

Der Redispatch 2.0 im Branchendialog

Strompreistrückblick:
Dezember 2021



Meldungen

Spanien versteigert 2,2 GW Onshore-Windkraft und schränkt Rückforderungsmaßnahmen ein

Teilprojekt des geplant weltweit größten Offshore-Windparks Doggerbank erreicht Financial Close

Aktuell weltgrößter Offshore-Windpark Hornsea Two erzeugt erstmals Strom

ENERCON stärkt Präsenz in Portugal

Nordex sichert 177 MW Windpark-Vertrag in Peru

Ørsted schließt CPPAs mit Amazon und Google

wpd wählt Nordex als Lieferanten für schwedisches Onshore Projekt aus

Vestas liefert erste Aufklärungen zum Cyberangriff vom 19. November 2021

Großer US-Auftrag für Vestas

JinkoSolar sichert sich Großaufträge in Brasilien und Israel

Bau einer 5.1 MW PV-Anlage an albanischem Staudamm

Ausbau von PV-Dachanlagen durch Berliner Stadtwerke

Der Redispatch 2.0 im Branchendialog

Einleitung

Im Zuge der Anpassung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) wurden durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit Unterstützung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) unter anderem neue Festlegungen zu Redispatch-Maßnahmen erarbeitet, welche durch die einzelnen Branchen zu erfüllen sind und zum 01.10.2021 umgesetzt werden sollten.

Das Ziel ist, das Energieangebot und die Nachfrage im Stromnetz zu harmonisieren sowie Engpässe und somit eine Überlastung im Stromnetz zu vermeiden. Um dies zu gewährleisten, sind nun Erneuerbare-Energie-Anlagen sowie Biogas-Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW verpflichtet, sich an dem Lastmanagement im Verteilnetz zu beteiligen.

Der vorliegende Artikel beleuchtet, was sich seit Bekanntgabe in den einzelnen Branchen bewegt hat. Er bietet Einblick in Begrifflichkeiten, in die historische Entwicklung bis zum heutigen Stand und zeigt wie viel Anstrengung und auch freiwilliges Engagement zum Status quo beigetragen haben. Es wird aufgezeigt, welche Schwierigkeiten in der Umsetzung in den einzelnen Branchen auftreten und es wird ein kurzer Ausblick auf zukünftige spannende Themen geworfen. Im Zuge der Recherche konnten die vertretenden Personen aus den

einzelnen Fachverbänden für einen aufschlussreichen Austausch zu den Themen gewonnen werden.

Unsere Branchenvertreter

Die Aufgabe eines jeden Verbandes ist, sich mit den Belangen der jeweiligen Branchen auseinander zu setzen, Kompetenzen zu bündeln und auch einen fachübergreifenden Austausch zu gewähren. In den unterschiedlichsten Arbeitsgruppen werden spezifische Fragestellungen im Austausch mit den Mitgliedern beleuchtet und Lösungsansätze, Papiere sowie Leitfäden erarbeitet.

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) Experten aus allen Bereichen der Erneuerbaren Energien, Biogas, Geothermie und Umweltwärme sowie Wasserkraft. Im Fachausschuss Kompetenzzentrum Netze (KomZ Netze) des BEE kommen unsere unten genannten Gesprächsbeteiligten zu Themen wie Smart Meter Gateway, Messen und Schätzen, Redispatch und Systemdienstleistungen (Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartsicherheit) zusammen. Wir bedanken uns mit viel Respekt vor deren Arbeit für die Zeit und den hervorragenden Input zu unserem Leitartikel. Bei all der Komplexität seien uns Lücken in den Ausführungen verziehen.

Wir haben uns mit den vertretenden Personen der einzelnen Verbände Maria Roos (Referentin Solartechnik beim Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW)), Florian Strippel (Business Development Manager beim Fachverband Biogas e. V. (FV Biogas)) und Kevin Hamann (Fachreferent Netzintegration beim Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE))

zu der aktuellen Umsetzung der Redispatch-Maßnahmen ausgetauscht. Ebenso konnten wir vieles über den Prozess und die Entstehung eben solcher Vorgaben in Erfahrung bringen. Maria Roos (Referentin Solartechnik beim Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW) betreut weit gefächerte Themen im BSW in folgenden Fach- und Arbeitsgruppen (FG, AG): FG Netze, AG Speicher, FG Betriebsführung, FG Bautechnik. Um nur einige Auszüge zu nennen: In der FG Netze geht es u. a. um das hiesige Thema Redispatch 2.0 und aktuell auch das intensiv diskutierte Smart-Meter-Gateway. In der FG Betriebsführung werden die Harmonisierung und der Know-how-Transfer für den Betrieb von Photovoltaikanlagen in Deutschland behandelt.



Florian Strippel (Business Development Manager beim Fachverband Biogas e. V. (FV Biogas)) ist für die Themen Stromnetze und Systemdienstleistungen zuständig. Darunter fallen beispielsweise auch die Anlagenzertifizierung, in Zukunft der Bereich des Smart-Meterings sowie die Diskussion um die marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen. Zusätzlich betreut er die Arbeitskreise Stromnetze und Direktvermarktung.

Kevin Hamann (Fachreferent Netzintegration beim Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE) bearbeitet grundsätzlich die technische bzw. fachliche Seite der Themen, welche von der Zertifizierung bis hin zum elektrotechnischen Betrieb der Anlage und die damit einhergehenden technischen Regularien geht. Dabei betreut er den Arbeitskreis Netze im BWE und arbeitet u. a. im KomZ Netze im BEE. Aktuell bzw. insbesondere die letzten neun Monate hat das Thema Redispatch 2.0 und die damit zusammenhängende Arbeit im KomZ Netze einen sehr großen Teil eingenommen.

Ein kurzer Ausflug in Begrifflichkeiten und Werdegang

Im Folgenden werden wichtige Begrifflichkeiten dargestellt und die Komplexität der Entwicklung aufgezeigt. Dennoch werden hier nur einige Meilensteine des Prozesses dargestellt.

Jedes europäische Land besitzt einen oder mehrere Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Diese sind Pflichtmitglieder im europäischen Dachverband European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Dieser spricht Empfehlungen aus, um die europaweite sowie auch nationale Versorgung und Netzstabilität zu gewährleisten. Eine Übersicht der einzelnen Ebenen der Netzbetreiber von europäischer bis hin zu lokaler Ebene ist in Abbildung 1 zu finden.

Der Verantwortungsbereich der ÜNB liegt primär im Höchstspannungsnetz und dient der überregionalen Versorgung. In Deutschland werden auf

Höchstspannungsebene (220/380 kV) durch vier ÜNB rund 35.000 km Stromnetz überwacht und gesteuert (1). Darüber hinaus gibt es mittlerweile mehr als 900 Verteilnetzbetreiber (VNB). Darunter fallen u. a. die Grundversorger, Stadtwerke und weitere Netzbetreiber (2).

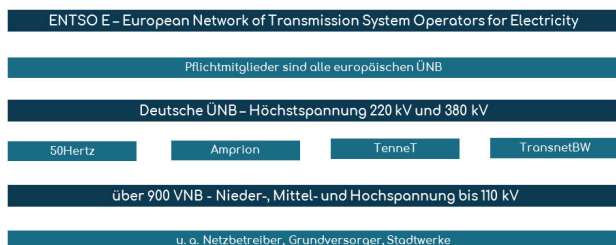


Abbildung 1: Übersicht Netzverteilung (eigene Darstellung).

Wohlgleich viele, vor allem kleinere, Anlagenbetreiber von den Redispatch-2.0-Festsetzungen der BNetzA überrascht wurden, gab es spätestens seit den frühen 2010er Jahren ernst zu nehmende Diskussionen und Bestimmungen, dass der Ausbau der EE ebenso einen beschleunigten Netzausbau mit sich bringen muss. Mit dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie wurde 2011 das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) novelliert, seit 2012 gibt es einen durch die ÜNB entwickelten „Netzentwicklungsplan 2022“, um die Anforderungen national und auch auf europäischer Ebene mittel- bis langfristig umzusetzen (3).

Auch der Redispatch ist aus dieser Zeit kein neues Thema. Dieser war jedoch ursprünglich vorrangig den Übertragungsnetzbetreibern vorbehalten. Im Allgemeinen bedeutet er ursprünglich eine regulatorische Wirkleistungsanpassung von Kraftwerken ≥ 50 MW. Maßgeblich dafür ist die Summe der Netto-Nennwirkleistungen aller an einem Netzknoten angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer

Energie eines Betreibers (5). Da es nicht nur auf ÜNB-Ebene zu Netzengpässen kommen kann, sondern auch die Verteilnetzbetreiber davon betroffen sind, war und ist es jedoch unumgänglich, auch auf niedrigeren Spannungsebenen abzuregeln.

Redispatch bedeutet nicht mehr als die Absenkung der Einspeisung in einem Netzbereich sowie die gleichzeitige Steigerung der Einspeisung eines oder mehrerer Kraftwerke in einem anderen Bereich. Dies dient der Entlastung bei Netzengpässen. Netzengpässe wiederum entstehen, wenn das Stromangebot zu groß wird, die Entnahme jedoch zu gering ist und eine Überlast droht. Das Ganze kann von Instabilitäten im Netz bis hin zu Blackouts führen.

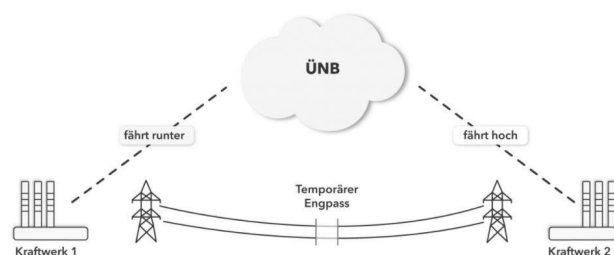


Abbildung 2: Beispiel Redispatch (7).

Seit dem Ausbau der EE-Anlagen und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) besteht zusätzlich ein erhöhter Bedarf an Regelleistung. Dieser wurde bisher durch die Netzbetreiber im Einspeisemanagement-Verfahren durchgeführt. Wobei bei jeder Art von Regelleistung die EE- und KWK-Anlagen einen zumindest theoretischen Einspeisevorrang genießen.

Auf der Informationsseite der ÜNB (6) erhält man einen Einblick über die Regelleistungen sowie das Einspeisemanagement aus den Jahren 2013 bis heute. Die folgende Grafik

zeigt beispielhaft die jährliche Zusammenfassung der Strom- und Spannungsregelungen sowie das Einspeisemanagement von 2013 bis 2020.

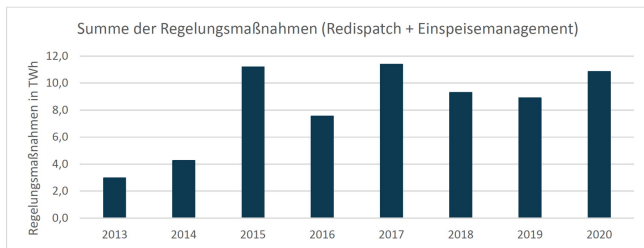


Abbildung 3: Summe Regelungsmaßnahmen (eigene Darstellung nach (6)).

Insbesondere seit dem Jahr 2015 ist ein starker Anstieg der Regelleistungen zu sehen. Mit Steigerung der Regelleistungen sind auch die Kosten für ebene erheblich gestiegen. Die Notwendigkeit, den technischen Ausbau sowie den finanziellen und bilanziellen Ausgleich anzupassen, war ein unumgänglicher Prozess. In den Folgejahren gab es unterschiedlichste Untersuchungen, Bilanzierungen usw., bis im Jahr 2018 ein Referentenentwurf vorgelegt wurde, welcher im Jahr 2019 verabschiedet wurde. Die Novellierung des Netzausbau-beschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) in Hinblick auf die Umsetzung des Redispatch 2.0 trat am 13.05.2019 in Kraft. Hier sind durch die BNetzA im Einvernehmen mit dem Umweltbundesamt (UBA) sogenannte Mindestfaktoren für EE- und KWK-Anlagen bis zum 01. Dezember 2020 festgelegt worden (8).

Die Mindestfaktoren dienen im einfachsten Sinn der Bestimmung der „Abschaltreihenfolge“, der am Redispatch beteiligten Anlagen durch die Netzbetreiber, ohne hier im Weiteren auf die Komplexität der Methodik eingehen zu wollen. Am 08. Juni 2020 lag der erste Entwurf der Faktor-Festlegungen vor, wurde durch einzelne Unternehmen und

die Branchenverbände geprüft und es wurde Einspruch gegen einzelne Verfahren erhoben. Aus Sicht der Verbände war es wichtig sicherzustellen, dass der Einspeisevorrang der EE- und KWK-Anlagen in jedem Fall bestehen bleibt, aber auch die technischen Ressourcen keiner unwirtschaftlichen Belastung unterliegen. Am 30.11. wurden mehr oder weniger unter Berücksichtigung der Einwände die Mindestfaktor-Festlegungen in einem offiziellen Beschluss der BNetzA veröffentlicht.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) war parallel maßgeblich an der Entwicklung der Branchenlösungen zur Umsetzung des daraus resultierenden Redispatch 2.0 beteiligt, mit folgenden Zielen:

1. Erarbeitung des (zusätzlichen) Datenbedarfs jedes Netzbetreibers zur Durchführung des Redispatch
2. Auflistung der benötigten Anforderungen des Datenaustauschprozesses zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern sowie zwischen den Netzbetreibern
3. Regelungen vorbereiten für den finanziellen und bilanziellen Ausgleich sowie die Abrechnung des Redispatch (9).



Abbildung 4: BDEW-Zeitschiene Umsetzung Redispatch 2.0 (9).

Die jeweiligen Branchenvertreter (BSW, BWE und Biogas) sowie auch die Stromnetzbetreiber kamen durch den BDEW

in einzelnen Konsultationen zusammen, um die Umsetzung neuer Marktprozesse, welche die Prozesse der BNetzA beinhalten, voranzutreiben.



Abbildung 5: Übersicht Verbandstruktur (eigene Darstellung).

Die BNetzA hat anschließend im März 2021 die Festlegung zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen und die Festlegung zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen veröffentlicht (10).

Die Festlegungen trafen die Erneuerbaren Energien sowie die Biogasbranche in ungleichem Maße. Für Betreiber, welche bereits auf die Direktvermarktung (DV) zurückgreifen, ist die Umsetzung ein weitaus geringerer Aufwand, insbesondere in Hinblick auf die technische Datenbereitstellung und den finanziellen sowie bilanziellen Ausgleich. Die Windbranche und die Biogasanlagen-Betreiber waren bis zu diesem Zeitpunkt bereits mit ca. 90 % ihrer Anlagen in der Direktvermarktung. Wohingegen bei der Vielzahl der vor allem auch kleinen Anlagen in der Photovoltaik lediglich ca. 30 % in der DV waren.

Somit hat es die PV von der Anzahl der Betreiber am meisten getroffen. Das größte Problem der Photovoltaik ist, dass für eine konforme Bereitstellung der Echtzeitdaten ein Großteil der Anlagen nachgerüstet werden müssten. Für viele Betreiber ist dies mit einem

erheblichen finanziellen Aufwand verbunden, sodass ein Weiterbetrieb einiger Anlagen unwirtschaftlich wird. Auch eine Nachrüstung für Anlagen, die mittlerweile nahezu die Lebensdauer von 20 Jahren erreicht haben, ist aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Eine Härtefallregelung war und ist nicht vorgesehen. Zusätzlich sind die Regelungen für den Eigenverbrauch und auch für Speicherlösungen nicht zufriedenstellend geklärt.

Auch bei den Biogasanlagen-Betreibern sind viele kleine Anlagen vertreten, jedoch ist der Verband durch seinen Arbeitskreis mit den Direktvermarktern schon länger im Austausch und konnte hiervon profitieren. Das Thema Eigenverbrauch trifft die KWK-Anlagen ebenso wie die PV-Anlagen. Zusätzlich ist die Regelbarkeit wie bei Wind und PV durch die technologische Gegebenheit nicht im selben Maße möglich, ohne hier Folgeschäden an den Anlagen zu verursachen. Zusätzlich ist es kaum möglich, die Anlagen im Teillastbereich emissionsfreundlich zu betreiben. Hier gibt es strenge Richtlinien, welche einzuhalten sind. Jedoch werden die Flexibilität am Strommarkt und die damit einhergehenden Regelungsvorgaben durch die neuen Festlegungen verlangt. Es sollte klar sein, dass beide Vorgaben parallel unmöglich einzuhalten sind.

Für die Windbranche gab es im Vergleich eher kommunikative statt technologische Probleme, u. a. die Übermittlung der Echtzeitdaten, die Meldung von Nichtverfügbarkeiten sowie Softwareprobleme für die Betriebsführung. Aber auch hier gab es viele kleine Betreiber, insbesondere jene, die nicht im Verband aktiv sind, die zumeist erst wenige Tage vor Umsetzung schriftlich benachrichtigt wurden. Dennoch gibt es im Windbereich auch Vorgaben, z. B.

Fledermausabschaltungen, welche im Gegensatz zu den Forderungen zur Netzstabilisierung stehen. Auch das funktioniert nicht gleichzeitig.

Ein weiteres Problem, welches alle gleichermaßen trifft, ist die Unklarheit über den finanziellen Ausgleich. Unter anderem müssen Zusatzkosten, die z. B. durch Hinzuziehen der Direktvermarkter verursacht werden, vorerst durch die Betreiber gedeckt werden. Und dies, obwohl der generelle Tenor war, dass keine Mehrkosten entstehen sollen. Auch die Direktvermarkter hatten bis zum Frühjahr 2021 keine reguläre Grundlage. Erst seit Mai 2021 konnten sie den Betreibern ein konkretes Angebot machen.

In Unterstützung einer marktweit einheitlichen Anwendung von Marktprozessen veröffentlicht der BDEW in Zusammenarbeit mit dem Bundesverband Erneuerbaren Energien e. V. (BEE), Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne), Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e. V. (edna), Europäischer Verband der unabhängigen Energieversorgungsunternehmen/Organisationen (GEODE - Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie) und Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) begleitende Umsetzungshilfen in Form von Anwendungshilfen sowie Umsetzungsfragenkatalogen (10).

Die Projektgruppe Umsetzungsfragen erarbeitet in regelmäßigen Treffen Strategien, um sich zu den Festsetzungen, welche bis zuletzt nicht eindeutig definiert waren bzw. zu viel Spielraum lassen, zu positionieren und sinnvolle Lösungsansätze zu definieren. Dies geschieht auch für jede Branche im Einzelnen. Das klare Ziel ist, mit und für die neu betroffenen Betreiber den Übergang übersichtlich und auch wirtschaftlich tragbar

zu gestalten. Dennoch müssen die Lösungsansätze und Fragestellungen am Ende von der BNetzA akzeptiert werden, oder auch nicht.

Selbst zum Startschuss am 01.10.2021 gab es immer noch ungeklärte bzw. nicht ausreichend präzierte Themen, welche nach wie vor in der „PG Umsetzungsfragen“ diskutiert und hoffentlich mittelfristig sinnvoll gelöst werden. Zu den offenen Themen gehören u. a. nach wie vor die Definition und auch Festlegungen zum Eigenverbrauch, aber auch die Übernahme der zusätzlich anfallenden Kosten.

Der bilanzielle Ausgleich wird nun erst ab dem 01. März 2022 schrittweise eingeführt. Für die Betreiber gibt es dann keinen Aufschub mehr. Die Vorgaben müssen ab dato einheitlich erfüllt werden.

Eine weitere Änderung ist, dass die Umsetzung zur Echtzeitdatenübermittlung nicht mehr zwingend vorgeschrieben ist. Und ebenso wichtig: Es gibt keine Sanktionen, da rechtswidrig; der Netzbetreiber kann unerfüllte Anforderungen aber bei der BNetzA melden. Dies kann im schlimmsten Fall zu rechtlichen, langwierigen Streitigkeiten führen. Evtl. kann es zum 01.03.2022 Sanktionen geben, da zumindest Stammdaten, EIV und BTR gemeldet sein müssen. Dies ist aktuell jedoch noch spekulativ, sollte aber im Hinterkopf behalten werden.

Und welche Themen bewegen die Branchen darüber hinaus?

Auch wenn das Thema Redispatch 2.0 „nahezu“ abgeschlossen ist, zumindest im Vergleich zu seinem doch gut 10-jährigen Werdegang, blieben einige weitere spannende

Themen unserer Gesprächspartner hängen, welche auch zukünftig keine Langeweile aufkommen lassen werden. Diese seien hier nur als Gedankenanstoß aufgeführt.

Generell, wenn laut EU-Kommission etwas anderes gefordert wird, ist nicht klar, ob unsere aktuelle Redispatch-Lösung Bestand haben wird. Es wird immer wieder Entwicklungen geben, auf die wir reagieren müssen.

Biogasanlagen können auch einen positiven Redispatch. Was bedeutet das im Wesentlichen? Vor allem für die Beschaffung und Speicherung von Biogas?

Es fehlt der Weitblick für zukünftige Technologien, welche heute noch nicht inkludiert sind, u. a. Wasserstoff und Geothermie.

Aktuell auch schon stark diskutiert: die Systemdienstleistungen (Schwarzstart und marktliche Beschaffung von Blindleistung). Wiederum müssen die Betreiber fähig sein, dies bereitzustellen. Eine Gleichzeitigkeit der Systemdienstleistungen und dem Redispatch ist am Markt jedoch nicht möglich.



Der allgemeine Zertifizierungsprozess kommt auch nochmal auf alle Betreiber zu. Die Zertifizierungsunternehmen hängen stark hinterher.

Schwefelhexafluorid (SF₆) ist das stärkste bisher bekannte Treibhausgas. Es ist

weitläufig, vor allem jedoch im Energiesektor, verbaut und bietet Fläche für Diskussion. Insbesondere das Verbot und der damit einhergehende Austausch aller verbauten SF₆-Schaltanlagen und die Entsorgung des Gases bieten Spielraum für verschiedene Szenarien.

Zusammenfassung

Die Betreiber, insbesondere auch kleinerer Kraftwerke, sollten sich bewusst machen, dass, sobald sie in das öffentliche Stromnetz einspeisen, sie mittel- und langfristig den Vorgaben der BNetzA und im weitesten Sinne den Bestimmungen und Empfehlungen auf EU-Ebene unterliegen.

Im Umkehrschluss sollten durch die Netzbetreiber eine gleichberechtigte und faire Kommunikation und Positionierung gegenüber den Betreibern möglich sein. Man kann eine 100-kV-Photovoltaikanlage nicht mit einem Kohle- oder Gaskraftwerk gleichsetzen. Das sind unterschiedliche Technologien mit anderen Voraussetzungen. Für kleine Betreiber, teils auch private Personen, ist das ein sehr komplexes Niveau, selten ist genug Wissen und Erfahrung z. B. im Bereich der Bilanzierung oder Kommunikationsschnittstellen vorhanden.

Um einen Austausch auf Augenhöhe zu finden, ist der Dialog, z. B. über die einzelnen Verbände, hilfreich. Ebenso sind auch Anlaufstellen wie der BDEW eine Unterstützung, jedoch sind auch hier die Vertreter meist ebenjene, die ohnehin in der Thematik gut verankert sind. Diejenigen, die hier nicht vertreten sind, z. B. auch kleinere Stadtwerke, sind auch die, welche die Vorgaben und Festsetzungen nicht verstehen.

Und was ist mit den vielen, die keine Verbandsmitglieder sind? Wo bekommen sie alle nötigen Informationen her? Dies kann nur über die Netzbetreiber erfolgen. Sie sind die einzigen, denen die Daten von allen Betreibern vorliegen und die diese informieren können, dass sie Stammdaten, einen Einsatzverantwortlichen (EIV) und einen Betreiber der technischen Ressource (BTR) brauchen, wohlgleich hier auch ein DV eingeschaltet werden kann. Und das kann auch nur geschehen, wenn den einzelnen Verteilnetzbetreibern selbst das Verfahren geläufig ist.

Zusätzlich sollte seitens der BNetzA klargestellt werden, dass durch solche Beschlüsse keinem Betreiber in irgendeiner Form ein wirtschaftlicher Schaden entstehen soll. Die aktuellen, noch nicht vollständig umgesetzten, Regelungen lassen hier den Netzbetreibern noch genug Spielraum, trotz vermeintlich gut verstandener Festlegungen, den einzelnen Betreibern ggf. unnötige Aufwendungen abzuverlangen.

Wir wünschen allen eine regelungsarme Winterzeit.

Und wir erinnern daran, dass die Übergangsfrist zur Einführung des bilanziellen Ausgleichs zum 31.03.2022 ausläuft.

Von: Peggy Wolfram

QUELLEN:

- (1) ÜNB (o. D). Deutsches Übertragungsnetz. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/Allgemeines/Deutsches-Uebertragungsnetz> (abgerufen am: 15.12.2021).
- (2) EnBW (2020). Verteilnetzbetreiber. Verfügbar unter: <https://www.interconnector.de/wissen/verteilnetzbetreiber/> (abgerufen am: 15.12.2021).

- (3) Netzentwicklungsplan Strom (August 2011). Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2022> (abgerufen am: 15.12.2021).
- (4) Bundesnetzagentur (2021). Redispatch. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElktrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/start.html (abgerufen am: 15.12.2021).
- (5) Bundesnetzagentur (2012). Beschlusskammer 6. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2011/BK6-11-098/BK6_11_098_Beschluss.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (abgerufen am: 15.12.2021).
- (6) Netztransparenz (2021). Redispatch-Maßnahmen. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch> (abgerufen am: 15.12.2021).
- (7) Next Kraftwerke GmbH (2021). Was sind Dispatch, Redispatch & Redispatch 2.0. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dispatch-redispatch> (abgerufen am: 15.12.2021).
- (8) BDEW (2020). BDEW-Stellungnahme: Festlegung Mindestfaktoren Redispatch 2.0. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/bdew-stellungnahme-festlegung-mindestfaktoren-redispatch-20/> (abgerufen am: 15.12.2021).
- (9) BDEW (2020). Aktuelles zu Redispatch 2.0. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/> (abgerufen am: 15.12.2021).
- (10) BDEW (2021). Umsetzungsfragenkatalog zum Redispatch 2.0. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/umsetzungsfragenkatalog-zum-redispatch-20/> (abgerufen am: 15.12.2021).
- (11) Interconnector (2021). Redispatch 2.0 - Was Anlagenbetreibende jetzt wissen müssen. Verfügbar unter: <https://www.interconnector.de/energieblog/erneuerbare-energien/redispatch-2-0-was-anlagenbetreiber-jetzt-wissen-muessen/> (abgerufen am: 03.01.2021).



Strompreisrückblick

12/2021

Die Energieproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im Dezember 2021 erreichte 12,21 TWh. Somit lag die Produktion mit 51,14 % eindeutig über dem Dezemberwert des Jahres 2020. Die erzeugte Leistung aus Wind fiel im Vergleich zum Vormonat deutlich höher aus. Der Unterschied liegt bei +18,08 % bzw. +1,87 TWh. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen lag mit 0,72 TWh bedeutend über dem Vorjahreswert (0,25 TWh/52,38 %), aber eindeutig unter dem Wert des Vormonats November (-0,40 TWh/-35,49 %).

Zusammen speisten Wind und Sonne 12,92 TWh grünen Strom ein. Das Maximum (1.004 GWh) wurde am Mittwoch, den 01.12., sowie das Minimum (111 GWh) am Dienstag, den

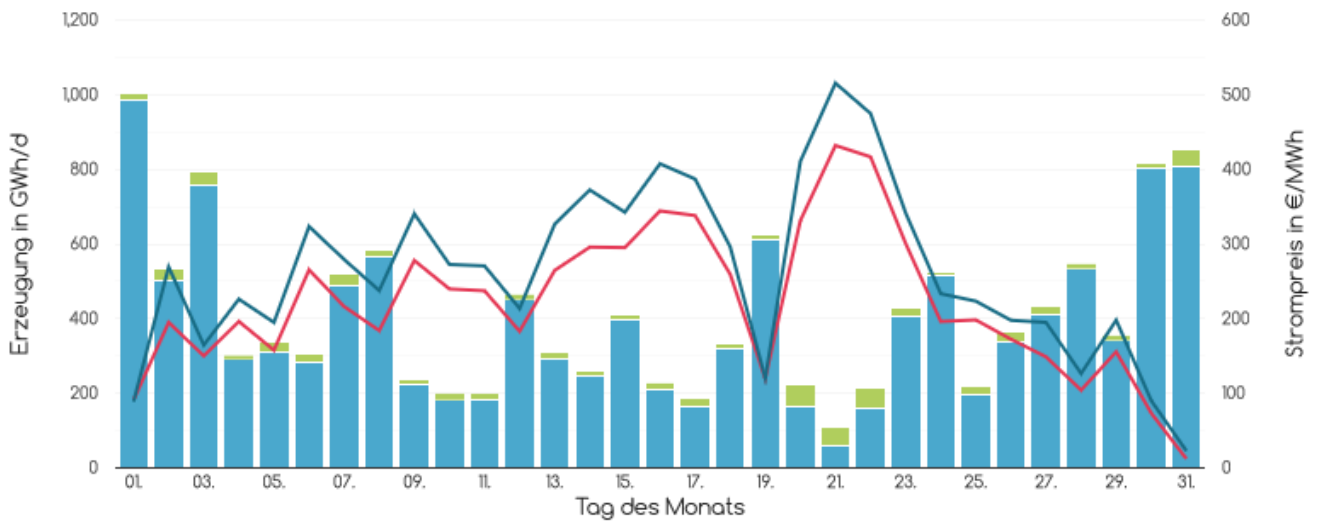
21.12., erreicht. Das Maximum von Wind (985 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie das Maximum der zusammen eingespeisten Technologien. Das Maximum von PV (58 GWh) trat dagegen am Montag, den 20.12., auf. Das Minimum der Solarproduktion (8 GWh) fiel auf den 24.12., einen Freitag. Prozentual gesehen generierte die Windkraft ca. 94 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind. Ein Wert, welcher für die Wintermonate typisch ist.

Im Dezember 2021 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak fielen auf Freitag, den 31.12., mit 12,13 €/MWh und 22,81 €/MWh. Die Maxima der beiden Produkte traten beide am Dienstag, den 21.12., auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 431,98 €/MWh und 515,47 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 221,06 €/MWh im Base sowie 263,33 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	221.06 €/MWh	220.28 €/MWh
Minimum	12.13 €/MWh	-0.50 €/MWh
Maximum	431.98 €/MWh	574.90 €/MWh

Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.html?l=de&c=DE&year=2021&interval=month&month=12&zoom=minus

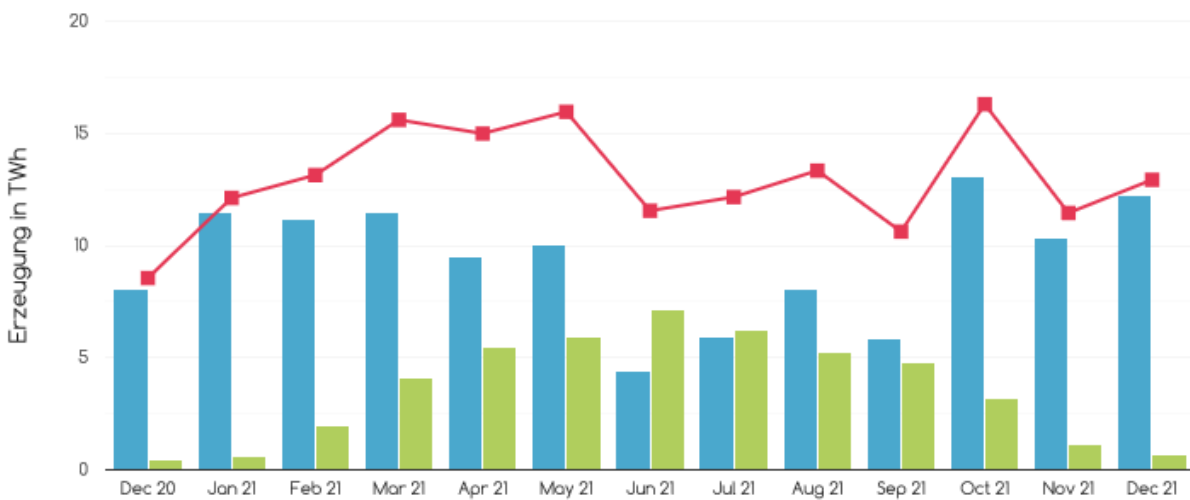
Phelix Dezember 2021



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

■ Windstromerzeugung (12.21 TWh)	■ PV-Stromerzeugung (0.72 TWh)
■ Phelix Day Base (221.06 €/MWh)	■ Phelix Day Peak (263.33 €/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

Spanien versteigert 2,2 GW Onshore-Windkraft und schränkt Rückförderungsmaßnahmen ein

Die spanische Regierung hat die Ergebnisse ihrer technologieneutralen Auktion für erneuerbare Energien in Höhe von 3,3 GW veröffentlicht. Onshore-Windkraftanlagen erhielten einen Zuschlag für insgesamt 2,26 GW zu einem Durchschnittspreis von 30,18 €. Dies ist einer der günstigsten Zuschlagspreise in Europa und liegt nur geringfügig über dem Preis der spanischen Auktion vom Januar 2021. Die neuen Projekte bringen Investitionen von mehr als 2,5 Mio. € mit sich und werden von den 30.000 Mitarbeitenden der spanischen Windkraftindustrie unterstützt. Dies ist ein wichtiger Schritt, um nationale erneuerbare Energieziele zu erreichen.



Viele Unternehmen verzichteten jedoch auf die Teilnahme an der Auktion, da die Regierung eine neue, an den Anstieg der Gaspreise gekoppelte Abgabe vorsah, die die Einnahmen bestimmter Windparks reduziert hätte. Die Regierung hat nun beschlossen, diese Maßnahme wieder einzuschränken.

Spanien schafft sich damit einen stabilen Rechtsrahmen und erleichtert somit das Ziel von 74 % erneuerbarer Energien bis 2030.

Teilprojekt des geplant weltweit größten Offshore-Windparks Doggerbank erreicht Financial Close

Im Rahmen der Projektphasen A – C bilden drei Teilgebiete mit je 1.200 MW Leistung das Gesamtprojekt des weltweit größten Offshore-Windparks „Doggerbank“ (Großbritannien). Kürzlich wurde der Teilsektor C abgeschlossen und damit der Financial Close erreicht. Die drei Teilprojekte sind Eigentum der Equinor ASA und der Joint-Venture Partner SSE Renewables. In dem Offshore-Windpark auf der in der Nordsee gelegenen Sandbank Doggerbank, welche von Großbritannien bis nach Dänemark reicht, wurden insgesamt 277 Turbinen des Herstellers General Electric verbaut. Nach finaler Fertigstellung im März 2026 wird der Windpark eine Gesamtleistung von 5 GW umfassen.

Aktuell weltgrößter Offshore-Windpark "Hornsea Two" erzeugt erstmals Strom

Das Offshore-Windparkprojekt „Hornsea Two“ ist ein Teilprojekt von vier Projekten in der Hornsea-Zone, welches durch Ørsted entwickelt und realisiert worden ist. „Hornsea One“ wurde schon Ende 2019 vollständig in Betrieb genommen, während „Hornsea Three“ im Dezember 2020 eine Entwicklungsgenehmigung bekommen hat

und „Hornsea Four“ derzeit das Planungsverfahren durchläuft. Der Windpark „Hornsea Two“ ist 89 km vor der Küste von Yorkshire im Vereinigten Königreich in der Nordsee gelegen. Im Jahr 2022 wird das Projekt vollständig in Betrieb gehen mit einer Gesamtnennleistung von 1.320 MW (1,32 GW). Es besteht aus 165 Windturbinen des Typs Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD mit einem Rotordurchmesser von 167 m. Die Projekte „Hornsea-One und Two“ werden zusammen 2.538 MW Nennleistung umfassen.

wpd wählt Nordex als Lieferanten für schwedisches Onshore Projekt aus

Für den schwedischen Windpark Stölsäterberget wird die Nordex Group acht WEA des Typs N163/5.X an wpd Scandinavia AB liefern. Der geplante Projektstandort liegt an der Grenze der Regionen Dalarnas län und Värmland. Die Anlagen werden, zur Verringerung von Stillstandzeiten, mit einem Anti-Icing-System ausgestattet. Dieses ermöglicht den Betrieb des Windparks bei Temperaturen von bis zu -30 °C. Neben dem Liefervertrag wurde ein 15-jähriger Premium Servicevertrag mit einer Verlängerungsoption für weitere fünf Jahre abgeschlossen. Die Installation der Turbinen ist für Mitte 2023 vorgesehen.

Nordex sichert 177 MW Windpark-Vertrag in Peru

Nachdem die Nordex Group im Jahr 2018 den ersten Windpark in Peru errichtet hat, erreicht sie nun ein weiterer Auftrag. Es handelt sich um einen Windpark in der küstennahen

Region Ica, die sich zwischen den Anden und dem Pazifik, südlich von Lima, befindet. Der Windpark soll 30 Turbinen des Typ N155/5.X der Delta4000-Serie mit einem Durchmesser von 155 m umfassen und eine Gesamtleistung von 177 MW aufweisen. Mit inbegriffen ist ein 10-jähriger Servicevertrag. Der Baubeginn wird für das dritte Quartal 2022 angestrebt.

Ørsted schließt CPPAs mit Amazon und Google

Der dänische Energiekonzern Ørsted unterzeichnet bedeutende CPPAs mit Amazon.com, Inc. und Google LLC. Damit ergänzt Amazon die, bereits im Dezember 2020 abgeschlossene, Abnahme von 250 MW des geplanten Windparks Borkum Riffgrund 3 um weitere 100 MW. Das Unternehmen wird damit 350 MW des Windparks über einen Zeitraum von 10 Jahren abnehmen. Die CPPAs tragen dem Ziel Amazons bei, bis 2040 in allen seinen Geschäftsbereichen CO₂-neutral zu sein. Des Weiteren wird der Technologiekonzern Google über 12 Jahre 50 MW vom geplanten Nordsee-Offshore-Windpark beziehen. Damit wird das Ziel verfolgt, die Rechenzentren, Cloud-Regionen und -Standorte bis 2030 vollständig mit CO₂-freier Energie zu betreiben.

Großer US-Auftrag für Vestas

Der dänische WEA-Hersteller Vestas Wind Systems A/S erhält einen Großauftrag von Invenergy, einem US-amerikanischen Entwickler und Betreiber von Energieprojekten. Für den geplanten Windpark „Sapphire Sky“ in Illinois, USA, sind V150-4,2-MW-Turbinen und V136-3,45-MW-Turbinen im 3,6-MW-Betriebsmodus

vorgesehen. Der Auftrag umfasst die Belieferung, IBN sowie einen 10-jährigen Servicevertrag (AOM5000). Die Lieferung der Anlagen ist für das zweite und die IBN für das vierte Quartal 2022 geplant. Durch dieses Projekt wächst das US-Portfolio von Vestas um 235 MW.

Vestas liefert erste Aufklärungen zum Cyberangriff vom 19. November 2021

Am 19. November 2021 ereignete sich bei Vestas Wind Systems A/S ein Cybersicherheitsvorfall. Hackende verschafften sich unbefugten Zugang und kompromittierten die, auf den internen File-Share-Systemen, von Vestas gespeicherten Daten. Nachdem dieser Vorfall bekanntgegeben wurde, schaltete Vestas umgehend IT-Sicherheitssachverständigen und die zuständigen Behörden ein, um eine gründliche forensische Untersuchung durchführen zu lassen. Die Begutachtung ist noch nicht abgeschlossen, jedoch konnte bereits bestätigt werden, dass die Hackenden eine Vielzahl der Daten bereits weitergegeben haben.

ENERCON stärkt Präsenz in Portugal

ENERCON eröffnet im zweiten Quartal 2022 ein neues Büro (Enercon Business Shared Service Center) im Nordwesten von Portugal. Das Unternehmen ist in Bezug auf Windenergie das marktführende Unternehmen im Land – es macht 5 % der installierten Windenergie aus. Das neue Büro

soll dem Ziel dienen, dass sich ENERCON besser am Arbeitsmarkt positioniert. Des Weiteren bietet die Nähe zu den Kunden den Vorteil, einfacher und effizienter den Pflichten nachkommen zu können, wie beispielsweise die Wartung oder Instandhaltung der bestehenden WPs.

JinkoSolar sichert sich Großaufträge in Brasilien und Israel

Das brasilianische Unternehmen Aldo Solar (Aldo Componentes Eletrônicos LTDA) und das chinesische Jinko Solar Co., Ltd. erweitern im Jahr 2022 ihre Partnerschaft. Der Vertrag sieht den Vertrieb von ca. 4 Mio. PV-Modulen mit einer Gesamtleistung von 2.000 MW vor.



Die dezentrale Stromerzeugung in Brasilien steigt aktuell rasant an, wodurch Jinko Solar davon ausgeht, bis zum Ende des Jahres 2022 sein Geschäftsvolumen verdoppeln zu können. Neben Aldo Solar ist auch das israelische Unternehmen Tadiran Solar Ltd. ein bedeutender Partner von Jinko Solar. Zwischen ihnen besteht ein Liefervertrag von Modulen mit einer Gesamtleistung von 360 MW. Bis 2023 sollen die modernen Module

N-Typ TOPCon-Solarmodule „Tiger Neo“ geliefert werden. Mit diesem Vertrag erhofft sich Tadiran Solar Ltd. die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Israel voranzutreiben.

Bau einer 5.1 MW PV-Anlage an albanischem Staudamm

Kürzlich wurde der Bau einer 5.1 MW Photovoltaik-Anlage in Albanien durch das staatliche Unternehmen Korporata Elektroenergjitike Shqiptare (KESH) abgeschlossen. Das Projekt wurde innerhalb der im Nordwesten Albanien gelegenen Stadt und Gemeinde Shkodër realisiert und soll pro Jahr rund 7.000 MWh erzeugen.



Da der PV-Park in unmittelbarer Nähe zum Staudamm Qyrsq liegt, wird dieser zusammen mit dem dort bestehenden Wasserkraftwerk betrieben. Zukünftig sollen auch Windenergieanlagen und schwimmende PV-Anlagen am Standort realisiert werden.

Ausbau von PV-Dachanlagen durch Berliner Stadtwerke

Seit 2016 wurden durch die Berliner Stadtwerke bereits 250 PV-Dachanlagen mit einer Gesamtleistung von 20 MW installiert. Bis Ende 2024 planen die Stadtwerke nun die Errichtung von 300 neuen PV-Anlagen mit rund 23 MW. Hierfür wurde eine Absichtserklärung mit sechs der Berliner Bezirksämter geschlossen. Sowohl die Finanzierung, Installation als auch Instandhaltung der geplanten Anlagen soll durch die Berliner Stadtwerke erfolgen. Zudem werden auf den Dächern von fünf Schulen in den Bezirken Steglitz-Zehlendorf ab dem ersten Quartal 2022 weitere Dachanlagen installiert.



re:cap global investors erreicht 1 GW Assets under Management - Institutionelle Nachfrage nach Erneuerbare-Energien-Investments ungebrochen

Pressemitteilung re:cap global investors
Donnerstag, 16. Dezember 2021

- 63 Projekte an 75 Standorten: Gesamtkapazität der von re:cap verwalteten Erneuerbare-Energien-Projekte erreicht mehr als 1 GW
- Günstiger Einstiegszeitpunkt: Weltweite Energiewende erfordert hohen Kapitalbedarf und schafft Investitionsmöglichkeiten
- RE Infrastructure Opportunities Fonds bietet kurze Abrufzeiten und gut gefüllte Projekt-Pipeline; finales Closing für 2022 geplant

Zug (iwr-pressedienst) - Meilenstein in der Unternehmenshistorie: Das Portfolio der verwalteten Erneuerbare-Energien-Projekte des international tätigen Investmentberaters und Asset Managers re:cap global investors ag erreicht eine Gesamtkapazität von mehr als 1 GW. re:cap ist für die Auswahl und Verwaltung der Projekte in den Spezialfondsfonds der FP Lux Gruppe verantwortlich. Aktuell sind dies 63 Projekte an 75 Standorten mit insgesamt 1.035 MW Kapazität. Die Solar- und Windparks verteilen sich auf insgesamt vier Fonds: Die beiden

geschlossenen Fonds Solar Infrastructure I und Wind Infrastructure I mit jeweils 285 MW und 362 MW Assets under Management, den zur Zeichnung offenen RE Infrastructure Opportunities Fonds sowie einen Single-Investor-Fonds. Insgesamt versorgen die Anlagen jährlich ca. 500.000 Haushalte mit grünem Strom und sparen so mehr als 1 Mio. t CO₂ pro Jahr ein. Alle Projekte profitieren entweder von staatlichen Einspeisevergütungen oder langfristigen privaten Stromabnahmeverträgen (PPAs).



„Als wir 2010 mit dem ersten Solarfonds gestartet sind, waren die Erneuerbaren Energien noch eine sehr junge Branche. Inzwischen haben sie sich jedoch zu einem wichtigen Baustein in den Portfolios von institutionellen Anlegern entwickelt, denn sie generieren unabhängig von Konjunktur- und Kapitalmarktzyklen stabile Cashflows und sind als Impact Investments auch in Sachen ESG von zentraler Bedeutung“, sagt Thomas Seibel, Geschäftsführer der re:cap. „Wir sind stolz darauf, diesen wichtigen Meilenstein von 1GW an Assets in unseren Portfolios erreicht zu haben. Mit unserer Investment-Strategie schaffen wir für Anleger eine Win-Win-Situation, indem sie unkorrelierte, attraktive Renditen erwirtschaften und dabei die Energiewende aktiv mitgestalten können. Die Investoren-Nachfrage ist dementsprechend ungebrochen und wir erwarten in den kommenden Jahren weiterhin ein starkes Wachstum.“

Weltweit wachsender Energiebedarf und massiver Zubau: Der Investitionszeitpunkt ist günstig

Der RE Infrastructure Opportunities Fonds ist der dritte Teilfonds mit Fokus auf Erneuerbare Energien innerhalb der FP Lux Plattform. Er ist nach der neuen EU-Offenlegungsverordnung als Artikel 9 Fonds eingeordnet und gilt somit als Impact Fonds. Zur Investorenbasis zählen unter anderem Versicherungen, Pensionskassen, Versorgungswerke und Sparkassen.

„Der Investitionszeitpunkt ist günstig, denn aufgrund neuer Technologien wie etwa autonomes Fahren, 5G, Smart Cities und Smart Home, Cloud-Lösungen, Streaming, Big Data und Kryptowährungen wird der Stromhunger sowohl von Privatpersonen als auch von der Industrie immer größer“, sagt Seibel. So prognostiziert die U.S. Energy Information Administration (EIA) in ihrem „International Energy Outlook 2021“, dass der weltweite Energieverbrauch in den nächsten 30 Jahren um fast 50 % steigen wird – und die regenerativen Energien spielen eine entscheidende Rolle dabei, diese wachsende Nachfrage zu bedienen.

Nicht nur global, auch in Deutschland wird der Ausbau der Erneuerbaren in den kommenden Jahren massiv vorangetrieben. Laut Koalitionsvertrag der neuen Regierung sollen allein die Photovoltaik-Kapazitäten von derzeit 54 GW bis 2030 auf 200 GW steigen. Konkret bedeutet das einen jährlichen Nettozubau von rund 16 GW bis 2030. Zum Vergleich: Der bisherige Rekord-Zubau

stammt mit 7,9 GW aus dem Jahr 2012. Die geplante Kapazitätserweiterung erfordert einen hohen Kapitalbedarf und wird attraktive Investitionsmöglichkeiten in Deutschland schaffen.

Ebenfalls positiv für Investoren: Die Stromgestehungskosten für Solar- und Windkraft sind stark gesunken über die vergangenen 10 Jahre, während die Börsenstrompreise vor allem in den letzten Monaten enorm angezogen haben und mit rund 200 € pro MWh ein neues Allzeit-Hoch erreicht haben.

Finales Closing im Jahr 2022

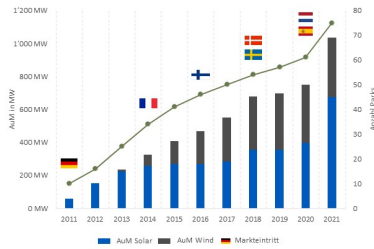
Der RE Infrastructure Opportunities Fonds wurde speziell für institutionelle Anleger konzipiert und investiert in verschiedene Technologien wie Solar, Wind, Wasserkraft, Energieeffizienz und Batteriespeicher. Das Portfolio umfasst aktuell 31 Projekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 300 MW in Deutschland, Dänemark, Schweden, Spanien und den Niederlanden. Richard Zellmann, Geschäftsführer vom Vertriebspartner FP Investment Partners, sagt:

„Investoren, die jetzt noch zeichnen, können damit in ein bereits operatives Bestandportfolio investieren, welches bereits stabile Cashflows generiert. Auch für 2022 ist die Projekt-Pipeline der re:cap gut gefüllt. Es ist geplant, Projekte mit einer Gesamtleistung von mindestens 250 MW umzusetzen. Dadurch profitieren Investoren von kurzen Kapitalabrufzeiten die in der Vergangenheit in der Regel nicht mehr als sechs bis neun Monate betragen.“ Das finale Closing des RE Infrastructure Opportunities Fonds ist im Jahr 2022 geplant.

Entwicklung Assets under Management (2011 – 2021 YTD)

Seit dem ersten Investment im Jahr 2011 gab es ein stetiges Wachstum der Assets under Management. Bis zum jetzigen Zeitpunkt konnte die re:cap global investors ag über 1 Gigawatt (GW) an Solar- und Windkraftanlagen akquirieren.

- ▲ +287 Megawatt (MW) im 2021
- ▲ +13 Solarparks im 2021
- ▲ +1 Windpark im 2021



re:cap global investors ag

Die re:cap global investors ag ist ein international tätiger Investmentberater für Erneuerbare Energien. Mit einem spezialisierten Team betreut sie ihre Kunden bei der Bewertung und Auswahl geeigneter Projekte. Auf Wunsch fungiert die re:cap auch als Betreiber der Anlagen und prüft diese regelmäßig auf Prozess- und Erlösoptimierungen. Als Boutique bietet die re:cap erstklassige und hochwertige Beratung für institutionelle Investoren bei ihren Investments in Infrastrukturprojekte im Bereich der Erneuerbaren Energien. So wurden im Auftrag der Kunden aus über 75.000 MW geprüfter Projekte bereits mehr als 1.000 MW empfohlen und erworben.

Die re:cap global investors ag ist Mitglied im Multi-Boutiquen-Verbund FP Investment Partners, der institutionellen Investoren Zugang zu innovativen Asset

Managern in den Bereichen Equities, Alternatives und Real Assets bietet. Weitere Informationen unter www.re-cap.ch

FP Investment Partners

Der Boutiquen-Verbund FP Investment Partners wurde 2020 auf Initiative der Frankfurter FP Gruppe um den Investment Manager und Fondsinitiator FIRST PRIVATE Investment Management ins Leben gerufen. Ziel ist es, institutionellen Investoren Zugang zu alternativen Assetklassen zu ermöglichen, ihre Kapitalanlage nachhaltig zu stärken und gleichzeitig das Potenzial aufstrebender, spezialisierter Investment-Teams zu fördern. „FP Investment Partners“ vernetzt die Leistungen aller Partner zugunsten optimaler Kundenlösungen. Das Angebot umfasst Alternative Investments, Real Assets sowie Quant-Investing der neusten Generation. Die eng verbundenen Boutiquen-Partner sind unabhängige Teams mit klarer Ausrichtung, langfristigem Engagement und ausgeprägten Überzeugungen. Zu den von FP Investment Partners repräsentierten Firmen gehören unter anderem First Private Investment Management, re:cap global investors ag und Resonanz Capital. Gemeinsam betreuen oder verwalten sie insgesamt Vermögen von mehr als 5 Milliarden €. (Stand: Februar 2021).

Weitere Informationen unter: www.fp-investmentpartners.com

zur Pressemitteilung

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01.09.2021	01.11.2021
Zuschlagsvolumen Gebotsvolumen	1.5 GW 1.5 GW	511 MW 509 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/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

KfW-Programm Erneuerbare Energien Programmteil "Standard"

Landwirtschaftliche Rentenbank Programm 255, Ratendarlehen

Darlehensbedingungen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.44%	04.01.2022
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	1.92%	04.01.2022
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.58%	04.01.2022

Darlehensbedingungen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.15%	03.01.2022
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.25%	03.01.2022
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	1.30%	03.01.2022

Quelle: KfW-Programm: <https://www.kfw-formularsammlung.de/Konditionenanzeiger/Net/KonditionenAnzeiger>

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: 01.01.2022