

ADEME



Le marché photovoltaïque en France

Etat des lieux, mise en perspective, rentabilité financière des systèmes, vision du développement de la filière.

**ADEME Département Energies Renouvelables
octobre 2006**

Sommaire

Sommaire	2
Avant-propos	3
Introduction	3
1 Retour d'expérience et état des lieux	4
1.1 Etat des lieux	4
1.2 Répartition géographique de la puissance installée.....	5
1.3 Segmentation du marché français par type de clients	7
1.4 Prix de vente et coût de production moyen de l'électricité	7
1.5 Durée de vie des installations	9
1.6 Données sur l'évolution des technologies à fin 2005 et gains de productivité éventuels correspondants.....	9
1.7 Evaluation des risques ou aléas rencontrés	9
1.8 Eléments particuliers à prendre en compte.....	9
2 Mise en perspective par rapport aux autres marchés européens	10
2.1 Systèmes de soutien à la filière	10
2.2 Complexité des démarches à entreprendre	11
2.3 Taille des marchés	13
3 Rentabilité financière des systèmes photovoltaïques en France	14
3.1 Rentabilité des projets en 2005	14
3.2 Rentabilité des projets en 2006 et conséquences	15
4 Vision du développement de la filière photovoltaïque en France	16
Conclusions	17

Avant-propos

L'ADEME soutient depuis plus de 15 ans désormais la filière photovoltaïque française que ce soit par le biais d'aides à la recherche et développement, en contribuant à l'organisation de la filière où en subventionnant les particuliers, entreprises et collectivités locales pour l'acquisition de systèmes photovoltaïques au travers de son réseau de 26 délégations régionales et de ses représentations territoriales.

Introduction

Ce document présente un instantané de la situation du marché photovoltaïque français après la parution de l'arrêté du 10 juillet 2006 fixant un nouveau système de tarif d'achat pour l'électricité d'origine solaire permettant une rentabilité financière normale des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. Il a pour objectifs:

- de donner une information sur les volumes et la segmentation du marché français du photovoltaïque raccordé réseau fin 2005,
- de donner une idée juste de l'attractivité du marché français par rapport aux autres marchés européens,
- d'informer les investisseurs potentiels sur le niveau de rentabilité des systèmes photovoltaïques en France,
- d'informer les investisseurs potentiels de la vision des principales parties prenantes du développement de la filière photovoltaïque en France.

Notes :

- **Les données 2005 sur le marché français sont issues des financements de projets par l'ADEME. En 2005, l'ADEME ne finançait plus l'intégralité des systèmes photovoltaïques pour les particuliers.**
- **Les taux de rentabilité interne (TRI) de cette fiche sont tous des TRI projet nominaux après impôt.**

1 Retour d'expérience et état des lieux

1.1 Etat des lieux

Historiquement, le marché photovoltaïque français était un marché orienté vers les applications photovoltaïques en sites isolés. C'est à partir de 1999 grâce à l'implication des acteurs français du photovoltaïque et de l'ADEME au sein du projet européen HIP HIP que le marché français s'est réorienté vers les applications dites "raccordées réseau". Même si aujourd'hui les applications en sites isolés représentent toujours une bonne partie du parc français installé (figure 1), le volume annuel financé en photovoltaïque raccordé au réseau a été au moins 10 fois plus important que celui installé en sites isolés en 2005. Pour la première fois en 2005, la puissance cumulée des applications photovoltaïques raccordées au réseau installée en France est plus importante que celle des sites isolés.

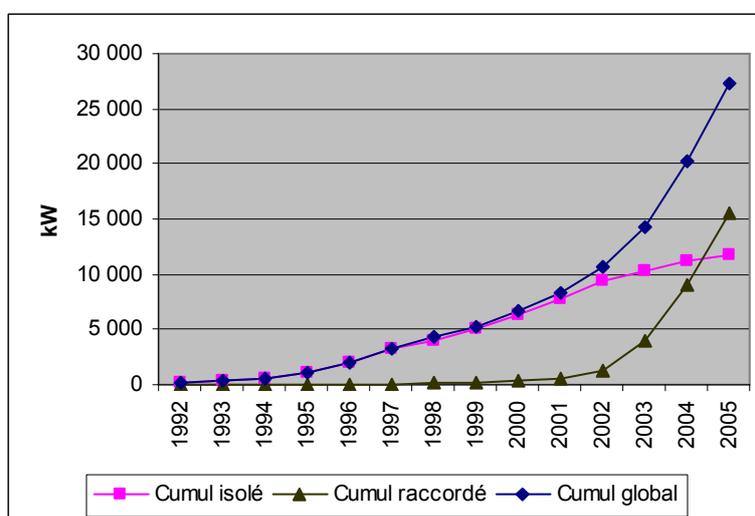


Figure 1 – Puissance photovoltaïque cumulée financée par type d'application et au global sur le marché français (hors applications professionnelles en site isolé)

Le décollage du marché du photovoltaïque raccordé au réseau en France est rapide (figure 2), mais concerne des volumes encore modestes par rapport à nos voisins européens (environ 100 fois moins qu'en Allemagne).

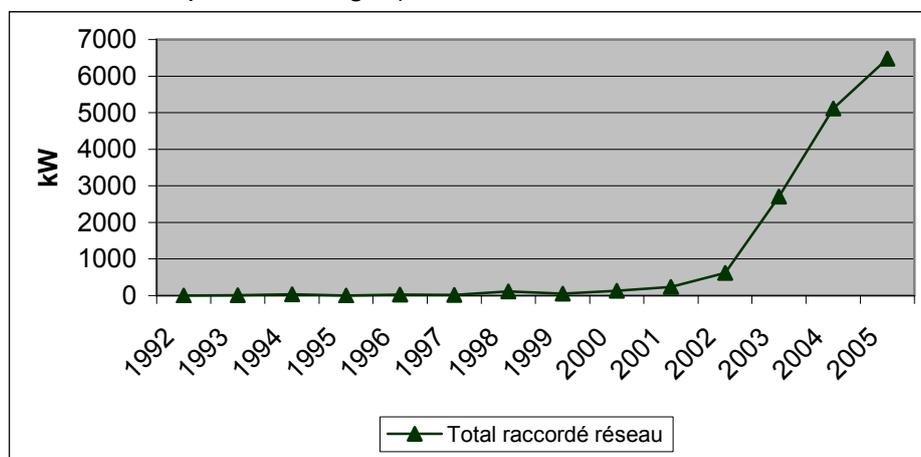


Figure 2 – Puissance photovoltaïque raccordée au réseau financée annuellement sur le marché français

Plus de la moitié de la puissance financée jusqu'à présent l'a été dans 3 DOM (les TOM, la Corse et la Guyane ayant des volumes marginaux à l'intérieur de ce programme). Ceci est dû à l'efficacité des mécanismes de défiscalisation mis en place, à un tarif d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque 2 fois plus élevé qu'en France continentale (dans le passé, jusqu'à juillet 2006), mais aussi à une volonté de l'ADEME et de ses partenaires locaux de concentrer l'installation de générateurs photovoltaïques dans les zones où les coûts de production de l'électricité sont les plus élevés (tableau 1). Ainsi 3 régions d'outre mer (Martinique, Guadeloupe et Réunion) concentrent plus de puissance installée que les 22 régions de France continentale (8,3 MW contre 7,2 MW).

Tableau 1- Bilan du marché des applications photovoltaïques raccordées au réseau en France

en kW	PV raccordé au réseau DOM TOM CORSE	PV raccordé au réseau France continentale	Total raccordé réseau
1992		1	1
1993		5	5
1994		32	32
1995		2	2
1996		26	26
1997		16	16
1998		116	116
1999		55	55
2000		130	130
2001		181	181
2002	130	485	615
2003	1 221	1 483	2 704
2004	2 902	2 212	5 114
2005	3 980	2 500	6 480
Total	8 289	7 246	15 535

1.2 Répartition géographique de la puissance installée

La Figure 3 montre que le marché du photovoltaïque raccordé au réseau se développe de façon significative dans 6 des 22 régions de France continentale. La région Ile de France est un « faux » leader puisqu'elle a accueilli la plus importante centrale française d'une puissance d'environ 450 kW. Le leader « moral » reste la région Rhône Alpes qui concentre une grande partie de l'industrie française du photovoltaïque (Photowatt, Tenesol...) et où vient de s'installer l'Institut National de l'Energie Solaire (INES) à Chambéry. Cet Institut a pour vocation de piloter la recherche française en matière de solaire photovoltaïque et thermique. La région Languedoc Roussillon, avec un programme ambitieux d'appel à projets intégrés au bâtiment fait désormais presque jeu égal avec Rhône Alpes. Le détail pour chaque région française est donné par la figure 4.

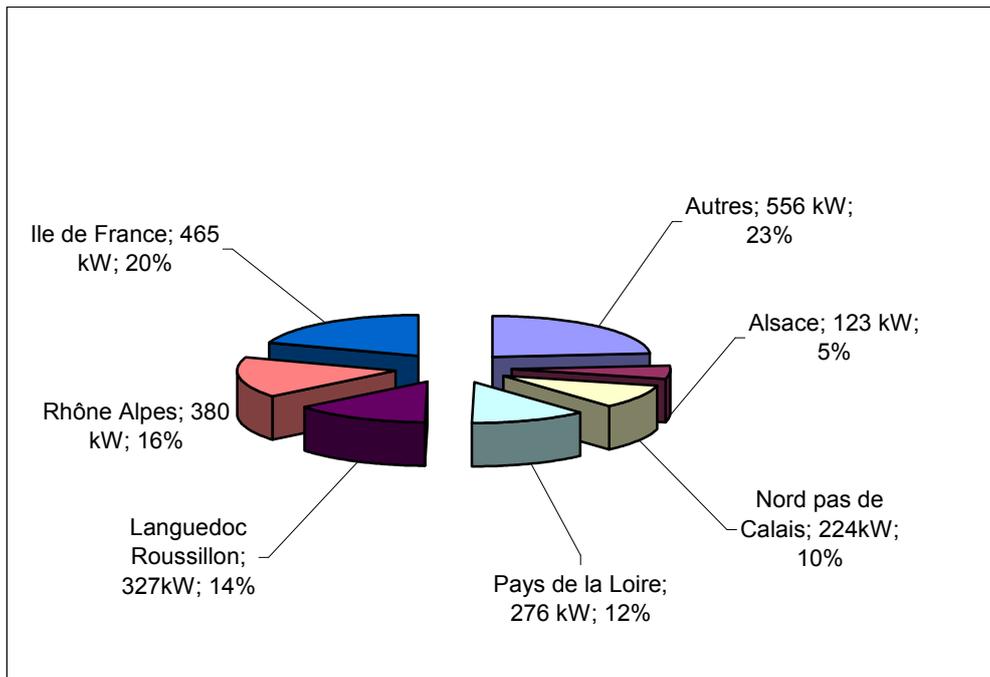


Figure 3 – Les régions leader sur le marché du photovoltaïque raccordé réseau en 2005

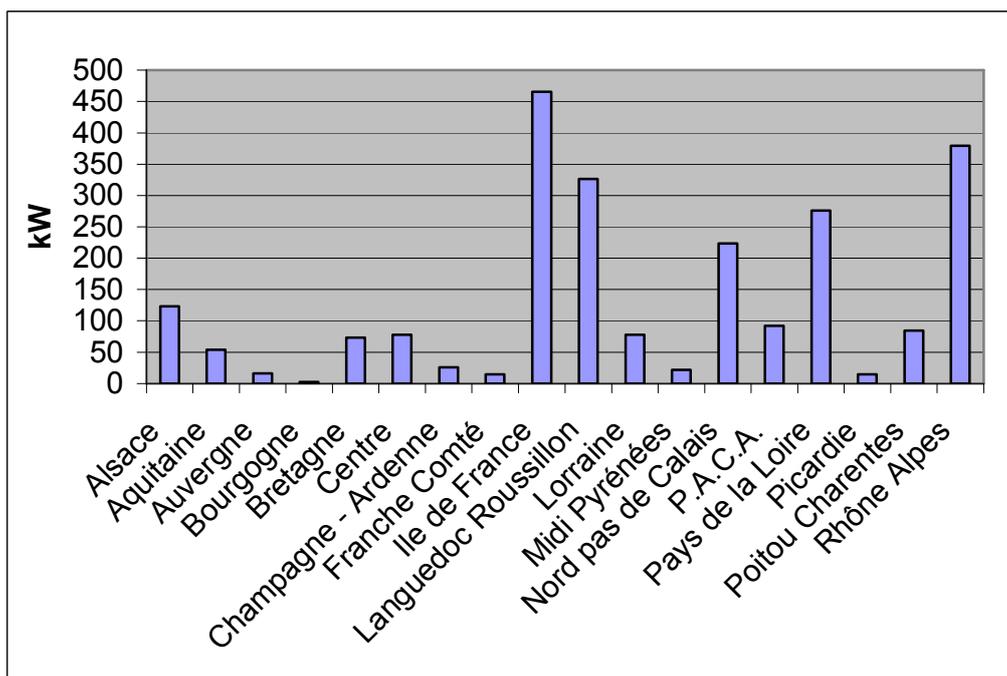


Figure 4– Puissance photovoltaïque raccordée au réseau financée par région de France continentale en 2005

Si l'on considère le marché français dans sa globalité en incluant les DOM, on s'aperçoit que les véritables régions phares pour le développement du photovoltaïque raccordé au réseau en France sont bien pour les raisons citées précédemment la Martinique, la Guadeloupe et la Réunion (voir figure 5).

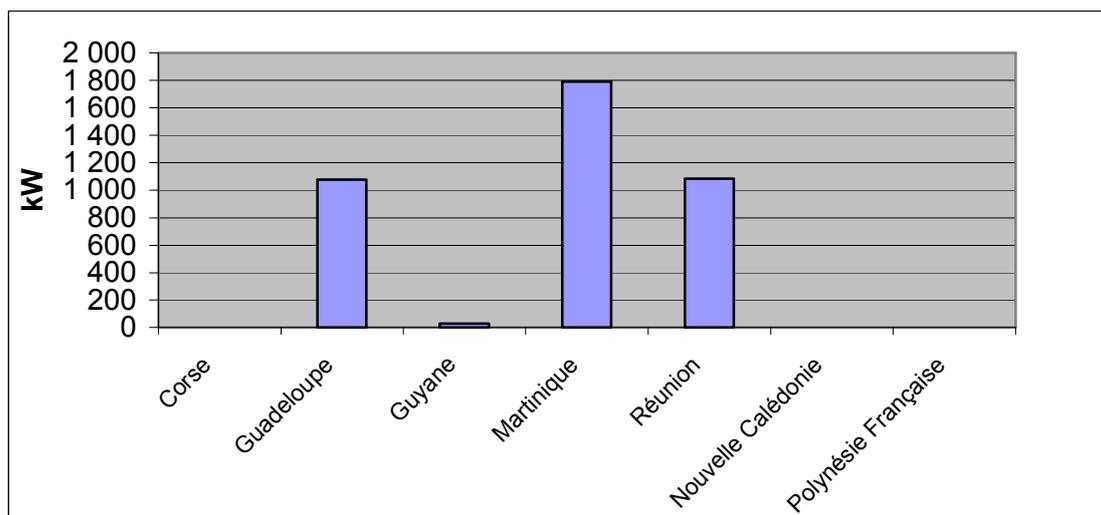


Figure 5 – Puissance photovoltaïque raccordé au réseau financée en DOM, TOM et Corse en 2005

1.3 Segmentation du marché français par type de clients

La figure 6 montre le découpage du marché du photovoltaïque raccordé au réseau en France continentale. En 2005, les entreprises ont représenté près de 50 % de la puissance installée en France et les particuliers seulement 28 %. Il faut cependant modérer ces chiffres en rappelant que les conditions financières pour les particuliers étaient assez défavorables en 2005 et que la plus grosse centrale photovoltaïque française a été réalisée sur les bâtiments d'une entreprise de logistique en Ile de France. A elle seule, cette installation de 450 kW représente environ 20 % de la puissance installée en 2005 en France continentale.

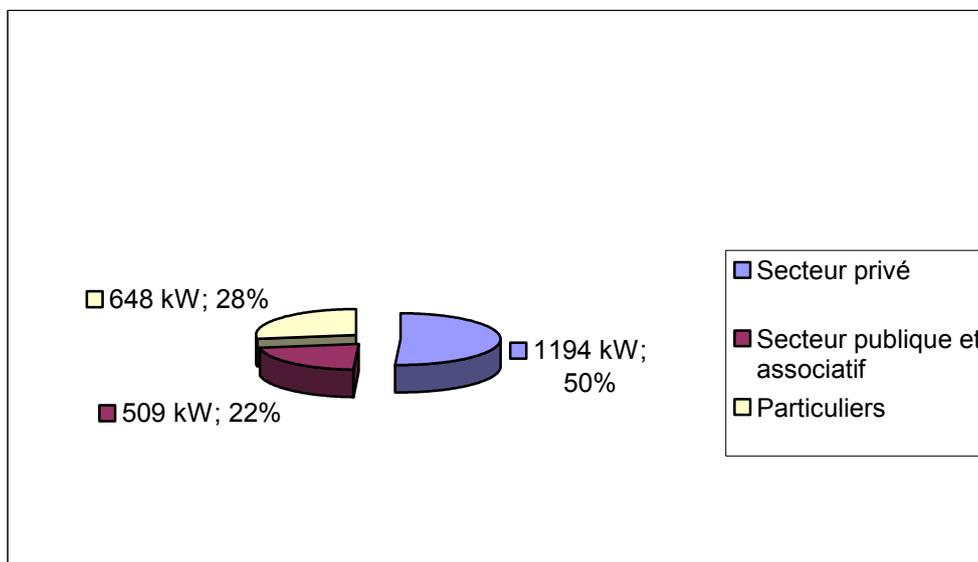


Figure 6 – Segmentation du marché français par type de maîtres d'ouvrages

1.4 Prix de vente et coût de production moyen de l'électricité

Les prix de vente d'un générateur photovoltaïque sont fortement dépendants de la taille du système (voir figure 6) et du type d'intégration au bâtiment.

De nombreuses études montrent que les prix de vente décroissent de 5 % en rythme annuel depuis bientôt 10 ans. Cependant la tension actuelle sur l'approvisionnement en silicium ne

permettra pas de perpétuer cette baisse à court terme. Les prix resteront au mieux stables, ou augmenteront. La baisse des prix devrait reprendre fin 2009, dès que les capacités nouvelles de production de silicium seront opérationnelles.

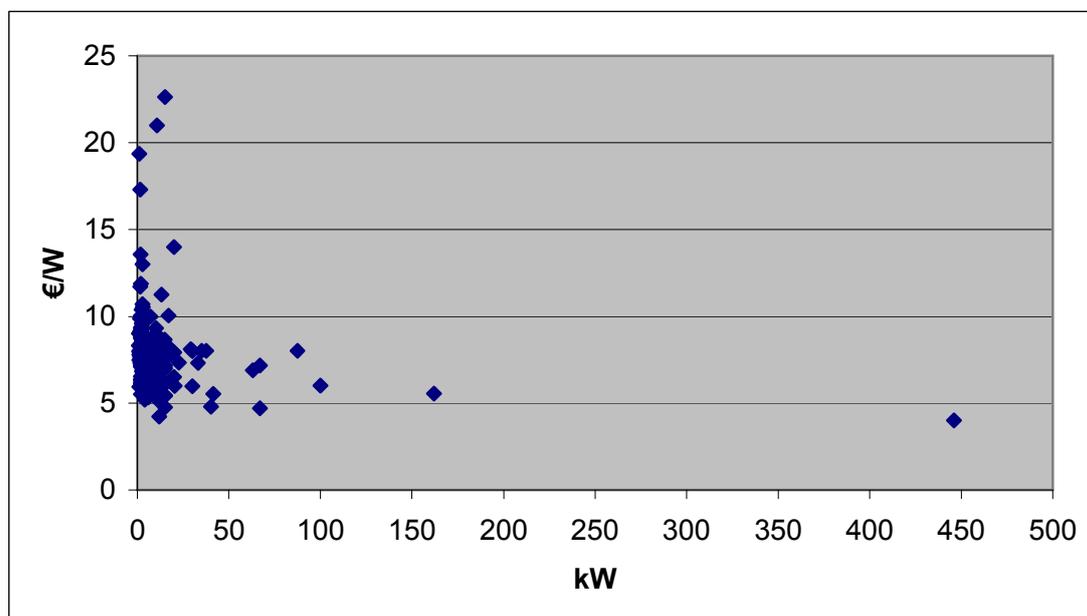


Figure 7 – Photovoltaïque raccordé au réseau - Marché France métropolitaine 2005
Prix de vente des générateurs en fonction de la puissance

Le tableau 2 présente les prix de vente constatés en 2005 sur le marché français.

Tableau 2 – Prix de vente constatés respectivement sur les marché France continentale et DOM du photovoltaïque raccordé réseau (source ERP ADEME et industrie)

€/W	2003	2004	2005
Système 2 kW (particulier)	8/10	7,2/9	7,2/8
Système 30 kW (collectif/tertiaire)	8/9	6,5/8	6/7
Système 200 kW + (centrale)	5,5/ NA	5/6	4,5/5,5

Sur la base de ces prix de vente, les coûts de production de l'électricité solaire photovoltaïque en France sont tels que résumés dans le tableau 3 (hypothèses: durée de vie de 20 ans, ni aide publique ni taxe, productible annuel moyen de respectivement 1 000 kWh/kW et 1200 kWh/kW pour les zones les plus ensoleillées en France continentale et de 1400 kWh/kW en DOM et en Corse). Le cas le plus favorable est un kWh photovoltaïque coûtant 27,6 c€/kWh en Corse (ensoleillement des DOM et prix de vente de la France Continentale).

Tableau 3 – Coûts de production sur le marché français Métropolitain et DOM du kWh photovoltaïque raccordé réseau (taux d'actualisation de 4%*)

c€/kWh	Métropole (1000 kWh/an)	Métropole (1200 kWh/an)	DOM (1400 kWh/an)	Corse (1400 kWh/an)
Système 2 kW (particulier)	67	55,8	53,1	47,9
Système 30 kW (collectif/tertiaire)	51,1	42,6	42,6	36,5
Système 200 kW + (centrale)	38,4	32	33,5	27,6

*: taux d'actualisation de référence de l'état français

1.5 Durée de vie des installations

La durée de vie des installations photovoltaïques raccordées au réseau est estimée comme étant supérieure à 20 ans. La garantie de vie des modules peut aller jusqu'à 25 ans selon les fabricants, l'onduleur ayant quant à lui une durée de vie moyenne comprise entre 8 et 10 ans.

1.6 Données sur l'évolution des technologies à fin 2005 et gains de productivité éventuels correspondants

La baisse des prix de vente du photovoltaïque est en majeure partie due à l'amélioration du processus de fabrication des cellules et modules ainsi qu'à l'augmentation de la capacité de production mondiale. La technologie multicristalline est toujours de loin la plus importante en terme de part de marché, et aucune autre technologie ne semble être en mesure de la concurrencer à moyen terme. Des progrès ont été obtenus en ce qui concerne le rendement des cellules, mais ces progrès n'ont pas eu d'incidence notable sur la baisse du coût du Watt (les cellules à haut rendement étant plus coûteuses). Ceci a cependant permis d'augmenter la puissance surfacique des modules (de 100 W/m² en 1999 à environ 120 W/m² aujourd'hui).

1.7 Evaluation des risques ou aléas rencontrés

Le photovoltaïque étant une technologie statique (sans pièce en mouvement), l'exploitation et la maintenance des systèmes sont peu onéreuses et coûteuses. Le risque réside essentiellement dans la durée de vie plus ou moins longue des onduleurs.

EDF convient que les risques de blessures causés à des personnes en cas d'îlotage* sont quasi nuls. Enfin, les dommages aux biens sont généralement couverts par la garantie décennale des installateurs.

1.8 Eléments particuliers à prendre en compte

Après une longue période de rodage, les coûts et les délais de raccordement aux réseaux ont été harmonisés. Il faut compter en moyenne 300 € et 3 mois pour un particulier qui souhaite se raccorder au réseau EDF.

Le problème de la responsabilité des particuliers sur des problèmes (fort peu probables) d'îlotage devrait être pris en charge prochainement par les mutuelles et assurances. Les délais et le coût d'obtention d'un ATex (Avis technique Expérimental) de la part du CSTB, obligatoire si on veut installer un générateur photovoltaïque dans un ERP (Etablissement Recevant du Public), reste un frein important au développement du segment de l'intégration au bâti.

*phénomène théorique qui implique que de l'électricité continue de circuler dans une boucle de réseau que la compagnie d'électricité a coupée pour intervenir sur un incident technique. Il est théoriquement possible qu'à l'instant de cette coupure la charge sur la boucle soit égale à la production d'électricité dans la boucle. Dans ce cas l'onduleur du générateur PV qui est conçu pour se mettre en défaut en l'absence de réseau ne rempli pas sa fonction, et le réseau bien que coupé reste sous tension. Ce phénomène a une probabilité estimée par l'Agence Internationale de l'Energie de l'ordre du milliardième et n'a pu être reproduit en laboratoire par EDF.

2 Mise en perspective par rapport aux autres marchés européens

Cette analyse a été menée à partir des données contenues dans le *European Best Practice Report* du projet européen PV Policy Group auquel l'ADEME contribue activement. Ce rapport est téléchargeable sur le site Internet: <http://www.pvpolicy.org>.

2.1 Systèmes de soutien à la filière

Le tableau 4 présente un **comparatif 2005** des différentes mesures de soutien au marché du PV raccordé au réseau dans les pays partenaires du projet PV Policy. Trois pays (Italie, Allemagne et Espagne) ont adopté un dispositif à même de faire décoller le marché. Le tarif français était quant à lui à cette date clairement en dessous de la moyenne européenne.

Tableau 4 – Niveau des systèmes d'aides dans les pays partenaires du projet européen PV Policy group à fin 2005

Pays	Modes de soutien de la filière PV	Niveau	Période garantie (années)	Nombre d'heures de fonctionnement
Autriche	Tarif d'achat +subventions à l'investissement + incitations fiscales (objectif 15 MWp)	60 c€/kWh (< 20 kW); 47 c€/kWh (> 20 KW); pas de baisse	13	700 – 900
France	Tarif d'achat +subventions à l'investissement + incitations fiscales (objectif 50 MWp?)	14 c€/kWh (France continentale); 8 c€/kWh (DOM); baisse de 5%/an	20	900 – 1.200 (France continentale) + 1400 - 1500 (DOM Corse)
Allemagne	Tarif d'achat (plus d'objectif);	54,53 c€/kWh (< 30 KW); 51,87 c€/kWh (30 – 100 KW); 51,30 c€/kWh (> 100 KW); bonus de 5 c€/kWh pour l'"intégration bâti"; 43,42c€ pour centrale PV; baisse de 5% par an	20	750 - 950
Grèce	Tarif d'achat +subventions à l'investissement (pas d'objectif)	8,17 c€/kWh; pas de baisse	10	1.300 – 1.500
Italie	Tarif d'achat + PPI + subventions à l'investissement + incitations fiscales (Objectif 100 MW)	approx. 61 c€/kWh (< 20 KW); 50 c€/kWh (20 – 50 KW); appel d'offre(> 50 KW); baisse de 2% par an.	20	1.100 – 1.500



Japon	Subventions + incitations fiscales + Quota obligatoire	-	-	-
Pays Bas	Tarif d'achat + subventions à l'investissement + incitations fiscales (pas d'objectif)	30 – 40 c€/kWh (volatile)	10	700 – 800
Portugal	Tarif d'achat + subventions à l'investissement + incitations fiscales	52 c€/kWh (< 5 KW); 35 c€/kWh (> 5 KW); pas de baisse	valide pour les premiers 21 GWh produits par chaque MW ou pour 15 ans	1200-1500
Slovenie	Tarif d'achat + subventions + prêts à taux bonifiés	37 c€/kWh (<36KW), 6,5 c€/kWh (>36 KW)		1.000-1.100
Espagne	Tarif d'achat + subventions à l'investissement (objectif 100 MW)	41,44 c€/kWh (< 100 KW); 21,99 c€/kWh (> 100 KW); baisse après 25 ans	Infinie	1.000 – 1.500
Suède	Quota obligatoire	-	-	-
Grande Bretagne	Subventions + incitations fiscales + Quota obligatoire	-	-	-



La revalorisation du tarif français qui a été actée dans l'arrêté paru le 10 juillet 2006 (voir tableau 5) positionne clairement la France aux cotés des 3 marchés majeurs en Europe, Allemand, Italien et Espagnol.

Tableau 5 – Tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque en France à partir du 10/07/2006

	Métropole	DOM/Corse/Mayotte/St Pierre
Tarif de base	30 c€/kWh	40 c€/kWh
Prime à l'intégration	25 c€/kWh	15 c€/kWh
Tarif intégré au bâti	55 c€/kWh	55 c€/kWh

Ce tarif qui donne une forte prime à l'intégration ne devrait pas provoquer, compte tenu des contraintes de coûts et de montage de projet liées à l'intégration, une explosion du marché en 2006/2007. Elle devrait permettre cependant une croissance robuste et durable du marché français sur un segment ("l'intégration bâti") jusqu'à maintenant peu développé en Europe et qui est fortement créateur de valeur.

2.2 Complexité des démarches à entreprendre

L'obtention des autorisations administratives pour le montage d'une centrale photovoltaïque est un processus long et complexe comme le montre le tableau 6 dans la plupart des pays d'Europe.

Tableau 6 – Mesure de la performance du processus administratif relatif à l'installation et à l'exploitation d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau

	<i>Complexité globale du processus administratif</i>	<i>Autorisations requises/autorités impliquées</i>	<i>Durée moyenne du processus</i>
<i>Country</i>	<i>Estimation qualitative</i>	<i>Nombre</i>	<i>Mois</i>
Autriche	++	5 autorisations / 3 autorités	4-10 (projets de petite taille)
France	++	4 autorisations / 4 autorités	4-12 (projets de petite taille) – 12-24 (projets de grande taille)
Allemagne	+++	4 autorisations / 2 autorités	< 2 (projets de petite taille) – 8-12 (projets de grande taille)
Grèce	+	17 autorisations / 3 autorités	6-12 (projets de petite taille)
Italie	+	4 autorisations / 3 autorités	> 18 (projets de petite taille) – 24-36 (projets de grande taille)
Japon	+++	-	-
Hollande	+++	-	-
Portugal	+	-	-
Slovénie	+	5 autorisations / 3 autorités	>6
Espagne	++	5 autorisations / 3 autorités	8-14
Suède	-	-	-
UK	++	-	-

L'Allemagne se distingue là aussi par la simplicité de ses démarches administratives: délai moyen de 2 mois pour le montage complet d'un projet contre environ 8 mois en France. La France est par ailleurs dans la moyenne européenne pour la performance de son processus administratif.

2.3 Taille des marchés

Comme le montre le tableau 7, l'Allemagne qui est devenu le premier marché au monde en 2004, représente la quasi-totalité du marché européen.

Tableau 7 – Taille, croissance et perspectives des marchés intérieurs des différents pays participant au projet européen PV Policy Group

Country	Critère de performance	Taille du marché		Taux de croissance		Pénétration		Perspectives	
	Indicateur de performance	Capacité installée (MW/an)		% / an		kW/1.000 habitants		Capacité installée (MW/an)	
	Année de référence	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2010 Worst Case	2010 Best Case
Autriche		6,5	2,3	63 %	14 %	2,1	2,4	1,2	14,8
France		3,7	5,9	63 %	60 %	0,2	0,3	8,7	58,8
Allemagne		153,0	363,0	87 %	140%	5,3	9,6	-	1.002
Grèce		0,4	1,0	-10 %	186 %	0,2	0,3	0,4	114,8
Italie		5,0 (4,0)	6,0 (4,7)	20 %	20 %	0,5 (0,45)	0,6 (0,55)	2,0	30,0
Japon		223,0	272,0	21 %	22%	6,74	8,87	-	-
Hollande		19,6	3,2	75 %	7 %	2,8	3,1	1,1	7,7
Portugal		0,401	0,574	24 %	28%	0,20	0,25	36	120
Slovénie		0,005	0,007	0	500 %	0,0005	0,003	0,3	5,5
Espagne		6,5 (8,0)	10,0	31 %	54 %	0,8 (0,68)	1,0 (0,87)	30,0	500,0
Suède		0,284	0,285	9 %	7 %	0,40	0,42	-	-
UK		1,767	2,261	27 %	28 %	0,1	0,14	25	50

Si l'on s'en tient à un raisonnement purement financier, il est étonnant de constater la différence de développement entre les marchés espagnol (10 MW installé en 2004) et allemand (363 MW). Les conditions financières allouées au PV en Espagne sont pourtant supérieures à celles allouées en Allemagne (si on les rapporte à l'ensoleillement).

La complexité administrative des démarches à effectuer explique en grande partie l'écart de développement entre ces 2 marchés. A cet égard, avec un système de financement moins performant que celui de ces 2 pays (en 2004) et un processus administratif de performance équivalente à l'Espagne, les volumes atteints en 2004 sur le marché français sont remarquables et témoignent d'une véritable attente des consommateurs, entreprises et collectivités locales en France vis-à-vis de cette technologie.

3 Rentabilité financière des systèmes photovoltaïques en France

Le tableau 5 donne les nouveaux tarifs d'achat de l'électricité PV applicables depuis le 10 juillet 2006 en France. S'ajoutent à ces tarifs la possibilité d'un crédit d'impôt pour les particuliers de 50% sur le prix des équipements hors pose, et dans les DOM et Mayotte le bénéfice de la loi de défiscalisation (non cumulable avec le crédit d'impôt).

Compte tenu de ce nouveau dispositif de soutien, ce chapitre donne une indication, sur la base d'hypothèses précises (voir annexe 1), de la rentabilité financière de l'exploitation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau en France.

3.1 Rentabilité des projets en 2005

Le **TRI (taux de rentabilité interne)** est l'indicateur qui est utilisé par les milieux financiers et les entrepreneurs pour décider s'il faut s'engager financièrement ou non dans un projet. Il représente ce que rapporte un investissement annuellement. On peut le comparer à un taux d'emprunt ou à ce que rapporterait un autre projet. Si le TRI d'un projet est supérieur au taux d'emprunt que propose un banquier ou au TRI des autres opportunités de placement alors on peut investir dans ce projet. Sinon, il n'est pas **financièrement** opportun de le faire. Un projet est d'autant plus intéressant financièrement que la différence entre son TRI et le taux d'emprunt (coût de l'argent) est importante. Le TRI n'est heureusement pas le seul critère qui doit être considéré par l'acheteur d'un système photovoltaïque. Cette technologie high-tech présente une réelle plus-value architecturale ainsi qu'un impact fort auprès du grand public et à terme peut permettre de valoriser un patrimoine immobilier lors de sa vente.

On considère qu'un particulier qui a besoin d'emprunter pour acheter son système PV, ou qui a l'argent et qui souhaite le placer sur 20 ans pourra le faire à **5%** dans les 2 cas. Pour le secteur concurrentiel un TRI projet compris entre **5%** et **8%** selon le levier financier utilisé permet un niveau de rentabilité normale pour le projet. Un TRI négatif indique qu'un investisseur perdrait de l'argent sur son projet alors même que l'argent ne lui coûterait rien (taux d'intérêt égal à 0%).

Le tableau 8 présente les taux de rentabilité interne (TRI) des projets en 2005 sans subvention publique directe et le tableau 9 intègre une subvention publique moyenne de 2,5€/W (valeur moyenne de la subvention publique attribuée par l'ADEME et les conseils régionaux en 2005) dans les segments où cette subvention était applicable.

Tableau 8 – TRI de l'investissement dans un générateur photovoltaïque raccordé réseau sur le marché français Métropolitain et DOM (conditions 2005) sans aides publiques directes mais en tenant compte du crédit d'impôt ou de la défiscalisation selon les cas

%	Métropole	DOM	Corse
Système 2 kW (particulier)	-8,37%	0,3%	1,53%
Système 30 kW (collectif/tertiaire)	-10%	-0,75%	0,94%
Système 200 kW + (centrale)	-3,38%	1,92%	4,29%

Tableau 9 – TRI de l'investissement dans un générateur photovoltaïque raccordé réseau sur le marché français Métropolitain et DOM (conditions 2005) avec aides publiques directes de 2,5 €/W et du crédit d'impôt de 40% ou de la défiscalisation selon les cas

%	Métropole	DOM	Corse*
Système 2 kW (particulier)	-5,98%	8,31%	N.A.
Système 30 kW (collectif/tertiaire)	-2,77%	11%	N.A.
Système 200 kW + (centrale)**	N.A.	N.A.	N.A.

*: pas d'aides publiques en Corses en 2005.

** : pas d'aides publiques directes pour les centrales en 2005

Les taux de rentabilités internes après impôts des projets en 2005 étaient donc assez éloignés des seuils de 5% pour les particuliers et de 8% pour les entreprises. A titre d'exemple, le marché des particuliers s'est développé en Allemagne avec un TRI de 6% pour un coût d'accès à l'argent de 4% soit une différence de 2 points. En France métropolitaine, cette différence était égale à -10,98 points en 2005.

Malgré ces conditions peu favorables et grâce aux aides publiques directes, le marché français en 2005 a été de 4 MW dans les DOM et à minima de 2,3 MW en France Métropolitaine.

3.2 Rentabilité des projets en 2006 et conséquences

Le tableau 10 montre les TRI après impôts des différents types de projets dans les différentes zones. Il prend en compte un crédit d'impôt de 50% pour les particuliers, ainsi que la défiscalisation des investissements pour le collectif/tertiaire et les centrales dans les DOM et Mayotte. Sont en rouge, les TRI qui sont supérieurs ou sensiblement égaux à la rentabilité normale des projets (i.e. 5% pour les particuliers et entre 5 et 8% pour le collectif/tertiaire).

Tableau 10 – TRI de l'investissement dans un générateur photovoltaïque raccordé réseau sur le marché français Métropolitain et DOM (conditions juillet 2006) sans aides publiques directes mais en tenant compte du crédit d'impôt de 50% ou de la défiscalisation selon les cas

%	Métropole	DOM/Mayotte	Corse
Système 2 kW (particulier)	0%	5,12%	7 %
Système 2 kW intégré (particulier)	5%	7,9%	9,85%
Système 30 kW (collectif/tertiaire)	- 3,55 %	7,6%	4,16%
Système 30 kW intégré (collectif/tertiaire)	3,05 %	9,6%	6,38%
Système 200 kW + (centrale)	3,27 %	11,28 %	6,5 %

De cette analyse financière, il ressort que:

- aucune aide publique directe n'est plus nécessaire dans les DOM (sous réserve de défiscalisation de plein droit de l'investissement pour le collectif/tertiaire et pour les centrales). Des aides réduites de l'ordre de 1,2 €/W ont cependant été maintenues à titre transitoire en 2006 afin d'accompagner la mutation des programmes de la défiscalisation soumise à agrément vers la défiscalisation de plein droit,
- une aide publique directe de 2,4 €/W en métropole et de 1 €/W en Corse, permettraient un TRI de 8% pour le collectif tertiaire intégré. De telles aides sont actuellement accordées par certains conseils régionaux (PACA, Languedoc-Roussillon et Poitou-Charentes) sur la base d'appels à projets favorisant l'émergence de produits photovoltaïques innovants et de projets architecturaux esthétiques, démonstratifs et énergétiquement performants.

Bien que les systèmes non intégrés au bâti ne constituent pas une priorité de développement du marché, leur faible rentabilité représente une menace de cantonnement

du photovoltaïque au secteur de la construction neuve, donc sur un marché forcément restreint. Une aide de 1 €/W pour les particuliers et le secteur du tertiaire ne bénéficiant pas du tarif à 55 c€ (en la limitant aux bâtiments existant) permettrait de porter les TRI respectivement de 0% à 3,2% pour les premiers et de -3,5% à 1,7% pour le second. On pourrait ainsi conserver une forte dimension incitative à l'intégration au bâti (meilleurs TRI pour ces projets) tout en ne rendant pas financièrement réhibitoire le photovoltaïque non intégré.

Enfin, les centrales posées au sol ne constituent pas une priorité pour le développement de la filière photovoltaïque en France continentale. Cependant, on peut imaginer que dans des conditions particulières (prix bas, fort ensoleillement, montage financier optimisé) quelques opérations voient cependant le jour.

4 Vision du développement de la filière photovoltaïque en France

L'ADEME anime dans le cadre du projet européen PV Policy, un groupe de travail réunissant les principales parties prenantes de la filière photovoltaïque en France (compagnies d'électricité, financiers, associations professionnelles, secteur du bâtiment...). Ce groupe de travail a rédigé un papier rendant compte de sa vision du développement du photovoltaïque en France ainsi que des moyens à mettre en oeuvre pour parvenir à accomplir cette vision. En voici un extrait :

« Les mesures décidées récemment par les pouvoirs publics français, notamment le relèvement substantiel du niveau de tarif d'achat et du crédit d'impôt pour les particuliers, mais aussi les orientations en matière de recherche et les apports de la nouvelle réglementation thermique dans le bâtiment (RT2005), réaffirment clairement l'orientation stratégique de la France vis-à-vis de la filière photovoltaïque selon deux axes complémentaires :

- ⇒ *apporter une contribution significative à l'effort de développement d'une **industrie photovoltaïque européenne compétitive** au niveau mondial*
- ⇒ *orienter cet effort en faveur de **l'intégration du photovoltaïque au cadre bâti**.*

La communauté photovoltaïque française dans son ensemble approuve et soutient cette orientation cohérente avec les spécificités historiques, géographiques et humaines de la France et de son industrie photovoltaïque. La pertinence de ce choix repose sur de nombreux arguments.

1°) Le photovoltaïque, de par ses caractéristiques techniques et de par son absence totale de nuisance de fonctionnement, a vocation à produire de l'électricité à proximité immédiate des points de consommation et à injecter du courant dans les boucles locales de distribution, ce qui représente une triple source d'efficacité :

- ⇒ ***efficacité énergétique** grâce à l'absence de pertes par effet joule dans les réseaux d'acheminement*
- ⇒ ***efficacité économique** grâce à la réduction des besoins d'investissement dans les infrastructures de réseau*
- ⇒ ***efficacité technique** grâce à l'amélioration de la qualité, de la fiabilité et de la sécurité d'approvisionnement*

2°) Il peut parfaitement se satisfaire d'être installé sur des surfaces déjà « humanisées » en toiture ou en façade de bâtiments, ce qui permet d'éviter les conflits liés à l'usage des sols

ou à l'intrusion paysagère tout en augmentant la valeur patrimoniale des biens immobiliers, autant d'arguments en faveur de l'acceptation sociale déjà forte de cette nouvelle technologie énergétique.

3°) La présence visible de panneaux photovoltaïques dans l'environnement quotidien des personnes, que ce soit dans les secteurs résidentiel ou professionnel, constitue un puissant outil pédagogique qui contribue au changement de comportement en faveur de la sobriété énergétique

4°) Le choix de l'intégration poussée au cadre bâti ajoute à ces arguments généraux en faveur du photovoltaïque décentralisé deux éléments stratégiques :

- *l'exploitation par l'industrie du bâtiment du large éventail des **solutions multifonctionnelles** (couverture, étanchéité, protection solaire, gestion des apports lumineux, fonction anti-bruit, etc.) permet de diminuer d'autant le montant réel de l'investissement nécessaire tout en offrant aux concepteurs (architectes et bureaux d'études) des opportunités nouvelles d'exprimer leur créativité.*
- *en complément d'une conception hautement performante de l'enveloppe, des systèmes de chauffage et des appareils électriques, le photovoltaïque s'avère incontournable pour parvenir à concrétiser le concept de « **bâtiment à énergie positive** » dont on parle beaucoup aujourd'hui et qui devra devenir la norme dans un avenir relativement proche »*

Ce papier devrait faire l'objet de publications dans la presse française courant 2006 et pourrait servir de base à la définition d'un programme de travail pour une « plateforme photovoltaïque française » sur le modèle de la plateforme technologique européenne.

Conclusions

La France s'est dotée le 16 juillet 2006 d'un tarif d'achat parmi les plus performants en Europe. La France est pour l'instant le seul pays à avoir affiché une telle volonté de promouvoir l'intégration au bâti. D'autres pays songent à suivre cet exemple.

De façon synthétique:

- la rentabilité normale des systèmes assurée par ce nouveau tarif est limitée au segment de l'intégration au bâti et aux DOM (relativement faible part du marché global pour l'instant),
- l'offre de produits d'intégration bénéficiant d'un avis technique du CSTB n'est pas encore assez développée,
- les démarches administratives sont toujours longues et complexes (bien que s'étant améliorées),
- le marché français ne devrait pas connaître l'explosion qu'a connue le marché allemand mais une croissance robuste (cf. objectifs de la PPI: 490 MW en 2015 dont 100MW en France continentale).

Bien que la profession soit très satisfaite de l'évolution tarifaire récente, de nombreuses actions visant à simplifier les démarches administratives en France demeurent nécessaires. Une clarification du **statut administratif, juridique et fiscal** du petit producteur (non professionnel) d'électricité ainsi **que la mise en place d'un processus efficient (délais, coûts) d'obtention des avis techniques** sont des priorités si l'on souhaite que l'audacieuse stratégie française qui vise à l'émergence d'un véritable marché de l'intégration bâti soit couronnée de succès. La voie réglementaire (RT 2010, bonification du COS...) donnera un coup de pouce supplémentaire au décollage de la filière en entraînant de facto le secteur du bâtiment.