

ERSTELLT VON: SITE-ANALYSER



Diese Studie bewertet die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines EV-Ladehubs am angegebenen Standort. Die Analyse umfasst Netzanschluss, Solarenergiepotenzial, Energiemanagement, Wettbewerbsumfeld und eine Kostenschätzung.

Automatisierte Vorstudie auf Basis öffentlicher Daten und Modellrechnungen. Alle Werte sind Schätzungen und ersetzen weder eine Fachplanung noch eine Auskunft des Netzbetreibers oder ein verbindliches Angebot.



STANDORT MACHBAR

INHALTSVERZEICHNIS

01	STANDORTINFORMATIONEN
02	LEISTUNGSKENNZAHLEN
03	GESAMTBEWERTUNG DER MACHBARKEIT
04	NETZINFRASTRUKTURANALYSE
05	SOLARENERGIEPOTENZIALANALYSE
06	BATTERIESPEICHER-BEWERTUNG
07	ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM
08	WETTBEWERBSINTELLIGENZ
09	REGIONALER NACHFRAGE-FAKTOR
10	WIRTSCHAFTSFAKTOR (EU-WEIT)
11	BESTEHENDE EV-LADEINFRASTRUKTUR
12	ALTERNATIVE STANDORTE
13	METHODIK & DATENQUELLEN
14	GESCHÄTZTE PROJEKTKOSTEN

Site-Analyser

MACHBARKEITSBERICHT LADESTANDORT — PLAIC

ERSTELLT
12. Okt. 2026, 15:43
ANALYSE-ID
#252

01 — STANDORTINFORMATIONEN

Dieser Abschnitt dokumentiert die grundlegenden Parameter der Standortbewertung: den analysierten Standort, die Flottenstruktur, die Energiebedarfsannahmen und die Betriebsbedingungen, auf denen alle Berechnungen in diesem Bericht basieren.

Eingabeadresse	
Aufgelöste Adresse (geocodiert)	
Koordinaten	
Flotte — E-Pkw pro Tag	20 × 25 kWh
Täglicher Energiebedarf	500 kWh
Betriebsstunden	12 Std./Tag
Gleichzeitiger Spitzenbedarf	83,3 kW
Solarenergie-Datenquelle	OSM + PVGIS

02 — LEISTUNGSKENNZAHLEN

Die drei Leistungskennzahlen unten repräsentieren die kritischen Dimensionen der Standorteignung. Die Netzkapazität definiert die absolute Obergrenze der gleichzeitigen Ladeleistung. Das Solarenergiepotenzial quantifiziert die erneuerbare Eigenstromerzeugung. Die Tageskapazität zeigt, ob die kombinierte Energieversorgung den gesamten Flottenbedarf decken kann.

Energiebilanz, Speicher- und Solarbewertung beruhen auf Modellrechnungen mit vereinfachten Annahmen (zum Beispiel Verweildauer, Gleichzeitigkeit, Standardertrag). Sie sind Näherungswerte und ersetzen keine Detailplanung.

NETZKAPAZITÄT

90–500

kW (Schätzspanne)

Sehr geringe Konfidenz — keine Netzan-schluss-Angabe hinterlegt; verbindliche Net-zbetreiber-Anfrage erforderlich

PHOTOVOLTAIK

4196.5

kWp Installationspotenzial

4256.5 MWh/Jahr

TAGESKAPAZITÄT

15262

kWh / Tag (Netz + Solar)

Überschuss: 14762 kWh

MAX. PKW (EMS)

38

Fahrzeuge / Tag

Mit aktivem Lastmanagement

FLOTTENMACHBARKEIT

MACHBAR

+18 freie Pkw-Plätze

03A — AMPEL-SCORECARD

Sechsdimensionale Ampelbewertung der Machbarkeit

Netzanschluss

GRÜN

Energieversorgung	GRÜN
Fläche	GRÜN
PV-Potenzial	GRÜN
Verkehrsnachfrage	GRÜN
Wettbewerb	ROT
Gesamtbewertung	BEDINGT MACHBAR

LÖSUNGSANSÄTZE

ROT Wettbewerb

- Differenzierung durch Schnellladen (HPC) vs. bestehende AC-Lader
- Spezifische Zielgruppe (z. B. LKW) erschließen
- Zusatzservices als Alleinstellungsmerkmal einbringen

STANDORTBEWERTUNG

TECHNISCHE BEREITSCHAFT 74 /100 Netzreserve · Flächeneignung · Netzkonfidenz · EMS-Kapazität · LKW-Zugang · Batteriespeicher	KOMMERZIELLE ATTRAKTIVITÄT 56 /100 Standortklasse · Wettbewerbslücke · HPC-Signal · Verkehrsgeneratoren
---	--

STANDORTQUADRANT: ERSTKLASSIGER STANDORT

Stark in allen Dimensionen — sofort entwickeln

Site-Analyser

MACHBARKEITSBERICHT LADESTANDORT — PLAIC

03 — GESAMTBEWERTUNG DER MACHBARKEIT

Dieses Urteil fasst alle Standortparameter zu einer einzigen Machbarkeitsbewertung zusammen. Es ist ausschließlich als vorläufige Desktop-Studie zu verstehen – kein Ersatz für eine vollständige technische Standortbegehung, eine Netzanschlussanfrage beim Netzbetreiber oder eine planungsrechtliche Prüfung.

MACHBARKEITSURTEIL

Dieser Standort weist eine hohe Gesamtmachbarkeit auf. Der Netzanschluss ist für die geplante Flotte ausreichend dimensioniert, die Photovoltaikanlage deckt einen wesentlichen Anteil des täglichen Energiebedarfs, und das EMS kann weitere Fahrzeuge über die geplante Flotte hinaus aufnehmen. Dies ist ein kommerziell attraktiver Standort für einen Ladepark.

ARGUMENTE FÜR MACHBARKEIT:

- Flotten-Spitzenbedarf (83 kW) liegt innerhalb der geschätzten Netzkapazität (300 kW) — keine sofortige Netzausrüstung erforderlich
- Geringe Netzauslastung (28%) bietet Spielraum für zukünftiges Flottenwachstum ohne Infrastrukturänderungen
- Eigenstromproduktion (~2332% des Tagesbedarfs) reduziert Netzabhängigkeit und senkt Betriebsenergiekosten

GEGENARGUMENTE / RISIKEN:

- Netzkapazität ist eine automatisierte Schätzung (Flächennutzungskontext) — kein zugesagter DSO-Anschluss; formelle Anfrage erforderlich

Site-Analyser

MACHBARKEITSBERICHT LADESTANDORT — PLAIC

03B — MINIMAL TRAGFÄHIGE KONFIGURATION

Wenigste Ladepunkte mit minimaler Nennleistung für den gesamten täglichen Flottenbetrieb im Betriebsfenster. Kostenoptimiert nach dem Little'schen Gesetz, wobei Konfigurationen innerhalb der verfügbaren Netzkapazität bevorzugt werden. Reicht das Netz nicht aus, wird die kostengünstigste Konfiguration gezeigt; dann sind Energiemanagement bzw. Speicher erforderlich.

Pkw-Ladepunkte	8× 11 kW AC Type 2 = 4 Doppelstecker-Einh. ~3.8 Ø gleichzeitig
Installierte Ladeleistung (Summe Nennleistung)	88 kW / 300 kW (29%)
Mindestflächenbedarf	230 m2
Faustformel Ladepunkte (Pkw÷1,5, Lkw×1)	14 Fahrzeuge (14× Pkw-Ladepunkte)

INNERHALB DES NETZLIMITS

Installierte Ladeleistung (Summe Nennleistung): 88 kW <= 300 kW

11 — BESTEHENDE EV-LADEINFRASTRUKTUR

Die bestehende EV-Ladeinfrastruktur im Umkreis von 1 km um den Standort wird unten kartiert. Das Verständnis des Wettbewerbsumfelds hilft bei der Bewertung sowohl einer etablierten Marktnachfrage (positives Signal) als auch eines potenziellen Sättigungsrisikos. Die Datenquelle ist OpenStreetMap und das BNetzA-Register (für deutsche Standorte).



KARTE — BESTEHENDE LADESTATIONEN IN DER NÄHE

WETTBEWERBSKONTEXT

50 bestehende EV-Ladestationen sind im Umkreis von 1 km kartiert. Diese Daten sollten die kommerzielle Positionierung informieren: Bestehende Infrastruktur kann auf eine etablierte Nachfrage (positiv) oder Wettbewerbssättigung (Risiko) hinweisen, abhängig vom geplanten Betreibermodell und den Leistungsniveaus bestehender Stationen im Vergleich zur geplanten Anlage.

Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Vattenfall Smarter Living GmbH · Netzwerk: Vattenfall Smarter Living GmbH · Steckdosen: Type 2	11 kW 1 Ladepunkte

Betreiber: Vattenfall Smarter Living GmbH · Netzwerk: Vattenfall Smarter Living GmbH · Steckdosen: Type 2	11 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: Vattenfall Smarter Living GmbH · Netzwerk: Vattenfall Smarter Living GmbH · Steckdosen: Type 2	11 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: Vattenfall Smarter Living GmbH · Netzwerk: Vattenfall Smarter Living GmbH · Steckdosen: Type 2	11 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: Vattenfall Smarter Living GmbH · Netzwerk: Vattenfall Smarter Living GmbH · Steckdosen: Type 2	11 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: Vattenfall Smarter Living GmbH · Netzwerk: Vattenfall Smarter Living GmbH · Steckdosen: Type 2	11 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	150 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	150 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte

Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	150 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	22 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	22 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	22 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	22 kW 1 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte

Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Electra Germany GmbH · Netzwerk: Electra Germany GmbH · Steckdosen: CCS	400 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Electra Germany GmbH · Netzwerk: Electra Germany GmbH · Steckdosen: CCS	400 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Electra Germany GmbH · Netzwerk: Electra Germany GmbH · Steckdosen: CCS	400 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Electra Germany GmbH · Netzwerk: Electra Germany GmbH · Steckdosen: CCS	400 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Electra Germany GmbH · Netzwerk: Electra Germany GmbH · Steckdosen: CCS	400 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Electra Germany GmbH · Netzwerk: Electra Germany GmbH · Steckdosen: CCS	400 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: Electra Germany GmbH · Netzwerk: Electra Germany GmbH · Steckdosen: CCS	400 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2, CCS	72 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte

Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	300 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	50 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	50 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	50 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	50 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: Type 2	44 kW 2 Ladepunkte
Betreiber: enercity AG · Netzwerk: enercity AG · Steckdosen: CCS	50 kW 2 Ladepunkte

03 — STANDORT-LAYOUT-SKIZZE

Die folgende Flächenbewertung verwendet Standardbuchtenmaße: Pkw 2,5 m × 5 m, Lkw 4 m × 18 m, Zufahrt 7,0 m. Die Angaben sind rein indikativ und kein Ersatz für einen formellen Standortentwurf oder eine Planung.

FLÄCHENBEWERTUNG

Vom Nutzer bestätigte Parkfläche (Parkanlage vom Nutzer bestätigt). Geschätzte nutzbare Fläche: 300 m2. Fokus: Zufahrtswege, Buchtenreduktion für Ladepunkt-Installation, Rangierfläche, Wallbox- vs. Säulenplatzierung.

Flächennutzungsart	Parkplatz
Geschätzte Freifläche	300 m2
Bestehendes Parken erkannt	Ja
PKW-Buchten möglich	17 von 20

FLÄCHENURTEIL

Fläche zu klein — 3 PKW-Buchten fehlend. Alternativstandorte oder stufenweiser Aufbau empfohlen.

04 — NETZINFRASTRUKTURANALYSE

Die Netzkapazität ist typischerweise die primäre Einschränkung für jeden EV-Ladehub. Dieser Abschnitt analysiert die nahegelegene Strominfrastruktur (Transformatoren und Umspannwerke innerhalb von 500 m aus OpenStreetMap) und leitet eine geschätzte nachhaltige Netzananschlussleistung ab. Das Netzauslastungsverhältnis beim Spitzenbedarf ist ein wichtiger Indikator dafür, ob ein aktives Lastmanagement erforderlich ist.

NETZKAPAZITÄTSBEWERTUNG

Die verfügbare Netzkapazität von 300 kW ist gut auf den Flottenbedarf abgestimmt. Der Spitzenbedarf von 83.3 kW entspricht nur 28% der Kapazität und lässt ausreichend Spielraum für eine zukünftige Flottenaufstockung ohne Netzaufrüstung.

Nahegelegene Strominfrastruktur (OSM)	0 Transformator-/Umspannwerksknoten innerhalb 500 m
Netzananschlussleistung (EMS-Basis)	300 kW
Geschätzte Infrastrukturspanne	90–500 kW · Netzbetreiber-Bestätigung erforderlich
Quelle Netzkapazität	Schätzung aus Flächennutzungskontext
Netzauslastung beim Spitzenbedarf	28%

GRUNDLAGE DER NETZSCHÄTZUNG

AUTOMATISIERTE SCHÄTZUNG (KONTEXTUELL) — Kapazität wird aus der Flächennutzungsklassifikation des Standorts geschätzt (z. B. Gewerbegebiet, Logistikzone, Stadtzentrum). Innerhalb von 500 m wurden keine Netzinfrasturkturknoten mit Spannungsdaten erkannt. Die Genauigkeit hängt davon ab, wie gut die erkannte Flächennutzungs-kategorie den tatsächlichen Standortbedingungen entspricht. Eine formelle DSO-Anfrage ist erforderlich.

Diese Angabe ersetzt keine Auskunft des Netzbetreibers; verbindlich ist ausschließlich eine Netzananschlussanfrage. Zusätzliche Energiequellen am Standort, etwa Photovoltaik oder ein Batteriespeicher, werden in der Energiebilanz und der Speicherbewertung berücksichtigt und verbessern das Ergebnis.

05 — SOLARENERGIEPOTENZIALANALYSE

Die standorteigene Solarstromerzeugung reduziert die Netzabhängigkeit, senkt Betriebsenergiekosten und verbessert die Resilienz gegenüber Spitzentarifen und Versorgungsunterbrechungen. Dieser Abschnitt quantifiziert das Photovoltaik-Potenzial auf Basis der durch Satellitenbilder und Gebäudeflächenanalyse identifizierten verfügbaren Dach- oder Freiflächen.

PHOTOVOLTAIK-SYSTEMBEWERTUNG

Die Dachflächenanalyse über OSM-Gebäudegrundrisse + PVGIS identifiziert 27277 m² nutzbare Paneelfläche für eine 4196.5-kWp-PV-Anlage mit einem geschätzten Jahresertrag von 4256.5 MWh. Die standorteigene Solaranlage deckt ca. 2332% des täglichen Energiebedarfs und reduziert den Netzbezug während der Tagesstunden erheblich.

Nutzbare Dachfläche	27277 m²
PV-Systemgröße	4196,5 kWp
Jährlicher PV-Ertrag	4256.5 MWh/Jahr

Täglicher Solarstromanteil	11662 kWh/Tag (Ø)
Datenquelle	OSM + PVGIS

06 — BATTERIESPEICHER-BEWERTUNG

Dieses Kapitel bewertet, ob ein Batteriespeichersystem (BESS) an diesem Standort voraussichtlich einen Mehrwert bietet, und liefert, wo angezeigt, eine erste Empfehlung zu Leistung und Kapazität. Die Bewertung wägt die wahrscheinliche Ladespitze gegen die verfügbare Netzanschlusskapazität, den geschätzten Photovoltaik-Überschuss und die Verlässlichkeit der zugrunde liegenden Standortdaten ab; sie fließt direkt in den im folgenden Kapitel behandelten Ansatz zum Energiemanagement ein.

EMPFEHLUNG

30 kW / 120 kWh (2 h) — Pufferung des PV-Eigenverbrauchs

Ein Speicher mit 30 kW / 120 kWh wird für Pufferung des PV-Eigenverbrauchs angezeigt. Die Dimensionierung basiert auf der Ladespitze, dem geschätzten PV-Überschuss, einem 2-Stunden-Entladefenster, einem Wirkungsgrad von 90% und einem nutzbaren Ladefenster von 80%. Dieser Fall wird durch die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs getrieben und nicht durch eine harte Netzkapazitätsbeschränkung: Die Verlagerung des PV-Überschusses in die Ladezeiten verringert den Bezug von Netzstrom zu diesen Zeiten und verbessert die Betriebsmarge, ohne dass eine Netzanschlusserhöhung erforderlich wird.

Konfidenz

mittel

Beitrag zur technischen Bereitschaft

5/10

NUTZEN

- Puffert bis zu etwa 11412 kWh/Tag des geschätzten PV-Überschusses und verlagert selbst erzeugte Energie in die Ladezeiten, statt sie zu geringwertigen Einspeisetarifen ins Netz zu exportieren.

ANNAHMEN UND WISSENSDATENBANK

- Für die Dimensionierung wurde ein 2-Stunden-Entladefenster angenommen; es wurde keine ganzjährige Zeitreihensimulation durchgeführt, saisonale und tageweise Schwankungen bei Last und PV-Ertrag sind daher nicht erfasst.
- Nutzbare Kapazität, Umwandlungsverluste, Alterung, Reserve-Ladezustand und saisonale PV-Schwankungen müssen vor der Beschaffung durch einen Speicher-Integrator im Detail ausgelegt werden.

LÖSUNGSVARIANTE: BATTERIEGEPUFFERTE SPEICHER/CHARGER-KOMBINATION

Die Kombination aus Batteriepuffer und Ladehardware am Standort ist überall dort eine prüfenswerte Alternative, wo die Netzkapazität begrenzt ist: Der Speicher fängt kurze Ladespitzen ab, sodass der Charger hohe Leistung liefern kann, ohne dass ein entsprechend groß dimensionierter Netzanschluss nötig wird – das verkürzt häufig die Umsetzungszeit gegenüber einer vollständigen Netzanschlusserhöhung.

Diese Kombination (30 kW / 120 kWh Speicher, integriert mit den Ladepunkten) ist bereits in der Gesamtinvestition von 135.700 € und einer Amortisationsdauer von 4.4 Jahren im Basis-Szenario (50 % Auslastung) berücksichtigt (siehe Kapitel 16 — Geschätzte Projektkosten).

07 — ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM

Ein Energiemanagementsystem (EMS) verteilt die Ladenachfrage intelligent über das gesamte Betriebszeitfenster und maximiert den Fahrzeugdurchsatz innerhalb des Netzanschlusslimits. Ohne EMS führen gleichzeitige Spitzenladereignisse zur Überlastung des Anschlusses. Mit aktivem Lastmanagement kann derselbe Netzanschluss deutlich mehr Fahrzeuge pro Tag versorgen.

Dies baut unmittelbar auf der Batteriespeicherbewertung im vorangegangenen Kapitel auf: Wird ein BESS empfohlen, schafft es zusätzlichen Spielraum für Lastverschiebung über das hinaus, was der Netzanschluss allein bietet.

SYSTEMEMPFEHLUNG

Netzkapazität ausreichend — EMS für optimale Energieplanung empfohlen. Mit EMS über 12 h/Tag: +18 weitere Pkw oder +0 weitere Lkw möglich.

Gesamte Tageskapazität (Netz + Solar)	15262 kWh
Flottenbedarf	500 kWh
Überschuss / Fehlbedarf	+14762 kWh Überschuss
Zusätzlich versorgbare Pkw	18 Fahrzeuge

JAHRESSCHÄTZUNGEN

Netzenergie / Jahr	182.5 MWh
Ladevorgänge / Jahr	7300 Pkw
Solarertrag / Jahr	4256.5 MWh
Vermiedenes CO2 (Solar)	1702.6 t CO2

08 — WETTBEWERBSINTELLIGENZ

Marktanalyse basierend auf öffentlich kartierten EV-Ladestationen im Umkreis von 1 km. HPC-Dichte, dominanter Betreiber und Marktsättigungsindex bestimmen gemeinsam die optimale kommerzielle Positionierungsstrategie.

MARKTPositionierung: GESÄTTIGT — NEU BEWERTEN ODER AUF FLOTTE/B2B UMSCHWENKEN

Markt gesättigt — Standort neu bewerten oder auf ein reines Flotten-/B2B-Depot umschwenken, das Wettbewerber nicht bedienen.

HPC-Dichte (≥ 150 kW, innerhalb 1 km)

7.00 Ladepunkte/km²

Marktsättigungsindex

119.11×

$< 0,5$ = unterversorgt · $0,5-2,0$ = Wettbewerb · $> 2,0$ = gesättigt

Dominanter Betreiber

enercity AG (Unabhängiger Betreiber)

09 — REGIONALER NACHFRAGE-FAKTOR

Regionale Kaufkraft und E-Auto-Bestand für diesen Kreis, jeweils als Perzentil-Rang unter allen 399 Kreisen. Es gibt keinen einzelnen anerkannten Korrelationskoeffizienten zwischen Einkommen und E-Auto-Besitz für Deutschland — deshalb wird der relative regionale Rang statt einer absoluten Vorhersage verwendet.

REGIONALER NACHFRAGE-FAKTOR: 9.2/10

Kreis: Region [REDACTED] Landkreis (NI)

Kaufkraft (Ø Bruttoentgelt je Arbeitnehmer)

54.506 EUR/Jahr — 85. Perzentil von 399 Kreisen

E-Auto-Bestand (reine Elektro-Pkw)

37.999 — 99. Perzentil von 399 Kreisen

Quelle: VGRdL 2023 (Kaufkraft-Proxy) / VDA 2025 (E-Auto-Bestand)

10 — WIRTSCHAFTSFAKTOR (EU-WEIT)

Bruttoinlandsprodukt pro Kopf in Kaufkraftstandards (PPS, EU27=2020-Basis) für diese NUTS3-Region, als Perzentil-Rang unter rund 1.300 Regionen in ca. 33 europäischen Ländern (Eurostat NAMA_10R_3GDP). Getrennt vom obigen Regionalen Nachfrage-Faktor, der weiterhin nur Deutschland abdeckt.

REGION [REDACTED] (DE)

HOHE ZUVERLÄSSIGKEIT

Nächstgelegener Regionsmittelpunkt, 5.7 km entfernt.

BIP pro Kopf (PPS)

51.500 PPS — 94. Perzentil EU-weit

Quelle: Eurostat NAMA_10R_3GDP, Stand 2023

12 — ALTERNATIVE STANDORTE

Weitere im Suchperimeter bewertete Kandidatenstandorte sind unten zum Vergleich aufgeführt. Jeder Standort wurde mit derselben Netz-, Solar- und Flottennachfragemethodik wie der Primärstandort bewertet. Diese Alternativen können für spezifische Flottenkonfigurationen oder nach Netzausbauverhandlungen überlegen sein.

Alt. 1 —		Bewertung: 0 / 10
Alt. 2 —		Bewertung: 0 / 10
Alt. 3 —		Bewertung: 0 / 10

13 — METHODIK & DATENQUELLEN

Dieser Abschnitt dokumentiert alle verwendeten Datenquellen, APIs und Berechnungsalgorithmen. Alle Kennzahlen basieren auf öffentlich zugänglichen Daten und Open-Source-Modellen. Eine vollständige Standortbegehung, Netzanschlussanfrage beim Netzbetreiber, strukturelle Bewertung und planungsrechtliche Prüfung sind vor jeder Investitionsentscheidung erforderlich.

- **Netzkapazität:** Nahegelegene Strominfrastruktur (Umspannwerke, Transformatoren) wird über die Overpass API aus OpenStreetMap innerhalb von 500 m abgefragt. Bei vorhandenen Spannungsangaben erfolgt die Zuordnung nach Spannungsklasse: ≥ 110 kV Übertragung -> 500 kW · ≥ 33 kV -> 300 kW · ≥ 10 kV Mittelspannung -> 200 kW · ≥ 1 kV Niederspannung -> 100 kW. Ohne Spannungsdaten gilt eine Knotenanzahl-Heuristik (> 5 Knoten -> 150 kW; > 2 Knoten -> 100 kW; sonst 75 kW). Ohne Knoten wird die Flächennutzungsart als Kontext verwendet (Gewerbe -> 300 kW; Logistik -> 250 kW; Stadtzentrum -> 150 kW; Ländlich -> 30 kW). Alle Werte sind theoretische Obergrenzen der lokalen Netzklasse — KEINE zugesagten DSO-Anschlüsse.
- **Solarenergie PV (Primär):** Wenn ein Google Solar API-Schlüssel konfiguriert ist, bestimmt Satelliten-ML-Bildgebung die nutzbare Dachfläche, Panelanzahl und jährlichen DC-Ertrag. Ein DC->AC-Umwandlungsfaktor von 0,85 wird angewendet.
- **Solarenergie PV (Fallback):** OSM-Gebäudegrundrisse innerhalb von 300 m werden über die Overpass API abgerufen. Die Polygonfläche wird mit der Shoelace-Formel berechnet; 25% nutzbare Fläche wird angenommen. Der Jahresertrag wird von PVGIS (EU JRC) bei 35° Neigung und optimaler Ausrichtung abgerufen.
- **Nachfragemodell:** E-Pkw: 25 kWh pro Ladevorgang, 6 h Verweildauer -> ~4,2 kW Durchschnitt. E-Lkw: 300 kWh pro Ladevorgang, 2 h Verweildauer -> 150 kW Durchschnitt. Spitzenbedarf = Summe gleichzeitiger Ladevorgänge im Betriebszeitfenster.
- **EMS-Lastverschiebung:** Es wird angenommen, dass ein Energiemanagementsystem die Ladenachfrage über das gesamte Betriebszeitfenster verteilt, um den Durchsatz innerhalb des Netzanschlusslimits ohne Hardwareaufrüstung zu maximieren.
- **LKW-Straßenzugang:** Lokale Straßen-Tags (maxweight, maxheight, hgv, width) werden von der OpenStreetMap API innerhalb eines Radius von 400 m abgerufen. Die Autobahn-/Bundesstraßennähe wird über Kreuzstreifen in N-S- und O-W-Richtung bestimmt. Die maximale LKW-Klasse und der Zugangsscore (0–10) werden aus den kombinierten Einschränkungen abgeleitet.
- **Ladestationen:** Bestehende EV-Ladestationen innerhalb von 1 km werden aus OpenStreetMap und, für deutsche Standorte, aus dem BNetzA-Ladesäulenregister (offizielles Register der Bundesnetzagentur, Stand April 2026) abgefragt.
- **Umgekehrte Geocodierung:** Koordinaten werden mithilfe der Nominatim API (OpenStreetMap-Daten) in vollständige Straßenadressen umgewandelt.

UMFELDDANALYSE

Dieser Unterabschnitt fasst das unmittelbare Umfeld des Standorts zusammen — Nähe zu Industrie- und Logistikaktivität, LKW-relevante Infrastruktur in der Nähe sowie weitere aus OpenStreetMap-Daten abgeleitete Landnutzungssignale — als zusätzlichen Kontext für die technische und kommerzielle Bewertung oben.

- Nächstgelegene Industriefläche: ca. 248 m
- Landnutzungssignale in der Nähe: Industrieflächen in der Nähe, Gewerbe-/Einzelhandelsaktivität in der Nähe, ein Bahnhof in der Nähe

14 — GESCHÄTZTE PROJEKTKOSTEN

Die folgende aufgeschlüsselte Kostenschätzung basiert auf Einheitssätzen aus der Wissensdatenbank (laden Sie projektspezifische Kostendokumente hoch, um die Genauigkeit zu verbessern). Die Mengen stammen direkt aus dieser Analyse: Ladepunkanzahl aus dem Mindest-Setup, Stellplätze aus dem Flottenbedarf. Alle Zahlen sind nur indikativ und verstehen sich zzgl. MwSt. Eine detaillierte Mengenermittlung und Angebote von Auftragnehmern sind vor jeder finanziellen Verpflichtung erforderlich.

POSITION	MENGE	EINHEITSPREIS	GESAMT
ELEKTROTECHNIK			
AC-Ladepunkt 11 kW	8	2.500 €	20.000 €
ENERGIESPEICHER			
Batteriespeicher (120 kWh)	120	750 €	90.000 €
ALLGEMEIN			
Allgemein / Nebenkosten	1	8.000 €	8.000 €
Zwischensumme			118.000 €
Unvorhergesehenes (15%)			17.700 €
GESAMT (zzgl. MwSt.)			135.700 €

NICHT ENHALTEN IN DIESER SCHÄTZUNG: Mehrwertsteuer ·

- PV-Anlage
- DSO-Kapitaleinlage oder Netzausbaukosten
- Baugenehmigung und Bauordnungsgebühren
- Grundstückserwerb oder -pacht
- Standortvorbereitung und Entwässerung über Ladebuchten hinaus
- Rechts-, Vermessungs- und Planungsgebühren
- OCPP-Backoffice-Plattform und Softwarelizenzen
- Betriebskosten (Stromtarif, Wartungsverträge, Versicherung). Laden Sie projektspezifische Kostendaten in die Wissensdatenbank hoch, um Einheitssätze zu verfeinern.

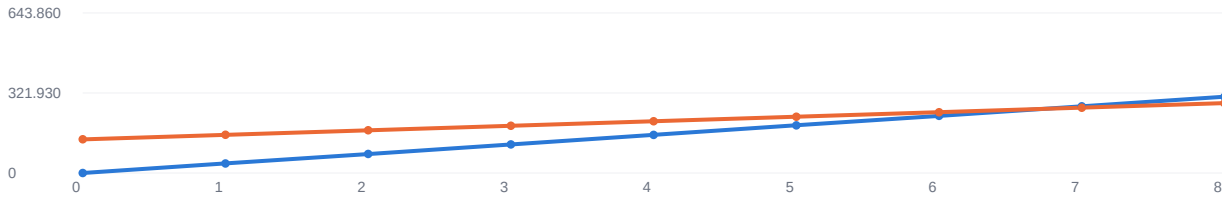
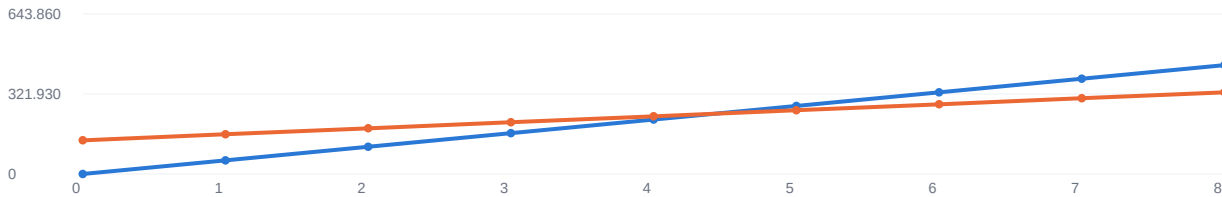
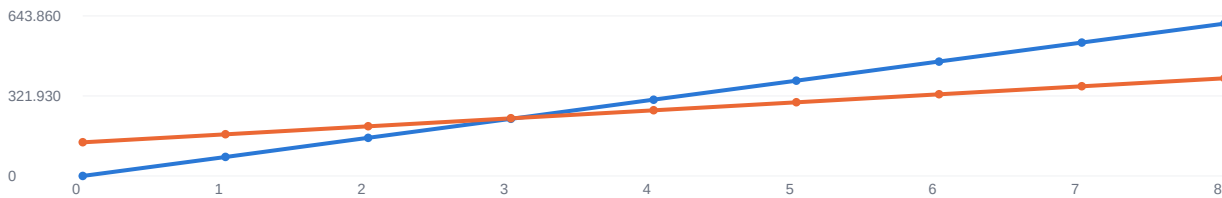
Die Kostenangaben sind Richtwerte auf Basis europäischer Marktdaten und Annahmen, keine Angebote. Tatsächliche Preise hängen von Anbieter, Standort, Netzbetreiber und Ausschreibung ab.

AMORTISATIONSRECHNUNG

Grobe Wirtschaftlichkeitsrechnung (indikativ)

AMORTISATIONSDAUER	ROI NACH 5 JAHREN	ROI NACH 10 JAHREN
4.4 a	+13%	+126%
Gesamtinvestition (CAPEX)		135.700 €
Ladepreis (Annahme)		0.60 €/kWh
Strombezug (Annahme)		0.22 €/kWh
Auslastung		50%
Effektiver Tagesdurchsatz		500 kWh
Jahresumsatz		54.750 €
Strombezugskosten/Jahr		– 20.075 €

Rohertrag/Jahr	34.675 €
Wartung/Jahr (3%)	– 4.071 €
Nettoertrag/Jahr	30.604 €

KUMULIERTE KOSTEN VS. EINNAHMEN (8 JAHRE)**Konservativ (35%) - Amortisation (Jahre): 6.7****Basis (50%) - Amortisation (Jahre): 4.4****Optimistisch (70%) - Amortisation (Jahre): 3.1**

● Einnahmen (kumuliert) ● Kosten (kumuliert)

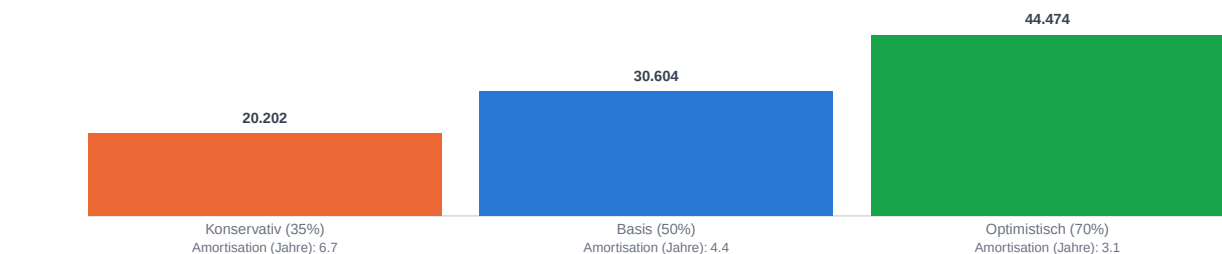
Annahmen: Auslastung 50% · Strombezug 0,22 €/kWh · Wartung 3% CAPEX/Jahr

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung ist eine Modellrechnung mit Annahmen zu Auslastung, Ladepreis und Strompreis. Sie ist keine Prognose und keine Zusage. Die drei Szenarien zeigen eine Bandbreite, keinen Einzelwert.

AUSLASTUNGSSZENARIEN

Auslastung als Bandbreite statt Einzelwert dargestellt

Szenario	Auslastung	Jährlicher Nettoertrag	Amortisation (Jahre)
Konservativ (35%)	35%	20.202 €	6.7
Basis (50%)	50%	30.604 €	4.4
Optimistisch (70%)	70%	44.474 €	3.1

NETTOMARGE NACH SZENARIO

Jährlicher Nettoertrag (EUR)

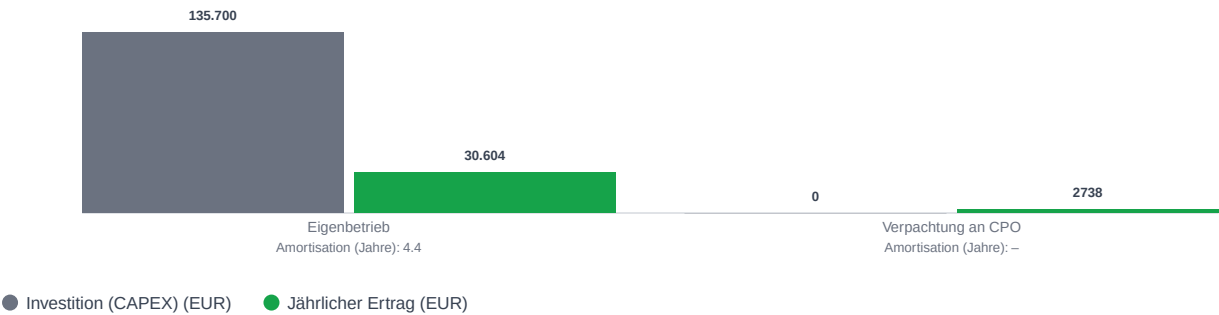
BETRIEBSMODELL-VERGLEICH

Eigenbetrieb im Vergleich zur Verpachtung an einen Charge Point Operator (Basis-Szenario, 50% Auslastung)

Modell	Investition (CAPEX)	Jährlicher Ertrag	Amortisation (Jahre)
--------	---------------------	-------------------	----------------------

Eigenbetrieb	135.700 €	30.604 €	4.4
Verpachtung an CPO	0 €	2.738 €	–

CAPEX & JÄHRLICHES EINKOMMEN NACH MODELL



Empfehlung: Verpachtung an CPO

Verpachtung an einen CPO empfohlen — die Netzkonfidenz ist gering und/oder die Amortisation lang, das Investitionsrisiko sollte beim Betreiber liegen

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Dieser Bericht wird automatisch unter Verwendung öffentlich zugänglicher Daten und algorithmischer Schätzungen erstellt. Er ist ausschließlich als vorläufige Desktop-Studie gedacht. Alle Angaben – einschließlich Netzkapazität, Dachfläche, PV-Ertrag und Bedarfsschätzungen – sind Näherungswerte. Eine vollständige Standortbegehung, Netzanschlussanfrage beim Netzbetreiber, strukturelle Bewertung und planungsrechtliche Prüfung sind vor jeder Investitionsentscheidung erforderlich. PLAIC übernimmt keine Haftung für Entscheidungen, die auf der Grundlage dieses Berichts getroffen werden.