

Jenseits der grünen Ampel

Wie der Digitale Zwilling hybride Energieparks von der Überwachung zur Performance-Optimierung führt

Warum konventionelles Monitoring Millionen übersieht – und was sich dagegen tun lässt.

März 2026

Pilot-Ausgabe der fünfteiligen Whitepaper-Serie zum Praxisleitfaden

Impressum und Hinweise

Dieses Whitepaper ist die Pilot-Ausgabe einer fünfteiligen Reihe, die als Leseprobe und Einführung in die Monographie „Jenseits der grünen Ampel“ – Praxisleitfaden für das PV-Anlagenmanagement der Zukunft (erscheint 2026) dient. Alle Inhalte wurden von den Autoren eigenständig verfasst und basieren auf langjähriger Praxiserfahrung im Asset-Management erneuerbarer Energien sowie auf den im Quellenverzeichnis aufgeführten wissenschaftlichen und regulatorischen Grundlagen.

Autoren: Oliver Skadow, Technischer Direktor der Energieglück AI GmbH und Dr. rer. nat. habil. Thomas Littmann, DLC – Dr. Littmann Consulting.

Erscheinungsdatum: März 2026

Zitiervorschlag: Skadow, O. / Littmann, T. (2026): Jenseits der grünen Ampel – Wie der Digitale Zwilling hybride Energieparks von der Überwachung zur Performance-Optimierung führt. Whitepaper, Pilot-Ausgabe.

Hinweis: Die in diesem Whitepaper dargestellten Zahlen und Fallbeispiele basieren auf dokumentierten Betriebsdatenanalysen realer Anlagen. Alle Berechnungen wurden nachvollziehbar offengelegt. Sofern auf spezifische Softwarelösungen verwiesen wird, dient dies der Veranschaulichung methodischer Ansätze und stellt keine Produktwerbung dar.

Copyright: © 2026 Oliver Skadow & Dr. rer. nat. habil. Thomas Littmann. Alle Rechte vorbehalten. Auszugsweise Wiedergabe mit Quellenangabe gestattet.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung: Die verborgene Ertragslücke

- 1.1 Das Paradoxon der grünen Ampeln
- 1.2 Warum jetzt? Der Marktkontext
- 1.3 Der Paradigmenwechsel: Von der Überwachung zum aktiven Management
- 1.4 Zielsetzung und Mehrwert dieses Leitfadens
- 1.5 An wen sich dieser Leitfaden richtet

2 Der Leitfaden im Überblick: Fünf Perspektiven auf den intelligenten Energiepark

- 2.1 Gesamtsystem-Performance: Der neue Bewertungsmaßstab
- 2.2 KI-gestützte vorausschauende Wartung: Die unsichtbaren Verluste sichtbar machen
- 2.3 Netzstabilität: Vom Einspeiser zum Systemstabilisator
- 2.4 Hybrid-Energieparks in der Praxis: Betrieb, ROI und Entscheidungskaskaden
- 2.5 Sektorenkopplung und Virtuelle Kraftwerke: Vom optimierten Einzelpark zum vernetzten Energie-Hub

3 Praxisbeispiel: Wenn alles normal aussieht – und Millionen verloren gehen

- 3.1 Vergleichende Übersicht: Vier Solarparks, vier verborgene Verlustmuster
- 3.2 Methodik: Was den Unterschied macht

4 Die wirtschaftliche Dimension: Investition in Intelligenz

5 Handlungsempfehlungen

- 5.1 Für Betriebsführer und Asset-Manager
- 5.2 Für Investoren und Finanzierer
- 5.3 Für Projektentwickler

6 Ausblick: Die Whitepaper-Serie und der vollständige Leitfaden

Anhang A – Glossar

Anhang B – Quellenverzeichnis

Anhang C – Relevante Normen und Standards

Über die Autoren

1 Einleitung: Die verborgene Ertragslücke

Stellen Sie sich folgendes Szenario vor: Ein Hybrid-Energiepark mit 35 Megawatt installierter Leistung – bestehend aus Photovoltaik, Windenergie und Batteriespeicher – läuft seit drei Jahren. Das Monitoring-System meldet konstant grüne Statuswerte. Die Wechselrichter arbeiten, die Module produzieren, der Speicher fährt seine Zyklen. Sämtliche Kennzahlen bewegen sich innerhalb der erwarteten Bandbreiten. Auf den ersten Blick funktioniert alles einwandfrei.

Und dennoch entgehen diesem Park jährlich bis zu 750.000 Euro an möglichen Erlösen [vgl. 1]. Diese Summe verschwindet nicht durch offensichtliche Defekte oder Ausfälle. Sie versickert in der Lücke zwischen dem, was einzelne Komponenten leisten, und dem, was das Gesamtsystem unter den gegebenen meteorologischen, marktlichen und regulatorischen Bedingungen tatsächlich erwirtschaften könnte.

Dokumentierte Betriebsdatenanalysen von zwölf Hybrid-Energieparks in Europa mit einer aggregierten Jahresproduktion von mehr als 200 Gigawattstunden belegen: Anlagen ohne integrierte Steuerungsintelligenz erzielen Systemeffizienzen zwischen 68 und 75 Prozent. Anlagen mit ganzheitlichem, datengestütztem Management erreichen dagegen 82 bis 89 Prozent [1]. Diese Differenz von zehn bis fünfzehn Prozentpunkten ist kein statistischer Ausreißer, sondern deckt sich mit unabhängigen Untersuchungen zur Systemeffizienz hybrider Kraftwerke und zum ROI digitaler Steuerungssysteme [16], [18]. Sie ist ein strukturelles Problem der Branche – und sie betrifft potenziell jede Anlage, die ausschließlich auf konventionelles Monitoring setzt.

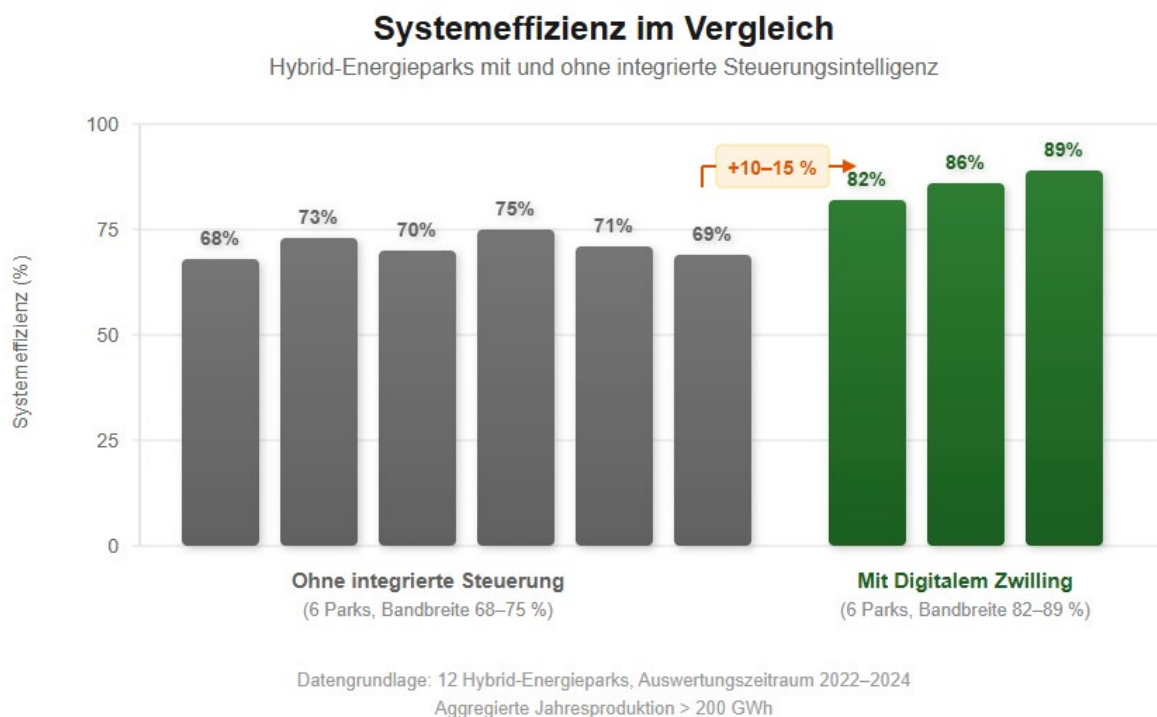


Abb. 1: Systemeffizienz im Vergleich – Hybrid-Energieparks mit und ohne integrierte Steuerungsintelligenz. Balkendiagramm: sechs Parks ohne Steuerung (68–75 %), sechs Parks mit Digitalem Zwilling (82–89 %). Datengrundlage: 12 Parks, 2022–2024, > 200 GWh. Eigene Darstellung.

1.1 Das Paradoxon der grünen Ampeln

Die Ursache dieser verborgenen Verluste liegt in einem Phänomen, das sich als „Paradoxon der grünen Ampel“ beschreiben lässt. Herkömmliche Überwachungssysteme beantworten eine binäre Frage: Funktioniert die Anlage? Solange die Produktionskurve der Einstrahlungskurve folgt, solange kein Wechselrichter eine Fehlermeldung produziert und solange der Speicher seine Ladestände hält, signalisiert das System: alles in Ordnung [2].

Das Problem liegt darin, was diese Systeme nicht fragen: Leistet die Anlage das, was sie unter den aktuellen Bedingungen leisten könnte? Um diese Frage zu beantworten, fehlt dem konventionellen Monitoring ein entscheidender Referenzwert – ein physikalisch fundierter, anlagenspezifischer Sollwert, der die tatsächliche meteorologische Situation, den konkreten Anlagenzustand und die exakte Systemtopologie berücksichtigt [2].

Die Konsequenz ist trügerische Sicherheit. Bei vier Utility-Scale-Solarparks mit einer aggregierten Leistung von 255 Megawatt Peak haben Betriebsdatenanalysen versteckte Verluste zwischen sieben und zwölf Prozent dokumentiert, die im Standard-Monitoring vollständig unsichtbar blieben. Hochgerechnet auf die verbleibende Anlagenlebensdauer entspricht dies einem kumulierten Mindererlös von rund 37,5 Millionen Euro allein bei diesen vier Anlagen [3].

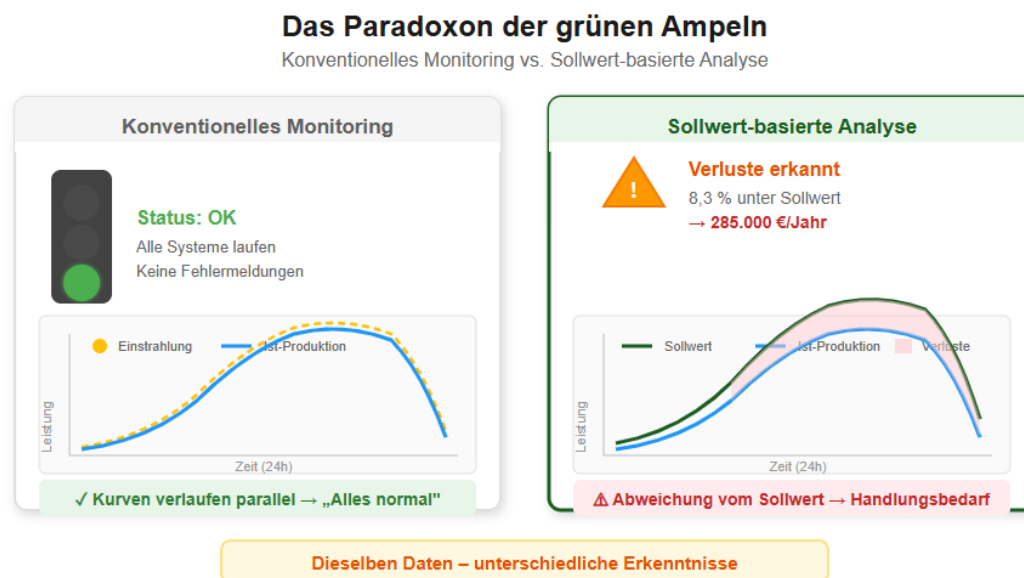


Abb. 2: Das Paradoxon der grünen Ampeln – Konventionelles Monitoring versus Sollwert-basierte Analyse. Gegenüberstellung zweier Analyseverfahren mit identischen Betriebsdaten: Links zeigt das Standard-Monitoring „Status OK“, rechts deckt die Sollwert-Analyse 8,3 % versteckte Verluste auf. Eigene Darstellung.

1.2 Warum jetzt? Der Marktkontext

Die Brisanz dieser Ertragslücke verschärft sich durch einen fundamentalen Wandel der Rahmenbedingungen. Der Markt für erneuerbare Energien befindet sich in einer Phase tiefgreifender Transformation. Die Ära garantierter Einspeisevergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz geht ihrem Ende entgegen. An ihre Stelle treten Marktmodelle, die ein fundamental anderes Management erfordern: Stromabnahmeverträge mit festen Lieferverpflichtungen, Direktvermarktung an der Strombörse mit volatilen Preisen, Flexibilitätsvermarktung über Regelleistungsmärkte und seit 2021 die verpflichtende Teilnahme am Redispatch 2.0 für Anlagen ab 100 Kilowatt installierter Leistung [4].

In diesem neuen Marktumfeld reicht es nicht mehr aus, Strom zu produzieren und darauf zu vertrauen, dass eine feste Vergütung die Erträge sichert. Die wirtschaftliche Leistung eines Energieparks hängt zunehmend davon ab, wann und wie die erzeugte Energie vermarktet wird, wie präzise Prognosen die Vermarktungsentscheidungen stützen und wie effizient das Zusammenspiel von Erzeugung, Speicherung und Netzeinspeisung koordiniert wird. Ein Hybrid-Energiepark, der lediglich überwacht wird, anstatt aktiv gesteuert zu werden, verschenkt in diesem Umfeld systematisch wirtschaftliches Potenzial [5].

Parallel dazu wächst die Systemkomplexität. Moderne Energieparks sind keine isolierten Einspeiser mehr, sondern zunehmend systemrelevante Akteure. Deutschland erzeugte im ersten Halbjahr 2024 erstmals über 60 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Quellen [6]. Mit jedem konventionellen Kraftwerk, das vom Netz geht, steigt der Bedarf an Systemdienstleistungen – an Frequenzstabilisierung, Spannungshaltung und Engpassmanagement. Hybride

Energieparks können diese Leistungen erbringen und damit zusätzliche Erlösströme erschließen – aber nur mit der entsprechenden Steuerungsintelligenz [7].

1.3 Der Paradigmenwechsel: Von der Überwachung zum aktiven Management

Vor diesem Hintergrund vollzieht sich in der Betriebsführung erneuerbarer Energien ein Paradigmenwechsel. Die Leitfrage verschiebt sich von „Läuft die Anlage?“ hin zu „Holt die Anlage das wirtschaftliche Maximum aus dem Gesamtsystem heraus?“ Diese Verschiebung betrifft sämtliche Ebenen des Anlagenbetriebs: von der Zustandsüberwachung über die Wartungsplanung bis zur Vermarktungsstrategie, von der Einzelkomponente bis zum systemischen Zusammenspiel am Netzanschlusspunkt [1].

Der vorliegende Praxisleitfaden beschreibt diesen Weg. Es handelt sich dabei ausdrücklich nicht um ein technisches Handbuch zur Installation von Photovoltaikanlagen oder Batteriespeichern. Es ist ein strategischer und operativer Leitfaden für das professionelle Management moderner Hybrid-Kraftwerke. Er behandelt die Frage, wie sich die Gesamtsystem-Performance – die Integration von technischer Effizienz, zeitlicher Optimierung und wirtschaftlicher Wertschöpfung – systematisch erschließen lässt [1].

Das zentrale Werkzeug auf diesem Weg ist der Digitale Zwilling. Nicht als passives Abbild der Anlage, das Daten visualisiert, sondern als aktive Steuerungsintelligenz, die Prognosen berechnet, Abweichungen erkennt und Handlungsempfehlungen ableitet. Die Weiterentwicklung dieses Konzepts – vom Monitoring-Instrument zum Steuerungswerkzeug und schließlich zum Systemorchestrator, der Energieflüsse über Sektorgrenzen hinweg optimiert – bildet den roten Faden des gesamten Leitfadens [8].

1.4 Zielsetzung und Mehrwert dieses Leitfadens

Die verfügbare Fachliteratur zum Thema Digitaler Zwilling und Künstliche Intelligenz in der Energiewirtschaft ist in den vergangenen Jahren erheblich gewachsen. Zahlreiche Publikationen behandeln die theoretischen Grundlagen algorithmischer Modellierung, die Potenziale maschinellen Lernens für Ertragsprognosen oder die konzeptionellen Möglichkeiten prädiktiver Wartung. Was nahezu durchgehend fehlt, ist die Übersetzung dieser Konzepte in operative Handlungsanleitungen: Wie implementiert ein Betriebsführer ein Sollwert-basiertes Monitoring konkret? Welche Prozesse müssen etabliert werden, damit ein Day-Ahead-Forecast nicht nur der Vermarktung dient, sondern auch die Wartungsplanung steuert? Wie gestaltet sich die vertragliche Koordination, wenn Photovoltaik, Wind und Speicher in einem Park verschiedenen Investoren gehören? Und wie wird ein optimierter Einzelpark in ein Virtuelles Kraftwerk integriert, das Sektorgrenzen überwindet?

Dieser Leitfaden schließt diese Lücke. Sein spezifischer Mehrwert liegt in der Verbindung von fundierter Methodik mit dokumentierter Praxis. Jede These wird durch konkrete Betriebsdaten gestützt. Jedes Konzept wird durch Fallbeispiele aus realen Anlagen illustriert. Jede Empfehlung ist durch wirtschaftliche Berechnungen untermauert. Die Kernüberzeugung des Leitfadens lässt sich in einem Satz zusammenfassen: Technische Effizienz auf Komponentenebene ist wertlos, wenn sie nicht in kaufmännische Gesamtsystem-Performance übersetzt wird [1], [3].

1.5 An wen sich dieser Leitfaden richtet

Betriebsführer und O&M-Dienstleister

Betriebsführer stehen vor der Herausforderung, ihren Service zu professionalisieren und gleichzeitig effizienter zu arbeiten. Die zunehmende Anlagenkomplexität – insbesondere bei Hybrid-Systemen mit gemeinsamem Netzanschluss – überfordert traditionelle Wartungsroutinen. Dieser Leitfaden zeigt, wie automatisierte Fehlererkennung die Arbeitszeit für manuelle Diagnosen reduziert, wie eine systematische Onboarding-Methodik die Übernahme neuer Anlagen strukturiert und wie prädiktive Wartungsplanung die Einsatzkoordination optimiert. Das Ziel: weniger reaktive Feuerwehreinsätze, mehr proaktive Steuerung [2], [9].

Asset-Manager und Anlageneigentümer

Für Asset-Manager und Eigentümer steht die wirtschaftliche Performance im Zentrum. Sie müssen verstehen, warum eine Investition in überlegene Software höhere Renditen erwirtschaftet als zusätzliche Hardware-Kapazität – und wie sich die Erträge eines Speichers durch intelligente Steuerung substanziell steigern lassen. Der Leitfaden liefert vollständige Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit konkreten Investitions- und Ertragszahlen, Kennzahlensysteme für das Quartalsreporting und Entscheidungsgrundlagen für die Frage, wann welche Digitalisierungsinvestition gerechtfertigt ist [5], [10].

Projektentwickler

Projektentwickler bestimmen durch ihre Planungsentscheidungen maßgeblich, wie gut ein Energiepark später betrieben werden kann. Die Wahl der Systemarchitektur, die Dimensionierung des Netzanschlusspunkts und die vertragliche Strukturierung bei Multi-Stakeholder-Konstellationen wirken sich über die gesamte Anlagenlebensdauer von 20 bis 30 Jahren aus. Dieser Leitfaden bietet Checklisten und Entscheidungskriterien, die bereits in der Planungsphase die Voraussetzungen für einen wirtschaftlich optimalen Betrieb schaffen [10].

2 Der Leitfaden im Überblick: Fünf Perspektiven auf den intelligenten Energiepark

Der vollständige Leitfaden „Jenseits der grünen Ampel“ entwickelt seinen Argumentationsbogen in fünf aufeinander aufbauenden Themenblöcken. Jeder Block beleuchtet eine spezifische Dimension des modernen Asset-Managements für hybride Energieparks. In der begleitenden Whitepaper-Serie wird jeder Themenblock als eigenständige Vertiefung veröffentlicht. Die folgenden Zusammenfassungen geben einen Überblick über die zentralen Erkenntnisse.

2.1 Gesamtsystem-Performance: Der neue Bewertungsmaßstab

Whitepaper-Serie Teil 1 | basiert auf Kapitel 7 des Leitfadens

Der erste Themenblock vollzieht den konzeptionellen Perspektivwechsel von der Komponenteneffizienz zur Gesamtsystem-Performance. Die zentrale Erkenntnis lautet: Ein Energiepark kann technisch einwandfrei funktionieren und dennoch erheblich unter seinem wirtschaftlichen Potenzial bleiben. Die Verluste entstehen nicht in den Komponenten selbst, sondern an den Schnittstellen zwischen ihnen – in der zeitlichen Koordination, in der Vermarktungsoptimierung und in der Steuerung am Netzanschlusspunkt [1].

Das Kapitel entwickelt ein dreidimensionales Performance-Modell, das technische Effizienz, zeitliche Optimierung und wirtschaftliche Wertschöpfung integriert. Die technische Dimension umfasst klassische Parameter wie Modulwirkungsgrade und Wechselrichter-Effizienz. Die zeitliche Dimension berücksichtigt, dass eine Kilowattstunde um 14 Uhr bei negativen Börsenpreisen einen fundamental anderen wirtschaftlichen Wert hat als eine Kilowattstunde während der Abendspitze um 19 Uhr. Die wirtschaftliche Dimension integriert sämtliche Erlösströme von der Direktvermarktung über Regelenergiemärkte bis zu Redispatch-Kompensationen [1].

Die drei Dimensionen der Gesamtsystem-Performance

Integration von technischer Effizienz, zeitlicher Optimierung und wirtschaftlicher Wertschöpfung

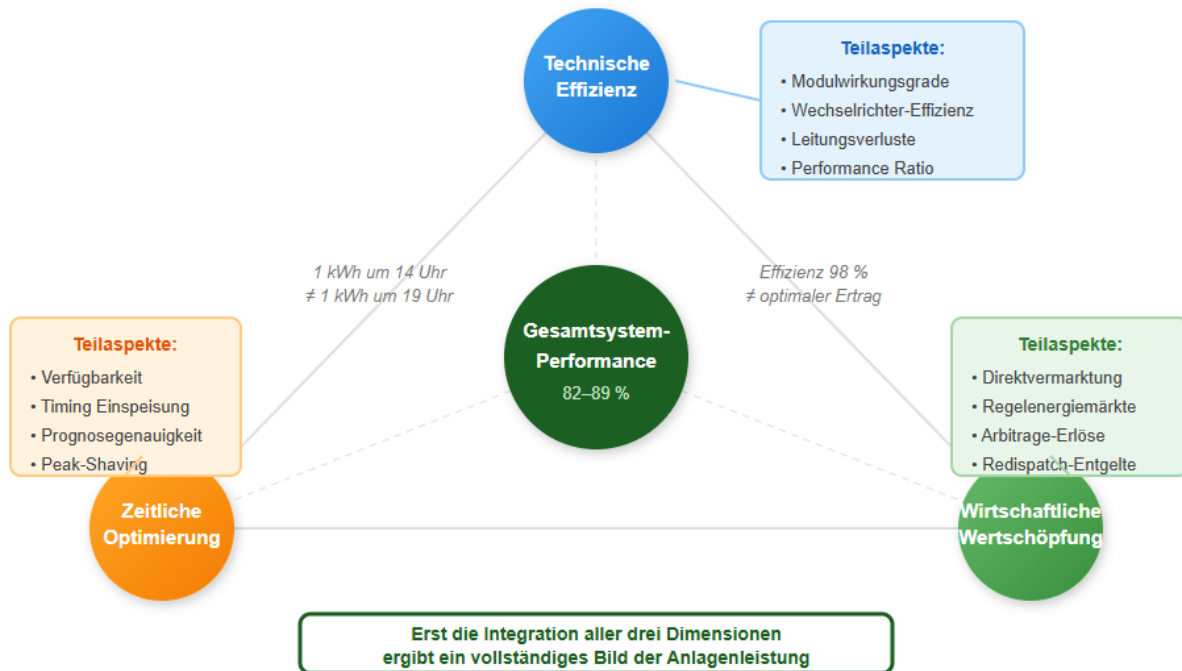


Abb. 3: Die drei Dimensionen der Gesamtsystem-Performance. Integration von technischer Effizienz, zeitlicher Optimierung und wirtschaftlicher Wertschöpfung zu einem ganzheitlichen Bewertungsansatz. Eigene Darstellung.

Der Digitale Zwilling wird in diesem Kontext als Werkzeug positioniert, das alle drei Dimensionen simultan erfasst und optimiert. Seine Entwicklung verläuft in drei Stufen: vom reaktiven Monitoring über die prädiktive Analyse hin zur aktiven Steuerungsunterstützung. Der Day-Ahead-Forecast erhält eine Dreifachfunktion als Vermarktungsinstrument, Anomaliedetektor und Betriebsplanungswerkzeug – eine synergetische Nutzung, die bei getrennter Betrachtung dieser Funktionen nicht realisierbar wäre [8].

2.2 KI-gestützte vorausschauende Wartung: Die unsichtbaren Verluste sichtbar machen

Whitepaper-Serie Teil 2 | basiert auf Kapitel 8 des Leitfadens

Der zweite Themenblock liefert den empirischen Kern des Leitfadens. Auf Grundlage dokumentierter Analysen von vier Solarparks mit einer aggregierten Leistung von 255 Megawatt peak werden die versteckten Verluste konventionell betriebener Anlagen systematisch offengelegt. Die Ergebnisse zeigen konsistent: Zwischen sieben und zwölf Prozent der potenziellen Erträge gehen verloren, ohne dass das Standard-Monitoring einen Hinweis darauf gibt [3].

Die Ursachen sind vielfältig: suboptimale String-Konfigurationen, die erst im Sollwert-Vergleich erkennbar werden; schleichende Degradationsprozesse, die unterhalb der Alarmschwellen konventioneller Systeme verlaufen; Wechselrichter, die außerhalb ihres optimalen Arbeitspunkts betrieben werden; thermische Verluste, die durch fehlende hochauflösende Einstrahlungsdaten maskiert werden. In jedem der untersuchten Fälle waren die Produktionskurven im Standard-Monitoring unauffällig – die Verluste wurden erst durch den Vergleich mit physikalisch berechneten Sollwerten sichtbar [3].

Das Kapitel beschreibt die methodische Grundlage dieses Ansatzes: die Integration von Digitalem Zwilling, Day-Ahead-Forecast und algorithmischer Anomalieerkennung zu einem prädiktiven Wartungssystem. Der vollständige Entscheidungsworkflow – von der Datenerfassung über die Sollwertberechnung und die automatische

Abweichungsanalyse bis zur priorisierten Handlungsempfehlung – wird im Detail dargestellt. Die wirtschaftliche Bewertung zeigt, dass sich Investitionen in diese Technologie typischerweise innerhalb weniger Monate amortisieren [3], [9].

2.3 Netzstabilität: Vom Einspeiser zum Systemstabilisator

Whitepaper-Serie Teil 3 | basiert auf Kapitel 9 des Leitfadens

Der dritte Themenblock erweitert die Perspektive vom einzelnen Energiepark auf das Stromsystem als Ganzes. Die zentrale These: Ein hybrider Energiepark, der lediglich produziert, ohne zur Systemstabilität beizutragen, wird in einer Welt wachsender Erneuerbare-Energien-Anteile nicht zukunftsfähig sein [7].

Der physikalische Hintergrund ist klar benennbar: Mit jedem konventionellen Kraftwerk, das abgeschaltet wird, verliert das Stromnetz rotierende Masse und damit natürliche Trägheit. Diese Trägheit wirkte bislang als Puffer gegen Frequenzschwankungen. Photovoltaik und Batteriespeicher verfügen über keine rotierenden Teile und können diese Stabilisierungsfunktion nicht physikalisch erbringen. Sie können es jedoch über intelligente Wechselrichtersteuerung – sogenannte Grid-Forming Inverter – und algorithmische Vorhersagemodelle simulieren. KI-gestützte Systeme können dabei sogar schneller reagieren als physikalische Trägheit, weil sie Frequenzeinbrüche antizipieren, bevor sie eintreten [7].

Für Betreiber und Investoren eröffnet dies eine doppelte Perspektive: Netzstabilität ist nicht nur eine technische Pflicht, sondern ein wirtschaftlicher Wertfaktor. Die marktbasierte Beschaffung von Momentanreserve, die ab 2026 in Deutschland beginnt, schafft zusätzliche Erlöspotenziale. In Kombination mit Frequenzregelung, automatischer Frequenzwiederherstellungsreserve und dem Stromverkauf ermöglicht dieses Erlös-Stacking eine signifikante Diversifizierung der Einnahmen [7].

2.4 Hybrid-Energieparks in der Praxis: Betrieb, ROI und Entscheidungskaskaden

Whitepaper-Serie Teil 4 | basiert auf Kapitel 10 des Leitfadens

Der vierte Themenblock führt die vorangegangenen Erkenntnisse in einem Praxis-Kapitel zusammen. Im Mittelpunkt stehen sechs kritische Betriebsszenarien, wie sie im Alltag hybrider Energieparks regelmäßig auftreten: negative Strompreise bei vollem Speicher, Multi-Stakeholder-Konflikte bei Redispatch-Anforderungen, Prognoseabweichungen und Ausgleichsenergiekosten, Speicheroptimierung bei angeordneter Abregelung, gleichzeitige Regelenenergieabrufe während laufender Arbitrage-Strategien sowie das Zusammentreffen von Photovoltaik-Hochlast und Windflaute [10].

Für jedes Szenario werden die Entscheidungskaskaden mit und ohne digitale Steuerungsunterstützung gegenübergestellt. Die Unterschiede sind dokumentiert und quantifiziert: Ein 24-Stunden-Durchlauf am Netzanschlusspunkt eines 35-Megawatt-Parks zeigt exemplarisch, wie die Entscheidungsqualität über Tausende Euro pro Tag bestimmt. Ergänzend behandelt das Kapitel die vertragliche Gestaltung bei Multi-Stakeholder-Konstellationen, vollständige Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit Investitions- und Ertragszahlen sowie Kennzahlensysteme und Checklisten für den operativen Alltag [5], [10].

2.5 Sektorenkopplung und Virtuelle Kraftwerke: Vom optimierten Einzelpark zum vernetzten Energie-Hub

Whitepaper-Serie Teil 5 | basiert auf Kapitel 11 des Leitfadens

Der fünfte Themenblock vollzieht den konzeptionellen Sprung von der Optimierung innerhalb der Anlagengrenze zur Vernetzung über Sektorgrenzen hinweg. Die zentrale Erkenntnis: Auch ein intern perfekt gesteuerter Hybrid-Energiepark

stößt als isoliertes System an drei strukturelle Grenzen. Prognoseabweichungen lassen sich nicht im Portfolio ausgleichen, bestimmte Marktprodukte sind für Einzelanlagen wirtschaftlich nicht zugänglich, und sektorübergreifende Synergien bleiben ungenutzt [11].

Das Kapitel beschreibt den Weg vom optimierten Einzelpark zum sektorengesetzten Energie-Hub, der in ein Virtuelles Kraftwerk integriert ist. Die drei Dimensionen der Sektorenkopplung – Power-to-Heat, Power-to-Gas und Vehicle-to-Grid – werden mit konkreten Wirtschaftlichkeitsberechnungen analysiert. Ein Hybrid-Energiepark, der bei negativen Strompreisen PV-Leistung abregeln muss, während ein benachbarter Industriebetrieb Erdgas verbrennt, um Prozesswärme zu erzeugen, verschenkt offensichtliches Optimierungspotenzial. Die Umwandlung von Überschussstrom in Wärme, Wasserstoff oder Fahrzeugladung erschließt Wertschöpfung, die innerhalb der reinen Stromvermarktung nicht realisierbar ist [11].

Die Marktmechanismen des Erlös-Stacking über multiple Märkte hinweg werden ebenso behandelt wie die regulatorischen Hürden – vom Messkonzept-Dilemma bei On-Site-Elektrolyseuren bis zur Netzentgelt-Doppelbelastung für Speicher und Power-to-X-Anlagen. Eine detaillierte Fallstudie für einen 100-MW-Hybridpark mit Sektorenkopplung zeigt ein Mehrerlöspotenzial von 23,9 Prozent gegenüber dem Stand-alone-Betrieb, bei einer Amortisation der Zusatzinvestition in Sektorenkopplungskomponenten von 6,4 Jahren. Der Portfolio-Effekt im VPP-Verbund reduziert die Ausgleichsenergiekosten um 35 bis 42 Prozent [11], [21].

3 Praxisbeispiel: Wenn alles normal aussieht – und Millionen verloren gehen

Die folgenden Auszüge aus den dokumentierten Fallstudien des Leitfadens illustrieren exemplarisch, wie das Phänomen der unsichtbaren Verluste in der Praxis aussieht. Die vollständigen Analysen mit detaillierten Daten, Grafiken und wirtschaftlichen Berechnungen sind Bestandteil von Teil 2 der Whitepaper-Serie sowie des entsprechenden Leitfaden-Kapitels.

3.1 Vergleichende Übersicht: Vier Solarparks, vier verborgene Verlustmuster

Im Rahmen des Leitfadens wurden vier Utility-Scale-Solarparks unterschiedlicher Größe, Konfiguration und geographischer Lage einer Sollwert-basierten Tiefenanalyse unterzogen. Allen vier Anlagen war gemeinsam, dass ihr konventionelles Monitoring keine auffälligen Anomalien anzeigte. Erst der Vergleich mit physikalisch fundierten, anlagenspezifischen Sollwerten machte die tatsächlichen Verlustursachen und deren wirtschaftliche Auswirkungen sichtbar [3].

Anlage	Leistung	Identifiziertes Kernproblem	Versteckte Verluste	Jährl. Mindererlös
Solarpark A	55 MWp	Systematische String-Fehler über alle Wechselrichter	ca. 8 %	ca. 320.000 €
Solarpark B	103 MWp	Schleichende Degradation in Kombination mit Wechselrichter-Effizienzverlusten	ca. 7 %	ca. 530.000 €
Solarpark C	74 MWp	Mehrfache Überlagerung von Verlustursachen (Verschattung, Kabelwiderstände, Modulausfälle)	ca. 11 %	ca. 410.000 €
Solarpark D	23 MWp	Thermische Verluste bei Hocheinstrahlung, maskiert durch fehlende lokale Wetterdaten	ca. 12 %	ca. 180.000 €
Gesamt	255 MWp		7–12 %	ca. 1,44 Mio. €

Tabelle 1: Vergleichende Übersicht der vier analysierten Solarparks. Alle Werte basieren auf dokumentierten Betriebsdatenanalysen. Die Anlagennamen wurden anonymisiert. Eigene Darstellung.

Die aggregierten Mindererlöse dieser vier Anlagen belaufen sich auf rund 1,44 Millionen Euro pro Jahr. Auf die verbleibende typische Betriebsdauer von 20 bis 25 Jahren hochgerechnet, ergibt sich ein kumuliertes Wertvernichtungspotenzial in zweistelliger Millionenhöhe. Entscheidend ist: Keines dieser Verlustmuster war im jeweiligen Standard-Monitoring als Anomalie erkennbar [3].

3.2 Methodik: Was den Unterschied macht

Der methodische Kern der Analysen besteht in einem dreistufigen Verfahren. In der ersten Stufe wird für jede Anlage ein physikalisches Modell erstellt, das die anlagenspezifische Topologie – von der String-Verschaltung über die Wechselrichterkonfiguration bis zu den Kabel- und Transformatorverlusten – exakt abbildet. Aus diesem Modell wird ein anlagenspezifischer Sollwert berechnet, der unter Berücksichtigung der tatsächlichen meteorologischen Bedingungen angibt, welche Leistung die Anlage zu jedem Zeitpunkt erbringen müsste [2], [8].

In der zweiten Stufe wird dieser Sollwert kontinuierlich mit der tatsächlichen Anlagenleistung verglichen. Abweichungen, die definierte Toleranzschwellen überschreiten, werden automatisch als Anomalie klassifiziert. Die dritte Stufe besteht in der Ursachenzuordnung: Mithilfe einer Fehlerbibliothek und algorithmischer Mustererkennung werden die identifizierten Abweichungen spezifischen Verlustursachen zugeordnet und nach wirtschaftlicher Auswirkung priorisiert [2], [9].

Dieses Verfahren unterscheidet sich fundamental vom konventionellen Monitoring, das lediglich prüft, ob Komponenten innerhalb ihrer Spezifikationen arbeiten. Der Sollwert-basierte Ansatz fragt dagegen: Arbeitet das Gesamtsystem an seinem theoretischen Optimum? Die Differenz zwischen diesen beiden Fragen ist – wie die Fallstudien belegen – wirtschaftlich erheblich.



Abb. 4: Dreistufiges Verfahren der Sollwert-basierten Verlustanalyse. Workflow von der physikalischen Modellierung über den kontinuierlichen Soll-Ist-Vergleich bis zur priorisierten Handlungsempfehlung. Methodik angewandt bei 255 MWp aggregierter Anlagenleistung. Eigene Darstellung.

4 Die wirtschaftliche Dimension: Investition in Intelligenz

Die Frage, ob sich die Investition in intelligente Steuerungssysteme wirtschaftlich rechtfertigen lässt, ist auf Basis der dokumentierten Daten eindeutig zu beantworten. Am Beispiel eines 35-Megawatt-Hybrid-Energieparks mit Photovoltaik, Windenergie und Batteriespeicher lassen sich die wirtschaftlichen Auswirkungen beziffern [5], [10].

Kennzahl	Ohne DZ	Mit DZ
Systemeffizienz	68–75 %	82–89 %
Jährlicher Mehrerlös durch Optimierung	Referenz	ca. 293.000 €
Mehrinvestition Digitaler Zwilling (Software + Integration)	–	ca. 120.000 €
Amortisationsdauer	–	ca. 5 Monate
Steigerung Equity IRR	Referenz	+ 2,7 Prozentpunkte
Reduktion Ausgleichsenergiekosten (Prognose 15 % → 7 % RMSE)	Referenz	ca. 11.700 €/a
Zusätzliche BESS-Arbitrage-Erlöse	Referenz	ca. 47.000 €/a

Tabelle 2: Wirtschaftliche Auswirkung des Digitalen Zwillings am Beispiel eines 35-MW-Hybrid-Energieparks. DZ = Digitaler Zwilling. Berechnung auf Basis dokumentierter Betriebsdaten von 12 Anlagen. Eigene Darstellung.



Abb. 5: Wirtschaftlichkeit des Digitalen Zwillings – Beispielrechnung für einen 35-MW-Hybrid-Energiepark. Investition 120.000 €, jährlicher Mehrerlös 293.000 €, Amortisation in fünf Monaten. Eigene Darstellung.

Die Zahlen verdeutlichen eine bemerkenswerte Relation: Eine Mehrinvestition von 120.000 Euro generiert einen jährlichen Mehrerlös von rund 293.000 Euro. Die Amortisationsdauer liegt bei etwa fünf Monaten. Die Verbesserung der Prognosegenauigkeit allein – von 15 Prozent auf 7 Prozent Vorhersagefehler – senkt die Ausgleichsenergiekosten um rund 11.700 Euro und steigert die Speicher-Arbitrage-Erlöse um etwa 47.000 Euro pro Jahr [5], [10].

Ein weiterer, häufig unterschätzter Aspekt betrifft Multi-Stakeholder-Konstellationen. Wenn Photovoltaik, Windenergie und Batteriespeicher in einem Park verschiedenen Investoren gehören – eine zunehmend verbreitete Konstellation –, führen fehlende Koordinationsmechanismen zu messbaren Verlusten. Die Analyse beziffert diesen Effekt auf bis zu 91.000 Euro pro Jahr, verursacht durch suboptimale Einspeisekoordination, unklare Abregelungszuständigkeiten und fehlende automatisierte Entscheidungslogiken [10].

Das wirtschaftliche Potenzial steigt erheblich, wenn die Perspektive über die Anlagengrenze hinaus erweitert wird. Die Fallstudie eines 100-MW-Hybridparks mit Sektorenkopplung und VPP-Integration zeigt: Durch die gleichzeitige Nutzung von Arbitrage, Regelleistungsmärkten, Wärme- und Wasserstoffverwertung sowie den Portfolio-Effekt im Verbund steigt der Jahreserlös um knapp zwei Millionen Euro gegenüber dem Stand-alone-Betrieb – eine Steigerung von 23,9 Prozent [11].

Die Schlussfolgerung für Investitionsentscheidungen ist eindeutig: In der gegenwärtigen Marktphase haben Investitionen in Digitalisierung und Prognosetechnologie nachweislich höhere Renditen als Investitionen in zusätzliche

Hardware-Kapazität. Ein Hybrid-Park mit 30 Megawatt und einer leistungsfähigen Steuerungsintelligenz übertrifft einen 35-Megawatt-Park ohne intelligente Steuerung wirtschaftlich [5], [10].

5 Handlungsempfehlungen

Die folgenden Empfehlungen destillieren die zentralen Erkenntnisse des Leitfadens in konkrete Handlungsschritte. Sie richten sich an Entscheidungsträger, die den Übergang von der konventionellen Überwachung zum intelligenten Asset-Management einleiten oder vertiefen möchten.

5.1 Für Betriebsführer und Asset-Manager

Sollwert-basiertes Monitoring einführen. Die Umstellung vom reaktiven Fehlermanagement auf den kontinuierlichen Vergleich zwischen physikalischem Sollwert und tatsächlicher Anlagenleistung ist die wirksamste Einzelmaßnahme zur Identifikation versteckter Verluste. Der Sollwert muss anlagenspezifisch berechnet werden – generische Benchmarks reichen nicht aus [2], [3].

Den Day-Ahead-Forecast doppelt nutzen. Die Ertragsprognose ist nicht nur ein Vermarktungsinstrument. Ihre systematische Einbindung in die Wartungsplanung – als zusätzlicher Referenzwert für die Verlusterkennung – schafft erheblichen Mehrwert ohne zusätzliche Kosten [8].

Netzanschlusskapazität aktiv steuern. Bei Hybrid-Energieparks bestimmt der Netzanschlusspunkt die Systemoptimierung. Angeordnete oder marktbedingte Abregelungen müssen als Arbitrage-Gelegenheit für den Batteriespeicher behandelt werden, nicht als unvermeidlicher Verlust [10].

Sektorenkopplungsoptionen systematisch prüfen. Überschüssige Erzeugung, die heute abgeregelt wird, kann über Power-to-Heat, Power-to-Gas oder Ladeinfrastruktur in angrenzende Sektoren überführt werden. Die wirtschaftliche Analyse jeder Abregelungsstunde ist der erste Schritt zur Identifikation rentabler Sektorenkopplungsprojekte [11].

Normkonforme Dokumentation sicherstellen. Die Einhaltung relevanter Normen – insbesondere VDI 2883, DIN EN IEC 62446, VdS 3145 und IEC 61724 – sichert nicht nur den Versicherungsschutz, sondern bildet die Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung der Anlage bei Transaktionen [9].

Cybersecurity als Betriebsvoraussetzung behandeln. Die zunehmende Vernetzung von Steuerungssystemen – insbesondere bei VPP-Integration und Sektorenkopplung – schafft erweiterte Angriffsflächen. Die Absicherung vernetzter Systeme nach dem Stand der Technik ist keine optionale Ergänzung, sondern Voraussetzung für den sicheren Betrieb digitalisierter Energieparks [7], [11].

5.2 Für Investoren und Finanzierer

Asset-Management-Qualität bei Due Diligence bewerten. Die Frage nach dem verwendeten Monitoring- und Steuerungssystem gehört in jeden Due-Diligence-Fragenkatalog. Die dokumentierte Effizienzlücke von zehn bis fünfzehn Prozentpunkten zwischen konventionell und intelligent betriebenen Parks hat direkte Auswirkungen auf die Anlagenbewertung [1], [3].

Sollwert-Analysen statt reiner Performance-Ratio-Berichte fordern. Die klassische Performance Ratio erfasst nur einen Teil der Wertschöpfung. Erst der Vergleich mit dem anlagenspezifischen Sollwert offenbart das tatsächliche wirtschaftliche Potenzial einer Anlage [2].

Digitalisierungsinvestitionen als wertsteigernde Maßnahme berücksichtigen. Mit Amortisationszeiten von unter sechs Monaten und einer dokumentierten Steigerung der Eigenkapitalrendite um bis zu 2,7 Prozentpunkte sind Investitionen in Steuerungsintelligenz keine Kostenposition, sondern eine Wertschöpfungsmaßnahme [5], [10].

Netzdienstleistungsfähigkeit als Werttreiber erkennen. Die ab 2026 marktbasiert beschaffte Momentanreserve und bestehende Regelenergiemärkte schaffen zusätzliche Erlösströme, die bei der Anlagenbewertung zunehmend relevant werden [7].

Sektorenkopplung und VPP-Fähigkeit in die Bewertung einbeziehen. Anlagen mit Sektorenkopplungspotenzial und VPP-fähiger Infrastruktur weisen eine höhere Erlösdiversifikation und bessere Finanzierungskennzahlen auf. Die dokumentierte Steigerung des Equity IRR von 7,8 auf 10,6 Prozent bei integriertem Betrieb sollte in Bewertungsmodellen berücksichtigt werden [11].

5.3 Für Projektentwickler

Systemarchitektur betriebsorientiert planen. Die Wahl zwischen AC- und DC-Kopplung, die Dimensionierung des Netzanschlusspunkts und die Integration von Schnittstellen für spätere Steuerungssysteme wirken sich über die gesamte Anlagenlebensdauer aus. Eine Unterdimensionierung des Netzanchlusspunkts auf 40 bis 60 Prozent der installierten Leistung ist bei Hybrid-Systemen in vielen Szenarien wirtschaftlich optimal [10].

Multi-Stakeholder-Strukturen vertraglich antizipieren. Wenn verschiedene Investoren Anteile an Photovoltaik, Wind und Speicher halten, müssen die Einspeiseprioritäten, Abregelungsverteilungen und Erlösschlüssel von Beginn an vertraglich geregelt sein. Nachträgliche Verhandlungen sind kostspielig und konflikträchtig [10].

Dateninfrastruktur von Anfang an vorsehen. Die nachträgliche Integration von Sensorik, Kommunikationsinfrastruktur und Softwareschnittstellen in bestehende Anlagen ist unverhältnismäßig aufwendiger als die frühzeitige Planung. Die Datengrundlage bestimmt die spätere Steuerungsqualität [8], [9].

Sektorenkopplungsanschlüsse und VPP-Kommunikation vorplanen. Leerrohrinfrastruktur für Wärmenetzanbindungen, Kabeltrassen für Elektrolyseur-Standorte und IEC-61850-konforme Kommunikationsschnittstellen sollten bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden. Die Nachrüstung verursacht ein Vielfaches der Initialkosten [11].

6 Ausblick: Die Whitepaper-Serie und der vollständige Leitfaden

Dieses Pilot-Whitepaper hat den Argumentationsbogen des Praxisleitfadens „Jenseits der grünen Ampel“ in komprimierter Form dargestellt. Die folgenden fünf Teile der Whitepaper-Serie vertiefen jeweils einen der vorgestellten Themenblöcke mit vollständigen Analysen, detaillierten Fallstudien und weiterführenden Handlungsanleitungen.

Ausgabe	Thema	Schwerpunkt
Teil 1	Gesamtsystem-Performance	Dreidimensionales Performance-Modell, Digitaler Zwilling als Steuerungsinstrument, Day-Ahead-Forecast als Dreifachwerkzeug
Teil 2	KI-gestützte vorausschauende Wartung	Vier vollständige Fallstudien (255 MWp), Sollwert-Methodik, wirtschaftliche Bewertung, Normen und Compliance
Teil 3	Netzstabilität und Systemdienstleistungen	Grid-Forming Inverter, virtuelle Trägheit, Redispatch 2.0/3.0, Erlöspotenziale durch Frequenzregelung
Teil 4	Hybrid-Energieparks in der Praxis	Sechs kritische Betriebsszenarien, 24h-Analyse, ROI-Berechnungen, Multi-Stakeholder-Management, Checklisten
Teil 5	Sektorenkopplung und Virtuelle Kraftwerke	P2H, P2G, V2G mit Wirtschaftlichkeitsanalysen, VPP-Integration, Erlös-Stacking, Regulatorik, Fallstudie 100-MW-Energie-Hub

Tabelle 3: Übersicht der Whitepaper-Serie „Jenseits der grünen Ampel“. Eigene Darstellung.

Whitepaper-Serie „Jenseits der grünen Ampel“

Sechs Ausgaben zum Praxisleitfaden für hybride Energieparks



Abb. 6: Whitepaper-Serie „Jenseits der grünen Ampel“ – Übersicht der sechs Ausgaben. Pilot-Whitepaper als Einführung, gefolgt von fünf vertiefenden Teilen zu Gesamtsystem-Performance, KI-gestützter Wartung, Netzstabilität und Praxisbetrieb sowie Sektorenkopplung und Virtuelle Kraftwerke. Eigene Darstellung.

Datengrundlage: 12 Hybrid-Energieparks · > 200 GWh · 255 MWp Fallstudien · Auswertungszeitraum 2022–2024

Abb. 6: Whitepaper-Serie „Jenseits der grünen Ampel“ – Übersicht der sechs Ausgaben. Pilot-Whitepaper als Einführung, gefolgt von fünf vertiefenden Teilen zu Gesamtsystem-Performance, KI-gestützter Wartung, Netzstabilität, Praxisbetrieb und Sektorenkopplung. Eigene Darstellung.

Der vollständige Praxisleitfaden integriert die Inhalte aller fünf Themenblöcke in einem durchgängigen Gesamtwerk und ergänzt sie um weitere Kapitel zur Digitalen-Zwilling-Methodik, zum systematischen Anlagen-Onboarding und zur Leistungsüberwachung mit modernen Monitoring-Systemen. Er richtet sich an Fachleute, die den Paradigmenwechsel im Asset-Management erneuerbarer Energien nicht nur verstehen, sondern operativ umsetzen wollen.

Für Rückfragen, Anmerkungen oder Interesse am vollständigen Leitfaden wenden Sie sich bitte an die Autoren.

Anhang A – Glossar

Das nachfolgende Glossar erläutert die zentralen Fachbegriffe und Abkürzungen, die in diesem Whitepaper und in der gesamten Whitepaper-Serie Verwendung finden.

aFRR: Automatic Frequency Restoration Reserve. Automatisch aktivierte Sekundärregelleistung zur Wiederherstellung der Netzfrequenz nach einer Störung. Aktivierungszeit typischerweise fünf Minuten.

Arbitrage: Ausnutzung von Strompreisdifferenzen durch zeitlich verschobenen Kauf und Verkauf. Bei Batteriespeichern: Laden bei niedrigen Preisen, Entladen und Verkaufen bei hohen Preisen.

BESS: Battery Energy Storage System. Stationäres Batteriespeichersystem zur Speicherung elektrischer Energie. Typische Technologie in Utility-Scale-Anwendungen: Lithium-Ionen (NMC oder LFP).

Co-Location-System: Kombination verschiedener Erzeugungstechnologien (typischerweise PV und Wind) mit Speichersystemen an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt. Unterscheidet sich vom Virtuellen Kraftwerk durch die physische Kopplung.

Day-Ahead-Forecast: Ertragsprognose für den Folgetag. Dient als Grundlage für die Vermarktungsentscheidung an der Strombörse und kann als Referenzwert für die Anomalieerkennung genutzt werden.

Digitaler Zwilling: Virtuelles Abbild einer physischen Anlage, das deren Topologie, Leistungscharakteristik und Betriebszustand in einem mathematischen Modell abbildet. Im Kontext dieses Leitfadens: Steuerungsinstrument, nicht nur Monitoring-Werkzeug.

DSCR: Debt Service Coverage Ratio. Kennzahl für die Fähigkeit eines Projekts, seinen Schuldendienst aus dem operativen Cashflow zu bedienen. Relevant für die Kreditwürdigkeit von Energieparks.

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz. Deutsches Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien, das unter anderem Einspeisevergütungen und Marktprämien regelt.

Edge Computing: Dezentrale Datenverarbeitung direkt an oder nahe der Erzeugungsanlage, ohne Umweg über zentrale Cloud-Server. Ermöglicht Echtzeit-Entscheidungen mit Latenzzeiten unter 100 Millisekunden, was insbesondere für Frequenzregeldienste und die Steuerung von Sektorenkopplungsanlagen relevant ist.

Elektrodenkessel: Elektrothermischer Wärmeerzeuger, der Strom direkt in Wärme umwandelt. Leistungsbereich typischerweise 5–60 MW, Wirkungsgrad nahezu 100 Prozent. Zentrale Komponente der Power-to-Heat-Sektorenkopplung, da innerhalb von Sekunden regelbar und damit für die Verwertung von Überschussstrom und negative Strompreissphasen geeignet.

Equity IRR: Internal Rate of Return auf das eingesetzte Eigenkapital. Zentrale Renditekennzahl für Investoren in Energieprojekten.

FCR: Frequency Containment Reserve. Primärregelleistung zur sofortigen Stabilisierung der Netzfrequenz. Aktivierung innerhalb von 30 Sekunden.

Grid-Forming Inverter: Wechselrichtertyp, der eigenständig ein stabiles Spannungs- und Frequenzsignal erzeugt und damit aktiv zur Netzstabilität beiträgt. Im Gegensatz zum Grid-Following Inverter, der lediglich dem vorhandenen Netzsignal folgt.

Hybrid-Energiepark: Kombination von mindestens zwei verschiedenen Erzeugungstechnologien an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt. Typisch: PV + Wind, ggf. ergänzt um Batteriespeicher.

IEC 61724: Internationale Norm für die Leistungsüberwachung von Photovoltaiksystemen. Definiert unter anderem die Performance Ratio als zentrale Kennzahl.

Momentanreserve: Sofort verfügbare Leistungsreserve zur Stabilisierung der Netzfrequenz bei plötzlichen Bilanzabweichungen. In konventionellen Netzen bereitgestellt durch die Trägheit rotierender Generatoren.

MWp: Megawatt peak. Nennleistung einer Photovoltaikanlage unter standardisierten Testbedingungen (STC: 1.000 W/m² Einstrahlung, 25 °C Zelltemperatur).

P2G: Power-to-Gas. Umwandlung von elektrischer Energie in gasförmige Energieträger, insbesondere Wasserstoff durch PEM-Elektrolyse. Ermöglicht die saisonale Speicherung von Überschussstrom und die Erschließung von Wasserstoffmärkten als zusätzlicher Erlösquelle für Hybrid-Energieparks.

P2H: Power-to-Heat. Umwandlung von elektrischer Energie in thermische Energie, typischerweise über Elektrodenkessel oder Großwärmepumpen. Wirtschaftlich attraktivste Sektorenkopplungsoption mit Amortisationszeiten von 3 bis 4,5 Jahren bei Nutzung negativer Strompreissphasen.

PCC: Point of Common Coupling. Netzverknüpfungspunkt, an dem ein Energiepark an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist.

Performance Ratio: Verhältnis des tatsächlichen Energieertrags zum theoretisch möglichen Ertrag einer PV-Anlage. Maß für die technische Güte, erfasst jedoch nicht alle Dimensionen der wirtschaftlichen Performance.

PPA: Power Purchase Agreement. Langfristiger Stromabnahmevertrag zwischen Erzeuger und Abnehmer, typischerweise mit festem oder indexiertem Preis über 10 bis 25 Jahre.

Prädiktive Wartung: Instandhaltungsstrategie, die auf Basis kontinuierlicher Zustandsüberwachung und algorithmischer Vorhersagen den optimalen Wartungszeitpunkt bestimmt. Überwindet die Limitierungen reaktiver und zeitbasierter Wartungsansätze.

Redispatch 2.0: Seit Oktober 2021 in Deutschland verpflichtendes Verfahren zum Engpassmanagement im Stromnetz. Betrifft Anlagen ab 100 kW installierter Leistung. Kann Abregelungen anordnen, für die Entschädigungsansprüche bestehen.

RMSE: Root Mean Square Error. Statistisches Maß für die Vorhersagegenauigkeit. Im Kontext von Ertragsprognosen: Je niedriger der RMSE, desto präziser die Prognose und desto geringer die Ausgleichsenergiekosten.

RoCoF: Rate of Change of Frequency. Maß für die Geschwindigkeit einer Frequenzänderung im Stromnetz. Steigt mit abnehmender Systemträgheit und dient als Indikator für Stabilitätsrisiken.

Round-Trip-Efficiency: Gesamtwirkungsgrad eines Speichersystems über einen vollständigen Lade- und Entladezyklus. Bei Lithium-Ionen-Batteriespeichern typischerweise 85 bis 92 Prozent.

SOH: State of Health. Kennzahl für den Alterungszustand eines Batteriespeichers, ausgedrückt als Prozentsatz der verbleibenden Kapazität im Verhältnis zur Nennkapazität.

Smart Energy Hub: Hybrid-Energiepark mit integrierter Sektorenkopplung, der Strom, Wärme und gegebenenfalls Wasserstoff am selben Standort erzeugt, speichert und verteilt. Fungiert als lokaler Knotenpunkt zwischen Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor und kann als Baustein in ein Virtuelles Kraftwerk eingebunden werden.

VDI 2883: Richtlinie des Vereins Deutscher Ingenieure zur Instandhaltung von technischen Anlagen. Definiert Wartungsumfänge und -intervalle für verschiedene Anlagentypen.

VdS 3145: Richtlinie der VdS Schadenverhütung mit versicherungsrelevanten Anforderungen an die Prüfung und Dokumentation von PV-Anlagen.

V2G: Vehicle-to-Grid. Bidirektionale Energieübertragung zwischen Elektrofahrzeugen und dem Stromnetz. Erfordert ISO-15118-20-konforme Ladeinfrastruktur und ermöglicht die Nutzung von Fahrzeugbatterien als dezentrale Speicherkapazität für Arbitrage und Regelenenergiemärkte.

VPP: Virtual Power Plant (Virtuelles Kraftwerk). Softwarebasierte Vernetzung geographisch verteilter Erzeugungsanlagen ohne gemeinsame physische Infrastruktur.

Anhang B – Quellenverzeichnis

Die nachfolgenden Quellen bilden die wissenschaftliche und regulatorische Grundlage der in diesem Whitepaper dargestellten Erkenntnisse. Die vollständigen Literaturverzeichnisse der einzelnen Leitfaden-Kapitel umfassen jeweils weitere fachspezifische Quellen.

- [1] Skadow, O. / Littmann, T. (2026): Von der technischen Effizienz zur Gesamt-Performance. In: Praxisleitfaden Hybrid-Energieparks, Kapitel 7. Eigene Betriebsdatenanalysen, Auswertungszeitraum 2022–2024, n = 12 Hybrid-Energieparks, aggregierte Datengrundlage > 200 GWh Jahresproduktion.
- [2] Skadow, O. / Littmann, T. (2026): KI-gestützte vorausschauende Wartung für hybride Energieparks. In: Praxisleitfaden Hybrid-Energieparks, Kapitel 8. Methodische Grundlagen der Sollwert-basierten Analyse.
- [3] Skadow, O. / Littmann, T. (2024): Dokumentierte Betriebsdatenanalysen – Solarparks Flevoland (55 MWp), Friesland (103 MWp), Jütland (74 MWp) und Aquitanien (23 MWp). Technical Reports Q2–Q4/2024. Aggregierte Gesamtleistung 255 MWp.
- [4] Bundesnetzagentur (2021): Festlegung zum Redispatch 2.0, BK6-20-059. Bonn. Sowie: EEG-Novellen 2012, 2014, 2017, 2021, 2023.
- [5] Skadow, O. / Littmann, T. (2026): Hybrid-Energieparks – Betrieb und Asset-Management in der Praxis. In: Praxisleitfaden Hybrid-Energieparks, Kapitel 10. Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf Basis dokumentierter Betriebsdaten, n = 12 Anlagen.
- [6] Fraunhofer ISE (2024): Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im 1. Halbjahr 2024. Energy-Charts. Freiburg.
- [7] Skadow, O. / Littmann, T. (2026): KI-gestützte Netzstabilität für hybride Energieparks. In: Praxisleitfaden Hybrid-Energieparks, Kapitel 9. Basierend auf BMWK Roadmap Systemstabilität (2023), VDE FNN Richtlinie netzbildende Eigenschaften (2025) und Systemstabilitätsbericht der ÜNB (2025).
- [8] IEC 61724-1:2021: Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. International Electrotechnical Commission.
- [9] VDI 2883:2020: Instandhaltung von technischen Anlagen. Verein Deutscher Ingenieure. Sowie: VdS 3145 – Sicherheitsregeln für Photovoltaikanlagen. DIN EN IEC 62446 – Photovoltaische Systeme.
- [10] NREL – National Renewable Energy Laboratory (2023): Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems. Golden, CO.
- [11] Skadow, O. / Littmann, T. (2026): Sektorenkopplung und die Integration in Virtuelle Kraftwerke. In: Praxisleitfaden Hybrid-Energieparks, Kapitel 11. Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf Basis dokumentierter Betriebsdaten und aktueller Marktparameter.
- [12] Wang, Y. et al. (2022): Predictive Maintenance of Renewable Energy Systems: A Comprehensive Review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 168.
- [13] Reich, N. H. et al. (2012): Performance ratio revisited: Is PR > 90% realistic? In: Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol. 20, Issue 6.
- [14] Figgenger, J. et al. (2024): Battery storage systems in Germany – Market development and regulatory framework. In: Journal of Energy Storage, Vol. 73.
- [15] IRENA – International Renewable Energy Agency (2023): Renewable Power Generation Costs in 2022. Abu Dhabi.
- [16] Fraunhofer ISE (2024): Hybridkraftwerke und Co-Location-Systeme – Systemeffizienz und Wirtschaftlichkeit. Freiburg.
- [17] SolarPower Europe (2024): EU Market Outlook for Solar Power 2024–2028. Brussels.
- [18] McKinsey Energy Insights (2024): Digital Twins in Renewable Energy – ROI Analysis. Report.
- [19] BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Roadmap Systemstabilität. 51 Prozesse und 18 Meilensteine bis 2030. Berlin.
- [20] VDE FNN (2025): Richtlinie – Netzbildende Eigenschaften von Erzeugungsanlagen und Speichern. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE.
- [21] Bundesnetzagentur (2024): Monitoringbericht 2024 – Kapitel Netzengpassmanagement. Bonn.

- [22] dena – Deutsche Energie-Agentur (2022): Künstliche Intelligenz für die integrierte Energiewende. Berlin.
- [23] Pudjianto, D. et al. (2007): Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. In: IET Renewable Power Generation, Vol. 1, Issue 1.
- [24] IRENA (2023): Innovation landscape for smart electrification – Decarbonising end-use sectors with renewable power. Abu Dhabi.
- [25] Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Berlin.
- [26] EU Delegierter Rechtsakt 2023/1184: Definition und Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff (Additionalität, zeitliche und geografische Korrelation)

Anhang C – Relevante Normen und Standards

Die folgenden Normen und Standards bilden den regulatorischen Rahmen für das in diesem Whitepaper behandelte Themenfeld.

- IEC 61724-1:2021 – Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring
- IEC 61724-2:2016 – Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method
- IEC 61724-3:2016 – Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method
- DIN EN IEC 62446-1:2023 – Photovoltaische Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 1: Netzgekoppelte Systeme
- VDI 2883:2020 – Instandhaltung von technischen Anlagen – Nutzwertanalyse für Instandhaltungsstrategien
- VdS 3145:2020 – Sicherheitsregeln für Photovoltaikanlagen – Planung, Installation, Instandhaltung
- ISO 55000:2024 – Asset management – Overview, principles and terminology
- VDE-AR-N 4110:2023 – Technische Anschlussregeln Mittelspannung
- VDE-AR-N 4120:2018 – Technische Anschlussregeln Hochspannung
- VDE FNN (2025) – Richtlinie netzbildende Eigenschaften von Erzeugungsanlagen und Speichern
- IEC 61850:2024 – Kommunikationsnetzwerke und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung
- IEC 60870-5-104 – Fernwirkprotokoll für TCP/IP-basierte Kommunikation in der Energieversorgung
- ISO 15118-20:2022 – Bidirektionale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation (V2G)
- ISO 27001:2022 – Informationssicherheitsmanagementsysteme: Anforderungen
- EU Cyber Resilience Act (2024) – Cybersicherheitsanforderungen für Produkte mit digitalen Elementen
- EU Delegierter Rechtsakt 2023/1184 – Definition und Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff
- EU-Richtlinie 2023/2413 (RED III) – Erneuerbare-Energien-Richtlinie: Energiegemeinschaften und Peer-to-Peer-Handel
- EnWG § 13 – Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen (Redispatch)
- EnWG § 14a – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen
- EEG 2023 – Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Fassung vom 1. Januar 2023
- BSI-KRITIS-Verordnung – Schwellenwerte und Sicherheitsanforderungen für Energieerzeugung

Über die Autoren

Oliver Skadow ist Technischer Direktor der Energieglück AI GmbH und verfügt über langjährige praktische Erfahrung im Asset-Management erneuerbarer Energien. Als Mitentwickler der Softwareplattform Energieglück+ für das Management von Utility-Scale-Solarparks und Hybrid-Energieparks verbindet er technisches Systemverständnis mit operativer Praxis. Seine Arbeit konzentriert sich auf die Identifikation und Quantifizierung versteckter Systemverluste in großen Anlagenportfolios.

Dr. Thomas Littmann, DLC – Dr. Littmann Consulting bringt wissenschaftliche Expertise in der algorithmischen Modellierung und Datenanalyse ein. Als Co-Entwickler der Sollwert-basierten Analysemethodik trägt er die methodische Verantwortung für die physikalischen Modelle, die den in diesem Leitfaden dokumentierten Fallstudien zugrunde liegen.

Jenseits der grünen Ampel – Pilot-Ausgabe der fünfteiligen Whitepaper-Serie © 2026 Oliver Skadow, Dr. Thomas Littmann