

Abschlussbericht.

Gefahren- und Risikoanalyse von bidirektionalen Energieflüssen im Rahmen der Elektromobilität

Diese dem Arbeitskreis übergebenen Zwischenergebnisse sind noch keine finale Empfehlung, sondern dienen zur Unterstützung der Normungsarbeit bzw. dem Arbeitskreis zur Konsensbildung bezüglich umzusetzender Schutzmaßnahmen.

Verfasst von: Simon Haverkamp, umlaut energy GmbH

Datum: 22.12.2022

Version: 1.1



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Inhalt

1. Einleitung	4
1.1 Allgemeine Projektinformationen	4
1.2 Zielsetzung	5
1.3 Kurzfassung der erzielten Ergebnisse	6
1.4 Übersicht zu den betrachteten Anwendungsfällen	7
2. Grundlegende Betrachtungen	8
2.1 Netz- & Anlagenschutz	8
2.2 Inselnetz Erstellung	9
2.3 Schutzkomponenten & Ausführungen	10
2.4 Fahrzeugseitige Anforderungen	11
3. Risikoanalyse	12
3.1 Usecase 1a: AC galvanisch getrennt - Netzparallelbetrieb	14
3.2 Usecase 1b: AC galvanisch getrennt - Inselnetz	16
3.3 Usecase 2a: AC galvanisch nicht getrennt - Netzparallelbetrieb	17
3.4 Usecase 2b: AC galvanisch nicht getrennt - Inselnetz	18
3.5 Usecase 3a: DC - Netzparallelbetrieb	18
3.6 Usecase 3b: DC – Inselnetz	19
4. Ausblick	21
5. Kontakt	22

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

1. Einleitung

1.1 Allgemeine Projektinformationen

Der vorliegende Bericht beinhaltet die Ergebnisdokumentation zur öffentlichen Ausschreibung zur Durchführung eines Unterauftrags im Rahmen des Vorhabens „ELSTA – Förderung der Elektromobilität durch Standardisierung, Koordination und Stärkung der öffentlichen Wahrnehmung“ mit der Aufgabenstellung „Gefahren- und Risikoanalyse von bidirektionalen Energieflüssen im Rahmen der Elektromobilität“ vom 30.07.2021. Das Projekt wird aus Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie finanziert.

Das Projekt wurde ausgeschrieben von:

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Bereich DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE
Merianstraße 28, 63069 Offenbach

Das Projekt wurde angenommen von:

umlaut energy GmbH
Am Kraftversorgungsturm 3, 52070 Aachen

Das Projekt wurde geleitet von:

Herr Simon Haverkamp
E-Mail: Simon.Haverkamp@umlaut.com
Tel.: +49 151 527 38 721

Die Projektbearbeitung und Berichtserstellung wurde durch weitere umlaut Mitarbeiter unterstützt.

1.2 Zielsetzung

Das Ziel dieses Projekts ist die Ausarbeitung einer Analyse der Gefahren und Risiken im Hinblick auf bidirektionale Energieflüsse aus dem Fahrzeug in das Wechselstromnetz unter Nutzung einer AC- oder DC Ladestation.

Bei der Analyse werden insbesondere der Fehlerstrom-, Überstrom sowie Netz- und Anlagenschutz betrachtet und ggf. unterschiedliche Sicherheitsanforderungen bei der Einspeisung für den Eigenverbrauch oder in das Verteilungsnetz aufgezeigt.

Zudem werden beispielhafte Abhilfemaßnahmen für diejenigen Fälle aufgezeigt, für welche als Ergebnis aus der Risikofolgeanalyse hervorgeht, dass ein nicht hinnehmbares Risiko vorliegt.



1.3 Kurzfassung der erzielten Ergebnisse

Wichtiger Hinweis:

Bei den folgenden dargestellten Ergebnissen handelt es sich um eine Eingabe der Fa. umlaut, die in den entsprechenden Standardisierungsgremien in die Festlegung konkreter normativer Anforderungen eingeht. Es handelt sich nicht um Implementierungsempfehlungen.

Die Risikoanalyse wurde gemäß dem CENELEC-Leitfaden 32 - "Leitfaden für die sicherheitsrelevante Risikobeurteilung und Risikominderung für Niederspannungsbetriebsmittel" durchgeführt. Um sicherzustellen, dass die Analyse alle vernünftigerweise vorhersehbaren Gefahren und Risiken ermittelt und abgedeckt, wurden die aus Sicht der Arbeitsgruppe relevanten Komponenten der Ersatzschaltbilder betrachtet und hinsichtlich ihrer Funktion, möglicher Fehlfunktionen und resultierender Auswirkungen analysiert.

Zusammenfassend lassen sich aus den Analysen die folgenden Kernergebnisse ableiten.

- Für die Mode 3 (AC) Anwendungsfälle muss der Umrichter im Fahrzeug in der Lage sein, jegliche Art von Kurzschluss- und Erdschluss Situationen zu erfassen und abzuschalten.
- Für die Mode 4 (DC) Anwendungsfälle muss der Umrichter in der Ladestation in der Lage sein, jegliche Art von Kurzschluss- und Erdschluss Situationen zu erfassen und abzuschalten.
- Vorhandene Komponenten zwischen Netzanschluss und Batterie müssen für den bidirektionalen Betrieb geeignet sein. Insbesondere betrifft dies die RCDs in den Mode 3 (AC) Anwendungsfällen.
- Der Netz- und Anlagenschutz dient der Netzstabilität und ist eine eigenständige Einheit mit der Aufgabe, die Erzeugungsanlage bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten vom Netz zu trennen. Er kann sowohl am Netzanschlusspunkt als auch in der Ladestation oder im AC Fall im Fahrzeug installiert werden. Sofern er auch die Funktion des Netzkuppelschalters zur Erstellung eines Inselnetzes übernehmen soll, muss er jedoch am Netzanschlusspunkt installiert sein.
- Für den Inselnetzbetrieb bestehen nach VDE-AR-E 2510-2 verschiedene Möglichkeiten hinsichtlich des Erdungssystems (IT- oder TN-System). Daraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen für die nötigen Schutzsysteme.
- Im Inselnetzbetrieb muss eine sichere Kommunikation zwischen Netzkuppelschalter bzw. NA-Schutz und Fahrzeug im Mode 3 (AC) Fall bzw. Ladestation im Mode 4 (DC) Fall bestehen.

1.4 Übersicht zu den betrachteten Anwendungsfällen

Als Ausgangspunkt der Betrachtungen werden die nach heutigem Stand der Technik für Deutschland gültigen Ersatzschaltbilder für unidirektionales Laden in TN-Systemen inklusive der dort vorgeschriebenen Schutzgeräte herangezogen (Abbildung 1).

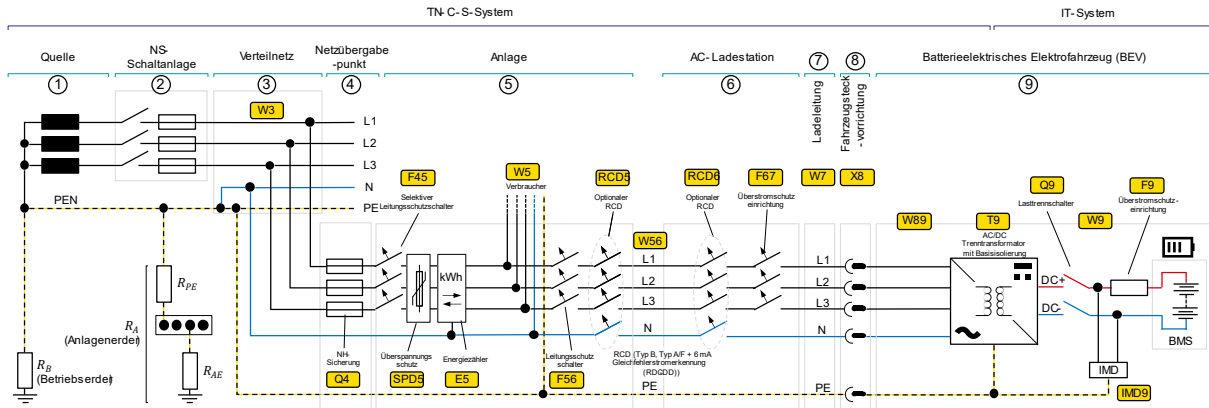


Abbildung 1 - Ersatzschaltbild für unidirektionales Laden in TN-Systemen (Mode 3)

Es werden Mode-3-Laden mit galvanischer Trennung und ohne galvanische Trennung sowie Mode-4-Laden (CCS2) mit galvanischer Trennung betrachtet. Diese 3 Systeme werden für den Netzparallelbetrieb sowie für den Inselnetzbetrieb betrachtet. Die sich daraus ergebenden 6 Anwendungsfälle sind in Abbildung 2 dargestellt.

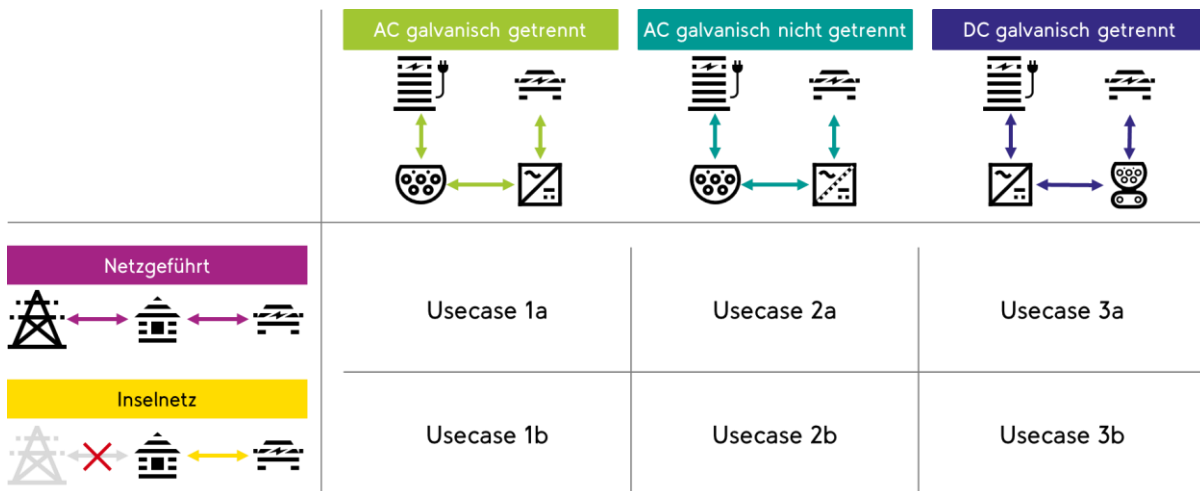


Abbildung 2 - Betrachtete Anwendungsfälle

Es wird der Fall einer einzelnen Ladestation bzw. eines einzelnen Elektrofahrzeugs betrachtet. Mehrere parallele rückspeisefähige Quellen sind nicht Bestandteil der Betrachtung.

2. Grundlegende Betrachtungen

2.1 Netz- & Anlagenschutz

Die Anforderungen an den Netz- & Anlagenschutz (NA-Schutz) sind in der VDE-AR-N 4105 (Abs. 6) definiert. Diese besagt, dass dezentrale Energieerzeugungsanlagen & Speicher mit einem NA-Schutz überwacht werden müssen. Bei Anlagen mit einer Nennleistung von über 30 kVA muss der NA-Schutz am zentralen Zählerplatz angebracht werden. Für Anlagen einer Nennleistung von unter 30 kVA kann der NA-Schutz am zentralen Zählerplatz, dezentral in einer Unterverteilung oder als integrierter NA-Schutz realisiert werden.

Auf den konkreten Anwendungsfall bezogen bedeutet dies, dass der NA-Schutz beispielsweise am Netzanschlusspunkt, in der Verteilung (Zuleitung zur Ladestation), in der Ladestation selbst oder im Elektrofahrzeug (bei AC Anwendungsfällen) installiert werden kann.

Da Grenzwerte teilweise nach Vorgabe vom Netzbetreiber eingestellt werden müssen, ist es notwendig im Falle einer Installation im Fahrzeug entsprechende Parameter zu übermitteln.

Der NA-Schutz greift, wenn Grenzwerte im Netz verletzt werden. Er setzt dies durch trennen der Anlage vom Netz mittels Kuppelschalter um. Dabei beziehen sich die Grenzwerte auf die Einhaltung von Spannungs- und Frequenzgrenzen in Form von Spannungssteigerungsschutz, Spannungsrückgangsschutz, Frequenzsteigerungsschutz und Frequenzrückgangsschutz. Zudem werden Inselnetze erkannt und abgeschaltet.

Kuppelschalter können Schütze oder Leistungsschalter sein. Bei einem speisenden TN-System sind gemäß VDE-ARE-N 4105 nur die Außenleiter zu schalten, bei einem speisenden TT- oder TN-S System ist hingegen allpolig (einschließlich N) abzuschalten. Ein ständiges anliegen einer Steuerspannung stellt sicher, dass selbstständig abgeschaltet wird, wenn diese nicht anliegt. Alternativ kann ein tägliches Ein- und Ausschalten zur Sicherstellung der Funktion des NA-Schutzes erfolgen. Bei Umrichter integriertem NA-Schutz kann auch ein integrierter Kuppelschalter verwendet werden. Sofern die Funktion einer Inselnetzbildung gewünscht ist, muss der Kuppelschalter am Netzanschlusspunkt installiert sein.

Der NA-Schutz muss vor unbefugtem Zugriff beispielsweise durch eine Plombe bzw. ein Passwort für die Softwarezugänge geschützt sein.

Für die Risikobewertung lässt sich festhalten, dass der NA-Schutz nicht der Sicherstellung des Eigenschutzes (Kurzschluss-, Überlastschutz, Schutz gegen elektrischen Schlag) dient.

Er dient dem Netz- & Anlagenschutz und ist eine eigenständige Funktionseinheit mit der Aufgabe, die Erzeugungsanlage bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten vom Netz zu trennen.

2.2 Inselnetz Erstellung

Im Gegensatz zur reinen Netztrennung bei der nach VDE-AR-N 4105 (Abs. 6.4) für TN-Systeme nur die drei Außenleiter zu schalten sind, ist nach VDE-AR-E 2510-2 (Abs. 6.410) ein allpoliges Schalten erforderlich, um ein inselnetzbildendes System herzustellen. Die Erdung bleibt über das äußere Netz bestehen. In Abbildung 3 wird das Trennen des äußeren Netzes durch den Netzkupplerschalter (Q5) dargestellt.

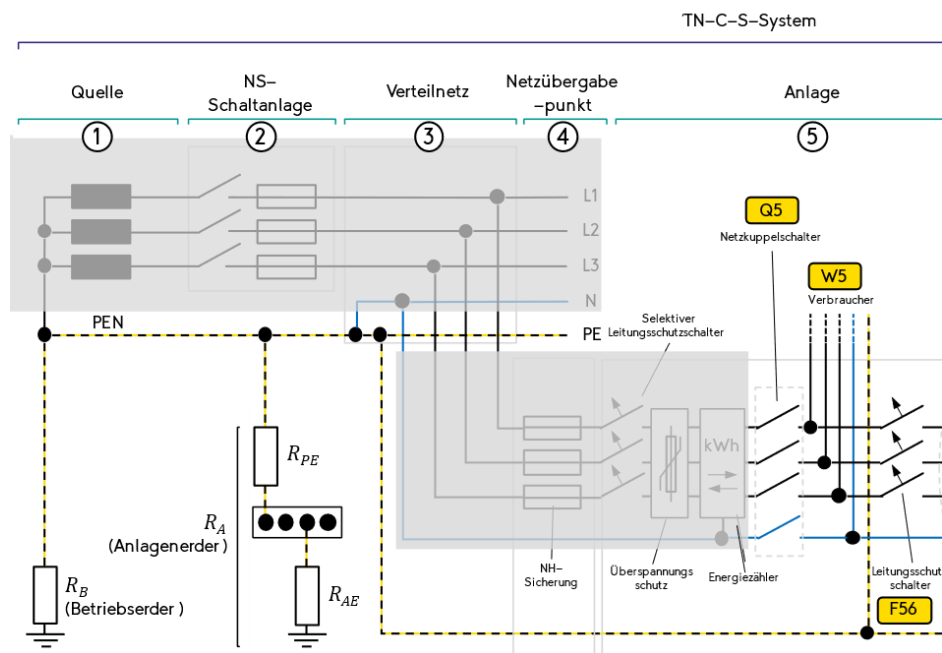


Abbildung 3 - Inselnetzbildung mittels Netzkupplerschalter

Nach dem Trennen des äußeren Netzes ergibt sich ohne weitere Maßnahmen ein isoliertes System (IT-System) im entstehenden Inselnetz. IT-Systeme haben einige Besonderheiten, sodass sichergestellt sein muss, dass die Verbraucher im Inselnetz kompatibel mit dieser Netzform sind. Zudem ist nach VDE-AR-E 2510-2 (Abs. 6.410.2.1) eine Isolationsüberwachung (IMD) als Schutzmaßnahme vorgesehen.

Alternativ kann auch ein TN-System erstellt werden, indem im speisenden Umrichter eine Sternpunktnachbildung mittels Verbindung zwischen Neutralleiter und PE hergestellt wird. Dabei muss sichergestellt sein, dass diese Verbindung nur im Inselnetzbetrieb besteht und vor dem zurückführen in den Netzparallelbetrieb deaktiviert wird.

2.3 Schutzkomponenten & Ausführungen

In der nachfolgenden Tabelle 1 befindet sich eine qualitative Bewertung der wichtigsten aktiven Schutzelemente hinsichtlich ihrer Funktionalität bei umgekehrten Energieflüssen. Hier wird ausschließlich die technische Funktionalität der Komponenten betrachtet, also ob die Komponenten grundsätzlich physisch von der Energieflussrichtung in ihrer Funktion beeinflusst ist. Daraus lässt sich noch nicht ableiten, ob beispielweise ausreichend hohe Kurzschlussströme an einer bestimmten Stelle im Ersatzschaltbild bei umgekehrter Energieflussrichtung überhaupt auftreten können oder ob ein RCD im konkreten Fall einen Fehler sehen kann. Dies ist innerhalb der Risikoanalyse betrachtet. Es gibt für einige Komponenten spezielle Ausführungen, welche nur für eine Energieflussrichtung ausgelegt sind, diese sollten für bidirektionale Anwendungsfälle nicht verwendet werden.

Tabelle 1 - Betrachtung der aktiven Schutzkomponenten

Schutzkomponenten	Einfluss Stromrichtung	Begründung
Fehlerstromschutz (RCD)	RCDs mit beliebiger Einspeiserichtung verfügbar	Messung des Summenstroms der Phasen und N. Einspeiserichtung i.d.R. beliebig. Dies muss für Bidirektionale Energieflüsse vorausgesetzt werden.
Überstromschutz (OCP / MCB)	Keine Beeinträchtigung durch umgekehrte Stromrichtung	Überströme lösen den Schalter durch Elektronmagnetismus oder Erwärmung aus, dies ist unabhängig von der Stromrichtung.
Überspannungsschutz (SPD)	Keine Beeinträchtigung durch umgekehrte Stromrichtung	Beugen Überspannungen durch Blitzschlag mittels Varistoren vor und sind unabhängig vom Betriebsstrom.
Isolationsüberwachung (IMD)	Keine Beeinträchtigung durch umgekehrte Stromrichtung	Überwachen die Isolation mittels überlagerter Messspannung. Das Verfahren ist unabhängig vom Betriebsstrom.

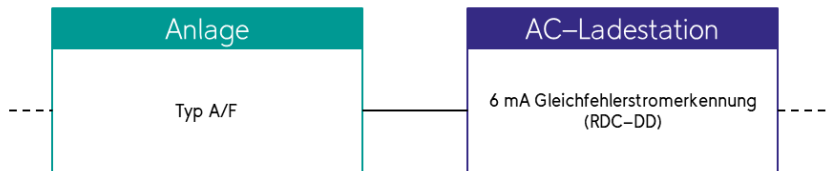
Für die Installation der Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD) gibt es nach VDE 0100-722 (Abs. 531.3.101) verschiedene Möglichkeiten, welche in Abbildung 4 dargestellt sind.

Ein RCD ist bei Steckverbindungen bzw. Endstromkreisen oder Ortsveränderlichen Verbrauchsanlagen erforderlich, nicht aber für den Fehlerschutz von Verteilungsstromkreisen (VDE 0100-722 Abs. 531.3.6).

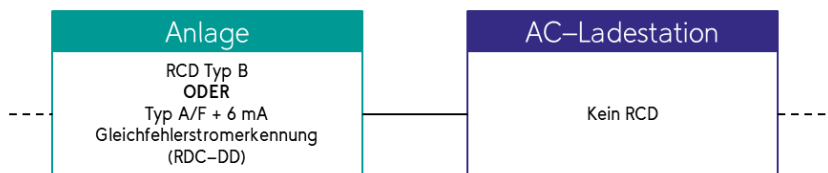
Falsche Kombinationen von RCDs können Fehlauslösungen oder ein Erblinden von (Typ A) RCDs bewirken. Daher dürfen RCDs des Typs B keine RCDs des Typs A vorgeschaltet werden (VDE 0100-530 Abs. 531.3.1).

Zudem besagt VDE 0100-722 (Abs. 712.531.3), dass RCD vom Typ B sein müssen, außer eine galvanische Trennung liegt vor oder EN 62109-1 wird erfüllt und der Hersteller erklärt, dass kein RCD vom Typ B erforderlich ist.

Option 1: RCD in Anlage & AC-Ladestation



Option 2: RCD nur in Anlage



Option 3: RCD nur in AC-Ladestation

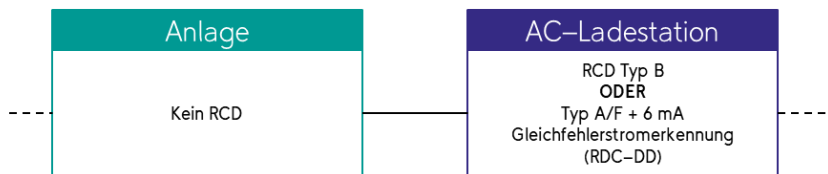


Abbildung 4 - Mögliche Anordnungen für RCDs bei Mode 3 Ladestationen

2.4 Fahrzeugseitige Anforderungen

In der ISO 17409:2020 werden erste Anforderungen für das bidirektionale Laden angedeutet, wiewohl diese bislang noch sehr unspezifisch sind.

Für das AC Laden werden Anforderungen für den Inselnetzbetrieb definiert, für den Netzparallel Betrieb sind diese noch nicht definiert. So muss das Fahrzeug Schutzmaßnahmen gegen Überstrom sowie eine Kurzschlusserkennung im OBC aufweisen. Zudem darf das Fahrzeug nur Leistung an das Netz übertragen, wenn alle Anschlüsse korrekt verbunden sind und die Kommunikation mit der Ladestation die Fähigkeit aller Komponenten für bidirektionales Laden verifiziert hat (Abs. 10.1). Für das DC Laden fordert die Norm, dass das Fahrzeug im (unidirektionalen) DC-Ladeprozess Überstromschutz auch für die externen Komponenten bereithält.

3. Risikoanalyse

Im Rahmen der Projektarbeit gab es tiefgehende Diskussionen im Arbeitskreis um die anzuwendende Methodik bei der Ausarbeitung der Gefahren- und Risikoanalyse. Da es eine Vielzahl verschiedener Methoden und Vorgehensweisen gibt, von denen aber keine explizit für solche Anwendungsfälle gemacht ist, wurde sich darauf verständigt, die Risikoanalyse gemäß dem CENELEC-Leitfaden 32 - "Leitfaden für die sicherheitsrelevante Risikobeurteilung und Risikominderung für Niederspannungsbetriebsmittel" durchzuführen.

Dieser Leitfaden bietet jedoch einen sehr allgemeinen Ansatz und lässt viel Raum für Interpretationen, wie genau die Analyse durchgeführt werden sollte. Die Analyse muss dabei sicherstellen, dass alle vernünftigerweise vorhersehbaren Gefahren und Risiken ermittelt und abgedeckt werden. Dazu werden alle relevanten Komponenten der Ersatzschaltbilder betrachtet und hinsichtlich ihrer Funktion, möglicher Fehlfunktionen und resultierender Auswirkungen analysiert. Dieses Vorgehen kommt dem FMEA-Ansatz nahe. Dabei werden insbesondere alle denkbaren Fehlerfälle auf den einzelnen Leitungsabschnitten betrachtet. Die Ausfallwahrscheinlichkeit der vorhandenen Schutzkomponenten steht nicht im Fokus, sondern die Funktionsfähigkeit der Komponenten bei umgekehrter Energieflussrichtung.

Da es insgesamt sehr viele zu betrachtende Fälle gibt, wird die Analyse in einem dreistufigen Ansatz durchgeführt. Im ersten Schritt werden alle Funktionen der Komponenten ermittelt und daraus mögliche Fehlfunktionen abgeleitet sowie die daraus resultierenden Auswirkungen auf das System erfasst. Somit wird sichergestellt, dass keine gefährlichen Risiken übersehen werden. Da einige Fehler keine kritischen Auswirkungen haben, müssen diese in der eigentlichen Risikoanalyse in Schritt 2 nicht mehr berücksichtigt werden. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn ein Fehler lediglich eine nicht Verfügbarkeit des Systems als Auswirkung hat. Für die als kritisch eingestuft Fehler wird zur systematischen Klassifizierung von Gefahren das in Abbildung 5 dargestellte Risikodiagramm verwendet. Das Risiko wird anhand von drei Elementen bewertet, das Schadensausmaß [S], die Wahrscheinlichkeit / Häufigkeit der Gefährdung sowie die Exposition [F] und die Vermeidungsmöglichkeit [P], woraus sich ein Risikoindex ergibt, der Aufschluss über die Notwendigkeit der Risikominderung gibt.

Im dritten Schritt werden mögliche Maßnahmen zur Risikominimierung untersucht. Hierbei ist anzumerken, dass im Rahmen der Risikoanalyse keine Entwicklungsarbeit zur genauen Umsetzung der Sicherheitsmaßnahme durchgeführt werden kann. Daher wird eine funktionale Beschreibung der Sicherheitsmaßnahme gegeben, an welcher Stelle eine Gefahr zu beseitigen ist und es werden mögliche Lösungsansätze aufgezeigt. Damit ist nicht ausgeschlossen, dass es alternative Möglichkeiten gibt die Gefahr einzudämmen.

Schlussendlich wird das Risiko nach der Umsetzung der Sicherheitsmaßnahme erneut bewertet. Hierbei zeigt sich eine Schwäche der angewendeten Methodik. Da beispielsweise der elektrische Schlag mit dem Schadensausmaß $S=3$ unabhängig von seiner Wahrscheinlichkeit F stets zu einem Risikoindex von 4 oder 5 führt, sind Abhilfe Maßnahmen erforderlich. Wenn durch eine zusätzliche Schutzkomponente der Fehlerfall abgedeckt wird, bleibt das Risiko prinzipiell dennoch der elektrische Schlag, sodass man den Risikoindex nicht unter einen Schwellwert gesenkt bekommt, der akzeptabel ist. Aus diesem Grund wird angenommen, dass die verwendete Abhilfemaßnahme die Schutzfunktion sicherstellt und das resultierende Risiko damit im nächsten Schritt die nicht Verfügbarkeit ist, welche nicht kritisch ist.

CENELEC-Leitfaden 32:2014

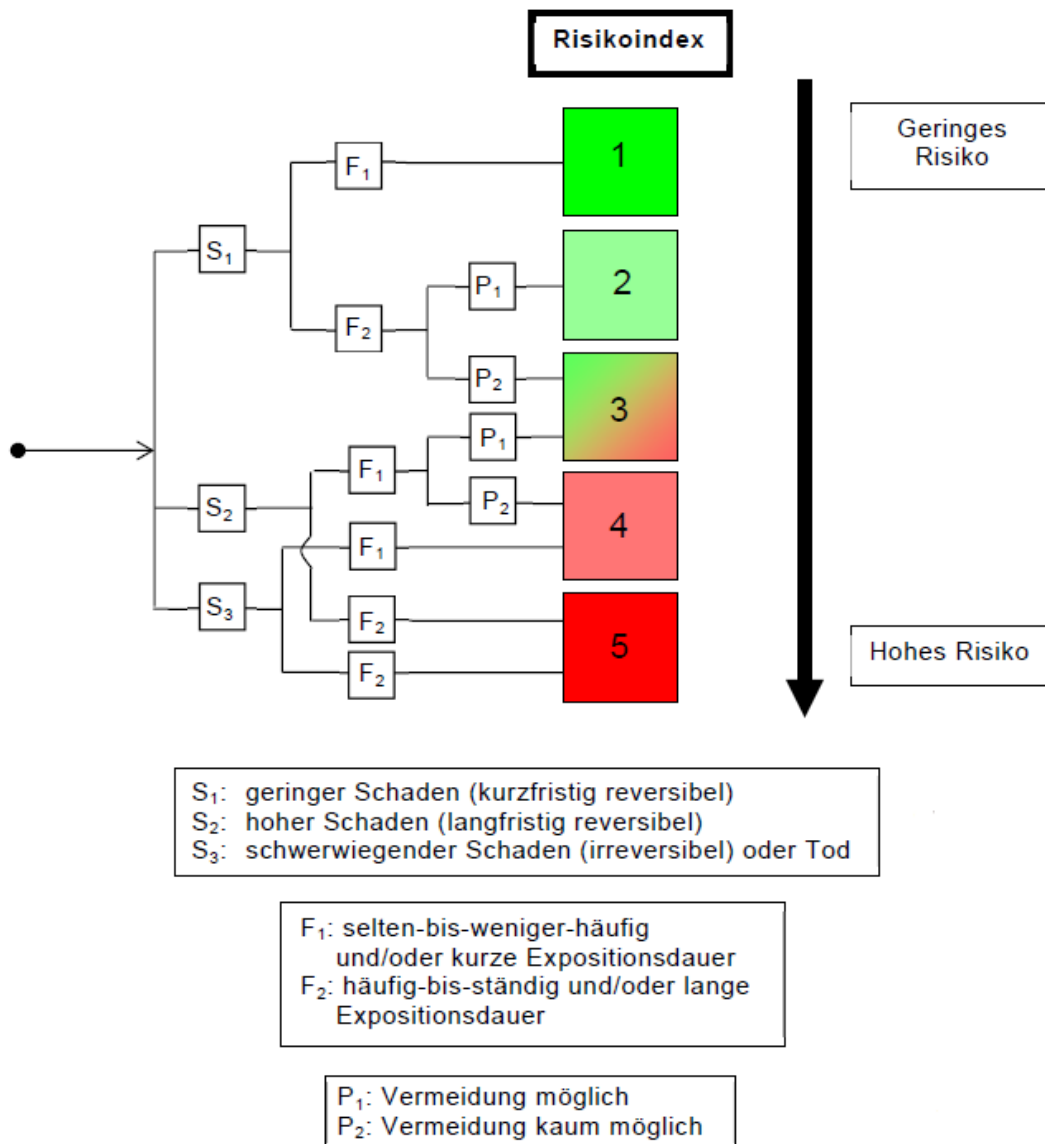


Abbildung 5 – Risikograph

Die vollständige und detaillierte Risikoanalyse ist der entsprechenden Ergebnis Datei zu entnehmen. In den nachfolgenden Abschnitten werden die kritischen bzw. exemplarische Fehlerfälle je Anwendungsfall anhand von Ersatzschaltbildern erläutert. Dies sind je nach Anwendungsfall unterschiedliche Leitungsabschnitte sowie bei den Inselnetz Fällen der Netzkupplerschalter.

3.1 Usecase 1a: AC galvanisch getrennt - Netzparallelbetrieb

Um die Fehlerfälle für den bidirektionalen Fall verständlich zu machen, wird in Abbildung 6 zunächst erläutert, welche Fehlerschleife sich für einen Erdfehler im unidirektionalen Fall ergibt. Angenommen wird ein Erdfehler zwischen L1 und PE auf der Ladeleitung (W7). Im unidirektionalen Fall wird dieser Fehler ausschließlich aus der Quelle (1) gespeist und die Fehlerschleife (rot) durchläuft den oder die RCDs je nach Anordnung (siehe Kapitel 2.3). Der hier in grün hervorgehobene RCD6 erkennt diesen Fehler und schaltet allpolig ab, womit die Gefahr beseitigt ist.

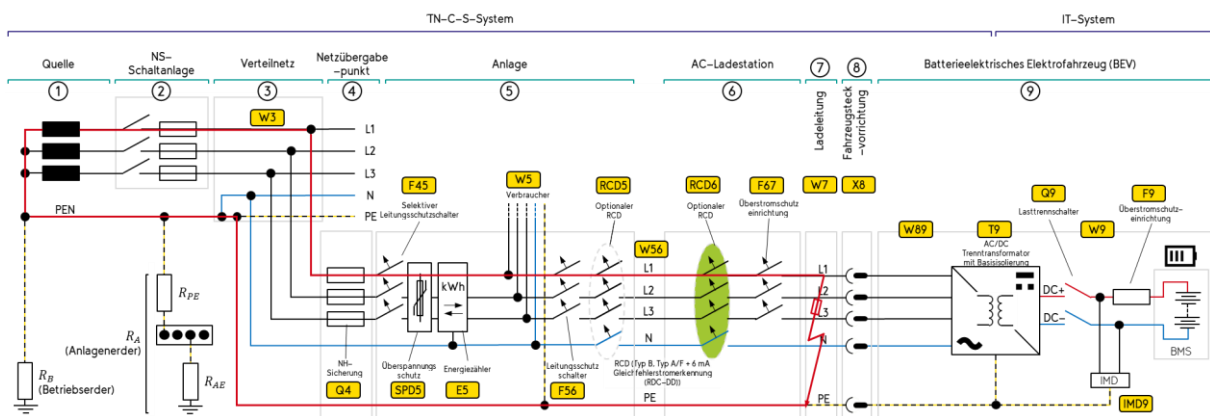


Abbildung 6 - Fehlerschleife Netz - Ladeleitung

In Abbildung 7 ist im Vergleich die Fehlerschleife aufgezeigt, welche sich aus der speisenden Quelle (9) des Umrichters im Elektrofahrzeug ergibt. Die Fehlerschleife führt über die N-PE Brücke im Verteilnetz und durchläuft den RCD rückläufig.

Insgesamt überlagern sich beide Fehlerschleifen in diesem Anwendungsfall, da der Fehler von beiden Quellen gespeist wird. Durch den RCD6 wird das äußere Netz von der fehlerbehafteten Ladeleitung (W7) getrennt. Nachdem dies geschehen ist, sollte das BEV (9) den Fehler zusätzlich erkennen und in einen gesicherten Zustand überführen können, da andernfalls eine fehlerhafte Kopplung L1-PE zurückbliebe, wenngleich dieser Zustand ungefährlich ist.

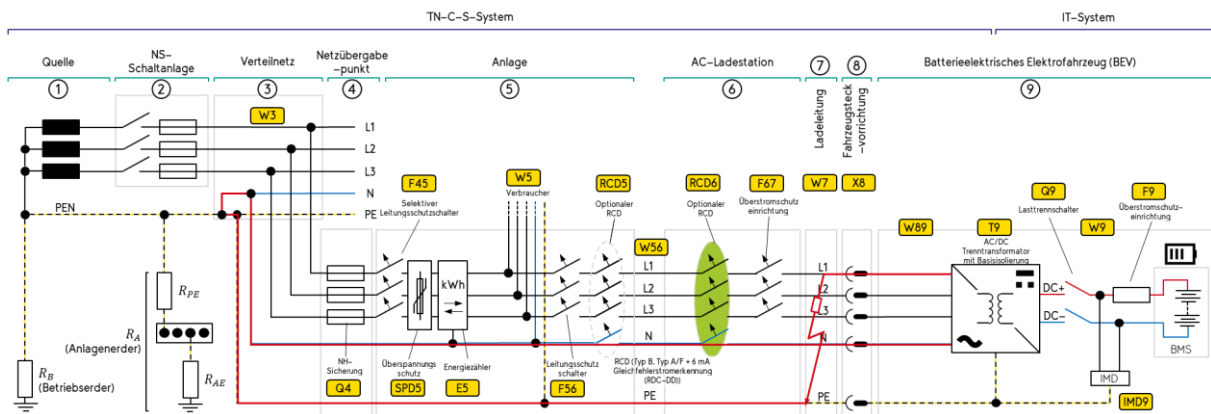


Abbildung 7 - Fehlerschleife BEV - Ladeleitung

Ein Kurzschluss zwischen zwei aktiven Phasen an der Ladeleitung (W7) würde ebenso aus dem Netz (1) und aus dem Fahrzeug Umrichter (T9) gespeist werden. Netzseitig ist der Schutz durch den vorhandenen Überstromschutz gegeben (Fehlerströme in TN-Systemen $\gg 5x I_n$). Fahrzeugseitig muss der Fehler zusätzlich geklärt werden. Da die Leistungs-elektronik im Fahrzeug den Strom auf $1x I_n$ (Kurzschlussfall) begrenzt, muss das Fahrzeug (Umrichter) Überströme erkennen können, z.B. durch eine Unterspannungserkennung.

In Abbildung 8 ist der Fehlerfall dargestellt, dass im weiteren Verlauf der Anlage (W5) ein Erdfehler auftritt. Dies kann zum Beispiel ein beliebiger Endstromkreis in einem Haus sein. Auch hier wird der Fehler vom Netz (1) und vom BEV (9) gespeist, jedoch ist die Stromrichtung am Fehlerort für beide Quellen identisch. Somit werden die vorhandenen Schutzsysteme (hier nicht dargestellt) des Endstromkreises angesprochen und die zusätzliche Einspeisung durch das BEV (9) hat keinen relevanten Einfluss.

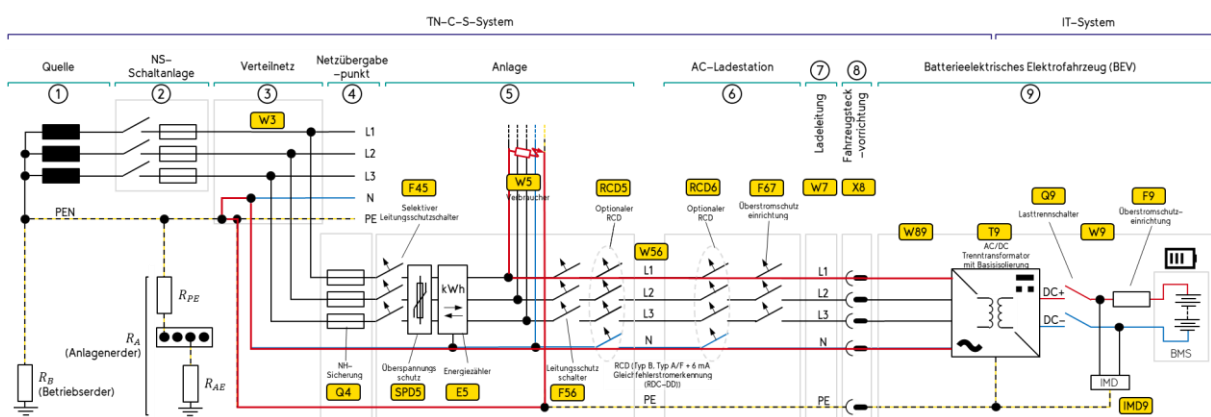


Abbildung 8 - Fehlerschleife BEV - externe Geräte in der Anlage

Der Fall, dass ein Fehler im Verteilnetz auftritt, wird in Abbildung 9 dargestellt. Auch hier wird der Fehler aus der Quelle (1) und dem BEV (9) gespeist. Die netzseitige Fehlerklärung ist in dieser Analyse nicht Gegenstand der Betrachtung, jedoch muss das BEV (9) von der

Fehlerbehafteten Stelle ebenfalls getrennt werden. Die RCD in der Anlage können diesen Fehler nicht erkennen, da der Summenstrom dort weiterhin 0 ist. Hier wird als Abhilfemaßnahme der NA-Schutz (Kapitel 2.1) aufgeführt, dessen Inselnetzzerkennung einen solchen Fall abdeckt. Die Verortung des NA-Schutzes ist dabei sowohl am Netzanschlusspunkt, in der Ladestation, als auch im Fahrzeug möglich.

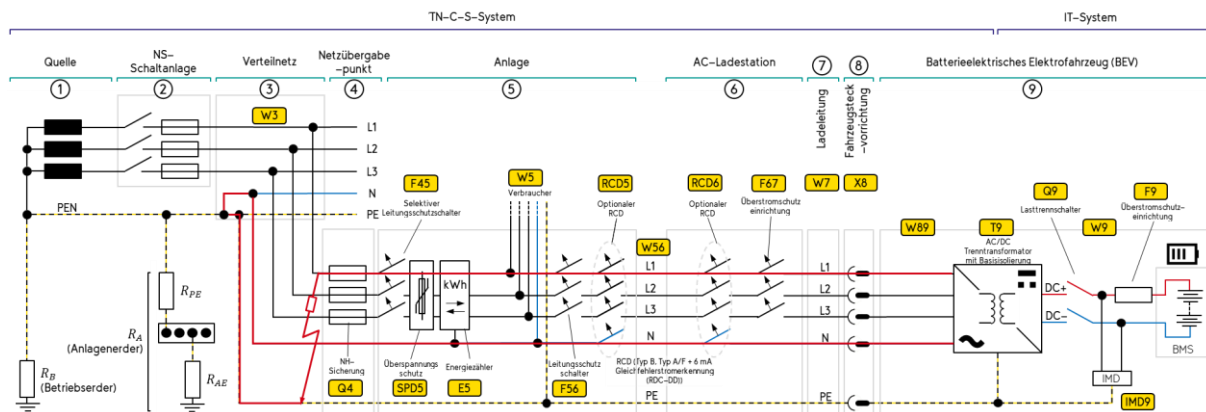


Abbildung 9 - Fehlerschleife BEV – Verteilnetz

Zusammenfassend lässt sich für den Usecase des Mode 3 Ladens bzw. Entladens mit galvanischer Trennung im Netzparallelbetrieb sagen, dass die vorhandenen RCDs im System eine beidseitige Einspeiserichtung zulassen müssen. Darüber hinaus muss der Umrichter im Fahrzeug in der Lage sein, jegliche Art von Kurzschluss- und Erdschluss Situationen zu erfassen und abzuschalten. Zudem ist ein entsprechender Netz- und Anlagenschutz vorzusehen, wobei dessen Positionierung für diesen Anwendungsfall keine Auswirkung auf seine Funktion hat. Ob die vom Fahrzeug eingespeiste Leistung direkt in der Anlage genutzt wird oder ein Lastfluss in das Verteilnetz stattfindet, hat auf die Risikobewertung keinen Einfluss.

3.2 Usecase 1b: AC galvanisch getrennt - Inselnetz

Wie in Kapitel 2.2 erläutert, kann ein Inselnetz mit zwei unterschiedlichen Erdungssystemen realisiert werden. In beiden Fällen ist ein Netzkuppschalter zum Trennen des äußeren Netzes erforderlich. Ebenso werden Kurzschlüsse zwischen zwei aktiven Phasen in beiden Varianten ausschließlich vom Umrichter (T9) des BEV (9) gespeist, welcher in der Regel keine ausreichende Kurzschlussleistung bereitstellen kann, um den Überstromschutz von Endstromkreisen auszulösen. Daher muss der Umrichter ebenso wie in Usecase 1a solche Kurzschlüsse erfassen und abschalten können.

Für Erdfehler unterscheiden sich die beiden potenziellen Varianten des Erdungssystems allerdings stark voneinander.

Variante 1 beschreibt den Fall, dass über den Kuppelschalter hinaus keine weiteren Änderungen vorgenommen werden, sodass ein isoliertes IT-System entsteht. In einem solchen System führen 1-polige Erdfehler zu keiner geschlossenen Fehlerschleife und sind somit unkritisch. Die Fehlerhafte Situation sollte aber dennoch erkannt und behoben werden. Dies ist mit einem AC-seitigem IMD im Fahrzeug möglich, welcher den mit dem Erdfehler einhergehende Rückgang der Isolation erkennen kann. Das resultierende Ersatzschaltbild mit der entsprechenden IMD Messschleife für einen Fehler in der Anlage (5) ist in Abbildung 10 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass der AC-Seitige IMD nur im Inselnetz Fall zugeschaltet werden darf. Um dies zu gewährleisten ist eine sichere Kommunikation mit dem Netzkuppelschalter bzw. NA-Schutz erforderlich.

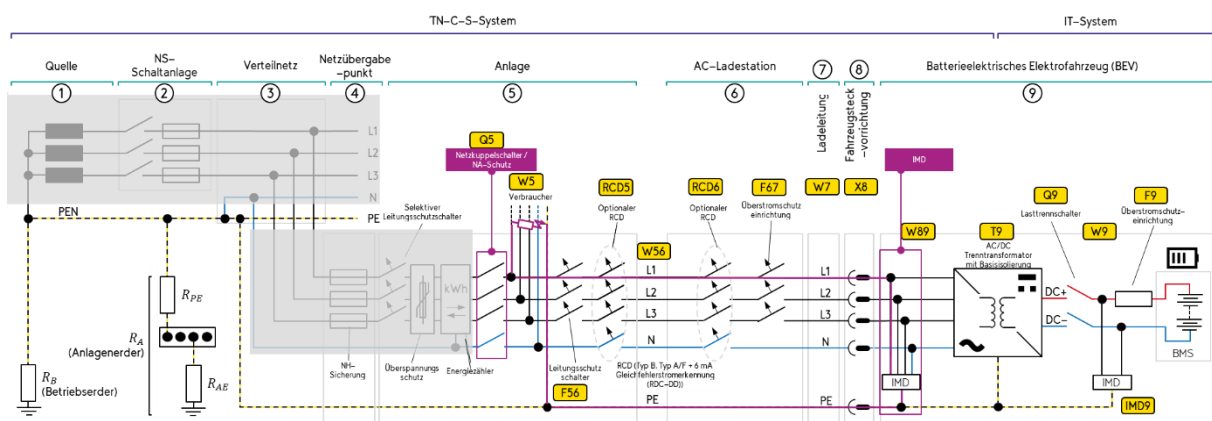


Abbildung 10 - Inselnetz im IT-System - Messschleife IMD

Variante 2 beschreibt den Fall, dass durch Herstellung eines zentralen Erdungspunktes (z.B. Sternpunktbrücke (N-PE) im Fahrzeug Umrichter (T9)) das Inselnetz wieder in ein geerdetes System überführt wird. Hierbei ist zu beachten, dass diese Brücke nur im Inselnetz Fall zugeschaltet werden darf. Um dies zu gewährleisten ist eine sichere Kommunikation mit dem Netzkuppelschalter bzw. NA-Schutz erforderlich.

Bei 1-poligen Erdfehlern kann sich in dieser Variante eine Fehlerschleife zur Quelle, hier also dem Fahrzeug Umrichter (T9) schließen. Dies hat den Vorteil, dass vorhandene RCDs in der Anlage ihre Funktion beibehalten. Zusätzlich muss das Fahrzeug (Umrichter) Erdschlüsse erkennen können, beispielsweise indem ein für bidirektionale Energieflüsse geeigneter RCM verbaut wird, da andernfalls die Ladeleitung nicht geschützt wäre.

3.3 Usecase 2a: AC galvanisch nicht getrennt - Netzparallelbetrieb

Der Anwendungsfall unterscheidet sich gegenüber dem Usecase 1a mit galvanischer Trennung nur innerhalb des BEV (9). Außerhalb des Fahrzeugs ist das Fehlerverhalten identisch zum

Seite 17/23

galvanisch getrennten Fall. Auch ohne die galvanische Trennung können sich Fehlerschleifen nicht zum Fahrzeug schließen (Verstärkte Isolierung des Kontrollmoduls & PFC, möglicherweise kleine Ströme über Ableitkapazitäten). Es wird darauf hingewiesen, dass der Anwendungsfall normativ nicht eindeutig beschrieben ist und somit unterschiedliche Ausführungen denkbar sind. Es ist eine Reihe an Komponenten im Fahrzeug zu erwarten, die für Schutzfunktionalitäten vorgesehen sind. Diese sind in Abbildung 11 in Form des Kontrollmoduls (Q89) dargestellt und müssen entsprechende Sicherheitsstufen erfüllen. Ein Versagen der Schutzkomponenten selbst wird im Rahmen dieser Analyse nicht betrachtet.

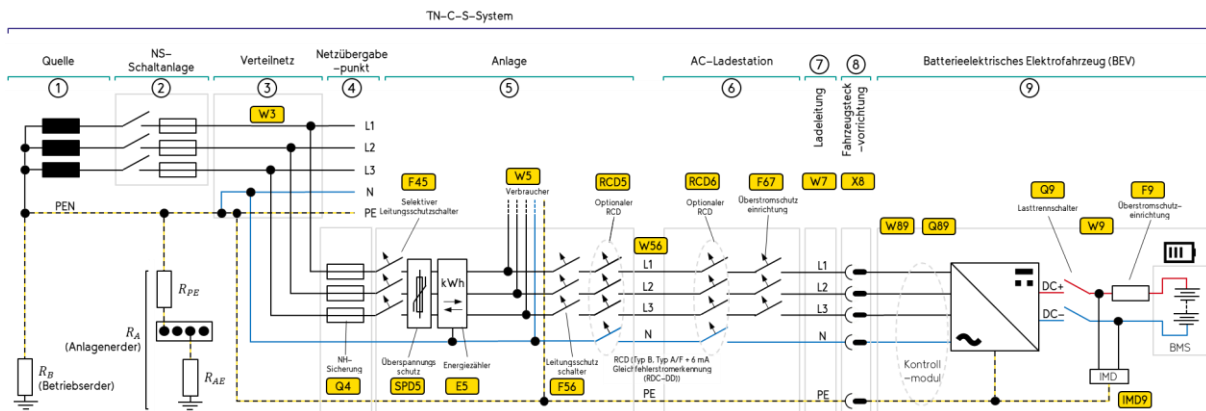


Abbildung 11 - Ersatzschaltbild für galvanisch nicht getrennten Fall im Netzparallelbetrieb

3.4 Usecase 2b: AC galvanisch nicht getrennt - Inselnetz

Ebenso wie der Usecase 2a unterscheidet sich dieser Anwendungsfall gegenüber dem Usecase 1b mit galvanischer Trennung nur innerhalb des BEV (9). Außerhalb des Fahrzeugs ist das Fehlerverhalten identisch zum galvanisch getrennten Fall. Je nach Aufbau des Systems ist es ggf. möglich den auf der DC-Seite des Fahrzeugs verbauten IMD zur Überwachung des Inselnetzes zu nutzen, sofern sich hier für die IT-System Variante entschieden wird.

3.5 Usecase 3a: DC - Netzparallelbetrieb

Der wesentliche Unterschied der DC Anwendungsfälle zu den AC Anwendungsfällen ist, dass sich der Umrichter in der Ladestation statt im Fahrzeug befindet. Da der Umrichter aus Netz Sicht die Quelle bzw. den Generator darstellt, fallen die meisten Anforderungen auf ihn ab. Damit einhergehend ist der Umrichter fest an das Netz angeschlossen und nicht beweglich. Die Ladeleitung ist teil des IT-Systems und somit handelt es sich aus Netz Sicht nicht mehr um ein steckbares oder bewegliches System.

Für die Betrachtung der verbleibenden potenziellen Fehlerfälle im AC Teil des Ersatzschaltbildes ergibt sich somit das gleiche Bild wie für die AC Anwendungsfälle. Im Kurzschlussfall muss der Umrichter (T6) der Ladestation nach netzseitiger Trennung den Überstrom erkennen können, beispielsweise durch eine Unterspannungserkennung. Aufgrund der festen Verdrahtung der Ladestation (6) sind RCDs in der Zuleitung von DC Ladestationen nicht zwingend erforderlich. Im Falle von Erdschlüssen sollte die Ladestation den Fehler daher zusätzlich erkennen und in einen gesicherten Zustand überführen können, da auch nach netzseitiger Trennung eine fehlerhafte Kopplung L1-PE zurückbleibt. Da sich keine Fehlerschleife zum Umrichter schließen kann, ist dieser Zustand allerdings nicht kritisch.

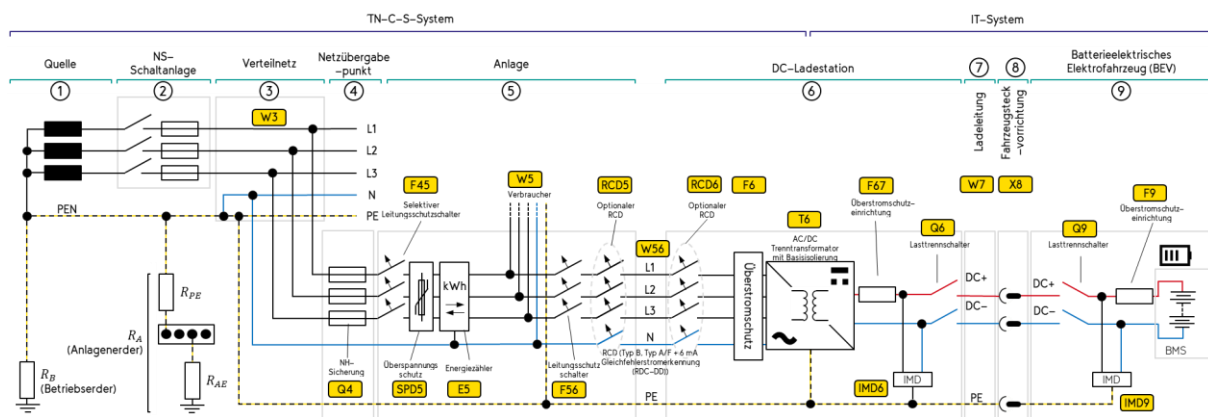


Abbildung 12 - Ersatzschaltbild des DC Systems im Netzparallelbetrieb

Auf der DC Seite, im Ersatzschaltbild rechts vom Umrichter (T6) ergeben sich durch den bidirektionalen Anwendungsfall gegenüber dem unidirektionalen keine gravierenden Änderungen. Es muss sichergestellt sein, dass die verbauten Komponenten für den bidirektionalen Betrieb ausgelegt sind.

3.6 Usecase 3b: DC – Inselnetz

Im Inselnetzfall sind die notwendigen Anpassungen ebenfalls identisch zu den AC Fällen. Die Kommunikation zwischen Netzschalter bzw. NA-Schutz und Ladestation ist hier allerdings leichter umsetzbar, da das Ladekabel nicht dazwischen liegt. Die DC Seite des Systems bzw. dort mögliche Fehlerfälle sind im Netzparallel- und Inselnetz Anwendungsfall identisch.

Zusammenfassend lässt sich für den Usecase des Mode 4 Ladens bzw. Entladens mit galvanischer Trennung im Netzparallel- und Inselnetzbetrieb sagen, dass der Umrichter in der Ladestation in der Lage sein muss, jegliche Art von Kurzschluss- und Erdschluss Situationen zu erfassen und abzuschalten. Zudem ist ein entsprechender Netz- und Anlagenschutz vorzusehen, wobei dessen Positionierung am Netzanschlusspunkt oder in der Ladestation keine Auswirkung auf seine Funktion hat. Sofern der Netzkuppelschalter aber auch zu Erstellung des Inselnetzes mitgenutzt werden soll, muss der NA-Schutz am Netzanschlusspunkt installiert sein. Ob die von der Ladestation eingespeiste Leistung direkt in der Anlage genutzt wird oder ein Lastfluss in das Verteilnetz stattfindet, hat auf das Verhalten im Fehlerfall und damit auf die Risikobewertung keinen Einfluss.

4. Ausblick

Im Zuge der Ausarbeitung sind einige Themen aufgekommen, die über den Projektumfang hinausgehen.

Andere Netzformen (TT-System, IT-System)

Die Ausarbeitungen beziehen sich auf die in Deutschland üblichen Voraussetzungen. Da Fahrzeuge aber auch über Grenzen fahren können und um international konsensfähige Lösungen zu finden, müssen auch die in anderen Ländern üblichen Erdungssysteme wie TT-Systeme (z.B. Italien) und IT-Systeme (z.B. Norwegen) berücksichtigt werden.

Einstellen von Netzparametern

Erzeugungsanlagen müssen gewisse Parameter erfüllen, um an einem Netzanschlusspunkt in das Niederspannungsnetz einspeisen zu dürfen. Diese sind nicht nur abhängig vom jeweiligen Land unterschiedlich, sondern können auch von Netzbetreiber zu Netzbetreiber oder sogar in Abhängigkeit davon, ob der Ladepunkt über einen Niederspannungs- oder Mittelspannungsvertrag angeschlossen ist, variieren. Während dies für fest angeschlossene DC-Ladestationen bei der Inbetriebnahme eingestellt werden könnte, muss für die Mode 3 (AC) Anwendungsfälle noch eine Lösung zur korrekten Parametrierung gefunden werden.

Inselnetzbetrieb im Blackout Fall

Ein relevanter Anwendungsfall für das bidirektionale Laden ist die Möglichkeit, die Fahrzeugbatterie als Notstromaggregat nutzen zu können, wenn das äußere Versorgungsnetz nicht verfügbar ist. Ohne das äußere Netz ist allerdings auch die Kommunikation mit der Ladestation nicht möglich, sodass der Inselnetzbetrieb nicht aufgebaut werden kann. Neben der naheliegendsten Lösung einen Batteriespeicher in die Ladestation zur Aufrechterhaltung der Kommunikation einzubauen, sind weitere Möglichkeiten denkbar.

Netzaufbau bei mehreren parallelen Erzeugungsanlagen im Inselnetzbetrieb

Bislang wurde nur der Fall eines einzelnen Fahrzeugs, welches das Inselnetz versorgt betrachtet. Sobald es mehr als eine Erzeugungsanlage, als beispielsweise zwei Fahrzeuge oder zusätzlich eine PV-Anlage im System gibt, müssen diese koordiniert agieren. Ein Regelwerk, welches diesen Fall klar definiert muss noch erschaffen werden.

Kommunikation zwischen Fahrzeug und Kuppelschalter für Inselbetrieb

Wie in der Analyse aufgezeigt wird, bedarf es für den Inselnetzbetrieb einer sicheren Kommunikation zwischen Netzkuppelschalter und Fahrzeug. Wie eine solche Kommunikation zu realisieren wäre ist derzeit noch nicht definiert.

Konkrete Implementierung der Sicherheitsmaßnahmen

In der Risikoanalyse wird vielfach eine funktionale Beschreibung von Sicherheitsmaßnahmen gegeben. Eine konkrete Umsetzung dieser Funktionalitäten obliegt den Entwicklungsfreiheiten der Hersteller.

5. Kontakt



Simon Haverkamp

Projektleiter, Hardware & Technology Lead

Tel: +49 151 527 38 721

E-Mail: Simon.Haverkamp@umlaut.com



Felix Franzen

Test & Validation Unit Lead

Tel: +49 151 234 23 816

E-Mail: Felix.Franzen@umlaut.com



umlaut energy GmbH
Am Kraftversorgungsturm 3
52070 Aachen
Deutschland

Office Berlin: Leipziger Platz 16, 10117 Berlin
Office Hamburg: Glockengießerwall 26, 20095 Hamburg
Office Munich: Wilhelm-Wagenfeld-Straße 26-30, 80807 München
Test Center: Hüttenstraße 5, 52068 Aachen

Wir sind ISO 9001:2015 und ISO 27001:2013 zertifiziert.

Geschäftsführer
Dr. Christian Hille, Jonas Kampik

Bankverbindung
Bank: Commerzbank Aachen
IBAN: DE68 3908 0005 0208 0205 00
BIC: DRESDEFF390

Steuer-/Rechtsregistrierung
Steuernummer: 201/5938/4023
USt-ID: DE 288153523
Aachen HRB 17961

Internet
www.umlaut.com