

É d i t o r i a l

Pierre Couveinhes

Propre, renouvelable, disponible partout en abondance : l'électricité d'origine solaire présente de nombreux avantages ; il n'est donc guère étonnant que les Français lui accordent volontiers leur préférence.

Néanmoins, elle comporte un inconvénient fondamental : elle est, encore aujourd'hui, beaucoup plus coûteuse que l'électricité produite à partir d'énergies fossiles ou que l'électricité nucléaire. Si elle a pu connaître un certain développement dans quelques grands pays européens, c'est seulement grâce au fait que les Pouvoirs publics ont imposé aux compagnies des tarifs de rachat de l'électricité solaire à ses producteurs extrêmement avantageux pour ces derniers.

Toutefois, l'électricité d'origine solaire conserve des marges de progrès considérables (ce qui n'est pas le cas de toutes les énergies renouvelables). Ces progrès peuvent être attendus à la fois de la mise au point de nouvelles technologies, de l'amélioration des procédés industriels de fabrication et d'une meilleure intégration des techniques solaires aux bâtiments.

Dans ce contexte, l'inscription du Plan Solaire Méditerranéen (PSM) parmi les six priorités de l'Union pour la Méditerranée est susceptible de constituer une opportunité exceptionnelle, du fait de la conjonction de trois facteurs :

- la forte croissance de la demande d'électricité dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée au cours des années à venir exigera d'y construire d'importantes capacités de production supplémentaires ;
- grâce à des conditions de production favorables (fort ensoleillement...), l'électricité solaire peut y atteindre le seuil de rentabilité (la fameuse « parité réseau ») avant les pays du Nord ;
- les pays du Nord devront développer leur recours à des énergies à bas niveau de carbone dans les années à venir, ainsi que le prévoit, en particulier, la directive européenne sur les énergies renouvelables, qui fixe des objectifs ambitieux aux pays de l'Union européenne en la matière. Rappelons que cette directive prévoit cependant la possibilité d'atteindre ces objectifs en important de l'électricité d'origine renouvelable en provenance de pays du Sud. Le PSM ouvre donc aux fabricants d'équipements pour la production d'électricité solaire un marché immédiat d'un volume exceptionnel, qui devrait leur permettre de réduire significativement leurs coûts, afin de permettre à cette production d'atteindre le seuil de rentabilité. Les enjeux sont considérables, tant en termes d'exportations que d'emplois.

La France a joué un rôle moteur dans la mise en place de l'Union pour la Méditerranée, ainsi que dans celle du Plan Solaire Méditerranéen. Ses activités de recherche ont joué un rôle de premier plan dans le développement des technologies solaires, et elles continuent à le faire.

Mais notre pays dispose-t-il aujourd'hui de l'outil industriel *ad hoc* qui soit à la mesure de ce projet gigantesque ?

**Rédaction**

120, rue de Bercy - Télédock 797
75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68
Fax : 01 53 18 52 72
<http://www.anales.org>

Pierre Couveinhes, rédacteur en chef

Gérard Comby, secrétaire général de la série
« Réalités Industrielles »

Martine Huet, assistante de la rédaction

Marcel Charbonnier, lecteur

Comité de rédaction de la série
« Réalités industrielles » :

Michel Matheu, président,
Pierre Amouyel,
Grégoire Postel-Vinay,
Claude Trink,
Pierre Couveinhes

Maquette conçue par
Tribord Amure

Iconographe

Christine de Coninck - CLAM !

Fabrication : **AGPA Editions**
4, rue Camélinat
42000 Saint-Étienne
Tél. : 04 77 43 26 70
Fax : 04 77 41 85 04
e-mail : agpaedit@yahoo.com

Abonnements et ventes

Editions ESKA
12, rue du Quatre-Septembre
75002 Paris
Tél. : 01 42 86 55 73
Fax : 01 42 60 45 35
<http://www.eska.fr>

Directeur de la publication :

Serge Kebabtchieff
Editions ESKA SA
au capital de 40 000 €
Immatriculée au RC Paris
325 600 751 000 26

Un bulletin d'abonnement est encarté
dans ce numéro entre les pages 80 et 83.

Vente au numéro par correspondance
et disponible dans les librairies suivantes :
Presses Universitaires de France - PARIS ;
Guillaume - ROUEN ; Petit - LIMOGES ;
Marque-page - LE CREUSOT ;
Privat, Rive-gauche - PERPIGNAN ;
Transparence Ginestet - ALBI ;
Forum - RENNES ;
Mollat, Italique - BORDEAUX.

Publicité

J.-C. Michalon
directeur de la publicité
Espace Conseil et Communication
2, rue Pierre de Ronsard
78200 Mantes-la-Jolie
Tél. : 01 30 33 93 57
Fax : 01 30 33 93 58

Table des annonceurs

Annales des Mines : 2^e - 3^e - 4^e de couverture – pages 147 et 148.

Illustration de couverture :
La plus grande centrale solaire thermoélectrique
d'Europe, Sanlucar la Mayor, Espagne.
Photo © Paul Langrock/ZENITH-LAIF-REA

S o m m a i r e

L'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE ET LES PAYS DE LA MÉDITERRANÉE**1 Éditorial**

Pierre Couveinhes

5 Introduction

Claude Trink

I - Des enjeux importants**7 Le Plan Solaire Méditerranéen, un modèle coopératif entre les deux rives de la Méditerranée**

Jean-Michel Charpin et Nasser Kamel

13 Le Plan Solaire Méditerranéen et l'Union pour la Méditerranée

Antoine-Tristan Mocilnikar

15 Le Plan Solaire Méditerranéen : la dynamique d'un projet de coopération politique, énergétique et industrielle en Méditerranée et les défis à relever

Philippe Lorec et Christophe Schramm

20 L'impact du Plan Solaire Méditerranéen sur l'évolution des interconnexions électriques entre les pays du pourtour méditerranéen

François Meslier et Pierre Palat

II - La mobilisation de financements significatifs**27 Le modèle de financement du Plan Solaire Méditerranéen**

Michel Laffitte et Florent Massou

36 Le Plan Solaire Méditerranéen : un symbole du partenariat euro-méditerranéen ? La Banque Européenne d'Investissement au service d'une politique renouvelée de l'énergie

Philippe de Fontaine Vive

42 L'initiative de la Banque mondiale en faveur d'une montée en puissance des centrales solaires à concentration (CSP)

*Silvia Pariente-David, Jonathan Walters, Chandra Govindarajalu
et Roger Coma Cunill*

50 Le financement de l'électricité renouvelable dans le cadre du Plan Solaire Méditerranéen (PSM)

Rima Le Coguic et Christian de Gromard

III - Les enjeux industriels

54 Mais où sont les entreprises françaises de fabrication d'équipements pour la production d'électricité solaire ?

Claude Trink

61 L'énergie solaire photovoltaïque

Pâris Mouratoglou et Pierre-Guy Théron

71 Une spécificité française : l'intégration du solaire photovoltaïque au bâti

Henri Triebel

74 Sophia Antipolis Energie Développement : un nouveau type de Centrales Solaires Thermodynamiques

Michel Wohrer

83 Un nouveau matériau de construction producteur d'énergie - le SiTh, à base de couches minces de silicium (*Silicon Thin-Films*)

Claire Tutenuit et Hugues-Antoine Guinoiseau

89 Le retour d'un acteur français dans le secteur de la technologie du solaire à concentration

Roger Pujol

IV - Les développements à l'étranger

96 La relance de la production d'électricité « verte » aux Etats-Unis : une rencontre entre Prométhée ... et Keynes

Marc Magaud et Daniel Ochoa

104 Allemagne : un développement fulgurant de l'industrie solaire, que soutiennent des efforts significatifs en matière de recherche

Jean-François Dupuis, Claire Vaille et Nicolas Cluzel

111 Ce qui est possible en Allemagne pourrait également devenir un succès en France : le développement de Q-Cells, premier producteur mondial de cellules solaires

Markus Wieser et Frank Strümpfel

114 En Espagne, les énergies renouvelables ont-elles toujours le vent (et le soleil) en poupe ?

Thomas Vial et Guy Molénat

V - Les programmes de recherche en France

120 Un nouvel avenir pour l'industrie photovoltaïque française

Eric Laborde

125 Les enjeux du développement des technologies photovoltaïques et la création de l'Institut National de l'Energie Solaire

Jean-Pierre Joly

132 Du *low cost* à la *high-tech* : des marges de progrès techniques possibles pour le photovoltaïque

Jean-François Guillemoles

139 Résumés étrangers

Le dossier a été coordonné par Claude Trink

Introduction

par **Claude TRINK***

L'ÉLECTRICITÉ
SOLAIRE
ET LES PAYS DE
LA MÉDITERRANÉE

La production d'électricité à partir de l'énergie solaire est devenue une réalité qui concerne aujourd'hui un vaste champ d'activités économiques et techniques. En outre, à travers son inscription parmi les six initiatives clés de l'Union pour la Méditerranée (UpM) lancée, le 13 juillet 2008, par le Sommet de Paris, elle a pénétré la sphère diplomatique et celle du développement des pays émergents.

En effet, les pays méditerranéens, de par leur situation géographique (d'où découle, notamment, leur ensoleillement important) et leur niveau de croissance économique (et donc, de consommation d'électricité), sont particulièrement concernés par ce mode de production d'électricité. Ils rejoignent ainsi les pays dont une préoccupation aujourd'hui largement partagée est d'accroître leur recours aux énergies renouvelables.

Le secteur de la production d'électricité solaire a pour caractéristique de nouer très étroitement un ensemble d'enjeux : maîtrise des technologies, recherche (pour explorer de nouvelles approches), création d'entreprises et d'emplois, politique industrielle (notamment la mise en place d'outils de production, en ne se contentant pas d'importer les biens d'équipement nécessaires), politique énergétique (visant l'insertion de ce type de production d'énergie renouvelable dans le mix énergétique d'un pays), aspects financiers (notamment la mobilisation des ressources permettant de financer les investissements sur la base des perspectives de futurs revenus, le plus souvent eux-mêmes liés à une politique tarifaire favorable), politique de développement (la production d'électricité et sa croissance étant des éléments fondamentaux pour la croissance économique d'un pays) et, enfin, enjeux diplomatiques concernant tant l'organisation des interconnexions électriques transnationales que la gouvernance d'une organisation multilatérale nouvellement créée, comme l'est l'UpM.

Nous nous sommes attachés ici à retracer un aperçu des différents enjeux apparus lors d'une mission confiée à l'Inspection générale des Finances (IGF) et au Conseil général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies

(CGIET) sur le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) (entre novembre 2008 et mai 2009), qui visait à valider les besoins et les technologies utilisables, ainsi qu'à évaluer les coûts de l'investissement nécessaire à un déploiement de capacités additionnelles de production d'électricité renouvelable (solaire et éolienne).

Dans la **Première partie** de ce numéro, les enjeux du PSM – qui constitue un modèle de coopération entre les deux rives de la Méditerranée – sont exposés par Jean-Michel Charpin, Inspecteur général des Finances, qui a supervisé la mission IGF-CGIET, et par Nasser Kamel, Ambassadeur de la République arabe d'Égypte en France. Cet article écrit en commun illustre le rôle de la coprésidence franco-égyptienne qui a donné à l'UpM l'impulsion initiale, en 2008 et en 2009.

Initiative politique ambitieuse, le PSM vise à améliorer durablement l'équilibre énergétique au Sud de la Méditerranée, tout en favorisant une coopération et une interdépendance entre les pays du Sud et ceux du Nord. Il présente un aspect stratégique pour la France. C'est ce que présente Antoine-Tristan Mocilnikar, responsable de l'environnement et du développement durable à la Mission Union pour la Méditerranée de la Présidence de la République.

L'histoire du développement du concept de Plan Solaire Méditerranéen et le passage d'une approche institutionnelle, illustrée par le processus de Barcelone, à une approche « projets » sont retracés par Philippe Lorec, coordinateur français pour le PSM, et Christophe Schramm (Direction générale Énergie Climat du MEEDDM) ; ils font aussi le point sur l'état d'avancement du PSM.

Une des clés de succès du PSM est la possibilité d'exporter l'électricité produite dans les pays du Sud de la Méditerranée vers ceux du Nord, ces exportations apportant une contribution essentielle au financement de la construction des nouvelles capacités de produc-

* Ingénieur général des Mines, membre du Conseil général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies.

tion d'électricité solaire. Cela exige une évolution des interconnexions électriques entre les pays du pourtour méditerranéen : c'est ce qu'exposent François Meslier, d'EDF/MEDELEC, et Pierre Palat, du Conseil général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGIET).

La réalisation du PSM nécessitera la mobilisation de financements significatifs : la **Deuxième partie** de ce numéro est consacrée à ce thème.

Michel Laffitte et Florent Massou, de l'Inspection générale des Finances, y présentent un modèle de financement du PSM qui met en œuvre des financements de différentes natures et origines. Les représentants de trois organismes financiers appelés à jouer un rôle majeur dans le financement des projets du PSM ont bien voulu nous faire part de leurs analyses : il s'agit de Philippe de Fontaine Vive, pour la Banque Européenne d'Investissement, de Silvia Pariente-David, Jonathan Walters, Chandra Govindarajulu et Roger Coma Cunill, pour la Banque mondiale, et de Rima Le Coguic et Christian de Gromard, pour l'Agence française de Développement.

Source nouvelle et récente d'énergie, la production d'électricité solaire est l'objet d'importants enjeux industriels en France et à l'étranger, car elle est génératrice d'activité économique et d'emplois. Ce sera le thème de la **Troisième partie** de ce numéro.

En ce qui concerne la France, où la production d'électricité solaire connaît un développement rapide, je me suis personnellement efforcé de dresser un panorama des acteurs de la production des biens d'équipement nécessaires à ce mode particulier de production d'électricité, ce qui me conduit à formuler cinq recommandations pour une politique industrielle dans ce domaine.

Le président d'EDF Energies Nouvelles, Pâris Mouratoglou, apporte la vision d'un grand acteur, pionnier, en France, dans le domaine des énergies renouvelables.

Une spécificité française, l'intégration des équipements photovoltaïques dans le bâti, est exposée par Henri Triebel, président de Coframenal, une entreprise d'installation en façades.

Trois approches technologiques différentes sont présentées par les dirigeants de trois entreprises françaises, deux d'entre elles étant de création récente, Sophia Antipolis Energie Development (SAED) (Michel Wohrer) et Solsia (Claire Tutenuit et Hugues-Antoine Guinoiseau), la troisième, la CNIM (Roger Pujol), bénéficiant déjà d'une expérience plus ancienne.

Dans la **Quatrième partie**, nous exposons les développements constatés dans trois pays étrangers qui ont connu un développement significatif de leur production d'électricité solaire, ainsi que des activités industrielles correspondantes, au cours des années récentes : les Etats-Unis, l'Allemagne et l'Espagne.

Marc Magaud et Daniel Ochoa, attachés scientifiques respectivement à Washington et à San Francisco, décrivent la relance, par le président Barack Obama, de la production d'électricité « verte » aux Etats-Unis. Le développement – fulgurant – de l'industrie solaire en Allemagne et les efforts de recherche accomplis par ce pays dans ce domaine sont présentés par Jean-François Dupuis, conseiller scientifique, et Claire Vaille et Nicolas Cluzel, attachés scientifiques à Berlin, tandis que Markus Wieser, président de l'entreprise allemande Q-Cells, leader mondial de la production de cellules photovoltaïques, explique l'essor de sa société. Enfin, l'attaché commercial à Madrid, Thomas Vial, et l'attaché scientifique à Barcelone, Guy Molénat, décrivent le développement spectaculaire, suivi d'un freinage brutal, des énergies renouvelables en Espagne.

Enfin, la **Cinquième partie** de ce numéro est consacrée à la recherche, tant il est vrai que la production d'électricité solaire suscite tout un bouillonnement d'approches, d'initiatives et de programmes. Sur ce plan, l'effort de recherche est, en France, significatif : il est sans commune mesure avec la faiblesse de l'outil industriel français de production dans ce secteur. Eric Laborde, président de PV Alliance, présente le principal programme industriel de R&D en France, qui associe des entreprises industrielles et des organismes de recherche, avec le soutien de collectivités locales et du Pôle de compétitivité Tennerdis ; Jean-Pierre Joly, directeur à l'INES et au CEA, décrit les enjeux du développement des technologies photovoltaïques, précisant les marges de progrès pour les produits à base de silicium, tandis que Jean-François Guillemoles, du CNRS-IRDEP, souligne le progrès fulgurant accompli par les couches minces : à eux deux, ils illustrent la concurrence actuelle entre les diverses technologies, autour du double enjeu de l'amélioration des rendements de conversion de l'énergie solaire et de la réduction des coûts de fabrication.

A travers ces multiples éclairages, nous souhaitons contribuer en France à la prise de conscience des enjeux liés à l'électricité solaire, une source d'énergie dont un faisceau d'acteurs et de politiques assure dorénavant la pérennité indépendamment de l'évolution du prix du baril de pétrole.

Ce secteur réclame désormais qu'une politique industrielle volontariste favorise en France une implantation et un développement des activités de production des biens d'équipement nécessaires, qui soient à la hauteur des efforts de recherche significatifs qui y sont d'ores et déjà réalisés.

Ce n'est qu'ainsi que la production d'électricité solaire générera dans notre pays, non seulement des électrons, mais aussi des emplois !

Le Plan Solaire Méditerranéen, un modèle coopératif entre les deux rives de la Méditerranée

DES ENJEUX IMPORTANTS

Lancée le 13 juillet 2008 par le sommet de Paris, l'Union pour la Méditerranée (UpM) met en place un partenariat renforcé entre pays riverains de la Méditerranée et l'Union européenne, par lequel quarante-trois États collaborent, sur un pied d'égalité, pour lancer des projets à dimension régionale.

par **Jean-Michel CHARPIN*** et **Nasser KAMEL****

En ce sens, l'UpM :

- reprend les acquis du processus de Barcelone, qui reposait, pour sa part, sur une coopération institutionnelle dans quatre grands domaines (dialogue politique, coopération économique et libre échange, dialogue humain et social et culturel, coopération en matière de migration, d'intégration sociale, de justice et de sécurité) ;
- intègre les politiques et les réformes que ce processus de partenariat promouvait, et les complète en portant une attention particulière aux projets concrets et aux résultats.

La déclaration commune du sommet de Paris pour la Méditerranée identifie six initiatives clés à mettre en œuvre en priorité : dépollution de la Méditerranée, autoroutes de la mer et autoroutes terrestres, protection civile, enseignement supérieur et recherche, développement des entreprises et, enfin, énergies de substitution, dans le cadre du Plan Solaire Méditerranéen (PSM). Parce qu'il répond simultanément aux objectifs des pays du Sud et à ceux des pays du Nord et grâce à son approche régionale centrée sur la Méditerranée, le PSM peut devenir un modèle exemplaire de coopération.

LES PAYS DU SUD ET DU NORD DE LA MÉDITERRANÉE ONT DES PROBLÈMES ÉNERGÉTIQUES COMPLÉMENTAIRES

Une demande en forte croissance au Sud et à l'Est de la Méditerranée

Alors que la consommation d'énergie par habitant est aujourd'hui trois fois et demie plus faible au Sud de la Méditerranée qu'au Nord, les facteurs de croissance y sont, en revanche, nettement plus forts, sous l'effet notamment de la démographie, de l'accroissement du niveau de vie et des besoins des entreprises. C'est ainsi que, selon l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME), la demande énergétique devrait croître de

* Inspecteur général des Finances.

** Ambassadeur de la République arabe d'Égypte en France.

	Capacité de production	Production annuelle	Consommation
Rive Nord 2005	321 GW	1 380 TWh	6 471 kWh/pc (4)
Rive Nord 2020	406 GW	1 780 TWh	8 815 kWh/pc
Rives Sud et Est 2005	103 GW	500 TWh	1 862 kWh/pc
Rives Sud et Est 2020	209 GW	1 000 TWh	3 077 kWh/pc

Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008.

Tableau 1 : Capacités de production et productions annuelles d'électricité dans le bassin méditerranéen.

4,8 % par an d'ici à 2020 sur les rives Sud et Est (1) de la Méditerranée, contre 1,3 % au Nord (2), et la demande d'électricité de 6,0 %, contre 1,7 %.

À cet horizon 2020, la région devra se doter de 191 GW (106 GW dans le Sud et l'Est et 85 GW dans le Nord) de capacités additionnelles de production, par rapport à des capacités qui s'élèvent aujourd'hui à 424 GW (103 GW au Sud de la Méditerranée et 321 GW au Nord) (3) (cf. tableau 1).

L'installation de ces nouvelles capacités va permettre de doubler la production annuelle d'électricité au Sud et à l'Est, en la portant à 1 000 TWh, et elle va augmenter la production de près de 30 %, au Nord.

La part des énergies renouvelables (ENR) (hors hydro-électricité) est encore très faible, puisqu'elle atteint 1 GW au Sud et à l'Est et 19 GW au Nord, ce qui représente moins de 3 % de la production totale d'électricité autour de la Méditerranée.

L'OME prévoit une forte percée des énergies renouvelables sur la rive Nord, avec une capacité multipliée par un facteur 4 et un décollage, sur les rives Sud et Est, avec la mise en service de 13 GW d'énergies renouvelables (cf. tableau 2).

Le Plan Solaire Méditerranéen intervient donc dans un secteur de l'électricité en forte croissance, avec un besoin d'investissement très important d'ici à 2020. L'objectif affiché – la création de 20 GW supplémentaires d'ici à 2020 dans le cadre du PSM – outrepassé les prévisions de l'OME et va donc nécessiter une impulsion politique forte pour pouvoir être atteint.

La nécessité, pour les pays du Nord, de sécuriser leur approvisionnement énergétique et de développer des énergies de substitution à bas niveau de carbone

Pour sa part, le Nord est confronté à une double problématique :

- la nécessité de renforcer sa sécurité d'approvisionnement, qui constitue une des grandes priorités de la politique de l'énergie de l'Union européenne, en développant ses liens avec les pays du Sud et en augmentant les points d'interconnexion avec les réseaux électriques et gaziers de ces derniers. C'est d'ailleurs dans ce cadre que la Commission européenne a proposé que le projet de boucle énergétique méditerranéenne, dont l'objectif principal est la réalisation à moyen terme des « chaînons manquants » de ces réseaux tout autour de la Méditerranée, soit considéré comme une priorité d'intérêt communautaire (5) ;

- le développement d'énergies de substitution à bas niveau de carbone, tel que reflété en particulier dans la directive sur les énergies renouvelables approuvée sous la présidence française et définitivement adoptée le 23 avril 2009 (6).

Les objectifs ambitieux de cette directive (une part de 20 %, d'ici à 2020, de la consommation finale d'énergie de l'Union européenne provenant de sources renouvelables et une amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % à cette même échéance) ont donc amené à prévoir la possibilité, pour les pays du Nord, de coopérer avec des pays tiers pour la construction de capacités de production d'électricité d'origine renouvelable au Sud qui permettraient, sous certaines conditions (notamment, l'existence d'une interconnexion qui permette

(1) Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée : Maroc, Algérie, Tunisie, Libye, Égypte, Jordanie, Israël, Territoires palestiniens, Syrie, Liban, Turquie.

(2) Pays du Nord : Portugal, Espagne, France, Italie, Albanie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, Macédoine, Serbie, Slovaquie, Grèce, Malte, Chypre.

(3) Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008.

(4) Consommation électrique annuelle par habitant.

(5) Cf. deuxième revue stratégique sur l'énergie, communication de la Commission européenne, novembre 2008.

(6) Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

	Capacité de production	Production annuelle
Rive Nord 2005	19 GW	51 TWh
Rive Nord 2020	73 GW	96 TWh
Rives Sud et Est 2005	1 GW	2 TWh
Rives Sud et Est 2020	14 GW	33 TWh

Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes 2008, OME, décembre 2008.

Tableau 2 : Capacités de production et productions d'ENR dans le bassin méditerranéen.

effectivement l'importation de l'énergie produite), de satisfaire à leurs objectifs nationaux (7).

Cette coopération entre les États du Nord et du Sud de la Méditerranée s'inscrit également dans le cadre de la lutte mondiale contre le réchauffement climatique et le processus de Kyoto, qui permet, par la mise en œuvre de mécanismes de développement propre (projets MDP), la génération de crédits carbone au profit tant des États du Sud que des promoteurs de tels projets.

LA PARTICIPATION DES PAYS DU SUD AU PSM EST UN FACTEUR CLÉ DE SON SUCCÈS

La réalisation des objectifs ambitieux du PSM et la mise en œuvre de ce plan ne seront possibles que si les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée s'approprient pleinement cette initiative. En effet, si les préoccupations en matière d'économie d'énergie et de développement des énergies renouvelables ont bien été intégrées par nombre d'entre eux, leur positionnement diffère, aujourd'hui, de celui des pays du Nord, sur les points suivants :

- en tant que pays émergents, leur premier objectif est d'assurer leur développement et leur croissance sur le long terme au bénéfice d'une population en forte augmentation, dont la demande solvable et les besoins en matière énergétique (notamment en électricité) sont eux aussi croissants ;
- l'accès au bien essentiel que constitue l'électricité pour des populations à faibles revenus et pour les économies locales, dont elle constitue un facteur important de croissance, suppose que celle-ci soit produite au moindre coût. Dans bien des cas, la vente d'électricité aux consommateurs finals (entreprises et ménages) est subventionnée par ces États du Sud et de l'Est de la Méditerranée ;
- en outre, pour ceux de ces pays qui disposent de ressources énergétiques fossiles importantes à faible coût de production, se pose la question de la validité du choix de technologies alternatives de production de l'électricité, qui ne peut seulement être dicté par des préoccupations liées à l'épuisement, à terme, de ces ressources ou à la possibilité de les exporter en retirant un bénéfice, plutôt que de les consommer sur place ;
- enfin, et même si ces pays sont bien conscients des enjeux liés au réchauffement climatique et à la nécessité de limiter leurs émissions de CO₂, la mise en œuvre de technologies de production d'électricité bas carbone leur semble nécessiter un soutien financier important de la part des pays développés.

En s'appuyant sur le partenariat que constitue l'UpM, le PSM est avant tout un projet de développement part-

tagé, qui va bien au-delà de la seule production au Sud d'électricité provenant de sources renouvelables : les enjeux, en termes de créations d'emplois et de transferts de technologies, qui intéressent directement ces pays, sont, à cet égard, essentiels. De plus, sa mise en place va contraindre chacun des pays concernés à accélérer ses réformes structurelles.

En comparaison avec les réformes mises en œuvre au Nord, la libéralisation des marchés de l'énergie s'effectue de manière plus lente et à un rythme variable dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée. Certains de ces États se sont dotés de réglementations qui permettent à des producteurs indépendants d'investir sur leur territoire et, parfois, des opérateurs privés peuvent être chargés de gérer des réseaux de distribution. Dans la quasi-totalité des cas, toutefois, l'entité régulatrice demeure le ministère de tutelle de l'opérateur dominant.

Bien que leurs réflexions soient engagées à des degrés divers, les pays de la zone envisagent tous des réformes d'ampleur de leur marché de l'électricité, les plus avancées en la matière étant la Turquie, Israël, la Tunisie et le Maroc. L'Égypte, pour sa part, prévoit le vote, au second semestre 2009, d'une loi qui ouvrirait le champ des interventions possibles du secteur privé dans les activités de production et de distribution d'électricité, créerait un fonds pour les énergies renouvelables, autoriserait la conclusion de contrats d'achat direct entre producteurs et consommateurs, et introduirait, à terme, des *feed-in tariffs*.

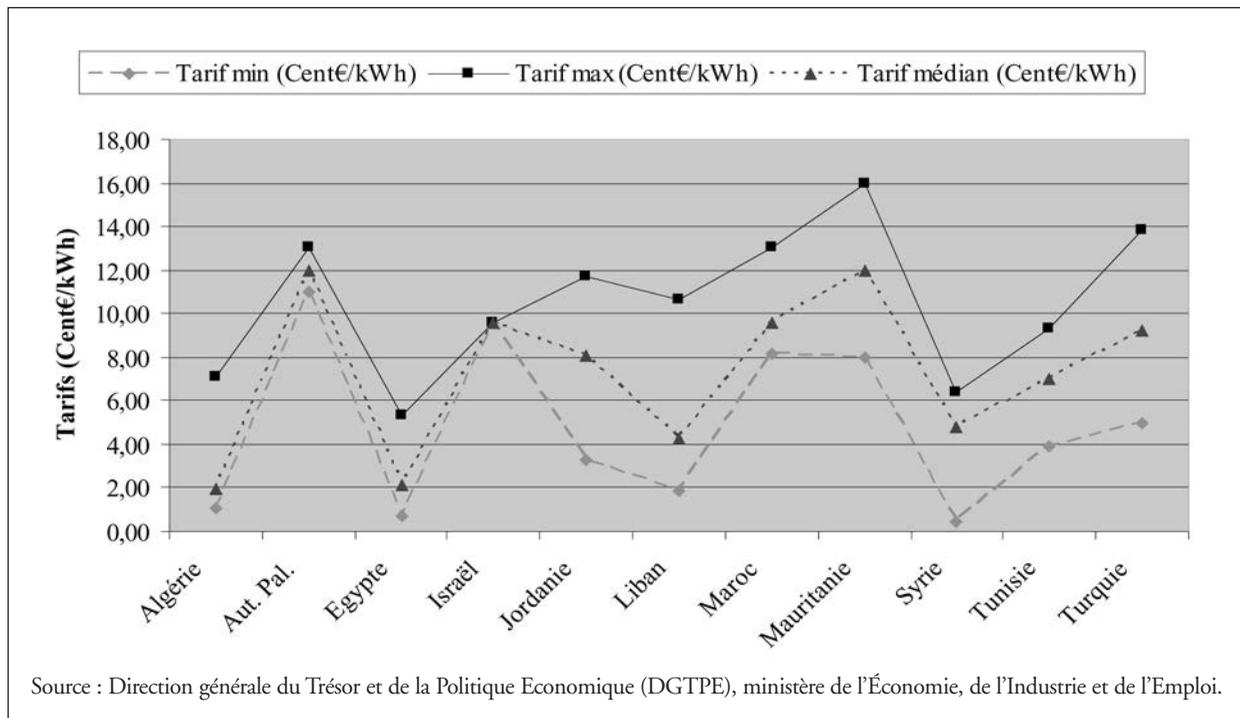
Si, selon l'OME, les centrales à pétrole et à gaz demeurent les principales sources d'électricité au Sud et à l'Est de la Méditerranée (8), les États de la zone présentent toutefois une très large diversité en matière de ressources énergétiques et, donc, de moyens de production d'électricité :

- plusieurs pays disposent de ressources énergétiques fossiles importantes (Égypte, Algérie et, dans une moindre mesure, Turquie et Syrie), qu'ils utilisent pour leur production d'électricité ;
- d'autres pays, localisés essentiellement dans le Machrek (Jordanie, Liban, Israël) sont structurellement déficitaires en ressources énergétiques, qu'ils doivent donc importer de pays voisins ;
- certains États sont dans une situation intermédiaire, soit qu'ils importent de l'électricité du Nord (comme le Maroc), soit qu'ils produisent de l'électricité à partir de ressources transitant par leur territoire (comme la Tunisie) ;
- enfin, si les prix de revient de l'électricité diffèrent sensiblement selon les pays, il en va de même des prix de vente aux consommateurs finals, qui varient du simple au quintuple, avec des systèmes de subventions qui représentent un poste important du budget de l'État concerné (comme, par exemple, en Égypte), ainsi que le montre le graphique 1 ci-après.

Tous les pays de la zone, à des degrés différents, sont cependant confrontés à des problématiques, qui se posent tant au niveau national que régional :

(7) Article 9 de la directive du 23 avril 2009 précitée.

(8) Sur 103 GW de puissance installée en 2005, les centrales à gaz représentaient 43 % du total, le pétrole 21 %, le charbon 16 % et l'hydroélectricité 19 % (la part des autres énergies renouvelables étant inférieure à 1 %).



Graphique 1 : Prix de vente de l'électricité aux ménages au Sud et à l'Est de la Méditerranée (9).

- quel est le type de marché adéquat pour initier une libéralisation du secteur de la production et du transport de l'électricité : national, régional ou limité aux échanges de capacités excédentaires ?
- quel est le calendrier le plus adapté pour l'ouverture de la distribution aux consommateurs finals et comment procéder, dès lors que les prix de vente bénéficient de subventions ?
- comment parvenir à un équilibre entre des impératifs sociaux d'accès pour tous à ce bien essentiel qu'est l'électricité et des objectifs de rentabilité et de compétition sur le marché ?
- comment organiser physiquement, techniquement et réglementairement les échanges énergétiques entre les pays du Sud, et entre le Sud et le Nord, pour peu que les lignes d'interconnexion existent ?

(9) Ces tarifs s'entendent toutes taxes comprises. À l'exception des cas turc et algérien, le tarif minimum correspond aux plus faibles consommations mensuelles (inférieures à 50 ou 100 KWh/mois), le tarif maximum aux consommations les plus fortes (supérieures à 500 ou 1 000 KWh/mois) et le tarif médian aux consommations intermédiaires (entre 200 et 500 KWh/mois). Les tarifs algériens et turcs sont fonction des plages horaires de consommation, le tarif médian correspondant au tarif jour, mais également au tarif unique hors modulation horaire. Certains pays (Algérie, Israël, Jordanie, Liban, Maroc, Mauritanie et Tunisie) appliquent également des abonnements mensuels, avec une ristourne de 10 % sur la facture moyenne.

(10) Mis en œuvre dans le cadre du plan d'action prioritaire 2007-2013 résultant de la déclaration des ministres de l'énergie lors de la Conférence de Limassol (décembre 2007), le projet MED-EMIP vise à renforcer l'intégration des marchés de l'énergie dans la région euro-méditerranéenne et à promouvoir une sécurité et un approvisionnement durable en énergie. Il apporte son soutien aux réformes dans ce secteur, destinées à favoriser une énergie plus propre et plus adaptée, à promouvoir une cohérence, une adaptation et une harmonisation des politiques énergétiques et des cadres juridiques nationaux et à stimuler les transferts de technologie et le développement du marché.

- comment attirer des producteurs indépendants, dès lors que l'opérateur dominant n'est pas en mesure d'assurer, à lui seul, la construction de nouvelles centrales, sur la base de contrats d'achat d'électricité négociés de gré à gré, ou sur appels d'offres, afin d'introduire davantage de compétition ?

Depuis plusieurs années, ces questions fondamentales font l'objet d'études et de projets de coopération appuyés par les bailleurs bilatéraux et par la Commission européenne, notamment dans le cadre du programme MED-EMIP (10). Par ailleurs, deux associations jouent un rôle important dans cette réflexion autour de la définition de politiques communes :

- le MEDELEC, créé en 1992, regroupe les principaux producteurs et gestionnaires de réseaux de transport d'électricité autour de la Méditerranée. Il joue un rôle clé dans le processus d'interconnexion des réseaux électriques sur la zone, ainsi que dans le projet de création de la boucle énergétique méditerranéenne ;
- le MEDREG, créé en 2007, qui regroupe les régulateurs des marchés de l'énergie de ces mêmes pays, œuvre (avec l'appui du programme MED-EMIP) à une plus grande intégration régionale dans le secteur énergétique.

La diversité des situations et des politiques énergétiques au Sud et à l'Est de la Méditerranée se retrouve en matière d'énergies renouvelables :

- l'électricité provenant de sources d'énergies renouvelables (hors hydroélectricité) représente moins de 1 % de la production totale de la zone. Dans certains États, comme l'Égypte et la Turquie, l'hydroélectricité joue néanmoins un rôle essentiel, avec des gisements importants, qui restent à être exploités dans ce dernier pays ;

- les programmes d'électrification rurale basés sur des technologies photovoltaïques ou de chauffe-eau solaires ont longtemps constitué les seuls vecteurs de développement des énergies renouvelables dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée. Parfois menés avec succès (comme au Maroc, pour les premiers, ou en Turquie et en Tunisie, pour les seconds), ces projets répondent aux besoins de la population et permettent d'améliorer l'efficacité énergétique, mais ils ne peuvent constituer une source majeure de production d'électricité ;
 - l'énergie éolienne a connu un développement plus récent dans les pays disposant de conditions favorables (Égypte, Turquie et Maroc). Les centrales existantes ne représentent toutefois qu'une puissance marginale par rapport aux capacités totales installées dans la zone (moins de 1 %), même si des programmes importants sont prévus dans ces trois pays, ainsi qu'en Syrie et en Jordanie. En revanche, les centrales solaires de puissance (PV ou CSP) sont pratiquement absentes aujourd'hui, si l'on fait exception des deux projets de centrales hybrides actuellement en cours de construction au Maroc et en Égypte avec le concours du Fonds pour l'Environnement Mondial (GEF) ;
 - tant les objectifs officiels ou officieux que les politiques affichées ou programmées en matière d'énergies renouvelables diffèrent sensiblement suivant les pays, l'État le plus avancé en la matière étant la Turquie, dont la réglementation est très proche des normes européennes et qui disposera sous peu de *feed-in tariffs*, favorables aux énergies renouvelables. L'Algérie a également mis en place, par un décret sur les coûts de diversification datant de 2004, des tarifs spécifiques aux énergies renouvelables (en théorie) très avantageux. D'autres contraintes (portant notamment sur les investissements directs étrangers, la réglementation locale applicable aux investissements publics et privés (IPP) ou aux transferts de dividendes) ont jusqu'à présent limité le développement de ce secteur dans ce pays, ainsi que, dans une moindre mesure, dans l'ensemble de la zone concernée.
- Le Centre régional pour l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique basé au Caire constitue un appui important pour les réflexions et les concertations nécessaires à la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans la région.

LE CADRE RÉGIONAL DU PSM FAVORISERA L'APPROCHE COOPÉRATIVE ENTRE LE NORD ET LE SUD

Le PSM est une initiative d'envergure régionale, mais il inclura évidemment des projets nationaux. Par nature, la construction de centrales utilisant des énergies renouvelables suppose une localisation dans un pays déterminé. C'est donc la réglementation de l'État en question qui s'applique, en fonction de la

politique qu'il a définie en la matière. Il n'appartient pas aux autres États, *a priori*, d'intervenir dans le processus d'approbation de tels projets, si ce n'est pour s'assurer de la cohérence des implantations sur la zone de mise en œuvre du PSM, ainsi que du fait que tous les pays peuvent effectivement bénéficier du soutien de celui-ci.

A contrario, la construction d'infrastructures d'interconnexion entre les États (et, *a fortiori*, d'une boucle électrique méditerranéenne) constitue un projet véritablement régional, pour lequel l'approbation des ministres de l'UpM a toute sa légitimité et au sein duquel les équipes du PSM peuvent utilement œuvrer, afin de mettre en réseau les parties prenantes et de faire interagir en complémentarité les différentes agences de développement bilatérales ou multilatérales. Il peut en aller de même des projets touchant à l'efficacité énergétique ou à l'implantation de *clusters* industriels permettant d'assurer un transfert progressif des technologies, pour lesquels une vision régionale est nécessaire. Pour ces opérations, un accord doit être trouvé entre les États concernés sur l'instauration de règles cohérentes, à défaut d'être communes. La convergence des réglementations est, dans ces conditions, intrinsèquement liée à la réalisation du projet lui-même.

Enfin, certains projets, s'inscrivant dès le départ dans un cadre interétatique, peuvent poser comme préalable une convergence des règles applicables. C'est, par exemple, le cas du programme régional de *scale up* de la Banque mondiale, envisagé dans le cadre du *Clean Technology Fund* en matière de centrales à concentration. Le concept, approuvé en mai 2009 par le comité du Fonds, envisage la réalisation de deux sous-programmes régionaux, touchant l'un, le Maghreb, et l'autre, le Machrek, dans lesquels une « mise en commun » des contrats d'achat de l'électricité verte produite pourrait être envisagée, de même que la réalisation des infrastructures nécessaires au transport de cette électricité bas carbone à l'intérieur de la zone correspondante (puis vers l'Europe, lorsque cela sera possible). Outre l'abaissement des coûts de production espéré, en raison de l'effet de taille, la Banque mondiale attend de ce projet une meilleure intégration des réseaux électriques des zones correspondantes, rendue nécessaire par les échanges prévus d'électricité « verte ». Ainsi, la réalisation des projets du PSM (et donc, le PSM lui-même) sont de nature à favoriser la convergence des réglementations nationales des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, ainsi que le développement d'un environnement favorable aux investisseurs dans le domaine des énergies renouvelables. On ne peut, dans ces conditions, opposer entre eux le processus dit de Barcelone, qui vise, à l'instigation de la Commission européenne, à favoriser une harmonisation à travers des réformes de structures, et l'approche de l'UpM et du PSM, qui met en avant la nécessité de réalisations concrètes et comporte donc une dimension « projet » essentielle. Les deux approches sont complémentaires : elles peuvent donc être menées de concert.

Un accord sur le partage des coûts de mise en œuvre du PSM devra être trouvé entre le Nord et le Sud. La mobilisation de l'ensemble des financements concessionnels ne suffira pas, à elle seule, à assurer la rentabilité des centrales solaires. En effet, si une combinaison judicieuse de financements concessionnels et d'utilisation des crédits carbone permettrait, dès aujourd'hui, d'atteindre sans difficulté majeure des prix de marché pour les centrales éoliennes, des prix d'achat spécifiques plus élevés, devront être mis en place pour les technologies solaires.

Tout autant que l'introduction de tarifs de rachat spécifiques aux énergies renouvelables dans les pays du Sud, la question de l'équilibre des interventions Nord-Sud est centrale pour assurer la rentabilité nécessaire à la réalisation des projets du PSM.

Pour les pays (Égypte, Jordanie, Syrie, Liban) qui ne sont pas immédiatement raccordables au réseau européen, la construction de moyens de production provenant de l'énergie solaire suppose la mise en place de contrats spécifiques (ou de *feed-in tariffs*) permettant d'assurer la rentabilisation de l'investissement.

Lorsque les exportations vers l'Europe sont (ou seront) possibles, la plage de rentabilité des centrales laisse, en revanche, plus d'espace pour la négociation. En effet, le recours aux dispositions de l'article 9 de la directive du 23 avril 2009 peut être dès lors envisagé. La production peut alors être vendue à deux clients potentiels : l'acheteur local et l'acheteur européen, qui inclura cette électricité dans ses objectifs nationaux de consommation d'énergies renouvelables. Comme ce dernier sera prêt à acquérir l'électricité « verte » à un prix à la fois supérieur à celui de l'acheteur local et à celui permettant d'assurer l'équilibre économique de la centrale, dans le

scénario de financement déterminé, le niveau du prix local pourra être d'autant plus bas qu'une partie de la production sera exportée vers l'Europe.

Le PSM ne constitue pas seulement un label, qui donnerait accès à des ressources concessionnelles additionnelles pour le financement de projets de création de centrales de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Il peut également jouer un rôle d'impulsion et de coordination des divers intervenants dans la réalisation des projets transversaux qui lui sont soumis, dès lors qu'ils concernent plusieurs États de la zone (comme les interconnexions électriques, certains projets d'efficacité énergétique et de transferts de technologies ou les projets de « parcs régionaux » de centrales solaires, comme celui qui est envisagé dans le cadre du *Clean Technology Fund*).

Pour la réalisation de centrales, le PSM doit agir en tant que facilitateur du processus d'élaboration et de maturation d'un projet, en amont des interventions des bailleurs, en apportant son assistance dans la relation entre les autorités locales et le porteur de projet. Le PSM pourrait, par ailleurs, intervenir dans la mise en œuvre des mécanismes pour un développement propre (MDP) ou du mécanisme de l'article 9 de la directive du 23 avril 2009 pour les projets considérés, dès lors que cela est possible, apportant ainsi un soutien aux projets des pays bénéficiaires.

Par son ambition, par l'importance des enjeux économiques auxquels il répond, par le nombre et l'ampleur des initiatives qu'il suscite, par la complexité des procédures qu'il peut faciliter, et grâce à la dynamique politique qui le porte, le Plan Solaire Méditerranéen peut marquer durablement le destin de la région.

Le Plan Solaire Méditerranéen et l'Union pour la Méditerranée

DES ENJEUX IMPORTANTS

Créée sur une initiative du Président de la République française par quarante-trois pays le 13 juillet 2008, lors du Sommet de Paris pour la Méditerranée, l'Union pour la Méditerranée a pour ambition de tisser entre les peuples du bassin méditerranéen des solidarités de plus en plus étroites autour de projets concrets, facteurs de paix et de prospérité.

par **Antoine-Tristan MOCILNIKAR***

A l'heure où un monde multipolaire mettant les anciens et les nouveaux acteurs du développement économique mondial en compétition est en train d'émerger, l'Europe et la Méditerranée sortiront renforcées de ces nouvelles coopérations. L'Union pour la Méditerranée, que pilotent directement les chefs d'État et de gouvernement et qui est coprésidée actuellement par la France et l'Égypte, vise à donner une nouvelle impulsion aux échanges entre les pays de l'Union européenne et ceux du Sud de la Méditerranée, géographiquement, historiquement et culturellement si proches, mais encore trop éloignés sur le plan économique et social.

L'Union pour la Méditerranée est fondée sur des projets concrets ; c'est en cela que l'Union pour la Méditerranée est vivante, malgré les drames qui secouent la région. C'est bien, en effet, grâce à des projets de développement durable que nous avons pu relancer la construction de l'Union pour la Méditerranée, dont la concrétisation avait été freinée au début de l'année 2009 en raison de la tragédie de Gaza. Réunis le 25 juin de cette année à Paris sous la présidence du ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, M. Jean-Louis Borloo, et de son homologue égyptien, M. Rachid Mohamed Rachid, les ministres et les délégués des pays membres ont identifié près de trois cent projets.

A lui seul, le Plan Solaire Méditerranéen comporte près de cent-cinquante projets, qui en sont aujourd'hui à des degrés d'avancement très divers. Dans le contexte du réchauffement climatique qui marquera profondément la Méditerranée, les projets de développement durable constituent le cœur de la stratégie globale de l'Union pour la Méditerranée. Le Plan Solaire Méditerranéen constitue actuellement une des principales réponses communes que les pays du Sud, de l'Est et du Nord de la Méditerranée peuvent apporter aux grands défis que notre planète doit relever.

Cette priorité accordée au Plan Solaire Méditerranéen s'explique par l'importance des questions énergétiques dans le bassin méditerranéen, qui n'a d'égale, dans le domaine du développement durable, que celle des problématiques liées à l'eau (qu'il s'agisse de l'eau douce ou de l'eau de la mer) et au développement urbain. Il est une des options permettant de développer la production d'énergie sans émissions de gaz à effet de serre, à l'instar du nucléaire et du recours à des énergies fossiles s'accompagnant de la capture et de la séquestration du CO₂.

* Ingénieur en chef des Mines, Responsable de l'Environnement et du Développement durable à la Mission Union pour la Méditerranée de la Présidence de la République.

Ce Plan Solaire Méditerranéen est aussi une esquisse d'action méditerranéenne commune en matière de climat ; à ce titre, il préfigure le cadre d'une mise en commun, demain, des politiques climatiques.

Pour la France, il s'agit d'une question stratégique. Nous constatons tous l'importance de la sécurité énergétique et le besoin de satisfaire la demande croissante des différents pays en énergie, ainsi que la nécessité de renforcer nos efforts en matière tant de production d'énergie propre que d'efficacité énergétique. Nous œuvrons à passer, d'un modèle énergétique essentiellement fondé sur le carbone et sur des ressources inégalement réparties sur notre planète, à un modèle totalement dé-carboné s'appuyant sur des ressources énergétiques naturellement réparties de façon plus équitable. Cette transition entre deux modèles énergétiques radicalement différents est l'occasion pour notre pays de se situer plus que jamais aux avant-postes de la lutte contre les effets du changement climatique et, pour les pays du pourtour méditerranéen, de mettre en place une véritable stratégie de co-développement.

Détaillant la stratégie de la France en matière de lutte contre le réchauffement climatique, à Artemare, le 10 septembre 2009, le Président de la République a déclaré : « Nous allons consacrer autant d'argent à la recherche en matière d'énergies renouvelables qu'à celle sur le nucléaire. Nous ne voulons pas choisir entre le nucléaire et l'énergie renouvelable : nous voulons être exemplaires dans les deux ! »

Il a également indiqué, lors de sa visite de l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES), le 9 juin 2009, qu'il fallait créer, en France, des emplois dans le secteur

du solaire. La France a créé un marché, grâce à une politique de tarifs avantageux de rachat de l'électricité ; le temps est maintenant venu de produire – en France – les équipements nécessaires.

C'est ainsi que notre pays va accueillir un leader mondial des panneaux solaires. Mais la France doit également développer sa propre filière et conquérir des parts de marché à l'exportation.

Développer les énergies renouvelables (le solaire, en particulier), c'est promouvoir le développement d'une industrie innovante et créatrice d'emplois : selon de premières estimations, la réalisation en Méditerranée, d'ici à 2020, d'équipements (notamment solaires) d'une puissance totale de 20 GW, comme cela est prévu dans le cadre du Plan Solaire Méditerranéen, pourrait entraîner la création de plus de 50 000 emplois dans l'industrie. A ceux-ci s'ajouteraient plus de 100 000 emplois dans l'installation des matériels et la diffusion des technologies, ainsi qu'environ 10 000 emplois de maintenance, dans les pays où seront implantées les installations de production d'électricité. Ce sont donc, au total, plus de 150 000 emplois qui pourraient ainsi voir le jour, au cours de la prochaine décennie.

Ce numéro des Annales des Mines apporte des réponses à de nombreuses questions que l'on peut légitimement se poser à ce sujet ; beaucoup des auteurs qui s'y expriment prennent une part active à la construction du Plan Solaire Méditerranéen.

Un an après la création de la CECA, nous n'avions pas encore fait l'Europe. Il en ira sans doute de même, en ce qui concerne la Méditerranée.

Mais la perspective est d'ores et déjà tracée, et il appartient à chacun d'entre nous de lui donner une réalité.

Le Plan Solaire Méditerranéen : la dynamique d'un projet de coopération politique, énergétique et industrielle en Méditerranée et les défis à relever

DES ENJEUX IMPORTANTS

L'Union pour la Méditerranée (UpM) lancée par le Président de la République le 13 juillet 2008 vise à inaugurer une nouvelle ère de coopération entre les pays du Sud, de l'Est et du Nord de la Méditerranée, par la réalisation de projets concrets, à géométrie variable, répondant aux nombreux défis, que doit relever cette région. L'UpM consiste donc, en quelque sorte, à appliquer la « méthode Monnet » au bassin méditerranéen.

par **Philippe LOREC*** et **Christophe SCHRAMM****

Or, dans cette région comme dans l'Europe de l'après-guerre, les questions énergétiques sont un des enjeux les plus importants qui, s'ils n'étaient pas maîtrisés, pourraient être facteurs de grands risques, mais recèlent également de grandes opportunités, s'ils sont mobilisés au profit d'un nouveau partenariat politique et économique.

Tel est, précisément, l'objectif du Plan Solaire Méditerranéen (PSM), qui vise à rapprocher entre eux,

sur la base de solidarités de fait, les différents pays riverains de la Méditerranée, et à les engager dans un projet de coopération énergétique, industrielle, économique et sociale.

* Administrateur civil, adjoint du Directeur général, en charge du PSM, Direction générale de l'Énergie et du Climat (MEEDDM).

** Ingénieur des Mines, adjoint au chef du bureau des énergies renouvelables, Direction générale de l'Énergie et du Climat (MEEDDM).

Les enjeux sont largement connus : une forte croissance de la demande énergétique dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, la nécessité de réduire la dépendance vis-à-vis des sources d'énergies fossiles et, donc, celle de développer les sources d'énergies renouvelables, notamment pour les pays membres de l'Union européenne, ainsi qu'un défi commun à tous les pays, la réduction des émissions de gaz à effet de serre afin de lutter contre les effets du changement climatique.

La réponse que propose le PSM est simple :

Premièrement, exploitons l'incroyable gisement d'énergie solaire de cette région, devenu accessible grâce au progrès technologique des dernières années, en développant, du côté de l'offre, 20 Gigawatts de capacités supplémentaires de production d'énergies renouvelables à l'horizon 2020, principalement d'origine solaire, à la fois, pour pouvoir répondre aux besoins locaux de consommation énergétique et satisfaire également la demande européenne en énergies propres.

Deuxièmement, maîtrisons, du côté de la demande, nos besoins énergétiques, grâce au déploiement d'efforts significatifs pour accroître l'efficacité énergétique et les économies d'énergie dans l'ensemble des pays du pourtour méditerranéen ; cela permettra également d'augmenter, de manière progressive, la part d'énergies d'origine renouvelable dans nos mix énergétiques.

Derrière ces objectifs ambitieux du PSM se cachent des efforts importants exigés des nombreux acteurs pour donner un visage concret à ce projet, qui, il y a encore seulement un an, n'était qu'une vision d'ordre purement politique. Cet article se propose donc d'aller regarder derrière le décor d'un projet de coopération internationale d'un genre nouveau et d'éclairer les enjeux de gouvernance de ce projet, qui s'inscrit dans un contexte politique difficile. Pour cela, nous nous intéresserons successivement à la genèse, au contenu, à la gouvernance et, enfin, à l'avenir du Plan Solaire Méditerranéen.

LA GENÈSE DU PROJET

Le PSM est né de la conjonction d'une prise de conscience de l'énorme potentiel d'énergies renouvelables d'origine solaire offert par le bassin méditerranéen et d'une volonté politique forte, incarnée par le projet d'Union pour la Méditerranée (UpM). Les travaux du Centre d'études spatiales allemand (le DLR), sur financement du ministère allemand de l'Environnement, peuvent être qualifiés, à juste titre, de fondateurs, dans ce contexte. C'est, en effet, leur traduction du potentiel solaire en matière de production d'électricité qui a permis de convaincre les responsables politiques qu'une initiative forte en faveur des énergies renouvelables dans cette région du monde avait un sens pour l'UpM.

En outre, l'annonce du PSM est intervenue seulement quelques mois après le début des négociations euro-

péennes sur le paquet Energie-Climat (lesquelles ont abouti juste après la tenue de la conférence de lancement dudit Plan à Paris, le 22 novembre 2008). Outre l'engagement de l'ensemble des pays de l'Union européenne à réduire, d'ici à 2020, leurs émissions de CO₂ dans l'atmosphère de 20 % par rapport au niveau de 1990, ce paquet législatif acte l'objectif de porter à 20 %, à l'horizon 2020, la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne. Pour l'atteinte de cet objectif, la directive européenne sur les énergies renouvelables prévoit la possibilité pour les Etats membres d'importer de pays tiers (sous certaines conditions) de l'électricité d'origine renouvelable. Cette disposition et le caractère contraignant des objectifs nationaux (23 % d'énergies renouvelables, dans le cas de la France) ont créé les conditions nécessaires pour la formulation d'une demande substantielle d'énergies renouvelables produites en dehors de l'Union européenne, rendant de ce fait viable le modèle économique et financier qui soutient le PSM : permettre à des pays à fort potentiel en énergies propres (situés dans le Sud du bassin méditerranéen) de développer une production d'énergies renouvelables, bien qu'ils ne disposent que d'une capacité (relativement) faible de financement, en exportant une partie de l'électricité ainsi produite vers des pays (situés au Nord) fortement demandeurs.

Si le lancement du PSM a bénéficié, par conséquent, de la dynamique politique générale en faveur des énergies renouvelables, il a néanmoins dû convaincre de sa pertinence dans le contexte de l'UpM. Celle-ci, en tant qu'initiative intergouvernementale venant se substituer au processus de Barcelone initié en 1995 par la Commission européenne, avait, en effet, suscité, dès son lancement, des réticences de la part de différents partenaires européens, notamment de l'Allemagne, ainsi que de la Commission européenne.

Le PSM a pourtant réussi à fédérer, dès sa première réunion informelle organisée en août 2008 (avec la participation de quelques pays intéressés : l'Allemagne, l'Egypte, l'Espagne, la France, l'Italie, le Maroc et la Commission européenne), autour de l'idée d'une nouvelle coopération solaire en Méditerranée. Le choix, qui a alors été fait, était celui d'avancer le plus rapidement possible avec quelques pays volontaires, sans être obligé d'emblée d'obtenir le consensus des 43 pays concernés, dont le degré d'intérêt pour le projet était très variable. Durant cette phase de lancement (au cours de l'année 2008), le partenariat avec l'Allemagne a revêtu une importance cruciale. Symbole de cette implication allemande : le premier atelier de travail sur le PSM s'est tenu à Berlin, en octobre 2008, afin d'étudier les aspects technologiques et réglementaires liés au développement des énergies renouvelables. On ne saurait cependant nier que des débats, parfois animés, ont également marqué cette période de mise en place d'une stratégie et de définition des relations entre la coprésidence franco-égyptienne de l'UpM et l'Allemagne, principal partenaire du projet de PSM. La position de

l'équipe française chargée de préparer le plan, au sein de la Direction générale de l'Énergie et du Climat, paraissait, de prime abord, plus neutre par rapport aux intérêts commerciaux inhérents à ce type d'initiative, le tissu industriel français du secteur des énergies renouvelables étant encore en cours de constitution, ce qui n'était pas le cas de l'Allemagne, dont l'industrie est un des leaders mondiaux, aussi bien dans l'éolien que dans le solaire (photovoltaïque, mais, surtout, thermodynamique). Mais l'engagement politique français en faveur des énergies renouvelables a laissé d'abord dubitatifs tous ceux qui voyaient une incompatibilité fondamentale entre l'option nucléaire et celle des énergies renouvelables. Cependant, le soutien massif aux énergies renouvelables a depuis été confirmé au niveau national, avec l'adoption de nombreuses mesures nouvelles visant à en accélérer le développement et à la constitution d'une filière industrielle à part entière.

Le principal défi de ces débuts a cependant été la transformation de l'idée politique en réalisations concrètes. Là encore, il a fallu agir vite, conformément à la dynamique présidentielle lancée le 13 juillet 2008. L'équipe du PSM a donc procédé à un premier recensement informel de projets d'énergies renouvelables dans l'ensemble des pays de l'UpM, hors Union européenne. Elle a fait « remonter » environ 150 projets de maturités très différentes, basés principalement sur des technologies solaires (71 % des projets, correspondant à 3 200 MW de puissance installée) et éoliennes (26 % des projets, correspondant à 3 800 MW). Ce portefeuille, en dépit de son caractère hétérogène et évolutif, a permis de mettre à jour l'appétit industriel et la dynamique de prospection et de développement déjà en cours dans la région, lors de la conférence du 22 novembre 2008.

Cette démarche a cependant aussi créé des attentes fortes de la part des industriels et des pays accueillant ces projets et forcé la coprésidence à envisager une procédure permettant de passer de ce premier état des lieux à des projets, concrets sur le terrain. Elle a, par ailleurs, été critiquée par certains au motif qu'elle était trop centrée sur l'effet politique de court terme, et qu'elle aurait manqué de vision constructive de moyen et long terme. Or, cette vision ne pouvait résulter que d'un débat commun impliquant le plus grand nombre d'Etats membres de l'UpM intéressés par le développement du PSM.

LE PLAN

Si le principe de la nécessité de développer massivement les énergies renouvelables dans la région méditerranéenne a été partagé d'emblée par l'ensemble des acteurs impliqués au niveau intergouvernemental, les modalités de ce développement ont fait débat au cours des premières réunions.

Le débat a d'abord porté sur l'objectif chiffré que le PSM devait se donner et afficher. Si les études les plus

ambitieuses, rendues publiques et largement diffusées par certaines ONG dès 2004, prévoyaient 100 GW de nouvelles capacités de production d'électricité verte d'ici à 2050, les projections les plus conservatrices doublaient de la faisabilité d'une quelconque capacité additionnelle significative à court et moyen terme, étant donné, d'un côté, l'insuffisance des interconnexions électriques entre les deux rives de la Méditerranée (environ 1 000 MW opérationnels) et, donc, l'impossibilité d'exporter une part importante de l'électricité verte produite par les pays du Sud méditerranéen à destination de ceux de l'Union européenne et, de l'autre côté, l'insuffisance des moyens budgétaires des Etats producteurs concernés ne leur permettant pas de financer des énergies jugées encore trop chères, par rapport aux énergies conventionnelles. Finalement, le consensus s'est établi sur 20 GW à l'horizon 2020, ce chiffre et cet horizon temporel combinant le symbolisme – la prolongation, en région méditerranéenne, des engagements communautaires – et le réalisme : l'objectif est somme toute limité, s'agissant d'une région de plus de 800 millions d'habitants dont la demande énergétique devrait croître de 200 GW au cours des douze prochaines années, le PSM ne couvrant de fait que 10 % de l'accroissement de la demande.

De ce premier débat découle le suivant : si l'on suppose que seulement 25 % de l'électricité produite devra être achetée par des pays européens, et donc importée en Europe, cela implique la disponibilité, d'ici à 2020, de 5 000 MW de capacités d'interconnexion entre le Sud et le Nord de la Méditerranée, soit environ 4 000 MW de nouvelles capacités, à construire au cours de la prochaine décennie. Cette deuxième priorité, tout aussi centrale, de la stratégie du PSM, à savoir la construction d'infrastructures de transport de l'électricité entre les pays situés de part et d'autre des rives de la Méditerranée et entre les deux rives elles-mêmes, n'a donc pas donné lieu à des divergences majeures. Bien au contraire, cette priorité s'inscrit dans les objectifs affichés par la Commission européenne, dans le cadre de sa deuxième revue de stratégie énergétique, qui vise notamment le parachèvement de la boucle électrique méditerranéenne afin de relier entre eux tous les pays du pourtour méditerranéen.

Mais il en a été autrement, en ce qui concerne deux autres objectifs, définis comme complémentaires, dans le cadre du PSM : la réalisation d'économies d'énergies significatives et le transfert de technologies et de savoir-faire. Personne n'a remis en cause le fait que ces deux objectifs étaient cruciaux, si l'on voulait que le développement de nouveaux moyens de production ne se fasse pas au détriment d'une meilleure utilisation des moyens existants et qu'il apporte des retombées concrètes en termes de développement technologique, industriel, économique et social. Mais les Etats engagés dans cette discussion sont finalement convenus qu'il fallait concentrer l'attention politique et les moyens sur les deux premières priorités, et ce d'autant plus que le modèle économique pour le développe-

ment de mesures d'efficacité énergétique ne peut être le même que celui pour la production d'énergies renouvelables, qui offre la possibilité d'exportations, tandis que le transfert de savoir et de savoir-faire peut être assuré dans le cadre de chacun de ces deux types de projet.

En définitive, le cœur du débat sur le PSM a porté sur l'impact que le plan pouvait (ou devait) avoir à court terme, par rapport aux actions de moyen et long terme. Au final, l'on a conjugué les deux approches : une première phase, allant jusqu'à 2010 ou 2011, sera consacrée au lancement de projets exemplaires (chers à la France), afin de tester divers mécanismes contractuels et financiers ; une deuxième phase de déploiement du plan, à partir de 2012 s'appuiera sur un *Master Plan* (proposé notamment par l'Allemagne et l'Égypte) applicable sur une période allant jusqu'à 2020, qui couvrira l'ensemble des objectifs (principaux et complémentaires) et bénéficiera du retour d'expérience des premiers projets.

LA GOUVERNANCE DU PSM

Comme nous l'avons évoqué plus haut, le PSM s'inscrit dans le cadre d'un nouveau type de gouvernance, souhaité par l'Union pour la Méditerranée : une organisation autour de la réalisation de projets concrets, à géométrie variable, et une ambition visant à l'obtention de résultats rapides. Toutefois, l'UpM, en tant que projet politique, traverse une phase complexe de positionnement par rapport au processus de Barcelone, qui l'a précédé, et de définition d'une gouvernance impliquant ses 43 pays membres. Ce processus a été affecté par l'aggravation violente, au premier semestre 2009, du conflit israélo-palestinien.

Dès le mois d'août 2008, la France a créé, avec l'appui de l'Allemagne et de l'Égypte, un groupe de pays « amis de la coprésidence », rassemblant, outre ces trois pays, l'Espagne, l'Italie et le Maroc, ainsi que la Commission européenne, en qualité d'observateur. Ce groupe s'est, par la suite, réuni à Bruxelles et au Caire, afin de converger, dans ce format « 6+1 », sur les principaux éléments de stratégie du PSM. La nature informelle de ces travaux et l'absence de communication sur des résultats tangibles ont été critiquées à de nombreuses reprises par certains observateurs et partenaires non gouvernementaux, mais elles sont apparues comme des conditions du succès d'une démarche novatrice, sans base juridique établie au titre du droit international, visant le développement rapide, au niveau technique, de premiers projets sur le terrain, cela, parallèlement à des événements politiques potentiellement déstabilisateurs pour la région et le projet dans son ensemble.

Lors d'une réunion tenue le 25 juin 2009 à Paris, ce groupe des pays amis de la coprésidence a finalement pu présenter sa proposition de stratégie à l'ensemble des

43 pays membres de l'UpM, et formuler des propositions pour une coopération renforcée volontaire, afin de lancer la mise en œuvre du PSM.

C'est ce dernier point, qui touche à l'organisation pratique du projet pour les prochains mois, qui est le plus délicat. En effet, de nombreux partenaires ont fait état de leur crainte que l'adoption d'un mode d'organisation spécifique au PSM, avant que n'ait été constitué un secrétariat de l'Union pour la Méditerranée (actuellement en cours de négociation, au niveau des ministres des affaires étrangères des pays membres), ne vienne préempter des décisions de gouvernance, qui doivent être adoptées par l'ensemble des 43 pays membres. La proposition écrite des six pays (de la coprésidence et amis de la coprésidence) s'efforce de répondre à cette inquiétude en insistant sur son caractère strictement temporaire, sans renoncer, pour autant, à son objectif de constituer une équipe opérationnelle permettant une montée en puissance rapide du PSM. C'est pourquoi il a été proposé de créer :

- un comité de pilotage temporaire, ouvert à tous les Etats membres de l'UpM intéressés et prêts à s'impliquer concrètement, et chargé de proposer les grandes orientations pour le développement du PSM,
- et une *task force* opérationnelle, présentant elle aussi un caractère temporaire et composée d'experts, avec pour mission de coordonner la mise en œuvre de ces orientations et de faciliter l'accès aux financements et aux autres formes de soutien à la mise en place de projets développés dans le cadre du PSM (notamment, en liaison avec les bailleurs de fonds internationaux – Banque mondiale, Banque européenne d'investissement (BEI) – et bilatéraux – Agence française de développement (AFD), *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW)). Cette *task force* pourrait ainsi constituer l'une des premières équipes opérationnelles internationales créées dans le cadre de l'UpM.

Les 43 Etats membres avaient jusqu'au mois d'octobre 2009 pour faire connaître leurs commentaires sur les deux propositions formulées par les Six sur la stratégie du PSM et son organisation pratique.

LES PROCHAINES ÉTAPES

Il est encore trop tôt, aujourd'hui, pour tirer des conclusions sur la réussite du Plan Solaire Méditerranéen, un peu plus d'un an seulement après son lancement. Tout au plus peut-on faire quelques constats, et donner des indications quant aux défis à venir.

Concernant le processus d'officialisation des travaux menés jusqu'ici de manière informelle pour développer le PSM, la discussion sur les deux propositions sera une étape cruciale pour aboutir à une validation politique des impulsions décisives données jusqu'ici par la coprésidence franco-égyptienne au sein du « groupe des Six », qui a permis de nouer des relations de confiance

entre les principaux gouvernements partenaires du projet.

Concernant l'avancement des projets sur le terrain, un travail important de coordination entre les bailleurs a été lancé par l'AFD, la BEI et la KfW, en étroite coordination avec l'équipe du PSM, afin d'évaluer conjointement les projets présentés dans le cadre du PSM. De son côté, la Banque mondiale finalise actuellement sa proposition d'une enveloppe de 750 millions de dollars dédiés aux technologies solaires à concentration dans la région méditerranéenne, dans le cadre du *Clean Technology Fund*. Ces efforts peuvent s'appuyer sur une étude économique et financière remarquable, réalisée par l'Inspection générale des Finances et le Conseil général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies, et relative aux contraintes de financement du PSM. Ces efforts devront converger rapidement afin de pouvoir sélectionner les premiers projets en vue de leur financement, après validation de leurs concepts techniques et financiers. Il en va, ici, de la crédibilité du PSM aux yeux des industriels, dont l'appétence a été aiguisée par la liste de projets qu'il a présentée en novembre 2008, mais aussi, et surtout, aux yeux de tous les partenaires politiques de l'UpM, que ceux-ci soient d'ores et déjà convaincus ou qu'ils restent à l'ère de l'utilité de la « démarche projets » qu'a initiée le PSM.

En même temps, le PSM ne doit pas se perdre dans l'urgence de multiples réalisations de court terme : il doit préparer dès à présent l'avenir, à travers les études en vue de l'élaboration d'un *Master Plan* régional. La contribution de deux groupes de travail (en cours de création) sur l'exportation d'électricité « verte » vers l'Union européenne et les financements carbone sera, dans ce contexte, essentielle. Ce *Master Plan* devra aussi réaliser une adéquation (difficile) entre les attentes (souvent divergentes) des pays non-européens et les attentes et ambitions – elles aussi, sources potentielles de tensions – des pays de l'Union européenne.

En ce qui concerne, enfin, la gestion opérationnelle du projet, le proche avenir devrait apporter de nombreux changements. La coprésidence franco-égyptienne sera,

en effet, prochainement remplacée par une nouvelle coprésidence (qui reste à être définie). Côté européen, l'Espagne prendra la présidence du Conseil au premier semestre 2010 ; elle aura donc un rôle important à jouer dans la poursuite et la concrétisation des initiatives lancées sous la présidence française. En particulier, il faut espérer qu'elle pourra s'appuyer très prochainement sur la *task force* que l'Allemagne, l'Egypte, l'Espagne, la France, l'Italie et le Maroc appellent aujourd'hui de leurs vœux.

Par ailleurs, des renforts significatifs sont annoncés de la part de la Commission européenne et du secteur privé : la Commission européenne a mobilisé 5 millions d'euros pour financer un programme d'études portant sur la mise en œuvre du PSM. L'appel d'offres pour ce projet d'études sera lancé en novembre 2009.

Mais – peut-être plus important encore – un consortium de douze entreprises majoritairement allemandes a été créé en juillet 2009, sous le nom de *Desertec Industrial Initiative* (DII), en vue d'étudier la faisabilité technique, économique et réglementaire d'une production de masse d'électricité « verte » d'origine solaire en Afrique du Nord, dans la perspective d'une exportation partielle vers l'Union européenne. S'inscrivant dans la dynamique du PSM lancée un an auparavant, cette initiative privée apparaît comme une nouvelle force de proposition et de mise en œuvre, qui viendra renforcer les équipes œuvrant à la réalisation rapide du PSM. Une coopération avec la société-projet créée dans le cadre de ce consortium est donc actuellement à l'étude.

Le défi principal, dans les mois à venir, consistera, pour les futurs gestionnaires du PSM, à exploiter toutes les synergies possibles entre les initiatives en cours, aussi bien au niveau de la planification et des études qu'à celui de l'évaluation technico-économique et du financement des premiers projets concrets, tout en menant à bien le processus politique de création institutionnelle du PSM au sein de l'UpM. C'est à cette condition – et à cette condition, seulement – que le Plan Solaire Méditerranéen pourra être à la hauteur des grands espoirs qu'il a suscités et qu'il pourra entretenir son actuelle dynamique « projet ».

L'impact du Plan Solaire Méditerranéen sur l'évolution des interconnexions électriques entre les pays du pourtour méditerranéen

Conformément à l'objectif de Barcelone défini en 1995, les pays des rives Sud et Est de la Méditerranée ont décidé d'inscrire leur devenir énergétique dans un dessein européen visant à la constitution d'un marché euro-méditerranéen de l'énergie, auquel tous les pays concernés ont souscrit. L'Union pour la Méditerranée (UpM) a repris cet objectif à son compte.

par **François MESLIER*** et **Pierre PALAT****

Constituant une des six initiatives clés de l'UpM, le développement du Plan Solaire Méditerranéen (PSM) aura un impact fort sur les interconnexions électriques du pourtour méditerranéen, à la fois entre les différents pays exportateurs et vers les pays importateurs de cette énergie, et ce :

- de par son objectif de création de 20 GW de capacités nouvelles de production d'électricité à l'horizon 2020 dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée,
- grâce à la possibilité, pour ces mêmes pays, d'exporter vers le Nord une part significative de l'électricité ainsi produite, considérée à la fois comme un gage financier convaincant de la rentabilité de ces investissements et comme une contribution des pays du Nord à la réalisa-

tion de leurs propres objectifs (à savoir porter à 20 % la part des ENR dans leur consommation énergétique à cette même échéance de 2020)

- et, enfin, surtout de par la volonté politique de réaliser très rapidement de premiers investissements pour tester la faisabilité financière et le mécanisme d'importation d'électricité renouvelable par les pays du Nord prévu par l'article 9 de la directive Energie-Climat. Cet article se propose de présenter l'état de la situation actuelle et ses perspectives d'évolution à court, moyen et long terme.

* Directeur à EDF.

** Ingénieur général des Mines.

Les systèmes synchrones autour de la Méditerranée

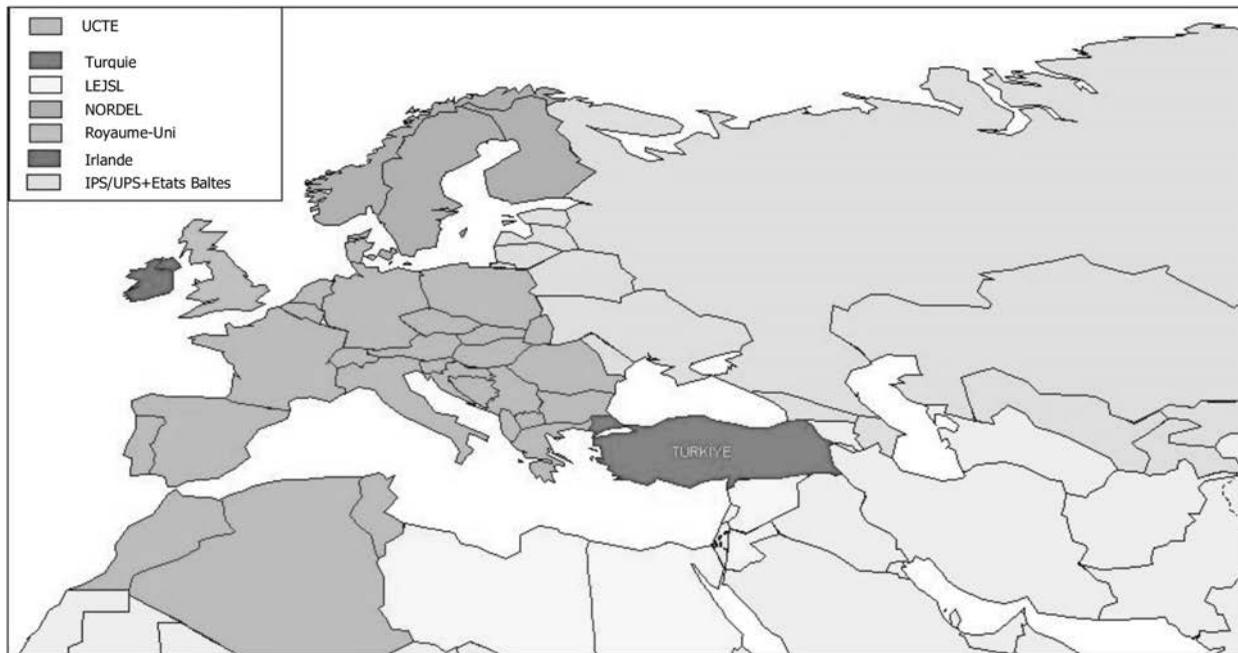


Figure 1.

LA SITUATION ACTUELLE (voir la figure 1)

Il y a, à ce jour, quatre grands systèmes électriques autour de la Méditerranée, entre lesquels il n'existe pas de continuité électrique. Ce sont :

- l'Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité (UCTE), à laquelle se sont joints le Maroc, l'Algérie et la Tunisie depuis 1997, date de la mise en service du premier câble sous-marin entre le Maroc et l'Algérie. Un deuxième câble a été posé depuis lors et le renforcement de l'interconnexion entre les pays du Maghreb a été achevé en 2008 ;
- la Turquie, qui, en 2000, a formulé une demande officielle de raccordement à l'UCTE. Une intense activité d'alignement du système turc sur les standards de l'UCTE a été entreprise depuis, qui devrait se terminer fin 2009, échéance à partir de laquelle une batterie de tests de raccordement synchrone sera réalisée, le test « en grandeur réelle » étant prévu à la mi-2010. A l'issue de ces tests, une décision sera prise quant au caractère synchrone ou asynchrone du raccordement ;
- la Libye, l'Égypte, la Jordanie, la Palestine, le Liban, la Syrie (système désigné communément par l'acronyme LEJSL) ;
- enfin, Israël, qui constitue toujours un système électrique indépendant. Pour un électricien, ce n'est pas une situation naturelle : lorsque les obstacles politiques seront levés, ce pays pourra facilement être raccordé de manière synchrone à ses voisins.

LES ÉVOLUTIONS PRÉVISIBLES SUR LE COURT TERME (voir la figure 2)

L'intégration des interconnexions et leur renforcement peuvent s'effectuer de manière progressive, parallèlement à la montée en puissance du PSM.

Dans un premier temps, il s'agit de réaliser une continuité électrique permanente entre les différents systèmes indépendants, qui existent aujourd'hui autour de la Méditerranée :

- entre la Tunisie et la Libye :

Une première tentative de connexion permanente a été faite le 21 novembre 2005. Elle visait à mettre en synchronisme tous les pays européens et les pays du Sud, du Maroc à la Syrie ! Cette tentative a dû être abandonnée en urgence, car on se dirigeait vers un incident grave dans les pays du Maghreb. Les analyses *a posteriori* ont mis en évidence des infrastructures de transport insuffisantes et des systèmes de contrôle/commandes insuffisamment performants et cohérents dans les différents pays du Sud. La mise en place des remèdes est en cours et lorsque ce travail sera achevé, un nouveau test sera entrepris, qui se déroulera, cette fois, en deux étapes : dans un premier temps, la connexion à l'UCTE de la seule Libye, puis, un ou deux jours après, celle de tous les autres pays.

Pourquoi opérer en deux étapes ?

Le système de transport électrique libyen est un système peu puissant et de très grande longueur (2 500 km) : on peut donc légitimement avoir des doutes sur

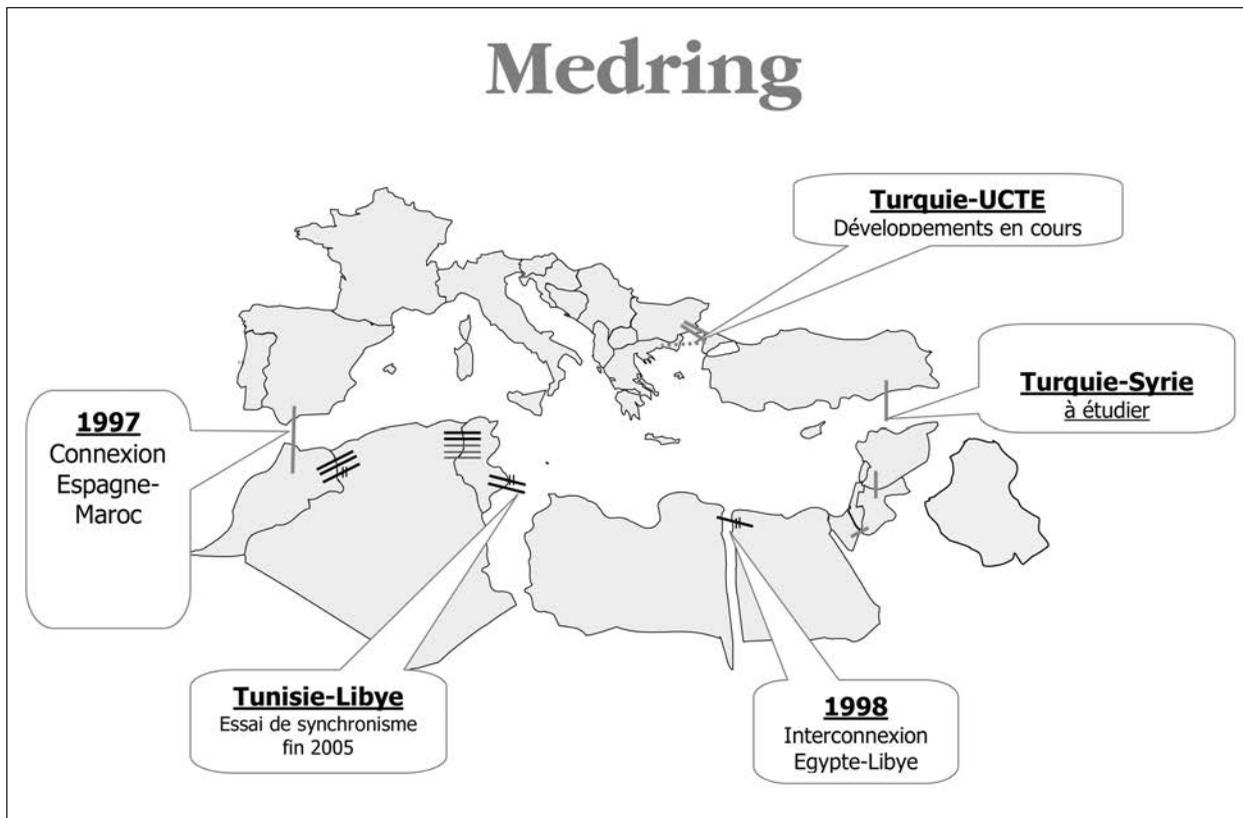


Figure 2.

sa capacité à maintenir le synchronisme entre l'Europe, d'un côté, et l'Égypte, de l'autre. La première partie du test devrait bien se passer, et si la deuxième devait à nouveau mal se terminer, on aurait la preuve expérimentale que le synchronisme n'est pas possible ; il faudrait alors s'orienter vers une liaison asynchrone, en courant continu, entre la Libye et l'Égypte.

De l'avis des auteurs de cet article, on pourrait même prendre cette décision immédiatement, c'est-à-dire avant que le test n'ait été effectué, tant le synchronisme a peu de chances de fonctionner. La solution asynchrone coûterait de l'ordre de 40 M€, pour une liaison de 300 MW, et elle pourrait être mise en service deux ans après la prise de décision de sa réalisation.

- entre la Turquie et l'UCTE :

La Turquie dispose déjà de plusieurs interconnexions avec ses voisins (voir la figure 3), mais aucune de ces liaisons n'assure de continuité électrique, parce qu'elles sont utilisées en « poche » : aujourd'hui, lorsque la Turquie souhaite alimenter un pays voisin, elle déconnecte de son propre réseau de transport une de ses centrales hydroélectriques pour en rediriger le débit directement dans le réseau de transport du pays voisin à alimenter.

La Turquie devrait démarrer ses tests de synchronisme avec l'UCTE courant 2010. Pour la durée de ces tests, la capacité d'échanges entre la Turquie et l'UCTE a été fixée à 500 MW dans les deux sens. Une fois la connexion décidée, sa capacité sera de 1 500 MW, dans les deux sens.

La nature synchrone ou asynchrone de la solution qui sera retenue pour la connexion entre la Turquie et l'UCTE, conditionne celle des connexions à réaliser entre la Turquie et ses autres pays voisins : la Syrie (et, donc, le bloc LEJSL), bien sûr, mais aussi l'Irak, l'Iran, l'Arménie et la Géorgie.

En effet, il faudra bien, un jour, limiter (pour des raisons physiques et pour des raisons de stabilité et de sécurité des réseaux de transport) l'extension synchrone de l'UCTE en introduisant des liaisons asynchrones, la question étant de savoir où situer cette limite.

Il s'agit là d'une question fondamentale. De l'avis des auteurs de cet article, si la Turquie rejoint le synchronisme de l'UCTE, alors elle doit se connecter de manière asynchrone avec tous les autres pays (sauf, le cas échéant, avec la Syrie).

Si, au contraire, une connexion asynchrone entre la Turquie et l'UCTE est décidée, la Turquie pourra se connecter de manière synchrone avec les autres pays.

Rappelons, à cet égard, les conclusions des études portant sur l'interconnexion entre la Russie et l'Europe, qui préconisent les stations *back to back* pour assurer la connexion, c'est-à-dire une solution asynchrone faisant appel au courant continu.

En tout état de cause, la décision concernant la liaison entre la Turquie et l'UCTE pourrait être prise avant la fin de cette année. Si la solution synchrone est retenue, elle pourra être mise en œuvre sans délai ; en revanche, si c'est la solution asynchrone qui s'impose, sa mise en œuvre nécessitera un délai de deux ans.

Les interconnexions autour de la Turquie

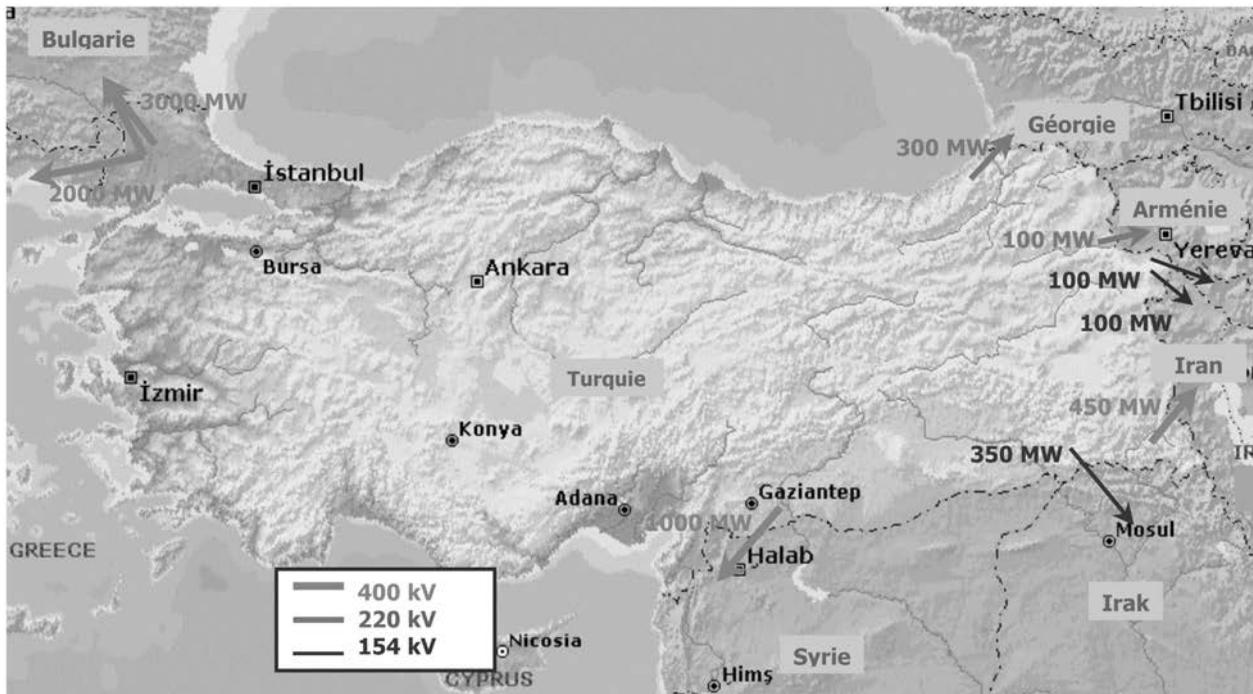


Figure 3.

- entre la Syrie et la Turquie :

Comme on vient de le voir, la connexion permanente entre la Syrie (et donc le bloc LEJSL) et la Turquie ne pourra être examinée qu'après le règlement de la question de la connexion de la Turquie à l'UCTE.

LES ÉVOLUTIONS À MOYEN ET LONG TERME (voir la figure 4)

Même la réalisation du bouclage complet de la continuité électrique de tous les pays du pourtour méditerranéen au moyen des solutions exposées plus haut, ne permettrait pas d'exporter plus de 6,6 GW d'électricité renouvelable vers le Nord, dont seulement 1,5 à 2 GW seraient, à terme, disponibles pour le seul PSM. Si cela peut s'avérer suffisant, dans un premier temps, pour permettre une remontée vers l'Europe des premières centaines de MW d'électricité renouvelable, l'objectif du PSM, soit plusieurs milliers de MW, est impossible à atteindre, en l'état actuel des réseaux. Il est donc nécessaire d'envisager le renforcement de la capacité de la boucle en direction des pays du Nord.

Ce renforcement de la capacité de la boucle passe par la réalisation de nouvelles infrastructures.

Rappelons, tout d'abord, ce qui a déjà été décidé :

- entre l'Espagne et le Maroc, deux câbles de 700 MW chacun, en courant alternatif, sont aujourd'hui en servi-

ce. Le ministre marocain en charge de l'Énergie a demandé à son collègue espagnol d'augmenter les capacités de transport. Dans cette perspective, un groupe de travail bilatéral entre les deux autorités a été mis en place, avec la collaboration de l'Office National de l'Électricité marocain (ONE) et de la *Red Eléctrica de España* (REE), lequel doit proposer la solution la mieux adaptée ;

- entre la Turquie et l'UCTE, la capacité de transfert sera de 1 500 MW dans les deux ans (que la connexion soit synchrone ou qu'elle soit asynchrone, comme précisé plus haut).

POUR ALLER PLUS LOIN, deux stratégies principales sont envisageables pour 2020

Scénario A : Créer de nouvelles interconnexions par câbles sous-marins au travers de la Méditerranée

C'est, implicitement, la stratégie que MEDELEC a développée jusqu'ici.

Plusieurs projets ont ainsi été mis à l'étude :

- entre l'Algérie et l'Espagne : deux câbles de 1 000 MW. Un investissement de cette nature serait très utile pour éviter de congestionner les réseaux à 400kV tant de l'ONE que de la REE. Le coût de ce projet serait de l'ordre de 800 M€. Ce projet pose des problèmes de

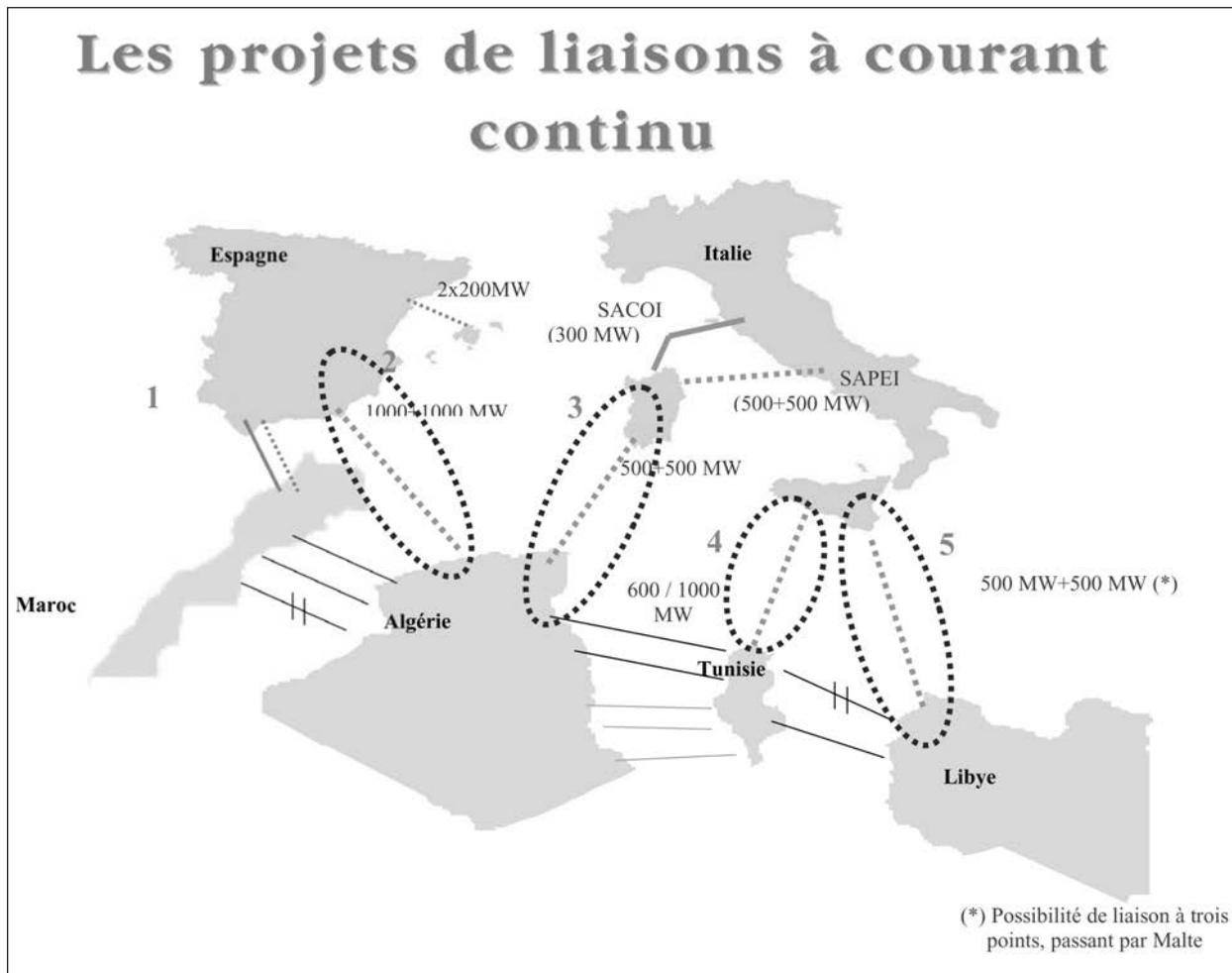


Figure 4.

financement et de statut juridique (ligne régulée, ou ligne privée ?) qui ne sont pas encore tranchés. La Sonelgaz (Société algérienne de l'électricité et du gaz) a d'ailleurs négocié un droit de transit auprès de l'ONE pour pouvoir accéder aux câbles du détroit de Gibraltar ;

- entre l'Algérie et l'Italie : deux câbles de 500 MW. Ces câbles arriveraient en Sardaigne et se connecteraient aux liaisons Italie-Corse et Italie-Sardaigne (de deux fois 500 MW, 500 MW ont déjà été mis en service depuis 2008), ce qui conduirait à renforcer le réseau de transport de la Sardaigne. En outre, on notera que, techniquement, les profondeurs rencontrées (2 000 m) correspondent aux limites des possibilités actuelles de la technologie de pose des câbles. Le coût de ce projet serait de l'ordre de 700 M€ ;
- entre la Tunisie et l'Italie : un câble de 1 000 MW. En attendant que la station terminale de Partanna, à l'Ouest de Palerme, soit reliée au réseau 400 kV de la Sicile, ce câble serait utilisé à hauteur de 600 MW. Ce projet, bien avancé, est associé à la construction d'une centrale thermique classique de 1 200 MW en Tunisie. Ce câble, dont 800 MW de capacité seraient exemptés d'ATR (Accès des Tiers au Réseau), serait privé (il appartiendrait à la société d'exploitation de la centrale thermique). Le coût de ce projet serait, lui aussi, de l'ordre de 700 M€ ;

- entre la Libye et l'Italie : deux câbles de 500 MW. Ces câbles pourraient passer par Malte (l'intégration de Malte aux grands réseaux électrique du Nord et du Sud : quel bonheur !) Le chemin le plus court serait d'aboutir en Sicile, mais il y a un risque de congestion (surtout si la liaison avec la Tunisie est, elle aussi, réalisée) ; une solution alternative consisterait à rejoindre directement le pied de la botte italienne. Le coût d'un tel projet serait d'environ 900 M€.

Les études préliminaires afférentes à ces différents projets, réalisées par les équipes du Cabinet CESI, ont démontré la faisabilité de chacun d'eux. Pour l'instant, rien ne semble avoir été étudié plus à l'Est de la Méditerranée. La Grèce envisage une liaison avec la Crète ; il pourrait être intéressant de coordonner ce développement avec des liens éventuels entre la Crète et l'Égypte (ou la Libye).

La réalisation du *MedRing* et de nouvelles liaisons sous-marines entre le Sud et le Nord de la Méditerranée peuvent offrir la capacité nécessaire pour un approvisionnement de l'Europe à hauteur de 5 GW d'énergie solaire. Encore faudra-t-il que ces liaisons ne soient pas utilisées à d'autres fins (comme cela est envisagé, pour le câble reliant la Tunisie à la Sardaigne). Pour garantir que 5 GW seront effectivement disponibles pour le seul PSM, c'est d'une capa-

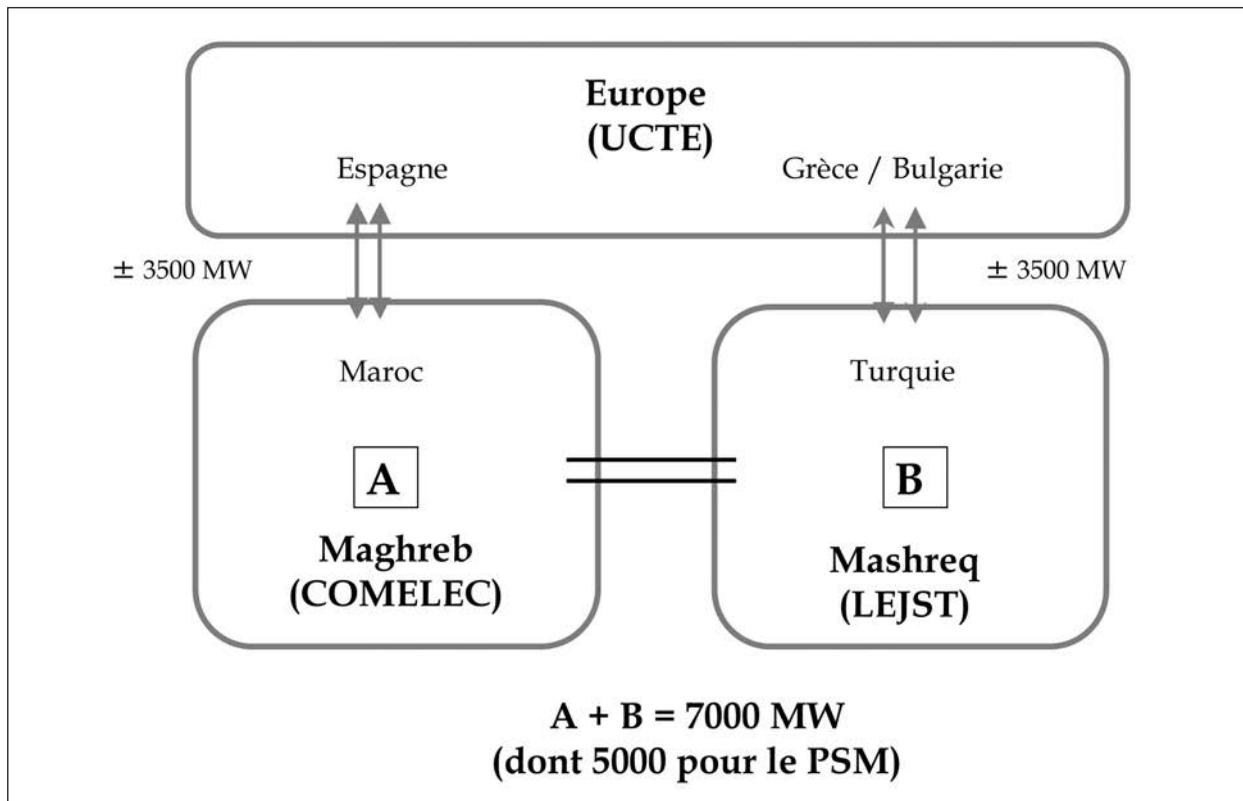


Figure 5.

citée minimale de 7 GW qu'il faudra disposer, à l'horizon 2020.

Pour atteindre un tel objectif, il faudra notamment répondre aux questions suivantes :

- quelles liaisons réaliser ?
- quelle capacité pour chacune d'elles ?
- quel en sera l'ordre de priorité ?
- quel sera l'impact de ces interconnexions sur les réseaux de transport électrique existants ?

Scénario B : Renforcer les interconnexions Maroc-Espagne et Turquie-UCTE

Les interconnexions de la stratégie évoquée plus haut (scénario A : Créer de nouvelles interconnexions par câbles sous-marins) ont un inconvénient majeur : elles coûtent cher ! Même si elles présentent une forte diversification, ce qui est un avantage déterminant pour la sécurité du fonctionnement des systèmes électriques.

Une autre solution pourrait consister à renforcer les liaisons actuelles et celles qui devraient voir le jour à court terme (voir les figures 5 et 6) :

- en augmentant (de l'ordre de 2 GW) la capacité de la liaison entre la Turquie et l'UCTE, ce qui peut être obtenu par la réalisation de nouvelles lignes à 400 kV avec la Grèce et/ou la Bulgarie (avec, comme variante éventuelle, un câble à courant continu de 1 GW entre la Turquie et la Roumanie) ;
- en tirant deux ou trois nouveaux câbles à courant alternatif de 700 MW entre le Maroc et l'Espagne. Une

autre option pourrait être prise en compte, qui consisterait à convertir du courant alternatif au courant continu les liens existants entre le Maroc et l'Espagne (l'utilisation des câbles existants autoriserait alors 3 000 MW de capacité de transfert).

Ce second scénario suppose une forte coopération afin d'assurer un accès satisfaisant de tous les partenaires au réseau, tous les acteurs potentiels devant avoir la possibilité d'exporter vers l'Europe une partie de leur production d'énergie renouvelable (issue du PSM).

Il nécessite également le renforcement des réseaux de transport nationaux et internationaux des pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée. Notons, à ce sujet, que le premier scénario (Créer de nouvelles interconnexions par câbles sous-marins) nécessite aussi de tels renforcements de réseaux.

Dans le cadre du *MedRing*, le scénario B, comme le scénario A, peut garantir une capacité des liaisons suffisante à assurer le transfert des 5 GW prévus par le PSM à l'horizon 2020. Le coût du scénario B devrait se révéler sensiblement inférieur à celui du scénario A.

Bien entendu, toutes les combinaisons entre ces deux scénarios peuvent aussi être envisagées.

L'ACCÈS AU RÉSEAU

L'accès aux interconnexions est une question cruciale pour les producteurs d'énergies renouvelables exportant vers le Nord. Des accès à long terme au réseau devront être garantis pour la durée de vie moyenne de produc-

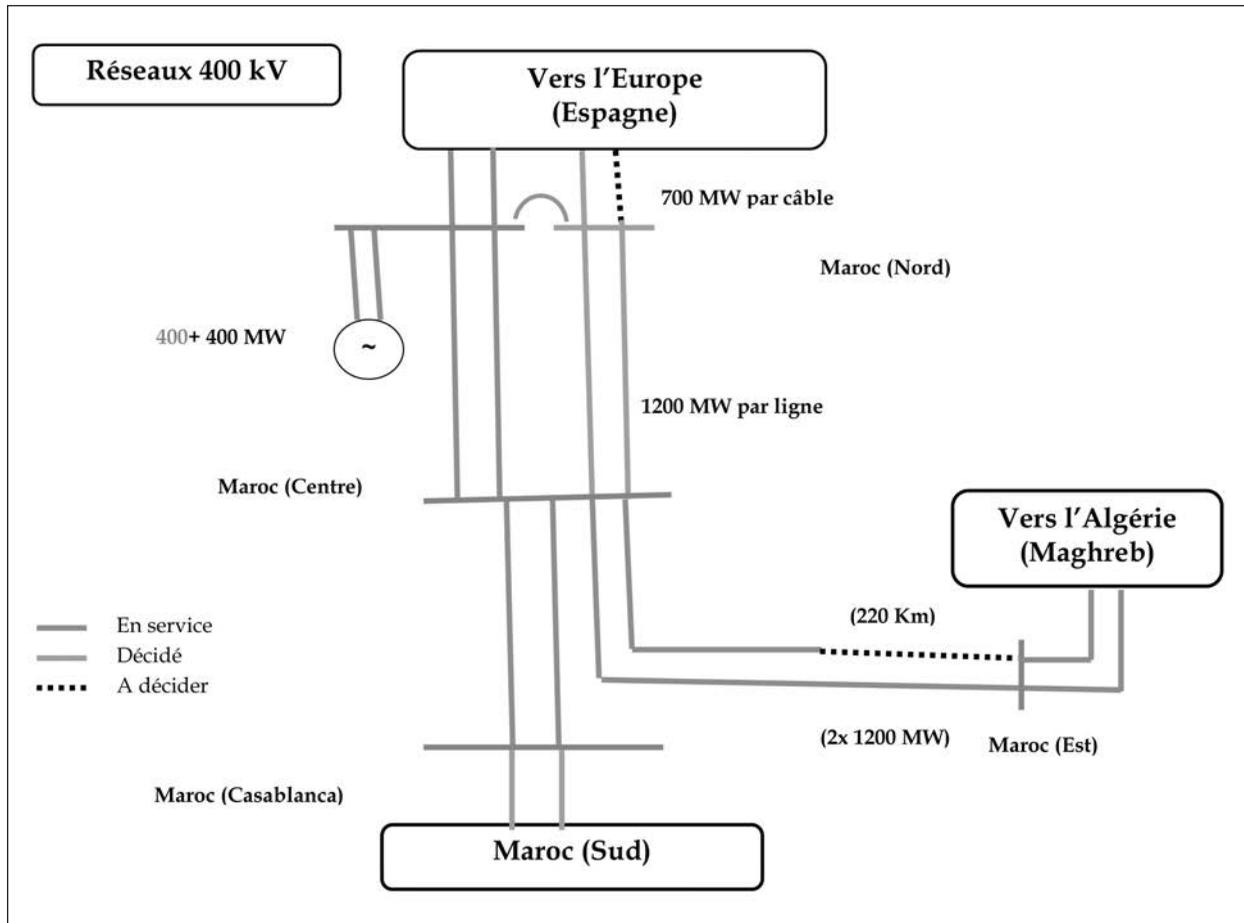


Figure 6.

tion (exemption d'ATR), ou des liaisons privées devront être développées.

La différence de taille entre les projets de production d'énergies renouvelables (quelques centaines de MW, au maximum) et les interconnexions (de l'ordre du GW), posera elle aussi des problèmes spécifiques, en particulier pour la réalisation des nouvelles liaisons prévues. Un partage de ces liens sera nécessaire, afin de mutualiser l'accès des producteurs aux nouvelles liaisons.

Une réflexion doit donc être rapidement engagée pour inventer les montages juridiques permettant d'apporter des solutions adaptées. D'ores et déjà, l'on peut penser qu'un marché devra être mis en place pour l'attribution des capacités des liaisons nouvelles, voire pour l'ensemble des liaisons.

Les financements des nouvelles liaisons restent également à inventer. L'initiative de leur montage pourrait revenir aux gestionnaires des réseaux des pays concernés par les interconnexions, à un consortium de producteurs d'ENR ou encore à des fonds privés se rémunérant en fonction des MW transportés. Comme le font aujourd'hui certaines banques de développement et comme envisage de le faire la Banque mondiale, dans le

cadre du CTF (*Clean Technology Fund*), le soutien d'institutions multilatérales et bilatérales à ces projets sera évidemment nécessaire.

EN GUISE DE CONCLUSION

L'Union pour la Méditerranée et le Plan Solaire Méditerranéen, qui en est une des initiatives clés, vont donner une nouvelle impulsion au développement des interconnexions électriques sur le pourtour méditerranéen.

La première priorité est, à l'évidence, celle de réaliser la boucle extérieure, le *MedRing*.

Pour la suite, différentes options sont actuellement à l'étude et la communauté internationale concernée s'organise afin d'être en mesure de partager une vision stratégique claire.

Dans leur inconscient, tous les acteurs concernés savent bien que l'interconnexion des réseaux électriques, qui participe du renforcement des liens entre les peuples et entre les cultures, contribue activement à l'établissement de la paix.

Le modèle de financement du Plan Solaire Méditerranéen

LA MOBILISATION DE FINANCEMENTS SIGNIFICATIFS

L'objectif principal du PSM est la construction, d'ici à 2020, de 20 GW de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone, notamment solaire, au Sud et à l'Est de la Méditerranée. Afin notamment de valider les premières études réalisées quant aux besoins identifiés, aux technologies utilisables et aux coûts des investissements nécessaires au déploiement de ces centrales utilisant des énergies renouvelables (ENR), l'Inspection générale des Finances (IGF) et le Conseil général de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies (CGIET) ont été chargés d'une mission d'approfondissement de ces questions. Cet article présente une synthèse des travaux de modélisation économique et financière du PSM réalisés dans le cadre de cette mission (1).

par **Michel LAFFITTE*** et **Florent MASSOU***

LE PSM EST UN PROGRAMME AMBITIEUX, MAIS D'UNE DIMENSION ADAPTÉE À L'ÉCHELLE RÉGIONALE

Le coût d'investissement du PSM dépendra fortement des choix technologiques retenus

Afin de mieux cerner les ordres de grandeur du coût du PSM, quatre scénarios conventionnels de déploiement de ces capacités ENR, d'ici à 2020, ont été élaborés en fonction d'un mix possible des différentes technologies envisageables : centrales éoliennes, centrales à concentration solaire (*concentrated solar power* ou CSP) et centrales à cellules photovoltaïques (PV). Les deux pre-

miers scénarios (Solaire ++ et Éolien ++) sont extrêmes et permettent de borner les estimations, alors que dans les scénarios plus probables (Solaire + et Éolien +), la répartition des technologies est plus équilibrée (Voir le tableau 1).

Pour calculer le coût des différents scénarios, quatre variables clés ont été introduites : le coût d'investissement des différentes technologies en fonction de la puissance nominale installée, l'évolution annuelle de ces prix unitaires (orientée à la baisse, grâce aux progrès technologiques), le coût au MWh des trois technologies et, enfin, le facteur de capacité, qui est le rapport entre la production effective d'une centrale ENR d'un type

* Inspecteurs des Finances.

(1) Le rapport de la mission IGF/CGIET a été publié sur les sites extranet des deux Inspections (www.igf.bercy.gouv.fr et www.cgiet.org/).

Scénario	Total des capacités éoliennes installées	Total des capacités PV installées	Total des capacités CSP installées
Solaire ++	0 MW	9 000 MW	11 000 MW
Éolien ++	20 000 MW	0 MW	0 MW
Solaire +	7 000 MW	5 200 MW	7 800 MW
Éolien +	13 000 MW	3 100 MW	3 900 MW

Source : Mission IGF-CGIET sur le PSM, Juin 2009.

Tableau 1 : Répartition des différentes technologies dans les quatre scénarios étudiés.

Technologie	Coût d'investissement	Coût du MWh	Gains attendus/an(3)	Facteur de Capacité
PV	4 €/W	250 €	Fourchette basse : 2,5 % Fourchette haute : 5 %	22 %
CSP	3,5 €/W	160 €	Fourchette basse : 2,5 % Fourchette haute : 5 %	33 %
Éolien	1,3 €/W	75 €	2 %	30 %

Source : Mission IGF-CGIET sur le PSM, Juin 2009.

Tableau 2 : Tableau récapitulatif des paramètres technico-économiques retenus pour la modélisation.

	Sans CO ₂	CO ₂ à 20 €/tonne	CO ₂ à 50 €/tonne
Coût de production	51 €/MWh	58,3 €/MWh	69,3 €/MWh

Source : Coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008, fonctionnement de 8 760 heures/an.

Tableau 3 : Coûts de production d'un cycle combiné à gaz en fonction du prix du carbone.

donné et sa production théorique à la puissance nominale (Voir le tableau 2).

Les valeurs retenues pour ces variables résultent tant de données provenant des industriels que de travaux académiques, et sont cohérentes avec celles retenues par la Direction générale de l'Énergie et du Climat du ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, en charge des Technologies vertes et des Négociations sur le climat (2).

Le graphique 1 de la page suivante présente les coûts globaux d'investissement du parc de centrales ENR dans les quatre scénarios étudiés, en retenant la fourchette haute pour l'évolution des technologies solaires (-5 %/an). Chaque année, le coût d'investissement est calculé sur la base du prix applicable à cette date en fonction des gains de productivité obtenus précédemment (les techniques se « figent » dans l'investissement). Le coût total est obtenu par sommation sur toute la durée du plan, avec et sans actualisation sur la base d'un taux de 5 % l'an.

Pour les scénarios les plus probables, ce coût se situerait dans la fourchette 32 à 40 milliards d'euros, ou 23 à 28 milliards d'euros après actualisation (4).

Si les baisses de coûts attendues pour les centrales éoliennes sont relativement bien cernées, il n'en est pas

de même pour les technologies solaires, pour lesquelles la dynamique de marché reste à créer, en raison de leur caractère encore novateur (notamment pour le CSP). Une réduction du coût de ces technologies de 2,5 %/an au lieu de 5 %/an se traduirait par une augmentation des coûts d'investissement de 12,5 % dans le scénario « Éolien + » et de 21,9 % dans le scénario « Solaire ++ ».

Les surcoûts de production d'énergie renouvelable dans le cadre du PSM, quoique significatifs, sont absorbables à l'échelle régionale

La modélisation réalisée permet également de comparer le surcoût de production de l'électricité renouvelable du PSM par rapport à un scénario de référence, dans lequel l'électricité produite par les 20 GW d'ENR aurait été obtenue grâce à des technologies carbonées classiques. Le scénario de référence choisi est celui d'une production d'électricité par une centrale à cycle combiné à gaz, adaptée aux conditions locales (voir le tableau 3). L'introduction des externalités carbone permet de déterminer un prix de référence en fonction du coût de la tonne de CO₂ émise.

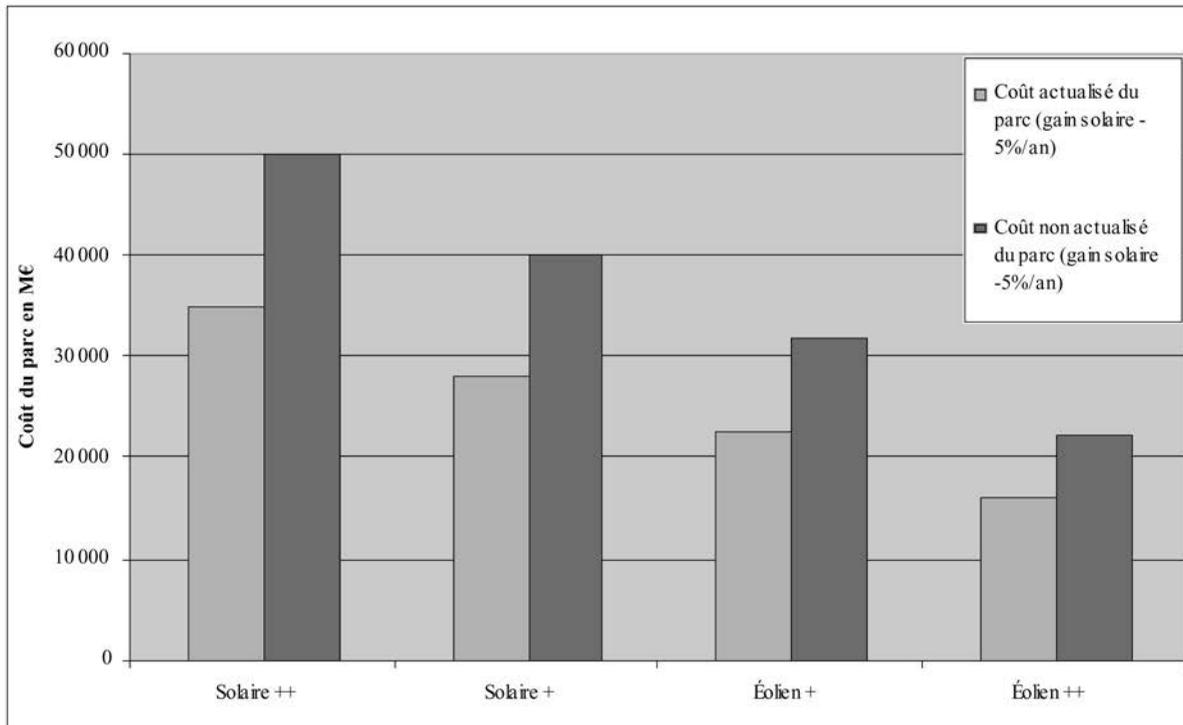
Les coûts d'investissement et de production des centrales ENR sont déterminés (comme indiqué précédemment) en fonction de l'année de construction. La méthodologie est identique pour les centrales de référence : les coûts de production sont majorés chaque année à hauteur du taux d'actualisation (5), puis évoluent comme l'inflation, après la construction de la centrale.

(2) Coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008.

(3) Ces gains portent à la fois sur les coûts unitaires d'investissement et de production.

(4) La fourchette entre les deux scénarios extrêmes est de 22 à 50 milliards d'euros (16 à 35 milliards d'euros après actualisation).

(5) En application de la règle d'Hotelling (1931), qui indique que l'évolution de long terme du prix des sources d'énergie non renouvelables doit, logiquement, être égale au taux d'actualisation.



Source : Modèle macroéconomique développé par la mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009.

Graphique 1 : Coût d'investissement global du parc de 20 GW en fonction des scénarios avec une évolution des technologies solaire de -5%/an.

Le surcoût global de production est calculé comme la différence entre la somme actualisée des coûts de production des centrales ENR et celle des coûts de production des centrales de référence, sur l'ensemble de la production de 20 GW couverte par des contrats d'achat conclus sur une durée de 20 ans. Ce surcoût se situerait dans la fourchette 9 à 17 milliards d'euros dans les deux scénarios intermédiaires « Éolien + » et « Solaire + ». La prise en compte des externalités carbone sur la base d'un prix de 20€/tonne CO₂ permettrait de ramener le surcoût global dans la fourchette 1 à 10 milliards d'euros.

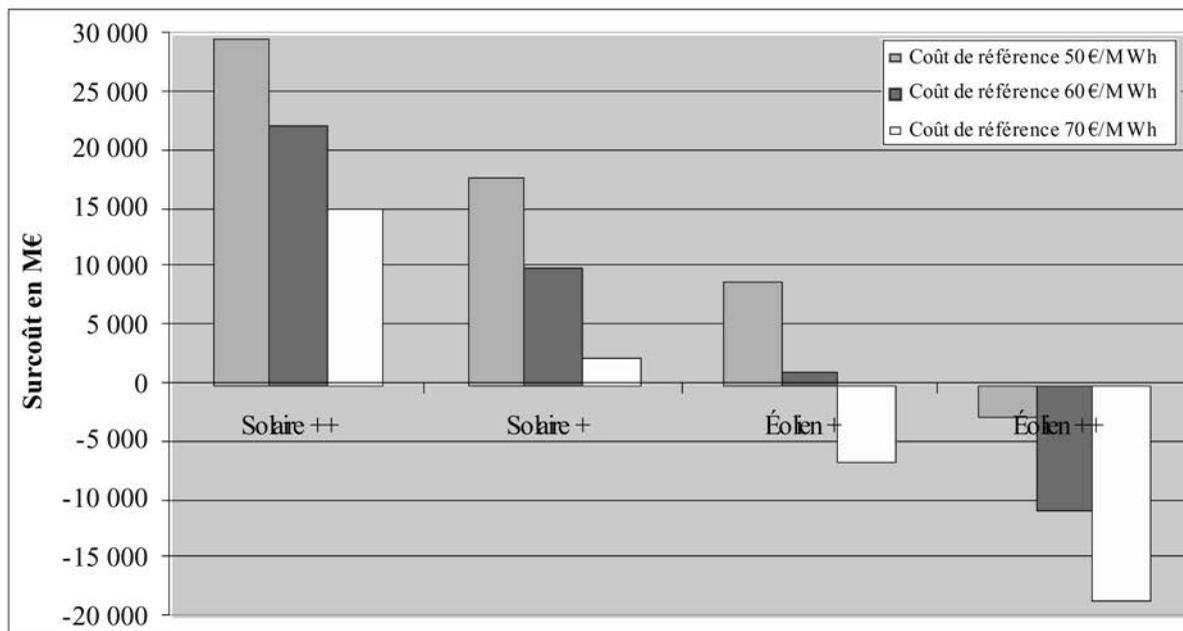
L'existence d'un « surcoût négatif » dans le scénario extrême « Éolien ++ » (voire « Éolien + », pour un prix du carbone de 50€/tonne CO₂) est la conséquence d'un prix de production de l'électricité éolienne devenant progressivement inférieur à celui de l'électricité carbonée, dans le cas des centrales construites au cours des dernières années du PSM (Voir le graphique 2).

Important en valeur absolue, ce montant doit être relativisé à l'échelle régionale, compte tenu de la consommation d'électricité au Sud et à l'Est de la Méditerranée en 2005 (500 TWh/an) et compte tenu, surtout, de son évolution prévisible à l'horizon 2020 (1 000 TWh/an), selon l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie (OME). Dans ce scénario, la production d'électricité provenant de sources ENR du PSM serait de l'ordre de 50 TWh/an, soit 5 % de la taille du marché, et 10 % de la production additionnelle d'électricité en fin de période.

Le surcoût annuel des moyens de production PSM par rapport à des centrales carbonées ne représenterait, en 2020, qu'entre 0,5 et 1,3 % de la valeur du marché régional de l'électricité dans les deux scénarios les plus probables. Cette part aurait naturellement tendance à diminuer, compte tenu de la dynamique du marché et de la convergence progressive des prix de production vers le prix de référence, plus rapide pour l'éolien que pour le solaire (Voir le graphique 3).

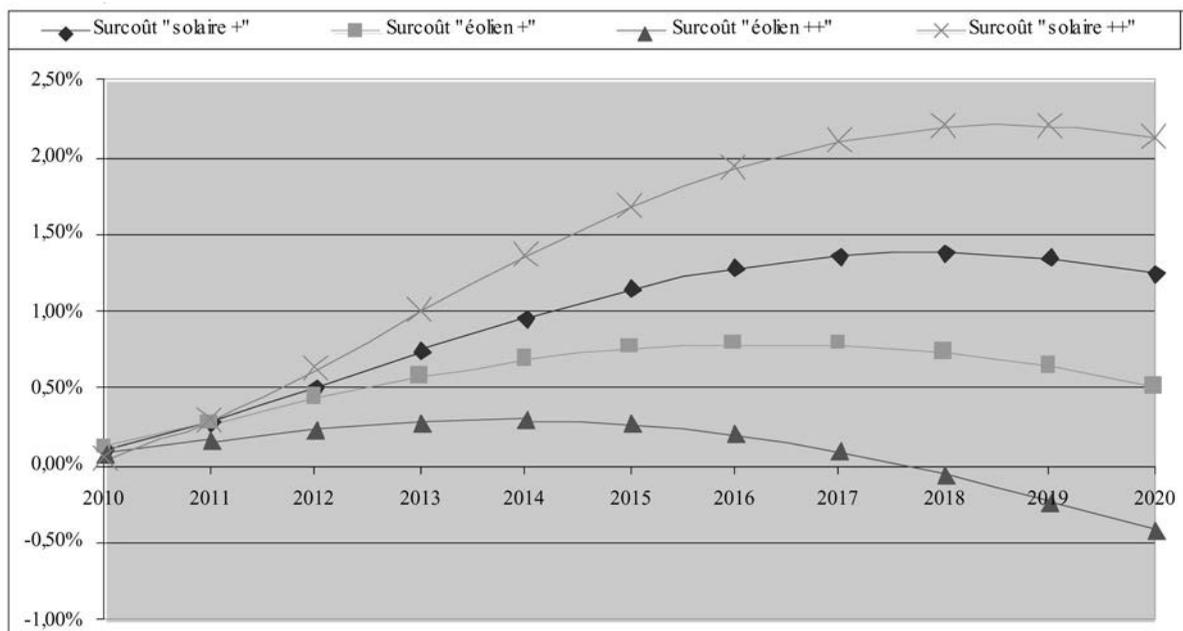
TOUT AUTANT QUE LA RENTABILITÉ DES PROJETS, LA QUALITÉ DE L'ENVIRONNEMENT JURIDIQUE EN FAVEUR DES ENR EST INDISPENSABLE À LA RÉUSSITE DU PSM

Le montage des opérations du PSM se réalisera pour une part importante en financement de projet, en faisant appel à des acteurs privés. La construction et l'exploitation de centrales utilisant des sources d'énergie renouvelable peuvent être réalisées suivant deux types de schémas : le premier, dans lequel le moyen de production est la propriété de l'exploitant et/ou de l'acheteur de l'électricité (l'entreprise publique dominante, dans la plupart des pays du Sud) ; le second, dans lequel la centrale est la propriété d'une entité distincte, qui l'exploite, ou non (un producteur indépendant ou *Independent Power Producer – IPP*).



Source : Modèle macroéconomique développé par la mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009 (diminution des coûts solaires égale à 5 %/an).

Graphique 2 : Surcoût global de production du PSM par rapport à un scénario carboné.



Source : Mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009.

Graphique 3 : Surcoût annuel de l'électricité produite par les capacités PSM par rapport au marché global.

Le montage en *corporate finance* d'une centrale vendue « clé en main »

Ce type de montage financier se caractérise par l'utilisation de la capacité d'emprunt (et donc de la notation) d'une entreprise produisant elle-même de l'électricité, comme base pour l'octroi du prêt nécessaire à l'acquisition de la centrale. L'entreprise en est propriétaire, ses

actifs généraux pouvant être apportés en garantie du prêt. Un tel montage dit en *corporate finance* présente un intérêt manifeste en matière de réduction des coûts, car il permet au prêteur (obligataire ou banque commerciale) de répartir son risque sur un portefeuille d'actifs diversifiés, d'accepter des taux d'intérêt plus bas, des durées d'amortissement plus longues et des clauses de « revoyure » ou de déchéance du terme (*covenants*) moins strictes.

Cependant, compte tenu du caractère fortement capitalistique des projets de centrales ENR, la plupart des producteurs d'électricité – en particulier dans les pays du Sud – ne sont pas en mesure de dégager des ressources en financement *corporate* suffisantes pour ce type de montage. Par ailleurs, pour des projets utilisant des technologies nouvelles (en particulier, le solaire à concentration) ou pour lesquels le producteur traditionnel n'est pas en mesure d'assurer l'exploitation, celui-ci pourrait être réticent à prendre les risques associés.

Le montage en financement de projet de la réalisation et de l'exploitation d'une centrale ENR

Ce type de montage se caractérise par une combinaison de financements associant capital, emprunt, subventions et, le cas échéant, rehaussement de dette par des dispositifs de garantie, dans lesquels les prêteurs apprécient leurs risques, non pas en fonction du bilan du promoteur du projet ou de l'exploitant, mais de leur estimation des *cash-flows* dégagés par le projet lui-même, sur la durée d'exploitation de la centrale ENR. Les avantages en sont nombreux, notamment la mobilisation de moyens financiers supplémentaires, mais les montages en financement de projet sont complexes et longs à mettre en œuvre.

Les montages en financement de projet ont été largement utilisés pour les centrales ENR récemment construites en Espagne (6), où le véhicule de développement de projet constitue un producteur d'électricité indépendant. Placé sous un régime concessif (BOOT : *build, own, operate, transfer*) ou de contrat de long terme (BOO : *build, own, operate*), ce producteur est amené à passer des contrats avec plusieurs entités :

- l'entreprise de construction et le fournisseur d'équipement pour la réalisation d'une centrale « clé en main », opération dans laquelle ceux-ci acceptent de prendre en charge les risques liés à la technologie ;
- l'opérateur de la centrale, qui s'engage sur sa performance ;
- le propriétaire foncier ;
- l'acheteur du « productible », qui, lui, s'engage à long terme (*Power Purchase Agreement* – PPA) ;
- les prêteurs, qui, après une modélisation contradictoire du projet et le recours à diverses expertises financières, juridiques et techniques, acceptent de s'engager aux côtés des actionnaires du SPV. Le principal déterminant des prêteurs est la capacité du projet à assurer le service de la dette sur toute la durée de fonctionnement de la centrale, qui peut être appréciée à travers le ratio de couverture de ce service par les *cash-flows* après impôts dégagés par l'exploitation (*operational cash flow*) (7). Ce ratio était compris entre 1,2 et 1,3 (8) pour les centrales construites récemment.

De manière générale, la préparation d'un montage en financement de projet d'une centrale CSP exige de un

à deux ans de préparation avant la signature des accords de prêts, et d'une année et demie à deux ans pour la construction de la centrale. Les délais de construction peuvent être inférieurs à un an pour une centrale PV ou un champ éolien, en fonction de la disponibilité des matériels. Les préoccupations des investisseurs et des prêteurs, notamment les risques politiques, opérationnels et juridiques, doivent donc être intégrées en amont des projets, afin de sécuriser le montage.

SUR LA DURÉE DU PSM, LES FINANCEMENTS PRIVÉS DEVRONT PRENDRE LE RELAIS DES BAILLEURS PUBLICS

La palette des financements possibles pour les projets du PSM inclut des mécanismes novateurs

La gamme des instruments utilisables pour assurer le financement du PSM est large. Elle inclut :

- les apports en fonds propres d'acteurs majoritairement privés (promoteurs des projets, fonds régionaux, tel qu'Inframed, fonds souverains, interventions des filiales bancaires d'institutions de développement publiques, telles que la SFI ou PROPARCO), dont la part dans le financement varie de 20 à 40 % et qui espèrent des taux de retour sur leur investissement compris entre 10 et 20 % ;
- les prêts des banques de développement multilatérales ou bilatérales, accordés généralement pour des durées longues (jusqu'à 20 ans), le cas échéant avec des délais de grâce et assortis de taux proches de l'EURIBOR ou du LIBOR ;
- les prêts des banques commerciales, dont les durées varient de 10 à 15 ans, généralement sans période de grâce et assortis de taux d'intérêt qui, sur la zone Moyen-Orient Afrique du Nord (MENA), s'établissent aujourd'hui entre EURIBOR + 150 bp (9) et EURIBOR + 300 bp, en fonction de la qualité et des risques associés au projet ;
- des mécanismes de garanties à l'exportation ou contre le risque politique, développés par la plupart des bailleurs internationaux et par les agences multilatérales (comme la MIGA) ;
- des instruments financiers comportant un élément plus ou moins important de subvention : aides liées, comme la réserve « pays émergents » française, facilité

(6) Centrales CSP Solnova 1 & 3 et centrale PV Aliwin SL.

(7) Ce ratio peut être apprécié, soit année après année (*annual debt service coverage ratio* ou ADSCR), soit sur la durée d'amortissement de la dette (*loan life coverage ratio*).

(8) Le respect de ce ratio étant testé dans plusieurs scénarios variantiels dépendant essentiellement des conditions climatiques, à des niveaux de confiance de 50 et 90 %.

(9) Bp : points de base.

Le Clean Technology Fund

Le Clean Technology Fund (CTF) a vocation à faciliter le déploiement de technologies propres (production d'énergie, efficacité énergétique, transports) dans les pays éligibles à l'aide au développement. Il intervient systématiquement en cofinancement avec d'autres institutions multilatérales (sur la zone, la Banque mondiale elle-même, la Banque Africaine de Développement - BAfD, la BEI ou la BERD), en s'appuyant sur des plans nationaux ou régionaux élaborés en liaison avec le (ou les) pays bénéficiaire(s).

Ces plans sont appréciés en fonction de leur caractère « transformationnel », à la fois sur l'inflexion donnée aux émissions de CO₂ de la zone et sur la capacité à développer des technologies qui changeront durablement le mix énergétique du pays ou de la région. Les concours du CTF sont assortis d'éléments de concessionnalité élevés (entre 50 et 70 %), ce qui en fait des instruments uniques de financement de centrales utilisant des sources d'énergie renouvelables sur la zone. Un montant prévisionnel de 750 M\$ de ressources dédiées au PSM fait actuellement l'objet de discussions avancées avec la Banque mondiale.

d'investissement de voisinage européenne, le programme SET (Plan stratégique pour les technologies énergétiques) de la Commission, pour les projets les plus innovants... Dans le cas du PSM, deux de ces instruments revêtiront une importance particulière : le *Clean Technology Fund* géré par la Banque mondiale et les crédits carbone (Cf. les encadrés « Le *Clean Technology Fund* » et « Les crédits carbone »).

Le financement sur les seules ressources publiques (actuelles ou annoncées) des investissements de la première phase du PSM est possible

Sur la base des interventions prévisionnelles pour 2009 des bailleurs publics (10) sur les projets ENR de la zone MENA (pays du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord) + Turquie, la fourchette d'intervention possible des bailleurs publics internationaux sur les énergies renouvelables dans la zone considérée peut être estimée entre 900 M€ à 1 100 M€ par an. En supposant que ce niveau d'engagements soit maintenu en 2010 et en tenant compte d'une mobilisation limitée des prêts très concessionnels (prêts bilatéraux liés et CTF) et des subventions, le financement des projets prioritaires du PSM est aujourd'hui possible (Voir le tableau 4).

Sur la totalité de la période couverte par le plan, la mobilisation des bailleurs privés est, en revanche, indispensable

A l'horizon 2020, en supposant constante l'intervention des bailleurs publics nationaux et multilatéraux (dont le programme régional du CTF) et une diminution rapide des subventions aux projets, la couverture des besoins de financement passe par un recours massif aux prêts des banques commerciales, comme le montre le tableau 5.

L'ampleur de l'intervention privée implique que la rentabilité des projets soit établie sans ambiguïté dans les deux prochaines années, en rodant le système d'exportation, en accélérant les procédures d'obtention des crédits MDP et en créant, dans chaque pays, les conditions nécessaires de raccordement au réseau, de soutien public et de définition des procédures administratives.

(10) BEI (FEMIP), BIRD, BAfD, AFD, KfW, BERD.

	2010-2011 : Éolien +	2010-2011 : Solaire +
Capacité de production installée	1 450 MW	1 100 MW
Coût total d'investissement dont :	2 600 M€	2 400 M€
- moyens de production	2 400 M€	2200 M€
- réseaux et interconnexions	200 M€	200 M€
Fonds propres (30 %)	780 M€	720 M€
Prêts bailleurs publics potentiels	900 à 1 100 M€/an	900 à 1 100 M€/an
Prêts concessionnels	~ 100 M€/an	~ 100 M€/an
Subventions	~ 100 M€/an	~ 100 M€/an
Prêts commerciaux requis	Pas nécessaire	Pas nécessaire

Source : Mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009.

Tableau 4 : Tableau agrégé de financement pour les deux premières années de réalisation du PSM.

Les Crédits carbone

Vecteurs principaux de l'utilisation, au Sud, des crédits carbone, les mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto permettent de tirer parti des économies de CO₂ réalisées dans les pays émergents et en développement pour les comptabiliser dans les objectifs quantifiés imposés aux pays développés (pays de l'annexe 1), au premier chef, en Europe. Or, ces mécanismes de développement propre (MDP) (11) n'ont que peu profité, jusqu'à aujourd'hui, aux pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée : seuls 30 projets enregistrés, sur un total de 1 613 à fin avril 2009, émanaient du continent africain.

La quantification des ressources susceptibles d'être apportées par la vente des crédits carbone dépend de nombreux facteurs : le scénario de référence choisi et la (ou les) technologie(s) correspondante(s), dont dépendent les émissions de CO₂ évitées, le prix de référence du CO₂, le choix de la durée d'obtention des crédits carbone (une durée de 10 ans non renouvelable, ou une durée de 7 ans renouvelable deux fois) et la part de la production qui sera exportée vers l'Europe. Selon les hypothèses, on peut ainsi estimer que les crédits carbone générés par les centrales ENR du PSM pourraient être compris entre 3 et 15 milliards d'euros.

Cette ressource est normalement versée durant toute la durée de vie des centrales ENR et elle est directement rattachée à leur production. Dans ces conditions, elle permet de limiter les surcoûts. Elle peut aussi être avancée par des fonds carbone intervenant sous la forme de quasi-fonds propres : elle constitue alors une source importante de financement des projets.

UN ACCORD DEVRA ÊTRE TROUVÉ SUR LE PARTAGE DES COÛTS DE MISE EN ŒUVRE DU PSM ENTRE LE NORD ET LE SUD

La mobilisation de l'ensemble des financements concessionnels ne sera pas, à elle seule, suffisante pour assurer la rentabilité des centrales solaires

Afin d'apprécier les marges de manœuvre disponibles pour la fixation des prix d'achat de l'électricité verte, tant en local qu'à l'exportation, une modélisation micro-économique des coûts de production de centrales à concentration solaire, photovoltaïques et éoliennes a été réalisée, qui tient compte de trois modalités de financement possibles sous la forme de prêts : emprunts aux conditions du marché (BC), prêts traditionnels des institutions de développement sur la zone (BdD), mix de prêts très concessionnels – bilatéraux

liés et CTF – et de banques de développement (BdD/CTF) (12) (Voir le tableau 6).

Les progrès technologiques et de productivité pourraient permettre d'abaisser significativement ces prix de revient : on peut ainsi estimer qu'à l'horizon 2020, dans un scénario central de financement des investissements par des banques de développement, ceux-ci pourraient être de l'ordre de 80€/MWh pour le CSP et de 130€/MWh pour le PV.

Ces prix de revient doivent être mis en regard du coût actuel de production carbonée de référence cité *supra* (50€/MWh) et des prix de vente de l'électricité aux particuliers dans les pays du Sud, tels qu'ils ressortent du graphique 4.

(11) Ou les projets de mise en œuvre conjointe, pour la Turquie, qui relève de l'Annexe 1.

(12) Il s'agit là d'un scénario limite, où le financement en prêt est assuré à parité par des ressources de banques de développement et des concours très concessionnels aux conditions d'intervention du CTF.

	2010-2020 : Éolien +	2010-2020 : Solaire +
Capacité de production installée	20 000 MW	20 000 MW
Coût total d'investissement dont :	38 000 M€	46 000 M€
- moyens de production	32 000 M€	40 000 M€
- réseaux et interconnexions	6 000 M€	6 000 M€
Fonds propres (30 %)	11 400 M€	13 800 M€
Prêts bailleurs publics potentiels	~ 10 000 M€	~ 10 000 M€
Prêts concessionnels	~ 1 000 M€	~ 1 000 M€
Subventions	~ 200 M€	~ 200 M€
Prêts commerciaux requis	15 400 M€	21 000 M€

Source : Mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009.

Tableau 5 : Tableau agrégé de financement sur la durée du PSM.

(en €/MWh)	Modalités de financement			Effet sur les prix des crédits carbone au prix de :	
	BdD/CTF	BdD	BC	20 €/tonne CO ₂	60 €/tonne CO ₂
Technologie					
CSP	123	144	189	-6 %	-18 %
PV	211	247	324	-4 %	-11 %
Éolien	50	59	77	-15 %	-43 %

Source : Mission IGF-CGIET sur le PSM, juin 2009 (rentabilité de 15 % pour les investisseurs en fonds propres).

Tableau 6 : Prix de revient à la production selon le type de financement (13).

Dans ces conditions, si une combinaison judicieuse de financements concessionnels et d'utilisation des crédits carbone permettrait sans difficulté majeure d'atteindre des prix de marché pour les centrales éoliennes dès aujourd'hui, des prix d'achat spécifiques plus élevés devront cependant être mis en place pour les technologies solaires.

Pour les pays non immédiatement raccordables au réseau européen (Égypte, Jordanie, Syrie, Liban), la construction de moyens de production d'électricité provenant de l'énergie solaire suppose donc la mise en place de contrats spécifiques ou de *feed-in tariffs* permettant d'assurer la rentabilisation de l'investissement et ce, dans les plages de prix indiquées *supra*, en fonction des modalités de financement.

L'obtention de certificats de réduction de CO₂ permet de décaler la zone de rentabilité vers des prix inférieurs, grâce aux revenus des fonds carbone qui viennent diminuer le coût du MWh. Toute diminution du coût d'investissement, des frais de maintenance ou des taux d'imposition produit le même effet.

Lorsque les exportations vers l'Europe sont (ou seront) possibles, la plage de rentabilité des centrales laisse en revanche plus d'espace pour la négociation. En effet, le

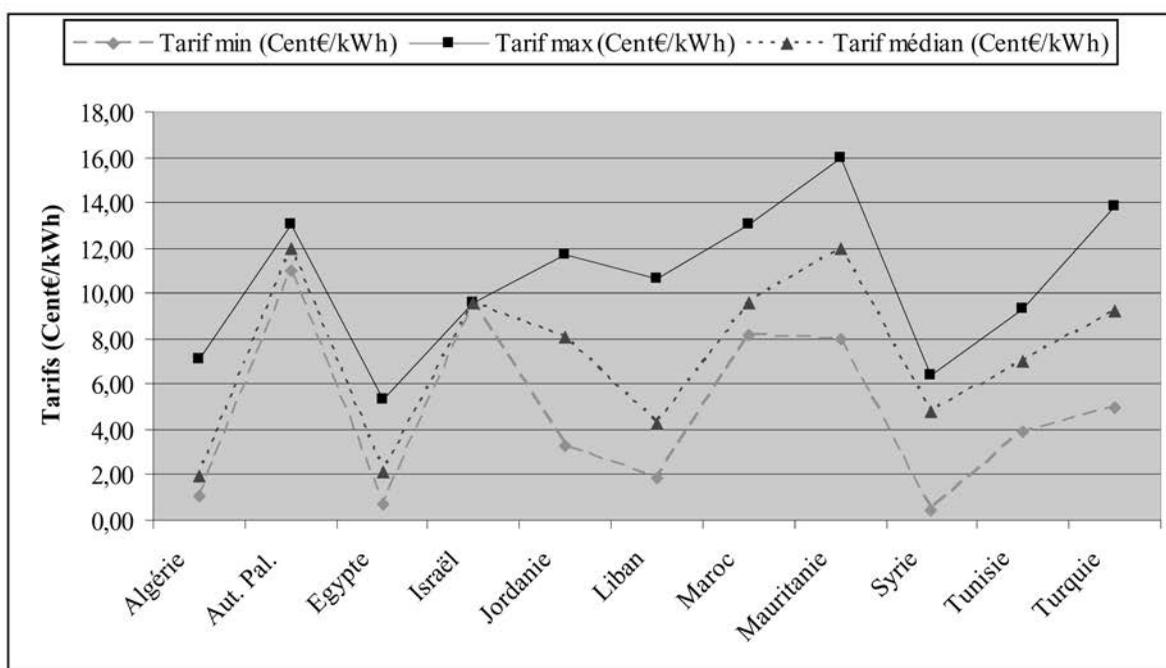
recours au dispositif prévu à l'article 9 de la directive européenne sur les ENR (14) peut être envisagé. La production peut être alors vendue à deux clients potentiels : l'acheteur local et l'acheteur européen qui inclura cette électricité dans ses objectifs nationaux de consommation d'ENR. En supposant que ce dernier soit prêt à acquérir l'électricité « verte » à un prix supérieur à la fois à celui de l'acheteur local et à celui permettant d'assurer l'équilibre économique de la centrale dans le scénario de financement déterminé, le niveau du prix local varie en fonction de la part exportée comme indiqué dans le graphique 5.

On voit sur cet exemple et ce, pour tous les scénarios de financement, que l'augmentation du taux d'exportation se traduit par une diminution rapide du prix payé par l'acheteur local.

Une négociation Nord-Sud sur le « partage des gains » provenant du mécanisme d'exportation peut être

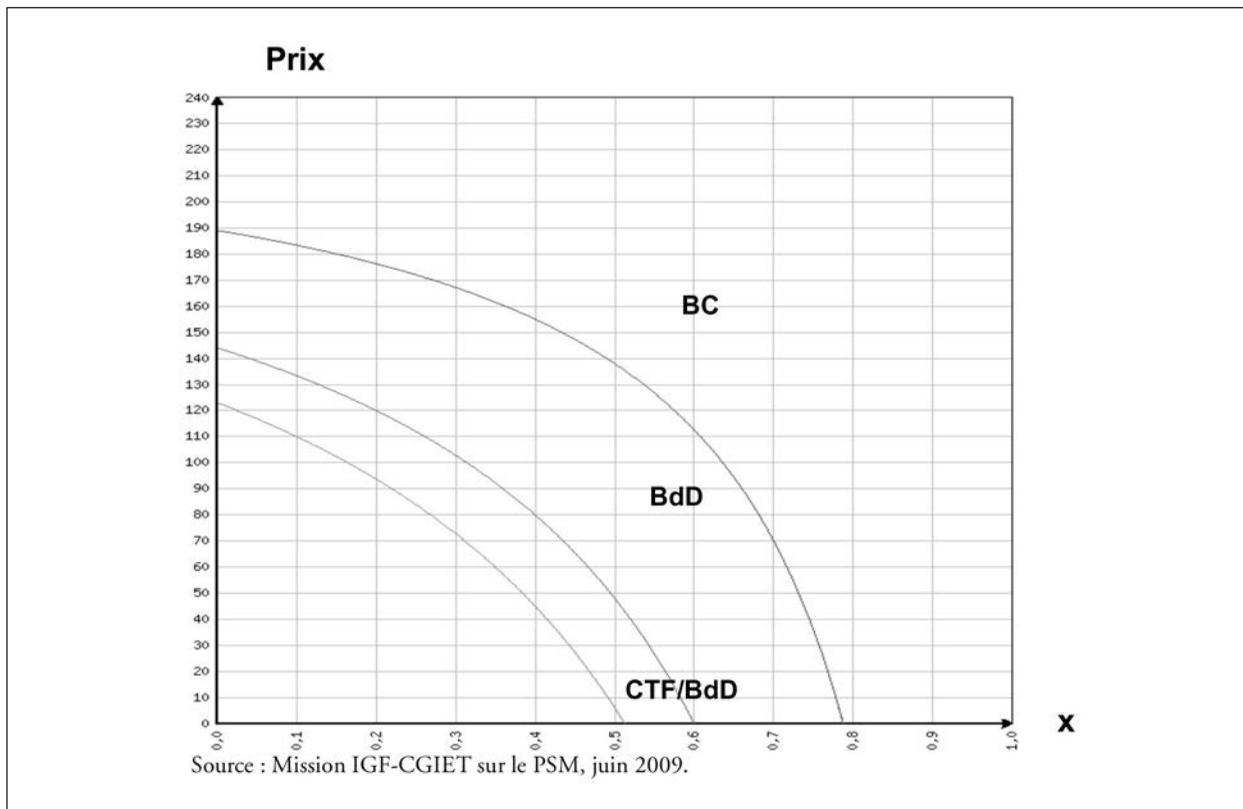
(13) Hors prise en compte des coûts de raccordement au réseau, qui pourraient majorer le prix de revient de 5 à 10 %.

(14) Directive sur la promotion de l'utilisation d'énergie provenant de sources renouvelables, adoptée en décembre 2008 sous la présidence française de l'Union européenne.



Source : Missions économiques et financières françaises de la zone considérée, mai 2009.

Graphique 4 : Prix de vente de l'électricité aux ménages au Sud et à l'Est de la Méditerranée.



Graphique 5 : Détermination du prix local dans une centrale CSP, selon le taux d'exportation et le type de financement (TRI = 15 %, prix d'achat européen = 240 €/KWh, à titre illustratif) (15).

conduite, afin que l'acheteur local puisse acquérir de l'électricité « verte » à un coût inférieur au coût de production, et pour que l'acheteur européen puisse également obtenir cette énergie renouvelable à un prix inférieur à ce qu'il devrait payer en Europe (*feed-in tariff*) (16). Cet équilibre pourrait être trouvé projet par projet, pour les premières réalisations, mais il serait sans doute difficilement généralisable et nécessiterait un cadre de négociation plus vaste, entre Etats.

Les déséquilibres du marché Nord-Sud appellent une régulation

Le mécanisme d'exportation pose d'importants problèmes de régulation à l'échelle régionale, car trois facteurs déséquilibrent fortement le marché de l'électricité « verte » :

- l'avantage comparatif des pays du Sud dans la production d'énergie renouvelable (meilleur ensoleillement, champs éoliens très performants) pousse à une exportation totale de la production vers l'Europe, où des engagements de consommation ont été pris et où les tarifs de rachat sont attractifs ;
- l'exportation porterait, en premier lieu, sur l'électricité produite par les centrales éoliennes, dont les coûts de revient sont les plus faibles mais qui, dans l'optique du PSM, n'ont pas nécessairement vocation à bénéficier au

premier chef du dispositif prévu à l'article 9 de la directive ENR ;

- enfin, sur le plan politique, la disparité des situations des différents pays pour l'accès au réseau européen (et donc aux tarifs d'achat plus élevés du Nord) peut compromettre la réussite du PSM à l'échelle régionale.

Une stratégie potentielle de régulation, relativement simple dans son concept, consisterait en l'instauration d'un plafond d'exportation par technologie commun à la zone, qui supposerait l'accord des 43 États de l'Union pour la Méditerranée et aurait vocation à être décliné dans les accords d'État à État et dans les contrats conclus entre le producteur local et l'acheteur européen. Ce plafond d'exportation permettrait de répartir le réservoir de subventions de la demande européenne sur un plus grand nombre de projets, sur un plus grand nombre de pays qui pourraient accéder dans le temps aux interconnexions, et sur un mix technologique plus vaste. Le mécanisme du marché viendrait alors renforcer la stratégie politique du PSM.

(15) Les coûts de transport ne sont pas intégrés, dans cet exemple.

(16) Le rapport précité de l'IGF-CGIET présente, dans son Annexe III, une modélisation d'un équi-partage des gains entre le Nord et le Sud, selon qu'il porte sur la totalité de la production ou sur la production marginale, dès lors que l'Etat du Sud accepterait de mettre en place un tarif d'achat local de l'électricité qui permettrait d'assurer la rentabilité de la centrale.

Le Plan Solaire Méditerranéen : un symbole du partenariat euro-méditerranéen ?

La Banque Européenne d'Investissement au service d'une politique renouvelée de l'énergie

Tout au long des cinquante dernières années, le cours de la construction européenne a connu bien des élans, mais aussi des turbulences, avec les étapes successives de son élargissement, les débats sur sa gouvernance, une alternance de cycles de croissance et de ralentissement économiques, avec leurs conséquences sociales, etc. Toutefois, la réalité européenne s'enracine progressivement dans notre environnement quotidien et j'ai la faiblesse de croire que la Banque européenne d'investissement (BEI) n'y est pas totalement étrangère.

par **Philippe de FONTAINE VIVE***

Créée au lendemain de l'adoption du traité de Rome, la BEI (1) a en effet maintenu, depuis lors, le double cap du soutien à la croissance et de la solidarité, à l'intérieur comme à l'extérieur de l'Union européenne. Dans la mise en œuvre de cette mission, les priorités et les instruments ont, bien enten-

du, évolué, mais sans qu'ait jamais été remis en question l'impératif de servir à la fois la compétitivité et un développement harmonieux.

Le secteur de l'énergie m'apparaît exemplaire de la capacité d'adaptation de notre institution et de son souci de servir une certaine idée de l'Europe. C'est pourquoi,

* Philippe de Fontaine Vive Curtaz est actuellement Vice-président de la Banque européenne d'investissement (BEI). Il est en charge des financements en France et dans les pays partenaires méditerranéens, du financement des PME et du partenariat avec le secteur bancaire en Europe, ainsi

que de l'ensemble de la communication externe de la BEI, notamment la transparence, la politique d'information et les relations avec les Organisations Non Gouvernementales. Il est membre du Conseil d'administration du Fonds Européen d'Investissement (FEI), filiale spécialisée dans les services financiers aux PME.

dans ma contribution à ce numéro de *Réalités industrielles*, je voudrais aborder cette priorité sous trois angles complémentaires : la BEI et les énergies renouvelables, la BEI et le partenariat énergétique avec les voisins méditerranéens et, enfin, la BEI et le Plan Solaire Méditerranéen.

LA BEI ET LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

La promotion d'une énergie sûre, compétitive et durable, figure, depuis 2007, parmi les axes majeurs du Plan d'activité de la Banque. Dans le droit fil de la politique énergétique de l'Union européenne, nos financements visent notamment à atteindre l'objectif de réduire de 20 % d'ici à 2020 les émissions de gaz à effet de serre des différents pays membres, par rapport aux niveaux qui étaient les leurs en 1990. Cela passe par des interventions visant à :

- accompagner la montée en puissance des énergies renouvelables sur le plan tant de la mise en production industrielle des technologies émergentes que de leur diffusion dans le public ;
- encourager une meilleure efficacité énergétique, par exemple, à travers les projets réalisés par le secteur public et les petites et moyennes entreprises, mais aussi à travers ceux qui sont liés au logement et à la production combinée de chaleur et d'électricité, ou encore à la modernisation des réseaux de production et de transport d'électricité existants ;
- soutenir la recherche-développement et l'innovation, afin de diversifier les sources d'énergie en aidant les projets à profils de risque financier élevé, qui, de ce fait, peinent à trouver des financements ;
- assurer la diversification et la sûreté des approvisionnements par la promotion des réseaux transfrontaliers, des installations de stockage et de nouvelles capacités de production ;
- aider à concilier approvisionnement externe et développement économique dans les pays partenaires, en travaillant à l'émergence d'une communauté euro-méditerranéenne de l'énergie, en identifiant les projets contribuant à la lutte contre les dérèglements clima-

tiques et en améliorant l'accès des populations à des sources d'énergie modernes.

L'activité de la BEI, en 2008, illustre particulièrement bien ces orientations, avec plus de 10 milliards d'euros de financements nouveaux en faveur du secteur de l'énergie, dont 2,2 milliards consacrés aux seules énergies renouvelables. Il convient aussi de relever que, parmi les projets financés par la BEI dans dix pays européens, l'énergie solaire a fait une percée rapide puisque, toujours en 2008, celle-ci a représenté 35 % des prêts consacrés aux énergies renouvelables (contre 9 %, l'année précédente). A cet égard, je citerai notamment ces trente-cinq centrales photovoltaïques de taille moyenne installées sur les toits-terrasses de centres logistiques de la grande distribution en Allemagne et en Espagne, mais également le prêt-cadre que j'ai eu le plaisir de signer, le 27 février de cette année, dans les locaux du lycée Victor Hugo de Poitiers.

Cette intervention (d'un montant de 200 millions d'euros) vise à financer le plan photovoltaïque de la région Poitou-Charentes, qui prévoit d'installer, d'ici à 2012, des fermes solaires (au sol) d'une capacité de 44,5 MW et des panneaux photovoltaïques d'une capacité totale de 22,5 MW (sur des toitures de bâtiments publics, industriels et commerciaux).

Ce projet est, à plus d'un titre, exemplaire. Il est tout d'abord ambitieux, puisqu'il vise à produire, dans une région qui représente moins de 3 % de la population française, une fois et demie plus d'énergie que toute la production française d'origine solaire en 2007. Il est également innovant dans sa structuration puisque, pour figurer aux côtés de la BEI, la Région – qui s'est, quant à elle, engagée à garantir les prêts accordés jusqu'à hauteur de 25 % de leur montant afin d'en améliorer encore davantage les conditions financières – a sélectionné, sur appel d'offres, les Caisses régionales du Crédit agricole et Crédit agricole Leasing, qui participeront à la mise en œuvre et au cofinancement des investissements, à hauteur de 200 millions d'euros supplémentaires. Enfin, il est bien pensé techniquement, car il s'appuie sur l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) en qualité de tiers expert. C'est la combinaison et la complémentarité de ces compétences qui doivent permettre de mener à bien une initiative certes prometteuse, mais qui, de par sa nature, soulève encore des interrogations et des doutes.

En 2008 encore, la BEI a participé à la création du Fonds européen 2020 pour l'énergie, le changement climatique et les infrastructures (dit *Fonds Marguerite*) pour soutenir en fonds propres et en quasi-fonds propres des investissements dans ces différents domaines et pour soutenir, en particulier, l'intégration éco-paysagère des sources d'énergie renouvelable.

Le même souci de pragmatisme prévaut dans la conduite des interventions de la BEI à l'extérieur de l'Union européenne, notamment dans les pays partenaires du Sud et de l'Est de la Méditerranée, une région où la BEI opère depuis la fin des années 70. Comme à l'intérieur de l'Union européenne, la nature même de

(1) La Banque européenne d'investissement a été créée en 1958 par le traité de Rome en tant qu'institution de financement à long terme de l'Union européenne (UE). Elle a pour mission de contribuer à l'intégration, au développement équilibré et à la cohésion économique et sociale des États membres de l'UE. La BEI emprunte d'importants volumes de fonds sur les marchés des capitaux et les prête à des conditions favorables, pour soutenir des projets qui concourent à la réalisation des objectifs de l'UE. La Banque adapte en permanence ses activités à l'évolution des politiques de l'UE.

On trouvera de plus amples informations sur les interventions et les nouvelles initiatives de la BEI sur le site Web de la Banque (www.bei.org). Pour des informations complètes sur les activités de la BEI en 2008, le lecteur est invité à consulter les rapports annuels (rapport d'activité et rapport sur la responsabilité d'entreprise, rapport statistique et rapport financier), qui peuvent être téléchargés depuis la page : <http://www.bei.org/publications>. Les rapports annuels du FEI, quant à eux, peuvent être téléchargés depuis la page : www.eif.org/library/index.htm.

l'activité de la BEI a profondément évolué tout au long de cette période et, aujourd'hui, à travers sa Facilité euro-méditerranéenne d'investissement et de partenariat (FEMIP), la BEI y est l'un des acteurs de référence de la Politique européenne de voisinage. Mise en place en 2002, la FEMIP (2) a repris l'acquis de ces trente années d'intervention, en donnant une certaine inflexion à son activité, qui repose aujourd'hui sur deux piliers principaux : l'appui direct au développement du secteur privé et la construction d'un environnement propice à l'investissement, tout en se dotant d'une organisation qui lui permette d'être à l'écoute des aspirations des pays partenaires et de décider, ensemble, des objectifs à atteindre.

LA BEI ET LE PARTENARIAT ÉNERGÉTIQUE AVEC LES VOISINS MÉDITERRANÉENS

Un approvisionnement énergétique fiable, à un prix compétitif et à des conditions respectueuses de l'environnement est une des conditions préalables à une politique dynamique d'attractivité des investissements. La FEMIP apporte donc une attention toute particulière à ce secteur et, outre le financement d'installations de production d'énergie et de centrales électriques, elle intervient aussi dans le financement des gazoducs et des interconnexions électriques, en particulier lorsque ces équipements sont considérés comme des investissements stratégiques pour stimuler l'intégration économique au niveau régional. Comme en Europe, l'efficacité énergétique et les économies d'énergie prennent, en Méditerranée, une importance croissante dans les activités de la BEI : cette dynamique est encouragée par les conditions particulièrement favorables dont bénéficie cette région, tant en matière éolienne que d'insolation. Pour accompagner cette stratégie et soutenir les investissements dans le secteur énergétique en Méditerranée, plusieurs instruments financiers ont été créés. En premier lieu, le Conseil des gouverneurs (les ministres de l'Économie et des Finances des pays membres de l'Union européenne représentant, à ce titre, les actionnaires de la Banque) a approuvé, en 2007, une série de mesures destinées à renforcer la contribution de la BEI dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Parmi ces mesures figure un mécanisme de prêt pluriannuel pour la promotion des énergies durables et la sûreté de l'approvisionnement énergétique, notamment dans les pays du voisinage européen. Doté d'une enveloppe de 3 milliards d'euros, il est utilisé essentiellement pour financer des projets qui ne peuvent pas bénéficier de la garantie communautaire, tout en permettant, néanmoins, d'atténuer le risque souverain (ou le risque politique) lié au projet. Au titre de ce mécanisme, sont admissibles, principalement, les projets concernant les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, le piégeage, le transport et le stockage du carbone, ainsi que les projets contribuant

de manière importante à la sûreté de l'approvisionnement énergétique européen. Un examen à mi-parcours de ce mécanisme est prévu d'ici à 2010.

D'autre part, les projets concernant la maîtrise des effets des changements climatiques réalisés dans la région méditerranéenne peuvent, sous certaines conditions, justifier d'un financement BEI à hauteur de 75 % de leur coût (au-delà donc du plafond habituel, qui est de 50 %). Ce relèvement du plafond de financement a pour but d'accélérer la mise en œuvre des projets et/ou d'aider à lutter contre la pénurie de ressources financières (il pourrait s'avérer particulièrement adapté au contexte de crise financière que nous traversons actuellement). Sont éligibles à ces dispositions tous les projets contribuant à l'atténuation des effets du changement climatique, en particulier les projets permettant une amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 20 % par rapport à la situation initiale, les projets concernant les énergies renouvelables, la fabrication d'équipements utilisés dans la production d'énergies renouvelables, la production de biomasse à des fins énergétiques, ainsi que des projets visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Par ailleurs, la BEI a pris une part active dans la mise en place du Fonds mondial pour la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables (GEEREF) qui, géré par le Fonds européen d'investissement (filiale de la BEI), investira dans des fonds régionaux spécialisés dans l'appui aux projets d'énergie de petite et moyenne dimension, dans les pays en développement et dans les économies émergentes.

Depuis octobre 2002, la FEMIP a consacré au secteur de l'énergie plus de 3,6 milliards d'euros, soit plus de 40 % de l'ensemble de ses financements sur la même période. Pour cela, elle mobilise toute une gamme d'instruments, allant de prêts et de dons pour financer des prestations d'assistance technique ou la réalisation d'études sectorielles, aux nouveaux outils promus par le Groupe BEI.

En 2008, elle est ainsi intervenue, pour la première fois, par le biais d'une opération de capital-investissement, en participant (à hauteur de 6,5 millions d'euros) au premier fonds de la région basé sur le Mécanisme pour un développement propre (MDP). Mis en place par le Protocole de Kyoto, le MDP autorise un pays industrialisé soumis à un objectif de limitation de ses émissions de gaz à effet de serre (GES) à investir dans un projet de réduction de ces émissions dans un pays non lié par un tel objectif et à se prévaloir des crédits cor-

(2) La FEMIP (Facilité Euro-Méditerranéenne d'Investissement et de Partenariat) a été créée en octobre 2002, à la demande du Conseil européen de Barcelone, pour renforcer et amplifier l'action de la BEI envers les pays partenaires méditerranéens. Elle est aujourd'hui l'acteur de référence du développement en Méditerranée, et elle a pour priorités le développement du secteur privé local et la mise en place d'un environnement favorable aux investissements. En six années, la FEMIP a investi plus de 8,5 milliards d'euros dans 125 projets d'envergure, soutenu le développement de 1 770 PME locales et consacré près de 100 millions d'euros à 113 opérations d'assistance technique et d'étude.

Voir également : <http://www.eib.org/projects/regions/med/index.htm>

respondant à la réduction des émissions de GES obtenue grâce au projet. Le fonds en question, domicilié au Maroc, permettra d'encourager l'utilisation du Mécanisme pour un développement propre au Maroc et dans la région, et participera au développement du marché des réductions des gaz à effet de serre. Il contribuera également à soutenir l'investissement dans des secteurs clés, tels que l'énergie renouvelable, la gestion des décharges et l'efficacité énergétique.

L'expérience de la BEI en Europe et celle de la FEMIP sont désormais au service d'une nouvelle ambition pour la région en matière d'énergies renouvelables : l'accompagnement du Plan Solaire Méditerranéen. Fruit d'une réflexion amorcée il y a plusieurs années, ce Plan a bénéficié de la meilleure des cautions politiques en étant retenu parmi les six projets prioritaires de l'Union pour la Méditerranée (UpM), lors du Sommet de Paris du 13 juillet 2008.

Dans le prolongement de l'impulsion donnée par les quarante-trois chefs d'Etats et de gouvernements, ce qui, hier encore, semblait un pari fou – produire environ 20 GW d'ici à 2020 à partir d'installations à faible émission de carbone représentant un investissement global de quelque 80 milliards d'euros – commence à prendre corps aujourd'hui.

Cet accroissement de la production d'électricité pourrait aider à surmonter les pénuries d'énergie que connaissent les pays méridionaux et orientaux de la Méditerranée.

De plus, l'énergie « verte » ainsi produite localement pourrait être exportée vers des pays membres de l'Union européenne et contribuer ainsi à la réalisation

des objectifs « 20-20-20 » inscrits dans le Plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (Plan SET). Enfin, le Plan Solaire Méditerranéen vise à relever les défis qui se posent actuellement dans le secteur énergétique, parmi lesquels l'accroissement de

la demande, la sûreté de l'approvisionnement et la viabilité environnementale revêtent une importance cruciale.

C'est au franchissement des premières étapes de mise en place de ce Plan que la FEMIP apporte concrètement son concours.



© Ludovic-Pool/SIPA

«Fruit d'une réflexion amorcée il y a plusieurs années, le Plan Solaire Méditerranéen a bénéficié de la meilleure des cautions politiques en étant retenu parmi les six projets prioritaires de l'Union pour la Méditerranée, lors du Sommet de Paris du 13 juillet 2008.» *Le président français Nicolas Sarkozy accueille le président égyptien Hosni Mubarak et le prince marocain Moulay Rachid au Sommet de Paris pour la Méditerranée, le 13 juillet 2008.*

née, qui ont invité la BEI à proposer un programme d'investissement pour le développement des énergies renouvelables dans le bassin méditerranéen.

En effet, lors de la 7^e réunion ministérielle conjointe de la FEMIP et de l'ECOFIN Euromed, à Luxembourg en octobre 2008, les ministres ont notamment conclu : « Afin de contribuer au Plan Solaire Méditerranéen, compte tenu de la grande expérience que la BEI a acquise en Europe à travers le financement des technologies énergétiques solaires et, plus largement, dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité

LA BEI ET LE PLAN SOLAIRE MÉDITERRANÉEN

En coordination avec d'autres parties prenantes, la FEMIP joue un rôle actif dans la mise en œuvre du Plan Solaire Méditerranéen (PSM). Sa légitimité institutionnelle découle des conclusions adoptées par les ministres de l'Economie et des Finances lors de la réunion ministérielle conjointe du Conseil ECOFIN et de la FEMIP (tenue à Luxembourg, le 7 octobre 2008) et des ministres chargés de l'Industrie de l'Union pour la Méditerranée,

énergétique, la FEMIP s'est proposée de jouer un rôle clé, en étroite coopération avec les acteurs concernés, dans les différents programmes d'investissement et projets qui doivent être mis en œuvre dans la région méditerranéenne dans les années à venir ».

De leur côté, lors de la 7^e Conférence de l'industrie de l'Union pour la Méditerranée, à Nice en novembre 2008, « les ministres [ont souligné] l'importance d'une mobilisation de fonds additionnelle pour mettre en œuvre le programme de travail, y compris du secteur privé. Dans cet esprit, ils demandent à la BEI de leur proposer, durant le premier semestre 2009, un programme d'investissements pour le développement de l'énergie solaire (qui contribuera fortement au programme Énergie 2020) ».

En adoptant le Plan d'activité de la FEMIP courant sur la période 2009-2011, les ministres euro-méditerranéens des Finances, réunis à Bruxelles le 7 juillet dernier, ont confirmé ces orientations et, de leur côté, les équipes de la Banque ont déjà engagé des travaux préliminaires de mise au point du Plan Solaire Méditerranéen.

Ces travaux préparatoires ont suivi une approche articulée en deux phases :

- durant la première phase (2009-2010), un plan d'actions immédiates – consistant en une série de projets pilotes de petite dimension concernant différentes technologies – sera mis en œuvre dans le but d'établir les conditions de rentabilité de chaque projet (principalement, les mécanismes financiers et les cadres juridiques) et de traiter les questions de gouvernance. La sélection des projets se fera sur la base des propositions soumises par les pays partenaires. La BEI participera au groupe de travail pour en définir les critères de sélection et pour instruire les projets à réaliser au cours de cette première phase.
- dans l'intervalle, il convient de définir également une stratégie à plus long terme, en particulier en ce qui concerne le plan d'investissement de grande envergure. Ces questions seront traitées dans une étude intitulée « Financement de projets concernant les énergies renouvelables au titre du Plan Solaire Méditerranéen », que finance le Fonds fiduciaire de la FEMIP. Cette étude a pour but, notamment, de proposer un éventail d'investissements (y compris des investissements dans les réseaux de transport d'électricité) et un projet de calendrier de mise en œuvre. Ce calendrier sera lié à la réalisation d'objectifs précis, tels que l'élimination de certaines contraintes, l'introduction de tarifs subventionnés, la passation d'accords avec les États membres de l'Union européenne dans le domaine des exportations et la diminution du coût de certaines technologies énergétiques renouvelables.

Dans l'esprit de l'Union pour la Méditerranée et, plus largement, en application de ses principes de coordination, la Banque travaille sur le Plan Solaire en bonne intelligence avec les États membres et les autres institutions financières internationales. Cela est indispensable pour éviter des chevauchements dans le financement de

projets, ainsi que des coûts administratifs supplémentaires. Il y va de la complémentarité, de la cohérence et de l'efficacité du soutien apporté aux pays membres de l'Union pour la Méditerranée.

Très concrètement, j'ai encouragé la conclusion d'un premier document de réflexion entre la BEI, l'Agence française de développement (AFD) et la *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW), qui donne un premier aperçu de la manière dont leurs contributions au PSM pourraient être organisées. Ce document a été présenté à Paris le 25 juin, lors de la première réunion ministérielle de l'UpM sur les projets du Développement durable. Il envisage la mobilisation conjointe – sur une période de cinq ans, courant à compter de 2010 – d'une enveloppe de 5 milliards d'euros de prêts consacrée à la promotion et à la mise en œuvre de projets relatifs aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique, au premier rang desquels figurent désormais les projets portés par le PSM.

En illustration de ce partenariat, la BEI, l'AFD et la KfW vont prochainement lancer des études de faisabilité au profit du ministère tunisien de l'Industrie, de l'Énergie et des Petites et Moyennes Entreprises et de la Société tunisienne d'Électricité et du Gaz (STEG), qui porteront sur la réalisation de centrales à concentration solaire (CSP) de 25 MW et photovoltaïques (PV) de 10 MW. Ces études ont pour objet de fournir les informations nécessaires à la prise de décision définitive quant à la localisation des sites, au dimensionnement, à la construction et à l'exploitation des centrales. Une démarche comparable devrait être suivie au Maroc, où l'un des premiers projets mis à l'étude pourrait être la centrale CSP de Ouarzazate (d'une capacité de 50 MW).

En conclusion de ce rapide tour d'horizon, à travers les actions de la BEI en faveur des énergies renouvelables, je voudrais souligner trois points :

Tout d'abord, le fait qu'elle apporte une attention particulière aux énergies renouvelables ne signifie pas, pour autant, que la BEI se désintéresserait des énergies conventionnelles. Celles-ci demeurent en effet, et pour longtemps encore, indispensables au développement économique de l'Europe, mais plus encore pour répondre à l'impact de la démographie, à la croissance du niveau de vie et aux besoins des entreprises de ses pays partenaires. A l'évidence, ces projets sont cependant analysés avec une attention particulière, dans l'esprit notamment de l'étude-pilote que nous lançons en 2009 pour mesurer l'empreinte carbone liée aux projets financés par la Banque. L'an dernier, la FEMIP a ainsi soutenu les projets de centrales à cycle combiné de Deir Ali (en Syrie) et de Ghannouch (en Tunisie).

Ensuite, si l'énergie solaire apparaît comme une source d'énergie d'avenir et inépuisable, elle n'est pas la seule énergie renouvelable à laquelle la BEI apporte son attention. C'est le cas, en particulier, des parcs éoliens, même si ceux-ci réclament des études d'impact approfondies, les paysages et les oiseaux pouvant être mena-

cés par leur développement. Ainsi, dès 2003, la BEI avait financé le plus grand parc éolien marin au monde, composé de 80 turbines d'une capacité de 2 MW chacune, au large du Danemark. Elle accompagne également la réalisation du parc éolien de Tanger (au Maroc), d'une capacité de 140 MW, et elle s'intéresse à ceux de Gabal El-Zeit (en Egypte) et de Tarfaya (au Maroc).

Enfin, s'agissant de l'énergie solaire, la BEI et la FEMIP sont en ordre de marche pour remplir la mission qui

leur a été confiée et transformer ainsi un élan politique en une réussite économique, créatrice d'emplois et potentiellement génératrice de retombées financières importantes. Son expertise et ses moyens sont à la disposition de tous les acteurs désireux de s'investir dans ce projet. Ainsi, ce qui apparaît aujourd'hui encore comme un slogan technocratique (« Le PSM, priorité de l'UpM ») sera demain une réalité aux effets directement perceptibles par les opinions publiques de l'Euro-Méditerranée.

L'initiative de la Banque mondiale en faveur d'une montée en puissance des centrales solaires à concentration (CSP)

Utilisation du Fonds des Technologies Propres en faveur d'une approche coopérative pour faire face aux défis du changement climatique et aux défis énergétiques des pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord (MENA)*

Le Fonds des Technologies Propres (FTP) comble un vide dans le financement des technologies à basse teneur en carbone déjà testées et disponibles sur le plan commercial (1).

par **Silvia PARIENTE-DAVID**, **Jonathan WALTERS**, **Chandra GOVINDARAJALU** et **Roger COMA CUNILL****

Le Fonds pour les Technologies Propres (FTP) a été créé en 2008 afin d'apporter un financement à taux bonifié pour la démonstration, le déploiement et le transfert de technologies à basse teneur en carbone offrant un potentiel significatif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, sur le long terme

(2). Le groupe Banque mondiale (World Bank, WB) en assure la gestion. Le FTP est un dispositif intérimaire permettant aux banques multilatérales de développe-

* Cet article a été traduit de l'anglais par M. Marcel Charbonnier.

** Banque mondiale.

(1) Pour plus d'information sur le FTP, voir le site www.worldbank.org/cif.

(2) Le FTP a été créé en même temps qu'un autre fonds, le Fonds Stratégique pour le Climat (FSC). Ces deux fonds sont des parties constituantes des Fonds d'Investissement Climat (FIC).

ment (3) d'apporter des financements manquants et d'encourager l'expérimentation d'applications bas-carbone, dans l'attente de la conclusion des négociations de la Convention-cadre des Nations Unies sur les Changements climatiques.

Les caractéristiques du FTP sont les suivantes :

- il utilise les capacités des banques multilatérales de développement afin d'exercer un effet de levier pour mobiliser des financements privés et publics en vue d'investissements à basse teneur en carbone ;
- il promeut les retombées positives en faveur de l'environnement et du développement afin d'apporter la preuve que les technologies à basse teneur en carbone peuvent contribuer à l'atteinte des objectifs nationaux en matière de développement ;
- il fournit des financements attractifs, comportant un élément de don conçu de manière à couvrir les coûts additionnels identifiables de l'investissement nécessaire à rendre viable le projet.

Les investissements FTP sont évalués sur la base d'un ensemble de facteurs, dont les principaux sont les suivants : a) le potentiel de réduction d'émissions de gaz à effet de serre, b) le coût-efficacité, c) l'existence de coûts ou de risques additionnels, d) le potentiel de démonstration, notamment l'étendue de la reproductibilité des résultats obtenus, à plus grande échelle, e) les impacts du projet en matière de développement (tels la lutte contre la pauvreté et un accès facilité à l'électricité) et, enfin, f) son potentiel de mise en œuvre (à la lumière, en particulier, de la nature des politiques et des institutions publiques).

Les projets/programmes d'investissement que soutient le FTP visent à atteindre des objectifs nationaux et cohérents avec les siens propres. Ces projets/programmes peuvent être notamment des investissements dans le secteur de l'énergie (énergie renouvelable, amélioration des rendements de la production, du transport et de la distribution de l'électricité), dans celui des transports (évolution vers différents modes de transports publics, économies de carburant et passage à de nouvelles sources d'énergie), ainsi que dans l'adoption à grande échelle de technologies économes en énergie et dans celle d'énergies renouvelables dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel. Une priorité est accordée à des activités permettant de porter à l'échelle industrielle des technologies, des solutions et des modèles de gestion qui ne sont pas encore utilisés de façon courante (c'est-à-dire sortant du *business as usual*).

Le FTP offre un large éventail de financements subventionnés et d'instruments de réduction des risques. Les prêts accordés par le FTP peuvent être de différents types, en fonction de la nature du projet à financer. Les programmes/projets financés par le FTP peuvent être

mis en œuvre par le secteur public, par le secteur privé ou encore par un partenariat public-privé.

LES CENTRALES SOLAIRES À CONCENTRATION (*CONCENTRATING SOLAR PLANTS – CSP*) UTILISENT UNE TECHNOLOGIE NEUTRE DU POINT DE VUE DU CARBONE, ELLES DISPOSENT D'UNE RESSOURCE TRÈS ABONDANTE ET IL EST POSSIBLE D'EN RÉDUIRE FORTEMENT LE COÛT

Les premières centrales électriques CSP ont été construites aux Etats-Unis, dans les années 1980 (neuf de ces centrales, d'une puissance totale de 400 MW (mégawatts), avaient été commandées par l'Etat de Californie entre 1985 et 1989). A une période de développement fulgurant, au cours des années 1980, succéda une période de stagnation, durant les années 1990, attribuable à une réduction du soutien gouvernemental au programme des CSP aux Etats-Unis. On constate aujourd'hui un regain d'intérêt pour ces centrales, qui est dû à l'importance croissante du changement climatique, à l'augmentation des préoccupations énergétiques causée tant par la volatilité des prix des énergies fossiles que par les avancées technologiques. Le secteur des CSP connaît aujourd'hui une renaissance stimulée par des financements gouvernementaux, comme par exemple les incitations fiscales aux Etats-Unis, ou des tarifs incitatifs de rachat de l'électricité par la compagnie publique, en Espagne. A la fin 2008, la capacité approximative mondiale des centrales CSP en activité opérationnelle atteignait 482 MW environ, dont près de 419 MW installés aux Etats-Unis, 63 MW en Espagne (avec, pour mémoire, 0,63 MW en Australie) (Trieb, 2009).

Aujourd'hui, le secteur des centrales CSP se caractérise par son dynamisme. Bien qu'encore peu de centrales soient opérationnelles ou en construction dans la région Moyen-Orient – Afrique du Nord (trois centrales sont en construction au Maroc, en Algérie et en Egypte), on prévoit une croissance significative au cours des 2 ou 3 prochaines années, correspondant à environ 7 415 MW de capacité installée, concentrée principalement aux Etats-Unis et en Espagne.

Une des caractéristiques des CSP, qui rend cette technologie attractive en comparaison avec d'autres technologies d'énergie renouvelable, est sa capacité de répondre aux appels de charges (c'est-à-dire une flexibilité qui lui permet de s'adapter à la demande ponctuelle sur le réseau), une qualité qui peut être encore renforcée grâce à de nouvelles innovations technologiques dans les domaines du stockage de l'énergie et de l'hybridation de concepts combinant une CSP avec d'autres technologies de production d'électricité, renouvelables ou conventionnelles. Cette capacité de répondre aux appels de charges encore améliorée ne pourra qu'augmenter la flexibilité du système élec-

(3) Banque Africaine de Développement, Banque Asiatique de Développement, Banque Européenne de Reconstruction et de Développement, Banque de développement Inter-américaine et Groupe Banque Mondiale.

trique, ce qui permettra de connecter une part accrue de « renouvelable » au réseau.

Mais le coût élevé des investissements nécessaires constitue le principal obstacle à une expansion rapide des CSP. Globalement, les coûts de production sont appelés à diminuer à l'avenir, sous l'effet de l'innovation dans les systèmes et dans les composants, de l'amélioration de l'efficacité énergétique des centrales, de facteurs de charge augmentés grâce à une capacité de réponse aux appels de charges améliorée, de la réduction des coûts de fonctionnement et d'entretien, d'effets d'apprentissage, d'économies d'échelle et, enfin, d'une concurrence accrue dans la fabrication de composants de centrales solaires.

Environ 87 % du coût de l'électricité produite par une centrale thermique solaire sont dus aux coûts d'investissement et d'installation, les 13 % restants correspondant au coût de fonctionnement et d'entretien de la centrale (Grama, 2008). Les estimations du coût de l'investissement vont de 4 000 USD (dollars) à 6 000 USD par kilowatt (kW) pour un facteur de capacité, représentatif, de 22-24 %. Dans la région Moyen-Orient – Afrique du Nord, une centrale CSP n'est pas encore compétitive, à ce stade, si on la compare à une centrale alimentée avec un carburant fossile ou encore à une centrale éolienne. Ainsi, par exemple, une centrale CSP d'un coût de 4 000 USD/kW fonctionnant à 20 % de sa capacité, peut être 3,7 fois plus chère qu'un cycle combiné, l'installation moderne de production d'énergie électrique de base la plus courante aujourd'hui dans la plupart des pays de cette région du monde (Timilsina, 2009).

Les CSP pourraient devenir compétitives dans cette région en raison du potentiel de réduction des coûts. Des prévisions montrent que les coûts d'investissement sont susceptibles de décroître progressivement, grâce à

des économies d'échelle réalisées dans les composants des installations, comme les turbines, ainsi que dans l'augmentation de leur taille. On estime que le coût d'une usine d'une capacité de 100 MW devrait chuter de 4 900 USD/kW en 2007 à 1 600 USD/kW en 2015, ce qui correspond à une réduction annuelle de 8,6 %.

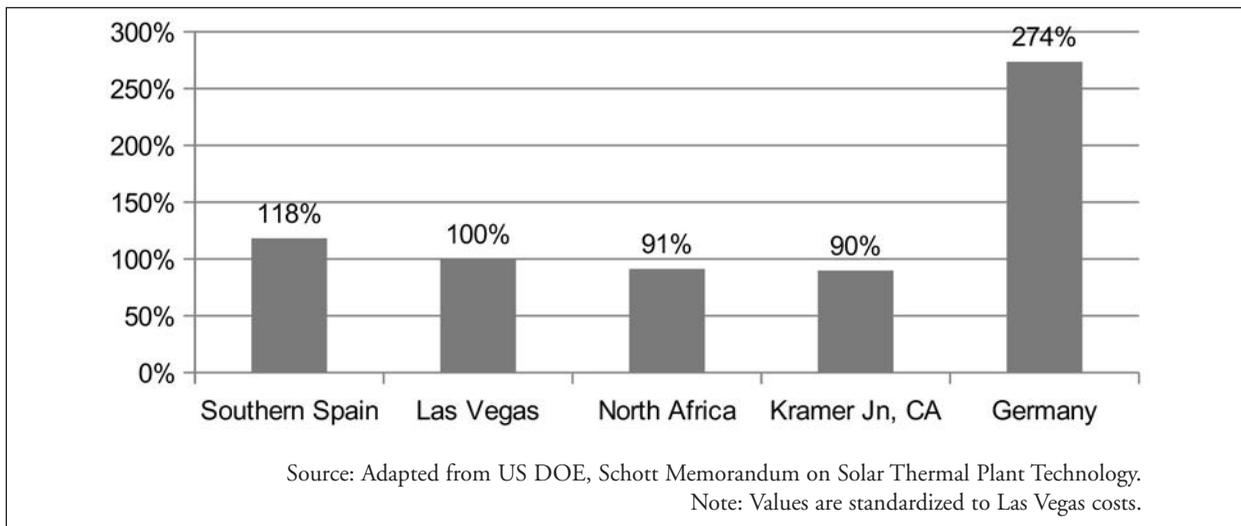
LE MOYEN-ORIENT ET L'AFRIQUE DU NORD OFFRENT DES CONDITIONS TRÈS FAVORABLES À UN DÉVELOPPEMENT À GRANDE ÉCHELLE DES CENTRALES SOLAIRES À CONCENTRATION...

Le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord (*Middle East & North Africa*, MENA) ont des caractéristiques physiques qui en font une région particulièrement prometteuse pour le développement à grande échelle des centrales solaires à concentration. Cette région a les conditions de production parmi les meilleures au monde : un ensoleillement abondant, peu de précipitations et beaucoup de terrains plats inutilisés, proches de réseaux routiers et de réseaux électriques. Grâce à ces conditions très favorables, les coûts moyens des CSP sont estimés devoir y être de 10 à 20 % inférieurs à ceux prévalant sur les marchés déjà existants : les Etats-Unis et l'Espagne (cf. figure 1 et graphique 1).

La consommation d'énergie de cette région croît plus rapidement que celle de toute autre région du monde, et les pays qui la composent cherchent de plus en plus à améliorer leur efficacité énergétique et à développer leurs sources d'énergie renouvelables, dans le cadre de leur politique énergétique afin de renforcer leur sécurité d'approvisionnement ; leur intérêt pour les CSP s'ac-



Figure 1 : Zones d'implantations viables de centrales solaires à concentration (CSP) au Moyen-Orient et en Afrique (Le degré d'adéquation est matérialisé sur cette carte par les variations de gris : les zones les plus sombres s'avérant les plus viables).



Graphique 1 : Coût d'une centrale électrique solaire à concentration, en fonction de sa localisation.

croît rapidement, car ils y voient une option à basse teneur en carbone prometteuse. Plusieurs centrales de ce type sont en cours de construction : la centrale à cycle combiné intégrant le solaire d'Hassi R'Mel en Algérie, l'*Integrated Solar Combined Cycle Power Project* de Kureimat en Egypte, celui de Ain Beni-Mathar au Maroc et, tout récemment, une CSP de 100 mégawatts à Abu Dhabi (Emirats Arabes Unis). Dans ces pays, on constate un réel intérêt soit pour développer leurs premiers projets du genre, soit pour porter à l'échelle industrielle leurs projets de CSP, afin de satisfaire leurs besoins croissants en énergie sans augmenter, pour autant, leur dépendance vis-à-vis des importations ou leur recours aux hydrocarbures dont les marchés sont hautement volatils. Lors d'un séminaire tenu à Rabat en juin 2009, six pays MENA se sont rencontrés afin de discuter de leurs stratégies énergétiques et du rôle que les CSP sont susceptibles de jouer dans l'atteinte de leurs objectifs énergétiques. Leurs projets de CSP ont été débattus, et onze de ces projets ont été identifiés, correspondant à une capacité totale de 900-1 400 MW, des projets qui pourraient être commissionnés sous cinq ou six ans.

Enfin, la proximité de l'Europe, où existe un énorme appétit pour l'électricité « verte », fait des pays MENA une région favorable à un large développement des centrales solaires à concentration. Le 17 décembre 2008, l'Union européenne a adopté une législation qui fixe un objectif général de 20 % à la part des sources d'énergie renouvelables (SER) dans la consommation nationale finale d'énergie à l'horizon 2020, cette part étant aujourd'hui de 8,5 %. Pour atteindre cet objectif, la loi assigne des sous-objectifs différenciés à chacun des 27 pays membres de l'Union prenant en considération la part des RES dans leur mix énergétique respectif en 2005, ainsi que leur PIB par habitant. Ces sous-objectifs nationaux entraîneront des échanges commerciaux internes à l'Union européenne, certains pays étant en mesure d'exporter l'excédent de leur production, tandis que d'autres auront besoin d'importer. Ainsi, par

exemple, l'Espagne sera sans doute à même de remplir ses obligations en la matière à partir de ressources renouvelables nationales, alors que l'Italie et le Royaume-Uni devront sans doute importer de l'électricité produite à partir de SER en provenance d'autres pays de l'Union européenne ou de pays extracommunautaires. La législation européenne ouvre en outre la porte à des importations à partir de pays MENA, à travers l'article 9 de la directive Energie-Climat. Sous certaines conditions, cette clause reconnaît que de l'électricité physiquement importée de pays MENA et consommée à l'intérieur de l'Union européenne peut être prise en compte dans l'atteinte des objectifs impartis aux pays membres. Par exemple, l'électricité produite par les SER en Tunisie pourrait servir à l'Italie, pour atteindre son objectif, à condition que : a) l'installation du câble d'interconnexion reliant la Tunisie à la Sicile ait commencé avant le 31 décembre 2016, et b) cette interconnexion soit devenue opérationnelle avant le 31 décembre 2022.

Le volume des importations d'électricité en provenance des pays MENA vers les pays de l'Union européenne dépendra des coûts de production relatifs. Le coût de production complet d'une centrale CSP dans la région MENA pourrait baisser et se situer entre 60 et 120 USD/MWh aux environs de 2020, en fonction du coût du capital et des améliorations techniques, soit un coût proche de celui d'une centrale conventionnelle et d'une centrale SER en Europe. Toutefois, les CSP ne seraient pas compétitives, sur le plan économique, avec des centrales électriques au gaz naturel à cycle combiné, sans a) une réduction significative des coûts d'investissement des CSP et/ou, b) une augmentation significative des prix du gaz. Pour peu que le coût des CSP décroisse de 10 % et que le coût du gaz augmente de 15 %, les CSP deviendraient compétitives avec les centrales au gaz naturel à cycle combiné. De plus, les émissions de CO₂ épargnées grâce au recours aux centrales CSP pourraient être monétisées afin de réduire encore le coût moyen d'environ 5 à 8 USD/MWh, avec une valeur du CO₂ de 10 dollars la tonne, et d'environ 13-

21 USD/MWh, si la tonne de CO₂ est évaluée à 20 dollars.

... MAIS D'IMPORTANTES OBSTACLES DOIVENT ÊTRE SURMONTÉS AFIN D'ATTIRER UN FINANCEMENT DE GRANDE AMPLÉUR

Mis à part les coûts d'investissement considérables, d'autres obstacles freinent le développement des centrales CSP dans les pays MENA : le subventionnement des énergies fossiles, l'insuffisance des infrastructures, une technologie de stockage encore naissante et l'exagération du risque perçu, en raison d'un manque d'expérience, dû au caractère nouveau de cette technologie. Premièrement, tous les pays MENA accordent aujourd'hui des subventions importantes au gaz naturel ; cela a pour effet une distorsion des prix et fait obstacle au développement des technologies thermo-solaires. Dans la plupart de ces pays, le gaz naturel est livré aux producteurs d'électricité au tarif de moins d'un dollar le giga-joule (Razavi, 2008), ce qui est le résultat d'un subventionnement à la hauteur d'environ 90 % du prix du gaz sur le marché.

Deuxièmement, la part exportée de l'électricité produite par ces pays vers l'Europe accroîtrait la rentabilité de construction de centrales solaires CSP dans les pays MENA. Sous l'empire de l'article 9 de la nouvelle directive UE en matière d'énergie renouvelable, certains pays membres, tels que l'Italie, pourraient être très intéressés à importer de l'électricité « verte » depuis l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient, en raison de leur déficit en énergies renouvelables. Toutefois, des goulots d'étranglement existent, en matière d'interconnexion, qui entravent les exportations d'électricité à grande échelle des pays MENA vers l'Europe. Bien qu'il existe des plans visant le parachèvement de la boucle électrique méditerranéenne et à connecter directement la Tunisie à l'Italie et l'Algérie à l'Espagne et à l'Italie, plusieurs années seront encore nécessaires avant que l'électricité puisse être vendue et acheminée librement entre le Sud et le Nord de la Méditerranée.

Troisièmement, la technologie du stockage n'est pas encore suffisamment au point, dans les CSP. Actuellement, une seule centrale opérationnelle dispose de cette technologie en état de fonctionnement, en Espagne. L'amélioration du stockage d'énergie sera un facteur clé dans l'augmentation de la production des centrales CSP, augmentant d'autant leur compétitivité. Un important système de stockage thermique, d'une capacité allant jusqu'à 7 heures, peut produire de l'électricité durant des périodes non ensoleillées et produire ainsi de l'électricité durant les heures de pointe de la demande sur les réseaux, en soirée. Le coût, bien que très important, d'un investissement dans une installation de stockage telle qu'un réservoir de sels fondus (d'une capacité de stockage d'environ 1 000 MWh) sera compensé par une fiabilité et une flexibilité supé-

rieures, qui permettront à l'opérateur de la centrale de dispatcher l'énergie solaire sur le réseau au moment où les prix de gros de l'électricité seront les plus élevés.

D'autres obstacles à l'investissement dans les CSP existent : il s'agit notamment de politiques hésitantes en matière d'acquisitions foncières et de contrats de vente ou l'absence d'échanges d'électricité à l'échelle régionale. Étant donné les incertitudes qui pèsent sur les actions économiques futures, les fabricants de centrales CSP fournissent des installations sur mesure et non des programmes complets de recherche et développement, de fabrication, d'exploitation et d'entretien. Il en résulte des coûts très élevés, des économies d'échelle non exploitées et un investissement limité dans la R&D.

L'INITIATIVE DE LA BANQUE MONDIALE DE MONTÉE EN PUISSANCE DES CSP DANS LA RÉGION MOYEN-ORIENT – AFRIQUE DU NORD AMBITIONNE DE JOUER LE RÔLE D'UN CATALYSEUR PERMETTANT D'ABAISSE LES COÛTS, DE CRÉER UN MARCHÉ DE TAILLE CRITIQUE ET D'ATTIRER DES FINANCEMENTS

La Banque mondiale, en partenariat avec la Banque Africaine de Développement (AfDB), a lancé une initiative visant à encourager le développement de la technologie des centrales solaires à concentration (CSP) dans les pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord (MENA) à une échelle d'environ un millier de MW, sous six à huit ans, avec les investissements annexes en matière d'interconnexion électrique, en ajoutant les fonds très compétitifs du FTP à ceux d'autres sources de financement afin de satisfaire des besoins totaux d'investissement évalués entre 6 et 8 milliards de dollars. En mai 2009, le feu vert a été donné par le Comité exécutif du FTP à la préparation d'un plan régional d'investissement permettant d'accéder à environ 750 millions de dollars des ressources du FTP. Un séminaire s'est tenu à Rabat, en juin 2009, afin de lancer la préparation du plan d'investissement et de discuter des projets en vue de leur éventuelle inclusion au programme d'investissement. Les pays du Maghreb ont présenté des projets représentant au total de 900 à 1 400 MW de capacité pour 2015.

Le déploiement d'un gigawatt (GW) de CSP dans la région MENA d'ici six à huit ans – qui se traduirait par la construction de 8 à 10 centrales électriques de taille commerciale dans plusieurs pays, soit 10 % d'accroissement des capacités de production, au total – permettrait d'atteindre la masse critique d'investissement nécessaire pour susciter l'intervention du secteur privé, pour bénéficier d'économies d'échelle permettant de réduire les coûts et pour aboutir à un apprentissage par le management de conditions de production multiples et diverses, tout en permettant de gérer les risques pays et les risques techniques. Un programme de cette

ampleur instaurerait solidement la région sur la voie d'une mutation vers la réalisation de 5 GW de capacité installée de CSP aux environs de 2025 et fournirait la stimulation nécessaire pour la réplique de cette réalisation dans d'autres pays en voie de développement.

UN MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ INTÉGRÉ FACILITERAIT LE DÉCOLLAGE DES CSP ET LA COOPÉRATION EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DES CSP À GRANDE ÉCHELLE POURRAIT RENDRE POSSIBLE EN RETOUR LA CRÉATION D'UN MARCHÉ RÉGIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ

L'intégration régionale du marché de l'électricité, qui se traduit par une capacité accrue et davantage diversifiée de production d'électricité que des marchés nationaux isolés, favorise le développement d'énergies renouvelables, qui est un objectif commun à tous les pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord désireux de renforcer leur sécurité énergétique et de lutter contre le changement climatique. L'intégration régionale permet de partager des réserves de stockage, nécessaires pour garantir la fiabilité des fournitures en présence de sources de production intermittentes, comme le sont ces énergies renouvelables, et de créer un marché d'une taille justifiant que l'on développe une industrie locale de taille à équiper ces marchés.

L'intégration régionale présente également d'autres avantages, tels qu'une sécurité énergétique renforcée, l'optimisation des ressources, une utilisation plus efficiente des infrastructures, un meilleur cadre de concurrence (qui entraîne des baisses de coût) et le développement de compagnies d'électricité de taille régionale qui soient compétitives sur les marchés mondiaux. Toutefois, un certain nombre de conditions préalables doivent être réunies pour que l'intégration régionale soit couronnée de succès :

- le renforcement de l'infrastructure physique, afin de faciliter les échanges transfrontaliers ;
- une coopération technique entre opérateurs de réseau ;
- un certain niveau d'harmonisation des règles régissant les marchés ;
- la création d'entités régulatrices qui soient en mesure de coopérer d'un pays à l'autre ;
- une planification régionale de l'énergie (plans d'équipement en moyens de production, mais aussi gestion de la demande et dispatching/gestion de réseau) ;
- enfin, l'harmonisation des normes et des standards des équipements, permettant de développer des capacités de fabrication dans la région.

Le renforcement des interconnexions à l'intérieur de la région MENA et entre la région MENA et l'Europe est une composante clé de l'initiative d'industrialisation de la filière des CSP lancée par la Banque mondiale.

CERTAINS OBJECTIFS DE L'INITIATIVE DE LA BANQUE MONDIALE SONT PARTAGÉS PAR LE PLAN SOLAIRE MÉDITERRANÉEN ET LA FONDATION DESERTEC

Le programme MENA CSP proposé par la Banque mondiale présente une synergie forte avec le Plan Solaire Méditerranéen (PSM), qui a pour objectif de prendre en compte le potentiel solaire de taille mondiale du Sud, et les besoins en électricité « verte » de l'ensemble du pourtour méditerranéen. Il s'agit de transformer cela en une opportunité rare – en associant une production à grande échelle à partir du solaire (ainsi que d'autres sources d'énergies renouvelables) avec l'efficacité énergétique et la gestion de la demande – au travers de réseaux de transmission renforcés en direction des centres de demande de la région méditerranéenne, tant de sa partie Nord que de sa partie Sud. Cela donnerait l'occasion de satisfaire la demande régionale en électricité « verte », ainsi qu'une opportunité de promouvoir l'intégration régionale et la sécurité énergétique dans la région méditerranéenne et au-delà. Cela donnerait aussi l'opportunité d'utiliser les technologies propres comme un stimulant pour les investissements, en des temps de crise économique, et de créer des « emplois verts ». Le succès du Plan Solaire Méditerranéen dépend du développement d'un cadre opérationnel permettant de partager les coûts et les bénéfices entre partenaires. Dès lors qu'un tel cadre serait jugé satisfaisant par toutes les parties prenantes, les Banques de Développement Multilatérales pourraient jouer un rôle clé dans son financement.

Le concept Desertec, à l'initiative de la *Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation* (TREC) envisage de créer un réseau reliant l'Afrique du Nord et l'Europe, qui puiserait dans les importantes ressources solaires et éoliennes de l'Afrique du Nord afin d'apporter de l'énergie propre tant à l'Afrique qu'à l'Europe. Un consortium majoritairement allemand formé par douze grandes entreprises des secteurs de l'énergie, de la technologie et de la finance (parmi elles Munich Re, Siemens, Deutsche Bank, RWE, EON, Schott Solar) a été constitué en septembre 2009 sous le nom « d'Initiative Industrielle Desertec » (DII). Celui-ci procèdera à des études de faisabilité et développera des plans de développement afin de rendre possible une importante exportation d'énergie solaire, depuis les pays MENA vers l'Europe. Lors d'une première rencontre à Munich, en juillet 2009, ce consortium a mis l'accent sur son intention d'investir 400 milliards d'euros, au cours des quarante années à venir, afin de fournir 15 % du marché européen de l'électricité au moyen d'électricité solaire importée, produite par les centrales CSP d'Afrique du Nord. Dans trois ans, l'Initiative Industrielle Desertec présentera une première feuille de route opérationnelle indiquant de quelle manière ce très important plan solaire pourrait être mis en œuvre

entre les pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord et l'Europe.

Le programme des CSP pour les pays MENA, commun à la Banque mondiale et à la Banque Africaine de Développement (AfDB), offre un fondement solide pour des initiatives visionnaires et ambitieuses, telles que le Plan Solaire Méditerranéen et Desertec, en offrant une solution concrète permettant d'aller de l'avant et de mener à bien des projets dans un futur immédiat.

LE DÉVELOPPEMENT DES CENTRALES SOLAIRES À CONCENTRATION CSP PEUT ÊTRE UNE COMPOSANTE DE PACKAGES INCITATIFS « VERTS » ET CONTRIBUER À CRÉER DES EMPLOIS

Outre le fait de contribuer à l'atteinte d'objectifs en matière de sécurité énergétique et de lutte contre le changement climatique, le développement de la capacité de production d'électricité via des centrales CSP dans les pays MENA est susceptible de participer à la croissance économique, sachant que les pays MENA sont particulièrement intéressés aux perspectives de fabrication locale des équipements nécessaires.

En ce qui concerne les installations en cours de réalisation, à peu près 30 % de l'équipement lourd est fabriqué localement. Si une demande de capacité supplémentaire à l'échelle du GW apparaît, alors la fabrication de composants de précision, tels que les tubes et les miroirs capteurs est susceptible, également, de devenir viable localement. D'après une étude (4) effectuée auprès d'entreprises européennes en ce qui concerne les centrales CSP, chaque centaine de mégawatts installés fournira l'équivalent de 400 emplois à plein-temps dans la fabrication, 600 emplois dans la sous-traitance et chez les installateurs et 30 emplois annuels pour le fonctionnement et la gestion. Le développement économique peut aussi bénéficier indirectement à une collectivité, par exemple, sous la forme d'une demande accrue en prestations de services locaux. Il est largement reconnu que pour chaque emploi créé dans la construction (d'une centrale), quatre emplois de services sont générés en soutien et qu'une fois la construction terminée, les emplois dans le fonctionnement et la gestion de la centrale vont requérir à leur tour les prestations de services locaux. Ainsi, Estela estime que si l'on créait 20 GW de capacité solaire dans les pays du Sud du Bassin méditerranéen, ce sont, au total, 235 280 emplois qui seraient créés, dont 80 000 dans la fabrication (40 000 *in situ* et 40 000 en Europe), 120 000 emplois dans la construction et 35 280 emplois dans le fonctionnement et la gestion. De plus, la création de ces emplois permettrait de développer un système de formation pérenne (écoles, instituts de formation professionnelle, etc.) permettant de former en permanence une main-d'œuvre

qualifiée (des techniciens, des ingénieurs, des chercheurs, etc.) (Estela, 2009) (4).

LE SUCCÈS REQUIERT UNE COOPÉRATION RÉGIONALE ET UNE ACTION COORDONNÉE AFIN DE METTRE EN PLACE DES MÉCANISMES DE FINANCEMENT INNOVANTS ET DE MOBILISER DES SOURCES DE FINANCEMENT MULTIPLES

L'initiative de la Banque mondiale / Banque Africaine de Développement pour une montée en puissance des CSP a pour objectif de se servir de ressources du FTP comme d'un catalyseur pour développer aussi rapidement que possible l'immense potentiel solaire inutilisé de la région MENA. Ceci afin de satisfaire la demande en électricité de cette région et de l'Europe, et ainsi obtenir une réduction du coût d'investissement de cette technologie au bénéfice de tous les pays, dans le monde entier, désireux d'utiliser la technologie des centrales à concentration (CSP). En plus d'être au service des objectifs d'une sécurité énergétique renforcée et du développement de l'énergie à basse teneur en carbone dans les pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, d'une part, et d'Europe, d'autre part, le développement du potentiel solaire des pays du Sud méditerranéen peut également contribuer à la croissance économique et à la création d'emplois.

Toutefois, les obstacles à franchir sont encore nombreux, et le succès requiert :

- un mécanisme de transition permettant de fournir des aides jusqu'à ce que les coûts aient suffisamment baissé pour que les CSP soient compétitives par rapport aux technologies de production d'électricité conventionnelles ;
- un mécanisme permettant de vendre l'électricité entre les pays MENA et l'Europe, de manière à ce que la production d'électricité des pays MENA puisse servir à atteindre les objectifs impartis aux pays membres de l'Union européenne par la directive Énergie-Climat ;
- un financement à grande échelle, avec une part substantielle à des taux d'intérêt bonifiés, durant les années de démarrage ;
- la participation du secteur privé (industriels, bureaux d'études, secteur financier) permettant de créer un marché ;
- enfin, un investissement très important dans les infrastructures d'interconnexion.

Afin d'assurer les ressources financières requises et de créer l'environnement propice, le Groupe Banque mondiale est en train de :

(4) Estela Solar (2008), *Solar Thermal Electricity : contributing to achieve the 20 % of RES in the energy mix by 2020*. European Solar Thermal Electricity Association, Belgium. Disponible en ligne : http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/2008.05.28_ESTELA_DisseminationDocFull.pdf

- préparer, en coopération avec la Banque Africaine de Développement, un plan d'investissement permettant de mobiliser les ressources du FTP ;
- coordonner un programme complet d'analyses et d'assistance technique, avec la participation de décideurs politiques, d'industriels, d'opérateurs et d'institutions financières ;
- établir des partenariats avec toutes les banques multilatérales de développement (BMD) et d'autres institutions financières afin de mobiliser les 6 à 8 milliards de dollars nécessaires.

Pour réussir, un effort concerté de toutes les institutions financières internationales est nécessaire. La Banque Européenne d'Investissement, la Banque allemande de développement KfW et l'Agence Française du Développement (AFD) ont d'ores et déjà accepté d'apporter 7 milliards de dollars au financement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables pour la période 2010-2015, dont un montant conséquent pourrait être alloué à l'initiative de la Banque mondiale de montée en puissance des CSP, via un éventail d'instruments tels que des prêts à long terme, des taux

d'intérêts bonifiés, des subventions pour l'assistance technique et les études de faisabilité, garanties et opérations de capital-risque. Des fonds financiers des pays du Conseil de Coopération du Golfe (GCC) disposent de capitaux significatifs à investir et ils sont par ailleurs désireux d'être des contributeurs majeurs au package financier, les pays membres du GCC (5) cherchant à maîtriser l'énergie solaire afin de pouvoir consacrer leurs hydrocarbures à des utilisations à plus forte valeur ajoutée, de contribuer aux efforts de lutte contre le changement climatique, de réduire la charge imposée par les subventions actuellement accordées aux énergies conventionnelles, d'étendre leur leadership énergétique au-delà du seul pétrole et, en conséquence, de créer des emplois.

(5) Masdar (Compagnie de l'Énergie du Futur d'Abu Dhabi) a émergé en tant que pionnier dans la réflexion et centre de construction verte via le développement d'une ville zéro-carbone, créant plusieurs milliers d'emplois. Abu Dhabi a été récemment choisi pour recevoir le siège de l'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (*International Renewable Energy Agency* – IRENA), créée en juin 2009.

Le financement de l'électricité renouvelable dans le cadre du Plan Solaire Méditerranéen (PSM)

Une double contrainte énergétique et climatique s'impose aujourd'hui aux économies développées comme aux économies émergentes ou en développement, appelant tous les pays à accélérer le changement énergétique et à mettre en place des systèmes économes en énergie et en carbone.

par **Rima Le COGUIC*** et **Christian de GROMARD***

LE PLAN SOLAIRE MÉDITERRANÉEN, UN OBJECTIF AMBITIEUX MAIS NÉCESSAIRE

Les Pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée (PSEM) sont particulièrement concernés par ces défis énergétiques et climatiques. Avec des taux de croissance s'échelonnant entre 6 et 8 %, leur demande en énergie augmente deux fois plus vite que celle de l'Europe, tandis que leur production, qui dépend des combustibles fossiles à hauteur des 99 %, est précarisée par la volatilité des prix de ces combustibles et par leur renchérissement. Pour relever ces défis, les pays méditerranéens sont contraints d'intensifier leurs politiques de maîtrise de l'énergie, en combinant efficacité énergétique, économies d'énergie, recours aux énergies renouvelables et réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le Plan Solaire Méditerranéen (PSM), lancé en juillet 2008, qui est l'un des six projets prioritaires de l'UpM (Union pour la Méditerranée), vise à dynamiser le déve-

loppement des énergies renouvelables (EnR) dans ces PSEM, en leur ouvrant la possibilité d'exporter de l'électricité « verte » produite chez eux *via* des interconnexions « renouvelables » et en introduisant de nouvelles formes de péréquation tarifaire entre pays du Nord et pays du Sud de la Méditerranée. Cette dynamique régionale est susceptible de faire évoluer les cadres réglementaires nationaux des PSEM et d'accélérer l'évolution de leur mix énergétique au profit des énergies renouvelables.

La région est dotée d'une ressource solaire qui s'avère la plus abondante de la planète et ses zones désertiques sont particulièrement propices à l'installation de centrales solaires. Certains pays disposent de bons potentiels éoliens, notamment le Maroc, l'Égypte et la Turquie, qui ont commencé à les exploiter. Par contre, du fait de la faible pluviométrie, les ressources en biomasse et en petite hydroélectricité sont plus limitées (1). En matière

* Agence Française de Développement (AFD) (<http://www.afd.fr>).

(1) A noter : la Turquie dispose d'un potentiel géothermique exploitable pour la production d'électricité.

d'électricité renouvelable, le PSM donne donc la priorité aux filières solaire et éolienne.

L'expérience, ces dernières années, des pays de l'OCDE et des grands pays émergents (Chine et Inde, notamment) fait ressortir le fait que la diffusion de l'électricité renouvelable à grande échelle résulte de l'association d'un cadre réglementaire national clair et de dispositions tarifaires incitatives en matière de réseau (tel le *Feed in Tariff* (2)). En outre, un soutien apporté au développement industriel des filières renouvelables facilite la mobilisation des entreprises et permet d'accélérer la baisse des coûts.

Dans la plupart des PSEM, les marchés de l'électricité sont régis par des opérateurs publics centralisés et par des systèmes d'acheteurs uniques. Les cadres institutionnels régissant les EnR restent, pour la plupart d'entre eux, peu incitatifs, et le soutien aux industriels reste encore limité. Dans plusieurs de ces pays, l'électricité conventionnelle est subventionnée et, à l'exception de la Turquie, aucun d'eux ne s'est doté de *feed-in tariff*. C'est la raison pour laquelle, dans les PSEM, la diffusion de l'électricité renouvelable n'est pas à la hauteur des gisements solaires et éoliens dont ces pays disposent (3). Entre le Nord et le Sud de la Méditerranée, l'écart entre les puissances d'énergies renouvelables installées – 19 GW (51 TWh/an) au Nord pour 1 GW (2 TWh/an) au Sud en 2005 (4), soit près de 20 fois plus – est dû aux différences existant entre les différentes politiques publiques, et non à une disparité des ressources naturelles disponibles.

- le coût du MW installé, auquel s'ajoute celui du raccordement au réseau ;
- le coût du financement, qui dépend de la proportion et de la rentabilité attendue des fonds propres et du coût de la dette (maturité, taux et différé des prêts) ;
- les conditions de rachat du kWh produit (montant et durée du tarif garanti).

Cette rentabilité varie ainsi selon les filières et selon le contexte électrique dans lequel celles-ci s'insèrent. Le tableau 1 résume les coûts de production des principales filières intéressant les PSEM.

On peut ainsi classer les filières EnR en deux catégories, selon leurs coûts de production : celles en-dessous de 10 c€/kWh (l'éolien et la petite hydroélectricité) et celles au-dessus de 15 c€/kWh : le solaire (thermique à concentration, ou photovoltaïque (5)).

Si les filières éolienne ou solaire affichent actuellement des coûts de production plus élevés que ceux de l'électricité conventionnelle, ces coûts évoluent à la baisse, tandis que ceux de l'électricité fossile suivent une tendance à la hausse et l'on escompte qu'avant 2020 le mix renouvelable/fossile devrait correspondre à l'optimum économique. La mise en place de mesures incitatives se justifie donc dès maintenant dans les PSEM, afin de permettre la montée en puissance des filières EnR et d'attirer les investissements *ad hoc* dans ces pays.

L'appui public nécessaire diffère selon la maturité et l'économie de chaque filière, comme l'indique le graphique 1.

LA RÉALISATION DU PSM PASSE PAR L'ADAP- TATION DES CADRES JURIDIQUES NATIONAUX ET UNE APPROCHE DIFFÉRENCIÉE PAR FILIÈRE

Les paramètres, qui conditionnent la rentabilité financière des projets d'électricité renouvelable en réseau, sont les suivants :

- la qualité du gisement renouvelable (solaire ou éolien), qui conditionne la quantité d'électricité « verte » productible ;

(2) La progression des énergies renouvelables dans des pays, qui, comme l'Allemagne ou l'Espagne, se sont dotés très tôt de *feed in tariffs*, illustre bien l'utilité de ces dispositions.

(3) La capacité éolienne installée est inférieure à 1 000 MW, pour un potentiel régional estimé à 35 000 MW.

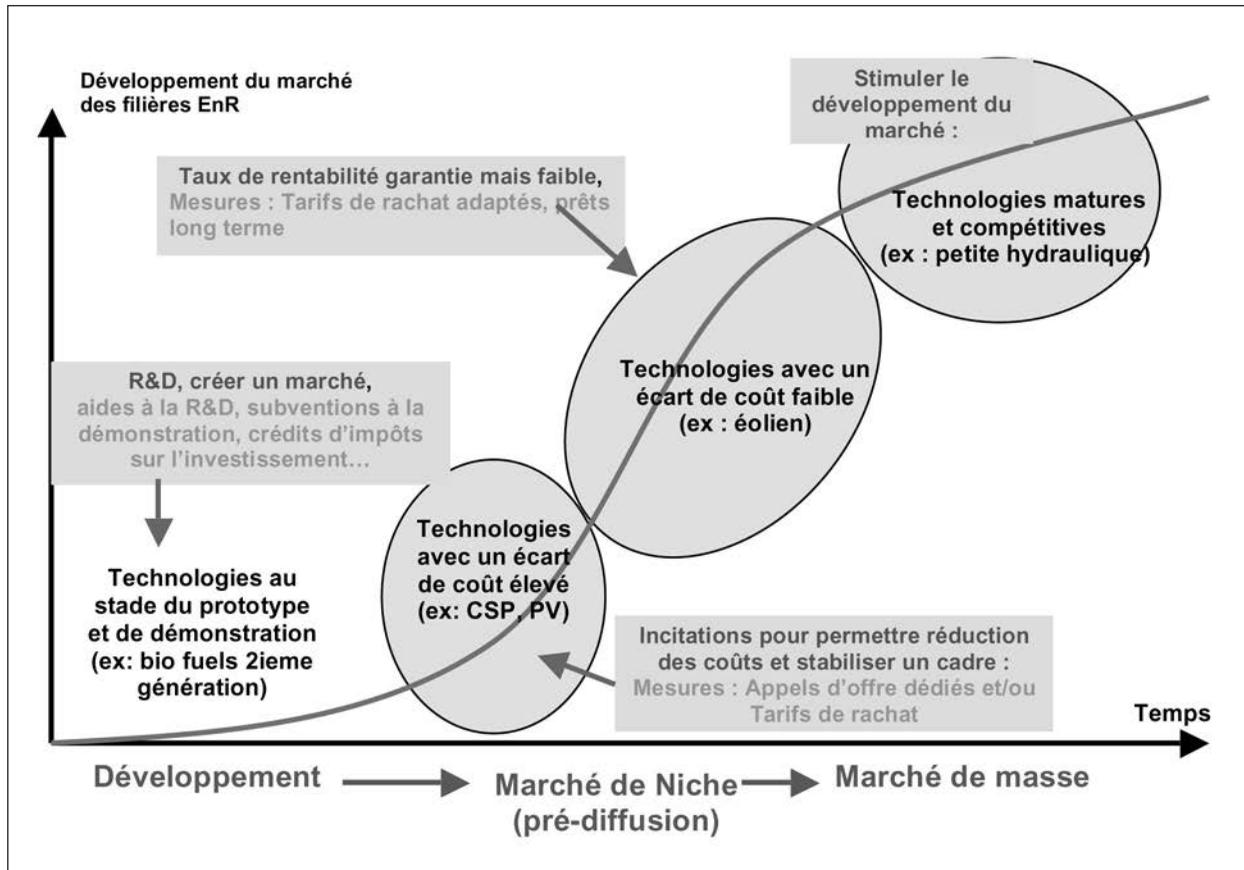
(4) Source : Perspectives énergétiques méditerranéennes, OME, décembre 2008, des Technologies (mai 2009).

(5) Le solaire photovoltaïque à concentration se développe aussi. Il est pris en compte dans le PSM. Le solaire photovoltaïque isolé n'est pas évoqué, malgré son intérêt dans la région, car il répond à d'autres mécanismes économiques et à des objectifs de développement différents de ceux de l'électricité renouvelable en réseau.

Filières	Investissement €/kW	Coûts c€/kWh	Capacité mondiale installée	Productible/kW (kWh/an)
Solaire PV	3 000 – 7 000	20 – 40	5 GWc	1 000 – 1 200
Solaire concentré (CSP)	3 000 – 10 000	20 – 40	0,4 GW	1 000 – 1 200
Eolien	1 000	4 – 8	94 GW	2 000 – 2 500
Mini-hydraulique	1 000 – 4 000	1 – 9,5	48 GW	3 000 – 8 000
Charbon	900 – 1 400	4,2 – 5,6	-	-
Gaz	500 – 700	5 – 7	-	-

Source : Global Chance : « Mémento des EnR » (2007).

Tableau 1 : Coûts de production des principales filières intéressant le PSEM.



Graphique 1 : Une combinaison d'appui et d'incitations différente par filière et par pays selon le développement du marché et de la maturité de la technologie.

L'objectif ambitieux du PSM (20 GW d'électricité renouvelable dans les PSEM, à l'horizon 2020) ne pourra donc être atteint en l'absence d'aménagement des cadres juridiques nationaux dans chacun de ces pays, visant :

- à faciliter la démultiplication des producteurs indépendants d'électricité renouvelable sur le réseau ;
- à redéfinir les conditions de rachat de l'électricité solaire ou éolienne, ainsi que l'obligation faite aux opérateurs nationaux de racheter cette électricité renouvelable à des tarifs fixés à l'avance ;
- et, enfin, à intégrer des possibilités d'exporter une partie de cette électricité renouvelable vers les pays européens.

Comment financer le surcoût actuel de la production d'électricité renouvelable ?

Pour atteindre l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables qu'ils se sont fixés à l'horizon 2020, les pays européens mobilisent (à des degrés divers) une panoplie d'outils publics de soutien financier. Ces aides peuvent être de type budgétaire, avec une finalité définie : subventions d'aide à la décision (sur les études de faisabilité par exemple) ou à la démonstration (projets pilotes) et aides diverses à la recherche et développement. L'aide à la diffusion, plus conséquente, visant à développer les

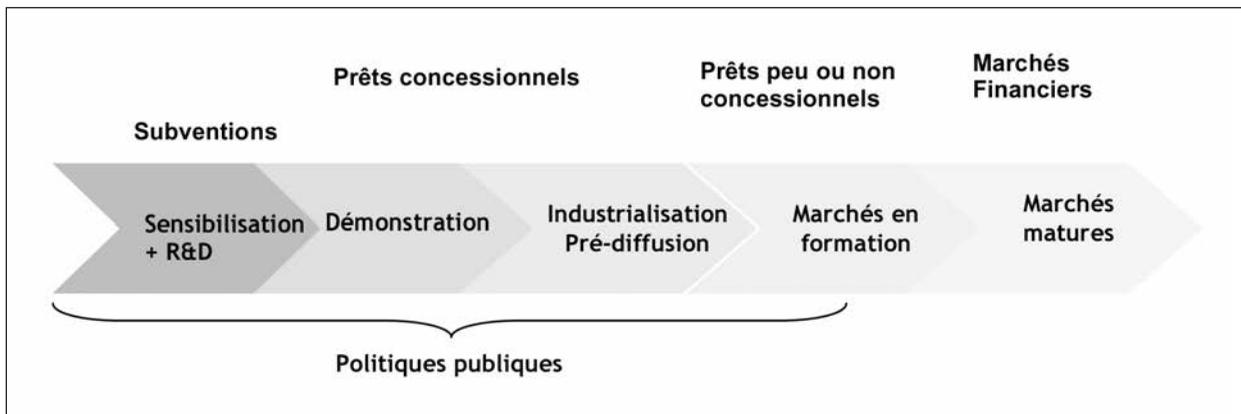
marchés, intervient en général par le biais de péréquations tarifaires au profit des énergies renouvelables. En Europe, ces mécanismes de péréquation restent relativement indolores pour le consommateur, la proportion d'électricité renouvelable restant limitée par rapport à l'électricité d'origine fossile ou fissile (cf. tableau 2).

Pour mettre en place des incitations qui soient de niveaux équivalents, les Etats du Sud et de l'Est méditerranéens sont plus contraints en matière de ressources budgétaires et disposent de marges de manœuvre tarifaires plus réduites, du fait tant de la taille limitée de leurs réseaux nationaux (le surcoût des énergies renou-

€/ kWh 2007	Eolien	PV	Petite hydraulique
France	8,4	55,7	5,5
Allemagne	8,0	46,8	7,4
Espagne	7,6	45,5	
Brésil	5,5		3,9
Inde	5,1		

Source : Global Chance 2007.

Tableau 2 : Tarifs de rachat de filières d'électricité renouvelable en réseau.



Graphique 2.

velables est donc plus difficile à absorber) que de la vive sensibilité des usagers aux augmentations de tarifs.

La question posée dans le cadre du PSM est donc celle de déterminer la manière dont on peut partager l'effort financier entre les différents acteurs du programme, à savoir 1) les contribuables et les gouvernements des PSEM (par des mesures incitatives d'appui), 2) les consommateurs d'électricité des PSEM (notamment à travers des *feed in tariffs*), 3) les consommateurs européens (par l'importation à des tarifs privilégiés de l'électricité verte produite dans les PSEM) et 4) les bailleurs d'aides multilatérales et bilatérales (à travers des instruments financiers concessionnels). Les crédits carbone peuvent, en outre, apporter des revenus additionnels.

QUEL ENGAGEMENT ET QUEL RÔLE, POUR LES INSTITUTIONS FINANCIÈRES INTERNATIONALES (IFIS) ?

Dans le cadre de l'aide publique au développement, les IFIs (multilatérales ou bilatérales) sont en mesure de mobiliser différents types de soutien financier : subventions d'études ou d'assistance technique, prêts bonifiés (avec ou sans garantie des Etats), subventions d'équipement (signalons que celles-ci sont peu fréquentes, dans le secteur de l'énergie).

Les prêts de ces IFIs peuvent être déterminants dans la fixation des prix des kWh renouvelables, et ce pour deux raisons : a) leurs longues maturités et leurs taux compétitifs apportent un avantage comparatif sensible pour ces investissements amortissables sur une vingtaine d'années (voire plus) (notamment pour les interconnexions entre réseaux) ; b) la participation de ces IFIs aux tours de table financiers sécurise les projets et facilite les transactions inhérentes à ces partenariats publics/privés novateurs, réduisant ainsi la prime de risque grevant le prix du kWh.

L'objectif du PSM n'est cependant pas l'investissement immédiat et ponctuel, mais bien l'engagement à long terme et le développement progressif d'un marché. Même si, au stade actuel des coûts de production des

énergies renouvelables et du développement de ce marché, l'appui financier des IFIs est sans doute indispensable, ces institutions financières doivent se fixer pour objectif la mise en place progressive de conditions favorables à l'investissement privé (cf. graphique 2).

Compte tenu des financements considérables (estimés entre 38 et 46 Milliards d'euros, y compris 6 milliards d'euros de raccordement des centrales et d'interconnexion vers l'Europe (6)) à mobiliser au cours des prochaines années pour financer les projets du PSM, trois IFIs européennes, l'Agence Française de Développement (AFD), la Banque Européenne d'Investissement (BEI) et la *KfW Bankengruppe* (KfW) ont décidé d'appuyer conjointement le PSM, sur la base d'une offre de financement et d'un cadre de mise en œuvre communs. L'AFD, la BEI, et la KfW prévoient ainsi de mettre à disposition un montant de 5 milliards d'euros au cours des cinq prochaines années pour soutenir la phase initiale du PSM.

Les trois institutions souhaitent engager cet appui en concertation avec les autres IFIs mobilisées pour le PSM (notamment la Banque mondiale, la Banque Africaine de Développement, ou la Banque Islamique de développement) et avec lesquelles elles coopèrent afin de financer ce type d'infrastructures. Elles comptent aussi intervenir en relation avec les investisseurs privés, ceux-ci ayant un rôle essentiel à jouer dès la phase initiale du PSM pour financer les apports en fonds propres, ainsi que les projets, dans les filières déjà rentables (comme l'éolien, dans les zones idoines).

Le PSM peut ainsi jouer un rôle majeur dans la coopération méditerranéenne et ouvrir de nouvelles perspectives d'échanges énergétiques en Méditerranée, en fondant ces derniers sur les énergies renouvelables et non plus seulement sur les énergies fossiles, et en donnant aux Etats de la région de réelles possibilités de synergies durables et mutuellement profitables.

(6) Source : Rapport sur le Plan Solaire Méditerranéen – Inspection générale des Finances et Conseil général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (mai 2009).

Mais où sont les entreprises françaises de fabrication d'équipements pour la production d'électricité solaire ?

La caractéristique des deux secteurs (éolien et solaire) de production d'électricité concernés par le Plan Solaire Méditerranéen est d'avoir donné naissance à des industries extrêmement dynamiques, qui ont bénéficié jusqu'à la fin de l'année 2008 d'une très forte croissance, tirée notamment, par les obligations d'achat d'électricité imposées par voies législative et réglementaire dans plusieurs pays occidentaux et au Japon, ainsi que par des tarifs favorables prenant en compte le coût de leur production. Ainsi, de nombreuses entreprises se sont développées – y compris en Chine avec un accent mis essentiellement sur l'exportation. Ces entreprises jouent à présent un rôle mondial.

par **Claude TRINK***

LE SECTEUR DES ÉQUIPEMENTS POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE ET ÉOLIENNE A DONNÉ NAISSANCE À DE GRANDES ENTREPRISES... À L'ÉTRANGER

Sur le plan mondial, les capacités de production d'électricité d'origine éolienne et solaire connaissent une croissance spectaculaire

La puissance mondiale installée des centrales éoliennes a atteint 121 GW en 2008, contre 17 GW en 2000, ce

qui représente une croissance de 27 % par an en moyenne, qui devrait se poursuivre sur le même rythme et atteindre 332 GW en 2013 (1). Les capacités les plus importantes se trouvent aux États-Unis (25 GW), en Allemagne (24 GW) et en Espagne (17 GW), la France se situant loin derrière (3,4 GW, avec un objectif de 20 GW à l'horizon 2020).

La capacité installée de production d'électricité d'origine photovoltaïque est nettement moins élevée (15 GW),

* Ingénieur général des Mines, membre du Conseil général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies.

(1) Source : Rapport 2008 du *Global Wind Energy Council*.

mais elle connaît elle aussi une croissance très forte (+37 %/an depuis 2000), suscitée notamment par les tarifs d'achat très avantageux offerts aux exploitants en Allemagne et en Espagne (2), qui accueillent sur leur sol pratiquement la moitié des centrales photovoltaïques (avec des puissances totales respectives de 5,3 et 2,2 GW). Là encore, la France est en retrait, avec une capacité de production de 87 MW en 2008, qu'elle souhaite augmenter très fortement, comme l'indique le scénario central du Grenelle de l'Environnement (qui fixe l'objectif de 5,4 GW à l'horizon 2020).

Enfin, la production d'électricité provenant de centrales solaires thermiques reste, à ce jour, limitée à cinq sites, aux États-Unis et en Espagne, d'une puissance installée ne dépassant pas les 500 MW. Toutefois, des projets de centrales représentant ensemble une puissance de plus de 8 GW en sont à des stades divers d'avancement dans le monde, là encore, essentiellement dans les deux pays précités. La France, pour sa part, a un seul projet de centrale solaire à concentration (CSP), dans le cadre de la réactivation du site de THEMIS (dans les Pyrénées-Orientales) (le projet SOLENHA, dans les Hautes-Alpes n'ayant pas abouti).

L'accroissement de la demande d'électricité solaire a suscité l'apparition d'une industrie de biens d'équipement ad hoc, dynamique et spécialisée, dans un très petit nombre de pays

Dans le secteur du photovoltaïque, les principaux sites de production d'équipements se situent en Chine (29 % des parts de marché), au Japon (24 %) et en Allemagne (22 %). Si le premier pays cité destine la quasi-totalité de sa production à l'exportation et si les usines japonaises de composants appartiennent à de grands groupes diversifiés, un petit nombre d'entreprises spécialisées ont connu un développement spectaculaire au cours des dix dernières années : Suntech Power Corp (en Chine), Q-Cells et Solar World (en Allemagne), enfin, First Solar et Sunpower (aux États-Unis).

Les principaux fabricants de centrales CSP sont allemands (Solar Millenium), espagnols (Abengoa Solar et ACS Cobra) et américains (Solar Reserve, filiale de United Technologies). Les sociétés israéliennes Brightsource et Soler construisent des centrales en s'appuyant sur l'expérience acquise sur les centrales LUZ (de 350 MW, installées en Californie dès les années 80, et toujours en fonctionnement) (3).

Ces industries sont génératrices de volumes d'exportations et de créations d'emplois stables importants, comme le montre le cas de l'Allemagne, où le secteur éolien et solaire génère un chiffre d'affaires de plus de 16 Mds€ (dont 11 Mds€ à l'exportation) et emploie plus de 130 000 personnes (sous-traitance à l'étranger incluse). À titre de comparaison, moins de 10 000 personnes travaillent en France dans ce secteur et la balan-

ce commerciale des composants de centrales solaires est largement déficitaire (270 M€ d'exportations, contre 740 M€ d'importations).

Au niveau mondial, l'équilibre entre l'offre et la demande reste toutefois précaire : ainsi, pour le photovoltaïque, l'accroissement de la demande en silicium émanant tant du secteur de l'électronique que des constructeurs de cellules photovoltaïques a généré un triplement des prix de ce semi-conducteur entre 2005 et 2008, qui s'est répercuté sur le prix des produits finis. Mais l'augmentation des capacités de production de ce matériau clé pour la fabrication de la plupart des cellules, ainsi que le développement rapide de cellules solaires à couches minces sans silicium, ont eu récemment l'effet inverse, le prix des modules solaires sortis d'usine ayant chuté de 24 % au premier trimestre 2009, par rapport à la moyenne de 2008.

EN FRANCE, EN DÉPIT D'UN IMPORTANT EFFORT DE RECHERCHE, L'ACTIVITÉ INDUSTRIELLE RESTE LIMITÉE – ELLE SE CONCENTRE SUR DES MARCHÉS DE NICHE

La France entretient un effort important de recherche en technologies solaires, notamment photovoltaïques

Le programme « Solar Nano Crystal » est l'action majeure la plus coordonnée à être menée à la fois par des industriels et des organismes de recherche pour faire progresser la filière photovoltaïque française, son budget total est de 129 M€ et il bénéficie de 46,5 M€ d'aides publiques auxquelles s'ajoutent des aides complémentaires apportées par certaines collectivités locales.

Le périmètre de ce programme concerne toutes les étapes de la filière, depuis le silicium « charge » (la fabrication du silicium photovoltaïque utilisé dans un module représente 28 % de son coût), le moulage de lingots (14 %), la découpe du lingot en tranches minces, les « wafers » (10 %), la fabrication de cellules (18 %) et enfin l'assemblage en modules (30 %). Il associe des industriels (notamment Photowatt et EDF Énergies Nouvelles) et des organismes de recherche (CEA et CNRS).

(2) L'Espagne a d'ailleurs été amenée à modifier dans un sens plus restrictif ses tarifs d'achat, à compter de septembre 2008.

(3) Une situation comparable se retrouve dans la production d'équipements pour l'électricité éolienne : les deux premiers constructeurs sont les entreprises danoise Vestas (23 % de parts de marché) et espagnole Gamesa (15 %) ; l'industrie allemande est également très présente (26 %) à travers Enercon, Siemens, RePower et Nordex. La sous-traitance chinoise, pour les composants, réalisée pour partie par des filiales des groupes précédents, est aujourd'hui majoritaire.

Par ailleurs, l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) finance depuis 2005 un projet de recherche thématique sur le solaire photovoltaïque, en s'appuyant sur le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA).

Le CEA, lui-même, s'est fortement impliqué, à travers son laboratoire d'innovations pour les techniques d'énergies nouvelles et les nanomatériaux (LITEN), dans la constitution (à Chambéry) de l'Institut national de l'énergie solaire (INES), qui regroupe aujourd'hui 145 chercheurs (et en comptera 250, à terme), essentiellement tournés vers le photovoltaïque, et d'une plateforme, à Cadarache, dédiée aux technologies des centrales solaires à concentration (CSP), en collaboration avec le laboratoire PROMES du CNRS et plusieurs industriels (dont GDF-Suez et SAED).

Enfin, quatre pôles de compétitivité (4) interviennent dans le domaine de l'électricité solaire ; ils soutiennent non seulement de grands projets (programme « Solar Nano Crystal », centrale THEMIS), mais aussi un grand nombre d'opérations de petite taille. Ces pôles commencent à développer une coopération internationale, notamment avec les pays du Sud de la Méditerranée.

Les opérateurs industriels fabriquant des équipements de centrales solaires sont encore très peu nombreux en France

La plupart des entreprises françaises des secteurs concernés interviennent essentiellement dans le montage de projets et leur installation, les entreprises de fabrication étant pour la plupart des *start up* encore dans une phase de mise au point des produits :

- le seul producteur français de cellules photovoltaïques, **Photowatt** (CA : 135 M€, avec 600 emplois), implanté à Bourgoin-Jallieu (dans le département de l'Isère), a une capacité de production limitée, de 60 MW/an. Il a participé à la création d'une joint-venture, PV Alliance, entre Photowatt, EDF Énergies Nouvelles et CEA Innovation pour permettre une extension de ses capacités ;
- **Tenesol**, filiale à 75 % d'EDF (CA : 193 M€), est un fabricant de panneaux photovoltaïques qui est implanté autant en Afrique du Sud qu'en France ; il a fourni la centrale de la Roseraie, à la Réunion (la plus importante actuellement en service en France, avec une capacité de 15 MW) et l'ONE marocain vient de lui passer commande d'une centrale « clé en main » ;
- quelques petites sociétés se spécialisent dans le développement de technologies nouvelles. Parmi celles-ci, nous citerons, par exemple :

- **Emix**, créé en 2002 à La Souterraine (dans la Creuse), qui a développé une technologie de tirage continu de silicium à partir d'un creuset froid électromagnétique (ce procédé permet d'élaborer en continu des lingots de silicium poly-cristallin) ;

- **Solarforce**, implanté à Bourgoin-Jallieu par l'ancien dirigeant de Photowatt, développe un procédé innovant de fabrication de couches minces de silicium sur ruban de carbone ;

- **Apollon Solar**, créé en 2001 à Lyon, développe un nouveau procédé d'encapsulation de cellules photovoltaïques permettant de réduire de moitié le coût de fabrication des modules ;

- **Exosun**, fondé en 2007 et implanté sur le Technopôle Bordeaux Montesquieu, produit des supports articulés destinés à suivre la course du soleil (technologie Exotrack), et donc à améliorer les rendements de 20 à 40 % ;

- enfin, mentionnons le projet **Silpro** d'implantation d'une usine de production de silicium à Château-Arnoux-Saint-Auban (dans les Alpes de Haute-Provence), qui n'a pas abouti.

La faiblesse des relais industriels en matière d'équipements pour les énergies renouvelables a conduit les pouvoirs publics à faire le choix de privilégier des marchés spécifiques comme celui de l'intégration du solaire au bâti, qui bénéficie de tarifs d'achat très privilégiés (5). Malgré les efforts de certains industriels français dans ce domaine (Saint-Gobain ou Imerys) et le lancement d'un programme de recherche spécifique par l'ANR, cette orientation bénéficie aujourd'hui plus à des fabricants étrangers qu'à des fabricants français, et elle conduit parfois à une certaine dérive se traduisant par une floraison d'équipements de toitures de hangars agricoles, pour lesquels les exigences d'étanchéité sont nettement plus faibles que dans l'habitat, mais qui n'en bénéficient pas moins du tarif le plus avantageux, celui qui est octroyé aux équipements intégrés au bâti.

Ce tarif d'encouragement de l'intégration au bâti ne s'est jusqu'à présent pas traduit par la mise au point de produits qui soient innovants et véritablement intégrés dans l'habitat ; par contre, les sociétés allemandes Schüco Solar (profilés pour fenêtres et vérandas) ou Schott (vitrierie) ont, quant à elles, créé des filiales spécialisées dans le solaire, qui proposent des générateurs photovoltaïques intégrés dans les allèges des façades ou les fenêtres, dont l'électricité qu'ils produisent sert à la climatisation, à l'occultation des ouvertures ou à la fourniture d'électricité au réseau. Notons que ces sociétés ont déjà des clientèles établies et qu'elles partent du marché pour imaginer de nouveaux produits, dont elles définissent les pilotes de fabrication, ce après quoi elles externalisent leurs approvisionnements (ainsi, seulement 8 % des produits solaires vendus par Schüco Solar sont fabriqués en interne). Autre exemple : la société américaine Unisolar a mis au point des revêtements photovoltaïques de toits d'entrepôts se présentant sous la forme de feuilles déroulables de silicium amorphe, assurant à la fois l'étanchéisation de la toiture et la production d'électricité solaire sur des sur-

(4) Tennerdis (Rhône-Alpes), Cap Énergies (PACA), Derbi (Languedoc-Roussillon), S2E2 (Centre).

(5) En 2009, 60,2 c€/kWh pour l'intégration au bâti contre 32,8 c€/kWh pour les installations au sol.

faces importantes : ce procédé a été mis en œuvre par Dalkia sur les toitures de l'usine General Motors de Saragosse, en Espagne.

Les grands groupes français sont tous présents dans les secteurs de l'électricité éolienne et solaire, mais essentiellement à travers des capacités de production d'électricité et d'équipements à l'étranger

Si, en France, la filière industrielle de production d'équipements et de composants destinés à la fourniture d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables est peu développée, en revanche, plusieurs entreprises disposent d'un réel savoir-faire en tant que monteurs de projets, constructeurs, exploitants ou producteurs.

En outre, les grands groupes français EDF, GDF-Suez, Total, Areva, Alstom, Veolia, Schneider Electric et Saint-Gobain sont, tous, présents dans les secteurs de l'électricité éolienne et solaire.

Leur action dans ce domaine présente des caractéristiques communes :

- ils privilégient le montage de projets et le rôle d'intégrateurs ;
- ils procèdent surtout par acquisitions de sociétés ou de portefeuilles de centrales ;
- ils entrent précautionneusement dans le domaine de la fabrication industrielle d'équipements, surtout à travers la prise de participations ou le développement d'entreprises à l'étranger (notamment aux États-Unis, en Allemagne, en Belgique et en Espagne) ;
- plusieurs de ces groupes ont des projets qui concernent le PSM.

Ainsi, **EDF Energies Nouvelles** (CA : 1 007 M€ en 2008 ; 560,5 M€ en 2007) est présent essentiellement dans l'éolien, principalement à l'étranger. Sur 1 564 MW de capacité nette – correspondant au taux de détention par EDF EN de parts des projets de production d'électricité en 2008, 13 MW seulement correspondent au solaire, contre 1 388 MW pour l'éolien (dont 224 MW en France). Son objectif pour 2012, est de disposer de 4 000 MW de capacité nette, dont 500 MW dans le solaire. Parmi les pays du PSM, la Turquie est privilégiée : EDF EN a pris une participation de 50 % dans un partenaire turc, qui a déjà un portefeuille de projets en fonctionnement.

EDF EN a une politique contractuelle d'approvisionnement avec un nombre limité de fournisseurs : c'est ainsi qu'il est le premier client du producteur américain de couches minces à base de tellure de cadmium, First Solar.

GDF SUEZ possède seulement deux centrales (l'une, de 7 MW, au Portugal et l'autre, de 1 MW, en Espagne) et il développe l'association d'électricité photovoltaïque à l'utilisation de vapeur produite par ailleurs pour améliorer les performances de ses centrales.

En Belgique, il détient 47,8 % de **Photovoltch**, qui produit des cellules photovoltaïques à partir d'une

technologie de silicium cristallin permettant d'atteindre un rendement industriel, performant, de 15,5 %, les autres actionnaires de Photovoltch étant TOTAL (47,8 %) et l'IMEC (4,4 %).

L'IMEC (Institut Interuniversitaire de microélectronique) est un centre de recherches indépendant, créé en 1983 à Leuven (Belgique), spécialisé en nanoélectronique et nanotechnologies et qui abrite aujourd'hui 1 750 employés (dont 500 chercheurs, résidents et invités). Le CA de l'IMEC a été de 244 M€ en 2007. L'IMEC prend des participations en capital dans les entreprises nées des projets qu'il héberge.

Photovoltch, fondé en 2001, est basé à Tienen (Belgique) et a démarré sa production en 2003. Sa croissance a été rapide : son CA a atteint 100 M€ en 2007, pour une production correspondant à 50 MW. En 2007, une extension de sa fabrication a permis de porter sa capacité à 80 MW, et une nouvelle expansion, avec l'installation de deux lignes supplémentaires (45 M€ d'investissement), doit la porter à 140 MW à la fin 2010. Des études pour la construction d'une nouvelle usine sur le site ont été lancées en août 2008 : celle-ci devrait atteindre une capacité de 260 MW en 2012-2013, portant à 400 MW la capacité de l'ensemble de Photovoltch.

TOTAL a créé, en juillet 2008, une division « Electricité et Energies nouvelles », avec la volonté de jouer un rôle dans le nucléaire et le solaire (en même temps, il renonçait à intervenir dans l'éolien). TOTAL intervient dans le secteur de l'électricité solaire sous de nombreux aspects, et dans différents pays :

- fabrication de cellules photovoltaïques en Belgique (Photovoltch) ;
- production de panneaux solaires et d'onduleurs ; commercialisation, installation et exploitation de systèmes photovoltaïques pour les collectivités et les particuliers (en France et en Afrique du Sud), à travers sa participation de 50 % dans Tenesol ;
- installations d'équipements solaires de petite taille dans les unités du groupe (à Lacq, à La Mède et en Avignon) ;
- projet de construction d'une centrale solaire à concentration à partir de miroirs paraboliques (à Abu Dhabi, en réponse à un appel d'offre) ;
- projet de construction d'une usine de plaquettes de silicium (à Saint-Avold, dans le département de la Moselle) ;
- recherche sur les couches minces (CIGS en Suisse et silicium amorphe en France) ;
- recherche sur les polymères organiques (aux États-Unis).

SAINT-GOBAIN est impliqué à différents stades dans l'élaboration de panneaux photovoltaïques :

- en amont : les matériaux de performance, les creusets, les abrasifs ;
- pour les cellules traditionnelles : les plaques de verre, notamment le verre imprimé Albarino, très utilisé pour éviter le phénomène de réflexion (il est produit par la

Covilis – Companhia do Vidro de Lisboa –, dans la banlieue de Lisbonne).

Une nouvelle usine de couches minces photovoltaïques, en Allemagne

Il s'agit de verre recouvert d'une couche mince comprenant un dépôt de cuivre, d'indium et de sélénium, qui constitue la couche « CIS ».

En novembre 2008, une usine a été inaugurée à cet effet à Torgau, près de Leipzig (Land de Saxe, Allemagne), dans le cadre d'une *joint-venture* AVANCIS détenue à parité avec Shell, qui avait acheté les brevets à Siemens. Saint-Gobain a récemment racheté les parts de Shell et est désormais seul maître à bord. L'industrialisation de la fabrication a nécessité beaucoup d'efforts ; l'enjeu est de réduire le temps de fabrication de chaque panneau. Il s'agit en effet d'abaisser les coûts par comparaison aux panneaux avec silicium : leur taux de transformation de la lumière captée en électricité (taux de conversion) est en effet moindre (11 %, contre 15 % pour le silicium cristallin). Ce panneau a en revanche des avantages de durabilité et d'esthétique.

Une nouvelle usine de miroirs paraboliques, au Portugal

Chez Covilis (Portugal), Saint-Gobain a mis en service en juillet 2009 la plus grande usine de miroirs paraboliques de grandes dimensions au monde (investissement : 20 M€), ces panneaux étant destinés en particulier à fournir le Sud de l'Europe, les Etats-Unis, le Moyen-Orient et l'Australie, et notamment un projet espagnol de centrale CSP d'une puissance de 250 MW.

Des projets d'investissement dans l'aval de la filière

Saint-Gobain souhaite s'investir dans l'aval et pouvoir proposer, via ses réseaux de ventes, des systèmes complets de solutions photovoltaïques pour les bâtiments résidentiels, tertiaires, industriels et agricoles. Une nouvelle entité a été créée à cet effet : Saint-Gobain Solar. En outre, Saint-Gobain regarde de près la fourniture de verres photovoltaïques pour les façades (marché de l'intégration au bâti). Remarquons que ces produits nécessitent d'être produits sur mesure et que Saint-Gobain a revendu en 2007 à Schüco l'usine Prosol qui fabriquait de tels produits.

IMERYS a développé une tuile photovoltaïque, le seul produit élaboré en France pour être intégré au bâti. IMERYS Terre Cuite, Division du groupe IMERYS et leader en France des tuiles et briques en terre cuite, a mis au point une tuile photovoltaïque, un élément de toiture pouvant se substituer aux tuiles traditionnelles. Le défi est de remplir deux conditions, qui ne se posent pas dans les cas classiques (où les panneaux sont posés au-dessus d'un toit existant) :

- l'étanchéité, même dans les cas de faible pente : cette tuile photovoltaïque est composée d'un laminé photovoltaïque fixé sur un châssis à la fois robuste et anticorrosion, qui assure l'étanchéité de l'ensemble (sans complément de zinguerie) ;
- la ventilation : les différents châssis de tuiles photovoltaïques sont conçus de telle façon qu'une lame d'air circule en permanence, sous chacune des cellules prises

individuellement, assurant une ventilation optimale de chaque laminé, ce qui évite la surchauffe et optimise, par conséquent, le rendement.

IMERYS Terre Cuite et EDF Energies Nouvelles Réparties se sont associés pour créer une filiale commune dans le domaine du photovoltaïque intégré, afin d'assurer la commercialisation de leurs produits, sous la forme de systèmes photovoltaïques complets, tant vers les entreprises de couverture ou les installateurs solaires, que vers les particuliers, les entreprises ou les collectivités.

SCHNEIDER ELECTRIC développe la composante électrique des équipements ENR (de manière générale). Le groupe SCHNEIDER ELECTRIC développe la partie électrique et électronique des énergies électriques renouvelables (ENR) ; il se focalise sur la partie aval de la chaîne de valeur, entre les panneaux photovoltaïques et l'utilisateur (distribution électrique, *monitoring* de l'activité des cellules...). Il assure à la fois la réalisation des produits et de solutions, ainsi que les services associés.

Le marché de SCHNEIDER ELECTRIC se situe essentiellement en Europe, aux Etats-Unis et en Asie. Les équipements utilisés pour les ENR ne sont pas forcément en eux-mêmes innovants, mais les ENR leur ouvrent des applications et des marchés nouveaux.

SCHNEIDER ELECTRIC a l'habitude de travailler avec des installateurs ou des partenaires locaux. L'entreprise est souvent associée avec des entreprises allemandes, qui interviennent sur la partie « Production de l'électricité et installation des panneaux ». Sur la partie électrique, toutes les entreprises ne sont pas agréées pour connecter les centrales au réseau (à la différence de SCHNEIDER ELECTRIC) et les réglementations en vigueur dans les différents pays créent des barrières d'accès à cette branche.

La partie *monitoring* est importante pour assurer la qualité de la fourniture d'électricité dans la durée. Cet aspect est trop souvent négligé, et cela nuit à l'efficacité de l'ensemble des dispositifs et donc à leur rentabilité effective à moyen et long terme.

SCHNEIDER ELECTRIC a également un savoir-faire important en matière d'équilibre des réseaux, un aspect important eu égard au caractère aléatoire de la production solaire d'électricité.

En juillet 2008, SCHNEIDER ELECTRIC a fait l'acquisition de la société canadienne **Xantrex**. Xantrex est un acteur du marché des onduleurs qui sont utilisés dans les installations solaires et éoliennes. Il est le spécialiste de l'onduleur, point d'entrée des installations solaires et éoliennes permettant de transformer en courant alternatif (le seul à être admis par les réseaux publics) le courant continu produit par les générateurs « verts » (les panneaux photovoltaïques ou les turbines éoliennes).

Créée en 1983, Xantrex, sise à Vancouver (Canada), a des usines aux Etats-Unis, en Espagne, en Allemagne et une *joint-venture* à Shanghai (Chine), et emploie 300 personnes.

VEOLIA ENVIRONNEMENT se positionne dans le rôle d'exploitant de centrales. VEOLIA ENVIRONNEMENT et sa filiale DALKIA (66 % VEOLIA ENVIRONNEMENT ; 34 % EDF) visent à jouer le rôle d'opérateurs (se distinguant de celui de développeur-monteur de projet ou encore de celui de constructeur ou d'investisseur).

Activités actuelles

VEOLIA investit dans l'acquisition, le développement, le financement et la construction de parcs éoliens en Europe et aux Etats-Unis, pour son compte et pour compte de tiers, à travers la société EOLFI.

La société EOLFI structure des fonds d'investissement purement dédiés à la production d'électricité «verte». Elle a ainsi amené des investisseurs privés et institutionnels à participer à la constitution de portefeuilles de parcs.

VEOLIA a créé une société dédiée VEETRA pour le trading de crédits carbone (plus de 20 MT de quotas et de crédits CER (*Certified Emission Reduction*) échangés avec une dizaine de partenaires).

Projets

VEOLIA a proposé des projets dans plusieurs pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord (dont la Syrie, la Jordanie, l'Egypte...). Le groupe a répondu à des appels d'offres en liaison avec SolarReserve (filiale d'United Technology), qui a développé des centrales à concentration à sel fondu. Ces produits ont été développés grâce à son savoir-faire dans la conquête spatiale (maîtrise de la technologie de stockage de l'énergie grâce aux sels fondus, mais aussi des systèmes de tracking orientant les héliostats en permanence vers le soleil).

VEOLIA a répondu à l'appel d'offres de l'ONE (la compagnie électrique marocaine) pour une centrale à Ouarzazate. VEOLIA a été qualifié. Mais le Maroc a short-listé 20 entreprises, ce qui rend ce marché peu intéressant.

En Algérie, une étude menée avec SolarReserve a conduit à un projet qui pourrait coupler des technologies permettant, grâce à une centrale moyenne (de 10 MW de puissance) de dessaler l'eau saumâtre d'un oued situé à proximité. Ce projet permettrait également de créer un campus afin de former des techniciens sur place.

Mais le grand projet de l'Algérie consiste à implanter dans ce pays la première centrale à concentration solaire. D'une capacité de 300 MW, elle utiliserait 17 500 héliostats, répartis sur 650 ha. Avec une intensité solaire de 2 600 kWh/m²/an dans la région retenue, cela représente 613 GWh/an et 200 000 tonnes de CO₂ évitées. Pour cela, il faudra construire sur place 1 million de m² de miroirs et une tour de 165 m de hauteur. L'investissement est de l'ordre de 450 M€.

Notons que, dans le domaine de l'éolien, les groupes ALSTOM et AREVA sont l'un et l'autre constructeurs d'éoliennes : ALSTOM, à travers l'acquisition du constructeur espagnol ECOTECNIA, qui emploie 765 personnes dans ses cinq usines, en Espagne, et AREVA,

à travers sa filiale MULTIBRID spécialisée dans les éoliennes *off-shore* comportant des turbines de 5 MW (AREVA a échoué dans sa tentative de prendre le contrôle d'une société allemande beaucoup plus grande, REPOWER).

Par ailleurs, AREVA a annoncé, en octobre 2009, son intention d'entrer dans le domaine des centrales solaires à concentration, notamment à travers une acquisition (6).

En France, les références de réalisations restent limitées, alors qu'elles constitueront un préalable nécessaire à toute implication importante dans les projets du PSM. Outre l'opération THEMIS (évoquée plus haut, pour le solaire à concentration), citons, en matière de photovoltaïque :

- les centrales d'EDF Énergies Nouvelles de Narbonne (7 MW, inaugurée en décembre 2008), de la Roseraie (15 MW, en construction) et de Gabardan (Landes) (84 MW, en projet) (7) ;
- les fermes solaires construites par Solaire Durance et la Caisse des Dépôts dans le Sud-Est (notamment dans le Var et dans les Alpes de Haute-Provence), d'une puissance totale de 32 MW.

L'appel d'offres lancé récemment par le MEEDDM pour la construction de 300 MW de nouvelles capacités d'électricité solaire dans les régions françaises d'ici à 2012 devrait également donner la possibilité à ces groupes français de démontrer leur savoir-faire. Toutefois, en ce qui concerne le territoire métropolitain, l'appel d'offres est limité au photovoltaïque, les centrales solaires à concentration en sont donc exclues.

Cinq recommandations pour un développement de l'emploi et de l'industrie en France

Les objectifs en matière de production d'électricité renouvelable affichés dans le cadre du Grenelle de l'Environnement sont ambitieux. Compte tenu du coût important des technologies concernées, l'atteinte de ces objectifs suppose l'utilisation de toute une gamme d'incitations à l'investissement (subventions, crédit d'impôt, prêts bonifiés, TVA réduite) et à la production (tarifs de rachat de l'électricité produite) d'ores et déjà utilisés dans nombre de pays.

Toutefois, la situation française se caractérise :

- par l'existence de tarifs de rachat fixés sur de très longues périodes (20 ans pour le solaire, 15 ans pour l'éolien) et non assortis d'une dégressivité, pour les nouveaux contrats conclus d'une année sur l'autre, contrairement, par exemple, au cas allemand. Ne sont ainsi que très imparfaitement pris en compte les gains de productivité découlant de la croissance de la taille des installations ou des avancées technologiques ;

(6) La première cible, la société israélienne a finalement été rachetée par SIEMENS.

(7) A titre de comparaison, la plus grande centrale photovoltaïque en activité est celle d'Almareleja, dans la région de l'Alentejo, au Portugal (qui développe une puissance de 46 MW).

• par un encouragement indirect à l'importation d'équipements (sans favoriser le développement d'une fabrication locale) et à la consolidation de la technologie (dominante) du silicium cristallin (sans encourager le recours à des technologies moins chères de fabrication des cellules, qui représentent 60 % du coût total de l'équipement, où à la recherche d'une réduction des coûts dans la partie hors module, qui représentent 40 % du coût total des installations).

La politique de soutien au développement de capacités de production en France doit donc être renforcée en tenant compte de sa situation actuelle parmi les pays du second peloton.

Les mesures recommandées passent par :

- l'attention portée aux actions en cours pour le développement de capacités de production dans la filière du silicium cristallin, qui, avec 90 % du marché en 2007, constitue encore la technologie dominante ;
- la mise en cohérence entre le soutien aux programmes de recherche et le soutien des relais industriel ;
- l'encouragement à l'implantation en France d'activités dans les technologies de rupture : couches minces, centrales à concentration basse température, éoliennes en mer.

Elles nécessitent un soutien fort aux efforts de recherche et à la mise en place d'unités pilotes. Le financement correspondant pourrait être recherché à travers des économies réalisées grâce à un ajustement de la définition de l'intégration au bâti, qui devrait être

limité au bâti habité, auquel serait réservé le tarif le plus élevé de rachat de l'électricité.

Mes recommandations concernent cinq domaines. Il convient de :

- consolider la position de Photowatt ;
- favoriser l'émergence d'une authentique filière industrielle photovoltaïque en France, en appuyant le projet (de Total / GDF-Suez) de production de plaquettes de silicium en Lorraine et en incitant EDF Énergies Nouvelles à développer une base de production de cellules à couches minces dans notre pays ;
- veiller à la réalisation d'unités technologiques pilotes pour des technologies de rupture, notamment les projets de Solsia (couches minces en silicium amorphe), Nexcis (programme CISEL de dépôt à pression atmosphérique) ou SAED (centrales CSP à basse température) ;
- veiller à la prise de relais, par les industriels, des projets labellisés par les pôles de compétitivité, en se préoccupant d'une véritable exploitation en aval des projets soutenus : il s'agit de favoriser l'émergence et le développement d'entreprises de taille moyenne, notamment grâce aux réseaux de *business angels* ou de fonds de capital-risque proches de ces pôles ;
- encourager l'installation, en France, de filiales de sociétés étrangères de production d'équipements dans les technologies non encore développées dans notre pays (couches minces, polymères organiques), comme l'a fait, par exemple, l'Allemagne, dans sa *Solar Valley*, dans l'Est de ce pays.

L'énergie solaire photovoltaïque

Un peu d'Histoire

La production d'énergie par des centrales photovoltaïques exploite un principe de conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique, dit effet photo-électrique, découvert par Becquerel, puis identifié par Einstein comme un phénomène que la physique classique du 19^e siècle ne pouvait pas expliquer. C'est largement ce fait expérimental qui allait induire la physique quantique moderne, seule à même d'expliquer la possibilité d'une interaction entre de l'énergie lumineuse (portée par des photons) et des électrons. Le convertisseur énergie lumineuse/énergie électrique est toujours constitué, à la base, d'une ou plusieurs jonction(s) de matériaux semi-conducteurs, l'un étant de type N et l'autre de type P. D'emblée, à l'exposé des seuls principes de base, le décor est posé : le photovoltaïque est simple à l'usage, puisqu'il ne repose pas sur l'exploitation de cycles thermodynamiques complexes. De plus, son fonctionnement n'impliquant aucune combustion, il ne rejette aucune émission polluante (et notamment pas de CO₂). Enfin, le convertisseur photovoltaïque est un objet moderne par excellence.

par **Pâris MOURATOGLOU*** et **Pierre-Guy THEROND****

L'ÉNERGIE SOLAIRE D'ORIGINE PHOTOVOLTAÏQUE : DE QUOI PARLE-T-ON ?

Les différents types de centrales photovoltaïques

Aujourd'hui, après une maturation industrielle déjà longue, on peut distinguer quatre grands types de centrales photovoltaïques :

- Les centrales au sol (dites « fixes ») ont maintenant des puissances de quelques centaines de kW à plusieurs dizaines de MW. Elles sont constituées essentiellement d'un ensemble de panneaux photovoltaïques orientés

vers le Sud, avec une inclinaison dépendant de la latitude du lieu considéré, mais également de l'optimisation des effets d'ombrage entre les différentes structures supportant les panneaux. Les panneaux sont fixés sur une structure et ils sont reliés électriquement entre eux en série. Les panneaux photovoltaïques produisant une tension continue, leur signal électrique de sortie doit être ondulé, c'est-à-dire transformé en courant alternatif, *via* un onduleur. Une centrale photovoltaïque au sol est donc constituée essentiellement d'un ensemble de

* Président d'EDF Energies Nouvelles.

** Directeur Nouvelles Technologies.

	2001	2010	2020	2030	2040
Total Consumption in TWh (IEA)	15578	19973	25818	30855	36346
Biomass	180	390	1010	2180	4290
Large Hydro	2590	3095	3590	3965	4165
Small Hydro	110	220	570	1230	2200
Wind	54,5	512	3093	6307	8000
PV	2,2	20	276	2570	9113
Solar Thermal	1	5	40	195	790
Geothermal	50	134	318	625	1020
Marine	0,5	1	4	37	230
Total RES	2988,2	4377	8901	17109	29808
RES Contribution	19,2%	21,9%	34,5%	55,4%	82,0%

Prospective énergétique des énergies renouvelables à l'horizon 2040.
Source : *European Renewable Energy Council, « Renewable Energy Scenario to 2040 ».*

Tableau 1.

panneaux montés sur structures, d'un ensemble de câbles reliant les panneaux entre eux, d'un onduleur courant continu/courant alternatif et, enfin, d'un poste de transformation relié au réseau public de distribution électrique.

- A ces dispositifs, les centrales photovoltaïques au sol dites à *trackers* ajoutent un système mécanique de suivi de la course du soleil. Leur puissance unitaire se situe plutôt dans la fourchette haute des centrales au sol.
- Les centrales photovoltaïques installées sur de grandes toitures ont essentiellement les mêmes composants que les centrales au sol, mais avec cette caractéristique particulière que les modules photovoltaïques sont intégrés ou posés en toiture. Pour un panneau photovoltaïque, le fait d'être « intégré » signifie qu'en sus de sa fonction de production d'électricité d'origine solaire, il constitue un élément architectural ou technique du bâtiment, et qu'il en remplit au moins une des fonctions (cela peut être notamment l'étanchéité ou l'isolation thermique). En France, la définition précise de « l'intégré au bâti » revêt une importance toute particulière : en effet, le tarif d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque par EDF est notablement plus élevé dans le cas de l'intégré au bâti que dans celui du non intégré au bâti (même installé sur un bâtiment) ou dans celui des centrales au sol. La gamme de puissance d'une centrale installée en grande toiture peut aller de quelques dizaines de kW à plusieurs MW.
- Enfin, les centrales en toitures résidentielles, d'une superficie bien moins importante, équivalent au cas précédent, mais avec des puissances installées plus faibles, de l'ordre de quelques kW. En France, il s'agit essentiellement de centrales intégrées au bâti, dont la production électrique est favorablement rémunérée.

L'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE D'ORIGINE PHOTOVOLTAÏQUE : UNE ANALYSE À LA LUMIÈRE DES CRITÈRES DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

L'électricité solaire d'origine photovoltaïque cumule de nombreux atouts sur le plan des critères du développement durable. Cela en explique très vraisemblablement la popularité.

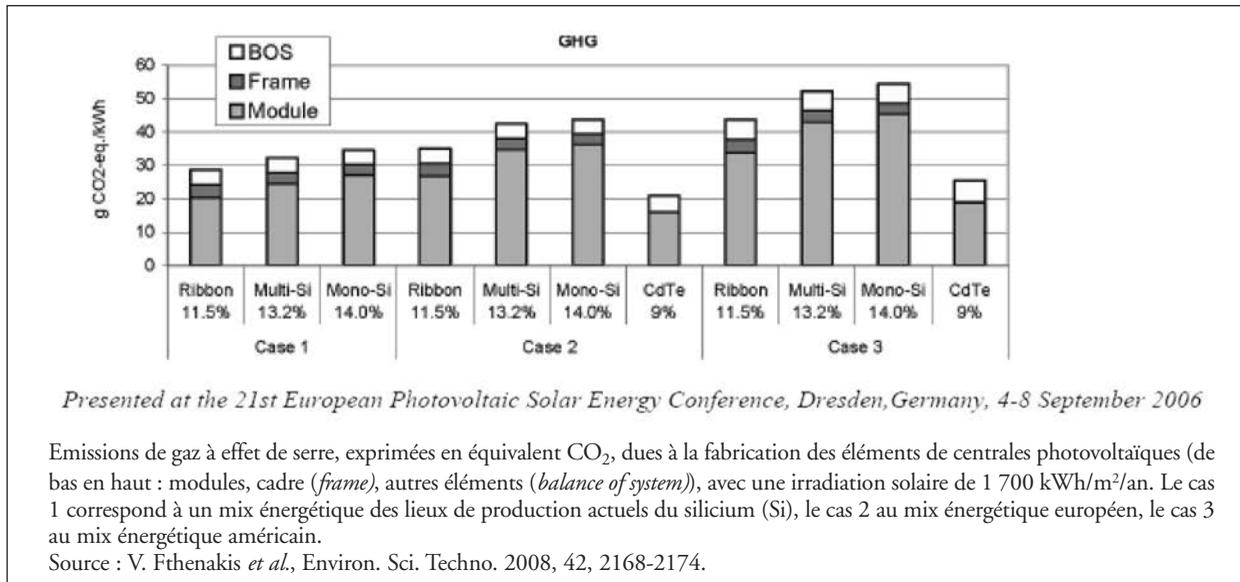
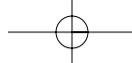
Aspect économique de long terme

Sur le plan économique, d'abord. Bien que chère, aujourd'hui, l'électricité d'origine photovoltaïque présente l'avantage d'être inépuisable à l'échelle temporelle des sociétés humaines, et abondante sur l'ensemble de la surface du globe terrestre. Le tableau ci-dessus montre que, de ce fait, elle pourrait devenir l'énergie renouvelable majeure du 21^e siècle. D'autres ordres de grandeur confirment que ces projections ne sont pas totalement utopiques : environ 80 km² de nouvelles toitures sont installées en France chaque année. Considérer qu'un tiers (1) de cette surface puisse être équipée de panneaux solaires correctement orientés reviendrait à augmenter de 4 TWh par an l'énergie électrique d'origine solaire produite en France, qui pourrait atteindre près de 50 TWh par an, soit environ 10 % de la consommation intérieure française d'électricité, lorsque l'ensemble des toitures (environ 1 000 km²) auront été équipées. De 1 000 à 1 500 km² de centrales photovoltaïques au sol permettraient de produire la même quantité d'électricité solaire, en ayant recours aux technologies actuelles (voir le tableau 1).

L'environnement

Sur le plan environnemental, ensuite, les centrales solaires photovoltaïques n'émettent aucun polluant lors

(1) Ratio préconisé par l'International Energy Agency dans Report IEA – PVPS T7-4 : 2002, *Potential for Building Integrated Photovoltaics*.



Graphique 1.

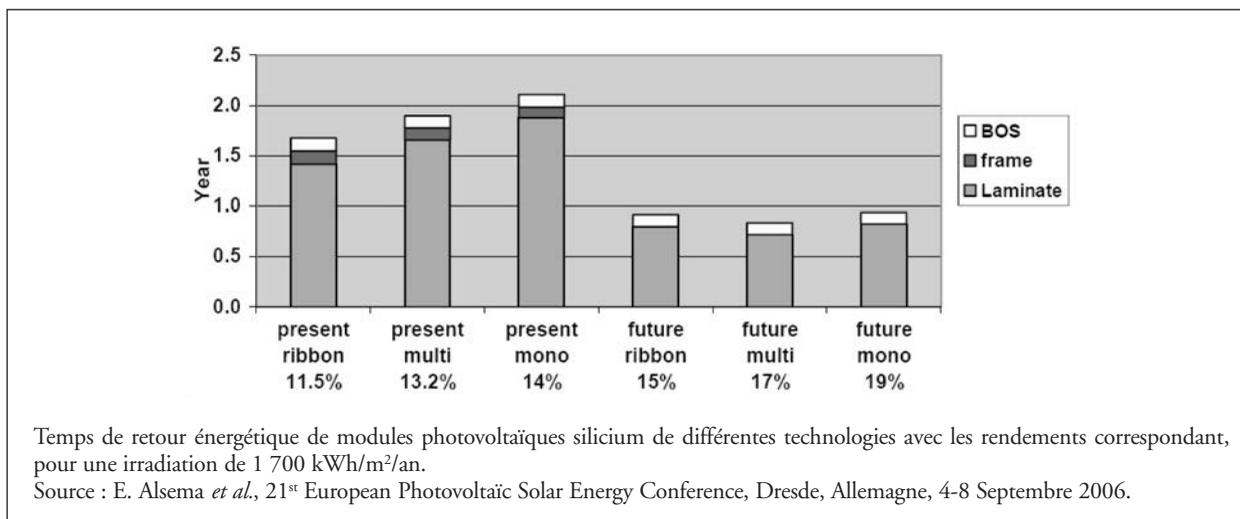
de leur exploitation, et donc *a fortiori* aucun gaz à effet de serre. L'analyse de leur cycle de vie montre que leur construction est également très sobre en termes d'émissions de gaz à effet de serre ou d'autres polluants. Nous reproduisons ci-dessus (voir le graphique 1) un résultat récent d'analyse de cycle de vie de différentes technologies photovoltaïques, et différents types de mix énergétique. A noter, pour élément de comparaison, que le mix énergétique européen produit de l'ordre de 500 g CO₂/kWh et le mix énergétique français, de l'ordre de 90 g CO₂/kWh. Notons également qu'avec un mix énergétique français déjà très peu carboné, l'analyse de cycle de vie de centrales, dont tous les composants seraient fabriqués en France, serait encore plus favorable.

Une légende tenace veut que les modules photovoltaïques consomment plus d'énergie pour leur fabrication qu'ils n'en produisent au cours de leur durée de

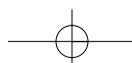
vie : les graphes ci-après (voir les graphiques 2 et 3), correspondant aux technologies silicium et films (ou couches) minces, montrent qu'il n'en est rien.

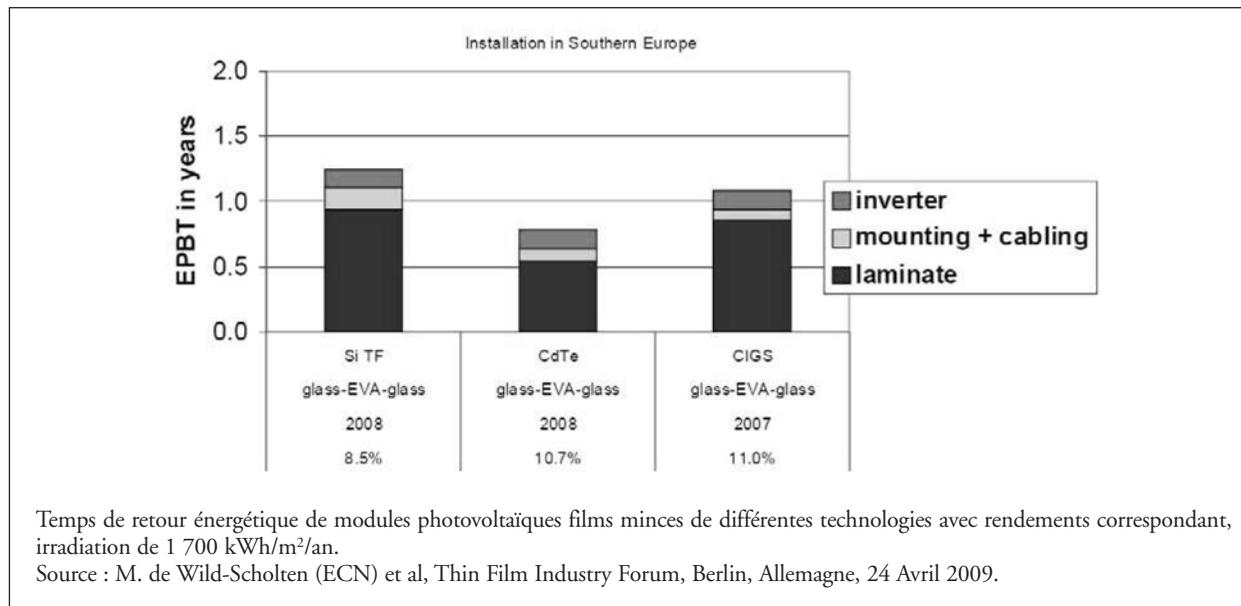
La dimension sociétale

Comme l'énergie d'origine solaire est répartie de façon globalement équitable sur tout le globe terrestre, elle est accessible à tous, dans sa dimension géopolitique (aucun pays habité n'est radicalement défavorisé, comme cela peut être le cas pour les énergies fossiles) et dans sa dimension locale (l'électricité d'origine photovoltaïque est la seule énergie primaire électrogène qui soit à la portée du particulier). Du fait de ces caractéristiques, elle présente un grand intérêt sous les aspects éthique et sociétal.

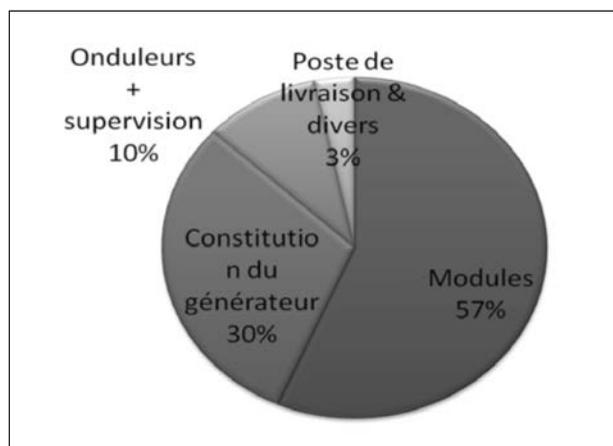


Graphique 2.





Graphique 3.

Graphique 4 : Répartition des coûts d'une centrale photovoltaïque au sol « fixe » (sans *trackers*).

Les freins au déploiement à court terme

Le frein essentiel à un très large déploiement de l'électricité d'origine photovoltaïque tient à son coût. Une centrale photovoltaïque coûte aujourd'hui de l'ordre de 4 €/Wc (2) pour une centrale fixe au sol, de 7 €/Wc pour une centrale en toiture résidentielle. En France (selon les régions), une centrale de ce type produit un équivalent annuel en pleine puissance de 900 à 1 550 heures. Pour atteindre la parité réseau (la *grid parity* des Anglo-Saxons) en Europe, c'est-à-dire le moment où les coûts de l'électricité achetée par le particulier aux fournisseurs traditionnels rejoignent les coûts de production d'électricité d'une centrale photovoltaïque, l'investissement doit se situer dans une fourchette 1,5 à 2,0 €/Wc. Une centrale au sol à *trackers* (systèmes d'orientation des panneaux photovoltaïques vers le soleil) peut tolérer un investissement de 30 % supé-

rieur, étant donné qu'elle produit environ 30 % d'énergie supplémentaire.

Le graphique 4 illustre une répartition approximative des coûts d'une centrale photovoltaïque au sol, entre ses composants essentiels. On y voit que les modules photovoltaïques représentent encore la plus grande part des coûts, même si cette part a diminué au cours des dernières années. C'est donc au niveau du module, que se situe la source première d'une baisse des coûts. Cette baisse est déjà bien engagée, comme le montrera le paragraphe suivant. Une baisse des coûts du *balance of system* (le BOS), quoique plus modérée, est également attendue.

LES TECHNOLOGIES : MOTEUR ESSENTIEL DE LA BAISSÉ DES COÛTS

Il existe une importante réserve d'évolutions et de révolutions technologiques possibles, dont certaines sont en train de déboucher au niveau industriel. Ces évolutions rendent crédible un coût raisonnablement margé de modules photovoltaïques inférieur à 1 €/Wc, et un prix de *balance of system*, lui aussi, inférieur à 1 €/Wc (références : Etude européenne PV Track, prospective EPIA).

On peut distinguer aujourd'hui deux grandes filières industrielles :

- a) la filière historique « Silicium », qui implique plusieurs étapes de fabrication :
- une première étape de raffinage de la matière brute (silice), pour obtenir du silicium dit « métallurgique » ;

(2) Le « watt crête » est l'unité communément admise pour la mesure de la quantité de puissance maximale que peut émettre un panneau photovoltaïque, dans des conditions d'ensoleillement données.

	Rendements (3) industriels constatés	Rendement record actuel	Ordre de grandeur de coût actuel hors « effet crise » (i.e. valeurs mi- 2008) (€/Wc)
CdTe	10 %	16,5 %	0,8 (4)
CIS	12 %	19,9 %	1,2
A-Si	7 %	12,1 %	1,2

Tableau 2.

- une deuxième étape de raffinage du silicium métallurgique, pour obtenir du silicium de qualité dite *solaire* ;
- la fabrication de *wafers*, des tranches minces de silicium ;
- la fabrication de cellules photovoltaïques ;
- enfin, l'assemblage des dites cellules en modules.

b) la filière « films minces », qui présente une chaîne de la valeur beaucoup plus simple : les étapes décrites ci-dessus se résument à une seule, avec, comme entrants, les matériaux de base et, pour produit fini, les modules photovoltaïques.

Globalement, la filière « films minces » a pour elle une plus grande simplicité de fabrication, clairement visible dans la décomposition de la chaîne de la valeur, menant à des coûts de fabrication significativement plus faibles au mètre carré de panneau, que la filière « silicium ». A contrario, la filière « silicium » présente des rendements photovoltaïques plus élevés (le rendement photovoltaïque se définit comme le ratio entre l'énergie lumineuse incidente et l'énergie électrique produite, par unité de surface).

Le silicium domine très largement le marché actuel (à plus de 80 %), mais la montée en puissance des « films minces » devient nette depuis 2007, grâce notamment au tellurure de cadmium (CdTe) (6,4 % du marché en 2008). Clairement, l'année 2007 a montré que les « films minces » photovoltaïques arrivent à maturité industrielle, dans des conditions économiques très avantageuses par rapport au silicium.

Pour toutes les technologies, la période actuelle rend l'exercice de détermination d'un ordre de grandeur du ratio coût/prix des différentes technologies particulièrement périlleux. On observe, en effet, particulièrement en matière de silicium cristallin, un mouvement de baisse vertigineux, dont il est difficile de dire s'il est conjoncturel ou s'il constitue un mouvement de fond et de réduction des marges du fait de la concurrence des différentes technologies entre elles. La vérité est probablement entre les deux explications.

Les « films minces »

Trois technologies « films minces » dominent aujourd'hui. Nous en donnons les performances essentielles dans le tableau 2. L'année 2007 a vu arriver sur le marché le tellurure de cadmium, à des prix très significativement inférieurs aux technologies Silicium.

- Le tellurure de cadmium est arrivé à maturité au travers de la production d'un fournisseur unique, First

Solar, basé aux Etats-Unis. La production de ses usines, qui se développent actuellement dans le monde entier (notamment aux Etats-Unis, en Europe et en Asie), est entièrement réservée plusieurs années à l'avance. C'est la technologie « film mince » qui est la plus performante, aujourd'hui, en termes de coût. En 2008, First Solar est numéro Deux mondial pour la production de panneaux photovoltaïques.

- Le cuivre indium sélénium (CIS), auquel on peut rattacher le cuivre indium gallium sélénium (CIGS) est la technologie « films minces » la plus performante, à terme : les rendements records obtenus à ce jour en témoignent. Il est cependant plus complexe à fabriquer que le tellurure de cadmium, moins stable chimiquement, très sensible à l'humidité. Il fait l'objet d'un fort intérêt de la part de la communauté des industriels du photovoltaïque, avec des procédés extrêmement diversifiés. Les possibilités d'amélioration des productions actuelles sont multiples : formulation exacte du composé, maîtrise et stabilisation des procédés actuels, nouveaux procédés plus rapides en termes de rendement de production, optimisation de l'encapsulation... Les prix actuels du CIS ne sont pas au niveau de la parité réseau, mais cette technologie pourrait l'atteindre dans deux ou trois ans, avec des prix de l'ordre de ceux du CdTe, voire inférieurs, et des rendements légèrement supérieurs.

- Le silicium amorphe est la technologie « film mince » historique. Encore aujourd'hui, il plafonne à des rendements le confinant à des applications relativement spécialisées. Récemment, cependant, des progrès technologiques (cellules tandem, multi-jonctions) l'ont relancé. L'enjeu actuel consiste à pouvoir stabiliser un processus de fabrication industriel produisant des modules ayant un rendement de 10 %. Cette perspective est proche.

La filière « silicium » : un approvisionnement amont garanti

Différentes sous-catégories de la filière « silicium » peuvent être distinguées, en fonction du degré de raffinement de la matière de base. Les monocristaux utilisent

(3) Le rendement photovoltaïque se définit comme le ratio de l'énergie électrique fournie et de l'énergie lumineuse incidente. Il se mesure dans des conditions normales d'éclairage en lumière blanche, à 1 000 W/m² et à 25°C.

(4) Source : communication First Solar.

	Rendements industriels constatés	Rendement record actuel	Ordre de grandeur de coût hors effet crise (i.e. valeurs mi-2008) (€/Wc)
monocristal	14-18 % (5)	24,5 %	2,8
poly-cristal	14 %	18,1 %	2,6
métallurgique	13 %	15 %	2,4

Tableau 3.

la matière la plus raffinée, et le silicium métallurgique permet d'éviter la phase de raffinage par la voie chimique (indispensable à l'obtention des monocristaux) (voir le tableau 3).

Face à l'irruption des « films minces » à des prix significativement plus faibles, présentant encore des marges de progrès importantes (un CIS à 0,5 €/Wc est plausible), on s'est demandé si le silicium avait encore un avenir. La réponse est positive, du fait de la conjonction des facteurs suivants :

- contrairement aux « films minces », le silicium ne présente pas de problème d'approvisionnement amont en matière première : la silice est très abondante sur toute la surface du globe. Cet avantage deviendra de plus en plus déterminant lorsque le marché atteindra les niveaux de la « parité réseau » ;
- le silicium présente des rendements significativement plus élevés que ceux des « films minces », avec encore des marges de progression significatives, comme le montre le tableau 3. Du fait de ces rendements, il devient avantageux pour des applications où la place disponible est une contrainte (comme les toitures résidentielles, qui constituent le marché par excellence de la *grid parity*) :
- il présente également des possibilités de ruptures technologiques (multi-jonctions, nanomatériaux, couches épaisses monocristallines), qui permettraient de franchir encore un cap en termes de rendements (des rendements de l'ordre de 30 % ou plus deviennent possibles) et/ou permettrait de ramener leurs prix de fabrication à hauteur de celui des « films minces », tout en conservant les rendements du silicium. L'apparition des « films minces » a eu, de ce point de vue, un effet salutaire de stimulation, provoquant un peu partout dans le monde des programmes de recherche dans ce domaine ;
- enfin, le silicium bénéficie de son antériorité industrielle.

La crise actuelle agit comme un révélateur des réserves de baisses potentielles des prix des modules silicium. Sans que l'on soit réellement capable de donner, à ce jour, un prix d'équilibre, les offres des fournisseurs se situent aujourd'hui à un niveau de 25 % en-deçà de celui indiqué dans le tableau 3 (ce prix est encore moindre chez les fournisseurs chinois). Mentionnons toutefois une valeur de *best practice price*, imaginée par les experts du magazine *Photon International* en 2007 et fixée autour de 2 €/Wc pour le silicium poly-cristal.

(5) Les technologies HIT et « contacts arrières » ont les meilleurs rendements respectivement 16 % et 18 %.

Le « *Balance of System* » (BOS)

Le *Balance of System* se compose des équipements et services de nature technique à ajouter aux modules, afin de constituer un système photovoltaïque installé. Il s'agit, essentiellement :

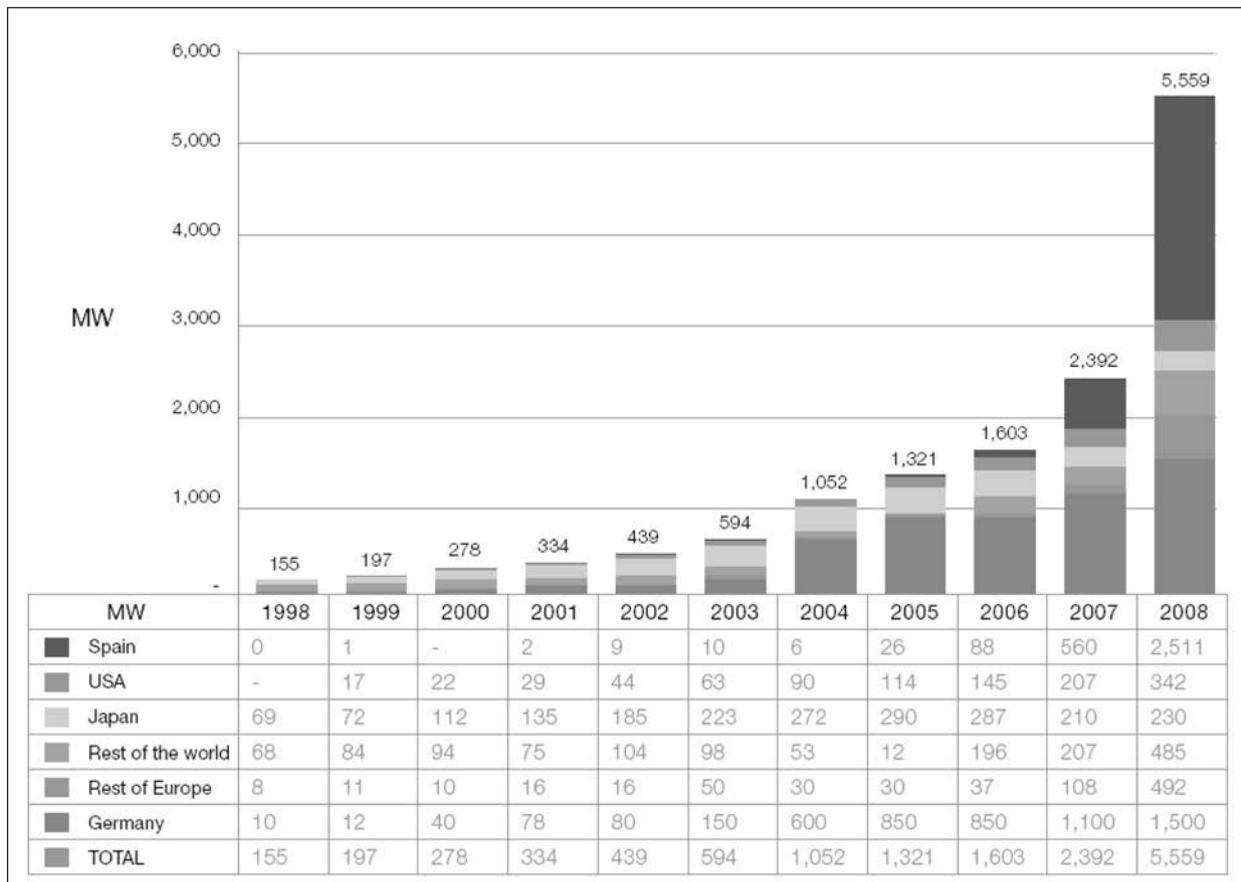
- de l'onduleur de conversion du courant continu produit par les modules en courant alternatif ;
- des supports mécaniques, pour les centrales au sol ou en toiture ;
- des câbles électriques (pour les courants continu et alternatif) ;
- de l'installation ;
- enfin, des divers raccordements, dont le coût varie considérablement d'une opération à l'autre.

A ces éléments techniques, on doit ajouter des éléments non techniques, comme les frais de développement (liés essentiellement aux démarches administratives à effectuer) et les frais de financement.

Comme indiqué ci-dessus, le coût du *Balance of System* deviendra de plus en plus prépondérant dans le prix d'un système photovoltaïque. Les niveaux de prix ont été longtemps élevés, car ces postes ont été négligés jusqu'à présent : il y a un an, ils se montaient couramment à 2 €/Wc pour un système de centrale au sol, et à 5 €/Wc pour l'adaptation d'un module à une installation en toiture. Des progrès rapides sont en cours aujourd'hui, avec des résultats déjà visibles : baisse du coût des onduleurs (du fait de leur fabrication en grande série), rationalisation des méthodes de pose (pour les centrales au sol), développement de produits adaptés, pour les toitures. Les prix (hors modules) sont de l'ordre de 1,5 €/Wc pour une centrale au sol et de 3 €/Wc pour une centrale en toiture. On s'attend cependant à un prix plancher, aux alentours de 0,8 €/Wc.

UN TOUR DU MONDE DU MARCHÉ, DE L'INDUSTRIE ET DE LA RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE

En termes géographiques, si l'on s'intéresse aux grandes masses, le marché du photovoltaïque est important là où des politiques publiques ont été mises en place pour soutenir son développement. Une clef d'analyse du secteur par pays est donc pertinente. Le graphique 5 donne les puissances installées par pays principaux et par année, depuis 1998.



Graphique 5 : Puissances photovoltaïques annuelles installées, par pays et grandes régions, entre 1998 et 2008 (source : EPIA).

Le graphique 6 de la page suivante donne le classement des principaux fabricants de modules photovoltaïques en 2007 et en 2008.

modules cristallins, Kaneka est le leader du silicium micro-morphe, le Japon étant également bien positionné sur le CIGS.

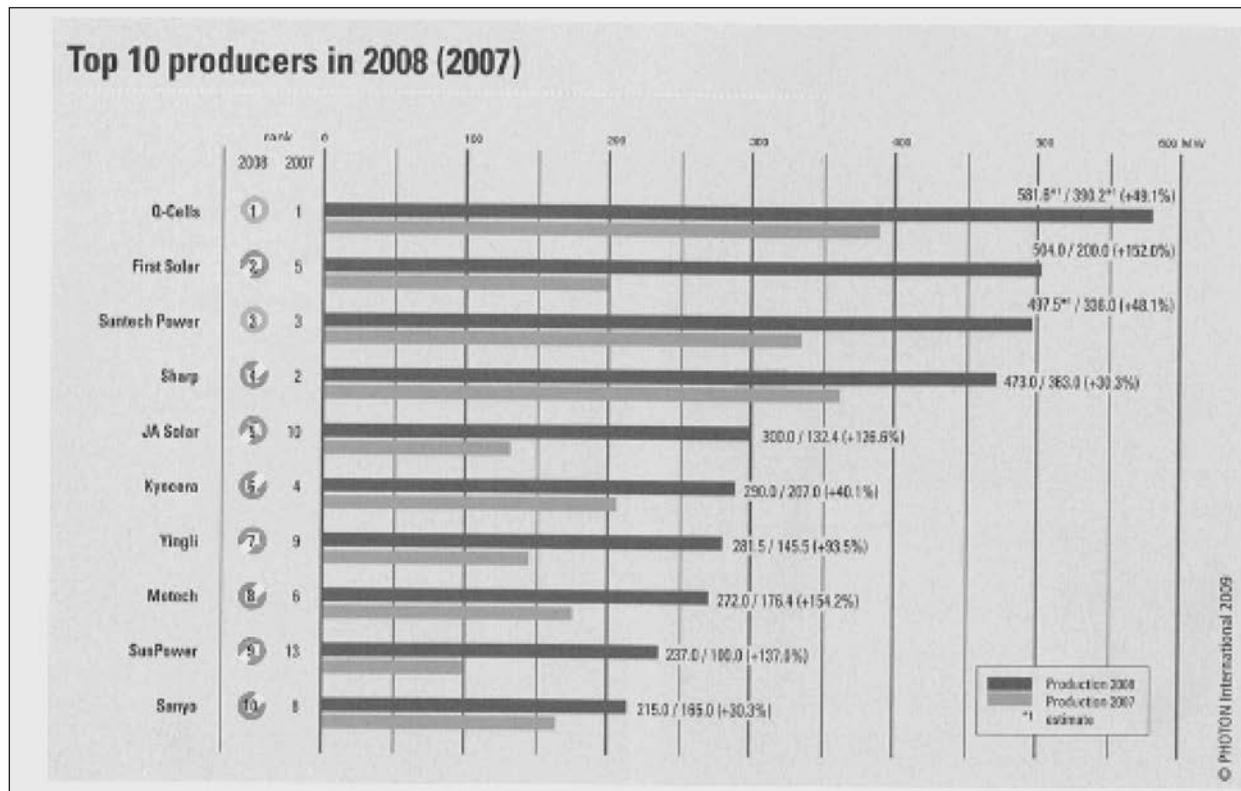
Le Japon, coureur de fond

Historiquement, le Japon est resté longtemps le pays leader en termes de mise en place d'une politique cohérente de développement du photovoltaïque. Même si cette place de leader s'effrite (notamment avec la relégation de Sharp, en 2008, à la quatrième place des constructeurs de cellules, après que cette firme ait longtemps occupé la première), elle reste cependant solide, avec, en particulier :

- un marché intérieur actif, notamment sur l'intégré au bâti, mais qui doit trouver un second souffle : une tentative d'arrêt des subventions s'est traduite par un fléchissement ;
- une base industrielle solide et diversifiée : Sharp, leader sur le silicium cristallin, même si sa position s'affaiblit, des « seconds » qui tiennent bien leur rang : en 2007, on compte trois Japonais dans le « Top 10 » des constructeurs mondiaux ;
- enfin, une activité de R&D de long terme, qui donne des résultats : Sanyo, avec sa cellule hétéro-jonction, obtient des rendements records sur les

L'autre pays de référence : l'Allemagne

Longtemps premier marché, le leadership de l'Allemagne résulte d'une politique volontariste menée au lendemain de la chute du Mur de Berlin (en 1989). Un cadre économique fondé sur un tarif d'achat attractif, un cadre réglementaire rigoureux et facilitateur, un accès au réseau facilité par une priorité accordée aux énergies renouvelables ont permis le développement rapide de capacités de production, au sol et en toiture. Ce développement du marché s'est accompagné d'une politique industrielle volontariste, aidée par les fonds communautaires au titre de la promotion de l'industrie est-allemande. Il en résulte des leaders industriels, tels que Q-Cell, numéro Un en 2007 et 2008. Bien que concurrencée par d'autres pays (le Japon depuis toujours, l'Espagne, la Chine et les Etats-Unis), l'Allemagne reste une référence en matière de photovoltaïque. La plupart des salons et conférences internationales s'y tiennent. De nombreux Instituts constituent des références en matière de R&D, comme le *Fraunhofer Institut*, réputé, en particulier pour la



Graphique 6 : Le « Top 10 » des fabricants de modules photovoltaïques (source : Photon International, mars 2009).

qualité des mesures de performances de panneaux photovoltaïques qu'il effectue pour le compte de tiers. Le TÜV (association *Technischer Überwachungs-Verein*) est également une référence en termes de qualification des têtes de séries de modules photovoltaïques suivant les normes en vigueur.

L'Espagne : un démarrage en fanfare, suivi d'une pause

Pays le plus ensoleillé d'Europe, l'Espagne a pris la tête du classement (en volume) des installations photovoltaïques en 2008.

Pourtant, ce développement s'est arrêté net en 2009, année dont les résultats devraient être nettement en retrait. En cause, le système de tarification, trop généreux, a entraîné une inflation de demandes de raccordement, provoquant en retour une réaction du régulateur pour, d'une part, stopper cette inflation et, d'autre part, réduire les rémunérations des producteurs. Cette situation devrait être assainie en 2010, et l'Espagne restera sûrement une terre de développement.

L'Espagne accueille également une industrie photovoltaïque, mais celle-ci a encore du mal à rivaliser en taille avec les leaders allemands, japonais ou nord-américains. À l'inverse, plusieurs instituts de recherche espagnols sont de réputation internationale : l'IES et le CIEMAT en font partie.

Les Etats-Unis : un marché en plein essor, mais encore modeste, avec des capacités technologiques étonnantes

Les Etats-Unis sont indubitablement le lieu du développement technologique :

- plus de 100 *start-up*, majoritairement californiennes, sont positionnées sur le photovoltaïque ;
- la nouvelle star industrielle est d'origine américaine : First Solar, apparue seulement en 2007 dans le « Top 10 » des fabricants de modules, est devenue numéro 2 en 2008, sur la base d'une technologie révolutionnaire, celle du « film mince » qui induit une division par deux du prix des modules ;
- Sunpower est également positionné sur un produit silicium haut de gamme à forte efficacité énergétique (de l'ordre de 18 %), grâce à une technologie dite de « contact arrière ». Il est entré dans le « Top 10 » en 2008. Le marché est encore modeste aux Etats-Unis en regard de la taille du pays et de potentialités énergétiques solaires exceptionnelles. Ce marché américain est cependant en plein essor et pourrait rapidement occuper les premières places, sous l'impulsion de la nouvelle Administration du Président Barack Obama.

La Chine, nouvel entrant dans le secteur

Avec le développement exponentiel de Suntech et l'apparition de deux nouveaux entrants dans le « Top

10 » en 2007, la Chine se positionne indubitablement sur le secteur de la fabrication de modules, fortement orienté à l'exportation. En 2009, les fabricants chinois se livrent à une guerre des prix féroce et difficile à soutenir par l'ensemble des acteurs non-chinois. A cela s'ajoute un positionnement sur l'amont de la chaîne de la valeur silicium : extraction dans des mines de quartz, production de silicium de qualité métallurgique, raffinage de silicium. On aurait tort de croire que les Chinois se positionnent uniquement sur des segments à faible contenu technologique :

- la qualité de leur silicium métallurgique est parmi les meilleures en termes de pureté ;
- leur capacité à raffiner le silicium à des degrés de pureté élevés dans des usines chimiques complexes (procédé Siemens par la voie du trichlorosilane) est démontrée, alors que de nombreux projets de même nature sont à la peine ailleurs qu'en Chine ;
- des fabricants, comme Suntech ou Yingli, se positionnent sur des modules à forte efficacité, utilisant les meilleures technologies, parfois sous licences d'Instituts européens.

Une des grandes questions concerne la taille du marché intérieur chinois. C'est elle qui déterminera le degré d'agressivité à l'export de l'industrie chinoise.

Et la France ?

Leader du secteur dans les années 1990, en particulier pour le développement du solaire isolé dans les DOM, la France a été reléguée en queue de classement dans les années 2000 lorsque le Japon et l'Allemagne ont développé le marché des centrales raccordées au réseau. Le secteur redémarre vigoureusement, avec, notamment :

- la constitution d'un cadre économique et réglementaire favorable, provoquant un développement des centrales au sol comme des centrales en toiture ;
- le démarrage d'un Institut de recherche de l'énergie solaire concentrant les moyens sur le modèle du *Fraunhofer* allemand ;
- le lancement d'une initiative industrielle, Alliance PV, destinée à développer des technologies silicium à très haut rendement (initiative soutenue par les pouvoirs publics, qui regroupe le fabricant français de cellules silicium Photowatt, le CEA et EDF Energies Nouvelles) ;
- le démarrage d'une filière « films minces », avec notamment le lancement récent d'un projet d'usine de fabrication de « films minces » par First Solar, le lancement d'une *start-up* positionnée sur le « film mince » CIGS (Nexcis), d'autres projets étant susceptibles de suivre.

Les acteurs des pays étrangers ne s'y trompent pas : la France fait l'objet de toutes les attentions en termes de développement de projets et de positionnement de capacités de fabrication.

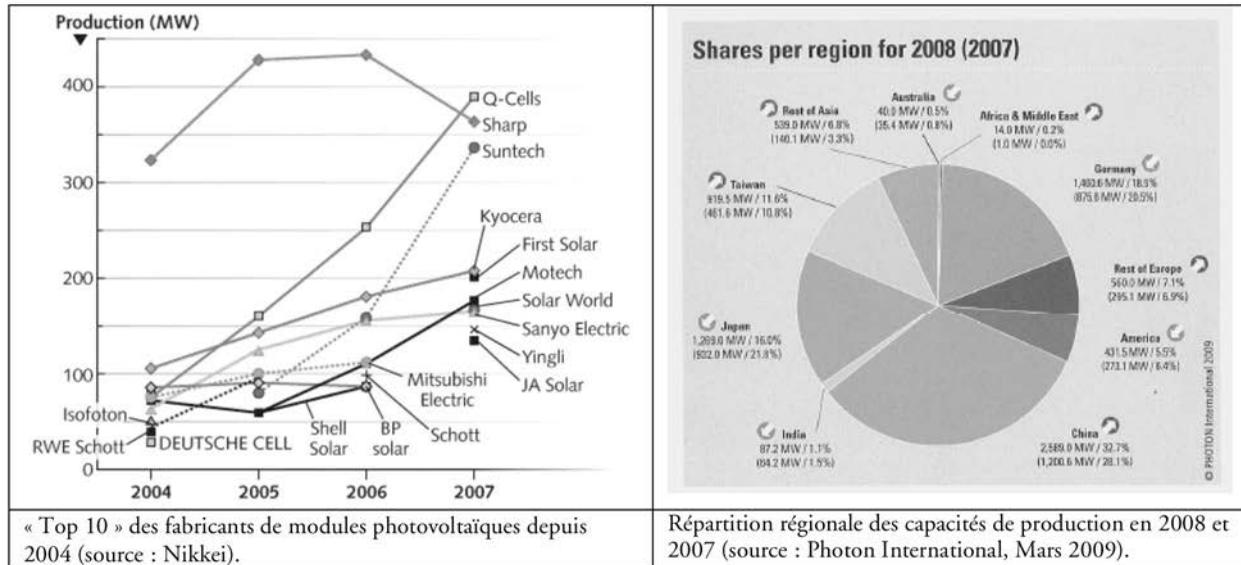
CONCLUSION

Etats-Unis, Japon, Allemagne, Chine : il est frappant de constater que la carte des puissances industrielles et politiques majeures coïncide pratiquement avec la carte des Etats ayant lancé, d'une façon ou d'une autre, la mise en place d'un secteur photovoltaïque puissant. En ce sens, la maîtrise des technologies photovoltaïques revêt une dimension stratégique.

Si on se place au niveau mondial, les défis industriels nous semblent presque derrière nous : il existe désormais un secteur puissant, qui génère des volumes, des investissements de R&D, des baisses de coûts, ces dernières étant amplifiées par la crise actuelle.

A un niveau plus local cependant, le secteur est très vraisemblablement à la veille d'une consolidation industrielle, qui ne serait d'ailleurs pas vraiment nouvelle : le graphique 7, constituant l'historique des « Tops 10 » sur la période 2004–2007, montre des mouvements qui se sont poursuivis en 2008. A cette consolidation industrielle se superpose une rivalité entre pays pour maîtriser, sur leur sol, les technologies photovoltaïques. De ce point de vue, les pouvoirs publics français ont clairement annoncé leur intention (en s'en donnant les moyens) de participer à cette bataille. La question n'est donc plus vraiment l'avènement, ou non, d'un secteur photovoltaïque puissant, mais bien, plutôt, l'identité des acteurs et des pays qui remporteront la mise industrielle.

Derrière ces défis industriels et technologiques en cours, se profilent immédiatement d'autres défis. Devrait être le plus immédiat celui de l'intégration de quantités massives d'électricité photovoltaïque dans les réseaux de distribution publique à des niveaux de tension jusqu'à présent conçus pour n'accueillir que des récepteurs électriques, et non des générateurs. L'intermittence de la production photovoltaïque et son caractère très diffus amplifient le problème. Dans les îles françaises (DOM–TOM et Corse), il devient indispensable d'y remédier à un horizon rapproché si l'on veut atteindre des taux élevés de pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique insulaire. Les solutions pour y parvenir sont connues au niveau des concepts : il faudra les mettre en œuvre à un rythme accéléré par rapport aux expérimentations relativement ponctuelles que l'on connaît aujourd'hui : meilleure prévision/gestion de l'équilibre offre-demande à un niveau plus fin que le niveau actuel, gestion de la charge chez le consommateur au moyen de signaux de prix en temps réel, renforcement de moyens de stockage. Sur ce dernier point, l'appel d'offre récent pour des centrales photovoltaïques dans les îles, équipées de stockage, constitue un pas dans la bonne direction. Toutes ces dispositions requièrent des échanges beaucoup plus importants qu'actuellement de volumes d'informations en parallèle des réseaux électriques de distribution publique, relevant du concept de *smart grid* (réseau intelligent). Elles demandent également, chez



Graphique 7.

les consommateurs d'électricité, des équipements de comptage et des actionneurs beaucoup plus sophistiqués que les équipements actuels. La répartition des activités industrielles et commerciales qui en résulte

entre les secteurs régulés de distribution publique et les acteurs de service relevant de la concurrence, n'est pas encore claire. De même, le financement et la rémunération des services associés constituent un autre défi.

Une spécificité française : l'intégration du solaire photovoltaïque au bâti

LES ENJEUX INDUSTRIELS

C'est avec plus de dix ans de retard sur l'Allemagne que la France est entrée dans la course à l'énergie solaire photovoltaïque. On peut en effet dater de 2007 le véritable décollage de cette activité en France.

par **Henri TRIEBEL***

UNE TARIFICATION FAVORABLE À L'INTÉGRATION DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES DANS LES BÂTIMENTS

L'arrêté du 10 juillet 2006 a fortement réévalué le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque par EDF, en portant le prix du kWh de 0,14 € à 0,30 €, voire à 0,55 € dans le cas des cellules photovoltaïques intégrées au bâti. Cette mesure a été en outre complétée par la création du crédit d'impôt « développement durable », au bénéfice des particuliers qui installent ce type d'équipement sur leur toiture.

La conséquence a été immédiate : si 35 MW avaient été installés en France en 2007, 105 MW l'ont été en 2008, ce qui représente un triplement de la puissance installée annuellement. Celle-ci demeure néanmoins modeste : le parc installé français s'établit aujourd'hui à 175 MW. A titre de comparaison, pour la seule année 2008, l'Allemagne a enregistré un volume d'installations supplémentaires de l'ordre de 1,35 GW, le chiffre étant de 3,1 GW pour l'Espagne.

Si la stratégie du Gouvernement espagnol a consisté à orienter les acteurs du marché vers la construction de parcs solaires photovoltaïques de grande taille, grâce à des tarifs élevés de rachat du courant (à la fin 2008, l'Espagne représentait 63 % de la capacité mondiale des centrales solaires d'une puissance supérieure à 2 MW), la politique française a été, à l'inverse, de favoriser l'intégration au bâti (panneaux photovoltaïques intégrés en

toiture ou en façade de bâtiments résidentiels ou tertiaires) et, donc, le développement de projets de taille plus modeste.

FAVORISER L'ÉMERGENCE DU CITOYEN ÉCO-RESPONSABLE

Le résultat en termes de rapidité d'implantation est certes moins spectaculaire et l'objectif (23 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale) sera plus long à atteindre. Néanmoins, la crise financière actuelle le prouve, le modèle espagnol est en train d'être revu, en raison de son impact trop important sur les finances publiques.

De plus, en favorisant l'intégration au bâti, c'est la qualité architecturale des bâtiments qui est mise en avant. Cela peut, à terme, éviter le refus, par une partie de la population, de l'utilisation extensive d'espaces agricoles pour l'implantation de parcs solaires, comme on peut le constater actuellement dans le cas de l'éolien, où les nouveaux permis de construire sont bloqués.

Le choix de favoriser l'intégration des capteurs photovoltaïques au bâti a un autre avantage : il privilégie un modèle de prise de décision décentralisée, qui fait de chaque citoyen un acteur responsable du développement durable, et pas seulement un consommateur d'énergie.

* Ingénieur des Ponts et Chaussées, Président de COFRAMENAL SAS.



© Pierre Gleizes/REA

« Mais ce gisement est plus délicat à exploiter que la simple installation d'un parc solaire sur une surface au sol. En effet, il fait appel à des compétences particulières aussi diverses que celles des couvreurs, des étancheurs ou des façadiers, d'une part, et des électriciens, d'autre part. » *Construction de capteurs solaires sur le toit d'un bâtiment à Grenoble, dans le quartier d'Echirolle.*

Enfin, l'intégration au bâti permet de réduire la distance entre le lieu de production de l'électricité et son lieu de consommation et, donc, de réduire les pertes dues à l'effet Joule.

UN GISEMENT CONSIDÉRABLE, MAIS D'UNE EXPLOITATION DÉLICATE

Selon une étude du cabinet d'audit PricewaterhouseCoopers, les surfaces non agricoles susceptibles d'être couvertes par des parcs solaires représentent une capacité installée de 12 GW crête, à comparer aux 80 GW crête, en ce qui concerne les toitures des bâtiments résidentiels. Le gisement est donc considérable. Il faudrait, en outre, y ajouter les façades des bâtiments tertiaires et collectifs, qui peuvent accepter des brise-soleil, des allèges, des bardages ou des auvents photovoltaïques.

Mais ce gisement est plus délicat à exploiter que la simple installation d'un parc solaire sur une surface au sol. En effet, il fait appel à des compétences particulières aussi diverses que celles des couvreurs, des étancheurs ou des façadiers, d'une part, et des électriciens, d'autre part. Si l'on s'en tient aux bâtiments tertiaires, la substitution aux produits verriers classiques de pro-

duits photovoltaïques bi-verres ou verre/tehdar ne peut être réalisée que par des sociétés de haute technicité, maîtrisant les normes existantes dans la mise en place de façades (DTU 39, DTU 33, etc.) et capables de monter des dossiers d'Appréciation Technique d'Expérimentation (ATEX) auprès du Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB). De nombreux points ne sont d'ailleurs toujours pas traités par la réglementation existante, comme, par exemple, le traitement des accès pompiers. La complexité d'installation de capteurs photovoltaïques en milieu urbain ou sur des façades est accrue par le fait que l'exploitation électrique peut être perturbée par les phénomènes d'ombres portées (par les bâtiments adjacents ou par des obstacles sur la façade, tels que des brise-soleil ou des casquettes), ces ombres changeant au cours de l'année. L'intervention d'un bureau d'étude solaire devient dans ce cas indispensable.

Malheureusement, force est bien de constater que l'engouement, depuis 2007, pour le *green tech* est tel que l'on assiste à la naissance d'une multiplicité de petits acteurs (ensemblers intégrateurs, électriciens couvreurs...) à la déontologie discutable, qui n'ont pas forcément les compétences nécessaires et qui devront payer le prix fort lorsqu'il faudra assurer les garanties.

UNE ÉVOLUTION NATURELLE VERS LES BÂTIMENTS À ÉNERGIE POSITIVE

Le secteur du bâtiment représente, en France, 40 % des consommations finales d'énergie et contribue au quart des émissions de gaz à effet de serre. C'est à partir de ce constat que le Grenelle de l'Environnement cherche à accélérer le rythme du renforcement de la réglementation thermique des bâtiments. La mise en place de la réglementation thermique 2005 étant tout juste achevée, il est déjà question, avec la mise en place de la réglementation thermique 2010 (applicable dès le 1^{er} janvier 2011, pour les permis de construire des bâtiments tertiaires), de limiter la consommation énergétique (chauffage, climatisation, éclairage) à 50 W/m²/an. Il faut rappeler qu'actuellement elle varie en moyenne de 200 à 300 W/m²/an.

Tout un arsenal d'innovations technologiques est donc actuellement en cours de développement afin d'atteindre cet objectif (éclairage par diodes électroluminescentes, puits de lumière par fibre optique, barrière thermique EPDM renforcée entre deux demi-coques de profilés aluminium, double vitrage à basse émissivité, etc.). Cependant, un objectif plus ambitieux encore se profile à l'horizon 2020 : celui des bâtiments à énergie positive, c'est-à-dire qui produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment.

Pour arriver à un tel résultat, la simple isolation du bâtiment ne suffit plus. Il faut donc que le bâtiment se transforme en centrale de production. En milieu urbain, les techniques possibles sont en nombre assez limité : mini-éoliennes sur les toits, puits canadiens, panneaux photovoltaïques en toiture ou sur l'enveloppe du bâtiment.

Le module photovoltaïque a sur l'éolienne cet avantage qu'il n'y a pas de pièce mécanique en mouvement et que, par voie de conséquence, les frais de maintenance

sont plus faibles. De plus, en façade, un produit photovoltaïque va se substituer à un produit traditionnel (brise soleil, glace émaillée, bardage, verre feuilleté...) qui assure déjà une fonction au bâtiment, soit de protection contre les apports solaires, soit d'étanchéité à l'eau et à l'air, soit d'habillage du béton. Dans ces conditions, le développement du photovoltaïque est lié, d'une part, à sa facilité de mise en œuvre et, d'autre part, à son surcoût par rapport à des éléments architecturaux traditionnels, sachant que ce surcoût devra être amorti par les recettes tirées des ventes de la production électrique à un tarif qui devra être non subventionné (*grid parity* = parité réseau).

LE VITRAGE COUCHES MINCES SUR MESURE : LA SOLUTION À RETENIR POUR L'ENVELOPPE DES BÂTIMENTS À ÉNERGIE POSITIVE

A ce jour, seule la technologie des plaquettes de silicium cristallin permet véritablement une mise en œuvre compatible avec les contraintes dimensionnelles imposées par l'architecte, dans les cas d'immeubles collectifs ou tertiaires. Il est en effet possible, dans ce cas de figure, d'adapter le calepinage des cellules de 5 ou 6 pouces à la dimension des vitrages voulue par l'architecte.

On peut cependant espérer qu'il sera bientôt possible d'obtenir des vitrages photovoltaïques couches minces aux dimensions sur mesure. Outre son coût plus faible, cette technologie a l'avantage, d'une part, d'offrir des produits présentant un aspect de surface plus uniforme, ce qui est utile pour des allèges ou des bardages, et d'autre part, d'être plus sensible à la lumière diffuse que la technologie du silicium cristallin, ce qui est un avantage en milieu urbain, en raison de la présence d'ombres portées, ainsi que dans la partie septentrionale de la France, par définition moins ensoleillée.

Sophia Antipolis Energie Développement : un nouveau type de Centrales Solaires Thermodynamiques

La société Sophia Antipolis Energie Développement (SAED) a été créée, en janvier 2008, pour exploiter les applications de l'énergie solaire thermique à basse température (inférieure à 150°C), ou *Low Temperature Solar (LTS)*. Une technologie propriétaire lui permet de baisser de façon très substantielle le coût de production de chaleur solaire à basse température et d'envisager ainsi la fabrication d'unités de puissance industrielle. Cette énergie thermique peut être utilisée pour produire de l'électricité dans des conditions compétitives par rapport aux autres sources d'électricité solaire, avec des avantages spécifiques qui devraient lui permettre de conquérir, à l'avenir, une partie du marché des centrales électriques solaires. Cette énergie thermique peut aussi être mise à profit pour économiser des combustibles fossiles, dans des conditions économiques rentables (au regard des prix actuels du pétrole).

par **Michel WOHRER***

LE SOLAIRE THERMIQUE BASSE TEMPÉRATURE
« SAED » : UNE NOUVELLE APPROCHE D'UNE
SCIENCE ANCIENNE

La société Sophia Antipolis Energie Développement (SAED) a été créée, à l'origine (en janvier 2008), par Michel Wohrer et Pierre Laffitte pour exploiter une voie que des travaux de recherche menés en 2007 avaient signalée comme prometteuse : l'utilisation de

capteurs solaires thermiques sans concentration pour produire de la chaleur industrielle ou de l'électricité, au travers d'un cycle thermodynamique adapté (cycle organique de Rankine). On utilise parfois l'expression *Low Temperature Solar* (ou son abréviation, *LTS*) pour caractériser ce domaine de l'énergie solaire. Dès la fin des années 1970, après le second choc pétrolier, l'énergie solaire a fait l'objet de travaux de recherche très complets et très approfondis ; c'est de

* Président de Sophia Antipolis Energie Développement SAS.

	Technologie	Température de travail atteinte (°C)
sans « tracking »	Mare solaire	40-60
	Panneau plat	60-80
	Tubes à vide	150
avec « tracking »	Tubes à vide avec réflecteur parabolique fixe	200
	Réflecteur Fresnel linéaire	250
	Miroirs cylindro-paraboliques	400
	Receveurs centraux à tour	1 000
	Miroirs paraboliques à foyer central	1 500

Tableau 1.

cette époque que date la quasi-totalité des technologies qui sont mises en œuvre aujourd'hui.

On distingue, classiquement :

- les technologies photovoltaïques, qui exploitent directement l'énergie des photons et leur capacité à provoquer, dans certains milieux, une différence de potentiel utilisable pour générer un courant électrique ;
- les technologies thermiques, qui utilisent la chaleur résultant de l'action de la lumière sur une surface absorbante.

Ces deux technologies peuvent être assorties d'un dispositif de concentration de la lumière solaire, obtenue à l'aide de systèmes optiques, tels que des miroirs ou des lentilles.

Dans le domaine thermique, les technologies de capteurs sont classées depuis longtemps selon les températures qu'elles permettent d'atteindre (voir le tableau 1) : SAED a travaillé plus particulièrement sur les tubes à vide (*evacuated tubes*), une technologie aujourd'hui très au point et ayant atteint une certaine maturité, du point de vue industriel, mais dont les utilisations actuelles sont loin d'en avoir exploité tout le potentiel. Ces tubes à vide (voir la figure 1) sont constitués de deux tubes concentriques en verre :

- le tube extérieur est transparent, il permet le passage de la lumière solaire vers le tube intérieur ;
- le tube intérieur est recouvert, sur sa surface extérieure, d'une couche absorbante sélective, qui capte la lumière et la transforme en chaleur ;

- entre les deux tubes, le vide – comme dans un thermos (ou tube de Dewar) – supprime presque totalement la conduction vers le milieu ambiant, ce qui limite la déperdition de chaleur.

En 1985, dans un livre qui a fait autorité (1), Ari Rabl, du Centre Énergétique de Princeton, écrivait, à leur sujet : « *Evacuated tubes are excellent for operating temperatures up to the 120-150°C range [...]. Evacuated tubular collectors have great potential for cost reduction through mass production, but the investment required to build efficient production facilities is too large to be justified by present demand.* »**

Mais tel n'est plus le cas aujourd'hui, où le volume de production est élevé (plusieurs dizaines de millions de tubes par an), le marché est très développé en ce qui concerne les usages domestiques (notamment en Chine qui représente plus de 70 % des débouchés) et les prix de revient ont considérablement baissé, grâce à une industrialisation parvenue à un stade avancé de maturité.

(1) *Active Solar Collectors and Their Applications*. Ari Rabl, Oxford University Press, 1985.

** « Les tubes à vide fonctionnent très bien avec des températures d'utilisation s'élevant jusqu'à 120-150°C [...]. Le coût des collecteurs solaires à tubes à vide aurait pu être considérablement réduit grâce à leur production en masse, mais l'investissement nécessaire à la construction d'usines de production efficaces est trop important pour que la demande actuelle le justifie. »

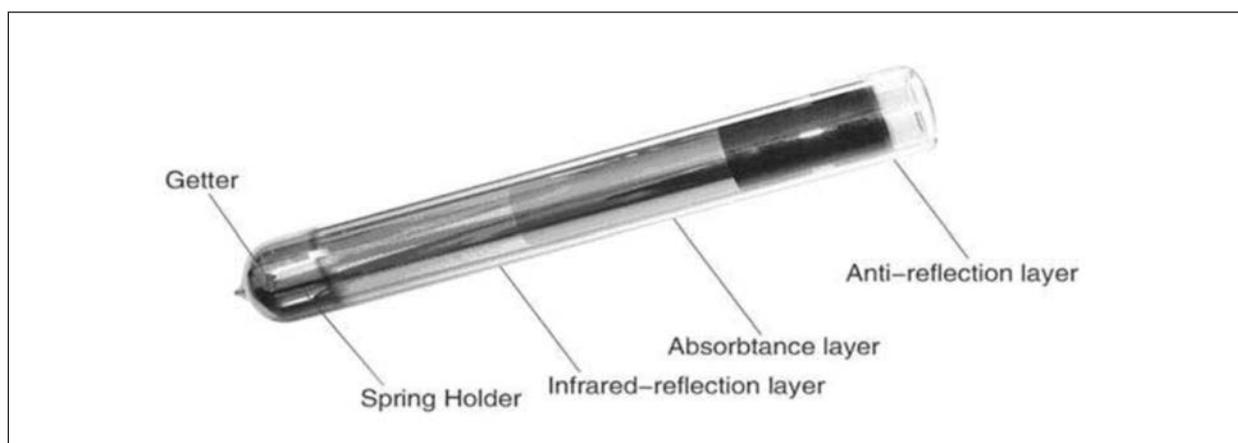


Figure 1 : Tube solaire thermique à vide.

La question que les ingénieurs du projet Sophia Antipolis Energie Développement ont cherché à résoudre est la suivante : dès lors que les tubes à vide sont devenus une source à faible coût de chaleur solaire pour des températures de l'ordre de 120-150°C, est-on en mesure de concevoir leur utilisation à l'échelle industrielle, c'est-à-dire au travers de champs de capteurs de grandes dimensions (plusieurs milliers de m²) ? Aujourd'hui, les tubes à vide sont utilisés dans des assemblages d'une à plusieurs dizaines de tubes, réunis afin de constituer des systèmes de chauffage d'eau chaude sanitaire (tels que celui représenté à la figure 2).

Dans ces assemblages, la chaleur collectée par les tubes à vide est acheminée vers son utilisation grâce à différents systèmes de transfert thermique :

- la circulation du fluide caloporteur dans le tube intérieur du tube à vide lui-même (c'est le cas de la majorité des chauffe-eau solaires déployés en Chine, par exemple) ;
- la circulation du fluide caloporteur dans des circuits étanches situés à l'intérieur du tube intérieur, lequel réchauffe par contact lesdits circuits ;
- enfin, des caloducs (2) qui transfèrent l'énergie thermique depuis l'intérieur des tubes vers le caloporteur situé en tête.

Une première réponse à la question de l'utilisation de ces capteurs à l'échelle industrielle ne pourrait-elle pas être d'associer ensemble un grand nombre d'assemblages destinés à un usage grand public ?

Les tests auxquels SAED a procédé, à l'été 2008, semblent montrer que cette option ne saurait être retenue au-delà de quelques centaines de m² de surface de captation :

- les pertes de charge sont trop importantes ;
- le rendement des capteurs baisse au-delà de ce que prévoient les modèles, pour des températures supérieures à 100°C ;
- enfin, le coût est trop élevé pour en faire une source de chaleur industrielle.

Aussi, les développements auxquels la société s'est consacrée depuis sa création ont-ils porté essentiellement sur l'assemblage de tubes à vide en très grand nombre (plusieurs milliers), d'une manière qui permette le déploiement d'un très grand nombre de tubes pour une seule utilisation. Il apparaissait que cette « industrialisation » du champ de capteurs était la condition *sine qua non* du développement du solaire basse température.

Les solutions relevaient principalement du domaine des échanges thermiques. Elles ont été recherchées (et trou-



Figure 2 : Assemblage de tubes solaires à usage domestique.

vées) conjointement avec les équipes du Centre de Recherches de Grenoble du Commissariat à l'Energie Atomique spécialisées dans le domaine thermique ; elles ont été protégées par des brevets déposés en commun avec le CEA.

Cet article n'a pour objet de rendre publiques ces solutions, ni les éléments de savoir-faire développés par les équipes pendant ces travaux. Il faut retenir que ces solutions sont :

- efficaces, du point de vue des échanges thermiques et du rendement des capteurs ;
- d'un faible coût, du point de vue des matériaux employés ;
- d'un coût modique, pour ce qui concerne l'investissement initial ;
- enfin, d'un faible coût de maintenance durant la totalité de la vie du champ de capteurs.

Concrètement, le coût d'investissement par m² de surface de captation solaire thermique complète (section d'un absorbeur exposée à la lumière), y compris dans les circuits caloporteurs vers l'utilisation finale de la chaleur, a été drastiquement abaissé.

Le fluide caloporteur primaire est de l'eau (le seul fluide à circuler dans le champ de capteurs).

La mise au point d'une chaleur solaire « industrielle » LTS à très bas coût est de nature à constituer une innovation importante dans les domaines de l'électricité solaire et de la substitution de sources d'énergie renouvelables à des combustibles fossiles.

LE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE BASSE TEMPÉRATURE : UNE NOUVELLE FORME D'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE

Il est commun de lire dans les ouvrages sur l'énergie solaire que l'électricité solaire peut être produite soit par voie photovoltaïque, soit par « concentration des

(2) Caloduc : un caloduc est un tube scellé renfermant un fluide diphasique ; quand une portion du tube est chauffée, le fluide s'évapore et se condense dans la partie froide, transférant la chaleur avec une grande efficacité en raison de la chaleur latente de condensation ; le caloduc est incliné ou équipé d'une mèche de reflux de telle sorte que le liquide reflue vers la partie chaude pour répéter son cycle ; un caloduc peut être conçu pour ne fonctionner que dans un sens (évitant ainsi le reflux de chaleur quand l'irradiation solaire est insuffisante) et qu'en dessous d'une température maximale (favorisant alors la sécurité des circuits caloporteurs).

rayons du soleil afin d'atteindre des températures assez élevées pour actionner une turbine à vapeur ». Il est dès lors naturel, pour le lecteur, de considérer qu'outre le photovoltaïque, seul le solaire à concentration (ou CSP, pour *Concentrated Solar Power*) serait capable de produire de l'électricité.

Or, il s'agit là d'un raccourci intellectuel qui résulte de la combinaison de deux considérations :

- la première est le fait que les turbines à vapeur d'eau des centrales classiques fonctionnent à des températures de quelques centaines de degrés ;
- la seconde est le fait que le rendement d'un cycle thermodynamique étant limité par le ratio de Carnot $(T_c - T_f) / T_c$ (où T_c et T_f représentent les températures absolues des sources chaude et froide), l'on cherche à augmenter la température de la source chaude, si l'on veut améliorer le rendement thermodynamique ;

Ces deux considérations méritent d'être approfondies. Tout d'abord, il est tout à fait possible de produire de l'électricité à partir d'eau surchauffée à des températures « basses », comprises entre 100°C et 150°C. Une telle eau est une source de chaleur communément disponible en géothermie et depuis plusieurs décennies, les géo-thermiciens l'ont utilisée pour produire de l'électricité, au travers de cycles thermodynamiques adaptés aux basses températures : les Cycles Organiques de Rankine (ORC).

Essentiellement, il s'agit du même type de cycle que celui mis en œuvre dans les centrales classiques à vapeur, mais avec un fluide de travail qui est un produit organique à basse température d'évaporation (par exemple : du butane ou du propane).

Une centrale à cycle ORC (voir la figure 3) est constituée d'un évaporateur dans lequel le caloporteur primaire fournit son énergie au fluide thermodynamique organique à faible température d'ébullition, qui s'évapore et anime un groupe turbo-alternateur qui produit

l'énergie électrique, une dépression étant assurée à l'aval de la turbine par la condensation du fluide organique dans un condenseur maintenu à basse température par une source de refroidissement. Le fluide thermodynamique organique est ensuite pompé à nouveau vers l'évaporateur, recommençant ainsi un nouveau cycle.

Reste le problème du rendement thermodynamique : les rendements des cycles ORC à basse température (120-130°C) sont de l'ordre de 11 à 12 % : ce pourcentage est à comparer avec les rendements des cycles à vapeur d'eau, qui sont typiquement de l'ordre de 35 %, soit d'un niveau trois fois plus élevé.

La question que l'on doit dès lors examiner – et celle que se sont posée les fondateurs de SAED lors de la création de la société – est de savoir si la diminution drastique du coût de la ressource thermique solaire (dont il a été question au point précédent) compense économiquement le faible rendement de ce cycle, lié à sa basse température de fonctionnement.

Nous verrons plus loin que tel est bien le cas et qu'au prix d'une consommation de surface au sol plus élevée, le prix économique du kWh électrique produit par des centrales thermodynamiques basse température est concurrentiel, par rapport à celui du solaire à concentration.

Une centrale solaire électrique basse température SAED, comme toute centrale thermodynamique, peut être équipée d'un stockage de chaleur, qui constituera la réserve d'énergie permettant de dé-corréler dans le temps la captation d'énergie solaire de son utilisation pour produire de l'électricité.

Le schéma de fonctionnement sera le suivant (voir la figure 4).

Le stockage thermique d'une unité SAED peut prendre deux formes :

- il peut être en « chaleur sensible », c'est-à-dire être constitué de réserves d'eau chaude à une température

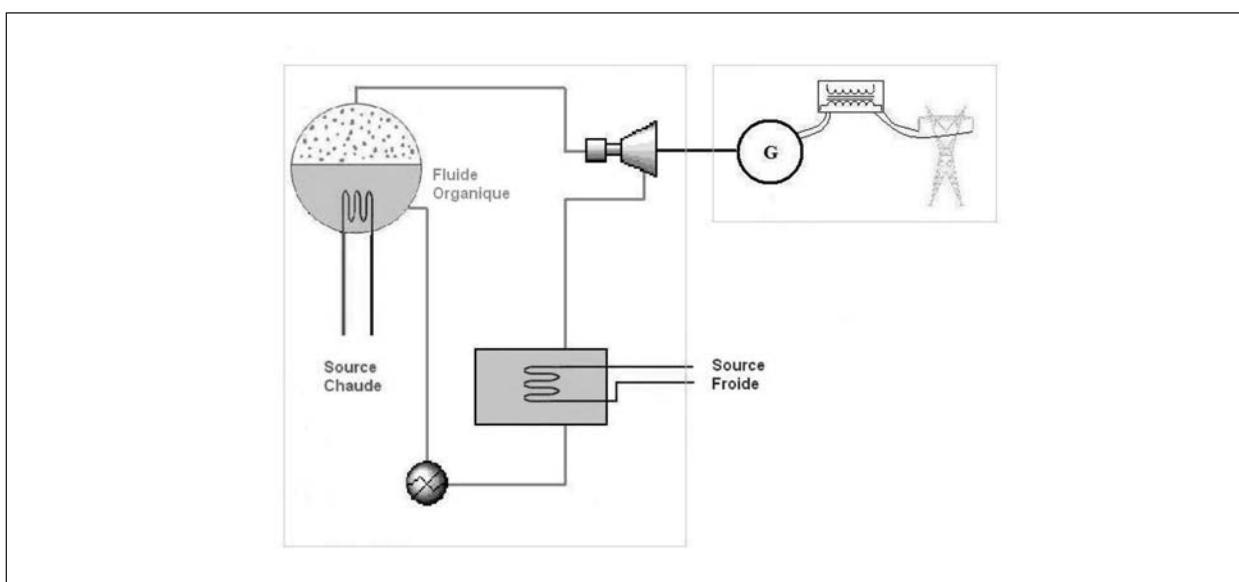


Figure 3 : Schéma simplifié d'un Cycle Organique de Rankine.

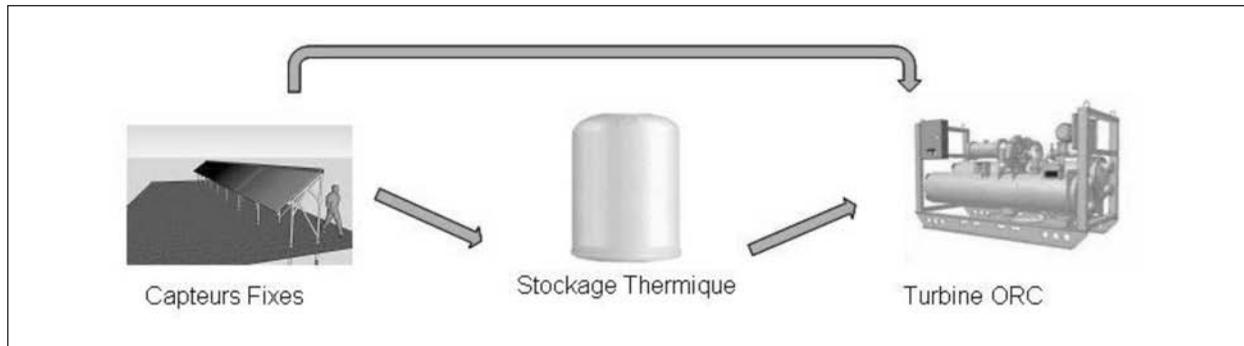


Figure 4 : Schéma d'une Centrale Thermodynamique Solaire Basse Température.

supérieure ou égale à celle utilisée dans le cycle thermodynamique ;

- il peut être en « chaleur latente », c'est-à-dire être constitué d'un matériau à changement de phase, dont la température de fusion-solidification correspond à la température utilisée dans le cycle thermodynamique.

L'avantage du stockage thermique par chaleur latente est double :

- d'une part, il permet de limiter les volumes des stockages : la chaleur latente permet d'emmagasiner de six à huit fois plus d'énergie thermique que la chaleur sensible dans un même volume, d'où des conteneurs de stockage moins coûteux ;

- d'autre part – et c'est l'avantage le plus important –, il conduit à une stabilisation de la température de fonctionnement pendant les phases de stockage (ou de déstockage) d'énergie (en effet, pendant la fusion d'un matériau ou pendant sa solidification, sa température reste constante) : cette stabilisation améliore les rendements de fonctionnement tant de la turbine que des capteurs solaires.

Dans tous les cas d'Usine Thermodynamique Solaire on peut, en principe, dimensionner séparément les trois éléments de base qui constituent l'usine :

Champ de Capteurs

Stockage d'énergie

Ainsi, pour un lieu géographique choisi, un même champ de capteurs solaires, qui recueillera une certaine quantité de chaleur, pourra être utilisé de différentes façons, selon la stratégie que retient le producteur.

A titre d'illustration, ce champ pourra, par exemple :

- avec un « faible » stockage d'énergie, alimenter une « grosse » turbine qui ne produira que lorsque le champ fournira lui-même fortement, sous l'effet du rayonnement solaire,

- ou avec un « gros » stockage d'énergie, alimenter une « grosse » turbine qui produira en décalé, pour couvrir les périodes de pointe,

- ou encore, avec un « gros » stockage d'énergie, alimenter une « petite » turbine qui produira de manière quasi continue, proche d'une production en base, etc.

Aussi les paramètres économiques au moyen desquels l'on caractérise une unité solaire thermodynamique ne sont-ils pas les mêmes que ceux auxquels nous avons habitués la filière photovoltaïque : la quantité d'énergie produite tout au long de l'année par une unité thermody-

namique est déterminée en très grande partie par la surface de captation solaire, et pas par la puissance de la turbine : celle-ci détermine principalement le rythme auquel cette énergie sera extériorisée.

La conséquence en est que le chiffre classiquement utilisé en photovoltaïque pour caractériser le coût de l'installation, qu'est l'investissement par W ou par kW électrique, n'est pas pertinent, dans ce cas, puisque la puissance peut être choisie quasi librement.

Le chiffre qui caractérise le mieux une unité thermodynamique en un lieu géographique donné, qui soit également susceptible de permettre une comparaison avec d'autres filières de production d'électricité solaire, est « l'investissement nécessaire pour produire chaque année un kWh électrique ». C'est une grandeur concrète : c'est la valeur-clé que SAED s'attache à rendre la plus faible possible dans ses développements techniques.

L'objectif des premières usines de série de SAED (2011-2012) sera celui de moins de 2€ d'investissement total pour produire 1kWh électrique par an, dans les régions méditerranéennes.

On peut alors en déduire le coût économique du kWh électrique, qui correspond à la somme :

- du coût d'investissement, calculé à partir de la grandeur précédente sur la base d'hypothèses de rythme d'amortissement et de taux d'actualisation,
- et du coût d'exploitation et de maintenance de la centrale ramené au kWh d'électricité produite.

LA PLACE DU SOLAIRE THERMODYNAMIQUE BASSE TEMPÉRATURE SAED PARMI LES AUTRES SOURCES D'ÉLECTRICITÉ, DANS LE CADRE DU PLAN SOLAIRE MÉDITERRANÉEN

La technologie Thermodynamique Basse Température développée par SAED présente plusieurs avantages essentiels, qui la rendent unique parmi les différents moyens de production d'électricité solaire :

- une technologie simple et peu coûteuse : il n'y a pas de concentration, ni de pièces mobiles ;
- la taille de centrale moyenne, de 1 à 10 MW : il s'agit là d'une taille qui correspond aux besoins de collectivités comptant quelques milliers de personnes, et qui per-

	Photovoltaïque	Thermodynamique Cylindro-parabolique « CSP »	Thermodynamique Basse Température « SAED »
Puissance typique	10 kW à 20 MW	> 50 MW	1 à 10 MW
Stockage d'énergie	Oui, mais coûteux et avec un fort impact sur l'environnement	Oui, mais coûteux	Oui
Nombre d'heures utiles	1 510	3 000 à 4 000	2 000 à 5 000
Gisement solaire exploité	Irradiation globale	Irradiation directe	Irradiation globale
kWh électrique/m ² captation/an	220	340	120
Rapport surface terrain/surface captation	4 x	4 x	4 x
Investissement pour 1 kWh électrique produit annuellement	2 €	1,7 €	1,8 €
Frais de fonctionnement et maintenance par kWh électrique	0,02 €	0,06 €	0,03 €

Tableau 2.

met une proximité des utilisateurs sans nécessiter de modifications majeures des infrastructures de distribution et de transport ;

- la basse température et la basse pression permettent d'utiliser des matériaux (tubes, échangeurs, pompes, réservoirs) usuels bien maîtrisés par les tuyauteurs industriels dans tous les pays du monde, et en particulier dans les pays du pourtour méditerranéen ;
- leur maintenance réduite : le champ de capteurs, qui est purement passif, ne comporte aucune pièce d'usure ; les assemblages sont conçus de façon à ce que le remplacement des tubes éventuellement accidentés puisse être opéré sans interrompre la production ;
- leur capacité de stockage : la basse température (moins de 150°C) permet un stockage de chaleur, sensible ou latent, dans des conditions beaucoup plus aisées que dans le cas de températures plus élevées, donc dans des conditions économiques favorables ;
- l'exploitation du rayonnement solaire total : le rayonnement solaire est la somme du rayonnement direct (celui qui provient de la direction du soleil) et du rayonnement diffus (qui est diffusé par l'atmosphère et les particules en suspension) ; le rayonnement diffus représente une proportion d'autant plus importante que l'on se trouve dans une région humide, côtière, brumeuse ou polluée ; les collectivités humaines se situent généralement dans ce type de région ;
- une possibilité d'hybridation, pour permettre à l'usine d'assurer une continuité de sa fourniture d'électricité.

(3) Trois grandeurs globales permettent d'apprécier l'irradiation solaire reçue en un lieu donné :

- l'irradiation globale horizontale (énergie reçue par unité de surface horizontale), dans la région retenue 1 920 kWh/m²/an ;
- l'irradiation directe horizontale (la précédente moins l'irradiation diffuse reçue), dans la région retenue 1 420 kWh/m²/an ;
- l'irradiation directe normale (énergie directe reçue par une unité de surface maintenue perpendiculairement à la direction du soleil pendant sa course), dans la région retenue 2 200 kWh/m²/an.

Sous les réserves habituelles qui s'imposent lorsque l'on compare entre elles des technologies très différentes, le tableau 2 récapitule les principales données relatives à trois dispositifs de production d'électricité solaire, que l'on aurait implantés dans la même région du Sud de l'Espagne (3) :

Nous pensons que les caractéristiques relatives des différentes technologies les rendent plus complémentaires que concurrentes sur le marché de l'électricité solaire, et qu'elles devraient trouver leur place sur différents segments de ce marché, dont nous avons la vision suivante :

Le **photovoltaïque** bénéficie d'une simplicité de mise en œuvre et d'exploitation, et il peut être intégré aisément au bâti. En revanche, son problème essentiel est constitué par l'intermittence de sa production, qui n'est pas toujours bien acceptée par les réseaux électriques. Les solutions usuellement évoquées pour traiter le problème de l'intermittence photovoltaïque sont :

- l'usage « intelligent » de l'énergie électrique, visant à concentrer l'utilisation lors des périodes de production ; c'est une des pistes ouvertes dans le cadre de ce que l'on appelle *demand response* et *smart grids* (« réseaux électriques intelligents ») ; c'est en grande partie au niveau du producteur-utilisateur individuel que la régulation principale est attendue ;
- le stockage d'énergie dans des batteries de voitures électriques, lorsque celles-ci se seront développées largement ; ce stockage ne peut être envisagé raisonnablement qu'au niveau de l'utilisateur individuel.

Tous ces éléments plaident pour que le photovoltaïque soit une solution de production électrique très largement répartie, se déployant au niveau du logement individuel ou du petit habitat collectif, pour des puissances de quelques kW.

Le **Thermodynamique Solaire à Concentration CSP**, à l'inverse, est particulièrement adapté à des installations de très grande puissance, situées dans des zones à

fort rayonnement solaire direct – idéalement, dans des déserts et à plus de 25 km d'une côte –, reliées aux réseaux utilisateurs par des infrastructures de transport mises en place lors de leur construction.

Il s'agit là d'une logique de production centralisée, qui tire néanmoins parti de ce que la répartition du gisement solaire adéquat sur notre planète est large et bénéfique à de nombreux pays en développement, qui pourront ainsi attendre de ces installations des retombées positives en matière de croissance économique.

Entre le Photovoltaïque – destiné au logement individuel ou au petit habitat collectif – et le CSP – destiné à des centrales de grande puissance dans les déserts – il existe un marché pour des unités de production électrique répartie de puissance moyenne, proches des utilisateurs et capables de stocker aisément l'énergie : le **Thermodynamique Solaire Basse Température SAED**.

Ce type de centrale sera particulièrement bien adapté aux collectivités isolées dans les zones côtières ou insulaires du pourtour méditerranéen, du Moyen-Orient et de toute la ceinture subtropicale, où, la différence saisonnière été-hiver étant peu marquée, un stockage thermique et une hybridation de secours permettront d'assurer l'intégralité de la fourniture électrique de la collectivité concernée.

LES UTILISATIONS PUREMENT THERMIQUES DE LA TECHNOLOGIE SAED : UNE NOUVELLE FORME D'ÉCONOMIE DES COMBUSTIBLES FOSSILES

Comme nous l'avons précisé plus haut, la base de la technologie SAED est la production d'eau surchauffée solaire industrielle à très bas coût. On peut évidemment utiliser cette chaleur (100 à 150°C) directement, sans transformation chaleur/travail, et donc sans subir les rendements thermodynamiques limités qui résultent de la basse température.

Cette technologie peut notamment se substituer partiellement à la consommation de combustibles fossiles

dans les processus qui en utilisent la chaleur de combustion.

Chaque utilisation mériterait des développements analogues à ceux qui figurent ci-dessus. Ce n'est pas l'objet de cet article. Tout au plus, pourrait-on, parmi les utilisations les plus prometteuses pour lesquelles un réel besoin existe dans les zones méditerranéennes, moyen-orientales ou subtropicales, adaptées à l'exploitation de la technologie SAED, en citer deux :

- le **dessalement d'eau de mer** : la voie thermique de dessalement, dominante avant le premier choc pétrolier, a été supplantée par les méthodes d'osmose inverse, qui consomment globalement moins d'énergie (énergie qui doit être mécanique ou électrique), mais s'avèrent plus exigeantes en termes de maintenance et d'entretien ; la baisse massive du coût de l'énergie thermique solaire, telle que celle permise par la technologie SAED, devrait remettre en selle la voie thermique du dessalement, par ailleurs mieux adaptée aux pays en développement, en raison de sa simplicité technique ;

- la **climatisation ou la réfrigération thermique** : cette technologie bien connue, depuis plusieurs décennies, consiste à produire du froid par un phénomène endothermique (par exemple, une réaction d'absorption), puis à régénérer le réacteur par de la chaleur à bas coût ; initialement conçue pour fonctionner à partir de chaleur perdue, cette technologie, assortie à une source de chaleur solaire à très faible coût, telle que celle de SAED, permettra de fournir de la climatisation en site isolé ; la concomitance entre l'irradiance solaire et le besoin de climatisation, ainsi que la capacité de stockage thermique (du chaud ou du froid, selon le coût) permettront de limiter le besoin d'hybrider les unités pour assurer un service permanent.

En conclusion, le solaire thermique basse température, bien connu depuis les années 1970, est en passe de retrouver une nouvelle jeunesse, avec des technologies, telles que celle développée par SAED, permettant d'en faire une source d'eau surchauffée industrielle à très bas coût.

Publié par
**ANNALES
 DES
 MINES**
 Fondées en 1794

Fondées en 1794, les Annales des Mines comptent parmi les plus anciennes publications économiques. Consacrées hier à l'industrie lourde, elles s'intéressent aujourd'hui à l'ensemble de l'activité industrielle en France et dans le monde, sous ses aspects économiques, scientifiques, techniques et socio-culturels.

Des articles rédigés par les meilleurs spécialistes français et étrangers, d'une lecture aisée, nourris d'expériences concrètes : les numéros des Annales des Mines sont des documents qui font référence en matière d'industrie.

Les *Annales des Mines* éditent trois séries complémentaires :

**Réalités Industrielles,
 Gérer & Comprendre,
 Responsabilité & Environnement.**

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* fait le point sur un sujet technique, un secteur économique ou un problème d'actualité. Chaque numéro, en une vingtaine d'articles, propose une sélection d'informations concrètes, des analyses approfondies, des connaissances à jour pour mieux apprécier les réalités du monde industriel.

GÉRER & COMPRENDRE

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* pose un regard lucide, parfois critique, sur la gestion « au concret » des entreprises et des affaires publiques. *Gérer & Comprendre* va au-delà des idées reçues et présente au lecteur, non pas des recettes, mais des faits, des expériences et des idées pour comprendre et mieux gérer.

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* propose de contribuer aux débats sur les choix techniques qui engagent nos sociétés en matière d'environnement et de risques industriels. Son ambition : ouvrir ses colonnes à toutes les opinions qui s'inscrivent dans une démarche de confrontation rigoureuse des idées. Son public : industries, associations, universitaires ou élus, et tous ceux qui s'intéressent aux grands enjeux de notre société.

**ABONNEZ-VOUS
 AUX
 ANNALES DES MINES**

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

et

GÉRER & COMPRENDRE

et

RESPONSABILITÉ

& ENVIRONNEMENT

**DEMANDE DE
 SPÉCIMEN**

L'INDUSTRIE
 AU
 CONCRET

BULLETIN D'ABONNEMENT

A retourner accompagné de votre règlement
aux Editions ESKA <http://www.eska.fr>
12, rue du Quatre-Septembre - 75002 Paris
Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35

Je m'abonne pour 2010 aux Annales des Mines :

Réalités Industrielles

4 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 83 €	<input type="checkbox"/> 101 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 108 €	<input type="checkbox"/> 130 €

Réalités Industrielles + Responsabilité & Environnement

8 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 158 €	<input type="checkbox"/> 190 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 198 €	<input type="checkbox"/> 257 €

Réalités Industrielles + Gérer & Comprendre

8 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 158 €	<input type="checkbox"/> 190 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 198 €	<input type="checkbox"/> 257 €

Réalités Industrielles + Gérer & Comprendre + Responsabilité & Environnement

12 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 202 €	<input type="checkbox"/> 255 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 299 €	<input type="checkbox"/> 357 €

Nom

Fonction

Organisme

Adresse

- Je joins : un chèque bancaire à l'ordre des Editions ESKA
 un virement postal aux Editions ESKA,
 CCP PARIS 1667-494-Z
 je souhaite recevoir une facture

DEMANDE DE SPÉCIMEN

A retourner à la rédaction des Annales des Mines
120, rue de Bercy - Télédod 797 - 75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68 - Fax : 01 53 18 52 72

Je désire recevoir, dans la limite des stocks
disponibles, un numéro spécimen :

- de la série **Réalités Industrielles**
 de la série **Gérer & Comprendre**
 de la série **Responsabilité & Environnement**

Nom

Fonction

Organisme

Adresse

Publié par
**ANNALES
DES
MINES**
Fondées en 1794

Fondées en 1794, les Annales des Mines comptent parmi les plus anciennes publications économiques. Consacrées hier à l'industrie lourde, elles s'intéressent aujourd'hui à l'ensemble de l'activité industrielle en France et dans le monde, sous ses aspects économiques, scientifiques, techniques et socio-culturels.

Des articles rédigés par les meilleurs spécialistes français et étrangers, d'une lecture aisée, nourris d'expériences concrètes : les numéros des Annales des Mines sont des documents qui font référence en matière d'industrie.

Les Annales des Mines éditent trois séries complémentaires :

**Réalités Industrielles,
Gérer & Comprendre,
Responsabilité & Environnement.**

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines fait le point sur un sujet technique, un secteur économique ou un problème d'actualité. Chaque numéro, en une vingtaine d'articles, propose une sélection d'informations concrètes, des analyses approfondies, des connaissances à jour pour mieux apprécier les réalités du monde industriel.

GÉRER & COMPRENDRE

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines pose un regard lucide, parfois critique, sur la gestion « au concret » des entreprises et des affaires publiques. Gérer & Comprendre va au-delà des idées reçues et présente au lecteur, non pas des recettes, mais des faits, des expériences et des idées pour comprendre et mieux gérer.

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines propose de contribuer aux débats sur les choix techniques qui engagent nos sociétés en matière d'environnement et de risques industriels. Son ambition : ouvrir ses colonnes à toutes les opinions qui s'inscrivent dans une démarche de confrontation rigoureuse des idées. Son public : industries, associations, universitaires ou élus, et tous ceux qui s'intéressent aux grands enjeux de notre société.

L'INDUSTRIE
AU
CONCRET

Un nouveau matériau de construction producteur d'énergie – le SiTh, à base de couches minces de silicium (Silicon Thin-Films)

L'énergie photovoltaïque est désormais reconnue dans le monde entier comme une énergie d'avenir dont la compétitivité se rapproche de celle des autres formes d'énergie décarbonée. La France fait partie des pays qui ont été des pionniers dans ce secteur, dans les années Quatre-vingt, et elle y retrouve aujourd'hui une vraie dynamique : l'instauration (en 2006) d'un tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque par le réseau, puis le Grenelle de l'Environnement, réflexion globale sur un nouveau modèle de croissance plus vert et plus durable, ont lancé un mouvement, qui débouche aujourd'hui sur une vraie croissance du secteur photovoltaïque : le parc raccordé au réseau est passé de quelques mégawatts-crête (MWc) en juin 2007, à 18 MWc à la mi-2008, puis à 106 MWc à la mi-2009.

par **Claire TUTENUIT*** et **Hugues-Antoine GUINOISEAU****

Les avantages de l'électricité photovoltaïque (PV) sont nombreux :

- son acceptabilité sociale : elle est populaire et bien admise par la population (il y a même une véritable attente sociale à son égard) ; c'est l'énergie la plus populaire, et la plus « socialement inclusive » pour les Français : ils se l'approprient facilement et elle véhicule des messages positifs, en participant à la sensibilisation aux questions énergétiques et climatiques ;

- son abondance : elle est quasiment illimitée et gratuite pendant vingt (voire trente) ans, une fois consenti l'investissement initial.

L'ensemble des économistes de l'énergie la voit donc comme un élément incontournable du mix énergétique

* Présidente de Solsia.

** Directeur du Développement de Solsia.

de l'avenir. Elle reste néanmoins coûteuse, du fait d'un coût d'investissement élevé.

L'enjeu des vingt prochaines années est donc celui de la **réduction du coût de production du kWh photovoltaïque**. C'est ce à quoi travaillent de nombreux laboratoires et industriels dans le monde, avec d'ores et déjà des résultats prometteurs : le prix d'acquisition des panneaux, exprimé en euro par Watt-crête (€/Wc), est passé de plusieurs euros à moins de 2 euros en une dizaine d'années ; il reste néanmoins des progrès à faire pour atteindre la « **parité réseau** » (c'est-à-dire le moment où le coût de production de l'électricité photovoltaïque rejoint celui des autres sources d'énergie, sans perdre ses avantages en termes de protection de l'environnement et d'acceptabilité sociale).

La technologie des SiTh (*Silicon Thin-Films*), qui émerge aujourd'hui au niveau industriel, est bien placée pour y parvenir la première. Ses avantages esthétiques, énergétiques et écologiques en complètent l'intérêt économique. Les caractéristiques techniques et les bons rendements énergétiques de ce matériau dans de multiples cas de figure (orientation Est/Ouest, inclinaisons allant de verticale à quasi-horizontale, ombres portées, etc.) lui confèrent une vaste gamme d'utilisations. La pérennité de l'acceptabilité sociale du photovoltaïque dépendant dans une large mesure de son intégration aux constructions, l'esthétique du produit et sa complémentarité avec les matériaux traditionnels sont donc d'une importance cruciale pour l'avenir du PV en France. Les panneaux SiTh ont toute leur place sur les bâtiments existants, ainsi d'ailleurs que sur toutes les surfaces déjà artificialisées, situées, par définition, à proximité des populations ; l'intérêt du SiTh réside dans le fait qu'il rend possible la mise en valeur énergétique du plus grand nombre de bâtiments.

La France a été (avec les Etats-Unis) un des leaders mondiaux de ce secteur dans les années Quatre-vingt ; les travaux de ses laboratoires ont conduit à la naissance et aux premiers succès de cette technologie SiTh. Le laboratoire français Solems a construit, en Allemagne, en association avec MBB, la première usine de panneaux en SiTh (qui fonctionne encore aujourd'hui), créant ainsi le premier industriel de ce secteur, devenu aujourd'hui Schott Solar. Le laboratoire Solems est également à l'origine de la naissance d'un équipementier de ce secteur, Unaxis (devenu entre-temps Oerlikon), qui est aujourd'hui un des premiers fabricants mondiaux de lignes de production de ce type de panneaux photovoltaïques.

Cette technologie, que la barrière du coût de développement des équipements de production a longtemps handicapée, est relancée, depuis trois ou quatre ans, par le développement et la maturité du marché des écrans plats, dont la fabrication s'appuie sur les mêmes technologies (dépôt de couches minces sous vide au moyen de torches à plasma). Les équipementiers ayant mis au point des lignes de production intégrées et automatisées pour répondre aux besoins du marché des écrans

plats, les utilisent aujourd'hui pour fabriquer des panneaux photovoltaïques de type SiTh. Cela a relancé l'intérêt mondial pour les couches minces de silicium, qui sont en passe de devenir particulièrement compétitives.

Le silicium amorphe est à la base des technologies SiTh : il s'agit aujourd'hui d'augmenter les rendements qu'il permet d'obtenir (qui varient aujourd'hui entre 6 et 7 %) et d'en abaisser le coût, tout en améliorant ce matériau de base et en le combinant avec d'autres couches conductrices, ou permettant d'améliorer la captation du spectre lumineux et sa transformation en électricité. Etant donné les très faibles épaisseurs en jeu (la totalité des couches déposées mesure moins d'un micron d'épaisseur), il est avantageux d'empiler plusieurs couches de matériaux afin de produire des panneaux dits « tandem », comportant des jonctions doubles, voire triples. Ces panneaux améliorés visent des rendements de plus de 12 %, pour des coûts de revient au Wc encore plus compétitifs que ceux des leaders actuels.

Aujourd'hui, alors que le marché français se développe sous l'effet de politiques incitatives et de l'engagement européen pris par la France d'atteindre 23 % d'énergies renouvelables dans son mix énergétique, le photovoltaïque SiTh apparaît comme une filière d'excellence possible pour la France (voir l'encadré 1).

DE L'IMPORTANCE DE L'ESTHÉTIQUE DES PANNEAUX

L'acceptabilité sociale du photovoltaïque passe par une bonne intégration des panneaux aux paysages tant urbains que ruraux, d'abord grâce à leur couleur et à leur aspect. Pour un pays comme la France, dont le territoire est déjà occupé de façon dense par des usages agricoles, forestiers et urbains, l'équipement photovoltaïque des toitures et d'autres surfaces artificialisées évitera l'accroissement de la pression foncière qui résulterait de l'installation de panneaux photovoltaïques au sol.

Pour que la couverture des toitures soit acceptée, dans la durée, par la population, l'aspect des panneaux est essentiel : la gamme de teintes des SiTh, allant du brun au brun foncé, est un atout de poids ; le verre qui les recouvre peut être traité antireflet, ce qui en améliore à la fois l'esthétique et la productivité : leur intégration aux paysages (centrales au sol) comme aux toitures est des plus aisées et leur généralisation changera peu les ambiances de couleur auxquelles nous sommes habitués.

Dans la gamme des bruns, des variantes sont possibles, mais, plus les panneaux sont d'une teinte foncée, plus ils produisent. Il est possible également de traiter des panneaux SiTh afin de les rendre semi-transparents, ou d'une couleur différente ; des arbitrages entre aspect esthétique et coût sont possibles.

Encadré 1 : Solsia

Solsia est le premier industriel français de la filière des panneaux photovoltaïques SiTh. Il vise l'industrialisation des savoir-faire de Solems, qui, depuis les années Quatre-vingt-dix, est actif sur le marché des petits systèmes utilisant les couches minces de silicium, et il est, en même temps, un acteur de la recherche et du développement des procédés de cette filière.

Son ambition est de produire les panneaux SiTh les plus performants au niveau mondial, mettant en œuvre des technologies, procédés et dispositifs innovants dans trois directions :

- un rendement accru ;
- une productivité supérieure ;
- le coût de production du Wc le plus bas du marché.

Son programme de R&D est orienté dans ces trois directions.

Solsia prévoit de livrer ses premiers panneaux dès 2011, et la mise en service de ses premières lignes de production industrielle de panneaux dès le deuxième semestre 2012.

DES AVANTAGES ENVIRONNEMENTAUX APPRÉCIABLES

Au-delà de leur esthétique, les panneaux photovoltaïques à base de SiTh ont de réelles qualités environnementales.

Tout d'abord, leur composition ne fait appel qu'à des matériaux ne présentant aucun risque : contrairement à d'autres technologies « couches minces », leur implantation sur les toitures est possible sans restriction ; en fin de vie, ils peuvent être insérés dans les circuits ordinaires de traitement des déchets du bâtiment et envoyés dans les installations de recyclage du verre ordinaire. Cela permet de les employer sans obligation de traçabilité et de retour vers une filière de recyclage spécifique, évitant ainsi une procédure qui pourrait s'avérer lourde dans un secteur, le bâtiment, qui se caractérise par ses très nombreux acteurs.

L'autre avantage des panneaux SiTh est que leur *process* de production, qui s'opère à basse température, consomme peu d'énergie : la quantité d'énergie électrique nécessaire à la fabrication d'un panneau (communément appelée « énergie grise ») est inférieure à celle produite en deux ans par ce même panneau. En

outre, leur durée de vie (proche des trente ans) est garantie sur vingt ans. Le bilan énergétique de ce type de panneaux est donc très positif. La faible consommation d'énergie de leur production est une des raisons de leur compétitivité.

Le graphique 1 de la page suivante restitue les résultats d'une analyse de cycle de vie, publiés par le laboratoire américain *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Ces résultats montrent que les panneaux SiTh de la prochaine génération auront un temps de retour énergétique inférieur à un an (en moins d'un an, un panneau de ce type aura produit la quantité d'énergie qui aura été nécessaire à sa fabrication).

DES PROPRIÉTÉS ÉNERGÉTIQUES FAVORABLES AU MARCHÉ DES TOITURES

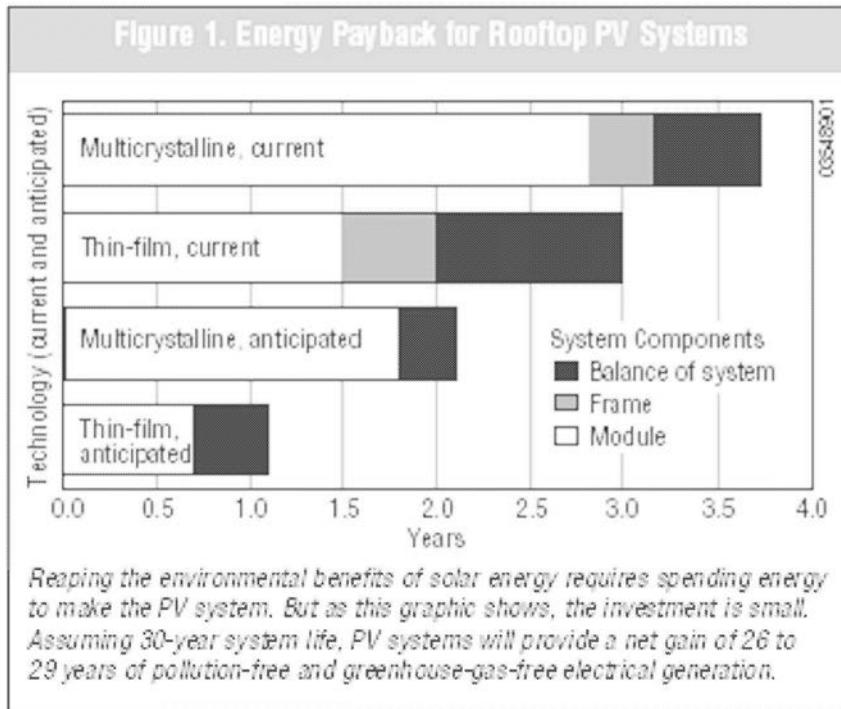
Les panneaux à base de SiTh ont un comportement supérieur à celui des autres types de panneau, grâce, tout d'abord, à leur coefficient de température particulièrement bas : lorsqu'ils s'échauffent (ce qui est le cas, dans des conditions d'ensoleillement propices à la production électrique), ils conservent leur rendement. Leur coefficient de température n'est que de 0,21 (au lieu de 0,42 dans le cas des panneaux au silicium cristallin).

La seconde propriété qui joue en leur faveur est de bien capter et transformer les rayonnements lumineux diffus ou inclinés.

La conséquence de ces caractéristiques est une meilleure productivité des panneaux SiTh, à puissance donnée, conduisant ainsi à abaisser le coût de l'électricité produite.

Ces propriétés physiques du silicium en couches minces ont principalement deux conséquences pour l'utilisation des panneaux SiTh :

- leur utilisation en toiture est facilitée par le fait que, contrairement aux panneaux cristallins, il n'est pas nécessaire d'en ventiler la face inférieure (à la différence des panneaux cristallins, les panneaux SiTh ne subissent pas de pertes de rendement liées à l'échauffement) ; la pose en surimposition est possible sans que cela entraîne une surépaisseur du panneau, ce qui représente un avantage de plus, du point de vue de l'esthétique ;
- ce sont les panneaux les plus généralistes, car le silicium amorphe capte bien l'ensoleillement diffus : ils peuvent être utilisés dans les régions où l'ensoleillement est variable ; ils ont une bonne productivité, même lorsqu'ils sont orientés vers l'Est, l'Ouest ou le Sud, ou encore lorsqu'ils sont fortement inclinés. Ils sont donc tout particulièrement adaptés au marché des toitures, où l'inclinaison diffère souvent de l'optimum (qui est de 35°), et où l'orientation des panneaux est déterminée par des considérations très éloignées des impératifs de la production photovoltaïque classique.



Graphique 1.

Ces propriétés physiques confèrent aux SiTh leur principal atout : leur meilleure productivité. Pour une puissance donnée et avec une orientation optimale (comme celle qui serait retenue dans le cas d'une centrale au sol), ils produisent en moyenne 10 % d'électricité de plus que les panneaux traditionnels à base de silicium cristallin. Avec des orientations différentes, cet écart est encore plus grand.

Dans l'optique de l'atteinte de la « parité réseau », le critère déterminant est celui du coût du kWh d'électricité photovoltaïque produit. Son calcul doit être réalisé localement, bien sûr, car il dépend des conditions d'ensoleillement du site considéré. Mais, que ce soit au Nord (grâce à leur capacité à capter l'ensoleillement diffus), ou au Sud (grâce à leur meilleur coefficient de température), les panneaux SiTh ont une production d'au moins 10 % supérieure à celle des panneaux traditionnels.

Le graphique 2 de la page suivante montre les résultats d'une étude publiée par Schott Solar, une entreprise qui produit aussi bien des panneaux PV au silicium cristallin que des panneaux SiTh à base de silicium amorphe (aSi).

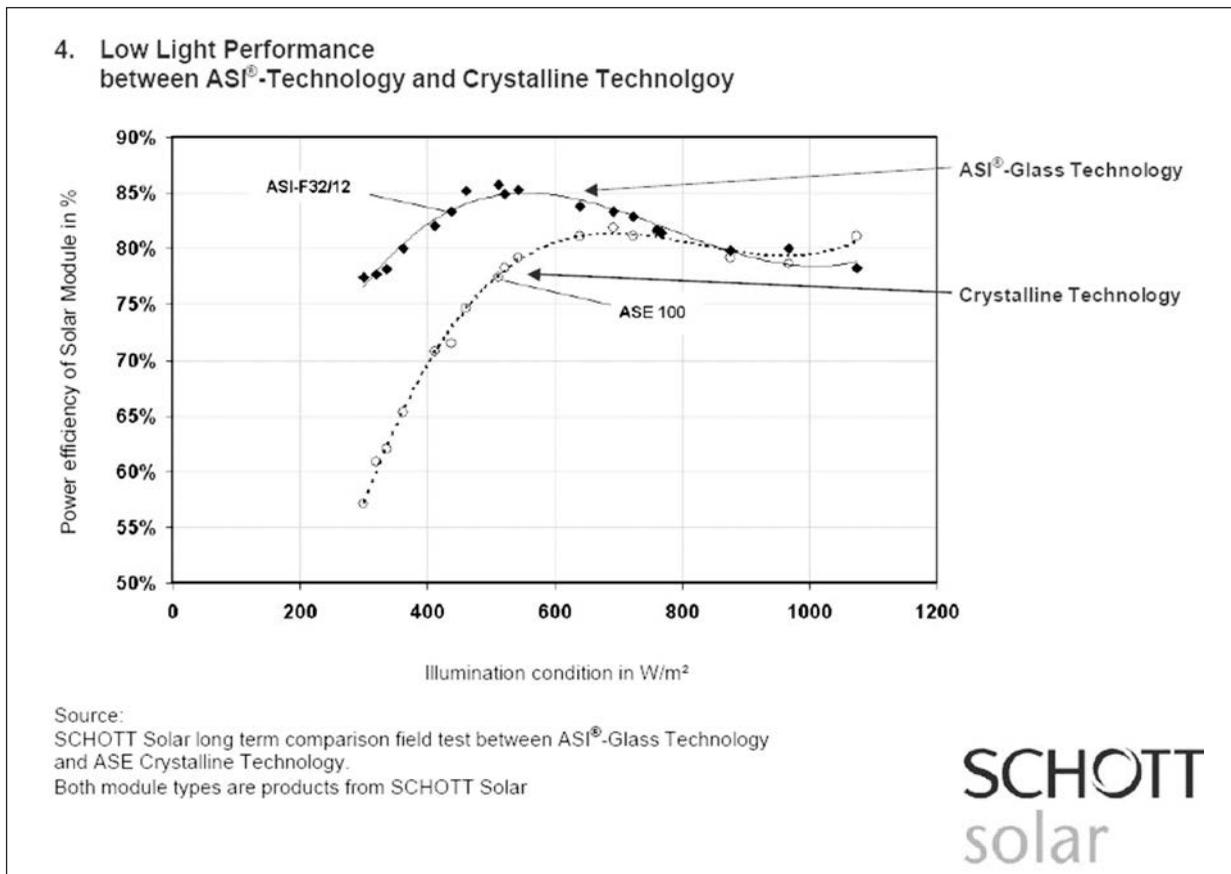
Si la France (comme l'Europe) voit certaines de ses régions bénéficier d'un fort ensoleillement, l'essentiel de son territoire jouit d'un ensoleillement modéré, pour lequel les panneaux SiTh sont la solution idoine. Dans l'esprit d'un rapprochement de la production de l'électricité photovoltaïque des lieux de sa consommation, les SiTh sont ainsi très bien placés. Ils permettent d'élargir le marché des panneaux PV à des implantations potentielles, d'où ils étaient jusqu'à aujourd'hui exclus : les régions situées au Nord de la Loire, les toitures plates et les façades, les bâtiments présentant des orientations diverses.

VERS LA « PARITÉ RÉSEAU »

Au-delà de leurs caractéristiques physiques favorables, les avantages des panneaux SiTh sont aussi d'ordre économique.

Leur coût de production (ramené au watt-crête) est très compétitif, en raison des quatre facteurs suivants :

- les quantités de matériaux (notamment celles de silicium) utilisées pour leur fabrication sont moindres : les couches minces sont d'une épaisseur de l'ordre du micron, alors que les cellules photovoltaïques métalliques les plus fines mesurent plus de 100 microns d'épaisseur ;
- la consommation d'énergie liée à leur production est moindre, car le procédé est à basse température et ne passe pas par l'étape du silicium métallique, qui est très fortement consommatrice d'énergie ;
- le processus industriel de leur production est beaucoup plus intégré et automatisé : toutes les couches sont déposées entre deux plaques de verre dans une même usine, qui fournit des panneaux complets, prêts à être branchés ;
- comme cela a été indiqué plus haut, les équipements nécessaires à leur production, très intégrés et automatisés, et donc nécessitant des investissements lourds, ont vu leur développement financé par le marché des écrans plats : ils sont donc performants, fiables et compétitifs. Quand on ajoute l'écart de productivité à cet écart de prix au Wc, l'avantage des panneaux SiTh fait plus que compenser l'inconvénient de leur moindre densité énergétique, ce qui explique le succès actuel des couches minces, dont l'entreprise américaine First Solar est aujourd'hui le plus bel exemple de réussite.



Graphique 2.

L'avantage des SiTh est encore plus grand en termes de **prix au m²** : lorsqu'il s'agit de couvrir le toit d'un bâtiment neuf, il est beaucoup plus avantageux de le faire avec des panneaux SiTh, dont le prix au m² est très inférieur : un m² de panneaux SiTh de nouvelle génération présente un coût de l'ordre de 150 euros (100 Wc x 1,5 €), tandis qu'un m² de panneau au silicium cristallin a un coût d'environ 300 euros (150 Wc x 2 €). Avec les panneaux SiTh, le surcoût d'investissement, par rapport au coût d'une toiture ordinaire, est modeste, ce qui améliore l'économie du projet et la capacité des propriétaires à le financer. L'encadré 2 (voir en page suivante) montre que la « parité réseau » est assez facilement atteinte lorsque seul un surcoût par rapport à l'installation d'une toiture ordinaire doit être pris en compte, comme c'est le cas avec les panneaux SiTh.

En France, la construction des bâtiments est régulée par des réglementations thermiques (RT), qui évoluent régulièrement. Conséquences de nos engagements européens à réduire de 20 % nos émissions de gaz à effet de serre et de porter à 23 % la part de notre énergie renouvelable à l'horizon 2020, ces RT vont dans le sens des économies d'énergies (RT 2005 et RT 2012) et, à moyen terme, vers la production d'énergie par les bâtiments eux-mêmes (RT 2012 et RT 2020).

Ces RT, contraignantes pour les entreprises du bâtiment, impliquent des coûts de réalisations supérieurs, qui sont répercutés sur le client final, lequel voit la facture de son m² à construire (ou à rénover) augmenter

de manière régulière. Le PV intégré au bâti, avec injection dans le réseau du courant électrique produit, est un bon moyen de réduire ce coût. Tous les installateurs proposent aujourd'hui des montages financiers simples, qui consistent à financer l'installation du PV au moyen d'un emprunt qui sera remboursé par le produit de la vente du courant produit à EDF (ou/et grâce aux économies de consommation électriques réalisées).

UNE FILIÈRE TECHNOLOGIQUE À DÉVELOPPER

Les panneaux SiTh ont aujourd'hui une faiblesse : leur densité énergétique relativement modeste, c'est-à-dire un rendement qui reste aujourd'hui plus faible que celui des autres types de panneaux : ce rendement est de 6 ou 7 % pour des panneaux standard, au lieu de 13 à 16 % pour des panneaux traditionnels, voire 17 % à 19 % pour des hétérojonctions. Cela renchérit les coûts d'installation à puissance donnée et réduit un peu l'avantage compétitif des panneaux SiTh, et surtout, cela constitue un handicap, aux yeux des développeurs de projets, dont l'objectif, une fois qu'ils ont acquis un site, est de maximiser la puissance qu'ils peuvent y installer.

Il paraît ainsi peu réaliste d'envisager, après 2012, de pouvoir commercialiser – hormis sur quelques marchés de niche – des panneaux dont le rendement serait infé-

Encadré 2**Vers la « parité réseau » pour le résidentiel neuf**

Pan de toiture neuve de 30 m²
Panneaux SiTh à 10 % de rendement, 100 Wc/m²

Coût de la toiture neuve : 50 €/m² + pose
Coût de la toiture SiTh : 150 €/m² + pose +
équipement électrique 1 €/Wc

Investissement supplémentaire lié à l'équipement PV = 30 * 100 + 3 000 = 3 000 + 3 000 = 6 000 € HT = 6 300 € TTC

Sur une maison de 200 000 € TTC, le surcoût est de 3,15 %.

Puissance : 30 m² * 100 Wc/m² = 3 kWc
Production annuelle : 1 000 h * 3 kWc = 3 MWh

Production sur 20 ans = 60 MWh (les panneaux continuent à produire pendant une dizaine d'années ensuite).

Coût moyen de l'électricité = 7 000 / 60 = 110 €/MWh = 11 ct/kWh

Electricité réseau : 12 ct/kWh (avec de fortes probabilités de hausse).

A noter : en France, la moitié environ du coût d'un kWh est liée à la distribution, l'autre moitié étant liée à la production du courant. Produire une électricité décentralisée contribue, dans bien des cas, à en réduire les coûts de transport.

rieur à 10 % ou dont les coûts de production seraient supérieurs à 1 €/Wc.

C'est pour réduire cette faiblesse que l'antériorité française dans cette filière peut être un avantage décisif :

grâce à la R&D poursuivie depuis les années Quatre-vingt, dans les laboratoires français, d'abord le LPICM (1), suivi du LGEP (2) et aujourd'hui du CEA et de l'INES, la France dispose de procédés et savoir-faire innovants, qui peuvent apporter à ce handicap plusieurs remèdes :

- améliorer les rendements, afin de les porter à environ 12 % industriellement (cela peut être fait grâce à des dispositifs tandems, consistant à superposer deux diodes de couches minces (à base de silicium) dans le même panneau) ;
- accroître encore (d'au minimum 20 %) la production d'énergie des panneaux, pour une même puissance installée, c'est-à-dire obtenir un équivalent rendement Wc/m² de 14,5 %.

Les grands acteurs industriels français, comme L'Air Liquide, un des leaders mondiaux dans le domaine des gaz industriels servant à la fabrication des SiTh, ou comme Saint-Gobain, dont les substrats verriers pour panneaux photovoltaïques évoluent afin d'atteindre de meilleures performances, ou encore comme Schneider-Electric, avec l'ensemble du système de mise en œuvre des panneaux PV, disposent d'atouts considérables pour permettre l'émergence et la réussite, au niveau mondial, d'une filière française fondée sur cette technologie innovante des SiTh. De même, plusieurs grands acteurs de la construction s'intéressent au photovoltaïque et sont ainsi susceptibles d'acquiescer une réelle avance dans le domaine de l'intégration des SiTh aux bâtiments.

L'effort français de R&D dans la filière photovoltaïque, aujourd'hui en forte croissance, devrait permettre de mettre sur le marché, dès 2012, ces produits améliorés à un coût compétitif et de proposer ainsi aux développeurs et à l'industrie du BTP des panneaux photovoltaïques bénéficiant d'un couple rendement/prix, qui les amènera vers la « parité réseau » dans de nombreuses régions françaises.

(1) Laboratoire de Physique des Interfaces et des Couches Minces, laboratoire commun au CNRS et à l'École Polytechnique, installé à Palaiseau.

(2) Le Laboratoire de Génie Electrique de Paris (LGEP) est un laboratoire commun au CNRS et à SUPELEC.

Le retour d'un acteur français dans le secteur de la technologie du solaire à concentration

LES ENJEUX INDUSTRIELS

A l'aube de l'humanité, la seule énergie disponible était l'énergie humaine. Puis, progressivement, l'homme a eu recours à l'énergie animale et il a appris à domestiquer l'énergie contenue dans la biomasse, les énergies éolienne et hydraulique : toutes des énergies que l'on qualifie, aujourd'hui, de renouvelables.

Avec la révolution industrielle, il s'est massivement appuyé sur une énergie devenue abondante et facile à domestiquer : l'énergie fossile.

par **Roger PUJOL***

QU'EST-CE QUE LE SOLAIRE À CONCENTRATION ?

A la fin du vingtième siècle, l'homme a pris conscience des impacts négatifs sur la planète de l'utilisation intensive de l'énergie fossile, tant en termes de tarissement des ressources que (et surtout...) d'émissions de gaz à effet de serre (dont le principal est le gaz carbonique, CO₂). C'est pour faire face à cette nouvelle problématique que l'homme a « redécouvert » les énergies renouvelables.

Ces énergies proviennent toutes de la restitution (immédiate ou légèrement différée dans le temps) de l'énergie solaire. La biomasse fonctionne sur un cycle de l'ordre de quelques années ; elle a recours à la photosynthèse, qui permet de capter le carbone de l'air dans un carburant, carbone qui sera ensuite restitué à l'atmosphère lors de la combustion du carburant, ce qui aboutit, à la fin du cycle considéré, à un bilan à somme nulle. L'hydraulique provient du cycle « évaporation – condensation » des océans sous l'effet du rayonnement solaire, l'éolien utilisant, pour sa part, les masses d'air mises en mouvement (sous l'effet, notamment, de ce même rayonnement).

Viennent ensuite les énergies dites solaires : le solaire thermique (destiné essentiellement à des installations de chauffage), le solaire photovoltaïque (utilisant des composants électroniques produisant directement de l'électricité dès lors qu'ils reçoivent des photons émis par le soleil) et, enfin, solaire à concentration, qui (comme son nom l'indique) concentre le rayonnement solaire à l'aide de miroirs, afin de récupérer l'énergie thermique à un niveau de température qui soit compatible avec des utilisations thermodynamiques ou industrielles.

Le principe du fonctionnement du solaire à concentration est simple ; il est connu depuis la Grèce antique, la légende voulant qu'Archimède l'ait utilisé pour incendier les vaisseaux de la marine romaine qui attaquaient la ville portuaire sicilienne de Syracuse.

On utilise des miroirs disposés suivant une forme de parabole, qui concentrent le rayonnement solaire sur

* Directeur général de la Division Énergie Solaire, Constructions Industrielles de la Méditerranée
<http://www.cnim.fr>



Photo 1.

Les tours disposent au sol d'un grand nombre de capteurs orientables appelés héliostats qui sont individuellement formés en paraboloïde et renvoient le rayonnement en haut d'une tour qui est fixe et dont la hauteur est dépendante du nombre d'héliostats et de la latitude du lieu.

son foyer où circule un fluide caloporteur, qui récupère les calories ainsi captées.

On distingue quatre familles de capteurs et quatre familles de fluides caloporteurs :

Il y a deux familles de capteurs utilisant une forme paraboloïde, qui concentre la chaleur en un point, ce qui permet d'obtenir des températures élevées et donc de bons rendements thermodynamiques. Leur inconvénient tient au fait que les flux d'énergie, qui sont très intenses, engendrent des problèmes en matière de tenue des matériaux du récepteur. Afin d'assurer la continuité de son fonctionnement, les capteurs de ce type doivent se déplacer sur deux axes, ce qui leur permet de suivre le mouvement du soleil (voir les photos 1 et 2).

Les deux autres familles de capteur ont recours à une forme cylindro-parabolique. Dans ce cas, la concentration du rayonnement solaire ne se fait plus, en un point unique, mais sur une ligne : les flux et les températures sont donc plus faibles que dans la première famille de capteurs. Le mouvement du capteur ne se fait plus que sur un seul axe (voir les photos 3 et 4).

Parmi les fluides caloporteurs utilisés, on distingue (dans leur ordre chronologique d'utilisation,

depuis les premières centrales des années quatre-vingts) :

- les sels fondus, constitués de mélanges binaires ou ternaires de nitrate (ou nitrite) de sodium/potassium, qui présentent l'avantage de pouvoir également servir au stockage thermique. S'ils permettent d'atteindre des températures supérieures à 500°C, ils ont toutefois les inconvénients d'être solides à la température ambiante (ce qui nécessite leur fusion initiale) et de figer à des températures de l'ordre de 200°C, ce qui impose leur maintien en température durant toute la durée de vie de la centrale. En tant que fluide caloporteur, ces sels ne sont généralement utilisés que dans les tours, mais ils servent au stockage thermique dans tous les types de centrales. Bien qu'utilisés très couramment dans beaucoup d'industries et ne présentant pas de réelle dangerosité, il semble que leur classification puisse susciter des interrogations, au regard de la réglementation française.

- les huiles thermiques, utilisées majoritairement dans les *parabolic troughs*, fonctionnent à des températures de l'ordre de 400°C. Ces huiles sont de bons caloporteurs, mais elles sont inflammables et elles présentent



Photo 2.

Les « dish » sont des paraboloïdes individuels dont le foyer qui reçoit le récepteur est solidaire du capteur et se déplace avec lui.



Photo 3.

Le « parabolic trough » qui utilise des miroirs disposés sur des cylindres à section parabolique dont le foyer est constitué d'un tube récepteur se déplaçant en même temps que le miroir.



Photo 4.

Les miroirs de Fresnel qui reprennent le principe ci-dessus mais en ayant découpé la parabole en éléments parallèles tous disposés au sol et tournant individuellement tandis que le tube récepteur est lui fixe.

un risque de toxicité, surtout si on les fait circuler sur de grandes surfaces.

- l'eau ou la vapeur : pour éviter les inconvénients mentionnés plus haut, de nouveaux développements sont aujourd'hui en cours, en matière de génération directe de vapeur : cela consiste à réchauffer de l'eau pressurisée, à la vaporiser, (puis éventuellement à surchauffer la vapeur produite), comme on le fait dans une chaudière classique. Suivant la nature du récepteur, on doit prendre en compte un certain nombre de contraintes : dans les tours, les flux du rayonnement solaire sont très importants et ils peuvent varier très brutalement, au passage d'un nuage, ce qui peut être source d'instabilité et de fortes contraintes thermiques ; dans les fours cylindro-paraboliques ou les fours à lentilles de Fresnel, la circulation horizontale du fluide peut conduire à une ségrégation du mélange eau + vapeur, entraînant, là encore, des dysfonctionnements.

- enfin, il y a le cas particulier des gaz (voir la figure 1) : on réchauffe un gaz (hydrogène, hélium, air) : ce gaz

entraîne un moteur thermodynamique (de type Stirling) placé au foyer d'un *dish* entraînant lui-même un alternateur, ou on réchauffe de l'air dans une centrale à tour, qui sera introduit au foyer d'une turbine à gaz comme, dans le cas du projet « Pégase » (Production d'Electricité par turbine à Gaz) développé sur le site français de la centrale Thémis de Targasonne (Pyrénées-Orientales).

COMPARAISON ENTRE LE SOLAIRE À CONCENTRATION ET LES AUTRES ÉNERGIES SOLAIRES

Il peut être intéressant de comparer le solaire à concentration, qui est moins connu (dans notre pays) que le solaire thermique ou photovoltaïque, à ces autres technologies.

On verra que ces différentes technologies ne sont pas concurrentes entre elles, mais qu'elles sont au contraire

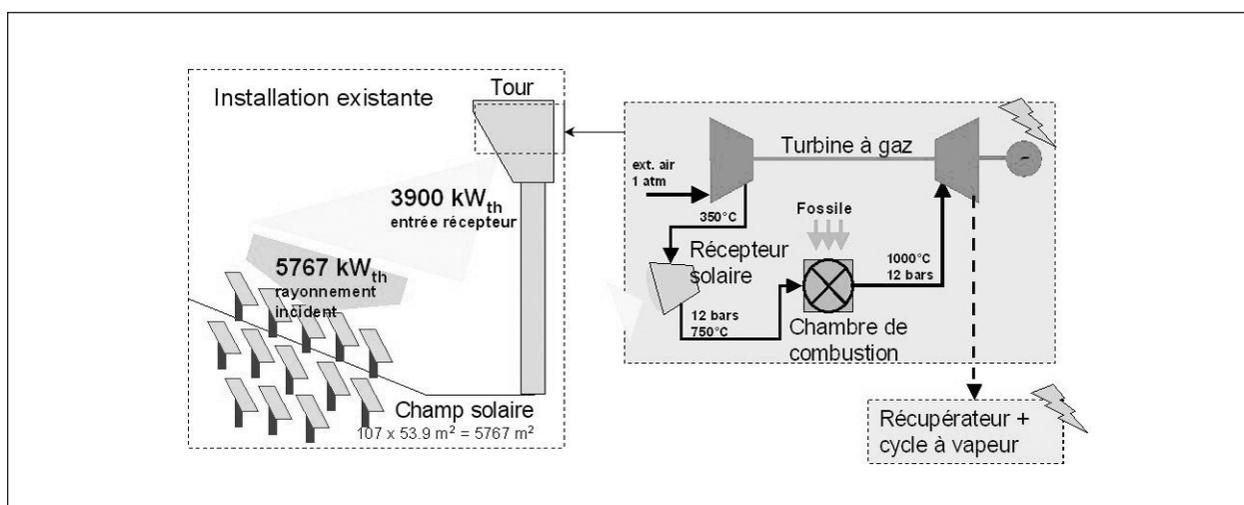


Figure 1 : Pégase : Système hybride solaire/fossile à cycle à gaz (et CC).

complémentaires. Chacune a sa raison d'exister et il est d'une saine prudence que de permettre à chacune de se développer et d'atteindre le degré de maturation technologique, qui lui permettra d'apporter sa contribution aux problèmes énergétiques que l'humanité rencontre déjà de nos jours.

Les panneaux solaires thermiques sont essentiellement destinés à des applications individuelles de chauffage. Les panneaux photovoltaïques, développés initialement pour des applications individuelles, peuvent être assemblés afin de constituer des centrales de puissance. A contrario, le solaire à concentration est généralement destiné à des applications de forte puissance (à l'exception du cas particulier du *dish* équipé d'un moteur Stirling, que nous avons mentionné plus haut).

Dans la suite de notre comparaison, nous allons nous focaliser sur le photovoltaïque, puisque seule cette technologie peut parfois entrer en compétition avec le solaire à concentration.

La première différence entre les deux techniques réside dans la qualité du rayonnement récupéré. Les capteurs solaires photovoltaïques (comme les capteurs thermiques) capturent non seulement le rayonnement direct du soleil, mais aussi le rayonnement diffus, qui, dans nos régions tempérées, représente une partie non négligeable.

Le solaire à concentration ne capte que les rayons directs, il est donc plus particulièrement destiné aux zones de la ceinture solaire (représentée sur la carte ci-après) qui entoure la mer Méditerranée.

Dans ces régions, la température de l'air ambiant peut être très élevée, le jour : il faut savoir que la performance énergétique des panneaux photovoltaïques décroît avec l'augmentation de la température.

C'est pourquoi on va plutôt rencontrer des centrales photovoltaïques en Europe, qui représente l'essentiel de leur marché mondial, alors que les centrales à concentration se retrouveront essentiellement dans les déserts américains ou dans le Sud de l'Espagne, et qu'elles ont

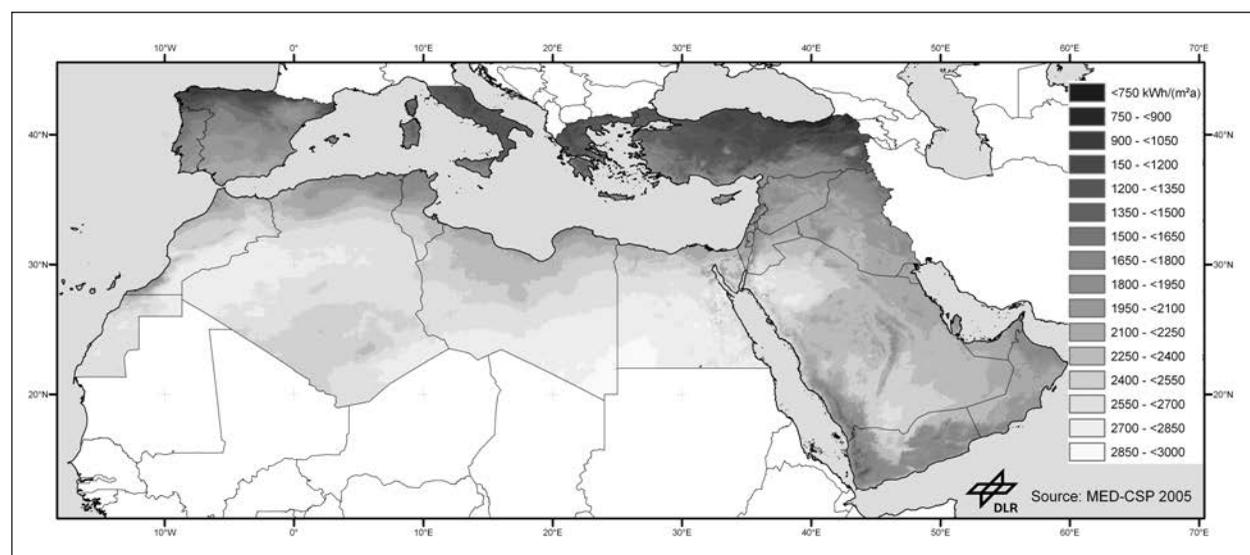
également vocation à être construites dans les pays de l'Afrique du Nord, du Moyen-Orient, en Inde, en Chine, en Australie, etc.

Ce sera donc cette dernière technologie qui sera la plus utilisée dans l'ambitieux programme du Plan Solaire Méditerranéen, dont une variante est déclinée dans le concept Desertec. Ce plan prévoit une interconnexion électrique de tous les pays du pourtour méditerranéen, de façon à produire, dans les zones à fort rayonnement solaire, une énergie non polluante et à la distribuer dans toutes les zones concernées par cette interconnexion (et donc, y compris en Europe du Nord).

La deuxième différence réside dans l'énergie produite : le photovoltaïque ne produit que de l'électricité, alors que le solaire à concentration produit de la chaleur à haute température, qui peut être transformée en électricité au moyen d'une turbine à vapeur, mais qui peut aussi être utilisée directement, soit en appoint, dans une centrale existante, soit en appoint, sur un site industriel diminuant, par cet apport solaire, le besoin en combustible fossile normalement utilisé. Dans ce cas, les investissements sont réduits au seul champ solaire, le reste de l'installation continuant à être utilisé. Cela permet une transition douce vers l'énergie renouvelable (car il est illusoire de penser que l'on va pouvoir remplacer immédiatement la totalité de l'énergie fossile).

De cette différence découle également le rapport prix/puissance. Les panneaux photovoltaïques étant déjà fabriqués dans des usines de forte capacité, le prix d'une installation est pratiquement proportionnel à sa taille. Alors qu'en solaire à concentration, seul le champ solaire est d'un coût proportionnel à sa taille, la salle des machines bénéficiant, comme dans les centrales classiques, d'un fort effet de taille. Le solaire à concentration est donc plutôt destiné aux installations de puissance élevée.

La troisième différence réside dans son mode d'exploitation. Le photovoltaïque ne nécessite que peu (voir pas



Carte.

du tout) de personnel d'exploitation, tandis que le solaire à concentration, à l'instar de n'importe quelle centrale thermique, en a besoin. Selon les circonstances, cette différence peut être vue comme un avantage ou un inconvénient, suivant que l'on veut mettre en valeur la facilité d'exploitation ou la sauvegarde de l'emploi local. En tout état de cause, cette différence conduit, là encore, à réserver le solaire à concentration aux installations d'une puissance conséquente.

La quatrième différence réside dans le mode de stockage de l'énergie. Alors que pour le photovoltaïque, le stockage de l'électricité ne se fait que dans des batteries (la production d'hydrogène, bien qu'envisageable, n'est pas actuellement une solution économique), il est possible de stocker directement l'énergie thermique récupérée par une installation solaire concentrée dans des stockages de sel fondu, d'eau pressurisée, de béton ou de céramiques, et cela permet d'ajuster la production au besoin, en particulier lors des pointes de consommation.

La cinquième différence réside dans le mode de production des éléments de la centrale. Une installation photovoltaïque met en œuvre des composants qui ne peuvent être fabriqués que dans des usines dédiées, nécessitant des investissements lourds. Aujourd'hui, alors que la demande est dominée par l'Europe, qui, en 2008, représentait 80 % du marché mondial, l'offre est dominée par les pays asiatiques, qui représentent 65 % de l'offre mondiale, le seul pays Européen visible sur le marché étant l'Allemagne, avec 24 % en produits finis (dont une partie est constituée d'éléments provenant de pays asiatiques). Pour sa part, la France a une production non significative (<1 %). Le solaire à concentration, au contraire, met en œuvre des technologies traditionnelles, que la France a à sa disposition (ingénierie des procédés thermiques, verre, construction métallique classique, turbines, etc.), mais qui sont également partiellement disponibles dans les pays qui vont recevoir les installations, ce qui permet de les impliquer fortement dans les processus de construction. De plus, le mode de production des installations du photovoltaïque étant plus énergivore que celui des installations de solaire à concentration, le bilan carbone du photovoltaïque est plus défavorable.

Bien entendu, d'autres différences existent, notamment en termes de coût ou de surface au sol nécessaire. Mais on ne peut en tirer de généralités, car cela est fortement influencé par l'ensoleillement et la latitude du lieu d'installation. De plus, on a parfois tendance à comparer les coûts d'investissement ramenés à la puissance de crête disponible, mais cette comparaison n'est pas valable, car, pour une même puissance de crête installée, le productible annuel du solaire concentré est très supérieur (entre 1,5 fois, sans stockage, et jusqu'à 5 fois, en fonction de la capacité de stockage).

Si l'on compare le productible annuel ramené au foncier, il est du même ordre, sous les ensoleillements du

Sud de la France, puis il penche en faveur du solaire concentré, sous les forts ensoleillements des zones désertiques. En termes de coût, la filière concentrée n'a pas encore bénéficié des effets de masse, dont a pu bénéficier la filière photovoltaïque, laquelle, sous l'impulsion de l'Allemagne puis de l'Espagne, a décollé depuis une dizaine d'années.

LA POSITION DE LA FRANCE

La France a eu un rôle de leader dans le domaine du solaire concentré, soit au travers de la recherche (dont l'emblème est encore, à ce jour, le four solaire d'Odeillo, exploité par le CNRS PROMES), soit au travers de la centrale Themis, construite par EDF dans les années quatre-vingts, avec une technologie qui reste, en 2009, la technologie de référence en matière de centrales à tour, du fait des possibilités de haut rendement qu'elle offre.

La centrale Thémis, située à Targassonne (en Cerdagne, dans les Pyrénées-Orientales) a été couplée au réseau EDF en 1983 (voir la figure 2 de la page suivante).

Un champ, constitué de 201 héliostats, d'une surface unitaire de 53,7 m² (10 800 m² de miroirs), concentrait le rayonnement solaire sur une chaudière à sel fondu située au sommet d'une tour (d'une hauteur totale de 100 m).

La chaudière était parcourue par du sel fondu (température d'entrée de 250°C, température de sortie de 450°C), qui servait à la fois de fluide caloporteur et de stockage. Le stockage thermique était assuré par les 550 tonnes de sel Hitec (un mélange de nitrite et de nitrate de sodium et de potassium), qui équivalait à 5 heures d'ensoleillement.

La puissance nominale de la turbine était de 2,5 MWé (mégawatts électriques).

La centrale a été arrêtée en 1986, car, à l'époque, aucune incitation financière ne permettait de compenser le différentiel de coût de production par rapport aux procédés traditionnels.

Dans la même période (1982-1986), le *Department of Energy* (DoE) américain démarrait, dans le désert des Mojaves, la centrale SOLAR 1 (d'une puissance de 10 MWé), basée sur une technologie uniquement eau/vapeur.

Ce site a été transformé (1995-1999) en SOLAR 2 : la principale modification a été le passage à une technologie sel fondu similaire à celle de la centrale française Thémis.

Actuellement, les Etats-Unis ont des projets de centrales, de puissances allant de 100 MWé à 300 MWé (Ivanpah 1, eSolar, Ivanpah 2...).

Pour sa part, l'Espagne, après avoir expérimenté en 1981 une centrale à tour (technologie sodium) à Almeria, joue, dans ce domaine comme dans les autres domaines du solaire concentré, un rôle de leader : après avoir mis en service PS 10 en 2006 (10 MWé) et PS 20

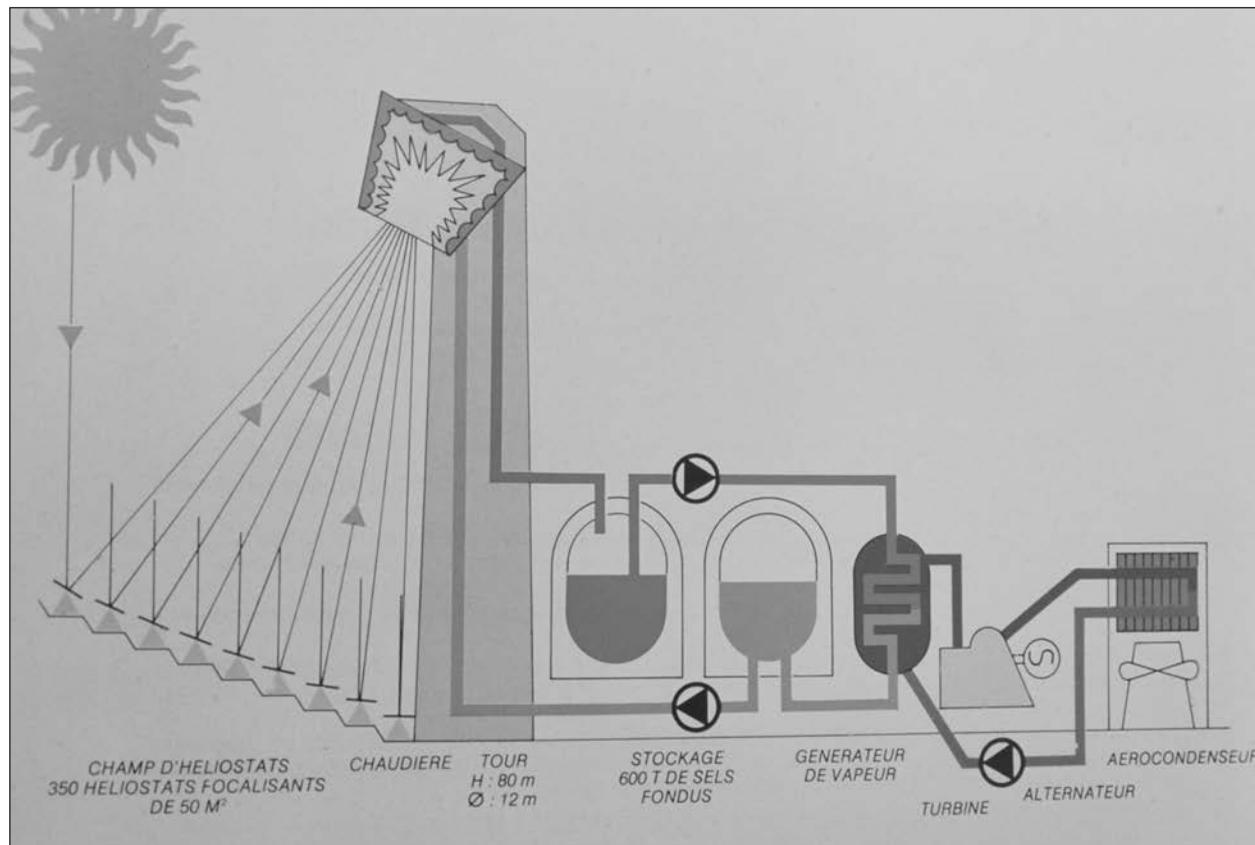


Figure 2 : Principe de fonctionnement.

en 2009 (20 MW_e), toutes deux basées sur la technologie eau/vapeur, elle construit actuellement, à Séville, Solar Tres (50 MW_e), qui est basée sur la technologie du sel fondu (15 heures de stockage).

On voit donc que les centrales à tour, qui furent historiquement construites les premières, sont en plein renouveau.

La technologie aujourd'hui « mature » est le cylindro-parabolique utilisant de l'huile thermique comme fluide caloporteur (et éventuellement du sel fondu, pour le stockage).

Les pays leaders dans ces technologies sont l'Espagne et les Etats-Unis (que ce soit pour les centrales installées ou en construction) et l'Allemagne (pour la fourniture des composants). En particulier, les Etats-Unis viennent d'annoncer qu'ils faisaient des énergies renouvelables une priorité.

Les pays du Golfe arabo-persique ont commencé un programme ambitieux, et des réalisations existent également en Afrique du Nord.

A la fin 2008, il y avait, dans le monde, toutes technologies de solaire thermodynamique confondues, 560 MW_e en service et 984 MW_e en construction.

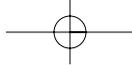
Les projets annoncés (non compris le Plan Solaire Méditerranéen ou le projet Désertec) représentaient environ 7 500 MW_e.

Même si la France a cessé tout investissement dans le solaire à concentration, on voit qu'il n'est pas trop tard pour revenir sur ce marché, qui n'en est qu'au début de son développement.

Si nous voulons éviter de reproduire ce qui s'est passé dans l'éolien ou le photovoltaïque, à savoir la nécessité d'importer, pour notre propre consommation, l'essentiel du matériel installé sur le territoire national et l'incapacité d'exporter nos propres produits, nous devons mettre à profit l'expérience acquise et nous donner les moyens de redévelopper cette industrie. En effet, nous disposons de tout le savoir-faire nécessaire, des références ainsi que des industriels prêts à relever le défi. Il faut maintenant une volonté politique pour actualiser ces références et faire en sorte que la France devienne un acteur incontournable du Plan Solaire Méditerranéen.

Une excellente opportunité de construire une nouvelle unité de démonstration aurait pu être l'appel d'offre CRE « une centrale solaire par région ». Mais sa rédaction est telle que le territoire métropolitain est réservé au bénéfice exclusif du solaire photovoltaïque, avec la possibilité d'offrir 10 MW_e dans la majorité des régions françaises, alors que le solaire à concentration ne peut être proposé, quant à lui, que pour les DOM et la Corse, avec une limitation à 5 MW_e. Or, nous l'avons vu plus haut, le solaire concentré ne peut utiliser le rayonnement diffus, très présent dans les îles du fait de la nébulosité. Et, difficulté supplémentaire, les DOM sont exposés aux cyclones, ce qui conduit à de coûteux renforcements des structures supportant les miroirs.

Espérons que de nouveaux appels d'offres permettront de combler cette lacune !



LES AMBITIONS DE CNIM

Le Groupe CNIM (www.cnim.fr) conçoit et réalise des ensembles industriels « clefs en main » à fort contenu technologique, et il propose des prestations de recherche/ expertise par le biais de Bertin, sa filiale.

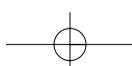
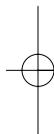
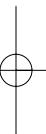
Ses principaux domaines d'action sont : l'environnement, les systèmes mécaniques complexes pour la défense et l'industrie, les transports, l'énergie et les sciences du vivant.

Groupe de taille intermédiaire (3 500 personnes), résolument tourné vers l'exportation (80 % de parts de commandes en 2008), CNIM s'intéresse depuis toujours aux énergies renouvelables, en particulier à la biomasse, mais également au solaire à concentration, puisque c'est CNIM, qui, dans les années quatre-vingts, a conçu et construit la chaudière à sel fondu de Thémis.

Lorsque le CNRS, avec le soutien du Conseil général des Pyrénées-Orientales, a récemment décidé de lancer sur le site de Thémis l'ambitieux programme de R&D « Pégase », le groupe CNIM s'est impliqué dans cette démarche en participant activement à ce programme.

Fort de son expérience de construction « clefs en main » de centrales électriques dans la gamme de puissances 5 -100 MW (centrales de valorisation énergétique de déchets ou de biomasse), de son expérience de mécanicien et de son savoir-faire en matière d'expertise et de recherche, CNIM a décidé de créer, à la fin 2008, sa Division « Energie Solaire » afin de se positionner rapidement en tant que fournisseur de centrales solaires à concentration « clefs en main ».

Actuellement, CNIM développe plusieurs projets de centrales, tant en France qu'à l'étranger, et il noue des partenariats avec des industriels français dans les domaines des miroirs et des groupes turbo-alternateurs, afin de devenir un acteur important du Plan Solaire Méditerranéen.



La relance de la production d'électricité « verte » aux États-Unis : une rencontre entre Prométhée... et Keynes

Au cours de sa campagne, le candidat Barack Obama avait insisté sur le lien étroit existant entre la crise économique, le changement climatique et la sécurité énergétique (et même la sécurité nationale, en raison de l'excessive dépendance des États-Unis vis-à-vis des ressources pétrolières que ce pays importe).

par Marc MAGAUD* et Daniel OCHOA**

UN MANDAT PRÉSIDENTIEL PLACÉ SOUS LE SIGNE DE L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE ET DE LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

Une Administration très engagée

Le candidat Obama avait esquissé le projet de développement d'une économie sobre en carbone, qui émettrait, en 2050, seulement 20 % de la quantité de gaz à effet de serre émise en 1990. Il s'était engagé à consacrer 150 milliards de dollars, sur dix ans, à la R&D en matière d'énergies renouvelables, que ce soit par financement direct (dotations, garanties d'emprunts, achats par l'État fédéral, etc.) ou au moyen d'incitations fiscales. Enfin, il avait annoncé la création potentielle de 5 millions d'emplois dans le domaine des technologies vertes. Ses premières déclarations officielles sur le changement climatique et la prépondérance accordée au thème de l'énergie dans les premières mesures prises par son

Administration reflètent, chez le nouveau Président, le même niveau de préoccupation que chez le candidat. En effet, une fois élu, Barack Obama a poursuivi sur cette ligne directrice en orientant son plan de relance économique massif (787 milliards de dollars) vers la création d'« emplois verts », notamment dans le secteur de l'énergie (85 milliards). Dans ce *stimulus package*, la R&D portant sur les nouvelles énergies plus sobres en carbone (capture et stockage souterrain du CO₂, solaire, éolien, géothermie, biocarburants de deuxième génération...) figure au premier rang des priorités. Avec la crise économique qui sévit aujourd'hui, les résistances à cette approche sont nombreuses. Le débat au Congrès autour d'un éventuel pourcentage obligatoire d'énergies renouvelables dans la production d'électricité (*Renewable Electricity Standard*) illustre ces divergences. Bien que de nombreux États (vingt-huit, auxquels s'ajoute le District de Columbia) aient déjà fixé

* Mission pour la Science et la Technologie, Ambassade de France aux États-Unis.

** Directeur adjoint chargé de l'innovation et du développement à l'École Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne.



© Alex Wong/NEWSCOM/SIPA

« Une fois élu, Barack Obama a poursuivi sur cette ligne directrice en orientant son plan de relance économique massif (787 milliards de dollars) vers la création d'« emplois verts », notamment dans le secteur de l'énergie (85 milliards). » *Le président Barack Obama, lors d'une réunion consacrée à l'énergie et aux « emplois verts », tenue à la Maison blanche le 20 mai 2009.*

un quota minimum, avec des échéances plus ou moins lointaines (10 %, en 2015, dans le Wisconsin, ou 33 %, en 2030, en Californie), un tel objectif est inexistant, au niveau fédéral. Les parlementaires s'affrontent sur le pourcentage minimum à fixer (dans la fourchette 15 % – 25 %), ainsi que sur l'échéance. Le clivage ne s'opère pas selon des lignes partisans, mais plutôt selon le degré de dépendance de chaque Etat vis-à-vis du charbon dans la production d'électricité, les Etats du Midwest s'inquiétant de devenir les grands perdants d'une législation qu'ils jugent par trop favorable à de nouvelles formes d'énergie.

Néanmoins, la nouvelle Administration affiche la volonté d'établir une réelle politique énergétique cohérente et durable, comme les Etats-Unis n'en connaissent plus depuis une trentaine d'années.

Une confiance renouvelée dans la science et la technologie pour surmonter les difficultés

Il convient de rappeler à quel point la société américaine demeure profondément orientée par les solutions technologiques. La culture américaine incite à faire confiance à l'innovation et à la technologie pour résoudre la grande majorité des problèmes. Il en va ainsi des questions environnementales, parfois au détri-

ment de modifications des comportements et des modes de vie, voire des réglementations, lesquelles demeurent généralement les principaux leviers, dans les sociétés européennes.

Si l'approche adoptée par la nouvelle Administration marque un tournant par rapport au laisser-faire de sa devancière, elle reste fortement teintée par cette confiance dans un salut technologique. Dès sa prise de fonction, le Président Obama a réitéré ses appels à un renforcement de la recherche fondamentale, à une R&D représentant près de 3 % du PIB et à la prise en compte au premier chef des avis scientifiques dans les décisions de son Administration. Il a nommé des scientifiques de haut niveau (Steve Chu au Département de l'Energie – 17 000 salariés – et John Holdren comme conseiller scientifique à la Maison Blanche, tous deux experts en matière d'énergie et de climat), et il a également créé un poste de *Chief Technology Officer* à la Maison Blanche. Le nouveau Président souhaite clairement miser sur les technologies vertes pour sortir de l'ère de l'énergie fossile et de la dépendance quasi addictive des Américains vis-à-vis du pétrole importé, et pour remettre le pays sur la voie de la croissance.

Mais, pour donner consistance à cette doctrine, il faut des moyens ; d'où la conception d'une relance budgétaire très axée sur la R&D, en particulier dans le domaine de l'Energie.

Une relance économique sans précédent, axée sur l'énergie et la recherche

La mesure phare, qui oriente l'ensemble de l'action de l'Etat fédéral, est l'*American Recovery and Reinvestment Act* du 17 février 2009. Il s'agit d'un plan de relance d'une ampleur exceptionnelle puisqu'avec quelque 787 milliards de dollars, il porte l'endettement des Etats-Unis à 13 % de leur PIB. Malgré quelques coupes, opérées lors du processus d'adoption par le Sénat et par la Chambre des Représentants, ce plan de relance focalise une part considérable des moyens sur le secteur de l'énergie, dont 43 milliards de dollars d'investissements et 22 milliards de dollars d'avantages fiscaux. L'ensemble représente 65 milliards de dollars, soit plus de 8 % du plan de relance. Cette relance ambitieuse a été possible en arguant de la nécessité d'atténuer le changement climatique, mais également en insistant sur le potentiel en « emplois verts » que recèlent les énergies nouvelles. Un des facteurs clés de succès du plan de relance est la capacité du nouveau mix énergétique à sortir rapidement le pays du marasme. L'efficacité énergétique (modernisation et isolation des bâtiments publics et privés) et le réseau électrique, avec sa composante *smart grid* (réseau électrique intelligent), sont très richement dotés dans ce plan de relance. Il en va de même pour les transports du futur (batteries, infrastructures, renouvellement des flottes publiques). Par ailleurs, 19 milliards de dollars environ vont aux transports collectifs (urbains, train, y compris à grande vitesse...). Enfin, les énergies fossiles ne sont pas oubliées puisqu'elles bénéficient de 3,4 milliards de dollars (dédiés à la R&D).

Mais ce sont les énergies renouvelables qui se taillent la part du lion, si l'on inclut les dotations et les avantages fiscaux consentis, avec 14 milliards de dollars en crédits et 17 milliards en incitations fiscales (voir la figure 1).

DEUX EXEMPLES EMBLÉMATIQUES : L'ÉOLIEN ET LE SOLAIRE

Eolien : les Etats-Unis prennent le leadership mondial

L'énergie renouvelable en plus forte croissance

L'éolien est, en 2009, la filière énergétique la plus dynamique dans le monde, et c'est aussi l'énergie renouvelable en plus forte croissance aux Etats-Unis (+32 % de capacité par an, sur 5 ans). Dans le contexte de la lutte contre le réchauffement climatique et de la hausse du prix du pétrole, l'éolien fait l'objet de nombreux investissements.

Fin 2008, le parc éolien des Etats-Unis représentait une puissance totale de 25 170 MW, soit près de 1 % de la puissance électrique totale installée. Avec plus de

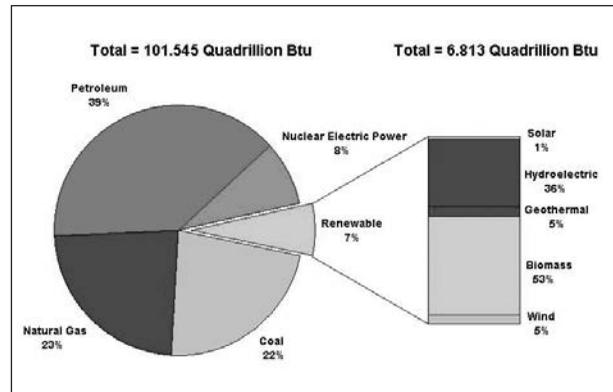


Figure 1 : Ventilation du bouquet énergétique – part des énergies renouvelables (source DOE – EIA).

8 358 MW installés au cours de l'année (contre 5 000 MW en 2007 – voir la figure 2), les Etats-Unis ont supplanté l'Allemagne, devenant ainsi le premier producteur mondial d'électricité éolienne.

En 2008, l'éolien a représenté 42 % des nouvelles capacités installées, produisant plus de 48 TWh et alimentant près de 7 millions de foyers.

Longtemps Etat leader, la Californie a été devancée par l'Iowa et le Texas, l'Etat le plus équipé en éoliennes depuis 2006. Fin 2008, le Texas disposait d'une puissance installée de 7 116 MW, soit 28,3 % du parc des Etats-Unis, suivi de l'Iowa (2 700 MW), la Californie (2 517 MW), le Minnesota (1 752 MW) et l'Etat de Washington (1 375 MW). Ces cinq Etats représentent 60 % de la capacité installée aux Etats-Unis.

Un marché orienté par les consortiums industriels

Le développement de l'électricité éolienne demeure la chasse gardée de quelques groupes industriels, 15 majors (contre 6 en 2005) se partageant plus de 80 % du marché en 2007. Depuis les années soixante-dix, date des premières installations, l'éolien a bénéficié de nombreuses avancées technologiques (design des turbines, augmentation de la puissance des générateurs, amélioration de la fiabilité des procédés de conversion et de transmission énergétiques...). La capacité moyenne des turbines est passée de 0,76 MW en 2000 à 1,6 MW en 2007. Les dernières turbines installées génèrent 3,5 MW, pour un diamètre de 100 m, et des recherches sont actuellement menées pour atteindre une puissance unitaire de 5 MW (pour 120 m de diamètre). La puissance des projets de fermes éoliennes ayant fait l'objet d'un dépôt dépassent le gigawatt (GW).

Ces avancées technologiques sont en partie le résultat de partenariats de recherche entre organismes fédéraux et groupes industriels. En 2008, le *Department of Energy* (DoE) a ratifié un accord d'une durée de deux ans avec six grands groupes industriels, qui vise à développer des technologies permettant d'atteindre les 20 % d'éolien raccordés au réseau, d'ici à 2030. Ce partenariat concerne : la R&D portant sur la fiabilité des turbines, le choix des lieux d'implantation, la définition de normes de certification des turbines, les avancées portant sur les composants des pales, l'automatisation

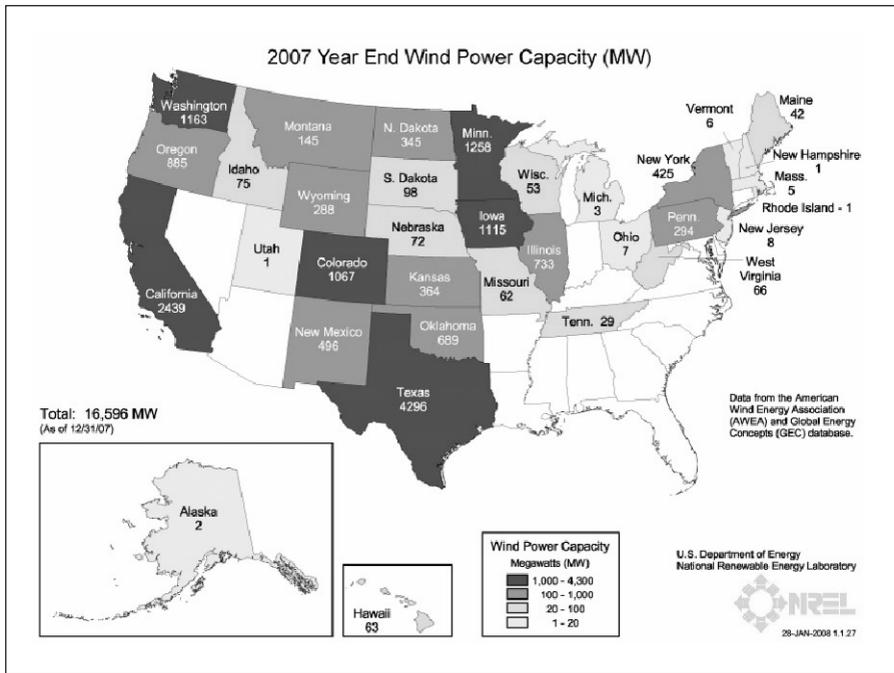


Figure 2 : Capacité éolienne installée aux USA fin 2007 (source : DoE – NREL).

des procédés, les techniques de production et la formation de la main-d'œuvre. Par ailleurs, le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) a annoncé la création d'un complexe de recherche dédié au design des pales d'éoliennes, qui devrait être achevé dès l'année prochaine (2010).

De ces avancées technologiques résulte une diminution drastique du prix de revient du kWh, passé de 0,4 \$/kWh en 1980 à 0,07 \$/kWh aujourd'hui (0,09 \$/kWh en tenant compte des incitations fiscales). Aux variations géographiques près, l'éolien est donc devenu compétitif par rapport aux énergies fossiles et l'on estime que d'ici à 2012, les prix de l'éolien atteindront 0,03 \$/kWh *on-shore* et 0,07 \$/kWh *offshore*.

Un succès qui ne doit pas occulter la persistance de certains freins

L'essor continu de l'éolien, comme celui de toutes les énergies renouvelables, dépend directement de la fiscalité et des crédits qui lui sont alloués, que ce soit au niveau fédéral ou au niveau des Etats fédérés. En effet, l'éolien ne bénéficie pas de réglementation de longue durée et les subventions *Production Tax Credits* (PTC) doivent être renouvelées périodiquement. L'expiration des crédits d'impôts en 1985, 1999 et 2003 a été suivie

d'une stagnation des investissements. L'ambition d'atteindre 20 % de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables d'ici à 2030 (scénario du DoE), nécessitera également la restructuration du réseau électrique, qui souffre de vétusté, d'une gestion fragmentée et d'une mauvaise desserte des plaines du Nord-Ouest, où se situent les principaux gisements éoliens (voir les figures 3 et 4).

En outre, l'énergie éolienne suscite une controverse autour de son impact sur l'environnement, notamment sur les populations d'oiseaux migrateurs et de chauves-souris. Afin de minimiser l'impact environnemental des éoliennes, des études préliminaires doivent avoir lieu lors du choix des sites d'implantation des futures fermes. Par ailleurs, si les aspects paysagers ne sont pas au cœur du débat, en raison de la très vaste étendue du territoire américain, ceux-ci restent néanmoins importants, comme en témoigne le retard pris par le projet *offshore Cape Wind*, déposé en 2001, mais toujours dans l'attente d'un permis de construire.

L'impulsion fédérale reste déterminante en 2009

L'*American Recovery and Reinvestment Act* de février 2009, qui vise à relancer l'économie américaine, alloue de nombreux crédits pour le développement de nou-

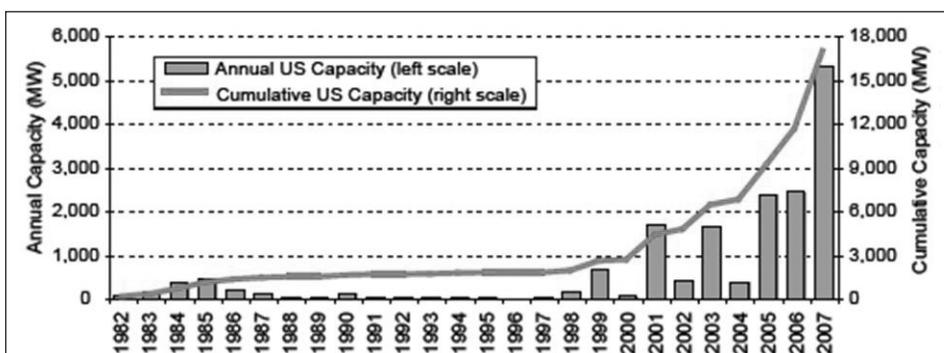


Figure 3 : Capacité éolienne installée chaque année et capacité totale (source : AWEA).

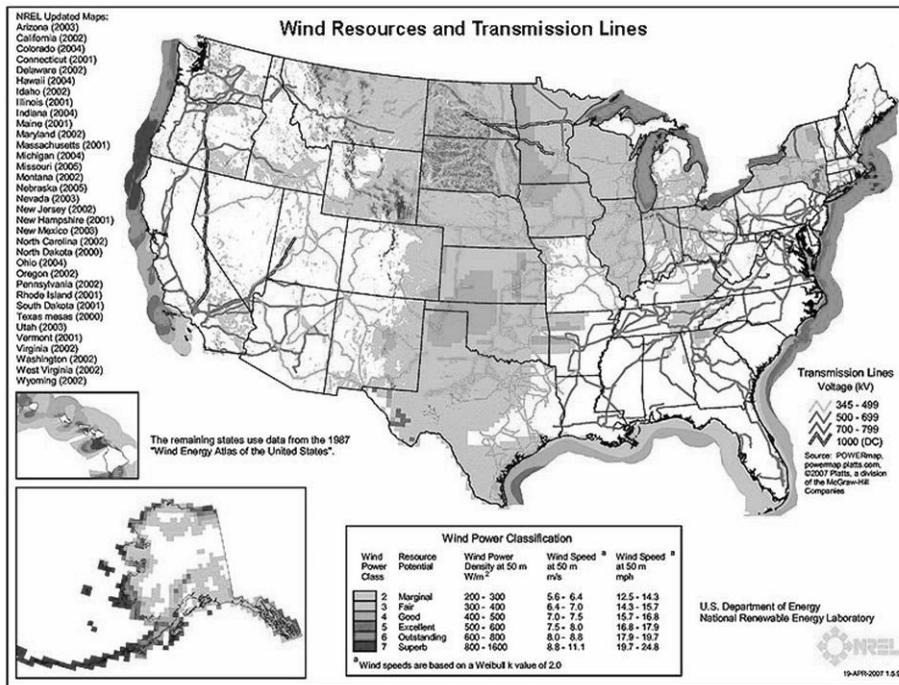


Figure 4 : Gisements éoliens (source : NREL).

velles technologies et le déploiement d'énergies renouvelables. Le secteur de l'éolien bénéficie ainsi d'un certain nombre de crédits, les plus importants concernant la prolongation des subventions PTC jusqu'à fin 2012, ainsi que l'attribution de plus de 3 milliards de dollars pour la rénovation du réseau électrique (phase d'élaboration du *smart grid*).

Solaire : une croissance exponentielle, mais dont la poursuite dépendra du marché intérieur

L'idée d'utiliser l'énergie solaire pour faire face aux besoins énergétiques croissants de la planète n'est pas nouvelle, et elle semble aller de soi. La ressource d'énergie solaire est en effet inépuisable, propre et abondante : la Terre reçoit du Soleil, en une heure, autant d'énergie que l'humanité en consomme en un an. Il suffirait ainsi de couvrir 0,6 % des terres émergées avec des systèmes solaires d'une efficacité nette de 10 % pour résoudre nos problèmes énergétiques actuels.

Le marché du solaire est longtemps resté limité, en raison du coût des panneaux solaires, principalement lié au prix élevé du silicium, un matériau devenu relativement cher. Aujourd'hui, de nouvelles méthodes de fabrication et des concepts innovants de cellules solaires à couches minces promettent d'importantes réductions de coûts. Par ailleurs, plusieurs pays, comme l'Allemagne, le Japon, les Etats-Unis, l'Italie et la France, ont compris les enjeux de l'énergie solaire et ils ont mis en place des aides fiscales afin d'encourager l'installation de panneaux solaires.

L'industrie américaine reste dans la course

Aux Etats-Unis, le marché du photovoltaïque (PV) est passé de 140 MW en 2006 à 220 MW en 2007 (+85 %), puis à 360 MW en 2008 (+64 %), se posi-

tionnant à la troisième place mondiale, après l'Allemagne (1 860 MW soit +40 %) et l'Espagne (2 460 MW, soit +280 %), dans un marché global de presque 6 GW (+110 %). La part du marché américain dans le PV représente donc actuellement moins de 7 % du marché mondial, alors qu'elle atteignait 45 % en 1995. Mais les Etats-Unis semblent déterminés à vouloir rattraper ce retard rapidement. Ils bénéficient, pour ce faire, de nombreux atouts, notamment l'implantation sur leur territoire des sièges sociaux de plusieurs leaders mondiaux et la maîtrise des principales technologies. La forte croissance qu'ont connue les investissements privés et le capital-risque en 2008 (respectivement +136 %, à 132 millions de dollars, au premier trimestre 2008 et +50 %, à 3 milliards de dollars), devrait se poursuivre malgré le « trou d'air » de 2009, notamment grâce au soutien affiché par la nouvelle Administration.

Un développement qui reste porté par les autorités publiques

En effet, les aides gouvernementales ont été jusqu'à présent nécessaires pour soutenir la croissance du marché du solaire. Accompagnées d'instruments financiers élaborés, comme les promesses d'achat (PPA (1)), elles ont permis, en 2007, à près de la moitié des installations solaires américaines non résidentielles de voir le jour. Ainsi, l'administration fédérale américaine a lancé en 2006 un programme nommé *Solar American Initiative*

(1) En matière d'énergie solaire, un *Power Purchase Agreement* (PPA) est un accord que passe un client avec un fournisseur pour que ce dernier installe et gère une centrale solaire sur la propriété du client, et lui revende l'électricité produite durant une durée déterminée, et ce, à un prix fixe, généralement inférieur à celui du réseau électrique. L'intérêt pour le client est de limiter le risque financier associé à l'installation de panneaux solaires, en ne s'engageant à payer qu'un « loyer électrique », comme il le ferait auprès d'un fournisseur d'électricité standard, et en laissant au fournisseur le risque de l'investissement matériel et de la maintenance. Le fournisseur, quant à lui, bénéficie gratuitement du terrain et profite souvent des aides environnementales offertes par les différents Etats.

(SAI), doté d'un budget de 159 millions de dollars, distribué par le ministère de l'Énergie (DoE) et visant à atteindre une capacité installée de 5 à 10 GW, d'ici à 2025. Par ailleurs, la Fondation *Clean Renewable Energy Bonds* (CREBs) a été mise en place, avec une allocation de 1,2 milliard de dollars. Elle fournit aux municipalités, aux compagnies coopératives d'électricité et à des entités gouvernementales, l'accès à un capital sans intérêts pour l'acquisition d'équipements de production d'énergie renouvelable. Ainsi, 443 stations solaires ont été sélectionnées en 2007. Le *Department of Interior*, qui gère les terrains appartenant au Gouvernement fédéral, a mis en place en mars 2009 un groupe de travail chargé d'accélérer les procédures d'autorisation d'exploiter les EnR sur lesdits terrains. On annonce, au DoE, que des fermes solaires représentant 5 GW de puissance pourraient être reliées au réseau, d'ici à 2016, grâce à ce mécanisme simplifié, afin de créer une masse critique permettant d'abaisser encore les coûts unitaires.

Au niveau des Etats, la Californie se positionne, là encore, comme un précurseur : 31 % de l'énergie qu'elle consomme provient de sources renouvelables, ce qui est un ratio, certes, inférieur à celui d'autres Etats, tels que l'Oregon ou l'Etat de Washington (79 %, l'un et l'autre), mais reste largement supérieur à la moyenne nationale, qui est de 7 %. Bien qu'environ la moitié de cette énergie provienne de l'hydroélectricité conventionnelle, les 15 % restants sont supérieurs à la moyenne nationale d'un facteur 4, et le RPS (*Renewable Portfolio Standard*) du Gouvernement californien prévoit de faire passer ce chiffre à 20 % en 2010 et à 33 % en 2020. Parmi les différentes technologies employées (éolien, géothermie, biomasse), l'énergie solaire ne représente aujourd'hui qu'une très faible fraction (0,2 %) de l'énergie consommée, mais elle est très en vogue. Dès 2006, par exemple, le gouverneur Schwarzenegger lançait le programme *Million Solar Roofs Initiative*, doté de 3,2 milliards de dollars, sur 11 ans, afin d'équiper un million de toits californiens en panneaux solaires, pour une puissance totale estimée à 3 GW. Par ailleurs, depuis Janvier 2007, la *Californian Public Utilities Commission* (CPUC) offre des primes conséquentes pour l'installation de systèmes d'énergie solaire d'une puissance supérieure à 100 kW crête. Ainsi, grâce à ces aides, la capacité annuelle d'installation de panneaux solaires en Californie était de 37 MW, soit presque quatre fois plus que celle de l'Etat du New Jersey, l'Etat placé immédiatement après elle, et en tout cas supérieure à la capacité totale américaine en 2005 (33 MW).

De nouveaux instruments financiers efficaces

Une étude scientifique (2) a montré que 69 % de l'électricité américaine pourrait être produite, à l'horizon 2050, au moyen de vastes champs de cellules PV et de concentrateurs thermiques installés dans le désert du Nevada. Ce projet très ambitieux coûterait environ 400 milliards de dollars, mais il serait parfaitement réaliste sur le plan technologique. Il faudrait toutefois que le coût d'installation des panneaux solaires passe des 4

dollars/W actuels, à environ 1,2 dollar/W. Une telle diminution des coûts est aujourd'hui envisageable, grâce à la mise au point de nouvelles méthodes de fabrication et de concepts très prometteurs de cellules solaires à couches minces, ainsi qu'à la mise en place de stratégies financières de plus en plus efficaces.

En particulier, l'implantation des centrales solaires n'est possible que grâce au recours aux *Power Purchase Agreements* (PPA), qui font appel aux crédits d'impôts et aux *Renewable Portfolio Standards* (RPS) des différents Etats et autorisent l'échange de *Renewable Energy Certificates* (REC). Grâce à ces outils financiers et à son ensoleillement record, le Nevada est en train d'équiper son désert avec les technologies les plus avancées : la centrale photovoltaïque (PV) Nellis est la plus importante des Etats-Unis, délivrant 14 MW d'électricité à la base de l'US Air Force sur laquelle elle est construite, tandis que la centrale thermique Nevada Solar One vient d'entrer en fonctionnement et fournit déjà 64 MW au réseau électrique.

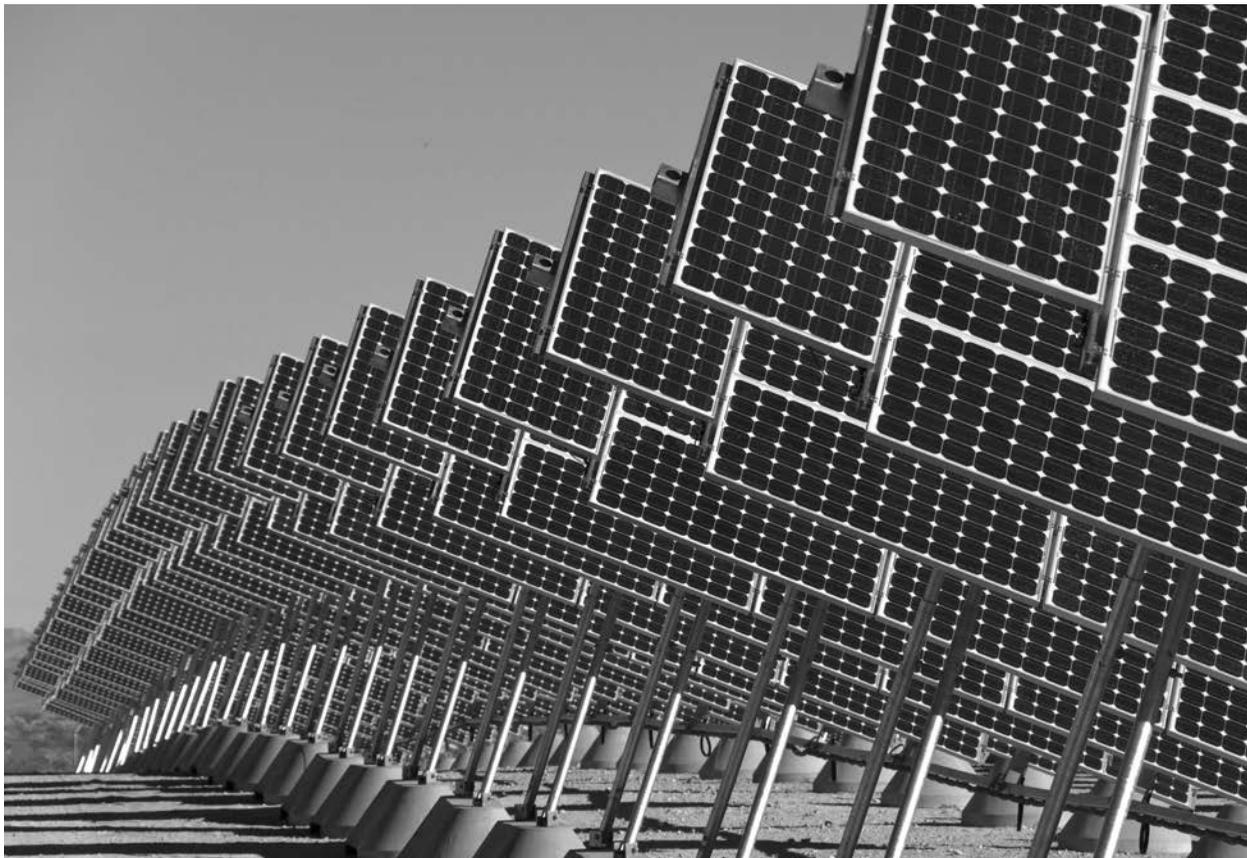
La Californie n'est pas en reste, plusieurs projets de centrales gigantesques ayant fait l'objet de PPA. En particulier, les projets *Topaz Solar Farm* et *High Plains Ranch II* seront deux fermes PV, qui devraient fournir respectivement 550 MW et 250 MW dans la California Valley, au Nord de Los Angeles, d'ici à 2013. Ces fermes, construites par des entreprises californiennes (Sunpower et Optisolar), en partenariat avec le fournisseur d'électricité PG&E, bénéficieront de technologies avancées, notamment de cellules photovoltaïques en couches minces, pour un coût qui dépassera le milliard de dollars. A elles deux, elles totaliseront une puissance de 800 MW, ce qui est dix fois supérieur à la taille des projets dont il était question jusqu'il y a peu de temps encore.

La Silicon Valley se reconvertit dans les cleantechs

Grâce à de nombreuses aides gouvernementales et à son dynamisme industriel propre, la Californie est devenue le premier marché américain du solaire PV. Elle regroupe de nombreux projets industriels ambitieux (Nanosolar, Miasolé, Sunpower) qui visent à produire en masse des panneaux solaires à haute valeur ajoutée technologique, un grand nombre de *start-up* très innovantes (SolFocus, Energie Innovation, eSolar), des centrales solaires thermodynamiques dans le désert des Mojaves (les *Solar Energy Generating Systems*) et d'excellentes équipes de recherche (LBNL, Stanford, Caltech). Beaucoup de ces acteurs se trouvent dans la Silicon Valley, qui concentre près de 40 % du capital-risque américain.

A titre d'exemple, l'entreprise californienne Nanosolar dispose d'une telle technique de dépôt de « couches minces », qui permet de construire des cellules solaires en ne déposant que la quantité de matériau photosensible utile pour absorber le rayonnement solaire, avec un coût potentiellement bien moindre. En effet, un des

(2) *A Solar Grand Plan*, par Ken Zweibel, James Mason et Vassilis Fthenakis ; Scientific American, janvier 2008.



© Proehl Studios-coll. Terra/CORBIS

« La centrale photovoltaïque (PV) Nellis est la plus importante des Etats-Unis, délivrant 14 MW d'électricité à la base de l'US Air Force sur laquelle elle est construite. » *Panneaux solaires de la centrale Nellis à Clark County, Nevada.*

principaux inconvénients des cellules solaires traditionnelles est leur coût élevé, qui est dû à la quantité importante de silicium utilisée (le silicium est un matériau relativement cher) et à la nécessité de travailler sur des *wafers* (plaquettes) indépendantes. En comparaison, les bancs de dépôt de l'entreprise Nanosolar « impriment » des cellules solaires sur un substrat métallique souple, qui défile en continu, sous la forme d'un rouleau. L'entreprise a déjà levé plus de 150 millions de dollars de capital-risque, dont 75 millions de dollars en 2006 (le plus important investissement mondial dans les énergies propres, provenant pour partie de Google) et 50 millions de dollars, en avril 2008, provenant d'EDF Energies Nouvelles. Grâce à cet argent, l'entreprise vient d'achever la construction de 65 000 m² de nouveaux bâtiments de fabrication, à San José, au cœur de la Silicon Valley, et en Allemagne, pour une capacité de production de 200 millions de cellules solaires par an, soit 430 MW.

Le Graal de la « parité réseau » (3) à portée de main
Actuellement, le coût de l'électricité solaire se situe autour de 0,25 dollar/kWh dans la plupart des pays de l'OCDE. Ce chiffre devrait s'abaisser à 0,15 dollar/kWh d'ici à 2011, voire atteindre 0,10 dollar/kWh dans les régions les plus ensoleillées. Aux Etats-Unis, la « parité réseau » a d'ores et déjà été atteinte à Hawaï et dans d'autres îles très ensoleillées, où l'électricité est majoritairement produite par combus-

tion d'énergies fossiles. Sur le Continent, plusieurs industriels (dont General Electric), ainsi que le DoE, s'attendent à ce que la « parité réseau » soit atteinte aux environs de 2015, voire même avant. Certains industriels prédisent même que, d'ici à 2010, la moitié des consommateurs résidentiels de l'OCDE et 10 % des consommateurs commerciaux pourraient atteindre la « parité réseau », à la condition que les prix de l'électricité restent inchangés jusqu'à cette date. Dans le but d'accélérer le processus, le DoE a débloqué 14 millions de dollars pour deux projets de recherche concernant les concentrateurs, en partenariat avec l'industriel espagnol Abengoa (voir la figure 5).

VERS UN NOUVEAU PARADIGME ÉNERGÉTIQUE ?

A la suite des fortes hausses des prix de l'énergie en 2007 et 2008 et sous l'impulsion d'une administration volontariste, les Etats-Unis se trouvent à la croisée des chemins en matière de choix énergétiques. Ils consomment près du quart de la production annuelle mondia-

(3) La « parité réseau » est le point à partir duquel le prix de l'électricité solaire est inférieur ou égal à celui de l'électricité amenée par le réseau. Elle est souvent considérée comme un objectif majeur à atteindre par les industriels du secteur pour que le marché du solaire décolle véritablement.

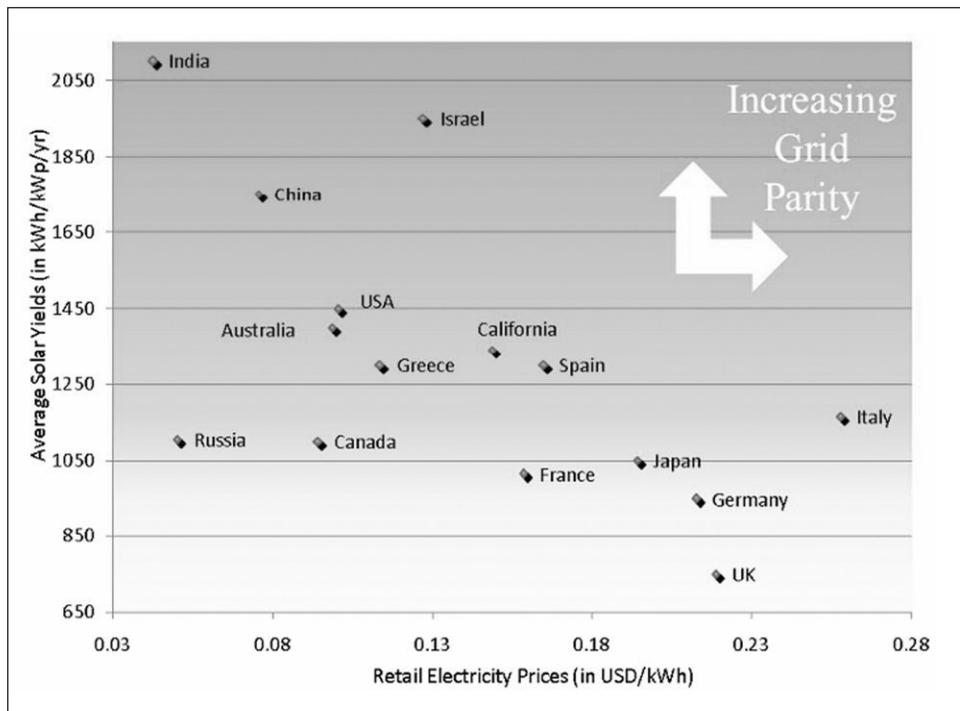


Figure 5 : Ecart à la parité réseau dans différents pays, en fonction de l'ensoleillement et du prix de l'électricité. Source : Global Green USA.

le de pétrole, mais ils possèdent moins de 5 % des réserves. Il ne fait de doute pour personne que cette situation n'est pas tenable sur le long terme, car elle place le pays dans une situation précaire vis-à-vis de ses fournisseurs, d'un point de vue stratégique, et elle met les consommateurs à la merci des fluctuations des cours sur le marché mondial. Le Gouvernement sait également que la ressource énergétique abondante dont le pays dispose, le charbon, posera des problèmes d'acceptabilité croissants, en raison des hypothèques environnementales qui pèsent sur la filière, depuis l'extraction (dommages causés aux paysages et aux cours d'eau) jusqu'à la combustion (émissions de CO₂ doubles de celles résultant de la combustion du gaz naturel, vapeurs de mercure, stockage des cendres...). Enfin, la dépendance des Etats-Unis vis-à-vis des énergies fossiles obère leur crédibilité et leur leadership dans les négociations internationales sur le climat.

Or, les solutions alternatives permettant une production d'électricité sobre en carbone sont, pour l'heure, trop aléatoires. Le nucléaire, qui représente près de 20 % du bouquet énergétique américain actuel, n'a pas la faveur de l'Administration Obama. Son développement est remis en cause, pour des raisons économiques et juridiques. En effet, l'intensité capitaliste d'une centrale nucléaire pose des problèmes de financement aux *utilities*, relativement petites dans l'ensemble, qui ne peuvent s'endetter aussi lourdement. De plus, certains Etats interdisent la construction de nouvelles cen-

trales tant que la question du stockage des déchets ultimes n'aura pas été réglée, situation que le coup d'arrêt à l'exploitation du site de stockage de Yucca Mountain pourrait prolonger durablement. Quant à la capture et au stockage du CO₂, sa faisabilité technico-économique reste à démontrer, et les experts du DoE reconnaissent officiellement qu'un déploiement à grande échelle est peu probable avant 2020, au plus tôt. Les Etats-Unis resteront un pays énergivore et, malgré les gains potentiels importants en matière d'efficacité énergétique, ils devront satisfaire leur besoin en énergie pour soutenir leur croissance. Le Président Obama et ses conseillers savent également que les technologies vertes sont un réservoir de créations d'emplois et un gisement d'exportations immenses..., que la concurrence ne se privera pas d'exploiter. Il importe donc, pour des raisons de compétitivité, de soutenir le développement de ces *green jobs* que l'on a tant vantés au cours de l'année écoulée.

Par conséquent, la solution qui s'impose progressivement est celle d'une production massive d'électricité au moyen de sources renouvelables, éolien et solaire en tête. Si le Président Obama, malgré la crise économique qui sévit actuellement et les nombreuses résistances auxquelles il est confronté, réussit à opérer la transition, il aura définitivement changé le paradigme énergétique de son pays en jouant sur deux leviers : un volontarisme quasi prométhéen et une relance toute keynésienne...

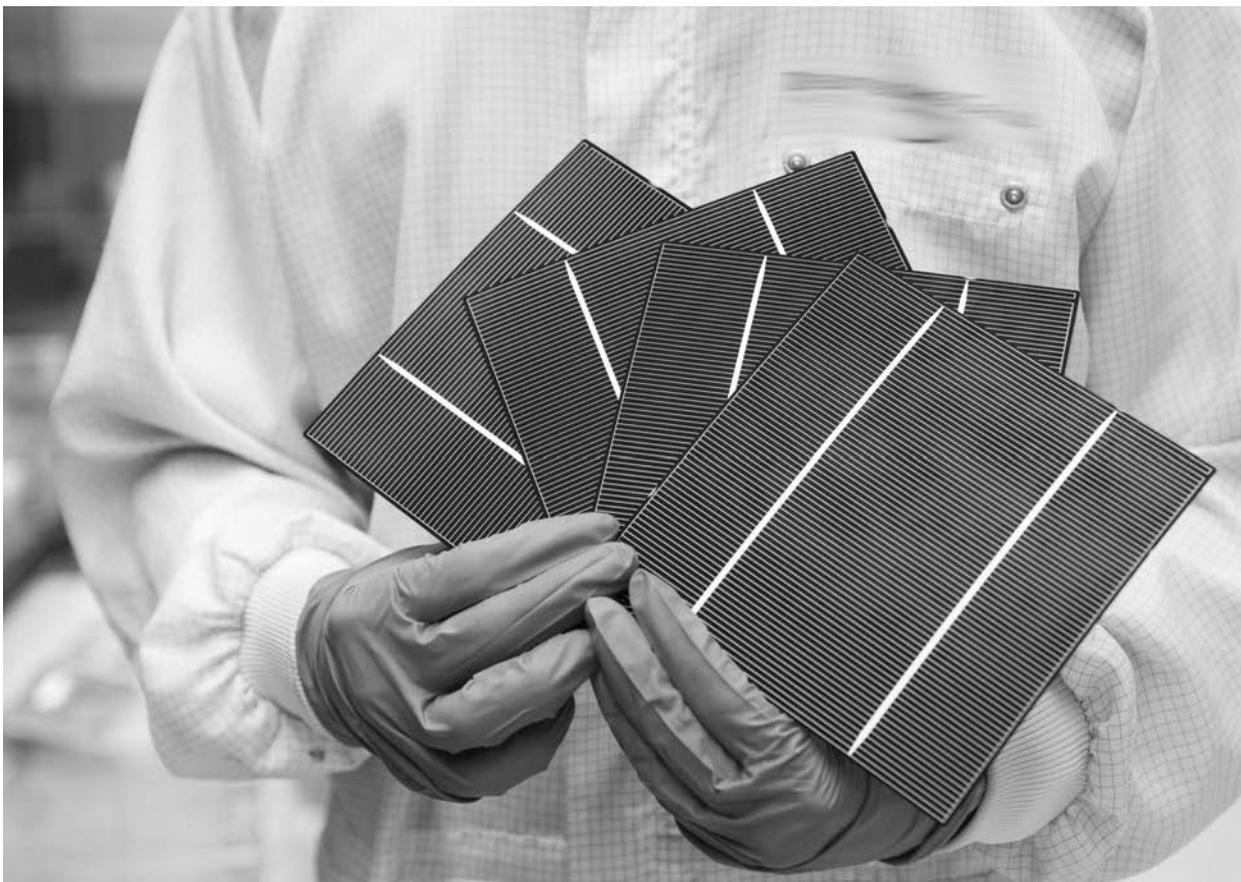
Allemagne : un développement fulgurant de l'industrie solaire, que soutiennent des efforts significatifs en matière de recherche

Le développement de l'industrie solaire en Allemagne depuis moins d'une dizaine d'années a donné tort à ses détracteurs, qui disaient cette énergie trop chère et le pays peu adapté et d'un climat trop froid pour être en mesure d'en exploiter le potentiel. Ce développement, comme celui des énergies renouvelables dans leur ensemble, est dû au soutien du Gouvernement fédéral et des *Länder*, tant sur le plan des moyens investis en R&D que de la mise en place de conditions-cadres permettant l'essor de la filière industrielle. Celle-ci se voit toutefois malmenée par la crise économique, ainsi que par l'émergence de nouveaux concurrents asiatiques. La tendance est cependant bien ancrée, et c'est désormais vers l'Afrique du Nord que se tournent les intérêts des industriels allemands, ainsi que l'a démontré le lancement, très médiatisé, du plan DESERTEC, le 13 juillet 2009, à Munich.

par **Jean-François DUPUIS***, **Claire VAILLE** et **Nicolas CLUZEL****

* Conseiller pour la Science et la Technologie à l'Ambassade de France en Allemagne.

** Chargés de mission au Service scientifique de l'Ambassade de France en Allemagne.



JEAN-FRANÇOIS DUPUIS, CLAIRE VAILLE ET NICOLAS CLUZEL

Cellules photovoltaïques.

© Bernhard Classen/SIPA

PRÉSENTATION DU PAYSAGE ALLEMAND DE L'INDUSTRIE SOLAIRE

Le photovoltaïque : un secteur en pleine croissance malmené par la crise économique

L'industrie photovoltaïque (PV) allemande a été jusqu'à l'année dernière en pleine croissance. Le marché a particulièrement crû depuis 2000, le chiffre d'affaires ayant été multiplié par 35 en 8 ans. Avec 25 % de part de marché, l'Allemagne est aujourd'hui le premier acteur du marché mondial du PV (en termes de puissance installée), devant le Japon. La moitié environ du chiffre d'affaires (53 %), soit 6,51 milliards d'euros en 2007, est réalisée à l'export.

Les 75 entreprises de production installées en Allemagne, dont plusieurs d'entre elles sont d'envergure internationale (parmi lesquelles Q-Cells et Solarworld), employaient en 2008, avec leurs sous-traitants, environ 48 000 personnes. C'est dans les *Länder* de l'ex-Allemagne de l'Est qu'environ 60 % des emplois industriels ont été créés dans ce secteur. La branche PV allemande est ainsi aujourd'hui un puissant moteur économique qui génère de nombreux emplois.

Les panneaux solaires plans installés sur les toits dominent largement le marché allemand des systèmes PV : ils représentent 89 % du marché, contre 10 % pour les fermes solaires et seulement 1 % pour les panneaux intégrés au bâti.

Les capacités de production d'énergie PV installées en Allemagne atteignaient, en 2008, 5 300 mégawatts-crête (MWc), pour une énergie produite de 4 300 GWh (soit 0,4 Mtep). En 2007, l'énergie PV produite en Allemagne représentait 4 % de la consommation d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, soit 0,6 % de la consommation d'électricité totale.

Les cellules PV les plus répandues dans la production industrielle sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium.

Néanmoins, la demande en silicium excède actuellement l'offre, ce qui contribue au développement de technologies alternatives.

Dans le domaine de la recherche, les efforts actuels se concentrent sur le rendement des cellules photovoltaïques, ainsi que sur l'étude de nouveaux matériaux. Grâce à l'optimisation des produits et à la collaboration exemplaire entre la recherche, les fabricants et les artisans, la branche a atteint une qualité qui définit des normes au niveau international.

Les recherches actuellement menées sur la prochaine génération de cellules PV poursuivent essentiellement deux buts : l'amélioration du rapport prix/performance (réduction des coûts) et l'amélioration de l'efficacité des matériaux (hausse du rendement).

De nouvelles technologies photovoltaïques à couches minces (PVCM), qui semblent recueillir les suffrages de l'industrie, sont actuellement expérimentées en complément des technologies traditionnelles à base de silicium. Même si leur rendement est plus faible, elles utilisent un volume de matériau moins important pour une production d'électricité équivalente, et elles recèlent ainsi un potentiel de développement exploitable, notamment en ce qui concerne les cellules à couche mince au silicium et les semi-conducteurs CIGS (1). Les industriels estiment que les couches minces pourraient représenter de 20 à 30 % du marché mondial futur.

Le solaire thermique à concentration CSP (2) : au seuil de la commercialisation

Dans le domaine du solaire thermique à concentration (CSP), aussi appelé solaire thermique à haute température (HT), les entreprises et les instituts allemands occupent une position de leader à l'échelle internationale. Le soutien à la recherche apporté par le ministère fédéral de l'environnement (BMU) contribue au maintien et à la consolidation de cette avance technologique. A moyen terme, les centrales CSP devraient devenir compétitives avec les centrales thermiques conventionnelles dans les zones fortement ensoleillées.

Les entreprises allemandes produisent tous les composants essentiels nécessaires à la production d'électricité héliothermique et elles fournissent des prestations d'ingénierie pour la conception, la construction et l'exploitation de centrales thermiques solaires ; elles ont notamment acquis une expérience notable dans la technologie des concentrateurs cylindro-paraboliques, grâce à des projets dirigés par l'Allemagne (ou dans lesquels elle s'est impliquée), en particulier dans le Sud-ouest des Etats-Unis, en Afrique du Nord et en Espagne. Actuellement, différentes méthodes de stockage de chaleur sont testées outre-Rhin, ainsi que des méthodes efficaces de combinaison avec des centrales thermiques conventionnelles. Une tour solaire expérimentale a été construite à Jülich (au Sud-ouest de Düsseldorf), dont le récepteur solaire a été développé et breveté par le Centre de recherche aérospatiale allemand (DLR). La tour a été mise en phase d'essai pour une durée de six mois en janvier 2009, sa mise en service régulier est intervenue en août de cette année (elle sera suivie de deux ans de fonctionnement expérimental). A l'issue du projet, cette tour continuera à être exploitée pour la production d'électricité solaire. Au total, 1 000 MWh devraient être ainsi produits et injectés dans le réseau électrique, chaque année.

L'héliothermie à basse température : une croissance durable

Sur une surface exploitable totale de 2 300 km², environ 9,6 km² de surfaces collectrices étaient installés sur des toits allemands en 2007, ce qui représente une capacité globale du solaire thermique à basse température (BT) de 6 698 MW. L'énergie finale produite atteint 3,7 TWh. Elle a permis d'éviter l'émission de 857 000 tonnes de CO₂.

Le Gouvernement fédéral allemand encourage l'extension des surfaces de collecteurs par des mesures de soutien, qui ont généré un doublement de la surface totale installée au cours des cinq dernières années.

Le développement fulgurant des dernières années a assuré une croissance durable du chiffre d'affaires de la branche en Allemagne, qui a atteint 740 M€ en 2007. La réduction de moitié des frais de fabrication d'une installation héliothermique au cours des dix dernières années, accompagnée d'une énorme augmentation du degré d'efficacité, a également concouru au développement de la branche.

L'héliothermie trouve une large application dans les foyers privés, l'industrie et les bâtiments publics. Les collecteurs sont notamment utilisés dans les foyers privés, où ils constituent une composante fixe des installations de chauffage. Les collecteurs à tube vide peuvent représenter une solution alternative aux collecteurs usuels, grâce à un degré d'efficacité supérieur, associé à un poids réduit. Les solutions systèmes pour les installations solaires offrent une grande variété de choix allant du réchauffement de l'eau industrielle à la climatisation solaire, en passant par le chauffage de locaux. Les produits en verre et les couches d'absorbants déposés sur des tubes à vide sont deux exemples des produits qui ont porté l'industrie allemande aux premiers rangs mondiaux en matière d'héliothermie.

L'exploitation des espaces libres devrait entraîner une poursuite du développement technique des produits héliothermiques, notamment grâce à la combinaison de collecteurs et de réservoirs de chaleur : il est ainsi possible d'obtenir de grandes quantités de chaleur et de réaliser la liaison avec les bâtiments au moyen d'un réseau de chaleur de proximité.

UN CADRE POLITIQUE FAVORABLE

La loi de soutien aux énergies renouvelables EEG

Le développement très rapide des technologies PV en Allemagne est le fait d'une politique industrielle volontariste qui s'appuie sur un système de soutien simple et

(1) CIGS : couche mince poly-cristalline : cuivre, indium, gallium et sélénium.

(2) CSP : *Concentrating Solar Power*.

précurseur, dans le cadre de la loi EEG (3), qui, adoptée en 2000, a été revue en 2004, puis en 2008.

Celle-ci impose à l'opérateur de réseau le rachat obligatoire, à un tarif fixé et sur une durée de 20 ans, de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (EnR), dont le photovoltaïque. Les subventions accordées dans le cadre de l'EEG prennent en compte le montage, l'intégration en façade et l'installation sur des surfaces libres. La loi offre, en outre, des garanties en termes de planification, qui permettent des investissements se chiffrant en milliards d'euros.

Le tarif d'achat de l'électricité produite dépend de l'année de mise en fonction de l'installation, afin de tenir compte du progrès technologique et de la situation du marché. Ces tarifs sont réévalués tous les quatre ans.

Le tarif d'achat, en induisant un surcoût pour l'ensemble des consommateurs d'électricité, rentabilise l'installation de panneaux solaires. Pour l'ensemble des EnR, le surcoût total atteint 4,3 milliards d'euros par an, soit un centime d'euro par kWh. Hormis des prêts à taux réduits accordés par la Banque publique allemande pour la reconstruction (KfW), aucun autre dispositif d'aide à l'investissement, notamment de nature fiscale, n'est prévu.

Ce soutien public est allé de pair avec une concentration des unités de production dans les nouveaux *Länder*, des régions industriellement peu développées et se caractérisant par un fort taux de chômage, ce qui a contribué à l'effort général de reconstruction économique de l'ex-RDA. Cependant, la plupart des sous-traitants et des entreprises de gros dans le domaine PV sont implantés dans le sud de l'Allemagne, à proximité des zones de débouchés.

La loi sur la chaleur EEWärmeG

La loi sur la chaleur (adoptée en 2004, puis modifiée en 2008) rend également possible le soutien à l'utilisation thermique de l'énergie solaire. L'objectif de la loi sur la chaleur est la poursuite de l'augmentation de la proportion d'EnR intervenant dans la production de chaleur. Elle stipule qu'au plus tard en 2020, 14 % de la chaleur produite en Allemagne devra provenir des énergies renouvelables. Elle instaure notamment une obligation d'exploitation (les propriétaires de bâtiments construits récemment doivent exploiter les EnR pour l'approvisionnement en chaleur desdits bâtiments), un soutien financier (les moyens à disposition de l'utilisation des EnR s'élèveront jusqu'à 500 M€ par an) et un renforcement des réseaux de chauffage.

LES EFFORTS DE RECHERCHE DANS LE DOMAINE DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

Outre le système légal de soutien à la filière PV, la R&D dans ce secteur est subventionnée à hauteur de

plus de 70 M€ par an par l'Etat fédéral allemand. Le ministère fédéral de l'Environnement (BMU) y consacre notamment plus de 40 % de ses crédits de recherche. 241 brevets ont été déposés depuis 2004. L'investissement privé en R&D est estimé à environ 180 M€ par an. Cet effort soutenu de recherche permet aux constructeurs de diminuer le coût de l'énergie PV d'environ 20 % à chaque doublement du volume de la production du secteur.

Sur la période 1996-2005, les subventions attribuées à la recherche sur les EnR dans le cadre du 4^e programme de recherche se sont élevées à 536,8 M€, soit une moyenne annuelle d'environ 54 M€.

La Stratégie *High Tech* et le 5^e programme de recherche sur l'énergie

Le Gouvernement fédéral a lancé en 2006 un programme national en faveur de la recherche et de l'innovation, la Stratégie *High-tech*, qui doit permettre à l'Allemagne d'atteindre les objectifs de Lisbonne. Sur les 17 champs thématiques prioritaires, l'Energie représente le 2^e secteur le mieux doté. Dans le cadre de cette stratégie, les fonds du BMU consacrés à la R&D dans le domaine des EnR ont été rehaussés de 5 M€ par an jusqu'en 2009 (4). Jusqu'à 10 M€ supplémentaires par an sont prévus par le Gouvernement, dans le cadre de l'« initiative pour la protection climatique » (400 M€/an), financée par les recettes dégagées par la vente des permis d'émission de CO₂. Le budget du BMU destiné au financement public des activités de R&D dans les EnR a atteint 103 M€ en 2008 et 110 M€ en 2009 (voir le graphique 1).

Le ministère fédéral de l'Enseignement et de la Recherche (BMBF) a également renforcé en 2008 le budget consacré aux projets de recherche sur les EnR et l'efficacité énergétique. Le montant des financements sur projet passe ainsi à 125 M€ en 2008 (à comparer à 90 M€ en 2007 et à environ 60 M€ en 2006). Le budget total alloué à l'énergie s'élève ainsi à 325 M€ pour l'année 2008 (5). L'augmentation globale s'inscrit dans le cadre d'un nouveau concept intitulé « Recherche fondamentale Energie 2020+ », qui vise à renforcer les liens entre la recherche fondamentale et l'industrie.

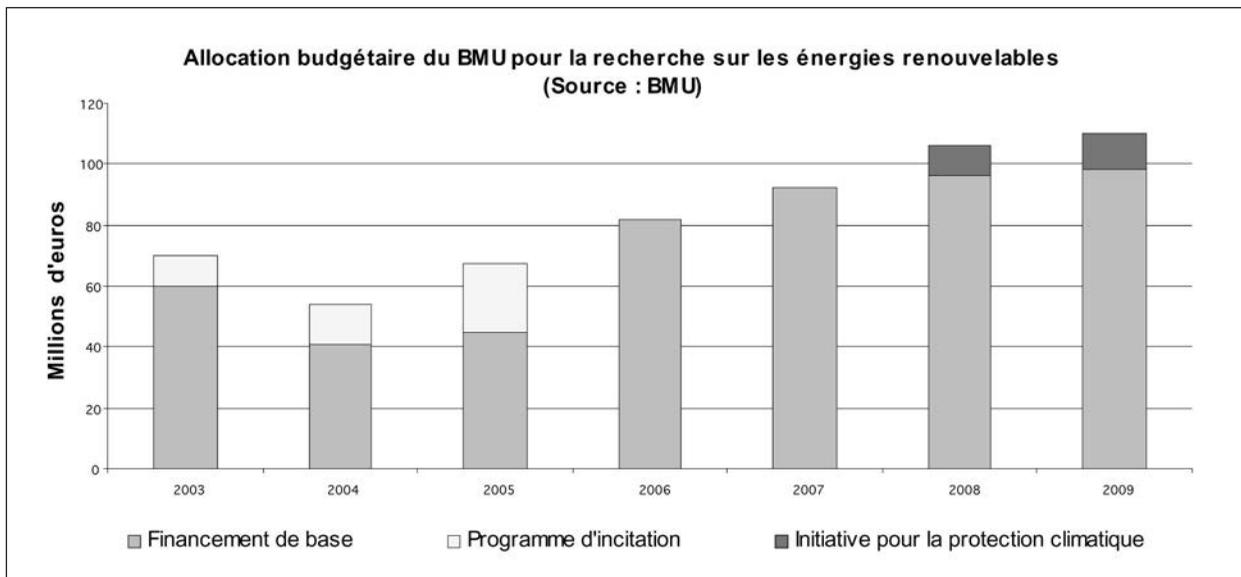
Une importante participation industrielle aux projets de recherche publique

En 2007, 55 % des fonds ont servi à financer des projets dans lesquels des entreprises étaient impliquées. La participation financière d'entreprises dans les projets de R&D sur les EnR a été retenue par le BMU comme un

(3) EEG : *Erneuerbare Energien Gesetz*.

(4) Fonds BMU : 83 M€ en 2006, 88 M€ en 2007 et 93 M€ en 2008.

(5) Le budget de base de la recherche sur l'énergie, qui bénéficie exclusivement aux centres de recherche Helmholtz, reste quant à lui inchangé en 2008, à hauteur de 200 millions d'euros par an.



Graphique 1.

critère important de sélection, car elle rend plus probable une future application industrielle des résultats de recherche obtenus.

Répartition du financement, par filière renouvelable

Voir le graphique 2.

LES ACTEURS PUBLICS DE LA RECHERCHE SOLAIRE EN ALLEMAGNE

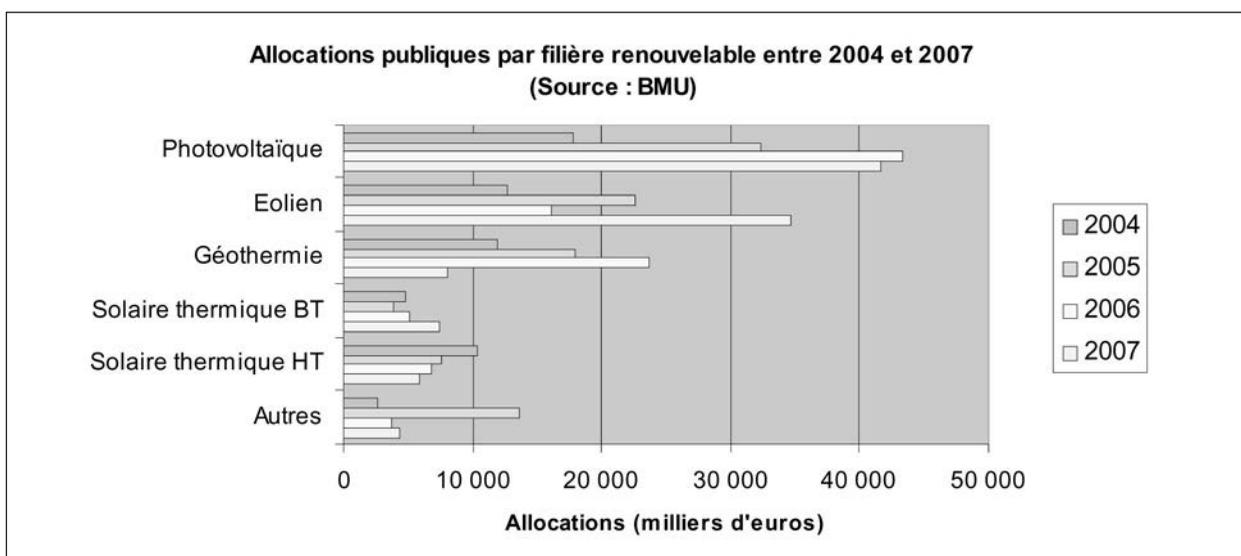
La recherche photovoltaïque est placée sous la responsabilité de deux ministères, le BMU (environnement) et le BMBF (recherche).

Parmi les grands organismes de recherche publics, on compte :

- le Centre Helmholtz de Berlin (HZB), qui se consacre aux cellules photovoltaïques à couches minces et aux matériaux semi-conducteurs ;
- l'Institut Fraunhofer ISE de Freiburg, qui s'attache davantage aux modules cristallins multi-jonctions ;
- et le Centre Helmholtz de Jülich (FZJ), qui concentre sa recherche sur les cellules à couche mince à base de silicium (amorphe ou microcristallin).

Des coopérations existent également dans le secteur PV avec les universités.

Dans le domaine du solaire à concentration, la recherche publique est prise en charge, en particulier, par le Centre allemand de recherche aérospatiale (DLR).



Graphique 2.

Le Centre de recherche Helmholtz de Berlin (HZB) en structure de la matière et énergie

La division « Énergie » du HZB se concentre sur la recherche fondamentale et sur le développement technologique de prototypes, en vue d'applications industrielles. Les recherches actuellement menées sur la prochaine génération de cellules photovoltaïques poursuivent essentiellement deux buts : la réduction des coûts et la hausse du rendement. Ces études concernent, d'une part, les aspects scientifiques et technologiques de la conception de différents types de cellules photovoltaïques à couches minces et de matériaux semi-conducteurs et, d'autre part, la recherche de nouvelles combinaisons de matériaux, à partir d'éléments usuels qui soient respectueux de l'environnement.

En coopération avec l'Université technique de Berlin (TU Berlin) et huit partenaires industriels, le HZB a inauguré récemment un Centre de compétences pour les technologies en couches minces et les nanotechnologies pour le photovoltaïque sur le site de Berlin-Adlershof. Le HZB emploie, au total, 1 100 collaborateurs, et dispose d'un budget annuel de plus de 100 M€ (chiffres 2008).

L'Institut Fraunhofer des systèmes énergétiques solaires (ISE) de Freiburg

L'ISE développe, en particulier, des systèmes, matériaux et procédés dans les domaines du silicium photovoltaïque, ainsi que des technologies PV alternatives :

- les cellules solaires multi-jonctions hautement performantes ;
- les systèmes PV à haute concentration (CPV).

L'Institut ISE possède des antennes, réparties sur le territoire allemand, qui se consacrent également au développement de cellules PV et de matériaux semi-conducteurs :

- le Centre de service et de laboratoire LSC, à Gelsenkirchen (Ouest) ;
- le Centre de photovoltaïque à partir de silicium CSP, à Halle/Saale (Est) ;
- le Centre technologique de matériaux semi-conducteurs THM, à Freiberg (Sud-est).

L'ISE, qui travaille depuis des années avec des clients et représentants de diverses branches et entreprises, est intégré dans un réseau de coopérations nationales et internationales. Il emploie 830 personnes et dispose d'un budget de près de 40 M€ (chiffres 2008).

Le Centre Helmholtz de recherche de Jülich (FZJ)

Au sein du FZJ, l'Institut pour la recherche énergétique (IEF) analyse des technologies modernes de transformation de l'énergie, afin de les développer et de les

améliorer, en vue d'un approvisionnement en énergie durable et sûr.

Le FZJ n'est pas seulement un très grand centre interdisciplinaire de recherche en Allemagne. Sa longue expérience en matière de participation à des réseaux et à des programmes nationaux et internationaux en fait également un maillon important de la recherche européenne.

Ainsi, le bureau de transfert de technologie du FZJ recense environ 2 700 partenariats en 30 ans, qu'il s'agisse de contrats industriels, services et coopérations en matière de R&D ou encore de licences de brevets, en particulier dans le domaine du photovoltaïque. Il travaille notamment avec le Laboratoire de recherche et d'applications en technique des plasmas (FAP) de Dresde (Est).

Les grands centres Helmholtz (HZB, FZJ, DLR...), et plus particulièrement celui de Jülich, ont également pour fonction de servir de point d'ancrage pour la participation allemande à des programmes internationaux. Des coopérations régulières sont menées avec près de 500 partenaires internationaux en Europe, aux USA, en Russie et en Chine. Le FZJ peut ainsi faire valoir de multiples participations à des projets européens, et plusieurs coordinations. Il emploie plus de 4 400 personnes et dispose d'un budget de 436 M€ (chiffres 2007) pour l'ensemble de ses domaines de recherche.

Le Centre allemand de recherche aérospatiale (DLR)

Le DLR n'est pas uniquement le centre de recherche allemand de référence dans les domaines de l'aéronautique et de l'espace, il a également développé depuis de nombreuses années des compétences dans le domaine des transports et de l'énergie.

A court terme, l'objectif du DLR dans le domaine énergétique est de mettre ses capacités de R&D à la disposition de l'industrie allemande, afin de favoriser et de garantir l'introduction des technologies solaires à concentration (CSP) sur le marché européen. La poursuite du développement de ces technologies doit viser à réduire les coûts de production de l'électricité solaire et à créer les conditions économiques favorables à une plus large commercialisation. A long terme, les systèmes thermo-solaires doivent contribuer à la production à faible coût de combustibles (hydrogène, par exemple). Ces objectifs font partie du programme de recherche sur l'énergie de la communauté Helmholtz.

Au sein du DLR, une unité de 90 employés développe et teste des composants pour des systèmes CSP, réalise des études de faisabilité technique et économique, et analyse des collecteurs et d'autres systèmes optiques et thermiques, pour le compte des ministères de tutelle et de l'industrie.

Ainsi, dans le cadre de l'étude européenne de faisabilité Désertec, concept visant à évaluer la sécurité de l'éner-

gie, de l'eau et du climat en EU-MENA (6), le DLR a réalisé plusieurs études (7) à partir de données satellites qui visent à analyser le potentiel des technologies CSP dans les pays du pourtour de la Méditerranée. Elles ont montré qu'en occupant moins de 0,3 % de la surface entièrement désertique de la région MENA, des centrales thermiques solaires pourraient produire assez d'électricité et d'eau douce pour satisfaire aux demandes actuelles et futures de l'EU-MENA. Ces études ont servi de base pour la définition des grandes lignes du projet, dont le lancement a été officialisé le 13 juillet 2009 à Munich.

LES PRINCIPAUX ACTEURS PRIVÉS DE L'INDUSTRIE SOLAIRE EN ALLEMAGNE

Les fournisseurs de matériaux PV

Parmi les principaux fournisseurs de matériaux PV, on compte l'entreprise Q-Cells, SolarWorld AG ou encore RWE Schott Solar GmbH :

- Q Cells : premier fabricant mondial de cellules PV (silicium mono- et poly-cristallin) ; 2 000 salariés ; chiffre d'affaires de 859 M€ ; production de 389,2 MWc (chiffres 2007) ;
- SolarWorld AG : silicium mono- et poly-cristallin ; 2 095 salariés ; chiffre d'affaires de 699 M€ ; production de 151,4 MWc (chiffres 2007) ;
- RWE Schott Solar GmbH : modules à silicium poly-cristallin et amorphe et modules à couche mince ; 1 400 collaborateurs ; chiffre d'affaires de 223 M€ ; production de 84 MWc (chiffres 2007).

Les exploitants

La plupart des exploitants allemands dans le domaine solaire sont des *start-up* ou des *spin-off* issues de centres de recherche, parmi lesquels on peut citer : Concentrix Solar, Sulfurcell, Azur Space, Inventux, Geosol, etc.

(6) Europe, Moyen-Orient (*Middle-East*) et Afrique du Nord (*North Africa*).

CONCLUSION

L'Allemagne est considérée comme le marché photovoltaïque le plus attractif au monde. Ces dernières années, l'acceptation de la société et du milieu politique, ainsi qu'un cadre législatif favorable, ont permis une augmentation constante de la capacité photovoltaïque installée en Allemagne. Les entreprises ont tiré profit de ces conditions pour réaliser des investissements importants, en particulier dans l'élargissement des capacités de production. 75 entreprises sont actuellement en activité dans ce secteur en Allemagne.

Parmi les énergies renouvelables, le solaire PV est davantage considéré comme une source à moyen terme que comme une source à court terme. La tendance anticipée par l'Association allemande de l'industrie solaire (BSW), à l'horizon 2020, est une couverture de 7 % de la consommation allemande d'électricité par le PV. Cette anticipation s'appuie sur la perspective d'une parité réseau entre 2012 et 2016, selon les installations, tant du fait de l'augmentation du prix de l'électricité que du progrès technologique.

À court terme, l'industrie PV connaît néanmoins une crise conjoncturelle aux raisons multiples (surcapacité de production, baisse des aides publiques, rationnement du crédit et conjoncture générale). À moyen terme, le renforcement de la concurrence internationale (notamment asiatique) et le manque potentiel de personnels suffisamment qualifiés (ingénieurs) risquent, en outre, de limiter la croissance du secteur.

Afin de garantir la sécurité des investissements, il est néanmoins nécessaire de mettre en place des cadres réglementaires tarifaires nationaux pour la production d'électricité thermo-solaire. C'est seulement par ce biais qu'il sera possible de réaliser rapidement et durablement le potentiel de croissance des centrales thermodynamiques et le potentiel de réduction des coûts, *via* le développement technologique. Enfin, la création de mécanismes tels que le commerce des certificats d'émission de gaz à effet de serre est également essentielle, aux yeux des industriels, pour encourager les investissements.

(7) TRANS-CSP en 2005, MED-CSP en 2006 et AQUA-CSP en 2007.

Ce qui est possible en Allemagne pourrait également devenir un succès en France : le développement de Q-Cells, premier producteur mondial de cellules solaires

LES DÉVELOPPEMENTS À L'ÉTRANGER

Lorsque l'on s'intéresse, au niveau international, à l'approvisionnement énergétique à moyen et long terme, l'on constate que les grands pays industriels sont désormais d'accord sur un point essentiel : il leur est impossible d'échapper à brève échéance à la réorientation de leurs systèmes de production énergétique, c'est-à-dire à une transition, des énergies fossiles vers des sources énergétiques renouvelables. Cela, non seulement parce que les énergies fossiles vont s'amenuiser plus ou moins rapidement, mais aussi parce que le phénomène du changement climatique s'accélère. Depuis le tout récent sommet du G8, à l'Aquila, en Italie, nous savons que les États-Unis et la Chine se sont, eux aussi, totalement ralliés à cette constatation.

par **Markus WIESER** et **Frank STRÜMPFEL***

* Entreprise Q-Cells.

Depuis le début des années quatre-vingt-dix déjà, ce phénomène mondial a un impact d'une ampleur variable sur le développement industriel, principalement en Europe, en Asie et aux États-Unis. En Allemagne notamment, on a enregistré un grand nombre de créations d'entreprises nationales et d'implantations d'entreprises étrangères dans le domaine des énergies renouvelables. Aujourd'hui, les entreprises établies en Allemagne comptent parmi les leaders mondiaux dans les secteurs de l'énergie renouvelable (énergie éolienne, énergie solaire et énergie produite à partir de la biomasse).

Quels facteurs sont à la base de cette évolution et quel rôle la France pourrait-elle jouer ?

Soyons clairs : une croissance industrielle telle qu'elle a pu être observée dans le secteur du photovoltaïque, par exemple en Allemagne, au Japon, en Chine et à Taiwan, ne doit plus être escomptée (tout du moins, pas dans un avenir proche). Ces pays profitent du fait qu'ils ont encouragé, dès le début des années quatre-vingt, des industries pionnières qui bénéficient aujourd'hui d'atouts décisifs de par leur taille (économies d'échelle) et leur savoir-faire technologique. Par ailleurs, on assistera sans doute, à court terme, à une consolidation du secteur photovoltaïque, ce qui donnera sérieusement du fil à retordre à de nombreuses entreprises de petite taille dotées de faibles moyens financiers.

C'est néanmoins aujourd'hui que sont posés les jalons de la prochaine phase du développement de l'industrie du photovoltaïque. C'est aujourd'hui que se décide dans quels secteurs les technologies de la prochaine génération se développeront dans l'avenir, et aussi dans quels secteurs le savoir-faire nécessaire à l'industrie des services, qui revêt une importance croissante dans la branche, sera implanté. Le coup d'envoi de la compétition a déjà été donné ; on ignore toutefois encore quels sont les pays d'Europe, d'Asie ou d'Amérique qui mèneront la course en tête.

En Allemagne, c'est un faisceau de facteurs bien déterminé, qui a permis la croissance de l'industrie solaire :

- un degré de sécurité élevé pour les investisseurs privés et institutionnels, découlant d'une importante rentabilité à long terme des investissements planifiables ;
- des crédits incitatifs pour les investisseurs, accordés par des banques d'État ;
- des obstacles bureaucratiques réduits, pour les particuliers et les investisseurs institutionnels ;
- des aides à l'investissement et des subventions régionales encourageant l'implantation des entreprises.

Une brève rétrospective du développement de Q-Cells SE, qui est aujourd'hui le premier producteur mondial de cellules solaires, illustre la manière dont ces facteurs ont contribué à cette évolution industrielle : Q-Cells, fondée en 1999 par quatre entrepreneurs visionnaires, a produit, durant l'été 2001, sa première cellule solaire cristalline sur le site de Thalheim, dans le Land de Saxe-Anhalt. Ce fut le noyau de l'actuelle Solar Valley, laquelle regroupe, outre Q-Cells, ses filiales travaillant dans le domaine des technologies des « couches

minces », ainsi que la coentreprise germano-américano-norvégienne Sovello, soit, au total, près de 4 000 emplois et une capacité de production nettement supérieure à un gigawatt. Outre les lignes de production du site surnommé *Solar Valley Thalheim*, Q-Cells exploite également un centre de production en Malaisie. L'objectif central de ses activités de production est d'obtenir une baisse rapide et sensible des coûts. Pour y parvenir, le chemin passe par le progrès technologique et par les économies d'échelle classiques. Dans le centre de recherche de la société, plus de 250 scientifiques travaillent au développement de nouvelles générations de cellules, ainsi que sur les technologies des « couches minces ». L'objectif est la *grid parity* (ou « parité réseau »), c'est-à-dire le moment où le prix de revient de l'électricité issue du module solaire aura atteint le niveau du prix de revient de l'électricité produite de manière conventionnelle. Sur certains marchés, en Italie notamment, les experts estiment atteindre cette parité dès 2010, et même l'Allemagne, pourtant moins ensoleillée que l'Italie, devrait y parvenir vers 2014.

Avec la création en 2007 de Q-Cells International (une filiale spécialisée dans le développement de grands parcs solaires), Q-Cells s'est établie avec succès sur un des plus importants segments de marché sur le long terme. Pour l'année en cours, Q-Cells International prévoit la mise en œuvre de projets représentant un volume de plus de 150 MWc (mégawatts crêtes). Sur le seul territoire français, l'entreprise compte sur un volume de projets de 30 MWc.

Que signifie tout cela, pour le marché français de l'énergie solaire ? Si l'on se réfère uniquement aux capacités qui y sont installées, l'ère solaire ne fait que commencer en France : jusqu'à l'année 2008 incluse, la capacité des parcs photovoltaïques (dont la moitié a été installée l'année passée) y atteignait 91 MWc (à titre de comparaison, l'Allemagne, moins ensoleillée, dispose d'une capacité totale de plus de 5 000 MWc).

En France, les fondations de cette activité ont été jetées dès 2006 : avec un tarif d'injection attractif – 0,602 euro/kWh pour les applications PV intégrées au bâti, 0,328 euro/kWh pour les centrales solaires et les installations sur toiture dans l'Hexagone et 0,437 euro/kWh pour les centrales solaires et les installations sur toiture en Corse et dans les DOM/TOM – sans oublier son rayonnement solaire nettement plus élevé qu'en Allemagne, la France est potentiellement un marché extrêmement lucratif pour le photovoltaïque. A moyen terme, un marché français de l'ordre du gigawatt (comme pour son voisin allemand) est parfaitement réaliste.

Mais l'examen de la situation actuelle du marché français fait apparaître que certains obstacles doivent encore être surmontés. Ainsi, souvent, l'on entend dire, par des experts français et étrangers, que le segment des installations sur toiture, de loin au tout premier rang en Allemagne, ne bénéficie pas en France de conditions incitatives suffisamment attrayantes, et qu'il avait été

condamné jusqu'à ce jour à rester dans l'ombre. Même si l'avenir sera vraisemblablement dominé par de grands projets (de l'ordre du mégawatt), les installations sur des toits d'habitations jouent un rôle décisif, en premier lieu, afin de familiariser la population avec cette technologie.

En outre, selon un sondage d'opinion commandité par le prestataire de services allemand EuPD, les obstacles bureaucratiques ralentissent le marché français. Les hésitations en ce qui concerne le branchement au réseau des installations photovoltaïques revêtent notamment une importance centrale. Or, la question du branchement au réseau est essentielle, car, par le passé, elle avait servi de prétexte aux entreprises d'approvisionnement en énergie en place pour freiner le développement de projets dans le secteur du photovoltaïque.

Bien que les objectifs aient été clairement définis en France (le Grenelle de l'Environnement fixe une puissance photovoltaïque de plus de 5,4 GWc à l'horizon 2020), les progrès dans ce secteur sont encore à la traîne.

De l'avis de Q-Cells SE, leader mondial de la fabrication de cellules solaires, le potentiel du marché français réside en particulier dans le secteur local des métiers de

l'installation et dans le développement de grands parcs photovoltaïques d'une puissance de plusieurs mégawatts.

A titre de comparaison : sur les quelques 8 milliards d'euros générés en Allemagne, sur la seule année 2008, par les 70 000 employés (environ) des entreprises du secteur de l'électricité photovoltaïque, une part importante de la création de valeur a été le fait des métiers de l'installation et des étapes de création de valeurs généralement ancrées sur le marché cible. Cela, sur un marché mondial du photovoltaïque, qui, de l'avis unanime des experts, n'en est encore qu'aux premiers stades de son développement et recèle un énorme potentiel de croissance.

En France aussi, plus rien ne s'oppose à cette évolution, pour peu que les obstacles bureaucratiques soient levés et que le monde politique et le secteur industriel mettent en œuvre, avec toute la détermination requise, la réorientation de son approvisionnement énergétique. Dans le contexte actuel du bouleversement climatique et du recul des ressources fossiles, la question n'est pas de savoir si les États de notre planète sont prêts (ou non) à franchir ce pas, mais bien de connaître lesquels d'entre eux sauront le faire, et en profiter durablement.

En Espagne, les énergies renouvelables ont-elles toujours le vent (et le soleil) en poupe ?

Fortement dépendante en énergie et mauvaise élève de Kyoto, l'Espagne s'est engagée dans le développement des énergies renouvelables, en particulier éolienne et solaire. Du point de vue de l'industrie et de l'innovation, ce pays a des atouts en la matière, et compte à long terme en faire un élément de compétitivité à l'échelle internationale.

par **Thomas VIAL*** et **Guy MOLÉNAT****

L'Espagne vit une apparente contradiction : c'est l'un des pays européens qui s'éloigne le plus des objectifs fixés par le protocole de Kyoto et c'est, en même temps, un pays souvent cité en exemple, y compris par le Président Barack Obama (1), pour son succès dans le développement accéléré des énergies renouvelables.

BILAN ÉNERGÉTIQUE : LA PART CROISSANTE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Fortement dépendante en énergie (en 2008, près de 80 % de ses approvisionnements énergétiques provenaient de l'étranger contre 50 % de moyenne pour l'UE) et mauvaise élève par rapport aux objectifs de Kyoto (+42 % d'émissions de gaz à effet de serre en 2008 par rapport au niveau constaté en 1990, l'année de référence, soit une progression bien supérieure aux 15 % maximum accordés sur la moyenne de la période 2008-2012), l'Espagne a fait le choix de promouvoir les

énergies renouvelables : en premier lieu, l'énergie éolienne, puis l'énergie solaire. Selon le bilan 2008 présenté en avril dernier par *El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* (IDAE, l'équivalent de l'Ademe en France), les énergies renouvelables (ENR) ont représenté, en 2008, 7,6 % de l'énergie primaire, soit 0,6 point de plus qu'en 2007. Pour ce qui est de la production d'électricité, la part nette des énergies renouvelables a atteint 20,5 %, dont 12 % pour l'éolien, le solaire étant encore marginal (respectivement 0,2 % et 0,003 % en 2007, pour le solaire photovoltaïque et le solaire thermoélectrique), malgré un taux de croissance à trois chiffres (+ 400 % en 2008). S'agissant

* Attaché commercial, Chef de pôle, Mission économique – Ubifrance (5), Ambassade de France en Espagne, thomas.vial@ubifrance.fr

** Attaché scientifique, Service pour la Science et la Technologie, Ambassade de France en Espagne, service.scientifique@sst-bcn.com

(1) Les Etats-Unis et l'Espagne ont annoncé la création d'un groupe de travail permanent, instance de représentation des deux gouvernements, dans l'optique d'échanges d'informations en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

de l'électricité sous *régimen especial* (2), 81 % de celle-ci était, en 2008, d'origine éolienne, la mini-hydraulique fournissant, quant à elle, 11,8 %, la biomasse et le solaire représentant respectivement 6 % et 1,3 %.

En termes de puissance installée, l'éolien représentait 16 549 MW (42 % du total des énergies renouvelables, +13 % par rapport à 2007), soit 14 % de la puissance mondiale (l'Espagne occupant le deuxième rang européen). Le solaire photovoltaïque atteignait, quant à lui, 2 973 MW, soit quatre fois plus qu'en 2007, le solaire thermoélectrique offrant, pour sa part, un très modeste 61 MW, soit tout de même 50 MW de plus que l'année précédente (premier rang européen). En ce qui concerne le solaire thermique, près de 1,6 million de mètres carrés de collecteurs avaient été installés fin 2008 (voir le tableau 1).

Pour respecter les objectifs en matière d'énergie primaire fixés à l'horizon 2020 à l'échelle européenne, les ENR devraient représenter (selon les premières évaluations du ministère espagnol de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce) 40 % de la production électrique, 6 % des utilisations thermiques et 10 % des ressources énergétiques liées au transport (biocarburants).

POUVOIRS PUBLICS : UN RÔLE MOTEUR

Depuis 1997, les autorités espagnoles ont dessiné à travers différents plans, les contours d'une politique très dynamique de développement des ENR. Un Plan de développement des énergies renouvelables (PER) sur la période 1999-2010, élaboré par l'IDAE, a fixé des objectifs ambitieux en s'appuyant sur des mécanismes de promotion des ENR, essentiellement financiers : subvention à la production et primes à la vente lorsque les producteurs optent pour le marché libéralisé et vendent leur électricité à la bourse espagnole de l'électricité, OMEL. En parallèle, le Gouvernement espagnol a entrepris, depuis 2005, une politique de promotion de l'efficacité énergétique. M. Miguel Sébastian, ministre de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce, a récemment souligné que les efforts réalisés depuis quatre ans

Nucléaire	17,7
Gaz naturel	31,7
Pétrole	6,4
Charbon	24,1
ENR (***)	20,1
(***) Ce pourcentage des ENR se décline de la manière suivante : hydraulique (9,7), éolien (8,8), biomasse et résidus (1,4) et solaire photovoltaïque (0,2).	

Tableau 1 : Utilisation (en %) des différentes énergies dans la production d'électricité en 2007 (source : ministère espagnol de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce).

en matière d'économies d'énergie portent leurs fruits : sur cette période, l'augmentation de la consommation d'énergie finale a été moins importante que la croissance du PIB espagnol. En 2008, l'intensité énergétique primaire a été de 175,8 tep pour chaque million d'euros de PIB produit, ce qui représente une diminution de 4,6 % par rapport à 2007. Depuis 2005, année où la tendance s'est inversée, la réduction accumulée est de l'ordre de 11,9 %. Pour Madrid, il s'agit d'un signe clair d'amélioration de la compétitivité du système de production énergétique espagnol.

D'aucuns estiment que ce succès est avant tout dû aux aides financières constantes, fortement inspirées du modèle allemand, apportées au secteur éolien, qui absorbe à lui seul 90 % des primes. De façon générale, le financement des énergies nouvelles ne fait pas l'unanimité : outre le fait qu'il a donné lieu à une spéculation (les banques proposant à leurs clients de nouveaux produits financiers intégrant des investissements en parcs solaires ou éoliens), la plupart des énergéticiens considèrent, par exemple, qu'ils paient deux fois ces énergies : une première fois, sous la forme des aides octroyées et, une deuxième fois, par la nécessité de développer un système de production reposant sur l'utilisation du gaz naturel (dont le prix est relativement volatile) pour compenser les inévitables creux de production des énergies renouvelables. Le gestionnaire de réseau de transport électrique, *Red Electrica de España*, a des difficultés à gérer ces instabilités, mais les progrès réalisés dans la maîtrise des réseaux électriques devraient constituer, à terme, un point fort du savoir-faire espagnol.

Si aujourd'hui l'ensemble des opérateurs s'accorde à considérer que le bouquet énergétique espagnol est relativement bien équilibré, certains d'entre eux estiment cependant que l'abandon progressif du nucléaire et la montée en puissance de l'éolien devraient compliquer la stabilité de la production en énergie électrique d'ici 2012-2014, et davantage encore, à plus long terme (2030). Dans ce contexte, le renforcement de l'interconnexion électrique franco-espagnole, par la construction à venir d'une ligne transpyrénéenne THT, devrait remédier pour partie à ces risques d'instabilité, en permettant à l'Espagne d'accéder à davantage d'électricité française (dans la limite, bien sûr, de la disponibilité de cette dernière).

Cette fragilité dans la sécurité des approvisionnements, liée aux effets d'insularité qui affectent le système électrique ibérique, a conduit les autorités espagnoles à développer une politique de capacité de production autonome. Ces efforts ont permis à l'Espagne d'afficher, en 2008, un bilan globalement exportateur d'électricité (avec un solde de 11 200 GWh) et d'aider ponc-

(2) Le régime spécial, dérogatoire du régime ordinaire (production des centrales « classiques » : grand hydraulique, nucléaire, thermique), s'applique aux producteurs d'énergies renouvelables ou de cogénération. Ils reçoivent des primes à la vente, qu'ils peuvent percevoir du *pool* (OMEL, bourse espagnole d'électricité, équivalent de Powernext mais à caractère obligatoire) ou directement des « commercialiseurs ».

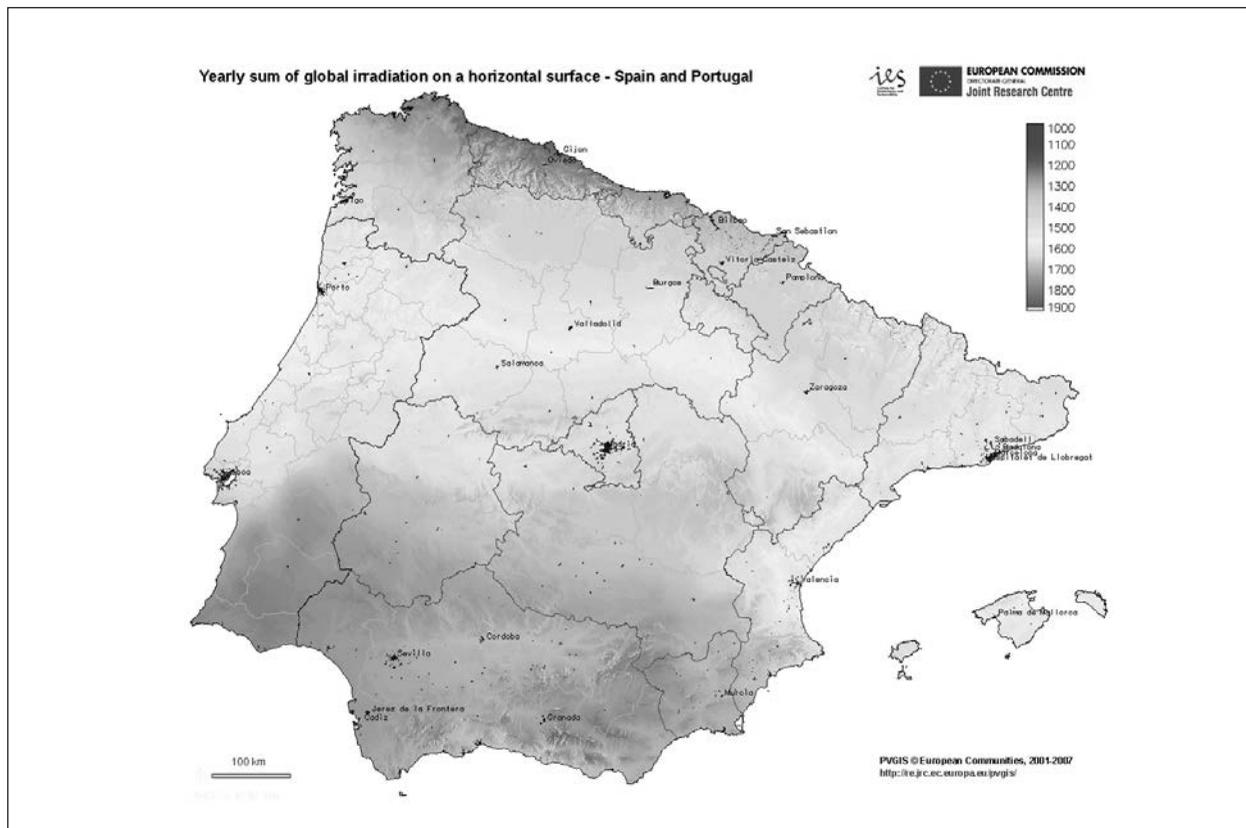


Figure 1 : Carte de l'ensoleillement annuel de la péninsule ibérique : radiation en kWh/m² (d'un minimum de 1 000 à un maximum 1 900 kWh/m²) ; PVGIS © European Communities, 2001-2007 (4).

tuellement le système français à faire face à ses besoins dans des moments critiques, comme la canicule de 2006 ou la tempête de 2008. L'Espagne et la France ont dans ce domaine des intérêts communs, qui justifient qu'elles abordent ensemble, au niveau européen, la problématique de la sécurité de leur approvisionnement énergétique.

UN SECTEUR INDUSTRIEL DE PREMIER PLAN

Lors de l'inauguration du salon *Wind Power* de Chicago (en mai 2008), le ministre espagnol de l'Industrie a souligné le rôle essentiel des énergies renouvelables dans l'économie espagnole, à l'origine, selon ses propos, de plus de 175 000 emplois nouveaux, avec des entreprises espagnoles fabriquant de l'électricité d'origine éolienne, solaire ou biomasse dans plus de soixante-dix pays, pour une puissance installée de 8 500 MW.

Le secteur éolien représente (d'après l'IDAE) 37 730 emplois dans 700 entreprises présentes dans 25 pays, 174 millions d'euros investis en R&D, le tout pour une contribution de 2 milliards d'euros au PIB du pays (3). Quant au solaire, tant photovoltaïque (l'Espagne assure 7 % de la production mondiale de générateurs) que thermoélectrique (avec ses multinationales leaders mondiales : Abengoa, Gamesa, Iberdrola Renovables, Acciona Energía...) et thermique, il représente, lui

aussi, avec un chiffre d'affaires de 260 millions d'euros et plus de 10 000 emplois directs et indirects, les prémises d'une filière industrielle en pointe à l'échelle internationale.

L'ÉNERGIE SOLAIRE : UN SECTEUR TRÈS DYNAMIQUE, MAIS D'UNE RENTABILITÉ INDUSTRIELLE ENCORE FAIBLE

L'ensoleillement du pays, spécialement dans ses régions méridionales, comme l'Estrémadure ou l'Andalousie (voir la figure 1), est un atout évident, que l'Espagne partage avec l'ensemble des pays du pourtour méditerranéen.

De par son dynamisme, le secteur du thermo-solaire devrait prendre le relais du succès du photovoltaïque

Des seize centrales thermo-solaires déjà opérationnelles ou en construction, huit se trouvent en Andalousie, sept en Estrémadure et une en Castille-la-

(3) L'ensemble des entreprises espagnoles placées sur ces créneaux peuvent être recherchées par mots-clés sur le site de l'IDAE (<http://www.idae.es/>).

(4) Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., 2007. Solar Energy, 81, 1295-1305, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Manche. La tour solaire thermique PS 10 (11 MW), la première d'Europe, a été construite en 2007 par Abengoa dans la région de Séville ; une deuxième, la PS 20, est en cours de construction à proximité de la première. Près de Grenade, Andasol 1, la première centrale thermique espagnole à collecteurs cylindro-paraboliques, a été connectée au réseau en décembre dernier (voir la figure 2). Andasol 1, d'un coût d'environ 260 millions d'euros, réalisée par l'entreprise espagnole Cobra et par la compagnie allemande Solar Millennium, s'étend sur une surface de 51 hectares. Compte tenu des 3 644 heures de fonctionnement à plein régime espérées, la puissance de la centrale (50 MW) devrait permettre de générer 182 GWh d'énergie électrique par an.

PS 10, Andasol 1 et les quatorze autres centrales qui les rejoindront dans les mois à venir, devraient permettre d'atteindre une capacité installée globale de 800 MW, dépassant les 500 MW programmés par le PER 2005-2010. Selon M. Carlos Muñoz, président de la section solaire thermoélectrique de la *Asociación de Productores de Energías Renovables*, les demandes d'autorisation, en cours, des différents projets ne représenteraient pas moins de... 14 GW ! Il est clair qu'il y a un véritable effet d'aubaine : en ces temps de crise, où le secteur de l'immobilier (moteur de l'économie espagnole, avec le

tourisme) s'est effondré, miser sur la prime gouvernementale de 27 centimes le kWh est alléchant, pour des investisseurs disposant de capacités financières. Les 14 GW ne verront sans doute pas le jour, mais ce chiffre témoigne de l'engouement actuel pour les ENR – le risque spéculatif n'étant cependant pas à écarter. M. Carlos Muñoz table plutôt sur 9,5 GW installés à l'horizon 2020.

En ce qui concerne la R&D, l'Espagne est en pointe, grâce notamment à la *Plataforma Solar de Almería* (PSA) du CIEMAT (*Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas*), présentée comme le plus grand centre de recherches européen en la matière (120 personnes, pour un budget hors salaires de 10 millions d'euros). Cette plateforme fait partie de SolLab, le laboratoire européen associé d'énergie solaire, auquel participe le laboratoire PROMES-CNRS d'Odeillo, près de Font-Romeu (Pyrénées-Orientales). A son programme de recherches figurent notamment les axes d'innovation fixés par le PER 2005-2010, à savoir :

- le développement de nouveaux collecteurs cylindro-paraboliques ;
- la génération de vapeur directement dans les tubes d'absorption du rayonnement solaire ;
- le développement des concentrateurs paraboliques.



Figure 2 : Centrale Andasol 1, ©Solar Millennium AG.

Le secteur photovoltaïque : après l'euphorie, le dégrèvement

Des 693 MW installés fin 2007, on est passé fin 2008 à 2 973 MW (soit 2 280 MW de plus), selon la *Comisión Nacional de Energía* (CNE – l'autorité de régulation du marché de l'énergie, l'équivalent espagnol de la CRE, en France), alors que le Gouvernement espagnol avait planifié une augmentation de... 371 MW ! Avec de tels chiffres, il ne fait pas de doute, pour l'*Asociación de la Industria Fotovoltaica* (ASIF), que l'Espagne occupe désormais la première place mondiale en termes de puissance installée, devant l'Allemagne (qui n'a installé, en 2008, « que » 1 350 MW). A l'origine d'un tel emballement, les subventions très attractives du Gouvernement, *via*, en particulier, le rachat systématique de l'électricité produite : les 46 730 installations comptabilisées par la CNE en fin d'année dernière ont reçu 791 millions d'euros de primes.

Devant un tel effet d'aubaine, le Gouvernement a donc substitué au décret élaboré en 2007 un nouveau texte, paru en 2008, qui réduit sensiblement les montants de primes alloués (réduction de 42 euros par MW à 32 euros, pour les installations au sol, et fixation à 34 euros pour les installations sur toit) et il a décidé de fixer (au grand dam du secteur) un maximum de 500 MW à installer au titre de l'année 2009. Le coup de frein escompté par Madrid a bien eu lieu : entre octobre et décembre 2008, seulement 8 MW ont été installés, selon la CNE. Ce tournant des politiques publiques a « déprimé » cette industrie, même si de nombreux acteurs reconnaissent qu'il était grand temps de « mettre de l'ordre » dans ce secteur.

Il n'en reste pas moins que de grandes installations ont vu le jour, qui peuvent servir de modèles. La station solaire SPEX (inaugurée en octobre 2008), d'une capacité de 30 MW, est la plus grande station photovoltaïque du monde à être dotée d'un dispositif de suivi de la trajectoire solaire. Cette station de 195 hectares, située en Estrémadure, représente un investissement de près de 250 millions d'euros. Selon les estimations, cette station produira 63 GWh par an. 2008 a également vu la mise en place de la plus grande installation photovoltaïque sur toit : à Figueruelas, près de Saragosse, le toit de l'usine General Motors est désormais surmonté de 85 000 modules solaires, pour une surface totale de 183 000 m². Ce projet, développé par Veolia Environnement, Clairvoyant Energy et le gouvernement de la Communauté autonome d'Aragon, a nécessité 50 millions d'euros d'investissement.

Au point de vue de la R&D, trois axes de développement sont proposés dans le PER 2005-2010 :

- assurer l'approvisionnement en silicium et développer le savoir-faire en matière de fabrication des cellules ;
- développer des systèmes à concentration (lentilles de Fresnel, notamment) ;
- étudier l'intégration du photovoltaïque au bâti.

Parmi les projets qui y contribuent, évoquons *Consolider HOPE* (*Hybrid Optoelectronic and*

Photovoltaic devices for renewable Energy). Celui-ci regroupe douze universités et centres de recherche autour de thèmes, tels que les diodes organiques luminescentes ou les cellules de Grätzel, et il est doté d'un financement de quatre millions d'euros sur la période 2007-2012, de la part du *Ministerio de Ciencia y Innovación* (MICINN). Par ailleurs, un accord, signé le 3 décembre 2008, entre le CDTI, le *Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial* (dont l'équivalent en France est Oséo) et son homologue japonais (le NEDO), qui vise à développer des projets de R&D, notamment dans le domaine du solaire (photovoltaïque et thermique), va contribuer, lui aussi, à ces efforts d'innovation.

L'ÉOLIEN : UNE ÉNERGIE DE PLUS EN PLUS RENTABLE

Information encore trop méconnue : l'Espagne se présente comme le premier investisseur étranger dans l'éolien aux Etats-Unis et le troisième producteur au monde d'énergie éolienne (derrière l'Allemagne et les Etats-Unis).

Jeudi 5 mars 2009, 11h09 : un nouveau pic record de puissance électrique instantanée d'origine éolienne a été atteint, avec 11 203 MW. A cet instant précis, l'éolien représenta 29,5 % de l'électricité produite en Espagne. Au-delà de l'anecdote, l'éolien est bel et bien le principal atout compétitif dont dispose l'Espagne pour projeter son industrie des énergies renouvelables à l'international.

S'agissant de la R&D, les efforts réalisés sont importants ; ils sont supportés à la fois par le secteur privé et par le secteur public. Ainsi, en septembre 2008, le Roi et la Reine d'Espagne ont inauguré à Sangüesa (en Navarre) le LEA, *Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores* (Laboratoire d'Essais d'Aérogénérateurs) du *Centro Nacional de Energías Renovables* (le CENER : Centre National des Energies Renouvelables). Le LEA correspond à un investissement de 50 millions d'euros du Gouvernement central espagnol, du gouvernement de Navarre, du CIEMAT et du CENER, pour un parc de 30 000 m² et 60 chercheurs. Un des atouts de ce laboratoire, par rapport à ses concurrents étrangers, est la possibilité de réaliser des essais sur des éoliennes d'une puissance pouvant atteindre les 5 MW.

Ce laboratoire travaille notamment sur les axes d'innovation définis par le PER 2005-2010, à savoir :

- les systèmes avancés de contrôle de la qualité de l'énergie introduite dans le réseau ;
- le développement d'aérogénérateurs de haute puissance ;
- l'adaptation d'aérogénérateurs de haute puissance à des implantations *off-shore* ;
- l'implantation de parcs éoliens marins de démonstration.



Figure 3 : Eolienne horizontale installée sur le toit d'Indesmedia EOL. ©Indesmedia EOL.

Sur ces deux derniers points, précisément, beaucoup d'espoirs sont placés dans l'éolien en eaux profondes. Les énormes efforts en R&D nécessaires en la matière sont aussi soutenus par le projet Eolia (2007-2011), porté par l'entreprise *Acciona Energia* et auquel participent 50 autres entreprises. Ce projet est d'un montant de 33,7 millions d'euros, apportés, à parts égales, par les entreprises et le CDTI. Il existe plus de 30 projets de parcs éoliens marins au large des côtes de Galice, de Catalogne et d'Andalousie, pour une puissance totale de 2,8 GW. Quatre entreprises espagnoles sont à l'origine de ces projets : *Acciona Energia*, *Capital Energy*, *Iberdrola* et *Enarfin*. *L'Estudio Estratégico Ambiental*, une étude environnementale préalable, qui constituait une première condition indispensable, vient de paraître. Cette étude définit les lieux possibles d'implantation : les projets vont donc pouvoir démarrer. Pour en revenir à l'éolien terrestre, mentionnons l'aérogénérateur ECO-100, développé par l'entreprise espagnole *Ecotecnia* (devenue filiale d'*Alstom*), installée au sud de Tarragone depuis l'été dernier. Dessinée à Barcelone, cette éolienne d'une hauteur de 145 m atteint une puissance de 3 MW. Seul un prototype, en phase d'essai à Barrax (Castille-la-Manche) pour un futur fonctionnement en mer, la surpasse, avec ses 3,6

MW de puissance. L'Espagne est en passe d'égaliser la technologie danoise (le Danemark étant le premier constructeur d'éoliennes au monde), avec la construction à Saragosse (en 2009), par la société *Gamesa*, d'une éolienne nommée G10, haute de 120 m et d'une puissance de 4,5 MW.

D'autres projets à plus petite échelle ont vu le jour récemment, comme, par exemple, celui d'une éolienne horizontale (voir la figure 3), spécialement intéressante en milieu urbain, développée par l'entreprise *Indesmedia EOL* (Santander, Cantabrie).

L'Espagne prévoit d'atteindre en 2020 une puissance éolienne de 25,52 GW, soit environ 10 % de la puissance éolienne européenne totale. Y arrivera-t-elle ? En tous les cas, comme le montrent les réalisations et les projets qui viennent d'être brièvement évoqués, elle s'en donne les moyens.

Ces succès en matière d'énergies solaire et éolienne ont montré la capacité de l'industrie espagnole à développer, sous l'impulsion de l'Etat et en une décennie seulement, des filières en passe de devenir compétitives à l'échelle internationale, au moment où le changement climatique devrait avoir des répercussions sur les modèles de production et ouvrir de nouveaux marchés. Dans cette perspective, de grands projets (comme le Plan Solaire Méditerranéen ou les initiatives publiques européennes à venir, prises dans la cadre du paquet « Energie Climat ») devraient aiguïser les appétits des acteurs espagnols, qui seront sans doute bientôt à la recherche de partenaires européens afin d'en relever le défi. Il est certain, en tous cas, qu'avec l'éolien, mais aussi avec le solaire, l'Espagne a des atouts pour consolider un bouquet énergétique performant et d'avenir, tout en renforçant son secteur industriel *ad hoc*, particulièrement innovant.

(5) Ubifrance est l'Agence française pour le développement international des entreprises. Cet organisme a pour rôle de les accompagner dans leur démarche à l'export. Dans ce cadre, Ubifrance propose aux entreprises françaises de profiter du Volontariat international, qui permet d'envoyer de jeunes collaborateurs à l'étranger. Pour davantage d'informations : www.ubifrance.fr

Un nouvel avenir pour l'industrie photovoltaïque française

L'industrie française du photovoltaïque (que l'on nomme le PV, dans notre jargon) repose depuis longtemps sur les deux acteurs principaux que sont Photowatt et Ténésol (ex-Total-Energie).

par **Eric LABORDE***

L'INDUSTRIE FRANÇAISE DU PHOTOVOLTAÏQUE EST RESTÉE LONGTEMPS À LA POINTE DE LA TECHNOLOGIE...

Ténésol est le spécialiste de l'aval – réseaux de distribution, ingénierie des systèmes (depuis quelques années, il exerce également une activité d'assemblage de panneaux photovoltaïques) – et jouit d'une position forte sur ses marchés historiques (les DOM-TOM).

Photowatt (qui fête ses 30 ans cette année) est quant à lui le seul fabricant français, à ce jour, de *wafers*, de cellules et de modules solaires : il représente donc le noyau de l'industrie du PV en France. Même si un certain nombre de PME commencent à apparaître sur le territoire national, très peu d'entre elles sont liées à des activités technologiques appelées à acquérir la taille industrielle.

Pendant longtemps, Photowatt a été un des leaders du marché (jusqu'à se hisser au rang de n° 5 mondial) : il vivait alors grâce à des marchés de niche (pompage solaire, sites isolés) financés sur fonds publics (nationaux ou internationaux).

... MAIS ELLE A PERDU PROGRESSIVEMENT DU TERRAIN...

... en raison de l'insuffisance du marché domestique

Le marché, qui a fait décoller cette industrie, est, en effet, celui du solaire raccordé au réseau électrique, un

marché qui a démarré en Allemagne dans les années 2000, tiré par une politique publique volontariste. L'industrie allemande s'est développée grâce à son marché domestique, qui est passé de 44 MW installés en 2000 (soit un marché d'environ 250 M€) à environ 2 000 MW en 2008.

L'industrie française, faute de vraie demande nationale (pendant très longtemps, 95 % de sa production était exportée), s'est peu à peu laissée distancer : elle a été dépassée successivement par l'industrie Japonaise (Sharp, Kyocera, Sanyo, Mitsubishi), puis par les nouveaux entrants allemands (Solar World, Q-Cells, Schott Solar...) et, depuis trois ou quatre ans, par l'industrie chinoise, qui monte très fortement en puissance et dont les leaders sont Suntech, Yingli, Trina, Motech, LDK et Canadian Solar.

... et à cause des Fonds Structurels Européens

L'industrie du PV est une industrie fortement capitalistique : il faut investir environ 1 M€ pour réaliser un

* Président de PV Alliance** et de Soleil en Tête***.

** PV Alliance (www.pvalliance.com) est une joint-venture créée entre les sociétés EDF Energies Réparties et Photowatt, d'une part, et le CEA (à travers sa filiale CEA Investissement), d'autre part. Elle a pour mission d'être le chef de file du grand programme français de recherche et développement en matière d'électricité solaire SOLAR NANO CRYSTAL et de développer les cellules solaires de demain, avec l'aide de l'Institut national de l'Énergie Solaire (INES).

*** Soleil en Tête (www.soleilentete.com) est un réseau national d'installateurs (franchisés) de panneaux solaires et de pompes à chaleur intervenant chez les particuliers. Créé tout récemment (en 2008), ce réseau compte déjà vingt-cinq agences dans l'Hexagone.

chiffre d'affaires annuel de 2,5 M€. L'industrie allemande a bénéficié des Fonds Structurels Européens pour se développer dans les *Länder* de l'ex-Allemagne de l'Est, certaines entreprises démarrant avec des aides à l'investissement productif allant jusqu'à 30 % (voire 50 %) des investissements nécessaires.

En France, les seules régions où des industriels auraient pu bénéficier de tels avantages concurrentiels étaient les DOM-TOM et la Corse. Or, il s'agit de régions dans lesquelles l'implantation de sociétés fortement consommatrices de biens d'équipements est difficile, du fait de l'éloignement et du manque de fournisseurs de services de haute technologie.

Ces deux points constituent très vraisemblablement les deux raisons principales pour lesquelles notre pays n'a pas été choisi, à ce jour, par les nouveaux investisseurs ou les grands groupes asiatiques désireux d'implanter des usines de cellules solaires en Europe.

Aujourd'hui, l'industrie française dispose encore de beaux atouts

Photowatt est aujourd'hui un acteur de taille moyenne (60 MW à 80 MW), qui ne bénéficie ni des bas coûts des productions asiatiques, ni de l'effet de masse critique. Néanmoins, notre entreprise nationale de cellules solaires dispose d'un atout précieux : c'est un fabricant verticalement intégré, qui domine toute la filière, depuis la fabrication des lingots de silicium jusqu'à l'installation des modules photovoltaïques sur les toits.

L'industrie photovoltaïque est confrontée au fait que, sur toute la chaîne de la valeur (depuis la fabrication du silicium charge jusqu'à l'installation du système PV sur le toit), il n'y a pas assez de marge bénéficiaire pour chaque intervenant pris isolément. Pour réduire les coûts, ce qui est imposé par les dispositifs de rachat de l'électricité « verte » par EDF, mais aussi (et surtout) par la marche vers la « parité réseau », il faut s'intégrer verticalement.

Là où il était nécessaire, voici cinq ans de cela, d'être intégré au minimum sur deux étapes de la chaîne de valeur, il faut aujourd'hui en maîtriser trois, voire quatre, pour pouvoir vivre, compte tenu des prix de marché actuels.

Dans le domaine du PV, le modèle intégré est donc celui qui est adopté successivement par les leaders sur le marché, l'exemple le plus marquant étant celui du leader mondial Q-Cells : cette société a démarré en tant que fabricant de cellules exclusivement, après quoi elle s'est rapidement intéressée au *sourcing* du silicium, puis à la fabrication des *wafers*. Depuis l'an dernier, elle fabrique aussi des modules et, depuis cette année, elle s'est dotée, dans chaque grand marché, d'une structure d'installation de parcs solaires. Et, du fait d'une participation significative dans l'entreprise REC, qui fabrique du silicium, Q-Cells devrait prochainement intégrer verticalement toute la chaîne de valeur.

Photowatt possède donc l'énorme atout d'être un des rares fabricants verticalement intégrés. Et il sera très facile d'en améliorer le *process* grâce à un important effort de R&D, car l'entreprise est en mesure de progresser, en un même lieu, sur chacune des étapes de la chaîne de valeur.

DE CE CONSTAT, UNE INITIATIVE EST NÉE, EN 2006 : SOLAR NANO CRYSTAL

Partant de ce constat (et plutôt que de concourir dans les domaines de la taille et des parts de marché avec des entreprises asiatiques disposant d'armes tout autres), nous avons choisi de parier sur l'innovation pour relancer toute la filière photovoltaïque française, grâce à un grand programme de recherche collaboratif public-privé, nommé SOLAR NANO CRYSTAL.

Un partenariat public-privé...

Le projet SOLAR NANO CRYSTAL vise ainsi à dynamiser la filière solaire française en développant des technologies photovoltaïques de pointe. Il a pour objectif d'abaisser significativement le prix de revient de l'énergie photovoltaïque (diminution de moitié, en 5 ans), grâce, d'une part, à des innovations de rupture et, d'autre part, à la validation de celles-ci dans une unité pilote de démonstration, appelée Lab Fab.

Mené par PV Alliance (réunissant CEA Valorisation, Photowatt International et EDF ENR), le consortium regroupe les sociétés Photosil et Appolon Solar, EMIX et l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES), lequel fédère des équipes de chercheurs du CEA, du CNRS, de l'Université de Savoie et du Centre Scientifique et Technique du Bâtiment. Ce projet est assisté par le pôle de compétitivité TENERDIS (sis à Montbonnot-Saint-Martin, près de Grenoble).

Ce programme de recherche s'étend sur une durée de cinq ans et bénéficie d'un budget total de 220 M€. L'État (à travers Oséo) et les collectivités locales (Conseil général de l'Isère et Région Rhône-Alpes) sont les sponsors de ce projet, dont les retombées économiques escomptées seront positives pour l'emploi tant dans la R&D que dans la production (voir la photo 1).

... pour faire renaître une filière française du photovoltaïque

PV Alliance a été créée en 2007. Son programme a débuté par le lancement du programme de recherche et, à ce jour, une cinquantaine de chercheurs y sont déjà affectés, au sein de l'INES. En parallèle, PV Alliance est en train de construire deux lignes prototypes, appelées



Photo 1.

les LabFab : une pour la technologie homojonction (technologie actuelle), et l'autre pour la technologie haut et très haut rendements.

Ces Labfab ont pour mission essentielle de prendre des briques technologiques issues du laboratoire de recherche à un niveau de développement que l'on nomme « maturité zéro », en vue de les adapter et de les fiabiliser afin de les porter à un niveau de « maturité trois », qui permet d'envisager leur transfert vers une unité industrielle.

D'ici à 2015, PV Alliance devrait compter 160 personnes (dont 50 chercheurs) dans l'unité de R&D appelée LabFab, et 400 personnes dans les unités de production. En termes d'emplois indirects, ses ventes de licences devraient générer plus de 1 600 emplois (en France) (voir la photo 2).

Un laboratoire conçu selon le modèle de ce qui a été fait dans la micro-électronique...

Un programme de forme similaire avait été lancé (à Crolles, à une vingtaine de kilomètres de Grenoble), dénommé Alliance, qui visait à développer les technologies nanométriques sur tranches de silicium de 300 mm. Alliance regroupait le CEA-LETI, ST Microelectronics, Philips et Motorola.

La structure de PV Alliance et son fonctionnement se sont largement inspirés de cette expérience issue du monde de la micro-électronique, qu'elle applique au solaire.

... dont les deux objectifs majeurs sont le développement d'une filière à bas coût et celui d'une technologie haut rendement

Le programme a pour double objectif : a) d'améliorer la technologie actuelle, dite des cellules photovoltaïques à homojonction, notamment en l'adaptant, pour la rendre économiquement viable, à l'utilisation du silicium d'une qualité moindre (et donc d'un coût moindre) et, b) en parallèle, de mettre sur le marché une technologie de cellules à haut rendement et à très haut rendement.

Pour fixer les idées, rappelons que la technologie actuelle, l'homojonction, produit des cellules solaires d'un rendement de 16 % (il s'agit de la proportion de l'énergie solaire qui, une fois captée par la cellule, est transformée en électricité).

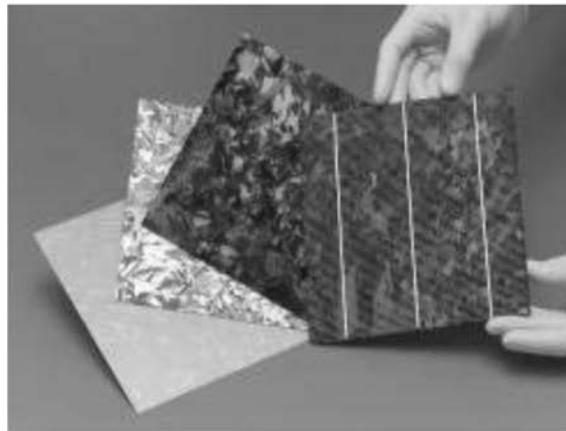
Les cellules à haut rendement en cours de mise au point seront au-dessus de 20 % de rendement, et nous pensons pouvoir atteindre les 23 ou 25 %, dans la catégorie des très hauts rendements, grâce à l'apport des nanotechnologies.

LE CHOIX DE LA FILIÈRE SILICIUM

Le marché du PV va se réorganiser autour de trois types de technologies : a) les couches minces, à faible rendement et à faible coût ; b) la technologie homojonction actuelle, améliorée, et, enfin c) les technologies à haut



Photo 2 : Le LabFab Haut rendement à Grenoble.



Photos 3 et 4.

et à très haut rendements (dont fait partie le procédé développé à l'INES).

Les couches minces seront dédiées aux grandes surfaces de panneaux solaires (lorsqu'elles auront fait la preuve de leur maturité industrielle, car, à ce jour, il n'y a que First Solar qui soit capable d'en produire en masse à des coûts acceptables).

La technologie actuelle (de l'homojonction) sera très certainement concentrée, à terme, dans les pays à bas coûts pour pouvoir continuer à exister. Le but du programme SOLAR NANO CRYSTAL est donc, à nos yeux, de prolonger la durée de vie de la technologie actuelle de quelques années (de 4 à 5 ans), dans l'attente de la montée en puissance de la nouvelle génération de cellules.

Les hauts et très hauts rendements seront la technologie de demain, pour les toitures de petites dimensions, et donc pour les particuliers en Europe, pour faire simple. Grâce à la technologie haut rendement développée par PV Alliance, il sera possible de produire des modules offrant des rendements de 200 à 220 W au m² (voir les photos 3 et 4).

LA « PARITÉ RÉSEAU » EN VUE, EN FRANCE, À L'HORIZON 2015 ?

Or une des clés pour atteindre la « parité réseau », est la capacité de faire tomber le prix du système installé autour des 2,6 €/W (aujourd'hui, nous en sommes à 6,5 €/W, pour une installation chez un particulier, en France).

Pour mémoire : la « parité réseau » est atteinte à l'instant où il devient aussi intéressant de produire sa propre électricité au moyen du solaire que d'acheter son électricité à son fournisseur d'électricité habituel (EDF, dans la grande majorité des cas en France). Avec un prix de système installé de 2,6 €/W, nous serions déjà à la « parité réseau » en Californie et en Italie. Nous atteindrons vraisemblablement la « parité réseau » à Nice, en 2014 ou en 2015.

Pour atteindre ce seuil optimal de la « parité réseau », à partir duquel la demande devient très importante, il nous faut :

- vendre des modules autour de 1,20 €/Watt-crête (Wc), ce qui est tout à fait compatible avec les prévisions de coût d'un module au sortir de l'usine future de PV Alliance ;

- savoir les vendre aux particuliers, les distribuer et les installer pour 1,40 €/Wc, ce qui n'est possible, selon nous, que si la puissance du système le plus petit se situe autour des 5 000 W, de façon à pouvoir réaliser une installation de qualité. Globalement, le particulier, qui paie aujourd'hui 12 600 € (TTC) une installation d'une puissance de 3 000 W (déduction faite du crédit d'impôt), paiera, dans un proche avenir, 13 750 € (TTC) pour une puissance de 5 000 W.

Or, on constate, aujourd'hui, qu'une installation solaire d'une puissance de 3 000 W (avec la technologie actuelle) occupe une surface d'environ 22 m² sur un toit. Or, cette surface de panneau est à la limite de ce qui peut être installé sur bon nombre de toits (de faible superficie ou équipés de Velux). Avec un rendement de 220 W/m², les panneaux nécessaires à la puissance de 5 000 W, objectif que nous visons, occuperont une surface moyenne de 23 m².

En développant un produit haut rendement, nous allons donc positionner PV Alliance sur le créneau très porteur des maisons individuelles à équiper au prix de la « parité réseau ».

A ce jour, seuls Sanyo et Sunpower disposent de cette technologie.

PV Alliance fera donc partie du cercle très fermé des constructeurs qui auront accès à cette technologie dans les 4 à 5 années à venir.

UNE FANTASTIQUE OPPORTUNITÉ POUR NOTRE PAYS

En résumé, PV Alliance et SOLAR NANO CRYSTAL constituent une fantastique opportunité, pour la

France, de recréer une industrie solaire sur un créneau très porteur : le marché des particuliers. La technologie haut rendement va permettre de développer les technologies avancées nécessaires sur le sol

national, et de proposer au consommateur français des produits de qualité en matière d'électricité solaire, tout en créant des emplois de proximité dans un secteur en pleine croissance.

Les enjeux du développement des technologies photovoltaïques et la création de l'Institut National de l'Énergie Solaire

LES PROGRAMMES
DE RECHERCHE EN FRANCE

Bien que ne contribuant encore que de manière très marginale à la production d'énergie dans le monde, l'énergie solaire est en train de devenir un enjeu sociétal, industriel et technologique majeur. L'inéluctable raréfaction des combustibles fossiles et le réchauffement climatique poussent très fortement au développement des énergies renouvelables, en particulier de celles que l'on peut retirer de la conversion directe du rayonnement solaire en électricité (photovoltaïque – PV) ou en chaleur (solaire thermique). La ressource est immense (voir la figure 1) et les seuls freins sont le coût de l'investissement nécessaire (mais nous verrons que ce coût est appelé à diminuer régulièrement) et la nature intermittente de la production.

par **Jean-Pierre JOLY***

Mais pour arriver à amorcer cette baisse de coût, il est nécessaire de créer un marché, et donc une industrie : c'est la raison pour laquelle des pays (tout d'abord le Japon, puis l'Allemagne et aujourd'hui un grand nombre d'autres pays) ont mis en place un cadre réglementaire qui favorise le développement

de ce marché et qui est basé, le plus souvent, sur l'imposition de tarifs incitatifs de rachat de l'énergie produite.

* Directeur général de l'INES.

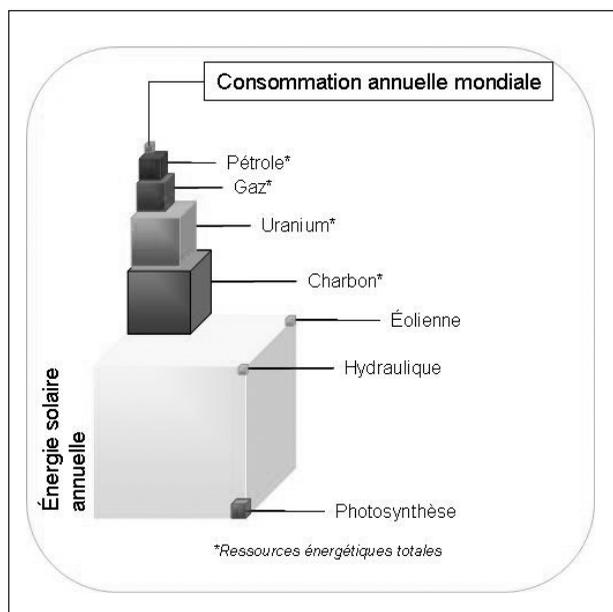


Figure 1 : Comparaison des ressources énergétiques.

Le résultat de ces politiques est un taux de progression impressionnant des capacités installées : les taux de croissance annuelle, très réguliers, sont de l'ordre de 40 % (voir la figure 2). Rares sont les industries qui peuvent afficher de tels taux, surtout avec une telle régularité ! Il est intéressant de remarquer, dans les chiffres de la figure 2, l'importance du marché européen, sous l'impulsion de l'Allemagne et de l'Espagne.

Il faut bien reconnaître que la France est restée à la traîne de cette dynamique jusqu'en 2006. Il est vrai que la partie continentale du pays est dans une situation particulière puisque l'électricité y est produite essentielle-

ment à partir du nucléaire, donc avec très peu d'émission de CO₂ et à relativement bas coût. De plus, les autorités et l'opérateur historique (EDF) ne voyaient pas d'un très bon œil l'arrivée d'un grand nombre de petits producteurs injectant de l'énergie de façon peu contrôlée dans le réseau électrique public, car ils redoutaient que cela n'en affecte la stabilité. En France, avant 2006, la seule application du photovoltaïque officiellement défendue était donc l'équipement des îles (en particulier des DOM-TOM).

La tendance s'est inversée vers 2006. La raison en est double : la France s'est engagée, dans le cadre européen, à porter sa part d'électricité issue d'énergies renouvelables à 23 % et les autorités ont mesuré (en examinant le modèle allemand) combien ce nouveau secteur représentait un important gisement de richesses et d'emplois.

Le Gouvernement de M. Dominique de Villepin a donc instauré un tarif de rachat parmi les plus élevés du monde et, depuis, le Gouvernement français a pris des engagements renouvelés en faveur du développement de cette filière, comme en témoignent les déclarations du Président Nicolas Sarkozy, lors de sa visite à l'INES en Juin de cette année (2009).

Comme dans beaucoup de secteurs, le développement de l'industrie qui nous occupe, présuppose la conjonction de trois éléments :

- l'existence d'un marché dynamique ;
- un flux d'innovations constant, permettant aux entreprises de maintenir une forte compétitivité, dans un marché mondial ;
- enfin, des investissements industriels importants, afin de se doter d'outils de production performants et de haute productivité.

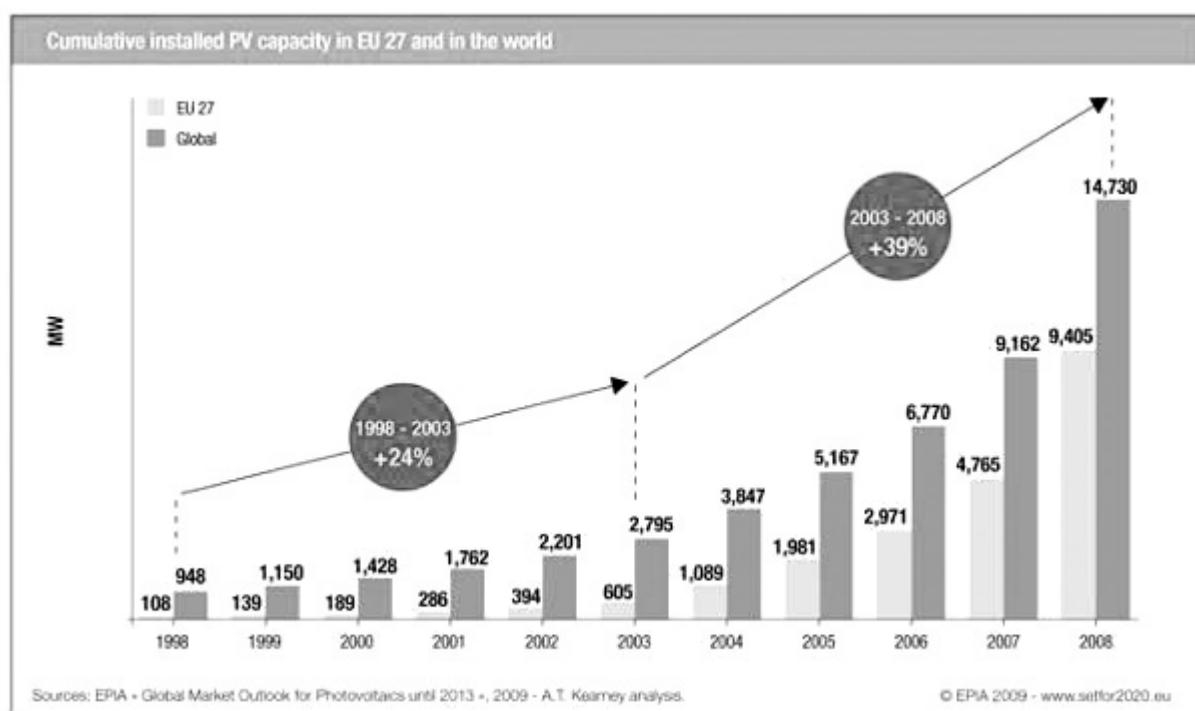


Figure 2 : Progression du marché Photovoltaïque au cours des dernières années.

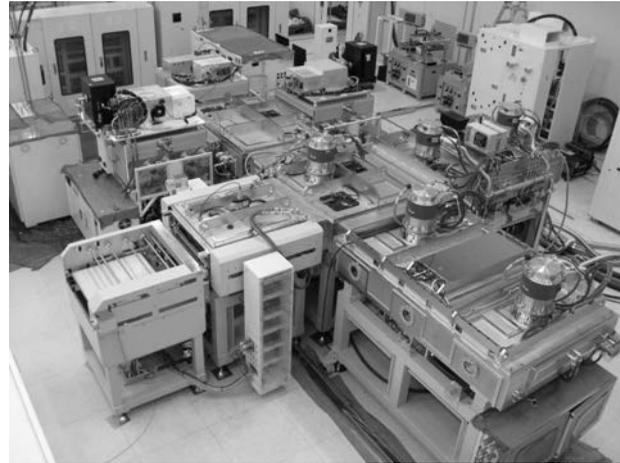
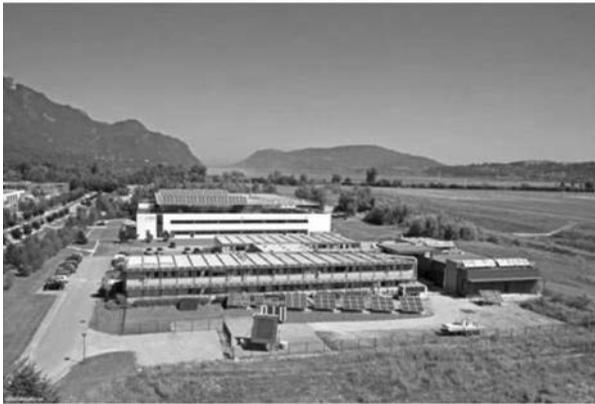


Figure 3 : Vue générale du site de l'INES et des installations du laboratoire dédié aux cellules silicium cristallin (plateforme RESTAURE).

Le premier élément est désormais assuré, grâce à la mise en place du système de rachat d'électricité. La création d'instituts tels que l'INES vise à fournir le deuxième. Des signes encourageants existent, en ce qui concerne le troisième et dernier élément, même si beaucoup reste à faire en matière d'investissement industriel.

- le fort investissement de grands laboratoires de recherche, au premier rang desquels le CEA, mais aussi l'Université de Savoie et le CNRS.

Tous ces partenaires publics ont donc décidé de se fédérer pour créer l'Institut.

L'INES, UNE VOLONTÉ PARTAGÉE

Avant 2006, en raison du contexte décrit plus haut, le constat a été fait que la recherche française était à la fois relativement faible et trop dispersée. En réalité, les laboratoires français avaient joué historiquement un rôle important dans le développement de concepts et de technologies photovoltaïques, mais, en l'absence de relais industriel, les forces s'étaient étiolées. C'est le renouveau d'intérêt pour le photovoltaïque qui a motivé la mise en place d'acteurs de recherche possédant une taille critique, à l'instar des grands instituts mondiaux du secteur, comme le *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme* (ISE) de Freiburg (en Allemagne) ou le *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) de Denver (aux États-Unis).

L'idée de créer en France un Institut National de l'Énergie Solaire est donc née tout naturellement. L'initiative en a été prise, en 1998, par le département de la Savoie, avec un fort soutien de la Région Rhône-Alpes et de l'Ademe, qui a joué un rôle de catalyseur, permettant à ce projet de devenir une réalité, au Bourget-du-Lac.

En 2005, la mise en route effective de l'INES a résulté de la convergence de quatre facteurs déterminants :

- l'appui financier des collectivités locales (Département de la Savoie et Région Rhône-Alpes) ;
- une sensibilité particulière de la population, du tissu associatif et des élus de ce département à la problématique de l'énergie solaire ;
- la présence historique d'industriels pionniers du secteur (Clipisol, Photowatt...) ;

L'INES : DES ÉQUIPES ET DES MOYENS DE TOUT PREMIER PLAN

Trois ans après sa création, l'INES est d'ores et déjà devenu un organisme d'une importance et d'une notoriété internationales. Alors qu'il ne comptait que 10 personnes à la fin 2005, son effectif est aujourd'hui de 170. Quatre nouveaux bâtiments ont été rajoutés au bâtiment initial, constituant une plateforme de 10 000 m² (voir la figure 3). Quinze millions d'euros ont été investis dans la construction des bâtiments et 25 millions dans les équipements, la Région Rhône-Alpes et le Département de la Savoie ayant contribué chacun à hauteur de 15 millions.

Le CEA a fait le plus gros effort en déplaçant ses laboratoires de Saclay (Photovoltaïque Organique), de Cadarache (Systèmes photovoltaïques et Systèmes de stockage) et de Grenoble (Cellules Silicium et plateforme nationale RESTAURE). Il a aussi embauché environ 70 chercheurs (débutants ou confirmés) pour compléter les équipes existantes. L'Université de Savoie, en association avec le CNRS, a orienté deux de ses laboratoires – le LOCIE (Laboratoire d'Optimisation de la Conception et d'Ingénierie de l'Environnement) et le LMOPS (Laboratoire des Matériaux Optiques, de la Photonique et des Systèmes) – vers les thématiques de l'énergie solaire.

Dès le départ, la stratégie a consisté à couvrir l'ensemble de la chaîne de la valeur du secteur – du matériau aux applications finales – sans oublier le solaire thermique, qui nécessite, lui aussi, des efforts en termes d'ingénierie et de connaissance. Le captage de l'énergie solaire étant appelé à s'intégrer essentiellement dans les bâti-

ments, contribuant ainsi à réduire fortement leur consommation d'énergie encore beaucoup trop importante, l'INES a décidé de travailler également dans le domaine de l'intégration du solaire aux bâtiments et dans celui de la conception et de la simulation des bâtiments du futur.

LA STRATÉGIE DE RECHERCHE DE L'INES EN TERMES DE DÉVELOPPEMENT DES CELLULES ET DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

L'insertion dans le contexte général

Les recherches menées dans le domaine des modules photovoltaïques ont pour unique objectif de réduire les coûts d'investissement et donc, *in fine* le prix du kWh produit.

Cette diminution peut être obtenue de trois façons complémentaires :

- en abaissant le coût des étapes de fabrication, sans sacrifier le rendement de conversion ;
- en augmentant le rendement de conversion sans pénaliser le coût de production, ce qui, en réalité, a un double effet : cela diminue la part du module dans le coût de la puissance installée, mais aussi la part des coûts additionnels (connexions, frais d'installation et de fixation), qui sont souvent proportionnels à la surface des modules ;
- en augmentant le facteur de performance des cellules photovoltaïques (le facteur de performance d'une cellule PV est le ratio Quantité d'électricité produite / Puissance nominale installée).

Sur le marché, deux familles de technologies sont aujourd'hui en compétition :

- les modules à base de silicium cristallin ;
- les modules à base de couches minces.

Dans la fabrication des couches minces, trois matériaux sont utilisés : le tellure de cadmium (CdTe), les chalcopyrites de type di-séléniure de cuivre-indium (CuInSe_2), avec substitution (totale ou partielle) de l'indium (In) par le gallium (Ga) et du sélénium (Se) par du soufre (S) et, enfin, le silicium (Si), sous la forme, en tout premier lieu, de silicium amorphe ou d'associations silicium amorphe/silicium dit microcristallin.

Les laboratoires de recherche travaillent aussi sur de nouveaux concepts de cellules dites de troisième génération, dans lesquelles on peut classer les cellules à base de matériaux organiques et celles à base de nanostructures.

Dans la phase initiale, l'INES a décidé de mettre la priorité sur les cellules à base de silicium cristallin.

Même si les cellules à couches minces offrent des avantages intrinsèques intéressants (facilité de mise en œuvre, faibles quantités de matière active, moins

d'étapes de fabrication concentrées dans une seule unité de production), le silicium cristallin gardera durablement une large part de marché pour les raisons suivantes :

- il offre une garantie de fiabilité découlant d'une technologie permettant de produire des cellules exemptes de toute instabilité et bénéficiant de nombreuses années de recul ;
- il n'encourt aucun risque de pénurie de ressources minérales, comme dans le cas du CdTe (faible disponibilité du tellure, une terre rare) ou du cuivre-indium-gallium-sélénium dit « CIGS » (faible disponibilité de l'indium) (voir la figure 4, qui met en évidence les capacités de production d'électricité photovoltaïque envisageables, en fonction des quantités de tellure (Te) et d'indium (In) accessibles (1)) ;
- les modules sont exempts de métaux toxiques ;
- les rendements de conversion des cellules au silicium cristallin sont largement supérieurs à ceux des cellules à couches minces, ce qui induit un coût du kW installé plus compétitif, en raison également de coûts additionnels d'installation plus faibles, en particulier pour les applications dans le bâtiment ;
- son fort potentiel de réduction des coûts, grâce à l'utilisation de silicium purifié, moins cher que le silicium cristallin de qualité électronique (voir plus loin les développements réalisés sur ce sujet à l'INES), à la diminution des quantités de silicium nécessaires par Watt (réduction des épaisseurs des tranches, suppression du sciage) et à l'amélioration des rendements de conversion (de 15 % à 20 %).

En ce qui concerne les choix faits par l'INES, il convient de rajouter, à ces raisons fondamentales, des considérations liées à la conjoncture locale, avec :

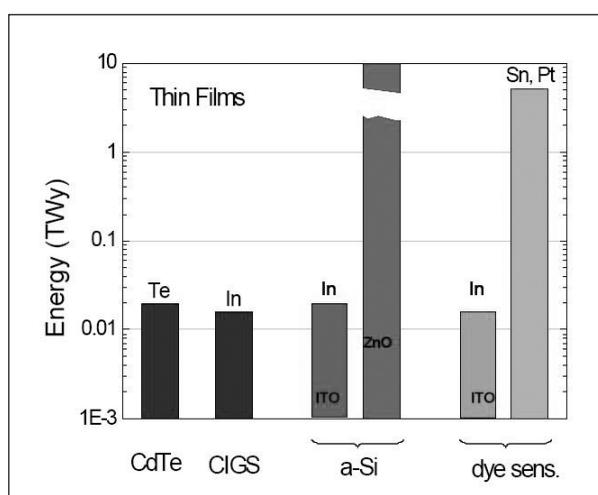


Figure 4 : Limitation de la quantité d'énergie solaire qui serait produite par les couches minces en raison d'un accès limité aux réserves de matières premières nécessaires à leur production.

(1) Feltrin and Freundlich, *Renewable energy*, 2008, vol. 33, n° 2 (178 p.), E-MRS 2006 Symposium M: Materials, Devices and Prospects for Sustainable Energy, Nice, France (29/05/2006).

- une légitimité, pour les instituts français, à soutenir la seule unité de production industrielle de masse implantée en France (en région Rhône-Alpes), Photowatt, qui est basée sur le silicium cristallin ;
- l'existence en France d'autres acteurs de recherche, comme l'Institut de Recherche et Développement sur l'Énergie Photovoltaïque (IRDEP), qui étaient déjà positionnés sur le créneau des couches minces avant la création de l'INES.

En parallèle, l'INES a toutefois décidé de maintenir ses efforts dans le domaine du développement des technologies PV organiques, basées sur le concept des hétérojonctions de type polymères conjugués (PH3T associé au PCBM ([6,6]-phényl-C61-butyrate de méthyle), un semi-conducteur organique de type fullerène). Ce sont des technologies porteuses d'avenir, dans lesquelles l'INES possède une compétence forte, même si de puissants verrous doivent encore être levés avant de pouvoir envisager leur déploiement à grande échelle. L'INES a focalisé ses efforts sur deux points essentiels :

- la mise en œuvre de procédés de fabrication de cellules optimisés, ce qui a permis d'améliorer de manière constante les rendements de conversion ;
- le développement et la caractérisation de matériaux barrières aux oxydants de l'atmosphère, point essentiel pour améliorer la durabilité de ces cellules.

Les rendements de conversion se sont améliorés constamment ; ils sont désormais supérieurs à 5 %. Par ailleurs, en matière de durabilité des cellules, l'INES a développé des méthodes de mesure de la perméation de l'oxygène de l'air dans les couches-barrières, avec des sensibilités inégalées – une méthode qui fait désormais référence, y compris pour d'autres applications.

LES DÉVELOPPEMENTS ET LES RÉSULTATS OBTENUS PAR L'INES DANS LE DOMAINE DU SILICIUM CRISTALLIN

Les recherches menées par l'INES sur le silicium cristallin se sont focalisées sur deux axes essentiels :

- le changement de mode de purification du silicium afin de réduire le coût financier et énergétique de cette opération, tout en minimisant l'impact des impuretés résiduelles sur le rendement des cellules ;
- la recherche d'architectures de cellules innovantes visant à obtenir des rendements proches des 20 %, tout en n'entraînant pas de hausse excessive du coût de fabrication.

Un nouveau procédé original de purification du silicium a été développé par l'INES à partir de travaux menés depuis plusieurs années par le CNRS (2). Ce procédé est entièrement basé sur des procédés métallurgiques et il ne passe donc pas par des intermédiaires gazeux de type chlorosilane, utilisés dans le mode usuel de purification du silicium pour l'obtention de la qualité « électronique » ; il associe des phases de fusion/cristallisation, avec rejet de la fraction fondue

résiduelle, où se concentrent les impuretés (processus de ségrégation utilisant à profit les faibles coefficients de partage de nombreuses impuretés) et une phase de traitement par torche plasma, qui vise à éliminer des impuretés à coefficient de partage proche de l'unité, telles que le bore. Le projet associé à ce développement, qui réunit l'INES (CEA et CNRS) et les industriels Apollon Solar et FerroPem, a pour nom Photosil.

Les équipements prototypes de taille industrielle et les procédés associés ont été mis au point avec succès (voir la figure 5). Des cellules de grande taille d'un rendement supérieur à 15,5 % ont été obtenues en utilisant ce type de silicium (Photosil), ce qui constitue un excellent résultat, se situant à la pointe de ce qui a pu être obtenu jusqu'ici en matière de silicium purifié autrement que par le procédé dit « électronique » (3). Ce résultat n'aurait pas pu être obtenu sans une compréhension approfondie des effets des impuretés résiduelles contenues dans le silicium, un domaine dans lequel l'INES s'est aussi spécialisé.

Plusieurs architectures de cellules innovantes ont été développées à (et par) l'INES (cellules à émetteur sélectif, cellules sur matériau de type n), mais un effort intense a été concentré sur les cellules dites à hétérojonctions (dont le schéma de fonctionnement est donné à la figure 6a). L'utilisation de fines couches de silicium amorphe hydrogéné (respectivement de type p, pour l'émetteur, et de type n, pour la prise de contact sur la base) permet d'obtenir des propriétés remarquables de la cellule, bien supérieures à celles d'une cellule réalisée par diffusion d'impuretés dopantes en surface. Les cellules ainsi conçues se caractérisent par :

- une passivation totale des centres recombinants en surface, due à la présence d'hydrogène, ce qui permet d'augmenter significativement leur rendement de conversion ;

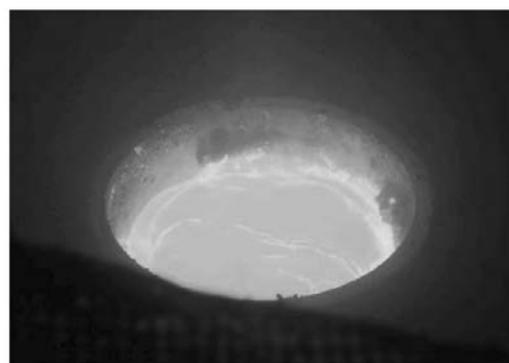


Figure 5 : Visualisation du silicium fondu et de son brassage électromagnétique dans l'équipement prototype de purification par torche Plasma du projet Photosil, installé à l'INES.

(2) R. Einhaus, Y. Caratini, D. Bernou, F. Servant, R. Monna, C. Trassy, J. Kraiem, J. Degoulange, S. Martinuzzi, I. Périchaud, Proceedings of the 21st EPVSEC, Dresde, Allemagne (2006).

(3) Résultats non encore publiés.

- une moindre sensibilité de la cellule à la température de fonctionnement ;
- une bien meilleure compatibilité avec l'utilisation de tranches ultra-minces de silicium.

Sanyo commercialise d'ores et déjà des cellules d'une architecture similaire ; il a déjà obtenu des rendements de conversion de 23 %, avec des cellules de grande taille (4). Une des difficultés majeures de ce procédé est la maîtrise de l'interface entre le silicium amorphe et le silicium cristallin. Les progrès obtenus à l'INES dans ce domaine sont très récents, avec l'arrivée des machines Clef, en début d'année 2009. D'ores et déjà, l'on peut constater les progrès accomplis, avec des rendements supérieur à 18 % et une bonne qualité de l'interface (ce que montre la figure 6 b). Bien qu'encore fortement en retrait par rapport à ceux de Sanyo (qui possède une expérience de plus de dix ans dans le domaine), ces résultats sont les meilleurs à avoir jamais été obtenus pour des cellules de grande taille, par comparaison à d'autres acteurs.

PERFORMANCE ET FIABILITÉ DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES : UNE NOUVELLE MÉTHODOLOGIE, APPORTÉE PAR L'INES

La puissance délivrée par un module photovoltaïque n'est certifiée que pour des conditions d'opération nominales (température, irradiation, angle d'inciden-

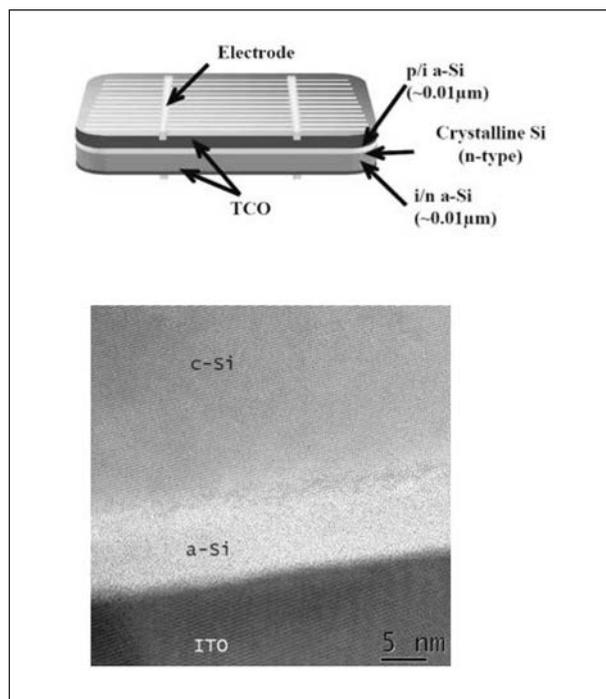


Figure 6 :

a : Schéma de principe d'une cellule hétérojonction silicium amorphe (a-Si)/silicium cristallin (Crystalline Si) ;
b : Vue de la structure au microscope électronique en transmission.

ce). Dans la réalité, le module fonctionne souvent dans des conditions différentes, et il n'est donc pas possible de déduire, *a priori*, quelle sera la quantité d'énergie qui sera délivrée par un module sur un cycle annuel, par la seule connaissance de sa puissance normalisée et de l'irradiation moyenne d'un site donné.

Des différences pouvant aller jusqu'à 20 %, ont été constatées entre des modules de même puissance, mais de technologies différentes, testés sur un même site. Ce phénomène est particulièrement notable dans les climats tempérés comme celui de la France, sous lesquels les modules fonctionnent souvent avec un ensoleillement plus ou moins diffus (et donc, avec une faible irradiation).

Pour pallier cette difficulté, l'INES a développé une méthodologie originale de mesure en environnement réel, basée sur la mesure en continu des courbes I (V), en parallèle à celle des paramètres environnementaux (irradiation calibrée, température). Une statistique complète est ainsi obtenue pour chaque module, l'INES disposant de deux centrales d'acquisition, l'une en Savoie et l'autre en Provence, deux régions aux climats différents. On peut, en particulier, tracer des courbes de variation du facteur de performance des modules en fonction de l'irradiation (voir la figure 7) et constater les différences de comportement entre ceux-ci à faible irradiation.

A partir de ces données, l'INES a développé un modèle prédictif, MOTHER PV, pour prédire l'énergie produite par un type de module dont on aura précédemment mesuré les performances selon le mode décrit plus haut et ce, pour un lieu et un mode d'opération donnés (5). En matière d'analyses comparées, ce modèle est beaucoup plus fiable que les modèles proposés précédemment.

L'INES a aussi proposé d'utiliser les données ainsi générées pour procéder à une analyse fine des phénomènes de dégradation des modules au fil du temps (6). Cette méthode repose sur le modèle de cellules considérées comme des circuits équivalents et sur l'extraction des paramètres du circuit équivalent à partir de mesures sous illumination variable (en anglais : VIM, pour *Variable Illumination Measurement*). On peut ainsi suivre plus finement la manière dont les différents éléments constitutifs de la cellule se comportent dans le temps, mieux interpréter les mécanismes de dégradation et mieux prédire la durée de vie des produits. Un exemple des extractions de paramètres, pour une cellule au silicium amorphe, est donné à la figure 8.

(4) Shigeharu Taira, Yukihiro Yoshimine, Toshiaki Baba, Mikio Taguchi, Hiroshi Kanno, Toshihiro Kinoshita, Hitoshi Sakata, Eiji Maruyama and Makoto Tanaka, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 3-7 Septembre 2007, Milan, Italie.

(5) *Description of MOTHERPV, the new method developed at INES / CEA for the assessment of the energy production of photovoltaic modules*, par Antoine Guérin de Montgareuil, EU PVSEC, Milan, 2007.

(6) *Outdoor evaluation of the energy production of different module technologies*, par Jens Merten, Lionel Sicot, Yves Delesse et Antoine Guérin de Montgareuil, EU PVSEC, Valence, Espagne, 2008.

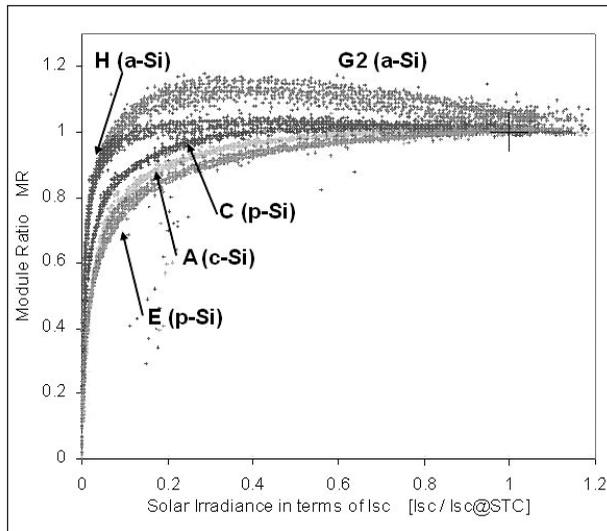


Figure 7 : Mesure du facteur de performance (Puissance mesurée/Puissance attendue) en fonction de l'irradiation, pour différents modules : silicium amorphe (H et G2), silicium monocristallin (A) et silicium poly-cristallin (C et E).

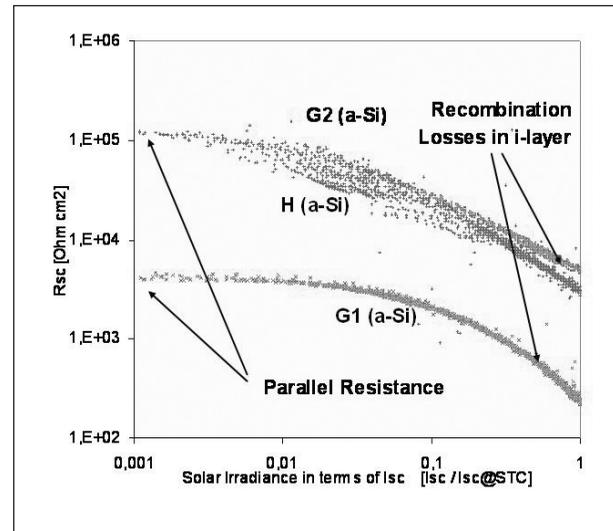


Figure 8 : Extraction des résistances parallèles et des pertes par recombinaison dans la zone de charge d'espace pour deux technologies Silicium amorphe, à partir de l'analyse des réponses des modules à différentes irradiances.

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

LINES a su prouver, en peu de temps, qu'il était possible de mettre en place, dans un pays comme la France, une infrastructure de recherche compétitive à l'échelle internationale. Cette infrastructure sert d'appui aux initiatives industrielles qui se développent actuellement et qui permettront à notre pays de prendre toute sa part dans l'essor de cette industrie majeure du futur.

Des choix nécessaires ont été faits en termes de stratégie de recherche, avec une orientation initiale majoritaire vers les technologies silicium moins tributaires de l'approvisionnement en ressources minières et mieux adaptées à l'intégration au bâti.

D'ores et déjà, des résultats probants ont été obtenus dans le domaine de la réduction du coût et dans celui de l'amélioration des performances des modules, avec, en perspective, des produits présentant un coût d'un euro le watt-crête (1 €/Wc) et affichant un rendement de conversion de l'ordre de 20 %.

LINES se préoccupe aussi de mettre en place des outils et des méthodes permettant d'apporter aux acteurs économiques et aux clients une garantie de performance et

de fiabilité. Rien ne serait pire pour l'avenir de l'énergie solaire qu'une rupture du contrat de confiance. LINES affiche, dans ce domaine de l'analyse de performance, des résultats et une ambition de tout premier plan. Le Gouvernement français a confirmé cette légitimité en demandant à notre Institut de mettre en place une plateforme nationale d'étude de performance, dénommée Promosol.

Bien sûr, beaucoup reste à faire. Les enjeux sont énormes et la compétition est rude. Il faut donc continuer à intensifier les efforts de recherche et atteindre rapidement, comme l'a demandé le Président Nicolas Sarkozy, un effectif de l'ordre de cinq cents personnes pour l'Institut.

Cela devra s'accompagner d'une structuration de l'industrie du photovoltaïque tout au long de la filière, depuis les matériaux de base jusqu'à l'introduction dans le réseau de l'énergie produite et la gestion de la nature intermittente de cette énergie.

Pour cela, nous devons mobiliser les acteurs publics, à l'échelle de l'Etat et des collectivités locales, ainsi que des acteurs industriels puissants. C'est du domaine du possible : le succès de la mise en place de LINES est en lui-même un message d'encouragement.

Du *low cost* à la *high-tech* : des marges de progrès techniques possibles pour le photovoltaïque

Le développement du photovoltaïque répond à une triple nécessité : la préservation de l'environnement, la sécurité énergétique et, enfin, la croissance économique.

par **Jean-François GUILLEMOLES***

La prise de conscience des dégâts causés par notre mode actuel de développement, qui n'est plus soutenable depuis les années 1990, comme le montre l'analyse de l'empreinte écologique des activités humaines (1), et la nécessité de poursuivre, néanmoins, le développement (2 milliard d'humains sont encore privés d'accès à l'électricité) : les besoins, qui sont considérables, mettent le modèle actuel sous contrainte. Par ailleurs, les tensions autour de l'accès à l'énergie s'accroissent : la sécurisation de l'approvisionnement énergétique s'impose. Enfin, la crise actuelle représente également une opportunité économique.

Face à ces défis, il convient de se projeter à l'échelle du térawatt (TW) pour fixer un ordre de grandeur des besoins de génération d'énergie. Le solaire, et en particulier le photovoltaïque, peut-il être à la hauteur ? Ce n'est pas, en l'occurrence, une question de disponibilité de la ressource, du moins en ce qui concerne la ressource solaire (en une heure, le soleil envoie, en effet, sur la terre une quantité d'énergie équivalant à l'électricité consommée en une année par toute l'humanité) ; il s'agit, en premier lieu, de déploiement industriel, et ensuite, (à la rigueur, à terme) de la disponibilité de certaines matières premières et de terrains utilisables. Un développement soutenable du photovoltaïque passe

donc par une bonne utilisation des ressources (matières premières, énergie, mais aussi, capital), c'est-à-dire non seulement par une efficacité accrue de la transformation de ressources primaires en générateurs photovoltaïques, mais aussi par l'efficacité accrue des convertisseurs photovoltaïques eux-mêmes, dans la transformation de la lumière en électricité.

L'autre point important est le fait que le changement d'échelle prévisible de la filière photovoltaïque pose la question de son déploiement industriel à grande échelle, lequel dépend de la disponibilité des technologies et des savoir-faire, des coûts d'investissement et de la disponibilité des capitaux, des matières premières, de la rapidité de mise en œuvre, du rythme de production des cellules...

La disponibilité des équipements et des savoir-faire pour la filière (dominante) du silicium cristallin (voir l'article de M. Pâris Mouratoglou, dans ce numéro), ne pose pas de problème, de nombreux industriels proposant déjà

* Directeur de recherche au CNRS et directeur adjoint à la Recherche de l'Institut de R&D de l'Energie Photovoltaïque (IRDEP), Unité Mixte de Recherche CNRS-EDF-Paristech.

(1) http://www.footprintnetwork.org/en/index.php/GFN/page/world_footprint/

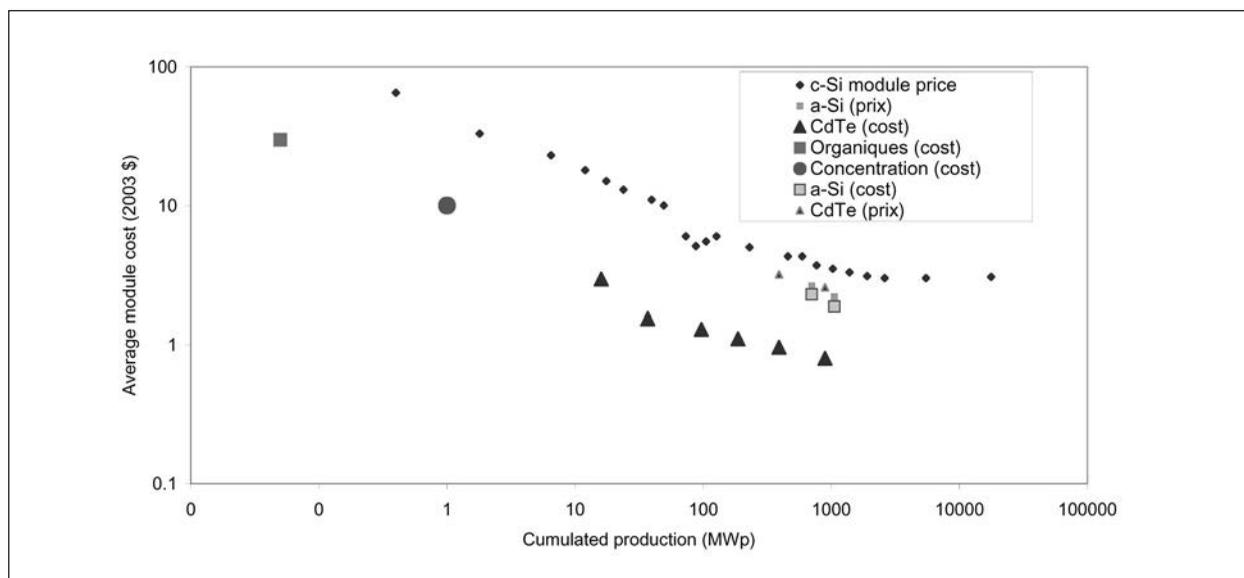


Figure 1 : Courbes d'apprentissage des différentes technologies photovoltaïques.

Les losanges représentent les prix moyens constatés sur le marché (en dollars – valeur 2003, source NREL, *Photon International*). Le coût de production est environ de 10 à 20 % inférieur au prix, sauf pour la filière au tellure de cadmium (CdTe), qui réalise, du fait de ses coûts de production très bas, une marge très importante, tout en restant au-dessous du prix du marché. La technologie CdTe a une courbe d'apprentissage, récente, mais basée sur une seule compagnie (données First Solar), celle-ci est exprimée en coût de production (la marge, pour cette technologie, est donc importante – supérieure à 50 % –, car elle se vend un peu en dessous du prix de marché. Enfin, on peut estimer, à partir de différentes sources, la manière dont se positionnent les technologies émergentes : *low cost*, comme les organiques (données Konarka) ou *high tech*, comme le solaire à concentration.

les équipements nécessaires, y compris des usines « clés en main » de tailles allant jusqu'aux 100 MW crête (MWc)/an (2), avec des coûts d'investissement de l'ordre de 250 à 300 millions d'euros. Les technologies ont pu se mettre en place et se fiabiliser grâce, notamment, à de nombreuses synergies avec les équipementiers de la filière microélectronique. Sur tous ces points, la situation est beaucoup plus contrastée dans les filières des couches minces (comme nous le verrons plus loin), mais on note une évolution rapide, avec des avantages portant sur les coûts affichés, les plus bas, mais aussi sur d'autres points, comme le cycle de vie, le déploiement industriel, les domaines d'application ; les filières couches minces offrant, à moyen terme, les meilleures perspectives pour un développement massif du photovoltaïque. Ces dernières années, les technologies des couches minces, relativement récentes, ont connu un développement très rapide, qui se manifeste dans les *courbes d'apprentissage*, qui résument non seulement les effets d'apprentissage, mais aussi les gains d'échelle et d'innovation. Ils constituent des facteurs réguliers (quasi-prévisibles) de réduction des coûts (voir les figures 1 et 2).

L'évolution de la production et des parts de marché des filières couches minces a d'ailleurs traduit une forte croissance, ces dernières années, passant de 5 % au début des années 2000 à environ 10 % en 2007, les estimations pour 2008 s'établissant autour de 13 % (voir le tableau 1).

Cette évolution est particulièrement remarquable, même pour un secteur en forte croissance (40 % par an, en moyenne, depuis une quinzaine d'années).

Bien sûr, le contexte économique a fortement évolué depuis 2007 et les accroissements de capacité des industriels (surtout dans une période de baisse de la demande) vont conduire à une restructuration du marché et à une consolidation des acteurs industriels conférant ainsi un pouvoir de négociation plus favorable aux acheteurs, notamment en raison, d'une part, de l'existence de stocks et, d'autre part, de surcapacités importantes.

(2) La capacité des usines est traditionnellement donnée en termes de capacité de production énergétique des modules photovoltaïques fabriqués plutôt qu'en m², ce qui permet une meilleure comparaison entre les différentes technologies.

Années	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Production c-Si	1,9	2,8	5,2	7,9	12,9	16,8
Production Couches minces	0,2	0,3	0,7	2,2	4,0	6,1
Total (GWc)	2,1	3,1	5,9	10,1	16,9	22,9

Tableau 1 : Evolutions comparées des capacités de production des cellules solaires en silicium cristallin (c-Si) et en couches minces. (à partir de 2009, il s'agit d'estimations).

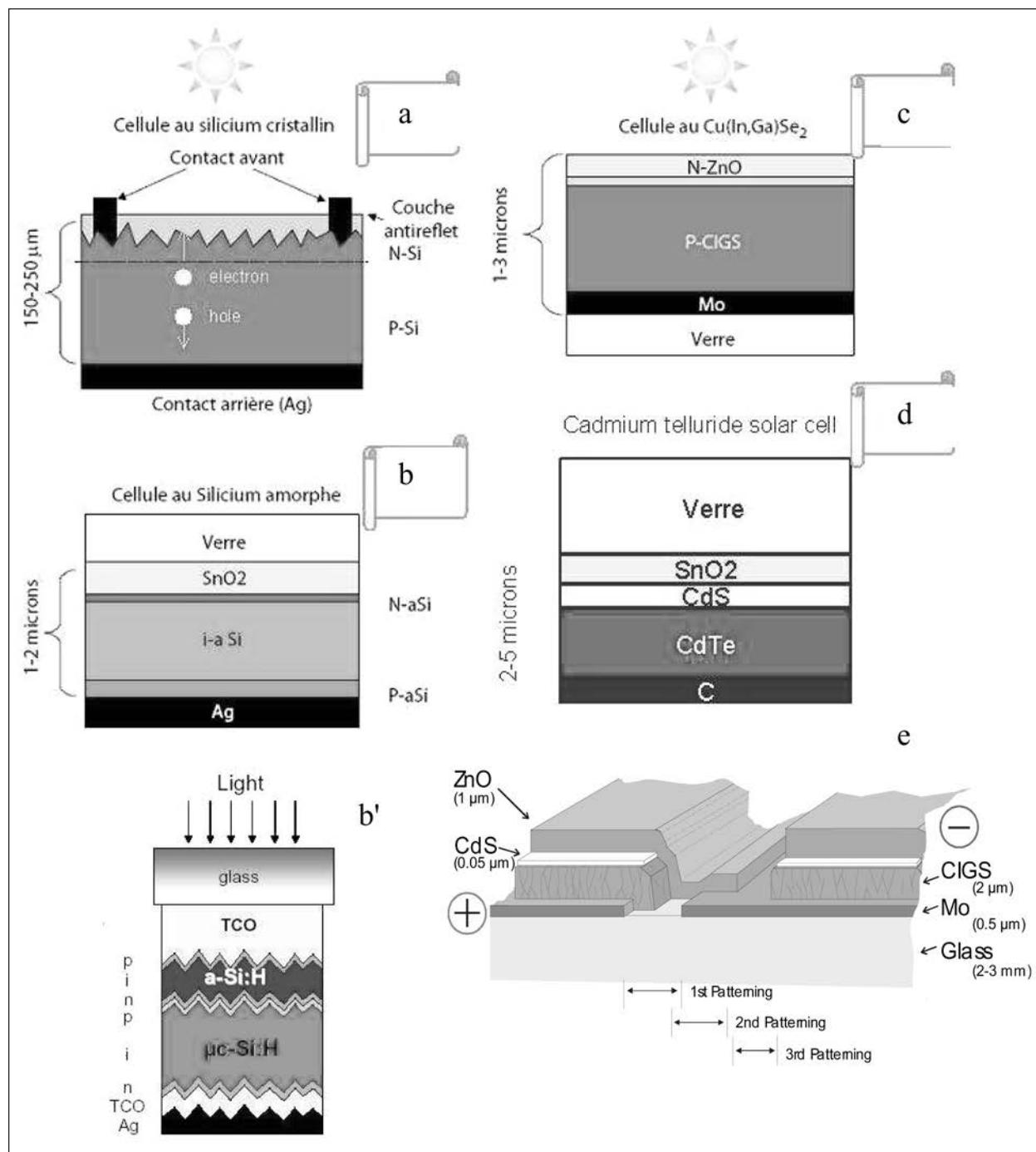


Figure 2 : Schémas des différents types de cellules solaires.

Les épaisseurs des matériaux actifs sont indiquées entre parenthèses :

- a) cellule en Silicium cristallin,
- b) cellule en couche mince en silicium amorphe hydrogéné simple,
- b') double jonction,
- c) cellule à base de chalcopyrites (Cu(In,Ga)(S,Se)_2),
- d) cellule CdTe,
- et e) schéma d'interconnexion des cellules en couches minces, qui peut être réalisée sur les lignes de production en intercalant des étapes de gravure aux étapes de dépôt.

LE POURQUOI ET LE COMMENT DES COUCHES MINCES

La technologie dominante, qui utilise du silicium cristallin (c-Si), a pour elle un retour d'expérience impor-

tant tant en matière de production que d'opération, une fiabilité éprouvée et de bons rendements de conversion photovoltaïque. En revanche, la filière de production des cellules au silicium cristallin, qui nécessite la maîtrise d'une quarantaine d'étapes successives, est pénalisée par les surcoûts et les goulots d'étranglement inhérents à la fabrication et à la manipulation de

plaquettes de silicium très minces (les « wafers »). Pour toutes ces raisons, il devient impératif (et cela, d'autant plus qu'il s'agit de produire des volumes importants et à faible coût) de passer à des technologies de revêtement de couches minces.

Ces technologies permettent :

- la réduction d'un facteur 100 (voire 500, dans le cas du silicium amorphe, noté a-Si) de l'épaisseur des matériaux actifs, et donc la diminution des coûts matière, des coûts de procédés et de l'empreinte écologique associée ;
 - le dépôt en couche mince, à des températures modérées permettant l'utilisation de supports peu coûteux comme le verre (-5 €/m² en production), voire de certains polymères (dans le cas des cellules a-Si et dans celui des cellules organiques, où ce dépôt s'effectue à basse température) ;
 - une automatisation poussée des *process*, avec, par exemple, l'interconnexion des cellules en ligne, les procédés en continu, voire en rouleaux ;
 - une mise en service très rapide des usines (de 3 à 6 mois, contre 9 à 12 mois dans le cas du c-Si, (3)) et, ce, grâce à des procédés simples ;
 - des coûts d'investissement réduits (<1 €/Wc pour CdTe, ~2 à 2,5 €/Wc de capacité de production pour a-Si, contre 3 €/Wc pour c-Si) et la réduction du nombre d'étapes une dizaine, contre une quarantaine, dans le cas du silicium monocristallin (c-Si) ;
 - une cadence de production rapide (~40 secondes/m²), qui devrait encore progresser fortement ;
 - des stocks plus faibles (il faut de 2h à 2h30 pour passer d'un substrat de verre à un module fini, contre plusieurs jours pour passer du Si source au module au silicium monocristallin fini) ;
 - de nouvelles applications (flexibles, sur des substrats variés, intégrables au bâti ou à des objets « nomades »).
- Les gains en termes de coût unitaire de production sont donc très importants. Cela vaut aussi du point de vue de l'empreinte écologique, l'énergie grise (c'est-à-dire l'énergie ayant servi à la production proprement dite des panneaux solaires) correspondant à 6-12 mois de production d'énergie, pour les cellules en couches minces, contre 2 à 3 ans, pour les cellules au silicium monocristallin. De même, le bilan carbone est bien meilleur pour les couches minces, même fabriquées aux Etats-Unis, et donc grâce à des sources d'énergie primaires basées sur le charbon (30 g CO₂/kWh) (4).

Tout cela étant dit, pourquoi n'observe-t-on pas une domination des technologies couches minces ? C'est

qu'il reste encore des développements de R&D à réaliser pour parvenir à des performances techniques (en termes de fiabilité et de rendement de conversion), qui rendent les couches minces suffisamment attractives. Bien que les cellules actuellement les plus performantes soient du type couches minces (AsGa – arséniure de gallium), les filières économiquement compétitives ont des rendements de conversion significativement plus faibles que le silicium cristallin, et une maturité industrielle bien moindre (voir le tableau 2).

Il faut cependant noter que l'écart diminue et qu'en conditions réelles d'utilisation, le productible des couches minces est souvent sous-estimé, car les dispositifs sont en fait moins sensibles que le c-Si à des conditions non-standard (luminosité, température) : par kW nominal, les couches minces produisent entre 5 et 10 % de plus de kWh. Notons que les cellules photovoltaïques voient leur rendement diminuer lorsque la température des panneaux solaires augmente (d'environ 0,4 % / °C pour le c-Si, et pour moitié moins, en ce qui concerne les couches minces) ; de même, sous faible éclairage, la diminution de leur rendement est plus importante pour le c-Si que pour les couches minces. Passons à une analyse plus détaillée des différentes filières couches minces industrielles.

LES FILIÈRES INDUSTRIELLES

Les filières couches minces sont le challenger annoncé de la filière, traditionnelle, celle du silicium monocristallin. Mais pour réussir, les performances techniques et les avantages industriels ne suffisent pas ; il faut aussi pouvoir rassurer les investisseurs sur plusieurs points, et en particulier sur les risques associés à toute technologie pour laquelle le retour d'expérience est relativement court. De nombreuses questions se posent : qu'en est-il de la fiabilité des procédés ? De la disponibilité des outils industriels ? De la stabilité, à long terme, des produits ? Mais aussi, des modèles de création de valeur ? Sur beaucoup de ces points, une R&D performante est essentielle. Elle constitue le fer de lance des pays à la pointe de cette technologie que sont l'Allemagne, le Japon et les Etats-Unis.

(3) *Le Monde* du 24 juillet 2009.

(4) V.M. Fthenakis, *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 2006 ; 14:275-280 DOI: 10.1002/pip.706 ; V.M. Fthenakis *Energy Policy* 35 (2007) 2549-2557.

	a-Si	CdTe	CIGS	c-Si
Cellules	13	16	20	25
Modules	6-8	10	13	20

Tableau 2 : Meilleures valeurs observées des rendements de conversion (en laboratoire et en production) des différents types de cellules couches minces.

Les valeurs pour le silicium cristallin (c-Si) sont données, à titre de comparaison. On distingue les valeurs records, en laboratoire, de celles obtenues en production (modules), les premières sont une bonne indication des valeurs probables en production, après un délai de développement, qui, historiquement, a varié entre 15 et 20 ans.

Pour les filières existantes, les rendements de 30 à 50 % inférieurs à ceux du c-Si, même avec des coûts de production plus bas, imposent un modèle de valorisation spécifique en raison du poids plus important, notamment, de la disponibilité des surfaces d'installation disponibles et de leur coût. Pour une puissance de système donnée, le coût hors module (câbles, supports, etc.), est également plus élevé et se traduit par un surcoût d'environ 10 centimes d'euro par point de rendement de conversion en moins. Il existe cependant des disparités entre les trois filières couches minces déjà passées au stade industriel.

Le silicium amorphe hydrogéné (a-Si:H)

C'est la filière la plus mature du point de vue industriel, avec un retour d'expérience important. Il existe de nombreux fabricants d'usines « clés en main » grâce à la présence d'opérateurs historiques et à des synergies avec la fabrication des écrans plats. Une plus grande maîtrise technologique a permis de tester des concepts innovants (notamment en ce qui concerne les interconnexions et le piégeage optique), qui pourront servir aux autres filières « couches minces ». Il faut mentionner, comme autre point fort, la possibilité de fabriquer, à l'échelle industrielle, des panneaux solaires flexibles, de surfaces importantes (par exemple, la « moquette solaire » produite par la société Unisolar, qui peut être facilement installée en toiture). Les panneaux sur substrats verriers ont atteint, eux aussi, des superficies importantes (environ 6 m²).

L'on constate un problème de dégradation initiale des cellules, qui limite le rendement stabilisé à des valeurs inférieures à 10 % (pour les modules industriels). Les coûts d'investissement rapportés à la capacité de production restent élevés, à cause de rendements de conversion photovoltaïque bas et de vitesses de dépôt (du silicium sur le support) relativement basses : il y a là des marges possibles de progrès. Les évolutions en cours (matériau Si polymorphe et microcristallin) pourraient permettre de pallier ces inconvénients, tout du moins en partie.

La filière au tellurure de cadmium (CdTe)

C'est la filière permettant d'obtenir le kWh photovoltaïque le moins cher, toutes filières confondues, avec, par référence aux derniers chiffres rendus publics, un coût de production de 0,83 \$/Wc. Cela est dû au matériau utilisé, dont le rendement de conversion est supérieur à 10 % (soit un niveau suffisamment élevé pour permettre un amortissement raisonnable des systèmes installés), mais aussi, et surtout, à des procédés de production à débit rapide, qui tirent vraiment parti de l'avantage inhérent aux couches minces. On a

observé une progression extrêmement rapide des capacités de production, les verrous techniques ayant été levés et les certifications obtenues (notamment en matière de stabilité à long terme). La croissance de cette filière est (pour l'instant) potentiellement limitée par la disponibilité des matières premières (le tellure, qui entre dans la composition du matériau actif, est peu abondant et peu produit). Cette filière est dominée par un seul acteur (First Solar, qui est en passe de devenir le premier producteur mondial de panneaux photovoltaïques, alors qu'il était encore marginal il y a seulement quelques années), même si quelques concurrents se mettent sur les rangs. La capacité globale de production est actuellement de 1 GWc/an.

Une des difficultés auxquelles cette technologie est confrontée est la gestion des questions environnementales, cruciale pour une énergie « propre » : le cadmium (Cd), qui entre dans la composition du matériau actif, est un métal très toxique, qui fait l'objet de législations particulières, notamment en Europe et au Japon. Ces panneaux sont recyclables, mais, afin d'en contrôler au mieux tout le cycle de vie, l'application en est limitée, pour l'instant, aux fermes solaires. La question du risque environnemental posé par cette filière (comportement en cas d'incendie, de fracture...) a été étudiée et aucun problème important dans l'utilisation des panneaux n'est apparu jusqu'ici (5). Cette question est certes particulièrement sensible dans le cas du tellurure de cadmium (CdTe), mais elle se pose pour tous les procédés industriels, et le photovoltaïque n'y fait naturellement pas exception.

La filière chalcopryrite (diséléniure de cuivre et d'indium (-gallium) CuIn(InGa)Se₂, noté CIGS)

C'est probablement la filière dotée du plus fort potentiel : elle a obtenu les rendements de conversion les plus élevés, tant en laboratoire (où ils sont voisins de ceux obtenus avec le c-Si) qu'en production industrielle (voir le tableau 2 de la page précédente).

En raison de similitudes entre les matériaux et les procédés, les coûts de production unitaires prévisibles sont voisins de ceux de la filière CdTe, et le coût du kWh pourrait donc lui être inférieur de 20 %, du fait de rendements de conversion photovoltaïque plus élevés. Les compagnies de petite taille recourant à cette filière sont nombreuses, elles sont souvent adossées à de grands groupes (tel que Würth, Shell, St-Gobain, Honda et Q-cells), qui se sont lancés dans le test de petites unités de production.

Sur le long terme, et de façon analogue aux autres filières, la disponibilité de l'Indium (In) pourrait poser

(5) Voir, par exemple, le magazine *Photon International* de mars 2009. Il est cependant important de signaler qu'un nombre restreint d'études a été réalisé.

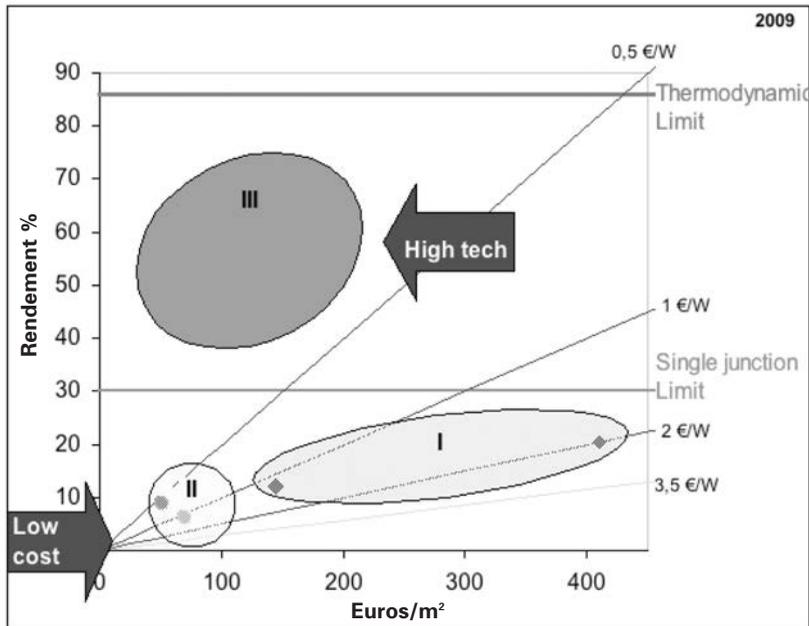
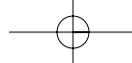


Figure 3 : Positionnement des différentes filières photovoltaïques, en termes de coût et de rendement de conversion.

Le ratio donne la contribution du panneau solaire correspondant au coût de production du watt solaire de crête. La génération I, qui s'appuie sur la technologie c-Si, présente des coûts de production unitaires relativement élevés, mais aussi des rendements élevés (les deux points correspondent à deux types de procédés c-Si). La génération II, les cellules en couches minces, présente des coûts unitaires de production et des rendements plus faibles (le point du haut correspond à CdTe, le point du bas à aSi).

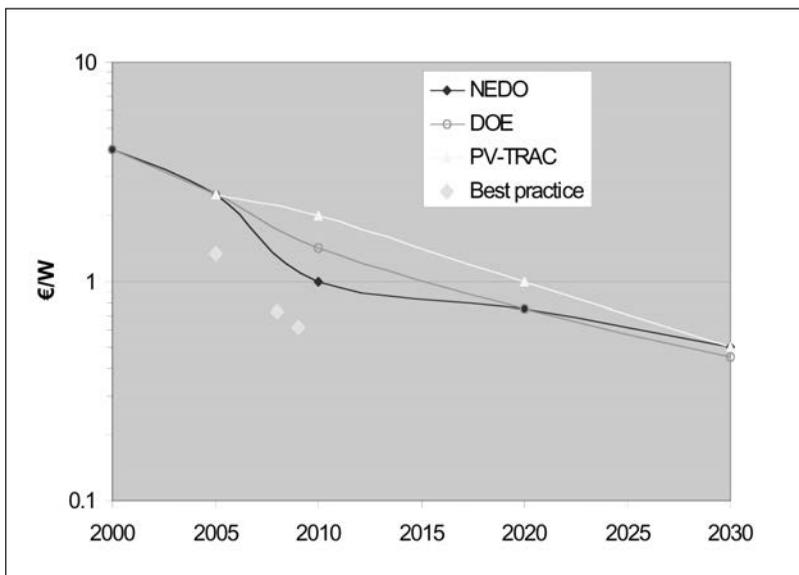


Figure 4 : Scénarios de l'évolution du coût de production des modules projetés par des experts mandatés par différents organismes (NEDO, au Japon, DOE aux USA et PV-TRAC mandaté par la Commission européenne).

Les points correspondent aux meilleures valeurs (annonces First Solar 2005, 2008 et 2009, taux de change 1 € = 1,35 \$).

problème. Il faut tout de même relativiser cette problématique, par rapport aux autres filières : les technologies a-Si et c-Si utilisent, en effet, de l'argent, pour les contacts, or l'argent est également rare (et pose également une question environnementale comme nous venons de l'évoquer pour la filière du tellure de cadmium).

LES PERSPECTIVES TECHNIQUES

Quelles sont les perspectives de ces filières naissantes et quels défis doivent-elles relever ?

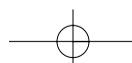
Sur le court terme, il y a beaucoup à gagner en matière de *packaging*, en allant vers l'intégration des modules aux systèmes, et vers la conception et la fabrication en usine de systèmes complets, au plus près de leur utilisation finale.

A moyen terme, on peut parier sur l'émergence de nouveaux procédés à très bas coûts (impression, galvanoplastie...), qui pourraient venir fortement réduire les coûts de production.

Sur le long terme, il faudra certainement aller vers une évolution des matériaux permettant d'augmenter de manière significative les rendements (de façon à se rapprocher des rendements de conversion thermodynamique, qui sont supérieurs à 60 %), à coût de production unitaire bas.

A chacune de ces étapes du développement de la filière photovoltaïque, les facteurs d'échelle et d'apprentissage devraient venir contribuer à cette évolution du coût à la baisse (voir la figure 3).

En termes de prospective, différents scénarios de réduction des coûts, d'évolutions de parts de marché et d'accroissement de capacités de production ont été proposés (voir la figure 4). Notons qu'ils se sont tous avérés trop pessimistes...



EN RÉSUMÉ

Dans un premier temps, le développement du photovoltaïque a été rendu possible par l'offre de services nouveaux. Dans la phase actuelle, il est surtout conditionné par le coût de production du kWh. Dans la prochaine phase, il risque fort d'être limité par des questions liées au développement soutenable de la technologie (*posées, par exemple, par l'utilisation de l'espace et des matières premières*). Sur ces deux derniers points, en particulier, l'avènement des technologies couches minces offrent les meilleures perspectives d'avenir parmi toutes les technologies existantes.

En l'état actuel des choses, un tiers, seulement, de la production est réalisé en Europe, alors qu'elle représente plus de la moitié du marché. Compte tenu de ses besoins en main-d'œuvre et de sa disponibilité clé en main, la technologie c-Si a tout pour se développer, en premier lieu, dans les pays émergents. Les filières couches minces ont, par contre, davantage intérêt à s'implanter dans les régions d'utilisation, afin de limiter les frais de logistique.

Et la France ? Pour que celle-ci soit partie prenante dans les développements en cours, on ne peut que souligner l'importance des programmes de démonstration de systèmes photovoltaïques (le retour d'expérience sera crucial, pour les couches minces) et des programmes de R&D.

FOR OUR ENGLISH-SPEAKING READERS

SOLAR ELECTRICITY AND COUNTRIES IN THE MEDITERRANEAN BASIN

Issue editor: Claude Trink

Editorial

Pierre Couveinhes

Introduction

Claude Trink, CGIET

I – High stakes

The Mediterranean Solar Plan, a model of cooperation between the two shores of the Mediterranean

Jean-Michel Charpin and Nasser Kamel

Launched on 13 July 2008 during the Paris Summit, the Union for the Mediterranean (UfM) reinforces the partnership between Mediterranean lands and the EU: 43 nations are participating on equal footing in regional projects. The UfM follows up on the achievements of the Barcelona Process, which was based on institutional cooperation in four major fields (a political dialog; free trade and economic cooperation; a social and cultural dialog; and cooperation in matters of migration, social integration, justice and security). It has backed and completed the policies and reforms conducted in the framework of the Process by focusing on concrete projects and results. The joint declaration during the Paris Summit identified six priorities: cleaning up pollution in the Mediterranean; sea and land routes; civil defense; higher education and research; the development of firms; and alternative sources of energy as part of the Mediterranean Solar Plan (MSP). Thanks to its regional approach centered on the Mediterranean, the MSP can become a paragon of cooperation, since it responds to the objectives of countries on both shores.

The Mediterranean Solar Plan and the Union for the Mediterranean

Antoine-Tristan Mocilnikar

Set up following an initiative by the president of France on 13 July 2008 during the Paris Summit and grouping 43 countries, the Union for the Mediterranean (UfM) seeks to weave ever tighter bonds of solidarity between peoples in the Mediterranean Basin through concrete projects for peace and prosperity. At a time when a multipolar world is making old and new players in economic development compete, this new cooperation will strengthen both Europe and the Mediterranean. Heads of state and of government steer the UfM, over which France and Egypt currently preside. The organization intends to impart a new driving force to exchanges between EU and non-EU countries around the Mediterranean. These lands are geographically, historically and culturally close but still economically and socially distant.

The Mediterranean Solar Plan: The momentum and challenges of a project of cooperation in politics, industry and energy

Philippe Lorec and Christophe Schramm

Launched by the French President on 13 July 2008, the Union for the Mediterranean (UfM) seeks to inaugurate an era of cooperation between lands to the north, south and east of the Mediterranean by carrying out concrete projects in response to the challenges that this region must address. The UfM applies, we might say, the “Monnet method” to the Mediterranean Basin. In this region as in post-war Europe, energy is a major issue that, if

left unsettled, might generate major risks but that, if addressed for the sake of a new political and economic partnership, could represent a major opportunity. The Mediterranean Solar Plan has this very objective. It seeks to activate the *de facto* solidarity between lands around the Mediterranean and to bring them to cooperate on energy, industrial, economic and social projects.

The Mediterranean Solar Plan's impact on interconnections between electricity grids in the Mediterranean Basin

Francois Meslier and Pierre Palat

In compliance with the Barcelona objective set in 1995, the southern and eastern shores of the Mediterranean have decided to hitch the future of their energy to a European plan for a Euro-Mediterranean energy market. The Union for the Mediterranean (UfM) has inherited and adopted this objective with the backing of all countries concerned. The Mediterranean Solar Plan (MSP), one of the UfM's six priorities, will have a strong impact on connecting the electricity grids of exporting and importing lands. It aims at an additional production of 20 GW of electricity by 2020 in countries on the southern and eastern shores of the Mediterranean. The possibility for these countries to export toward the north a significant percentage of this electricity is considered to be a financial guarantee of the profit-earning potential of the investments to be made. It also represents a contribution by countries in the North toward achieving their own objectives, namely: renewable sources of energy are to account for 20% of the energy consumed there by 2020. The MSP will also have an impact stemming from the political determination to quickly make the first investments for testing both its financial feasibility and the procedures whereby countries in their North will import renewable electricity under article 9 of the Energy-Climate directive.

II – Raising capital

The model for funding the Mediterranean Solar Plan

Michel Laffitte and Florent Massou

The Mediterranean Solar Plan's (MSP) principal objective is to produce, by 2020, 20 GW of additional — low-carbon, mainly solar — electricity in lands on the southern and eastern shores of the Mediterranean. In France, the Inspection Générale des Finances and the Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGIET) have the assignment to validate the initial studies made for identifying needs, the technology to be used and the cost of the investments necessary for building renewable energy power stations. The results of the economic and financial simulations of the MSP are presented.

The Mediterranean Solar Plan, the symbol of a Euro-Mediterranean partnership? The European Investment Bank at the service of a policy for renewable energy

Philippe de Fontaine-Vive

During the last fifty years, the construction of Europe has gone through spates of growth and turbulence with successive stages of enlargement and debates about EU governance, alternating periods of economic expansion and contraction with their social impact.... Nonetheless, the EU has gradually taken root in our

RÉSUMÉS ÉTRANGERS

everyday environment, and the European Investment Bank (EIB) is, we suppose, not foreign to this process. Created following the adoption of the Rome Treaty, this bank has lent support to economic growth and solidarity inside and outside the EU. In practice, the priorities and means have changed but without ever questioning the requirement to improve competitiveness and promote harmonious development. The energy sector is exemplary of the bank's ability to adapt and of its concern for a certain idea of Europe. This priority is examined from three complementary angles: the EIB and renewable energy; the EIB and the partnership for energy with our Mediterranean neighbors; and the EIB and the Mediterranean Solar Plan.

The World Bank's support for concentrated solar power stations

Silvia Pariente-David, Jonathan Walters, Chandra Govindarajulu and Roger Coma Cunill

The Clean Technology Fund (CTF) was set up in 2008 to provide funding, especially subsidies, on an industrial scale for projects that experiment with, deploy or transfer low-carbon technology, which have the potential of significantly reducing greenhouse gas emissions in the long run. The CTF helps multilateral development banks by providing the funds needed and boosting experiments with low-carbon techniques, while waiting for the conclusion of the negotiations conducted by the UN on climate change. The World Bank manages this temporary fund. The CTF uses the capacity of multilateral development banks to exercise leverage for raising the private and public capital for investment in low-carbon technology. It publicizes the latter's positive effects on the environment and development by claiming that this technology can help reach national development objectives. Finally, it provides attractive funding, including grants for covering the identifiable additional costs of the investments necessary for making a project viable.

Funding renewable electricity as part of the Mediterranean Solar Plan

Rima Le Coguic and Christian de Gromard

Factors related to energy and the climate are now weighing down on the economies of both developed and emerging lands. All countries are urged to advance quickly toward systems that save energy and reduce the emission of greenhouse gases. Energy and climate issues are a major concern in countries to the south and east of the Mediterranean. Given their growth rates, ranging from 6% to 8%, their demand for energy is rising twice as fast as Europe's while their production — dependent for 99% on fossil fuels — is vulnerable owing to the volatility of (rising) oil prices. To cope with this situation, these Mediterranean lands are forced to intensify their policies for controlling energy: efficiency must be combined with savings, and with renewable sources of energy as well as a reduction of greenhouse gas emissions.

III – At stake for industry

But where are the French firms for making the equipment needed to produce solar electricity?

Claude Trink

Under the Mediterranean Solar Plan, the production of electricity from wind and solar power has given birth to several industries, which, by the end of 2008, were thriving thanks, in particular, to the favorable rates based on production costs and, also, the laws and regulations in several Western countries and Japan that require purchases of this sort of electricity. Several firms have developed, even in China, with activities mainly oriented toward exportation. They are now playing a worldwide role.

Photovoltaic solar energy

Pâris Mouratoglou and Pierre-Guy Théron

Photovoltaic power stations apply the photoelectric principle for directly converting light into electricity. As Einstein proved, classical 19th-century physics could not explain this phenomenon, which Becquerel had discovered. This experimental finding underlies

much of modern quantum physics, which provides the only explanation of how electrons and the energy of light (borne by photons) interact. The means for converting light to electricity depend on one or more junctions between semi-conductors. These basic principles set the stage. Photovoltaic energy is simple to use, since it does not depend on any complex thermodynamic cycle. Furthermore, its operation does not call for any kind of combustion, and does not emit any pollution (in particular no CO₂). Photovoltaic conversion units are a paragon of modern objects.

A French specificity: Installing photovoltaic solar cells in buildings

Henri Triebel

A 10 July 2006 ministerial decision significantly altered the price at which Électricité de France purchases photovoltaic electricity: from 14 to 30 cents per kWh, or even 55 for photovoltaic cells installed on buildings. As a followup to this decision, an income tax credit for "sustainable development" was introduced for private individuals who install this type of equipment on their roofs. The effects were immediate: compared with the 35 MW installed in the country in 2007, 105 MW were installed in 2008 — this amounts to tripling installations per year. Nonetheless, France's production capacity is moderate. Photovoltaic cells now account for 175 MW. By comparison, Germany recorded a volume of additional installations of 1.35 GW in 2008 alone; and Spain, 3.1 GW. Whereas the Spanish government's strategy has oriented players in the market toward big photovoltaic solar farms by proposing high rates for buying the current thus generated, France's policy has favored installing photovoltaic cells on buildings and houses with, as a consequence, the development of smaller-scale projects.

Sophia Antipolis Énergie Développement: Thermodynamic solar power stations of a new type

Michel Wohrer

Sophia Antipolis Énergie Développement (SAED) was founded in January 2008 to develop the use of low-temperature solar energy (less than 150°C). Owing to proprietary technology, the firm can substantially lower the production cost of low-temperature solar heat and envision the construction of power stations with an industrial potential. This thermal energy can thus be used to produce electricity at prices competitive with others sorts of solar electricity. Its advantage should enable the company to win a share in the market for solar electricity power stations. This thermal energy can also help save fossil fuels under profitable conditions given the current price of oil.

A new building material that produces energy: Silicon thin films

Claire Tutenuit and Hugues-Antoine Guinoiseau

The challenge during the coming twenty years will be to reduce the production cost of a photovoltaic kWh. Several laboratories and industries around the world are working on this and have already obtained promising results. The purchase price of panels per watt-peak (€/Wp) has come down from several euros to less than two over the past ten years. Progress must still be made to reach "grid parity", where the production cost of photovoltaic electricity and of other sources of energy will be equivalent but without the former losing any of its advantages in relation to protection of the environment and social acceptability. Silicon thin-film (SiTh) technology, which can now be used in industry, might be the first photovoltaic technology to reach parity. Its aesthetic, environmental and energy advantages add to its economic interest. Given this material's technical characteristics and its energy yields, it has a wide range of uses in many situations (east/west orientation, slopes from vertical to nearly horizontal, etc.). Whether or not it will be socially acceptable mainly depends on how it will be used in buildings. Crucial factors for determining its future in France are its aesthetics and complementarity with traditional building materials. SiTh panels can be installed on existing buildings or constructions, usually

located in inhabited areas. SiTh technology makes it possible to produce energy with most types of buildings.

The comeback of a French player in concentrated solar power technology

Roger Pujol

The principle of concentrated solar power is simple. It was already known in ancient Greece, where, according to a legend, Archimedes used it to set ablaze the Roman ships assailing the city of Syracuse in Sicily. Mirrors placed in the form of a parabola direct the sun's rays onto a point where a heat-transfer fluid retrieves the calories. There are four families of reflectors for capturing the heat and four families of fluids for transferring it. Two of the first four families use a parabolic form, which focuses heat on a point in order to obtain a high temperature. To operate, these reflectors follow the sun by moving along two axes. The other two families of reflectors have a cylindrical-parabolic form, and the sun's rays are concentrated not on a single point but on a line. Therefore, the flux and temperatures are lower than with the aforementioned methods. The reflector moves along a single axis. Among the heat-transfer fluids are molten salt, synthetic oils and pressurized water, vapor and gases.

IV – Developments abroad

Relaunching the production of "green" electricity in the United States: Prometheus meets Keynes

Marc Magaud and Daniel Ochoa

During his campaign, Barack Obama insisted on the close tie between the recession, climate change and national security in matters of energy, given the country's excessive dependence on oil imports. He outlined the development of a low-carbon economy that would, in 2050, emit only 20% as much greenhouse gas as in 1990. He pledged to devote, over a ten-year period, 150 billion dollars to R&D on renewable energy, either through direct funding (grants, loan guarantees, purchases by the federal government, etc.) or tax incentives. He also spoke about the potential creation of five million jobs in environmental-friendly technology. Given his first official declarations on climate change and the importance of the theme of energy in the first measures taken by his administration, the new president has reflected the same level of concern as the candidate. Since his election, Obama has pursued the same policy line by orienting his massive economic stimulus plan (\$787 billion) toward creating "green jobs", especially in energy (\$85 billion). In the stimulus package, R&D for new sources of low-carbon energy — stocking CO₂ underground, solar and geothermal energy, wind power, second-generation biofuels, etc. — figures among the top priorities.

Germany: The dazzling development of the solar industry, with significant backing from research

Jean-François Dupuis, Claire Vaillat and Nicolas Cluzel

The development of the German solar industry in less than a decade has proven wrong the critics who claimed that this source of energy would be too expensive and that the country's climate is too cold for it. The development of this industry and of renewable energy in general can be set down to support from the federal and state governments for investing in R&D and for creating conditions that have stimulated growth in this sector. Although this industry is experiencing difficulties owing to the recession and the emergence of rivals in Asia, the trend it represents has taken off. German industrialists are now turning toward North Africa, evidence thereof being the highly publicized DESERTEC Plan, inaugurated on 13 July 2009 in Munich.

What is possible in Germany should also be a success in France: The development of Q-Cells, the first manufacturer worldwide of solar cells

Markus Wieser and Frank Strümpfel

Let's be clear: the industrial growth observed in photovoltaics in Germany, Japan, China and Taiwan should no longer be taken for granted, at least not in the near future. To their advantage, these

countries have, since the early 1980s, been backing the pioneering industries that are now aces in the hole owing to their size (economies of scale) and know-how. In the short run, we will probably observe a consolidation in photovoltaics, whence trouble for the many small firms operating with limited financial means. The next phase in this industry's development is being staked out. The starting signal has been given for this round of competition, but we do not know which countries in Europe, Asia or America will be leading the race.

Does renewable energy in Spain still have wind in its sails?

Thomas Vial and Guy Molénat

Spain is an apparent contradiction. It figures among the European countries farthest from the Kyoto Protocol's objectives but is often cited as an example, even by President Obama, for its success in speeding up developments in renewable energy. Successes in solar and wind power have proven that Spanish industry can, with support from the state and within a decade, develop to become competitive internationally at the very time when climate change will be having repercussions on economic models and opening new markets. From this vantage point, big projects (like the Mediterranean Solar Plan or future EU initiatives related to the Energy-Climate package) should stimulate the Spanish, who will probably soon be looking for European partners. Given its advantages in wind and solar energy, the country should be able to consolidate an efficient energy solution with a promising future, while reinforcing its particularly innovative industry.

V – Research programs in France

A new future for the French photovoltaic industry

Eric Laborde

The French photovoltaic industry counts two major players: Photowatt and Ténésol (formerly Total-Énergie). Specialized in distribution networks and systems engineering, Ténésol has recently become involved in assembling photovoltaic panels; it holds a strong position in its historical markets (France's overseas territories and departments). Photowatt, now celebrating its 30th birthday, is the only French manufacturer of solar wafers, cells and modules. It represents the kernel of France's photovoltaic industry. Although some small businesses are emerging in this sector, very few of them are involved in technological activities capable of achieving an industrial scale. For a long time, Photowatt has been leading the market and has even risen to number five worldwide. It is thriving thanks to niche markets (isolated sites, solar pumps) with public funding (national or international).

The development of photovoltaic technology and the creation of the National Institute of Solar Energy

Jean-Pierre Joly

As in many other sectors, the development of the photovoltaic industry presupposes a combination of three factors: the existence of a thriving market; ongoing innovation so as to remain highly competitive in the world market; and sizeable investment in efficient, highly productive means of production. The first requirement has been satisfied thanks to the system for purchasing electricity. The creation of institutes such as the Institut National de l'Énergie Solaire (INES) is intended to fulfill the second. Promising signs can be observed with regard to the third factor, but much is still to be done in terms of investments in industry.

From low cost to high tech: Possible margins of technical progress in photovoltaics

Jean-François Guillemoles

Photovoltaics is developing in response to three requirements: conservation of the environment, security in energy, and economic growth. Given this, the terawatt (TW) scale should be used to measure the magnitude of energy needs. Can solar, in particular photovoltaic, power meet these needs? This has nothing to do with

the availability of solar energy — in a single hour, the sun sends to the earth as much energy as the electricity consumed by all of humanity during an entire year. Instead, it raises questions about the industrial deployment and, eventually, the availability of raw materials and land. The sustainable development of photovoltaic power implies wisely using resources (raw materials, energy and capital) and improving the efficiency not only of the process for

transforming resources into photovoltaic units but also of these units for converting light into electricity. It is worth noting that the predictable change of scale in the photovoltaic industry will have implications for this industry's deployment on a large scale. This deployment depends on: the availability of technology, know-how, capital and raw materials; the cost of investments; the speed of implementation; and the rhythm of production of cells.

A NUESTROS LECTORES DE LENGUA ESPAÑOLA

LA ELECTRICIDAD SOLAR Y LOS PAÍSES DEL MEDITERRÁNEO

Editorial

Pierre Couveinhes

Introducción

Claude Trink, Consejo General de la Industria, de la Energía y de las Tecnologías - CGIET

I – Retos importantes

El Plan Solar Mediterráneo, un modelo cooperativo entre las dos orillas del Mediterráneo

Jean-Michel Charpin y Nasser Kamel

La Unión para el Mediterráneo (UpM), lanzada el 13 de julio de 2008 durante la cumbre de París, instaura una colaboración reforzada entre países vecinos del Mediterráneo y la Unión Europea. Gracias a ella 43 estados colaboran, en pie de igualdad, para lanzar proyectos con dimensión regional.

En este sentido, la UpM:

- recoge las experiencias del proceso de Barcelona, que se apoyaba, por su parte, en una cooperación institucional en torno a cuatro grandes ejes (diálogo político, cooperación económica y libre cambio, diálogo humano, social y cultural, cooperación en materias de migración, integración social, justicia y seguridad);
- integra las políticas y las reformas que este proceso de colaboración promovía y las complementa prestando una atención particular a los proyectos concretos y a los resultados.

La declaración común de la cumbre de París para el Mediterráneo identifica seis iniciativas claves que deben ponerse en marcha con urgencia: descontaminación del Mediterráneo, autorrutas del mar y autorrutas terrestres, protección civil, educación superior e investigación, desarrollo de las empresas y, por último, energías de sustitución, dentro del marco del Plan Solar Mediterráneo (PSM). Ya que responde simultáneamente a los objetivos de los países del Sur y los de los países del Norte, y gracias a su enfoque regional centrado sobre el Mediterráneo, el PSM puede convertirse en un modelo de cooperación ejemplar.

El Plan Solar Mediterráneo y la Unión para el Mediterráneo

Antoine-Tristan Mocilnikar

La Unión para el Mediterráneo creada, gracias a una iniciativa del Presidente de la República francesa, por cuarenta y tres países el 13 de julio 2008, durante la Cumbre de París para el Mediterráneo, tiene como objetivo establecer solidaridades entre los pueblos de la cuenca mediterránea en torno a proyectos concretos, factores de paz y de prosperidad.

A la hora en que emerge un mundo multipolar que pone a los antiguos y a los nuevos actores del desarrollo económico mundial en competición, Europa y el Mediterráneo podrán beneficiar de estas nuevas cooperaciones para obtener nuevas fuerzas. La Unión para el Mediterráneo, dirigida por los jefes de estado y de gobierno, actualmente copresidida por Francia y Egipto, busca dar un nuevo impulso a los intercambios entre los países de la Unión Europea y los del sur del Mediterráneo, geográfica, histórica y culturalmente tan cercanos, pero aún demasiado alejados sobre el plano económico y social.

El Plan Solar Mediterráneo: la dinámica de un proyecto de cooperación política, energética e industrial en el Mediterráneo y los desafíos por afrontar

Philippe Lorec y Christophe Schramm

La Unión para el Mediterráneo (UpM) lanzada por el Presidente francés el 13 de julio de 2008 busca inaugurar una nueva época de cooperación entre los países del Sur, del Este y del Norte del Mediterráneo, mediante la realización de proyectos concretos, a geometría variable, que respondan a los desafíos que debe enfrentar esta región. De alguna manera, la UpM consiste en aplicar el «método Monnet» a la cuenca mediterránea.

Ahora bien, en esta región como en la Europa de la posguerra, las cuestiones energéticas son uno de los problemas más importantes que, si no se controlan, podrían ser factores de grandes riesgos, pero que al mismo tiempo representan grandes oportunidades, si se logran poner al servicio de una nueva colaboración política y económica.

Precisamente, tal es el objetivo del Plan Solar Mediterráneo (PSM) que trata de acercar a los diferentes países vecinos del Mediterráneo, sobre la base de solidaridades de hecho, y a empeñarlos en un proyecto de cooperación energética, industrial, económica y social.

El impacto del Plan Solar Mediterráneo sobre la evolución de las interconexiones eléctricas entre los países vecinos del Mediterráneo

François Meslier y Pierre Palat

De conformidad con el objetivo de Barcelona, definido en 1995, los países a las orillas sur y este del Mediterráneo inscribían su futuro energético en un proyecto europeo que tenía como objetivo la constitución de un mercado euro-mediterráneo de la energía, al cual suscribían dichos países. La unión para el Mediterráneo (UpM) ha recuperado este objetivo.

Una de las seis iniciativas claves de la UpM, el desarrollo del Plan Solar Mediterráneo (PSM), tendrá un fuerte impacto sobre las interconexiones eléctricas del mediterráneo, a la vez entre los diferentes países exportadores y los países importadores de esta energía. Esto se debe principalmente a las razones siguientes:

- su objetivo de creación de 20 GW de capacidades nuevas de producción de electricidad hacia 2020 en los países del Sur y del Este del Mediterráneo,
- gracias a la posibilidad que estos mismos países tienen de exportar hacia el Norte una parte de la electricidad así producida, considerada a la vez como una prueba financiera convincente de la rentabilidad de estas inversiones y como una contribución de los países del Norte a la realización de sus propios objetivos; a saber, llevar al 20% la cuota de las energías renovables en su consumo energético a este mismo plazo de 2020),
- y, por último, debido a la voluntad política de realizar rápidamente las primeras inversiones para probar la factibilidad financiera y el mecanismo de importación de electricidad renovable por los países del Norte, previsto por el artículo 9 de la directiva sobre la energía y el clima.

II – La movilización de inversiones considerables

El modelo de financiación del Plan Solar Mediterráneo

Michel Laffitte y Florent Massou

El objetivo principal del PSM es la construcción, de aquí a 2020, de 20 GW de capacidades adicionales de producción de electricidad de

bajo carbono, especialmente solar, al Sur y al Este del Mediterráneo. Para validar los primeros estudios realizados en cuanto a las necesidades identificadas, las tecnologías utilizables y los costes de las inversiones necesarias para el despliegue de estas centrales que utilizan energías renovables (ENR), la inspección general de hacienda y el Consejo general de la industria, de la energía y de las tecnologías (CGIET) han sido encargados de una misión de investigación. Este artículo presenta una síntesis de los trabajos de modelización económica y financiera del PSM, realizados dentro del marco de esta misión

El Plan Solar Mediterráneo: ¿un símbolo de la colaboración euro-mediterránea?

El Banco europeo de inversiones al servicio de una política energética renovada

Philippe de Fontaine-Vive

A lo largo de los cincuenta últimos años, el sector de la construcción en Europa ha conocido periodos fastuosos, pero también muchas turbulencias, con los programas sucesivos de ampliación de Europa, los debates sobre su gobierno, una alternancia de ciclos de crecimiento y de recesión económica, sus consecuencias sociales, etc.

Sin embargo, la realidad europea se arraiga progresivamente en nuestro entorno diario y no sé por qué creo que el Banco europeo de inversiones (BEI) no es totalmente ajeno a ello.

Creado tras la adopción del tratado de Roma, el BEI ha mantenido desde entonces, su doble objetivo de apoyo al crecimiento y de solidaridad, tanto al interior como al exterior de la unión europea. Durante la puesta en obra de esta misión, las prioridades y los instrumentos han evolucionado, pero sin que haya sido puesto en tela de juicio el imperativo de servir a la vez la competitividad y a un desarrollo armónico.

El sector de la energía parece un buen ejemplo de la capacidad de adaptación de nuestra institución y de su preocupación por desarrollar una cierta idea de Europa. Por esto, en mi contribución a este número de *Realidades industriales*, me gustaría abordar esta prioridad bajo tres ángulos complementarios: el BEI y las energías renovables, el BEI y la colaboración energética con los vecinos mediterráneos y, por último, el BEI y el Plan Solar Mediterráneo.

La iniciativa del Banco mundial en favor de un aumento de las centrales solares de concentración (CSP)

Silvia Pariente-David, Jonathan Walters, Chandra Govindarajalu y Roger Coma Cunill

El Fondo de Tecnologías Limpias [*Clean Technology Fund*. CTF] fue creado en 2008 para aportar una financiación altamente subvencionada, a escala industrial, a la experimentación, despliegue y traslado de tecnologías de bajo carbono que presenten un potencial de reducción de emisiones de gas de efecto invernadero, a largo plazo. El grupo Banco Mundial se encarga de su gestión. El CTF es un dispositivo interino que aporta a los bancos multilaterales de desarrollo las financiaciones que les hacen falta y apoya la experimentación de aplicaciones de bajo carbono, en esperas de las conclusiones de las negociaciones de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.

Las características fundamentales del *Clean Technology Fund* son las siguientes:

- utilizar las capacidades de los bancos multilaterales de desarrollo para ejercer un efecto de palanca con el fin de movilizar los fondos públicos y privados para su inversión en iniciativas de bajo carbono;
- promover las ideas positivas en favor del medio ambiente y del desarrollo con el fin de demostrar que las tecnologías de bajo carbono pueden contribuir al alcance de los objetivos nacionales en materias de desarrollo y de estrategias;

- suministrar financiaciones atractivas que comportan una parte de donación, creadas con el objetivo de cubrir los costes adicionales de la inversión necesarios para hacer que los proyectos sean viables.

La financiación de la electricidad renovable dentro del marco del Plan Solar Mediterráneo (PSM)

Rima Le Cogucic, Christian de Gromard

Una doble coacción, energética y climática, se impone hoy tanto a las economías desarrolladas como a las economías emergentes o en desarrollo, obligando a todos los países a acelerar el cambio energético y a poner en marcha sistemas de ahorro de energía y de reducción de emisiones de carbono.

Los países del Sur y del Este del Mediterráneo (PSEM) se ven particularmente afectados por estos desafíos energéticos y climáticos. Con unas tasas de crecimiento que oscilan entre el 6 y el 8 %, su demanda en energía aumenta dos veces más rápido que la de Europa, mientras que su producción, que depende de los combustibles fósiles en un 99 %, se ve afectada por la inestabilidad de los precios de estos combustibles y por su encarecimiento. Para afrontar estos desafíos, los países del Mediterráneo deben intensificar sus políticas de control de la energía, combinando eficacia energética, ahorro de energía, energías renovables y reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero.

III – Los retos industriales

¿Dónde están las empresas francesas de fabricación de equipos para la producción de energía solar?

Claude Trink

La característica de los dos sectores de producción de electricidad, eólica y solar, incluidos en el Plan Solar Mediterráneo es haber dado nacimiento a industrias extremadamente dinámicas que han beneficiado hasta finales de 2008 de un fuerte crecimiento debido, especialmente, a las obligaciones de compra de electricidad impuesta de manera legislativa y reglamentaria en varios países occidentales y en Japón, al igual que a las tarifas favorables que tienen en cuenta el coste de su producción.

Así, numerosas empresas se han desarrollado, incluso en China, con un énfasis en la exportación. Actualmente estas empresas desempeñan un papel mundial.

La energía solar fotovoltaica

Pâris Mouratoglou y Pierre-Guy Théron

La producción de energía en centrales fotovoltaicas explota un principio de conversión directa de la energía luminosa en energía eléctrica, conocido como efecto fotoeléctrico, descubierto por Becquerel, luego identificado por Einstein como un fenómeno que la física clásica del siglo XIX no podía explicar. Este hecho experimental induciría a la física cuántica moderna, única capaz de explicar la posibilidad de una interacción entre la energía luminosa (transportada por los fotones) y los electrones. Básicamente, el convertidor de energía luminosa/energía eléctrica está constituido por una o varias capas de materiales semiconductores, uno siendo de tipo N y el otro de tipo P. Cuando se exponen los principios de base se puede obtener una idea de este tipo de energía: la energía fotovoltaica es de fácil uso, pues no se apoya en la explotación de ciclos termodinámicos complejos. Además, su funcionamiento que no implica ninguna combustión, no produce ninguna emisión contaminante, especialmente de CO₂. Por último, el convertidor fotovoltaico es un objeto moderno por excelencia.

Una especificidad francesa: la integración de los equipos solares fotovoltaicos en las construcciones existentes

Henri Triebel

La orden del 10 de julio de 2006 ha revaluado el precio de compra de electricidad fotovoltaica por parte de Electricidad de Francia (EDF). El precio por kWh pasó de 0,14€ a 0,30€, incluso a 0,55€

en el caso de las células fotovoltaicas integradas a la construcción. Esta medida ha sido complementada por la creación de un subsidio fiscal de «desarrollo sostenible», en favor de las personas que instalan este tipo de equipo sobre su tejado.

Las consecuencias fueron inmediatas: 35 MW se han instalado en Francia en 2007, 105 MW en 2008, lo que representa una triplicación de la potencia instalada anualmente. Sin embargo, ésta sigue siendo modesta si consideramos que el parque francés se establece hoy en 175 MW. A título de comparación, sólo en el 2008, Alemania ha registrado un volumen de instalaciones adicionales del orden de 1,35 GW, la cifra es de 3,1 GW para España.

Si la estrategia del Gobierno español ha consistido en orientar a los actores del mercado hacia la construcción de parques solares fotovoltaicos de gran tamaño, gracias a las tarifas elevadas de compra de la energía, la política francesa ha favorecido, por el contrario, la integración a las construcciones existentes (paneles fotovoltaicos integrados en el tejado o en la fachada de edificios residenciales o terciarios), resultando así en el desarrollo de proyectos de tamaño más modesto.

Sophia Antipolis Energie Développement: un nuevo tipo de centrales solares termodinámicas

Michel Wobrer

La sociedad Sophia Antipolis Energie Développement (SAED) fue creada en enero de 2008 para explotar las aplicaciones de la energía solar térmica a baja temperatura, inferior a 150°C, o *Low Temperature Solar* (LTS). Una tecnología exclusiva le permite reducir ampliamente el coste de producción de calor solar a baja temperatura y considerar así la fabricación de unidades de potencia industrial. Esta energía térmica puede ser utilizada para producir electricidad en condiciones competitivas respecto a las otras fuentes de electricidad solar, con las ventajas específicas que deberían permitirle conquistar, en el futuro, una parte del mercado de las centrales eléctricas solares. Esta energía térmica puede también aprovecharse para economizar combustibles fósiles, en condiciones económicas rentables, respecto a los precios actuales del petróleo.

Un nuevo material de construcción, productor de energía, el SiTh, a base de capas delgadas de silicio (*Silicon Thin-Films*)

Claire Tutenuit y Hugues-Antoine Guinoiseau

Una de las grandes encrucijadas de los próximos veinte años es la reducción del coste de producción del kWh fotovoltaico. Muchos laboratorios y empresarios en el mundo trabajan sobre ello, obteniendo resultados prometedores: el precio de adquisición de los paneles, en euros por Vatios-pico (€ / Wc), ha pasado de varios euros a menos de 2 euros en una década. Sin embargo, quedan progresos por hacer para alcanzar la «paridad de la red»; es decir, el momento cuando el coste de producción de la electricidad fotovoltaica alcance el de las otras fuentes de energía, sin perder sus ventajas en términos de protección del medio ambiente y de aceptación social.

La tecnología de los SiTh (*Silicon Thin-Films*, que emerge hoy a nivel industrial) está muy bien situada para llegar al primer lugar. Sus ventajas estéticas, energéticas y ecológicas se añaden al interés económico. Las características técnicas y los buenos rendimientos energéticos de este material en diversos casos (orientación este/oeste, inclinaciones que van de vertical a casi-horizontal, sombras reflejadas, etc.) le confieren una vasta gama de utilidades. La perennidad de la aceptación social de la energía fotovoltaica (FV) que depende en gran parte de su integración a las construcciones, la estética del producto y su complementariedad con los materiales tradicionales es de una importancia crucial para el futuro de esta energía en Francia. Los paneles SiTh tienen su lugar en los edificios existentes, así como sobre todas las superficies artificializadas, situadas, por definición, cerca de la población; el interés del SiTh reside en el hecho que hace posible el aprovechamiento energético de un gran número de construcciones.

El regreso de un actor francés del sector de la tecnología solar por concentración

Roger Pujol

El principio del funcionamiento de la energía solar por concentración es muy sencillo y conocido desde la antigua Grecia. La leyenda cuenta que Arquímedes lo utilizó para incendiar los barcos de la marina romana que atacaban la ciudad portuaria siciliana de Siracusa. Se trata de utilizar espejos dispuestos en forma de parábola, que concentran la radiación solar sobre un punto donde circula un fluido termoportador, que recupera la energía así captada. Se distinguen cuatro familias de sensores y cuatro familias de fluidos termoportadores.

Hay dos familias de sensores que utilizan una forma paraboloide, que concentra el calor en un punto, lo que permite conseguir temperaturas elevadas. Para garantizar la continuidad de su funcionamiento, los sensores de este tipo deben desplazarse sobre dos ejes, lo que les permite seguir el movimiento del sol.

Las otras dos familias de sensores utilizan una forma cilindro-parabólica. En este caso, la concentración de la radiación solar no se hace en un punto único, sino sobre una línea. Los fluidos y las temperaturas son más bajas que en la primera familia de sensores. El sensor sólo se desplaza sobre un eje.

Entre los fluidos termoportadores utilizados, se distinguen las sales derretidas, los aceites térmicos, el agua o el vapor y los gases.

IV – Los avances en otros países

El nuevo impulso de la producción de electricidad verde en los Estados Unidos: un encuentro entre Prometeo y... Keynes

Marc Magaud y Daniel Ochoa

Durante su campaña, el candidato Barack Obama había insistido en la relación estrecha que existía entre la crisis económica, el cambio climático y la seguridad energética, (e incluso la seguridad nacional, debido a la dependencia excesiva de los Estados Unidos con respecto a los recursos petrolíferos que este país importa). Obama había esbozado el proyecto de desarrollo de una economía baja en carbono, que emitiría en 2050 sólo el 20 % de la cantidad de gas de efecto invernadero emitido en 1990. Se había empeñado en invertir 150 mil millones de dólares, en diez años, en Investigación y Desarrollo en materias de energías renovables, ya sea por financiación directa (dotaciones, garantías de préstamos, compras por el estado federal, etc.) o por medio de incitaciones fiscales. Por último, había anunciado la creación potencial de 5 millones de empleos en el campo de las tecnologías verdes.

Sus primeras declaraciones oficiales sobre el cambio climático y la preponderancia acordada al tema de la energía en las primeras medidas tomadas por su administración reflejaban en el nuevo presidente el mismo nivel de preocupación que en el candidato. En realidad, una vez elegido, Barack Obama ha seguido esta directriz orientando su plan de recuperación económica, 787 mil millones de dólares, hacia la creación de «empleos verdes», especialmente en el sector de la energía (85 mil millones). En este *stimulus package*, la I&D sobre las nuevas energías más bajas en carbono (captura y almacenamiento subterráneo del CO₂, energía solar, eólica, geotermia, biocombustibles de segunda generación, etc.) figura en el primer lugar de las prioridades.

Alemania: un desarrollo fulgurante de la industria solar que apoya los esfuerzos considerables en materias de investigación

Jean-François Dupuis, Claire Vaille y Nicolas Cluzel

El desarrollo de la industria solar en Alemania en menos de 10 años ha demostrado que sus detractores se equivocaban. Ellos decían que esta energía era demasiado cara, el país poco adaptado y con un clima demasiado frío para que se pudiese explotar todo su potencial. Este desarrollo, como el de todas las energías renovables, se debe al apoyo del gobierno federal y de los *Länder*, tanto en el plano de los

medios invertidos en I&D como en el establecimiento de condiciones marco que permiten el auge del sector industrial relacionado. No obstante, éste se ve afectado por la crisis económica, lo mismo que por el nacimiento de nuevos competidores asiáticos. A pesar de ello, la tendencia se evidencia y, en adelante, los intereses de los empresarios alemanes se tornan hacia África del Norte, así como lo ha demostrado el lanzamiento, muy mediatizado, del plan DESERTEC, el 13 de julio de 2009, en Munich.

Lo que es posible en Alemania podría convertirse igualmente en un éxito en Francia: el desarrollo de Q-Cells, primero productor mundial de células solares

Markus Wieser y Frank Strümpfel

Seamos claros, ya no podemos contar un crecimiento industrial tal como se ha observado en el sector fotovoltaico, por ejemplo en Alemania, Japón, China y Taiwán (por lo menos, no en un futuro cercano). Estos países se benefician del hecho que han apoyado, desde comienzos de los años ochenta, las industrias pioneras que cuentan actualmente con ventajas decisivas en materias de tamaño (economías a gran escala) y su *know-how* tecnológico. Por otro lado, a corto plazo asistiremos a una consolidación del sector fotovoltaico, lo que se convertirá en un problema para muchas empresas de pequeño tamaño que cuentan con bajos recursos económicos.

Sin embargo, hoy en día se echan los cimientos de la próxima fase del desarrollo de la industria fotovoltaica. La competencia ya ha empezado. No obstante, aún no sabemos si serán los países de Europa, de Asia o de América los que ganarán la carrera.

En España, las energías renovables ¿siguen teniendo el viento (y el sol) en popa?

Thomas Vial y Guy Molénat

España vive una contradicción aparente: es uno de los países europeos que más se aleja de los objetivos establecidos por el protocolo de Kyoto y, al mismo tiempo, a menudo es un país que se pone de ejemplo, incluso por el presidente Barack Obama, por sus logros en el desarrollo acelerado de las energías renovables. Los éxitos registrados en materias de energías solares y eólicas han mostrado la capacidad de la industria española para desarrollar, con el impulso del Estado y en sólo una década, industrias competitivas a escala internacional, en el momento en el que el cambio climático debería tener repercusiones sobre los modelos de producción y abrir nuevos mercados. En esta perspectiva, grandes proyectos (como el Plan Solar Mediterráneo o las iniciativas públicas europeas por venir, que se han tomado dentro del marco del Paquete energía clima) deberían despertar el apetito de los actores españoles, quienes pronto estarán en busca de socios europeos para afrontar el desafío. En todo caso, es cierto que con la energía eólica, pero también con la solar, España tiene serias ventajas para consolidar un paquete energético eficaz y de porvenir, al mismo tiempo que refuerza su sector industrial *ad hoc*, particularmente innovador.

V – Los programas de investigación en Francia

Un nuevo porvenir para la industria fotovoltaica francesa

Eric Laborde

La industria francesa de la energía fotovoltaica, (conocida como FV), se apoya sobre dos actores principales: Photowatt y Ténésol (ex-Total-Energie).

Ténésol es el especialista en tecnología de pre-producción: redes distribuidoras, ingeniería de sistemas (desde hace algunos años, también ejerce una actividad de montaje de paneles fotovoltaicos) y

goza de una posición fuerte sobre sus mercados históricos, los departamentos y territorios franceses de ultramar.

Photowatt, que celebra sus 30 años este año, es por su parte el único fabricante francés, hasta el momento, de *wafers*, de células y de módulos solares: representa el núcleo de la industria FV en Francia. Aunque cierto número de PYMEs comienzan a aparecer sobre el territorio francés, muy pocas de ellas están vinculadas con actividades tecnológicas que puedan adquirir un tamaño industrial.

Por mucho tiempo, Photowatt ha sido uno de los líderes del mercado (hasta llegar a ser el n° 5 mundial). Su éxito se debía a los mercados especializados (bombeo solar, sitios aislados) financiados con fondos públicos, nacionales o internacionales.

El desarrollo de tecnologías fotovoltaicas y la creación del instituto Francés de energía Solar

Jean-Pierre Joly

Como en muchos sectores, el desarrollo de la industria fotovoltaica presupone la conjunción de tres elementos:

- la existencia de un mercado dinámico;
- un flujo de innovación constante, que permita a las empresas mantener una fuerte competitividad, en un mercado mundial;
- por último, inversiones industriales importantes, para equiparse de herramientas de producción eficientes y de alta productividad.

El primer elemento se garantiza, gracias a la creación del sistema de compra de electricidad. La creación de institutos tales como el instituto francés de energía solar (INES) asegura la satisfacción del segundo elemento. Signos alentadores existen, en lo que concierne al tercer y último elemento, aunque mucho queda por hacer en materias de inversión industrial.

Del *low cost* al *high-tech*: los márgenes de progresos técnicos posibles para la energía fotovoltaica

Jean-François Guillemoles

El desarrollo de la energía fotovoltaica responde a un triple necesidad: la preservación del medio ambiente, la seguridad energética y, por último, el crecimiento económico. Frente a estos desafíos, es conveniente proyectarse a la escala del teravatio (TW), para fijar una escala de las necesidades de producción de energía. La energía solar, y en particular la fotovoltaica, ¿pueden hacer frente a este reto? En este caso no se trata de una cuestión de disponibilidad de los recursos, por lo menos en lo relativo a la energía solar. En una hora, el sol envía sobre la Tierra una cantidad de energía equivalente a la electricidad consumida en un año por toda la humanidad). Se trata del despliegue industrial, en primer lugar, y posteriormente (si acaso, a largo plazo) de la disponibilidad de ciertas materias primas y de terrenos utilizables. Un desarrollo sostenible de la energía fotovoltaica pasa por una buena utilización de los recursos (materias primas, energía, pero también capital), es decir no sólo por una eficacia aumentada de la transformación de recursos primarios en generadores fotovoltaicos, sino también por la mayor eficacia de los convertidores fotovoltaicos, en la transformación de la luz en electricidad.

El otro punto importante es el hecho de que el cambio de escala previsible del sector fotovoltaico hace la pregunta de su despliegue industrial a gran escala que depende de la disponibilidad de las tecnologías y del *know-how*, de los costes de inversión y de la disponibilidad de los capitales, de las materias primas, de la rapidez de puesta en obra, del ritmo de producción de las células...

El dossier fue coordinado por Claude Trink

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

recherches débats actions



DIFFÉRENTES DÉCLINAISONS DU RISQUE

ÉDITORIAL

Pierre COUVEINHES

AVANT-PROPOS : Pour une approche globale du risque

Bernard GUILLON

L'entreprise face au risque de réputation

Patrice CAILLEBA

Le contrôle de la survaleur : un défi pour les auditeurs légaux

Christian PRAT dit HAURET

La prévention des accidents du travail : une démarche difficile

Lionel CHAUTRU

Implication et risques des salariés-associés dans les Sociétés

Coopératives de Production

Yohan DUPORT

Outils technologiques et changements organisationnels : facteurs de risques pour les entreprises internationales ?

Corinne BAUJARD

Du risque inhérent à un usage abusif des TIC : Vers le « technostress » ?

Sonia JEDDI et Ridha OUNI

La responsabilité sociale des entreprises (RSE) dans la maîtrise des risques : une nouvelle utopie ? Le management chez Bata

Patricia DAVID

Le bazar, chaînon manquant entre le magasin de nouveautés et le grand magasin : opportunités et risques au début du XIX^e siècle

Luc MARCO

HORS DOSSIER

Risques et bénéfices des nanotechnologies : le besoin de nouvelles formes de débat social. Premier bilan du « Nanoforum » du CNAM

William DAB et alii

Ce numéro a été coordonné par Bernard GUILLON

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de **Responsabilité & Environnement juillet 2009 - numéro 55** (ISBN 978-2-7472-1585-5) au prix unitaire de 23 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA

un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

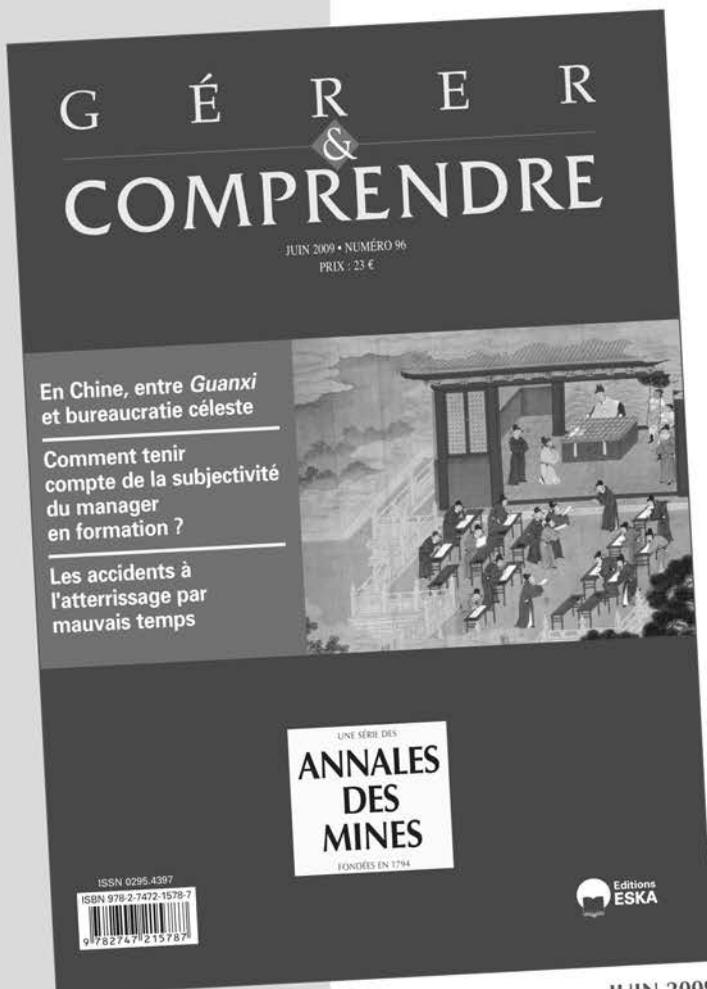
Code postal Ville

G É R & E R

COMPRENDRE

SOMMAIRE

- EN CHINE, ENTRE *GUANXI* ET BUREAUCRATIE CÉLESTE
Par Philippe D'IRIBARNE
- MANAGEMENT À L'OCCIDENTALE ET MANAGEMENT À LA CHINOISE. Commentaire d'un praticien sur l'article de Philippe D'IRIBARNE « En Chine entre guanxi et bureaucratie céleste »
Par Dominique POIROUX
- COMMENT LES COMMUNAUTÉS DE PRATIQUE AMÉLIORENT-ELLES LA PERFORMANCE DES SALARIÉS DANS LES RELATIONS DE SERVICE ? Le cas d'un centre d'appels entrants
Par Lamine MEBARKI et Ewan OIRY
- AU FIL D'UNE CHAÎNE D'ABATTAGE D'ANIMAUX DE BOUCHERIE : LE DISPOSITIF ET LES DOCUMENTS DE LA TRAÇABILITÉ
Par Thierry ESCALA
- LA DENSIFICATION DE L'AGENCEMENT (INTER-) ORGANISATIONNEL DANS LE SECTEUR DE L'AMEUBLEMENT
Par Nicolas ARNAUD
- LES RELATIONS INDUSTRIE-COMMERCE EN FRANCE : ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES DE L'APPLICATION DE LA LOI CHATEL
Par Olivier MEVEL et Yvan LERAY
- COMMENT TENIR COMPTE DE LA SUBJECTIVITÉ DU MANAGER EN FORMATION ?
Par Bénédicte VIDAILLET, et Christophe VIGNON
- LES ACCIDENTS À L'ATERRISSAGE PAR MAUVAIS TEMPS
Par Christian MOREL
- Nathalie RAULET-CROSET
LE CONSEIL EN MANAGEMENT
À propos du livre de Patrick GILBERT et d'Antoine LANCESTRE, *Le conseil en management – Analyses et études de cas*, Paris, Dunod, 2008
- Michel VILLETTE
LE CRÉDIT DES RICHES ET LA SURVIE DES PAUVRES
À propos du livre de Laurence FONTAINE, *L'Économie morale, pauvreté, crédit et confiance dans l'Europe préindustrielle*, Paris, Gallimard, Paris, 2008
- Arnaud TONNELÉ
POUR UNE SCIENCE DU CHANGEMENT
À propos du livre de Laurent BURATTI, *La Transformance – Une stratégie de mise en action des hommes et des organisations*, InterÉditions, 2009



JUN 2009
ISSN 0295.4397
ISBN 978-2-7472-1578-7

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de **Gérer & Comprendre juin 2009 - numéro 96 (ISBN 978-2-7472-1578-7)** au prix unitaire de 23 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA

un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville