



Exemple d'intégration de photovoltaïque en toiture, 600 kWc, dans une exploitation agricole à Sittensen, en Allemagne.



94 568 MWc

dans l'Union européenne fin 2015

BAROMÈTRE PHOTOVOLTAÏQUE

Une étude réalisée par EurObserv'ER



En 2015, le marché du solaire photovoltaïque de l'Union européenne est reparti à la hausse, après trois années consécutives de baisse. 7 226 MW ont été installés dans l'année, soit une croissance de 3 %, portant la puissance cumulée du parc européen à 94,6 GW. Quant au marché mondial, il a atteint des sommets : au moins 50 GW connectés en 2015, soit une croissance de 25 % par rapport à 2014. Fin 2015, la puissance photovoltaïque mondiale dépassait les 227 GW.

100,5 TWh

La production d'électricité photovoltaïque dans l'Union européenne en 2015

7 226,4 MWc

La puissance photovoltaïque connectée dans l'Union européenne en 2015

Comme attendu, le marché mondial du photovoltaïque a enregistré une nouvelle croissance soutenue. Selon Solar Power Europe, il aurait augmenté de 25 % pour s'établir à 50,1 Gwc (40,2 Gwc en 2014). La puissance du parc photovoltaïque mondial, estimée en 2014 à 177 Gwc par les experts de l'IEA-PVPS dans la publication *Trends 2015 in Photovoltaic Applications*, serait donc, fin 2015, d'au moins 227 Gwc. D'autres organismes donnent un niveau de marché encore plus élevé. Les premières estimations de BNEF (Bloomberg New Energy Finance) l'établissent à 57 GW, pour une croissance d'environ 30 % par rapport à 2014. D'après le cabinet IHS, il aurait même atteint 59 GW, soit + 35 % par rapport à 2014.

DE BELLES PERSPECTIVES POUR LE MARCHÉ MONDIAL DU SOLAIRE

La Chine reste de loin le premier marché du photovoltaïque. Selon l'Administration nationale de l'énergie en Chine (NEA), au moins 15 GW ont été connectés en 2015, portant la puissance du parc photovoltaïque chinois à 43,2 GW. Le pays détient désormais le record de la puissance solaire installée, passant en 2015 devant l'Allemagne (39,8 MW). Selon le NEA, conformément à son 13^e plan quinquennal, le pays devrait tripler sa capacité d'ici à 2020, ajoutant entre 15 et 20 GW de puissance solaire par an, ce qui devrait amener la puissance du pays à plus de 140 GW.

Selon les premières estimations du PV Market Alliance, le Japon est resté le deuxième marché mondial, avec environ 10 GW supplémentaires, portant au moins à 33,4 GW la puissance PV cumulée du pays. Les perspectives de croissance de la filière PV japonaise semblent assurées, car depuis le lancement du programme japonais en 2012, le METI (ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie) a approuvé la réalisation d'au moins 79,8 GW de projets photovoltaïques. La croissance du marché japonais s'accompagne d'une baisse du niveau des aides à la production. Le gouvernement a ainsi diminué le tarif d'achat de 11 % au premier avril 2016 ; de 27 yens/kWh (22 c€/kWh) à 24 yens/kWh



La centrale solaire Centinela Solar Energy, de 170 MWc, à Imperial County, en Californie (États-Unis).

(19 c€/kWh) pour les installations de plus de 10 kWc, et de 35 yens/kWh (27,6 cts€/kWh) à 33 yens/kWh (26 cts€/kWh) pour les installations de moins de 10 kWc avec onduleurs. Le marché des États-Unis est également au beau fixe. Le rapport de l'US Solar Market Insight, réalisé conjointement par Solar Energy Industries Association (SEIA) et le bureau de conseil GTM Research, indique que les États-Unis ont installé 7,3 GW en 2015, soit une croissance de 16 % par rapport à 2014. La puissance cumulée en opération y atteint désormais 26,5 GW, comprenant plus de

900 000 installations individuelles. Le rapport précise qu'au premier trimestre 2016, ce chiffre devrait monter à un million. Les nouvelles installations américaines se décomposent en 4 150 MW (+ 6 %) dans les grandes centrales au sol, 2 099 MW dans le secteur résidentiel (+ 66 % par rapport à 2014) et 1 011 MW dans le secteur non résidentiel (- 5 %). Les perspectives de développement du marché américain sont très favorables, car renforcées par le prolongement du crédit d'impôt fédéral à l'investissement (Federal Investment Tax Credit) et le maintien de son taux à 30 % jusqu'en

2019 (il sera ensuite rendu dégressif jusqu'en 2022). Dans les faits, cette extension inclut une clause de démarrage de la construction, qui allonge les délais de réalisation jusqu'en 2023. Ceci signifie pour l'industrie solaire une visibilité sur les huit prochaines années. Selon GTM Research, cette extension est susceptible de porter la puissance cumulée des États-Unis à 97 GW d'ici à la fin de l'année 2020, avec 16 GW supplémentaires attendus dès 2016. Ce "rush" d'installation prévu pour 2016 s'explique par la décision de certains États, comme la Californie, de mettre en place le système

de facturation nette (*net metering*). Il s'explique également par l'anticipation d'une diminution de l'ITC à 10 % après 2016, finalement non retenue par le gouvernement fédéral. Enfin, le marché indien est également en phase ascensionnelle. Selon le cabinet de conseil indien Mercom Capital, il a augmenté de 142 % en 2015 pour atteindre 2,1 GW (833 MW en 2014 et 1 004 MW en 2013). Le marché devrait dépasser les 4 GW en 2016 et pourrait atteindre 8 GW dès 2017. L'Inde se positionne donc comme un futur vecteur de croissance du marché mondial du solaire.

SURSAUT DU MARCHÉ EUROPÉEN

Le marché de l'Union européenne a relevé la tête en 2015 avec un niveau de connexion en légère augmentation, mettant fin à trois années de forte baisse. Selon EurObserv'ER, plus de 7,2 GW ont été installés durant l'année 2015, soit une croissance de 3 % par rapport à 2014 (**tableau 1**). Le niveau d'installation reste très loin de ceux de 2011 et 2012, qui avaient atteint respectivement 21,9 GW et 17,5 GW selon les données d'Eurostat. Cependant, compte tenu des investissements passés, l'Union européenne dispose encore d'un parc plus de deux fois supérieur au parc chinois, avec une puissance cumulée de 94,6 GW (**tableau 2**). Le marché européen reste toutefois peu diversifié. En 2015, il s'appuie essentiellement sur trois pays, le Royaume-Uni, l'Allemagne et la France qui ont représenté 79,9 % des connexions. Pour la deuxième année consécutive, le Royaume-Uni est resté le leader sur le marché européen, avec 3 537,8 MW, soit deux fois et demi la taille du marché allemand (1 355 MW) et quatre fois celle du marché français (879,5 MW). Les Pays-Bas (357 MW) et l'Italie (302 MW) occupent respectivement les quatrième et cinquième places.

Cette éclaircie du marché photovoltaïque de l'Union européenne ne laisse cependant pas augurer d'une reprise durable. Le contexte du développement du photovoltaïque est devenu politiquement beaucoup moins favorable en Europe. Contrairement à la plupart des

grands marchés mondiaux, le marché européen de l'électricité est en crise et souffre de capacités de production largement excédentaires.

Beaucoup de compagnies, qui fonctionnaient à partir de logiques de besoins nationaux, peinent à s'adapter à l'intégration européenne des marchés de l'électricité voulue par les décideurs politiques. La construction de ce marché, qui se traduit concrètement par le couplage croissant des réseaux de l'Union européenne, permet de mutualiser les capacités existantes de production et de réduire les besoins de capacités de pointe. Pourtant, beaucoup d'entreprises ont fait le choix, au début des années 2000, d'investir massivement dans des centrales gaz permettant de répondre à la demande de pointe. Elles anticipaient alors une augmentation de la demande en électricité et leurs scénarios n'ont pas été confirmés. La crise financière de 2007 et la désindustrialisation en cours en Europe se sont traduites par une diminution constante des besoins en électricité, alors que dans le même temps les développeurs de projets renouvelables disposaient d'un accès prioritaire au réseau et profitaient à plein des systèmes d'incitation garantis. Dans le total renouvelable, la production d'électricité photovoltaïque est celle qui a augmenté le plus rapidement. En 2015, elle devrait, selon EurObserv'ER, avoir franchi le cap des 100 TWh, soit 100,5 TWh et une croissance de 9,2 % par rapport à 2014 (**tableau 3**). En 2008, la production d'électricité photovoltaïque n'était que de 7,4 TWh.

La pression des grands opérateurs d'énergie sur les décideurs politiques est aujourd'hui très forte pour limiter la croissance de nouvelles capacités de production d'énergies renouvelables. Pour eux, la question est de retarder ce développement afin d'amortir au maximum les investissements passés, sachant que, compte tenu de leur situation financière, certaines centrales non amorties devront être fermées afin de limiter leurs pertes.

Cette situation a conduit nombre de pays européens à appeler à un changement de stratégie de la part de la Commission européenne en matière de déve-



loppement des énergies renouvelables. Cette réorientation a été formalisée en 2014 par la publication d'un document établissant les nouvelles "Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020". Afin d'encourager l'intégration des renouvelables sur le marché de l'électricité, les bénéficiaires d'aides à la production sont tenus, depuis le 1^{er} janvier 2016, de

vendre leur électricité directement sur le marché et d'être soumis aux mêmes obligations que les autres acteurs. Les aides doivent être octroyées sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché, les bénéficiaires sont soumis à des responsabilités standard en matière d'équilibrage et des mesures doivent être mises en place pour que les producteurs ne soit pas incités à produire de l'électricité à prix négatif.

Ces conditions ne s'appliquent pas aux installations de puissance inférieure à 500 kW, ni aux projets de démonstration. Une nouvelle étape est prévue à partir du 1^{er} janvier 2017, avec la mise en place obligatoire pour obtenir des aides d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires. Ces mesures, déjà effectives en Allemagne (voir plus loin), ont pour objet de

Tabl. n° 1

Puissance photovoltaïque installée et connectée dans l'Union européenne durant l'année 2014 et 2015* (en MWc)

	2014			2015		
	Réseau	Hors réseau	Total	Réseau	Hors réseau	Total
Royaume-Uni	2 526,6	0,0	2 526,6	3 537,8	0,0	3 537,8
Allemagne	2 006,0	0,0	2 006,0	1 354,8	0,0	1 354,8
France**	952,0	0,1	952,1	879,5	0,0	879,5
Pays-Bas	302,0	0,0	302,0	357,0	0,0	357,0
Italie	189,0	1,0	190,0	301,0	1,0	302,0
Danemark	29,2	0,4	29,6	180,3	0,2	180,5
Autriche	159,0	0,3	159,3	150,0	0,0	150,0
Belgique	218,0	0,0	218,0	88,0	0,0	88,0
Hongrie	42,7	0,1	42,8	60,0	0,0	60,0
Pologne	25,0	0,5	25,5	57,0	0,0	57,0
Suède	35,1	1,1	36,2	50,1	0,5	50,6
Espagne	2,0	17,0	19,0	0,0	49,0	49,0
Portugal	119,0	1,2	120,2	37,0	0,0	37,0
Roumanie	270,5	0,0	270,5	32,4	0,0	32,4
Malte	26,6	0,0	26,6	18,4	0,0	18,4
République tchèque	0,0	0,0	0,0	15,6	0,0	15,6
Luxembourg	15,0	0,0	15,0	15,0	0,0	15,0
Croatie	14,0	0,2	14,2	10,5	0,2	10,6
Grèce	16,9	0,0	16,9	10,4	0,0	10,4
Lituanie	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	5,0
Chypre	29,7	0,2	30,0	4,7	0,0	4,7
Estonie	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	4,0
Finlande	0,0	2,0	2,0	0,0	3,5	3,5
Slovénie	7,7	0,0	7,7	1,4	0,0	1,4
Slovaquie	2,0	0,0	2,0	1,0	0,0	1,0
Irlande	0,0	0,0	0,1	1,0	0,0	1,0
Bulgarie	1,3	0,0	1,3	0,1	0,0	0,1
Lettonie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Union européenne	6 989,4	24,2	7013,6	7 172,1	54,4	7 226,4

*Estimation. **DOM non inclus. Source : Eurobserv'ER 2016

faciliter l'intégration du solaire photovoltaïque au marché européen de l'électricité, mais se traduisent concrètement par une limitation des nouveaux projets de centrales au sol de grande puissance.

L'AUTOCONSUMMATION
PREND LE RELAI

Selon Solar Power Europe, qui représente les intérêts de la filière photo-

voltaïque européenne, le marché européen est actuellement dans une phase de transition, passant d'un marché où la croissance était tirée par la mise en place de tarifs d'achat garantis vers un nouveau cadre de marché, où le "prosumer" (producteur consommateur) utilisera l'électricité solaire en autoconsommation dans les secteurs résidentiels, commerciaux ou industriels. La baisse sensible du coût de l'électricité

solaire offre de nouvelles opportunités aux consommateurs, qui ont de plus en plus intérêt à produire leur propre électricité, moins chère que celle achetée sur le réseau.

Un grand nombre de pays de l'Union européenne ont déjà mis en place les conditions de développement de l'autoconsommation. Cependant, le large

Tabl. n° 2

Puissance photovoltaïque connectée et cumulée dans les pays de l'Union européenne en 2014 et 2015* (en MWc)

	2014			2015*		
	Réseau	Hors réseau	Total	Réseau	Hors réseau	Total
Allemagne	38343,0	65,0	38408,0	39697,8	65,0	39762,8
Italie	18609,0	13,0	18622,0	18910,0	14,0	18924,0
Royaume-Uni	5377,6	2,3	5379,9	8915,4	2,3	8917,7
France**	5669,1	30,0	5699,1	6548,5	30,0	6578,5
Espagne	4761,8	110,0	4871,8	4761,8	159,0	4920,8
Belgique	3140,0	0,1	3140,1	3228,0	0,1	3228,1
Grèce	2595,8	7,0	2602,8	2606,2	7,0	2613,2
République tchèque	2067,4	0,4	2067,8	2083,0	0,4	2083,4
Pays-Bas	1043,0	5,0	1048,0	1400,0	5,0	1405,0
Roumanie	1292,6	0,0	1292,6	1325,0	0,0	1325,0
Bulgarie	1019,7	0,7	1020,4	1019,8	0,7	1020,5
Autriche	779,8	5,5	785,2	929,8	5,5	935,3
Danemark	600,2	1,8	602,0	780,5	2,0	782,5
Slovaquie	590,0	0,1	590,1	591,0	0,1	591,1
Portugal	418,0	5,0	423,0	455,0	5,0	460,0
Slovénie	255,9	0,1	256,0	257,3	0,1	257,4
Hongrie	77,0	0,7	77,7	137,0	0,7	137,7
Suède	69,9	9,5	79,4	120,0	10,0	130,0
Luxembourg	110,0	0,0	110,0	125,0	0,0	125,0
Pologne	27,0	2,9	29,9	84,0	2,9	86,9
Malte	54,8	0,0	54,8	73,2	0,0	73,2
Lituanie	68,0	0,1	68,1	73,0	0,1	73,1
Chypre	63,6	1,1	64,8	68,4	1,1	69,5
Croatie	33,5	0,7	34,2	44,0	0,9	44,8
Finlande	0,2	11,0	11,2	0,2	14,5	14,7
Estonie	0,0	0,1	0,1	4,0	0,1	4,1
Irlande	0,2	0,9	1,1	1,2	0,9	2,1
Lettonie	1,5	0,0	1,5	1,5	0,0	1,5
European Union	87068,5	273,1	87341,5	94240,5	327,4	94567,9

*Estimation. **DOM inclus. Source : Eurobserv'ER 2016

panel de mesures qui ont été prises en vue de promouvoir ou d'encadrer le développement de l'autoconsommation fait que le développement du photovoltaïque devrait être plus complexe. Selon les pays, l'autoconsommation peut être autorisée jusqu'à un certain niveau de puissance des installations. L'EIA-PVPS a publié en mars 2016 un rapport intitulé *Review and Analysis of PV self-consumption policies*, qui fait le point sur les différentes politiques

visant à encadrer ou promouvoir l'autoconsommation et faciliter la compréhension de ce marché. En Allemagne, le développement de l'autoconsommation a d'abord été encouragé par un système de prime pour chaque kilowattheure autoconsommé. Il a ensuite été remplacé par un système plus simple, qui a largement encouragé le développement de ce marché. Dans le nouveau système, l'excédent d'électricité injecté sur le réseau bénéficie

soit d'une prime de marché, soit du système de tarif d'achat. Pour les installations de puissance comprises entre 10 kWc et 10 MWc, seulement 90 % de l'électricité est susceptible de bénéficier d'un tarif, ce qui signifie que 10 % de la production est affectée à l'autoconsommation. Depuis 2014, les nouveaux systèmes fonctionnant en autoconsommation doivent s'acquitter d'une taxe sur la facture d'électricité, dont le but est de contribuer au financement de l'électricité renouvelable. Les installations de moins de 10 kWc sont exemptées, tandis que les autres ont à payer 30 % de taxe, taux qui passera à 40 % en 2017. Le gouvernement a également fait le choix de favoriser les systèmes photovoltaïques équipés de batteries de stockage via la mise en place d'un nouveau système d'incitation valable jusqu'en fin 2018 et financé à hauteur de 30 millions d'euros. Ce programme, qui s'applique uniquement aux systèmes de moins de 30 kW, accordera un niveau d'aide dégressif dans le temps. Pour la période de mars à juin 2016, la subvention sera de 25 % du coût du système et de l'installation. Elle passera ensuite à 22 % de juillet à décembre 2016, puis à 19 % de janvier à juin 2017, et ainsi de suite jusqu'à atteindre 10 % de juillet à décembre 2018. L'installation peut, en plus, bénéficier d'un taux de financement préférentiel via la banque allemande de développement KfW. L'autoconsommation est également autorisée en Italie, via la mise en place de son programme Scambio Sul Posto (SSP). Avec ce système, l'électricité injectée sur le réseau est rémunérée à travers un « *quota énergétique* » qui est basé sur le prix de marché et d'un « *quota de service* », qui dépend des coûts du réseau. En Suède, depuis 2015, le gouvernement a fait le choix de soutenir l'autoconsommation via un crédit d'impôt qui fonctionne comme un tarif d'achat. Le crédit d'impôt a été fixé à 0,60 SEK/kWh (0,07 c€/kWh) avec un plafond d'injection de 30 000 kWh. Aux Pays-Bas, c'est le système de *net metering* qui s'applique, l'autoconsommation étant encouragée, mais pas subventionnée. Dans le cas où la production d'électricité est supérieure à la consommation, le producteur consommateur reçoit un tarif d'achat relativement faible. Pour favoriser les

projets collectifs, il est maintenant possible à un consommateur de bénéficier d'une forme de *net metering* virtuel, s'il participe à un projet PV résidentiel dans le périmètre de sa commune ou des communes avoisinantes¹⁾. La Belgique a également fait le choix d'un système de type *net metering* pour les installations de moins de 10 kWc. Au Danemark, c'est également un système de *net metering* qui a été choisi mais avec une compensation énergétique sur une base horaire. En France l'autoconsommation est autorisée, mais son niveau de développement est limité, compte tenu des prix faibles de l'électricité. Les systèmes PV fonctionnant en autoconsommation peuvent recevoir un tarif d'achat qui rémunère l'électricité injectée dans le réseau. Dans le pays, des discussions sont actuellement en cours pour augmenter la part fixe des coûts d'accès au réseau et de réduire les coûts variables, ce qui, évidemment, n'est pas favorable au développement de l'autoconsommation. Certains pays ont une vision encore plus restrictive du développement de l'autoconsommation, celle-ci allant à l'encontre des intérêts des fournisseurs d'électricité et des opérateurs de réseaux de distribution. En octobre 2015, le gouvernement espagnol a validé un décret très controversé de taxation de l'énergie solaire, qui s'appliquera aussi bien sur les anciennes que les nouvelles installations. Cette taxe combine à la fois une contribution fixe basée sur la puissance et une contribution variable en fonction de la production. Dans le décret, il est prévu de soulager les petits consommateurs (jusqu'à 10 kWc) en les exemptant de la taxe sur la production, mais pas de la taxe sur la puissance. En revanche, les centrales de 10 à 100 kWc ne seraient plus rétribuées pour l'excédent d'électricité non consommée et injectée sur le réseau. Enfin, les exploitants de grandes centrales ne pourront vendre leur électricité excédentaire qu'au prix de marché. Le texte, pour être applicable, doit

1) Pour plus d'information sur le sujet, lire L'État des énergies renouvelables en Europe, 2015, p. 190, disponible en téléchargement gratuit à eurobserv-er.org/15th-annual-overview-barometer

Tabl. n° 3

Production d'électricité d'origine photovoltaïque dans les pays de l'Union européenne en 2014 et 2015* (en TWh)

	2014	2015*
Allemagne	36,056	38,432
Italie	22,306	22,847
Espagne	8,218	8,264
Royaume-Uni	4,050	7,556
France**	5,905	6,700
Grèce	3,792	3,818
Belgique	2,883	2,865
République Tchèque	2,123	2,261
Roumanie	1,295	1,328
Bulgarie	1,244	1,305
Pays-Bas	0,785	1,052
Autriche	0,785	0,935
Portugal	0,627	0,789
Danemark	0,596	0,724
Slovaquie	0,625	0,626
Slovénie	0,257	0,284
Suède	0,072	0,117
Luxembourg	0,095	0,108
Hongrie	0,056	0,108
Malte	0,068	0,096
Chypre	0,061	0,087
Lituanie	0,073	0,073
Pologne	0,019	0,056
Croatie	0,036	0,054
Finlande	0,008	0,010
Estonie	0,001	0,002
Irlande	0,001	0,001
Lettonie	0,000	0,001
Union Européenne	92,037	100,498

*Estimation. **DOM non inclus. Source : Eurobserv'ER 2016



Le "hub" du transporteur DHL, dans l'aéroport de Leipzig (Allemagne), est équipé de panneaux photovoltaïques, qui produisent plus de 100 000 kWh par an.

encore être publié au *Journal officiel*, ce qui devrait se faire dans les prochaines semaines. Ce décret, en discussion depuis 2013, a contribué à limiter le développement du marché de l'autoconsommation en Espagne. Selon les acteurs de l'industrie espagnole, ce dernier repose aujourd'hui essentiellement sur des systèmes non reliés au réseau avec un volume de marché de l'ordre de 49 MWc en 2015, et ce en vue de se soustraire à la taxe solaire.

ACTUALITÉ DES PRINCIPAUX MARCHÉS EUROPÉENS

Le Royaume-Uni va limiter son marché

Le Royaume-Uni, pour la deuxième année consécutive, a assuré le leadership du marché photovoltaïque de l'Union européenne. Selon le Department of Energy & Climate Change (DECC), le pays a connecté 3 537,8 MWc de puissance photovoltaïque durant l'année 2015 (2 526,6 MWc en 2014), portant à 8 915,4 MWc la puissance cumulée dans le pays. Sur l'année écoulée, la plus forte augmentation est intervenue au mois de mars 2015, avant que le système des RO (*Renewables Obligation*) ait été fermé aux centrales de grande puissance (au 1^{er} avril 2015). La fermeture des RO a été jugée dommageable par les acteurs de la filière car le système restant des Contracts for Difference (CfD) ne s'applique qu'aux centrales de plus de 5 MWc. Pour les centrales jusqu'à 5 MWc, c'est donc le système de tarif d'achat, applicable sur 20 ans, qui est censé s'appliquer. Cependant, ce dernier est non viable, du fait de tarifs trop insuffisants. Par ailleurs, conformément à ses précédentes annonces, le ministère en charge de l'Énergie a annoncé une réduction drastique des tarifs d'achats, à partir du 8 février 2016. Pour le secteur du résidentiel, le tarif passe de 12 p/kWh à 4,39 p/kWh (5,8 c€/kWh). Celui des petits projets commerciaux diminue également de 10,9 à 4,59 p/kWh. Quant au tarif des centrales au sol jusqu'à 5 MWc, il est devenu symbolique de 4,44 à 0,87 p/kWh (1,1 c€/kWh)...

Le nouveau dispositif prévoit également un plafonnement trimestriel du photovoltaïque de 205 MW pour le secteur résidentiel et de 70 MW pour le secteur

commercial. Le gouvernement justifie sa nouvelle politique tarifaire par le fait que les réalisations en matière d'énergie renouvelable ont largement dépassé les attentes et refuse que le coût imposé aux contribuables via leur facture d'électricité dépasse les limites d'acceptabilité qu'il a fixées.

Nouvelle baisse du marché allemand

En Allemagne, les données de l'AGEE-Stat, le groupe de travail sur l'énergie renouvelable du ministère de l'Économie et de l'Énergie, indiquent un nouveau recul de la puissance installée, et ce pour la troisième année consécutive. La puissance nouvellement connectée passant de 2 006 MWc en 2014 à 1 355 MWc en 2015. La puissance du parc photovoltaïque allemand bénéficiant d'incitations à la production s'établit désormais à 39 698 MWc. L'Allemagne est donc une nouvelle fois en deçà de son objectif annuel compris entre 2,4 et 2,6 GW. Une conséquence des moindres performances du marché allemand : la baisse mensuelle des tarifs d'achat, qui est calculée selon la puissance installée sur les 12 derniers mois, a été stoppée depuis le mois de septembre 2015 et devrait rester à l'identique au moins jusqu'à fin mars. Depuis le 1^{er} janvier 2016, le tarif d'achat ne s'applique qu'aux systèmes de puissance inférieure ou égale à 100 kWc contre 500 kWc précédemment. Les tarifs pour les systèmes allemands varient de 12,31 c€/kWh (système en toiture jusqu'à 10 kWc), à 8,53 c€/kWh pour les centrales au sol de puissance inférieure ou égale à 100 kWc. Pour les systèmes photovoltaïques de plus de 100 kWc, l'électricité doit être obligatoirement vendue sur le marché de l'électricité (contre 500 kWc en 2015) via le système du "premium" en plus du prix de marché, ce système étant optionnel pour les installations de moins de 100 kWc. Dans ce modèle, le niveau de rémunération (valeur cible) est de 12,7 c€/kWh pour les systèmes jusqu'à 10 kWc/kWh, 12,36 c€ jusqu'à 40 kWc, 11,09 c€/kWh jusqu'à 1 MWc et 8,91 c€/kWh pour les systèmes de puissance supérieure au mégawatt-crête et ce, jusqu'à un maximum de 10 MWc.

Dans le cadre de la Loi sur les énergies renouvelables (EEG 2014), entrée en vigueur au 1^{er} août 2014, le gouvernement

fédéral allemand a amendé les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques en vue de mettre la loi EEG en accord avec les lignes directrices de la Commission européenne concernant les installations d'une puissance égale ou supérieure à 1 MW. Conformément à la loi, la définition de la valeur de référence (le tarif d'achat ou la "valeur cible" dans le cas de la vente directe sur le marché) pour la rémunération de l'électricité produite à partir d'installations d'énergies renouvelables passera d'ici 2017 à un système basé sur des appels d'offres.

Pour tester ce nouveau dispositif de soutien, le gouvernement fédéral allemand a décidé de lancer une série d'offres pilotes destinées uniquement aux cen-

trales photovoltaïques au sol d'une puissance installée comprise entre 100 kWc et 10 MWc. Ces appels d'offres sont directement pilotés par l'Agence fédérale des réseaux et se répartissent chaque année en trois périodes de candidatures. Les volumes nouvellement mis aux enchères chaque année décroissent ainsi d'une année à l'autre : 500 MWc ont été mis en concurrence en 2015, 400 MWc en 2016 et 300 MWc en 2017.

Dans le cas où des volumes n'auraient pas trouvé d'offre, ceux-ci seront remis en concurrence en plus des appels d'offres suivants. Point important, depuis le 2 septembre 2015, les centrales au sol éligibles aux appels d'offres ne peuvent plus bénéficier des dispositifs de soutien qui prévalaient jusqu'à cette date (soit le

tarif d'achat jusqu'à 500 kWc et la vente obligatoire avec prime de marché pour les centrales plus puissantes). Elles devront obligatoirement passer par le système d'appel d'offres, ce qui limitera de fait les volumes d'installations.

Pour l'année 2015, trois appels d'offres ont été lancés, avec des volumes cibles respectifs de 150 MWc, (dépôt des dossiers de candidatures le 15 avril 2015), de 150 MWc (dépôt pour le 1^{er} août 2015) et de 200 MWc (dépôt pour le 1^{er} décembre 2015). Dans le premier appel d'offres, lancé le 24 février 2015, c'est la procédure du "pay as bid" qui a été choisie. Selon cette procédure, chaque lauréat se voit attribuer la valeur qu'il a lui-même proposée dans le cadre de son offre. Dans ce cas, la valeur de référence proposée par

Diagnostic photovoltaïque au sein de l'Institut Fraunhofer CSP – Center for Silicon Photovoltaics – en Allemagne.



FRAUNHOFER CSP

chaque lauréat correspond à la valeur de référence attribuée. Il s'est soldé par 25 projets d'une puissance cumulée de 157 MWc et un prix moyen de 9,17 c€/kWh. Ce prix moyen était légèrement supérieur à la rémunération des centrales au sol dans le cadre du modèle de prime de marché, soit, en avril 2015, 9,02 c€/kWh. Pour les appels d'offres 2 et 3, c'est la procédure du prix unique ("*uniform pricing*") qui a été expérimentée. Dans cette procédure, la valeur de référence la plus élevée proposée sert de valeur de référence pour l'ensemble des lauréats. Le tarif le plus élevé est appliqué à tous les projets. Pour le 2^e appel d'offres, le prix final retenu a été de 8,49 c€/kWh, soit un

prix inférieur au tarif d'achat de 8,93 c€/kWh en vigueur jusqu'au 1^{er} septembre 2015. Pour l'année 2016, le premier appel d'offres de l'année (le quatrième depuis 2015), reprendra la procédure du *pay as bid*. Il a été lancé début février pour un volume cible de 125 MWc.

Plus de visibilité sur le marché français

Selon le tableau de bord du solaire photovoltaïque du quatrième trimestre, publié par le Service de l'observation et des statistiques (SOeS), la puissance du parc solaire photovoltaïque, départements d'outre-mer inclus, a augmenté de 879 MW en 2015 (951 MW en 2014) pour atteindre 6 549 MWc. Le SOeS précise que si l'on exclut la mise en service du parc géant de Cestas en Gironde (230 MWc) au troisième trimestre, le niveau de raccor-

dement de l'année est comparable à celui de 2013, année qui avait encore souffert de l'impact du moratoire sur le photovoltaïque. Plus préoccupant, les données indiquent un fort ralentissement de l'activité au 4^e trimestre, avec seulement 83 MW (chiffre susceptible d'être révisé). Le SOeS note également une baisse sensible sur le dernier trimestre de l'année 2015, de l'ordre de 24 %, des signatures de convention de raccordement, ce qui devrait se traduire par une baisse du rythme des raccordements début 2016. Le tarif d'achat applicable au premier trimestre 2016, compte tenu du bilan de raccordement du trimestre précédent, diminue respectivement de 1,5 % pour les systèmes intégrés au bâti (25,01 c€/kWh) et de 4 % pour les systèmes intégrés simplifiés (13,82 c€/kWh jusqu'à 36 kWc et 13,13 c€/kWh jusqu'à 100 kWc). Pour

les systèmes plus puissants, le développement du marché se fait via la mise en place d'appels d'offres. En mars 2015, le gouvernement a lancé son troisième appel d'offres portant sur le développement des installations photovoltaïques de moyenne puissance (100 à 250 kWc) sur bâtiments et ombrières de parking. Son cahier des charges a été modifié en septembre 2015 en vue de multiplier par deux la puissance appelée, soit une capacité totale de 240 MWc, répartie sur trois candidatures successives de 80 MWc. Pour chacune des tranches, la date limite des offres a été fixée respectivement au 21 septembre 2015 pour la première tranche, 21 mars 2016 pour la deuxième et 21 juillet 2016 pour la troisième. En mars 2016, le minis-



Puissance photovoltaïque connectée et cumulée dans l'Union européenne en 2015* (en MWc)

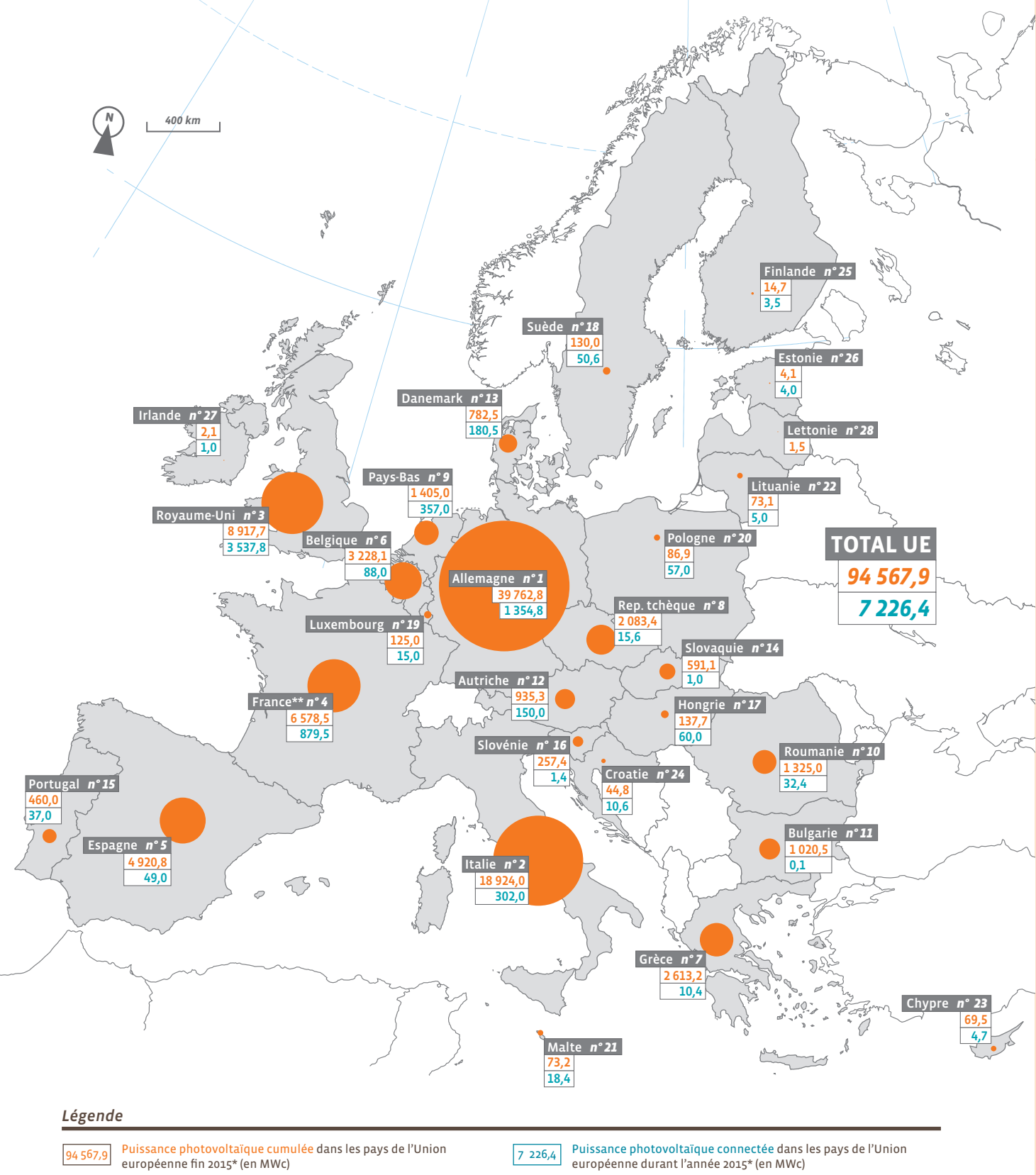
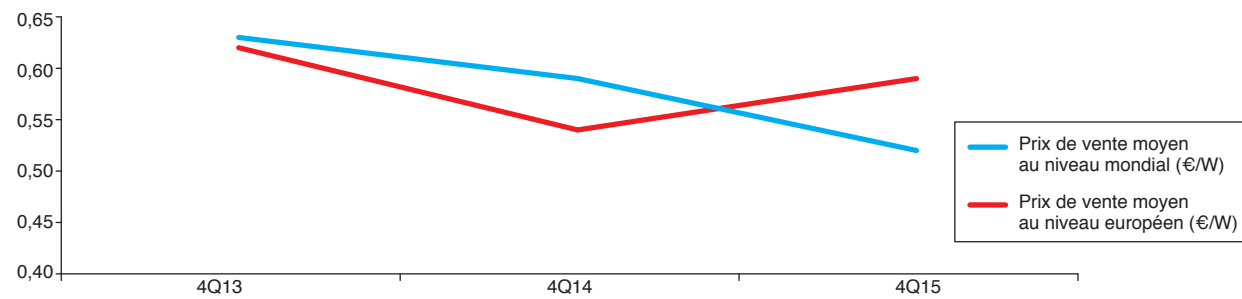


Schéma 1

Évolution des prix de vente moyens de panneaux multicristallins



Note : Ces prix de vente ont été relevés en décembre de l'année correspondante sauf le prix de vente moyen au niveau européen de 2015 qui a été relevé en novembre 2015.
Source : Greentechmedia & Photon International

tère a publié les résultats de la première tranche. Au total, 349 projets ont été désignés et pourront bénéficier de tarifs d'achat garantis à un prix pondéré de l'électricité de 139 €/MWh. Pour les installations de plus de 250 kWc (plus de 2 500 m² de panneaux), le dernier

appel d'offres a été lancé en novembre 2014. Prévu initialement à 400 MWc, il a été lui aussi doublé à 800 MWc en août 2015 en raison des prix très bas proposés par les candidats. Le prix d'achat moyen des dossiers déposés était de 99,26 €/MWh, mais aucune communication n'a

été faite quant au prix moyen des dossiers retenus.

Le 13 novembre dernier, lors de la conférence de presse du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie (Medde), la ministre Ségolène Royal a présenté le calendrier des

Tabl. n° 4

Principaux fabricants de modules photovoltaïques mondiaux en 2015

Entreprise	Produits	Pays	Emplacement des sites de production	Capacité de production de modules (MWc)	Livraison de modules (MWc)	Chiffre d'affaires (€M*)	Nombre d'employés
Trina Solar	Lingots, wafers, cellules, modules	Chine	Chine	5 000	5 740	2 762	14 200
Jinko Solar	Lingots, wafers, cellules, modules	Chine	Chine, Malaisie, Afrique du Sud, Portugal	4 000	4 512	2 258	15 000
Canadian Solar	Lingots, wafers, cellules, modules	Canada, Chine	Chine, Canada	4 330	4 384	3 156	8 673
JA Solar	Wafers, cellules, modules	Chine	Chine	3 500	3 673	1 900	12 300
Hanwha Q-cells	Lingots, wafers, cellules, modules	Corée, Allemagne	Chine, Allemagne	3 500	3 306	1 638	1 400
First Solar	Modules couches minces (CdTe)	USA	Malaisie, USA	2 800	2 900	3 265	6 350
Yingli Green Energy	Lingots, wafers, cellules, modules	Chine	Chine, Thaïlande	2 450	2 400	1 371**	19 000
Renesola	Lingots, wafers, cellules, modules	Chine	Chine et via des joint ventures : Pologne, Afrique du Sud, Inde, Malaisie, Corée du Sud, Turquie, Japon	1 700	1 600	1 167	6 950
SunPower	Cellules, modules	USA	Philippines, USA	1 400	969	2 370	8 300
Solar World	Cellules, modules	Allemagne	Allemagne, USA	1 500	1 159	763	2 950

Note: La livraison peut parfois dépasser la capacité de production due au déstockage et à la sous-traitance qui n'est pas comptabilisée dans les rapports annuels.
* 15 = 0,91€ (données mars 2016). ** Le chiffre d'affaires du 4^e trimestre a été évalué en fonction des prévisions établies par l'entreprise et mentionnées dans le rapport du 3^e trimestre. Les résultats définitifs peuvent donc varier.

appels d'offres prévus jusqu'au premier trimestre 2019. Selon ce dernier, une capacité de 800 MWc, dont 500 MWc pour les centrales au sol, sera d'abord mise aux enchères en 2016. Le volume sera ensuite porté à 1 450 MWc en 2017 comme en 2018, dont 1 000 MWc par an pour les centrales au sol. Au total, le calendrier d'appels d'offres prévoit 4 350 MWc de PV d'ici à 2019. La filière solaire a salué la visibilité donnée aux investisseurs pour cet échéancier détaillé.

UNE INDUSTRIE CHAQUE ANNÉE PLUS COMPÉTITIVE

L'industrie mondiale du photovoltaïque se porte bien. Deux tendances évoluent parallèlement. D'une part, les coûts de production et les prix de vente diminuent, et d'autre part, l'efficacité moyenne des panneaux augmente.

Ainsi, selon Greentechmedia, le prix moyen des panneaux au niveau mondial est passé de 0,63 €/W en décembre 2013 à 0,52 €/W en décembre 2015, soit une diminution de 17 %. Cette baisse est tirée par la baisse du coût de production en Chine, qui concentre près de 70 % de la production mondiale. Elle concerne tous les aspects de la chaîne de valeur du photovoltaïque, du silicium brut jusqu'au module. Seules les cellules ont connu une légère augmentation en 2015 du fait d'une raréfaction du produit. Le prix des cellules reprend cependant le chemin de la décroissance en 2016, puisque la base pvXchange note une baisse de 6 % du prix des cellules chinoises et de 2 % du prix des cellules taiwanaises au début d'année.

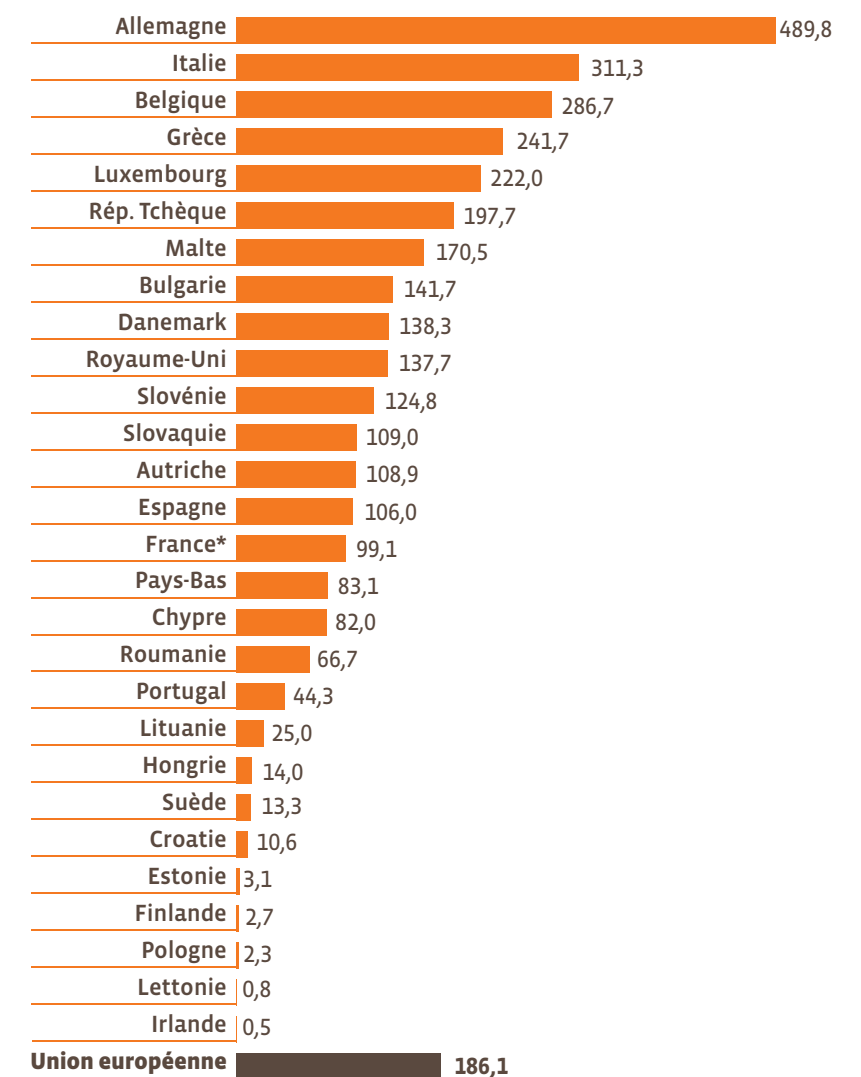
Parallèlement, l'efficacité moyenne des panneaux augmente, quelle que soit la technologie, à commencer par les modules multicristallins dont l'efficacité moyenne est à environ 16 %. Il s'agit de la technologie la plus commune, qui représente 55 % du marché photovoltaïque, suivi du monocristallin (36 %) et des couches minces (9 %) (source Fraunhofer 2014). Cependant, le multicristallin offre une efficacité limitée par rapport aux autres technologies. Les principaux champions du solaire haut de gamme se sont donc lancés dans une course à l'efficacité pour acquérir un avantage concurrentiel certain. Ainsi SunPower a annoncé pouvoir commercialiser un panneau monocristallin avec

une efficacité de 22 % en novembre 2015. First Solar a annoncé avoir atteint une efficacité de 18,6 % en laboratoire pour un panneau couche mince (l'efficacité de ses panneaux est en moyenne de 16 %). Panasonic a annoncé avoir atteint en laboratoire une efficacité de 23,8 % pour un module de sa technologie HIT, qui allie monocristallin et silicium amorphe (l'efficacité de ses panneaux commercialisés est en moyenne de 19 %). Dans ce contexte, le cas de l'Europe est particulier. En effet, sur le continent, la baisse des prix ne suit pas l'évolution de la baisse

des coûts (voir schéma 1). Ce phénomène est dû aux mesures antidumping mises en place par l'Union européenne en juillet 2013. Un accord avait été mis en place entre la Chine et l'Union européenne, prévoyant un prix minimum et un plafond en termes de volumes pour les modules photovoltaïques chinois importés au sein de l'UE. Quelques mois plus tard, l'UE avait complété cet accord « amiable » en imposant des mesures antidumping et anti-subsventions aux entreprises chinoises

Graph. n° 1

Puissance photovoltaïque par habitant des différents pays de l'Union européenne en 2015 (Wc/hab)



* DOM inclus. Source : EurObserv'ER 2016

Comprendre les annonces des entreprises

Chaque entreprise annonce ses différents succès. Cependant, les résultats sont parfois difficiles à comparer les uns avec les autres. Une première différence est à faire entre l'efficacité d'une cellule et l'efficacité d'un module. En effet, les cellules ont une efficacité plus importante que le module qui est formé de ces cellules. Pour convertir une efficacité cellule en efficacité module, il suffit de multiplier par 0,89 cette efficacité cellule pour la technologie multicristallin et par 0,87 pour la technologie monocristallin. Par ailleurs, de nombreuses annonces concernent les records produits en laboratoires (R&D). Si ces records promettent un beau futur à l'industrie, il faut compter plusieurs années avant que ces nouveaux produits ne soient fabriqués à échelle industrielle et commercialisés.

n'appliquant pas l'accord. Ainsi, en 2015, différentes entreprises chinoises ont été soumises à ces mesures antidumping, parmi lesquelles des leaders mondiaux tels que Canadian Solar ou ReneSola. La Commission européenne leur a reproché de contourner l'accord grâce à un système de sous-traitance et de transit des cellules et modules par des pays tiers tels que Taïwan ou la Malaisie, s'exonérant ainsi des cadres de l'accord. Par ailleurs, l'entreprise Trina Solar s'est elle-même exclue de l'accord pour marquer son désaccord avec la politique de l'Union européenne. En décembre 2015, la Commission européenne a décidé de prolonger ces mesures

antidumping pour 15 mois. Cette prolongation constitue le temps que s'alloue la Commission pour réexaminer ces mesures et évaluer leur pertinence. Deux visions s'opposent, car ces mesures antidumping ont leurs soutiens et leurs détracteurs. Les partisans des mesures antidumping sont les producteurs de cellules et modules européens. L'entreprise chef de file de cette mouvance est SolarWorld (Allemagne). Ces producteurs craignent une concurrence déloyale qui mettrait à terre leur activité. De l'autre côté, de nombreuses voix s'élèvent pour supprimer ces mesures antidumping. Il s'agit des acteurs qui doivent acheter des cellules ou des

modules, et qui voient là un renchérissement des coûts d'approvisionnement. Selon eux, la levée des mesures permettrait de diminuer le coût des projets photovoltaïques d'environ 10%. Pour prendre sa décision, la Commission a besoin de temps, car la situation a évolué depuis 2013. À l'époque, l'industrie européenne productrice de cellules et modules avait subi de plein fouet l'émergence des entreprises chinoises. La mise en place de ces mesures s'est faite tardivement et n'a pas réussi à sauver de nombreux acteurs qui ont fait faillite. Depuis, les entreprises européennes sont extrêmement rares, Solarworld étant la seule de taille comparable aux géants internationaux. Par ailleurs, la valeur ajoutée d'un projet photovoltaïque s'est déplacée de l'amont vers l'aval et vers les produits de spécialisation. Ainsi, si la production de cellules a longtemps été la pierre angulaire du photovoltaïque, la réalisation de projets, la construction de systèmes de soutiens ou de trackers et la maintenance sont de nouveaux gisements de valeur. Enfin, certains producteurs de modules européens ne produisent pas leurs propres cellules et doivent donc les importer. La Commission réfléchit donc à séparer cellules et modules dans la prolongation (ou non)

de ces mesures antidumping. La réponse finale devrait être connue au premier semestre 2017.

LES ENTREPRISES PRODUCTRICES SE PORTENT BIEN

Au cours de l'année 2015, les principaux fabricants de systèmes solaires ont grandement augmenté leur capacité de production (tableau 4). Trina Solar, désormais premier producteur, est ainsi passé de 4 GWc de capacité de production de modules à 5 GWc. Ce mouvement devrait continuer en 2016. Par exemple, JA Solar cherche à passer de 3 GWc de capacité de production à 5 GWc d'ici à la fin de l'année, et Canadian Solar à 5,7 GWc. Cette augmentation de la production, plus rapide que celle de la capacité installée, fait craindre à certains experts un scénario de surproduction de modules pour 2016, autrement dit l'explosion d'une bulle qui pourrait faire souffrir l'industrie dans sa globalité. D'autres pointent le fait que l'augmentation de production de wafers ne suit pas cette augmentation de capacité de production de modules. L'industrie risque donc en 2016 la pénurie de wafers, ce qui pourrait entraîner au contraire un renchérissement du prix de vente des modules. Cette dernière situation résulterait en un avantage pour les entreprises intégrées, qui pourraient continuer à se "sourcer" en wafers à des prix avantageux. Par ailleurs, les grands fabricants se tournent de plus en plus vers l'aval pour dégager de la valeur. Ils deviennent constructeurs de fermes, voire exploitants. C'est le cas de SunPower et First Solar, qui se sont alliés pour la création et l'exploitation d'une yieldco. Canadian Solar s'est également illustré dans cette intégration aval et l'entreprise a désormais 10 GWc de projets dans ses tuyaux.

DES PERSPECTIVES DE CROISSANCE EN EUROPE MOINS FAVORABLES QUE PRÉVU

Alors que le marché mondial continue sa phase d'expansion, le marché de l'Union européenne reste toujours dans une

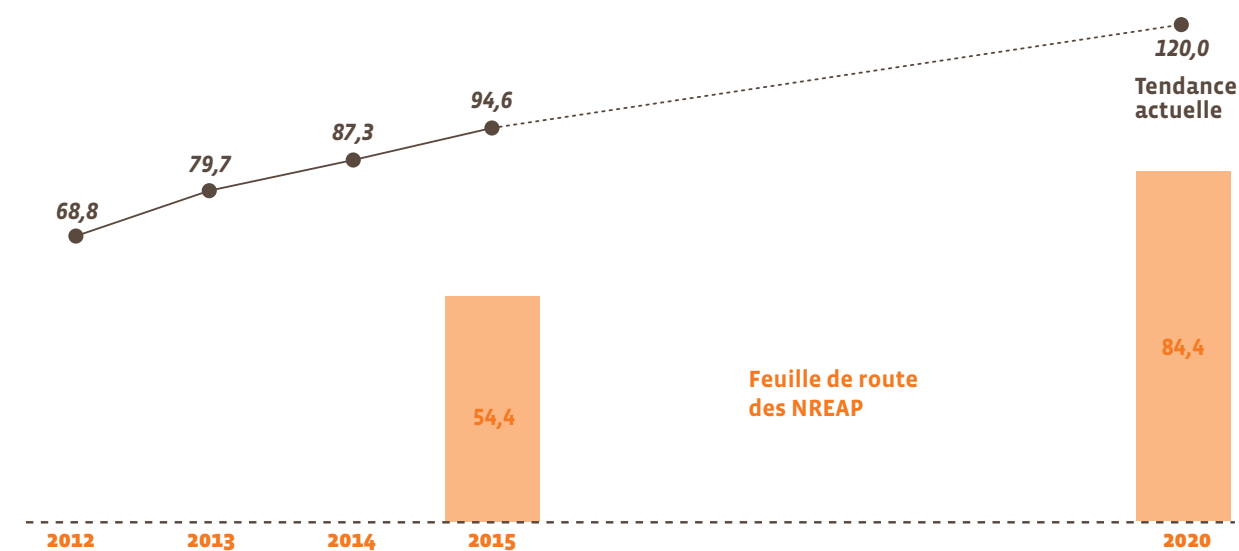
phase d'ajustement à la baisse amorcée depuis 2012. Le choix du gouvernement britannique de freiner massivement le déploiement du solaire alors que celui-ci représentait près de la moitié du marché de l'Union européenne en 2015 va tirer le marché européen vers le bas. Le gouvernement allemand semble également avoir réduit ses ambitions. Le pays n'a pas atteint en 2014 et 2015 ses objectifs fixés dans le cadre de la Loi énergies renouvelables, et la situation ne semble pas devoir s'améliorer pour 2016. L'agence fédérale du réseau n'a en effet enregistré que 133,7 MW de connexions sur les deux premiers mois de l'année (83,2 MW en janvier et 50,5 MW en février) alors que l'objectif cible nécessiterait au moins 200 MW par mois. En France, la situation paraît plus favorable, mais les experts de la filière n'anticipent pas un retour à la croissance avant 2017. Le manque de cohésion des politiques publiques nationales sur le développement de l'électricité solaire rend très difficile le travail de projection. Dans sa publication *Global Market Outlook 2015-2019* publiée en juin 2015, Solar Power Europe avait présenté ses prévisions de croissance pour les cinq prochaines années (jusqu'en 2019). L'association professionnelle avait alors anticipé pour l'année 2015 (année de parution) un niveau de marché compris entre un scénario bas de 6 GW et un scénario haut de 11 GW (pratiquement du simple au double !), puis, les années suivantes un retour à la croissance, mais à un rythme beaucoup plus lent – avec un niveau de marché compris entre 7 GW et 17 GW en 2019. Ainsi, à la fin de 2019, la puissance cumulée du parc européen pourrait atteindre, selon Solar Power Europe, entre 121 GW et 158 GW. Dans le contexte actuel, c'est le scénario bas qui semble le plus réaliste. Le niveau d'installation en 2016 devrait même être historiquement bas, en dessous ou proche de celui de 2008 (5,1 GW selon Eurostat). Prenant ces éléments en compte, EurObserv'ER a une nouvelle fois procédé à la révision à la baisse de ses projections pour 2020, de 130 à 120 GWc (graphique 2). Si les débouchés des centrales solaires destinées à alimenter uniquement le réseau sont devenus limités, le marché du photovoltaïque devrait continuer de profiter de son avantage prix sur le

marché de l'autoconsommation. En Allemagne, l'autoconsommation porte déjà une grande part du marché sur les installations en toiture. Elle a également un rôle moteur, sur les marchés danois et néerlandais, mais également sur les marchés belge et italien. Mais là aussi, le rythme de croissance de ce marché est incertain, car pour les pouvoirs publics, l'équilibre est très difficile à trouver entre les intérêts des utilisateurs du réseau et ceux des producteurs consommateurs. Le manque d'unicité réglementaire et de vision commune à l'échelle européenne sur ce sujet ne favorise pas non plus le déploiement de ce marché. □

Sources tableaux 1 et 2 : AGEE-Stat (Allemagne), GSE (Italie), REE (Espagne), SOeS (France), DECC (Royaume-Uni), PV AUSTRIA, Transelectrica (Roumanie), DGGE (Portugal), APERE (Belgique), PA Energy Ltd. (Danemark), Cyprus Energy Regulatory Authority (Chypre), MRA (Malte), Helapco (Grèce), Svensk Solenergi (Suède), University of Zagreb (Croatie), HROTE (Croatie), APEE (Bulgarie), Ministry of Industry and Trade (République tchèque), Litgrid (Estonie), Becquerel Institute (autres).

Graph. n° 2

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



Source : EurObserv'ER 2016

Le prochain baromètre traitera du solaire thermique



Ce baromètre a été réalisé par Observ'ER dans le cadre du projet "EurObserv'ER" avec la collaboration de RENAC (DE). Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité de ses auteurs et ne représente ni l'opinion de l'Ademe, ni celle de la Caisse des dépôts. 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 et de la Caisse des dépôts.