

Lastanalyse zur Energieprognose einer universitären Wechselstrom-Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

Tom Scheppan, *FG Dezentrale Energiesysteme und elektrische Netze – BTU Cottbus-Senftenberg*, Cottbus – Deutschland, tom.scheppan@b-tu.de

Tine Fischer, *FG Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen – BTU Cottbus-Senftenberg*, Cottbus – Deutschland, tine.fischer@b-tu.de

Dirk Lehmann, *FG Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen – BTU Cottbus-Senftenberg*, Cottbus – Deutschland, dirk.lehmann@b-tu.de

Mario Schenk, *FG Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen – BTU Cottbus-Senftenberg*, Cottbus – Deutschland, mario.schenk@b-tu.de

Kaveh Malekian, *FG Dezentrale Energiesysteme und elektrische Netze – BTU Cottbus-Senftenberg*, Cottbus – Deutschland, malekian@b-tu.de

Kurzfassung

Die Studie untersucht 1.339 Ladevorgänge eines universitären AC-Ladeparks (28.06.2024 – 04.08.2025) zur Verbesserung der Lastprognosen und des Energiemanagements. Das Ladeverhalten folgt klar den Arbeitszeiten, mit Spitzen zwischen 6:30 und 11:00 Uhr. Pro Tag treten meist 1 – 6 Ladevorgänge auf, maximal 11. Das Wetter hat keinen messbaren Einfluss, während der Schulferien in Berlin/Brandenburg reduziert sich der Energiebedarf um ca. 22 %. Die homogene Nutzergruppe aus regelmäßig pendelnden Mitarbeitenden erzeugt stabile, übertragbare Lastprofile. Mit zunehmenden Batteriekapazitäten und künftigem bidirektionalem AC-Laden werden sich diese Profile jedoch verändern, wodurch flexible, intelligente Ladestrategien erforderlich werden.

Abstract

This study analyzes 1,339 charging sessions from a university AC charging park (28 June 2024 – 4 August 2025) to improve load forecasting and energy management. Charging behavior closely follows employees' working hours, with peaks between 6:30 and 11:00 a.m. Most days show 1 – 6 charging sessions, with a maximum of 11. Weather conditions have no measurable impact, while vacation periods reduce energy demand by about 22 %. The homogeneous user group of regular commuters results in stable and transferable load profiles. However, increasing battery capacities and the introduction of bidirectional AC charging will alter these patterns, highlighting the need for flexible and intelligent charging strategies.

1 Einführung

Die Elektrifizierung des Verkehrssektors führt zu steigenden Anforderungen an Verteilnetze und Ladeinfrastruktur. Insbesondere Elektrofahrzeuge bieten jedoch gleichzeitig im Kontext zukünftiger Vehicle-to-Grid-(V2G)-Technologien flexible Einsatzpotenziale für Energiemanagementstrategien. [1, 2] Der universitäre Ladepark der BTU bildet durch eine konstante, homogene Nutzerschaft eine geeignete Möglichkeit zur Analyse. Zwischen Juni 2024 und August 2025 wurden sämtliche AC-Ladevorgänge aufgezeichnet und hinsichtlich zeitlicher, leistungsbezogener und nutzungsbezogener Verteilungen, untersucht. Die Analyse soll Grundlage für Prognosemodelle und ein optimiertes, sektorgekoppeltes Energiemanagement des MicroGrids bilden.

2 Systemüberblick

Die Anlage umfasst 15 AC-Ladepunkte mit je 22 kW, deren Gesamtleistung über ein dynamisches Lastmanagement auf 90 kW begrenzt ist. Der Ladepark ist vollständig in das universitäre MicroGrid integriert, welches neben einer 99kVA PV-Anlage auch einen Batteriespeicher, ein Blockheizkraftwerk sowie weitere thermische Anlagen

umfasst. Alle Anlagen werden von einem zentralen Leitsystem gesteuert.

3 Methodik

Die Datengrundlage bilden 1.339 Ladevorgänge, deren Startzeit, geladene Energie und Ladeleistung erfasst wurden. Die AC-Ladevorgänge werden durch eine konstante Leistung über die gesamte Ladedauer modelliert [3]. Alle Nutzer werden als Mitarbeitende mit regelmäßigen Campus-Routinen betrachtet. Wetter und variable Stromtarife wurden aufgrund eines Flatrate-Tarifs als nicht verhaltensbestimmend angenommen. Es wurden zeitliche Verteilungen, Leistungsprofile, Nutzerindividuen sowie externe Faktoren (Wetter, Ferien, Wochenenden) analysiert. Pearson- und Spearman-Korrelationen bewerten Zusammenhänge zwischen Energienachfrage und meteorologischen Größen.

4 Ergebnisse

4.1 Analyse Ladevorgänge

Die Startzeiten der Ladevorgänge zeigen eine Häufung am Morgen. Zwischen 6:30 und 11:00 Uhr ist die Wahrscheinlichkeit von Ladestarts ansteigend, wobei das Maximum zwischen 8:30 und 8:45 Uhr liegt. Nach 11:00 Uhr sinkt die Wahrscheinlichkeit neuer Ladevorgänge signifikant. Pro Tag werden meist 1 – 6 Ladevorgänge registriert, 10 – 11 Ladevorgänge an einem Tag sind seltene Ausnahmen.

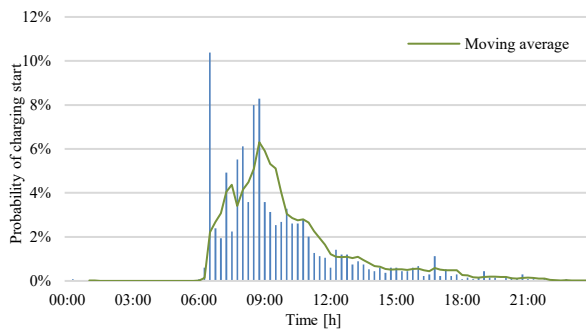


Bild 1 Wahrscheinlichkeit des Beginns des Ladevorgangs.

4.2 Analyse Ladeleistung

Die kumulierte Ladeleistung steigt morgens deutlich an, erreicht um die Mittagszeit ein Plateau und fällt am Nachmittag ab. Dieses Lastprofil folgt typischen Campus-Arbeitszeiten und lässt sich effizient mit einer typischen PV-Einspeisekurve überlagern [4]. Die meisten Fahrzeuge nutzen AC-Umrichter mit Ladeleistungen von 3,7 – 11 kW.

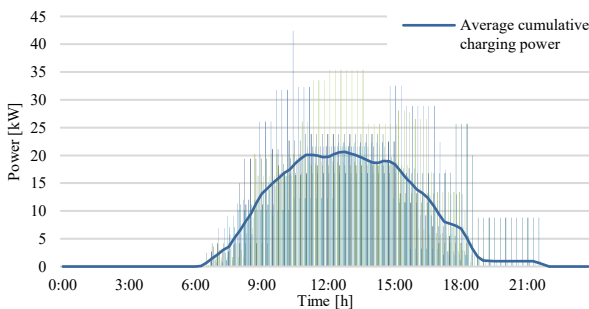


Bild 2 Ladeleistung des Ladeparks für ausgewählte repräsentative Tage.

4.3 Externe Einflussfaktoren

Wetterparameter (Temperatur, Sonnenscheindauer, Niederschlag, Wind) zeigen kein relevantes Einflussniveau (Korrelationsbereich -0.108 bis $+0.053$). Lediglich niedrigere Temperaturen korrelieren minimal mit erhöhter Fahrzeugzahl, jedoch ohne praktische Relevanz. Einen signifikanten Einfluss haben jedoch die Schulferien in Berlin/Brandenburg. Sie reduzieren den mittleren Energiebedarf um etwa 22 %. Wochenenden zeigen eine geringere Nutzung und spätere Startzeiten. Vorlesungszeiten haben dagegen keinen messbaren Einfluss, da die Nutzer ausschließlich Mitarbeitende sind.

Parameter	Einheit	Pearson	Spearman
Durchschnittstemperatur	[°C]	-0,099	-0,108
Sonnenscheindauer	[h]	-0,062	-0,055
Niederschlag (>1 l)	[l/m ²]	-0,000	0,006
Windgeschwindigkeit	[Bft]	0,053	0,017

Tabelle 1 Korrelationskoeffizienten Energieverbrauch – meteorologische Werte

4.4 Nutzerspezifische Muster

Fünf exemplarische Nutzer zeigen unterscheidbare Muster hinsichtlich der Wahrscheinlichkeit der Anwesenheit pro Wochentag, Ladestartzeiten und Energiemengen. Die individuellen Analysen erlauben Rückschlüsse auf Fahrverhalten und Fahrzeugtypen und können zur Verbesserung probabilistischer Mobilitätsmodelle beitragen.

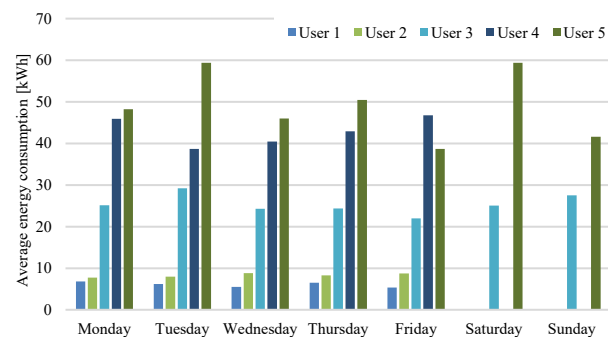


Bild 3 Durchschnittlicher Energieverbrauch pro Nutzer und Wochentag.

5 Fazit

Die Ladedaten zeigen, dass das Nutzungsverhalten nahezu vollständig durch universitäre Arbeitszeiten geprägt ist. Der Morgen bildet den dominanten Zeitraum für neue Ladevorgänge. Das Wetter spielt keine Rolle, Ferien hingegen reduzieren die Gesamtnachfrage messbar. Die resultierenden Lastprofile sind stabil, homogen und eignen sich gut als Grundlage für Lastprognosen und intelligentes Energiemanagement in ähnlichen halb-öffentlichen Ladeparks. Die Kopplung von PV-Erzeugung und typischem Ladeverlauf bietet hierbei besonderes Optimierungspotenzial.

6 Ausblick

Mit der herstellerübergreifenden Umsetzung der ISO 15118-20 wird eine deutlich detailliertere Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt möglich, insbesondere bzgl. State-of-Charge und Batteriemangement [5]. Dies erlaubt präzisere Prognosen und eine dynamische Ladeplanung. Weitere Forschungspotenziale ergeben sich aus der Untersuchung temperaturabhängiger Ladeverläufe, einer PV-Lastprognose sowie der Modellierung künftiger Spitzenlasten durch Fahrzeuge mit höheren AC-Leistungen oder bidirektionalem Laden.

7 Dank

Diese Forschungsarbeiten werden im Rahmen des Verbundvorhaben EIZ: Energie-Innovationszentrum (Projektnummern 85056897 und 03SF0693A) mit Mitteln aus dem Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen von der Bundesregierung, dem Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt sowie dem Land Brandenburg gefördert.

8 Literatur

- [1] Q. Cui, X. Bai, S. Zhu and B. Huang, "Cost-benefit calculation and analysis of V2G system," 2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Xi'an, China, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/CICED.2016.7576284.
- [2] W. Zhang, K. Spence, R. Shao and L. Chang, "Optimal Scheduling of Spinning Reserve and User Cost in Vehicle-to-Grid (V2G) Systems," 2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Portland, OR, USA, 2018, pp. 1058-1064, doi: 10.1109/ECCE.2018.8558391.
- [3] M. Caruso, P. Livreri, R. Miceli, F. Viola and M. Martino, "EV Charging Station at University Campus," pp. 615-623, doi: 10.1109/INTLEC.2017.8214206.
- [4] S. Hovet, B. Farley, J. Perry, K. Kirsche, M. Jerue, and Z. T. H. Tse, "Introduction of electric vehicle charging stations to university campuses: A case study for the University of Georgia from 2014 to 2017," *Batteries*, vol. 4, no. 2, p. 27, 2018, doi: 10.3390/batteries4020027.
- [5] DIN, "Road vehicles — Vehicle to grid communication interface — Part 20: 2nd generation network layer and application layer requirements," DIN EN ISO 15118-20, Berlin: Beuth Verlag, 2022, doi: 10.31030/3364120.