4initia

Newsletter
Februar 2023

No. 02

Thermografie und Elektrolumineszenz-Techniken für große PV-Anlagen

Strompreisrückblick: Januar 2023

Meldungen

180 Mio. € PV-Investition bei Meton Energy SA

Qualitas Energy und SURPLUS Equity Partners gehen Partnerschaft ein

Neoen gibt Financial Close bekannt

Fotowatio Renewable Ventures expandiert in den deutschen Markt

JUWI GmbH baut größte PV--Anlage der Unternehmensgeschichte

Solarwatt GmbH rechnet mit hohem Auftragsvolumen im Jahr 2023

Amprion GmbH gibt Konverterstationen in Auftrag

Erste netzunabhängige Fabrik geht in Betrieb

Förderrichtlinie für Bürgerenergiegesellschaften offiziell in Kraft getreten

PNE AG erweitert Portfolio

290 MW Auftragsvolumen für Vestas

Thermografie und Elektrolumineszenz Techniken für große PV Anlagen

Einführung

Infrarot-Thermografie (IR) und Elektrolumineszenz (EL) sind in der Photovoltaik (PV) Industrie seit Jahren zwei etablierte bildgebende Verfahren zur Identifizierung von Fehlern und Problemen, die bei PV-Modulen auftreten (1). Sie werden in den verschiedenen Phasen des Betriebs einer PV-Anlage eingesetzt und bieten eine Lösung für Eigentum Besitzende, EPCs (Engineering-Procurement-Construction), Investierende und O&M (Operation and Maintenance) Anbieter (Inbetriebnahme, Garantieansprüche usw.), um eine zuverlässige Bewertung des Zustandes einer PV-Anlage zu erhalten und die nächsten Schritte entsprechend zu planen.

Man kann zu Recht behaupten, dass sich die beiden Techniken gegenseitig "ergänzen". So kann beispielsweise die IR-Technik bei großen PV-Anlagen in kürzerer Zeit und zu geringeren Kosten durchgeführt werden, aber die Genauigkeit der Fehlererkennung ist geringer als bei der EL. Auf der anderen Seite kann die EL Fehler bis hin zu Mikrorissen erkennen, erfordert jedoch höhere Kosten in Bezug auf Zeit und Planung sowie tatsächliche Kosten für das gleiche Volumen an Modulen. Zusammen können sie eine große Bandbreite möglicher Moduldefekte erkennen, und je nach Zielsetzung des spezifischen Projekts kann die am besten geeignete Methode gewählt werden.

In diesem Artikel wird eine allgemeine Beschreibung der beiden Techniken, die Entwicklung im Laufe der Zeit und der Stand der Technik sowie ein direkter Vergleich der Vor- und Nachteile der beiden Messmethoden vorgestellt.

Allgemeine Beschreibung von IR

Die Thermografie, auch Infrarotbildgebung genannt, wird seit Jahren häufig eingesetzt, um fehlerhafte oder unzureichend arbeitende Module und Strings in PV-Kraftwerken zu erkennen. IR ist attraktiv, weil die Bilder während des Betriebs berührungslos und zerstörungsfrei aufgenommen werden, ohne in das elektrische System einzugreifen: "Ein Bild sagt mehr als tausend Worte" (2). IR ist eine gut etablierte Technik, die von Anlagenbesitzenden, EPCs und O&M-Unternehmen unterstützt und genutzt wird, um eine schnelle und zuverlässige Bewertung des Zustands einer PV-Anlage zu erhalten.

Die thermografische Analyse von Solarmodulen kann eingesetzt werden, wenn ein nennenswerter Stromfluss in den Modulen vorhanden ist, d. h. wenn die Sonne konstant scheint. Durch den Strom sinkt die Spannung dort, wo ein Kontaktwiderstand vorhanden ist, was zu einer Verlustleistung führt, die den betroffenen Bereich erwärmt. Mit anderen Worten: Leistungsschwache Teile der Module werden eher zu Verbrauchern als zu Erzeugern von Strom und erwärmen sich daher erheblich, so dass die Wärmebildkamera die Wärme aufzeichnen kann (2). Defektsignaturen von in Betrieb befindlichen Modulen, wie z. B. Substrate, potenzialinduzierte Degradation (PID), Modulstrings, Dioden, heiße Zellen, Lötfehler, können leicht erfasst werden. Abbildung 1 zeigt, wie

die Module bei einer thermografischen Inspektion aussehen.

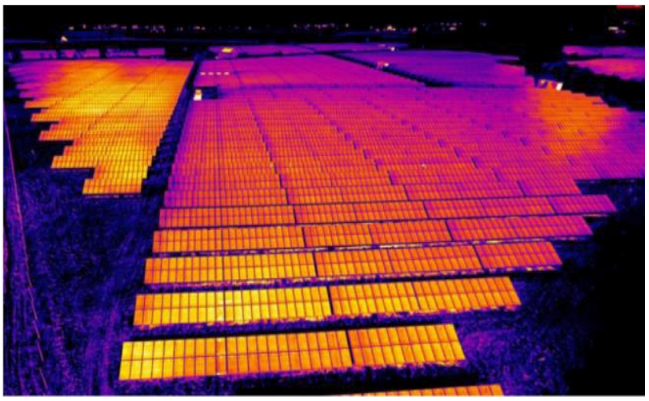


Abbildung 1: Thermografische-Inspektionsansicht einer PV-Anlage (3)

Geschichte

In den ersten beiden Jahrzehnten wurde die IR-Bildgebung als schnelles und kostengünstiges Werkzeug für die Prüfung von PV-Modulen vom Labor in den Außenbereich verlagert. Zu Beginn gingen IR-Fotografierende durch PV--Anlagen und nahmen IR-Bilder von defekten Modulen von Hand auf. Gleichzeitig mit der Inspektion wurden dort die entdeckten Defekte notiert. Danach mussten alle Daten organisiert, digitalisiert und analysiert werden. Bei diesem Verfahren können jedoch zusätzliche Fehler auftreten, die die Ergebnisse beeinträchtigen können.

Im Jahr 2014 gab es die ersten Veröffentlichungen, die den Nutzen des Einsatzes von Drohnen als Träger für IR-Kameras hervorhoben, die den Inspektionsprozess beschleunigten und erleichterten sowie den Grundstein für die Automatisierung der Bilderfassung legten. Die IR-Kameras auf Drohnen erleichterten die Aufnahme großer Mengen von Bildern vieler PV-Module in großen PV-Kraftwerken so sehr, dass eine manuelle Verarbeitung der Daten nicht mehr möglich oder sinnvoll war und daher seit 2016 zunehmend durch eine automatisierte Bildanalyse ersetzt wurde. Seit etwa 2018 gab es erste Bemühungen, die thermisch erkannten Anomalien auszuwerten und zu quantifizieren (4). Im Durchschnitt ist es möglich, an einem Tag 100.000 bis 200.000 Module mit Hilfe einer Drohne zu vermessen (5).

Diese Technik hat das Potenzial, schon bald ein wesentlicher Bestandteil des Instrumentariums für die Inspektion und Bewertung von Gigawatt PV-Kraftwerken zu werden.

Methodik

IR-Bilder erfassen und dokumentieren thermische Anomalien direkt, augenblicklich und in Echtzeit ohne Betriebsunterbrechung. Die Messbedingungen umfassen alle Faktoren, die das Gleichgewicht zwischen Modultemperatur bzw. Defekttemperatur und Leistung bzw. Verlustleistung beeinflussen.

Für die Vorbereitung und anschließende Auswertung einer IR-Inspektion müssen geografische und mechanische Lagepläne, elektrische Strangpläne, das Wechselrichterkonzept, Netzeinflüsse (z. B. Abregelung), Moduldaten und Wetterdaten untersucht werden, um beobachtete thermische Anomalien während der Inspektion erklären zu können. Die Kameraeigenschaften, wie Wellenlänge, Pixel, momentanes Sichtfeld, bestimmen die Grenzen der lateralen Auflösung. Blickwinkel und Höhe/Entfernung müssen ebenfalls berücksichtigt werden und sollten in der Regel nicht unter 30° und nicht unter 90° liegen (1). Abbildung 2 stellt das Schema des gesamten Messablaufs dar.

Eine sehr wichtige Rolle spielen auch die Wetterbedingungen; gemäß IEC 6090 4-12 TS Ed.1 muss ein Minimum von 600W/m2 erreicht werden, mit maximal 4Btf Wind, um einen Einfluss auf die Temperaturverteilung der Module zu

vermeiden. Außerdem darf es nicht regnen, es darf nicht bewölkt sein und die Oberfläche darf nicht verschmutzt sein. Auch Tau ist zu vermeiden, da er sonst zu unscharfen IR-Bildern führen würde.

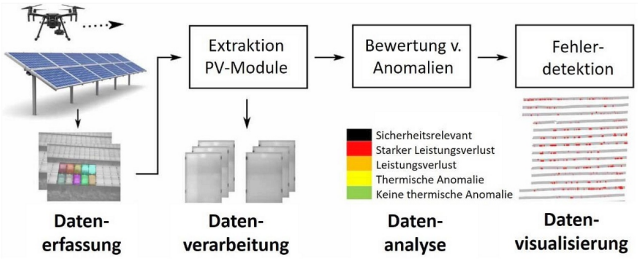


Abbildung 2: IR-Methodik–Prozessschritte (4)

Ein weiterer wichtiger Aspekt, den es zu berücksichtigen gilt, ist die Tatsache, dass die Reaktionszeit auf Änderungen, z. B. der Wetterbedingungen, bei Strom und Spannung anders ist als bei der Temperatur. Die elektrischen Parameter reagieren sofort, während sich die Temperatur langsam anpasst. Daher wird allgemein empfohlen, vor der Durchführung weiterer Messungen mindestens 15 Minuten bei unveränderten Wetterbedingungen zu warten (1, 4). In Abbildung 3 ist die endgültige Karte einer PV-Anlage nach der Drohneninspektion mit allen Ergebnissen dargestellt.

Wie zu sehen ist, werden die Module je nach Temperaturgradient gelb, orange oder dunkelrot hervorgehoben.

Der Temperaturgradient ist definiert als die Differenz zwischen der Temperatur des erkannten Fehlers und der Durchschnittstemperatur des restlichen Moduls, zu dem der spezifische Fehler gehört.

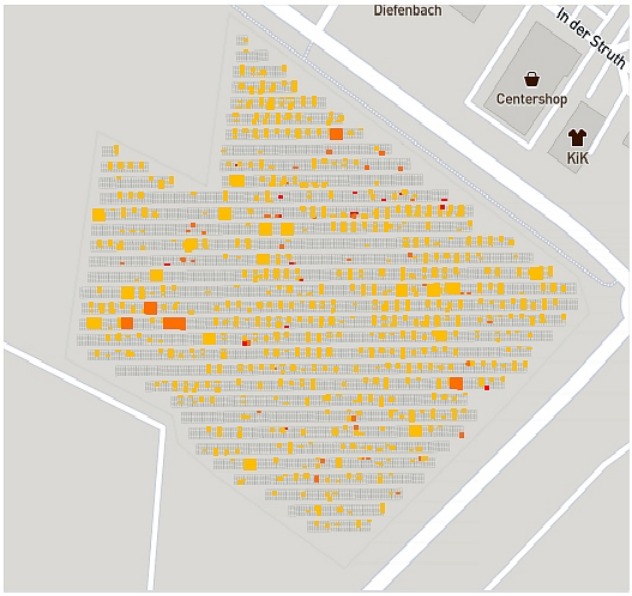


Abbildung 3: endgültige Karte eines PV-Parks mit allen Ergebnissen (6)

Allgemeine Beschreibung von EL

EL ist ein bekanntes optisches Verfahren zur qualitativen Bewertung von Modulfehlern. PV--Zellen basieren auf Halbleitertechnologie und erzeugen bei Beleuchtung Strom. Wie die aus der Heimbeleuchtung bekannten LEDs emittieren PV-Zellen Licht, wenn sie von elektrischem Strom durchflossen werden, und dieser Vorgang wird als EL bezeichnet. Da das emittierte Licht jedoch nicht im sichtbaren Spektrum, sondern im nahen Infrarot liegt, kann dieses Licht nur mit speziellen Kameras beobachtet werden. So erscheint beispielsweise ein freier Defektmodulbereich heller und homogener, während nicht aktive Zellfragmente als dunklere Flecken und Risse als dunklere Linien zu erkennen sind. Andere Arten von Defekten zeigen andere Muster.

Abbildung 4: mit Solarmodulen bedecktes Dach unter EL-Inspektion (7)

Die Abbildung 4 zeigt deutlich den Unterschied in der Helligkeit, wo die Module entweder Defekte aufweisen oder nicht.

Die EL-Messung erkennt ansonsten unsichtbare PV-Defekte wie Zellrisse, Kontaktprobleme, inaktive Zellteile, PID (Potential Induced Degradation) und LeTID (Light and Elevated Temperature Induced Degradation) im Frühstadium, die den verschiedenen Phasen der Lebensdauer eines PV-Moduls zugeordnet werden können. Defekte können z. B. durch Produktionsprobleme verursacht werden, die nach der Qualitätskontrolle nicht bemerkt wurden, durch falsche Handhabung des PV-Moduls während des Transports oder der Installation sowie durch Umweltbelastungen und Degradation im Feld nach der Installation.

Geschichte

Die traditionellste und bekannteste Methode besteht darin, die PV-Module in ein Labor zu schicken oder sie zu demontieren und direkt vor Ort in einem so genannten "mobilen Labor - wie einem Container oder einem Anhänger" zu messen. Darüber hinaus können dieselben Vorgänge wie Demontage, Transport und Wiedermontage zu Schäden an den inneren Strukturen eines Moduls führen, was einen zusätzlichen Risikofaktor darstellt.

Im Laufe der Zeit wurde, EL auch direkt vor Ort durchgeführt, ohne die Module zu demontieren. Die erste Lösung ist die "manuelle Inspektion am Boden", bei der die PV-Module mit Hilfe von fest installierten EL-Kameras auf tragbaren Konstruktionen gescannt werden, die von den technischen Fachkräften vor Ort manuell bewegt werden. Dies kann mit Hilfe eines Stativs geschehen, auf dem entweder eine oder mehrere über den Modulen ausgerichtete Kameras montiert werden. Diese Kameras nehmen Bilder des Moduls auf und suchen während der Verarbeitung nach potenziellen Problemen in den Zellen jedes Moduls (1, 5). Die Stative mit einer oder mehreren Kameras werden je nach den unterschiedlichen Merkmalen der einzelnen Projekte eingesetzt. Normalerweise werden die Stative so gebaut, dass sie an ein bestimmtes Modul und die dazugehörige Montagestruktur angepasst sind und daher nur schwer für ein anderes Projekt wiederverwendet werden können.

Später gewann auch der Einsatz von Drohnen an Bedeutung, die die Inspektion einer größeren Anzahl von Modulen ermöglichten und weniger geografische Probleme verursachten. Außerdem wird vor Ort kein schweres Gerät benötigt, und es lassen sich auch hochauflösende Bilder erzielen. Im Durchschnitt können so in einer Nacht zwischen 800 und 4000 Module mit einer Drohne vermessen werden (5).

Nichtsdestotrotz ist die Stativlösung nach wie vor die bevorzugte Methode, da die insgesamt höhere Bildauflösung vor allem dadurch erreicht wird, dass die Bilder immer auf der gleichen Höhe aufgenommen, unnötige Bewegungen leicht vermieden und mehr Kameras gleichzeitig angebracht und verwendet werden können (1,5). Abbildung 5 zeigt ein Stativ und eine Drohne, die entweder die EL Kameras bringt oder holt.

Abbildung 5: Stativ und Drohne bereit für die Inspektion bei Sonnenuntergang (5)

Methodik

Das Verfahren lässt sich in einige Hauptschritte gliedern, beginnend mit der "Planung", die alle Details bezüglich des Anlagendesigns und des gewünschten Untersuchungsumfangs klärt, um die Umsetzungsmethoden und Kosten zu definieren. Entscheidend sind u. a. Standort und Größe der Anlage, Module, Aufständerung und Wechselrichtertechnik, Untersuchungstiefe von der Stichprobe bis zur 100 %-Anlage. Vor Ort kann nur erfahrenes Personal die Stromzufuhr für die PV-Strings einrichten.

Da die EL-Messungen nachts durchgeführt werden, sind sie weniger witterungsanfällig als die Thermografie und beeinträchtigen die Produktion tagsüber nicht. Dennoch sind einige Vorsichtsmaßnahmen zu treffen; so hat sich beispielsweise gezeigt, dass das Licht einer Vollmondnacht und das Infrarotlicht von Sicherheitskameras, die vor Ort installiert sind, die Messung stören können (1). Außerdem darf es nicht regnen und der Wind darf nicht stärker als 6 Bft. sein.

Die Intensität eines optischen Merkmals hängt von der Belichtungszeit der Kamera und dem von der Stromquelle gelieferten Strom ab. Die gesammelten Bilder können auch mit einer Software verarbeitet werden, die automatisch die Fehler erkennt und kennzeichnet. Die Ergebnisse werden als Bericht und auf einer digitalen Plattform bereitgestellt. In Abbildung 6 ist das Schema des gesamten Messablaufs dargestellt.

Abbildung 6: EL-Methodik – Prozessschritte (8)

Direkter Vergleich IR und EL

Sowohl IR- als auch EL-basierte Methoden haben ihre eigenen Stärken und Schwächen. Welche Methode die richtige ist, hängt von dem jeweiligen Problem ab, das untersucht werden soll. Während EL für die Erfassung der Lebensdauer, die Abbildung von Bulk-Defekten, des Serienwiderstands und der Durchschlagsstelle des Übergangs besser geeignet ist, sind IR-basierte Verfahren für alle Aufgaben, die quantitative Strommessungen erfordern, besser geeignet.

Mit Hilfe der IR-Thermografie lassen sich durch Messungen des thermischen Verhaltens von Zellen in einem PV-Modul eine Reihe von Defekten (z. B. Kurzschlüsse in Solarzellen, Shunts, inaktive Zellteile usw.) leicht identifizieren. Allerdings führen nicht alle Defekte an PV--Modulen zu einem Temperaturanstieg, weshalb IR-Messungen nicht alle Arten von Defekten erkennen können.

Die hohe Auflösung der EL-Bilder ermöglicht es, einige Defekte genauer aufzulösen als bei IR-Bildern. So können beispielsweise Mikroris-

se, unterbrochene Kontakte oder eine Reihe von Prozessfehlern (z. B. Shunts oder Defekte in der Antireflexionsschicht) erkannt werden. Abbildung 7 zeigt ein Beispiel dafür was mit den beiden verschiedenen Techniken an denselben Modulen sichtbar ist und was nicht. Das IR-Bild ist nicht klar genug, um die große Anzahl von Rissen zu erfassen, die das Modul als EL betreffen.

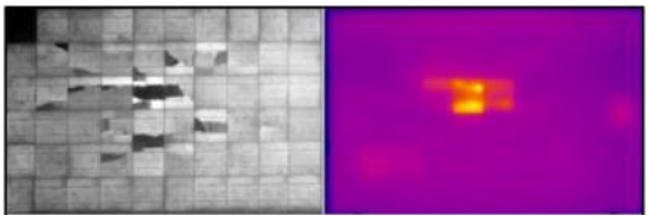


Abbildung 7: Zwei Methoden, dieselbe Defektansicht (1)

Es ist auch richtig, IR eher als eine Bewertung auf "Modulebene" und EL als eine Bewertung auf "Zellebene" zu definieren. Abbildung 8 stellt die unterschiedlichen Ansichten der Messmethoden eines Zelldefektes dar.

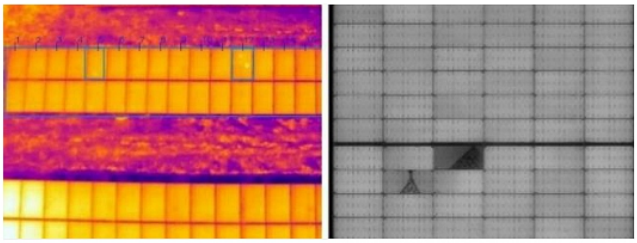


Abbildung 8: IR-Ansicht auf einen Teil der PV-Anlage und EL-Zoom auf einen Zelldefekt (5)

Aus diesem Grund kann festgestellt werden, dass die optimale Lösung, um die beiden Technologien bestmöglich zu nutzen, darin besteht, zunächst die gesamte PV-Anlage mit Hilfe von IR-Messungen zu scannen und dann, sobald die Hauptprobleme oder eventuelle kritische Punkte vor Ort identifiziert sind, EL an gezielten Modulen/Strings oder, falls erforderlich, an größeren Bereichen durchzuführen.

Um die gleiche Anzahl von Modulen in einem PV-Park zu inspizieren, sind die Kosten für EL derzeit sechs- bis zehnmal so hoch wie für IR (5). Einer der Gründe dafür ist auch der Transport, die Installation und die Verwendung zusätzlicher Geräte: Generator, Stromversorgung, Stative und eventuell weitere Kameras.

Die Tabelle der Abbildung 9 gibt einen abschließenden Überblick über die Vor- und Nachteile der beiden Methoden.

Methodenvergleich			
Elektrolumineszenz		Infrarotbildgebung	
Vorteile	Nachteile	Vorteile	Nachteile
1. Hohe Auflösung	1. Ursache von Mängeln ist nicht identifizierbar	1. Kontaktlos	1. Nicht alle Defekte (EL) führen zu Temperaturerhöhungen
2. Identifizierbar	2. Einfluss von Defekten auf Zell- und Modulleistung schwer bestimmbar	2. Identifizierbar	2. Hohe Temperaturbereiche sind nicht immer die Ursache von Defekten
a) Fehlerhafte Laserstrukturierung	3. Unauffällige EL Bilder führen manchmal zu IR Bildern mit hohen Temperaturbereichen	a) Unterschiedliche Temperaturverhalten	3. Genaue Position von Defekten und Vielzahl kleiner Fehlstellen sind schwer bestimmbar
b) Kurzgeschlossene Bypass-Dioden, unterbrochene Zellregionen, Shunts, kurzgeschlossene Zellen, Zellschäden, Defektschicht etc.	4. Elektrischer Kontakt ist notwendig	b) Shunts, Hotspots, Feuchtigkeit, Verschattung, Unstimmigkeiten, Installationsversagen etc.	4. Keine Unterscheidung zwischen geringen Shunt-Widerständen und hoher Serien-Widerstandsnetzwerke

Abbildung 9: Zusammenfassende Tabelle der Vor- und Nachteile von IR und EL (9)

EL-Methode bei Tageslicht?

Neben allen Merkmalen, die die EL-Methode auszeichnet, kann die Tatsache, dass sie nur nachts oder bei völliger Abwesenheit von Licht durchgeführt werden kann, unpraktisch sein. Aber was wäre, wenn es eine Möglichkeit gäbe, sie bei Tageslicht durchzuführen?

Die 2014 gegründete Solarzentrum Stuttgart GmbH in Stuttgart hat einen Prototyp entwickelt, der dies ermöglicht. Day Light Luminescence System Testing (DaySy) erzeugt Elektro- und Photolumineszenz (PL)-Bilder von installierten PV-Modulen bei hellem Tageslicht.

Das Grundprinzip von EL besteht darin, alle anderen Lichtquellen, außer denen, die von den PV-Zellen kommen, herauszufiltern, weshalb die Dunkelheit der Nacht die erste und einfachste Wahl ist. Dennoch behauptet dieses System, einen Lumineszenzstrahlungsfilter zu erreichen, der ca. fünf Zehnerpotenzen grö-

ßer ist als der herkömmliche, so dass Lumineszenzaufnahmen bei Tageslicht möglich sind.

Das System wird als "self-powered" beschrieben: es nutzt die PV-Anlage als Stromquelle. Die Abbildung 10 zeigt eine schematische Darstellung des Systems (11).

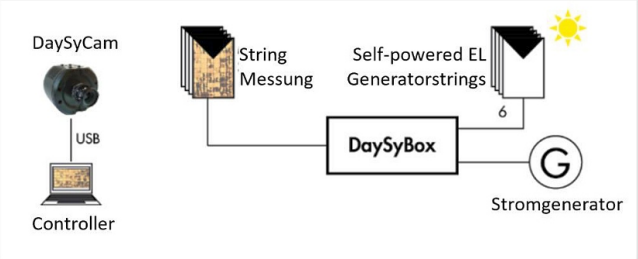


Abbildung 10: Skizze des PL-Prinzips (10)

Auch wenn dieser Ansatz bereits vor einigen Jahren entwickelt wurde und mittlerweile auch andere Forschungszentren mit der Idee vorangeschritten sind, ist die Adaption als reguläre und weit verbreitete Messmethode noch nicht abgeschlossen. Eine der größten Herausforderungen ist nach wie vor die Unterscheidung zwischen Lumineszenzsignal und unerwünschter Strahlung, was ein zusätzliches Problem im Hinblick auf die bekannte Bildgebung bei Nacht darstellt.

Abbildung 11 zeigt, wie ein gemessenes Modul durch Photolumineszenzmessung aussieht.

Abbildung 11: PL-Modul-Ansicht (10)

Autorin: Giulia Mancini

QUELLEN:

1) Outdoor electroluminescence imaging of crystalline photovoltaic modules: comparative studybetween manual ground-level inspections and drone-based aerial surveys. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/308166800_OUTDOOR_ELECTROLUMINESCENCE_IMAGING_OF_CRYSTALLINE_PHOTOVOLTAIC_MODULES_COMPARATIVE_STUDY_BETWEEN_MANUAL_GROUND-LEVEL_INSPECTIONS_AND_DRONE-BASED_AERIAL_SURVEYS(abgerufen am: 27.12.2022)

2) Daylight Luminescence for PV Systems. Verfügbar unter: https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/2014_pvmrw_32_reuter.pdf (abgerufen am: 27.12.2022).

3) How Drones Are Using Thermal Cameras To Inspect & Help Maintain Assets In The Renewable Energy Industry. Verfügbar unter: https://djm-aerial.com/drone-thermal-inspection-drone-thermography/ (abgerufen am: 27.12.2022).

4) Infrared imaging of photovoltaic modules: a review of the state of the art and future challenges facing gigawatt photovoltaic power stations. Verfügbar unter: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/ac890b (abgerufen am: 27.12.2022).

5) The Rise of Electroluminescence in the Aerial Data Industry. Verfügbar unter: https://www.sitemark.com/blog/the-rise-of-electroluminescence-in-the-aerial-data-industry/ (abgerufen am: 27.12.2022).

6) Above Surveying report – 4initia Projekt (abgerufen am: 27.12.2022).

7) Überprüfung der Photovoltaikanlage bei Nacht mittels Elektrolumineszenz. Verfügbar unter: https://www.solartechnik-bayern.de/pv_elektrolumineszenz_photovoltaik.html (abgerufen am: 27.12.2022).

8) Outdoor PV Electroluminescence. Verfügbar unter:

https://www.cspservices.de/wp- content/uploads/CSPS-Electroluminescence.pdf (abgerufen am: 27.12.2022).

9) Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications. Verfügbar unter: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Review-_on_IR_and_EL_Imaging_for_PV_Field_Applications_by_-Task_13.pd f (abgerufen am: 27.12.2022).

10) Daylight Luminescence for PV Systems. Verfügbar unter: https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/2014_pvmrw_32_reuter.pdf (abgerufen am: 27.12.2022).

11) DAYSY: LUMINESCENCE IMAGING OF PV MODULES IN DAYLIGHT. Verfügbar unter: INSTRUCTIONS FORPREPARATION OF PAPERS (solarzentrum-stuttgart.com) (abgerufen am: 27.12.2022).

Strompreisrückblick 01/2023

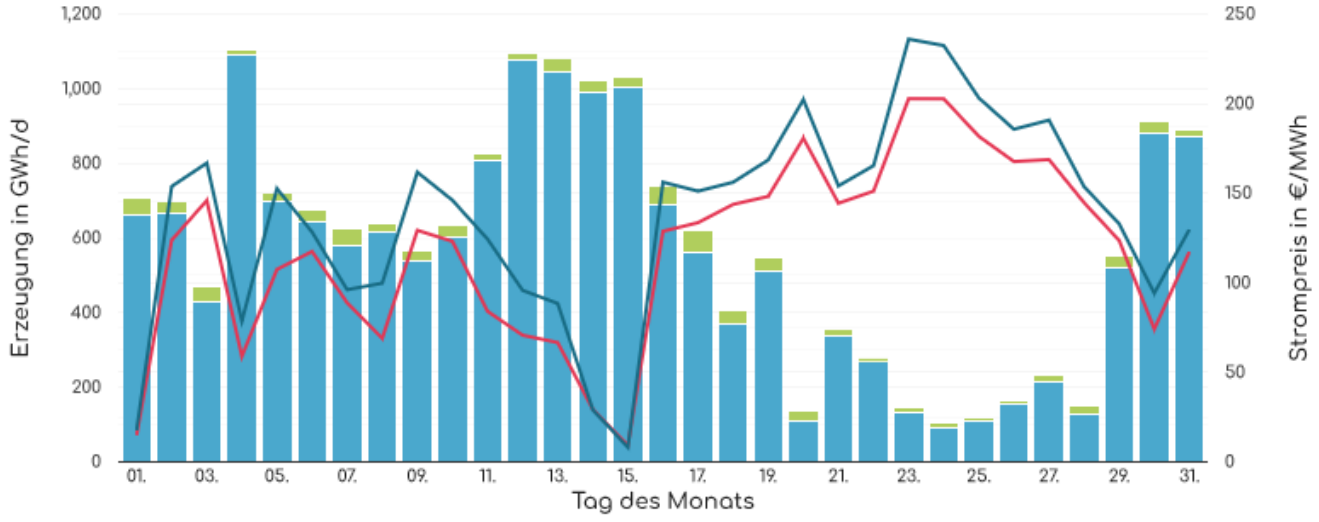
Die Energieproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im Januar 2023 erreichte 17,39 TWh. Somit lag die Produktion mit 8,40 % unter dem Januarwert des Jahres 2022. Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat erheblich gestiegen. Der Unterschied liegt bei 45,04 % bzw. 5,40 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag mit 0,84 TWh relativ deutlich unter dem Vorjahreswert (-0,12 TWh/-12,29 %). Jedoch gab es einen erheblichen Anstieg gegenüber dem Wert des Vormonats Januar (0,19 TWh/29,42 %).

Zusammen speisten Wind und Sonne 18,24 TWh grünen Strom ein. Das Maximum (1104 GWh) wurde an einem Mittwoch, den 04.01., das Minimum (104 GWh) an einem Dienstag, den 24.01., erreicht. Das Maximum von Wind (1090 GWh) fiel hierbei auf denselben Tag wie das Maximum der zusammen eingespeisten Technologien. Das Maximum von PV (60 GWh) trat dagegen am Dienstag, den 17.01., auf. Das Minimum der PV-Produktion (8 GWh) fiel auf zwei unterschiedliche Tage, den 22.01., einen Sonntag und den 25.01., einen Mittwoch. Das Minimum der Windproduktion (90 GWh) fiel wie das Minimum der zusammen eingespeisten Energie auf den 24.01., einen Dienstag. Prozentual gesehen generierte die Windenergie, typischerweise für diese Jahreszeit, 95,35 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind. Somit produzierte PV nur einen Anteil von 4,65 % an Energie.

Im Januar 2023 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak fielen auf einen Sonntag, den 15.01., mit 9,26 €/MWh und 8,18 €/MWh. Die Maxima der beiden Produkte traten beide an einem Montag, den 23.01., auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 202,73 €/MWh und 235,99 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 117,83 €/MWh im Base sowie 137,41 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	117,83 €/MWh	123,41 €/MWh
Maximum	202,73 €/MWh	267,19 €/MWh
Minimum	9,26 €/MWh	-6,56 €/MWh

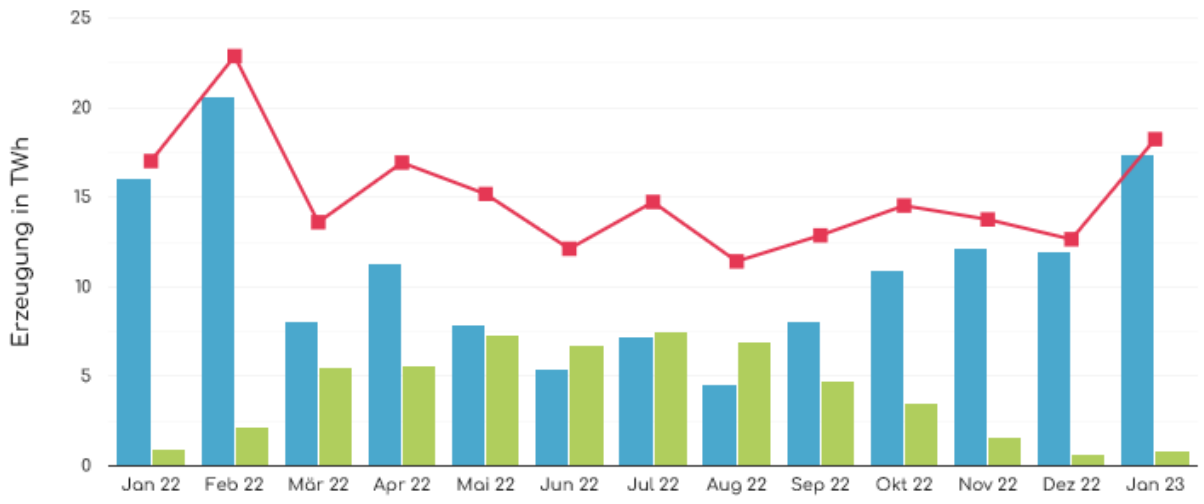
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&year=2023&interval=month&month=01&zoom=minus



Quelle:

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

- Windstromerzeugung (17,39 TWh)
- PV-Stromerzeugung (0,85 TWh)
- Phelix Day Base (117,83 €/MWh)
- Phelix Day Base (137,41 €/MWh)



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

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

Meldungen

180 Mio. € PV-Investition bei Meton Energy SA

RWE Renewables und PPC Renewables planen über ihr gemeinsames Joint Venture Meton Energy SA die Errichtung von fünf PV-Parks in Griechenland mit einer Gesamtkapazität über 210 MW. Dieses Frühjahr soll mit dem Bau auf dem Amyntaio-Gelände, welches ursprünglich dem Braunkohleabbau diente, begonnen werden. Der Investitionsbetrag setzt sich aus dem EU-Fond „NextGenerationEU" und Beiträgen der Eurobank sowie Alpha Bank, zusammen. Nach IBN Anfang nächsten Jahres, wird der Strom über PPAs mit verschiedenen Unternehmen vermarktet.

Qualitas Energy und SURPLUS Equity Partners gehen Partnerschaft ein

Qualitas Energy geht mit einer ihrer Tochtergesellschaften eine Partnerschaft mit SURPLUS Equity Partners ein. Qualitas Energy fokussiert sich auf Investitionen im Bereich Erneuerbare Energien und betreibt aktuell mehr als 40 WPs. Gemeinsam planen die Unternehmen die Entwicklung von PV-Parks mit einem Gesamtvolumen von 200 MW. Die Umsetzung ist an sieben Standorten in Deutschland geplant, die Anlagen sollen zwischen 2025 und 2027 in Betrieb genommen werden.

Neoen gibt Financial Close bekannt

Der französische Produzent Erneuerbarer Energien Neoen hat den Financial Close für 209 MW des 412 MW WPs „Goyder South Stage 1" nahe Burra in Südaustralien erreicht. Es wurde ein langfristiger Stromabnahmevertrag über 14 Jahre mit der Regierung des Australian Capital Territory (ACT), welcher 100 MW umfasst, und ein Vertrag über 10 Jahre für 40 MW mit dem Stromversorger Flow Power abgeschlossen. Im Jahr 2023 soll die Finanzierung des zweiten Teils mit einem Volumen von 203 MW, unterstützt durch einen Grundlastvertrag mit dem Industriekonzern BHP, abgeschlossenen sein. Der WP umfasst 75 Anlagen, welche im Jahr 2024 in Betrieb genommen werden.

Fotowatio Renewable Ventures expandiert in den deutschen Markt

Der spanische PV-Entwickler Fotowatio Renewable Ventures (FRV) will sich zukünftig auch auf dem deutschen Markt etablieren. Zum jetzigen Zeitpunkt hat der Projektentwickler Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energien mit einer Leistung von 2,6 GW realisiert. Bis

zum Jahr 2025 will FRV die installierte Gesamtleistung verdoppeln. Die Umsetzung soll insbesondere auf landwirtschaftlich genutzten Flächen erfolgen. Neben der Niederlassung in München sind noch weitere Standorte in Deutschland geplant.

JUWI GmbH baut größte PV--Anlage der Unternehmensgeschichte

Für Duke Energy, einer den führenden Betreiber für Erneuerbare Energien in den USA, soll die JUWI- Gruppe die PV-Anlage "Pike Solar" mit einer Nennleistung von 223,6 MW errichten. Die Anlage soll mit 414.000 PV-Modulen auf einer Fläche von rund 530 h am östlichen Rand der Rocky Mountains in Colorado errichtet werden. Mit der Realisierung des Projektes soll in den nächsten Monaten begonnen werden, die IBN ist für Ende 2023 geplant. Danach wird der von dieser Anlage erzeugte Strom für 17 Jahre an die Kunden des lokalen Energieversorgers Colorado Springs Utilities geliefert. Anschließend werden die Betriebsführungsaufgaben zusammen von JUWI und Duke Energy Sustainable Solutions übernommen.

Solarwatt GmbH rechnet mit hohem Auftragsvolumen im Jahr 2023

Die Nachfrage nach PV-Anlagen für Privathaushalte wächst in Deutschland aufgrund der steigenden Energiepreise sehr stark an. Die Solarwatt GmbH, ein deutscher Hersteller und Anbieter von PV- Anlagen für Eigenheime und Kleingewerbe, erwartet in diesem Jahr einen Umsatzanstieg von mehr als 50 %. Die Umsätze würden dann bei 500 Mio. € liegen und könnten bis 2025 sogar auf 1 Mrd. € ansteigen. Bürgerinnen und Bürger investieren aufgrund der stark gestiegenen Energiekosten verstärkt in private PV-Anlagen, um hohe Rechnungen zu vermeiden, sich selbst zu versorgen und zusätzlich die Umweltbelastung zu verringern.

Amprion GmbH gibt Konverterstationen in Auftrag

Im Auftrag der Amprion Offshore GmbH bauen Siemens Energy und Dragados Offshore zwei Konverterstationen mit einem Vertragsvolumen von 4 Mio. €. Die Koverterstationen sammeln Strom aus verschiedenen WPs eines Offshore- Gebiets in der Nordsee und transportieren diesen über eine Leitung an Land. Jede Station kann eine Leistung von 2 GW verarbeiten. Mit diesen riesigen Konverterstationen für Offshore-WPs steigen die beteiligten Unternehmen in die neue Leistungsklasse der Netzanbindungssysteme ein und erzielen dabei einen Rekord in der EE-Branche. Die bisher maximale Übertragungsleistung bei Projekten von Siemens Energy lag unter 1 GW.

Förderrichtlinie für Bürgerenergiegesellschaften offiziell in Kraft getreten

Seit 01. Januar 2023 gilt die neue Förderrichtlinie für Bürgerenergiegesellschaften. Durch die Richtlinie soll die Anzahl beteiligter Akteure bei der Umsetzung der Energiewende gesteigert werden. Sie beinhaltet eine Förderhöhe von maximal 200.000 €, um in der Planungsphase bis zu 70 % der Vorarbeitskosten zu decken. Förderfähig sind WEA mit einer limitierten Kapazität von 25 MW je Antragsteller. Grundsätzlich begrüßt der Bundesverband WindEnergie (BWE) die in Kraft getretene Förderrichtlinie, merkt jedoch an, dass 200.000 € nicht ausreichen, aber ein wichtiger Schritt sind um den Ausbau von WEA an Land zu dynamisieren. Nordex Group erhält Onshore-Auftrag Die Nordex Group erhält einen Auftrag über Lieferung und Errichtung von 10 WEA des Typs N149/4.X Der Vertrag umfasst einen Premium-Service Vertrag zur Wartung über 20 Jahre. Der in Nordrhein-Westfalen gelegene WP hat eine Gesamtnennleistung von 45 MW. Ab Herbst 2023 soll die erste Anlage ans Netz gehen. Sobald das Projekt vollständig in Betrieb genommen wurde, wird der WP jährlich rund 96 GWh erzeugen. Das entspricht dem jährlichen Strombedarf von 38.000 Haushalten, insgesamt wird das Projekt rund 38.400 t CO_2 einsparen.

PNE AG erweitert Portfolio

Die PNE AG hat zwei neue WPs in Niedersachsen mit einer Gesamtleistung von insgesamt 39,3 MW in Betrieb genommen. Dadurch steigt ihr Portfolio von WPs im Eigenbetrieb von 283 MW auf 319 MW an. Die letzte Anlage des WPs in Groß Ösingen, bestehend aus insgesamt neun WEA des Typs N131, wurde Ende Dezember 2022 ans Netz angeschlossen. Der Park umfasst eine Gesamtleistung von 32,4 MW. Der in Adensen in der Gemeinde Nordstemmen gelegene WP wurde nun um zwei weitere Anlagen des Typs Vestas V126 mit einer Nabenhöhe von 137 m und Nennleistung von 6,9 MW erweitert. Derzeit befinden sich noch weitere sieben Projekte der PNE AG mit einer Gesamtleistung von 167,8 MW im Bau.

290 MW Auftragsvolumen für Vestas

Ende 2022 meldete Vestas den Erhalt drei weiterer Aufträge mit einer Gesamtnennleistung von 290 MW. Für das Windprojekt „Limekiln“ in den schottischen Highlands soll Vestas 24 der V136- 4,5 MW-Turbinen errichten. Ein weiterer Auftrag kam von dem halbstaatlichen irischen Unternehmen Bord na Móna. Für das Windprojekt „Derrinlough“ in der Grafschaft Ofally wird Vestas

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Monat	Windenergie [TWh]	Photovoltaik [TWh]	Summe [TWh]
Jan 22	16,04	0,97	17,01
Feb 22	20,64	2,23	22,87
Mär 22	8,10	5,50	13,60
Apr 22	11,34	5,59	16,93
Mai 22	7,85	7,33	15,18
Jun 22	5,38	6,74	12,12
Jul 22	7,24	7,49	14,73
Aug 22	4,52	6,90	11,42
Sep 22	8,07	4,80	12,87
Okt 22	10,97	3,56	14,53
Nov 22	12,14	1,62	13,76
Dez 22	11,99	0,66	12,65
Jan 23	17,39	0,85	18,24

Quelle: Wind: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html,
Quelle: PV Freiflächen: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,35 %	25.01.2023
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,70 %	25.01.2023
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,39 %	25.01.2023

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

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,70 %	13.01.2023
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,70 %	13.01.2023
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,70 %	13.01.2023

Quelle: 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: 01.02.2023