



Le Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) utilise un générateur solaire de 20 MW, alimenté par une énergie renouvelable provenant du réseau, pour faire fonctionner un électrolyseur de 10 MW sur le site de Namie Town, dans la préfecture de Fukushima.

TOSHIBA



130 670 MW

La puissance photovoltaïque cumulée de l'Union européenne à 28 fin 2019

BAROMÈTRE PHOTOVOLTAÏQUE

Une étude réalisée par EurObserv'ER



Contrairement aux prévisions plus optimistes, la puissance solaire photovoltaïque installée dans le monde en 2019 devrait finalement se contenter de dépasser légèrement le seuil des 110 GW. Ce volume d'installation, un peu plus élevé que celui de 2018 (qui a été réévalué en décembre 2019 à 103,6 GW par les experts de l'AIE PVPS), devrait toutefois suffire à porter le niveau des installations mondiales nettement au-dessus du seuil des 600 GW. En 2019, la nouvelle baisse, plus franche que prévu, du marché chinois a été contrebalancée par la forte croissance d'autres marchés, états-unien et européen en particulier. La pandémie mondiale du Covid-19, ses conséquences sur les circuits mondiaux de production, de distribution et d'installation et la récession économique mondiale qu'elle va engendrer aura logiquement un impact sur le marché 2020, même si ce dernier est encore difficile à quantifier.

131,8 TWh

La production d'électricité photovoltaïque dans l'UE à 28 en 2019

15 634,9 MW

La puissance photovoltaïque connectée dans l'UE à 28 durant l'année 2019



BayWa r.e. a construit une centrale solaire flottante de 14,5 MW aux Pays-Bas, près de la commune de Zwolle. Elle a été développée en partenariat avec son compatriote Zimmermann PV-Stahlbau pour l'installation et la fixation de quelque 40 000 panneaux solaires.

Avant la crise du Covid-19, l'année 2020 s'annonçait comme une très belle année pour le marché mondial du photovoltaïque. Aux États-Unis, l'arrêt des principales incitations prévu pour la fin d'année 2020 et l'important volume de projets en développement (voir plus loin) annonçaient une année particulièrement prolifique. Dans l'Union européenne, 2020 est également une année importante, la dernière exploitable pour les pays n'ayant pas encore atteint leurs objectifs contraignants énergies renouvelables définis par la directive 2009/28/CE. En Inde, le financement et le développement des énergies renouvelables auraient dû fortement accélérer à partir de cette année pour permettre au pays d'atteindre ses objectifs pour 2022 (175 GW d'énergie renouvelable dont 100 GW solaires). Le marché chinois, attendu initialement en forte croissance en 2020, était devenu plus difficilement lisible avec la confirmation en mars 2020 d'une baisse très significative des aides attribuées à la filière solaire.

L'industrie solaire est comme d'autres industries exposée aux mesures de confinement et de distanciation sociale. Si mi-avril, le risque pandémique semble maîtrisé en Asie, avec une remise en route progressive de la filière solaire (production et installation), la situation était encore délicate en Europe et aux États-Unis, avec un nombre élevé de travailleurs au chômage ou au chômage partiel, et des projets ajournés ou décalés. Dans ces conditions, il reste très difficile d'anticiper le volume global d'installations pour 2020. Le cabinet de consultants Wood Mackenzie, a ainsi revu début avril à la baisse ses estimations du marché global du solaire photovoltaïque pour l'année 2020 à 106,4 GW contre 129,5 GW initialement. Mais selon EurObserv'ER, de nouvelles évaluations à la baisse sont à prévoir. Wood Mackenzie s'attend plus particulièrement à un déclin du solaire distribué dans le secteur résidentiel, et à des retards dans le secteur des grandes centrales. Wood Mackenzie prévoit également une

baisse des prix des modules solaires sur les marchés américains et européens qui s'explique par le redémarrage depuis plusieurs semaines de nombreuses usines de production chinoises, dont certaines tournent déjà à pleine capacité alors que la pandémie, dont la virulence s'est décalée géographiquement vers l'Europe et l'Amérique, réduit l'activité sur ces deux continents.

LE SEUIL DES 200 GW FRANCHI EN CHINE

Le 6 mars 2020, la National Energy Administration (NEA) a tenu sa conférence de presse trimestrielle pour faire le bilan de l'exploitation des filières énergies renouvelables connectées au réseau en Chine en 2019. Concernant le solaire photovoltaïque, la nouvelle capacité installée pour l'année a été mesurée à 30,11 GW, répartis entre une capacité centralisée de 17,91 GW et une décentralisée (égale-

ment appelée "distribuée"), comprenant notamment les installations posées ou intégrées en toiture, de 12,2 GW. La puissance nouvellement connectée est donc en diminution pour la seconde année consécutive (-32,2% entre 2018 et 2019, -16% entre 2017 et 2018). Elle avait atteint 44,38 GW en 2018 et 52,8 GW en 2017. À fin 2019, la capacité photovoltaïque installée cumulée avait atteint 204 GW (174,6 GW fin 2018). La NEA précise que c'est la première année où l'éolien et le solaire dépassent chacun le seuil des 200 GW (parc de 210 GW pour l'éolien). Une nouvelle baisse du niveau de raccordement était attendue, mais peut-être pas de manière aussi franche. Elle s'explique par la volonté politique du gouvernement de réduire drastiquement le niveau des incitations à la production d'électricité solaire des grandes centrales, avec la mise en place, à l'instar de l'Europe, de systèmes d'appels d'offres afin de contrôler les volumes et de tirer au maximum les prix vers le bas et en rendant prioritaire

l'installation des projets dits "de parité réseau" présentant des coûts de production de l'électricité inférieurs à ceux des centrales à charbon.

Le premier appel d'offres a été rendu public par la NEA en juillet 2019. Il portait sur un volume de 22,7 GW comprenant 3 921 projets centralisés et distribués. Les offres gagnantes sont comprises entre 0,2795 RMB/kWh (0,0358 €/kWh) à 0,5500 RMB/kWh (0,0715 €/kWh), en fonction de la taille des systèmes, avec un prix moyen de 0,03281 RMB/kWh (0,0427 €/kWh). L'offre la plus basse a été accordée à une centrale de 100 MW dans la région autonome du Ningxia et l'offre la plus élevée à un système de 24 kW dans la municipalité de Chongqing.

Quelques mois auparavant, en mai 2019, les autorités avaient approuvé une liste de 168 projets solaires d'une puissance cumulée de 14,8 GW sans subventions, 4,9 GW devant être connectés avant la fin 2019, 8,9 GW en 2020 et 1,7 GW en 2021-2023. La NEA a également confirmé en mars 2020 qu'elle avait réduit de 50% les subventions nationales pour les nouveaux projets d'énergie solaire pour l'année 2020, les réduisant à 1,5 milliard de yuans (196 millions d'euros) comparé à 3 milliards de yuans alloués en 2018. Sur le total accordé en 2020, elle a affecté 1 milliard de yuans aux grands projets solaires qui seront divisés par le biais d'enchères, le reste étant alloué aux systèmes solaires résidentiels. Cette mesure constitue une nouvelle décision de réduction aux aides accordées aux projets d'énergies renouvelables, le gouvernement considérant que l'industrie du secteur est suffisamment compétitive pour se débrouiller seule sans protection de l'État.

La production d'électricité photovoltaïque du pays a quant à elle atteint 224,3 TWh, dépassant pour la première fois les 200 TWh, soit une augmentation de 26,3% par rapport à 2018 (correspondant à un facteur charge de 1 169 heures, en augmentation de 54 heures par rapport à 2018). Sur ce total de 224,3 TWh, la production d'énergie photovoltaïque centralisée était de 169,7 TWh (+22,7% d'une année sur l'autre), soit un facteur charge de 1 260 heures. La production d'électricité photovoltaïque distribuée (décentralisée) atteint, pour sa part, 54,5 TWh, en hausse de 39,4% par rapport à 2018 (961 heures d'utilisation à pleine charge, soit une augmentation

annuelle de 67 heures). La NEA précise que seuls 4,6 TWh de production d'électricité photovoltaïque ont dû être abandonnés du fait d'insuffisances locales liées aux infrastructures de distribution d'électricité, soit 2% de la production totale. Ce reliquat montre que les investissements dans les infrastructures de distribution de l'électricité solaire sont désormais en phase avec l'augmentation des capacités de production.

Compte tenu des dommages que l'épidémie de Covid-19 a causés aux entreprises, la NEA a prolongé la période de candidature pour les enchères jusqu'à la mi-juin 2020. Elle a également accordé aux exploitants de parcs solaires et éoliens un mois supplémentaire pour déposer une demande de connexion de leurs projets au réseau électrique du pays, indispensable pour qu'une centrale électrique puisse vendre de l'électricité. Cependant, les pénuries de main-d'œuvre et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement causées par l'épidémie ont déjà retardé la construction de nombreuses grandes centrales. Le segment du solaire distribué, localisé dans ou à proximité des grands centres urbains très densément peuplés, risque d'être plus sérieusement impacté par les mesures de confinement et de protection de la santé des travailleurs.

LA RÉSILIENCE DE L'INDUSTRIE SOLAIRE AMÉRICAINE À L'ÉPREUVE

Selon le rapport annuel publié en mars 2020, réalisé conjointement par l'Association des industries de l'énergie solaire (SEAI) des États-Unis et le cabinet de consultants Wood Mackenzie, la puissance solaire installée aux États-Unis a fortement augmenté en 2019. Selon ce rapport, la puissance installée a crû de 13,3 GW, soit une augmentation de 23% par rapport à 2018. Cette puissance correspond à 40% de la puissance électrique supplémentaire des États-Unis, soit la part la plus importante jamais observée dans le pays (le facteur charge des centrales thermiques à flamme étant plus élevé). Selon le rapport, la puissance opérationnelle cumulée du pays excède désormais les 76 GW, alors que cette même part était de l'ordre du gigawatt à la fin de 2009.

La demande en énergie solaire photovoltaïque reste très importante, avec un total de 30,4 GW de nouveaux projets portés et annoncés en 2019 par les sociétés de service public d'électricité, amenant le "pipeline" des contrats à un niveau record de 48,1 GW. Il est encore difficile de savoir quel sera l'impact de la pandémie mondiale liée au Covid-19 sur le marché américain. Dans le rapport de mars, avant que la pandémie touche durement le continent nord-américain, Wood Mackenzie et le SEAI prévoyaient une croissance annuelle de 47% en 2020, soit une puissance supplémentaire de l'ordre de 20 GW. Cette prévision n'est malheureusement plus d'actualité. Le rapport prévoyait encore que la capacité photovoltaïque totale installée aux États-Unis allait plus que doubler au cours des cinq prochaines années, avec un niveau d'installation qui atteindrait 20,4 GW en 2021 avant l'expiration du crédit d'impôt à l'investissement fédéral encore octroyé pour les systèmes résidentiels. Le rapport prévoyait encore que d'ici 2025 un système solaire résidentiel sur trois et un système solaire non résidentiel sur quatre seraient associés à un système de stockage d'énergie. Là aussi, difficile de savoir si ces prédictions sont encore réalisables. Selon Abigail Ross Hopper, le directeur exécutif du SEIA, la capacité de résilience

de l'industrie solaire est une source d'espoir : « Cela met à nouveau à l'épreuve la résilience de notre industrie, mais nous pensons qu'à long terme, nous sommes bien positionnés pour surpasser la concurrence [...] au cours de notre plan décennal Solar + et pour continuer à accroître notre part de marché. » L'objectif du plan Solar + présenté en mai 2019 par le SEIA ne vise rien moins qu'un objectif de 20% de solaire dans le mix électrique états-unien d'ici 2030. Cette ambition ne semble pas utopique compte tenu de la capacité de la filière solaire à diminuer ses coûts de production. À titre d'exemple, le gouverneur de New York, Andrew Cuomo, a dévoilé en mars 2020 les résultats de la troisième enchère de marchés publics de l'État pour les projets solaires, éoliens et de stockage mise en œuvre par le Nysesda (New York Energy Research and Development Authority). Le solaire a représenté 17 des 21 projets sélectionnés (1 090 MW sur un total de 1 278 MW) avec un prix moyen d'attribution de 18,59 \$/MWh sur une durée de 20 ans (soit de l'ordre de 1,7 c€/kWh). Une loi signée en juillet 2019, the Climate Leadership and Community Protection Act (CLCPA), par ce gouverneur stipule que d'ici 2030, l'approvisionnement en électricité de l'État de New York sera assuré à 70% par les énergies renouvelables.

Tabl. n° 1

Puissances installées en 2019 dans les principaux marchés photovoltaïques hors Union européenne (en GW)

Pays	Puissance raccordée en 2019*
Chine	30,1
États-Unis	13,3
Inde	7,7
Japon	7,0
Viêtnam	5,6
Australie	4,6
Ukraine	3,9
Mexique	1,9
Émirats arabes unis	1,3
Turquie	0,9

* Estimation. Sources : NEA (Chine), SEIA (États-Unis), RTS Group (Japon), Irena (autres).

15,6 GW INSTALLÉS EN 2019 DANS L'UE À 28

À l'instar des États-Unis, la puissance nouvellement installée dans l'Union européenne durant l'année 2019 est en forte augmentation. La solidité du marché solaire allemand, le retour au premier plan du marché espagnol et la montée en puissance des marchés néerlandais, belge, polonais, hongrois et grec ont clairement changé la donne. Selon EurObserv'ER, au moins 15,6 GW ont été installés durant l'année 2019 (8,5 GW en 2018) dans l'Union européenne à 28. Déduction faite de la puissance mise hors service, le parc de l'UE à 28 atteint les 130,7 GW fin 2019 (tableau 2). Sans le Royaume-Uni, officiellement sorti de l'Union européenne depuis le 31 janvier 2020 à minuit, la puissance nouvellement installée est estimée à 15,1 GW en 2019, et le parc de l'UE à 27 à 117,1 GW fin 2019.

Cette augmentation s'explique à la fois par une politique d'appels d'offres beaucoup plus incisive de la part des pays n'ayant pas encore atteint leurs objectifs énergies renouvelables 2020, par la montée en puissance des contrats d'achat d'électricité de gré à gré (PPA - Power Purchase Agreement), en Espagne notamment, et par l'atteinte de la parité réseau dans certains pays qui encourage un fort mouvement vers le photovoltaïque distribué et l'autoconsommation. Le développement de l'autoconsommation solaire est par ailleurs fortement encouragé dans le cadre de la législation européenne. La directive énergie renouvelable du 11 décembre 2018 demande expressément aux États membres d'établir un cadre réglementaire afin que toute personne ait le droit de produire, de consommer sa propre production, de stocker et de vendre l'électricité sans devoir supporter de charges disproportionnées. Les États membres ont l'obligation de transposer les dispositions relatives à l'autoconsommation avant le 30 juin 2021.

Autre raison de la relance du marché de l'UE, la compétitivité du solaire PV a été améliorée par la décision fin 2018 de lever les barrières antidumping à l'encontre des modules chinois, permettant d'améliorer la rentabilité des très grands projets.

131,8 TWH PRODUITS DANS L'UNION EUROPÉENNE À 28

La production de l'Union européenne (UE 28), basée sur les premières estimations officielles, devrait atteindre 131,8 TWh en 2019 (122,9 TWh en 2018), soit une croissance de 7,2% par rapport à 2018 (tableau 3). Cette croissance est légèrement inférieure à celle enregistrée l'année précédente (+8,3% entre 2017 et 2018), la production 2017 ayant été mesurée à 113,5 TWh.

Sans le Royaume-Uni, la production d'électricité solaire de l'Union européenne à 27 est estimée à 119,1 TWh, en croissance annuelle de 8,2% par rapport à 2018 (110,1 TWh en 2018). Le solaire photovoltaïque a ainsi représenté en 2019 un peu plus de 4% de la production brute d'électricité de l'Union à 28 (comparé à 3,8% en 2018 et 3,4% en 2017). Dans certains pays comme en Allemagne et en Italie, la part de l'électricité solaire représente environ le double de la moyenne européenne. Certains pays, favorables à l'autoconsommation, assurent le suivi de la part de l'électricité solaire directement autoconsommée. Elle atteint par exemple 19,9% en Italie selon le gestionnaire de réseau Terna (en baisse par rapport à 2018 avec une part de 22,7%), 17,2% au Portugal selon la Direction générale de l'énergie et de la géologie (15,2% en 2018) et 11% en Allemagne selon une estimation non officielle du groupe de travail des statistiques énergies renouvelables AGEE-Stat (10,9% en 2018).

ACTUALITÉS DES PRINCIPAUX MARCHÉS DE L'UE

LA "RECONQUISTA" ESPAGNOLE

L'Espagne est redevenue en 2019 le premier pays solaire photovoltaïque de l'Union européenne sur le plan des nouvelles installations, avec un avantage de 136,9 MW sur les installations allemandes. Selon les données communiquées par le ministère espagnol de la transition écologique, le pays a connecté près de 4 GW (3 992,9 MW exactement) durant l'année 2019, portant la puissance du parc photovoltaïque espagnol à 9 232,8 MW. La puissance totale du parc photovoltaïque a ainsi augmenté de 76,2% en une seule

Tabl. n° 2

Puissance photovoltaïque installée et connectée dans l'Union européenne à la fin 2019** (en MW)

	Cumul à fin 2018	Cumul à fin 2019	Puissance installée en 2019
Allemagne	45 181,0	49 016,0	3 856,0
Italie	20 107,6	20 864,0	759,0
Royaume-Uni	13 118,3	13 616,0	497,7
France	9 617,0	10 575,9	965,6
Espagne	5 239,9	9 232,8	3 992,9
Pays-Bas	4 522,0	6 924,0	2 402,0
Belgique	3 986,5	4 530,5	544,0
Grèce	2 645,4	2 793,8	148,4
République tchèque	2 075,1	2 100,0	24,9
Autriche	1 437,6	1 660,6	223,0
Roumanie	1 385,8	1 385,8	0,0
Pologne	562,0	1 317,0	755,0
Hongrie	726,0	1 277,0	653,0
Danemark	995,0	1 080,0	85,0
Bulgarie	1 032,7	1 065,0	32,3
Portugal	667,4	907,0	220,0
Suède	428,0	698,0	270,0
Slovaquie	472,0	472,0	0,0
Slovénie	221,3	222,0	0,7
Finlande	140,0	215,0	75,0
Malte	131,3	150,6	20,0
Luxembourg	130,6	140,6	10,0
Chypre	118,5	128,7	10,2
Estonie	31,9	107,0	75,1
Lituanie	82,0	83,0	1,0
Croatie	67,7	69,0	1,3
Irlande	24,2	36,0	11,8
Lettonie	2,0	3,0	1,0
Total EU 28	115 148,9	130 670,4	15 634,9
Total EU 27	102 030,6	117 054,4	15 137,2

* Hors réseau inclus. ** Estimation. Note : 21 MW mis hors service en Allemagne, 6,7 MW en France, 5,1 MW en République tchèque, 2,8 MW en Italie et 0,5 MW à Malte. Source : EurObserv'ER 2020.

Tabl. n° 3

Production d'électricité d'origine photovoltaïque dans les pays de l'Union européenne en 2018 et 2019* (en TWh)

	2018	2019
Allemagne	45,784	47,517
Italie	22,654	23,688
Royaume-Uni	12,857	12,677
France	10,569	11,357
Espagne	7,841	9,351
Belgique	3,902	4,256
Grèce	3,791	3,962
Pays-Bas	3,693	5,189
République tchèque	2,359	2,387
Roumanie	1,771	1,831
Autriche	1,438	1,661
Bulgarie	1,343	1,400
Portugal	1,006	1,395
Danemark	0,953	1,080
Hongrie	0,620	0,950
Slovaquie	0,585	0,600
Suède	0,407	0,500
Pologne	0,300	0,730
Slovénie	0,255	0,260
Chypre	0,199	0,200
Malte	0,190	0,203
Luxembourg	0,120	0,122
Finlande	0,090	0,178
Lituanie	0,087	0,081
Croatie	0,075	0,080
Estonie	0,031	0,100
Irlande	0,017	0,020
Lettonie	0,001	0,002
Total EU 28	122,936	131,776
Total EU 27	110,079	119,099

*Estimation. Source : EurObserv'ER 2020.



En partie financé par les autorités britanniques, le projet Gridserve prévoit la mise en place d'un réseau national de 100 stations de recharge.

année. Ce résultat s'explique en partie par la nouvelle politique d'appels d'offres lancée par le gouvernement, qui a organisé deux appels énergies renouvelables (éolien et solaire) consécutifs en mai et en juillet 2017. Le ministère espagnol a ainsi attribué 3,9 GW de contrats à des projets solaires, le premier ayant été mis en service en septembre 2019 (centrale de Totana, 85 MW). Le fait d'atteindre la parité réseau est également favorable au développement du solaire distribué et de l'autoconsommation, la fameuse taxe solaire, visant à entraver le développement de l'autoconsommation, ayant été supprimée par le décret-loi royal 15/2018 du 5 octobre 2018 sur la transition énergétique.

Parallèlement aux appels d'offres, de nouveaux modèles d'affaires se sont mis en place ne nécessitant plus de subventions. L'Espagne est le marché européen le plus attractif pour les projets solaires liés à des contrats de gré à gré entre producteurs et gros consommateurs (PPA), avec une capacité de 4,39 GW sous contrat (voir plus loin).

Signe du renouveau de la filière espagnole, le pays a achevé la construction fin 2019 de la plus grande centrale solaire de l'Union européenne sur le territoire de la ville d'Usagre (Badajoz). S'étendant sur 1 000 hectares, la centrale Nuñez de Balboa (du nom d'un célèbre conqui-

tador espagnol), fruit d'un partenariat entre Iberdrola et le groupe spécialisé Ecoenergías del Guadiana, dispose d'une puissance installée de 500 MW (soit 1 430 000 panneaux photovoltaïques) et d'une puissance maximale de connexion au réseau de 392 MW. Cette centrale qui a nécessité un investissement de 290 millions d'euros, aura une production annuelle de 832 GWh capable d'alimenter en énergie propre 250 000 personnes tout en évitant l'émission chaque année de 215 000 tonnes de CO₂ dans l'atmosphère. La centrale a bénéficié d'un financement de la Banque européenne d'investissement (BEI) et de l'Instituto de Crédito Oficial (ICO) à hauteur respective de 145 et de 140 millions d'euros. Ce projet fait partie du plan d'Iberdrola visant à installer 2 000 MW supplémentaires d'énergie solaire et éolienne en Estrémadure d'ici 2022 (dont plus de 1 700 sont déjà en construction ou en attente d'approbation administrative). Parmi les projets en développement avancé, Iberdrola cite les centrales photovoltaïques de Ceclavín, Arenales and Campo Arañuelo I and II. Pour assurer le retour sur investissement de ce macro-projet, Iberdrola a négocié des accords privés avec différentes entreprises pour leur fournir à long terme 100 % d'énergie renouvelable de la centrale d'Estrémadure (Espagne). Jusqu'à présent, l'entreprise a signé des accords

d'achat d'électricité (PPA) avec trois grandes sociétés espagnoles, la banque Kutxabank, l'opérateur de télécommunications Euskaltel et le groupe de grande distribution Uvesco (BM Supermercados). À titre de comparaison, la plus grande centrale solaire photovoltaïque a été mise en service en juillet 2019 à Abu Dhabi. Il s'agit du projet Noor Abu Dhabi, doté d'une puissance de 1 177 MW. Le projet présentait un autre record au moment de la soumission des offres, celui du tarif le plus compétitif au monde, à 2,42 c€/kWh.

La production d'électricité photovoltaïque a logiquement très fortement augmenté en Espagne, passant officiellement de 7,84 TWh à 9,35 TWh. En prenant comme hypothèse que la totalité de la puissance installée ait fonctionné sur une année complète, le productible serait de l'ordre de 14 TW.

NOUVEAU RECORD DE PRIX BAS POUR LE SOLAIRE EN ALLEMAGNE

Le marché photovoltaïque allemand est reparti de l'avant en 2019. Selon les statistiques officielles communiquées par l'AGEE-Stat, le groupe de travail indépendant sur les statistiques énergies renouvelables travaillant pour le compte du ministère fédéral des Affaires économiques et de l'Énergie (BMWi), près de 3,9 GW (3 856 MW exactement) ont été raccordés durant l'année 2019. La puis-

sance du parc photovoltaïque allemand est ainsi mesurée à 49 016 MW (déduction faite de 21 MW mis hors service durant l'année 2019). La puissance supplémentaire connectée en 2019 s'établit donc à 3 835 MW, contre 2 288 MW en 2018. Les résultats des deux derniers appels d'offres solaires PV ont montré que le solaire restait aujourd'hui l'énergie renouvelable la plus compétitive du pays. Lors de l'appel d'offres finalisé en février 2020 (destiné aux projets photovoltaïques de 750 kW à 10 MW et portant sur un volume de 100 MW), l'Agence fédérale allemande des réseaux a annoncé que 18 projets

d'une capacité totale de 100,6 MW avaient été sélectionnés, sur un total de 493 MW de projets examinés. L'offre gagnante la plus basse était de 3,55 c€/kWh, ce qui constitue un nouveau record pour le pays. La plus élevée a atteint 5,21 c€/kWh. En moyenne, le prix final s'est élevé à 5,01 c€/kWh, un prix nettement inférieur à celui alloué lors du précédent appel d'offres du même type (à 5,68 c€/kWh), qui avait été finalisé en décembre. Celui finalisé en mars 2020, cette fois pour un volume de 300 MW (301,2 MW retenus), a accouché de prix un peu plus élevés. L'offre gagnante la plus basse était de 4,64 c€/kWh, la plus

haute, de 5,48 c€/kWh et le prix moyen sur les 51 projets, de 5,18 c€/kWh. Le principal moteur du marché allemand reste le PV installé en toiture. Les systèmes jusqu'à 750 kW bénéficient toujours d'un tarif d'achat garanti. Ce dernier est revu chaque mois et a été diminué de 1,4 % au 1^{er} avril 2020. Concernant les systèmes jusqu'à 100 kW qui ne commercialisent pas directement l'électricité sur le marché, les tarifs ont été fixés pour les systèmes résidentiels ou non résidentiels à 9,44 c€/kWh (jusqu'à 10 kW), 9,18 c€/kWh (plus de 10 kW jusqu'à 40 kW), et à 7,21 c€/kWh (plus de 40 kW jusqu'à 100 kW). Les systèmes non

résidentiels situés à l'extérieur et dans les espaces ouverts (jusqu'à 100 kW) bénéficient, eux, d'un tarif de 6,50 c€/kWh. Pour les systèmes de puissance inférieure à 750 kW, il est possible d'opter pour un régime de complément de rémunération (*Marktprämie*), avec vente directe sur le marché. Ce régime est depuis le 1^{er} janvier 2016 obligatoire pour toute installation de plus de 100 kW. Ce complément est calculé sur la base d'une valeur de référence. Au 1^{er} avril 2020, cette valeur variait entre 9,84 à 6,90 c€/kWh, sur la base de la nomenclature précédemment indiquée. La production d'électricité solaire est quant à elle estimée par l'AGEE-Stat à 47,5 TWh en 2019, contre 45,8 TWh en 2018 (en croissance de 3,8%). La part dévolue à l'autoconsommation est estimée à 11 % du total en 2019, soit un peu moins de 5,3 TWh. Le BSW (l'association fédérale de l'industrie solaire), qui fait le décompte des systèmes de stockage qui équipent les installations, estime qu'environ 60 000 systèmes ont été installés en 2019 (comparé à 100 800 nouvelles installations solaires), portant le cumul des systèmes de stockage à environ 180 000. Le solaire photovoltaïque a encore une belle marge de progression pour la prochaine décennie. Le gouvernement allemand a mentionné dans le projet actuel du nouveau

programme de protection du climat ("Klimaschutzprogramm 2030") l'objectif d'atteindre une puissance photovoltaïque totale installée de 98 GW en 2030.

LE RUSH PHOTOVOLTAÏQUE DES PAYS-BAS

Si l'on tient compte de la taille de la population, les Pays-Bas (17,3 millions d'habitants) ont été en 2019, le pays de l'Union européenne le plus actif sur le plan de la puissance solaire photovoltaïque nouvellement installée. Selon les données de Statistics Pays-Bas, le pays a connecté 2 402 MW en 2019 (comparé à 1 618 MW en 2018), augmentant en une seule année la puissance de son parc total de 53,1 %, le portant à 6 924 MW fin 2019. Le pays a ainsi installé en une seule année une puissance photovoltaïque de 139 W par habitant. En tenant compte du parc cumulé fin 2019, les Pays-Bas présentent le second meilleur ratio des pays de l'Union européenne soit un peu plus de 400 W par habitant (**graphique 1**). Dans l'Union européenne, seule l'Allemagne fait mieux avec un ratio de 590 W par habitant. Ce formidable rush des Pays-Bas peut être mis en lien avec la volonté du pays de se rapprocher au maximum de ses objectifs énergies renouvelables de 2020. Dans le pointage effectué en 2018, il faisait partie des pays

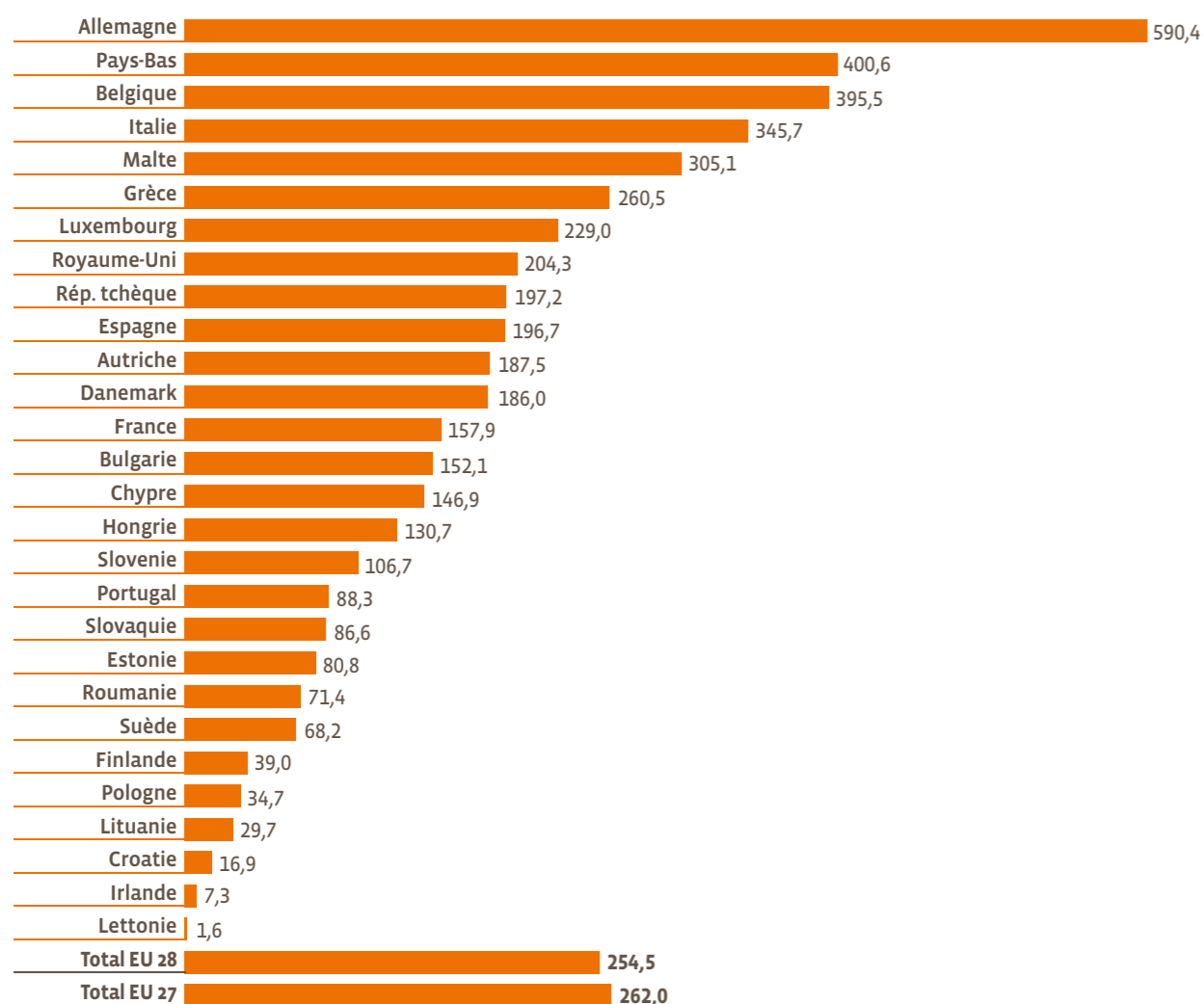
les plus en retard (une part de 7,4 % dans la consommation brute d'énergie finale pour un objectif de 14 % en 2020).

La production d'électricité solaire est logiquement en très forte progression (+40,5 % en glissement annuel). Selon Statistics Pays-Bas, elle a été mesurée à 5,2 TW en 2019, contre 3,7 TW en 2018. La part de l'électricité solaire dans la production brute d'électricité du pays passant dans le même temps de 3,2 % en 2018 (production totale de 114,5 TWh) à 4,3 % en 2019 (production totale de 121 TWh). La crise du Covid-19 aura des conséquences sur les projets dont la mise en service était prévue avant la fin de l'année. Dans ce cadre, le 30 mars dernier, l'association des industriels du solaire Holland Solar a demandé au gouvernement une extension concernant les délais de connexion des projets bénéficiant du programme d'incitation SDE+ pour la partie concernant les très grands projets devant être mis en service avant la fin d'année.

Concernant le secteur résidentiel, le gouvernement néerlandais, dans une lettre adressée au Parlement, envisage de réduire les tarifs pour le système de facturation nette "net metering", de 9 % par an entre 2023 et 2030, et donc de maintenir ce système en place pendant toute la prochaine décennie. À partir de

Graph. n° 1

Puissance photovoltaïque par habitant des différents pays de l'Union européenne en 2019* (en W/hab.)



* Estimation. Source : Eurobarometer ER 2020.

Tabl. n° 4

Principaux fabricants de modules photovoltaïques mondiaux en 2019 (modules livrés, en GW)

Entreprises		Livraisons 2018	Livraisons 2019	Croissance 2018/2019
JinkoSolar	Chine	11,4	14,3	26 %
JA Solar	Chine	8,8	10,3	17 %
Trina Solar	Chine	8,1	9,7	20 %
Longi Solar	Chine	7,2	9,0	25 %
Canadian Solar	Canada-Chine	6,6	8,6	30 %
Hanwha Q Cells	Corée du Sud	5,5	7,3	33 %
Risen Energy	Chine	4,8	7,0	46 %
First Solar	États-Unis	2,7	5,4	100 %
GCL	Chine	4,1	4,8	17 %
Shunfeng Photovoltaic	Chine	3,3	4,0	21 %

Source : rapports annuels 2019 (First Solar, Canadian Solar, JinkoSolar) ; autres : Globaldata 2020 (résultats préliminaires).

Note : la majorité des entreprises chinoises du photovoltaïque ont cessé d'être cotées sur la Bourse étatsunienne. Comme elles ne sont plus soumises aux mêmes obligations de communication, les informations les concernant sont devenues bien plus rares. Cela concerne notamment leurs livraisons annuelles, leur capacité totale de production et leur chiffre d'affaires. Sur les 10 premiers fabricants, 7 sont chinois à l'exception de Q Cells (Corée du Sud), Canadian Solar (Canada) et First Solar (États-Unis). Cependant, tous les fabricants disposent de capacités de production en Chine, à l'exception de First solar qui dispose de capacités aux États-Unis, en Malaisie et au Vietnam.

2031, plus aucun tarif ne serait payé pour l'électricité produite en excès provenant des systèmes résidentiels envoyée sur le réseau. Ce plan, s'il était adopté, devrait avoir un impact sur le dimensionnement et l'installation de systèmes de stockage en vue d'augmenter la part de l'électricité autoconsommée.

Le gouvernement a également annoncé le lancement à l'automne du nouveau programme SDE ++ pour "Stimulation Scheme Sustainable Energy Transition" avec un budget de 5 milliards d'euros. Avec le SDE++, successeur de SDE+ qui subventionnait les technologies destinées à la production d'énergies renouvelables, l'éventail est élargi à la transition énergétique avec le financement de nouvelles technologies assurant une réduction de CO₂ (hydrogène par électrolyse, captage et stockage de carbone, pompe à chaleur, chaleur fatale industrielle...). Contrairement au SDE+ où le classement des projets était basé sur le prix de revient du kWh, le SDE ++ est basé sur les besoins de subvention par tonne de réduction de CO₂, avec un maximum de 300 € par tonne de CO₂.

LA FRANCE PROTÈGE SES ACTEURS

Selon les données préliminaires du Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire, la France a raccordé une puissance de 965,6 MW, soit un volume un peu inférieur à celui de 2018 (+1 006 MW). Une légère consolidation ultérieure est encore susceptible de porter ce niveau de raccordement au seuil du gigawatt. Décompte fait de la puissance mise hors service (5,1 MW en 2019), la puissance du pays (c'est-à-dire la puissance maximale pouvant être délivrée au réseau) franchit pour la première fois le seuil des 10 GW (10 575,9 MW fin 2019). Le gouvernement français a été très réactif dans la prise de mesures visant à accompagner et à soutenir les acteurs des filières des énergies renouvelables électriques dans le contexte de crise sanitaire actuel. Dès le 1^{er} avril, le ministère de l'Environnement s'est engagé, concernant la mise en service des installations d'énergie renouvelable, à octroyer des délais additionnels afin de ne pas pénaliser les retards liés à la crise. Le ministère a également annoncé que les tarifs d'achat de l'électricité pour les petits projets de solaire photovoltaïque en toiture, qui devaient baisser au

1^{er} avril 2020, ont été gelés pour trois mois. Les calendriers des prochaines périodes d'appels d'offres seront également décalés totalement ou partiellement.

Le gouvernement a par ailleurs annoncé la liste des projets lauréats éoliens et solaires dans le cadre de plusieurs appels d'offres ; 88 projets ont ainsi été désignés lauréats de l'appel d'offres "solaire photovoltaïque au sol" (de 500 kW à 30 MW et plus), représentant un volume de 649 MW pour un volume ouvert de 850 MW. Les projets lauréats sont retenus avec un prix moyen de 62,11 €/MWh.

Par ailleurs, 39 projets ont été désignés lauréats de l'appel d'offres "solaire photovoltaïque innovant", représentant un volume de 104 MW. Parmi ceux-ci, plus de 40 MW concernent des projets "d'agrivoltaïsme" alliant production agricole et photovoltaïque. Les projets lauréats sont retenus avec un tarif moyen de 82,8 €/MWh. Douze projets ont également été désignés lauréats de l'appel d'offres pour des projets "solaire photovoltaïque" dans le Haut-Rhin, lancé pour accompagner la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim. Ces projets, qui représentent une capacité installée de 94,2 MW, ont été retenus avec un prix moyen de 55,78 €/MWh pour les projets au sol, 92 €/MWh pour les projets sur toiture de plus de 500 kW et 98,5 €/MWh pour les projets sur toiture de moins de 500 kW. Concernant l'appel d'offres "solaire photovoltaïque en autoconsommation", 30 projets sont désignés lauréats, représentant un volume de 11,8 MW pour un volume ouvert de 25 MW. La prime moyenne pondérée des lauréats est de 15,97 €/MWh. Enfin, concernant les appels d'offres dédiés à la Corse et aux territoires d'outre-mer, 38 projets de solaire photovoltaïque avec stockage, représentant une capacité de 54,8 MW, sont désignés lauréats avec un tarif moyen de 96,2 €/MWh et 9 projets en autoconsommation, représentant un volume de 2,8 MW de projets solaires photovoltaïques, sont désignés lauréats avec une prime moyenne de 44,1 €/MWh. Le volume total des projets solaires photovoltaïques lauréats annoncés est de 960,7 MW.

Avec un peu de retard, la France a publié le 23 avril 2020 sa nouvelle programma-

tion pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui est l'outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte, pour les années 2019-2023 et 2024-2028. Pour la filière photovoltaïque, la France s'est fixé un objectif de 20,1 GW pour 2023 et entre 35,1 GW et 44 GW d'ici 2028.

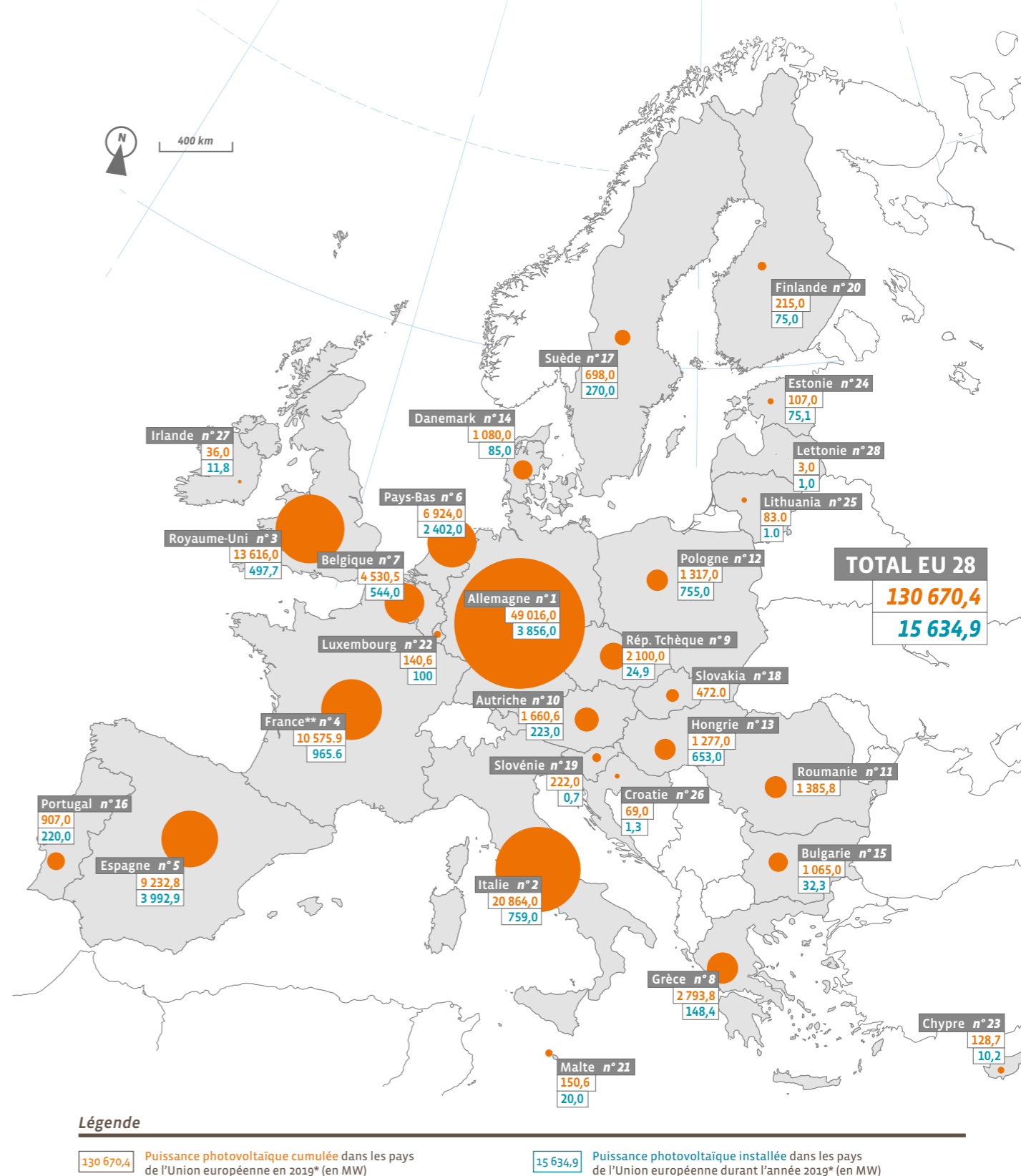
TENDANCES ET PERSPECTIVES

LES CONTRATS DE GRÉ À GRÉ EN PLEIN ESSOR

Avant que la crise épidémique du Covid-19 n'entrave le développement du marché européen, l'année 2019 a vu la mise en œuvre des premiers grands projets de centrales solaires, sans aucune aide, sans complément de rémunération, et ce en dehors des volumes alloués dans le cadre des appels d'offres. Selon le rapport *Status quo: Market Parity of PV and Onshore Wind in Europe*, publié par le cabinet d'études allemand Enervis Energy Advisors, il existe un pipeline de 21 GW de projets éoliens et solaires en Europe. L'étude précise que l'Espagne est actuellement le marché européen le plus attractif en ce qui concerne les projets photovoltaïques conclus en PPA, avec une capacité de 4,39 GW annoncée rien qu'en 2019. L'Italie et l'Allemagne suivent avec respectivement 1,91 GW et 1,05 GW de projets. Mais la demande pour ce type de projets se précise dans d'autres pays comme au Portugal, au Danemark, en France, en Pologne, en Suède et au Royaume-Uni. Il est encore difficile de mesurer l'impact de la crise du Covid-19 sur la réalisation de ces projets. Les prix de marché de l'électricité ayant fortement diminué, il est probable que nombre de projets soient décalés dans le temps. Selon un rapport de Bloomberg concernant les prix PPA pratiqués en Europe, rendu public début avril 2020, les prix les plus bas négociés pour l'électricité solaire PV se négocient en Espagne à 35,3 euros/MWh.

De nombreux projets PPA ont ainsi été annoncés en 2019 et en début d'année 2020. En Espagne, le projet de centrale PV Talayuela (300 MW), dans la province de Cáceres en Estrémadure, a été l'un des premiers projets financé sans recours à des subventions. Le projet est développé par le Britannique Solarcentury, spécialiste des projets solaires, et l'opérateur d'EnR allemand Encavis. La construction a démarré

Puissance photovoltaïque connectée dans l'Union européenne en 2019* (en MW)





En Espagne, Núñez de Balboa est désormais la plus grande centrale photovoltaïque d'Europe avec une puissance de 500 MW déployée sur 1 000 hectares.

NASA

CEMOSA

durant l'automne et la centrale PV devait être opérationnelle dans le courant du 2^e semestre 2020. En février 2020, Iberdrola a obtenu un contrat d'achat d'électricité à long terme auprès du fournisseur de services de télécommunication Orange pour un parc de 328 MW qui sera construit dans les municipalités de Ceclavín et Alcántara. Le projet fait partie d'un pipeline de projets d'énergie renouvelable de 3 GW qu'Iberdrola souhaite installer d'ici 2022. En Allemagne, l'énergéticien EnBW a lancé début 2020 la construction d'une centrale solaire de plus 180 MW, soit la plus grande du pays, à Weesow-Willmersdorf sans tarif d'achat, ni complément de rémunération. Elle commercialisera sa production elle-même sur le marché de l'électricité et en la revendant à ses clients. EnBW et Energiekontor avaient signé en février 2019 le premier contrat de long terme de type PPA en Allemagne, sans subvention, pour une durée de 15 ans, pour le projet solaire Marlow/Dettmannsdorf de 85 MW (production annuelle de 88 GWh).

DE NOUVELLES USINES DE PLUSIEURS DIZAINES DE GIGAWATTS ANNONCÉES EN CHINE

Certains acteurs chinois ont annoncé qu'ils comptaient augmenter significativement leur capacité de production, afin de profiter encore plus des effets d'échelle et de répondre à la forte augmentation attendue du marché mondial. Le Chinois Longi Green Energy Technology, le plus grand producteur mondial de gaufres de silicium monocristallin, a ainsi signé un accord pour construire une nouvelle usine de production de 20 GW dans la ville de Chuxiong dans la province du Yunnan, avec possibilité de porter la capacité de

l'usine à 40 GW. L'investissement initial de cette usine serait de l'ordre de 2 milliards de yuans. Les plans actuels d'expansion de la capacité de wafers de Longi visent une capacité de l'ordre de 65 GW d'ici 2021, avec une extension possible à plus de 100 GW dans les années qui suivront. En avril 2020, en pleine pandémie mondiale, le fabricant GCL-Système Integration Technology, qui dispose actuellement d'une capacité de production de l'ordre de 7,2 GW (modules mono et polycristallins) a annoncé un projet de construction d'une usine de modules d'une capacité de 60 GW à Hefei, capitale de la province d'Anhui en Chine orientale. Au terme d'un accord avec les autorités locales, le groupe investira un total de 18 milliards de yuans (2,4 milliards d'euros) dans le projet qui sera construit en quatre phases, chacune de 15 GW, de 2020 à 2023. La première phase devrait être opérationnelle dès 2020. À l'issue du projet, GCL-SI disposera, selon la société, de la plus grande capacité de production de modules au monde.

Ces annonces confirment que les acteurs industriels chinois restent confiants sur les perspectives de croissance mondiale, et ce sur tous les continents, l'énergie solaire étant devenue un pilier de l'industrie énergétique mondiale.

LA QUESTION DE LA RELOCALISATION INDUSTRIELLE EN EUROPE

La question d'une relocalisation industrielle d'un certain nombre d'activités jugées stratégiques n'est plus taboue en cette période de crise sanitaire mondiale due au Covid-19. D'autant plus que l'Union européenne dispose encore d'un leadership sur les cellules de très haut rende-



ment, notamment sur la technologie de l'hétérojonction de silicium. L'hétérojonction consiste à mettre en contact des matériaux différents (silicium monocristallin et silicium amorphe) contrairement aux cellules classiques qui ne mettent en œuvre qu'un seul matériau (silicium poly, monocristallin ou amorphe). À titre d'exemple, en décembre 2019, un nouveau record vient d'être battu dans la course à l'industrialisation des cellules hétérojonction. Alors que les cellules photovoltaïques du marché ont un rendement de conversion de l'énergie solaire de l'ordre de 20%, les équipes du Liten, un laboratoire du CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives), sont parvenues à produire à la sortie d'une ligne pilote de cadence industrielle de 2 400 pièces par heure, des cellules affichant un rendement de 24%. Un résultat mesuré sur toute la surface de cellules de taille industrielle (244 cm²).

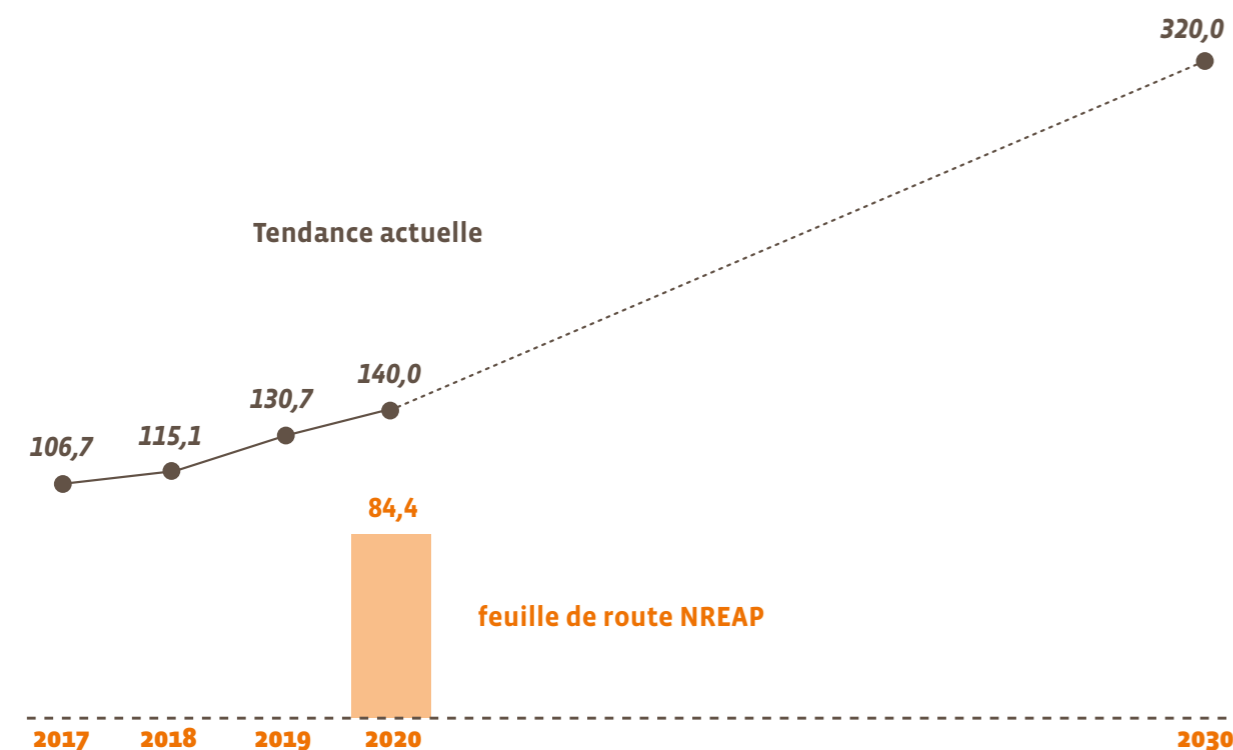
SORTIR DE LA CRISE AVEC UN NOUVEL ÉLAN

Avant que l'inattendu ne se réalise, les perspectives de croissance de la filière étaient au beau fixe. L'année 2020 aurait dû être une rampe de lancement pour la filière solaire photovoltaïque européenne et ouvrir le champ à une nouvelle décennie de croissance, profitant encore et toujours de baisses de coût de production, d'une image positive auprès du grand public, d'un soutien politique et d'un cadre législatif favorable.

En fin d'année 2019, l'association SolarPower Europe, qui représente les intérêts de la filière solaire photovoltaïque européenne, prévoyait encore, selon les mots de Michael Schmela, conseiller exécutif et responsable de l'intelligence de marché, les années à venir comme « *étant vraiment phénoménales pour le déploiement solaire en Europe* ». Reprenant les projections du « scénario médium » réalisées dans le cadre du rapport prospectif *EU Market Outlook – 2019-2023* de SolarPower Europe rendu public le 10 décembre 2019, il avait déclaré que l'UE (à 28) était sur la bonne voie pour ajouter jusqu'à 21 GW de puissance supplémentaire en 2020 et 21,9 GW en 2021. « *L'année record devrait être 2022, a-t-il ajouté, avec un record absolu de 24,3 GW d'installations, et de nouveau en 2023,*

Graph. n° 3

Tendance actuelle de la puissance photovoltaïque installée dans l'UE à 28 par rapport à la feuille de route des plans d'action nationaux énergies renouvelables (en GW)



Du fait de la crise liée au Covid-19 qui entraîne des incertitudes sur les chantiers en cours, l'estimation EurObserv'ER concernant le parc de l'UE fin 2020 reste indicative.

avec 26,8 GW de capacités solaires nouvellement installées». Selon le rapport, le scénario médium aurait été susceptible d'amener la puissance cumulée des pays de l'Union européenne de 28 à 226 GW d'ici 2023. Deux autres scénarios sont également présentés dans ce rapport, un «scénario bas» qui limite cette progression à cette même échéance à 180,1 GW et le «scénario haut» qui augmente le cumul à 276,8 GW. En prenant en compte cette fois la nouvelle Union européenne à 27, c'est-à-dire en retirant le Royaume-Uni des projections, la puissance cumulée s'établirait dans le cadre du scénario médium à 210,5 GW d'ici 2023 (la part du Royaume-Uni étant estimée à 15 473 MW d'ici 2023). Cet optimisme s'expliquait par le fait que le solaire reste dans beaucoup de pays de l'Union la source de production d'énergie la moins chère, ainsi que la technologie d'énergies renouvelables la plus facile et rapide à installer, faisant du photovoltaïque la solution privilégiée dans

plusieurs pays de l'UE pour atteindre les objectifs nationaux en matière d'énergie renouvelable 2020. En passant, ces objectifs qui prennent en compte la situation de l'année 2020 vont nécessairement perdre en lisibilité. Le confinement qui dure déjà depuis plusieurs semaines dans la plupart des pays de l'Union et l'activité économique fonctionnant au ralenti (ce qui signifie une baisse de la production d'électricité fossile, une baisse de la consommation de gaz dans l'industrie et de pétrole dans les transports) devrait mécaniquement favoriser la part des énergies renouvelables. Pour la production d'électricité, du fait du «merit order» (préséance économique), les énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien ont la priorité d'accès au réseau du fait de coûts marginaux plus faibles (le coût marginal est le coût supplémentaire induit par la dernière unité produite), devant le nucléaire, l'hydraulique, le gaz, le charbon et le fioul.

Le Covid-19 a bouleversé les plans et la filière solaire européenne est confrontée depuis le mois de mars à des défis majeurs, susceptibles de fragiliser certains acteurs et potentiellement de faire dérailler durablement la croissance des énergies renouvelables. Parmi les défis que la filière européenne doit relever, on peut citer les perturbations logistiques dans la chaîne d'approvisionnement qui retardent les projets, l'impossibilité de respecter les délais pour bénéficier des incitations prévues, les incertitudes concernant la future demande d'électricité, les futurs débouchés et le niveau des prix de l'électricité de marché si la crise économique s'installe dans la durée. Tous les acteurs ne devraient pas être touchés de la même façon. Les grands développeurs qui disposent de solides liquidités et de trésorerie, seront plus à même de gérer ces retards de construction et les coûts supplémentaires. La situation est

financièrement plus problématique pour les petits promoteurs qui disposent de moins de liquidités et pour les plus petites entreprises du solaire spécialisées sur le segment du solaire distribué et des plus petites installations. Ces acteurs auront nécessairement besoin de manière très réactive de la puissance publique pour franchir ce cap. Un autre défi de taille sera de maintenir un niveau de demande suffisante lorsque la filière solaire sera de nouveau capable d'intervenir sur les chantiers. Le choc de demande sur le segment des installations en toiture et des installations fonctionnant en autoconsommation pourrait être durablement violent. Beaucoup de ménages confrontés au chômage et de petites entreprises en difficultés économiques pourraient être amenés à reporter ou à annuler leurs projets. Pour contrer la mise en place de cette spirale négative et remettre les énergies renouvelables sur les rails, le rôle des gouvernements et des institutions européennes sera primordial. La déclaration commune, le 9 avril 2020, de 13 ministres en charge de l'environnement, du climat et de la transition écologique (France, Allemagne, Italie, Espagne, Portugal, Pays-Bas, Autriche, Suède, Danemark, Finlande, Grèce, Lettonie et Luxembourg) sur la nécessité de prendre en compte la crise climatique et écologique persistante dans les plans de relance de l'économie après la pandémie de Covid-19, montre que

la prise de conscience et la volonté politique sont présentes. Cette déclaration rappelle que le Green Deal constitue une nouvelle stratégie de croissance pour l'UE, qui est en mesure de profiter du double avantage de stimuler les économies et de créer des emplois tout en accélérant la transition verte de manière rentable. La pandémie de Covid-19 constitue une menace importante pour le déploiement rapide des énergies renouvelables. Mais les gouvernements peuvent permettre à ces technologies de sortir de la crise avec un nouvel élan et jouer un rôle important dans la reprise économique mondiale. Plusieurs solutions sont déjà esquissées comme la coordination d'une relance à l'échelle de l'Union européenne, en planifiant et en accélérant la mise en place de grands projets d'infrastructures réseau capables d'absorber de très grandes quantités d'énergies variables, d'accélérer le déploiement des capacités industrielles dans le domaine du stockage et de la production d'hydrogène bas carbone, profitant pour l'hydrogène des synergies avec les besoins de la mobilité bas carbone et avec les besoins industriels. Les synergies et complémentarités entre électricité renouvelable et gaz renouvelable constituent également un enjeu important pour viser la neutralité carbone européenne en 2050, avec une réflexion à avoir sur la construction d'un vrai réseau de production et de transport d'hydrogène bas car-

bone qui rende cette énergie facilement disponible, aussi bien pour les besoins du transport que pour les activités industrielles ou même le chauffage. La possibilité est donnée aux gouvernements des États membres de se coordonner afin de planifier les bases d'une économie neutre en carbone avant 2050, seule issue possible pour répondre au défi planétaire du changement climatique. □

Sources : AGEE-Stat (Allemagne), GSE (Italie), Terna (Italie), BEIS (Royaume-Uni), SDES (France), ministère de la Transition écologique (Espagne), Statistics Netherlands (Pays-Bas), Apere (Belgique), CRES (Grèce), ministère de l'Industrie et du Commerce (Rép. tchèque), Statistics Austria (Autriche), DGEG (Portugal), Association of the Photovoltaic Industry (Pologne), Swedish Energy Agency (Suède), Finnish Energy (Finlande), Danish Energy Agency (Danemark), NSO (Malte), Statec (Luxembourg), Cyprus Energy Institut (Chypre), Irena.

Le prochain baromètre traitera du solaire thermique.



La version française de ce baromètre et sa diffusion ont bénéficié du soutien de l'Ademe.

Ce baromètre a été réalisé par Observ'ER dans le cadre du projet «EurObserv'ER» regroupant Observ'ER (FR), TNO Energy Transition (NL), Renac (DE), Frankfurt School of Finance & Management (DE), Fraunhofer ISI (DE) et Statistics Pays-Bas (NL). Ce document a été préparé pour la Commission européenne, mais il ne représente que l'opinion de ses auteurs. Ni la Commission européenne, ni l'Ademe ne peuvent être tenues responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.