

# Mission relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France

## Rapport final

Jean-Michel CHARPIN - Alexandre SINÉ – Philippe HELLEISEN – Cécile TLILI (IGF)

Claude TRINK, Christian STOFFAES (CGIET)



**IGF**  
INSPECTION GÉNÉRALE DES FINANCES

MINISTÈRE  
DE L'ÉCONOMIE, DE L'INDUSTRIE  
ET DE L'EMPLOI



MINISTÈRE DU BUDGET,  
DES COMPTES PUBLICS  
ET DE LA RÉFORME DE L'ÉTAT

# Enjeux et objectifs de la mission

---

- ❑ **L'essor de l'électricité photovoltaïque s'inscrit dans le cadre d'une politique ambitieuse de développement des énergies renouvelables (ENR) :**
  - Soutien aux ENR dans le cadre du Grenelle et des objectifs européens à échéance 2020
  - Pour le photovoltaïque (PV), double objectif de développement de la production électrique (mix énergétique) et de construction d'une filière industrielle
  
- ❑ **Contexte de la mission**
  - Novembre et décembre 2009 : flambées des demandes de rachat pour le photovoltaïque, dont l'engagement financier sur les vingt prochaines années pourrait atteindre plusieurs dizaines de milliards d'euros qui seront répercutées sur le prix de l'électricité facturé aux consommateurs
  - Janvier à mars 2010 : mesures d'urgence prises par le gouvernement (ajustement des tarifs, mesures transitoires pour traiter l'afflux des demandes)
  - Lettre du 26 mars 2010 du ministre du développement durable et du ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi confiant au Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGIET) et à l'Inspection Générale des Finances (IGF) une mission relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France
  
- ❑ **Les objectifs de la mission sont triples:**
  - Identifier les mécanismes et acteurs ayant conduit à la flambée de 2009 (enjeu de gouvernance)
  - Évaluer la pertinence des mesures prises par le Gouvernement et faire des propositions sur la régulation du secteur
  - Proposer des améliorations aux mesures de soutien à la filière industrielle



# Périmètre, méthode et calendrier

---

- ❑ **La mission a conduit, entre avril et juillet 2010, une soixantaine d'entretiens avec :**
  - Des services de l'État au niveau central (ministères du développement durable, de l'économie, de l'agriculture et de la pêche, de l'enseignement supérieur et de la recherche) et au niveau déconcentré dans deux régions (Languedoc-Roussillon et Provence-Alpes-Côte d'Azur), ainsi que d'autres organes publics (ADEME, CRE, pôles de compétitivité)
  - Des entreprises de l'amont de la filière photovoltaïque (Photowatt, Tenesol, Fonroche, Nexcis) ainsi que des énergéticiens et industriels intervenants sur des secteurs connexes (Total, Saint-Gobain, Schneider, etc.)
  - Des entreprises de l'aval de la filière photovoltaïque et des producteurs d'électricité photovoltaïque (EDF EN, GDF Suez, Green Yellow, Solaire Direct, SunR, Imerys, Tecsol, etc.)
  - Plusieurs associations professionnelles représentant ces différentes activités (Syndicat des énergies renouvelables, Enerplan, Fédération Française du Bâtiment)
  - L'entreprise chargée de la mission publique d'obligation d'achat (EDF) ainsi que le gestionnaire de réseau (ERDF)
  - Des centres de recherche (INES, IRDEP)
  - Des associations de promotion du développement durable (CLER, HESPUL)
  - Des représentants de l'État et des entreprises en Espagne et en Allemagne
- ❑ **Elle a exploité la base de données d'EDF Obligation d'Achats**
- ❑ **Elle a mené une enquête auprès des services économiques régionaux de neuf pays concernant la politique énergétique et industrielle conduite en matière de photovoltaïque (Allemagne, Belgique, Chine, Espagne, États-Unis, Italie, Japon, Portugal, Royaume-Uni)**
- ❑ **La mission a exclu de son champ d'analyse les problématiques liées au développement du photovoltaïque outre-mer, dont les enjeux spécifiques pourraient justifier des investigations *ad hoc***



# Récapitulatif des principales décisions proposées

## Baisse immédiate des tarifs à l'été 2010

- **Conserver la grille tarifaire actuelle**
- **Baisser les tarifs de manière homogène sur toutes les catégories**
- **Baisse au-delà de -10%**
- **Organiser le processus décisionnel pour une publication de l'arrêté début septembre (arbitrages, communication, consultations CSE/CRE...)**
- Améliorer le système d'information d'ERDF pour suivre « en temps réel » les flux de nouveaux projets ; transmettre les informations aux administrations compétentes

## Mise en place d'un système de régulation pérenne avec de la visibilité pour la filière

- **Préciser la stratégie et les objectifs de la politique photovoltaïque**
- **Définir une cible annuelle de 300 à 500 MW/an**
- Identifier trois segments de marché pertinents et répartir la cible annuelle entre ces segments (particuliers 100 à 150 MW/an, grandes toitures 100 à 200 MW/an, fermes au sol 0 à 150 MW/an)
- **Introduire de nouveaux outils de régulation pour maîtriser les quantités**
  - Particuliers et grandes toitures : tarif avec dégressivité trimestrielle automatique en fonction des volumes
  - Sol : appels d'offres
- Améliorer la procédure d'instruction des demandes de rachat (déclaration d'intention, dépôt de garantie lors de la demande de raccordement, blocage du tarif lors de la proposition technique et financière de raccordement)

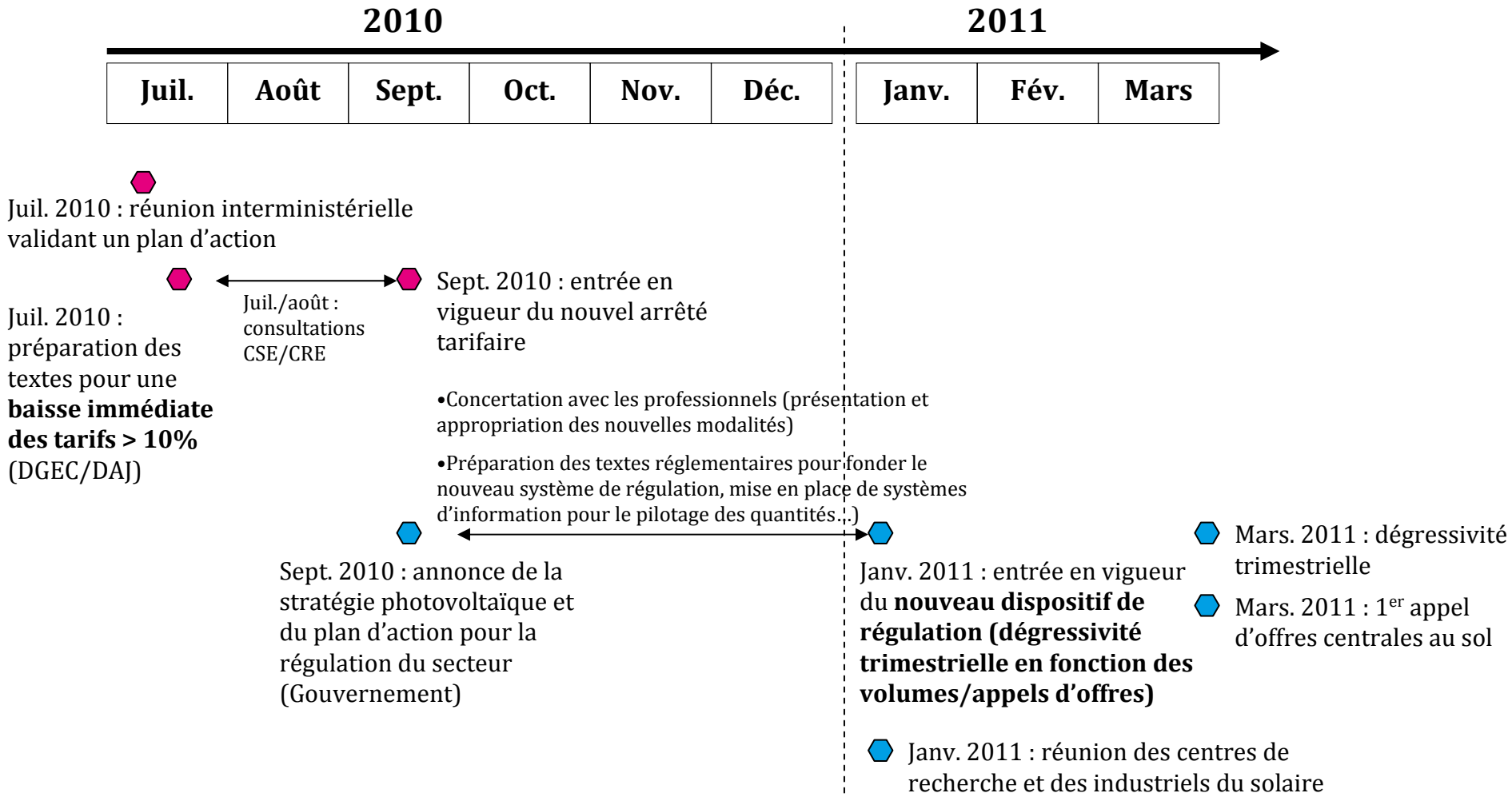
## Recherche et développement / Politique industrielle

- Mettre en cohérence la stratégie de R&D avec les opportunités identifiées (activités connexes au photovoltaïque et technologies émergentes)
- Maintenir les moyens sur la R&D
- **Mobiliser les grands acteurs industriels susceptibles de se positionner sur le photovoltaïque** et organiser la mise en réseau des acteurs à l'échelle nationale



# La baisse immédiate des tarifs et la mise en place d'un système de régulation pérenne avec de la visibilité pour la filière

## Mise en œuvre des recommandations



# Sommaire

## 1. Le développement du parc photovoltaïque

- Le photovoltaïque : une énergie à fort potentiel, mais dont le développement à moyen terme est limité par ses coûts élevés
- La flambée des demandes fin 2009 : état des lieux et perspectives
- Les nouvelles conditions tarifaires restent très attractives et le développement devrait se poursuivre à un rythme soutenu

## 2. Un péril financier et des incertitudes industrielles

- Les conséquences financières potentielles d'une trajectoire de développement soutenue
- L'inadéquation entre les objectifs industriels et le rythme de déploiement

## 3. Un plan d'action pour un secteur à fort potentiel de croissance qui présente des opportunités économiques

- La politique du photovoltaïque doit cibler prioritairement le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel au niveau mondial
- Un plan d'action en deux temps pour donner de la visibilité aux acteurs

## 4. Prendre des mesures relatives à l'obligation d'achat dès l'été 2010

- Modifier le niveau du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque
- Améliorer le pilotage de l'outil « tarif d'achat » pour gérer la file d'attente et le flux de demandes nouvelles

## 5. Définir un plan d'action global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011

- Définir de nouveaux objectifs quantitatifs à horizon 2020 pour le photovoltaïque et les décliner sur les différents segments de marché pertinents
- Mettre en place des outils de régulation adéquats pour piloter la trajectoire
- Mettre en œuvre une stratégie industrielle

Compléments et éléments de comparaison internationale



# Le photovoltaïque : une source d'électricité à fort potentiel, qui représente toutefois à moyen terme en France un enjeu énergétique limité

- ❑ **Le photovoltaïque devrait connaître un développement à moyen terme, qui aboutira à un essor très rapide de la filière industrielle au niveau mondial**
  - L'énergie photovoltaïque repose sur une ressource illimitée, bien qu'intermittente
  - Si cette forme d'énergie est encore coûteuse en Europe et nécessite des dispositifs publics de soutien, selon les études des professionnels, la parité réseau pourrait progressivement être atteinte dans différents pays du monde entre 2010 et 2020 pour les installations résidentielles et commerciales, en fonction du prix de détail de l'électricité et du taux d'ensoleillement des pays concernés
  - Une fois la parité réseau atteinte, le secteur connaîtra une phase de déploiement à grande échelle. En effet, tous les consommateurs d'électricité auront progressivement intérêt économiquement à investir
  - Les spécificités françaises (coût faible de l'électricité, taux d'ensoleillement moyen) impliquent que le déploiement se produira d'abord dans d'autres pays du monde : les opportunités industrielles se situent au niveau mondial
- ❑ **Toutefois, d'après les objectifs du Grenelle de l'environnement, en raison de son coût de revient et de son manque de maturité, elle ne représentera en 2020 qu'une part faible du parc énergétique français**

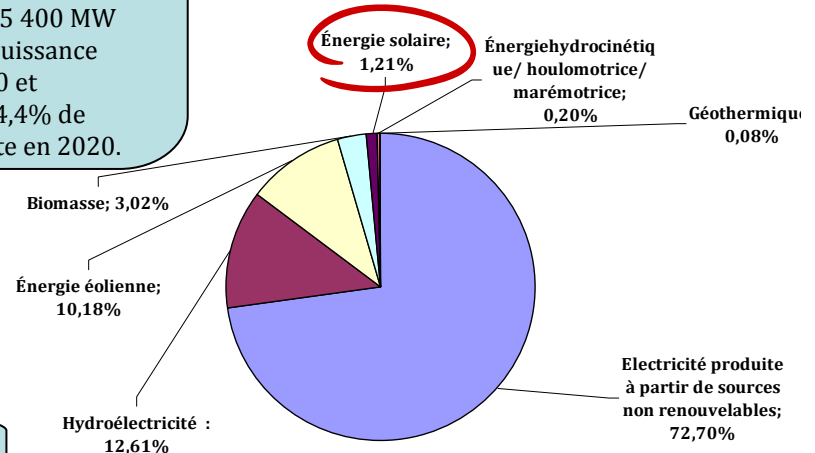
Part de l'énergie solaire dans le total de l'électricité provenant de sources renouvelables

	2005	2008	2010	2020
En % de la puissance installée de sources d'électricité renouvelables	0,09%	0,37%	1,52%	8,69%
En % de l'énergie produite à partir de sources d'électricité renouvelables	0,03%	0,09%	0,70%	4,43%
En % de la consommation finale brute d'électricité	0,00%	0,01%	0,11%	1,21%
En % de la consommation finale brute d'énergie	0,00%	0,00%	0,03%	0,37%

L'énergie solaire représente une part limitée des objectifs de production d'électricité à partir de sources renouvelables : 5 400 MW soit 8,7% de la puissance installée en 2020 et 6 885 GWh soit 4,4% de l'énergie produite en 2020.

L'énergie solaire représente moins de 0,4% sur l'objectif de 23% d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2020 (directive européenne 28/CE/2009)

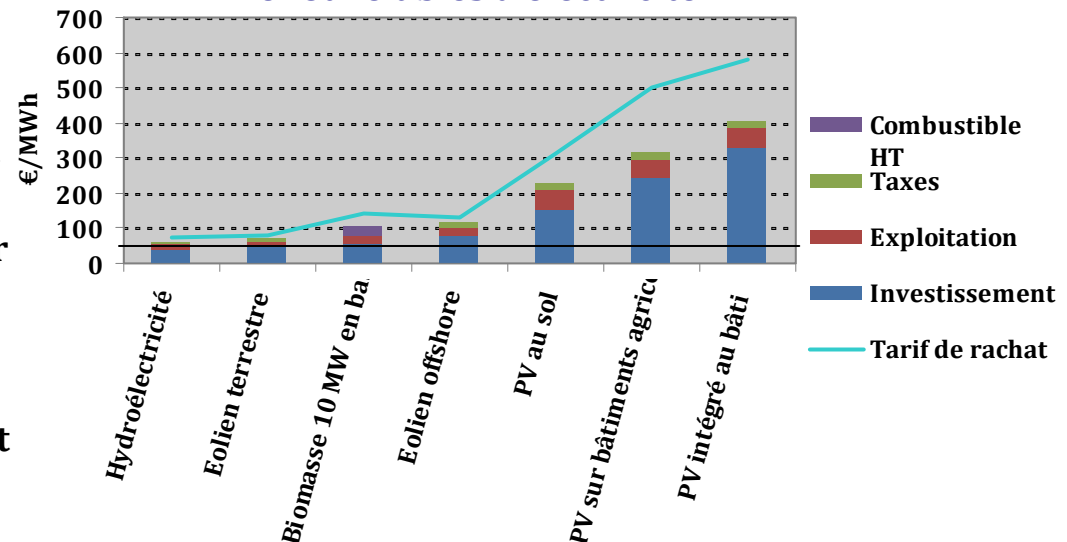
Part des sources d'énergie renouvelable dans la consommation brute d'électricité en 2020 (prévision)



# L'électricité photovoltaïque est aujourd'hui la plus coûteuse des sources d'électricité renouvelables en l'état de la technologie

- ❑ La production d'électricité photovoltaïque au sol coûte plus de 200€/MWh contre 60€/MWh pour l'hydroélectricité ou 70€/MWh pour l'éolien terrestre (cf. étude sur les coûts de référence de la production électrique de la DGEC, 2009)
- ❑ La structure des coûts de la production photovoltaïque se caractérise par une part prépondérante relative à l'investissement
- ❑ Le tarif de rachat varie de 314€/MWh pour les installations au sol à 580€/MWh pour l'intégration au bâti sur les habitations, à comparer au prix sur le marché de gros de l'électricité en France ~56€/MWh en juin 2010 (contrat d'un MW en continu pendant un an) => L'écart entre le tarif d'achat et le prix de marché est financé par les consommateurs d'électricité via la contribution au service public de l'électricité (CSPE, cf. infra).
- ❑ Par ailleurs, le tarif de rachat correspond à un coût élevé de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée. Ce chiffre varie entre 200 € et 1 800 € en fonction des modalités de substitution envisagées. Or la commission Quinet de 2008 puis la commission Rocard de 2009 ont proposé de valoriser la tonne de CO<sub>2</sub> à 32 €.

Écart entre le tarif de rachat et le coût de production pour différentes sources renouvelables d'électricité



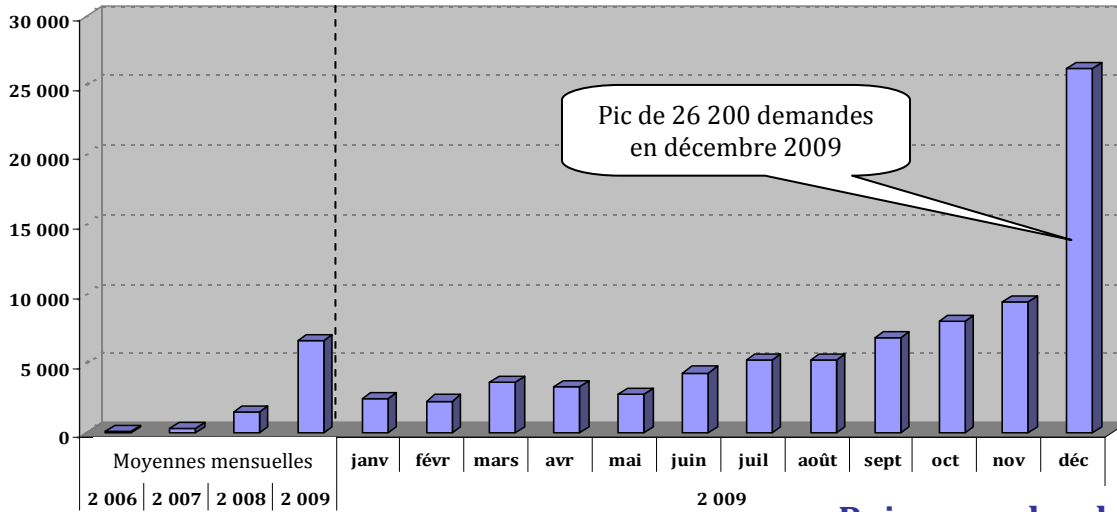
Source : Mission, d'après MEIE/DG Trésor (note du 21 septembre 2009) et MEEDDM/DGEC, Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, 2008.

L'électricité photovoltaïque présente à la fois le coût de production le plus élevé et l'écart entre le tarif de rachat et le coût de production le plus grand des différentes sources renouvelables d'électricité



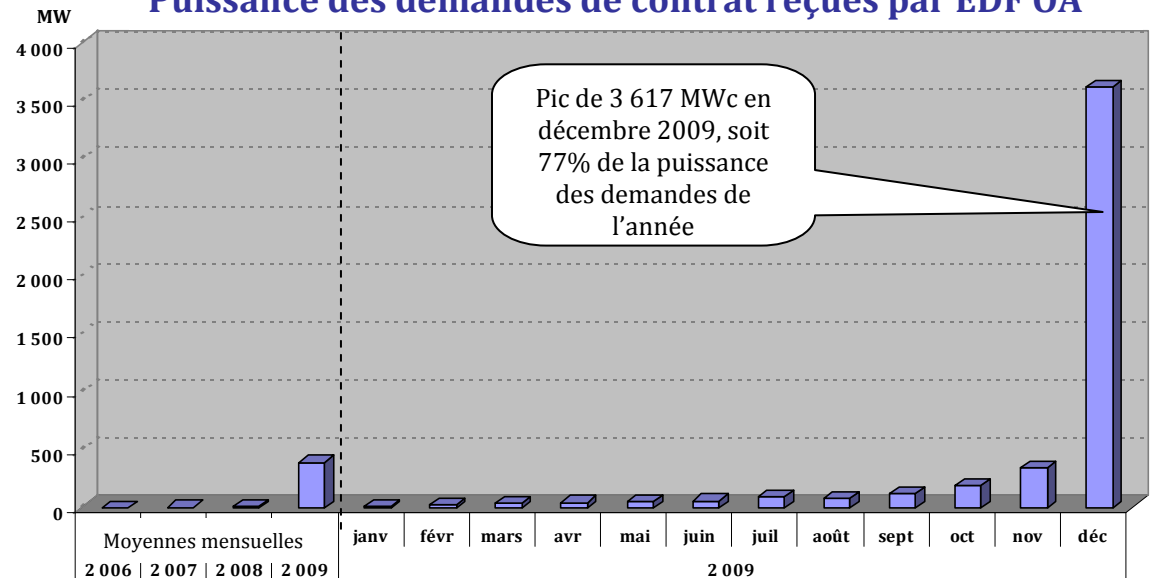
# La flambée des demandes en 2009 a conduit à la création d'une « file d'attente » de demandes de contrats qui atteint 4,8 GW

## Nombre de demandes de contrat reçues par EDF OA



Le nombre de demandes complètes de contrat reçues par EDF Obligation d'Achat (EDF OA) a été multiplié par plus de quatre entre 2008 et 2009, en passant de 18 000 à 80 000

## Puissance des demandes de contrat reçues par EDF OA



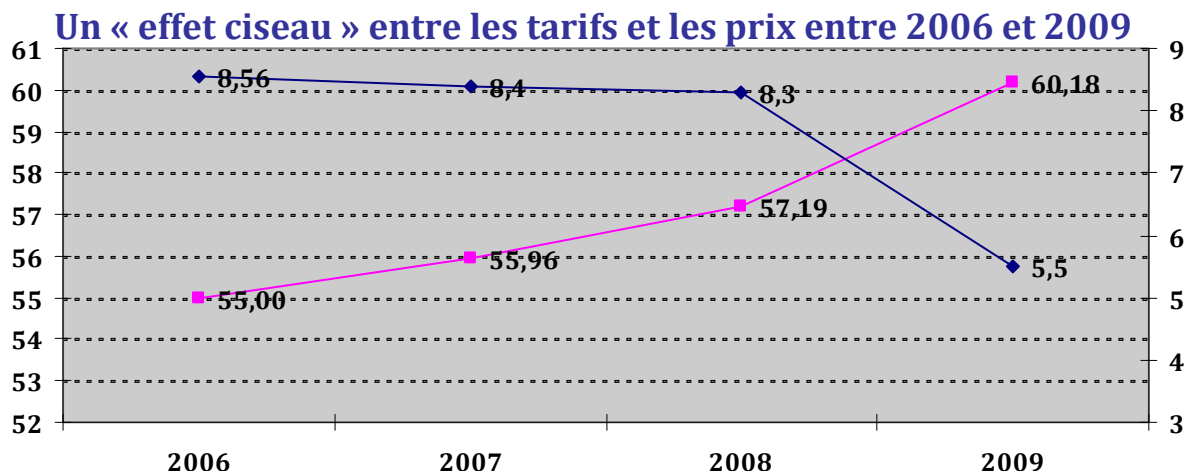
La progression est encore plus forte en puissance : la puissance totale demandée en 2009 s'élève à 4 670 MWc, contre 85 MWc en 2008 (facteur 50)

La puissance totale des demandes déposées en 2009 représente 90% de l'objectif 2020 de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) soit 5,4 GWc







# Deux principaux facteurs expliquent la forte augmentation des demandes de contrats d'achat constatée fin 2009

- ❑ La rentabilité du secteur photovoltaïque est devenue très attractive avec
  - d'une part l'augmentation des tarifs d'achat (modalités d'indexations prévues par l'arrêté tarifaire de 2006)
  - d'autre part la baisse du prix des panneaux : du côté de l'offre, baisse du prix du silicium après une période de tension, augmentation des capacités de production et baisse des coûts dans les pays émergents (Chine), outre des gains de productivité tendanciels ; du côté de la demande, réduction du marché liée à la crise économique (ex. : tarissement des sources de financement) et à l'éclatement de la « bulle espagnole »
- ❑ Le délai entre l'annonce de la baisse des tarifs et sa réalisation en France (premières annonces en novembre 2008, présentation de nouveaux tarifs en septembre 2009, adoption de l'arrêté tarifaire en janvier 2010). Ce délai peut en partie s'expliquer par la conjonction d'une discussion sur la structure des tarifs (repenser la définition de l'intégration au bâti) et sur leur niveau



# La file d'attente constituée fin 2009 est très largement composée d'installations de grande capacité avec le tarif de rachat intégré au bâti

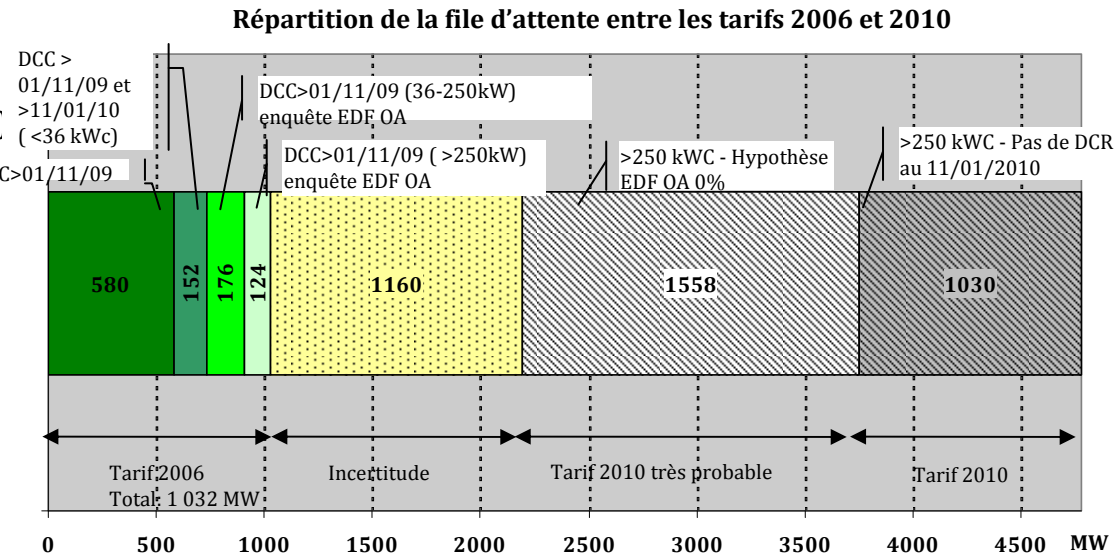
CATÉGORIE	TYPE D'INSTALLATION	PART DANS LE PARC INSTALLÉ	PART DANS LA FILE D'ATTENTE
 <p>Installation en toiture de 2,6 kWc</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Intégré au bâti ≤3kWc</li> </ul>	<p>Installations en toiture chez des particuliers</p>	<p>89% des contrats (41 900) 44% de la puissance (108 MWc)</p>	<p>67% des demandes (40 300) 2% de la puissance (109 MWc)</p>
 <p>Hangar agricole de 32kWc (240 m2)</p>  <p>Entrepôt FM Logistic 1,4 MWc (28 000 m2)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Intégré au bâti &gt;3kWc :</li> <li>• 3-250 kWc</li> <li>• &gt; 250 kWc</li> </ul>	<p>Installations en toitures industrielles ou agricoles :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Petites et moyennes capacités: ex. entrepôts agricoles, bâtiments tertiaires, supermarchés</li> <li>• Grandes capacités: ex. entrepôts logistiques, ombrières de parking</li> </ul>	<p>9% des contrats (4 400) 47% de la puissance (115 MWc)</p>	<p>33 % des demandes (19 900) 80% de la puissance (3 800 MWc) dont 2 100 MWc (43% de la file d'attente) &gt; 250 kWc</p>
 <p>Centrale EDF EN de Narbonne – 7 MWc (23 ha)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Non intégré au bâti &gt; 1 MW</li> </ul>	<p>Centrales au sol</p>	<p>0,01 % des contrats (5) 7% de la puissance (17 MWc) 246 MWc</p>	<p>0,2 % des contrats (118) 18% de la puissance (848 MWc) 4 800 MWc</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Total</li> </ul>		<p>47 000 contrats</p>	<p>60 000 demandes</p>



# Des incertitudes pèsent sur le tarif, le taux et le délai de réalisation des projets de la file d'attente

Il est difficile d'estimer la puissance aujourd'hui en file d'attente qui bénéficiera des tarifs 2006 dans le cadre de l'arrêté de mesures transitoires et qui sera mise en service :

- L'analyse des données d'EDF OA et d'ERDF indique que sur les 4,8 GWc de la file d'attente (essentiellement constituée à partir des 4,67 GWc de demandes 2009), 1 GWc (22%) relève du tarif 2006 et 1 GWc du tarif 2010
- Au-delà de ce constat, on peut faire l'hypothèse, qui apparaît réaliste, qu'1,5 GWc supplémentaire est écarté du tarif 2006 (demandes pour des installations de plus de 250 kWc déposées en novembre et décembre)
- Pour le reste, le tarif applicable n'a pu être déterminé par la mission car il dépend du croisement de plusieurs informations (données relatives à la demande de contrat, au processus de raccordement, au caractère agricole)
- Le taux de chute des projets, même lorsqu'ils relèvent des anciens tarifs sera sans doute supérieur au taux habituellement observé par ERDF (10% du fait de la précipitation dans laquelle certains ont été menés (maturité technique et financière inférieure à la moyenne))



DCC : demande complète de contrat, DCR : demande complète de raccordement

Par ailleurs, étant donné que les tarifs restent très fortement attractifs, il est probable qu'une partie des projets ne bénéficiant pas des mesures transitoires seront redéposés pour bénéficier des tarifs 2010

Environ 860 MW d'installations photovoltaïques devraient être raccordés pour l'année 2010 selon la programmation d'ERDF

- Il est difficile de donner une estimation des puissances et des coûts qui seront réellement installés au sein des demandes figurant dans la file d'attente
- ...mais quels que soient le taux et le rythme de réalisation de la file d'attente, on peut la considérer comme un « révélateur » du potentiel de projets susceptibles d'être réalisés dès que les conditions économiques sont favorables

# Les tarifs d'achat ont été abaissés en janvier 2010, mais la grille tarifaire reste complexe et deux échéances clés sont prévues en 2011/2012

Les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque ont été modifiés et abaissés (sauf dans un cas) en janvier 2010 par rapport à l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006

## Évolution du tarif de rachat entre 2009 et 2010

Cas type	Tarif en 2009 en c€/kWh	Tarif en 2010 en c€/kWh	Variation	Commentaire
Particulier avec une installation sur toiture intégrée au bâti	60,12	58	-3,5%	Distinction de deux tarifs d'intégration au bâti selon l'usage des bâtiments
Hangar agricole avec une installation sur toiture intégrée au bâti	60,12	50	-16,8%	
Ombrière de parking avec une installation correspondant à l'intégration simplifiée au bâti	60,12	42	-30,1%	Durcissement des critères d'intégration au bâti et création d'une prime d'intégration simplifiée au bâti
Installation au sol dans le Sud de la France	32,82	31,4	-4,3%	Introduction d'un coefficient de modulation départementale
Installation au sol dans le Nord de la France	32,82	37,7	14,8%	

Source : Mission.

Deux échéances clés sont prévues selon l'arrêté tarifaire en vigueur :

- Au 1<sup>er</sup> janvier 2011, les critères pour obtenir la prime d'intégration au bâti deviennent plus contraignants
- Au 1<sup>er</sup> janvier 2012, les tarifs commencent à baisser de 10% par an.

- ❑ Les acteurs de marché risquent d'anticiper ces échéances par une accélération des projets
- ❑ Les baisses de tarifs ne sont pas à la hauteur des baisses de coûts de revient

# Le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque en France est élevé par rapport à celui pratiqué dans d'autres pays

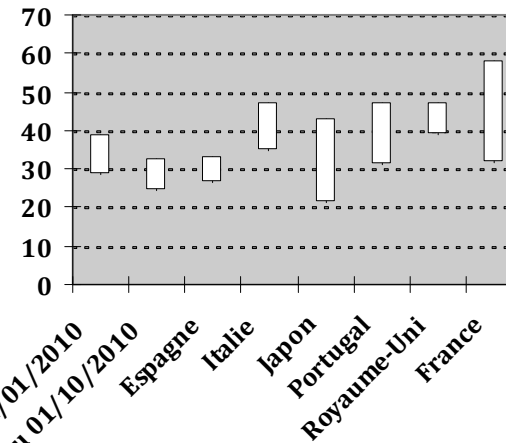
## Les comparaisons internationales montrent que l'obligation d'achat est largement répandue pour l'électricité photovoltaïque, avec des modalités différenciées

- Tarif préférentiel en dessous d'un seuil de puissance (ex. : Allemagne, Italie...)
- Prime à l'installation en toiture intégrée au bâti (France, Suisse)
- Tarif dégressif dans le temps (Allemagne, Espagne, France...)
- Durée de contrat de 10 ans (Japon) à 25 ans (Espagne)

## Les tarifs d'achat des différents pays ne peuvent cependant pas être directement comparés

- Au-delà du niveau des tarifs, il convient de considérer leur structure (ex. : prime pour l'intégration au bâti, pratiquée en France ou en Suisse)
- Il importe également de tenir compte des conditions d'ensoleillement différenciées entre pays. Ainsi, une installation produit en moyenne pendant 900 heures à puissance maximale en Allemagne et entre 1 100 et 1 200 heures en France. Une différence production de plus de 30% s'ajoute donc à un écart de tarif de rachat de 50% (respectivement 39,14 c€/kWh en Allemagne et 58c€/kWh en France )

Niveau des tarifs de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque dans différents pays (tarif minimum et maximum, juin 2010)



Prix de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque (c€/kWh)

Source : Mission, d'après étude de la Direction générale du Trésor – régulation de la filière photovoltaïque. Analyse comparative dans huit pays avec les taux de change constatés au 15 juillet 2010 de 1 £= 1,20 € et de 1€ = 111,870 Yen.

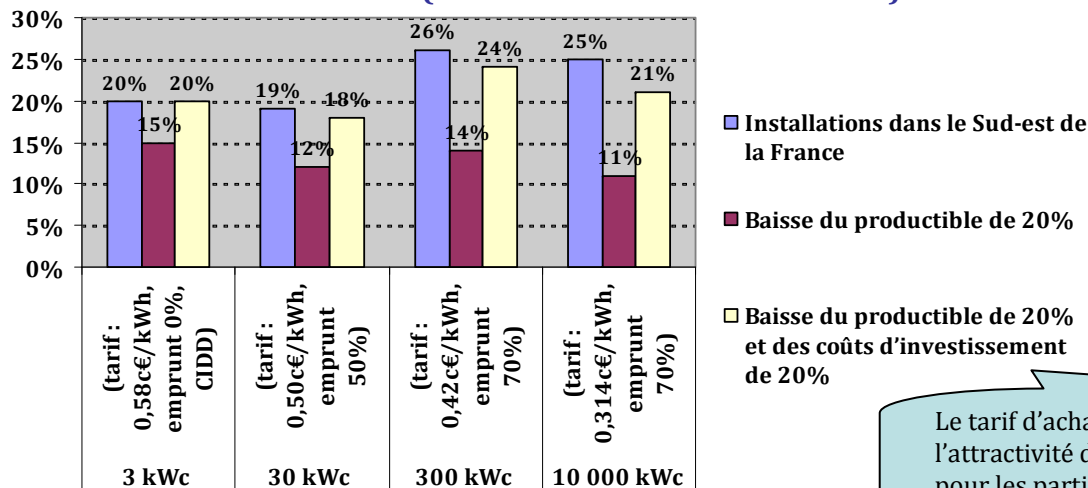
Les tarifs pratiqués pour l'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque sont caractérisés par des différences de niveau et d'écart entre le tarif d'achat minimum et maximum dans chaque pays. La France pratique des tarifs d'achat élevés par rapport à ses voisins européens



# La rentabilité des projets photovoltaïques apparaît élevée en retenant des hypothèses standards (TRI de plus de 20% pour certains projets, tarif d'achat 2010)

- ❑ La rentabilité des projets photovoltaïques est difficile à évaluer compte tenu des asymétries d'information sur les coûts et les marges des différents segments de la chaîne de valeur. Le niveau des tarifs régulés peut d'ailleurs influencer les prix pratiqués et donc les marges dégagées. De surcroît, dans une perspective « dynamique », il est difficile d'anticiper l'évolution à court et moyen termes des coûts de revient en raison des facteurs de variations conjoncturelles (tensions ou surplus sur les matériels) et structurelles (économies d'échelle tendancielle et possibles ruptures technologiques)
- ❑ Pour calculer la rentabilité des projets photovoltaïques, il convient de prendre en compte des hypothèses sur les recettes (fonction notamment de l'ensoleillement) et les dépenses (coûts d'investissement, coût de raccordement au réseau, charges annuelles d'exploitation, charges financières et fiscalité)
- ❑ Il est délicat d'afficher un indicateur synthétique de rentabilité des projets photovoltaïques. L'évaluation de la rentabilité dépend en effet des caractéristiques de chaque projet :
  - Au-delà des asymétries d'information sur les coûts, les prix (matériels et installation) pratiqués par les différents acteurs du marché peuvent fortement varier (notamment pour une installation de 3 kWc sur le toit d'un particulier, la fourchette peut aller de 18 000 € à 24 000 €) ;
  - La production d'énergie électrique dépend fortement de la zone géographique, de l'orientation ou de l'inclinaison d'un toit ;
  - Des projets photovoltaïques liés à une rénovation de toiture, dans le cas de l'intégration au bâti, peuvent avoir des coûts annexes importants concernant des éléments structureaux (une rénovation de toiture d'habitation est plus coûteuse - étanchéité, isolation, esthétique, confort - qu'un hangar factice) ;
  - Les modalités de financement des projets peuvent également varier (ratio entre fonds propres et endettement)...

## Rentabilité des projets photovoltaïques pour quatre installations de référence (TRI des flux de trésorerie en %)



La rentabilité des projets photovoltaïques dépend principalement du niveau d'ensoleillement et du coût des installations. Trois cas de figure considérés :

- Installations dans le Sud-est de la France, qui bénéficient du meilleur ensoleillement ; elles ont la rentabilité la plus élevée en retenant des hypothèses standards sur les charges (TRI > 20%)
- Installations avec un ensoleillement réduit de 20% par rapport au sud-est de la France, correspondant approximativement au sud de la Loire ;
- Installations avec un ensoleillement réduit de 20% et qui bénéficieraient d'un coût d'investissement réduit de 20%, par exemple à la suite d'une baisse des prix.

Le tarif d'achat se cumule avec d'autres instruments qui accroissent l'attractivité des investissements dans les projets photovoltaïques : CIDD pour les particuliers (intégré dans les simulations de TRI), défiscalisations ISF et IR des investissements dans des PME (non intégré ici).

Source : Mission. Pour les particuliers : bénéfice du CIDD, pas d'endettement. Pour les grandes installations : financement par dette à 80%.

❑ La baisse engagée avec les nouveaux tarifs de 2010 n'est pas suffisante : les conditions de maintien d'un haut niveau de demandes de rachat avec d'importantes conséquences financières sont encore réunies

# Sommaire

## 1. Le développement du parc photovoltaïque

- Le photovoltaïque : une énergie à fort potentiel, mais dont le développement à moyen terme est limité par ses coûts élevés
- La flambée des demandes fin 2009 : état des lieux et perspectives
- Les nouvelles conditions tarifaires restent très attractives et le développement devrait se poursuivre à un rythme soutenu

## 2. Un péril financier et des incertitudes industrielles

- Les conséquences financières potentielles d'une trajectoire de développement soutenue
- L'inadéquation entre les objectifs industriels et le rythme de déploiement

## 3. Un plan d'action pour un secteur à fort potentiel de croissance qui présente des opportunités économiques

- La politique du photovoltaïque doit cibler prioritairement le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel au niveau mondial
- Un plan d'action en deux temps pour donner de la visibilité aux acteurs

## 4. Prendre des mesures relatives à l'obligation d'achat dès l'été 2010

- Modifier le niveau du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque
- Améliorer le pilotage de l'outil « tarif d'achat » pour gérer la file d'attente et le flux de demandes nouvelles

## 5. Définir un plan d'action global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011

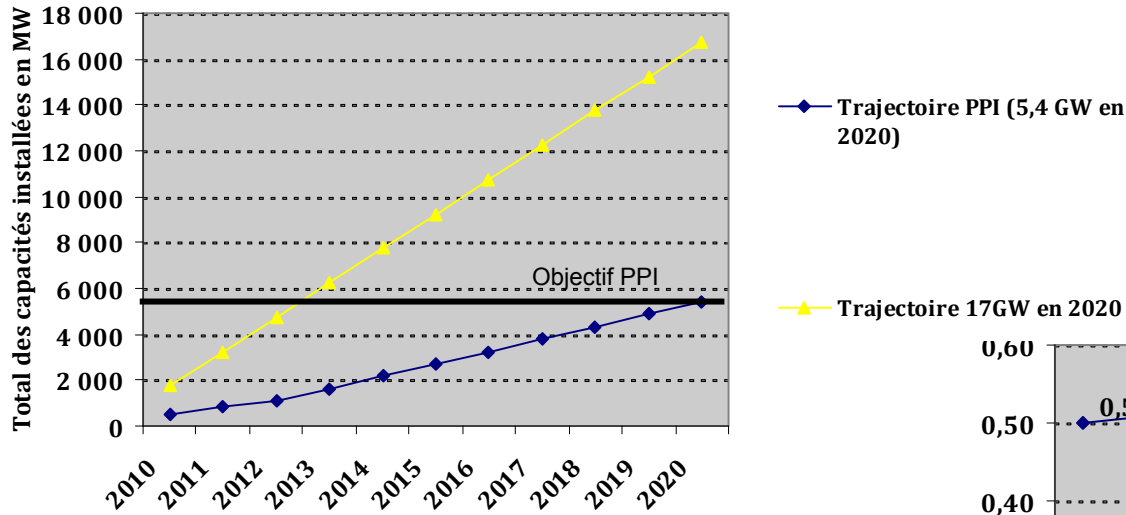
- Définir de nouveaux objectifs quantitatifs à horizon 2020 pour le photovoltaïque et les décliner sur les différents segments de marché pertinents
- Mettre en place des outils de régulation adéquats pour piloter la trajectoire
- Mettre en œuvre une stratégie industrielle

## Compléments et éléments de comparaison internationale



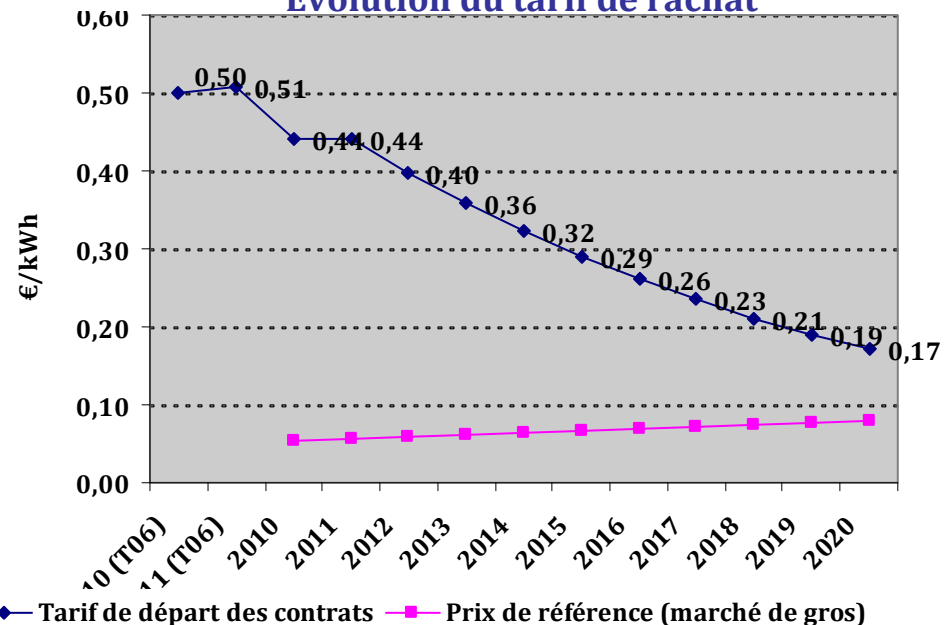
# En l'absence de changement, le déploiement des installations photovoltaïques devrait se poursuivre à un rythme élevé entraînant un surcoût important pour les consommateurs d'électricité (CSPE)

## Hypothèses de déploiement des installations photovoltaïques (en MW installés - total cumulé)



Un déploiement accéléré des installations photovoltaïques entraîne un surcoût important pour la contribution au service public de l'électricité (CSPE) par rapport à la PPI, dans la mesure où **les rachats ont lieu plus tôt et plus cher**. Selon les arrêtés en vigueur, le différentiel entre le tarif de rachat et le prix de marché est élevé en 2010 et décroît progressivement jusqu'en 2020, sous l'effet conjugué de la dégressivité du tarif et, dans une moindre mesure, de la hausse du prix de l'électricité

## Évolution du tarif de rachat



Source : Mission.

Deux hypothèses de déploiement des installations de production d'électricité photovoltaïque :

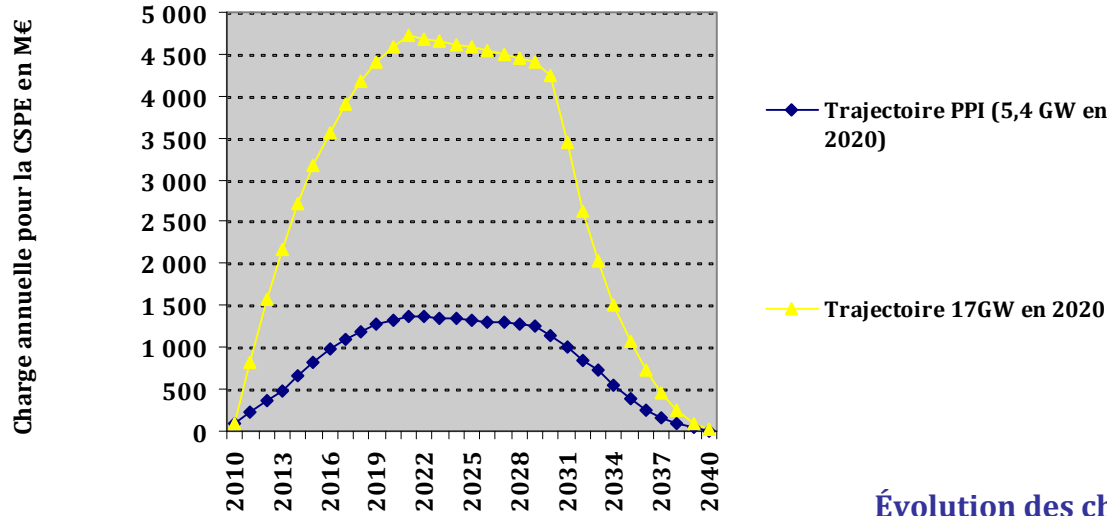
- la « trajectoire PPI » (programmation pluriannuelle des investissements, correspondant aux objectifs du Grenelle de l'environnement) : 1 100 MW en 2012 et 5 400 MW en 2020 ;
- Une « trajectoire tendancielle » : +1,5 GW/an entre 2010 et 2020 (capacité installée totale de 17 GW en 2020) ; tendance considérée comme crédible par la plupart des interlocuteurs de la mission ; cf. volume des demandes de contrats d'achat déposés fin 2009 (4,8 GW), attractivité du tarif, exemples étrangers. **Dans cette trajectoire, l'objectif de la PPI serait atteint dès 2013**

Source : Mission. 1/ Hypothèses pour la construction d'un tarif moyen pondéré : 30% intégré au bâti, 45% IB simplifié, 25% installations au sol. 2/ Hypothèse conventionnelle d'une progression du prix de marché de 4% par an (correspondant au taux d'actualisation).



# Une trajectoire « 17GW en 2020 » conduirait à un surcoût de 3Md€ / an par rapport à la trajectoire de référence fondée sur la programmation pluriannuelle des investissements

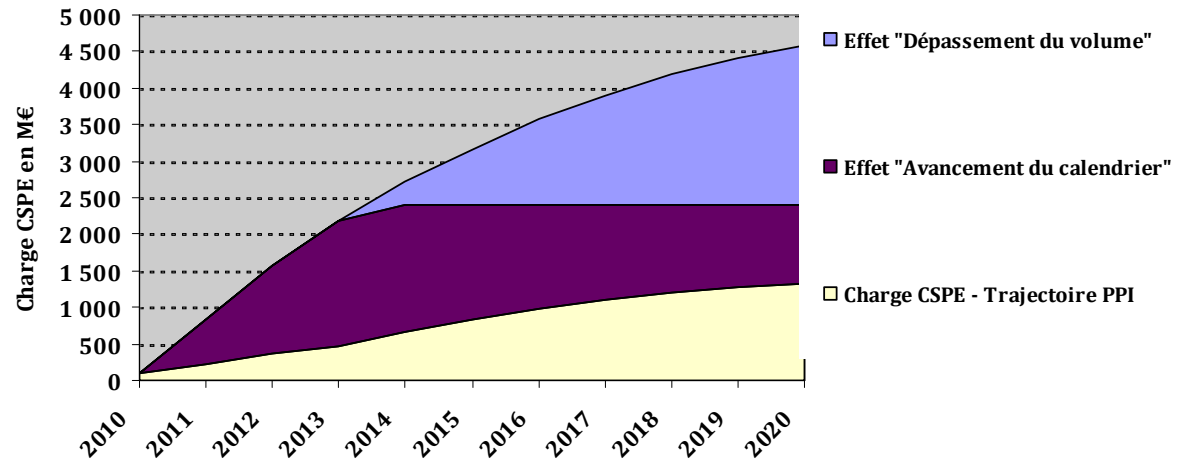
## Charge annuelle pour la contribution au service public de l'électricité (CSPE)



Source : Mission (pas de nouveaux engagements après 2020).

Dans le cas de la « **trajectoire de référence PPI** (programmation pluriannuelle des investissements) », le niveau maximum de charge annuelle pour la CSPE atteindrait **près de 1,5Md€ à partir de 2020** (pour une production d'électricité correspondant à moins de 1,5% de la consommation française de 2009).  
**Le scénario « 17GW en 2020 »** conduirait à une charge annuelle pour la CSPE dépassant **4,5Md€ à partir de 2020, soit un surcoût de 3Md€ par an** par rapport à la trajectoire PPI.

## Évolution des charges pour la CSPE entre 2010 et 2020 pour la trajectoire « 17GW en 2020 »



Source : Mission.

A des fins d'analyse, il est possible de distinguer trois composantes dans le calcul de la charge pour la CSPE liée à la trajectoire 17GW installés en 2020 :

- La réalisation des objectifs de la PPI ;
- L'effet d'avancement du calendrier dans la réalisation des objectifs de la PPI ;
- L'effet du dépassement des objectifs fixés par la PPI.



# Le total des engagements financiers se monterait à plusieurs dizaines de milliards d'euros, soit un sujet d'ampleur macroéconomique avec des conséquences sur la facture des consommateurs d'électricité

## Décomposition du coût pour la CSPE de la trajectoire « 17GW en 2020 » (en Md€)

	Charge CSPE trajectoire PPI	Effet « Avancement du calendrier »	Effet « Dépassement du volume »	Total charge CSPE trajectoire « 17GW en 2020 »
Total (somme en € courants de 2010 à 2040)	25,60	+ 22,23	+ 41,02	= 88,86
Total (valeur actuelle nette au taux de 4%)	15,41	+ 15,87	+ 22,92	= 54,19

Source : Mission.

- ❑ Des conséquences sur la facture des consommateurs d'électricité : pour fixer des ordres de grandeur, une charge de 5Md€ par an pour la CSPE à horizon 2020 correspond à un coût de :
  - +200€ par an pour un ménage se chauffant à l'électricité (facture annuelle de 1900€ en 2009 pour une consommation de 17MWh) ;
  - +50€ par an pour un ménage moyen (facture annuelle de 500€ en 2009 pour une consommation de 4,5MWh).
- ❑ Le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque n'est pas le seul facteur d'augmentation de la CSPE (éolien, biomasse...). Des effets globalement anti-redistributifs (investisseurs/consommateurs)

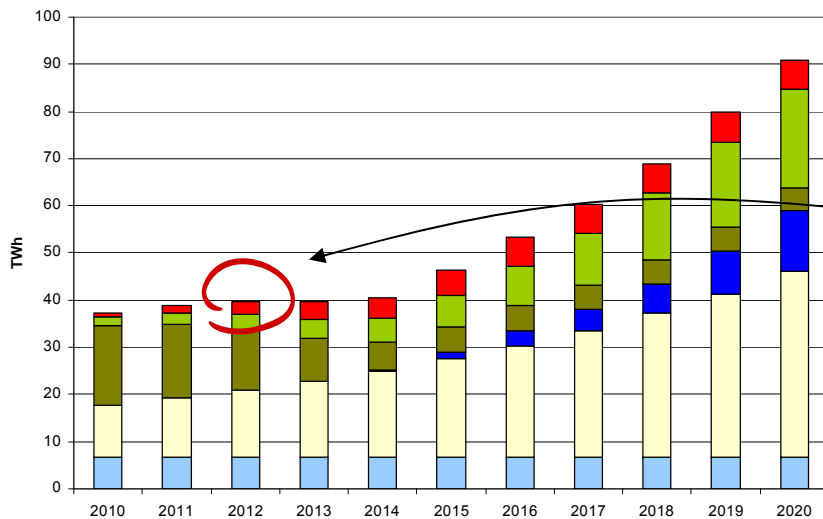
- ❑ La somme des engagements financiers correspondant aux contrats d'achat pourrait s'élever à près de 90Md€ pour la trajectoire « 17 GW en 2020 » (sans hypothèse d'actualisation). Pour autant, une capacité installée de 17GW produirait environ 20TWh / an soit moins de 5% de la consommation française d'électricité (~460TWh en 2009, faible augmentation en 2020 dans le scénario d'efficacité énergétique accrue)
- ❑ Il paraît donc indispensable de prendre des mesures permettant de maîtriser les coûts pesant sur les consommateurs d'électricité liés au développement des capacités de production d'électricité photovoltaïque

# L'électricité photovoltaïque entraîne des charges pour la CSPE sans proportion avec la quantité d'énergie produite

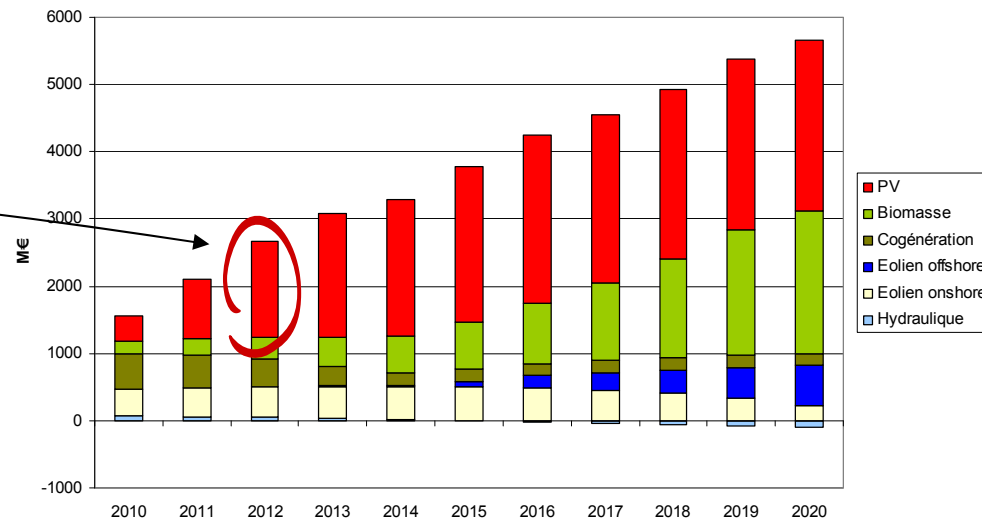
Le développement de l'électricité photovoltaïque soutenu par le tarif de rachat entraîne des charges pour la contribution au service public de l'électricité (CSPE) sans proportion avec la quantité d'énergie produite, compte tenu du coût de cette source d'électricité renouvelable en l'état de la technologie.

Le même phénomène est observé dans tous les pays menant une politique de développement de l'électricité photovoltaïque, quel que soit le mécanisme financier de compensation mis en œuvre.

**Volume des obligations d'achat**



**Coût des ENR dans la CSPE**



Source : DGEC. Scénario 5 400 MW en décembre 2015



# La filière photovoltaïque française : présentation et chiffres clés

	R&D	Amont (filère industrielle)	Aval (développement de projets, installation, exploitation)	Production d'électricité
Emplois en 2009	Quelques centaines	~3 200	~5 300	-
Aides publiques	~26 M€ CEA (INES) + CNRS (IRDEP): 7 M€ ANR + ADEME : 14 M€ Oséo : 9 M€ (17 M€ à partir de 2010)	Quelques M€ (ex. prime à l'aménagement du territoire pour First Solar : 2 M€)	Bénéficie indirectement à tout l'aval  + ISF PME	Tarifs de rachat 69 M€ en 2009, (100 M€ en 2010 et de 1,4 à 4,8 Mds en 2020)  Dispositifs fiscaux CIDD (350 M€/an en 2009)
Technologies / typologies	<p>← 1<sup>ère</sup> génération : silicium cristallin (homojonction) →</p> <p>← 2<sup>ème</sup> génération : couches minces →</p> <p>← 3<sup>ème</sup> génération → (composants organiques, multijonctions)</p>		Intégration au bâti/ intégration simplifiée/ surimposition	<p>Toitures de moyenne puissance (particuliers)</p> <p>Toitures de moyenne et grande puissance (agricoles, industrielles, commerciales)</p> <p>Centrales au sol</p>

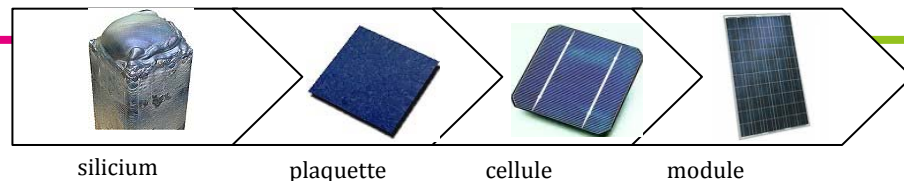
# La R&D dans le secteur photovoltaïque, qui a connu un développement récent mais rapide, doit poursuivre sa structuration

- ❑ **La R&D dans le photovoltaïque s'organise autour de l'Institut national de l'énergie solaire (INES), créé en juillet 2006, et de plusieurs centres de recherche amont dont en particulier l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP, institut mixte CNRS – EDF – ENSCP)**
  - L'INES, dont les compétences technologiques sont désormais reconnues au niveau mondial, s'inscrit toutefois aujourd'hui plus dans une perspective de rattrapage que de développement d'un avantage compétitif ; par ailleurs, en termes de partenariats industriels l'INES est très largement tourné vers Photowatt
  - L'IRDEP se positionne sur des technologies à fort potentiel : CIS, technologies de rupture à haut rendement. Toutefois, afin de pouvoir d'une part être présent au niveau international, et d'autre part être en mesure de conduire rapidement à la création d'entreprise, l'IRDEP doit atteindre la taille critique par rapprochement avec d'autres équipes et avoir un accès facilité aux plates-formes technologiques de l'INES, tout en maintenant le principe d'un regroupement entre recherche privée et publique. Le projet d'institut solaire de Saclay (IRDEP, LPICM, Total) est pertinent de ce point de vue
- ❑ **La R&D française couvre des thématiques et des degrés de maturité de technologies assez larges**
  - Les travaux de R&D couvrent l'ensemble des générations de modules (silicium cristallin à homojonction, couches minces, nouvelles génération : cellules multijonctions, photons à basse énergie, organiques...)
  - Ceci est cohérent avec le fait qu'aucune des trois générations ne peut être considérée comme totalement mature et où il n'est pas certain que l'une des technologies ait vocation à évincer toutes les autres : en effet, chacune offre un couple rendement / coût qui pourrait répondre à un besoin spécifique du marché
  - Toutefois dans la filière du silicium cristallin, où l'écart en matière de développement industriel est très fort par rapport à d'autres pays d'Europe ou d'Asie, les perspectives semblent moins intéressantes au regard des moyens nécessaires au rattrapage par rapport aux filières de deuxième et troisième génération
  - Par ailleurs, l'effort de R&D pour les segments autres que les cellules et les modules photovoltaïques mêmes, est peu lisible ; or des perspectives d'innovation très intéressantes existent dans le domaine des équipements industriels, des matériaux et des systèmes photovoltaïques
- ❑ **Les moyens de la R&D, aujourd'hui inférieurs à ceux des pays leaders dans le secteur, devraient être renforcés dans le cadre des Investissements d'avenir et des programmes d'Oséo**
  - Les financements de projets sont organisés de manière à couvrir aussi bien les avancées théoriques que la pré-industrialisation (ANR, ADEME, OSEO)
  - Les moyens (de l'ordre de 26 M€ en 2009) sont toutefois inférieurs à ceux des pays leaders sur le secteur (la France était en 2008 au 6<sup>ème</sup> rang des pays de l'OCDE, loin derrière les États-Unis ou l'Allemagne)
  - Des efforts supplémentaires sont annoncés pour la R&D (programme Investissements d'avenir) et l'innovation (programmes OSEO), et doivent être confirmés à condition qu'ils ciblent bien les thématiques prioritaires et la valorisation
- ❑ **Les projets de R&D ou les jeunes entreprises innovantes peinent aujourd'hui à trouver des financements pour leur développement (cf. pôles de compétitivité)**
  - À l'exception du groupe EDF pour Nexcis, les grandes entreprises françaises ont peu investi dans la R&D et les entreprises innovantes dans le secteur photovoltaïque en France

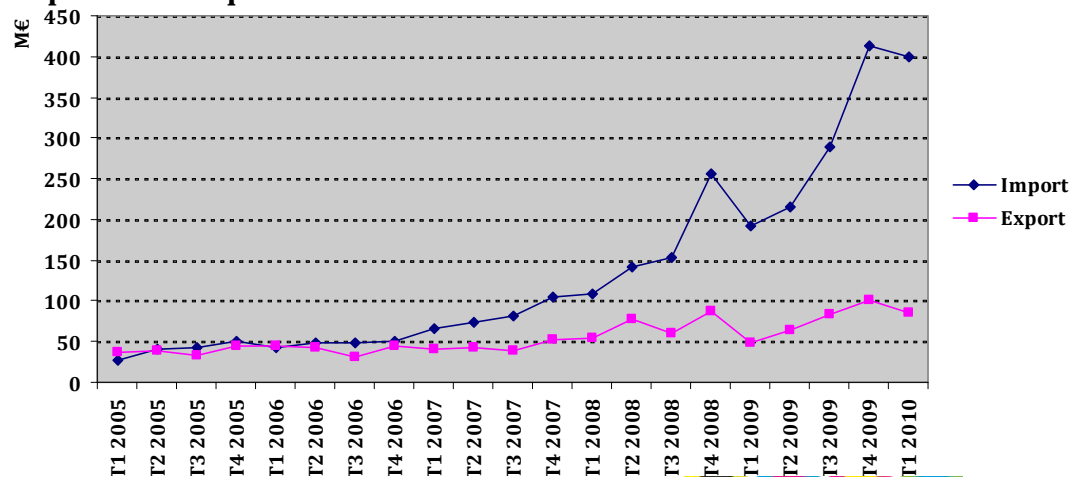
# La production industrielle française dans le photovoltaïque est très limitée et conduit à un déficit de la balance commerciale

## La filière française industrielle du photovoltaïque reste peu développée

- Le seul acteur français intégré dans le domaine du photovoltaïque, Photowatt (70 MW de production de modules), mis en difficulté par le phénomène de surproduction en 2009, doit aujourd'hui réduire fortement ses coûts et proposer des progrès technologiques pour être compétitif
- L'assemblage de modules a connu un développement rapide en 2009-2010, en passant de 100 à 200 MW de capacité de production (potentiellement 400 MW fin 2010). Il s'agit toutefois d'un segment à faibles marges et dont le contenu en emplois est limité (< 1 000 emplois au total)
- Les retours de la prime d'intégration au bâti en termes d'innovation et de développement des produits de niche ne sont pas à la hauteur des ambitions qui avaient conduit à la mettre en place. Les quelques produits spécifiques sont aujourd'hui fabriqués au Luxembourg (Saint-Gobain) ou en Chine (Imerys)...
- Quelques entreprises françaises innovantes se positionnent avec succès sur les segments des matériaux solaires (Saint-Gobain), des systèmes (Schneider) ou des équipements industriels. Elles visent un marché mondial et leur développement ne dépend pas spécifiquement du marché français
- Les créations d'emploi de la filière (~ 8 500 au total en 2009 selon l'ADEME) sont concentrées sur l'aval (développement de projet, installation, exploitation), du fait d'une rémunération excessive qui va à l'encontre de la recherche de compétitivité pour le secteur photovoltaïque



## Il en résulte un fort déficit de la balance commerciale dans le domaine, qui atteint 800 M€ en 2009 (soit 2% du déficit commercial français)





# Le développement du secteur industriel ne semble pas devoir bénéficier d'une croissance rapide du marché domestique

- ❑ La filière « traditionnelle » du silicium cristallin, qui représente aujourd'hui 85% du marché et devrait rester prédominante, ne semble pas devoir connaître de développement industriel en France
  - La Chine dispose des mêmes technologies que les pays occidentaux et est plus compétitive (écart de prix de 25% ; très grandes capacités de production, développées grâce à un accès facilité aux capitaux)
- ❑ La filière « couches minces » offre à court terme une perspective d'implantation industrielle et surtout l'émergence possible à moyen terme d'un acteur français
  - Une technologie éprouvée (tellurure de cadmium : CdTe), maîtrisée par le seul américain First Solar, pourrait faire l'objet d'une implantation industrielle à Blanquefort (Gironde) générant 400 emplois pour une production de 120 MW/an
  - Nexcis, spin-off d'un institut de recherche, présente des perspectives de développement d'une technologie alternative innovante (cuivre indium sélénium : CIS) à horizon 3-5 ans
- ❑ Les filières « nouvelle génération », objet d'un effort de recherche soutenu, présentent des perspectives de développement industriel à plus long terme encore
  - Exemple pour le silicium : projet Solar Nano Crystal, budget de 190 M€ dont 47 M€ OSEO sur 2008-2012
- ➔ ❑ En dépit de l'ampleur des efforts financiers consentis pour le développement d'un marché domestique,
  - le seul projet d'investissement étranger est celui de l'américain *First Solar* ;
  - la filière française n'a pas émergé.
- ❑ C'est seulement à moyen terme qu'une filière industrielle solaire nationale pourrait se développer ; elle n'est pas en mesure de tirer bénéfice d'une forte augmentation de la demande à court terme qui profite aux industriels étrangers.



# Sommaire

## 1. Le développement du parc photovoltaïque

- Le photovoltaïque : une énergie à fort potentiel, mais dont le développement à moyen terme est limité par ses coûts élevés
- La flambée des demandes fin 2009 : état des lieux et perspectives
- Les nouvelles conditions tarifaires restent très attractives et le développement devrait se poursuivre à un rythme soutenu

## 2. Un péril financier et des incertitudes industrielles

- Les conséquences financières potentielles d'une trajectoire de développement soutenue
- L'inadéquation entre les objectifs industriels et le rythme de déploiement

## 3. Un plan d'action pour un secteur à fort potentiel de croissance qui présente des opportunités économiques

- La politique du photovoltaïque doit cibler prioritairement le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel au niveau mondial
- Un plan d'action en deux temps pour donner de la visibilité aux acteurs

## 4. Prendre des mesures relatives à l'obligation d'achat dès l'été 2010

- Modifier le niveau du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque
- Améliorer le pilotage de l'outil « tarif d'achat » pour gérer la file d'attente et le flux de demandes nouvelles

## 5. Définir un plan d'action global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011

- Définir de nouveaux objectifs quantitatifs à horizon 2020 pour le photovoltaïque et les décliner sur les différents segments de marché pertinents
- Mettre en place des outils de régulation adéquats pour piloter la trajectoire
- Mettre en œuvre une stratégie industrielle

## Compléments et éléments de comparaison internationale

# Les difficultés que rencontre la politique du photovoltaïque doivent amener à reconstruire la vision stratégique du secteur

- ❑ **En termes de mix énergétique, les perspectives du photovoltaïque à horizon 2020 sont limitées :**
  - L'électricité solaire représente 0,4% sur l'objectif de 23% d'énergie renouvelable en 2020
  - La « parité réseau » ne devrait pas être atteinte avant cette date : le photovoltaïque, qui restera ainsi largement subventionné jusqu'en 2020, n'a pas vocation à prendre une part prépondérante du mix renouvelable même si les objectifs initiaux sont dépassés
  - Le besoin de renforcement du réseau pourrait constituer un frein
- ❑ **L'objectif industriel n'est pas atteint et ne le sera pas à court terme :**
  - La stratégie de construction d'une filière industrielle par remontée de l'aval vers l'amont n'a pas fonctionné, et l'intégration au bâti n'a réussi ni à protéger les entreprises françaises, ni à créer une filière de niche. Les rares entreprises présentes sur le marché du photovoltaïque apparaissent fragiles
  - La valorisation de la R&D produira, au mieux, des effets en termes de positionnement sur le marché d'ici trois à cinq ans
  - Des emplois ont été créés sur l'aval de la filière, mais à un coût élevé
- ❑ **Des objectifs annexes (aménagement du territoire, politique agricole) se sont greffés aux deux objectifs de départ, venant en perturber la lisibilité et l'efficacité**
- ❑ **Au regard de ces résultats, la charge financière potentielle apparaît démesurée**
- ❑ **Il apparaît donc nécessaire de reconstruire la vision stratégique du secteur photovoltaïque, qui présente :**
  - des atouts forts sur le plan énergétique (ressource illimitée) et des perspectives de compétitivité économique à l'échelle d'une décennie
  - par conséquent, des opportunités pour les entreprises françaises, qui justifient le maintien d'un investissement fort sur le secteur, à condition qu'il soit piloté efficacement au regard de l'objectif de développement des entreprises



# Une vision stratégique pour le photovoltaïque : positionner les entreprises françaises sur l'un des secteurs clés de la « croissance verte » et des ENR

- ❑ L'analyse du secteur du photovoltaïque, de l'intérêt de cette énergie et des atouts des entreprises françaises amène à retenir un objectif prioritaire : le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur d'avenir

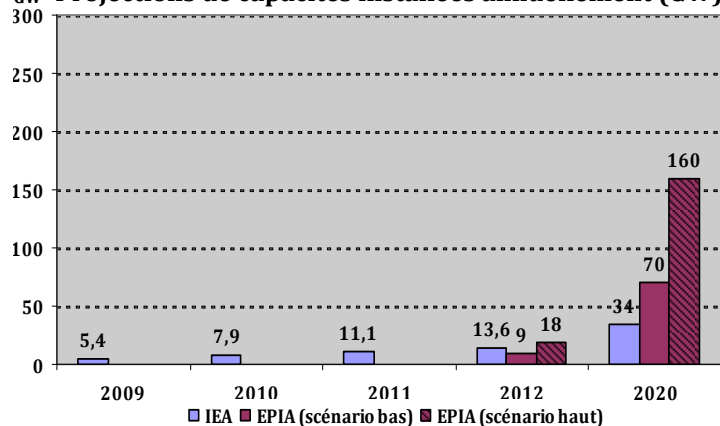
## Le secteur photovoltaïque

- ❑ Le photovoltaïque est amené à connaître un développement rapide dans le parc énergétique mondial : atouts très forts (ressource illimitée, électricité déconcentrée, coûts en baisse) malgré un inconvénient, son intermittence, qui en fait aujourd'hui une énergie nécessairement minoritaire
- ❑ Ce développement se fera d'abord dans les pays où l'électricité « traditionnelle » est chère et l'ensoleillement fort, et où le photovoltaïque deviendra économiquement pertinent le plus tôt... c'est-à-dire hors de France (sauf DOM)

## Les entreprises françaises

- ❑ Des leaders dans des secteurs industriels liés au photovoltaïque (électronique, verre, gaz, micro-électronique)
- ❑ Des leaders dans le domaine des *utilities* (électricité, gaz, eau, services aux collectivités), avec un positionnement mondial
- ❑ Un accès facilité au premier marché mondial aujourd'hui l'Europe
- ❑ Une capacité à s'appuyer sur une R&D dynamique et tournée vers les partenariats industriels

GW Projections de capacités installées annuellement (GW)



Source: Agence internationale de l'énergie (IEA), European PhotoVoltaic Industry Association (EPIA)

Positionner les entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel de croissance au niveau mondial



# L'objectif de positionnement des entreprises françaises sur le secteur devrait structurer l'ensemble de la politique publique du photovoltaïque

- ❑ La vision stratégique du secteur photovoltaïque devrait structurer l'ensemble des actions menées sur l'ensemble de la chaîne, qu'elles portent sur l'offre (R&D, actions en faveur de l'industrie) ou sur la demande (tarifs outils)

**Objectif prioritaire : positionner les entreprises françaises sur le photovoltaïque, secteur à fort potentiel de croissance au niveau mondial**

↳ Développer une **politique de R&D et une stratégie industrielle** permettant aux entreprises françaises de développer un avantage compétitif à l'export

↳ Faire en sorte que le **développement du parc** serve l'objectif prioritaire : en rythme, en volume et en nature des installations. Il doit constituer une « base de développement » pour les acteurs industriels et non leur unique débouché

- ❑ La maîtrise des impacts financiers est une condition nécessaire à l'atteinte de l'objectif de positionnement des entreprises françaises sur le secteur :
  - Le développement pérenne de la filière photovoltaïque suppose que le coût de la politique de soutien soit acceptable par la collectivité
  - Les moyens déployés (CSPE, budgétaires, fiscaux) doivent être optimisés vis-à-vis de l'objectif prioritaire (répartition au mieux des moyens sur l'ensemble de la chaîne, de l'amont à l'aval)
- ❑ Le meilleur moyen d'être efficace sur l'objectif prioritaire est de ne pas multiplier les objectifs connexes

# Une action en deux temps : baisse immédiate des tarifs et plan global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011

- ❑ Une action rapide sur le niveau des tarifs est nécessaire pour freiner le rythme de développement des capacités photovoltaïques
  - ❑ Il convient non seulement de réviser à la baisse le niveau des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque, mais également de repenser la régulation du secteur
    - En effet, le « tarif de rachat » n'est pas un instrument de maîtrise des quantités (puissance installée)
    - L'Allemagne et l'Espagne, confrontées à une flambée des installations photovoltaïques en 2008 et 2009, ont modifié les modes de régulation, avec un système de dégressivité automatique du tarif en fonction des volumes ou un système de contingentement trimestriel
  - ❑ Par ailleurs, une action qui viserait uniquement à baisser très rapidement le niveau des tarifs de rachat sans autre accompagnement comporterait des risques
    - La filière pourrait être déstabilisée
      - Les professionnels du secteur sont demandeurs de visibilité, afin de pouvoir innover, investir, se former... La précédente séquence de révision des tarifs a pu nuire à la crédibilité de la politique photovoltaïque (depuis l'annonce en novembre 2008 jusqu'à l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010 et les mesures transitoires du 16 mars 2010 pour traiter la file d'attente)
      - Or la crédibilité est une condition nécessaire de l'efficacité de l'outil « tarif de rachat » pour contribuer à l'émergence d'une filière française
    - La gestion de la transition est délicate, comme l'a montré la révision des tarifs en 2009 / 2010
      - Elle peut comporter des risques financiers (afflux de demandes de rachat pendant le délai entre la décision et la mise en œuvre -cf. la forte réactivité du secteur et l'incitation des acteurs à rechercher tout moyen de retarder la décision), juridiques (respect de l'égalité de traitement et d'un principe de sécurité juridique), ainsi que des risques politiques (réaction des professionnels et des groupes d'intérêt)
      - La réforme en cours en Allemagne montre que la seule annonce d'une baisse des tarifs peut susciter une vive opposition, entraînant des délais et la négociation de contreparties (le débat en Allemagne sur la baisse du soutien au photovoltaïque a duré 9 mois)
- ➔ ❑ En même temps qu'une baisse des tarifs, il conviendrait d'annoncer un plan d'action global articulant une stratégie, de nouveaux objectifs, des outils de régulation et une stratégie industrielle



# Sommaire

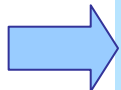
1. **Le développement du parc photovoltaïque**
  - Le photovoltaïque : une énergie à fort potentiel, mais dont le développement à moyen terme est limité par ses coûts élevés
  - La flambée des demandes fin 2009 : état des lieux et perspectives
  - Les nouvelles conditions tarifaires restent très attractives et le développement devrait se poursuivre à un rythme soutenu
2. **Un péril financier et des incertitudes industrielles**
  - Les conséquences financières potentielles d'une trajectoire de développement soutenue
  - L'inadéquation entre les objectifs industriels et le rythme de déploiement
3. **Un plan d'action pour un secteur à fort potentiel de croissance qui présente des opportunités économiques**
  - La politique du photovoltaïque doit cibler prioritairement le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel au niveau mondial
  - Un plan d'action en deux temps pour donner de la visibilité aux acteurs
4. **Prendre des mesures relatives à l'obligation d'achat dès l'été 2010**
  - Modifier le niveau du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque
  - Améliorer le pilotage de l'outil « tarif d'achat » pour gérer la file d'attente et le flux de demandes nouvelles
5. **Définir un plan d'action global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011**
  - Définir de nouveaux objectifs quantitatifs à horizon 2020 pour le photovoltaïque et les décliner sur les différents segments de marché pertinents
  - Mettre en place des outils de régulation adéquats pour piloter la trajectoire
  - Mettre en œuvre une stratégie industrielle

**Compléments et éléments de comparaison internationale**



# Les travaux de la mission IGF/CGIET mettent en évidence la nécessité de revoir à très court terme la régulation du secteur photovoltaïque

- ❑ **Les objectifs de développement des capacités de productions photovoltaïques à horizon 2020 définis par le Grenelle de l'environnement et la programmation pluriannuelle des investissements sont en voie d'être dépassés d'ici 2012/2013**
  - Au-delà de la flambée des demandes de rachat d'électricité photovoltaïque constatée fin 2009 (file d'attente de 4,8GW par rapport à un parc installé de 246MW en 2009 et un objectif de 5,4GW en 2020)...
  - ...les nouvelles conditions tarifaires arrêtées le 12 janvier 2010 restent très attractives et le développement du parc photovoltaïque devrait se poursuivre à un rythme soutenu : un rythme de 1,5GW par an correspond à une tendance crédible
    - Le flux des demandes de raccordement est évalué par ERDF à environ 130MW par mois en juin 2010
    - Les entretiens de la mission auprès des professionnels, la rentabilité des projets, le rythme constaté en Allemagne (>4GW par an) confirment ce potentiel de croissance des demandes de rachat
- ❑ **Ce rythme de développement du photovoltaïque entraîne un risque financier majeur**
  - Les charges répercutées sur la facture d'électricité des consommateurs pourraient dépasser 1,5 Md€/an dès 2012 (soit environ 60€/an pour un ménage se chauffant à l'électricité)
  - Il importe donc de maîtriser les capacités installées
- ❑ **Le développement trop rapide du marché domestique ne permet pas d'obtenir les bénéfices attendus pour la collectivité nationale**
  - Le rythme de déploiement des capacités de production d'électricité photovoltaïque en France n'est pas cohérent avec l'état de maturité de la filière industrielle nationale (production de panneaux, modules, systèmes électriques...)
  - Il convient de s'assurer que le coût lié au développement d'un marché domestique d'installations photovoltaïques entraîne des conséquences positives pour l'économie nationale : débouchés pour la R&D, levier pour le développement industriel, contenu en emplois...
- ❑ **La nécessité de ralentir le rythme de développement des installations photovoltaïques implique une baisse du tarif de rachat à très court terme.**
- ❑ **Les centrales au sol nécessitent une vigilance particulière (suivi des permis de construire) compte tenu de l'élargissement des possibilités de sites avec le coefficient régional introduit en 2010 et des projets de grande puissance qui peuvent être développés sur ce segment**



# Les conditions sont réunies pour engager une baisse des tarifs de rachat au cours de l'été 2010

- ❑ **Le secteur photovoltaïque anticipe la perspective proche d'une baisse des tarifs, à l'image de ce qui se passe en Allemagne et en Espagne**
  - L'existence de la mission IGF/CGIET, qui a rencontré les principaux acteurs de la filière, contribue à accréditer cette anticipation (ce qui renforce la nécessité d'agir)
  - Les professionnels conviennent tous que certains segments de marché bénéficient aujourd'hui d'une rentabilité excessive (taux de rendement interne projet supérieur à 20%) et qu'il faut assurer une trajectoire de développement soutenable pour l'électricité photovoltaïque en France. Une baisse des tarifs paraît acceptable à condition de donner de la visibilité au secteur\*
- ❑ **Le nouveau dispositif tarifaire du 12 janvier 2010 permet d'envisager une révision des tarifs dans des conditions plus favorables que celles qui prévalaient fin 2009**
  - Une discussion approfondie sur la structure du tarif a déjà eu lieu, le nouveau fait générateur ouvrant droit au bénéfice du tarif (la demande de raccordement) limite le risque de dépôts de « dossiers papier » précédant toute étude de faisabilité, les nouvelles modalités d'indexation n'incitent plus à différer les demandes de rachat, des nouvelles procédures administratives sont imposées aux grandes installations (permis de construire au-delà de 250kWc)...
- ❑ **Mais le traitement de la file d'attente constituée fin 2009 n'est pas achevé et pourrait susciter des discussions avec les professionnels allongeant le processus décisionnel**

*\*Le syndicat des énergies renouvelables est ouvert à un dispositif de contingentement, sans prendre officiellement position sur le niveau des tarifs. Des professionnels (ex. : France Territoire Solaire et Solaire direct) travaillent à un contrat « parité réseau » proposant une première baisse des tarifs d'achat (« rabot ») de 10%. L'association HESPUL propose une application immédiate de la dégressivité des tarifs de 10%.*



# Réviser à la baisse le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque, avec une cible au-delà de -10% par rapport au barème du 12 janvier 2010

- ❑ Il est difficile de fixer un niveau de tarif fondé sur des critères objectifs et non contestables compte tenu des asymétries d'information sur les coûts des installations, de l'hétérogénéité des types de projet (critères de l'intégration au bâti -une rénovation de toiture est plus coûteuse qu'un hangar factice-, différences de structures de coûts et de financements) et de la situation diversifiée des différents segments de marché (particuliers, grandes toitures, installations au sol...)
- ❑ Pour orienter les décisions, trois références peuvent être utilisées, qui permettent d'envisager une cible au-delà de -10%
  - L'application immédiate de la dégressivité de 10% prévue au 1<sup>er</sup> janvier 2012
  - L'alignement sur les tarifs pratiqués en Allemagne (ensoleillement moindre qu'en France - 900h vs 1100h - mais plus grande maturité de la filière avec des coûts plus bas et des charges administratives plus faibles ; toutefois, en Allemagne, la grille tarifaire ne comporte par la notion d'intégration au bâti ou d'intégration simplifiée)
  - Les propositions de la Commission de régulation de l'énergie dans son avis du 3 décembre 2009 sur l'arrêté tarifaire (estimation des tarifs conduisant à une rentabilité des projets de 7-8%)

	Tarif 2010	Anticipation de la dégressivité de 10%	%	Avis CRE* (déc. 2009)	%	Alignement sur les tarifs allemands** (01/2010)	%	Alignement sur les tarifs allemands** (10/2010)	%
Intégration au bâti (<250kW)	58,00 (habitation)	52,20	-10%	52,00	-10%	Spécificité française			
	50,00	45,00	-10%	44,00	-12%				
Intégration simplifiée au bâti	42,00	37,80	-10%	40,00	-5%	39,14 (0-30kW)	-7%	32,88	-22%
						37,23 (30-100kW)	-11%	31,27	-26%
						35,23 (100kW-1MW)	-16%	29,59	-30%
						29,37 (>1MW)	-30%	26,14	-38%
Installations au sol	31,40 (Sud)	28,26	-10%	29,00	-8%	28,43 (surfaces libres)	-9%	24,16	-23%
	37,68 (Nord)	33,91	-10%			28,43 (surfaces converties)	-25%	25,30	-33%

- ➡ ❑ Pour une baisse à l'été 2010, la mission propose de conserver la grille tarifaire actuelle et de baisser les tarifs de manière homogène, par souci de simplicité et de rapidité de la décision

# Supprimer le bénéfice du CIDD et du dispositif ISF-PME pour les projets photovoltaïques dans le prochain projet de loi de finances

- ❑ **Le bénéfice du CIDD pourrait être supprimé pour les projets photovoltaïques**
  - **Le cumul du bénéfice du tarif de rachat et du CIDD pose deux difficultés :**
    - Les projets photovoltaïques peuvent phagocytter le plafond du crédit d'impôt, au détriment d'autres investissements présentant un plus grand avantage environnemental (ex. : isolation) ;
    - Le cumul des deux avantages entraîne un effet d'aubaine pour la rentabilité des projets (20% sans aucun levier d'endettement), avec des arguments marketing liés au CIDD (allègement de l'impôt, durée de retour très faible -possibilité de flux de cash flow positifs en 2-3 ans...) et des comportements de captation de l'avantage fiscal par les intermédiaires
  - **La mission recommande sa suppression pour les projets photovoltaïques, celle-ci pouvant être étalée sur deux ans le cas échéant (ex. : baisse du taux du crédit d'impôt de 50% à 25% la première année)**
- ❑ **Les projets photovoltaïques pourraient être exclus du dispositif d'exonération ISF-PME**
  - **Un investissement dans une holding « ISF PME » peut permettre d'obtenir un TRI de plus de 35% (hypothèses : investissement de 100k€, taux de défiscalisation de 75% au titre de l'ISF, rentabilité intrinsèque de l'investissement de 4%)**
  - **Les projets photovoltaïques sont recherchés pour ce type d'investissement, compte tenu de leurs caractéristiques risques/rentabilité avantageuses (cf. prospectus commerciaux)**
  - **La mission propose d'exclure du dispositif de défiscalisation ISF-PME les investissements dans des entreprises dont l'objet principal porte sur des projets bénéficiant des tarifs des rachats prévus par l'article 8 de la loi du 10 février 2000 relative au service public de l'électricité, sans stigmatiser spécifiquement l'électricité photovoltaïque.**
  - **Pour mémoire, le ministre chargé de l'économie a confié à l'Inspection générale des finances une mission relative aux dispositifs d'incitation au capital risque qui est notamment amenée à traiter de cette question**

➡ ❑ **Indépendamment de l'opportunité de ces mesures, la mission considère que la priorité doit être donnée aux mesures d'ajustement des tarifs**

# La mission n'identifie pas de moyen judiciaire de réduire la file d'attente au-delà de la constatation du taux d'échec des projets ayant déposé une demande de contrat fin 2009

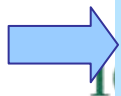
- ❑ **Un changement du tarif applicable à la file d'attente, en revenant sur les mesures transitoires définies par l'arrêté du 16 mars 2010, présente des risques**
  - Risques juridiques : égalité de traitement, respect d'un principe de sécurité juridique – cf. recours contentieux contre les mesures transitoires du 16 mars 2010 de Green Yellow-groupe Casino
  - Risques politiques : réactions des professionnels ou particuliers concernés ; perte de confiance des investisseurs industriels dans la filière
- ❑ **Le renforcement des contraintes administratives imposées aux projets, par exemple en exigeant de nouvelles autorisations, ne constitue pas un instrument de régulation satisfaisant et présenterait les mêmes risques politiques et juridiques qu'une modification du tarif**
- ❑ **Il ne paraît pas non plus souhaitable de retarder le traitement de la file d'attente, par exemple en jouant sur le délai de raccordement : possibles effets d'aubaine liés avec la baisse des coûts des installations pendant ce délai**
- ❑ **Si un moratoire sur l'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque était envisagé, il concernerait à la fois le stock des projets en file d'attente et le flux des nouveaux projets. Cette solution extrême porterait un coup d'arrêt au développement du photovoltaïque en France**
- ❑ **Toutefois, une piste pourrait être explorée concernant les règles de sortie de la file d'attente pour les demandes de contrat de la fin 2009**
  - Il serait possible de fixer un délai maximum entre la dépôt de la demande complète de contrat et la mise en service de l'installation : ce délai pourrait être de 24 mois (NB : aujourd'hui si le délai dépasse 24 mois, il réduit d'autant la durée de 20 ans du contrat d'achat)
  - Cette règle permet d'y voir clair d'ici fin 2011 sur la réalisation de la file d'attente et d'éviter les comportements d'attente d'une éventuelle baisse du coût des installations pour bénéficier d'une plus grande rentabilité

❑ **Au total, une action sur la file d'attente constituée fin 2009 présente des risques élevés et des gains inférieurs à une maîtrise du flux des nouveaux projets**



# Améliorer le système d'information d'ERDF pour suivre « en temps réel » les flux de nouveaux projets

- ❑ **Selon ERDF, les flux de nouvelles demandes complètes de raccordement (DCR) d'installations photovoltaïques sont de l'ordre de 130MW par mois au second semestre 2010 (la date de la DCR détermine le droit à un tarif de rachat)**
  - <36kVA : rythme entre 8 à 10 000 demandes par mois, soit un peu plus de 30 MW (moyenne vers 3,5kWc)
  - 36-250kVA : ~40MW/mois
  - >250kVA : ~60MW/mois (catégorie la plus fluctuante car certains projets dépassent 100MW) ; ERDF ne sait pas distinguer sol/toiture et donc les tarifs associés
- ❑ **Le système d'information permettant de suivre les projets photovoltaïques devrait être amélioré par ERDF/EDF-OA et partagé avec l'administration**
  - Le système d'information de ERDF devrait être complété pour comporter les informations relatives aux jalons caractérisant un projet photovoltaïque (DCR, PTF, CR, fin des travaux, mise en service). ERDF prévoit une évolution de son système d'information en septembre 2010
  - Ce système d'information devrait être interfacé avec celui d'EDF-OA pour gérer les éléments déterminant le tarif applicable (intégration au bâti, intégration simplifiée au bâti, autre)
  - Ces informations devraient être disponibles en temps réel et partagées à un rythme au minimum mensuel avec les administrations compétentes
    - Le suivi des demandes de raccordement est essentiel, car il s'agit du fait générateur ouvrant droit à un tarif en application de l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010. Les informations relatives aux DCR devraient comporter : le nombre et la puissance, en distinguant trois catégories (<3kWc, 3-36kWc, 36-250 kWc, >250kWc sur toiture et >250kWc au sol)
    - La procédure de transmission des informations pourrait être formalisée par une convention multipartite entre ERDF, EDF-OA, MEEDDM (DGEC), MEIE (DGT), MBCPRE (DB) et CRE



❑ **Le système d'information sur le stock et le flux des projets est un élément essentiel pour piloter l'outil tarifaire**

# Sommaire

1. **Le développement du parc photovoltaïque**
  - Le photovoltaïque : une énergie à fort potentiel, mais dont le développement à moyen terme est limité par ses coûts élevés
  - La flambée des demandes fin 2009 : état des lieux et perspectives
  - Les nouvelles conditions tarifaires restent très attractives et le développement devrait se poursuivre à un rythme soutenu
2. **Un péril financier et des incertitudes industrielles**
  - Les conséquences financières potentielles d'une trajectoire de développement soutenue
  - L'inadéquation entre les objectifs industriels et le rythme de déploiement
3. **Un plan d'action pour un secteur à fort potentiel de croissance qui présente des opportunités économiques**
  - La politique du photovoltaïque doit cibler prioritairement le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel au niveau mondial
  - Un plan d'action en deux temps pour donner de la visibilité aux acteurs
4. **Prendre des mesures relatives à l'obligation d'achat dès l'été 2010**
  - Modifier le niveau du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque
  - Améliorer le pilotage de l'outil « tarif d'achat » pour gérer la file d'attente et le flux de demandes nouvelles
5. **Définir un plan d'action global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011**
  - Définir de nouveaux objectifs quantitatifs à horizon 2020 pour le photovoltaïque et les décliner sur les différents segments de marché pertinents
  - Mettre en place des outils de régulation adéquats pour piloter la trajectoire
  - Mettre en œuvre une stratégie industrielle

**Compléments et éléments de comparaison internationale**

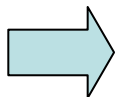


# La mission propose d'afficher de nouveaux objectifs quantitatifs concernant les flux annuels d'installations photovoltaïques

- ❑ Les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) semblent dès aujourd'hui obsolètes (rappel : 1,1GW en 2012 et 5,4GW en 2020)
- ❑ Il serait souhaitable d'afficher un nouvel objectif quantitatif crédible sur les flux (en MW installés par an) et se donner les moyens de respecter cet objectif pendant au moins deux ans (les objectifs pourront être revus en fonction de l'évolution des conditions économiques du secteur et des charges pesant sur la CSPE)
- ❑ Propositions d'objectifs quantitatifs annuels variant entre :
  - 500MW/an
    - Rythme envisagé par le Grenelle de l'environnement et la PPI
    - Correspondant au niveau espagnol (500MW/an)
    - Cohérent avec le flux d'installations de 200 MW en France en 2009
    - Cohérent avec la capacité de production de panneaux en France (200MW par an en 2009, elle devrait atteindre 300MW/an fin 2010 avec la réalisation de projets en cours -principalement des « assembleurs », Photowatt, seul intégré sur toute la chaîne du silicium produit 70MW/an)
  - et 300 MW/an, en affichant une perspective de progressivité de la trajectoire (par exemple en réduisant fortement les centrales au sol)
- ❑ Il ne paraît cependant pas souhaitable de modifier dans l'immédiat formellement la PPI et le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (PNAENR) transmis à la Commission européenne
  - À terme, en fonction du taux de réalisation des projets en file d'attente et des flux d'installations annuels, il sera possible d'afficher un nouvel objectif global à horizon 2020, de l'ordre de 7 à 9GW en 2020 (en fonction des hypothèses de réalisation de la file d'attente)
- ➔ ❑ Ne pas en faire trop aujourd'hui permet de se donner des marges de manœuvre pour pouvoir en faire davantage demain avec des technologies moins onéreuses, plus efficaces et plus propres

# Décliner les nouveaux objectifs quantitatifs sur les différents segments de marché pertinents en fonction de leur potentiel

- ❑ **L'objectif annuel serait réparti entre les trois segments de marché identifiés :**
  - Les particuliers, les grandes toitures (industrielles, commerciales, agricoles...) et les installations au sol
- ❑ **Les perspectives de marché poussent à privilégier les installations en toiture :**
  - La parité réseau sera d'abord atteinte sur les installations distribuées (l'investissement photovoltaïque est rentable par rapport aux prix de l'électricité distribué avant de l'être par rapport au prix de gros)
  - Le développement de solutions adaptées à des espaces contraints répondra à une attente forte du marché dans de nombreux pays (zones urbanisées)
  - Le marché du photovoltaïque dans le résidentiel, individuel ou collectif, sera dynamisé par la réglementation thermique en matière de bâtiment (bâtiments basse consommation ou à énergie positive) et favorisera les possibilités d'autoconsommation
- ❑ **L'abandon du segment des centrales au sol pourrait ainsi être envisagé ; deux arguments plaident toutefois pour le maintien d'une part de puissance, réduite, au sol :**
  - Les industriels qui ont ou vont développer des produits directement liés aux centrales pourraient souffrir d'une absence totale de base nationale (exemple des trackers)
  - C'est le seul segment pour lequel des clauses d'emploi local, via les appels d'offre, seraient envisageables



## Trois hypothèses de répartition de l'objectif annuel entre les différents segments de marché

Segment de marché (propositions de seuils)	Tendance 300MW/an équilibrée entre segments	Tendance 300MW/an avec moratoire sur le sol	Tendance 500MW/an priviliégiant les toitures
Particuliers Limités à 9kWc soit 90m <sup>2</sup>	100 (soit 33 000 installations de 3kWc)	100 (soit 33 000 installations de 3kWc)	150 (soit 50 000 installations de 3kWc)
Grandes toitures Limitées à 1MWc, soit 1 ha	100 (soit 100 ha de toitures)	200 (soit 200 ha de toitures)	200 (soit 200 ha de toitures)
Installations au sol Limitées à 12MW (soit 36 ha)	100 (soit 300 ha de centrales)	0	150 (soit 450 ha de centrales)
Total	300	300	500



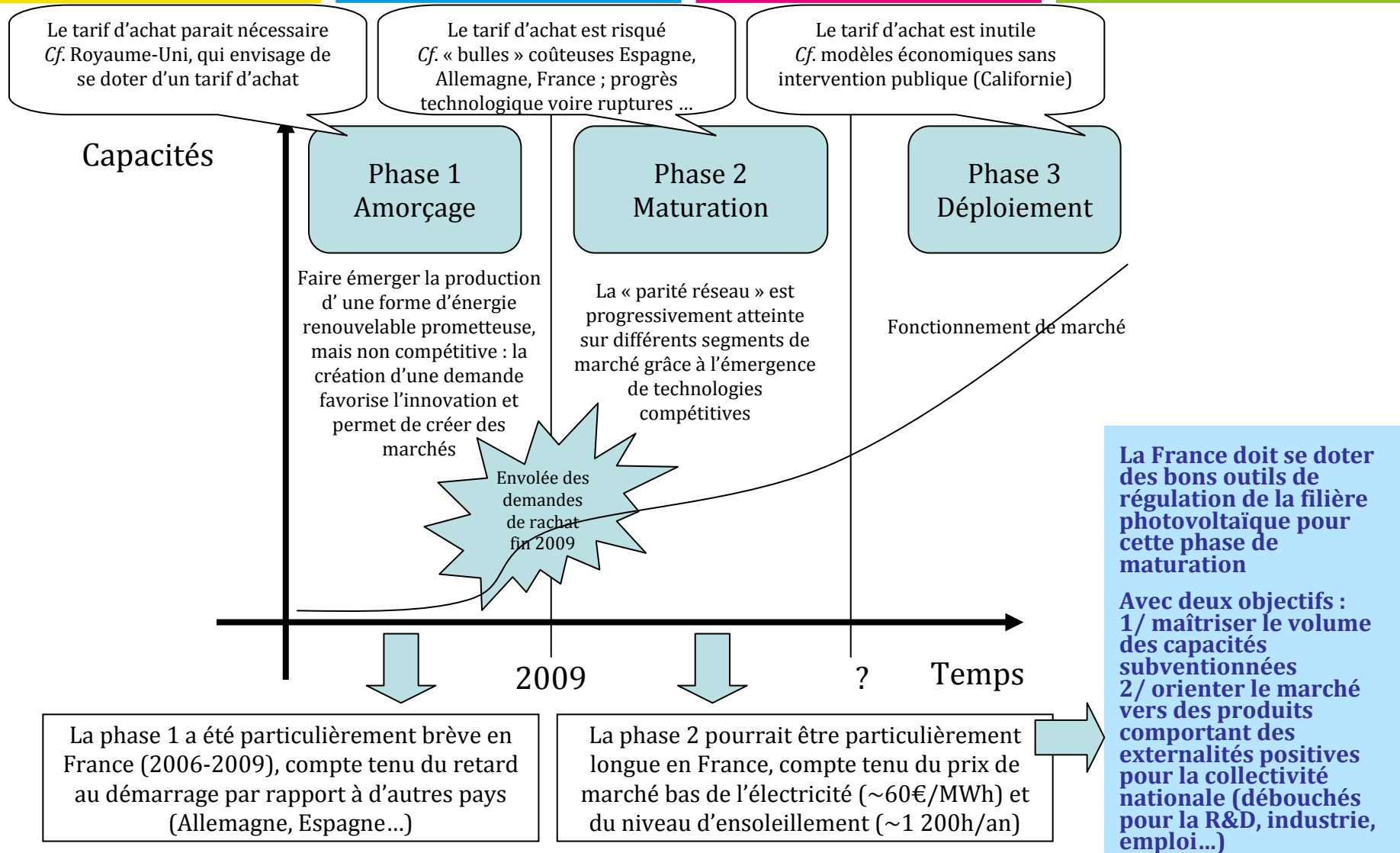


# Sommaire

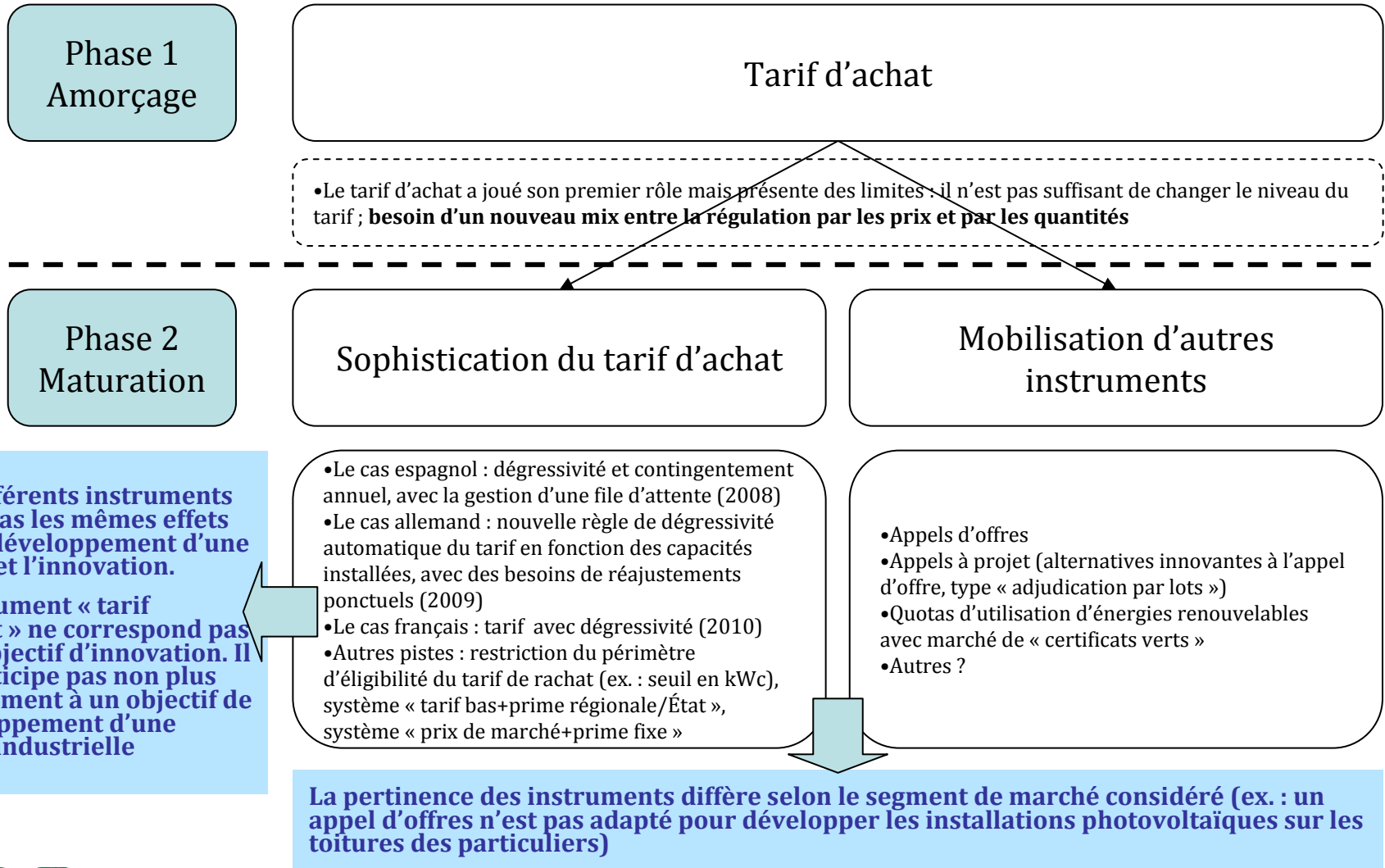
1. **Le développement du parc photovoltaïque**
  - Le photovoltaïque : une énergie à fort potentiel, mais dont le développement à moyen terme est limité par ses coûts élevés
  - La flambée des demandes fin 2009 : état des lieux et perspectives
  - Les nouvelles conditions tarifaires restent très attractives et le développement devrait se poursuivre à un rythme soutenu
2. **Un péril financier et des incertitudes industrielles**
  - Les conséquences financières potentielles d'une trajectoire de développement soutenue
  - L'inadéquation entre les objectifs industriels et le rythme de déploiement
3. **Un plan d'action pour un secteur à fort potentiel de croissance qui présente des opportunités économiques**
  - La politique du photovoltaïque doit cibler prioritairement le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel au niveau mondial
  - Un plan d'action en deux temps pour donner de la visibilité aux acteurs
4. **Prendre des mesures relatives à l'obligation d'achat dès l'été 2010**
  - Modifier le niveau du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque
  - Améliorer le pilotage de l'outil « tarif d'achat » pour gérer la file d'attente et le flux de demandes nouvelles
5. **Définir un plan d'action global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011**
  - Définir de nouveaux objectifs quantitatifs à horizon 2020 pour le photovoltaïque et les décliner sur les différents segments de marché pertinents
  - Mettre en place des outils de régulation adéquats pour piloter la trajectoire
  - Mettre en œuvre une stratégie industrielle

**Compléments et éléments de comparaison internationale**

# La courbe de maturité de l'électricité photovoltaïque dépend non seulement du développement technologique mais aussi de la situation de chaque pays



# Plusieurs voies sont envisageables pour mieux maîtriser les quantités subventionnées



# Retenir les outils adaptés aux segments de marché retenus : conclusions de l'analyse théorique et du benchmark (international, autres ENR)

Segment \ Outil	Particuliers	Toitures agricoles, tertiaires, industrielles	Centrales au sol
	<ul style="list-style-type: none"> <li>enjeu de promotion des ENR</li> <li>peu de risque sur les quantités</li> <li>enjeu sur les prix</li> </ul>	enjeu de maîtrise des quantités (risque financier fort pour la CSPE)	enjeu de maîtrise des quantités (risque financier fort pour la CSPE)
<b>Tarifs dégressifs de manière linéaire ou indexée sur les quantités</b> Exemple allemand		Risque sur les quantités => privilégier une <b>dégressivité automatique en fonction des quantités, à fréquence rapide</b>	Risque sur les quantités => privilégier une <b>dégressivité automatique en fonction des quantités, à fréquence rapide</b>
<b>Tarifs contingentés</b> Exemple espagnol	Risque quantité plus faible sur ce segment / effet dissuasif fort du contingentement pour le particulier	Maîtrise des quantités mais création de file d'attente	Maîtrise des quantités mais création de file d'attente
<b>Appels d'offres</b>	Nombre de dossier trop élevé	Nombre de dossier trop élevé	Mais vigilance sur les quantités (taux de chute) et sur la sécurité juridique des clauses d'emploi local
<b>Mécanismes d'enchères inversées (adjudication par lots)</b>	Nombre de dossier trop élevé / effet dissuasif fort pour le particulier	Maîtrise des quantités mais nouveauté du dispositif et besoin d'un SI performant	Maîtrise des quantités mais nouveauté du dispositif et besoin d'un SI performant

❑ **Aucun instrument n'apparaissant évident pour le secteur des toitures, la mission propose trois scénarios reposant sur les trois outils envisageables**



## Trois scénarios de régulation pour piloter la trajectoire

- ❑ Pour les particuliers, la mission retient dans tous les scénarios un système de tarif, où la dégressivité dépend de la puissance enregistrée dans la file d'attente ; la capacité à agir sur les quantités à travers le tarif suppose une dégressivité à rythme rapide : la mission retient un rythme trimestriel
- ❑ Pour les centrales au sol, la mission retient dans tous les cas l'appel d'offre ; elle préconise l'annonce d'un calendrier pluriannuel pour donner de la visibilité aux acteurs
- ❑ Pour les installations en toiture, aucun des leviers ne s'impose totalement : la mission propose donc trois options, dont elle a comparé les avantages et les inconvénients

Trois scénarios de régulation du secteur photovoltaïque, reposant sur trois outils différents pour les grandes toitures

Segment de marché	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Particuliers	Tarif d'achat dégressif en fonction des quantités, avec un « corridor » cible et une échelle de dégression	Tarif d'achat dégressif en fonction des quantités, avec un « corridor » cible et une échelle de dégression <b>pour chaque segment</b>	Tarif d'achat dégressif en fonction des quantités, avec un « corridor » cible et une échelle de dégression
Grandes toitures	Adjudication par lots trimestrielle		Tarifs contingentés, dégressifs automatiquement en fonction des quantités
Installations au sol	Appel d'offres	Appel d'offres	Appel d'offres

Source : Mission.



# Pour le segment des particuliers, la mission préconise le recours aux tarifs dégressifs en fonction des quantités enregistrées dans la file d'attente

- ❑ **L'outil tarif apparaît adapté aux enjeux du segment des particuliers**
  - Les risques de dérive rapide sur ce segment sont limités, comme l'a montré l'épisode de 2009
  - Le dispositif doit rester suffisamment simple et lisible pour les acteurs non professionnels
- ❑ **Une dégressivité ajustée en fonction du niveau de demandes, sans constituer une garantie sur les volumes, doit permettre d'en améliorer le pilotage**
  - Elle permet de diminuer l'asymétrie d'information : le régulateur s'appuie sur le retour fourni par les acteurs plutôt que sur une analyse théorique
  - La mission propose que la dégressivité soit calibrée en fonction du volume des demandes (et non des capacités installées comme en Allemagne) : l'administration conserve ainsi une marge d'anticipation. Cela suppose toutefois de « fiabiliser » le contenu de la file d'attente, ce qui est rendu possible par un dépôt de garantie au stade de la demande
- ❑ **La mission propose que le tarif intégré au bâti soit maintenu pour le seul segment des particuliers (plafonné à 9 kWc), et que le tarif d'intégration au bâti simplifiée devienne un tarif bâtiment (avec un nombre très limité de critères techniques)**
- ❑ **Le corridor cible pourrait être fixé à 100 à 150 MW/an pour les particuliers dans une hypothèse à 500 MW/an, avec une dégressivité trimestrielle de 2,5%, revue à la hausse ou à la baisse à 1% près par tranche de 12,5 MW (= un quart de 50 MW)**

Puissance des demandes au trimestre n	Dégressivité du tarif au trimestre n+1
> 50 MW	4,5 %
37,5 - 50 MW	3,5 %
<b>25 - 37,5 MW</b>	<b>2,5 %*</b>
12,5 - 25 MW	1,5 %
< 12,5 MW	0,5 %

Objectif annuel (100 - 150 MW) trimestrialisé : « corridor cible »

\* La mission propose que le niveau de tarif dépende de la date de la signature de la proposition technique et financière (PTF) : ainsi un porteur de projet qui a déposé sa demande au trimestre n et qui reçoit la PTF au trimestre n+1 verra le tarif revu à la baisse par rapport au moment où il a déposé son projet



# Les processus de traitement de l'obligation d'achat peuvent être ajustés, afin de permettre un meilleur pilotage de cet instrument et une meilleure articulation avec les étapes clés d'un projet photovoltaïque

Étape	Description	Action
La déclaration ou demande d'autorisation au titre de la loi sur l'électricité	Cette déclaration pourrait être un indicateur avancé du flux de nouveaux projets (initialisation d'un registre) à condition : 1/ de faire partie des pièces nécessaires à la demande complète de raccordement (DCR), 2/d'être étendue aux installations > 36 kWc (régime déclaratif). L'avantage est qu'un système d'information national est déjà en place (DGEC). Les CODOA pourraient être supprimés.	Faire évoluer la procédure de déclaration au titre de la loi sur l'électricité (décret n° 2000-877) et les procédures d'ERDF Supprimer les CODOA (décret n°2001-410; décret 2009-1414)
La demande complète de raccordement (DCR)	Il s'agit de suivre les quantités correspondant à des projets sérieux, afin de pouvoir envisager une baisse du niveau des tarifs en cas d'afflux de dossiers ou pour piloter une dégressivité automatique des tarifs fondée sur les volumes, inspirée du dispositif allemand. Un dépôt de garantie pourrait être exigé à ce moment pour éviter les projets optionnels (« options gratuites » sur le niveau du tarif). Le dépôt de garantie serait perdu et le projet sorti de la file d'attente en l'absence de mise en service au bout de 12 mois à compter de la DCR pour les installations de moins de 36kWc (seuil sous lequel ERDF est tenu à un délai de raccordement de trois mois) ou 24 mois pour les plus gros projets. Le dépôt de garantie pourrait être fixé à 10c€/Wc (soit ~2% du coût du Wc intégré au bâti).	Améliorer le système d'information ERDF, l'interface avec EDF-OA et la transmission d'information à l'administration. Versement d'un dépôt de garantie remboursable à la réalisation du projet (NB : expertise juridique nécessaire sur le niveau de texte et les modalités d'un tel dépôt de garantie). Modifier le dispositif prévu par l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010.
La proposition technique et financière (PTF)	Cette étape est importante, car l'acceptation de la PTF correspond au premier versement d'un acompte à ERDF par le porteur de projet ; surtout, elle précède les engagements bancaires et les commandes aux fournisseurs de matériels dans le déroulement d'un projet standard. Cette étape devrait correspondre au blocage définitif du tarif de rachat applicable à un projet donné (mentionné dans la PTF) NB : aujourd'hui, la date de la DCR fixe le niveau du tarif applicable. Le dépôt de garantie versé au moment de la DCR serait remboursé dans deux cas : coût de raccordement trop élevé, ou niveau du tarif trop bas (évolution de plus de 2,5% par rapport au moment de la DCR).	Modifier le dispositif prévu par l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010 (fait générateur ouvrant droit à un tarif).
La mise en service	Cette étape permet de tenir à jour une comptabilité des engagements financiers pour la CSPE ; en effet, les contrats d'achats signés par EDF-OA démarrent à compter de la date de mise en service des installations	Mettre en place une comptabilité des engagements CSPE





# Pour le segment des centrales au sol, la mission préconise le recours aux appels d'offre

- ❑ **L'appel d'offre apparaît adapté aux enjeux du segment des centrales au sol**
  - Un nombre de projets limités : par exemple, pour des centrales de 10 MW et une capacité de 100 MW/an, dix projets à sélectionner
  - Des caractéristiques techniques plus simples et plus standardisées que dans le bâtiment, qui devaient permettre une réelle compétition sur les prix
- ❑ **Ses défauts potentiels, fortement soulignés par les acteurs de la filière, doivent pouvoir être surmontés à condition de :**
  - Évincer les projets risquant forcément de ne pas se réaliser (inaboutis techniquement, trop peu rentables) par des exigences techniques mais aussi par l'introduction de clauses de dédit (pénalités)
  - Afficher une programmation pluriannuelle pour donner de la visibilité aux acteurs
  - Améliorer le délai de dépouillement des dossiers et de sélection (le délai était supérieur à 300 jours en moyenne pour les appels d'offre CRE depuis 2004), en s'engageant sur un délai maximum (exemple : trois mois) ; cela passe notamment par une simplification des critères de sélection :
    - Poser comme norme obligatoire les critères techniques et financiers et les exigences de délai de réalisation (cf. pénalités)
    - Retenir comme seuls critères de classement le prix, et éventuellement le contenu en emplois locaux
    - Laisser l'appréciation des impacts environnementaux et de l'acceptabilité locale à la procédure d'urbanisme avec enquête publique, ultérieure à la sélection (seule la maîtrise foncière sera demandée au moment du dépôt du dossier). NB : l'existence de procédures ultérieures entraîne un risque de non réalisation
- ❑ **La piste des clauses d'emploi local mériterait d'être approfondie**
  - L'analyse de la direction juridique du MEIE conclut à une nécessité de prudence mais non à une impossibilité
  - Elle souligne toutefois que les critères d'emploi local « ne sauraient être admis sans risque juridique sauf à modifier les textes » (loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité et/ou décret du 4 décembre 2002 sur la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité)

# Pour le segment des grandes toitures, la mission a examiné trois options et privilégie celle des tarifs dégressifs

Outil	Points forts	Points faibles
<b>Adjudication par lots : mise aux enchères trimestrielle de quantités, qui seront allouées en fonction du seul critère du tarif proposé</b>	<p>Maîtrise des quantités</p> <p>Révélation de la courbe de prix par les professionnels, si la profondeur du marché est suffisante (mais pas de maîtrise directe du prix)</p> <p>Visibilité pour les acteurs, plus ou moins grande en fonction de la fréquence des enchères et de l'affichage pluriannuel des quantités mises aux enchères</p> <p>Coût de gestion modéré</p>	<p>Nouveauté du dispositif</p> <p>Nécessité d'un outil informatique performant et temps de développement</p> <p>Pas de maîtrise du prix</p> <p>Risque de non-atteinte des objectifs</p>
<b>Tarifs contingentés, dégressifs automatiquement en fonction des quantités</b>	<p>Maîtrise des quantités et des prix (maîtrise totale de l'impact sur la CSPE)</p> <p>Ajustement automatique des tarifs en fonction des quantités (insensibilité à l'asymétrie d'information)</p>	<p>Gestion de la file d'attente</p> <p>Risque de fraude</p> <p>Risque de non-atteinte des objectifs de puissance</p> <p>Faible visibilité pour les acteurs et risque de spéculation</p>
<b>Tarif d'achat dégressif en fonction des quantités, avec un « corridor » cible et une échelle de dégression</b>	<p>Maîtrise des prix : réduction progressive du coût pour la CSPE pour les nouveaux contrats</p> <p>Ajustement automatique (insensibilité à l'asymétrie d'information)</p> <p>Action indirecte sur les quantités en ajustant la rentabilité des projets</p> <p>Visibilité pour les acteurs</p> <p>Adapté à la gestion des grands nombres (faible coût de gestion)</p>	<p>Pas de maîtrise des quantités</p> <p>Effet retard important, surtout si le délai est d'un an</p> <p>Effet d'anticipation</p> <p>Nécessité d'un suivi très rapproché des quantités</p>

La mission privilégie l'option « tarif d'achat dégressif en fonction des quantités », qui semble relativement robuste et qui conjugue des possibilités d'ajustement fortes et une bonne visibilité pour les acteurs ; toutefois elle rappelle que ce système ne donne pas de maîtrise directe des quantités.

Ce dispositif s'inspire du mécanisme allemand avec deux principales adaptations : la dégressivité à pas trimestriel et le suivi des quantités au niveau des demandes de raccordement

# Pour le segment des grandes toitures, la mission préconise un recours aux tarifs dégressifs et une simplification de la grille

- ❑ Comme pour le segment des particuliers, la mission propose que la dégressivité soit calibrée en fonction du volume des demandes afin de conserver une marge d'anticipation et de retenir un dépôt de garantie au stade de la demande (par exemple 10 c€ / Wc)
- ❑ La structure du tarif serait simplifiée:
  - Le tarif d'intégration simplifiée au bâti deviendrait un tarif bâtiment (avec un nombre très limité de critères techniques)
  - Le tarif d'intégration au bâti ne serait pas accessible pour cette tranche de puissance (> 9 kWc)
- ❑ Compte tenu du changement de structure tarifaire (allègements des contraintes techniques), l'initialisation du niveau de départ du tarif bâtiment doit être calée au plus juste des coûts de revient
- ❑ Le corridor cible pourrait être fixé à 150 à 200 MW/an pour les grandes toitures dans une hypothèse à 500 MW/an, avec une dégressivité trimestrielle de 2,5%, revue à la hausse ou à la baisse à 1% près par tranche de 12,5 MW (= un quart de 50 MW)

Puissance des demandes au trimestre n	Dégressivité du tarif au trimestre n+1
> 62,5 MW	4,5%
50 - 62,5 MW	3,5 %
<b>37,5 - 50 MW</b>	<b>2,5 %</b>
25 - 37,5 MW	1,5 %
< 25 MW	0,5 %

Objectif annuel (150 - 200 MW) trimestrialisé : « corridor cible »

\* La mission propose que le niveau de tarif dépende de la date de la signature de la proposition technique et financière (PTF) : ainsi un porteur de projet qui a déposé sa demande au trimestre n et qui reçoit la PTF au trimestre n+1 verra le tarif revu à la baisse par rapport au moment où il a déposé son projet



# Sommaire

1. **Le développement du parc photovoltaïque**
  - **Le photovoltaïque : une énergie à fort potentiel, mais dont le développement à moyen terme est limité par ses coûts élevés**
  - **La flambée des demandes fin 2009 : état des lieux et perspectives**
  - **Les nouvelles conditions tarifaires restent très attractives et le développement devrait se poursuivre à un rythme soutenu**
2. **Un péril financier et des incertitudes industrielles**
  - **Les conséquences financières potentielles d'une trajectoire de développement soutenue**
  - **L'inadéquation entre les objectifs industriels et le rythme de déploiement**
3. **Un plan d'action pour un secteur à fort potentiel de croissance qui présente des opportunités économiques**
  - **La politique du photovoltaïque doit cibler prioritairement le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel au niveau mondial**
  - **Un plan d'action en deux temps pour donner de la visibilité aux acteurs**
4. **Prendre des mesures relatives à l'obligation d'achat dès l'été 2010**
  - **Modifier le niveau du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque**
  - **Améliorer le pilotage de l'outil « tarif d'achat » pour gérer la file d'attente et le flux de demandes nouvelles**
5. **Définir un plan d'action global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011**
  - **Définir de nouveaux objectifs quantitatifs à horizon 2020 pour le photovoltaïque et les décliner sur les différents segments de marché pertinents**
  - **Mettre en place des outils de régulation adéquats pour piloter la trajectoire**
  - **Mettre en œuvre une stratégie industrielle**

**Complément : éléments de comparaison internationale**



# Les opportunités pour les entreprises françaises ne se limitent pas au « panneau », mais sont aussi (et surtout) dans le secteur des équipements et des services pour l'amont et l'aval de la filière

La France compte de grands industriels des matériaux de l'industrie PV (Air Liquide, Saint-Gobain) déjà présents sur le secteur du PV et quelques PME innovantes fabriquant des équipements (fours ECM et SEMCO) visant un marché mondial

Équipements ou matériaux pour l'industrie du PV

Composants électriques, systèmes d'intégration, software

La France compte de grands équipementiers électriques (Schneider, Legrand) qui se positionnent progressivement sur le PV. L'intégration au bâti a permis l'émergence de quelques PME innovantes visant ce marché de niche.

Industrie du PV: « le panneau solaire »  
Trois générations de technologies

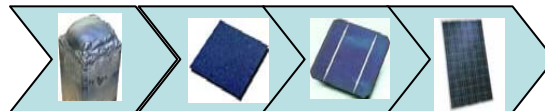
Aval: développement, installation et exploitation des projets

La filière du silicium cristallin présente peu d'opportunités de marché, étant donné l'avance technique et l'avantage comparatif des pays asiatiques.

La France doit centrer son effort sur les technologies de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> génération, où la compétition internationale est toutefois soutenue et où certains pays ont un temps d'avance.

La rapidité de l'effort de R&D et de la valorisation sera un facteur clé : nécessité de mobiliser des relais industriels (grands énergéticiens, micro-électronique, etc)

1<sup>ère</sup> génération: silicium cristallin (homojonction)



2<sup>ème</sup> génération: couches minces



3<sup>ème</sup> génération: multijonctions, conversion de photons, organiques ...



Les électriciens déjà présents sur ce segments (EDF EN, GDF, ...) sont bien positionnés vis-à-vis du marché mondial, qui constitue également une opportunité pour les autres entreprises leader à l'international sur le secteur des « utilities » (Véolia, JC Decaux, ...)



# Mettre en cohérence la stratégie de R&D avec les opportunités identifiées

- ❑ **Dans le secteur de l'industrie photovoltaïque même, centrer l'effort sur les filières de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> génération où il existe encore des possibilités de développer des avantages technologiques comparatifs, à condition de :**
  - **Créer les conditions d'une R&D à la fois pionnière sur la recherche amont et capable de basculer rapidement vers le développement technologique : améliorer le pilotage avec d'une part des centres de recherche amont (Institut solaire de Saclay : IRDEP, LPICM) et d'autre part une plate-forme technologique, l'INES**
  - **Organiser très en amont les possibilités de transfert de technologie, en associant les partenaires industriels à la R&D (cofinancements, copilotage)**
  - **Maintenir les moyens, accrus récemment grâce au fonds d'investissement d'avenir (qui pourrait être de 100 à 150 M€ pour le photovoltaïque), à court terme et à moyen terme (nécessité d'une avance technologique permanente étant donné le contexte concurrentiel)**
  
- ❑ **Dans le secteur des équipements pour l'amont et pour l'aval :**
  - **Améliorer la lisibilité de l'effort de recherche pouvant bénéficier au PV, en établissant une cartographie intégrant ces secteurs (exemple: smart-grids)**
  - **Réaliser un diagnostic des besoins en matière de R&D des industriels souhaitant se développer autour du photovoltaïque**



# Mobiliser les grands acteurs industriels susceptibles de se positionner sur le photovoltaïque et organiser la mise en réseau des petits, moyens et grands acteurs à l'échelle nationale

- ❑ **La développement d'une industrie du photovoltaïque peut suivre deux types de modèles :**
  - L'émergence de « pure players » (modèle américain, qui repose sur l'efficacité du capital-risque ou modèle allemand du « mittelstand »)
  - Le développement d'industriels existants sur ce segment, par croissance interne ou externe (modèle japonais)
  - Les caractéristiques de l'industrie française laissent penser que la deuxième voie est la plus adaptée... mais les grands industriels français se sont peu mobilisés pour le photovoltaïque à ce stade, à l'exception d'EDF EN (investissement dans Nexcis ou Apollon Solar, partenariat avec First Solar)
- ❑ **Il apparaît donc nécessaire que le Gouvernement mobilise, à un niveau politique, les grands acteurs français de l'énergie (EDF, Total, GDF-Suez) ou des industries connexes au PV (STMicroelectronics, Saint-Gobain, etc.) et use de sa capacité d'influence pour les inciter à investir dans le secteur du PV**
  - Sans cela, il est peu probable que l'effort de R&D se traduise par un développement industriel
  - L'investissement des grands groupes privés devrait être parallèle à l'effort de la collectivité en faveur du marché domestique et de la R&D
  - Dans tous les cas, le positionnement des industriels français sur le secteur ne se traduira pas par une création d'emploi 100% française (stratégie internationale pour conquérir un marché international)
- ❑ **Dans le domaine des équipements pour l'amont et l'aval (équipementiers, matériaux solaires, « Balance of System », fournitures électriques et autres), l'existence d'un tissu de groupes et de PME apparaît comme un atout, mais l'essor de ces dernières passe par une mise en réseau et une visibilité internationales renforcées**
  - Après avoir identifié tous les intervenants (cartographie ou annuaire), les pouvoirs publics favoriseront les regroupements ou consortiums en soutenant le développement de projets collaboratifs sur ce segment de marché (OSEO)
  - La bonne échelle est nationale, même si elle peut d'appuyer sur les réseaux régionaux ou inter régionaux (pôles de compétitivité)
  - Le développement à l'international des entreprises françaises doit être soutenu et leur visibilité améliorée par la promotion d'une « marque France » en lien avec le réseau Ubifrance



# Les acteurs industriels présents sur le territoire, essentiellement sur le segment très concurrentiel du silicium cristallin, doivent démontrer leur capacité à se développer sur le marché

- ❑ **Les deux catégories d'acteurs présents sur le territoire dans la filière du silicium cristallin ont fait jusqu'à présent l'objet de soutiens directs ou indirects :**
  - **Photowatt a largement bénéficié de l'effort de R&D, via l'INES et PV Alliance**
  - **Les assembleurs, qui ont connu un développement rapide en 2009 et 2010, tirent en partie leur compétitivité du tarif intégré au bâti**
  
- ❑ **Toutefois, dans la vision stratégique du secteur photovoltaïque, le marché national joue seulement le rôle de base pour un développement à l'international**
  - **L'enjeu pour ces entreprises est donc désormais de démontrer leur capacité à se positionner sur un marché international (via un avantage prix / qualité / technologie, ou un positionnement sur des niches susceptibles d'être exportées)**
  - **L'appui des pouvoirs publics doit être prioritairement tourné vers cet objectif, plutôt que sur une stimulation excessive par le marché national dont le bilan coût / avantage est mauvais**

# Rapport de synthèse de la mission IGF-CGIET relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France

Paris, le 29 juillet 2010

L'Ingénieur général des mines



Christian STOFFAÈS

L'Ingénieur général des mines



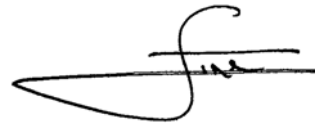
Claude TRINK

L'Inspecteur général des finances



Jean-Michel CHARPIN

L'Inspecteur des finances



Alexandre SINÉ

L'Inspecteur des finances



Philippe HELLEISEN

L'Inspecteur des finances



Cécile TLILI

# Sommaire

- 1. Le développement du parc photovoltaïque**
  - **Le photovoltaïque : une énergie à fort potentiel, mais dont le développement à moyen terme est limité par ses coûts élevés**
  - **La flambée des demandes fin 2009 : état des lieux et perspectives**
  - **Les nouvelles conditions tarifaires restent très attractives et le développement devrait se poursuivre à un rythme soutenu**
- 2. Un péril financier et des incertitudes industrielles**
  - **Les conséquences financières potentielles d'une trajectoire de développement soutenue**
  - **L'inadéquation entre les objectifs industriels et le rythme de déploiement**
- 3. Un plan d'action pour un secteur à fort potentiel de croissance qui présente des opportunités économiques**
  - **La politique du photovoltaïque doit cibler prioritairement le positionnement des entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel au niveau mondial**
  - **Un plan d'action en deux temps pour donner de la visibilité aux acteurs**
- 4. Prendre des mesures relatives à l'obligation d'achat dès l'été 2010**
  - **Modifier le niveau du tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque**
  - **Améliorer le pilotage de l'outil « tarif d'achat » pour gérer la file d'attente et le flux de demandes nouvelles**
- 5. Définir un plan d'action global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011**
  - **Définir de nouveaux objectifs quantitatifs à horizon 2020 pour le photovoltaïque et les décliner sur les différents segments de marché pertinents**
  - **Revoir les outils de régulation pour piloter la trajectoire**
  - **Mettre en place des outils de régulation adéquats pour piloter la trajectoire**

**Compléments et éléments de comparaison internationale**



# Le choix espagnol : contingenter l'accès aux tarifs réglementés pour une maîtrise du coût total, mais en créant une file d'attente (1/2)

- ❑ Avant 2008 : un tarif unique à 45 c€/MWh sans contingentement
- ❑ Des excès en 2008 :
  - 3GWc installés pour un objectif total de 8,4 GWc pour 2020,
  - 4000 inscriptions avec 80% d'irrégularités :
    - des centrales inscrites qui ne produisent pas d'électricité
    - des cas de production d'électricité en pleine nuit avec des groupes électrogènes.
- ❑ Une nouvelle politique de régulation (décret royal 1578/2008) :
  - La distinction de 3 catégories : toits < 20kWc, toits > 20kWc, sol
  - Des tarifs définis pour 25 ans
  - Une baisse des tarifs : 34 c€/kWh pour les toits < 20kWc et 32 c€/kWh au sol et pour les toits > 20 kWc
  - La mise en place d'une formule de dégressivité automatique des tarifs à chaque trimestre et pour chaque segment en fonction d'un objectif de dégressivité annuel (-10%) ajusté en fonction des puissances demandées par rapport au contingent (cf. page suivante)
  - Un contingentement des quantités éligibles (500 MWc en 2009, 400 MWc en 2010 : les quotas annuels seront augmentés du pourcentage de la réduction tarifaire dans la limite de 10% par an)
  - Une limitation des puissances (10 MW au sol, 2MW sur les toits)
  - La mise en place de pré-registres : l'inscription nécessite d'avoir obtenu les autorisations administratives et une caution bancaire (50€/kWc si < 20kWc, 500€/kWc sinon)
  - Le traitement chronologique des demandes (la date de référence est la date la plus récente parmi les dates de l'autorisation administrative, du permis de travaux et du dépôt de caution)
  - Quatre conventions annuelles qui débouchent sur la publication d'une liste des projets retenus dans le contingent
  - Un délai d'un an (prolongeable de 4 mois si difficultés) pour réaliser l'installation des projets retenus
  - Un accès aux tarifs en vigueur au moment de la publication de la liste définitive



# Le choix espagnol : contingenter l'accès aux tarifs réglementés pour une maîtrise du coût total, mais en créant une file d'attente (2/2)

## ❑ L'adéquation de la demande aux contingents fixe l'évolution des tarifs

- $P_0$  est le quota prévu au trimestre n-1
- $P$  est la puissance demandée

1 Le tarif du trimestre n dépend du tarif du trimestre précédent.

$$T_n = T_{n-1} \left[ \left( 1 - 0,9^{\frac{1}{4}} \right) \left( \frac{1}{P_0} \frac{P_0 - P}{\frac{1}{4}} \right) + 0,9^{1/4} \right]$$

2 Le coefficient 0,9 fixe une réduction des tarifs de 10% par an si les puissances demandées correspondent aux puissances offertes

3 Le coefficient  $\frac{1}{4}$  permet la déclinaison trimestrielle de l'objectif de - 10%/an

4 Écart relatif par rapport aux prévisions ramené à la période (trimestre) considérée :

$$\frac{1}{P} \cdot \frac{\Delta P(W)}{\Delta t(\text{années})}$$

- L'adéquation offre-demande entraîne baisse du tarif de 10% /an
- En cas d'insuffisance de la demande de 25 %, le tarif est constant
- Une demande 2 fois trop élevée induit une baisse trimestrielle de 13%

## ❑ Évolution distincte des tarifs par catégorie (3ème trimestre 2010) :

- au sol 26,6 c€/kWh (3ème trimestre 2010)
- toits <20 kWc, 33 c€/MWh
- toits > 20 kWc, 29,5 c€/kWh

## ❑ Difficultés rencontrées par le système de contingentement :

- Constitution d'une importante file d'attente : 5 ans pour les centrales au sol
- Comportements spéculatifs : développement d'un marché secondaire des licences, voire de fraudes
- Perspective incertaine d'abandon de certains projets pour cause d'anticipation d'une baisse des coûts supérieure à celle des tarifs



# Le choix allemand : un « corridor cible » de puissance avec des tarifs dégressifs automatiques qui donne de la visibilité à la filière, mais qui n'assure ni la maîtrise des quantités, ni celle des coûts

## Le système allemand est fondé sur des tarifs de rachat

- Garantis pour une durée de 20 ans
- Aujourd'hui compris entre 28 et 39 c€/kWh

## Le ministère de l'environnement élabore un scénario prospectif mis à jour chaque année :

- Détermine un corridor de croissance pour l'année à venir avec des objectifs de puissances à installer
- Fixe l'évolution des tarifs si ce corridor est respecté (-9%/an aujourd'hui)
- Si le corridor n'est pas respecté, alors la variation du tarif est modifiée

## Pas de contrôle sur les quantités

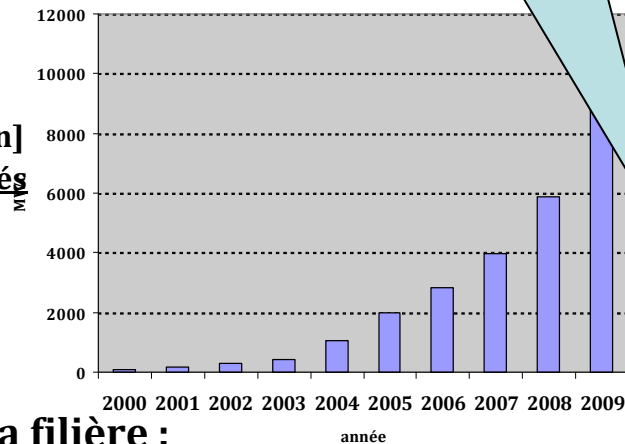
- Mi-2009 : corridor centré sur 1,425 GWc/an
- Aujourd'hui : corridor [2,5GWc/an ; 3,5 GWc/an]
- Tendance pour l'année 2010 : 6 à 8 GWc installés

## Corollaire : pas de contrôle sur les coûts

- 2009 : 2,47 Mds€ pour 9,8 GWc installés
- → 40 Mds € sur 20 ans
- Corridor centré sur 3GWc : 42 GWc en 2020

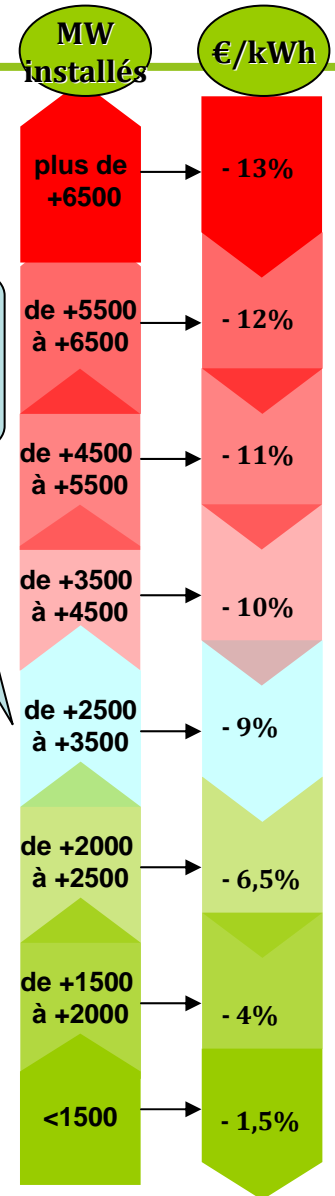
## Des baisses de tarifs mal acceptées par la filière :

- Opposition du secteur fortement relayée par les médias
- Après que le Bundesrat a bloqué la baisse de 16 à 18 % prévue initialement par le Gouvernement pour avril 2010, les assemblées ont trouvé en juillet 2010 un compromis prévoyant une première baisse de 13% à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2010 suivie d'une baisse supplémentaire de 3% en octobre 2010
- Plusieurs mesures d'accompagnement ont été annoncées, dont un renfort de l'effort de R&D monté à 100 M€



Source : BMU.

Corridor cible et variation du tarif 2011 en fonction du nombre de MWc installés en 2010



# L'exemple du mécanisme de pré-registre en Espagne (déclaration en ligne des projets)

## SITUACIÓN ACTUAL

R. D. 1578/2008  
Registro Preasignación

Formulario de solicitud de inscripción en el registro de preasignación de retribución de instalaciones de generación de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica según Real Decreto 1578/2008 de 26 de septiembre.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

Nº de registro electrónico: \_\_\_\_\_ Fecha de entrada en registro: \_\_\_\_\_

**Datos relativos a la solicitud**

Tipo de comunicación: \_\_\_\_\_  
Solicitud de inscripción en el registro de preasignación de energía solar fotovoltaica

Área: \_\_\_\_\_ Órgano administrativo destinatario: \_\_\_\_\_  
Energía: \_\_\_\_\_ Dirección General de Política Energética y Minas / S.G. de Energía Eléctrica

**Datos del titular**

Nombre: \_\_\_\_\_ Apellido 1º: \_\_\_\_\_ Apellido 2º: \_\_\_\_\_ N.I.F. / N.I.E.: \_\_\_\_\_  
Nombre del titular: \_\_\_\_\_ Apellido 1 del titular: \_\_\_\_\_ Apellido 2 del titular: \_\_\_\_\_ NIF del titular: \_\_\_\_\_  
Domicilio Social: \_\_\_\_\_ Nacionalidad: \_\_\_\_\_  
Dirección del titular: \_\_\_\_\_ Nacionalidad titular: \_\_\_\_\_  
Provincia: \_\_\_\_\_ Municipio: \_\_\_\_\_ Código Postal: \_\_\_\_\_  
Jeen: \_\_\_\_\_ Municipio del titular: \_\_\_\_\_ 54321

**Datos a efectos de comunicaciones**

Dirección: \_\_\_\_\_  
Dirección de comunicación: \_\_\_\_\_  
Provincia: \_\_\_\_\_ Municipio: \_\_\_\_\_ Código Postal: \_\_\_\_\_  
Asturias: \_\_\_\_\_ Municipio de comunicación: \_\_\_\_\_ 43456  
Correo electrónico: \_\_\_\_\_ Teléfono: \_\_\_\_\_ Fax: \_\_\_\_\_  
tituler@mail.com: \_\_\_\_\_ 3334443903: \_\_\_\_\_ 9438209

Principales informations demandées dans le pré-registre :

- identification du demandeur (nom, adresse, téléphone)
- caractéristiques de l'installation
- programmation des travaux de raccordement et mise en service
- + engagement du déclarant

## SITUACIÓN ACTUAL

R. D. 1578/2008  
Registro Preasignación

**Identificación de la instalación**

Nº de Expediente: \_\_\_\_\_ Nombre de la instalación: \_\_\_\_\_  
FTV-000946-2009-E: \_\_\_\_\_ Nombre de la instalación: \_\_\_\_\_

**Datos de la Instalación**

Dirección de la instalación: \_\_\_\_\_  
Dirección de la instalación: \_\_\_\_\_  
Provincia: \_\_\_\_\_ Municipio: \_\_\_\_\_ Código Postal: \_\_\_\_\_  
Huesca: \_\_\_\_\_ Municipio instalación: \_\_\_\_\_ 22345  
Potencia (kW): \_\_\_\_\_ Referencia catastral (codificación completa del terreno, inmueble, etc.): \_\_\_\_\_ Tipo (Artículo 3, R.D. 1578/2008): \_\_\_\_\_  
444.33: \_\_\_\_\_ Dirección catastral: \_\_\_\_\_ Tipo 1.1  
Ampliación de la ubicación (información complementaria a la dirección de la instalación, p.e. nombre del edificio, cubierta de..., paraje, etc.): \_\_\_\_\_

**Información aportada**

Fecha de punto de conexión: \_\_\_\_\_ Fecha de autorización administrativa: \_\_\_\_\_ Fecha de licencia de obras: \_\_\_\_\_  
3 de febrero de 2003: \_\_\_\_\_ 2 de febrero de 2102: \_\_\_\_\_ 2 de febrero de 2009: \_\_\_\_\_  
Fecha del aval: \_\_\_\_\_ Cuantía del aval (€): \_\_\_\_\_ Nº de identificación del aval: \_\_\_\_\_  
3 de febrero de 2030: \_\_\_\_\_ 44,30: \_\_\_\_\_ número del aval: \_\_\_\_\_  
Fecha de solicitud anterior: \_\_\_\_\_ Nº de registro administrativo de Solicitud presentada anteriormente: \_\_\_\_\_

Identificación del punto de conexión (CUPS o denominación equivalente o descripción del punto frontera previsto y localización del equipo de medida): \_\_\_\_\_ Fecha de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de régimen especial dependiente del órgano competente: \_\_\_\_\_  
punto de conexión: \_\_\_\_\_ 2 de febrero de 2233

El solicitante declara expresamente su deseo de no participar en sucesivas convocatorias con la presente solicitud

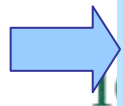
Fecha de solicitud: \_\_\_\_\_ Firma del solicitante: \_\_\_\_\_  
Lugar: \_\_\_\_\_





# La mission a écarté les scénarios 17GW en 2020 et moratoire en 2012 en raison de leur bilan coût/avantage très négatif

- ❑ **Le scénario « laisser faire », avec un déploiement rapide des capacités de production d'électricité photovoltaïque (tendance de 1,5GW/an sur les prochaines années), présente un bilan coût/avantage très négatif aux conditions économiques actuelles**
  - **Ce scénario présente de forts inconvénients**
    - Il n'est pas soutenable financièrement : même en cas de moratoire sur l'obligation d'achat une fois les objectifs de la PPI atteints vers 2012/2013, les charges pour la CSPE dépasseraient 2Md€ par an (et même 5Md€/an en 2020 dans le scénario 17GW, pour une production d'énergie représentant moins de 5% de la consommation)
    - Il conduit à creuser le déficit de la balance commerciale en l'état de la filière industrielle nationale
    - Il peut se heurter à des contraintes de raccordement (capacités de raccordement ERDF ou travaux de renforcement du réseau dans les départements où les capacités installées se développent le plus vite)
    - Il correspond à un investissement important sur des technologies amenées à évoluer au cours des prochaines années
  - **En revanche, il peut avoir un effet positif sur l'emploi aval : enjeu de 10 000 à 12 000 emplois supplémentaires sur l'aval (en se fondant sur les études du Boston Consulting Group, selon les quelles les objectifs PPI de 5,4GW soit 500MW/an correspondent à 5 000 à 6 000 emplois)**
  - **La situation de la France est différente de celle de l'Allemagne (parc installé de 10GW fin 2009, flux de plus de 4GW en 2010)**
    - Le prix de l'électricité sur le marché de gros est plus élevé (~100€/MWh contre ~56€/MWh en France) et les tarifs d'achat sont plus bas qu'en France, donc le coût pour la collectivité est moindre (et les consommateurs semblent accepter un coût plus élevé de l'énergie distribuée)
    - L'Allemagne mène une politique photovoltaïque volontariste depuis plus de dix ans et a développé une filière industrielle reconnue au niveau international (en 2008 chiffre d'affaires de 10Md€ / an pour et 65 000 emplois - pour un flux d'installations de 1,5GW / an)
    - La situation et les défis de la politique énergétique allemande sont différents
- ❑ **Une absence de maîtrise des flux d'installation risquerait d'amener à terme à décider d'un moratoire sur l'obligation d'achat, ce qui apparaîtrait comme une très mauvaise solution**
  - Ce scénario entraînerait de graves dommages pour les entreprises qui se seraient développées jusque-là sur l'amont et l'aval (risque sur 10-12 000 emplois créés pour traiter un flux de 1,5GW/an) à un moment où le marché du photovoltaïque pourrait fortement croître et le prix de l'énergie augmenter
  - Ce scénario n'est pas souhaitable, mais pourrait être la seule décision en cas de non-décision d'une nouvelle régulation de la filière



❑ **La mission propose de maîtriser les flux d'installation et de les fixer entre 300 et 500MW / an**





## **Lettre de mission**



LE MINISTRE D'ÉTAT, MINISTRE DE L'ÉCOLOGIE, DE  
L'ÉNERGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE LA MER,  
EN CHARGE DES TECHNOLOGIES VERTES ET DES  
NÉGOCIATIONS SUR LE CLIMAT

LA MINISTRE DE L'ÉCONOMIE,  
DE L'INDUSTRIE ET DE L'EMPLOI

PARIS, LE

**26 MARS 2010**

à

Monsieur le Vice-Président  
du Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies

Monsieur le Chef du Service  
de l'Inspection Générale des Finances

Conformément aux engagements pris lors du Grenelle de l'environnement, le Gouvernement apporte au développement des énergies renouvelables des moyens financiers d'une ampleur inégalée. Ce soutien doit en particulier permettre un développement approprié de l'énergie solaire et la construction dans notre pays d'une véritable filière industrielle et à la création d'emplois.

En novembre et décembre 2009, une bulle spéculative s'est développée dans le secteur de la production d'électricité solaire photovoltaïque. L'engagement financier potentiel a atteint plusieurs dizaines de milliards d'euros sur 20 ans, et sa prise en charge par la contribution au service public de l'électricité aurait nécessité un relèvement très important du prix de l'électricité.

Face à cette situation, le Gouvernement a pris des mesures d'urgence destinées à supprimer certains effets d'aubaine et à protéger le pouvoir d'achat des Français : les tarifs ont été ajustés afin d'assurer une rémunération plus juste aux projets de production d'électricité d'origine photovoltaïque, et des règles transitoires ont été définies pour le traitement des demandes formulées à la fin de l'année 2009.

Nous vous serions reconnaissants de bien vouloir diligenter une mission d'inspection afin d'une part de tirer les enseignements de ce phénomène, et d'autre part d'identifier les moyens de conduire un développement pertinent et raisonné de l'énergie photovoltaïque, qui permette notamment l'émergence de nouvelles filières industrielles créatrice d'emplois.

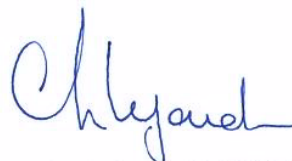
La mission s'attachera (i) à identifier les mécanismes et acteurs ayant conduit au phénomène de bulle spéculative en fin d'année 2009, (ii) à évaluer la pertinence des mesures mises en place par le Gouvernement pour y remédier, (iii) à proposer, si nécessaire, des mesures complémentaires visant à éviter le renouvellement d'un tel phénomène, et (iv) à proposer des améliorations aux mesures de soutien à la filière allant dans le sens d'une plus grande efficacité et prenant en compte les atouts industriels français.

La mission pourra s'appuyer sur les services centraux des ministères (CGDD, DGEC, DGTPE, DGCIS, DLF, ...) et sur les établissements publics (ADEME, ...) compétents. Il nous semblerait également utile que la mission soit éclairée dans ses travaux par des administrations déconcentrées (Préfectures, DREAL, DDT, ...).

Nous souhaiterions que les conclusions de la mission puissent nous être remises avant la fin du premier semestre 2010.



Jean-Louis BORLOO



Christine LAGARDE

**Liste des personnes rencontrées ou  
contactées par la mission**

## **Cabinets**

M. Boris RAVIGNON, conseiller technique développement durable, Transport, Aménagement du territoire et M. Benjamin GALLEZOT, conseiller technique industrie, énergie, Présidence de la République.

M. Jean-François MONTEILS, conseiller pour le développement durable, la recherche et l'industrie au cabinet du Premier ministre, et M. Bertrand DE SINGLY, conseiller technique (énergie, politique industrielle, sûreté nucléaire), cabinet du Premier ministre.

M. Jean-François CARENCO, directeur de Cabinet MEEDDM et M. Youenn DUPUIS, conseiller technique énergie et climat, cabinet du ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer.

M. Jacques LE PAPE, directeur de cabinet MEIE et M. Benjamin FREMAUX, conseiller technique, cabinet de la ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi.

M<sup>me</sup> Élodie GALKO, conseillère technique chargée du développement durable et du changement climatique, cabinet du ministre de l'alimentation, de l'agriculture et de la pêche.

## **Directions d'administration (DGEC, DGTPE, DGCIS,...), opérateurs (ADEME) et organismes de régulation (CRE)**

M. Pierre-Marie ABADIE (directeur de l'énergie) et Philippe GUILLARD directeur adjoint et Pierre FONTAINE (troisième sous-direction, Système électrique et énergies renouvelables), Jacques LENGYEL, chef du bureau des énergies renouvelables.

M. Bruno LEBoulLENGER, bureau des technologies de l'énergie, sous-direction des filières de matériel de transport, de l'énergie et des éco-industries, DGCIS.

M<sup>me</sup> Catherine BERGEAL, direction des affaires juridiques, ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi.

M. Xavier BONNET, sous directeur Politiques sectorielles, Véronique MASSENET, chef du bureau Économies des réseaux, Pierre SENTENAC, chef du bureau Réseaux d'expertise et de veille internationales, DGTPE.

MM. Philippe-Emmanuel De BEER, sous-directeur C - fiscalité des personnes, Gilles LE MOIGNE, DLF.

MM. Alain GRAS, sous-directeur services et réseaux, Frédéric GRUET, chef de bureau, DGCCRF.

M. Dominique BUREAU, délégué général du Conseil économique pour le Développement durable (CEDD).

M. Jean-Louis BAL, directeur des énergies renouvelables, des réseaux et des marchés énergétiques, ADEME.

M<sup>me</sup> Christine BIHAN-GRAF, directrice générale des services, M<sup>me</sup> Esther PIVET, directrice du développement des marchés, M. Julien JANES, chef de département, M. Renaud MOISAN, chargé de mission, Commission de régulation de l'énergie, Direction du développement du marché, Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs.

M. Michel SAPPIN, préfet de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

M. Gabriele FIONI, directeur de recherche, Energie, DGRI, ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche.



La direction des affaires juridiques du MEEDDM n'a pas donné suite aux demandes d'entretiens présentées par la mission et n'a pas transmis les documents demandés pour la bonne information de la mission.

### **Services déconcentrés :**

DDTM (direction départementale des territoires et de la mer), DREAL (direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement) et DIRECCTE (direction régionale des entreprises, de la concurrence, de la consommation, du travail et de l'emploi) de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur et de la région Languedoc-Roussillon.

### **Acteurs économiques**

#### **◆ Organisations professionnelles :**

MM. André ANTOLINI, Jean-Philippe ROUDIL, Philippe CHARTIER, Waël ELAMINE, Syndicat des énergies renouvelables (SER) ainsi que MM. Arnaud MINE, Eric VINCENT et Yvon ANDRE, vice-présidents.

M. Jean-Louis ESTEVES, fédération française du bâtiment (FFB), TCE Solar.

M. Richard LOYEN, délégué général, ENERPLAN.

M. Raphaël CLAUSTRE, directeur, Comité de liaison des énergies renouvelables (CLER) et M. Marc JEDLICZKA, vice-président du CLER et directeur général d'Hespul.

#### **◆ Groupe EDF et EDF obligation d'achat :**

M. Emmanuel HUSSON, directeur Clients & Marchés, EDF - Direction Optimisation amont aval et Trading, M. Bruno FERRIER, chef du service Régulation et organisation des marchés énergétiques, Direction Optimisation amont/aval et Trading, M. Bernard MAHIOU, directeur Finances et développement, Direction des Systèmes énergétiques insulaires.

MM. Bernard SALHA, directeur de la recherche et du développement EDF, Eric SANDRE, spécialiste photovoltaïque, Frédéric JOUVE, directeur délégué programme énergies renouvelables, suivi des activités relatives aux ENR, Olivier PÉTROS, directeur des énergies renouvelables et M. Patrice BRUEL, délégué aux régulations.

M. Xavier LAFONTAINE, ingénieur sénior, Direction Optimisation amont/aval et Trading, mission obligation d'achats, responsable du département.

#### **◆ ERDF :**

M<sup>me</sup> Michèle BELLON, présidente du directoire et M. François ABKIN, secrétaire général, ERDF.

M. François HENIMANN, directeur, direction Raccordements, M. Benoît THOMAZO, directeur, direction Régulation, M. Marc BUSSIERAS, directeur, direction Réseaux.

#### **◆ Autres acteurs :**

M. André JOFFRE, président directeur général, TECSOL S.A.

M. Bernard BESNAINOU, directeur adjoint, Pôle de compétitivité CAP ÉNERGIES.

M. Bruno BENSASSON, GDF-Suez.

MM. Pâris MOURATOGLOU, président du Conseil d'administration et David CORCHIA, directeur général, EDF énergies nouvelles.

M. Michel TROUSSEAU, ex-directeur général délégué, EDF énergies nouvelles.

MM. MOLHO, vice président Corporate planning, M. DIDIER, chief executive officer, et M. HÉBERT, chief financial officer, Saint-Gobain, Solar.

MM. Philippe BOISSEAU, directeur général Gaz et énergies nouvelles et Gilles PERROT, directeur solaire photovoltaïque, TOTAL.

M. Yann MAUS, PDG, Thierry CARCEL, directeur général, Fonroche.

M. Wilfried DEBUS, directeur Activité Solaire, Imerys Terre Cuite.

MM. Claude GRAFF, executive advisor new technologies of energies, Gilles CALAME, directeur Business Line Photovoltaïque, SCHNEIDER Electric.

MM. Jacques GALVANI, directeur général délégué, CASINO développement, OTMANE HAJJI, directeur général, Philippe HOUINS, chief operation officer, GREEN YELLOW groupe CASINO.

M. Thierry LEPERCQ, président directeur général, SOLAIRE DIRECT.

M. Benoît ROLLAND, directeur général, M<sup>ME</sup> Fatima BERRAL, TENESOL, groupe TOTAL et EDF.

MM. Bertrand DURRANDE, directeur général, Vincent BES, directeur financier, René DESSERRIERES, directeur activités systèmes, Jean-Louis DUBIEN, directeur des opérations, PHOTOWATT.

MM. Antoine NOGIER, président, Ludwig MANGIN, secrétaire général, SUN'R.

### **Acteurs en matière de recherche et de développement :**

M. Daniel LINCOT, Head, Institute of Research and Development of Photovoltaic Energy (IRDEP), M. Yves SCHLUMBERGER, directeur adjoint, IRDEP, Joint Institute EDF, CNRS et Chimie ParisTech.

M. Olivier KERREC, directeur général, NEXCIS *Photovoltaic technology*.

M. Jean-Pierre JOLY, chef du département des énergies solaires, Institut national de l'énergie solaire, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives.

## Déplacements de la mission :

### Déplacements en région :

- ◆ **Languedoc-Roussillon et en région Provence-Alpes-Côte d'Azur (5-7 mai) :** visite d'une grande centrale au sol (Narbonne) et d'un pôle de compétitivité et rencontrer avec les services déconcentrés PACA et Languedoc-Roussillon (préfecture, DREAL, DDTM, DIRECCTE).
- ◆ **Rhône-Alpes (23 juin) :** institut national de l'énergie solaire (recherche et développement technologique du CEA ; Chambéry) et Photowatt (site industriel de production de panneaux photovoltaïques ; Bourgoin-Jallieu).
- ◆ **Lot et Garonne (Roquefort ; 8 juin) :** Fonroche (site industriel de production de panneaux photovoltaïques)

### Déplacements à l'étranger :

- ◆ **Allemagne (Berlin, le 4 juin 2010) :**
  - **Fédération du secteur énergétique allemand (BDEW) :** MM. Stephan KRIEGER, représentant spécial pour les relations internationales, Benjamin DUEVEL, chargé de mission réseaux et régulation, Martin RUHRBERG, chargé de mission développement durable.
  - **Ministère fédéral de l'Environnement (BMU) :** Mme Cornelia VIERTTEL, chargée de mission énergie solaire, Céline KITTEL, bureau de coordination franco-allemand énergie éolienne, M. Matthias REICHMUTH, économiste de l'institut de Leipzig pour l'énergie.
  - **Ministère fédéral de l'Economie (BMWi) :** MM. BUEREN et KROEGER, chargés de mission, bureau énergies renouvelables.
  - **Fédération allemande de l'industrie solaire (BSW) :** M. Thomas CHROMETZKA, directeur international, M. Jan KNAACK, responsable soutien à l'exportation et politique de la recherche, Mme Mélanie PERSEM, bureau international.
- ◆ **Espagne (Madrid, le 28 juin 2010) :**
  - **ASIF (« Asociación de la Industria Solar Fotovoltaica ») :** M. Tomas DIAZ, directeur de la communication et des relations extérieures.
  - **« Congreso de los Diputados » (parlement) :** M. Antonio CUEVAS, député, président de la commission « Industrie », M. Antonio ERIAS, député, et M. Ruiz NAVARRO, avocat.
  - **IDAE :** M. Marisa OLANO, chef du département des relations internationales, Diana LOPEZ, département des relations internationales et Raquel VAZQUEZ, département de l'énergie solaire.
  - **IBERDROLA :** M. Jose GASSET, directeur des relations institutionnelles, Carlos GASCO chargé des énergies renouvelables (prospection) et Fernando TEIGELL, directeur du développement négoce IBERDROLA Ingénierie & Construction.
  - **ACCIONA Energy :** M<sup>me</sup> Carmen BECERRIL DG et M. Miguel ARRARAS, directeur de technologie solaire.