

## Avis de la Commission de régulation de l'énergie du 3 décembre 2009 sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Michel LAPEYRE, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Monsieur Eric DYEYRE, Monsieur Hugues HOURDIN, Monsieur Pascal LOROT et Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie, le 2 novembre 2009, par le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, puis le 2 décembre 2009, par le ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

Bien que l'arrêté vise toute installation utilisant l'énergie radiative du soleil, il n'est question, dans ce qui suit, que de centrales photovoltaïques.

Le tarif soumis à l'examen de la CRE n'intègre pas la baisse importante du prix des équipements intervenue au cours de l'année écoulée. Il en résulte une rentabilité très élevée des projets dont les conséquences, sur les choix d'investissement, doivent être mesurées avec vigilance. Le coût des mesures d'accompagnement envisagées sera élevé et les modalités d'indexation paraissent inadaptées.

**1. Le tarif soumis à l'examen de la CRE n'intègre pas la baisse importante du prix des équipements intervenue au cours de l'année écoulée. Il en résulte une rentabilité très élevée des projets, dont les conséquences doivent être mesurées avec vigilance.**

***1.1. Le tarif soumis à l'examen de la CRE n'intègre pas la baisse importante du prix des équipements intervenue au cours de l'année écoulée***

Au cours de l'année écoulée, la diminution des dispositifs de soutien à la filière photovoltaïque décidée par le gouvernement espagnol et, dans une moindre mesure, allemand et japonais, a mis un terme à la pénurie de silicium et révélé des surcapacités de production. Il en a résulté une baisse du prix des équipements comprise entre 30 et 50 % selon les technologies.<sup>1</sup>

Cette évolution pourrait être durable car, même si de nouveaux marchés prennent aujourd'hui le relais, la montée en puissance concomitante des fabricants étrangers, suffirait à maintenir la pression sur les prix. Ceux-ci devraient donc se stabiliser à un niveau bas.

<sup>1</sup> Voir : New Energy Finance, PV market outlook Q3 2009, 30 septembre 2009 et Research note : solar – grid parity, 26 novembre 2009

**1.2. Il en résulte une rentabilité très élevée des projets, dont les conséquences sur les choix d'investissement doivent être mesurées avec vigilance.**

L'analyse se fonde sur la comparaison du taux de rentabilité interne (TRI) du capital investi (TRI projet) et des fonds propres (TRI fonds propres) avec respectivement le coût moyen pondéré du capital et le coût des fonds propres, estimé par la méthode dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers ». Les rentabilités qui suivent sont calculées pour un projet moyen, dont l'ensoleillement permet une production de 1100kWh/kW. Elles sont supérieures dans la moitié sud de la France et inférieures au nord.

L'analyse des données financières d'entreprises du secteur et de sources financières concordantes permet d'évaluer un coût moyen pondéré du capital pour ce type de projet d'environ 5,5 %, ce qui correspond, pour un endettement de 70 %, à un objectif de rentabilité sur fonds propres de l'ordre de 10,5 %. Dans ces conditions, une rentabilité des capitaux investis comprise entre 7 et 8 % constitue une mesure très incitative.

|                                                      | Taux de rentabilité interne moyen des projets<br>(entre parenthèses, TRI sur fonds propres)<br>% |                          |                     |
|------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|---------------------|
| Intégration au bâti                                  | Habitat                                                                                          |                          | Autre usage du bâti |
|                                                      | Résidentiel<br>P = 3 kWc                                                                         | Collectif<br>P = 250 kWc |                     |
| Intégration renforcée<br>(tarif = 60 c€/kWh)         | 15,2% (91 %)                                                                                     | 12,2% (46 %)             | 12,2% (46 %)        |
| Intégration simplifiée<br>(tarif = 45 c€/kWh)        | 15,2% (90%)                                                                                      | 9,7% (35 %)              | 9,7% (35 %)         |
| Centrales au sol<br>(tarif de référence = 32 c€/kWh) | 10,5% (40%)                                                                                      |                          |                     |

Le tarif envisagé induit une rentabilité très élevée. Pour les entreprises, elle est comprise, en moyenne, entre 9,7 et 12,2 % pour le TRI projet et entre 35 à 45 % pour le TRI sur fonds propres. Pour les particuliers, le TRI projet est, en moyenne, de 15,2 %. Le TRI sur fonds propres de 91 % résulte d'une mise de fonds très réduite, après prise en compte du crédit d'impôt et de la faculté de financer par les revenus tirés du tarif d'achat le service d'une dette couvrant les sommes restant à la charge de l'investisseur. La modulation du tarif influence peu ce TRI.

Le tarif applicable aux installations vérifiant les critères d'intégration renforcée au bâti devrait être modulé en fonction de l'usage du bâtiment. En effet, les bâtiments à usage d'habitation présentent des contraintes d'intégration plus importantes (étanchéité, isolation, esthétique, confort) justifiant, au moins pour des installations de faible puissance, un tarif supérieur à celui consenti pour les autres usages.

Dans plusieurs départements et collectivités d'outre-mer, la capacité de production des projets en attente de raccordement avoisine ou excède la puissance appelée au zénith. La limite technique d'acceptabilité des sources d'énergie intermittentes, fixée à 30 % de la puissance appelée par l'arrêté du 23 avril 2008<sup>2</sup> et rappelée par la programmation pluriannuelle des investissements, est largement dépassée. Au-delà de la difficulté à stocker l'énergie excédentaire, cette situation est porteuse de risques pour la sécurité d'approvisionnement. En raison de l'intermittence de cette source d'énergie, la capacité du système à suppléer une baisse brutale de la production n'est pas garantie.

<sup>2</sup> Arrêté 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

*Comparaison des projets de moyens de production intermittents,  
en service et en file d'attente pour un raccordement (situation au 30 septembre 2009),  
avec la limite technique d'acceptabilité des réseaux insulaires*

|                                               | Puissance en MW<br>(ente parenthèses, nombre de projets) |              |              |             |              |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
|                                               | Réunion                                                  | Guadeloupe   | Martinique   | Guyane      | Corse        |
| Puissance minimale<br>appelée au zénith       | 250                                                      | 140          | 150          | 80          | 150          |
| Limite fixée par l'arrêté du<br>23 avril 2008 | 75                                                       | 42           | 45           | 24          | 45           |
| Moyens de production<br>intermittents         | 239<br>(1510)                                            | 212<br>(956) | 198<br>(746) | 110<br>(85) | 326<br>(415) |
| Dont installations<br>photovoltaïques         | 224<br>(1506)                                            | 179<br>(938) | 197<br>(745) | 110<br>(85) | 281<br>(409) |

En France métropolitaine continentale, certains investisseurs privilégient la construction de bâtiments affectés au seul bénéfice des tarifs « intégrés au bâti », plus rémunérateurs, plutôt que d'implanter leur centrale au sol ou sur des bâtiments existants. Le choix se porte généralement sur des bâtiments réputés à usage agricole, qui bénéficient du privilège de pouvoir s'implanter dans des zones rurales non-constructibles. Les conditions de l'éligibilité au tarif majoré, dans le projet d'arrêté, notamment la notion de « clos et couvert » cumulée à la « fonction d'étanchéité », paraissent insuffisantes pour remédier à cette situation.

## **2. Le coût des mesures d'accompagnement envisagées sera élevé et les modalités d'indexation paraissent inadaptées**

### **2.1. Le coût des mesures d'accompagnement envisagées sera élevé**

Dans les conditions de rentabilité décrites précédemment, le marché se développe très rapidement. EDF enregistre 5 000 à 9 000 demandes de contrats par mois, émanant principalement de particuliers. A ce rythme, les charges annuelles de services public imputables au développement de la production photovoltaïque, pour le seul segment des particuliers, augmentent de 100 à 200 M€/an (+ 180 à 325 MW installés par an).

Si l'on y ajoute les installations photovoltaïques industrielles (couverture des surfaces commerciales, centrales au sol,...), l'objectif de développement de la filière, tel qu'il résulte du Comité opérationnel (COMOP) « énergies renouvelables » du Grenelle de l'environnement, fixé à 5 400 MW installés en 2020, devrait être atteint bien avant cette échéance. Malgré la dégressivité prévue par le projet d'arrêté, la charge portée par la collectivité, à travers la contribution au service public de l'électricité (CSPE), serait alors de l'ordre de 1,6 Mds€/an. Ce montant correspond, en moyenne, à 22 €TTC/an pour un client résidentiel.

A cette charge, il conviendrait d'ajouter celles portées par la collectivité au travers des autres mesures de soutien : crédit d'impôt (qui pourrait atteindre 500 à 800 M€/an) pour les particuliers, report d'impôt sur les sociétés résultant de l'amortissement accéléré institué en faveur des entreprises mettant en œuvre des équipements destinés à utiliser les énergies renouvelables (art. 39 AB du Code général des impôts).

### **2.2. Les modalités d'indexation paraissent inadaptées**

Le coût de production d'une installation photovoltaïque est constitué à plus de 80 % de charges d'investissement, insensibles à l'inflation. La part fixe du coefficient d'indexation L pourrait donc être augmentée. Une valeur d'environ 0,8 semble appropriée.

\*

## Avis de la CRE

La CRE considère que le projet d'arrêté qui lui est soumis appelle les modifications suivantes :

### 1. Critère d'intégration renforcée au bâti

Le tarif applicable aux installations vérifiant les critères d'intégration renforcée au bâti devrait être modulé en fonction de l'usage du bâtiment. En effet, les bâtiments à usage d'habitation présentent des contraintes d'intégration plus importantes (étanchéité, isolation, esthétique, confort) justifiant, au moins pour des installations de faible puissance, un tarif supérieur à celui consenti pour les autres usages.

### 2. Grille tarifaire

Les tarifs devraient être fixés dans les fourchettes suivantes, pour mieux refléter le coût des équipements. La valeur à retenir dépend de la prime qu'il est jugé nécessaire d'accorder pour soutenir le développement de la filière. Un TRI projet compris entre 7 et 8 % constitue une mesure très incitative.

|                                      | Tarif proposé<br>(entre parenthèses, TRI projet correspondant)<br>c€/kWh |                                                          |                                    |                        |
|--------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------|
| Intégration au bâti                  | Bâtiment à usage d'habitation                                            |                                                          |                                    | Autre usages du bâti   |
|                                      | Individuel<br>$P \leq 3 \text{ kWc}$                                     | Collectif<br>$3 \text{ kWc} \leq P \leq 250 \text{ kWc}$ | Collectif<br>$P > 250 \text{ kWc}$ |                        |
| Intégration renforcée                | 50 – 60 *<br>(12,4% – 15,2%)                                             | Interpolation linéaire                                   | 42 – 45<br>(7,1% – 8%)             | 42 – 45<br>(7,1% – 8%) |
| Intégration simplifiée               | 38 – 40 *<br>(12,6% – 13,3%)                                             | 38 – 40                                                  | 38 – 40<br>(7,4% – 8%)             | 38 – 40<br>(7,4% – 8%) |
| Centrales au sol<br>(Tarif pour R=1) | 27 – 29<br>(7,8% – 8,7%)                                                 |                                                          |                                    |                        |

Le coût de production d'une installation photovoltaïque est constitué à plus de 80 % de charges d'investissement. La part fixe du coefficient d'indexation L pourrait donc être portée à une valeur de 0,8. Le cas échéant, une augmentation de 2 c€/kWh des tarifs proposés ci-dessus serait nécessaire pour atteindre des niveaux de rentabilité équivalents.

### 3. Dégressivité

Afin de maintenir les tarifs au niveau attendu des coûts de production pour les années à venir, il pourrait être opportun d'introduire la dégressivité de 9 %/an dès 2010.

Dans ces conditions, le prix d'achat de l'électricité photovoltaïque rejoindrait, au plus tard à horizon 2020, le prix de l'électricité livrée au consommateur, tarif d'acheminement inclus, dans le cas d'installations intégrées au bâti, et le prix du marché de l'électricité dans le cas de centrales au sol, toutes choses égales par ailleurs.

#### 4. Outre-mer

La question du maintien de l'obligation d'achat dans les départements et collectivités d'outre-mer doit être réexaminée. En effet, la capacité de production en attente de raccordement au réseau excède la demande locale en électricité et la limite d'acceptabilité des énergies intermittentes par les réseaux, définie par l'arrêté du 23 avril 2008 et énoncée au nombre des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements en cours d'élaboration, est dépassée.

Fait à Paris, le 3 décembre 2009

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,



Philippe de LADOUCETTE