



17 juin 2011

AVIS EMIS DANS LE CADRE DE LA CONSULTATION ORGANISEE SUR LES PROJETS DE CAHIERS DES CHARGES DES FUTURS APPELS D'OFFRES POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DE L'ENERGIE SOLAIRE

La FNCCR constate que les procédures proposées sont très difficilement compatibles avec les contraintes spécifiques imposées aux collectivités territoriales et à leurs groupements, notamment pour ce qui concerne leurs procédures d'achat ou leurs règles comptables.

Elle déplore que les collectivités territoriales, qui sont par ailleurs fortement sollicitées pour la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement soient ainsi écartées de la production d'électricité à partir d'énergie solaire pour des installations de plus de 100 kWc qui pourraient pourtant équiper de nombreuses toitures de bâtiments publics, et que la seule solution qui leur soit laissée pour cela soit de mettre leurs bâtiments à disposition d'investisseurs privés.

La FNCCR propose donc que le tarif d'achat soit rétabli hors procédures d'appel d'offres pour les projets de moins de 250 kWc réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des collectivités territoriales ou de leurs établissements publics.

La FNCCR propose également d'amender les documents mis en consultation en leur apportant les modifications d'ordre général explicitées ci-dessous.

1. Réduire le besoin de CSPE en imposant une obligation de vente de la totalité de l'électricité produite pendant toute la durée du contrat et en prévoyant une révision annuelle du tarif d'achat

Il est probable qu'au cours des 20 années de durée du contrat le prix de l'obligation d'achat de l'électricité devienne inférieur au prix de marché (ou au prix où le producteur achètera l'électricité pour sa propre consommation) et que les producteurs aient donc financièrement intérêt à sortir du contrat pour vendre sur le marché (ou pour auto consommer une partie de leur production) alors que les conditions initiales d'achat étaient suffisantes pour assurer la rentabilité de leurs investissements.

Il convient de fixer des dispositions dissuadant ces pratiques (par exemple pénalités en cas de baisse des volumes vendus) et permettant d'aboutir progressivement, sur les installations les plus performantes, à une CSPE négative compensant en partie la CSPE nécessaire à l'équilibre financier des autres installations.

De même, un prix fixe sur la durée du contrat va pousser à majorer la CSPE nécessaire en début de contrat, au moment où le différentiel avec le prix de marché sera plus élevé. Un prix révisable, par exemple avec la même formule que pour les tarifs d'achat, permettrait aux producteurs de réduire le prix de départ et de l'augmenter progressivement en fonction de la hausse de leurs charges d'exploitation. Comme la formule de révision augmentera sans doute moins que les prix de marché la contribution de la CSPE sera plus faible à la fois en début de contrat mais aussi globalement sur l'ensemble de celui-ci.

2. Simplifier réellement la procédure pour les projets inférieurs à 100 kWc

Le seul critère de choix dans ce cas étant le prix d'achat de l'électricité produite, l'utilité de fournir des données aussi précises et détaillées que celles des annexes 1 et surtout 4 semble limitée à établir des statistiques qui seraient plus facilement constituées et plus fiables au moment de la réalisation des travaux ou de la mise en service.

Une certaine souplesse dans le choix des matériels après l'acceptation du projet ne peut que favoriser une baisse des coûts et donc de la CSPE.

Par ailleurs, les fabricants ou installateurs disposeront-ils des renseignements demandés sur les conditions de fabrication du laminé photovoltaïque et quels seront les moyens de contrôle et les sanctions applicables en cas d'erreurs ou de fausse déclaration ?

3. Mettre en place une différenciation géographique en fonction de l'ensoleillement

L'absence de prise en compte des différences d'ensoleillement dans l'évaluation des offres, alors que le décret prévoit une possibilité de différenciation géographique, va conduire mécaniquement à une concentration des installations dans les lieux le plus ensoleillés où des réactions de rejet dues à cette surconcentration sont à craindre de la part de la population. Par ailleurs, une concentration excessive des installations rendra plus difficile l'injection de leur production sur les réseaux et nécessitera la réalisation de travaux qui renchériront le coût global des projets.

4. Ne pas exclure les projets en cours de réalisation ou déjà réalisés qui ne bénéficient pas encore d'un tarif d'achat

Certaines collectivités ont été amenées à poursuivre la réalisation de projets bloqués par le moratoire, notamment quand il s'agissait de toitures de bâtiments publics devant être achevés à une date précise (enseignement notamment) ou quand les conditions des marchés publics conclus pour pouvoir demander la PTF ne permettaient pas un ajournement ou une résiliation dans des conditions économiques acceptables.

Les projets de ce type dépassant 100 kWc ne pouvant pas bénéficier de l'obligation d'achat, il convient donc qu'ils puissent participer à l'appel d'offres sous peine de voir des installations inutilisées.

Ce seront d'ailleurs quasiment les seuls projets de collectivités susceptibles de participer aux appels d'offres puisque les informations mentionnées dans les projets de cahier des charges ne peuvent être connues qu'après le choix des entreprises par les collectivités et donc après la passation d'un marché.

Des modifications plus ponctuelles sont également nécessaires :

- à l'article 3.2 des conditions de l'AO « simplifié », lire 21 décembre 2011 et non pas 2012
- à l'article 3.3 du même document, aux deuxième et troisième paragraphes, supprimer les mots « par le gestionnaire de réseau », en effet la loi stipule que les travaux de raccordement peuvent être réalisés également par les autorités organisatrices de la distribution et la rédaction actuelle créerait donc un vide juridique pour les installations se trouvant dans cette situation
- à l'article 3.1 de l'AO « classique », il conviendrait de moduler la distance minimale à respecter entre les installations en fonction de leur puissance et donc de la surface qu'elles occupent : si 500 m peuvent paraître suffisants pour des installations de moins de 4.5 MW, il faut porter cette distance à 1 ou 1.5 km pour les installations de 12 MW et à 4 ou 5 km pour celles de 40 MW (qui couvrent au minimum une surface de 800 x 500 m).