



Centrale photovoltaïque de 2,3 MWc construite par l'Allemand IBC Solar à Sakura, au nord-ouest de Tokyo, au Japon.



86 674 MWc
dans l'Union européenne fin 2014

BAROMÈTRE PHOTOVOLTAÏQUE

Une étude réalisée par EurObserv'ER 

A lors que le marché mondial du photovoltaïque a continué de croître entre 2013 et 2014, passant de 37,6 GWc à près de 40 GWc, celui de l'Union européenne a, lui, poursuivi son décrochage. Selon EurObserv'ER, le marché du photovoltaïque en Europe devrait se situer aux alentours de 6,9 GWc en 2014, en baisse de 32,3 % par rapport à 2013. Trois ans plus tôt, en 2011, il s'établissait à près de 22 GWc...

91,3 TWh

La production d'électricité photovoltaïque dans l'Union européenne en 2014

6 883,3 MWc

La puissance photovoltaïque installée et connectée dans l'Union européenne en 2014

La bonne santé du marché mondial de photovoltaïque contraste avec la situation du marché de l'Union européenne. Alors que les politiques publiques restent très favorables au développement de l'électricité solaire en Asie, en Amérique du Nord, et dans les marchés émergents (Afrique du Sud, Amérique du Sud, Inde, Turquie, etc.), le marché européen doit faire face à des politiques nationales et européennes beaucoup plus drastiques, qui entravent le développement de la filière. Ces politiques ont été essentiellement menées dans les pays ayant déjà fortement investi dans leur filière solaire (Allemagne, Italie, Grèce, Belgique, etc.). Au Royaume-Uni ou en France, pays où le photovoltaïque a été beaucoup moins développé, la tendance du marché est plus positive. Une prise de relais cependant insuffisante pour relancer ce marché en perte de vitesse depuis 2012.

Ce décrochage peut à première vue sembler paradoxal, car l'électricité solaire n'a jamais été si bon marché. De nouvelles études européennes, comme celles publiées en fin d'année 2014 par Ecofys *Subsidies and Costs of EU Energy*, montrent clairement que le coût complet de production d'électricité (appelé coût LCOE) était déjà en 2012 descendu sous la barre des 100 €/MWh dans de nombreux pays européens, et qu'il est aujourd'hui comparable à ceux de l'électricité issue du nucléaire ou du gaz naturel. Selon l'étude *Current and Future Costs of Photovoltaics* du think tank allemand Agora Energiewende, publiée en février 2015, l'énergie solaire serait même en train de devenir l'énergie la plus compétitive dans de nombreuses parties du monde. L'étude montre qu'à partir de 2025, le coût de production d'électricité solaire sera compris entre 4 et 6 c€/kWh dans les pays du sud de l'Europe et d'Europe centrale. En 2050, ces coûts pourraient même tomber entre 2 et 4 c€/kWh. L'étude précise que les coûts dépendront également du cadre juridique et des conditions de financement, ce qui pourrait, en l'absence de volonté politique, limiter leur diminution.

Au niveau mondial pourtant, tous les indicateurs de croissance sont au vert. Le cabinet de consultants IHS, spécialiste du photovoltaïque, a publié en janvier 2015 ses prévisions concernant la tendance du



La centrale photovoltaïque du groupe Krinner, à Gänsdorf en Allemagne, affiche une capacité de 54,5 MWc et occupe l'équivalent de 270 terrains de football.

PHOTO: SAS/REKORP/STUDIO VISIT/DAHR

marché en 2015. Ils avancent notamment une nouvelle croissance de la demande mondiale de l'ordre de 30 % en 2015, soit un marché approchant les 57,3 GWc. Leur estimation pour 2014, établie autour de 44,7 GWc, est cependant plus élevée que celle rapportée par l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association) ou l'AIE PVPS (le programme photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie), que nous avons choisi de reprendre dans ce baromètre. La différence tient à l'évaluation du marché chinois, particulièrement difficile à cerner avec précision.

Les prévisions de croissance sur le long terme sont également très positives. En 2014, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a une nouvelle fois revu fortement à la hausse ses prévisions de croissance pour 2050. Dans sa publication *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy*, dans un scénario haut de croissance (Hiren scenario), l'AIE estime possible que la puissance photovoltaïque mondiale atteigne 4 600 GWc d'ici à 2050, suffisamment pour produire 6 300 TWh, soit 16 % de la production d'électricité mondiale. Fin 2014, la puissance cumulée du marché mondial devrait être de l'ordre de 180 GWc et représenter 1 % de la production mondiale d'électricité. Un nouveau rapport du cabinet IHS publié en mars prédit, lui, une puissance mondiale cumulée de 498 GWc d'ici à 2019, pour un marché mondial cette même année de 75 GWc.

MARCHÉ MONDIAL : PRÈS DE 40 GW EN 2014

L'AIE PVPS a publié fin mars ses premières estimations sur le marché mondial. Selon l'organisme, celui-ci devrait s'établir à près de 40 GW (dont 38,7 GW dans les pays directement suivis par les membres de l'AIE PVPS), en comparaison avec la puissance installée estimée à 37,6 GW en 2013. Sans surprise, l'Asie est désormais au cœur du marché global, avec environ 60 % des volumes. La Chine, qui a révisé à la baisse ses données d'installation en 2013 (de 12,92 à 10,95 GW), a stabilisé son marché en 2014 autour de 10,6 GW (tableaux 1 et 2). Ce dernier devrait maintenant repartir nettement à la hausse : en mars 2015, le gouvernement a en effet annoncé la mise en place d'un objectif de 17,8 GW, avec des quotas d'installation assignés à chaque province.

La croissance du marché japonais a également été très rapide, avec près de 10 GW installés en 2014 (9,7 GW selon l'AIE PVPS), contre environ 7 GW en 2013, faisant quasiment jeu égal avec son voisin chinois pour 2014. Au Japon cependant, la progression du solaire s'apparente davantage à une marche forcée. La catastrophe nucléaire de Fukushima a conduit le gouvernement à mettre en place dans l'urgence, en juillet 2012, un nouveau système d'incitation particulièrement

généreux, qui rémunère les excédents non consommés de production d'électricité. En 2014, par exemple, les systèmes de moins de 10 kWc bénéficiaient d'une rémunération de 37 yens par kWh (0,29 €/kWh) sur 10 ans, pour chaque kilowattheure non autoconsommé. Les systèmes de plus de 10 kWc bénéficient, eux, d'une rémunération de 32 yens/kWh (0,25 €/kWh) sur 20 ans. Le tarif d'achat nippon est cependant en forte baisse. Après une diminution de 10 % en 2013, et de 11 % en 2014, le gouvernement a annoncé une nouvelle baisse de 16 %, qui portera le tarif à 27 yens/kWh en juillet 2015. Le nouveau système de tarif d'achat a déjà conduit le ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie (METI) à approuver en l'espace de deux ans le financement de 70 GWc de projets photovoltaïques, suffisants pour alimenter 8 % des besoins en électricité du pays. Certains analystes estiment néanmoins qu'une partie de cette puissance ne pourra pas être installée en raison du manque d'espaces disponibles, et surtout en raison de l'hostilité des compagnies d'électricité du pays. Ces dernières mettent en avant les conséquences de ce développement sur le prix de l'électricité et les problèmes techniques liés au raccordement d'une telle puissance. Elles militent également pour la remise en marche du parc nucléaire du pays. Cinq opérateurs nationaux ont

même annoncé leur intention de cesser tout raccordement. Sensible à ces arguments, le gouvernement japonais a prévu de modifier dès cette année les règles, en permettant aux électriciens d'annuler leurs promesses d'achat vis-à-vis des développeurs et des projets les moins sérieux.

Aux États-Unis, le marché du photovoltaïque a fait un bond de 30 %. Les chiffres de marché publiés en mars dernier par le SEAI (Association américaine des industries de l'énergie solaire) et GTM Research indiquent l'installation en 2014 de 6 201 MW, contre 4 776 MW en 2013. La puissance photovoltaïque cumulée des États-Unis atteint désormais 18,3 GW. Cette croissance a essentiellement été portée par le segment des grandes centrales au sol (soit 3,9 GWc), projets menés par de grandes compagnies énergétiques, le segment résidentiel (1,2 GWc) devançant celui des applications commerciales (1 GWc). Le SEAI et GTM Research précisent qu'en 2014, le solaire a représenté 32 % de la nouvelle puissance électrique installée aux États-Unis, devançant pour la deuxième année consécutive l'éolien (avec une part de 23 %) et le charbon (pas de puissance installée en 2014). Seul le gaz de schiste fait mieux, avec une part de 42 % en 2014. Pour l'année 2015, les prévisions de croissance du marché solaire américain sont, selon GTM Research, de

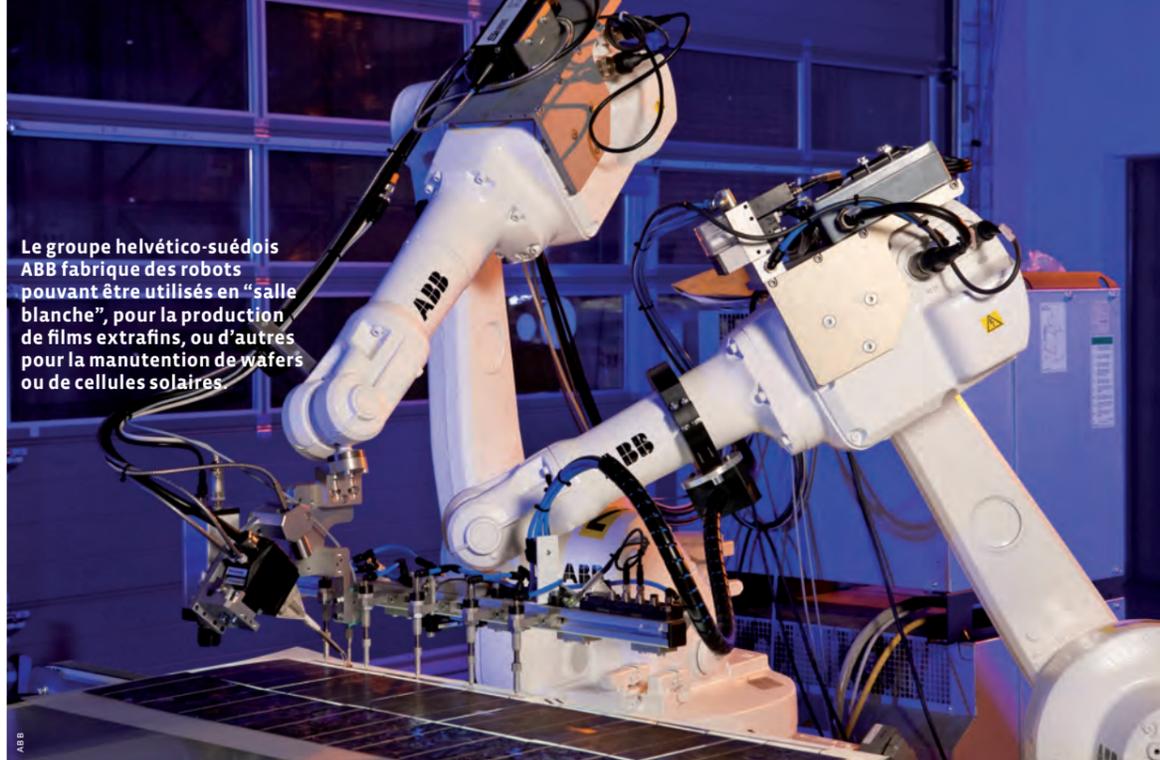
31 % ; soit un marché de 8,1 GWc. Sur le plan de la production, les statistiques fédérales de l'EIA (Energy Information Administration) indiquent que la production d'électricité photovoltaïque a pratiquement doublé entre 2013 et 2014, passant de 8,1 TWh à 15,9 TWh. Elle reste cependant encore marginale, avec moins de 0,5 % de la production d'électricité américaine (4,4 % pour l'éolien). Cette production est toutefois sous-évaluée, car l'EIA ne recense pas la production des centrales inférieures au mégawatt et ne prend donc pas en compte la production des systèmes installés en toiture. D'autres marchés ont confirmé leur maturité et sont proches du gigawatt, parmi lesquels l'Australie (0,9 GWc), la Corée du Sud (0,9 GWc), ou l'Afrique du Sud (0,8 GWc), pays où l'émergence du marché est plus récente.

LE MARCHÉ EUROPÉEN RÉDUIT COMME PEAU DE CHAGRIN

Les premières estimations disponibles du marché de l'Union européenne ne suscitent pas l'enthousiasme. Selon EurObserv'ER, la puissance nouvellement installée devrait être de l'ordre de 6 883 MWc, soit une baisse de 32,3 % par rapport à 2013 (tableau 3). La puissance cumulée du parc de l'Union européenne s'établit désormais à 86,7 GW (tableau 4). Le marché européen ne cesse de décrocher depuis 2011, année qui avait vu un niveau d'installation record de près de 22 GWc. Il est, pour la première fois, devancé par le marché chinois, mais également par celui du Japon, ce qui ne lui était plus arrivé depuis 2002 (le Japon était alors le premier marché mondial du photovoltaïque). Les États-Unis, quant à eux, devraient supplanter le marché européen dès cette année.

Ce nouveau ralentissement du marché européen était attendu par les spécialistes et s'explique par plusieurs raisons. La première est que de nombreux pays leaders du photovoltaïque font aujourd'hui le choix politique de limiter la croissance de leur filière. Résultat, beaucoup de marchés qui dépassaient il y a peu le seuil du gigawatt sont en perte de vitesse et certains sont pratiquement à l'arrêt, comme c'est aujourd'hui le cas de l'Italie et de la Grèce. La principale cause





Le groupe helvético-suédois ABB fabrique des robots pouvant être utilisés en "salle blanche", pour la production de films extratransparents, ou d'autres pour la manutention de wafers ou de cellules solaires.

avancée par les responsables politiques de ces pays est la volonté de mieux maîtriser l'augmentation du prix de l'électricité et de faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans leur mix électrique. Un autre élément, propre au marché européen de l'énergie, explique également ce ralentissement. La crise économique, consécutive à la crise financière de 2008, s'est traduite par une baisse de la demande européenne en électricité et par un déséquilibre du marché de l'électricité. En effet, selon Eurostat, la production d'électricité de l'Union européenne (UE 28) est passée de 3 387 TWh en 2008

à 3 261 TWh en 2013, soit une baisse de 126 TWh en l'espace de six ans. Dans le même temps, la production d'électricité renouvelable (normalisée pour l'hydraulique et l'éolien) a augmenté de 573 TWh à 823 TWh, soit un gain de 250 TWh. Dans le total renouvelable, la production d'électricité photovoltaïque est celle qui a augmenté le plus rapidement : elle a été multipliée par plus de 10, passant de 7,4 TWh en 2008 à 80,9 TWh en 2013. Selon EurObserver, elle a même atteint 91,3 TWh en 2014, soit une croissance de 12,9 % par rapport à 2013 (tableau 5). Cette forte poussée des énergies renouvelables,

associée à la baisse de production de l'électricité conventionnelle, a posé d'importants problèmes économiques aux opérateurs énergétiques, qui ont vu la rentabilité de leurs moyens de production conventionnels (fossile et nucléaire) diminuer. La pression de ces acteurs sur les décideurs politiques est aujourd'hui très forte afin de limiter la croissance de nouvelles capacités de production énergies renouvelables, a fortiori lorsqu'elles sont aussi décentralisées que du photovoltaïque pour l'autoconsommation. Pour eux, la question est bien de retarder ce développement afin d'amortir au maximum les investissements passés et de protéger le plus longtemps possible le système actuel de distribution.

L'autoconsommation sans contrepartie financière de type péage d'accès au réseau ou taxe de raccordement au réseau de distribution inquiète également les réseaux de distribution, car ceux-ci se rémunèrent sur l'électricité distribuée pour assurer la maintenance de leurs infrastructures. Là aussi, un développement important de l'autoconsommation photovoltaïque est susceptible de renchérir le coût de distribution de l'électricité provenant du réseau, renforçant l'avantage compétitif de l'électricité autoconsommée.

Cette pression semble porter ses fruits. De plus en plus de pays mettent ou envisagent de mettre en place des taxes sur l'autoconsommation. Plusieurs ont déjà été votées en Allemagne et en Italie. Aux

Pays-Bas, un récent changement de la structure tarifaire des coûts de distribution de l'électricité va également amoindrir l'intérêt de l'autoconsommation. Alors que dans le précédent système de "net metering", le coût d'accès au réseau était fonction de la quantité d'électricité consommée sur celui-ci (moins le consommateur se fournissait sur le réseau en autoconsommant sa propre électricité, moins il était taxé), le système a basculé vers un système de forfait fixe. Le consommateur paie le même montant pour accéder au réseau, quelle que soit la quantité d'électricité qu'il autoconsomme, limitant de fait l'intérêt de consommer sa propre électricité.

En Espagne, face à la contestation populaire, le gouvernement a pour l'instant renoncé à signer les décrets d'application prévoyant la mise en place d'une taxe "punitive" de type péage sur la production d'électricité solaire autoconsommée. Mais cette menace d'instauration de taxes, véritable épée de Damoclès, constitue en elle-même un frein à l'autoconsommation. Un investisseur potentiel, particulier ou chef d'entreprise, peut craindre en effet qu'un système financé sans taxes puisse être taxé dans un second temps, remettant alors en cause les économies escomptées. Sans ligne politique claire sur ce marché, l'autoconsommation ne pourra pas devenir un vecteur de croissance important du marché solaire.

Le Royaume-Uni est devenu en 2014, et pour la première fois de son histoire, le premier marché européen du solaire photovoltaïque. Selon les statistiques fournies fin février 2015 par le Département de l'énergie et du changement climatique (DECC), le pays a connecté au réseau pas moins de 2 248 MW en 2014, portant la puissance photovoltaïque à 5 230 MW. Le DECC précise que 55 % de la puissance solaire déployée dans le pays fin 2014 a été financée par le système de tarif d'achat et que 36 % l'a été par le système des Renewable Obligation (RO), soit 1 843 MW fin 2014. Le DECC a également confirmé qu'il met-

trait définitivement fin au système des RO le 1^{er} avril 2015, deux ans avant la date d'échéance initialement prévue. Une décision jugée dommageable par les acteurs de la filière, car, contrairement au système des RO, le système des contrats de différence (CfD) ne s'applique qu'aux centrales de plus de 5 MW. Ce système des CfD se met progressivement en marche. Un premier round d'allocation des contrats de différence a été lancé le 16 octobre 2014. Le prix d'exercice pour le photovoltaïque a été fixé à 120 £/MWh (165 €/MWh) pour les années fiscales 2014/2015 et 2015/2016, et sera réduit à 115 £/MWh en 2016/2017, puis à 110 £/MWh en 2017/2018 et à 100 £/MWh en 2018/2019. Pour les centrales jusqu'à 5 MW, le tarif d'achat, applicable sur 20 ans, continuera d'être en vigueur. 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), auquel s'ajoute une modulation supplémentaire de niveau. On distingue en effet 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 dis-

posants 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 kW. Un tarif intermédiaire ("middle rate"), qui est 10 % moins élevé que le plus haut tarif, est spécialement dédié aux immeubles multihabitation. Le taux de dégressivité est trimestriel et basé selon le niveau d'installation du trimestre précédent. Pour ce faire, le législateur a défini 5 "corridors d'installation" (low corridor, default corridor, high 1 corridor, high 2 corridor et high 3 corridor) correspondant à 5 taux différents de dégressivité (0 %, 3,5 %, 7 %, 14 % et 28 %), chacun de ces corridors étant défini pour trois segments de puissance distincts (<= 10 kW, >10 kW <= 50 kW et > 50 kW). Suivant ces règles, le tarif d'achat applicable pour la date du 1^{er} avril 2015 jusqu'au 30 juin 2015 est de 13,39 pence/kWh (de l'ordre de 18,2 c€) pour les centrales jusqu'à 4 kWc installées dans un bâtiment neuf et descendait jusqu'à 6,16 pence/kWh (de l'ordre de 8,4 c€/kWh) pour les centrales installées sur un bâtiment énergivore ou de puissance supérieure à 250 kWc (plus de précisions sur www.fitariffs.co.uk). L'objectif du gouvernement britannique reste ambitieux et vise à installer 22 GW d'ici à 2020, soit quatre fois la puissance cumulée fin 2014.

Tabl. n° 1

Les dix premiers pays sur le plan de la puissance photovoltaïque totale installée fin 2014 (MwC)*

	Capacité installée annuelle	Capacité cumulée
Allemagne	1 899	38 301
Chine	10 560	28 199
Japon	9 700	23 300
Italie	385	18 450
États-Unis	6 201	18 280
Espagne	21	4 787
France	975	5 600
Royaume-Uni	2 448	5 230
Australie	910	4 136
Belgique	65	3 105

Données susceptibles d'être consolidées. * Estimation. Sources : EurObserver 2015 pour les pays de l'UE, IEA PVPS 2015 pour les autres.

ACTUALITÉ DES PRINCIPAUX PAYS

Le Royaume-Uni, premier marché européen en 2014

Le Royaume-Uni est devenu en 2014, et pour la première fois de son histoire, le premier marché européen du solaire photovoltaïque. Selon les statistiques fournies fin février 2015 par le Département de l'énergie et du changement climatique (DECC), le pays a connecté au réseau pas moins de 2 248 MW en 2014, portant la puissance photovoltaïque à 5 230 MW.

Le DECC précise que 55 % de la puissance solaire déployée dans le pays fin 2014 a été financée par le système de tarif d'achat et que 36 % l'a été par le système des Renewable Obligation (RO), soit 1 843 MW fin 2014.

Le DECC a également confirmé qu'il met-

Tabl. n° 2

Les dix premiers marchés mondiaux du solaire photovoltaïque en 2014* (en MwC)

Chine	10 600
Japon	9 700
États-Unis	6 201
Royaume-Uni	2 448
Allemagne	1 899
France	975
Australie	910
Corée du Sud	909
Afrique du Sud	800
Inde	616

Données susceptibles d'être consolidées. * Estimation. Source : EurObserver 2015 pour les pays de l'Union européenne, IEA PVPS 2015 pour les autres pays.

Un marché allemand sous les 2 GW

L'Allemagne n'assure plus le leadership européen du marché photovoltaïque. Selon l'AGEE-Stat, le groupe de travail des statistiques énergies renouvelables du ministère allemand de l'Environnement, le pays n'aurait connecté que 1 899 MwC en 2014 contre 3 305 MW en 2013. Le marché allemand qui s'était maintenu au-delà des 7 GW en 2010 (7 318 MW), 2011 (7 485 MW), 2012 (7 604 MW) continue donc de décélérer en accord avec la nouvelle politique du gouvernement allemand. L'objectif prioritaire de ce dernier est aujourd'hui de mieux contrôler les augmentations du prix de l'électricité. Une nouvelle politique, qui s'est traduite pour la première fois depuis son instauration en 2000 par la diminution de la redevance

(la EEG Umlage), qui finance le développement des énergies renouvelables en Allemagne. Cette dernière est passée à 6,17 c€/kWh en 2015 à 6,24 c€/kWh en 2014. L'an dernier, un ménage allemand ayant une consommation annuelle de 3 500 kWh aura donc payé un peu moins de 220 euros pour financer l'expansion de l'électricité renouvelable de son pays (voir graphique 1). En contrepartie, selon les données de l'AGEE-Stat, cet effort financier aura permis d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la demande électrique de 6,2 % en 2000 à 27,8 % en

2014. Dans le même temps, la production d'électricité photovoltaïque est passée de 60 GWh en 2000 à 34 930 GWh en 2014, et représente désormais 21,7 % de la production d'électricité renouvelable du pays (estimée à 160,6 TWh).

La nouvelle loi EEG, applicable depuis le 1^{er} août 2014, a apporté beaucoup de changements dans le système d'incitation allemand. Depuis cette date, seules les petites installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 500 kW sont encore éligibles au système de tarif d'achat garanti. À partir du 1^{er} janvier

2016, ils ne concerneront plus que les installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 100 kW. La dégressivité des tarifs d'achats devient mensuelle et s'adapte tous les trois mois en fonction des niveaux d'installation. Lorsque la puissance installée est comprise dans le corridor cible, fixé pour le photovoltaïque entre 2 400 et 2 600 MW par an, la dégressivité mensuelle est de 0,5 %. Si le rythme d'installation dépasse celui de l'objectif cible, la dégressivité peut être portée de 1 à 2,8 %. Si l'objectif cible n'est pas atteint, la dégressivité peut varier de 0,25 % à 0 %. Il n'y a que dans le cas où la puissance installée est inférieure de 1 400 Mwc à l'objectif cible, que le tarif d'achat est réévalué, et ce à hauteur de 1,5 %. Suivant cette règle, sur les trois premiers mois de l'année 2015, le taux de dégressivité mensuelle du tarif d'achat a été de 0,25 %, ce qui indique des résultats en deçà de l'objectif cible au premier trimestre de l'année. Ainsi, au 1^{er} mars 2015, le tarif d'achat était compris entre 8,65 c€/kWh pour les petites centrales au sol (inférieur ou égal à 500 kW) à 12,5 c€/kWh pour les systèmes en toiture inférieurs à 10 kWc.

Par ailleurs, le système de vente directe sur le marché plus prime de marché, qui était jusqu'alors optionnel (et ce depuis le 1^{er} janvier 2012), devient obligatoire. Dans le système de vente directe, au prix de l'électricité sur le marché EPEX Spot s'ajoute une prime qui compense le "manque à gagner" du producteur. Le montant de la prime correspond à la différence entre le prix moyen mensuel de l'électricité sur le marché et un tarif d'achat référence défini par la loi EEG. La prime de marché inclut également une prime de gestion (fixé à 0,4 c€/kWh pour le photovoltaïque), qui correspond à une compensation des risques et coûts liés à la vente directe.

Au 1^{er} janvier 2017, au plus tard, le niveau de soutien aux énergies renouvelables sera défini dans le cadre d'appel d'offres. Un premier appel d'offres pilote pour une capacité installée de 150 MW pour les centrales terrestres a été lancé en mars 2015. Un appel d'offres pilote pour une puissance installée de 150 Mwc destiné aux centrales terrestres a été lancé en mars 2015, et s'est achevé en avril 2015. 170 offres ont été présentées ce qui de toute évidence dépasse largement les

150 Mwc prévus. L'Agence fédérale pour le réseau va maintenant vérifier l'admissibilité et annoncer le prochain appel d'offres pour le mois d'août 2015. Pour 2016, les appels d'offres seront réduits à 400 MW et diminueront encore à 300 MW d'ici 2017.

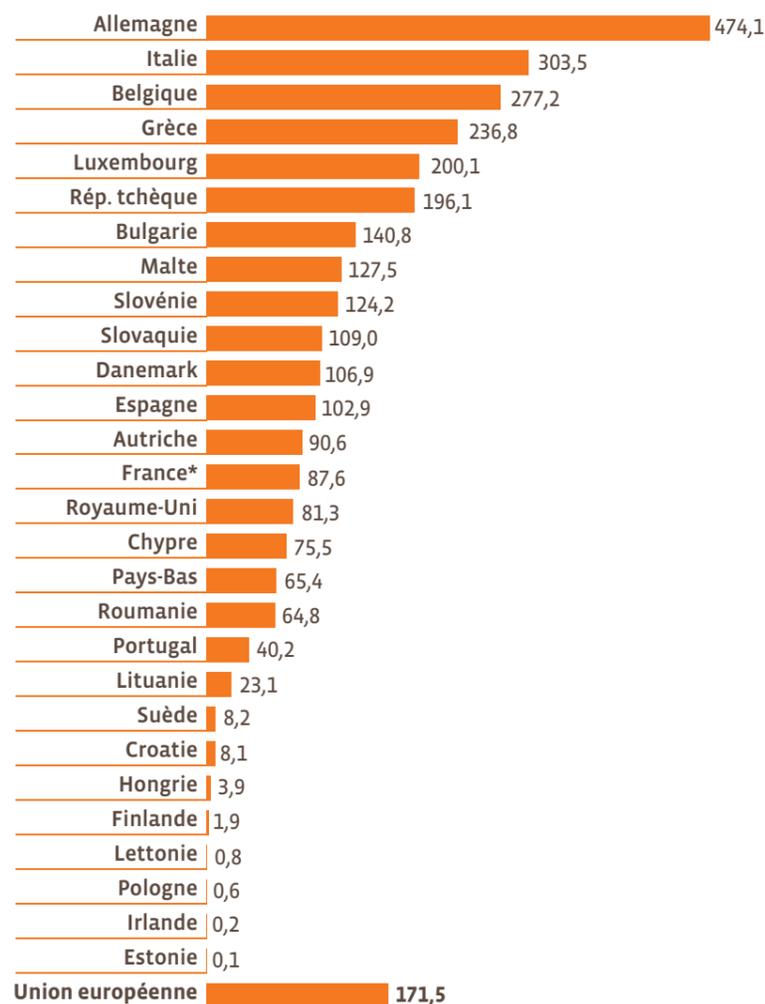
Autre point spécifique au marché, la très grande majorité des producteurs de systèmes photovoltaïques de puissance inférieure au mégawatt autoconsomme

une partie de leur production. Le coût de l'électricité autoconsommée étant en Allemagne bien inférieur au prix de l'électricité achetée sur le réseau. En 2013, selon des données publiées par R2B energy consulting, la part des installations autoconsommant une partie de leur production était en constante augmentation. Elle aurait atteint près de 95 % pour les centrales de moins de 10 kWc, 85 % pour les systèmes de 10 à

40 kWc, 70 % pour les installations de 40 kWc jusqu'à 1 Mwc, puis ce chiffre tombe à 2 % pour les centrales de plus de 1 Mwc. Le pourcentage moyen d'autoconsommation par installation est relativement stable depuis 2011. Il est, en 2013, de l'ordre de 27 % pour les installations jusqu'à 40 kWc. Il monte à 38 % pour les installations de 40 kWc jusqu'à

Graph. n° 1

Puissance photovoltaïque par habitant des différents pays de l'Union européenne en 2014 (Wc/hab.)



* DOM non inclus. Source : EurObserv'ER 2015.

Tabl. n° 3

Puissance photovoltaïque installée et connectée dans l'Union européenne durant les années 2013 et 2014* (en Mwc)

	2013			2014		
	Réseau	Hors réseau	Total	Réseau	Hors réseau	Total
Royaume-Uni	1 033,0	0,0	1 033,0	2 448,0	0,0	2 448,0
Allemagne	3 304,0	5,0	3 309,0	1 899,0	0,0	1 899,0
France**	672,0	0,0	672,0	974,9	0,1	975,0
Italie	1 363,5	1,0	1 364,5	384,0	1,0	385,0
Pays-Bas	374,0	0,0	374,0	361,0	0,0	361,0
Roumanie	972,7	0,0	972,7	270,5	0,0	270,5
Autriche	208,8	0,0	208,8	140,0	0,0	140,0
Portugal	57,0	0,5	57,5	115,0	1,2	116,2
Belgique	458,9	0,0	459,0	65,2	0,0	65,2
Suède	18,0	1,1	19,1	35,1	1,1	36,2
Chypre	17,5	0,1	17,6	29,7	0,2	30,0
Danemark	169,0	0,2	169,2	29,0	0,1	29,1
Malte	9,5	0,0	9,5	26,0	0,0	26,0
Espagne	119,7	0,5	120,3	21,0	0,3	21,3
Pologne	0,4	0,2	0,6	19,7	0,5	20,2
Grèce	1 042,5	0,0	1 042,5	16,9	0,0	16,9
Luxembourg	21,0	0,0	21,0	15,0	0,0	15,0
Croatie	15,5	0,5	16,0	14,0	0,2	14,2
Slovénie	26,7	0,0	26,7	7,7	0,0	7,7
Hongrie	22,5	0,1	22,6	3,2	0,1	3,3
Slovaquie	45,0	0,0	45,0	2,0	0,0	2,0
Bulgarie	104,4	0,0	104,4	1,3	0,0	1,3
Irlande	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
Rép. tchèque	41,5	0,0	41,5	0,0	0,0	0,0
Estonie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Finlande	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Lettonie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lituanie	61,9	0,0	61,9	0,0	0,0	0,0
Union européenne	10 159,1	10,3	10 169,5	6 878,4	4,9	6 883,3

* Estimation. ** DOM non inclus. Source : EurObserv'ER 2015.

1 Mwc et atteint 20 % pour les centrales de plus de 1 Mwc.

1,2 % d'électricité solaire en France

En France, si l'on tient compte de l'indicateur incluant les contrats d'obligation d'achat (et pas l'indicateur incluant les raccordements), la puissance installée en métropole (DOM non inclus) devrait se situer selon EurObserv'ER aux alen-

tours de 5 600 MW à la fin de 2014, contre 4 625 MW en 2013, soit une puissance connectée légèrement inférieure au gigawatt. Cette reprise de la croissance du marché fait suite à deux années de baisse de la puissance raccordée en 2012 et 2013, années consécutives à la mise en place du moratoire en décembre 2010. Le niveau d'installation de l'année 2014 reste toutefois inférieur à celui de 2011 (+ 1 773 MW) et de 2012 (+1 150 MW). Sur le

plan de la production, le solaire photovoltaïque représente désormais 1,2 % de la production nationale (0,9 % en 2013), soit 5,5 TWh produits en 2014.

En France, pour les petites installations, le tarif d'achat reste le principal outil d'incitation. Il est indexé tous les trimestres en fonction du volume des demandes de raccordement au cours du

Tabl. n° 4

Puissance photovoltaïque connectée et cumulée dans les pays de l'Union européenne en 2013 et 2014 (en Mwc)

	2013			2014		
	Réseau	Hors réseau	Total	Réseau	Hors réseau	Total
Allemagne	36 337,0	65,0	36 402,0	38 236,0	65,0	38 301,0
Italie	18 053,0	12,0	18 065,0	18 437,0	13,0	18 450,0
France*	4 614,3	10,7	4 625,0	5 589,2	10,8	5 600,0
Royaume-Uni	2 780,0	2,3	2 782,3	5 228,0	2,3	5 230,3
Espagne	4 740,8	25,2	4 766,0	4 761,8	25,5	4 787,3
Belgique	3 039,9	0,1	3 040,0	3 105,2	0,1	3 105,3
Grèce	2 578,8	7,0	2 585,8	2 595,8	7,0	2 602,8
Rép. tchèque	2 063,5	0,4	2 063,9	2 060,6	0,4	2 061,0
Roumanie	1 022,0	0,0	1 022,0	1 292,6	0,0	1 292,6
Pays-Bas	734,0	5,0	739,0	1 095,0	5,0	1 100,0
Bulgarie	1 018,5	0,7	1 019,2	1 019,7	0,7	1 020,4
Autriche	626,0	4,5	630,5	766,0	4,5	770,5
Danemark	571,0	1,4	572,4	600,0	1,5	601,5
Slovaquie	588,0	0,1	588,1	590,0	0,1	590,1
Portugal	299,0	3,8	302,8	414,0	5,0	419,0
Slovénie	248,1	0,1	248,2	255,9	0,1	256,0
Luxembourg	95,0	0,0	95,0	110,0	0,0	110,0
Suède	34,8	8,4	43,2	69,9	9,5	79,4
Lituanie	68,0	0,1	68,1	68,0	0,1	68,1
Chypre	33,9	0,9	34,8	63,6	1,1	64,8
Malte	28,2	0,0	28,2	54,2	0,0	54,2
Hongrie	34,3	0,6	34,9	37,5	0,7	38,2
Croatie	19,5	0,5	20,0	33,5	0,7	34,2
Pologne	1,8	2,4	4,2	21,5	2,9	24,4
Finlande	0,2	10,0	10,2	0,2	10,0	10,2
Lettonie	1,5	0,0	1,5	1,5	0,0	1,5
Irlande	0,2	0,9	1,0	0,2	0,9	1,1
Estonie	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2
Union européenne	79 631,3	162,2	79 793,5	86 506,8	167,1	86 673,9

*DOM non inclus. Source : EurObserv'ER 2015.
 Note : Selon le ministère tchèque de l'Industrie et du Commerce, la République tchèque a mis hors service 2,9 MW de puissance solaire en 2014.

Tabl. n° 5

Production d'électricité d'origine photovoltaïque dans les pays de l'Union européenne en 2013 et 2014* (en GWh)

	2013	2014
Allemagne	31 010,0	34 930,0
Italie	21 588,6	23 299,0
Espagne	8 297,0	8 211,0
France	4 660,6	5 500,0
Royaume-Uni	2 035,6	3 931,0
Grèce	3 648,0	3 856,0
Belgique	2 640,0	2 768,0
Rép. tchèque	2 032,6	2 121,7
Roumanie	420,0	1 355,2
Bulgarie	1 361,0	1 244,5
Pays-Bas	516,0	800,0
Autriche	582,2	766,0
Portugal	479,0	631,0
Slovaquie	588,0	590,0
Danemark	517,5	557,0
Slovénie	219,5	244,6
Luxembourg	74,0	120,0
Chypre	56,0	104,0
Lituanie	45,0	73,0
Suède	35,0	71,5
Malte	31,0	57,8
Croatie	11,3	35,3
Hongrie	25,0	26,8
Pologne	4,0	19,2
Finlande	5,9	5,9
Irlande	0,7	0,7
Estonie	0,6	0,6
Lettonie	0,0	0,0
Union européenne	80 884,0	91 319,7

*Estimation. **DOM non inclus. Source : EurObserv'ER 2015.

trimestre précédent. Le tarif est également fonction du degré d'intégration des panneaux photovoltaïques dans le bâti et de la puissance de l'installation. Entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 mars 2015, il était de 26,55 c€/kWh pour les installations de puissance comprises entre 0 et 9 kWc pour l'intégration au bâti. Pour les systèmes en intégration simplifiée au bâti, il était de 13,47 c€/kWh, entre 0 et 36 kWc, et de 12,79 c€/kWh pour les systèmes compris entre 36 et 100 kWc. Au-delà des 100 kWc, le système de soutien passe par des appels d'offres, le tarif d'achat étant trop bas (0,0662 €/kWh). Le dispositif de soutien pour les installations photovoltaïques sur très grandes toitures au-delà de 250 kWc (plus de 2 500 m² de panneaux) et pour les centrales au sol repose sur des appels d'offres ordinaires. Ce mécanisme consiste à répondre à un cahier des charges standard, élaboré avec les acteurs de la filière et prévoyant notamment des exigences environnementales et industrielles renforcées. Le dernier et troisième appel d'offres de ce type a été lancé en novembre 2014 et portait sur l'installation de 400 MW (150 MW d'installations sur bâtiments, 200 MW pour des installations au sol et 50 MW portant sur des ombrières de parking). La date limite de dépôt a été fixée au 1^{er} juin 2015. Pour les installations dont la puissance est comprise entre 100 et 250 kWc, la procédure d'appel d'offres est simplifiée, ce qui permet de garantir une réponse plus rapide aux porteurs de projet, et de prévenir tout phénomène spéculatif sur le segment concerné. Un troisième appel d'offres de ce type a été lancé en mars 2015. Il porte sur une capacité de 120 MW, répartie sur trois périodes successives de candidature d'une puissance de 40 MW chacune et d'une durée de 4 mois. La date de dépôt des offres de la première période a été fixée au 21 septembre 2015. Pour les acteurs de la filière, ces appels d'offres sont importants, mais insuffisants pour redonner une dynamique de développement pérenne à la filière. Arnaud Mine, le président de SER-Soler (la branche solaire du Syndicat des énergies renouvelables) reste très critique vis-à-vis de l'utilisation qui est actuellement faite des procédures d'appel d'offres. Interviewé par le magazine *Plein Soleil* en février dernier, il donnait son sentiment sur le sujet : « Nous vivons avec les

appels d'offres un moratoire qui ne dit pas son nom. Les appels d'offres grandes puissances sortent de-ci, de-là, sans programmation et sans vision de moyen terme, avec des volumes insuffisants et des retards multiples ».

Baisse rétroactive des tarifs en Italie

Selon les données provisoires du GSE (Service de gestion de l'énergie), l'Italie aurait en 2014 installé 385 MW, portant la puissance cumulée du parc photovol-

taïque italien à 18 450 MW. Le marché, qui avait atteint un pic d'installation en 2011 avec 9 303 MW, n'a depuis cessé de décélérer. Il avait atteint 3 017 MW en 2012, et 1 365 MW en 2013. La diminution drastique du marché italien s'explique par le fait que la limite de financement du dernier programme Conto Energia a été atteinte et que depuis lors, les investisseurs ne peuvent plus prétendre à aucune incitation à la production. Cette

limite, qui correspond au montant maximum pouvant être distribué chaque année depuis le début du programme en 2005, avait été fixée, lors du V^e Conto Energia, à 6,7 milliards d'euros. Au final, d'après les données finales du tableau de bord du GSE (le Contatore Fotovoltaico), les cinq programmes successifs du Conto Energia auront permis d'assurer le financement de 531 542 installations représentant une puissance cumulée de 18 216,6 MW. Il est cependant difficile de parler de succès en ce qui concerne le programme italien, car le pays a financé au prix fort le développement de sa filière. En effet, si on rapporte la production d'électricité de l'année 2014 (23,3 TWh selon les données provisoires de Terna) au coût annuel du programme, chaque kilowattheure successif d'électricité solaire aura été financé à hauteur de 28,8 c€. Ce chiffre peut sembler élevé quand le coût de production du kilowattheure terrestre d'une centrale dans le sud du pays est aujourd'hui inférieur à 10 c€/kWh, sachant que le programme Conto Energia a principalement bénéficié aux centrales de forte puissance. Afin de diminuer le coût de ce programme, le gouvernement italien a décidé l'été dernier de réduire les tarifs d'achat de

manière rétroactive, et ce à partir du 1^{er} janvier 2015. La nouvelle loi prévoit que les propriétaires de systèmes de plus de 200 kW, disposant d'un tarif d'achat garanti de 20 ans via le mécanisme du Conto Energia, choisissent entre trois solutions. La première est une réduction immédiate des tarifs comprise entre 5 et 9 % (plus grand est le système, plus la baisse est importante). La deuxième solution est un prolongement de la période de garantie du tarif d'achat de 20 à 24 ans, en échange d'une réduction du tarif de 17 à 25 %. Le dernier choix consiste en un rééchelonnage avec une période initiale où le tarif est réduit et une seconde où il est augmenté. Selon le gouvernement, cette baisse rétroactive des tarifs ne touchera que 6 % des propriétaires de centrales, qui reçoivent au total près de 60 % des subventions à la production. Il estime que la loi permettra une économie pour les consommateurs d'électricité italiens de l'ordre de 1,5 milliard d'euros en 2015. Parallèlement, la loi a également instauré une taxe de 5 % sur la production d'électricité autoconsommée. L'Italie est le pays qui accorde la plus grande place à l'électricité solaire dans son mix électrique, avec une part estimée à 7,5 % en 2014.

L'INDUSTRIE PHOTOVOLTAÏQUE DE PLUS EN PLUS PUISSANTE

La montée en puissance du marché mondial du photovoltaïque en 2014 s'est logiquement traduite par une augmentation sensible de la production de cellules et de modules par les leaders mondiaux. Dans le nouveau classement mondial, les acteurs chinois continuent d'occuper les places d'honneur en trustant, selon EurObserv'ER, les six premières places (tableau 6). Parmi les dix premiers fabricants de modules, on compte également un acteur japonais (Sharp Corporation), un Taiwanais (Motech) et deux acteurs américains (First Solar et SunPower). La situation financière des principaux industriels s'est améliorée en 2014, en lien avec une demande importante liée à l'expansion du marché mondial et à une réduction du rythme de la baisse du prix des modules. La réduction des coûts de production des modules devenant supérieure à la baisse des prix des modules sur le marché, certains acteurs industriels ont pu gagner en profitabilité.

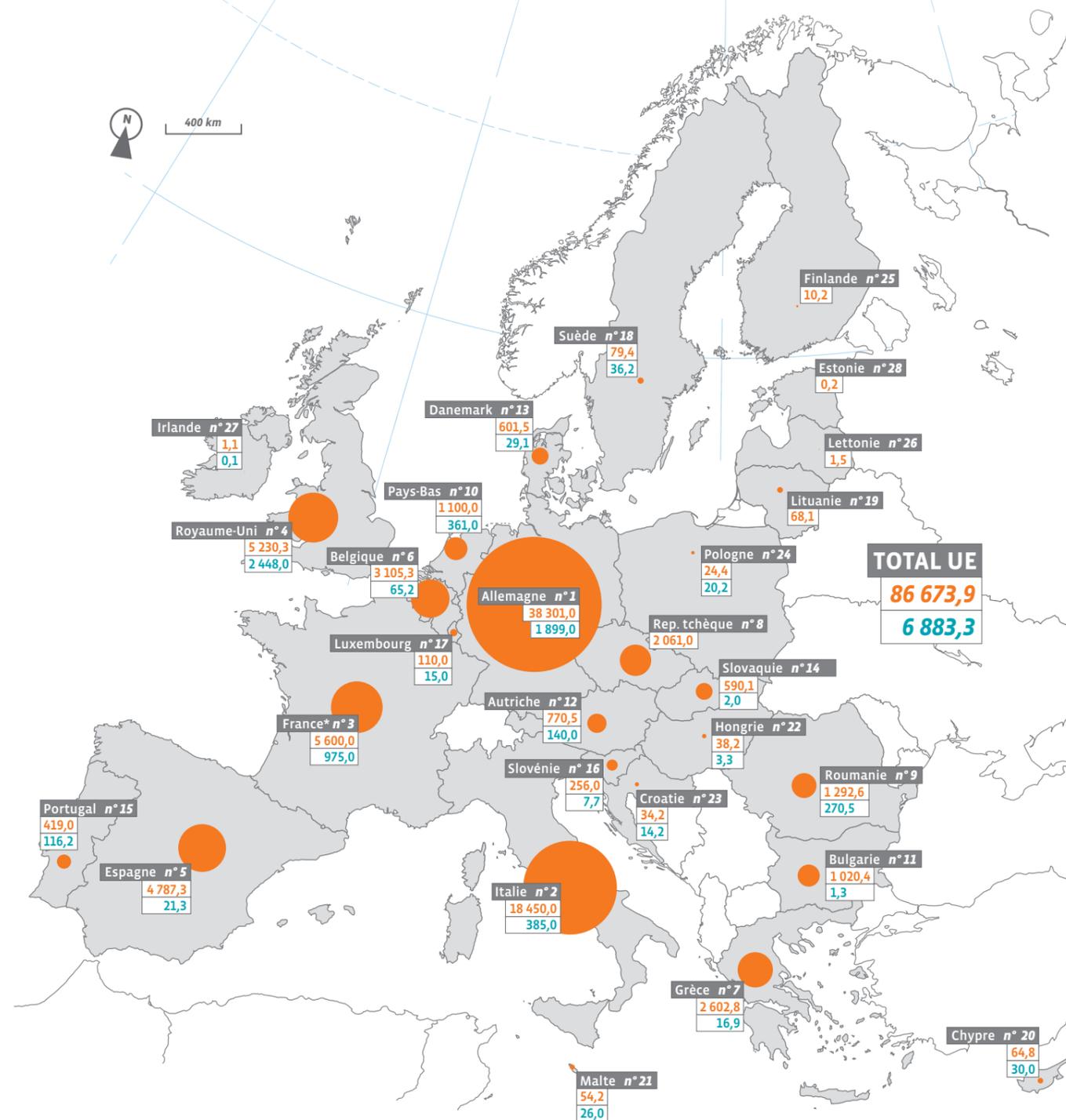
Tabl. n° 6

Principaux fabricants de modules photovoltaïques en 2014

Entreprises	Technologies	Pays	Localisation des lignes de production	Livraison de modules en 2014 (MwC)
Trina Solar	Wafers, cellules mono et polycristallines, modules	Chine	Chine	3 660
Yingli Green Energy	Wafers, cellules mono et polycristallines, modules	Chine	Chine	3 361
Canadian Solar	Lingots, wafers, cellules, modules, systèmes photovoltaïques	Canada, Chine	Canada, Chine	3 105
Jinko Solar	Lingots, wafers, cellules, panneaux photovoltaïques mono et polycristallins	Chine	Chine	2 944
JA Solar	Modules de silicium mono et polycristallin	Chine	Chine	2 407
Renesola	Wafers, modules de silicium polycristallin, micro-onduleurs	Chine	Pologne, Afrique du Sud, Inde, Malaisie, Corée du Sud, Turquie, Japon	1 970
Sharp Corporation	Mono et polycristallin, couches minces (silicium amorphe et polycristallin)	Japon	Japon, États-Unis	1 900
Motech	Cellules mono et polycristallines, modules et onduleurs	Taiwan	Taiwan, Chine, Japon, États-Unis	1 632
First Solar	Modules en couches minces (CdTe)	États-Unis	Malaisie, États-Unis	1 500
SunPower	Cellules mono et polycristallines, modules	États-Unis	États-Unis, Philippines	1 254

Source : EurObserv'ER 2015 (d'après rapports financiers).

Puissance photovoltaïque connectée et cumulée dans l'Union européenne en 2014 (en MwC)



Légende

86 673,9 Puissance photovoltaïque cumulée dans les pays de l'Union européenne fin 2014* (en MwC).

6 883,3 Puissance photovoltaïque connectée dans les pays de l'Union européenne durant l'année 2014* (en MwC).

* DOM inclus pour la France. Source : EurObserv'ER 2015.

Traitement des cellules solaires organiques à l'Institut de microélectronique et composants (Imec) à Louvain, en Belgique.



Autre tendance qui se confirme, afin de diversifier leurs sources de rémunération, de plus en plus de fabricants ne se contentent plus de livrer des modules, mais se tournent vers le développement de projets, que ce soit pour des tiers via des contrats EPC (*engineering, procurement and construction* - ingénierie, approvisionnement et construction) ou pour leur propre compte. Enfin, certains acteurs phares s'intéressent aux innovations dans l'ingénierie financière, notamment via la création de "véhicules" financiers, de type "Yieldco" comme nouveau vecteur de croissance de leur activité et de monétisation de leurs actifs. Une Yieldco est une société cotée en bourse, dont les parts sont échangées sur les marchés. Les dividendes sont issus du revenu généré par le portefeuille d'actifs, constitué de centrales photovoltaïques en opération. L'intérêt de ce type d'investissement est qu'il supprime le risque inhérent au développement des projets de centrales. Autre innovation financière, le leasing, dans lequel SunPower s'était déjà lancé en 2014 en créant un fonds d'investissement de 250 millions de dollars. Le

principe de ce système est de louer une installation photovoltaïque (leasing) à des propriétaires individuels pour un prix inférieur à leur facture d'électricité classique. Les particuliers peuvent alors bénéficier immédiatement de l'énergie solaire sans avoir à supporter le coût de l'investissement initial. Le leasing, ainsi que d'autres formes de financement par des tiers, est devenu la principale forme de développement du photovoltaïque dans le secteur résidentiel aux États-Unis.

TRINA SOLAR, NOUVEAU NUMÉRO UN MONDIAL

En 2014, c'est le fabricant chinois Trina Solar qui s'est arrogé le titre de premier fabricant mondial de modules. Selon son rapport financier annuel 2014, Trina Solar aurait livré l'an dernier approximativement 3,66 GW de modules (3,34 GW commercialisés sur le marché et 324 MW de projets internes à la société). Le fabricant a ainsi augmenté ses livraisons en 2014 de 41,9 %, comparé aux 2,58 GW livrés en 2013. Le chiffre d'affaires net a logiquement augmenté de 28,8 % par rapport

à 2013 pour atteindre 2,29 milliards de dollars. Selon l'industriel, cette augmentation marquée est à mettre en relation avec la forte demande sur les marchés chinois, du Japon et des États-Unis, sur lesquels Trina Solar est particulièrement bien positionné.

Point important, ces bons résultats ont permis à Trina Solar de renouer avec la rentabilité. Selon son rapport financier de 2014, le profit net est redevenu positif avec 61,3 millions de dollars, en comparaison avec une perte nette de 72,2 millions de dollars en 2013. Trina Solar reste très optimiste pour l'avenir et estime être en mesure de continuer à accroître ses gains trimestre après trimestre. Ce retour à la rentabilité s'explique, selon Trina Solar, par sa capacité à atténuer la tendance à la baisse des prix de vente moyens des modules sans compromettre la qualité de sa production. L'industriel prévoit également de développer son portefeuille de projets hors de Chine, au Royaume-Uni et au Japon notamment.

YINGLY SUR LA VOIE DU REDRESSEMENT

La situation de Yingly Solar, qui assurait le leadership mondial en 2012 et 2013, est un peu moins favorable. La compagnie chinoise, qui se voit de peu voler la première place, estime cependant avoir consolidé son volume d'activité. Dans son rapport financier 2014, l'industriel a annoncé avoir livré 3 361,3 MW en 2014 (incluant 260,3 MW de projets propres), soit à peine plus qu'en 2013 (3 234,3 MW). Le chiffre d'affaires net est en légère diminution et passe de 13 418,1 millions de yuans en 2013 (2 162 millions de dollars) à 12 927,4 millions de yuans en 2014 (2 083,5 millions de dollars). La baisse du chiffre d'affaires s'explique, selon Yingly, par une diminution du prix de vente des modules. Contrairement à Trina Solar, Yingly n'est pas encore parvenu à renouer avec la rentabilité en 2014. L'industriel a annoncé une perte nette de 1 299,8 millions de yuans en 2014 (209,5 millions de dollars) contre une perte nette de 1 944,4 millions de yuans en 2013 (313,4 millions de dollars). Pour 2015, le président chinois reste confiant sur les perspectives de croissance du marché mondial, spécialement après l'annonce de son gouvernement en mars de fixer

un objectif d'installation de 17,8 GW pour l'année en cours. L'industriel s'attend à une augmentation de ses livraisons cette année avec un volume compris entre 3,6 et 3,9 GW (incluant la livraison de 400 à 600 MW pour ses propres projets).

LA PROFITABILITÉ DE CANADIAN SOLAR EN HAUSSE

Selon notre classement, le sinocanadien Canadian Solar devrait se maintenir en 2014 sur la troisième marche du podium. L'industriel a annoncé la livraison de 3 105 MW l'an dernier, mais précise que seuls 2 813 MW ont été reconnus dans son chiffre d'affaires de 2014 (contre 1,9 GW dans le revenu en 2013). Le chiffre d'affaires net de l'entreprise est en forte augmentation et passe de 1,65 milliard de dollars à 2,96 milliards de dollars. La rentabilité de l'industriel est également en forte hausse, et passe de 31,7 millions de dollars à 239,5 millions de dollars en 2014. Pour 2015, le fabricant s'attend également à une augmentation de ses ventes avec une livraison attendue comprise entre 4 et 4,3 GW. Sur ce total, la vente de modules à des tiers est estimée entre 3 300 et 3 500 MW, la vente de projets (dont projets EPC) est comprise entre 235 et 275 MW, et enfin entre 460 et 490 MW de projets seront financés en propre ou dans le cadre d'un possible lancement d'une Yieldco, dont les modalités sont encore à déterminer.

En février 2015, Canadian Solar a également annoncé qu'il avait conclu un accord définitif avec Sharp Corporation pour acquérir Recurrent Energy, un développeur de projets solaires nord-américain, pour un montant de 265 millions de dollars. Une fois terminée, cette acquisition permettra à l'industriel d'augmenter sa réserve de projets d'investissement de l'ordre de 4 GW, soit un chiffre d'affaires potentiel de près de 3,2 milliards de dollars. Ils s'ajouteront aux 4,5 GW de projets d'investissements déjà détenus par Canadian Solar.

FIRST SOLAR ET SUNPOWER LANCENT UNE YIELDCO EN COMMUN

First Solar est le premier industriel américain de ce classement, avec la livraison d'environ 1,5 GW en 2014 (la production

est, évaluée à 1 846 MW en 2014). Son rapport financier de 2014 indique que l'entreprise a réalisé un volume de vente un peu plus élevé qu'en 2013 (+ 2,5 %), soit un chiffre d'affaires net de 3 392 millions de dollars en 2014, comparé à 3 309 millions de dollars en 2013. Le profit net est également en augmentation, et passe de 353 millions de dollars en 2013 à 396 millions en 2014. Le volume de vente a été cependant moins important que prévu, l'industriel prévoyait un chiffre d'affaires compris entre 3,6 et 3,9 milliards de dollars en 2014. First Solar précise également avoir reçu en 2014 pour 2,5 GW de nouvelles commandes, portant sa réserve de projets cumulés à 13,5 GW. Ce spécialiste mondial des modules au tellure de cadmium a également annoncé en début d'année que TetraSun, sa nouvelle unité de production de cellules et de modules au silicium cristallin, avait débuté sa production. L'unité, qui dispose d'une capacité de production de 100 MW, est déjà capable de produire des modules avec un taux d'efficacité de 20,5 %. SunPower, deuxième plus grand fabricant de modules américain (détenu à 60 % par le groupe français Total), spécialisé dans les modules haut de gamme, a, lui,

annoncé avoir livré 1 254 MW officiellement reconnus dans le chiffre d'affaires. Ce dernier a dépassé les 3 milliards de dollars en 2014 (3 027 millions de dollars) contre 2,5 milliards de dollars en 2013 (2 507 millions de dollars). Le profit net de l'entreprise est également en forte augmentation, et passe de 95,6 millions de dollars en 2013 à 245,8 millions de dollars en 2014.

Ces deux fabricants américains, bien que rivaux sur le marché mondial, ont annoncé le 10 mars 2015 qu'ils avaient fait les démarches légales pour créer une société financière commune (50 % chacun), de type Yieldco. Dans cette société, nommée 8point3 Energy Partners, les deux fabricants mettront en commun des actifs choisis dans leurs portefeuilles respectifs de centrales solaires. Cette société permettra de lever des fonds pour développer de nouveaux projets. Le nombre d'actions et le prix public initial des actions de cette société (encore soumise à autorisation), qui sera cotée au Nasdaq, n'ont pas encore été déterminés. La mise en place de Yieldco constituée d'actifs solaires de ce type n'est pas

Tabl. n° 7

Les principaux développeurs européens de projets à grande échelle en 2014

Entreprises	Pays	Capacité photovoltaïque installée (en MWc)	Employés 2014*
Juwi AG/MVV Energie AG	Allemagne	2 500	1 540
Belectric	Allemagne	1 500	1 600
Abengoa *	Espagne	1 223	24 750*
Enerparc	Allemagne	1 200	n.c.
Saferay	Allemagne	747	n.c.
EDF Énergies Nouvelles	France	705	3 050
Martifer	Portugal	560	3 000
Activ Solar	Autriche	524	n.c.
GP Joule	Allemagne	434	n.c.
Elecnor/Enerfin	Espagne	250	13 000*

Les grandes entreprises de l'énergie et les principaux fabricants (tels que First Solar, Yingli...) peuvent aussi, grâce à leur taille et à leur capacité à mobiliser du capital, planifier, construire, détenir ou opérer des portefeuilles conséquents de projets énergies renouvelables. Ce tableau ne représente pas un classement, mais un aperçu des principaux développeurs de projets photovoltaïques en Europe.
* Tous les employés de la compagnie, y compris les autres activités du groupe. Source : EurObserv'ER 2015 (basé sur les données du projet Wiki-Solar et sur les informations mises à jour sur les compagnies).

une nouveauté aux États-Unis. En juillet 2014, le développeur américain Sun Edison était parvenu à lever 600 millions de dollars de fonds, et NextEra 450 millions de dollars en juin 2014, de la même façon.

UN MARCHÉ PLUS STABLE JUSQU'EN 2020

Le marché photovoltaïque de l'Union européenne est depuis trois ans à la peine, bridé par des politiques publiques soucieuses de reprendre le contrôle de leur filière, et de panser les plaies "financières" liées à l'emballage du marché au début de la décennie. La question est de savoir quand les décideurs politiques nationaux seront véritablement prêts à relancer leurs filières sur des bases plus solides, avec en toile de fond une véritable vision de l'avenir des systèmes énergétiques nationaux et européens. Cette vision, c'est ce que cherche à mettre en œuvre la Commission européenne à travers son grand projet dévoilé le 25 février 2015 : l'Union européenne de l'énergie. Cette "Union de l'énergie" n'est pas sans rappeler la mise en place de la CECA (Communauté européenne du charbon et de l'acier) en 1951, à une époque

où l'Europe s'est construite sur la gestion commune du charbon. Ce nouveau projet d'Union se veut plus durable et en phase avec la réalité géopolitique actuelle de l'Union européenne. Il vise en premier lieu à réduire la dépendance énergétique des 28 États membres, en particulier vis-à-vis du gaz russe, les tensions géopolitiques avec la Russie menaçant de plus en plus clairement une partie des approvisionnements énergétiques de l'Union. Il a également pour objet de mettre en place une véritable transition énergétique vers une économie européenne à faible émission de carbone, respectueuse du climat, en offrant une énergie la plus abordable et compétitive possible.

Selon le communiqué de presse de la Commission européenne, l'Union de l'énergie reposerait sur les principes suivants. Elle implique une clause de solidarité, en réduisant la dépendance vis-à-vis d'un fournisseur national unique, surtout en cas de rupture d'approvisionnement en énergie et une libre circulation de l'énergie, qui suppose pour le marché de l'électricité la mise en place d'un marché plus interconnecté, davantage ouvert aux énergies renouvelables. Cette libre circulation vise notamment à remanier les politiques de subventions de l'État

sur leur marché intérieur et éliminer les subventions aux énergies préjudiciables à l'environnement (notamment les subventions aux énergies fossiles). L'Union de l'énergie donne également une priorité à l'efficacité énergétique et la transition vers une société à faible intensité de carbone dans une perspective durable. Ce dernier point nécessite une aptitude du réseau électrique à absorber facilement et efficacement de l'énergie produite localement, notamment à partir de sources d'énergie renouvelable.

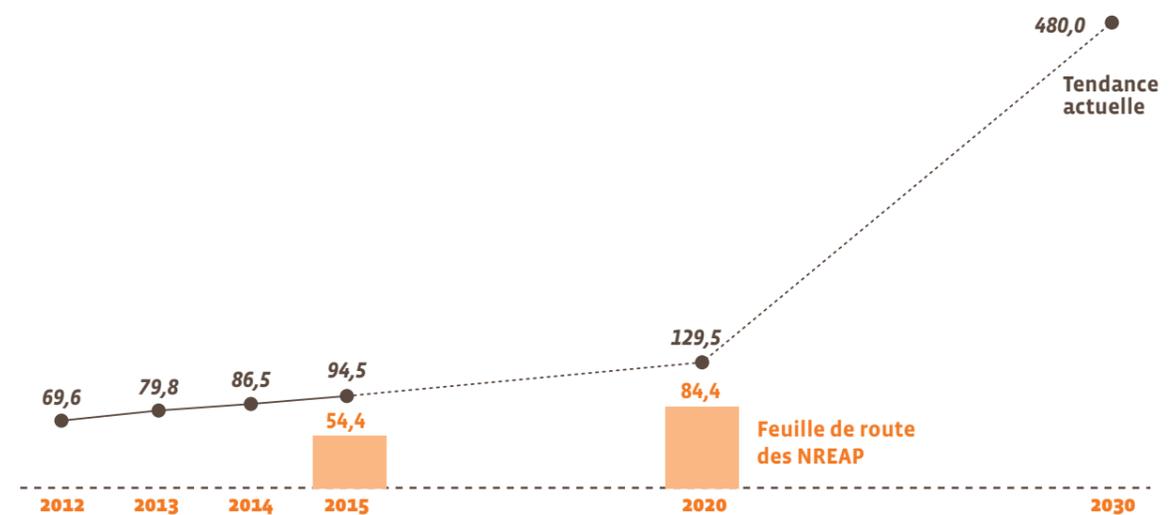
Cette question, si elle est posée au niveau de l'Union européenne, n'est pas encore clairement tranchée au niveau de certains pays membres. Certains gouvernements considèrent l'énergie comme un domaine trop stratégique pour en confier la gestion à l'exécutif communautaire. Les gouvernements subissent également la pression de leurs acteurs nationaux (dont ils sont eux-mêmes le plus souvent actionnaires), défendant leurs propres intérêts économiques.

Une autre piste de travail qui pourrait voir dans le jour cette Union de l'énergie serait une meilleure répartition à l'échelle européenne des investisse-



Graph. n° 2

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



Source : EurObserv'ER 2015.

ments nationaux, visant à optimiser le mix électrique directement à l'échelle de l'Union européenne. Pour le solaire photovoltaïque, cela impliquerait de favoriser le développement dans les pays du sud de l'Europe, là où l'électricité solaire est la meilleure marché. Cette possibilité de coopération entre États membres existe déjà dans le cadre de la directive actuelle sur les énergies renouvelables (article 9), mais elle est aujourd'hui très peu utilisée.

Au-delà des déclarations de bonnes intentions de certains grands pays, la relance du marché des énergies renouvelables ne peut passer que par une remise en cause concrète du système actuel, et par la mise en œuvre de cadres juridiques et législatifs facilitant l'intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique. Cette intégration doit à la fois s'effectuer au niveau local (production locale et autoconsommation) à travers la mise en place de réseaux intelligents, et au niveau européen avec la mise en place d'infrastructures permettant de faciliter les échanges d'électricité verte avec nos voisins. L'action ou l'inaction dans ces domaines constituera le véritable baromètre de la transition énergétique.

Force est de constater qu'en 2015, l'effet de balancier est encore du côté des partisans du ralentissement de la progression des énergies renouvelables. En matière de solaire photovoltaïque, l'ambition législative principale de certains États membres est la mise en place de mesures rétroactives dans leur système de soutien à la production visant à réduire le prix de leur facture électrique. C'est déjà le cas en Espagne, en Italie et dans certains pays d'Europe centrale, comme en République tchèque, ou encore la mise en place de taxes solaires sur l'électricité autoconsommée. La généralisation et la banalisation de ces mesures pourraient entraver durablement la relance du marché européen du solaire. La fixation d'un cadre juridique défini préalable indispensable au développement de l'autoconsommation et la mise en place de réseau prend étonnamment beaucoup plus de temps.

Pour ces raisons, EurObserv'ER a une fois de plus dû revoir à la baisse ses projections concernant la puissance photovoltaïque cumulée à 2020. Le fait que l'Union européenne ait dépassé en 2014,

et avec six ans d'avance, les objectifs cumulés des plans nationaux énergie renouvelable peut sembler anecdotique (graphique 2), tant les pays avaient sous-estimé les potentialités de l'électricité solaire lors de leur élaboration en 2009 et 2010.

Toutefois, selon les prévisions de croissance des principaux marchés de l'Union européenne, 2015 devrait marquer la fin de la décroissance hémorragique du marché de l'Union européenne. Selon EurObserv'ER, la croissance devrait même être positive et se situer aux environs de 8 GW, pour ensuite rester sur un volume d'installation annuelle relativement stable. Ce relai de croissance reste encore fragile. Il s'appuie en grande partie sur la dynamique du marché du Royaume-Uni, une légère reprise du marché allemand en lien avec les objectifs cibles du pays, le maintien du marché français à 1 GW, et une reprise modérée du marché italien (également aux alentours du gigawatt), portée par la mise en place de la nouvelle législation encadrant l'autoconsommation et la mise en place sur le marché de systèmes de stockage de l'électricité. D'ici peu, un autre vecteur de croissance pourrait faciliter la relance du marché européen. Il s'agit de la mise en place pour les consommateurs de nouveaux modèles de financement⁽¹⁾, comme ceux réalisés par des tiers (système de leasing), qui est actuellement le principal vecteur de développement du solaire aux États-Unis. Ces modèles pourraient être en partie portés par les compagnies d'électricité, à condition qu'elles aient fait leur deuil du passé, et fassent le choix d'accompagner le développement de cette transition énergétique. □

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.

(1) "PV Financing" est un projet européen qui vient de démarrer et doit élaborer de nouveaux modèles d'affaires dans le photovoltaïque pour aider la filière à continuer de se développer hors tarif d'achat. Plus d'info sur www.pv-financing.eu

Sources tableaux 3 et 4 : Photovoltaic Austria, Apere (Belgique), APEE Bulgaria, Université de Zagreb, Croatian Energy Market Operator - HROTE (Croatie), Institut de l'Énergie de Chypre, ministère de l'Industrie et du Commerce (République tchèque), PA Energy Ltd et ENS (Danemark), AGEE-Stat (Allemagne), Helapco (Grèce), Université of Miskolc (Hongrie), GSE (Italie), NSO (Malte), Zonnestroomnl.nl, IEO (Pologne), DGGE et EDP (Portugal), AHK Roumanie, ECB (Slovaquie), JSI (Slovénie), REE (Espagne), Université d'Uppsala (Suède), DECC (Royaume-Uni).

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



Ce baromètre a été réalisé par EurObserv'ER dans le cadre du projet "EurObserv'ER" regroupant EurObserv'ER (FR), ECN (NL), Institute for Renewable Energy (EC BREC I.E.O., PL), Jozef Stefan Institute (SI), Renac (DE) et Frankfurt School of Finance & Management (DE). 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.