VDA QMC

Verband der Automobilindustrie
Qualitäts-Management-Center

Qualitätsmanagement in der Automobilindustrie

Qualitätsmanagement für das Ökosystem Laden

1. Auflage, Oktober 2026
Online-Download-Dokument

Qualitätsmanagement in der Automobilindustrie

Qualitätsmanagement für das Ökosystem Laden

1. Auflage, Oktober 2026
Online-Download-Dokument

Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA)

ISSN 0943-9412

Copyright 2026 by

Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA)
Qualitäts Management Center (QMC)
10117 Berlin, Behrenstraße 35

Online-Download-Dokument

Unverbindliche Empfehlung des VDA

Der Verband der Automobilindustrie (VDA) empfiehlt seinen Mitgliedern, den nachstehenden VDA-Band bei der freiwilligen und eigenverantwortlichen Einführung und/oder Aufrechterhaltung von QM-Systemen anzuwenden. Eine Nichtanwendung dieser Empfehlung ist mit keinerlei rechtlichen Folgen verbunden.

Haftungsausschluss

Dieser VDA-Band berücksichtigt die zum Zeitpunkt der jeweiligen Ausgabe bekannten technischen Verfahrensweisen. Die Inhalte spiegeln in diesem Sinne die Kenntnisse und Auffassungen der Autoren zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Obwohl die Informationen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt wurden, besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität, insbesondere kann diese Publikation nicht den besonderen Umständen des Einzelfalles Rechnung tragen. Eine Verwendung liegt daher in der eigenen Verantwortung des Lesers. Durch das Anwenden der VDA-Empfehlungen entzieht sich niemand der Verantwortung für sein eigenes Handeln; alle handeln selbstverantwortlich.

Eine Haftung für Inhalte und Anwendung dieser Veröffentlichung des VDA und der Personen, die an der Erstellung der VDA-Empfehlungen beteiligt sind, ist ausgeschlossen.

Wer bei der Lektüre oder Anwendung dieser VDA-Empfehlung auf Unrichtigkeiten oder die Möglichkeit einer unrichtigen Auslegung stößt, wird gebeten, dies dem VDA umgehend mitzuteilen, damit etwaige Mängel beseitigt werden können.

Urheberrechtsschutz

Diese Schrift ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des VDA unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Übersetzungen

Das deutsche Dokument ist das Original. Bei Auslegungsfragen in anderen Sprachversionen ist auf die deutsche Version als Original Bezug zu nehmen. Diese Schrift wird auch in anderen Sprachen erscheinen. Der jeweils aktuelle Stand ist bei VDA QMC zu erfragen.

Präambel

„Laden ist eine Facettentechnologie“[1]

Ein einfaches, verlässliches und komfortables Ladeerlebnis entsteht nicht aus einer einzelnen Perspektive, sondern aus dem Zusammenspiel vieler Beteiligter und Technologien über Industrie- und Systemgrenzen hinweg. Fahrzeughersteller, Ladeinfrastruktur, Betreiber, Energiewirtschaft, Bezahldienste, IT- und Kommunikationsnetze – jede Partei bringt ihre eigene, fachlich richtige Sicht ein.

Diese einzelnen Perspektiven sind die Facetten eines gemeinsamen Systems. Wie bei einem Diamanten entscheidet jedoch nicht die einzelne Facette über die Qualität, sondern ihr Zusammenwirken. Erst wenn alle Facetten aus Sicht des EV-Fahrers konsistent zusammenpassen, entsteht eine World-Class-Charging Experience.

Der Ladediamant steht daher sinnbildlich für ein gemeinsames Zielbild, das Raum für Unterschiedlichkeit lässt, zugleich aber Verbindlichkeit schafft: Jede Facette wird anerkannt – und jede ist mitverantwortlich für das Ganze. Gleichzeitig wissen wir: In komplexen, industrieübergreifenden Systemen bleiben Fehler nicht aus. Entscheidend ist der Umgang mit ihnen.

Die Metapher des Ladefroschs als Substitution für den Begriff des Ladefehlers, entlehnt aus der Softwareentwicklung, lädt zu einem Perspektivwechsel ein. Nicht der Vorwurf eines Fehlers steht im Vordergrund, sondern die gemeinsame Suche nach noch „ungefangenen“ Fröschen im jeweiligen Verantwortungsbereich. Diese Sprache verändert Haltung, Dialog und Zusammenarbeit auf Augenhöhe.

Mit dem gemeinsamen Bild von Ladediamant und Ladefrosch setzen wir einen Leitgedanken für ein modernes Qualitätsmanagement im Ökosystem Laden: partnerschaftlich, respektvoll und kundenzentriert. Nur gemeinsam – über Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg – kann der Ladediamant bestehen und das gemeinsame Kundenversprechen eingelöst werden.



[1] Marcus Liertz, 2025.

Vorwort

VDA-Band – für ein Qualitätsmanagement im Ökosystem Laden

Dieser VDA-Band schafft eine gemeinsame, branchenübergreifende Referenz für das Qualitätsmanagement (QM) im Ökosystem Laden (ÖSL). Er verfolgt das Ziel, ein harmonisiertes, sektorübergreifendes Qualitätsverständnis schrittweise zu etablieren, die Analysefähigkeit zu verbessern, Interpretationsspielräume zu reduzieren und die Grundlage für eine stabile, interoperable und kundenorientierte Ladeerfahrung zu schaffen. Die vorliegende Version ist bewusst als initiale Ausprägung konzipiert und versteht sich zugleich als Einladung zur aktiven Mitwirkung und Weiterentwicklung durch die beteiligten Beitragsleister.

Der VDA-Band richtet sich an alle relevanten und interessierten Beitragsleister im ÖSL. Als Beitragsleister werden in diesem VDA-Band Teilnehmer im ÖSL bezeichnet, die eine aktive Rolle im Gesamtprozess übernehmen, unmittelbar an der Wertschöpfung beteiligt sind und durch ihr Mitwirken Einfluss auf die Qualität des Kundenerlebnisses Laden nehmen. Dazu gehören insbesondere Fahrzeughersteller, Betreiber von Ladeinfrastruktur, Hardware- und Softwareanbieter, Beteiligte der Energiewirtschaft, Mobilitäts- und Serviceprovider, Plattformanbieter sowie weitere am ÖSL beteiligte Unternehmen und Organisationen. Ziel ist es, eine gemeinsame Referenz zu schaffen, die über Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg ein besseres Verständnis von Qualität, Methoden und Workflows im Ladeerlebnis ermöglicht.

Das ÖSL ist durch ein komplexes Zusammenspiel technischer, organisatorischer und informationeller Schnittstellen geprägt. Qualität entsteht in diesem Umfeld nicht durch die isolierte Optimierung einzelner Teilsysteme, sondern durch das verzahnte Zusammenwirken aller relevanten Elemente zu einem konsistenten Qualitätsmanagementsystem. Genau hier setzt dieser VDA-Band an: Er definiert grundlegende Begriffe, beschreibt Zusammenhänge, schafft eine strukturierte Grundlage für ein gemeinsames Systemverständnis und unterstützt so eine transparente, vergleichbare und effiziente Ausgestaltung von Qualität im ÖSL.

Der VDA-Band besitzt keinen normativen oder verbindlichen Charakter. Er stellt eine unverbindliche Orientierungshilfe dar, deren Anwendung jedem Unternehmen eigenverantwortlich freisteht. Eine rechtliche oder vertragliche

Verbindlichkeit entsteht ausschließlich, wenn die Inhalte ausdrücklich in einzelvertraglichen Vereinbarungen, Lieferantenanforderungen oder rechtsverbindlichen Regelungen in Bezug genommen werden. Unternehmen bleiben jederzeit frei, abweichende, gleichwertige oder weitergehende Lösungen zu wählen. Dieser VDA-Band stellt damit eine über die Zeit etablierbare Orientierungsempfehlung dar, die Unternehmen der Automobilindustrie ebenso wie weiteren beteiligten Beitragsleistern des „ÖSL“ zur eigenständigen Anwendung und Weiterentwicklung dienen kann.

Die Inhalte dieses VDA-Bands orientieren sich an den Grundprinzipien des Qualitätsmanagements und lehnen sich bewusst an bewährte Standards und Methoden an. Dazu zählen insbesondere die Anforderungen der ISO 9001 sowie etablierte VDA-Ansätze wie VDA 2 Produktionsprozess- und Produktfreigabeverfahren (PPF), der 8D-Report zur strukturierten Problemlösung und die FMEA-Methode zur systematischen Risikoanalyse. Diese Methoden bilden die Grundlage für die im Dokument beschriebenen Betrachtungsebenen und methodischen Aufsatzpunkte und wurden gezielt auf die Besonderheiten des ÖSL übertragen.

Der Handlungsbedarf ist hoch: Fehlerhafte Ladeerlebnisse beeinträchtigen nicht nur die Zufriedenheit der EV-Fahrer, sondern auch die Akzeptanz der Elektromobilität insgesamt. Der Ladevorgang ist kein isolierter technischer Akt, sondern ein systemübergreifender Prozess, der durch das Zusammenspiel von Fahrzeug, Ladeinfrastruktur, Backend-Systemen, Energieversorgung und digitalen Diensten entsteht. Dieser VDA-Band soll dazu beitragen, für diese Komplexität eine gemeinsame Sprache und eine belastbare Referenz zu schaffen. Sein übergeordnetes Ziel ist eine nachhaltig stabile und kundenorientierte Ladeerfahrung als wesentlicher Beitrag zum Erfolg der Elektromobilität, im Sinne von –

HappyCustomers@Charging. HappyCompanies@E-Mobility.

Die Inhalte wurden gemeinsam mit der Industrie entwickelt und sind praxisnah formuliert. Sie lassen sich in bestehende Management- und Qualitätssysteme integrieren. Für das Management bietet der VDA-Band damit eine Orientierungshilfe zur gewillkürten Reduzierung von Interpretationsspielräumen und zur Unterstützung einer belastbaren Zusammenarbeit zwischen unterschiedlichen Beitragsleistern, Branchen und regulatorischen Kontexten. Gerade im dynamisch wachsenden ÖSL kann diese gemeinsame Referenz einen Beitrag zu Qualität, Vertrauen und langfristigem Erfolg leisten, ohne unternehmensindividuelle Entscheidungen oder abweichende Lösungen vorzugeben.

Alle Unternehmen, die am ÖSL mitwirken – gleich, ob als Hersteller, Betreiber, Zulieferer oder Dienstleister –, sind eingeladen, diesen VDA-Band als gemeinsame Referenz zu nutzen. Er bietet keine starren Vorgaben, sondern eine gemeinsame Absprungbasis für ein immer besseres Verständnis des ÖSL: praxisnah, branchenübergreifend und auf die Anforderungen einer modernen, vernetzten Industrie ausgerichtet.

Terminologische und redaktionelle Hinweise zum VDA-Band

Digitaler Zugriff über QR-Codes

Zur ergänzenden digitalen Nutzung sind ausgewählte Grafiken und Abbildungen im VDA-Band mit QR-Codes versehen. Diese ermöglichen den direkten Zugriff auf die jeweiligen Referenzdokumente in vollständiger Ansicht und unterstützen insbesondere bei umfangreichen oder detailreichen Abbildungen die Lesbarkeit. Die **digital verfügbaren Referenzen** sind **im Online-Glossar des VDA QMC** hinterlegt und können über die den QR-Codes zugeordneten Verlinkungen aufgerufen werden.

Verwendung von Abkürzungen

Zur Gewährleistung einer einheitlichen, klaren und gut lesbaren Darstellung werden in diesem VDA-Band Abkürzungen verwendet. Die verwendeten Abkürzungen werden bei ihrer erstmaligen Verwendung im Text eingeführt und sind ergänzend im **Abkürzungsverzeichnis** aufgeführt und erläutert. Fachbegriffe und deren inhaltliche Definitionen sind im Glossar zusammengefasst.

Die Verwendung von Abkürzungen dient ausschließlich der sprachlichen und formalen Vereinfachung sowie der besseren Lesbarkeit des VDA-Bands.

Nutzung des Glossars

Zur Gewährleistung eines einheitlichen fachlichen Verständnisses werden die für diesen VDA-Band relevanten Fachbegriffe und deren Definitionen im Glossar zusammengeführt. Das Glossar dient dabei nicht ausschließlich der Erläuterung einzelner Begriffe, sondern bildet die verbindliche terminologische Grundlage für die Inhalte dieses VDA-Bands.

Für zentrale Sachverhalte wurden **Leitbegriffe** festgelegt und definiert. Diese Leitbegriffe sind innerhalb des VDA-Bands einheitlich zu verwenden und in der jeweils im Glossar festgelegten Bedeutung zu verstehen. Abweichende oder in anderen fachlichen Zusammenhängen gebräuchliche Begriffsverwendungen sind für die Interpretation der Inhalte dieses VDA-Bands nicht maßgeblich.

Die einheitliche Verwendung der definierten Leitbegriffe unterstützt insbesondere das gemeinsame Verständnis über die beteiligten Rollen, Systemgrenzen und Fachdisziplinen hinweg und ermöglicht eine konsistente Einordnung der beschriebenen Zusammenhänge im Ökosystem Laden.

Für das Verständnis und die Anwendung dieses VDA-Bands sind die verwendeten Fachbegriffe daher stets im Kontext der im Glossar hinterlegten Definitionen zu betrachten. Bei Unklarheiten oder unterschiedlichen Begriffsverständnissen ist die im Glossar festgelegte Definition für diesen VDA-Band maßgeblich.

Kennzeichnung von Literaturverweisen

Die im Rahmen dieses VDA-Bands herangezogenen Normen, Standards, Referenzdokumente und weiterführenden Literaturquellen sind im Literaturverzeichnis aufgeführt. Zur Unterstützung eines einheitlichen Verständnisses der im Band verwendeten Fachbegriffe und Terminologien wird ergänzend auf das Glossar sowie das Abkürzungsverzeichnis verwiesen.

Literaturverweise werden in diesem VDA-Band durch **eckige Klammern mit fortlaufenden Nummern**, z. B. **[1]** oder **[2]**, gekennzeichnet. Die jeweilige Nummer verweist eindeutig auf den entsprechenden Eintrag im Literaturverzeichnis.

Die eckigen Klammern sind dabei **nicht als Fußnoten zu verstehen.** Sie dienen ausschließlich der Kennzeichnung und eindeutigen Zuordnung der im Text verwendeten Quellen. Ergänzende Erläuterungen oder Anmerkungen werden nicht über Fußnoten geführt, sondern – sofern erforderlich – unmittelbar im Fließtext oder an der jeweils relevanten Stelle des Dokuments dargestellt.

Für die Nutzung des VDA-Bands sind die Literaturverweise daher stets in Verbindung mit dem Literaturverzeichnis zu betrachten. Über die angegebene Nummer kann die jeweilige Quelle eindeutig identifiziert und für die fachliche Einordnung der dargestellten Inhalte herangezogen werden.

Geschlechtergerechte Sprache

Zur Gewährleistung einer einheitlichen, klaren und gut lesbaren Darstellung wird in diesem VDA-Band bei Personenbezeichnungen das **generische Maskulinum** verwendet. Die gewählte Sprachform dient ausschließlich der

sprachlichen Vereinfachung und der einheitlichen redaktionellen Gestaltung.

Soweit im Text Personenbezeichnungen in der männlichen Form verwendet werden, sind Personen aller Geschlechter gleichermaßen gemeint. Die gewählte Schreibweise stellt keine Aussage über die tatsächliche Zusammensetzung von oder Zuordnung zu Personengruppen dar und ist ausdrücklich nicht wertend zu verstehen.

Die Verwendung des generischen Maskulinums erfolgt damit ausschließlich als redaktionelle Konvention für die Darstellung dieses VDA-Bands.

Danksagung

„Einfach ist kompliziert genug.“[2]

Dieser **VDA-Band Qualitätsmanagement im Ökosystem Laden** ist das Ergebnis einer intensiven, industrieübergreifenden Zusammenarbeit und des Engagements zahlreicher Expertinnen und Experten sowie Partner im Geiste, die ihre Erfahrung, ihr Fachwissen und ihre Perspektiven in die gemeinsame Arbeit eingebracht haben.

Unser besonderer Dank gilt den Mitgliedern der **Projektgruppe Qualitätsmanagement Ökosystem Laden (PG QM ÖSL).** Über einen langen und anspruchsvollen Projektzeitraum hinweg haben sie sich mit großem persönlichem und fachlichem Einsatz – mit Kopf, Herz und Hand – eingebracht, bestehende Sichtweisen hinterfragt, unterschiedliche Interessen zusammengeführt und gemeinsam an einem übergreifenden Qualitätsverständnis für das Ökosystem Laden gearbeitet.

Besonders wertvoll war dabei die Vielfalt der vertretenen Branchen und Marktrollen – von Fahrzeugherstellern (OEM), Ladepunktbetreibern (CPO) und Elektromobilitätsdienstleistern (eMSP) über Ladestationshersteller und Backend-Anbieter bis hin zu Netzbetreibern und weiteren am Ladevorgang beteiligten Beitragsleistern. Erst das Zusammenführen dieser unterschiedlichen Perspektiven hat es ermöglicht, die komplexen Zusammenhänge des Ladens über Unternehmens-, System- und Branchengrenzen hinweg ganzheitlich zu betrachten.

Unser Dank gilt ebenso allen Projektpartnern, Impulsgebern und weiteren Beteiligten, die durch ihre Beiträge, Diskussionen, Rückmeldungen, fachlichen Bewertungen und konstruktiven Kontroversen dazu beigetragen haben, die Inhalte dieses VDA-Bands zu schärfen und weiterzuentwickeln. Die Bereitschaft, Erfahrungen zu teilen, Annahmen zu hinterfragen und gemeinsam nach tragfähigen industrieübergreifenden Lösungen zu suchen, war dabei ein wesentlicher Bestandteil des Projekterfolges.

Der vorliegende VDA-Band ist daher nicht nur das Ergebnis einer fachlichen Bearbeitung, sondern Ausdruck einer gemeinsamen Leistung: **über Rollen und Unternehmensgrenzen hinweg ein gemeinsames Verständnis von Qualität im Ökosystem Laden und damit eine Grundlage für eine ver-**

[2] Marcus Liertz, 2026

lässliche, interoperable und zukunftsfähige Ladeerfahrung zu schaffen. Miteinander und füreinander – im Sinne von Cross Industries Charging (CIC).

Wir danken allen, die diesen Weg mit ihrem Wissen, ihrer Zeit und ihrem Engagement begleitet und mitgestaltet haben.

Unser Wunsch ist es, dass dieser VDA-Band die gemeinsame Arbeit fortführt und einen nachhaltigen Beitrag dazu leistet, **Ladequalität messbar zu machen, Schnittstellen besser zu beherrschen und die systemübergreifende Zusammenarbeit zu stärken – für**

HappyCustomers@Charging. HappyCompanies@E-Mobility.

Inhaltsverzeichnis

Präambel ..... **ii**

Vorwort ..... **iii**

Terminologische und redaktionelle Hinweise zum VDA-Band ..... **vi**

Danksagung ..... **ix**

Inhaltsverzeichnis ..... **xi**

Abbildungsverzeichnis ..... **xvi**

Tabellenverzeichnis ..... **xix**

1 Die Idee: Ein Qualitätsmanagement für das ÖSL **21**

2 Systemperspektive Kunde: Customer Journey Charging **44**

2.1 Customer Journey Charging (CJC) – Strukturierung und Bewertung des Ladeerlebnisses 44

2.2 Lade-Use-Cases und ihre spezifischen Anforderungen 49

2.2.1 Laden im Eigenheim (A) 52

2.2.2 Laden an Mehrparteienhäusern (B) 54

2.2.3 Laden im Unternehmen (C) 57

2.2.4 Lkw-Laden im Depot (D) 60

2.2.5 „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ 63

2.2.6 Lkw-Schnellladen an Verkehrsachsen (F) 65

2.2.7 Laden am Kundenparkplatz (G) 68

2.2.8 Laden im Straßenraum (H) 70

2.3 Kontextbezogene Qualitätsmessung von Lade-Use-Cases 73

3 KPIs zur Messung der Ladequalität **74**

3.1 Ladequalität aus Sicht des EV-Fahrers 74

3.1.1 Abgrenzung 74

3.2 KPI-System Laden 85

3.2.1 Authorization Success Rate (ASR) 85

3.2.2 Initialization Success Rate (ISR) 94

3.2.3 Transaction Success Rate (TSR) 96

3.3 Gemeinsame Messlogik und Grenzen technischer KPIs im Ökosystem Laden 100

4 TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL – eine gemeinsame Sicht auf CIC 102

4.1 Warum brauchen wir eine harmonisierte Fehlerbasis? 102

4.2 Harmonisierung der fünf häufigsten Ladefehlerkategorien 103

4.3 TOP 5-Ladefehlerkategorien 106

4.3.1 Ladestation defekt 106

4.3.2 Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich 106

4.3.3 Starten des Ladevorgangs nicht erfolgreich 106

4.3.4 Ladeabbrüche 107

4.3.5 Ladeleistung zu gering 107

4.4 Harmonisierte Fehlerbilder als Referenzstruktur der Qualitäts- und Systemanalyse 107

5 Verortung der TOP 5-Ladefehler-kategorien in der CJC 109

5.1 Aufbau der CJC (Phasenmodell) 109

5.2 Kundenfunktionslandkarte 113

5.3 Zuordnung der TOP 5-Ladefehlerkategorien 115

5.3.1 Ladestation defekt 115

5.3.2 Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich 116

5.3.3 Starten des Ladevorgangs nicht erfolgreich 119

5.3.4 Ladeabbrüche 119

5.3.5 Ladeleistung zu gering 120

5.4 Funktionale Verortung der TOP 5-Ladefehlerkategorien in der CJC als Grundlage der Systemanalyse 121

6 Systemperspektive Technik: Architekturmodell >> Kundenfunktionswirkketten und Fehlerzuordnung 123

6.1 Architekturmodell als Grundlage der technischen Analyse 123

6.2 Management- und Qualitätsmanagementsicht auf das Architekturmodell 126

6.3 Herkunft und Entwicklung des Architekturmodells 127

6.4 Das Architekturmodell als technische Referenz für das QM im ÖSL 130

7 Informationsfluss als Schlüssel zum Energiefluss: Fehlerketten im Ladevorgang 131

7.1 Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ mit Funktion Authentifizierung 133

7.1.1 Zweck der Authentifizierung 136
7.1.2 Ablauf der Authentifizierung 136
7.1.3 Bedeutung für Sicherheit und Systemintegrität 146

7.2 Lade-Use-Case: Lkw-Laden im Depot (D) 148

7.2.1 Phase 1 – Ladeplanung 151
7.2.2 Phase 2 – Anfahrt & Zugang 157
7.2.3 Phase 3 – Ladevorgang starten 159
7.2.4 Phase 4 – Ladevorgang 164
7.2.5 Phase 5 – Ladeende 168
7.2.6 Phase 6 – Abrechnung 168
7.2.7 Phase 7 – Feedback & Support 171

7.3 Bedeutung des Informationsflusses für die Systemstabilität im ÖSL 173

8 Übersicht der betroffenen Schnittstellen 175

8.1 Referenzszenario: Analyse und Zuordnung der betroffenen Schnittstellen im Lade-Use-Case „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ 175

8.1.1 „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ als Referenzszenario .. 176

8.2 Spezifikationen der betroffenen Schnittstellen und Interpretationsspielräume am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung 189

8.2.1 Spezifikationen der im Referenzszenario „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ betroffenen Schnittstellen am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung 190
8.2.2 Interpretationsspielräume am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung 191
8.2.3 Systemische Fehleranfälligkeit der Authentifizierung im ÖSL .. 196

8.3 Einordnung der Schnittstellenanalyse in die QM-Methodenkette 199

9 Qualitätsmethode: Testfallmengengerüste im ÖSL 200

9.1 Testfallmengengerüste an der Schnittstelle EV ↔ EVSE 202
9.2 Testfallmengengerüste an den Schnittstellen EVSE ↔ CPO-Backend und EVSE ↔ EVSE-Backend 207
9.3 Methodenvorschlag: Testfallmengengerüste für weitere betroffene Schnittstellen 207
9.4 Testfallmengengerüste als gemeinsame Referenz für Interoperabilität im ÖSL 208
10 Qualitätsmethode: 8D CIC >> Problemmanagement Ladefehlerkategorien: reaktives Qualitätsmanagement 209
10.1 Bestehende Qualitätsmethoden der einzelnen Beitragsleister 209
10.2 Vorschlag: Qualitätsmethoden 8D CIC 210
10.2.1 Einordnung: Prozess, Methode und Workflow 211
10.2.2 Warum ein 8D CIC? 211
10.2.3 Das Kernproblem: fehlende gemeinsame Referenz 214
10.3 8D CIC: Die methodische Antwort 215
10.3.1 Anwendungsbereich des 8D CIC – Wann ist der Einsatz sinnvoll? 215
10.3.2 Typische Kriterien für die Anwendung des 8D CIC 216
10.3.3 Der 8D CIC-Prozess (D1–D8) 218
10.4 8D CIC als gemeinsame Methode für systemübergreifendes Problemmanagement im ÖSL 233
11 Qualitätsmethode: PPF CIC – systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement im ÖSL >> Vermeidung von Ladefehlern >> proaktives Qualitätsmanagement 235
11.1 Bestehende Vorgehensweisen der Beitragsleister 235
11.2 PPF CIC als Ansatz für systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement im ÖSL 238
11.2.1 Prozessbeschreibung PPF CIC 239
11.3 Kooperativer Datenaustausch 262
11.4 PPF CIC als proaktive Qualitätsmethode für systemübergreifendes Änderungsmanagement im ÖSL 266
12 Cybersecurity im Qualitätsmanagement des ÖSL 268

12.1 Begriffsdefinition und Grundlagen 269
12.2 KRITIS und die Bedeutung für Ladeinfrastruktur 270
12.3 NIS2: Warum CPOs jetzt regulatorisch in den Fokus rücken 271
12.4 Einordnung von Cybersecurity, KRITIS und NIS2 272
12.5 Cybersecurity als Bestandteil der Ladequalität 273
13 Regulatorik: Prämissen & Vorgaben 275
13.1 Regulatorische Einordnung der Beitragsleister im ÖSL 275
13.2 Regulatorische Rahmenbedingungen als Prämissen für das QM im ÖSL 280
14 Zusammenfassung 281
Ausblick 284
Schlusswort 286
Abkürzungsverzeichnis 287
Glossar 292
Literaturverzeichnis 328
Anhang – Kooperativer Datenaustausch 339

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Referenzen im Systemkontext QM ÖSL 22

Abbildung 1-2: Customer Journey Charging (CJC) 23

Abbildung 1-2: Lade-Use-Cases (LUC) Pkw – des privaten und öffentlichen Ladens 24

Abbildung 1-3: LUC Lkw – privates und öffentliches Laden 25

Abbildung 1-5: KPI für Ladequalität >> Charging Session (sequential) – OCPP-Perspective 31

Abbildung 1-6: ÖSL Architekturmodell Managementsicht [1] 33

Abbildung 1-7: Allgemeiner Informationsfluss für DC-Laden@public/“Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ und Lkw-Laden im Depot (D) 37

Abbildung 1-8: 8D CIC 38

Abbildung 1-9: Expliziter Unterschied zwischen Methode und Workflow 39

Abbildung 2-1: Customer Journey Charging 48

Abbildung 2-2: Übersicht der Lade-Use-Cases für Pkw und Lkw (Ausschnitt) 51

Abbildung 2-3: Customer Journey Charging@Laden im Eigenheim (A) 53

Abbildung 2-4: Customer Journey Charging@Laden an Mehrparteienhäusern (B) 56

Abbildung 2-5: Customer Journey Charging@Laden im Unternehmen (C) 59

Abbildung 2-6: Customer Journey Charging@Lkw-Laden im Depot (D) 62

Abbildung 2-7: Customer Journey Charging@“Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ 64

Abbildung 2-8: Customer Journey Charging@Lkw-Schnellladen an Verkehrsachsen (F) 67

Abbildung 2-9: Customer Journey Charging@Laden am Kundenparkplatz (G) 69

Abbildung 2-10: Customer Journey Charging@Laden im Straßenraum (H) 72

Abbildung 3-1: KPI-Definitionen: Fokus des KPI-Sets in der CJC 76

Abbildung 3-2: Kern-KPIs und abgeleiteter KPI für den Gesamtprozess 77

Abbildung 3-3: Zentrale Komponenten und Protokolle für die Kern-KPIs mit Schnittstellennummern (schematischer Ausschnitt) 79

Abbildung 3-4: Zusammenführung von Ladevorgängen zu einer Nutzer-Session 83

Abbildung 4-1: Ladephasen in der CJC 105

Abbildung 5-1: Fehlerbild „Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich“ 118

Abbildung 6-1: Gesamtarchitektur ÖSL – Konsolidierung und Weiterentwicklung der Architekturen aus „InterBDL“, ... 129

Abbildung 7-1: Allgemeiner Informationsfluss für „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ 135

Abbildung 7-2: Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Erkennung eines Authentifizierungsversuchs 139

Abbildung 7-3: Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Übertragung der Identitätsdaten 141

Abbildung 7-4: Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Validierung und Rechteprüfung 143

Abbildung 7-5: Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Ergebnisrückmeldung und Ladefreigabe 145

Abbildung 7-6: Lkw-Laden im Depot (D): Allgemeiner Informationsfluss .. 150

Abbildung 7-7: Lkw-Laden im Depot: Informationsfluss bei der Ladeplanung 156

Abbildung 7-8: Lkw-Laden im Depot (D): Informationsfluss beim Start des Ladevorgangs 163

Abbildung 7-9: Lkw-Laden im Depot (D): Informationsfluss in Phase 4 – Ladevorgang 167

Abbildung 7-10: Lkw-Laden im Depot (D): Informationsfluss bei der Abrechnung..... 170

Abbildung 7-11: Lkw-Laden im Depot (D): Informationsfluss beim Support 172

Abbildung 8-1: Architekturmodell UNOSAR V3.2 – Lade-Use-Cases „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“; RFID-Authentifizierung [1] 178

Abbildung 8-2: Customer Journey Charging@“Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ mit Zuordnung zu UNOSAR 3.2 179

Abbildung 8-3: Architekturmodell UNOSAR V3.2 - Kundenfunktion „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ 182

Abbildung 10-1: 8D-CIC-Prozess 213

Abbildung 10-2: 8D-Bericht CIC [20] 218

Abbildung 11-1: Architekturmodell des ÖSL im Änderungsmanagement – Beteiligte Beitragsleister [1] 237

Abbildung 11-2: Änderungsmanagement im ÖSL 242

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Der Stein von Rosette des Ladens >> Exemplarische Gegenüberstellung unterschiedlicher Bezeichnungen von Kundenfunktionen im ÖSL 26

Tabelle 1-2: Kundenfunktionslandkarte >> ein Überblick über die verschiedenen technologischen Ausprägungen und Varianten der Kundenfunktionen in den weltweiten Ladesystemen 30

Tabelle 1-3: Übersicht Schnittstellenbetrachtung ÖSL 34

Tabelle 1-4: Testfallmengengerüste für CCS-DC-Laden 35

Tabelle 1-5: Testfallmengengerüste für AC-Laden und MCS-DC-Laden 35

Tabelle 4-1: TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL – Clusterung 104

Tabelle 4-2: TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL – Sicht des EV-Fahrers 105

Tabelle 7-1: Fahrzeugdaten – Informations- und Fehleranalyse 152

Tabelle 7-2: Ladeinfrastrukturdaten – Informations- und Fehleranalyse ... 152

Tabelle 7-3: Reservierungsprozesse – Informations- und Fehleranalyse . 153

Tabelle 7-4: Routen- und Ladeplanung – Informations- und Fehleranalyse 153

Tabelle 7-5: Dynamische Anpassung der Ladeplanung – Informations- und Fehleranalyse 154

Tabelle 7-6: Nicht integrierte oder veraltete Einsatzpläne – Informations- und Fehleranalyse 154

Tabelle 8-1: Betroffene Schnittstellen für den Lade-Use-Case „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ 180

Tabelle 8-2: Übersicht der Spezifikationen der im Referenzszenario „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ betroffenen Schnittstellen am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung 190

Tabelle 8-3: Relevante Schnittstellen im Lade-Use-Case „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ mit RFID-Authentifizierung 192

Tabelle 8-4: Feedback der EV-Fahrer an der Ladestation – mögliche technische Ursachen 195

Tabelle 8-5: Zusammenfassung der Interpretationsspielräume – Ursache, Schnittstellenbezug und Wirkung 197

Tabelle 9-1: Testfallmengengerüste für CCS-DC-Laden 204

Tabelle 9-2: Testfallmengengerüste für AC-Laden und MCS-DC-Laden .. 206

Tabelle 10-1: Übertragung 8D auf 8D CIC (D1-D4) 231

Tabelle 10-2: Übertragung 8D auf 8D CIC (D5-D8) 232

Tabelle 11-1: Typische Beitragsleister im ÖSL 245

Tabelle 11-2: RACI-Matrix 249

Tabelle 11-3: Stakeholder-Matrix 251

Tabelle 11-4: Impact-Assessment-Matrix 253

Tabelle 11-5: Notification-Matrix 255

Tabelle 11-6: Regelwerk und Rechtsbereich mit typischen Auslösern und Prüffokus 256

1 Die Idee: Ein Qualitätsmanagement für das ÖSL

Dieses Kapitel gibt einen kompakten Überblick über den Aufbau des VDA-Bands und die Systembausteine. Es dient der Orientierung und erklärt die grundsätzliche Struktur sowie das Zusammenspiel der Bausteine. Eine inhaltliche Vertiefung einzelner Themen erfolgt bewusst in den nachgelagerten Kapiteln.

Hinweise zur Nutzung des VDA-Bands QM ÖSL

Der „VDA-Band QM ÖSL v1“ ist modular aufgebaut und kann sowohl als Einstieg in das Qualitätsmanagement (QM) im Ökosystem Laden (ÖSL) als auch als methodische Arbeitsgrundlage im operativen Tagesgeschäft genutzt werden. Wer einen spezifischen Themenschwerpunkt sucht, kann gezielt in das jeweilige Kapitel einsteigen, ohne den Band komplett lesen zu müssen. Die inhaltlichen Querverweise zwischen den Kapiteln machen die funktionalen Zusammenhänge der einzelnen Systembausteine transparent. Der Band definiert grundlegende Begriffe, beschreibt Zusammenhänge und schafft eine strukturierte Grundlage für ein gemeinsames Systemverständnis aller beteiligten Beitragsleister.

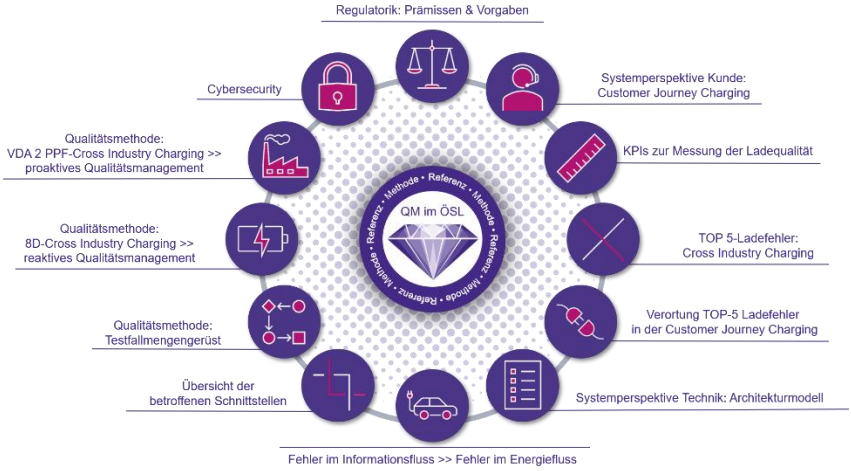


Abbildung 1-1: Referenzen im Systemkontext QM ÖSL

Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben diese System-Bausteine strukturiert und in ihrer gegenseitigen Abhängigkeit.

Systembaustein 1 >> Customer Journey Charging

Den methodischen Einstiegspunkt bildet die Customer Journey Charging (CJC). Die CJC strukturiert das Ladeerlebnis konsequent aus Sicht des EV-Fahrers und bildet die einzelnen Phasen des Ladevorgangs – von der Anfahrt bis zum Abschluss – systematisch ab. Sie schafft eine einheitliche und für alle Beitragsleister gültige Referenz. Funktionen, Teilfunktionen, Workflows und Fehler können grob verortet werden. Die CJC wird dabei zum einen als generisches Modell verstanden und zum anderen in ihren verschiedenen Ausprägungen betrachtet: ob Laden im Eigenheim, Laden im Unternehmen, Lkw-Laden im Depot oder Schnellladen an Verkehrsachsen – jeder Lade-Use-Case und jede Kundenfunktion Laden stellt dabei spezifische Anforderungen an die beteiligten Beitragsleister. Die generische CJC bildet den gemeinsamen Rahmen, während die jeweiligen Ausprägungen die kontextspezifischen Besonderheiten der einzelnen Lade-Use-Cases abbilden.

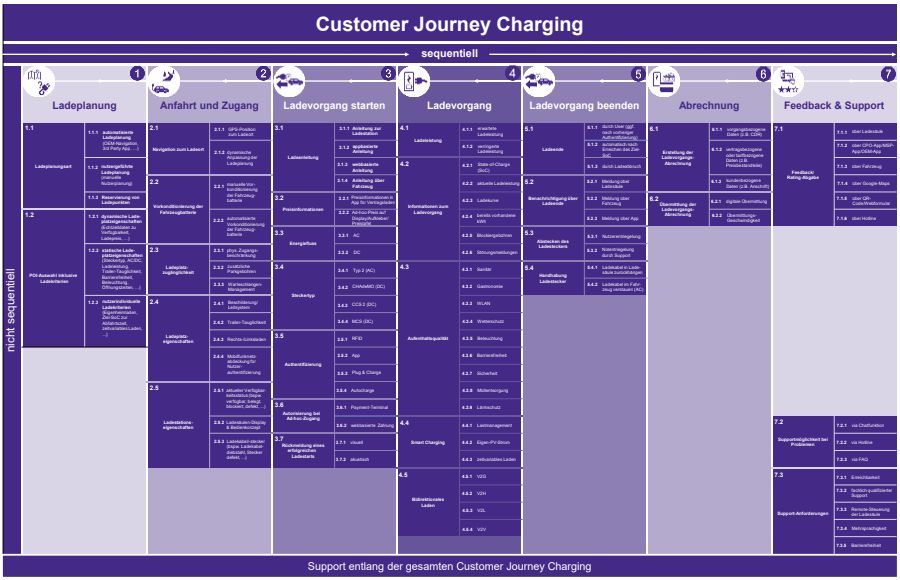


Abbildung 1-2: Customer Journey Charging (CJC)

Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 2: Systemperspektive Kunde: Customer Journey Charging
.

Systembaustein 1.1 >> Lade-Use-Cases als typische Orte des Ladens

Um die CJC und ihre Ausprägungen zu strukturieren, hat sich gezeigt, dass sich eine Referenzbeschreibung der Lade-Use-Cases mit dem Fokus des Ladeorts bewährt hat. Diese Referenz entwickelte sich über die Jahre aus der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) und dem Förderprojekt „Wirkkette Laden“. Analog zu der industrieübergreifenden Beschreibung der Lade-Use-Cases für Pkw kommt in diesem VDA-Band eine erste Referenzbeschreibung für die Lkw-Lade-Use-Cases zum Einsatz. Beide Beschreibungen sind damit Teil der Beschreibungen für ein QM für das ÖSL.

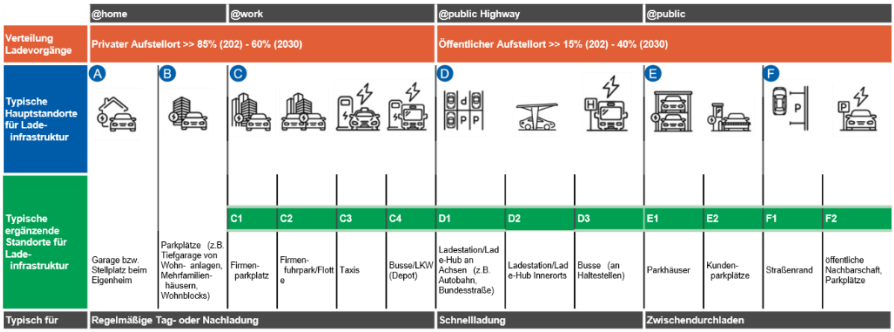


Abbildung 1-3: Lade-Use-Cases (LUC) Pkw – des privaten und öffentlichen Ladens

	@privat			@highway		@public
Verteilung Ladevorgänge	Privat zugänglich			Öffentlich zugänglich		
	1	2	3	4	5	6
Lade Use Case						
Beschreibung	Eigenes Betriebsgelände	Fremdes Betriebs-gelände	Mobile Ladepunkte	Ladehub innerorts	Ladehub an Fernstraßen	Öffentlicher Straßenraum
Typische Standorte	• Depot des Unternehmens	• Depot des Kunden oder eines Kooperations-partners	• Baustellen • Betriebsgelände, wenn der Aufbau stationärer Ladeinfrastruktur nicht möglich	• Öffentliche Parkflächen in Gewerbegebieten • Tankstellen	• Raststätten • Autohöfe	• Öffentlich gewidmete Straßen und Flächen
Energiefluss	AC & DC	AC & DC	DC	DC	DC	DC
Ø Ladeleistung	11 – 1 MW+	11 – 1 MW+	11 – 400 kW	100 kW – 1 MW+	100 kW – 1 MW+	11 – 100 kW
Ø Ladezeit	30 min – 12 h	30 min – 2 h	30 min – 12 h	30 min – 11 h	30 min – 11 h	30 min – 12 h
Ladeverhalten/ Laden während …	• Warenbe-/Entladung des Fahrzeugs • Über Nacht	• Warenbe-/Entladung des Fahrzeugs • Warte-/Pausenzeiten	• Warte-/Pausenzeiten • Über Nacht	• Warte-/Pausenzeiten/ Laden bei Ausfall in Depot (Notfallladesäule)	• Pausenzeiten	• Pausenzeiten • Über Nacht
Nutzungsgruppe	• Entsorgung • Bau-/Kippfahrzeuge • Last-Mile-Logistik • Distribution Nahverkehr	• Entsorgung • Bau-/Kippfahrzeuge • Last-Mile-Logistik • Distribution Nahverkehr	• Entsorgung • Bau-/Kippfahrzeuge • Last-Mile-Logistik • Distribution Nahverkehr	• Reisebusse • Distribution Fernverkehr • Flotten, die keine Ladeinfrastruktur im Depot haben	• Reisebusse • Distribution Fernverkehr	• N1-Fahrzeuge, die keine Ladeinfrastruktur im Depot haben

Abbildung 1-4: LUC Lkw – privates und öffentliches Laden

Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 2.2: Lade-Use-Cases und ihre spezifischen Anforderungen .

Systembaustein 1.2 >> Kundenfunktionen, Datenflüsse, Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle

Für eine funktionale Betrachtung der einzelnen Ausprägungen in der CJC ist sowohl die Beschreibung der Ladetechnologie als auch die Benennung der Kundenfunktionen durch die verschiedenen Beitragsleister gefragt. Die unterschiedlichen Benennungen der Kundenfunktionen aus Sicht der Fahrzeughersteller (OEM), der Ladeinfrastrukturbetreiber (CPO) und der Energiewirtschaft werden systematisch gegenübergestellt. Analog dem „Stein von Rosette“ ermöglicht dies die Übersetzung zwischen verschiedenen Perspektiven und schafft ein gemeinsames Verständnis im ÖSL. Eine vertiefte Darstellung der Kundenfunktionen, Datenflüsse und energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle erfolgt in den nachfolgenden Fachkapiteln.

Tabelle 1-1: Der Stein von Rosette des Ladens >> Exemplarische Gegenüberstellung unterschiedlicher Bezeichnungen von Kundenfunktionen im ÖSL

Der „Stein von Rosette“ des Ladens			
	Sicht OEM „Kundenfunktion“	**Sicht CPO „Betrieb der Ladeinfrastruktur“**	**Sicht Energiewirtschaft „Systemintegration/Stromfluss“**
DC/AC@HOME	Basisladen	Lokaler Ladepunktbetrieb ohne aktive Steuerung	Stromlieferung am privaten Ladepunkt; typischerweise ergänzt um netzseitige Einbindung als steuerbare Verbrauchseinrichtung (§ 14a EnWG).
	Laden im Zeitfenster	Zeitgesteuerter Ladebetrieb (lokal oder backendbasiert)	Lastverschiebung / zeitvariable Strombeschaffung
	Lastoptimiert	Dynamische Steuerung der Ladeleistung auf Ladepunkt- oder Backend-Ebene zur Vermeidung von Lastspitzen	Lastmanagement / Peak Shaving hinter dem Netzanschlusspunkt

Der „Stein von Rosette“ des Ladens			
	Sicht OEM „Kundenfunktion“	**Sicht CPO „Betrieb der Ladeinfrastruktur“**	**Sicht Energiewirtschaft „Systemintegration/Stromfluss“**
	Solaroptimiert	Integration des Ladepunkts in lokale Energiemanagementsysteme zur Nutzung von PV-Überschuss	Eigenverbrauchs-Optimierung/PV-Überschussladen
	Kostenoptimiert	Tarif- oder signalbasierte Steuerung des Ladepunkts zur Nutzung günstiger Strompreise	Preisoptimierte Strombeschaffung / tarifgetriebenes Laden
	Bidirektional (V2H/V2G)	Betrieb eines Ladepunkts mit Rückspeisefähigkeit und EMS-Integration (AC oder DC)	Bereitstellung von Flexibilität durch Rückspeisung ins Heim- bzw. öffentliche Netz (AC oder DC)
DC/AC@WORK	Basisladen	Betrieb nicht öffentlicher Ladeinfrastruktur mit Nutzerverwaltung und ggf. Zugangskontrolle für Mitarbeiter	Standortbelieferung / nicht öffentliches Mitarbeiterladen

Der „Stein von Rosette“ des Ladens			
	Sicht OEM „Kundenfunktion“	**Sicht CPO „Betrieb der Ladeinfrastruktur“**	**Sicht Energiewirtschaft „Systemintegration/Stromfluss“**
	Bidirektional (Depot/Flotte)	Integration in Flotten- und Energiemanagementsysteme mit Rückspeisefunktion (AC oder DC)	Nutzung von Flotten als flexible Last bzw. Speicher im Energiesystem (AC oder DC)
DC/AC@PUBLIC	PUBLIC_RFID	Bereitstellung öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur mit RFID-basierter Authentifizierung und Backend-Anbindung zur Autorisierung	Öffentliche Ladeleistung auf Vertragsbasis; typischerweise MSP/EMSP-gestütztes Laden inkl. E-Roaming/Clearing
	PUBLIC_ADHOC	Bereitstellung von Ladeleistung ohne Vertragsbindung mit direkter Bezahlmöglichkeit am Ladepunkt oder über Webschnittstellen	Punktuelle Stromlieferung/Ad-hoc-Laden
	PUBLIC_APP	Backendgestützte Authentifizierung und Steuerung des Ladevorgangs	Öffentliche Ladeleistung auf Vertragsbasis; funktional wie RFID, aber mit digitalem Authentifizierungs-/Vertragskanal

Der „Stein von Rosette“ des Ladens			
	Sicht OEM „Kundenfunktion“	**Sicht CPO „Betrieb der Ladeinfrastruktur“**	**Sicht Energiewirtschaft „Systemintegration/Stromfluss“**
		über mobile Anwendungen und digitale Schnittstellen	
	Bidirektional (V2G)	Ladeinfrastruktur mit bidirektionaler Leistungsfähigkeit und Backend-Integration (AC oder DC)	Integration von Fahrzeugen als dezentrale Flexibilitätsressource im Energiesystem (AC oder DC)

Systembaustein 1.3 >> Acht Ladesysteme weltweit >> Fokus Deutschland und die EU

Für ein gemeinsames QM im ÖSL ist die Betrachtung unterschiedlicher technischer und funktionaler Ausprägungen essenziell. Eine strukturierte Übersicht über weltweite Ladesysteme, zugrunde liegende Technologien, Lade-Use-Cases sowie die jeweilige Benennung von Kundenfunktionen Laden hat sich hierfür als besonders hilfreich erwiesen. Die weltweite Betrachtung dient dabei der Einordnung unterschiedlicher technischer und funktionaler Ausprägungen; der Anwendungsbereich dieses VDA-Bands bleibt auf Deutschland und die Europäische Union ausgerichtet. Auf dieser Grundlage wurde eine Kundenfunktionslandkarte festgelegt, die die unterschiedlichen Ausprägungen und Benennungen von Kundenfunktionen strukturiert zusammenführt und in diesem VDA-Band vergleichend gegenüberstellt. Sie verdeutlicht Unterschiede, die sich aus verschiedenen Normen, technischen Ausprägungen und Benennungen ergeben können.

Tabelle 1-2: Kundenfunktionslandkarte >> ein Überblick über die verschiedenen technologischen Ausprägungen und Varianten der Kundenfunktionen in den weltweiten Ladesystemen

					Japan	Japan		
				Korea	Korea			
	ECE	ECE	US	US	US		China	China
Lade-Usecases	CCS 2	Typ 2	NACS (SAEJ3400)	CCS 1	Typ 1	CHAdeMO	AC GB/T (Typ 2 invertiert)	DC GB/T
Laden @Home/ @Work/ @Destination		AC Laden: Smart Charging V1G; Basic	AC Laden: Smart Charging V1G; Basic		AC Laden: Smart Charging V1G; Basic		AC Laden: Smart Charging V1G; Basic	
Laden @Home/ @Work/ @Destination	AC Laden: Smart Charging V1G; Basic		AC Laden: Smart Charging V1G; Basic	AC Laden: Smart Charging V1G; Basic		AC Laden: Smart Charging V1G; Basic		AC Laden: Smart Charging V1G; Basic
Laden @Public		AC Laden	AC Laden		AC Laden		AC Laden	
Laden @Public	DC Laden		DC Laden	DC Laden		DC Laden		DC Laden
Entladen		AC V2H	AC V2H		AC V2H		AC V2H	
Entladen	DC V2H		DC V2H	DC V2H		DC V2H		DC V2H
Entladen		AC V2G	AC V2G		AC V2G		AC V2G	
Entladen	DC V2G		DC V2G	DC V2G		DC V2G		DC V2G
Entladen		AC V2V	AC V2V		AC V2V		AC V2V	
Entladen	DC V2V		DC V2V	DC V2V		DC V2V		DC V2V
Entladen		AC V2L	AC V2L		AC V2L		AC V2L	
Entladen	DC V2L		DC V2L	DC V2L		DC V2L		DC V2L
Ergänzende Funktionen	Plug & Charge	Plug & Charge	Plug & Charge	Plug & Charge	Plug & Charge	Plug & Charge	Plug & Charge	Plug & Charge

Systembaustein 2 >> Messen der Ladequalität

Die strukturierte Sicht der CJC allein reicht jedoch nicht aus, um Qualität im ÖSL objektiv zu bewerten. Es bedarf einer einheitlichen, industrieübergreifenden Methodik zur Messung von Ladeerfolg und Lademisserfolg. Ohne eine harmonisierte KPI-Logik entstehen inkonsistente Bewertungen, die eine systemübergreifende Qualitätssteuerung erschweren. Aus diesem Grund wird eine gemeinsame Definition von Ladeerfolg und Lademisserfolg aus (im ersten Schritt) technischer Sicht und Sicht des EV-Fahrers eingeführt und darauf aufbauend ein abgestimmtes KPI-System Laden entwickelt. Dieses ermöglicht eine objektive und vergleichbare Bewertung der Ladequalität über System- und Unternehmensgrenzen hinweg und bildet die Messbasis für alle nachgelagerten Qualitätsmaßnahmen.

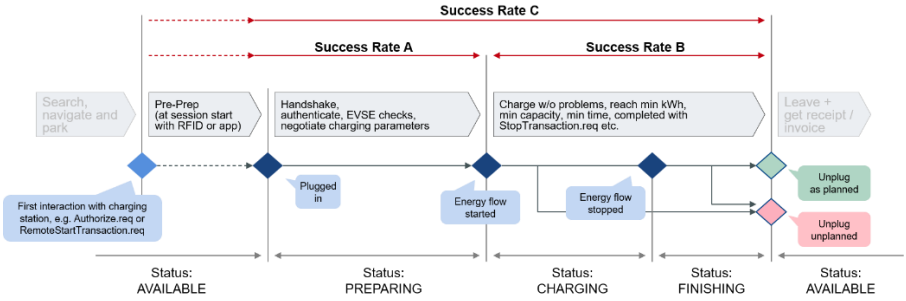


Abbildung 1-5: KPI für Ladequalität >> Charging Session (sequential) – OCPP-Perspective

Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 3: KPIs zur Messung der Ladequalität.

Systembaustein 3 >> Die Betrachtung der IST-Situation beim Laden

Als dritter Baustein für ein QM erfolgt die Einführung einer harmonisierten Fehlerbasis: die TOP 5-Ladefehlerkategorien Cross Industries Charging (CIC). Diese fünf häufigsten Fehlerkategorien wurden industrieübergreifend identifiziert und konsolidiert. Sie schaffen eine gemeinsame Referenz der aktuellen Fehlerbilder beim Laden und damit eine konsistente Ausgangsbasis für Analyse, Bewertung und Priorisierung über alle beteiligten Beitragsleister hinweg. Eine erste grobe Verortung dieser TOP 5-Ladefehlerkategorien in der CJC ermöglicht ihre strukturierte Einordnung in das Erlebnis des

EV-Fahrers und schafft die Grundlage für weiterführende technische Analysen.



Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 4: TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL – eine gemeinsame Sicht CIC, und Kapitel 5: Verortung der TOP 5-Ladefehler-kategorien in der CJC.

Systembaustein 4 >> ein gemeinsames Architekturmodell für das ÖSL

Die Perspektive der CJC wird durch eine technische Systemsicht ergänzt. Ein industrieübergreifendes Architekturmodell des ÖSL dient als Referenz, um funktionale Betrachtungen in eine konkrete Systemsicht zu überführen. Die bestehenden Bemühungen um ein gemeinsames Architekturbild, getragen von einer großen Zahl beteiligter Beitragsleister im ÖSL, werden in diesem VDA-Band als Referenz für das QM im ÖSL aufgegriffen. Die strukturierte Benennung und Zuordnung der relevanten Schnittstellen ist dabei ein wesentlicher, fachlich anspruchsvoller Baustein.



Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 6: Systemperspektive Technik: Architekturmodell >> Kundenfunktionswirkketten und Fehlerzuordnung.

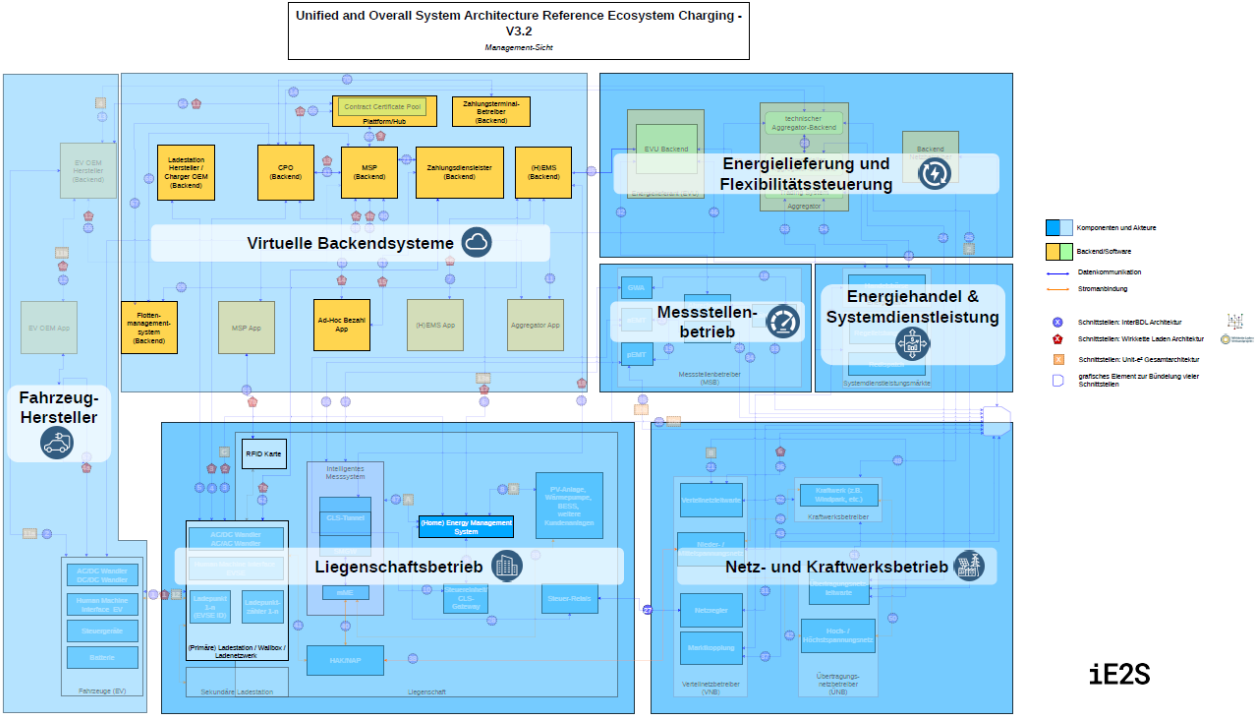


Abbildung 1-6: ÖSL Architekturmodell Managementsicht [1]

Systembaustein 5 >> Welche Schnittstellen sind durch welche Normen spezifiziert?

Die Analyse und Erfahrungen zeigen, dass bestehende Normen und Spezifikationen diverse Interpretationsspielräume enthalten, die zu unterschiedlichen Implementierungen und daraus resultierenden Fehlerbildern in den Kundenfunktionswirkketten Laden – dem systemübergreifenden Zusammenwirken der beteiligten Funktionen und Systeme zur Erfüllung einer Kundenfunktion – führen können. Diese wirken sich unmittelbar auf das Ladeerlebnis aus. Ein erster Schritt im QM für das ÖSL besteht darin, Transparenz darüber zu schaffen, welche Schnittstellen des gemeinsamen Architekturmodells durch welche Normen und Standards beschrieben werden.

Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 8: Übersicht der betroffenen Schnittstellen.

Tabelle 1-3: Übersicht Schnittstellenbetrachtung ÖSL

Schnittstellenbezeichnung	Schnittstellenbeschreibung	Zuordnung Energiewirtschaft / ÖSL	Reifegrad	Protokolle / Standards / Normen
BEV - EVSE	Die Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung ermöglicht den bidirektionalen Energie- und Informationsaustausch. Sie dient zur Aushandlung von Lade- bzw. Entladeparametern, zur Steuerung des Ladeprozesses und zur Übermittlung von Status- und Fehlermeldungen. Grundlage sind physikalische Verbindungen (Stromübertragungen) und digitale Kommunikation (Steuer- und Signalisierungsdaten).		Standardisiert	IEC 61851; ISO 15118-2/-3/-20/-24; IEC 62196; DIN SPEC 70121, DIN SPEC 70122
BEV - OEM Backend	Die Schnittstelle verbindet das Fahrzeug direkt mit dem Backend des Fahrzeugherstellers. Sie dient dem Austausch von Fahrzeug- und Batteriedaten, Remote-Funktionen (z.B. Ladeplanung, Softwareupdates) sowie der Unterstützung von Mehrwertdiensten.		Teilweise Standardisiert	Mobilfunkstandards (LTE, 5G); Proprietäre OEM-APIs; ISO 20078-1
EVSE - HEMS	Über diese Verbindung tauscht die Ladeeinrichtung Informationen mit dem HEMS aus. Ziel ist es, Ladevorgänge mit lokalen Energiequellen (z.B. PV-Anlage) und Verbrauchern abzustimmen, um Eigenverbrauch zu erhöhen, Kosten zu senken oder netzdienliches Laden zu unterstützen.		Teilweise Standardisiert	IEC 63380; EEBUS; Modbus, KNX (ISO/IEC 14543);
EVSE - CPO Backend	Ladeeinrichtungen sind über diese Schnittstelle mit dem Backend des Charge Point Operators (CPO) verbunden. Darüber erfolgen u.a. die Überwachung des Betriebszustands sowie die Abrechnung und Nutzerautorisierung.		Standardisiert	IEC 63110; OCPP 1.6 / 2.0.1 / 2.1
EVSE - EVSE Backend	Die Verbindung ermöglicht die Kommunikation zwischen Ladeeinrichtung und dem Betreiber-Backend. Sie dient der Statusüberwachung, Fehlerdiagnose und Firmware-Updates.		Standardisiert	IEC 63110; OCPP 2.0.1 / 2.1
HEMS - HEMS Backend	Das HEMS kommuniziert über diese Schnittstelle mit seinem Backend. Typische Funktionen sind Fernüberwachung, Software-Updates sowie die Bereitstellung von Energiedaten für Analyse-, Optimierungs- oder Servicezwecke.			REST; MQTT (Cloud-APIs)
HEMS Backend - HEMS App	Über diese Schnittstelle greifen Nutzer über ihre App auf Funktionen des HEMS zu. Sie ermöglicht die Visualisierung von Energiedaten, die Konfiguration von Einstellungen sowie die Steuerung von Ladevorgängen und weiteren Verbrauchern.			REST
HEMS - Kundenanlagen (PV, WP, usw.)	Das HEMS ist mit lokalen Erzeugern und Verbrauchern wie Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern oder Wärmepumpen verbunden. Darüber werden Betriebsdaten ausgetauscht und Steuerbefehle übermittelt, um Erzeugung und Verbrauch im Haushalt optimal aufeinander abzustimmen.		Teilweise Standardisiert	EEBUS; Modbus/TCP; Sunspec; proprietäre Schnittstellen
Steuereinheit / CLS-Gateway - HEMS	Die Steuereinheit sendet einen Steuerbefehl und Informationen zur Leistungsbegrenzung (vom MSB kommend) an das HEMS und ermöglicht so die Umsetzung der Laststeuerung gemäß §14a EnWG. Kommunizierte Daten sind u.a. Leistungsbegrenzung, Statusrückmeldung und zeitliche Steuerung. Die Kommunikation kann z.B. mithilfe des EEBUS-Protokolls erfolgen.			EEBUS; CLS-Kanal über SMGW (BSI TR-03109); Modbus/TCP; proprietäre Herstellerprotokolle
aEMT-System (via CLS-Tunnel durch SMGW) - Steuereinheit (CLS-Gateway)	Diese Schnittstelle ermöglicht die Kommunikation zwischen dem aEMT und der Steuereinheit, welche den Steuerbefehl weiter an die steuerbare Verbrauchseinrichtung sendet. Hierdurch können Steuerbefehle vom aEMT an die Steuereinheit zur Lastlimitierung übermittelt werden sowie die Rückmeldung von Statusinformationen erfolgen. Die Nutzung des CLS-Tunnels des SMGWs ermöglicht eine sichere und verschlüsselte Übertragung.			BSI TR-03109; DIN VDE V 0418-63-8
Techn. Aggregator Backend - Aggregator App	Die Aggregator App ist die Front-end User Interface vom technischen Aggregator. Hierüber kann der Nutzer seine BEVs verbinden, beobachten und verwalten. Die App zeigt Informationen über Historie der Ladevorgänge, Wirkleistungsstatus der BEVs und Leistungsrichtung.			REST-APIs; MQTT; Websocket
BEV-App - OEM Backend	Die Front-end User Interface vom BEV, in welcher der Nutzer die relevanten Informationen seines Fahrzeugs sehen und kontrollieren kann.			REST-APIs; MQTT; Websocket; OEM proprietäre Protokolle,;ISO 20078-1;
Techn. Aggregator Backend - OEM Backend	Optional: Der technische Aggregator fragt dem OEM Backend die Informationen zu den einzelnen BEVs an, so dass der technische Aggregator die Berechtigung hat, Befehle zu senden und die Ladevorgänge des BEVs zu kontrollieren.			Proprietäre Schnittstelle
Techn. Aggregator Backend - CPO Backend	Der technische Aggregator empfängt die aktuellen Daten der jeweiligen an den Ladepunkten angeschlossenen Fahrzeuge und sendet die Fahrpläne der Ladevorgänge zurück, so dass der CPO die Ladepunkte steuern kann.	eher Übergangsstelle infos	Teilweise Standardisiert	OCPP 2.0.1; IEC 63110
SMGW - moderne Messeinrichtung	Die Schnittstelle zwischen SMGW und mME schafft eine intelligente und sichere Verbindung zur Erfassung, Verwaltung und Weiterleitung von Verbrauchsdaten und unterstützt die Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen im Messstellenbetrieb.	Energiesystem intern		Drahtgebunden; M-Bus
pEMT-System - iMSys	Der pEMT sendet Smart Meter Daten für Abrechnungszwecke an den MSB.	Übergabepunkt Infos		BSI TR-03109
Gateway-Admin - iMSys	Über diese Verbindung verwaltet der Gateway-Administrator das intelligente Messsystem (iMSys). Dazu gehören Konfiguration, sichere Kommunikation, Firmware-Updates und die Übermittlung von Steuer- oder Messdaten im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben.	Energiesystem intern		BSI TR-03109
Gateway-Admin - MSB Zählerwesen	Diese Schnittstelle dient primär der Verwaltung und dem Betrieb des SMGWs. Kommunizierte Daten sind z.B. die Bereitstellung von abrechnungsrelevanten Daten aus dem iMSys für das MSB-Zählerwesen oder die Bereitstellung relevanter Zustandsdaten des CLS-Tunnels.	Energiesystem intern		AS4 (MaKo 2022)
Zählerwesen MSB Abrechnung - pEMT-System	Der pEMT sendet Smart Meter Daten für Abrechnungszwecke an den MSB.	Energiesystem intern		BSI TR-03109
VNB Backend - CLS-Management	Der VNB hat durch diese Schnittstelle die Möglichkeit, über das CLS-Management des SMGWs Steuerbefehle an steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Kontext des §14a EnWG zu senden.	Übergabepunkt Infos		BSI TR-03109
Verteilnetzleitwarte - Leitwarte (ÜNB)	Kommunikation zwischen den Leitwarten der kleineren und größeren Regionen für Netzstabilitätszwecke.	Energiesystem intern		IEC 60870-5-104/101; IEC 61850;
Energielieferant Backend - Komm. Aggr. Backend	Der Energielieferant übermittelt Strommarktpreise an den kommerziellen Aggregator. Der Aggregator tauscht Informationen zu Verfügbarkeit und Einsatz der Flexibilitäten mit dem Energielieferanten aus.	Energiesystem intern		REST via kommerzieller Aggregator API
Komm. Aggr. Backend - Techn. Aggr. Backend	Individuell aufgebaute Schnittstelle für den Datenaustausch bzgl. Kraftwerks-Fahrpläne und verkaufte & gekaufte Energie.	Energiesystem intern		Proprietäre Schnittstelle
Leitwarte (ÜNB) - Komm. Aggr. Backend	Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) stellt dem Aggregator netzrelevante Informationen, z. B. das Frequenzniveau, bereit. Auf dieser Basis kann der Aggregator Flexibilitäten bündeln und als Regelleistungs- oder Redispatch-Dienstleistung vermarkten.	Energiesystem intern		IEC 60870-5-104/101; IEC 61850
Leitwarte (ÜNB) - Techn. Aggr. Backend	Signal Abruf Regelenergie über einen gesicherten Kanal. Der technische Aggregator übergibt die Steuersignale des ÜNBs an die Anlage für die Regelenergieerbringung.	Energiesystem intern		IEC 60870-5-104/101
VNB Backend - aEMT-System	Integration des CLS-Management in das aEMT-System ermöglicht es, auf Netzanforderungen zu reagieren, die Netzstabilität zu unterstützen und Flexibilität im Energiesystem zu schaffen.	Energiesystem intern		BSI TR-03109
VNB Netzregler - Steuer-Relais	Der Verteilnetzbetreiber (VNB) kann über diese Verbindung Verbraucher oder Erzeuger im Haushalt indirekt ansteuern. Das Steuerrelais setzt Vorgaben des Netzreglers um, etwa zur Lastreduktion oder Einspeisebegrenzung.	Übergabepunkt Infos		Rundsteuertechnik
Steuer-Relais - HEMS	Das Steuerrelais übermittelt Steuerbefehle des Netzbetreibers oder anderer Akteure an das HEMS. Dieses setzt die Vorgaben um, indem es angeschlossene Verbraucher oder Erzeuger entsprechend regelt.	Übergabepunkt Infos		Potenzialfreier Kontakt
CLS-Management - aEMT-System	Integration des CLS-Management in das aEMT-System ermöglicht es, auf Netzanforderungen zu reagieren, die Netzstabilität zu unterstützen und Flexibilität im Energiesystem zu schaffen.	Energiesystem intern		BSI TR-03109
MaKo-Kopplung - Energiemarkt	Über diese Schnittstelle tauscht der Verteilnetzbetreiber mit Marktakteuren wie Lieferanten, Bilanzkreisverantwortlichen oder Aggregatoren standardisierte Nachrichten aus.	Energiesystem intern		AS4 (MaKo 2022)
Netzregler (VNB) - VNB-Backend	Informationen über Abregelungen (Dimmen) von Lasten und Einspeisern (Kompensation).	Energiesystem intern		IEC 60870
Abrechnung MSB - Energielieferant Backend	Bereitstellung der energiewirtschaftlich relevanten Daten, wie Zählerdaten und Zeiträume der Messungen als Voraussetzung für die Abrechnung.	Energiesystem intern		AS4 (MaKo 2022)
Zählerwesen - VNB Backend	Austausch technischer Details der Zähler der Liegenschaften.	Energiesystem intern		AS4 (MaKo 2022)
VNB Backend - Abrechnung MSB	Informationen über Abrechnungsrelevante Daten, insbesondere zur Kompensation der Steuern und Abgaben im Fall von Netzregelung und §14a EnWG.	Energiesystem intern		AS4 (MaKo 2022)
pEMT-System - VNB Backend	Übermittlung aktueller Werte aus Smart Meter (Netzzustandsbestimmung).	Energiesystem intern		AS4 (MaKo 2022)
Verteilnetzleitwarte - VNB Backend	Steuerbefehle für dezentrale Erzeuger und Lasten, evtl. Fahrplanübermittlung. Die Leitwarte holt sich alle benötigten Daten aus den VNB-Systemen (Assetmanagement, Anschlusswesen, GIS).	Energiesystem intern		Herstellerspezifisch
MaKo-Kopplung - VNB Backend	Verbindung des VNBs zum öffentlichen Energiemarkt um große Strommengen zu kaufen und verkaufen.	Energiesystem intern		AS4 (MaKo 2022)
HAK/NAP - Nieder-/Mittelspannungsnetz	Der Netzanschlusspunkt ist die Verbindung der Liegenschaft an das Stromnetz für die Lieferung von Strom.	Übergabepunkt Strom		VDE-AR-N 4100 / 4105 / 4110; VNB-spezifische Technische Anschlussbedingungen (TAB)
mME - Kundenanlagen	Die Lieferung von Strom vom moderne Messeinrichtung an den jeweiligen Kundenanlagen erfolgt über das Stromnetz der Liegenschaft.	Hauselektrik		VDE-AR-N 4100 / 4105 / 4110; VNB-spezifische Technische Anschlussbedingungen (TAB)
HAK/NAP - mME	Die moderne Messeinrichtung ist zuständig für die konstante Messung der aktuellen Lasten am Netzanschlusspunkt der Liegenschaft.	Hauselektrik		VDE-AR-N 4100 / 4105 / 4110; VNB-spezifische Technische Anschlussbedingungen (TAB)
HAK/NAP - EVSE	Am Netzanschlusspunkt wird die Ladeeinrichtung elektrisch mit dem Verteilnetz verbunden. Darüber erfolgt die Energieübertragung für den Lade- und ggf. Rückspeisebetrieb sowie die Umsetzung von Schutz- und Sicherheitsanforderungen.	Hauselektrik		VDE-AR-N 4100 / 4105 / 4110; VNB-spezifische Technische Anschlussbedingungen (TAB)
CPO Backend - MSP Backend	Die Roaming-Schnittstelle in der E-Mobilität ermöglicht den Austausch von Echtzeitdaten zwischen CPO- und MSP-Backends, darunter Ladevorgangsdaten, Statusinformationen, Nutzerpräferenzen sowie die Fernsteuerung und Fernautorisierung von Ladevorgänge. Zusätzlich unterstützt sie den asynchronen Datenaustausch zwischen MSPs, CPOs und EVSEs, einschließlich CDRs, Tarifinformationen, Autorisierungs- und Zugangsdaten, POIs, Ladeprofilen und Zahlungsinformationen. Ein Roaming-Hub sorgt dabei für zuverlässige Datenübertragung und die Vernetzung aller Beteiligten. --> Siehe auch Schnittstellen 9 und 10 (Wirkkette Laden)	Roaming, Vertragsdaten, Ladehistorie, Preisaustausch		OCPI 2.3; OCHP 1.4; OICP; eMIP (Hauptsächlich in Frankreich)
Nieder-/Mittelspannungsnetz - Hoch-/Höchstspannungsnetz	Der Hochspannungsstrom wird physisch durch das ÜNB-Netz zum VNB-Netz transportiert und transformiert.	Energiesystem intern		VDE-AR-N 4110 / 4120
Nieder-/Mittelspannungsnetz - VNB Backend	Der VNB bekommt netzrelevante Informationen zum aktuellen Status des Netzes.	Energiesystem intern		Via Trafostation; IEC 60870-5-104
Kommerzieller Aggregator Backend - Energiemarkt	Der Kommerzielle Aggregator fungiert als Händler im Energiemarkt, um die von allen möglichen Parteien angebotene Energie (oder benötigte Energie) zu kaufen und verkaufen.	Energiesystem intern		REST API (via kommerzieller Aggregator)
(H)EMS Backend - Energielieferant Backend	Das HEMS bekommt Daten zu den aktuellen Strompreisen vom Energielieferant, wie im Falle dynamischer Stromtarife.	Energiesystem intern		REST-APIs; MQTT
Energielieferant Backend - Energiemarkt	Der Energielieferant/Stromanbieter bekommt Preislisten aus dem Energiemarkt um seine Preise zusammenzustellen und zu hedgen.	Energiesystem intern		REST-APIs; Marktplattform-spezifisch
(H)EMS - iMSys	Das HEMS nutzt das intelligente Messsystem (iMSys) zur Erfassung von Energieflüssen und für eine sichere Anbindung an Markt- und Netzakteure. Darüber können Messwerte übertragen sowie Steuerbefehle im Rahmen gesetzlicher Vorgaben umgesetzt werden.	Hauselektrik		BSI TR-03109

Systembaustein 6 >> Testfallmengengerüste pro Schnittstelle im ÖSL

Um Interpretationsspielräume an den Schnittstellen des ÖSL weiter zu reduzieren, wird ein Ansatz zur Beschreibung von Testfallmengengerüsten pro Schnittstelle als Qualitätsmethode empfohlen. Solche Testfallmengengerüste können den beteiligten Unternehmen als freiwillige Referenz dienen, um eigene Prüf- und Absicherungsprozesse nachvollziehbar auszugestalten. Die konkrete Auswahl, Ausgestaltung und Anwendung von Testfällen bleibt den jeweiligen Unternehmen vorbehalten und kann je nach Produkt, Schnittstelle, Risikobewertung und vertraglichem Kontext abweichen. Dabei orientiert sich das QM ÖSL an dem von CharIN e. V. für die Schnittstelle 1 (EV–EVSE) verfolgten Ansatz der Testfallmengengerüste und der zugrunde liegenden Umbrella-Dokumente und überträgt diesen Ansatz auf weitere Schnittstellen (vgl. Kapitel 9).



Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 1: **Fehler! Kein gültiges Resultat für Tabelle.**.

Tabelle 1-4: Testfallmengengerüste für CCS-DC-Laden

#	Schnitt-stelle ÖSL	Techno-logie	Referenz Testfallmengeng erüst liegt vor	Complete-ness	Correct-ness	Quelle	LINK auf das Dokum ent	Version	Release-datum
1	(1)	DC EVSE (CCS2) Basic	ja	ja	ja	CharIN	[11]	V1.0	2025-12-05
2	(1)	DC EV (CCS2) Basic & Extended	ja	ja	ja	CharIN	[12]	V1.0	2025-12-18
3	(1)	DC EVSE (CCS2) Extended	ja	ja	ja	CharIN	[13]	V1.0	2025-12-04

Tabelle 1-5: Testfallmengengerüste für AC-Laden und MCS-DC-Laden

#	Schnittstelle ÖSL	Technologie	Referenz Testfallmengengerüst liegt vor	Completeness	Correctness	Quelle	LINK auf das Dokument	Version	Releasedatum
4	(1)	AC EVSE Basic & Extended	on hold	-	-	CharIN	-	-	-
5	(1)	AC EV Basic & Extended	early draft	05/2026	Q3-Q4/2026	CharIN	-	-	Q2/2026
6	(1)	MCS (DC) EVSE	planned	-	-	CharIN	-	-	-
7	(1)	MCS (DC) EV	planned	-	-	CharIN	-	-	-

Systembaustein 7 >> Systemische Betrachtung der Datenflüsse am Beispiel

Die systemischen Analysen zeigen, dass Fehler im Ladevorgang häufig nicht primär technischer Natur im engeren Sinne sind. Ursachen liegen oftmals in gestörten oder fehlerhaften Daten- und Informationsflüssen, aber auch in Interpretationsspielräumen von Normen, Standards und Spezifikationen. Diese können zu unterschiedlichen, untereinander nicht vollständig abgestimmten Implementierungen führen, obwohl die beteiligten Systeme jeweils Norm- bzw. spezifikationskonform umgesetzt wurden.

Fehler im Informationsfluss – etwa fehlende Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation, inkonsistente Daten zwischen Backend-Systemen oder Zeitverzögerungen in den Informationsflüssen – können dazu führen, dass ein Ladevorgang nicht startet, vorzeitig abbricht oder fehlerhaft durchgeführt wird. Darüber hinaus erhalten EV-Fahrer häufig keine oder nur unzureichende Informationen über die Ursache des Problems sowie mögliche Handlungsmöglichkeiten zur erfolgreichen Fortsetzung des Ladevorgangs.

Dies führt nicht nur zu Fehlern im Energiefluss, sondern stellt auch eine wesentliche Ursache für Lademisserfolg und Frustration aus Kundensicht dar. Diese Kausalität wird beispielhaft anhand konkreter Kundenfunktionen beschrieben, wie der Authentifizierung beim „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ oder dem Lkw-Laden im Depot (D). Die Analyse der Informationsflüsse entlang der betroffenen Kundenfunktionswirkketten schafft die notwendige Grundlage, Fehlerursachen systematisch und schnittstellengenau zu verorten.

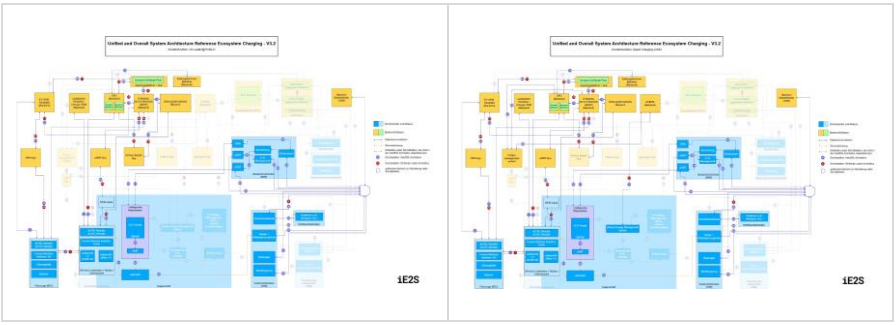


Abbildung 1-7: Allgemeiner Informationsfluss für DC-Laden@public/“Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ und Lkw-Laden im Depot (D)

Die vertiefende Analyse der Informationsflüsse und ihrer Wirkung auf den Energiefluss erfolgt in Kapitel 7: Informationsfluss als Schlüssel zum Energiefluss: Fehlerketten im Ladevorgang anhand konkreter Kundenfunktionsbeispiele.

Systembaustein 8 >> 8D als gemeinsame Methodik des Ladeproblemmanagement

Zur strukturierten Problemlösung wird der etablierte Methodenansatz Acht Disziplinen (8D) beschrieben und für die Anwendung im industrieübergreifenden Problemmanagement von Ladefehlern vorgeschlagen. Eine Weiterentwicklung und Adaption von 8D hin zu 8D CIC (Cross Industries Charging) ermöglicht mit den genannten Systembausteinen 1 bis 7 eine systematische, datenbasierte und industrieübergreifend abgestimmte Bearbeitung von Ladefehlerkategorien.

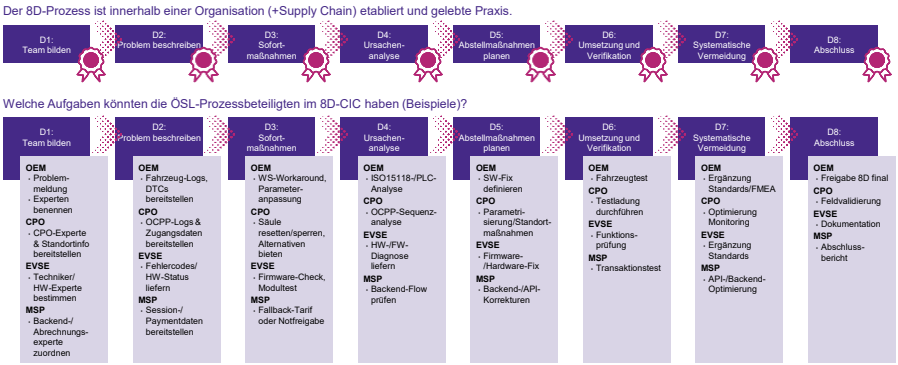


Abbildung 1-8: 8D CIC

Dabei wird bewusst zwischen Werkzeugen, Methode, Workflow und Ziel unterschieden. Anschaulich lässt sich dies am Pyramidenmodell des Holzfällens erläutern (vgl. Abbildung 1-7). Auf der untersten Ebene stehen die Werkzeuge, die zur Durchführung der Arbeit eingesetzt werden, beispielsweise eine Axt oder eine Motorsäge (vgl. Ebene 4). Unabhängig vom gewählten Werkzeug folgt das Holzfällen einer bestimmten Methode, die die grundsätzliche Vorgehensweise beschreibt (vgl. Ebene 3). Darauf aufbauend definiert der Workflow die konkrete Abfolge der einzelnen Arbeitsschritte, etwa vom Fällen des Baumes über das Zerkleinern bis hin zum Stapeln des Holzes (vgl. Ebene 2). Das übergeordnete Ziel bleibt dabei stets dasselbe: aus einem Baum einen Stapel Holz zu erzeugen (vgl. Ebene 1).

Entscheidend für eine industrieübergreifende Zusammenarbeit ist ein gemeinsames Verständnis der Methodik sowie deren anschließende Festlegung als gemeinsame Grundlage in einem ersten Schritt. Im VDA-Band wird daher im Kern von Qualitätsmethoden gesprochen, angelehnt an einen Six-Sigma-Methodenbaukasten. Die operative Umsetzung in einem koordinierten Workflow zwischen den beteiligten Beitragsleistern ist herausfordernd, da auf Ebene 2 der Workflows Personen und Rollen zu definierten Terminen konkrete Aufgaben erfüllen müssen. Für einen industrieübergreifenden gemeinsamen Workflow gibt der VDA-Band neben der Methodik 8D CIC einen weiteren Impuls, wie ein solcher Workflow in Zukunft aussehen könnte. Ein erfolgreiches Wirken entsteht durch das Zusammenspiel von Ziel, Methodik, Workflows und Tools.

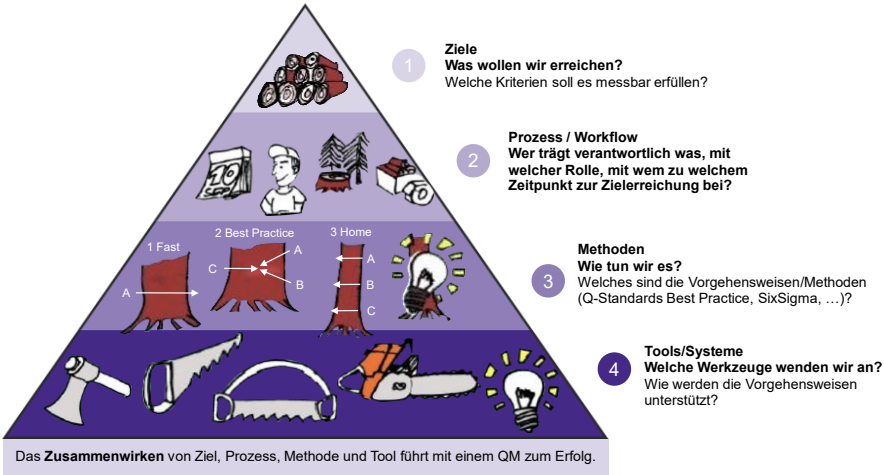


Abbildung 1-9: Expliziter Unterschied zwischen Methode und Workflow

Mit klar beschriebenen Rollenbildern, transparenten Schnittstellen und geeigneten Austauschformaten kann der Austausch zwischen den beteiligten Beitragsleistern die operative Zusammenarbeit systematisch unterstützen.

Dieser VDA-Band versteht sich als Impulsgeber für einen strukturierten und gesteuerten Workflow zwischen den beteiligten Beitragsleistern. Der Ansatz 8D CIC stellt mit seinen zwei Ausprägungen Methodik und Workflow das zentrale Instrument des reaktiven QM im ÖSL dar. Unter reaktivem QM wird hierbei die strukturierte Bearbeitung bereits aufgetretener Ladefehler im Sinne eines Problemmanagements verstanden.

Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 10: Qualitätsmethode: 8D CIC >> Problemmanagement Ladefehlerkategorien: reaktives Qualitätsmanagement.

Systembaustein 9 >> Vermeiden von Ladefehlern in der Zukunft

Ergänzend zum reaktiven Ansatz eines 8D CIC wird ein weiterer Fokus auf die proaktive Fehlervermeidung beim Laden gelegt. Proaktives QM dient der Vermeidung potenzieller Fehler vor deren Auftreten. Angelehnt an die bewährte Qualitätsmethode VDA 2 PPF (Produktionsprozess- und Produktfreigabe) wird ein strukturierter Änderungs- und Freigabeprozess für das

ÖSL vorgestellt: PPF CIC (Produktionsprozess- und Produktfreigabe Cross Industries Charging). Änderungen im ÖSL werden damit über abgestimmte Freigabeworkflows gesteuert, um Auswirkungen auf angrenzende Systeme frühzeitig zu erkennen und Fehler möglichst im Vorfeld zu vermeiden.



Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 11: Qualitätsmethode: PPF CIC – systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement im ÖSL >> proaktives Qualitätsmanagement.

Systembaustein 10 >> Datenaustausch

Ergänzend wird ein kooperativer Datenaustausch zwischen den Beitragsleistern definiert, der präventive Handlungsempfehlungen für alle relevanten Partner – von Ladestationsherstellern über CPOs bis hin zu Fahrzeugherstellern – beinhaltet.



Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 11.3: Kooperativer Datenaustausch.

Systembaustein 11 >> Cybersecurity-Betrachtung im Ökosystem Laden

Da sichere Informationsflüsse eine grundlegende Voraussetzung für stabile und vertrauenswürdige Ladevorgänge sind, wird das Thema Cybersecurity als integraler Bestandteil des Qualitätsmodells adressiert. Im Kontext der zunehmenden Vernetzung des ÖSL gewinnen Anforderungen aus dem Bereich Kritische Infrastrukturen (KRITIS) sowie die regulatorischen Vorgaben der *Network and Information Security 2-Richtlinie (NIS2-Richtlinie)* für Ladestationsbetreiber zunehmend an Bedeutung.



Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 12: Cybersecurity im Qualitätsmanagement des ÖSL.

Systembaustein 12 >> Regulatorische Rahmenbedingungen

Das ÖSL ist in einen komplexen regulatorischen Rahmen eingebettet, der die Handlungsspielräume aller Beitragsleister ordnet. Eine Übersicht der wesentlichen regulatorischen Prämissen und Vorgaben stellt den Bezug

zwischen den erarbeiteten Qualitätsmethoden und den aktuell geltenden rechtlichen sowie normativen Anforderungen her. Diese Übersicht soll dabei helfen, im Sinne von Vollständigkeit und Korrektheit auf die aktuell gültigen Referenzdokumente zu verweisen.



Eine detaillierte Ausführung erfolgt in Kapitel 13: Regulatorik: Prämissen & Vorgaben.

Die Systembausteine als methodischer QM-Ansatz für das ÖSL

Vision und Mission

Die Vision ist ein stabiles, vertrauensvolles und effizientes Ökosystem Laden, das durch kompromisslose Qualität den Erfolg und Hochlauf der Elektromobilität sichert. Im Mittelpunkt steht dabei ein erfolgreiches und verlässliches Ladeerlebnis aus Sicht des EV-Fahrers.

Die Mission besteht darin, hierfür eine gemeinsame industrie- und sektorübergreifende Referenz für das Qualitätsmanagement im Ökosystem Laden zu schaffen und kontinuierlich weiterzuentwickeln. Bestehende Standards, Begriffe, Referenzen und Methoden werden dabei nicht ersetzt, sondern zusammengeführt, harmonisiert und für das Zusammenspiel der Beitragsleister im ÖSL nutzbar gemacht. Damit wird eine gemeinsame Grundlage für einen **Qualitätsmanagement-Ansatz für das Cross Industries Charging (CIC)** geschaffen. Diese Ausrichtung entspricht auch der im strategischen Ansatz formulierten Mission, gemeinsame Referenzen weiterzuentwickeln und Standards, Begriffe und Methoden entlang der Customer Journey Charging zu harmonisieren.

Qualitätsmethoden im systemübergreifenden Kontext

Aus der Gesamtschau der in Kapitel 1 dargestellten Systembausteine ergibt sich eine zentrale Erkenntnis: Qualitätsmanagement im ÖSL muss über die Betrachtung einzelner Systeme, Unternehmen und Branchen hinausgehen und das systemübergreifende Zusammenspiel zum Gegenstand der Qualitätsarbeit machen.

Die Systembausteine schaffen hierfür gemeinsame Referenzen und Analysegrundlagen und verbinden diese mit Qualitätsmethoden. Diese ermöglichen es, Ladequalität messbar zu machen, systematisch zu prüfen und abzusichern sowie Fehler und Veränderungen strukturiert reaktiv und präventiv zu bearbeiten. Die gemeinsamen Referenzen und Analysegrundlagen schaffen dabei den erforderlichen Systemkontext, um Qualitätsmethoden über Unternehmens-, System-, Branchen- und Sektorgrenzen hinweg anwenden zu können.

Qualitätsmethoden stehen damit nicht isoliert neben den weiteren Systembausteinen. **Erst ihre Verbindung mit einem gemeinsamen Verständnis der Kundensicht, der beteiligten Systeme, Informationsflüsse und**

Schnittstellen ermöglicht eine systemübergreifende Qualitätsarbeit im ÖSL. Der strategische Projektansatz, Referenzmethoden und Referenzdokumente für alle Beitragsleister zusammenzuführen, wird damit in einen gemeinsamen methodischen Zusammenhang gestellt.

Der methodische QM-Ansatz für das Cross Industries Charging (CIC)

Der daraus entstandene Ansatz ist kein vollständiges Qualitätsmanagementsystem, wohl aber ein neuer referenzbasierter und systemübergreifender Qualitätsmanagement-Ansatz Cross Industries Charging. Sein Mehrwert liegt darin, bestehende und weiterentwickelte Referenzen, Analysegrundlagen und Qualitätsmethoden so miteinander zu verbinden, dass eine gemeinsame Qualitätsperspektive und methodische Arbeitsgrundlage für das industrie- und sektorübergreifende Ökosystem Laden entsteht.

Die Systembausteine bilden in ihrem Zusammenspiel einen methodischen QM-Ansatz mit dem gemeinsamen Ziel, Ladequalität über Unternehmens-, System- und Branchengrenzen hinweg zu harmonisieren.

2 Systemperspektive Kunde: Customer Journey Charging

Ausgangspunkt für das Qualitätsmanagement im Ökosystem Laden (ÖSL) ist die Perspektive des EV-Fahrers. Die Customer Journey Charging (CJC) bildet hierfür die gemeinsame Referenz, um das Ladeerlebnis entlang der relevanten Phasen und Kundenfunktionen strukturiert zu betrachten. Sie schafft damit die Grundlage, Ladequalität aus Kundensicht einzuordnen und die unterschiedlichen Lade-Use-Cases, die im vorliegenden VDA-Band durch den jeweiligen Ladeort charakterisiert werden, in ihrem jeweiligen Anwendungskontext vergleichbar zu beschreiben.

Kapitel 2 führt die CJC als Referenzstruktur ein und überträgt sie anschließend auf die unterschiedlichen Ladeorte und die daraus resultierenden Lade-Use-Cases im ÖSL. Damit wird die kundenbezogene Ausgangsbasis für die nachfolgenden Kapitel zur Messung, Verortung und systematischen Analyse von Ladequalität und Ladefehlern geschaffen.

2.1 Customer Journey Charging (CJC) – Strukturierung und Bewertung des Ladeerlebnisses

Um einen erfolgreichen und nutzerfreundlichen Ladevorgang zu verstehen und zu bewerten, wird branchen- und unternehmensübergreifend die Customer Journey Charging (CJC) verwendet. Sie ist generisch auf die relevanten Lade-Use-Cases anwendbar und beschreibt das Ladeerlebnis aus der Perspektive des EV-Fahrers, ausgehend von dessen Ziel, ein Elektrofahrzeug zu laden. Auf diese Weise wird die gesamte Customer Journey ganzheitlich und nachvollziehbar abgebildet.

Die CJC gliedert sich in sieben aufeinander aufbauende Phasen mit den jeweils zugehörigen Kundenfunktionsschritten, d. h. den einzelnen Handlungen und Interaktionen des EV-Fahrers entlang der Customer Journey:

(1) Ladeplanung

(2) Anfahrt und Zugang

(3) Ladevorgang starten

(4) Ladevorgang

(5) Ladevorgang beenden

(6) Abrechnung

(7) Feedback und Support

Die Customer Journey beginnt mit der Ladeplanung, in der sich der EV-Fahrer beispielsweise über geeignete Lademöglichkeiten, deren Verfügbarkeit und Preise informiert. Darauf folgen die Anfahrt und der Zugang zum Ladeort sowie die erforderlichen Schritte, um den Ladevorgang zu starten. Während der Phase Ladevorgang findet insbesondere der Energietransfer zwischen Ladestation und Fahrzeug statt. Anschließend wird der Ladevorgang beendet und die Abrechnung durchgeführt. Den Abschluss der Customer Journey bilden Feedback und Support.

Der Begriff Session wird dabei nicht mit der Phase „Ladevorgang“ bzw. dem Energietransfer gleichgesetzt. Entsprechend der Definition im Glossar bezeichnet die Session einen übergeordneten Zusammenhang, der neben dem Energietransfer weitere Prozessschritte wie Autorisierung, Beendigung und Abrechnung umfasst. Für die Übertragung elektrischer Energie auf das Fahrzeug wird daher im Folgenden einheitlich der Begriff Energietransfer verwendet.

Jede Phase der CJC ist durch spezifische Anforderungen geprägt. In der Ladeplanung benötigen EV-Fahrer beispielsweise Klarheit über Preise und Verfügbarkeiten. Bei der Anfahrt und dem Zugang sind unter anderem die Auffindbarkeit und Zugänglichkeit des Ladepunkts relevant. Beim Starten und während des Ladevorgangs stehen insbesondere eine reibungslose Authentifizierung, funktionierende Hardware und eindeutige Rückmeldungen im Vordergrund. Auch die Beendigung des Ladevorgangs, eine nachvollziehbare Abrechnung sowie verfügbare Feedback- und Supportmöglichkeiten beeinflussen das Ladeerlebnis.

Die einzelnen Phasen werden durch die jeweils zugehörigen Kundenfunktionsschritte weiter konkretisiert. Je Kundenfunktionsschritt wird beschrieben, was der EV-Fahrer tut, womit er interagiert – beispielsweise mit einer App, einer Ladestation oder der Fahrzeuganzeige – und welche System- und Qualitätsanforderungen sich daraus ergeben.

Durch die strukturierte Darstellung der einzelnen Kundenfunktionsschritte wird der vollständige Ladevorgang aus Sicht des EV-Fahrers transparent und nachvollziehbar. Gleichzeitig ermöglicht die CJC, mögliche Fehler und

Beeinträchtigungen eindeutig einzelnen Kundenfunktionsschritten zuzuordnen und deren Auswirkungen auf das Ladeerlebnis aus Nutzersicht zu bewerten.

Die CJC bildet die relevanten Phasen und Kundenfunktionsschritte eines Ladevorgangs bis in eine dritte Detaillierungsebene ab. Berücksichtigt werden sowohl digitale Interaktionen über Apps oder Webseiten als auch physische Interaktionen mit der Ladeinfrastruktur und dem Fahrzeug, beispielsweise das Bedienen der Ladestation, das Ein- und Ausstecken des Ladesteckers oder die Anzeige von Informationen im Fahrzeug. Darüber hinaus werden bei Bedarf Servicekontakte, etwa über Hotline oder E-Mail, berücksichtigt.

Support ist dabei nicht ausschließlich als Reaktion auf Störungen oder Probleme zu verstehen, sondern als Bestandteil des gesamten Ladeerlebnisses. Er kann den EV-Fahrer entlang der verschiedenen Phasen der CJC unterstützen und dazu beitragen, Orientierung, Nutzung und Problemlösung sicherzustellen. Dies umfasst sowohl proaktive Unterstützung, beispielsweise durch Informationsbereitstellung, Nutzerführung und transparente Prozesse, als auch reaktive Maßnahmen im Fehlerfall. Kann ein Kundenfunktionsschritt beispielsweise aufgrund eines technischen Problems nicht wie erwartet durchgeführt werden, kann der Support bei der Problemlösung unterstützen. Support ist somit trotz seiner expliziten Berücksichtigung in Phase 7 als querschnittliche Funktion über die gesamte CJC hinweg zu betrachten. Die Verfügbarkeit und Qualität der Supportleistungen tragen entsprechend zur wahrgenommenen Gesamtqualität des Ladeerlebnisses bei.

Jeder erfolgreich absolvierte Kundenfunktionsschritt trägt zu einem erfolgreichen Ladeerlebnis bei. Die Ereignisse und Wahrnehmungen des EV-Fahrers entlang der gesamten Customer Journey prägen dessen Ladeerlebnis und beeinflussen aus Nutzersicht den Erfolg der Ladesession.

Neben der Abfolge der Kundenfunktionsschritte ist auch der Kontext des Ladens von Bedeutung. Neben dem jeweiligen Lade-Use-Case, insbesondere dem Ort und Nutzungskontext, beeinflussen weitere Faktoren wie Wetterbedingungen, die Art der Ladestation oder die Vorerfahrung des EV-Fahrers, wie einzelne Kundenfunktionsschritte wahrgenommen und ausgeführt werden. Die im VDA-Band dargestellte CJC berücksichtigt diese Rahmenbedingungen und bildet die Abfolge der Kundenfunktionsschritte eines Ladevorgangs detailliert ab.

Zur Veranschaulichung ist die vollständige CJC mit allen sieben Ladephasen und den zugehörigen Kundenfunktionsschritten in Abbildung 2-1 dargestellt.

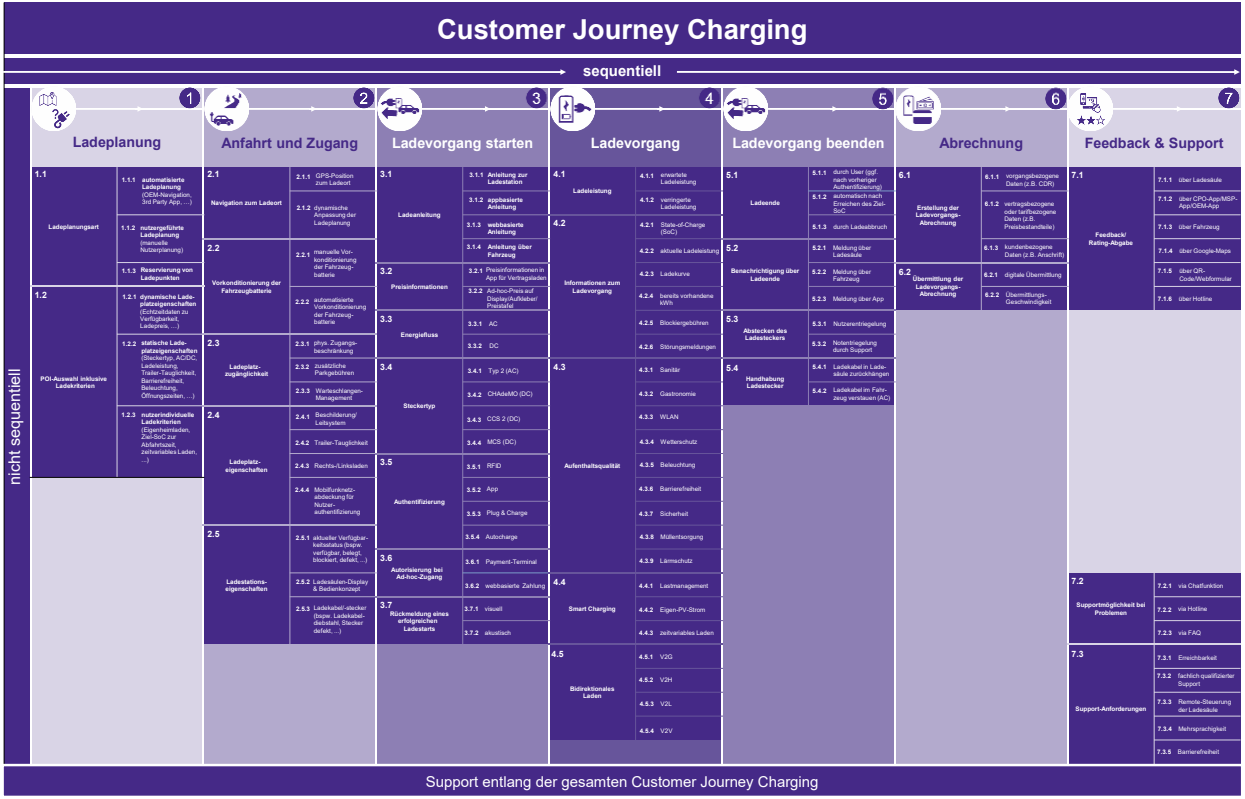


Abbildung 2-1: Customer Journey Charging

2.2 Lade-Use-Cases und ihre spezifischen Anforderungen

Der Ladevorgang ist kein einheitlicher Prozess. Der Ladeort und die Art des Ladens prägen die Qualität des Ladeerlebnisses maßgeblich und bestimmen – neben der technischen Infrastruktur und den regulatorischen Rahmenbedingungen – die Anforderungen an einen Ladestandort.

Genau diese Themen, die einen einzelnen Lade-Use-Case definieren, unterscheiden sich je nach Anwendungsszenario für die Beispiele DC-Schnellladen und AC-Heimladen in der Ladeleistung von >150 kW bei DC und von 11/22 kW beim Heimladen deutlich. Aus fachlicher Sicht ist es deshalb notwendig, Ladevorgänge nicht pauschal, sondern in ihrem spezifischen Kontext zu betrachten. Bei der Beschreibung des Lade-Use-Cases sollte im Kern der Ort des Geschehens betrachtet werden. Typische Orte lassen sich dabei wie folgt unterscheiden:

- öffentliches Laden an Normal- oder Schnellladepunkten (niedrige/hohe Ladeleistung)
- privates Laden im Eigenheim oder Mehrparteienhaus
- Laden an Zielorten (Destination Charging), beispielsweise an Hotels, im Handel oder am Arbeitsplatz
- Depotladen von Flotten, insbesondere von Lkw

Die jeweiligen Anforderungen unterscheiden sich dabei bei Pkw und Lkw signifikant. Während beim Pkw in der Regel Komfort, Verfügbarkeit der Ladestationen und das gesamte Nutzererlebnis im Vordergrund stehen, sind beim Lkw vor allem Themen wie die Einhaltung von Taktzeiten, der hohe Energiebedarf und die Integration in die logistische Planung entscheidend. Was sich bei einem nicht erfolgreichen Ladevorgang im Pkw-Kontext beispielsweise in Form von Frustration oder Zeitverlust äußert, kann im Lkw-Kontext zu Produktionsunterbrechungen und Lieferverzögerungen führen.

Auch stellt ein High-Power-Charging-(HPC-)Ladestandort völlig andere Anforderungen an Leistung, Netzanbindung, Flächenbedarf, Nutzerführung und Abrechnung als das gelegentliche Wechselstrom-Laden (AC-Laden) im Eigenheim. Zur begrifflichen Einordnung wird dabei zwischen Normalladepunkten mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW und Schnellladepunkten mit einer Ladeleistung von mehr als 22 kW unterschieden. HPC bezeichnet

in diesem Zusammenhang eine besonders leistungsstarke Ausprägung des Schnellladens mit Ladeleistungen von mehr als 150 kW. Ähnliche Unterschiede hinsichtlich der Anforderungen ergeben sich beim Vergleich eines unternehmensinternen Lkw-Depots, eines öffentlichen Kundenparkplatzes und einer Ladestation im Straßenraum. Eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Use Cases und ihrer jeweiligen Anforderungen und Unterschiede erfolgt im nachfolgenden Kapitel.

Ein Qualitätsmanagement im Ökosystem Laden muss somit die verschiedenen Anwendungsfälle berücksichtigen. In diesem Band werden kontextbezogen nachfolgend acht beispielhafte Lade-Use-Cases hinsichtlich ihrer spezifischen technischen, betrieblichen und regulatorischen Anforderungen betrachtet:

(1) Laden im Eigenheim (A)

(2) Laden an Mehrparteienhäusern (B)

(3) Laden im Unternehmen (C)

(4) Lkw-Laden im Depot (D)

(5) Schnellladen an Verkehrsachsen (E)

(6) Lkw-Schnellladen an Verkehrsachsen (F)

(7) Laden am Kundenparkplatz (G)

(8) Laden im Straßenraum (H)

Die Lade-Use-Cases sind dabei wie nachfolgend nach privaten und öffentlichen Aufstellorten strukturiert und gegliedert und werden in der untenstehenden Abbildung den Kategorien @home, @work, @public sowie @highway eindeutig zugeordnet dargestellt.

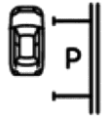
@home		@work		@highway		@public	
Privater Aufstellort				Öffentlicher Aufstellort			
							
A	B	C	D	E	F	G	H
Laden im Eigenheim	Laden in Mehrparteien-häusern	Laden in Unternehmen	Lkw Laden im Depot	Schnellladen in Verkehrsachsen	Lkw Schnellladen in Verkehrsachsen	Laden am Kunden-Parkplatz	Laden im Straßenraum

Abbildung 2-2: Übersicht der Lade-Use-Cases für Pkw und Lkw (Ausschnitt)

2.2.1 Laden im Eigenheim (A)

Im Lade-Use-Case „Laden im Eigenheim“ befinden sich die Ladestationen der EV-Fahrer laut der Studie „Einfach zu Hause laden“ [2] der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur am häufigsten in der Garage (54 %), gefolgt von Carports (18 %) oder nicht überdachten Stellplätzen (14 %). Die Ladeleistung beträgt üblicherweise 11 kW bzw. 22 kW.

Betrieb und Abrechnung

Anders als beim öffentlichen Laden findet im privaten Bereich des Eigenheims in der Regel keine Authentifizierung statt, da der Zugang zur Ladestation exklusiv auf dem eigenen Grundstück erfolgt. Die zum Einsatz kommende Ladetechnik ist auf die private Nutzung ausgelegt, wobei die meisten Eigenheime mit einer AC-Ladestation ausgestattet sind.

Die Abrechnung des Ladevorgangs erfolgt überwiegend über den regulären Haushaltsstrom des jeweiligen Stromversorgers. Eine wesentliche Ergänzung stellt die Nutzung von hauseigenem Strom aus Photovoltaik-Anlagen dar. Eine Vielzahl von Privatpersonen verfügt bereits über eine solche Anlage und nutzt den kostengünstigen Eigenstrom zur Reduzierung der Ladekosten.

Herausforderungen

Zu den aktuellen Herausforderungen im Lade-Use-Case „Laden im Eigenheim“ gehören insbesondere Verzögerungen beim Aufbau. Laut der Studie „Einfach zu Hause laden“ [2] dauert eine Errichtung bei etwa 20 % der Projekte ein halbes Jahr oder länger. Als größte Schwierigkeiten werden dabei lange Lieferzeiten für die Wallboxen (25 %), die mangelnde Verfügbarkeit von Elektrikern (22 %) sowie der hohe Aufwand für die Verlegung neuer Leitungen (15 %) genannt. Während das Laden im öffentlichen Raum oft durch Zeitvorgaben limitiert ist, erfolgt das Laden zu Hause meist zeitlich flexibel über Nacht oder, bei Besitz einer PV-Anlage, auch verstärkt in den sonnenreichen Mittagsstunden.

In Abbildung 2-3 ist die CJC für den Lade-Use-Case „Laden im Eigenheim (A)“ mit den relevanten Kundenfunktionsschritten dargestellt; nichtzutreffende Schritte sind entsprechend ausgegraut.

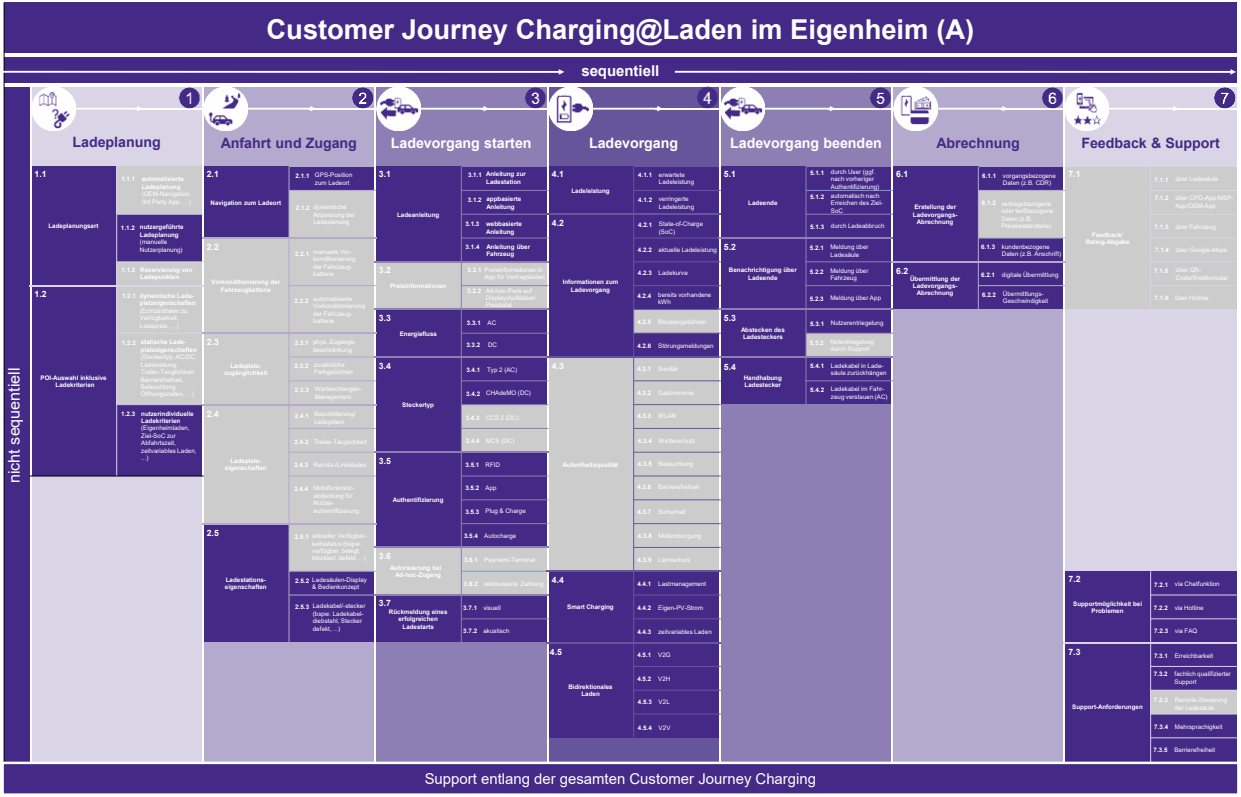


Abbildung 2-3: Customer Journey Charging@Laden im Eigenheim (A)

2.2.2 Laden an Mehrparteienhäusern (B)

Im Lade-Use-Case „Laden an Mehrparteienhäusern“ werden üblicherweise nicht öffentlich zugängliche Ladestationen am Wohnort durch die dort wohnenden EV-Fahrer genutzt. Hierbei handelt es sich um Ladeplätze in Tiefgaragen oder auf Außenstellplätzen, die den Wohneinheiten zugeordnet sind oder zum Gemeinschaftseigentum gehören.

Betrieb und Abrechnung

Wie beim Laden an öffentlicher Infrastruktur ist eine Identifizierung der EV-Fahrer erforderlich, um den Ladevorgang zu starten und eine missbräuchliche Nutzung durch Unbefugte zu verhindern. Hierfür kommen gängige Methoden wie RFID-Karten sowie Plug & Charge zum Einsatz. Bei zugeordneten Ladeplätzen genügt die Identifizierung über Schlüssel oder PIN.

Genutzt werden dabei primär AC-Wallboxen mit einem oder zwei Ladepunkten mit Ladeleistungen von 11 kW bis 22 kW bei zwei Ladepunkten. Gleichstrom-Schnellladestationen (DC-Schnellladestationen) sind aufgrund der sehr hohen benötigten Netzanschlussleistung und der hohen Anschaffungskosten in der Regel nicht für Wohngebäude geeignet. Beim Lade-Use-Case „Laden in Mehrparteienhäusern“ ist das Laden mit geringer Leistung über einen längeren Zeitraum (z. B. über Nacht) der Regelfall und für die typischen Bedürfnisse der EV-Fahrer ausreichend. Die Abrechnung des Ladevorgangs erfolgt je nach technischer Umsetzung über den Allgemeinstromzähler, direkt über den Zähler der jeweiligen Wohneinheit oder über einen separaten Zähler mit IT-Backend-Anbindung durch einen Dienstleister.

Herausforderungen

Zu den aktuellen Herausforderungen in diesem Lade-Use-Case gehört das Blockieren der Ladeplätze durch Fahrzeuge ohne Ladeabsicht, was den Einsatz von physischen Barrieren oder klaren Markierungen notwendig machen kann. Eine weitere zentrale Hürde ist die oft begrenzte Kapazität des Hausanschlusses, die bei einer größeren Anzahl von Ladestationen ein intelligentes Lastmanagement zur Vermeidung von Überlastungen erfordert.

Eine detaillierte und umfassende Betrachtung dieses Lade-Use-Cases findet sich im Leitfaden „Einfach Laden an Mehrparteienhäusern“ der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur. [3]

In Abbildung 2-4 ist die CJC für den Lade-Use-Case „Laden an Mehrparteienhäusern (B)“ mit den relevanten Kundenfunktionsschritten dargestellt; nichtzutreffende Schritte sind entsprechend ausgegraut.

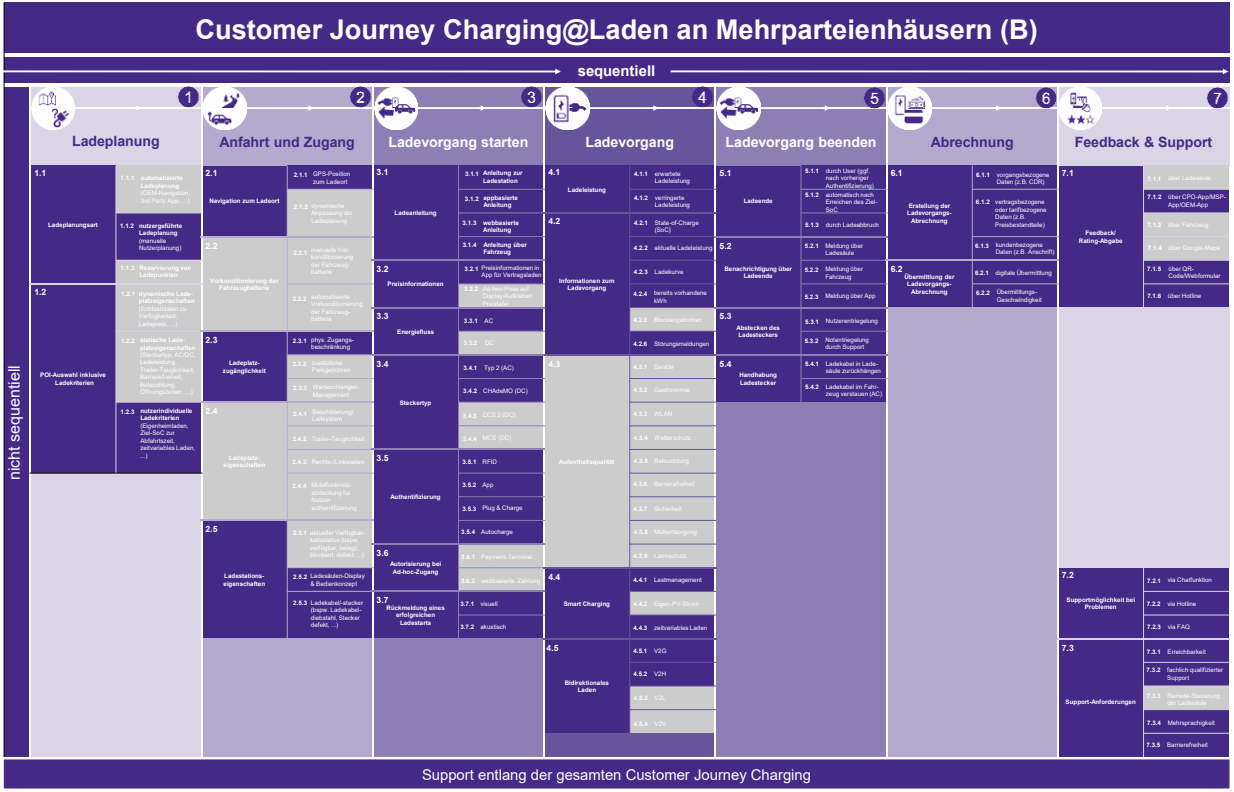


Abbildung 2-4: Customer Journey Charging@Laden an Mehrparteienhäusern (B)

2.2.3 Laden im Unternehmen (C)

Der Lade-Use-Case „Laden im Unternehmen“ umfasst primär Ladeszenarien auf nicht öffentlichen oder nur eingeschränkt zugänglichen Betriebsgeländen, wie beispielsweise Firmenparkplätzen oder Flottenstandorten an Verwaltungs-, Unternehmens- oder Logistikstandorten. Im Fokus stehen interne Gruppen von EV-Fahrern wie Mitarbeitende, Dienstwageninhaber sowie betrieblich zugeordnete Fahrzeuge (z. B. Pool- oder Flottenfahrzeuge).

Betrieb und Abrechnung

Wie auch bei anderen Ladeszenarien ist zur Nutzung der Ladestation eine Authentifizierung erforderlich. Diese erfolgt in der Regel über RFID-Karten, appbasierte Verfahren oder fahrzeugbasierte Verfahren wie Plug & Charge bzw. AutoCharge.

Abgrenzung zum Lade-Use-Case „Laden am Kundenparkplatz (G)“: Während im Unternehmenskontext primär interne EV-Fahrer im Vordergrund stehen, beschreibt der Lade-Use-Case „Laden am Kundenparkplatz (G)“ Ladesituationen an öffentlich oder halböffentlich zugänglichen Standorten mit externen EV-Fahrern (z. B. Kunden, Gäste oder Durchreisende).

In Fällen, in denen Betriebsgelände teilweise öffentlich zugänglich sind, erfolgt die Zuordnung anhand der primären Nutzergruppe, der Zugangsregelung sowie der betrieblichen Zielsetzung des Ladeangebots. Diese Differenzierung ist insbesondere im Hinblick auf Authentifizierung, Abrechnung, Betriebskonzepte und regulatorische Anforderungen erforderlich.

Die zum Einsatz kommende Ladetechnik variiert je nach Anwendungsfall. Im Bereich des Mitarbeiterladens dominieren AC-Ladestationen mit Leistungen von 11 bis 22 kW, während für Dienstwagen oder betriebliche Anwendungen auch DC-Ladestationen im Bereich von etwa 50 bis 150 kW eingesetzt werden können. Ergänzend kommt häufig ein Lastmanagement zum Einsatz, um die verfügbare Netzanschlussleistung effizient zu verteilen und Lastspitzen zu vermeiden.

Die Abrechnung des Ladevorgangs ist im Kontext des Ladens im Unternehmen unterschiedlich ausgestaltet. Sie reicht von kostenfreiem Laden über arbeitgeberseitig organisierte Modelle bis hin zu Dienstwagenabrechnung oder nutzerbezogenen Abrechnungssystemen. In einigen Fällen kann die Ladeinfrastruktur auch teilweise öffentlich zugänglich sein, wodurch zusätzliche Anforderungen an Preisgestaltung und Transparenz entstehen.

Herausforderungen

Ein zentrales Merkmal dieses Lade-Use-Cases ist die Einbindung in betriebliche Prozesse und Strukturen, insbesondere in Bezug auf Verwaltung der EV-Fahrer, Zugangssteuerung und Dienstwagenregelungen. Eine wesentliche Herausforderung besteht in der effizienten Nutzung der Ladeinfrastruktur bei begrenzter Anzahl an Ladepunkten, da fehlende Transparenz über Belegung und Verfügbarkeit zu ineffizienter Nutzung oder Wartezeiten führen kann. Darüber hinaus stellt die Integration der Ladeinfrastruktur in bestehende Unternehmenssysteme, beispielsweise Zugangsmanagement, Abrechnung oder Energiemanagement, eine weitere Herausforderung dar.

Auch das Blockieren von Ladepunkten durch bereits vollständig geladene Fahrzeuge tritt häufig auf, insbesondere bei längeren Standzeiten während der Arbeitszeit. Zusätzlich spielen Zugangskontrolle, die Umsetzung von Dienstwagenregelungen sowie das Management von Lastspitzen eine zentrale Rolle, da mehrere gleichzeitig ladende Fahrzeuge die verfügbare Netzanschlussleistung beanspruchen und eine unzureichende Steuerung zu Leistungseinschränkungen oder ineffizienter Energieverteilung führen kann.

In Abbildung 2-5 ist die CJC für den Lade-Use-Case „Laden im Unternehmen (C)“ mit den relevanten Kundenfunktionsschritten dargestellt; nichtzutreffende Schritte sind entsprechend ausgegraut.

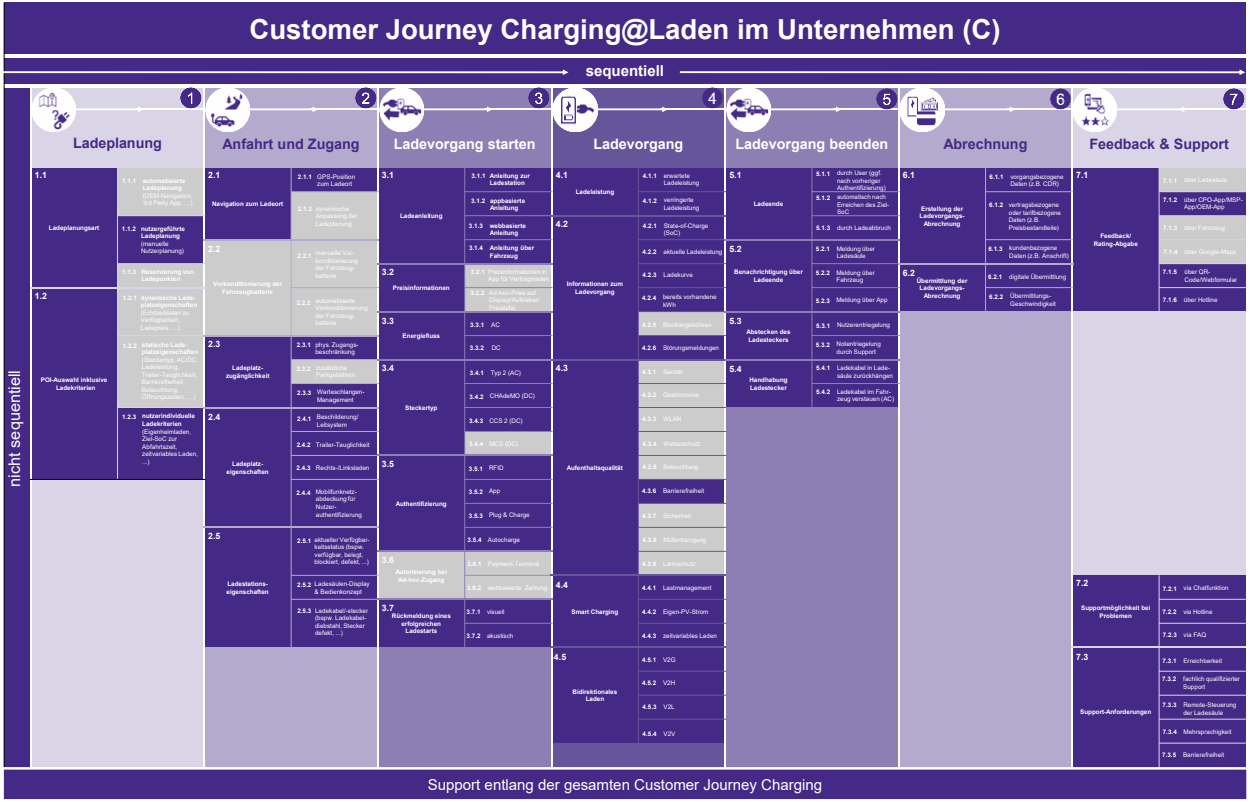


Abbildung 2-5: Customer Journey Charging@Laden im Unternehmen (C)

2.2.4 Lkw-Laden im Depot (D)

Im Lade-Use-Case „Lkw-Laden im Depot“ werden nicht öffentliche oder betriebseigene Ladestationen auf dem Betriebshof durch batterieelektrische Nutzfahrzeuge genutzt. Hierbei handelt es sich um Ladeplätze auf dem eigenen Logistikstandort, die oft direkt an Verladerampen oder auf speziellen Freiflächen verortet sind, um die Fahrzeuge während ihrer natürlichen Standzeiten (z. B. über Nacht oder während der Be- und Entladung) zu laden.

Betrieb und Abrechnung

Grundsätzlich ist eine Authentifizierung der EV-Fahrer über Methoden wie RFID-Karten, appbasierte oder webbasierte Verfahren (QR-Codes) erforderlich, um den Ladevorgang zu starten. Die erforderliche Ladeleistung ergibt sich aus den verfügbaren Standzeiten, betrieblichen Anforderungen und der nachzuladenden Energiemenge. Lange Standzeiten, etwa über Nacht, ermöglichen geringere Ladeleistungen bis 50 kW, während kurze Standzeiten höhere Ladeleistungen mit 400 kW und mehr erfordern können.

„Shared Charging“ ist ein wichtiger Baustein für die Elektrifizierung von Nutzfahrzeugflotten. Die Öffnung der Ladeinfrastruktur für Dritte kann zusätzlich die Kosten reduzieren und die Auslastung erhöhen. Um eine rechtssichere Abrechnung gemäß dem Mess- und Eichrecht zu gewährleisten, sind bei der Bereitstellung von Ladestrom an Dritte zusätzliche Voraussetzungen erforderlich. Dazu zählen unter anderem eichrechtskonforme Ladepunkte, ein Betreiber-Backend zur Steuerung von Zugang und Preisen sowie die Verarbeitung signierter Messdaten.

Herausforderungen

Zu den aktuellen Herausforderungen im Depotladen kann gehören, dass die vorhandene Netzanschlussleistung für den geplanten Betrieb von Ladeinfrastruktur nicht ausreicht, nur eingeschränkt nutzbar oder mit hohen Investitionskosten verbunden ist. Zur Steigerung der betrieblichen Flexibilität können mehrere Ladestationen installiert werden, ohne dass deren Gesamtleistung der Netzanschlussleistung entsprechen muss. Essenziell ist der Einsatz von Last- und Lademanagementsystemen, die die verfügbare Netzanschlussleistung auf mehrere Ladestationen verteilen und Ladevorgänge zeitlich steuern. So werden Lastspitzen reduziert und die Anschlussleistung

effizient genutzt. Somit können beispielsweise Fahrzeuge, die längere Zeit abgestellt sind, mit geringerer Ladeleistung versorgt werden, wohingegen kurzfristig benötigte Fahrzeuge beim Ladevorgang bevorzugt behandelt werden. Durch diese intelligente Steuerung lässt sich der notwendige Ausbau des Netzanschlusses häufig reduzieren oder zeitlich verschieben. Zudem müssen bei der Gestaltung der Ladestandorte des Betriebshofs spezifische Anforderungen wie große Wendekreise und Schleppkurven der Lkw sowie ein robuster Anfahrschutz für die Ladehardware berücksichtigt werden.

Eine detaillierte und umfassende Betrachtung dieses Lade-Use-Cases findet sich im Leitfaden „Einfach Laden am Depot“ oder in der Zusammenfassung der wichtigsten Punkte in der Kurzanleitung „Lkw-Ladeinfrastruktur im Depot“ der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur. [4] [5]

In Abbildung 2-6 ist die CJC für den Lade-Use-Case „Lkw-Laden im Depot (D)“ mit den relevanten Kundenfunktionsschritten dargestellt; nichtzutreffende Schritte sind entsprechend ausgegraut.

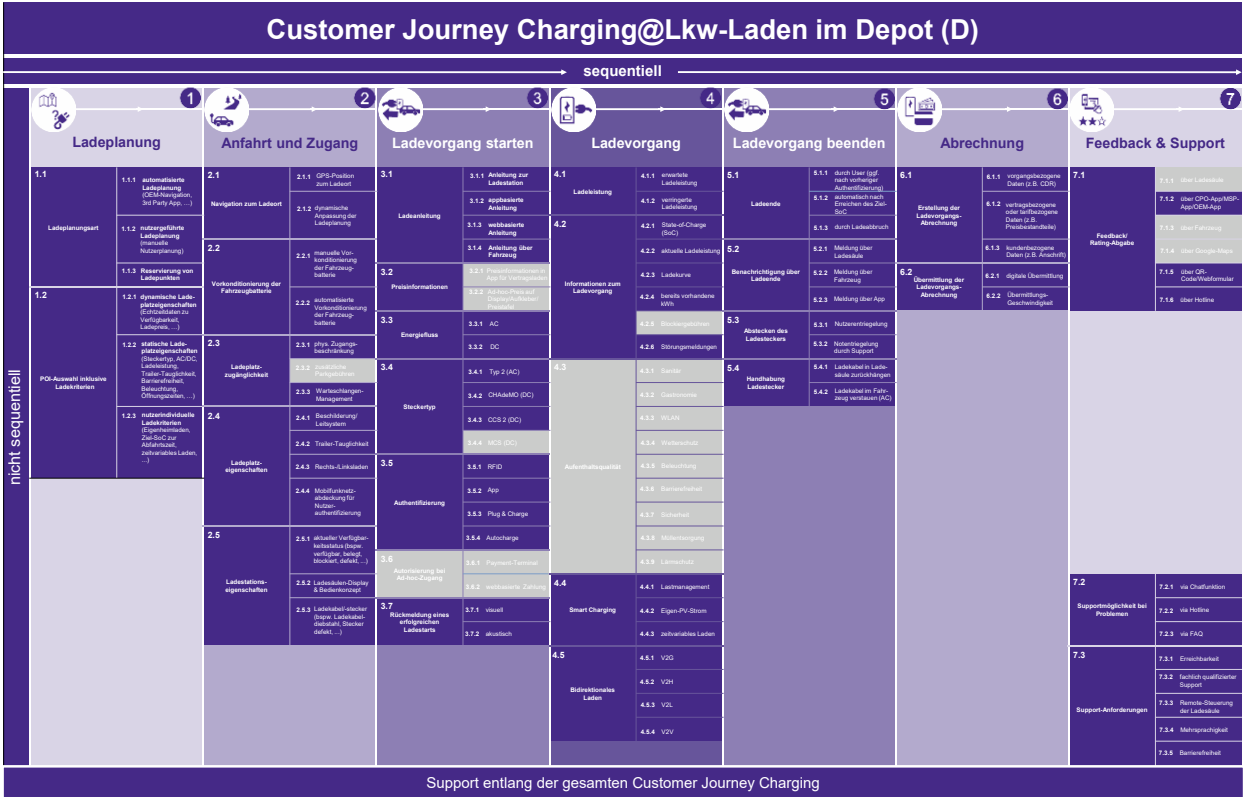


Abbildung 2-6: Customer Journey Charging@Lkw-Laden im Depot (D)

2.2.5 „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“

Dieser Lade-Use-Case beschreibt das Laden eines Fahrzeugs an frei zugänglichen Schnellladestationen an Verkehrsachsen mit dem Wunsch des EV-Fahrers nach einer möglichst kurzen Ladezeit. Solche Schnellladestandorte finden sich vor allem entlang von Autobahnen und Fernstraßen sowie an Autohöfen. Typische Gruppen von EV-Fahrern sind Langstreckenfahrer, Geschäftsreisende sowie Urlaubsreisende.

Das Anforderungsprofil eines Schnellladestandorts an Verkehrsachsen ist vielseitig. Während die typischen Autobahn- und Geschäftsreisende einen hohen Anspruch an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Ladestationen haben, kann bei einer in den Urlaub fahrenden Familie der Fokus verstärkt auf den Ladekosten oder der Aufenthaltsqualität des Ladestandorts liegen.

Betrieb und Abrechnung

Für den hier beschriebenen Lade-Use-Case liegt der Schwerpunkt eines solchen Ladestandorts neben der Bereitstellung hoher Ladeleistungen im Bereich von etwa 150 bis 400 kW oder mehr und der dafür notwendigen Netzkapazität insbesondere auf einer ausreichend großen Anzahl an Ladepunkten, um Wartezeiten zu minimieren. Diese Schnellladestandorte sollten durch ein gut geplantes Parkplatzlayout überzeugen, Ein- und Ausfahrten ohne Engstellen ermöglichen und für jedes Fahrzeug eine ausreichende Kabelreichweite bieten. Aspekte wie Barrierefreiheit, Sicherheit und Aufenthaltsqualität tragen zusätzlich wesentlich zu einem positiven Ladeerlebnis der EV-Fahrer bei.

Herausforderungen

Den EV-Fahrern müssen gängige Zahlungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Ein Schnellladestandort an Verkehrsachsen sollte daher neben Ad-hoc-Zahlung mit den gängigen Bezahlkarten und QR-Code-basierter Bezahlung auch Optionen wie Plug & Charge, Bezahlung über Apps sowie die Nutzung üblicher RFID-Ladekarten von Mobilitätsdienstleistern unterstützen.

In Abbildung 2-7 ist die CJC für den Lade-Use-Case **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** mit den relevanten Kundenfunktionsschritten dargestellt; nichtzutreffende Schritte sind ausgegraut.

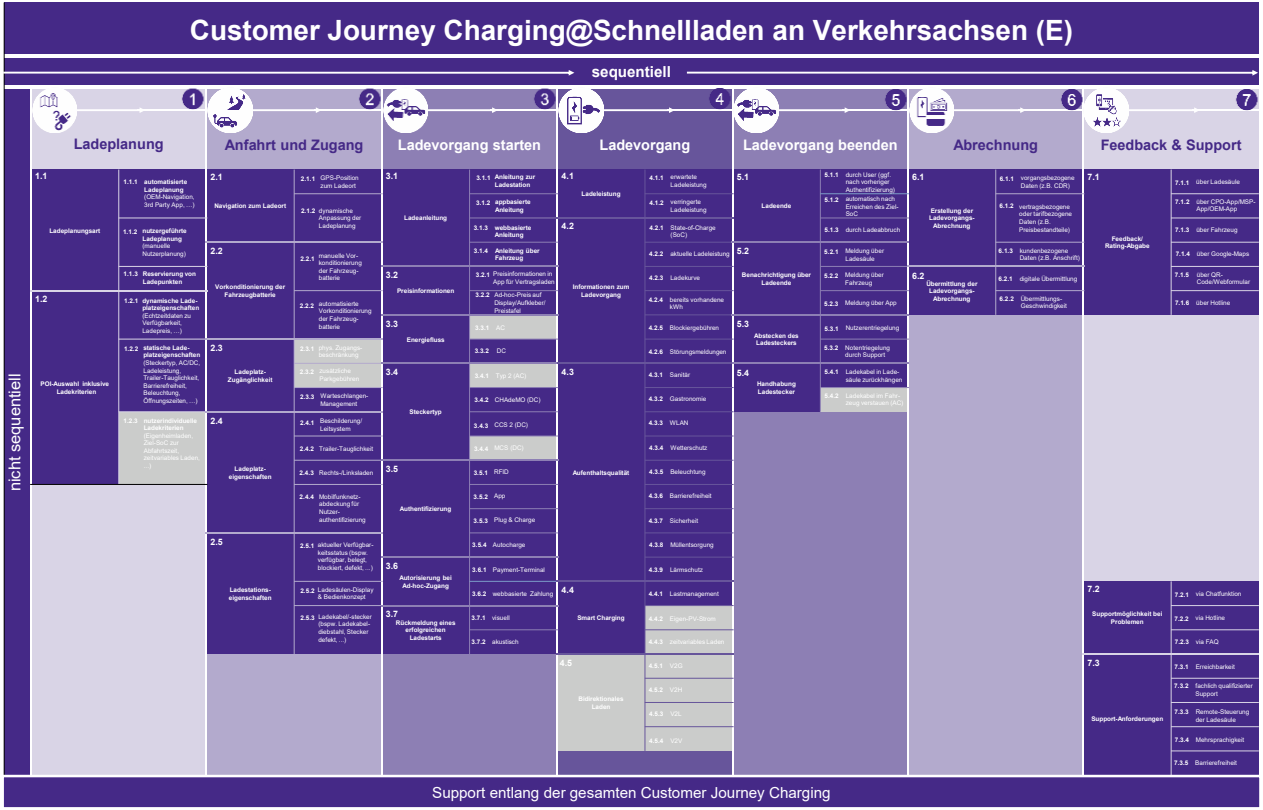


Abbildung 2-7: Customer Journey Charging@“Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“

2.2.6 Lkw-Schnellladen an Verkehrsachsen (F)

Im Lade-Use-Case „Lkw-Schnellladen an Verkehrsachsen“ werden gezielt öffentlich zugängliche Ladestationen an Verkehrsachsen durch die EV-Fahrer angefahren. Hierbei handelt es sich um strategisch platzierte Ladestationen, die speziell auf die Anforderungen des schweren Güterfernverkehrs ausgelegt sind.

Betrieb und Abrechnung

Wie beim öffentlichen Laden üblich, ist eine Authentifizierung erforderlich, wobei künftig neben RFID-Ladekarten und Apps auch automatisierte Lösungen wie Plug & Charge eine zentrale Rolle spielen werden, um den Ladevorgang zu vereinfachen. Die zum Einsatz kommende Ladetechnik ist beim Lkw-Laden hochspezialisiert: Für das Zwischenladen während der gesetzlichen 45-minütigen Lenkzeitunterbrechung kommen hohe Ladeleistungen mit dem CCS-Standard und sehr hohe Ladeleistungen im Megawattbereich über das MCS zum Einsatz. Für das Übernachtladen während der 9- bis 11-stündigen Ruhezeit reichen hingegen niedrige bis moderate Leistungen von 50 bis 150 kW aus.

Die Abrechnung erfolgt im Lkw-Kontext üblicherweise direkt über das Transportunternehmen und nicht über das Fahrpersonal persönlich. Über Roaming-Vereinbarungen können Ladevorgänge an vielen öffentlich zugänglichen Ladepunkten abgewickelt werden.

Herausforderungen

Zu den aktuellen Herausforderungen an öffentlichen Ladestandorten gehört das Blockieren der Ladeplätze durch andere Fahrzeuge, was besonders in Spitzenzeiten aufgrund des allgemeinen Parkplatzmangels an Rastanlagen kritisch ist. Eine weitere Hürde ist das schwierige Rangieren mit großen Gespannen; deshalb sind Zufahrt, Wendeflächen und die räumliche Gestaltung der Standorte besonders wichtig. Zudem muss der Ladevorgang exakt mit den strengen Lenk- und Ruhezeiten synchronisiert werden. Technische Störungen oder ein nötiges Umparken nach Erreichen des Ziel-Ladezustands können hierbei direkt mit den gesetzlichen Pausenvorgaben in Konflikt stehen.

Für eine detaillierte und umfassende Betrachtung dieses Lade-Use-Cases wird auf die User Journey „Einfach Lkw-Laden“ der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur am Textende verwiesen. [6]

In Abbildung 2-8 ist die CJC für den Lade-Use-Case „Lkw-Schnellladen an Verkehrsachsen (F)“ mit den relevanten Kundenfunktionsschritten dargestellt; nichtzutreffende Schritte sind ausgegraut.

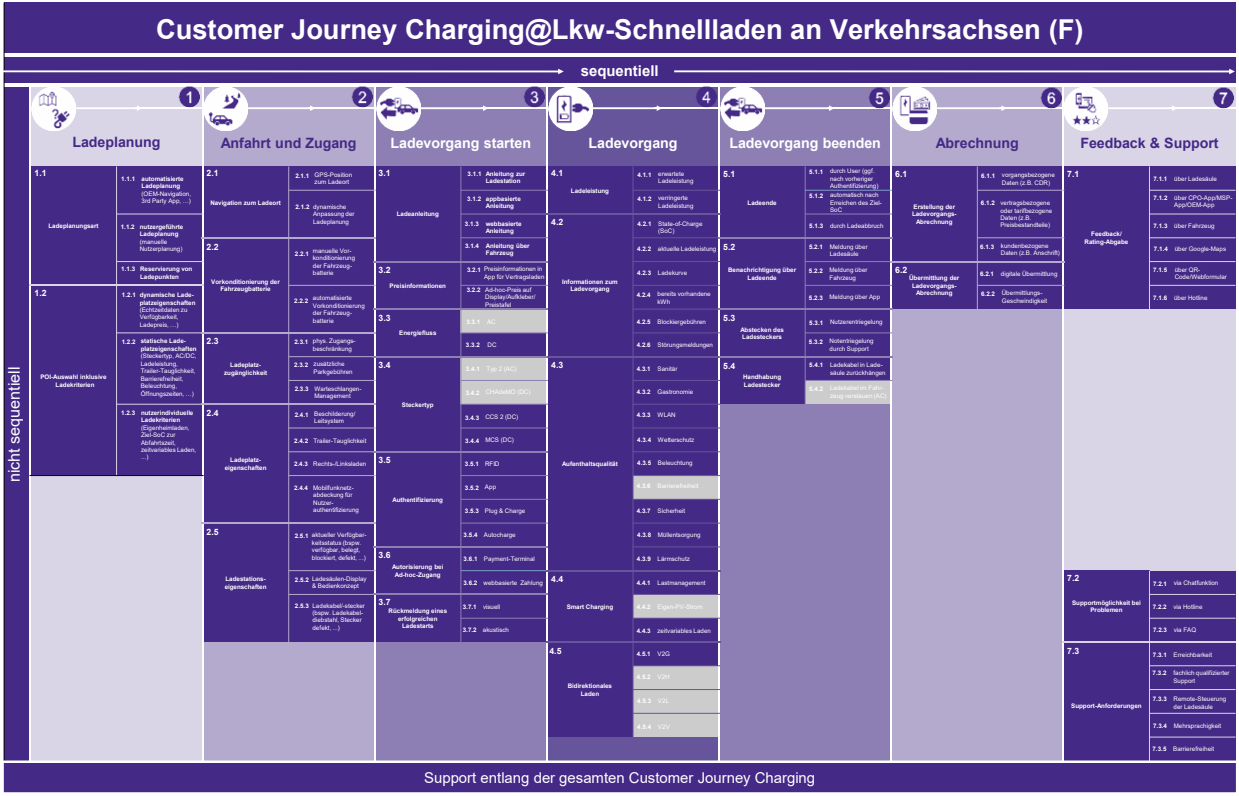


Abbildung 2-8: Customer Journey Charging@Lkw-Schnellladen an Verkehrsachsen (F)

2.2.7 Laden am Kundenparkplatz (G)

Im Lade-Use-Case „Laden am Kundenparkplatz“ werden üblicherweise öffentlich zugängliche Ladestationen im urbanen Raum durch die EV-Fahrer angefahren. Hierbei kann es sich beispielsweise um Ladeplätze vor Geschäften bzw. Einkaufszentren, aber auch um Ladeplätze vor Freizeiteinrichtungen oder öffentlichen Einrichtungen handeln [7].

Betrieb und Abrechnung

Wie beim Laden an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur üblich, ist eine Authentifizierung der EV-Fahrer über die gängigen Methoden erforderlich, um den Ladevorgang starten zu können. Zum Einsatz kommen neben AC-Ladestationen, beispielsweise im Innenstadtbereich, auch DC-Ladestationen mit 150 kW oder mehr Ladeleistung, die oftmals auf Parkplätzen vor Einzelhandelsgeschäften aufgestellt sind.

Die Abrechnung des Ladevorgangs erfolgt überwiegend über den jeweiligen e-Mobility-Service-Provider (eMSP), mit dem eine Vertragsbeziehung besteht. Ad-hoc-Zahlungen sind eine weitere Option zur Abrechnung.

Herausforderungen

Zu den aktuellen Herausforderungen im Lade-Use-Case „Laden am Kundenparkplatz“ gehört unter anderem das Blockieren der Ladeplätze durch Fahrzeuge ohne Ladeabsicht (z. B. Nicht-E-Fahrzeuge, die den Ladeplatz als Parkplatz nutzen, oder vollgeladene E-Fahrzeuge), was oftmals an einem fehlenden Angebot an Parkmöglichkeiten im direkten Umfeld der jeweiligen Einrichtung liegt. Auch das Laden über einen längeren Zeitraum wird teilweise durch enge Vorgaben zur Nutzungsdauer der Ladestation (z. B. max. 1 h) limitiert.

In Abbildung 2-9 ist die CJC für den Lade-Use-Case „Laden am Kundenparkplatz (G)“ mit den relevanten Kundenfunktionsschritten dargestellt; nichtzutreffende Schritte sind entsprechend ausgegraut.

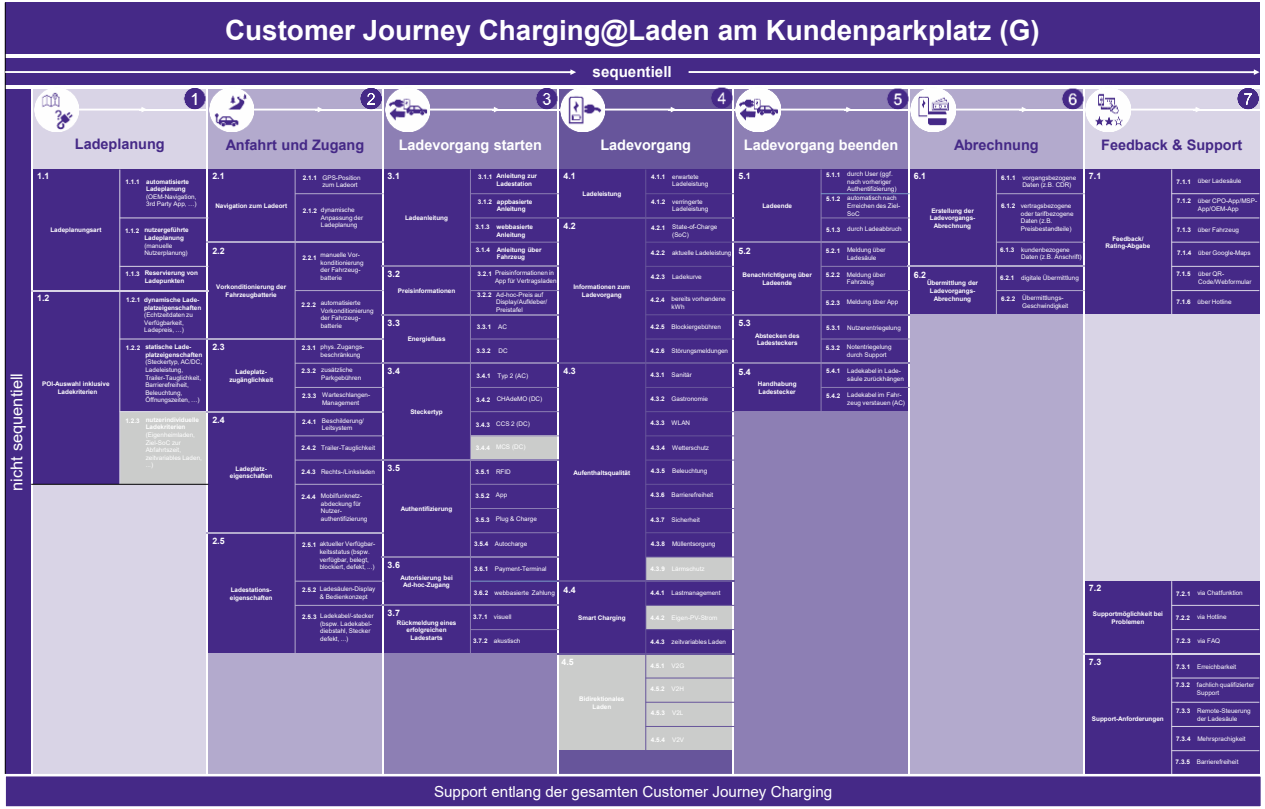


Abbildung 2-9: Customer Journey Charging@Laden am Kundenparkplatz (G)

2.2.8 Laden im Straßenraum (H)

Das Laden im Lade-Use-Case „Laden im Straßenraum“ findet üblicherweise an öffentlich zugänglichen Ladestationen im Straßenraum statt. Hierzu zählen auch Ladestationen in Wohngebieten. Die EV-Fahrer in diesem Lade-Use-Case verfügen in der Regel über keinen eigenen privaten Stellplatz mit Ladestation und sind auf die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur angewiesen. Die besondere Relevanz dieses Lade-Use-Cases liegt vor allem im urbanen und wohnortnahen Laden [7].

Betrieb und Abrechnung

Wie bei öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur üblich, ist zum Starten des Ladevorgangs eine Authentifizierung erforderlich, z. B. über RFID-Karten, appbasierte, webbasierte (QR-Code) oder fahrzeugbasierte Methoden (Plug & Charge). Da die Fahrzeugstandzeiten in diesem Lade-Use-Case oftmals sehr lang sind, ist die Ladeleistung der Ladestationen eher gering. Die typischerweise zum Einsatz kommenden AC-Ladestationen liefern nur geringe Ladeleistungen von bis zu 22 kW. DC-Ladestationen mit höheren Ladeleistungen, die ein spontanes und deutlich schnelleres Aufladen der Fahrzeugbatterie ermöglichen, kommen weniger häufig vor.

Der Ladevorgang wird ähnlich wie bei anderen öffentlich zugänglichen Ladestationen überwiegend vertragsbasiert über den eMSP abgerechnet.

Herausforderungen

Eine große Herausforderung in diesem Lade-Use-Case ist das Blockieren der Ladeplätze durch Fahrzeuge ohne Ladeabsicht, für das oftmals Gebühren erhoben werden. Diese Blockiergebühren fallen in der Regel nach dem Überschreiten vorgegebener maximaler Nutzungszeitintervalle an der Ladestation an. Besonders bei nur sehr kurzen Zeitintervallen (z. B. max. 1 h) oder dem Ende eines Nutzungszeitintervalls in der Nacht kann das zu Nutzungskonflikten und Unzufriedenheit bei den EV-Fahrern führen. EV-Fahrer müssen daher die Nutzungsdauer stets im Blick behalten, um den Ladevorgang gegebenenfalls rechtzeitig beenden zu können. Hierzu ist es erforderlich, dass die jeweils geltenden Nutzungsbedingungen der Ladestation für EV-Fahrer stets transparent und verständlich sind.

Insbesondere beim nächtlichen Laden an Normalladepunkten zeigt sich, dass die Nutzerfreundlichkeit stark von den bestehenden Regelungen abhängt. Ein einheitlicher regulatorischer Rahmen könnte den EV-Fahrern hier Erleichterung verschaffen.

In Abbildung 2-10 ist die CJC für den Lade-Use-Case „Laden im Straßenraum (H)“ mit den relevanten Kundenfunktionsschritten dargestellt; nichtzutreffende Schritte sind entsprechend ausgegraut.

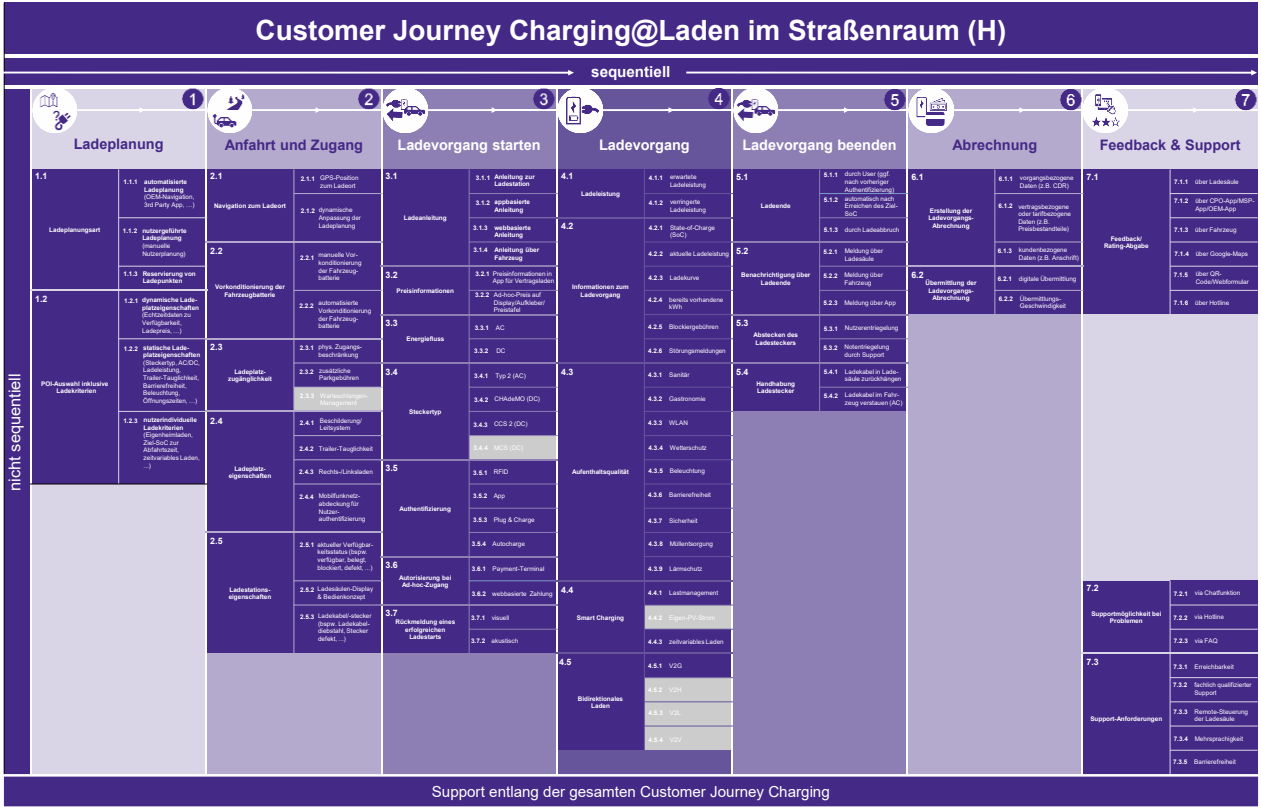


Abbildung 2-10: Customer Journey Charging@Laden im Straßenraum (H)

2.3 Kontextbezogene Qualitätsmessung von Lade-Use-Cases

Ausgehend von den unterschiedlichen Lade-Use-Cases wird deutlich, dass eine isoliert betrachtete Erfolgsquote nur begrenzte Aussagekraft besitzt. Erst die Einordnung in den jeweiligen Kontext von Ladeort und Anwendungsanforderungen ermöglicht eine belastbare Bewertung. So kann eine im öffentlichen Laden erzielte, subjektiv zufriedenstellende Erfolgsquote von 95 % im Kontext des Lkw-Depotladens bereits kritisch sein, etwa wenn betrieblich nur eine sehr geringe Fehlertoleranz akzeptabel ist.

Daraus folgt, dass Lade-Use-Cases nicht pauschal gleich bewertet werden sollten. Auf Basis gemeinsamer Grunddefinitionen kann eine vergleichbare Qualitätsmessung unterstützt werden, die je nach Lade-Use-Case, Unternehmenskontext und verfügbarer Datenlage eigenverantwortlich präzisiert und erweitert werden kann.

Im Zusammenspiel aus standardisierter Qualitätsmessung, welche im folgenden Kapitel erläutert wird, einer geteilten Definition von Ladeerfolg und -misserfolg, der Harmonisierung der verwendeten Methoden sowie der systematischen Erfassung und Zuordnung der im nachfolgenden Kapitel beschriebenen Fehler innerhalb einer CJC entsteht ein belastbares Steuerungs- und Optimierungsmodell.

Dies bildet die Grundlage dafür, die in Kapitel 4 beschriebenen und detailliert betrachteten Fehler in der CJC nicht nur zu identifizieren, sondern ihren Einfluss auf die Gesamtqualität des Ladeerlebnisses auch gezielt zu bewerten, systematisch zu adressieren und wirksam abstellen zu können.

3 KPIs zur Messung der Ladequalität

Dieses Kapitel definiert ein gemeinsames, industrieübergreifendes KPI-Grundsystem zur Messung der Ladequalität aus Sicht des EV-Fahrers. Ziel ist es, Ladeerfolg und Lademisserfolg über alle beteiligten Beitragsleister hinweg einheitlich zu beschreiben und damit eine belastbare Grundlage für Fehlerabstellung, Vergleichbarkeit und Qualitätssteuerung zu schaffen.

3.1 Ladequalität aus Sicht des EV-Fahrers

Fehlerhafte Ladevorgänge trüben nicht nur das Ladeerlebnis, sondern halten auch Verbrennerfahrer vom Umstieg auf ein E-Fahrzeug ab. Für den weiteren Hochlauf der Elektromobilität ist eine effiziente und effektive Abstellung von Ladefehlern also essenziell.

Beim öffentlichen Laden sind deutlich mehr Systeme und Beitragsleister beteiligt als beim Tanken konventioneller Energieträger. Entsprechend vielfältig sind die potenziellen Fehlerquellen. Ein übergreifender Fehlerabstellprozess braucht deshalb eine gemeinsame Sprache, eine einheitliche Sicht auf das Fehlergeschehen, gestützt auf die TOP 5-Ladefehlerkategorien (vgl. Kapitel 4: TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL) und ein transparentes Set von Begriffen und Kennzahlen. Ziel dieses Kapitels ist es, ein Mindest-Set von KPIs zu definieren, das für einen übergreifenden Ladefehler-Abstellprozess notwendig ist.

3.1.1 Abgrenzung

Der Fokus der in diesem Kapitel definierten KPIs liegt auf dem öffentlichen Laden. Die Abläufe beim halböffentlichen Laden, Depotladen und privaten Laden sind grundsätzlich vergleichbar, auch wenn je nach Anwendungsfall einzelne Teilschritte entfallen können. Auch bei dem betrieblichen Laden (Charge@Work) und dem dienstlichen Laden zu Hause (Charge@Home) kann die Komplexität aufgrund der Vielzahl beteiligter Systeme inzwischen ein vergleichbares Niveau erreichen. Im vorliegenden VDA-Band wird dennoch durchgängig auf das öffentliche Laden als Referenz der Lade-Use-Cases eingegangen, da die hier entwickelte KPI-Systematik grundsätzlich auf die übrigen Lade-Use-Cases übertragbar ist.

Einflüsse auf das Ladeerlebnis

Wie in Kapitel 2 beschrieben, beginnt das Ladeerlebnis aus Sicht des EV-Fahrers bereits bei der Suche nach einer passenden Ladestation und der Anfahrt dorthin. Die Qualitätswahrnehmung aus Sicht des EV-Fahrers wird also auch durch Einflüsse geprägt, die außerhalb der unmittelbaren Interaktion zwischen Ladestation und Fahrzeug des Systems Ladestation-EV liegen, wie etwa kurze Umwege, Auslastung, Beschilderung vor Ort, Parkplatzgröße, die Ausstattung vor Ort (Amenities, z. B. Verpflegung, WC, Beleuchtung), die Bedienbarkeit der eMSP-App oder die verfügbare Anschlussleistung.

Zur wahrgenommenen Qualität gehört außerdem die technische Verfügbarkeit der Ladestation (Uptime). Fälle, in denen EV-Fahrer bereits beim Zugang auf eine defekte oder besetzte Ladestation treffen und deshalb gar nicht erst zu laden versuchen (vgl. Phase 2, Anfahrt & Zugang), erzeugen keine Ladesession und werden von keiner der drei Kern-KPIs (ASR, ISR, TSR) erfasst. Sie lassen sich, wenn überhaupt, nur über separate Verfügbarkeitskennzahlen wie Uptime abbilden, die nicht Gegenstand dieses Bandes sind.

Fokus auf Ladevorgang

Der Fokus der vorliegenden KPI-Definition liegt auf dem Ladevorgang als technischem Ausschnitt der Customer-Journey-Charging-Phasen 3 bis 5 (Ladevorgang starten, Ladevorgang/Energiefluss, Ladeende), beginnend mit der ersten Interaktion des EV-Fahrers mit der Ladestation und endend mit der Trennung des Ladekabels (vgl. Kapitel 2: Systemperspektive Kunde: CJC, Abbildung 2-1, sowie Abbildung 3-1). Betrachtungsgegenstand sind also die Ladestation und das Fahrzeug sowie alle Beitragsleister, die am Zustandekommen und an der Durchführung der Transaktion beteiligt sind. Dies sind CPOs, eMSPs, Roaming-Plattformen, Zahlungsterminal-Betreiber und Zahlungsdienstleister u. v. a. Die in diesem Kapitel definierten KPIs zur Ladequalität beschreiben, was in den CJC-Phasen 3 bis 5 gelingt bzw. scheitert. Eine vollständige Abbildung der Perspektive des EV-Fahrers in einem umfassenden KPI-Set ist in der vorliegenden ersten Version dieses VDA-Bands nicht vorgesehen.



Abbildung 3-1: KPI-Definitionen: Fokus des KPI-Sets in der CJC

Drei KPIs zur Beschreibung der Kernfunktionen

Der Ladevorgang eines EVs ist ein komplexes Zusammenspiel aus Interaktionen des EV-Fahrers, IT-Systemen, Kommunikationsprotokollen und physikalischer Energieübertragung. Für die Definition greifbarer KPIs wird dieses komplexe Zusammenspiel in drei abgegrenzte Teilprozesse unterteilt:

1. Autorisierung (CJC-Phase 3)
2. technische Initialisierung (Nahtstelle CJC-Phase 3 & 4, Detail siehe Abschnitt ISR)
3. Energietransfer (CJC-Phase 4)

Jeder Teilschritt wird mit einem KPI beschrieben. Darüber hinaus können Beitragsleister spezifische Kennzahlen definieren, etwa solche, mit denen Ladestationshersteller den Status ihrer Ladestationen überwachen. Diese Diagnose-KPIs müssen nicht vereinheitlicht werden und sind nicht Gegenstand dieses VDA-Bandes.

Jeder der drei Teilprozesse kann unabhängig voneinander erfolgreich oder fehlerhaft verlaufen, was eine differenzierte Analyse der Ladequalität ermöglicht. Für jeden Prozessschritt wird eine eigene Success Rate definiert. Aus den drei Kern-KPIs wird eine Success Rate für den Gesamtprozess abgeleitet (Abbildung 3-2). Für die Autorisierung sind verschiedene Wege möglich, die vor, mit oder nach dem Plug-in starten können.

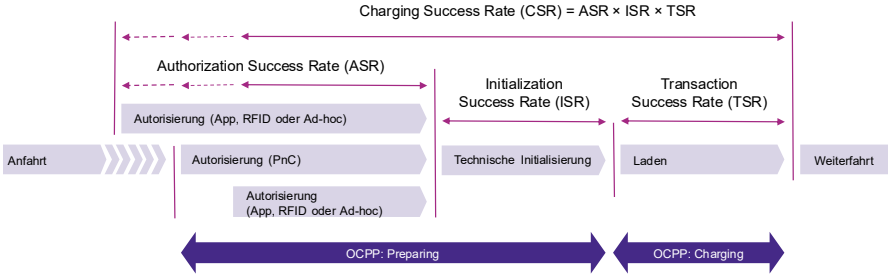


Abbildung 3-2: Kern-KPIs und abgeleiteter KPI für den Gesamtprozess

Nomenklatur

Zur Benennung werden Bezeichnungen verwendet, die an bestehende Protokolle anknüpfen und in allen beteiligten Branchen verständlich sind. Alle zugehörigen KPI-Kürzel bestehen aus drei Buchstaben, es gibt keine mehrfach vergebenen Anfangsbuchstaben, und alle Kennzahlen enden auf „Success Rate (SR)“:

- Authorization Success Rate (ASR)
- Initialization Success Rate (ISR)
- Transaction Success Rate (TSR)

Jede Success Rate beschreibt den Anteil erfolgreich abgeschlossener Prozessdurchläufe eines definierten Prozessschritts im Verhältnis zu allen erkannten Durchlaufversuchen innerhalb eines festgelegten Betrachtungszeitraums. Jede Success Rate wird verbindlich festgelegt durch:

- Start-Ereignis
- End-Ereignis
- Erfolgs- und Misserfolgskriterien
- betrachtete Systemperspektive (z. B. EV, EVSE, Backend)

Die Charging Success Rate (CSR) ergibt sich aus der Multiplikation der einzelnen Success Rates:

$$CSR = ASR \times ISR \times TSR$$

Jede Success Rate wird als Anteil bzw. Quote angegeben (0 bis 1 bzw. 0 bis 100 %), die verbindliche Berechnung folgt in den Abschnitten 3.2.1 bis 3.2.3.

Herausforderung: verschiedene Sichtweisen der Beitragsleister

Im Ökosystem Laden müssen viele Beitragsleister erfolgreich zusammenspielen, damit ein positives Ladeerlebnis für den EV-Fahrer entsteht. Kommt es zu Problemen, können diese in vielen Fällen ebenfalls nur in Zusammenarbeit gelöst werden. Für den gemeinsamen Fehlerabstellprozess müssen die betroffenen Marktteilnehmer also über das Fehlergeschehen kommunizieren, Daten abgleichen, mögliche Fehler eingrenzen, Ursachen analysieren und Abstellmaßnahmen auf ihre Wirksamkeit prüfen. Das gelingt nur dann, wenn alle Beitragsleister mit einheitlichen bzw. abgestimmten Begriffen arbeiten und KPIs denselben Prozess/Workflow beschreiben, auch wenn diese aus verschiedenen Perspektiven erhoben werden.

Konkrete technische Kriterien

Damit KPIs, die von verschiedenen Beitragsleistern unabhängig voneinander erhoben werden, dennoch zu vergleichbaren Ergebnissen führen, werden sie an konkrete Statusmeldungen oder Befehle in standardisierten Protokollen geknüpft. Die Herausforderung liegt darin, dass die Beitragsleister zwar alle denselben Prozess bewerten, aber an verschiedene Protokolle angeschlossen sind, d. h. an unterschiedlichen Punkten im Informationsfluss messen (vgl. Abbildung 3-3).

Beispiele:

- Ladestation und Fahrzeug kommunizieren über ISO 15118. Die Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation ermöglicht den bidirektionalen Energie- und Informationsaustausch. Sie dient zur Aushandlung von Lade- bzw. Entladeparametern, zur Steuerung des Ladevorgangs und zur Übermittlung von Status- und Fehlermeldungen. Grundlage sind physikalische Verbindungen (Stromübertragungen) und digitale Kommunikation (Steuer- und Signalisierungsdaten)
- Ladestation und CPO-Backend kommunizieren über OCPP zur Überwachung des Betriebszustands, zur Autorisierung des EV-

Fahrers sowie zur Bereitstellung von Mess- und Transaktionsdaten als Grundlage der Abrechnung. Die Endkundenabrechnung selbst erfolgt typischerweise durch den eMSP, außer bei Ad-hoc-Zahlung oder bei Anbietern mit CPO-/eMSP-Doppelrolle

- CPO-Backend und eMSP-Roaming-Partner kommunizieren über Kommunikationsprotokolle wie OCPI, OICP, OCHP, eMIP und weitere

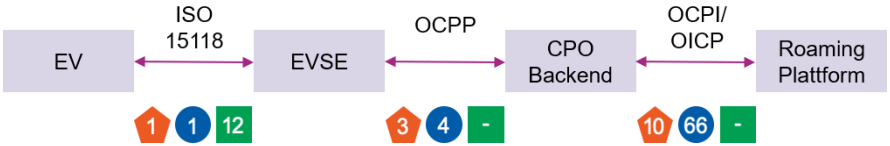


Abbildung 3-3: Zentrale Komponenten und Protokolle für die Kern-KPIs mit Schnittstellennummern (schematischer Ausschnitt)

Die in Abbildung 3-3 dargestellten Zahlen in den farbigen Boxen unterhalb der Verbindungslinien bezeichnen die jeweiligen Schnittstellennummern der verschiedenen Modelle. Die Farbzuordnung erfolgt dabei wie folgt: Rot kennzeichnet das Modell der „Wirkkette Laden“, Blau von „InterBDL“ und Gelb von „unIT-e²“. Die vollständigen Schnittstellenbezeichnungen mit den entsprechenden Beschreibungen sind in [8] zu finden.

Ziel ist daher, trotz unterschiedlicher Messquellen und Protokolle Kern-KPIs mit vergleichbarer quantitativer Aussagekraft zu definieren. Auf die subjektiven Wahrnehmungen des EV-Fahrers beim Laden wird bei der Definition der drei Kern-KPIs bewusst verzichtet.

Nomenklatur

Auch wenn die Kriterien zur Messung der Kern-KPIs aufeinander abgestimmt werden, können Messwerte aus unterschiedlichen Perspektiven zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Um diese Unterschiede bei der Arbeit mit den Kennwerten zu verdeutlichen, wird für die Benennung ein zusätzlicher hochgestellter Index eingeführt. Beispiel für die CSR:

$$CSR \rightarrow {}^{x}CSR$$

x beschreibt dabei die Perspektive von EV, Ladestation oder anderer Beitragsleister.

Das Bild bleibt unvollständig

Nicht alle beteiligten Beitragsleister nehmen alle relevanten Vorgänge über die Protokolle, an die sie angeschlossen sind, wahr. So erhalten Ladestation und Fahrzeug beispielsweise keine Information, wenn der EV-Fahrer einen Ladevorgang in seiner eMSP-App oder mittels RFID-Karte starten möchte. Erst wenn eine erfolgreiche Autorisierung vorliegt, erfahren die Systeme Ladestation und Fahrzeug vom Ladeversuch des EV-Fahrers; bei einem Fehler im Autorisierungsprozess werden keine Informationen zum Ladeversuch an diese Systeme weitergeleitet.

Das Gesamtbild ergibt sich also ähnlich einem Puzzle erst beim Zusammenfügen sämtlicher Perspektiven und Facetten, was in der Praxis lückenhaft bleibt. Teilweise sind diese Lücken auch system- und hardwarebedingt.

Herausforderung: AC-Laden

Das in diesem Kapitel beschriebene KPI-System orientiert sich in weiten Teilen an Protokollen wie OCPP und ISO 15118/DIN 70121 und damit vor allem an DC-Ladevorgängen mit protokollbasierter Kommunikation zwischen Fahrzeug, Ladestation und Backend.

Bei AC-Ladevorgängen stehen diese Protokollinformationen nur eingeschränkt oder gar nicht zur Verfügung.

Die für den Ladevorgang notwendige Autorisierung im CPO-Backend wird häufig nicht vom CPO selbst am Ladepunkt angestoßen, sondern extern ausgelöst (z. B. RFID, eMSP-App, Ad-hoc-Zahlung) und anschließend im CPO-Backend entschieden. Die Endkundenabrechnung liegt dabei typischerweise beim eMSP, außer bei Ad-hoc-Zahlung oder Doppelrolle. Das Zusammenspiel von Fahrzeug und Infrastruktur wird über IEC-61851-Signale beschrieben.

Viele der hier definierten Kriterien – insbesondere die Trennung von Autorisierung, technischer Initialisierung und Transaktion über Status- und Fehlermeldungen – lassen sich im AC-Kontext daher nur näherungsweise oder gar nicht messen. Unabhängig von AC/DC bleiben Verfügbarkeitskennzahlen der Infrastruktur (z. B. Uptime, Fehlerquoten je Ladepunkt), Abbruchhäufigkeit und Feedback der EV-Fahrer wichtige ergänzende Indikatoren der Ladequalität. Bei AC-Laden kommt ihnen aufgrund der eingeschränkten Protokollmessbarkeit (vgl. vorheriger Absatz) eine zusätzliche, kompensierende Bedeutung zu. Die nachfolgenden KPI-Definitionen fokussieren sich

daher auf DC-Ladeszenarien mit Unterstützung von ISO 15118 bzw. DIN 70121.

Herausforderung: Zusammenführung mehrerer Ladevorgänge zu einer Nutzer-Session

Während ein Ladevorgang mit dem OCPP hinlänglich beschrieben werden kann, ergibt sich aus Sicht des EV-Fahrers häufig eine andere Perspektive. Ist ein Ladevorgang beispielsweise beim ersten Versuch nicht erfolgreich (First-Time Success), versuchen EV-Fahrer es in der Regel noch einmal. Dabei wiederholen sie teils dieselben Schritte, teils variieren sie Reihenfolge oder Vorgehen in der Hoffnung, dass der neue Versuch zu einem erfolgreichen Ladevorgang führt.

Ladevorgang vs. Nutzer-Session

Sind mehrere Anläufe (Attempts = Ladeversuche) eines EV-Fahrers erforderlich, um einen Ladevorgang zu starten, können je nach Backend-Perspektive unterschiedlich viele Ladeversuche sichtbar werden, etwa wenn mehrere Remote-Start-Anfragen aus der eMSP-App das CPO-Backend gar nicht erreichen: Das eMSP-Backend sieht dann mehrere Fehlversuche, aus OCPP-Sicht ist dagegen oft nur der letzte erfolgreiche Versuch sichtbar. Aus Sicht des EV-Fahrers hat es sich in jedem Fall nur um einen Ladevorgang gehandelt.

KPIs zur Ladequalität müssen deutlich machen, ob sie dies berücksichtigen oder nicht. Soll mit einem KPI die Perspektive des EV-Fahrers widergespiegelt werden, müssen also ggf. mehrere Ladevorgänge zu einer Nutzer-Session zusammengeführt werden. Gab es nur einen Ladeversuch (unabhängig davon, ob erfolgreich oder nicht erfolgreich), entspricht dieser Ladevorgang auch der Nutzer-Session.

Damit das System weiß, welche Ladevorgänge zu einer Nutzer-Session gehören und zusammengeführt werden müssen, bietet sich eine Reihe von Kriterien an, die eine 1:1-Zuordnung ermöglichen. Dies können die Ladevertragsnummer, ein OCPI-Token beim Roaming, ein EV-Identifier aus der ISO 15118 bzw. DIN 70121 oder andere sein. In bestimmten Fällen gibt es keinen eindeutigen Identifier, der es dem OCPP erlaubt, Ladevorgänge eindeutig zu einer Nutzer-Session zusammenzuführen. Typisches Beispiel: Der EV-Fahrer versucht vergebens, sich mit einer Lade-App zu autorisieren, und unternimmt anschließend einen Autorisierungsversuch mittels RFID-Karte. Die KPI-Berechnung muss in diesen Fällen mit Heuristiken arbeiten,

d. h. mit Annahmen, dass es sich bei mehreren Ladeversuchen um eine Nutzer-Session handelt. Beispiele können ein sehr kurzer Zeitabstand zwischen zwei Ladesessions sein, eine gleiche ID-Tag bei Authentifizierung über eine RFID oder, aus Fahrzeugsicht, dass keine Bewegung des Fahrzeugs zwischen zwei Ladevorgängen erfolgt. Die Ausführungen zu den praktischen Möglichkeiten einer Zusammenführung machen aber deutlich, dass die Zusammenführung nicht durchgängig gelingen wird.

So können Hersteller von Ladestationen die Zusammenführung von Ladevorgängen zu einer Nutzer-Session nicht durchgängig und nicht über alle Authentifizierungspfade hinweg leisten. Näherungsweise möglich ist dies u. a. bei PnC, AutoCharge oder wiederholter gleicher Auth-Kennung, die Datenlage ist dabei bei DC-Ladestationen in der Regel besser auswertbar als bei AC.

Ladeerfolg im ersten Anlauf – „First-Time Success“

Für EV-Fahrer steht zunächst die grundsätzliche Verfügbarkeit von Strom an der Ladestation im Vordergrund. Für die Bewertung des Ladeerfolgs bzw. der messbaren Ladequalität macht es einen wesentlichen Unterschied, ob er beim ersten Ladeversuch erfolgreich ist oder ob er einzelne Schritte, wie beispielsweise die Autorisierung, mehrfach wiederholen muss, um erfolgreich laden zu können. KPIs müssen also abbilden, ob das Laden im ersten Anlauf („First-Time Success“) erfolgreich war oder ob mehrere Schritte notwendig waren.

Die Zusammenführung der Attempts zu einer Nutzer-Session ist anspruchsvoll (vgl. Abbildung 3-4) und gelingt, abhängig von den beim jeweiligen Beitragsleister verfügbaren Identifiern, nicht in jedem Fall zuverlässig. Da die Zufriedenheit der EV-Fahrer maßgeblich davon abhängt, ob ein Ladevorgang bereits im ersten Anlauf gelingt, wird First-Time Success dennoch als Zielgröße definiert, auch dort, wo sie sich nur eingeschränkt oder derzeit gar nicht bestimmen lässt. Beitragsleister ohne eindeutige Zuordnungsmöglichkeit verzichten in diesen Fällen auf die entsprechende Betrachtung (vgl. voriger Abschnitt).

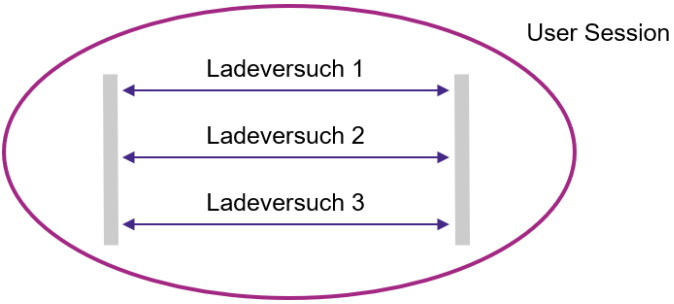


Abbildung 3-4: Zusammenführung von Ladevorgängen zu einer Nutzer-Session

Nomenklatur zur Erfassung mehrerer „Attempts“

Ein Ladeversuch („Attempt“) entspricht dabei, sofern nicht anders angegeben, einem Ladevorgang im Sinne der zuvor definierten KPI-Systematik. Eine Nutzer-Session fasst mehrere solcher Ladevorgänge bzw. Ladeversuche eines EV-Fahrers bis zum Erfolg oder endgültigen Abbruch zusammen. Werden mehrere Ladevorgänge zu einer Nutzer-Session zusammengeführt, entstehen berechnete Kennzahlen für Success Rates. Zur Berechnung von First-Time-Success-Kennwerten wird ein Index n im Sinne eines Zählers für Success Rates eingeführt, der wiedergibt, im wievielten Ladeversuch („Attempt“) die Nutzer-Session erfolgreich war. Beispiel für die CSR:

$$CSR \rightarrow CSR_n$$

Ist der Ladevorgang im ersten Versuch erfolgreich, bleibt der Zähler bei 1, d. h., die Nutzer-Session entspricht dem Ladevorgang. Der Ladeerfolg ist im ersten Anlauf erfolgreich. Ist der Zähler n > 1, ist der Ladeerfolg positiv, aber eben nicht im ersten Anlauf.

Robustheit gegen Ausreißer

Werden Ladevorgänge nicht zu Nutzer-Sessions zusammengeführt, hat dies einen stark verzerrenden Einfluss auf die Mittelwerte der Success Rates. KPIs zur Ladequalität sollten robust gegen Ausreißer sein. Im Regelfall – mehrere Fehlversuche vor einem Erfolg – ergeben sich ohne Zusammenführung systematisch niedrigere Erfolgsquoten, da alle Fehlversuche einzeln in den Nenner eingehen, statt zu einem einzigen erfolgreichen Nutzer-Session-Ergebnis zusammengeführt zu werden.

Abgrenzung: subjektive Nutzerwahrnehmung außerhalb der Kern-KPIs („Kalibrierung“)

Die folgenden Aspekte sind bewusst nicht Teil der Kern-KPI-Definition, sondern beschreiben, welche ergänzenden Erhebungen künftig sinnvoll wären.

Ein EV-Fahrer bewertet seine Erfahrungen relativ zu seinen Erwartungen. Erfüllt die wahrgenommene Leistungserbringung diese Erwartungen, entsteht Zufriedenheit; wird sie übertroffen, kann Begeisterung entstehen.

Übertragen auf das Laden im Ökosystem Laden umfasst die wahrgenommene Leistung Aspekte, die über die binären Erfolgs-/Misserfolgskriterien der Kern-KPIs hinausgehen. Beispiele sind lange Latenzzeiten bei der Autorisierung (z. B. Autorisierungsdauer, Startzeit des Ladevorgangs, vgl. auch Kapitel 7 zu Schnittstellen und Back-end-Kommunikation) oder die Ladeleistung bei der Transaktion bzw. eine spürbare Verzögerung bzw. Leistungsreduktion durch Lastmanagement, auch wenn der Ladevorgang technisch erfolgreich gestartet wurde. Solche Aspekte eignen sich als ergänzende, Beitragsleister-spezifische Diagnose-KPIs (vgl. Nomenklatur) und sind Kandidaten für eine potenzielle spätere Standardisierung.

Die Zusammenführung mehrerer Ladevorgänge zu einer Nutzer-Session bildet nur einen technischen Proxy der EV-Fahrer-Perspektive ab, nicht das subjektive Ladeerlebnis. Subjektive Wahrnehmung, etwa Zufriedenheit oder empfundene Latenz und Leistung, ist bewusst nicht Teil der vorliegenden Kern-KPI-Definition. Ein späterer Abgleich technischer Erfolgs-/Misserfolgskriterien mit erhobener EV-Fahrer-Wahrnehmung kann Schwellenwerte künftig verbessern, das ist Gegenstand einer möglichen Erweiterung, nicht dieser Definition.

Session Success Rate (SSR)

Die beiden vorangegangenen Aspekte, die Zusammenführung mehrerer Ladevorgänge zu einer Nutzer-Session und der Abgleich mit subjektiver Wahrnehmung des EV-Fahrers, fließen in einer eigenen Kennzahl zusammen: der Session Success Rate (SSR). Zusätzlich zur rein technischen Erfolgsbetrachtung (ASR, ISR, TSR, CSR) fließen in die SSR die zuvor beschriebenen, kalibrierten und subjektiv geprägten Aspekte ein, etwa Latenzzeiten, die tatsächlich erlebte Ladeleistung, lastmanagementbedingte Verzögerungen oder weitere Heuristiken zur Wahrnehmung des EV-Fahrers.

Die SSR ist damit die einzige Kennzahl in diesem KPI-System, die technische Prozessqualität und wahrgenommene Qualität kombiniert.

3.2 KPI-System Laden

Das im Folgenden beschriebene KPI-System Laden konkretisiert die drei bereits eingeführten Kern-KPIs (ASR, ISR, TSR) sowie die daraus gebildete CSR für den technisch beobachtbaren Ladevorgang als abgegrenzten Ausschnitt der CJC, es handelt sich nicht um ein zusätzliches, paralleles KPI-Set. Es bildet damit eine notwendige, jedoch nicht vollständige Beschreibung der wahrgenommenen Ladequalität aus Sicht des EV-Fahrers. Aspekte wie Komfort, Transparenz oder subjektive Zufriedenheit sind hiervon zu unterscheiden und erfordern ergänzende Erhebungsformate.

Das KPI-System operationalisiert die bereits eingeführten drei Teilprozesse: Autorisierung, technische Initialisierung und Energietransfer (ASR, ISR, TSR; CSR als Verknüpfung).

Das KPI-System beschreibt damit die technische Prozessqualität des Ladevorgangs und ergänzt die CJC um quantifizierbare Kennzahlen, die bei abgestimmter Messlogik und klarer Perspektivenkennzeichnung Vergleichbarkeit anstreben.

3.2.1 Authorization Success Rate (ASR)

Für die KPI-Definition in diesem Band wird angenommen, dass ein Ladevorgang erst möglich ist, wenn der EV-Fahrer erfolgreich identifiziert bzw. authentifiziert wurde und die zugehörige Lade-Autorisierung durch das jeweils verantwortliche Backend-System positiv entschieden wurde. Eine zusätzliche, Lade-Use-Case-abhängige Prüfung des Zahlungsmittels kann nachgelagert erfolgen, ist aber nicht mit der Lade-Autorisierung selbst identisch.

Diese Autorisierung kann durch unterschiedliche Beitragsleister erfolgen. Zu beachten ist dabei, welchen Authentifizierungs-/Startweg der EV-Fahrer wählt und ob die Autorisierung im Roaming, d. h. über eine Roaming-Plattform, und dann an den angebundenen CPO oder direkt beim CPO stattfindet. Die ASR misst, wie zuverlässig der Autorisierungsschritt gelingt, also die Freigabeentscheidung, die auf die Authentifizierung des EV-Fahrers bzw. Fahrzeugs folgt (vgl. Phase 3 „Ladevorgang starten“ in Kapitel 2, CJC). Sie ist damit der erste zentrale Baustein der Success-Rate-Systematik.

Aus Sicht des EV-Fahrers ist oft nicht erkennbar, ob ein Ladevorgang an der Autorisierung oder an der technischen Initialisierung scheitert. Trotzdem muss die ASR weitestmöglich getrennt von der technischen Initialisierung (siehe nächster Abschnitt) gemessen werden, weil in beiden Schritten unterschiedliche Systeme und Verantwortliche beteiligt und im Fehlerfall jeweils andere Beitragsleister für die Abstellung verantwortlich sind.

Das physikalische Einstecken des Ladesteckers und der damit verbundene Zustandswechsel am Proximity Pilot (PP) signalisieren, dass das Fahrzeug am Connector der Ladestation präsent ist. Dieser Schritt wird in der vorliegenden KPI-Systematik der Autorisierungsphase zugeordnet und dient als Eingangsvoraussetzung für die nachgelagerte technische Initialisierung, wird aber selbst noch nicht der ISR zugerechnet.

Die ASR betrachtet alle Versuche eines Ladevorgangs, über ein beliebiges Authentifizierungsmedium (z. B. eMSP-App [ggf. CPO-App], RFID-Karte, Plug & Charge oder Ad-hoc-Zahlung) zu starten, und setzt die Anzahl der tatsächlich erfolgreich autorisierten Versuche (mit PP closed) ins Verhältnis zur Gesamtzahl der Versuche in einem definierten Zeitraum. Die ASR macht transparent, wie häufig EV-Fahrer bereits im Teilprozess Autorisierung scheitern bzw. die Autorisierung erfolgreich abschließen, unabhängig davon, ob in den nachgelagerten Teilprozessen (technische Initialisierung, Energietransfer) weitere Probleme auftreten.

Herausforderung unterschiedlicher Authentifizierungs-/ Startwege

Die Möglichkeiten und Wege zur Bestimmung der ASR hängen in erheblichem Maße davon ab, welches Authentifizierungsmedium der EV-Fahrer verwendet. Je nach Authentifizierungs- bzw. Bezahlmethode unterscheiden sich der zeitliche Startpunkt des Autorisierungsprozesses und die Sichtbarkeit des Versuchs bei den Beitragsleistern. Dadurch erkennen nicht alle Beteiligten denselben Autorisierungsversuch und damit auch nicht dieselben Fehler in der Informationskette.

- **Autorisierung via Plug & Charge (PnC):** Der Start erfolgt auf Fahrzeugebene im Rahmen der ISO-15118-Kommunikation. Mit dem Anstecken des Ladekabels übermittelt das Fahrzeug sein Vertragszertifikat an die Ladestation. Das CPO-Backend sieht den Versuch über einen Authorize Request im OCPP

- **Autorisierung via AutoCharge:** Der Start erfolgt ebenfalls auf Fahrzeugebene, jedoch ohne Vertragszertifikat. Das Fahrzeug übermittelt stattdessen einen technischen Identifikator, der bereits vor dem Ladestart im Backend mit einem bestehenden Vertrag verknüpft sein muss. Das CPO-Backend sieht den Versuch ebenfalls über einen Authorize Request im OCPP
- **Autorisierung via RFID:** Der Start erfolgt an der Ladestation mit der ersten erfolgreichen Kartenlesung, die ein Authorize-Request ans CPO-Backend auslöst. Das Fahrzeug bekommt hiervon keine Protokollinformation
- **Autorisierung via Remote Start (App):** Der EV-Fahrer startet die Autorisierung in der eMSP- oder CPO-App. Das dortige Backend prüft den Vertrag bzw. das Zahlungsmittel und löst nur bei positiver Entscheidung einen OCPP-Remote-Start (und ggf. Authorize) aus. Wird der EV-Fahrer bereits im App-/Backend-Schritt abgelehnt, findet kein OCPP-Aufruf an die Ladestation statt. Diese Fehlversuche bleiben daher auf Ladestation- und auch auf Fahrzeugebene unsichtbar
- **Autorisierung Ad-hoc:** Der Start erfolgt ohne Nutzerkonto, etwa über ein integriertes oder externes Payment-Terminal oder eine webbasierte Zahlung (z. B. QR-Code, Browser), die jeweils die Zahlungsautorisierung anstößt. Bei integriertem Terminal ist der Start über Authorize-Requests im OCPP sichtbar, bei externen Terminals oft erst das positive Ergebnis

Je nach Authentifizierungsmedium setzt die Autorisierung damit an unterschiedlichen Stellen im Informationsfluss an, bei PnC und AutoCharge am Fahrzeug, bei RFID an der Ladestation, bei Remote Start oder am Payment-Terminal beim Ad-hoc-Laden in der App bzw. im Backend. Entsprechend unterscheiden sich auch die Beitragsleister, die einen Autorisierungsversuch jeweils sehen und in ihrer Datenquelle dokumentieren können. ASR-Werte aus OCPP, ISO 15118 bzw. DIN 70121 oder Backend-Systemen spiegeln daher jeweils nur den Teil der Versuche wider, der für den jeweiligen Beitragsleister sichtbar wird.

Herausforderung Roaming

Eine zusätzliche Herausforderung bei der Messung der ASR entsteht durch das Roaming: Nutzt der EV-Fahrer einen Roamingtarif, erfolgt die Freigabe nicht im Backend des CPO, sondern im Backend der Roaming-Plattform, wodurch zusätzliche Kommunikationsschritte und Schnittstellen ins Spiel kommen. Einzelne CPO- oder eMSP-Backends bzw. Ladestationen pflegen lokale Autorisierungslisten (Offline-Listen), um Latenz zu senken und Autorisierung auch bei gestörter Online-Verbindung zu ermöglichen, unter Inkaufnahme möglicherweise veralteter Berechtigungsdaten.

Unabhängig davon, ob der Autorisierungsprozess am Fahrzeug (z. B. PnC, AutoCharge), an der Ladestation (z. B. RFID) oder außerhalb der Ladestation (z. B. Remote Start in der App) gestartet wird, wird die Anfrage beim Roaming über einen Roaming-Partner bzw. eine Roaming-Plattform geprüft und das Ergebnis anschließend an den CPO zurückgemeldet. Ob der Ladeversuch über Roaming läuft oder nicht, bestimmt, welche zusätzlichen Beitragsleister und Schnittstellen in der Autorisierungskette beteiligt sind und wo zusätzliche Fehlerquellen entstehen.

Formel:

$$ASR = \frac{\text{Anzahl der Ladeversuche mit erfolgreicher Autorisierung}}{\text{Anzahl aller Ladeversuche mit erkannter Autorisierung}}$$

Da die ASR in erheblichem Maße vom Authentifizierungsmedium abhängt, wird dieses als nachgestellter hochgestellter Index ergänzt. Dieser ist unabhängig vom vorangestellten Perspektiven-Index (vgl. Nomenklatur) zu lesen, beide Positionen sind getrennt und kombinierbar:

$$ASR \rightarrow ASR^{Plug\ and\ Charge\ /\ Autocharge\ /\ Remote\ Start\ /\ RFID\ /\ adhoc}$$

Start-Kriterium für die ASR

Für jeden Authentifizierungs-/Startweg wird nachfolgend ein verbindlicher Startpunkt für die ASR festgelegt. Dieser Startpunkt ist von allen Beitragsleistern für ihre jeweilige ASR-Berechnung zugrunde zu legen, unabhängig davon, ob die eigene Datenquelle (Ladestation, Fahrzeug, Backend) den Vorgang zu diesem Zeitpunkt tatsächlich bereits sieht.

- **Plug & Charge (PnC):**
    - Der Start erfolgt durch das Fahrzeug, das über ISO 15118 sein Contract Certificate bzw. eMAID (Zertifikatsdaten) an die Ladestation übermittelt
    - Über OCPP wird daraufhin ein Authorize-Request an das CPO-Backend geschickt
- **AutoCharge:**
    - Der Start erfolgt durch das Fahrzeug, dessen Identität vom CPO anhand der MAC-Adresse (bzw. eines anderen fahrzeugseitigen Identifikators) erkannt wird und mit einem hinterlegten Vertrag verknüpft ist. Die Kommunikation erfolgt gemäß DIN SPEC 70121
    - Wie bei Plug & Charge wird anschließend ein Authorize-Request über OCPP an das CPO-Backend geschickt
- **RFID:**
    - Der Start erfolgt durch den RFID-Reader an der Ladestation, der bei erfolgreicher Kartenlesung ein Authorize-Request ans Backend sendet
    - Bei DC-Ladevorgängen erhält das Fahrzeug das Ergebnis der Autorisierung über die ISO-15118-/DIN-70121-Kommunikation von der Ladestation
- **Remote Start (App):**
    - Der Start erfolgt in der eMSP- bzw. CPO-App. Das dortige Backend prüft das hinterlegte Zahlungsmittel, ggf. unter Einbindung eines Payment-Service-Providers oder Roaming-Dienstleisters. Das OCPP erfährt vom Autorisierungsversuch erst, wenn das Backend nach erfolgreicher Prüfung einen RemoteStartTransaction (und ggf. Authorize) an die Ladestation sendet; schlägt die Prüfung in der App bzw. im Backend fehl, erhält das OCPP keine Information über diesen Versuch

  - Bei DC-Ladevorgängen erhält das Fahrzeug das Ergebnis der Autorisierung über die ISO-15118-/DIN-70121-Kommunikation von der Ladestation

- **Ad-hoc:**
  - Der Start wird in einem integrierten oder externen Payment-Terminal ausgelöst. Bei integrierten Terminals ist der Start über einen Authorize Request im OCPP sichtbar, bei externen Terminals meist erst das positive Ergebnis
  - Bei DC-Ladevorgängen erhält das Fahrzeug das Ergebnis der Autorisierung über die ISO-15118-/DIN-70121-Kommunikation von der Ladestation

Kann ein Beitragsleister den festgelegten Startpunkt aus technischen Gründen nicht direkt erfassen, weil sein System den Autorisierungsversuch erst später sieht (vgl. Abschnitt „Herausforderung: verschiedene Sichtweisen der Beitragsleister“), ist dies bei der Angabe der eigenen ASR-Werte transparent zu machen. Nur so bleiben ASR-Werte unterschiedlicher Beitragsleister im Vergleich einordenbar, auch wenn sie nicht in jedem Fall exakt denselben Moment messen.

Ende-Kriterium für die ASR

Ein Autorisierungsversuch endet, sobald das für die Freigabe verantwortliche eMSP- oder CPO-Backend eine eindeutige Entscheidung getroffen und diese an den nächsten Prozessschritt übermittelt hat. Das physikalische Einstecken des Ladesteckers und der damit verbundene Zustandswechsel am PP gelten in dieser KPI-Systematik als Teil der Autorisierungsphase und bilden die Eingangsvoraussetzung für die nachgelagerte technische Initialisierung, werden aber selbst nicht in die ISR eingerechnet.

Das OCPP erhält das Ergebnis eines Autorisierungsversuchs nur, wenn dieser als Nachrichtensequenz im OCPP bis zur Ladestation bzw. zum CPO-Backend durchgereicht wird (z. B. bei RFID, Plug & Charge/AutoCharge oder Ad-hoc-Zahlung über ein integriertes Terminal). Autorisierungsversuche, die bereits im App-, eMSP-, PSP- oder Payment-Terminal-Provider-Backend scheitern, bevor eine entsprechende OCPP-Nachricht zur Ladestation initiiert wurde (z. B. Remote Start oder Ad-hoc-Zahlung über ein externes Terminal), bleiben aus Sicht des OCPP unsichtbar.

Nur bei Plug & Charge und AutoCharge erfolgt die Identitätsübermittlung automatisiert über die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation (ISO 15118 bzw. DIN 70121), die anschließende Vertrags- und Berechtigungsprüfung findet im Backend statt. Bei DC-Ladevorgängen, die über RFID, Remote Start oder Ad-hoc-Zahlung autorisiert werden, erfolgt die Autorisierung zwar außerhalb der ISO-15118-/DIN-70121-Ebene, das Ergebnis (Freigabe oder Ablehnung des Ladevorgangs) wird dem Fahrzeug jedoch ebenfalls über die ISO-15118- bzw. DIN-70121-Kommunikation signalisiert.

Kriterien für erfolgreiche Autorisierung

Die Autorisierung eines Ladeversuchs gilt als erfolgreich, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- **Authentifizierung:** Der EV-Fahrer wurde über das gewählte Authentifizierungsmedium (z. B. App, RFID-Karte, Plug & Charge, Ad-hoc-Zahlung) erfolgreich identifiziert
- **Autorisierung:** Die Ladeberechtigung ist gegeben, insbesondere ein im Roaming-Fall aktives Vertragsverhältnis zwischen CPO und eMSP, alle für die Freigabe erforderlichen technischen Initialisierungen in den je nach Auth-Pfad beteiligten Backend-Systemen (u. a. eMSP, CPO, Roaming-Plattform, Payment-Service-Provider, ggf. Payment-Terminal-Provider) wurden positiv abgeschlossen, und eine eindeutige positive Freigabeentscheidung wurde an die Ladestation übermittelt
- **physische Präsenz:** Das Fahrzeug ist physikalisch am gewählten Connector präsent, der damit verbundene Zustandswechsel am PP zeigt eindeutig an, dass das Fahrzeug an der Ladestation angeschlossen ist

Die drei Kriterien müssen gemeinsam erfüllt sein, ihre zeitliche Reihenfolge ist für die Bewertung nicht relevant. Bei Remote Start und Ad-hoc-Zahlung kann die logische Freigabe vor dem Anstecken liegen, bei Plug & Charge und AutoCharge löst das Anstecken den Autorisierungsprozess erst aus, beide Ereignisse fallen hier zusammen. Maßgeblich ist in allen Fällen, dass beide Ereignisse innerhalb des Freischaltungszeitfensters eintreten, unabhängig von der Reihenfolge.

Kriterien für nicht erfolgreiche Autorisierung

Im Falle einer nicht erfolgreichen Autorisierung sendet das zuständige eMSP- oder CPO-Backend eine negative Entscheidung. Für die Sichtbarkeit dieses Ergebnisses im OCPP gilt dieselbe Unterscheidung wie beim Ende-Kriterium der ASR: sichtbar nur, wenn der Autorisierungsversuch als OCPP-Flow durchgereicht wurde, sonst aus OCPP-Sicht unsichtbar.

Bei DC-Ladevorgängen wird das negative Autorisierungsergebnis im Rahmen der ISO-15118-/DIN-70121-Kommunikation an das Fahrzeug zurückgemeldet. Erhält es eine Fehlermeldung, setzt es den Ladeaufbau nicht fort.

Der Auslöser der Autorisierung (PnC, AutoCharge, RFID, Remote Start oder Ad-hoc) ändert daran nichts. Die Unterscheidung liegt darin, ob die Identifikation automatisiert (PnC/AutoCharge) oder extern bzw. manuell ausgelöst (RFID, App, Ad-hoc) erfolgt. Eine Vertragsbeziehung liegt dabei nicht in jedem Fall vor, bei Ad-hoc-Zahlung besteht sie per se nicht, bei Firmenflotten kann stattdessen eine reine Betriebsberechtigung ohne eMSP-Vertrag gelten. Allerdings kann das Fahrzeug aus seiner Sicht nicht immer zweifelsfrei unterscheiden, ob ein Abbruch auf eine fehlgeschlagene Autorisierung oder auf einen technischen Fehler in der Initialisierung zurückgeht:

- Ist die technische Initialisierung aus Fahrzeugsicht erfolgreich, aber es kommt kein Ladevorgang zustande, liegt die Ursache in der Autorisierung

- Fällt die Initialisierung dagegen negativ aus (z. B. wegen eines Timeout-Fehlers), lässt sich aus Fahrzeugsicht grundsätzlich nicht mehr feststellen, ob zusätzlich auch die Autorisierung fehlgeschlagen hätte. Das betrifft, wie bei vorgelagerten Fehlern allgemein üblich, die Erkennbarkeit nachgelagerter Ursachen

Dies gilt unabhängig davon, warum der PP-Zustandswechsel ausbleibt. Insbesondere zählt auch der Fall, dass der EV-Fahrer nach erfolgreicher logischer Freigabe das Ladekabel nicht innerhalb des dafür vorgesehenen Freischaltungszeitfensters ansteckt, als fehlgeschlagene Autorisierung im Sinne der ASR. Die ASR trifft damit keine Aussage darüber, ob die Ursache in einem technischen System- oder Kommunikationsfehler oder im Verhalten des EV-Fahrers liegt. Diese Unterscheidung ist nicht Gegenstand der KPI-Definition, sondern der nachgelagerten Ursachenanalyse (vgl. Kapitel 4:

TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL, und Kapitel 10: Qualitätsmethode: 8D CIC).

Lückenhaftes Bild der ASR

Damit ergibt sich aus Ladestations- und Fahrzeug-Sicht ein sehr lückenhaftes Bild auf dem Weg zum Autorisierungserfolg. Die Messung der ASR aus OCPP- und ISO-Sicht ist also nur ein Ausschnitt dessen, was EV-Fahrer tatsächlich erleben. Viele fehlgeschlagene Autorisierungsversuche scheitern bereits in App-, eMSP- oder PSP-Backends, ohne dass Ladestation oder Fahrzeug davon erfahren. Die Zahl der aus Sicht des EV-Fahrers erfolglosen Versuche liegt daher deutlich über dem, was über OCPP und ISO 15118 messbar ist.

Für eine vollständige Erfassung der ASR müssten deshalb mehrere Datenquellen kombiniert werden:

- Ladestation/CPO-Backend (OCPP-Daten): alle an der Säule ankommenden Autorisierungsversuche und deren technisches Ergebnis
- eMSP- und Roaming-Backends (Roaming-Protokolldaten, u. a. OCPI, OICP, eMIP, OCHP): App-/Remote-Start-Versuche und Roaming-Autorisierungen, inkl. der Fälle, in denen keine entsprechende OCPP-Nachricht entsteht
- Payment-Service-Provider-Backends: Ad-hoc-Zahlungen und Autorisierungsfehler im Zahlungsprozess, inkl. der Fälle, in denen keine entsprechende OCPP-Nachricht entsteht, insbesondere bei Ad-hoc-Ablehnungen über externe Terminals
- Payment-Terminal-Provider-Backends: Ad-hoc-Zahlungen über integrierte oder externe Terminals, inkl. Terminal-/Lesefehler und lokaler Ablehnungen vor der PSP-Prüfung
- Fahrzeug-/ISO-15118-Daten: insbesondere PnC/AutoCharge-Autorisierungen und deren Ergebnis aus Fahrzeugsicht

Erst durch das Verknüpfen dieser Quellen lassen sich Autorisierungsversuche vollständig nachzeichnen und eine ASR bestimmen, die die tatsächliche Erfahrung des EV-Fahrers vollständig wiedergibt.

3.2.2 Initialization Success Rate (ISR)

Nach Abschluss der Autorisierungsphase mit einer erfolgreichen Freigabe des Ladeversuchs beginnt die technische Initialisierungsphase. Sie umfasst den Kommunikations-Handshake zwischen Ladestation und Fahrzeug (Aufbau der Kommunikationssession und Austausch von Basisdaten), die Vereinbarung von Ladeparametern und einen Sicherheits-Check in der Ladestation. Abhängig von der Art der Autorisierung und anderen Faktoren ist die Reihenfolge dabei unterschiedlich.

Die ISR misst, ob Ladestation und Fahrzeug nach erfolgreich abgeschlossener Autorisierung und angeschlossenem Ladekabel den technischen Initialisierungs- und Handshake-Prozess fehlerfrei durchlaufen. Plug-in bzw. der Zustandswechsel am PP sind damit der Autorisierungsphase zugeordnet und markieren noch nicht den Beginn der Initialisierungsphase im Sinne der ISR (vgl. Start-Kriterium für die ISR).

Formel:

$$ISR = \frac{Anzahl\ der\ Ladeversuche\ mit\ OCPP - Status\ddot{u}bergang\ zu\ CHARGING}{Anzahl\ der\ Ladeversuche\ mit\ erfolgreicher\ Autorisierung\ (mit\ PP\ closed)}$$

Start-Kriterium für die ISR

Die Initialisierung im Sinne der ISR beginnt, sobald ein Ladeversuch erfolgreich autorisiert wurde und der technische Initialisierungs- und Handshake-Prozess zwischen Ladestation und Fahrzeug startet. Auf Seiten der Ladestation entspricht dies dem ersten technischen Initialisierungssignal nach erfolgreicher Autorisierung, das anzeigt, dass der Connector in den Initialisierungsprozess eintritt.

Auf Seiten des Fahrzeugs ist dies der Beginn der Ladeparameter-Aushandlung, mit der die technischen Parameter für den bevorstehenden Ladevorgang nach erfolgreicher Autorisierung festgelegt werden. Bei PnC und AutoCharge findet dies innerhalb derselben ISO-15118-/DIN-70121-Kommunikationssitzung statt, die bereits für die Autorisierung genutzt wurde. Maßgeblich für den ISR-Start ist hier also nicht der Beginn der Kommunikation selbst, sondern der Übergang von der Vertragsidentifikation zur Parameteraushandlung innerhalb dieser Sitzung.

In OCPP 1.6 entspricht die Kombination aus erfolgreicher Autorisierung und geschlossenem PP („PP closed“) typischerweise dem Versand einer Start-Transaction-Nachricht.

Hinweis: Der Zustandswechsel des PP liefert für sich genommen keine Aussage darüber, ob bereits eine Kommunikation zur Ladestation aufgebaut wurde oder ob eine erfolgreiche Autorisierung vorliegt. Er ist daher der Autorisierungsphase zugeordnet und markiert nicht den Beginn der ISR.

Ende-Kriterium für die ISR

Die ISR betrachtet ausschließlich die technische Initialisierung des Ladevorgangs, die laut Systematik erst nach einem Autorisierungserfolg beginnt.

Die Initialisierung im Sinne der ISR endet, wenn die technische Initialisierungs-/Handshake-Phase abgeschlossen ist und der Connector den Zustand „Preparing“ verlässt.

Kriterien für eine erfolgreiche Initialisierung

Die technische Initialisierung gilt als erfolgreich, wenn der OCPP-Initialisierungsprozess ohne technische Fehlermeldung oder Timeout bis zu einem OCPP-Zustandswechsel aus PREPARING heraus durchlaufen wird. Im Rahmen der vorliegenden KPI-Systematik wird dabei vorausgesetzt, dass die Autorisierung zuvor erfolgreich abgeschlossen wurde. Aus der Perspektive des Fahrzeugs gilt analog: Die technische Initialisierung gilt als erfolgreich, wenn die ISO-15118-/DIN-70121-Initialisierungs- und Handshakephase nach erfolgreich abgeschlossener Autorisierung ohne Protokollkommunikationsfehler oder Timeout bis zu einem eindeutigen positiven Ergebnis der Ladeparameter-Aushandlung durchlaufen wird (z. B. Abschluss der Ladeparameter-Kommunikation mit Freigabe zum Leistungsbezug).

Kriterien für eine nicht erfolgreiche Initialisierung

Ein Statuswechsel von PREPARING auf CHARGING ist immer ein ISR-Erfolg. Ein Statuswechsel auf einen Nicht-Ladezustand dagegen ist kein sicheres Kriterium dafür, dass die technische Initialisierung nicht erfolgreich war. Das Problem kann in diesem Fall an einem Fehler in der technischen Initialisierung oder bzw. und an der fehlenden Autorisierung liegen.

Der Misserfolg wird deshalb nicht an einen ausbleibenden Statuswechsel geknüpft. Stattdessen gilt die technische Initialisierung als nicht erfolgreich, wenn während der Initialisierungsphase technische Fehler oder Timeouts auftreten, die dazu führen, dass der Prozess nicht kontrolliert bis zu einem Zustandswechsel aus PREPARING heraus abgeschlossen werden kann (z. B. Handshake-Fehler, Kommunikationsabbruch, Fehlerstatus mit Error-Code).

Aus Sicht des Fahrzeugs gilt analog: Die technische Initialisierung gilt als nicht erfolgreich, wenn während der ISO-15118-Initialisierungsphase Protokoll-/Kommunikationsfehler oder Timeouts auftreten, die verhindern, dass ein eindeutiges Protokoll-Ergebnis (mit oder ohne Ladefreigabe) erreicht wird.

3.2.3 Transaction Success Rate (TSR)

Sind die Autorisierung und die Initialisierung erfolgreich abgeschlossen, kann der Ladevorgang starten. Die TSR misst, ob nach erfolgreicher Autorisierung und erfolgreicher technischer Initialisierung ein Energietransfer innerhalb eines Ladevorgangs zustande kommt. Die folgenden Punkte beschreiben die Bedingungen für einen erfolgreich abgeschlossenen Ladevorgang im Sinne des TSR-Zählers, nicht die Bedingungen dafür, ob ein Ladevorgang überhaupt in die TSR-Berechnung eingeht (das regelt der Nenner; gestartete Vorgänge, siehe Start-Kriterium):

- Alle Voraussetzungen für einen Energietransfer liegen vor.
- Es wird eine Mindest-Energiemenge von 0,5 kWh abgegeben.
- Der Energietransfer wird erwartungsgemäß beendet.
- Das Kabel kann ohne Probleme abgesteckt werden.

Formel:

$$TSR = \frac{\text{Anzahl erfolgreich abgeschlossener Energietransfers}}{\text{Anzahl gestarteter Energietransfers}}$$

Start-Kriterium für die TSR

Der Start des Energietransfers wird durch Protokoll-Meldungen beschrieben. Der OCPP-Statuswechsel von Preparing nach CHARGING markiert

den Beginn der Transaktion im Sinne der TSR und wird daher als Startpunkt der TSR herangezogen.

Als ergänzende, robuste Kriterien für den Start des Ladevorgangs können zusätzlich die folgenden Transaction-Start-Meldungen im OCPP (auf der Seite der Ladestation) und ISO (auf der Seite des Fahrzeugs) herangezogen werden:

- OCPP 1.6: akzeptierte StartTransaction
- OCPP 2.0.1: TransactionEvent mit eventType = Started
- ISO 15118: PowerDeliveryReq (ChargeProgress = Start)

Im OCPP wird mit diesen Meldungen eine eindeutige Transaction-ID vergeben; auf Fahrzeugseite wird eine Session-ID erzeugt.

Ende-Kriterium für die TSR

Der Statuswechsel aus CHARGING in einen Nicht-Ladezustand markiert das Ende der Transaktionsphase im Sinne der TSR und wird daher als Endpunkt der TSR herangezogen. Zwischenzustände wie SuspendedEVSE (z. B. durch Lastmanagement) oder SuspendedEV innerhalb derselben Transaktion gelten dabei nicht als TSR-Ende, maßgeblich ist das finale Transaktionsende, nicht jeder einzelne Verlassen-von-CHARGING-Zustand. Die Bewertung, ob dieser Abschluss als erfolgreich oder nicht erfolgreich gilt, erfolgt getrennt anhand des Abschlussgrundes und weiterer technischer Kriterien.

Als ergänzende, robuste Kriterien für das Ende des Ladevorgangs können zusätzlich die folgenden Transaction-Stop-Meldungen im OCPP (auf der Seite der Ladestation) und ISO (auf der Seite des Fahrzeugs) herangezogen werden:

- OCPP 1.6: Empfang der StopTransaction-Nachricht im Backend, inkl. Reasons
- OCPP 2.0.1: TransactionEvent mit eventType = Ended (inkl. stoppedReason bzw. vergleichbarem Feld)
- ISO 15118: PowerDeliveryReq (ChargeProgress = Stop)

Kriterium für Erfolg – technische Perspektive

Das Ende des Ladevorgangs macht keine Aussage darüber, ob der Ladevorgang erfolgreich war oder nicht. Über den Erfolg entscheidet die Art, wie der Ladevorgang beendet wird. Aus technischer Sicht liegt ein erfolgreicher Ladeabschluss vor, wenn der Ladevorgang kontrolliert und ohne Störung beendet wird und alle relevanten Mess- und Abrechnungsdaten vollständig vorliegen.

Ein technisch erfolgreicher Ladeabschluss ist in diesem VDA-Band näherungsweise beschrieben durch:

- **ein reguläres Beendigungsereignis ohne Fehler:** Der Ladevorgang endet über ein vorgesehenes Protokoll-Event (z. B. Stop-/End-Message mit „normalem“ Abschlussgrund)
    - **Mögliche OK-Reasons:** Local, Remote, EVDisconnected, EV – alles, was einem normalen/gewollten Ende entspricht
    - **Mögliche Fail-Reasons:** InternalError, PowerLoss, EmergencyStop, Timeout, HardReset, SoftReset, Abbruch mit fehlender/inkonsistenter Messung
- **einen kontrollierten Abschluss des Energietransfers:** Die Leistungsabgabe wird gezielt beendet, der letzte Messwert (Energie/Zählerstand) ist plausibel, und es gibt keine abrupten Unterbrechungen durch Störung oder Netzfehler

Sind beide Bedingungen erfüllt, wird der Ladeabschluss aus technischer Sicht als erfolgreich gewertet.

In der Praxis kann es vorkommen, dass kein Abschlussgrund genannt wird. Laut Spezifikation kann „reason“ weggelassen werden; wenn es fehlt, gilt meist implizit „local“ („User stopped at CP“) als Default.

Ladevorgänge, bei denen weniger als 0,5 kWh übertragen werden, gehen nicht in die TSR ein und gelten im Rahmen dieser Definition als nicht erfolgreich.

Ladeabschluss als Erfolgskriterium – EV-Fahrer-Perspektive

Die oben genannten Kriterien beschreiben den Ladeerfolg aus technischer Sicht. Aus der Perspektive des EV-Fahrers kommen zusätzliche Kriterien dazu, wie z. B. das individuelle Ladeziel. Ladestation und Fahrzeug kennen dieses Ziel jedoch nicht; selbst ein Ladevorgang mit nur sehr wenigen kWh kann aus Sicht des EV-Fahrers vollständig zufriedenstellend sein (z. B. bei spontaner Planänderung oder bewusstem „Kurz-Nachladen“). Der erreichte SoC allein ist daher kein sinnvolles Erfolgskriterium.

Stattdessen wird ein erfolgreicher Ladeabschluss aus Sicht des EV-Fahrers in diesem VDA-Band näherungsweise beschrieben durch:

- **systemseitiges Beenden bei hohem Ladezustand:** Der Ladevorgang wird durch Fahrzeug oder Ladesystem regulär beendet, weil ein durch den EV-Fahrer definiertes SoC-Niveau (z. B. ≥ 80 %) erreicht ist und keine technische Störung vorliegt. Dies wird als typisches Anzeichen gewertet, dass ein sinnvolles technisches Ladeziel erreicht wurde
- **vom EV-Fahrer ausgelöstes Beenden des Ladevorgangs ohne vorangegangene Störung:** Der Ladevorgang wird erkennbar durch eine Aktion des EV-Fahrers beendet, z. B. Stopp über App oder Backend-Frontend, erneutes Vorhalten der Authentifizierung (RFID-Karte, NFC), Betätigen einer Stop-Taste an der Ladestation, Abstecken des Fahrzeugs, das zu einem regulären Lade- und Kommunikationsende führt

In den Protokollen zeigt sich dies typischerweise als reguläres Beendigungsereignis (z. B. Stop-/End-Message mit „normalem“ Endegrund) ohne vorangehende Fehler-, Timeout- oder Not-Stop-Ereignisse. Ein solches Ende wird als Indikator dafür gewertet, dass der EV-Fahrer den Ladevorgang bewusst und nicht infolge einer Störung beendet hat.

Bewertung der Ladeleistung – technische Perspektive

Ein zusätzliches wichtiges Kriterium ist die Ladeleistung über die Ladedauer. Sie ergibt sich aus dem Zusammenspiel der von der Ladestation bereitgestellten Leistung und der tatsächlich vom Fahrzeug abgerufenen Leistung. Letztere wird unter anderem durch das Batteriemanagementsystem,

die Batterietemperatur und den aktuellen Ladezustand beeinflusst. Ob eine Lade-leistung im technischen Sinne als „erfolgreich“ gelten kann, hängt daher von einer Vielzahl dynamischer Randbedingungen ab.

Die Bewertung der Ladeleistung im Sinne eines technischen Erfolges ist nicht Bestandteil des vorliegenden Bandes. Sie könnte als Empfehlung für eine mögliche Fortführung des VDA-Bandes aufgegriffen und vertieft werden.

Ladeleistung als Erfolgskriterium – EV-Fahrer-Perspektive

Ob die Ladeleistung aus Perspektive des EV-Fahrers als „erfolgreich“ wahrgenommen wird, hängt von der individuellen Erwartungshaltung ab und davon, ob der EV-Fahrer die technischen Randbedingungen kennt, versteht und akzeptiert. Keine dieser Dimensionen lässt sich aus Protokollen oder der Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug ableiten. Um dies beurteilen zu können, muss die Sicht des EV-Fahrers direkt erhoben und bei Bedarf mit technischen Daten korreliert werden. Dies ist nicht Bestandteil der hier vorliegenden KPI-Definition.

Entsprechende Untersuchungen könnten zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt und im Rahmen einer möglichen Fortführung dieses VDA-Bandes berücksichtigt werden.

3.3 Gemeinsame Messlogik und Grenzen technischer KPIs im Ökosystem Laden

Dieses Kapitel schafft die gemeinsame Messlogik für die Ladequalität im ÖSL. Mit ASR, ISR und TSR wird der Ladevorgang in drei technisch messbare Teilprozesse gegliedert. Gleichzeitig macht das Kapitel deutlich, dass technische KPIs nur dann ihre volle Wirkung entfalten, wenn ihre Grenzen in Bezug auf Wahrnehmung des EV-Fahrers, Ladevorgänge inkl. Session-Zusammenführung und unterschiedliche Systemperspektiven transparent berücksichtigt werden. Sie sind notwendige, jedoch nicht hinreichende Indikatoren für die wahrgenommene Zufriedenheit der EV-Fahrer. Elemente der subjektiven Wahrnehmung des EV-Fahrers (z. B. Gefühl von Zuverlässigkeit, Transparenz, Komfort) sind nicht vollständig aus technischen KPIs ableitbar und bedürfen ergänzender Erhebungsformen.

Die im vorliegenden Kapitel beschriebenen KPIs dienen nicht nur der Messung der aktuellen Ladequalität, sondern können auch als Trigger für proak-

tive Maßnahmen im Rahmen des CIC-Änderungsmanagements für die Produktionsprozess- und Produktfreigabe (PPF) genutzt werden. Werden Änderungen an Fahrzeugen, Ladestation, Backend-Systemen oder Schnittstellen geplant, sollten potenzielle Auswirkungen auf ASR, ISR, TSR und CSR bereits vor dem Rollout bewertet werden. Hierzu wird auf Kapitel 11: Qualitätsmethode: PPF CIC – Änderungsmanagement verwiesen.

4 TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL – eine gemeinsame Sicht auf CIC

Die Elektromobilität entwickelt sich technologisch, regulatorisch und marktwirtschaftlich mit hoher Dynamik. Parallel dazu steigt die Komplexität des Ökosystems Laden (ÖSL) kontinuierlich. Laden ist längst nicht mehr nur die technische Verbindung zwischen Fahrzeug und Stromquelle, sondern ein hochintegrierter, industrieübergreifender Systemprozess.

Mit dieser Entwicklung wächst auch die Erwartungshaltung der EV-Fahrer. Laden soll ebenso zuverlässig funktionieren wie Tanken – unabhängig von Fahrzeugtyp, Ladeort oder Ladeleistung. Jede Störung wird aus der Sicht des EV-Fahrers unmittelbar als Qualitätsmangel wahrgenommen, unabhängig von ihrer technischen Ursache.

Genau hier liegt die zentrale Herausforderung: Während das System ganzheitlich erlebt wird, wird Qualität häufig noch isoliert bewertet.

4.1 Warum brauchen wir eine harmonisierte Fehlerbasis?

Trotz bestehender technischer Standards fehlt häufig ein konsistentes, industrieübergreifendes Verständnis darüber, welche Ladefehlerkategorien aus EV-Fahrer-Sicht zentral sind und deshalb bevorzugt betrachtet werden müssen.

OEMs analysieren Fahrzeug-Logs, CPOs betrachten Verfügbarkeitskennzahlen, Ladestation-Hersteller prüfen EVSE-Logs, Backend-Betreiber bewerten Transaktionsdaten und Payment-Anbieter fokussieren sich auf Abrechnungsprozesse. Der EV-Fahrer hingegen nimmt das System ganzheitlich wahr – für ihn zählt ausschließlich: „Laden funktioniert“ oder „Laden funktioniert nicht“.

Diese fragmentierte Sichtweise führt zu unterschiedlichen Fehlerdefinitionen, nicht vergleichbaren KPIs, isolierter Ursachenanalyse und fehlender industrieübergreifender Transparenz.

Die Folge ist, dass die Teilsysteme optimiert werden, aber nicht zwangsläufig das Gesamterlebnis verbessert wird.

4.2 Harmonisierung der fünf häufigsten Ladefehlerkategorien

Ein wirksames Qualitätsmanagement (QM) im ÖSL setzt ein gemeinsames Verständnis der zentralen Fehlerbilder voraus. Die TOP 5-Ladefehlerkategorien stellen keine vollständige Abbildung aller Störungen dar. Sie fokussieren die aus EV-Fahrer-Sicht relevantesten Fehlerbilder mit hoher Auftretenswahrscheinlichkeit und Systemwirkung. Das Ziel ist die Konzentration auf Fehlerkategorien, die den überwiegenden Anteil der tatsächlichen Probleme der EV-Fahrer repräsentieren und damit eine hohe Relevanz für die Qualitätssteuerung besitzen.

Da derzeit kein industrieübergreifendes, standardisiertes Datenportal für Ladefehler vorliegt, wurde ein methodisch strukturierter Ansatz zur Aggregation und Bewertung öffentlich verfügbarer Informationen angewendet. Das Ergebnis ist eine belastbare und konsensfähige Grundlage zur Priorisierung relevanter Fehlerbilder im ÖSL.

Als Datengrundlage wurden mehrere sich ergänzende Quellen herangezogen:

- Ergebnisse der USCALE Public Charging Study 2025 [9]
- Sequenzbeschreibung der Kundenfunktion Laden (vgl. Kapitel 2: Systemperspektive Kunde: CJC)
- strukturierte Abfrage bekannter Ladefehlerkategorien innerhalb der Projektgruppen-Teilnehmer PG QM ÖSL
- systematische Internetrecherche zu aktuellen Studien, Analysen und Anwenderberichten

Die Identifikation und Priorisierung der relevanten Fehlerkategorien erfolgten anhand definierter Kriterien. Berücksichtigt wurden insbesondere:

- Häufigkeit der Nennung in unabhängigen Quellen
- Relevanz für das Ladeerlebnis der EV-Fahrer
- systemische Auswirkung auf Interoperabilität und Stabilität
- Beteiligung mehrerer Beitragsleister im Sinne eines systemübergreifenden Fehlerbildes

Die Bewertung erfolgte nicht rein quantitativ, sondern im Rahmen einer konsensbasierten Priorisierung innerhalb der Projektgruppe QM ÖSL unter Berücksichtigung der verfügbaren Datenbasis sowie praktischer Erfahrungswerte.

Tabelle 4-1: TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL – Clusterung

Nr.	USCALE Public Charging Study 2025		Sequenz-Beschreibung Kundenfunktionen Laden		Internetrecherche (ÖLS AG3)	
1	Ladesäule defekt	A	Authentifizierungsfehler	B	Ladesäule lässt sich nicht freischalten (RFID/App)	B
2	Autorisierung & Bezahlen	B	Ladeabbruch	D	Lade-Handshake schlägt fehl (Start nicht möglich)	C
3	Starten des Ladevorgangs	C	Stationsmangel	A	Ladeabbruch während des Ladevorgangs	D
4	Ladeabbrüche	D	Ladeleistung zu gering	G	Säule zeigt „fehlerhaft/außer Betrieb“	A
5	~~Beenden des Ladevorgangs~~	E	~~Kosten zu hoch/unplausibel~~	H	Kabel/Stecker defekt	A
6	~~Steckerentriegelung~~	F	Statusanzeige der Ladestation falsch	A	Ladeleistung zu gering	G
7			~~Station nicht auffindbar~~	I	~~Falscher Steckertyp oder mech. Inkompatibilität~~	K
8			~~Ladeplatz blockiert~~	J	~~Fehlerhafte Abrechnung/falsche Sessiondaten~~	L
9					~~Nutzerbedienfehler~~	F
10					Fahrzeugseitige Ladeabbrüche	D



Die identifizierten Fehlerbilder wurden konsolidiert, harmonisiert und hinsichtlich ihrer inhaltlichen Übereinstimmung zusammengeführt. Auf dieser Grundlage wurde eine Rangfolge der aktuell dominierenden Fehlerbilder („TOP 5-Ladefehlerkategorien“) abgeleitet.

Tabelle 4-2: TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL – Sicht des EV-Fahrers

Nr.	Hauptkategorie	Unterkategorie	Potenzielle Fehlerursachen	Verortung Fehler in CJC	Beitragsleister im Problemlösungsprozess 8D-CIC
A	**Ladesäule defekt**	· Stationsmangel · Statusanzeige der Ladestation falsch · Säule zeigt „Fehlerhaft/Außer Betrieb" · Kabel/Stecker defekt	Hardwaredefekt, Unterspannung, interne Fehler in Leistungselektronik mechanische Abnutzung, Vandalismus, Witterung	**2. Anfahrt und Zugang**	**CPO, EVSE-Hersteller, eMSP, …**
B	**Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich**	· Authentifizierungsfehler · Ladesäule lässt sich nicht freischalten (RFID/APP)	Backend nicht erreichbar/Station offline, Stations-Konfiguration, Authentifizierung schlägt fehl (RFID-Tag nicht gültig), MSP-Probleme	**3. Ladevorgang starten**	**CPO, EVSE-Hersteller, eMSP, …**
C	**Starten des Ladevorgangs nicht erfolgreich**	· Lade-Handshake schlägt fehl (Start nicht möglich)	Schlechte Bedienbarkeit/TimeOut PLC-Störungen	**3. Ladevorgang starten**	**CPO, EVSE-Hersteller, eMSP, …**
D	**Ladeabbrüche**	· Ladeabbruch während des Ladevorgangs · Fahrzeugseitige Ladeabbrüche	Time-Out, Kommunikationsfehler (PLC), Instabile Leistungsabgabe, Stations-Fehler (z. B. Überhitzung); SMART-Functions (z. B. PV-Überschuss), BMS-Schutzfunktionen, Zelltemperatur, Softwarefehler	**4. Ladevorgang**	**CPO, EVSE-Hersteller, eMSP, …**
G	**Ladeleistung zu gering**	· Ladeleistung zu gering	Fahrzeugtemperatur, Netzlimitierung, Lastmanagement, Fahrzeug-BMS	**4. Ladevorgang**	**CPO, EVSE-Hersteller, eMSP, …**



Abbildung 4-1: Ladephasen in der CJC

Die resultierende Rangliste stellt eine Momentaufnahme auf Basis der genutzten Quellen und konsensbasierter Bewertung dar. Mit der technologischen Weiterentwicklung von Fahrzeugen, Ladestationen und Backend-Systemen können sich auch die Prioritäten der Fehlerbilder verändern. Die Aussagekraft der Rangliste ist daher hinsichtlich ihrer zeitlichen Gültigkeit begrenzt.

Die zeitliche Veränderlichkeit der Rangfolge beeinträchtigt jedoch nicht die grundsätzliche Anwendbarkeit der in diesem Dokument beschriebenen QM-Methoden und -Prozesse. Die TOP 5-Ladefehlerkategorien dienen als fokussierende Referenz zur Strukturierung von Analyse- und Verbesserungsaktivitäten. Die zugrunde liegende Methodik, insbesondere zur systematischen Fehleranalyse und -abstellung (z. B. im Rahmen des 8D CIC-Prozesses), ist unabhängig von der konkreten Rangfolge einzelner Fehlerbilder anwendbar und übertragbar.

Die nachfolgenden TOP 5-Ladefehlerkategorien beschreiben ausschließlich Fehlerbilder aus Sicht des EV-Fahrers beziehungsweise auf Prozessebene. Sie stellen keine Ursachenanalyse dar. Technische, organisatorische oder

systemische Ursachen werden in diesem Kapitel bewusst nicht betrachtet, sondern in den nachfolgenden methodischen Kapiteln analysiert. Die Ursachenanalyse erfolgt methodisch getrennt in den nachfolgenden Kapiteln, insbesondere im Rahmen der 8D CIC-Methode (siehe Kapitel 10: Qualitätsmethode: 8D CIC >> Problemmanagement Ladefehlerkategorien: reaktives Qualitätsmanagement).

4.3 TOP 5-Ladefehlerkategorien

Die nachfolgend beschriebenen TOP 5-Ladefehlerkategorien bilden die zentrale Referenzstruktur für die einheitliche Erfassung, Analyse und Priorisierung von Ladeproblemen im ÖSL.

4.3.1 Ladestation defekt

Das erste Fehlerbild umfasst alle Fälle, in denen die physische oder funktionale Verfügbarkeit der Ladestation nicht gegeben ist. Typische Ausprägungen sind fehlerhafte Statusanzeigen, die Anzeige „Fehlerhaft“ oder „Außer Betrieb“ sowie beschädigte Kabel oder Ladestecker. Fehler in dieser Phase werden vom EV-Fahrer als Einschränkung der Zuverlässigkeit wahrgenommen.

4.3.2 Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich

Das zweite Fehlerbild umfasst Störungen, die in der Authentifizierung und/oder Autorisierung sowie im Bezahlprozess liegen können. Hierzu zählen insbesondere Fehler bei RFID, App und Plug & Charge. Zusätzlich können auch nicht verfügbare Kartenlesegeräte bei Ad-hoc- oder kreditkartenbasierten Bezahlverfahren dazu führen, dass sich der Ladevorgang nicht erfolgreich starten lässt. Dieses Fehlerbild verdeutlicht die wachsende Bedeutung digitaler Informationsflüsse innerhalb des ÖSL.

4.3.3 Starten des Ladevorgangs nicht erfolgreich

Das dritte Fehlerbild umfasst Konstellationen, in denen der technische Initialisierungsprozess zwischen Fahrzeug und Ladestation nicht erfolgreich abgeschlossen werden kann. Charakteristisch hierfür ist ein fehlgeschlagener Lade-Handshake, sodass der Ladevorgang nicht beginnt.

Dieses Fehlerbild ist typischerweise an Schnittstellen zwischen Systemkomponenten verortet und erfordert eine konsistente Interpretation technischer Kommunikationsanforderungen.

4.3.4 Ladeabbrüche

Das vierte Fehlerbild beschreibt ungeplante Unterbrechungen eines bereits gestarteten Ladevorgangs. Hierzu zählen sowohl Abbrüche während der Energieübertragung als auch fahrzeugseitig initiierte Unterbrechungen.

Dieses Fehlerbild besitzt eine hohe Relevanz für die EV-Fahrer, da es die Planbarkeit und Verlässlichkeit des Ladevorgangs unmittelbar beeinträchtigt.

4.3.5 Ladeleistung zu gering

Das fünfte Fehlerbild betrifft Abweichungen zwischen der erwarteten und der tatsächlich realisierten Ladeleistung. Der Ladevorgang findet zwar grundsätzlich statt, jedoch nicht mit der prognostizierten oder beworbenen Leistung.

Dieses Fehlerbild betrifft primär die Qualitätsdimension „Performance“ und ist häufig erklärungsbedürftig, da die zugrunde liegenden physikalischen oder systemischen Einflussfaktoren für EV-Fahrer nicht unmittelbar erkennbar sind.

4.4 Harmonisierte Fehlerbilder als Referenzstruktur der Qualitäts- und Systemanalyse

Die fünf beschriebenen Ladefehlerkategorien bilden die harmonisierte Referenzstruktur zur systematischen Erfassung, Vergleichbarkeit und Auswertung von Ladeproblemen im ÖSL. Sie ermöglichen eine konsistente Datenerhebung, vergleichbare KPI-Definitionen und eine priorisierte Ableitung von Verbesserungsmaßnahmen. Außerdem schaffen sie damit die Grundlage für die nachfolgende Verortung in der CJC, die technische Ursachenanalyse sowie die Anwendung der QM-Methoden.

Treten Änderungen auf, die potenziell Einfluss auf eine der TOP 5-Ladefehlerkategorien haben können, empfiehlt sich die Durchführung eines CIC-Prozesses für die Produktionsprozess- und Produktfreigabe (PPF). Dadurch können Auswirkungen auf das Erlebnis des EV-Fahrers bereits vor der Einführung bewertet und geeignete Präventionsmaßnahmen abgestimmt werden.

Eine erste grobe Verortung der Fehler entlang der CJC sowie die Zuordnung relevanter Beitragsleister im Problemlösungsprozess werden in den

nachfolgenden Kapiteln weiter konkretisiert. Eine verfeinerte Zuordnung im Architekturmodell kreist die Ursachen im hier vorliegenden QM-Ansatz weiter ein.

Ziel ist eine ganzheitliche Betrachtung, bei der Fehlerdefinition, Ursachenanalyse, Verantwortungszuordnung und Maßnahmensteuerung in einem konsistenten Gesamtsystem zusammengeführt werden.

5 Verortung der TOP 5-Ladefehler-kategorien in der CJC

Dieses Kapitel dient der funktionalen Verortung der TOP 5-Ladefehlerkategorien innerhalb der Customer Journey Charging (CJC). Ziel ist noch nicht die technische Ursachenanalyse, sondern die einheitliche Zuordnung eines Fehlerbilds zu Phase, Kundenfunktion, Technologieausprägung und Lade-Use-Case als Grundlage für die nachgelagerte Architekturanalyse in Kapitel 6.

Die CJC ist eine bewusst generisch gehaltene Referenzstruktur zur Beschreibung des Erlebnisses aus EV-Fahrer-Sicht (siehe Kapitel 2: Systemperspektive Kunde: CJC). Sie ist technologie-, hersteller- und organisationsneutral aufgebaut und dient als übergreifender Orientierungsrahmen – nicht zur Abbildung konkreter Systeme oder Implementierungen.

Die generische Ausgestaltung ist erforderlich, da sich Lade-Use-Cases, Technologien und Marktrollen stark unterscheiden und kontinuierlich weiterentwickeln. Die grundlegende Phasenstruktur der CJC bleibt dabei stabil; lediglich die Ausprägung einzelner Funktionen variiert je nach Kontext.

Die CJC stellt eine abstrahierte, aber vollständige Sicht dar, die bewusst von technischen Details entkoppelt ist. Die notwendige fachliche Tiefe entsteht durch die Kombination mit konkreten Lade-Use-Cases, Technologien, Architekturmodellen sowie Qualitätskennzahlen und Fehlerbildern.

Aus Sicht des Qualitätsmanagements ermöglicht die CJC eine einheitliche Verortung von Fehlern – unabhängig von Systemen oder beteiligten Beitragsleistern – und schafft damit die Grundlage für vergleichbare, übergreifende Qualitätsbewertungen und Verbesserungsmaßnahmen.

5.1 Aufbau der CJC (Phasenmodell)

Die CJC ist in klar abgegrenzte, aufeinanderfolgende Phasen unterteilt.

Jede Phase repräsentiert einen wesentlichen Abschnitt des Erlebnisses aus EV-Fahrer-Sicht und ist durch spezifische Kundenfunktionen, Erwartungen und potenzielle Fehlerbilder charakterisiert.

Die typischen Phasen der CJC sind:

(1) Ladeplanung

(2) Anfahrt & Zugang

(3) Ladevorgang starten

(4) Ladevorgang/Energiefluss

(5) Ladeende

(6) Abrechnung

(7) Feedback & Support

Phase 1 – Ladeplanung

In der Phase Ladeplanung verschafft sich der EV-Fahrer einen Überblick über verfügbare Ladeoptionen.

Dazu zählen insbesondere Informationen zu Standort, Verfügbarkeit, Ladeleistung, Preis sowie zur Zugangsmöglichkeit.

Fehler oder Unklarheiten in dieser Phase wirken sich unmittelbar auf die Erwartungshaltung der Nutzenden aus und können bereits vor dem Ladeversuch zu Frustration oder Abbruch führen.

Phase 2 – Anfahrt & Zugang

Die Phase Anfahrt & Zugang beschreibt den Übergang vom geplanten zum tatsächlichen Ladevorgang.

Sie umfasst das Erreichen des Ladestandorts, die Orientierung vor Ort sowie den physischen Zugang zur Ladestation.

Fehler in dieser Phase zeigen sich häufig als Verfügbarkeitsprobleme, blockierte Ladepunkte oder nicht nutzbare Ladehardware und wirken sich unmittelbar auf die wahrgenommene Zuverlässigkeit des Ladesystems aus.

Phase 3 – Ladevorgang starten

Die Phase Ladevorgang starten umfasst sämtliche Schritte, die erforderlich sind, um einen Ladeversuch technisch und vertraglich zu initiieren.

Dazu zählen insbesondere:

- die Authentifizierung des EV-Fahrers oder Fahrzeugs,
- die Autorisierung des Ladevorgangs sowie
- die technische Initialisierung zwischen Fahrzeug und Ladestation

In dieser Phase treten aus Sicht des EV-Fahrers häufig Probleme beim Start des Ladevorgangs auf.

Phase 4 – Ladevorgang

In der Phase Ladevorgang erfolgt die Übertragung elektrischer Energie von der Ladestation zum Fahrzeug.

Ein erfolgreicher Ladevorgang setzt voraus, dass Kommunikations-, Leistungs- und Sicherheitsmechanismen stabil und konsistent zusammenwirken.

Fehler in dieser Phase äußern sich typischerweise als Ladeabbrüche oder als Abweichungen zwischen erwarteter und tatsächlich erreichter Ladeleistung.

Phase 5 – Ladeende

Die Phase Ladeende beschreibt den kontrollierten Abschluss des Ladevorgangs.

Sie umfasst das ordnungsgemäße Beenden des Energieflusses, die Trennung von Fahrzeug und Ladestation sowie die korrekte Erfassung aller relevanten Lade- und Messdaten.

Ein nicht sauber abgewickelter Ladeabschluss kann nachgelagerte Fehler in Abrechnung, Dokumentation oder Wahrnehmung des EV-Fahrers verursachen.

Phase 6 – Abrechnung

Die Phase Abrechnung stellt die kaufmännische Abwicklung des Ladevorgangs dar.

Sie basiert auf den während des Ladevorgangs erfassten Mess- und Transaktionsdaten und umfasst die tarifliche Zuordnung, Rechnungsstellung sowie die Zahlungsabwicklung.

Fehler oder Intransparenz in dieser Phase wirken sich nachhaltig auf das Vertrauen des EV-Fahrers in das Ladesystem aus.

Phase 7 – Feedback & Support

Die Phase Feedback & Support umfasst alle Unterstützungsleistungen entlang der gesamten CJC, insbesondere im Fall von Abweichungen oder Störungen. Als durchgängiger Bestandteil des Ladeerlebnisses des EV-Fahrers begleitet der Support den EV-Fahrer in allen Phasen der CJC und unterstützt bei Orientierung, Nutzung sowie Problemlösung.

Sie beinhaltet Feedback der EV-Fahrer, Supportanfragen sowie den Zugang zu Service- und Hilfesystemen.

Diese Phase ist entscheidend für die langfristige Wahrnehmung der Servicequalität und beeinflusst maßgeblich die Akzeptanz der Elektromobilität.

Welche Ladetechnologie und welche Kundenfunktionen Laden / Energiewirtschaftlicher Anwendungsfall sind betroffen?

Die strukturierte Darstellung der CJC in Kombination mit der technologischen Systemübersicht (AC/DC, Ladesteckersysteme, bidirektionale Funktionen etc.) schafft einen notwendigen Referenzrahmen für die präzise Beschreibung des Lade-Use-Cases. Ohne diese Referenzen bleibt häufig unklar:

- Von welcher Ladetechnologie sprechen wir? (Wechselstrom [AC] oder Gleichstrom [DC]?)
- Welches Ladesteckersystem ist betroffen? (z. B. CCS, Typ 2, CHAdeMO, MCS)

- In welcher CJC-Phase tritt der Fehler auf?
- Welche konkrete Kundenfunktion ist gemeint?
- Handelt es sich um einen energiewirtschaftlichen Anwendungsfall (z. B. Vehicle to Grid) oder um einen klassischen Ladevorgang?

Vor diesem Hintergrund legt die Referenz zur CJC in Verbindung mit der Technologie- und Lade-Use-Case-Matrix eine transparente und konsistente Grundlage für eine eindeutige Verortung fest.

Zur strukturierten Verortung von Fehlerbildern innerhalb dieser Phasen wird nachfolgend eine methodische Referenz in Form der Kundenfunktionslandkarte eingeführt.

5.2 Kundenfunktionslandkarte

Die funktionale Verortung eines Ladefehlers innerhalb der CJC erfolgt in einem einheitlichen methodischen Vorgehen. Dieses umfasst eine dreistufige Zuordnung sowie eine ergänzende Bewertung:

1. Feststellung des Lade-Use-Cases mit Fokus Ort des Geschehens
2. grobe Verortung in der Phase der CJC
3. Zuordnung zur betroffenen Kundenfunktion >> Kundenfunktionslandkarte ÖSL, für eine eindeutige Benennung der Ausprägung einer Kundenfunktion

Ergänzend wird jeder Verortungspunkt hinsichtlich Gap-Analyse, Risiko sowie Redundanzen bzw. Varianten betrachtet.

Der Lade-Use-Case wird ergänzend zur funktionalen Fehlerverortung verwendet, um den Ort des Ladevorgangs zu beschreiben, in dem der Fehler aufgetreten ist. Er dient insbesondere:

- der Bewertung der Kritikalität eines Fehlers,
- der Priorisierung von Maßnahmen sowie
- der späteren technischen Ursachenanalyse

Die funktionale Verortung in der CJC bleibt davon unberührt.

Diese neue Referenzstruktur CIC umfasst für jede Kundenfunktion drei Ebenen, um Fehlersituationen präziser zuzuordnen und sie besser den relevanten Lade-Use-Cases zuzuweisen.

Die Analyse beginnt mit einem konkreten Lade-Use-Case an einem definierten Ladeort. Darauf aufbauend wird die CJC sequenziell durchlaufen, um den Ladevorgang systematisch entlang der einzelnen Prozessschritte zu betrachten.

Für jeden Kundenfunktionsschritt wird die zuvor beschriebene Methodik angewendet.

Die Gap-Analyse prüft mögliche Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Zustand. Dabei stellt sich insbesondere die Frage, ob ein klar definierter Sollzustand existiert, wer diesen festlegt und ob eine entsprechende Referenz, beispielsweise in Form von Normen, Spezifikationen oder anderen Dokumenten, vorliegt.

Die Risikobetrachtung dient dazu, potenzielle Problemfelder frühzeitig zu identifizieren. Dabei sind unterschiedliche Einschätzungen der beteiligten Beitragsleister möglich, die transparent dokumentiert werden sollen, um ein gemeinsames Verständnis möglicher Risiken zu schaffen. Die Betrachtung von Redundanzen und Varianten ist besonders relevant, da im ÖSL unterschiedliche Kundenfunktionsketten, Informationsflüsse und Datenpfade existieren können. Diese Varianten sollten bewusst und möglichst generisch analysiert werden. Dadurch lassen sich zusätzliche Sequenzbausteine identifizieren und besser abbilden. Gerade in dieser Variantenbetrachtung besteht die Chance, typische Fehlerbilder frühzeitig zu erkennen. Lassen sich innerhalb der Sequenzen Muster der fünf häufigsten Ladefehlerkategorien verorten, können diese gezielt analysiert und in das QM des ÖSL integriert werden. Das Architekturmodell Unified and Overall System Architecture (UNOSAR) des ÖSL bildet dabei eine Referenz CIC. Vor dem Hintergrund der in Kapitel 2 beschriebenen systemübergreifenden Struktur des Ladevorgangs dient das Architekturmodell UNOSAR als Referenz zur eindeutigen Verortung von Funktionen, Schnittstellen und Fehlerursachen im ÖSL.

Auf dieser Basis kann das Architekturmodell UNOSAR eine industrieübergreifende Referenz zu strukturierter Beschreibung des Gesamtsystems Laden bieten.

Das Architekturmodell UNOSAR bildet die methodische Grundlage, Fehler und Probleme beim Laden im Gesamtsystem transparent zu machen, Subsystemen und Schnittstellen zuzuordnen und dadurch mit allen eventuellen Beteiligten zu lösen. Es schafft ein gemeinsames Referenzbild des gesamten ÖSL.

Die aktuelle Referenzarchitektur in ihrer Version 3.2 wurde auf Basis zahlreicher Vorgängerprojekte erarbeitet: u. a. das Projekt „InterBDL“, das Projekt „Wirkkette Laden“ des CharIN und seiner Mitglieder sowie das Projekt „unIT-e²“ von zahlreichen Unternehmen aus Industrie und Energiewirtschaft. Sie bildet damit kein isoliertes Architekturkonzept, sondern eine integrierte Weiterentwicklung und Konsolidierung bestehender Strukturmodelle und vereint somit das Know-how vieler im ÖSL vertretener Beitragsleister. [10] [11] [12] [13] [14]

5.3 Zuordnung der TOP 5-Ladefehlerkategorien

Für die systematische Einordnung der TOP 5-Ladefehlerkategorien ist eine eindeutige Verortung der Fehler innerhalb der CJC erforderlich. Ein Fehlerbild ist dabei erst dann präzise beschrieben, wenn folgende Aspekte eindeutig bestimmt sind:

- In welcher Phase der CJC tritt der Fehler auf?
- Welche Ladetechnologie ist betroffen (AC oder DC)?
- In welchem Lade-Use-Case (Ort) manifestiert sich der Fehler?

Diese Einordnung dient der strukturierten Beschreibung des Fehlerauftretens innerhalb der CJC.

5.3.1 Ladestation defekt

1. Einordnung in der CJC

Das Fehlerbild „Ladestation defekt“ ist primär der Phase 2 „Anfahrt & Zugang“ der CJC zuzuordnen. Der EV-Fahrer erreicht den Standort, kann die Infrastruktur jedoch nicht nutzen. Damit handelt es sich zunächst um einen Verfügbarkeitsfehler.

2. Technologische Einordnung

Technologisch betrifft dieser Fehler sowohl AC- als auch DC-Ladestationen, jedoch mit unterschiedlichen technischen Ausprägungen:

- **AC-Bereich:** Kommunikationsprobleme, Verriegelungsmechanismen, interne Schutzabschaltungen
- **DC-Bereich:** Leistungselektronik, Kühlung, Isolation, Gleichrichter, Systemabschaltungen

3. Lade-Use-Case-Abhängigkeit

Bezogen auf den Lade-Use-Case ist die Kritikalität unterschiedlich:

- **@home:** begrenzte Systemkomplexität, meist private Infrastruktur
- **@work:** erhöhte Nutzungsintensität
- **@public:** direkte Erfahrung der EV-Fahrer und Sichtbarkeit
- **@highway:** besonders kritisch aufgrund fehlender Alternativen und Zeitdruck

5.3.2 Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich

Die Abbildung 5-1 zeigt beispielhaft die funktionale Verortung des Fehlerbilds „Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich“ (rot markiert) innerhalb der CJC. Der Fehler manifestiert sich in der Phase „Ladevorgang starten“ und betrifft die Kundenfunktion „Autorisieren und Bezahlen“. Die Darstellung verdeutlicht, an welcher Stelle im Ladeerlebnis des EV-Fahrers der Ladevorgang nicht erfolgreich initiiert werden kann, unabhängig von dem zugrunde liegenden Lade-Use-Case oder der technischen Ursache.

1. Einordnung in der CJC

Das Fehlerbild „Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich“ ist eindeutig der Phase 3 „Ladevorgang starten“ zuzuordnen. Es betrifft insbesondere die Teilfunktion Authentifizieren sowie den Ad-hoc-Zugang. Es handelt sich um einen Zugangs- bzw. Systemintegrationsfehler.

2. Technologische Einordnung

Der Fehler geht über AC/DC hinaus und umfasst mehrere Systemkomponenten:

- **Authentifizierungstechnologien:** RFID, appbasierte Freischaltung, Plug & Charge, Kreditkartenzahlung, AutoCharge
- **Systemabhängigkeiten:** Backend-Systeme, Zertifikatsinfrastruktur (Plug & Charge), Payment-Schnittstellen

3. Lade-Use-Case-Abhängigkeit

- **@home**: meist nicht relevant oder stark vereinfacht
- **@work:** häufig Backend- oder Flottenfreigabe
- **@public/@highway:** hochrelevant, da externer Zugang erforderlich

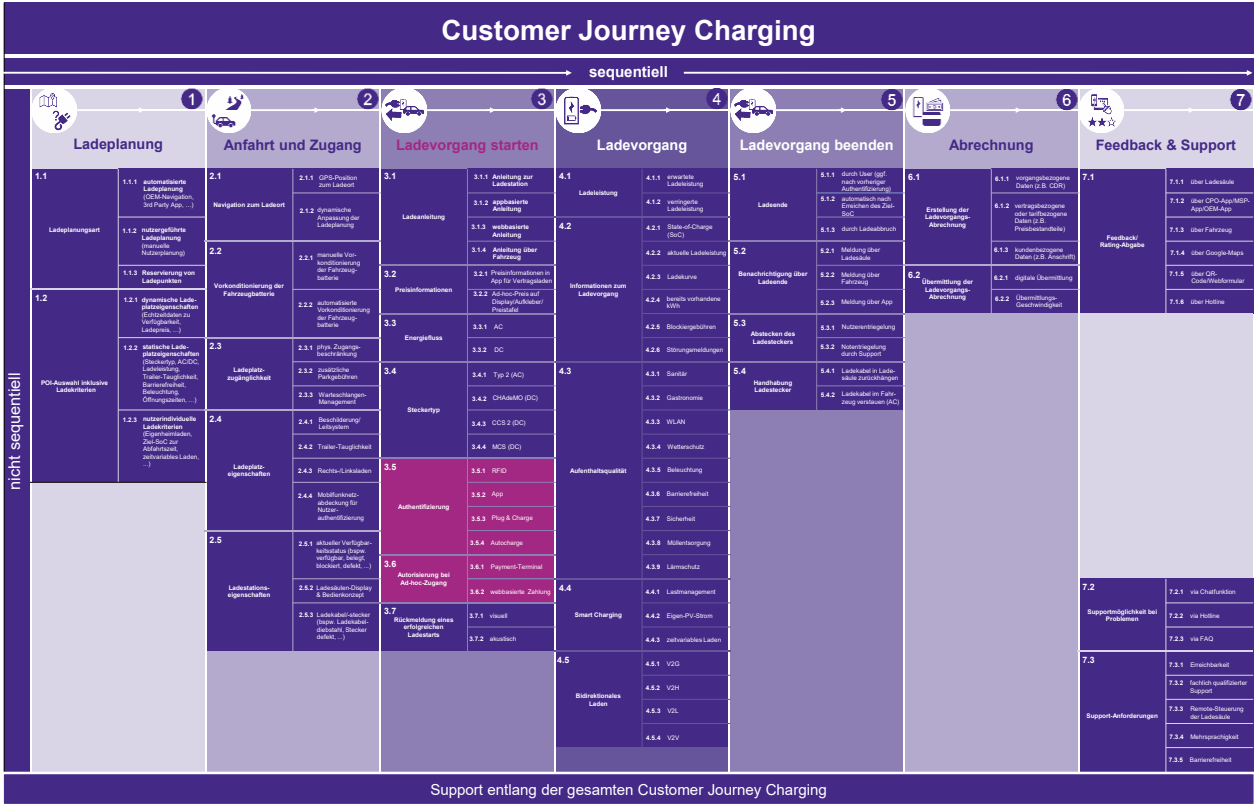


Abbildung 5-1: Fehlerbild „Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich“

5.3.3 Starten des Ladevorgangs nicht erfolgreich

1. Einordnung in der CJC

Der Fehler „Starten des Ladevorgangs nicht erfolgreich“ ist ebenfalls der Phase 3 „Ladevorgang starten“ zugeordnet, unterscheidet sich jedoch funktional von der reinen Autorisierung. Es handelt sich um einen Interoperabilitäts- und Schnittstellenfehler zwischen Fahrzeug und Ladestation.

2. Technologische Einordnung

- **AC:** PWM-Signal, Fahrzeug-On-Board-Charger-Interaktion, PLC
- **DC:** PLC, ISO-15118-Protokoll, DIN-70121-Protokoll, TLS-Verschlüsselung, Zertifikatsvalidierung

3. Lade-Use-Case-Abhängigkeit

- **@home:** meist AC, geringere Interoperabilitätsvielfalt
- **@public:** heterogene Fahrzeug- und Ladestationslandschaft
- **@highway:** hohe DC-Systemkomplexität

5.3.4 Ladeabbrüche

1. Einordnung in der CJC

Das Fehlerbild „Ladeabbrüche“ ist primär in der Phase 4 „Ladevorgang“ verortet. Der Energiefluss beginnt ordnungsgemäß, wird jedoch vorzeitig unterbrochen. Es handelt sich um einen Systemstabilitäts- und Energieflussfehler.

2. Technologische Einordnung

Mehrere technische Ebenen können betroffen sein:

- **AC:** Verriegelung, Netzlimitierung, fahrzeugseitige Schutzabschaltung, Interoperationsprobleme (z. B. Timer-/PV-gesteuertes Laden)
- **DC:** Kühlprobleme, Isolationsüberwachung, Leistungsderating, Kommunikationsverlust

- **Backend:** Session-Timeout oder Kommunikationsabbruch

3. Lade-Use-Case-Abhängigkeit

- **@home:** häufig fahrzeugseitig, inkl. Interoperabilität (z. B. smartes Laden)
- **@work:** Einfluss durch Lastmanagement
- **@public:** Kombination aus Netz- und Systemkomplexität
- **@highway:** besonders kritisch, da Zeit- und Reichweitenrelevanz

5.3.5 Ladeleistung zu gering

1. Einordnung in der CJC

Dieses Fehlerbild ist ebenfalls der Phase 4 „Ladevorgang“ zugeordnet. Der Ladevorgang funktioniert grundsätzlich, jedoch weicht die reale Ladeleistung von der Erwartung der EV-Fahrer oder von der beworbenen Leistung ab. Es handelt sich um einen Leistungs- und Erwartungsabweichungsfehler.

2. Technologische Einordnung

Technologisch wird folgendermaßen differenziert:

- **AC:** Begrenzung durch On-Board Charger, Hausanschlussleistung, Lastmanagement, fahrzeugseitige Restriktionen, Parametrierungsfehler durch EV-Fahrer
- **DC:** HPC-Derating, Temperaturmanagement, Netzanschlusslimitierung, fahrzeugseitige Leistungsaufnahmebegrenzung

3. Lade-Use-Case-Abhängigkeit

- **@home:** bauliche Limitierungen bekannt und akzeptiert
- **@work:** Lastmanagement als Einflussfaktor
- **@public:** Leistungssplit an DC-Säulen, Temperaturmanagement fahrzeugseitig (Batterie zu kalt oder zu warm)
- **@highway:** besonders kritisch, da hohe Leistungsversprechen

Dieses Fehlerbild ist ein „Leistungs- und Erwartungsabweichungsfehler“, primär Phase 4, mit starker Abhängigkeit von DC-Technologie und Highway-Use-Case.

5.4 Funktionale Verortung der TOP 5-Ladefehlerkategorien in der CJC als Grundlage der Systemanalyse

Zum Abschluss dieses Kapitels erfolgt eine verdichtete Zusammenführung der funktionalen Verortung der TOP 5-Ladefehlerkategorien innerhalb der CJC.

Die Fehlerbilder lassen sich wie folgt in die Phasen der CJC sowie in übergeordnete funktionale Fehlerklassen einordnen:

- **Ladestation defekt** → Phase 2 / Verfügbarkeitsfehler
- **Autorisierung und Bezahlen nicht erfolgreich** → Phase 3 / Zugangs- bzw. Systemintegrationsfehler
- **Starten des Ladevorgangs nicht erfolgreich** → Phase 3 / Interoperabilitäts- und Schnittstellenfehler
- **Ladeabbrüche** → Phase 4 / Systemstabilitäts- und Energieflussfehler
- **Ladeleistung zu gering** → Phase 4 / Leistungs- und Erwartungsabweichungsfehler

Diese funktionale Klassifizierung bildet die methodische Grundlage für die strukturierte Analyse der Ladefehler entlang der wahrgenommenen Perspektive des EV-Fahrers als Fehlerbild.

Die funktionale Verortung der TOP 5-Ladefehlerkategorien in der CJC stellt zugleich die Voraussetzung für die nachgelagerte technische Zuordnung des Ladefehlers dar.

Zur weiteren systemischen Einordnung und technischen Analyse wird im Rahmen des Qualitätsmanagements ein übergreifendes Architekturmodell des ÖSL als Referenz herangezogen. Dieses ermöglicht es, die identifizierten Kundenfunktionen, Fehlerkategorien und Wirkzusammenhänge in eine technische Systemperspektive zu überführen sowie Schnittstellen und Verantwortlichkeiten eindeutig zu verorten.

Die funktionale Verortung der Fehlerbilder innerhalb der CJC kann auch zur Bewertung geplanter Änderungen genutzt werden. Im Rahmen des PPF CIC sollten betroffene CJC-Phasen und Kundenfunktionen systematisch analysiert werden, um potenzielle Auswirkungen auf das Ladeerlebnis des EV-Fahrers frühzeitig zu identifizieren (siehe Kapitel 11: Qualitätsmethode: PPF CIC).

Die konkrete Zuordnung und detaillierte Beschreibung des Architekturmodells erfolgt im anschließenden Kapitel 6: Systemperspektive Technik: Architekturmodell.

6 Systemperspektive Technik: Architekturmodell >> Kundenfunktionswirkketten und Fehlerzuordnung

Dieses Kapitel überführt die funktionale Verortung der Fehlerbilder aus der Customer Journey Charging (CJC) in eine technische Systemsicht. Ziel ist die eindeutige Zuordnung von Kundenfunktionen, Informationsflüssen, Schnittstellen und beteiligten Beitragsleistern innerhalb des Ökosystems Laden (ÖSL).

6.1 Architekturmodell als Grundlage der technischen Analyse

Im Qualitätsmanagement des ÖSL nimmt das Architekturmodell UNOSAR 3.2 (*Unified and Overall System Architecture, Version 3.2*) eine zentrale Rolle ein. Es ermöglicht die Zuordnung der Kundenfunktionswirkketten Laden zur technischen Systemarchitektur mit allen beteiligten Beitragsleistern.

Die Kundenfunktionswirkketten Laden beschreiben, durch welche logischen und physischen Systemkomponenten eine Ende-zu-Ende-Kundenfunktion (z. B. Authentifizieren, Energie übertragen, Abrechnen) oder Teilfunktion technisch ermöglicht wird. Über die Zuordnung wird somit auch sichtbar, welche Schnittstellen zwischen den Systemen die Wirkkette durchläuft und welche Signale dort ausgetauscht werden.

Das Architekturmodell übersetzt also diese Kundenfunktionswirkketten Laden in:

(1) Systemelemente

(2) Informationsflüsse

(3) Schnittstellen

Damit schafft es Transparenz darüber, wie Kundenfunktionen Laden technisch umgesetzt werden und wie verschiedene Beitragsleister im ÖSL zusammenwirken.

Technische Leitfragen des Architekturmodells

Zur strukturierten Analyse von Kundenfunktionen Laden und insbesondere zur Identifikation und Einordnung von Fehlerursachen werden im Architekturmodell folgende zentrale Leitfragen systematisch angewandt:

- Welche Kundenfunktion wird betrachtet?
- Welche Systeme sind beteiligt?
- Welche Daten werden an welcher Schnittstelle ausgetauscht?
- Welche Rollen und Beitragsleister sind an der Umsetzung der Kundenfunktion beteiligt?

Informationsflüsse im Ladevorgang

Das Architekturmodell kann bis auf die Ebene der expliziten Darstellung von Informationsflüssen eingesetzt werden. Der Ladevorgang selbst besteht aus einer Vielzahl sequenzieller Daten- und Steuerimpulse, darunter:

- Identifikationsdaten
- Autorisierungsanfragen
- Aushandlung von Ladeparametern
- Start- und Stoppsignale
- Statusmeldungen
- Leistungsparameter
- Abrechnungsdaten

Diese Informationen passieren über die beschriebenen Schnittstellen hinweg mehrere Systemgrenzen.

Ableitung von Testfallmengengerüsten

Das Architekturmodell schafft die Grundlage, um in Kapitel 8: Übersicht der betroffenen Schnittstellen und Kapitel 1: Qualitätsmethode Testfallmengengerüste im ÖSL pro relevante Schnittstelle geeignete Referenzen, Spezifikationen und Testfallmengengerüste systematisch abzuleiten. Durch die eindeutige Definition von Systemelementen, Informationsflüssen und

Schnittstellen können darauf aufbauend Prüfkonzepte entwickelt werden, die eine strukturierte Absicherung der Interoperabilität und Funktionalität im ÖSL ermöglichen.

Die konkrete Ausgestaltung der Testfallmengengerüste sowie deren normativer Bezug werden in Kapitel 1 dieses Bandes detailliert beschrieben.

Anwendung zur strukturierten Fehleranalyse

Mithilfe des Architekturmodells, geeigneter Testfallmengengerüste und des Einsatzes entsprechender QM-Methoden können die Informationswege transparent gemacht werden. Dadurch kann präzise beantwortet werden:

- An welcher Schnittstelle im Informationsfluss tritt der Fehler auf?
- Wo wurde ein Signal ggf. nicht weitergegeben?
- Wo entstand eine Inkonsistenz?
- Wo wurde ein Datensatz fehlerhaft transformiert?
- Wo wurde anders interpretiert als durch den Partner auf der anderen Seite der Schnittstelle?

Fehler werden damit nicht mehr unscharf beschrieben, sondern strukturiert und systematisch verortet.

Mehrwert des Architekturmodells

Der wesentliche Mehrwert von UNOSAR 3.2 liegt in der reproduzierbaren Ursachenlokalisierung: Wahrgenommene Ladeprobleme werden nicht mehr nur funktional symptomatisch beschrieben, sondern als technische Abweichungen an konkret benennbaren Systemelementen, Informationsflüssen und Schnittstellen verortet.

Dadurch wird ein Fehlerbild in eine klar adressierbare Abweichung von einem definierten System- oder Kundenfunktions-Sollzustand überführt.

Die Architekturreferenz wird als Grundlage dafür genutzt, in Verbindung mit klar beschriebenen Analysemethoden und Testfallbeschreibungen pro Schnittstelle eine eindeutige Zuordnung von Ladefehlern zu ermöglichen, Transparenz über Verantwortlichkeiten zu schaffen und eine reproduzierbare Ursachenanalyse sicherzustellen.

Darüber hinaus soll das Modell die Festlegung von KPIs auf Schnittstellenebene unterstützen und die Grundlage für eine industrieübergreifende Vergleichbarkeit bilden.

Einordnung im Gesamtkontext des ÖSL

Damit entsteht eine objektive, technische und industrieübergreifend anschlussfähige Basis für QM im ÖSL. Ladefehler sind keine schlecht verorteten bzw. nicht systematisch eingeteilten Fehler mehr – sondern eindeutig verortbare Ereignisse im Informations- und Systemgefüge des ÖSL.

Diese Sicht auf das Architekturmodell UNOSAR stellt die zentrale Referenz zur technischen Strukturierung des ÖSL dar. Es verbindet Kundenfunktionswirkketten, Informationsflüsse und energiewirtschaftliche Anwendungsfälle in einem konsistenten Ökosystem-Architekturverständnis.

6.2 Management- und Qualitätsmanagementsicht auf das Architekturmodell

Neben dieser fachlich-technischen Analysesicht stellt das Modell aber auch eine Management- und QM-Sicht bereit (vgl. Kapitel 1: Die Idee: Ein Qualitätsmanagement für das ÖSL). Während die fachlich-technische Analysesicht der Fehlerlokalisierung dient, unterstützt die Management- und QM-Sicht die Steuerung des Gesamtsystems: Transparenz über Rollen, Verantwortlichkeiten, Schnittstellenbeziehungen, Eskalationspfade und priorisierte Qualitätsmaßnahmen.

Auf dieser Metaebene ermöglicht das Architekturmodell eine übergeordnete Steuerungs- und QM-Perspektive. Diese Sicht kann Transparenz über Rollen, Verantwortlichkeiten, Schnittstellenbeziehungen sowie systemische Zusammenhänge schaffen. Ziel ist auch hier, die Komplexität des ÖSL beherrschbar zu machen und eine fundierte Entscheidungsbasis für strategische und qualitätsrelevante Fragestellungen bereitzustellen.

Im Problemmanagement der Ladefehlerkategorien dient das Architekturmodell als Referenz. Insbesondere im Kontext der Methode 8D CIC kann es die strukturierte Ursachenanalyse unterstützen. Ladefehler werden nicht mehr ausschließlich funktional beschrieben, sondern können eindeutig betroffenen Systemelementen und Schnittstellen zugeordnet werden. Das konkrete Vorgehen wird dazu in Kapitel 10: Qualitätsmethode: 8D CIC dieses VDA-Bandes beschrieben.

Neben der Fehleranalyse im Rahmen des 8D CIC dient das Architekturmodell als zentrale Grundlage für die Impact-Analyse innerhalb des CIC-Änderungsmanagements für die Produktionsprozess- und Produktfreigabe (PPF) (vgl. Kapitel 11: Qualitätsmethode: PPF CIC – Änderungsmanagement). Geplante Änderungen können dadurch systematisch auf betroffene Systeme, Schnittstellen und Beitragsleister hin bewertet werden.

6.3 Herkunft und Entwicklung des Architekturmodells

Das verwendete Architekturmodell wurde nicht im Rahmen der VDA-Projektgruppe neu entwickelt, sondern als bestehender Referenzrahmen in diesen VDA-Band eingebracht und angewandt. Seine Grundlage liegt in mehreren aufeinander aufbauenden Industrieinitiativen und Forschungsvorhaben zur Strukturierung des ÖSL.

Eine wesentliche Ausgangsbasis bildet das Projekt „Wirkkette Laden“ des CharIN e. V. Dort wurde ein erstes umfassendes, mit mehr als 200 Industriepartnern abgestimmtes Architekturmodell veröffentlicht, das zentrale Beitragsleister, Systeme, Schnittstellen und Informationsflüsse im ÖSL beschreibt.

Darauf aufbauend wurde die Architektur im Projekt „unIT-e²“ weiterentwickelt und um zusätzliche Perspektiven und Anwendungsfälle ergänzt. Im Projekt „InterBDL“ wurden anschließend die Ergebnisse aus „Wirkkette Laden“, „unIT-e²“ sowie weitere bestehende Architekturansätze und Projektergebnisse konsolidiert und harmonisiert.

Im Projekt „InterBDL“ wurde mit UNOSAR 3.0 ein konsolidierter Architekturstand eingebracht, der insbesondere energiewirtschaftliche Anwendungsfälle im Bereich Smart Charging und bidirektionales Laden strukturiert abbildet. Innerhalb der VDA-Projektgruppe QM ÖSL wurde dieser Stand nicht lediglich übernommen, sondern als strukturierter Referenzrahmen genutzt, diskutiert und für den Anwendungskontext des öffentlichen Ladens weiterentwickelt.

Gegenüber dem eingebrachten Referenzstand UNOSAR 3.0 erweitert UNOSAR 3.2 insbesondere die Perspektive auf öffentliches Laden, Backend-Systeme, Managementsysteme sowie die hierfür relevanten Informationsflüsse und Schnittstellenbeziehungen.

Hierzu wurden gemeinsam mit den in der Projektgruppe QM ÖSL vertretenen Beitragsleistern relevante Beitragsleister, Systemkomponenten und

Schnittstellen des öffentlichen ÖSL ergänzt und konkretisiert. Ein besonderer Fokus lag dabei auf Backend-Systemen, übergeordneten Managementsystemen sowie den daraus resultierenden Informationsflüssen zwischen Fahrzeug, Ladestation, Betreiber-, Service- und Abrechnungssystemen. Dadurch konnte das Architekturmodell stärker auf die im QM ÖSL betrachteten Kundenfunktionen und Systeminteraktionen ausgerichtet werden.

Die daraus entstandene Version UNOSAR 3.2 (Abbildung 6-1) enthält somit eine erweiterte und für das öffentliche Laden konkretisierte Architekturperspektive. Sie beschreibt die relevanten Systemelemente, Rollen, Schnittstellen und Informationsflüsse und ermöglicht deren Zuordnung zu Kundenfunktionswirkketten Laden, beispielsweise für den Anwendungsfall „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“. Damit bildet UNOSAR 3.2 die Grundlage dafür, Kundenfunktionen entlang der beteiligten Systeme abzubilden, Informationsflüsse auf die jeweiligen Schnittstellen zu mappen und darauf aufbauend Systeminteraktionen, Fehlerbilder und Verantwortlichkeiten strukturiert zu analysieren.

Die Entwicklung des Architekturmodells von der „Wirkkette Laden“ bis hin zu UNOSAR 3.2 ist unten als übersichtliche Entwicklungslinie dargestellt.

Wirkkette Laden 1.0 → unIT-e² 2.0 → InterBDL UNOSAR 3.0 → PG QM ÖSL UNOSAR 3.2

Während Kapitel 6 die technische Struktur und die relevanten Systemelemente des ÖSL beschreibt, zeigt Kapitel 7 anhand konkreter Kundenfunktionen, wie die zugehörigen Informationsflüsse entlang dieser Architektur tatsächlich verlaufen und an welchen Übergabepunkten Ladefehler wirksam werden.

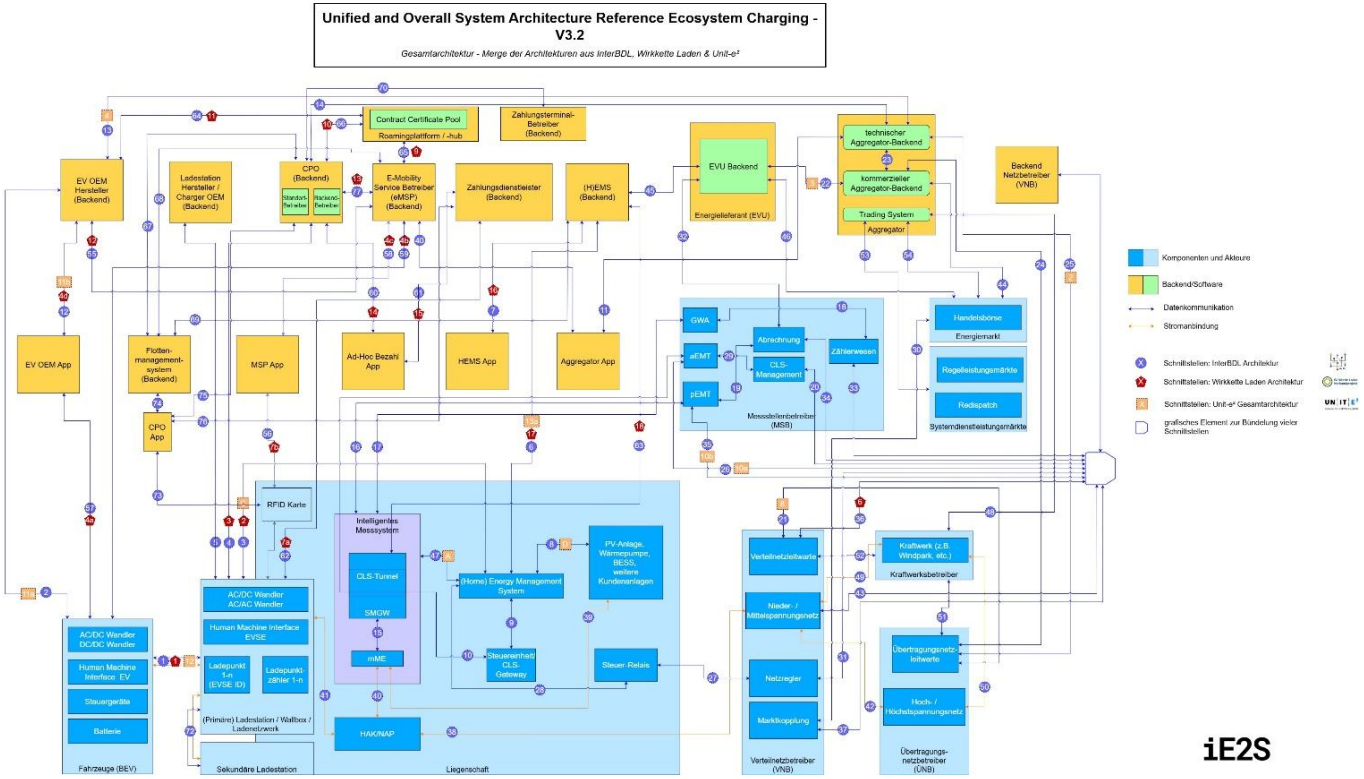


Abbildung 6-1: Gesamtarchitektur ÖSL – Konsolidierung und Weiterentwicklung der Architekturen aus „InterBDL“, „Wirkkette“ und „unIT-e²“ [1]

6.4 Das Architekturmodell als technische Referenz für das QM im ÖSL

Mit UNOSAR 3.2 steht für das QM im ÖSL eine gemeinsame technische Referenz zur Verfügung, die Kundenfunktionswirkketten Laden mit den beteiligten Systemelementen, Informationsflüssen und Schnittstellen verknüpft. Damit wird transparent, wie Kundenfunktionen Laden systemübergreifend technisch umgesetzt werden und wie die beteiligten Beitragsleister im ÖSL zusammenwirken.

Der wesentliche Erkenntnisgewinn liegt in der eindeutigen technischen Verortung von Ladefehlern. Ausgehend von einem durch den EV-Fahrer wahrgenommenen Ladeproblem können zugehörige Fehlerbilder entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden analysiert und Ladefehler konkreten Systemelementen, Informationsflüssen und Schnittstellen zugeordnet werden. Damit entsteht eine gemeinsame Grundlage für eine strukturierte und reproduzierbare Ursachenanalyse im ÖSL.

Das Architekturmodell schafft zugleich die technische Grundlage für die weiterführenden Qualitätsmethoden des QM ÖSL. Die eindeutige Beschreibung von Systemelementen, Informationsflüssen und Schnittstellen unterstützt die systematische Ableitung von Testfallmengengerüsten, die Ursachenanalyse im 8D CIC sowie die Impact-Analyse im VDA-2-PPF-CIC-Änderungsmanagement.

Damit bildet UNOSAR 3.2 die gemeinsame technische Referenz, Kundenfunktionen Laden und die zugehörigen Kundenfunktionswirkketten Laden im ÖSL systemübergreifend abzubilden, Ladefehler eindeutig zu verorten und darauf aufbauend Qualitätsmaßnahmen gezielt abzuleiten.

7 Informationsfluss als Schlüssel zum Energiefluss: Fehlerketten im Ladevorgang

Kapitel 7 zeigt anhand ausgewählter Kundenfunktionen, wie Informationsflüsse entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden verlaufen und an welchen Übergabepunkten Fehler wirksam werden können. Im Mittelpunkt stehen Fehlerursachen, die nicht primär im Energiefluss selbst entstehen, sondern in fehlerhaften, unvollständigen, verspäteten oder widersprüchlichen Informationen zwischen den beteiligten Systemen. Die Analyse dieser Informations- und Datenflüsse ermöglicht es, die Kundenfunktionswirkketten Laden entlang konkreter Anwendungsfälle nachvollziehbar darzustellen. Dabei wird sichtbar, welche Systemelemente miteinander kommunizieren, welche Daten ausgetauscht werden und in welcher Reihenfolge die Interaktionen erfolgen. Diese Sichtweise ist insbesondere für das Qualitätsmanagement (QM) im Ökosystem Laden (ÖSL) relevant, da viele Fehler nicht isoliert innerhalb eines einzelnen Systems entstehen, sondern aus dem Zusammenspiel mehrerer Systeme und Schnittstellen resultieren.

Aufbauend auf den vorhergehenden Betrachtungen zu Kundenfunktionen und Architektur wird im Folgenden die Analyse von Informations- und Datenflüssen vertieft. Während in diesen Themenfeldern beschrieben wurde, wo im ÖSL Ladefehler auftreten können, wird hier vertieft, wie diese im konkreten Informations- und Datenfluss entstehen und welchen Einfluss sie auf den Energiefluss haben.

In diesem Kapitel werden exemplarisch Informationsflüsse für ausgewählte Kundenfunktionen und Anwendungsfälle dargestellt. Ziel ist es, typische Abläufe im Ladevorgang transparent zu machen und ein gemeinsames Verständnis der beteiligten Systeminteraktionen zu schaffen sowie Fehlerursachen im Informationsfluss systematisch einzuordnen. Die folgenden Abschnitte beschreiben exemplarisch den Informationsfluss für:

- Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ mit Funktion Authentifizierung (hier: RFID)
- Lade-Use-Case: Lkw-Laden im Depot (D)

Die dargestellten Authentifizierungsabläufe sind nicht auf das „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ beschränkt, sondern grundsätzlich auch für weitere Lade-Use-Cases sowie für AC-Laden relevant.

Die Auswahl dieser beiden Beispiele folgt einer klaren methodischen Logik: Mit der Betrachtung von „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ wird eine zentrale, systemübergreifende Teilfunktion des öffentlichen Ladens – insbesondere die Authentifizierung als kritischer Einstiegspunkt – vertieft analysiert.

Demgegenüber bildet das Lkw-Laden im Depot einen vollständigen, phasenübergreifenden Lade-Use-Case mit hoher betrieblicher Komplexität ab, bei dem das Zusammenspiel mehrerer Prozessschritte und Systemelemente im Vordergrund steht.

In Kombination ermöglichen beide Beispiele eine komplementäre Betrachtung zentraler Herausforderungen im ÖSL und bilden ein belastbares Referenzset für die systemische Analyse von Informations- und Energieflüssen.

Die Analyse der Informations- und Datenflüsse erfolgt auf Basis der in Kapitel 2 definierten Customer Journey Charging (CJC). In den relevanten Phasen der CJC werden die in Kapitel 5 beschriebenen Ladefehlerkategorien entlang der jeweiligen Kundenfunktionswirkketten betrachtet und in ihrem Einfluss auf den Ladevorgang analysiert.

Kapitel 7 betrachtet primär Informations- und Datenflüsse entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden. Die Verortung im Architekturmodell dient dabei der Einordnung der betrachteten Informationsflüsse in eine technische Systemperspektive; eine systematische Analyse der zugrunde liegenden Schnittstellen erfolgt erst in Kapitel 8.

Die im Folgenden beschriebenen Informationsflüsse dienen dazu, die komplexen Zusammenhänge innerhalb des ÖSL transparent darzustellen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Großteil der heutigen Ladevorgänge bereits erfolgreich und ohne wahrnehmbare Einschränkungen durchgeführt wird.

Die Analyse möglicher Fehlerursachen verfolgt daher nicht das Ziel, die Zuverlässigkeit des Ladens grundsätzlich infrage zu stellen. Vielmehr werden insbesondere jene systemübergreifenden Fehlerbilder betrachtet, die aufgrund der Vielzahl beteiligter Systeme, Schnittstellen und Beitragsleister häufig besonders schwer zu erkennen, zu analysieren und zu beheben sind.

Die Vielzahl beteiligter Systeme und Informationsflüsse verdeutlicht zugleich die Notwendigkeit eines standardisierten Logging- und Traceability-

Ansatzes über Unternehmens- und Systemgrenzen hinweg. Nur durch eine konsistente Nachvollziehbarkeit von Ereignissen und Informationsflüssen können Fehlerursachen transparent identifiziert und systemübergreifend analysiert werden.

Informationsflüsse sind nicht nur Voraussetzung für einen erfolgreichen Ladevorgang, sondern gleichzeitig potenzielle Angriffsvektoren. Manipulierte oder verfälschte Informationen können Auswirkungen auf Autorisierung, Energiefluss, Abrechnung und weitere Systemfunktionen haben. Die Betrachtung der Informationsflüsse bildet daher auch eine Grundlage für die spätere Cybersecurity-Betrachtung in Kapitel 12.

Die im Folgenden beschriebenen Informationsflüsse dienen dazu, die komplexen Zusammenhänge innerhalb des ÖSL transparent darzustellen.

7.1 Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ mit Funktion Authentifizierung

Im vorliegenden Kontext umfasst die betrachtete Teilfunktion nicht nur die reine Identifikation, sondern den gesamten Informationsfluss von der Erkennung des Ladeversuchs über die Übertragung der Identitätsdaten und deren Validierung/Rechteprüfung bis hin zur Ergebnisrückmeldung und Freigabe des Ladevorgangs.

Das DC-Laden im öffentlichen Raum ist durch eine hohe System- und Schnittstellenkomplexität gekennzeichnet. Der erfolgreiche Energiefluss ist das Ergebnis mehrerer aufeinander aufbauender Informationsflüsse zwischen Fahrzeug, Ladestation und angebundenen Backend-Systemen.

Die nachfolgende Darstellung zeigt diesen Informationsfluss beispielhaft für das „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ (DC-Laden@PUBLIC) (vgl. Abbildung 7-1).

Die Teilfunktion „Authentifizierung“ stellt einen zentralen Einstiegspunkt in den Ladevorgang dar. Sie ermöglicht die eindeutige Identifikation des EV-Fahrers, des Fahrzeugs oder einer beteiligten Systemkomponente. Auf Basis dieser Identifikation erfolgt die Autorisierung, die über die Freigabe des Ladevorgangs entscheidet. Authentifizierung und Autorisierung stellen damit sicher, dass ein Ladevorgang ausschließlich „berechtigt“ freigegeben und durchgeführt wird. Sie bildet damit eine sicherheitsrelevante Kontrollinstanz und schafft die Grundlage für Zugriffssteuerung, Abrechnung und Systemintegrität.

Im folgenden Abschnitt wird die Teilfunktion Authentifizierung exemplarisch entlang der relevanten Informationsflüsse vertieft analysiert.

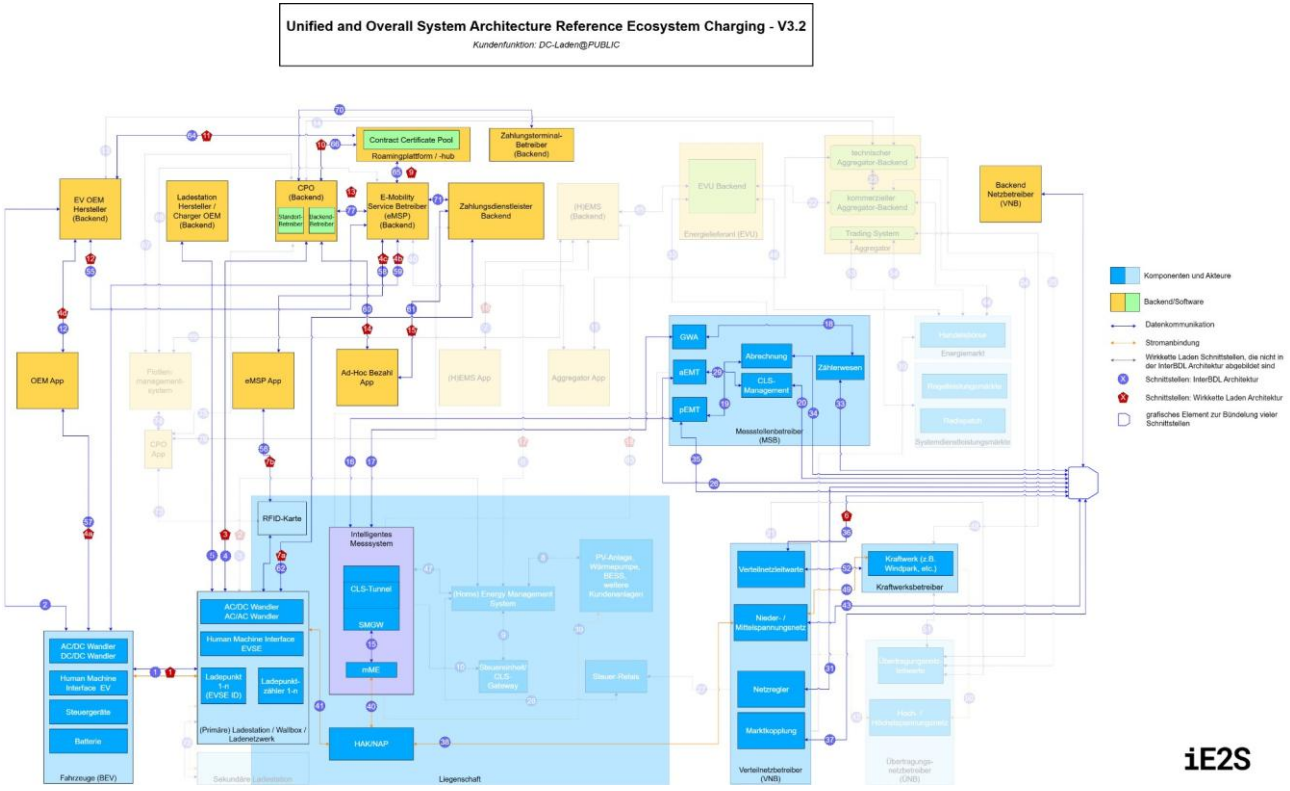


Abbildung 7-1: Allgemeiner Informationsfluss für „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“

7.1.1 Zweck der Authentifizierung

Der Hauptzweck dieser Funktion besteht darin, zu überprüfen, **wer** oder **was** den Ladevorgang initiiert. Damit wird sichergestellt, dass:

- nur vertraglich berechtigte EV-Fahrer laden können
- Fahrzeuge eindeutig identifiziert werden können
- Manipulationen an der Ladestation verhindert werden
- die Abrechnung korrekt einem EV-Fahrer- oder Fahrzeugkonto zugeordnet wird
- gesetzliche sowie sicherheitstechnische Anforderungen erfüllt werden

Die Authentifizierung und die darauf aufbauende Autorisierung bilden somit eine wesentliche Voraussetzung für die erfolgreiche Durchführung eines Ladevorgangs, insbesondere für die Berechtigungsprüfung, die Autorisierung des Ladevorgangs, die Abrechnung sowie die Übermittlung relevanter Informationen an angebundene Backend-Systeme.

7.1.2 Ablauf der Authentifizierung

Die Funktion lässt sich in mehrere logische Phasen gliedern:

Erkennung eines Authentifizierungsversuchs

Sobald der EV-Fahrer ein Authentifizierungsmedium verwendet, erkennt das System einen Authentifizierungsversuch. Die Authentifizierung dient dabei der Identifikation des Nutzers, während die anschließende Autorisierung über die Freigabe des Ladevorgangs entscheidet. Ein Authentifizierungsversuch kann beispielsweise ausgelöst werden durch:

- Verwendung einer RFID-Karte
- Nutzung einer App
- AutoCharge / Plug & Charge
- weitere durch den Betreiber unterstützte Authentifizierungsverfahren

QR-Codes werden dabei nicht als eigenständiges Authentifizierungsverfahren betrachtet, sondern dienen je nach Ausgestaltung als Einstieg in eine appbasierte Authentifizierung oder in einen webbasierten Ad-hoc-Ladevorgang.

In diesem Schritt übermittelt die Ladestation die für die Authentifizierung relevanten Informationen an das CPO-Backend und fordert eine Autorisierungsentscheidung an. Abhängig vom Anwendungsfall können dabei weitere angebundene Backend-Systeme in den Informationsfluss eingebunden sein.

Der Ladeversuch wird durch die Interaktion des EV-Fahrers mit der RFID-Karte an der Ladestation initiiert und über mehrere beteiligte Systeme entlang der Informationskette bis in die Backend-Infrastruktur verarbeitet.

Die Abbildung 7-2 zeigt den schematischen Informationsfluss der Kundenfunktion „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Authentifizierung (RFID). Der Ladeversuch wird durch die Interaktion des EV-Fahrers mit der RFID-Karte an der Ladestation initiiert und über mehrere beteiligte Systeme entlang der Informationskette bis in die Backend-Infrastruktur verarbeitet.

Die Erkennung eines Authentifizierungsversuchs setzt voraus, dass die hierfür erforderlichen Komponenten der Ladeinfrastruktur funktionsfähig sind. Hierzu zählen beispielsweise die Erkennung eines Fahrzeuganschlusses über den Proximity-Pilot (PP) sowie die Funktion von RFID-Lesern oder anderen Authentifizierungsmedien.

Fällt eine dieser Komponenten aus oder liefert keine verwertbaren Informationen, kann ein Authentifizierungsversuch unter Umständen nicht erkannt werden. Aus Sicht des EV-Fahrers kommt der Authentifizierungsprozess dann nicht zustande oder bleibt für die beteiligten Systeme unsichtbar. Solche Fehler können unmittelbar zu einem Misserfolg im Autorisierungsschritt beitragen und sind bei der Analyse der Authorization Success Rate (ASR) entsprechend zu berücksichtigen.

Anschließend übermittelt die Ladestation die für die Authentifizierung relevanten Informationen an das CPO-Backend und fordert eine Autorisierungsentscheidung an. Abhängig vom Anwendungsfall können dabei weitere angebundene Backend-Systeme in den Informationsfluss eingebunden sein.

Erst bei einer erfolgreichen Autorisierungsentscheidung erfolgt die Freigabe des Ladevorgangs (ASR). Daran anschließend werden die für den Ladebeginn erforderlichen technischen Initialisierungs- und Handshake-Prozesse durchgeführt (ISR). Erst nach erfolgreichem Abschluss dieser Schritte kann der Energiefluss zum Fahrzeug beginnen (TSR).

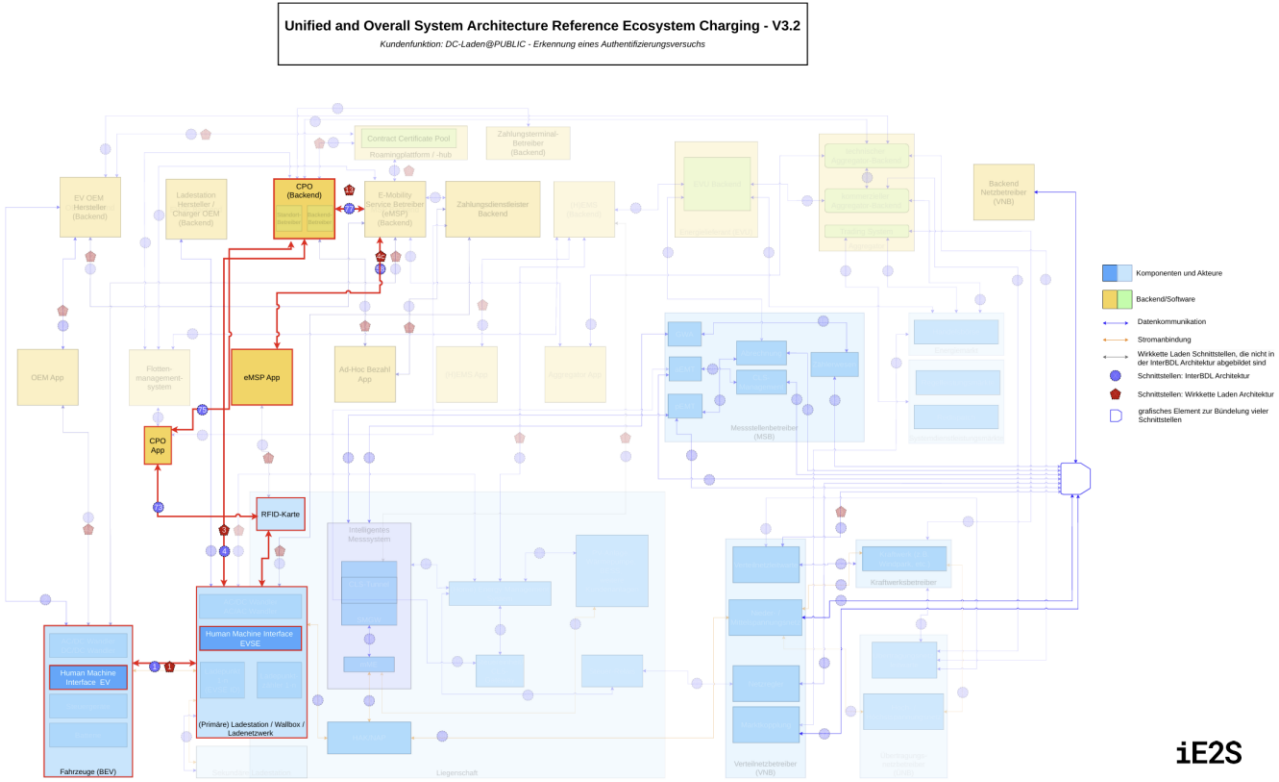


Abbildung 7-2: Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Erkennung eines Authentifizierungsversuchs

Übertragung der Identitätsdaten

Im Rahmen des Authentifizierungsprozesses werden in einem ersten Schritt die erforderlichen Identitätsdaten übertragen. Diese Daten können je nach Systemdesign sehr unterschiedlich ausfallen und umfassen typischerweise Elemente wie eine Benutzer-ID, beispielsweise in Form einer RFID-Karte, ein zugeordnetes Vertragskonto oder einen EVSE-Identifier, kryptografische Zertifikate im Fall von Plug & Charge, appbasierte Zugriffstoken oder andere verfahrensspezifische Authentifizierungsdaten. Sämtliche Informationen werden grundsätzlich verschlüsselt übermittelt, um einen wirksamen Schutz vor Manipulation und unbefugtem Zugriff sicherzustellen.

Die Abbildung 7-3 zeigt den Informationsfluss der Übertragung von Authentifizierungsdaten als zentralen Bestandteil der Authentifizierungsfunktion. Dabei werden unterschiedliche Authentifizierungsverfahren, wie RFID, appbasierte Verfahren oder Plug & Charge, bewusst nicht separat dargestellt, da diese auf denselben nachgelagerten Informations- und Autorisierungsprozess zwischen Ladestation und den beteiligten Backend-Systemen führen.

Unterbrechungen, Verzögerungen oder Inkonsistenzen in diesem Informationsfluss können dazu beitragen, dass nachgelagerte Schritte, insbesondere die Autorisierung, nicht erfolgreich abgeschlossen werden. Die Übertragung der Authentifizierungsdaten stellt damit einen kritischen Übergangspunkt innerhalb der informationsbasierten Kundenfunktionswirkkette dar.

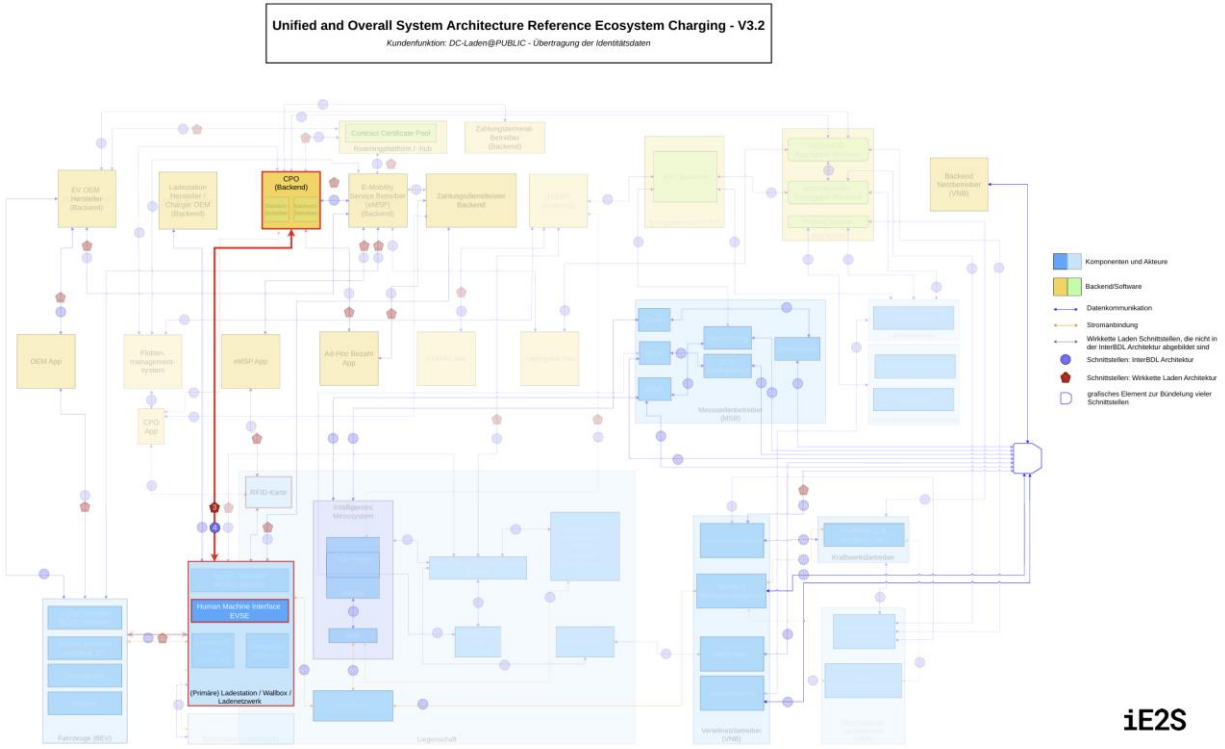


Abbildung 7-3: Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Übertragung der Identitätsdaten

Validierung und Rechteprüfung (Autorisierung)

An die Übertragung der Identitätsdaten schließt sich die Phase der Validierung und Rechteprüfung an. Dabei werden die erhaltenen Informationen auf ihre Gültigkeit und Berechtigung hin untersucht. Im öffentlichen Laden erfolgt die Autorisierung typischerweise über eine Online-Kommunikation zwischen Ladestation, CPO-Backend und gegebenenfalls weiteren beteiligten Back-end-Systemen.

Auf Basis der übermittelten Authentifizierungsinformationen wird über die Freigabe des Ladevorgangs entschieden. Lokale Autorisierungslisten können ergänzend für den Offline-Betrieb genutzt werden. Bei Plug & Charge gemäß ISO 15118 übermittelt das Fahrzeug die erforderlichen Zertifikatsinformationen; die Autorisierung erfolgt anschließend durch die Ladestation und die angebundenen Backend-Systeme. Im Rahmen der Autorisierung wird geprüft, ob die übermittelten Authentifizierungsinformationen gültig sind, eine aktive Berechtigung für den angefragten Ladevorgang vorliegt und keine Sperrungen oder Einträge auf Negativlisten bestehen. Dabei können beispielsweise abgelaufene Vertragsdaten, missbräuchliche Nutzungen oder backendseitig hinterlegte Einschränkungen berücksichtigt werden.

Die Abbildung 7-4 zeigt den Informationsfluss zur Validierung der Identitätsdaten und zur Rechteprüfung im Rahmen der Kundenfunktion „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“. Die übermittelten Identitätsinformationen werden in den beteiligten Backend-Systemen geprüft und mit der jeweils gültigen Autorisierungsgrundlage abgeglichen, beispielsweise einem eMSP-Vertrag, einem Roaming-Token oder einer Zahlungsautorisierung. Erst bei erfolgreicher Autorisierung (ASR) wird der Ladeversuch für die technische Initialisierung (ISR) freigegeben. Der Energiefluss beginnt erst nach erfolgreichem Abschluss dieser Initialisierungsphase (TSR).

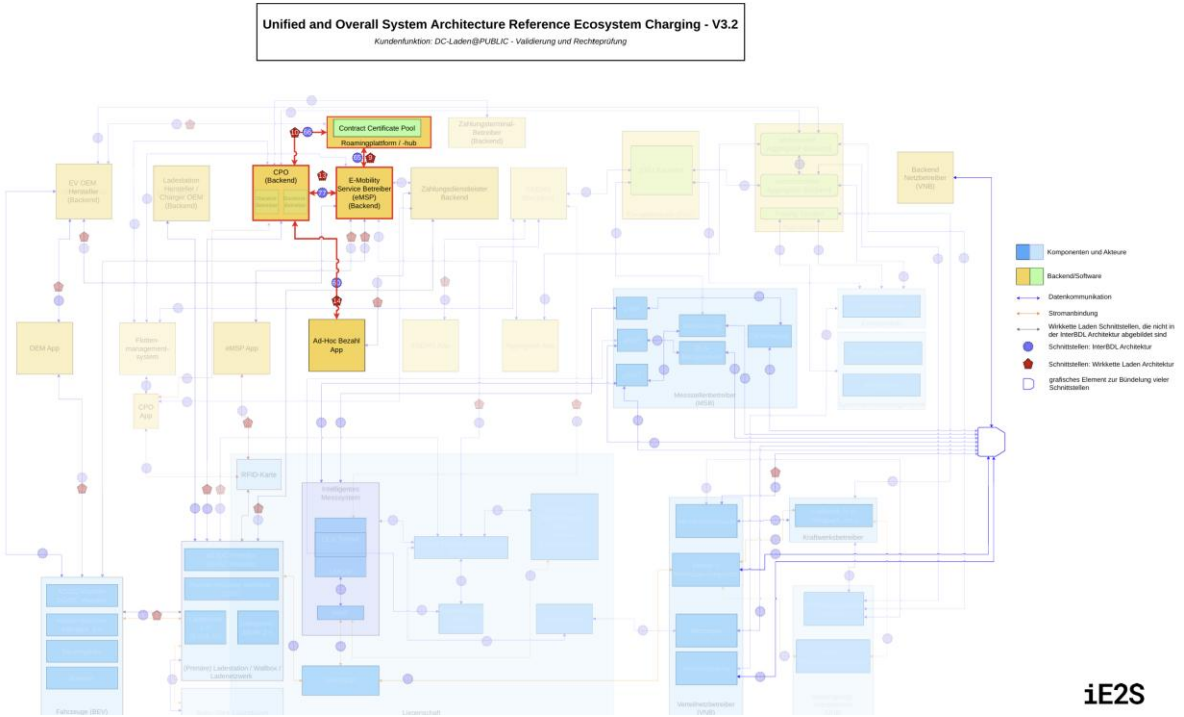


Abbildung 7-4: Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Validierung und Rechteprüfung

Ergebnisrückmeldung

Im Rahmen der Autorisierung wird über die Freigabe des angefragten Ladevorgangs entschieden. Liegt eine gültige Autorisierungsgrundlage vor, wird die Autorisierung erfolgreich abgeschlossen (ASR). Andernfalls wird der Ladeversuch abgelehnt und eine entsprechende Rückmeldung an die Ladestation übermittelt. Mögliche Ursachen können beispielsweise fehlende Berechtigungen, gesperrte Authentifizierungsmedien, abgelaufene Vertrags- oder Zahlungsinformationen oder andere autorisierungsrelevante Einschränkungen sein. Die Rückmeldung wird dem EV-Fahrer über die Benutzerschnittstelle der Ladestation angezeigt und kann zusätzliche Informationen zur Ursache der Ablehnung enthalten.

Erst bei erfolgreicher Autorisierung (ASR) wird der Ladeversuch für die nachgelagerte technische Initialisierung freigegeben (ISR). Nach erfolgreichem Abschluss der technischen Initialisierung und der erforderlichen Kommunikations- und Handshake-Prozesse kann der Energiefluss zum Fahrzeug beginnen (TSR).

Die Abbildung 7-5 zeigt die Ergebnisrückmeldung der Validierungs- und Rechteprüfungsentscheidung im Rahmen der Kundenfunktion „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“. Das Ergebnis der Autorisierungsprüfung wird an die Ladestation zurückübermittelt. Bei erfolgreicher Autorisierung folgt die technische Initialisierung (ISR); andernfalls wird der Ladeversuch beendet und die Ablehnung dem EV-Fahrer angezeigt.

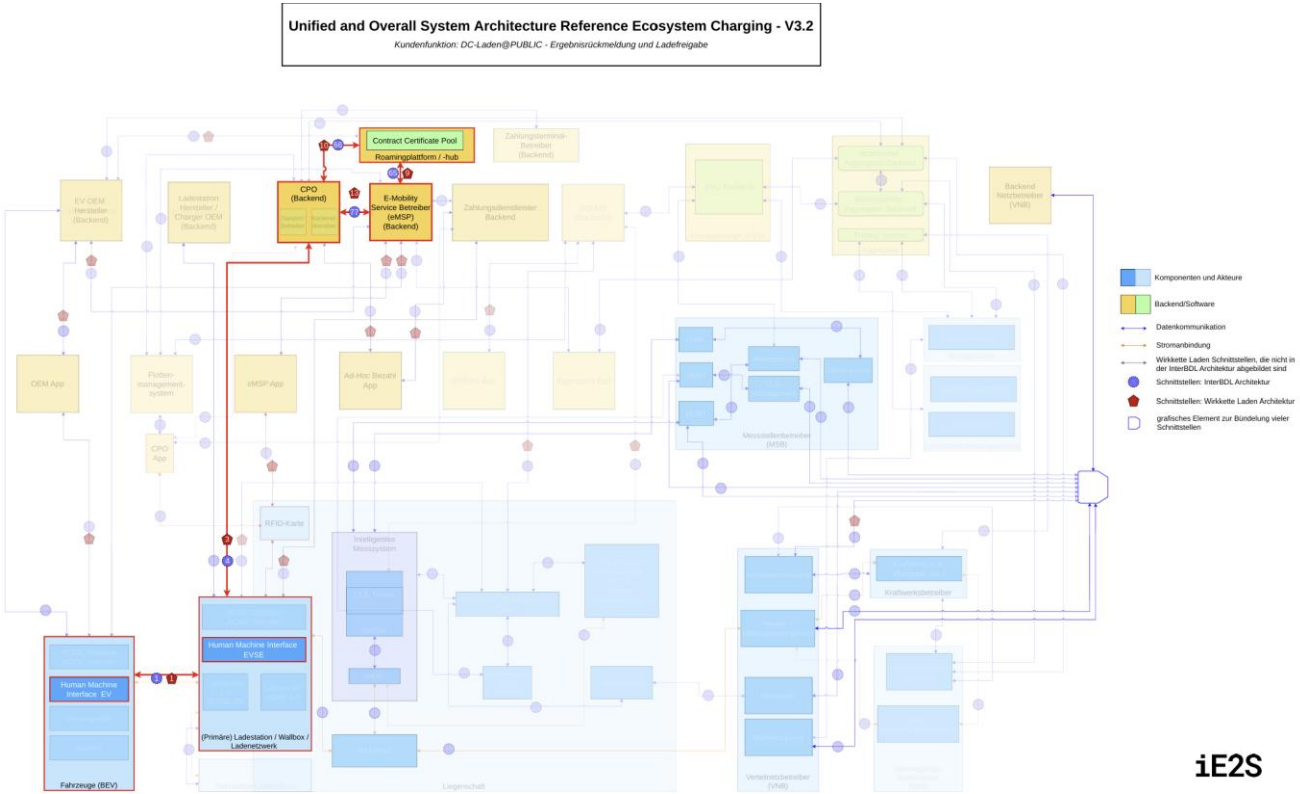


Abbildung 7-5: Kundenfunktion: „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ – Ergebnisrückmeldung und Ladefreigabe

7.1.3 Bedeutung für Sicherheit und Systemintegrität

Die Teilfunktion „Authentifizierung“ ist sicherheitskritisch, da sie sowohl technische als auch organisatorische Kriterien erfüllt:

Schutz vor unberechtigtem Start eines Ladevorgangs

Insbesondere beim „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ besteht in der Regel kein physischer Zugangsschutz zur Ladeinfrastruktur. Authentifizierung und Autorisierung stellen daher die zentralen Mechanismen dar, um die Nutzung der Ladestation auf berechtigte EV-Fahrer zu beschränken und eine kontrollierte Freigabe von Ladevorgängen sicherzustellen.

Ohne geeignete Authentifizierungs- und Autorisierungsmechanismen wären öffentlich zugängliche Ladestationen anfällig für:

- unberechtigte Energienutzung

- missbräuchliche Nutzung durch Dritte

Der Schutz von Autorisierungsdaten, Systemkonfigurationen und Backend-Zugängen ist hiervon zu unterscheiden und wird durch technische und organisatorische Sicherheitsmaßnahmen der beteiligten Systeme sichergestellt.

Eindeutige Zuordnung für die Abrechnung

Die Authentifizierung ermöglicht die eindeutige Zuordnung eines Ladevorgangs zu einem EV-Fahrer oder Fahrzeug und schafft damit eine wesentliche Voraussetzung für die korrekte Abrechnung. Die zugrunde liegenden Zusammenhänge sind in Abschnitt 7.1.1 beschrieben.

Einhaltung von Normen und Standards

Moderne Ladestationen müssen eine Reihe internationaler Normen und Standards erfüllen, um eine sichere, interoperable und zuverlässige Kommunikation zwischen Fahrzeug, Ladestation und Backend zu gewährleisten. Zu den zentralen Referenzen zählen die ISO-15118-Normenreihe für die Fahrzeug-Ladestation-Kommunikation, DIN SPEC 70121 für wesentliche Anforderungen des DC-Ladens sowie OCPP für die standardisierte Anbindung der Ladestation an Backend-Systeme. Die Teilfunktion der Authentifi-

zierung trägt wesentlich dazu bei, dass die technischen Anforderungen dieser Normen eingehalten werden. Sie stellt sicher, dass alle beteiligten Systeme korrekt miteinander kommunizieren, Sicherheitsmechanismen ordnungsgemäß umgesetzt werden und nur gültige und normkonforme Identitäten akzeptiert werden. Dadurch wird gewährleistet, dass der gesamte Ladevorgang sowohl technisch als auch sicherheitstechnisch den geltenden Standards entspricht.

Rolle innerhalb des gesamten Ladevorgangs

Die Authentifizierung und die darauf aufbauende Autorisierung stellen eine zentrale Voraussetzung für die Durchführung eines Ladevorgangs dar. Zu Beginn werden die hierfür erforderlichen Authentifizierungsdaten zwischen Fahrzeug, Ladestation und den beteiligten Backend-Systemen ausgetauscht. Auf dieser Grundlage wird geprüft, ob eine gültige Autorisierung für den angefragten Ladevorgang vorliegt.

Erst nach erfolgreicher Autorisierung wird der Ladeversuch für die technische Initialisierung freigegeben. Nach erfolgreichem Abschluss dieser Initialisierungsphase kann der Energiefluss zum Fahrzeug beginnen. Dadurch wird sichergestellt, dass der Ladevorgang innerhalb der vorgesehenen technischen, sicherheitsrelevanten und organisatorischen Rahmenbedingungen durchgeführt wird.

Auch während des Ladevorgangs spielt das Ergebnis der Authentifizierung eine entscheidende Rolle. Parameter wie der zugewiesene Tarif, mögliche Leistungsbegrenzungen, zeitliche Restriktionen oder spezifische Benutzerrechte basieren vollständig auf dem zuvor ermittelten Authentifizierungsstatus. Dadurch wird sichergestellt, dass der Ladevorgang in den korrekten vertraglichen und technischen Rahmenbedingungen abläuft. Schließlich bildet die Authentifizierung ebenfalls die Grundlage für die spätere Abrechnung des Ladevorgangs. Nur wenn eindeutig nachvollziehbar ist, welchem EV-Fahrer oder welchem Fahrzeug die entnommene Energiemenge zuzuordnen ist, können Kosten korrekt berechnet, Nachweise erstellt und Transaktionen ordnungsgemäß dokumentiert werden.

Die Authentifizierung und die darauf aufbauende Autorisierung nehmen eine zentrale Rolle am Beginn des Ladevorgangs ein. Sie schaffen die Voraussetzung dafür, dass nachgelagerte Funktionen, wie die technische Initialisierung, der Energiefluss sowie weitere lade- und abrechnungsrelevante Prozesse, durchgeführt werden können. Damit bilden sie eine wesentliche

Grundlage für die kontrollierte und nachvollziehbare Durchführung des Ladevorgangs.

7.2 Lade-Use-Case: Lkw-Laden im Depot (D)

Der Lade-Use-Case „Lkw-Laden im Depot (D)“ beschreibt einen Ladeanwendungsfall im betrieblichen Umfeld von Nutzfahrzeugen, insbesondere elektrischer Lkw-Flotten. Im Gegensatz zum öffentlichen Laden steht nicht der spontane Ladevorgang einzelner Fahrzeuge im Fokus, sondern die Planung und Koordination mehrerer systematisch gesteuerter Ladevorgänge innerhalb eines Depotbetriebs.

Die Kundenfunktion wird entlang aller sieben Phasen der CJC betrachtet. Für jede Phase werden die relevanten Informationsflüsse, typische Fehlermechanismen und die Auswirkungen auf den Energiefluss beschrieben.

Das Laden erfolgt typischerweise auf Depot- oder Betriebshöfen, etwa bei Logistikunternehmen, Speditionen oder kommunalen Flotten. Nach Abschluss einer Einsatz- oder Transportphase kehren die Fahrzeuge ins Depot zurück und werden über definierte Zeiträume geladen. Ziel ist es, die Fahrzeuge rechtzeitig für den nächsten Einsatzzyklus mit ausreichender Energie zu versorgen und dabei Ladeinfrastruktur sowie verfügbare Netzleistung effizient zu nutzen.

Obwohl Autorisierung, Start, Durchführung, Beendigung und Abrechnung des Ladevorgangs weitgehend dem Anwendungsfall „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ entsprechen, unterscheidet sich „Lkw-Laden im Depot (D)“ deutlich in der Struktur des Informationsflusses. Neben der direkten Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation sind zusätzliche Systeme wie Flotten-, Energie- oder Lastmanagement eingebunden, die Ladezeiten, Ladeleistungen und Prioritäten innerhalb der Flotte koordinieren. Fehler entstehen dabei typischerweise nicht in einem einzelnen System, sondern an Übergängen zwischen Fahrzeug, Ladestation, Backend-Systemen sowie vor- und nachgelagerten Betriebs- und Planungssystemen. Dadurch entstehen erweiterte Informationsflüsse, etwa zu Fahrzeugzuständen, Einsatzplänen oder Netzkapazitäten.

Die Qualität dieser Informationen ist dabei von zentraler Bedeutung. Fehlerhafte Fahrzeugstammdaten, beispielsweise zur Batteriekapazität, maximalen Ladeleistung oder Fahrzeugidentifikation, können unmittelbar zu fehlerhaften Ladeentscheidungen und ineffizienten Ladeplänen führen.

Neben der Planung und Initiierung des Ladevorgangs ist auch die kontinuierliche Überwachung relevanter Betriebsparameter erforderlich. Hierzu zählen insbesondere Ladeleistung, Ladefortschritt sowie prognostizierte Fertigstellungszeiten, da Abweichungen unmittelbare Auswirkungen auf die weitere Einsatz- und Ladeplanung haben können.

Die häufigsten Störungen resultieren dabei weniger aus technischen Defekten der Ladehardware als aus fehlendem, verspätetem oder inkonsistentem Informationsfluss. Diese Beobachtung steht im Einklang mit den in Kapitel 4.3 beschriebenen Ladefehlerkategorien. Während technische Defekte der Ladeinfrastruktur typischerweise der Fehlerkategorie „Ladestation defekt“ zuzuordnen sind, wirken sich Störungen im Informationsfluss häufig auf die Kategorien „Autorisierung und Bezahlen“, „Starten des Ladevorgangs“, „Ladeabbrüche“ sowie teilweise auf die erzielbare Ladeleistung aus.

Relevante Daten zwischen Fahrzeug, Ladestation sowie Energie- und Einsatzplanung sind oft unvollständig, inkonsistent oder nicht aktuell.

Die Abbildung 7-6 zeigt den allgemeinen Informationsfluss innerhalb der Kundenfunktion „Lkw-Laden im Depot (D)“. Die beteiligten Systeme – Fahrzeug, Ladestation und Backend-Systeme – sind über definierte Schnittstellen miteinander verbunden und tauschen entlang der Kundenfunktionswirkkette die für den Ladevorgang erforderlichen Informationen aus.

Im Unterschied zum öffentlichen Laden erfolgt der Informationsfluss im Depotkontext häufig integriert in betriebliche Prozesse und Flottenmanagementsysteme.

Die konsistente Verarbeitung dieser Informationen bildet die Grundlage für die koordinierte Durchführung der Ladevorgänge und den nachgelagerten Energiefluss innerhalb des Depots.

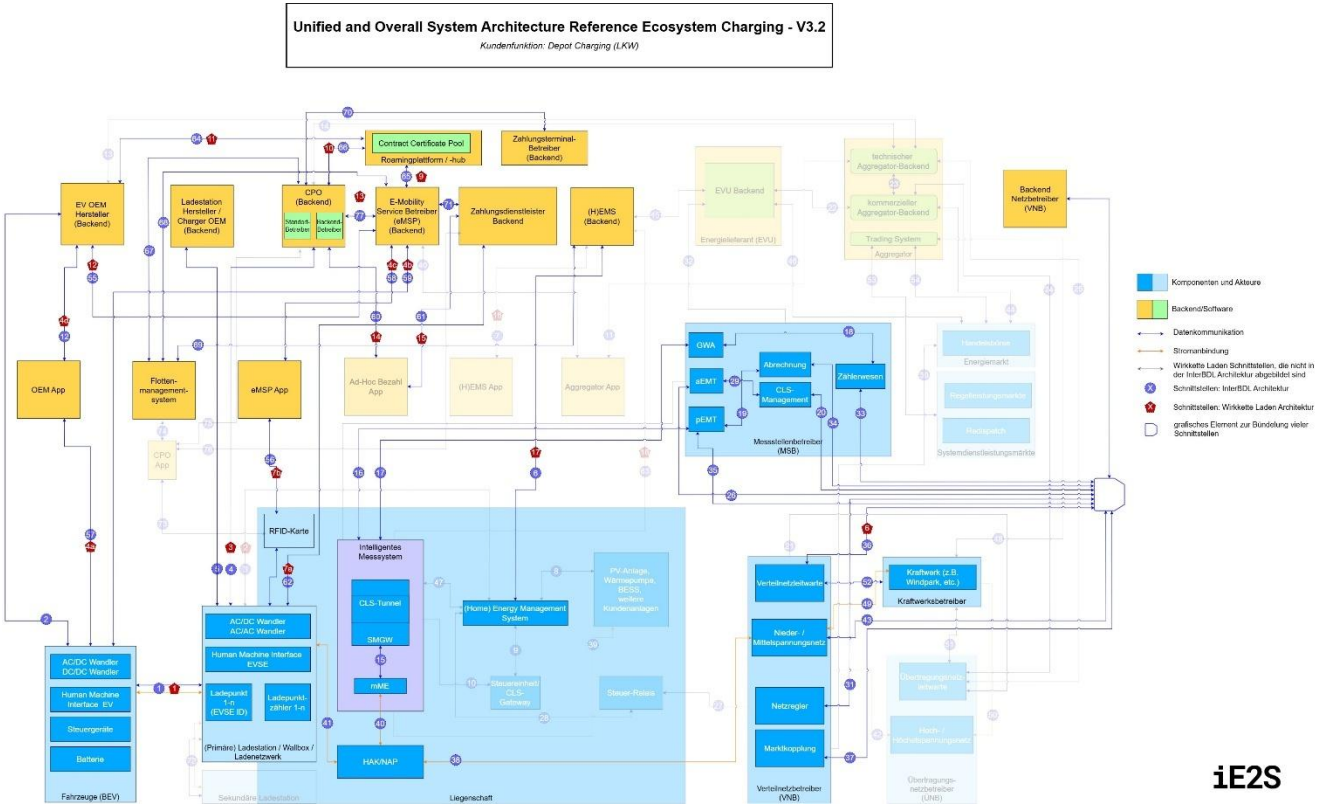


Abbildung 7-6: Lkw-Laden im Depot (D): Allgemeiner Informationsfluss

7.2.1 Phase 1 – Ladeplanung

Da bei Lkws große Energiemengen zuverlässig bereitgestellt werden müssen und Einsatzpläne nur begrenzt flexibel sind, ist eine vorausschauende Ladeplanung essenziell. Ein stabiler Betrieb erfordert die präzise Abstimmung zahlreicher technischer und organisatorischer Faktoren über mehrere Systeme hinweg. Fehler im Informationsfluss zeigen sich in dieser Phase vor allem dann, wenn Planungsdaten, Fahrzeugdaten und Ladestationsdaten nicht synchron vorliegen oder in unterschiedlichen Systemen voneinander abweichen.

Hierbei ist der durchgängige Informationsfluss zwischen Fahrzeug, OEM-Backend, Ladestation, CPO-Backends und eMSP-Backends, Roaming-Plattformen sowie Flotten- und Energiemanagementsystemen entscheidend. Treten an diesen Schnittstellen fehlerhafte, verspätete oder fehlende Daten auf, wird zunächst die Ladeplanung beeinträchtigt. Dies kann zu fehlerhaften Zeitslots, Priorisierungen oder Leistungszuweisungen führen und sich in späteren Phasen auf den Ladevorgang und den Energiefluss auswirken: Fehler im Informationsfluss können zu fehlerhaften Ladepunktzuweisungen oder Leistungsplanungen führen. Im Betrieb kann dadurch mehr Ladeleistung benötigt werden als ursprünglich vorgesehen oder verfügbar ist. Die Folge können Leistungsverknappungen, längere Lade- und Standzeiten sowie in Einzelfällen Ladeabbrüche sein.

Die folgenden Tabellen stellen die einzelnen Aspekte der Ladeplanung strukturiert anhand der benötigten Informationen, beteiligten Systeme, typischen Fehlermechanismen sowie deren Auswirkungen auf die Ladeplanung und die nachgelagerte Durchführung von Ladevorgängen dar. Ergänzend wurden die in Kapitel 4 beschriebenen Ladefehlerkategorien als Referenz herangezogen, um typische Fehlerbilder entlang der Informationsflüsse der Ladeplanung systematisch abzuleiten. Die dargestellten Beispiele dienen der Veranschaulichung relevanter Fehlermechanismen und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 7-1: Fahrzeugdaten – Informations- und Fehleranalyse

Benötigte Informationen	- **Statische Daten:** Abmessungen, zulässiges Gesamtgewicht, maximale Ladeleistung - **Dynamische Daten:** Ladezustand, Reichweite, Batterietemperatur
Systeme/ Schnittstellen	- OEM-Backend - Flottenmanagementsysteme (FMS) - Ladeplanungssysteme - Ladeinfrastruktursysteme/CPO-Backend
Typische Informationsfehler	- Fehlerhafte oder keine Übertragung von statischen Daten aufgrund fehlender oder nicht standardisierter Kommunikation zwischen FMS - Verzögerte oder unterbrochene Übertragung von dynamischen Daten durch instabile Mobilfunkverbindungen
Auswirkung auf Ladeplanung/ Energiefluss	- Fehlerhafte Ladeplanung - Ungeeignete Ladestationszuweisungen - Potenzielle Ladeabbrüche - Verlängerte Standzeiten

Tabelle 7-2: Ladeinfrastrukturdaten – Informations- und Fehleranalyse

Benötigte Informationen	- **Statische Daten:** Stellplatzgröße, verfügbare Ladeleistung, zulässige Fahrzeugdimensionen - **Dynamische Daten:** Belegung, Reservierungen, Störungen
Systeme/ Schnittstellen	- CPO-Systeme - Roaming-Schnittstellen - eMSP-Backends - FMS
Typische Informationsfehler	- Fehlerhafte Schnittstellenimplementierung - Fehlerhafte Eintragung der Daten - Unvollständige Statusmeldungen - Verzögerte Kommunikation
Auswirkung auf Ladeplanung/ Energiefluss	- Falsche Verfügbarkeitsanzeigen - Falsche Ladepunktzuweisung

Tabelle 7-3: Reservierungsprozesse – Informations- und Fehleranalyse

Benötigte Informationen	- Fahrzeugspezifische Anforderungen - Betriebliche Vorgaben - Ladeplätze und Energiemengen
Systeme/ Schnittstellen	- FMS - CPO-Backend - Energiemanagementsysteme - Ggf. Roaming-Plattformen
Typische Informationsfehler	- Doppelte Reservierungen - Inkorrekte Übermittlung der Zugangsdaten
Auswirkung auf Ladeplanung/ Energiefluss	- Fehlgeschlagene oder verzögerte Ladestarts - Doppelbuchungen von Ladestationen mit konkurrierenden Reservierungen - Einschränkung der Ladeverfügbarkeit durch blockierte Reservierungen

Tabelle 7-4: Routen- und Ladeplanung – Informations- und Fehleranalyse

Benötigte Informationen	- Fahrzeugparameter - Verkehrslage - Topografie - Ladeinfrastrukturverfügbarkeit
Systeme/ Schnittstellen	- FMS - Angebundene Infrastruktursysteme
Typische Informationsfehler	- Fehlerhafte oder verzögerte Eingangsdaten (Verfügbarkeitsinformationen aus Infrastruktursystemen)
Auswirkung auf Ladeplanung/ Energiefluss	- Ineffiziente Routen - Reichweitenrisiken

Tabelle 7-5: Dynamische Anpassung der Ladeplanung – Informations- und Fehleranalyse

Benötigte Informationen	- Telemetriedaten - Statusdaten - Verfügbarkeitsdaten
Systeme/ Schnittstellen	- Fahrzeug - FMS - Routenplanungssysteme - CPO-Backend - Roaming-Plattformen
Typische Informationsfehler	- Verzögerte Datenübertragung - Fehlerhafte Prognosen
Auswirkung auf Ladeplanung/ Energiefluss	- Ladeausfälle - Betriebliche Verzögerungen

Tabelle 7-6: Nicht integrierte oder veraltete Einsatzpläne – Informations- und Fehleranalyse

Benötigte Informationen	- Abfahrtszeiten - Einsatzprioritäten - Mindest-SoC/Mindestenergiemenge bis zur Abfahrt sowie Anforderungen an die Ladeleistung (Mindestladeanforderung)
Systeme / Schnittstellen	- Separate Dispositionssysteme - Lade- und Energiemanagementsysteme
Typische Informationsfehler	- Fehlende oder verzögerte Integration der Daten in Lade- und Energiemanagementsystemen - Nicht berücksichtigte kurzfristige Änderungen (z. B. Verspätungen, Routenanpassungen)
Auswirkung auf Ladeplanung/ Energiefluss	- Falsche Priorisierung von Ladevorgängen

Die Abbildung 7-7 zeigt die für die Ladeplanung relevanten Informationen im Kontext des Lkw-Ladens im Depot.

Bereits vor dem Ladevorgang werden fahrzeugbezogene, betriebliche und energetische Informationen systemübergreifend erfasst und verarbeitet.

Dazu zählen insbesondere Ladebedarfe der Fahrzeuge (Lkw), geplante Einsatzzeiten, verfügbare Ladestationen sowie netzseitige Rahmenbedingungen.

Die strukturierte Zusammenführung dieser Informationen bildet die Grundlage für eine koordinierte und effiziente Planung der Ladevorgänge im Depotbetrieb.

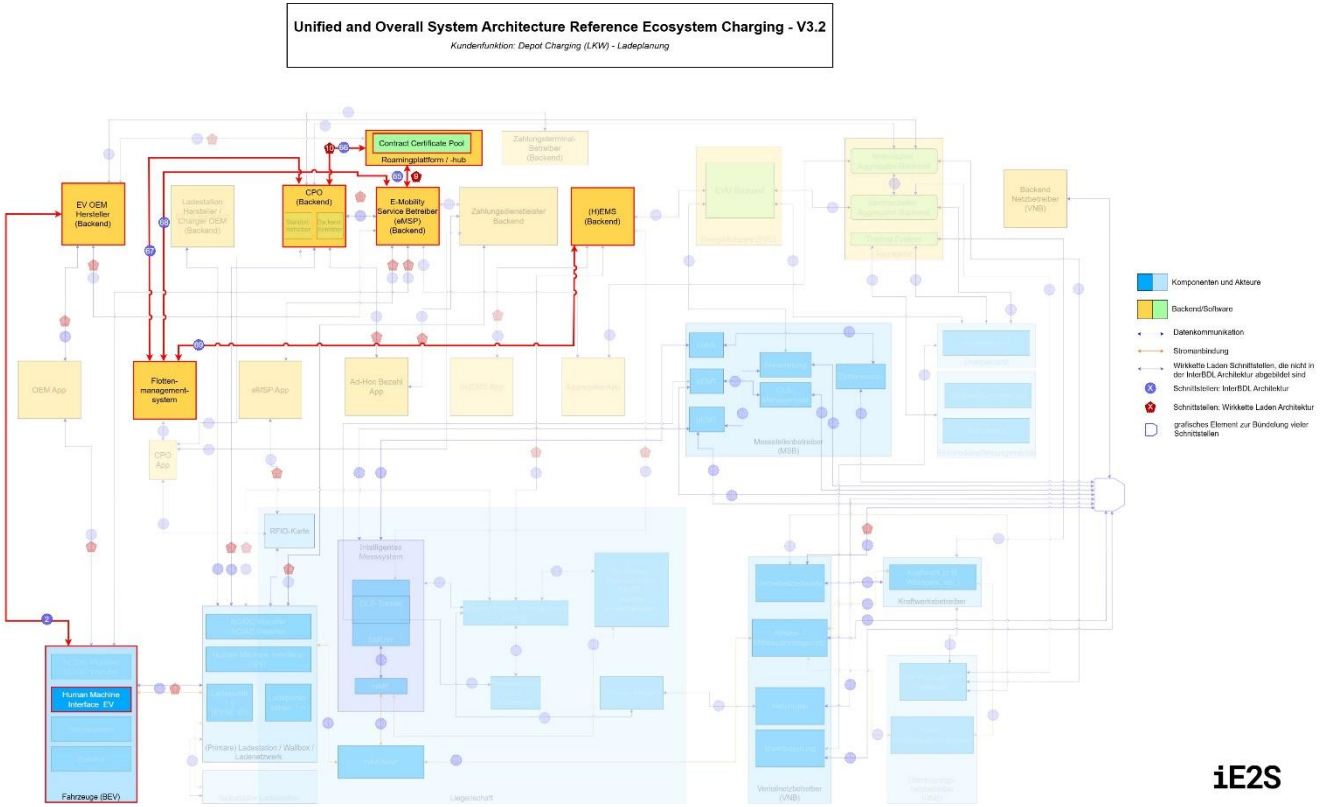


Abbildung 7-7: Lkw-Laden im Depot: Informationsfluss bei der Ladeplanung

7.2.2 Phase 2 – Anfahrt & Zugang

Ein verlässlicher Depotzugang ist Voraussetzung für einen erfolgreichen Lkw-Ladebetrieb. Treten vor Ort Störungen auf, müssen Standortzugangs- und Betriebsprozesse kurzfristig angepasst werden. Fehler im Informationsfluss betreffen hier vor allem die Zuordnung zwischen Fahrzeug, Zufahrtsberechtigung, Stellplatz und Ladestation.

Dabei sind insbesondere die Informationsflüsse zwischen Flottenmanagementsystemen, Ladestationen, CPO- und eMSP-Backends sowie Roaming-Plattformen betroffen. Fehlerhafte Standortzugangsdaten und nicht korrekt umgesetzte Planungsanpassungen führen dazu, dass Fahrzeuge keinen Zugang zur vorgesehenen Ladestation erhalten oder Ladevorgänge nicht freigeschaltet werden, wodurch der Energiefluss ins Fahrzeug erst verzögert – oder gar nicht – möglich ist. Konkret tritt der in Kapitel 5 beschriebene Fehler „Ladestation defekt“ in dieser Phase der CJC auf.

Die im Folgenden verwendeten Schnittstellennummern beziehen sich auf die in Kapitel 6 definierte Schnittstellenarchitektur des Ökosystems Laden. Eine vollständige Übersicht aller Schnittstellen und deren Zuordnung zu den beteiligten Systemen ist Kapitel 6 zu entnehmen.

Standortzugang

Die Zugangskontrolle ist ein zentraler Bestandteil des Depotladens, da sie den Zutritt Unbefugter verhindert und eine Blockierung der Ladepunkte durch nicht autorisierte Fahrzeuge vermeidet. Digitale Verfahren wie fahrzeugbasierte Authentifizierung (z. B. die Kennzeichen-Erkennung an einem Tor) oder automatisierte Zufahrtssysteme ergänzen klassische Methoden und ermöglichen eine eindeutige Fahrzeugidentifikation und Ladepunktzuweisung. Voraussetzung ist ein konsistenter Datenaustausch zwischen Depot-, Flotten- und Energiemanagementsystemen, teilweise über Roaming-Protokolle. Fehlende Interoperabilität oder unzuverlässige Echtzeitdaten können Ladestarts verzögern oder Sicherheitsrisiken verursachen.

Hardwareverfügbarkeit

Die Verfügbarkeit funktionsfähiger Hardware am Standort ist für den Lkw-Betrieb von zentraler Bedeutung, da hohe Ladeleistungen, enge Einsatz-

pläne und begrenzte Ausweichmöglichkeiten eine zuverlässige Ladeinfrastruktur erfordern. Bereits einzelne Ausfälle können den gesamten Betriebsablauf beeinträchtigen und zu Verzögerungen im Logistikprozess führen.

Mögliche Störungen umfassen Hardwaredefekte sowie Firmwareprobleme, beispielsweise infolge fehlerhafter Implementierungen, unvollständiger Rollouts oder veralteter Firmwarestände. Solche Fehler können den Energiefluss ins Fahrzeug direkt beeinträchtigen, etwa durch reduzierte oder instabile Ladeleistung, Ladeabbrüche, falsche Statusmeldungen oder Anzeigen an der Ladestation sowie defekte Kabel oder Ladestecker, was die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Ladevorgangs erheblich mindert.

Fehlerhafte Statusmeldungen und Ladestation-Informationen gelangen über Schnittstelle 4 ins CPO-Backend und werden anschließend über Schnittstelle 67 an das Flottenmanagementsystem oder über Schnittstelle 77 an das eMSP-Backend weitergegeben. Werden Fehlermeldungen oder Statusinformationen aufgrund nicht kompatibler Schnittstellenversionen nicht korrekt verarbeitet, können nicht verfügbare Ladestationen fälschlicherweise als nutzbar eingeplant werden. Dies führt zu Fehlzuweisungen, verzögertem Zugang zur Ladeinfrastruktur und zusätzlichem Dispositionsaufwand im Depotbetrieb.

Anpassungen bei Problemen oder fehlenden Informationen

In der Phase „Anfahrt und Zugang“ betreffen Informationsflussfehler insbesondere die Zuordnung zwischen Fahrzeug, Zufahrtsberechtigung, Stellplatz und zugewiesenem Ladepunkt. Fehlerhafte oder verspätete Informationen können dazu führen, dass ein Lkw keinen Zugang zum Depot erhält, einem falschen Stellplatz zugewiesen wird oder den vorgesehenen Ladepunkt vor Ort nicht nutzen kann.

Darüber hinaus können fehlerhafte Statusinformationen dazu führen, dass ein Ladepunkt als verfügbar ausgewiesen wird, obwohl er vor Ort nicht nutzbar ist. In solchen Fällen sind Umleitungen oder kurzfristige Umdispositionen erforderlich, was zusätzliche Verzögerungen im Depotbetrieb verursacht.

Die Auswirkungen zeigen sich in dieser Phase primär als Zugangs- und Zuordnungsprobleme. Auswirkungen auf den eigentlichen Ladevorgang und den Energiefluss werden in den nachfolgenden Phasen betrachtet.

7.2.3 Phase 3 – Ladevorgang starten

Der Start des Ladevorgangs ist ein kritischer Schritt für einen stabilen und sicheren Ladebetrieb und ähnelt dem DC-Laden im Pkw-Bereich. Aufgrund hoher Anforderungen an Zuverlässigkeit und der Vielzahl beteiligter Systeme ist ein reibungsloser, nachvollziehbarer Ablauf besonders wichtig, da Störungen unmittelbar vom EV-Fahrer wahrgenommen werden.

Betroffen sind dabei die Informationsflüsse zwischen Fahrzeug, Energiemanagementsystemen, Ladestationen, CPO- und eMSP-Backends sowie Roaming-Plattformen. Fehler in dieser Phase können dazu führen, dass die Authentifizierung oder Autorisierung nicht erfolgreich abgeschlossen wird oder die technische Initialisierung des Ladevorgangs fehlschlägt. Dies führt dazu, dass der Ladevorgang nicht startet und zusätzliche manuelle Eingriffe sowie Verzögerungen im Depotbetrieb erforderlich werden können.

Phase 3 umfasst zwei logisch getrennte Informationsketten: (1) Authentifizierung und Autorisierung des Ladevorgangs sowie (2) die technische Initialisierung des Ladevorgangs zwischen Fahrzeug, Ladestation und den beteiligten Systemen.

Konkret ist dabei eine Zuordnung zu den beiden Informationsketten möglich: Der in Kapitel 5 beschriebene Fehler „Autorisieren & Bezahlen nicht erfolgreich“ tritt typischerweise während der Authentifizierung oder Autorisierung auf, während der Fehler „Starten des Ladevorgangs nicht erfolgreich“ der technischen Initialisierung des Ladevorgangs zuzuordnen ist.

Ladeanleitung

Eine physische oder digitale Ladeanleitung kann den korrekten Start unterstützen, ist jedoch in vielen Depots noch nicht vorhanden. Sie sollte die wesentlichen Schritte bis zur Ladefreigabe, sicherheitsrelevante Hinweise sowie Informationen zur Ladestation und zu Fehlersituationen enthalten.

Authentifizierung beim Depot-Laden

Die Authentifizierung von Lkw-Ladevorgängen im Depot erfolgt in erster Linie über RFID, Plug & Charge gemäß ISO 15118, AutoCharge sowie Remote-Start-Verfahren. Diese Phase ist besonders kritisch, da sie den Übergang von der Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur zur Authentifizierung, Autorisierung und technischen Initialisierung des Ladevorgangs markiert. Erst

nach erfolgreichem Abschluss dieser Schritte kann der Energiefluss zum Fahrzeug beginnen.

Während dieser Phase werden Vertragsdaten und Autorisierungsnachrichten zwischen Fahrzeug, Ladestation, CPO-Backend, eMSP-Backend, Roaming-Plattform, eMSP-App und Flottenmanagementsystem synchronisiert und verarbeitet. Häufige Fehler sind fehlgeschlagene Autorisierungen oder Ladestationen, die sich trotz korrekter Aktion des EV-Fahrers nicht freischalten lassen. Ursachen hierfür sind unter anderem Verbindungsprobleme zwischen Ladestation (EVSE) und CPO-Backend, beispielsweise aufgrund nicht erreichbarer Backend-Systeme oder einer nicht erreichbaren Ladestation, Probleme auf eMSP-Backend, Timeouts entlang der Wirkkette sowie fehlerhafte Implementierungen oder inkonsistente Schnittstellenversionen.

Für den EV-Fahrer äußern sich diese Probleme unmittelbar durch Ladeverzögerungen, wiederholte Startversuche oder den Bedarf an manueller Unterstützung. Technisch können Fehler, Kommunikationsunterbrechungen oder Timeouts an den Schnittstellen 1, 4, 77, 58, 65 und 66 auftreten, ebenso wie auf den beteiligten Backends und Roaming-Plattformen, die über diese Schnittstellen miteinander kommunizieren.

Start des Ladevorgangs/Energieflusses

Nach erfolgreicher Authentifizierung und Autorisierung folgt die technische Initialisierung des Ladevorgangs. Erst nach erfolgreichem Abschluss dieser Initialisierungsphase beginnt der Energiefluss zum Lkw. Die technische Initialisierung des Ladevorgangs entspricht grundsätzlich den in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Abläufen der Initialization Success Rate (ISR). Hierzu zählen insbesondere der Kommunikations-Handshake, die Parametervereinbarung sowie die Prüfung der für den Ladebeginn erforderlichen Voraussetzungen.

Im Depotbetrieb können zusätzlich standortspezifische Einflussfaktoren relevant sein. Hierzu zählen insbesondere Vorgaben aus Energie- und Lastmanagementsystemen sowie die Berücksichtigung von Ladeprioritäten und Leistungszuweisungen für die im Depot befindlichen Lkw.

Ein reibungsloser Start ist essenziell, um die hohen Ladeleistungen sicher bereitzustellen und den engen Zeitplan im Depotbetrieb einzuhalten.

Häufige Probleme an dieser Stelle äußern sich darin, dass der Ladevorgang gar nicht erst startet. Gründe dafür können ein fehlgeschlagener Ladehandshake zwischen Fahrzeug und Ladestation oder zwischen Ladestation und CPO-Backend sein, Timeouts in der Kommunikationskette, eine fehlerhafte Reihenfolge der Vorgänge, defekte Hardwarekomponenten oder fehlerhafte Konfigurationen. Für den EV-Fahrer bedeutet dies zusätzliche Wartezeit, wiederholte Verbindungsversuche oder den Bedarf an technischer Unterstützung, wodurch der gesamte Einsatzplan des Fahrzeugs gefährdet wird.

Der relevante Informationsfluss umfasst eine synchronisierte Kommunikation zwischen dem CPO-Backend, der Ladestation und dem Fahrzeug, die mit der Ladeplanung des Flottenmanagementsystems abgestimmt sind. Fehlerhafte Informationen, Kommunikationsabbrüche oder Timeouts können an den Schnittstellen 1, 3, 4, 6 und 69 auftreten. Zusätzlich können Störungen auch innerhalb der jeweiligen Roaming-Plattformen und Backends entstehen, die über diese Schnittstellen miteinander interagieren.

Die Abbildung 7-8 zeigt den Informationsfluss in der Phase „Ladevorgang starten“ im Kontext des Lkw-Ladens im Depot.
Im Gegensatz zum öffentlichen Laden erfolgt der Start des Ladevorgangs nicht durch eine einzelne Interaktion des EV-Fahrers, sondern durch das Zusammenwirken mehrerer systemseitiger Prozesse.
Die Darstellung verdeutlicht, dass verschiedene beteiligte Systeme – insbesondere Fahrzeug, Ladestation, Backend- und Flottenmanagementsysteme – über mehrere Schnittstellen hinweg gleichzeitig Informationen austauschen und verarbeiten.
Dabei werden die für Authentifizierung, Autorisierung und technische Initialisierung erforderlichen Informationen zwischen den beteiligten Systemen ausgetauscht. Nach erfolgreicher Autorisierung wird der Ladevorgang freigegeben und kann in die technische Initialisierung (ISR) übergehen.
Der Start des Ladevorgangs stellt somit die Voraussetzung für die nachgelagerte technische Initialisierung dar. Erst nach erfolgreichem Abschluss dieser Initialisierungsphase beginnt der Energiefluss zum Fahrzeug und damit die in Phase 4 beschriebene Energieübertragung.

Feedback des EV-Fahrers

Eindeutige Statusanzeigen und Rückmeldungen in den Systemen und an der Ladehardware helfen, Fehler in der Startphase zu vermeiden und den Ladevorgang transparent nachvollziehbar zu machen.

Die Darstellung fokussiert auf die für Authentifizierung, Autorisierung und technische Initialisierung relevanten Systeme. Energiemanagementsysteme (HEMS) werden erst in der nachfolgenden Phase des Energieflusses betrachtet.

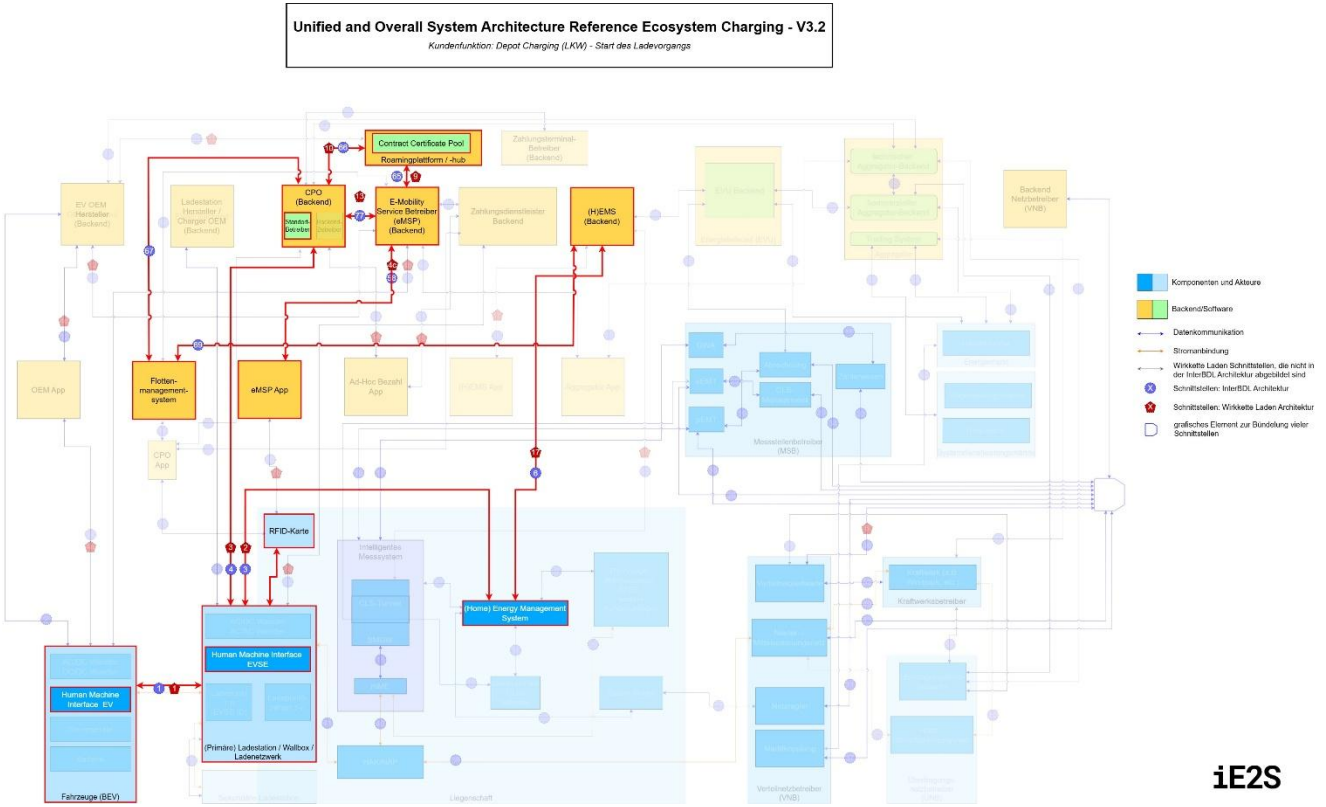


Abbildung 7-8: Lkw-Laden im Depot (D): Informationsfluss beim Start des Ladevorgangs

7.2.4 Phase 4 – Ladevorgang

Für eine stabile Durchführung des Ladevorgangs ist ein kontinuierlicher und transparenter Informationsaustausch zwischen Netzanschluss, Ladestation, Fahrzeug, CPO-Backend und Energiemanagementsystem erforderlich.

Treten während des Ladevorgangs Fehler im Informationsfluss auf, können fehlerhafte oder ausbleibende Steuersignale an die Ladestation dazu führen, dass der Ladevorgang nicht optimal abläuft, unterbrochen wird oder nicht fortgesetzt werden kann. Dies führt zu Leistungsreduktionen, ungeplanten Ladeabbrüchen, ineffizienter Netznutzung und im Extremfall zu Sicherheitsabschaltungen, was die Betriebssicherheit und Planbarkeit des Ladebetriebs beeinträchtigt. Konkret treten die in Kapitel 5 beschriebenen Fehler D und E in dieser Phase der CJC auf.

Phase 4 zeigt exemplarisch die zentrale These des Kapitels: Auch wenn der Energiefluss physisch zwischen Netz, Ladestation und Fahrzeug stattfindet, wird für einen optimal gesteuerten Ladevorgang ein kontinuierlicher Austausch von Steuerungs-, Status- und Planungsinformationen zwischen Fahrzeug, Ladestation, Backend- und Energiemanagementsystemen erforderlich. Störungen im Informationsfluss können die Steuerung, Stabilität und Effizienz des Ladevorgangs beeinträchtigen und zu Leistungsbegrenzungen, Verzögerungen oder Unterbrechungen führen.

Stabile Durchführung des Ladevorgangs

Während des gesamten Ladevorgangs sind kontinuierlich hohe und gleichmäßige Ladeleistungen entscheidend, da Lkw darauf angewiesen sind, um ihre Einsatzzeiten zuverlässig einzuhalten. Störungen in dieser Phase wirken sich direkt auf die verfügbare Reichweite und den Betriebsablauf aus und können nicht einfach durch spontane Planungsänderungen kompensiert werden.

Typische Fehler äußern sich in einer geringeren Ladeleistung als erwartet, instabilen Ladeverläufen oder vollständigen Ladeabbrüchen. Mögliche Ursachen hierfür können falsche Lastprofile aus dem Energiemanagementsystem, Netzlimitierungen, defekte Hardware, fehlerhafte Konfigurationen, eine Überhitzung des Fahrzeugs oder der Ladestation, fahrzeugseitige Schutzabschaltungen oder Einschränkungen im Batteriemanagementsystem sein. Für EV-Fahrer bedeutet dies längere Standzeiten, verspätete Abfahrten und im schlimmsten Fall ein nicht einsatzbereites Fahrzeug.

Der relevante Informationsfluss betrifft vor allem die Kommunikation zwischen Ladestation, Fahrzeug, Energiemanagementsystem und SMGW. Fehler, Kommunikationsunterbrechungen oder Timeouts können an den Schnittstellen 1, 6, 40, 41 und 47 auftreten. Zusätzlich können Störungen auch in den beteiligten Plattformen selbst entstehen, die über diese Schnittstellen miteinander interagieren.

Die Abbildung 7-9 zeigt den Informationsfluss während der Phase 4 „Ladevorgang“ im Kontext des Lkw-Ladens im Depot.
Während der Durchführung des Ladevorgangs tauschen die beteiligten Systeme – insbesondere Fahrzeug, Ladestation sowie Backend-, Flotten- und Energiemanagementsysteme – kontinuierlich Steuer- und Statusinformationen über mehrere Schnittstellen hinweg aus.
Die Darstellung verdeutlicht, dass der Energiefluss nicht isoliert, sondern als Ergebnis einer fortlaufenden und koordinierten Informationsverarbeitung erfolgt.
Betriebsrelevante Informationen, wie Ladezustand, Leistungsanforderungen und Systemzustände, werden dabei laufend erfasst, übertragen und verarbeitet, um einen stabilen und bedarfsgerechten Ladevorgang sicherzustellen.
Die vierte Phase bildet damit eine dynamische Systemwirkkette, in der Informationsfluss und Energiefluss eng miteinander verknüpft sind.

Unzureichende Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten

Für eine zuverlässige Steuerung des Energieflusses ist Transparenz über die am Netzanschlusspunkt verfügbare Netzanschlusskapazität erforderlich. Diese beschreibt die technisch und vertraglich verfügbare Leistung, die für Ladevorgänge bereitgestellt werden kann.

Zusätzlich können zeitlich variable Restriktionen auftreten, die die für das Laden verfügbare Restkapazität beeinflussen, beispielsweise durch andere Verbraucher am Standort oder netzseitige Leistungsbegrenzungen. Werden diese Informationen nicht vollständig oder nicht rechtzeitig berücksichtigt, können fehlerhafte Leistungszuweisungen, Einschränkungen bei der Ladeplanung oder zusätzliche Lastmanagementmaßnahmen erforderlich werden.

Leistungsbegrenzungen stellen dabei im Lastmanagement hinterlegte Soll- oder Grenzwerte dar, die zur Einhaltung der verfügbaren Netzanschlusskapazität berücksichtigt werden müssen.

Kommunikationsabbrüche zwischen Systemen

Kommunikationsabbrüche zwischen Fahrzeug, Ladestation und Backend-Systemen – insbesondere bei instabilen oder nicht standardkonformen Schnittstellen – können zu einer verzögerten oder unvollständigen Verarbeitung von Status- und Steuerinformationen führen. Dies kann Ladeabbrüche, dauerhaft reduzierte Ladeleistung oder nicht erkannte Störungen verursachen und beeinträchtigt die Transparenz sowie die Steuerbarkeit des Ladevorgangs.

In Phase 4 steht der laufende Energiefluss im Fokus. Betrachtet werden insbesondere Informationsflussstörungen, die zu Leistungsbegrenzungen, Instabilitäten oder Unterbrechungen des laufenden Ladevorgangs führen können. Führt eine solche Störung zum Abbruch des Ladevorgangs, wird die eigentliche Beendigung des Ladevorgangs einschließlich der zugehörigen Informationsflüsse in Phase 5 betrachtet.

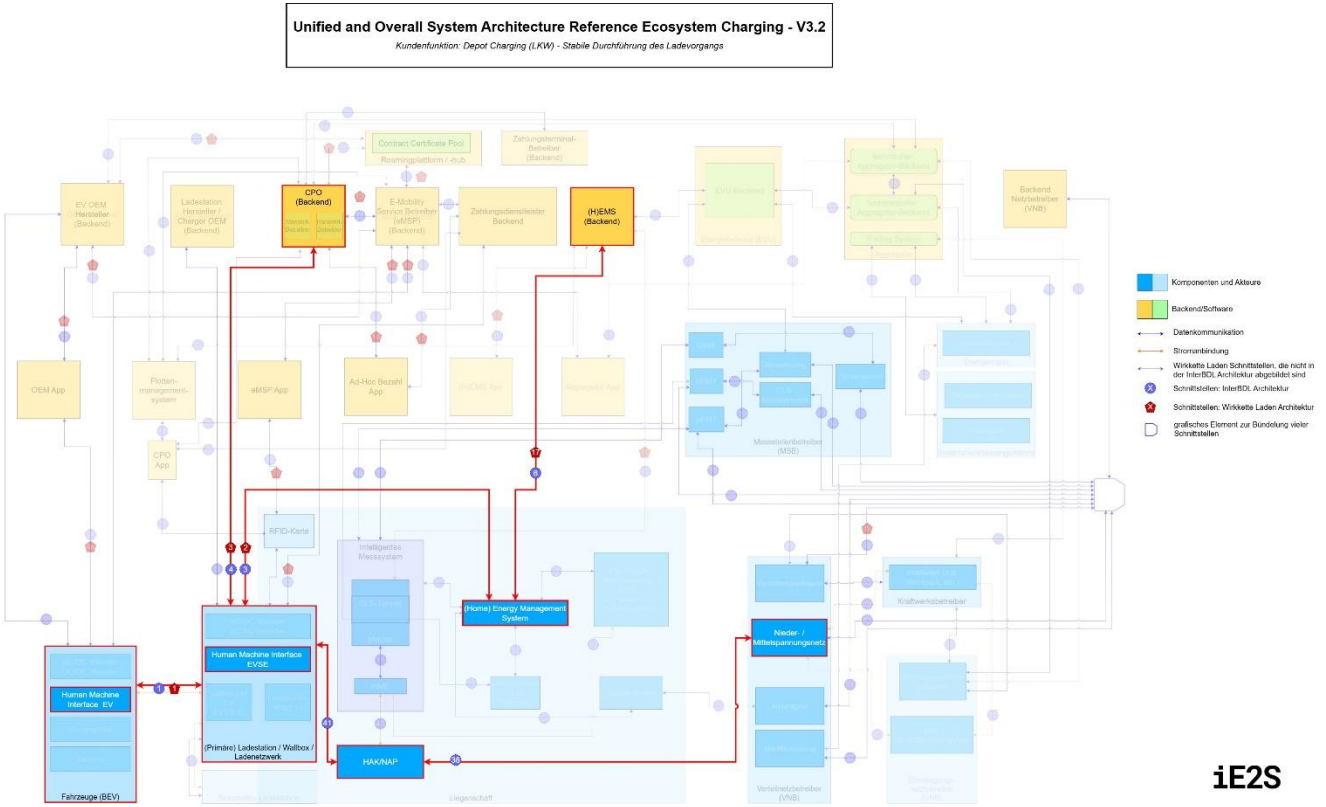


Abbildung 7-9: Lkw-Laden im Depot (D): Informationsfluss in Phase 4 – Ladevorgang

7.2.5 Phase 5 – Ladeende

Das Beenden des Ladevorgangs umfasst sowohl den ordnungsgemäßen Abschluss eines Ladevorgangs als auch dessen vorzeitige oder ungeplante Beendigung. In dieser Phase werden die für das Ladeende relevanten Status-, Steuerungs- und Abschlussinformationen zwischen den beteiligten Systemen verarbeitet und ausgetauscht.

Informationsflussfehler können dazu führen, dass ein Ladevorgang früher als geplant beendet wird. Mögliche Ursachen sind beispielsweise fehlerhafte Zielwerte für Energie oder Ladezustand, fehlerhafte oder ausbleibende Steuerbefehle zum Fortsetzen oder Beenden des Ladevorgangs sowie Eingriffe von Energie- und Lastmanagementsystemen. Die Auswirkungen solcher Fehler reichen von unvollständig geladenen Fahrzeugen bis hin zu Störungen in nachgelagerten Betriebs- und Planungsprozessen.

Störungen in dieser Informationskette können zudem zu fehlerhaften Abrechnungsdaten, unklaren Ladevorgangsstatus sowie verzögerten Folgeprozessen führen. Wird beispielsweise das Ende eines Ladevorgangs nicht korrekt übermittelt, kann der Ladevorgang in den beteiligten Systemen weiterhin als aktiv geführt werden, obwohl der Lkw bereits weitergefahren ist.

Während in Phase 4 die Ursachen von Instabilitäten und Unterbrechungen des laufenden Energieflusses betrachtet werden, steht in Phase 5 die eigentliche Beendigung des Ladevorgangs einschließlich der zugehörigen Informationsflüsse und Systemreaktionen im Fokus.

7.2.6 Phase 6 – Abrechnung

Auch wenn die Abrechnung den Energiefluss nicht beeinflusst, ist sie für den wirtschaftlichen Betrieb entscheidend. Sie basiert auf korrekten Mess-, Lade- und Vertragsdaten zwischen Ladestation, CPO-Backend, eMSP-Back-end, Payment-Service-Provider sowie gegebenenfalls Roaming-Plattform und Flottenmanagementsystem. Fehlerhafte Messwerte, unvollständige Ladevorgangsdaten oder verzögerter Datenaustausch können zu falschen Abrechnungen, hohem Korrekturaufwand und Vertrauensverlust führen.

Typische Informationsflussfehler in dieser Phase zeigen sich beispielsweise dann, wenn Ladevorgänge von der Ladestation nicht oder unvollständig an die beteiligten Backend-Systeme übermittelt werden und dadurch nicht ab-

gerechnet werden können. Ebenso können verspätet übermittelte Ladevorgangsdaten dazu führen, dass Abrechnungs- oder Vertragsinformationen zwischenzeitlich nicht mehr gültig sind. Darüber hinaus können fehlerhafte oder doppelte Übertragungen von Ladevorgangsdaten, beispielsweise unter unterschiedlichen Transaktions-IDs, zu einer doppelten oder fehlerhaften Abrechnung führen.

Solche Informationsflussfehler beeinträchtigen nicht nur die Abrechnung selbst, sondern können auch zu Rückfragen, Reklamationen und erhöhtem Abstimmungsaufwand zwischen den beteiligten Beitragsleistern führen.

Die Abbildung 7-10 zeigt den Informationsfluss im Rahmen der Abrechnung nach Durchführung des Ladevorgangs im Kontext des Lkw-Ladens im Depot.
Nach Abschluss des Energieflusses werden die während des Ladevorgangs erfassten Daten über die beteiligten Systeme hinweg an die entsprechenden Backend- und Abrechnungssysteme übermittelt und dort weiterverarbeitet.
Die Darstellung verdeutlicht, dass mehrere Systeme – insbesondere Ladestation, Fahrzeug sowie Backend- und Managementsysteme – an der Erfassung, Übertragung und Verarbeitung der abrechnungsrelevanten Daten beteiligt sind.
Diese Daten werden den entsprechenden EV-Fahrer-Konten beziehungsweise Vertragsstrukturen zugeordnet und bilden die Grundlage für die Abrechnung des Ladevorgangs.
Die Abrechnung stellt den abschließenden Schritt des transaktionalen Lade- und Abrechnungsprozesses dar. Die nachfolgende Phase „Feedback & Support“ begleitet den weiteren Umgang mit möglichen Reklamationen, Fehleranalysen und Unterstützungsanfragen entlang der Customer Journey Charging.

Für die Abrechnung sind insbesondere die Informationsflüsse zwischen CPO-Backend, eMSP-Backend und gegebenenfalls der Roaming-Plattform relevant, da über diese Systeme die zur Abrechnung erforderlichen Lade-, Vertrags- und Transaktionsdaten ausgetauscht werden.

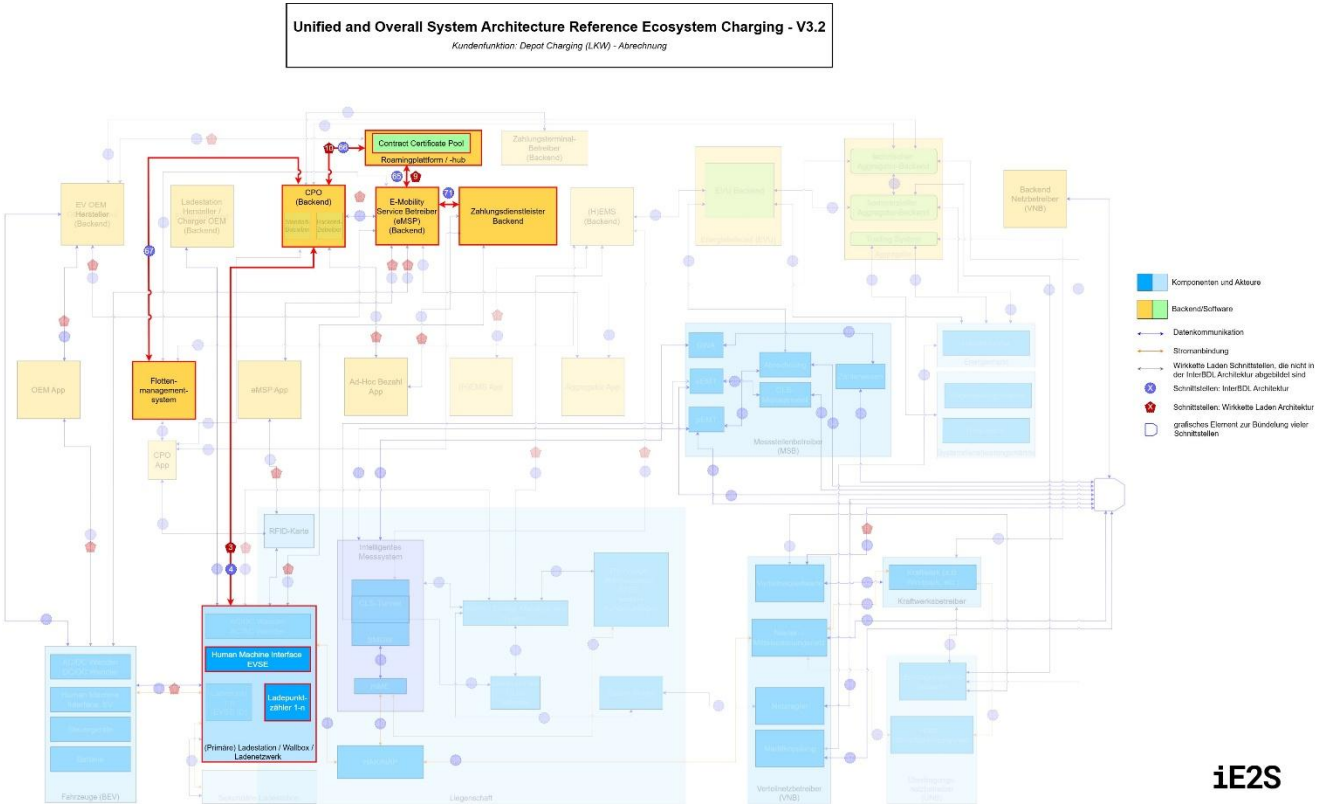


Abbildung 7-10: Lkw-Laden im Depot (D): Informationsfluss bei der Abrechnung

7.2.7 Phase 7 – Feedback & Support

Eine effektive Fehleranalyse erfordert die Verfügbarkeit und Auswertbarkeit von Diagnosedaten, Statusmeldungen und Telemetriedaten über Systemgrenzen hinweg. Hierfür ist ein Informationsaustausch zwischen Fahrzeug, Ladestation, CPO-Backend, OEM-Backend, Flottenmanagementsystem sowie gegebenenfalls weiteren Ticketing- und Supportsystemen erforderlich. Unvollständige oder widersprüchliche Informationen können die Problemlösung verzögern und Ladevorgänge unterbrechen.

Die Abbildung 7-11 zeigt den Informationsfluss im Rahmen von Feedback und Support nach beziehungsweise begleitend zum Ladevorgang im Kontext des Lkw-Ladens im Depot.

Betriebsrelevante Informationen, wie Störungen, Abweichungen oder Feedback der EV-Fahrer, werden aus den beteiligten Systemen – insbesondere Fahrzeug, Ladestation und Backend – erfasst und über definierte Schnittstellen an die zuständigen Backend-, Ticketing- und Supportsysteme der beteiligten Beitragsleister übermittelt. Hierzu zählen insbesondere CPO-Backends, eMSP-Backends, OEM-Backends sowie gegebenenfalls angebundene Ticketing- oder CRM-Systeme.

Die Darstellung verdeutlicht, dass mehrere Systemkomponenten in die Erfassung, Weiterleitung und Verarbeitung dieser Informationen eingebunden sind.

Die gewonnenen Informationen bilden die Grundlage für die Analyse, Bearbeitung und Rückmeldung im Rahmen von Supportprozessen.

Informationsflussfehler in dieser Phase erschweren die systemübergreifende Fehleranalyse und können zu verzögerten Problemlösungen, erhöhtem Abstimmungsaufwand zwischen den Beitragsleistern sowie zu einer eingeschränkten Nachvollziehbarkeit von Störungen führen.

Die dargestellte Abbildung fokussiert auf die primären Informationsflüsse der Fehleranalyse. Abhängig vom Anwendungsfall können zusätzlich eMSP-Backends, Roaming-Plattformen sowie Zahlungsdienstleister-Backends in die Analyse, Reklamationsbearbeitung und Fehlerbehebung eingebunden sein.

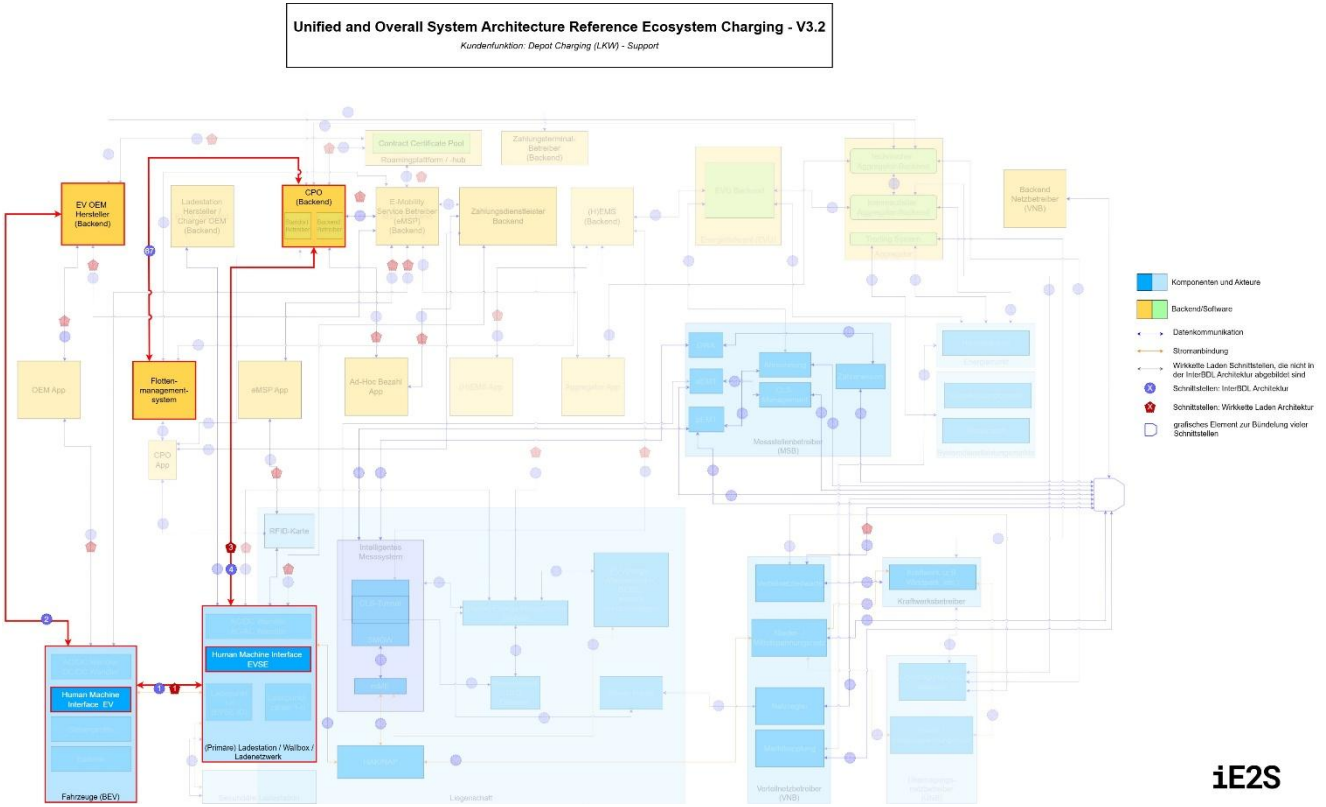


Abbildung 7-11: Lkw-Laden im Depot (D): Informationsfluss beim Support

7.3 Bedeutung des Informationsflusses für die Systemstabilität im ÖSL

Kapitel 7 macht deutlich, dass der Energiefluss im ÖSL nur dann stabil funktioniert, wenn die zugrunde liegenden Informationsflüsse systemübergreifend konsistent, vollständig und rechtzeitig verarbeitet werden.

Über alle betrachteten Phasen hinweg bildet der Informationsfluss die verbindende Grundlage der Kundenfunktionswirkketten.

Die zuvor dargestellten Beispiele verdeutlichen, wie Informations- und Datenflüsse entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden verlaufen und welche Bedeutung diese für die Analyse systemübergreifender Fehlerbilder besitzen.

Die strukturierte Betrachtung der Informationsflüsse schafft die Grundlage dafür, Fehlerursachen transparent zu verorten, Verantwortlichkeiten nachvollziehbar zuzuordnen und Verbesserungsmaßnahmen gezielt abzuleiten. Sie stellt damit einen wesentlichen Baustein des Qualitätsmanagements im ÖSL dar.

Gleichzeitig verdeutlichen die Darstellungen, dass dieser Informationsfluss nur durch das Zusammenwirken mehrerer Systemelemente – insbesondere Fahrzeug (Pkw/Lkw), Ladestation sowie Backend- und Managementsysteme – ermöglicht wird.

Die Interaktion dieser Systeme erfolgt über klar abgegrenzte Systemgrenzen hinweg und erfordert einen zuverlässigen und rechtzeitigen Austausch von Informationen zwischen den beteiligten Komponenten. Die in den Abbildungen dargestellten Informationsflüsse machen diese systemübergreifenden Interaktionen sichtbar und lassen die zugrunde liegenden Übergabepunkte zwischen den Systemen erkennen.

Änderungen an Informationsflüssen, Schnittstellen oder Backend-Prozessen sollten vor ihrer produktiven Einführung im Rahmen eines Produktionsprozess-und-Produkt-Freigabe-(PPF-)CIC bewertet werden. Ziel ist es, potenzielle Auswirkungen auf den Energiefluss sowie auf die Stabilität der Kundenfunktionswirkketten Laden frühzeitig zu erkennen.

Die identifizierten Übergabepunkte bilden die Grundlage für die strukturierte Schnittstellenanalyse in Kapitel 8. Ziel dieser Analyse ist es, die Systemübergänge systematisch zu erfassen, zu klassifizieren und ihren Beitrag zur jeweiligen Kundenfunktionswirkkette detailliert zu beschreiben.

8 Übersicht der betroffenen Schnittstellen

Dieses Kapitel überführt die im vorherigen Kapitel dargestellten Informationsflüsse in eine strukturierte Schnittstellenperspektive. Ziel ist es, für jede betrachtete Kundenfunktion die technisch relevanten Übergabepunkte eindeutig zu benennen und damit die Grundlage für Ursachenanalyse, Verantwortungszuordnung und Qualitätsmethoden zu schaffen. Kapitel 7: Informationsfluss als Schlüssel zum Energiefluss zeigt, wie Informationen entlang der Kundenfunktionswirkkette fließen; dieses Kapitel macht die dabei durchlaufenen Systemgrenzen explizit und benennt sie als technische Teilsysteme.

Nachdem ein Fehler innerhalb der Customer Journey Charging (CJC) verortet wurde, erfolgt im nächsten Schritt seine Einordnung in das Architekturmodell des Ökosystems Laden (ÖSL) (vgl. Kapitel 6: Systemperspektive Technik: Architekturmodell). Damit wird die funktionale Betrachtung aus den vorangegangenen Kapiteln um eine systemtechnische Perspektive ergänzt, um den Fehler innerhalb des Gesamtsystems präzise einzugrenzen.

Grundlage hierfür bilden die in Kapitel 7: Informationsfluss als Schlüssel zum Energiefluss dargestellten Informationsflüsse, die die Interaktion zwischen den beteiligten Systemen sichtbar machen. Diese systemübergreifenden Interaktionen erfolgen über definierte Übergabepunkte zwischen den einzelnen Komponenten.

8.1 Referenzszenario: Analyse und Zuordnung der betroffenen Schnittstellen im Lade-Use-Case „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“

Im Fokus stehen daher die Identifikation der grundsätzlich relevanten Schnittstellen eines Kundenfunktionsbeispiels und die Reduktion auf die im konkreten Referenzszenario tatsächlich genutzten Schnittstellen. Hierzu wird für die jeweilige Kundenfunktion – beispielsweise Authentifizierung, Start des Ladevorgangs, Energieübertragung oder Abrechnung – untersucht, welche technischen Schnittstellen entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden (vgl. Kapitel 2: Systemperspektive Kunde: CJC) beteiligt sind.

Die Zuordnung der Schnittstellen erfolgt anhand der Informations- und Kommunikationsflüsse, die während des jeweiligen Prozessschritts der CJC ak-

tiv sind. So entsteht ein klares Bild darüber, welche Systeme miteinander interagieren und an welchen Stellen innerhalb der Systemarchitektur ein Fehler auftreten kann.

Mithilfe dieser systematischen Zuordnung kann der Fehler von einer allgemeinen Beschreibung auf eine konkrete technische Interaktion zwischen Systemen heruntergebrochen werden. Damit wird eine wesentliche Voraussetzung geschaffen, Fehler strukturiert zu analysieren und Verantwortlichkeiten innerhalb des ÖSL nachvollziehbar zu machen.

Die Betrachtung der betroffenen Schnittstellen schlägt somit eine Brücke zwischen der funktionalen Perspektive der CJC und der technischen Perspektive der Systemarchitektur, indem die in den Informationsflüssen enthaltenen Systemübergänge explizit hervorgehoben werden.

Sie schafft Transparenz darüber, welche Systembereiche entlang des Informationsflusses in die jeweilige Kundenfunktion eingebunden sind und an welchen Übergabepunkten innerhalb der Funktionskette potenzielle Fehler auftreten können.

8.1.1 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. **als Referenzszenario**

Dieses Kapitel zeigt die Schnittstellen, die auf Basis des Architekturmodells Unified and Overall System Architecture (UNOSAR) (vgl. Abbildung 8-1) zusammenwirken, um die Kundenfunktion **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu realisieren.

Das Referenzszenario stellt eine bewusst reduzierte, aber repräsentative Ausprägung des öffentlichen Schnellladens dar. Die Bezeichnung Schnellladen beschreibt dabei den betrachteten Lade-Use-Case; die beteiligte Infrastruktur wird übergreifend als Ladestation bezeichnet. Das Referenzszenario dient nicht der vollständigen Abdeckung aller Varianten, sondern der nachvollziehbaren Zuordnung relevanter Schnittstellen in einem realistischen Lade-Use-Case.

An den in diesem Kapitel betrachteten Schnittstellen sind dabei insbesondere folgende Systeme und Rollen beteiligt: die Ladestation (EVSE), der Fahrzeughersteller (OEM), der Ladepunktbetreiber (CPO), der Mobilitätsdienstleister (eMSP), das Energiemanagementsystem (EMS) sowie der Verteilnetzbetreiber (VNB).

Mithilfe des Aufbaus der CJC werden die betroffenen Schnittstellen aus dem Architekturmodell UNOSAR je Kundenfunktionsschritt in den sieben Phasen in der folgenden Abbildung aufgezeigt.

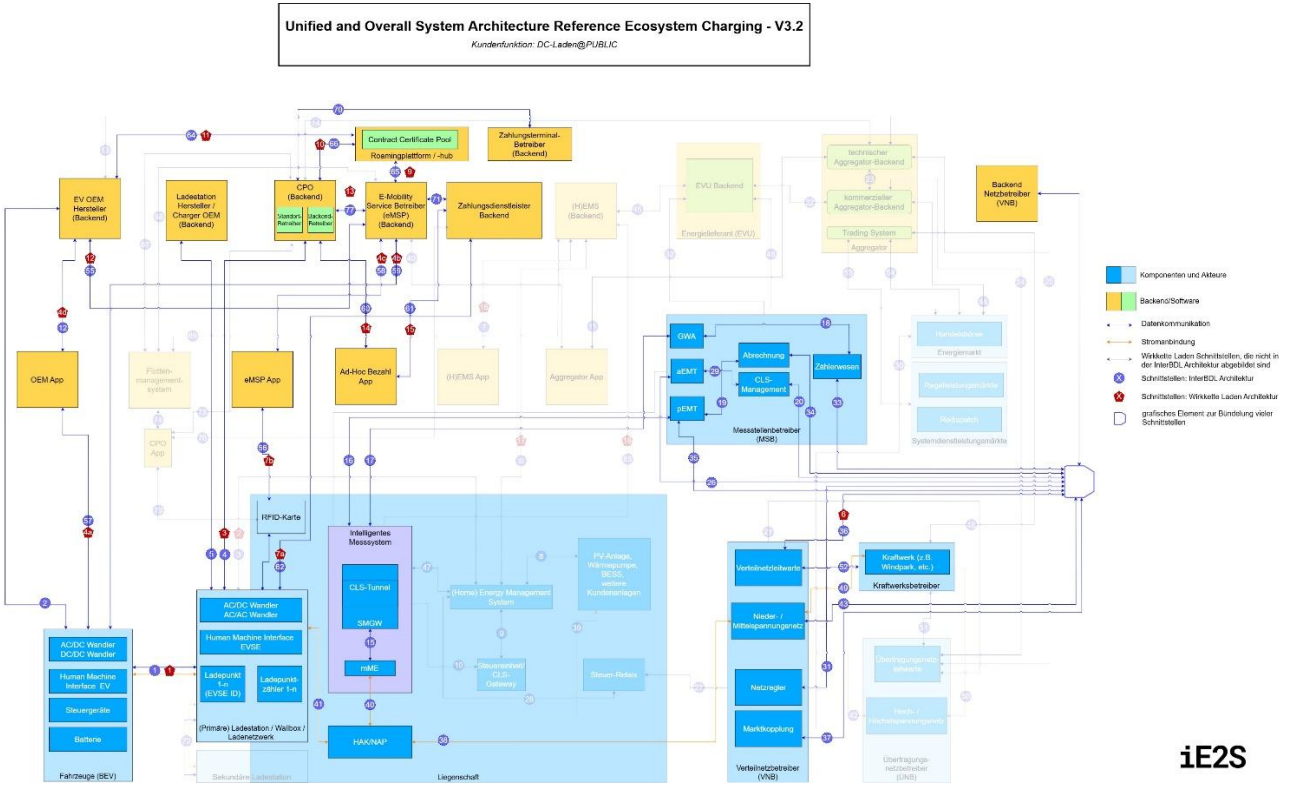


Abbildung 8-1: Architekturmodell UNOSAR V3.2 – Lade-Use-Cases ***Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.****; RFID-Authentifizierung [1]*

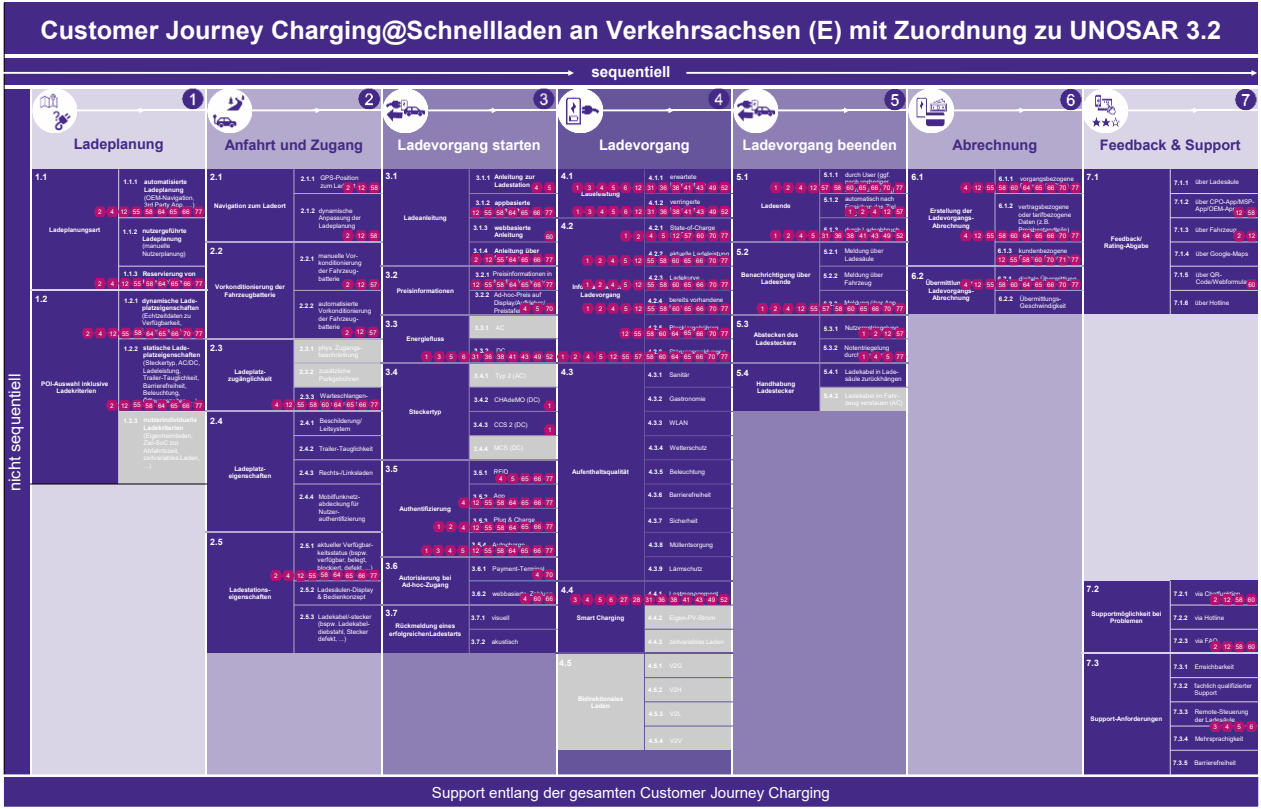


Abbildung 8-2: Customer Journey Charging@“Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ mit Zuordnung zu UNOSAR 3.2

Tabelle 8-1: Betroffene Schnittstellen für den Lade-Use-Case „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“

Schnittstellen-ID	Schnittstellenbezeichnung
1	BEV ↔ EVSE
2	BEV ↔ OEM-Backend
3	EVSE ↔ HEMS
4	EVSE ↔ CPO-Backend
5	EVSE ↔ EVSE-Backend
6	(H)EMS ↔ (H)EMS-Backend
9	Steuereinheit/CLS-Gateway ↔ HEMS
12	BEV-App ↔ OEM-Backend
27	VNB-Netzregler ↔ Steuer-Relais
28	Steuer-Relais ↔ HEMS
31	Netzregler (VNB) ↔ VNB-Backend
36	Verteilnetzleitwarte ↔ VNB-Backend
38	HAK/NAP ↔ Nieder-/Mittelspannungsnetz
40	HAK/NAP ↔ mME
41	HAK/NAP ↔ EVSE
47	(H)EMS ↔ iMSys
49	Nieder-/Mittelspannungsnetz ↔ Kraftwerk
52	Verteilnetzleitwarte ↔ Kraftwerksbetreiber
55	OEM-Backend ↔ eMSP-Backend
56	eMSP-App ↔ RFID-Karte
57	BEV ↔ OEM-App
58	eMSP-Backend ↔ eMSP-App

59	eMSP-Backend ↔ BEV
60	CPO-Backend ↔ Ad-hoc-Bezahlapp
61	Zahlungsdienstleister-Backend ↔ Ad-hoc-Bezahlapp
62	EVSE ↔ Zahlungsdienstleister-Backend
64	Roaming-Plattform ↔ OEM-Backend
65	Roaming-Plattform ↔ eMSP-Backend
66	Roaming-Plattform ↔ CPO-Backend
70	CPO-Backend ↔ Zahlungsterminal-Betreiber-Backend
71	eMSP-Backend ↔ Zahlungsdienstleister-Backend
77	CPO-Backend ↔ eMSP-Backend

Identifikation relevanter Schnittstellen im Architekturmodell

Die CJC beschreibt als erste Phase die Ladeplanung. Diese beginnt mit der Ladeplanungsart und dem Kundenfunktionsschritt 1.1.1 automatisierte Ladeplanung (vgl. Abbildung 8-2). Die automatisierte Ladeplanung kann über die OEM-App, das Fahrzeug oder die eMSP-App erfolgen. Das Architekturmodell zu diesem Kundenfunktionsschritt ist in Abbildung 8-3 dargestellt.

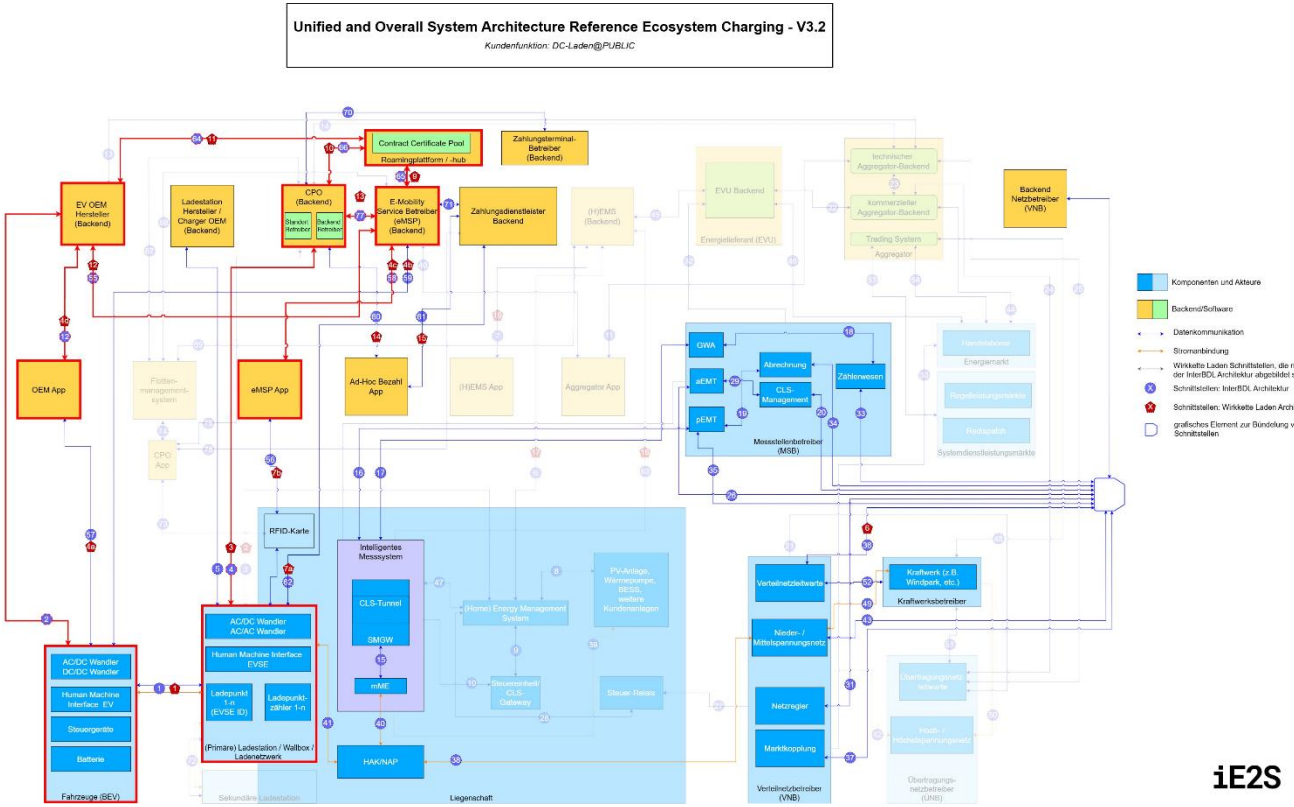


Abbildung 8-3: Architekturmodell UNOSAR V3.2 - Kundenfunktion „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“

Im Folgenden wird zunächst die automatisierte Ladeplanung aus der Sicht des Fahrzeugs betrachtet. Der EV-Fahrer wählt im Fahrzeug einen Zielort aus. Anschließend berechnet das Fahrzeug, ob, wo und wann ein Ladevorgang erforderlich ist. Hierzu versucht das Fahrzeug zunächst, eine Verbindung zum OEM-Backend aufzubauen, um auf die neuesten Daten zu verfügbaren Ladestationen, Verkehr und sonstigen Einflussfaktoren zuzugreifen und diese bei der Berechnung zu berücksichtigen (Schnittstelle 2).

Das OEM-Backend hält, neben Wetter- und Verkehrsdaten, die in diesem Abschnitt nicht weiter betrachtet werden, unterschiedliche statische und dynamische Datensätze (siehe Kundenfunktionsschritte 1.2.1 und 1.2.2 der CJC – vgl. Abbildung 8-2) zu den verfügbaren Ladestationen vor. Beispielsweise kann über Schnittstelle 64 anhand einer Roaming-Plattform ermittelt werden, welche Ladestationen für das öffentliche Schnellladen freigeschaltet sind, unabhängig davon, zu welchem eMSP eine Vertragsbeziehung besteht. Alternativ kann das OEM-Backend über Schnittstelle 55 im eMSP-Backend die Daten abrufen, welche Ladestationen verfügbar sind und für welche eine aktive Vertragsbeziehung zum (eigenen) eMSP besteht.

Der eMSP selbst ist entweder über Schnittstelle 65 an die Roaming-Plattform angebunden oder verfügt über eine direkte Verbindung zum CPO-Backend über Schnittstelle 77. Die Roaming-Plattform wiederum ist über Schnittstelle 66 an das CPO-Backend angebunden. Die Daten zu den Ladestationen bzw. Ladepunkten, die für das öffentliche Schnellladen zur Verfügung stehen (z. B. statische GPS-Position, dynamischer OCPP-Status), stammen von der Ladestation und den Ladepunkten selbst. Sie werden über Schnittstelle 4 an das CPO-Backend übertragen und dort gesammelt.

Die automatisierte Ladeplanung kann nicht nur direkt über das Fahrzeug gestartet werden, sondern auch über eine OEM-App, die über Schnittstelle 12 auf das OEM-Backend zugreift. Alternativ kann sie über die eMSP-App gestartet werden, die über Schnittstelle 58 auf das eMSP-Backend zugreift. Die dahinterliegenden Schnittstellen wurden bereits beschrieben.

Die genutzten Schnittstellen für Kundenfunktionsschritt 1.1.1 automatisierte Ladeplanung sind in der Reihenfolge ihrer Nennung somit:

2, 64, 55, 65, 77, 66, 4, 12, 58

Sortiert ergibt sich 2, 4, 12, 55, 58, 64, 65, 66, 77

Eine vollständige Darstellung der Kundenfunktion **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** mit den sieben Phasen der CJC einschließlich aller Kundenfunktionsschritte und sämtlicher möglicher Varianten ist aus Umfangsgründen nicht Gegenstand dieses Bandes. Stattdessen wird ein spezifisches und damit bewusst im Umfang reduziertes Referenzszenario für die Kundenfunktion **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschrieben, um die betroffenen Schnittstellen in diesem konkreten Fall exemplarisch darzustellen.

„Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“: Referenzszenario eMSP-App über eine Roaming-Plattform mit RFID-Karte

Das Referenzszenario ist ein EV-Fahrer mit seinem privaten Pkw, der eine eMSP-App mit RFID-Karte (Radio Frequency Identification) verwendet und eine manuelle Ladeplanung durchführt.

Um die öffentliche Ladestation zu finden, verwendet der EV-Fahrer die eMSP-App. Zum Starten des Ladevorgangs nutzt er die RFID-Karte des eMSP und beendet den Ladevorgang über sein Fahrzeug. Am Monatsende erhält er von seinem eMSP eine Rechnung über die Ladevorgänge aus diesem Monat. Die Rechnungssumme wird vom Zahlungsdienstleister des eMSP von der hinterlegten Kreditkarte des EV-Fahrers abgebucht.

1. Ladeplanung

Schnittstellen im Lade-Use-Case: 2, 4, 12, 55, 58, 64, 65, 66, 77

Schnittstellen im Referenzszenario: 4, 58, 65, 66

Im Referenzszenario nutzt der EV-Fahrer die eMSP-App für eine manuelle, nutzergeführte Ladeplanung. Über Schnittstelle 58 sucht er im eMSP-Backend nach einer für ihn günstig gelegenen Ladestation an einer Verkehrsachse.

Das eMSP-Backend verwendet hierfür Schnittstelle 65, Schnittstelle 66 und Schnittstelle 4, um aktuelle Informationen zu den Ladestationen bereitzustellen. Der EV-Fahrer prüft auf dieser Grundlage, ob am ausgewählten Standort mehrere Ladestationen verfügbar sind und ob die aktuelle Auslastung gering ist.

Im Referenzszenario erfolgt keine Reservierung der Ladestation. Hintergrund ist, dass Reservierungsfunktionen zwar technisch grundsätzlich abbildbar sind, im öffentlichen Schnellladen und insbesondere im Roaming jedoch nicht flächendeckend umgesetzt bzw. noch nicht durchgängig verfügbar sind. Die Verfügbarkeits- und Auslastungsprüfung dient daher der Abschätzung, ob bei Ankunft voraussichtlich eine freie Ladestation verfügbar sein wird. Eine aktuell geringe Auslastung wird dabei als Indikator für eine voraussichtlich weiterhin geringe Auslastung zum Ankunftszeitpunkt herangezogen.

Im folgenden Schritt beginnt der EV-Fahrer mit der Anfahrt.

2. Anfahrt & Zugang

Schnittstellen im Lade-Use-Case:	2, 4, 12, 55, 57, 58, 60, 64, 65, 66, 77
Schnittstellen im Referenzszenario:	4, 58, 65, 66

Im Referenzszenario fährt der EV-Fahrer mithilfe der Navigationsfunktion seiner eMSP-App zur Ladestation. Während der Anreise prüft er in der eMSP-App sporadisch die Auslastung der anvisierten Ladestation.

Für die Navigation wird eine GPS-Funktion genutzt. Diese ist im Referenzszenario Bestandteil der eMSP-App und wird über Schnittstelle 58 abgebildet. Die Navigationsfunktion des Fahrzeugs ist nicht Bestandteil des Referenzszenarios. Schnittstelle 2 und Schnittstelle 12 werden daher im Referenzszenario nicht genutzt.

3. Ladevorgang starten

Schnittstellen im Lade-Use-Case:	1, 2, 3, 4, 5, 6, 12, 31, 36, 38, 40, 41, 43, 49, 52, 55, 58, 60, 64, 65, 66, 70, 77
Schnittstellen im Referenzszenario:	1, 3, 4, 5, 6, 31, 36, 38, 40, 41, 43, 49, 52, 65, 66

Der EV-Fahrer befindet sich an der Ladestation und stellt fest, dass aufgrund unzureichenden Internetempfangs kein Start des Ladevorgangs über die eMSP-App möglich ist. Er entscheidet sich daher, die Authentifizierung durch Vorhalten seiner RFID-Karte durchzuführen.

Beim Vorhalten der RFID-Karte liest die Ladestation die Seriennummer der Karte aus und prüft diese im CPO-Backend (Schnittstelle 4). Die Seriennummer ist dem CPO-Backend nicht bekannt. Daher prüft das CPO-Backend über die Roaming-Plattform (Schnittstelle 66), ob die RFID-Karte einem eMSP zugeordnet werden kann, zu dem der CPO über die Roaming-Plattform ein aktives Vertragsverhältnis besitzt (Schnittstelle 65).

Da diese Abfrage erfolgreich ist, erhält die Ladestation vom CPO-Backend ein Signal über die erfolgreiche Authentifizierung. Auf Grundlage der erfolgreichen Authentifizierung erfolgt anschließend die Autorisierung des Ladevorgangs durch das CPO-Backend. Daraufhin bestätigt die Ladestation die erfolgreiche Autorisierung durch Lichtsignale sowie einen Hinweistext auf dem Display. Anschließend ist die Ladestation für ein kurzes Zeitintervall, abhängig von der jeweiligen Konfiguration und Implementierung der Spezifikationen aus den Normen etwa 30 bis 60 Sekunden, für den Start des Ladevorgangs bereit.

Im Referenzszenario wird der Ladestecker der Ladestation unmittelbar in die Ladebuchse des Fahrzeugs gesteckt. Das Fahrzeug und die Ladestation beginnen anschließend, Informationen zum Ladevorgang auszutauschen (Schnittstelle 1). Damit beginnt die technische Initialisierung (vgl. Kapitel 3.2.2: Initialization Success Rate, [ISR]; sie bildet den Übergang von Phase 3 (Ladevorgang starten) zu Phase 4 (Ladevorgang).

Damit ein Energiefluss aufgebaut werden kann, muss die Energie durch das Verteilnetz bereitgestellt werden (Schnittstelle 41). Das Verteilnetz wird wiederum durch das intelligente Messsystem beeinflusst (Schnittstelle 40) und ist vom VNB abhängig (Schnittstelle 38). Der VNB wird seinerseits über mehrere Schnittstellen durch das VNB-Backend beeinflusst (Schnittstellen 31, 36, 43, 49, 52).

Darüber hinaus wirkt das (H)EMS, das über Schnittstelle 6 durch das (H)EMS-Backend beeinflusst wird, über Schnittstelle 3 auf die Ladestation ein.

Zusätzlich können Einstellungen an der Ladestation selbst (Schnittstelle 5) beeinflussen, ob der Energiefluss erfolgreich aufgebaut werden kann.

Im Referenzszenario wird angenommen, dass die Kommunikation erfolgreich verläuft und es keine Einschränkungen im Energiefluss gibt. Damit beginnt in Schritt 4 der Energiefluss des Ladevorgangs.

4. Ladevorgang

Schnittstellen im Lade-Use-Case:	1, 2, 3, 4, 5, 6, 12, 27, 28, 31, 36, 38, 41, 43, 49, 52, 55, 57, 58, 60, 64, 65, 66, 70, 77
Schnittstellen im Referenzszenario:	4, 38, 41, 58, 65, 66

Im Referenzszenario steht ausreichend Ladeleistung zur Verfügung, sodass keine Einschränkung für den EV-Fahrer entsteht. Ein steuernder Eingriff durch (H)EMS, VNB oder HAK/NAP erfolgt nicht. Ebenso greift kein Lastmanagement ein. Unabhängig davon bleibt der Energiebezug über den Netzanschluss bestehen: Für den Energiefluss sind weiterhin Schnittstelle 38 (HAK/NAP ↔ Nieder-/Mittelspannungsnetz) und Schnittstelle 41 (HAK/NAP ↔ EVSE) aktiv; lediglich der steuernde Eingriff entfällt.

Der EV-Fahrer begibt sich zu einer nahegelegenen Raststätte an der Verkehrsachse. Nach kurzer Zeit stellt er fest, dass dort Internetempfang verfügbar ist, und öffnet seine eMSP-App. In der eMSP-App kann er die aktuelle Ladeleistung sowie die bisher geladene Energiemenge einsehen.

Hierzu übermittelt die Ladestation während des Ladevorgangs die Daten zum Ladevorgang an das CPO-Backend (Schnittstelle 4). Das CPO-Backend überträgt diese Daten über Schnittstelle ID 66 an die Roaming-Plattform. Von dort werden sie über Schnittstelle ID 65 an das eMSP-Backend weitergegeben und können anschließend über Schnittstelle 58 in der eMSP-App angezeigt werden.

5. Ladevorgang beenden

Schnittstellen im Lade-Use-Case:	1, 2, 4, 5, 12, 31, 36, 38, 41, 43, 49, 52, 55, 57, 58, 60, 65, 66, 70, 77
Schnittstellen im Referenzszenario:	1, 4, 58, 65, 66

Nach dem Raststättenbesuch kehrt der EV-Fahrer zum Fahrzeug zurück und verbleibt dort noch einige Minuten, bis die geladene Energiemenge aus seiner Sicht ausreichend ist. Anschließend entscheidet er, den Ladevorgang über den Bildschirm des Fahrzeugs zu beenden.

Das Fahrzeug kommuniziert daraufhin mit der Ladestation (Schnittstelle 1), wodurch der Energiefluss beendet wird. Die Daten zum abgeschlossenen

Ladevorgang werden von der Ladestation an das CPO-Backend übermittelt (Schnittstelle 4). Von dort werden sie an die Roaming-Plattform weitergeleitet (Schnittstelle 66) und anschließend an das eMSP-Backend übertragen (Schnittstelle 65). Über die eMSP-App kann der EV-Fahrer die Daten zum abgeschlossenen Ladevorgang abrufen (Schnittstelle 58).

6. Abrechnung

Schnittstellen im Lade-Use-Case:	4, 12, 55, 58, 60, 64, 65, 66, 70, 71, 77
Schnittstellen im Referenzszenario:	58, 71

Die Daten zu diesem Ladevorgang wurden bereits in Phase 5 an das CPO-Backend (Schnittstelle 4), die Roaming-Plattform (Schnittstelle 66) und das eMSP-Backend (Schnittstelle 65) übertragen.

Im Referenzszenario werden die Ladevorgänge über den laufenden Monat gesammelt und zum Monatsende gegenüber dem EV-Fahrer abgerechnet. Voraussetzung hierfür ist, dass er sich bereits vor Beginn des ersten Ladevorgangs registriert und eine Zahlungsmethode hinterlegt hat (Schnittstelle 58).

Der eMSP nutzt mithilfe eines Zahlungsdienstleisters die hinterlegte Kreditkarte, um den Rechnungsbetrag einzuziehen (Schnittstelle 71). Gleichzeitig wird zum Monatswechsel die Rechnung generiert und dem EV-Fahrer bereitgestellt.

7. Feedback & Support

Schnittstellen im Lade-Use-Case:	2, 3, 4, 5, 6, 12, 58, 60
Schnittstellen im Referenzszenario:	58

Hat der EV-Fahrer Rückfragen zu seinem Ladevorgang oder seiner Abrechnung, stellt die eMSP-App im Referenzszenario den primären Kontaktkanal zum eMSP dar (Schnittstelle 58). Wie in Kapitel 7: Informationsfluss als Schlüssel zum Energiefluss anhand der Informationsflüsse gezeigt, kann der eMSP-Support nur so gut helfen, wie die dafür nötigen Informationen tatsächlich in seinem Backend vorliegen: Fehlen dort Daten, ist der Support darauf angewiesen, dass vorgelagerte Backends – insbesondere das CPO-

Backend, ggf. vermittelt über die Roaming-Plattform – die entsprechenden Informationen über die Schnittstellen bereitstellen.

8.2 Spezifikationen der betroffenen Schnittstellen und Interpretationsspielräume am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung

Im nachfolgenden Abschnitt 8.2.1 werden den in Kapitel 8.1 identifizierten Schnittstellen die jeweils relevanten Normen, Standards und technischen Spezifikationen zugeordnet. In diesen Regelwerken sind die Kommunikationsprotokolle, Datenstrukturen und Verhaltensweisen der beteiligten Systeme definiert.

Im Anschluss daran – ab Abschnitt 8.2.2 – liegt der Schwerpunkt dieses Unterkapitels auf den verbleibenden Interpretationsspielräumen zwischen Standards, Implementierungen und Systemgrenzen.

Interpretationsspielräume sind dabei nicht primär Ausdruck fehlender Standardisierung, sondern systemimmanent: Standards und Normen können nie jeden Fall vollständig und eindeutig abdecken, sodass an den Spezifikationen, ihrer Implementierung und den Systemgrenzen zwangsläufig Spielräume verbleiben. Für das Qualitätsmanagement (QM) im ÖSL sind Interpretationsspielräume der betreffenden Normen und Standards besonders relevant, da sie häufig erst im Zusammenspiel mehrerer Systeme sichtbar werden und nicht durch isolierte Systemtests erkannt werden können.

Gerade im ÖSL, in dem zahlreiche unabhängige Beitragsleister und Systeme miteinander interagieren, können diese Interpretationsspielräume zu unterschiedlichen technischen Ausprägungen führen. Daraus ergeben sich verschiedene mögliche Varianten der Systeminteraktion, die nicht immer vollständig aufeinander abgestimmt sind.

Diese Vielfalt technischer Implementierungen stellt eine zentrale Herausforderung für die Interoperabilität dar. Unterschiedliche Interpretationen von Standards können zu Kommunikationsproblemen, fehlerhaften Zustandsübergängen, unerwarteten Systemreaktionen oder fehlerhaften Informationsflüssen führen (siehe Kapitel 7: Informationsfluss als Schlüssel zum Energiefluss). Solche Abweichungen manifestieren sich im Ladevorgang häufig als typische Ladeprobleme, die umgangssprachlich auch als „Ladefrösche“ bezeichnet werden. Für das Qualitätsmanagement folgt daraus, dass zusätzliche Standardisierung allein nicht genügt; entscheidend sind

Messung, Nachweis und gezielte Bearbeitung dieser Spielräume (vgl. Kapitel 9: Qualitätsmethode: Testfallmengengerüste im ÖSL und 10: Qualitätsmethode: 8D CIC).

Um von den Symptomen zu den tatsächlichen Ursachen zu gelangen, konzentriert sich das QM im ÖSL gezielt auf die Schnittstellen zwischen den Systemen. Für jede relevante Kundenfunktion werden die betroffenen Schnittstellen analysiert und zugeordnet.

8.2.1 **Spezifikationen der im Referenzszenario** Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. **betroffenen Schnittstellen am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung**

In Tabelle 8-2 werden die analysierten und zugeordneten Schnittstellen durch zentrale Spezifikationen beschrieben. Sie zeigt, dass der Ladevorgang nicht durch einen einzigen Standard bestimmt wird, sondern durch das Zusammenwirken mehrerer normativer und proprietärer Spezifikationen über verschiedene Schnittstellen hinweg.

Tabelle 8-2: Übersicht der Spezifikationen der im Referenzszenario „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ betroffenen Schnittstellen am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung

Schnittstellen-ID UNOSAR 3.2	Schnittstellen-bezeichnung	Spezifikationen (Protokolle/Standards/ Normen)
1	BEV ↔ EVSE	IEC 61851 ISO 15118-2/-3/-20/-24 IEC 62196 DIN SPEC 70121 DIN SPEC 70122 DIN DKE SPEC 99003
4	EVSE ↔ CPO-Backend	IEC 63110 OCPP 1.6 / 2.0.1 / 2.1 DIN DKE SPEC 99003
58	eMSP-Backend ↔ eMSP-App	Proprietäre REST API

		DIN DKE SPEC 99003
65	Roaming-Plattform ↔ eMSP-Backend	OCPI 2.2.1 OICP 2.1 eMIP 1.0 OCHP 1.4 DIN DKE SPEC 99003
66	Roaming-Plattform ↔ CPO-Backend	OCPI 2.2.1 OICP 2.1 eMIP 1.0 OCHP 1.4 DIN DKE SPEC 99003
71	eMSP-Backend ↔ Zahlungs-dienstleister-Backend	REST-API, PCI-DSS DIN DKE SPEC 99003

Diese Schnittstellen bilden im Referenzszenario die technische Basis für den Ladevorgang beim „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung.

8.2.2 Interpretationsspielräume am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung

Die Authentifizierung ist eine zentrale, zugleich besonders fehleranfällige Kundenfunktion. Aufgrund der Relevanz ist das Fehlerbild der Störung im Authentifizierungsprozess in den TOP 5-Ladefehlerkategorien unter der Ladefehlerkategorie „Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich“ aufgeführt. (siehe Kapitel 5.3.2: Autorisierung & Bezahlen nicht erfolgreich).

Einordnung der Authentifizierung im ÖSL

Das Architekturmodell UNOSAR (vgl. Kapitel 6: Systemperspektive Technik: Architekturmodell) zeigt, dass die Authentifizierung nicht an einer einzelnen Schnittstelle erfolgt, sondern sich über mehrere Systemgrenzen und Schnittstellen erstreckt. Im Referenzszenario „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ mit RFID-Authentifizierung sind insbesondere Fahrzeug, Ladestation, CPO-Backend, Roaming-Plattformen, eMSP-Backends und Zahlungsdienstleister beteiligt. Die Funktion entsteht erst aus dem Zusammenwirken dieser Teilsysteme.

Beteiligte Schnittstellen und Systemgrenzen

Auf Basis des Architekturmodells werden für die Teilfunktion Authentifizierung mit RFID-Karte insbesondere folgende Schnittstellen relevant:

*Tabelle 8-3: Relevante Schnittstellen im Lade-Use-Case **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** mit RFID-Authentifizierung*

Schnittstellen-ID UNOSAR	Schnittstellen-bezeichnung	Relevanz für Authentifizierung
Ohne ID	EVSE HMI ↔ RFID-Karte	Auslösung des Authentifizierungsversuchs durch Interaktion des EV-Fahrers (physische HMI-Interaktion; bewusst ohne UNOSAR-ID, nicht zu verwechseln mit ID 56 „eMSP-App ↔ RFID-Karte“)
1	BEV ↔ EVSE	Übergang in die technische Initialisierung nach erfolgreicher Autorisierung
4	EVSE ↔ CPO-Backend	Übermittlung und Entscheidung der Autorisierungsanfrage (z. B. Open Charge Point Protocol, OCPP)
65	Roaming-Plattform ↔ eMSP-Backend	Prüfung des Vertrags und der UID/Seriennummer im Roaming-Kontext
66	Roaming-Plattform ↔ CPO-Backend	Weiterleitung und Verarbeitung von Authentifizierungs- und Autorisierungsdaten im Roaming
Ohne ID	EV-Fahrer ↔ EVSE HMI	Rückmeldung zum Status der Authentifizierung an den EV-Fahrer

Unterschiedliche Startpunkte von Authentifizierungsversuchen

Ein wesentlicher Interpretationsspielraum besteht in der Definition des Startpunkts eines Authentifizierungsversuchs:

- **Startpunkt RFID-Karte:** technische Initialisierung durch Kartenlesung an der Ladestation
- **Startpunkt Plug & Charge:** nach Einstecken Identifikation/Authentifizierung über zertifikatsbasierte Kommunikation (ISO 15118) zwischen Fahrzeug und Ladestation
- **Startpunkt Auto Charge:** nach Einstecken Identifikation über MAC-Adresse (EVCC-ID) und Whitelist-Prüfung im Backend
- **Startpunkt App:** Start über eMSP-/CPO-App inkl. Authentifizierung des Kontos

Beispiel: Startpunkt RFID-Karte

Aus Sicht der physischen Interaktion beginnt der Authentifizierungsversuch mit dem Vorhalten der RFID-Karte an der Ladestation (EVSE HMI ↔ RFID-Karte, keine ID). Erst wenn die Ladestation die Karte erfolgreich liest, wird auf Basis dieser Identifikation ein Autorisierungsanfragerequest erzeugt und an das CPO-Backend übermittelt (EVSE ↔ CPO-Backend, Schnittstelle 4). Dieser Übergang stellt den ersten systemseitig erfassbaren Einstiegspunkt der Authentifizierung dar.

Das CPO-Backend verarbeitet diese Anfrage und leitet sie im Roaming-Fall zur Prüfung des Vertrags und der UID/Seriennummer an angebundene Systeme weiter (Roaming-Plattform ↔ eMSP-Backend, Schnittstelle 65). Parallel erfolgt die Weiterleitung und Verarbeitung der Authentifizierungs- und Autorisierungsdaten in Richtung des CPO-Backends über die Roaming-Plattform (Roaming-Plattform ↔ CPO-Backend, Schnittstelle 66). Der für die Authentifizierung erforderliche Informationsfluss erstreckt sich somit über mehrere Systemgrenzen und Schnittstellen.

Aus Sicht des EV-Fahrers beginnt der Authentifizierungsversuch jedoch bereits mit dem Vorhalten der Karte – auch dann, wenn keine erfolgreiche Kartenlesung stattfindet. In diesem Fall erfolgt weder eine Anfrage über EVSE ↔ CPO-Backend, Schnittstelle 4 noch eine Weiterleitung über die Backend- und Roaming-Schnittstellen Schnittstelle 65, Schnittstelle 66.

Dies verdeutlicht, dass der Startpunkt eines Authentifizierungsversuchs nicht eindeutig definiert ist, sondern vom jeweiligen Betrachtungsumfang

(EV-Fahrer, Ladestation oder Backend-Sicht) abhängt. Dadurch entstehen Lücken zwischen der Wahrnehmung des EV-Fahrers („mehrfach versucht“) und technischen Ereignissen in den beteiligten Systemen (z. B. fehlender OCPP-Request bei nicht gelesener RFID-Karte oder unsichtbare App-/Backend-Prüfungen). Für eine belastbare Fehlerzuordnung und eine konsistente Bildung von Kennzahlen (KPIs) ist daher eine harmonisierte Betrachtung von Authentifizierungsversuchen inkl. eindeutiger Logik zur systemübergreifenden Zuordnung von Authentifizierungsereignissen erforderlich. Ohne eine harmonisierte Startlogik sind Fehlversuche, Wiederholversuche und Erfolgsquoten systemübergreifend nicht konsistent bewertbar (vgl. Kapitel 3: KPIs zur Messung der Ladequalität).

Feedback der EV-Fahrer an der Ladestation

Die Betrachtung der Teilfunktion Authentifizierung zeigt, dass Interpretationsspielräume nicht nur durch technische Abweichungen entstehen, sondern auch durch die Art und Weise, wie Systemzustände für EV-Fahrer sichtbar und interpretierbar gemacht werden.

Insbesondere die Schnittstelle EV-Fahrer ↔ EVSE HMI bildet den zentralen Übergang zwischen Systemzustand und Wahrnehmung des EV-Fahrers. Die Schnittstelle zwischen Systemzustand und Wahrnehmung des EV-Fahrers ist dabei selbst eine qualitätskritische Schnittstelle. Fehlendes oder uneinheitliches Feedback der EV-Fahrer erzeugt nicht nur Frustration, sondern verschleiert auch die technische Einordnung des Ladefehlers. In der Praxis ist diese Rückmeldung jedoch häufig uneinheitlich oder nicht ausreichend standardisiert. Anders als die zuvor betrachteten Schnittstellen ist diese HMI-Schnittstelle bislang kaum spezifiziert und in den KPIs (vgl. Kapitel 3: KPIs zur Messung der Ladequalität) nicht eigens beziffert; für das schnelle Erkennen und Abstellen von Ladefehlern ist sie jedoch von hoher Bedeutung und wird hier daher bewusst als Spezifikations- und Messlücke ausgewiesen.

Im Referenzszenario „Schnellladen an Verkehrsachsen (E)“ mit RFID kann die Authentifizierung systemseitig erfolgreich sein, ohne dass dies für den EV-Fahrer eindeutig erkennbar wird. Typische Situationen sind beispielsweise:

a) die Authentifizierung ist erfolgreich, aber es erfolgt keine oder eine verzögerte Rückmeldung in der eMSP-App

b) die Ladestation signalisiert einen Statuswechsel (z. B. Farbwechsel), dessen Bedeutung nicht klar interpretierbar ist

c) Authentifizierung und Ladesteckeranschluss sind erfolgreich, dennoch startet der Ladevorgang nicht, obwohl die Ladestation „bereit“ signalisiert

d) die Autorisierung befindet sich noch in Bearbeitung (z. B. Roamin-Verzögerung), ohne dass dies sichtbar ist

EV-Fahrer lösen daraufhin weitere Versuche aus, obwohl systemseitig weiterhin die ursprüngliche Anfrage verarbeitet wird. Diese Konstellationen sind besonders relevant, weil Roaming-Prozesse grundsätzlich zeitlich entkoppelt sein können und dadurch „Warten“ ohne transparenten Status entsteht.

Besonders an Ladestationen ohne Display gibt es häufig kein einheitliches Leuchten-/Feedback-Konzept, um z. B. eine fehlgeschlagene Autorisierung eindeutig zu kommunizieren. Dadurch werden unterschiedliche technische Ursachen in der Wahrnehmung des EV-Fahrers häufig zu einem einheitlichen Fehlerbild verdichtet („Authentifizierung fehlgeschlagen“), obwohl die Ursachen an unterschiedlichen Stellen der Systemkette liegen (z. B. RFID-Lesung, Backend-Autorisierung, Roaming-Timeout, technische Initialisierung).

Zur strukturierten Einordnung der typischen Wahrnehmungen und ihrer möglichen Ursachen dient die folgende Tabelle.

Tabelle 8-4: Feedback der EV-Fahrer an der Ladestation – mögliche technische Ursachen

Beobachtetes Feedback an der Ladestation	Mögliche Ursache (Beispiel)	Schnittstellen-ID UNOSAR bzw. Schnittstellenbezeichnung
Keine Reaktion auf Vorhalten der Karte	RFID-Reader liest nicht (Hardware/ Positionierung) – es wird kein Backend-Request erzeugt	EV-Fahrer ↔ EVSE HMI, 56, 4

Kurzes Signal, danach Abbruch	Autorisierung negativ (UID ungültig, Vertrag gesperrt)	4, 65, 66
Warten ohne Statuswechsel („hängt“)	Roaming-Antwort verzögert; Ladestation wartet bis Timeout-Schwelle; ebenso kann eine langsame oder instabile Anbindung der Ladestation an das CPO-Backend (z. B. Mobilfunk) zu Verzögerungen ohne sichtbares Feedback führen	65, 66, 4
Autorisierung „OK“, aber Laden startet nicht	Technische Initialisierung/Kommunikation EV ↔ EVSE scheitert nach erfolgreicher Authentifizierung; Energiefluss bleibt aus	1, 4
Unklare Statusanzeige (z. B. Farbwechsel) ohne Erklärung	Statussignal nicht standardisiert; Bedeutung je Betreiber/Hersteller unterschiedlich	EV-Fahrer ↔ EVSE HMI

Fehlendes oder uneinheitliches Feedback für den EV-Fahrer an der Ladestation verstärkt Interpretationsspielräume. Für ein wirksames QM ist daher eine standardisierte und eindeutig interpretierbare Status- und Fehlerkommunikation an der Ladestation erforderlich, um Fehlversuche zu reduzieren, Supportprozesse zu entlasten und technische Ursachen über Systemgrenzen hinweg besser klassifizieren zu können.

8.2.3 Systemische Fehleranfälligkeit der Authentifizierung im ÖSL

Fehlerbilder im ÖSL entstehen bei der Authentifizierung nicht primär durch fehlende Standards, sondern durch das nicht harmonisierte Zusammenwirken mehrerer spezifizierter Teilsysteme im ÖSL. Unterschiedliche Startpunkte, verteilte Statusinformationen, asynchrone Kommunikationsmuster im Roaming sowie fehlendes Feedback der EV-Fahrer wirken gemeinsam.

Die Authentifizierung ist damit ein systemischer Fehler-Hotspot. Erst eine systemübergreifende Sicht und die Betrachtung der Wahrnehmung des EV-Fahrers ermöglicht eine belastbare Fehlerklassifikation und bildet die

Grundlage für standardisierte Testfallmengengerüste und nachgelagerte QM-Methoden.

Zusammenfassende Darstellung der identifizierten Interpretationsspielräume:

Tabelle 8-5: Zusammenfassung der Interpretationsspielräume – Ursache, Schnittstellenbezug und Wirkung

Ursache	Betroffene Schnittstellen (ID)	Interpretationsspielraum	Wirkung
Unterschiedlicher Startpunkt	1 (BEV↔EVSE), 4 (EVSE↔CPO-Backend); bei RFID-/App-Start zzgl. 56 (eMSP-App↔RFID-Karte), 58 (eMSP-Backend↔eMSP-App) und EVSE HMI↔RFID-Karte (ohne UNOSAR-ID)	HMI-Feedback; Start/Timeout-Definition	Unklarer Zustand; keine Handlungsanweisung
Verteilter Status	4 (EVSE↔CPO-Backend), 66 (Roaming-Plattform↔CPO-Backend), 65 (Roaming-Plattform↔eMSP-Backend), 77 (CPO-Backend↔eMSP-Backend), 58 (eMSP-Backend↔eMSP-App)	Kein globaler Authentifizierungsstatus	Fehler nicht lokalisierbar; Mehrfachversuche
Fehlendes/uneinheitliches Feedback der EV-Fahrer	EV-Fahrer ↔ EVSE HMI (ohne UNOSAR-ID); ggf. 1 (BEV ↔ EVSE)	Keine bzw. missverständliche Rückmeldung über Status/Defekt (z. B. LED-Codes ohne Display)	Hohe Frustration der EV-Fahrer; Mehrfachversuche
Hardwaredefekt	1 (BEV↔EVSE); EVSE HMI↔RFID-Karte (ohne UNOSAR-ID)	Defekt wird als „Authentifizierungsfehler“ interpretiert	Fehlversuch ohne eindeutige Zuordnung

Verbindungs-probleme/ Konnektivität	4 (EVSE↔CPO-Backend), 66 (Roaming-Plattform ↔ CPO-Backend); ggf. 65 (Roaming-Plattform ↔ eMSP-Backend)	Kommunikationsstörung vs. technischer Ablehnungsgrund nicht unterscheidbar	Timeouts

Als möglicher Harmonisierungspfad kann die DIN DKE SPEC 99003:2024-10 „Einheitliche Fehlercodes für ein zuverlässiges ÖSL zum Laden von Elektrofahrzeugen“ herangezogen werden. Sie vereinheitlicht nicht die Schnittstellen selbst, sondern deren Fehlerbeschreibung und -kommunikation: Über einen gemeinsamen Satz von Fehlercodes lassen sich Fehler bei Authentifizierung und Autorisierung, Kommunikationsabbrüche und fehlerbedingte Ladeabbrüche einheitlich beschreiben, einordnen und zwischen den beteiligten Systemen austauschen. Besonders relevant ist dies für die Schnittstellen 4, 65 und 66, unterstützend für 58 sowie – nachrangig – für 1 und 71. Damit ist die DIN DKE SPEC 99003 ein optionaler Unterstützer, um Interpretationsspielräume zu verringern und die Fehlerkommunikation im ÖSL transparenter zu machen; sie ersetzt jedoch weder Messung noch Prüfung.

Ausgehend von dem beschriebenen Referenzszenario (vgl. Tabelle 8-5) kann die DIN DKE SPEC 99003 exemplarisch für die Teilfunktion Authentifizierung herangezogen werden. Im Fall eines fehlgeschlagenen Authentifizierungsversuchs kann der Fehler durch einen standardisierten Fehlercode mit zugehörigen Parametern einheitlich beschrieben und zwischen Ladestation, Backend und weiteren beteiligten Systemen konsistent übermittelt werden. Im vorliegenden Anwendungsfall kommen hierfür insbesondere Fehlercode-Bereiche aus den Kategorien Autorisation, General error codes sowie bei gestörter Systemkommunikation Transmission Control Protocol und TLS in Betracht. Im Referenzszenario betrifft dies insbesondere die Schnittstelle 4 sowie im erweiterten Roaming-Kontext die Schnittstellen 65 und 66. Hierdurch werden eine nachvollziehbare Rückmeldung an den EV-Fahrer sowie eine eindeutige technische Einordnung im Hintergrundsystem unterstützt. Auf diese Weise trägt die DIN DKE SPEC 99003 dazu bei, Fehlerbeschreibung, Feedback der EV-Fahrer und Ursachenanalyse im Authentifizierungsprozess systematisch zu harmonisieren.

Schnittstellen mit hohem Interoperabilitätsrisiko sollten bei Änderungen grundsätzlich einem Prozess des Cross Industries Charging (CIC) für die Produktionsprozess- und Produktfreigabe (PPF) unterzogen werden. Dies

gilt insbesondere für Authentifizierungs-, Roaming-, Payment- und ISO-15118-bezogene Schnittstellen.

8.3 Einordnung der Schnittstellenanalyse in die QM-Methodenkette

Zusammenfassend zeigt Kapitel 8, dass Interpretationsspielräume an den Schnittstellen systemimmanent sind und sich nicht allein durch zusätzliche Standards auflösen lassen – auch ein neuer Standard erfordert erneut Messung, die Betrachtung seiner Spezifikationen und Interpretationsspielräume sowie eine systematische Absicherung.

Die Antwort des Qualitätsmanagements im ÖSL ist daher kein weiterer Standard, sondern eine durchgängige Kette: Auf Basis der Messung der Ladequalität über KPIs (vgl. Kapitel 3: KPIs zur Messung der Ladequalität) werden in Kapitel 8 die betroffenen Schnittstellen, ihre Spezifikationen und die verbleibenden Interpretationsspielräume sichtbar gemacht.

Kapitel 8 bildet damit den notwendigen Zwischenschritt zwischen Messung und Prüfung: Ohne Kenntnis der Spezifikationen und ihrer Spielräume fehlt der Bezugspunkt, an dem Testfallmengengerüste ansetzen. Darauf aufbauend zeigen Testfallmengengerüste (vgl. Kapitel 9: Qualitätsmethode: Testfallmengengerüste im ÖSL) systematisch und industrieübergreifend auf, was funktioniert und was nicht, während gefundene Fehler mit dem 8D CIC (vgl. Kapitel 10: Qualitätsmethode: 8D CIC) eingeordnet und sukzessive bearbeitet werden. Die DIN DKE SPEC 99003 ist in diesem Bogen eine optionale Unterstützung für eine einheitliche Fehlerbeschreibung und -kommunikation, ersetzt jedoch weder die Messung noch die Prüfung mit Testfallmengengerüsten oder die Fehlerbearbeitung.

9 Qualitätsmethode: Testfallmengengerüste im ÖSL

Zur Sicherstellung der reibungslosen Kommunikation und Funktionalität zwischen den einzelnen Beitragsleistern im Ökosystem Laden (ÖSL) sind allgemein Cross-Industries-gültige Standards für alle Schnittstellen erforderlich. Auch wenn diese Standards detailliert beschrieben sind, zeigt sich u. a. am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung in Kapitel 8.2: Spezifikationen der betroffenen Schnittstellen und Interpretationsspielräume am Beispiel der Teilfunktion Authentifizierung, dass dennoch Interpretationsspielräume existieren, die zu unterschiedlichen Implementierungen und in der Folge zu Kompatibilitäts- oder Interoperabilitätsproblemen führen können.

Dieses Kapitel beschreibt deshalb das Testfallmengengerüst als zentrale Qualitätsmethode, um Interpretationsspielräume an Schnittstellen sichtbar zu machen, abweichende Auslegungen zu erkennen und Interoperabilität im ÖSL belastbar abzusichern. Ein Testfallmengengerüst ist die vollständige und verbindliche Referenzmenge aller pro Schnittstelle durchzuführenden Testfälle, abgeleitet aus den relevanten Normen, Standards und Spezifikationen. Jeder Testfall prüft dabei eine konkrete Spezifikation (Testspezifikation). Da eine Schnittstelle eine Vielzahl relevanter Spezifikationen umfassen kann, ergibt sich daraus die entsprechende Menge der erforderlichen Testfälle.

Die bloße Existenz eines Standards gewährleistet dabei noch keine Interoperabilität und führt nicht dazu, dass keine Ladefehler auftreten. Erst eine gemeinsame, vollständige und korrekt validierte Testreferenz pro Schnittstelle schafft die Voraussetzung für ein konsistentes Systemverhalten. Ohne eine einheitlich anerkannte Referenz besteht die Gefahr, dass die beteiligten Beitragsleister unterschiedliche Testfälle zugrunde legen und dadurch Lücken und Interpretationsspielräume bestehen bleiben. Die gemeinsame Referenz muss dabei sowohl die vollständige Abdeckung der relevanten Spezifikationen (Completeness) als auch deren korrekte Prüfung (Correctness) sicherstellen.

Die Erarbeitung, Pflege und Validierung der Testfallmengengerüste pro Schnittstelle sollte in industrieübergreifenden Konsortien bzw. Verbänden (z. B. CharIN, OCA) unter Beteiligung der jeweils betroffenen Beitragsleister-Rollen erfolgen. Ziel ist es, die Testfallmengengerüste als verbindliche gemeinsame Referenz zu etablieren und durch die Beitragsleister bei der Freigabe ihrer Komponenten, Systeme und Produkte anzuwenden.

Sinnvollerweise sollte es zusätzlich eine Rückkopplung zu den Erstellern der Standards geben, um diese zu verfeinern, Interpretationsspielräume reduzieren und im Idealfall beseitigen zu können. Damit nicht erst durch die Testfallmengengerüste die Interoperabilität sichergestellt wird, sollten Erkenntnisse über Ladefehler im Feld aufgrund unterschiedlicher Auslegungsmöglichkeiten der Normen so früh wie möglich auch zu deren Überarbeitung führen.

Das untenstehende Beispiel verdeutlicht exemplarisch ein allgemeines Muster: Schnittstellenfehler entstehen häufig nicht durch vollständige Abweichung vom Standard, sondern durch unterschiedliche Auslegung derselben Spezifikation.

Beispiel: Bei der Ladekommunikation müssen für einen reibungslosen Ablauf gemäß Standards (DIN 70121 bzw. ISO 15118) die Nachrichten in festgelegten Zeiträumen (Timeouts bzw. Performance Times) von EVs und Ladestationen ausgetauscht werden. Die Ladekommunikation ist bilateral, d. h., beide Seiten (EV und EVSE) müssen sich in bestimmten Intervallen melden. Kommt dies von einer Seite (auch minimal) zu spät, leitet die andere Seite den Stopp der Ladesession ein. Der Ladeabbruch kann in solchen Fällen entweder auf einen tatsächlich überschrittenen Zeitraum oder auf eine unterschiedliche Interpretation des im Standard definierten Zeitfensters zurückzuführen sein. Genau solche Abweichungen zeigen, warum standardspezifische Testfälle als gemeinsame Referenz notwendig sind.

Deshalb werden nicht nur für die Implementierung, sondern insbesondere auch für das Testen der Konformität und Interoperabilität entsprechende Standards benötigt, die für jede Spezifikation auch alle durchzuführenden Testfälle beinhalten müssen. Ein Testfallmengengerüst definiert pro Schnittstelle die verbindliche Menge der Testfälle.

Zieht jeder Beitragsleister das passende Testfallmengengerüst für die Freigabe seiner Komponenten, Systeme und Produkte heran, lassen sich Schwachstellen und Interpretationsspielräume frühzeitig in der Entwicklung erkennen und unterschiedliche Auslegungen angleichen. Das ist die Beschreibung für das proaktive Qualitätsmanagement (QM) (vgl. Kapitel 11: Qualitätsmethode: PPF CIC – Änderungsmanagement), welches sowohl bei Neuentwicklungen als auch bei späteren Änderungen greift.

Wenn der Ladefehler im Feld bereits passiert ist, kommt das reaktive QM (vgl. Kapitel 10: Qualitätsmethode: 8D CIC) zum Tragen. Die Testfallmengengerüste sind nämlich genauso bei der Fehlersuche im Realbetrieb sehr

hilfreich. Dabei können durch gezieltes Testen von Testfällen die Fehlerursachen eingegrenzt und identifiziert werden. Das Testfallmengengerüst verbindet also proaktives und reaktives QM: Es dient einerseits der qualitätsgesicherten Freigabe und andererseits der strukturierten Eingrenzung von Fehlerursachen im Feld.

Nur wenn einheitlich getestet wird und alle relevanten Testfälle erfolgreich durchlaufen werden, kann die Qualität im ÖSL und damit das Ladeerlebnis für den Kunden verbessert werden. In der Realität gibt es bisher nur für folgende Schnittstellen im ÖSL Testfallmengengerüste:

- Schnittstelle EV ↔ EVSE (siehe Kapitel 9.1: Testfallmengengerüste an der Schnittstelle EV ↔ EVSE)

- Schnittstellen EVSE ↔ CPO-Backend und EVSE ↔ EVSE-Backend (siehe Kapitel 9.2: Testfallmengengerüste an den Schnittstellen EVSE ↔ CPO-Backend und EVSE ↔ EVSE-Backend)

Für weitere Schnittstellen im ÖSL, für die bislang keine Testfallmengengerüste vorliegen, wird die Übertragung der Qualitätsmethode in Kapitel 9.3 Methodenvorschlag: Testfallmengengerüste für weitere betroffene Schnittstellen beschrieben.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass in den existierenden Testfallmengengerüsten die Konformität in Bezug auf Cybersecurity (vgl. Kapitel 12: Cybersecurity im Qualitätsmanagement des ÖSL) nicht berücksichtigt wurde und ergänzt werden sollte, wo erforderlich. Bei der Erstellung zukünftiger Testfallmengengerüste ist die Empfehlung, die Sicherstellung der Cybersecurity von Anfang an als festen Bestandteil zu betrachten und entsprechende Testfälle mit aufzunehmen.

9.1 Testfallmengengerüste an der Schnittstelle EV ↔ EVSE

Für die Schnittstelle EV ↔ EVSE (1) gibt es bzgl. CCS-Gleichstrom-Laden (CCS-DC-Laden) bereits Testfallmengengerüste, welche in Tabelle 9-1 dargestellt sind.

Dabei werden die Begriffe Completeness und Correctness zur Einordnung des Reifegrads der Testfallmengengerüste verwendet. Completeness be-

schreibt, ob die erforderlichen Testfälle vollständig definiert sind, Correctness beschreibt, ob diese Testfälle fachlich validiert und als richtige Referenz anerkannt sind.

Die von CharIN bereitgestellten Umbrella-Dokumente (vgl. Tabelle 9-1) dienen als strukturierende Gesamtreferenz. Sie bündeln die spezifizierenden Testfälle, verknüpfen diese mit hilfreichen Leitfäden, wie CharIN „Implementation Guides“, und stellen den Bezug zu den relevanten Standards und normativen Grundlagen her. Der Begriff „Umbrella“ steht hier somit bildlich für einen Schirm, unter dem alle wichtigen Testinformationen für eine Schnittstelle und Technologie mit den relevanten Querverweisen zusammengefasst sind.

Die in den Umbrella-Dokumenten genannten Normen enthalten relevante Systemanforderungen sowie Testfall-Spezifikationen und bilden damit die von CharIN empfohlene Implementierungsgrundlage für das entsprechende Ladesystem.

Tabelle 9-1: Testfallmengengerüste für CCS-DC-Laden

#	Schnitt-stellen-ID	Techno-logie	Testfallmen-gengerüst liegt vor	Complete-ness	Correct-ness	Quelle	Link auf das Umbrella-Dokument[3]	Version	Release-datum
1	1	DC EVSE (CCS2) Ba-sic	ja	ja	ja	CharIN	[15]	V1.0	2025-12-05
2	1	DC EV (CCS2) Basic & Ex-tended	ja	ja	ja	CharIN	[16]	V1.0	2025-12-18
3	1	DC EVSE (CCS2) Ex-tended	ja	ja	ja	CharIN	[17]	V1.0	2025-12-04

[3] Vgl. Literaturverzeichnis

Für die Systemseite der Ladestation gibt es für die Basic- und Extended-Testfälle jeweils ein Umbrella-Dokument, während auf der Systemseite des EV die Basic- und Extended-Testfälle in einem Umbrella-Dokument zusammengefasst sind.

Zum Wechselstromladen (AC-Laden) ist der Stand bzgl. Testfallmengengerüsten für die Schnittstelle EV ↔ EVSE wie folgt (vgl. #4 und #5 in Tabelle 9-2).

Tabelle 9-2 macht dabei einen gestuften Reifegrad deutlich: AC-Laden und MCS-DC-Laden befinden sich je nach Teilbereich noch in frühen Entwicklungs-, Planungs- oder Stillstandsphasen.

Geplant ist, die Testfälle für AC EV Basic und Extended zu entwickeln (High Level Communication und Basic Signaling). Davon existiert eine „rly draft"-Version. Die Entwicklung dieser Testfälle soll Stand heute (13.08.2026) bis September 2026 abgeschlossen sein (Completeness). Die Veröffentlichung des Umbrella-Dokuments ist für Q3 2026 vorgesehen. Die Validierung im Sinne der Correctness ist für Q1 2027 geplant.

Die Entwicklung von Testfällen für AC EVSE ist laut CharIN aktuell „on hold", ein Start muss noch definiert werden. Je nach Relevanz/Dringlichkeit werden ggf. nach den AC-EV-Testfällen die Advanced-(ISO-15118-20)Testfälle für AC EVSE angegangen.

Für MCS-DC-Laden ist die Erstellung von Testfallmengengerüsten bei CharIN in Planung (vgl. #6 und #7 in Tabelle 9-2).

Tabelle 9-2: Testfallmengengerüste für AC-Laden und MCS-DC-Laden

#	Schnitt-stellen-ID	Techno-logie	Testfallmengen-gerüst liegt vor	Complete-ness	Correct-ness	Quelle	Link auf das Umbrella-Dokument	Version	Release-datum
4	1	AC EVSE Basic & Ex-tended	on hold	-	-	CharIN	-	-	-
5	1	AC EV Basic & Extended	early draft	09/2026	Q1/2027	CharIN	-	-	Q3/2026
6	1	MCS (DC) EVSE	planned	-	-	CharIN	-	-	-
7	1	MCS (DC) EV	planned	-	-	CharIN	-	-	-

9.2 Testfallmengengerüste an den Schnittstellen EVSE ↔ CPO-Backend und EVSE ↔ EVSE-Backend

Für OCPP-basierte Backend-Schnittstellen existieren testrelevante Referenzdokumente, deren Anwendbarkeit jedoch versionsabhängig zu bewerten ist. Eine Übertragung zwischen OCPP-Versionen darf daher nicht pauschal angenommen werden, sondern ist gesondert zu prüfen.

Für die Schnittstellen EVSE ↔ CPO-Backend (4) sowie EVSE ↔ EVSE-Backend (5) stehen Testfallkataloge für die OCPP-Versionen 2.0.1 und 2.1 zur Verfügung. Diese werden von der Open Charge Alliance bereitgestellt und sind über die entsprechende Plattform [18] [19] abrufbar.

Eine pauschale Übertragung auf OCPP 1.6 ist nicht möglich, d. h., die Anwendbarkeit ist je Anwendungsfall gesondert zu prüfen.

Für OCPP-basierte Backend-Schnittstellen sollten die verfügbaren Testfallkataloge versionsspezifisch ausgewertet und – idealerweise gemeinsam mit dem jeweiligen Schnittstellenpartner – als Referenz für Freigabe und Interoperabilitätsprüfung genutzt werden.

9.3 Methodenvorschlag: Testfallmengengerüste für weitere betroffene Schnittstellen

Für alle anderen Schnittstellen im ÖSL sind bisher keine Testfallmengengerüste veröffentlicht oder Initiativen dazu bekannt.

Für Schnittstellen, an denen sich Ladefehler häufen oder systemische Interoperabilitätsprobleme erkennbar werden, sollten bedarfsabhängig neue Testfallmengengerüste definiert und als gemeinsame Referenz etabliert werden. Ausgangspunkt hierfür sind die weiteren im Architekturmodell des ÖSL (vgl. Kapitel 6) dargestellten Schnittstellen. Die in diesem Kapitel beschriebene QM-Methode ist grundsätzlich auf diese weiteren Schnittstellen im ÖSL übertragbar.

Grundlage für die Ableitung und Ausgestaltung der Testfallmengengerüste bilden die jeweils relevanten Normen, Standards und Spezifikationen sowie die in Kapitel 8: Übersicht der betroffenen Schnittstellen betrachteten Interpretationsspielräume an den jeweiligen Schnittstellen.

Die Qualitätsmethode lautet daher: Für jede Schnittstelle im ÖSL, bei der sich Ladefehler häufen oder systemische Interoperabilitätsprobleme erkennbar werden, soll ein verbindliches Testfallmengengerüst vereinbart werden, das von allen beteiligten Beitragsleistern als gemeinsame Referenz für Entwicklung, Freigabe und Ursachenanalyse im Ladefehlerfall genutzt wird.

Die beschriebenen Testfallmengengerüste stellen eine wesentliche Grundlage für die technische Freigabe im Rahmen von PPF CIC dar. Änderungen sollten erst nach erfolgreicher Durchführung der jeweils relevanten Tests in produktive Systeme überführt werden.

Kapitel 10: Qualitätsmethode: 8D CIC zeigt anschließend, wie diese Referenz im Rahmen des reaktiven QM von 8D CIC konkret genutzt wird, um Ladefehler systematisch zu analysieren und Ursachen nachhaltig zu beheben.

9.4 Testfallmengengerüste als gemeinsame Referenz für Interoperabilität im ÖSL

Testfallmengengerüste schaffen eine gemeinsame und verbindliche Referenz für die einheitliche Prüfung von Schnittstellen im ÖSL. Durch die vollständige und korrekte Abdeckung relevanter Spezifikationen unterstützen sie die frühzeitige Erkennung unterschiedlicher Auslegungen und die belastbare Absicherung der Interoperabilität.

Als gemeinsame Testreferenz verbinden sie proaktives und reaktives Qualitätsmanagement: Sie unterstützen die qualitätsgesicherte Entwicklung und Freigabe von Komponenten, Systemen und Produkten und ermöglichen zugleich die systematische Eingrenzung von Ursachen bei Ladefehlern. Für weitere Schnittstellen im ÖSL ist die QM-Methode bedarfsabhängig übertragbar und kann dort als gemeinsame Referenz der beteiligten Beitragsleister etabliert werden.

10 Qualitätsmethode: 8D CIC >> Problem-management Ladefehlerkategorien: reaktives Qualitätsmanagement

Dieses Kapitel beschreibt mit den acht Disziplinen des Cross Industries Charging (8D CIC) eine industrieübergreifende Qualitätsmethode zur strukturierten Bearbeitung systemischer Ladefehler, wenn organisationsinterne Prozesse an Schnittstellen- und Unternehmensgrenzen nicht mehr ausreichen. Damit wird die in den vorangegangenen Kapiteln geschaffene Grundlage zur Messung, Verortung und Prüfung von Ladefehlern um eine Methode für deren systemübergreifende Bearbeitung im reaktiven Qualitätsmanagement ergänzt.

10.1 Bestehende Qualitätsmethoden der einzelnen Beitragsleister

Das Ökosystem Laden (ÖSL) ist durch eine Vielzahl unabhängiger Beitragsleister geprägt, darunter OEM, CPO, eMSP, Ladestationshersteller, Back-end-Anbieter und Netzbetreiber sowie weitere Marktrollen. Jeder dieser Beteiligten verfügt über eigene, etablierte Prozesse zur Fehleranalyse und -behebung. Diese Methoden sind innerhalb der jeweiligen Organisationen wirksam und häufig bewährt, greifen jedoch bei systemübergreifenden Ladefehlern über Unternehmensgrenzen hinweg nicht ausreichend.

Insbesondere an unternehmensübergreifenden Schnittstellen fehlt häufig eine abgestimmte Struktur für die gemeinsame Analyse, Ursachenklärung und Maßnahmenverfolgung. Dies führt in der Praxis, aufgrund unterschiedlicher Expertisen und Sichtweisen, zu uneinheitlichen Fehlerdefinitionen, unterschiedlichen Ursacheninterpretationen sowie einer eingeschränkten Transparenz über die tatsächlich betroffenen Systemübergänge. In der Folge entstehen zusätzliche Abstimmungsaufwände im Problemlösungsprozess, da Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten nicht eindeutig zugeordnet werden können. Der betrachtete Fehler wird dadurch nicht klar verortet, sondern zwischen den beteiligten Beitragsleistern weitergereicht. Es fehlt eine übergreifende methodische Grundlage, die eine konsistente Einordnung und Bearbeitung von Fehlern entlang der Schnittstellen ermöglicht.

Vor diesem Hintergrund wird der etablierte 8D-Fehlerabstellprozess aus der Automobilindustrie als strukturgebende Referenz herangezogen und für das ÖSL weiterentwickelt. Das Ergebnis ist der Fehlerabstellprozess 8D CIC.

10.2 Vorschlag: Qualitätsmethoden 8D CIC

Die in Kapitel 10.1 beschriebenen Herausforderungen zeigen den Bedarf einer gemeinsamen, systemübergreifenden Vorgehensweise zur Bearbeitung von Ladefehlern im ÖSL. Der 8D CIC greift hierfür die etablierte 8D-Logik der strukturierten Problemlösung auf und überträgt sie auf die besonderen Anforderungen eines vernetzten, industrieübergreifenden ÖSL.

8D CIC steht dabei für die Anwendung der acht Disziplinen des 8D-Ansatzes im Kontext von CIC. Während der klassische 8D-Ansatz die strukturierte Bearbeitung von Fehlern innerhalb einer Organisation unterstützt, erweitert der 8D CIC diese Logik um die systemübergreifende Betrachtung von Kundenfunktionswirkketten, Schnittstellen und beteiligten Beitragsleistern.

Dabei ist zwischen Methode, Prozess und Workflow zu unterscheiden:

8D CIC	Methode / methodischer Ansatz
8D CIC-Prozess	die konkrete Anwendung der Methode in acht Disziplinen
Workflow	operative organisatorische Ausgestaltung

Der 8D CIC ist die Methode bzw. der methodische Ansatz für die strukturierte, systemübergreifende Problembearbeitung. Der 8D-CIC-Prozess beschreibt die konkrete Anwendung dieser Methode in den acht Disziplinen D1 bis D8. Der Workflow bildet demgegenüber die operative organisatorische Ausgestaltung ab und definiert insbesondere Rollen, Verantwortlichkeiten, Kommunikations- und Eskalationswege sowie die eingesetzten Werkzeuge und Systeme.

Der 8D CIC nutzt die in den Kapiteln 6 bis 9 beschriebenen Referenzmodelle (Architektur, Informationsfluss, Schnittstellen, Testfallmengengerüste), um Ladefehler systematisch und industrieübergreifend zu bearbeiten.

Damit wird der Fehler nicht nur beschrieben, sondern eindeutig innerhalb der gesamten Funktions- und Informationskette lokalisiert. Der 8D CIC ist damit kein eigenständiger operativer Workflow, sondern der methodische Kernbaustein innerhalb eines übergeordneten, industrieübergreifend abgestimmten Qualitätsrahmens im ÖSL.

10.2.1 Einordnung: Prozess, Methode und Workflow

Die strukturierte Bearbeitung von Ladefehlern setzt ein gemeinsames Verständnis darüber voraus, wie Ziele, Prozesse, Methoden und Werkzeuge zusammenwirken. Diese Systematik lässt sich als hierarchisches Modell beschreiben:

Ziele definieren, was erreicht werden soll – im ÖSL insbesondere eine stabile, interoperable und kundenorientierte Ladeerfahrung.

Prozess und Workflow beschreiben die organisatorische Umsetzung: Rollen, Verantwortlichkeiten und Aktivitäten entlang einer Wirkkette, an der mehrere Beitragsleister beteiligt sind – OEM, CPO, eMSP und Ladestationshersteller.

Methoden beantworten die Frage nach der Struktur der Problembearbeitung. Etablierte Ansätze wie 8D, Six Sigma oder Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA) liefern Strukturen zur Fehleranalyse und Maßnahmenableitung. Der 8D-Prozess ist in der Automobilindustrie seit Jahrzehnten etabliert und schafft Klarheit durch strukturierte Problembeschreibung, systematische Ursachenanalyse, definierte Sofort- und Abstellmaßnahmen sowie nachhaltige Verifizierung und Lessons Learned.

Tools und Systeme unterstützen die Methodenanwendung – etwa für Log-Analyse, KPI-Auswertung und 8D-Dokumentation.

Der 8D CIC beschreibt die methodische Anwendung der 8D-Logik im Kontext des ÖSL. Er ist dabei als Methode zu verstehen, nicht als vollständig vordefinierter operativer Prozess. Er liefert den strukturellen Rahmen für die Problembearbeitung, während Rollen, Eskalationswege, Formate und IT-Systeme organisations- bzw. partnerübergreifend konkret auszugestalten sind.

10.2.2 Warum ein 8D CIC?

Im Ökosystem Laden (ÖSL) ist die 8D-Logik bislang nicht industrieübergreifend etabliert. Zwar nutzen einzelne Beitragsleister den 8D-Prozess bereits, jedoch fehlt ein gemeinsamer, rollenübergreifender Ansatz zur Bearbeitung systemischer Ladefehler.

Der Ansatz 8D CIC verfolgt daher nicht das Ziel, eine neue Methode einzuführen, sondern einen bewährten Standard auf die Besonderheiten des ÖSL zu übertragen und systemisch weiterzuentwickeln.

Im Fokus steht dabei die Anpassung der 8D-Logik an ein Umfeld, in dem Fehlerursachen häufig nicht innerhalb eines einzelnen Unternehmens entstehen, sondern im Zusammenspiel mehrerer Beitragsleister, Systeme und Schnittstellen im ÖSL.

Der 8D-Prozess ist innerhalb einer Organisation (+Supply Chain) etabliert und gelebte Praxis.

Welche Aufgaben könnten die ÖSL-Prozessbeteiligten im 8D-CIC haben (Beispiele)?

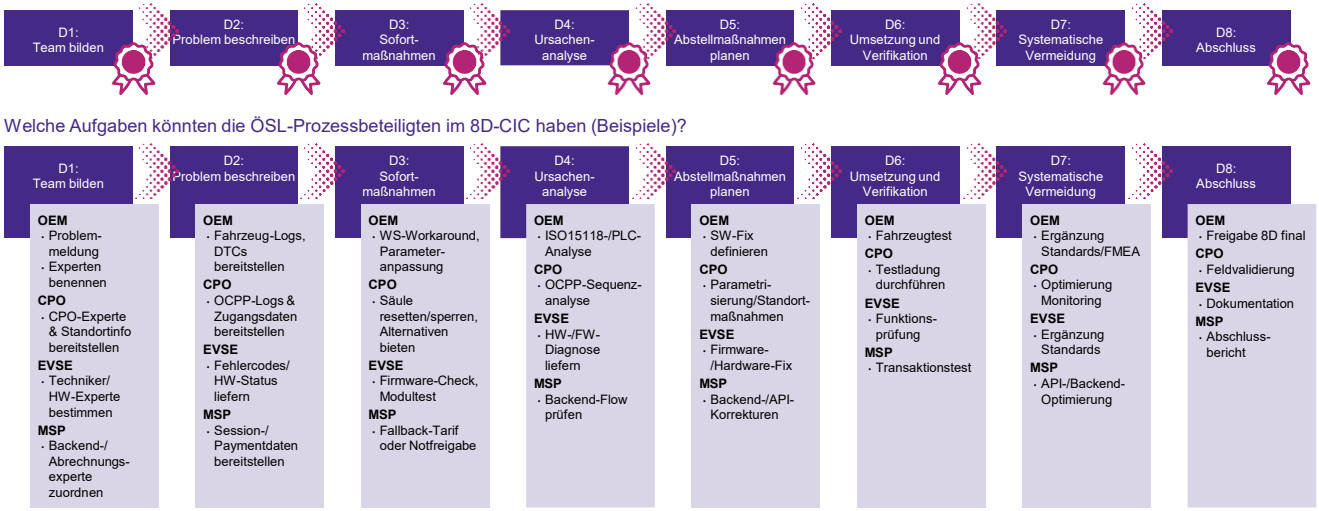


Abbildung 10-1: 8D-CIC-Prozess

10.2.3 Das Kernproblem: fehlende gemeinsame Referenz

Für eine wirksame systemübergreifende Ursachenanalyse im Rahmen des 8D CIC ist eine eindeutige und reproduzierbare Referenzierung des Fehlerbildes zwingend erforderlich. Die fehlende gemeinsame Referenz ist dabei das zentrale Einführungsproblem des 8D CIC. Ohne standardisierte Einordnung entlang Lade-Use-Case, Kundenfunktion, Customer Journey Charging (CJC), technischer Schnittstelle und Testfall bleibt jeder Fehler symptomatisch beschrieben und industrieübergreifend nur eingeschränkt bearbeitbar.

Zentrale Fragen bleiben heute häufig unbeantwortet:

- Welcher Lade-Use-Case ist betroffen?
- Welche Kundenfunktion ist eingeschränkt?
- Wo in der CJC tritt der Fehler auf?
- An welcher technischen Schnittstelle liegt die Abweichung?
- Welcher Testfall oder welche Systemkonfiguration ist betroffen?

Ohne diese strukturierte Einordnung entsteht keine gemeinsame Faktenbasis. Fehler werden symptomatisch beschrieben, jedoch nicht systemisch verortet. Darüber hinaus zeigt sich in der praktischen Umsetzung, dass häufig keine klare Verantwortlichkeit für die technische Initialisierung und Steuerung eines 8D-Prozesses besteht. Insbesondere bei systemübergreifenden Fehlerbildern ist der Prozess-Lead-Verantwortliche (PLV) zum Zeitpunkt des Fehlerauftretens oft nicht eindeutig benannt.

In der Folge werden notwendige Analysen verzögert angestoßen oder bleiben zwischen den beteiligten Beitragsleistern unzureichend koordiniert. Die Kombination aus fehlender Referenzierung und unklarer Verantwortlichkeit erschwert somit eine konsistente und effiziente Fehlerbearbeitung erheblich.

Vor diesem Hintergrund ist eine klare Zuordnung erforderlich, unter welchen Bedingungen die technische Initialisierung und Leitung eines 8D-Prozesses durch den jeweils beteiligten Stakeholder zu erfolgen hat.

Technische Initialisierung und Prozess-Lead im 8D CIC

Ein zentrales Element zur erfolgreichen Anwendung von 8D CIC ist die klare Regelung der technischen Initialisierung sowie der übergeordneten Steuerung des Prozesses.

Im Kontext des ÖSL besteht die besondere Herausforderung darin, dass Ladefehler häufig systemübergreifend entstehen und nicht eindeutig einem einzelnen Beitragsleister zugeordnet werden können. In vielen Fällen fehlt daher eine klar definierte Verantwortlichkeit für die technische Initialisierung und Koordination eines 8D-CIC-Prozesses.

Um eine strukturierte und wirksame Fehlerbearbeitung zu gewährleisten, ist die frühzeitige Festlegung eines Prozess-Leads erforderlich. Dieser übernimmt die übergreifende Koordination des 8D-CIC-Prozesses, stellt die Einbindung aller relevanten Beitragsleister sicher und verantwortet die transparente Nachverfolgung der Maßnahmen.

Die konkrete Ausgestaltung der technischen Initialisierung eines 8D-CIC-Prozesses sowie die Kriterien zur Bestimmung des Prozess-Leads werden im Kapitel 10.3.3 detailliert beschrieben.

10.3 8D CIC: Die methodische Antwort

Der 8D CIC nutzt die in den Kapiteln 6 bis 9 beschriebenen Referenzmodelle (Architektur, Informationsfluss, Schnittstellen, Testfallmengengerüste), um Ladefehler systematisch und industrieübergreifend zu bearbeiten.

Damit wird der Fehler nicht nur beschrieben, sondern eindeutig innerhalb der gesamten Funktions- und Informationskette lokalisiert. 8D CIC ist dabei kein eigenständiger Prozess, sondern der methodische Kernbaustein innerhalb eines übergeordneten, industrieübergreifend abgestimmten Qualitätsrahmens im ÖSL.

10.3.1 Anwendungsbereich des 8D CIC – Wann ist der Einsatz sinnvoll?

Der Einsatz des 8D CIC ist insbesondere dann sinnvoll, wenn Ladefehler nicht mehr eindeutig innerhalb eines einzelnen Systems oder Verantwortungsbereichs analysiert und behoben werden können. In solchen Fällen ist eine koordinierte, industrieübergreifende Vorgehensweise erforderlich.

10.3.2 Typische Kriterien für die Anwendung des 8D CIC

Typische Kriterien für die Anwendung des 8D CIC sind:

- Die Problemlösung erfordert die Zusammenarbeit mehrerer Beitragsleister (z. B. OEM, CPO, eMSP, Ladestationshersteller)
- Es besteht keine eindeutige vertragliche Zuordnung zwischen den beteiligten Beitragsleistern für das Ladeerlebnis, wodurch Verantwortlichkeiten nicht klar abgegrenzt sind
- Das Thema weist eine hohe Kritikalität auf, beispielsweise im Kontext von Ladeleistung oder Ladezeit – insbesondere bei Anwendungen mit hoher operativer Relevanz wie im Nutzfahrzeugbereich
- Der Fehler tritt häufig oder wiederholt auf und hat damit systemische Relevanz
- Eine eindeutige Verortung der Ursache innerhalb der Funktions- und Systemlandschaft ist nicht möglich
- Die Abweichung vom Sollzustand ist signifikant, beispielsweise wenn die Ladeleistung oder Ladezeit deutlich außerhalb akzeptabler Toleranzen liegt (z. B. > 20 % Abweichung gegenüber erwarteten Werten)
- Es handelt sich um sicherheits- oder regulatorisch relevante Themen, die eine abgestimmte und nachvollziehbare Bearbeitung erfordern

Das Beispiel der reduzierten Ladeleistung ist als Musterfall für einen systemischen Ladefehler geeignet, da es mehrere potenzielle Ursachendomänen und beteiligte Beitragsleister umfasst und gerade deshalb eine gemeinsame Referenz- und Koordinationsmethode erfordert.

In der Praxis könnte das bspw. eine deutlich reduzierte Ladeleistung im öffentlichen Gleichstrom-Laden (DC-Laden) eines Lkw sein. Trotz funktionierenden Ladevorgangs wird die erwartete Leistung nicht erreicht. Die Ursache ist zunächst unklar, da sowohl fahrzeugseitige Parameter (z. B. Batterietemperatur) und stationsseitige Limitierungen (z. B. Lastmanagement) als auch netzseitige Einflüsse in Betracht kommen. Gleichzeitig sind mehrere Beitragsleister beteiligt, und es besteht keine eindeutige Zuordnung der

Verantwortung. In einem solchen Fall ermöglicht der 8D CIC eine strukturierte, gemeinsame Analyse entlang der CJC, der jeweiligen Kundenfunktion und der betroffenen Schnittstellen. Dadurch kann die Ursache des Ladefehlers systematisch eingegrenzt und eine abgestimmte, nachhaltige Lösung über alle beteiligten Systeme hinweg entwickelt werden.

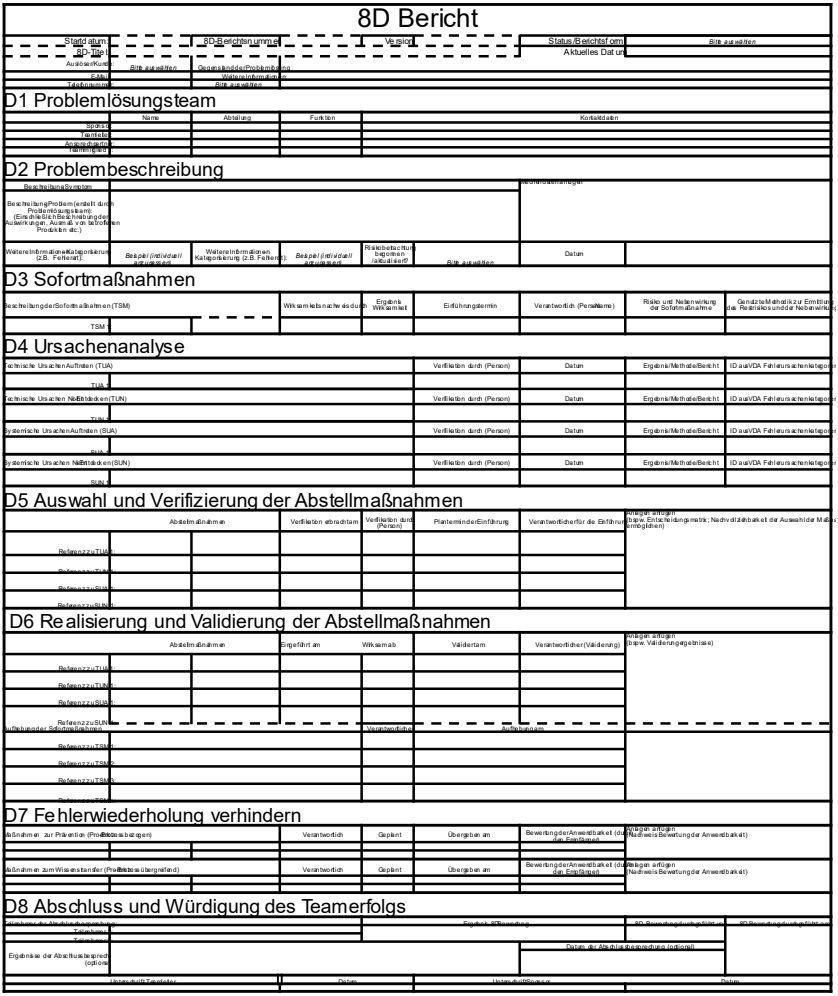


Abbildung 10-2: 8D-Bericht CIC [20]

10.3.3 Der 8D CIC-Prozess (D1–D8)

Der 8D CIC versteht sich als koordinierter Fehlerabstellprozess über Unternehmensgrenzen hinweg und umfasst acht aufeinander aufbauende Phasen (D1–D8).

D1 – Team bilden: Eine industrieübergreifende Verantwortungsstruktur schaffen

D1 beschreibt die Bildung eines interdisziplinären Teams als Ausgangspunkt des 8D CIC-Prozesses. Ziel ist es, eine belastbare industrieübergreifende Arbeitsstruktur zu schaffen, die eine ganzheitliche Analyse und Bearbeitung des Fehlerbildes ermöglicht.

Die technische Initialisierung des 8D CIC-Prozesses erfolgt durch denjenigen Beitragsleister, bei dem ein Ladefehler erstmals erkannt, gemeldet oder im Monitoring auffällig wird. Er übernimmt initial die Rolle des Initiators und in der Regel auch vorläufig die Funktion des Prozess-Leads und stellt sicher, dass der 8D-Prozess strukturiert gestartet wird.

Der Initiator ist verantwortlich für die Zusammenstellung eines interdisziplinären Teams unter Einbindung aller potenziell betroffenen Beitragsleister entlang der identifizierten Kundenfunktionswirkkette.

Da Ladefehler systemübergreifend entlang der Funktionswirkkette über Unternehmens- und Industriegrenzen hinweg entstehen, reicht ein organisationsinternes Team nicht aus. Im 8D CIC bedeutet D1 daher:

- Identifikation der betroffenen Marktrollen (OEM, CPO, eMSP, Ladestationshersteller etc.)
- Benennung der verantwortlichen Beitragsleister
- vorläufige Festlegung einer prozessverantwortlichen Koordinationsrolle (Prozess-Lead)
- Definition klarer Kommunikations- und Eskalationswege
- Sicherstellung der Datenverfügbarkeit über Systemgrenzen hinweg

Bei systemübergreifenden Fehlerbildern ohne eindeutige Zuordnung kann die Moderation und Koordination des 8D CIC-Prozesses durch einen abgestimmten Lead-Partner oder eine übergeordnete Koordinationsinstanz erfolgen.

D1 schafft damit die Grundlage für eine gemeinsame, abgestimmte Sicht auf das Fehlerbild. Ohne ein korrekt besetztes, rollenübergreifendes Team

besteht die Gefahr, dass der Fehler isoliert analysiert wird und systemische Ursachen nicht erkannt werden.

Im ÖSL ist D1 somit nicht nur organisatorisch, sondern auch strukturell entscheidend, da es die Grundlage für eine gemeinsame Fehlerbasis und eine systemübergreifende Zusammenarbeit schafft. Unabhängig vom Reifegrad eines industrieübergreifenden Workflows wird hier ein bewährtes methodisches Vorgehen an die Anforderungen des ÖSL angepasst und beschrieben.

Kriterien zur Bestimmung des Prozess-Leads

Die Bestimmung des Prozess-Leads erfolgt anhand definierter Kriterien, um auch bei systemübergreifenden Fehlerbildern eine eindeutige und effiziente Prozesssteuerung sicherzustellen. Dabei können insbesondere folgende Kriterien herangezogen werden:

- **Erstdetektion des Fehlers:** Derjenige Beitragsleister, bei dem der Ladefehler erstmals erkannt, gemeldet oder im Monitoring auffällig wird, übernimmt initial die Rolle des Prozess-Leads
- **Systemnähe zur Fehlerursache:** Der Beitragsleister, dessen System, Komponente oder Schnittstelle am wahrscheinlichsten ursächlich für das Fehlerbild ist, kann die Prozessführung übernehmen
- **Betroffenheit und Einfluss auf das Ladeerlebnis des EV-Fahrers:** Der Beitragsleister mit dem größten Einfluss auf die Stabilität des Ladevorgangs oder die Wahrnehmung des Fehlers aus Sicht des EV-Fahrers eignet sich bevorzugt als Prozess-Lead
- **Zugriff auf relevante Daten und Analysefähigkeit:** Derjenige Beitragsleister, der über die umfassendsten Diagnosemöglichkeiten und die beste Datenbasis zur Analyse des Fehlers verfügt, kann die Koordination übernehmen
- **Fähigkeit zur Koordination beteiligter Beitragsleister:** Der Prozess-Lead sollte in der Lage sein, alle betroffenen Beitragsleister effizient einzubinden und den Informationsfluss im Analyseprozess sicherzustellen

- **Vertragliche oder organisatorische Regelungen:** In definierten Partnerschaften oder Servicebeziehungen kann die Verantwortlichkeit für den Prozess-Lead bereits vorab festgelegt sein

Sofern die initiale Zuordnung des Prozess-Leads im Verlauf der Analyse nicht mehr zielführend ist, kann die Rolle in Abstimmung der beteiligten Beitragsleister an einen besser geeigneten Akteur übergeben werden.

D2 – Problem beschreiben: Referenzierte, systemübergreifende Problembeschreibung

Im klassischen 8D-Prozess steht D2 für die strukturierte Problembeschreibung.

Im ÖSL ist dieser Schritt von zentraler Bedeutung, da hier die Grundlage für eine gemeinsame, industrieübergreifende Sicht auf den Fehler geschaffen wird.

Im 8D CIC umfasst D2 zwingend eine referenzierte und eindeutig zuordenbare Beschreibung des Fehlerbildes. Dabei soll der Fehler nicht nur beschrieben, sondern auch systematisch eingeordnet werden.

Ein wesentliches Element ist die Zuordnung zu den harmonisierten TOP 5-Ladefehlerkategorien (vgl. Kapitel 4: TOP 5-Ladefehlerkategorien im ÖSL). Diese dienen als industrieübergreifende Referenz und ermöglichen eine einheitliche Klassifikation typischer Fehlerbilder im Ladevorgang. Durch diese Zuordnung wird sichergestellt, dass vergleichbare Fehlerbilder auch als solche erkannt, zugeordnet und konsistent bewertet werden.

Darüber hinaus umfasst D2 im 8D CIC:

- Verortung in der CJC, um den betroffenen Prozessschritt aus der Perspektive des EV-Fahrers eindeutig zu bestimmen
- Die Zuordnung erfolgt zum konkreten Lade-Use-Case (siehe Kapitel 2.2: Lade-Use-Cases und ihre spezifischen Anforderungen)
- Benennung der betroffenen Kundenfunktionswirkketten Laden, z. B. DC-Laden@PUBLIC mit RFID
- Identifikation der betroffenen Schnittstelle im Architekturmodell (vgl. Kapitel 6: Systemperspektive Technik: Architekturmodell)

- die Definition relevanter Randbedingungen (z. B. Fahrzeugtyp, Firmwarestand [EV/EVSE-Backend], Konfiguration der Ladestation, Umgebungsbedingungen)

Die Problembeschreibung soll dabei nicht symptomatisch („Ladevorgang startet nicht“) erfolgen, sondern referenziert, strukturiert und reproduzierbar dokumentiert werden. Mithilfe der Kombination aus TOP 5-Ladefehlerkategorien, CJC-Verortung und Schnittstellenzuordnung kann das Problem entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden präzise eingegrenzt werden.

Ziel von D2 im 8D CIC ist eine belastbare, industrieübergreifend verständliche Problembeschreibung, die frei von organisationsspezifischen Interpretationen ist und als gemeinsame Grundlage für die weitere Ursachenanalyse dient.

Die Zuordnung zu einer der TOP 5-Ladefehlerkategorien stellt sicher, dass die Problembeschreibung in einen standardisierten Kontext eingeordnet wird und nicht isoliert erfolgt. Dadurch werden Fehlerbilder vergleichbarer, Maßnahmen lassen sich besser priorisieren und eine effiziente, systemübergreifende Problemlösung wird ermöglicht. Für weiterführende Detailinformationen siehe Kapitel 8.2.1: Spezifikationen der im Referenzszenario Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. betroffenen Schnittstellen.

Neben der strukturierten Beschreibung des Fehlerbildes umfasst dieser Schritt im 8D CIC zusätzlich die eindeutige Verortung des Fehlers entlang der Kundenfunktionswirkkette sowie die finale Festlegung des PLV.

Die Zuordnung des finalen PLV erfolgt auf Basis der betroffenen Schnittstelle und der systemischen Verantwortung innerhalb des ÖSL.

D3 – Sofortmaßnahmen: Stabilisierung des Systems

D3 dient der kurzfristigen Eindämmung des Problems, um Beeinträchtigungen für die EV-Fahrer zu reduzieren.

Im ÖSL können Sofortmaßnahmen beispielsweise folgende Punkte umfassen:

- Deaktivierung einer fehlerhaften Ladestation

- Zurücksetzen auf den letzten intakten Software-/Firmwarestand (Rollback)
- temporäre Konfigurationsanpassung
- Hinweise/Kommunikation über die Sofortmaßnahme an betroffene EV-Fahrer
- eine gemeinsame Blacklist für fehlerhafte Ladestationen. Ladestationen, an denen der Ladevorgang wiederholt nicht wie erwartet verlaufen ist, werden zentral erfasst und gesperrt. So wird verhindert, dass sie erneut angefahren werden

Entscheidend ist, dass Sofortmaßnahmen im 8D CIC abgestimmt erfolgen.

Ein isolierter Eingriff eines einzelnen Beitragsleisters kann unbeabsichtigte Wechselwirkungen erzeugen.

D3 hat daher zwei Zielrichtungen:

1. Schutz des EV-Fahrers >> „HappyCustomers@Charging“
2. Stabilisierung des Gesamtsystems bis zur Ursachenklärung

D4 – Ursachenanalyse: Systemische Ursachen-Identifikation im ÖSL

D4 bildet den analytischen Kern des 8D-CIC-Workflows. Ziel ist die eindeutige Identifikation der technischen Fehlerursache auf Basis einer systematischen und datenbasierten Analyse.

Im ÖSL erfolgt die Ursachenanalyse nicht isoliert innerhalb einzelner Teilsysteme, sondern konsequent entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden. Dabei werden insbesondere der Informationsfluss, energiewirtschaftliche Anwendungsfälle sowie die betroffenen Schnittstellen im gemeinsamen Architekturmodell berücksichtigt.

Für eine strukturierte und nachvollziehbare Ursachenanalyse kann die FMEA als strukturierendes Analysewerkzeug zur Vertiefung der Ursachenidentifikation eingesetzt werden. Insbesondere bei systemübergreifenden Fehlerbildern entlang mehrerer Schnittstellen unterstützt die FMEA dabei, mögliche Fehlerursachen, deren Wirkzusammenhänge sowie resultierende Risiken transparent darzustellen und zu bewerten.

Die Anwendung der FMEA erfolgt auf Basis der zuvor im 8D-CIC-Prozess durchgeführten funktionalen Fehlerverortung in der CJC sowie der Zuordnung zu betroffenen Schnittstellen und Systemelementen.

Voraussetzung für eine belastbare Ursachenanalyse ist eine klare und strukturierte Einordnung des Fehlerbildes (siehe auch D2). Ergänzend ist zu berücksichtigen:

- welche Normen, Standards oder Spezifikationen die jeweilige Schnittstelle beschreiben
- an welchen Stellen Interpretationsspielräume bestehen, die zu unterschiedlichen Systemausprägungen und im Ergebnis nicht interoperablen Implementierungen in den Teilsystemen führen können

Diese Interpretationsspielräume stellen eine wesentliche Ursache für systemübergreifende Fehlerbilder dar. Vor diesem Hintergrund ist der Aufbau von Testfallmengengerüsten pro Schnittstelle eine zentrale Methodik des Qualitätsmanagements ÖSL. Ziel ist es, pro Schnittstelle eindeutig, klar und konform zu sein. Aber eben nicht nur konform zu einer Norm, einem Standard, sondern explizit zu festgelegten gemeinsamen Testfällen. Sind Interpretationsspielräume reduziert, steigt die Interoperabilität –

HappyCustomers@Charging. HappyCompanies@E-Mobility.

Die eigentliche Analyse in D4 umfasst insbesondere:

- die Zuordnung von Fahrzeug-, Ladestations- und Backend-Protokolldaten
- die Prüfung von Protokollinterpretationen und Kommunikationsabläufen
- die Bewertung von Zeitstempeln, Sequenzen und Timeouts
- die Analyse von Konfigurations- und Softwareständen der beteiligten Systeme

Ziel ist die eindeutige Identifikation der technischen Fehlerursache, die einer konkreten Schnittstelle innerhalb der Kundenfunktionswirkkette Laden zugeordnet werden kann.

Der 8D CIC-Ansatz verhindert dabei typische Fehlinterpretationen wie „Bei uns funktioniert alles“, indem er eine durchgängige, systemübergreifende Analyse erzwingt. Die Ursache wird nicht isoliert bewertet, sondern im Kontext des gesamten ÖSL und auf Basis konsistenter, abgestimmter Daten.

Damit schafft D4 die Grundlage für eine nachhaltige Fehlerabstellung und eine kontinuierliche Verbesserung der Systemstabilität im ÖSL.

D5 – Korrekturmaßnahmen definieren: Systemübergreifende und nachhaltige Lösungsansätze

D5 beschreibt die Definition und Planung von Korrekturmaßnahmen zur nachhaltigen Beseitigung der identifizierten Fehlerursache. Im Unterschied zu den in D3 umgesetzten Sofortmaßnahmen liegt der Fokus in D5 auf dauerhaften, systemisch wirksamen Lösungen, die über eine kurzfristige Stabilisierung hinausgehen.

Im ÖSL ist dabei eine isolierte Betrachtung einzelner Teilsysteme nicht ausreichend. Da die Ursachen häufig an Schnittstellen oder im Zusammenspiel mehrerer Teilsysteme entstehen, müssen Korrekturmaßnahmen konsequent systemübergreifend gedacht und abgestimmt werden.

Ein wesentliches Ziel von D5 im 8D CIC ist es daher, gemeinsame Korrekturmaßnahmen zu planen, die alle beteiligten Beitragsleister adressieren und unterstützen. Dies umfasst nicht nur die Behebung eines konkreten Fehlers, sondern auch die Verbesserung der zugrunde liegenden Systeminteraktionen, Spezifikationen und Prozesse.

Typische Korrekturmaßnahmen im ÖSL können beispielsweise sein:

- Softwarekorrekturen in Fahrzeug, Ladestation oder Backend-Systemen
- Anpassungen von Protokollparametern oder Kommunikationsabläufen
- Hardwareänderungen an Komponenten der Ladeinfrastruktur oder im Fahrzeug
- Backend-Konfigurationsanpassungen zur Stabilisierung von Prozessen und Datenflüssen

- Klarstellungen oder Weiterentwicklungen von Spezifikationen und Standards, um Interpretationsspielräume zu reduzieren

Darüber hinaus bietet D5 die Möglichkeit, systematisch Maßnahmen und Lösungsansätze zu sammeln, zu bewerten und zu priorisieren. Dabei können auch *über* den konkreten Fehler hinausgehende Verbesserungen identifiziert werden, die zur allgemeinen Stabilität und Robustheit des ÖSL beitragen.

Ein zentraler Erfolgsfaktor ist die Synchronisierung der Korrekturmaßnahmen über alle betroffenen Schnittstellen und Beitragsleister hinweg. Insbesondere bei Fehlern, die mehrere Systeme betreffen, reicht eine Maßnahme auf einer einzelnen Systemseite häufig nicht aus. Erst das abgestimmte Zusammenspiel aller beteiligten Parteien führt zu einer wirksamen und nachhaltigen Fehlerbehebung.

D5 schafft damit die Grundlage für eine koordiniert umgesetzte, langfristig wirksame Problemlösung, die nicht nur den konkreten Fehler adressiert, sondern auch strukturelle Schwächen im Zusammenspiel der Systeme reduziert.

D6 – Wirksamkeit verifizieren: Wirkt die Lösung im ÖSL? Haben wir *HappyCustomers@Charging*?

In D6 geht es darum, zu überprüfen, ob die in D5 definierten Maßnahmen tatsächlich wirken. Während in D5 die Lösungen erarbeitet und abgestimmt wurden, steht jetzt die Frage im Mittelpunkt: Funktioniert die Lösung im realen Zusammenspiel aller beteiligten Systeme?

Im ÖSL reicht es nicht aus, eine Maßnahme nur in einem einzelnen Teilsystem oder unter Laborbedingungen zu testen. Entscheidend ist, ob die Lösung auch im Zusammenspiel von Fahrzeug, Ladestation und Backend-Systemen stabil funktioniert.

Die Verifikation umfasst daher mehrere Ebenen:

- Zunächst wird die Lösung im konkret betroffenen Lade-Use-Case überprüft
- Anschließend wird betrachtet, ob auch ähnliche oder angrenzende Lade-Use-Cases weiterhin stabil funktionieren (z. B. Unterschiede

zwischen Wechselstrom-Laden [AC-Laden] und DC-Laden oder verschiedenen Ladeorten)

- Darüber hinaus erfolgt eine Bewertung unter realistischen Randbedingungen, wie unterschiedliche Fahrzeugtypen, Softwarestände oder Konfiguration der Ladestationen
- Ein wichtiger Bestandteil ist zudem das Monitoring im Realbetrieb, um zu sehen, wie sich die Lösung im praktischen Einsatz verhält

Wie bereits in D5 ist auch hier die enge Zusammenarbeit aller beteiligten Beitragsleister entscheidend. Eine Maßnahme kann nur dann als wirksam gelten, wenn sie über alle betroffenen Schnittstellen hinweg funktioniert und keine neuen Probleme an anderer Stelle erzeugt.

Ein besonderer Fokus liegt darauf, sicherzustellen, dass die Lösung nicht nur lokal greift, sondern auch keine negativen Auswirkungen auf andere Funktionen oder Systeme hat. Gerade im ÖSL können Änderungen an einer Stelle unerwartete Effekte an anderer Stelle verursachen.

D6 hilft somit dabei, die Lösung ganzheitlich zu bewerten und abzusichern. Ziel ist es, eine stabile, interoperable und im realen Betrieb funktionierende Lösung zu erreichen – nicht nur im Test, sondern im gesamten ÖSL.

D7 – Ladefehlervermeidung: Nachhaltige Absicherung durch PPF CIC und Systemverbesserung

D7 zielt darauf ab, vergleichbare Fehler in Zukunft systematisch zu vermeiden. Während in den vorherigen Schritten die konkrete Ursache identifiziert und behoben wurde, geht es in D7 darum, die gewonnenen Erkenntnisse nachhaltig im System zu verankern.

Im ÖSL ist dieser Schritt von besonderer Bedeutung, da viele Fehler nicht isoliert auftreten, sondern aus Unklarheiten an Schnittstellen, Interpretationsspielräumen in Spezifikationen oder unzureichend abgestimmten Änderungen resultieren.

Ein zentraler Baustein zur Ladefehlervermeidung ist daher PPF CIC als proaktive Qualitätsmethode für ein systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement im ÖSL. PPF CIC ist dabei an VDA 2 PPF angelehnt. Ziel ist es, Änderungen an Fahrzeugen, Ladestationen, Backend-Systemen

oder Schnittstellen strukturiert, transparent und systemübergreifend abgestimmt zu behandeln.

Durch einen solchen Ansatz wird sichergestellt, dass:

- Änderungen frühzeitig bewertet und abgestimmt werden
- Auswirkungen auf angrenzende Systeme und Schnittstellen berücksichtigt werden
- eine konsistente Freigabe über alle beteiligten Beitragsleister hinweg erfolgt

Ergänzend umfasst D7 im ÖSL insbesondere:

- die Anpassung und Erweiterung von Testkatalogen
- die gezielte Erweiterung von Interoperabilitätstests
- die Integration zusätzlicher Prüfparameter in das KPI-Monitoring
- die Weiterentwicklung und Präzisierung von Spezifikationen
- die Verbesserung von Schnittstellenbeschreibungen, um Interpretationsspielräume zu reduzieren

Die in der Ursachenanalyse gewonnenen Erkenntnisse werden dabei systematisch genutzt, um bestehende Lücken zu schließen und die Robustheit des Gesamtsystems zu erhöhen. Dies betrifft sowohl technische Aspekte als auch Prozesse und Methoden entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden.

D7 trägt somit dazu bei, dass erkannte Fehler nicht nur einmal behoben, sondern strukturell verhindert werden. Die Ergebnisse fließen in Referenzmodelle, Prüfprozesse sowie Standardisierungs- und Harmonisierungsvorhaben ein und stärken damit langfristig die Qualität und Stabilität im ÖSL.

D8 – Abschluss und systemische Verankerung

Während D1 den Problemlösungsprozess initiiert, stellt D8 dessen nachhaltige Wirkung sicher. Ziel ist es, die gewonnenen Erkenntnisse nicht nur abzuschließen, sondern systematisch zu sichern, zu teilen und für das gesamte ÖSL nutzbar zu machen.

Im klassischen 8D-Prozess umfasst D8:

- die formale Bestätigung der Wirksamkeit der Maßnahmen
- die Würdigung der Teamleistung
- die Dokumentation von Lessons Learned

Im 8D CIC wird dieser Schritt um eine industrieübergreifende, systemische Perspektive erweitert. Dabei steht insbesondere die Frage im Fokus, wie die gewonnenen Erkenntnisse über den Einzelfall hinaus einen Mehrwert für alle beteiligten Beitragsleister schaffen können.

Ein zentraler Bestandteil ist die nachhaltige Dokumentation der Ergebnisse. Diese erfolgt nicht isoliert innerhalb eines Unternehmens, sondern idealerweise in einer Form, die eine Wiederverwendbarkeit und Nachvollziehbarkeit für alle beteiligten Partner im ÖSL ermöglicht. Dazu gehören insbesondere:

- die eindeutige Beschreibung des Fehlerbildes (inkl. Zuordnung zu den TOP 5-Ladefehlerkategorien)
- die identifizierte Ursache an der konkreten Schnittstelle
- die umgesetzten Korrekturmaßnahmen sowie deren Verifikation
- die daraus abgeleiteten Erkenntnisse für zukünftige Anwendungen

Darüber hinaus umfasst D8 im 8D CIC:

- die Überprüfung der nachhaltigen Wirksamkeit: Wurde der Fehler an der identifizierten Schnittstelle dauerhaft und über alle relevanten Lade-Use-Cases hinweg (z. B. AC/DC, öffentlich/privat, Lkw-Laden im Depot) beseitigt?
- die Rückführung der Ergebnisse in gemeinsame Referenzen, wie das Architekturmodell ÖSL, Testkataloge, KPI-Definitionen oder Monitoring-Mechanismen
- die Ableitung proaktiver Maßnahmen, beispielsweise durch Anpassung von Spezifikationen, Schärfung von Schnittstellendefinitionen oder Standardisierung von Konfigurationsparametern
- die strukturierte Wissenssicherung für die Branche, um vergleichbare Fehler zukünftig schneller zu erkennen und zu vermeiden

Ein besonderer Mehrwert entsteht dann, wenn die Ergebnisse aus dem 8DCIC-Prozess nicht nur innerhalb einzelner Organisationen verbleiben, sondern in geeigneter Form zwischen den Beitragsleistern geteilt werden. Dadurch entsteht ein gemeinsames Verständnis der typischen Fehlerbilder, von deren Ursachen und wirksamen Lösungsansätzen.

Ziel von D8 im 8D CIC ist es daher nicht nur, einen einzelnen Fehlerfall abzuschließen, sondern einen Beitrag zur kontinuierlichen Verbesserung und Reifesteigerung des gesamten ÖSL zu leisten.

Der 8D CIC stellt damit sicher, dass Fehler nicht lediglich „abgestellt“ werden, sondern dass aus jedem Ereignis strukturelles Lernen entsteht – über System-, Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg.

Tabelle 10-1 und Tabelle 10-2 verdeutlichen, dass der 8D CIC keine abstrakte Branchenmethode bleibt, sondern für die zentralen Marktrollen bereits in typische Verantwortungsbeiträge pro D-Phase übersetzt werden kann.

Tabelle 10-1: Übertragung 8D auf 8D CIC (D1-D4)

Beitrags-leister	D1: Team bilden	D2: Problem-beschreibung	D3: Sofortmaßnahmen	D4: Ursachenanalyse
OEM	Problemmeldung, Experten benennen	Fahrzeug-Logs, DTCs bereitstellen	SW-Workaround, Parameteranpassung	ISO15118-/PLC-Analyse
CPO	CPO-Experte & Standortinfo bereit-stellen	OCPP-Logs & Zustands-daten liefern	Säule resetten/sperren	OCPP-Sequenzanalyse
EVSE	Techniker/HW-Experten benennen	Fehlercodes/HW-Status liefern	Firmware-Check, Modultest	HW/FW-Diagnose
eMSP	Backend-/Abrechnungs-experten benennen	Session-/Paymentdaten bereitstellen	Fallback-Tarif oder Notfreigabe	Backend-Flow prüfen

Tabelle 10-2: Übertragung 8D auf 8D CIC (D5-D8)

Beitrags-leister	D5: Auswahl Maßnahmen	D6: Umsetzung Maßnahmen	D7: Lessons Learned	D8: Abschluss
OEM	SW-Fix definieren	Fahrzeugtests Modellpflege	Ergänzung Standards / FMEA	Freigabe 8D final
CPO	Parametrisierung/Standort-maßnahmen	Testladung durchführen	Optimierung Monitoring	Freigabe 8D final
EVSE	Firmware-/Hardware-Fix	Funktionsprüfung	Ergänzung Design- & Prozess-Standards	Freigabe 8D final
eMSP	Backend-/API-Korrekturen	Transaktionstest	API-/Backend-Optimierung	Freigabe 8D final

10.4 8D CIC als gemeinsame Methode für systemübergreifendes Problemmanagement im ÖSL

Der 8D CIC schafft eine gemeinsame methodische Grundlage für die strukturierte Bearbeitung von Ladefehlern über System-, Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg. Er überträgt hierzu die etablierte 8D-Logik auf die besonderen Anforderungen des ÖSL und erweitert sie um die systemübergreifende Betrachtung der beteiligten Beitragsleister, Kundenfunktionswirkketten und Schnittstellen. Damit wird keine neue Qualitätsmethode geschaffen, sondern ein bewährter Ansatz für die Anwendung im ÖSL systemisch weiterentwickelt.

Der wesentliche Erkenntnisgewinn liegt in der **Verknüpfung der zuvor entwickelten Referenzen zu einer durchgängigen Problemlösungslogik.** Ladefehler werden nicht mehr ausschließlich symptomatisch oder aus Sicht einzelner Beitragsleister betrachtet, sondern systematisch eingeordnet. Der 8D CIC schafft dabei für jeden Fehlerfall Transparenz darüber,

- welcher Lade-Use-Case betroffen ist
- welche Kundenfunktion beeinträchtigt ist
- in welcher Phase der Customer Journey Charging (CJC) der Fehler auftritt
- an welcher technischen Schnittstelle die Ursache liegt
- welche Beitragsleister betroffen bzw. für die weitere Bearbeitung einzubeziehen sind

Die Referenzmodelle zu Architektur, Informationsfluss, Schnittstellen und Testfallmengengerüsten bilden hierfür die gemeinsame Grundlage. Durch ihre Einbindung in den 8D CIC wird aus den einzelnen Systembausteinen eine methodisch zusammenhängende Grundlage für die systemübergreifende Fehlerbearbeitung. Kapitel 10 führt damit wesentliche Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel in einer gemeinsamen Qualitätsmethode zusammen.

Auf dieser Grundlage ermöglicht der 8D CIC

- eine gemeinsame Problemmanagement-Qualitäts-Methodik über die beteiligten Rollen hinweg
- strukturierte und referenzierte Problembeschreibungen

- eine transparente Zuordnung der betroffenen Schnittstellen
- die klare Benennung der Verantwortlichkeiten
- eine nachhaltige und überprüfbare Fehlerabstellung

Damit unterstützt der 8D CIC nicht nur die Bearbeitung des einzelnen Ladefehlers. Die im Prozess gewonnenen Erkenntnisse können in gemeinsame Referenzen, Testkataloge, KPI-Definitionen und Monitoring-Mechanismen zurückgeführt und für die kontinuierliche Verbesserung des ÖSL genutzt werden. Der einzelne Fehlerfall wird damit zugleich zum Ausgangspunkt für systemisches Lernen über Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg.

Der 8D CIC bildet damit den methodischen Ansatz des **reaktiven Qualitätsmanagements im ÖSL.** Wiederkehrende Fehlerursachen und daraus abgeleitete Erkenntnisse bilden zugleich einen Eingang für das proaktive Qualitätsmanagement. Mit PPF CIC wird dieser Ansatz im folgenden Kapitel um ein systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement zur präventiven Vermeidung vergleichbarer Ladefehler ergänzt.

11 Qualitätsmethode: PPF CIC – systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement im ÖSL >> Vermeidung von Ladefehlern >> proaktives Qualitätsmanagement

Dieses Kapitel beschreibt PPF CIC (Produktionsprozess- und Produktfreigabe Cross Industries Charging) als proaktive Qualitätsmethode für ein systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement im Ökosystem Laden (ÖSL).

In Anlehnung an VDA 2 PPF überträgt PPF CIC dessen grundlegenden Qualitätsgedanken auf die besonderen Anforderungen des ÖSL. Ausgangspunkt ist die strukturelle Lücke zwischen den systemübergreifenden Auswirkungen von Änderungen und den heute überwiegend bilateral organisierten Freigabe- und Änderungsprozessen.

11.1 Bestehende Vorgehensweisen der Beitragsleister

Für die Freigabe von Hardware- und Firmwareänderungen innerhalb des ÖSL ist in der Regel ein Freigabe- und Änderungsprozess zwischen zwei direkten Vertragspartnern vertraglich definiert. Hier kann auf individueller Basis ein dem Zusammenspiel zwischen den Vertragspartnern angepasster Prozess abgestimmt werden, um Transparenz zu schaffen. Dem Vertragspartner wird somit die Möglichkeit gegeben, Test- und Freigabebedarfe abzuhandeln, bevor die Änderungen wirksam werden, und so ein reibungs- und fehlerfreies Inverkehrbringen von Änderungen zu gewährleisten.

Zwischen Nicht-Vertragspartnern hingegen gibt es momentan keinen zwischen allen Beitragsleistern abgestimmten Prozess. Beitragsleistern ist unter Umständen nicht bewusst, welche Tragweite Änderungen an Hardware und Firmware haben können und welche Partner betroffen sein könnten.

Mit einem innerhalb des ÖSL transparenten Informationsmanagement zu Freigaben und Änderungen jedes Beitragsleisters kann jedem die Möglichkeit geboten werden, sich aktiv über Änderungen bei relevanten Beitragsleistern zu informieren. Auf diese Weise kann auf signifikante Änderungen reagiert werden, bevor diese wirksam werden und unbemerkt zu Einschrän-

kungen für den EV-Fahrer führen. Es wird ein proaktives Handeln statt eines reaktiven Handelns herbeigeführt. Diese Transparenz kann geschaffen werden, indem zum Beispiel eine zentrale Plattform oder ein Newsletter eingerichtet wird, bei dem sich jeder Interessierte anmelden kann. Über dieses Medium werden neue Dokumente und Änderungen an Dokumenten geteilt.

Abbildung 11-1 hebt die Beitragsleister hervor, die am Informationsmanagement beteiligt sein sollten. Auf Grundlage des Architekturmodells (vgl. Kapitel 6: Systemperspektive Technik: Architekturmodell) wurden hier die betroffenen Beitragsleister herausgestellt.

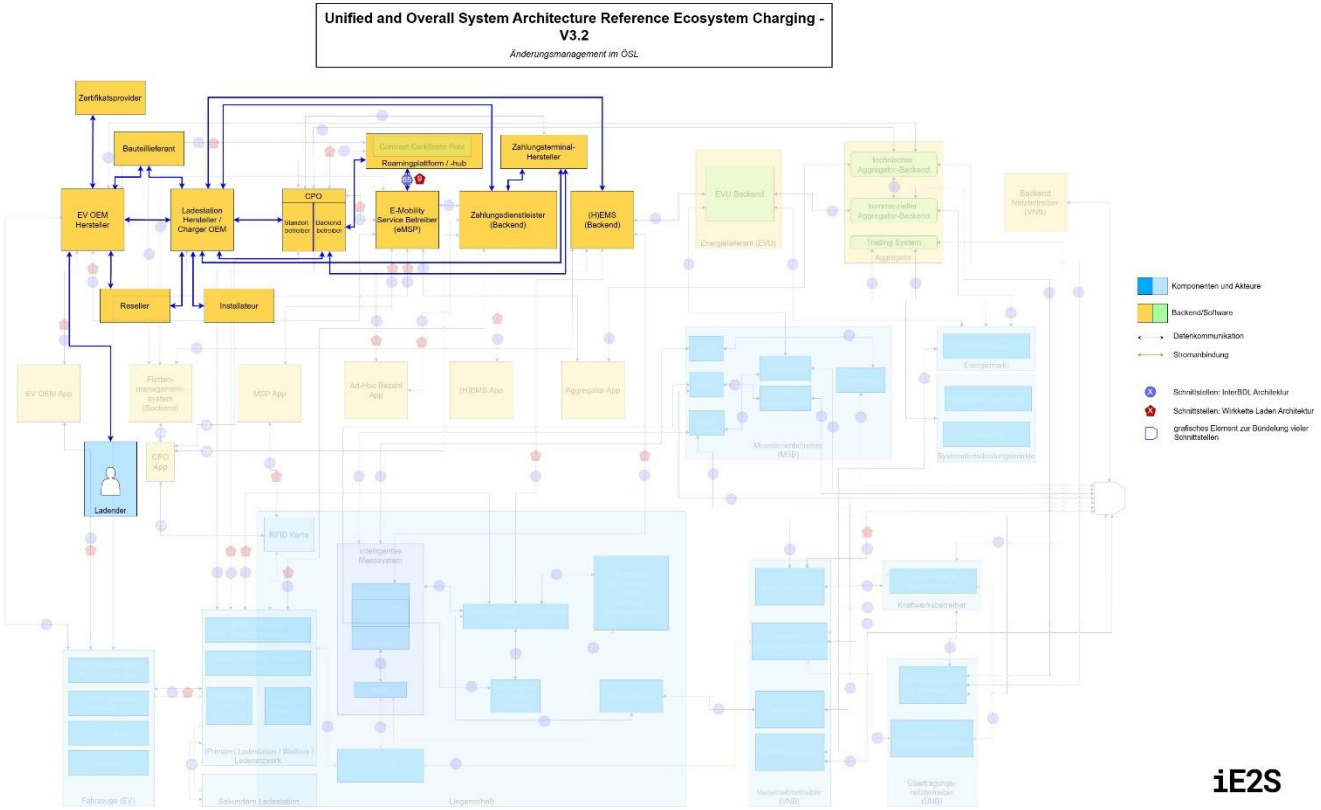


Abbildung 11-1: Architekturmodell des ÖSL im Änderungsmanagement – Beteiligte Beitragsleister [1]

11.2 PPF CIC als Ansatz für systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement im ÖSL

Im ÖSL stehen viele beteiligte Beitragsleister in keiner direkten vertraglichen Beziehung zueinander. Änderungen an Systemen können dadurch Auswirkungen entfalten, ohne dass alle Betroffenen frühzeitig informiert oder eingebunden sind.

Ein rein bilaterales Änderungsmanagement, wie es aus klassischen Lieferketten bekannt ist, ist daher für das ÖSL nicht ausreichend.

PPF CIC ist keine vollständige Übertragung des VDA 2 PPF, sondern eine an die Anforderungen des ÖSL angepasste Qualitätsmethode für ein systemübergreifendes Änderungs- und Freigabemanagement. Sie ergänzt die bestehenden internen Freigabeprozesse der Beitragsleister um eine koordinierte, systemübergreifende Abstimmung.

Im ÖSL agieren zahlreiche Partner für das Kundenerlebnis Laden – darunter CPOs, OEMs, Energieversorger, Softwareanbieter und Netzwerkbetreiber –, die häufig in keiner direkten Vertragsbeziehung zueinanderstehen. Die Anwendung von VDA 2 PPF stößt in diesem Umfeld an Grenzen, da die Produktionsprozess- und Produktfreigabe auf bilaterale Lieferantenbeziehungen mit klar definierten vertraglichen Verpflichtungen ausgerichtet ist – eine Voraussetzung, die im ÖSL nur partiell erfüllt ist.

Daraus ergeben sich strukturelle Schwachstellen, die über die in Kapitel 10.1 beschriebenen Herausforderungen hinausgehen und ein branchenübergreifendes Änderungsmanagement erforderlich machen:

- Die Kommunikation bei Änderungen ist heute nicht standardisiert, sodass relevante Informationen einzelne Beitragsleister gar nicht oder zu spät erreichen. Dies ist ein systematisches Problem
- Es existiert keine gemeinsame Verpflichtung zur Dokumentation und Freigabe, was unkontrollierte Änderungen im System begünstigt
- Risikobetrachtungen erfolgen isoliert und berücksichtigen selten die Auswirkungen auf andere Beitragsleister im ÖSL
- Eine fehlende Rückverfolgbarkeit erschwert die Fehleranalyse erheblich, wenn systemübergreifende Qualitätsprobleme >> Ladefehler auftreten

In Anlehnung an VDA 2 PPF wurde mit PPF CIC eine auf die Anforderungen des ÖSL ausgerichtete Qualitätsmethode entwickelt. Sie schafft einen strukturierten und transparenten Kommunikations- und Abstimmungsrahmen, der auch ohne direkte Vertragsbeziehungen zwischen den beteiligten Beitragsleistern anwendbar ist. Die interne bzw. liefernde Organisation behält die Steuerungshoheit über ihren internen Freigabeprozess und bindet gleichzeitig die relevanten Beitragsleister über den PPF-CIC-Prozess in die systemübergreifende Abstimmung ein. Änderungen werden frühzeitig kommuniziert, Risiken systematisch bewertet und Maßnahmen nachvollziehbar dokumentiert. Dadurch wird die Qualitätssicherung im gesamten ÖSL gestärkt, indem Ladevorgänge transparenter, stabiler und nachvollziehbarer gestaltet werden. Dies trägt unmittelbar zu einem konsistenten und verlässlichen Ladeerlebnis bei und schafft zugleich ein gemeinsames Qualitätsverständnis über Unternehmens- und Industriegrenzen hinweg.

PPF CIC trägt dazu bei, Auswirkungen von Änderungen frühzeitig zu erkennen und systemübergreifend abzustimmen. Dadurch können ungeplante Inkompatibilitäten reduziert und die Voraussetzungen für ein stabiles und verlässliches Ladeerlebnis aus Sicht des EV-Fahrers geschaffen werden.

Damit wird die Verbindung zwischen technischem Änderungsmanagement und der wahrgenommenen Ladequalität aus Sicht des EV-Fahrers systematisch hergestellt.

11.2.1 Prozessbeschreibung PPF CIC

Der PPF CIC-Prozess definiert das Vorgehen zur Bewertung, Abstimmung und Freigabe von Änderungen im ÖSL. Er ist bei Änderungen an **Komponenten, Systemen, Software, Konfigurationen, Schnittstellen oder Prozessen** anzuwenden, sofern systemübergreifende Auswirkungen auf andere Beitragsleister oder das Ladeerlebnis nicht ausgeschlossen werden können (siehe Schritt 1).

Ziel ist die frühzeitige Identifikation und Bewertung von Auswirkungen auf das Ladeerlebnis unter besonderer Berücksichtigung technischer Abhängigkeiten sowie regulatorischer und normativer Anforderungen. Hierzu erfolgt eine strukturierte und dokumentierte Abstimmung mit allen betroffenen Beitragsleistern.

Der Prozess stellt sicher, dass regulatorische Vorgaben eingehalten, Risiken bewertet und Maßnahmen definiert werden. Er gewährleistet eine nachvollziehbare, dokumentierte und belastbare Entscheidungs- und Freigabebasis im Sinne eines PPF-orientierten Vorgehens.

Für Änderungen mit begrenzten Auswirkungen kann ein vereinfachtes Vorgehen (PPF CIC-Light) angewendet werden. Dieses umfasst insbesondere die Dokumentation der Änderung sowie die Information potenziell betroffener Beitragsleister. Änderungen mit potenziell systemübergreifenden Auswirkungen erfordern hingegen die vollständige Anwendung von PPF CIC einschließlich Stakeholder-, Impact-, RACI- und Notification-Matrix.

Zur Reduzierung des Aufwands können bereits erstellte Analysen und Matrizen für vergleichbare Änderungsserien oder wiederkehrende Release-Zyklen wiederverwendet werden, sofern sich Umfang, Betroffenheit und Risikoprofil der Änderungen nicht wesentlich unterscheiden.

Die Umsetzung der Änderungen erfolgt qualitätsgesichert und unter Einhaltung der definierten Anforderungen im ÖSL. Dabei sind die Rollen und Verantwortlichkeiten der beteiligten Beitragsleister klar definiert und entlang des Prozesses strukturiert zugeordnet. Insbesondere werden Verantwortlichkeiten für die technische Initialisierung, Bewertung, Freigabe und Umsetzung von Änderungen eindeutig festgelegt (z. B. im Sinne einer RACI-Logik [vgl. RACI-Matrix / Tabelle 11-2].]).

Es wird empfohlen, die Rollenverteilung projektspezifisch zu konkretisieren und transparent zu dokumentieren, um eine konsistente und unternehmensübergreifend abgestimmte Umsetzung sicherzustellen. Die technische Initialisierung des Prozesses erfolgt situationsabhängig und ist nicht pauschal einer festen Rolle zugeordnet.

Der PPF-CIC-Prozess wird grundsätzlich durch denjenigen Beitragsleister initiiert, der eine geplante Änderung verantwortet oder als erster eine systemübergreifende Betroffenheit erkennt. Für jede Anwendung des PPF-CIC-Prozesses ist ein auslösender Beitragsleister mit dokumentierter Initialisierungs- und Koordinationsverantwortung festzulegen.

Um eine konsistente Prozessanwendung sicherzustellen, wird empfohlen, die Verantwortlichkeit für die technische Initialisierung projektspezifisch festzulegen und transparent zu dokumentieren. Unabhängig von der techni-

schen Initialisierung ist sicherzustellen, dass die weitere Prozessverantwortung eindeutig zugewiesen und entlang der definierten Rollenstruktur fortgeführt wird.

Die Abstimmung der identifizierten Änderungen erfolgt in einem strukturierten, unternehmensübergreifenden Austauschformat unter Einbindung aller betroffenen Beitragsleister. Hierzu können je nach Umfang und Kritikalität der Änderung unterschiedliche Formate genutzt werden, wie z. B. projektbezogene Abstimmungsrunden, Workshops oder etablierte Gremienstrukturen.

Ziel dieses Austauschs ist die gemeinsame Bewertung der Auswirkungen, die Abstimmung von Maßnahmen sowie die Herbeiführung einer konsensfähigen Entscheidungs- und Freigabebasis. Die konkrete Ausgestaltung des Austauschformats erfolgt projektspezifisch und orientiert sich an den beteiligten Beitragsleistern sowie der Komplexität der Änderung.

Die Abbildung 11-2 zeigt den Gesamtprozess des PPF CIC. Der Prozess umfasst zehn aufeinander aufbauende Schritte von der Identifikation einer Änderung bis zur Wirksamkeitskontrolle. Die einzelnen Schritte werden in den folgenden Abschnitten detailliert beschrieben.

Die Schritte 1 bis 3 dienen als Vorprüfung zur Bewertung, ob eine Änderung potenziell systemübergreifende Auswirkungen auf weitere Beitragsleister oder Kundenfunktionen im Ökosystem Laden haben kann. Ergibt diese Vorprüfung, dass keine relevanten Auswirkungen außerhalb der eigenen Organisation zu erwarten sind, ist die Durchführung eines PPF CIC nicht erforderlich. Der Vorgang wird dokumentiert und die Vorprüfung abgeschlossen.

Erst wenn potenzielle Auswirkungen auf weitere Beitragsleister, Systeme, Schnittstellen oder Kundenfunktionen identifiziert werden, wird das vollständige PPF CIC-Verfahren fortgeführt. Die nachfolgenden Schritte dienen der vertieften Analyse, Bewertung, Abstimmung und Freigabe der Änderung.

Im weiteren Verlauf bezeichnet „internes PPF CIC“ die Bewertung und Freigabe einer Änderung innerhalb eines einzelnen Beitragsleisters. „Externes PPF CIC“ bezeichnet die systemübergreifende Abstimmung und Bewertung zwischen mehreren potenziell betroffenen Beitragsleistern im Rahmen des PPF CIC-Prozesses.

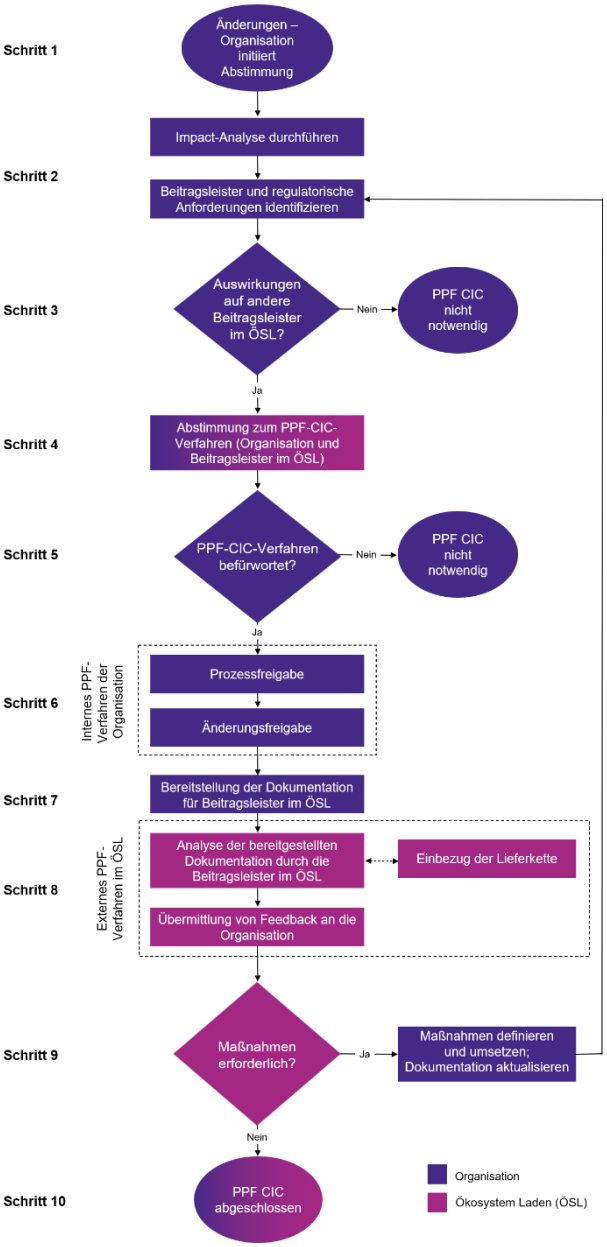


Abbildung 11-2: Änderungsmanagement im ÖSL

Schritt 1: Auslöser – Änderungen

Der PPF-CIC-Prozess wird durch geplante Änderungen an **Komponenten, Systemen, Software, Konfigurationen, Schnittstellen oder Prozessen** ausgelöst. Voraussetzung ist, dass durch diese Änderungen potenzielle Auswirkungen auf andere Beitragsleister, Systeminteraktionen, regulatorische Anforderungen oder das Ladeerlebnis nicht ausgeschlossen werden können. Der auslösende Beitragsleister initiiert die Abstimmung und stößt den PPF-CIC-Prozess an, sobald eine über den eigenen Verantwortungsbereich hinausgehende Wirkung der Änderung zu erwarten ist. Ziel ist es, mögliche Wechselwirkungen frühzeitig transparent zu machen und systemübergreifend zu bewerten.

Schritt 2: Identifizierung beteiligter Beitragsleister im ÖSL und Identifizierung betroffener Gesetze

Im nächsten Schritt wird die Änderung fachlich und organisatorisch bewertet. Dazu gehört insbesondere:

- die Analyse der Auswirkungen auf Produkt, Prozess, Schnittstellen und Betrieb
- die Identifikation der betroffenen Beitragsleister im ÖSL
- die Prüfung relevanter regulatorischer, normativer oder vertraglicher Anforderungen

Ziel dieses Schritts ist es, den Umfang und die Relevanz der Änderung transparent zu machen.

Zunächst ist zu ermitteln, welche Beitragsleister im ÖSL durch eine geplante Änderung direkt oder indirekt betroffen sein können. Ziel dieses Schritts ist es, die für die weitere Bewertung, Abstimmung, Nachweisführung und Kommunikation erforderlichen Beteiligten, deren Rollen, deren Betroffenheit sowie relevante gesetzliche und behördliche Anforderungen systematisch und nachvollziehbar zu identifizieren.

Im Unterschied zu linearen Lieferketten ist das ÖSL durch mehrseitige und teils überlagerte Rollen-, Vertrags- und Schnittstellenbeziehungen geprägt. Eine Änderung kann daher nicht nur den unmittelbaren Vertragspartner, sondern auch weitere Beitragsleister betreffen, beispielsweise Betreiber von

Backend-Systemen, Roaming-Plattformen, eMSP, Payment-Provider, Hardwarehersteller, Standortpartner, Wartungsdienstleister oder regulatorisch verantwortliche Stellen. Die Identifizierung dieser Beitragsleister bildet die Voraussetzung für die Entscheidung, ob und in welchem Umfang der PPF CIC-Prozess im ÖSL erforderlich ist.

Dieses Vorgehen ist für alle geplanten Änderungen anzuraten, bei denen Auswirkungen auf andere Beitragsleister im ÖSL nicht ausgeschlossen werden können. Dies gilt insbesondere für Änderungen an:

- Software und Backend-Funktionalitäten
- Firmware und Gerätekonfigurationen
- Schnittstellen und Datenmodellen
- Verarbeitung, Bereitstellung und Übertragung preis- und tarifrelevanter Informationen unter Berücksichtigung von Konsistenz, Aktualität und Transparenz entlang der beteiligten Systeme und Schnittstellen
- Payment-Verfahren
- Messwertverarbeitung und Messwertspeicherung
- standortbezogenen Betriebs- und Serviceprozessen

Die Identifizierung ist unabhängig davon durchzuführen, ob die Änderung produkt-, prozess-, software- oder dienstleistungsbezogen ist, sofern eine Auswirkung auf technische, organisatorische, vertragliche oder regulatorische Zusammenhänge im ÖSL möglich ist.

Impact-Analyse (Wirkungsanalyse) und Identifizierung beteiligter Beitragsleister

Die Verantwortung für die Bewertung und Kommunikation von Änderungen liegt grundsätzlich bei dem jeweiligen Beitragsleister, der die Änderung initiiert. Die UNOSAR-Referenzarchitektur unterstützt dabei die Identifikation potenziell betroffener Systeme, Schnittstellen und Beitragsleister entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden. Dadurch können Auswirkungen von Änderungen systematisch bewertet und relevante Stakeholder frühzeitig eingebunden werden.

Unabhängig davon liegt die Verantwortung für die Freigabe und den produktiven Einsatz von Änderungen innerhalb eines Ladenetzes beim Betreiber der Ladeinfrastruktur (CPO).

Der auslösende Beitragsleister ist dazu angehalten, alle Beitragsleister zu erfassen, deren Systeme, Prozesse, Daten, Leistungsversprechen oder regulatorische Pflichten durch die Änderung beeinflusst werden können. Die Identifizierung darf sich nicht auf unmittelbare Vertragspartner beschränken. Typische Beitragsleister im ÖSL sind in Tabelle 11-1 dargestellt.

Tabelle 11-1: Typische Beitragsleister im ÖSL

Beitragsleister	Typische Rolle im ÖSL	Typische Betroffenheit bei Änderungen
Change Owner / CPO / CSMS	Initiierung, Steuerung und operative Umsetzung	hohe technische und betriebliche Betroffenheit
Roaming-Hub	Routing[4], Clearing[5], Austausch POI- & Status-Daten[6], Tarif- und Preisinformationen, Austausch von Sessions und zugehörigen Abrechnungsdatensätzen (CDRs[7])	Interoperabilitäts- und Verrechnungs-(Settlement-)Risiken
eMSP	Kundenschnittstelle, Tarife, Billing, Support	Preis-, Tarif- und Kundenkommunikationsrisiken
Payment-Provider	Ad-hoc-Payment, Zahlungsabwicklung, Authentifizierung	Risiken für Zahlungserfolg und regulatorische Konformität
Hardware-/ EVSE[8]-Hersteller	Firmware, Gerätekonfiguration, Hardwarevarianten	Risiken bei Firmware-, Sicherheits- und Kompatibilitätsänderungen

[4] Weiterleitung von Transaktionsdaten.
[5] Verrechnung von Roaming-Transaktionen.
[6] Standort- und Statusdaten.
[7] Charge Detail Records.
[8] Electric Vehicle Supply Equipment.

OEM	Fahrzeugentwicklung, Ladefähigkeit und Fahrzeugsoftware	Risiken für Fahrzeugkompatibilität, Schnittstellen und Kundenerlebnis
Retailer/ CSO/ Standortpartner	Standortbetrieb, Zugang, Markenwirkung	Verfügbarkeits-, Reputations- und Zeitfensterrisiken
Maintenance/ Field Service	Vor-Ort-Service, Wiederherstellung, Ersatzteile	Rollout-, Recovery- und Fallback-Risiken
Compliance/Legal	Bewertung regulatorischer Anforderungen	Risiken fehlerhafter oder unvollständiger Rechtsanwendung

Die Tabelle betrachtet ausschließlich Beitragsleister des Ökosystems Laden. Interne Unternehmensfunktionen, wie beispielsweise Compliance, Legal, Informationssicherheit, Qualitätsmanagement oder Field Service, werden nicht als eigenständige Beitragsleister betrachtet. Ihre Einbindung erfolgt abhängig von Art und Umfang der jeweiligen Änderung innerhalb der betroffenen Organisationen.

Die Betroffenheitsanalyse erfolgt risikobasiert. Die Einbindung betroffener Beitragsleister richtet sich nach der technischen Wirkung der Änderung, regulatorischen Anforderungen, dem erforderlichen Datenaustausch sowie den bestehenden vertraglichen Rahmenbedingungen.

Die nachfolgend beschriebenen Methoden dienen im Rahmen des Änderungsmanagements CIC der systematischen Identifikation und Zuordnung von Beitragsleistern sowie deren Rollen und Verantwortlichkeiten.

RACI-Matrix

Zur strukturierten Zuordnung von Verantwortlichkeiten innerhalb der Betroffenheitsanalyse kann eine RACI-Matrix verwendet werden. Eine beispielhafte Ausprägung zeigt Tabelle 11-2.

Die Zeilen der Matrix beschreiben die im Rahmen von Schritt 2 durchzuführenden Tätigkeiten, während die Spalten die beteiligten Beitragsleister des Ökosystems Laden darstellen. Die Kennzeichnungen R (Responsible), A

(Accountable), C (Consulted) und I (Informed) dienen der eindeutigen Zuordnung von Verantwortlichkeiten und Informationspflichten. Die dargestellte Matrix stellt ein Beispiel dar und ist abhängig vom konkreten Änderungsfall anzupassen.

Für jede geplante Änderung ist eine RACI-Matrix zu erstellen. Sie dient der transparenten Zuordnung von Verantwortlichkeiten und Informationspflichten im Änderungsprozess. Die in der RACI-Matrix verwendeten Rollen sind als generische Rollencluster zu verstehen, die die typischen Beitragsleister im ÖSL repräsentieren. Die konkrete Ausprägung und Benennung der Rollen kann je nach Projekt, organisatorischem Setup oder Marktrolle variieren.

Bei der Zuordnung von Verantwortlichkeiten sind Mehrfachrollen von Beitragsleistern entsprechend zu berücksichtigen. Ein Unternehmen kann im ÖSL mehrere Beitragsleisterrollen gleichzeitig wahrnehmen, beispielsweise als CPO, eMSP und Backend-Betreiber. Für die Anwendung der QM-Methoden werden diese Rollen weiterhin entsprechend ihrer jeweiligen Funktion im betrachteten Anwendungs- bzw. Änderungsfall differenziert betrachtet. Verantwortlichkeiten sind daher rollenbezogen zuzuordnen und im jeweiligen Anwendungsfall eindeutig festzulegen. Die konkrete organisationsinterne Zuordnung der Verantwortlichkeiten obliegt dem jeweiligen Unternehmen.

Zur Sicherstellung einer konsistenten Terminologie sind die verwendeten Rollenbezeichnungen mit den in Tabelle 11-1 definierten Beitragsleisterrollen abzugleichen und entsprechend zu harmonisieren. Die Tabelle 11-1 dient der eindeutigen Zuordnung von Verantwortlichkeiten im Änderungsprozess. Dabei sind mindestens die Rollen Responsible, Accountable, Consulted und Informed festzulegen.

Die RACI-Matrix muss mindestens die folgenden Fragestellungen abdecken:

- Wer initiiert und steuert die Bewertung?
- Wer trägt die formale Gesamtverantwortung?
- Welche Beitragsleister sind fachlich zu konsultieren?
- Welche Beitragsleister sind mindestens zu informieren?
- Welche Funktion verantwortet die Prüfung regulatorischer Betroffenheit?

Die RACI-Matrix ist Bestandteil der Änderungsakte. Ohne vollständig abgestimmte RACI-Matrix darf die Änderung nicht in die nächste Bewertungsstufe überführt werden.

Die in der RACI-Matrix dargestellten Verantwortlichkeiten beziehen sich auf die Beitragsleister des Ökosystems Laden. Funktionen wie Compliance, Legal, Datenschutz, Informationssicherheit oder Qualitätsmanagement stellen hingegen interne Querschnittsfunktionen der jeweiligen Organisation dar und werden daher nicht als eigenständige Marktrollen betrachtet. Die Einbindung dieser Funktionen erfolgt abhängig von der Art der Änderung sowie den jeweiligen regulatorischen, vertraglichen und organisatorischen Anforderungen innerhalb des jeweiligen Beitragsleisters.

Der OEM wird als eigenständige und grundsätzlich zu berücksichtigende Rolle geführt. Art und Umfang seiner Einbindung sind im Rahmen der Betroffenheitsanalyse risikobasiert zu bewerten. Dies gilt insbesondere für Änderungen mit Auswirkungen auf das Fahrzeug, die Fahrzeugzulassung, relevante Schnittstellen, das Ladeerlebnis oder die Kundendokumentation.

Tabelle 11-2: RACI-Matrix

Tätigkeit	Change Owner/ CPO/ Backend	Roa-ming-Plattform	eMSP	Payment Provider	Hard-ware Vendor	Retailer/ CSO	Mainte-nance	Compli-ance / Legal	OEM
Änderung klassifizieren	R/A	C	C	C	C	I	I	C	C
Beitragsleister identifizieren	R/A	C	C	C	C	C	C	C	C
Betroffenheit bewerten	R/A	C	C	C	C	C	C	C	C
Gesetze prüfen	C	I	C	C	I	I	I	R/A	C
Notification-Matrix festlegen	R/A	C	C	C	I	C	C	C	C
Abschluss Schritt 2 freigeben	R	C	C	C	C	C	I	A	I/C

Stakeholder-Matrix

Ergänzend zur Rollenklärung ist eine Stakeholder-Matrix zu erstellen. Diese dient der systematischen Einordnung der Beitragsleister nach dem Ausmaß ihrer Betroffenheit und ihrem Einfluss auf die Go-/No-Go-Entscheidung.

Die Stakeholder-Matrix muss mindestens zwischen folgenden Konstellationen unterscheiden:

- hohe Betroffenheit / hoher Einfluss
- hohe Betroffenheit / geringer Einfluss
- geringe Betroffenheit / hoher Einfluss
- geringe Betroffenheit / geringer Einfluss

Beitragsleister mit hoher Betroffenheit und hohem Einfluss sind frühzeitig und mit hoher Priorität einzubinden. Beitragsleister mit hoher Betroffenheit und geringem Einfluss sind ebenfalls zu berücksichtigen, wenn von ihnen betriebliche, reputative oder regulatorische Folgerisiken ausgehen können.

Die Stakeholder-Matrix dient nicht der vollständigen Erfassung aller potenziell betroffenen Beitragsleister, sondern als zentrales Instrument zur Priorisierung von Einbindung, Kommunikationsintensität und Entscheidungsrelevanz im Go-/No-Go-Prozess.

Sie ermöglicht eine strukturierte Fokussierung auf diejenigen Stakeholder, deren Betroffenheit und Einfluss eine frühzeitige und intensive Abstimmung erfordern. Die konkrete Einordnung der relevanten Stakeholdergruppen ist in Tabelle 11-3 dargestellt.

Tabelle 11-3: Stakeholder-Matrix

Beitragsleister / Stakeholder-gruppe	Betroffenheit bei SW/FW/API-Änderungen	Einfluss auf Go/No-Go	Einbindungs-priorität
CPO/CSMS	hoch	hoch	sehr hoch
Roaming-Plattform	hoch	hoch	sehr hoch
eMSP	hoch	hoch	sehr hoch
OEM	hoch	hoch	sehr hoch
Payment-Provider	mittel bis hoch	hoch	hoch
Retailer/CSO	mittel	mittel	mittel
Maintenance	mittel	mittel	mittel
EV-Fahrer	mittel bis hoch	indirekt	abhängig von Wir-kung
Compliance / Legal	hoch	hoch	sehr hoch

Impact-Assessment-Matrix

Die Impact-Assessment-Matrix (Auswirkungsbewertungs-Matrix) dient der systematischen Bewertung von Auswirkungen und Risiken einer Änderung über Beitragsleister-, System- und Wirkgrenzen hinweg. Während die Stakeholder-Matrix die potenziell betroffenen Beitragsleister identifiziert und deren Einbindung priorisiert, bewertet die Impact-Assessment-Matrix Art, Umfang und Relevanz der Auswirkungen.

Nach der Identifikation der betroffenen Beitragsleister ist für die relevanten Änderungsauswirkungen eine Impact-Assessment-Matrix zu erstellen. Hierzu werden die Auswirkungen je Beitragsleister und Wirkdimension anhand einer einheitlichen Bewertungsskala bewertet und dokumentiert.

Die Impact-Assessment-Matrix bildet die Grundlage für die risikobasierte Steuerung des PPF-CIC-Prozesses. Auf Basis der Bewertungsergebnisse werden der erforderliche Nachweisumfang, die notwendige Testtiefe sowie der Umfang von Kommunikation, Abstimmung und Freigabe zwischen den beteiligten Beitragsleistern festgelegt.

Darüber hinaus unterstützt die Matrix die Priorisierung von Maßnahmen sowie die frühzeitige Identifikation von Änderungen mit erhöhtem Koordinations-, Eskalations- oder Entscheidungsbedarf.

Die Bewertungsskala soll einheitlich festgelegt werden, beispielsweise:

- **0 =** keine Auswirkung
- **1 =** geringe Auswirkung
- **2 =** mittlere Auswirkung
- **3 =** hohe Auswirkung

Mindestens folgende Wirkdimensionen sind zu bewerten:

- Interoperabilität
- Pricing/Transparenz
- Mess- und Eichkonformität
- Security/Privacy
- Verfügbarkeit/Wiederherstellbarkeit
- Settlement / Revenue Leakage

Eine beispielhafte Ausprägung der Impact-Assessment-Matrix zeigt Tabelle 11-4. Die Bewertung erfolgt je Beitragsleister und Wirkdimension anhand einer einheitlichen Skala von 0 bis 3.

Tabelle 11-4: Impact-Assessment-Matrix

Impact-Dimension	CPO/ CSMS	Roaming-Plattform	eMSP	Payment-Provider	Retailer/ CSO	Mainte-nance	EV-Fahrer	OEM
Interoperabilität	3	3	3	1	1	1	2	3
Pricing/ Transparenz	3	2	3	2	1	0	3	2
Mess- und Eichkonformität	3	1	3	1	1	1	2	1
Security/ Privacy	3	2	2	3	1	1	2	3
Verfügbarkeit/ Wiederherstellbarkeit	3	2	2	2	2	2	3	3
Settlement / Revenue Leakage	3	3	3	2	1	0	1	1

Notification-Matrix

Auf Basis der Stakeholder- und Impact-Bewertung ist eine Notification-Matrix (Benachrichtigungsmatrix) festzulegen. Diese stellt ein im Rahmen des PPF CIC vorgeschlagenes Methodenelement zur strukturierten Planung und Steuerung von Informations- und Abstimmungsbedarfen zwischen betroffenen Beitragsleistern dar. Sie bestimmt, welche Beitragsleister bei welcher Änderungsklasse, mit welchem Mindestvorlauf, über welchen Kommunikationskanal und mit welchem Mindestinhalt zu benachrichtigen sind. Die Notification-Matrix muss sicherstellen, dass betroffene Beitragsleister rechtzeitig vor Umsetzung der Änderung eingebunden werden. Sie ist verbindlicher Bestandteil des Änderungsprozesses.

Die Notification-Matrix stellt dabei eine Orientierung für einen Mindeststandardrahmen dar. Die konkret anzuwendenden Vorlaufzeiten, Kommunikationskanäle und Mindestinhalte sind in Abhängigkeit von Risikograd, Auswirkungsbreite und Kritikalität der jeweiligen Änderung zu konkretisieren.

Insbesondere bei Änderungen mit hoher Systemwirkung, regulatorischer Relevanz oder potenziellem Einfluss auf das Ladeerlebnis sind erweiterte Abstimmungs- und Informationsmaßnahmen sowie angepasste Vorlaufzeiten vorzusehen.

Die in der Notification-Matrix definierten Vorlaufzeiten gelten für reguläre Änderungen und Releases. Für sicherheitskritische Änderungen, insbesondere zur Behebung von Cybersecurity-Schwachstellen oder zur Erfüllung regulatorischer Anforderungen, können verkürzte Umsetzungsfristen erforderlich sein.

In solchen Fällen haben Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Informationssicherheit, Systemsicherheit und regulatorischen Konformität Vorrang vor den definierten Vorlaufzeiten. Die betroffenen Beitragsleister sind so früh wie möglich zu informieren. Die vollständige Dokumentation, Bewertung und Nachverfolgung der Änderung ist unverzüglich nach Durchführung der Sofortmaßnahme nachzuholen.

Abweichungen von den definierten Vorlaufzeiten sind nachvollziehbar zu dokumentieren und zu begründen.

Eine beispielhafte Ausprägung der Notification-Matrix zeigt Tabelle 11-5. Die Matrix definiert je Änderungs- bzw. Ereignisklasse die zu informieren-

den Beitragsleister, die einzuhaltenden Vorlaufzeiten sowie die erforderlichen Mindestinhalte der Benachrichtigung. Die dargestellte Ausprägung dient als Mindeststandard und ist abhängig vom jeweiligen Änderungsfall anzupassen.

Tabelle 11-5: Notification-Matrix

Ereignis	Mindestvorlauf	Empfänger	Mindestinhalt
Geplante, nicht brechende Änderung	10 Arbeitstage	direkt betroffene Beitragsleister	Scope, Zeitfenster, Testnachweise, Rollback-Plan
Brechende API-/Schema-Änderung	60–120 Tage	alle Konsumenten, Roaming-Plattformen, relevante Partner	Migrationspfad, Parallelbetrieb, Deprecation-Datum
Kritischer Security-Patch	0–48 h, risikobasiert	betroffene Partner und Operations	Einschränkungen, Hotfix-Fenster, Monitoring, Workaround
Payment-/ Preisänderung	dynamisch während des Tages	Payment-Provider, eMSP, Standortpartner	Auswirkungen auf Preisangabe, Nutzerführung, Testumfang
Incident/ Degradation	unverzüglich	alle relevanten Stakeholder	Auswirkungen, Workaround, erwartete Dauer, Eskalationsweg

Der auslösende Beitragsleister ist verantwortlich dafür, zu dokumentieren, dass die gemäß Notification-Matrix erforderlichen Benachrichtigungen vollständig und nachvollziehbar erfolgt sind.

Identifizierung betroffener Gesetze und regulatorischer Anforderungen

Parallel zur Identifizierung der Beitragsleister ist eine rechtsraum-, funktions- und rollenspezifische Prüfung betroffener Gesetze und regulatorischer An-forderungen durchzuführen. Ziel ist festzustellen, ob die geplante Änderung zusätzliche Nachweise, Abstimmungen, technische Initialisierungen oder Freigaben auslöst.

Die Rechtsprüfung muss mindestens folgende Fragestellungen abdecken:

- Ist die betroffene Ladestation öffentlich zugänglich?
- Werden Anforderungen an punktuelles Laden, Zahlungsinstrumente oder Preisangaben berührt?
- Werden Messwertbildung, Messwertspeicherung oder eichrechtsrelevante Informationen beeinflusst?
- Werden Anforderungen an digitale Vernetzung, Fernsteuerbarkeit oder intelligente Ladefähigkeit berührt?
- Besteht ein Bezug zu typgenehmigungsrelevanten Software-Updates im Fahrzeugkontext?

Die Prüfung ist zu dokumentieren. Anwendbare und nicht anwendbare Regelwerke sind jeweils mit Begründung festzuhalten.

Die in Tabelle 11-6 aufgeführten Regelwerksbereiche stellen dabei einen generischen Referenzrahmen dar und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Abhängig vom konkreten Anwendungsfall, dem Einsatzkontext sowie dem betroffenen Rechtsraum sind zusätzliche spezifische regulatorische Anforderungen zu berücksichtigen.

Hierzu können insbesondere Anforderungen aus den Bereichen Datenschutz, Informationssicherheit und Cybersecurity gehören. Relevante Regelwerke sind im jeweiligen Anwendungsfall systematisch zu identifizieren und in die Bewertung einzubeziehen.

Tabelle 11-6: Regelwerk und Rechtsbereich mit typischen Auslösern und Prüffokus

Regelwerk/ Rechtsbereich	Typischer Auslöser	Prüffokus
marktbezogene Vorgaben für öffentlich zugängliches Laden	Änderungen an Payment, Ad-hoc-Laden, Preisangaben, Nutzerführung	Zugänglichkeit, Zahlungsoptionen, Transparenz, Preisbereitstellung
nationale Vorgaben zu Betrieb und Anzeige	Änderungen an Standortbetrieb, Anzeige- oder Veröffentlichungspflichten	Betreiberpflichten, technische Sicherheit, Informationsbereitstellung

Mess- und Eichrecht	Änderungen an Messwertpfad, Messwertspeicherung, Backend-Verarbeitung	Integrität der Messwertkette, eichrechtsrelevante Artefakte
Datenschutz/Informationssicherheit	Änderungen an Authentifizierung, Datenflüssen, Protokollierung	Vertraulichkeit, Integrität, Verfügbarkeit, Rollen- und Rechtekonzept
UNECE R156, sofern einschlägig	Änderung berührt typgenehmigungsrelevante Software-Updates im Fahrzeugkontext	Bezug zu SUMS, Update-Verantwortung, OEM-/Fahrzeugkontext
Datenschutz, insbesondere DSGVO/BDSG	Änderungen an personenbezogenen Daten, Authentifizierung, Nutzerkonten, Ladehistorien, Zahlungsdaten, Protokollierung oder Datenweitergabe	Rechtmäßigkeit der Verarbeitung, Zweckbindung, Datenminimierung, Transparenz, Betroffenenrechte, Löschkonzept, Rollen- und Berechtigungskonzept
Cyber Resilience Act, sofern Produkt mit digitalen Elementen betroffen ist	Änderungen an Ladehardware, Firmware, Software, Remote-Update-Funktion, Schwachstellenmanagement oder Produkt-Cybersecurity	Security by Design, Schwachstellenbehandlung, Sicherheitsupdates, technische Dokumentation, Konformitätsbewertung, Meldepflichten für aktiv ausgenutzte Schwachstellen und schwere Sicherheitsvorfälle

Schritt 3: Bewertung der Auswirkung auf andere Beitragsleister im ÖSL

Anschließend wird entschieden, ob die Änderung Auswirkungen auf andere Beitragsleister innerhalb des ÖSL hat. Hier findet eine bewusste Abgrenzung statt: Besteht kein Risiko für andere Beitragsleister, wird der PPF CIC-Prozess direkt als abgeschlossen betrachtet – ein schlanker und effizienter Ansatz, der unnötigen Aufwand vermeidet.

Auch in diesem Fall ist die zugrunde liegende Auswirkungsbewertung nachvollziehbar zu dokumentieren. Der Abschluss des PPF CIC-Prozesses setzt

eine begründete und dokumentierte Entscheidung voraus, aus der hervorgeht, warum keine relevanten Auswirkungen auf andere Beitragsleister identifiziert wurden.

Ein negativer Entscheid stellt somit keinen informellen Abbruch dar, sondern einen methodisch fundierten und überprüfbaren Prozessabschluss.

Schritt 4: Abstimmung zum PPF CIC-Prozess

Wenn andere Beitragsleister von einer Änderung betroffen sind, eröffnet die Organisation im ÖSL einen PPF CIC-Vorgang. Der Change Owner ist dafür verantwortlich, den Vorgang anzulegen, die betroffenen Beitragsleister zu benennen und die erforderliche Abstimmung einzuleiten.

Die Abstimmung erfolgt über einen zentralen PPF CIC-Arbeitsbereich. Dieser Arbeitsbereich bildet die verbindliche Grundlage für die gemeinsame Bewertung der Änderung. Dort werden die Änderung, die betroffenen Schnittstellen, die erforderlichen Nachweise, die Rückmeldungen der Beitragsleister sowie die jeweiligen Freigabestände dokumentiert.

Im ersten Schritt beschreibt der Change Owner die Änderung einschließlich Änderungsgrund, betroffenen Produkts, Prozess, System oder Service, geplanter Umsetzung, möglichen Einflusses auf Anforderungen der EV-Fahrer sowie der voraussichtlich betroffenen Schnittstellen. Auf dieser Grundlage werden die relevanten Beitragsleister im ÖSL identifiziert und dem PPF CIC-Vorgang zugeordnet.

Jeder betroffene Beitragsleister bewertet anschließend seine eigene Betroffenheit. Dabei ist zu prüfen, ob die Änderung Auswirkungen auf die eigene Leistung, auf Schnittstellen zu anderen Beitragsleistern, auf bestehende Nachweise, auf regulatorische Anforderungen oder auf kundenrelevante Merkmale hat. Die Rückmeldung erfolgt strukturiert im PPF CIC-Arbeitsbereich und muss mindestens eine Aussage zur Betroffenheit, zu erforderlichen Nachweisen, zu möglichen Risiken sowie zu notwendigen Maßnahmen enthalten.

Auf Basis dieser Rückmeldungen legt der Change Owner gemeinsam mit den betroffenen Rollen den Umfang des PPF CIC-Prozesses fest. Dabei wird entschieden,

- ob ein PPF CIC-Prozess erforderlich ist

- welche Beitragsleister aktiv einzubinden sind
- welche Unterlagen, Nachweise und Prüfinhalte bereitzustellen sind
- welche offenen Punkte vor einer Kundeninformation oder Freigabe zu schließen sind
- welche Rollen für Bewertung, Umsetzung, Prüfung und Freigabe verantwortlich sind

Die Nutzung des zentralen PPF CIC-Arbeitsbereichs ist erforderlich, damit die Organisation vor der Einbindung des EV-Fahrers über eine vollständige, konsistente und nachvollziehbare Entscheidungsgrundlage verfügt. Der Zweck liegt damit nicht in der bloßen Unterstützung des Prozesses, sondern in der Verbesserung der Ergebnisqualität gegenüber dem EV-Fahrer. Nur wenn die Beiträge der betroffenen Beteiligten dokumentiert, bewertet und freigegeben sind, kann die Organisation belastbar entscheiden, ob eine Kundeneinbindung, eine Kundeninformation oder eine interne Freigabe ausreichend ist.

Vor Abschluss dieses Schritts prüft der Change Owner, ob alle erforderlichen Rückmeldungen vorliegen, ob Widersprüche zwischen Beiträgen bestehen und ob die definierten Maßnahmen ausreichend sind. Compliance/Legal prüft ergänzend, ob rechtliche, regulatorische, vertragliche oder wettbewerbsrechtlich relevante Grenzen eingehalten wurden. Insbesondere dürfen über den PPF CIC-Arbeitsbereich nur solche Informationen geteilt werden, die für die Bewertung der konkreten Änderung erforderlich und für die jeweiligen Beteiligten freigegeben sind.

Der Schritt ist abgeschlossen, wenn der Umfang des PPF CIC-Prozesses festgelegt, die betroffenen Beitragsleister eingebunden, die erforderlichen Nachweise definiert und die Verantwortlichkeiten dokumentiert wurden. Das dokumentierte Ergebnis bildet die Grundlage für die weitere Bewertung, die Festlegung der Notification-Matrix sowie gegebenenfalls die Einbindung des EV-Fahrers.

Schritt 5: Entscheidung, ob der PPF CIC-Prozess durchgeführt wird

Auf Basis der Abstimmung wird entschieden, ob der PPF CIC-Prozess durchgeführt werden soll.

Nein: Der PPF CIC-Prozess ist nicht erforderlich.

Ja: Der PPF CIC-Prozess wird fortgeführt und der auslösende Beitragsleister führt die internen Freigabeschritte durch. Dieser Schritt bildet die formale Entscheidung über die weitere Durchführung des PPF CIC-Prozesses.

Schritt 6: Internes PPF-Verfahren der Organisation (analog VDA 2 PPF)

Parallel zur externen Abstimmung durchläuft der auslösende Beitragsleister sein internes Freigabeverfahren in zwei Stufen: zunächst die Prozessfreigabe, anschließend die Änderungsfreigabe.

- **Prozessfreigabe:** Es wird geprüft und freigegeben, dass die betroffenen Prozesse die Änderung beherrschen und reproduzierbar umsetzen können
- **Änderungsfreigabe:** Die Änderung selbst wird intern bewertet und zur weiteren Verwendung freigegeben. Dieser interne Ablauf folgt dem bekannten VDA-2-PPF-Standard und gewährleistet die interne Qualitätssicherung

Schritt 7: Bereitstellung der Dokumentation

Nach Abschluss des internen Verfahrens stellt die Organisation den betroffenen Beitragsleistern im ÖSL die für deren Prüfung erforderliche Dokumentation zur Verfügung. Die bereitgestellten Unterlagen bilden die Grundlage für die externe Prüfung durch die jeweils betroffenen Beitragsleister.

Die Bereitstellung erfolgt über den zentralen PPF CIC-Arbeitsbereich. Dabei werden ausschließlich solche Informationen zugänglich gemacht, die für die Bewertung der konkreten Änderung, der betroffenen Schnittstellen und der erforderlichen Nachweise notwendig sind. Der Zugriff wird rollen- und vorgangsbezogen gesteuert. Jeder Beitragsleister erhält nur Zugang zu den Informationen, die für seine eigene Bewertung und Mitwirkung erforderlich sind.

Unternehmensinterne oder wettbewerblich relevante Informationen dürfen nicht allgemein im ÖSL bereitgestellt werden. Hierzu zählen insbesondere detaillierte Fehlerzahlen, Fehlerarten, Leistungskennzahlen, Kunden- oder Betreibervergleiche, fahrzeugherstellerbezogene Auswertungen, Preis-,

Mengen-, Markt- oder Strategiedaten sowie sonstige Informationen, aus denen Rückschlüsse auf die Marktposition, Leistungsfähigkeit oder Geschäftsstrategie einzelner Beteiligter gezogen werden können. Eine Bereitstellung solcher Informationen ist nur zulässig, wenn sie für die konkrete Änderungsbewertung zwingend erforderlich ist, rechtlich freigegeben wurde und der Zugriff auf den erforderlichen Empfängerkreis begrenzt ist.

Vor der Nutzung des zentralen PPF CIC-Arbeitsbereichs für mehrere Beitragsleister sind die kartellrechtlichen und wettbewerbsrechtlichen Anforderungen zu prüfen. Dies umfasst insbesondere die Festlegung zulässiger Informationskategorien, die Definition von Zugriffsrechten, die Dokumentation der Informationsfreigabe sowie die Abgrenzung zwischen erforderlicher technischer Änderungsinformation und unzulässigem Austausch wettbewerblich sensibler Daten.

Die Rückmeldungen der Beitragsleister werden ebenfalls im PPF CIC-Arbeitsbereich dokumentiert. Sie müssen sich auf die konkrete Änderung, die eigene Betroffenheit, die erforderlichen Nachweise, festgestellte Risiken, offene Punkte und notwendige Maßnahmen beziehen. Kommentare, Prüfhinweise und Maßnahmen werden versioniert erfasst und dem jeweiligen Vorgang zugeordnet. Dadurch entsteht eine nachvollziehbare Grundlage für die weitere Bewertung durch die Organisation, ohne dass ein unzulässiger Informationsaustausch zwischen Wettbewerbern ermöglicht wird.

Der Schritt ist abgeschlossen, wenn die relevanten Unterlagen bereitgestellt, die Zugriffsrechte geprüft, die Rückmeldungen der betroffenen Beitragsleister dokumentiert und offene Punkte einschließlich Verantwortlichkeiten und Fristen festgelegt wurden.

Schritt 8: Externes PPF-Verfahren im ÖSL

Unter einem externen PPF CIC-Verfahren wird die systemübergreifende Abstimmung zwischen potenziell betroffenen Beitragsleistern verstanden. Jeder beteiligte Beitragsleister bewertet die Auswirkungen der Änderung innerhalb seines Verantwortungsbereichs und identifiziert gegebenenfalls weitere betroffene Systeme, Schnittstellen und Beitragsleister.

Die Systempartner im ÖSL analysieren die bereitgestellte Dokumentation eigenständig und übermitteln anschließend ihr Feedback an den auslösenden Beitragsleister.

Dazu gehören:

- die Analyse der Dokumentation durch die Beitragsleister im ÖSL
- bei Bedarf der Einbezug der Lieferkette, wenn vorgelagerte oder nachgelagerte Partner von der Änderung betroffen sind oder zur Bewertung beitragen müssen
- die Übermittlung von Feedback an den auslösenden Beitragsleister

Dieser zweistufige externe Prozess – Analyse und Rückmeldung – stellt sicher, dass das Wissen und die Perspektive aller relevanten Beitragsleister einfließen.

Schritt 9: Bewertung – Maßnahmen erforderlich?

Auf Basis des eingegangenen Feedbacks bewertet der auslösende Beitragsleister, ob Maßnahmen erforderlich sind. Ist dies der Fall, werden konkrete Maßnahmen definiert und umgesetzt sowie die Dokumentation entsprechend aktualisiert. Danach kehrt der Prozess zur gemeinsamen Abstimmungsrunde zurück, um sicherzustellen, dass alle Änderungen erneut bewertet werden.

Schritt 10: Abschluss des PPF CIC-Prozesses

Sobald keine weiteren Maßnahmen erforderlich sind und alle beteiligten Beitragsleister den PPF-CIC-Prozess als abgeschlossen betrachten, wird dieser formal beendet. Das Ergebnis ist eine freigegebene, dokumentierte und mit allen relevanten Beitragsleistern abgestimmte Änderung.

11.3 Kooperativer Datenaustausch

Im Rahmen der Qualitätsmethode PPF CIC wird die Notwendigkeit eines Datenaustauschs zwischen den Beitragsleistern im ÖSL immer deutlicher. Nur damit ist die Qualität des Ladeerlebnisses tatsächlich immer besser zu gewährleisten. Erste pilothafte Projekte zeigen die Wirksamkeit und Möglichkeiten exemplarisch auf. Für ein interoperables Miteinander der Beitragsleister liegt der Fokus heute bewusst auf einem kooperativen Datenaustausch. Erreicht werden soll eine Win-win-Situation mit einem Mehrwert für die beteiligten Austauschpartner. Ein strukturierter, kooperativer Dokumentenaustausch ist eine zentrale Voraussetzung für ein wirksames proaktives Qualitätsmanagement im ÖSL. Im Folgenden sollen Anregungen gegeben werden, wie die Transparenz über Änderungen an Hardware und

Firmware zwischen den Beitragsleistern geschafft werden kann und welcher Nutzen sich daraus ergibt.

Für alle Beitragsleister gilt, dass jegliche Dokumentation so transparent wie möglich formuliert und, wenn relevant, innerhalb des ÖSL frei zugänglich gemacht werden sollte. Im Folgenden werden Impulse gesetzt, wie eine Transparenz bei Firmware- und Hardwareänderungen geschaffen werden kann. Detaillierte Empfehlungen und Anforderungen zum Datenaustausch zwischen den Beitragsleistern sind im Kapitel Anhang – Kooperativer Datenaustausch beschrieben.

Firmwarefreigaben

Dieser Abschnitt widmet sich Firmwarefreigaben am Beispiel der EVSE-Firmware. Größtenteils sind diese Empfehlungen auch auf Software- und Firmwarefreigaben der Systeme anderer Beitragsleister anzuwenden.

Die Firmwarebenennung sollte nach einer sinnvollen Versionierung gestaltet werden, sodass ein Major-Release von einem Minor-Release unterschieden werden kann. Für die Releasenotes einer freigegebenen Firmware ist generell folgender Umfang empfohlen:

- Alle enthaltenen Bugfixes mit einer verständlichen Beschreibung, welche Auswirkungen der Bug sowie der Bugfix für den EV-Fahrer und für andere Beitragsleister hat.
- Zu jedem Bugfix sollte die Firmwareversion notiert sein, ab der der Bug aufgetreten ist.
- Alle noch in der Firmware enthaltenen, bekannten Bugs oder Einschränkungen mit einer verständlichen Beschreibung, welche Auswirkungen der Bug für den EV-Fahrer und für andere Beitragsleister hat und, wenn möglich, mit welcher zukünftigen Firmware der Bug behoben sein wird.
- Alle neuen Features, die mit der Firmware implementiert werden, inklusive einer verständlichen Erklärung und Auswirkungen auf Schnittstellen, das HMI oder das Erlebnis des EV-Fahrers.
- Auflistung, welche Testfallmengengerüste aus Kapitel 1 abgetestet wurden, inklusive Ergebnis und ggf. Maßnahme.

- Dadurch können andere relevante Beitragsleister den eigenen Testumfang besser eingrenzen und nötige Testfälle für die eigene Freigabe definieren.

Die geschaffene Transparenz ermöglicht ein zielgerichtetes Testing bei den relevanten Beitragsleistern und eine schnellere Freigabe, falls erforderlich. Die Freigabe sollte abteilungsübergreifend stattfinden, sodass relevante Stakeholder innerhalb einer Organisation über Bugfixes, neue Features und Änderungen Bescheid wissen.

Falls durch das Testing eines anderen Beitragsleisters Bugs identifiziert werden, sollten diese gut dokumentiert an den herausgebenden Beitragsleister übermittelt werden, inklusive der verfügbaren Logdateien, dem beschriebenen Testaufbau und dem durchgeführten Troubleshooting.

Es empfiehlt sich, freigegebene Firmware nicht sofort gesamthaft auf allen verfügbaren Geräten zu installieren, sondern mit einem kleineren Pilotfeld anzufangen. Dieses Pilotfeld sollte hinsichtlich auftretender Probleme beobachtet und dann sukzessiv vergrößert werden, bis das gesamte Feld ein Firmware-Update erhalten hat. Ein direkter Rollout ins gesamte Feld ist hingegen bei sicherheitsrelevanten Hotfixes vorzuziehen.

Wird ein Beitragsleister auf einen Bug(fix) aufmerksam, der auch bei anderen Beitragsleistern auftreten könnte, sollten Synergien genutzt werden und der Bug gesamtheitlich im ÖSL abgestellt werden.

Wird die Ladestation nicht durch einen CPO verwaltet, sondern durch den EV-Fahrer selbst, ist dieser meist für die Freigabe der Firmwareinstallation verantwortlich. Eine reibungslose und kurzfristige Installation einer neuen Firmware kann durch folgende Punkte sichergestellt werden:

- Möglichkeit des automatischen Firmware-Updates, sodass nicht jede neue Firmware erneut freigegeben werden muss
- verlässlicher Informationskanal über neue Firmware an den EV-Fahrer
- verständliche Releasenotes, eventuell auf die wichtigsten, relevantesten Punkte gekürzt
- Auswahl von unterschiedlichen Internetschnittstellen und intuitive Möglichkeit, zwischen LTE/WLAN/LAN umzukonfigurieren, damit die für

den jeweiligen Standort beste Internetschnittstelle gewählt werden kann

Der EV-Fahrer ist meist auch für die Freigabe von Software-/Firmware-Updates am Fahrzeug zuständig. Eine reibungslose und kurzfristige Installation einer neuen Software kann durch folgende Punkte sichergestellt werden:

- Möglichkeit des automatischen Software-Updates, sodass nicht jede neue Software erneut freigegeben werden muss
- verlässlicher Informationskanal über neue Software an den EV-Fahrer
- verständliche Releasenotes, eventuell auf die wichtigsten, relevantesten Punkte gekürzt

Hardwarefreigaben

Für die Dokumentation der Hardware und Hardwareänderungen ist folgender Umfang empfohlen:

- Dokumentation der Änderungen inklusive möglicher Auswirkungen auf Schnittstellen, das Kundenerlebnis Laden oder Funktionen der Hardware
- Anpassung aller relevanten Dokumente zu Wartung, Installation, Konfiguration, Fehlerbehebung und Bedienung der Hardware

Die geschaffene Transparenz ermöglicht hier dem betroffenen Beitragsleister, nötige Vorkehrungen zu treffen, wie eine erneute Bemusterung (nach VDA 2 PPF) durchzuführen, ein erneutes Integrationsfreigabetesting einzuplanen oder Anpassungen bezüglich der Logistik vorzunehmen.

Anhang – Kooperativer Datenaustausch

Kapitel 11 zeigt auf, dass proaktive Qualität im ÖSL nur dann wirksam abgesichert werden kann, wenn Änderungen nicht isoliert, sondern systemübergreifend bewertet, abgestimmt und dokumentiert werden. PPF CIC stellt hierfür als proaktive Qualitätsmethode eine mögliche gemeinsame Prozesslogik bereit und gibt einen Ausblick darauf, wie ein entsprechender Workflow Cross Industries Charging (CIC) organisiert werden könnte. In

Verbindung mit dem Thema kooperativer Datenaustausch liegen für die nächste Version dieses VDA-Bands wertvolle Fragestellungen zur Bearbeitung vor.

11.4 PPF CIC als proaktive Qualitätsmethode für systemübergreifendes Änderungsmanagement im ÖSL

PPF CIC schafft eine gemeinsame methodische Grundlage, um Änderungen mit potenziellen Auswirkungen auf das ÖSL frühzeitig zu erkennen, systemübergreifend zu bewerten und zwischen den betroffenen Beitragsleistern abzustimmen. Ausgangspunkt ist die strukturelle Lücke zwischen den systemübergreifenden Auswirkungen von Änderungen und den heute überwiegend bilateral organisierten Änderungs- und Freigabeprozessen. PPF CIC ergänzt diese bestehenden Prozesse, ohne die Steuerungshoheit der einzelnen Beitragsleister über ihre internen Freigaben aufzuheben.

Der wesentliche Erkenntnisgewinn liegt darin, **Änderungen nicht isoliert innerhalb einzelner Organisationen, sondern hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das gesamte ÖSL zu betrachten.** Dies betrifft Änderungen an Komponenten, Systemen, Software, Konfigurationen, Schnittstellen oder Prozessen, sofern Auswirkungen auf andere Beitragsleister, Kundenfunktionen oder das Ladeerlebnis nicht ausgeschlossen werden können.

Der PPF CIC-Prozess schafft hierfür Transparenz darüber,

- welche Änderung vorliegt und welche systemübergreifenden Auswirkungen von ihr ausgehen können
- welche Beitragsleister, Systeme, Schnittstellen und Kundenfunktionen betroffen sind
- welche regulatorischen, normativen oder vertraglichen Anforderungen zu berücksichtigen sind
- wie Betroffenheit, Einfluss und Risiken der Änderung zu bewerten sind
- welche Beitragsleister zu beteiligen beziehungsweise zu informieren sind
- welche Nachweise, Maßnahmen und Freigaben vor der Umsetzung erforderlich sind

Die hierfür eingesetzten Methoden – insbesondere RACI-Matrix, Stakeholder-Matrix, Impact-Assessment-Matrix und Notification-Matrix – strukturieren Verantwortlichkeiten, Betroffenheiten, Auswirkungen sowie Informations- und Abstimmungsbedarfe. Auf dieser Grundlage können Testtiefe, Nachweisumfang, Kommunikation und Freigabe risikobasiert festgelegt und nachvollziehbar dokumentiert werden.

Damit schafft PPF CIC die Grundlage für

- eine frühzeitige Transparenz über geplante Änderungen
- eine systematische Bewertung ihrer Auswirkungen über Organisations- und Systemgrenzen hinweg
- die gezielte Einbindung betroffener Beitragsleister
- eine nachvollziehbare Zuordnung von Rollen und Verantwortlichkeiten
- eine abgestimmte und dokumentierte Entscheidungs- und Freigabebasis
- die präventive Vermeidung von Ladefehlern infolge unkoordinierter Änderungen

Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist der **kooperative Datenaustausch.** Relevante Änderungsinformationen und erforderliche Nachweise müssen den betroffenen Beitragsleistern so zur Verfügung stehen, dass Auswirkungen auf die eigenen Systeme und Schnittstellen bewertet und erforderliche Maßnahmen rechtzeitig eingeleitet werden können. Kapitel 11 verbindet damit systemübergreifendes Änderungsmanagement, transparente Kommunikation und abgestimmte Freigabe zu einem proaktiven Qualitätsansatz im ÖSL.

12 Cybersecurity im Qualitätsmanagement des ÖSL

Dieses Kapitel ordnet Cybersecurity (zur Begriffsdefinition vgl. Kapitel 12.1) als integralen Bestandteil des Qualitätsmanagements (QM) im Ökosystem Laden (ÖSL) ein. Cybersecurity wird dabei nicht nur als technisches Schutzthema verstanden, sondern als organisationsübergreifende Betriebs-, Qualitäts- sowie Führungs- und Steuerungsaufgabe. Ziel ist es, die Relevanz von Cybersecurity für Ladequalität, Betriebsstabilität sowie für regulatorische und marktseitige Anforderungen systematisch darzustellen.

Mit der zunehmenden Elektrifizierung der Mobilität und der fortschreitenden Digitalisierung von Fahrzeugen und Ladeinfrastrukturen gewinnt Cybersecurity im ÖSL eine zentrale Bedeutung. Sie ist eine grundlegende Voraussetzung für einen sicheren, zuverlässigen und vertrauenswürdigen Ladevorgang. Der Ladevorgang basiert auf digitalen Informationsflüssen zwischen Fahrzeug, Ladestation, Backend-Systemen von CPOs und eMSPs sowie weiteren energiewirtschaftlichen und IT-basierten Plattformen.

Diese Systeme sind über verschiedene Kommunikationsschnittstellen miteinander verbunden und tauschen fortlaufend Daten aus. Dadurch entsteht ein komplexes digitales ÖSL, in dem zahlreiche technische Komponenten und beteiligte Beitragsleister zusammenwirken. Mit der zunehmenden Vernetzung im Sinne von Cross Industries Charging (CIC) steigen auch die Anforderungen an die Sicherheit der Kommunikations- und Informationssysteme. Cybersecurity ist erforderlich, um die Integrität, Verfügbarkeit und Vertraulichkeit der beteiligten Systeme und Daten sicherzustellen.

Cybersecurity im ÖSL betrifft dabei nicht nur einzelne Teilsysteme, sondern das Zusammenspiel aller Komponenten und Schnittstellen. Potenzielle Schwachstellen können sowohl innerhalb einzelner Teilsysteme als auch an deren Übergängen auftreten. Daher ist eine ganzheitliche Betrachtung der Sicherheitsanforderungen erforderlich, die Fahrzeug, Ladeinfrastruktur, Backend-Systeme und die zugrunde liegenden Kommunikationsprotokolle umfasst.

Die Betrachtung der Cybersecurity im Ökosystem Laden umfasst auch Shared-Charging-Szenarien. Themen wie Ad-hoc-Laden, Preisinformationen sowie zukünftige Ladetechnologien, beispielsweise das Megawatt Charging System (MCS), sind bei der Weiterentwicklung von Sicherheits- und Risikoanalysen im Ökosystem Laden zu berücksichtigen.

Aus Sicht des QM im ÖSL stellt sich dabei insbesondere die Frage nach einem durchgängigen und organisationsübergreifenden Risikomanagement im Sinne eines CIC-Ansatzes.

Für die Elektromobilität ist Cybersecurity daher kein Randthema, sondern eine zentrale Betriebs- und Qualitätsanforderung. Ladeinfrastruktur verbindet physische Anlagen im öffentlichen Raum mit Cloud-Backends, Zahlungsdiensten, Netzanschlüssen, Roaming-Plattformen und zunehmend auch mit netzdienlicher Steuerung. Dadurch entstehen zusätzliche Angriffsflächen und zugleich neue Abhängigkeiten für Verfügbarkeit, Sicherheit und Vertrauen in den Ladebetrieb.

12.1 Begriffsdefinition und Grundlagen

Im ÖSL ist Cybersecurity nicht nur ein IT- oder Sicherheitsthema, sondern eine zentrale Voraussetzung für Ladequalität, da sie Verfügbarkeit, korrekte Abrechnung, sichere Nutzung und Vertrauen des EV-Fahrers maßgeblich bestimmt.

Cybersecurity umfasst technische, organisatorische und personelle Maßnahmen zum Schutz von digitalen Systemen, Kommunikationsverbindungen und Daten vor Manipulation, Ausfall, Missbrauch und unbefugtem Zugriff. Ziel ist die Sicherstellung von Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit.

Im Umfeld der Ladeinfrastruktur reicht der Schutzbedarf über klassische IT hinaus. Eine Ladestation ist Teil eines vernetzten Systems aus Hardware, Firmware, Kommunikationsprotokollen, Backends, Apps der EV-Fahrer, Abrechnung, Fernwartung und Schnittstellen zu Energie- und Roaming-Plattformen. Wird eines dieser Elemente kompromittiert, kann das Auswirkungen auf den gesamten Betrieb haben: Ladestationen können ausfallen, Ladevorgänge fehlerhaft abgerechnet, Kundendaten offengelegt oder Lasten im Netz gezielt verschoben werden. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) weist für den Straßenverkehr ausdrücklich darauf hin, dass Registrierungs- und Kommunikationsfunktionen an Ladestationen – etwa per RFID, Smartphone, WLAN, Bluetooth oder NFC – zusätzliche Sicherheitsanforderungen erzeugen. Dies verdeutlicht zugleich, dass durch die Vielzahl an beteiligten Technologien, Schnittstellen und Beitragsleistern eine entsprechend große Angriffsfläche entsteht, sodass Cybersecurity im ÖSL nicht isoliert betrachtet werden kann, sondern systemisch über alle Kommunikations- und Nutzungsebenen hinweg adressiert werden muss.

Für das QM im ÖSL bedeutet das: Cybersecurity ist nicht nur ein Compliance-Thema, sondern Bestandteil von Servicequalität. Aus Sicht des EV-Fahrers zeigt sich Qualität daran, dass Ladestationen verfügbar, sicher bedienbar, korrekt abrechenbar und manipulationssicher sind. Technisch gehören dazu insbesondere sichere Authentifizierung, Systemhärtung von Geräten durch die Absicherung von Konfigurationen, Schnittstellen und Software gegen Angriffe, verschlüsselte Kommunikation, konsequentes Patch- und Schwachstellenmanagement, rollenbasierte Zugriffe, Protokollierung, Notfallprozesse und die Trennung kritischer Systeme von weniger schutzbedürftigen IT-Bereichen.

Die verschiedenen Authentifizierungsverfahren im Ökosystem Laden weisen unterschiedliche Sicherheitsniveaus und Risikoprofile auf. Für deren Einsatz sind die jeweiligen Cybersecurity-Risiken sowie geeignete organisatorische und technische Schutzmaßnahmen zu berücksichtigen.

Veränderungen an Systemen, Schnittstellen oder Prozessen können neue Sicherheitsrisiken erzeugen oder bestehende Schutzmechanismen beeinflussen. Cybersecurity-Anforderungen wirken daher nicht erst im laufenden Betrieb, sondern müssen bereits im vorgelagerten Änderungs- und Freigabemanagement berücksichtigt werden.

Den proaktiven methodischen Rahmen hierfür bildet PPF CIC (vgl. Kapitel 11), um sicherheitsrelevante Auswirkungen von Änderungen systemübergreifend zu identifizieren, zu bewerten und vor der Umsetzung abzusichern. Cybersecurity wird dadurch zum integralen Bestandteil des proaktiven Qualitätsmanagements im ÖSL.

12.2 KRITIS und die Bedeutung für Ladeinfrastruktur

Kritische Infrastrukturen (KRITIS) sind in Deutschland Einrichtungen und Anlagen mit hoher Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen. Ihr Ausfall kann zu erheblichen Versorgungsengpässen oder Störungen der öffentlichen Sicherheit führen. Klassische Beispiele sind Stromversorgung, Wasser, Gesundheit oder Verkehr.

Ladeinfrastruktur ist heute nicht pauschal als KRITIS einzuordnen. Gleichwohl steigt ihre Systemrelevanz mit der zunehmenden funktionalen Kopplung an Energie- und Mobilitätsprozesse deutlich an. Der Abschnitt dient daher als Einordnungsrahmen für die wachsende KRITIS-Nähe. Mit wachsender Elektrifizierung des Verkehrs wird öffentlich zugängliches Laden zu einer betriebsnotwendigen Versorgungsfunktion, zunächst für Flotten, Logistik

und kommunale Verkehre und perspektivisch für breite Teile der individuellen Mobilität.

Die Ladeinfrastruktur entwickelt sich von einer dezentralen Serviceeinrichtung zu einem systemrelevanten Bestandteil der Energie- und Mobilitätsinfrastruktur. Damit wächst auch die Nähe zu KRITIS. Besonders kritisch wären koordinierte Angriffe auf viele Ladestationen oder zentrale Backends, weil dadurch nicht nur einzelne Standorte, sondern ganze Betreiberportfolios, Flotten oder Regionen betroffen sein können. Relevante Risikobilder sind beispielsweise flächige Nichtverfügbarkeit, manipuliertes Lastmanagement, Störungen beim Roaming und bei der Autorisierung sowie Beeinträchtigungen an der Schnittstelle zwischen Ladebetrieb und Stromsystem.

12.3 NIS2: Warum CPOs jetzt regulatorisch in den Fokus rücken

Die europäische Richtlinie Network and Information Security 2 (NIS2-Richtlinie) schafft einen einheitlicheren Cybersecurity-Rahmen für Sektoren mit hoher gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Bedeutung. Sie erweitert den Anwendungsbereich deutlich und erfasst grundsätzlich mittlere und große Einrichtungen in den betroffenen Sektoren; die Europäische Kommission nennt hierfür als Regelfall mittelgroße und große Unternehmen.

Für den Energiesektor ist besonders relevant, dass Deutschland die NIS2-Vorgaben seit Ende 2025 in nationales Recht überführt hat. CPOs werden im Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSIG) ausdrücklich als Einrichtungsart im Sektor Energie aufgeführt. Damit ist das Thema für große Betreiber von Ladeinfrastruktur regulatorisch konkret relevant geworden.

NIS2 adressiert Cybersecurity dabei nicht nur operativ, sondern ausdrücklich als Führungs- und Steuerungsverantwortung der Leitungsebene. NIS2 verlangt, Cyberrisiken systematisch zu steuern und erhebliche Sicherheitsvorfälle zu melden. Zudem wird die Verantwortung der Leitungsebene ausdrücklich gestärkt. Für das ÖSL ist das bedeutsam, weil Risiken häufig entlang der Liefer- und Prozesskette entstehen: in Komponenten der Ladestationshardware, in Remote-Wartungszugängen, in Backend- und Roaming-Plattformen, in Zahlungsdiensten oder bei Dienstleistern für Betrieb und Instandhaltung. Sicherheitsmängel in nur einem Glied dieser Kette können sich unmittelbar auf Verfügbarkeit, Sicherheit und Rechtskonformität des Gesamtsystems auswirken.

12.4 Einordnung von Cybersecurity, KRITIS und NIS2

Dieser Abschnitt stellt den konzeptionellen Kern des Kapitels dar, da er die operative, infrastrukturelle und regulatorische Perspektive von Cybersecurity im ÖSL zusammenführt und in den Kontext des QM einordnet.

Cybersecurity, KRITIS und NIS2 stehen damit in einem engen inhaltlichen und regulatorischen Zusammenhang. Cybersecurity beschreibt die operative Schutzaufgabe. KRITIS markiert den Schutzgegenstand mit besonders hoher gesellschaftlicher Relevanz. NIS2 übersetzt diese Relevanz in verbindliche Anforderungen an Führung und Steuerung, Risiko- und Meldepflichten. Für die Ladeinfrastruktur ist entscheidend, dass Sicherheit nicht erst bei einem Vorfall beginnt, sondern bereits in Planung, Beschaffung, Betrieb und Wartung verankert werden muss.

Neben NIS2 und den Anforderungen an Kritische Infrastrukturen gewinnt der Cyber Resilience Act (CRA) für das Ökosystem Laden zunehmend an Bedeutung. Während NIS2 primär Betreiber kritischer oder größerer Infrastrukturen adressiert, richtet sich der CRA an Produkte mit digitalen Elementen und damit insbesondere an Hersteller und Anbieter von Ladestationen, Wallboxen, Backend-Systemen und Ladesoftware.

Für das Ökosystem Laden sind daher sowohl betreiberbezogene als auch produktbezogene Cybersecurity-Anforderungen zu berücksichtigen. Die unterschiedlichen Verantwortlichkeiten der beteiligten Beitragsleister sind bei der Bewertung von Cybersecurity-Risiken sowie bei der Umsetzung geeigneter Schutzmaßnahmen zu berücksichtigen.

Ein zentraler Ausgangspunkt des QM im Ökosystem Laden ist die Transparenz darüber, welche Schnittstellen des Ökosystems Laden durch welche Normen, Standards und regulatorischen Anforderungen beschrieben werden. Grundlage hierfür bildet das gemeinsame Architekturmodell des Ökosystems Laden. Erst auf dieser Basis können Verantwortlichkeiten eindeutig zugeordnet, Compliance-Anforderungen systematisch überwacht sowie die Wirksamkeit von Cybersecurity-Maßnahmen und regulatorischen Vorgaben regelmäßig bewertet werden.

Ein wirksames Cybersecurity-Management setzt darüber hinaus belastbare Messdaten sowie eine organisationsübergreifende Zusammenarbeit der beteiligten Beitragsleister voraus. Fehlende Transparenz über Sicherheitsereignisse, Betriebsdaten und Fehlerbilder erschwert die Bewertung von Risiken sowie die kontinuierliche Verbesserung von Schutzmaßnahmen.

Im Rahmen dieses VDA-Bands wird Cybersecurity nicht als eigenständiges IT-Thema verstanden, sondern als integraler Bestandteil des QM im ÖSL.

Im QM des ÖSL sollte Cybersecurity deshalb als durchgängiges Qualitätsmerkmal verstanden werden: sichere Standardkonfigurationen, klare Betreiberverantwortung, dokumentierte Updates, kontrollierte Dienstleisterzugriffe, getestete Notfall- und Wiederanlaufprozesse sowie ein belastbares Monitoring von Ladestationen und Backends. So wird aus regulatorischer Pflichterfüllung ein Beitrag zu Verfügbarkeit, Vertrauen der EV-Fahrer und Resilienz. Gerade weil Ladeinfrastruktur künftig noch stärker Teil kritischer Energie- und Mobilitätsprozesse sein wird, ist ein vorausschauendes Cybersecurity-Management bereits heute ein wesentlicher Bestandteil guter Ladequalität und damit eines erfolgreichen Ladeerlebnisses des EV-Fahrers.

12.5 Cybersecurity als Bestandteil der Ladequalität

Cybersecurity ist im ÖSL keine isolierte technische Schutzaufgabe, sondern eine grundlegende Voraussetzung für die **Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit der beteiligten Systeme und Daten sowie für einen sicheren und verlässlichen Ladebetrieb**. Aufgrund der systemübergreifenden Vernetzung können Schwachstellen einzelner Komponenten oder Schnittstellen Auswirkungen auf weitere Systeme, Beitragsleister und letztlich auf das Ladeerlebnis des EV-Fahrers haben.

Dieses Kapitel dient der Einordnung relevanter Cybersecurity-Anforderungen im Ökosystem Laden. Die konkrete Umsetzung regulatorischer Pflichten ist abhängig von Rolle, Unternehmensgröße und nationaler Gesetzgebung und ist durch die jeweiligen Beitragsleister zu bewerten und umzusetzen.

Für das Qualitätsmanagement folgt daraus, Cybersecurity **durchgängig und organisationsübergreifend** zu berücksichtigen. Dies umfasst technische Schutzmaßnahmen ebenso wie klare Verantwortlichkeiten, Risikomanagement, sichere Änderungsprozesse, kontrollierte Zugriffe sowie Notfall- und Wiederanlaufprozesse. Regulatorische Anforderungen wie NIS2 verstärken dabei insbesondere die Führungs- und Steuerungsverantwortung und die Notwendigkeit eines systematischen Umgangs mit Cyberrisiken.

Änderungen an Security-Profilen, Zertifikaten, Firmwareständen oder anderen sicherheitsrelevanten Komponenten sind zugleich als mögliche Einflussgrößen auf Interoperabilität und Ladequalität zu betrachten. Mit PPF CIC

können solche Auswirkungen bereits im Änderungs- und Freigabeprozess systemübergreifend identifiziert, bewertet und berücksichtigt werden.

Der zentrale Erkenntnisgewinn für das QM im ÖSL besteht damit darin, Cybersecurity als durchgängiges Qualitätsmerkmal zu verstehen: Sichere, resiliente und nachvollziehbar gesteuerte Informations- und Kommunikationssysteme sind eine Grundbedingung für Verfügbarkeit, Vertrauen und regulatorische Belastbarkeit im Ladebetrieb. Das folgende Kapitel erweitert diese Betrachtung um den übergeordneten regulatorischen Rahmen des ÖSL.

13 Regulatorik: Prämissen & Vorgaben

Das Qualitätsmanagement (QM) im Ökosystem Laden (ÖSL) bewegt sich innerhalb unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen, die je nach Beitragsleister, Anwendungsfall und Rechtsraum unterschiedliche Anforderungen an Prozesse, Systeme und Verantwortlichkeiten stellen. Kapitel 13 ordnet die für das QM im ÖSL relevanten regulatorischen Themenfelder ein und stellt deren typische Bezüge zu den beteiligten Beitragsleistern dar.

Die nachfolgende Betrachtung dient dabei der Orientierung und unterstützt die Einordnung regulatorischer Anforderungen innerhalb des ÖSL; sie ersetzt keine rechtsraum- und anwendungsfallspezifische rechtliche Prüfung.

Aufbauend auf Kapitel 12, in dem insbesondere Cybersecurity-bezogene regulatorische Anforderungen (z. B. NIS2, KRITIS) vertieft behandelt wurden, stellt Kapitel 13 diese in einen übergreifenden regulatorischen Gesamtkontext des ÖSL.

13.1 Regulatorische Einordnung der Beitragsleister im ÖSL

Das ÖSL bewegt sich in einem stark regulierten Umfeld. Für das QM im ÖSL sind regulatorische Vorgaben insbesondere insofern relevant, als sie verbindliche Prämissen für Prozesse, Schnittstellen, Verantwortlichkeiten und den Umgang mit Ladefehlern definieren. Davon abzugrenzen sind Normen und technische Standards, die in der Regel keine unmittelbare rechtliche Verbindlichkeit haben, jedoch als technische Referenzdokumente für Interoperabilität und Qualität im ÖSL dienen.

Die Komplexität ergibt sich insbesondere daraus, dass verschiedene regulatorische Initiativen parallel wirken und unterschiedliche Rollen im ÖSL adressieren. So unterliegen Hersteller von Fahrzeugen und Ladestationen, CPOs, eMSPs, Energieversorger, Backend-Betreiber sowie Netzbetreiber jeweils spezifischen Anforderungen und Verantwortlichkeiten. Zur besseren Nachvollziehbarkeit der regulatorischen Anforderungen wird im Folgenden eine rollenbasierte Einordnung vorgenommen. Ziel ist es, transparent darzustellen, welche Beitragsleister im ÖSL typischerweise von welchen regulatorischen Themenfeldern betroffen sind.

Die Zuordnung erfolgt in Form einer vereinfachten Rollen-/Regelwerksmatrix. Diese dient ausschließlich der Orientierung und zeigt typische

Schwerpunkte und Überschneidungen regulatorischer Anforderungen im ÖSL. Sie stellt keine abschließende oder rechtlich verbindliche Bewertung dar. Die jeweils anwendbaren regulatorischen Anforderungen sind abhängig vom konkreten Anwendungsfall, den beteiligten Beitragsleistern und dem betroffenen Rechtsraum im Einzelfall zu prüfen.

Übersicht: Regulatorische Schwerpunkte nach Beitragsleister

- **OEM:** Fahrzeug- und Softwarefreigaben (z. B. UNECE R156 [United Nations Economic Commission for Europe / UN-Regelung Nr. 156] zu Software-Updates), Cybersecurity, Update-Management, sicherheitsrelevante Systeme im Fahrzeug
- **Ladestationshersteller:** Produktsicherheit, Cybersecurity, Konformität von Hardware/Firmware, Schnittstellenstandards
- **CPO:** Betrieb öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur, Marktanforderungen, Verfügbarkeit, Interoperabilität, regulatorische Anforderungen an Betrieb und Zugang. Hierzu zählen insbesondere auch die für öffentlich zugängliche Ladepunkte geltenden Anforderungen der AFIR
- **eMSP:** Nutzerzugang, Vertrags- und Abrechnungsmodelle, Transparenz von Lade- und Preisinformationen, Datenschutz
- **Backend/Plattformanbieter:** Verarbeitung und Sicherung von Daten, Cybersecurity, Systemintegration, Schnittstellenstabilität
- **Energieversorger:** energiewirtschaftliche Vorgaben, Abrechnung, Marktkommunikation, Integration in Energiemärkte
- **Netzbetreiber:** Netzstabilität, Steuerbarkeit, Lastmanagement, Integration in das Energiesystem
- **Payment:** Zahlungsabwicklung, regulatorische Anforderungen an Zahlungsdienste, Sicherheit und Betrugsprävention
- **Flotten-/Depotlösungsbetreiber:** betriebsspezifische Ladevorgänge, Integration in Geschäftsprozesse, Verfügbarkeit und Steuerbarkeit

Die regulatorische Betroffenheit der Beitragsleister ist dabei differenziert zu betrachten. Anforderungen an öffentlich zugängliche Ladepunkte, beispielsweise aus der AFIR, adressieren insbesondere deren Betreiber (CPO). Weitere Beitragsleister können betroffen sein, soweit ihre jeweiligen Funktionen oder Schnittstellen von den regulatorischen Anforderungen berührt werden. Gleichzeitig greifen viele dieser Regelwerke ineinander und beeinflussen gemeinsam die Funktionsfähigkeit der gesamten Kundenfunktionswirkketten Laden. Zur Gewährleistung einer strukturierten und nachvollziehbaren Einordnung werden die relevanten regulatorischen Anforderungen im ÖSL in thematische Cluster gegliedert. Diese orientieren sich an den zentralen Funktionsbereichen und Wirkmechanismen des ÖSL und ermöglichen eine systematische Zuordnung der jeweiligen Regelwerke.

Die wesentlichen Cluster sind:

1. Öffentlich zugängliches Laden und Marktanforderungen: Regulatorische Vorgaben zu Zugang, Interoperabilität, Nutzeranforderungen und Marktorganisation des öffentlichen Ladens

2. Mess- und Eichrecht, Transparenz und preisrelevante Informationen: Anforderungen an die korrekte Erfassung, Verarbeitung und Darstellung von Messwerten sowie die konsistente und transparente Bereitstellung preisrelevanter Informationen

3. Cybersecurity und Informationssicherheit: Anforderungen an die Absicherung der Informations- und Kommunikationssysteme im ÖSL, insbesondere im Kontext von NIS2, KRITIS-nahen Vorgaben sowie weiteren Sicherheitsanforderungen

4. Fahrzeug- und Softwarefreigaben im OEM-Kontext: Regulatorische Anforderungen an Fahrzeugseitensysteme und Softwareänderungen, einschließlich typgenehmigungsrelevanter Aspekte (z. B. UNECE-Regelwerke)

5. Netz- und Energiesystemintegration sowie intelligentes Laden: Anforderungen an die Integration in das Energiesystem, Lastmanagement, Steuerbarkeit sowie netzdienliches Verhalten von Ladeinfrastruktur

Die dargestellten Zuordnungen verdeutlichen, dass regulatorische Anforderungen häufig mehrere Beitragsleister gleichzeitig betreffen und nur im Zusammenspiel der beteiligten Rollen wirksam adressiert werden können.

Diese Struktur bildet die Grundlage für die nachfolgende Einordnung der einzelnen Regelwerke und unterstützt eine systematische Bewertung ihrer Relevanz für das QM im ÖSL.

Neue regulatorische Anforderungen stellen einen typischen Auslöser für PPF CIC-Prozesse dar. Die strukturierte Bewertung regulatorisch bedingter Änderungen unterstützt eine koordinierte Umsetzung über Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg.

Eine ergänzende Übersicht über zentrale Strategien, Gesetze und Verordnungen im Kontext von Elektromobilität und Ladeinfrastruktur bietet die Gesetzeskarte Elektromobilität und Ladeinfrastruktur der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur. Sie ordnet relevante Regelwerke den verschiedenen regulatorischen Ebenen – Europäische Union, Bund, Länder und Kommunen – zu und verdeutlicht damit, dass die Rahmenbedingungen für Elektromobilität und Ladeinfrastruktur durch das Zusammenwirken unterschiedlicher Regelungsebenen geprägt werden. Die Darstellung unterstützt die übergreifende Einordnung der regulatorischen Rahmenbedingungen im ÖSL und ergänzt die zuvor vorgenommene rollen- und themenbezogene Betrachtung (vgl. Abbildung 13-1).

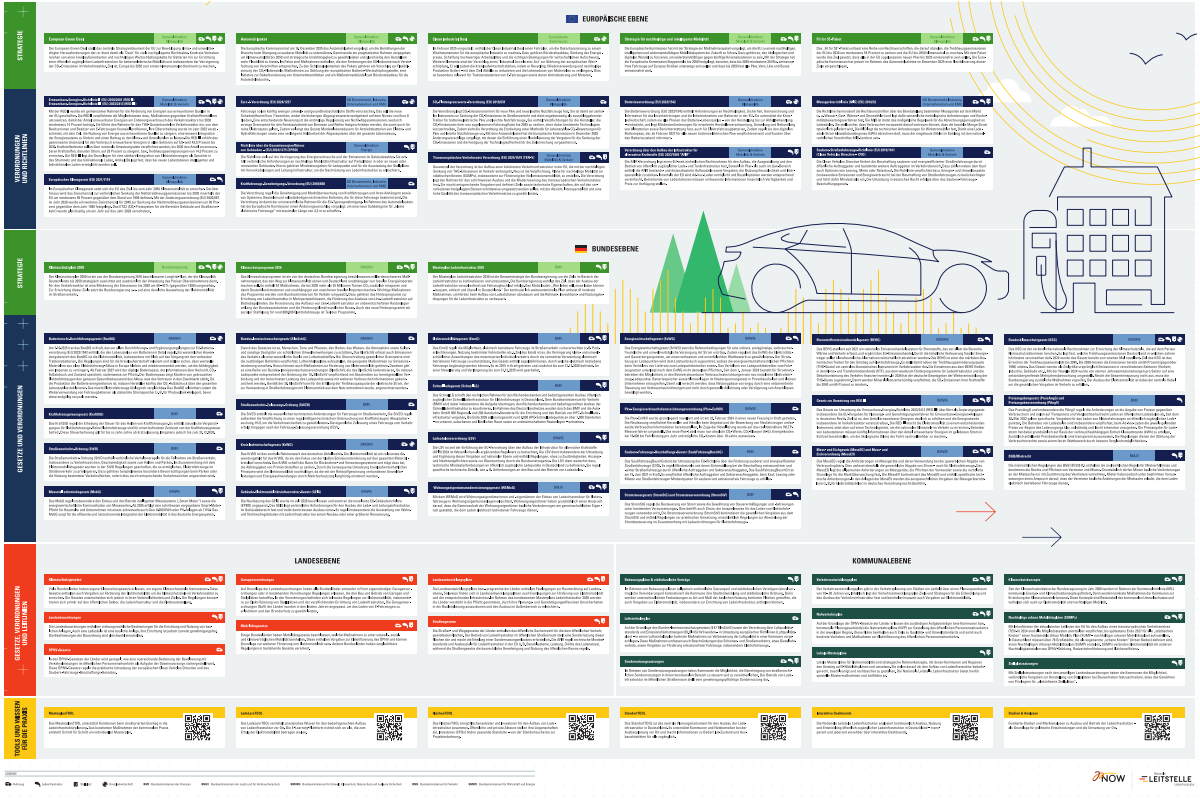


Abbildung 13-1: Gesetzeskarte Elektromobilität und Ladeinfrastruktur [21]

13.2 Regulatorische Rahmenbedingungen als Prämissen für das QM im ÖSL

Regulatorische Anforderungen bilden verbindliche Rahmenbedingungen für das QM im ÖSL und wirken auf unterschiedliche Beitragsleister, Prozesse, Systeme und Schnittstellen. Ihre Bedeutung ergibt sich insbesondere aus dem Zusammenspiel verschiedener Regelungsebenen und regulatorischer Themenfelder sowie aus den jeweils betroffenen Rollen im ÖSL.

Der wesentliche Erkenntnisgewinn liegt darin, regulatorische Anforderungen nicht isoliert nach einzelnen Regelwerken, sondern im Kontext ihrer Auswirkungen auf das ÖSL zu betrachten. Die rollenbasierte Einordnung, die thematischen Cluster und die ergänzende Betrachtung der regulatorischen Ebenen schaffen hierfür eine gemeinsame Orientierung und machen sichtbar,

- welche Beitragsleister von regulatorischen Anforderungen betroffen sein können
- welchen regulatorischen Themenfeldern diese Anforderungen zuzuordnen sind
- auf welchen Regelungsebenen die jeweiligen Rahmenbedingungen entstehen
- welche Auswirkungen sich daraus für Prozesse, Systeme, Schnittstellen und Verantwortlichkeiten im ÖSL ergeben können

Für das QM im ÖSL folgt daraus die Notwendigkeit, regulatorische Entwicklungen kontinuierlich in die Bewertung und Weiterentwicklung von Qualitätsprozessen einzubeziehen. Änderungen regulatorischer Anforderungen können Auswirkungen über Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg auslösen und sind daher auch im systemübergreifenden Änderungs- und Freigabemanagement zu berücksichtigen. PPF CIC stellt hierfür den methodischen Bezug her, indem regulatorisch bedingte Änderungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das ÖSL strukturiert bewertet und zwischen den betroffenen Beitragsleistern abgestimmt werden können.

Die in diesem Kapitel dargestellten Zuordnungen dienen dabei der Orientierung. Die konkrete Anwendbarkeit regulatorischer Anforderungen ist abhängig vom jeweiligen Anwendungsfall, den beteiligten Beitragsleistern und dem betroffenen Rechtsraum im Einzelfall zu prüfen.

14 Zusammenfassung

Das Ökosystem Laden (ÖSL) ist durch das Zusammenwirken zahlreicher Beitragsleister, Systeme und Schnittstellen über Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg geprägt. Ladequalität entsteht daher nicht allein durch die Qualität einzelner Komponenten oder Teilsysteme, sondern durch deren abgestimmtes Zusammenwirken entlang des gesamten Ladevorgangs. **Die zentrale Leitbotschaft lautet dabei: Qualität im ÖSL entsteht im Zusammenwirken der Beitragsleister.** Der vorliegende VDA-Band greift diese systemübergreifende Herausforderung auf und schafft eine erste gemeinsame Grundlage für ein Qualitätsmanagement (QM) im ÖSL.

Ein wesentliches Ergebnis ist die Erarbeitung und Dokumentation **gemeinsamer QM-Referenzen,** mit denen Ladequalität aus unterschiedlichen, miteinander verbundenen Perspektiven beschrieben, gemessen, analysiert und technisch verortet werden kann. Hierzu werden die Perspektive des EV-Fahrers entlang der Customer Journey Charging (CJC), die Messung der Ladequalität über definierte KPIs, die Referenzierung und Verortung von Ladefehlern über die TOP 5-Ladefehlerkategorien sowie die technische Systemperspektive miteinander verknüpft. Kundenfunktionslandkarte, Kundenfunktionswirkketten Laden, Architekturmodell, Informations- und Datenflüsse, Schnittstellenbetrachtung und Testfallmengengerüste ergänzen diese Referenzen zu einer gemeinsamen fachlichen Bezugsgrundlage für die Qualitätsarbeit im ÖSL. Das Architekturmodell schafft dabei insbesondere die Verbindung zwischen Kundenfunktionen, Systemelementen, Informationsflüssen und Schnittstellen.

Eine besondere Bedeutung kommt dabei der gemeinsamen Terminologie zu. Das im Rahmen dieses VDA-Bands erarbeitete Glossar führt zentrale Begriffe des ÖSL zusammen, definiert sie aus einer industrieübergreifenden Qualitätsmanagement-Perspektive und schafft damit eine gemeinsame sprachliche Referenz für die beteiligten Beitragsleister. Gerade in einem Ökosystem Laden, in dem unterschiedliche Branchen, Marktrollen und technische Disziplinen aufeinandertreffen und teilweise unterschiedliche Begriffe für vergleichbare Sachverhalte verwenden, ist ein gemeinsames Begriffsverständnis eine wesentliche Voraussetzung für eindeutige Kommunikation, nachvollziehbare Fehleranalysen und abgestimmte Qualitätsprozesse. Das Glossar ist damit nicht nur ein redaktionelles Nachschlagewerk, sondern **Bestandteil der gemeinsamen QM-Referenz des ÖSL.**

Auf diesen fachlichen und terminologischen Referenzgrundlagen werden **QM-Methoden für die systemübergreifende Anwendung im ÖSL** beschrieben und weiterentwickelt. Mit dem 8D CIC wird die etablierte 8D-Logik auf die besonderen Anforderungen eines vernetzten, industrieübergreifenden ÖSL übertragen. Ladefehler können dadurch nicht nur aus Sicht eines einzelnen Beitragsleisters betrachtet, sondern entlang betroffener Kundenfunktionen, Systeme und Schnittstellen systematisch eingeordnet, analysiert und bearbeitet werden. Mit PPF CIC wird diese reaktive Qualitätsarbeit um einen proaktiven Ansatz ergänzt, mit dem Änderungen und deren mögliche Auswirkungen auf andere Beitragsleister, Systeme und Schnittstellen frühzeitig bewertet und abgestimmt werden können. Damit werden reaktives und proaktives Qualitätsmanagement methodisch miteinander verbunden.

Die Betrachtung von Cybersecurity und regulatorischen Rahmenbedingungen erweitert diesen QM-Ansatz um weitere Einflussgrößen auf die Ladequalität. Sicherheit, Resilienz sowie regulatorische Anforderungen werden dabei nicht losgelöst von der Qualitätsarbeit betrachtet, sondern hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Systeme, Schnittstellen, Prozesse und das Zusammenspiel der beteiligten Beitragsleister eingeordnet.

Der zentrale Erkenntnisgewinn dieses VDA-Bands liegt in der Verknüpfung der erarbeiteten QM-Referenzen und QM-Methoden zu einem gemeinsamen, systemübergreifenden Qualitätsmanagement-Ansatz für das ÖSL. Die einzelnen Referenzen schaffen Transparenz, ein gemeinsames Begriffsverständnis und eine gemeinsame fachliche Bezugsgrundlage. Die darauf aufbauenden Methoden ermöglichen, diese Grundlage für die Messung, Analyse, Fehlerbearbeitung und präventive Absicherung von Ladequalität anzuwenden. Qualität im ÖSL wird damit nicht ausschließlich innerhalb einzelner Beitragsleister betrachtet, sondern als gemeinsame Aufgabe entlang der Kundenfunktionswirkketten Laden und über Unternehmens-, System- und Branchengrenzen hinweg.

Der vorliegende VDA-Band versteht sich dabei als **erste strukturierte und dokumentierte Grundlage für die weitere Qualitätsarbeit im ÖSL.** Er führt bestehende Erkenntnisse zusammen, schafft gemeinsame fachliche und terminologische Referenzen und überträgt beziehungsweise entwickelt etablierte QM-Methoden für die besonderen Anforderungen des ÖSL weiter. Damit liegt ein erster methodischer Ansatz vor, auf dessen Grundlage das QM im ÖSL gemeinsam angewendet, erprobt und weiterentwickelt werden kann. Die vorliegende Version ist entsprechend als initiale Ausprägung angelegt.

Der Scope des VDA-Bandes liegt insbesondere in der Bewertung und dem Vergleich von Ladequalität, in der Freigabe und Absicherung von Änderungen, in der Analyse und Behebung von Ladefehlern sowie in der Weiterentwicklung von Systemen, Prozessen und Schnittstellen im ÖSL. Ziel des VDA-Bands ist es, die Analysefähigkeit zu verbessern, Interpretationsspielräume zu reduzieren und eine gemeinsame Grundlage für Interoperabilität und Stabilität im ÖSL zu schaffen. Daraus ergibt sich eine klare Wirkkette: bessere Analysefähigkeit → geringere Interpretationsspielräume → höhere Interoperabilität und Stabilität → verlässlicheres Ladeerlebnis.

Im Fokus stehen damit die übergeordneten Ziele eines konsistenten und positiven Ladeerlebnisses für die EV-Fahrer im Sinne von
„HappyCustomers@Charging“
sowie eines verlässlichen und qualitätsorientierten Zusammenspiels der Beitragsleister im Sinne von
„HappyCompanies@E-Mobility“.

Der VDA-Band leistet so einen wesentlichen Beitrag zur Verfügbarkeit, Verlässlichkeit und Akzeptanz der Elektromobilität – heute und in einem künftig weiterwachsenden und zunehmend kritischen ÖSL. Zusammenfassend gilt: Qualität im ÖSL wird erst dann beherrschbar, wenn Fehlerbilder, Kundenfunktionen, Systeme, Schnittstellen, Änderungen und Sicherheitsanforderungen gemeinsam referenziert und industrieübergreifend abgestimmt werden.

Ausblick

Der vorliegende VDA-Band schafft eine erste gemeinsame methodische und fachliche Grundlage für das Qualitätsmanagement (QM) im Ökosystem Laden (ÖSL). Die entwickelten QM-Referenzen, die gemeinsame Terminologie sowie die beschriebenen und für das ÖSL weiterentwickelten QM-Methoden bilden dabei keinen abgeschlossenen Zustand. Vielmehr schaffen sie einen Ausgangspunkt, um die Qualitätsarbeit im ÖSL auf Basis praktischer Erfahrungen fortzuführen, die entwickelten Ansätze zu validieren und bedarfsgerecht weiterzuentwickeln. Der VDA-Band selbst ist entsprechend als initiale Ausprägung angelegt.

Eine wesentliche Aufgabe der weiteren Entwicklung besteht darin, die erarbeiteten QM-Referenzen und QM-Methoden **in der praktischen Anwendung zu erproben und kontinuierlich fortzuschreiben**. Erkenntnisse aus der Messung von Ladequalität, der systemübergreifenden Fehlerbearbeitung mit 8D CIC sowie dem proaktiven Änderungs- und Freigabemanagement mit PPF CIC können dazu beitragen, bestehende Referenzen zu präzisieren, weitere Anwendungsfälle einzubeziehen und die methodische Grundlage des QM im ÖSL sukzessive zu erweitern. Die im VDA-Band angelegte Verbindung von reaktivem und proaktivem QM bietet hierfür einen gemeinsamen methodischen Ausgangspunkt.

Mit der Weiterentwicklung des ÖSL wächst zugleich der Bedarf, die heute im VDA-Band dokumentierten QM-Referenzen **digital verfügbar, miteinander verknüpfbar und kontinuierlich aktualisierbar** zu gestalten. Eine gemeinsame digitale Qualitätsplattform könnte perspektivisch dazu beitragen, Referenzmodelle, Begriffsdefinitionen, Kundenfunktionslandkarte, Kundenfunktionswirkketten Laden, Schnittstellen, Testfallmengengerüste, KPIs und weitere qualitätsrelevante Informationen an einer zentralen Stelle zusammenzuführen. Sie könnte damit die gemeinsame Qualitätsarbeit unterstützen und die Voraussetzungen schaffen, Änderungen und neue Erkenntnisse über Unternehmens- und Branchengrenzen hinweg nachvollziehbar verfügbar zu machen.

Eine nachhaltige Fortführung des QM im ÖSL erfordert darüber hinaus geeignete Strukturen für Pflege, Aktualisierung und Weiterentwicklung der geschaffenen Referenzen und Methoden. Perspektivisch ist daher zu klären, wie Verantwortlichkeiten für die fachliche Weiterentwicklung ausgestaltet, Änderungen nachvollziehbar dokumentiert und regelmäßige Überprü-

fungs- und Freigabeprozesse organisiert werden können. Dabei sind insbesondere regulatorische Entwicklungen, Informationsschutz und Compliance, Cybersecurity sowie Anforderungen an die Qualität und Aktualität der bereitgestellten Daten und Referenzen zu berücksichtigen. Eine solche Struktur könnte zugleich die Grundlage dafür schaffen, Erkenntnisse aus der praktischen Anwendung systematisch aufzunehmen und in zukünftige Versionen des VDA-Bands beziehungsweise eine digitale Qualitätsplattform für ein QM im ÖSL zu überführen.

Auch die **internationale Anschlussfähigkeit** gewinnt mit der zunehmenden Vernetzung der Elektromobilität an Bedeutung. Die im VDA-Band vorgenommene Betrachtung unterschiedlicher Ladesysteme zeigt bereits, dass technische und funktionale Ausprägungen nicht an nationalen Grenzen enden. Die entwickelten QM-Referenzen und QM-Methoden können daher perspektivisch eine Grundlage bieten, um den fachlichen Austausch über Deutschland hinaus zu unterstützen und unterschiedliche internationale Ausprägungen vergleichend in die weitere Qualitätsarbeit einzubeziehen. Dabei bleibt der Anwendungsbereich dieses VDA-Bands auf Deutschland und die Europäische Union ausgerichtet; eine darüber hinausgehende Betrachtung dient der fachlichen Einordnung und Weiterentwicklung des Ansatzes.

Die Fortführung dieser Arbeiten erfordert weiterhin die **industrieübergreifende Zusammenarbeit der beteiligten Beitragsleister.** Eine mögliche Weiterentwicklung des VDA-Bands in einer folgenden Version sowie die Fortsetzung der gemeinsamen Erprobungs- und Entwicklungsarbeit – beispielsweise im Rahmen eines weiterführenden Projekts oder Fördervorhabens – könnten dazu beitragen, die geschaffenen Grundlagen zu validieren, zu ergänzen und dauerhaft im ÖSL zu verankern.

Ziel der weiteren Entwicklung bleibt, Ladequalität messbar zu machen, Schnittstellen systemübergreifend zu beherrschen und die Zusammenarbeit der Beitragsleister auf einer gemeinsamen fachlichen und methodischen Grundlage weiter zu stärken. Damit kann das Qualitätsmanagement im ÖSL mit den technischen, regulatorischen und organisatorischen Entwicklungen des ÖSL kontinuierlich weiterentwickelt werden.

Schlusswort

Der vorliegende VDA-Band zeigt, dass Qualitätsmanagement (QM) im Ökosystem Laden (ÖSL) über die Qualität einzelner Produkte, Systeme oder Dienstleistungen hinausgeht. Entscheidend ist die Fähigkeit, Qualität über Unternehmens-, System- und Branchengrenzen hinweg gemeinsam zu gestalten, messbar zu machen und kontinuierlich weiterzuentwickeln.

Mit den im VDA-Band entwickelten QM-Referenzen und QM-Methoden liegt hierfür eine gemeinsame Grundlage vor. Sie verbindet die Perspektive des EV-Fahrers mit den technischen und organisatorischen Wirkzusammenhängen des ÖSL und schafft Ansatzpunkte für reaktives wie proaktives QM.

Der vorliegende VDA-Band ist damit nicht als Abschluss der Entwicklung eines Qualitätsmanagements im ÖSL zu verstehen, sondern als Ausgangspunkt für dessen weitere gemeinsame Anwendung, Validierung und Weiterentwicklung. Ziel bleibt ein verlässliches und positives Ladeerlebnis für den EV-Fahrer und ein beherrschbares, qualitätsorientiertes Zusammenspiel der beteiligten Beitragsleister – im Sinne von

HappyCustomers@Charging. HappyCompanies@E-Mobility.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Definition
8D	acht Disziplinen
AC	Alternating Current – Wechselstrom
aEMT	aktive Externe Marktteilnehmer
AFIR	Alternative Fuels Infrastructure Regulation
ASR	Authorization Success Rate
BESS	Battery Energy Storage System
BEV	Battery Electric Vehicle
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BSIG	Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CCS	Combined Charging System
CDR	Charge Detail Record
CHAdeMO	DC-Schnellladesystem
CharIN e. V.	Charging Interface Initiative (CharIN) e. V.
CIC	Cross Industries Charging
CJC	Customer Journey Charging
CLS	Controllable Local System
CPO	Charge Point Operator (Ladepunktbetreiber)

CSMS	Charging Station Management System, Ladestations-Managementsystem
CSO	Charging Site Operator
CSR	Charging Success Rate
DC	Direct Current – Gleichstrom
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
eMIP	eMobility Interoperation Protocol
eMSP	e-Mobility Service Provider (Elektromobilitätsdienstleister)
EMS	Energiemanagementsystem
EV	Electric Vehicle – Elektrofahrzeug
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FMEA	Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse
FW	Firmware
GB/T	chinesischer Ladestandard
GWA	Gateway-Administrator
HAK	Hausanschlusskasten
HEMS	Home Energy Management System; Anbieter eines Home Energy Management Systems (Heimenergiemanagementsystems)

HEV	Hybrid Electric Vehicle
HMI	Human Machine Interface
HPC	High Power Charging
HW	Hardware
IATF	International Automotive Task Force
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Organization for Standardization
ISR	Initialization Success Rate
KPI	Key Performance Indicator
KRITIS	Kritische Infrastrukturen
LUC	Lade-Use-Case(s)
MCS	Megawatt Charging System
mME	moderne Messeinheit
MSB	Messstellenbetreiber
NACS	North American Charging Standard
NAP	National Access Point; im Kontext der UNOSAR-Referenzarchitektur: Netzanschlusspunkt
NFC	Near Field Communication
NIS2	Network and Information Security 2
NLL	Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur
NOW	Nationale Organisation für den Wandel in der Mobilität

OBC	On-Board Charging
OCHP	Open Clearing House Protocol
OCPI	Open Charge Point Interface
OCPP	Open Charge Point Protocol
OEM	Original Equipment Manufacturer; im Kontext des VDA-Bands: Fahrzeughersteller
OICP	Open InterCharge Protocol
ÖSL	Ökosystem Laden
pEMT	passive Externe Marktteilnehmer
PLC	Powerline Communication
PLV	Prozess-Lead-Verantwortlicher
PnC	Plug & Charge
PP	Proximity Pilot
PPF	Produktionsprozess- und Produktfreigabeverfahren
PSP	Payment Service Provider
PWM	Pulsweitenmodulation
QM	Qualitätsmanagement
QMC	Qualitäts-Management-Center des VDA
RFID	Radio Frequency Identification
sftp	Secure File Transfer Protocol
SMGW	Smart Meter Gateway

SoC	State of Charge
SE	Steuereinheit
SPEC	Specification
SSR	Session Success Rate
SUMS	Software Update Management System
SW	Software
TLS	Transport Layer Security
TSR	Transaction Success Rate
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe
UNOSAR	Unified and Overall System Architecture
V2G	Vehicle to Grid
VDA	Verband der Automobilindustrie
VNB	Verteilnetzbetreiber

Glossar

Das Glossar basiert auf abgestimmten fachlichen Referenzen (u. a. UNOSAR, Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, VDA). Eine detaillierte Über-sicht der Quellen befindet sich im Literaturverzeichnis.

Acht Disziplinen: Die acht Disziplinen (auch bekannt als 8D-Methode) sind ein strukturierter Prozess in acht Schritten aus dem Qualitätsmanagement zur dauerhaften Problemlösung und Fehlerbehebung bei Produktmängeln oder Reklamationen.

@highway: Laden an der Autobahn

@home: Laden zu Hause

@public: Laden in der Öffentlichkeit

@work: Laden während der Arbeit

Abrechnung: Ein Abrechnungssystem dient der Erfassung, Verarbeitung und Abwicklung abrechnungsrelevanter Daten. Im energiewirtschaftlichen Kontext unterstützt es die Erstellung und Verarbeitung von Netzentgelten. Im ÖSL umfasst es darüber hinaus die Abrechnung von Ladevorgängen und Tarifen sowie die Verarbeitung der hierfür erforderlichen Lade- und Transaktionsdaten zwischen den beteiligten Teilnehmern der Elektromobilitätswelt.

AC/DC-Wandler: Ein AC/DC-Wandler wandelt Wechselstrom (AC) in Gleichstrom (DC) um. Seine Aufgabe ist es, den Wechselstrom aus dem Stromnetz so umzuwandeln, dass er als Gleichstrom in der Fahrzeugbatterie gespeichert werden kann.

AC-Laden: Wechselstrom-Laden.

Ad-hoc-Bezahlapp: Eine Ad-hoc-Bezahlapp ermöglicht es EV-Fahrern von Elektroautos, an einer öffentlichen Ladestation Strom zu beziehen und zu bezahlen, ohne einen festen Vertrag, eine spezielle Ladekarte oder eine vorherige Registrierung bei diesem Anbieter zu haben.

Ad-hoc-Preis: Ad-hoc-Preis bezeichnet den Preis, den der Betreiber einer Ladestation oder einer Zapfstelle einem Endnutzer für das punktuelle Aufladen oder Betanken in Rechnung stellt (Artikel 2 Nr. 2 AFIR).

Ad-hoc-Laden (Punktuelles Aufladen): Punktuelles Aufladen bezeichnet einen Aufladedienst, der von einem Endnutzer erworben wird, ohne dass dieser Endnutzer sich registrieren, eine schriftliche Vereinbarung schließen oder eine Geschäftsbeziehung mit dem CPO eingehen muss, die über den bloßen Erwerb des Aufladedienstes hinausgeht (Artikel 2 Nr. 47 AFIR).

Aggregator: Ein Aggregator ist ein Dienstleister oder eine Plattform, die mehrere dezentrale, steuerbare Einheiten, beispielsweise von Fahrzeugen, Ladeinfrastruktur, Erzeugungs- oder Speicheranlagen, bündelt und für eine koordinierte Steuerung bzw. Vermarktung im Energiemarkt nutzbar macht.

Aggregator-App: Anwendung zur Kommunikation und Interaktion zwischen **Nutzer bzw. Liegenschaft und Aggregator**, beispielsweise zur Verwaltung von Einstellungen und zum Austausch relevanter Informationen für die Bereitstellung und Steuerung von Flexibilitäten.

Aggregator-Backend: Das Aggregator-Backend ist die zentrale IT-Plattform zur Vernetzung und Steuerung vieler dezentraler Ladepunkte oder Fahrzeuge.

- **Technisch:** Das technische Aggregator-Backend bündelt und steuert Flexibilitäten verschiedener Fahrzeuge oder Ladevorgänge, um diese netz- oder marktgerecht bereitzustellen.
- **Kommerziell:** Das kommerzielle Aggregator-Backend übernimmt die Vermarktung der gebündelten Flexibilitäten am Energiemarkt und die Abrechnung mit Marktteilnehmern.

Akteur: Ein Akteur ist ein Teilnehmer, der spezifische Leistungen, Ressourcen oder Technologien bereitstellt und dabei eher eine unterstützende oder zuliefernde Rolle übernimmt. Er muss nicht zwingend aktiv in den Prozess eingreifen und steuert auch nicht das Gesamtsystem. Sein Beitrag richtet sich auf einen klar abgegrenzten Teilaspekt des Ökosystems Laden, ohne dass er maßgeblich Einfluss auf die Gesamtsteuerung nimmt.

Alternating Current – Wechselstrom (AC): Elektrischer Strom, dessen Richtung und Stärke sich periodisch ändern. Wechselstrom wird im öffentlichen Stromnetz für die Übertragung elektrischer Energie genutzt und muss zum Laden der Fahrzeugbatterie durch den On-Board Charger des Fahrzeugs in Gleichstrom (DC) umgewandelt werden.

Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR): EU-Verordnung zum Ausbau und zu einheitlichen Standards für Lade- und Tankinfrastruktur für alternative Kraftstoffe. Im Kontext von Elektromobilität ist sie wichtig, weil sie Anforderungen an öffentlich zugängliche Ladepunkte, Bezahlmöglichkeiten, Preistransparenz und Datenaustausch stellt.

Attempt: Ladeversuch; Anzahl der durchgeführten Versuche zur Ausführung eines definierten Vorgangs oder Prozessschritts innerhalb des Ladevorgangs.

Authentifizierung: Prozess zur Überprüfung der Identität eines EV-Fahrers bzw. eines ihn repräsentierenden Identifikationsmerkmals, z. B. einer Ladekarte, eines Benutzerkontos oder eines Fahrzeugzertifikats. (Identitätsprüfung – Wer bist du? z. B. RFID-Karte wird erkannt und dem Nutzerkonto zugeordnet → Identität bzw. Zuordnung wird festgestellt.)

Authentifizierungs-/Startmöglichkeit: Für den Ladevorgang eingesetzte Möglichkeit, über die die Identifizierung bzw. Authentifizierung des EV-Fahrers oder Fahrzeugs erfolgt und der Autorisierungsvorgang gestartet wird, z. B. Plug & Charge, AutoCharge, RFID oder App/Remote Start.

Authorization Success Rate (ASR): Die ASR misst, wie zuverlässig der Autorisierungsschritt gelingt, also die Freigabeentscheidung, die auf die Authentifizierung des EV-Fahrers bzw. Fahrzeugs folgt (vgl. Phase 3 „Ladevorgang starten“ in Kapitel 2, CJC). Sie ist damit der erste zentrale Baustein der Success-Rate-Systematik.

AutoCharge: AutoCharge ist ein automatisiertes Authentifizierungsverfahren für EVs, bei dem das Fahrzeug anhand einer eindeutigen technischen Kennung, wie bspw. der MAC-Adresse, erkannt wird. Nach einmaliger Registrierung startet der Ladevorgang beim Einstecken des Ladekabels automatisch, ohne App oder Ladekarte. AutoCharge ist in der Regel anbieterspezifisch und im Unterschied zu Plug & Charge kein ISO-15118-basiertes Verfahren.

Automatische Authentifizierung: Automatische Authentifizierung bezeichnet die Authentifizierung eines Fahrzeugs an einem Ladepunkt über den Ladestecker oder Telematik. Beispiele hierfür sind Plug & Charge und AutoCharge (vgl. Artikel 2 Nr. 8 AFIR).

Autorisierung: Prozess zur Prüfung und Erteilung der Berechtigung eines EV-Fahrers, einen Ladevorgang unter definierten Bedingungen durchzuführen. (Berechtigungsprüfung – Darfst du laden? z. B. Vertrag ist gültig → Ladevorgang wird freigegeben.)

Backend: Der für den EV-Fahrer nicht sichtbare Teil einer Anwendung, der Daten verarbeitet, Geschäftslogiken ausführt und die Kommunikation mit Datenbanken sowie anderen Systemen steuert.

Battery Electric Vehicle (BEV): Elektrofahrzeug (nicht Plug-in-Hybrid).

Battery Electric Vehicle App (BEV-App): Mobile App für die Steuerung von EVs (in der Regel vom OEM zur Verfügung gestellt).

Beitragsleister: Ein Beitragsleister ist ein Teilnehmer im ÖSL, der eine aktive Rolle im Gesamtprozess übernimmt, direkt an der Wertschöpfung beteiligt ist und Entscheidungen trifft oder Teilprozesse steuert. Durch dieses unmittelbare Mitwirken gestaltet ein Beitragsleister das System und damit die Kundenfunktionswirkketten Laden aktiv mit und beeinflusst kausal die Qualität des Kundenerlebnisses Laden.

Bezahl-App: Eine Bezahl-App ermöglicht EV-Fahrern die direkte Abwicklung von Ladevorgängen oder Energiedienstleistungen über mobile Zahlungsvorgänge.

Bidirektionales Laden: Bidirektionales Laden bezeichnet einen intelligenten Ladevorgang, bei dem die Richtung des Stromflusses umgekehrt werden kann, sodass Strom von der Batterie zu der Ladestation fließen kann, an dem sie angeschlossen ist (Artikel 2 Nr. 11 AFIR).

Bug: Ein Bug ist ein Fehler im Code, im Design oder in der Logik einer Software, der zu einem unerwarteten oder fehlerhaften Verhalten führt.

Bugfix: Ein Bugfix ist die gezielte Behebung eines Fehlers (Bugs) in einem Softwareprogramm.

Bundesnetzagentur (BNetzA): Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, kurz Bundesnetzagentur, ist eine obere deutsche Bundesbehörde im Geschäftsbereich des Bundeswirtschaftsministeriums. Als oberste deutsche Regulierungsbehörde bestehen ihre Aufgaben in der Aufrechterhaltung und der Förderung des Wettbewerbs in sogenannten Netzmärkten, zu denen auch die Ladeinfrastruktur für

EVs gehört. Seit März 2016 müssen alle öffentlichen Ladepunkte bei der BNetzA gemeldet werden.

CHAdeMO: Japanischer DC-Ladestandard.

Change Owner: Beitragsleister, der eine Änderung initiiert und damit den PPF CIC für einen Änderungsfall auslöst. Als auslösender Beitragsleister stößt er die erforderliche Betroffenheitsanalyse und die weitere Abstimmung mit potenziell betroffenen Beitragsleistern an.

Charge Detail Record (CDR): Ein CDR ist ein Datensatz zu einem abgeschlossenen Ladevorgang. Er enthält u. a. Angaben zu Zeit, Dauer, Energie, Ladepunkt und beteiligten Partnern und ist die Grundlage für Bewertung und Abrechnung.

Chargepoint Operator (CPO): Ein CPO betreibt und wartet Ladepunkte und sorgt für deren technischen und wirtschaftlichen Betrieb als Ladestationsbetreiber. In der Regel ein Beitragsleister, kann aber auch in zwei Beitragsleister (Standortbetreiber und Backendbetreiber) aufgeteilt sein.

Chargepoint Operator Backend (CPO-Backend): Im Backend des CPOs werden Ladepunkte verwaltet, Nutzervorgänge autorisiert sowie Abrechnungs- und Betriebsprozesse abgewickelt.

Charging Site Operator (CSO): Beitragsleister, der für den technischen und operativen Betrieb der Ladeinfrastruktur an einem Standort verantwortlich ist. Zu seinen Aufgaben können insbesondere die technische Betriebsführung, Überwachung und Sicherstellung der Betriebsbereitschaft der Ladeinfrastruktur gehören.

Charging Station Management System (CSMS): Es bezeichnet das Backend-System zur Verwaltung und Steuerung von Ladestationen (EVSE) – also beispielsweise für Überwachung, Konfiguration, Firmware-Updates und Kommunikation z. B. über OCPP.

Charging Success Rate (CSR): Die CSR ist eine Kennzahl, die den prozentualen Anteil erfolgreicher Ladevorgänge an der Gesamtzahl aller Ladeversuche misst.

CLS-Tunnel: Gesicherter Kommunikationskanal, der über die TLS-Proxy-Funktion des Smart Meter Gateway (SMGW) für die Kommunikation mit angebundenen technischen Einrichtungen im CLS-/HAN-Bereich bereitgestellt wird.

Combined Charging System (CCS): International eingesetztes Ladesystem für das AC- und DC-Laden von Elektrofahrzeugen. Es umfasst kombinierte Steckervarianten: CCS1 basiert auf dem nordamerikanischen Typ-1-AC- Stecksystem, CCS2 auf dem in Europa verbreiteten Typ-2-AC-Stecksystem kombiniert mit dem jeweiligen DC-Stecksystem und seinen technischen Ausprägungen.

Completeness: Completeness (hier am Beispiel Testvollständigkeit) beschreibt, inwieweit die Testfälle alle Anforderungen, Funktionen und Risiken z. B. einer Komponente, eines Teilsystems, eines Systems, einer Schnittstelle, einer Software abdecken. Allgemein: Haben wir alles Relevante betrachtet?

Contract Certificate Pool (CCP): Zentrales Backend-Repository zur Bereitstellung und Verwaltung von Vertragszertifikaten im Rahmen von Plug & Charge. Die Vertragszertifikate dienen der vertragsbasierten Authentifizierung und Autorisierung des EV-Fahrers bzw. Fahrzeugs. Der Contract Certificate Pool ist dabei nicht Bestandteil der direkten Kommunikationsverbindung zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation.

Controllable Local System Management (CLS Management): CLS-Management umfasst die Anbindung und Steuerung externer Geräte über das Smart Meter Gateway, etwa für Lastmanagement oder netzdienliche Steuerung.

Controllable Local System Tunnel (CLS-Tunnel): Kommunikationskanal für eine hochsichere Übermittlung von Anforderungen an die Liegenschaft.

Correctness: Correctness (Korrektheit) beschreibt, inwieweit nachgewiesen wurde, dass eine Komponente, ein Teilsystem, ein System, eine Schnittstelle oder eine Software die spezifizierten Anforderungen korrekt erfüllt. Der Nachweis erfolgt anhand definierter Testfälle.

Cross Industries Charging (CIC): Cross Industries Charging bezeichnet Ladesituationen, bei denen Beitragsleister aus unterschiedlichen Branchen zusammenwirken, etwa OEM, CPO, eMSP und Energieanbieter.

Customer Journey Charging (CJC): siehe Kundenfunktionswirkketten Laden.

Cybersecurity: Technische, organisatorische und personelle Maßnahmen zum Schutz digitaler Systeme, Kommunikationsverbindungen und Daten vor Manipulation, Ausfall, Missbrauch und unbefugtem Zugriff. Ziel ist die Sicherstellung von Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit.

Datenstrecke: siehe Informationsfluss.

DATEX II: DATEX II ist ein europaweit standardisiertes Format für den Austausch von Verkehrs- und Mobilitätsdaten. Es dient dazu, Informationen wie Baustellen, Verkehrsstörungen, Reisezeiten, Parkraumdaten und insbesondere Daten zur Ladeinfrastruktur einheitlich und interoperabel zu übermitteln.

Weitere Infos im Dokument: DATEX2, EU Data Act & NAP (AFIR).

DC-Laden: Gleichstrom-Laden.

DC/DC-Wandler: Ein DC/DC-Wandler passt eine Gleichspannung (DC) an ein höheres oder niedrigeres Gleichspannungsniveau an. Seine Aufgabe ist es, die hohe Spannung der Antriebsbatterie auf die niedrige Spannung des 12-V-Bordnetzes für Licht, Radio, Fensterheber u. v. m. zu transformieren.

Depot-Charging: Beim Depot-Charging (Depotladen) handelt es sich um das geplante Aufladen von EV-Flotten, wie Bussen oder Lkw, während deren Standzeiten direkt auf dem Betriebshof.

Deprecation-Datum: Geplanter Zeitpunkt, zu dem eine Version außer Betrieb genommen oder durch eine Nachfolgeversion abgelöst werden soll.

Digital vernetzter Ladepunkt: Ein Ladepunkt, der Informationen in Echtzeit senden und empfangen kann, bidirektional mit dem Stromnetz und dem EV kommunizieren kann und aus der Ferne überwacht und gesteuert werden kann, einschließlich des Startens und Stoppens des Ladevorgangs sowie der Messung des Stromflusses. Gemäß AFIR gelten entsprechende Anforderungen für öffentlich zugängliche Ladepunkte, deren Einhaltung durch den jeweiligen CPO sicherzustellen ist.

Direct Current – Gleichstrom (DC): Elektrischer Strom, der konstant in eine Richtung fließt; wird direkt in der Fahrzeugbatterie gespeichert und ermöglicht beim Schnellladen durch externe Wandlung an der Ladestation deutlich höhere Leistungen.

Dispositionssysteme: Systeme zur Einsatz-, Touren- und Ressourcenplanung von Fahrzeugen. Je nach Systemlandschaft können diese Funktionen Bestandteil eines Flottenmanagementsystems (FMS) oder in einem separaten Planungssystem abgebildet sein.

e-clearing: e-clearing bezeichnet die Vermittlung und den Datenaustausch zwischen den beteiligten Marktpartnern im Roaming. Dazu gehören insbesondere Authentifizierung, Weitergabe von Tarif- und Transaktionsdaten sowie die Grundlage für die spätere Abrechnung zwischen den Unternehmen. (z. B. e-clearing.net als deutscher B2B-Plattformanbieter für E-Roaming in der Elektromobilität).

Eichrecht: Gesetzliche Vorgaben zur eichrechtskonformen Abrechnung.

Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE): Technische Ladeeinrichtung, die die Übertragung elektrischer Energie zwischen der Stromversorgung und einem Elektrofahrzeug (EV) ermöglicht. Sie umfasst die hierfür erforderlichen Komponenten und Funktionen auf Seiten der Ladeeinrichtung. Übergeordnete Backend-Systeme sind nicht Bestandteil der EVSE und werden im VDA-Band separat betrachtet.

Electric Vehicle Supply Equipment Backend (EVSE-Backend): Backend-System zur zentralen Verwaltung verbundener Ladepunkte. Es unterstützt Funktionen wie Monitoring, Steuerung, Abrechnung und Software-Updates.

Electric Vehicle Supply Equipment-Hersteller (EVSE manufacturer): siehe Ladestationshersteller.

Electric Vehicle (EV): Elektrische Fahrzeuge.

Electric Vehicle Fahrer (EV-Fahrer): Ein EV-Fahrer ist die Person oder das Unternehmen, das den Ladevorgang physisch durchführt und den Strom bezieht.

Electric Vehicle App (EV-App): Mobile App für die Steuerung von EVs.

eMobility Interoperation Protocol (eMIP): Das eMIP ist ein offenes Kommunikationsprotokoll für das Roaming von EVs. Es ermöglicht den standardisierten Datenaustausch zwischen CPOs und Mobilitätsanbietern, um Ladepunkte, Authentifizierung und Abrechnungsdaten netzübergreifend interoperabel auszutauschen.

e-Mobility Service Provider (eMSP): Der eMSP ist der sogenannte Fahrstromanbieter (manchmal auch MSP – Mobility-Service-Provider), der es seinen Kunden ermöglicht, zu vertraglich festgelegten Tarifen ihr EV an bestimmten Ladestationen zu laden. Die Anzahl an Ladestationen, die der eMSP seinen Kunden zur Nutzung anbieten kann, hängt davon ab, für wie viele Ladestationen er den Zugang mit deren CPOs gegen Nutzungsgebühren verhandelt hat. Ein Unternehmen kann auch beides in einem sein – eMSP und CPO. Jeder Kunde des eMSPs erhält eine Kundenkarte (auch als Ladekarte oder Tankkarte bezeichnet) und/oder den Zugang zu einer Lade-App. Mithilfe der Ladekarte oder der App können sich die Kunden des eMSPs an den Ladestationen, die in ihrem Tarif enthalten sind, identifizieren, somit den Ladevorgang an der Ladestation freischalten und nach ihrem Tarif bezahlen.

e-Mobility Service Provider App (eMSP-App): Ermöglicht EV-Fahrern Zugang zu Ladeinformationen und Authentifizierung an Ladestationen.

e-Mobility Service Provider Backend (eMSP-Backend): Verarbeitet Kundendaten, Tarife und Roaming-Informationen.

Energiefluss: Unter dem Energiefluss beim Laden eines Elektroautos versteht man den Prozess, bei dem elektrische Energie von einer Quelle (Stromnetz oder Photovoltaikanlage) in den Energiespeicher des Fahrzeugs übertragen wird. Im engeren Sinne ist rein der Elektronenfluss, die Energieübertragung, gemeint.

Energielieferant: Unternehmen, das Energie an Kunden liefert. Der Energielieferant übernimmt die Lieferfunktion und ist damit von anderen Funktionen eines Energieversorgungsunternehmens, insbesondere dem Netzbetrieb, abzugrenzen.

Energiemanagement: Das Energiemanagement in der Elektromobilität umfasst die zielgerichtete Überwachung, Steuerung und Optimierung aller elektrischen Energieflüsse, die mit dem Laden und dem Betrieb von EVs verbunden sind.

Energiemarkt: Der Energiemarkt umfasst Märkte und Handelsplattformen für den Handel mit elektrischer Energie sowie Märkte für die Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Stromsystems. Im ÖSL bildet er den energiewirtschaftlichen Rahmen für die Einbindung von Ladeinfrastruktur.

Energie- und Netzwirtschaft: Die Energie- und Netzwirtschaft umfasst die Erzeugung, den Transport und die Verteilung von Strom sowie den Betrieb und die Steuerung der Stromnetze. Sie bildet damit einen wesentlichen energiewirtschaftlichen Funktionsbereich innerhalb des ÖSL.

Energie- und Speicheranbieter: Energie- und Speicheranbieter stellen Energie und/oder Speicherkapazitäten bereit und nutzen Batteriespeicher sowie Energiemanagementsysteme, um Lasten zu steuern, erneuerbare Energien einzubinden und Flexibilitäten bereitzustellen.

Energieversorgungsunternehmen (EVU): Unternehmen, das Energie an andere liefert, ein Energieversorgungsnetz betreibt oder als Eigentümer über ein Energieversorgungsnetz verfügungsbefugt ist. Der Begriff umfasst damit unterschiedliche Funktionen der Energieversorgung und ist nicht mit dem Energielieferanten gleichzusetzen.

Energieversorgungsunternehmen-Backend (EVU-Backend): Das Backend des Energielieferanten unterstützt die Abwicklung von Lieferverträgen, Prognosen und Abrechnung sowie den Austausch von Marktkommunikationsdaten mit Netz- und Marktteilnehmern.

Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle: siehe Kundenfunktionswirkketten Laden.

E-Roaming: E-Roaming ist die technische und vertragliche Vernetzung verschiedener Ladeinfrastruktur- und Mobilitätsanbieter. Dadurch können Ladepunkte netzübergreifend genutzt und Ladevorgänge zentral abgerechnet werden.

EU Data Act: Der EU Data Act ist eine zentrale europäische Verordnung, die den Zugang zu und die Nutzung von Daten aus vernetzten Geräten neu regelt. Er verpflichtet Hersteller und Anbieter von IoT-Systemen – etwa Fahrzeuge, Ladepunkte oder Energie-Management-Systeme – dazu, gerätegenerierte Daten in nutzbarer und interoperabler Form bereitzustellen.

Weitere Infos im Dokument: DATEX2, EU Data Act & NAP (AFIR).

Experten: Experten bringen spezialisiertes Fachwissen ein, beraten bei Planung und Umsetzung und liefern technische Impulse zur Weiterentwicklung der Ladeinfrastruktur.

Externe Beitragsleister im VDA-Kontext: Diese Partner sind essenzielle Bausteine, insbesondere im ÖSL. Während VDA-Mitglieder primär Fahrzeuge, technische Standards und regulatorische Positionen der Automobilindustrie prägen, stellen externe Partner sicher, dass das ÖSL als Gesamtsystem funktioniert und für Kunden zuverlässig nutzbar ist. Externe Partner leisten im ÖSL einen zentralen Beitrag, indem sie die technische Funktionsfähigkeit sicherstellen, die wirtschaftliche Skalierbarkeit der Ladeinfrastruktur ermöglichen und eine kundenzentrierte Nutzung durch einfache Bezahlung, Roaming und Service unterstützen.

Externe-Marktteilnehmer-System:

- **aktive-Externe-Marktteilnehmer-System (aEMT-System):** Ermöglicht autorisierten Marktteilnehmern den sicheren Zugriff auf Messwerte und Steuerungsinformationen aus intelligenten Messsystemen.
- **passive-Externe-Marktteilnehmer-System (pEMT-System):** Erhält Messdaten aus intelligenten Messsystemen ausschließlich lesend, ohne selbst aktiv Steuerbefehle senden zu können.

Externes PPF CIC: Systemübergreifende Abstimmung einer Änderung zwischen den betroffenen Beitragsleistern. Die beteiligten Beitragsleister bewerten jeweils ihre eigene Betroffenheit und führen darauf aufbauend ihr internes PPF CIC durch. Dadurch entsteht eine koordinierte, aber verteilte Bewertungskette über mehrere Organisationen hinweg.

Fahrzeug-On-Board-Charger-Interaktion: Die Fahrzeug-On-Board-Charger-Interaktion beschreibt den Datenaustausch und den physikalischen Energiefluss zwischen der fahrzeuginternen Ladeelektronik (On-Board Charger) und der externen Infrastruktur (Wallbox oder Ladestation).

Fehlerbild: Beobachtbare und beschreibbare Ausprägung eines Ladeproblems, die eine eindeutige funktionale Verortung, z. B. in der CJC, und weitere systemische bzw. technische Analyse ermöglicht.

Fehler-Hotspot: Bereich innerhalb des ÖSL mit besonderer Anfälligkeit für Ladefehler, die aus dem Zusammenwirken mehrerer Teilsysteme über Systemgrenzen und Schnittstellen hinweg entstehen können. Ursachen können insbesondere unterschiedliche technische Ausprägungen, Interpretationsspielräume sowie nicht harmonisierte Abläufe und Informationsflüsse zwischen den beteiligten Beitragsleistern sein.

Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA): Die FMEA ist eine systematische, proaktive Methode des Qualitätsmanagements. Sie dient dazu, potenzielle Fehler in Produkten, Prozessen oder Systemen frühzeitig zu identifizieren, deren Risiken (nach Auftretenswahrscheinlichkeit, Bedeutung und Entdeckbarkeit) zu bewerten und durch gezielte Maßnahmen zu vermeiden, bevor sie entstehen.

Firmware: Firmware ist eine spezielle Form von Software, die fest mit der Hardware eines Geräts verbunden ist und deren grundlegende Funktionen sowie die Kommunikation mit den Hardwarekomponenten steuert. Sie wird im nichtflüchtigen Speicher (z. B. Flash-Speicher) des Geräts gespeichert und arbeitet hardwarenah.

First-Time Success: First-Time Success bedeutet, dass ein Prozess oder eine Aufgabe beim ersten Versuch korrekt und ohne Fehler ausgeführt wird. Beim Laden: First-Time-Right als zentraler Anspruch an das Ladeerlebnis vor Kunde Cross Industries Charging.

Flexibilität: Fähigkeit von Verbrauchern, Erzeugungsanlagen oder Speichern, ihre Leistungsaufnahme, Leistungsabgabe oder Speicherung zeitlich und/oder mengenmäßig anzupassen. Flexibilitäten bezeichnen die daraus resultierenden steuerbaren Möglichkeiten, die beispielsweise netz- oder marktgerecht eingesetzt werden können.

Flottenmanagement: Flottenmanagement in der Elektromobilität bezeichnet die Verwaltung, Steuerung und Optimierung einer gewerblichen Fahrzeugflotte, die ganz oder teilweise aus EVs besteht.

Flottenmanagementsystem (FMS): Ein Flottenmanagementsystem in der Elektromobilität ist eine spezialisierte Softwarelösung zur Verwaltung, Steuerung und Optimierung einer Fahrzeugflotte, die aus EVs besteht.

Funktionswirkkette des Informationsflusses: siehe Kundenfunktionswirkketten Laden.

Gap-Analyse: Eine Gap-Analyse (Lückenanalyse) ist ein strategisches Management-Instrument, das den aktuellen Ist-Zustand eines Unternehmens mit einem gewünschten Soll-Zustand vergleicht.

Gateway-Administrator (GWA): Verantwortlich für Betrieb, Konfiguration und sichere Kommunikation der Smart Meter Gateways.

Gelbband: Der VDA-Gelbband ist ein offizieller Entwurfsleitfaden, der neue oder überarbeitete Qualitätsstandards, Methoden und Prozesse für die Automobilindustrie zur Kommentierung bereitstellt. Er bündelt den aktuellen Arbeitsstand von Experten aus OEMs und Zulieferern und dient der fachlichen Abstimmung, Optimierung und Sicherstellung praxisgerechter Anforderungen vor der verbindlichen Veröffentlichung als VDA-Band.

Handelsbörse: Eine Handelsbörse ist ein organisierter, digitaler Marktplatz, auf dem elektrische Energie sowie weitere energiewirtschaftliche Produkte, beispielsweise Gas oder Emissionszertifikate, gehandelt werden. Sie ermöglicht Marktteilnehmern einen standardisierten Handel auf Grundlage definierter Markt- und Handelsregeln.

Härtung von Geräten: Härtung von Geräten bedeutet, ein IT-Gerät oder System so abzusichern, dass es möglichst wenig angreifbar ist.

Hausanschlusskasten (HAK): Übergabepunkt zwischen dem öffentlichen Niederspannungsnetz und der elektrischen Anlage eines Gebäudes bzw. Standorts.

High Power Charging (HPC): HPC bezeichnet das schnelle Laden von EVs mit sehr hoher Ladeleistung (> 150 kW).

High Power Charging Derating (HPC-Derating): HPC-Derating bedeutet, dass die Ladeleistung beim HPC bewusst reduziert wird, um die thermischen Grenzwerte der Komponenten zu schützen.

Hochspannungsnetz: Das Hochspannungsnetz ist die Ebene des Stromnetzes, die für die überregionale Verteilung von elektrischer Energie zuständig ist. Es verbindet die großen Kraftwerke und die Höchstspannungsebene mit den regionalen Verteilnetzen. In Deutschland wird es meist mit einer Spannung von 110 Kilovolt (kV) betrieben.

(Home-)Energiemanagementsystem [(H)EMS]: Das zentrale Management-System für die Kontrolle von allen angeschlossenen Komponenten innerhalb der Liegenschaft.

(Home-)Energiemanagementsystem-App [(H)EMS-App]: App für die Steuerung und Einrichtung des (H)EMS.

(Home-)Energiemanagementsystem-Backend [(H)EMS-Backend]: Backend-System des (H)EMS-Herstellers zur Verbesserung des Systems und Fehlererkennung.

Human Machine Interface EV (HMI EV): HMI im EV ist die Schnittstelle zwischen Mensch und Technik. Sie umfasst alle Anzeigen und Bedienelemente (Touchscreens, Sprachsteuerung, Apps), mit denen der EV-Fahrer den Ladestatus überwacht, die Reichweite prüft oder das Fahrzeug bedient.

Human Machine Interface EVSE (HMI EVSE): HMI an der Ladestation ist die Bedienoberfläche (Display, Kartenleser, Tasten), über die der EV-Fahrer den Ladevorgang startet, bezahlt und Infos zu Preis oder Ladestatus erhält.

Hybrid Electric Vehicle (HEV): Hybridfahrzeug ohne externe Lademöglichkeit.

Identifier: Sammelbegriff für technische Kennungen oder Merkmale, die zur eindeutigen Identifikation und Zuordnung eines Ladenden, Fahrzeugs, Vertrags oder Vorgangs dienen und insbesondere zur Verknüpfung einzelner Ladeversuche (Attempts) mit einer Nutzer-Session verwendet werden.

Immobilien- und Parkraumbetreiber: Immobilien- und Parkraumbetreiber stellen geeignete Standorte und Flächen für Ladepunkte bereit und integrieren diese in bestehende Park- und Gebäudestrukturen. Sie schaffen damit wesentliche infrastrukturelle Voraussetzungen für Errichtung und Zugänglichkeit von Ladeinfrastruktur.

Impact-Analyse: Eine Impact-Analyse (deutsch: Wirkungsanalyse oder Auswirkungsanalyse) ist ein strukturiertes Verfahren, um die möglichen Folgen, Risiken und Aufwände einer geplanten Änderung, eines Ereignisses oder eines Problems im Vorfeld systematisch zu bewerten.

Impact-Assessment-Matrix: Eine Impact-Assessment-Matrix (Wirkungsmatrix) ist ein Werkzeug zur Bewertung von Risiken. Sie stellt die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses der Schwere seiner Auswirkung (Impact) gegenüber.

Informationsfluss: siehe Kundenfunktionswirkketten Laden.

Initialization Success Rate (ISR): Die ISR misst, ob die Ladestation und das Fahrzeug den technischen Initialisierungs- und Handshake-Prozess fehlerfrei durchlaufen haben.

Installations- und Wartungsdienstleister: Installations- und Wartungsdienstleister übernehmen den Aufbau, die technische Installation und die regelmäßige Instandhaltung von Ladestationen und tragen damit zu deren sicherem, verfügbarem und zuverlässigem Betrieb bei.

Intelligentes Laden: Intelligentes Laden bezeichnet einen Ladevorgang, bei dem die Stärke des an die Batterie abgegebenen Stroms anhand elektronisch übermittelter Echtzeit-Informationen angepasst wird. CPOs müssen sicherstellen, dass alle von ihnen betriebenen öffentlich zugänglichen Ladepunkte, die nach dem 13. April 2024 errichtet oder nach dem 14. Oktober 2024 instandgesetzt wurden, zu intelligentem Laden fähig sind (vgl. Artikel 5 Nr. 8 AFIR).

Intelligentes Messsystem (iMSys): Messsystem, bei dem eine moderne Messeinrichtung (mME) über ein Smart Meter Gateway (SMGW) sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist. Das SMGW dient dabei als Kommunikationseinheit und ermöglicht die sichere Verarbeitung und Übermittlung von Messdaten. Eine Hardwarekomponente, die mMe, SMGW und CLS-Tunnel zusammenfügt; zukünftig möglicherweise auch das SE/CLS-Gateway.

Internes PPF CIC: Unternehmensinterne Bewertung einer Änderung hinsichtlich ihrer Auswirkungen und der eigenen Betroffenheit. Jeder betroffene Beitragsleister führt die Bewertung innerhalb seines jeweiligen Verantwortungsbereichs durch.

Interoperabilität: Fähigkeit unterschiedlicher Systeme, Komponenten und technischer Plattformen, über definierte Schnittstellen und Standards miteinander zusammenzuarbeiten. Im ÖSL betrifft dies insbesondere das Zusammenspiel von Elektrofahrzeug, Ladeinfrastruktur und Backend-Syste-

men unterschiedlicher Beitragsleister. Interoperabilität ermöglicht beispielsweise, dass ein EV-Fahrer mit einer App oder Ladekarte auch Ladepunkte anderer Betreiber nutzen kann.

ISO 15118: Ein Kommunikationsstandard zwischen Fahrzeug und Ladestation (inkl. Plug & Charge).

Key Performance Indicator (KPI): KPIs sind messbare Kennzahlen, die den Fortschritt oder den Erfolg eines Unternehmens, eines Projekts oder eines Mitarbeiters in Bezug auf spezifische Ziele bewerten. Der im Band verwendetet Begriff „Kern-KPIs“ bezieht sich auf die ASR, ISR und TSR.

KPI-System Laden: Das KPI-System Laden ist eine harmonisierte, industrieübergreifende Kennzahlenlogik zur objektiven Messung von Ladeerfolg und -misserfolg. Es bewertet die Ladequalität einheitlich aus technischer Sicht sowie aus Sicht des EV-Fahrers und bildet die verbindliche Messbasis für die unternehmensübergreifende Qualitätssteuerung.

KPI-Systematik: Ein strukturierter Ansatz zur Definition, Auswahl und Verknüpfung von Leistungskennzahlen in der CJC, um den Erfolg gegenüber strategischen Zielen messbar zu machen.

Kraftwerksbetreiber: Ein Kraftwerksbetreiber verantwortet den Betrieb von Erzeugungsanlagen und vermarktet die erzeugte Energie sowie ggf. angebotene Systemdienstleistungen am Energiemarkt.

Kritische Infrastrukturen (KRITIS): KRITIS bezeichnet Organisationen und Einrichtungen, die für das Funktionieren des staatlichen Gemeinwesens unverzichtbar sind, wie z. B. Kraftwerke, Wasserwerke, Krankenhäuser sowie Verkehrsleitzentralen.

Kundenanlagen: Jegliche Kundenanlagen, die an das (H)EMS angeschlossen sind und kontrolliert werden können, wie z. B. PV-Anlage, Batteriespeicher und Wärmepumpe.

Kundenfunktionen Laden: Umfasst alle Funktionen, die der EV-Fahrer direkt erlebt und nutzt, um sein E-Fahrzeug zu laden. Dazu gehören alle Bedien-, Anzeige- und Servicefunktionen rund um den Ladevorgang.

Kundenfunktionslandkarte: Struktur-/Übersichtsebene. Sie zeigt, welche Kundenfunktionen es gibt, wie sie benannt, gegliedert und innerhalb der CJC verortet werden.

Methodische Referenzstruktur des ÖSL zur systematischen Darstellung und eindeutigen Benennung von Kundenfunktionen und deren unterschiedlichen Ausprägungen in verschiedenen Ladesystemen. Sie ermöglicht die funktionale Verortung von Kundenfunktionen innerhalb der CJC und schafft eine gemeinsame Grundlage für die Zuordnung und Analyse von Ladefehlern.
„Was gibt es und wo gehört es hin?“
Beispiel: Authentifizieren → RFID | App | Plug & Charge | Kreditkarte.

Kundenfunktionsschritt: Ein Kundenfunktionsschritt ist eine spezifische, messbare Interaktion oder Handlung eines EV-Fahrers bei der Bedienung eines Produkts oder einer Dienstleistung. Er bricht eine komplexe Kundenfunktion in logische, zeitlich aufeinanderfolgende Einzelschritte herunter, um zu analysieren, was das System technisch leisten muss, damit der Kunde sein Ziel erreicht.

Kundenfunktionswirkketten Laden: Wirk-/Ablaufebene. Sie beschreiben, wie die beteiligten Funktionen bzw. Systeme zusammenwirken, damit eine konkrete Kundenfunktion Ende-zu-Ende funktioniert – einschließlich Abhängigkeiten, Schnittstellen und Informationsflüssen.
Die Kundenfunktionswirkketten stellen die für einen vollständigen Ladevorgang erforderlichen logischen bzw. prozessualen Informationsflüsse im Hintergrund aus Sicht des EV-Fahrers dar. *Ohne Informationsfluss, kein Energiefluss.*

Ladefehler: Technische, systemische oder organisatorische Abweichung von einem definierten Sollzustand im Ökosystem Laden, die zu einem Ladeproblem führen kann oder dieses verursacht.

Ladefehlerkategorie: Harmonisierte übergeordnete Klassifikation von Fehlerbildern im Ladevorgang zur einheitlichen Erfassung, funktionalen Verortung, Vergleichbarkeit und systematischen Analyse von Ladeproblemen im Ökosystem Laden.

Lade-Handshake: Der Lade-Handshake ist der automatisierte Kommunikationsprozess zwischen EV und Ladestation zu Beginn eines Ladevorgangs.

Ladekommunikation: Austausch von Informationen und Daten zwischen den am Ladevorgang beteiligten Systemen und Systemelementen über die jeweiligen Schnittstellen. Die Ladekommunikation umfasst die für die Durchführung des Ladevorgangs erforderlichen Informations- und Datenflüsse,

beispielsweise für Authentifizierung, Autorisierung, technische Initialisierung, sichere Steuerung, Statusinformationen, Abrechnung und Lastmanagement.

Ladeleistung: Ladeleistung bezeichnet die in kW ausgedrückte theoretische maximale Leistung, die ein Ladepunkt, eine Ladestation oder ein Ladestandort oder eine landseitige Stromversorgungsanlage an Fahrzeuge oder Schiffe, die mit diesem Ladepunkt, dieser Ladestation, diesem Ladestandort oder dieser Anlage verbunden sind, abgeben kann (Artikel 2 Nr. 44 AFIR).

Lademanagementsystem: Ein Lademanagementsystem (auch Lastmanagementsystem oder Charging Management System, CMS) ist eine software- und hardwarebasierte Steuerung für die Ladeinfrastruktur von EVs. Es regelt die Verteilung der verfügbaren elektrischen Gesamtleistung auf mehrere Ladepunkte in Echtzeit.

Ladeplanungssystem: Ein Ladeplanungssystem ist eine Software, die den Ladevorgang von EVs optimiert. Sie berechnet automatisch den idealen Zeitpunkt, die Dauer und die Ladeleistung, um entweder die Reisezeit zu minimieren (im Auto) oder Stromkosten und Netzüberlastungen zu vermeiden (am Standort).

Ladeproblem: Aus Sicht des EV-Fahrers beobachtete Beeinträchtigung oder Abweichung im Ladeerlebnis bzw. Ladevorgang, bei der ein erwarteter Kundenfunktionsschritt oder der Ladevorgang nicht wie vorgesehen durchgeführt werden kann.

Ladepunkt: Ladepunkt bezeichnet eine feste oder mobile, netzgebundene oder netzunabhängige Schnittstelle für die Übertragung von Strom auf ein EV, die zwar einen oder mehrere Anschlüsse für unterschiedliche Arten von Anschlüssen haben kann, an der aber zur selben Zeit nur ein EV aufgeladen werden kann, mit Ausnahme von Vorrichtungen mit einer Ladeleistung von höchstens 3,7 kW, deren Hauptzweck nicht das Aufladen von EVs ist (Artikel 2 Nr. 48 AFIR).

- Schnellladepunkt bezeichnet einen Ladepunkt mit einer Leistung von mehr als 22 kW für die Übertragung von Strom an ein EV (Artikel 2 Nr. 31 AFIR).

- Normalladepunkt bezeichnet einen Ladepunkt mit einer Leistung von höchstens 22 kW für die Übertragung von Strom an ein EV (Artikel 2 Nr. 37 AFIR).

Öffentlich zugängliche Ladepunkte sind auch in Privateigentum befindliche für die Öffentlichkeit zugängliche Ladepunkte, die sich auf öffentlichem oder privatem Grund befinden, etwa auf öffentlichen Parkplätzen oder Parkplätzen von Supermärkten.

Ladepunkte, die sich auf öffentlich zugänglichem privatem Grund befinden, sollten auch dann als öffentlich zugänglich angesehen werden, wenn der Zugang auf eine allgemeine Nutzergruppe, beispielsweise Kunden, beschränkt ist.

Ladepunkte von Car-Sharing-Systemen werden nur dann als öffentlich zugänglich angesehen, wenn Nicht-Kunden der Zugang ausdrücklich gestattet ist.

Ladepunkte auf privatem Grund, zu denen nur ein begrenzter, bestimmter Personenkreis Zugang hat, beispielsweise Parkplätze von Bürogebäuden, zu denen nur Beschäftigte oder befugte Personen Zugang haben, sollten nicht als öffentlich zugängliche Ladepunkte betrachtet werden (vgl. AFIR [11]).

Ladesäule: siehe Ladestation.

Ladesession: siehe Session.

Ladestation: Ladestation bezeichnet eine physische, freistehende Anlage an einem bestimmten Standort, die aus einem oder mehreren Ladepunkten besteht (Artikel 2 Nr. 52 AFIR). Diese Vorrichtung steht im öffentlichen oder halböffentlichen Raum und ist speziell für das sichere Übertragen von elektrischer Energie an die Batterie von EVs konstruiert. Sie dient als Gehäuse für die Leistungselektronik, die Abrechnungs- und Kommunikationstechnik sowie für einen oder mehrere integrierte Ladepunkte.

Wird an einer Ladestation gleichzeitig mehr als ein Fahrzeug aufgeladen, so wird die maximale Ladeleistung auf die einzelnen Ladepunkte aufgeteilt, sodass die Leistung an jedem einzelnen Ladepunkt geringer ist als die Ladeleistung der gesamten Ladestation (vgl. AFIR [10]).

- **Primäre Ladestation:** Die Steuereinheit. Sie hat die Internetverbindung, verwaltet die Nutzerdaten und verteilt den verfügbaren Strom.
- **Sekundäre Ladestation:** Der Ladepunkt. Er erhält Befehle vom Master und gibt den Strom physikalisch an das Fahrzeug ab.

Ladestationshersteller (EVSE-Hersteller): Hersteller von Ladeeinrichtungen bzw. Ladestationen für EVs, der für die Entwicklung und Bereitstellung der zugehörigen Hardware und Firmware sowie deren technische Schnittstellen verantwortlich ist.

Ladestecker, Ladesteckertyp: Stecker oder Kupplung oder Anschluss, bezeichnet die physische Schnittstelle zwischen dem Ladepunkt oder der Zapfstelle und dem Fahrzeug, über die der Kraftstoff oder die elektrische Energie ausgetauscht wird (Artikel 2 Nr. 12 AFIR).

- Typ 2: Ein EU-weit einheitlicher Standard-Steckertyp, der Laden mit Wechselstrom (AC) bis 22 kW Leistung ermöglicht.
- CCS/Combo 2: EU-weit einheitlicher Standard-Steckertyp, der auch Laden über 22 kW Leistung mit Gleichstrom (DC) ermöglicht. Der Combo-2-Stecker besteht aus dem Typ-2-Stecker (im oberen Teil), der durch 2 Kontakte zum Übertragen von Gleichstrom ergänzt wurde. Der Gleichstrom mit Leistungen von aktuell bis 350 kW wird dabei über die im unteren Bereich befindlichen 2 Pins übertragen.
- CHAdeMO: Ein weiterer Steckertyp, der in Europa aber an Relevanz verliert. Er wird zum Schnellladen bzw. DC-Laden genutzt, vor allem für das Laden asiatischer Fahrzeuge.
- MCS-Stecker: Weltweit einheitlicher, in der Entwicklung befindlicher Standard-Steckertyp, der Lkw-Laden mit einer Leistung von über 1.000 kW (= 1 Megawatt = 1 MW) ermöglicht. Technisch sind mit diesem Standard theoretisch Ladeleistungen von bis zu 4,5 MW bei 1.500 V und 3.000 A möglich. Das Design des MCS-Steckers ist dreieckig, wobei die Spitze nach unten zeigt. Die beiden oberen Ecken des Steckers dienen zur Aufnahme der beiden Gleichstrom-Pins, während die weiteren, kleineren Pins zur Erdung dienen. Die Pins für die Kommunikation sind in der Mitte und unten angebracht. Der MCS-Stecker kommt voraussichtlich im Jahr 2024 auf den Markt.

Lade-Use-Case: Typischer Ladeort für E-Auto-Lade-Infrastruktur.

Ladevorgang: Ladevorgang bezeichnet den gesamten Vorgang einer Fahrzeugaufladung an einem zugänglichen Ladepunkt ab dem Zeitpunkt der Verbindung des Fahrzeugs bis zur Trennung der Verbindung (Artikel 2 Nr. 54 AFIR). Die unterschiedlichen Interpretationen von Start- und Endzeitpunkt des Ladevorgangs (Kunden-Sicht, Technik-Sicht) gilt es zu erkennen und zu verstehen.

Lastmanagement: Lastmanagement bezeichnet die aktive Steuerung und Verteilung der elektrischen Last, um eine Überlastung des Stromnetzes oder des Hausanschlusses zu verhindern.

Leitwarte: Zuständig für die Überwachung des Stromnetzes und dessen Funktionalität.

Liegenschaft: Eine Liegenschaft ist im juristischen und immobilienwirtschaftlichen Sinne die Bezeichnung für ein Grundstück samt aller darauf befindlichen Gebäude und Außenanlagen.

Major-Release: Ein Major-Release bezeichnet die Veröffentlichung einer Softwareversion, die grundlegende Änderungen, signifikante neue Funktionen oder architektonische Umbrüche enthält.

Marktkopplung: Marktkopplung (Market Coupling) bezeichnet das Verfahren in der europäischen Energiewirtschaft, bei dem die Strommärkte verschiedener Länder miteinander verknüpft werden, um den grenzüberschreitenden Stromhandel und die Nutzung der Leitungskapazitäten zu optimieren.

Megawatt Charging System (MCS): Das MCS ist ein international standardisiertes Hochleistungs-Ladesystem für schwere Elektro-Nutzfahrzeuge (Lkw, Busse), das Ladeleistungen im Megawatt-Bereich ermöglicht.

Messstellenbetreiber: Ein Messstellenbetreiber (MSB) ist ein Unternehmen, das für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Stromzählern (Messstellen) verantwortlich ist. Er sorgt dafür, dass die verbrauchte oder eingespeiste Energie präzise erfasst und die Daten sicher an Marktteilnehmer übermittelt werden.

Messstellenbetreiber-Backend (MSB-Backend): Verarbeitet Messdaten aus intelligenten Messsystemen, übernimmt deren sichere Bereitstellung für berechtigte Marktteilnehmer und unterstützt Abrechnungsprozesse.

Migrationspfad: Beschreibung der vorgesehenen Schritte und des zeitlichen Übergangs von einer bestehenden Version auf eine Nachfolgeversion.

Minor-Release: Ein Minor-Release bezeichnet die Veröffentlichung einer Softwareversion, die funktionale Erweiterungen oder neue Features hinzufügt, ohne die bestehende Kernkompatibilität zu unterbrechen.

Mittelspannungsnetz: Das Mittelspannungsnetz ist die Ebene des Stromverteilnetzes, die für die regionale Verteilung von Energie über Entfernungen von bis zu 100 Kilometern zuständig ist. Es arbeitet in Deutschland üblicherweise mit Spannungen zwischen 10 kV und 35 kV (10.000 bis 35.000 Volt).

Mobilfunkdienstleister: Mobilfunkdienstleister stellen die Mobilfunk- und Datenkonnektivität für Ladesäulen bereit, ermöglichen die Datenübertragung zwischen beteiligten Systemen, beispielsweise für Betrieb, Abrechnung und Fernsteuerung, und sichern so einen reibungslosen Betrieb der Ladeinfrastruktur.

Moderne Messeinheit (mME): Bidirektionaler und digitaler Stromzähler.

National Access Point (NAP): Der Nationale Zugangspunkt ist eine zentrale digitale Plattform, über die Betreiber von Ladeinfrastruktur ihre statischen und dynamischen Daten – also etwa Standort, Ladeleistung, Preise oder aktuelle Verfügbarkeit – bereitstellen müssen.

Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL): Die NLL koordiniert und steuert im Auftrag des Bundes den flächendeckenden Ausbau von Ladesäulen für die Elektromobilität in Deutschland. Sie nutzt datenbasierte Tools, um den Bedarf zu planen, Fördermittel gezielt einzusetzen und den Aufbau des bundesweiten Schnellladenetzes voranzutreiben. Dabei dient sie als zentrale Schnittstelle zwischen der Politik, den Kommunen sowie der Automobil- und Energiewirtschaft. Die NLL ist eine Tochtergesellschaft der NOW GmbH.

Nationale Organisation für den Wandel in der Mobilität GmbH (NOW GmbH): Die NOW GmbH ist die Muttergesellschaft und das organisatorische Dach der NLL.

Near Field Communication (NFC): Technologie zur kontaktlosen Datenübertragung über kurze Distanzen, die unter anderem zur Identifikation bzw. Authentifizierung an Ladestationen eingesetzt werden kann.

Network and Information Security Directive 2 (NIS2): Die NIS2-Richtlinie ist eine EU-weite Regelung zur Stärkung der Cyber- und Informationssicherheit. Sie zielt darauf ab, die Cyberresilienz kritischer und wichtiger Infrastrukturen zu harmonisieren und zu erhöhen, um Gesellschaft und Wirtschaft besser vor Cyberangriffen zu schützen.

Netzanschluss: Der Netzanschluss im Kontext der Elektromobilität bezeichnet die technische und rechtliche Verbindung zwischen einer elektrischen Anlage (z. B. deiner Wallbox oder einer öffentlichen Ladestation) und dem öffentlichen Stromverteilnetz.

Netzbetreiber: Ein Netzbetreiber ist ein Unternehmen, das die physische Infrastruktur (Leitungen, Kabel, Masten, Transformatoren) für den Transport von Energie (Strom, Gas) oder Daten bereitstellt und unterhält.

Netzbetreiber-Backend: Ein Netzbetreiber-Backend ist das zentrale Leitsystem (IT-Infrastruktur), mit dem ein Netzbetreiber sein physisches Stromnetz digital überwacht und steuert sowie mit externen Partnern (wie Ladestation oder PV-Anlagen) kommuniziert.

Netzregler: Reguliert Spannungsschwankungen im Netz und stabilisiert die Spannungsveränderungen.

Niederspannungsnetz: Das Niederspannungsnetz bildet die unterste Ebene des Stromverteilsystems und ist für die Feinverteilung der Energie an die Endverbraucher zuständig. Es wird in Deutschland mit einer Nennspannung von 230 Volt (einphasig) bzw. 400 Volt (dreiphasig/Drehstrom) betrieben.

Normierungsorganisationen: Normungsorganisationen entwickeln und veröffentlichen Normen und technische Regelwerke (z. B. ISO, DIN), die unter anderem Anforderungen und Referenzen für Sicherheit, Kompatibilität und Interoperabilität bereitstellen.

North American Charging Standard (NACS): Offengelegter Tesla-Ladestandard (Nordamerika).

Notification-Matrix: Eine Notification-Matrix (Benachrichtigungsmatrix) ist eine strukturierte Übersicht, die festlegt, wer in welchem Fall über welchen Kanal benachrichtigt werden soll.

Nutzer: Der Nutzer einer Ladestation ist die Person oder das Unternehmen, das den Ladevorgang physisch durchführt und den Strom bezieht (siehe EV-Fahrer).

Nutzer-Session: Zusammenhängender, aus Sicht des EV-Fahrers wahrgenommener Ladevorgang, der mit der ersten Interaktion mit der Ladeinfrastruktur oder einer zugehörigen Schnittstelle beginnt und mit der erfolgreichen Beendigung oder dem endgültigen Abbruch des Ladevorgangs endet. Eine Nutzer-Session kann eine oder mehrere technische Ladevorgänge (Attempts) umfassen, wenn mehrere Ladeversuche demselben Ladevorgang eindeutig zugeordnet werden können. Die Nutzer-Session bildet die Grundlage für eine an der tatsächlichen Nutzerwahrnehmung orientierte Bewertung der Ladequalität und KPI-Ermittlung.

Ökosystem Laden (ÖSL): Gesamtheit der am Laden von Elektrofahrzeugen beteiligten Beitragsleister, Systeme, Komponenten und Schnittstellen sowie deren Zusammenwirken. Das ÖSL ist durch technische, organisatorische und informationelle Zusammenhänge über Unternehmens-, System- und Branchengrenzen hinweg geprägt.

On-Board Charger (OBC): Ein OBC ist das im EV fest verbaute Ladegerät, das den Wechselstrom (AC) aus der Steckdose oder Wallbox in Gleichstrom (DC) für die Batterie umwandelt.

Open Clearing House Protocol (OCHP): Das OCHP ist ein offenes Kommunikationsprotokoll für das Roaming von EVs. Es ermöglicht den standardisierten Datenaustausch zwischen Ladeinfrastrukturbetreibern und Mobilitätsanbietern, um Authentifizierung, Ladefreigabe und Abrechnung über verschiedene Ladenetze hinweg zu ermöglichen.

Open Charge Point Interface (OCPI): Schnittstelle für Roaming zwischen CPO und eMSP.

Open Charge Point Protocol (OCPP): Das OCPP ist der weltweite Standard für die Kommunikation zwischen einer Ladestation und dem Backend.

Open InterCharge Protocol (OICP): Offenes Kommunikationsprotokoll für E-Roaming zwischen CPO und eMSP über die Hubject-Roaming-Plattform.

Original Equipment Manufacturer (OEM): OEM bedeutet übersetzt Erstausrüster oder Originalgerätehersteller. Er baut Bauteile oder Produkte, die von anderen Firmen für deren eigene Endprodukte genutzt werden. Im Kontext dieses Bandes ist mit OEM der Fahrzeug-OEM gemeint, also der Automobilhersteller selbst (wie beispielsweise VW, BMW oder Mercedes-Benz), der das Gesamtfahrzeug entwickelt, die Produktion der Zulieferer koordiniert und das fertige Auto unter dem eigenen Markennamen vertreibt.

Original Equipment Manufacturer Backend (OEM-Backend): Das Backend des Fahrzeugherstellers dient als zentrale Plattform für Fahrzeugdaten, Remote-Funktionen und Mehrwertdienste wie Ladeplanung oder Software-Updates.

Patch-Management: Patch-Management ist der Prozess, bei dem Software-Updates (Patches) systematisch identifiziert, getestet und installiert werden, um Fehler zu beheben oder Funktionen zu verbessern.

Payment-Anbieter: siehe auch Payment Service Provider (PSP).

Payment Service Provider (PSP): Zahlungsdienstleister, der für Händler bzw. Zahlungsempfänger die technische Anbindung und Abwicklung von Bezahlverfahren übernimmt und hierfür die erforderlichen Zahlungsprozesse und Schnittstellen bereitstellt.

Photovoltaikanlage (PV-Anlage): Eine PV-Anlage ist ein System, das Sonnenenergie mittels Solarzellen direkt in elektrische Energie umwandelt.

Plug & Charge (PnC): Automatisiertes, auf ISO 15118 basierendes Verfahren zur Authentifizierung und Autorisierung eines EV für den Ladevorgang mittels digitaler Zertifikate. Nach dem Anschließen des Fahrzeugs erfolgt die erforderliche Identifikation und Vertragszuordnung über die Kommunikation zwischen Fahrzeug, Ladestation und den beteiligten Backend-Systemen, sodass keine separate Authentifizierung des EV-Fahrers, beispielsweise mittels RFID-Karte oder App, erforderlich ist.

Politik: Politik setzt durch Gesetzgebung, Regulierung, Förderung und rechtliche Rahmenbedingungen die Voraussetzungen für Entwicklung, Ausbau und Betrieb der Elektromobilität und Ladeinfrastruktur und beeinflusst damit die Rahmenbedingungen des ÖSL.

Powerline Communication (PLC): PLC ist eine Technologie, bei der vorhandene Stromleitungen für die Datenübertragung genutzt werden.

Powerline-Communication-Störung (PLC-Störung): PLC-Störungen sind Unterbrechungen oder Fehler bei der Datenübertragung über vorhandene Stromleitungen.

PPF CIC – Produktionsprozess- und Produktfreigabe Cross Industries Charging: PPF CIC ist eine vorgeschlagene, proaktive Qualitätsmethode für das systemübergreifende Änderungs- und Freigabemanagement im ÖSL. In Anlehnung an VDA 2 PPF dient sie der frühzeitigen Bewertung und Abstimmung von Änderungen zwischen den betroffenen Beitragsleistern. Siehe VDA 2 PPF.

Präventives Qualitätsmanagement: Präventives Qualitätsmanagement dient der Vermeidung potenzieller Fehler vor deren Auftreten.

Pricing: Preisbildung für die Nutzung einer Ladeleistung bzw. die Durchführung eines Ladevorgangs auf Grundlage der jeweils geltenden Preis- und Tarifmodelle.

Privacy: Datenschutz bei der Verarbeitung personenbezogener Daten im Zusammenhang mit dem Ladevorgang und den daran beteiligten Systemen und Beitragsleistern.

Proximity Pilot (PP): Der PP ist ein analoger Signalkontakt in Ladesteckern für EVs (z. B. Typ-1- und Typ-2-Stecker). Er dient als mechanischer und elektrischer Schutzmechanismus während des gesamten Ladevorgangs. Über den PP wird der Anschlusszustand des Fahrzeugs erkannt. „PP closed“ kennzeichnet einen angeschlossenen Ladestecker bzw. ein physisch verbundenes Fahrzeug, während „PP open“ einen nicht angeschlossenen bzw. getrennten Zustand beschreibt.

Prozesskette: Eine Prozesskette ist die logische und zeitliche Abfolge von miteinander verknüpften Einzelprozessen oder Aktivitäten, die zusammenwirken, um ein definiertes Ziel oder ein bestimmtes Gesamtergebnis zu erreichen.

Prozess-Lead-Verantwortlicher (PLV): Der Prozess-Lead-Verantwortliche (PLV) koordiniert und steuert die Bearbeitung eines unternehmensübergreifenden Fehlers innerhalb des 8D CIC-Prozesses. Er fungiert als zentrale Ansprechperson für die beteiligten Beitragsleister und stellt die strukturierte Durchführung sowie Nachverfolgung der definierten Maßnahmen sicher.

Pulsweitenmodulation-Signal (PWM-Signal): Ein PWM-Signal ist ein digitales Signal, das durch schnelles Ein- und Ausschalten die Wirkung einer variablen analogen Spannung simuliert.

Qualitätsmanagement (QM): Im Ökosystem Laden umfasst Qualitätsmanagement die systemübergreifende Qualitätsarbeit über einzelne Systeme, Unternehmen und Branchen hinweg. Es verbindet gemeinsame Referenzen, Analysegrundlagen und Qualitätsmethoden, um Ladequalität messbar zu machen, systematisch zu prüfen und abzusichern sowie Fehler und Veränderungen strukturiert reaktiv und präventiv zu bearbeiten.

RACI-Matrix: Die RACI-Matrix ist ein Werkzeug zur eindeutigen Zuordnung von Rollen und Verantwortlichkeiten in Projekten oder Prozessen. Sie definiert für jede Aufgabe, wer verantwortlich für die Durchführung ist (**R**esponsible), wer die Gesamtverantwortung trägt (**A**ccountable), wer konsultiert wird (**C**onsulted) und wer über den Fortschritt oder das Ergebnis informiert wird (**I**nformed).

Radio-Frequency-Identification-Karte (RFID-Karte): Eine RFID-Karte ist ein Speichermedium, das Daten kontaktlos über elektromagnetische Wellen an ein Lesegerät überträgt.

Reaktives Qualitätsmanagement: Reaktives Qualitätsmanagement fokussiert hingegen die strukturierte Bearbeitung bereits aufgetretener Fehler.

Redispatch: Redispatch bezeichnet die kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber, um drohende Überlastungen einzelner Leitungen (Engpässe) im Stromnetz zu verhindern.

Regelleistungsmärkte: Regelleistungsmärkte sind die Marktplätze, auf denen die Übertragungsnetzbetreiber kurzfristig verfügbare Leistungsreserven einkaufen, um das Gleichgewicht zwischen Stromeinspeisung und -verbrauch stabil zu halten.

Reseller: Beitragsleister, der Produkte oder Dienstleistungen anderer Anbieter im Bereich der Ladeinfrastruktur vertreibt, ohne diese selbst herzustellen. Je nach Geschäftsmodell kann der Reseller dabei als Schnittstelle zwischen Hersteller, Betreiber und Kunden auftreten.

Retailer: Beitragsleister, der als Einzelhandels- oder Handelsunternehmen Standorte mit bestehender Kundenfrequenz, beispielsweise Supermärkte

oder Einkaufszentren, für Ladeangebote bereitstellt bzw. in sein Kundenangebot integriert. Im ÖSL trägt der Retailer insbesondere durch Standort, Kundenzugang und die Einbindung von Ladeinfrastruktur in bestehende Handels- und Serviceangebote zum Ladeerlebnis bei.

Revenue Leakage: Erlösverlust durch fehlerhafte, unvollständige oder ausbleibende Abrechnung eines Ladevorgangs.

RFID: Funktechnik zum berührungslosen Auslesen von Daten.

Roaming: Roaming bedeutet beim Laden von EVs, dass ein EV-Fahrer eine Ladestation nutzen kann, obwohl er keinen direkten Vertrag mit deren Betreiber hat. Die Nutzung läuft stattdessen über den eigenen Mobilitätsanbieter, ähnlich wie beim Mobilfunk-Roaming.

Roaming-/Clearing-Plattform: Eine Roaming-Plattform ist die technische Infrastruktur bzw. der Dienst. Die Clearing-Plattform ist damit die digitale Schnittstelle, über die Roaming-Partner ihre Daten austauschen. Sie verbindet z. B. CPOs und Mobilitätsanbieter, damit Laden, Freischaltung und Abrechnung standardisiert funktionieren.

Roaming-Partner: Beitragsleister, der im Rahmen eines Roaming-Verhältnisses die Kommunikation und den Austausch von Autorisierungs- und Vertragsinformationen zwischen eMSP und CPO ermöglicht bzw. unterstützt.

Rotband: Der VDA-Rotband ist ein praxisorientierter Leitfaden, der Qualitätsstandards, Methoden und Prozesse für die Automobilindustrie verbindlich beschreibt. Er bündelt Expertenwissen von OEMs und Zulieferern und dient der Harmonisierung, Verbesserung und Sicherstellung von Qualität und Zusammenarbeit entlang der gesamten Lieferkette.

Routenplanungssystem: Routenplanungssysteme in der Elektromobilität sind spezialisierte Navigations- und Softwaresysteme. Sie berechnen Fahrtstrecken für EVs unter der primären Berücksichtigung von Reichweite, Batteriekapazität und Ladeinfrastruktur.

Schnellladen: Ladevorgang mit hoher Ladeleistung, der darauf ausgelegt ist, die für die Weiterfahrt benötigte Energie in vergleichsweise kurzer Zeit bereitzustellen. Im Kontext dieses VDA-Bands bezeichnet Schnellladen einen Lade-Use-Case des öffentlichen Ladens, insbesondere an Verkehrsachsen.

Schwachstellenmanagement: Schwachstellenmanagement ist ein systematischer, fortlaufender Prozess in der IT-Sicherheit, mit dem Sicherheitslücken in einer IT-Infrastruktur identifiziert, bewertet, priorisiert und behoben werden.

Security by Design: Grundsatz, nach dem Anforderungen an Cybersecurity bereits bei der Konzeption und Entwicklung von Systemen, Komponenten und Prozessen berücksichtigt werden.

Session: Zeitlich abgegrenzter, zusammenhängender Vorgang zwischen beteiligten Systemen bzw. Parteien, der durch ein Start- und Endereignis definiert ist. Im Kontext des Ladens bezeichnet eine Session den technischen bzw. protokollseitig erfassten Ladevorgang. Den gesamten Zeitraum von der Autorisierung an der Ladestation über den eigentlichen Energietransfer bis hin zur Beendigung und Abrechnung des Ladevorgangs. Davon abzugrenzen ist die **Nutzer-Session**, die einen aus Sicht des Ladenden zusammenhängenden Ladevorgang unabhängig von der Anzahl der zugrunde liegenden technischen Ladeversuche beschreibt.

Session-Timeout: Ein Session-Timeout ist der automatische Abbruch einer Sitzung nach einer festgelegten Zeitspanne ohne Nutzeraktivität.

Settlement: Verrechnung der im Zusammenhang mit einem Ladevorgang entstandenen finanziellen Forderungen zwischen den beteiligten Beitragsleistern.

Shared-Charging-Szenarien: Anwendungsfälle, in denen Ladeinfrastruktur von mehreren Nutzergruppen, Organisationen oder Marktrollen gemeinsam genutzt wird. Sie umfassen insbesondere öffentlich zugängliche sowie gemeinsam genutzte Ladeangebote mit unterschiedlichen Authentifizierungs-, Autorisierungs-, Abrechnungs- und Roaming-Prozessen.

Six-Sigma: Ist ein Methodenbaukasten für weniger Fehler und stabilere Prozesse. Im Kern werden 49 Qualitätsmethoden beschrieben.

Smart Meter Gateway (SMGW): Als zentrale Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems laufen bei einem Smart Meter Gateway die Verbrauchsdaten der vernetzten Stromzähler zusammen, werden dort gespeichert und weitergeleitet. In die elektrische Anlage eingebunden, kann ein SMGW im sogenannten Heimnetz (Home Area Network, HAN) mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (z. B. Wärmepumpe zur Gebäudeheizung,

Wallbox) bzw. mit Energieerzeugungsanlagen (z. B. PV-Anlage) kommunizieren. Das SMGW ist in der Lage, auch mit Dritten, zum Beispiel dem Verteilnetzbetreiber, zu kommunizieren. So können Steuerungssignale im Bedarfsfall übertragen werden und steuerbare Verbraucher in ihrer Leistungsaufnahme reduziert oder erhöht werden, um das Stromnetz stabil zu halten. Das Besondere ist, dass die Kommunikation des SMGW höchsten Sicherheitsanforderungen entspricht und verschlüsselt kommuniziert.

Software: Software umfasst Programme und Anwendungen, die auf einem Computer oder Gerät ausgeführt werden, um bestimmte Funktionen oder Aufgaben bereitzustellen. Im Gegensatz zur Firmware ist Software nicht fest an die Hardware gebunden und kann in der Regel einfach installiert, aktualisiert oder entfernt werden.

Software Update Management System (SUMS): Ein SUMS bietet eine gesetzliche Grundlage, Software-Updates sicher bereitzustellen und die Funktionsfähigkeit des Fahrzeuges nach dem Update weiterhin zu gewährleisten. Es hilft dabei, Prozesse zu definieren, um die Anforderungen an sichere Software-Updates einzuhalten.

Stakeholder-Matrix: Eine Stakeholder-Matrix ist ein Analyse-Werkzeug im Projektmanagement zum Ordnen aller Personen oder Gruppen, die Einfluss auf ein Projekt haben oder von ihm betroffen sind.

Standort/Gebäude: Physischer Standort bzw. bauliche Infrastruktur, an dem bzw. in der Ladeinfrastruktur errichtet und betrieben wird. Hierzu können insbesondere Flächen, Gebäude sowie die für die Ladeinfrastruktur erforderlichen infrastrukturellen Voraussetzungen, beispielsweise Stromanschlüsse, gehören.

Standortpartner: Beitragsleister, der eine Fläche bzw. einen Standort für die Errichtung und den Betrieb von Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellt.

Startups/Dienstleister: Startups/Dienstleister entwickeln und erbringen spezialisierte technologische Lösungen, Dienstleistungen und neue Geschäftsmodelle rund um Ladeinfrastruktur, z. B. Software, Abrechnungssysteme, digitale Services oder flexible Ladeangebote.

State of Charge (SoC): Der Begriff State of Charge bezieht sich auf den Ladezustand einer Batterie. Er gibt an, wie viel Energie noch in der Batterie gespeichert ist, ausgedrückt als Prozentsatz der maximal verfügbaren Kapazität. Ein SoC von 100 % bedeutet, dass die Batterie vollständig geladen

ist, während ein SoC von 0 % darauf hinweist, dass die Batterie keine Energie mehr enthält. Der SoC ist ein wichtiger Wert, um den Energiebedarf und die Reichweite von elektrischen Fahrzeugen zu überwachen und zu optimieren.

Stecker, Steckertyp: siehe Ladestecker, Ladesteckertyp.

Steuereinheit/CLS-Gateway (SE/CLS-Gateway): Technische Einrichtung zur Steuerung angebundener Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen. Sie kann über die HAN-/CLS-Schnittstelle an das Smart Meter Gateway angebunden werden und dessen gesicherte Kommunikationsinfrastruktur nutzen.

Steuergerät: Ein Steuergerät ist ein kleiner Computer im Fahrzeug, der spezifische Funktionen überwacht und regelt.

Steuer-Relais: Setzt externe Schaltvorgaben um und leitet diese an das (H)EMS oder direkt an angeschlossene Geräte weiter.

Systemdienstleistungsmärkte: Systemdienstleistungsmärkte sind spezialisierte Marktplätze im Stromsektor, auf denen Netzbetreiber Leistungen einkaufen, um die Stabilität und Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten.

Technologie- und Softwareunternehmen: Unternehmen, die technologische und softwarebasierte Lösungen für das ÖSL entwickeln und bereitstellen, beispielsweise Backend-Systeme, Apps, digitale Plattformen oder technische Schnittstellen.

Testfälle: Ein Testfall ist eine detaillierte Anleitung, die beschreibt, wie eine Anforderung geprüft werden soll. Im ÖSL ist für ein interoperables Zusammenwirken Klarheit über die Testfälle an den Schnittstellen von entscheidender Bedeutung >> Methoden Testfallmengengerüst.

Testfallmengengerüst: Ein Testfallmengengerüst beschreibt den quantitativen Umfang und die Struktur aller Testfälle für jeweils eine der Schnittstellen im ÖSL >> Interoperabilität.

Testing: Testing (oder Software-/Systemtest) ist im technischen Kontext der Prozess, bei dem ein System oder eine Komponente unter definierten Bedingungen betrieben wird, um die Ergebnisse zu beobachten und zu bewerten.

Test-Setup: Ein Test-Setup (oder auch Testumgebung) ist die Gesamtheit aller Hard- und Softwarekomponenten sowie Daten und Netzwerkeinstellungen, die für die Durchführung von Tests benötigt werden.

Trading System: Das Trading System ist das zentrale Management- und Steuerungssystem des Energiehändlers für den Handel an Energie- und Systemdienstleistungsmärkten unter Berücksichtigung der technischen Einsatzbereitschaft, Verfügbarkeit, preis- und kosteninduzierter Informationen, der Prognose für die relevanten Kenngrößen sowie weiterer externer Informationen wie z. B. Wetterdaten.

Transaction Success Rate (TSR): Die TSR misst, ob nach erfolgreicher Autorisierung und erfolgreicher technischer Initialisierung ein Energiefluss innerhalb einer Ladesession zustande kommt, der folgende Kriterien erfüllt:

- Alle Voraussetzungen für einen Energiefluss liegen vor
- Es wird eine Mindest-Energiemenge von 0,5 kWh abgegeben
- Der Energiefluss wird erwartungsgemäß beendet
- Das Kabel kann ohne Probleme abgesteckt werden

Transport-Layer-Security-Kommunikation (TLS-Kommunikation): TLS-Kommunikation ist eine verschlüsselte Datenübertragung zwischen zwei Systemen im Netzwerk.

Troubleshooting: Troubleshooting (Fehlersuche) ist der systematische Prozess, mit dem die Ursache eines technischen Problems identifiziert und behoben wird.

Typ 2: Standard-AC-Stecker in Europa.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Ein Übertragungsnetzbetreiber betreibt das **Höchstspannungsnetz,** sorgt für die Systemsicherheit und koordiniert den überregionalen Stromtransport sowie die Erbringung von Regelleistungen.

Übertragungsnetzleitwarte: Die Übertragungsnetzleitwarte ist die zentrale Schaltzentrale eines Übertragungsnetzbetreibers zur Sicherung der großflächigen Stromversorgung. Ihre Hauptaufgabe ist die Frequenzhaltung, wobei sie durch Echtzeit-Überwachung das exakte Gleichgewicht zwischen Erzeu-

gung und Verbrauch sicherstellt. Zudem steuert sie das Engpassmanagement, koordiniert Schalthandlungen im Höchstspannungsnetz und ruft bei Bedarf Regelleistung ab, um Netzüberlastungen oder Blackouts aktiv zu verhindern.

Umbrella-Dokument: Ein Umbrella-Dokument (Schirmdokument) ist ein klammerndes Dokument, das verschiedene Einzelaspekte, Teildokumente oder Projekte unter einem gemeinsamen Rahmen zusammenfasst und harmonisiert.

Unified and Overall System Architecture (UNOSAR): Technisches Architekturmodell des Ökosystems Laden zur strukturierten Darstellung und Zuordnung relevanter Systemelemente, Rollen, Informationsflüsse und Schnittstellen. UNOSAR 3.2 bildet im VDA-Band die gemeinsame technische Referenz, um Kundenfunktionen und Kundenfunktionswirkketten Laden systemübergreifend abzubilden sowie Ladefehler technisch zu verorten und zu analysieren.

United Nations Economic Commission for Europe (UNECE): Im Zusammenhang mit der Automobilindustrie ist die UNECE die wichtigste weltweite Instanz zur Harmonisierung von Fahrzeugvorschriften, die in den sogenannten ECE-Regelungen (z. B. für Bremsen, Beleuchtung oder Crashtests) festgelegt sind.

Die Regelung UNECE R 156 verpflichtet Automobilhersteller gesetzlich dazu, ein zertifiziertes System für sichere Software-Updates (SUMS) einzuführen, um die Sicherheit von Fahrzeugen über deren gesamten Lebenszyklus hinweg per Funk (over the air) zu gewährleisten.

Universitäten/Institute: Wissenschaftliche und forschungsnahe Einrichtungen, die durch Forschung, Entwicklung, Erprobung und fachliche Expertise zur Untersuchung und Weiterentwicklung von Technologien, Methoden und Qualitätsansätzen im ÖSL beitragen können.

Uptime: Anteil der Zeit, in der eine Ladestation bzw. ein Ladepunkt technisch funktionsfähig und betriebsbereit sowie grundsätzlich in der Lage ist, einen Ladevorgang zu starten und durchzuführen. Die Uptime wird als Prozentwert über einen definierten Zeitraum angegeben.

User: siehe Nutzer.

User-Session: siehe Nutzer-Session.

VDA 2 PPF – Produktionsprozess- und Produktfreigabe: Verfahren der Produktionsprozess- und Produktfreigabe und etablierter Qualitätsstandard des VDA. Es dient dem Nachweis, dass Produkte die vereinbarten Anforderungen erfüllen und unter serienmäßigen Bedingungen stabil gefertigt werden können.

Vehicle to Grid (V2G): V2G bezeichnet das bidirektionale Laden, bei dem ein EV nicht nur Strom aus dem Netz aufnimmt, sondern diesen bei Bedarf auch wieder in das öffentliche Stromnetz zurückspeist.

Verband-der-Automobilindustrie-Mitglied (VDA-Mitglied): Ein VDA-Mitglied ist ein Unternehmen der deutschen Automobilindustrie, darunter Automobilhersteller, Zulieferer sowie Hersteller von Anhängern, Aufbauten und Bussen, das dem Verband der Automobilindustrie (VDA) angehört und dessen wirtschaftliche, technische und politische Interessen gemeinsam mit anderen Mitgliedern vertritt. Die Mitglieder sind Teil eines Netzwerks von über 620 Unternehmen der Automobilindustrie. Sie haben Zugang zu Austauschformaten, Ausschüssen und Branchendialogen und sind in die Erarbeitung von Standards und gemeinsamen Positionierungen sowie in branchenbezogene politische Prozesse eingebunden.

Verbände: Verbände bündeln und vertreten die Interessen relevanter Beitragsleister und fördern den Austausch und wirken an der Entwicklung von Standards und fachlichen, regulatorischen und normativen Rahmenbedingungen für Elektromobilität und Ladeinfrastruktur mit.

Verbraucherverbände: Verbraucherverbände vertreten die Interessen der EV-Fahrer, setzen sich für Transparenz, faire Preise und verbraucherfreundliche Bedingungen im Kontext von Elektromobilität und Ladeinfrastruktur ein.

Verteilnetz: Das Verteilnetz ist der Teil des Stromnetzes, der für die regionale und lokale Bereitstellung von Energie an die Endverbraucher zuständig ist. Es umfasst die Hoch-, Mittel- und Niederspannung.

Verteilnetzbetreiber (VNB): Der Verteilnetzbetreiber ist für Planung, Betrieb und Instandhaltung des lokalen Stromnetzes verantwortlich und gewährleistet einen sicheren, zuverlässigen Netzbetrieb.

Verteilnetzbetreiber-Backend (VNB-Backend): Dient der Netzüberwachung, Steuerung dezentraler Anlagen und der Marktkommunikation.

Verteilnetzleitwarte: Die Verteilnetzleitwarte ist das operative Kontrollzentrum eines Verteilnetzbetreibers, das für die Überwachung und Steuerung der regionalen Stromnetze (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) verantwortlich ist.

Vertragsbasiertes Laden: Laden eines EVs auf Grundlage eines bestehenden Vertrags mit einem Mobilitätsanbieter (eMSP). Der Zugang erfolgt typischerweise über App, Ladekarte oder Kundenkonto, also nicht als spontane Einzelzahlung wie beim Ad-hoc-Laden.

Wallbox: Eine Wallbox (seltener Wandladestation) ist eine Ladestation für EVs. Sie ist meist kompakter als eine Ladesäule und wird fest an einer Wand oder Stele befestigt, beispielsweise an privaten Wohnhäusern. Eine Wallbox zum Laden mit Wechselstrom weist in der EU typischerweise eine Typ-2-Steckdose oder ein fest angeschlagenes Kabel mit Typ-2-Ladestecker auf und enthält neben der Ladesteuerung meist auch Möglichkeiten zur Zugriffsbeschränkung (Schlüsselschalter, RFID-Kartenleser), Schutztechnik (FI-Schutzschalter) bzw. Energiezähler. Weniger verbreitet sind aktuell Wallboxen zum Laden mit Gleichstrom. Diese sind aufgrund der verbauten Gleichrichter teurer als Wechselstrom-Ladestationen.

Wärmepumpe: Eine Wärmepumpe ist ein Heizsystem, das thermische Energie aus der Umwelt (Luft, Erde oder Grundwasser) gewinnt und auf ein höheres Temperaturniveau anhebt, um Gebäude zu beheizen oder Warmwasser zu bereiten.

Zählerwesen: Erfasst und validiert Messdaten für Abrechnung, Netzführung und Marktkommunikation.

Zahlungsdienste: Zahlungsdienste sind Dienstleistungen, die die Abwicklung von Geldtransfers zwischen Zahlern und Zahlungsempfängern ermöglichen.

Zahlungsdienstleister-Backend: Backend-System des Zahlungsdienstleisters zur Verarbeitung und Autorisierung von Zahlungstransaktionen sowie zur Anbindung weiterer am Zahlungsprozess beteiligter Systeme. Im Backend des Zahlungsdienstleisters werden z. B. Transaktionen verarbeitet, Zahlungen autorisiert und Schnittstellen zu Banken oder Kreditkartenanbietern bereitgestellt.

Zahlungsterminal: Ein Zahlungsterminal ist eine Hardwarekomponente an der Ladestation für das direkte Bezahlen mit Debit- oder Kreditkarte sowie Apple/Google Pay oder anderen Bezahldiensten.

Zahlungsterminal-Betreiber: Beitragsleister, der den Betrieb von Zahlungsterminals verantwortet und die hierfür erforderlichen technischen Systeme und Schnittstellen bereitstellt bzw. betreibt.

Zahlungsterminal-Betreiber-Backend: Backend-System des Zahlungsterminal-Betreibers zur Anbindung und zum Betrieb von Zahlungsterminals sowie zum Datenaustausch mit den beteiligten Systemen im ÖSL.

Zahlungsterminalhersteller: Beitragsleister, der Zahlungsterminals entwickelt und herstellt sowie die für deren technische Integration erforderliche Hard- und Software bereitstellt.

Zertifikatsprovider: Beitragsleister, der digitale Zertifikate für die sichere Authentifizierung und Kommunikation im Ökosystem Laden bereitstellt und verwaltet.

Zertifizierungsstellen: Zertifizierungsstellen bewerten im Rahmen ihres jeweiligen Prüf- und Zertifizierungsumfangs die Konformität von Produkten, Systemen oder Prozessen mit festgelegten Anforderungen und bestätigen diese gegebenenfalls durch eine Zertifizierung.

Zulieferer: Zulieferer liefern zentrale Komponenten für Fahrzeuge und Ladehardware, wie z. B. Stecksysteme, Elektronik oder Batteriesysteme.

Als Referenz für das Glossar dienen die technischen Spezifikationen des UNOSAR-Projekts [22].

Definitionen und Begriffe aus den VDA-Publikationen werden im übergreifenden Online-Glossar des VDA QMC zur Verfügung gestellt [23].

Literaturverzeichnis

[1] iE2S Intelligent Energy System Services GmbH, „Unified and Overall System Architecture Reference Ecosystem Charging – V3.2“, Stuttgart, 2026.

[2] NOW GmbH, „Einfach zu Hause laden: Studie zum Ladeverhalten von Privatpersonen mit Elektrofahrzeug und eigener Wallbox“, NOW GmbH, Berlin, 2024.

[3] NOW GmbH, „Einfach laden an Mehrparteienhäusern – Leitfaden für die Errichtung und den Betrieb von Ladeinfrastruktur an Wohngebäuden – Neuauflage“, 6 2025. [Online]. Available: https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2025/09/Neuauflage-Publikation-Mehrparteienhaeuser.pdf. [Zugriff am 14. August. August 2026].

[4] NOW GmbH, „Lkw-Ladeinfrastruktur im Depot – Kurzanleitung zum Aufbau der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Lkw“, 5 2026. [Online]. Available: https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2026/05/Kurzanleitung-Lkw-Ladeinfrastruktur-im-Depot-2026.pdf. [Zugriff am 14. August 2026].

[5] NOW GmbH, „Einfach laden am Depot – Leitfaden für den Aufbau von Ladeinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge“, NOW GmbH, Berlin, 2023.

[6] Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV), „Einfach E-Lkw Laden – Die User Journey an öffentlichen Ladestationen jetzt und 2030“, 6 2023. [Online]. Available: https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2025/09/NLL-Einfach-E-LKW-laden_Update_barrierearm.pdf. [Zugriff am 14. August 2026].

[7] D. F. Lobas-Funck, S. Meister und L. Weißbach, „Whitepaper – Lade-Use-Cases“, NOW GmbH, Berlin, 2024.

[8] AG 5 Schnittstellen im ÖSL, „Übersicht Schnittstellbetrachtung_2.0“, 2026.

[9] USCALE GmbH, „Public Charging Study 2025“, USCALE GmbH, Stuttgart, 2025.

[10] CharIN e. V., „CharIN project Wirkkette Laden (Customer Journey) accomplished“, 8. Februar 2023. [Online]. Available: https://www.charin.global/news/charin-project-wirkkette-laden-customer-journey-accomplished/. [Zugriff am 14. April 2026].

[11] Technische Hochschule Ulm, „InterBDL – Interoperables Management für bidirektionales Laden“. [Online]. Available: https://www.thu.de/de/org/iea/smartgrids/Seiten/InterBDL.aspx. [Zugriff am 14. April 2026].

[12] unIT-e² – Reallabor für verNETZte E-Mobilität, „Harmonisierte Systemarchitektur zur Sicherstellung der Interoperabilität im Energiesystem der Zukunft – Ergebnisse der AG Systemarchitektur“, 2023. [Online]. Available: https://unit-e2.de/media/unIT-e%C2%B2-Gesamtarchitektur.pdf. [Zugriff am 15. August 2026].

[13] unIT-e² – Reallabor für verNETZte E-Mobilität, „unIT-e² – Reallabor für verNETZte E-Mobilität“. [Online]. Available: https://unit-e2.de/index.html. [Zugriff am 14. April 2026].

[14] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., „Projekt Wirkkette Laden – Abschlussbericht v2.6“, 2023. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/customer-journey/38ef103c92-1688388840/abschlussbericht_wirkketteladen.pdf. [Zugriff am 15. August 2026].

[15] CharIN e. V., „CharIN Umbrella Document for Charging System Basic DC EVSE“, 05 12 2025. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/charin-conformance-testing/13d0477ae7-176

4924303/charin_umbrella_document_charging_system_basic_dc_evse.pdf. [Zugriff am 20. Mai 2026].

[16] CharIN e. V., „CharIN Umbrella Document for Charging System Basic and Extended DC EV“, 18 12 2025. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/charin-conformance-testing/417cbe7251-1765887916/charin_umbrella_document_for_charging_system_basic_and_extended_dc_ev.pdf. [Zugriff am 20. Mai 2026].

[17] CharIN e. V., „CharIN Umbrella Document for Charging System Extended DC EVSE“, 4 12 2025. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/charin-conformance-testing/8f2f1d333b-1764866285/charin_umbrella_document_charging_system_extended_dc_evse.pdf. [Zugriff am 20. Mai 2026].

[18] Open Charge Alliance, „OCPP-2.1_edition2_part6-testcases“. [Online]. Available: https://openchargealliance.org/my-oca/ocpp/. [Zugriff am 21. April 2026].

[19] Open Charge Alliance, „OCPP-2.0.1_edition4_part6-testcases“. [Online]. Available: https://openchargealliance.org/my-oca/ocpp/. [Zugriff am 21. April 2026].

[20] Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA) Qualitäts Management Center (QMC), 8D – Problemlösung in 8 Disziplinen – Methode Prozessbericht, Berlin: Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA), 2018.

[21] NOW GmbH, „NOW Gesetzeskarte Elektromobilität“, 02 2023. [Online]. Available: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/02/NOW_Gesetzeskarte-Elektromobilitaet.pdf. [Zugriff am 22. Juni 2026].

[22] IE2S, „20260407_UNOSAR_3.2_IE2S_Glossar.drawio“, 20260407_UNOSAR_3.2_IE2S_Glossar.drawio.

[23] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, „Glossar“, 9 4 2026. [Online]. Available: https://nationale-leitstelle.de/verstehen/glossar/. [Zugriff am 9. April 2026].

[24] VDA QMC, „Glossar“, VDA QMC, 14. August 2026. [Online]. Available: https://vda-qmc-learning.de/module/glossar/glossar.php. [Zugriff am 14. August 2026].

[25] Volkswagen Group, „A Field Guide to Charging Quality – Charging Experience Summit – Reconnect @ IAA“, Volkswagen Group, Wolfsburg.

[26] L. Schriewer, R. Dulinski, R. Hemmerling und M. Schumacher, „Charging Success Rate (CSR) – Eine zentrale Kenngröße zur Messung der Erfolgsquote von Ladevorgängen aus Nutzerperspektive“, P3 Group GmbH; Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, Osnabrück/ Berlin, 2026.

[27] BDEW/edi@energy, „AS4 (MaKo 2022)“. [Online]. Available: https://www.bdew-mako.de/. [Zugriff am 21 April 2026].

[28] Verschiedene Herausgeber, „A-SPICE“. [Online]. Available: https://webshop.vda.de/QMC/de/automotive-spice-guideline-edition_2023. [Zugriff am 21. April 2026].

[29] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „BDEW Leitfäden & Marktregeln (DE)“. [Online]. Available: https://www.bdew.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[30] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), „BSI TR-03109“. [Online]. Available: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Technische-Richtlinien/TR-nach-Thema-sortiert/tr03109/TR-03109_node.html. [Zugriff am 21. April 2026].

[31] CharIN e. V., „CharIN TCS for 61851-1 & -23“.

[32] CharIN e. V., „CharIN TCS for 70121-Guide“.

[33] International Electrotechnical Commission (IEC), „DIN EN IEC 61851-1“. [Online]. Available: https://www.din.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[34] International Electrotechnical Commission (IEC), „DIN EN IEC 61851-23“. [Online]. Available: https://www.din.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[35] International Organization for Standardization (ISO), „DIN EN ISO 15118 inkl. -20“. [Online]. Available: https://www.din.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[36] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „DIN SPEC 70122“. [Online]. Available: https://www.din.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[37] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „DIN VDE V 0418-63-8“. [Online]. Available: https://www.vde-verlag.de/normen/0400669/din-vde-v-0418-63-8-vde-v-0418-63-8-2025-01.html. [Zugriff am 21. April 2026].

[38] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „DIN VDE V 0418-63-8“. [Online]. Available: https://www.din.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[39] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „DIN/TS 70121“. [Online]. Available: https://www.din.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[40] EEBus Initiative e. V., „EEBUS“. [Online]. Available: https://www.eebus.org/. [Zugriff am 21. April 2026].

[41] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 60870-5-101“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[42] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 60870-5-104“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[43] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 61850 series“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[44] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 61851-24“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[45] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 62196“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[46] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 62196 series“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[47] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 63110 materials (reports)“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[48] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 63380“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[49] International Organization for Standardization (ISO), „ISO 15118-2“. [Online]. Available: https://www.iso.org/. [Zugriff am 21. April 2026].

[50] International Organization for Standardization (ISO), „ISO 15118-3“. [Online]. Available: https://www.iso.org/. [Zugriff am 21. April 2026].

[51] International Organization for Standardization (ISO), „ISO 20078-1“. [Online]. Available: https://www.iso.org/. [Zugriff am 21. April 2026].

[52] ISO/IEC, „ISO/IEC 14543 (KNX)“. [Online]. Available: https://www.iso.org/. [Zugriff am 21. April 2026].

[53] Modbus Organization, „Modbus/TCP“. [Online]. Available: https://www.modbus.org/. [Zugriff am 21. April 2026].

[54] ISO/IEC, „MQTT/ ISO/IEC 20922“. [Online]. Available: https://mqtt.org/. [Zugriff am 21. April 2026].

[55] Europäische Union, „NIS2 / Cyber Resilience Act“. [Online]. Available: https://digital-strategy.ec.europa.eu. [Zugriff am 21. April 2026].

[56] Verschiedene Herausgeber, „NOW GmbH / Leitfäden“. [Online]. Available: https://www.now-gmbh.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[57] Open Charge Alliance, „OCPP (Open Charge Point Protocol) 2.0.1 / 2.1“. [Online]. Available: https://openchargealliance.org. [Zugriff am 21. April 2026].

[58] Open Charge Alliance, „OCPP 1.6, OCPP 2.1“. [Online]. Available: https://openchargealliance.org. [Zugriff am 21. April 2026].

[59] United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), „UN ECE Regulation No. 156“. [Online]. Available: https://unece.org/transport/documents/2021/03/standards/un-regulation-no-156-software-update-and-software-update. [Zugriff am 21. April 2026].

[60] Verband der Automobilindustrie (VDA), „VDA Band ‚8D – Problemlösung in 8 Disziplinen‘“. [Online]. Available: https://webshop.vda.de/QMC/de/8d-problem%C3%B6sung-in-8-disziplinen. [Zugriff am 21. April 2026].

[61] Verband der Automobilindustrie (VDA), „VDA Band 2 – PPF“. [Online]. Available: https://webshop.vda.de/QMC/de/band-02-ppf-auflage-042020. [Zugriff am 21. April 2026].

[62] Verband der Automobilindustrie (VDA), „VDA RGA – Reifegradabsicherung für Neuteile“. [Online]. Available: https://webshop.vda.de/QMC/de/reifegradabsicherung-f%C3%BCr-neuteile_062022. [Zugriff am 21. April 2026].

[63] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „VDE-AR-N 4100“. [Online]. Available: https://www.vde-verlag.de/. [Zugriff am 21. April 2026].

[64] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „VDE-AR-N 4105“. [Online]. Available: https://www.vde-verlag.de/. [Zugriff am 21. April 2026].

[65] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „VDE-AR-N 4110“. [Online]. Available: https://www.vde-verlag.de/. [Zugriff am 21. April 2026].

[66] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „VDE-AR-N 4120“. [Online]. Available: https://www.vde-verlag.de/. [Zugriff am 21. April 2026].

[67] CharIN e. V., „CharIN Implementation Guide CCS Basic“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/knowledge-base/a1c76f8087-1763032800/charin_implementation_guide_ccs_basic_v1.1.1.1.pdf. [Zugriff am 19. Mai 2026].

[68] CharIn e. V., „Guide ISO 15118 Service HPC1“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/knowledge-base/434751ac62-1623741463/charin-guide-iso-15118-service-hpc1-v1.3.pdf. [Zugriff am 19. Mai 2026].

[69] Automotive Industry Action Group (AIAG), „Advanced Product Quality Planning (APQP)“. [Online]. Available: https://www.aiag.org/. [Zugriff am 20. Mai 2026].

[70] International Automotive Task Force, „IATF 16949:2016 – Anforderungen an Qualitätsmanagementsysteme für die Serien- und Ersatzteilproduktion in der Automobilindustrie“, VDA QMC, Berlin, 2016.

[71] Open Charge Alliance, „Open Charge Point Protocol“. [Online]. Available: https://openchargealliance.org/my-oca/ocpp/. [Zugriff am 7. August 2026].

[72] VDA QMC, „Das VDA QMC“, 14. August 2026. [Online]. Available: https://vda-qmc.de/. [Zugriff am 14. August 2026].

[73] International Organization for Standardization (ISO), „ISO 15118 (incl. 15118-20) – Version/Stand: 15118-2/15118-20 (versch. Stände)“. [Online]. Available: https://www.iso.org. [Zugriff am 21. April 2026].

[74] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 61851 – Version/Stand: IEC 61851-1:2017 u.a.“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[75] Open Charge Alliance, „OCPI (Open Charge Point Interface) – Version/Stand: 2.2.3“. [Online]. Available: https://github.com/ocpi/ocpi; https://evroaming.org/. [Zugriff am 21. April 2026].

[76] Open Charge Alliance, „OCHP 1.4“. [Online]. Available: https://www.ochp.eu/; https://github.com/e-clearing-net/OCHP. [Zugriff am 21. April 2026].

[77] Open Charge Alliance, „OICP – Version/Stand: 2.3“. [Online]. Available: https://github.com/hubject/oicp. [Zugriff am 21. April 2026].

[78] Verschiedene Herausgeber, „eMIP – Version/Stand: Deprecated“. [Online]. Available: https://github.com/OpenChargingCloud/WWCP_eMIP. [Zugriff am 21. April 2026].

[79] Europäische Union, „Regulation (EU) 2023/1804 (AFIR) – Version/Stand: Veröff. 13. Sep 2023 (gilt)“. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1804/oj/eng. [Zugriff am 21. April 2026].

[80] CharIN e. V., „CharIN – Megawatt Charging System (MCS) – Version/Stand: Entwicklung / 2024–2025 Veröffentlichungen“. [Online]. Available: https://www.charin.global/technology/mcs/. [Zugriff am 21. April 2026].

[81] ISO/IEC, „ISO/IEC 63110: Version/Stand: in Entwicklung Draft“. [Online]. Available: https://www.iso.org. [Zugriff am 21. April 2026].

[82] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „DIN EN 17267“. [Online]. Available: https://www.din.de. [Zugriff am 21. April 2026].

[83] Automotive Industry Action Group, „Production Part Approval Process (PPAP)“. [Online]. Available: https://www.aiag.org/training-and-resources/manuals/details/PPAP-4. [Zugriff am 14. August 2026].

[84] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., „charin_umbrella_document_charging_system_basic_dc_evse“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/charin-conformance-testing/13d0477ae7-1764924303/charin_umbrella_document_charging_system_basic_dc_evse.pdf. [Zugriff am 21. April 2026].

[85] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., „charin_umbrella_document_charging_system_extended_dc_evse“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/charin-conformance-testing/417cbe7251-1765887916/charin_umbrella_document_for_charging_system_basic_and_extended_dc_ev.pdf. [Zugriff am 21. April 2026].

[86] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., „charin_umbrella_document_for_charging_system_basic_and_extended_dc_ev“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/charin-conformance-testing/8f2f1d333b-1764866285/charin_umbrella_document_charging_system_extended_dc_evse.pdf. [Zugriff am 21. April 2026].

[87] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., „CharIN Guideline for DC CCS 1.0 Implementation according to DIN SPEC 70121:2014“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/home/technical-details-ccs-basic/b70e776669-1645622498/ccs_guideline_v1p6.pdf. [Zugriff am 19. Mai 2026].

[88] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., „CharIN Design Guide for Combined Charging System V7_x000D_“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/ccs-specification/c07034e41e-1626949173/design_guide_combined_charging_system_v7.pdf. [Zugriff am 19. Mai 2026].

[89] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., „CharIN Interoperability Guide – Public Key Infrastructure (PKI) use cases“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/ccs-specification/11eab7bbb0-1716988635/charin_interoperability_guide-pki_use_cases_v2.pdf. [Zugriff am 19. Mai 2026].

[90] Charging Interface Initiative (CharIN) e. V., „Recommendation of Charging Interface Initiative e. V. – CharIN Guide ISO 15118 Service HPC1“. [Online]. Available: https://www.charin.global/media/pages/technology/knowledge-base/434751ac62-1623741463/charin-guide-iso-15118-service-hpc1-v1.3.pdf. [Zugriff am 14. August 2026].

[91] Deutsches Institut für Normung (DIN) / VDE, „DIN VDE V 0122-2-300“. [Online]. Available: https://www.din.de. [Zugriff am 14. August 2026].

[92] International Electrotechnical Commission (IEC), „DIN EN IEC 61851-24“. [Online]. Available: https://www.iec.ch. [Zugriff am 21. April 2026].

[93] Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN), „DIN DKE SPEC 99003:2024-10“, 10 2024. [Online]. Available: https://www.dinmedia.de/de/technische-regel/din-dke-spec-99003/383541627. [Zugriff am 15. August 2026].

Anhang – Kooperativer Datenaustausch

Ladestationshersteller

Für die Beitragsleister um den EVSE-Hersteller herum ist es hilfreich, jegliche Änderungen und Besonderheiten der OCPP-Implementierung des Ladestationsherstellers zu kennen. Für jedes Firmwarerelease sollten zusätzlich zu den unter Kapitel 11.3 genannten Punkten folgende Unterlagen zur Verfügung gestellt werden, jeweils für jede verfügbare OCPP-Version:

Standardinformationen

Beschreibung	Firmwareversion
	Downgrademöglichkeit
	Kompatible Modelle
	Updatepfad
	Sonstige relevante Informationen
Beispiel	9.3.1
	Innerhalb von 9.x.x
	Modell A, Modell B
	Älter als 8.1.0 – 8.1.0 – 9.3.1
	Die Firmware kann lokal sowie per OCPP installiert werden. Die Installation dauert circa 15 Minuten
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber, Standortbetreiber, Zahlungsterminalhersteller, eMSP, Roaming-Plattform, Reseller, Installateur, OEM, Zertifikatsprovider

Konfiguration der Ladestation (OCPP, lokal)

Beschreibung	Die gesamte Konfiguration als schreibbares Tabellenformat: - Neue Configkeys und deren Merkmale (Beschreibung, Defaultwert, Einheit, Datentyp, Verfügbarkeit, Zugänglichkeit, Wertebereich/ mögliche Werte, unterstützte OCPP-Version, Neustart erforderlich) - Änderungshistorie inklusive Änderungsgrund
Beispiel	**Configkey:** RFIDDebounceTime **Beschreibung:** Zeit nach einer lokalen Autorisierung, in der der Kartenleser deaktiviert ist **Defaultwert:** 20 **Einheit:** seconds **Datentyp:** integer **Verfügbarkeit:** RW **Zugänglichkeit:** lokal und OCPP **Wertebereich:** 1-60 **OCPP-Version:** OCPP 1.6, OCPP 2.0.1 **Neustart erforderlich:** Nein **Änderung:** Hinzugekommen **Änderungsgrund:** Implementiert, damit bei vermehrten unbeabsichtigten Deauthorisierungen die Entprellzeit individuell angepasst werden kann
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber, Standortbetreiber, Zahlungsterminalhersteller, Installateur

OCPP-Befehle

Beschreibung	Eine Auflistung aller implementierten OCPP-Nachrichten inklusive Änderungshistorie
Beispiel	Cloud-to-Device - **Nachricht:** ClearChargingProfile - **Änderungstyp:** Hinzugekommen - **Änderung:** Zusätzlich implementiert für SmartCharging Funktionen Device-to-Cloud - **Nachricht:** BootNotification - **Änderungstyp:** Abgeändert - **Änderung:** ICCID wird nun auch in der Boot-Notification mitgeschickt
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber, Standortbetreiber

Herunterladen der Logfiles der Ladestation und Firmware-Updates

Beschreibung	Änderungen an der Schnittstelle, die den Dateitransfer ermöglichen
Beispiel	Zusätzlich zu dem Dateitransfer über https wurde der Dateitransfer über sftp implementiert
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber

Logfiles der Ladestation

Beschreibung	Änderungen des Formats oder Zeitraums der Logfiles
Beispiel	Der Zeitraum des Logfiles wurde auf zwei Wochen in die Vergangenheit erhöht und ist in einem lesbaren Excelformat verfügbar
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber, Standortbetreiber, Reseller

Fehlermeldungen

Beschreibung	Änderungen an den implementierten Fehlermeldungen, inklusive Beschreibung, Troubleshooting, Schweregrad und Änderungshistorie
Beispiel	**Errorcode:** 11 **Name:** KommunikationsfehlerFZG **Beschreibung:** Die Kommunikation zum Fahrzeug konnte nicht aufgebaut werden **Troubleshooting:** Erneutes Anstecken **Schweregrad:** Mittel **Änderungshistorie:** Hinzugekommen
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber, Standortbetreiber, Zahlungsterminalhersteller, Reseller, Installateur, OEM

Systemübergreifende Funktionen

Beschreibung	Detaillierte Änderungen inklusive vollständiger Implementierungsbeschreibung an systemübergreifenden Features
Beispiel	- Plug&Charge - Lastmanagement

Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber, Standortbetreiber, eMSP, Roaming-Plattform, Reseller, Installateur, OEM, Zertifikatsprovider, HEMS-Anbieter, Anbieter eines externen Lastmanagements, Netzbetreiber, Zahlungsdienstleister

Security Profiles

Beschreibung	Änderungen an der Implementierung der security profiles (TLS-Verbindung, Cipher suites, Authentifizierung, Zertifikate)
Beispiel	Cipher suite TLS_DHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA256 wurde inaktiviert und kann nicht mehr für die TLS-Verbindungen verwendet werden
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber

Zahlungsterminals

Beschreibung	Hinweis über die lokal integrierbaren Zahlungsterminals und deren mit der aktuellen Firmwareversion der Ladestation freigetestete Firmwareversion
Beispiel	**Zahlungsterminalhersteller:** ABC **Modell:** 123 **Kompatible Firmwareversionen:** 1.2.3, 1.2.5, 2.1.0
Relevante Beitragsleister	Reseller, CPO, Backendbetreiber, Installateur, Zahlungsterminalhersteller, Zahlungsdienstleister

Durchgeführte Tests

Beschreibung	Auflistung, welche Testfallmengengerüste aus Kapitel 1 abgetestet wurden, inklusive Ergebnis und ggf. Maßnahme. Dadurch kann jeder Beitragsleister den eigenen Testumfang besser eingrenzen und nötige Testfälle für die eigene Freigabe definieren.
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber, HEMS-Anbieter, Anbieter eines externen Lastmanagements

Individuelle OCPP-Implementierungen

Beschreibung	Einführung und Änderungen von stationsspezifischen OCPP-Implementierungen
Beispiel	Implementierung der DataTransfer Message nach der OCPP 1.6 California Extension, um Preisinformationen mit dem Backend auszutauschen
Relevante Beitragsleister	CPO, Backendbetreiber

Einem (Major-)Firmwarerelease sollte immer eine vollständige Testschleife vorausgegangen sein. Es empfiehlt sich für den Ladestationshersteller deshalb, eine Testumgebung mit relevanten Beitragsleistern aufzubauen und in Zusammenarbeit Wechselwirkungen von Hardware, Firmware und Features zu testen. Es sollten die Testfallmengengerüste aus Kapitel 1 herangezogen werden.

Backendbetreiber einer Ladestation

Die Rolle des Backendbetreibers ist oft vereinigt mit der Rolle des CPOs. Sind beide Rollen auf zwei Organisationen aufgeteilt, ergeben sich weitere Punkte, die im Abschnitt „CPO einer Ladestation“ aufgeführt sind.

Für die Beitragsleister, die in direkter Abhängigkeit vom Backendbetreiber stehen, ist es wichtig, über backendspezifische Informationen zu verfügen.

Freigegebene Ladestationsfirmware

Beschreibung

Transparenz über vom Backendbetreiber im Testing befindliche und freigegebene Ladestationsfirmware, inklusive Durchdringung der zuletzt freigegebenen Ladestationsfirmware der betriebenen Ladestationen. Diese Transparenz bietet mehrere Vorteile:

- Der eMSP kann Performance-Unterschiede von Ladestationen besser einordnen
- Der Installateur weiß, welche Firmware er bei der Inbetriebnahme aufspielen kann
- Der Ladestationshersteller kann bei neu produzierten Ladestationen die jeweils freigegebene Firmware installieren
- Falls der Backendbetreiber und der CPO nicht ein und dieselbe Organisation sind, kann der Standortbetreiber sich auf neue Features und Änderungen rechtzeitig vorbereiten

Beispiel

Hersteller: XYZ

Modell: A

Firmware: 9.3.1

Testing: 01/2026

Freigegeben: 02/2026

Start des Rollouts: 03/2026

Relevante Beitragsleister	eMSP, Standortbetreiber, Roaming-Plattform, Installateur

Durchgeführte Tests

Beschreibung	Auflistung, welche Testfallmengengerüste aus Kapitel 1 abgetestet wurden, inklusive Ergebnis und ggf. Maßnahme. Dadurch kann jeder Beitragsleister den eigenen Testumfang besser eingrenzen und nötige Testfälle für die eigene Freigabe definieren.
Relevante Beitragsleister	Standortbetreiber, HEMS-Anbieter, Anbieter eines externen Lastmanagements

Individuelle OCPP-Implementierungen

Beschreibung	Einführung und Änderungen von stationsspezifischen OCPP-Implementierungen
Beispiel	Implementierung der DataTransfer Message nach der OCPP 1.6 California Extension, um Preisinformationen mit der Ladestation auszutauschen
Relevante Beitragsleister	Standortbetreiber, Ladestationshersteller

Systemübergreifende Funktionen

Beschreibung	Detaillierte Änderungen inklusive vollständiger Implementierungsbeschreibung an systemübergreifenden Features
Beispiel	- Plug & Charge - Lastmanagement

Relevante Beitragsleister	Ladestationshersteller, Standortbetreiber, eMSP, Roaming-Plattform, Reseller, Installateur, OEM, Zertifikatsprovider, HEMS-Anbieter, Anbieter eines externen Lastmanagements, Netzbetreiber, Zahlungsdienstleister

Zahlungsterminals

Beschreibung	Hinweis über die cloud-to-cloud sowie lokal integrierten Zahlungsterminals, die mit dem Backend funktionieren
Beispiel	**Zahlungsterminalhersteller:** ABC **Modell:** 123 **Integration:** Lokal
Relevante Beitragsleister	Reseller, Standortbetreiber, Ladestationshersteller, Installateur, Zahlungsterminalhersteller, Zahlungsdienstleister

Interoperabilitätsschnittstelle

Beschreibung	Information über Änderungen an der Interoperabilitätsschnittstelle
Beispiel	Protokollupdate von OICP 2.3 auf OICP2.4
Relevante Beitragsleister	Roaming-Plattform, eMSP

CPO einer Ladestation

Falls der Backendbetreiber einer Ladestation nicht ein und dieselbe Organisation ist, wie der CPO der Ladestation, ergeben sich hier zusätzlich zu den Punkten unter 10.3.4 weitere Punkte, über die relevante Beitragsleister informiert werden sollten.

Firmwaretesting der Ladestation

Beschreibung	Falls der CPO ein Firmwaretesting durchführt, sollte der Backendbetreiber darüber informiert werden. Führt der Backendbetreiber automatisierte Firmware-Updates durch, kann hierdurch ein ungewolltes Downgrade oder andere Unstimmigkeiten vermieden werden
Beispiel	**Hersteller:** XYZ **Modell:** A **Seriennummer:** 12345 **Firmware:** 9.3.1 **Start des Testings:** 01/2026 **Freigegeben:** 02/2026
Relevante Beitragsleister	Backendbetreiber

Wechsel des Backendbetreibers

Beschreibung	Falls der CPO den Backendbetreiber wechselt, sollten die relevanten eMSPs bzw. Roaming-Plattformen vorzeitig informiert werden, damit Absprachen und Vorkehrungen getroffen werden können
Beispiel	Backendmigration von Backendbetreiber A zu Backendbetreiber B
Relevante Beitragsleister	eMSP, Roaming-Plattform

Roaming-Plattform zu anderen Beitragsleistern

Eine Roaming-Plattform bietet die Schnittstelle zwischen eMSPs und Backendbetreiber. Gibt es Änderungen auf der einen Seite, sollte die jeweils andere Seite informiert werden.

Interoperabilitätsschnittstelle

Beschreibung	Falls ein angebundener eMSP, ein angebundener Backendbetreiber oder die Roaming-Plattform selbst Änderungen an der Interoperabilitätsschnittstelle durchführt, sollten die jeweils anderen relevanten Beitragsleister frühzeitig informiert werden, um unvorhergesehene Fehler zu vermeiden
Beispiel	Protokollupdate von OICP2.3 auf OICP2.4
Relevante Beitragsleister	Backendbetreiber, eMSP

eMSP zu anderen Beitragsleistern

Das eMSP-Backend kann direkt oder indirekt, über eine Roaming-Plattform, mit dem CPMS verbunden sein. Folgende Änderungen sollten kommuniziert werden.

Interoperabilitätsschnittstelle

Beschreibung	Falls ein eMSP Änderungen an der Interoperabilitäts-schnittstelle durchführt, sollten andere relevante Beitragsleister frühzeitig informiert werden, um unvorhergesehene Fehler zu vermeiden
Beispiel	Protokollupdate von OICP2.3 auf OICP2.4
Relevante Beitragsleister	Backendbetreiber, Roaming-Plattform

Zahlungsterminalhersteller zu anderen Beitragsleistern

Für jedes Firmwarerelease sollten zusätzlich zu den unter 11.3 genannten Punkten folgende Informationen zur Verfügung gestellt werden.

Abhängigkeiten der Firmware

Beschreibung	Zu jedem Firmwarerelease sollte deutlich gemacht sein, welche Abhängigkeiten es zum Zahlungsdienstleister und zu Firmwareversionen anderer relevanter Komponenten gibt
Beispiel	**Modell:** 123 **Firmware:** 10.4.1 **Abhängigkeiten:** - Firmware 10.4.1 ist für Terminals, die vom Zahlungsdienstleister XYZ betrieben werden, freigegeben. - Die Firmware 10.4.1 darf nur in Verbindung mit der ServiceApp der Version 1.2.3 betrieben werden.
Relevante Beitragsleister	Backendbetreiber, Standortbetreiber, CPO, Ladestationshersteller

Fahrzeughersteller zu anderen Beitragsleistern

Fahrzeughersteller bringen neue Fahrzeuge auf den Markt oder führen Software-Updates an bestehenden Fahrzeugen durch. Folgende Änderungen sollten kommuniziert werden.

Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation über DIN 70121 oder ISO 15118

Beschreibung	Änderung am für die Kommunikation verwendeten Protokoll oder dessen Version. Erweiterung des gesendeten Inhalts oder Bedarf an erweitertem zu empfangendem Inhalt
Beispiel	Nutzung zusätzlicher Felder im Datenaustausch, um Funktionserweiterung zu ermöglichen
Relevante Beitragsleister	Ladestationshersteller, Backendbetreiber, CPO, Roaming-Plattform, eMSP

Fahrzeug-Identifikation

Beschreibung	Bei Einführung von neuen Fahrzeugen sollte der Fahrzeughersteller Identifikationsmöglichkeiten benennen, sodass andere Beitragsleister eine zielgerichtete Daten- und Fehleranalyse durchführen können
Beispiel	Neuer Kreis von IDs, die nach ISO15118-20 im Feld EVCCID gesendet werden und einer bestimmten Fahrzeuggruppe zugeordnet werden können
Relevante Beitragsleister	Ladestationshersteller, Backendbetreiber, CPO

Einem fahrzeugseitigen Softwarerelease oder der Inverkehrbringung eines neuen Produkts sollte immer eine vollständige Testschleife vorausgegangen sein. Es empfiehlt sich für den Fahrzeughersteller deshalb, eine Testumgebung mit relevanten Beitragsleistern aufzubauen und in Zusammenarbeit Wechselwirkungen von Hardware, Firmware und Features zu testen. Es sollten die Testfallmengengerüste aus Kapitel 1 herangezogen werden.

Präventive Handlungsempfehlungen für CPOs

Ein wirkungsvoller präventiver Ansatz für CPOs beginnt mit einer systematischen und kontinuierlichen Überwachung der Ladeinfrastruktur.

Dazu gehört insbesondere, Ladevorgänge ohne Energieabgabe frühzeitig zu erkennen und deren Ursachen zu kategorisieren, um technische oder kommunikative Fehler proaktiv zu beheben.

Ebenso wichtig ist es, die Reaktionszeiten entlang der gesamten Signalkette zwischen Ladestation und Backend regelmäßig zu messen, da langsame Antwortzeiten häufig zu Abbrüchen und Timeouts führen.

Durch einen regelmäßigen Leistungsvergleich verschiedener Hardware- und Softwarekonfigurationen lassen sich zudem besonders stabile Systeme identifizieren und bevorzugt einsetzen.

Ergänzend empfiehlt sich eine wöchentliche Analyse der eMSP-Performance, um Interoperabilitätsprobleme frühzeitig aufzudecken und zu beheben. Automatisierte Alarmgrenzen für Erfolgsquote, Verfügbarkeit und 0-kWh-Vorgänge stellen sicher, dass kritische Trends sofort sichtbar werden und rechtzeitig Maßnahmen eingeleitet werden können.

Wenn sich Ladestationen auffällig verhalten, sollten sie unmittelbar überprüft werden, bevor EV-Fahrer beeinträchtigt werden.

Im Falle einer Störung sollten sie im POI-System als „nicht verfügbar“ gekennzeichnet werden, um Fehlleitungen zu vermeiden.

Um negative Muster frühzeitig zu erkennen und Techniker gezielt zu entsenden, ist es entscheidend, Kundenfeedback unmittelbar nach dem Ladevorgang abzufragen.

Regelmäßige physische technische Initialisierungen der Ladestecker verhindern ausfallbedingte Verschleißerscheinungen schon im Vorfeld.

Darüber hinaus sollte der Authentifizierungsprozess so gestaltet sein, dass den EV-Fahrern genügend Zeit bleibt, den Vorgang abzuschließen. So lassen sich insbesondere Abbrüche durch Zeitüberschreitungen vermeiden. Klare und verständliche Schritt-für-Schritt-Anleitungen direkt an der Ladestation erleichtern den Ablauf und reduzieren Bedienfehler deutlich.

Zusätzliche Hilfestellungen über QR-Codes ermöglichen direkten Zugang zu FAQs und verringern damit Supportanfragen.

Eine stabile Ladeinfrastruktur setzt außerdem voraus, dass die Firmware und die Backend-Systeme regelmäßig aktualisiert werden und dass neue Softwareversionen grundsätzlich vor dem Rollout gemeinsam mit OEMs und eMSPs getestet werden, um Kompatibilitätsprobleme auszuschließen. [25]

Qualitätsmanagement in der Automobilindustrie

Den aktuellen Stand der veröffentlichten VDA-Bände zum Qualitätsmanagement in der Automobilindustrie finden Sie im Internet unter https://www.vda-qmc.de.

Auf dieser Homepage können Sie auch direkt bestellen.

Bezug:

Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA)

Qualitäts Management Center (QMC)

10117 Berlin, Behrenstr. 35
Telefon +49 (0) 30 89 78 42-235, Telefax +49 (0) 30 89 78 42-605
E-Mail: info@vda-qmc.de, Internet: www.vda-qmc.de

VDA QMC

Verband der Automobilindustrie
Qualitäts-Management-Center