4initia

Newsletter
Februar 2022

No. 02

Umsetzung von PPA-basierten Solarprojekten aus Sicht kleinerer Entwickler

Strompreisrückblick:
Januar 2022

Meldungen

Finanzierungsabschluss für das größte unabhängige Solarkraftwerk in Deutschland

Octopus Renewables erwirbt 4 MW Onshore-Windpark in Frankreich

European Energy verkauft Italiens größten Windpark an Iren Energia

Encavis AG kauft zwei Solarparks mit 105 MW in Dänemark

Nordex SE baut Onshore-Portfolio in Finnland aus

1,9 GW installierte Leistung aus Onshore-Windenergie im Jahr 2021 in Deutschland

Northland Power Inc. (NPI) und RWE Renewables GmbH gründen Joint Venture

Strom-Deal zwischen Energy2market, EDF Trading Limited und Green Energy 3000 GmbH

Olympiastadion erzeugt bald grünen Strom

Anstieg der Windenergienutzung im Berliner Vorort Großbeeren

Solarpark Benban Solar Energy Complex in Ägypten generiert 1,5 % GW

EDF-Gruppe eröffnet den zweiten Offshore-Windpark in China

Umsetzung von PPA-basierten Solarprojekten aus Sicht kleinerer Entwickler

In den vergangenen zwei Jahren haben Freiflächen-Photovoltaik-Projekte eine zunehmende Rolle beim Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) eingenommen. Aufgrund der deutlich gestiegenen Strompreise zeigen vor allem Freiflächen-Projekte, welche über ein Power-Purchase-Agreement (PPA) strukturiert sind, eine auffallend attraktive Wirtschaftlichkeit. Es ist zu erwarten, dass solche PPA-PV-Projekte vor dem Hintergrund der durch die Ampel-Koalition erhöhten Ausbauziele eine noch größere Bedeutung erfahren werden.

Auch wenn die Strompreise im vergangenen Jahr deutlich gestiegen sind (s. Abb. 1) und sich teilweise auf Rekordniveau bewegt haben bzw. immer noch bewegen, ist die wirtschaftliche Umsetzung von PPA-PV-Projekten alles andere als einfach. Als Folge der Pandemie und der dadurch gestörten Lieferketten sind nicht nur die Gestehungskosten in Teilen stark gestiegen, sondern auch die grundsätzliche Lieferbarkeit notwendiger Komponenten von Modulen, Wechselrichter etc. stellt ein zunehmendes Problem dar.

Hierdurch zeigt sich, wie herausfordernd die Umsetzung großer PV-Projekte trotz hoher Strompreise in Deutschland ist. Zwar ist trotz aller Herausforderungen die Suche nach möglichen Projektstandorten durch Entwickler ungebrochen, doch der Schwierigkeitsgrad der Realisierung ist dadurch nicht gesunken. Welche Herausforderungen bestehen bei der Umsetzung großer PPA-PV-Projekte? Wie lassen sich PV-Freiflächenprojekte mit 100 oder mehr MW in Zeiten angespannter Börsenstrompreise finanzieren? Welche PPA Struktur passt zu welchem Preisniveau und ermöglicht gleichzeitig noch die angestrebte finanzielle Strukturierung?

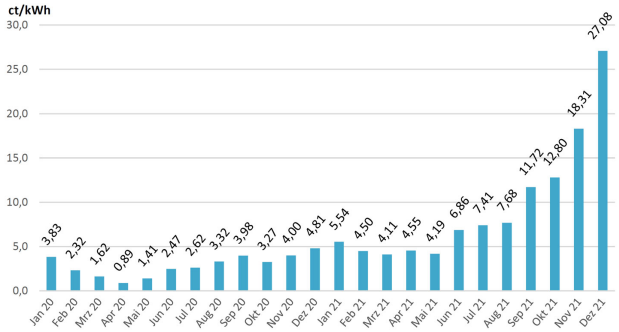


Abbildung 1: Monatsmittelwerte von Strom aus PV-Anlagen (1).

PPAs - Stromabnahmeverträge

Einfach ausgedrückt ist ein PPA ein Stromabnahmevertrag zwischen einem Stromerzeuger und einem Abnehmer. Diese Abnehmer sind in den meisten Fällen Stromhändler, welche den Strom über den Markt weiterveräußern. In den vergangenen Jahren haben sich jedoch auch vermehrt direkte Nutzer des Stromes unter den Abnehmern befunden. Ein Beispiel hierfür ist die Deutsche Bahn, die nicht nur mit Stromhändlern, sondern auch direkt mit Entwicklern PPAs abgeschlossen hat (2).

Die Frage, die sich an dieser Stelle stellt, ist, warum Entwickler PPAs abschließen sollen, wenn in Deutschland eine garantierte Vergütung für Strom aus EE-Anlagen über

eine Laufzeit von 20 Jahren durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) möglich ist. Für die Entscheidung gegen das EEG und für eine Vergütung durch einen PPA gibt es drei Hauptgründe:

Die ersten beiden dieser Gründe ergeben sich aus den Einschränkungen, die das EEG auferlegt. Einerseits dürfen lediglich Freiflächenanlagen an den EEG-Ausschreibungen teilnehmen, die auf Konversionsflächen, benachteiligten Flächen oder entlang vorgeschriebener Korridore entlang der Autobahn / Eisenbahn projektiert werden (3). Des Weiteren ist die Teilnahme an Ausschreibungen zum Erhalt der EEG-Marktprämie nur für Anlagen bis 20 MW möglich (4).

Der dritte Grund sich für eine Vergütung durch einen PPA zu entscheiden kann die Höhe der Vergütung sein. In Abb. 2 sind zwei Datenreihen zu den EEG-Ausschreibungen der vergangenen Jahre dargestellt. Die blaue Linie zeigt, in welcher Höhe der gewichtete Mittelwert der Zuschläge lag. Über die vergangenen beiden Jahre hat sich ein Mittelwert der Zuschläge bei knapp über 5,00 ct/kWh herausgezeichnet. Warum dieser Zuschlagswert knapp 1,00 ct/kWh unter den Zuschlagswerten für Onshore-Windkraftanlagen liegt, ist teils durch die Menge der Kapazitäten, welche an den Ausschreibungen teilnehmen, zu erklären.

Die grauen Balken spiegeln wider, wie stark PV-Ausschreibungen in den vergangenen Jahren überzeichnet waren. In anderen Worten zeigen die Prozentzahlen in Abb. 2, wie die Menge an eingereichter Kapazität im Vergleich zur Zuschlagsmenge steht. Ein Blick auf die rechte Achsenbeschriftung verrät, dass weiterhin weniger als die Hälfte aller eingereichten Kapazitäten einen Zuschlag erhält (5).

PPA-Projekte müssen weder die oben genannten Kriterien der EEG-Anlagen erfüllen, noch müssen sie durch das äußerst kompetitive Ausschreibungsverfahren der Bundesnetzagentur.

Ein weiterer Vorteil der Vergütung durch PPAs gegenüber dem EEG sind Herkunftsnachweise (HKN), welche wegen eines Doppel-vermarktungsverbotes nicht für EEG-Anlagen ausgestellt werden (6). Pro erzeugter MWh an Strom aus EE-Anlagen wird ein HKN an den Erzeuger ausgestellt. HKN sind von Abnehmern sehr begehrt, da sie die grüne Eigenschaft des Stromes zertifizieren und damit den Preis durch die Vermarktung leicht anheben. In manchen Fällen kann dieser Aufpreis jedoch den Unterschied in der Entscheidung zwischen Vergütung aus PPA und EEG ausmachen.

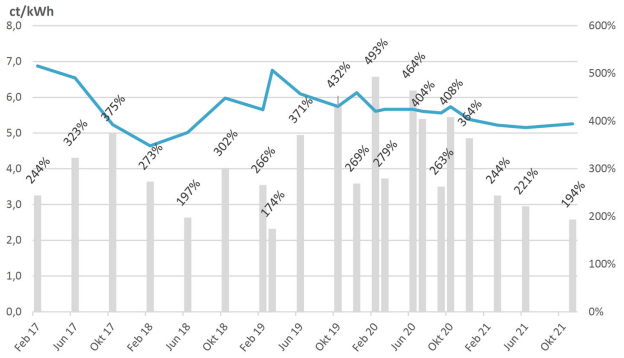


Abbildung 2: EEG Freiflächen-PV Ausschreibungsstatistiken.

Herausforderungen bei der Umsetzung von PV-Projekten

Die gestiegenen Strompreise führen zwar grundsätzlich zu einer verbesserten Erlösstruktur der PV-Projekte, was wiederum grundsätzlich zu einer erhöhten Fremdfinanzierung führt. Jedoch stehen

diesen verbesserten Finanzierungs-Konditionen in Teilen stark erhöhte Gestehungskosten (CAPEX) entgegen. Ganzheitlich betrachtet ist zu erwarten, dass zur Deckung der CAPEX neben Fremdmitteln auch Eigenkapital erforderlich sein wird. Neben dem reinen quantitativen Erfordernis für Eigenkapital ist aufgrund der gestörten Lieferketten auch die zeitliche Strukturierung des Eigenkapitals mehr und mehr zur Herausforderung geworden. Da üblicherweise das Eigenkapital vor dem Fremdkapital zum Einsatz kommen muss und kleine bis mittlere Entwickler häufig nicht über ausreichende Kapitalstärke verfügen, um Investitionen in solchen Größenordnungen vorzufinanzieren, wird somit in vielen Fällen Eigenkapital eines externen Investors notwendig. Die entsprechenden Mittel sind zwar grundsätzlich auf dem Markt vorhanden, jedoch stellen die größer werdenden Unsicherheiten in Bezug auf die Zeitachse der Umsetzung von PPA-PV-Projekten ein immer größer werdendes Problem in der Ansprache potenzieller Investoren dar. Diese Herausforderung in Bezug auf das notwendige Eigenkapital hat wiederum sowohl unmittelbare Auswirkungen auf die Gespräche mit den Kreditgebern als auch auf die Verhandlungen mit den PPA-Abnehmern und Generalunternehmern (GU). Einerseits fordern an dieser Stelle die Kreditgeber Geschlossenheit der Eigenkapital-finanzierung, andererseits werden aber auch viele GU-Anbieter erst in belastbare Verhandlungen eintreten, wenn feststeht, wie das Projekt und deren Umsetzung finanziert werden soll. Dies gilt ebenso für die Verhandlungen mit den PPA-Abnehmern, welche ebenfalls erst konkret in die Verhandlungen einsteigen, wenn die Finanzierung und die zeitliche Umsetzung des Projektes stehen.

Aufgrund der Interdependenzen von Eigenkapital, Fremdkapital, PPA und GU ist die erfolgreiche Umsetzung eines PPA-PV-Projektes als iterativer Prozess zu strukturieren.

Im ersten Schritt sind während der Planungsphase des Projektes in Frage kommende Eigenkapitalinvestoren anzusprechen. Diese müssen nicht zwingend Entwicklungsrisiko übernehmen, sollten aber grundsätzlich mit dem Entwicklungsprozess von PPA-PV-Projekten und den damit verbundenen zeitlichen Strukturen vertraut sein. Nach der Auswahl eines geeigneten Eigenkapitalinvestoren ist zusammen mit diesem die Fremdfinanzierung sowie das PPA zu strukturieren. Da diese zwei Aspekte auf das entsprechende Risiko-Rendite-Profil abzustimmen sind, ist die Strukturierung aus Sicht des Entwicklers nur dann wertmaximal, wenn sie zusammen mit dem Investoren erfolgt. Sobald die Erlösseite in Verbindung

mit der Fremdfinanzierung strukturiert ist, kann der Entwickler zusammen mit dem Investoren in die Verhandlungen mit den in Frage kommenden GUs einsteigen und das Projekt in der Umsetzung bis hin zur Fertigstellung begleiten.

In der Realität ist der aufgezeigte Prozess weniger chronologisch, sondern als iterative Annäherung an die optimierte Projektstruktur zu verstehen. Veränderungen des Strommarktes und damit verbundene Schwankungen führen beispielsweise zu Anpassungen in der Fremdfinanzierung. Schwankungen der CAPEX haben unmittelbaren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes und somit auf die Marge des Entwicklers. Darüber hinaus ist zu beachten, wie die Zuordnung des Chancen-Risiko-Profils in Bezug auf PPA und CAPEX zwischen dem Eigenkapitalinvestoren und dem Entwickler erfolgt und welche Partei in welchem Szenario davon profitiert.

Auch wenn der initiale Gedanke zu einem PPA-Projekt sein mag, dass es hierbei nur um den Wechsel der Vergütung geht, so zeigt die Erfahrung, dass dieser Wechsel viele Änderungen in der Projektumsetzung mit sich bringt. Entwickler verfügen üblicherweise über die notwendigen Kompetenzen in Bezug auf die Planung und Umsetzung von PV-Projekten, jedoch zeigt die Erfahrung, dass es Unterstützungsbedarf hinsichtlich der Ansprache geeigneter Investoren, der PPA-Strukturierung sowie der Fremdfinanzierung bedarf.

In Deutschland sind PPA-Projekte seit einigen Jahren auf dem Vormarsch, was jedoch nicht verhindert, dass Deutschland weiterhin bezogen auf dieses Thema weit hinter vielen anderen europäischen Ländern einzuordnen ist. Ein Hauptgrund hierfür ist das EEG, welches eine Preisgarantie gibt und die Einführung von PPAs hierzulande verlangsamt hat.

Der Weg zum Financial Close und Umsetzung des PV-Projektes

Das Zusammenspiel zwischen Eigenkapital, Fremdfinanzierung, PPA-Strukturierung, Umsetzung und Bauphase liegt zwar grundsätzlich auf der Hand, die konkrete Umsetzung in Verbindung mit der aktuellen Herausforderung der zeitlichen Planung der Bauphase ist jedoch komplex. PPA-PV-Projekte sind mehr denn je wirtschaftlich attraktive Vorhaben, jedoch wird ein Entwickler eine

wertmaximale Veräußerung nur dann realisieren können, wenn er die Komplexität des Prozesses lösen kann. Dies zeigt, dass für die erfolgreiche und wirtschaftliche Umsetzung ein integrierter Transaktionsprozess den Erfolgsfaktor darstellt, um große PV-Projekte finanzieren und umsetzen zu können.

Fazit

PPA-Projekte jeder Art sind in Deutschland im Kommen. Höhere Strompreise, Einschränkungen an der Teilnahme an EEG-Ausschreibungen und die kompetitive Struktur des Marktes sind nur einige der Gründe, warum auch in naher Zukunft immer mehr PV-Projekte mithilfe von PPA-Strukturen agieren werden. Dass diese Strukturierung mit Sicherheit einige Tücken aufweist, haben wir bei 4initia in den vergangenen Jahren selbst erfahren dürfen. Nichtsdestotrotz ist es zur Realisierung der Energiewende vonnöten auch weiterhin PV-Projekte in Deutschland lukrativ umsetzen zu können. Dank vielfacher Erfahrungen durch Beteiligungen an internationalen PPA-Projekten verfügen wir über die Kompetenz, die nötig ist, um PPA-Projekte auch hierzulande vorantreiben zu können. Wir blicken auf den Trend der Entwicklung von PPA-PV-Projekten mit hohen Erwartungen und unterstützen gerne bei der Umsetzung.

Von: Max Hopfgartner

QUELLEN:

(1) Netztransparenz (2021). Marktwertübersicht. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte (abgerufen am: 07.01.2022).

(2) Energie & Management (2020): Deutsche Bahn vereinbart drei grüne PPAs. Verfügbar unter: https://www.energie-und-management.de/nachrichten/erneuerbare/detail/deutsche-bahn-vereinbart-drei-gruene-ppas-140015 (abgerufen am : 06.01.2022).

(3) § 37 EEG 2021.

(4) § 38c EEG 2021.

(5) Bundesnetzagentur (2021). Solar Freifläche: Beendete Ausschreibungen. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html (abgerufen am: 06.01.2022).

(6) § 80 EEG 2021.

Strompreisrückblick 01/2022

Die Energieproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im Januar 2022 erreichte 16,04 TWh. Somit lag die Produktion mit 39,36 % eindeutig über dem Januarwert des Jahres 2021. Die erzeugte Leistung aus Wind fiel im Vergleich zum Vormonat deutlich höher aus. Der Unterschied liegt bei 31,37 % bzw. 3,83 TWh. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen lag mit 0,97 TWh deutlich über dem Vorjahreswert (+0,36 TWh/59,02 %) und leicht über dem Wert des Vormonats Januar (+0,25 TWh/34,72 %).

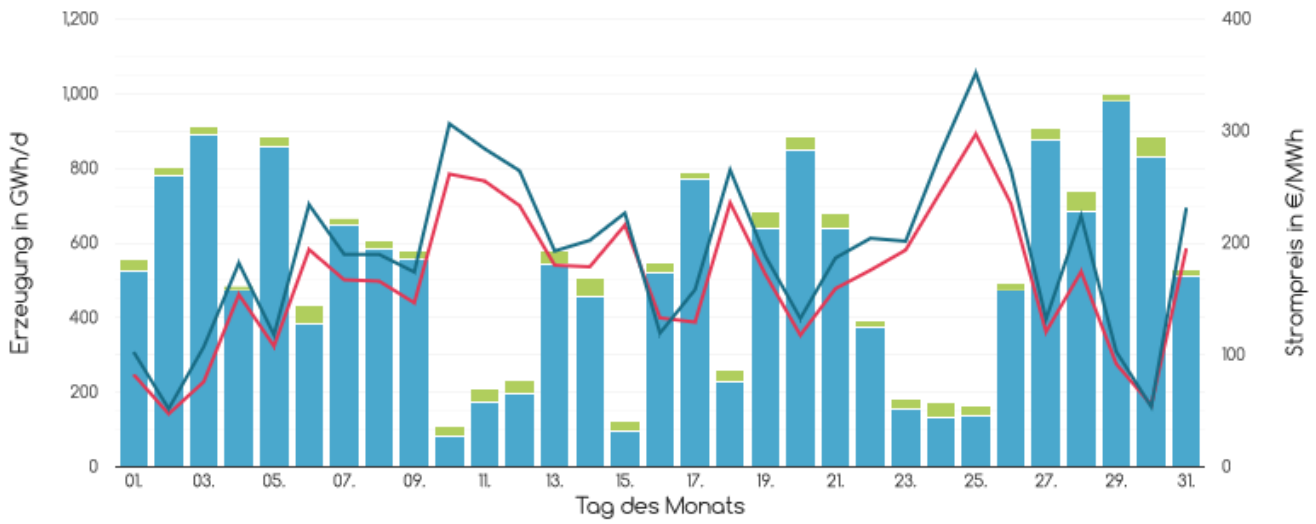
Zusammen speisten Wind und Sonne 17,01 TWh grünen Strom ein. Das Maximum (1001 GWh) wurde am Samstag, den 29.01., sowie das Minimum (108 GWh) am Montag, den 10.01., erreicht. Das Maximum von Wind (981 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie das Maximum der zusammen eingespeisten Technologien. Das Maximum von PV (55 GWh) trat dagegen am Sonntag, den 30.01., auf. Das Minimum der Solarproduktion (11 GWh) fiel auf den 04.01., einen Dienstag. Prozentual gesehen generierte die PV ca. 6 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind.

Im Januar 2022 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak lagen am Sonntag, den 02.01., mit 47,35 €/MWh und 51,96 €/MWh. Die Maxima der beiden Produkte traten am 25.01. auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 297,29 €/MWh und 351,76 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 167,73 €/MWh im Base sowie 191,13 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - stündlich; kontinuierlich
Monatsmittel	167.73 €/MWh	176.72 €/MWh
Minimum	47.35 €/MWh	-9.90 €/MWh
Maximum	297.29 €/MWh	677.80 €/MWh

Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=01&zoom=minus

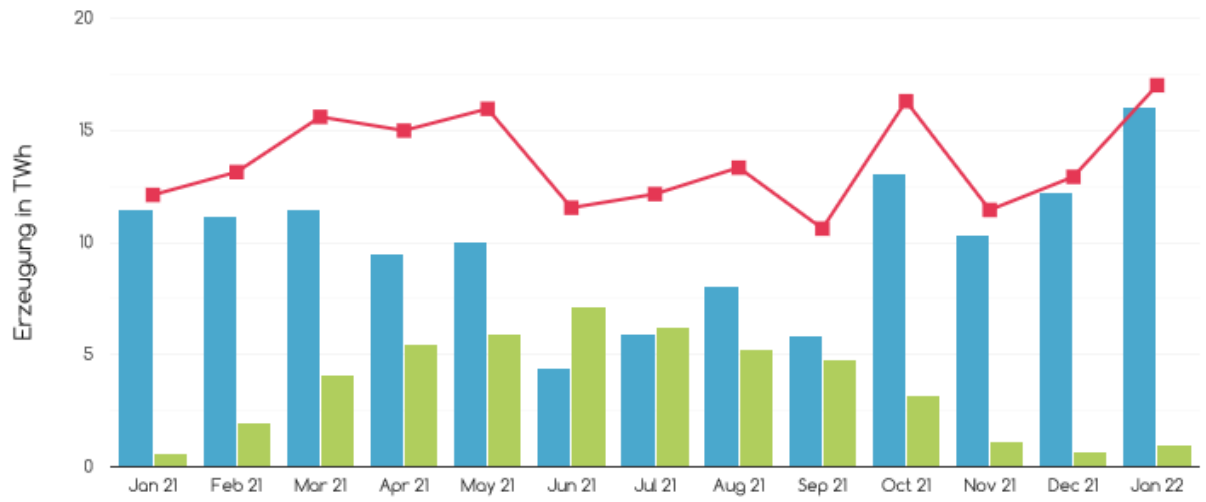
Phelix Januar 2022



Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

- Windstromerzeugung (16.04 TWh)
- PV-Stromerzeugung (0.97 TWh)
- Phelix Day Base (166.81 €/MWh)
- Phelix Day Peak (189.78 €/MWh)

Monatssummen von Windenergie- und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate



Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

- Windenergie [TWh]
- Photovoltaik [TWh]
- Summe [TWh]

Meldungen

Finanzierungsabschluss für das größte unabhängige Solarkraftwerk in Deutschland

Mit dem PV-Park Tramm-Göthen (in Mecklenburg-Vorpommern) geht im ersten Quartal 2022 ein Großprojekt der Energiewende ans Netz. Der PV-Park zeichnet sich durch eine installierte Leistung von 171 MW aus. Nun wurde der Finanzierungsabschluss bekanntgegeben – das Projekt ist nicht im Besitz eines Energieversorgers und wird ohne jegliche Subventionierung umgesetzt. Das Fremdkapital in Höhe von zweistelligen Mio. € wird von der UmweltBank AG, das Eigenkapital von Fonds für erneuerbare Energien bereitgestellt, welche von der Asset Management GmbH Luxcara GmbH beraten wurde. Unter einem langfristigen Stromliefervertrag (PPA) soll der Strom dann an Abnehmende verkauft werden.

Octopus Renewables erwirbt 4 MW Onshore-Windpark in Frankreich

Octopus Renewables hat den über 14 MW großen WP Broons/Biterne-Sud in Frankreich von Energiequelle zu einem bis dato nicht bekannten Preis erworben. Broons/Biterne-Sud befindet sich in der Region Côtes-d'Armor im Nordosten der Bretagne und erhielt im Februar 2019 die endgültige Änderungsgenehmigung. Der WP besteht aus sechs Enercon E-92-Turbinen, die mit Betonfertigteiltürmen in zwei verschiedenen Nabenhöhen ausgestattet sind. Vier Turbinen haben eine Nabenhöhe von 104 m, die beiden anderen sind 98 m hoch. Grund dafür sei eine Höhenbeschränkung seitens der Flugsicherung, so Energiequelle. Das 14,1-MW-Projekt ist über zwei Übergabestationen an das Stromnetz von Enedis angeschlossen.

European Energy verkauft Italiens größten Windpark an Iren Energia

Der Solarpark Troia – der größte Solarpark Italiens – wurde von European Energy an die Gruppo Iren (Iren Energia) verkauft. Dies ist der größte Verkauf eines einzelnen Solarparks in der Geschichte von European Energy. Im Rahmen der gleichen Vereinbarung verkaufte European Energy auch den kürzlich ans Netz angeschlossenen Solarpark mit 18,5 MW in Palo del Colle in Bari an Iren Energia. Die Gesamtkapazität der verkauften Parks wird 121,5 MW betragen. Der Abschluss der Transaktion wird voraussichtlich im ersten Quartal 2022 erfolgen und einen Wert von 166 Mio. € aufweisen. European Energy verfügt über eine italienische Pipeline mit einer Kapazität von fast 2 GW und ist bereit, in den nächsten vier Jahren ca. 800 Mio. € in Italien zu investieren, um weitere Projekte zu entwickeln und zu bauen.

Encavis AG kauft zwei Solarparks mit 105 MW in Dänemark

Das Akquise-Unternehmen Encavis AG hat zwei dänische Solarparks vom Projektentwickler European Energy A/S

erworben, die eine Leistung von insgesamt 105 MW umfassen. Der Solarpark Svinningegården wird mit einer Leistung von 34 MW bereits betrieben und liegt im Nordwesten von Seeland. Der zweite PV-Park Rødby Fjord (71 MW) hat seinen Standort auf Lolland (Südwesten von Seeland) und die IBN soll im ersten Quartal 2022 erfolgen. Der erzeugte Strom der beiden Solarparks wird über einen zehnjährigen PPA-Vertrag an Tech-Unternehmen vermarktet.

Nordex SE baut Onshore-Portfolio in Finnland aus

Ende 2021 erhielt der WEA-Hersteller Nordex SE einen Auftrag von Fortum Corporation, einem finnischen Energiekonzern, für ein 380 MW Windprojekt. Der Auftrag umfasst die Lieferung, Installation, und IBN von 56 WEA des Typs N163 die neueste 6 MW-Klasse von Nordex. Für dieses Projekt werden die WEA in einem Betriebsmodus von 6,8 MW geliefert. Darüber hinaus hat Nordex mit Fortum einen Vertrag über einen langfristigen Premium Service. Das Windparkprojekt befindet sich in den Gemeinden Närpes und Kristinestad im Südwesten Finnlands. Die Errichtungsphase soll im Frühjahr 2023 beginnen.

1,9 GW installierte Leistung aus Onshore-Windenergie im Jahr 2021 in Deutschland

Im Jahr 2021 wurden in Deutschland 484 WEA mit einer Gesamtleistung von 1,9 GW in Betrieb genommen. Im Vergleich dazu wurden 2020, laut aktuellen Daten des Marktstammdatenregisters, rund 420 Onshore-Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 1,4 GW installiert. Das bedeutet für das letzte Jahr eine Zubausteigerung von 35 im Vergleich zum Vorjahr. Für 2022 erwarten die Verbände, auf Basis der bisherigen Realisierungs-geschwindigkeiten und einer Auswertung vorausgegangener Projekte, einen Ausbau von 2,3 GW bis 2,7 GW. Um die gesetzten Zubauziele zu erreichen sind geregelte Abläufe der Lieferketten, vereinfachte und planbare Transportgenehmigungen, Ausbau der Transportinfrastruktur und die flexible Verfügbarkeit von Arbeitskräften von hoher Relevanz.

Northland Power Inc. (NPI) und RWE Renewables GmbH gründen Joint Venture

Die beiden Unternehmen Northland Power Inc. (NPI) und RWE Renewables GmbH haben kürzlich die Gründung eines Joint Venture zur gemeinsamen Entwicklung eines 1,3 GW Offshore-Windclusters bekanntgegeben. Das

Windcluster umfasst drei WPs in der deutschen Nordsee deren IBN für 2026 bzw. 2028 geplant ist. Der kanadische Elektrizitätsversorger NPI wurde durch CMS Legal Services EEIG hinsichtlich aller rechtlichen Aspekte der Transaktion beraten.

Strom-Deal zwischen Energy2market, EDF Trading Limited und Green Energy 3000 GmbH

Die EDF-Gruppe hat mit Green Energy 3000 GmbH und Energy2market (e2m) einen zehnjährigen Vertrag über die Vermarktung von PV-Strom und Batterieoptimierung aus einer Anlagenkombination aus einem 5,1 MW-PV-Park und einem 1,7 MW-Batterie-speichersystem abgeschlossen. Für den langfristigen Stromabnahmevertrag (PPA) liefert EDF Trading Limited den in der Solaranlage erzeugten Strom, während e2m die kurzfristige Vermarktung und Optimierung der Flexibilität an den Strommärkten übernimmt. Das Solar-Batteriespeicher-Projekt wurde zwischen Leipzig und Dresden gebaut und die IBN der Anlage ist für das Frühjahr 2022 vorgesehen.

Olympiastadion erzeugt bald grünen Strom

Das Olympiastadion in Berlin wird nach der Installation einer neuen PV-Anlage auf dem äußeren Betonring 11 des jährlichen Strombedarfs durch Solarenergie abdecken können. Die PV-Anlage, die von KOCO Energy AG errichtet wird, wird eine gesamte Nennleistung von 605,25 KWp aufweisen und aus 1614 Solarmodulen vom Hersteller Solarwatt bestehen. Durch das lokale Batteriespeichersystem kann der erzeugte Strom bei starker Sonnen-einstrahlung gespeichert werden. Die neue Anlage soll 615.000 KWh jährlich erzeugen. Das entspricht dem jährlichen Strombedarf von rund 205 Haushalten, die Anlage wird zudem 225 t CO_2 pro Jahr einsparen.

Anstieg der Windenergienutzung im Berliner Vorort Großbeeren

Die Berliner Stadtwerke errichten aktuell einen WP mit drei WEA in Großbeeren – die Fertigstellung ist bis Februar 2022 geplant. Die Anlagen des Herstellers Nordex weisen eine Gesamtbauhöhe von 180 m und einen Rotorblattdurchmesser von 149 m auf. Sie werden die leistungsstärksten Anlagen in der Umgebung sein und eine Leistung von insgesamt 17,1 MW umfassen. Dies ermöglicht eine Stromversorgung von etwa 14.000 Haushalten und zusätzlich die Reduzierung des regionalen CO_2-Fußabdrucks um 13.000 t pro Jahr.

Die Berliner Stadtwerke können nach der Fertigstellung 16 eigene Windräder zu ihrem Portfolio zählen, mit einer zusätzlichen

Beteiligung an einem externen WP. Das entspricht einer Windkraftleistung von 68 MW und einer grundsätzlichen Versorgung von 56.000 Haushalten.

Solarpark Benban Solar Energy Complex in Ägypten generiert 1,5 % GW

Kürzlich wurde der Benban Solar Energy Complex, der weltweit zehntgrößte PV-Park mit einer Gesamtkapazität von 1465 MW in Aswan, Ägypten offiziell eingeweiht. In Zusammenarbeit mit 40 beteiligten Unternehmen wurde das Projekt 2015 umgesetzt. Insgesamt wurden rund 4 Mrd. € in die Entwicklung und den Bau des Projekts investiert. 10 % des Ertrags sollen genutzt werden, um die soziale Verantwortung des Unternehmens und Gemeinschaft zu stärken. Gemäß dem ägyptischen Minister für Elektrizität und Erneuerbare Energien sei es dadurch realisierbar, den Anteil erneuerbarer Energien in Ägypten bis 2035 auf 42 % zu erhöhen.

EDF-Gruppe eröffnet den zweiten Offshore-Windpark in China

In Frankreich ist die EDF-Gruppe im Energiesektor dominierend, unter anderem zählen Atomenergie und Windenergie zu ihren Geschäftsfeldern. Das chinesische Unternehmen China Energy Investment Corporation (CEI) ist einer ihrer Partner. Gemeinsam haben sie kürzlich den Offshore-Windpark Dongtai V in Betrieb genommen, der 200 MW umfasst und im chinesischen Meer vor der Küste Jiangsu verortet ist. Mit dem 2019 eröffneten 300 MW-WP Dongtai IV beläuft sich die Offshore-Windkapazität der Partnerschaft auf 500 MW und es können mit den 125 Windturbinen 2 Mio. Einwohner versorgt werden. China steht mit 9,9 GW Offshore-Windenergieleistung (Stand 2020) an weltweit zweiter Stelle.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01.09.2021	01.11.2021
Zuschlagsvolumen | Gebotsvolumen	1494 MW | 1492 MW	512 MW | 510 MW
Zulässiger Höchstwert	6.00 ct/kWh	5.90 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	5.92 ct/kWh	5.20 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	5.20 ct/kWh	4.57 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	5.79 ct/kWh	5.00 ct/kWh

Quelle: Windausschreibung: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, Quelle PV Ausschreibung: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

KfW-Programm Erneuerbare Energien Programmteil "Standard"

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.86 %	08.02.2022
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	2.26 %	08.02.2022
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.96 %	08.02.2022

Quelle: KfW-Programm: https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger

Landwirtschaftliche Rentenbank Programm 255, Ratendarlehen

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.70 %	07.02.2022
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.80 %	07.02.2022
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.85 %	07.02.2022

Quelle: Landwirtschaftliche Rentenbank: https://www.rentenbank.de/foerderangebote/konditionen

Impressum

4initia GmbH
Reinhardtstraße 29
DE-10117 Berlin

Tel.: +49 30 27 87 807-0
Fax: +49 30 27 87 807-50
E-Mail: info@4initia.de

www.4initia.de

Verantwortlich für diesen Newsletter gemäß
§ 5 TMG, § 55 Abs. 2 RStV:
Torsten Musick

Redaktionsschluss: 01.02.2022