

1 - 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

2 – Mais l'électricité photovoltaïque est aujourd'hui la plus coûteuse des sources d'électricité renouvelables en l'état de la technologie et ne représente qu'une très faible part de l'énergie produite

3 – La flambée des projets en 2009 a conduit à la création d'une file d'attente de demandes de contrats qui atteint 4.8 GW

Même si le taux de chute est supérieur à celui constaté par ERDF (10%), le stock de demandes dépasse largement les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) qui sont de 1.1 GW pour 2012 et 5.4 GW pour 2020.

Deux facteurs de cette envolée :

- La rentabilité du secteur photovoltaïque est devenue très attractive avec d'une part l'augmentation annoncée des tarifs d'achat (les modalités d'augmentation prévues par l'arrêté tarifaire de 2006 étaient très favorables), alors qu'il est déjà plutôt plus élevé que dans les autres pays et d'autre part la baisse du prix des panneaux. Cette rentabilité est difficile à évaluer du fait d'un manque d'information sur les coûts et les marges. Les projets étudiés ont des taux de rentabilité interne (TRI) de 11 à 26% (*a priori ce sont des TRI fonds propres et non pas des TRI projet*)
- 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

Il est possible que les acteurs anticiperont aussi deux autres dates :

- Le 1^{er} janvier 2011 pour un durcissement des critères d'intégration au bâti
- Le 1^{er} janvier 2012 pour une baisse tarifaire de 10%

La baisse engagée début 2010 n'est pas suffisante

4 - 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)

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

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.

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

5 – La filière photovoltaïque française est en retard et donc ne profite pas des incitations tarifaires et fiscales

La filière photovoltaïque française est principalement composée de 3 parties :

- La R&D
- L'amont : la fabrication, dite filière industrielle
- L'aval : développement, installation, exploitation

Elle représente près de 9000 emplois, pour 30 M€ d'aide publique (principalement R&D), non compris l'exonération ISF PME (Loi TEPA), le tarif d'achat (69 M€ en 2009), le crédit d'impôt Développement Durable CIDD (350 M€ en 2009, *chiffre qui ne correspond pas à la part PV mais au total DD*)

La R&D 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 (G1 = silicium cristallin à homo jonction, G2 = couches minces, G3 = nouvelles générations : cellules multi jonctions, 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^{ème} 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 faible 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, spinoff d'un institut de recherche, présente des perspectives de développement d'une technologie alternative innovante (cuivre indium sélénium : CIS) 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 SolarNano 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* et 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.

6 – 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. Mais a contrario 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. L'objectif prioritaire est : positionner les entreprises françaises sur ce secteur à fort potentiel de croissance au niveau mondial. Ce qui passe par 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

7 - Une action en deux temps : d'abord baisse immédiate des tarifs

En effet, le tarif d'achat 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.

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...

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

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). Trois références peuvent être faites

- Anticiper la baisse de 10% prévue le 1^{er} janvier 2012
- Suivre l'avis de la commission de régulation de l'énergie (CRE) de décembre 2009, soit une baisse entre 5 et 12% suivant les segments
- S'aligner sur les tarifs allemands d'octobre prochain, soit une baisse entre 22 et 38%

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

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 23 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)

D'autre part tous les projets (photovoltaïques ou autres) bénéficiant des tarifs d'achat 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 n'identifie pas de moyen judicieux 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 le 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

Le système d'information sur le stock et le flux des projets est un élément essentiel pour piloter l'outil tarifaire : il faut l'améliorer pour que les administrations suivent en temps réel le flux de nouveaux projets

8 - Une action en deux temps : ensuite un plan global pour le développement de l'électricité photovoltaïque à mettre en œuvre début 2011 pour repenser la régulation du secteur

Concernant les flux annuels d'installations photovoltaïques, la mission propose d'afficher un nouvel objectif quantitatif crédible sur les flux (en MW installés par an) et de 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 produisant 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 (PNA ENR) 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 9 GW 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

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

Segments de marché (propositions de seuils)	Tendance 300MW/an équilibrée entre segments	Tendance 300MW/an avec moratoire sur le sol	Tendance 500MW/an privilégiant les toitures
Particuliers Limités à 9kWc soit 90m ²	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

La mission retiendra le scénario 3 à 500 MW / an

9 – Choisir les bons outils de régulation

La courbe de maturité de l'électricité photovoltaïque se décompose en 3 étapes : l'amorçage, la maturation, le déploiement (à partir de la parité réseau). En France la seconde étape a déjà commencé, mais sa durée est inconnue. La France doit se doter des bons outils de régulation de la filière photovoltaïque pour cette phase de maturation, avec deux objectifs : maîtriser le volume des capacités subventionnées et orienter le marché vers des produits comportant des externalités positives pour la collectivité nationale (débouchés pour la R&D, industrie, emplois). Deux pistes d'outils : un tarif d'achat plus « sophistiqué » ou bien d'autres instruments

En effet les différents instruments n'ont pas les mêmes effets sur le développement d'une filière et sur l'innovation. Par exemple l'instrument «tarif d'achat» ne correspond pas à un objectif d'innovation. Il ne participe pas non plus directement à un objectif de développement d'une filière industrielle

Exemples de sophistication de tarif : dégressivité (2010), restriction du périmètre d'éligibilité (ex. : seuil en kWc), système « tarif bas+prime régionale / État », système « prix de marché+prime fixe »

Exemples d'autres instruments : appels d'offres, appels à projet (alternatives innovantes à l'appel d'offres, type « adjudication par lots » avec mécanismes d'enchère inversée), quotas d'utilisation d'énergies renouvelables avec marché de « certificats verts »

Sont étudiés 3 segments de marché.

Pour le segment particuliers : un tarif d'achat dégressif en fonction du nombre de demandes de la file d'attente, avec un « corridor » cible et une échelle de dégression

La déclaration ou la demande d'autorisation d'exploiter serait l'indicateur avancé du flux des nouveaux projets. 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)

Corridor cible : 100 à 150 MW/an (sur une hypothèse globale à 500 MW/an), dégressivité trimestrielle de 2,5% (10% / 4), revue à la hausse ou à la baisse à 1% près par tranche de 12,5 MW (= un quart de 50 MW). Exemple : si demandes trimestre n de 25 à 37.5 MW, alors dégressivité de 2.5% au trimestre n+1, si demandes trimestre n de 37.5 à 50 MW, alors dégressivité de 3.5% au trimestre n+1

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

Pour le segment centrales au sol

L'appel d'offres apparaît l'instrument adapté. Il faut néanmoins surmonter ses défauts potentiels fortement soulignés par les acteurs :

- Evincer les projets irréalistes
- Afficher une programmation pluriannuelle pour donner de la visibilité
- Améliorer le délai de dépouillement actuellement supérieur à 10 mois pour le passer à 3 mois

La piste des clauses d'emploi local doit être approfondie car elle comporte des risques juridiques.

Pour le segment toitures, 3 scenarii

- Adjudication par lots trimestrielle
- Tarifs contingentés, dégressifs automatiquement en fonction des quantités
- Tarif d'achat dégressif en fonction des quantités, avec un « corridor » cible et une échelle de dégression

La mission privilégie l'option 3 « 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.

La mission propose les modifications suivantes pour ce segment

1 - dans le processus de l'obligation d'achat comme pour les particuliers :

- Un dépôt de garantie serait exigé avec la demande de raccordement (10c€ / Wc)
- Le tarif d'achat serait bloqué au moment de l'acceptation de la proposition technique et financière (PTF) d'ERDF

2 - une simplification et une baisse du tarif :

- Suppression du tarif intégration au bâti pour ce segment
- Allègement des contraintes techniques
- Niveau du tarif calé au plus juste des coûts de revient

Corridor cible : 150 à 200 MW/an (sur une hypothèse globale à 500 MW/an), dégressivité trimestrielle de 2,5% (10% / 4), revue à la hausse ou à la baisse à 1% près par tranche de 12,5 MW (= un quart de 50 MW). Exemple : si demandes trimestre n de 37.5 à 50 MW, alors dégressivité de 2.5% au trimestre n+1, si demandes trimestre n de 50 à 62.5 MW, alors dégressivité de 3.5% au trimestre n+1

10 – La mise en œuvre d’une stratégie industrielle

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, comme

- Equipements et matériaux pour l’industrie PV
- Composants électriques
- Systèmes d’intégration
- Software
- Aval

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^{ème} et 3^{ème} génération** (couches minces / multi jonction, organiques, etc.), 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.) Certaines conditions sont décrites pour améliorer la bascule entre la R&D et l’industrialisation, à la fois sur l’amont et sur l’aval de la filière

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

Le 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.