l’impact des conditions et de la durée d’amortissement sur les la rentabilités des investissements éoliens (voir notamment la décision du 13 mars 2008 dans le cas N 394/2007).

III-D Cumul du Régime de soutien avec d’autres aides ou revenus

61. Les règles et la pratique en France concernant la prise en compte de revenus autres que l’obligation d’achat ne sont pas claires. Il convient d’envisager tout d’abord les avantages fiscaux (i), puis la vente des titres délivrés et reconnus sur base des standards RECS puis EECS (ii).

(i) avantages fiscaux et locaux

62. Le nombre et le périmètre des aides pouvant se cumuler avec le prix d’achat est difficile à déterminer. Cependant l’existence de ces aides additionnelles ne semble pas faire de doute.

63. Outre l'amortissement dérogatoire cité plus haut et la défiscalisation des investissements dans les énergies renouvelables (du point de vue de l'imposition sur le revenu et de l'imposition sur la fortune), la CRE indique les hypothèses fiscales suivantes, s'agissant de la taxe professionnelle :

« La valeur locative de l'investissement servant d'assiette à son établissement est diminuée de moitié, conformément aux dispositions de l'article 1518A du CGI. Si cette taxe devait être supprimée, comme cela a été annoncé le 23 octobre 2008 par le Président de la République pour les investissements engagés avant le 1er janvier 2010, ou si l'exploitant bénéficie d'une diminution de 100% de la valeur locative de son investissement par délibération de la collectivité territoriale dans les formes prévues au dernier alinéa de l'article 1518A du CGI, la rentabilité se trouverait augmentée d'environ 0,5%. » (Avis du 30 octobre 2008, partie IV Rentabilité des projets, point 2. Hypothèses).

(ii) La disposition de « certificats » au profit des opérateurs éoliens

a) Existence d'une source de revenus additionnels non prise en compte

64. Outre les revenus du Régime soutien, les producteurs d'électricité d'origine éolienne établis en France ont pu obtenir et vendre des « *certificats verts* », ci-après les « Titres vendables » ou les « Titres ».

65. L'accès des producteurs éoliens situés en France à ces Titres vendables a été possible à partir de décembre 2002 par l'intermédiaire d'Observ'ER, une association sans but lucratif. Observ'ER est également membre fondateur de l'AIB (Association of Issuing Bodies AISBL) qui a mis en place une plateforme européenne d'émission et d'enregistrement de titres conformes au RECS (Renewable Energy Certificate System), et permettant la traçabilité de la production d'électricité d'origine renouvelable. A partir de 2011, le RECS, y compris Observ'ER, a intégré le EECS (European Energy Certificate System) (voir lettre jointe en Annex 9).

66. La Commission a déjà eu l'occasion d'insister sur l'importance d'une reconnaissance mutuelle des preuves (garanties d'origine) de la provenance de l'électricité d'une énergie renouvelable dans les échanges entre Etats membres (voir décision du 15 juillet 2001 (JOCE C 330, 24 novembre 2001, p.3). Cette décision a été relevée dans les conclusions de l'avocat général dans les affaires en cours (C-204/12 à C-208/12, points 61 et 114). Dans ses conclusions, l'Avocat général a également souligné la complexité et les questions que soulèvent la confusion possible entre certificats verts et garanties d'origine (points 112 à 114 des conclusions et références citées).

67. Peu d'informations chiffrées sur les volumes ou les montants des ventes de Titres sont disponibles. Il est néanmoins incontestable que les producteurs éoliens en France ont eu la possibilité d'obtenir, sur base de la production d'électricité soumise au contrat d'obligation d'achat, des Titres dont ils ont tiré des revenus. Le site internet d'Observ'ER indique qu'à la fin 2011, 181 centrales éoliennes participaient aux activités d'Observ'ER, représentant une capacité de 1 642, 625 MW et environ 40% des opérateurs inscrits à la plateforme (voir document joint en Annex 10). D'après les chiffres d'Observ'ER, plus de 25 millions de Titres avaient été émis fin 2011.

68. L'émission et la vente des Titres émis selon les standards RECS puis EECS a été possible jusqu'en 2012¹⁷. Un Titre vendable correspondait à 1MWh d'électricité d'origine renouvelable. Le prix des Titres vendables était déterminé par la loi de l'offre et de la demande.

b) Emission et vente des Titres en parallèle à l'obligation d'achat

69. D'après un document émanant d'Observ'ER¹⁸, le bénéfice de l'obligation d'achat et la vente parallèle des Titres sont compatibles (voir note jointe en Annexe 11, pp. 4 et 5). Le même document précise que les certificats EECS délivrés par Observ'ER

¹⁷ De ce point de vue, il faut préciser qu'Observ'ER n'émet plus de certificats EECS depuis fin 2012 et qu'Observ'ER a quitté l'Association AIB à cette date.

L'entreprise Powernext a été désignée par les autorités françaises en tant qu'opérateur chargé des certificats d'origine à partir du 1^{er} mai 2013 et pour une durée de cinq années (arrêté du 19 décembre 2012 désignant l'organisme en charge de la délivrance, du transfert, et de l'annulation des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et par cogénération (JORF du 15 janvier 2013). Powernext est également devenu le membre français de l'Association AIB depuis le 15 juillet 2013.

¹⁸ Observ'ER est également présentée comme l'« Institut français de certification de l'énergie d'origine renouvelable » pour les besoins de l'EECS.

permettent une « *traçabilité complète du producteur au consommateur* » mais ne sont pas « *liés* » aux garanties d'origine (résultant des articles 3 6) de la directive 2003/54 sur le marché intérieur de l'électricité et des articles 2 j) et 15 de la directive 2009/28 sur la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables).

70. Dans un premier temps, le décret 2001-410¹⁹ disposait que l'acheteur d'électricité renouvelable était « *détenteur de l'énergie achetée ainsi que des droits qui lui sont attachés* » (article 4 alinéa 2). En conséquence, certains contrats d'obligation d'achat semblaient prévoir qu'EDF ou les autres distributeurs devenaient propriétaires du droit aux Titres. Toutefois, le 21 mai 2003, le Conseil d'Etat a annulé cette disposition du fait notamment que la loi n'avait pas prévu que « *des droits seraient attachés à cette électricité* » ni que la nature de ces droits soit définie, et qu'ainsi le pouvoir réglementaire avait excédé ses compétences en adoptant cette disposition²⁰.

71. Suite à cette annulation (avec effet rétroactif), l'ensemble des producteurs éoliens en France a pu, sans restriction, obtenir et vendre des Titres émis par Observ'ER. La vente des Titres qui sont directement liés à la production électrique faisant l'objet de l'obligation d'achat, a constitué un revenu additionnel au bénéfice des producteurs éolien.

c) Prise en compte de ce type de revenus par la Commission

72. Pour les besoins de la présente plainte et à ce stade, l'Association veut essentiellement attirer l'attention de la Commission sur l'existence incontestable d'une source de revenus additionnels au titre de la production électrique bénéficiant précisément du Régime de soutien. L'Association souligne que le revenu dérivé des Titres vendus par les producteurs d'électricité d'origine éolienne n'est ni mesuré, ni a fortiori pris en compte dans le calcul ou le suivi de l'obligation d'achat.

73. La Commission a pourtant explicitement pris en compte les revenus provenant de la vente de Titres et leur variation dans le temps du point de vue du risque de

¹⁹ Décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat (JORF n° du 12 mai 2001), tel que modifié.

²⁰ Conseil d'Etat, 21 mai 2003, Electricité Autonome France, n°235836, ECLI:FR:CESSR:2003:235836.20030521.

surcompensation (voir par exemple décision du 20 novembre 2012 (SA.34742), point 44).

III-E. Absence de suivi et de correction du prix d'achat

74. La loi française prévoit que « *les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées au I de l'article 5* ». (Article L314-7 du code de l'énergie).
75. Outre le fait que cette définition ne fait pas référence aux coûts de production éoliens ou au prix du marché, la révision périodique prévue par la loi n'a pas été utilisée.
76. Le Régime de soutien introduit par l'arrêté du 8 juin 2001²¹ est resté inchangé jusqu'à son abrogation par l'arrêté du 10 juillet 2006²². Suite à l'annulation de l'arrêté du 10 juillet 2006 par le Conseil d'Etat, l'arrêté du 17 novembre 2008 précité et actuellement en vigueur a été adopté et n'a fait l'objet d'aucune modification depuis. Aucune des modifications intervenues depuis 2001 n'a eu pour objet ou pour effet de réaliser une « *révision périodique* » au sens de la loi 2000-108 ou des Décisions de la Commission.
77. Bien au contraire, les arrêtés tarifaires du 10 juillet 2006 et du 17 novembre 2008 ont supprimé certains facteurs d'ajustement des prix d'achat à la baisse contenus dans l'arrêté du 8 juin 2001, par exemple : d'une part la décote au-delà du 1500^{ème} MW installé (à partir de 2006) et d'autre part l'indice de dégressivité contenu dans la formule de calcul d'indexation, initialement prévu à -3,3%/an a été réduit à -2%/an, à compter de 2008²³.

²¹ Arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 (JORF n° 143 du 22 juin 2001, p. 9889).

²² Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 (JORF n° 171 du 26 juillet 2006, p. 11131).

²³ De ce point de vue l'avis de la CRE du 29 juin 2006 (concernant le projet d'arrêté adopté le 10 juillet 2006) notait que « *la dégressivité de 3,3% par an est remplacée par une dégressivité de 2% par an, qui ne s'appliquera qu'à compter de 2008. Toutes choses égales par ailleurs, cette modification du coefficient de dégressivité se traduit par une majoration supplémentaire du tarif envisagé, en comparaison des conditions d'achat précédemment en vigueur, de 3% en 2007, 12% en 2012 et de 19% en 2017* ».

78. Il convient de rappeler que les avis successifs de la CRE (cités plus haut) avaient identifié et analysé les risques de surcompensation. La CRE observait notamment que: « [l]’ensemble des données qui précèdent conduit la CRE à considérer que le tarif proposé est trop élevé si on le compare aux coûts de la filière éolienne. Dans les conditions de financement et de marché actuelles, même dans l’hypothèse de coûts la plus défavorable, un tarif diminué d’au moins 6 % pour les installations fonctionnant 2 400 h/an (soit 5 €/MWh durant les dix premières années) et de 10 % pour les installations fonctionnant 2 600 h/an suffirait à rémunérer les investisseurs. » (Avis du 29 juin 2006, conclusion sur la rentabilité des éoliennes terrestres, point 2.1.1.).
79. L’absence de tout mécanisme de transparence permettant le suivi et l’ajustement régulier du Régime de soutien est en contradiction directe avec les critères appliqués sur ce point par la Commission dans ses décisions (voir par exemple la décision du 13 juillet 2011 (SA.33134) points 69 et 70 et la décision du 12 janvier 2012 (SA.31236), points 30, 31 et 33).
80. En conclusion, tant le caractère discrétionnaire du pouvoir de révision que la carence continue des autorités nationales contreviennent aux conditions de surveillance et d’ajustement retenues dans les Décisions de la Commission.

IV – COUTS ET PROFITS DES OPERATEURS

IV-A Accès aux informations pertinentes

81. L’accès public à des données utiles et fiables sur les investissements, les coûts de production et les retours sur investissement est limité de nombreuses manières. Toutefois, la plupart de ces restrictions ne concernent pas la Commission dans le cadre de ses pouvoirs d’enquête.
82. Tout d’abord, les données des entreprises sont protégées par les règles de droit commun concernant les secrets d’affaire ce qui rend inaccessibles les informations pertinentes auprès des entreprises directement concernées.

83. Ensuite, les données détaillées concernant les coûts de production utilisées par la CRE dans ses avis sont également inaccessibles au public. En revanche, les autorités françaises peuvent en disposer et, par conséquent, la Commission pourrait y avoir accès.
84. Enfin, la réglementation française a été modifiée de manière à rendre confidentielles l'ensemble des données financières et de production relatives aux contrats individuels d'achat résultant du Régime de soutien (voir Article 1^{er} 3^o et 4^o du décret 2001-630).²⁴
85. En l'absence d'informations sur les quantités ou les prix pour chaque contrat d'achat, la seule option ouverte à l'Association est une estimation globale et *a posteriori* sur base des calculs de la CRE repris dans ses délibérations annuelles concernant la CSPE. Les estimations définitives ne peuvent être confirmées qu'avec deux années de retard.
86. A titre d'exemple, l'annexe 1 de la délibération du 09 octobre 2013²⁵ comporte un « *Tableau 1.3 : quantités d'électricité et coûts d'achat prévisionnels pour 2014 (hors ZNI)* » (p. 6) où l'on trouve le « *coût d'achat unitaire* » de chaque énergie bénéficiaire de l'obligation d'achat. Parallèlement, avec deux années de retard, les chiffres effectifs peuvent être établis en différenciant les quantités déclarées à la CRE (tableau 2.4) et celles retenues par la CRE (tableau 2.5) (annexe 2 de la délibération de la CRE du 09 octobre 2013, p. 10 et 11)²⁶.
87. Les autorités françaises peuvent néanmoins avoir accès aux données collectées dans le cadre de leur mission de service public par EDF et les autres distributeurs. De ce point de vue, EDF et les autres distributeurs sont soumis par l'Article L111-84 du Code l'énergie (auparavant article 25 de la loi 2000-108) à l'obligation de tenir des comptes séparés prévue par la Directive 80/723²⁷. Cette directive prévoit notamment que les

²⁴ Décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles 16 et 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (JORF 165 du 19 juillet 2001 page 11592), tel que modifié.

²⁵ Op. cit., accessible à <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe-2014>

²⁶ Annexe 2 de la délibération de la CRE du 9 octobre 2013 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2014 accessible à : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe-2014>

²⁷ Directive de la Commission du 25 juin 1980 relative à la transparence financière dans certaines entreprises, (JOCE L 195 du 29 juillet 1980, p. 35), telle que modifiée.

comptes séparés doivent indiquer « a) les produits et les charges associés aux différentes activités ; b) le détail de la méthode d'imputation ou de répartition des produits et des charges entre les différentes activités » (Article 2 2. d). L'accès à ces données permettrait de déterminer précisément les montants versés à tous les producteurs bénéficiant du prix d'achat garanti.

88. Ceci étant dit, l'Association considère que les données présentées ci-dessous aux points IV-B et IV-C, lus ensemble avec les développements de la partie III ci-dessus, montrent au-delà du doute raisonnable l'existence d'une surcompensation. En tout état de cause, les données des points IV-B et IV-C confirment les risques identifiés dès l'origine du Régime de soutien.

IV-B. Coûts de production constatés

89. Les données publiques disponibles sur les coûts d'exploitation des équipements éoliens sont limitées et peu fiables. Comme l'a souligné la Commission, les différences importantes entre les prix de soutien « *ranging from 30 EUR/MWh in Slovakia to 110 EUR/MWh in the UK (...) are not justified by the differences in generation costs* » (Communication de la Commission, Aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (COM (2005) 627), p. 28 et 29).

90. D'après ce même document, les coûts de production éolienne (minimum to average) constatés en France semblent tout de même limités à 50-65 EUR/MWh (tableau 4, p. 29 de la Communication). Ceci confirme d'ailleurs les constatations de la CRE selon laquelle les coûts de production éoliens estimés sont sensiblement inférieurs au prix d'achat (voir références au point III-B).

IV-C. Rentabilité des investissements

(i) Analyses de la CRE

91. Sur base de ses analyses des coûts d'investissement et de fonctionnement, la CRE a indiqué que le prix d'achat garanti conduisait à une rentabilité des fonds propres après impôts de l'ordre de 10 à 32 % en fonction du nombre d'heures de fonctionnement, tout en précisant que des sites bien ventés (au-delà de 2 600 heures) offraient un retour sur investissement de plus de 20% (Avis du 05 juin 2001, p. 9). Il faut souligner que la CRE basait ses estimations sur une structure financière avec 30% de fonds propres.
92. Elle a précisé par la suite que « [l]e tarif proposé est très supérieur aux estimations de coûts de revient de la filière. Son augmentation a plus que compensé l'augmentation des coûts intervenue depuis 2001, sous l'effet de la demande mondiale entretenue par la généralisation des dispositifs de soutien et de la spéculation foncière pour l'appropriation des sites les plus favorables. Ce tarif s'ajoute à des dispositifs fiscaux très favorables. Il en résulte une rentabilité très importante, de l'ordre de 20 à 40 % par an, après impôts, garantie sur 15 ans, pour des sites moyennement ventés ». (Avis du 29 juin 2006, partie VI Avis de la CRE).
93. Sur cette base la conclusion était explicite: « la Commission de régulation de l'énergie considère que le tarif proposé, qui s'ajoute à l'ensemble des dispositifs fiscaux en vigueur, représente un soutien disproportionné à la filière éolienne au regard du bénéfice attendu. Compte tenu des conditions de marché, il occasionne, pour les investisseurs, une rentabilité très supérieure à ce qui serait nécessaire pour susciter l'investissement dans ces moyens de production et représente un moyen très coûteux pour la collectivité d'atteindre les objectifs de développement assignés par la loi du 13 juillet 2005. » (Idem)
94. Dans le même Avis, la CRE retenait une hypothèse de financement avec 80% de dettes (au lieu de 70% en 2001) (Avis du 29 juin 2006, partie IV, point 1.2.).
95. En 2008, la CRE a confirmé son analyse en concluant que « bien que dégradée en comparaison de la situation constatée en 2006, la rentabilité des projets reste, dans la plupart des cas, très satisfaisante. Elle est même jugée manifestement excessive pour les installations implantées en France continentale fonctionnant 2400 h/an ou plus (en équivalent pleine puissance) [...]» (Avis du 30 octobre 2008, partie VI Conclusions).

(ii) Rentabilités observées en pratique

96. Les données disponibles permettant d'établir des comparaisons sont les comptes des sociétés exploitantes accessibles au public. Les exemples recueillis sont contrastés et se répartissent en deux catégories distinctes : d'une part des entreprises dont les comptes reflètent une rentabilité importante et régulière, et d'autre part des entreprises dont les comptes ne permettent pas d'analyse approfondie, soit qu'ils ne fassent pas apparaître les coûts d'investissement (comptabilisés par d'autres sociétés du même groupe), soit que les coûts d'investissement aient été artificiellement gonflés au départ pour permettre aux promoteurs d'afficher immédiatement des bénéfices (et de revendre à des investisseurs défiscalisés).
97. D'après l'Association, ces deux catégories sont, en fait, deux aspects (un visible, l'autre caché) d'une même réalité : celle du surpaiement de la production éolienne en France.
98. Les entreprises pour lesquelles la rentabilité peut être déterminée indiquent une rentabilité élevée voire très élevée. Il s'agit par exemple des entreprises Villesque, Salles Curan et Beausemblant (dont les bilans sont joints en Annexes 12, 13 et 14) présentant des taux de rentabilité sur capitaux propres de respectivement 138%, 697% et 17% sur la période 2010-2012.
99. Ces niveaux de rentabilité contrastent particulièrement avec les taux de retour sur investissement ou de rendement interne des capitaux propres de 9% à 13% après impôts retenus dans les décisions de la Commission (voir par exemple décision du 2 juillet 2009 (N 143/2009) points 67 à 70 et les décisions citées ainsi que la décision du 20 novembre 2012 (SA.34742), point 42).
100. Les raisons de ces performances hors du commun semblent résulter de la conjonction du tarif d'achat et des différents avantages annexes présentés plus haut. Il s'agit notamment de l'effet de levier financier et du régime fiscal dérogatoire, tout deux également pertinents du point de vue des aides d'Etat.

101. Le niveau de capitaux propres faible voire très faible est une caractéristique commune aux trois entreprises et la possibilité de financer l'investissement essentiellement voire presque exclusivement par endettement témoigne du rôle de quasi-garantie financière du Régime de soutien auprès des banques.
102. Les niveaux de rentabilité constatés ne prennent toutefois probablement pas en compte les revenus des ventes de Titres (voir point III-D (ii)) et certains avantages fiscaux qui sont réalisés hors bilan.

Daniel Steinbach
Président
Vent de Colère – Fédération Nationale !

**Réponse à la Commission
Cas SA.36511**

**ANNEXES AUX INFORMATIONS COMMUNIQUEES PAR
ASSOCIATION VENT DE COLERE ! FEDERATION NATIONALE**

07 janvier 2014

Numero	Titre/description	Pages
1	<p align="center">Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent (version consolidée)</p> <p align="center">Source : http://www.legifrance.gouv.fr/</p>	7
2	<p align="center">Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, Commission de régulation de l'énergie, 30 octobre 2008</p> <p align="center">Source : http://www.legifrance.gouv.fr/</p>	13
3	<p align="center">Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées par l'article 2 (2°) du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000, 29 juin 2006</p> <p align="center">Source : http://www.legifrance.gouv.fr/</p>	14
4	<p align="center">Avis de la Commission de régulation de l'électricité en date du 5 juin 2001 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent</p> <p align="center">Source : http://www.legifrance.gouv.fr/</p>	14
5	<p align="center">Communiqué de presse du Ministère de l'économie et des finances et du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, 14 janvier 2013</p>	2
	<p align="center">La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : suite données</p>	

6	aux observations de la Cour dans le rapport public 2011, Cour des comptes http://www.ccomptes.fr/Publications/Publications/La-contribution-au-service-public-de-l-electricite-CSPE	130
7	Communiqué de presse de M. Philippe Martin, Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie du 11 juillet 2013	2
8	Discours du Président de la République française Ouverture de la conférence environnementale pour la transition écologique le 20 septembre 2013	23
9	Lettre de RECS à AIB du 30 novembre 2011 (en anglais)	2
10	Chiffres d'Observ'ER au 09 novembre 2011	4
11	Note d'Observ'ER sur les certificats EECS (2011)	6
12	Extraits des comptes de l'entreprise Villesque	1
13	Extraits des comptes de l'entreprise Salles Curan	1
14	Extraits des comptes de l'entreprise Beausemblant	1