WHITE PAPER · NOVEMBER 2026

Einspeisen oder verkaufen

8 MWp hinter einem 1,4-MW-Netzanschluss: warum die Auswahl der Abnehmer über Erlös, Anschluss und Elektroarchitektur zugleich entscheidet



Dr. Michael Schmitz, HyperSys · **Dr. Kristoffer Möller**, Kodnyx

HYPERSYS
RELEVANT ENERGY SOLUTION

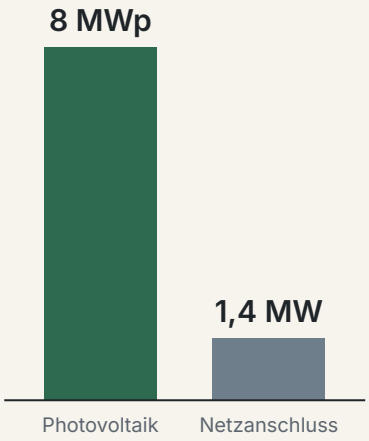
KODNYX

Titelbild: KI-generierte Illustration, kein realer Standort.

01

Die Ausgangslage

Eine Eigentümerin hat eine Fläche und möchte einen Energiepark errichten. Die Wunschliste besteht aus einer großen Photovoltaikanlage, dazu einen Batteriespeicher, einen Ladepark, vielleicht einen Elektrolyseur, vielleicht eine Brennstoffzelle. Die Anlage, um die es hier geht, hat 8 MWp. Der Netzanschluss, der zur Verfügung steht, hat 1,4 MW.



Die installierte Erzeugungsleistung ist damit rund das Fünfeinhalbfache der Netzschnittstelle.

Die naheliegenden Reaktionen darauf sind (i) man wartet auf einen größeren Anschluss, was je nach Region Jahre dauern kann, oder (ii) man baut die Anlage kleiner. Beide Reaktionen setzen voraus, dass der Netzanschluss bestimmt, wie groß das Energiesystem sein darf.

Diese Annahme ist der Gegenstand dieses Beitrags.

02

Wenn das Netz klein bleibt

Eine Photovoltaikanlage erzeugt nicht gleichmäßig. Ihre Leistung folgt dem Tages- und Jahresgang der Sonne, und die Spitze steht nur an wenigen Stunden im Jahr an. Ein Speicher verschiebt einen Teil davon in die Nacht. Verbraucher am Standort nehmen einen weiteren Teil direkt ab.

Für den betrachteten Park wurde das stundenweise über ein volles Jahr gerechnet, mit 16 MWh Speicher, einem Ladepark mit 4 MW installierter Leistung und rund 5 GWh lokaler Nachfrage.

Von der Jahreserzeugung bleiben dabei rund **1.160 MWh ungenutzt**. Das sind elf Prozent. Der Rest wird lokal verbraucht, zwischengespeichert oder innerhalb der 1,4 MW exportiert. Etwa 60 Prozent der lokalen Nachfrage werden lokal gedeckt.

Der kleine Anschluss ist also keine Grenze des Energiesystems. Er ist eine Grenze des Austauschs mit dem öffentlichen Netz. Der Park ist dabei kein geschlossenes System. Über die 1,4-MW-Schnittstelle laufen im Jahr rund 7,4 GWh, exportiert und bezogen. Die Aussage lautet nicht, dass der Park das Netz nicht braucht, sondern dass er es nicht in der Größe braucht, die man ihm zunächst zuschreibt.

11 %

der Jahreserzeugung bleiben bei fester Reihenfolge ungenutzt, rund 1.160 MWh

60 %

der lokalen Nachfrage deckt der Park selbst

7,4 GWh

laufen im Jahr über die 1,4-MW-Schnittstelle, exportiert und bezogen

Woher die Energie kommt und wohin sie geht · GWh pro Jahr

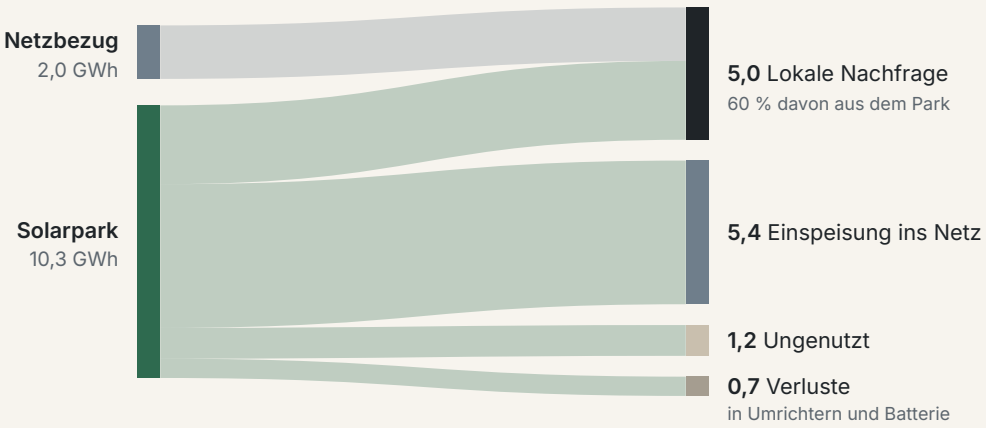


Abbildung 1 · Energiebilanz des Parks bei 2 GWh Ladeenergie und 3 GWh Gewerbelast. Netzbezug und Einspeisung laufen über denselben 1,4-MW-Anschluss. Rechenjahr 2025, regelbasierte Fahrweise, Wechselstromvariante.

03

Einspeisen oder selbst verkaufen

Eingespeister Solarstrom wird an der Strombörse verkauft. Dort ändert sich der Preis jede Viertelstunde. Mittags, wenn alle Solaranlagen gleichzeitig liefern, ist Strom billig. Solarstrom erlöst deshalb weniger als der Durchschnittspreis an der Börse. Diesen Erlös nennt man Marktwert Solar.

2025 lag der Durchschnittspreis an der Börse bei 8,9 ct/kWh, der Marktwert Solar bei **4,5 ct/kWh**, also bei rund der Hälfte [1, 2]. 2024 bekam Solarstrom noch 58 Prozent des Durchschnittspreises, 2021 fast den vollen Preis [1, 2].

Die Monatswerte zeigen den Mechanismus dahinter deutlicher als der Jahreswert. Im November 2025 lag der Marktwert Solar bei 9,1 ct/kWh, im Mai 2026 bei 3,3 [1]. **Der Marktwert Solar ist dann am höchsten, wenn der Park am wenigsten erzeugt.** Weil im Sommer viel mehr Solarstrom erzeugt wird, bestimmen die billigen Sommermonate den Jahreswert.

Dem stehen die Stromgestehungskosten gegenüber. Das Fraunhofer ISE weist für große Freiflächenanlagen 4,1 bis 5,0 ct/kWh in Süddeutschland und 5,7 bis 6,9 ct/kWh in Norddeutschland aus, für Kombinationen aus Photovoltaik und Batteriespeicher 6,0 bis 10,8 ct/kWh [3].

Wer denselben Strom stattdessen vor Ort verkauft, erlöst ein Vielfaches. Netzentgelte und Umlagen fallen hinter der Netzschnittstelle nicht an, der Preis ist Verhandlungssache. In unserer Rechnung sind netto 15 ct/kWh für Gewerbekunden und 25 ct/kWh für Ladestrom angesetzt, im Mittel 19 ct/kWh. Die Stromsteuer kommt hinzu.

Das Verhältnis zwischen lokaler Verwertung und Einspeisung beträgt damit 4,2 zu 1.

Was eine Kilowattstunde Solarstrom erlöst und kostet · ct/kWh

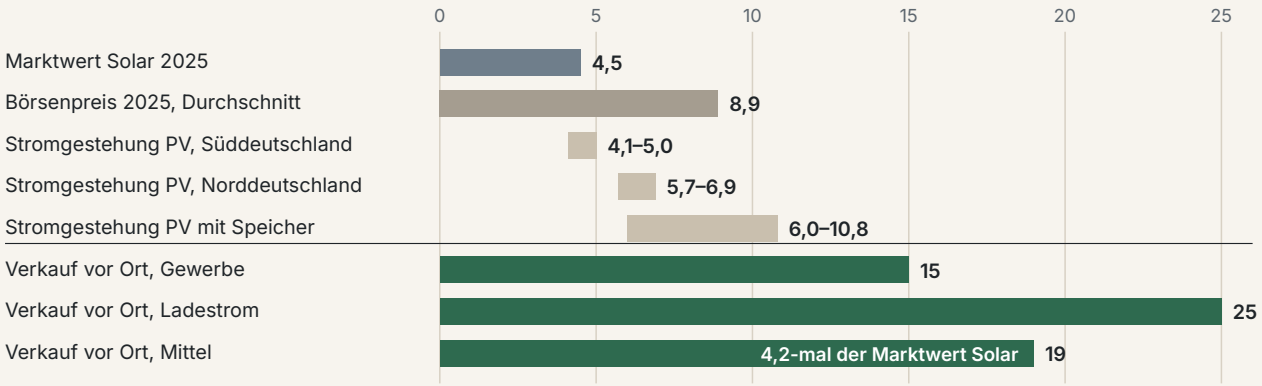


Abbildung 2 · Erlöse und Kosten pro Kilowattstunde Solarstrom. Verkaufspreise vor Ort netto, ohne Stromsteuer, wie in dieser Rechnung angesetzt. Marktwert Solar und Börsenpreis 2025 [1, 2], Stromgestehungskosten [3].

An dieser Stelle ändert sich die Rolle der Eigentümerin. Sie besitzt nicht mehr nur ein Kraftwerk. Sie besitzt das Kraftwerk, das interne Netz und die Vermarktung. Sie ist Energieversorgerin für ein sehr kleines Versorgungsgebiet, und ihr Ergebnis hängt nicht mehr am Erlös der Einspeisung, sondern daran, wie viel Strom sie an wen verkauft.

04

Günstiger Strom ist das Instrument

Damit stellt sich eine Frage, die mit Elektrotechnik zunächst nichts zu tun hat. Woher kommen die Abnehmer?

Das Risiko ist real. Kommunen weisen Gewerbeflächen zum Teil unabhängig von einer konkreten Nachfrage aus, und es entstehen Überkapazitäten [4]. Wer einen Energiepark auf die lokale Verwertung ausrichtet und dann keine Verwertung findet, hat ein Problem.

Ein Energiepark hat etwas anzubieten, das eine gewöhnliche Gewerbefläche nicht hat: einen Strompreis von 15 Cent zuzüglich Stromsteuer statt rund 23 Cent [5], verbindlich, über die Laufzeit eines Vertrages.

Für einen Betrieb, für den Strom ein großer Kostenblock ist, ist das kein Nebenaspekt der Standortwahl. Es ist häufig der Ausschlag. Die Erzeugungsanlage ist damit nicht nur eine Einnahmequelle, sondern das Vertriebsargument für die Fläche selbst.

An dieser Stelle berühren sich zwei Geschäfte, die sonst getrennt betrachtet werden: Energieerzeugung und Gewerbeansiedlung.

05

Nicht jede Nutzung passt

Wenn die Auswahl der Abnehmer zur zentralen Entscheidung wird, lohnt der Blick darauf, was sie unterscheidet. Es ist nicht die Branche. Es ist die Gleichmäßigkeit, mit der eine Nutzung ihre Jahresenergie abruft.

Zwei Nutzungen mit derselben Jahresenergie können den Netzanschluss unterschiedlich stark belasten. Die beiden Profile, mit denen wir rechnen, sind bewusst einfach gehalten. Das Gewerbeprofil ist ein Werktagsblock von sieben bis siebzehn Uhr mit niedriger Grundlast in der Nacht und am Wochenende. Das Ladeprofil ist ein Nachtblock von zwanzig bis fünf Uhr mit einem kleineren Mittagsfenster, an Samstagen auf 40 und an Sonntagen auf 20 Prozent reduziert. Beide werden auf die jeweilige Jahresenergie skaliert.

Daraus folgen unterschiedliche Spitzenlasten bei gleicher Energie: das Gewerbeprofil zieht 359 kW je Gigawattstunde Jahresenergie, das Ladeprofil 306 kW. Läge die gesamte Last auf einem der beiden Profile, wäre der 1,4-MW-Anschluss bei 3,9 beziehungsweise 4,6 GWh erreicht. Im gerechneten Mix aus 3 GWh Gewerbe und 2 GWh Laden bleibt der Bezug unter 1,4 MW, weil das Gewerbe tagsüber zieht, wenn die Photovoltaik liefert, und das Laden vor allem nachts.

Das hat Folgen für die Frage, in welche Richtung ein solcher Park wachsen sollte. Wächst der Gewerbeteil von 3 auf 4,5 GWh, steigt die Spitzenlast auf 1.615 kW. Der Anschluss hat 1.400. Rund 118 MWh im Jahr können dann nicht geliefert werden. Wächst stattdessen die Ladeenergie um eine vergleichbare Menge, bleibt die Spitze innerhalb des Anschlusses.

Der Speicher hilft in der gerechneten Fahrweise nicht. Zwei Drittel der Stunden, in denen Last nicht geliefert werden kann, liegen in den vier Wintermonaten, und dort ist der Speicher leer.

Zwei Nutzungen, dieselbe Jahresenergie · kW pro GWh Jahresenergie

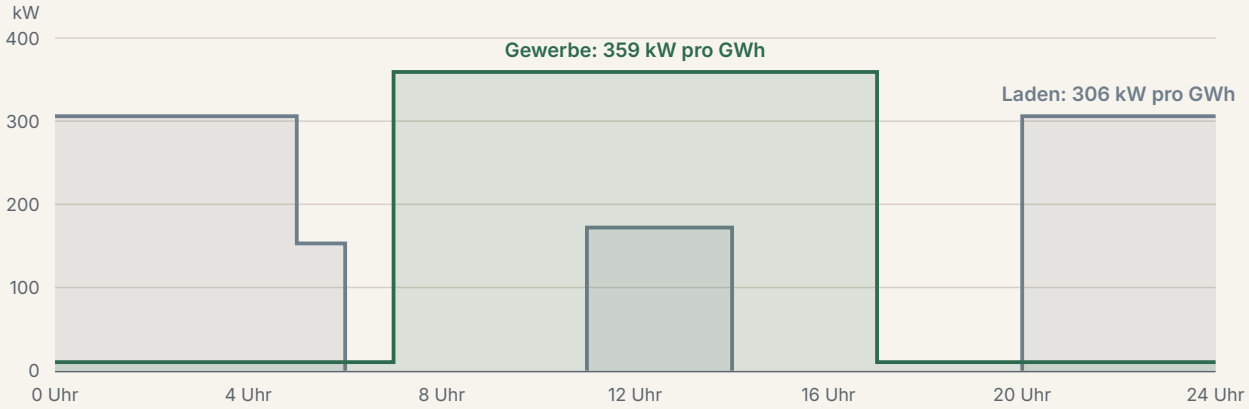


Abbildung 3 · Synthetische Lastprofile an einem Werktag, pro Gigawattstunde Jahresenergie. Gewerbe: Block von 7 bis 17 Uhr, niedrige Grundlast. Laden: Nachtblock von 20 bis 5 Uhr mit einer Stunde Auslauf, Mittagsfenster von 11 bis 14 Uhr; samstags 40, sonntags 20 Prozent.

Was übrig bleibt, ist ein Auswahlkriterium, das ein Betreiber anwenden kann, ohne zu rechnen: **Nutzungen mit hoher Benutzungsdauer sind die besseren Abnehmer.** Die Benutzungsdauer ist die Jahresenergie geteilt durch die Spitzenlast. Je höher sie ist, desto gleichmäßiger ist die Last. Solche Nutzungen füllen denselben Anschluss mit mehr Energie. Sie senken den Leistungspreis, also den Teil des Netzentgelts, der nach der Spitzenlast berechnet wird, je Kilowattstunde. Und sie verwerten die Erzeugung gleichmäßiger.

06

Das Lastprofil entscheidet die Architektur

Neben der Benutzungsdauer ist für die Architekturfrage die Art der Last von zentraler Bedeutung.

Photovoltaik erzeugt Gleichstrom. Ein Batteriespeicher speichert Gleichstrom. Ein Elektrofahrzeug lädt Gleichstrom. Wo diese drei den größten Teil der Energie unter sich ausmachen, ist ein zwischengeschaltetes Wechselstromnetz eine zusätzliche Systemebene, die man weglassen kann. Wo klassische Gewerbelasten überwiegen, ist sie die passende Ebene, und Gleichstrom bringt nichts.

Zwischen diesen Fällen liegt eine Schwelle: Für den betrachteten Park mit 5 GWh lokaler Last liegt sie bei einfacher, regelbasierter Fahrweise bei einem **Ladeanteil von rund 47 Prozent**, also etwa 2,3 GWh Ladeenergie im Jahr.

Gemeint ist Gleichstromladen: vier Schnellladepunkte zu je 400 kW und acht weitere zu je 300 kW, zusammen die 4 MW installierte Ladeleistung. Diese Leistung wird nie gleichzeitig abgerufen. Bei 2,3 GWh im Jahr liegt die Ladespitze bei rund 700 kW, und ein Lastmanagement verteilt die verfügbare Leistung auf die Fahrzeuge. 2,3 GWh entsprechen darauf rund 580 Volllaststunden, also knapp 7 Prozent Jahresauslastung. In Fahrzeugen gerechnet, mit 1,2 kWh je Kilometer und 100.000 Kilometern im Jahr, sind das knapp 20 schwere Elektro-Lkw.

Unterhalb der Schwelle hat die Wechselstromvariante etwas geringere Verluste, oberhalb die Gleichstromvariante.

47 %

Ladeanteil, ab dem die Gleichstromvariante weniger Verluste hat, bei fester Reihenfolge

Zwei Architekturen für denselben Park · vereinfachtes Schema

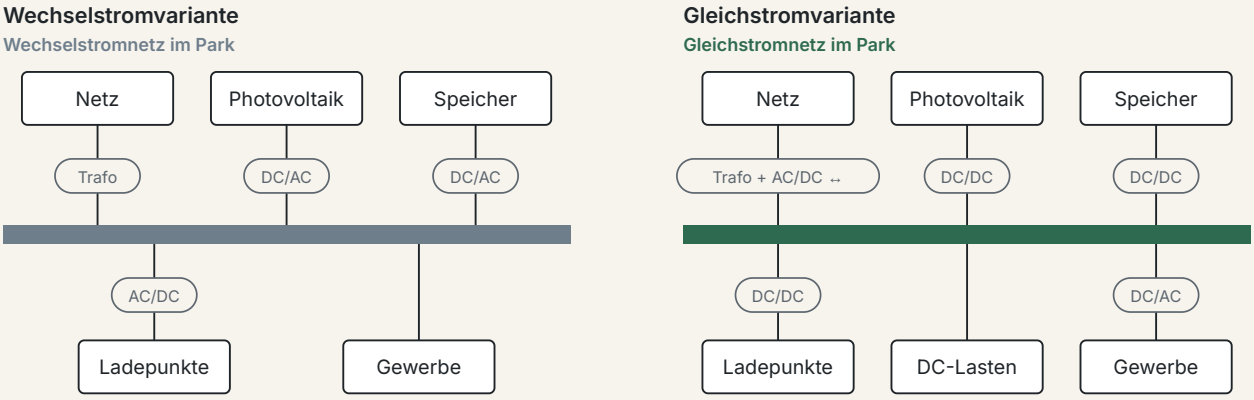


Abbildung 4 · In der Wechselstromvariante liegen Photovoltaik, Speicher und Ladepunkte über Umrichter an einem Wechselstromnetz. In der Gleichstromvariante teilen sie sich ein Gleichstromnetz, an dem auch gleichstromnahe Gewerbelasten direkt hängen. Gewandelt wird zum Netz, über einen bidirektionalen Umrichter, und zu den übrigen Wechselstromverbrauchern.

Damit muss bei der Planung des Parks eine Entscheidung unter Unsicherheit getroffen werden. Wer den Park plant, weiß zu diesem Zeitpunkt nicht, wer die Energie abnehmen wird. Die Zusammensetzung der Nutzungen ist das Ergebnis eines mehrjährigen Vermarktungsprozesses. Wer auf Gleichstrom setzt und danebenliegt, verliert wenig.

Beim Laden kommt hinzu, dass die Nachfrage über Jahre wächst. Bleibt die Gewerbelast bei 3 GWh und steigt allein die Ladeenergie, überschreitet der Park die Schwelle, lange bevor die Ladepunkte ausgelastet sind. Erst jenseits von rund 4 GWh Ladeenergie wird dann der Netzanschluss zur Grenze.

Bei den Kosten hilft, dass es sich um einen Neubau handelt. Die Leistungselektronik für Photovoltaik, Speicher und Ladeinfrastruktur wird in beiden Varianten beschafft, und ein Bestand ist nicht zu ersetzen. Gleichstrom ist hier vor allem eine Entwurfsentscheidung. Beim Netzentgelt ist der Unterschied klein: Von 103.000 bis 132.000 Euro im Jahr [6, 7] entfallen nur 700 bis 900 Euro auf die Architektur. Die abgerechnete Spitzenlast setzt der Netzanschluss, nicht die interne Verteilung.

Wo die Gleichstromvariante vorne liegt · MWh pro Jahr

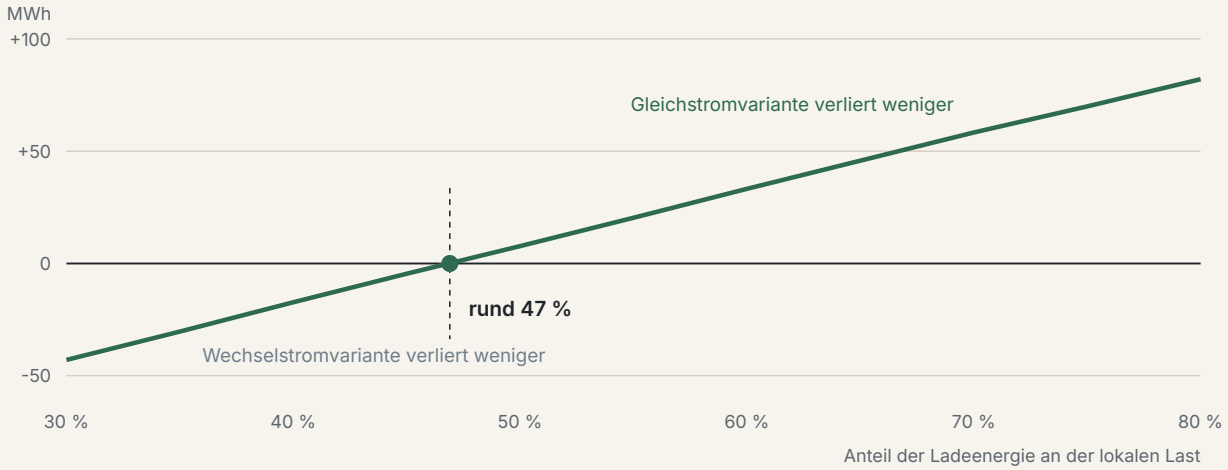


Abbildung 5 · Differenz der Wandlungsverluste zwischen Wechselstrom- und Gleichstromvariante über dem Anteil der Ladeenergie an der lokalen Last. Nulldurchgang bei rund 47 Prozent. Außerhalb des dargestellten Bereichs übersteigt die Last den Netzanschluss. Rechenjahr 2025, regelbasierte Fahrweise.

Und die Richtung, in die sich die Lastseite bewegt, ist absehbar. Ladeinfrastruktur, Antriebe mit Frequenzumrichtern, Rechentechnik, Wärmepumpen, Beleuchtung: der Anteil gewerblicher Lasten, die intern mit Gleichstrom arbeiten, steigt seit Jahren und wird weiter steigen.

Die EU schreibt seit 2021 höhere Mindestwirkungsgrade für Elektromotoren vor [8], und effiziente Antriebe laufen zunehmend über Frequenzumrichter, die den Wechselstrom ohnehin zuerst gleichrichten.

07

Was das für den Betrieb heißt

Ein Solarpark, der mit Marktprämie einspeist, ist ein einfaches Geschäft. Es funktioniert, weil die Förderung einen großen Teil des Preisrisikos trägt.

Dieses Modell läuft aus. Die Zahl der Stunden mit negativem Börsenpreis hat sich seit 2021 vervierfacht, 2025 waren es 576 [9]. In diesen Zeiten ruht für neue Anlagen seit Februar 2025 die Förderung, so regelt es das Solarspitzengesetz in § 51 EEG [10]. Mit der Reform der Netzentgeltsystematik (AgNeS) plant die Bundesnetzagentur zudem erstmals Netzentgelte für neue Erzeugungsanlagen [11]. Der Wert wandert vom Einspeisen zum Verbrauch vor Ort.

An die Stelle des alten Modells tritt ein Betrieb mit mehreren Quellen, mehreren Abnehmern und einem Speicher. Der Betreiber muss seine Kunden versorgen und trägt ein Preisrisiko auf beiden Seiten der Schnittstelle. Er entscheidet viertelstündlich, ob er speichert, verkauft oder bezieht.

Das ist die eigentliche Veränderung, und sie ist unternehmerisch, nicht technisch. Der Betreiber gibt eine sichere, niedrige Vergütung auf und bekommt dafür Preissetzungsmacht und Betriebsrisiko. Ob sich das lohnt, entscheidet die Betriebsführung: die Erzeugung prognostizieren, die Lasten kennen, den Speicher nach Preisen und innerhalb des Anschlusses fahren. Ein Park dieser Größe erlaubt keine großzügigen Reserven.

Was eine bessere Betriebsführung wert ist, zeigt ein Vergleich. Zur festen Reihenfolge kommen zwei Regeln hinzu: Bei negativem Börsenpreis speist der Park nicht ein. Bei niedrigem Preis hält der Speicher seinen Strom zurück, für teurere Stunden oder für die Last in der Nacht. Die Versorgung vor Ort hat weiter Vorrang.

Das bringt rund 30.000 Euro im Jahr. Etwa die Hälfte davon entsteht an der Börse. Die andere Hälfte entsteht, weil der zurückgehaltene Strom nachts die Last deckt. Der Park bezieht dadurch rund 250 MWh weniger aus dem Netz und spart darauf Netzentgelt und Umlagen [6, 7, 12]. Dafür bleibt mehr Solarstrom ungenutzt, rund 2.020 statt 1.160 MWh. Der Mehrerlös ist nach diesem Verlust gerechnet.

Eine dritte Regel liegt nahe: den Speicher in den billigsten Stunden aus dem Netz laden. Seit Oktober 2026 regelt die Festlegung der Bundesnetzagentur zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL), wie Solar- und Netzstrom im selben Speicher abgerechnet werden [13]. An diesem Park lohnt sich die Netzladung trotzdem nicht. Der Netzstrom verdrängt am nächsten Tag eigenen Solarstrom, und auf jede Kilowattstunde aus dem Netz fallen Netzentgelt und Umlagen an. Unter dem Strich kostet die Netzladung rund 30.000 Euro im Jahr.

Die Betriebsführung, die sich rechnet, verschiebt auch die Gleichstromschwelle. Sie hält die Energie im Park und nutzt die Netzschnittstelle weniger. Dort liegt der strukturelle Nachteil der Gleichstromvariante, weil sie den Netzstrom gleichrichten muss. Die Gleichstromschwelle sinkt dadurch von rund 47 auf rund 40 Prozent Ladeanteil.

Fahrweise	Mehrerlös pro Jahr	Netzbezug	Ungenutzt	Gleichstromschwelle
Feste Reihenfolge	–	rund 2.020 MWh	rund 1.160 MWh	rund 47 %
Nach Preisen geführt: keine Einspeisung bei negativem Preis, Speicher hält bei niedrigem Preis zurück	rund 30.000 €	rund 1.770 MWh	rund 2.020 MWh	rund 40 %
Zusätzlich Speicher in billigen Stunden aus dem Netz laden	rund 0 €	rund 2.340 MWh	rund 2.370 MWh	rund 50 %

Tabelle 1 · Drei Fahrweisen im Vergleich, Wechselstromvariante. Mehrerlös gegenüber fester Reihenfolge, mit Börsenpreis, Arbeitspreis des Netzentgelts und Umlagen, ohne Stromsteuer. Rechenjahr 2025.

08

Was bleibt

Drei Fragen lassen sich an jeden Standort dieser Art stellen, bevor die erste Komponente ausgeschrieben wird.

1 **Wie viel der Erzeugung wird vor Ort verwertet, und zu welchem Preis?**
Davon hängt ab, ob der Park ein Kraftwerk ist oder ein Versorgungsgebiet. Der Unterschied zwischen beidem betrug in unserer Rechnung mehr als das Vierfache.

2 **Welches Lastprofil siedelt sich an?**
Es entscheidet, wie viel Energie durch denselben Anschluss passt, und es entscheidet zugleich über die richtige interne Architektur.

3 **Wer fährt die Anlage, und womit?**
Zwischen einer guten und einer schlechten Betriebsführung liegt an diesem Standort mehr Geld als zwischen den beiden Architekturen.

Die neuen Regeln wirken in dieselbe Richtung: Solarspitzengesetz und Netzentgeltreform senken den Wert der Einspeisung, und die MiSpeL-Festlegung erlaubt zwar Netzstrom im Speicher, lässt die Abgaben darauf an einem solchen Park aber fast vollständig bestehen. Der Wert eines solchen Parks liegt damit noch stärker im Verbrauch vor Ort und in der Betriebsführung.

Die verbreitete Annahme, dass der Netzanschluss die Größe des Energiesystems bestimmt, verliert in diesem Beispiel an Bedeutung. Der Netzanschluss bestimmt lediglich, wie viel mit dem öffentlichen Netz ausgetauscht wird. Alles andere entscheidet der Betreiber selbst.

Lokale Energieparks können zur Netzentlastung und zur lokalen Versorgung beitragen, besonders wenn Energy Communities und lokale Bilanzkreise stärker als bisher in den Fokus rücken.

Annahmen und Grenzen

Gerechnet wurde stündlich über das Jahr 2025, mit identischer Fahrweise für beide Architekturen, sodass der Vergleich allein die Topologie abbildet. Einstrahlung und Börsenpreise stammen aus demselben Jahr: die Einstrahlung aus dem ERA5-Archiv [14] bei 35 Grad Neigung, die Börsenpreise von der Plattform SMARD der Bundesnetzagentur [9]. Ihr Niveau ist so gewählt, dass die Erzeugung des Parks im Mittel den Jahresmarktwert Solar erlöst. 2025 war ein sonniges Jahr, mit rund 5 Prozent mehr Ertrag als im Mittel der Jahre 2019 bis 2025. Export und ungenutzte Energie fallen deshalb eher hoch aus.

Die Lastprofile für Gewerbe und Laden sind synthetische Formen, keine gemessenen Lastgänge. Lastverschiebung ist nicht abgebildet. Die Gleichstromschwelle von rund 47 Prozent gilt für eine regelbasierte Fahrweise, rund 40 Prozent für die preisgeführte. Sie hängt auch davon ab, wie viel der Gewerbelast selbst gleichstromnah ist, also Elektronik, frequenzumrichtergetriebene Antriebe, Beleuchtung und Kälte: Bei 2 GWh Ladeenergie kippt das Ergebnis bereits ab rund 16 Prozent gleichstromnaher Gewerbelast. Die Werte der preisgeführten Fahrweise enthalten Börsenpreis, Arbeitspreis des Netzentgelts und Umlagen, nicht die Stromsteuer; die Umlagen sind für eine gemeinsame Abnahmestelle des Parks gerechnet. Ihre Preisschwellen richten sich nach den Preisen der jeweils vergangenen Woche; eine Preisprognose ist nicht unterstellt. Weitergehender Handel, etwa am Regelenergiemarkt, ist nicht enthalten.

Die Netzentgelte folgen den Preisblättern 2026 zweier bayerischer Netzbetreiber [6, 7], die Umlagen den Sätzen 2026 [12]. Die Reform AgNeS ist nicht berücksichtigt, ihre Festlegung ist für Ende 2026 geplant. Für das Laden des Speichers aus dem Netz gilt die MiSpeL-Festlegung vom 1. Oktober 2026, bis Ende September 2027 nur mit Zustimmung von Netz- und Messstellenbetreiber. Die Festlegung entlastet nur Netzstrom, der wieder ins Netz zurückgeht, und zählt die Einspeisung des Speichers zuerst als Solarstrom. In der Gleichstromvariante verlangt sie einen geeichten Gleichstromzähler am Speicher. Der Wirkungsgrad der Gleichstrom-Ladesäule ist der eine Parameter, für den keine Messung eines Komplettprodukts vorliegt. Eine Investitionsrechnung des Gesamtprojekts ist nicht Gegenstand dieses Beitrags.

Quellen

1. Netztransparenz.de: Marktwertübersicht. Jahres- und Monatsmarktwerte nach Anlage 1 EEG, 2021 bis 2026.
2. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS): Der Jahresmarktwert Solar 2025.
3. Kost, C. et al.: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Juli 2024.
4. Veres-Homm, U.; Wojtech, A.; Richter, F.; Becker, T.; Lißner, S.; Schmidt, W.; Nehm, A.; Grashoff, C.: Regional konsolidierte Gewerbeflächenentwicklung (RekonGent). Abschlussbericht. Umweltbundesamt, TEXTE 21/2019, Dessau-Roßlau, März 2019.
5. Statistisches Bundesamt: Strom- und Gaspreise für Haushalte im 1. Halbjahr 2026 gesunken. Pressemitteilung Nr. 345 vom 30. September 2026. Nicht-Haushaltskunden, Verbrauchsband 20 bis 500 MWh, ohne Umsatzsteuer, vorläufig.
6. Bayernwerk Netz GmbH: Elektronisches Preisblatt Strom 2026, gültig ab 1.1.2026.
7. Mainfranken Netze GmbH: Preisblatt Netznutzung Strom 2026, gültig ab 1.1.2026.
8. Verordnung (EU) 2019/1781 der Kommission vom 1. Oktober 2019 zur Festlegung von Ökodesign-Anforderungen an Elektromotoren und Drehzahlregelungen.
9. Bundesnetzagentur, SMARD: Großhandelspreise Day-Ahead DE-LU 2021 bis 2026, abgerufen über die Energy-Charts-Schnittstelle des Fraunhofer ISE. Lizenz CC BY 4.0.
10. Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen (Solarspitzengesetz), BGBl. 2025 I Nr. 51; § 51 EEG.
11. Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur stellt aktuelle Überlegungen zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom vor (AgNeS). Pressemitteilung vom 27.5.2026.
12. Netztransparenz.de: KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage und Aufschlag für besondere Netznutzung 2026.
13. Bundesnetzagentur: Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL), Az. 618-25-02, vom 1.10.2026. Tenor mit Begründung und Anlage 1 Abgrenzungsoption.
14. Hersbach, H. et al. (2020): The ERA5 global reanalysis. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society 146, 1999–2049, doi:10.1002/qj.3803. Stundenwerte über die Archiv-Schnittstelle von Open-Meteo, Würzburg, 35° Süd, 2025.

Die Partner

HyperSys GmbH verfügt über umfassende Kompetenz in den Bereichen Energieversorgungssysteme, Energiewandlung, Energiespeicher, Leistungselektronik und Systemintegration. Das Unternehmen entwickelt und realisiert innovative Lösungen für anspruchsvolle Anwendungen der elektrischen Energieversorgung.

Dr. Michael Schmitz
michael.schmitz@hypersys.de
HyperSys GmbH · Liebfrauenstr. 9 · 54290 Trier
hypersys.de

Kodnyx entwickelt digitale Werkzeuge, mit denen sich Energieprojekte früh bewerten lassen: Netzanschluss, Photovoltaik, Speicher und Ladeinfrastruktur, in Wechselstrom-, Gleichstrom- oder Hybridarchitektur. Ziel ist es, Entscheidern in Industrie, Logistik und Mittelstand bereits zu Beginn eines Vorhabens eine fundierte Grundlage zu geben.

Dr. Kristoffer Möller
kristoffer@kodnyx.com
Kodnyx UG (haftungsbeschränkt) · Tunnelstr. 45 · 10245 Berlin
kodnyx.com

Impressum

Einspeisen oder verkaufen. White Paper, November 2026.

Herausgeber: HyperSys GmbH, Liebfrauenstr. 9, 54290 Trier, und Kodnyx UG (haftungsbeschränkt), Tunnelstr. 45, 10245 Berlin.

Alle Zahlen beruhen auf einer Modellrechnung für einen typisierten Standort. Annahmen und Grenzen der Rechnung sind auf Seite 11 beschrieben.

Titelbild: KI-generierte Illustration, kein realer Standort.

© 2026 HyperSys GmbH und Kodnyx UG (haftungsbeschränkt)