



Edisun Power Europe AG

Lagebericht 2025



Erlöse aus dem Verkauf von Elektrizität wurden durch wechselhaftes Wetter beeinflusst



Wertberichtigungen beeinträchtigten das Nettoergebnis



Verkaufsprozess der Solar-Grossanlagen «Fuencarral to Al» ist noch im Gange

Installierte Leistung

104,7 MW

–0,8% zum Vorjahr

Reinverlust in Mio.

CHF –7.05

(2024: CHF 2.85)

Solarstromproduktion

152 352 MWh

–5,2% zum Vorjahr

Dividende

CHF 0.00¹

CHF 0.00 im Vorjahr

Umsatz in Mio.

CHF 14,06

–72,7% zum Vorjahr

Leistung in Entwicklung

963 MW

–3,3% zum Vorjahr

¹ Antrag des Verwaltungsrats an die Generalversammlung vom 29. Mai 2026

Strategie mit Fokus auf KI-gestützte Stromlösungen für Rechenzentren

Sehr geehrte Investorin, sehr geehrter Investor,

2025 brachte Edisun Power Europe eine Reihe von Herausforderungen, die die Widerstandsfähigkeit unseres operativen Portfolios auf die Probe stellten, zugleich jedoch die strategische Ausrichtung bestätigten, die wir Ende 2024 festgelegt hatten. Wetterbedingte Belastungen, unvorhergesehene operative Störungen und anhaltender Preisdruck auf Solarstrom während des Tages wirkten sich auf unsere Jahresergebnisse aus. Dennoch bleiben die Fundamentaldaten unseres Geschäfts solide und unsere Transformation zu einem führenden europäischen «Renewables to AI»-Unternehmen mit starkem Fokus auf die Entwicklung von Stromlösungen für Rechenzentren gewinnt zunehmend an Fahrt.

Der globale Rechenzentrumsmarkt befindet sich in einem Superzyklus: Laut einer Studie von McKinsey werden die KI-Workloads zwischen 2025 und 2030 voraussichtlich mehr als verdreifacht. Der Trend hin zu KI ist die dominierende Kraft, angeführt von den Hyperscale-Betreibern. Mit den beeindruckenden Investitionen in Rechenzentren ist der Zugang zu Strom von grösster Bedeutung. Unser gross angelegtes «Fuencarral to AI»-Projekt in der Region Madrid, mit einer Gesamtkapazität von 941 MWp und einer Rechenzentrumsgrösse von 250 MW IT, gehört zu den derzeit grössten Projekten in Europa, die erneuerbare Energien mit Rechenzentren kombinieren. Der Auktionsprozess unter der Leitung von ABN Amro ist weit fortgeschritten und wir erwarten den Abschluss des Verkaufsprozesses zu gegebener Zeit bekannt zu geben.

Angesichts des niedrigen Jahresergebnisses 2025 und der fortlaufenden Investitionen schlägt der Verwaltungsrat der Generalversammlung vor, die Dividendenausschüttung weiterhin auszusetzen. Dies soll auf der Generalversammlung am 30. April 2026 genehmigt werden.

Wir bedanken uns für Ihr entgegengebrachtes Vertrauen.

Edisun Power Europe AG




Horst H. Mahmoudi
Vorsitzender des Verwaltungsrates
und Executive Chairman




Fulvio Micheletti
Stellvertretender Vorsitzender
des Verwaltungsrates



**Der Strombedarf
von Rechenzentren
steigt rasant.
Erneuerbare Ener-
gien und Speicher-
lösungen sind unsere
Antwort darauf.**

Horst H. Mahmoudi
Geschäftsführender
Verwaltungsratspräsident

Den Algorithmus mit Energie versorgen: Die Chance durch steigenden Strombedarf

KI, Rechenzentren und die Chance für erneuerbare Energien mit besonderem Fokus auf der Iberischen Halbinsel – Dr. René Cotting

Executive Summary

Künstliche Intelligenz ist die bestimmende Energiegeschichte unserer Zeit. Die Verbreitung von grossen Sprachmodellen, Cloud-Computing, generativen KI-Anwendungen und GPU-intensiven Workloads führt zu einem beispiellosen Anstieg des Strombedarfs – ein Anstieg, der die Investitionslandschaften für Entwickler erneuerbarer Energien, Infrastruktur-Fonds, Energieversorger und Staatsfonds in ganz Europa neu gestaltet. Dabei steht insbesondere die Iberische Halbinsel im Zentrum einer der bedeutendsten Investitionschancen dieses Jahrzehnts.

Dieser Bericht fasst die neuesten Erkenntnisse aus dem IEA Electricity 2026 Report, den Research-Berichten von Goldman Sachs 2025/2026, McKinsey's Global Energy Perspective 2025, CBRE, JLL sowie Echtzeit-Marktdaten zusammen, um eine fundierte Analyse von Stromnachfrageprognosen, strategischer Positionierung und umsetzbaren Investitionsmöglichkeiten entlang der Wertschöpfungskette von Rechenzentren, künstlicher Intelligenz und erneuerbarer Energie zu liefern. Der Bericht wurde mit Unterstützung von claude.ai erstellt – was neben der menschlichen Gehirnleistung eine erhebliche Menge Strom verbraucht hat...

Globaler und europäischer Kontext: KI und der Strom-Superzyklus

Der IEA Electricity 2026 Report – die umfassendste jährliche Bewertung globaler Stromsysteme – bestätigt, dass Rechenzentren zu einem der Haupttreiber des strukturellen Wachstums der Stromnachfrage in fortgeschrittenen Volkswirtschaften geworden sind. Nach 15 Jahren stagnierender Stromnachfrage in entwickelten Märkten beschleunigt sich die Nachfrage nun wieder, wobei Rechenzentren unverhältnismässig zu diesem Aufschwung beitragen.

IEA Electricity 2026 – Wichtige globale Erkenntnisse

Der weltweite Strombedarf von Rechenzentren wird voraussichtlich bis 2030 ein wesentlicher Treiber sein. Fortgeschrittene Volkswirtschaften trugen 2025 fast 20% zum globalen Wachstum der Stromnachfrage bei, nach 17% im Jahr 2024 – und dieser Anteil wird voraussichtlich bis 2030 nahe bei 20% bleiben, hauptsächlich getrieben durch Rechenzentren, Elektrofahrzeuge und die Elektrifizierung der Industrie. Allein in den USA wird erwartet, dass rund die Hälfte des gesamten Stromnachfragewachstums bis 2030 von Rechenzentren verursacht wird. In der EU wird prognostiziert, dass die Nachfrage bis 2030 um etwa 2% pro Jahr wächst.

Goldman Sachs Research liefert die am häufigsten zitierte private Sektorschätzung zum Wachstum des Strombedarfs von Rechenzentren. Ihre Analyse, bis Anfang 2026 aktualisiert, prognostiziert, dass der globale Strombedarf durch Rechenzentren bis 2030 um 165% bis 175% gegenüber dem Niveau von 2023 steigen wird – was dem Hinzufügen eines weiteren Top-10-Stromverbraucherlandes zum globalen Netz entspricht. Heute verbrauchen globale Rechenzentren etwa 55 GW, wobei KI nur 14% dieses Bedarfs ausmacht. Cloud-Computing 54% und traditionelle Unternehmens-Workloads 32%. Bis 2027 prognostiziert Goldman Sachs, dass der KI-Anteil 27% erreichen wird, bei einem Gesamtnachfragevolumen von 84 GW – ein jährliches Wachstum (CAGR) von 17% zwischen 2025 und 2028.

Tabelle 1: Globale und europäische Stromnachfrageprognosen für Rechenzentren

| Kennzahl | 2023 Basiswert | 2030 Projection |
|---|----------------|-----------------|
| Globale Stromnachfrage von Rechenzentren | ~55 GW | ~122–145 GW |
| Anteil von KI am Rechenzentrumsbedarf | 14 % | ~44–50 % |
| Europäische Rechenzentrumskapazität (IT-Last) | ~10 GW | ~35 GW |
| Europäische Rechenzentrums-Pipeline (angekündigt) | — | ~170 GW |
| EU-Stromnachfragewachstum p.a. | ~0 % | ~2 % CAGR |
| US-Anteil von Rechenzentren am Stromverbrauch | 4 % | ~8 % |
| Europäischer Anteil von Rechenzentren am Stromverbrauch | 2,7 % | ~5 % |

Sources: Goldman Sachs Research 2025/2026. IEA Electricity 2026. McKinsey Global Energy Perspective 2025

In Europa prognostiziert die IEA einen Anstieg der Stromnachfrage um etwa 300 TWh über den Fünfjahreszeitraum 2025 bis 2030 – durchschnittlich ~2% pro Jahr. Dies markiert seit den 2000er Jahren die stärkste Phase des europäischen Nachfragewachstums.

Die sektorale Aufschlüsselung der EU-Nachfrageentwicklung durch die IEA zeigt, dass Rechenzentren einen signifikanten – wenn auch nicht dominanten – Beitrag leisten, neben Gebäuden, Verkehr (Elektrofahrzeuge) und Wärmepumpen. Der Gebäudesektor wird voraussichtlich der Haupttreiber des EU-Nachfragewachstums sein, wobei der steigende Stromverbrauch durch Rechenzentren einen beachtlichen Anteil neben Kühl- und Wärmepumpennachfrage liefert.

Der Stromverbrauch durch Rechenzentren wird etwa 55 TWh hinzufügen, was ungefähr dem jährlichen Stromverbrauch der Schweiz entspricht. Der Verkehrssektor wird bis 2030 mehr als 100 TWh zur EU-Nachfrage beitragen, getrieben durch die beschleunigte Einführung von Elektrofahrzeugen.

Rechenzentren sind einzigartig, da ihre Nachfrage unmittelbar, grossflächig und geografisch konzentriert ist. Im Gegensatz zu diffusen Wohn- oder EV-Nachfragen kann ein einzelner Hyperscale-Campus 200–500 MW dedizierte Netzkapazität benötigen – vergleichbar mit einer kleinen Stadt. Dies erzeugt sowohl akuten Netzstress als auch konzentrierte Investitionsmöglichkeiten.

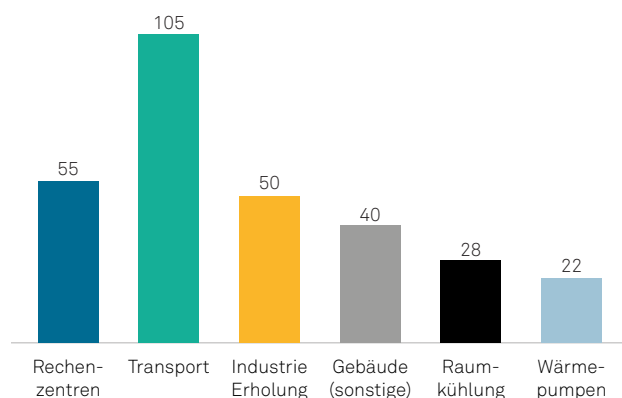
Die hohe Nachfrage nach Rechenzentren in Europa wird die IT-Last von etwa 10 GW im Jahr 2023 auf 35 GW im Jahr 2030 steigern. Dies erfordert erneuerbare Energien und Speicherlösungen, um die Dekarbonisierung zu unterstützen und die Netzstabilität zu sichern. Ein Forschungsbericht von McKinsey prognostiziert bis 2030 Investitionen von mehr als 1 Billion US-Dollar (McKinsey 2025).

Es lassen sich fünf Investoren-Archetypen identifizieren, die das Kapital bereitstellen werden, um diese Nachfrage zu decken:

- **Builder:** Strom- und Immobilienentwickler sowie Bauunternehmen
- **Energizer:** Energieversorger und Gerätehersteller
- **Technologieentwickler:** Chip- und IT-Lieferanten
- **Operator:** Hyperscaler und Colocation-Anbieter
- **AI Architects:** Anbieter von Foundation-Modellen

Edisun Power gehört zum Archetyp der Builder.

EU-Stromnachfragewachstum nach Sektoren. 2025 bis 2030 – geschätzter Beitrag (TWh)



Quelle: IEA. Electricity 2026 (Februar 2026). EU-Nachfrage +300 TWh 2025–2030. Rechenzentren und Verkehr (EVs >100 TWh) sind die beiden am schnellsten wachsenden Treiber; die Industrieerholung wird als moderat (~50 TWh) angenommen. «Gebäude sonstige» umfasst Wärmepumpen. Raumkühlung und Wachstum im kommerziellen Sektor.

**Die Geografie der europäischen Rechenzentren:
Wohin das Kapital fließt**

Investitionen in Rechenzentren in Europa konzentrierten sich in der Vergangenheit auf den FLAP-Cluster – Frankfurt, London, Amsterdam und Paris. Netzbeschränkungen, Strompreise und regulatorischer Druck in diesen Märkten haben jedoch eine dramatische Umverteilung der Investitionsflüsse nach Südeuropa ausgelöst, wobei

Spanien und Portugal als die am schnellsten wachsenden Märkte hervorstechen. Die Kombination aus Zugang zu Unterseekabeln, reichlich erneuerbarer Energie, einer unterstützenden Regierung, grosser Verfügbarkeit von Flächen und geringerer Netzbelastung als in Nordeuropa macht die Iberische Halbinsel besonders attraktiv. Edisun Power ist gut positioniert, um von diesem Trend zu profitieren.

Tabelle 2: Vergleich des europäischen Rechenzentrumsmarktes nach Konnektivität, Energieversorgung und regulatorischem Umfeld

| Markt | Status 2025 | Ausblick 2026–2030 |
|---------------------------|---|---|
| Irland / Dublin | Moratorium für neue Rechenzentren (EirGrid) | Eingeschränkt; 80% erneuerbare Quellen erforderlich |
| Deutschland / Frankfurt | Netzverzögerungen >5 Jahre; Vorgaben zur Abwärmenutzung | Eingeschränkt; hohe regulatorische Belastung |
| UK / London | Einführung von KI-Wachstumszonen 2025 | Selektives Wachstum durch staatliche Priorisierung |
| Niederlande / Amsterdam | Netzüberlastung; Moratorien in bestimmten Zonen | Eingeschränkt; TDTR-Verträge nicht fest zugesichert |
| Spanien / Madrid | Schnellstwachsender EU-Markt (JLL); | Starkes Wachstum; Pipeline 12 GW. 2–3 GW realistisch |
| Portugal / Lissabon–Sines | Microsoft-Investition EUR 8,6 Mrd. in Sines | Emerging Atlantic Hub; hoher Anteil erneuerbarer Energien |
| Nordics | Langsamer als prognostiziert; Moratorien in Schweden | AI-Trainingsnische; Vorteil durch Wasserkraft |

Quellen: JLL EMEA Jan 2026. IEA Electricity 2026. Goldman Sachs Research 2026. Data Center Knowledge Jan 2026

Die Iberische Halbinsel: Ein strategischer Hub für KI-Infrastruktur

Spanien und Portugal entwickeln sich schnell zum führenden südeuropäischen – und zunehmend globalen – Zentrum für den Aufbau von Hyperscale-Rechenzentren. Die Iberische Halbinsel vereint vier strukturelle Vorteile, die anderswo in Europa nur schwer zu replizieren sind: Reichlich erneuerbare Energie, Strategische transatlantische Unterseekabel-Anbindung, geringere Netzüberlastung als in Nordeuropa, starke staatliche Unterstützung.

Spanien: Grösse, Geschwindigkeit und eine Pipeline von über EUR 30 Mrd.

Das spanische Stromnetz hat sich in den letzten zehn Jahren grundlegend verändert. In 2025 stammten über 70% der Stromerzeugung Spaniens aus erneuerbaren Quellen, wobei Solar-PV 39,4 GW (plus 8,7 GW Eigenverbrauch) und Windkraft 33,2 GW erreichten. Der IEA Electricity 2026 Report hebt hervor, dass die Stromnachfrage in Spanien 2025 um über 3% stieg – die höchste Rate seit über einem Jahrzehnt – getrieben durch neue industrielle Aktivitäten, die Elektrifizierung von Heizung und Verkehr, steigenden Tourismus und den Beginn der Nachfrage nach Rechenzentren.

IEA Electricity 2026 – Spanien: Kernaussagen und Prognosen

Die Stromnachfrage Spaniens wird für 2026–2030 mit durchschnittlich knapp 2% pro Jahr prognostiziert – deutlich über dem 0,4%-Durchschnitt der vergangenen zehn Jahre. Die erneuerbare Erzeugung soll weiterhin stark wachsen, mit durchschnittlich über 8,5% pro Jahr im Prognosezeitraum. Solar-PV wird voraussichtlich um etwa 13,5% pro Jahr wachsen, Windkraft um 8,5% pro Jahr zwischen 2026 und 2030. Die Regierung hat einen 13,6-Milliarden-Euro-Plan für den Ausbau des Übertragungsnetzes bis 2030 initiiert.

Die Investitionspipeline für Rechenzentren in Spanien ist aussergewöhnlich gross. Laut offiziellen spanischen Regierungsquellen, zitiert von Strategic Energy Europe (Januar 2026), wurden bereits 12 GW Netzkapazität für Projekte im Bereich digitale Infrastruktur genehmigt. Realistische Prognosen von Marktteilnehmern gehen von 2–3 GW tatsächlicher Installation bis 2030 aus, aber die Pipeline stellt einen aktiven Wettbewerb um Netzanschlüsse, Verträge für erneuerbare Energien und Entwicklungsgenehmigungen dar – mit einem potenziellen Investitionsvolumen von über 30 Milliarden Euro. Das spanische Ministerium für ökologischen Wandel finalisiert einen Netzentwicklungsplan für 2025–2030, der zusätzlich 3,8 GW speziell für Rechenzentren vorsieht.

Der Iberische Blackout am 28. April 2025 zog international erhebliche Aufmerksamkeit auf die Herausforderungen der Netzresilienz. Die IEA-Analyse kontextualisiert dieses Ereignis jedoch als Hinweis auf die Bedeutung von Netzinvestitionen, Protokollen zur Integration erneuerbarer Energien und der Interkonnektion mit Frankreich – alles Massnahmen, die aktiv durch Spaniens 13,6-Milliarden-Euro-Übertragungsplan und Initiativen auf EU-Ebene (Grids Package) umgesetzt werden. Paradoxe Weise hat der Blackout regulatorische Massnahmen beschleunigt, statt Investitionen zu hemmen.

Portugal: Das Atlantische Tor

Portugal entwickelt sich zum führenden digitalen Atlantik-Hub Europas. Das Land kombiniert aussergewöhnliche Unterseekabel-Konnektivität mit einer schnell wachsenden Basis erneuerbarer Energien und staatlicher Unterstützung für digitale Infrastruktur in grossem Massstab. Portugal strebt bis 2026 an über 80% Strom aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen, was ein grünes Energieprofil schafft, das perfekt mit den Nachhaltigkeitsvorgaben von Hyperscalern übereinstimmt.

Das Start Campus-Projekt in Sines zielt auf eine Kapazität von 1,2 GW ab – eines der grössten erneuerbare-Energie-betriebenen Rechenzentrumsprojekte in Europa. Die einzigartige Kombination der Standortvorteile – Landepunkt für transatlantische Kabel, Zugang zu erneuerbarer Energie, Kühlung durch Meerwasser (ohne Einschränkungen bei Frischwasser) und ausreichend Fläche für Hyperscale-Campusse – macht den Standort praktisch unverzichtbar innerhalb Europas. Sines ist über mindestens 12 terrestrische Backbone-Routen mit Kontinentaleuropa verbunden, was den Standort zu einem natürlichen Hub für KI-Inferenz auf europäischer Ebene macht.

Die regulatorische Modernisierung Portugals beschleunigt sich ebenfalls. Das Land bereitet eine nationale BESS-Auktion (Battery Energy Storage System) vor, die mit EUR 25 Mio. gefördert wird und hat eine «grüne Karte» mit vorab genehmigten Zonen für erneuerbare Energieprojekte eingeführt, wodurch Genehmigungszeiten drastisch verkürzt werden.

Ein entscheidender, aber oft unterschätzter Wettbewerbsvorteil der Iberischen Halbinsel ist seine Rolle als Anlandepunkt für die Mehrheit der transatlantischen und Afrika–Europa–Unterseekabel. Allein Sines dient als Hub für EllaLink (Brasilien–Portugal), Equiano (Afrika–Portugal), Medusa (Marokko–Portugal) und Nuvem, zusätzlich zu mehreren inner-europäischen Routen. Bilbao und Barcelona ermöglichen Zugang zum nördlichen Atlantik bzw. zum Mittelmeer. Diese Konnektivitätsinfrastruktur macht Iberien nicht nur zu einem europäischen Rechenzentrumsmarkt, sondern zu einem globalen Routing- und Rechen-Hub – insbesondere für KI-Inferenz, die gleichzeitig Lateinamerika, Afrika und Südeuropa bedient.

Tabelle 3: Investitionsmöglichkeiten für erneuerbare Energien auf der Iberischen Halbinsel nach Segment

| Erneuerbares Segment | Dynamik | Investitionsmöglichkeit |
|------------------------|--|---|
| Grossflächige Solar-PV | 13,5% p.a. Wachstum bis 2030 in Spanien (IEA 2026) | Co-lokalisierte Solar+Speicher-Lösungen mit Abnahme durch Rechenzentren |
| Onshore-Wind | 8,5% p.a. in Spanien; robuste Ressourcen in Aragón, Galicien | Langfristige PPAs mit Hyperscalern; Sichtbarkeit >10 Jahre |
| Pumpspeicherkraft | >20 Anlagen in Spanien; strategische Rolle bei Integration | Optimierungsmöglichkeiten; Arbitrage zwischen Abschaltungen & Spitzenlast |
| BESS (Utility Scale) | Spanien: EUR 700 Mio. IDAE-Programm; Portugal: BESS-Auktion | Eigenständige, co-lokalisierte und rechenzentrumsnahe Speicherlösungen |

Quellen: IEA Electricity 2026. RatedPower Nov 2025. Strategic Energy Europe Jan 2026

Die Investitionslandschaft: Chancen entlang der Wertschöpfungskette

Das Zusammenwirken von KI-getriebener Nachfrage, reichlich vorhandener erneuerbarer Energie und struktureller Unterinvestition in die europäische Netzinfrastruktur schafft eine multidimensionale Investitionsmöglichkeit für den Zeitraum 2025–2035. Wir identifizieren fünf Hauptinvestitionsfelder für Investoren und Entwickler erneuerbarer Energien.

Erzeugung erneuerbarer Energie – Solar-PV und Wind

Spanien und Portugal sind strukturell begünstigte Zonen für die Produktion erneuerbarer Energie. Spaniens Sonneneinstrahlung – eine der höchsten in Europa – ermöglicht Solar-PV-Kapazitätsfaktoren von 22 bis 24%, deutlich über dem europäischen Durchschnitt. Die IEA prognostiziert, dass die spanische Solar-PV-Kapazität bis 2030 jährlich um 13,5% und die Windkraft um 8,5% wächst. Energiespeicherung: Die kritische Lücke Spanien hat sich als ein nationales Ziel gesetzt, bis 2030 eine Speicherkapazität von 22,5 GW zu erreichen. Anfang 2026 liegt die installierte Speicherleistung im Versorgungsstab jedoch noch weit unter diesem Ziel, was eine erhebliche Umsetzungslücke schafft. Die spanische Regierung hat ihren Rahmen für Speicherlösungen durch ein Königliches Dekret gestärkt, das Hybridisierung und Genehmigungen vereinfacht, sowie durch einen grossen Aufruf für neue Speicherprojekte im Rahmen des 700-Millionen-Euro-IDAE-Förderprogramms, das auf 2,5–3,5 GW Energiespeicher abzielt. Die BESS-Auktion in Portugal (Januar 2026) zeigt eine parallele Dynamik. Speicher sind besonders kritisch für Rechenzentren, deren 24/7-Strombedarf ein natürliches Anwendungsfeld für Batteriesysteme schafft, die die Schwankungen erneuerbarer Energien ausgleichen und Frequenzstabilität im Netz bereitstellen. Rechenzentren auf der Iberischen Halbinsel kombinieren zunehmend Solar-, Wind- und BESS-Systeme vor Ort, um den Eigenverbrauch («behind-the-meter») zu erhöhen – wodurch die Abhängigkeit vom Netz reduziert und die Interkonnektionszeiten verkürzt werden.

Die fallenden Kosten für BESS eröffnen zusätzliche Chancen: Die Gesamtkosten für BESS sind seit 2019 um rund 55% gefallen, wobei die Preise für AC-Blöcke Anfang 2026 unter 100 USD/kWh lagen. Laut einem McKinsey-Bericht (Februar 2026) könnten BESS-Betreiber bis 2030 zusätzliche Bruttomargen von rund EUR 40 pro MWh durch Energiearbitrage erzielen, unter der Annahme einer zweistündigen Entladung. In Jahren mit hoher Volatilität könnten in grösseren europäischen Märkten die Margen sogar EUR 100 000 pro MW pro Jahr übersteigen.

Netzinfrastruktur und Übertragung

Der mit Abstand bedeutendste Engpass für den Aufbau

von Rechenzentren auf der Iberischen Halbinsel – und in ganz Europa – sind die zeitlichen Verzögerungen bei Netzanschlüssen. Der IEA Electricity 2026 Report weist darauf hin, dass weltweit mehr als 2 500 GW an Projekten in Anschlusswarteschlangen blockiert sind und dass die prognostizierte Stromnachfrage bis 2030 jährliche Netzinvestitionen erfordern würde, die bis 2030 um rund 50% über den heutigen USD 400 Mrd. steigen müssten. In Spanien, trotz der Genehmigung von 12 GW Netzkapazität für digitale Infrastrukturprojekte, schätzen Branchenakteure die realistische Umsetzung bis 2030 auf nur 2–3 GW – eine Lücke, die durch Netzbeschränkungen und Verzögerungen im Genehmigungsprozess entsteht. Das Fuencarral-Projekt von Edisun Power mit seinen 941 MWp Solaranlagen in Verbindung mit einem Rechenzentrum würde bereits fast 1 GW dieser Nachfrage abdecken.

Der spanische Übertragungsnetz-Entwicklungsplan über 13,6 Milliarden Euro bis 2030 schafft direkte Investitionsmöglichkeiten für Infrastruktur-Fonds, Netztechnologieunternehmen und Energieversorger. Goldman Sachs Research schätzt, dass Europas Energiesektor in den kommenden zehn Jahren fast EUR 800 Mrd. in Übertragungs- und Verteilernetze investieren muss, zusätzlich fast EUR 850 Mrd. in Solar-, Onshore- und Offshore-Windkraft.

Die spanische nationale Kommission für Märkte und Wettbewerb (CNMC) hat eine öffentliche Konsultation zu einem Entwurf für flexible Netzzugangs- und Anschlussgenehmigungen für Stromverbraucher gestartet. Dieses neuartige Regelwerk – voraussichtlich in der zweiten Hälfte 2026 finalisiert – soll weit verbreitete Netzüberlastungen lindern und gleichzeitig die Unterauslastung des aktuellen Netzes deutlich erhöhen. Es ermöglicht Industrieverbrauchern, wie Rechenzentren und Speicheranlagen, unter bestimmten Bedingungen angeschlossen zu werden.

Investitionsdringlichkeit: Netz als Engpass

Die IEA schätzt, dass die Planungs- und Bauzeit für neue Übertragungsnetze 5–15 Jahre beträgt – weit über dem 18 bis 24-monatigen Entwicklungszyklus für Rechenzentren. In Spanien schafft das neue Königliche Dekret des Ministeriums für ökologischen Wandel, das Rechenzentrumsbetreiber verpflichtet, öffentlich über Energieeffizienz, Erneuerbarenmix, Wasserverbrauch und CO₂-Fussabdruck zu berichten, sowohl Compliance-Druck als auch einen Wertzuwachs für Einrichtungen, die sauberen und zuverlässigen Strom in grossem Massstab gesichert haben.

Entwicklung von Rechenzentern und des Immobilienmarktes

Der Rechenzentrumssektor verändert die Immobilienmärkte in Spanien und Portugal. SOCIMIs (spanische REITs), traditionell auf Büro- und Einzelhandelsflächen fokussiert, verlagern ihr Engagement zunehmend auf Rechenzentren. Merlin Properties' Verpflichtung über EUR 2,4 Mrd. zur Entwicklung von 274 MW Kapazität in Madrid, Bilbao, Barcelona und Lissabon – teilweise in Partnerschaft mit CoreWeave – ist das prominenteste Beispiel. Laut dem neuesten CBRE-Rechenzentrumsbericht stehen im iberischen Markt in den nächsten zehn Jahren über EUR 90 Mrd. auf dem Spiel, davon rund 90% in Spanien.

Das Colocation-Modell – bei dem Betreiber Rackflächen, Strom und Konnektivität an mehrere Mieter vermieten – dominiert in Madrid und Barcelona und breitet sich auf Lissabon, Sines, Zaragoza und Bilbao aus, Investitionen in Rechenzentrumsimmobilien bieten langfristige, inflationsindexierte Cashflows, abgesichert durch 10–20-jährige Mietverträge mit erstklassigen Hyperscaler-Mietern, bei gemeldeten EBITDA-Margen von 35–50% im grossen Massstab. Die CBRE Global Data Center Investor Intentions Survey fand, dass 95% der Investoren planen, ihre Investitionen in Rechenzentren 2025 zu erhöhen, wobei 41% mehr als USD 500 Mio. Eigenkapital bereitstellen.

Corporate PPAs und Green Finance

Power Purchase Agreements (PPAs) bilden die wichtigste kommerzielle Brücke zwischen Entwicklern erneuerbarer Energie und Rechenzentrumsbetreibern. Für erneuerba-

re Energieentwickler in Spanien und Portugal bieten PPAs mit Hyperscalern 10–15-jährige Verträge zu festen Preisen – und bietet die erforderliche Umsatzsicherheit für die Projektfinanzierung, während gleichzeitig die 24/7-Vorgaben der Unternehmen für saubere Energie erfüllt werden. Das symbiotische PPA-Modell, das die Versorgung mit erneuerbarer Energie direkt mit dem AI-Technologie-Stack des Kunden verbindet (wie im Iberdrola-Microsoft-Azure-Deal), wird voraussichtlich zum Wettbewerbsstandard.

Die EU-Taxonomie für nachhaltige Finanzen und der spanische NECP (Nationaler Energie- und Klimaplan) schaffen regulatorische Rahmenbedingungen für grün gekennzeichnete Rechenzentrumsinfrastruktur. Einrichtungen, die zu 100% mit erneuerbarer Energie betrieben werden und über hohe Wassereffizienz und Abwärmenutzung verfügen, qualifizieren sich unter dem EU-Green-Bond-Rahmen für bevorzugte Finanzierungsbedingungen.

Risiken, regulatorischer Kontext und Strategische Überlegungen für Edisun Power

Trotz der günstigen strukturellen Rahmenbedingungen müssen Investoren und Entwickler eine Reihe wesentlicher Risiken beachten:

- **Netzanschlusszeiten:** Die Lücke zwischen der Pipeline-Kapazität (12 GW in Spanien genehmigt) und der realistischen Umsetzung (2–3 GW bis 2030) zeigt erhebliche Engpässe bei Netzanschlüssen. Projekte ohne gesicherte Netzanschlussvereinbarungen drohen mehrjährige Verzögerungen. Die frühe Standortwahl in der Nähe geplanter Netzausbaubereiche ist ein entscheidender Wettbewerbsvorteil (Freshfields, 2025).

Tabelle 4: Zentrale regulatorische und politische Mechanismen im Zusammenhang mit Investitionen in Rechenzentren und erneuerbare Energien auf der Iberischen Halbinsel

| Politik / Mechanismus | Jurisdiktion | Investitionsrelevanz |
|---|--------------|--|
| Netzzugangsauktion (3,7 GW nach CO2-Reduktion priorisiert) | Spanien | Filter für hochwertige DC-Entwickler; Wettbewerbsvorteil |
| EUR 13,6 Mrd. Netzentwicklungsplan bis 2030 | Spanien | Investitionen in Netzinfrastruktur; langfristige Planungssicherheit |
| Königliches Dekret: Speicher-Hybridisierung & Genehmigungen | Spanien | Beschleunigung der BESS-Ko-Standorte; Finanzierbarkeit im Rahmen der Projektfinanzierung |
| 22,5 GW Speicherziel bis 2030 | Spanien | Grosse Beschaffungspipeline für Speicherentwickler |
| IDAE-Förderprogramm für BESS (EUR 700 Mio.) | Spanien | Subventionskomponente für Speicher; reduziert Eigenkapitalbedarf |
| NECP 2023–2030: 81% erneuerbare Energien bis 2030 | Spanien | Strukturelle Nachfrage nach neuen erneuerbaren Kapazitäten |
| Nationale BESS-Auktion + «Green Map» | Portugal | Vorab genehmigte Zonen reduzieren Genehmigungsrisiken; beschleunigen den Ausbau |
| EU-Netzpaket (2025) | EU-weit | Beschleunigte Netzgenehmigungen; im Einklang mit der Dringlichkeit von DC-Anschlüssen |
| EU AI Act und Data Act | EU-weit | Nachfrage nach Datensouveränität; europäische KI-Rechenkapazitäten für Compliance erforderlich |

Quelle: IEA Electricity 2026. Strategic Energy Europe Jan 2026. RatedPower Nov 2025

- Spekulative Projektaufblähung: Die IEA schätzt, dass in den USA nur etwa 20% der Anträge auf Rechenzentrums-Netzanschlüsse tatsächlich umgesetzt werden; in Spanien zeigt sich eine ähnliche Dynamik. Investoren sollten rigorose Due-Diligence-Prozesse anwenden, um spekulative von realisierbaren Projekten zu unterscheiden.
- Analyse des Iberischen Blackouts: Der Iberische Blackout am 28. April 2025 verdeutlichte die Risiken für die Netzstabilität bei hoher Durchdringung erneuerbarer Energien und unzureichender Trägheit. Investitionen müssen Netzresilienz, Co-Location von Speichern und Strategien für Eigenversorgung berücksichtigen.
- Netzverbindung mit Frankreich: Spanien ist weiterhin kritisch unterversorgt mit grenzüberschreitender Verbindung zu Frankreich (derzeit ca. 3 GW). Fortschritte bei neuen Netzverbindungen haben strategische Priorität für Systemstabilität und Marktintegration.
- Szenario Atomausstieg: Die geplante Abschaltung von Almaraz I (2027), Almaraz II (2028) und Cofrentes/ Ascó I (2030) entfernt ca. 4 GW Grundlastkapazität. Obwohl eine endgültige Entscheidung noch aussteht (IEA 2026) und eine Rücknahme der ursprünglichen Entscheidung wahrscheinlich sein könnte, sind beschleunigte Speicher- und Netzinvestitionen erforderlich, um die Systemzuverlässigkeit zu gewährleisten.
- Wasserknappheit: Der Klimawandel erhöht den Wasserdruck auf der Iberischen Halbinsel, was ein operatives Risiko für luftgekühlte Rechenzentren darstellt. Wassersparende Kühltechnologien (z.B. die Anlage von Azora in Zaragoza) und Meerwasserkühlung (Sines) sind wichtige Differenzierungsmerkmale.

Das regulatorische Umfeld auf der Iberischen Halbinsel unterstützt im Grossen und Ganzen Investitionen in Rechenzentren und erneuerbare Energien, wobei mehrere spezifische Mechanismen einen Wettbewerbsvorteil schaffen.

Die Entwicklung im Energiesektor zeigt auf, dass die Strategie von Edisun Power zusammen mit seinem Entwicklungspartner Smartenergy gut finanziert wird:

- Fokus auf gesicherten Netzzugang: Angesichts der überzeichneten Netzanschluss-Warteschlange in Spanien ist Edisun gut positioniert
- Priorisierung einer PPA-gebundenen Projektpipeline mit Hyperscalern mit Investment-Grade-Rating, um Stromlösungen für Rechenzentren anzubieten
- Ko-Standort von BESS mit Solar- und Windanlagen: Spaniens Abregelungsraten und Netzengpässe – klar durch IEA-Daten belegt – bedeuten, dass reine Erzeugungsprojekte Einnahmerisiken tragen. Die Kombination mit BESS wandelt abgeregelte Energie in Erlöse um und qualifiziert Projekte für Premium-Abnahmeverträge von Rechenzentren
- Madrid als primärer Entwicklungshub: Diese Region kombiniert hohe erneuerbare Ressourcen, verfügbare Flächen, optimale Glasfaserinfrastruktur und Nähe zur grössten KI-Nachfragerregion Spaniens
- Frühe Einbindung in das Sines-Ökosystem in Portugal, um neue Stromlösungen für das entstehende Rechenzentrums-Ökosystem zu entwickeln
- Beschleunigung des Speicherausbaus: Spaniens Ziel von 22,5 GW bis 2030 erfordert etwa 3–4 GW neue Installationen pro Jahr – die aktuelle Pipeline liegt deutlich darunter
- Energieversorger, die proaktiv auf Hyperscaler mit Netzanschlussangeboten – einschliesslich Garantien für erneuerbare Energien – zugehen, werden langfristige Kunden zu Premiumtarifen gewinnen.

Fazit: Das Jahrzehnt der digitalen Elektrizität auf der Iberischen Halbinsel

Die Erkenntnisse aus aktuellen Studien und Marktanalysen sind eindeutig: Die Iberische Halbinsel tritt in ein Jahrzehnt strukturell stark steigender Stromnachfrage ein, angetrieben durch KI-Rechenzentren, den Ausbau erneuerbarer Energien, Elektrifizierung und grünen Wasserstoff – gestützt durch mehr als 90 Milliarden Euro an zugesagten und geplanten Investitionen.

Spanien und Portugal bieten eine Kombination struktureller Vorteile – reichlich erneuerbare Energie, transatlantische Konnektivität, sich verbessernde regulatorische Rahmenbedingungen und deutlich geringere Netzengpässe als nordeuropäische Märkte – die sie an die Spitze der Standortwahl von Hyperscalern in Südeuropa setzen.

Für Edisun Power und seine potenzielle Investoren ist das Zeitfenster für einen First-Mover-Vorteil offen, schliesst sich jedoch zunehmend, Netzzugang, erneuerbare Kapazitäten und erstklassige Standorte für Rechenzentren stehen bereits im Wettbewerb zwischen den grössten Technologieunternehmen der Welt. Wer jetzt konsequent handelt – Netzanbindungen sichert, langfristige PPAs abschliesst und Kapital in Speicher- und Netzinfrastruktur investiert – wird an einem der bedeutendsten Energie-Investitionszyklen in der Geschichte der Iberischen Halbinsel teilhaben.

Finale Investmentthese

Das iberische Ökosystem für Rechenzentren und erneuerbare Energien bietet Investoren eine seltene Kombination aus langfristiger Einnahmesehbarkeit (10 bis 20-jährige PPAs und Mietverträge mit Hyperscalern), strukturellen Nachfragetreibern (KI, Elektrifizierung, digitale Souveränität der EU), staatlicher Unterstützung (EUR 13,6 Mrd. spanischer Netzentwicklungsplan, IDAE-Speicherförderprogramm, EU-Netzpaket) sowie geografischen Wettbewerbsvorteilen (transatlantische Kabelanbindung, Kosten für erneuerbare Energien). Die risikoadjustierten Renditen in den Bereichen erneuerbare Energien + Speicher sowie Rechenzentrumsinfrastruktur auf der Iberischen Halbinsel werden im Zeitraum 2025–2030 voraussichtlich vergleichbare Anlagen in Nordeuropa übertreffen, wobei die Wachstumsraten in Spanien und Portugal etwa beim 2- bis 3-Fachen des EU-Durchschnitts liegen dürften.

Quellen und Referenzen

Neben eigenen Recherchen und Erfahrungen basieren alle Daten, Prognosen und Analysen in diesem Bericht auf den folgenden Primär- und Sekundärquellen:

Primärquellen — Berichte 2025/2026:

- IEA (Internationale Energieagentur). Electricity 2026: Analysis and Forecast to 2030. Paris: IEA, März 2026. CC BY 4.0. www.iea.org
- Goldman Sachs Research. „AI/Data Center Power Demand: The 6 Ps Driving Growth and Constraints.“ GS SUSTAIN Report. November 2025. www.goldmansachs.com
- Goldman Sachs Research. „AI to Drive 165% Increase in Data Center Power Demand by 2030.“ Februar 2025. www.goldmansachs.com
- Goldman Sachs Research. „Accelerating Power Demand from Data Centers Is Poised to Boost New Energy Technologies.“ Dezember 2025. www.goldmansachs.com
- McKinsey & Company. Global Energy Perspective 2025. Oktober 2025. www.mckinsey.com
- Strategic Energy Europe. „Spanish Energy Companies Gear Up to Power Data Centres: 12 GW at Stake and Over EUR 30 Billion in Investment.“ 13. Januar 2026. strategicenergy.eu
- Data Center Knowledge / Informa. „AI Demand and Policy Shifts Redraw Europe's Data Center Map for 2026.“ 8. Januar 2026. datacenterknowledge.com
- Freshfields Bruckhaus Deringer. „Inside Infrastructure: Spotlight on Spain's Data Centre Assets.“ 2025. transactions.freshfields.com
- CBRE. Data Center Report: Iberian Market — Spain and Portugal. Q4 2025 / Dezember 2025
- JLL. EMEA Data Centre Research — 2026 Outlook. Daniel Thorpe, Head of Data Centre Research EMEA. Januar 2026
- RatedPower. „From Sun to Socket: What Iberia's Grid Needs to Handle 2030 Renewable Targets.“ 25. November 2025. ratedpower.com
- Urbanitae. „Spain Accelerates with EUR 90 Billion in Data Centre Projects.“ 3. Dezember 2025. blog.urbanitae.com

Regulatory and Government Sources:

- Spanisches Ministerium für den ökologischen Wandel und die demografische Herausforderung. Aktualisierter Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP) 2023–2030. Madrid: Regierung Spaniens
- Red Eléctrica de España (REE / Redeia). Netzentwicklungsplan 2030 für Spanien. Madrid: REE. 2025
- IDAE (Institut für Diversifizierung und Energieeinsparung). Förderprogramm für Energiespeicherung. Madrid: IDAE. 2025
- Europäische Kommission. EU-Netzpaket. Brüssel: Europäische Kommission. 2025
- Regierung von Portugal / ERSE. Nationaler BESS-Auktionsrahmen. Lissabon: 2026

Dieser Bericht dient ausschliesslich Informationszwecken und stellt keine finanzielle, rechtliche oder Anlageberatung dar. Alle Prognosen sind zukunftsgerichtete Schätzungen auf Basis der genannten Drittquellen. Investoren sollten vor einer Investitionsentscheidung eine unabhängige Due-Diligence-Prüfung durchführen.



Interview mit dem CEO José María Llopis von Edisun Power



Was hat dich denn in den ersten zehn Monaten als CEO bei Edisun Power am meisten überrascht – positiv wie negativ?

Positiv hat mich vor allem das hohe Engagement des gesamten Edisun Power Teams sowie von seinen Partnern und allen weiteren Dienstleistern von Edisun Power überrascht.

Die technische Exzellenz, die Geschwindigkeit mit der unser Team komplexe Herausforderungen in den Bereichen Projektentwicklung, Netzanschluss, Finanzen und Asset Management lösen, sowie das gemeinsame Verständnis für die Resilienz in Zeiten der diesjährigen Krise haben meine Erwartungen übertroffen.

Selbst in einem anspruchsvollen Marktumfeld bleibt das Team immer pragmatisch und zielorientiert. Diese Dynamik ist eine unserer grossen Stärken und ein wesentlicher Faktor für unsere Wettbewerbsfähigkeit.

Negativ überrascht hat mich hingegen das Ausmass der externen Komplexität und Volatilität im Markt, die wir gleichzeitig bewältigen müssen. Fast monatlich ändern sich die regulatorischen Rahmenbedingungen in allen europäischen Ländern, in denen Edisun Power tätig ist. Dazu kommen Netzengpässe, Unsicherheiten in den Lieferketten sowie zunehmend anspruchsvolle Finanzierungsstrukturen. Für sich genommen ist nichts davon neu, aber die kumulative Wirkung auf unsere Projekte ist grösser als ich erwartet hätte. Das hat mir noch einmal deutlich vor Augen geführt, wie entscheidend Resilienz und Anpassungsfähigkeit sind, um im heutigen Erneuerbaren Markt nachhaltig zu wachsen.

Mit welchen Entwicklungen und Herausforderungen im Bereich der erneuerbaren Energien siehst du dich konfrontiert?

Erstens: Die zunehmende Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen in fast allen Märkten in den Edisun

Anlagen betreibt, was sich direkt negativ auf die Wirtschaftlichkeit unserer Anlagen auswirkt.

Der zweite Punkt sind sinkende Preise für langfristige Stromabnahmeverträge (PPA). Wenn es viele Stunden mit sehr niedrigen oder sogar negativen Marktpreisen gibt, sinken auch die PPA-Preise entsprechend.

Die dritte grosse Herausforderung ist die Überlastung der Hochspannungsnetze. Besonders stark ist dies in der Iberischen Halbinsel, also in Spanien und Portugal zu spüren. Dort fehlen zunehmend Netzanschlusskapazitäten.

Und «last but not least» ist der grossflächige Stromausfall vom 28. April 2025: Dieser Blackout hatte vor allem in Spanien erhebliche negative Auswirkungen. Seitdem betreibt der Netzbetreiber Red Eléctrica das Netz deutlich konservativer. So wird der Anteil erneuerbarer Energien im Netz zeitweise bewusst reduziert, um mehr Stabilität zu gewährleisten, unter anderem durch den verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken. Netzbetreiber schalten hierbei gezielt Solaranlagen ab (Abregelung).

In Europa und in den USA gibt es derzeit viele politische Veränderungen. Inwiefern betreffen diese politischen Entwicklungen Edisun Power?

Mehrmals hat sich bewiesen, dass politische und makroökonomische Entscheidungen eine massive Unsicherheit bei Investoren hervorrufen können. Diese Unsicherheit wirkt sich direkt auf Investitionsentscheidungen aus, und hat uns mehrmals betroffen.

Edisun bleibt zu 100% seinen Zielen verpflichtet: der Dekarbonisierung durch erneuerbare Energien, der Integration von Speichersystemen sowie die Ermöglichung erneuerbarer Energien für Rechenzentren. Die aktuellen politischen Veränderungen haben jedoch den politischen Willen geschwächt, was die regulatorischen Rahmenbedingungen für den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien beeinflussen kann.

Wie siehst du die Entwicklung der Solarpreise in Europa, obwohl diese Frage schon zum Teil vorhergehend beantwortet wurde?

In gewisser Weise entstehen diese negativen Effekte da-

durch, dass der Anteil von Solarenergie und von Windenergie im Energiemix in fast allen Märkten stetig steigt. Je mehr erneuerbare Kapazität aufgebaut wird, desto stärker zeigt sich der sogenannte «Entenkurven»-Effekt.

Diese «Entenkurve» beschreibt den typischen Verlauf der Strompreise im Tagesverlauf: Im Laufe des Vormittags bis zum Mittag steigen die Preise an. Zur Mittagszeit, wenn die Solarproduktion sehr hoch ist, fallen die Preise stark ab, teilweise bis auf null oder sogar in den negativen Bereich. Am Abend steigen sie dann wieder deutlich an, wenn die Nachfrage hoch ist und die Solarproduktion zurückgeht. Dadurch wird der erzielte Preis (Capture) für Solarenergie im Markt immer niedriger.

Wie sichern wir langfristig stabile Margen trotz des zunehmenden Preisdrucks?

Unsere Strategie beruht auf zwei Säulen:

Die erste ist der konsequente Ausbau von Batteriespeichersystemen. Insbesondere bei neuen Solarprojekten, die keinen festen Einspeisetarif mehr haben, ist es entscheidend, die Anlagen mit Speichern zu kombinieren.

Diese Systeme speichern die Energie in Zeiten niedriger oder negativer Preise und speisen sie wieder ein, wenn die Preise am Abend deutlich höher sind. Dadurch nutzen wir den sogenannten «Spread» im Marktpreis – also die Differenz zwischen den niedrigen Preisen zur Mittagszeit und den hohen Preisen am Abend.

Dieser Spread hat sich in den letzten Jahren enorm vergrössert, insbesondere in Spanien und auf der Iberischen Halbinsel. Im vergangenen Jahr lag er teilweise bei 70 bis 80 Euro pro Megawattstunde.

Die zweite Säule ist die Sicherung eines Offtakers oder die Absicherung durch langfristige Abnahmeverträge. Wenn wir für eine Anlage einen festen Abnehmer haben, mit dem wir einen langfristigen Vertrag abgeschlossen haben, sind wir von negativen Marktpreisen weitgehend entkoppelt.

Wir sehen dass das frühere Businessmodell – Strom zu produzieren und ins Netz einzuspeisen, zunehmend an seine Grenzen stösst und kein nachhaltiges Zukunftsmodell mehr ist. In Zukunft wird es entscheidend sein, dass Solaranlagen zusätzliche Leistungen erbringen können. Neben der reinen Stromproduktion werden sogenannte «Ancillary Services» immer wichtiger: Leistungen zur Netzstabilität, die vor allem in Kombination mit Speichersystemen möglich sind.

Dazu gehört zum Beispiel die Bereitstellung von Kapazität: die Fähigkeit, sehr schnell mehr Leistung ins Netz einzuspeisen oder die Einspeisung zu reduzieren, wenn das Netz instabil wird. Für solche Leistungen werden Netzbetreiber künftig zunehmend bezahlen. Damit entsteht neben dem klassischen Stromverkauf eine zweite, sehr wichtige Einnahmequelle.

Welche Faktoren führten dazu, dass das Grossprojekt Fuencarral im Grossraum Madrid realisiert wird und nicht an einem anderen Standort oder in einem anderen Land?

Madrid ist gleichzeitig die Provinz mit dem grössten Energiebedarf und der niedrigsten Stromproduktion in Spanien. Das trägt dazu bei, dass Madrid die Provinz in Spanien ist mit dem höchsten Energiedefizit Produktion/Verbrauch. Daher braucht Madrid unbedingt Metropolnahe Stromproduktion. Fuencarral mit 941 MWp wird die grösste Elektrizitätskraftanlage in der Provinz sein und dazu beitragen, dass sich dieses Defizit verringert. Für die Solaranlage ist die Nähe an der Metropolitan Area von Madrid ein enormer Vorteil. Curtailment/Abregelung existiert in diesem Fall nicht, da die Anlage so nah am Verbrauch sein wird.

In anderen Regionen in Spanien wo es viel Stromproduktion, aber keinen Verbrauch in der Nähe gibt, ist die Abregelung am grössten.

Wo sehen Sie aktuell den grössten Engpass in der Projektentwicklung und in der Umsetzung?

Zum einen wie bereits erwähnt in der Überlastung der Hochspannungsnetzes auf der Iberischen Halbinsel mit mangelnden Netzanschlusskapazitäten für Verbraucher und für Stromproduzenten.

Die zweite Herausforderung sind die Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren bei den Behörden, die die ganze Branche betreffen.

Theoretisch sieht die Regulierung vor, dass ein Projekt in etwa drei Jahren bis zur Baureife entwickelt werden kann. In der Praxis erleben wir heute jedoch Entwicklungszeiten von sechs bis sieben Jahren – also fast doppelt so lange.

Was unterscheidet die Projekte von Edisun Power qualitativ von denen der Konkurrenz?

Wir unterscheiden uns von der Konkurrenz vor allem dadurch, dass wir die gesamte Wertschöpfungskette intern sehr gut abgesichert haben. In unseren Projekten bei Edisun Power sehen wir Exzellenz und Professionalität in allen Bereichen dieser Kette.

Das beginnt bei der Projektentwicklung mit Greenfield, der Projektumsetzung/EPC mit Prodiel, dem hausinternen Asset Management bei Edisun bis zur Energievermarktung durch Haz de Luz.

Welche Learnings aus vergangenen Projekten prägen heute deine Entscheidungen?

Die Projektplanung sollte von Anfang mit den betroffenen Stakeholdern besprochen und diese eingebunden werden: Gemeinden, Landeigentümer, Behörden, die für die Umwelt- und administrative Genehmigung zuständig sind. Infrastrukturbetreiber (Zuglinien/ Autobahnen/ Landstrassen/ Gaslinien/ Flüsse) sollen frühmöglichst berücksichtigt werden um die Entwicklungszeit zu minimieren. Jedes Projekt soll mit Rücksicht auf diese Stakeholder konzipiert und entwickelt werden, was unser Projektentwicklungspartner schon bei unseren Projekten gemacht hat.

Welche Kompetenzen werden zukünftig besonders gefragt sein?

Ich denke, die wichtigste Kompetenz im Bereich der Solarenergie wird künftig der Umgang mit Speichersystemen sein. Wir brauchen dafür starke technische Kompetenzen im Engineering und in der Projektentwicklung.



Gleichzeitig wird das Asset Management immer wichtiger. Speichersysteme eröffnen eine ganze Reihe neuer Möglichkeiten, zusätzliche Erlöse zu generieren. Diese hängen stark davon ab, wie gut die Anlagen betrieben und vermarktet werden. Dazu gehört zum Beispiel die Arbitrage: also der Verkauf von Strom zu unterschiedlichen Zeiten des Tages, abhängig vom Marktpreis. Das erfordert eine sehr präzise kommerzielle Steuerung der Anlagen.

Hinzu kommen neue Leistungen wie die Spannungs- und Frequenzregelung. Gerade beim grossen Stromausfall in Spanien wurde deutlich, wie wichtig solche Systemdienstleistungen sind und wie begrenzt sie bisher verfügbar waren.

Auch Kapazitätsmärkte und weitere Netzdienstleistungen werden an Bedeutung gewinnen. Dafür brauchen wir neue Kompetenzen – sowohl technisch als auch kommerziell.

Wenn wir hier nicht aufrüsten, werden wir langfristig nicht wettbewerbsfähig bleiben.

Wo steht Edisun Power in drei bis fünf Jahren?

In drei bis fünf Jahren wird Edisun seine «Renewables to AI» Strategie mit dem Fuencarral Projekt bewiesen und umgesetzt haben. Das bedeutet, dass das Projekt erfolgreich verkauft wurde. Fuencarral und die Rechenzentren bis Baureife entwickelt und im Falle des Solarprojektes die Kunden im EPC und in der Inbetriebnahme begleitet wurden.

Andere «Renewables to AI» in Portugal und Spanien werden neu entwickelt und der Verkaufsprozess an Investoren schon früh gestartet.

Warum bist du optimistisch, dass wir dieses Ziel erreichen?

Aus mehreren Gründen bin ich optimistisch. Erstens, weil sich in den letzten Monaten gezeigt hat, dass ein enormes Interesse seitens der Investoren an dem Projekt Fuencarral besteht. Sowohl für die Solaranlage als auch für das Rechenzentrum – und vor allem die Kombination aus beiden die Attraktivität des Projekts deutlich erhöht hat.

Zweitens, weil wir im Edisun Team ein sehr starkes Commitment und einen hohen Grad an Professionalität haben, um diese Strategie umzusetzen.

Und drittens, weil sich in den letzten zehn Monaten gezeigt hat, dass wir in der Lage sind, diese neue Strategie erfolgreich weiterzuentwickeln. Für uns war vieles neu, aber wir haben es geschafft, das Projekt konsequent in Richtung unserer Ziele zu führen. Die Entwicklung und Umsetzung unserer Strategie war in dieser Zeit sehr positiv.

Deshalb bin ich überzeugt, dass wir diesen Schritt erfolgreich gehen werden.



**Wir müssen uns auf
wachstumsstarke
Märkte fokussieren,
in denen Dekarbonisie-
rung den grössten Nut-
zen entfaltet, etwa bei
Stromversorgungslösun-
gen für Rechenzentren.**

Dr. René Cotting
CFO (mandiert)
Edisun Power

Belastung der Ergebnisse durch ungünstige Wetterbedingungen und Wertminderungen

- Der Umsatz sank um **72,7 % auf CHF 14,06 Millionen.** bedingt durch ungünstige Wetterverhältnisse und die hohe Vergleichsbasis des Vorjahres.
- Reduktion des EBITDA um **48,9% auf CHF 8,47 Millionen** bei einer Marge von 60,2%
- Solarstromproduktion von 152 352 MWh. unter dem Vorjahr mit **5,2%**
- Vorgeschlagene **Aussetzung der Dividende**

2025 war das zweite Übergangsjahr für Edisun Power. in dem der Schwerpunkt auf der Entwicklung des grossflächigen Solarprojekts «Fuencarral to Al» lag: Strategisch treibt Edisun Power – etwa durch den Erwerb neuer Entwicklungsrechte (SPVs) – die Versorgung von Rechenzentren in der Region Madrid mit erneuerbarer Energie voran. Finanziell konzentrierte sich Edisun auf Massnahmen zur Finanzierung, wie die Ausgabe neuer Anleihen und eine Kapitalerhöhung. Marktseitig wirkten sich die ungünstigeren Wetterbedingungen und niedrigeren Marktpreise negativ und erheblich auf die erzielten Einnahmen aus. Angesichts der umfangreichen Investitionen im Zusammenhang mit der «Fuencarral to Al»-Anlage schlägt der Verwaltungsrat der Generalversammlung vor, die Dividendenausschüttung für 2025 auszusetzen, um die Weiterentwicklung und den Verkauf der «Fuencarral to Al»-Anlage zu priorisieren.

Umsatzrückgang

Der Gesamtumsatz der Gruppe sank um 72,7% auf CHF 14,06 Mio. (2024: CHF 51,54 Mio.) bzw. in lokalen Währungen um 72,2%. Der Rückgang ist hauptsächlich auf ungünstige Wetterbedingungen sowie auf die hohe Vergleichsbasis des Vorjahres aufgrund des Verkaufs des italienischen Portfolios von PV-Projektrechten zurückzuführen. Betrachtet man ausschliesslich die Erlöse aus dem Verkauf von Solarstrom, musste Edisun einen Umsatzrückgang von CHF 0,8 Mio. bzw. 5,2% (in lokaler Währung 3,9%) verzeichnen, hauptsächlich bedingt durch einen Rückgang der Solarproduktion in den Märkten Spanien und Portugal, niedrigere Strommarktpreise und die Ausserbetriebnahme kleinerer Anlagen in Deutschland am Ende ihrer Lebensdauer.

Insgesamt lag die Solarstromproduktion mit 152 352 MWh um 5,2% unter dem Niveau von 2024. Die Stromproduktion sank um 12,6% in Spanien, 5,7% in Deutschland und 3,7% in Portugal, während sie in der Schweiz um 4,3%, in Frankreich um 3,2% und in Italien um 3,2% zunahm. Hauptgründe für den Rückgang waren die schlechten Wetterbedingungen, insbesondere auf der Iberischen Halbinsel, die sechswöchige Unterbrechung der PV-Anlage Requena in Spanien aufgrund vandalismusbedingter Diebstähle, die kritische Infrastruktur beschädigten, und in geringerem Masse die Schliessung einiger kleinerer Anlagen in Deutschland, Erbach (440 kWp) und Kempten Lebert (312 kWp).

Ein noch stärkerer Rückgang der Stromproduktion konnte dank verschiedener Erneuerungsinvestitionen, insbesondere in Wechselrichter, und eines proaktiven Anlagenmanagements verhindert werden: So stieg die Stromproduktion im Vergleich zu 2024 in der Schweiz in der Anlage Grand Hangar um 45,8 MWh (+17%), in Spanien in Valle Hermoso um 26,8 MWh (+12,5%) und in Frankreich in der Anlage Imerys um 53,7 MWh (+12,2%).

Insgesamt wurden 74% der Energieproduktion von Edisun in Portugal erzeugt, 18% in Spanien, und die restlichen 8% entfielen auf Frankreich, Deutschland, die Schweiz und Italien zusammen.

EBITDA Reduktion und Nettoverlust in 2025

Das Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen und Amortisationen (EBITDA) belief sich auf CHF 8,5 Mio. gegenüber CHF 16,6 Mio. im Vorjahreszeitraum 2024. Die Erlöse aus Herkunftsnachweisen (Guarantees of Origin, GOs) in Portugal stiegen aufgrund höherer Marktpreise im Vergleich zum Vorjahr deutlich an. Die Einnahmen erhöhten sich von knapp CHF 50 000 in 2024 auf CHF 0,55 Mio. im Berichtszeitraum 2025, was sich positiv auf das Ergebnis auswirkte.

Die Anlagen in der Schweiz wiesen eine hohe EBITDA-Marge von 77,5% auf (2024: 86,8%), was hauptsächlich auf die vorteilhaften festen Einspeisetarife zurückzuführen ist. Frankreich hielt eine stabile Marge von 80,2% (2024: 80,5%), Portugal blieb mit 74,4% stabil (2024: 74,3%). Die EBITDA-Margen in Italien verbesserten sich auf 81,4% (2024: 53,8%) und in Deutschland auf 52,1% (2024: 48,2%). Den grössten Rückgang mit einem Einfluss von fast CHF 0,6 Mio. auf das EBITDA musste Spanien verzeichnen, hauptsächlich bedingt durch ungünstige Wetterbedingungen und Anlagenstillstände aufgrund externer Faktoren. Die Gruppe meldete eine EBITDA-Marge für die operativen Anlagen von 60,2% gegenüber 69,2% im Vorjahr.

Die Abschreibungen auf die Solaranlagen beliefen sich auf CHF 5,7 Mio. (2024: CHF 6,57 Mio.). Darüber hinaus wurde eine Wertminderung von CHF 2,1 Mio. erfasst, die hauptsächlich Photovoltaikanlagen in Deutschland betrifft, namentlich PV Hörselgau UG & Co. KG, bei der eine zukünftige Werthaltigkeit als unwahrscheinlich gilt, und PV Leipzig Alter Flughafen UG & Co. KG, was niedrigere erwartete zukünftige Cashflows widerspiegelt. Im Vergleich zum Vorjahr erreichte das Betriebsergebnis CHF 0,7 Mio. (2024: CHF 9,71 Mio.), was einer EBIT-Marge von 4,9% (2024: 18,8%) entspricht.

Die Nettofinanzierungskosten einschliesslich Währungseffekten stiegen auf CHF 7,24 Mio., wobei die Zinsaufwendungen CHF 7,49 Mio. betragen (2024: CHF 7,07 Mio.), was direkt auf die erhöhten zinstragenden Darlehen zur Unterstützung der Entwicklungsaktivitäten zurückzuführen ist.

Insgesamt belief sich der Nettoverlust auf CHF -7,05 Mio. (2024: Gewinn CHF 2,85 Mio.), was einem Ergebnis je Aktie von CHF -6,30 (2024: CHF 2,75) entspricht. Hauptursachen hierfür waren die ungünstigen Wetterbedingungen, die die operative Leistung beeinträchtigten, sowie die hohe Vergleichsbasis durch den profitablen Verkauf der italienischen PV-Portfolio-Anlagen im Jahr 2024.

Fortgesetzte Investitionen in Entwicklung und neue Finanzierungen

Der Cashflow aus der operativen Geschäftstätigkeit belief sich auf CHF -3,43 Mio., deutlich niedriger als im Vorjahr mit CHF 0,22 Mio. Dies ist hauptsächlich auf geringere Zahlungseingänge aus dem Stromverkauf sowie auf höhere Zinszahlungen zurückzuführen. Die Entwicklung der PV-Anlagen wurde kontinuierlich vorangetrieben. Die Sadino-Anlage (22 MWp) befindet sich im Status «Baufertig» und wurde als «zum Verkauf gehalten» klassifiziert. Die Fuencarral-Solaranlage (941 MWp) verschlang den Grossteil der Entwicklungsinvestitionen in Höhe von CHF 4,2 Mio. (2024: CHF 9,68 Mio.).

Edisun Power war in seinen Finanzierungsaktivitäten erfolgreich: Es wurde eine fünfjährige Anleihe mit einem Kupon von 3,5% ausgegeben, die sowohl von bestehenden als auch neuen Investoren gezeichnet wurde, mit einem Gesamtemissionsvolumen von CHF 16,2 Mio. sowie eine Kapitalerhöhung in Höhe von CHF 5 Mio. Diese Mittel wurden für die Entwicklung der Solaranlagen sowie für die Rückzahlung von Schulden verwendet, hauptsächlich im Zusammenhang mit der Übernahme der Fuencarral-Projekte.

Mit CHF 346,9 Mio. lagen die Gesamtaktiva nur leicht unter dem Vorjahreswert von CHF 353,7 Mio. Die im Jahr 2025 abgeschlossene Kapitalerhöhung hatte einen positiven Effekt auf das Eigenkapital; dieser Effekt wurde jedoch durch den im Berichtszeitraum ausgewiesenen Nettoverlust ausgeglichen, sodass sich die Eigenkapitalquote auf 28,3% (2024: 29,4%) verringerte. Die Nettoverschuldung (Fremdkapital abzüglich liquider Mittel) sank leicht auf CHF 235,8 Mio. (2024: CHF 238,4 Mio.). Dies spiegelt den erheblichen Wert der in Entwicklung befindlichen Anlagen und den deutlichen Rückgang der

Sachanlagen von CHF 342,8 Mio. auf 99,5 Mio. wieder. ausgeglichen durch die Umklassifizierung des Fuencarral-AI-Projekts in Spanien und des Sadino-Projekts in Portugal zu Vorräten (CHF 235,2 Mio.). da beide Projekte zum Verkauf gehalten werden. Die kurzfristigen Verbindlichkeiten stiegen auf CHF 55,4 Mio. (2024: CHF 12,9 Mio.). hauptsächlich aufgrund der Umklassifizierung einer 2026 fälligen Anleihe zu kurzfristigen Verbindlichkeiten.

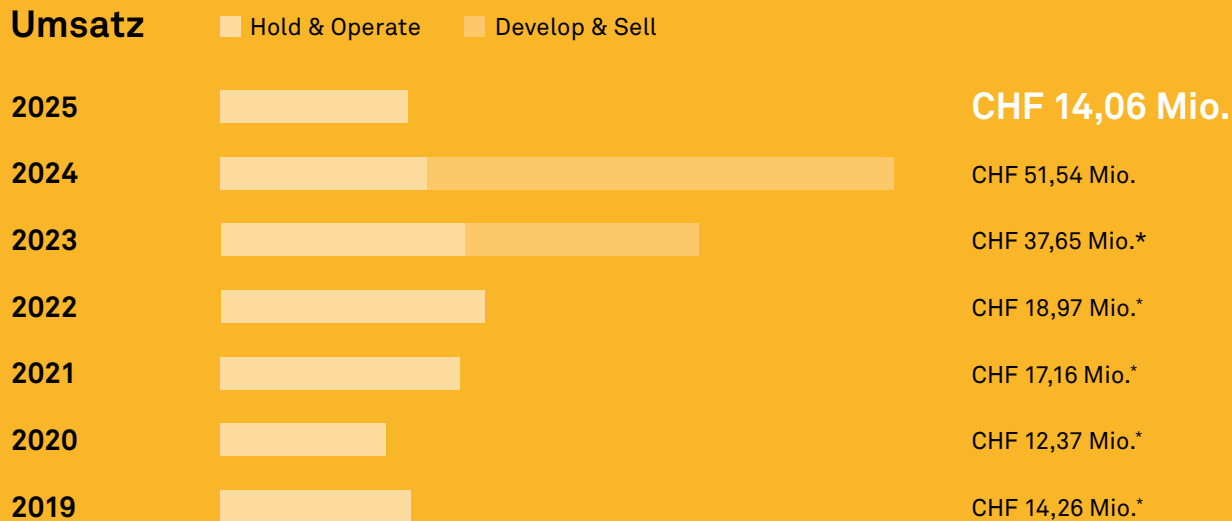
Ausblick für das laufende Jahr, neue Finanzierungs-massnahmen, anstehende Verkäufe und Aussetzung der Dividendenausschüttung

Operativ war die Solarstromproduktion in den ersten Monaten des Geschäftsjahres 2026 sehr herausfordernd. Ungünstige Wetterbedingungen in Portugal, Spanien und Italien, volatile Strompreise, Netzrestriktionen aufgrund von Überproduktion, die in Portugal und Spanien zu vorübergehenden „Produktionsstopps“ führen, sowie Kabeldiebstähle an zwei Standorten in Spanien belasteten das Ergebnis. Der Schwerpunkt für 2026 liegt weiterhin auf wichtigen Liquiditätsmassnahmen und dem erfolgreichen Verkauf des grossen Projektportfolios ‘Fuencarral to AI’ sowie den damit verbundenen Möglichkeiten im Bereich Rechenzentren. Der Verwaltungsrat schlägt daher vor, die Ausschüttung einer Dividende für das Geschäftsjahr 2025 auszusetzen.

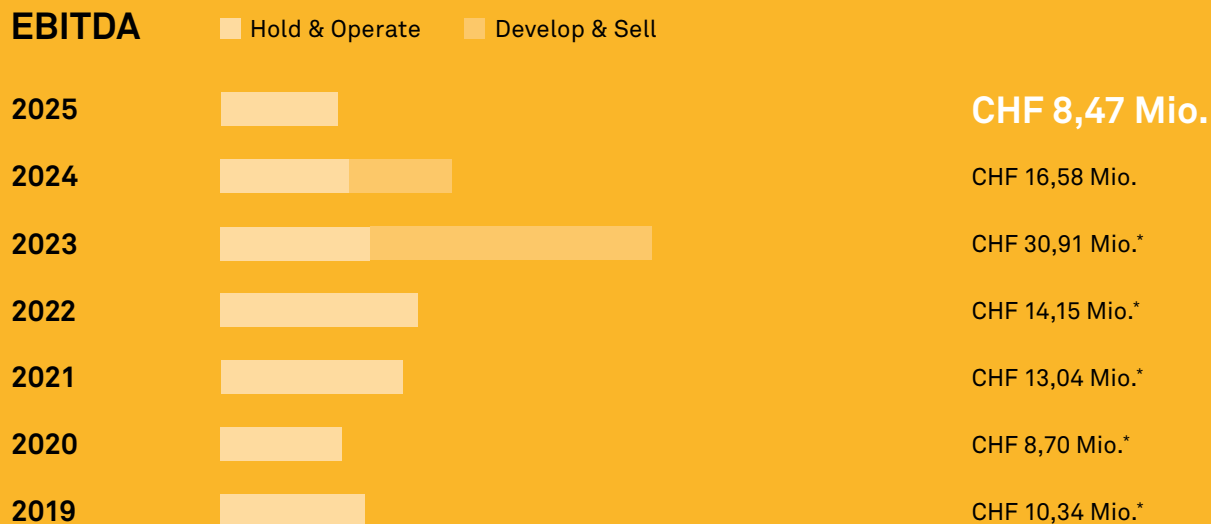


Dr. René Cotting
CFO (mandiert) Edisun Power

Umsatz



EBITDA



Geldfluss aus Betriebstätigkeit



* Für die Jahre 2019 bis 2023 wurden die ursprünglichen Wechselkurse verwendet.

Drei-Jahres-Überblick

| Kennzahlen Edisun Power Europe AG | 2025 in TCHF | 2024 in TCHF | 2023 in TCHF |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|
| Erfolgsrechnung | | | |
| Umsatz | 14 061 | 51 543 | 37 651 |
| Stromertrag | 13 973 | 14 751 | 17 450 |
| Ertrag aus dem Verkauf von Solar-Projektrenten (SPVs) | 0 | 36 719 | 0 |
| Ubriger Ertrag | 88 | 73 | 20 201 |
| EBITDA | 8 471 | 16 580 | 30 911 |
| in % des Umsatzes | 60,2% | 32,2% | 82,1% |
| Abschreibungen | - 5 676 | - 6 571 | - 6 626 |
| Wertberichtigungen | - 2 099 | - 293 | - 214 |
| EBIT | 696 | 9 716 | 24 071 |
| in % des Umsatzes | 4,9% | 18,9% | 63,9% |
| Gewinn/Verlust | - 7 052 | 2 851 | 23 353 |
| in % des Umsatzes | - 50,2% | 5,5% | 62,0% |
| pro Aktie in CHF | - 6.30 | 2.75 | 22.55 |
| Bilanz | | | |
| Land. Anlagen und Ausrüstung | 99 517 | 342 814 | 288 868 |
| Lagerbestände | 235 218 | 0 | 0 |
| Bilanzsumme | 346 884 | 353 668 | 346 118 |
| Eigenkapital | 98 142 | 104 095 | 96 350 |
| in % der Bilanzsumme | 28,3% | 29,4% | 27,8% |
| Nettoverschuldung* | 235 782 | 238 414 | 217 157 |
| Geldfluss | | | |
| Aus Betriebstätigkeit | - 3 430 | 225 | 7 827 |
| Aus Investitionstätigkeit | 92 | - 9 675 | - 25 032 |
| Aus Finanzierungstätigkeit | 2 202 | - 6 176 | 8 832 |
| Photovoltaikanlagen | | | |
| Anzahl Photovoltaikanlagen | 32 | 34 | 36 |
| Installierte Leistung | 104,7 MW | 105,5 MW | 105,7 MW |
| Solarstromproduktion | 152 352 MWh | 160 568 MWh | 165 094 MWh |
| Anzahl Photovoltaikanlagen in Entwicklung | 6 | 6 | 15 |
| Leistung in Entwicklung | 963 MW | 995,7 MW | 1 153,0 MW |

Corporate Governance: Weitere Informationen zu den Finanzen und der Corporate Governance finden sich in einem separaten Bericht, der unter www.edisunpower.com > Investoren > Berichterstattung eingesehen werden kann.

* Nettoverschuldung entspricht den Darlehen minus Cash-Bestände

Der Geschäftsbericht ist im Internet abrufbar unter:

www.edisunpower.com

> Investoren > Berichterstattung > 2025

Kontaktadresse

Edisun Power Europe AG
Limmatquai 4
8001 Zürich
Telefon +41 44 266 61 20
info@edisunpower.com
www.edisunpower.com

Herausgeber

Edisun Power Europe AG

Redaktion

Edisun Power Europe AG

Fotos

SMARTENERGY Group AG
Titelbild generiert mit Firefly AI

Auflage und Druck

Dieser Nachhaltigkeitsbericht wurde nicht gedruckt, sondern existiert einzig im PDF-Format, abrufbar unter:
www.edisunpower.com
> Investoren > Berichterstattung > 2025

Edisun Power Europe AG

Limmatquai 4
8001 Zürich, Schweiz
Telefon +41 44 266 61 20
info@edisunpower.com
www.edisunpower.com

