

# **Projet de rapport de la concertation avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque**

## Co-présidents :

**Jean-Michel Charpin**

Inspecteur général des finances

**Claude Trink**

Ingénieur général des mines

## Rapporteurs :

Raphaël Contamin

Olivier Teissier

Nicolas Barber

Julien Marchal

**Version provisoire – 9 février 2011**

## **AVERTISSEMENT**

Rédigé sous la responsabilité de M. Jean-Michel Charpin, inspecteur général des finances, et M. Claude Trink, ingénieur général des mines, ce projet de rapport sera discuté lors de la réunion du 11 février 2011 de la commission de concertation avec les acteurs de la filière photovoltaïque. Il a par nature un caractère provisoire.

À l'issue de cette réunion, une nouvelle version sera élaborée pour intégrer les enseignements de la discussion du 11 février 2011. Adressé aux trois ministres commanditaires de la concertation, M<sup>me</sup> Nathalie Kosciusko-Morizet, M<sup>me</sup> Christine Lagarde et M. Éric Besson, ce rapport final visera à les informer sur le contenu et les conclusions de la concertation menée à leur demande depuis la mi-décembre 2010. Il n'engagera que les deux présidents de la concertation, et pas les participants.

Ni ce projet de rapport, ni le rapport final ne visent à présenter les décisions qui seront prises par le Gouvernement. Comme cela avait été clairement annoncé dès le démarrage de la concertation, c'est à l'issue de celle-ci que le Gouvernement fera connaître ses intentions, et que s'engagera la phase des consultations prévues par les textes réglementaires.

L'objectif reste de mettre en place le nouveau dispositif de régulation et la politique de développement de la filière photovoltaïque avant la fin de la période de suspension de trois mois déclenchée par le décret du 9 décembre 2010.

# Plan du rapport

I.	Une concertation ouverte associant les différents acteurs de la filière .....	4
II.	La nécessité de sortir de la période de suspension pour se replacer sur une trajectoire durable de développement de la filière .....	6
1.	Un développement très largement supérieur aux prévisions.....	6
2.	Impact sur la CSPE .....	7
3.	État des demandes de raccordement et de la file d'attente .....	8
III.	L'ambition de développer une filière photovoltaïque française tenant compte des réalités économiques et des objectifs environnementaux .....	11
1.	Force et faiblesses de la filière photovoltaïque française.....	11
2.	L'environnement, au cœur de la problématique, pour porter la filière française .....	15
3.	Un lien particulier entre la filière photovoltaïque et le secteur du bâtiment.....	16
4.	Impact de la réglementation sur le développement de la filière .....	19
5.	Le financement du développement de la filière.....	20
IV.	Le nouveau cadre de régulation à mettre en place.....	21
1.	Cibles de développement et répartition entre catégories .....	21
2.	Points transversaux dans le dispositif de régulation.....	25
3.	Cadre de régulation des particuliers .....	29
4.	Cadre de régulation des grandes toitures .....	32
5.	Cadre de régulation des centrales au sol .....	34
6.	Types de projets devant susciter une attention particulière dans le nouveau cadre de régulation .....	37
V.	La gestion de la sortie de la période de suspension afin de permettre la reprise du système	39
1.	Différents types de projets à considérer dans l'optique d'un éventuel système de transition .....	39
2.	Articulation entre système de transition éventuel et reprise globale du système.....	43
3.	L'importance de la communication et du lien avec les acteurs de la filière.....	45
VI.	Annexes : .....	47
1.	Liste des participants aux réunions plénières.....	47
2.	Liste des entretiens bilatéraux réalisés.....	49
3.	Liste des personnes ou organisations ayant envoyé une contribution à la mission .....	51

## **I. Une concertation ouverte associant les différents acteurs de la filière**

Dans un communiqué de presse du 2 décembre 2010, le Premier ministre François Fillon annonçait la volonté du gouvernement de suspendre de façon transitoire l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil, et d'engager une concertation avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque française sur la mise en place d'un nouveau cadre de régulation. Les ministres, Nathalie Kosciusko-Morizet, ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, Christine Lagarde, ministre de l'Économie, des Finances, et de l'Industrie, et Éric Besson, ministre chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie Numérique, ont missionné M. Jean-Michel Charpin, inspecteur général des finances et M. Claude Trink, ingénieur général des mines, pour mener cette concertation dans une démarche constructive et transparente.

La concertation s'est déroulée à la fois sous la forme de réunions plénières et de réunions bilatérales et a pris en compte l'ensemble des contributions écrites soumises par les différents participants. Les six réunions plénières ont associé l'ensemble des parties prenantes : élus, acteurs industriels, syndicats professionnels et associations, gestionnaires de réseaux, organismes publics, représentants des investisseurs, collectivités locales, organisations environnementales, représentants des consommateurs. Les personnalités et organisations invitées à ces réunions ont été choisies pour leur représentativité. Leur nombre a été limité pour que les réunions plénières puissent être une enceinte de travail efficace. En complément, la mission a tenu des réunions bilatérales avec les acteurs qui n'ont pas pu être invités lors des réunions plénières et qui ont demandé à être auditionnés et avec des acteurs invités lors des réunions plénières qui ont souhaité approfondir les échanges. Enfin, les acteurs de la filière qui le souhaitent ont pu envoyer une contribution écrite à la mission et éventuellement la faire circuler à l'ensemble des participants. Ainsi, soixante-neuf personnalités ou organisations ont été représentées lors des réunions plénières, cinquante-et-une auditionnées et soixante-huit contributions écrites ont été envoyées et prises en compte par la mission (cf. partie VI).

Cette configuration a permis d'entendre le maximum d'acteurs de la filière et d'associer les différentes sensibilités, dans un esprit de gouvernance partagée ressemblant à celui mis en place durant le Grenelle de l'environnement.

Le programme de travail de la concertation a été élaboré en accord avec les participants lors de la première réunion plénière ; par rapport à la proposition initiale des présidents, il est notamment apparu la nécessité d'ajouter une séance dédiée aux problématiques spécifiques des bâtiments. Le calendrier et les sujets abordés lors des séances plénières se sont alors déroulés comme suit :

20 décembre 2010 : le lancement des travaux et le fonctionnement de la file d'attente

12 janvier 2011 : la régulation pour les centrales au sol et les particuliers

17 janvier 2011 : la régulation pour les grandes toitures

24 janvier 2011 : le développement de la filière française et les objectifs environnementaux

28 janvier 2011 : le développement de la filière et la conception des bâtiments

11 février 2011 : le projet de rapport aux ministres

Après la première séance consacrée à fixer le programme de travail et à examiner la question des files d'attente, sur la base de présentations de ERDF et de RTE, chacune des séances plénières s'est déroulée suivant le même schéma : une courte présentation donnait les propositions et les interrogations de l'administration et des organismes publics associés (DGEC, DGCIS, DGALN, Ademe, CSTB<sup>1</sup>) sur le sujet traité puis les acteurs étaient invités à réagir à ces propositions et à donner leur avis sur les questions ouvertes. L'ordre du jour était aménagé d'une séance à l'autre de façon à répondre autant que possible aux demandes d'approfondissement des acteurs.

Chacune des séances plénières a fait l'objet d'un compte rendu détaillé, qui a été diffusé à l'ensemble des participants. Les présentations introductives ont également été envoyées à tous. Par ailleurs, les acteurs qui le souhaitaient ont pu diffuser à tous leur contribution écrite ; l'ensemble de ces documents très riches est annexé au présent rapport.

Compte tenu des délais extrêmement serrés entre la parution le 9 décembre 2010 du décret n° 2010-1510 « suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil » et la fin de la suspension prévue le 9 mars 2011, le processus de la concertation s'est déroulé à la fois en amont et en parallèle du processus d'élaboration des textes devant fixer le futur cadre de régulation du secteur. Si les présidents ont mené la concertation de façon indépendante de l'administration, ils ont néanmoins tenu régulièrement informés de son avancement les responsables de la DGEC chargés de l'élaboration des textes et les cabinets des ministres commanditaires. Ces échanges réguliers ont permis de faire connaître la position des acteurs et d'alerter le cas échéant sur les points les plus sensibles.

Le but de la concertation a été clairement réaffirmé tout au long de son déroulement : il ne s'agissait pas de se substituer au travail de préparation des textes mené par l'administration, ni de consulter les participants sur les propositions de texte, mais, en amont, d'essayer de définir avec l'ensemble des parties prenantes de la filière les principes directeurs d'un nouveau cadre de régulation durable, propice au développement d'une filière industrielle française compétitive, respectueuse de l'environnement et compatible avec les contraintes de financement de la CSPE<sup>2</sup>.

Le présent rapport a vocation à traduire la richesse des débats et la diversité des points de vue exprimés, en essayant, lorsque cela est possible, d'en faire la synthèse et d'en tirer des recommandations pour la préparation des textes qui permettront la reprise de l'ensemble du système dès le 9 mars 2011.

---

<sup>1</sup> La DGCIS dépend du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, la DGALN dépend du ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement et la DGEC dépend conjointement des deux ministères précédemment mentionnés. L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) est un établissement public sous la triple tutelle des deux ministères précédemment mentionnés et du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche. Elle participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Enfin, le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB) est un établissement public à caractère industriel et commercial placé sous la tutelle du ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement.

<sup>2</sup> Contribution au service public de l'électricité

## **II. La nécessité de sortir de la période de suspension pour se replacer sur une trajectoire durable de développement de la filière**

### **1. Un développement très largement supérieur aux prévisions**

Dans la perspective de l'objectif de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050, le Grenelle de l'environnement avait adopté des cibles ambitieuses pour le développement de l'énergie photovoltaïque : 1 100 MW de puissance installée à fin 2012 et 5 400 MW à fin 2020. Ces objectifs ont été repris et confirmés par l'arrêté du 15 décembre 2009<sup>3</sup> relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité. Ils représentent environ 500 MW de nouvelles installations par an en rythme constant.

Bénéficiant d'un tarif d'achat avantageux par rapport aux fortes baisses de coût constatées en 2009 et 2010, les demandes de raccordement déposées en 2009 et 2010 ont largement dépassé ces objectifs. Malgré un abaissement des tarifs en janvier 2010 (cf. Tableau 1), les demandes ont continué à affluer massivement. La mission confiée en mars 2010 au Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGIET) et à l'Inspection générale des finances (IGF) a proposé dans son rapport du 29 juillet 2010 (rapport CGIET-IGF) une baisse immédiate des tarifs et une évolution du dispositif de régulation de façon à mieux contrôler les quantités installées. Ainsi le niveau des tarifs d'achat a fait l'objet au 1<sup>er</sup> septembre 2010 d'un ajustement. L'ensemble des tarifs d'achat, quel que soit le type de bâtiment, la puissance de l'installation ou le degré d'intégration au bâti, a été abaissé de 12% de manière homogène à la seule exception des installations résidentielles (inférieures à 3kWc) les mieux intégrées au bâti pour lequel le tarif d'achat est resté inchangé. Pour ces dernières installations, le taux de crédit d'impôt a été abaissé de 50% à 22%. Pour autant, les conditions de rachat restaient avantageuses et les demandes ont continué à affluer, si bien que le gouvernement s'est vu contraint de suspendre le processus par le décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 « suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil », comme cela est prévu par la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

---

<sup>3</sup> Le rapport final de la PPI électricité 2009 a été transmis au Parlement le 3 juin 2009 et l'arrêté correspondant a été pris le 15 décembre 2009 et publié au JO le 10 janvier 2010.

TABLEAU 1 : EVOLUTION DU TARIF DE RACHAT (EN C€/KWH)

Type d'installation		Tarif d'achat (hors taxes) c€/kWh en métropole		
		année 2009	Janvier-Août 2010	septembre 2010-mars 2011
Centrales au sol		32	31,4 + 0 à 20% selon l'ensoleillement	27,6 + 0 à 20% selon l'ensoleillement
intégré au bâti et puissance inférieure à 250 kW	habitation P < 3kWc	60,1	58	58
	habitation P > 3kWc			51
	bâtiment d'enseignement ou de santé achevé depuis plus de 2 ans			51
	autre bâtiment achevé depuis plus de 2 ans		44	
intégré au bâti et puissance supérieure à 250 kW	habitation	/	/	
	bâtiment d'enseignement ou de santé achevé depuis plus de 2 ans	/	/	
	autre bâtiment achevé depuis plus de 2 ans	/	/	
Intégré de manière simplifiée au bâti	Tout type de bâtiment	/	42	37

Fin 2010, la capacité installée était de l'ordre de 1GW et en date du décret suspensif du 9 décembre 2010, les demandes de raccordement atteignaient plus de 6GW. Cette croissance des demandes ouvre certes des perspectives intéressantes de développement de la filière mais se traduit par des engagements financiers susceptibles de peser lourdement sur le pouvoir d'achat des consommateurs.

## 2. Impact sur la CSPE

L'impact du photovoltaïque sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE) sera sensible dès 2011. Dans sa délibération du 7 octobre 2010 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2011, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) note une hausse très forte des surcoûts relatifs aux contrats d'achat, tirée par le fort développement des achats aux filières renouvelables, essentiellement les filières photovoltaïque et éolienne. Ainsi la charge relative au photovoltaïque passerait de 66 M€ en 2009 à 998 M€ en 2011 ; cela représenterait environ 30% du total des charges prévisionnelles pour 2011, soit 2,7 €/MWh de CSPE. Cette contribution représente une hausse de la facture d'électricité des consommateurs de l'ordre de 2 à 3% alors que la production

d'électricité photovoltaïque correspondante est de l'ordre de 0,5% de la consommation totale d'électricité. Même si cette évaluation est antérieure au décret de suspension, elle donne une bonne idée de la croissance des charges liées au développement du photovoltaïque. Par ailleurs, elle met en lumière que dans le bouquet d'énergie renouvelable développée par la France, le photovoltaïque constitue, de loin, l'énergie la plus chère ramenée au kWh produit ou en terme d'aide publique au kWh produit<sup>4</sup>. Les analyses économiques montrent également que le coût à la tonne de CO<sub>2</sub> évité est largement plus élevé pour le photovoltaïque que pour l'éolien ou la biomasse par exemple.

À l'impact sur la CSPE, il faudrait ajouter les impacts potentiels de ce développement sur le TURPE<sup>5</sup>, ainsi que le coût pour les finances publiques du crédit d'impôt développement durable (CIDD) qui bénéficie aux ménages souhaitant investir dans une installation photovoltaïque<sup>6</sup> et du financement des collectivités locales qui ont choisi de développer cette filière par des subventions directes. Les impacts sur la CSPE et le TURPE ont été largement critiqués et débattus en séance plénière et lors de la réunion du 4 février 2011 organisée par la CRE ; la partie IV revient en détail sur ces points.

### *3. État des demandes de raccordement et de la file d'attente*

Les charges futures dépendent du rythme futur de développement de la filière après le 9 mars 2011 (cf. parties IV et V) mais également, en grande partie à cause des tarifs plus élevés, des installations déjà raccordées et de celles non impactées par le décret de suspension et qui seront raccordées dans les mois à venir. En effet, pour les installations dont le producteur a notifié au gestionnaire de réseau, avant le 2 décembre 2010, son acceptation de la proposition technique et financière (PTF) de raccordement au réseau, le décret laisse un délai de mise en service (9 ou 18 mois) aux conditions tarifaires préexistantes.

La DGEC estime que les 973 MW installés au 31 décembre 2010 représentent une charge de CSPE annuelle de l'ordre de 560 M€/an pendant 20 ans, ce qui représente un engagement de près de 9 md€<sup>7</sup>.

Afin de préciser les engagements prévisibles à court terme, la concertation s'est efforcée de faire un point précis de l'état des demandes de raccordement et des files d'attente<sup>8</sup> à la suite du décret de suspension. Les demandes de raccordement ont été adressées soit au Réseau de transport d'électricité (RTE), soit aux entreprises assumant la gestion des réseaux de

---

<sup>4</sup> À titre de comparaison, pour l'éolien terrestre, le tarif de rachat est de 8,2 c€/kWh pendant dix ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant cinq ans selon les sites ; pour la biomasse, les deux derniers appels d'offres ont donné un tarif moyen de 12,8 et 14,5 c€/kWh.

<sup>5</sup> Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

<sup>6</sup> Le montant des dépenses fiscales de CIDD pour le photovoltaïque a été de 600 M€ pour les installations éligibles en 2009 (source : DLF) et est estimé entre 750 et 900 M€ pour les installations éligibles en 2010. Le taux de crédit d'impôt a été ramené de 50% à 22% à partir de janvier 2011.

<sup>7</sup> Comme mis en lumière par le rapport CGIET-IGF d'août 2010, le tarif d'achat moyen applicable aux installations déjà raccordées est difficile à estimer avec précision ; aussi il est supposé égal à 550 €/MWh. Pour le calcul de l'engagement sur 20 ans, le calcul est fait sur la base d'un taux d'actualisation de 4,5%, avec une hypothèse de croissance du prix de gros de l'électricité de 4,5% par an.

<sup>8</sup> La mission entend par file d'attente l'ensemble des projets ayant une PTF acceptée avant le 2 décembre 2010, et donc non suspendus par le décret du 9 décembre 2010.



distribution d'électricité (ERDF et Entreprises locales de distribution en métropole, EDF SEI<sup>9</sup> dans les zones non interconnectées ou ZNI) :

- sur le réseau RTE, il y a eu une croissance rapide des demandes de raccordement en 2010 et un pic en août 2010. Le volume de demandes de raccordement est de 2 250 MW à la date du 9 décembre 2010. Celles-ci comportent 15 demandes représentant 584 MW dont la PTF signée a été reçue avant le 2 décembre 2010. Les autres demandes, représentant 1666 MW, n'ont pas de PTF signée avant le 2 décembre 2010. Une part très importante des demandes se trouve donc concernée directement par le décret du 9 décembre 2010 car elles ne disposent pas d'une PTF acceptée avant le 2 décembre 2010. Une part substantielle des projets disposant de la PTF signée avant le 2 décembre 2010 est par ailleurs impactée car elle ne pourra respecter le délai d'achèvement sous 18 mois (9 mois si le projet est ancien) puisqu'il s'agit de projets de forte puissance dont le délai de développement est relativement long ;
- sur le réseau d'ERDF (et des entreprises locales de distribution), les demandes de raccordement représentent 3 604 MW, dont 2057 MW ont une PTF acceptée avant le 2 décembre 2010 et 1547 MW ne l'ont pas. Pour les puissances inférieures à 36 kVA, le rythme des demandes est relativement stable depuis fin 2009 (de l'ordre de 10 000 par mois pour une puissance de 40 MW). En revanche, le rythme des demandes pour celles supérieures à 36 kVA a connu un pic très marqué en août 2010 (pour le BT>36 kVA, le rythme mensuel est passé de 500 demandes et 100 MW à près de 3000 demandes et 400 MW ; pour le HTA, le rythme mensuel est passé de 100 demandes et 100 MW à près de 300 demandes et 500 MW). Le décret du 9 décembre 2010 a un impact direct sur plus de 40% des demandes de raccordement en termes de puissance ; il convient par ailleurs d'ajouter l'impact lié au respect du délai d'achèvement de 18 mois (9 mois pour les projets anciens) qui est très difficile à évaluer mais touche préférentiellement les gros projets ;
- dans les zones non interconnectées, il existe également une file d'attente spécifique auprès de EDF SEI. Les demandes de raccordement totalisent 547 MW, dont 373 MW ont une PTF acceptée avant le 2 décembre 2010 et 174 MW ne l'ont pas. Le décret du 9 décembre 2010 a un impact sur plus de 30% des demandes de raccordement en termes de puissance.

Cette décomposition est détaillée, exprimée en termes de puissance, dans le tableau de synthèse suivant.

---

<sup>9</sup> EDF SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires) est une des directions d'EDF SA

TABLEAU 2:ÉTAT DES DÉMARCHES DE RACCORDEMENT À FIN DÉCEMBRE 2010

MW		raccordés fin décembre 2010	Total demandes raccordement	Projets suspendus par le décret	Projets non suspendus (contraints par un délai de réalisation)
ERDF + EDF SEI	BT (<36kVA)	502	289	91	198
	MT (36- 250kVA)	205	1475	646	829
	HTA (250kVA- 3MW)	265	2387	526	756
ERDF HTA>3MW	458			647	
RTE		0	2250	1666	584
<b>TOTAL</b>		<b>973</b>	<b>6401</b>	<b>3387</b>	<b>3014</b>

### **III. L'ambition de développer une filière photovoltaïque française tenant compte des réalités économiques et des objectifs environnementaux**

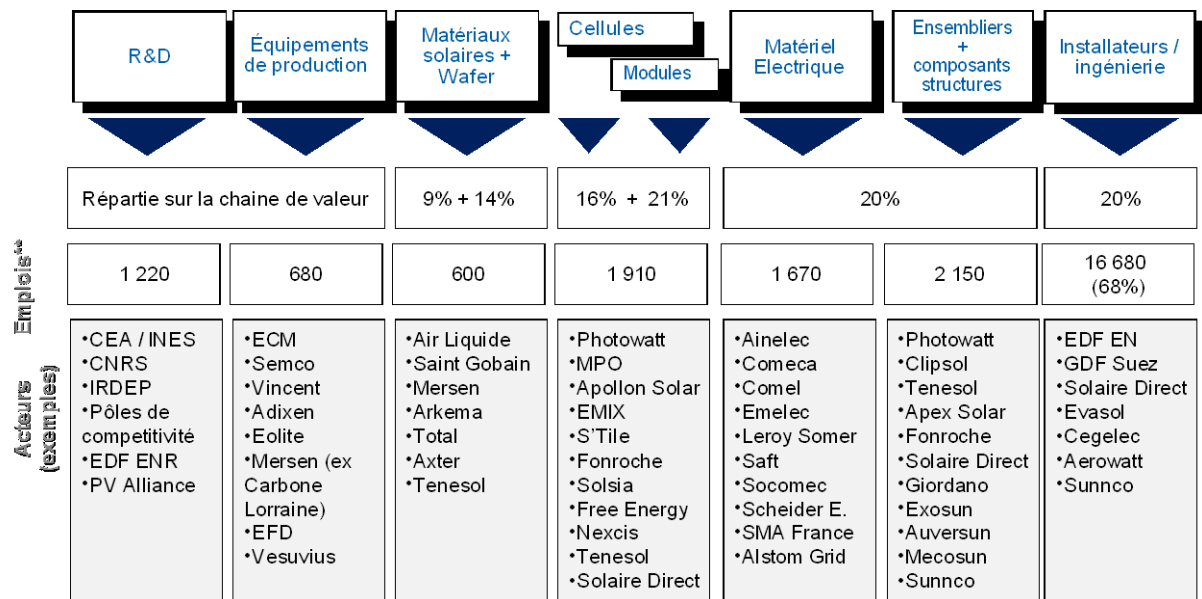
#### **1. Force et faiblesses de la filière photovoltaïque française**

##### **i. Structure actuelle de la filière française**

L'objectif de développement de la filière dépasse largement la simple fourniture du marché français et se situe à terme à l'exportation, tous les acteurs en conviennent. En effet, compte tenu de la forte baisse des coûts escomptée, le photovoltaïque a vocation à fournir un service électrique compétitif avec les autres filières. Cette compétitivité relative dépend des profils de demande et des conditions de production et distribution. Le point d'équilibre, à partir duquel les moyens de production solaires offrent des services électriques compétitifs, sans subvention, est couramment désigné comme la parité réseau ; il dépend d'un côté du coût de production du photovoltaïque et de l'autre du coût de production et distribution des moyens classiques. Il sera vraisemblablement atteint d'abord dans des régions où l'ensoleillement est fort et les coûts de production et d'acheminement classiques élevés. Compte tenu de la baisse anticipée des coûts des installations photovoltaïques, cette parité réseau n'est plus très éloignée dans certaines zones du monde. Elle sera probablement atteinte aussi en France, mais, avec les tendances actuelles, pas avant 2020. Au niveau mondial, la filière représente déjà près de 100 md\$ de chiffre d'affaires et pourrait atteindre 250 md\$ en 2015. Si le développement de la filière française passe par la création d'un marché subventionné en France, sa vocation est bien à terme de vendre ses produits et son savoir-faire à l'exportation, en étant compétitive.

De l'avis de l'ensemble des participants à la concertation, la filière photovoltaïque française a réalisé des progrès très rapides au cours des cinq dernières années ; désormais la filière française est présente sur l'ensemble de la chaîne, de la production de cellules à l'installation de panneaux en passant par les auxiliaires électriques. Toutefois, elle est relativement moins présente à l'amont, qui constitue un marché international très concurrentiel, qu'à l'aval, au niveau de la pose et de l'ingénierie. Le Graphique 1, réalisé par la DGEC et la DGCIS sur la base des dernières informations du Syndicat des énergies renouvelables (SER), montre que les deux tiers des emplois se trouvent à l'aval.

GRAPHIQUE 1 : DÉCOMPOSITION EN VALEUR AJOUTÉE ET EN EMPLOIS DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE FRANÇAISE



Par ailleurs, même si la filière compte déjà des entreprises très bien placées sur certains segments de marché et certaines niches (équipements de production, matériaux solaires, matériels électriques, etc.) les dernières statistiques disponibles montrent qu'en termes de fournitures la filière française est largement minoritaire sur son propre marché, puisque le déficit de la balance commerciale est de l'ordre de 1,5 md€ en 2010<sup>10</sup>. Ce déficit est en forte croissance par rapport à 2009 où il était d'environ 800 M€ et a été multiplié par 10 en quatre ans. L'Asie est devenue la première source de ce déficit et est en passe de distancer les autres ; selon les chiffres fournis par les douanes, les importations chinoises représentent environ 25% du total en 2010 ; ces chiffres sont cependant probablement sous-estimés, notamment parce qu'ils ne prennent pas en compte le fait que les marchandises produites en Asie peuvent transiter par des pays tiers (notamment l'Allemagne) avant de rejoindre la France. Il ne fait toutefois aucun doute que les importations en provenance d'Asie sont en nette augmentation

#### ii. Principaux leviers de soutien à la filière

Les progrès à réaliser pour que la filière française devienne compétitive sur l'ensemble de la chaîne de valeur sont donc encore sensibles. L'intervention publique se justifie pour promouvoir cette filière, au regard de deux types d'externalités :

- les externalités environnementales, associées notamment à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ; à terme, le photovoltaïque a vocation à apporter sa contribution à l'émergence d'un bouquet énergétique non carboné, condition nécessaire d'une stabilisation du réchauffement climatique autour de deux degrés ;
- les externalités technologiques, résultant du fait qu'en phase d'invention, les bénéfices des innovations les plus importants demeurent publics, ce qui détermine des incitations à innover insuffisantes, et qu'en phase de diffusion, les effets d'apprentissage sont très élevés en début de commercialisation. En dépit des systèmes de brevets, on assiste donc

<sup>10</sup> Sur la seule rubrique douanière "Dispositifs photosensibles à semi-conducteur, y compris les cellules photovoltaïques".

à un manque d'utilisateurs précoces, et au maintien de fait d'avantages excessifs aux technologies classiques.

L'État dispose de quatre leviers au moins pour promouvoir le développement de la filière :

1. Accompagnement de la structuration de la filière ;
2. Soutien à la R&D ;
3. Soutien au développement du marché français ;
4. Accompagnement des entreprises françaises à l'export.

1. Concernant le premier point, les démarches lancées en 2009 dans le cadre du COSEI<sup>11</sup> et des filières vertes ont permis d'initier un travail de rapprochement et de réflexion associant l'ensemble des parties prenantes dans des groupes de travail. La démarche doit se concrétiser par un plan d'actions. Les enjeux identifiés sont le maintien d'un marché local « raisonnable » pour développer en France les compétences clés, le développement d'un savoir-faire spécifique de l'intégration au bâti dans le but de l'exporter et l'innovation technologique pour être leader sur les solutions d'avenir. Les groupes de travail mis en place pour structurer les actions portent sur la normalisation et la labellisation des panneaux, les systèmes électriques associés et les technologies (silicium, couches minces, etc.).

La concertation a mis en évidence que cet accompagnement était tout à fait pertinent car la filière est encore peu structurée et les participants ont reconnu qu'ils avaient besoin d'actions fédératrices de ce type, afin de faire émerger des positions communes. Les grands groupes industriels français, pour l'heure très peu présents sur la partie amont, ont montré, à travers leur participation active à la concertation, leur intérêt croissant pour cette filière.

2. Concernant le soutien à la R&D, il passe par les centres de recherche publics, par le financement de projets structurants et par les instruments classiques de soutien à la R&D (crédit d'impôt recherche, statut de jeune entreprise innovante). Les centres de recherche publics, comme l'Institut national de l'énergie solaire (INES-CEA) et l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP, institut mixte CNRS, EDF, ENSCP), sont présents sur l'ensemble des technologies (première génération du silicium cristallin, deuxième génération des couches minces et technologies de rupture comme les composants organiques) mais n'ont pas forcément encore la taille critique pour être dans les leaders au niveau international ni pour être en mesure de conduire rapidement à la création d'entreprises innovantes. Les financements apportés dans le cadre des pôles de compétitivité (OSEO, ANR, Fonds unique interministériel) ont vocation à fédérer les acteurs de la recherche et les entreprises innovantes du secteur autour de projets structurants. Par ailleurs, suivant les recommandations du rapport CGIET-IGF de juillet 2010, les moyens dévolus à la R&D vont être augmentés dans le cadre des investissements d'avenir :

- une enveloppe de 1,35 md€ sera consacrée aux filières d'énergies renouvelables, d'énergies décarbonées et de chimie verte. L'Ademe, chargée de la mise en œuvre de ce fonds, a défini une feuille de route pour le photovoltaïque et lancé un premier appel à manifestation d'intérêt (AMI) en janvier 2011. Les thèmes pour démonstration et validation ouverts dans ce premier AMI sont les suivants : les briques technologiques

---

<sup>11</sup> Le Comité stratégique des éco-industries (COSEI) a été créé en juillet 2008 par les ministres en charge de l'environnement et de l'industrie. Il constitue l'instance de concertation entre les entreprises de l'environnement et les pouvoirs publics sur la politique de soutien aux éco-industries.

photovoltaïques innovantes ; les matériels innovants de fabrication de plaquettes, cellules ou modules ; les systèmes innovants de production d'électricité d'origine photovoltaïque ; les démarches complètes de management de la performance sur la durée de vie des cellules, modules ou systèmes photovoltaïques ; les nouveaux modèles d'affaires pour maximiser la valeur de l'électricité produite au sein du système électrique ; les modules, procédés de fabrication et systèmes de montage innovants facilitant l'intégration aux bâtiments ;

- par ailleurs, une enveloppe de 1 md€ sera dévolue au soutien à la création d'instituts d'excellence en énergie décarbonée (IEED). Une partie de ces financements a vocation à fédérer la R&D publique et privée dans le secteur du photovoltaïque, autour de programmes communs de recherche, d'expérimentations et de sites d'essais. Ces projets devraient permettre de faire participer les grands groupes industriels français.

L'objectif de ces financements est de permettre à la R&D française d'atteindre une taille critique, pour qu'elle soit leader sur un certain nombre de technologies et qu'elle puisse entraîner le développement des entreprises innovantes.

La concertation a permis de confirmer l'intérêt majeur que représente le soutien à la R&D pour l'ensemble des participants. Tous s'accordent pour dire que l'on ne peut savoir aujourd'hui quelle sera la technologie dominante dans le futur et qu'il faut donc continuer à soutenir plusieurs technologies pour espérer être présent sur les technologies leaders de demain.

3. Le soutien au développement du marché français est largement traité dans la partie IV. Un des enjeux sensibles porte sur la répartition de l'effort de soutien entre les catégories de filières que sont les centrales au sol, les grandes toitures et le résidentiel. L'équation est difficile à résoudre car la valeur ajoutée que les entreprises françaises captent actuellement varie en sens opposé avec le coût unitaire de chacune de ces sous-filières. Les centrales au sol apportent, de l'avis de la plupart des participants, peu de valeur ajoutée aux entreprises françaises, mais génèrent des volumes importants avec un tarif d'achat bas (par rapport à la filière dans son ensemble) et laissent espérer le renforcement des positions françaises dans l'amont. Les installations sur bâti, au contraire, sont relativement coûteuses mais permettent de restituer une plus large part de valeur ajoutée aux entreprises françaises. La partie IV rentre dans le détail des choix proposés par la DGEC.

4. Au-delà des instruments de soutien existants, la concertation a mis en évidence l'intérêt d'accompagner les entreprises françaises à l'export par des actions spécifiques. Les opérateurs comme l'Agence française de développement (AFD) ou la Caisse des dépôts et consignations (CDC) ont été suggérés par certains participants. La mission recommande à la DG Trésor du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, d'engager une réflexion sur l'utilisation des outils d'aide liée comme le FASEP-Études et la RPE<sup>12</sup> pour accompagner à l'export les entreprises françaises de la filière photovoltaïque. Ces instruments semblent particulièrement pertinents parce qu'ils sont disponibles sur de nombreux pays en développement où la parité réseau est susceptible d'être atteinte rapidement par le photovoltaïque et parce qu'ils sont spécifiquement réservés à des fournisseurs français.

---

<sup>12</sup> <http://www.exporter.gouv.fr/exporter/> : Le FASEP-Études est un instrument de don pour le bénéficiaire local, pour le financement de prestations de services qui répondent à une demande du bénéficiaire local et qui se situent en amont de projets de développement susceptibles de faire appel au savoir-faire des entreprises françaises (ingénierie, équipementiers, exploitants). La Réserve pays émergents (RPE) est un instrument de prêt intergouvernemental avec garantie souveraine, en vue de financer des projets (principalement d'infrastructures) répondant aux objectifs de développement du pays bénéficiaire.

## 2. L'environnement, au cœur de la problématique, pour porter la filière française

Le développement du photovoltaïque répondant avant tout à un objectif environnemental, il est important d'assurer son développement dans un souci de haute qualité environnementale. Cela doit se traduire non seulement sur les performances de l'installation (contenu CO<sub>2</sub> du kWh produit, recyclage en fin de vie, etc.) mais également par le respect des règles d'occupation des sols.

### *i. Contenu CO<sub>2</sub> du kWh produit*

En ce qui concerne le contenu en CO<sub>2</sub> de l'électricité produite par le système photovoltaïque raccordé au réseau (gCO<sub>2</sub>/kWh produit), l'Ademe a réalisé des analyses du cycle de vie (ACV) sur des technologies silicium (monocristallin, multi-cristallin et amorphe) et couches minces (CdTe et CIS)<sup>13</sup>. Il ressort de ces études que les facteurs déterminants pour les émissions en gCO<sub>2</sub>éq/kWh sont l'électricité utilisée lors de la fabrication des modules photovoltaïques et le niveau d'ensoleillement. Le contenu carbone peut varier de 40 gCO<sub>2</sub>éq/kWh (France, Suisse) à 80 gCO<sub>2</sub>éq/kWh (Pologne, Chine) gCO<sub>2</sub>éq/kWh pour la filière silicium ; il est un peu plus faible pour les couches minces, mais la différence n'est pas très significative.

La concertation a mis en évidence que les participants étaient partagés sur l'intérêt et la pertinence d'utiliser un critère de contenu gCO<sub>2</sub> du kWh produit pour l'attribution des tarifs de rachat. Certains ont indiqué que cela leur paraissait un bon critère, notamment vis-à-vis des fournisseurs étrangers. D'autres ont émis des doutes sur la pertinence de ce critère et sur sa mise en œuvre. Ils se demandent notamment à quelle échéance un tel critère pourrait être rendu opposable au niveau européen et comment la source d'approvisionnement électrique des fournisseurs serait évaluée. D'autres participants ont proposé de privilégier un critère de durabilité des installations, qui leur semble répondre à la même problématique mais leur paraît plus pertinent et plus facile à mettre en œuvre.

La mission recommande d'approfondir la piste du contenu CO<sub>2</sub> du kWh produit, qui semble vertueuse d'un point de vue environnemental et qui pourrait également servir les intérêts de la filière française. La méthode ne semble pas assez avancée pour que le niveau du contenu CO<sub>2</sub> du kWh conditionne dès aujourd'hui l'octroi du tarif de rachat, mais la démarche progressive proposée par l'Ademe semble pertinente : dans un premier temps, il serait demandé aux distributeurs de fournir des ACV<sup>14</sup> indicatifs sur les cellules, les modules, les constituants non photovoltaïques (BOS) et les structures de soutien et/ou d'intégration au bâtiment ; dans un deuxième temps, lorsque la méthode aura été éprouvée et qu'une certification<sup>15</sup> opposable pourra être exigée, les tarifs pourront être modulés en fonction du contenu CO<sub>2</sub>.

### *ii. Recyclage et fin de vie*

---

<sup>13</sup> Dans le cadre du projet ESPACE (<http://espace-pv.org/>).

<sup>14</sup> Un cadre méthodologique serait proposé pour réaliser ces ACV : la méthode est régie par l'International Standards Organisation (ISO14040 et 14044) ; le contenu CO<sub>2</sub> moyen de l'électricité d'un pays serait fourni par la base AIE ; l'ACV serait réalisée pour une installation intégrée au bâti de 3 kW, supposée orientée au sud avec une inclinaison de 30°.

<sup>15</sup> CERTISOLIS (laboratoire d'essais et de certification des performances des produits photovoltaïques (PV)) travaille actuellement au développement d'un référentiel euro compatible dont l'objectif est la vérification des informations environnementales par un organisme tiers.

La diffusion à grande échelle du photovoltaïque impose la gestion de la fin de vie. À terme, il est probable que les modules photovoltaïques soient inclus dans le champ de la directive DEEE<sup>16</sup> qui est en cours de révision, afin de mieux garantir le suivi du traitement et de la fin de vie de ces produits. En attendant, l'Ademe a proposé deux solutions. Dans la première il s'agirait de mettre en place une filière responsabilité élargie du producteur (REP), comparable à ce qui existe aujourd'hui pour les déchets électriques et électroniques. Dans ce cas, il est fait obligation au metteur sur le marché (fabricant ou distributeur) de modules photovoltaïques, de reprendre et de recycler ses produits à l'issue de leur durée de vie. Dans la deuxième, il s'agirait d'utiliser une structure collective du type PV Cycle<sup>17</sup> ; dans ce cas, le metteur sur le marché s'engagerait de façon formelle à adhérer à une telle structure et à fournir au consommateur une copie de cet engagement formel indiquant l'organisation à contacter pour réaliser la récupération et le recyclage des modules. Les participants de la concertation ont semblé d'accord avec les deux solutions proposées par l'Ademe.

### *iii. Usage des sols*

La question de l'usage des sols ne concerne que les centrales au sol. La concertation a montré que les participants étaient très sensibles à cette question délicate. Les avis semblaient converger pour limiter au maximum l'implantation sur les sites naturels et pour privilégier les implantations sur des espaces dégradés (cf. sous-partie IV.5). Les avis étaient plus partagés sur les terres agricoles ; tandis que certains acteurs ont indiqué leur souhait de ne pas fermer la porte au développement sur des terres agricoles à faible valeur agronomique et n'ayant pas fait l'objet d'une mise en culture récente, les représentants du monde agricole étaient, quant à eux, favorables à une interdiction pure et simple de l'utilisation des terres agricoles.

En dehors des appels d'offres qui peuvent cibler certains terrains spécifiques, la mission propose de s'en tenir aux critères applicables jusqu'ici et mis en œuvre par les services préfectoraux pour l'octroi du permis de construire, c'est-à-dire un jugement au cas par cas.

### *iv. Intégration paysagère*

L'intégration paysagère est également une problématique environnementale, elle sera traitée dans la partie suivante concernant l'interaction du photovoltaïque avec le bâtiment.

## **3. Un lien particulier entre la filière photovoltaïque et le secteur du bâtiment**

### *i. Perspectives ouvertes par les normes thermiques des bâtiments*

Les bâtiments apparaissent comme les supports naturels des installations photovoltaïques : bénéficiant d'un bon ensoleillement, ils sont souvent les lieux de consommation de l'électricité produite. L'objectif à terme est de construire des bâtiments autonomes d'un point de vue énergétique, l'intérêt étant d'économiser le coût de distribution de l'énergie.

Le Grenelle de l'environnement a permis de faire un pas important dans cette direction, en s'engageant sur la généralisation des bâtiments basse consommation (BBC) à partir de 2012 et

---

<sup>16</sup> Directive européenne (2002/96/CE) sur les déchets d'équipements électriques et électroniques.

<sup>17</sup> PV Cycle est une association européenne créée en 2007 dans le but de mettre en application l'engagement de l'industrie photovoltaïque de créer un programme volontaire de reprise et de recyclage des déchets de modules photovoltaïques en fin de vie et d'assumer les responsabilités les concernant d'un bout à l'autre de la chaîne de valeur. Le programme est financé par contributions des sociétés membres de l'association qui se sont accordées sur sa mise en application. Aujourd'hui, il y a déjà 36 points de collecte enregistrés à PV Cycle en France dont 22 points de collecte certifiés PV Cycle.



des bâtiments à énergie positive (BEPOS) à partir de 2020. Si la réglementation thermique de 2020 n'est pas encore connue, elle devrait réserver une place importante au photovoltaïque puisque l'objectif poursuivi par cette future norme sera de compenser les consommations énergétiques pour les besoins de chauffage et climatisation du bâtiment par de la production à partir d'énergie renouvelables pour des bâtiments qui produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment sur l'ensemble de l'année. La réglementation thermique de 2012 (RT2012) qui devra être appliquée à partir de 2012 dans le tertiaire et de 2013 dans le résidentiel prend en compte la production photovoltaïque d'un bâtiment. Sur la base d'un calcul conventionnel, la production est déduite, sous certaines conditions<sup>18</sup>, de la performance thermique moyenne minimum de 50 kWh/m<sup>2</sup>.an imposée à tous les bâtiments neufs.

Pour préparer cette transition, des règles spécifiques d'intégration au bâti ont été introduites pour les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque. Il s'agissait de faire émerger des solutions techniques, par exemple sous forme de « tuiles photovoltaïques » s'intégrant parfaitement dans l'architecture du bâtiment. Cette spécificité a également été développée pour des motifs de différenciation, qui sont supposés donner une longueur d'avance à l'industrie française sur ce terrain et stimuler la conception de produits innovants exportables.

#### *ii. Critères d'intégration au bâti*

La plupart des participants de la concertation semblait partager cette idée que le marché naturel de l'intégration au bâti était la construction neuve ou la rénovation complète de la toiture (motivée par des objectifs de maîtrise de l'énergie) car, dans ce cas, les installations photovoltaïques sont un élément constitutif du bâtiment, elles font partie intégrante de la toiture et le surcoût est limité. Il faut toutefois noter que ces deux marchés sont aujourd'hui minoritaires en France, où le photovoltaïque concerne essentiellement de la rénovation partielle de toiture.

Plusieurs participants de la concertation ont confirmé que, même si l'intégration au bâti supposait de surmonter un certain nombre de difficultés techniques, c'était une spécificité française reconnue à l'étranger et qui avait du potentiel à l'export. Ils ont indiqué que l'intégré au bâti participait d'une vision à long terme et que les perspectives de marché iraient croissantes. Ils ont également précisé que plusieurs pays étaient déjà sensibles à cette approche, notamment le Japon et l'Italie, et que de plus en plus s'y intéressaient dans la perspective du développement des bâtiments basse consommation puis BEPOS.

En revanche, pour de nombreux participants, l'intégration au bâti ne comporte pas ou peu d'avantages (pas d'avantage esthétique hors cas exceptionnel, ni de spécialisation des produits) ; leurs critiques ont porté sur les critères à la fois techniques et non techniques d'attribution du tarif d'intégration au bâti présentés par la DGEC :

- Les difficultés techniques par rapport à des solutions de surimposition (ou d'intégration simplifiée) ont été largement rappelées : problème d'étanchéité en cas de pose mal faite, ventilation limitée entraînant des rendements plus faibles, mouvements mécaniques plus importants (à cause des températures supérieures), évacuation des condensats, durabilité des installations, risque d'incendie, etc. Par ailleurs, une des critiques principales a porté sur les critères retenus par la DGEC pour l'intégration au bâti, jugés

---

<sup>18</sup> Pour les bâtiments résidentiels, le bâtiment doit avoir, avant la prise en compte du photovoltaïque, des besoins de consommation inférieurs à 62 kWh/m<sup>2</sup>.an. L'électricité photovoltaïque est alors déduite des besoins de consommation pour permettre de passer sous le seuil obligatoire de 50 kWh/m<sup>2</sup>.an ; pour les bâtiments tertiaires, il n'y a pas de condition préalable sur les besoins de consommation avant prise en compte du photovoltaïque.

sans fondement, notamment la hauteur maximale de 2 cm, qui a été décidée, ont-ils dit, sans concertation avec les professionnels. Ce critère pourrait aller à l'encontre de solutions hybrides qui combindraient production photovoltaïque et solaire thermique, aujourd'hui encore au stade de R&D. Ces systèmes hybrides semblent, de l'avis des acteurs, amenés à se développer et pourraient donner lieu à des innovations importantes qu'il ne faudrait pas empêcher à cause de ce critère d'intégration au bâti. D'autres acteurs ont indiqué que la différence entre 6 cm et 2 cm était très faible et que des règles aussi précises pouvaient être de nature à favoriser les procédés les moins fiables

- La critique principale sur les critères non techniques a porté sur le fait qu'en dehors des bâtiments résidentiels le tarif d'intégration au bâti n'était accordé que pour des bâtiments achevés depuis plus de deux ans, excluant ainsi le marché des grandes toitures neuves non résidentielles. Par ailleurs, le fait que le tarif d'intégration au bâti soit accordé sans aucune contrainte sur la qualité thermique du bâtiment peut conduire à des situations paradoxales où les installations photovoltaïques sont posées sur des toitures non isolées ou mal isolées, empêchant toute rénovation de la toiture pendant les 20 années de l'exploitation. La partie IV fera des recommandations pour mieux prendre en compte ces points dans le nouveau cadre de régulation. Enfin, de nombreux acteurs ont également contesté l'intérêt architectural de l'intégration (simplifiée) au bâti ; de nombreux exemples ont été donnés pour illustrer ce point : sur les bâtiments à toitures terrasses de type centres commerciaux, bâtiments industriels ou HLM, l'esthétique du panneau solaire compte peu par rapport à la masse des bâtiments et les panneaux en toiture sont très difficilement ou pas du tout visible depuis le sol.

Une solution proposée par certains acteurs lors de la concertation pour résoudre ces paradoxes était de réserver le tarif de l'intégration au bâti pour les constructions neuves et les opérations de rénovation profonde de l'enveloppe des bâtiments, notamment le changement de toiture (pour des motifs autres que l'installation de panneaux photovoltaïques) et de préférer la surimposition avec des règles minimales (se rapprochant de l'intégration simplifiée par exemple), moins coûteuse et plus simple à mettre en œuvre, sur les bâtiments existants. Cela permettrait selon eux de limiter fortement l'impact du photovoltaïque sur la CSPE, sans mettre un frein à l'innovation technologique (pour la surimposition, un des enjeux de l'innovation reste selon certains acteurs l'allègement des installations). Selon eux, le marché, i.e. les ménages, est à même d'orienter les producteurs vers les solutions les plus pertinentes d'un point de vue architectural.

### *iii. Procédures d'avis techniques, évaluations des critères d'intégration au bâti*

En tout état de cause, les participants semblaient demander unanimement à ce que les professionnels, notamment les installateurs, soient mieux associés en amont des différentes procédures de certification car ils engagent leur responsabilité.

La question de la vérification des critères d'intégration au bâti (et intégration simplifiée) a été abordée lors de la concertation et semble difficile à résoudre. Le système fonctionne aujourd'hui sur un régime déclaratif : le producteur fournit à l'acheteur obligé une attestation certifiant que l'installation respecte les critères d'intégration (simplifiée) au bâti. Les critères semblent à peu près invérifiables dans la pratique : qui va monter sur un toit pour vérifier que le dépassement est inférieur à 2 cm ? L'acheteur obligé n'a pas les moyens d'aller vérifier la véracité de la déclaration.

D'un côté, le fait que la responsabilité du respect des critères incombe aux producteurs a été contesté, notamment lorsqu'il s'agit de particuliers, sous le motif que les critères étaient difficiles à analyser ; d'un autre côté, la plupart des acteurs s'est montrée opposée à ce que la

responsabilité du respect des critères (et notamment de la hauteur de dépassement) soit transférée aux installateurs car cela risquait de générer des situations de conflits d'intérêt.

La mission ne peut qu'appuyer la DGEC dans son projet de lancer dans le courant de l'année 2011 une mission du CGIET sur les contrôles toutes énergies renouvelables confondues.

Le retard pris par le comité de l'évaluation de l'intégration au bâti (CEIAB)<sup>19</sup> pour délivrer les listes de produits qu'il considère comme pouvant être éligibles à l'intégration (simplifiée) au bâti a également été critiqué par les acteurs. La pertinence du comité et son absence de statut juridique ont également fait l'objet de remarques. Certaines associations professionnelles aimeraient faire partie du CEIAB, aujourd'hui composé uniquement de membres de la sphère publique.

La mission recommande de rendre publics au plus tôt les avis du CEIAB et d'accélérer autant que possible leur délivrance.

De nombreux participants à la concertation ont critiqué les délais pour rendre les avis techniques du CSTB<sup>20</sup>. Ils ont rappelé que les installateurs mais également les fabricants engagent leur responsabilité sur la base de ces avis. Si le Pass Innovation est apprécié parce qu'il permet d'obtenir un avis rapide, il est également critiqué car il repose uniquement sur une analyse théorique, qui peut être remise en cause plus tard sur la base de tests.

En accord avec la plupart des acteurs, la mission recommande de réduire autant que possible les délais pour rendre les avis techniques et les Pass innovation, afin de résorber ce goulot d'étranglement le plus rapidement possible.

#### 4. Impact de la réglementation sur le développement de la filière

Au-delà des leviers de soutien au développement de la filière évoqués plus haut, la réglementation peut également aider à la structuration de l'offre, à la protection des intérêts français, voire à l'exportation. La normalisation française dans le secteur électrique constitue par exemple un niveau d'exigence reconnu dans le monde entier. La réglementation intervient à plusieurs niveaux : introduire un critère de contenu CO<sub>2</sub> du kWh produit par l'installation, imposer une solution de recyclage, introduire des critères d'intégration (simplifiée) au bâti, imposer la certification des installateurs, définir un "label France", etc. La concertation a permis d'aborder largement ces sujets qui renvoient aux questions de certification, de contrôle et d'assurabilité.

Dans l'ensemble, les participants se sont montrés favorables à la mise en place d'un "label France" assis sur des procédures de certification et de normalisation, de façon à valoriser l'offre française. En revanche, ils ont souligné que cela n'était envisageable que dans la perspective du développement d'un marché national suffisant, car ces démarches étaient coûteuses. Ils ont par ailleurs rappelé qu'il ne fallait pas abuser de ces critères pour éviter que l'offre française soit trop spécifique et devienne difficile à exporter.

---

<sup>19</sup> Le CEIAB (comité d'évaluation de l'intégration au bâti) a été créé pour aider les porteurs de projets à juger du respect des critères. Il est composé d'experts de la sphère publique (DGEC, CSTB, Ademe, DREAL). Il ne dispose pas de statut juridique : ces avis sont donc uniquement consultatifs et sans valeur juridique. Le CEIAB a donné un certain nombre d'avis mais ne les a pas encore rendus publics.

<sup>20</sup> Le CSTB a indiqué que le délai de l'avis technique était de l'ordre de huit mois si le dossier était complet et qu'un avis technique coûtait en moyenne entre 12 000 et 22 000 euros. Il a insisté sur le fait que les délais actuels étaient en grande partie dus au fait qu'il manquait souvent des documents dans les dossiers reçus.

Les participants semblaient d'accord pour imposer la certification des installateurs pour les installateurs sur toiture, afin de garantir un bon fonctionnement de l'installation et notamment une bonne étanchéité, car le particulier n'est pas capable de discriminer entre les installateurs. Les labels de type Qualit-Bât, Qualif-Elec, Quali-PV semblent pertinents à la plupart des acteurs. Un référentiel général compatible avec le droit européen semble toutefois nécessaire avant de pouvoir conditionner des aides publiques, dont notamment le tarif d'achat, à des certifications ou qualifications des installateurs.

### *5. Le financement du développement de la filière*

Le développement de la filière ne peut se faire sans des moyens de financement adaptés. La plupart des participants ont souligné que le décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 avait mis un coup d'arrêt au financement du photovoltaïque. De l'avis des participants, les banques sont désormais très réticentes à financer les projets d'installation et les investisseurs se détournent du secteur. Les acteurs financiers ont été partie prenante de la concertation photovoltaïque et ces questions ont pu être largement abordées lors des débats.

Les acteurs financiers ont indiqué leur souhait que soient mieux intégrés dans la problématique de développement de la filière les principes qui dictent leur action, en particulier la visibilité, la fiabilité et le couple opportunité-risque. Un point auquel ils sont particulièrement sensibles est de pouvoir connaître, de façon certaine, les conditions économiques de réalisation du projet avant le déblocage des fonds. Toute modification des tarifs d'achat sur des projets en cours de développement est perçue de manière très négative et accroît le risque de financement et donc la prime de risque associé.

Les acteurs financiers ont fait un certain nombre de propositions pour assurer le développement futur de la filière française : pour sécuriser le processus de financement, ils ont appelé à « synchroniser » les étapes administratives d'octroi du tarif de rachat avec les étapes bancaires de validation du crédit ; pour optimiser les conditions de financement et soutenir une filière française, ils ont appelé à la création d'un fonds de garantie qui ne pourrait bénéficier qu'aux offres portant les certifications françaises sur l'ensemble des composants (des cellules aux installateurs). Selon eux, un tel fonds de garantie, en diminuant les risques, pourrait améliorer les conditions de financement et abaisser le niveau de tarif de rachat nécessaire pour rentabiliser les projets.

La mission recommande de porter une attention particulière sur cette problématique du financement de la filière. La question relative à la date d'octroi du tarif est traitée en détail dans la partie IV.

#### **IV. Le nouveau cadre de régulation à mettre en place**

Après avoir présenté dans les parties précédentes le fonctionnement de la concertation, l'état des lieux de la réglementation et des projets en cours, et les enjeux (industriels et environnementaux) liés au développement de la filière, la partie IV va maintenant s'attacher à entrer dans le détail du nouveau cadre de régulation à mettre en place. Elle abordera dans un premier temps la question de la cible de développement pour la filière, et de sa répartition entre catégories de projet. Elle traitera ensuite des points transversaux aux différentes catégories de projets, avant de rentrer dans le détail des différentes catégories. Enfin, elle précisera également certains types de projet méritant une attention particulière.

##### **1. Cibles de développement et répartition entre catégories**

###### ***i. Importance de la cible de développement annuelle pour la filière***

La cible de développement annuelle constitue l'enjeu principal pour les acteurs de la filière. Les participants ont évoqué lors des différentes réunions plénières l'idée d'un seuil en deçà duquel les perspectives seraient insuffisantes pour que l'amont de la filière se développe (cf. partie III). Néanmoins, la réflexion sur la cible de développement doit être mise en perspective avec les charges induites pour la CSPE (cf. partie II). La cible de développement devrait donc idéalement se situer juste au-delà du seuil permettant l'émergence de la filière, tout en contrôlant le coût pour la CSPE.

Cet arbitrage entre la volonté de créer une filière française et la nécessité de contrôler l'aide publique avait conduit les acteurs du Grenelle à proposer l'objectif de 5400MW installés fin 2020, objectif inscrit ensuite dans la PPI 2009 (cf. partie II).

Le cadre général présenté par la DGEC lors de la réunion du 12 janvier mentionne une cible de développement pour la filière de 500MW/an, correspondant à la fourchette haute des recommandations du rapport CGIET-IGF (la fourchette basse étant 300MW). Compte tenu des capacités installées fin novembre 2010, cette cible paraît à première vue cohérente avec l'objectif de la PPI. Néanmoins, ce raisonnement ne tient pas compte de la file d'attente actuelle (cf. partie II). Aussi, la trajectoire de 500 MW/an devrait se traduire par un dépassement des objectifs de la PPI, ce qui a conduit certains acteurs à demander une cible de 300MW/an.

Néanmoins, la majorité des participants a considéré qu'en raison du développement rapide de la filière au niveau mondial, l'objectif fixé par la PPI était devenu inférieur au seuil permettant à la filière française d'émerger. Des objectifs allant de 700 à 1000MW/an ont été demandés par les participants. Il appartient au gouvernement de décider si l'intérêt de la filière photovoltaïque en termes de valeur ajoutée, d'emplois, de bénéfices environnementaux et de perspectives stratégiques (cf. partie III) justifie les charges induites par de telles cibles de développement.

###### ***ii. Répartition de la cible de développement annuelle entre catégories***

Il existe une grande variété d'installations photovoltaïques, qui diffèrent notamment par leur puissance et leur type d'implantation (au sol ou sur toiture). Afin de prendre en compte ces différences, il est essentiel que le nouveau cadre de régulation définisse des catégories d'installations et précise les cibles de développement attachées à chaque catégorie.

Les catégories proposées par la DGEC et la répartition de la cible globale de développement entre catégories ont fait l'objet de nombreux débats. En effet, cette répartition doit tenir compte de nombreux paramètres, pour certains non quantifiables : impact sur la CSPE, impacts

environnementaux (notamment émissions de CO<sub>2</sub>), impacts sur le réseau, création de valeur ajoutée et d'emplois, effet de levier pour l'export à travers la différenciation de certains produits ou la constitution de champions nationaux ...

Les catégories et la répartition proposées par la DGEC (Tableau 3) reprennent globalement les propositions du rapport CGIET-IGF, avec néanmoins des seuils et des cibles légèrement différentes<sup>21</sup> :

TABLEAU 3: RÉPARTITION DE LA CIBLE DE DÉVELOPPEMENT ENTRE CATÉGORIES PROPOSÉES PAR LA DGEC

Catégorie	Installations éligibles (conditions, seuils)	Cible de développement annuelle	Outil de régulation
1. Toitures résidentielles	Installations sur bâtiments résidentiels, intégrées au bâti, de petite puissance (<16kWc)	150 MW	Tarif auto-ajustable
2. Toitures non résidentielles	A. Installations sur bâtiments non résidentiels, intégrées au bâti, de petite puissance (<16kWc)	150 MW	Tarif auto-ajustable
	B. Installations sur bâtiments, intégrées simplifiées au bâti, de petite et grande puissance (16-100kWc)		Appel d'offres
	C. Installations sur bâtiments, intégrées simplifiées au bâti, de grande puissance (>100kWc)		Appel d'offres
3. Centrales au sol	Installations au sol	200 MW	Appel d'offres

La plupart des acteurs s'est montrée favorable aux trois grandes catégories proposées, insistant en particulier sur les différences profondes entre la catégorie des centrales au sol, qui relève d'une logique de production d'électricité au meilleur coût et de sécurisation de débouchés industriels, et les catégories sur toitures qui présentent des liens forts avec le secteur du bâtiment. Plusieurs acteurs ont néanmoins mis en garde contre une segmentation trop forte du marché, réduisant les perspectives pour chaque segment. En particulier, la segmentation de la catégorie 2 a fait l'objet de nombreux débats, et le seuil de 100kWc a été fortement critiqué par les acteurs de la filière (cf. sous partie IV.4).

Les spécificités de chaque catégorie appellent des outils de régulation adaptés. L'adéquation des outils de régulation proposés par la DGEC (cf. Tableau 3) sera discutée dans les sous parties IV.3, IV.4 et IV.5 relatives à chacune des catégories.

<sup>21</sup> Pour mémoire, l'hypothèse retenue par le rapport CGIET-IGF donnait pour cible 150MW pour les installations au sol et 200MW pour les grandes toitures. Les seuils proposés étaient 9kWc (résidentiel), 1MWc (grandes toitures) et 12 MWc (centrales au sol). La pertinence des seuils pour chaque catégorie sera discutée dans la sous-partie correspondante.

Sur la répartition de la cible de développement entre catégories, aucun consensus n'a pu être trouvé. Néanmoins, les participants ont exprimé leurs avis sur la pertinence des différentes catégories au regard des objectifs visés par la politique de soutien public à la filière (Tableau 4). L'arbitrage final entre catégories devra donc être pris par le gouvernement en fonction de l'importance relative donnée à chacun des objectifs.

TABLEAU 4: PERTINENCE RELATIVE DES DIFFÉRENTES CATÉGORIES AU REGARD DES OBJECTIFS VISÉS PAR LE SOUTIEN PUBLIC A LA FILIÈRE (VISION DES ACTEURS DE LA CONCERTATION)

Catégorie	Intégré au bâti résidentiel (catégorie 1)	Intégré au bâti non résidentiel (catégorie 2A)	Intégré simplifié au bâti (catégorie 2B)	Installations au sol
Impact sur la CSPE (€/MWh produit)	-	-	+	++
Coût des émissions de CO <sub>2</sub> évitées (€/tCO <sub>2</sub> évitée)	-	-	+	++
Impact sur le réseau	++	++	+	-
Valeur ajoutée et emplois nationaux	++	++	+	-
Effet de levier pour l'export	++	++	+	+
	différenciation intégré au bâti	différenciation intégré au bâti	différenciation moindre intégré simplifié	constitution de « champions nationaux » et trackers

### iii. Évolution des cibles annuelles

La trajectoire de développement proposée par la DGEC prévoit une cible annuelle constante de 500MW/an. Certains participants ont fait remarquer que si l'objectif en puissance est stable sur l'ensemble de la période 2011-2020 et que, dans le même temps, les tarifs diminuent, le chiffre d'affaires sur le marché national sera mathématiquement décroissant, ce qui constitue un mauvais signal pour les investisseurs. L'idée de cibles annuelles croissantes présente également un intérêt au niveau budgétaire. En effet, les kWh produits dans le futur auront un coût public plus faible en raison de la baisse prévue des tarifs d'achats (possible grâce à la baisse des coûts de production de l'électricité photovoltaïque). Néanmoins, à charge de CSPE totale égale, une trajectoire croissante nécessite une cible de départ plus faible ; se pose alors la question de la capacité de la filière industrielle à se structurer à court terme avec des cibles faibles les premières années. De plus, il est évidemment impératif que le supplément annuel d'engagement de CSPE connaisse une trajectoire décroissante à mesure que la parité réseau approche, de façon que l'engagement total pour la CSPE se stabilise à terme sans attendre l'échéance des premiers contrats, supprimant la nécessité de nouveaux prélèvements sur le pouvoir d'achat des consommateurs dès lors que la parité réseau sera atteinte.

Il faut noter que la nécessité d'avoir une trajectoire cible croissante en volume n'est pas la même pour les différents segments de la chaîne de valeur. Ainsi, les perspectives pour l'aval de filière (installateur/couvreur) resteront restreintes au marché national, alors que les industriels amont

doivent à terme pouvoir se positionner sur le marché mondial, mais ont besoin de perspectives initiales suffisantes sur le marché national pour se structurer. La part des différents segments de la chaîne de valeur dans le coût d'une installation étant différent entre catégories (cf. partie III), il pourrait donc être intéressant d'avoir des trajectoires cibles différentes selon le type d'installation.

Pour les catégories autres que les centrales au sol, une trajectoire croissante en volume semble pertinente et a été majoritairement souhaitée par les participants. L'augmentation des cibles de développement devrait cependant être calibrée par rapport à la baisse des tarifs de rachat<sup>22</sup>, afin d'assurer une décroissance des suppléments d'engagement de CSPE, condition d'une stabilisation à terme de la CSPE totale.

La question de la trajectoire de développement (i.e. de l'évolution des cibles annuelles), ne peut être dissociée de la question de la reprise du système. En effet, de nombreux projets développés dans le cadre de régulation précédent sont actuellement en cours de construction (les non-impactés par le décret de suspension), ou en attente de pouvoir rentrer dans le nouveau cadre de régulation. La façon dont ces projets seront pris en compte dans le nouveau cadre aura un impact important sur la trajectoire du système, en particulier les premières années (cf. partie V).

#### *iv. Affichage des cibles de développement annuelles en suppléments d'engagements de CSPE (euros) ou en capacités (MW)*

Une idée suggérée par plusieurs participants et qui a rencontré une forte adhésion est que les cibles de développement ne soient plus exprimées en capacités mais en suppléments d'engagements de CSPE. Cette proposition présente trois intérêts principaux :

1. Elle ouvre la possibilité d'augmenter la cible de développement en capacités afin qu'elle puisse dépasser le niveau initial, et ce en fonction de la baisse des tarifs de rachat (possible grâce à la baisse des coûts de production) ;
2. Toute modification du calcul de la CSPE conduisant à diminuer les charges liées au photovoltaïque (cf. paragraphe IV.2.i) se traduit par une augmentation de la cible de développement en capacités ;
3. Elle met au centre de la décision le supplément d'engagement de CSPE par rapport aux montants de CSPE que les autorités politiques jugent acceptable, et permet une totale transparence vis-à-vis du consommateur d'électricité sur les charges réelles liées au développement du photovoltaïque ;

Néanmoins, cette proposition entraîne plusieurs conséquences.

Tout en ayant le mérite de jouer la transparence, elle fait prendre conscience du coût public élevé de la filière photovoltaïque, notamment par rapport à d'autres filières (cf. partie II).

De plus, elle introduit une spécificité pour le photovoltaïque par rapport aux autres filières et à la PPI dont les cibles de développement à moyen terme sont affichées en MW.

Avec l'affichage des cibles de développement en suppléments d'engagements de CSPE, il sera nécessaire de les retraduire en termes de cibles de développement en capacités pour le photovoltaïque afin de disposer de paramètres opérationnels. Ceci serait possible car il est

---

<sup>22</sup> Soit en programmant à l'avance l'augmentation des cibles de développement, par exemple +10%/an, afin d'assurer une visibilité maximum. Soit en recalculant chaque année la nouvelle cible de développement en fonction de la baisse des tarifs, afin de mieux contrôler l'aide publique.



possible de calculer tous les trimestres les engagements supplémentaires de CSPE qui viennent d'être contractés et de les comparer avec les suppléments d'engagements prédéterminés.

La mission souhaite cependant souligner la nécessité de conserver un cadre assurant bien la décroissance tendancielle des suppléments d'engagement de CSPE.

## *2. Points transversaux dans le dispositif de régulation*

### *i. Préparation à l'atteinte de la parité réseau*

L'ensemble des participants à la concertation a indiqué que les baisses de coûts de production allaient permettre d'attendre dans le futur la « parité réseau » (cf. sous partie III). La parité réseau correspond au moment où l'activité de production d'électricité photovoltaïque devient rentable sans aides publiques ni conditions préférentielles. Ce moment sera atteint plus ou moins tôt en fonction de la catégorie considérée (plus tôt pour les centrales au sol), des conditions d'ensoleillement et du prix de l'électricité. L'atteinte de la parité réseau dans un pays donné dépend également fortement des coûts de production et d'acheminement de l'électricité dans ce pays. L'atteinte de la parité réseau pour le photovoltaïque sera ainsi plus rapide dans les pays où le coût moyen de production de l'électricité est élevé, les réseaux de transport et de distribution d'électricité peu développés et le taux d'ensoleillement élevé.

Les participants ont indiqué qu'il est d'ores et déjà important de préparer la transition vers la « parité réseau » dans le nouveau cadre de régulation, et ont fait deux propositions en ce sens :

1. Mieux estimer la valeur de l'électricité photovoltaïque produite (en tenant compte de son profil de production et de son caractère distribué), et revoir en conséquence le calcul des charges de CSPE.
2. Inciter à l'autoconsommation en créant un tarif spécifique et en valorisant les initiatives de stockage et de lissage de la production

1. Concernant le premier point, plusieurs acteurs ont indiqué que l'électricité photovoltaïque possédait trois qualités qui semblent insuffisamment valorisées dans le cadre actuel : un profil de production temporel intéressant, un impact moindre sur les réseaux et un coût de production prévisible sur 20-30 ans<sup>23</sup>. Ils ont donc interpellé la CRE, participant aux réunions plénières, sur la question du calcul des charges du photovoltaïques pour la CSPE. La réunion du 4 février 2011 organisée par la CRE dans ses locaux a été l'occasion d'approfondir les différentes critiques émises à l'encontre du calcul de CSPE :

- les coûts de production évités pris actuellement en référence par la CRE sont les moyennes mensuelles des prix spot de l'électricité sur la bourse EPEX<sup>24</sup> ; cela revient à supposer que les installations photovoltaïques ont une production constante au cours d'une journée et au cours d'une année ; les calculs produits par la CRE ont montré qu'en prenant un profil horo-saisonnier type d'une installation photovoltaïque, le coût évité serait environ 6€/MWh plus élevé que les 43 €/MWh qu'elle a pris en référence en 2009. EDF et le SER ont confirmé que sur plus longue période (dans le passé et en projection), la différence de coût est comprise entre 2 et 15€/MWh. Sur ces bases et à la

---

<sup>23</sup> En effet, le coût de production du kWh photovoltaïque est majoritairement lié à l'investissement, les charges d'exploitation étant faibles.

<sup>24</sup> Cf. note de la CRE sur le calcul des coûts évités pris en compte pour la détermination des surcoûts d'achat dus au photovoltaïque.

demande des participants, la CRE a accepté de réviser sur ce point son mode de calcul dès l'évaluation des charges réelles pour 2010 afin de coller au mieux à la réalité.

- les participants ont également été nombreux à souhaiter adopter une approche économique globale incluant les réseaux ; leur argument principal était qu'à leur avis, une partie de l'électricité photovoltaïque étant consommée sur place, le coût de réseau devrait être moindre ; le SER a indiqué que le coût économisé pour le réseau (essentiellement sous forme de moindres pertes) pouvait, selon ses estimations, se monter à 10 €/MWh. À l'inverse, ERDF a indiqué que, d'après ses analyses, les coûts de réseau auraient plutôt tendance à augmenter avec le développement du photovoltaïque. La CRE a ajouté qu'en tout état de cause, une hausse ou une baisse de ce coût se traduirait par une évolution du TURPE<sup>25</sup> et serait donc répercutée au consommateur final. La CRE a confirmé que cette question serait examinée dans le cadre des prochains travaux TURPE 4 sur l'évaluation des charges de réseau.

La mission considère que le calcul des charges de CSPE relève de décisions de la CRE ; cependant, dans la mesure où l'évaluation de la charge additionnelle de CSPE créée par les nouvelles capacités photovoltaïques pourrait devenir un élément-clé pour la définition de trajectoires cibles (cf. paragraphe 1.iv), il est important que la CRE fasse partager au mieux les raisons de ses choix.

2. Concernant le deuxième point, plusieurs acteurs ont appelé à mettre en place des instruments pour stimuler l'autoconsommation, notamment un tarif de rachat. Cette proposition est intéressante dans la perspective de l'atteinte de la parité réseau, car elle permettrait de préparer les producteurs à optimiser leur consommation en fonction de leur production et à placer leur production excédentaire sur un marché concurrentiel. Ceci ne pourra néanmoins être possible qu'en développant en parallèle des systèmes de compteurs intelligents, de stockage et de lissage de la production. Sur ces questions, la DGEC a expliqué que de nombreuses expérimentations étaient en cours ou seraient lancées prochainement, dont les résultats seraient connus d'ici 2012. Elle a également rappelé que sur la question du lissage de la production et du stockage, la solution retenue par la DGEC (sur les recommandations du groupe de travail sur la pointe<sup>26</sup>) a été de mettre en place via la loi NOME<sup>27</sup> un marché de capacité qui dépasse le cadre du seul photovoltaïque. Par conséquent, l'avis de la mission est qu'il est important de poursuivre les expériences, en lien avec les acteurs de la filière et en particulier dans les zones non interconnectées (ZNI), pour lesquelles la problématique d'intégration des énergies intermittentes aux réseaux se pose avec le plus d'acuité (cf. partie IV.6). La mission soutient donc la proposition de la DGEC d'approfondir la réflexion sur les modalités d'insertion des ENR sur les réseaux insulaires dans un groupe de travail ad-hoc incluant l'Ademe durant le 1er semestre 2011. En outre, il apparaît important à la mission de suivre et de tirer les enseignements de l'activité en Allemagne où l'autoconsommation est encouragée, notamment à travers l'existence d'un tarif adapté.

---

<sup>25</sup> Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Turpe 3 s'applique pendant quatre ans, de 2009 à 2013. Il est actualisé chaque année, selon une formule d'indexation. En 2010, l'ajustement tarifaire conduit à un supplément de 3,4% qui s'applique à l'ensemble des clients.

<sup>26</sup> Ces recommandations ont été formulées dans le rapport Poignant-Sido sur la maîtrise de la pointe électrique.

<sup>27</sup> Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité publiée au Journal Officiel du 8 décembre 2010

La mission souhaite également rappeler que l'atteinte progressive de la parité réseau constitue un changement de paradigme majeur pour les acteurs du secteur. En particulier, les attentes par rapport au réseau électrique se développent et se complexifient. À sa vocation initiale, permettre l'alimentation en électricité des consommateurs dans des conditions optimales, se rajoute dorénavant l'objectif de gérer l'intégration d'énergies intermittentes, ainsi que l'interaction avec un nombre croissant de producteurs d'électricité de petite taille et décentralisés. La mission appelle le gouvernement et la CRE à inciter les gestionnaires de réseau à se préparer à ce changement de paradigme pour faciliter la transition vers la parité réseau, et à leur en donner les moyens.

#### *ii. Système d'évolution du tarif*

Le cadre de régulation proposé par la DGEC, sur la base des propositions du rapport CGIET-IGF, implique la mise en place pour les catégories intégrées au bâti d'un système de dégressivité et d'auto-ajustement du tarif en fonction des quantités réalisées. Ce système a été globalement jugé pertinent par les participants.

Certains acteurs auraient été plus favorables au maintien du système actuel (dégressivité du tarif décidé de façon discrétionnaire par des arrêtés), ou à une dégressivité indexée sur des indices de coût de production ou de rentabilité des projets. En raison de l'asymétrie d'information entre l'administration et les acteurs de la filière, ainsi que de son dynamisme, la mission considère néanmoins qu'il est plus réaliste d'utiliser un critère d'ajustement du tarif quantitatif et fiable, fondé sur les volumes réalisés. Contrairement à ce qui a été évoqué par certains participants, ce système n'instaure pas de quotas, mais des cibles, qui peuvent être dépassées si la filière connaît un fort dynamisme (avec comme contrepartie une accélération de la dégressivité des tarifs ultérieurs).

La DGEC a proposé que la dégressivité annuelle référence du tarif, correspondant à l'atteinte de la cible annuelle, soit de 10%, sur la base des anticipations de baisse des coûts de production de la filière. Ce chiffre a été bien accepté par les participants, et cette référence de baisse reprise dans de nombreuses contributions.

Un consensus s'est dégagé pour indiquer que le bon fonctionnement du système de tarif auto-ajustable nécessite de fixer clairement l'étape dans la procédure de développement du projet ouvrant droit au tarif de rachat. Cette étape doit être fixée en cohérence avec les procédures de raccordement des gestionnaires de réseau et avec les procédures de financement du projet. Les participants ont également indiqué qu'il était important qu'un document administratif atteste de ce droit, afin de rassurer les investisseurs (cf. partie III). Deux solutions sont envisageables.

La première solution est de s'appuyer sur une étape de la procédure de raccordement. La DGEC a par exemple proposé de fixer le tarif d'achat lors de la notification d'acceptation de la proposition technique et financière (PTF), envoyée par le gestionnaire de réseau. La majorité des acteurs a considéré que cette étape est pertinente car elle correspond au moment où le projet est réellement engagé (versement d'une avance, recherche de financements bancaires). Cette étape pose néanmoins le problème de la mise en cause du gestionnaire de réseau en cas du non-respect des délais (par exemple retard dans l'envoi de la PTF).

Pour les particuliers, le tarif pourrait alors être fixé en amont, lors de la demande de raccordement afin de leur assurer une visibilité maximum (cf. paragraphe IV.3.v.). Pour les autres catégories, une fixation du tarif trop en amont entraîne un risque de dépôt de demande spéculatif visant à s'assurer un tarif, risquant de conduire de nouveau à un engorgement de la file d'attente.

La deuxième solution serait de s'appuyer sur une étape indépendante de la procédure de raccordement, qui pourrait être par exemple la signature du contrat d'achat, ou le versement du dépôt de garantie à un organisme tiers, comme la Caisse des dépôts et consignations, ou encore la production d'une caution bancaire. Le problème du contrat d'achat est qu'il est actuellement signé après la mise en service de l'installation, et qu'une modification de cet état de fait en moins d'un mois pose des problèmes de faisabilité.

La DGEC a proposé un rythme de révision trimestriel des tarifs. Ceci semble un compromis acceptable entre le besoin de visibilité et la nécessité de souplesse du système soulignées par les différents acteurs. La question de l'étape servant de référence pour le calcul de la dégressivité du tarif a été posée, sans susciter de vives réactions. Comme pour la fixation du tarif, plusieurs solutions sont envisageables, mais il est important de ne pas utiliser une étape trop amont, afin de considérer uniquement les projets sérieusement engagés. La mission considère que l'étape de notification d'acceptation de la PTF semble pertinente.

La capacité des gestionnaires de réseau (ERDF et ELD) à transmettre une information agrégée rapide sur les projets en file d'attente est un point crucial pour le bon fonctionnement du système. Actuellement, les systèmes d'information des gestionnaires de réseau<sup>28</sup> devraient être en mesure de transmettre une information agrégée sur le trimestre écoulé dans un délai de deux ou trois semaines, ce qui permettrait à la CRE d'informer les acteurs du tarif applicable au trimestre en cours moins d'un mois après le début de ce trimestre. Il est vital de s'assurer que ces délais seront respectés, et d'inciter les gestionnaires de réseaux à développer de nouveaux outils permettant à terme de les réduire encore.

### *iii. Contrôle du sérieux des projets*

Un consensus s'est dégagé lors des réunions sur la nécessité de s'assurer du sérieux des projets afin d'éviter l'engorgement du système. Deux moyens pourraient participer à cet objectif : le dépôt de garantie et la mise en place de délais de réalisation.

Le dépôt de garantie au moment de la notification d'acceptation de la PTF semble pertinent pour les gros projets (catégories 2.B, 2.C et 3). En revanche, la mission considère qu'il n'est pas nécessaire pour les particuliers, en raison du moindre risque spéculatif associé à cette catégorie, et des difficultés de gestion qu'entraînerait le nombre des projets de cette catégorie. La gestion du dépôt des garanties pourrait être confiée à la Caisse des dépôts et consignations. Un système plus souple, n'impliquant pas de mobilisation et de dépôt de fonds, est celui de la caution bancaire. Il est pratiqué en Espagne. Il permet à l'administration, lorsque les conditions sont remplies, d'activer la caution en s'adressant directement à la banque.

Les délais de réalisation semblent pertinents pour s'assurer que le projet est sérieusement mûri au moment de la demande de raccordement, et également éviter que le projet soit retardé uniquement en vue de bénéficier des baisses de coût des matériaux une fois le tarif de rachat fixé. Ces délais pourraient être ajustés entre catégories pour tenir compte de délais de construction différents. Les participants ont néanmoins souligné que ces délais ne devaient pas prendre pour référence des étapes de la procédure de raccordement, risquant de mettre en cause le gestionnaire de réseau en cas de dépassement des délais. A minima, un allongement du délai devrait être possible en cas de raccordement compliqué, comme le prévoit le décret du 9 décembre 2010 pour les projets suspendus. Ils ont également souligné que le dépassement des délais devra entraîner des pénalités, mais non une sortie définitive de la file d'attente. En effet, des conditions trop drastiques auraient un impact négatif sur la recherche de financements.

---

<sup>28</sup> Les procédures sont différentes entre gestionnaires. En fonction du périmètre couvert et du degré d'informatisation du système d'information, les délais de retour sont variables.

#### *iv. Points relatifs aux files d'attente et aux raccordements*

Les participants ont regretté que les procédures d'entrée en file d'attente soient différentes entre RTE et ERDF. Les gestionnaires de réseau ont rappelé que les objets traités étaient différents et appelaient donc des procédures différentes. Ainsi, RTE suit des projets de taille importante mais de nombre plus restreint, ce qui explique par exemple les conditions d'entrée en file d'attente moins strictes que pour ERDF. Certains participants ont demandé que la documentation technique de référence<sup>29</sup> d'ERDF soit approuvée par la CRE, en indiquant que c'était actuellement le cas pour RTE.

Beaucoup de participants se sont également plaints du non-respect des délais de raccordement et du manque de visibilité par rapport à ces délais. Certains ont même appelé à mettre en place des délais contractuels de raccordement au réseau accompagnés de pénalités de retard. Afin de réduire les délais de raccordement, certains ont également appelé à habilitier les installateurs à effectuer certains raccordements. Sur ce point, il a néanmoins été rappelé que le réseau de distribution est la propriété des collectivités territoriales, et que celles-ci devraient donc autoriser ces interventions.

Un consensus s'est dégagé pour demander une transparence maximum des files d'attentes, afin de fournir aux acteurs, au régulateur et à l'État une bonne information sur l'état de développement de la filière. Les gestionnaires de réseau ont indiqué que certaines données étaient confidentielles, mais qu'il était envisageable de produire à pas de temps réguliers (par exemple mensuels) des informations agrégées sur la quantité de projets aux différents stades de la procédure de raccordement. La mission soutient fortement cette initiative.

#### *v. Régionalisation du tarif*

La plupart des participants a demandé à étendre la régionalisation des tarifs, mise en place pour les centrales au sol avec le coefficient R, aux autres catégories. Sans régionalisation du tarif d'achat, le système de tarif auto-ajustable, en mettant une pression forte sur le prix, pourrait en effet ne permettre la rentabilité des projets que dans le sud de la France.

La régionalisation des tarifs permet une répartition plus homogène des projets sur le territoire. Ce foisonnement a un intérêt social, mais également pour les réseaux (en limitant l'impact d'une variation climatique locale sur la production d'électricité). De plus, elle n'implique pas forcément de charges plus élevées à capacités installées égales, car la hausse du tarif est compensée par une moindre production d'électricité. En revanche, le coût public par kWh produit est plus élevé. En outre, elle s'éloigne d'une approche économique où c'est le prix du foncier qui oriente les choix de localisation. La généralisation de la régionalisation devra donc résulter d'un arbitrage entre ces différents aspects.

### *3. Cadre de régulation des particuliers*

#### *i. Les particuliers et l'intégré au bâti*

---

<sup>29</sup> La documentation technique de référence (ex-référentiel technique), mentionnée dans les textes réglementaires (décrets n°2003-229 du 13 mars 2003 et n°2008-386 du 23 avril 2008), a pour objet de rendre publiques les méthodes générales et les hypothèses utilisées pour les études de raccordement. Elle répond également aux exigences de la décision du 7 avril 2004 de la CRE qui a prévu que l'ensemble des règles appliquées par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité soient portées à la connaissance des utilisateurs de ces réseaux

La DGEC a expliqué que la catégorie 1, réservée aux particuliers, concernait les toitures installées sur les bâtiments résidentiels. La majorité des participants s'est montrée favorable à l'existence de cette catégorie. En effet, les projets sur toitures résidentielles sont souvent portés par des ménages (en particulier pour les projets sur bâtiments existants), et non par des sociétés constituées dans ce but, ce qui est plus le cas pour les grandes toitures et constitue la norme pour les centrales au sol. De plus, l'installation de panneaux photovoltaïques peut participer pour le particulier autant d'une démarche économique que d'une démarche environnementale globale.

Le cadre de régulation proposé par la DGEC définit pour les particuliers les critères d'intégration au bâti dont le respect est nécessaire au bénéfice du tarif. Nous ne reviendrons pas ici sur la question de la pertinence de l'intégré au bâti, sujet traité en partie III. En revanche, les participants ont fait des propositions intéressantes concernant les critères à respecter pour bénéficier du tarif, qui pourraient permettre d'assouplir les contraintes supportées par les acteurs, sans ôter à l'intégré au bâti sa qualité architecturale ni sa vocation « industrialisante ».

#### *ii. La fin du plafond de 3kWc pour l'intégré au bâti résidentiel*

Un consensus s'est dégagé pour revoir le plafond de 3kWc ouvrant droit au tarif résidentiel, en vigueur dans les arrêtés tarifaires précédents. En effet, les participants ont indiqué que les problèmes d'intégration au bâti (étanchéité, impact visuel) étaient souvent liés à l'insertion des modules au sein de la toiture et que la solution optimale consiste à couvrir un pan de toiture entier de panneaux photovoltaïques, ce que le plafond de 3kWc ne permet souvent pas actuellement. La DGEC s'est montrée ouverte sur ce point, en proposant un plafond à 16kWc, qui semble un peu haut pour la majorité des participants<sup>30</sup>. Néanmoins, pour tenir compte des progrès de rendements surfaciques à venir et éviter de recréer le même type de blocages dans le futur, la mission encourage le gouvernement à prendre une certaine marge pour le plafond, qui pourrait se situer à un niveau entre 9 et 16kWc.

L'augmentation du niveau du plafond pose néanmoins le problème de l'articulation entre le tarif de rachat et les autres dispositifs fiscaux. Ainsi, l'administration fiscale limite actuellement le bénéfice du crédit d'impôt développement durable (CIDD) aux installations de moins de 3kWc. De plus, les revenus générés par la production électrique photovoltaïque bénéficient actuellement d'exonérations lorsque la capacité installée est inférieure à 3kWc. Afin d'éviter de recréer un effet de seuil à 3kWc pour ces raisons, il convient de réfléchir à l'évolution de ces dispositifs.

#### *iii. Lien entre l'intégré au bâti et la construction de bâtiments*

Un consensus s'est aussi dégagé pour indiquer que le marché le plus prometteur pour l'intégré au bâti était celui des bâtiments neufs (voire celui des rénovations de toitures). D'une part, il semble plus pertinent d'installer les modules sans avoir besoin de déconstruire une partie de la toiture. Ensuite, les objectifs fixés par le Grenelle de l'environnement pour la construction de bâtiments basse consommation (BBC) et à énergie positive (BEPOS) (cf. partie III) laissent présager un marché important pour le photovoltaïque dans le neuf, largement suffisant par rapport aux objectifs en capacités installées d'ici à 2020 fixés par la PPI. Par conséquent, certains

---

<sup>30</sup> En effet, 16kWc de modules occupent actuellement en moyenne une surface de 160m<sup>2</sup>, ce qui paraît élevé pour une toiture résidentielle.

participants ont même appelé à réserver le tarif de rachat intégré au bâti aux bâtiments neufs ou dans le cadre de rénovations<sup>31</sup>.

Les participants ont indiqué que les principaux freins au développement du photovoltaïque dans le neuf résidentiel sont la différence de taux de TVA et la capacité d'endettement des ménages.

Concernant la TVA, le code des impôts permet aux travaux et équipements installés dans les logements d'habitation achevés depuis plus de deux ans de bénéficier d'un taux de TVA réduit (5,5% au lieu de 19,6%). L'ensemble des participants s'est déclaré favorable à mettre fin à cette différence pour le photovoltaïque. Néanmoins, la mission souligne que la TVA réduite pour les bâtiments anciens dépasse le cadre du photovoltaïque. La mission souligne également que si une modification du taux de TVA applicable est décidée, le niveau du tarif de rachat devra être ajusté pour en tenir compte.

Concernant la capacité d'endettement des ménages, les participants ont souligné que celle-ci devient extrêmement faible au moment de l'acquisition d'un logement neuf, ce qui rend d'autant plus difficile à supporter l'investissement additionnel lié à l'installation photovoltaïque. La mission pense que la solution pourrait être trouvée auprès du secteur bancaire, associé à la concertation, qui devrait pouvoir développer des prêts spécifiques liés à l'installation photovoltaïque, indépendants des prêts liés à l'achat immobilier et assis sur le fait que l'obligation d'achat assure des bénéfices tirés de la vente de l'électricité produite. Une autre solution peut être de laisser la propriété des installations photovoltaïques à une société tiers (promoteur immobilier ou autre), qui supporterait le poids de l'investissement et récolterait en contrepartie tout ou partie des bénéfices. Il serait toujours possible ensuite au particulier de racheter la propriété de l'installation photovoltaïque (et donc le contrat d'achat), comme cela se fait actuellement lors d'un changement de propriétaire. Ces solutions sont possibles dans le cadre actuel mais devraient être encouragées.

Certains participants ont également suggéré d'ajuster le critère du cadre de régulation actuel imposant aux installations portées par une même société d'être distantes de plus de 500m pour être considérées comme des projets distincts. Ce critère paraît peu adapté aux cas d'éco-quartiers, au sein desquels des habitations distantes de moins de 500m et équipées de panneaux constituent des projets différents. Ce critère avait été instauré pour éviter un découpage « stratégique » d'un même projet en plusieurs sous-projets bénéficiant d'un tarif plus élevé. Il pourrait néanmoins être remplacé par un critère portant sur la séparation physique entre projets (l'implantation sur des parcelles différentes, par exemple). Ce critère pourrait également être ajusté dans le cas des grandes toitures.

#### *iv. Lien entre bâtiment et efficacité énergétique*

L'ensemble des participants s'accorde à dire que les installations photovoltaïques pour les particuliers doivent s'inscrire dans une démarche environnementale plus globale. Il paraît ainsi incohérent d'installer des panneaux photovoltaïques sur des résidences mal isolées, pour lesquelles l'argent public aurait un impact environnemental plus fort en finançant des travaux d'isolation.

Pour ce faire, comme il a déjà été indiqué dans la partie III, la RT 2012 inclut dans le cas des bâtiments neufs une condition sur la consommation conventionnelle d'énergie primaire (Cep <50 kWh/m<sup>2</sup>/an) en plus de la condition générale incluant le photovoltaïque (Cep <62

---

<sup>31</sup> Les installations sur toitures existantes devraient alors s'intégrer dans la catégorie intégration simplifiée, dont le plafond pourrait être baissé en conséquence.

kWh/m<sup>2</sup>/an). Sans remettre en cause la démarche générale, certains participants ont indiqué que la prise en compte du photovoltaïque leur semblait insuffisante.

Certains participants ont donc proposé en alternative de réserver l'octroi du tarif de rachat aux résidences ayant atteint un certain niveau de consommation énergétique, évalué dans le cadre d'un diagnostic de performance énergétique (DPE)<sup>32</sup>. Dans le cas contraire, l'installation photovoltaïque devrait se faire au sein d'un bouquet de travaux plus large incluant la rénovation thermique de la toiture.

#### *v. Une catégorie ayant besoin d'un cadre clair*

Les participants ont fortement insisté sur la nécessité de règles simples pour le cadre de régulation des particuliers. Ainsi, il semble particulièrement important pour cette catégorie que le tarif soit fixé le plus en amont possible. Concernant la dégressivité du tarif en fonction de la puissance installée proposée par la DGEC, la mission considère que ce critère introduirait une complexité et des effets de seuils inutiles. Il est donc préférable que la taille de l'installation résulte de considérations techniques (taille du pan de toiture) ou financières (capacité d'endettement du particulier).

Plusieurs participants ont également demandé à ce qu'EDF OA envoie aux particuliers des déclarations pré-remplies (notamment avec l'évolution du tarif applicable), ce qui ne semble pas encore être systématiquement le cas.

Certains participants se sont déclarés défavorables aux installations pour les particuliers, remettant en question la capacité de certains particuliers de gérer dans la durée leur installation, notamment en cas de problèmes techniques et lors de la fin de vie. La mission est sensible à cette inquiétude, et encourage donc les initiatives d'information et de conseil à destination des particuliers (notamment les espaces information énergie).

### 4. Cadre de régulation des grandes toitures

#### *i. Définition des sous-catégories et outils de régulation*

Le cadre de régulation proposé par la DGEC pour les grandes toitures comporte trois sous-catégories (cf. Tableau 3). L'outil de régulation utilisé pour les deux premières serait un tarif de rachat dégressif, dont le niveau serait différent, mais dont l'évolution serait conjointe, c'est-à-dire que la dégressivité des tarifs serait calculée à partir de l'addition des volumes réalisés par les deux sous-catégories. La réaction des participants a été de mettre en garde contre une trop grande segmentation des tarifs. En particulier, la mission considère qu'il existe un risque très important que l'évolution conjointe des tarifs ne favorise fortement une sous-catégorie par rapport à l'autre. Ainsi, si le niveau initial des tarifs est mal calibré et entraîne une rentabilité supérieure d'une sous-catégorie par rapport à l'autre, le différentiel de rentabilité ne sera jamais rattrapé en raison de l'évolution conjointe. Le même phénomène se produira si la baisse des coûts est différente pour les deux sous-catégories, en raison d'innovations liées spécifiquement à l'intégré strict au bâti par exemple. Dans les deux cas, il est probable qu'une sous-catégorie finisse par évincer totalement l'autre.

Deux solutions sont possibles pour éviter cela. La première est de répartir l'objectif de 150MW entre les deux sous-catégories, avec un ajustement distinct des tarifs. La seconde est de

---

<sup>32</sup> Le cadre juridique des DPE en France est l'application de la directive pour la performance énergétique des bâtiments (2002/91/EG), transcrite en droit français dans la loi du 13 juillet 2005 et le décret du 14 septembre 2006.



fusionner la catégorie 2.b avec la catégorie 1. Le nombre de catégories serait ainsi réduit, et les catégories seraient donc plus cohérentes d'un point de vue technique (catégorie 1=intégré au bâti, catégorie 2=intégré simplifié). La contrepartie est que les particuliers n'auraient plus de catégorie strictement réservée.

L'outil de régulation proposé par la DGEC pour la troisième catégorie, composée des installations intégrées simplifiées >100kWc, est un appel d'offres. La DGEC a expliqué avoir privilégié cette solution en raison du risque important sur les volumes que représente cette catégorie (un objectif annuel de 150MW serait entièrement rempli avec 600 installations de 250kW). Les participants ont unanimement rejeté cette proposition, notamment au motif que la procédure d'appel d'offres est trop lourde pour des projets de cette taille limitée, et que le niveau de 100kWc ne correspond à aucun seuil, ni pour le financement de projets, ni pour le type de raccordements. De plus, les économies d'échelle permettent aux installations de grande taille d'être rentables avec des tarifs inférieurs, ce qui pourrait être exploité pour alléger les charges de CSPE.

La mission partage l'avis des participants et appelle à relever le seuil de la catégorie 2b. Le nouveau seuil pourrait être 250kWc, ce qui correspond à un seuil de raccordement (basse tension < 250kVA < haute tension HTA), et à un seuil déjà appliqué dans les arrêtés tarifaires précédents. Il pourrait même être envisagé d'augmenter ce seuil à 1MW, afin de permettre la réalisation de projets sur les bâtiments de grande taille (entrepôts logistiques et centres commerciaux notamment) et couvrir ainsi par un seul tarif l'ensemble du champ des grandes toitures. Si le seuil retenu est 250kWc, deux outils de régulation peuvent être envisagés pour couvrir la catégorie 250kWc-1MWc :

- un autre tarif auto-ajustable
- un système d'appels d'offres « automatisé » (taille limitée, périodicité fréquente, critères simples, avant tout le prix d'achat demandé pour l'électricité) : la mission observe cependant que cet outil resterait à créer et à faire fonctionner, car l'administration n'a pas d'expérience d'utilisation d'un tel outil dans ce secteur.

En raison de l'impact des économies d'échelle et afin d'éviter que tous les projets réalisés ne soient de trop grande taille, ce qui limiterait le nombre global de projets, la mission est favorable à une dégressivité du tarif entre 16kWc et 250kWc (ou 1MW selon le seuil choisi). Cette dégressivité pourrait être continue, ou par seuils, en se basant sur les seuils de raccordement utilisés (36kVA et 250kVA).

#### *ii. Points spécifiques aux grandes toitures*

Certaines des remarques de la sous-partie précédente sur les particuliers sont également pertinentes pour la catégorie des grandes toitures. En particulier, le besoin d'articuler photovoltaïque et efficacité énergétique et la nécessité de privilégier l'intégré au bâti (catégorie 2A) dans le neuf restent valables. Plusieurs participants ont d'ailleurs appelé à supprimer la clause empêchant les bâtiments non résidentiels de moins de deux ans de bénéficier de la prime d'intégration au bâti<sup>33</sup>.

De plus, il est important de noter l'importance particulière de la catégorie des grandes toitures pour le secteur agricole. Les participants représentants du monde agricole ont en effet indiqué que 40% des bâtiments agricoles devraient être remis aux normes dans les prochaines années, pour un montant d'investissement proche du milliard d'euros. Ces participants ont également

---

<sup>33</sup> Annexe 2 de l'arrêté du 31 août 2010

mentionné que les critères d'éligibilité ne prenaient pas en compte les spécificités des bâtiments agricoles, notamment le critère « clos et couvert ».

Il est également important de noter que le cadre de régulation précédent autorisait la réalisation d'installations sur grandes toitures ne respectant aucun des critères d'intégration (dites « surimposées »). Celles-ci pouvaient en effet bénéficier du même tarif que les centrales au sol, ce que ne permettra plus le nouveau cadre de régulation où les tarifs d'achat sur bâtiment sont conditionnés au minimum au respect des critères d'intégration simplifiée au bâti.

Enfin, la mission rappelle que la mise en place d'un dispositif de dépôt de garantie ou de caution bancaire permettant d'assurer le sérieux des projets apparaît particulièrement appropriée dans cette catégorie (cf. paragraphe IV.2.iii).

## 5. Cadre de régulation des centrales au sol

### *i. Le système d'appel d'offres*

La catégorie des centrales au sol est composée de projets de grande taille, représentant des enjeux industriels et budgétaires importants. Il est donc important que l'outil de régulation choisi permette au régulateur un pilotage précis des projets, afin de s'assurer que l'effet de levier de l'aide publique est maximal. Dans ce but, la DGEC a proposé pour cette catégorie un système d'appels d'offres, organisés par la CRE selon la procédure décrite par le décret 2002-1434.

De nombreux acteurs ont émis des doutes sur l'efficacité des appels d'offres pour construire des installations de production électrique. Ils ont rappelé les expériences dans l'éolien, la biomasse et plus récemment encore dans le photovoltaïque où l'appel d'offres « une centrale solaire par région » a été déclaré sans suite en août 2010. Ils ont également indiqué que l'appel d'offres constitue une procédure lourde et incertaine, qui tend donc à défavoriser les PME, en imposant un système lourd mieux maîtrisé par les grands groupes. Ils se sont donc prononcés soit en faveur d'un maintien de tarifs de rachat pour les centrales au sol, considérant que les dispositions supplémentaires introduites par le décret du 19 novembre 2009<sup>34</sup> suffisent à assurer le pilotage précis des projets par les services de l'État, soit en faveur d'un système d'appel à projets, sans en préciser les modalités. À l'inverse, certains ont bien accepté le principe de l'appel d'offres, notamment parce qu'il permet de réguler finement le volume, d'obtenir le meilleur prix et d'inclure des critères environnementaux et industriels spécifiques. Il a également été mentionné que le nombre important de projets aujourd'hui en attente offre de bonnes perspectives de réussite aux premiers appels d'offres.

La DGEC a également sollicité les avis et propositions des participants sur plusieurs paramètres du système d'appel d'offres, si ce dernier est retenu.

### *ii. Taille des projets à sélectionner*

Le premier paramètre est la taille maximale des projets à sélectionner. Le décret n°2000-1196 limite à 12 MW la puissance installée des installations de production utilisant l'énergie radiative du soleil pouvant bénéficier de l'obligation d'achat, au sens de l'article 10 de la loi 2000-108. Néanmoins, en pratique, certaines centrales au sol sont constituées de plusieurs sous-projets dont le total dépasse donc le plafond.

---

<sup>34</sup> Décret du 19 novembre 2009 relatif aux procédures administratives applicables à certains ouvrages de production d'électricité

Ces grandes centrales bénéficient de coûts de production plus compétitifs, grâce aux effets d'échelle et à la mutualisation des procédures administratives et de raccordement, et seraient donc intéressantes dans la perspective de limiter les charges de CSPE. La majorité des acteurs s'est néanmoins montrée favorable à la limitation en taille, afin d'éviter qu'un trop petit nombre de projets ne remplisse les objectifs. Le seuil de 12MW a été évoqué. L'intérêt d'une taille maximale est également de permettre le développement d'un plus grand nombre de projets, ou groupes de projets, qui pourraient être sélectionnés sur des critères techniques ou technologiques spécifiques, en vue de constituer des expérimentations techniques et/ou technologiques et des « vitrines » pour l'export. La mission recommande donc d'instaurer des plafonds de capacité installée dans les différentes tranches d'appels d'offres, qui devront néanmoins être adaptés en fonction des technologies ciblées.

### *iii. Critères de sélection*

Le second paramètre sur lequel les participants ont formulé des propositions concerne les critères de sélection de l'appel d'offres. De nombreux participants ont indiqué que la zone d'implantation devait être prise en compte, en imposant, limitant ou conférant un bonus pour le développement des projets sur certaines zones. Ainsi, les zones militaires ont fréquemment été citées comme favorables. Il se trouve que le ministère de la Défense met en place actuellement une organisation afin de mettre à disposition certaines emprises foncières pour y installer des unités de production photovoltaïque. D'autres participants ont parlé de cibler les terres « dégradées », en citant notamment les sols pollués, les zones proches des autoroutes ou des lignes à haute tension, les mines ou sites Seveso etc.

En revanche, d'après les participants les plus directement concernés, les terres agricoles<sup>35</sup> devraient être proscrites pour l'implantation de centrales au sol.

Les participants ont souligné que donner trop d'importance au critère prix risquerait de défavoriser le développement de la filière industrielle française, en incitant les acteurs à se positionner sur du matériel à bas coût. Néanmoins, le critère prix est essentiel pour encourager la compétitivité des projets et limiter les charges pesant sur la CSPE.

L'instauration de critères techniques et/ou technologiques pourrait permettre de résoudre ce dilemme, en ciblant les filières pour lesquelles certaines industries françaises sont bien positionnées ou les plus prometteuses à moyen terme, dans la perspective de développer des solutions spécifiques qui pourraient ensuite être exportées. Cette idée a reçu un accueil favorable de la part des participants. Les critères pourraient porter sur le type de technologie (photovoltaïque, thermodynamique, avec ou sans concentration, type de panneaux utilisés), sur le rendement global de l'installation (rapport kWh produit par kWc installé, taux d'occupation des sols), sur la présence de système de stockage ou de réserves de capacités, ou encore sur la présence de systèmes de suivi de la course du soleil (« trackers solaires »<sup>36</sup>).

Les critères environnementaux ont été diversement accueillis. Si l'impact du projet sur les territoires (biodiversité, impact paysager) a été souligné comme un critère pertinent, l'impact du

---

<sup>35</sup> Certains participants ont signalé que le terme de « terres agricoles » regroupait un ensemble de situations très différentes, et qu'un tri devrait être fait entre « bonnes » et « mauvaises » terres, ces dernières pouvant éventuellement servir au développement des centrales au sol.

<sup>36</sup> Les trackers solaires permettent de produire plus d'électricité à partir de la même capacité installée. Ils diminuent donc la part de la valeur ajoutée liée au panneau au profit de celle liée à l'ingénierie des trackers et à l'ingénierie électrique générale. Deux secteurs pour lesquels des industriels français sont bien présents.

projet en termes d'émissions carbone est un critère moins consensuel. En effet, si l'intérêt théorique du critère n'est pas remis en cause, les participants craignent que sa mise en place ne retarde la reprise du système ou ne pose des difficultés de contrôle. Une solution envisageable serait donc d'avoir une montée en puissance de ce critère au fil des appels d'offres, à mesure que la labellisation et la certification progressent (cf. partie 2). La note environnementale devra également s'appuyer sur l'avis que les services déconcentrés auront rendu dans le cadre de l'étude d'impact environnementale nécessaire à l'obtention du permis de construire.

#### *iv. Nombre et types de lots*

Le troisième paramètre est la définition du nombre et du type de lots (technologiques et/ou géographiques) dans chaque tranche d'appel d'offres. Segmenter les tranches d'appel d'offres en lots technologiques présente l'avantage d'augmenter les types de projets vitrines, alors qu'une segmentation géographique permet une répartition homogène des projets sur le territoire. Néanmoins, la segmentation entraîne mécaniquement une moindre mise en concurrence des acteurs, qui risque de rendre l'appel d'offres infructueux. De plus, la perspective en volume d'un lot technologique doit être suffisante pour susciter l'industrialisation amont. Par conséquent, la mission recommande de ne pas faire de lots géographiques pour la France métropolitaine, mais d'appliquer le coefficient géographique au prix proposé afin de permettre une mise en concurrence à l'échelle nationale (hors ZNI, qui devront être traités spécifiquement cf. sous-partie IV.6).

La mission est favorable aux lots technologiques, mais recommande d'en limiter le nombre pour permettre des perspectives industrielles et une concurrence suffisante. Elle recommande également de donner le maximum de visibilité en amont aux industriels sur les technologies ciblées par les appels d'offres.

#### *v. Niveau d'avancement des projets candidats*

Un autre paramètre à considérer est le niveau d'avancement demandé aux projets pour se porter candidat. Là encore, le niveau demandé doit résulter d'un arbitrage entre le besoin d'avoir assez de projets déposés pour favoriser la concurrence et le coût d'entrée de l'appel d'offres d'une part, et le risque de voir des projets peu sérieux déposés et d'avoir peu de visibilité sur les projets d'autre part. La mission considère a minima que les projets candidats devront avoir reçu un permis de construire, donc avoir réalisé une étude d'impact environnementale. Concernant la PTF et le contrat de raccordement, ils pourraient ne concerner que les projets retenus par l'appel d'offres. Le prix proposé serait alors ajusté *ex post* en fonction des coûts réels de raccordement déterminés par le gestionnaire de réseau. Afin de s'assurer du sérieux des projets candidats, le dépôt d'une caution semble pertinent. Cette caution serait reversée au candidat en cas d'achèvement du projet sous certains délais.

#### *vi. Périodicité de l'appel d'offres*

Le dernier paramètre est la périodicité de l'appel d'offres. L'ensemble des participants s'est déclaré favorable à des appels d'offre pluriannuels, afin d'afficher des objectifs en capacités plus importants et donner plus de visibilité et de perspectives aux acteurs. Ils ont également souligné la nécessité de lancer rapidement les premiers appels d'offres, afin de rassurer les acteurs de la filière sur la reprise du système. La mission propose donc que le premier appel d'offres annoncé soit pluriannuel avec des dates de remise de dossier différentes pour chaque lot en fonction de la maturité de la technologie ciblée. Cette solution permettrait à la fois d'afficher des objectifs suffisants pour assurer des perspectives aux industriels (600-1000MW), de donner de la visibilité aux acteurs et d'échelonner les projets dans le temps en fonction de la maturité des technologies ciblées.

La mission suggère que l'annonce du lancement des appels d'offres intervienne rapidement et que les cahiers de charges pour les lots les plus matures soient rapidement discutés avec les acteurs de la filière. En même temps, le lancement effectif des appels d'offres doit bien s'articuler avec les volumes de projets déjà en cours de réalisation.

## 6. Types de projets devant susciter une attention particulière dans le nouveau cadre de régulation

### *i. Projets développés dans les zones non interconnectées (ZNI)*

Les zones non interconnectées (ZNI) sont définies en droit français comme les « zones du territoire national non reliées au réseau électrique métropolitain continental »<sup>37</sup>. En raison des dimensions restreintes de leurs marchés électriques, les ZNI bénéficient d'une dérogation à l'obligation de séparation des activités de réseau et de production prévue par le droit européen. L'opérateur intégré historique a donc été maintenu dans les ZNI françaises, incarné par EDF SEI, l'une des directions d'EDF SA. Les coûts de production dans les ZNI sont très supérieurs à ceux en métropole, en raison des difficultés d'approvisionnement et de l'absence de capacités nucléaires en base. Ainsi, afin de garantir la péréquation tarifaire, des compensations sont versées à l'acheteur unique EDF SEI, financées par la CSPE.

Le développement des énergies renouvelables prend donc tout son sens dans les ZNI, car il permet d'éviter des coûts de production plus importants qu'en métropole. En raison de conditions d'ensoleillement intéressantes, le photovoltaïque paraît particulièrement pertinent. Néanmoins, il existe une limite technique d'acceptabilité des sources d'énergie intermittentes par les réseaux électriques. Cette limite, fixée à 30 % de la puissance appelée par l'arrêté du 23 avril 2008 et rappelée par la programmation pluriannuelle des investissements, est aujourd'hui proche d'être atteinte dans plusieurs ZNI, en raison d'un développement rapide des énergies renouvelables, notamment photovoltaïque. Cette contrainte technique représente indéniablement une limite, mais également un atout, car la dépasser implique de réfléchir à des solutions spécifiques de stockage, de lissage de la production, ou de réserves de capacités, qui pourraient ensuite être autant de compétences valorisables à l'exportation.

Le nouveau cadre de régulation devra donc tenir compte des spécificités des ZNI et valoriser les innovations permettant un meilleur contrôle de la production<sup>38</sup>. Le groupe de réflexion proposé sur les modalités d'insertion des ENR sur les réseaux insulaires (cf. sous-partie 2.i) pourrait faire des propositions en ce sens. Le gouvernement a également missionné l'IGF et le CGIET sur la thématique plus large de l'excellence énergétique et environnementale de la production d'électricité dans les ZNI.

### *ii. Projets portés par des collectivités territoriales*

Les collectivités territoriales constituent des acteurs majeurs dans le développement des filières d'énergies renouvelables, la mission a donc choisi de les associer très largement à la concertation photovoltaïque. En effet, les collectivités territoriales disposent d'une palette de

---

<sup>37</sup> Loi 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Les ZNI françaises sont la Corse, les DOM, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles bretonnes des Glénan, Ouessant, Molène et Sein, ainsi que Mayotte (dont l'opérateur est Électricité de Mayotte)

<sup>38</sup> Plusieurs participants ont indiqué que ces innovations étaient insuffisamment prises en compte par le gestionnaire de réseau dans les prévisions du nombre d'heures de déconnexion envoyées au porteur de projet.

dispositifs d'aides complémentaires à ceux de l'État<sup>39</sup>; elles disposent également d'un patrimoine immobilier important (bâtiments d'enseignement et de santé), propice au développement du photovoltaïque<sup>40</sup>, sur lequel elles lancent des appels d'offres. Enfin elles peuvent investir directement dans des projets photovoltaïques par le biais d'entreprises publiques locales (EPL anciennement appelées syndicats d'économie mixte ou SEM) ou de sociétés coopératives d'intérêt collectif (SCIC).

Les projets portés par les collectivités locales présentent certaines spécificités. Ils sont souvent structurants au niveau du territoire concerné, représentent un véritable engagement pour les collectivités porteuses, et répondent à des procédures spécifiques notamment liées au Code des Marchés Publics. Notamment, les ELD doivent passer par des procédures d'appels d'offres publics pour les composants de leurs installations, ce qui rallonge le développement du projet. De plus, les décisions stratégiques (prix proposé dans le cadre d'un appel d'offres notamment) doivent résulter des délibérations des collectivités territoriales, ce qui place les ELD dans des positions difficiles vis-à-vis des concurrents, qui possèdent par ce biais des informations sur le projet. Pour ces raisons, la mission recommande d'introduire des règles moins strictes pour les projets portés par des collectivités territoriales. Une option pourrait être de fixer le tarif au moment de la demande de raccordement (comme cela est proposé pour les particuliers), et non au moment de l'acceptation de la PTF.

---

<sup>39</sup> Par exemple, pour les régions,

<sup>40</sup> L'arrêté du 12 janvier 2010 avait d'ailleurs ciblé spécifiquement les bâtiments d'enseignement et de santé

## **V. La gestion de la sortie de la période de suspension afin de permettre la reprise du système**

L'ensemble des participants à la concertation s'est accordé à dire que la reprise du système constituait un élément essentiel de sa réussite. En effet, la partie II a montré que le stock de projets existant était considérable. L'enjeu de la reprise est de permettre à certains de ces projets de s'intégrer au nouveau cadre de régulation, afin d'assurer la continuité de la filière, sans néanmoins mettre en péril l'équilibre économique du système. La partie V fera d'abord le point sur le stock actuel de projets, avant d'étudier la pertinence d'un éventuel système de transition. Elle insistera enfin sur la communication positive nécessaire à la reprise du système.

### **1. Différents types de projets à considérer dans l'optique d'un éventuel système de transition**

#### *i. État des lieux des projets*

Le décret du 9 décembre 2010 conduit à classer les projets selon deux critères : la notification d'acceptation de la PTF avant le 2 décembre, et la possibilité de se réaliser dans les délais (9 ou 18 mois). En plus des projets déjà raccordés, il y a donc 4 types de projets à considérer pour la reprise du système :

1. Les projets non impactés par le décret (intégré au bâti <3kWc) ;
2. Les projets avec PTF acceptée qui vont se réaliser dans les délais ;
3. Les projets avec PTF acceptée qui ne pourront pas tenir les délais, en raison de contraintes techniques ou de problèmes de financements (cf. partie III) ;
4. Les projets sans PTF acceptée ;

Le Tableau 5 présente l'état des lieux des différents types de projets, en prenant l'hypothèse conservatrice que le taux de réalisation global des projets en file d'attente sera de 50%<sup>41</sup>. Le Graphique 2 permet de visualiser l'importance des différents types de projet, et de comparer les volumes qu'ils représentent par rapport aux volumes d'installations déjà raccordées et par rapport à la cible de développement de 500MW/an proposée par la DGEC.

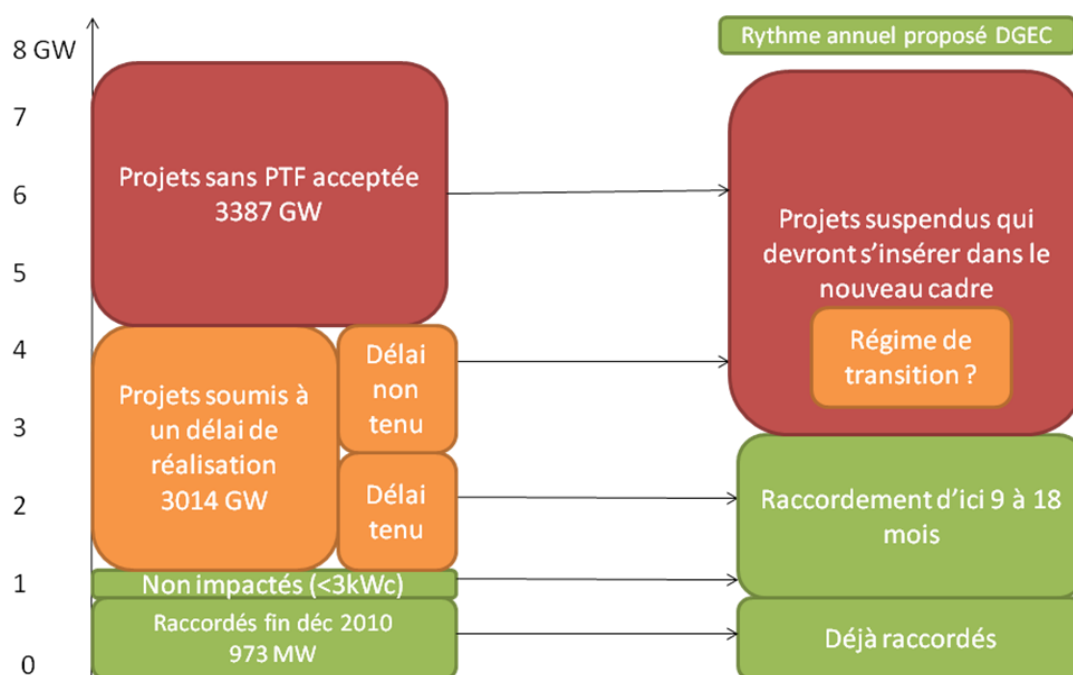
---

<sup>41</sup> Différentes estimations de taux de réalisation ont été présentées à la mission, allant de 20 à 80% selon le type de projets. La mission a considéré un taux de réalisation global de 50%.

TABLEAU 5 : ÉTAT DES LIEUX DES FILES D'ATTENTE FIN DÉCEMBRE ET HYPOTHÈSE DE TAUX D'ÉCHEC

MW		raccordés fin décembre 2010	Total demandes raccordement	Projets suspendus par le décret	Projets non suspendus (contraints par un délai de réalisation)	taux de réalisation	Projets réalisés dans les délais	Projets hors délais
ERDF + EDF SEI	BT (<36kVA)	502	289	91	198	80%	158	40
	MT (36-250kVA)	205	1475	646	829	70%	580	249
	HTA (250kVA-3MW)	265	2387	526	756	50%	378	378
ERDF HTA>3MW	458			647	40%	259	388	
RTE		0	2250	1666	584	20%	117	467
TOTAL		<b>973</b>	<b>6401</b>	<b>3387</b>	<b>3014</b>	<b>50%</b>	<b>1493</b>	<b>1522</b>

GRAPHIQUE 2 : TYPES DE PROJETS À CONSIDÉRER POUR LA REPRISE DU SYSTÈME



Source des données : ERDF, RTE, EDF SEI. Données à fin décembre 2010. Hypothèse d'un taux de réalisation des projets soumis aux délais de 50%.

ii. Traduction en termes d'engagement pour la CSPE

Les installations raccordées fin décembre 2010 représentent 973 MW. Ces installations représentent selon la DGEC une charge annuelle de 560 M€/an.

À ce montant vont se rajouter chaque année :

1. les charges pour les projets non impactés ou avec PTF acceptée qui vont se raccorder dans les délais (9 ou 18 mois);



2. les charges provenant des engagements pris au titre des nouvelles installations installées à partir de 2011, sous l'égide de nouveaux tarifs ;

3. les charges provenant des installations qui ont des demandes suspendues et qui pourraient éventuellement se réaliser en 2011 et 2012 dans le cadre d'un régime de transition et s'ajoutant aux volumes précédents.

1. D'après le Tableau 4, le volume de projets non suspendus par le décret de décembre 2010 est de 3 014 MW. Avec l'hypothèse d'un taux de réalisation de 50% (hypothèse mission), les projets non impactés par le décret qui vont s'installer en 2011 et 2012 représentent 1,5GW (Tableau 5), soit une charge additionnelle de l'ordre de 700 M€/an<sup>42</sup>. Avec un taux de réalisation de 65% (hypothèse DGEC), la charge additionnelle serait de 920 M€/an.

Ainsi sur ces deux groupes de projets déjà raccordés et ceux non suspendus dans la file d'attente, on peut parvenir à une charge annuelle de CSPE de l'ordre de 1,25 à 1,5 Md€.

2. Concernant les nouvelles installations et avec une hypothèse de baisse de tarifs de 10%, la DGEC évalue la charge additionnelle annuelle<sup>43</sup> de CSPE en 2011 à environ 170 M€ pour une capacité supplémentaire de 500 MW et à environ 290 M€ pour une capacité supplémentaire de 800 MW.

À partir de ces chiffres, différentes simulations ont été envisagées selon :

- les trajectoires annuelles : trajectoire fixe à 500 ou 800 MW/an ou avec un taux de croissance à partir de cette valeur initiale ;

- les hypothèses d'évolution des tarifs, des prix de gros de l'électricité, de l'inflation.

Selon des simulations de la DGEC, avec une trajectoire fixe à 500 MW/an, la charge annuelle de CSPE peut dépasser 2,0 Md€ dès 2014 et atteindre 2,3 Md€ en 2020 ; avec une trajectoire fixe à 800 MW, le niveau de CSPE dépasserait 2,0 Md€ dès 2012 et atteindrait 2,9 Md€ en 2020.

3. À ces montants s'ajouterait la charge annuelle de CSPE provenant des projets de la file d'attente suspendus, mais se concrétisant dans le cadre d'un éventuel régime de transition (voir §V.2), s'ils viennent en plus de la cible annuelle à 500 ou 800 MW.

### *iii. La nécessité de limiter la portée d'un éventuel système de transition*

Le Tableau 5 et le Graphique 2 montrent que les projets suspendus qui devront s'insérer dans le nouveau cadre de régulation, constitués par les catégories 3 et 4, représentent un volume important, de 4 à 5 GW selon le taux de réalisation retenu. De nombreux participants ont rappelé que la plupart de ces projets avaient fait l'objet d'études et d'investissements à des degrés divers, et avaient une valeur économique et humaine importante<sup>44</sup>.

Néanmoins, la mission rappelle que l'objectif du nouveau cadre de régulation est de replacer la filière sur une trajectoire de développement soutenable, à la fois pour la filière photovoltaïque et

---

<sup>42</sup> Ces installations bénéficieront en grande majorité des tarifs d'achat de la période janvier-août 2010 ; le tarif moyen retenu est supposé de 450 €/MWh.

<sup>43</sup> Il s'agit de la charge de CSPE pour 2012 que représente l'installation de 500 MW (ou 800 MW) en 2011.

<sup>44</sup> Pour les centrales au sol par exemple, la réalisation des études environnementales exigées et la constitution du dossier administratif pour une tranche de 10 MW représentent un investissement de l'ordre de 150 k€

pour le consommateur d'électricité qui supporte *in fine* les charges de CSPE. La réalisation de l'ensemble de ces projets à court terme est incompatible avec une telle trajectoire. Pour comparaison, le volume de ces projets est quatre fois supérieur aux installations déjà raccordées et plus de huit fois la cible de développement annuelle de 500MW proposée par la DGEC. Or, le paragraphe précédent (V.1.ii) a montré que sans régime de transition, les montants de CSPE engagés étaient déjà importants.

Si un système de transition était appliqué la mission rappelle donc que sa portée devrait être restreinte à un nombre de projets limité.

La question se pose alors de la capacité de l'administration à faire le tri au sein des 4,5 GW de projets qui pourraient solliciter un éventuel système de transition. Les participants ont souvent conseillé de mettre à contribution les services déconcentrés intervenant dans l'instruction amont du projet (DREAL notamment). Néanmoins, des critères objectifs et facilement exploitables doivent être donnés à ces services pour que le tri puisse se faire de manière impartiale, transparente et rapide. Le paragraphe suivant explore les différents types de projets et critères qui ont été soumis à la mission.

#### *iv. Types de projets nécessitant une attention particulière et critères associés*

En premier lieu, il a souvent été porté à l'attention de la mission que les centrales au sol étaient une catégorie particulièrement touchée par le décret du 9 décembre 2010. En effet, c'est pour cette catégorie que les délais de développement et les investissements initiaux à réaliser (en particuliers liés à l'étude d'impact) sont les plus importants. De plus, le délai avant la reprise réelle du système, c'est-à-dire lorsque certains projets se verront assurer un tarif de rachat, sera beaucoup plus long pour les centrales au sol que pour les toitures<sup>45</sup>. Afin de respecter le travail déjà fourni et permettre la meilleure transition entre l'ancien et le nouveau cadre de régulation, la catégorie des centrales au sol semble donc à prendre en compte si un système de transition était mis en place.

D'autres types de projets présentent également des spécificités qui pourraient justifier l'application d'un éventuel régime de transition, si des critères appropriés étaient trouvés. Les types de projets portés à l'attention de la mission (et les critères permettant de les discriminer) sont :

1. Les projets sans PTF acceptée mais ayant fait une demande de PTF avant le 2 septembre, donc suspendus en raison d'un délai de traitement de la demande de PTF par le gestionnaire de réseau supérieur à 3 mois ;
2. Les projets sans PTF acceptée portés par des collectivités territoriales (cf. paragraphe IV.6.ii) ;
3. Les projets sans PTF acceptée mais ayant déjà commencé les travaux (déclaration d'ouverture de chantier) ;
4. Les projets dans les ZNI, en particulier en Corse, où une sélection des projets a été effectuée par l'Assemblée territoriale de Corse ; ces projets peuvent avoir une PTF acceptée mais n'être pas en mesure de tenir les délais de mise en service car ils ont attendu l'annonce de la publication des résultats par l'Assemblée territoriale de Corse avant de lancer les travaux ;

---

<sup>45</sup> Ce délai pour les centrales au sol inclut la durée d'élaboration du cahier des charges, le délai de remise des dossiers et les délais de traitement des dossiers par l'administration (soit au total difficilement moins d'un an après la fin du moratoire). Pour les grandes toitures, ce délai est simplement constitué par la durée d'envoi de la PTF par le gestionnaire de réseau (a priori <3 mois).

5. Les projets sans PTF acceptée mais en phase avec des enjeux industriels importants, notamment pour structurer l'amont de la filière ou pour permettre l'émergence de technologies innovantes ;
6. Les projets avec PTF acceptée mais qui ne pourront pas tenir les délais en raison de délais administratifs indépendants de leur volonté.

Un autre problème à prendre en compte dans l'élaboration d'un éventuel régime de transition est la difficulté d'évaluer les volumes que représentent ces différents types de projets. D'après ERDF, les seuls projets suspendus ayant fait une demande de PTF avant le 2 septembre représentent 600 à 700 MW, ce qui est plus que la cible de développement annuelle proposée par la DGEC. Si un système de transition était mis en place, la mission conseille donc de le limiter aux projets vérifiant plusieurs conditions (par exemple, projets de centrales au sol ayant fait une demande de PTF avant le 2 décembre et pouvant justifier d'une déclaration d'ouverture de chantier). Une analyse juridique est cependant indispensable pour s'assurer que le cumul de conditions ne pose pas de problème, notamment au regard du principe d'égalité.

## 2. Articulation entre système de transition éventuel et reprise globale du système

### *i. Reprise du système et niveau initial du tarif de rachat*

La question de la reprise du système pour les projets suspendus qui ne bénéficieront pas d'un éventuel système de transition est cruciale. Dans le cas des centrales au sol, ces projets devront s'intégrer à la procédure d'appel d'offres. Nous avons signalé que le lancement d'un appel d'offres pluriannuel peut se révéler pertinent pour offrir des perspectives à un maximum de ces projets (sous-partie IV).

Le cas des toitures est plus complexe. En effet, la mission rappelle à nouveau que le cadre de régulation avec tarif auto-ajustables n'instaure pas de quotas mais des cibles. La différence fondamentale est que les demandes de raccordement ne seront pas stoppées, même si la cible est dépassée. Ainsi, au premier trimestre de reprise du système, il existe un risque fort qu'un grand nombre de projets, qui sont déjà prêts, soient déposés pour s'assurer le tarif de reprise.

Le nombre de projets suspendus <250kWc est actuellement de 737MW (cf. Tableau 5). Si tous ces projets étaient déposés à la reprise, la charge de CSPE engendrée mettrait non seulement en danger l'équilibre économique du système, mais handicaperait également le développement futur de la filière en provoquant une baisse de tarif importante pour les trimestres suivants.

Afin d'éviter un tel scénario, la mission recommande d'instaurer un dépôt de garanties (ou de caution bancaire) pour les projets sur grande toiture (646MW sur les 737MW totaux), comme mentionné au paragraphe IV.2.iii. Ce dépôt de garantie (ou caution bancaire) permettra de s'assurer du sérieux des projets déposés.

Le deuxième paramètre à prendre en compte est le niveau de prix. Il devra être revu en baisse sensible par rapport au niveau actuel, afin de permettre une sélection des projets les plus intéressants, tout en restant suffisamment attractif pour éviter un assèchement de la file d'attente. La fixation des tarifs initiaux devra s'appuyer sur les retours d'expérience allemands, en prenant en compte les surcoûts liés aux spécificités françaises (notamment intégration au bâti), mais aussi les bénéfices liés à un meilleur ensoleillement. Le niveau initial des tarifs devra également prendre en compte le changement introduit par la loi NOME, qui fait dorénavant peser l'intégralité du coût du raccordement sur le propriétaire de l'installation photovoltaïque.

*ii. Lien entre le périmètre du système de transition éventuel et les autres paramètres (niveau de tarif et cibles de développement)*

La sous-partie précédente (IV.1) a montré toute la difficulté de récupérer des projets sur la base de critères objectifs tout en relançant la filière sur une trajectoire soutenable. Néanmoins, les participants ont insisté sur la légitimité de ces projets et leur caractère crucial pour l'avenir de la filière.

Il n'appartient pas à la mission de se prononcer sur la mise en place d'un système de transition pour certains de ces projets. Néanmoins, la mission tient à rappeler que cet arbitrage ne peut être pris indépendamment de deux autres arbitrages concernant des paramètres fondamentaux : cibles annuelles de développement (niveau initial et trajectoire) et niveau initial des tarifs.

En effet, si l'on souhaite raisonner à charges de CSPE constantes, la création d'un système de transition pèserait inévitablement sur les cibles annuelles de développement ultérieures ou conduira à abaisser encore plus le niveau initial des tarifs.

De même, plus le taux de rattrapage des projets par un éventuel système de transition sera élevé, plus une trajectoire de développement croissante avec des niveaux de départ faibles semble pertinente. D'une part les cibles de développement initiales faibles seront compensées par les projets sous régime de transition. D'autre part il faut permettre la possibilité d'une croissance du volume de capacités installées pour les années suivantes, ainsi que l'ont demandé les participants.

Dans l'hypothèse où un régime de transition serait mis en place, celui-ci pourrait prendre la forme explorée dans le paragraphe suivant.

*iii. Système de transition éventuel avec tarif intermédiaire*

Une option serait de mettre en place des tarifs de transition, intermédiaires entre les anciens tarifs et ceux qui résulteront du nouveau cadre (tarifs auto-ajustables ou tarifs issus des appels d'offres). Les projets devront faire l'objet d'une nouvelle demande, comme indiqué dans le décret du 9 décembre 2010. Cependant, selon les critères retenus, ces demandes seront orientées soit sur le régime de transition, soit sur le régime des nouveaux tarifs.

Ce système nécessiterait :

- la mise en place d'une structure spécialisée à la DGECC pour répondre aux interrogations sur des cas individuels de projets figurant dans la liste d'attente et déterminer s'ils sont éligibles au tarif de transition (en s'aidant des retours des services déconcentrés) ;
- des exigences supplémentaires au moment du dépôt de la nouvelle demande correspondants aux critères de tri choisis (document prouvant la date de la déclaration d'ouverture du chantier, du moment où la première PTF a été demandée...) ainsi que des documents additionnels comme une caution bancaire ou un dépôt de garantie notamment pour les projets de grandes toitures qui représentent des volumes significatifs.
- la mise en place d'un échéancier étalant dans le temps la réalisation des projets bénéficiant du système de transition. En effet, les volumes d'installations raccordées en 2011-2012 seront déjà importants (projets non suspendus qui vont se réaliser dans les délais). L'échéancier de réalisation des projets bénéficiant du système de transition pourrait permettre d'atténuer cet effet de concentration. Des systèmes pour s'assurer du

respect des échéances pourraient être mis en place (dégressivité du tarif d'achat ou réduction de la durée du contrat d'achat en cas de non-respect des délais).

Les éventuels tarifs de transition pourraient s'appliquer à toutes les catégories de projets bénéficiant de tarifs avant la période de suspension, donc y compris les grandes toitures et les centrales au sol (même si l'une ou l'autre de ces catégories serait pilotée par appels d'offres dans le nouveau cadre de régulation).

### 3. L'importance de la communication et du lien avec les acteurs de la filière

#### *i. L'impact de l'image de la filière sur les clients et investisseurs*

Les participants à la concertation ont beaucoup insisté sur la nécessité d'une communication positive lors de la reprise du système. En effet, ils soulignent que l'image de la filière a été dégradée lors des derniers mois par les changements réglementaires successifs, l'explosion des demandes de raccordement et la période de suspension (cf. partie II). Ils reconnaissent néanmoins que les acteurs de la filière ont une part de responsabilité dans ce phénomène, avec le développement de projets abusant des critères d'intégration au bâti pour bénéficier de tarifs élevés leur assurant une rentabilité excessive ou encore les publicités à destination des particuliers vantant des retours sur investissement extrêmement rapides. Cette image dégradée a des conséquences négatives sur les clients potentiels et sur la recherche d'investissements.

Concernant les clients potentiels, en particulier résidentiels, la décision d'investissement nécessite à la fois d'avoir confiance dans la pérennité des tarifs, mais aussi dans le bien-fondé de la démarche. Les changements de réglementation successifs et l'image dégradée de la filière semblent impliquer actuellement que certains clients potentiels se détournent de la filière. Ainsi, ERDF a indiqué que la tendance était à la baisse pour les demandes de raccordement d'installations <3kWc. Du 10 au 31 décembre, il y a eu 6570 demandes représentant 12,75MW, et pour l'intégralité du mois de janvier 4607 demandes représentant 12,73MW. Le rythme de développement (12MW/mois) est donc actuellement égal à la cible de développement de 150 MW présentée par la DGEC, mais ce avec l'ancien cadre tarifaire.

Concernant la recherche d'investissements, les participants ont souligné que les investisseurs avaient besoin d'un cadre transparent et lisible, avec des perspectives chiffrées pour des horizons de temps suffisamment éloignés (cf. sous-partie III). Il convient de prendre en considération que les cibles de développement proposées ont quelquefois été perçues comme des quotas limitatifs.

#### *ii. Les points sur lesquels la communication devra insister*

La communication devra réaffirmer le soutien de l'État pour la filière photovoltaïque et donner de la visibilité aux acteurs en précisant les cibles de développement pour des horizons de temps suffisants. Elle devra insister sur la différence entre cibles de développement et quotas, en expliquant que les demandes de rachat seront toujours servies au tarif de rachat en vigueur, qu'il n'y aura donc aucun rationnement, et qu'en cas de dépassement, l'ajustement se fera par le tarif le trimestre suivant. Elle pourrait également comme cela a été suggéré partie IV.1.iv promouvoir une plus grande transparence des files d'attente et des engagements de CSPE induits par le développement du photovoltaïque. Avec l'augmentation à prévoir du niveau de la CSPE, il devient en effet important d'expliquer au consommateur d'électricité les différents éléments qui la composent et les grandes tendances qui expliquent son augmentation.

#### *iii. Lien avec les acteurs de la filière*

Les participants ont indiqué avoir apprécié l'occasion qui leur a été donnée par la concertation d'exprimer leurs opinions et propositions sur le cadre de régulation de la filière. Ils ont souhaité que dans le futur se développe un lien plus étroit entre acteurs de la filière et administrations. Divers comités mixtes ont été proposés<sup>46</sup> : comité de suivi des demandes de raccordement, comité de suivi des grands indicateurs du marché (perspectives en volumes, coûts référence des différents éléments de la chaîne de valeur, etc.). Une meilleure représentation au sein du CEIAB a également été demandée. La mission est favorable à cette représentativité accrue, au moins dans la mesure où elle ne créerait pas de conflits d'intérêts.

---

<sup>46</sup> Le cas échéant, il conviendra de s'assurer de la bonne représentation des collectivités territoriales dans ces comités.

## **VI. Annexes :**

### *1. Liste des participants aux réunions plénières*

- Ademe
- Air liquide
- Assemblée des Chambres Françaises de Commerce et d'Industrie
- Assemblée des départements de France
- Assemblée permanente des Chambres d'agriculture
- Association de l'Industrie Photovoltaïque Française
- Association des maires de France
- Association des producteurs d'énergie solaire indépendants
- Association des régions de France
- Association Nationale des Régies de services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales
- Association professionnelle de l'énergie solaire
- BPCE
- Caisse des dépôts et consignations
- Centre scientifique et technique du bâtiment
- Comité de liaisons énergies renouvelables
- Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives
- Commission de régulation de l'énergie
- Commission des affaires économiques de l'Assemblée Nationale
- Compagnie Nationale du Rhône
- Confédération de l'Artisanat et des Petites Entreprises du Bâtiment
- Conseil Économique pour le Développement Durable
- Député Jean Dionis du séjour
- Député Michel Diefenbacher
- Député Serge Poignant
- Députée Geneviève Fioraso
- Écologie Sans Frontière

- EDF direction ENR
- EDF direction optimisation Amont/Aval & Trading
- EDF direction Systèmes Énergétiques Insulaires
- EDF énergies nouvelles
- EDF SA
- Électricité réseau distribution France
- Eurazeo
- Exosun
- Fédération Française du Bâtiment
- Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
- Fédération nationale des syndicats d'exploitants agricoles
- First Solar
- Fonroche industrie
- France Nature Environnement
- France territoire solaire
- GDF Suez
- Gimélec
- Groupement des Particuliers Producteurs d'Électricité Photovoltaïques
- Hespul
- Institut national de l'énergie solaire
- Juwi EnR
- MPO Energy
- Neoen
- Photowatt
- Réseau de transport d'électricité
- SAFT
- Saint Gobain
- Schneider Electric
- Solaire Direct



- Soler
- Sunnco GC
- Syndicat des énergies renouvelables
- Syndicat des entreprises de génie électrique et climatique
- Syndicat National des Installateurs Photovoltaïques
- TCE Solar
- Tecsol
- Tenesol
- Total
- Touche pas à mon panneau solaire
- Union fédérale des consommateurs - Que Choisir
- Union Française de l'électricité
- Union Nationale des Entreprises Locales d'Électricité et de gaz
- Véolia

## *2. Liste des entretiens bilatéraux réalisés*

- 3i Plus
- Akuo Energy
- Association Nationale des Régies de services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales
- BlueWatt
- BPCE
- Caisse des dépôts et consignations
- Canopy
- Club Stockage d'Énergies
- Comité de liaisons énergies renouvelables
- Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives
- Commission de régulation de l'énergie
- Compagnie Nationale du Rhône
- Confédération générale du patronat des petites et moyennes entreprises

- Conseil Économique pour le Développement Durable
- Consortium Newsolar GemoTec
- Corporate Value Associates
- Députée européenne Michèle Rivasi
- Dhamma Energy
- Eco Delta
- Écologie sans frontière
- EDF direction Systèmes Énergétiques Insulaires
- EDF SA
- Électricité réseau distribution France
- Eolfi
- EON
- Eurazeo
- Exosun
- Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
- Fédération nationale des syndicats d'exploitants agricoles
- First Solar
- France Nature Environnement
- GDF Suez
- Green Office
- GreenYellow
- Groupement des Particuliers Producteurs d'Électricité Photovoltaïques
- Guy Concept Management
- Hespul
- MecoSun
- Ministère de la Défense
- Natixis Lease
- Nelios
- Schneider Electric

- Solaire Direct
- Solaire France
- Soler
- Solunergie
- Solyndra
- Sorea
- Syndicat des énergies renouvelables
- Syndicat National des Installateurs Photovoltaïques
- Touche pas à mon panneau solaire

3. Liste des personnes ou organisations ayant envoyé une contribution à la mission

- 3i Plus
- Ademe
- Aerowatt
- Afilog
- Agriculteurs Producteurs d'Électricité Photovoltaïque Associés
- Akuo Energy
- Altergie
- Ambassade de France en Allemagne
- Association des producteurs d'énergie solaire indépendants
- Association des régions de France
- Association de l'Industrie Photovoltaïque Française
- Association Nationale des Régies de services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales
- Association planète éolienne
- Association professionnelle de l'énergie solaire
- Axid
- BlueWatt
- BPCE

- Canopy
- Club Stockage Énergie
- Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives
- Commission de régulation de l'énergie
- Communautés Urbaines de France
- Compagnie Nationale du Rhône
- Confédération générale du patronat des petites et moyennes entreprises
- Conseil Économique pour le Développement Durable
- Consortium Newsolar GemoTec
- Corporate Value Associates
- Cythelia
- député Serge Poignant
- députée Geneviève Fioraso
- Dhamma Energy
- Eco Delta
- EDF direction Systèmes Énergétiques Insulaires
- EDF énergies nouvelles
- Électricité réseau distribution France
- Eolfi
- EON
- Exosun
- Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
- France Nature Environnement
- France Territoire Solaire
- GB Solar
- GDF Suez
- Groupement des Métiers du Photovoltaïque Fédération Française du Bâtiment
- Groupement des Particuliers Producteurs d'Électricité Photovoltaïques
- Guy Concept Management

- Hespul
- Ineo
- MecoSun
- Neoen
- Nur Energie
- SAFT
- Schneider Electric
- Sia Conseil
- Solaire Direct
- Solaire en Nord
- Solaire France
- Solyndra
- Sunnco GC
- SYNAIP
- Syndicat des énergies renouvelables
- Syndicat des entreprises de génie électrique et climatique
- TCE Solar
- Tenerrdis
- Total
- Union Française de l'électricité
- Union Nationale des Entreprises Locales d'Électricité et de gaz
- Véolia