



# **Pourquoi et comment soutenir VRAIMENT la filière photovoltaïque en faisant VRAIMENT baisser la facture ?**

**Contribution au débat sur les tarifs d'achat**

Marc JEDLICZKA – Août 2010

<b>1. Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Prendre en compte les spécificités du photovoltaïque .....</b>	<b>4</b>
<b>3. Conforter les tarifs d'achat comme principal instrument de soutien .....</b>	<b>5</b>
<b>4. Définir clairement les principes d'élaboration des tarifs d'achat .....</b>	<b>6</b>
<b>5. Optimiser le mécanisme de l'obligation d'achat.....</b>	<b>9</b>
5.1 Supprimer les aides fiscales, vers le « tout-tarif » .....	9
5.2 Simplifier et clarifier les catégories tarifaires.....	9
5.3 Rendre transparent le financement par la CSPE.....	10
<b>6. Propositions opérationnelles .....</b>	<b>13</b>
6.1 Révision des objectifs à 2020 .....	13
6.2 Modifications de la structure tarifaire .....	14
6.3 Actualiser le niveau des tarifs .....	15
6.4 Mécanisme d'indexation.....	17
6.5 Les risques inacceptables d'une indexation trimestrielle .....	19
<b>7. Conséquences sur la CSPE .....</b>	<b>19</b>
7.1 Révision du mode de calcul de la compensation par la CSPE.....	19
7.2 Evolution du montant de la CSPE.....	20
<b>8. Bilan global du dispositif proposé .....</b>	<b>21</b>
<b>9. Conclusion .....</b>	<b>21</b>

## 1. Introduction

Fin 2009, l'explosion des demandes de raccordement au réseau pour des projets photovoltaïques, provoquée par la rumeur d'une baisse brutale des tarifs d'achat mis en place en juillet 2006, a suscité la crainte d'une augmentation exponentielle du coût de la compensation accordée à EDF via le mécanisme de la CSPE, qui est financée par l'ensemble des consommateurs d'électricité.

La mise en place en janvier 2010 des nouveaux tarifs d'achat a suscité pas mal d'inquiétudes et des incertitudes quant à l'éligibilité des projets à tel ou tel tarif selon des critères quelque peu abscons.

Le gouvernement a finalement choisi de missionner un groupe de quatre Inspecteurs Généraux des Finances, menés par Jean-Michel Charpin, pour expertiser le problème et faire des propositions visant à optimiser le système d'aide et à en permettre le pilotage à moyen terme.

Au-delà des péripéties, le moment est donc opportun pour mettre à plat l'ensemble des dispositifs existants au regard d'objectifs et de moyens sur lesquels il convient également de s'interroger.

L'efficacité de toute politique de soutien repose avant tout sur la confiance de toute la chaîne des opérateurs des différents secteurs concernés (énergie, bâtiment, industrie, banque, assurance,...) quant à la pérennité des instruments mis en place et à la justesse de leur mécanisme d'évolution dans le temps.

Cette confiance a été récemment émoussée par les hésitations, les atermoiements et autres rumeurs : il revient aujourd'hui aux décideurs politiques de la restaurer, faute de quoi un doute pourrait s'installer quant à la réalité de la volonté affichée au plu haut niveau de l'État de promouvoir la filière photovoltaïque en France.

Pour cela, il est nécessaire, en réponse aux affirmations péremptoires, aux craintes infondées et aux illusions sans lendemain, de prendre en compte pour guider les nécessaires choix un certain nombre de réalités.

Les analyses, arguments et propositions développés ci-dessous ne poursuivent pas d'autre but que de permettre à notre pays, une fois la confiance retrouvée, d'aller résolument de l'avant et de se positionner effectivement dans le peloton de tête mondial : c'est la raison d'être d'Hespul, association à but non-lucratif dont l'objet social est la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique et non la défense exclusive de ses membres ou d'une catégorie particulière de protagonistes.

## 2. Prendre en compte les spécificités du photovoltaïque

Avant toutes choses, il est essentiel de rappeler que **le photovoltaïque n'est pas une technologie « comme les autres »**, à commencer par le fait qu'il **peut être mis en œuvre à des échelles et dans des conditions techniques, économiques et juridiques extrêmement variables**.

Sans même évoquer les applications hors réseau, qui vont de l'alimentation de petits objets nomades (calculatrices, lampes-torche, ...) ou des satellites artificiels à l'électrification villageoise en passant par les refuges de haute montagne, les balises maritimes et les horodateurs, la gamme de puissance des systèmes raccordés au réseau va de quelques centaines de watts, soit quelques m<sup>2</sup> sur le toit d'une maison individuelle coûtant quelques milliers d'Euros, à plusieurs dizaines de MW dans des parcs au sol pouvant occuper des centaines d'hectares pour des investissements se comptant en centaines de millions d'Euros.

De ce fait, la « famille » des producteurs d'électricité photovoltaïque recouvre des catégories de nature et de statut totalement différents, depuis les particuliers personnes physiques jusqu'aux plus grands opérateurs énergétiques en passant par les entreprises de tous secteurs et toutes tailles, les agriculteurs, les collectivités locales ou encore l'État lui-même.

Cette très grande diversité qui découle du caractère intrinsèquement modulable de la technologie photovoltaïque est désormais reconnue explicitement par la loi française à travers l'article 88 de la loi du 12 juillet 2010 dite « Grenelle II » qui stipule dans son § II que, outre les personnes physiques déjà éligibles au statut de producteur, « *Toute personne morale peut, quelle que soit la mission pour laquelle elle a été constituée, exploiter une installation de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil dont les générateurs sont fixés ou intégrés aux bâtiments dont elle est propriétaire* » et « [...] *bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité ainsi produite* ».

La possibilité d'implication concrète de tous les catégories de maîtres d'ouvrage dans le devenir énergétique du pays et de la planète qui en découle doit être perçue de manière positive, aussi bien d'un point de vue pédagogique car elle favorise l'appropriation des questions énergétiques par l'ensemble de nos concitoyens qu'opérationnel car elle permet une production d'électricité au plus près de la consommation, donc plus efficace.

Cette opportunité bien réelle et tangible impose **en contrepartie la prise en compte, dans la définition des stratégies et des instruments de soutien, d'intérêts et de cadres de référence différents voire divergents entre catégories de producteurs**, qui doit s'appuyer sur une claire volonté de laisser à chacun toute liberté de choix, même si un encadrement strict est évidemment nécessaire en termes de qualité des installations.

Quoiqu'il en soit, toute politique conduisant à la perte de cette diversité en excluant volontairement ou non certaines catégories de producteurs serait contre-productive et doit être évitée à tout prix.

L'autre grande particularité du photovoltaïque - mais celle-ci n'est que transitoire - est qu'il s'agit d'une filière en plein devenir, dont les bases scientifiques et techniques sont déjà bien établies, mais dont l'appareil industriel n'en est qu'à un stade de développement embryonnaire si on le compare à son immense potentiel à long terme.

Le photovoltaïque connaît actuellement une dynamique de croissance extrêmement forte portée jusqu'à présent par quelques pays pionniers, qui le conduira à moyen terme à la compétitivité directe sur le marché de l'électricité et lui ouvrira de gigantesques horizons, mais qui ne lui permet pas d'être compétitif pour répondre aux besoins immédiats de consommation.

Autrement dit, **la motivation première** de toute politique de soutien doit dans l'immédiat être de **nature industrielle** (stimuler la demande pour accélérer la baisse des coûts) **et non énergétique** (produire de grandes quantités d'électricité), la transition entre les deux pouvant se faire progressivement sur une dizaine d'années compte tenu des données technico-économiques de départ et de leur évolution prévisible.

Ceci doit conduire à ne pas appliquer au photovoltaïque les mêmes critères d'efficacité que les autres technologies énergétiques plus matures, sans pour autant aller jusqu'à ne lui en assigner aucun comme on le fait par exemple pour le projet ITER, dont nul ne peut aujourd'hui affirmer quand et à quel prix il aboutira sur quelque chose de concret, ni même s'il y aboutira tout simplement un jour malgré les milliards d'Euros investis.

Les choix d'aujourd'hui doivent s'appuyer sur une vision de moyen et long terme : celle d'un potentiel pouvant atteindre une proportion significative de la consommation, que l'on peut raisonnablement estimer entre 30 et 40% pour tenir compte des facteurs limitant comme l'intermittence de la production. En revanche, contrairement à certaines affirmations sans fondement, la capacité d'accueil et d'acheminement des réseaux n'est pas un facteur limitant : ils peuvent très bien supporter, moyennant le cas échéant quelques adaptations mineures, des taux élevés de pénétration du photovoltaïque, notamment lorsque les points d'injection sont associés à des sites de consommations.

Vouloir, pour quelque raison que ce soit, réduire en bridant le marché ce potentiel à une part minimale inférieure à 10 %, représente une erreur stratégique majeure, dont le seul résultat tangible serait d'exclure la France des bénéfices industriels, sociaux et économiques colossaux que le photovoltaïque ne manquera pas d'apporter à ceux qui auront su monter dans le train au bon moment, en prenant dès aujourd'hui les bonnes mesures et non demain lorsqu'il sera trop tard.

### 3. Conforter les tarifs d'achat comme principal instrument de soutien

Dès lors que leurs niveaux et leurs mécanismes d'évolution dans le temps sont correctement choisis, les tarifs d'achat par filière sont de loin l'instrument le plus efficace, le plus vertueux et le moins coûteux pour accélérer le développement des « nouvelles énergies renouvelables » :

- ❖ ils imposent sur une durée longue un fonctionnement optimum des systèmes, condition impérative de leur équilibre économique et de la possibilité de les financer
- ❖ ils donnent à l'industrie et aux investisseurs une visibilité permettant de développer et financer les projets à leur propre rythme et selon leur propre dynamique
- ❖ ils permettent de conserver un contrôle permanent sur le fonctionnement du système toute en limitant les coûts de transaction, d'administration et de gestion au strict minimum
- ❖ ils ne grèvent pas le budget de l'État, ils ne contribuent donc pas à l'augmentation de la pression fiscale, ne sont pas soumis aux « stop & go » dus aux aléas budgétaires et offrent à tous les opérateurs un accès égal et transparent
- ❖ leur coût est étalé sur une période longue ce qui limite la charge immédiate pour la collectivité et permet un puissant effet levier.

Aucun des autres instruments (subventions directes, aides fiscales, appels d'offre, quota/certificats,...) n'a fait la preuve de la même efficacité, surtout s'agissant d'une filière émergente comme le photovoltaïque aujourd'hui, au point que même les pays les plus rétifs

culturellement à ce mécanisme « administré » comme le Royaume-Uni, le Canada et même les Etats-Unis s'y rangent les uns après les autres.

L'exemple de l'Allemagne, devenue en quelques années grâce aux tarifs d'achat leader mondial dans toutes les filières émergentes d'électricité renouvelable, tant sur son territoire qu'à l'export, doit conforter la France dans ce choix qu'elle a fait dès 2000 et l'inciter à mettre en place les moyens d'un pilotage du dispositif aussi fin que possible dans la durée.

Leur efficacité est d'autant plus grande s'ils sont calculés au plus juste niveau pour être l'instrument unique de soutien, permettant une réelle transparence et exonérant les porteurs de projets de toute recherche fastidieuse, aléatoire et onéreuse de financements complémentaires.

Dans cette perspective, la suppression à court terme des autres aides disponibles, notamment celles assises sur la fiscalité (crédit d'impôt, loi TEPA, subvention des collectivités locales, etc.) doit être sérieusement envisagée, sous réserve bien entendu que le niveau des tarifs permette effectivement de s'en passer. Les enveloppes budgétaires ainsi dégagées pourraient être utilement affectées aux énergies renouvelables thermiques qui ne peuvent pas bénéficier d'un tarif d'achat (solaire thermique, bois-énergie, géothermie, ...), et aux opérations de maîtrise de l'énergie (isolation, changement de fenêtres, etc.)

#### 4. Définir clairement les principes d'élaboration des tarifs d'achat

Un « bon » tarif d'achat doit être le fruit d'un **équilibre entre des acteurs aux intérêts divergents** : c'est la recherche de cet équilibre qui doit motiver toute adaptation ou changement de la structure des tarifs.

Leur première qualité, voire leur raison d'être, doit être de **garantir aux personnes physiques ou morales qui investissent dans les systèmes de production d'électricité renouvelable une rentabilité correcte**, faute de quoi l'investissement ne se réalise pas et le but recherché ne peut être atteint.

Reste évidemment à définir la notion même de « rentabilité correcte » : pour cela *l'Encadrement communautaire des aides d'État en faveur de l'environnement* publié par la Direction Générale de la Concurrence de la Commission Européenne le 3 février 2001, toujours en vigueur, donne des indications assez précises.

Il admet tout d'abord parfaitement le principe même des aides au fonctionnement que représentent les tarifs d'achat :

§54. Les aides au fonctionnement en faveur de la production d'énergies renouvelables constituent généralement des aides en faveur de l'environnement susceptibles de bénéficier des dispositions du présent encadrement.

§55. Pour ces aides, la Commission est d'avis que des dispositions spécifiques peuvent être retenues en raison des difficultés rencontrées dans certains cas par ces énergies pour concurrencer efficacement les énergies traditionnelles. Il convient également de prendre en considération le fait que la politique de la Communauté vise à assurer le développement de ces énergies notamment pour des raisons environnementales.

Des aides peuvent notamment être nécessaires lorsque les procédés techniques disponibles ne permettent pas de produire l'énergie en cause à des coûts unitaires comparables à ceux des énergies traditionnelles.

Il donne ensuite une définition relativement précise des limites qui doivent s'appliquer à ce principe :

§56. En pareille hypothèse, des aides au fonctionnement peuvent être justifiées pour couvrir la différence entre le coût de production de l'énergie produite à partir de sources d'énergies renouvelables, et le prix de marché de cette énergie. La forme de ces aides peut varier selon l'énergie en cause et les modalités de soutien retenues par les Etats membres Par ailleurs, dans le cadre de son analyse, la Commission prendra en considération la position concurrentielle de chaque énergie en cause<sup>1</sup>

Enfin, les tarifs d'achat sont spécifiquement visés :

§59. Afin de mieux prendre en compte cette barrière à l'entrée sur le marché pour les énergies renouvelables, les Etats membres peuvent octroyer des aides qui compensent la différence entre les coûts de production des énergies renouvelables et le prix du marché de l'énergie en cause. Les éventuelles aides au fonctionnement ne pourront être accordées que pour assurer l'amortissement des installations.

L'énergie supplémentaire produite par l'installation en cause ne pourra bénéficier d'aucun support. L'aide pourra toutefois également couvrir une juste rémunération du capital, quand les Etats membres seront en mesure d'établir que ceci est indispensable, notamment en raison de la faible compétitivité de certaines énergies renouvelables.

Outre la légitimité qu'il confère et le fondement en droit qu'il établit, cet encadrement fournit par lui-même les bases d'une politique efficace et équilibrée, basée sur la rentabilité attendue d'un investissement donné à un moment donné que le tarif correspondant devrait être en mesure de garantir.

Cette rentabilité peut être évaluée au moyen de différents indicateurs, parmi lesquels le plus couramment utilisé est le Taux de Rentabilité Interne (TRI), dont la fonction principale est de permettre à un investisseur potentiel de comparer à l'instant T l'intérêt d'investir dans des projets de nature différente.

Toutefois, que ce soit dans sa version « TRI projet » ou « TRI sur fonds propres », cet indicateur de nature financière n'est pas en mesure de refléter la rentabilité économique intrinsèque d'un projet puisqu'il tient compte plus ou moins explicitement d'un certain nombre de variables qui dépendent de facteurs externes comme la fiscalité sur l'investissement (amortissement accéléré, déductions,...), le partage de la valeur ajoutée (*via* notamment l'impôt sur les bénéfices) ou les subventions locales.

D'autres indicateurs comme le Taux d'Enrichissement en Capital (TEC), à la fois plus rigoureux, plus facile à calculer et surtout bien adapté à des moyens de production sans combustibles et à maintenance prévisible, dont le fonctionnement est donc sans risque et à coût peu variable, pourraient avantageusement être utilisés pour évaluer la rentabilité des projets en fonction des tarifs appliqués.<sup>2</sup>

Quelque soit l'indicateur retenu, **l'un des critères explicites de la définition des tarifs d'achats doit être un niveau maximal de rentabilité** (par exemple TRI projet = 6%, TRI sur fonds propres = 8% ou TEC = 0,3,) permettant de déterminer à partir des prix de marché à un moment donné le niveau de « tarif idéal » pour telle ou telle catégorie de système, c'est-à-dire celui qui permettra aux projets de se réaliser dans de bonnes conditions tout en évitant toute sur-rentabilité induite et dommageable pour la collectivité.

---

<sup>1</sup> Passages soulignés par nous

<sup>2</sup> cf méthode développée par Mr Bernard Chabot, ex-ingénieur ADEME à l'adresse : [www.wind-works.org/FeedLaws/France/.../P3syser45.pdf](http://www.wind-works.org/FeedLaws/France/.../P3syser45.pdf)

Pour un système installé dans les règles de l'art, correctement orienté et dénué de masques, cette rentabilité dépend d'une part du coût d'investissement par unité de puissance (en €/Wc), d'autre part de la productivité du lieu (en kWh/kWc), le tarif d'achat constituant une variable d'ajustement dont il s'agit précisément le déterminer le niveau correct.

- ⇒ Le **coût d'investissement** peut varier dans de larges proportions principalement en fonction de deux paramètres :
- **le type de mise en œuvre**, notamment le degré d'intégration au bâti, entre la pose sur châssis au sol et les produits sophistiqués de type verrières assurant l'étanchéité de bâtiments classés ERP : ce paramètre est au cœur même de la structure actuelle des tarifs, mais les critères d'éligibilité et les niveaux de différenciation sont loin d'être optimaux et doivent être revus.
  - **la taille des systèmes** à l'intérieur d'une même catégorie, qui peut faire varier le coût de l'investissement par unité de puissance (en Euros par watt-crête) jusqu'à un facteur 2 ou plus du fait à la fois de coûts fixes d'installation relativement élevés qui défavorisent les petits systèmes et d'un effet d'échelle rapidement significatif pour l'achat des modules. Ce paramètre n'est pas pris en compte dans la réglementation actuelle.

La combinaison de ces deux paramètres peut conduire à des écarts importants : les prix actuels pour des systèmes complets sont inférieurs à 2€/Wc pour les parcs au sols, entre 4 et 5 € pour une toiture intégrée de maison individuelle de 3 kWc et jusqu'à 15 €/Wc pour une verrière étanche.

Ils font partie depuis l'origine de la structure tarifaire en Allemagne, où le souci d'optimisation du coût pour la collectivité est prégnant et où l'efficacité du dispositif en termes de baisse des coûts et de création de champions industriels est évidente.

- ⇒ La **productivité des systèmes** dépend quant à elle, toutes choses égales par ailleurs, de **l'irradiation annuelle du lieu d'implantation** qui se traduit en France métropolitaine par un potentiel de production allant de 800 kWh/kWc à Lille à 1400 kWh/kWc à Nice, voire 1 900 pour un système doté d'un suivi du soleil (« trackers »), soit une variabilité de 1 à presque 2, voire 2,5.

Un écart aussi important est une spécificité de la géographie française qui ne se retrouve dans aucun autre État européen, ce qui explique qu'elle ne soit pas prise en compte dans les autres grands pays dotés de tarifs d'achat comme l'Allemagne, l'Espagne ou l'Italie. Ce paramètre est partiellement pris en compte dans la structure actuelle des tarifs à travers l'application pour les systèmes de plus de 250 kWc du « coefficient R » (de 0 à 20 % selon les départements). Son extension, vivement souhaitable, à l'ensemble des catégories dans un souci d'optimisation de la CSPE ne devrait donc poser aucun problème.

**Il est impératif de prendre en compte ces trois paramètres dans la structure des tarifs d'achat si l'on veut atteindre une optimisation globale du système.**



## 5. Optimiser le mécanisme de l'obligation d'achat

Le soutien apporté à la filière photovoltaïque représente un effort considérable de la collectivité nationale, ce qui, autant d'un point de vue éthique que pratique, impose en tous temps, mais plus encore en période de crise économique et de rareté de l'argent public, une transparence totale des coûts sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Contrairement aux autres instruments, l'obligation d'achat et les tarifs associés permettent cette transparence, mais pour y parvenir réellement il convient de prendre un certain nombre de mesures.

### 5.1 Supprimer les aides fiscales, vers le « tout-tarif »

D'une manière générale, les aides financées directement ou indirectement par la fiscalité sont bien moins performantes que les tarifs d'achat, non seulement d'un point de vue macro-économique (voir plus haut), mais aussi du point de vue des opérateurs du fait de leur caractère aléatoire en termes d'éligibilité, d'accès, de disponibilité et de délais.

Elles introduisent un biais anti-concurrentiel en faveur des opérateurs les mieux informés et les mieux outillés pour jongler avec des dispositions fluctuantes et peu transparentes.

C'est pourquoi l'objectif de leur suppression doit être clairement affiché et rapidement mis en œuvre le cas échéant par étapes progressives, la contrepartie étant la prise en compte de la totalité des coûts de développement, de réalisation et de fonctionnement des projets par le tarif d'achat.

Au-delà de la seule rationalité économique, cet aussi un objectif de transparence vis-à-vis de ceux qui financent la politique de soutien qu'ils soient contribuables ou consommateurs, qui peut être ainsi poursuivi.

### 5.2 Simplifier et clarifier les catégories tarifaires

Les catégories tarifaires existantes, élaborées de manière insuffisamment concertée sur la base d'une connaissance plutôt approximative de la filière photovoltaïque sont notoirement décalées par rapport aux réalités techniques, industrielles et opérationnelles rencontrées sur le terrain et posent de nombreux problèmes.

En particulier, l'accent extrêmement fort mis sur l'intégration renforcée au bâti, pour séduisante qu'elle soit d'un point de vue esthétique, comporte des défauts rédhibitoires, à commencer par le fait que la notion même d'intégration au bâti est impossible à définir de manière précise et incontestable.

L'exigence de fourniture d'étanchéité par les systèmes photovoltaïques eux-mêmes, étendue depuis janvier 2010 à la catégorie dite d'intégration « simplifiée », est la source de nombreuses difficultés techniques, juridiques, économiques, assurantielles, et opérationnelles qui toutes contribuent *in fine* au renchérissement des opérations et donc à une moindre efficacité globale du système d'aide.

Pour être crédible et permettre un pilotage fin du dispositif, cette exigence de transparence nécessite l'existence, au sein de l'État ou en appui externe, d'une capacité d'expertise indépendante des opérateurs directs du marché de façon à pouvoir disposer d'indicateurs fiables et régulièrement actualisés quant à la réalité des prix et des coûts sur le marché français et sur les principaux marchés mondiaux.

### 5.3 *Rendre transparent le financement par la CSPE*

Pour être acceptable par tous, le principe de transparence doit aussi s'appliquer à la structure même du dispositif, dont il convient de vérifier la cohérence avec les spécificités du photovoltaïque exposées plus haut : à cet égard, il serait opportun de commencer par s'interroger sur la manière dont le montant de la compensation apportée par la CSPE aux acheteurs obligés, EDF et les DNN, est calculée et répercutée sur les consommateurs.

En vertu de l'Article 4 du décret 2004-90 du 28 janvier 2004 la compensation correspond « à la différence entre le prix d'acquisition de l'électricité payé [par EDF et les DNN] en exécution des contrats en cause et les prix de marché de l'électricité », et c'est la Commission de Régulation de l'Énergie (la CRE) qui est chargée d'en arrêter les principes de calcul.

Cette dernière a établi dans sa délibération du 25 juin 2009 de nouveaux principes de calcul dont il ressort que le photovoltaïque est considéré comme une « énergie aléatoire » et affecté à ce titre d'un « coefficient de puissance quasi-certaine » égal à zéro.

Le coût évité pour cette catégorie est « la somme des coûts mensuels évités par cette énergie », eux-mêmes calculés « en appliquant, au volume mensuel considéré, la moyenne mensuelle des prix day-ahead « France » observés sur EPEX SPOT », c'est-à-dire les prix de gros à 24 heures enregistrés sur la bourse européenne de l'électricité.

Cette référence à un prix de gros moyen annuel offre l'avantage de la simplicité mais elle comporte aussi des inconvénients qui peuvent paraître mineurs tant que les volumes sous obligation d'achat restent modestes, mais deviennent problématiques dans la perspective d'un fort développement des filières renouvelables tel que tracé par le Grenelle de l'environnement.

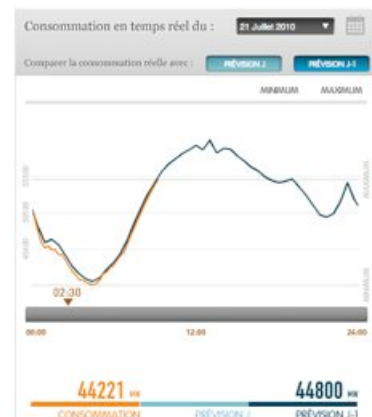
**Le premier inconvénient est précisément qu'il ne s'agit que d'un cumul annuel de moyennes mensuelles**, donc un indicateur très grossier incapable de refléter les fluctuations permanentes des prix réels sur le marché Spot, qui connaît des écarts très importants entre les extrêmes dépendant de paramètres soumis à phénomènes cycliques naturels ou sociaux imbriqués à différentes échelles de temporalité (jour/nuit, semaine/week-end, été/hiver, vacances/travail, etc.) ainsi qu'à des événements climatiques imprévisibles plus ou moins ponctuels (canicule, vague de froid, tempête,...).

Or, si les moyens de production d'électricité basés sur des flux physiques fatals, intermittents et non stockables tels que le vent, le fil de l'eau ou le rayonnement solaire ne peuvent évidemment pas être pilotés pour répondre à une pointe de demande, cela ne signifie pas pour autant que leur production ne s'inscrit à aucun moment dans des périodes de pointe de consommation et, partant, de prix de marché élevé.

C'est ainsi le cas au niveau saisonnier pour l'éolien (il y a plus de vent en hiver qu'en été), que la CRE affecte logiquement pour cette raison d'un coefficient de « puissance quasi-certaine » de 5% en été et 15% en hiver.

C'est aussi le cas au niveau journalier pour le photovoltaïque dont le pic de production à midi correspond, comme le montre le graphe ci-contre, à la pointe de consommation estivale, que l'on retrouve également de manière plus ou moins accentuée de mars à octobre, soit la moitié de l'année.

Il est fort peu probable compte tenu des fluctuations importantes des prix de marché et des niveaux de production que le coût



réellement évité à l'acheteur par la production renouvelable en général, photovoltaïque en particulier, correspond exactement au différentiel avec le prix moyen annuel calculé par la CRE.

En tout état de cause, il serait souhaitable tant du point de vue de la transparence que de celui de la réalité économique que ce **coût évité soit calculé sur une base aussi proche que possible du temps réel**, ce que permettent sans problèmes les systèmes modernes de traitement de l'information.

C'est d'ailleurs ainsi que fonctionne le système allemand dans lequel l'acheteur obligé (en l'occurrence le gestionnaire de réseau et non un fournisseur désigné) est tenu de vendre immédiatement sur le marché Spot l'énergie renouvelable acquise dans le cadre de l'obligation d'achat, la compensation étant ainsi calculée en référence à la valeur réelle de marché de l'électricité au moment de sa production.

Le niveau de la compensation peut donc fluctuer énormément, et il arrive qu'elle devienne négative lorsque le prix Spot rejoint le tarif d'achat, ce qui est aujourd'hui régulièrement le cas pour l'éolien et pourrait le devenir pour le photovoltaïque dans un futur plus proche qu'il n'y paraît cde prime abord.

**Un deuxième inconvénient**, qui impacte particulièrement le photovoltaïque, **est qu'il s'agit d'un prix de gros**. Ceci ne pose pas de problèmes lorsque l'on parle de moyens de production de forte puissance débitant sur le réseau HTA ou HTB à partir de sites dédiés sans corrélation avec une consommation locale, mais introduit un biais dès lors que l'on considère des moyens de production de petite puissance en basse ou moyenne tension, associés directement à des sites de consommation dont il couvrent une part plus ou moins importante des besoins, comme c'est souvent le cas pour le photovoltaïque.

Dans une telle configuration, la production locale ne se substitue pas à des kWh « anonymes » produits on ne sait où sur la plaque électrique européenne et qu'il faudrait ensuite acheminer jusqu'au consommateur final en lui facturant les coûts afférents, mais à des kWh « consommés sur place », qui, s'ils avaient été fournis classiquement par le système électrique, auraient compris un coût de production, mais aussi de transport, de distribution et de fourniture : ceux-ci étant bien évités à l'acheteur par la production décentralisée, ils doivent être déduits de la compensation par la CSPE.

Tout se passe donc actuellement comme si la CSPE remboursait à l'acheteur un service qu'il ne rend pas, celui de l'acheminement et de la facturation d'une électricité qui est en réalité consommée sur le lieu même de sa production ou à proximité immédiate.

Dans le cas très fréquent d'un particulier équipé d'un toit photovoltaïque intégré et alimenté pour sa consommation au tarif réglementé (ex « tarif bleu », soit environ 12 c€/kWh aujourd'hui), ceci représente, si l'on prend comme référence les 65 €/MWh du prix moyen sur Pownext en 2009, un quasi doublement du coût évité, toutes choses égales par ailleurs.

S'il en était tenu compte dans le calcul de la CSPE, on enregistrerait *ipso facto*, au niveau actuel du tarif d'achat, une baisse de 10 à 13% du montant de la CSPE par kWh produit, ce qui est loin d'être négligeable.

Ceci est d'autant plus significatif que, de son côté, le producteur photovoltaïque paie au prix fort l'utilisation du réseau électrique via le TURPE, comme si sa production était acheminée vers le consommateur final à travers les réseaux de transport et de distribution, alors même qu'il y a toutes les chances qu'elle soit consommée chez son voisin ou le voisin de son voisin si ce n'est dans son propre bâtiment.

Il serait ainsi légitime pour cette raison de mettre en place un « TURPE de proximité » à prix réduit reflétant au moins partiellement l'économie effective de réseau et la limitation des pertes en lignes tout en donnant un signal positif en faveur de la production décentralisée.

On constate finalement que le service d'acheminement de l'électricité est payé deux fois alors même qu'il n'est en fait pas rendu : la première par les consommateurs à l'acheteur via la CSPE, la deuxième par les producteurs au gestionnaire de réseau via le TURPE.

Il conviendrait à tout le moins que la référence pour le calcul des coûts évités soit le prix de détail du kWh livré au niveau de tension considéré, et non le prix de gros du kWh produit sur le marché européen, et de considérer que cette référence reste valable tant que la puissance totale de tous les moyens décentralisés de production en fonctionnement effectif raccordés sur une boucle locale de distribution est inférieure à la puissance totale de consommation appelée sur cette même boucle.

L'adoption d'un mode de calcul en temps réel serait en outre parfaitement cohérent avec l'avènement annoncé – et même favorisé par les pouvoirs publics à travers notamment l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME en cours de discussion - des « réseaux intelligents » qui devront non seulement prendre en compte les productions décentralisées en termes de gestion technique des réseaux locaux, mais aussi introduire et exploiter des batteries de signaux économiques visant à optimiser le système électrique, en consommation et en production, dans une optique globale de réduction des impacts environnementaux et de moindre dépendance des facteurs économiques et géopolitiques exogènes.

C'est d'ailleurs dans cette optique que les autorités allemandes ont introduit depuis 2009 un tarif dit d'auto-consommation, visant à inciter les producteurs à n'injecter sur le réseau que les surplus d'électricité non-consommée, donc à améliorer l'adéquation temporelle entre production et consommation et à moins solliciter le réseau.

Pour le photovoltaïque, ceci concerne principalement les systèmes intégrés ou posés sur des bâtiments de logements, de bureaux et à autres usages impliquant une occupation humaine plus ou moins permanente, c'est-à-dire la cible prioritaire de la stratégie française de développement de la filière, dans une logique d'efficacité globale offre/demande : une raison supplémentaire pour instaurer la transparence et la vérité des coûts !

Le mode de calcul de la compensation de l'obligation d'achat via la CSPE doit être revu afin de :

- i) adopter une référence aux prix de marché réels et non à une moyenne annuelle et
- ii) tenir compte de l'avantage particulier de la production sur site de consommation qui doit se comparer aux prix de détail de l'électricité à laquelle elle se substitue et non aux prix moyens de gros.

## 6. Propositions opérationnelles

La remise du rapport de l'Inspection Générale des Finances crée l'opportunité d'une remise à plat complète, au-delà des seules questions de niveau tarifaire, du dispositif global de soutien à la filière photovoltaïque.

Les propositions ci-dessous visent à assurer dans la durée une optimisation du système propre à satisfaire à la fois les exigences d'efficacité, de transparence et de confiance entre toutes les parties prenantes : pouvoirs publics, acteurs de la filière, producteurs, consommateurs et contribuables.

Elles forment un ensemble cohérent et n'ont de sens que si elles sont adoptées simultanément, chacune d'entre elle prise séparément ne pouvant pas répondre à l'ensemble de ces exigences.

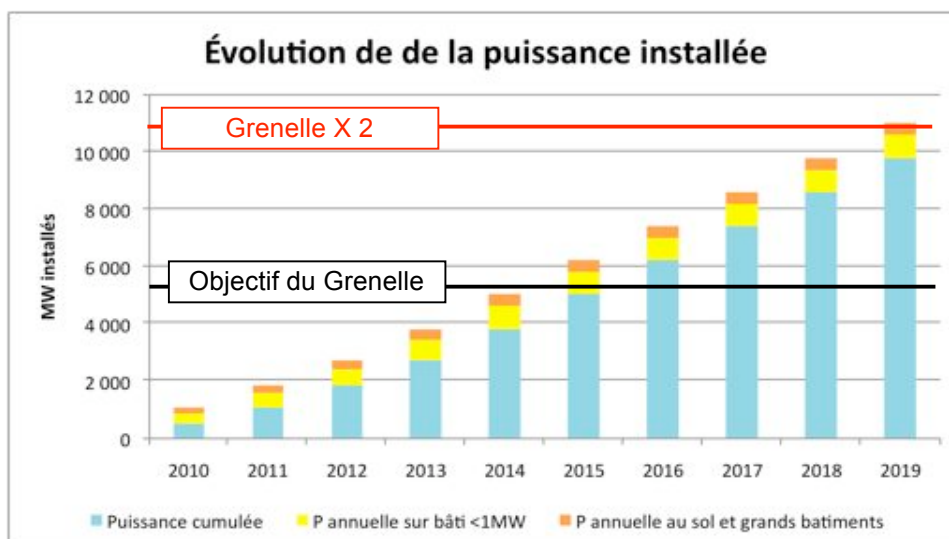
### 6.1 Révision des objectifs à 2020

Il semble désormais évident à tous les observateurs que, quelques mois à peine après son adoption par la PPI, l'objectif issu du Grenelle de l'environnement de 5 400 MW installés en 2020 sera très largement dépassé d'une manière ou d'une autre à cet horizon, sauf si un retournement complet de la politique nationale conduisait à une réduction drastique des tarifs d'achat conduisant à un blocage complet.

La présente contribution entend démontrer qu'il n'y pas contradiction entre la révision à la hausse de cet objectif, la maîtrise des coûts du dispositif pour la collectivité nationale et, à la clé, des effets tout à fait positifs en termes d'activité économique, d'emploi et de valeur ajoutée.

Dans cette perspective, **un doublement de l'objectif à 2020, soit 11 000 MW installés** semble tout à fait raisonnable ; il pourrait se décliner selon une montée en puissance progressive telle que décrite dans le tableau ci-dessous :

en MW	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Puissance installée annuelle		600	750	900	1 100	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200
Puissance totale en service en fin d'année	450	1 050	1 800	2 700	3 800	5 000	6 200	7 400	8 600	9 800	11 000



## 6.2 Modifications de la structure tarifaire

Comme exposé plus haut, le double objectif de dynamisation du marché dynamique d'optimisation de l'usage de la CSPE doit conduire à **garantir une rentabilité raisonnable à toutes les catégories de projets**, et donc à prendre en compte dans la structure des tarifs l'ensemble des paramètres qui peuvent affecter cette rentabilité :

- ❖ le **type de mise en œuvre**, avec toujours trois catégories mais des critères clarifiés :
  - système **intégré au bâti**, avec exigence d'étanchéité ou mise en œuvre d'applications spécifiques (selon liste déjà en vigueur)
  - système **posé sur bâti ou structure urbaine**, sans exigence d'étanchéité, englobant les « cinquièmes façades », la surimposition sur toiture pentue, la pose sur châssis en toiture-terrasse, les ombrières de parking ou les murs antibruit,
  - système **posé au sol**, dans le respect des prescriptions d'usage des sols et de protection de l'environnement
- ❖ la **taille des systèmes**, avec trois seuils calés par souci de simplification et d'homogénéisation sur ceux utilisés pour le raccordement au réseau (et pour cette raison exprimés en kVA et kW, ce qui correspond à la puissance maximale en sortie d'onduleur, et non en kWc (kilowatts-crête), qui correspondent à la puissance maximale théorique des seuls modules) :
  - 36 kVA, limite de la très basse tension
  - 250 kVA, limite de la basse tension
  - 1 MW, qui n'est pas un seuil de raccordement à proprement parler, mais permet de tenir compte des effets d'échelle spécifiques atteints autour de cette puissance.
- ❖ la **localisation** avec idéalement la possibilité de personnaliser le coefficient de pondération dans une proportion de + 20% maximum sur une maille de 1 X 1 km en utilisant la base de données d'ensoleillement de l'Union Européenne PV-GIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>), à défaut en généralisant l'application du coefficient R instauré par l'arrêté du 16 janvier 2010 à tous les types de mise en œuvre et à toutes les catégories de puissance.

L'introduction d'un « tarif d'auto-consommation » sur le modèle allemand (voir plus haut) pourrait être envisagée, notamment dans la perspective du « bâtiment à énergie positive » à horizon 2020, mais cela nécessiterait de mettre en place un dispositif de comptage adéquat qu'il conviendrait d'expérimenter préalablement. C'est pourquoi il semble préférable de repousser cette éventualité à une future révision tarifaire, lorsque le marché français sera bien établi et que le retour d'expérience Outre-Rhin aura permis de vérifier la viabilité de ce concept séduisant mais quelque peu difficile à appréhender d'un point de vue opérationnel.

Par ailleurs, une solution alternative et probablement efficace de différenciation tarifaire consisterait à **faire varier non pas le niveau des tarifs mais la durée des contrats d'achat en fonction des catégories** et des modulations : par exemple un tarif unique de 48 c€ par kWh pourrait durer 20 ans pour les systèmes intégrés < 36 kVA, 14 ans pour les systèmes surimposés et 11 ans pour les systèmes au sol. Cette hypothèse mériterait d'être travaillée en détail pour voir dans quelle mesure elle pourrait utilement se substituer aux actuelles modulations par niveaux de tarif.

### 6.3 Actualiser le niveau des tarifs

Une structure tarifaire optimisée doit permettre d'atteindre à terme **la convergence des prix et des tarifs avec l'Allemagne**, le marché de référence au niveau mondial où les coûts d'investissement sont de 20 à 30 % moins élevés que ceux pratiqués en France pour des projets équivalents.

Cet écart significatif peut s'expliquer par la différence importante de puissance installée annuellement, avec un facteur supérieur à 20 en 2009 (300 MWc contre plus de 7 000), mais aussi, et de plus en plus dans un marché fortement mondialisé qui a tendance à uniformiser les prix, par **des coûts de développement et de transaction nettement plus élevés**, , essentiellement dus à des délais d'instruction des dossiers administratifs et des demandes de raccordement au réseau considérablement plus longs et plus compliqués. L'étude comparative européenne « PV-legal » situe cet écart entre 13 et 20%.

L'objectif de **convergence avec les prix allemands** rend ainsi impératif que la France s'engage résolument dans une stratégie effective de simplification des procédures administratives et de raccourcissement des délais d'instruction des demandes, tant de la part des services de l'État que de celle des gestionnaires de réseaux et des acheteurs obligés.

L'objectif de **convergence avec les tarifs d'achat allemands doit** quant à lui, compte tenu de l'écart des volumes et des différences de pratiques des deux côtés du Rhin, être réalisé par étapes progressives dans une logique de rattrapage consécutif au développement du marché dont la poursuite doit rester l'objectif premier des deux ou trois prochaines années.

Il convient en outre de conserver une certaine prudence en ce qui concerne la stratégie allemande d'anticipation de l'accélération de la baisse des coûts qui a conduit à une baisse additionnelle des tarifs de 16% (11% pour les parcs au sol) au 1<sup>er</sup> juillet dernier, venue s'ajouter à la baisse programmée de 10% intervenue au 1<sup>er</sup> janvier 2010.

En effet, cette baisse exceptionnelle visant clairement la maîtrise de l'explosion du marché entamée en 2008 (6 000 MW installés) et confirmée en 2009 (7 300 MW) mise sur une hypothèse de surproduction due à l'augmentation importante des capacités mondiales de production de systèmes photovoltaïques en 2010, dont la construction avait été décidée en 2008 en pleine pénurie mondiale de silicium photovoltaïque.

Or la poursuite de la croissance du marché allemand à un niveau très élevé début 2010, la montée en puissance des marchés italien (700 MW en 2009, probablement le double en 2010), et américain (435 MW en 2009, au moins 600 en 2010), maintiennent une forte pression et empêchent la baisse des prix de se réaliser comme prévu, ce qui pourrait provoquer un brusque ralentissement du marché allemand au deuxième semestre 2010 et en 2011.

On voit à travers cet exemple tout le discernement qui doit impérativement accompagner tout exercice d'ajustement tarifaire, notamment celui qui pourrait intervenir prochainement en France : il serait particulièrement pénalisant pour les opérateurs du marché français et contre-productif pour la stratégie nationale d'appliquer purement et simplement par anticipation la baisse de 10% des tarifs initialement prévue au 1<sup>er</sup> janvier 2012 à toutes les catégories tarifaires.

Une proposition réaliste et acceptable par toutes les parties consisterait, dans le cadre de la modification de la structure et des modulations exposées ci-dessus, à appliquer **une baisse de 4 à 5% sur les niveaux actuels de tarifs au 1<sup>er</sup> janvier 2011**, à l'exception des parcs au sol pour lesquels les tarifs de janvier 2010 sont à la fois corrects et trop récents pour être modifiés sans pénaliser inutilement les projets en cours de développement pour lesquels des dépenses parfois importantes ont été engagées.



**Quatre seuils de puissance** seraient introduits pour les systèmes intégrés ou posés sur bâti ou structure urbaine, assortis d'une dégressivité allant de 6 à 12 % par rapport aux tarifs de base, ce qui correspond à la réalité économique actuelle. Enfin **le coefficient R serait généralisé** à toutes les catégories et puissances de projets.

**Résumé de la proposition pour une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2011 :**

**1 - Tarifs de base :**

- ⇒ **systèmes intégrés au bâti, assurant l'étanchéité ou une fonction architecturale** = 48 c€/kWh (- 4,0 %)
- ⇒ **systèmes posés sur bâtiment ou sur structure urbaine** = 38 c€/kWh (- 4,8 %)
- ⇒ **systèmes posés au sol** = 31,4 c€/kWh (inchangé)

**2 - Seuils de puissance** pour les systèmes installés **sur bâtiment ou structure**, intégrés ou non (en puissance sortie onduleur et non sortie modules) :

- P < 36 kVA tarif de base
- 36 kVA ≤ P < 250 kVA - 6 % par rapport au tarif de base
- 250 kVA ≤ P < 1 MW - 8 % par rapport au tarif de base
- P > 1MW - 12 % par rapport au tarif de base

**3 - Généralisation du coefficient « R »** à toutes les catégories et toutes les puissances

Le tableau ci-dessous donne l'éventail des tarifs, pour chaque catégorie et chaque gamme de puissance, applicable par grande zone géographique (nord, centre et sud de la France), ainsi que le coût d'investissement maximal pour obtenir une rentabilité acceptable (TRI –projet > 5%).

Proposition de tarifs pour 2011		< 36 kVA		36-250 kVA		250 kVA - 1 MW		> 1 MW	
		tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc	tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc	tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc	tarif (c€/kWh)	coût d'équilibre €/Wc
intégré au bâti	Sud	48,0	5,7 - 6,0	45,1	5,5 - 5,7	44,2	5,5 - 5,6	42,24	5,3
	Centre	52,8	5,0 - 5,4	49,6	4,9 - 5,1	48,6	4,9 - 5,0	46,46	4,9
	Nord	57,6	4,1 - 4,5	54,1	4,1 - 4,2	53,0	4,1	50,69	4
posé sur bâti	Sud	38	4,3 - 4,8	35,7	4,3 - 4,5	35,0	4,3 - 4,4	33,44	4,3
	Centre	41,8	3,9 - 4,3	39,3	3,8 - 4,0	38,5	3,9	36,78	3,9
	Nord	45,6	3,1 - 3,5	42,9	3,1 - 3,3	42,0	3,2 - 3,3	40,13	2,9
posé au sol	Sud	31,4	3,7	31,4	3,8	31,4	3,9	31,40	3,9
	Centre	34,5	3,3	34,5	3,3	34,5	3,4	34,54	3,4
	Nord	37,7	2,7	37,7	2,7	37,7	2,9	37,68	2,9

Ce niveau déjà faible de rentabilité n'est atteignable qu'à condition que les coûts de développement et de transaction soient ramenés à un niveau raisonnable, soit entre 7 et 10 % des coûts d'investissement : l'engagement de l'État à agir fermement en la matière constitue dans tous les cas de figure une condition impérative de l'acceptabilité de la baisse proposée.

Les coûts d'investissement compatibles avec ces tarifs se situent *grasso modo* à mi-chemin entre les prix constatés en France et en Allemagne : il s'agit clairement d'un compromis misant sur une baisse significative des prix sans pour autant prendre le risque d'un coup d'arrêt de l'activité qu'une baisse plus importante des tarifs ne manquerait pas d'entraîner.



## 6.4 Mécanisme d'indexation

L'objectif principal des tarifs d'achat et leur raison d'être étant précisément d'accélérer la baisse des coûts et des prix, les modalités d'indexation doivent faire partie intégrante du dispositif.

Il s'agit d'un exercice délicat, pris en étau entre le risque de générer des situations de rentes indues si le rythme de l'indexation est trop lent par rapport aux évolutions constatées et celui de « tuer le marché » si au contraire ce rythme est trop rapide par rapport aux réalités industrielles.

Ceci est d'autant plus sensible que la dynamique globale structurellement baissière sur le moyen et long terme s'accompagne sur le court terme de mouvements qui peuvent faire fortement varier l'ampleur de cette tendance si on la mesure sur une base annuelle. On a par exemple enregistré une baisse des prix de plus de 10% en 2008, puis de près de 30% en 2009, et celle pour 2010 se situera vraisemblablement à nouveau autour de 10%.

Le prix des modules, qui exerce une influence prépondérante sur les prix des systèmes complets, dont ils représentent entre 50 à 70% des coûts totaux, dépend, outre des coûts de production proprement dit, de nombreux facteurs conjoncturels, mais aussi aux décisions stratégiques des sphères industrielles, énergétiques et politiques.

On notera la tendance à la réduction « mécanique » de cette influence du fait que les autres composantes (onduleurs, « BOS<sup>3</sup> », main d'œuvre et dépenses développement) ne connaissent pas la même dynamique e baisse des coûts, en tout cas pas dans les mêmes proportions.

Il faut dans ce contexte se garder deux écueils symétriques : un mécanisme d'indexation trop rigide en figeant plusieurs années à l'avance la baisse des tarifs ou au contraire un mécanisme trop flexible qui varie continuellement en fonction d'éléments plus conjoncturels que structurels créant une incertitude permanente et interdisant de ce fait toute décision ferme d'investissement.

De ce point de vue le système de « corridor annuel » mis en place en Allemagne en 2007 après de longues négociations entre le gouvernement et l'industrie photovoltaïque peut être considéré comme un modèle du genre.

Consistant à prévoir une indexation forfaitaire minimale à la baisse en fin d'année, à laquelle s'ajoute automatiquement un point additionnel de baisse par tranche de puissance installée au-delà d'un seuil fixé à l'avance, il a bien fonctionné jusqu'à ce que le volume exponentiel du marché incite les autorités à introduire une baisse additionnelle au milieu de l'année 2010.

Ce pilotage par indexation annuelle dans des conditions convenues correspond bien à la configuration actuelle du marché français qui a besoin d'un minimum de stabilité pour pouvoir s'établir et se consolider dans de bonnes conditions.

Dans l'état actuel des choses, **il semble raisonnable de confirmer la baisse de 10% des tarifs au 1<sup>er</sup> janvier 2012 prévue par l'arrêté du 12 janvier 2010**, qui s'ajouterait à la baisse de 4 à 5% au 1<sup>er</sup> janvier 2011 telle que proposée ci-dessus, **et de la maintenir de manière prévisionnelle à ce niveau pour les années suivantes**, en prévoyant une baisse additionnelle en cas de dépassement d'un quota annuel sur le modèle allemand.

Les quotas annuels de puissance installée au-dessous desquels la baisse des tarifs pour l'année suivante se limiterait aux 10% programmés pourraient suivre la progression prévue du marché au § 5.1, soit 600 MW pour 2010, 750 MW pour 2011, 900 MW pour 2012, 1100 MW pour 2013 et 1 200 MW pour chacune des années suivantes jusqu'à la fin 2019.

---

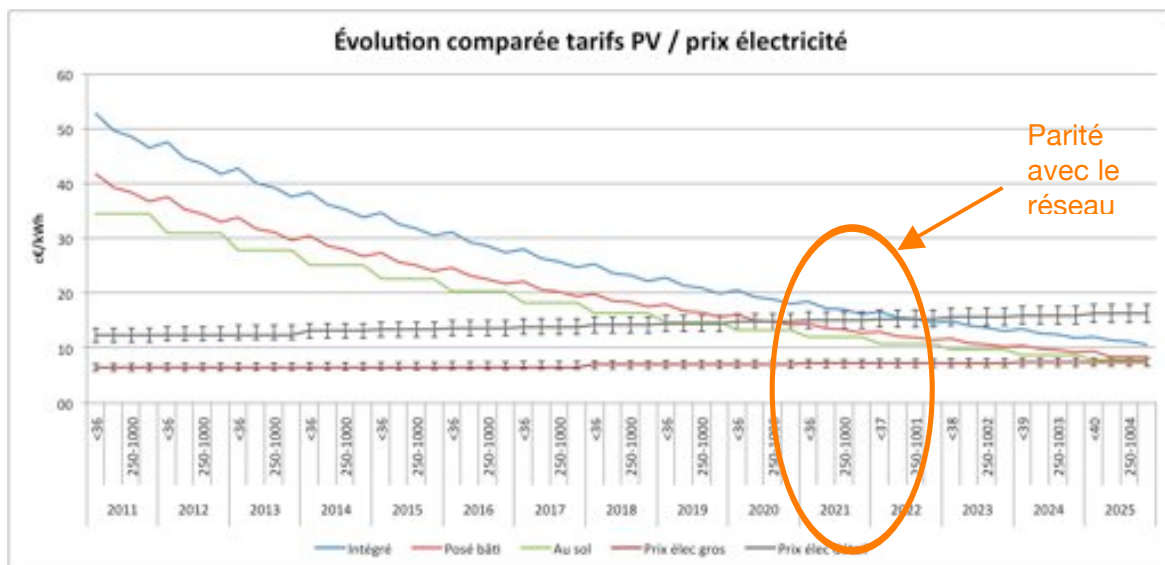
<sup>3</sup> « Balance of system », qui comprend l'ensemble du matériel nécessaire à l'installation et à la connexion au réseau d'un système PV : câbles, supports, connectique, protections, etc.

Appliqué à la grille tarifaire proposée plus haut, ce mécanisme conduirait aux évolutions tarifaires données par les deux tableaux suivants, hors baisse additionnelle en cas de dépassement d'un quota annuel :

Évolution tarifaire 2016-2020 Base -10%/an		2011				2012				2013				2014				2015			
		<36	36-250	250-1000	>1000	<36	36-250	250-1000	>1000	<36	36-250	250-1000	>1000	<36	36-250	250-1000	>1000	<36	36-250	250-1000	>1000
Intégré bâti	Sud	48,00	45,12	44,16	42,24	43,20	40,61	39,74	38,02	38,88	36,55	35,77	34,21	34,99	32,89	32,19	30,79	31,49	29,60	28,97	27,71
	Centre	52,80	49,63	48,58	46,46	47,52	44,67	43,72	41,82	42,77	40,20	39,35	37,64	38,49	36,18	35,41	33,87	34,64	32,56	31,87	30,49
	Nord	57,60	54,14	52,99	50,69	51,84	48,73	47,69	45,62	46,66	43,86	42,92	41,06	41,99	39,47	38,63	36,95	37,79	35,52	34,77	33,26
Posé bâti	Sud	38,00	35,72	34,96	33,44	34,20	32,15	31,46	30,10	30,78	28,93	28,32	27,09	27,70	26,04	25,49	24,38	24,93	23,44	22,94	21,94
	Centre	41,80	39,29	38,46	36,78	37,62	35,36	34,61	33,11	33,86	31,83	31,15	29,80	30,47	28,64	28,03	26,82	27,42	25,78	25,23	24,13
	Nord	45,60	42,86	41,95	40,13	41,04	38,58	37,76	36,12	36,94	34,72	33,98	32,50	33,24	31,25	30,58	29,25	29,92	28,12	27,52	26,33
Posé sol	Sud	31,40				28,26				25,43				22,89				20,60			
	Centre	34,54				31,09				27,98				25,18				22,66			
	Nord	37,7				33,9				30,5				27,5				24,7			

Évolution tarifaire 2016-2020 Base -10%/an		2016				2017				2018				2019				2020			
		<36	36-250	250-1000	>1000	<36	36-250	250-1000	>1000	<36	36-250	250-1000	>1000	<36	36-250	250-1000	>1000	<36	36-250	250-1000	>1000
Intégré bâti	Sud	28,34	26,64	26,08	24,94	25,51	23,98	23,47	22,45	22,96	21,58	21,12	20,20	20,66	19,42	19,01	18,18	18,60	17,48	17,11	16,36
	Centre	31,18	29,31	28,68	27,44	28,06	26,38	25,82	24,69	25,25	23,74	23,23	22,22	22,73	21,36	20,91	20,00	20,46	19,23	18,82	18,00
	Nord	34,01	31,97	31,29	29,93	30,61	28,77	28,16	26,94	27,55	25,90	25,35	24,24	24,79	23,31	22,81	21,82	22,32	20,98	20,53	19,64
Posé bâti	Sud	22,44	21,09	20,64	19,75	20,19	18,98	18,58	17,77	18,18	17,08	16,72	15,99	16,36	15,38	15,05	14,39	14,72	13,84	13,54	12,96
	Centre	24,68	23,20	22,71	21,72	22,21	20,88	20,44	19,55	19,99	18,79	18,39	17,59	17,99	16,91	16,55	15,83	16,19	15,22	14,90	14,25
	Nord	26,93	25,31	24,77	23,70	24,23	22,78	22,30	21,33	21,81	20,50	20,07	19,19	19,63	18,45	18,06	17,27	17,67	16,61	16,25	15,55
Posé sol	Sud	18,54				16,69				15,02				13,52				12,17			
	Centre	20,40				18,36				16,52				14,87				13,38			
	Nord	22,2				20,0				18,0				16,2				14,6			

Ce mécanisme est en outre tout à fait en phase avec les prévisions admises actuellement en matière de parité avec le réseau (en référence au prix de vente de détail), qui serait atteinte vers 2020 pour les systèmes posés sur bâti, 2 ou 3 ans plus tard pour les systèmes intégrés, comme le montre le graphique ci-dessous qui prend des hypothèses conservatrices en termes d'évolution des prix de l'électricité (1% par an de hausse pour le prix de gros, 2% pour le prix de détail).



## 6.5 Les risques inacceptables d'une indexation trimestrielle

Des propositions visant à introduire un mécanisme d'indexation dans le cadre de quota sur un pas de temps inférieur à l'année pouvant jusqu'au trimestre ont circulé au début de l'été 2010.

Outre son extraordinaire complexité et l'obligation de mettre en place un système d'observation des coûts et des prix serait extrêmement lourd et onéreux sans pour autant garantir sa fiabilité qui en découlerait, un tel mécanisme serait extrêmement néfaste et à coup sûr catastrophique pour l'immense majorité des acteurs de la filière.

En effet l'incertitude permanente quant à l'éligibilité de chaque projet à tel ou tel niveau de tarif s'ajouterait à celle déjà très pénalisante concernant les délais d'instruction et de traitement des différentes démarches obligatoires (autorisation d'exploiter, permis de construire, raccordement au réseau, contrat d'achat, etc.).

Elle rendrait de fait impossible le financement des projets, sauf pour les très gros opérateurs qui peuvent assumer cette incertitude sans risquer de se mettre en grave difficulté financière.

Sa mise en place révélerait de ce fait un choix politique majeur, qu'il soit explicite ou non : celui de favoriser la catégorie particulière des gros opérateurs, au détriment de la grande diversité que le caractère décentralisé du photovoltaïque permet et qui doit être considéré comme une véritable opportunité.

Sauf à vouloir bloquer le développement du photovoltaïque, une telle hypothèse n'est en tout état de cause pas envisageable tant que le marché n'aura pas atteint un volume annuel très significatif, au bas mot plusieurs milliers de mégawatts par an de systèmes effectivement installés (et non simplement projetés), ni tant que les délais de traitement administratif des dossiers n'auront pas été ramenés à des proportions raisonnables et garanties.

Il ne faut pas perdre pas de vue que si la récente baisse des tarifs en Allemagne est intervenue non pas 3 mais 6 mois seulement après la précédente, c'est de manière exceptionnelle dans un marché parti pour atteindre en 2010 les 10 000 MW annuels quand la France aura certainement du mal à dépasser les 500 MW installés sur la même période, et qu'il n'a jamais été question là-bas ni nulle part ailleurs dans le monde, de mettre en place un système d'indexation trimestriel.

## 7. Conséquences sur la CSPE

### 7.1 Révision du mode de calcul de la compensation par la CSPE

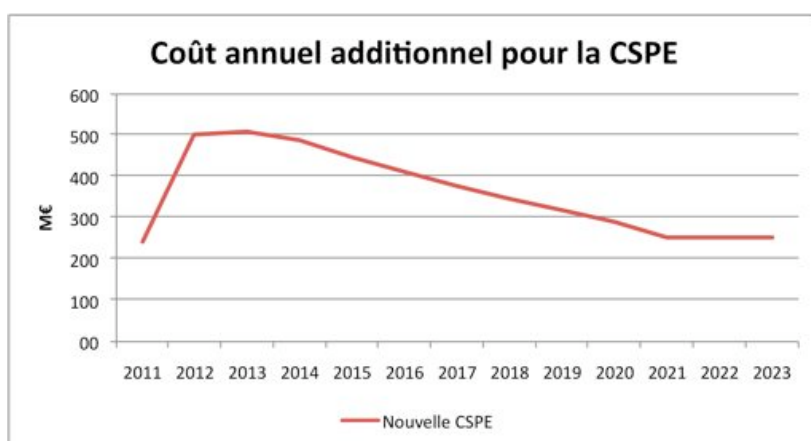
Tant que le marché n'a pas atteint une puissance installée suffisamment importante pour justifier la mise en place d'une compensation « au coût évité en temps réel » inspirée du modèle en vigueur en Allemagne, il est proposé que, pour les systèmes installés sur des bâtiments dont la consommation d'électricité est au moins égale à 80 % de la production photovoltaïque envisagée (ou autres renouvelables sur site), la compensation par la CSPE soit calculée en référence au prix moyen de détail de l'électricité dans la gamme de puissance considérée pour l'année durant laquelle a lieu la production.

Par simplification, une puissance de raccordement supérieure ou égale à 1 MW pourrait constituer une limite pertinente entre les deux régimes de calcul de la CSPE, puisque l'immense majorité des puissances inférieures à ce seuil concernent des systèmes sur bâti ou sur structure urbaine, donc à proximité de sites de consommation, et que, au-delà, il peut s'agir soit de parcs au sol, soit de hangars ou d'entrepôts dont les besoins en électricité ont peu de chances, sauf cas exceptionnel, de correspondre à la production photovoltaïque.

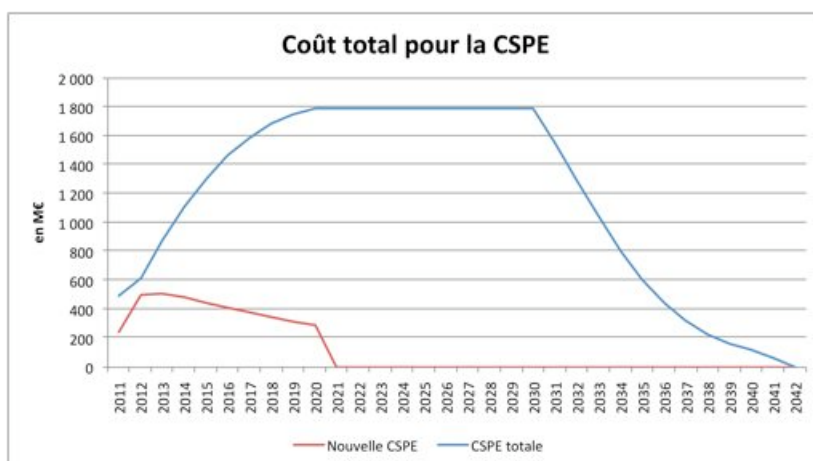
## 7.2 Evolution du montant de la CSPE

La combinaison des évolutions en matière de tarifs et de mode de calcul de la CSPE proposées ci-dessus permet d'anticiper une évolution maîtrisée et tout à fait raisonnable de son montant, surtout au regard des impacts positifs très importants en termes d'activité économique, de rentrées fiscales, d'emploi et de contribution aux objectifs nationaux et européens de production d'énergie renouvelable.

Les projections montrent ainsi que le coût annuel additionnel de ce nouveau dispositif s'élèverait à 500 millions d'€ entre 2011 et 2013, puis amorcerait une décroissance régulière dès 2014 pour atteindre un plancher de 250 millions d'€ par an à partir de 2021 avec l'extinction probable à partir de cette date de l'obligation d'achat.



Quant au coût total annuel de l'obligation d'achat photovoltaïque pour la CSPE, y compris les coûts occasionnés par les contrats déjà en cours, il passerait progressivement de 500 millions d'€ en 2011 à 1,8 milliard d'€ en 2019 pour se stabiliser à ce niveau jusqu'en 2031 et décroître ensuite rapidement, au fur et à mesure de l'arrivée à terme des contrats en cours, et être totalement annulé en 2041.



Ce chiffrage ne tient pas compte du fait que, à compter de l'extinction de l'obligation d'achat consécutive à l'atteinte de la parité avec le réseau, l'impact de la production photovoltaïque à la CSPE sera inversé et deviendra négatif, puisque cette production pourra être vendue directement sur le marché et être par conséquent soumise à la CSPE comme toutes les autres sources : il conviendrait en toute rigueur de modéliser cette contribution venant en déduction du poids global sur la CSPE du soutien tarifaire au photovoltaïque.

## 8. Bilan global du dispositif proposé

**Le coût total pour la CSPE** du dispositif cumulé sur sa durée complète s'élèverait à **37,4 milliards d'€** pour une **production totale cumulée de 340 TWh**, ce qui correspond à un coût de 0,11€ par kWh produit.

Cette production photovoltaïque aura évité une production équivalente d'électricité non-renouvelable dont le coût se serait élevé, sur la base d'un coût moyen pondéré de 0,14 €/kWh découlant des hypothèses d'évolution des prix de l'électricité et du parc photovoltaïque décrites dans les différents § ci-dessus à **47 milliards d'€**.

Le dispositif proposé sera donc, sur la durée complète de sa mise en œuvre, **bénéficiaire net de 10 milliards d'€ pour la facture nationale d'électricité**.

Il aura en outre généré **un chiffre d'affaires cumulé de 25 milliards d'€** et créé **50 000 emplois permanents**, soit 45 emplois par MW installé sur la base des études internationales de référence (EPIA)

## 9. Conclusion

**Le dispositif proposé, qui représente un compromis acceptable à tous points de vue entre les différentes contraintes et les différents intérêts en jeu, donnerait s'il était adopté un signal extrêmement positif non seulement aux opérateurs déjà présents sur le territoire national mais à l'ensemble de l'industrie photovoltaïque mondiale, aujourd'hui à la recherche de sites d'implantation des nouveaux moyens de production à proximité des marchés les plus prometteurs afin de faire face à l'augmentation certaine et massive de la demande dans les prochaines années.**

**Loin de suggérer un repli frileux sur une industrie française dont les opérateurs historiques peinent malgré la multiplication des annonces à trouver des relais et des appuis suffisants pour enfin pouvoir se développer à la hauteur de leurs légitimes ambitions, notre proposition, à la fois ambitieuse et parfaitement réaliste aurait pour effet immédiat d'assurer la crédibilité à moyen terme de la politique française et d'attirer ainsi des investissements nationaux ou étrangers dont l'intérêt serait d'évidence de nouer des alliances solides et durables avec des partenaires déjà présents sur un marché qui saura en tout état de cause conserver ses particularités et son dynamisme propre.**