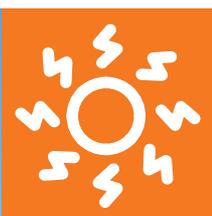


Centrale photovoltaïque de Toul-Rosières
en Meurthe-et-Moselle (France) de 115 MWc.

*The Toul-Rosières 115 MWp photovoltaic
plant in Meurthe-et-Moselle (France).*



FLORENT DONCOURT/EDF EN



68 647,2 MWc/MWP

dans l'Union européenne fin 2012/in the European Union at the end of 2012

BAROMÈTRE PHOTOVOLTAÏQUE PHOTOVOLTAIC BAROMETER

Une étude réalisée par EurObserv'ER. A study carried out by EurObserv'ER.



Après une année 2011 euphorique, le marché photovoltaïque de l'Union européenne a nettement décéléré en 2012. Selon EurObserv'ER, la puissance nouvellement connectée s'établit en 2012 à 16,5 GWc contre 22 GWc en 2011, soit une baisse de 25 %. Dans le monde, le niveau du marché est globalement resté stable, avec un peu plus de 30 GWc installés, maintenu par la montée en puissance des marchés américain et asiatique.

After the euphoria of 2011, the European Union's photovoltaic market slowed right down in 2012. EurObserv'ER puts newly-connected capacity in 2012 at 16.5 GWp compared to 22 GWp in 2011, which is a 25% slide. At global level the market generally held up, with just over 30 GWp installed, bolstered by the build-up of the America and Asian markets.

68,1 TWh/TWh

La production d'électricité photovoltaïque dans l'UE en 2012

Photovoltaic electricity generated in the EU in 2012

16 519,9 MWc/MWp

La puissance photovoltaïque connectée dans l'UE durant l'année 2012

Photovoltaic capacity connected in the EU in 2012



Centrale solaire de 7,5 MWc développée par SunPower à Phoenix (Arizona, USA).

A 7.5-MWp SunPower plant developed in Phoenix (Arizona, USA).

PHOTO: SUN POWER CORP.

Comme un symbole, la barre des 100 Gwc installés dans le monde a été franchie en toute fin d'année, avec 101 Gwc fin 2012 selon l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association). La puissance connectée dans le monde aura finalement dépassé les 30 Gwc, soit à peu près le même niveau d'installation qu'en 2011. Il est toutefois possible que ce chiffre soit consolidé dans les prochaines semaines, ajoutant un ou deux Gwc supplémentaires.

Le marché 2012 est pourtant différent de celui de 2011. D'une part, il met clairement en évidence qu'il y a un glissement du marché mondial vers les marchés asiatique et américain. D'autre part, si l'Union européenne demeure la principale zone d'installation, son marché est pour la première fois depuis 2006 en phase de décélération. En 2012, il ne représente plus qu'un peu plus de la moitié du marché mondial, alors qu'il était encore de près des trois quarts en 2011.

La croissance future du marché sera davantage assurée par la montée en puissance programmée des marchés chinois (environ 4,5 Gwc installés en 2012), états-unis (3,3 Gwc) et japonais (2,5 Gwc en 2012), prochainement relayés par ceux de l'Inde, de l'Amérique du Sud, voire de l'Afrique. En 2012, 7 marchés dans le monde avaient une taille supérieure au Gwc (Allemagne, Chine, Italie, États-Unis, Japon, France et Inde). La plupart des analystes estiment qu'en 2013 le marché mondial devrait continuer à augmenter. L'agence SeeNews l'estime à 34,5 Gwc

en 2013 contre un niveau d'installation compris entre 30 et 32 Gwc en 2012, NPD Solarbuzz à 31 Gwc en 2013 contre une estimation de 29 Gwc en 2012.

NOUVEL ÉQUILIBRE DU MARCHÉ MONDIAL

UN MARCHÉ DE 10 GWC EN CHINE DÈS CETTE ANNÉE

La Chine deviendra très certainement le premier marché mondial dès cette année. Le gouvernement a annoncé qu'il espérait atteindre un volume d'installation de l'ordre de 10 Gwc en 2013, soit plus du double de celui de 2012. Depuis deux ans, le pays a constamment revu à la hausse ses objectifs, le dernier fixé par le douzième plan annuel étant de 40 Gwc de parc installé d'ici à 2015, en grande partie financé dans le cadre du "Golden Sun Program". Citant une source du ministère des Finances, l'agence de presse gouvernementale Xinhua News a annoncé que le gouvernement avait décidé fin décembre 2012 de doubler ses subventions au secteur solaire domestique, à 13 milliards de yuans (1,6 milliard d'euros). Selon cette source, ces fonds permettront le financement de plus de 5,2 Gwc de projets. La subvention sera de 5,5 yuans par Wc (68 c€) pour les projets portés par des développeurs qui consommeront eux-mêmes leur électricité. Elle sera de 18 yuans par Wc (2,23 €) pour les systèmes résidentiels et de 25 yuans par Wc (3,09 €) pour les systèmes autonomes.

DE BONNES PERSPECTIVES SUR LE MARCHÉ AMÉRICAIN

Le marché des États-Unis est en plein essor. Le cabinet de consulting GTM Research et l'Association américaine des industries solaires (SEIA) ont estimé le marché 2012 à 3 313 MWc (dont 1 033 MWc pour le seul État de Californie), ce qui constitue un nouveau record d'installation pour ce pays. La puissance photovoltaïque cumulée y est désormais de 7 221 MWc (loin devant les centrales à concentration, qui totalisent elles 546 MW). Selon GTM Research, le marché a été très actif en 2012, avec une valeur de marché des installations solaires de l'ordre de 11,5 milliards de dollars en 2012 (9 milliards d'euros). Pour 2013, le rapport publié conjointement par les deux organismes prévoit un marché d'au moins 4 300 MWc (+ 29 % par rapport à 2012) et met en avant la diminution des coûts et la mise en place de nouveaux circuits de financement.

Seule ombre au tableau, il est désormais acté que les coupes claires dans le budget américain, faute d'accord du Congrès américain sur le déficit public, toucheront le soutien aux énergies renouvelables. Ces coupes affecteront le "Programme 1603" du Trésor américain, qui octroie des subventions directes aux développeurs de projets renouvelables. Ces restrictions budgétaires devraient pourtant avoir un impact limité, car la principale aide au développement de la



As if to mark progress, the world installed capacity figure passed the 100-GWp landmark at the very end of 2012, with 101 GWp according to the EPIA (European Photovoltaic Industry Association). Newly-connected capacity around the world finally exceeded 30 GWp – a similar installation level to that of the previous year. However the figure is likely to be consolidated in the next few weeks, adding one or two GWp. The similarity between the 2012 and 2011 markets ends there. Firstly, it is clear that the global market is migrating towards the Asian and American markets. Secondly, while the European Union is the main focus of installation, its market has lost speed for the first time since 2006. In 2012, it accounted for only a little over one half of the global market whereas the previous year its share was still almost three quarters.

The programmed capacity build-up of the Chinese (approx. 4.5 GWp installed in 2012), USA (3.3 GWp) and Japanese markets (2.5 GWp in 2012), will power future market growth, then they will be overtaken by India, South America and even Africa. In 2012, seven national markets across the world had passed the one-GWp installation mark (Germany, China, Italy, United States, Japan, France and India). Most analysts reckon that in 2013 the global market will continue to expand. The SeeNews agency forecast is for 34.5 GWp in 2013 compared to an installation level in the 30-32 GWp range in 2012, NPD Solarbuzz puts it at 31 GWp in 2013 compared to its estimate of 29 GWp in 2012.

THE WORLD BALANCE OF FORCES CHANGES

CHINA'S MARKET SHOULD RISE TO 10 GWP THIS YEAR

China will very certainly become the leading market across the world this year. Its government announced that it hoped to double its 2012 installation volume to about 10 GWp in 2013. For the past two years the country has been upwardly revising its targets. The latest target set by the twelfth annual plan is for 40 GWp of capacity to be installed by 2015, mainly financed by the Golden Sun Program. The government's press agency Xinhua News, quoting a Ministry of Finances source, announced that the government had decided to double its grants to the domestic solar sector at the end of December 2012 to 13 billion yuan (1.6 billion euros). The same source states that these funds will cover more than 5.2 GWp of projects. The grant will be levied at 5.5 yuan per Wp (€ 0.68) for projects presented by developers for self-consumption, at 18 yuan per Wp (€ 2.23) for residential systems and 25 yuan per Wp (€ 3.09) for stand-alone systems.

THE AMERICAN MARKET OFFERS GOOD PROSPECTS

The US market is in fine fettle. The 2012 market assessment co-authored by the GTM Research consultancy and the American Solar Energy Industry Association (SEIA) is 3 313 MWp (1 033 MWp of which is concentrated in the State of California) – a new installation record for the country. Total PV capacity to date is now 7 221 MWp (which is much higher than the 546 MW of Concentrating Solar Power plants). GTM Research confirms that the market was highly active in 2012, with a solar facility market value of about \$ 11.5 billion in 2012 (9 billion euros). The report forecasts at least 4 300 MWp for the 2013 market (29% up

on 2012) that highlights the falling costs and the setting up of new funding circuits.

The only cloud on the horizon is that it is now acknowledged that because no agreement can be reached over the public deficit by the American Congress, the sharp cuts in the US budget will hit renewable energy support. These cuts will affect the American Treasury's 1603 Program that awards direct subsidies to renewable energy project developers. Nonetheless these budget restrictions should have limited impact, as the main sector development aid is channelled through the Solar Investment Tax Credit (ITC), which takes the form of 30% tax relief applied to residential and commercial solar systems. The system has been rolled over until at least 31 December 2016, which offers the American sector market players some measure of security. In addition to this Federal aid, some thirty states have implemented their own solar development policies by setting up Feed-in Tariffs, quota systems or subsidy programmes.

THE EUROPEAN UNION PASSES ON THE BATON

The change of world market primacy between Asia, North America and Europe was always on the cards. It has come somewhat late for some European markets that have paid a premium for subsidizing the manufacturing sector's competitiveness gains. With a little hindsight, it is fair to say that European market growth conditions were not ideal. In the last three years, growth has mainly been driven by speculative investments taking advantage of the persisting difference between the guaranteed earnings levels and the very fast drop in production costs. Some governments are finding the pill hard to swallow as they seek to lighten the cost by introducing taxes on electricity production or retroactive amendments to their laws.

The first country to act in this way was the Czech Republic, which at the end of 2010, adopted a retroactive tax on investments made between 2009 and 2010. More recently (September 2012), Bulgaria introduced a grid access tax for systems commissioned since April 2010. Greece followed suit in November 2012 by adopting a tax of up to 30% of earnings on already-installed and future systems. Last December the Flanders region of Belgium also adopted a retroactive grid access tax for photovoltaic systems that benefit from "net metering" lower than 10 kVA. Spain finally decided to levy a 7% tax on all electricity producers' earnings. The situation is so critical that the EPIA (European Photovoltaic Industry Association) has appealed to the European Union to take action against countries that renege on their renewable energy support commitments.

Today we can only observe the European market paradox whereby many governments are now choosing to restrict installation volumes just when grid parity in their own electricity market is within reach. This is because according to the European "PV Parity" project study findings presented at the end of November 2012, grid parity in the residential sector started to be a reality in 2012 in Germany, southern Italy, the Netherlands and Spain. In the next two years, it should also arrive in Northern Italy, Portugal and Austria. The study points out that several parameters affect this grid parity, such as the retail electricity price trend, system prices, funding costs and the level of self-consumption by



filière se fait via le Solar Investment Tax Credit (ITC). Il consiste en un crédit d'impôt de 30 % qui s'applique aux systèmes solaires résidentiels et commerciaux. Ce système a été prolongé au moins jusqu'au 31 décembre 2016, ce qui permet une certaine sécurisation du marché pour les acteurs de la filière américaine. À côté de cette aide fédérale, une trentaine d'États ont mis en place leur propre politique de développement du solaire par l'élaboration de tarifs d'achat, de systèmes de quotas ou de programmes de subvention.

L'UNION EUROPÉENNE PASSE LE RELAIS

Ce rééquilibrage du marché mondial était attendu entre l'Asie, l'Amérique du Nord et l'Europe. Il intervient un peu tard pour certains marchés européens qui ont subventionné au prix fort les gains de compétitivité de la filière industrielle. En prenant un peu de recul, on peut penser que la croissance du marché européen ne s'est pas faite dans les meilleures conditions. Ces trois dernières années, le moteur de la croissance a été en grande partie porté par des investissements spéculatifs profitant du décalage persistant entre les niveaux de rémunération garantis et la baisse très rapide des coûts de production. La pilule reste amère pour certains gouvernements qui cherchent aujourd'hui à alléger la facture en mettant en place des taxes sur la production d'électricité ou en cherchant à modifier les lois de manière rétroactive.

Cela a d'abord été le cas en République tchèque qui, dès la fin 2010, a adopté une taxe rétroactive sur les investissements réalisés entre 2009 et 2010. Plus récemment (en septembre 2012), la Bulgarie a introduit une taxe d'accès au réseau pour les systèmes mis en service depuis avril 2010. La Grèce a suivi en novembre 2012 en adoptant une taxe pouvant aller jusqu'à 30 % sur les recettes des systèmes déjà installés et futurs. La région flamande en Belgique a également instauré en décembre dernier un tarif d'accès rétroactif pour l'accès au réseau des systèmes photovoltaïques bénéficiant du "net metering" inférieurs à 10 kVA. L'Espagne enfin a proposé de mettre en place une taxe de 7 % sur les revenus de tous les producteurs d'électricité. La situation est telle que l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association) en a

appelé à l'Union européenne afin qu'elle prenne des mesures contre les pays qui reviennent sur leurs engagements en matière d'aide aux renouvelables.

On ne peut que constater le paradoxe du marché européen où de nombreux gouvernements font aujourd'hui le choix de restreindre le volume d'installation alors que la parité réseau est à portée de main sur leur propre marché de l'électricité. En effet, selon les résultats de l'étude menée par le projet européen "PV Parity" et présentés fin novembre 2012, la parité réseau sur le secteur résidentiel a commencé à devenir effective en 2012 en Allemagne, dans le sud de l'Italie, aux Pays-Bas et en Espagne. Dans les deux prochaines années, elle devrait l'être également dans le nord de l'Italie, au Portugal et en Autriche. L'étude précise que plusieurs paramètres affectent cette parité réseau, comme l'évolution du prix de l'électricité au détail, le prix des systèmes, le coût de financement et le niveau d'autoconsommation des utilisateurs.

Le Danemark, pays non traité par l'étude, fait également partie des pays où la parité réseau est effective.

En 2012, il n'y a pas eu que des mauvaises nouvelles sur le marché européen. La baisse du marché n'a pas été aussi sensible qu'annoncé. Certains marchés ont bien résisté malgré une moindre attractivité des tarifs, comme en France et en Grèce, pays qui sont proches ou ont dépassé le GWc. Les marchés danois et néerlandais ont également décollé en 2012, grâce au succès du net metering, et le marché autrichien a repris des couleurs, à la faveur d'un nouveau programme de financement. Autre satisfaction, l'Allemagne a une nouvelle fois battu son propre record d'installation, conservant pour une année de plus le leadership mondial.

Selon EurObserv'ER, la puissance nouvellement connectée dans l'Union européenne devrait ainsi atteindre 16 520 MWc en 2012, soit une baisse de 25 % par rapport à la puissance connectée en 2011 (**tableau 1**). La puissance cumulée du parc de l'Union européenne s'établit désormais à 68 647 MWc fin 2012 (**tableau 2**), ce qui porte la puissance photovoltaïque par habitant à 136,3 Wc (**graphique 1**).

Cette puissance additionnelle se traduit logiquement par une augmentation de la production d'électricité solaire, qui

atteint 68,1 TWh en 2012 (+50,1 % par rapport à 2011) (**tableau 3**). Son niveau de production a même été multiplié par trois par rapport à 2010. Le solaire représente désormais plus de 2 % de l'électricité consommée dans l'Union européenne.

Nouveau record d'installation en Allemagne

Selon l'AGEE-Stat, le groupe de travail du ministère de l'Environnement dédié aux statistiques énergies renouvelables, le pays a établi un nouveau record d'installation avec pas moins de 7 604 MWc connectés au réseau en 2012, contre 7 485 MWc en 2011. La puissance photovoltaïque connectée du parc allemand est désormais de 32 643 MWc (applications hors réseau non comprises). Le corridor d'installation prévu par la loi EEG, entre 2,5 et 3,5 GWc, a donc une fois de plus clairement été dépassé. Cette augmentation du niveau d'installation a entraîné automatiquement depuis le mois de novembre dernier une diminution mensuelle du tarif d'achat de 2,2 %, en février, en mars et en avril. En avril, ce tarif d'achat est désormais compris entre 11,02 c€/kWh pour les grandes centrales et 15,92 c€/kWh pour les petits systèmes en toiture. Il convient également de préciser qu'en Allemagne, les installations comprises entre 10 kWc et 1 MWc, intégrées en toiture ou au bâtiment, ne bénéficient du tarif d'achat qu'à hauteur de 90 % de la production.

Le marché allemand est donc resté attractif en raison de la baisse continue des prix des systèmes qui a été supérieure à la diminution du tarif d'achat. Selon le BSW, l'association allemande des industriels de l'énergie solaire, le prix moyen au consommateur final pour l'achat d'un système photovoltaïque en toiture jusqu'à 10 kWc a atteint 1 751 euros par kWc au 4^e trimestre de l'année 2012, contre 2 197 euros par kWc au 4^e trimestre 2011, soit une baisse de plus de 20 % en un an. Depuis mi-2006, le prix moyen de ces systèmes a été divisé par trois (5 100 euros au 2^e trimestre 2006 par kWc). Sur le plan de la production d'électricité solaire, la contribution du solaire dans la production brute d'électricité du pays est loin d'être marginale. Selon le BDEW (Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft), elle a atteint 27,6 TWh en 2012, contre 19,3 TWh en 2011. Le solaire



users. Denmark, a country not covered in the study, is also part of the country where grid parity is effective.

The news on the European market was not all doom and gloom in 2012 as the forecast market decline turned out to be over-pessimistic. Certain markets stood up well despite offering less attractive tariffs, such as France and Greece which are close to or have passed the one-GWp mark. The Danish and Dutch markets also took off in 2012, through the success of net metering, while the Austrian market rallied on the strength of a new funding programme. Another source of satisfaction is that once again, Germany broke its own installation record and clung to its top world slot for another year.

According to EurObserv'ER, newly-connected capacity in the European Union should thus amount to 16 520 MWp in 2012, which is a 25% year-on-year slide (**table 1**). At the end of 2012 the installed capacity to date in the European Union was 68 647 MWp (**table 2**), which equates to 136.3 Wp of photovoltaic capacity per capita (**graph 1**).

This additional capacity naturally implies an increase in PV solar power output, which rose to 68.1 TWh in 2012 (50.1% more than in 2011) (**table 3**). Output is now actually three times higher than it was in 2010 and solar power currently covers more than 2% of European Union electricity consumption.

New installation record for Germany

According to the Working Group on Renewable Energy-Statistics for the German Environment Ministry, AGEE-Stat, the country set a new installation record, beating 2011's figure of

7 485 MWp by connecting up 7 604 MWp of on-grid connections in 2012. Germany's on-grid PV capacity is now 32 643 MWp (that excludes off-grid applications). The installation corridor of 2.5-3.5 GWp provided for in the EEG law was yet again underestimated. Last November, this installation level rise has automatically triggered a 2.2% monthly decrease in the February, March and April Feed-in Tariff. The April FiT ranges from € 0.1102/kWh for large plants and € 0.1592/kWh for small roof-mounted systems. It should also be pointed out that in Germany, Feed-in Tariff payments are made for only 90% of the output of roof- or building-integrated installations in the 10 kWp-1 MWp range.

The German market remained attractive because of the continued drop in system prices which outstripped the drop in FiT. BSW, the German Solar Industry Association, says that the average purchase price for a roof-mounted photovoltaic system up to 10 kWp to the final consumer was 1 751 euros per kWp in the 4th quarter of 2012 compared to 2 197 euros per kWp in the 4th quarter of 2011... a drop of more than 20% in twelve months. Since mid-2006, the average price of these systems has been divided by three. They cost 5 100 euros per kWp in the 2nd quarter of 2006. Turning to solar electricity production, solar power's contribution to the country's gross electricity output can no longer be written off. The BDEW (Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft), claims that it rose to 27.6 TWh in 2012 compared to 19.3 TWh in 2011. Solar power now accounts



Maison à Puyricard en région PACA (France).

House in Puyricard, PACA region (France).



GABRIELLE VOITOT/COVERCY

représente donc désormais 4,6 % de la production brute d'électricité allemande, derrière l'éolien (7,3 %) et l'ensemble des filières biomasse (5,8 %), mais devant l'hydraulique (3,3 %). Le BSW, dans sa feuille de route "PV Roadmap 2020", prévoit une contribution de 10 % d'ici à 2020.

Le marché italien a épuisé son programme

Le marché 2012 du photovoltaïque en Italie a été plus important que prévu et ce sera peut-être la dernière bonne nouvelle avant longtemps. Selon le GSE, qui gère et

contrôle le programme "Conto Energia", les premières estimations de la puissance connectée début mars porte la puissance solaire cumulée à 16 350 MWC fin 2012, soit 3 577 MWC de plus qu'en 2011 (12 773 MWC fin 2011). La puissance installée en 2012 reste cependant loin derrière celle de 2011, où 9 303 MWC avaient été connectés. L'ENEA, l'Agence nationale italienne des nouvelles technologies, de l'énergie et du développement économique durable, estime en parallèle la puissance des applications non reliées au réseau à 11 MWC fin 2012, soit 1 MWC de plus qu'en 2011. Le

marché italien devrait considérablement diminuer en 2013, pour la simple raison que la limite de financement du nouveau programme Conto Energia a pratiquement été atteinte. Cette limite, qui correspond au montant maximum pouvant être distribué chaque année depuis le début du programme en 2005, a été fixée lors du V^e Conto Energia en août 2012 à 6,7 milliards d'euros. Une fois cette manne utilisée, l'investisseur qui cherchera à connecter un système photovoltaïque ne pourra



Tabl. n° 1

Puissance photovoltaïque connectée dans l'Union européenne durant les années 2011 et 2012 (en MWC)*
Photovoltaic capacity connected in the European Union during the years 2011 and 2012 (in MWp)*

	2011			2012		
	Réseau On grid	Hors réseau Off grid	Total	Réseau On grid	Hors réseau Off grid	Total
Germany	7 485,0	5,0	7 490,0	7 604,0	0,0	7 604,0
Italy	9 303,0	0,0	9 303,0	3 577,0	1,0	3 578,0
France	1 755,4	0,5	1 755,9	1 079,0	0,0	1 079,0
Greece	425,8	0,1	425,9	912,0	0,0	912,0
Bulgaria	179,5	0,4	179,9	721,0	0,0	721,0
United Kingdom	899,0	0,3	899,3	679,0	0,0	679,0
Belgium	995,6	0,0	995,6	599,3	0,0	599,3
Denmark	8,6	1,0	9,6	375,0	0,0	375,0
Austria	91,0	0,7	91,7	234,5	0,0	234,5
Spain	377,9	1,0	378,9	193,1	1,3	194,4
Netherlands	58,0	0,0	58,0	175,0	0,0	175,0
Slovenia	54,9	0,0	54,9	116,9	0,0	116,9
Czech Republic	0,0	0,0	0,0	109,0	0,0	109,0
Portugal	34,8	0,1	34,9	67,8	0,1	67,9
Slovakia	313,1	0,1	313,1	30,0	0,0	30,0
Malta	2,8	0,0	2,8	12,1	0,0	12,1
Sweden	3,6	0,8	4,3	7,3	0,8	8,1
Cyprus	3,8	0,1	3,8	7,0	0,0	7,1
Luxembourg	11,2	0,0	11,2	6,5	0,0	6,5
Lithuania	0,0	0,0	0,0	6,0	0,0	6,0
Romania	1,6	0,0	1,6	2,9	0,0	2,9
Poland	0,8	0,0	0,8	0,1	1,1	1,2
Hungary	0,8	0,2	1,0	0,9	0,0	0,9
Finland	0,0	1,5	1,5	0,0	0,0	0,0
Latvia	1,5	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0
Estonia	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Ireland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
European Union	22 007,8	11,6	22 019,4	16 515,5	4,4	16 519,9

*Estimation. Estimate. Les décimales sont séparées par une virgule. Decimals are written with a comma. Source: EurObserv'ER 2013.

for 4.6% of German gross electricity production, behind wind power (7.3%) and all the biomass sectors taken together (5.8%), but ahead of hydropower (3.3%). The BSW's roadmap "PV Roadmap 2020" forecasts a 10% contribution by 2020.

The Italian market has drained its programme

The Italian 2012 photovoltaic market surpassed expectations and that may be the last piece of good news for a long time. According to the GSE, that manages and controls the "Conto Energia" programme, first estimates of on-grid capacity at the beginning of March put solar capacity to date at 16 350 MWp at the end of 2012, i.e. 3 577 MWp more than in 2011 (12 773 MWp at the end of 2011). Installed capacity in 2012 is a long way from the 2011 level when 9 303 MWp of new capacity was connec-

ted. ENEA, the Italian National Agency for New Technologies, Energy and Sustainable Economic Development, assesses the capacity of off-grid applications at 11 MWp at the end of 2012, i.e. 1 MWp more than in 2011. The Italian market should contract considerably in 2013, for the simple reason that the funding ceiling of the new Conto Energia programme has practically been reached. This 6.7 billion euro limit was set during the 5th Conto Energia in August 2012 as the maximum amount that can be distributed annually since the programme started in 2005. Once this hand-out has been used up, investors seeking to connect a photovoltaic system will no longer be eligible for the Feed-in Tariff and this will apply pending the hypothetical vote of a



Tabl. n° 2

Puissance photovoltaïque cumulée dans les pays de l'Union européenne en 2011 et 2012 (en MWc)*
Cumulated photovoltaic capacity in the European Union countries at the end of 2011 and 2012 (in MWp)*

	2011			2012		
	Réseau On grid	Hors réseau Off grid	Total	Réseau On grid	Hors réseau Off grid	Total
Germany	25 039,0	55,0	25 094,0	32 643,0	55,0	32 698,0
Italy	12 773,0	10,0	12 783,0	16 350,0	11,0	16 361,0
Spain	4 298,9	23,3	4 322,2	4 492,0	24,6	4 516,6
France	2 924,0	24,6	2 948,6	4 003,0	24,6	4 027,6
Belgium	2 050,5	0,1	2 050,6	2 649,9	0,1	2 649,9
Czech rep	1 913,0	0,4	1 913,4	2 022,0	0,4	2 022,4
United Kingdom	976,0	2,3	978,3	1 655,0	2,3	1 657,3
Greece	624,3	7,0	631,3	1 536,3	7,0	1 543,3
Bulgaria	211,5	0,7	212,2	932,5	0,7	933,2
Slovakia	487,2	0,1	487,3	517,2	0,1	517,3
Austria	182,7	4,5	187,2	417,2	4,5	421,7
Denmark	15,0	1,7	16,7	390,0	1,7	391,7
Netherlands	141,0	5,0	146,0	316,0	5,0	321,0
Portugal	157,7	3,2	160,9	225,5	3,3	228,8
Slovenia	100,3	0,1	100,4	217,3	0,1	217,4
Luxembourg	40,7	0,0	40,7	47,2	0,0	47,2
Sweden	9,3	6,5	15,7	16,5	7,3	23,8
Malta	6,6	0,0	6,6	18,7	0,0	18,7
Cyprus	9,3	0,8	10,1	16,4	0,8	17,2
Finland	0,2	11,0	11,2	0,2	11,0	11,2
Romania	2,9	0,6	3,5	5,8	0,6	6,4
Lithuania	0,0	0,1	0,1	6,0	0,1	6,1
Hungary	2,3	0,4	2,7	3,2	0,5	3,7
Poland	1,3	1,0	2,2	1,4	2,0	3,4
Latvia	1,5	0,0	1,5	1,5	0,0	1,5
Ireland	0,1	0,6	0,7	0,1	0,6	0,7
Estonia	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2
European Union	51 968,3	159,0	52 127,3	68 483,8	163,4	68 647,2

*Estimation. Estimate. Les décimales sont séparées par une virgule. Decimals are written with a comma. Source: EurObserv'ER 2013.



Profils de montage pour centrales au sol, stockés avant utilisation. Ces "rails" supportent les modules photovoltaïques et permettent le passage des fils électriques.

Stored mounting systems for ground photovoltaic power plant: those "tracks" support solar panels and gather the wires behind.

CONERGY

plus bénéficiaire du tarif d'achat, et ce jusqu'au vote hypothétique d'un nouveau programme de financement. Or, le seuil des 6,5 milliards d'euros a été franchi en décembre 2012, et en mars 2013, le compteur du GSE marquait une puissance cumulée de 17 177 MWc, représentant un coût indicatif de 6,6 milliards d'euros. L'Italie a aujourd'hui le temps de regarder derrière elle, le pays disposant de la deuxième puissance photovoltaïque par habitant après l'Allemagne (269 Wc par habitant en 2012). Elle est également le deuxième pays au monde sur le plan de la production d'électricité, avec une production brute estimée par le GSE à 18,8 TWh fin 2012, soit 8 TWh de plus qu'en 2011.

Un GWc solaire de plus installé en France

La France a maintenu, de peu, son statut de marché ayant un seuil supérieur au GWc, notamment grâce à la mise en service de centrales de très grande puissance comme celle de Crucey-Villages en Eure-et-Loir (60 MWc) et celle de Toul-Rosières en Meurthe-et-Moselle (115 MWc), deux projets développés par EDF Énergies Nouvelles. Cette dernière, connectée en novembre 2012, fait partie des dix centrales terrestres photovoltaïques les plus puissantes au monde. Selon le Service de l'observation et des statistiques (SOeS), le pays a connecté au réseau 1 079 MWc durant l'année 2012, dont 47 MWc dans les DOM. Le parc photovoltaïque raccordé au réseau atteint ainsi une puissance de 4 003 MWc (dont 311 MWc dans les DOM), et ce en dépit

d'un fort ralentissement du nombre d'installations en fin d'année. En effet, seuls 75 MWc ont été raccordés au 4^e trimestre, soit le plus faible niveau de raccordement pour un 4^e trimestre depuis 2008. Le SOeS précise également que 59 % de cette puissance supplémentaire proviennent d'installations de grande taille (de plus de 250 kWc). Afin de redresser le marché, le gouvernement a pris de nouvelles dispositions, à travers deux nouveaux arrêtés datés du 7 janvier 2013. Le premier concerne une modification du système de tarif d'achat et le second, une bonification des tarifs de 5 à 10 % pour les modules ayant un contenu européen.

Les principales mesures de l'arrêté modificatif concernent l'annulation de la distinction par l'usage (habitation, enseignement ou santé, centrales au sol). Il ne reste aujourd'hui que 3 tarifs : le tarif T1 qui correspond à une intégration complète, le tarif T4 (décomposé en deux gammes de puissance, ≤ 36 kWc et entre 36 et 100 kWc) qui correspond à une intégration simplifiée, et le tarif T5 pour les installations jusqu'à 12 MWc. Cet arrêté a également introduit une revalorisation de 5 % des tarifs pour les installations en intégration simplifiée au bâti, une diminution du tarif pour les installations non intégrées au bâti et un plafonnement de la baisse des tarifs d'achat à 20 % par an. Les tarifs seront toujours revus chaque trimestre, mais les volumes des tranches définissant les baisses trimestrielles sont multipliés par deux, passant de 65 à 130 MWc.

L'autre arrêté prévoit une majoration des tarifs de 5 % si « toutes les étapes du processus de transformation des plaquettes de silicium aux cellules des modules photovoltaïques de l'installation ont été réalisées sur un site de production installé au sein de l'Espace économique européen » ou si « toutes les opérations de soudage, d'assemblage et de lamination des cellules et de tests électriques des modules photovoltaïques de l'installation ont été réalisées sur un site de production installé au sein de l'Espace économique européen ». Une majoration de 10 % des tarifs est accordée si les deux conditions ci-dessus sont vérifiées. Sinon, il faut que l'un des deux critères soit vérifié et que « toutes les étapes du processus de transformation des lingots de silicium aux plaquettes de silicium des modules photovoltaïques de l'installation aient été réalisées sur un site de production installé au sein de l'Espace économique européen ». Au mois de février 2013, le tarif T1 variait donc, en fonction de la bonification, de 31,59 c€/kWh à 34,75 c€/kWh, le tarif T4 entre 17,27 c€/kWh et 19,99 c€/kWh, et le T5 entre 8,18 c€/kWh et 9 c€/kWh.

Le marché du Royaume-Uni à la peine en fin d'année

En février 2012, le gouvernement britannique avait retenu l'attention en annonçant lors de la mise en place de son nouveau système de tarif d'achat que la puissance photovoltaïque pourrait



new funding programme. Now, the 6.5 billion euros threshold was crossed in December 2012 and in March 2013, the GSE meter marked capacity to date at 17 177 MWp equivalent to an indicative cost of 6.6 billion euros. Italy now has the time to look back. It has the second highest per capita PV capacity after Germany (269 Wp per capita in 2012). It is also the world's second largest PV electricity producer, with gross output estimated by the GSE at 18.8 TWh at the end of 2012, namely 8 TWh more than in 2011.

One more solar GWc installed in France

France just managed to maintain its market status over the one-GWp threshold, primarily through the commissioning of very high-capacity plants like those of Crucey-Villages in Eure-et-Loire (60 MWp) and Toul-Rosières in Meurthe-et-Moselle (115 MWp), both of which were developed by EDF Énergies Nouvelles. The latter, connected in November 2012, is one of the world's ten highest-capacity ground-based PV plants.

According to the Service of Observation and Statistics (SOeS), France hooked up 1 079 MWp to the grid during 2012, including 47 MWp in the Overseas Territories. The on-grid photovoltaic collector base thus risen to a 4 003 MWp of capacity (including 311 MWp in the Overseas Territories), despite a sharp slowdown in the installation pace at the end of the year. In fact, only 75 MWp went on-grid in the 4th quarter, which is the lowest connection level for a 4th quarter since 2008. The SOeS also points out that 59% of this additional capacity comes from large installations (>250 kWp). The government has made new provisions to stimulate the market, through two new orders dated 7 January 2013. The first involves modification to the Feed-in Tariff system and the second enhances tariffs by 5-10% for modules with European-manufactured content.

The main measures of the amending order were to cancel the distinction by usage (residential, teaching or healthcare establishment, ground-based plants); leaving only three tariffs – tariff T1 for total integration, tariff T4 (broken down into two capacity ranges, <=36 kWp and 36-100 kWp) simplified integration and tariff T5 for <=12 MWp installations. The order also introduced a 5% increase for tariffs on installations with simplified roof integration, a decrease in the tariff for non-integrated installations and capped the annual Feed-in Tariff reduction at 20%. The tariffs will still be revised every quarter, but the tranche volumes that define the quarterly reductions will be doubled from 65 to 130 MWp. The other order provides for a 5% increase of tariffs if “all the stages of the silicon wafer transformation processes to photovoltaic module cells of the installation have been performed on a production site within the European Economic Area” or if “all the welding, assembly and cell lamination operations and electric testing of the installation's photovoltaic modules have been performed on a production site within the European Economic Area”. A 10% increase in tariffs is awarded if both the above two conditions are proven. Failing that one of the two criteria must be proven and “all the silicon ingot transformation process steps of the installation's photovoltaic modules must have been performed on a production site within the European Economic Area”.

Thus in February 2013, tariff T1 varied from € 0.3159-0.3475 kWh, tariff T4 from € 0.1727-0.1999/kWh and T5 from € 0.0818-0.09/kWh in line with the price premium.

The UK market runs into difficulty at the end of the year

In February 2012, as the British government implemented its new Feed-in Tariff system, it drew attention by announcing that photovoltaic capacity could rise to as much as 22 GWp by 2020 in the UK, which equates to 3.3 million installations. This forecast, based on a report published by the Parsons Brinckerhoff consultancy, was dependent on the considerable and continued drop in installation costs. Today this forecast is viewed as over-optimistic. The provisional figures published by DECC (Department of Energy and Climate Change) at the end of March 2013, demonstrate that with additional capacity running at 679 MWp, the market was not as buoyant as forecast. The British market slackened significantly at the end of the year with only



Tabl. n° 3

Production d'électricité d'origine photovoltaïque dans les pays de l'Union européenne en 2011 et 2012 (en GWh)*
Electricity production from solar photovoltaic power in the European Union in 2011 and 2012 (in GWh)*

	2011	2012
Germany	19 340,0	28 000,0
Italy	10 795,7	18 800,0
Spain	7 360,0	8 169,0
France	2 400,0	4 000,0
Czech Republic	2 182,0	2 173,0
Belgium	1 169,6	2 115,0
United Kingdom	252,0	1 327,0
Greece	610,0	1 239,4
Bulgaria	120,0	534,0
Slovakia	397,0	500,0
Portugal	277,0	360,0
Austria	174,1	300,0
Netherlands	100,0	200,0
Slovenia	65,7	121,4
Denmark	15,0	114,0
Luxembourg	26,0	30,0
Sweden	14,2	21,4
Cyprus	10,2	19,8
Malta	8,4	13,6
Finland	8,0	8,0
Hungary	3,3	4,7
Poland	2,6	4,1
Romania	2,0	2,0
Lithuania	0,1	2,0
Ireland	0,5	0,5
Estonia	0,1	0,1
European Union	45 333,4	68 058,9

*Estimation. Estimate. Les décimales sont séparées par une virgule. Decimals are written with a comma. Source: EurObserv'ER 2013.

atteindre 22 GWc d'ici à 2020 au Royaume-Uni, soit l'équivalent de 3,3 millions d'installations. Cette prévision, basée sur un rapport du cabinet de consultant Parsons Brinckerhoff, était conditionnée à une baisse sensible et continue des coûts d'installation. Cette prévision semble aujourd'hui un peu surévaluée. Les chiffres provisoires du DECC (Department of Energy and Climate Change), publiés fin mars 2013, montrent que le marché n'a pas été aussi soutenu que prévu, avec une puissance additionnelle de 679 MWc. La situation du marché britannique s'est considérablement dégradée en fin d'année avec 81 MWc installés durant le 4^e trimestre. Pour cette raison, l'Ofgem (bureau des marchés du gaz et de l'électricité), qui gère le tarif d'achat, avait logiquement décidé, en décembre dernier, de ne pas diminuer les tarifs entre le 1^{er} février et le 30 avril, qui sont restés les mêmes que lors du trimestre précédent (les tarifs étant ajustés tous les trois mois en fonction des capacités installées durant les trois mois précédents). Le système est un peu compliqué, car il dépend à la fois de la puissance de la centrale (sept segments de puissance pour les systèmes en toiture jusqu'à 250 kWc, un autre pour les centrales supérieures à 250 kWc), à quoi s'ajoute une modulation supplémentaire de niveau. On distingue alors trois niveaux – "higher", "middle" et "lower rate" – selon l'efficacité énergétique du bâtiment ou selon que le système est installé sur un immeuble d'habitation. Le plus haut tarif ("higher rate") est réservé aux bâtiments disposant d'une efficacité énergétique au moins égale au niveau D. Le tarif le plus bas ("lower rate") est réservé aux bâtiments qui ne respectent pas le niveau D de l'efficacité énergétique et aux centrales de plus de 250 kWc. Un tarif intermédiaire ("middle rate"), qui est 10% moins élevé que le plus haut tarif, est spécialement dédié aux immeubles multihabitation. Jusqu'au 30 avril, le tarif le plus élevé était de 15,44 pence/kWh (18,08 c€/kWh) pour les centrales jusqu'à 4 kWc et descendait jusqu'à 7,1 pence/kWh (8,31 c€/kWh) pour les centrales installées sur un bâtiment énergivore ou d'une puissance supérieure à 250 kWc. La durée est de 25 ans.

Le 28 février dernier, l'Ofgem a publié les nouveaux tarifs qui seront appliqués à partir de mai et jusqu'à fin juin. Cette

nouvelle grille comporte des réductions de tarif de 3,5%, uniquement pour les systèmes supérieurs à 50 kWc. Les tarifs des systèmes d'une puissance inférieure n'ont pas été modifiés. L'Association solaire britannique (Solar Trade Association) a demandé au gouvernement de retarder la mise en place de cette diminution. Selon l'association, elle devrait particulièrement toucher la tranche des centrales de forte puissance (250 kWc-5 MWc) qui peinent déjà à se développer.

À partir de l'année 2013-2014, les centrales de grande puissance pourront également bénéficier du système des ROCs (Renewable Obligation Certificates Program). Un MWh photovoltaïque pourra ainsi bénéficier d'1,7 certificat en cas d'installation sur un bâtiment et de 1,6 certificat en cas de centrale terrestre. Ce nombre diminuera progressivement jusqu'en 2016-2017 pour atteindre respectivement 1,4 et 1,2. Les professionnels fondent un peu plus d'espoir dans la mise en place à partir de 2014 du système des contrats de différence (CfD system⁽¹⁾). Les acteurs de la filière seront fixés lorsque les conditions de rémunération seront définies, à partir de juin 2013.

Nouvelle installation record au Danemark

Le Danemark est l'un des rares pays de l'Union européenne à avoir vu une croissance spectaculaire de son parc, avec, selon Energinet.dk, la barre des 400 MWc franchie début janvier 2013. Ce succès s'explique par le système de "net metering" mis en place dans le pays, qui permet aux particuliers possédant une centrale photovoltaïque (jusqu'à 6 kWc) de compenser leur consommation d'électricité par leur production sur une base annuelle. Toute consommation compensée sur l'année permettait non seulement de ne pas payer l'électricité, ni les coûts d'utilisation du réseau, mais également d'être exempté des taxes sur la consommation d'électricité, très élevées dans le pays (autour de 0,295 €/kWh pour un particulier). La facture d'électricité incluant les taxes ne portait donc que sur la différence entre la production et la consommation sur la totalité de l'année. Le système a été jugé trop avantageux compte tenu de la baisse du prix des modules et a été modifié en novembre 2012.

Le programme de soutien actuel com-

pense la consommation par la production sur une base horaire plutôt qu'annuelle. Ceci aura pour effet de réduire le nombre d'heures durant lesquelles la consommation peut être compensée, étant donné que, c'est généralement durant la journée en été, que la production est la plus élevée. Et c'est la période durant laquelle la consommation est en général la plus faible pour les foyers danois.

Pour les heures durant lesquelles la production est supérieure à la consommation, le producteur est payé 0,08 €/kWh pour les 10 premières années, et 0,05 €/kWh les dix années suivantes. Étant donné la chute brutale du tarif d'achat, il a été décidé que ce nouveau tarif serait introduit graduellement. Le tarif pour 2013 est de 0,174 €/kWh pour les 10 premières années et celui pour 2014 de 0,155 €/kWh pour les 10 premières années. Le tarif sera réduit graduellement jusqu'à atteindre, en 2018, les 0,08 €/kWh visés. Autre décision favorable à la filière, la limite des 6 kWc de puissance sera levée, ce qui permettra le développement d'installations plus importantes dans le secteur des entreprises. Cette incitation est d'autant plus favorable pour les entreprises qu'elles consomment une part importante de l'électricité durant la journée.

La parité réseau effective aux Pays-Bas

En 2012, le photovoltaïque a opéré une percée aux Pays-Bas. Après plusieurs années de croissance limitée, la capacité installée a fortement augmenté avec, selon l'expert Peter Segaar (www.polderpv.nl), 175 MWc de plus en 2012, soit près de trois fois plus qu'en 2011. Ce succès s'explique notamment par l'atteinte de la parité réseau dans le secteur résidentiel (basé sur un système de facturation nette). Autre facteur incitatif, depuis le 2^e semestre 2012, le photovoltaïque est devenu éligible au programme national "Energy et Innovation" qui octroie une subvention pouvant aller jusqu'à 15% des coûts d'investissement (avec un maximum de 650 euros par système et uniquement pour les systèmes supérieurs



(1) Pour en savoir plus, voir le baromètre

EurObserv'ER éolien de février 2013, paru dans

Le Journal de l'Éolien n° 12.

81 MWp installed during the final quarter. Accordingly, Ofgem (the Office of Gas and Electricity Markets), which manages the Feed-in Tariff decided last December, not to reduce the tariffs between 1st February and 30 April, but to leave them at the same rate as the previous quarter (as tariffs are adjusted every three months in line with the capacities installed during the previous quarter). The system is somewhat complex because it depends on both the plant's capacity (seven capacity segments for <250-kWp roof-mounted systems, another for >250-kWp plants), combined with an additional modulation level. Thus there are three levels – “higher”, “middle” and “lower rate” – depending on the building's energy efficiency rating or whether the system is installed on a residential building. The “higher rate” tariff is set aside for buildings whose energy efficiency is at least equal to level D. The “lower rate” tariff is set aside for buildings that do not come up to energy efficiency level D and to plants in excess of 250 kW. An intermediate tariff (“middle rate”), which is 10% lower than the highest rate, is earmarked for multi-occupancy residential buildings. Until 30 April, the highest tariff was levied at 15.44 pence/kWh (18.08 c€/kWh) for <4-kWp plants and dropped to 7.1 pence/kWh (8.31 c€/kWh) for plants installed on high energy-consuming buildings or where >250 kWp of capacity was involved. The scheme lasts 25 years.

On 28 February, Ofgem published the new tariffs applicable from May until the end of June. This new pricing structure includes tariff reductions of 3.5%, only for >50-kWp systems. The tariffs for lower-capacity systems have not been adjusted. The British Solar Trade Association has asked the government to postpone the introduction of this decrease as it feels that high-capacity plants (250 kW-5 MWp) that are already struggling to develop will be hardest hit.

From 2013-2014 onwards, high-capacity plants will be eligible for the ROCs (Renewable Obligation Certificates Programme) system. One photovoltaic MWh will thus be awarded 1.7 of a certificate if it is installed on a building and 1.6 of a certificate if it is ground-based. This allocation will gradually reduce to 1.4 and 1.2 respectively by 2016-2017. The industry is putting a little more hope in the implementation of the contract for difference (CfD system⁽¹⁾) in 2014 but will be only be sure once the terms of payment are defined in June 2013.

New installation record for Denmark

Denmark is one of the few European Union countries to have witnessed spectacular growth of its installed surface base. It passed the 400 MWp mark at the beginning of January 2013 according to Energinet.dk. The reason for this success was the net metering system that allowed private households with photovoltaic plants (<6 kWp) to offset their electricity consumption with their production on an annual basis. All offset consumption over the period of a year was not only exempted from paying the electricity tariff and network tariffs, but also the very high taxes on the electricity consumption in Denmark. Household tariffs including taxes are typically about €0.295/kWh in Denmark. Household tariffs including taxes are typically about €0.295 kWh

in Denmark. The electricity bill inclusive of taxes only applied to the difference between production and consumption over the course of an entire year. The system was deemed too lavish given the drop in module prices and was changed in November 2012.

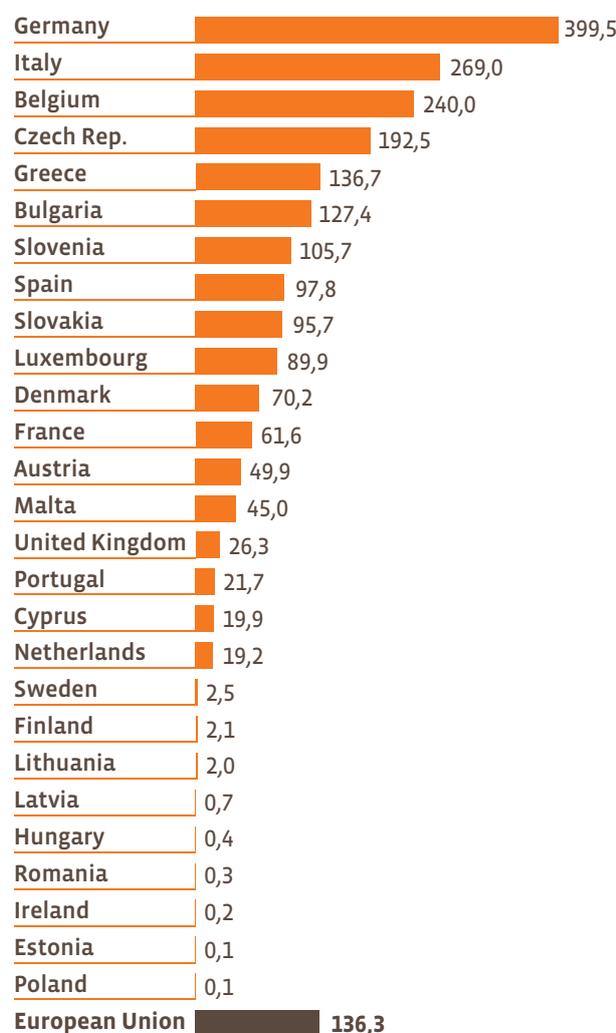
The current subsidy programme offsets consumption with generation on an hourly basis rather than over an entire year. This will reduce the number of hours where consumption can be offset as generation is generally highest during daytime hours in the summer months. This is when consumption is generally lowest for Danish households.



Graph. n° 1

Puissance photovoltaïque par habitant des différents pays de l'Union européenne en 2012 (Wc/hab)

Photovoltaic capacity per inhabitant (Wp/inhab.) for each EU countries in 2012



**Estimation. Estimate. Les décimales sont séparées par une virgule. Decimals are written with a comma. Source: EurObserv'ER 2013.*

(1) For more information, see the EurObserv'ER wind power barometer, published in February 2013 in Le Journal de l'Éolien n°12.

à 0,6 kWc). Pour l'année 2012, le budget disponible était de 22 millions d'euros. En 2013, il s'élèvera à 30 millions d'euros et la parité réseau devrait s'étendre à d'autres groupes de consommateurs comme les petites entreprises. En outre, de prochains changements dans la législation devraient permettre au système de facturation nette de toucher d'autres types de consommateurs.

UNE CONSOLIDATION INDUSTRIELLE QUI VA LAISSER DES TRACES

LE PRIX DES MODULES CONTINUE DE CHUTER

Le prix de marché des modules a continué sa folle descente, comme le montre l'indice des prix des modules publié dans le numéro de février du magazine *Photon International*. Sur le marché spot allemand, le prix moyen des modules polycristallins était négocié en moyenne en janvier 2013 à 54 c€/le watt, soit une baisse de 33,3 % sur les 12 derniers mois, celui des modules monocristallins à 60 c€/le watt (-25,9 % sur un an). Sur cette même période, les modules CdTe (tellure de cadmium) ont baissé de 25,4 %, à 50 c€/par watt, et les modules au silicium amorphe se négociaient à 36 c€/le watt, soit une baisse de 48,7 %.

L'indice des prix du marché allemand montre également que les modules fabriqués en Europe, aux États-Unis et au Japon se négocient à un prix beaucoup plus élevé, soit 65 c€/le watt pour les modules "made in Europe" et "made in USA", et même 80 c€/pour les modules "made in Japan".

Cette différence de prix illustre très clairement la guerre des prix qui oppose les fabricants de modules chinois aux fabricants européens, et explique la situation dans laquelle se trouve l'industrie européenne. Les acteurs européens, américains et japonais sont encore capables de vendre plus cher leurs modules grâce à leur renommée mais avec des niveaux de production bien inférieurs et des pertes constantes de part de marché.

Selon GTM Research, la différence de prix serait encore plus importante entre les modules premium chinois et occidentaux. S'appuyant sur les données mensuelles des prix des modules de Solar-

Server, la différence de prix sur ce type de module serait de 47 % en janvier 2013, contre 16 % en janvier 2011.

La grande question est de savoir si ces prix diminueront encore et de combien. La plupart des analystes pensent que oui, mais avec des baisses moins importantes. Selon le "Global PV Competitive Intelligence Tracker" de GTM Research, les coûts de production des modules "best in class" (premium) des marques chinoises renommées (telles que JinkoSolar, Yingli Solar, Trina Solar, Renesola) ont diminué de plus de 50 % entre 2009 et 2012, passant de 1,29 \$/W (1 €/W) à 0,59 \$/W (0,46 €/W). Ce cabinet de consultant estime qu'il y a encore possibilité de réduire ces coûts, même si la baisse devrait ralentir dans les prochaines années. Ils pourraient même

atteindre 0,42 \$/W (à 0,33 €/W) en 2015, grâce à de nouvelles innovations dans les techniques de sciage, la production de wafers plus fins, et des colles conductrices.

RAPPORT DE FORCE COMPLEXE ENTRE L'EUROPE, LA CHINE ET LES ÉTATS-UNIS

Selon les industriels occidentaux, la question de la chute vertigineuse des prix des modules photovoltaïques n'est pas simplement due aux innovations technologiques, à la baisse du prix du silicium et aux économies d'échelle. Elle résulte également d'une stratégie de dumping des acteurs chinois qui, appuyés par



Pose de panneaux solaires sur le pont Blackfriars à Londres.

Mounting of solar panels on the Blackfriars Bridge on London.

In hours where generation is greater than consumption the producer is paid €0.08/kWh for the first 10 years and €0.05 for the following 10 years. As the change in tariff is quite dramatic it was decided that the new tariff would be introduced gradually using a sliding scale. The tariff for 2013 is €0.174/kWh for the first 10 years and for 2014 €0.155/kWh for the first 10 years. The tariff will be reduced gradually until reaching the agreed €0.08/kWh in 2018. Another decision has been made to promote the sector in that the 6 kWp capacity limit will be raised, which will enable larger installations to be developed in the business sector. This incentive is all the more advantageous to businesses that use much of their electricity during the day.

Grid parity effective in the Netherlands

The year 2012 has been a breakthrough for PV in the Netherlands. After years of limited growth 2012 has shown a significant increase in the installed capacity, which is estimated at 175 MWp by the Dutch sector-expert Peter Segaar from www.polderpv.nl, more than tripling last year's growth figures. In the residential sector grid parity (based on net-metering) was established. In the second half of 2012 PV has become eligible under the national investment subsidy 'energy and innovation', with a grant up to 15% of the investment costs (maximum EUR 650 per system, only for system sizes above 0.6 kWp). For the year 2012 the available budget is 22 million euro, in 2013 the budget will amount to 30 million euro. For the year 2013 it is expected to see grid parity expand to other groups of consumers like small businesses. In addition, changes in legislation are likely to extend net-metering opportunities to larger groups of consumers.

INDUSTRIAL CONSOLIDATION WILL LEAVE SCARS

THE PRICE OF MODULES CONTINUES TO TUMBLE

As the module price index published in the February issue of *Photon International* magazine illustrates, the market price of modules is still in free-fall. The average price of polycrystalline modules on the German spot market was trading at € 0.54 per watt in January 2013, which represents a 33.3% drop over the last 12 months, while monocrystalline modules averaged € 0.60 per watt (25.9% down year-on-year). Over the same period, CdTe (cadmium telluride) modules fell by 25.4%, to € 0.50 per watt, and amorphous silicon modules were trading at € 0.36 per watt, i.e. a 48.7% drop. The German market prices also show that modules manufactured in Europe, the United States and Japan, are trading at much higher prices – € 0.65 per watt for modules "made in Europe" and "made in the USA", and as much as € 0.80 for modules "made in Japan".

This price difference eloquently exemplifies the price war currently pitching Chinese module manufacturers against their European counterparts, and explains the plight of Europe's industry. While the reputation of the European, American and Japanese operators means they can sell their modules at a higher price, their output levels are much lower and they are constantly shedding market share. According to GTM Research, the price difference is even greater between the premium Chinese and Western modules. Basing its view on the monthly

data on SolarServer module prices, the price difference on this type of module was 47% in January 2013, as opposed to 16% in January 2011. The big question is: will these prices drop further, and if so, by how much? Most analysts think they will, but will drop more gently. According to the GTM Research "Global Intelligence PV tracker", the "best in class" (premium) module production costs of well-known Chinese brands (such as JinkoSolar, Yingli Solar, Trina Solar and Renesola) came down by more than 50% between 2009 and 2012, dropping from \$ 1.29/W (€ 1/W) to \$ 0.59/W (€ 0.46/W). The consultancy reckons that they can pare more off these costs, even if the drop will flatten out in forthcoming years and could drop to as little as \$ 0.42/W (€ 0.33/W) in 2015, through new innovations in sawing techniques, the production of thinner wafers, and using conducting glues.

COMPLEX POWER STRUGGLE BETWEEN EUROPE, CHINA AND THE UNITED STATES

According to Western manufacturers, the nose dive taken by PV modules is not only due to technological innovations, the drop in the price of silicon and economies of scale. It also results from the dumping strategy of government-backed Chinese players to control the whole world market. The problem is that these price falls have gone out of control because of overproduction and the market's lacklustre growth. Advertised prices are now completely disconnected from the real production costs, so much so that the situation has become kafkaesque in which all manufacturers are losing money. The survivors of this crisis will be those that manage to reduce their production costs fastest and maintain the confidence of investors, bankers or... the support of their government. One option to pass this 'valley of death', some major manufacturers have started to become installers and operators themselves. For example, First Solar claims to have designed and constructed over 1.5 GW of PV power plants, including the world's largest and most advanced operational PV plant: Agua Caliente in Arizona.

The aim is to save whatever can be saved. The United States was the fastest off the mark when in October 2012 it confirmed it would be implementing customs duties on imports of Chinese cells and modules, with antidumping taxes ranging from 18.3–250%. Trina Solar turned out to be the least taxed (at 18.32%), while Suntech Power was taxed at 31.73%. Fifty-nine other companies will be taxed at 25.96%, and new entrants to the US market will be taxed at 250%, which is the same as forbidden imports to the US. The taxes have been applied since November 2012, retroactively to up to 90 days prior to the American department's first decision in March 2012 (i.e. 3 December 2011). It was not easy to take this decision because many American investors take advantage of low prices from China. At the end of the day, industrial logic had the last word based on solar power's very high growth prospects inside and outside the United States (India, South America, the Middle-East and Africa).

The European Union has been slower to react. It opened an antidumping enquiry last September on Chinese-sourced imports of solar panels and their components, following



leur gouvernement, visent à contrôler la totalité du marché mondial. Le problème est que cette baisse de prix est devenue incontrôlable à cause de la surproduction et du manque de croissance du marché. Les prix affichés sont aujourd'hui complètement déconnectés des coûts réels de production, si bien qu'on est à ce jour dans une situation kafkaïenne, où tous les industriels perdent de l'argent. Ceux qui survivront à cette crise sont ceux qui parviendront à réduire le plus rapidement leurs coûts de production et qui garderont la confiance des investisseurs, des banquiers ou... l'appui de leur gouvernement.

Une option choisie par les grands fabricants pour franchir cette "vallée de la mort" a été de devenir également installateurs et exploitants. Par exemple, First Solar déclare avoir conçu et construit plus d'1,5 GWc de centrales photovoltaïques incluant la plus importante d'entre elles, à Agua Caliente en Arizona.

Il est maintenant question de sauver ce qui peut l'être. Les États-Unis ont été les plus prompts, en confirmant dès octobre 2012 la mise en place de droits de douane sur les importations de cellules et de modules chinois, avec des taxes antidumping allant de 18,3 % à 250 %. Trina Solar sera finalement le moins taxé (18,32 %), tandis que Suntech Power le sera à hau-

teur de 31,73 %. 59 autres compagnies seront taxées à hauteur de 25,96 %, et les nouveaux entrants sur le marché le seront à hauteur de 250 %, autant dire interdits d'exportation. Ces taxes s'appliquent depuis novembre 2012, et de façon rétroactive jusqu'à 90 jours avant la toute première décision du Département américain de mars 2012 (soit le 3 décembre 2011). Cette décision n'a pas été simple à prendre, car beaucoup d'investisseurs américains tirent parti des prix bas en provenance de Chine. Finalement, c'est la logique industrielle qui a eu le dernier mot en lien avec des perspectives de croissance de l'électricité solaire très importantes, aux États-Unis et hors des États-Unis (en Inde, en Amérique du Sud, au Moyen-Orient et en Afrique).

L'Union européenne a été moins réactive. Elle a ouvert en septembre dernier une enquête antidumping sur les importations de panneaux solaires et leurs composants originaires de Chine, suite à une plainte d'EU ProSun, une association sectorielle de 25 fabricants européens de modules solaires, dont la société allemande SolarWorld qui avait été à l'origine de l'enquête antidumping aux États-Unis. L'enquête va durer 15 mois, la Commission ayant la possibilité d'instituer des droits antidumping provisoires après neuf mois, s'il y a suffisamment d'éléments de

preuve. En mars 2013, une nouvelle étape a été franchie avec la décision de la Commission européenne d'enregistrer aux douanes européennes toutes les importations de panneaux solaires photovoltaïques et de leurs composants. Cet enregistrement aux douanes est une étape de procédure permettant de lever des taxes antidumping de manière rétroactive, s'il était avéré que le résultat des investigations nécessitait la mise en place de taxes d'importation. Rien n'est encore sûr, car la Commission aura à décider si la mise en place de taxes antidumping coûtera plus à l'UE que les bénéfices qu'elle rapporterait à la coalition ProSun. Une décision définitive sur de telles mesures devrait être publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* le 5 décembre 2013. On peut noter que l'industrie européenne du photovoltaïque ne parle pas d'une seule voix, certaines entreprises étant contre les mesures antidumping.

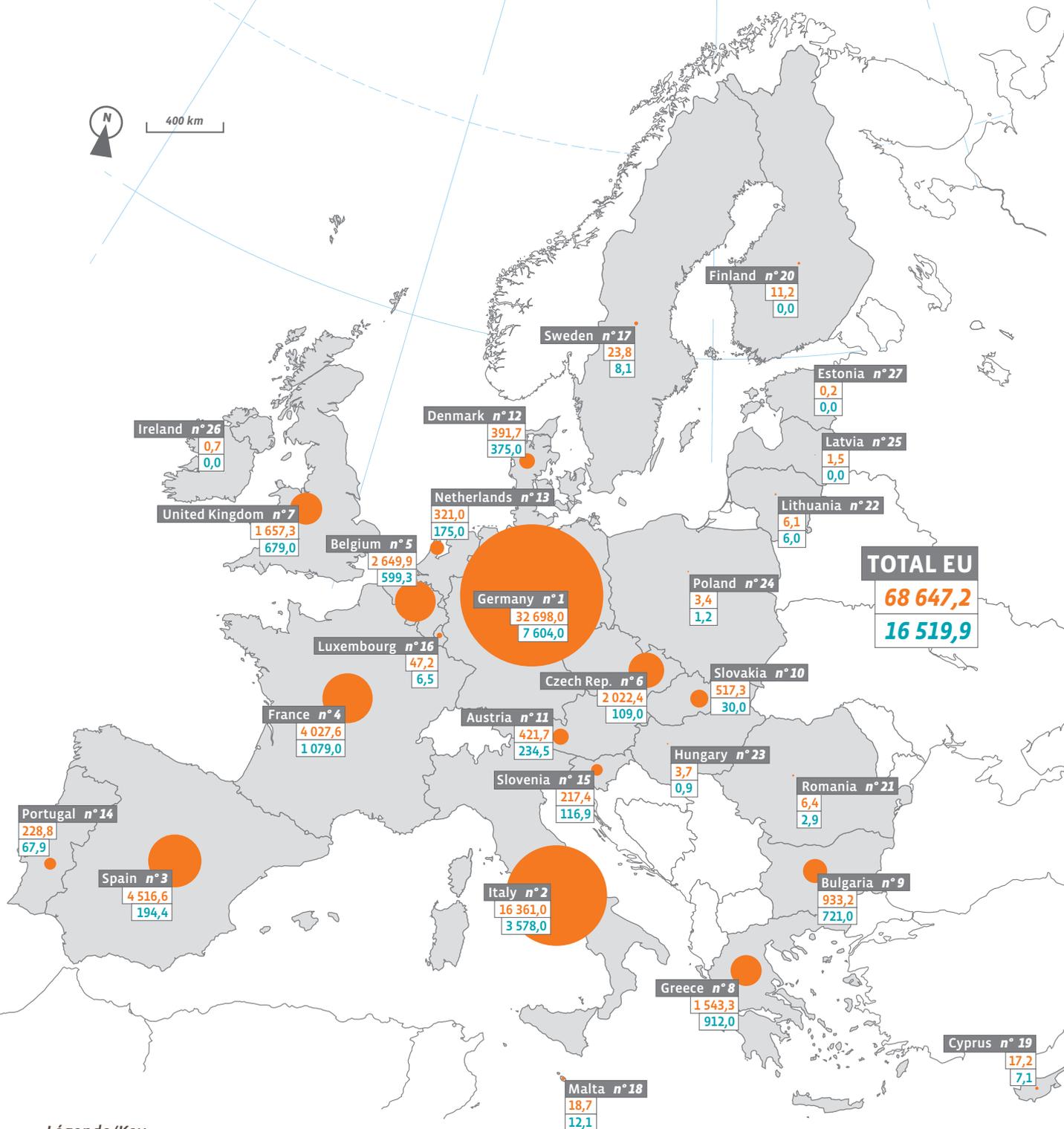
La situation est loin d'être simple, car la Chine importe également de grandes quantités de silicium en provenance d'Europe et des États-Unis. La Chine a donc mis la pression de son côté en annonçant en octobre dernier l'ouverture d'une enquête antidumping et antisubvention sur les importations de silicium polycristallin en provenance de l'Union européenne. Cette enquête a été lancée en septembre, à la demande de fabricants chinois de silicium polycristallin, dont LDK Solar et China Silicon Corporation. Elle devrait normalement s'achever d'ici le 1^{er} novembre 2013, mais pourrait être prolongée de six mois en cas de circonstances particulières, en fonction par exemple de la décision de la Commission européenne. La même procédure avait déjà été lancée en juillet dernier sur les importations en provenance des États-Unis, et le ministère du Commerce chinois avait alors annoncé dans un communiqué qu'une évaluation cumulative de ces deux affaires serait faite.

Le gouvernement allemand, principal intéressé, presse pour une solution amiable sur cette question. Les intérêts de ces deux pays sont fortement croisés. L'Allemagne est en effet l'un des principaux investisseurs et exportateurs en Chine et n'a aucun intérêt à distendre ses liens économiques et commerciaux.



Chaîne de production automatisée de JA Solar.
Automated production line at JA Solar.

Puissance photovoltaïque connectée dans l'Union européenne en 2012* (en MWc)
Photovoltaic capacity connected in the European Union in 2012* (in MWp)



Le problème pour les acteurs européens est que le temps joue contre eux et que, si rien n'est fait rapidement, nombre d'entre eux continueront à être éjectés du marché. Il pourrait ne plus y avoir grand monde à sauver quand la Commission annoncera sa décision. Pour certains analystes, dumping ou pas, tout est déjà joué pour les acteurs européens. Pour eux, la confrontation avec la Chine et la mise en place de droits de douane anti-dumping n'ont plus aucun sens, sauf à limiter les capacités d'extension de la filière en limitant la baisse des prix. Cette guerre commerciale pourrait même mettre en péril l'avenir de la filière au niveau mondial alors qu'elle est si près d'atteindre son but. Pourtant, une partie de l'industrie européenne y croit encore. La réponse pourrait venir d'une rupture technologique sur les couches minces qui, potentiellement, sont capables de réduire encore plus le coût de l'électricité solaire que les technologies au silicium cristallin. L'Europe continue d'assurer le leadership sur la technologie CIGS, même si certains industriels chinois comme Hanergy se positionnent déjà sur ce marché avec l'achat de l'Allemand Solibro en février dernier et de l'Américain MiaSolé en juin 2012. First Solar, le grand spécialiste des modules couches minces CdTe, a déjà démontré que celles-ci avaient leur place sur le marché mondial, même

si dans le même temps des lignes de production ferment en Allemagne.

HÉCATOMBE INDUSTRIELLE EN EUROPE

Jamais une consolidation aussi dure et aussi importante n'avait touché la sphère des énergies renouvelables. La situation de la filière est telle que, dans la plupart des cas, l'augmentation des ventes de modules se traduit par une diminution du chiffre d'affaires et par une augmentation des pertes, résultat évident d'une chute vertigineuse des prix de marché. Conséquence, depuis 2011, les mauvaises nouvelles dans le domaine de l'industrie photovoltaïque semblent ne plus finir avec une cascade de faillites, de restructurations, de fermetures d'usines ou de rachats.

Parmi les entreprises européennes les plus renommées du secteur, on peut citer la faillite de Q Cells et son rachat par le Coréen Hanwha, qui a désormais comme nom Hanwha Q Cells GmbH, la prise de contrôle de Solon SE, autre poids lourd allemand, par Microsol, un fabricant de cellules solaires basé aux Émirats arabes unis (la nouvelle société portera le nom de Solon Energy GmbH), la prise de contrôle de Scheuten Solar acquis par le fabricant de cellules chinois Aiko Solar, l'arrêt des activités de Schüco ThinFilm ou de l'Italien SolarDay. On pourrait encore ajouter

la restructuration en cours de Solarwatt, la situation d'insolvabilité de Sovello qui attend encore un repreneur, l'arrêt des activités solaires du groupe Schott. Et encore plus récemment, en mars 2013, la décision de Bosch Solar de jeter l'éponge. La liste s'allonge si on ajoute la faillite de nouveaux entrants ou les fermetures d'usines de grands groupes toujours en vie mais contraints de se restructurer.

L'INDUSTRIE AMÉRICAINE TOUJOURS PRÉSENTE

First Solar limite ses pertes

Du côté américain, First Solar et SunPower (détenu par le pétrolier français Total) sont toujours dans la partie. First Solar, le spécialiste des modules couches minces CdTe devrait accéder en 2012 à la deuxième place des producteurs de modules avec une production de 1 875 MWc. L'entreprise américaine, qui est complètement intégrée verticalement (du module au projet), a généré un chiffre d'affaires de 3,4 milliards de dollars en 2012, dont 1,1 milliard de dollars au dernier trimestre. En 2012, les pertes nettes de l'entreprise sont restées importantes (96,3 millions de dollars en 2012, contre une perte de 39,5 millions en 2011) mais moindres que pour bon nombre de ses concurrents. Parmi les événements marquants de 2012, on peut noter la fermeture de son usine allemande de Francfort au 1^{er} trimestre et la suppression au total d'environ 30% de sa masse salariale (soit environ 2 000 suppressions d'emplois). First Solar explique cette décision par les mauvaises performances du marché européen et son obligation de réduire ses coûts. À l'inverse, l'entreprise américaine renforce sa présence en Amérique du Sud via le rachat de Solar Chile et crée de nouvelles filiales de commercialisation en Inde, au Moyen-Orient, en Afrique du Sud et en Thaïlande. 2012 a également vu la construction de la plus grande centrale solaire du monde (250 MWc), à Agua Caliente en Arizona. Sur le plan technologique, l'entreprise a établi un nouveau record en laboratoire pour un module CdTe à 18,7% de rendement et réussit à porter l'efficacité moyenne des modules qu'elle commercialise à 12,9% au 4^e trimestre 2012 (+ 0,7 point de pourcentage



Usine de production SolarWorld.
SolarWorld manufacturing plant.

SOLARWORLD



a complaint from EU ProSun, a sector-wide association of 25 European solar module manufacturers including the German company SolarWorld which had inspired the US antidumping enquiry. The enquiry will last 15 months, and the Commission will be empowered to institute provisional antidumping taxes after nine months, if there is additional proof. In March 2013, a new phase dawned when the European Commission decided to register all imports of photovoltaic solar panels and their components with European customs authorities. Registration with the customs authorities is a procedural step to enable antidumping taxes to be levied retroactively if the investigations find import taxes need to be enforced. Nothing is settled yet, because the Commission will have to decide whether the implementation of antidumping taxes will cost the EU more than the benefits it could bring to the ProSun coalition. A final decision on these measures is scheduled for publication in the *Official Journal of the European Union* on 5 December 2013. It has to be noted that the photovoltaic industry is not speaking with one voice as some companies also object the antidumping measures. The situation is a dichotomy because China also imports large amounts of silicon from Europe and the United States. China thus

upped the pressure on its side by announcing last October that it was opening an antidumping and anti-subsidy enquiry into polycrystalline silicon imports from the European Union. The enquiry was launched in September, on the demand of Chinese polycrystalline silicon manufacturers including LDK Solar and China Silicon Corp. It should be completed by 1st November 2013, but could be prolonged by six months in the event of special circumstances, such as the European Commission's decision. The same procedure was launched last July on imports from the United States, and at the time the Chinese Trade Ministry announced in a communiqué that a cumulative assessment of these two enquiries would be made.

The German government, the main interested party, is pressing for an amiable outcome. The two countries' interests are intermeshed. Germany is one of the main investors and exporters to China and has nothing to gain by distending its economic and trading links. The problem for the European operators is that time is not on their side and that, if nothing is done soon, a number of them will be forced out of the market. By the time the Commission announces its verdict there could hardly be any-



Tabl. n° 4

Principaux fabricants de modules photovoltaïques en 2012 (en MWc)
Main photovoltaic modules manufacturers in 2012 (in MWp)

Company	Technologies	Country	Production lines in	Production capacity modules 2012 (in MWp)	Production/Sales/ Shipment of modules 2012 (in MWp)	Turnover 2012 (in M€)	Employees in 2012
Yingli Green Energy	Wafers, mono and multi crystalline cells, modules	China	China	2 450	2 297	1 405	16 000
First Solar	Thin film modules (CdTe)	USA	Malaysia, USA	1 900	1 875	2 610	6 500
Suntech Power	Crystalline (mono, multi)/ thin film (a-Si, mc-Si) cells, modules	China	China, Germany, Japan, USA	2 000	1 750**	975*	> 20 000
JA Solar	Mono and multicrystalline silicon modules	China	China	1 800	1 700	839	4 000
Trina Solar	Wafers, crystalline (mono) cells, modules	China	China	2 400	1 590	1 000	12 820
Canadian Solar	Ingots, wafer, cells, modules, photovoltaic systems	Canada	Canada, China	2 300	1 543	1 000	9 000
SunPower	Crystalline (mono, multi) cells, modules	USA	USA, Philippines	1 000	936	2 016	< 5 000
Jinko Solar	Crystalline ingots, wafers, cells, and mono- and multi-crystalline panels	China	China	1 200	912,4	591,5	10 000
HanWha Q Cells***	Mono and multicrystalline cells, modules	Korea / Germany	China, Germany (Q Cells)	2 300	830	450	> 11 000
Sharp	Crystalline (mono, multi), thin film (a-Si, mc-Si)	Japan	Japan, UK, USA	2 800	n.a.	1 200	n.a.

* 9 months/2012 only. ** Full year guidance. *** Formerly HanWha Solar One, and Solarfun. Note : Ce tableau ne présente pas un classement mais se veut représentatif des acteurs présents sur le marché des modules. This table does not present a ranking, but inconsidered representative of PV module manufacturers. Source: EurObserv'ER 2013.



La centrale solaire de 250 Mwc d'Agua Caliente (Arizona, États-Unis).

The 250-MWp Agua Caliente solar plant (Arizona, US).

FIRST SOLAR

sur un an). Elle affiche également des coûts de production au 4^e trimestre de 0,64 \$/W, contre 0,69 \$/W un an auparavant.

SunPower se donne de la visibilité

SunPower, spécialisé dans les modules de très haute efficacité, fait lui aussi le dos rond. L'entreprise américaine est parvenue à maintenir son niveau de production en 2012 (936 Mwc, contre 922 Mwc en 2011), en augmentant légèrement son chiffre d'affaires (2 417,5 millions de dollars en 2012, contre 2 374 millions de dollars en 2011) et en réduisant nettement le montant de ses pertes nettes (352 millions en 2012, contre 613,7 millions en 2011). Elle se dit confiante dans le rétablissement financier de son activité en 2013 et considère avoir une bonne visibilité sur les prochaines années. Elle affirme que sa solidité financière s'est renforcée par la signature de très gros contrats, dont 529 Mwc de projets avec MidAmerica Solar, et le développement de ses ventes au Japon. SunPower travaille également à la construction du "California Valley Solar Ranch project", qui totalisera une puissance de 250 Mwc. Fin 2012, 180 Mwc avaient déjà été installés, dont 130 Mwc reliés au réseau. Sur le plan technologique, l'entreprise déclare être parvenue à réduire ses coûts de production de 25 % en 2012 et travaille sur la troisième génération de ses cellules Maxeon qui disposent déjà d'un rendement de 23,5 %.

L'INDUSTRIE CHINOISE FRAGILISÉE

Mais la consolidation de l'industrie pourrait ne pas s'arrêter aux entreprises euro-

péennes. La crise de l'industrie touche désormais le continent asiatique, où la concurrence sur les prix est encore plus féroce. L'expansion du marché chinois a peut-être la capacité d'assurer des débouchés pour les industriels chinois, le temps que le marché mondial se régule, mais là aussi il n'y aura pas de place pour tout le monde. Le gouvernement chinois a annoncé en décembre dernier qu'il encouragerait la consolidation du secteur, notamment en réduisant les aides publiques à l'industrie. La China Development Bank, qui est le bras armé de la politique industrielle chinoise, a fait savoir en mars 2013 qu'elle allait maintenir sous contrôle les nouveaux prêts.

La Chine, après avoir négligé son marché domestique, est capable de mettre en place un portefeuille de projets plus important qu'aux États-Unis afin de préserver sa filière industrielle. Mais cette stratégie a un prix, car le coût de l'électricité solaire en Chine reste le triple de celle produite avec le charbon, ce qui nécessite des subventions massives. Le développement rapide de nouveaux marchés, en Amérique du Sud, au Moyen-Orient, en Asie du Sud-Est, est donc devenu vital pour les acteurs chinois.

Suntech Power en défaut de paiement

Du coup, la terre est en train de trembler en Chine avec le géant Suntech Power (1^{er} fabricant mondial en 2011) qui, après avoir admis être en défaut de paiement et dans l'incapacité de payer une échéance obligataire de 541 millions de dollars, est virtuellement en état de faillite. Le 21 mars 2013, le tribunal populaire de la municipalité de Wuxi a déclaré la maison

mère Suntech Power Holdings Co., Ltd. en situation d'insolvabilité, mais a donné le feu vert à la mise en place d'une restructuration de la filiale chinoise du groupe, Wuxi Suntech, qui regroupe la plus grande part des activités de production en Chine. La municipalité de Wuxi a donc décidé de procéder au sauvetage d'une partie des activités chinoises du groupe. L'enjeu est de maintenir l'usine locale de Suntech en activité avec ses 10 000 employés, en permettant à Wuxi Suntech de restructurer sa dette. Un comité composé de représentants du gouvernement local et d'experts juridiques aura en charge d'administrer la restructuration de Wuxi Suntech.

LDK Solar peut-il continuer ?

Les déboires financiers de Suntech Power ne sont pas un cas isolé. LDK Solar est un autre acteur chinois au bord de l'implosion. L'entreprise, qui est le deuxième fabricant mondial de wafers après GCL-Poly Energy, autre industriel chinois, et également complètement intégré verticalement sur la chaîne de valeur des modules photovoltaïques, accumulerait déjà fin décembre 2012 plus de 3,1 milliards de dollars de dettes. Elle doit absolument négocier avec ses créanciers pour retrouver de la flexibilité, mais sa situation reste extrêmement précaire. Une possibilité pour sauver la société serait son rachat par une entreprise d'État dans le cadre d'un investissement stratégique. Une décision du gouvernement sur l'instauration d'une taxe sur le silicium importé apporterait également des marges de manœuvre à LDK. En attendant et malgré son passif, la China Development Bank continue de sou-



body left to save. Certain analysts feel that the die has already been cast for Europe's actors, dumping or no dumping. In their view, confrontation with China and implementing antidumping customs duties no longer makes sense, except to limit the sector's expansion capacities by restricting price falls. This trade war could even jeopardize the sector's future on a world scale although it is so close to achieving its goal.

Nonetheless part of Europe's industry still believes in it. The answer could come through a breakthrough in thin film technology, which has the potential to reduce the cost of solar power more than crystalline silicon technologies. Europe still holds the leadership on CIGS technology, although a number of Chinese manufacturers like Hanergy are already positioning themselves on this market through their purchase of the German Solibro last February and the American Miasole in June 2012. First Solar, the major CdTe thin film module specialist, has already demonstrated that thin films have earned their place in the global market but at the same time closed production lines in Germany.

INDUSTRIAL CARNAGE IN EUROPE

Never before has such harsh and thorough consolidation hit the renewable energies arena. The sector is in such dire straits that in most cases, any increase in module sales equates to a drop in turnover and increase in losses, the obvious outcome of the free-falling market prices. The upshot is that since 2011, the photovoltaic industry's run of bad news appears to be endless with a string of bankruptcies, re-structuring programmes, factory closures and buy-outs. An overview of the biggest European names reveals the failure of Q-Cells and its purchase by the Korean HanWha, which redubbed it Hanwha Q-Cells GmbH, the take-over of another German heavyweight, Solon SE, by Microsol a solar cell manufacturer based in the United Arab Emirates (the new company will be called Solon Energy GmbH), the takeover of Scheuten Solar acquired by Chinese cell manufacturer Aiko Solar, the closure of Schüco Thin-Film and Italian SolarDay. We could also mention the on-going restructuring of Solarwatt, the insolvency of Sovello which is still waiting for a buyer, the winding down of the Schott Group's solar business. More recently in March 2013, Bosch Solar decided to throw in the towel. The list is even longer if we add the failure of new entrants or factory closures in major groups that are still alive but have been forced to restructure.

AMERICA'S INDUSTRY STANDS FIRM

First Solar limits its losses

On the other side of the Atlantic, First Solar and SunPower (owned by the French oil concern Total) are still in the game. First Solar, the CdTe thin film specialist should rise to second place in the module producers ranking in 2012 with 1 875 MWp of output. The American firm which is fully vertically integrated (from module to project) generated 3.4 billion dollars' worth of sales in 2012, including 1.1 billion dollars in the third quarter. The company suffered significant net losses in 2012 (96.3 million dollars compared to a loss of 39.5 million in 2011) but this was less than many of its rivals. One of its major blows in 2012 was the closure of its German plant in Frankfurt during the 1st quarter and the shedding of about 30% of its workforce (about 2 000 job losses). First Solar blames this decision on the European market's

poor performance which left it no alternative but to cut costs. In contrast, the US company strengthened its presence in South America by buying out Solar Chile and creating new sales subsidiaries in India, the Middle-East, South Africa and Thailand. The year also witnessed the construction of the world's biggest solar plant (250 MWp) at Agua Caliente, Arizona. The company's technology division set a new laboratory record for a CdTe module with 18.7% yield and succeeded in raising the mean efficiency of the modules it sells to 12.9% in the closing quarter of 2012 (a rise of 0.7 of a percentage point over the year). Its 4th quarter production costs were down to \$ 0.64/W from \$ 0.69/W the year before.

SunPower raises its visibility

SunPower that specialises in very high-efficiency modules, is also making a strong stance. The American company managed to maintain its output level in 2012 (936 MWp compared to 922 MWp in 2011), by slightly increasing its turnover (to 2 417.5 million dollars in 2012 from 2 374 million dollars in 2011) and significantly reducing its net losses (352 million in 2012 compared to 613.7 million in 2011). The company feels confident that its finances will recover in 2013 and considers that it has good visibility over forthcoming years. It confirms that its robust financial health has been boosted by signing three major contracts, including 529 MWp of projects with MidAmerica Solar and the development of its sales in Japan. SunPower is also working on the construction of the California Valley Solar Ranch project which will have a total capacity of 250 MWp. At the end of 2012, 180 MWp had already been installed and of that 130 MWp was on-grid. Turning to technology, SunPower says that it achieved a 25% level of production cost reductions in 2012 and is working on the third generation of its Maxeon cells whose yield is already 23.5%.

CHINESE INDUSTRY WEAKENED

Industry consolidation could not be confined to European firms, for the industry's crisis has now spread to the Asian continent where price competition is even tougher. The Chinese market's expansion may provide outlets for the Chinese operators for as long as it takes the global market to readjust, but once again there will not be enough room for everybody. Last December the Chinese government announced that it would encourage sector consolidation primarily by reducing public aids for industry. The China Development Bank – the armed wing of Chinese industrial policy – declared in March 2013 that it would be keeping new loans on a tight rein. Having neglected its home market, China is capable of setting up a larger project portfolio than that of the United States to save its industrial sector. However this strategy carries a price tag as the cost of PV solar power in China calls for massive subsidies. It is three times higher than electricity generated in coal-fired power plants. Rapid development of new markets in South America, the Middle-East and South-East Asia has thus become vital for the Chinese players.

Suntech Power defaulting on payments

As a result, tremors are rippling through China. The giant Suntech (No. 1 world manufacturer in 2011) is virtually bankrupt. After admitting it had defaulted on payments it was unable to



tenir l'entreprise dans ses projets d'investissement. En janvier dernier, elle a obtenu un nouveau prêt de 400 millions de RMB (69,8 millions de dollars) pour financer les améliorations technologiques (dans le domaine de l'hydrochloration) de son usine de production de lingots polycristallins de Ma Hong. LDK estime pour sa part que son haut niveau d'endettement s'explique par les investissements réalisés dans cette usine (approximativement 1,9 milliard de dollars).

Trina Solar dans le rouge

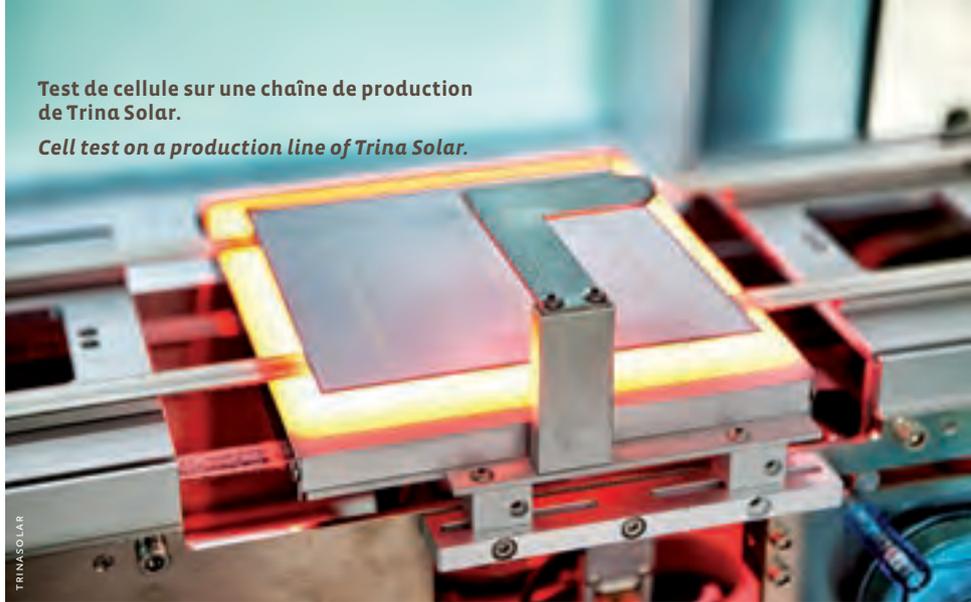
Un autre grand nom du secteur, Trina Solar, est également en difficulté. Dans son rapport annuel 2012, l'entreprise chinoise a annoncé une diminution nette de ses revenus de 36,7 % par rapport à 2011, soit 1,3 milliard de dollars, alors que dans le même temps ses livraisons de modules ont augmenté de 4,5 % en 2012, soit approximativement 1,59 GWc. Sa perte nette sur l'ensemble de l'année 2012 se monte à 266,6 millions de dollars, alors qu'elle n'était que de 37,8 millions de dollars en 2011. Trina Solar explique ces mauvais résultats par une stratégie de prix très agressive de la part de certains de ses concurrents et par une offre trop élevée par rapport à la demande. L'entreprise veut pourtant s'appuyer sur des chiffres en légère amélioration au 4^e trimestre 2012 pour progressivement retrouver la rentabilité. Elle considère que les baisses futures des coûts des modules permettront de relancer la demande mondiale en 2013, et ce malgré de moindres incitations en Europe. Elle voit des perspectives de croissance dans de nouveaux marchés en Afrique, aux Amériques et au Moyen-Orient. Elle se dit également encouragée par les récentes déclarations en Asie, en Chine et au Japon, qui ont augmenté leur objectif de contribution de l'énergie solaire dans leur réseau électrique.

Partenariat stratégique entre Yingli Green Energy et GCL-Poly

Yingli Green Energy occupe désormais la première place des fabricants de modules et de cellules (tableau 4). L'entreprise chinoise a livré en 2012 pas moins de 2 297,1 MWc de modules, soit une augmentation de 43,2 % par rapport à 2011. Cette hausse s'est pourtant traduite par une diminution de son revenu net, qui est passé de 14 678 millions de RMB en 2011 à

Test de cellule sur une chaîne de production de Trina Solar.

Cell test on a production line of Trina Solar.



11391,9 millions de RMB en 2012 (1828,5 millions de dollars), conséquence directe de la chute des prix des modules sur le marché. Les retombées sur la rentabilité de la société sont sans appel. La perte nette de Yingli Green Energy sur l'ensemble de l'année s'est établie à 3 064,4 millions de RMB (491,9 millions de dollars), aggravée par un 4^e trimestre catastrophique représentant à lui seul une perte de 1 249 millions de RMB (200,5 millions de dollars).

Ces pertes ne devraient pas freiner l'expansion de l'industriel. Pour 2013, Yingli Green Energy prévoit de renforcer sa présence sur le marché chinois, avec une augmentation de ses livraisons de 40 % ainsi qu'au Japon et dans les autres grandes régions à fort potentiel comme l'Amérique du Sud, l'Asie du Sud-Est et l'Afrique. L'entreprise pense ainsi augmenter ses livraisons de modules entre 3,2 et 3,3 GWc en 2013, ce qui devrait lui permettre de maintenir son leadership mondial.

Le renforcement de Yingli Green Energy sur son marché national s'est également traduit par la signature en mars d'un accord stratégique de coopération avec le fabricant chinois de silicium GCL-Poly Energy Holdings Ltd. Cet accord signifie que Yingli aura désormais accès à du silicium à bas coûts et que GCL-Poly aura accès à des modules à bas prix pour développer ses activités en matière de projets. Autre point important, si le gouvernement chinois décidait de mettre en place des taxes sur le silicium importé, Yingli ne serait pas touché par cette mesure.

CHANGEMENT DE PARADIGME AVANT 2020 EN EUROPE

Pour analyser le devenir de la filière photovoltaïque en Europe, il convient de prendre

du recul par rapport à la consolidation actuelle de l'industrie mondiale du photovoltaïque. Comme en témoignent les pertes importantes des grands groupes du secteur, actuellement le niveau des prix de marché ne cadre pas avec les coûts de production réels de la filière, mais s'explique par une situation de surproduction. Il n'en demeure pas moins que les perspectives de réduction de ces coûts restent importantes tant sur le plan des technologies au silicium cristallin que sur celui des technologies couches minces. Et, compte tenu de l'évolution actuelle du prix de marché de l'électricité en Europe, il est devenu inéluctable que l'électricité solaire soit compétitive par rapport à d'autres filières de production dites conventionnelles. Ceci étant, il convient de constater que la filière européenne arrive au bout d'un cycle et qu'elle ne pourra plus se développer au même rythme ni sur les mêmes bases que précédemment.

Avec la crise économique qui perdure et le poids de la facture énergétique qui commence à peser, les opinions publiques et les gouvernements ne sont plus prêts à assumer une croissance effrénée et incontrôlée de leur filière photovoltaïque, et ce malgré la baisse des coûts de production. Cela est d'autant plus vrai que l'industrie européenne est au plus mal, et qu'elle est aujourd'hui davantage synonyme de fermeture d'usines et de suppression d'emplois que de conquête de parts de marché. Cette situation ne contribue plus à favoriser un soutien politique fort à la filière, faute de retour économique sur le plan de la croissance et de l'emploi. Sur le court terme, cela va se traduire nécessairement par une diminution du rythme des installations, au moins dans les pays où le



pay a mandatory instalment of 541 million dollars. On 21 March 2013, the Wuxi Municipal Intermediate People's Court declared the parent company Suntech Power Holdings Co., Ltd. insolvent, but gave the go-ahead for the restructuring of the group's Chinese subsidiary, Wuxi Suntech, which covers most of the manufacturing activities in China. The municipality of Wuxi thus decided to salvage part of the group's Chinese activities. The goal is to keep the local Suntech plant, with its 10 000 head-count running, and enable Wuxi Suntech to restructure its debt. A commission comprising local government representatives and legal experts will be responsible for overseeing the Wuxi Suntech restructuring.

Can LDK Solar carry on?

Suntech Power's financial woes are not an isolated case. LDK Solar is another Chinese operator on the brink of implosion. The company, which is the second largest wafer manufacturer in the world after GCL-Poly Energy, another Chinese manufacturer, and also fully vertically integrated on the photovoltaic module value chain, had already run up more than 3.1 billion dollars' worth of debts by the end of December. The company must negotiate with its creditors to find leeway, but it is faced with a hard predicament. One possibility floated for saving the company would be for a State enterprise to buy it out as a strategic investment. A government decision on instigating a tax on imported silicon would also give LDK some breathing space. In the meantime and despite its liabilities, the China Development Bank continues to support the company in its investment projects. Last January, it obtained a new 400 million RMB loan (69.8 million dollars) to finance technology improvements (in the area of hydrochlorination) of its Ma Hong polycrystalline ingot production plant. LDK, for its part, reckons that the investments made in this plant (approximately 1.9 billion dollars) are responsible for its high debt level.

Trina Solar in the red

Another sector major, Trina Solar, is also in difficulty. In its 2012 annual report, the Chinese company announced a sharp 36.7% year-on-year drop in revenues, namely 1.3 billion dollars, although its module deliveries over the same period increased by 4.5%, about 1.59 GWp. Its net loss over the whole year-ending 2012 amounts to 266.6 million dollars, after chalking up a mere 37.8 million dollar loss in 2011. Trina Solar blames these poor results on the highly-aggressive pricing strategy of some of its competitors and on supply outstripping demand. The company wants to base itself on its slightly improved 4th quarter figures for 2012 and gradually work its way back into profitability. It considers that world demand will pick up in 2013 on the strength of future drops in module costs and will do so regardless of the lower incentives in Europe. It sees growth prospects in new markets in Africa, the Americas and the Middle-East. It is also encouraged by recent declarations in Asia, by China and Japan, which have raised their solar electricity contribution targets for their power grids.

Strategic partnership clinched between Yingli Green Energy and GCL-Poly

Yingli Green Energy is now the leading module and cell manufacturer (table 4). The Chinese company delivered an impressive

2297.1 MW of modules in 2012, which is a 43.2% year-on-year increase. However, as a direct consequence of the module price fall in the market, this rise took the form of a drop in net earnings from 14 678 million RMB in 2011 to 11 391.9 million RMB in 2012 (1 828.5 million dollars). The consequences on the country's profitability are stark. Yingli Green Energy's net loss over the whole of the year is set at 3 064.4 million RMB (491.9 million dollars) aggravated by a catastrophic 4th quarter that alone amounted to 1 249 million RMB (200.5 million dollar) loss.

These losses should not curb industrial expansion. For 2013, Yingli Green Energy intends to strengthen its presence on the Chinese market with a 40% increase in deliveries. It intends to strengthen its presence in Japan and other major high-potential regions like South America, South-East Asia and Africa. The company also thinks it can increase modules deliveries to between 3.2 and 3.3 GWp in 2013, which would enable Yingli Green Energy to maintain its global leadership. The strengthening of Yingli Green Energy in its national market also involved the signing of a strategic cooperation agreement with the Chinese silicon manufacturer GCL-Poly Energy Holdings Ltd in March. This agreement means that from now on Yingli will have access to low-cost silicon and that GCL-Poly will have access to low-cost modules to develop its projects. Another important point is that if the Chinese government decides to implement taxes on imported silicon, Yingli will be unaffected by the measure.

PARADIGM SHIFT IN EUROPE BEFORE 2020

The situation regarding the current consolidation of the world industry must be set aside to analyse the future of Europe's photovoltaic sector. As the major losses of the sector's large group testify, the current market price level does not square with the sector's real production costs, but is explained by prevailing overproduction. On the other hand there are promising prospects for reducing these costs be it through crystalline silicon technologies or thin film technologies. Given the current electricity market price trends in Europe, it has become inevitable that solar electricity should compete with other "conventional" production sectors. That being so, it should be stated that the European sector is coming to the end of a cycle and will be unable to develop further at the same pace nor on the same bases as before.

Public opinion and governments are no longer prepared to cope with the unbridled and uncontrolled growth of their photovoltaic sector, even accounting for the drop in production costs during the drawn-out recession and with the weight of the energy bill beginning to make itself felt. This is underlined by the fact that Europe's PV industry has never been in poorer shape, and that today it is associated with plant closures and job losses rather than gaining market shares. These circumstances with lack of economic return in terms of growth and employment are no longer conducive to strong proactive political support for the sector. In the short term, this will no doubt result in a slower installation pace, at least in those countries that enjoy a relatively high installation level.

The guaranteed Feed-in Tariffs for high-capacity plants will gradually approach market prices, as investment decisions will no

niveau des installations est déjà relativement élevé.

Les tarifs d'achat garantis pour les centrales de grande puissance vont progressivement se rapprocher des prix de marché, si bien que les décisions d'investissement ne seront plus poussées par la spéculation mais en fonction de stratégies énergétiques cohérentes et de long terme. C'est actuellement ce qui se passe en Espagne, avec la construction des premières centrales sans tarifs d'achat.

Sur le segment des installations en toiture, la facturation nette "net metering" va peu à peu devenir la norme, car il n'y a plus de logique à subventionner une production quand la parité réseau devient effective. Ce changement de paradigme devra se faire progressivement, selon les spécificités de chaque pays, les prix de l'électricité étant différents d'un pays à l'autre.

Cette accalmie n'est peut-être que temporaire. Elle est conditionnée à des investissements stratégiques pour permettre la croissance future de la filière. Il est également nécessaire que soit défini le plus rapidement possible un cadre pour 2030 dans le domaine du changement climatique et de l'énergie. Tel est l'objet du livre vert *A 2030 framework for climate and*

energy policies adopté le 27 mars 2013 par la Commission européenne et qui ouvre la voie d'une consultation publique sur ce cadre. À moyen et à long terme, le seul frein au développement de la filière solaire, et aux autres filières renouvelables, reste les infrastructures réseaux. Il faut absolument que le futur système électrique européen soit plus interconnecté, plus flexible et plus décentralisé. L'EPIA, dans sa publication "Connecting the sun" de septembre 2012, a présenté le résultat de son étude sur le devenir de la filière photovoltaïque en Europe (UE 27, Turquie, Norvège et Suisse). L'association a prévu trois scénarios de pénétration du photovoltaïque en Europe. Le "scénario de base" ("business as usual case"), le moins favorable, prévoit une contribution du photovoltaïque à la demande européenne de 4 % en 2020 et de 10 % d'ici à 2030. Un scénario intermédiaire "accelerated scenario" prévoit une contribution de 8 % dès 2020 et de 15 % d'ici à 2030. Le scénario le plus favorable, le "paradigm shift scenario", qui envisage que toutes les barrières au développement de la filière soient levées, prévoit une contribution du photovoltaïque de 12 % en 2020 et de 25 % en 2030. En comparaison, le scénario des Plans d'action nationaux

énergies renouvelables issu du rapport ECN prévoit une contribution de 2,4 % en 2020, équivalent à une production de 83,4 TWh et une puissance installée de 84 376 MWh. Selon EurObserv'ER, ce scénario est clairement dépassé compte tenu de l'avance qu'ont prise certains pays sur leur engagement, comme l'Allemagne et l'Italie. Il pourrait même être atteint dès le 1^{er} semestre 2014 et le seuil des 100 GWc être franchi dès 2015 (**graphique 2**). Le point positif est que les efforts de ces pays leaders, qui ont pris leurs responsabilités en matière de préservation de l'environnement, permettront aux autres pays de l'Union de développer leur filière dans de meilleures conditions financières. □



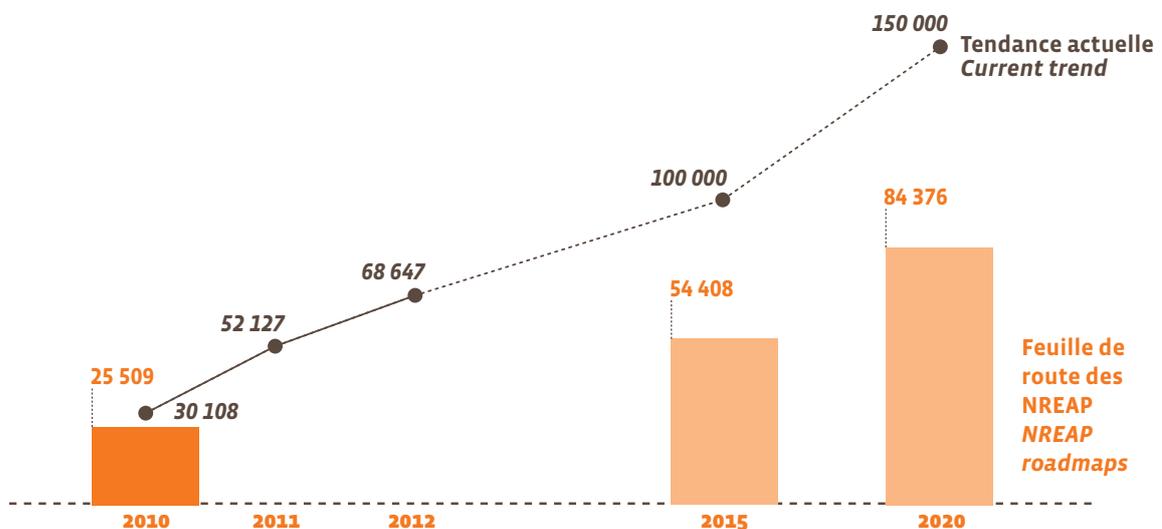
Le prochain baromètre traitera de l'héliothermodynamique et du solaire thermique.

The topic of the next barometer will cover concentrated solar power and solar thermal sector.

Graph. n° 2

Tendance actuelle de la puissance photovoltaïque installée par rapport à la feuille de route des Plans d'action nationaux énergies renouvelables (en MWc)

Comparison of the current trend of photovoltaic capacity installed against the NREAP (National Renewable Energy Action Plans) roadmap (in MWp)



longer be driven by speculation but by coherent and long-term energy strategies. This is what is currently happening in Spain with the construction of the first plants with no Feed-in Tariffs. In the roof-mounted installation segment, invoicing through “net metering” will gradually become generalized because it no longer makes sense to subsidise production when grid parity is effective. As electricity prices differ from one country to the next this paradigm shift will have to be introduced gradually in line with the specifics of each individual country.

The lull may be only temporary. It is governed by strategic investments to enable the sector to grow in the future. A 2030 framework for climate change and energy also needs to be defined as fast as possible. That is the subject of the Green Paper, “A 2030 framework for climate and energy policies” adopted on 27 March 2013 by the European Commission that paves the way to public consultation on the framework. In the medium and long term, grid infrastructures are the only remaining obstacle in the way of the solar power and the other renewable sectors’ development. The future European electricity system must be more interconnected, more flexible and more decentralized. The EPIA in its September 2012 publication “Connecting the sun” presented the findings of its study on the future of the photovoltaic sector in Europe (EU of 27, Turkey, Norway and Switzerland). The association prepared three photovoltaic penetration scenarios in Europe: the “basic scenario” (“business as usual case”) which is the least favourable, forecasts that photovoltaic power will contribute 4% to European demand in 2020 and 10% by 2030; an intermediate scenario “Accelerated scenario” forecasts an 8% contribution by 2020 and 15% by 2030. The most favourable scenario, the “Paradigm Shift Scenario” that envisages the lifting of all barriers to the sector’s development, forecasts 12% contribution by photovoltaic in 2020 and 25% in 2030. By comparison, the National Renewable Energy Action Plan scenario from the ECN report forecasts 2.4% contribution in 2020, equivalent to 83.4 TWh of output and installed capacity standing at 84 376 MWp. According to EurObserv’ER, this scenario is clearly understated given the progress made on their commitment by certain countries, such as Germany and Italy.

It could even be achieved as early as the 1st half of 2014 and the 100 GWp threshold could be passed by 2015 (graph 2). The positive point is that the groundwork laid by these leading countries, which have assumed their environmental conservation responsibilities, will enable other EU countries to develop their sectors under better financial conditions. □

Sources table 1 and table 2: GSE and ENEA (Italy), ZSW (Germany), SOeS (France), DECC (United Kingdom), APERE (Belgium), Helapco (Greece), IDEA et CNE (Spain), Regulatory Office for Network Industries and Energy Center Bratislava (Slovakia), Sustainable Energy Development Agency (Bulgaria), Photovoltaic Austria, Jozef Stefan Institute-Energy Efficiency Centre (Slovenia), Polderpv.nl, DGGE and EDP (Portugal), Energinet.dk (Denmark), National Statistics Office (Malta), Uppsala University (Sweden), Cyprus Institute of Energy, University of Miskolc (Hungary), STAEK (Luxembourg), Romanian Photovoltaic Industry Association, Ministry of Industry and Trade (Czech Republic), SEAI (Ireland Republic), Institute for Renewable Energy (Poland), EPIA.

Download/Télécharger

EurObserv’ER met à disposition sur www.energies-renouvelables.org (langue française) et www.euroobserver.org (langue anglaise) une base de données interactive des indicateurs du baromètre. Disponible en cliquant sur le bandeau “Interactive EurObserv’ER Database”, cet outil vous permet de télécharger les données du baromètre sous format Excel.

EurObserv’ER is posting an interactive database of the barometer indicators on the www.energies-renouvelables.org (French-language) and www.euroobserv-er.org (English-language) sites. Click the “Interactive EurObserv’ER Database” banner to download the barometer data in Excel format.



Ce baromètre a été réalisé par Observ’ER dans le cadre du projet “EurObserv’ER” regroupant Observ’ER (FR), ECN (NL), Institute for Renewable Energy (EC BREK I.E.O, PL), Jozef Stefan Institute (SL), Renac (DE) et EA Energy Analyses (DK).

Le contenu de cette publication n’engage que la responsabilité de son auteur et ne représente ni l’opinion de la Communauté européenne, ni celle de l’Ademe ou de la Caisse des dépôts. Ni la Commission européenne, ni l’Ademe, ni la Caisse des dépôts ne sont responsables de l’usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent. Cette action bénéficie du soutien financier de l’Ademe, du programme Énergie Intelligente – Europe et de la Caisse des dépôts.

This barometer was prepared by Observ’ER in the scope of the “EurObserv’ER” Project which groups together Observ’ER (FR), ECN (NL), Institute for Renewable Energy (EC BREK I.E.O, PL), Jozef Stefan Institute (SL), Renac (DE) and EA Energy Analyses (DK). Sole responsibility for the publication’s content lies with its authors. It does not represent the opinion of the European Communities nor that of Ademe or Caisse des dépôts. The European Commission, Ademe and Caisse des dépôts may not be held responsible for any use that may be made of the information published. This action benefits from the financial support of Ademe, the Intelligent Energy – Europe programme and Caisse des dépôts.