



2,3-MW-Solaranlage, errichtet von der deutschen IBC Solar in Sakura, nordwestlich von Tokio, Japan.



# 86 674 MW<sub>P</sub>

Installierte PV-Leistung  
in der Europäischen Union Ende 2014

## PHOTOVOLTAIK BAROMETER

Ein EurObserv'ER Marktbericht



**D**er globale PV-Markt ist zwischen 2013 und 2014 weiter gewachsen und stieg von 37,6 GW auf fast 40 GW – im Gegensatz zum EU-Markt, der weiter eingebrochen ist. Die Schätzung von EurObserv'ER für den europäischen Photovoltaik-Markt beläuft sich für 2014 auf 6,9 GW<sub>p</sub>, was gegenüber 2013 einen Rückgang von 32,3 % bedeutet, während der Markt sich noch drei Jahre zuvor bei rund 22 GW<sub>p</sub> eingependelt hatte.

### 91.3 TWh

Erzeugter Strom aus Photovoltaik  
in der EU 2014

### 6 883.3 MW<sub>p</sub>

Angeschlossene PV-Leistung  
in der EU im Jahr 2014

Der robuste Zustand des globalen PV-Markts täuscht über die Marktlage in der Europäischen Union hinweg. Während in Asien, Nordamerika und einigen Schwellenländern (Südafrika, Südamerika, Indien, Türkei etc.) die staatliche Politik auch weiterhin den Ausbau der Solarenergie unterstützt, leidet der europäische Markt inzwischen unter einer überaus drakonischen nationalen und europäischen Politik, die die weitere Entwicklung des Sektors behindert. Dieser politische Kurs findet sich meist in Ländern, die bereits stark in ihren Solarsektor investiert haben (Deutschland, Italien, Griechenland, Belgien etc.), während die politischen Rahmenbedingungen in Großbritannien und Frankreich, wo der PV-Sektor noch Nachholbedarf hat, günstiger sind. Die Bemühungen dieser Länder, dort weiterzumachen, wo die anderen aufgehört haben, sind jedoch zu schwach, um den seit 2012 im freien Fall befindlichen Markt wiederbeleben zu können.

Auf den ersten Blick mag dieser Abschwung widersprüchlich erscheinen, war doch der PV-Markt noch nie so stark wie heute. Neue europäische Studien, wie etwa die Ende 2014 von Ecofys („Subsidies and Costs of EU Energy“) veröffentlichte, zeigen deutlich, dass seinerzeit, im Jahr 2012, die Gesamtkosten (oder auch Stromgestehungskosten) für die Erzeugung von Strom in vielen europäischen Ländern bereits unter 100 EUR/MWh gesunken waren und inzwischen ein ähnliches Niveau erreicht haben wie die Kosten für Atomstrom oder Strom aus Erdgas. Laut der im Februar 2015 vom deutschen Think-Tank Agora Energiewende veröffentlichten Studie „Current and Future Costs of Photovoltaics“ steht die Solarkraft kurz davor, in vielen Teilen der Welt zur preisgünstigsten Energie zu werden. Die Studie zeigt, dass die Kosten für die Erzeugung von Solarenergie in Süd- und Mitteleuropa ab 2025 bei 0,04–0,06 EUR/kWh liegen könnten. Bis 2050 könnten diese Kosten noch weiter, auf 0,02–0,04 EUR/kWh, gesunken sein. Die Studie macht aber auch deutlich, dass die Kosten vom rechtlichen Rahmen und den Finanzierungsbedingungen abhängen werden, die, sollte es an politischer Entschlossenheit mangeln, eine weitere Reduzierung bremsen könnten. Weltweit gesehen sind die Wachstum-



Die Krinner-PV-Anlage in Gänsdorf 1 hat eine Gesamtleistung von 54,5 MW und bedeckt eine Fläche so groß wie 270 Fußballfelder.

Kronen Zeitung/Photovoltaik

sindikatoren jedoch ermutigend. Im Januar 2015 veröffentlichte das PV-Beratungsunternehmen IHS seine Marktentwicklungsprognose für 2015, die eine weitere Zunahme der globalen Nachfrage von rund 30% sieht, was auf einen Markt von insgesamt 57,3 GW hinausläuft. Gleichwohl liegen die Schätzungen der IHS für 2014, die sich auf 44,7 GW belaufen, sowohl über denen der EPIA (European Photovoltaic Industry Association) als auch des IEA PVPS (Photovoltaic Power System-Programms der Internationalen Energieagentur), auf die wir in diesem Barometer zurückgegriffen haben. Der Unterschied resultiert aus der Bewertung des chinesischen Marktes, der statistisch besonders schwer zu erfassen ist. Die langfristigen Wachstumsprognosen sind ebenfalls sehr positiv. Im Jahr 2014 korrigierte die Internationale Energieagentur (IEA) ihre Wachstumsprognosen für 2050 abermals nach oben. In ihrer Roadmap für Solartechnologien („Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy“) geht die IEA in einem „high renewables“-Szenario davon aus, dass die globale PV-Leistung bis 2050 einen Wert von 4.600 GWp erreichen könnte, was ausreichend wäre, um 6.300 TWh oder 16% des weltweit erzeugten Stroms zu generieren. Ende 2014 dürfte die instal-

lierte Leistung auf dem Weltmarkt zusammengekommen bei etwa 180 GW gelegen haben und damit 1% der weltweiten Stromerzeugung ausmachen. Ein neuer, im März veröffentlichter Bericht der IHS sieht die weltweit installierte Leistung im Jahr 2019 bei 498 GW, ausgehend von einem globalen Marktzuwachs von jährlich 75 GW.

### DER WELTMARKT DES JAHRES 2014 ... DIE 40-GW-MARKE IN SICHT

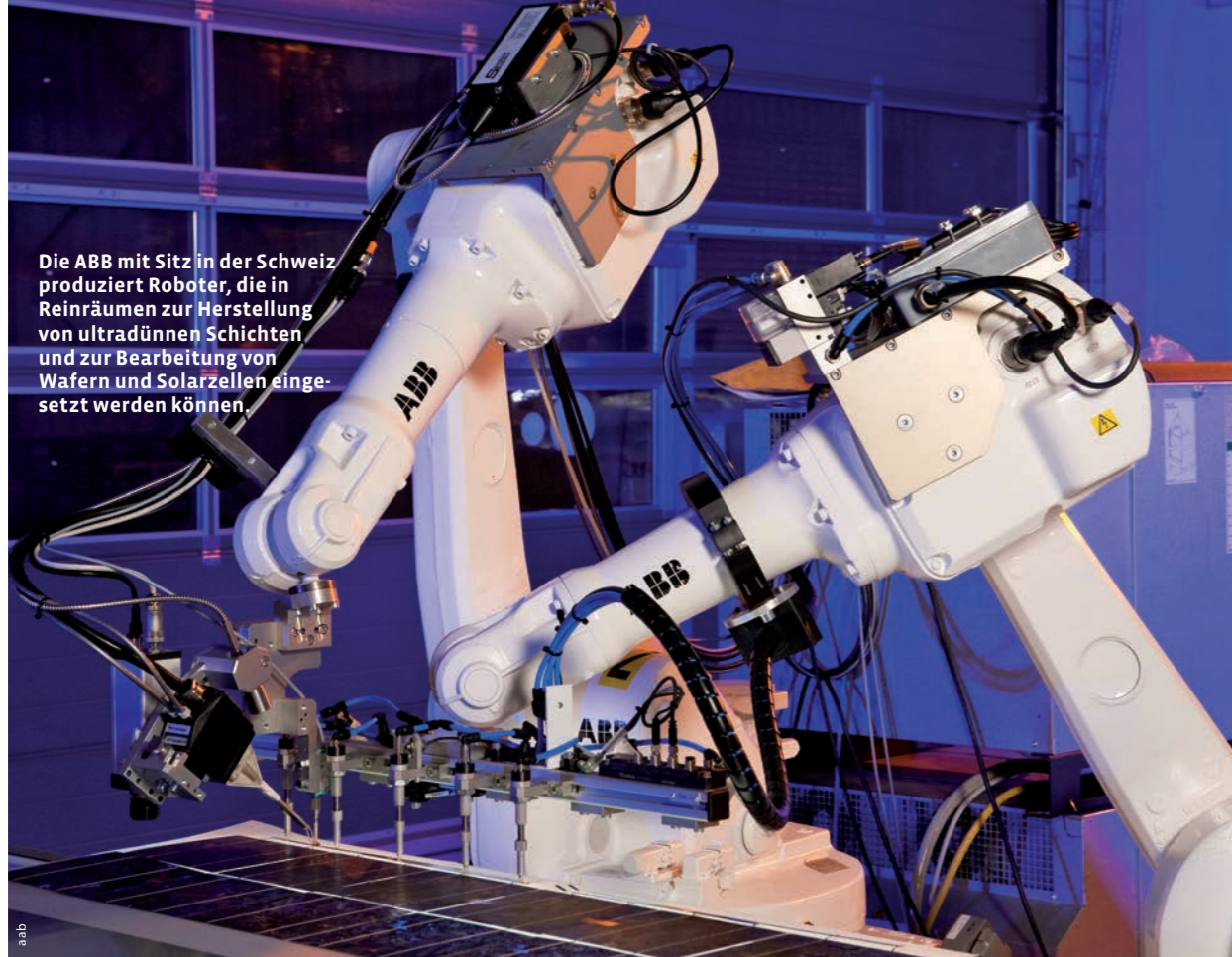
Ende März veröffentlichte das Photovoltaic Power System-Programm der Internationalen Energieagentur (IEA PVPS) seine ersten Schätzungen für den Weltmarkt, der, so die Annahme, eine Zunahme von annähernd 40 GW verzeichnen dürfte (davon 38,7 GW in den Ländern, die direkt vom IEA PVPS beobachtet werden) – gegenüber einer installierten Leistung von schätzungsweise 37,6 GW im Jahr 2013. Keine Überraschung ist, dass Asien mit etwa 60% der Anteile den Weltmarkt inzwischen dominiert. Der chinesische Markt, dessen Installationszahlen 2013 nach unten korrigiert worden waren

(von 12,92 auf 10,95 GW), konnte sich 2014 bei etwa 10,6 GW stabilisieren (Tab. 1 & 2) und dürfte demnächst kräftig anziehen. Im März 2015 gab die chinesische Regierung ein Zwölf-Monats-Ziel von 17,8 GW mit konkreten Installationsquoten für die Provinzen bekannt. Auch der japanische Markt hat einen starken Sprint vorgelegt und 2014 rund 10 GW installiert (9,7 GW laut IEA PVPS) – gegenüber 7 GW im Jahr 2013. Er reicht damit fast an die 2014 im Nachbarland China erreichte Entwicklung heran. Die Fortschritte bei der Solarkraft in Japan gleichen allerdings mehr einem Gewaltmarsch, sah sich die japanische Regierung im Juli 2012 und infolge der Reaktorkatastrophe von Fukushima doch gezwungen, ein besonders großzügiges Anreizsystem aufzulegen, das auch für nicht verbrauchten Strom zahlt. 2014 zum Beispiel wurden bei <10-kW-Systemen 37 Yen pro kWh (0,29 EUR/kWh) für jede nicht verbrauchte kWh bezahlt – über einen Zeitraum von 10 Jahren. Der Tarif für >10-kW-Systeme liegt bei 32 Yen/kWh (0,25 EUR/kWh) über 20 Jahre. Allerdings geht der Einspeisetarif in Japan weiter drastisch zurück, denn nach der Reduzierung von 10% im Jahr 2013 und 11% im Jahr 2014 hat die Regierung nun eine weitere Reduzierung, diesmal von

16%, angekündigt, mit der die Einspeisevergütung im Juli 2015 auf 27 Yen/kWh zurückgefahren wird. Das neue Einspeisetarif-System hat das Ministerium für Wirtschaft, Handel und Industrie (METI) bereits dazu veranlasst, die Finanzierung von 70-GW-PV-Projekten über einen Zeitraum von zwei Jahren zu billigen – genug, um 8% des Strombedarfs des Landes sicherzustellen. Etliche Beobachter bezweifeln jedoch, dass diese Leistung installiert werden kann, da es an geeigneten Standorten fehlt und vor allem angesichts einer deutlich ablehnenden Haltung seitens der Stromversorgungsunternehmen des Landes. Diese fürchten nämlich die Konsequenzen, die eine solche Entwicklung für den Strompreis haben könnte, und sehen darüber hinaus auch die technischen Probleme, die sich aus der Anbindung der PV-Leistung ergeben würden, mit Sorge. Zudem sprechen sie sich dafür aus, die Atomkraftwerke des Landes wieder hochzufahren. Fünf nationale Betreiber haben angekündigt, keine neuen Kapazitäten mehr anschließen zu wollen. Die Regierung hat diese Erklärungen aufgenommen und beabsichtigt nun, die Regeln ab diesem Jahr zu ändern und den Stromversorgern zu erlauben, bei weniger soliden Projekten ihre Abnahme-

verpflichtungen aufzukündigen. Der PV-Markt in den USA machte laut dem vom SEAI (dem Verband der amerikanischen Solarenergiebranche) und GMT Research veröffentlichten Marktzahlen einen 30%-Sprung nach oben. Die Zahlen zeigen, dass im Jahr 2014 6.201 MW Leistung installiert wurde (gegenüber 4.776 MW im Jahr 2013), womit die bislang installierte PV-Leistung die Marke von 18,3 GW erreicht hat. Dieses Wachstum basiert im Wesentlichen auf dem hohen Anteil von großen Freiflächenanlagen (d. h. 3,9 GW), Projekten unter Führung der großen Energieversorger. Das Wohnhaussegment (1,2 GW) konnte das Segment der kommerziellen Anwendungen (1 GW) inzwischen sogar in den Schatten stellen. Die Forschungen von SEIA und GMT Research machen deutlich, dass im Jahr 2014 32% der neu installierten Stromerzeugungskapazitäten in den Vereinigten Staaten auf die Photovoltaik entfielen, die damit bereits das zweite Jahr in Folge Windkraft (mit einem Anteil von 32%) und Kohlestrom (2014 keine neuen Kapazitäten installiert) überflügelt hat. Übertroffen wurde die Photovoltaik jedoch noch von Schiefergas mit einem Anteil von 42% in 2014. GMT Research prognostiziert für 2015 ein Wachstum des US-Solarmarktes von 31% und damit ein Marktvolumen von 8,1 GWp. Was die Stromerzeugung betrifft, so legen die Bundesstatistiken der EIA (Energy Information Administration) nahe, dass sich die erzeugte PV-Strommenge zwischen 2013 und 2014 beinahe verdoppelt hat – von 8,1 auf 15,9 TWh. Mit einem Anteil von weniger als 0,5% an der amerikanischen Stromproduktion ist dieser Wert nach wie vor vernachlässigbar gering (die Windkraft kommt auf 4,4%). Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass die EIA die produzierten Mengen unterschätzt, da Anlagen mit weniger als einem Megawatt in diesen Zahlen nicht berücksichtigt sind und damit auch Aufdächanlagen nicht in die Rechnung einfließen. Andere Märkte, wie etwa Australien und Südkorea (beide bei 0,9 GW), sind gewachsen und nähern sich der Marke von einem Gigawatt Leistung, während selbst Südafrika, dessen Markteintritt noch kürzere Zeit zurückliegt, bereits 0,8 GW PV Leistung errichtet hat.





Die ABB mit Sitz in der Schweiz produziert Roboter, die in Reinräumen zur Herstellung von ultradünnen Schichten und zur Bearbeitung von Wafern und Solarzellen eingesetzt werden können.

### DER EUROPÄISCHE MARKT SCHRUMPFT WIE EIN LUFTBALLON

Die ersten für die Europäische Union verfügbaren Schätzungen geben keinen Anlass zur Freude. EurObserv'ER schätzt die neu installierte Leistung auf etwa 6.883 MW, was im Jahresvergleich einem Rückgang von 32,3 % entspricht (Tab. 3); die Leistung in der EU liegt damit bei bis-

lang 86,7 GW (Tab. 4). Im Jahr 2011 hatte der europäische Markt mit fast 22 GW seinen Installationsrekord aufgestellt – seitdem ist er durchweg im freien Fall. Erstmals wurde er sowohl vom chinesischen als auch vom japanischen Markt überholt, was seit 2002 (als Japan noch der weltweit führende PV-Markt war) so nicht mehr vorgekommen war. 2015 dürften auch die Vereinigten Staaten Europa

den Markt abholen. Diese neuerliche Eintrübung des europäischen Marktes war von PV-Experten erwartet worden und lässt sich auf mehrere Faktoren zurückführen. Da ist zunächst die Tatsache, dass viele im PV-Bereich führende Länder sich dafür entschieden haben, die weitere Entwicklung zu bremsen. Damit haben mehrere Märkte, die erst kürzlich die Ein-Gigawatt-Schwelle überschritten hatten, wie etwa Italien und Griechenland, an Fahrt verloren oder sind sogar gänzlich zum Stillstand gekommen. Als Hauptgrund dafür geben die regierenden Politiker ihre Entschlossenheit an, den Anstieg des Strompreises zu deckeln und dafür sorgen zu wollen, dass sich erneuerbare Energien leichter in den jeweiligen Strom-Mix integrieren lassen. Ein weiterer, für den europäischen Energiemarkt spezifischer Faktor dient ebenfalls als Erklärung für diese Abschwächung. Die auf die Finanzkrise von 2008 folgende Rezession zog eine Verringerung der Stromnachfrage in Europa nach sich und bewirkte ein Ungleichgewicht auf dem Markt. Eurostat schätzt, dass die in der Europäischen Union (EU-28) erzeugte Strommenge von 3.387 TWh im Jahr 2008 auf 3.261 TWh im Jahr 2013 gesunken sei, was einem Rückgang von

### Tabelle Nr. 1

Top-Ten-Länder – installierte Gesamtleistung Ende 2014 (in MWp)\*

	Installierte Leistung	Gesamtleistung
Deutschland	1 899	38 301
China	10 560	28 199
Japan	9 700	23 300
Italien	385	18 450
USA	6 201	18 280
Spanien	21	4 787
Frankreich	975	5 600
Großbritannien	2 448	5 230
Australien	910	4 136
Belgien	65	3 105

Vorläufige Daten. \*Schätzung. Quelle: EurObserv'ER 2015 für EU-Länder; IEA PVPS für andere Länder.

126 TWh in sechs Jahren entspricht. Gleichzeitig wuchs die aus erneuerbaren Quellen erzeugte Strommenge (normalisiert für Wasser- und Windkraft) um 573 auf 823 TWh und mithin um 250 TWh an. Die aus PV erzeugte Strommenge konnte unter den Erneuerbaren insgesamt am schnellsten wachsen, und zwar um mehr als das Zehnfache von 7,4 TWh in 2008 auf 80,9 TWh im Jahr 2013. Laut EurObserv'ER stieg dieser Wert 2014 auf ganze 91,3 TWh an, was 12,9 % mehr als 2013 ist (Tab. 5). Dieser Schub bei den erneuerbaren Energien in Verbindung mit dem Einbruch bei der konventionellen Stromerzeugung stellt die Energieunternehmen vor große wirtschaftliche Probleme, deren konventionelle Erzeugungsanlagen (fossil und nuklear) inzwischen nicht mehr so rentabel sind. Diese Akteure üben nun extremen Druck auf die Entscheidungsträger aus, mit dem Ziel, den Zubau der erneuerbaren Kapazitäten zu beschränken, insbesondere, wenn die Quellen so stark dezentralisiert sind wie bei der Photovoltaik für den Eigenverbrauch. Aus Sicht der etablierten Energieversorger ist diese Entwicklung bedenklich, da sie somit Abschreibungen auf frühere Investitionen machen müssen.

Der Eigenverbrauch ohne finanziellen Ausgleich (gebührenpflichtiger Netzzugang) oder eine Anschlussgebühr für die Verteilnetze belastet diese Netze ebenfalls, weil die Einnahmen für den Strom, den sie verteilen, den Erhalt ihrer Infrastruktur finanzieren muss. Jede größere Entwicklung im Bereich PV zum Eigenverbrauch dürfte sehr wahrscheinlich die Kosten für die Verteilung des Stroms, den sie verteilen, den Erhalt ihrer Infrastruktur finanzieren muss. Jede größere Entwicklung im Bereich PV zum Eigenverbrauch dürfte sehr wahrscheinlich die Kosten für die Verteilung des Stroms über das Netz erhöhen und damit den Wettbewerbsvorteil von Strom für den Eigenverbrauch noch weiter verstärken.

Der Druck macht sich allmählich bezahlt, da immer mehr Länder den Eigenverbrauch mit einer Gebühr belegen lassen oder dies in Erwägung ziehen. Verschiedene Gebühren wurden bereits in Deutschland und Italien beschlossen. In den Niederlanden werden sich die jüngsten Änderungen an der Kostenstruktur für die Stromverteilung ebenfalls negativ auf den Eigenverbrauch auswirken. Während im vorherigen „Net-Metering“-System die Kosten für den Netzzugang noch von der Menge des verbrauchten

Stroms aus dem Netz abhingen (je weniger die Verbraucher durch Eigenverbrauch aus dem Netz bezogen, desto weniger wurden sie belastet), wurde das System nun auf eine Pauschalvergütung umgestellt. Verbraucher zahlen den gleichen Betrag für den Zugang zum Netz, unabhängig davon, wie viel Strom für den Eigenverbrauch verwendet wurde, wodurch der Eigenverbrauch von Strom für sie weniger lukrativ wird.

Die spanische Regierung hat vorerst vor dem öffentlichen Protest kapituliert und auf die Unterzeichnung der Verordnungen zur Einführung einer „Strafsteuer“, einer Gebühr auf selbst verbrauchten Solarstrom, verzichtet. Allerdings entfällt bereits die Androhung der Besteuerung, einem Damoklesschwert gleich, dämpfende Wirkung auf den Eigenverbrauch. Ein potenzieller Investor, eine Privatperson oder auch ein Geschäftsinhaber dürfte wohl Zweifel haben, ob ein System, das bislang ohne Gebühren finanziert wird, nicht später doch noch mit Gebühren belegt werden könnte, was die erwarteten Einsparungen schwächen würde. Ohne klare politische Vorgaben für diesen Markt wird der Eigenverbrauch kein wichtiger Wachstumsmotor für den PV Markt werden können.

### Tabelle Nr. 2

Top-Ten-Länder – Installationen im Jahr 2014\* (in MWp)

China	10 600
Japan	9 700
USA	6 201
Großbritannien	2 448
Deutschland	1 899
Frankreich	975
Australien	910
Südkorea	909
Südafrika	800
Indien	616

Vorläufige Daten. \*Schätzung. Quelle: EurObserv'ER 2015 für EU-Länder; IEA PVPS für andere Länder.

### NEUES AUS DEN WICHTIGSTEN LÄNDERN

#### Großbritannien – europäischer Top-Markt 2014

Zum ersten Mal hat Großbritannien die übrigen europäischen Länder im Bereich der Photovoltaik hinter sich gelassen hat. Das Ministerium für Energie und Klimawandel (DECC) veröffentlichte im Februar 2015 seine Netzanschlussstatistik, aus der hervorgeht, dass 2014 2.248 MW angeschlossen wurde, so dass die gesamte PV-Leistung inzwischen 5.230 MW erreicht hat.

Das DECC hob hervor, dass 55 % der Ende 2014 im Lande vorhandenen Kapazitäten über das Einspeisetarif-System und 36 % über das Renewables-Obligation-System (RO), und damit 1.843 MW bis Jahresende, finanziert wurden. Das Ministerium bestätigte ebenfalls, dass der Stichtag für das RO-System um zwei Jahre, auf den 1. April 2015, vorverlegt werden würde – eine Entscheidung, die von den Akteuren der Branche als nachteilig bewertet wird, weil das System der Differenzkontrakte (CfD) im Gegensatz zum RO-System nur auf >5-MW-Anlagen anwendbar ist. Das CfD-System wird schrittweise eingeführt, die erste CfD-Zuteilungsrunde lief am 16. Oktober 2014 an. Der Ausübungspreis für Photovoltaik wurde bei 120 Pfund/MWh (165 EUR/MWh) für die Steuerjahre 2014/2015 und 2015/2016 festgesetzt und wird 2016/2017 auf 115 Pfund/MWh, 2017/2018 auf 110 Pfund/MWh und 2018/2019 schließlich auf 100 Pfund/MWh sinken.

Für <5-MW-Anlagen bleibt der Einspeisetarif, der für 20 Jahre gilt, auch weiterhin in Kraft. Das System ist etwas kompliziert, da es einerseits von der Leistung der Anlagen abhängt (sieben Leistungssegmente für Aufdachanlagen bis 250 kWp und ein weiteres für >250-kWp-Anlagen), andererseits an eine zusätzliche Stufenmodulation gebunden ist. Es gibt drei Stufen – „höherer“, „mittlerer“ und „niedriger“ Satz, je nach Energieeffizienz der Gebäude und ob die Anlage auf einem Wohnhaus installiert wurde. Der „höhere“ Satz ist Gebäuden mit einem Energieausweis der Klasse D oder höher vorbehalten, während der „niedrigere“



Satz für Gebäude, die nicht die Klasse D schaffen, und für >250-kW-Anlagen gilt. Der „mittlere“ Satz, der 10 % unterhalb des höheren Satzes liegt, ist eigens für Mehrfamilienhäuser vorgesehen. Die Absenkung wird quartalsweise angewandt und richtet sich nach den Installationszahlen des vorangegangenen Quartals. Der Gesetzgeber hat fünf „Installationskorridore“ definiert (Korridor low – niedrig, Korridor default – Standard, Korridor High 1, Korridor High 2 und Korridor High 3), die fünf verschiedenen Absenkungsfaktoren entsprechen

(0 %, 3,5 %, 7 %, 14 % und 28 %), wobei jeder davon für drei verschiedene Leistungssegmente definiert wurde (≤10 kW, >10 kW ≤50 kW und >50 kW). Nach diesen Regeln beträgt der für das Quartal vom 1. April bis 30. Juni 2015 geltende Einspeisetarif 13,39 Pence/kWh (etwa 0,18 EUR) für Anlagen <4 kWp, die auf neuen Gebäuden installiert sind, und verringert sich bis auf 6,16 Pence/kWh (etwa 0,084 EUR/kWh) für Anlagen, die auf Gebäuden mit schlechten Energieeffizienzkennwerten installiert sind oder deren Leistung >250 kWp übersteigt (weitere Einzelheiten

dazu auf [www.fitariffs.co.uk](http://www.fitariffs.co.uk)). Das Ziel der britischen Regierung ist ehrgeizig, hofft sie doch darauf, die Ende 2014 installierte Leistung vervierfachen zu können, was einer Zielvorgabe von 22 GW bis 2020 entspricht.

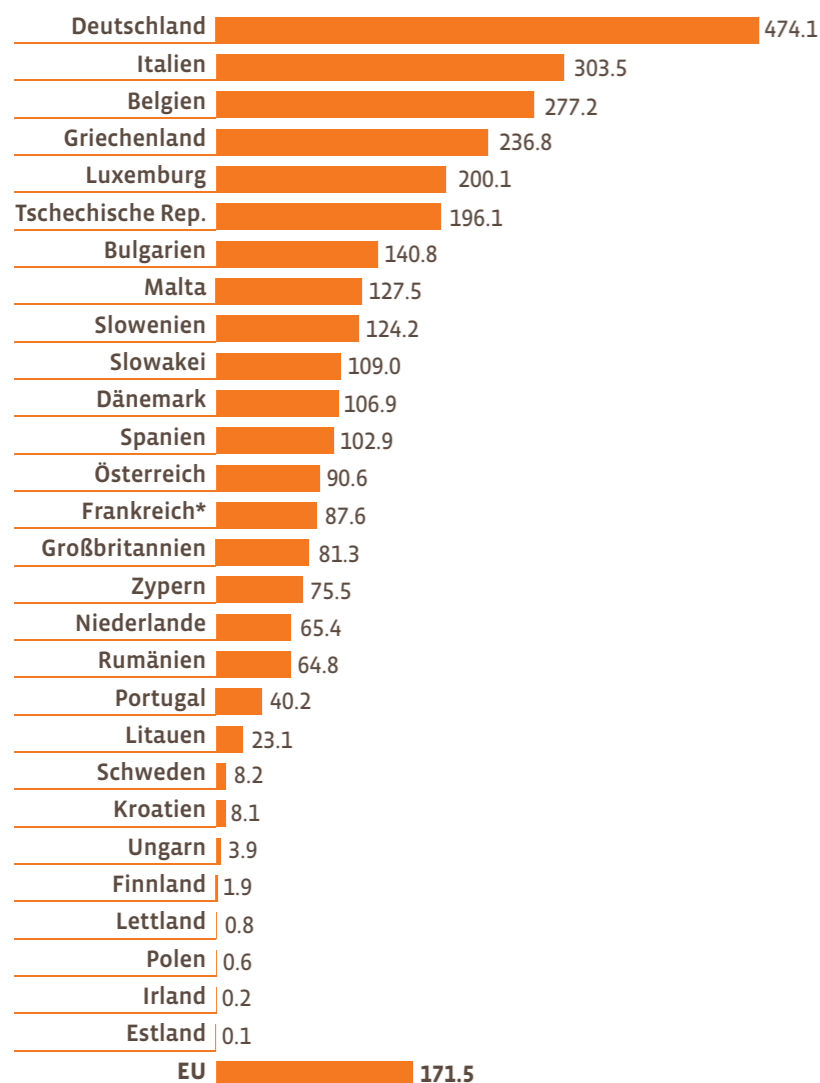
### Der deutsche Markt sackt unter 2 GW ab

Deutschland führt den europäischen Photovoltaik-Markt nicht mehr an. Laut Angaben von AGEE-Stat, der Arbeitsgruppe für Erneuerbare-Statistiken des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, wurden 2014 im Land 1.899 MWp installiert, gegenüber 3.305 MW im Jahr 2013. Der deutsche Markt, der noch 2010 (7.318 MW), 2011 (7.485 MW) und 2012 (7.604 MW) Installationszahlen von jeweils über 7 GW vorweisen konnte, befindet sich als Folge der neuen Regierungspolitik, die hauptsächlich darauf abzielt, die Strompreisanstiege besser unter Kontrolle zu halten, weiterhin in einer Abwärtsspirale. Diese Politik brachte eine Verringerung der EEG-Umlage, mit der die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland finanziert wird, mit sich, und zwar erstmals seit 2000, dem Jahr, in dem die Maßnahme eingeführt wurde. Die Umlage sank 2015 auf 0,617 EUR/kWh gegenüber 0,624 EUR/kWh im Jahr 2014. Im letzten Jahr trug ein deutscher Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh demnach etwas weniger als 220 Euro zur Finanzierung des Ausbaus von erneuerbarem Strom im Land bei. Im Gegenzug hat, so die Daten der AGEE-Stat, dieser finanzielle Einsatz den Anteil erneuerbarer Energien am Strombedarf von 6,2 % im Jahr 2000 auf 27,8 % im Jahr 2014 hochgetrieben. Die aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge ist im gleichen Zeitraum von 60 GWh auf 34.930 GWh angestiegen und macht inzwischen 21,7 % des aus erneuerbaren Quellen in Deutschland produzierten Stroms aus (schätzungsweise 160,6 TWh.) Das neue und seit 1. August 2014 geltende EEG hat viele Veränderungen am deutschen Anreizsystem mit sich

1) Amendment Roman: Quelle: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/PV-Freiflaechenanlagen\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/PV-Freiflaechenanlagen_node.html)

### Grafik Nr. ° 1

PV-Leistung pro Einwohner (Wp/EW.) für jedes EU-Land 2014



\*Übersee-Departments nicht mit berücksichtigt. Quelle: EurObserv'ER 2015.

gebracht. Seither können nur noch kleine Anlagen mit ≤500 kW installierter Leistung das System der garantierten Einspeisetarife für sich beanspruchen. Ab 1. Januar 2016 sind nur noch Anlagen ≤100 kW anspruchsberechtigt. Die Absenkung der Einspeisetarife erfolgt monatlich und wird alle drei Monate, entsprechend den Installationszahlen, angepasst. Liegt die installierte Leistung im Zielkorridor, der für Photovoltaik zwischen 2.400 und 2.600

MW pro Jahr festgesetzt wurde, beträgt die monatliche Absenkung 0,5 %. Wenn das Tempo des Zubaus die Zielvorgaben übersteigt, kann sich die Absenkung auf zwischen 1 % und 2,8 % erhöhen. Falls die Zielvorgaben jedoch nicht erreicht werden, kann die Absenkung zwischen 0,25 % und 0 % schwanken. Erhöht wird der Einspeisetarif nur dann, und zwar um 1,5 %, wenn der Zubau der installierten Leistung die Zielvorgabe um mehr als

1.400 MW unterschreitet. In den ersten drei Monaten des Jahres 2015 betrug die monatliche Absenkungsrate für den Einspeisetarif 0,25 %, was deutlich macht, dass die Ergebnisse des ersten Quartals unterhalb der Zielvorgaben lagen. Damit lag der Einspeisetarif am 1. März 2015 zwischen 0,865 EUR/kWh für kleine Freiflächenanlagen (≤500 kW) und 0,125 EUR/

### Tabelle Nr.° 3

Installierte und angeschlossene Photovoltaik-Leistung in der Europäischen Union 2013 und 2014\* (in MWp)

	2013			2014		
	netzgekoppelt	netzunab.	Gesamt	netzgekoppelt	netzunab.	Gesamt
Großbritannien	1 033.0	0.0	1 033.0	2 448.0	0.0	2 448.0
Deutschland	3 304.0	5.0	3 309.0	1 899.0	0.0	1 899.0
Frankreich	672.0	0.0	672.0	974.9	0.1	975.0
Italien	1 363.5	1.0	1 364.5	384.0	1.0	385.0
Niederlande	374.0	0.0	374.0	361.0	0.0	361.0
Rumänien	972.7	0.0	972.7	270.5	0.0	270.5
Österreich	208.8	0.0	208.8	140.0	0.0	140.0
Portugal	57.0	0.5	57.5	115.0	1.2	116.2
Belgien	458.9	0.0	459.0	65.2	0.0	65.2
Schweden	18.0	1.1	19.1	35.1	1.1	36.2
Zypern	17.5	0.1	17.6	29.7	0.2	30.0
Dänemark	169.0	0.2	169.2	29.0	0.1	29.1
Malta	9.5	0.0	9.5	26.0	0.0	26.0
Spanien	119.7	0.5	120.3	21.0	0.3	21.3
Polen	0.4	0.2	0.6	19.7	0.5	20.2
Griechenland	1 042.5	0.0	1 042.5	16.9	0.0	16.9
Luxemburg	21.0	0.0	21.0	15.0	0.0	15.0
Kroatien	15.5	0.5	16.0	14.0	0.2	14.2
Slowenien	26.7	0.0	26.7	7.7	0.0	7.7
Ungarn	22.5	0.1	22.6	3.2	0.1	3.3
Slowakei	45.0	0.0	45.0	2.0	0.0	2.0
Bulgarien	104.4	0.0	104.4	1.3	0.0	1.3
Irland	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1
Tschechische Republik	41.5	0.0	41.5	0.0	0.0	0.0
Estland	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Finnland	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0
Lettland	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Litauen	61.9	0.0	61.9	0.0	0.0	0.0
<b>EU</b>	<b>10 159.1</b>	<b>10.3</b>	<b>10 169.5</b>	<b>6 878.4</b>	<b>4.9</b>	<b>6 883.3</b>

\*Schätzung. \*\*Übersee-Departments nicht mit berücksichtigt. Quelle: EurObserv'ER 2015.

kWh für Aufdachanlagen <10 kW. Darüber hinaus ist das Direktvermarktungssystem mit Marktprämie, das bislang optional war (und seit 1. Januar 2012 bestand), inzwischen obligatorisch. Im Rahmen des Direktvermarktungssystems wird auf den am Spotmarkt der Strombörse EPEX erzielten Preis eine Marktprämie aufgeschlagen, um „entgangene Einnahmen“ der Erzeuger auszugleichen.

Die Höhe der Prämie entspricht der Differenz zwischen dem durchschnittlichen monatlichen Marktpreis für Strom und einem im EEG festgelegten Referenzeinspeisetarif. Die Marktprämie umfasst auch eine Managementprämie (die für Photovoltaik bei 0,04 EUR/kWh angesetzt wurde) – als Ausgleich für die Risiken und Kosten im Zusammenhang mit der Direktvermarktung.

Die Höhe der Förderung erneuerbarer Energien wird spätestens ab dem 1. Januar 2017 durch Ausschreibungen ermittelt. Eine Pilotausschreibung für Freiflächenanlagen und eine installierte Leistung von 150 MW wurde im März 2015 gestartet und im April 2015 beendet. Es wurden 170 Angebote abgegeben und die geplanten 150 MW damit ganz klar überschritten. Die Bundesnetzagentur wird

nun prüfen, welche Gebote teilnehmen können, und hat für den 1. August 2015 bereits die nächste Ausschreibungsrunde angekündigt. Für 2016 wird das Ausschreibungsvolumen auf 400 MW und für 2017 noch weiter auf 300 MW begrenzt (1). Eine weitere Besonderheit des Marktes besteht darin, dass eine große Mehrheit der Hersteller von PV-Systemen mit Leistungen unter einem Megawatt einen Teil ihres erzeugten Stroms selbst verbraucht. Die Kosten für selbstverbrauchten Strom sind deutlich geringer als der Preis für Strom, der aus dem deutschen Netz bezogen wird. Laut Daten der r2b energy consulting ist der Anteil der Anlagen, die einen Teil ihrer erzeugten Strommenge selbst verbrauchen, 2013 konstant gestiegen. Dieser Anteil liegt offenbar für Anlagen unter 10 kW bei fast 95 %, für Anlagen zwischen 10 und 40 kW bei 85 %, für Anlagen zwischen 40 kW und 1 MW bei 70 %, während die Zahl dann, für Anlagen über 1 MW, auf 2 % abfällt. Der durchschnittliche Prozentsatz für den Eigenverbrauch pro Anlage ist seit 2011 relativ stabil. Er lag 2013 bei etwa 27 % für Anlagen über 40 kW, stieg für Anlagen zwischen 40 kW und 1 MW auf 38 % an und lag für Anlagen über 1 MW schließlich bei 20 %.

#### Solarstromleistung in Frankreich ... 1,2 % der nationalen Stromproduktion

Wenn wir den Indikator, der auch den Einspeisetarif umfasst, berücksichtigen (nicht den Indikator, der die Netzan-schlüsse darstellt), dürfte die neu installierte Leistung auf dem französischen Festland (ohne Überseegebiete) nach Schätzungen von EurObserv'ER Ende 2014 etwa bei 5.600 MW gelegen haben – gegenüber 4.625 MW in 2013, was einem Zubau von insgesamt knapp unter 1 GW Leistung entspricht. Diese Wachstumsbelebung folgt auf 2012 und 2013, Jahre, in denen weniger neue Leistung angeschlossen wurde, was aus der Anwendung des Moratoriums vom Dezember 2010 resultierte. Der Zubau fiel 2014 allerdings niedriger aus als 2011 und auch 2012, als Zuwächse von 1.773 MW bzw. 1.150 MW verzeichnet werden konnten. In Bezug auf die erzeugte Leistung macht die Photovoltaik inzwischen 1,2 % der französischen Stromproduktion aus (0,9 % in 2013) – 5,5 TWh, die im Jahr 2014

erzeugt wurden.

Der Hauptanreizmechanismus für kleine Anlagen in Frankreich ist der Einspeisetarif. Der Tarif wird quartalsweise indiziert, und zwar je nach dem Volumen der im vorangegangenen Quartal eingereichten Anträge zur Netzanbindung. Der Tarif hängt darüber hinaus auch davon ab, wie weit die PV-Module gebäudeintegriert sind und wie hoch die installierte Leistung ist. Zwischen

dem 1. Januar und dem 31. März 2015 lag der Tarif bei 0,2655 EUR/kWh für Anlagen mit 0–9 kWp bei vollwertig integrierten Modulen. Systeme mit vereinfachter Integration erhielten eine Vergütung von 0,1347 EUR/kWh, zwischen 0 und 36 kWp, und 0,1279 EUR/kWh für Systeme <100 kWp.

Oberhalb von 100 kWp basiert der Förder-

## Tabelle Nr. 4

Angeschlossene und kumulierte Photovoltaik-Leistung in den Ländern der Europäischen Union Ende 2013 und 2014 (in MWp)

	2013			2014		
	netzgekoppelt	netzunabhängig	Gesamt	netzgekoppelt	netzunabhängig	Gesamt
Deutschland	36 337.0	65.0	36 402.0	38 236.0	65.0	38 301.0
Italien	18 053.0	12.0	18 065.0	18 437.0	13.0	18 450.0
Frankreich*	4 614.3	10.7	4 625.0	5 589.2	10.8	5 600.0
Großbritannien	2 780.0	2.3	2 782.3	5 228.0	2.3	5 230.3
Spanien	4 740.8	25.2	4 766.0	4 761.8	25.5	4 787.3
Belgien	3 039.9	0.1	3 040.0	3 105.2	0.1	3 105.3
Griechenland	2 578.8	7.0	2 585.8	2 595.8	7.0	2 602.8
Tschechische Republik	2 063.5	0.4	2 063.9	2 060.6	0.4	2 061.0
Rumänien	1 022.0	0.0	1 022.0	1 292.6	0.0	1 292.6
Niederlande	734.0	5.0	739.0	1 095.0	5.0	1 100.0
Bulgarien	1 018.5	0.7	1 019.2	1 019.7	0.7	1 020.4
Österreich	626.0	4.5	630.5	766.0	4.5	770.5
Dänemark	571.0	1.4	572.4	600.0	1.5	601.5
Slowakei	588.0	0.1	588.1	590.0	0.1	590.1
Portugal	299.0	3.8	302.8	414.0	5.0	419.0
Slowenien	248.1	0.1	248.2	255.9	0.1	256.0
Luxemburg	95.0	0.0	95.0	110.0	0.0	110.0
Schweden	34.8	8.4	43.2	69.9	9.5	79.4
Litauen	68.0	0.1	68.1	68.0	0.1	68.1
Zypern	33.9	0.9	34.8	63.6	1.1	64.8
Malta	28.2	0.0	28.2	54.2	0.0	54.2
Ungarn	34.3	0.6	34.9	37.5	0.7	38.2
Kroatien	19.5	0.5	20.0	33.5	0.7	34.2
Polen	1.8	2.4	4.2	21.5	2.9	24.4
Finnland	0.2	10.0	10.2	0.2	10.0	10.2
Lettland	1.5	0.0	1.5	1.5	0.0	1.5
Irland	0.2	0.9	1.0	0.2	0.9	1.1
Estland	0.0	0.1	0.2	0.0	0.1	0.2
<b>EU</b>	<b>79 631.3</b>	<b>162.2</b>	<b>79 793.5</b>	<b>86 506.8</b>	<b>167.1</b>	<b>86 673.9</b>

\*Übersee-Departments nicht mit berücksichtigt. Quelle: EurObserv'ER 2015.  
Hinweis: Nach Angaben des tschechischen Industrieministeriums wurden 2014 etwa 2,9 MWp an PV-Leistung abgebaut.

## Tabelle Nr. 5

Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen in der Europäischen Union 2013 und 2014\* (in GWh)

	2013	2014
Deutschland	31 010.0	34 930.0
Italien	21 588.6	23 299.0
Spanien	8 297.0	8 211.0
Frankreich	4 660.6	5 500.0
Großbritannien	2 035.6	3 931.0
Griechenland	3 648.0	3 856.0
Belgien	2 640.0	2 768.0
Tschechische Republik	2 032.6	2 121.7
Rumänien	420.0	1 355.2
Bulgarien	1 361.0	1 244.5
Niederlande	516.0	800.0
Österreich	582.2	766.0
Portugal	479.0	631.0
Slowakei	588.0	590.0
Dänemark	517.5	557.0
Slowenien	219.5	244.6
Luxemburg	74.0	120.0
Zypern	56.0	104.0
Litauen	45.0	73.0
Schweden	35.0	71.5
Malta	31.0	57.8
Kroatien	11.3	35.3
Ungarn	25.0	26.8
Polen	4.0	19.2
Finnland	5.9	5.9
Irland	0.7	0.7
Estland	0.6	0.6
Lettland	0.0	0.0
<b>EU</b>	<b>80 884.0</b>	<b>91 319.7</b>

\*Schätzung. \*\*Übersee-Departments nicht mit berücksichtigt. Quelle: EurObserv'ER 2015.

mechanismus auf Ausschreibungen, da der Einspeisetarif zu niedrig ist (0,0662 EUR/kWh). Der Fördermechanismus für >250-kWp-PV-Anlagen auf sehr großen Dachflächen (über 2.500 m<sup>2</sup> Modulfläche) und Freiflächenanlagen basiert auf gewöhnlichen Ausschreibungen, zu der auch eine von Branchenakteuren erarbeitete Norm gehört, die strengere Umwelt- und Industrieanforderungen vorsieht. Beim dritten und jüngsten Verfahren dieser Art, das im November 2014 gestartet wurde, war die Installation von 400 MW ausgeschrieben (150 MW für gebäudeintegrierte Anlagen, 200 MW für Freiflächenanlagen und 50 MW für Parkplatzüberdachungen). Abgabetermin für die Gebote ist der 1. Juni 2015. Für Anlagen mit Leistungen zwischen 100 und 250 kWp wurde das Ausschreibungsverfahren vereinfacht, um sicherzustellen, dass die Projektträger schneller Antwort erhalten, und um jedwede Spekulationen im fraglichen Segment zu vermeiden. Beim dritten Verfahren dieser Art, das im März 2015 gestartet wurde, waren 120 MW Leistung ausgeschrieben, verteilt auf drei aufeinanderfolgende Angebotszeiträume für eine Leistung von jeweils 40 MW und eine Dauer von 4 Monaten. Der Abgabetermin für die Angebote im ersten Zeitraum ist

der 21. September 2015. Diese Ausschreibungen sind zwar für die Akteure der Branche wichtig, jedoch nicht genug, um dem Sektor ausreichend Entwicklungsimpulse zu liefern. Arnaud Mine, Chef von SER-Soler (der Solarsparte des französischen Fachverbands für erneuerbare Energien), sieht die derzeitige Umsetzung der Ausschreibungsverfahren weiterhin sehr kritisch. In einem Interview für die Zeitschrift Plein Soleil im letzten Februar äußerte er sich zu dem Thema: „Diese Ausschreibungen sind im Grunde ein Moratorium unter einem anderen Namen. Die Ausschreibungen für große Kapazitäten kommen plötzlich und willkürlich, ohne Programm oder mittelfristige Planung, für unzulängliche Volumina, und es gibt viele Verzögerungen.“

**Einspeisetarife in Italien rückwirkend gesenkt**

Laut vorläufigen Daten des italienischen staatlichen Energiemanagement-Unternehmens GSE wurden in Italien 2014 385 MW Leistung installiert; die PV-Leistung liegt damit aktuell bei 18.450 MW. Der Markt erreichte 2011, als innerhalb von 12 Monaten 9.303 MW installiert wurden, seinen Höhepunkt und ist seither ununterbrochen auf Talfahrt. So wurden 2012 3.017 MW und 2013 noch 1.365 MW

erzielt. Dieser dramatische Einbruch kann darauf zurückgeführt werden, dass die letzten Gelder des Conto-Energia-Programms vollständig verteilt sind und seither für Investoren keine weiteren Anreize für die Produktion zur Verfügung stehen. 2005, als das Programm eingeführt wurde, wurde als maximale jährliche Zuteilung für das 5. Conto Energia ein Limit von 6,7 Mrd. Euro festgesetzt. Der abschließende Anzeiger der GSE (Contatore Fotovoltaico) weist aus, dass unterm Strich im Rahmen der fünf aufeinanderfolgenden Programme 531.542 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 18.216,6 MW finanziert wurden. Als „erfolgreich“ lässt sich das italienische Modell wohl eher nicht beschreiben, musste das Land doch einen hohen Preis zahlen, um den Sektor voranzubringen. Wenn wir die im Jahr 2014 erzeugte Strommenge (23,3 TWh laut vorläufigen Zahlen von Terna) den jährlichen Kosten des Programms gegenüberstellen, wurde jede zusätzliche kWh Solarstrom mit bis zu 0,288 EUR finanziert. Diese Zahl ist vergleichsweise hoch, wenn man die Kosten für die Erzeugung einer Kilowattstunde in einer Freiflächenanlage in Süditalien bedenkt, die inzwischen

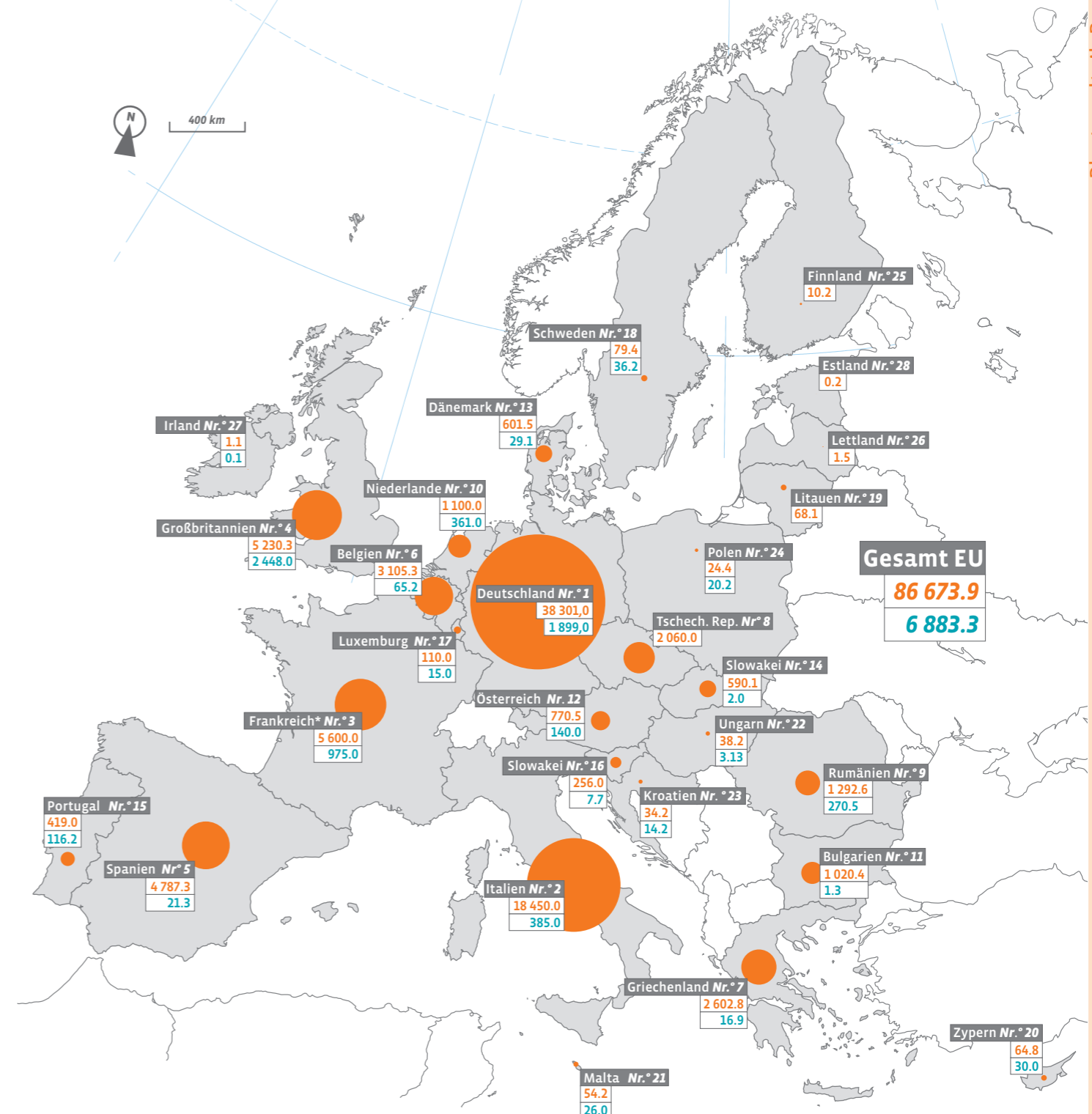
**Tabelle Nr. 6**

Wichtige Hersteller von Photovoltaik-Modulen 2014

Hersteller	Technologien	Land	Standort der Produktion	Fertig gestellte Module 2014 (in MWp)
Trina Solar	Wafer, monokristalline Zellen und Module	China	China	3 660
Yingli Green Energy	Wafer, mono- und multikristalline Zellen und Modules	China	China	3 361
Canadian Solar	Ingots, Wafer, Zellen, Module, PV Systeme	Kanada, China	Kanada, China	3 105
Jinko Solar	Kristalline Ingots, Wafer, mono- und multikristalline Zellen	China	China	2 944
JA Solar	Mono-Crystalline, Silicon Module, Poly-Crystalline, Silicon Module	China	China	2 407
Renesola	Polysilicone Wafer und Module, kleine Wechselrichter	China	Polen, Südafrika, Indien, Malaysia, Südkorea, Türkei, Japan	1 970
Sharp Corporation	Kristalline Zellen (mono, multi)/Dünnschichtmodule (a-Si, mc-Si)	Japan	Japan, USA	1 900
Motech	Mono- und multikristalline Zellen und Module, Wechselrichter	Taiwan	Taiwan, China, Japan, USA	1 632
First Solar	CdTe- Dünnschichtmodule	USA	Malaysia, USA	1 500
Sun Power	Mono- und multikristalline Zellen und Module	USA	USA, Philippinen	1 254

Quelle: EuroObserv'ER 2015 (Unternehmensangaben und Finanzberichte).

Netzgekoppelte Photovoltaik Leistung in der Europäischen Union 2014\* (MWp)



Key  
 86 673,9 Angeschlossene Photovoltaik-Leistung in der Europäischen Union 2014\* (MWp).  
 6 883,3 Im Jahr 2014 angeschlossene Photovoltaik-Leistung in der Europäischen Union\* (MWp)

\*Schätzung. \*\*Übersee-Departments mit berücksichtigt für Frankreich. Quelle: EuroObserv'ER 2015.



Behandlung von organischen Solarzellen am Interuniversity Micro Electronics Center (IMEC) in Leuven, Belgien.

unter 0,10 EUR/kWh liegen, und wenn man sich vor Augen führt, dass Anlagen mit großer Leistung die Hauptnutznießer des Programms waren. Letzten Sommer beschloss die italienische Regierung, die Kosten für das Programm zu senken – durch eine drastische Kürzung der Einspeisevergütung ab dem 1. Januar 2015, die zudem auch auf bestehende Verträge Anwendung finden würde. Das neue Gesetz bietet Eigentümern von >200-kW-Anlagen mit einer für 20 Jahre garantierten Einspeisevergütung über den Conto-Energia-Mechanismus drei Optionen an: Die erste ist eine umgehende Senkung des Tarifs um 5–9% (je größer die Anlage, desto stärker wird reduziert). Die zweite Option ist, den Zeitraum der garantierten Einspeisevergütung auf 24 Jahre zu verlängern und im Gegensatz dafür die Vergütung um 17–25% zu senken. Die dritte Option sieht eine Neuberechnung der Vergütung vor, mit einem reduzierten Satz in der Anfangsphase und einer zwei-

ten Phase mit einem höheren Satz. Die Regierung gibt an, dass diese rückwirkende Kürzung der Vergütungssätze nur 6% der Eigentümer von PV-Anlagen betrifft, die alles in allem fast 60% der Produktionszuschüsse erhalten. Sie geht davon aus, dass dieses Gesetz den italienischen Stromverbrauchern im Jahr 2015 rund 1,5 Mrd. EUR sparen wird. Gleichzeitig wurde mit dem Gesetz eine Gebühr in Höhe von 5% auf selbstverbrauchte Stromproduktion eingeführt. Italien ist das Land, das der Solarkraft den größten Platz in seinem Strommix eingeräumt hat – ein Anteil, der 2014 auf 7,5% geschätzt wurde.

#### PHOTOVOLTAIK-BRANCHE UNVERMINDERT AUF WACHSTUMSKURS

Der für 2014 verzeichnete Aufwärtstrend bei der PV-Leistung weltweit hat bei den Weltmarktführern natürlich auch die Zunahme der Produktion von PV-Zellen

und -Modulen erheblich angekurbelt. EurObserv'ER geht davon aus, dass die chinesischen Akteure die Weltranglisten weiterhin fest im Griff und die ersten sechs Plätze unter sich aufgeteilt haben (Tab. 6). Zu den Top-Ten-Modulherstellern gehören weiterhin ein Unternehmen aus Japan (Sharp Corporation), eines aus Taiwan (Motech) und zwei aus den USA (First Solar und SunPower). Die Geschicke der wichtigsten Hersteller haben sich 2014 verbessert – als Konsequenz aus der hohen Nachfrage aufgrund der globalen Marktexpansion und einem langsamer vonstatten gehenden Preisverfall bei den Modulen. Einige Hersteller sind inzwischen rentabler, nachdem die Modulproduktionskosten soweit gesenkt werden konnten, dass damit der Einbruch des Marktpreises für Module ausgeglichen werden konnte. Ein weiterer Trend, der sich immer deutlicher abzeichnet, ist die Tatsache, dass eine wachsende Anzahl von Herstellern sich nicht mehr damit begnügt, nur Module zu liefern, sondern auch in die Projektentwicklung einsteigt – entweder für Dritte über EPC-Verträge (Engineering, Procurement and Construction) oder für eigene Projekte. Schließlich gibt es auch etliche Schlüsselakteure, die sich zunehmend im Bereich der Finanzsteuerungsinnovationen betätigen, vor allem durch Schaffung von Finanzinstrumenten vom Typ „YieldCo“ – als neuer Wachstumsvektor für ihre eigenen Unternehmen und auch, um eigene Vermögenswerte zu monetarisieren. Eine YieldCo ist ein börsennotiertes Unternehmen, dessen Anteile auf dem Markt gehandelt werden. Die Dividenden werden aus den Einnahmen des Anlagenbestandes generiert, der bereits in Betrieb befindliche PV-Anlagen umfasst. Diese Art der Investition ist insofern attraktiv, als sie das Risiko, das der Projektentwicklung von PV-Anlagen eigen ist, aufhebt. SunPower hat sich 2014 für eine weitere Finanzinnovation entschieden, das Leasing, und dafür einen 250-Millionen-Dollar-Investmentfonds aufgelegt. Das zugrunde liegende Prinzip ist, dem einzelnen Hausbesitzer eine Photovoltaik-Anlage zu einem Preis zu leasen, der niedriger ist als seine übliche Stromrechnung. Privatpersonen können auf diese Weise umgehend von der Solarenergie profitieren, ohne die



Kosten für die Anfangsinvestition tragen zu müssen. Leasing ist, zusammen mit anderen Finanzierungsmechanismen für Dritte, in den Vereinigten Staaten inzwischen das wichtigste Instrument für die Entwicklung der Photovoltaik im Eigenheimsektor.

#### TRINA SOLAR, DIE NR. 1 DER NEUEN WELT

Im Jahr 2014 beanspruchte der chinesische Hersteller Trina Solar für sich die Weltmarktführung in der Modulproduktion. In seinem Finanzbericht für 2014 gibt das Unternehmen an, etwa 3,66 GW Module geliefert zu haben (wovon 3,34 GW auf dem Markt verkauft und 324 MW für eigene, interne Projekte verwendet wurden). Dementsprechend steigerte es seine Lieferungen in 2014 um 41,9% – bezogen auf 2,58 GW, die 2013 ausgeliefert wurden. Der Nettoumsatz konnte damit im Jahresvergleich um 28,8

### Tabelle Nr. 7

Wichtige europäische Projektentwickler von Großanlagen 2014

Unternehmen	Land	Installierte PV Leistung 2014 (in MW)	Angestellte 2014*
Juwi AG / MVV Energie AG	Deutschland	2 500	1 540
Belectric	Deutschland	1 500	1 600
Abengoa *	Spanien	1 223	24 750*
Enerparc	Deutschland	1 200	k.a.
Saferay	Deutschland	747	k.a.
EDF énergies nouvelles	Frankreich	705	3 050
Martifer	Portugal	560	3 000
Activ Solar	Österreich	524	k.a.
GP Joule	Deutschland	434	k.a.
Elecnor / Enerfin	Spanien	250	13 000*

Große Energieunternehmen und großen Hersteller (wie z.B. First Solar, Yingli, ...) können aufgrund ihrer Größe und Kapitalbeschaffungsmöglichkeiten ebenfalls erneuerbare Energieportfolios planen, bauen, besitzen oder betreiben. Die Tabelle zeigt keine Reihenfolge, sondern gibt einen repräsentativen Überblick zu spezialisierten europäischen PV Projektentwicklern (EPC). \*\* Alle Mitarbeiter des Unternehmens, auch von anderen erneuerbaren Technologien, z.B. Wind, CSP oder andere Geschäftsfelder. Quelle: EurObserv'ER 2015 (basierend auf WIKI-Solar project developer data base und aktualisierte Unternehmensdaten).

% auf 2,29 Mrd. Dollar gesteigert werden. Das Unternehmen gibt an, diese deutliche Steigerung sei auf die große Nachfrage auf dem chinesischen, japanischen und US-amerikanischen Markt zurückzuführen, wo es besonders gut aufgestellt ist. Hinzu kommt, dass diese Ergebnisse Trina Solar wieder den Bereich der Rentabilität erreicht hat. Der Finanzbericht des Unternehmens für 2014 verzeichnet einen Reingewinn von 61,3 Mio. Dollar – gegenüber einem Nettoverlust von 72,2 Mio. Dollar im Jahr 2013. Das Unternehmen sieht weiterhin überaus optimistisch in die Zukunft und geht davon aus, dass sich seine Gewinne mit jedem Quartal weiter erhöhen werden. Es sei deshalb wieder rentabel geworden, weil es ihm gelungen sei, sich dem Trend, den durchschnittlichen Verkaufspreis für die Module zu senken, ohne Abstriche bei der Herstellungsqualität zu machen, entgegenzustellen. Darüber hinaus plane es, sein Projektportfolio außerhalb Chinas weiterzuentwickeln, vor allem in Großbritannien und Japan.

#### YINGLY AUF DEM WEG DER BESSERUNG

Yingly Solar, 2012 und 2013 noch Weltmarktführer, ist in einer etwas weniger glücklichen Lage. Das chinesische Unternehmen, das mit ansehen musste, wie ihm der Spitzenplatz weggenommen wurde, geht dennoch davon aus, dass es sein Geschäftsvolumen konsolidiert hat. In seinem Finanzbericht für 2014 teilte der Hersteller mit, er habe im Jahr 2014 3.361,3 MW ausgeliefert (davon 260,3 MW für eigene Projekte), was gegenüber 2013 (3.234,3 MW) eine leichte Verbesserung darstellt. Der Nettoumsatz ist von 13.418,1 Millionen Yuan (2.162 Millionen Dollar) im Jahr 2013 auf 12.927,4 Millionen Yuan (2.083,5 Millionen Dollar) eingebrochen. Das Unternehmen führt das schlechtere Abschneiden auf den Rückgang beim Verkaufspreis für Module zurück, doch im Gegensatz zu Trina Solar ist es Yingly nicht gelungen, 2014 wieder gewinnbringend zu wirtschaften. Der Hersteller gab Nettoverluste in Höhe von 1.299,8 Millionen Yuan (209,5 Mio. Dollar) für 2014 bekannt – gegenüber einem Nettoverlust von 1.944,4 Millionen Yuan (313,4 Mio. Dollar) in 2013. Der chinesische

Vorstandschef des Unternehmens sieht die Wachstumsperspektiven für den Weltmarkt im Jahr 2015 allerdings zuversichtlich, vor allem, nachdem Peking im März 2015 die Zielvorgabe von 17,8 GW an jährlich zu installierender Leistung bekannt gegeben hat. Der Hersteller erwartet für dieses Jahr, die Lieferzahlen weiter steigern zu können, und geht dabei von einem Volumen zwischen 3,6 und 3,9 GW (davon 400–600 MW für eigene Projekte) aus.

#### CANADIAN SOLAR – GESTEIGERTE RENTABILITÄT

Nach unserer Platzierung dürfte die chinesisch-kanadische Canadian Solar auch weiterhin an dritter Stelle rangieren. Der Hersteller gab bekannt, im letzten Jahr 3.105 MW geliefert zu haben, betonte aber auch, dass nur 2.813 MW in den Umsatz von 2014 eingeflossen seien (gegenüber 1,9 MW bei den Einnahmen von 2013). Der Nettoumsatz des Unternehmens stieg deutlich an: von 1,65 Mrd. auf 2,95 Mrd. Dollar – Hand in Hand mit der Ertragskraft, die 2014 von 31,7 auf 239,5 Millionen Dollar gestiegen ist. Für das ganze Jahr 2015 rechnet das Unter-

nehmen mit Modullieferungen von insgesamt etwa 4,0 GW bis 4,3 GW, darunter 3.300 MW bis 3.500 MW Verkäufe an Dritte, 235 MW bis 275 MW Projekt- und EPC-Verkäufe sowie 460 MW bis 490 MW Lieferungen für Projekte, die bis zum Start eines YieldCo-Instruments in der Bilanz gehalten werden. Im Februar 2015 teilte Canadian Solar mit, man habe sich mit der Sharp Corporation abschließend über den Erwerb von Recurrent Energy, einem nordamerikanischen Solar-Projektentwickler, zum Preis von 265 Mio. Dollar geeinigt. Sobald dieser Kauf abgewickelt ist, kann der Hersteller seine Reserven für Investitionsvorhaben um etwa 4 GW anheben, was potenzielle Umsätze im Wert von rund 3,2 Mrd. Dollar ermöglicht, die zu den 4,5 GW Investitionsvorhaben, die das Unternehmen bereits jetzt hält, hinzukämen.

#### FIRST SOLAR UND SUNPOWER STARTEN GEMEINSAM EINE YIELDCO

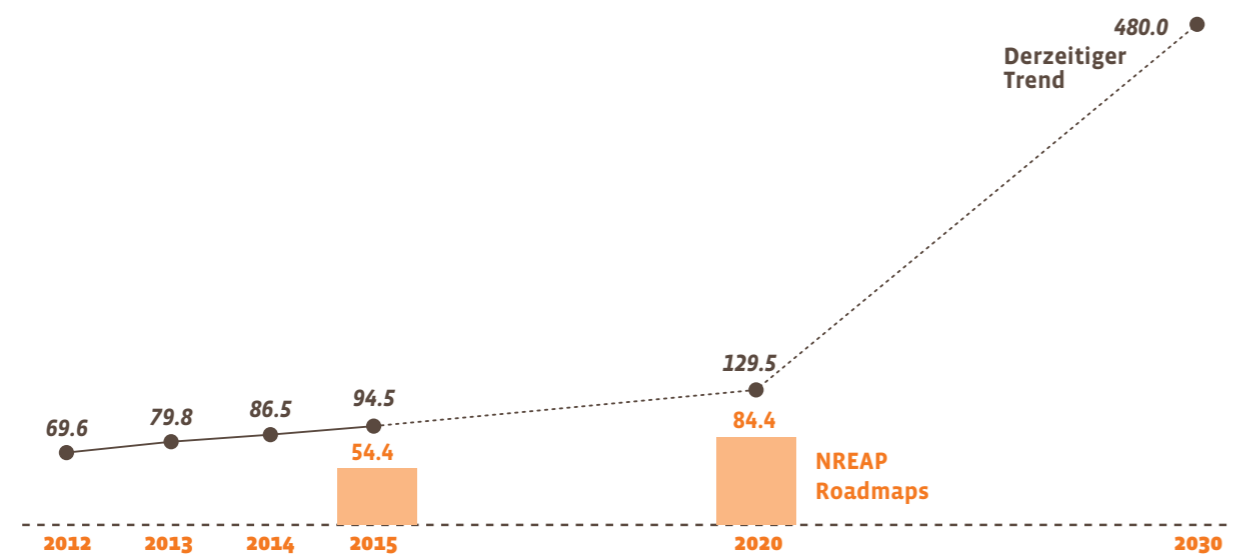
First Solar ist der erste amerikanische Hersteller dieser Kategorie, der 2014 etwa 1,5 GW geliefert hat (bei einer geschätzten Jahresproduktion von 1.846

MW). Der Finanzbericht für 2014 zeigt, dass das Umsatzvolumen des Unternehmens etwas höher (2,5%) lag als 2013, bei einem Nettoumsatz von 3.392 Millionen Dollar gegenüber 3.309 Millionen Dollar im Vorjahr. Der Reingewinn verbesserte sich und stieg von 353 Millionen Dollar in 2013 auf 396 Millionen Dollar im Jahr 2014. Gleichwohl lag das Umsatzvolumen 2014 unterhalb der Zielvorgabe, hatte der Hersteller doch Umsätze von 3,6 bis 3,9 Mrd. Dollar prognostiziert. First Solar gibt an, für 2014 neue Aufträge für 2,5 GW verzeichnen zu können, womit der Projektbestand des Unternehmens aktuell bei 13,5 GW liegt. Das Unternehmen, das weltweit als Spezialist für Cadmiumtellurid gilt, teilte zu Beginn des Jahres mit, dass TetraSun, die neue Produktionsanlage des Unternehmens für kristalline Siliziumzellen und -Module, ihren Betrieb aufgenommen habe. Die Anlage mit einer Produktionskapazität von 100 MW produziert schon jetzt Module mit einem Wirkungsgrad der Zellen von 20,5%. SunPower, der zweitgrößte amerikanische Modulhersteller (60% werden von der französischen Total-Gruppe gehalten), der sich auf Module der Spit-

zenklasse spezialisiert hat, gab bekannt, 1.254 MW geliefert zu haben, die auch offiziell in die Umsatzzahlen eingeflossen sind, die damit von 2,5 Mrd. Dollar (2.507 Millionen Dollar) im Jahr 2013 auf über 3 Mrd. Dollar (3.027 Millionen Dollar) im Jahr 2014 angewachsen sind. Der Reingewinn des Unternehmens stieg rasant von 95,6 Millionen Dollar in 2013 auf 245,8 Millionen Dollar im Jahr 2014. Obwohl diese beiden amerikanischen Hersteller auf dem Weltmarkt Konkurrenten sind, gaben sie am 10. März 2014 bekannt, sie hätten rechtliche Schritte eingeleitet, um eine gemeinsame (50:50) finanzielle Kapitalgesellschaft vom Typ einer YieldCo zu gründen. Die beiden Hersteller wollen Vermögenswerte, die aus ihren jeweiligen Solaranlagenportfolios ausgewählt werden, in diesem Unternehmen, der 8point3 Energy Partners, bündeln, was ihnen die Möglichkeit geben wird, Geldmittel für die Entwicklung neuer Projekte aufzubringen. Die Stückzahl der Aktien und der Ausgabepreis für die Aktien des Unternehmens (Genehmigung steht noch aus), das in der NASDAQ gelistet werden wird, stehen noch nicht fest. Der Aufbau einer solchen YieldCo, die aus Solar-Vermögenswerten besteht, ist in den Vereinigten Staaten nicht neu, da es dem amerikanischen Entwicklungsunternehmen Sun Edison bereits im Juli 2014 gelang, Kapital in

## Grafik Nr. 2

Vergleich des aktuellen Trends der installierten PV-Leistung mit den Roadmaps der NREAP (National Renewable Energy Action Plans) (in GWp)



Quelle: Eurobserv'ER 2015.





Höhe von 600 Millionen Dollar aufzubringen; auf die gleiche Weise hatte im Juni 2014 schon die NextEra 450 Millionen Dollar aufgebracht.

## EIN STABILERER MARKT BIS 2020

In den letzten drei Jahren hatte die Photovoltaik-Branche in der Europäischen Union zu kämpfen, an die Leine gelegt von den Vorgaben einer staatlichen Politik, die das Ziel verfolgt, die Kontrolle über den Sektor wiederzuerlangen und die „finanziellen“ Wunden heilen zu lassen, die der Boom des sich zu Beginn des Jahrzehnts noch rasend schnell entwickelnden Marktes geschlagen hatte. Die Frage, die es zu beantworten gilt, ist, wie lange genau die politischen Entscheidungsträger der einzelnen Länder brauchen werden, ehe sie bereit sind, der Branche in ihren Ländern einen Neustart auf einer solideren Grundlage zu ermöglichen – vor dem Hintergrund einer realen Vision für die Zukunft der nationalen und europäischen Energiesysteme.

Es ist diese Vision, die die EU-Kommission mit ihrem großen, am 25. Februar 2015 vorgestellten Projekt umzusetzen versucht: der Europäischen Energieunion. Diese „Energieunion“ erinnert an die EGKS (Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl), die Montanunion von 1951, aus einer Zeit, in der Europa auf Grundlage der gemeinsamen Bewirtschaftung der Kohle aufgebaut wurde. Dieses neue EU-Projekt soll nachhaltiger sein und mit der aktuellen geopolitischen Realität der EU im Einklang stehen. In erster Linie zielt es darauf ab, die Energieabhängigkeit der 28 Staaten vor allem von russischem Gas zu reduzieren, da geopolitische Spannungen zwischen Europa und Russland ganz offensichtlich einen Teil unserer Energieversorgung bedrohen. Darüber hinaus wird mit dem Projekt eine echte Energiewende angestrebt, hin zu einer CO<sub>2</sub>-armen, klimafreundlichen Wirtschaft in Europa – mit erschwinglichen und wettbewerbsfähigen Energiekosten. Die Pressemitteilung der EU-Kommission erklärt, dass die Energieunion auf folgenden Grundsätzen basieren soll: Dazu gehören eine Solidaritätsklausel,

mit der die Abhängigkeit von einem einzelnen nationalen Lieferanten, insbesondere im Fall von Störungen der Energieversorgung, verringert werden soll, und ein freier Energiefluss. Für den Strommarkt bedeutet das den Aufbau eines Marktes, der stärker verbunden und offener für erneuerbare Energien ist. Der Gedanke des freien Flusses der Energie zielt primär darauf ab, die staatlichen Subventionierungsstrategien in den jeweiligen Binnenmärkten gründlich zu überarbeiten und die Subventionierung von umweltschädlichen Energiearten (vor allem bei fossilen Energieträgern) zu kürzen. Die Energieunion sieht zudem Energieeffizienz und den Übergang zu einer nachhaltigen CO<sub>2</sub>-armen Gesellschaft als Prioritäten an. Der letztgenannte Aspekt erfordert Stromnetze, die imstande sind, auch lokal produzierte Energie problemlos und effizient aufzunehmen, vor allem aus erneuerbaren Quellen.

Obwohl dies ein gesamteuropäisches Problem ist, ist die Lage unklar, da einige Regierungen die Energiefrage strategisch als zu wichtig erachten und nicht bereit sind, die Frage der Energiewirtschaft der Führungsregie der Gemeinschaft anzuvertrauen. Regierungen sind zudem mit der Arbeit von Lobbyisten ihrer nationalen Akteure konfrontiert (und besitzen häufiger sogar Anteile an diesen Unternehmen), die ihre eigenen wirtschaftlichen Interessen zu schützen versuchen. Ein weiterer Weg, der mit der Energieunion besprochen werden könnte, wäre eine bessere Verteilung nationaler Investitionen in ganz Europa, um den Strom-Mix unmittelbar auf der Ebene der Europäischen Union optimieren zu können. Im Fall der Photovoltaik bedeutet dies, die Entwicklung in den Ländern Südeuropas zu fördern, wo die Solarenergie am preiswertesten ist. Die Möglichkeit einer Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten existiert bereits jetzt im Rahmen der aktuellen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Artikel 9), wird bislang aber nur sehr zögerlich eingesetzt.

Über die Absichtserklärungen mehrerer großer Länder hinaus kann sich der Erneuerbare-Energien-Markt nur dann erholen, wenn das derzeitige System generalüberholt wird und rechtliche Rahmenbedingungen eingeführt werden, die die Integration der erneuerbaren Ener-

gien in den Strom-Mix erleichtern. Diese Integration muss sowohl auf lokaler Ebene (Produktion und Eigenverbrauch vor Ort) durch den Aufbau intelligenter Stromnetze (smart grids) erfolgen, als auch auf europäischer Ebene durch Schaffung von Infrastrukturen, die einen Austausch von Ökostrom zwischen Nachbarländern ermöglichen. Ob wir in diesen Bereichen handeln werden oder nicht, wird der wahre Lackmestest der Energiewende sein.

Es muss eingeräumt werden, dass die Waagschale im Jahr 2015 noch immer zugunsten derer ausschlägt, die sich dafür aussprechen, die Entwicklung der erneuerbaren Energien zu verlangsamen. Im Fall der Photovoltaik sehen einige Mitgliedsstaaten das wichtigste gesetzgeberische Ziel darin, rückwirkend Maßnahmen in das System zur Förderung ihrer Produktion einzuführen, die die Stromkosten senken sollen. Beispiele hierfür sind Spanien, Italien und einige mitteleuropäische Länder, wie die Tschechische Republik; alternativ kommen Abgaben und Steuern für selbst verbrauchten Strom zur Anwendung. Die Generalisierung und Trivialisierung dieser Maßnahmen könnte langfristig ein Hindernis für einen Neustart des europäischen Solarmarktes schaffen. Die Schaffung eines vorgegebenen klar umrissenen rechtlichen Rahmens, der für die Entwicklung des Eigenverbrauchs und der Netzinstallation zwingend erforderlich wäre, dauert erstaunlicherweise viel länger.

Dementsprechend hat EurObserv'ER seine Prognosen für die PV-Gesamtleistung bis 2020 abermals nach unten korrigiert. Die Tatsache, dass die Europäische Union die zusammengelegten NREAP-Ziele (Ziele der Nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energie) bereits 2014 und damit sechs Jahre zu früh überschritten hatte, ist dabei irrelevant (Grafik 2), wenn man bedenkt, wie sehr einzelne Länder das Solarenergie-Potenzial unterschätzt haben, als sie 2009 und 2010 ihre Aktionspläne konzipierten.

Dennoch dürfte 2015, im Einklang mit den Wachstumsprognosen für die wichtigsten Märkte der Europäischen Union, das Ende des zehrenden Marktrückgangs in der EU einläuten. Nach Einschätzung von EurObserv'ER dürfte das Wachstum sogar positiv ausfallen und etwa 8 GW

erreichen, um sich anschließend bei einem relativ stabilen jährlichen Zubauvolumen einzupendeln. Dieser Wachstumstreiber ist vorerst noch anfällig. Er basiert größtenteils auf der Schubkraft des britischen Marktes, einer leichten Belebung des deutschen Marktes bezogen auf die Zielvorgaben, dem mit 1 GW stabilen französischen Markt und dem leicht erholten italienischen Markt (ebenfalls um die ein-Gigawatt-Marke), wird aber auch von der Einführung der neuen gesetzlichen Bestimmungen zum Eigenverbrauch und der Schaffung von Energiespeichersystemen auf dem Markt getragen. Schon bald könnte ein weiterer Wachstumsvektor die Erholung des europäischen Marktes befördern. Dafür werden neue Finanzierungsmodelle<sup>(1)</sup> für Verbraucher geschaffen werden müssen, die etwa eine Beteiligung Dritter vorsehen (Leasing-System) – gegenwärtig der wichtigste Vektor für die Entwicklung der Solarenergie in den Vereinigten Staaten. Diese Modelle könnten zum Teil von den Stromversorgungsunternehmen getragen werden, vorausgesetzt, dass sie ein neues Kapitel aufschlagen und sich dafür entscheiden, diese Energiewende mitzugehen.

(1) „PV Financing“ ist ein europäisches Projekt, das gerade erst gestartet wurde und das Ziel verfolgt, neue PV-Geschäftsmodelle hervorzubringen, um den Sektor dabei zu unterstützen, sich auch jenseits des Einspeisetarif-Systems weiter zu entwickeln. Weitere Details finden Sie auf [www.pv-financing.eu](http://www.pv-financing.eu)



Der nächste EurObserv'ER Marktbericht erscheint zum Thema Solarthermie.

## Download

EurObserv'ER veröffentlicht eine interaktive Datenbank mit den Barometerindikatoren unter [www.energies-renouvelables.org](http://www.energies-renouvelables.org) (in französischer Sprache) und unter [www.eurobserv-er.org](http://www.eurobserv-er.org) (in englischer Sprache). Klicken Sie auf das Banner „Interactive EurObserv'ER Database“, um die Barometerdaten als Arbeitsblatt für eine Tabellenkalkulation herunterzuladen.

Quellen **Tabell 3 and 4: Photovoltaic Österreich, Apere (Belgien), APEE Bulgarien, University of Zagreb, Kroatien Energy Market Operator – HROTE (Kroatien), Zypern Institute of Energy, Ministry of Industry and Trade (Czech Republic), PA Energy Ltd and ENS (Dänemark), Agee-Stat (Deutschland), Helapco (Griechenland), University of Miskolc (Ungarn), GSE (Italien), NSO (Malta), Zonnestroomnl.nl, IEO (Polen), DGGE and EDP (Portugal), AHK Rumaenien, ECB (Slowakei), JSI (Slowenien), REE (Spanien), Uppsala University (Schweden), Großbritannien (DECC).**



Dieser Barometer wurde von Observ'ER im Rahmen des EurObserv'ER-Projekts erstellt, an dem Observ'ER (FR), die RENEWABLES ACADEMY (RENAC) AG (DE), ECN (NL), das Institut für Erneuerbare Energie (EC BREC IEO, PL), das Jozef-Stefan-Institut (SL) und die Frankfurt School of Finance & Management (DE) beteiligt sind. Dieses Projekt erhält finanzielle Unterstützung von Ademe, dem Programm „Intelligente Energie – Europa“ und von Caisse des dépôts. Die alleinige Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Der Inhalt spiegelt weder die Auffassung der Europäischen Kommission, der Ademe noch der Caisse des dépôts wider. Die Europäische Kommission, Ademe und Caisse des dépôts haften nicht für die Verwendung der veröffentlichten Informationen.

Umsetzung: Roman Buss (RENAC)  
Layout: Susanne Oehlschlaeger (RENAC)