

Ein Beitrag zur Systematisierung und Weiterentwicklung der Stellwerks-Energieversorgung

von der Fakultät Verkehrswissenschaften "Friedrich List"
der Technischen Universität Dresden

genehmigte DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktoringenieur
(Dr.-Ing.)**

eingereicht am 09. Januar 2015

verteidigt am 28. Oktober 2015

von

Dipl.-Ing. Michael Kunze

geboren am 30. November 1984

in Räckelwitz

Promotionskommission:

Prof. Dr.-Ing. Oliver Michler (TU Dresden, Vorsitzender)

Prof. Dr.-Ing. Jochen Trinckauf (TU Dresden, Betreuer und 1. Gutachter)

Prof. Dr.-Ing. Arnd Stephan (TU Dresden, 2. Gutachter)

Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Fengler (TU Dresden)

Prof. Dr.-Ing. Rainer König (TU Dresden)

Autorenreferat

Wegen ihrer großen Bedeutung für die Verfügbarkeit der Stellwerke thematisiert die vorliegende Arbeit den Teilbereich der Energieversorgungsanlagen von Stellwerken. Ausgehend von aktuellen Fragestellungen werden neun Forschungsfragen definiert. Zunächst werden die Grundlagen sowie der Forschungsstand im Bereich der Energieversorgung untersucht. Anschließend erfolgt eine Analyse der historischen Entwicklung der Energieversorgung in der Stellwerkstechnik auf Grundlage einer umfangreichen Literaturrecherche. Darauf folgend werden aktuelle und zukünftige Entwicklungen auf diesem Gebiet untersucht. Im Hauptteil der Arbeit erfolgt eine Fokussierung auf die Energieversorgung von Relaisstellwerken. Die derzeit eingesetzten Anlagen werden hinsichtlich Technik, Altersstruktur und Zustand nebst Störungen analysiert. Dazu werden umfangreiche statistische Auswertungen vorgenommen. Im Anschluss wird ein universelles Erneuerungskonzept zur Ausrüstung der vorhandenen Stellwerke mit modernen Energieversorgungsanlagen vorgestellt. Durch die Untersuchung von Entscheidungskriterien wird ermittelt, wann unterschiedliche Erneuerungsvarianten eingesetzt werden sollten. In einer Lebenszykluskostenrechnung (LCC) mit anschließender Wirtschaftlichkeitsrechnung (WKR) werden diese Umbauvarianten monetär bewertet und miteinander verglichen.

Bibliografischer Nachweis

Kunze, Michael

Ein Beitrag zur Systematisierung und Weiterentwicklung der Stellwerks-Energieversorgung

Technische Universität Dresden, Fakultät Verkehrswissenschaften „Friedrich List“,
Professur für Verkehrssicherungstechnik

Dissertation 2015

Anzahl der Seiten:	252
Anzahl der Abbildungen:	163
Anzahl der Tabellen:	33
Anzahl der Quellenangaben:	228
Anzahl der Anhänge:	18
Anzahl der Anlagen:	5

Abstract

Due to its importance for the availability of interlockings, this PhD thesis focuses on the part of the interlockings power supply systems. Based on current issues, nine research questions are defined. First, the basics as well as the present state of the art in research and technology in the field of power supply are examined. This is followed by an analysis of the historical development of interlocking power supply systems based on a substantial literature research. Subsequently, the current and future key developments in this field are investigated. The main part of the work focuses on power supply systems of relay interlockings. The systems currently used are analysed regarding technology, aging and present condition as well as incidents. For that purpose comprehensive statistical evaluations are conducted. After that, a universal concept for replacement of old power supplies by state-of-the-art technology in existing interlocking systems is presented. By studying decision-making-criteria, the appropriate application of different renewal variants is determined. In a life-cycle-costing (LCC) and follow-up cost effective analysis (WKR) the different variants are evaluated and compared with each other.

Thesen zur wissenschaftlichen Arbeit

1. Die Technologien Brennstoffzelle, Lithium-Batterien und Redox-Flow-Systeme werden zukünftig verstärkt in der Energieversorgung eingesetzt und weiterhin deren hohe Gesamtverfügbarkeit gewährleisten.
2. Die Energieversorgung der Stellwerke entwickelte sich von einfachen Anlagen zur Bereitstellung von Hilfsenergie hin zu komplexen, redundant aufgebauten Anlagen zur Erfüllung verschiedenster Verbraucheranforderungen.
3. Neben der Trennung von Energie- und Datenübertragung sind in künftigen Energieversorgungen effizientere Architekturen nach Stand der Technik mit Anbindung an ein zentrales Diagnosesystem zu erwarten.
4. Die unterschiedlichen Stellwerksbauformen weisen spezielle Spannungs- und Frequenzanforderungen auf, die durch bauformspezifische Wandler bereitgestellt werden müssen.
5. Ein großer Teil der bestehenden Relaisstellwerke nähert sich dem Ende der Nutzungsdauer der Energieversorgungsanlage. Durch die zunehmende Überalterung werden Störungshäufigkeit und Instandhaltungsbedarf ansteigen.
6. Störungen der Energieversorgung in Relaisstellwerken haben mit maximal zwei Gefährdungen pro Jahr nur geringe Auswirkungen auf die Sicherheit des Bahnverkehrs.
7. Die im Kern einheitliche Kompaktenergieversorgung ist modular aufgebaut und ermöglicht die Versorgung unterschiedlicher Stellwerksbauformen über spezielle Schnittstellenmodule.
8. Über ein dreistufiges Verfahren kann anhand einer Vielzahl von Kriterien die optimale Erneuerungsvariante für die Energieversorgung eines Stellwerks ermittelt werden.
9. Mit der Lebenszykluskostenrechnung können die Kosten verschiedener Netzersatz- und Erneuerungsvarianten modelliert werden. Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung ermöglicht die Auswahl von Vorzugsvarianten.

Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Professur für Verkehrssicherungstechnik der Technischen Universität Dresden. Das Interesse am Thema wurde durch mein Wirken in einem Forschungsprojekt zur Erneuerung der Energieversorgung von Relaisstellwerken geweckt.

Bei meinem Doktorvater, Prof. Dr.-Ing. Jochen Trinckauf, möchte ich mich ganz besonders für seine Unterstützung und sein Vertrauen in mich bedanken. Er ermöglichte mir die wissenschaftliche Arbeit an seinem Lehrstuhl und war mir fachlich, methodisch und persönlich ein sehr guter Lehrer. Dafür bin ich ihm außerordentlich dankbar.

Prof. Dr.-Ing. Arnd Stephan danke ich ganz herzlich für sein Interesse an meiner Arbeit, für die fachlichen Hinweise und für die Begutachtung meiner Dissertation.

Außerdem danke ich allen meinen derzeitigen und ehemaligen Kolleginnen und Kollegen an der Professur für Verkehrssicherungstechnik sowie am CERSS Kompetenzzentrum Bahnsicherungstechnik für die vielen fachlichen Diskussionen und persönlichen Freundschaften.

Ich danke auch Herrn Alexander Geis von der DB Netz AG für die langjährige sehr gute Zusammenarbeit im Rahmen des oben genannten Forschungsprojektes.

Für die fachliche Begleitung und die Anregung neuer Ideen danke ich Dr.-Ing. Ulrich Maschek. Auch danke ich ihm, ebenso wie meinem Bruder Matthias und meinen Eltern, für die wertvolle Kommentierung und Prüfung meiner Arbeit.

Ein ganz herzlicher Dank gebührt meiner Frau Daniela. Nur durch ihre Unterstützung und Ermutigung konnte diese Dissertation gelingen. Sie übernahm nicht nur das Korrekturlesen der Arbeit, sondern gab mir auch die notwendigen Freiräume. Dafür hat sie gemeinsam mit unseren Kindern Eleonore, Elmar und Elisabeth oft auf mich verzichten müssen. Ich danke ihnen für die große Geduld und immer wieder neue Motivation!

Bedanken möchte ich mich auch bei meinen Eltern, die mir das Studium des Verkehrsingenieurwesens ermöglichten, ebenso wie bei meinen Schwiegereltern, meiner Familie und meinen Freunden. Sie waren in schwierigen Situationen helfend zur Stelle und haben mich durch viele gemeinsame Gespräche, Unternehmungen und Aufmunterungen durch meine Promotionszeit getragen.

Zuletzt an alle, auch die nicht direkt Genannten: Danke!

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	15
1.1	Bedeutung von Energieversorgungsanlagen	15
1.2	Ausgangssituation in der Eisenbahnsicherungstechnik	16
1.3	Aktueller Handlungsbedarf	18
1.4	Forschungsfragen	19
1.5	Untersuchungsmethodik	20
1.5.1	Abgrenzung des Untersuchungsbereiches	20
1.5.2	Herangehensweise.....	21
2	Forschungsstand Energieversorgung von Stellwerken	23
2.1	Zugang zur Energieversorgung	23
2.1.1	Bahneigene Energieversorgung.....	23
2.1.2	Öffentliche Energieversorgung.....	23
2.1.3	Netzferne Energieversorgung.....	23
2.2	Energieverbraucher mit Bezug zur Stellwerks-EV	24
2.2.1	Netzleittechnik für Fahrleitungsanlagen	24
2.2.2	GSM-R-Funkstationen/TK-Technik	25
2.2.3	Gefahrenmeldeanlagen.....	26
2.2.4	Bahnübergangssicherungsanlagen (BÜSA)	27
2.2.5	Stellwerke	27
2.3	Stand der Technik bei den Energiequellen	28
2.3.1	Verbrennungsmotor.....	28
2.3.2	Fahrleitung.....	31
2.3.3	Brennstoffzelle	31
2.3.4	Photovoltaik.....	34
2.3.5	Windenergie	36
2.3.6	Solarthermie	37
2.3.7	Geothermie	37
2.3.8	Resümee.....	38
2.4	Stand der Technik bei den Energiespeichern	38
2.4.1	Elektrische Speicher	38
2.4.2	Mechanische Speicher	39
2.4.3	Elektrochemische Speicher	41
2.4.4	Resümee.....	48
2.5	Grundlagen der Energieversorgung von Stellwerken	48

2.5.1	Einteilung der EV-Anlage	48
2.5.2	Aufbau.....	51
2.5.3	Verbraucher und Fehlertoleranz	52
2.6	Versorgungssicherheit.....	55
2.6.1	Fehlerquellen.....	55
2.6.2	Kennwerte.....	56
2.6.3	Einflussfaktoren auf Kennwerte.....	58
2.6.4	Ausfallfolgen.....	59
2.6.5	Statistische Daten	63
3	Historische Entwicklung der Stellwerks-Energieversorgung	67
3.1	Allgemeine historische Betrachtung.....	67
3.2	Mechanische Stellwerke.....	68
3.2.1	Mech. Stellwerke ohne elektrisch gesteuerte Außenanlagen	68
3.2.2	Mech. Stellwerke mit elektrisch gesteuerten Außenanlagen.....	70
3.3	Elektromechanische Stellwerke.....	72
3.3.1	Einsatzbedingungen	72
3.3.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	75
3.3.3	Konstruktive Gestaltung	76
3.4	Relaisstellwerke	77
3.4.1	Einsatzbedingungen	77
3.4.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	78
3.4.3	Konstruktive Gestaltung	79
3.5	Elektronische Stellwerke.....	81
3.5.1	Einsatzbedingungen	81
3.5.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	81
3.5.3	Konstruktive Gestaltung	83
3.6	Resümee	84
4	Zukünftige Entwicklungen in der Stellwerks-Energieversorgung.....	85
4.1	Trennung von Energie- und Datenübertragung.....	85
4.1.1	Notwendigkeit einer neuen LST-Architektur	85
4.1.2	Konzept des Datenbus.....	86
4.1.3	Konzepte Energiebus und lokale Energieversorgung	87
4.1.4	Einschätzung	88
4.2	Energie- und Kosteneinsparungspotential.....	88
4.2.1	Bedarfsgerechte Einschaltung der Lichtsignale	89
4.2.2	Verringerung der Batteriereservezeit	90

4.2.3	Einführung von Gleichspannungs-Architekturen	91
4.2.4	Klimatisierung	91
4.2.5	Tarifierung und intelligentes Netz	92
4.3	Technische Innovationen	92
4.3.1	Netzersatz mit Brennstoffzelle	92
4.3.2	Dual-USV	95
4.3.3	Modulare Bauweise (n+1)	95
4.3.4	SPS-Technik in der Energieversorgungs-Schaltanlage	96
4.3.5	Ersatz rotierender Maschinen	97
4.4	Netzferne Energieversorgung	98
4.5	Weiterentwicklung der Instandhaltung	99
4.5.1	Methoden der Instandhaltung	99
4.5.2	Einführung eines Diagnosesystems	99
4.5.3	Erhöhung des Präventionsanteils	100
5	Technische Analyse der Energieversorgung bestehender Stellwerke	101
5.1	Stellwerksbauformen Dr I und Dr S	101
5.1.1	Allgemein	101
5.1.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	102
5.1.3	Schalttafel	102
5.1.4	Batterie und Gleichstromversorgung	103
5.1.5	Wandler	103
5.1.6	Meldeeinrichtungen	103
5.1.7	EDr-Technik	103
5.2	Stellwerksbauformen Dr S2 und Dr S2(3)	104
5.2.1	Allgemein	104
5.2.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	104
5.2.3	Schaltfelder	104
5.2.4	Batterie und Gleichstromversorgung	105
5.2.5	Wandler	105
5.2.6	Meldeeinrichtungen	105
5.3	Stellwerksbauformen Sp Dr L20 und Sp Dr L30	106
5.3.1	Allgemein	106
5.3.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	106
5.4	Stellwerksbauformen Sp Dr S57 und Sp Dr S59	106
5.4.1	Allgemein	106
5.4.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	107

5.4.3	Batterie und Gleichstromversorgung	108
5.4.4	Wandler, Meldeeinrichtungen und Selbstblock.....	108
5.5	Stellwerksbauformen Sp Dr L60, Sp Dr S60 und Sp Dr S600	108
5.5.1	Allgemein	108
5.5.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	108
5.5.3	Schaltgestelle	110
5.5.4	Energieverteilergestell.....	111
5.5.5	Batterie und Gleichstromversorgung	112
5.5.6	Wandler.....	114
5.5.7	Meldeeinrichtungen.....	114
5.5.8	Selbstblock und Linienzugbeeinflussung	116
5.6	Stellwerksbauform MC L84.....	116
5.6.1	Allgemein	116
5.6.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	117
5.6.3	Schalt-/ Energieverteilergestell	117
5.6.4	Batterie und Gleichstromversorgung	118
5.6.5	Wandler.....	118
5.6.6	Meldeeinrichtungen und Besonderheiten.....	118
5.7	Stellwerksbauformen GS I/GS II/GS III	119
5.7.1	Allgemein	119
5.7.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	119
5.7.3	Schaltgestelle	121
5.7.4	Energieverteilergestell.....	121
5.7.5	Batterie und Gleichstromversorgung	122
5.7.6	Wandler.....	122
5.7.7	Meldeeinrichtungen.....	122
5.7.8	Automatikblock.....	123
5.8	Stellwerksbauform EZMG	124
5.8.1	Allgemein	124
5.8.2	Aufbau der Energieversorgungsanlage	124
5.8.3	Schaltschrank	125
5.8.4	Batterie und Gleichstromversorgung	125
5.8.5	Wandler.....	125
5.8.6	Meldeeinrichtungen.....	125
6	Bedarfs- und Störungsanalyse der RSTW-EV	126
6.1	Altersstruktur der Energieversorgungsanlagen in RSTW	126

6.1.1	Alterung als Indikator für den Anlagenzustand.....	126
6.1.2	Altersprofile der Energieversorgungsanlagen in RSTW.....	126
6.1.3	Abschätzung der Altersentwicklung.....	128
6.2	Anlagenzustand und Erneuerungsbedarf.....	130
6.2.1	Grundsätzlicher Zustand	130
6.2.2	Schaltanlage	131
6.2.3	Rotierende Maschinen.....	131
6.2.4	Netzersatzaggregate (NEA).....	131
6.2.5	Batterie.....	132
6.2.6	Isolation.....	132
6.2.7	Ersatzteilversorgung	132
6.2.8	Schutzmaßnahmen.....	133
6.2.9	Moralischer Zustand	134
6.2.10	Gesamteinschätzung	134
6.3	Störungsanalyse	136
6.3.1	Störungen.....	136
6.3.2	Auswirkungen auf die Sicherheit	138
6.3.3	Auswirkungen auf Verspätungen	140
7	Erneuerungskonzept universelle Kompaktenergieversorgung für Relaisstellwerke	142
7.1	Grundkonzeption Kompaktenergieversorgung (KEV).....	142
7.1.1	Allgemeine Forderungen	142
7.1.2	Integration in das bestehende Stellwerk.....	143
7.1.3	Generischer Aufbau.....	144
7.2	Module der Kompaktenergieversorgung	145
7.2.1	KEV Netzumschaltmodul (KEV NUM)	145
7.2.2	KEV Standardmodul (KEV SDM)	145
7.2.3	KEV Schnittstellenmodul (KEV SSM)	146
7.2.4	KEV Energieverteilermodul (KEV EVM)	147
7.3	Vorteile des Konzeptes.....	147
8	Methodik zur Entscheidungsfindung bei Erneuerung der Energieversorgungsanlage.....	149
8.1	Alternativen bei Abgängigkeit der Energieversorgung	149
8.1.1	Weiternutzung mit Minimalinstandsetzung.....	149
8.1.2	Durcharbeitung der bestehenden Energieversorgungsanlage.....	150
8.1.3	Erneuerung durch Stellwerkshersteller	151

8.2 Verfahren zur Entscheidungsfindung	151
8.2.1 Entscheidungskriterien	151
8.2.2 Stufe I: Bestandsaufnahme und Ermittlung der LST-Strategie	152
8.2.3 Stufe II: Erfassung des Anlagenzustands.....	153
8.2.4 Stufe III: Inspektion mit Festlegung der Erneuerungsvariante.....	154
8.3 Lebenszykluskostenrechnung (LCC).....	155
8.3.1 Durchführung	155
8.3.2 Annahmen für die Kostenprofile	156
8.3.3 Lebenszykluskostenrechnung für den Netzersatz.....	158
8.3.4 Lebenszykluskostenrechnung für die Erneuerung der EV-Anlage ..	160
8.4 Wirtschaftlichkeitsrechnung (WKR).....	164
8.4.1 Allgemeines.....	164
8.4.2 Berechnung des Kapitalwerts	166
8.4.3 Berechnung der Rendite.....	168
8.4.4 Berechnung der Rückflussdauer.....	169
8.4.5 Sensitivitätsanalyse	170
8.4.6 Fazit der Wirtschaftlichkeitsrechnung	171
9 Ergebnisse	173
9.1 Allgemeine Aspekte	173
9.1.1 Hintergrund und Zielstellung.....	173
9.1.2 Kritische Würdigung der Ergebnisse.....	173
9.1.3 Relevanz und Verwendbarkeit	174
9.2 Systematisierung	175
9.2.1 Forschungsstand	175
9.2.2 Historische Entwicklung	176
9.2.3 Zukünftige Entwicklungen	176
9.2.4 Technikanalyse	177
9.3 Erneuerungskonzept.....	177
9.3.1 Bedarfs- und Störungsanalyse	177
9.3.2 Umsetzung des Erneuerungskonzepts in Pilotanlagen.....	178
9.3.3 Methodik zur Entscheidungsfindung.....	178
9.4 Ansätze für weiterführende Untersuchungen.....	179
Abbildungsverzeichnis	180
Tabellenverzeichnis	184
Abkürzungsverzeichnis	185

Glossar	189
Literaturverzeichnis	191
Anhang	212
A.1: Energieverbraucher mit Bezug zur Stellwerks-Energieversorgung	213
A.2: Stand der Technik bei den Energiequellen	214
A.3: Stand der Technik bei den Energiespeichern	215
A.4: Auswirkungen von Hilfshandlungen auf die Sicherheit	217
A.5: Verspätungsstatistik Relaisstellwerke 1976 – 1984	219
A.6: Europäischer Vergleich Kennwerte Versorgungssicherheit	220
A.7: Abnutzung von Diesel-Netzersatzaggregaten	222
A.8: Störungsstatistik Wuppertal 1968	224
A.9: Störungsstatistik München 1974	225
A.10: Störungsstatistik Signaldienst RSTW 1976 – 1984	226
A.11: Altersprofile deutscher Relaisstellwerke	227
A.12: Statistische Analyse Relaisstellwerksalter 2012	232
A.13: Bauformspezifische KEV Schnittstellenmodule	233
A.14: Kostenstruktur Netzersatzanlagen 15 kVA und 30 kVA	241
A.15: IH-Aufwand Varianten Umbau EV-Anlage 30 kVA	242
A.16: IH-Kosten Varianten Umbau EV-Anlage 30 kVA	243
A.17: IH-Kosten zahlungswirksam ohne Abschreibung	244
A.18: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	245
Anlagen	246

1 Einführung

1.1 Bedeutung von Energieversorgungsanlagen

Elektrische Energieversorgungsanlagen (EV-Anlagen) sind in allen Bereichen des öffentlichen Lebens für die Aufrechterhaltung der Funktionalität der hochtechnisierten Systeme von entscheidender Bedeutung. Sie liefern die elektrische Energie für den Betrieb der elektrischen und elektronischen Systeme rechtzeitig und in der erforderlichen Art¹, Menge und Qualität. Ohne diese Anlagen stehen die Systeme nicht mehr oder nur noch sehr eingeschränkt zur Verfügung. Die Tolerierbarkeit eines Ausfalls wird immer nach dem konkreten Anwendungsfall entschieden.

Die kritischen Infrastrukturen heutiger hochtechnisierter Gesellschaften stellen die Versorgung der Bevölkerung mit lebensnotwendigen Gütern und Dienstleistungen sicher. Zu den betroffenen Sektoren gehört u. a. neben der Wasser-, Nahrungs- und Elektrizitätsversorgung auch der Bereich Transport und Verkehr. In vielen Untersuchungen wurde dabei eine ernstzunehmende Verletzbarkeit dieser Infrastrukturen festgestellt, die im Wesentlichen auf der hohen Versorgungssicherheit beruht. In der Konsequenz bauen technische Systeme und menschliches Verhalten auf dieser relativen Verlässlichkeit auf. Treten dann doch einmal unerwartete Störungen auf, sind die Auswirkungen dramatisch. Dieses Phänomen wird als *Verletzlichkeitsparadox* bezeichnet. Es führt beispielsweise dazu, dass wegen der hohen Versorgungssicherheit in Deutschland ein großflächiger Stromausfall nicht als ernsthaftes Risiko angesehen wird, obwohl die Folgen bereits innerhalb eines Tages dramatisch wären. ([FRNS 2011], S. 16–17)

Zur Vermeidung eines Ausfalles der Energieversorgung müssen besonders bei sicherheitskritischen Anwendungen, z. B. Kernkraftwerke oder Intensivstationen, Maßnahmen zur redundanten Auslegung dieser Energieversorgungsanlagen getroffen werden. Ein Komplettausfall der Energieversorgung muss bei solchen Systemen unbedingt vermieden werden, da sonst unmittelbar Gefahren auftreten, die gesellschaftlich nicht akzeptiert werden.

In einfachen Anwendungen, wie z. B. Haushaltsgeräten, existieren diese hohen Anforderungen nicht. Ein Ausfall der Energieversorgung ist hier nicht sicherheitskritisch sondern wird im Allgemeinen akzeptiert. Da hier keine Redundanzen eingesetzt werden, arbeitet das System für die Zeit des Ausfalls der Energieversorgung nicht mehr. In jedem Fall kommt es daher durch solch einen Ausfall zu einer Verringerung der Systemverfügbarkeit. Bei kritischen Anlagen wie Transportsystemen reicht es demnach nicht aus, nur

¹ z. B. Spannung, Frequenz

das Kriterium Sicherheit zu erfüllen. Hier ist als zusätzliche Anforderung auch eine hohe Verfügbarkeit zu gewährleisten, die maßgebend durch die Energieversorgung bestimmt wird.

1.2 Ausgangssituation in der Eisenbahnsicherungstechnik

Für die Energieversorgung im Eisenbahnverkehr und in der Eisenbahnsicherungstechnik wird darum eine hohe Verfügbarkeit gefordert ([WES 2011b], S. 4). Ein Ausfall der Energieversorgung würde sich hier nicht direkt gefährlich auswirken, da dann die Stellwerke einen sicheren Zustand einnehmen und keine Zugfahrten mehr zugelassen werden. Trotzdem hätte solch ein Ausfall große Betriebsbehinderungen zur Folge und würde auch zu weiteren Folgekosten führen (vor allem durch ausgefallene und verspätete Züge). Sowohl die Kosten als auch die Einschränkungen, die z. B. durch einen Totalausfall eines wichtigen Stellwerks verursacht werden, können gesellschaftlich und betriebswirtschaftlich nicht akzeptiert werden. Indirekt führen Ausfälle der Stellwerke auch zu einer Verringerung der Sicherheit, da dann Verfahren der Rückfallebene (z. B. Fahren auf Befehl) angewendet werden. Diese Verfahren beinhalten meist eine große Anzahl aufeinanderfolgender menschlicher Handlungen, die eine höhere Fehleranfälligkeit gegenüber den technischen Systemen der Sicherungstechnik aufweisen.

Diese und weitere Anforderungen bilden die Grundlage für die Energieversorgung sicherungstechnischer Anlagen – vorwiegend der Stellwerke. Durch die spezielle Ausgestaltung der Energieversorgung mit Netzersatzanlagen, Stellwerksbatterie² und redundanten Komponenten können diese Anforderungen erfüllt werden und eine *unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)* wichtiger Verbraucher gewährleistet werden.

Durch den technischen Fortschritt gibt es heute unterschiedliche Stellwerksgenerationen, die sich noch in Betrieb befinden. Dafür unterscheidet man zwischen folgenden Techniken:

- Mechanisches Stellwerk (mech. Stw),
- Elektromechanisches Stellwerk (emech. Stw),
- Relaisstellwerk (RSTW) und
- Elektronisches Stellwerk (ESTW) bestehend aus der ESTW Zentrale/ Unterzentrale (ESTW-Z/UZ) und den abgesetzten Stellrechnern (ESTW-A).

Jede dieser Stellwerksgeneration stellt ihre eigenen Anforderungen an die Energieversorgung. Durch die Weiterentwicklung der Technik veränderten sich auch der Aufbau

² Sie besteht aus mehreren Sekundärelementen und wird auch als Akkumulator bzw. Akku bezeichnet. Es hat sich jedoch der Begriff Batterie für den Einsatz in der Eisenbahnsicherungstechnik etabliert und soll hier ebenfalls verwendet werden.

und die Struktur der Energieversorgungsanlagen. Diese Entwicklungsschritte werden in dieser Arbeit nachvollzogen und dargestellt (Kapitel 3).

Betrachtet man die aktuelle³ Anlagenstruktur der Stellwerke (Abb. 1-1), ergibt sich folgendes Bild: Für die Energieversorgung ist die Anzahl der Stellwerke maßgebend, da der Großteil eine eigene EV-Anlage besitzt. Obwohl mechanische Stellwerke zum Teil schon 100 Jahre oder älter sind, ist die Anzahl der noch in Betrieb befindlichen Anlagen mit 892 Stück sehr groß. Ebenso gibt es noch 356 elektromechanische Stellwerke im Netz der Deutschen Bahn AG (DB). Der größte Teil der vorhandenen Stellwerke sind Relaisstellwerke (1.652 Anlagen). Bei Neu- bzw. umfangreichen Umbauten werden meist Elektronische Stellwerke gebaut (1.278 ESTW-Z/UZ und ESTW-A).

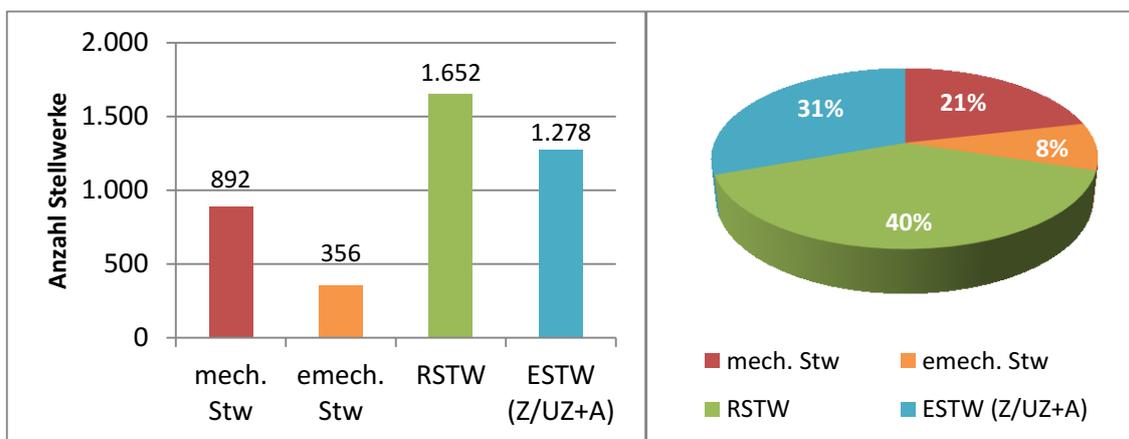


Abb. 1-1: Anteile der Stellwerkstechniken (Daten: [KLE 2014], S. 4)

Den Blick auf die Anteile an gesteuerten Stelleinheiten (STE) zeigt Abb. 1-2.

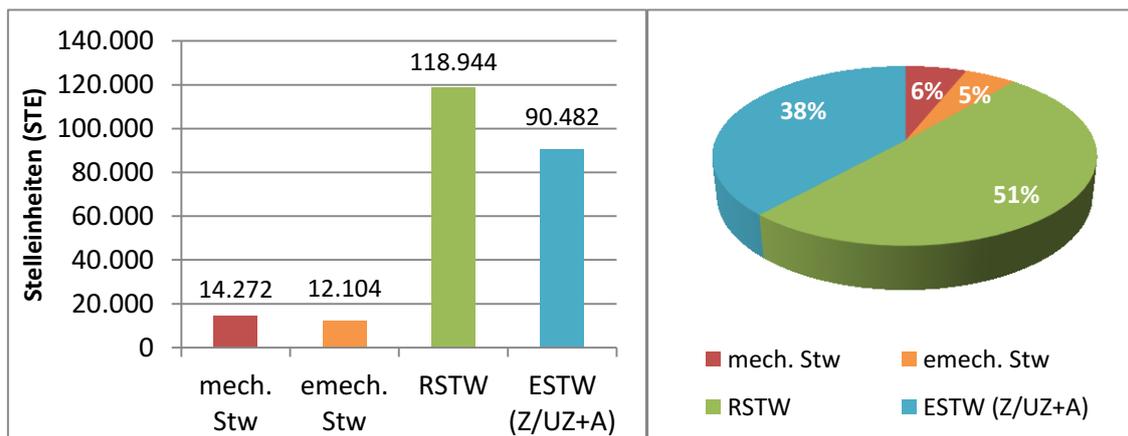


Abb. 1-2: Anzahl STE und Anteile STE der Stellwerkstechniken

³ Datenstand: August 2014 aus Datenbank SAP/R3 Netz, Quelle: [KLE 2014], S. 4

Die Anzahl der STE konnte aus den aus [BRÖ 2013] und [KRA 2013] bekannten Statistiken sowie den Daten aus [KLE 2014] berechnet werden⁴. Sie zeigen eindrucksvoll, dass sich noch viele ältere Stellwerke in Betrieb befinden. Dabei besitzen RSTW und ESTW gemessen an der Anzahl an STE die mit Abstand größte Bedeutung.

1.3 Aktueller Handlungsbedarf

Ein Blick auf die Zahlen aus Abb. 1-1 und Abb. 1-2 offenbart die derzeitige Problematik:

- Mechanische und elektromechanische Stellwerke werden schrittweise durch ESTW ersetzt. An den meisten Hauptverkehrsstrecken und in den bedeutenden Knoten ist der Austausch bereits erfolgt. Dadurch sind die Auswirkungen bei Ausfall der Energieversorgungsanlage nicht so groß wie bei den Gleisbildstellwerken an den Hauptstrecken und in den Knotenbahnhöfen. Daher liegt das Hauptaugenmerk bei diesen Anlagen auf dem Erhalt der Funktionsfähigkeit bis zur Außerbetriebnahme. Umbauten sind oft nur noch begrenzt zulässig.
- Relaisstellwerke wurden überwiegend zwischen 1950 und 1990 in Betrieb genommen. Durch die Zentralisierung der Bedienung ist der Stellbereich dieser Stellwerke größer und es können weit mehr Elemente angesteuert werden als bei den AltbaufORMen. Daher befinden sie sich auch oft an Knoten und stark belasteten Strecken. Alle Abhängigkeiten werden über Relaischaltungen sichergestellt. Ein Ausfall der Energieversorgung hat in diesen Anlagen größere Auswirkungen als bei den kleineren Anlagen der Alttechnik.

Bedingt durch das mittlere Alter von RSTW von ca. 40 Jahren kommt es zu Ausfällen und starker Bauteilalterung in den Energieversorgungsanlagen. Die Anlagen der Sicherungstechnik sind weniger stark belastet und dadurch noch nicht abgängig. Die hochbelasteten EV-Anlagen hingegen sind mit zunehmender Alterung nicht mehr in der Lage die erforderliche Verfügbarkeit zu gewährleisten.

Demgegenüber steht die Feststellung, dass die Relaisstechnik den Maßstab für die Anforderungen an Kosten und die Verfügbarkeit der Stellwerke über den gesamten Lebenszyklus bildet. Sie weist eine Nutzungszeit von ca. 50 Jahren sowie eine hohe Produktivität und Verfügbarkeit auf und ist die Basistechnik für weite Teile der Bestandsanlagen. ([ELBÄ 2010], S. 8)

Durch die demografische Entwicklung erreichen in den nächsten 20 Jahren viele erfahrene Mitarbeiter das Renteneintrittsalter. Damit verbunden ist ein erheblicher Kompetenzverlust bezogen auf ältere Stellwerkssysteme. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Qualifizierung der Berufseinsteiger, die sich in die komplexen Systeme erst

⁴ Es erfolgte eine Plausibilitätsprüfung mit den Daten aus [NVT 2013].

einarbeiten müssen. Die Problematik kann nur beherrscht werden, wenn die zukünftigen Stellwerke hinsichtlich Instandhaltungsaufwand und Eigendiagnose bei gleichzeitig gesteigerter Verfügbarkeit und geringeren Kosten weiterentwickelt werden. Von der Konzeptionsphase bis zur Markteinführung muss allerdings mit einem Zeitraum von mindestens 5 ... 10 Jahren gerechnet werden. ([ELBÄ 2010], S. 7)

Allein diese Tatsachen zeigen, dass RSTW auch für die nächsten Jahrzehnte noch für die Sicherung des Schienenverkehrs benötigt werden. Durch den großen vorhandenen Anlagenbestand ergibt sich folgende Herausforderung:

„Bei der Gestaltung der Zukunft gilt es zudem, die Bestandsanlagen ‚mit zu bedenken‘, das heißt Migrationsstrategien zu entwickeln und Übergänge zu definieren, die verhindern, dass Bestandsanlagen aus Kompatibilitätsgründen frühzeitig oder zu unwirtschaftlichen Bedingungen erneuert werden müssen. Ohne dies an dieser Stelle zu konkretisieren, zeigen Untersuchungen der DB Netz AG, dass die Betreuung oder die Migration der Bestandsanlagen sicherlich eine der größten Herausforderungen der nächsten zwei Dekaden sein wird.“ ([ELBÄ 2010], S. 6–7)

Um RSTW bis an das Ende⁵ ihres Lebenszyklus betreiben zu können, findet bei ihnen in der Regel eine Durcharbeitung (Überarbeitung) der Energieversorgung statt. Aufgrund der Nachteile des Verfahrens der Durcharbeitung (vgl. Abschnitt 8.1.2) sind dringend andere Lösungen erforderlich. Auch eine Teilerneuerung der LST-Anlage dieser Stellwerke (z. B. durch FPGA-Technik) bei gleichzeitiger Erneuerung der Energieversorgung ist denkbar.

1.4 Forschungsfragen

Die in Abschnitt 1.3 beschriebene Problematik bildete den Anreiz, sich mit dem Thema vertieft zu beschäftigen. Migration und Abgängigkeit sind Schlagworte, die zwar im Zusammenhang mit der LST schon häufiger berücksichtigt wurden; zu den Belangen der Energieversorgung existieren jedoch kaum Veröffentlichungen.

Darum soll diese Arbeit einen wissenschaftlichen Beitrag zur gezielten Untersuchung der folgenden Fragestellungen leisten:

- **F1** Was ist der aktuelle Stand der Technik im Bereich der Energietechnik?
- **F2** Wie gestaltete sich die vergangene Entwicklung in der Stellwerks-Energieversorgung in den unterschiedlichen Stellwerksgenerationen?
- **F3** Welche Entwicklungen sind in Zukunft in der Stellwerksenergieversorgung zu erwarten?

⁵ Bei verschlissener EV-Anlage bleiben meist 10 ... 15 Jahre Restbetriebszeit der LST-Anlage.

- **F4** Welche Anforderungen für die Modernisierung ergeben sich aus dem Aufbau der bisherigen EV-Anlagen der RSTW?
- **F5** Welche Altersstruktur weisen die vorhandenen RSTW auf und welcher Zusammenhang besteht zwischen Alterung und Störungen?
- **F6** Welche Auswirkungen ergeben sich bei Ausfall der Energieversorgung auf die Sicherheit des Bahnbetriebs (quantitative Analyse)?
- **F7** Wie kann eine standardisierte Lösung für eine Erneuerung der Energieversorgungsanlage der Relaisstellwerke aussehen?
- **F8** Wie kann mit einer geeigneten Methodik die Entscheidungsfindung zur Ermittlung der geeigneten Lösungsvarianten erleichtert werden?
- **F9** Wie können über die Lebenszykluskosten verschiedene Lösungsansätze abgebildet werden und deren Kostenstrukturen und Wirtschaftlichkeit bewertet werden?

In den folgenden Kapiteln sollen alle diese Fragen beantwortet werden.

1.5 Untersuchungsmethodik

1.5.1 Abgrenzung des Untersuchungsbereiches

Im Mittelpunkt der Betrachtungen stehen die EV-Anlagen deutscher Stellwerke, insbesondere aus dem Anlagenbestand der DB Netz AG. Die Gesamtbetrachtungen zu Forschungsstand, Historie und zukünftiger Entwicklung beziehen sich auf die Energieversorgung aller Stellwerksgenerationen. Alle detaillierten Analysen, Auswertungen und Berechnungen in den anderen Kapiteln beziehen sich wegen der in Abschnitt 1.3 beschriebenen Altersproblematik auf die Stellwerksgeneration der RSTW.

In einer gesamtheitlichen technischen Analyse erfolgt eine Fokussierung auf die häufigsten RSTW-Bauformen. Anlagen von DB Energie, DB System und DB Station&Service sind von der Untersuchung ausgenommen. Ablaufstellwerke werden nicht separat beschrieben. Die bei Bestandsstellwerken wichtige Frage der Zulässigkeit von Umbauten und Änderungen (Sicherheitsnachweis) wird nicht näher betrachtet.

Die Ausführungen beruhen auf dem im Jahr 2014 gültigen Regelwerk der DB AG, insbesondere der Richtlinie 819.09 (Stromversorgung) sowie den gültigen DIN VDE Normen⁶. Es erfolgt keine detaillierte gerätebezogene Berücksichtigung von Schaltungen, Netzformen und Schutzmaßnahmen. Konzeptionen werden auf der Systemebene mit einer Übersichtsschaltung (Prinzipschaltbild) dargestellt.

⁶ insbesondere [DKE 2007], [DKE 2008], [DKE 2009] und [ROS 2007]

1.5.2 Herangehensweise

Um die in Abschnitt 1.4 formulierten Forschungsfragen zu beantworten, wird eine strukturierte Vorgehensweise gewählt. Die in Abb. 1-3 aufgezeigte inhaltliche Vorgehensweise soll im Folgenden mit den entsprechend benötigten Untersuchungsschritten kurz erläutert werden.



Abb. 1-3: Herangehensweise bei den Untersuchungen

- I. Im Anschluss an diese Einführung werden die notwendigen Grundlagen der Energieversorgung in Stellwerken sowie der Forschungsstand im Bereich der EV zusammengefasst (Kapitel 2, Beantwortung von **F1**). Die Basis dafür bildet eine

- Analyse von entsprechenden Fachveröffentlichungen und aktuellen Regelwerken. Einen weiteren Schwerpunkt stellt die Auswertung von Statistiken und Kennzahlen zur Versorgungssicherheit dar.
- II. Zur Herstellung eines historischen Gesamtzusammenhangs und zur Beantwortung von Frage **F2** wird dann die Entwicklung der Energieversorgung in der Stellwerkstechnik auf Grundlage einer umfangreichen Literaturrecherche untersucht (siehe Kapitel 3).
 - III. Durch aktuelle Veröffentlichungen und Forschungsergebnisse sind zukünftige Entwicklungen auf dem Gebiet der Stellwerks-Energieversorgung bekannt. Sie werden in Kapitel 4 beschrieben (Antwort auf Frage **F3**).
 - IV. In Vorbereitung auf die Ausgestaltung einer passenden Erneuerungskonzeption für die Energieversorgung von Relaisstellwerken werden in Kapitel 5 die derzeit vorhandenen Arten und Varianten der Systeme zur Energieversorgung untersucht. Daraus kann dann die Ableitung von Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung erfolgen (Frage **F4**). Im Kern geht es dabei um die Frage, welche technischen Anforderungen/Schnittstellen durch die zukünftige Energieversorgung zu berücksichtigen sind.
 - V. Die detaillierten statistischen Analysen des Kapitels 6 dienen dazu, Kenntnisse über die Altersstruktur und den Stellwerkszustand und damit den aktuellen Erneuerungsbedarf zu erlangen. Mittels Störungsanalyse können die Fragen **F5** und **F6** beantwortet werden. Es wird ein Modell zur Abschätzung der zukünftigen Altersentwicklung aufgestellt.
 - VI. Ausgehend von Bedarf und Anforderungen der RSTW wird in Kapitel 7 ein standardisiertes Konzept zur Erneuerung der RSTW-EV-Anlagen vorgestellt (Antwort auf Forschungsfrage **F7**). Die Schnittstellen zu den Stellwerken werden beschrieben.
 - VII. Das darauf folgende Kapitel 8 untersucht die unterschiedlichen Möglichkeiten bei abgängigen EV-Anlagen. Die Frage **F8**, nach welchen Entscheidungskriterien eine bestimmte Maßnahme ausgewählt werden sollte, wird beantwortet. In Fallbeispielen werden die unterschiedlichen Varianten in einer Lebenszykluskostenrechnung (LCC) mit anschließender Wirtschaftlichkeitsrechnung (WKR) miteinander verglichen (Frage **F9**). Hierzu sind das Aufstellen umfangreicher Kostenprofile und eine ausführliche Interpretation der Ergebnisse erforderlich.
 - VIII. Im abschließenden Kapitel 9 werden die Gesamtergebnisse kritisch gewürdigt und zusammengefasst. Die Arbeit schließt mit einem wissenschaftlichen Ausblick.

2 Forschungsstand Energieversorgung von Stellwerken

Dieses Kapitel stellt den aktuellen Forschungsstand der EV auf allen wesentlichen Teilgebieten dar und beantwortet somit Forschungsfrage **F1**.

2.1 Zugang zur Energieversorgung

Je nach Standort, Leistungsbedarf und Art der Verbraucher gibt es unterschiedliche Möglichkeiten für deren EV. Dementsprechend wird nach bahneigener, öffentlicher und netzferner Energieversorgung differenziert. ([HUMO 2013], S. 757–760)

2.1.1 Bahneigene Energieversorgung

Bei *bahneigener Energieversorgung* erfolgt die Speisung der Verbraucher aus einem separaten Bahnenergieversorgungsnetz. Dafür werden bahneigene⁷ Kraftwerke zur Erzeugung der Energie oder Schnittstellen und Wandler zum Energiebezug aus den öffentlichen Netzen eingesetzt. Diese bahneigenen Netze besitzen eine Hochspannungsebene (110 kV) und verschiedene Mittelspannungsebenen (6/12/15/20/30 kV) bei einer Netzfrequenz von 50 Hz. Für die Versorgung mit Fahrstrom der Frequenz 16,7 Hz müssen neben den Industriestromgeneratoren in den Kraftwerken entsprechende Bahnstromgeneratoren eingesetzt werden. Alternativ können Umrichter oder Umformer die Netzfrequenz umwandeln. Bahneigene Mittelspannungsnetze befinden sich in Eisenbahnknoten mit einer Vielzahl an Verbrauchern. ([HUMO 2013], S. 757–758)

2.1.2 Öffentliche Energieversorgung

Öffentliche Energieversorgung bedeutet, dass die Verbraucher aus dem örtlichen Energieversorgungsnetz des lokalen Versorgungsnetzbetreibers (VNB) versorgt werden, weil insbesondere in kleineren Bahnhöfen und entlang der Strecke kein separates Bahnenergieversorgungsnetz existiert. Für einige Verbraucher werden Umformer bzw. Umrichter benötigt, um von der Netzfrequenz auf die Bahnfrequenz zu wandeln. Die entnommene Energie wird an den Übergabepunkten mittels Energiezählern erfasst und zwischen DB Energie und dem Netzbetreiber verrechnet. ([HUMO 2013], S. 758)

2.1.3 Netzferne Energieversorgung

Für einige Verbraucher bietet sich die *netzferne Energieversorgung* an (siehe Abschnitt 4.4). Gerade entlang von Eisenbahnstrecken ist durch die großräumige Verteilung der

⁷ Versorgungsnetzbetreiber für die Eisenbahnen des Bundes ist die DB Energie GmbH

wenigen Verbraucher nicht immer ein wirtschaftlicher Zugang zu den Versorgungsnetzen gegeben. An elektrifizierten Strecken können diese Verbraucher beispielsweise durch die Fahrleitung versorgt werden. Eine andere Möglichkeit ist die Erzeugung der Energie direkt vor Ort beim Verbraucher durch alternative Energiequellen (siehe Abschnitt 2.3). ([HUMO 2013], S. 759–760)

2.2 Energieverbraucher mit Bezug zur Stellwerks-EV

Die unterschiedlichen Merkmale der Energieverbraucher der Eisenbahninfrastruktur führen zu unterschiedlichen Leistungsanforderungen und Versorgungsspannungen. Auf eine Beschreibung aller möglichen Verbraucher soll hier allerdings verzichtet werden. Die für diese Arbeit nicht relevanten Verbraucher wie Personenverkehrsanlagen, Güterverkehrsanlagen, Anlagen für die Traktionsenergieversorgung, Sonderanlagen, Tunnel und Anlagen für die elektrische Energieversorgung (z. B. Schaltanlagen) sind zudem in ([HUMO 2013], S. 757–798) detailliert beschrieben.

Für diese Arbeit liegt der Fokus auf den Verbrauchern, die typischerweise auch mit der Stellwerksenergieversorgung in Berührung stehen, da sie direkt oder als betriebswichtige Verbraucher durch sie versorgt werden können. Das sind z. B.:

- Gefahrenmeldeanlagen,
- Telekommunikationsanlagen (TK-Technik) und
- Anlagen der Leit- und Sicherungstechnik (LST).

Im Folgenden sollen diese Anlagen näher beschrieben werden, eine zusammenfassende Übersicht zu diesen für die Stellwerksenergieversorgung wesentlichen Schnittstellensystemen zeigt Anhang A.1.

2.2.1 Netzleittechnik für Fahrleitungsanlagen

Unterstationen mit integrierter Ortssteuereinrichtung (OSE) werden bei elektrischer Traktion benötigt, um die Zu- und Abschaltung von Fahrleitungssektionen fernzusteuern. Für die Unterteilung der Fahrleitung werden elektrisch angetriebene Lasttrennschalter eingesetzt, die sich direkt an den Fahrleitungsmasten (vgl. Abb. 2-1) oder in Schaltgeräten befinden. ([ALWA 2005], S. 4–7; [HUMO 2013], S. 764)

Die Anordnung der Schalter erfolgt meist an den Bahnhofsgrenzen, um die Fahrleitung der Bahnhofsgleise elektrisch von der freien Strecke zu trennen. Im Bahnhof befindet sich dann die Ortssteuereinrichtung, die die Steuerungsfunktion übernimmt und die Schalterantriebe mit Energie versorgt. Die Bedienung der Ortssteuereinrichtung kann vor Ort durch den Fahrdienstleiter (Fdl) oder fernbedient durch zentrale Schaltstellen erfolgen. ([HUMO 2013], S. 764; [ALWA 2005], S. 4–7)



Abb. 2-1: Mastschalter und Schalterantrieb der OSE

Die Energieversorgung der OSE erfolgt durch einen einphasigen (1~) Netzanschluss mit 1~ 230 V 50 Hz Wechselspannung (AC) und eine gesicherte Energieversorgung, z. B. Anschluss an die EV-Anlage eines Stellwerks. Für die Fernwirkunterstation (TK-/Rechnertechnik) der OSE kann eine gesicherte Versorgung mit 48 V/60 V DC bereitgestellt werden, wenn weitere Fernwirkunterstationen von ihr gesteuert werden. Bei weit entfernten Schaltstellen auf der freien Strecke ist die netzferne Versorgung aus der Fahrleitung über Wandler und Gleichrichter mit 24 V Gleichspannung (DC) zulässig. Der Leistungsbedarf von OSE beträgt ca. 0,63 ... 1 kVA. ([HUMO 2013], S. 764–765)

2.2.2 GSM-R-Funkstationen/TK-Technik

GSM-R ist das digitale Mobilfunksystem für die Eisenbahnen, das ältere analoge Systeme ablöst. Es basiert auf dem Konzept von GSM und bietet einige Erweiterungen. Zugleich ist es das Kernsystem zur Kommunikation und Datenübertragung im europäischen Zugbeeinflussungssystem ETCS (European Train Control System).



Abb. 2-2: Sendemast und Technikcontainer GSM-R BTS

Für die Funkversorgung einer Zelle müssen Sende- und Empfangsstationen betrieben werden (sogenannte BTS – Base Transceiver Station, siehe Abb. 2-2). Die Standorte

werden nach Bedarf und entsprechend ausreichender Funkausleuchtung⁸ entlang der Bahnstrecke gewählt. Eine BTS erfordert einen dreiphasigen (3~) Anschluss an 3~ 400/230 V 50 Hz AC und besitzt einen ungefähren Leistungsbedarf von 7 ... 10 kVA ([HUMO 2013], S. 763). Die interne Spannungsebene der TK-Technik beträgt 48 V DC.

2.2.3 Gefahrenmeldeanlagen

Gefahrenmeldeanlagen sind im Netz der Deutschen Bahn in 30 ... 70 km Abstand bzw. vor Gefahrenschwerpunkten installiert und warnen vor auftretenden Gefahren. Im Speziellen erkennen die Anlagen, meist in Kombination, heiß gelaufene Radsatzlager (Heißläuferortungsanlagen – HOA) und festgebremste Radsätze (Festbremsortungsanlagen – FBOA) über Infrarotsensoren (siehe Abb. 2-3). Ebenso werden an exponierten Stellen Windmeldeanlagen (WMA) aufgestellt, um beispielsweise auf Brücken vor unzulässig hohen Windgeschwindigkeiten zu warnen. Der aktuelle Status wird dem zuständigen Fdl angezeigt. Bei auffälligen Messwerten erhält er eine Information über das Melde- und Anlagensystem MAS 90. ([HUMO 2013], S. 762–763)



Abb. 2-3: Kombinierte HOA/FBOA

Gefahrenmeldeanlagen weisen einen typischen Leistungsbedarf von 3,5 kVA (eingleisige Anlage) bzw. 5 kVA (zweigleisige Anlage) auf. Sie werden an 3~ 400/230 V 50 Hz AC oder 750 V/1000 V 50 Hz AC Block-Speisespannung angeschlossen und meist in vorhandenen Gebäuden untergebracht. Durch den Einsatz von Akkus mit 10 ... 20 Ah können sie sich bei Netzausfall 10 Minuten autark versorgen. ([DB 819b], S. 6 u. 108; [HUMO 2013], S. 762–763)

⁸ Ausdehnung einer Zelle: ca. 100 ... 5.000 m ([HUN 2007])

2.2.4 Bahnübergangssicherungsanlagen (BÜSA)

Höhengleiche Kreuzungen von Straßen- und Schienenverkehr können durch Bahnübergangssicherungsanlagen (BÜSA, siehe Abb. 2-4) technisch gesichert werden. Dazu können sie in ein Stellwerk integriert sein oder autark arbeiten. Durch die großflächige räumliche Verteilung der Bahnübergänge bietet sich z. T. die netzferne Energieversorgung an (vgl. Abschnitt 4.4).



Abb. 2-4: Schalthaus und Außenanlagen einer BÜSA

Das Lastprofil einer BÜSA zeichnet sich folgendermaßen aus:

„... Bahnübergänge arbeiten im Pufferbetrieb (...). Meist ist ein kleiner Gleichrichter eingesetzt, welcher nicht in der Lage ist, die Lasten der Schrankenbewegungen und Beleuchtungen abzudecken. Die Spitzenlast wird somit von der Batterie übernommen, und die Batterie wird in den Stillstandszeiten geladen.“ ([EXI 2012], S. 94)

Der Anschluss erfolgt in der Regel an 3~ 400/230 V 50 Hz AC. Über Ladegleichrichter wird der Bahnübergang auf einer produktspezifischen Gleichspannungsebene versorgt (z. B. 60 V DC, 36 V DC, 24 V DC, 2 x 18 V DC). Für eine Pufferzeit von 3 ... 5 h werden Akkus von bis zu 200 Ah eingesetzt. Die Leistungsaufnahme liegt bei etwa 2 ... 3 kVA. ([HAH 1965], S. 337; [HUMO 2013], S. 765; [PAWE 2011], S. 32)

2.2.5 Stellwerke

Eisenbahnstrecken müssen in Abhängigkeit von ihrer Topologie und den betrieblichen Anforderungen mit Sicherheitstechnik ausgestattet werden. Die Steuerung dieser Anlagen (Weichen, Signale, Gleisfreimeldung) erfolgt in Stellwerken (vgl. Abb. 2-5). Meist befinden sich diese in den Bahnhöfen, aber auch auf der freien Strecke gibt es Außenanlagen, die mit Energie versorgt werden müssen. Die Standorte der Stellwerke werden durch die maximale Stellentfernung beeinflusst. Diese ist bei Hebelstellwerken deutlich kleiner als bei Gleisbildstellwerken.

Stellwerke besitzen einen Anschluss an 3~ 400 V 50 Hz AC und erzeugen dann intern verschiedenste Gleich- und Wechselspannungen – je nach Verbraucher und Bauart.

Die Leistungsaufnahme ist stark von der Größe des Stellwerks und der Anzahl der Verbraucher abhängig (Außenelemente). Für Elektronische Stellwerke sind typische Werte in Anhang A.1 aufgeführt.

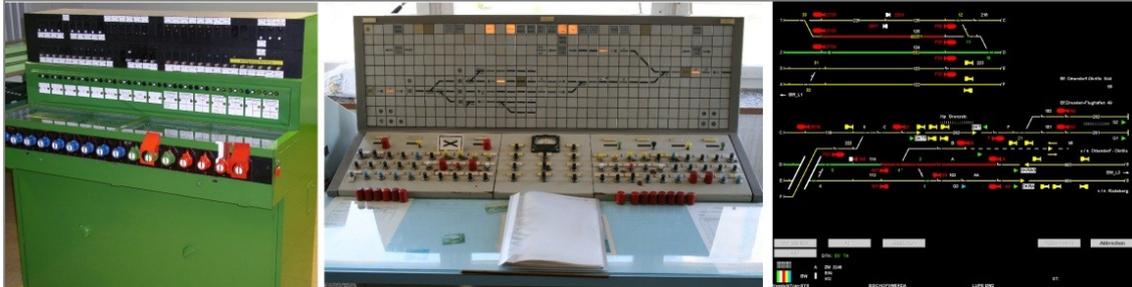


Abb. 2-5: Bedienoberflächen verschiedener Stellwerkstechniken

Bei kleineren, weit entfernten Anlagen darf auch die netzferne Energieversorgung eingesetzt werden, z. B. bei < 15 kVA Leistungsbedarf durch Versorgung aus der Fahrleitung. Die in den Anlagen vorhandenen Batterien sind in der Lage das Stellwerk 0,5 ... 5 h lang autark zu versorgen. Batteriekapazitäten von 50 Ah bis über 2.000 Ah führen zur Einrichtung separater Batterieräume. Zusätzlich besitzen die meisten Anlagen einen Netzersatz. ([DB 819a]; [HUMO 2013], S. 770–777)

Oft werden betriebswichtige Verbraucher in der Nähe der Stellwerke (z. B. TK-Technik, OSE) durch die Energieversorgungsanlage des Stellwerks mitversorgt.

2.3 Stand der Technik bei den Energiequellen

In diesem Abschnitt soll der aktuelle Stand der Entwicklung auf dem Gebiet der Energieerzeugung beschrieben werden. Dabei liegt der Fokus nicht auf der zentralen Energiewandlung in den Großkraftwerken sondern auf der „Verbrauchersicht“, also den Möglichkeiten der dezentralen Wandlung/Erzeugung beim Verbraucher abseits vom normalen Netzanschluss. Schwerpunktmäßig werden dabei auch die erneuerbaren Energiequellen berücksichtigt. Die bisherigen Anwendungsbereiche im Bereich des Bahnsystems und der Stellwerkstechnik werden aufgezeigt. Einen Überblick und Vergleich zu den Anwendungen und Eigenschaften gibt Anhang A.2.

2.3.1 Verbrennungsmotor

Derzeit sind Verbrennungsmotoren die wichtigste Energiequelle für eine Ersatzversorgung der Stellwerke im Falle des Netzausfalls (als Netzersatzaggregat – NEA). Sie sind robust, weitgehend ausgereift und sehr langlebig. In vielen Stellwerken sind dadurch andererseits noch sehr alte Motoren installiert, die aus heutiger Sicht technologisch überholt sind (hoher Verbrauch und schlechte Abgaswerte).

Stand der Technik für Neuprojektierungen sind Diesel-Motoren mit Abgasturbolader und einem Drehstromgenerator sowie einer Regeleinrichtung für eine konstante Ausgangsspannung. Sie werden in großer Stückzahl gefertigt (Industriemotoren) und auch in anderen Branchen⁹ zur Ersatzversorgung eingesetzt. Sie müssen auf die zu versorgenden Verbraucher hinsichtlich Unterbrechungszeit, Lastsprünge und Leistungsbedarf ausgelegt sein. ([ZABO 2013g], S. 200)

Die Installation der NEA ist durch die in [ROS 2007] beschriebenen Projektierungsvorschriften geregelt. Bei der Einrichtung sind zudem spezielle Betriebsräume vorzusehen, die den Anforderungen hinsichtlich Isolierung, Kühlung, Lärm und Abgas genügen müssen ([LEI 1948], S. 44–45).

Moderne Dieselmotoren erreichen durch hohen Einspritzdruck und die zusätzliche Verdichtung durch Abgas-Turbolader einen effektiven Wirkungsgrad von bis zu 45 % und reduzierte Schadstoffemissionen. In Kombination mit einem Generator lässt sich ein Gesamtwirkungsgrad von bis zu 40 % erreichen (siehe auch Tab. 2-1). Durch die stärkere Verdichtung erreichen Dieselmotoren höhere Wirkungsgrade als Ottomotoren. ([ZABO 2013g], S. 183–186)

Parameter	Ottomotor	Dieselmotor
Verdichtungsverhältnis ε	6 ... 11	12 ... 22
Verdichtungsenddruck p_2	10 ... 20 bar	30 ... 55 bar
Höchstdruck p_3	40 ... 50 bar	70 ... 110 bar
Thermischer Wirkungsgrad des idealen Vergleichsprozesses η_{th}	47 ... 57 %	56 ... 65 %
Gütegrad η_g	70 ... 85 %	70 ... 85 %
Mechanischer Wirkungsgrad η_m	80 ... 85 %	80 ... 85 %
zur Stromproduktion: Generator-Wirkungsgrad η_G	85 ... 95 %	85 ... 95 %
Effektiver Wirkungsgrad η_{eff}	26 ... 32 %	32 ... 45 %
Gesamter Wirkungsgrad zur Stromproduktion η_{Ges}	23 ... 30 %	30 ... 40 %

Tab. 2-1: Eigenschaften moderner Otto- und Dieselmotoren [ZABO 2013g]

Insgesamt wird demnach ca. 40 % der zugeführten Energie genutzt, der Rest wird für die Nebenbetriebe benötigt oder als Prozessverlust verbucht (siehe Abb. 2-6). Im Teillastbereich verschlechtern sich die Wirkungsgrade deutlich ([ZABO 2013g], S. 206).

⁹ Krankenhäuser, Rechenzentren u. ä., Leistungsbereich von 5 ... 200 kVA

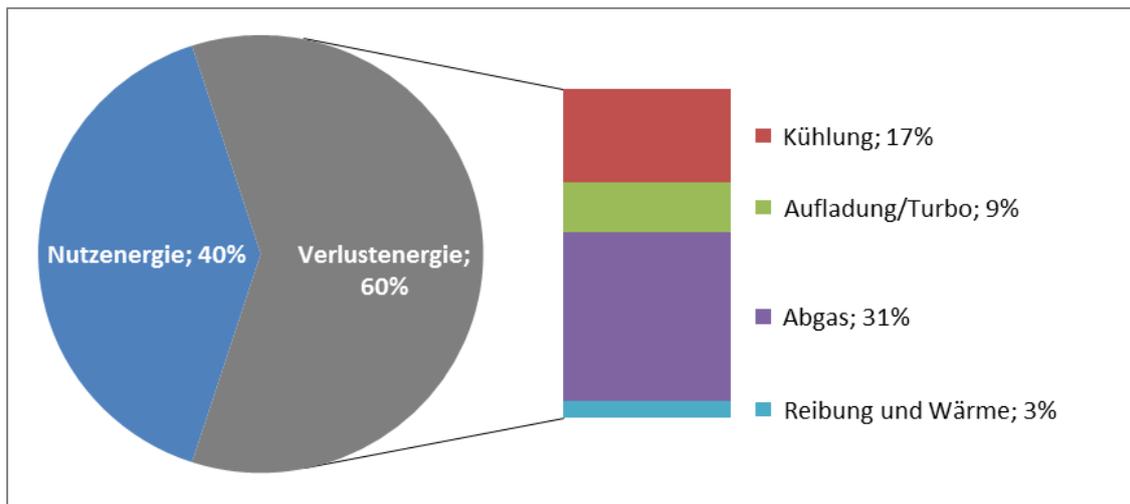


Abb. 2-6: Energiebilanz Dieselmotor, Daten: [HEN 2011], S. 4

Verbrennungsmotoren weisen negative Auswirkungen auf die Umwelt auf, wobei die Schadstoffe in den Abgasen moderner Motoren deutlich reduziert wurden (Abb. 2-7). Ältere Motoren weisen einen deutlich größeren Schadstoffanteil im Abgas auf.

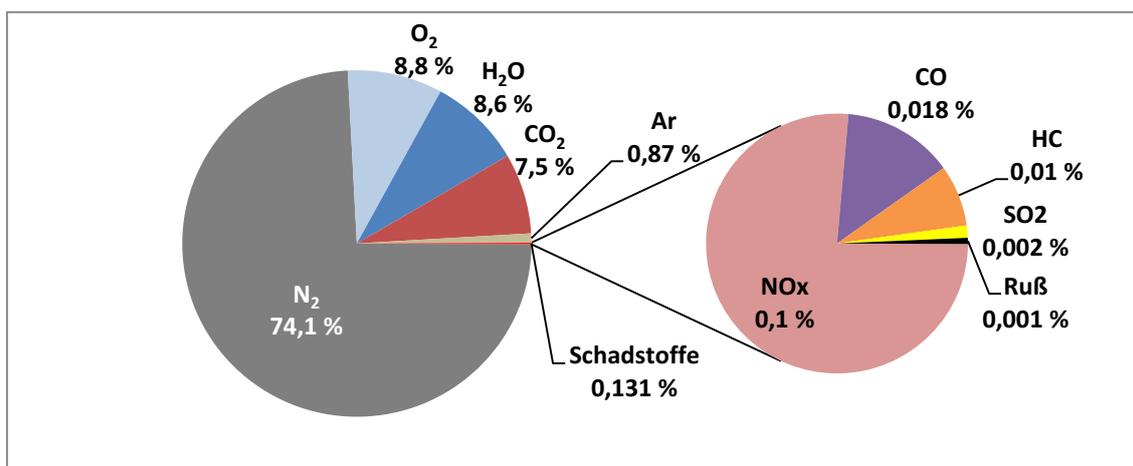


Abb. 2-7: Abgaszusammensetzung moderner Dieselmotoren, Daten: [HEN 2011]

Die Motoren werden über elektrische Starterbatterien angefahren ([ZABO 2013g], S. 206). Zum ständigen Erhalt der Zuverlässigkeit ist eine intensive Instandhaltung mit Probetrieb der NEA erforderlich ([LEI 1948], S. 45). Die entsprechenden Fristen sind in [DB 892] festgelegt, z. B. ein Probelauf alle drei Monate.

Entwicklungspotential besteht nur noch im Bereich der Nutzung der Abwärme (Kühlkreislauf ca. 90 °C) durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Das ist allerdings nur bei dauerhaftem Wärmebedarf und einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 60 % wirtschaftlich (z. B. Blockheizkraftwerk – BHKW). ([ZABO 2013g], S. 200–201)

2.3.2 Fahrleitung

Eine weitere Möglichkeit des Energiebezugs stellt an mit AC elektrifizierten Strecken¹⁰ die Fahrleitung (FL) dar (60 % des Netzes). Sie ermöglicht den Energiebezug in großen Mengen¹¹, bietet aber eine geringere Versorgungssicherheit als ein Netzanschluss (vgl. Abschnitt 2.6.5.1). Deshalb werden bei Verwendung als Netzersatz wichtige angeschlossene Verbraucher über eine Batterie gepuffert. ([HUMO 2013], S. 758–761)

Neben der Anwendung als Netzersatz dient die FL auch zur Versorgung von elektrischen Weichenheizungsanlagen sowie Zugvorheizanlagen, die mit der Sonderfrequenz 16,7 Hz versorgt werden. Oft ist für Hilfsbetriebe (Steuerung, Beleuchtung, Schalterantriebe) zusätzlich 50 Hz Versorgungsspannung erforderlich. Über die Art der Zuführung wird unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten entschieden. ([HUN 2007], S. 475)

Nach [DB 819a] ist Netzersatz aus Fahrleitung an elektrifizierten Strecken als Vorzugsvariante vorgesehen und für kleinere Betriebsstellen eine alleinige Speisung aus der Fahrleitung möglich. Damit bildet diese Versorgungsart eine Alternative zum aufwändigen Anschluss abgelegener Betriebsstellen an ein Versorgungsnetz. Der Bedarf dafür zeigt sich beispielsweise bei der Errichtung von Neubaustrecken abseits der Siedlungsgebiete. Hier werden über rotierende Frequenzwandler 16,7 Hz/50 Hz Stellwerke primär aus der Fahrleitung versorgt, wobei der Transformator der Weichenheizungsanlagen verwendet wird (vgl. [MIVE 1986], S. 47–48). Mit heutiger Technik ist die Versorgung auch über statische Wandler möglich ([ANT 2012]). Dadurch kann auf die wartungsintensiven rotierenden Maschinen verzichtet werden (vgl. Abschnitt 4.3.5).

Die Anlagen zur Speisung aus der Fahrleitung sind meistens in einem Beton-Modulgebäude untergebracht. Technisch werden Steuerung, Trennschalter, Absicherung und ein Transformator zum Herabsetzen der Spannung von 15 kV auf 2 x 231 V 16,7 Hz AC benötigt. Über rotierende oder statische Wandler wird bei Stellwerken direkt in die AC-Ebene oder in die gesicherte DC-Ebene eingespeist. [DB 819b]

2.3.3 Brennstoffzelle

Die Brennstoffzellen-Technologie befindet sich momentan noch in einem Weiterentwicklungsprozess. Dabei werden allmählich auch Anwendungsbereiche erschlossen, in denen der Einsatz von Brennstoffzellen (BZ) bisher unwirtschaftlich war. In einigen Branchen haben sich BZ-Systeme bereits als alternativer Netzersatz etabliert. Auch für Stellwerke gibt es erste Pilotanwendungen (siehe Abschnitt 4.3.1).

¹⁰ DC Bahnenergiesysteme scheiden wegen der Spannungsfälle, die zusätzliche Verbraucher verursachen würden, aus.

¹¹ einfache Wandler können Leistungen bis 300 VA speisen ([HUMO 2013], S. 758–761)

Das Prinzip der BZ beruht auf der direkten Umwandlung der im Brennstoff (meist Wasserstoff – H_2) gespeicherten chemischen Energie in elektrische Energie durch Ausnutzung chemischer Reaktionen (ggf. unter Verwendung eines Katalysators). Dazu werden zwei Elektroden und ein Elektrolyt (Ionenleiter) benötigt. Der Elektrolyt bestimmt die optimale Betriebstemperatur der Zelle, die auch zur Klassifizierung genutzt wird (Tab. 2-2). Durch den Austausch der unterschiedlich geladenen Ionen entsteht eine Spannungsdifferenz, die als DC-Spannungsquelle genutzt wird ([ZABO 2013a], S. 213–218). Mehrere Einzelzellen werden zu einem BZ-Stapel zusammengeschaltet, um die gewünschte Ausgangsspannung zu erzeugen. ([PRE 2011], S. 7)

Abkürzung	Bezeichnung	Elektrolyt	Temperatur [°C]
AFC	Alkaline Fuel Cell	Kalilauge	60 ... 100
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell	Kunststoff-Folien	60 ... 80
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell	Phosphorsäure	160 ... 220
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell	Karbonatschmelzen	600 ... 660
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell	dotierte Keramik	800 ... 1.000

Tab. 2-2: Einteilung von BZ nach ([ZABO 2013a], S. 220)

Bei den H_2 -Brennstoffzellen PAFC und PEFC leitet der Elektrolyt Wasserstoff-Protonen (H^+) (siehe Abb. 2-8). Bei den Sauerstoff (O_2)-Brennstoffzellen AFC, MCFC und SOFC sind es O_2 -Ionen. ([ZABO 2013a], S. 219–221)

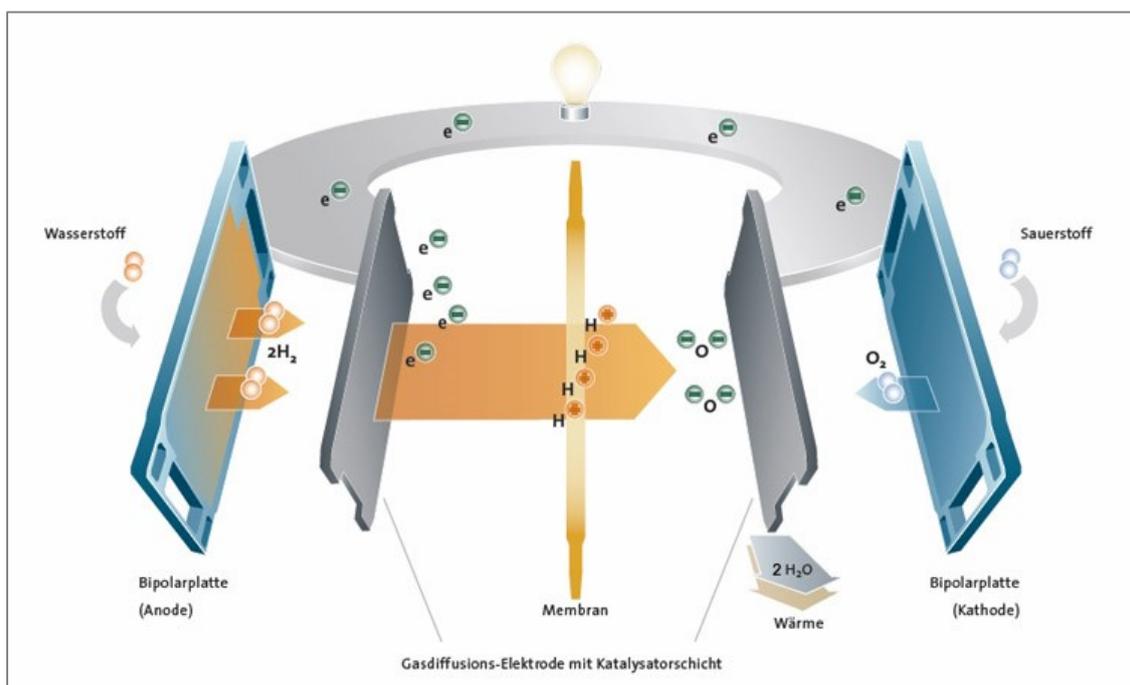


Abb. 2-8: Das Prinzip der PEFC-Brennstoffzelle [WIR 2014]

Der Brennstoff H_2 kann relativ einfach durch Elektrolyse gewonnen werden und fällt bei zahlreichen Industrieprozessen als Abfallprodukt an. Standardmäßig erfolgt die Lieferung und Speicherung in Druckgasflaschen bei 300 bar. Als Reaktionsgas wird Luft eingesetzt. Der Aufwand zur Speicherung und Verwendung von reinem Sauerstoff (O_2) ist unverhältnismäßig zu der geringen Wirkungsgraderhöhung. Beim Betrieb fallen als Abfallprodukte nur Wasser und Wärme an. ([GAL 2013], S. 27; [SAU 2006], S. 28–31)

Teure AFC werden vor allem in mobilen Anwendungen bei Militär und Raumfahrt eingesetzt, wo hohe Wirkungsgrade (60 %) und die Weiternutzung des Produktwassers erforderlich sind. Nachteilig sind die hohen Rohstoffkosten und die komplexe Regelung. PEFC bieten einen breiten Leistungs- und Anwendungsbereich bei guten Wirkungsgraden (ca. 40 ... 50 %) und werden zur autarken Energieversorgung eingesetzt. Sie verdrängen zunehmend die mit höherer Temperatur arbeitenden PAFC (Wirkungsgrad 40 %). Für stationäre Anwendungen als BHKW mit KWK bieten sich MCFC oder SOFC an. Sie können auch mit Bio-, Klär- oder Deponiegas betrieben werden und erreichen bei KWK Gesamtwirkungsgrade bis zu 90 %. ([ZABO 2013a], S. 221–237)

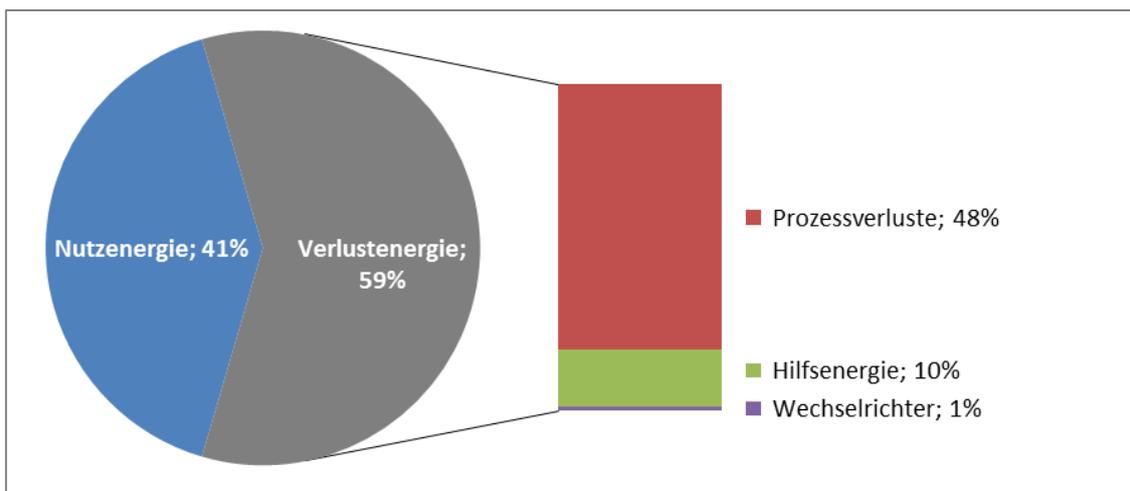


Abb. 2-9: Energiebilanz PAFC; Daten: ([ZABO 2013b], S. 431)

Im Ergebnis kommt für den Einsatz in der Stellwerks-EV vor allem die PEFC in Frage. Hier stehen Produkte mit gutem Wirkungsgrad zur Verfügung, es wird keine Wasserkühlung benötigt und die Regelung gestaltet sich einfach. Zum Vermeiden des Austrocknens der Membran wird das Gas konstant befeuchtet. Zu den Vorteilen von Brennstoffzellen gehören Geräusch- und Emissionsarmut, ein hoher Wirkungsgrad und, bei entsprechender Auslegung, ein gutes Teillastverhalten (Wirkungsgrad steigt mit abnehmender Last). ([GAL 2013], S. 15; [ZABO 2013a], S. 213–218)

Aus energetischer Sicht sind BZ dem Dieselaggregat demnach mindestens gleichwertig. Zudem besteht noch erhebliches Entwicklungspotential. Deshalb sind weitere Verbesserungen und Preissenkungen zu erwarten.

2.3.4 Photovoltaik

Systeme zur Umwandlung der Solarstrahlung in elektrische Energie (Photovoltaik – PV) kommen schon seit einigen Jahren zur autarken Versorgung von abgelegenen Verbrauchern kleiner Leistung zum Einsatz. Der größte Vorteil liegt dabei in der unentgeltlich verfügbaren Energie, ohne dass ein Netzanschluss erforderlich ist.

Ein PV-System besteht aus den Bestandteilen:

- Solargenerator (Solarzellen/-module¹²),
- Energiespeicher (Dimensionierung nach erforderlicher Autonomiezeit) und
- Regel-, Steuer- und Überwachungseinrichtung

Über die Regeleinrichtung wird die strahlungsabhängige Ausgangsspannung des Solargenerators an die temperaturabhängige Ladespannung der Batterie angepasst. Durch den häufigen Wechsel von Tag und Nacht müssen die eingesetzten Batterien wartungsfrei, zyklenfest und tiefentladefähig sein (z. B. 80 %). Die Selbstentladung muss gering sein und die Lebensdauer mind. 7 ... 8 Jahre betragen. Die Wärmeabfuhr ist entscheidend, da ca. 80 % der einfallenden Energie in Wärme umgewandelt werden. Der Maximalwert der Sonnenstrahlung (in Deutschland: 1.000 W/m²) wird bei senkrechter Einstrahlung erreicht. Die Dauer der Einstrahlung schwankt jahreszeitlich sehr stark und beträgt in Deutschland im Mittel 1.300 ... 1.600 h/a. ([FIPS 1991], S. 110; [HUMO 2013], S. 793–794; [MÜL 1989], S. 125–126)

Die Ausgangsspannung ist eine Gleichspannung, für AC-Verbraucher werden daher Wechselrichter (WR) benötigt. Aktuell sind Zellenwirkungsgrade von 15 ... 18 % in der Serienfertigung erreichbar ([ZABO 2013f], S. 307–317). Kristalline Siliziumzellen erreichen von den breit eingesetzten Technologien mit 14 ... 22 % die höchsten Zellwirkungsgrade, Dünnschicht-Technologien i. d. R. nur unter 10 %. Installierte Spiegel führen bei Konzentratorzellen zu einer Fokussierung des eingehenden Sonnenlichtes auf kleinste Zellflächen, wodurch im Labor Wirkungsgrade von über 40 % erreicht wurden. Abhängig von den Wirkungsgraden ergibt sich der Flächenbedarf, der erforderlich ist, um ein kW Spitzenleistung zu liefern:

- Dünnschicht-Technologien: 12 ... 15 m²
- kristalline Silizium Zellen: 7 ... 8 m²
- Konzentratorzellen: < 4 m²

Die übliche, erhältliche Modulfläche liegt zwischen 1 ... 2 m². ([KRA 2011], S. 40)

¹² Zusammenschaltung von in Glas und Kunststoff eingebetteten Photoelementen mit typischer Zellspannung von 0,6 V (Silizium) ([FIPS 1991], S. 109; [ZABO 2013f], S. 307–317)

Nach ([ZABO 2013f], S. 307–317) ist der Eigenverbrauch von Solarenergie bei vorhandenem Netzanschluss bereits ab einem Energiebezugspreis von 0,23 EUR/kWh wirtschaftlich. Die Bewertung von Anlagen erfolgt nach dem spezifischen Ertrag Y_f und der Performance Ratio P_R :

$$Y_f = \frac{E_{PV}}{P_{PV} \cdot t_m} \quad \text{Formel 2-1}$$

$$P_R = \frac{E_{PV}}{\eta_M \cdot E_{AM} \cdot A_{PV}} \quad \text{Formel 2-2}$$

E_{PV} – nutzbare gemessene Energie P_{PV} – installierte Leistung t_m – Messperiode
 A_{PV} – installierte PV-Fläche η_M – Modulwirkungsgrad
 E_{AM} – eingestrahlte Energie pro Modul pro m² Fläche

Typische Werte für Anlagen mit Netzeinspeisung und autarke Inselanlagen sind in Tab. 2-3 aufgeführt. Es ist zu erkennen, dass bei Inselanlagen eine Überdimensionierung in der Leistung vorhanden ist (Auslegung auf ungünstigen Betriebspunkt, z. B. Winter). Bei Energieüberangebot stehen bei Inselanlagen keine Abnehmer für die Überschussenergie zur Verfügung, da diese keine Einspeisemöglichkeit besitzen. Dadurch erreichen sie eine ungünstige Auslastung im Vergleich zu netzparallelen Anlagen. Die autarke Anwendung kann aber wirtschaftlicher sein, als einen Netzanschluss vorzusehen.

Art der Installation	Spezifischer Ertrag Y_f [kWh·kW ⁻¹ ·a ⁻¹]	Performance Ratio P_R
Netzparallele Anlagen	900 ... 1.000	78 %
Inselanlagen	130 ... 220	7 ... 32 %

Tab. 2-3: Vergleich von Netzparallel- und Inselanlagen nach [ZABO 2013f]

Die ausgereiften Technologien erreichen eine Lebensdauer von 20 ... 30 Jahren (Herstellergarantie 20 ... 25 Jahre für 80 % Leistung). In der Praxis kann von einer Lebensdauer von 30 Jahren ausgegangen werden. Der Leistungsabfall (Degradation) beträgt ca. 0,5 ... 2 % p.a. ([KRA 2011], S. 45; [MÜL 1989], S. 126; [ZABO 2013f], S. 307–317)

Zur netzfernen Versorgung kleiner Verbraucherleistungen wird die PV bereits heute in der Bahnsicherungstechnik eingesetzt. Beispiele sind die EV von BÜSA in Australien, Blockstellen in den USA, Signallaternen der deutschen Formsignale¹³ und die Versorgung von Streckenfernsprechern. ([HUN 2007], S. 476–479; [MÜL 1989], S. 127–128)

Anwendung findet die PV auch bei der EV der Geschwindigkeitsprüfeinrichtungen (GPE), siehe Abb. 2-10. Vorher mussten die 18 V Akkus der GPE alle 6 ... 8 Wochen ausgetauscht werden. Dieser hohe Aufwand konnte durch die Kombination mit einer PV-

¹³ Als Ersatz der aufwändigen Propangasbeleuchtung der Nachtzeichen.

Anlage verringert werden. Es muss über mehrere Jahre kein Akkutausch vorgenommen werden. ([HOF 1990], S. 211)



Abb. 2-10: Anwendung der Photovoltaik bei Geschwindigkeitsprüfeinrichtungen

Durch die saisonal stark schwankende Einstrahlung ist die Photovoltaik bei größeren Leistungen in Deutschland eher eingeschränkt nutzbar (großer Flächenbedarf). Sollte es durch technologische Sprünge zu einer deutlichen Verbesserung des Wirkungsgrades kommen, wären allerdings auch weitere Anwendungen denkbar (z. B. Energieversorgung von Stellwerken kleiner Leistung).

2.3.5 Windenergie

Wie die Photovoltaik gehört auch die Windenergie zu den erneuerbaren Energiequellen. Die Verfügbarkeit ist allerdings ebenfalls un stetig und abhängig von den örtlichen Gegebenheiten, deshalb ist eine Energiepufferung notwendig. Falls eine Anbindung zur Netzeinspeisung besteht, muss diese auf die Maximalleistung dimensioniert werden, obwohl die nur selten erreicht wird. Bei Inselanlagen kann die auftretende Maximalleistung von der geringeren Verbraucherlast nicht abgenommen werden. ([HUMO 2013], S. 794; [ZABO 2013h], S. 342)

Die mechanische Funktionsweise beruht auf der Umwandlung der Strömungsenergie der Luftmassen in Rotationsenergie und anschließender Umwandlung in Elektroenergie. Am effizientesten arbeiten Windenergieanlagen (WEA) in großer Höhe, da dort geringere Grenzflächeneffekte auftreten und die Strömungsgeschwindigkeiten höher sind. Physikalisch ist ein maximaler Wirkungsgrad von 59,3 % möglich, durch die nachgeschalteten Wandler und Getriebe werden praktisch ca. 30 ... 45 % erreicht. ([HUMO 2013], S. 794; [ZABO 2013h], S. 328–329)

WEA sind bereits ab kleinen Leistungen von 0,12 kW aufwärts verfügbar und werden gern mit PV-Anlagen kombiniert, da das Energieabgabeverhalten gegensätzlich verläuft (PV bei Tag und Schönwetter, Wind auch bei Nacht und bei Schlechtwetter). In dem Fall

speist die WEA in den DC-Batteriekreis ein. Die Kosten für Windenergie betragen zwischen 0,04 ... 0,20 EUR/kWh. ([HUMO 2013], S. 794)

Anwendung finden solche Systeme bei mobilen Mauterfassungsstationen. Aus der Bahnsicherungstechnik sind keine Anwendungen bekannt. Eine Eignung kombinierter PV-/WEA-Hybridsysteme ist in Bereichen mit signifikantem Wind denkbar, wodurch die Kapazität der Energiespeicher verringert werden kann. ([HUN 2007], S. 480)

2.3.6 Solarthermie

Neben der Umwandlung in elektrische Energie kann die Strahlungsleistung auch als Wärme genutzt werden. In Flächenkollektoren auf Dächern kann damit die Warmwasserversorgung von Gebäuden unterstützt werden. Nachteilig ist, dass die größte Wärmemenge im Sommer anfällt, wo sie eigentlich nicht benötigt wird. Hier kann sie dann für Kühlkreisläufe genutzt werden. Bei kombinierten PV/Solarthermie-Kollektoren muss auf ein gutes Wärmemanagement geachtet werden, da der Wirkungsgrad der Halbleiter mit steigender Temperatur abnimmt.

Typische Kollektorsysteme erreichen Wirkungsgrade von 80 ... 95 %, wobei diese temperaturabhängig sind ([ZABO 2013f], S. 299). In Deutschland liegt die Jahressumme der eingestrahlten Energie auf einer horizontalen Fläche bei 1.000 ... 1.100 kWh/m². Damit ergibt sich eine maximale Heizleistung von 800 ... 950 W/m². Die Tagesenergiemenge schwankt durchschnittlich zwischen 1 kWh/m² im Januar und 5 kWh/m² im Juli. ([ZABO 2013f], S. 291)

Die Aufstellung der Kollektoren ist sehr variabel, es können Azimutwinkel von -45° ... 45° und Neigungswinkel zwischen 20° und 40° gewählt werden. Die Lebensdauer der Kollektoren beträgt etwa 25 Jahre. ([ZABO 2013f], S. 293 u. 300)

Eine Anwendung im Bahnbereich ist die Klimatisierung von Empfangsgebäuden.

2.3.7 Geothermie

Wie die Solarthermie wird auch die Geothermie zur Bereitstellung von Heizenergie und zur Klimatisierung verwendet. Dazu kommen Erdwärmesonden/-kollektoren in Kombination mit einer Wärmepumpe zum Einsatz. Voraussetzung für die Nutzung ist eine geeignete Geologie. Die Erzeugung von Elektroenergie ist durch die geringen Temperaturunterschiede nicht wirtschaftlich. ([HUMO 2013], S. 795; [ZABO 2013e], S. 362 u. 372-373)

In größerem Umfang werden im Bahnbereich im Winter geothermische konvektionsbasierte Weichenheizungen eingesetzt. Außerdem wurden bereits Tunnel und Bahngelände mit Geothermie klimatisiert. ([HUN 2007], S. 471–472 u. 480)

2.3.8 Resümee

Verbrennungsmotoren und Speisung durch die Fahrleitung bilden den Standard der heutigen autarken EV im Bahnbereich. Für kleinere Leistungen sind bereits Anwendungen der PV bekannt. Zukünftig wird ein verstärkter Einsatz von Kombinationsanlagen erwartet (z. B. PV, Wind und Geothermie), die eine stabile EV und durchgehende Verfügbarkeit ermöglichen (vgl. Abschnitt 4.4). Auf dem Feld der Brennstoffzelle sind weitere Entwicklungen zu erwarten, die die Vorteile gegenüber den Verbrennungsmotoren verstärken und zu einem technologischen Wandel führen werden.

2.4 Stand der Technik bei den Energiespeichern

Nachfolgend wird der aktuelle Entwicklungsstand auf dem Gebiet der Energiespeicherung beschrieben. Das Wissen darüber ist entscheidend für den Entwurf von zukunftsfähigen Energieversorgungssystemen und zur Einschätzung von möglichen Entwicklungstendenzen. Die Ergebnisse sind in Anhang A.3 zusammengefasst.

Grundsätzlich werden Energie- und Leistungsspeicher unterschieden. Leistungsspeicher ermöglichen die Abgabe von großen Leistungen über einen begrenzten Zeitraum (wenige Sekunden bis Minuten). Energiespeicher können eine große Energiemenge über einen längeren Zeitraum zur Verfügung stellen. ([ZABO 2013b], S. 436)

Eine allgemeine Anforderung ist, die Speicherverluste und die Verluste beim Umwandeln zu minimieren. Die Auswahl des Speichers erfolgt dann unter Berücksichtigung von Verlusten, Speicherkapazität, Anzahl an Ladezyklen und dem Energiebedarf der Verbraucher. ([HUN 2007], S. 472–473)

2.4.1 Elektrische Speicher

2.4.1.1 Supraleitende Ringspeicher

Die direkte Speicherung elektrischer Energie ist vorteilhaft, da keine Verluste wie bei der Umwandlung in chemischen Speichern auftreten. Supraleitende Ringspeicher nutzen die Vorteile von Supraleitern bei tiefen Temperaturen (verlustarm) und erreichen einen Wirkungsgrad von 92 %. Durch den hohen Aufwand für Regelung, Kühlung und Abschirmung sind diese Systeme nur bei großen Forschungseinrichtungen zur Entnahme großer Leistungen gebräuchlich. Eine Anwendung für die Bahnsicherungstechnik ist unwirtschaftlich und daher ausgeschlossen. ([HUN 2007], S. 473; [STST 2014], S. 193 u. 606)

2.4.1.2 Kondensatoren

Kondensatoren gehören zu den meistverbauten Bauelementen der Elektrotechnik. Sie werden zur Filterung und Glättung ebenso wie zur Kurzzeitenergiespeicherung genutzt. Bei einem sehr hohen Wirkungsgrad von 95 % und hoher Zyklenfestigkeit mit der Möglichkeit der Tiefentladung haben sie sich ausgezeichnet bewährt. Nachteilig sind die kleine speicherbare Energiemenge und die hohe Selbstentladung. ([HUN 2007], S. 473–474)

2.4.1.3 Superkondensatoren

Superkondensatoren sind spezielle Hochleistungskondensatoren, die eine größere Kapazität im Vergleich zu normalen Kondensatoren bereitstellen. Der Fokus liegt auf der Verwendung als Hochleistungsspeicher in Ergänzung zu den vorhandenen Langzeitspeichern. Vorteilhaft sind auch hier ein hoher Wirkungsgrad (95 %), die gute Zyklenfestigkeit und die rasche Leistungsaufnahme und –abgabe. Die insgesamt gespeicherte Energiemenge ist nicht sehr groß, aber ausreichend um Belastungsspitzen auszugleichen. Anwendung finden sie im Bahnbereich zur Energierückgewinnung auf Fahrzeugen und in Unterwerken. Damit kann der Energieverbrauch um bis zu 30 % reduziert werden. ([HUN 2007], S. 473–474; [STST 2014], S. 183 u. 606)

Im Bereich der Bahnsicherungstechnik werden Superkondensatoren z. B. an Bahnübergängen als Leistungsspeicher zur Abfederung der hohen Anlaufströme von Schrankenantrieben verwendet. Dadurch kann bei minimierten Kabelquerschnitten die Stellentfernung von 200 m auf bis zu 1.500 m erhöht werden. [KLPF 2010]

Vermeehrt werden bei Superkondensatoren die elektrische und die elektrochemische Speicherung kombiniert. Die heute verfügbaren Systeme sind noch sehr teuer. Die Forschungstätigkeit auf diesem Gebiet ist jedoch aktuell sehr intensiv (vgl. [FIZ 2014a] und [FIZ 2014e]), so dass zukünftig weitere Fortschritte und eine deutliche Kostenreduktion zu erwarten sind.

2.4.2 Mechanische Speicher

2.4.2.1 Wasserhoch-/Pumpspeicher

Wasserhoch- und Pumpspeicher sind die klassischen Speicher für große Energiemengen und hohe Leistungsentnahmen zur schnellen Netzregelung (Spitzenlastausgleich). In Schwachlastzeiten wird Wasser in das Oberbecken gepumpt, dessen potentielle Energie durch Turbinen in Spitzenlastzeiten in Elektroenergie gewandelt wird. Wirtschaftlich arbeiten diese Anlagen erst bei großen Speichervolumina. Für die Energieversorgung der Bahnsicherungstechnik kommen solche „*Großanlagen*“ nicht in Frage. ([HUN 2007], S. 473; [STST 2014], S. 479–505)

Moderne Anlagen können einen Wirkungsgrad von ca. 84 % erreichen und sind damit sehr effizient (siehe Abb. 2-11). ([STST 2014], S. 479–505; [ZABO 2013b], S. 424)

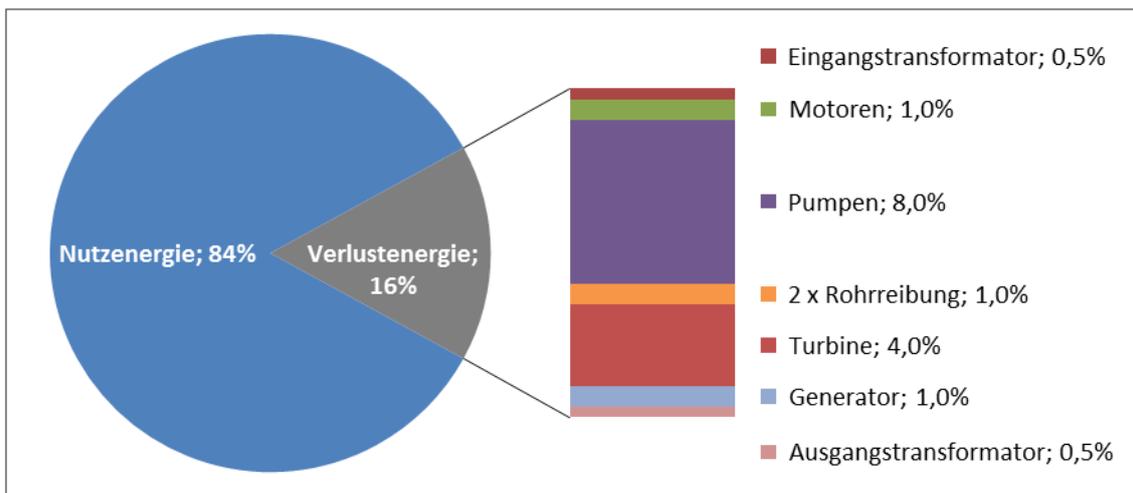


Abb. 2-11: Wirkungsgrad von Pumpspeichern, Daten: [STST 2014]; [ZABO 2013b]

2.4.2.2 Druckspeicher

Als Energieträger wird Druckluft flächendeckend in industriellen Anwendungen und in explosionsgefährdeten Umgebungen wie z. B. dem Kohlebergbau genutzt. Im Bereich der elektrischen Energieversorgung gibt es wenige Druckluftspeicherkraftwerke (Compressed Air Energy Storage – CAES). Sie speichern komprimierte Druckluft in geeignete Kavernen (z. B. tiefgelegene Salzsichten) ein und sind demzufolge nur bei speziellen geologischen und topographischen Voraussetzungen einsetzbar. Durch gezielte Entspannung in gasbefeuchten Turbinen wird Elektroenergie erzeugt. Einsatzgebiet sind die Netzregelung und Spitzenlastausgleich. Sie erreichen Wirkungsgrade von bis zu 54 %. In der Forschung werden Anlagen ohne Brennstoffbefeuerung mit einem Wirkungsgrad von 55 ... 75 % entwickelt. ([FIZ 2014b]; [STST 2014], S. 456–479)

Wie bei Pumpspeichern ist eine Anwendung im Bereich der Bahnsicherungstechnik wegen hohen Kosten und hohem Aufwand unwirtschaftlich. ([HUN 2007], S. 473)

2.4.2.3 Schwungrad

Schwungradspeicher sind auf große Lastwechselzyklen bei Entladezeiten im Sekunden- bis Minutenbereich ausgelegt. ([HUN 2007], S. 473)

Schwungräder speichern mechanische Rotationsenergie und werden zum Spitzenlastausgleich und zur Überbrückung von kurzen Ausfall-/Umschaltzeiten genutzt. Nachdem konventionell aus Stahl gefertigte Schwungräder aus konstruktiven Gründen maximal 3.000 Umdrehungen min^{-1} ausgesetzt werden konnten, gelang es mit Einführung von Faserverbundwerkstoffen die Drehzahl und die Energiedichte deutlich zu erhöhen

(> 20.000 Umdrehungen min^{-1}). Wegen den hohen Drehzahlen sind sie generell mit einem Berstschutz ausgestattet. Zur Verringerung der Luftreibung werden sie im Vakuum oder in Gas betrieben. Die Variable Drehzahl macht für stabilisierte Ausgangsspannungen den Einsatz von Frequenzwandlern erforderlich. Sie sind als Hochleistungsspeicher in mobilen (mit kardanischer Aufhängung) und stationären Einrichtungen im Einsatz. Im Eisenbahnbereich dienen sie als Speicher für die Bremsenergieerückgewinnung im Fahrzeug oder im Unterwerk sowie zur Notversorgung von Gleisstromkreisen. Der Vorteil der Schwungräder liegt in der hohen Zyklusfestigkeit und der hohen Leistungsabgabe. ([STST 2014], S. 505–520; [ZABO 2013b], S. 433)

Bei guter Auslegung können Wirkungsgrade von max. 84 ... 93 % erreicht werden (siehe Abb. 2-12). Schwungradspeicher weisen eine relativ hohe Selbstentladung auf und eignen sich nicht zur Langzeitenergiespeicherung. [STST 2014], S. 597–625

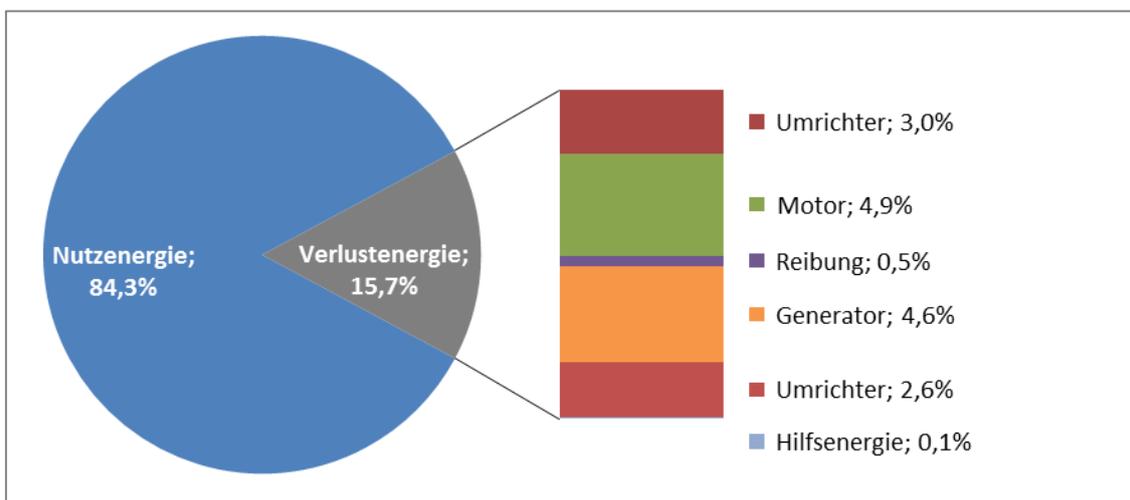


Abb. 2-12: Wirkungsgrad Schwungrad, Daten: [ZABO 2013b], S. 433

2.4.3 Elektrochemische Speicher

2.4.3.1 Elektrochemisch mit externem Speicher

a) Speicher mit flüssigen Aktivmassen (Redox-System)

Die Zelle ist durch eine Ionen-leitende Membran in zwei Halbzellen unterteilt. In den Halbzellen befinden sich die Elektroden und die über Pumpen dosierten Elektrolyte (Redox-Paare, gelöste Salze) - auch als aktive Massen bezeichnet. Über die Membran erfolgt der Ionenaustausch zwischen den Elektrolyten. Die Lagerung der Elektrolyte erfolgt in zwei separaten Tanks außerhalb der Zelle. Dadurch kann die Dimensionierung von Leistung (Elektrodenfläche) und Energie (Elektrolytmenge) unabhängig voneinander erfolgen. Mehrere Zellen können in Reihe zu einem Stapel zusammengeschaltet werden. Die Redox-Flow-Batterien sind tiefentladefähig und ermöglichen eine hohe Zyklenzahl.

Für den Betrieb sind Pumpen, Zuleitungen und Wärmetauscher notwendig. Das Laden der Batterie kann durch Anlegen einer Ladespannung oder Austausch der Elektrolytflüssigkeit erfolgen. ([HUN 2007], S. 474–475; [SAU 2006], S. 26–27; [STST 2014], S. 282–294)

Am weitesten verbreitet ist die Vanadium-Redox-Flow-Batterie, die später zur Vanadium-Bromid-Redox-Flow-Batterie weiterentwickelt wurde und eine verdoppelte Energiedichte aufweist. Weitere Elektrolytpaare sind Eisen-Chrom, Polysulfid-Bromid, Zink-Brom und Zink-Cerium. Es kann bei Berücksichtigung der Hilfsenergie für Pumpen u. ä. ein Speicherwirkungsgrad von 83 % erreicht werden. Die Redox-Flow-Batterie weist sehr geringe Reaktionszeiten und kaum Selbstentladung auf. Für mobile Lösungen ist zukünftig auch denkbar, den Elektrolyten nachzutanken und extern wiederaufzuladen. Anwendungsgebiete für die Redox-Flow-Batterie sind die Speicherung von Energie aus Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen, der Spitzenlastausgleich und die Stützung von USV-Anlagen. ([STST 2014], S. 282–294)

In der aktuellen Ausprägung sind Redox-Systeme in der Leistungsfähigkeit vergleichbar zu konventionellen Bleibatterien, bei deutlich größerer Lebensdauer aber auch höheren Kosten. Aktuelle Forschung wie in [FIZ 2014d] zielt auf eine weitere Verbesserung der Redox-Systeme. Durch die Vorteile im Hinblick auf Wartung, Lebensdauer und Skalierbarkeit ist vorstellbar, dass Redox-Systeme zukünftig Blei-Batterien ersetzen werden.

b) Gasspeichersystem

Aktuell wird in Deutschland intensiv über die Erhöhung der Speichermöglichkeiten für erneuerbare Energie diskutiert. Eine Möglichkeit dafür bilden Gasspeichersysteme auf der Basis von H_2 oder Methan (CH_4) als Speichergase.

Das Prinzip besteht darin, dass Stromüberschüsse zur Erzeugung von H_2 mittels Elektrolyse oder zur Methanisierung von CO_2 (aus Luft, Biogasanlagen, Kraftwerken) genutzt werden. Die Gase werden anschließend in Tanks oder Kavernen eingespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt mittels Brennstoffzelle (BZ) wieder in elektrische Energie gewandelt. Alternativ zur Nutzung vor Ort können die Gase über Rohrleitung (z. B. H_2 -Infrastruktur oder Beimischung in das Erdgasnetz) oder durch den Transport in Druckbehältern zu den Verbrauchern verteilt werden. Die Einspeicherung (Strom zu Gas) erreicht einen Wirkungsgrad von bis zu 72 %, Methanspeicher weisen wegen eines zusätzlichen Umwandschrittes geringere Wirkungsgrade auf. ([STST 2014], S. 409–431)

Wasserstoff ist das häufigste Element der Erde, ca. 50 % der Erdkruste besteht aus Wasserstoff. Zudem ist es sehr einfach aus regenerativen Energiequellen erzeugbar (Elektrolyse). Vorteilhaft sind außerdem seine rückstandslose Verbrennung und die

Möglichkeit der Verstromung in Brennstoffzellen. Ein Nachteil ist die geringe volumetrische Energiedichte, die zum Teil durch starke Kompression ausgeglichen werden kann (Speicherung z. B. in Gasflaschen bei 300 bar). ([STST 2014], S. 298–300)

Durch die nachfolgende Rückverstromung (Strom zu Gas zu Strom) des erzeugten Gases sinkt der Gesamtwirkungsgrad weiter. Bei gut abgestimmten Systemen mit Gaserezeugung und -verbrauch vor Ort kann ein Gesamtwirkungsgrad von 30 ... 44 % erreicht werden (Abb. 2-13). Durch Kompression, Transport, Verteilung und dezentrale Verstromung sinkt der erreichbare Gesamtwirkungsgrad jedoch auf 25 ... 30 % ab. Eine Anwendung ist unter heutigen wirtschaftlichen Bedingungen am ehesten bei der Verwendung als Kraftstoff für mobile Anwendungen und als Rohstoff in der chemischen Industrie denkbar. Dafür wird auch eine Nutzung des flüssigen Speichermediums Methanol (CH_4O) diskutiert, da hier die heute bestehende Infrastruktur zur Verteilung genutzt werden kann. ([SAU 2006], S. 28–31; [STST 2014], S. 409–435)

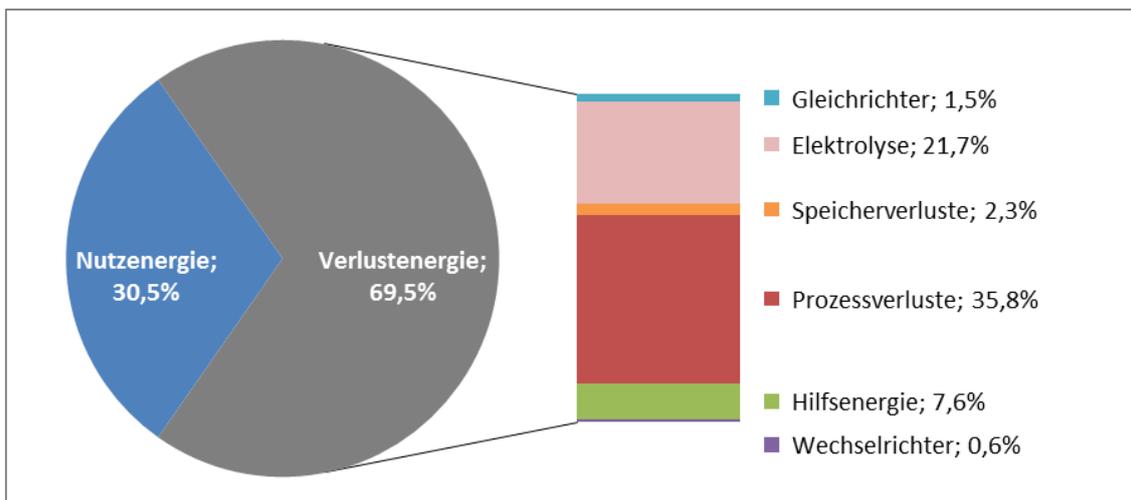


Abb. 2-13: Wirkungsgrad Gasspeichersystem BZ, Daten: [ZABO 2013b], S. 431

Gasspeichersysteme sind ein relativ neues Konzept zur Energiespeicherung und derzeit noch nicht wirtschaftlich. Zudem sind sie nur vorteilhaft, wenn die Energie zur Gaserezeugung aus erneuerbaren Quellen stammt ([FIZ 2013]). Den höchsten Wirkungsgrad erreichen Gasspeichersysteme bei Speicherung und Abnahme der Gase vor Ort. Deshalb sind sie prinzipiell für die netzferne EV in Kombination mit PV und/oder WEA einsetzbar.

c) Akkumulatoren mit externer Regeneration

Diese Batterietypen unterscheiden sich von „normalen“ Batterien dahingehend, dass die Umgebungsluft eine der beiden Elektroden bildet. Das verbreitetste System ist die Zink (Zn)-Luft-Batterie.

Zink-Luft-Primärbatterien sind sehr leicht und werden z. B. in Hörgeräten und der EV von Kameras eingesetzt. An der Anwendung des Systems als Sekundärbatterie wird seit Jahrzehnten geforscht. Vorteile sind die hohe Energiedichte und die gute Verfügbarkeit und Umweltverträglichkeit des Rohstoffes Zn. Nachteilig ist die Komplexität hinsichtlich noch zu lösender Probleme (Zyklusstabilität, Unverschießbarkeit gegenüber der Umgebung, Haltbarkeit). ([STST 2014], S. 231–232)

Große Hoffnungen beruhen auch auf den Lithium-Luft- und Magnesium-Luft-Batterien, deren Energiedichte höher als Lithium-Ionen-Batterien sein wird. Aktuell wird hier intensive Grundlagenforschung betrieben. ([FIZ 2014c])

Eine Anwendung dieser mit sehr großer Energiedichte ausgestatteten Batterien ist momentan nicht möglich. Mittel- bis langfristig könnten sie jedoch heutige Batteriesysteme ablösen, wenn die von der Forschung erwarteten Fortschritte eintreten.

2.4.3.2 Elektrochemisch mit internem Speicher

a) Blei-Säure-Akkumulator

Seit 150 Jahren ist dieser Akkumulatortyp bekannt und hat heute einen sehr hohen Entwicklungsstand erreicht. Sie ist heute die am weitesten verbreitete Batterieart mit den Einsatzgebieten Starter- und Antriebsbatterien sowie USV. Kennzeichnend ist bei ihr, dass sich durch die Beteiligung des Elektrolyten (Schwefelsäure) an der chemischen Reaktion bei Entladung die Spannung der Zelle verringert. Entscheidend für die Lebensdauer des Akkus ist eine komplexe Ladeprozedur nach definierten Kennlinien. Außerdem müssen Tiefentladungen vermieden werden, da sie zu irreversiblen Schäden führen. Die Zelltemperatur sollte zwischen 20 °C und 40 °C liegen, hohe Standzeiten ohne Ladung und hohe Entladeströme sollten vermieden werden. Hohe Entladeströme führen zu einer Verringerung des Wirkungsgrades. ([EXI 2012], S. 6; [STST 2014], S. 212–231; [ZABO 2013b], S. 429)

Blei-Säure-Batterien sind gekennzeichnet durch eine relativ geringe Energiedichte von ca. 30 Wh/kg und hohen Speicherwirkungsgraden von 90 % (Ah-Wirkungsgrad). Bei Berücksichtigung ohmscher Verluste (Wh-Wirkungsgrad) erreichen sie 75 % (abhängig von der Entladedauer, siehe Abb. 2-14). Sie weisen bei korrekter Pflege eine gute Zyklusfestigkeit und vergleichsweise niedrige Kosten auf (90 ... 355 EUR/kWh). Die Selbstentladung ist mit 0,17 %/d gering. ([LEI 1948], S. 34; [SAU 2006], S. 22–23; [STST 2014], S. 600; [WIR 1950], S. 93–95)

Die EV-Anlagen der Stellwerke sind überwiegend mit Blei-Säure-Batterien ausgerüstet. Eine Lieferung erfolgt nach den Anforderungen der gültigen Bahnnormen ([BN 918]). Sie sind für eine Lebensdauer von 15 Jahren bemessen. ([BN 918], S. 8)

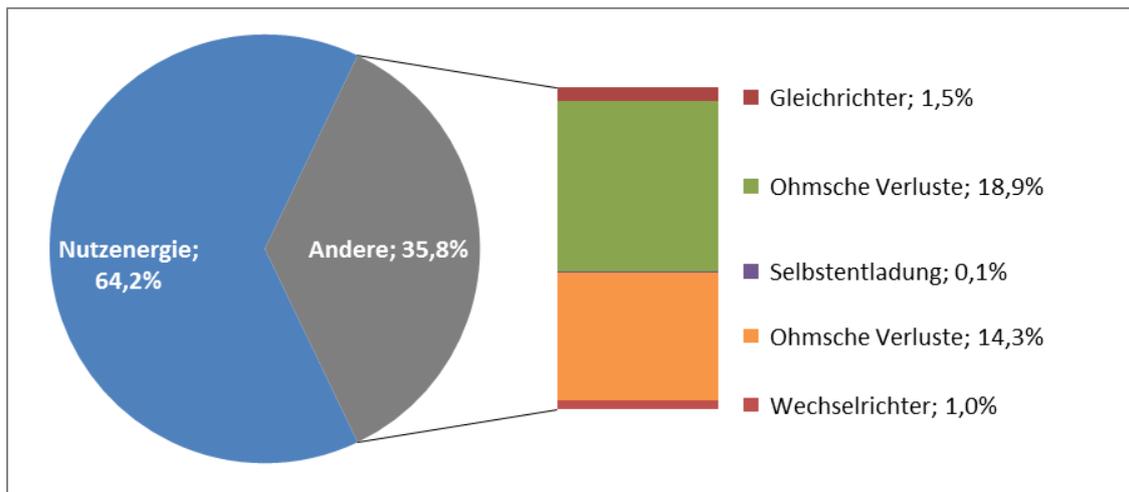


Abb. 2-14: Wirkungsgrad eines Blei-Säure-Akkumulators, Daten: [ZABO 2013b]

Für Akkumulatoren können unterschiedliche Betriebsarten angewendet werden:

- Im Lade-/Entladebetrieb (Zyklusbetrieb) werden die Verbraucher nur aus der Batterie versorgt. Nach Entladung wird die Batterie getauscht oder auf eine Reservobatterie umgeschaltet und wieder aufgeladen. Diese Betriebsart ist die ungünstigste für die Batterielebensdauer. ([EXI 2012], S. 61–63)
- Im Pufferbetrieb wird die Batterie über einen Gleichrichter mit konstantem Ladestrom geladen (deckt den mittleren Energiebedarf). Sie dient als Leistungspuffer für die Spitzenlasten der Verbraucher. Die typische Kapazität dieser Betriebsform beträgt 70 % der Nennkapazität ([GEI 1958c], S. 23). Der Pufferstrom muss an den Verbrauch angepasst sein und darf nicht zu niedrig eingestellt werden (wenigstens 160 % des mittleren Verbrauchsstroms) ([LEI 1948], S. 44). Durch hohe Belastung (Laden/Entladen) sind sie wartungsintensiver und weisen eine kürzere Lebensdauer auf. ([EXI 2012], S. 61–63)
- Der Bereitschaftsparallelbetrieb ist eine vorteilhafte und batterieschonende Betriebsart. Die Batterie wird mittels Erhaltungsladung auf volle Kapazität geladen. Der gesamte Verbraucherstrom wird durch den Gleichrichter zur Verfügung gestellt, wodurch die Batterie nicht belastet wird. Das wirkt sich positiv auf die Batterielebensdauer aus. ([EXI 2012], S. 61–63; [GEI 1958c], S. 23–24)
- Im Umschaltbetrieb wird die Batterie durch ein separates Ladegerät auf Erhaltungsladung geladen und erst bei Netzausfall an die Verbraucher geschaltet. Die Verbraucher werden im Netzbetrieb allein durch die Gleichrichter versorgt. ([EXI 2012], S. 61–63)

Ältere geschlossene Blei-Säure-Batterien sind noch sehr wartungsaufwändig durch auftretenden Wasserverlust. Außerdem entsteht durch Gasung H_2 , welcher in den Batterieraum gelangt. Um der Explosionsgefahr zu begegnen, müssen Batterieräume gut belüftet werden ([LEI 1948], S. 35). In neueren verschlossenen Systemen (Gelbatterien) ist

der Wartungsaufwand stark reduziert, da kein Wasser aufgefüllt werden muss. ([EXI 2012], S. 14–25)

Insgesamt sind Blei-Säure-Batterien sehr verlässliche, ausgereifte Energiespeicher mit gutem Wirkungsgrad. Verbesserungen sind kaum noch zu erwarten. Durch die hohe Durchdringung werden sie mittelfristig weiter in den Stellwerken eingesetzt werden.

b) Lithium-Ionen-Akkumulator

Lithium-Batterien sind eine relativ junge Technologie, deren Anfänge um das Jahr 1970 liegen. Sie sind gekennzeichnet durch eine Vielzahl an Elektroden- und Elektrolytmaterialien. Lithium-Ionen-Batterien sind durch die flexible Ein- und Auslagerung von Lithium-Ionen und in feste Elektrodenmaterialien gekennzeichnet. Es werden Flüssig-, Feststoff- oder Polymerelektrolyte verwendet. Lithium-Batterien können als Hochenergie- oder Hochleistungszellen gefertigt werden. Die Energiedichte liegt bei hohen 150 Wh/kg ... 180 Wh/kg. ([SAU 2006], S. 24; [STST 2014], S. 248–271)

Ein weiterer Vorteil ist die geringe Selbstentladungsrate (< 3 % p. a. bei mittlerem Ladezustand und Raumtemperatur). Bei höherem Ladezustand und höheren Temperaturen steigt die Selbstentladungsrate an. Zudem sind Lithium-Batterien sehr effizient und weisen Speicherwirkungsgrade von bis zu 95 % auf. ([STST 2014], S. 248–271)

Lithium-Ionen-Batterien können jedoch bei Überschreiten des Betriebsbereiches "*thermisch durchgehen*" und explodieren oder in Brand geraten. Deshalb ist eine permanente Batterieüberwachung der einzelnen Batteriezellen erforderlich, um Unregelmäßigkeiten und Temperaturerhöhungen rechtzeitig zu erkennen. Die Zyklenfestigkeit ist für industrielle Anwendungen mit häufiger Aus- und Einspeicherung zu noch zu gering. ([SAU 2006], S. 24; [STST 2014], S. 248–271)

An den Lithium-Batteriespeichern wird noch intensiv geforscht. Es ist mit neuen Materialien und Weiterentwicklungen zu rechnen. Schwerpunkte sind Forschungen an der Erhöhung der Zyklenfestigkeit, der Sicherheit und der Hochstromfähigkeit. ([STST 2014], S. 248–271)

Aktuelle Inbetriebnahmen von Lithium-Großspeichern in [MIN 2014] zeigen, dass die Vorteile der Lithium-Technologie vermehrt auch für große Energiemengen und Leistungen genutzt werden. Auch im Bereich der Stellwerksbatterien ist ein Technologiewechsel zu erwarten, wenn die Zyklenfestigkeit der Lithium-Batterien verbessert sowie das Preisniveau weiter reduziert werden kann.

c) Nickel-Akkumulator (NiCd/NiMH/NiZn)

Die Entwicklung der ersten Nickel-Cadmium-Akkumulatoren (NiCd) begann bereits vor über 100 Jahren. Die Energiedichte liegt über der von Blei-Säure-Batterien, zudem sind

sie tiefentladefähig, zyklenfest, extrem temperaturvariabel einsetzbar und schnellladefähig. Außerdem sind sie langzeitlagerfähig, ohne Schaden zu nehmen. Diese Kriterien sind vor allem bei mobilen Anwendungen wichtig, daher werden sie oft in der Raumfahrt und im militärischen Bereich eingesetzt. Weitere Anwendungsbereiche sind Fahrzeugantriebsbatterien und die stationäre Notstromversorgung. Als Nachteil gelten der sogenannte „*Memory-Effekt*“ und die Umweltbelastung durch den Einsatz von Schwermetallen. ([SAU 2006], S. 25; [STST 2014], S. 232–244)

Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulatoren (NiMH) wurden für Hochleistungsanwendungen und als Ablösung für NiCd-Akkus entwickelt. Sie weisen eine höhere Energiedichte als NiCd-Akkus auf und besitzen eine hohe Zyklenfestigkeit. Die Kosten liegen geringfügig unterhalb der Lithium-Technologie. Die Temperaturrestistenz ist etwas schlechter als die von NiCd-Systemen. Verbreitete Anwendungen sind elektrische Fahrzeugantriebsbatterien und Heimelektronik. ([SAU 2006], S. 25; [STST 2014], S. 244–247)

Ein weiteres System stellt die Nickel-Zink-Batterie (NiZn) dar. Sie weist ähnliche Eigenschaften wie die NiMH-Batterie auf, besitzt jedoch eine deutlich geringere Alterungsbeständigkeit und Zyklenfestigkeit bei geringeren Kosten. Zur stationären Langzeitanwendung ist sie nicht geeignet. ([STST 2014], S. 231)

Gegenüber Blei-Säure-Batterien weisen Nickel-Batterien geringere Wirkungsgrade, größere Alterungsbeständigkeit und höhere Kosten auf ([STST 2014], S. 231). Für einige Anwendungen sind sie wegen höherer Zyklenfestigkeit und Temperaturbeständigkeit den Blei-Säure-Batterien vorzuziehen. Im stationären Bereich der Notversorgung weisen sie keine wesentlichen Vorteile auf.

d) Natrium-Hochtemperatur-Akkumulatoren

Natrium-Nickel-Chlorid- (NaNiCl) und Natrium-Schwefel-Akkumulatoren (NaS) eignen sich nicht für mobile Anwendungen und wegen der hohen Standzeiten auch nicht zur stationären Notversorgung. ([SAU 2006], S. 25–26)

Natrium-Schwefel-Batterien werden bei über 300 °C betrieben und deshalb als Hochtemperaturbatterie bezeichnet. Im Betriebszustand enthält sie flüssiges Natrium und flüssigen Schwefel. Alle Komponenten müssen auf die in diesem Zusammenhang entstehenden großen Belastungen ausgelegt sein (Isolierung, Elektrolyt). Das Batteriemangement ist komplex und beinhaltet das Wärmemanagement und umfangreiche Sicherheitsvorkehrungen zum Schutz vor "thermischen Durchgehen". Wegen des hohen Energieeinsatzes zur Erhaltung der Betriebstemperatur (thermische Selbstentladung) sind Hochtemperaturbatterien nur als Kurzzeitspeicher sinnvoll anwendbar. Das System ist empfindlich gegenüber Tiefentladung. ([SAU 2006], S. 25–26; [STST 2014], S. 271–282)

Zu den Vorteilen der Hochtemperatur-Akkumulatoren gehören die sehr hohen Speichereffizienzen (90 %), die hohe Energiedichte (218 Wh/kg), hohe Leistungsdichte, die sehr gute Zyklenfestigkeit und hohe Lebensdauer. Wird die Heizung und Umwandlung mit in die Betrachtung einbezogen, verringert sich der Wirkungsgrad auf ca. 75 %. ([STST 2014], S. 271–282)

Eine Einsatzmöglichkeit bietet die Verwendung der Systeme in KWK-Anlagen, gerade in Hinblick auf die hohen Wirkungsgrade. Im Bereich der Stellwerks-Notversorgung ist ein Einsatz unrealistisch.

2.4.4 Resümee

Als Fazit kann festgestellt werden, dass bei den Energie-Speichertechnologien momentan Blei-Säure-Batterien eingesetzt werden. Hier bieten Redox-Flow-Systeme und die Lithium-Technologie weiteres Entwicklungspotential, wobei davon ausgegangen werden kann, dass sie mittel- bis langfristig die Bleibatterien auch in stationären Anwendungen ablösen werden. ([HUN 2007], S. 482; [SAU 2006], S. 24)

Als Hochleistungsspeicher haben sich im Bereich der Stellwerks-Energieversorgung Schwungräder etabliert. Zukünftig wird es vermehrt zum Einsatz von Superkondensatoren und Schwungrädern aus Faserverbundwerkstoffen kommen.

Für die netzferne autarke Energieversorgung können unter bestimmten Randbedingungen auch Gasspeichersysteme eine Lösung bieten (siehe Abschnitt 4.4). Hier muss dann eine anwendungsbezogene Betrachtung aufgestellt werden.

Eine übersichtliche Zusammenstellung der Ergebnisse zeigt Anhang A.3.

2.5 Grundlagen der Energieversorgung von Stellwerken

2.5.1 Einteilung der EV-Anlage

Zur verlässlichen Bereitstellung der erforderlichen Energie für den Betrieb der Verbraucher eines Stellwerkes spielt eine hohe Verfügbarkeit der Energieversorgung eine große Rolle. Dazu sind unterschiedliche Betriebssituationen von Bedeutung, die sich auch auf den Aufbau einer solchen EV-Anlage auswirken.

Prinzipiell kann eine Energieversorgungsanlage je nach Bedeutung und Aufgabe folgende Teile beinhalten ([ARN 1987], S. 342; [FNT 2003], S. 132–133):

- Netzversorgungsanlage,
- Ersatzversorgungsanlage und
- Notversorgungsanlage.

Stellwerks-Energieversorgungen bestehen meist aus einer Kombination dieser Anlagen, um in allen maßgebenden Betriebssituationen zuverlässig Energie bereitzustellen.

2.5.1.1 Netzversorgungsanlage

Eine *Netzversorgungsanlage* bezieht ihre Energie aus dem angeschlossenen primären Versorgungsnetz oder, falls vorhanden, einem zweiten Netz – dem Ersatznetz. Dazu wird in der Regel ein Drehstromanschluss mit 3~ 400 V 50 Hz AC bereitgestellt. Damit kann das Stellwerk seine Verbraucher im Regelbetrieb versorgen. Ein Mittelspannungsanschluss ist nach [MIVE 1986], S. 48 i. d. R. unwirtschaftlich.

2.5.1.2 Ersatzversorgungsanlage

Kommt es zum Ausfall des Netzes und ist kein Ersatznetz vorhanden, dann sorgt die *Ersatzversorgungsanlage* für eine weitere Versorgung der Verbraucher. Dazu liefert sie Elektroenergie mit annähernd gleicher Charakteristik wie die Netzversorgungsanlage. Im Regelbetrieb ist die Ersatzversorgung inaktiv, sie wird erst bei Ausfall des Versorgungsnetzes oder unzureichender Netzqualität eingeschaltet.

In Stellwerken werden dazu meist stationäre (Abb. 2-15) oder mobile *Netzersatzaggregate (NEA)* auf Basis von Verbrennungsmotoren eingesetzt (siehe Abschnitt 2.3.1).



Abb. 2-15: Diesel-NEA und NEA-Schaltschrank

Seit den 1930er Jahren werden vollselbstständige Netzersatzanlagen eingesetzt (keine manuelle Betätigung notwendig, [BRE 1949], S. 105). Nach Netzausfall muss der Motor dafür über eine automatische Anlaufsteuerung gestartet werden.

Neuere NEA übernehmen bereits nach 10 ... 15 s die Last, wodurch auf Weichenumformer verzichtet werden kann. Ältere automatisch startende NEA mit Vorglühfunktion laufen erst nach ca. 2 min an. Für manuell gestartete Aggregate muss mit ca. 10 min gerechnet werden. ([ERN 1993], S. 243)

In der Regel wird zum Starten die Stellwerksbatterie oder eine Starterbatterie vor Ort verwendet. Der vorhandene Kraftstoffvorrat muss für einen Ersatzbetrieb von 48 h bemessen sein; bei Netzspeisung aus der Fahrleitung für 14 Tage ([MIVE 1986], S. 48). Als Alternative kann an elektrifizierten Strecken der Netzersatz über die Fahrleitung hergestellt werden (siehe Abschnitt 2.3.2). ([DB 819a], S. 7–13)

Im Bereich der DB Netz AG besitzen fast alle RSTW und ESTW eine Netzersatzanlage ([RAI 2013], S. 3), die Aufteilung auf die Netzersatzformen zeigt Anlage AL.1.

2.5.1.3 Notversorgungsanlage

Bei der Umschaltung auf das Ersatznetz bzw. auf Versorgung über das NEA kommt es zu einer kurzen Unterbrechung der Energieversorgung (max. 15 s). Für einige Verbraucher sind solche Speiselücken aber nicht akzeptabel, sie müssen ständig mit Energie versorgt werden (siehe Abschnitt 2.5.3). Dazu gehören z. B. Gleisfreimeldeanlagen, Rechnersysteme und Lichtsignale. Für diese wichtigen Verbraucher steht eine *Notversorgungsanlage* für die USV zur Verfügung. Im Stellwerk besteht sie aus der Stellwerksbatterie, die für eine definierte Reservezeit bemessen ist (z. B. 1 h bei vorhandenem ortsfestem NEA). Über zuschaltbare Umformer oder Wechselrichter können wichtige Wechselstromverbraucher mit der erforderlichen Spannung und Frequenz versorgt werden. ([FNT 2003], S. 133)



Abb. 2-16: Batterieräume von Stellwerken

Bei direkter Anschaltung der DC-Verbraucher an die Batterie werden zum Teil alkalische Gegenzellen¹⁴ zur Regulierung der durch die Erhaltungsladung entstehenden Überspannung eingesetzt. Sie wirken der eigentlichen Batteriespannung entgegen und verringern diese stromabhängig um 1,5 ... 2,5 V pro Zelle. ([GEI 1958c], S. 58)

¹⁴ Gegenzellen sind Dioden, die über eine Schalteinrichtung kurzgeschlossen werden können. Dadurch kann der Spannungsabfall an der Gegenzelleneinrichtung reguliert werden.

Die Stellwerksbatterie¹⁵ wird überwiegend in einem separaten, unbeheizten Batterieraum (zulässige Temperatur: 0 ... 40 °C) untergebracht (vgl. Abb. 2-16) und wird im Bereitschaftsparallelbetrieb verwendet ([BN 918], S. 7). Die Bemessung der Batteriereservezeit erfolgt nach den Vorgaben in [DB 819c] und ist in Anhang A.1 dargestellt.

Alle ESTW und RSTW werden batteriegestützt versorgt. Ca. 90 % der Anlagen besitzen eine eigene Batterie, die restlichen 10 % werden durch Mehrfachnutzung der Batterie eines anderen Stellwerkes gestützt. ([RAI 2013], S. 3)

2.5.2 Aufbau

Die Energieversorgungsanlagen der Stellwerke bestehen aus einer Kombination von Netz-, Ersatz- und Notversorgung. In Abb. 2-17 ist der beispielhafte Aufbau einer klassischen EV-Anlage von Relaisstellwerken aufgeführt.

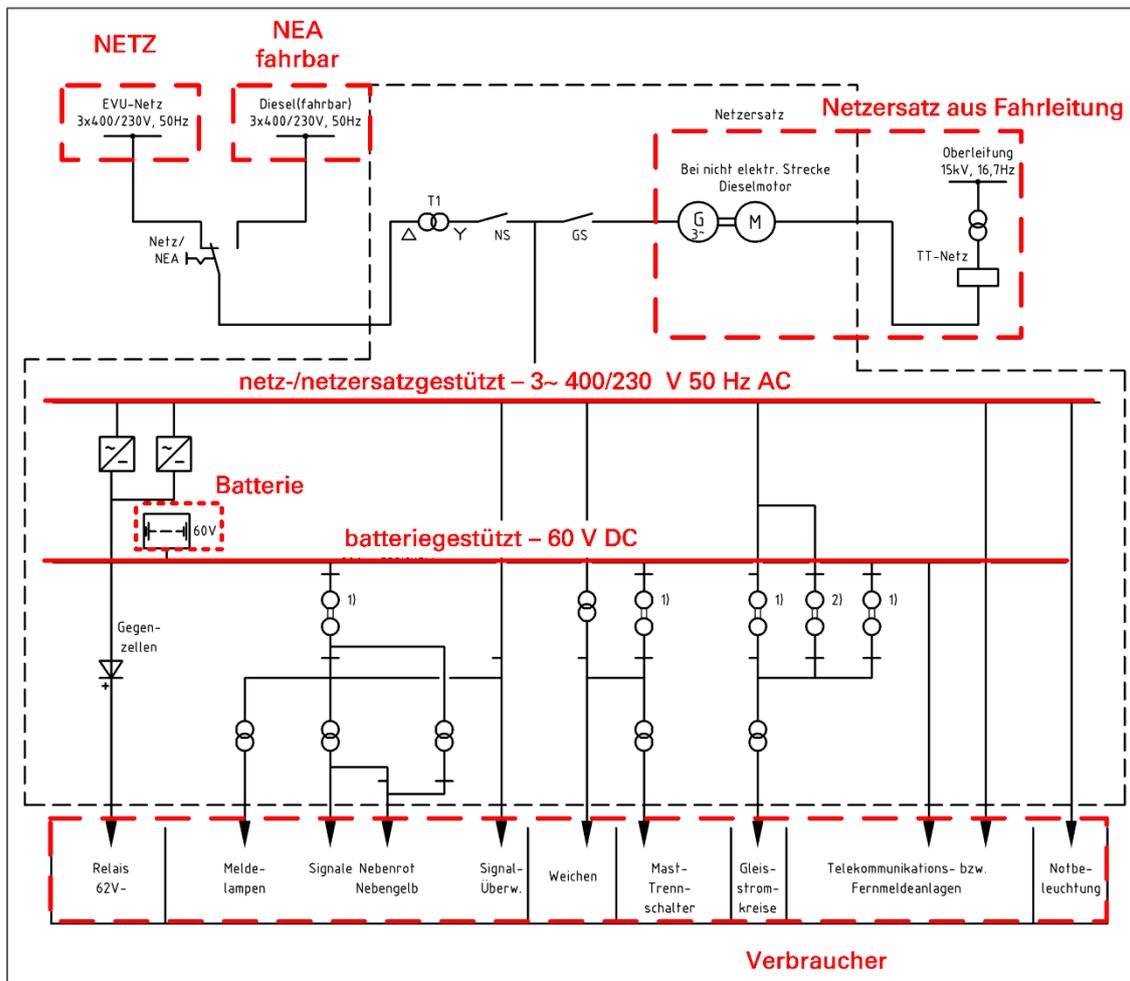


Abb. 2-17: Aufbau einer RSTW-EV-Anlage nach [DB 819b]

¹⁵ Meist wird eine Blei-Säure-Batterie mit 30 Zellen je 2 V Nennspannung eingesetzt. Die Zellspannung schwankt je nach Entladezustand zwischen 1,75 und 2,4 V.

Normalerweise erfolgt die Speisung der Verbraucher über das Netz und die netz-/netzersatzgestützte Schiene 3~ 400 V 50 Hz AC. Von dort erfolgen dann die Verteilung zu den Wechselstromverbrauchern und die Bereitstellung der benötigten Spannungen und Frequenzen über Transformatoren, Gleich- und Wechselrichter (GR/WR). Gleichspannungsverbraucher werden über Gleichrichter aus der Netz-/netzersatzgestützten Schiene versorgt.

Eine weitere Versorgungsebene basiert auf Gleichspannung in Höhe der Spannung der Stellwerksbatterie (Batteriesammelschiene, meist 60 V DC bei RSTW und 216 V DC bei ESTW). Sie dient der unterbrechungsfreien Notversorgung der wichtigen Verbraucher bei Netzausfall. Dabei kann Energie aus der Batterie entnommen werden, bei Netz wiederkehr wird diese wieder geladen. Über Umformer oder in neueren Stellwerken auch Wechselrichter können auch die Wechselstromverbraucher versorgt werden.

Neben dem Netz existiert einspeiseseitig das NEA oder ein Ersatznetz (also eine Ersatzversorgung). Die Steuerung der Zu- und Abschaltung erfolgt in einem Netzumschalt-schrank (NUS) oder in der Schaltanlage. Für das NEA ist ggf. ein separater Dieselsteuer-schrank vorhanden.

2.5.3 Verbraucher und Fehlertoleranz

Die in einem Stellwerk zu versorgenden Verbraucher bestehen aus Teilen der Stellwerk-sinnen- sowie der Stellwerksaußenanlage. Man kann sie in Gleich- und Wechselstrom-verbraucher einteilen. Die wichtigsten Verbraucher sind in Tab. 2-4 aufgelistet. Die ge-naue Anzahl und Art der Verbraucher ist immer von den örtlichen Verhältnissen abhän-gig.

Gleichstromverbraucher	Wechselstromverbraucher
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relaisanlage von RSTW ▪ Weichenantriebe älterer Stellwerksbauformen ▪ Rechner zur Fernsteuerung von Relaisstellwerken ▪ Rechner im Elektronischen Stellwerk ▪ Achszähler ▪ Rechner der Linienzugbeeinflussung (LZB) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lichtsignale ▪ Weichenantriebe ▪ Gleisstromkreise ▪ Beleuchtung ▪ Bedienplatzsystem ▪ Ausleuchtung des Bedientisches ▪ Streckenblock und LZB ▪ TK-Anlagen

Tab. 2-4: Verbraucher in der Stellwerks-Energieversorgung

Die Verbraucher weisen eine unterschiedliche Empfindlichkeit gegenüber Versorgungsunterbrechungen auf:

- Relais und Schütze fallen in der Regel sehr schnell ab, wobei große Relais und Schütze größere Toleranzen als Miniaturrelais¹⁶ aufweisen. Bei Schützen können steile Spannungseinbrüche zu entgegen gerichteten Feldern führen, die zunächst dafür sorgen, dass das Schütz angezogen bleibt. Durch den Einsatz von Stützspulen können Spannungseinbrüche um bis ca. 25 % verkräftet werden. DC-Schütze/Relais weisen eine höhere tolerierbare Unterbrechungszeit als AC-Schütze auf und können über parallelgeschaltete Kondensatoren gehalten werden. Zeitverzögerte Relaisschaltungen werden ebenso zur Abfallverhinderung eingesetzt. Geregelter Eingangsspannungen erhöhen die Wahrscheinlichkeit, dass bei Spannungseinbruch das Relais/Schütz nicht abfällt. ([SHO 2006], S. 76–79)
- Elektronische Systeme besitzen eine weite Toleranzspanne hinsichtlich der Unterbrechungszeit. Die maximal tolerierbare Lücke ist linear an die Spannungshöhe vor der Unterbrechung gekoppelt (je höher diese ist, desto höher die Aufladung der Kondensatoren im Netzteil und die tolerierbare Unterbrechungszeit). Dies trifft auf alle Systeme mit Energiespeicherung in der Energieversorgung zu, z. B. Rechnersysteme, SPS, Digitaluhren, drehzahlgeregelte Antriebe. Letztere werden bei 70 – 85 % Unterspannung im Batteriekreis abgeschaltet ([SHO 2006], S. 79–80). Netzteile mit Weitbereichseingang sollen daher mit der höchstmöglichen Spannung betrieben werden. Durch intelligentes Energiemanagement und die Verwendung von zusätzlichen Pufferkondensatoren kann die tolerierbare Lücke auf 0,2 s angehoben werden. Dreiphasige Spannungsversorgung erhöht die Resistenz der Verbraucher gegenüber Spannungseinbrüchen deutlich und sollte, wenn möglich, eingesetzt werden. Schaltnetzteile bieten eine 100-mal höhere Resistenz gegen Unterbrechungen als konventionelle Netzteile. ([SHO 2006], S. 71–75)

Die in Studien ermittelte Bandbreite für die Empfindlichkeit gegen Versorgungsunterbrechungen zeigt Tab. 2-5.

	Relais und Schütze		Rechnersysteme
	Abfallzeit	Abfallspannung	Unterbrechungszeit
Minimalwert	1 ms	40 %	10 ms
Maximalwert	50 ms	75 %	280 ms

Tab. 2-5: Verbrauchersensitivität, Daten: ([SHO 2006], S. 71–79)

¹⁶ auf Leiterplatten einbaubar und oft in Industrieanwendungen eingesetzt

Neben der bekannten Verbrauchersensitivität gibt es die betriebliche Anforderung, dass die Energieversorgung für mittlere und größere Stellwerke nach außen hin unterbrechungsfrei erfolgen muss. Das bedeutet, dass die Unterbrechungszeit bei Netzausfall (Umschaltzeit) bis zur Funktion der Notversorgung sich nicht negativ auf den Betriebsablauf auswirken darf. Das ist im Zusammenspiel mit den Fahrstraßen- und Signalschaltungen gewährleistet. ([KÖT 1969], S. 175)

Abhängig von Verbrauchersensitivität (maximal zulässige Speiselücke) und Versorgungsgrundsätzen wird die Betriebsart der Notversorgung festgelegt (siehe Tab. 2-6).

zulässige Speiselücke	Netzbetrieb über	einzusetzende Komponente	Betriebsart
max. 2 s	Netz/NEA	WR ohne NRE	Anlaufbetrieb (Offline-USV) <ul style="list-style-type: none"> Versorgung bei Netzbetrieb über Bypass, WR ausgeschaltet bei Netzausfall mechanische Umschaltung und Anlauf WR Versorgung WR durch Batterie kalte Redundanz
max. 1 s	Netz/NEA	WR mit NRE	Mitlaufbetrieb (spezielle Offline-USV) <ul style="list-style-type: none"> Versorgung bei Netzbetrieb über Bypass, WR eingangsseitig dauerhaft eingeschaltet bei Netzausfall Schnellumschaltung über NRE auf WR heiße Redundanz
keine	USV/ eigener WR	WR/USV-Anlage	Dauerbetrieb (Online-USV) <ul style="list-style-type: none"> Einsatz von GR-WR Kombinationen/Doppelwandler-USV Versorgung bei Netzbetrieb direkt über gesicherte Batterieebene Versorgung über Bypass bei Unregelmäßigkeiten und Störungen der USV sowie bei Wartung

Tab. 2-6: Betriebsart nach ([DB 819b], S. 2-3; [LAN 2013], S. 33)

Relaisstellwerke vertragen durch die Gestaltung der Relaischaltungen Umschaltzeiten von bis zu 2 s. Deshalb entspricht ihre Notversorgung in allen Teilen außer der DC-

Versorgung einer „Offline-USV“ bzw. USV im Mitlaufbetrieb (vgl. Tab. 2-6). Die Last wird erst nach Netzausfall auf den batteriegestützten Notversorgungspfad umgeschaltet. Weichen werden in der Regel über das vorhandene NEA weiterversorgt. Wenn erforderlich, kann über einen Umformer aus der Batterie bzw. einen WR eine Notversorgung erfolgen. ([RÜVE 1985], S. 238)

In ESTW werden spezielle Doppelwandler-USV-Anlagen eingesetzt, die dort wegen der höheren Verbraucheranforderungen (Ansprechzeit < 10 ms, [SAU 2006], S. 16) als „Online-USV“ bzw. im Dauerbetrieb arbeiten (vgl. Tab. 2-6).

Um die Spannungsqualität sicherzustellen, wurden in vielen RSTW Spannungskonstanthalter eingebaut ([GEI 1958a], S. 22). Die große Mehrheit der RSTW wurde vor der Umstellung der Anhebung der Netzspannung im Jahr 1987 errichtet. Die in der EV-Anlage erzeugten Spannungen (NEA, Umformer) wurden nicht angepasst. Dadurch werden die Anlagen heute im Netzbetrieb mit 3~ 400 V/230 V 50 Hz AC betrieben, im Netzersatz- und Notbetrieb aber weiterhin mit 3~ 380/220 V 50 Hz AC.

2.6 Versorgungssicherheit

2.6.1 Fehlerquellen

2.6.1.1 Netz

Im Versorgungsnetz entstehen ca. 90 % der für den Verbraucher wirksamen Störungen ([BRO 2009], S. 1). Gründe für Störungen sind transiente Überspannungen, Spannungseinbrüche, Flicker¹⁷, Asymmetrie, Oberschwingungen und Versorgungsunterbrechungen. Ursachen sind mit absteigender Häufigkeit ([SHO 2006], S. 148):

- Störungen durch Umwelteinwirkungen,
 - Blitzschlag, Gewitter, Unwetter
 - Tiere (z. B. Vögel)
- Fehler in Betriebsmitteln (Fehlerraten siehe [SHO 2006], S. 199–207) und
- Schalthandlungen im Netz.

Viele Fehler durch Blitzschlag und Tiere sind nur temporär und lassen sich mit automatischer Wiedereinschaltung beheben. Es kann aber auch zu dauerhaften Fehlern durch Beschädigung von Betriebsmitteln kommen (Beschädigung von Freileitungen, Blitzschäden an Schaltanlagen in 5 ... 10 % aller Blitzschläge). ([SHO 2006], S. 189–196)

¹⁷ Hierbei handelt es sich um periodisch auftretende Spannungsschwankungen.

Besonders ungünstig sind Fehler in Betriebsmitteln, da sie zu dauerhaften Fehlern führen. Sie sind in Freileitungsnetzen selten (14 ... 18 % aller permanenten Fehler); in Netzen mit Erdverkabelung die häufigste Fehlerart. ([SHO 2006], S. 199–207)

Der mit Abstand häufigste Fehlerfall ist ein einphasiger Fehler. Schalthandlungen, externe Eingriffe und Bauarbeiten (Beschädigung von Kabeln) haben nur eine geringe Gesamtauswirkung. ([SHO 2006], S. 148)

Experten erwarten einen Anstieg der Ausfallwahrscheinlichkeit der Energieversorgungsnetze. Neben der steigenden Anzahl von Naturereignissen und der zunehmend stochastischen dezentralen Netzeinspeisung tragen auch Gefährdungen durch Angriffe auf kritische Infrastrukturen dazu bei. Ein großflächiger und mehrere Wochen andauernder Ausfall der Energieversorgung ist allerdings nur durch den Ausfall mehrerer Schlüsselkomponenten in Kraftwerken (Turbosatz, Maschinentransformator) oder den Transportnetzen (Schaltanlagen oder Transformatoren) vorstellbar. Das ist grundsätzlich durch gezielt durchgeführte Anschläge möglich. Wahrscheinlicher sind allerdings kurze, lokal begrenzte Ausfälle der Energieversorgung. ([FRNS 2011], S. 30–31)

2.6.1.2 Netzersatz und Batterie

Grundsätzlich wurden Störungen an NEA durch häufige Wartungsintervalle stark reduziert. Hauptursachen sind vor allem defekte oder schlecht gewartete Starterbatterien, Versagen der Kühlung, Versagen der Schmierung sowie das Einfrieren von Kühlmittel oder Kraftstoff. Durch unachtsame Wartung können Fehler übersehen werden. Beispielsweise könnte sich nach „*Leerfahren*“ des Motors Luft in der Kraftstoffleitung befinden. Außerdem bilden die elektrischen Regel- und Schalteinrichtungen eine mögliche Fehlerquelle. ([BRE 1949], S. 105; [LEI 1948], S. 45; [MIVE 1986], S. 48)

Die Hauptursachen für Batterieausfälle sind Kurzschluss durch Fremdkörper oder hohe Beanspruchung sowie Fehler in der Wartung/Betriebsweise, die zur Verschlechterung der Batteriekapazität führen. ([LEI 1948], S. 42–46)

2.6.2 Kennwerte

Zur besseren Vergleichbarkeit der Versorgungszuverlässigkeit von Energieversorgungsnetzen existieren international und europaweit abgestimmte Kennwerte, die nachfolgend beschrieben werden. Von der Zuverlässigkeit des Netzes ist die in Normen festgeschriebene Spannungsqualität (Toleranzbereich) zu unterscheiden. ([BRO 2009], S. 41–59; [FNN 2014], S. 6; [SHO 2006], S. 1)

Als Kennwerte für das Netz wurden die mittlere Nichtverfügbarkeit (SAIDI), mittlere Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI), mittlere Verfügbarkeit (ASAI) und die mittlere Unterbrechungsdauer pro Unterbrechung (CAIDI) definiert (siehe Formel 2-3 bis Formel 2-6).

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=0}^n \Delta T_i}{n} \quad \text{Formel 2-3}$$

$$SAIFI = \frac{n_U}{n} \quad \text{Formel 2-4}$$

$$ASAI = \frac{8760 \text{ h} - SAIDI}{8760 \text{ h}} \quad \text{Formel 2-5}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_{i=0}^n \Delta T_i}{n_U} \quad \text{Formel 2-6}$$

n – Anzahl Letztverbraucher n_U – Anzahl Versorgungsunterbrechungen (> 3 min)
 ΔT_i – Dauer der Versorgungsunterbrechung des Letztverbrauchers i ([PRA 2013], S. 6)

Neben diesen netzbezogenen Kennwerten gibt es die Zuverlässigkeitskennwerte für Komponenten und Systeme ([GLI 2013], S. 12). Unter der Voraussetzung einer konstanten Ausfallrate λ (Betriebsphase) ist die Zuverlässigkeit $R(t)$ einer Komponente:

$$R(t) = e^{-\lambda t} ; \lambda = \frac{n}{T} = \frac{\text{Ausfallanzahl}}{\text{Zeitraum}} \quad \text{Formel 2-7}$$

Oft wird für technische Systeme die mittlere Betriebsdauer zwischen Ausfällen (MTBF, [UHWE 2003]) angegeben, die den Kehrwert der Ausfallrate darstellt:

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad \text{Formel 2-8}$$

Ist auch die mittlere Reparaturzeit MTTR bekannt, kann die Systemverfügbarkeit A_i wie folgt berechnet werden:

$$A_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad \text{Formel 2-9}$$

Für die EV-Anlage in Stellwerken wird im aktuellen Lastenheft für ESTW eine Verfügbarkeit von $A_i = 99,95\%$ gefordert. ([DB 2011], S. 6)

Abgeleitete Kennwerte, die in Statistiken zur Auswertung der Auswirkungen auf den Bahnbetrieb in der Stellwerkstechnik verwendet werden, sind ([WEH 1976]):

- Anzahl Störungen/Stelleinheit und
- Anzahl Störungen/1000 Signalzugfahrten (SZF)
- behinderte Züge/Störung
- Verspätung/behinderten Zug
- durchschnittliche Verspätungszeit/Störung
- Anzahl Verspätungsminuten
- Ausfallzeit/Nichtverfügbarkeit (h)

2.6.3 Einflussfaktoren auf Kennwerte

Die Kennwerte der Versorgungszuverlässigkeit (SAIDI, SAIFI) unterliegen naturgemäßen Schwankungen. Die Index-Werte stehen immer für ein bestimmtes Versorgungsnetz oder einen Mittelwert aus vielen Netzen. Diese können sich durch die Einflüsse stark voneinander unterscheiden (Tab. 2-7, ([SHO 2006], S. 3–21)).

Faktor	Einfluss
Umwelt/Wetter	<ul style="list-style-type: none"> ▪ direkte Auswirkung auf Zuverlässigkeit ▪ erhöhte jährliche Schwankung ▪ starke Unwetter führen zu starker Verzerrung (z. B.: 0,2 % der Tage trugen zu 40 % des SAIDI bei)
Topographie	<ul style="list-style-type: none"> ▪ erhöhter Baumbestand verringert Zuverlässigkeit
Netz-konfiguration/ Komplexität	<ul style="list-style-type: none"> ▪ lange Netze weisen höhere SAIFI-Werte auf ▪ feingliedrige Absicherung verbessert die Kennwerte ▪ hoher Anteil Erdkabel verringert SAIFI und erhöht CAIDI
Redundanz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ vermaschte Netze und Verdopplung wichtiger Komponenten wirken sich positiv auf Kennwerte aus ▪ zu viel Redundanz erhöht Instandhaltungsaufwand
Anlagenalter	<ul style="list-style-type: none"> ▪ erhöhte Alterung führt zum Anstieg der Kennwerte

Tab. 2-7: Einflussfaktoren auf die Versorgungszuverlässigkeit

Auf die EV-Anlagen der Sicherungstechnik wirken ähnliche Einflussfaktoren. Sie wurden in mehreren umfassenden Analysen von [WEH 1976], [ERN 1986] und [POST 1965] für Relaisstellwerke intensiv untersucht und sind in Tab. 2-8 zusammengefasst.

Faktor	Einfluss
Umwelt/Wetter	<ul style="list-style-type: none"> ▪ größte Anzahl der Gesamtstörungen durch Schnee und Kälte in den Monaten Dezember bis März, im Sommer bilden sich Störungsspitzen durch Hitzeeinwirkungen ([POST 1965], S. 118) ▪ Anteil an den Gesamtstellwerksstörungen 8 ... 15 % (vor allem Schnee/Eis und Blitzschlag, [ERN 1986], S. 32–33)
betriebliche Belastung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Innenanlagen (EV-Anlage) zeigen bei steigender Belastung keinen signifikanten Anstieg der Ausfallraten ([WEH 1976], S. 69)
Komplexität	<ul style="list-style-type: none"> ▪ jedes Bauteil ist eine zusätzliche Ausfallquelle ▪ pauschales Urteil nicht möglich, da Schaltungsaufbau entscheidend (Redundanz und Ausfallfolgen) ([WEH 1976], S. 69)

Faktor	Einfluss
Alter	<ul style="list-style-type: none"> ▪ zu Beginn der Betriebszeit kommt es zu einer erhöhten Ausfall-/Störungsrate (Frühausfälle und Einarbeitungsvorgänge in die neue Technik) ▪ nach ca. fünf Monaten erfolgt der Übergang in einen Bereich mit relativ konstanter Ausfall-/Störungsrate (Betriebsphase) ▪ mit zunehmendem Anlagenalter (nach [RAI 2013] ca. 30 Jahre) wird die Spätausfallphase erreicht, in der die Überalterung (Anlagenalter > Lebensdauer) zu steigenden Ausfallraten und erhöhten Störungsanzahl führt ([WEH 1976], S. 71)
Instandhaltung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hoher Einfluss auf Zuverlässigkeit ▪ sofortige Störungsbehebung gewährleistet eine hohe Verfügbarkeit ([WEH 1976], S. 72)

Tab. 2-8: Einflussfaktoren auf die Zuverlässigkeit von EV-Anlagen

2.6.4 Ausfallfolgen

2.6.4.1 Kritischer Netzausfall

Die Wahrscheinlichkeit eines langandauernden, großflächigen Ausfalls der Elektroenergieversorgung ist gering. Allerdings kämen die tatsächlichen Folgen dieses Falls einer nationalen Katastrophe gleich und wären selbst durch Mobilisierung aller Kräfte und Ressourcen nicht „beherrschbar“ sondern bestenfalls zu mildern. Besonders erschwerend wirkt sich der Ausfall der Informations- und Kommunikationstechnik aus. Viele Dienste fallen sofort oder nach wenigen Stunden aus. Selbst die Kommunikationsdienste des BOS-Digitalfunks (Polizei, Feuerwehr, ...) brechen nach wenigen Stunden bis Tagen zusammen. ([FRNS 2011], S. 15 u. 44)

Wie viele andere kritische Infrastrukturen besitzen auch Stellwerke USV und NEA. Durch die begrenzte Reserve-/Autonomiezeit muss aber vor Erschöpfung der Kraftstoffvorräte (48 h) eine Betankung erfolgen, um den Betrieb aufrecht zu erhalten. Es wird bei einem großflächigen Versorgungsausfall zu einem Verteilungskampf um die geringe Zahl von verfügbaren mobilen NEA, die Kraftstoffreserven und die knappen Transportkapazitäten für die Betankung kommen. ([FRNS 2011], S. 118)

Die Ausfallfolgen eines solchen kritischen langandauernden Netzausfalls auf das Bahnsystem fasst Tab. 2-9 zusammen. Generell ist mit einem massiven Rückgang der Beförderungs- und Transportleistung und Schwierigkeiten bei der Bereitstellung des NEA-Kraftstoffes im erforderlichen Umfang zu rechnen. ([FRNS 2011], S. 45–59)

Zeitraum	Ausfallfolgen
0 ... 2 h	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elektrisch betriebene Züge bleiben liegen ▪ Stellwerke und Betriebszentralen über NEA/USV versorgt ▪ Kommunikation über GSM-R noch möglich
2 ... 8 h	<ul style="list-style-type: none"> ▪ schwierige Evakuierung liegengebliebener Personenzüge ▪ Stellwerke und Betriebszentralen über NEA/USV versorgt, erste Ausfälle untergeordneter Anlagen ▪ im Winter: Einfrieren von Weichen ▪ Kommunikation über GSM-R weitestgehend nicht mehr möglich
8 ... 24 h	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abschleppen liegengebliebener Züge mittels Diesellokomotiven (Trassenberäumung) ▪ z. T. kein Beräumen möglich, da zu wenige Abstellmöglichkeiten in den Nachbarbetriebsstellen ▪ Kommunikation über GSM-R/GSM/Internet ausgefallen
24 h ... 1 Woche	<ul style="list-style-type: none"> ▪ fortgesetzte Trassenberäumung mittels Diesellokomotiven ▪ Stellwerksausfall nach Verbrauch Kraftstoffvorrat NEA ▪ Minimalbetrieb "von Hand" und auf der Rückfallebene ▪ Einrichtung fester Versorgungskorridore (ggf. durch Schloss-gesicherte Weichen) mit Diesellokomotiven gemäß Notfallplanung Bund/Länder ▪ Koordinierung erschwert durch den Ausfall sämtlicher modernen Kommunikationsmittel mit Ausnahme des Rundfunks
2 Wochen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ minimale Krisenversorgung mittels Diesel-Personen- und Güterzügen auf festen Versorgungskorridoren gemäß Notfallplanung Bund/Länder ▪ Betrieb auf der Rückfallebene, da Stellwerke ausgefallen

Tab. 2-9: Auswirkungen des kritischen Netzausfalls nach ([FRNS 2011], S. 45–59)

2.6.4.2 Auswirkungen auf die Sicherheit

Die Zuverlässigkeit der Stellwerke wird durch die einwandfreie Funktion der Energieversorgung und deren Verfügbarkeit mitbestimmt. Die in [DB 2011], S. 6 geforderte Verfügbarkeit entspricht einer maximalen Nichtverfügbarkeit von 4,38 h/a.

Interessant sind vor allem die Auswirkungen eines Ausfalls der EV-Anlage. So kann der Verlust von Signal-Halt-Informationen durch geeignete Schaltungsgestaltung vermieden werden ([KÖT 1969], S. 175). Gehen sie dennoch verloren, erscheinen die Hauptsignale dunkel, sind jedoch am Mastschild als Hauptsignal zu erkennen. Das betriebliche Regel-

werk besagt, dass an erloschenen Hauptsignalen zu halten ist. Ein Ausfall der Energieversorgung führt demzufolge nicht direkt zu gefährlichen Zuständen. Dennoch wird indirekt die Sicherheit beeinflusst, da bei Ausfall der Energieversorgung und Ausfall des Stellwerkes in der Rückfallebene (ggf. Ersatzsignal, Befehl) gefahren wird. Diese weist durch die Vielzahl menschlicher Bedienhandlungen eine höhere Fehlerwahrscheinlichkeit als die Stellwerkstechnik auf, wie [WEH 1976], S. 87–92 nachweisen konnte. Die belastungsabhängigen Ergebnisse seiner Berechnungen sind in Anhang A.4 dargestellt. Aufbauend auf diesen Daten und aktuellen Statistiken werden in Abschnitt 6.3 die Auswirkungen von EV-Störungen auf die Sicherheit abgeschätzt.

2.6.4.3 Verspätungen

Verspätungen sind direkte Folgen von EV-Störungen. Dabei ist der Umfang der Verspätung abhängig von der Art der Störung, der Störungsbehebungszeit und dem Betriebsprogramm der gestörten Betriebsstelle. In den internen Statistiken werden die Verspätungsminuten auch den verursachenden Bereichen zugeordnet, allgemein zugängliche Quellen weisen nur die infrastrukturbedingte Gesamtverspätung aus.

In Anhang A.5 ist beispielsweise die durch [ERN 1986] beschriebene Entwicklung der durch die Sicherungstechnik verursachten Verspätungen im Zeitraum von 1976 – 1984 dargestellt. Dabei werden nur Primärverspätungen und keine Folgeverspätungen einbezogen. Störungen der EV-Anlage sind meist schwere Störungen der Gesamtanlage, die zu großen Verspätungen führen. Im Rahmen der Störauswertung in Abschnitt 6.3 werden aus den LST-Verspätungsminuten über die aus weiteren Statistiken bekannten Werte (z. B. [WEH 1976]) der Anteil der Verspätungen durch EV-Störungen ermittelt.

2.6.4.4 Kosten

Zur monetären Bewertung der Ausfallfolgen werden häufig die Kosten pro nicht gelieferter Kilowattstunde genutzt. Sie beinhalten die Schäden aus technischen Anlagen, Verluste durch Unterbrechung der Wertschöpfung, Verderb von Waren usw. In einer Meta-studie wurden für Deutschland Ausfallkosten von 8 ... 16 EUR/kWh ermittelt. ([FRNS 2011], S. 31–32)

In ([SHO 2006], S. 36) werden Werte für die Ausfallkosten pro kWh aus einer Befragung von Industriekunden in den USA in Abhängigkeit von der Ausfalldauer zwischen ca. 0,05 ... 0,3 \$/kWh und durchschnittliche Ausfallkosten von etwa 7.700 ... 75.000 \$ angegeben. Die Instandsetzungskosten des Netzes hängen stark von der Art des Netzes ab (Erdverkabelung oder Freileitung, [SHO 2006], S. 35). Nach ([BRO 2009], S. 83–84) betragen die auf die ausgefallene Spitzenleistung entfallenen Kosten des Bereiches Verkehr ca. 43 \$/kW_{Peak} im Gegensatz zu 19,5 \$/kW_{Peak} bei Verbrauchern des Dienstleistungssektors.

Deutschland besitzt im Vergleich zu den europäischen Nachbarländern eine sehr hohe Versorgungszuverlässigkeit. Um ein Absinken der Zuverlässigkeit durch Kostensenkungen auf Netzbetreiberseite zu verhindern, wurde ein System zur Qualitätsregulierung eingeführt. Dabei werden über einen Faktor von 0,18 EUR pro min, Kunde und Jahr die Versorgungsunterbrechungen monetarisiert. Auf Basis des Referenzwertes aller vergleichbaren Netzbetreiber wird dann ein Bonus bei entsprechender überdurchschnittlicher Versorgungssicherheit gezahlt. Bei unterdurchschnittlicher Versorgungssicherheit muss ein Malus entsprechend der ausgefallenen Minuten gezahlt werden. Das soll Anreize zur Verbesserung bzw. Beibehaltung der Versorgungszuverlässigkeit schaffen. ([FNN 2014], S. 7; [BUBU 2013], S. 71–73)

Die Ausfallkosten für das Eisenbahnsystem werden in ([PRA 2013], S. 62–68) mit 0,79 EUR/kWh (Jahr 2007) beziffert. Ohne die Berücksichtigung von Folgekosten in anderen Sektoren wurden 0,49 EUR/kWh ermittelt. Damit gehöre der Sektor Eisenbahn zu den am geringsten betroffenen Bereichen. [PRA 2013] empfiehlt deshalb im Rahmen des Lastmanagements die gezielte Abschaltung dieser *„unkritischen“* Sektoren zur Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen. ([PRA 2013], S. 62–68)

Diese Einschätzung ist kritisch zu sehen, denn bei der Auflistung werden die Kosten pro kWh ermittelt. Dabei kommt es im Ergebnis dazu, dass sämtliche energieintensiven Bereiche (Eisenbahn, Torf, Kohle, Metallindustrie) nur sehr geringe Ausfallkosten pro kWh aufweisen. Die absoluten Ausfallkosten sind im Falle eines Ausfalles aber trotzdem sehr hoch, da die ausgefallene Energiemenge sehr hoch ist. Besser wäre hier die Bezugsgröße Kosten/Ausfallzeit, wodurch diese Verzerrungen behoben würden.

Eine Studie zu den mittleren Folgekosten eines fünfstündigen Ausfalles der Stellwerks-EV-Anlage in ([GRHU 1979], S. 129) untersuchte die Betriebserschwerungskosten der Eisenbahn ohne Berücksichtigung von Folgekosten durch Arbeitszeitausfall der Reisenden und Lieferverzögerungen. Die Ergebnisse und der Kaufwert 2013 in EUR sind in Tab. 2-10 dargestellt.

Belastung	Folgekosten	Kaufwert 2013
5 Züge/h	240 Mark DDR/h	58 EUR/h
10 Züge/h	480 Mark DDR/h	117 EUR/h

Tab. 2-10: Mittlere Folgekosten bei Ausfall der Stellwerks-EV nach [GRHU 1979]

Der heute verfolgte Ansatz der Monetarisierung von Störungskosten besteht darin, dass die verursachten Verspätungsminuten (V_{min}) mit einem Kostensatz belegt werden. In der Literatur sind unterschiedliche Werte dazu bekannt (Tab. 2-11):

Quelle	Anwendung	Werte
[ALT 2001], S. 184	Metaanalyse zur Monetarisierung von Verspätungsminuten	0 ... 153 EUR/Vmin
[MAT 2002], S. 46	Pönale für durch Instandhalter/Netzbetreiber verursachte Verspätungsminuten in Finnland	84 EUR/Vmin
[BÖH 2014], S. 84	Monetarisierung von Verspätungsminuten in Deutschland	60 ... 130 EUR/Vmin
[HIM 2013], S. 52–53	Pönalen zwischen EIU und EVU in Europa	0,1 ... 3 EUR/Vmin

Tab. 2-11: Monetarisierung von Verspätungsminuten

2.6.5 Statistische Daten

2.6.5.1 Netz

Eine Störung liegt vor, wenn eine Unterbrechung länger als 1 s Dauer auftritt. Automatische Umschaltung, Wiedereinschaltung und Erdschlussprüfung werden nicht als Versorgungsunterbrechung gewertet. Die Störungshäufigkeit ist in den letzten Jahren konstant hoch geblieben. Ca. 83 % der Störungen betreffen die Mittelspannungsebene (Verteilnetz mit Spannung 10 ... 50 kV). ([FNN 2014], S. 10–11; [BUBU 2013], S. 43)

Die üblichen Statistiken zur Erfassung der Versorgungssicherheit bilden Störungen größer 3 min Dauer in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen ab. Datengrundlage bildet die Erfassung der Daten von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern und den 888 Verteilnetzbetreibern. ([BUBU 2013], S. 23; [FNN 2014], S. 8)

Statistische Daten zur Auswertung aktueller Kennwerte des Versorgungsnetzes können [BUBU 2013]; [CEER 2014]; [FNN 2014] entnommen werden und sind in Anhang A.6 dargestellt. Die Auswertungen unterscheiden, ob bei ungeplanten Ausfällen externe Einflüsse (Witterung) mit einbezogen werden oder nicht. Deutschland weist im internationalen Vergleich eine sehr hohe Versorgungssicherheit auf. In den USA liegt der SAIDI z. B. bei 180 min/a ([SHO 2006], S. 3), während es in Deutschland nur 29 min/a sind. Auch bei der Ausfallhäufigkeit und der Verfügbarkeit erreicht Deutschland Spitzenplätze. Die wichtigsten Kennzahlen für das deutsche Versorgungsnetz sind in Abb. 2-18 und Abb. 2-19 zusammengefasst.

Insgesamt wird in den kommenden Jahren für die deutsche Elektrizitätsversorgung eine abnehmende Versorgungssicherheit erwartet. Hauptgrund dafür ist die Veränderung der Netzstruktur durch die Errichtung vieler kleiner dezentraler und regenerativer Erzeugungsanlagen. Diese Struktur führt zu einer erhöhten Netzbelastung und zu einer höheren Komplexität durch den verstärkten Koordinationsaufwand mit einer Vielzahl an Betreibern. ([PRA 2013], S. 19–23)

2.6.5.2 Netzersatz

Für die jährliche Betriebszeit des Netzersatzes wurden in ([GRHU 1979], S. 128) inklusive Probeläufen und Ausfallzeiten ca. 100 h/a ermittelt. Außerdem wurde die typische Verfügbarkeit eines Diesel-NEA bei korrekter Wartung in Abhängigkeit von der betrieblichen Belastung berechnet (Tab. 2-12):

Belastung	Verfügbarkeit	Instandhaltungs-/ Stillstandszeiten	davon Störungsbeseitigung
5 Züge/h	99,74 %	22,8 h	4,3 h
10 Züge/h	99,73 %	23,3 h	3,7 h

Tab. 2-12: Verfügbarkeit von Diesel-NEA, Daten: ([GRHU 1979], S. 130)

Die Verfügbarkeit von Diesel-NEA ist stark abhängig von einer korrekten Instandhaltung. ([GRHU 1979]) untersuchte daher das Abnutzungsverhalten von Diesel-NEA und deren optimale Instandhaltungsstrategie. Die Ergebnisse zeigt Anhang A.7.

Bei Netzersatz aus der Fahrleitung weist das Ersatznetz eine deutlich geringere Versorgungssicherheit als das Netz auf. Durch die höhere Kurzschlusshäufigkeit ([HUMO 2013], S. 758–761) wird die Verfügbarkeit signifikant verringert, wie Daten aus [IZB 2013]; [IZB 2014] für SAIDI und ASAI belegen (siehe Abb. 2-18 und Abb. 2-19).

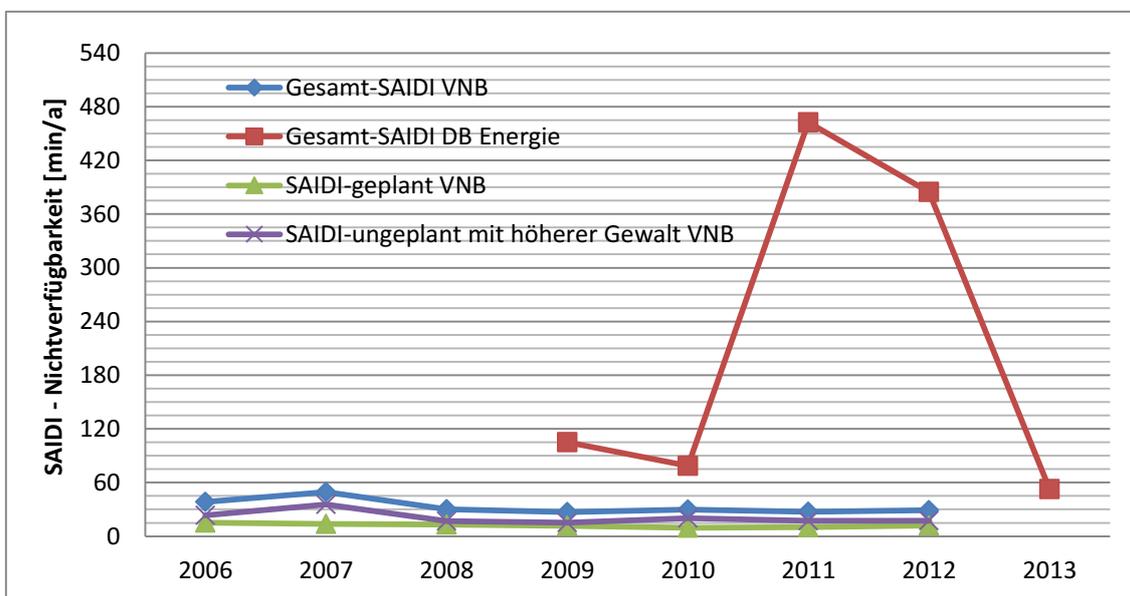


Abb. 2-18: Gesamt-SAIDI Deutschland

Die Frage der Gesamtverfügbarkeit der Netz-/Netzersatzversorgung in Abhängigkeit von der Art des Netzersatzes kann damit nun ebenfalls beantwortet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Fehler von Betriebsmitteln sowie vor- und nachgelagerten Schaltanlagen nicht betrachtet werden.

Die Gesamtverfügbarkeit errechnet sich unter Berücksichtigung des Blockschaltbildes (Abb. 2-20) nach Formel 2-10.

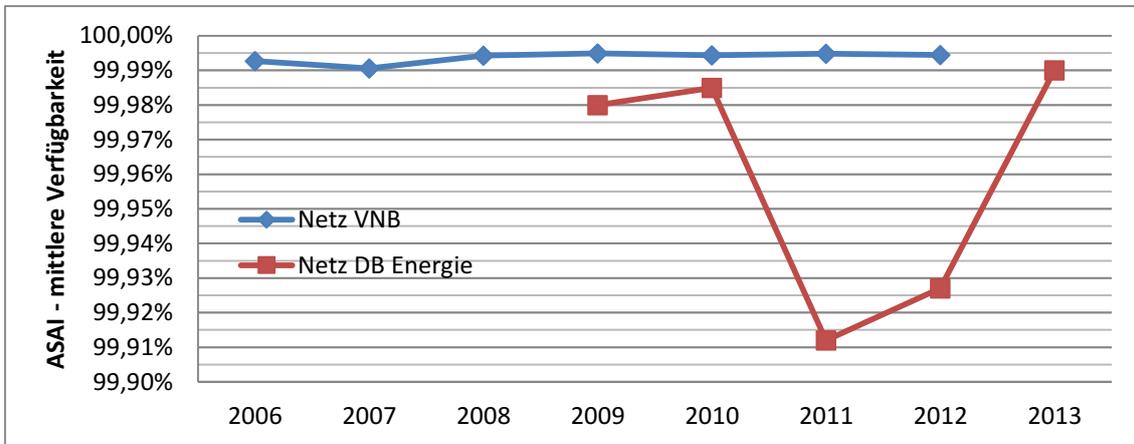


Abb. 2-19: ASAI – Netzverfügbarkeit Deutschland

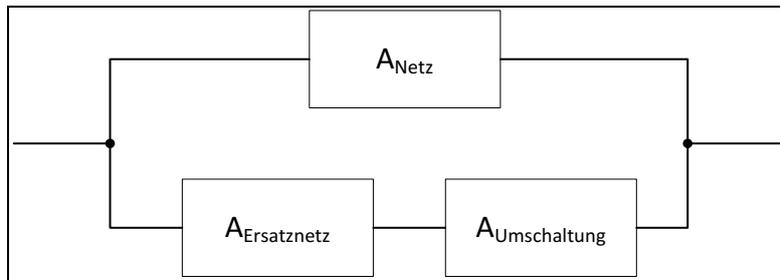


Abb. 2-20: Zuverlässigkeitsersatzschaltbild Netz-/Netzersatzversorgung

$$A_{Ges} = 1 - \left[(1 - A_{Netz}) \cdot [1 - (A_{Ersatznetz} \cdot A_{Umschaltung})] \right] \quad \text{Formel 2-10}$$

	2. Netz	Diesel	Fahrleitung
A_{Netz} – Verfügbarkeit Netz ¹⁸	99,9946%	99,9946%	99,9946%
$A_{Ersatznetz}$ – Verfügbarkeit Ersatznetz ¹⁹	99,9946%	99,7300%	99,9588%
$A_{Umschaltung}$ – Verfügbarkeit Umschaltung ²⁰	99,4000%	99,4000%	99,4000%
A_{Ges} – Gesamtverfügbarkeit	99,999967%	99,999953%	99,999965%
Ausfallzeit pro Jahr [min]	0,17	0,25	0,18
Ausfallzeit in 20 Jahren [min]	3,46	4,97	3,67

Tab. 2-13: Verfügbarkeit von unterschiedlichen Netzersatzvarianten

¹⁸ siehe Anhang A.6, Abb. A.6-6

¹⁹ 2. Netz wie Netz, NEA: [GRHU 1979], Fahrleitung: Mittelwert aus [IZB 2013]; [IZB 2014]

²⁰ [SHO 2006], S. 199–207; [BEPF 2013], S. 39

Als Ergebnis (Tab. 2-13) kann festgehalten werden, dass alle derzeit eingesetzten Netzersatzkonfigurationen eine sehr hohe Verfügbarkeit des Stellwerks gewährleisten.

2.6.5.3 Störungen Schaltanlage/EV-Anlage

Für Störungen an den Stellwerken sind speziell für RSTW einige Veröffentlichungen bekannt, in denen zum Teil auch die Störungen der EV-Anlage untersucht wurden. So stellt ([POST 1965], S. 118–119) fest, dass ca. 1/3 aller Störungen dem Bereich der Signal- und Telekommunikationstechnik zuzuordnen sind. Dabei entsteht ein großer Teil der Störungen an den Stellwerksinnenanlagen. Als Ursache wurden hauptsächlich ältere elektromechanische Stellwerke (damals im Schnitt 40 Jahre alt) und Relaisstellwerke der Bauform GS I identifiziert.

Im Jahr 1968 wurde bei der Deutschen Bundesbahn im Raum Wuppertal eine vergleichende Störungsstatistik von mechanischen und elektromechanischen Stellwerken und Relaisstellwerken erstellt. Diese Statistik besitzt aber wegen fehlenden Kenngrößen zu Vergleichbarkeit (z. B. Normierung auf Betriebsbelastung) und zu geringem Betrachtungszeitraum nur begrenzte Aussagekraft. Die Ergebnisse zeigt Anhang A.8. ([WEH 1976], S. 46–47)

Eine in der Bundesbahndirektion München von 1973 – 1974 durchgeführte Störungsanalyse besitzt weit größere Bedeutung. So wurde festgestellt, dass Störungen der Energieversorgungsanlage für 5,7 % der Verspätungsminuten der Relaisstellwerke verantwortlich sind. Weitere Einzelheiten sind Anhang A.9 zu entnehmen.

In der 10 Jahre andauernden Störungsstatistik von [ERN 1986] wurden umfangreiche Erkenntnisse gewonnen. Es wird z. B. festgestellt, dass Energieversorgungsstörungen einen Anteil von 1,5 % an den Gesamtstörungen der Relaisstellwerke aufweisen. Im Zusammenhang mit dem deutlich höheren Anteil an den Verspätungen aus ([WEH 1976], S. 63; 93-94) zeigt sich, dass Energieversorgungsstörungen hohe Verspätungen nach sich ziehen. Ferner stellt ([ERN 1986], S. 35) fest, dass sich die Störungsanzahl einem Grenzwert nähert, der auf Dauer nur mit hohem Aufwand zu halten sei, da die Ausfallrate von signaltechnischen Anlagen mit zunehmendem Alter ansteigt. Für weitere Einzelheiten sei auf Anhang A.10 verwiesen.

Die in den Statistiken gewonnenen Kenngrößen lassen sich durch die Normierung auf die Betriebsleistung (SZF) und Störungen pro RSTW unmittelbar mit heutigen Werten vergleichen. Dieser Vergleich erfolgt im Rahmen der Störungsanalyse aus aktuellen Daten in Abschnitt 6.3.

3 Historische Entwicklung der Stellwerks-Energieversorgung

Der technische Fortschritt führte immer wieder zu neuen Generationen von Stellwerken. Durch die sehr hohen Anschaffungskosten aufgrund höchster Sicherheitsanforderungen und die gleichzeitig kaum geänderte Aufgabe – dem Steuern und Sichern von Zug- und Rangierfahrten – sind jedoch noch heute unterschiedliche und zum Teil sehr alte Stellwerksbauformen in Betrieb. Jede Generation stellt dabei ihre eigenen Anforderungen an die Elektroenergieversorgung. Durch die Weiterentwicklung der Technik veränderten sich auch der Aufbau und die Struktur der Energieversorgungsanlagen. Dieser Abschnitt soll einen Überblick zu diesen Änderungen geben.

3.1 Allgemeine historische Betrachtung

In den Anfangsjahren der Eisenbahn um 1830 waren noch keine zentralen Stellwerksanlagen vorhanden, die die Fahrwegsicherung technisch unterstützen konnten. Vorhandene Weichen und Signale wurden durch das Bedienpersonal mechanisch vor Ort gestellt. Da aber keine technischen Abhängigkeiten zwischen Signalen und Fahrwegelementen existierten, musste man sich bei der Sicherung vollständig auf die Aussagen und Handlungen der örtlichen Bediener (Weichenwärter) verlassen.

Später wurden die verteilten Stellelemente in sogenannten Signal- und Weichentürmen zentralisiert und mechanisch ferngestellt, um den Personal- und Kommunikationsaufwand zu verringern. Die ersten zentralen Bedienstellen (Zentralapparate, Stellwerke) ermöglichten nicht nur das Stellen von Signalen und Fahrwegelementen sondern beinhalteten auch die Implementierung von technischen Abhängigkeiten (z. B. Signalabhängigkeit) zwischen den angesteuerten Außenanlagen. Dadurch konnte die Sicherheit deutlich erhöht werden, weil sich durch die Abhängigkeiten menschliche Bedienfehler nicht mehr sofort gefährlich auswirkten. Das erste Stellwerk entstand in Deutschland 1867 nach englischem Vorbild. ([CLA 1878], S. 2–3; [SCH 1900], S. 180)

Durch die zunächst ausschließlich mechanischen Abhängigkeiten wurde keine Energieversorgung benötigt. Mit dem Aufkommen der Elektrotechnik wurden zur sicheren Kommunikation zwischen Stellwerken elektrische Einrichtungen verwendet (Block). Die frühen elektromechanischen Blockeinrichtungen erzeugen den benötigten Wechselstrom mittels eines Kurbelinduktors oder entnahmen ihn bei Gleichstromblockanlagen aus einer Batterie.

Mit der Zeit wurden die Stellwerke um elektrische Schaltungen zur Überwachung und Steuerung der Sicherungsfunktionen erweitert. Dazu wurden erstmals Einrichtungen zur

elektrischen Energieversorgung benötigt. Diese Anlagen haben sich mit den zunehmenden Aufgaben in den verschiedenen Stellwerksgenerationen stark gewandelt und sollen im Folgenden näher beschrieben werden.

3.2 Mechanische Stellwerke

3.2.1 Mech. Stellwerke ohne elektrisch gesteuerte Außenanlagen

3.2.1.1 Einsatzbedingungen

Die ersten Stellwerke waren, wie deren Name bereits verrät, zu einem großen Teil auf der Basis von mechanischen Abhängigkeiten entworfen worden. Signale und Weichen werden mechanisch über Gestänge (ab 1843, [STA 2003], S. 5) bzw. Drahtzugleitungen (ab 1879, [STA 2003], S. 46) gestellt. Die Realisierung der Abhängigkeiten zwischen den Elementen erfolgt mechanisch mittels Sperrern und Verschlussstücken sowie über Schlüssel.

Im Laufe der Zeit wurden elektrische Zusatzeinrichtungen entwickelt und eingesetzt. So erfand Carl Ludwig Frischen im Jahr 1870 den Blockzeiger und 1871 den ersten Blockapparat ([STA 2003], S. 46). Weitere elektrische Einrichtungen in diesen Stellwerken sind z. B. (vgl. [GEI 1958b], S. 53; [HAA 1910]; [SCH 1915]):

- Blockfelder (Gleich-/Wechselstrom),
- Signalhalt- und -fahrmelder, Spiegelfelder,
- Kuppelstromkreis der Signalflügel/-scheiben,
- Einrichtungen zur Zugmitwirkung (Isolierte Schiene),
- elektrische Tastensperre und
- elektrische Schaltungen der Schlüsselschalter.

3.2.1.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die Wechselstromblockfelder werden mit einem in einem Kurbelinduktor selbsterzeugten Blockstrom mit einer Frequenz von ca. 12 ... 25 Hz und einer Spannung von ca. 60 ... 70 V betrieben und benötigen daher keine externe Energieversorgung. Nur vereinzelt werden Motor-Induktoren eingesetzt. ([FNT 2003], S. 133; [STA 1987], S. 105)

Alle anderen Stromkreise werden mit 12 V oder 24 V Gleichspannung betrieben, der Aufbau der EV-Anlage erfolgt entsprechend der Skizze in Abb. 3-1. Einige Anlagen verwendeten auch 6 V DC (z. B. [HAA 1910]; [PET 1916]; [SCH 1911], S. 185–186) oder 10 V DC ([KOß 1916]; [KOß 1911], S. 153–164).

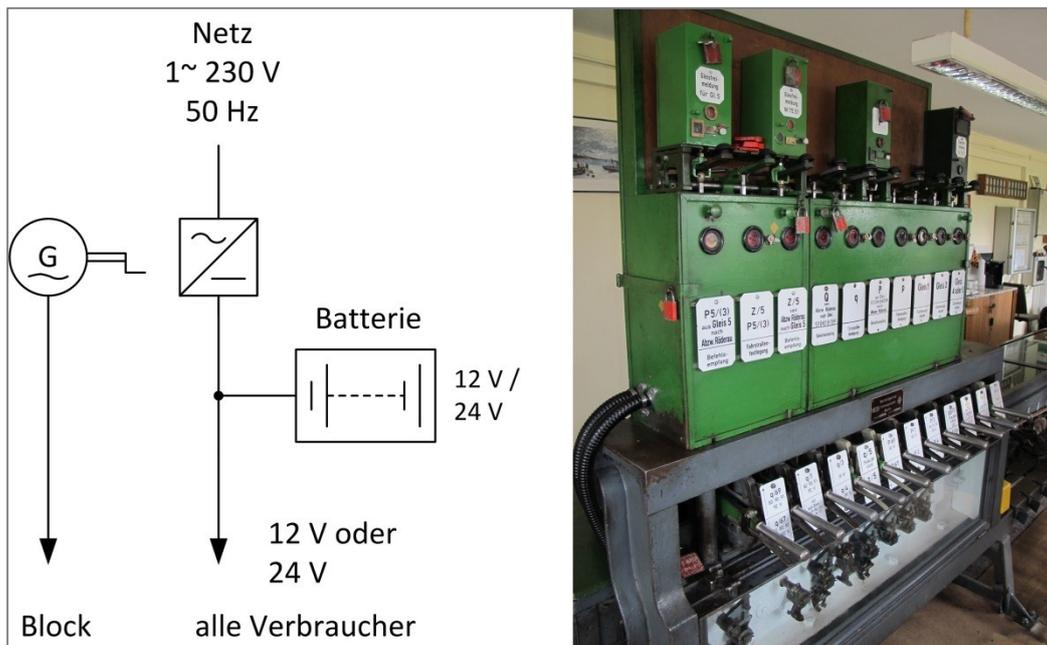


Abb. 3-1: Prinzip der EV im mech. Stw (rechts: Bauform Einheit)

Anfangs wurden diese Anlagen über die bis 1930 verbreiteten Gleichstrom-Ortsnetze versorgt und geladen oder bei fehlendem Netzanschluss ausschließlich mit tauschbaren Primärelementen oder Bleiakkumulatoren versorgt. Für den Lade-/Entladebetrieb wurden mindestens zwei Batteriesätze benötigt, einen für den Betrieb und einen weiteren in Ladung. Der erhöhte Verschleiß führte zu einer geringen Lebensdauer der Batterien. ([COR 1914]; [GEI 1958b], S. 53; [KOß 1911]; [KOß 1916]; [SCH 1911], S. 185–186; [SIE 1961], S. 97 u. 100; [WIR 1950])

Heute wird die Spannung oftmals direkt aus einem Umformer/Gleichrichter erzeugt, der eingangsseitig mit Einphasenwechselspannung ($1\sim\text{AC}$) 230 V aus dem öffentlichen Netz versorgt wird (Netzversorgung). Ausgangsseitig ist eine parallelgeschaltete Stellwerksbatterie vorhanden, die durch den Gleichrichter geladen wird (Pufferbetrieb). Sie sorgt für eine unterbrechungsfreie Versorgung der Verbraucher und übernimmt die Ersatzversorgung bei Ausfall des Versorgungsnetzes (Kapazität für $24\text{ h} \dots 48\text{ h}$, [SCH 1960], S. 13). Da keine Speiselücke auftritt, kann auf eine gesonderte Notversorgung verzichtet werden. ([ARN 1987], S. 334; [FNT 2003], S. 133)

Insgesamt ist der Aufwand für die EV-Anlagen dieser Stellwerke verhältnismäßig gering, da nur wenige Verbraucher und Stromkreise existieren ([SIE 1961], S. 97). Die Batterie besitzt eine Kapazität von etwa $15 \dots 60\text{ Ah}$ ([GEI 1958b], S. 53). Es besteht die Möglichkeit mehrere mechanische Stellwerke an dieselbe Energieversorgung anzuschließen ([HAH 1965], S. 335). Bei elektrifizierten Strecken kann das allerdings zu problematischen Beeinflussungsspannungen führen.

3.2.1.3 Konstruktive Gestaltung

Die ortsfesten und austauschbaren Batterien wurden in einem mit einem Deckel versehenen säurefesten Holzkasten untergebracht. Die Anordnung erfolgte in Bahnhofsmittle, meist im Befehlsstellwerk oder Stationsdienstraum. Dort wurden die Batteriekästen in Hänge- oder Stehschränken aufgestellt. Diese waren abschließbar und enthielten ebenso Mess- und Sicherungsvorrichtungen (Schmelzsicherungen). Vom Batterieschrank aus erfolgte die Versorgung der Verbraucher über einen Kabelverteilerschrank. ([COR 1914]; [KOß 1911], S. 155–158; [KOß 1916]; [SCH 1911], S. 185–186)

Je nach Größe der Betriebsstelle wurden tauschbare Batterien oder ortsfeste Batterien mit Ladeeinrichtung eingesetzt. Zur EV-Anlage gehören neben der Batterie ggf. vorhandene Motor-Generatoren oder Gleichrichter zur Aufladung aus dem Ortsnetz (zunächst Quecksilberdampfgleichrichter). Die Schalttafeln beinhalten sämtliche Messinstrumente, Zähler, Absicherungen, Hauptschalter für die Stromkreise. Die Größe der Einrichtung hing stark von der Bedeutung der Betriebsstelle ab. ([SCH 1915], S. 157)

Nachdem die Aufladung sowohl der austauschbaren als auch der ortsfesten Batterien zunächst manuell durchgeführt wurde, realisierte man bald die ersten Anlagen mit automatischer Laderegelung. ([PET 1916]; [PRO 1916])

Im Vergleich zur Nutzung von tauschbaren Primärelementen fielen bei Verwendung von Sammlern mit örtlicher Aufladung nur 35 % der jährlichen Kosten an. ([SCH 1915], S. 171–172)

3.2.2 Mech. Stellwerke mit elektrisch gesteuerten Außenanlagen

3.2.2.1 Einsatzbedingungen

Später wurden zu vielen mechanischen Stellwerken nachträglich weitere Elemente hinzugefügt, die eine zusätzliche Energieversorgung benötigen. Als Beispiel seien hier der Einsatz von Lichtsignalen anstelle der mechanisch ferngestellten Formsignale oder elektrische Weichenantriebe genannt. Das Ziel war dabei, die mechanische Übertragung durch eine wartungsarme und zuverlässigere elektrische Ansteuerung zu ersetzen. Die Ausrüstung von elektrifizierten Strecken mit Lichtsignalen war außerdem vorgeschrieben. Im Zuge des Umbaus wurde die gesamte Überwachungsschaltung des Stellwerks auf 60 V DC umgestellt ([HAH 1965], S. 333–335; [HAHA 1973], S. 269; [HAH 1979], S. 23; [NOW 1974]; [OPI 1964]).

Wurden elektrische Weichenantriebe ergänzt, so geschah dies erst nach der Entwicklung der elektromechanischen Stellwerke mit ihren Gleichstromantrieben. Daher entsprechen diese nachgerüsteten Antriebe meist den Drehstrom-Weichenantrieben in Relaisstellwerken. [HAHA 1973]

3.2.2.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die EV-Anlagen dieser Stellwerke sind entsprechend umfangreicher gestaltet, da weitere Verbraucher mit anderen Spannungen versorgt werden müssen (siehe Abb. 3-2). Zudem wird nun meist eine gesonderte Not- und Ersatzversorgung benötigt.

Da Lichtsignale in mechanischen und elektromechanischen Stellwerken etwa 70 % des gesamten Energiebedarfes benötigen, war eine Vergrößerung der EV-Anlage erforderlich. ([OPI 1964], S. 321)

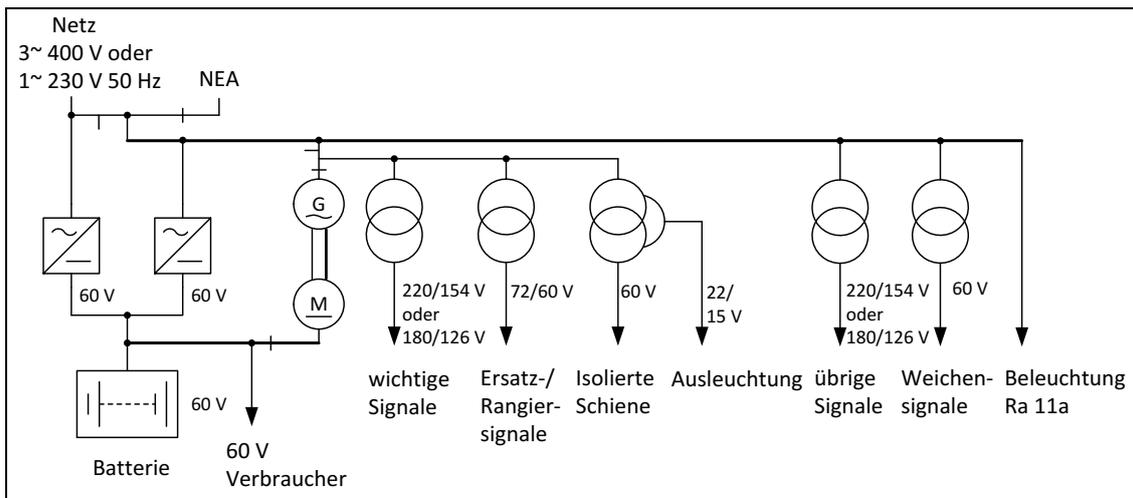


Abb. 3-2: Prinzip der EV im mech. Stw mit elektrischen Lichtsignalen

Frühere Anlagen erhielten zwei 60 V-Batterien zur Versorgung der Lichtsignale mit 120 V DC Tagspannung (Reihenschaltung) und 60 V DC Nachtspannung (Parallelschaltung). Die Umschaltung erfolgt über die Schalttafel im Bedienraum. ([SCH 1960], S. 21–22)

Später erhielten die Anlagen in der Regel einen 3~ 380 V 50 Hz AC oder 1~ 220 V 50 Hz AC Netzanschluss und eine 60 V-Batterie. Diese wird über Gleichrichter geladen und dient als Ersatzspannungsquelle (im Bereitschaftsparallelbetrieb) für die 60 V DC-Verbraucher. Bei Netzausfall steht meist ein Anschluss für ein fahrbares NEA zur Verfügung. Da dieses aber nicht sofort vor Ort vorhanden ist, werden die Verbraucher durch einen Umformer 60 V DC auf 220/380 V 50 Hz AC versorgt. Die Batteriekapazität muss für einen mindestens fünfstündigen Umformerbetrieb ausgelegt werden. ([ARN 1987], S. 344; [HAH 1973], S. 197–198; [OPI 1964], S. 321)

Die EV-Anlage für die Nachrüstung vereinfachter Lichtsignale im Bereich der ehemaligen Deutschen Bundesbahn besteht ebenfalls aus einem Ladegleichrichter 1~ 220 V 50 Hz AC/60 V DC und einer 60 V Batterie. Aus dieser werden die Lichtsignale mit 60/42 V DC (Tag/Nacht-Umschaltung – T/N) und die Meldelampen mit 20 ... 24 V DC sowie die DC-DC-Wandler 60 V/12 V gespeist. Letztere ermöglichen den erdfreien Betrieb der Batterie

an elektrifizierten Strecken durch die galvanische Trennung von den geerdeten 12 V DC Stromkreisen der Auflöse-Gruppen. ([NOW 1974], S. 233–234)

In den Fällen, in denen Stellwerke nachträglich mit elektrisch gestellten Weichen ausgerüstet wurden, benötigt man im Unterschied zu der eben beschriebenen Anlage für die Energieversorgung einen Netzanschluss 3~ 380 V 50 Hz AC (heute: 3~ 400 V 50 Hz AC) und einen Umformer 60 V DC auf 3~ 380 V 50 Hz AC. Über letzteren werden dann bei Netzausfall die Weichen aus der Batterie gespeist. Der Umformer wird bei Bedarf (Weichenumstellung) zu- und dann verzögert wieder abgeschaltet. ([ARN 1987], S. 344; [HAHA 1973])

3.2.2.3 Konstruktive Gestaltung

Die Geräte und Elemente entsprechen denen aus mechanischen Stellwerken, ergänzt um weitere Geräte zur Versorgung der zusätzlichen Verbraucher. Im Bereich der Deutschen Reichsbahn wurden dazu Komponenten der EV-Anlagen der RSTW eingesetzt.

Nachträgliche Einbauten für Lichtsignale sind in einem schwenkbaren Gestell montiert, die sich in einem verschließbaren Wandschrank im Betriebsraum oder im Betonschalt-haus befinden. Die EV befindet sich ebenfalls in diesem Wandschrank. Zusätzlich wird ein Bedienpult in Gleisbildoptik am Bedienplatz ergänzt. ([NOW 1974], S. 228–230)

3.3 Elektromechanische Stellwerke

3.3.1 Einsatzbedingungen

Nach Erfindung des elektrischen Weichenantriebs 1891 ([STA 2003], S. 47) und des elektrischen Signalantriebs 1895 ([STA 2003], S. 43), entstand 1896 das erste deutsche elektromechanische Stw in Berlin-Westend ([BEC 1929], S. 9; [STA 2003], S. 19).

Im Gegensatz zu den mechanischen Stellwerken wurden elektromechanische Stellwerke mit einer deutlich größeren Zahl elektrischer Verbraucher konzipiert. Der Grund dafür ist, dass in diesen Stellwerken die Außenelemente generell nur noch elektrisch angesteuert und überwacht werden. Diese Tatsache führt zu einer deutlich komplexeren EV-Anlage. Neben einigen wenigen Wechselstromverbrauchern wird der überwiegende Teil der Verbraucher mit Gleichspannung versorgt. ([ARN 1987], S. 344–345)

In emech. Stw werden drei Spannungsebenen benötigt ([ARN 1987], S. 345):

- Stellspannung zum Stellen von Weichen, Signalen und Gleissperren,
- Überwachungsspannung für Relaisstromkreise sowie zur Überwachung der Außenelemente und
- Wechselfspannung für Beleuchtung der Außenanlagen.



Abb. 3-3: Emech. Stw und kleine Schalttafel im Bedienraum (Foto rechts: U. Maschek)

Die Höhe der Stell- und Überwachungsspannung unterschied sich je nach Hersteller des Stellwerks (siehe Tab. 3-1, nach [GEI 1958b], S. 53–54; [MÜL 1922], S. 113–126; [N.N. 1913], S. 137; [RÖL 1914], S. 416 u. 426).

Hersteller	Stellspannung	Überwachungsspannung
AEG	150 ... 160 V DC	35 ... 40 V DC
Max Jüdel	120 ... 144 V DC	30 ... 36 V DC
Pintsch/Gaselan	136 V DC	40 V DC
Siemens & Halske	120 ... 144 V DC	24 ... 36 V DC

Tab. 3-1: Stell- und Überwachungsspannung nach Stellwerkshersteller

Die größeren Leitungslängen im Vergleich zum mech. Stw machten die Erhöhung der Spannungen erforderlich. Mit ca. 30 ... 40 V DC Überwachungsspannung konnten die Spannungsabfälle bei gleichzeitig wirtschaftlichen Leiterquerschnitten begrenzt werden. Zum Stellen der Außenelemente mittels DC-Motoren war eine Stellspannung von ca. 120 ... 160 V DC für die üblichen Stellentfernungen ausreichend. ([SIE 1961], S. 97)

In jedem Fall wurde Gleichspannung verwendet, da sich deren Erzeugung und Speicherung zur damaligen Zeit besser beherrschen ließ. Für die Verbraucher existieren zwei Batterien, je eine für die Stell- und Überwachungsspannung, aus der diese bei Netzausfall versorgt werden können. ([RÖL 1914], S. 426; [N.N. 1913], S. 137)

Die Einführung von Einheitsstellwerken und Regelschaltungen führte schließlich zur Vereinheitlichung der beiden Spannungsebenen. Nach dem zweiten Weltkrieg bildeten sich somit 136 V DC für die Stellspannung und 34 V DC für die Überwachungsspannung als Standard heraus. Für die beiden Batterien waren somit 68 bzw. 17 Zellen erforderlich. Die Batteriekapazität wurde für einen Netzausfall von 24 ... 48 h bemessen (Kapazität

mittleres Stw entspricht nach [GEI 1958b], S. 53–54 für 136 V 72 Ah und für 34 V 360 Ah).

Die Verringerung der Batteriekapazität der Stellbatterie und Festsetzung der Spannungen ermöglichte den Betrieb mit drei Batteriesätzen mit jeweils vier Gruppen zu 17 Zellen. Dabei wurde zunächst die Batterie mit parallel geschalteten Gruppen als Überwachungsbatterie verwendet. Nach fortgeschrittener Entladung konnten die Gruppen in Reihe geschaltet werden und als Stellbatterie eingesetzt werden. Nach Entladung wurde die Batterie ausgetauscht, neu geladen und schließlich wieder als Überwachungsbatterie eingesetzt. ([MÜL 1922], S. 113–126; [N.N. 1913], S. 137; [REER 1933], S. 97–98; [ROU 1922], S. 65–67; [SIE 1961], S. 100–101)

Mit der durch Weiterentwicklungen in der Gleichrichtertechnik (vgl. [SAU 1933], S. 20–34) ermöglichten Einführung des Pufferbetriebs in der Mitte der 1920er Jahre, konnte die Kapazität der Stellbatterie weiter gesenkt werden. Es waren nun nur noch zwei Batteriesätze notwendig. Der Gleichrichter liefert den ermittelten durchschnittlichen Pufferstrom. Leistungsspitzen werden aus der Batterie gepuffert, die in den Schwachlastzeiten über den Pufferstrom wieder geladen wird. Im Pufferbetrieb weist die Batterie wegen der schwachen Ladung einzelner Zellen nur etwa 70% der Nennkapazität auf. ([REER 1933]; [SCH 1960], S. 17; [SIE 1961], S. 101)

Ab 1950 wurde dann der Bereitschaftsparallelbetrieb eingeführt, wodurch die Batterie im Netzbetrieb unbelastet mit Erhaltungsladung (über den Hauptgleichrichter) betrieben wird und die volle Batteriekapazität bei Netzausfall zur Verfügung steht. Lade- und Zusatzgleichrichter laden die Batterie nach Beanspruchung auf. ([SIE 1961], S. 101)

Auch bei elektromechanischen Stellwerken kam es teilweise zu Nachrüstungen von Lichtsignalen, wobei die gleichen standardisierten Elemente wie in den EV-Anlagen der mechanischen Stw mit Lichtsignalen verwendet wurden. ([OPI 1964], S. 321)

In älteren Stellwerken gab es zunächst Ausführungen mit Tagspannung 136 V DC der Lichtsignale aus der Stellstrombatterie und Erzeugung der Nachtspannung 68 V DC über einer Mittelanzapfung der Stellstrombatterie ([SCH 1960], S. 22–23). In späteren Umbauten wurde die Überwachungsschaltung von 34 V auf 60 V DC umgestellt und die 34 V-Batterie ausgebaut. Die 136 V-Batterie wurde zum Stellen der Weichen beibehalten oder es wurden Drehstromweichenantriebe verbaut (z. B. Bauform E12/78). ([HAH 1965], S. 335; [OPI 1964], S. 321)

Im Stellwerk Mühlheim-Speldorf wurde 1935 erstmals eine direkte Netzspeisung mit Spannungskonstanthaltung realisiert. Ab 1936 wurde die Vierdraht-Weichenschaltung eingesetzt. Sie ermöglichte erstmalig eine selbsttätige Überwachung der Ansteuerung. ([STA 2003], S. 54)

3.3.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Zunächst erfolgte die Versorgung der Stellwerke und Signalanlagen teilweise aus dem vorhandenen DC-Ortsnetz. Der direkt entnommene Stellstrom für Weichen und Signale betrug dann 110 V DC bzw. 220 V DC. Streiks und Ausfälle des städtischen Elektrizitätsnetzes führten auch zum Ausfall der Sicherungstechnik. ([MÜL 1922], S. 113–126; [ROU 1922], S. 65)

Später erfolgte die Speisung der Stellwerke aus dem Netz mit 3~ 400/230 V 50 Hz AC (siehe Abb. 3-4). Über Umformer – später Gleichrichter – werden daraus Stell- und Überwachungsspannung erzeugt. Alle Gleichstromverbraucher (Relais, Antriebe) werden bei Netzausfall lückenlos über die Batterien versorgt, so dass keine gesonderte Notversorgung erforderlich ist. Die meisten elektromechanischen Stellwerke besitzen ein NEA, das über zwei Generatoren für 136 V und 34 V DC verfügt. ([ARN 1987], S. 345; [FNT 2003], S. 133–134; [GEI 1958a], S. 19; [MÜL 1922], S. 113–126)

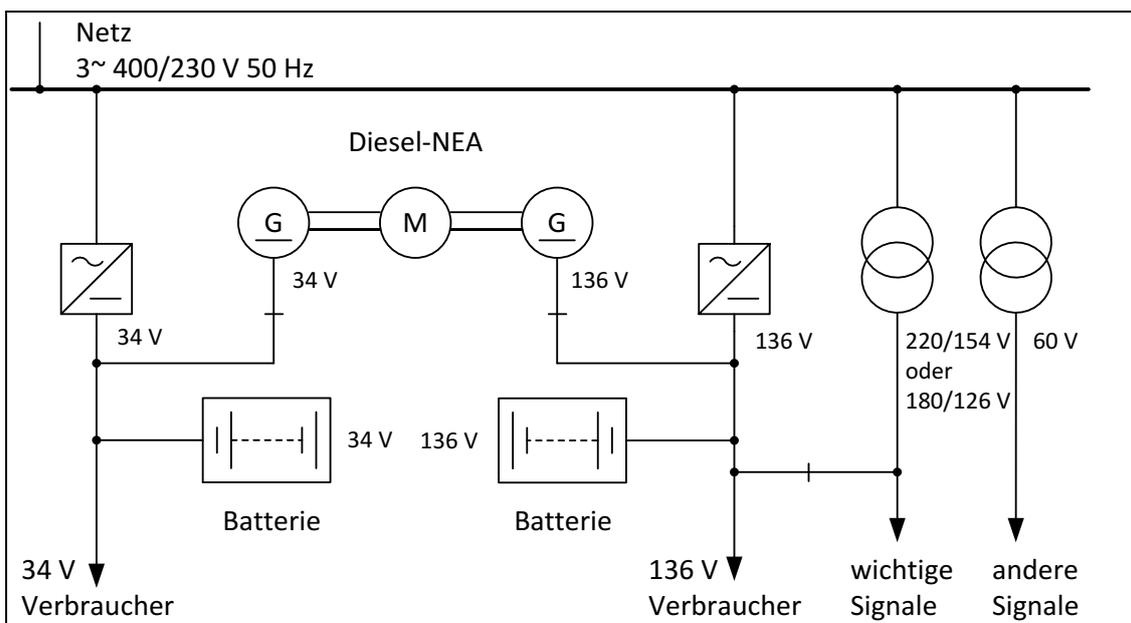


Abb. 3-4: Prinzip der Energieversorgung im elektromechanischen Stellwerk

Die Signale werden über Transformatoren direkt aus dem Netz mit 220/154 V oder 180/126 V und 60 V AC 50 Hz versorgt. Bei Netzausfall erfolgt eine Speisung wichtiger Signale durch die niedrigere Gleichspannung aus der 136 V DC-Batterie oder der ggf. nachgerüstetem 60 V DC-Batterie über Umformer. ([GEI 1958b], S. 54; [HAH 1965], S. 334–335; [OPI 1964], S. 321)

Oft wurde die Möglichkeit genutzt in Bahnhöfen in einem Stellwerk (z. B. im Befehlsstellwerk) eine zentrale EV-Anlage mit NEA vorzusehen. Über ein Gleichstrom- und ein Drehstromkabel werden dann abhängige Stellwerke im Bahnhof über ein vereinfachtes Energieversorgungsgestell gespeist. ([OPI 1964], S. 321–322)

3.3.3 Konstruktive Gestaltung

Die erhöhte Batteriekapazität führte zur Anforderung separate Batterieräume einzurichten. Die Schaltanlagen wurden in einem gesonderten Schaltraum untergebracht, in dem sich die Hauptschalttafel befindet ([N.N. 1913], S. 141; [SIE 1915], S. 33). Zunächst war das NEA im Schaltraum installiert, in späteren Anlagen erhielt es einen separaten Betriebsraum. Nachträgliche Erweiterungen führten zu Umbau und Erweiterung der EV-Anlage ([OPI 1964], S. 321). Mit Einführung des Pufferbetriebs konnte der Raumbedarf der Batterieanlage verringert werden und die Lade- und Schaltanlagen einfacher gestaltet werden ([REER 1933], S. 136).

Der Zustand der EV-Anlage wird im Bedienraum über eine kleine Wandschalttafel angezeigt, die Sicherungen, Hauptschalter, Messinstrumente, Überwachungseinrichtungen, die T/N-Umschaltung und den Störungswecker enthält. Einrichtungen der Stellschaltung befinden sich links, gemeinsam genutzte Komponenten mittig und Einrichtungen für die Überwachungsschaltung auf der rechten Seite. ([SCH 1960], S. 14)

Die Hauptschalttafel (siehe Abb. 3-5) im Schaltraum ist nur dem Instandhaltungspersonal zugänglich. Es können punktuell Messungen durchgeführt und die Batterieladung auf GR oder NEA umgeschaltet werden. Ferner enthält sie Sicherungen und Regelwiderstände mit Handrad, an dem die Spannung für den Stell- und Überwachungsstromgenerator geregelt werden kann. ([ARN 1987], S. 346; [N.N. 1913], S. 141)



Abb. 3-5: Hauptschalttafel im elektromechanischen Stellwerk ([SIE 1915], S. 33)

Entsprechend dem Stand der Technik zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurden die EV-Anlagen in Schalttafelbauweise ausgeführt. Als Isolator in Schalttafel und Grundplatten dienten Marmor und Schiefer, als Sicherungen wurden Schmelzsicherungen eingesetzt.

In den 1930er Jahren wurden teilweise gussgekapselte, elektrisch angetriebene mehrpolige Hebelumschalter installiert. ([SIE 1961], S. 98–99)

Nach und nach traten die Vorteile der GR gegenüber den rotierenden Ladeumformern, wie z. B. geringeres Gewicht, Verzicht auf Fundamente, lärmarmes Arbeiten, hoher Wirkungsgrad über einen weiten Belastungsbereich, geringe Wartungskosten, immer mehr hervor ([REER 1933], S. 98). Andererseits war die Lebensdauer der ersten GR (Quecksilberdampf- und Argonalgleichrichter) noch auf ca. 15.000 h begrenzt. Anschließend musste ein Komponententausch erfolgen. ([REER 1933], S. 99–100)

Mit Trockengleichrichtern konnten Kosten, Raumbedarf, Lärm und Wartungsaufwand weiter reduziert werden. Sie wurden vor gut leitendem Staub (z. B. Kohle und Metallstaub) und schädlichen Dämpfen geschützt aufgestellt. ([LEI 1948], S. 44)

3.4 Relaisstellwerke

3.4.1 Einsatzbedingungen

Da in Relaisstellwerken alle Abhängigkeiten elektrisch über Relaischaltungen realisiert werden (siehe Abb. 3-6), ist die Energieversorgung nochmals deutlich aufwendiger und komplexer als bei elektromechanischen Stellwerken ([FNT 2003], S. 134)). Durch die Nutzung von Gleisfreimeldeanlagen sind weitere Verbraucher hinzugekommen. Außerdem sind für gewöhnlich an ein RSTW wegen des größeren Stellbereichs eine größere Anzahl von Außenelementen angeschlossen. Das führt zu höherem Energiebedarf, einer größeren Anschlussleistung, erhöhtem Raumbedarf für die Schaltanlagen und vielfältigen Anforderungen der Verbraucher an die Energieversorgung in Bezug auf die benötigte Spannung und Frequenz. Die Spannung für Überwachungs- und Steuerstromkreise wurde wegen der größeren Stellentfernungen auf 60 V angehoben.



Abb. 3-6: Relaisgestelle in Relaisstellwerken

Eine wichtige zusätzliche Verbrauchergruppe sind die Gleisstromkreise (GSK) zur Gleisfreimeldung. Zur Vermeidung von Beeinflussungen durch Ströme und Oberschwingungen aus den Triebrückströmen der elektrischen Traktion, müssen zur Speisung der GSK

alternative Frequenzen zu 50 Hz gewählt werden. Für Traktion mit 16,7 Hz wird die Frequenz 100 Hz verwendet, bei DC-Traktion oder 16,7 Hz Traktion mit möglichen Beeinflussungen durch Gleichstromanteile werden 42 Hz gewählt. Bei Diesel-Traktion oder DC-Traktion können 50 Hz GSK eingesetzt werden. Bei einfachen Verhältnissen existieren zum Teil auch noch DC-GSK.

Die Stellelemente der Außenanlage werden seit 1952 mit leistungsfähigen und bewährten Drehstromantrieben betrieben, wodurch bei gleichem Leitungsquerschnitt die Stel lentfernung im Vergleich zum Gleichstrom-Antrieb erhöht werden konnte. ([STA 2003], S. 57)

Für den dezentralen selbsttätigen Streckenblock (Selbst-/Automatikblock) werden besondere Streckenspeisekabel (Spannung 750 V/1000 V AC) und besonders angepasste EV-Anlagen eingesetzt. LZB-Strecken kabe l werden mit 750 V AC 50 Hz gespeist.

Ferner wurde bei RSTW angestrebt, die benötigte Kapazität der Batterie weiter zu ver ringern (in der Regel für 3 h Notversorgung) und die Ersatzversorgung generell über ein NEA zu realisieren.

3.4.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

In der Regel werden in RSTW die Verbraucher zu Gruppen mit gleicher Anforderung an Spannung und Frequenz zusammengefasst ([FNT 2003], S. 134). Über einen Netzan schluss 3~ 400/230 V 50 Hz AC wird die netz-/netzersatzgestützte Schiene versorgt. Über Wandler sind die Verbraucher an die netz-/netzersatzgestützte Schiene ange schlossen und werden bei Netzbetrieb aus dieser versorgt. Die Stellwerksbatterie (60 V DC) ist im Bereitschaftsparallelbetrieb an die Batteriesammelschiene angeschlossen, aus der die Verbraucher bei Netzausfall versorgt werden. Eine Skizze zum schemati schen Aufbau der EV-Anlage zeigt Abb. 3-7.

Bei den Wandlern handelt es sich um Gleichrichter, Transformatoren und Umformer. Sie wandeln die Elektroenergie aus der netz-/netzersatzgestützten Schiene in die für die je weiligen Verbraucher benötigte Form um (Stromart, Spannung, Frequenz). Nach Fort schritten in der Entwicklung moderner Leistungselektronik werden heute auch zuneh mend statische Wandler (Wechselrichter, Frequenzumrichter) anstelle von Umformern eingebaut. Die rotierenden Maschinen sind aber noch in großer Stückzahl in den Be standsstellwerken vorhanden. ([FNT 2003], S. 134; [RÜVE 1985])

Aus Verfügbarkeitsgründen speisen zwei Gleichrichter die Batteriesammelschiene 60 V DC und laden die Batterie. Die DC-Verbraucher, insbesondere die Relaisanlage, werden daraus direkt und unterbrechungsfrei versorgt. Neue Verbraucher, wie die Zugnum-

mernmeldeanlage, Achszählrechner oder Fernsteuerungen führten zu höheren Anforderungen an die Qualität der DC-Spannung im Vergleich zu früheren Stellwerksgenerationen. Hier sind daher zum Teil zusätzliche DC-DC-Wandler in Verwendung.

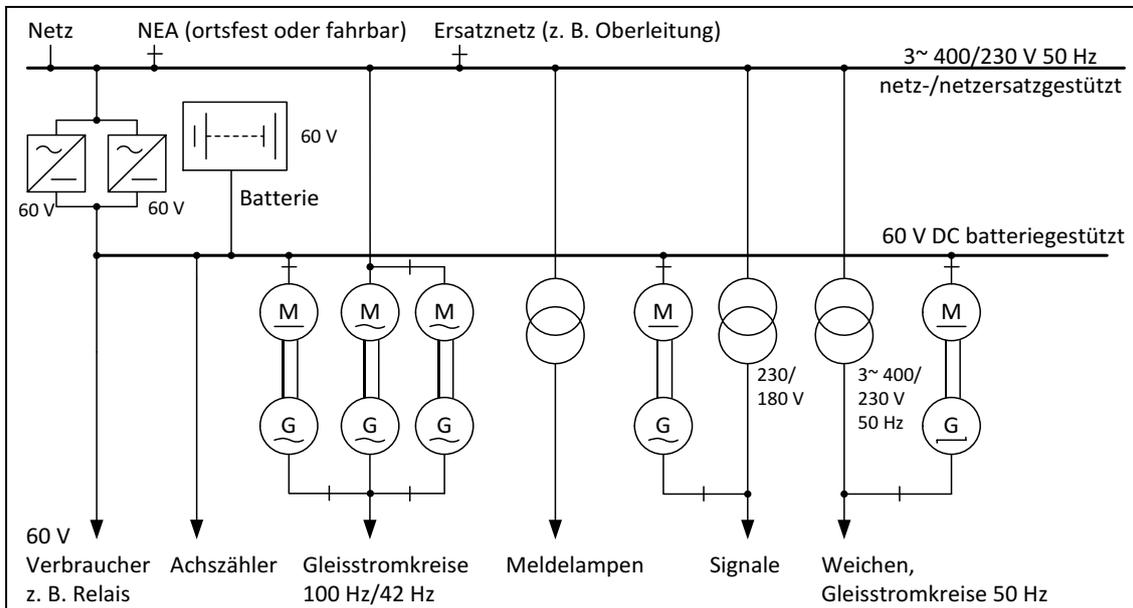


Abb. 3-7: Prinzip der Energieversorgung im Relaisstellwerk

Relaisstellwerke verfügen in der Regel über ein Ersatznetz oder ein ortsfestes oder fahrbares NEA. Fällt das Netz aus, werden während der Anlaufzeit des NEA die Verbraucher im Notbetrieb über die Batteriesammelschiene weiter versorgt²¹. Dafür kommen schnellanlaufende (< 2 s) oder ständig laufende Umformer zum Einsatz. Die Speisung der GSK erfolgt mittels redundanten Drehstrom-Frequenzumformern; dadurch ist eine einfache Phasenwahl möglich. Durch die vorhandene Phasenverschiebung wird das Drehmoment im Motorrelais erzeugt.

Allerdings kommt es beim Umformeranlauf nach Netzausfall zu einer Versorgungslücke von ca. 1 s Dauer. Diese Lücke kann einschließlich ihrer betrieblichen Auswirkungen akzeptiert werden (z. B. alle Signale fallen auf Halt) oder durch eine Abfallverzögerung in den jeweiligen Relaischaltungen überbrückt werden. Eine weitere Möglichkeit ist der Einsatz eines Schwungradaggregates oder Dreimaschinensatzes zur unterbrechungsfreien Versorgung. ([FNT 2003], S. 134–135)

3.4.3 Konstruktive Gestaltung

Für die konstruktive Ausführung der EV-Anlagen in RSTW sind freistehende Schalttafeln aus Stahlblech charakteristisch, die ab 1950 die Wandschaltkästen ersetzen. Anstelle

²¹ Bei Weichen wird in einigen Stellwerksbauformen auf die Notversorgung verzichtet.

von Schmelzsicherungen wurden zunehmend Leitungsschutzschalter (LSS) eingesetzt. Ab Ende 1960 erhielten die Schalttafeln nach vorn öffnende Türen, um die Zugänglichkeit der Schaltanlage zu erleichtern. Des Weiteren wurden zahlreiche Meldelampen zur Störungssignalisierung eingeführt (z. B. der Zustand der Leitungsschutzschalter und Überstromrelais). Die Vorderseite der Schalttafel wurde mit einem Blindschaltbild versehen, an dessen Ausleuchtung der Betriebszustand der Anlage zu erkennen ist. ([SIE 1961], S. 99–100)

Im Zuge der angestrebten Vereinheitlichung von EV-Anlagen ging man ab 1960 zur Gestellbauweise über (Abb. 3-8). Dabei wurden Schaltgestelle entwickelt, die definierte Funktionseinheiten darstellen (z. B. Netz, Weichen, Signale). Mehrere Schaltgestelle bilden dann die Schaltanlage. Die Gestelle sind in verschiedenen Leistungsstufen verfügbar. Im oberen Teil der Schaltgestelle befinden sich Messinstrumente und Meldeeinrichtungen für die entsprechende Funktionseinheit. Der Vorteil dieser Bauweise besteht in der einfacheren Montage und der Vereinheitlichung der Schaltanlagen. ([SIE 1961], S. 99–100)



Abb. 3-8: RSTW EV-Anlagen in Schalttafel (links) und Gestellbauweise (rechts)

In der Gerätetechnik vollzog sich die Entwicklung von magnetisch geregelten (Transduktor) und Thyristor-geregelten statischen Wandlern hin zu den heute gebräuchlichen Transistor-geregelten Gleichrichtern und Wechselrichtern. [RÜVE 1985]

Neuere RSTW besitzen moderne EV-Anlagen, die ähnliche Komponenten enthalten, wie sie auch im ESTW eingesetzt werden. Ein zentraler Grund dafür ist die Gewährleistung der Verfügbarkeit durch Anlagen nach dem heutigen Stand der Technik. Bei Überarbeitung alter EV-Anlagen werden dazu die rotierenden Maschinen zunehmend durch statische Wandler ersetzt. Das macht sich in einer Reduktion des Instandhaltungsaufwandes sowie der Erhöhung der Verfügbarkeit bemerkbar und dient auch der Vereinheitlichung sowie dem modularen Aufbau der EV-Anlagen.

3.5 Elektronische Stellwerke

3.5.1 Einsatzbedingungen

Wie bei den RSTW sind auch bei ESTW – bedingt durch konsequente Zentralisierung der Sicherungslogik und Ansteuerung vieler und z. T. weit entfernter Elemente²² – die Anforderungen an die Energieversorgung sehr hoch. ESTW besitzen aufgrund des hohen Energiebedarfs der vielen Verbraucher und durch Zusatzanforderungen (vor allem die Klimatisierung) eine vergleichsweise hohe Anschlussleistung.

Der Einsatz von elektronischer Rechentechnik (Abb. 3-9) erfordert eine hohe Qualität der Energieversorgung hinsichtlich der elektrischen Eigenschaften (vgl. Abschnitt 2.5.3). Insbesondere darf zu keinem Zeitpunkt die Energieversorgung der Rechnerbaugruppen unterbrochen werden, d. h. Speiselücken sind hier nicht akzeptabel. Da dies durch das Netz und die bisherigen EV-Anlagen nicht garantiert ist, werden in ESTW USV-Anlagen eingesetzt. Sie liefern ausgangsseitig sowohl bei Netz-, Not- als auch Netzersatzbetrieb eine gleichbleibende Qualität in der USV-gestützten Schiene.



Abb. 3-9: Bedienplatz und Rechner im ESTW (Fotos: J. Buder (li.), U. Maschek)

3.5.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die Online-USV-Anlage (siehe Abschnitt 2.5.3) besteht eingangsseitig aus einem GR oder mehreren GR-Modulen. Dieser wandelt die eingangsseitige dreiphasige Wechselspannung aus dem Versorgungsnetz/NEA in Gleichspannung um. Danach folgt ein WR (bzw. mehrere Wechselrichtermodule), welcher die Gleichspannung in 3~ 400/230 V 50 Hz AC umwandelt. Im Zwischenkreis zwischen GR und WR befindet sich die parallel geschaltete Stellwerksbatterie. Die Höhe der Zwischenkreisspannung beträgt meist 110 V oder 220 V DC, es existieren aber auch ESTW mit 60 V Notversorgung, dezentraler Struktur und sehr geringem Energieverbrauch, z. B. in [PFE 2011], S. 26–27.

²² max. Stellentfernung ca. 6 km (Weichen), 8 km (Signale), 30 km (Achszähler) – [HUMO 2013], S. 770

Durch elektronische Regelung kann eine gleichbleibend hohe Qualität der Ausgangsspannung sichergestellt werden. Spannungsspitzen und Unregelmäßigkeiten des Versorgungsnetzes können abgefangen werden. Bei einem Netzausfall bildet die Batterie einen Leistungspuffer zur Speisung der WR – so lange bis das NEA oder Ersatznetz zur Verfügung steht.

Zusätzlich besitzt die USV einen elektronisch gesteuerten Bypass (Netzurückschalteinrichtung, NRE), so dass bei Bedarf die Energie direkt aus dem Netz unter Umgehung der USV entnommen werden kann (Standby-Betrieb). Die NRE dient außerdem dem Schutz der USV vor Überlast. Eine Handumschalteinrichtung (HU) ermöglicht eine direkte Versorgung der Verbraucher durch das Netz bei Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten an der USV. Der typische Aufbau einer ESTW EV-Anlage ist in Abb. 3-10 dargestellt.

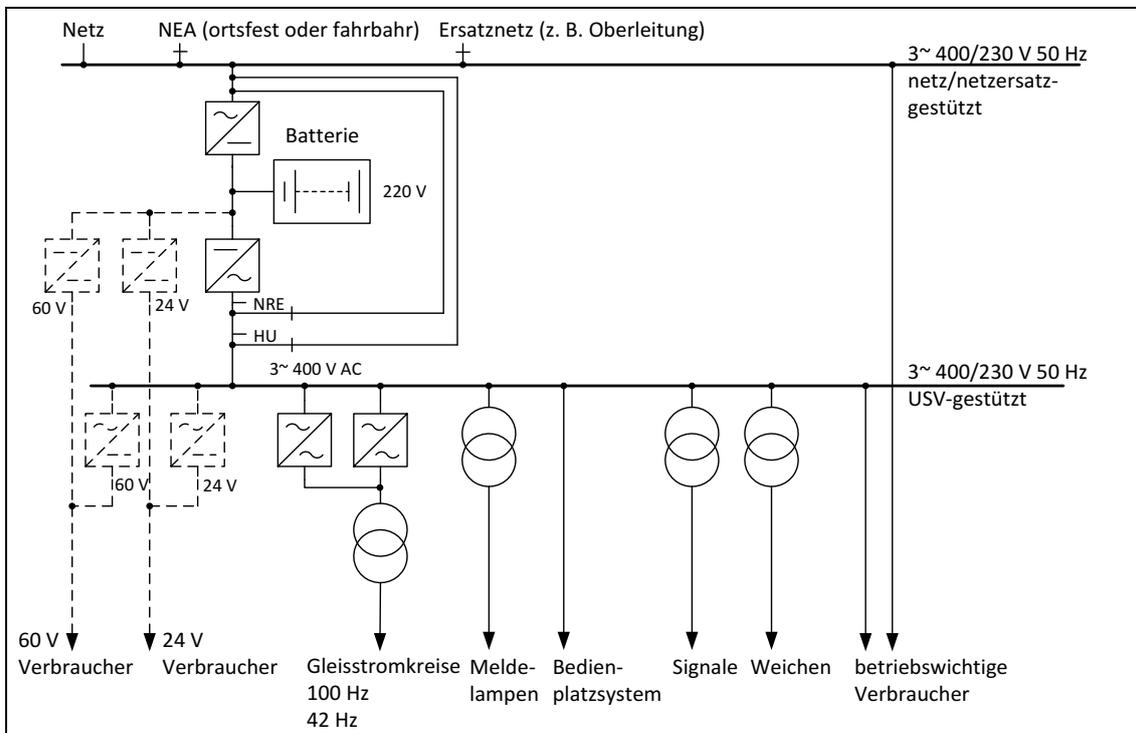


Abb. 3-10: Prinzip der Energieversorgung im ESTW

Im Vergleich zum RSTW werden alle wichtigen Verbraucher im ESTW direkt durch die USV-gestützte Schiene versorgt. DC-Verbraucher entnehmen ihre Energie entweder über Wandler aus dem Gleichspannungszwischenkreis der USV oder über Wandler aus der USV-gestützten Schiene (Alternativen in Abb. 3-10 gestrichelt dargestellt). Als Wandler sind in ESTW statische Wandler im Einsatz (Wechselrichter, DC-DC-Wandler, Frequenzumrichter).

3.5.3 Konstruktive Gestaltung

Die EV-Anlagen von ESTW sind von Schaltschränken geprägt, die ähnlich zum RSTW Funktionseinheiten repräsentieren. Den Kern bildet der USV-Block mit Gleich- und Wechselrichterschalt-schränken (Abb. 3-11). Weitere Geräteschränke, Schränke für AC- und DC-Verteilung sowie für Wandler oder weitere Geräte komplettieren die Anlage.

Es besteht durch eine modulare Bauweise die Möglichkeit, durch Redundanz die Gesamtverfügbarkeit der EV-Anlage zu erhöhen, indem z. B. mehrere elektronische Wandler oder USV-Anlagen parallel bereitgehalten werden. Für Gleisstromkreise ist diese n+1 Redundanz vorgeschrieben (vgl. [DB 819b]).



Abb. 3-11: USV-Anlage eines ESTW

In der Regel kommen moderne Geräte auf Basis von Transistoren zum Einsatz. Transistorgeregelte Wandler besitzen den Vorteil einer annähernd sinusförmigen Ausgangsspannung und geringer Netzrückwirkungen. Seit den Ausführungen in ([RÜVE 1985], S. 237–238) hat sich die Halbleitertechnik unverkennbar weiterentwickelt, so dass heute eine Vielzahl leistungsfähiger Geräte zur Verfügung steht.

In neueren EV-Anlagen übernehmen zum Teil zentrale speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) die Aufgaben der bisherigen Schütz- und Zeitsteuerung (sogenannte verbindungsprogrammierte Steuerung – VPS). Eingesetzt werden für eine hohe Verfügbarkeit Standard-Industriesteuerungen mit redundanter Zentraleinheit (Rechner, Bussteuerung, Adressierung). Die SPS besitzt ferner Peripheriebaugruppen (z. B. Display) sowie Schalt- und Überwachungseinrichtungen mit Ein- und Ausgabekanälen. Mit den Überwachungseinrichtungen werden die Komponenten und Verbraucherstromkreise überwacht (Überwacher und Schütze mit Hilfskontakten, analoge Messwerterfassung) und in der SPS ausgewertet. Die SPS arbeitet mit 24 V DC batteriegestützt und 230 V AC 50 Hz für die Erzeugung von Schaltpegeln. [GOL 1996]

SPS-Technik ermöglicht die deutliche Reduzierung des Raumbedarfs um ca. 20 % im Vergleich zu Anlagen mit VPS-Technik. Dabei wird eine große Anzahl von Schaltspielen bei geringem Verschleiß und kurzer Schaltzeit ermöglicht. Die Programmierung/Änderung der Anlagensoftware kann bereits vor der Installation erfolgen, dadurch werden die Unterbrechungszeiten verringert. Nachträgliche Umbauten und Änderungen gestalten sich einfacher als bei VPS-Schaltungen. ([GOL 1996], S. 22)

3.6 Resümee

Anlagen zur Energieversorgung von Stellwerken wurden auf dem Weg vom mechanischen zum elektronischen Stellwerk ständig weiterentwickelt und den neuen Erfordernissen angepasst. Durch die zunehmende Anzahl elektrischer Verbraucher und die Ausdehnung des Stellbereichs wurden die EV-Anlagen komplexer und leistungsfähiger. Heute sind sie in der Lage unterschiedlichste Verbraucher sicher mit Elektroenergie zu versorgen. Technische Innovationen im Bereich der Elektro-, Regelungs- und insbesondere der Halbleitertechnik führten zu konstruktiven Verbesserungen und leistungsfähigeren Geräten. Durch die Modulbauweise konnten Fertigung, Aufbau und Wartung der Energieversorgungsanlagen optimiert werden. Forschungsfrage **F2** kann somit als beantwortet angesehen werden.

4 Zukünftige Entwicklungen in der Stellwerks-Energieversorgung

Nachdem die Historie ausführlich dargestellt wurde, soll nun auf die aktuellen und für die Zukunft relevanten Entwicklungen der Stellwerks-EV eingegangen werden (Beantwortung von Forschungsfrage **F3**).

4.1 Trennung von Energie- und Datenübertragung

4.1.1 Notwendigkeit einer neuen LST-Architektur

Bereits in ([ELBÄ 2010], S. 8) wurde festgestellt, dass die Lösung der zunehmenden Komplexität und Alterung nur durch eine Standardisierung von Systemarchitektur und Schnittstellen erfolgen kann. Wie [KLE 2014] präziserte, werden zur Zeit jährlich ca. 2.500 STE modernisiert. Zur Verhinderung fortschreitender Überalterung wäre jedoch der Umbau von 7.500 STE pro Jahr nötig. Das kann nur mit einer neuen standardisierten LST-Struktur erreicht werden. Diese Standardisierung erfolgt im Rahmen des Projektes NeuPro der DB Netz AG. Entsprechend der Konzeption setzen sich neue ESTW aus modularen Funktionseinheiten (z. B. Bedienplatz, Signal, Weiche,...) zusammen. Diese Subsysteme werden über standardisierte und offengelegte Schnittstellen miteinander verbunden ([NVT 2013], S. 7–8).

Außerdem wird die Trennung von Daten- und Energieübertragung eingeführt. Die Vorteile des Konzeptes liegen in der hohen Variabilität der Systemstruktur, so ist auch die lokale EV von Außenanlagen möglich. Den Hauptvorteil bietet die Reduktion des Kupfereinsatzes und des Kabeltiefbaus für die Verkabelung der Außenanlagen. Bisher waren aufwendige Punkt-zu-Punkt Verbindungen von der Zentraleinheit des ESTW notwendig um Energie und Daten zu übertragen. Bei Nutzung moderner Kommunikationstechnik kann die Datenübertragung heute gebündelt auf einer Leitung für viele Feldelemente erfolgen. Eine durchgehend mehradrige Verkabelung ist damit nicht mehr für jedes Feldelement erforderlich. ([NVT 2013], S. 8; [STE 2010], S. 5 u. 38–43)

Im geplanten Zielzustand verfügen primär die *zentralen Technikstandorte* über eine eigene gesicherte EV mit autarkem Netzersatz (NEA oder FL) und stehen über Netzwerktechnik mit den Außenanlagen und ihren Stellteilen in Verbindung. Die EV der Stellelemente erfolgt über eine separate EV (autark oder abhängig). [KLE 2014]

Für die Umsetzung der Konzeption ist ein neues Datenübertragungs- und Energieversorgungskonzept erforderlich. Der Unterschied zwischen der konventionellen und der NeuPro- Elementansteuerung ist in Abb. 4-1 dargestellt. Das repräsentative Lageplanbeispiel des Bf Radeberg steht stellvertretend für eine Vielzahl von Bf in Deutschland.

Die erstmalige Umsetzung in Deutschland erfolgte in Teilen durch Siemens in Annaberg-Buchholz; hier werden die Konzepte als Sinet (Siemens Interlocking Network – Datenbus) und Sigrid (Smart Interlocking Grid – Energiebus) bezeichnet ([MOS 2013], S. 21; [SIE 2013]; [SIE 2014]).

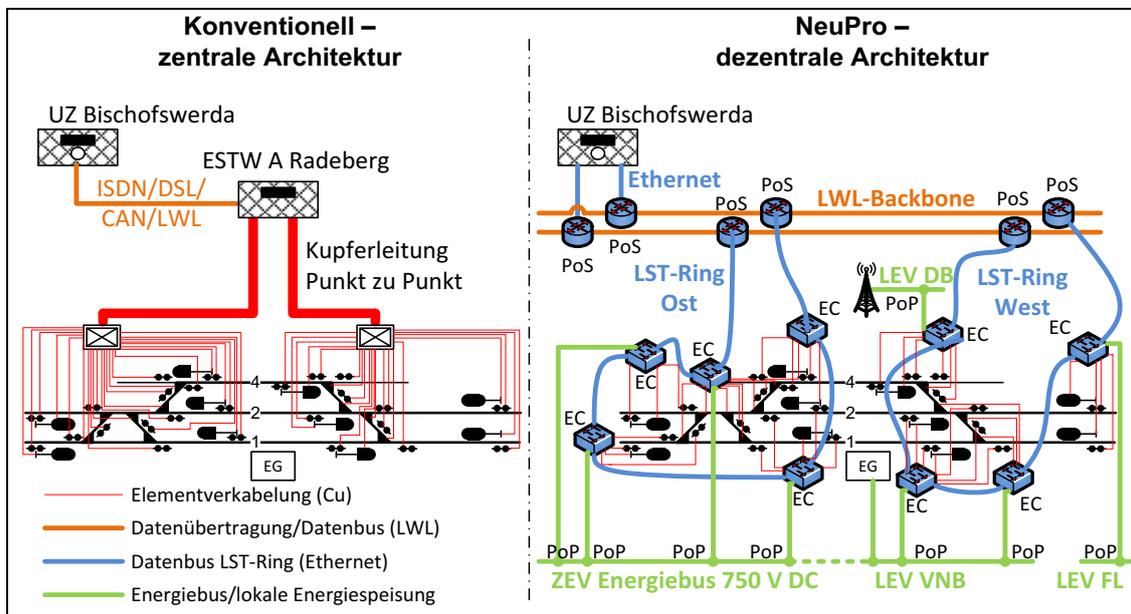


Abb. 4-1: Vergleich konventionelle und NeuPro-Architektur

PoS – Netzwerkzugangsknoten (Point of Service)

PoP – Zugangspunkt Energieversorgung (Point of Power)

DB – DB-Infrastruktur (z. B. GSM-R)

EC – Elementsteuergerät (Element Controller)

LEV – Lokale EV

ZEV – Zentrale EV

VNB – Netzversorger

FL – Fahrleitung

Eine Nachrüstung der NeuPro-Struktur ist bei mech. Stw, emech. Stw und RSTW technisch auszuschließen. Denkbar ist die Nachrüstung bei ESTW, wie die Ausführungen in [KLM 2014] zeigen.

4.1.2 Konzept des Datenbus

Einige ESTW (B950, SIMIS D, ZSB 2000) weisen bereits heute Teile der Konzeption auf, da eine Elementsteuerung mittels Datenbus (z. B. CAN) oder über ISDN/DSL angeordnete integrierte Stellteile erfolgt. Die EV wird weiter konventionell als zentrale EV-Anlage realisiert. ([BUR 2009]; [KLM 2014], S. 20–21; [PFE 2011], S. 26–29)

Kennzeichnend für die NeuPro-Kommunikationsstruktur ist die Anbindung der Elementsteuergeräte (Element Controller – EC) über LST-Ringe (Ethernet oder LWL) an das redundante Lichtwellenleiter-Netzwerk (LWL-Backbone), vgl. Abb. 4-1. Die Stellbefehle werden von der ESTW-Zentraleinheit (z. B. ESTW UZ) an die EC gesendet. Zentraleinheiten sind ebenfalls redundant an den LWL-Backbone angebunden. Die EC steuern die Außenanlage an und geben Rückmeldungen an den Zentralrechner.

An den Netzwerkzugangsknoten (Point of Service – PoS) werden Industriestandardkomponenten und an den EC in den LST-Ringen spezielle bahnfeste Technik eingesetzt. Für unterschiedliche Anwendungen sind Mehrfach-Element-Controller und Einzel-Element-Controller geplant. ([HEWA 2014], S. 36; [KLM 2014], S. 19–21)

Die Datenkommunikation wird durch geeignete Maßnahmen (Redundanz, Kryptografie, etc.) gesichert ([NVT 2013], S. 8). Die Trennung der EV von der Datenübertragung erfordert die Erfassung und Rückmeldung des Energiezustands der Elemente.

4.1.3 Konzepte Energiebus und lokale Energieversorgung

Für die Energieversorgung sind zunächst die Verbraucheranforderungen (Verfügbarkeit, Qualität) maßgebend. Die Verbraucheranforderungen können in einer EV-Anlage mit anschließender Verteilung (Zentrale EV – ZEV) über den Energiebus oder dezentral an den Element-Controllern (Lokale EV – LEV) realisiert werden. Die Auslegung des Energieversorgungsnetzes (Struktur einfach oder redundant, ringförmig oder sternförmig) wird sich aus den örtlichen Gegebenheiten (vorhandene Energiequellen, Energiemenge, Verbraucherleistungen) und wirtschaftlichen Randbedingungen ergeben. Die Überwachung der Qualitätsparameter erfolgt an den EC und in der ESTW-Zentrale, dadurch ist die EV-Anlage selbst nicht sicherheitskritisch. ([NVT 2013], S. 8–12)

Der Energiebus versorgt die EC und Außenanlagen mit Energie (750 V DC, Toleranzbereich 500 ... 900 V – Outdoor-Energiebus nach DIN EN 60038). Er muss von mindestens zwei unabhängigen EV-Anlagen mit unabhängiger Einspeisung versorgt werden und mindestens einen Spitzenlastspeicher besitzen. Die Verlegung erfolgt parallel zur Strecke. Die EC werden durch lokale Energiespeicher vor kurzzeitigen Versorgungsunterbrechungen geschützt. Die Anbindung erfolgt über Zugangspunkte für Verbraucher (Point of Power – PoP). [NVT 2014]; [MOS 2013], S. 21

Die ZEV wird an allen zentralen Technikstandorten und wichtigen Bahnhöfen eingesetzt. Sie entspricht im Kern einer gesicherten EV mit USV. Die dezentrale Versorgung ist über Energiebus (Anbindung an ZEV) oder eigene LEV möglich (Tab. 4-1).

Zentrale Energieversorgung – ZEV	Lokale Energieversorgung – LEV
<ul style="list-style-type: none"> ▪ EV-Anlage mit Netzanschluss + NEA ▪ für Technikstandorte und wichtige Bf ▪ Einspeisung in Energiebus ▪ Redundante Einspeisungen (FL) über Energiebus möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ aus Fahrleitung (LEV FL) ▪ aus Netzanschluss (LEV VNB) mit Anbindung an den Energiebus ▪ aus vorhandener DB-Infrastruktur, z. B. BÜSA, TK (LEV DB)

Tab. 4-1: ZEV und LEV bei NeuPro-Konzeption

Mit der geplanten Konzeption wird ein standardisiertes EV-System für LST und TK mit definierten Schnittstellen eingeführt. An den Point of Power werden nach Bedarf die folgenden Spannungen zur Verfügung gestellt: [NVT 2014]

- 750 V DC (Energiebus)
- 3~ 400/230 V 50 Hz AC für AC-Verbraucher, z. B. Weichenantriebe
- 24 ... 120 V DC (Verbraucher LST an den EC)
- 48 V DC (Verbraucher TK, Netzwerk)

Das Konzept Energiebus befindet sich bei Siemens im Funktionstest und soll erstmals im Stellwerk Annaberg-Buchholz realisiert und zugelassen werden. [HEWA 2014], S. 39; [KLM 2014], S. 19–20

4.1.4 Einschätzung

Die NeuPro-Konzeption ist eine teilweise Abkehr vom heutigen Prinzip der zentralen Architektur (außer bei der Logik). Der Einsatz des Datenbus und der Netzwerkringe reduziert den Verkabelungsaufwand und somit auch den Materialbedarf erheblich (siehe Abb. 4-1). Auch bei dem Einsatz des Energiebusses werden Leitungen in großem Umfang eingespart. Die Verwendung von Gleichspannung bietet den Vorteil, dass mehrere Einspeisungen ohne Synchronisation erfolgen können, keine Abhängigkeit von Kabelkapazitäten besteht und keine Blindleistungskompensation erforderlich ist. Daher ist bei gleichem Kabelquerschnitt im Vergleich zu AC mehr Energie übertragbar.

Die neue Konzeption erfordert die dezentralisierte Überwachung der Anlagenspannungen (z. B. Az, Signale, Weichen) in den EC. Die für die Instandhaltung nachteilige verteilte Anordnung kann ggf. durch eine geeignete Instandhaltungskonzeption kompensiert werden (Einsatz von Ferndiagnose, vgl. Abschnitt 4.5.2). Verluste durch den Einsatz zusätzlicher dezentraler Energiewandler zur Erzeugung der benötigten Elementspannungen (DC/DC-Wandler, WR) werden ggf. durch geringere Übertragungsverluste (hohe Spannung des Energiebusses) kompensiert. Hier sind weitere Untersuchungen erforderlich. Darin ist auch der Aufwand zur Erzeugung des Drehstromes für Weichenantriebe ist zu prüfen. Prinzipiell ist auch der Einsatz von DC-Antrieben denkbar.

4.2 Energie- und Kosteneinsparungspotential

Bereits in [STE 2010], S. 44–45 wurde analysiert, dass der Energieverbrauch in der LST relativ hoch ist. Hauptgründe sind der Einsatz energieintensiver Komponenten, interne Energiewandlungsprozesse, die notwendige Klimatisierung und die Betriebsweisen. Zur signifikanten Verringerung des Energieverbrauchs sind neue Umgebungsanforderungen und Betriebsweisen notwendig. Dafür ist letztendlich eine Anpassung des Regelwerks erforderlich.

4.2.1 Bedarfsgerechte Einschaltung der Lichtsignale

Bereits heute besteht die Möglichkeit Betriebsstellen zeitweise auszuschalten (Betriebsruheschaltung). Dabei werden die Signalspannungen, Weichenspannungen und Stelltafelausleuchtung abgeschaltet. Nur Blockspannung und in manchen Fällen die Signalspannungen für die durchgeschalteten Hauptgleise stehen weiterhin zur Verfügung. ([FRA 1980], S. 19–20; [STA 1978], S. 11)

Davon zu unterscheiden ist die in der EDr-Technik (siehe Abschnitt 5.1.7) erstmals realisierte bedarfsgerechte zuggesteuerte Einschaltung der Signale. Dabei werden die Signale erst nach detektierter Zugannäherung angeschaltet und nach Zugdurchfahrt wieder abgeschaltet ([STA 2003], S. 57). Das führt zu deutlichen Energieeinsparungen um zwei Größenordnungen durch die Senkung der Dauerleistung (Tab. 4-2).

Betriebsweise	Vergleich des jährlichen Energieverbrauchs	
	Anlage EDr 1 2 Signale (je 10 W)	Anlage EDr 2u 2 Signale (je 15 W)
Konventionell: Dauerbetrieb	$E = 20 \text{ W} \cdot 24 \text{ h} \cdot 365 \text{ d}$ $E = 175,2 \text{ kWh}$	$E = 30 \text{ W} \cdot 24 \text{ h} \cdot 365 \text{ d}$ $E = 262,8 \text{ kWh}$
Zuggesteuerte Anschaltung für 1,5 min bei 20 Züge/d	$E = 20 \text{ W} \cdot 20 \frac{1}{d} \cdot 365 \text{ d} \cdot \frac{1,5 \text{ min}}{60 \frac{\text{min}}{\text{h}}}$ $E \cong 3,7 \text{ kWh}$	$E = 30 \text{ W} \cdot 20 \frac{1}{d} \cdot 365 \text{ d} \cdot \frac{1,5 \text{ min}}{60 \frac{\text{min}}{\text{h}}}$ $E \cong 5,5 \text{ kWh}$

Tab. 4-2: Jährlicher Energieverbrauch Lichtsignale Dauerbetrieb und bei EDr-Technik

Mit dem aus [HOL 2014], S. 24 bekannten Wert von 745.000 verbauten Signalgebern im Jahr 2011 kann die Jahresenergieeinsparung abgeschätzt werden. Neben Signalglühlampen kommen auch LED-Signalgeber zum Einsatz. Aus Interpolation des Anteils der ESTW an den STE im Jahr 2009 (25 %, [KEF 2009]) und 2011 (32 %, [BRÖ 2013]; [KRA 2013]) wird ein ESTW-Anteil von 29 % an den STE ermittelt. Dieser Teil beinhaltet zu ca. 94 % Anlagen mit konventioneller Glühlampentechnik oder äquivalentem Energieverbrauch und 6 % mit reiner LED-Technik ([NVT 2013], vgl. Anteile ESTW.xlsx). Damit lässt sich die durchschnittliche Leistungsaufnahme P_{\emptyset} pro Signalgeber unter der Annahme einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme²³ von 20 W ($P_{\text{Glühlampe}}$) und 5 W (P_{LED}) berechnen (Formel 4-1):

$$\begin{aligned}
 P_{\emptyset} &= P_{\text{Glühlampe}} \cdot \text{Anteil}_{\text{Glühlampe}} + P_{\text{LED}} \cdot \text{Anteil}_{\text{LED}} \\
 P_{\emptyset} &= 20 \text{ W} \cdot (71 \% + 29 \% \cdot 94 \%) + 5 \text{ W} \cdot (29 \% \cdot 6 \%) && \text{Formel 4-1} \\
 P_{\emptyset} &= 20 \text{ W} \cdot 98,3 \% + 5 \text{ W} \cdot 1,7 \% \cong 19,7 \text{ W}
 \end{aligned}$$

²³ Viele Nebensignaloptiken werden nicht mit 20/30 W sondern nur mit 10 W betrieben.

Es wird angenommen, dass nur jede vierte Signaloptik angeschaltet ist (mehrere Optiken pro Signalschirm) und die durchschnittliche Betriebszeit im Schnitt 22 h beträgt (Dauerbetrieb, Berücksichtigung der Betriebsruhe). Bei bedarfsgerechter Einschaltung wird eine Belastung von durchschnittlich 45 Einschaltungen²⁴ pro Tag abgeschätzt.

Mit diesen Annahmen können die möglichen Energieeinsparungen und die Energiekostenreduzierung bei Annahme von 3.100 Stw. mit Lichtsignalen abgeschätzt werden (Tab. 4-3). Demgegenüber stehen sehr hohe Kosten für die Implementierung in die vorhandene Technik (Eingriff in Signalschaltungen), weshalb dies nicht wirtschaftlich umsetzbar ist. Denkbar ist es, für Neuanlagen eine geänderte Betriebsweise mit Signalanschaltung durch Belegung des vorausliegenden Gleisabschnittes einzuführen.

Betriebsweise	Jährlicher Energieverbrauch	Jährliche Energiekosten
Konventionell: Dauerbetrieb	$E_D = \text{Anzahl} \cdot P_\phi \cdot t$ $E_D = \frac{745.000}{4} \cdot 19,7 \text{ W} \cdot 22 \text{ h} \cdot 365 \text{ d}$ $E_D \cong 29,5 \text{ GWh}$	$K_D = E_D \cdot k_{kWh}$ $K_D = 29,5 \cdot \text{GWh} \cdot 0,13 \frac{\text{EUR}}{\text{kWh}}$ $K_D \cong 3,8 \text{ Mio EUR}$ $K_D \cong 1.225 \text{ EUR/Stw}$
Bedarfsgesteuerte Anschaltung für 1,5 min bei 45 Einschaltungen/d	$E_B = \frac{745.000}{4} \cdot 19,7 \text{ W} \cdot 45 \frac{1}{d} \cdot 365 \text{ d} \cdot \frac{1,5 \text{ min}}{60 \frac{\text{min}}{\text{h}}}$ $E_B \cong 1,5 \text{ GWh}$	$K_B = E_B \cdot k_{kWh}$ $K_B = 1,5 \cdot \text{GWh} \cdot 0,13 \frac{\text{EUR}}{\text{kWh}}$ $K_B \cong 0,2 \text{ Mio EUR}$ $K_B \cong 62 \text{ EUR/Stw}$

Tab. 4-3: Abschätzung Energieeinsparung durch zuggesteuerte Signalanschaltung

4.2.2 Verringerung der Batteriereservezeit

Durch den Einsatz von WR an Stelle von Umformern können Batterien kleiner dimensioniert werden (geringerer Anlaufstrom), was auch den notwendigen Netzanschlusswert (wegen der Batterieladung) reduziert. Durch die heute sehr zuverlässigen Netzersatzanlagen kann die Batteriereservezeit auf bis zu 0,5 h reduziert werden. ([DB 819a]; [MIVE 1986], S. 48; [PAWE 2011], S. 32–35; [RÜVE 1985], S. 236–238)

Gerade aus der Sicht der großzügigen Ausstattung der Stellwerke mit NEA ist die heutige Batteriereservezeit (in vielen Stellwerken > 3 h) überdimensioniert und verursacht hohe Kosten bei der Batterieerneuerung ohne die Verfügbarkeit wesentlich zu erhöhen (vgl. Abschnitt 2.6.5.2). In anderen Branchen, z. B. der Informationstechnik (Rechenzentren, vgl. [GLI 2013], S. 14) sind Überbrückungszeiten von 2 ... 10 min üblich. Diese wären für die Umschaltung auf das Ersatznetz im Stellwerk ausreichend, lediglich für Stellwerke mit mobilem NEA kommt die Reduzierung der Reservezeit nicht in Frage. In

²⁴ Durchschnitt aus 20 % Signalen an hochbelasteten Hauptstrecken ca. 200/d, 30 % an Normal-/Regionalstrecken mit 20/d und 50 % Nebengleise und Nebenbahnen 0,5/d

der NeuPro-Konzeption in [NVT 2014] wird diese Zielrichtung mit der Kurzzeit-Batterie-pufferung < 3 min an den dezentralen Elementen verfolgt. Für die zentralen EV-Anlagen besteht ein ungenutztes Optimierungspotential.

4.2.3 Einführung von Gleichspannungs-Architekturen

Die deutschen Elektroenergieversorgungsnetze werden auch in Zukunft mit AC betrieben werden, da viele Verbraucher nur mit AC arbeiten ([ZABO 2013d], S. 392–393). Dennoch kann die von ([STE 2010], S. 44–45) geforderte Verbrauchsreduzierung in der LST durch den Einsatz von energiesparenden DC-Architekturen erreicht werden.

Reine DC-Architekturen bieten sich besonders bei netzferner Versorgung von Anlagen mit überwiegend DC-Verbrauchern (Rechner, LED, IT) durch DC-Energiequellen an (PV und BZ). Aber auch in ESTW wird ein Großteil der Verbraucher mit DC versorgt. Zukünftig wird die Innenbeleuchtung im Stellwerk, wie in [NVT 2014] gefordert, mittels DC-gespeister effizienter LED-Technik realisiert.

Ein Beispiel aus der Informationstechnik ([SCH 2013], S. 17–21) zeigt, dass aus einer DC-basierten USV mit hoher DC-Verteilspannung ein vereinfachter Aufbau und geringere Platzanforderungen resultieren. Außerdem können die Netzteile der DC-Verbraucher vereinfacht werden; sie arbeiten durch den Entfall des GR um ca. 3 % effizienter. Durch den Verzicht auf Umwandlungsschritte zu AC und zurück wird die Zuverlässigkeit verbessert (weniger Komponenten) und die Energieeffizienz um ca. 10 % erhöht. Die Investitionskosten wurden um 15 %, die Installationskosten um 20 % und der Platzbedarf um 25 % reduziert.

Bereits umgesetzt wird die DC-Architektur bei vielen BÜSA und im ESTW ZSB 2000. Die dort verwendete 60 V DC Ebene ist sehr sparsam, bietet aber nur eine Stellentfernung von max. 1,8 km ([PFE 2011], S. 26–29). Durch den 750 V DC Energiebus und die am EC zur Verfügung gestellten DC-Spannungen wird die DC-Architektur mit hoher Stellentfernung in NeuPro-ESTW eingeführt (vgl. Abschnitt 4.1.3).

4.2.4 Klimatisierung

Ansätze, die Abwärme von Schaltanlagen zur Beheizung von Batterie- und NEA-Raum zu nutzen zeigt schon [MIVE 1986], S. 50. Für die in [STE 2010], S. 44–45 geforderte Verringerung der elektrischen Leistung für die Klimatisierung müssen neue Anforderungen an die EV-Anlage definiert werden. Aktuell setzt sich die Erkenntnis durch, dass konventionelle Klimaanlage durch alternative Kühl-/Belüftungsmethoden (Konvektionskühlung) und striktere Umgebungsanforderungen der Komponenten ersetzt werden müssen ([NVT 2014], S. 19). Eine Nutzung der anfallenden Prozessenergie ist zudem für energieautarke Sensoren/Geräte denkbar („*Energy Harvesting*“).

4.2.5 Tarifierung und intelligentes Netz

Mit entsprechend ausgestatteten EV-Anlagen (z. B. Dual-USV, siehe Abschnitt 4.3.2) ist es möglich, die Energieentnahme aus den verschiedenen Netzeinspeisungen (Netz, Netzersatz) tarifabhängig zu steuern. Damit kann z. B. bei hohem Netzenergiepreis die Einspeisung aus der FL erhöht werden. Bei den Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) sind solche Anlagen bereits im Einsatz. ([PAWE 2011], S. 32–35)

Eine Erweiterung bietet die Möglichkeit der vergüteten Rückspeisung von Energie in das Netz, z. B. zu Spitzenlastzeiten. Dafür könnten z. B. vorhandene NEA oder NE aus der FL genutzt werden. Hier ist die Bereitstellung von Netzen mit intelligenten Energiezählern („*Smart Meter*“) Voraussetzung. Die Verrechnung der Energielieferungen kann dann auf Basis spezieller Sondertarife erfolgen. Aktuell ist nicht absehbar, ob diese Möglichkeiten genutzt werden. ([ANT 2012], S. 15)

4.3 Technische Innovationen

4.3.1 Netzersatz mit Brennstoffzelle

In den vergangenen 5 Jahren gab es große Fortschritte bei der Integration von Brennstoffzellen (speziell PEFC, vgl. Abschnitt 2.3.3) in Netzersatzsysteme. Sie sind als Ersatz für die Diesel-NEA vorgesehen.

Die meisten Systeme sind n+1 redundant und einschubmodular aufgebaut. Leistungen sind im Bereich von 2 ... 50 kW erhältlich. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 50 % und die Lebensdauer bei 3.000 h. Bei ca. 100 h Nutzungszeit des NEA pro Jahr ist das in jedem Fall ausreichend. Das Anfahren der Brennstoffzelle erfolgt bis zum Erreichen der Betriebstemperatur (ca. 1 min) über einen kleinen Energiespeicher (Akkus oder Superkondensatoren). Die Wasserstoffversorgung erfolgt über Schnellkupplungen. Regelmäßige automatische Testläufe und Eigendiagnose über die zentrale Steuerung sind ebenso Standard wie Fernwartung- und -diagnose über Ethernet. Ausgangsseitig stellt die BZ 48 V DC zur Verfügung. ([GAL 2013], S. 18–26; [PAU 2011], S. 18–21; [PAWE 2011], S. 32–33; [PRE 2011])

Für die Wasserstoffspeicherung werden Druckgasflaschen in Speicherbündeln²⁵ eingesetzt ([PRE 2011]). Der Einsatz von H₂ ist nicht gefährlicher als die Verwendung von Dieselmotorkraftstoff und lässt sich mit geeigneten Sicherheitsmaßnahmen gut beherrschen ([HOL 2011], S. 1–32; [PAWE 2011], S. 34–35). Der Verbrauchsausgleich des H₂ erfolgt durch entsprechende Lieferverträge mit Gasversorgern.

²⁵ 12 Flaschen mit 300 bar, Netto-Energieinhalt ca. 216 kWh, Platzbedarf: 1,2 x 0,8 m

Anwendung findet die Brennstoffzelle bereits als Netzersatz in der TK-Technik. Dort können die 48 V DC direkt für die Verbraucher verwendet werden. Das Land Brandenburg rüstet 116 BOS-Digitalfunk-Basisstationen mit BZ-NEA aus ([BAL 2013]). In Rechenzentren kommen ebenfalls zunehmend BZ zum Einsatz ([LAN 2013], S. 32).

Als Netzersatz für Stellwerke eignet sich die BZ-Technologie bei kleineren Leistungen ebenfalls (bis ca. 20 kW). Ein Pilotanlage wurde im Dr S2 Stellwerk Maulbronn realisiert ([GAL 2013], S. 10 u. 38-41). Alternativ kann bei Einsatz von redundanten DC-DC-Wandlern auf die Batterie verzichtet werden. Eine Integration in das Konzept Energiebus ist denkbar. Einen Überblick zu den Anwendungen gibt Tab. 4-4.

Anwendung	Schaltbild	Umsetzung
NEA TK		<p>DB System: 15 kW Systeme [PAWE 2011], S. 32–33; [PAU 2011], S. 18–21</p> <p>O2: Mobilfunkstationen [FRNS 2011], S. 41</p> <p>Polizei Brandenburg: 3,5 kW für 72 h [BAL 2013]</p>
NEA Stellwerk		<p>DB Netz AG: Dr S2 Stellwerk Maulbronn 60 V Stellwerksbatterie 6 kW für 36 h 1 Flaschenbündel 216 kWh [GAL 2013], S. 10 u. 38-41</p>
USV – Ersatz der Batterie		<p>Speisung über redundante DC-DC-Wandler Verzicht auf Batterie</p>

Tab. 4-4: Anwendungsmöglichkeiten der Brennstoffzelle als Netzersatz

Aus den Erfahrungen der unterschiedlichen Anwendungsbereiche können die Technologien Diesel-NEA und BZ-NEA miteinander verglichen werden (Vor- und Nachteile siehe Tab. 4-5). Es kann eingeschätzt werden, dass aus technologischer Sicht die BZ zu bevorzugen ist. Die wirtschaftlichen Randbedingungen werden in einer Lebenszykluskostenrechnung (LCC) und Wirtschaftlichkeitsrechnung in Kapitel 8 untersucht. Damit ist dann eine Aussage zur kostenoptimalen Technologiewahl in Abhängigkeit von der vorzusehenden Leistung möglich.

	Diesel-NEA	Brennstoffzelle
Anlaufzeit	<ul style="list-style-type: none"> lang (ca. 15 s) 	<ul style="list-style-type: none"> gering (wie USV)
Testläufe	<ul style="list-style-type: none"> manuell, vor Ort personalintensiv 	<ul style="list-style-type: none"> automatisch, Fernwartung kein Personal vor Ort
Lebensdauer	<ul style="list-style-type: none"> sehr lang (ca. 30 Jahre) 	<ul style="list-style-type: none"> ca. 3.000 Betriebsstunden, bei 100 h/a ca. 30 Jahre keine Langzeiterfahrung
Technologiereife	<ul style="list-style-type: none"> erprobte und hochentwickelte Technik große Auswahl an Herstellern und Fachfirmen (Ersatzteile) 	<ul style="list-style-type: none"> Technologie noch in Weiterentwicklung begrenzte Anzahl Hersteller und Fachfirmen
Skalierbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> für mittlere und große Leistungen verfügbar eingeschränkt skalierbar 	<ul style="list-style-type: none"> nur bei kleinen Leistungen wirtschaftlich hohe Skalierbarkeit
Diagnose	<ul style="list-style-type: none"> nur manuell vor Ort 	<ul style="list-style-type: none"> Fernwartung und –diagnose
Instandhaltung	<ul style="list-style-type: none"> Diesel begrenzt lagerfähig, Austausch erforderlich Abnutzung beweglicher Teile hohe Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> keine Kraftstoffalterung Fachpersonal für Wartung und Brennstoffergänzung benötigt niedrige Kosten
Umwelt-auswirkungen	<ul style="list-style-type: none"> lärmintensiv Abgase (CO₂,...) Schmierstoffe (Altölsorgung) Diesel ist wassergefährdend und nicht überall aufstellbar 	<ul style="list-style-type: none"> geringe Geräuschemissionen keine Abgase, nur H₂O keine Schmierstoffe und deren Entsorgung Aufstellung auch in Trinkwasserschutzgebieten möglich
Wirkungsgrad	<ul style="list-style-type: none"> niedrig (30 ... 40 %), speziell bei Teillast 	<ul style="list-style-type: none"> gut (50 %), auch bei Teillast
bauliche Anpassungen	<ul style="list-style-type: none"> Anpassung des NEA-Raums (Lüftung, Kühlung, Isolierung, Wanne,...) 	<ul style="list-style-type: none"> Anpassung eines Raums als H₂-Lager

Tab. 4-5: Vergleich Diesel-NEA/BZ-NEA nach [BAL 2013]; [PAU 2011]; [PAWE 2011]

4.3.2 Dual-USV

Die konventionelle ESTW-Energieversorgungsanlage mit USV-Anlage und Netzersatz aus der Fahrleitung ist eine Speziallösung für den Bahnbereich. Wechselrichter und Bypass sind nicht redundant aufgebaut, die monolithischen Anlagen weisen hohe Unterhaltskosten und eine große MTTR auf. Es ist bei Netzausfall keine volle Redundanz gegeben, wenn gleichzeitig ein Fehler in der USV auftritt oder Wartungsarbeiten durchgeführt werden. ([HAU 2011], S. 3; [PAWE 2011], S. 32–33)

Diese Probleme können durch den Einsatz von einschubmodularen, zweikanaligen USV-Anlagen (Dual-USV) vermieden werden. Dabei besteht die Zweikanaligkeit aus der Versorgung von Modulen aus dem 50 Hz Netz und aus der 16,7 Hz Fahrleitung. Dadurch ergibt sich eine größere Redundanz, da jedes USV-Einschubmodul einen eigenen Bypass besitzt. Durch die Modulbauweise wird die MTTR deutlich verkürzt. Außerdem ist die Steuerung der Energieaufnahme aus den unterschiedlichen Netzen möglich. Dual-USV werden bei den SBB eingesetzt. ([HAU 2011], S. 9–15; [PAWE 2011], S. 32; [WES 2011b], S. 19–20)

4.3.3 Modulare Bauweise (n+1)

Die modulare Bauweise wird zunehmend in den Betreiberanforderungen als Regelbauform festgelegt. Kerngedanke bei dem Übergang von Monoblock-USV-Anlagen hin zu skalierbaren modularen Anlagen ist die Verkürzung der MTTR und die höhere Ausfallsicherheit durch zusätzliche Redundanz. Diese sieht vor, dass n benötigte USV-Module und ein Reservemodul (+1) unabhängig voneinander ohne übergeordnete Steuerung betrieben werden (ähnlich dem Konzept der Dual-USV). Durch diese *dezentrale Parallelarchitektur* werden die Einzelausfallpunkte verringert ([LAN 2013], S. 30). Weitere Vorteile ergeben sich durch die bessere Skalierbarkeit der Anlagenleistung bei Projektierung und im Betrieb (Zu- und Abschaltung von Modulen).

Dabei weist die Modularität auch Nachteile auf. Durch die kleine Bauweise muss eine hohe Leistungsdichte gewählt werden, die in der Regel nur mit Lüftern einsetzbar ist. Außerdem tritt erhöhter Stress an den Bauelementen auf. Deshalb sind Modullösungen vor allem bei kleineren Leistungsanforderungen sinnvoll. Durch die höhere Gesamtanzahl von Bauteilen steigt die Wahrscheinlichkeit eines Komponentenausfalls. Mit zunehmender Betriebszeit treten Verschiebungen („*Drift*“) bei den elektrischen Parametern der Einzelmodule auf. Zentralgesteuerte USV-Module weisen die Zentralsteuerung als Einzelausfallpunkt auf. Außerdem müssen diese Module mit der gleichen Software arbeiten, so dass ggf. der Tausch aller Module erforderlich ist. Zudem führt die Erhöhung der Redundanz nur noch zu einer geringen Verfügbarkeitserhöhung bei steigenden Kosten.

Für die Unterscheidung der Anlagenverfügbarkeit und –redundanz wird im Bereich von Rechenzentren ein vierstufiges System (Stufe – engl. „Tier“) zur Auslegung der Infrastruktur angewandt (siehe Tab. 4-6). ([GLI 2013], S. 12–15)

Bei der Stellwerks-EV können Dual-USV und moderne n+1 Stellwerksenergieversorgungen mit zusätzlichem Bypass und Handumgehung für Wartung bei der Einstufung nach Tier-Klassifikation zwischen den Stufen Tier II und Tier III eingeordnet werden. Abweichend zu Tier III fehlt nur die zweikanalige Anbindung der Verbraucher.

Stufe	Tier I	Tier II	Tier III	Tier IV
Versorgungswege	1 aktiver	1 aktiver	1 aktiver 1 passiver	2 aktive
Redundanz	N	N+1	N+1	2 (N+1)
Ausfallzeit	28,82 h/a	22,69 h/a	1,58 h/a	0,44 h/a
jährliche Verfügbarkeit	99,671 %	99,741 %	99,982 %	99,995 %
Wartung im Betrieb	nein	nein	ja	ja
Vorteil	<ul style="list-style-type: none"> ▪ einfach ▪ kostengünstig 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ mittlere Redundanz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Redundanz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Verfügbarkeit
Nachteil	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringste Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einzelausfallpunkte 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Kosten ▪ Komplexität 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Kosten ▪ niedrige Effizienz ▪ Komplexität

Tab. 4-6: Tier-Klassifikation in Rechenzentren nach [GLI 2013], S. 12–15

4.3.4 SPS-Technik in der Energieversorgungs-Schaltanlage

Der Einsatz von Industriestandard-SPS in der LST wird derzeit bei dem DB Block vorangetrieben, wo eine über DC-DC-Wandler aus der 60 V DC Batterie gespeiste SPS auf 24 V DC Basis eingesetzt wird ([KNE 2014], S. 11). Auch in EV-Anlagen werden zunehmend SPS zum Einsatz kommen.

SPS-Technik in der EV ermöglicht die deutliche Reduzierung der Komplexität und des Raumbedarfs der Schaltanlage um ca. 20 % im Vergleich zu Anlagen mit VPS-Technik. Dabei wird eine große Anzahl von Schaltspielen bei geringem Verschleiß und kurzer Schaltzeit ermöglicht. Die Programmierung/Änderung der Anlagensoftware kann bereits vor der Installation erfolgen. Dadurch werden die Unterbrechungszeiten verringert. Nachträgliche Umbauten und Änderungen gestalten sich einfacher als bei VPS-Schaltungen. ([GOL 1996], S. 22; [JÜR 2011], S. 25 u. 29)

4.3.5 Ersatz rotierender Maschinen

Die rotierenden Umformer zur Notversorgung der Stellwerks-EV sind bis heute als Umformer im Anlaufbetrieb (AB) oder Dauerbetrieb (DB) im Einsatz. Wegen der großen Einschaltströme (Überdimensionierung der Batterie), dem hohen Wartungsaufwand (Kommutator, Reinigung, Schmierung,...) und den Vorteilen der statischen Wandler, werden sie zunehmend durch diese ersetzt (z. B. [DR 1992], S. 6).

Noch in den 1980er Jahren wurde nach einer Gegenüberstellung der technischen Möglichkeiten rotierender und statischer Umformer der rotierende Umformer zur Speisung aus der Fahrleitung gewählt. Der Hauptgrund dafür war, dass die statischen Wandler bei Wirkungsgrad, Spannungskurvenform, Kurzschlussstrom und Kosten noch nicht konkurrenzfähig zu den rotierenden Maschinen waren ([MIVE 1986], S. 49). Heute können dafür moderne Transistor-Gleichrichter eingesetzt werden, welche in den DC-Zwischenkreis des Stellwerks einspeisen ([ANT 2012], S. 14–15).

Eine zusammenfassende Gegenüberstellung der Technologien Umformer und Umrichter zeigt ein klares Bild zugunsten des Umrichters (Tab. 4-7, Daten: [ANT 2012]; [LEI 1948]; [RAI 2010]; [REER 1933]; [RÜVE 1985]; [WES 2011a])

	Umformer (elektromechanisch)	Umrichter (elektronisch)
Wirkungsgrad	86 %	92 %
Anlaufstrom	$2,5 \times I_{\text{Nenn}}$	$1,5 \times I_{\text{Nenn}}$
Investitionskosten	100 %	30 %
Betriebskosten	100 %	10 %
Verfügbarkeit	8.300 h/a (94,75 %)	8.700 h/a (99,31 %)
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ aufwendige Wartung (Nachschleifen Kommutator, Reinigung Kohlestaub und Öl, Bürsten erneuern) ▪ Trägheit bei Lastübernahme ▪ hohe Lärmemissionen ▪ wenige Diagnosemöglichkeiten ▪ niedriger Teillastwirkungsgrad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elektronik ist nach ca. 15 ... 20 Jahren auszutauschen ▪ Lüftertausch nach 40.000 h
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Gesamtlebensdauer (200.000 h) ▪ sinusförmige Ausgangsspannung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ wartungsarm ▪ schnelle Lastübernahme ▪ guter Teillastwirkungsgrad

Tab. 4-7: Vergleich Umformer und Umrichter

4.4 Netzferne Energieversorgung

Nicht überall ist die Anbindung der Bahnsicherungstechnik an einen Netzanschluss wirtschaftlich darstellbar. Gerade bei vom Netzanschluss weit entfernten Außenanlagen in abgelegenen Gebieten ist das sehr aufwendig. Hier bietet sich die netzferne Versorgung durch die Einspeisung aus der Fahrleitung oder gar eine Pufferreduzierung und ggf. autarke Versorgung durch erneuerbare Energiequellen (Photovoltaik, Windenergie) an. Hybridsysteme können unter Nutzung mehrerer Energieformen die Verfügbarkeit erhöhen. Eine autarke Energieversorgung vor Ort ist für kleine Leistungen wirtschaftlich möglich, bei größeren Leistungen aber sehr aufwendig und damit unwirtschaftlich. ([HUN 2007], S. 482; [HUMO 2013], S. 760; [STE 2010], S. 5 u. 37)

Eine Fernspeisung von BÜSA über Fernmeldeleitungen ist schon aus [HUT 1956] bekannt. PV-Speisung wird für BÜSA ([SCH 1987]) und Funkanlagen ([FIPS 1991], S. 110–111) kleiner Leistungen verwendet. Die erste Einschätzung zu den Möglichkeiten des Einsatzes verschiedener Primärenergiequellen zur netzfernen EV gibt Tab. 4-8.

Primärenergiequelle	Eigenschaften	Einschätzung
Fahrleitung (FL)	Leistung bis 15 kVA Batteriereserve 3 ... 5 h	wirtschaftlich und möglich nach [DB 819a] und [NVT 2014] (NeuPro: LEV FL)
Photovoltaik (PV)	Autonomiezeit bestimmt Speichergröße, Leistung bestimmt Kollektorfläche	in Deutschland für kleine Leistungen (wenige 100 VA) wirtschaftlich. [MÜL 1989], S. 128; [STE 2010], S. 13–28; [SCH 1987]; [FIPS 1991], S. 110–111
Hybridsystem FL + PV + Windkraft	erhöhte Verfügbarkeit gegenüber FL und reiner PV-Anlage	noch keine Anwendung [HUN 2007], S. 475 [ANT 2012], S. 15
Brennstoffzelle	ESTW 9 kVA Dauerleistung, Reservezeit 10 Tage	große Leistungen unwirtschaftlich [STE 2010], S. 29–33 für kleine Leistungen ggf. wirtschaftlich
Gasspeichersystem Brennstoffzelle + PV	Entfall Batterie, dafür Gasspeicher	unwirtschaftlich, hoher Aufwand [STE 2010], S. 34–36
Hybridsystem Brennstoffzelle + PV	Entfall Batterie, für kleine autarke BÜSA mit Lei- stungsspeicher und HOA	für kleine Leistungen ggf. wirtschaftlich [KLPF 2010]; [PAWE 2011], S. 34

Tab. 4-8: **Einschätzung Verwendungsmöglichkeit netzferne EV**

Wegen der Unwirtschaftlichkeit regenerativer Systeme bei größeren Leistungen (z. B. ESTW 9 kVA Dauerleistung, vgl. [STE 2010], S. 13–28) wird für größere Leistungen bevorzugt die Einspeisung aus der Fahrleitung (LEV FL) und das Konzept Energiebus zur Anwendung kommen.

4.5 Weiterentwicklung der Instandhaltung

4.5.1 Methoden der Instandhaltung

Nicht nur die Technik sondern auch die Konzepte für eine optimale Instandhaltung (IH) unterliegen einer permanenten Weiterentwicklung. Die Unterschiede der Instandhaltungsmethoden und deren Anwendungsgebiete zeigt Tab. 4-9. Die gängige Methode in der Bahnsicherungstechnik ist die zeitabhängige Instandhaltung (vorbeugend nach Zeitplan). Weil sie hohe Kosten verursacht, wird eine Umstellung auf die zustandsorientierte Instandhaltung angestrebt.

Methode	Eigenschaften	Anwendung
korrektiv Run to failure (RTF)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrieb bis zum Ausfall, danach Erneuerung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ bei niedrigen Ausfallraten ▪ redundante Betriebsmittel
zeitabhängig Time based maintenance (TBM)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instandhaltung nach Zeitplan ▪ regelmäßige IH-Fristen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ bei einzeln vorherrschenden Ausfallarten ▪ bei steigenden Ausfallraten
zustandsabhängig Condition based maintenance (CBM)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zustandsbewertung durch Inspektion/Diagnose ▪ Erneuerung nach Bedarf 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ bei steigenden Ausfallraten ▪ zur Kostenoptimierung bei hoher Zuverlässigkeit
zuverlässigkeitsorientiert Reliability centered maintenance (RCM)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Komponenten nach Bedeutung gewichtet ▪ Fokus auf wichtige Bauteile 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ für hohe Systemverfügbarkeit
kritikalitätsbasiert Criticality analysis based maintenance (CRIM)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kritikalitätsanalyse und Lebenszykluskostenanalyse ▪ Lebensdauerschätzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ kostengünstige Strategie für das Gesamtsystem

Tab. 4-9: Vergleich von IH-Methoden ([WEH 1976]; [SSW 2013]; [BRO 2009])

Wie ([LZO 2014], S. 50) feststellte, ist die korrektive IH ca. fünfmal teurer als die zeitabhängige Instandhaltung und 10-mal teurer als eine zustandsbasierte Instandhaltung.

4.5.2 Einführung eines Diagnosesystems

Die Umsetzung wird durch Einführung der Eigendiagnose bis auf Komponentenebene und Übertragung der Meldungen über standardisierte Schnittstellen und definierte Übertragungsprotokolle an ein zentrales Diagnosesystem erfolgen.

Durch dieses Expertensystem soll auf Basis der Zustandsdaten eine gezielte, zeit- und kostenoptimierte Instandhaltung ebenso ermöglicht werden wie umfangreiche statistische Auswertungen zur gezielten Schwachstellenanalyse. ([ELBÄ 2010], S. 9; [NVT 2013], S. 15)

Die Grundsätze eines solchen zentralisierten Diagnosesystem wurden bereits in ([USW 1994], S. 101–102) beschrieben: Die Datenerfassung und -vorverarbeitung erfolgt dezentral in den Anlagen der LST. Von dort werden sie zur datenbankbasierten Auswertung und Statistik an das zentrale Expertensystem weitergeleitet. Viele moderne EV-Anlagen bieten die Möglichkeit der automatischen Zustandserfassung und Anbindung an ein Diagnosesystem. Im Vergleich zur manuellen Erfassung der Störungen dezentral vor Ort können die Instandhaltungskosten gesenkt werden. Durch frühzeitige Fehlererkennung (Erkennung der Verschlechterung des Anlagenzustands) wird die Verfügbarkeit der Anlagen verbessert. Über die Erfassung der Betriebsstunden der Geräte kann der optimale Wartungszeitpunkt ermittelt werden. Voraussetzung dafür ist eine gute Kenntnis über die zeitliche Entwicklung der Parameter im Betrieb (Drift-Verhalten) und die Hinterlegung im Expertensystem. ([GOL 1996], S. 21–22)

4.5.3 Erhöhung des Präventionsanteils

Um die Überalterung der Anlagen zu begrenzen, muss die Nutzungsdauer der Anlagen verlängert werden. Dazu sollen in den kommenden Jahren umfangreiche Teilerneuerungen der Stellwerkstechnik vorgenommen werden. Bisher wird ein verhältnismäßig kleiner Teil des IH-Budgets für Präventionsprogramme genutzt, der überwiegende Teil wird für die Fehlerbeseitigung benötigt (siehe Abb. 4-2). Die Prävention in der Instandhaltung wird durch Einführung der einheitlichen Diagnoseplattform und durch umfangreiche Programme erhöht werden. ([IZB 2014], S. 76; [LES 2013])

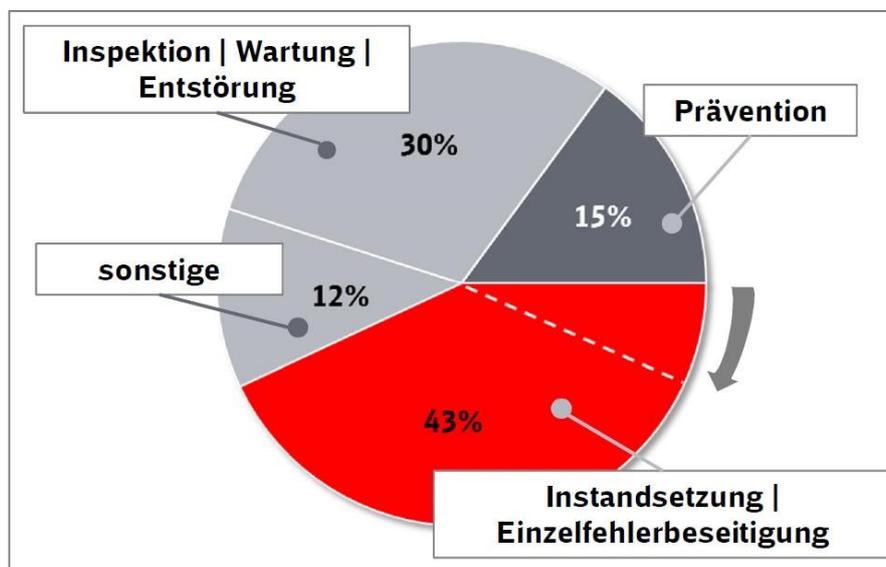


Abb. 4-2: Verteilung des IH-Budgets der DB Netz AG ([LES 2013], S. 35)

5 Technische Analyse der Energieversorgung bestehender Stellwerke

In diesem Abschnitt werden die EV-Anlagen der im Bestandsnetz vorhandenen RSTW analysiert. Dabei sind für die weiteren Untersuchungen und zur Beantwortung der Forschungsfrage **F4** insbesondere der Aufbau und die technische Ausgestaltung der Anlagen von Bedeutung. Der Schwerpunkt liegt auf den zahlenmäßig am stärksten vertretenen Bauformen (vgl. Abschnitt 6.1).

Als Informationsquellen dienen neben den angegebenen Veröffentlichungen auch Bestandspläne vorhandener Anlagen. Kernaufgabe der Analyse ist die Beantwortung folgender Fragen:

- Welche Verbraucherspannungen und –frequenzen werden bereitgestellt?
- Aus welchen Spannungsebenen erfolgt die Versorgung?
- Welche Meldungen/Zustände der EV-Anlage werden signalisiert?
- Welche Schnittstellen bestehen zur LST-Anlage?

5.1 Stellwerksbauformen Dr I und Dr S

5.1.1 Allgemein

Das erste Drucktasten-Stellwerk Dr I²⁶ mit Start-Ziel-Bedienung wurde 1948 in Düsseldorf-Derendorf in Betrieb genommen. Es wurden erstmals rein elektrische Verschlüsse umgesetzt und weitgehend alle Bedien- und Schalthandlungen zentralisiert und automatisiert. Zudem wurden die steckbaren Relais in Gruppen angeordnet und auf wenige Typen beschränkt. Dadurch vereinfachen sich Projektierung und Montage erheblich, wobei der Anteil an freier Schaltung noch bei hohen 40 % lag. ([REH 1952], S. 121–122; [SCH 1956], S. 35–36; [SCH 1962], S. 18; [STA 2003], S. 56)

Im 1951 in München Laim errichteten Dr S²⁷ kamen für mehrere Weichen erstmals gemeinsame Verschlüsselemente zur Anwendung, wodurch erstmals Rangierstraßen ohne größeren schaltungstechnischen Mehraufwand realisiert werden konnten. Wichtige Neuerungen waren die Einführung von Teilfahrstraßen, Standardisierung von Relais (K50 Relais) und die Senkung des Anteils der freien Schaltung auf ca. 20 % ([REH 1952], S. 121–122 u. 152; [SCH 1956], S. 36; [SIE 1956]; [SCH 1962], S. 18; [STA 2003], S. 56). Heute existieren noch einige wenige, vor allem größere Anlagen.

²⁶ Drucktastenstellwerk, I. Entwicklungsstufe

²⁷ Drucktastenstellwerk Siemens

5.1.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

In der EV-Anlage werden die Verbraucher in drei Gruppen eingeordnet und über Trenntransformatoren vom speisenden Netz getrennt ([LEO 1959], S. 113–114):

- Weichen (schwankende Leistungsaufnahme), der Sternpunkt des Weichentransformators ist mit dem Minuspol der Batterie verbunden ([LEO 1959], S. 115–118);
- Signale, GSK und Selbstblock (gleichbleibende Leistungsaufnahme) und
- DC Verbraucher.

Den Aufbau zeigt Abb. 5-1

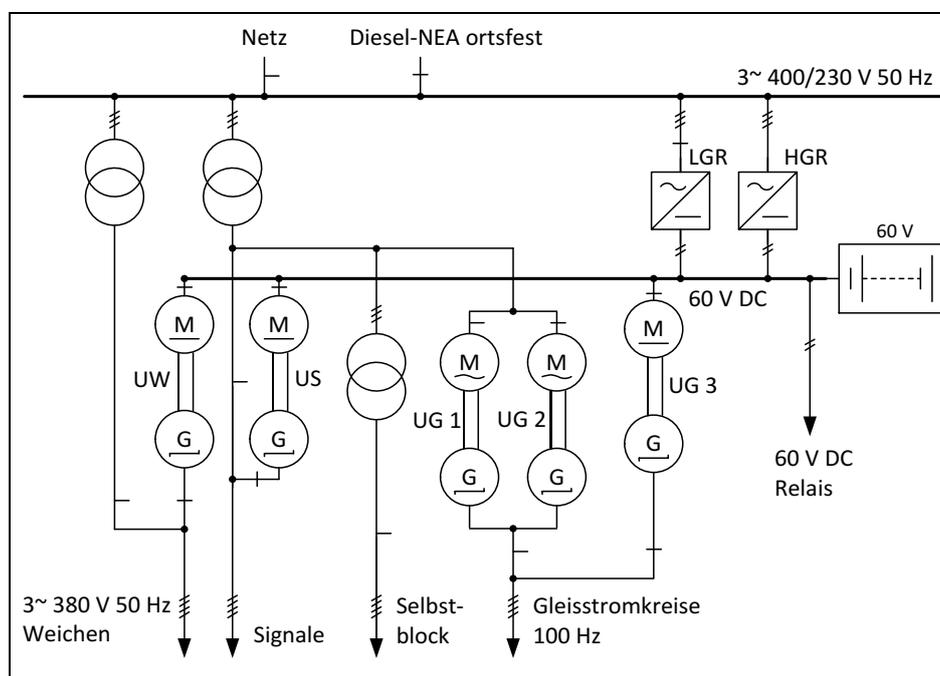


Abb. 5-1: EV-Anlage im Dr I und Dr S Stellwerk nach [LEO 1959], S. 113

Im Dr I wurden erstmalig AC-Niedervolt-Lichtsignallampen an Stelle der früher verwendeten 100 V DC Signallampen eingesetzt. Die Weichen wurden erstmals mit 3~ 400/230 V 50 Hz AC Drehstrom versorgt. ([REH 1952], S. 121–122; [SIE 1956])

5.1.3 Schalttafel

In Dr I Stellwerken wurden in der Nachkriegszeit aus Materialersparnisgründen die bekannten Wandschalttafeln eingesetzt. Im Dr S wurden dafür freistehende Schalttafeln verwendet. Der höhere Platzbedarf für diese Aufstellungsart wurde durch den Gewinn an Übersichtlichkeit und Zugänglichkeit kompensiert. Außerdem konnte durch stellwerksseitige Neuerungen (neue Meldelampen, Weichenlaufkettenschaltung, verbes-

serte Weichenantriebe) der Energiebedarf reduziert werden. Das führte zu kleineren Dimensionen der Umformer, Schaltschütze und Diesel-Aggregate, wodurch die EV-Anlage insgesamt einfacher und kostengünstiger war. ([REH 1952], S. 151)

5.1.4 Batterie und Gleichstromversorgung

Die 60 V Batterie wird über die beiden Gleichrichter geladen. Die verwendeten Relais können im üblichen Batteriespannungsbereich von 54 ... 72 V DC direkt und ohne Gezellen versorgt werden. ([REH 1952], S. 129 u. 150)

5.1.5 Wandler

Die durchgehende Gleisfreimeldung in Bahnhöfen wurde mit diesen Stellwerksbauformen eingeführt ([SCH 1962], S. 18). Als Ergebnis von Versuchen mit dem Elektrotechnischen Versuchsamts München wurde für AC-Traktion die GSK-Frequenz von 100 Hz festgelegt ([REH 1952], S. 152). Die Regelung der Ausgangsspannung erfolgt über wartungsaufwändige Kohledruckregler ([LEI 1948], S. 44).

Im Netzbetrieb werden die GSK durch die redundanten Dauerbetrieb-Frequenzwandler UG1 und UG2 gespeist. Bei Netzausfall werden die AC-Verbraucher über die batteriegepeisten Umformer Weiche (UW), Umformer Signale (US), Umformer Ersatzrot (UER) und Umformer Gleisstromkreise (UG) versorgt. ([LEO 1959], S. 113–114)

5.1.6 Meldeeinrichtungen

Mit dem Dr I wurde der Stellisch erstmals schematisiert und mit 38 x 63 mm großen Aluminium-Tischfeldern nach Baukastenprinzip aufgebaut. Die Meldeeinrichtungen der EV-Anlage sind auf dem Stellisch angeordnet. ([SCH 1956], S. 35–36; [KMW 2009])

5.1.7 EDr-Technik

Die Bauformen EDr (Einfach Dr-Technik) wurden ab 1952 für Nebenbahnen entwickelt, da dort die Verwendung normaler Dr S oder Dr S2 Stellwerke zu aufwendig und überdimensioniert gewesen wäre. In den Bauformen mit unbesetzten Bahnhöfen (EDr 1, EDr 2u, EDr 2uf) werden die Fahrtstraßen zugbetätigt eingestellt und darauffolgend die Signale automatisch angeschaltet. Es werden Rückfallweichen, ortsbediente Weichen oder elektrische Weichen eingesetzt. Örtlich besetzte Stellwerke (EDr 2b und EDr 2bd) verzichten auf technische Gleisfreimeldung. [SAS 1954]

Die einfache EV-Anlage besteht aus einem Netzanschluss 1 ~ 230 V 50 Hz AC (Weichen), einem Gleichrichter und einer 24 V DC oder 60 V DC Batterie. Letztere versorgt die Schaltungen und die Signale. Ein Netzersatz ist nicht vorgesehen, die Batteriereserve ist für eine 24-stündige Signalspeisung ausreichend. ([SAS 1954], S. 18–23)

5.2 Stellwerksbauformen Dr S2 und Dr S2(3)

5.2.1 Allgemein

Die Stellwerksbauform Dr S2 wurde als standardisiertes Zentralstellwerk für kleine Bahnhöfe entworfen. Die erste Anlage entstand 1953 im Bahnhof Steinheim. Es werden die normalen Bauelemente der Dr S-Technik verwendet, aber es wird auf Teilfahrstraßen und Teilauflösung verzichtet. Das Ziel war die Minimierung des Aufwandes für die Erstellung und den Platzbedarf des Stellwerks. ([ERN 1993], S. 21–22; [REH 1952], S. 152; [SCH 1956], S. 36; [STA 2003], S. 57)

Eine Besonderheit stellt die Bauform Dr S2(3) für mittlere Bahnhöfe dar, sie kombiniert Dr S2-Weichen- und Dr S-Signalgruppen. Außerdem ermöglicht sie die Einstellung von Hilfsfahrstraßen. Das erste Dr S3(2)-Stellwerk wurde 1952 in Thayngen in Betrieb genommen. Von dieser Bauform wurden nur 29 Stellwerke gefertigt. [KMW 2009]

Im Gegensatz dazu bilden Dr S2 Stellwerke heute die zweithäufigste Relaisstellwerksbauform im Netz der Deutschen Bahn (vgl. Abschnitt 6.1).

5.2.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Typischerweise besitzen die Stellwerke eine Anschlussleistung von 10 ... 30 kVA und können bis zu 12 Weichen ansteuern. ([ERN 1993], S. 21–22; [KMW 2009])

Die Einteilung in drei Verbrauchergruppen wurde aus dem Dr S übernommen. Die Lichtsignale werden mit 220/145 V 50 Hz AC versorgt, im Notbetrieb mit 60/40 V DC. Notrot und Ersatzsignale werden mit 90/66 V DC gespeist. Für Meldelampen wird 24 V AC erzeugt. ([NVT 2013]; [MÜH 2013], S. 19; [GAL 2013], S. 32–41)

An elektrifizierten Strecken werden für die GSK 3~ 220/180 V 100 Hz eingesetzt, nicht elektrifizierte Strecken arbeiten mit 3~ 220/130 V 100 Hz. Eine gegebenenfalls vorhandene Fernsteuerung basiert auf 24 V DC und besitzt eine eigene Pufferbatterie. Eine T/N-Umschaltung ist ebenfalls vorgesehen. ([GAL 2013], S. 32–41; [NVT 2013])

Die Selbstblockanlagen werden mit einer Spannung von 3~ 500 V 100 Hz AC (Sb 57) oder 3~ 750 V 100 Hz AC versorgt (Sb 59 und Sb 60). [NVT 2013]

Der Aufbau der EV-Anlage ist in Abb. 5-2 dargestellt.

5.2.3 Schaltfelder

Die Relaisgestelle werden gemeinsam mit dem EV-Gestell in einer geschlossenen Verkleidung untergebracht (Schrank), wodurch auf einen besonderen Relaisraum verzichtet werden konnte. Batterie und EV-Anlage besitzen meist einen eigenen Raum, zum Teil

ist aber auch die Relais- und EV-Anlage gemeinsam in einem gesonderten Relaisraum untergebracht. ([REH 1952], S. 150 u. 152; [ERN 1993], S. 21–22)

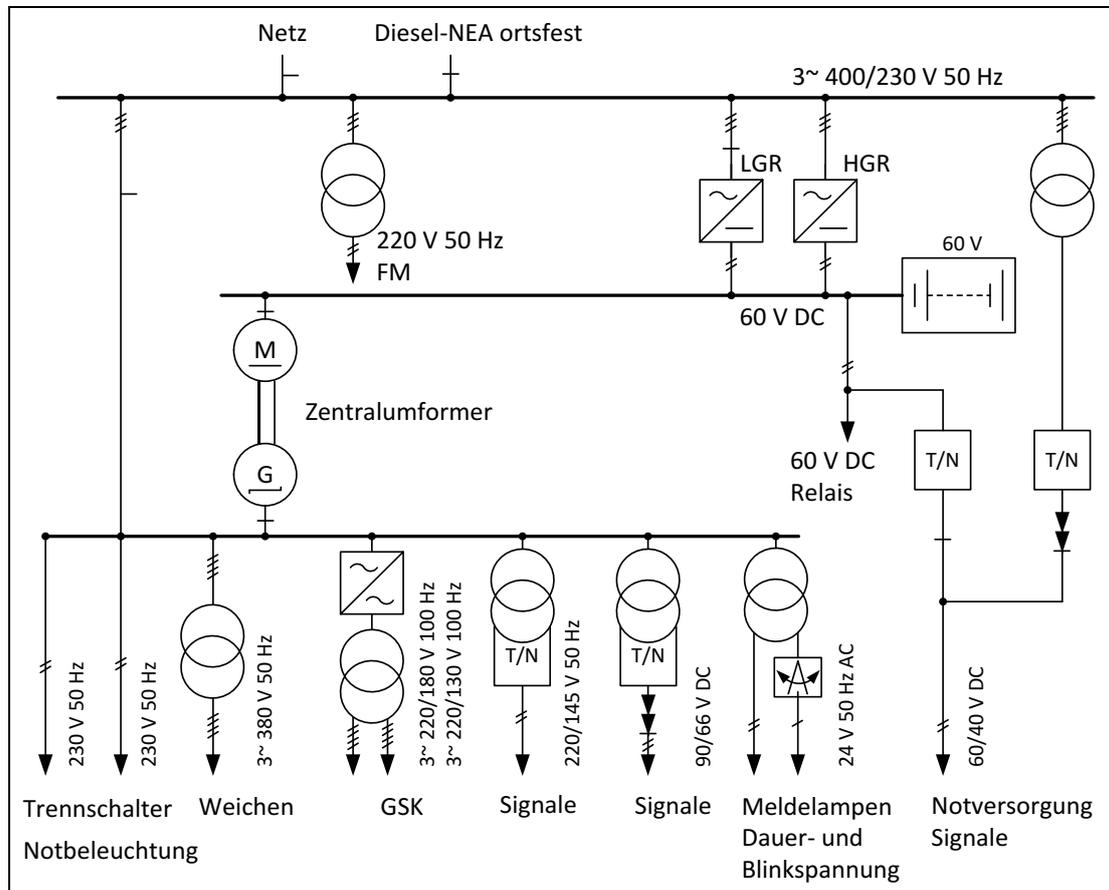


Abb. 5-2: EV-Anlage im Dr S2 und Dr S2(3) Stellwerk

5.2.4 Batterie und Gleichstromversorgung

Die DC-Versorgung ist wie bei der Bauform Dr S gestaltet. Eine Besonderheit ist die Bereitstellung von 90/60 V DC für die Lichtsignale (über GR-Dioden) und von 60/40 V DC für die Notversorgung der Signale. [NVT 2013]

5.2.5 Wandler

Es werden Umformer oder Frequenzwandler zur Erzeugung der benötigten 100 Hz Spannungen benötigt. Es kommen mehrere Umformer wie bei Dr S oder ein Zentralumformer zum Einsatz (siehe Abb. 5-2). ([MÜH 2013], S. 19; [NVT 2013])

5.2.6 Meldeeinrichtungen

Die Meldeeinrichtungen entsprechen denen im Dr S Stellwerk. (siehe Abschnitt 5.1.6).

5.3 Stellwerksbauformen Sp Dr L20 und Sp Dr L30

5.3.1 Allgemein

Das Sp Dr L20 (20 W Signallampen) ist das erste Spurplanstellwerk der Firma Lorenz und wurde 1956 in Offenbach in Betrieb genommen. Das Spurplanprinzip ermöglichte eine automatische Fahrweg- und Flankenschutzsuche ([WEH 1970], S. 182; [STE 1956], S. 196). Schon 1961 wurde in Essen-Bergeborbeck das Sp Dr L30 errichtet. Zu den Verbesserungen gehören der Einsatz von Signalrelais, Programmsteckern und 30 W Signallampen sowie eine verbesserte Spurverkabelung. ([WEH 1970], S. 182–184; [KMW 2009])

Sp Dr L20 Stellwerke sind heute fast komplett aus dem Netz verschwunden. Sp Dr L30 Anlagen befinden sich noch in größerer Menge in Betrieb.

5.3.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die EV-Anlage ist ähnlich der Anlage des Dr S/Sp Dr S57 aufgebaut. Für kleine Bahnhöfe gab es spezielle Ausführungen ([WEH 1970], S. 186). Eine Besonderheit ist, dass die Firma Lorenz Röhren-GSK einsetzte, die einen deutlich geringeren Energiebedarf im Vergleich zu Motorrelais aufweisen. Deshalb konnten hier bereits früh Frequenzwandler anstelle von rotierenden Umformern eingesetzt werden. ([MÜH 2013], S. 22)

Die Unterbringung der Komponenten erfolgte in einer freistehenden von beiden Seiten zugänglichen Schalttafel, die in mehrere Felder unterteilt wurde. Die Ausrüstung der Schalttafel musste für jedes Stellwerk individuell geplant werden. Die Anbindung an das Stellwerk erfolgte direkt aus der Schaltanlage. ([KÖT 1969], S. 175–176)

Die Meldungen entsprechen denen des Sp Dr S57. Die quadratischen Tischfelder haben Abmessungen von 35 x 35 mm. ([LOR 1956], S. 59)

5.4 Stellwerksbauformen Sp Dr S57 und Sp Dr S59

5.4.1 Allgemein

Zeitgleich zum Sp Dr L20/30 Stellwerk entwickelte Siemens die Spurplanstellwerke Sp Dr S57 und Sp Dr S59 als Nachfolger des Dr S. Im Sp Dr S57 wurden die Spurplan-Relaisgruppen und -gestelle standardisiert, wodurch Projektierung und Montage vereinfacht werden konnte. Nur noch ein geringer Teil wurde als freie Schaltung ausgeführt. Das erste Stellwerk dieser Bauform ging 1956 in Kreiensen in Betrieb. ([BEH 1957], S. 6; [SCH 1956], S. 35–37; [SCH 1962], S. 18–19; [SIE 1956]; [STA 2003], S. 59)

Im Jahr 1960 folgte die Inbetriebnahme des ersten Sp Dr S59 in Überherrn. Hier wurde die Signalglühlampenleistung wie beim Sp Dr L30 erhöht. [KMW 2009]

In der Anlagenstruktur sind noch einige große Sp Dr S57/59 Stellwerke vorhanden.

5.4.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die typische Anschlussleistung beträgt 15 ... 60 kVA ([ERN 1993], S. 22–26). Die Unterteilung der Verbraucher erfolgt im Vergleich zu Dr S feingliederiger über separate Transformatoren. Die Hauptverbrauchergruppen sind Weichen, Signale, Selbstblock und DC Verbraucher. ([LEO 1959], S. 113–114)

Im Wesentlichen entspricht die EV-Anlage der des Dr S. Eine Übersichtsschaltung zeigt Abb. 5-3. Neuer Verbraucher ist die umformergestützte Notrot- und Ersatzsignalversorgung mit 160 V DC. Die Erzeugung der Blinkspannung erfolgt im Energieverteilergestell (EV-Gestell) und nicht mehr in der EV-Anlage.

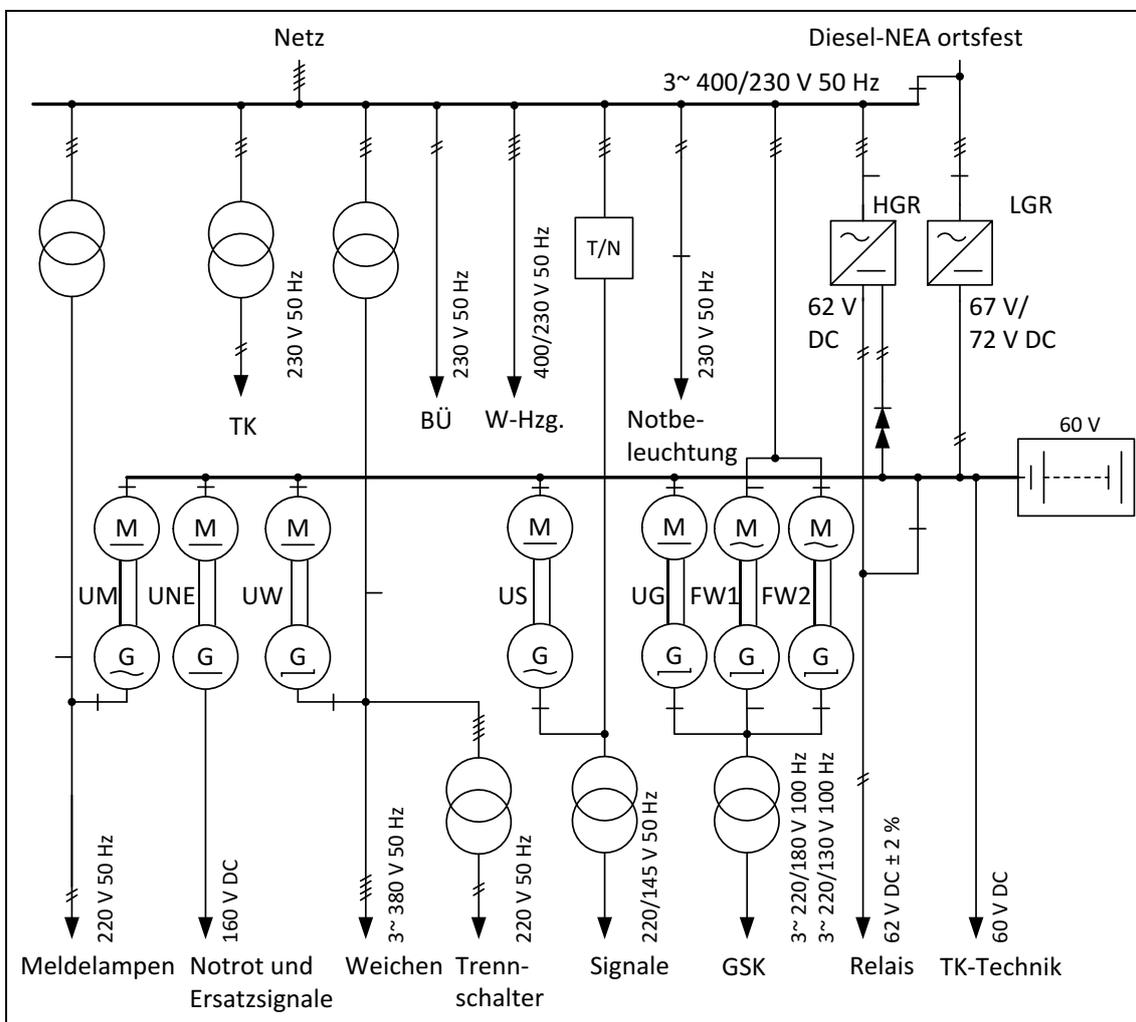


Abb. 5-3: EV-Anlage im Sp Dr S57 und Sp Dr S59

Die Unterbringung erfolgt wie im Sp Dr L20/30 in freistehenden Schalttafeln. ([KÖT 1969], S. 175–176; [BEH 1957], S. 5)

5.4.3 Batterie und Gleichstromversorgung

Die Relaisanlage ist für 62 V DC \pm 2 % ausgelegt und wird direkt aus dem Hauptgleichrichter HGR gespeist. Der Ladegleichrichter LGR wird nur durch das NEA gespeist, um den Netzanschlusswert zu minimieren. ([BEH 1957], S. 5)

5.4.4 Wandler, Meldeeinrichtungen und Selbstblock

Der Einsatz der Umformer ist bis auf den zusätzlichen Umformer für Notrot und Ersatzsignale identisch zu den Vorgängerbauformen. Auch an den Meldeeinrichtungen wurden keine Veränderungen vorgenommen. Für die Anbindung des Selbstblocks gelten die Ausführungen in Abschnitt 5.5. ([BEH 1957], S. 5; [KMW 2009])

5.5 Stellwerksbauformen Sp Dr L60, Sp Dr S60 und Sp Dr S600

5.5.1 Allgemein

Das nachträgliche Umsetzen von neuen Anforderungen im Sp Dr L30 war nicht einfach zu bewerkstelligen, daher entschied man sich für eine Weiterentwicklung zur Bauform Sp Dr L60. Es wurden sämtliche in der Praxis vorkommenden Betriebsfälle bei nur geringfügig erhöhten Kosten gegenüber dem Sp Dr L30 berücksichtigt. Das erste Sp Dr L60 ging 1966 in Ensdorf in Betrieb. ([STE 1967]; [WEH 1970], S. 184–186)

Das erste Sp Dr S60 wurde 1963 im Bahnhof Sarstedt in Betrieb genommen. Die Verkabelung, die Relaisgestelle und das Gerüstsystem wurden verbessert, Block und Gleisfreimeldung in das Baukastensystem eingeordnet. Die EV-Anlage wurde komplett erneuert und typisiert. Auf die freie Schaltung konnte durch die Verwendung von Programmsteckern für örtliche Besonderheiten vollständig in der Relaisanlage verzichtet werden. Durch die Entwicklung wurden Projektierung und Montage deutlich vereinfacht und eine automatisierte Prüfung der Relaisanlage in Vorbereitung der Abnahme ermöglicht. ([BEH 1965], S. 1–3; [SCH 1962]; [STA 2003], S. 63)

Die Nachfolge-Bauform Sp Dr S600 entstand 1979 in Helmstedt und erhielt einen neuen Aufbau der Relaisanlage und Innenverkabelung. Signalschaltungen, Energieversorgung, Außenanlage und Bedieneinrichtungen wurden unverändert vom Sp Dr S60 übernommen. ([WAL 1979]; [WEH 1978]; [STA 2003], S. 71)

Die drei Bauformen stellen die wichtigsten Vertreter der RSTW in Deutschland dar.

5.5.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die Anlagen werden mit Anschlussleistungen von 15 ... 500 kVA eingesetzt ([ERN 1993], S. 22–26). Die durch Vorgaben der Deutschen Bundesbahn standardisierte Energiever-

sorgungsanlage „Stromversorgung 60“ versorgt sämtliche Verbraucher der LST und zusätzliche betriebswichtige Verbraucher netz-/netzersatzgestützt ([DB 1968], S. 6; [MIVE 1986], S. 48–49). Neben der Einschränkung der Anzahl an Bauelementen lag das Hauptziel der Typisierung in der Vereinheitlichung der EV-Anlagen der beiden Bauformen Sp Dr S60 und Sp Dr L60. ([RIE 1961], S. 57)

Die wesentliche Änderung ist der Entfall der 160 V DC Spannung für Ersatzsignale. Dafür wird nun 220 V/145 V 50 Hz AC eingesetzt. Einen Übersichtsschaltplan mit den Unterschieden zwischen den Siemens- und Thales-Bauformen der EV-Anlage zeigt Abb. 5-4.

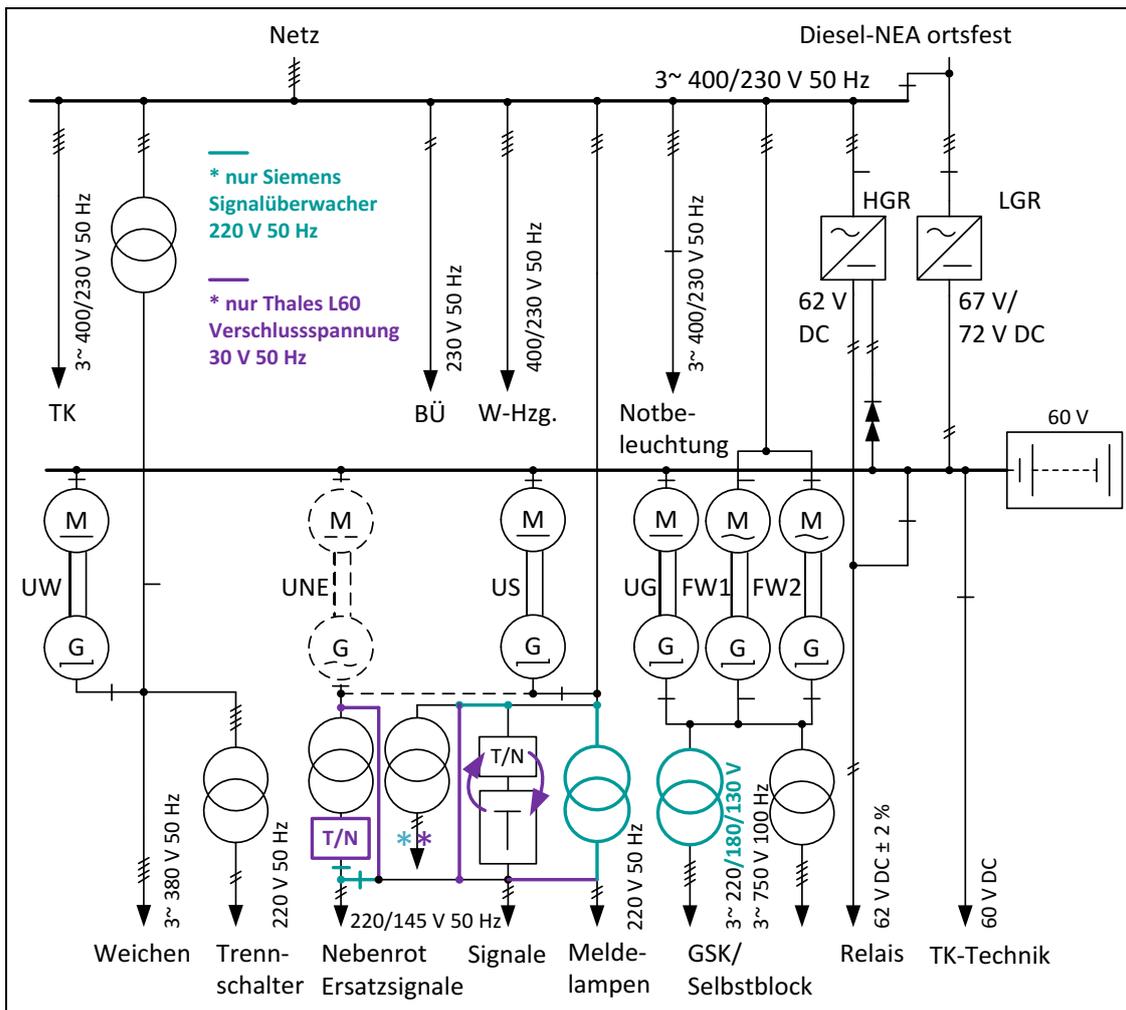


Abb. 5-4: EV-Anlage im Sp Dr L60, Sp Dr S60 und Sp Dr S600 nach [DB 1968]

Die Stellwerke verfügen über eine Stellstrombegrenzung und eine um 0,2 s verzögerte Anschaltung der Weichen (Weichenlaufkette). Die Sternpunkte des Weichen- und Signaltransformators müssen aus schaltungstechnischen Gründen mit dem Minuspol der Batterie verbunden werden. ([ERN 1993], S. 239; [RIE 1961], S. 60; [BAC 1980], S. 366–373; [DB 1968], S. 10)

Im Sp Dr S60 und Sp Dr S600 erfordern die Signalschaltungen den Anschluss der Signale an die gleiche einphasige Spannung. Deshalb werden zur symmetrischen Belastung des Netzes Symmetriergeräte (Scott-Transformatoren) eingesetzt, oder die Signalstromkreise werden gleichmäßig auf die Phasen verteilt. ([ERN 1993], S. 252; [BAC 1980], S. 377–378; [DB 1968], S. 21)

Geringfügige Abweichungen ergeben sich bei den Bauformen der GSK: in Siemens-Anlagen muss die Spannung der Hilfsphase 3~ 180/130 V 50 Hz AC erzeugt werden, bei Thales entfällt sie. Zusätzlich benötigen Sp Dr L60 Anlagen die Verschlussspannung 30 V 50 Hz AC und Siemens Stellwerke einen zusätzlichen Abgang für 220 V 50 Hz AC Signalüberwacher. ([DB 1968], S. 38)

Zur Verbesserung des Leistungsfaktors kann eine Blindleistungskompensation durch zentrale Kompensation oder Einzelkompensation parallel zu rotierenden Wandlern, HGR oder LGR erfolgen ([KÖT 1969], S. 179; [RIE 1961], S. 61).

5.5.3 Schaltgestelle

Durch die neu eingeführte Schaltgestellbauweise wurde die EV-Anlage erstmals in funktionale Einheiten gegliedert. Jedes Feld erzeugt eine definierte Spannungsebene und enthält die dazu benötigten Geräte (vgl. Abb. 5-5). Größere Komponenten (z. B. Transformatoren) können auch in zusätzlichen Gerätefeldern untergebracht werden ([RIE 1961], S. 57; [BEH 1965]).

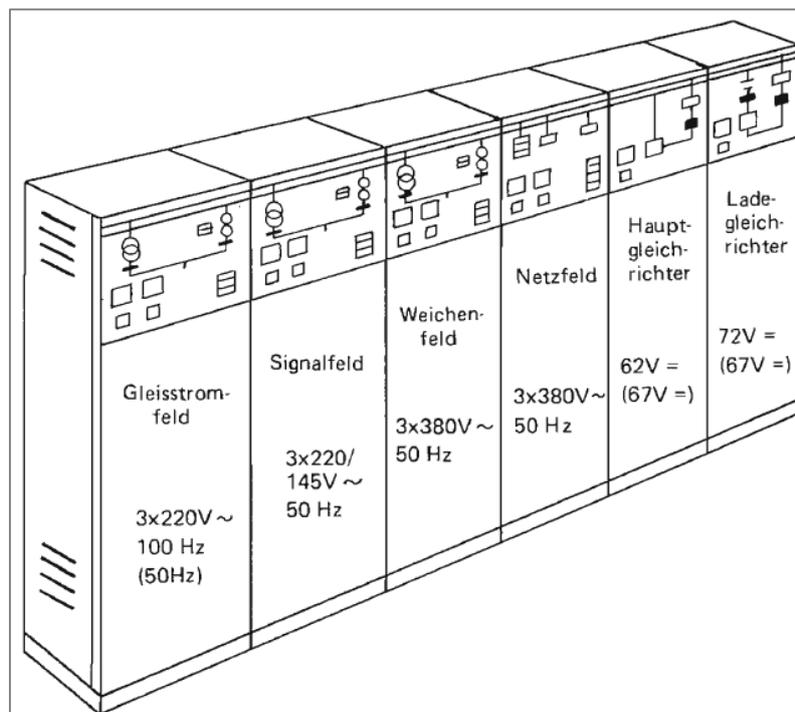


Abb. 5-5: Schaltgestelle Stromversorgung 60 nach [BUN 1986]

Standardmäßig besteht die EV-Anlage aus sechs Schaltgestellen (Abb. 5-5): Gleisstromkreise, Signale und Meldelampen, Weichen, Netz und Netzersatz, Hauptgleichrichter und Zusatzgleichrichter sowie Ladegleichrichter.

Die Schaltgestelle sind in verschiedenen Leistungsstufen verfügbar (siehe Abb. 5-6). Die Kabelzuführung erfolgt von oben, die Felder sind erstmals nur von vorn zugänglich und können somit auch mit dem Rücken zur Wand aufgestellt werden. Im Hinblick auf einfache spätere Erweiterbarkeit wurde die Aufstellung der Schaltgestelle vereinheitlicht (DC-Verbraucher rechts und AC-Verbraucher links). Die im jeweiligen Feld erzeugte Spannung wird auch dort überwacht. Im oberen Teil eines Feldes befindet sich ein Blindschaltbild, welches den aktuellen Schaltzustand darstellt. Eventuelle Störungen werden hier ebenso angezeigt wie die Ausgangsspannung und -frequenz. Im unteren Teil der Felder sind die benötigten Komponenten, wie Transformatoren, Sicherungen, Relais, Klemmen usw., installiert. ([BAC 1980], S. 366–369; [BEH 1965]; [RIE 1961], S. 57–58; [SCH 1962], S. 34–36; [STE 1967], S. 52)

Werden bereits Wechselrichter zur Versorgung der GSK eingesetzt, dann entfällt das Gleisstromfeld. Bei Verzicht auf den Weichenumformer UW kann das Weichenfeld entfallen. Die benötigten Geräte und Trafos werden dann in einem Gerätefeld untergebracht. Die Schaltfelder sind in [BUN 1986]; [STA 1978] detailliert beschrieben.

Stromversorgung 60
Leistungsstufen und Nennspannungen der Schaltgestelle

Gestell	Schaltgestell für	Abgabeleistung					Einheit	Nennspannung (V)		f (Hz)	angeschlossene Verbraucher			
		1	2	4	6	10		SpDrS-60	SpDrL-60		Gleisphase		Hilfsphase	
a	Gleisstromkreise	1	2	4	6	10	kVA	3 · 220	3 · 220	50	Gleisphase		nur 220 V	SpDrL-60
								3 · 135	3 · 220		Hilfsphase			
		2	4	6	10	kVA	3 · 220	3 · 220	100	Gleisphase		nur 220 V	SpDrL-60	
							3 · 180	3 · 220		Hilfsphase				
								3 · 750	50	SbS-60				
								3 · 750	50	SbL-60				
b	Signale und Meldelampen	2	4	6	10	kVA	1 · 220	Tag- Spannung für Signale						
							1 · 145	Nacht-						
							1 · 220	Tag- Spannung für Nebenrot, Nebengelb und Ersatzsignale						
							1 · 145	Nacht-						
							1 · 220	Meldelampen *) Signalüberwacher						
								1 · 30	Verschlußspannung					
c	Weichen: Grundlast Stoßlast	1	2	4	6	kVA	3 · 380		50	Weichenantriebe				
		4	8	16	24	kVA	1 · 220			Ersatzstromversorgung für Masttrennschalter				
d	Netz, Netzersatz	15	25	40	60	100	kVA 380/220		50	auch Ersatzstromversorgung für Fm-Anlagen Notbeleuchtung (nur bei Dieselbetrieb)				
e	Hauptgleichrichter	12	25	50	100*)	200*)	A	62 ± 2 % 62 ± 5 %		—	Relaisanlage des Stellwerks			
	Zusatzgleichrichter	2	4	7,5	15	25	A	—		—	Erhaltungsladen der Batterie			
f	Ladegleichrichter	30	60	100*)	150*)	250*)	A	67 ... 72 ± 2 (5) %		—	Laden der Batterie			

Abb. 5-6: Leistungsstufen und Nennspannungen der Schaltgestelle ([DB 1968], S. 38)

5.5.4 Energieverteilergestell

Die Schnittstelle zwischen der EV-Anlage und der Relaisanlage sowie dem Stelltisch bilden die Energieverteilergestelle (EVG). Aus der EV-Anlage erfolgt die zentrale Übergabe aller Spannungen an das Energieverteilergestell (siehe Abb. 5-7). Vom EVG aus werden die verschiedenen Verbraucherspannungen an die Relaisgestelle verteilt.

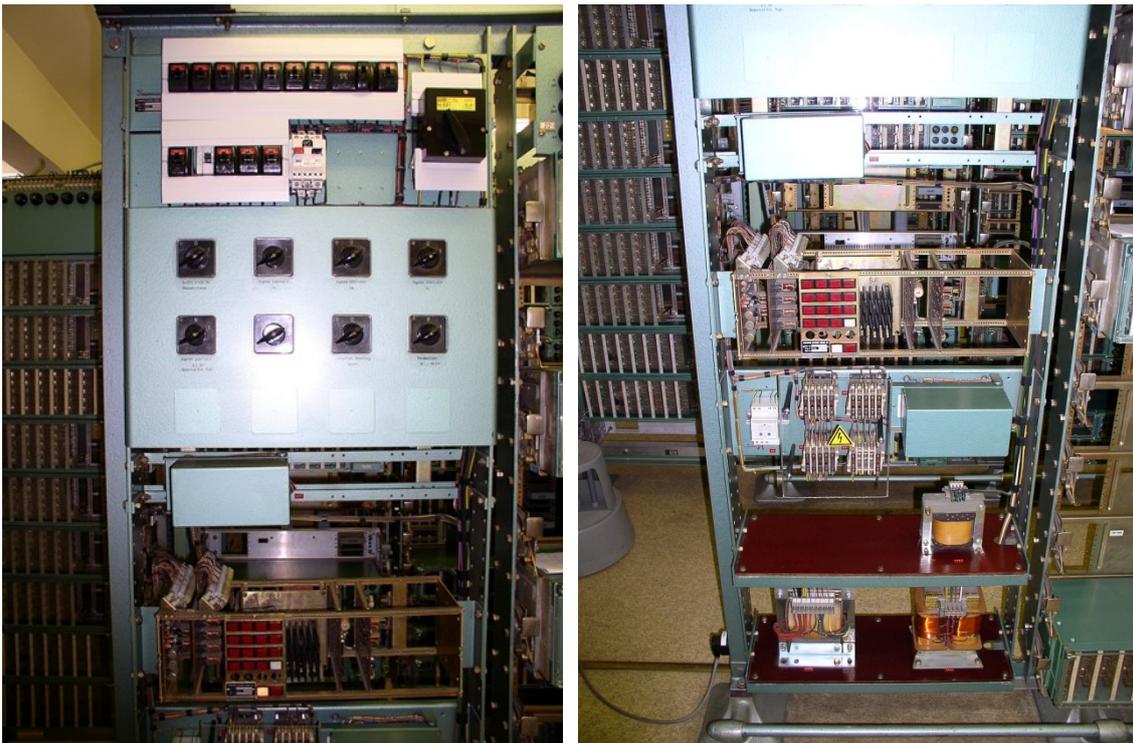


Abb. 5-7: Energieverteilergerüst im Sp Dr L60

Die EVG enthalten folgende Elemente: ([BAC 1980], S. 366 u. 380-386; [BUN 1986], S. 28–31; [SCH 1962], S. 23; [STA 1978], S. 3;9)

- Weichenlaufüberwachung (Stellzeit, Stellstrom),
- Blinker zur Erzeugung und Überwachung der Blinkspannung 24 V AC,
- Transformatoren zur Erzeugung von 30 V 50 Hz AC (Festlegespannung) und 24 V 50 Hz AC (Meldelampenspannung mit Helligkeitsstufen),
- Tag-/Nachtumschaltung (T/N) der Signalspannungen mit Dämmerungswächter,
- Netzüberwachung von Signal-, GSK- und Weichenspannungen,
- Überstromschutzeinrichtungen,
- Einrichtungen zur Betriebsruheschaltung und
- Einrichtungen zur Wartung der EV-Anlage (Prüf- und Meldeeinrichtungen).

5.5.5 Batterie und Gleichstromversorgung

Die Batterieanlage wird im Umschaltbetrieb betrieben und mit der Erhaltungsladespannung von 67 V versorgt, so dass keine Energieabgabe aus der Batterie an die DC-Verbraucher erfolgt. Die Erhaltungsladung wird bei älteren Anlagen durch einen Haupt- und Zusatzgleichrichter (HGR und ZGR) übernommen. Neuere Anlagen verfügen über einen NEA-gespeisten Ladegleichrichter (LGR).

Die 62 V DC für die Relais, Achszähler u. a. werden bei Netzausfall unterbrechungsfrei durch die Batterie bereitgestellt. Die Übersichtsschaltpläne dazu sind in Abb. 5-8 dargestellt. ([BUN 1986], S. 4; [ERN 1993], S. 239 u. 244; [KÖT 1969], S. 177)

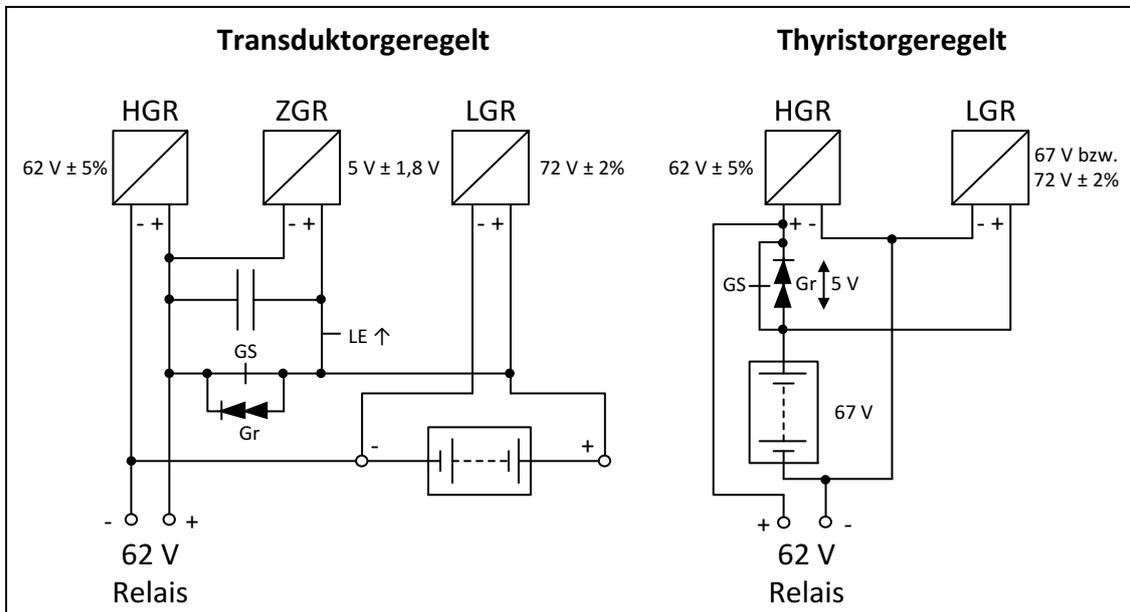


Abb. 5-8: Varianten der DC-Versorgung im Sp Dr L60

In älteren Stellwerken sind teilweise noch über Transduktor geregelte Gleichrichter verbaut. Diese Anlagen bestehen aus einem Hauptgleichrichter (HGR) zur direkten Versorgung der DC-Verbraucher mit 62 V DC \pm 5%. Über einen Zusatzgleichrichter (ZGR) wird diese Spannung um 5 V \pm 1,8 V DC erhöht um die Ladeerhaltung der Batterie zu realisieren. Für die Batterieladung existiert ein separater Ladegleichrichter (LGR) mit 72 V DC \pm 2%. Die Batterie ist für die unterbrechungsfreie Energieversorgung über Gegenzellen (Gr) parallel an die DC-Verbraucher geschaltet. ([RIE 1961], S. 59–60)

Neuere Stellwerke besitzen Haupt- und Ladegleichrichter mit Thyristorregelung. In diesen Anlagen werden die DC-Verbraucher im Netzbetrieb mit 62 V DC \pm 5% durch den HGR versorgt. Der LGR hält die Batteriespannung mit 67 V DC aufrecht oder sorgt für das Laden mit 72 V DC. Der Zusatzgleichrichter entfällt in diesen Anlagen. Auch hier wird die Batterie über Gegenzellen an die Relais und DC-Verbraucher geschaltet. ([BAC 1980], S. 366 u. 374-375)

Im Regelfall wird eine 30-zellige Batterie eingesetzt (60 V DC). Bei langen Leitungswegen zwischen Ausgang der EV-Anlage und dem EV-Gestell kann die Zellenzahl auf 32 erhöht werden (64 V DC). ([DB 1968], S. 14)

5.5.6 Wandler

Es werden die aus den Vorgängerbauformen bekannten Umformer und Frequenzwandler eingesetzt. Der Umformer UNE ist nur in Anlagen ohne ortsfestes NEA vorhanden. Bei kleineren Stellwerken (bis ca. 15 kVA) können sämtliche AC-Verbraucher durch einen Zentralumformer versorgt werden. Je nach Betriebsverhältnissen kann auf UW verzichtet werden. ([BAC 1980], S. 373–374; [DB 1968], S. 7–8; [ERN 1993], S. 240; [KÖT 1969], S. 178; [RIE 1961], S. 59; [STA 1978], S. 12–13; [STE 1967], S. 52)



Abb. 5-9: Umformer Weichen (UW) und WR für GSK im Sp Dr L60

In neueren Bauformen kommen bereits zwei elektronische Wechselrichter für die Versorgung der GSK zum Einsatz (Abb. 5-9).

5.5.7 Meldeeinrichtungen

Im Sp Dr S60 und S600 wurden neue Meldefelder mit verkleinerten Abmessungen (34 x 54 mm) eingeführt. Im Sp Dr L60 wurden die Abmessungen (35 x 35 mm) beibehalten. Zählwerke, Anzeigen und Gruppentasten wurden blockartig vereinigt und mit unterschiedlichen Hintergrundfarben besser gekennzeichnet. ([BEH 1965], S. 2; [KMW 2009]; [SCH 1962], S. 29–30; [STE 1967], S. 46)

Die im EVG abgegriffenen Informationen über den Zustand der Energieversorgung werden im Stelltisch angezeigt. Dafür existieren eine Reihe Melder und Bedientasten in einem grauen Gruppentastenblock (Abb. 5-10 und Tab. 5-1).

Es werden alle wichtigen Angaben wie Tag-/Nachtbetrieb, Zustand der Umformer und Wandler, Zustand der Batterie und Störungen signalisiert. Über die Tasten kann der Fahrdienstleiter beispielsweise eine Umschaltung von Tag- auf Nachtspannung veranlassen oder die Helligkeit des Stelltisches anpassen. ([BAC 1980], S. 369–371; [DB 2012]; [ENHE 2012], S. 100–104; [WEH 1971], S. 69)

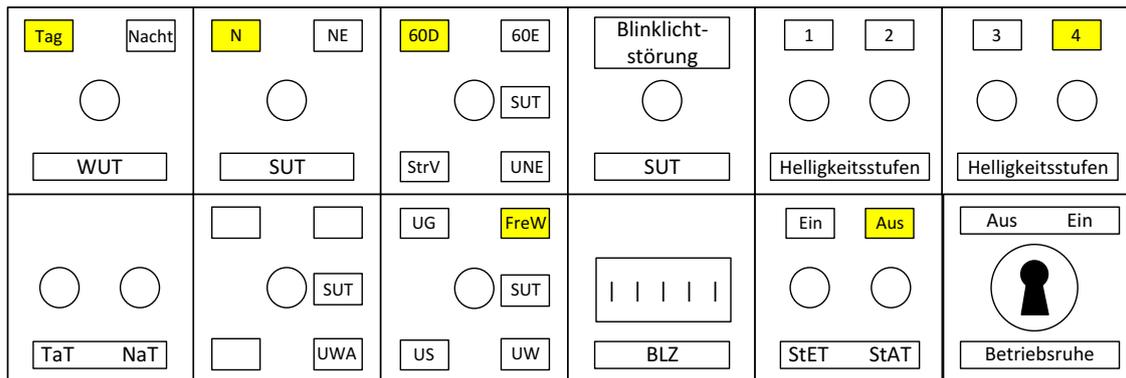


Abb. 5-10: Melder und Tasten im Stellisch des Sp Dr L60

Melder	Anzeige	Bedeutung
N	gelb gelb blinkend rot	Netzbetrieb Netz vorhanden, falsche Phasenfolge Netzausfall
NE	gelb gelb blinkend rot blinkend	Netzersatzbetrieb Netzersatz startet Störung Netzersatz
US/UG/ UW/UNE	gelb rot blinkend	Umformerbetrieb Störung Umformer
FreW/ WR	gelb rot blinkend	Frequenzwandlerbetrieb Störung Frequenzwandler
60 D	gelb gelb blinkend	Dauerladung aktiv ($U > 64,5 \text{ V} / 2,15 \text{ V/Z}$) Dauerladung gestört ($U < 64,5 \text{ V}$)
60 E	rot blinkend rot	Batteriespannung $< 55,5 \text{ V}$ ($1,85 \text{ V/Z}$), Restzeit ca. 10 min Entladeschlussgrenze erreicht, nur noch UNE in Betrieb
StrV	rot	Störung EV-Anlage (HGR oder T/N-Umschaltung)
Blinkl. Stör	rot blinkend	Störung Blinklicht
WL	gelb blinkend rot blinkend	Weichenlaufüberwachung (Stellstromanschaltung) Stellstromabschaltung nach 2,5 Minuten (nur noch Einzelumstellung möglich)
WLU	rot	Weichenlaufmelder für Umformerbetrieb (nur eine Weiche umstellbar)
Tag	gelb blinkend	Umschaltauftrag auf Tagspannung
Nacht	gelb blinkend	Umschaltauftrag auf Nachtspannung

Tab. 5-1: EV-Meldungen im Sp Dr L60, Sp Dr S60 und Sp Dr S600

5.5.8 Selbstblock und Linienzugbeeinflussung

Der Selbstblock wurde parallel zu den Stellwerken in unterschiedlichen Bauformen weiterentwickelt. Die Blocksignale werden durch das Streckenspeisekabel²⁸ von der EV-Anlage eines Nachbarstellwerks versorgt. Es können Nebenverbraucher an der Strecke angeschlossen werden. An zweigleisige Strecken wird jeweils in Vorwärtsrichtung entsprechend der normalen Fahrtrichtung gespeist. Bei eingleisigen Strecken versorgt ein Speisekabel alle Signale. Auf die Möglichkeit der Rückwärtsspeisung zur Verfügbarkeits-erhöhung wurde verzichtet. [GÜN 1962]

An elektrifizierten Strecken werden ständig laufende Umformer mit 3~ 380 V 100 Hz AC (nicht elektrifiziert 50 Hz/42 Hz) eingesetzt. Bei Netzausfall läuft ein batteriegestützter Ersatzumformer an und versorgt den Block bis das NEA angelaufen ist. Die auf 750 V hochgespannte Speisespannung wird im Schalthaus auf 220 V herabgespannt. Eine 24 V DC Batterie mit Spannungsüberwacher übernimmt die Notversorgung der Nebenrot- und Gelblampe. Ist der Block mit Achszählern ausgerüstet, dann ist außerdem eine 60 V DC Batterie zu deren Notversorgung vorhanden. Alleinstehende Vorsignale werden bei Netzausfall aus der 24 V DC Batterie über einen Wechselrichter mit Wechselspannung versorgt, um die Entfernung zu bewältigen. [GÜN 1962]

Für die LZB wird ebenfalls ein aus einer Stellwerks-EV versorgtes Streckenspeisekabel verwendet. Im Gegensatz zum Selbstblock ist es einphasig 1~ 750 V 50 Hz AC ausgeführt, wodurch günstige WR 1~ 230 V/750 V 50 Hz AC verwendet werden können. Im LZB-Kurzschleifen-Fernspeisegerät (KFS) wird die Spannung herabgespannt. Die KFS sind ca. alle 600 m angeordnet und besitzen eine Leistungsaufnahme von 50 ... 150 VA. Versorgungsunterbrechungen von bis zu 20 s werden durch die LZB-Außenanlage toleriert. ([HUMO 2013], S. 761; [MIVE 1986], S. 48–49)

5.6 Stellwerksbauform MC L84

5.6.1 Allgemein

Die Stellwerksbauform MC L84 (Modulares Kompaktstellwerk Lorenz 84) ging als Gewinner aus einer Ausschreibung zu einer vereinfachten, technisch und wirtschaftlich optimierten Stellwerksbauform für Bahnhöfe mit einfachem Betriebsprogramm hervor. Die erste Anlage konnte 1985 in Langenargen in Betrieb genommen werden. Die EV-Anlage des Stellwerks wurde aufgrund dieser Zielsetzung ebenfalls vereinfacht und mit Fokus auf eine sichere Versorgung angepasst. Für Neubaustrecken kommen speziell angepasste Ausführungen MC L84-N zum Einsatz. ([VEN 1986], S. 52 u. 55)

²⁸ bis Sb 57: 3~ 500 V 100 Hz AC, Sb 59 und Sb 60: 3~ 750 V 100 Hz AC, [NVT 2013]

5.6.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die EV-Anlage eines MC L84 Stellwerks verfügt über einen 50 Hz Netzanschluss. Der Netzersatz wird aus der Fahrleitung (Variante A, Batteriereservezeit 1 h), aus der Batterie (Variante B, Batteriereservezeit 3 h) oder durch ein Netzersatzaggregat realisiert (Variante C, Batteriereservezeit 0,5 h). ([VEN 1986], S. 52–53)

Die Verkleinerung und Vereinfachung der EV-Anlage (siehe Abb. 5-11) ermöglichte die Unterbringung folgender Hauptkomponenten im Relaisraum: Trenntransformator, Schalt-/EV-Gestell, Betriebsgleichrichter, 100 Hz Wechselrichter für Gleisstromkreise und 60 V DC/3 ~ 380 V 50 Hz AC Umformer. ([VEN 1986], S. 54)

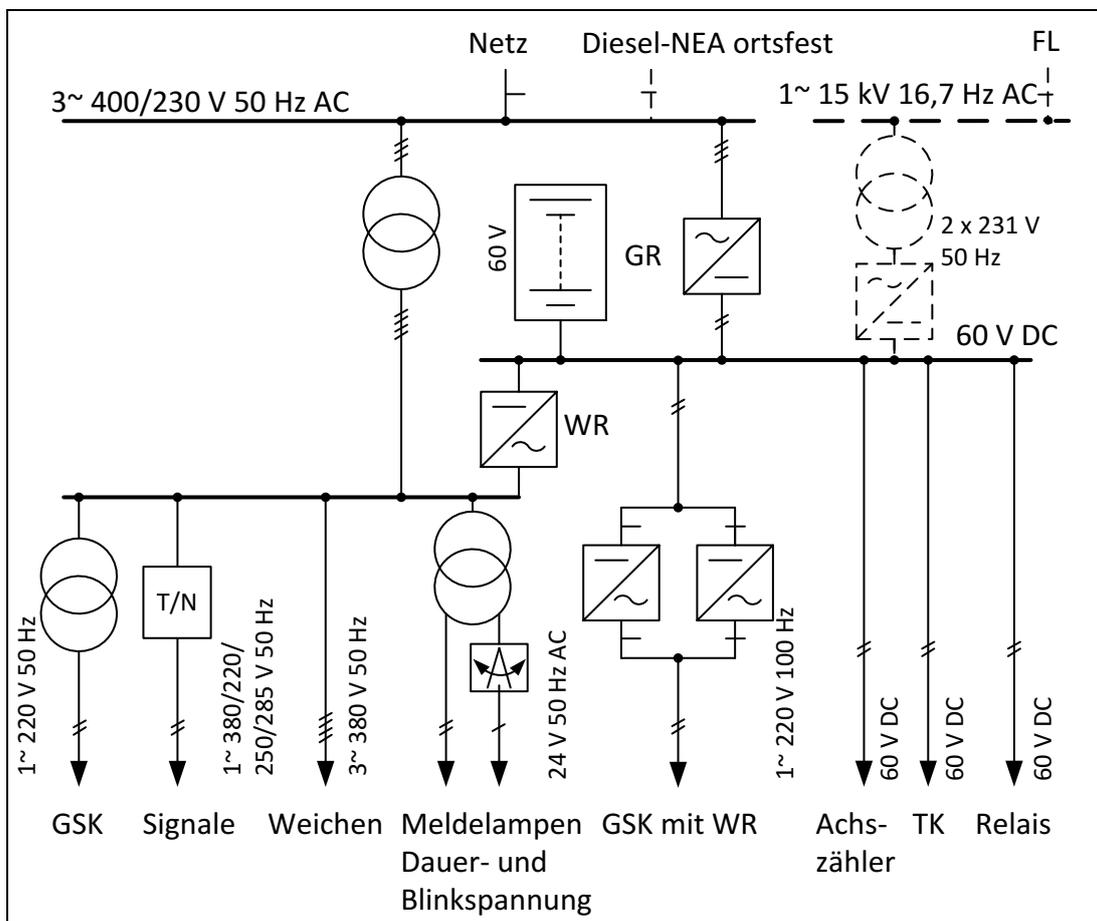


Abb. 5-11: EV-Anlage des MC L84

5.6.3 Schalt-/ Energieverteilergerüst

Die aus den Vorgängerbauformen bekannten Schalteinrichtungen und Schaltfelder des EV-Raumes konnten durch Bauteil- und Platzverringerung so weit reduziert werden, dass sie in einem Relaisgestell im Relaisraum untergebracht werden konnten. Dabei wurden die Transformatoren im unteren Teil angeordnet. Außerdem sind die folgenden Einrichtungen enthalten: ([VEN 1986], S. 54)

- Einrichtungen zur Weichenstellstrom- und -stellzeitüberwachung,
- Tag-/Nachtumschaltung der Signalspannungen (Tagspannung 380 V 50 Hz AC, Nachtspannung über Spartransformator 250 V/285 V),
- Transformator zur Meldelampenspeisung mit zwei Helligkeitsstufen und
- elektronische Karten für Erzeugung und Überwachung der Blinkspannung 24 V AC über elektronische Blinker/Störungsblinker.

Über das EVG erfolgt die Anbindung der Relaisgestelle an die EV-Anlage.

5.6.4 Batterie und Gleichstromversorgung

Alle Gleichstromverbraucher werden durch einen einzigen magnetisch geregelten Betriebsgleichrichter (Wirkungsgrad 85 ... 90 %) versorgt, der an den kritischen Punkten (regelbare Leistungshalbleiter und deren Ansteuerung) intern redundant aufgebaut ist. Ein Ersatzgleichrichter existiert nicht. Der Gleichrichter enthält auch die Batterielade- und Entladeüberwacher, die optische und akustische Meldungen im Stelltisch auslösen. Die Anschaltung der DC-Verbraucher an die Batterie (Bereitschaftsparallelbetrieb) und den Gleichrichter erfolgt direkt und ohne Gegenzellen, daher liegt die Verbraucherspannung zwischen 54 V und 72 V, je nach Ladezustand der Batterie. Abhängig von der Größe der Batterie kann sie in einem kleinen Batterieraum oder in fremdbelüfteten Batterieschränken untergebracht sein. ([VEN 1986], S. 53–54)

5.6.5 Wandler

Für die Not- und Ersatzversorgung der Wechselstromverbraucher wird ein Zentralumformer 60 V DC/3~ 380 V 50 Hz AC eingesetzt. Später kamen auch 50 Hz WR zum Einsatz. Die 100 Hz Wechselfspannung wird unterbrechungsfrei durch einen 1~ WR erzeugt, ein zweiter WR steht als kalte Reserve bereit. An Neubaustrecken wurden nur statische Wandler aus industriebewährten elektronischen Bauelementen sowie SPS-Technik eingesetzt. Letztere ermöglichte die weitere Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit durch Reduktion der Anzahl aktiver Bauelemente. ([VEN 1986], S. 53–55)

5.6.6 Meldeeinrichtungen und Besonderheiten

Die Meldeeinrichtungen entsprechen denen in Sp Dr L60 Stellwerken.

Die EV-Anlage des MC L84 verbrauchte durch den Einsatz neuer Geräte mit hohem Wirkungsgrad sowie die deutliche Reduzierung der Batteriereservezeit und das Absenken der Anforderungen erheblich weniger Energie als die Vorgängerbauformen. Dadurch konnten kleinere Komponenten eingesetzt werden und die EV-Anlage durch den reduzierten Raumbedarf ohne zusätzliche Klimatisierung in den Relaisraum integriert wer-

den. Die Zugänglichkeit der Schaltelemente wurde durch Anordnung in einem Relaisgestellrahmen verbessert sowie die Verkabelung vereinfacht. Außerdem zielte die drastische Reduktion der Anzahl an Bauelementen auf eine Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit der EV-Anlage ab. ([VEN 1986], S. 54–55)

5.7 Stellwerksbauformen GS I/GS II/GS III

5.7.1 Allgemein

Nachdem bereits um 1950 erste RSTW in der DDR hergestellt wurden, begann mit der Bauform GS I (Gleisbildstellwerk mit Relais der Bauform I) die Standardisierung. Das erste Stellwerk wurde 1955 in Berlin Grünauer Kreuz in Betrieb genommen. Schon 1958 wurde in Walddrehna der Nachfolger GS II errichtet. Diese Bauform verwendet verbesserte Relais, Weichenselbstlauf und beherrscht die Fahrstraßenspeicherung. Das erste Spurplanstellwerk GS II Sp 64b wurde 1969 in Radebeul West in Betrieb genommen und besaß die aus der Sp Dr Technik bekannten technischen und betrieblichen Vorteile. Eine letzte Weiterentwicklung für große Bahnhöfe stellen die Bauformen GS III Sp 68 (1974 in Jüterbog) und GS III 8030 dar. Hersteller war das Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (WSSB). [KMW 2009]

Heute sind insbesondere GS II Stellwerke noch in großen Stückzahlen im Einsatz.

5.7.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die EV-Anlagen der ersten RSTW wurden in den 1950er Jahren mit den bewährten und vorhandenen Geräten ausgerüstet. Schaltung und Aufbau der EV-Anlagen dieser Stellwerke waren durch den Einsatz verschiedener Komponenten allerdings sehr uneinheitlich²⁹. Durch neue Anforderungen und Entwicklungen in der Stellwerkstechnik kam es zu Ergänzungen der EV-Anlagen. Durch die Vielzahl an Entwicklungen und Hersteller waren die EV-Anlagen sehr verschieden aufgebaut, wiesen unterschiedliche Geräte und Abmessungen auf. In diesen Anlagen wurden alle Bauelemente zur Versorgung der Verbraucher (Anschaltung Signale, Umformer, etc.) in einem Schaltschrank untergebracht. Durch abweichenden Anforderungen und immer größer werdende Stellwerke waren oft individuelle Anpassungen notwendig. ([HAH 1979], S. 19; [TAS 1970], S. 2–3)

Deshalb wurde von 1966 – 1968 ein nach dem Baukastensystem entworfenes EV-Anlagenkonzept entwickelt, das die individuelle Ausrüstung mechanischer, elektromechanischer und Relaisstellwerke mit einheitlichen Komponenten ermöglichte. ([HAH 1968a], S. 1–28; [HAH 1969a], S. 425; [HAH 1969b], S. 298–299)

²⁹ Einzelheiten siehe [GEI 1958b], S. 54–55; [HAH 1965], S. 332–333; [KUS 1965], S. 245–246

In vielen Anlagen wurden zur Ausregelung von Netzschwankungen selbsttätige Spannungskonstanthalter eingesetzt. Für Stellwerke bis 30 kVA ist neben dem Netz ein NEA vorhanden, Stellwerke > 30 kVA erhielten einen Anschluss an zwei Netze oder max. zwei 15 kVA NEA für die Ersatzversorgung der wichtigsten Verbraucher. ([ARN 1987], S. 346; [HAH 1965], S. 331; [HAH 1969c])

In der standardisierten neuen EV-Konzeption werden die Verbraucher in zwei Gruppen unterteilt: ([ARN 1987], S. 347–349; [DR 1989], S. 19–22; [HAHA 1988])

- a) netz-/netzersatzgesicherte und notversorgte Verbraucher, bei denen die Speiselücke 2 s nicht überschreiten darf und
- b) netz-/netzersatzgestützte Verbraucher.

Bei kleinen Bahnhöfen (10 ... 15 Signale) werden alle Verbraucher über die Gruppe a) versorgt, da der zusätzliche Energiebedarf für die Notversorgung sehr gering ist. Einen Überblick zum Aufbau der EV-Anlagen gibt Abb. 5-12.

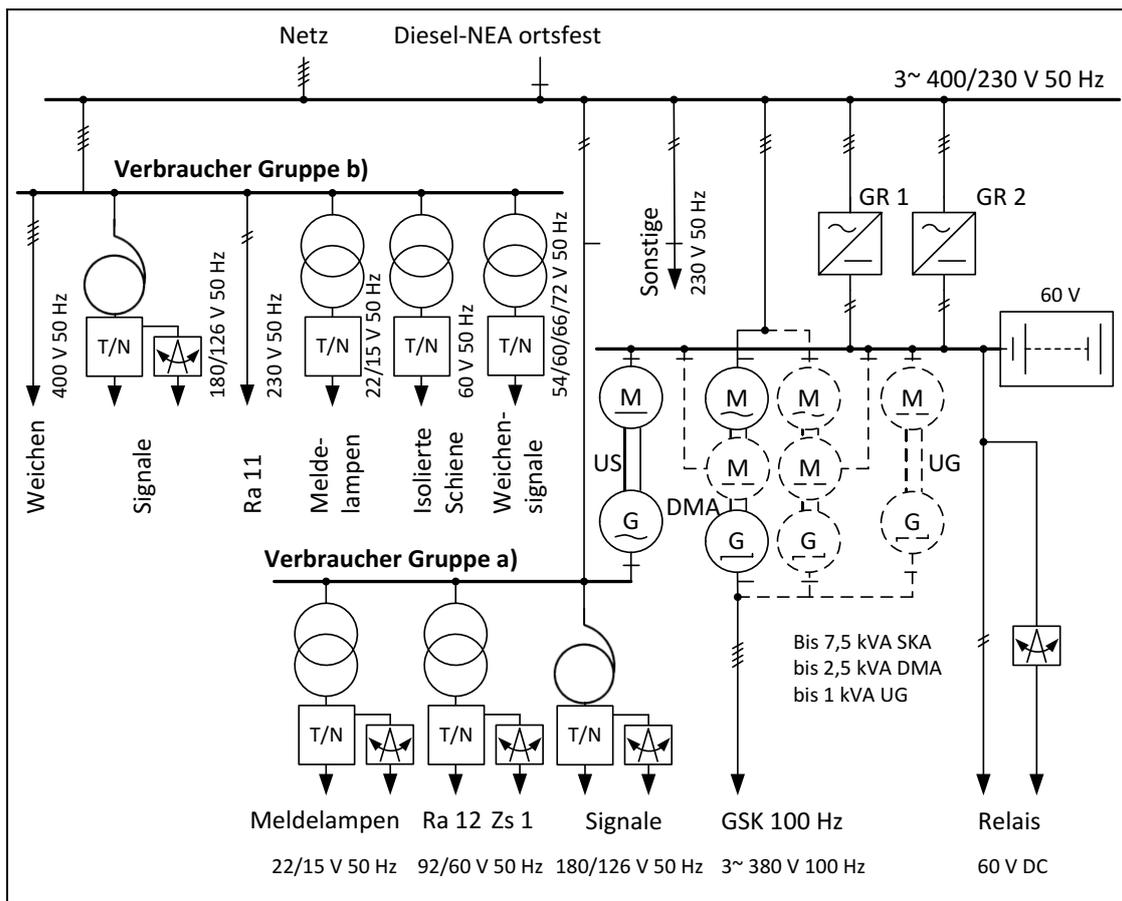


Abb. 5-12: EV-Anlage in GS I, GS II und GS III-Stellwerken nach [ARN 1987], S. 348

Für die Notversorgung der 100 Hz GSK kommen abhängig vom Leistungsbedarf Schwungradaggregate (SKA), Dreimaschinenaggregate (DMA) und Umformer zum Einsatz. ([HAH 1969a], S. 427–428)

5.7.3 Schaltgestelle

Die standardisierten Schaltgestelle³⁰ sind in Funktionsgruppen unterteilt und können modular je nach Verbraucheranforderungen zusammengestellt werden. Im Verlauf der Jahre wurden ca. 40 Schaltfelder entwickelt, die wichtigsten sind die Schaltfelder für Netzumschaltung, NEA, GR, DC-Verteilung, GSK und Umformersteuerung. Die Schaltfelder beinhalten alle Geräte und Maschinen, die zur Erfüllung ihrer Aufgabe benötigt werden. Bisher auf Konsolen angeordnete Geräte (Trafos) wurden in den Schaltfeldern untergebracht. Die Anlage ist durch Tastensteuerung fernsteuerfähig. In den Schaltfeldtüren befinden sich Messinstrumente, Betriebsanzeigen (grün), Störungsmeldungen (rot) und weitere Anzeigen (gelb). Über Blindschaltbilder an den Schaltfeldern werden die momentan geschalteten Hauptstrompfade signalisiert. ([HAH 1979], S. 19; [ARN 1987], S. 343–344)

Schaltfelder werden in einer Reihe aufgestellt, bei geringen Raumbreiten wird auf die Rücktüren verzichtet. Die Bauelemente sind auf Platinen angeordnet und von vorn zugänglich. Auf der Rückseite ist eine Zweckverdrahtung vorgenommen worden. Die Schaltfelder sind untereinander über ein Sammelschienen-system mit Bolzenklemmen im oberen Bereich der Schaltfelder verbunden. Die dafür verwendeten Spannungen sind dabei Netzspannung, netzersatzgesicherte Spannung, Batteriespannung 60 V DC und 24 V AC Meldelampenspannung. ([ARN 1987], S. 343–344; [HAH 1969a], S. 425–426; [VEB 1970f], S. 4)

5.7.4 Energieverteilergestell

Während in den Vorgängeranlagen die Erzeugung, An-, Umschaltung und Verteilung der Verbraucherspannungen im Schaltschrank erfolgte, wurde für die Anlagen in Schaltfeldbauweise ein EVG entwickelt. Es dient der Speisung der Verbraucher über verschiedene Gestell-Einsätze und ist im Relaisraum untergebracht. Je nach Projektierung können unterschiedliche Einsätze vorhanden sein (11 Einsätze, z. B. Blinker, Signale, Weichenstellstrom, Ausleuchtung, Spannungsüberwachung 100 Hz,...). Das EVG bildet damit die Anpassung an das Stellwerk und enthält z. B. die Transformatoren zur Erzeugung der unterschiedlichen Signalspannungen. Diese werden dann über das EV-Gestell auf die anderen Relaisgestelle geschaltet. ([HAH 1969a], S. 429; [TAS 1970], S. 4–9; [VEB 1970g], S. 1–38)

Zur Weiterleitung der Störungsmeldungen der EV-Anlage sind Gruppen der freien Schaltung im EVG untergebracht. ([DR 1989], S. 54)

³⁰ Für Einzelheiten wird auf [HAC 1978]; [HAH 1969a]; [HAH 1974]; [HAH 1981]; [TAS 1970]; [VEB 1970a]; [VEB 1970c]; [VEB 1970d]; [VEB 1970e] verwiesen.

5.7.5 Batterie und Gleichstromversorgung

Das Schaltfeld Gleichstromverteilung speist die 60 V DC Spannung über ein Sammelschienensystem ein. Ferner überwacht es die Batteriespannung, gewährleistet den Tiefentladeschutz und bindet die DC-Verbraucher an. Es sind immer mindestens zwei Gleichrichter vorhanden, die bei höheren Anforderungen auch im Parallelbetrieb eingesetzt werden können. Die Laderegulierung erfolgt automatisch mit Umschaltung von Laden auf Ladeerhaltung bei 70 V und zurück auf Laden bei 62 V. ([HAH 1969a], S. 428; [VEB 1970b], S. 3–4; [HAH 1981])

Relais der Stellwerke GS I und GS II tolerieren den gesamten Batteriespannungsbereich von 54 ... 72 V DC, für GS III Stellwerke wurde die Relaisspannung wegen reduziertem Toleranzbereich der Relais auf 62 V DC angehoben. ([HAH 1974], S. 274)

5.7.6 Wandler

Kleine Bahnhöfe werden mit Betriebs- und Reservefrequenzwandler 3~ 380 V 50 Hz/3~ 380 V 100 Hz ausgestattet, wenn zwei unabhängige Netze zur Verfügung stehen. Die Alternative ist der Einsatz eines Frequenzwandlers und eines Umformers UG für den Notbetrieb. Mittlere Bahnhöfe erhalten DMA, große Anlagen ein SKA. Ähnliche Ausstattung erfolgt auch bei Anlagen mit 42 Hz GSK. ([ARN 1987], S. 349–352; [HAH 1968b], S. 374; [VEB 1970h]; [VEB 1970i]; [VEB 1970j])

5.7.7 Meldeeinrichtungen

Die wichtigsten Meldungen aus der EV-Anlage werden beim Fdl im Stelltisch signalisiert. Im Zuge der Neuentwicklung der EV-Anlage entfiel der Batteriespannungsmesser im Stelltisch. Für die Batteriespannungsüberwachung stehen dafür die Meldungen Batteriestörung (U < 60 V) und Ladungsstörung (U < 54 V) zur Verfügung. Neu hinzugefügt wurde außerdem die Taste für den Handstart des NEA. ([HAH 1969a], S. 429)

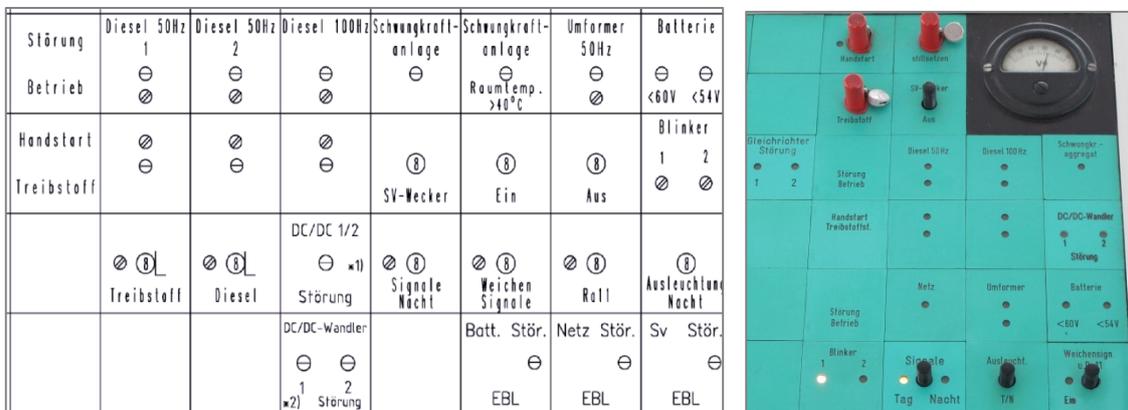


Abb. 5-13: Meldeeinrichtungen in WSSB-Stellwerken

Die Tischfelder haben eine Größe von 40 x 40 mm und sind bei allen Bauformen ähnlich, lediglich die Farbe (schwarz oder grün) unterscheidet sich teilweise. (siehe Abb. 5-13). [KMW 2009]

5.7.8 Automatikblock

Die EV-Anlage für den Automatikblock (Abb. 5-14) versorgt Lichtsignale, GSK und Schalteinrichtungen entlang der Strecke. Zur Speisung wird Dreiphasenwechselstrom benötigt, da die GSK abwechselnd mit den Phasen L1, L2 und L3 gespeist werden. Die zulässige Schaltlücke beträgt 100 ms. Es werden zwei parallele Streckenspeisekabel 1000 V in getrennten Trassen verlegt. Das dient der Erhöhung der Verfügbarkeit und der schnellen Herstellung der Betriebsfähigkeit im Falle eines Kabelschadens, da dann das Reservekabel verwendet werden kann. Die Frequenz der Speisespannung richtet sich nach der Traktionsart der Strecke und dem Streckenblocktyp. ([ARN 1987], S. 354; [HAH 1971]; [KUS 1985], S. 174–175; [HADÖ 1987])

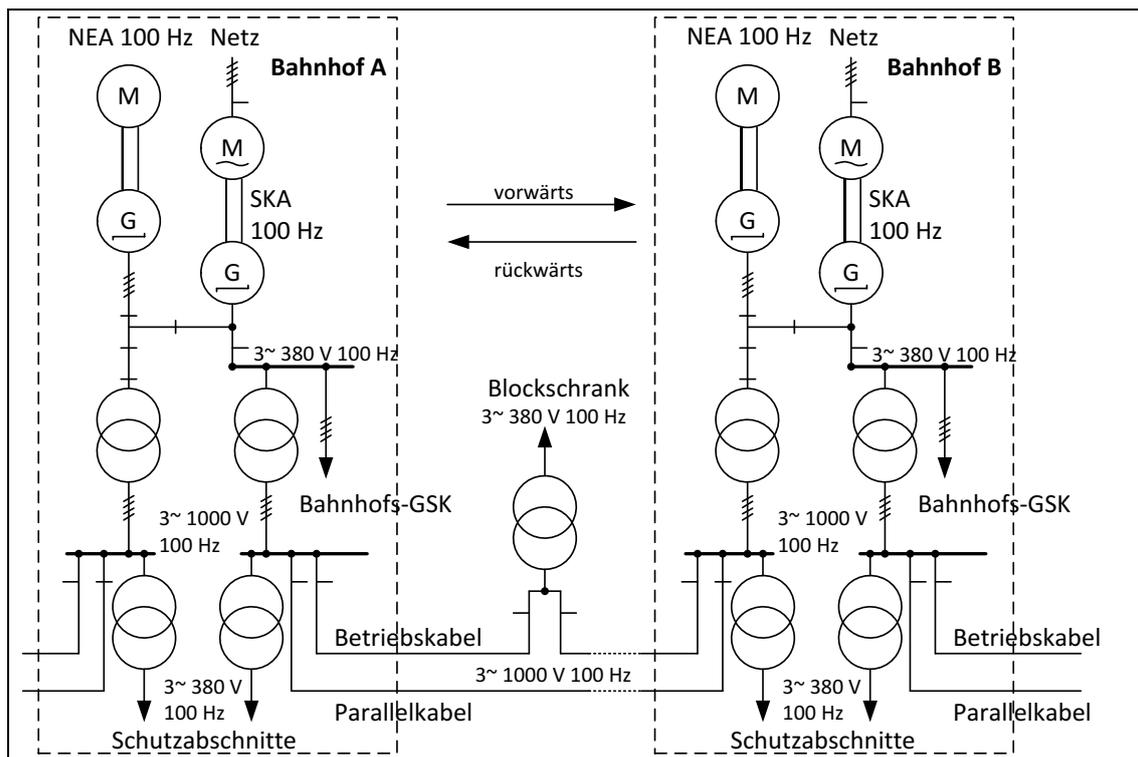


Abb. 5-14: EV-Anlage des 100 Hz Automatikblocks nach ([ARN 1987], S. 355)

Die Reichweite einer Anlage beträgt 12 ... 15 km. Es ist ein NEA 100 Hz als Ersatzversorgung und ein SKA 100 Hz zur Notversorgung (20 s) vorhanden. Ferner wird ein Hochspannungsschaltschrank mit zwei 380/1050 V 100 Hz Transformatoren mit 7,5 kVA Leistung in der EV-Anlage benötigt. In den Blocksignalsschränken wird die Hochspannung dann auf 220 V 100 Hz herabgesetzt. Bei Ausfall eines Speisekabels bietet die Zuschaltung der Rückwärtsspeisung in der Nachbar-EV-Anlage eine Redundanz.

Ähnliche Ausführungen existieren für den 42 Hz Streckenblock. ([HAH 1965], S. 335–336; [HAH 1967]; [KUS 1985], S. 81; [HAH 1979], S. 22; [HAH 1976])

5.8 Stellwerksbauform EZMG

5.8.1 Allgemein

Seit 1976 wurden EZMG³¹-Stellwerke aus der UdSSR zur Anwendung auf Nebenbahnen in die DDR importiert. Die Stellwerke konnten in Bahnhöfen an eingleisigen Strecken mit maximal fünf Bahnhofsgleisen, die in das durchgehende Hauptgleis einmünden, eingesetzt werden. Es wurden 80 Anlagen errichtet, heute befinden sich nur noch wenige davon in Betrieb. ([WEMA 2009], S. 6–9; [KMW 2009])

5.8.2 Aufbau der Energieversorgungsanlage

Die EV-Anlage des EZMG stammt ebenfalls aus der UdSSR. Das Stellwerk benötigt einen normalen Netzanschluss. ([ARN 1987], S. 352)

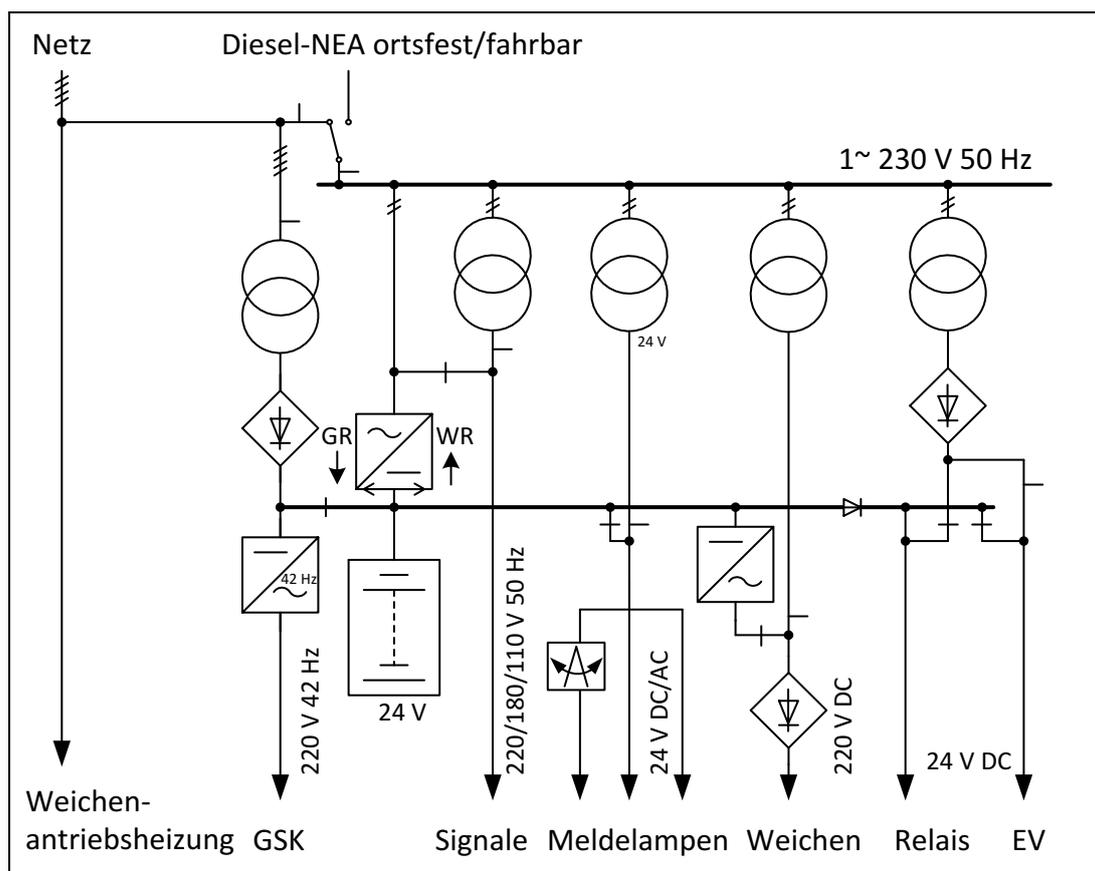


Abb. 5-15: EV-Anlage im EZMG Stellwerk

³¹ EZMG (электрическая централизация малых станции Германии – Elektrische Zentralisierung kleiner Bahnhöfe Deutschlands)

Die Stellwerke werden im Netzbetrieb versorgt und können durch einen Handumschalter auf das NEA umgeschaltet werden. Werden GSK eingesetzt, muss die Versorgung über einen Umformer oder einen separaten Anschluss an das Netz gesichert werden. Bei Netzausfall werden die Verbraucher aus der 24 V Batterie über Wechselrichter versorgt. ([WEMA 2009], S. 19–20)

5.8.3 Schaltschrank

Die EV-Anlage besteht im Wesentlichen aus einem EV-Schaltschrank. Einige Komponenten sind im Zentralsteuerschrank und im GSK-Schrank untergebracht. Die Relais und Schütze sind auf schwenkbaren Tafeln untergebracht, schwere Komponenten (z. B. WR) können über Auszüge erreicht werden. ([ARN 1987], S. 352; [WEMA 2009], S. 26–27)

5.8.4 Batterie und Gleichstromversorgung

Die 24-V-Batterie ist für achtstündigen Betrieb ausgelegt und an eine zentrale Sammelschiene im Energieversorgungsschrank angeschlossen. Durch das Abschalten von Verbrauchern (Signalwechselrichter) kann der Energieverbrauch reduziert werden. Das Stellwerk schaltet sich bei Unterschreitung von der Entladeschlussspannung (21,6 V) selbsttätig ab. ([WEMA 2009], S. 21–23)

5.8.5 Wandler

Ein kombinierter GR/WR puffert die Batterie im Netzbetrieb und erzeugt die Signalspannung bei Netzausfall aus der Batterie (Signalwechselrichter). Der Weichenwechselrichter erzeugt bei Netzausfall 220 V 400 Hz AC, welche über den nachgeschalteten GR auf 220 V DC gewandelt wird. ([ARN 1987], S. 352 u. 534; [WEMA 2009], S. 22)

5.8.6 Meldeeinrichtungen

Die Felder auf dem Bedientisch weisen eine Größe von 30 x 30 mm auf. Über vier Leuchtmelder und ein Amperemeter wird der Zustand der Energieversorgung signalisiert. Es erfolgt keine Unterscheidung ob die anliegende Spannung aus dem Netz oder von dem NEA stammt. ([KMW 2009]; [WEMA 2009], S. 16–23)

6 Bedarfs- und Störungsanalyse der RSTW-EV

Neben dem in Kapitel 5 untersuchten Aufbau und den technischen Schnittstellen soll in dieser Untersuchung der tatsächliche Erneuerungsbedarf ermittelt werden. Dazu werden statistische Altersprofile für alle RSTW erstellt (Frage **F5**) und die zukünftige Altersentwicklung abgeschätzt. Anschließend werden der Anlagenzustand eingeschätzt und die Ausfallauswirkungen in einer Störungsanalyse (Frage **F6**) untersucht.

6.1 Altersstruktur der Energieversorgungsanlagen in RSTW

6.1.1 Alterung als Indikator für den Anlagenzustand

Alterungsprozesse in Anlagenbeständen sind durch ständige Änderungen (Umbau, Außer- und Inbetriebnahmen, Austausch) an den Anlagen nicht einfach zu erfassen. Dabei hat das Anlagenalter großen Einfluss auf die Fehlerwahrscheinlichkeit, die Instandhaltungskosten und die Verfügbarkeit der Ersatzteile (vgl. Abschnitt 2.6.3). In vielen Bereichen wird deshalb die Alterung als Indikator für den Anlagenzustand und Erneuerungsbedarf verwendet. Dabei wird das Inbetriebnahmedatum bzw. das Kaufdatum den Berechnungen zu Grunde gelegt. ([BRO 2009], S. 425–441)

In der Regel können Altersprofile der Anlagen erstellt werden, die statistische Auswertungen ermöglichen (Durchschnittsalter, Quartil). Diese statistischen Kenngrößen sind zum Teil schwierig zu interpretieren, weshalb die Anlagenalterung oft in Histogrammen (Verteilung der Anlagen in Altersklassen) dargestellt wird. Für viele Anlagen eignet sich die Verwendung von einer Kategorie pro Jahr. ([BRO 2009], S. 426–428)

6.1.2 Altersprofile der Energieversorgungsanlagen in RSTW

Für die Altersprofile der RSTW-EV gilt die Annahme, dass das Inbetriebnahmejahr des Stellwerks mit dem Inbetriebnahmejahr der EV-Anlage identisch ist und das Anlagenalter repräsentiert. Für den Großteil der Anlagen ist das zutreffend, da Erneuerungen in der EV-Anlage bisher nur in geringem Umfang stattfanden.

Die Erstellung der Histogramme erforderte eine umfangreiche Aufarbeitung der öffentlich zugänglichen Daten von [KMW 2012]. Sie beinhalten das Jahr der Inbetriebnahme und ggf. der Außerbetriebnahme von Stellwerken deutscher Betriebsstellen. Der Datenbestand wurde auf Plausibilität und Richtigkeit geprüft. Die deutschen Stellwerke wurden herausgefiltert und mittels weiterer Quellen³² wurden die fehlenden Jahre der Inbetriebnahme der Anlagen ermittelt. Für die Altersstatistik sind nur noch in Betrieb befindliche Anlagen maßgebend. Der Stichtag der Betrachtungen ist der Anlagenzustand zum

³² [BRE 2013]; [HER 2011]; [JOO 2014]; [MOL 2014]; [PIE 2007]; [PFE 2014]; [WIK 2014]

31.12.2012, spätere Außerbetriebnahmen sind in den Datensätzen nicht berücksichtigt. Das Gesamtergebnis ist in Abb. 6-1 dargestellt. Details für einzelne Bauformen sind in Anhang A.11 enthalten.

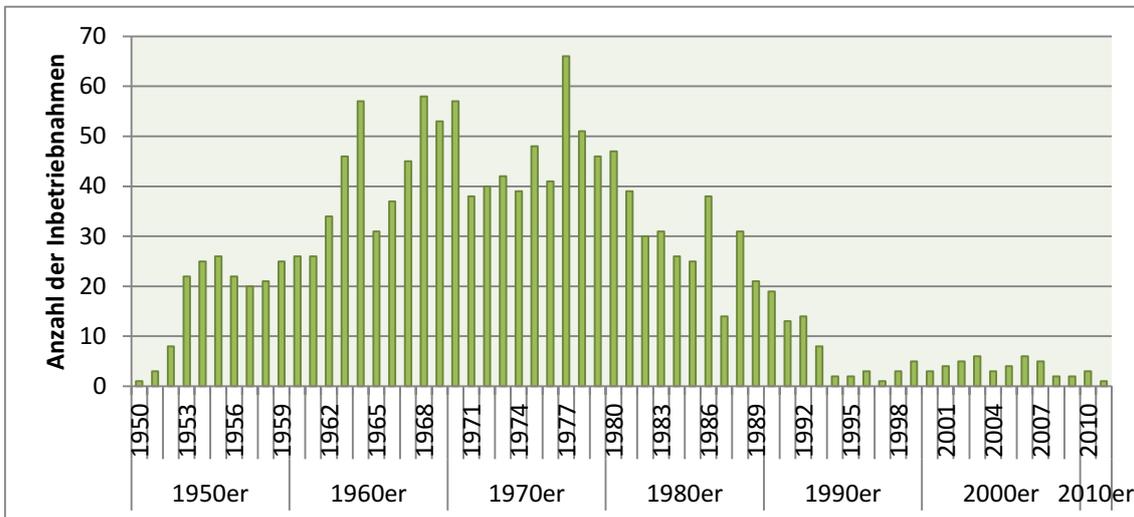


Abb. 6-1: Gesamthistogramm aktiver deutscher RSTW zum Jahresende 2012

Nachdem die Altersprofile mit Hilfe von Pivot-Tabellen für alle RSTW-Bauformen erstellt wurden, erfolgte eine statistische Auswertung. Dazu wurden für alle Altersverteilungen die Minimal- und Maximalwerte, der Median/Quartil Q_{50} ³³ und die Quartile Q_{25} ³⁴ sowie Q_{75} ³⁵ bezogen auf das Alter im Jahr 2012 berechnet. Die statistischen Kenngrößen können für jede Bauform und Herstellergruppe anschaulich in einer Kastengrafik (Boxplot/Box-Whisker-Plot) dargestellt werden (siehe Anhang A.12) und ermöglichen das schnelle Erfassen der Altersverteilungen.

Da die zugrunde gelegten Daten öffentlich zugänglich sind, stellt sich die Frage nach der Glaubwürdigkeit und Vollständigkeit der Datensätze. Insbesondere ist zu prüfen, ob diese Daten auch der Realität entsprechen. Daher wurde ein Abgleich mit internen Daten der DB Netz AG ([NVT 2013]) vorgenommen. Die Ergebnisse sind in Anlage AL.2 enthalten und zeigen, dass der Stichprobenumfang als völlig ausreichend und die Ergebnisse als vertrauenswürdig einzustufen sind. Ein weiterer Abgleich des ermittelten Durchschnittsalters der RSTW (39 Jahre im Jahr 2012) mit dem aus [KLE 2014] stammenden Durchschnittsalter (38 Jahre bei Umrechnung auf das Jahr 2012) ergab eine Abweichung von geringen 6 %. Die berechneten Daten werden damit als bestätigt angesehen. Alle Originaldaten und Auswertungen sowie Tabellen sind auf dem beiliegenden Datenträger enthalten (vgl. *Altersstruktur deutsche Stellwerke.xlsx*).

³³ Das Alter, das von 50 % der Stw unterschritten und von 50 % überschritten wird.

³⁴ Repräsentiert das Alter, das von 25 % der jeweiligen Stellwerke unterschritten wird.

³⁵ Repräsentiert das Alter, das von 25 % der jeweiligen Stellwerke überschritten wird.

6.1.3 Abschätzung der Altersentwicklung

Die Alterung der Stellwerke ist durch folgende Faktoren geprägt:

- bestehende Anlagen altern fortschreitend weiter (jedes Jahr um 1 Jahr) und erhöhen das Durchschnittsalter und
- Neuanlagen und Ersatzanlagen führen zur Verjüngung des Anlagenbestands.

Je nach Anzahl der Neu- und Ersatzneubauten steigt oder sinkt das Durchschnittsalter der Anlagen. Es kann auch zu einem oszillierenden Verlauf kommen. Für die Entwicklung des Durchschnittsalters sind deshalb die jährliche Erneuerungs-, Rück- und Neubaurate entscheidend. Bei konstanter Erneuerung nähert sich das Durchschnittsalter asymptotisch dem Reziprokwert der Erneuerungsrate. ([BRO 2009], S. 428–432)

Für die Sicherungstechnik liegen die üblichen Nutzungsdauern der Innenanlagen für mech. Stw bei 100 Jahren, für emech. Stw bei 60 Jahren und ESTW bei 20 Jahren ([NVT 2013]). RSTW-EV-Anlagen müssen nach ca. 35 Jahren erneuert werden, im ESTW nach 15 ... 20 Jahren. Aus ([KLE 2014]) ist die aktuelle Anzahl der Stellwerke im Jahr 2014 bekannt. Mithilfe der Aufstellung in den Infrastrukturzustandsberichten ([IZB 2011]; [IZB 2012]; [IZB 2013]; [IZB 2014]) lassen sich jährliche Durchschnittswerte für den Neu- und Rückbau von Stellwerken ermitteln. Zur Begrenzung der Alterung (siehe oben) sind bei kontinuierlicher und konstanter Ersatzinvestition die in Tab. 6-1 dargestellten Altanlagen zusätzlich zu erneuern.

	mech. Stw	emech. Stw	RSTW	ESTW
Nutzungsdauer (Stellwerk)	100 Jahre	60 Jahre	50 Jahre	20 Jahre
tatsächlicher jährlicher Neu- und Rückbau	-89 Stw	-21 Stw	-33 Stw	+28 Stw
notwendige Erneuerung jährlich prozentual	1,0%	1,7%	2,0%	5%
notwendige Erneuerung 2014 absolut	9 Stw	6 Stw	33 Stw	64 Stw

Tab. 6-1: Annahmen für die Entwicklung des Anlagenbestandes

Bei Annahme dieses konstanten Umbauvolumens in den nächsten Jahren, kann die Entwicklung der Anzahl und des Durchschnittsalters der Stellwerke abgeschätzt werden. In der Modellierung wurde berücksichtigt, dass nach Ersatz aller mechanischen Stellwerke im Jahr 2024 die Umbauleistung bei RSTW um 20 % erhöht werden kann. Bei Ablösung aller emech. Stw im Jahr 2031 werden noch einmal 10 % der Umbaukapazität für RSTW frei. Das Ergebnis der Prognose zeigt Abb. 6-2.

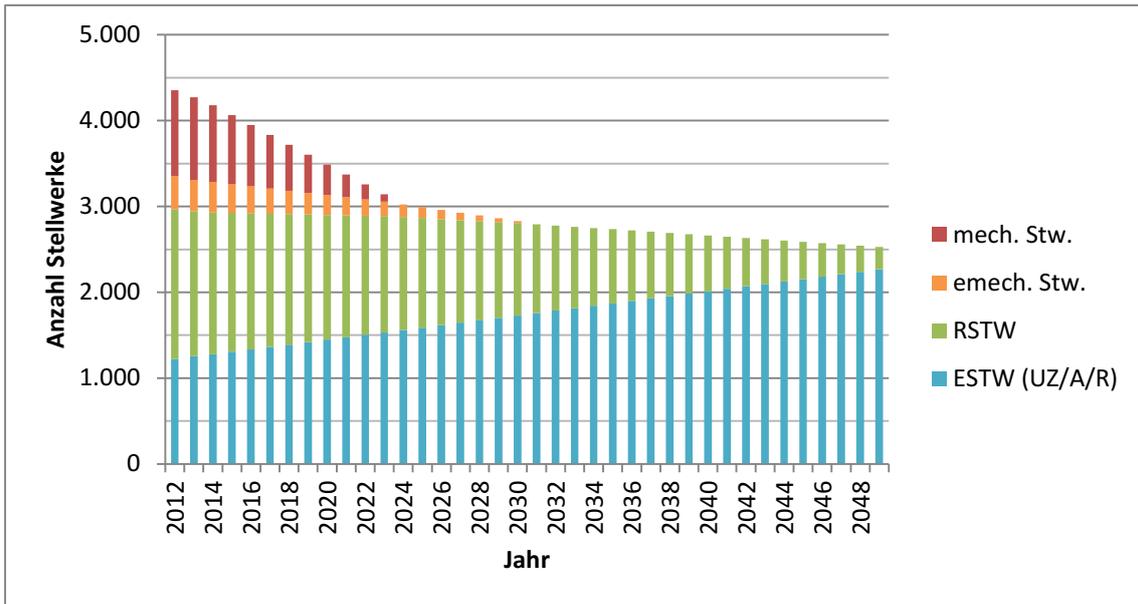


Abb. 6-2: Prognose zur Entwicklung des Anlagenbestandes

Es ist unrealistisch, dass das in ([IZB 2013], S. 143) formulierte Ziel, dass kein Stw seine technische Nutzungsdauer überschreitet, erreicht wird. Mit der Annahme, dass alle erforderlichen Erneuerungen vorgenommen werden, ergibt sich die Altersprognose nach Abb. 6-3 (SOLL-Szenario).

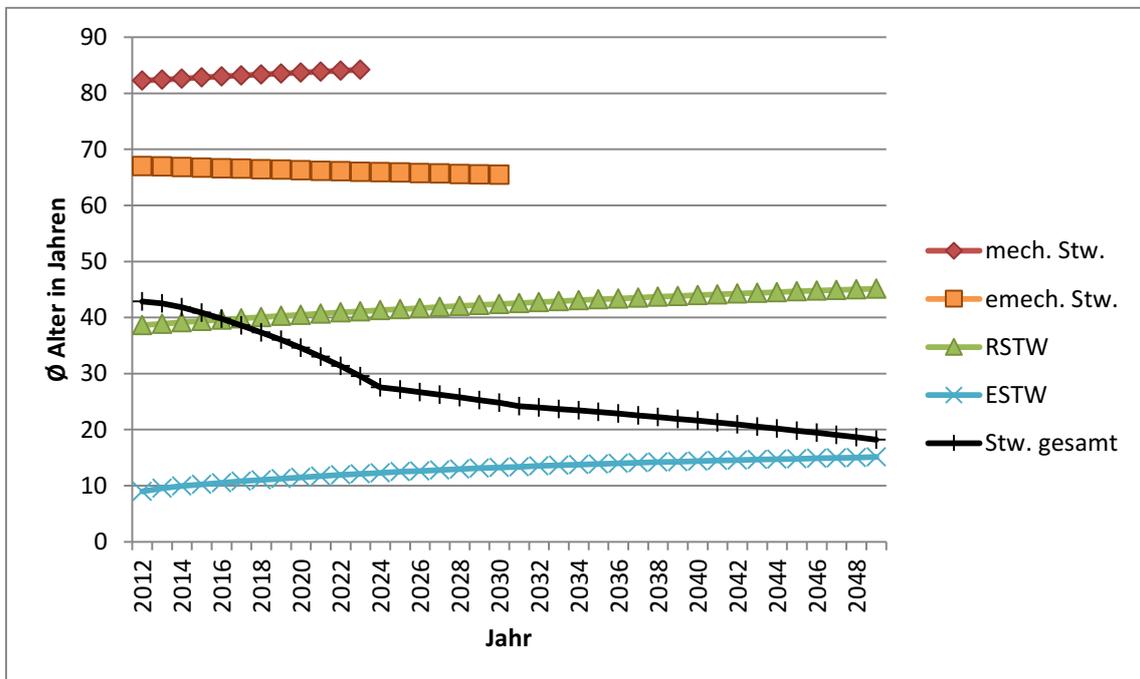


Abb. 6-3: Altersprognose SOLL-Szenario

Bei realistischer Betrachtung (IST-Szenario) muss davon ausgegangen werden, dass bei mech. und emech. Stw nur noch Rückbauten und keine Erneuerungen mehr vorgenommen werden, wodurch deren Alter ansteigt.

Die Erneuerung der RSTW und ESTW ist nach ([IZB 2013], S. 143) wegen unzureichender Finanzierung nur teilweise möglich. Es wird abgeschätzt, dass nur 20 % der jährlich erforderlichen Erneuerung umgesetzt werden. Die Ergebnisse zeigt Abb. 6-4.

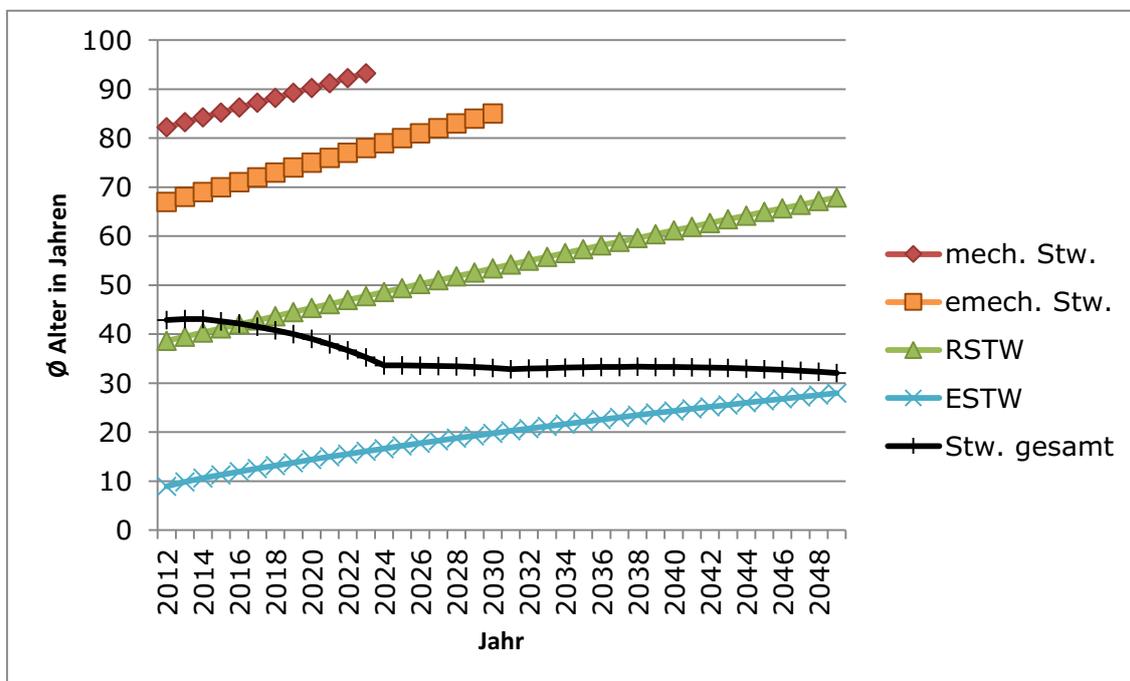


Abb. 6-4: Altersprognose IST-Szenario

In beiden Szenarien schreitet insbesondere die Überalterung der RSTW voran. Deren Durchschnittsalter wird nur bei deutlich verstärkter Erneuerung gesenkt werden können. Problematisch ist außerdem, dass die Verwendung des Altersdurchschnitts trügerisch sein kann. So kommt es durch regelmäßige Erneuerung und Ersatz zu einer Verjüngung, die die noch vorhandenen Altanlagen oberhalb der Nutzungsgrenze maskieren kann. Wichtiger ist deshalb der Blick auf die Menge an kritischen Anlagen, die den Grenzwert bereits überschritten haben (vgl. auch ([BRO 2009], S. 428–432)).

6.2 Anlagenzustand und Erneuerungsbedarf

6.2.1 Grundsätzlicher Zustand

Wie die Ergebnisse des vorherigen Abschnittes zeigen, haben viele RSTW-EV-Anlagen mittlerweile ein hohes Alter erreicht. Das führt zu einer altersbedingt hohen Ausfallrate innerhalb der Komponenten der EV-Anlage und damit verbunden zu Einschränkungen der Verfügbarkeit der Stellwerke. Im Vergleich zu der Nutzungsdauer der LST (Relaisgruppen usw.) von ca. 50 Jahren sind EV-Anlagen einer größeren Dauerbelastung ausgesetzt und bereits nach 35 Jahren erneuerungsbedürftig. An ihnen werden kaum regelmäßige, planbare Komponententauschmaßnahmen durchgeführt, da die Anlagen im-

mer in Betrieb sind und angesichts fehlenden modularen Aufbaus meist als eine Gesamteinheit betrachtet werden müssen. Ab einem Alter von etwa 30 Jahren wird laut [RAI 2013] eine erhöhte Störfrequenz beobachtet. In den folgenden Abschnitten werden die Schwerpunkte des Erneuerungsbedarfs erläutert.

6.2.2 Schaltanlage

In den Schaltanlagen der RSTW-EV bilden die mechanischen Bauteile (Relais, Schütze, Schutzschalter, Zeitrelais) die Hauptstörungsquelle ([GOL 1996], S. 22). Deren Lebensdauer ist meist für eine bestimmte Anzahl an Auslösungen/Schaltspielen bemessen, die im praktischen Betrieb einer EV-Anlage aber nie erreicht werden (Schaltvorgänge nur beim Wechsel von Betriebsarten und mit langen Zeiten ohne Schalthandlung). Die Hauptursache bilden eher längere Zeit nicht betätigte Relais und Schütze, die erhöhten Kontaktwiderstand (z. B. durch Verunreinigungen) aufweisen oder sich nicht mehr ein-/ausschalten lassen. Weitere Gründe sind mechanisches Versagen (z. B. Verlust der Federspannung bei Sicherungsautomaten), sowie unsachgemäße Wartung und Eingriffe (z. B. bei Umbauten). Bei den Bauelementen innerhalb der EV-Anlage wird je nach Bauelement ab einem Alter von 10 ... 30 Jahren eine erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit festgestellt. ([WEH 1976], S. 68; [JÜR 2011], S. 13–14; [MÜH 2013], S. 42–43)

Eine regelmäßige Abschaltung und Überprüfung der EV-Anlage und der Bauteile (Schalter, Schütze,...) wird aus Gründen des organisatorischen und wirtschaftlichen Aufwandes (Betriebsunterbrechung, ...) nicht durchgeführt. Bei den regelmäßigen Inspektionen werden keine Einzelprüfungen von Bauteilen durchgeführt, wodurch Drift-Verschiebungen nicht erkannt werden. Die Ausfalloffenbarung erfolgt dann erst bei Funktionsversagen. ([JÜR 2011], S. 13–14)

6.2.3 Rotierende Maschinen

Die technologisch überholten Umformer (Lärm, Wirkungsgrad, vgl. Abschnitt 4.3.5) erfordern eine intensive Instandhaltung entsprechend des Wartungsplans. Für die Schalteinrichtungen der Ansteuerung gelten die Ausführungen aus Abschnitt 6.2.2, zusätzlich sind sie durch den Kohleabrieb stark verschmutzt. Die rotierenden Maschinen weisen Verschleiß an Kollektor und Bürsten und den Lagern auf. Dabei ist der Verschleiß bei Anlagen im Dauerbetrieb deutlich höher als bei Umformern im Anlaufbetrieb; regelmäßiges Abdrehen und Aufarbeitung sind zur Behebung von Unebenheiten und Unwuchten nötig. ([MÜH 2013], S. 40–41)

6.2.4 Netzersatzaggregate (NEA)

Die Netzersatzaggregate wurden in den meisten Fällen seit Errichtung des Stw nicht erneuert. Sie weisen demnach zu großen Teilen den technologischen Stand aus den

1960er und 1970er Jahren auf. Durch die hohe Lebensdauer und die geringen Betriebszeiten sind die Verbrennungsmotoren technisch in einem guten Zustand. Gänzlich anders als bei der NEA-Steuerung – hier sind die gleichen Probleme wie in der Schaltanlage zu verzeichnen. Häufigste Ausfallursachen am NEA sind das Versagen der Anlassautomatik (Steuerschrank, Bauelementversagen, Glühkerzen) und das Versagen der Starterbatterien, seltener mechanische Defekte am Aggregat (Schmier- und Kraftstoffleitungen, Ölwanne) ([MÜH 2013], S. 47). In ([GRHU 1979], S. 128–129) wird von einer Lebensdauer von 27 ... 30 Jahren ausgegangen (vgl. auch Anhang A.7).

6.2.5 Batterie

Durch die regelmäßig stattfindenden Inspektionen wird der Batteriezustand überwacht. Verschlechterungen können an typischen Merkmalen, z. B. Wasserverlust, Zellverschlammung oder niedrigem Säuregrad erkannt werden. Hauptursachen für Störungen sind Kurzschlüsse und Störungen an der Laderegelung. ([MÜH 2013], S. 46)

6.2.6 Isolation

Alle elektrischen Anlagen mit Isolierung weisen am Ende ihrer Lebensdauer exponentiell ansteigende Fehlerraten durch Versagen der Isolation auf. ([BRO 2009], S. 432)

In vielen EV-Anlagen wurden Fenster im Schaltraum eingebaut. Dadurch steht bei offener Verkabelung die Isolation unter permanenter Einwirkung des Tageslichts. Durch die Aufstellung in unklimateisierten Räumen treten insbesondere im Sommer abwärmebedingt hohe Raumtemperaturen auf. Über die lange kontinuierliche Betriebsdauer wirken Wärme und UV-Strahlung auf die Isolation der Leiter ein, die dadurch versprödet. Die Folge von Versprödung sind Gefährdungen für Personen durch unwirksame Isolierung, Durchschlag der Isolierung und Kurzschluss. Der Zustand der Isolation kann durch eine Sichtprüfung und eine Messung des Isolationswiderstandes festgestellt werden. Letztere ist sehr aufwendig, in den alten Stellwerken nicht automatisierbar und erfordert die Abschaltung der EV-Anlage. Aus betrieblichen und wirtschaftlichen Gründen wird daher in vielen Anlagen keine Isolationsmessung durchgeführt (siehe wiederkehrende Prüfungen). ([JÜR 2011], S. 14–15; [MÜH 2013], S. 44)

6.2.7 Ersatzteilversorgung

Für viele ältere Schaltelemente sind keine baugleichen Ersatzteile verfügbar. Mögliche neu produzierte Schaltelemente als Bauteilersatz besitzen oft andere Baugrößen, Kontaktierungsmöglichkeiten und Befestigungssysteme. Oftmals sind deshalb Änderungen in der Schaltanlage notwendig (Aderverlängerung, Versetzen von vorhandenen Schaltelementen), die wiederum Störungen verursachen können. Solche Umbauten führen auch zu Bestandsplanänderungen. ([MÜH 2013], S. 43; [JÜR 2011], S. 15)

6.2.8 Schutzmaßnahmen

6.2.8.1 Basisschutz

DIN VDE 0100-410 fordert für sämtliche Niederspannungsanlagen ohne Ausnahme eine Einrichtung für den Basisschutz. Für EV-Anlagen, die nur Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen zugänglich sind, ist die Abdeckung oder Abschrankung aller aktiven Teile ausreichend. ([DKE 2007], S. 30)

Durch die zum Zeitpunkt der Errichtung der EV-Anlage geltenden Normen war kein umfangreicher Basisschutz gefordert. In vielen Fällen wurde nachträglich der Berührungsschutz verbessert, z. B. durch Anbringen von Hindernissen, Abschrankungen oder Kunststoffabdeckungen. Die Schutzabdeckungen erschweren allerdings Messung und Entstörung und müssen dafür z. T. wieder abgebaut werden. Ein normkonformer Basisschutz mit Fingersicherheit ist in den bestehenden Anlagen allerdings nicht realisierbar. Dadurch bestehen insbesondere bei Instandhaltungsarbeiten Gefährdungen durch spannungsführende Teile, welche unbeabsichtigt berührt werden könnten (z. B. Klemmleisten an denen Phasen mit einem Finger überbrückt werden könnten). Da für Reparatur- und Wartungsarbeiten die EV-Anlage vielfach nur in Teilen freigeschaltet werden kann und somit in der Nähe spannungsführender Teile gearbeitet wird, ist das Gefährdungspotential erheblich. Im Falle eines Unfalles ist der Anlagenbetreiber verantwortlich, wenn die normativ geforderten Schutzmaßnahmen nicht erfüllt werden, da die Übergangsfrist zur Einführung der Norm bereits 2009 endete. ([JÜR 2011], S. 16–17; [MÜH 2013], S. 45–46)

6.2.8.2 Fehlerschutz

DIN VDE 0100-410 fordert die permanente Isolationsüberwachung aller als isoliertes Netz (IT-Netz) betriebenen Systeme. ([DKE 2007], S. 19)

Bei Errichtung der meisten EV-Anlagen war keine permanente Überwachung des Isolationswiderstandes in den IT-Netzen (Batterie, in einigen Bauformen auch Weichen, Signale und GSK) gefordert. Vielfach wurden allerdings später zur Fehlerdetektion Erd-/Gestellschlussmelder (EGM) nachgerüstet. Gleisstromkreise (GSK) werden in den Bauformen Siemens/Thales auch als IT-Netz betrieben, jedoch abweichend zu DIN VDE 0100-410 nicht überwacht. Das bedeutet, dass diese im IT-Netz betriebenen GSK mit einer dauerhaften Isolationsüberwachung nachgerüstet werden müssen. ([JÜR 2011], S. 17–18)

6.2.8.3 Prüfung

Die vorgeschriebenen Prüfungen elektrotechnischer Anlagen gem. DIN VDE 0100-600 (Erstprüfung, [DKE 2008]) und DIN VDE 0105-100 (wiederkehrende Prüfung, [DKE 2009])

sind nur bei Abschaltung der EV-Anlage bzw. eines Anlagenteils zur Messung des Isolationswiderstands möglich. Eine Abschaltung ist mit hohem wirtschaftlichem Schaden (Ausfall bzw. Teilausfall des Stellwerks für die Dauer der Messungen) verbunden. Deshalb werden wiederkehrende Isolationsmessungen meist nicht oder nur in nicht betriebswichtigen Anlagenteilen vorgenommen. Für diesen Fall wird eine Nachrüstung der Bestandsanlage mit einem Differenzstrom-Überwachungsgerät gefordert. Eine Nachrüstung eines Isolationsüberwachungsgerätes ist nicht sinnvoll, da die bestehenden EV-Anlagen als geerdetes Netz betrieben werden und ein Umbau zum IT-Netz einen zu hohen Aufwand bedeuten würde. ([JÜR 2011], S. 2 u. 18-19)

6.2.9 Moralischer Zustand

Neben dem technischen Verschleiß kann bei den EV-Anlagen auch ein moralischer Verschleiß festgestellt werden. Durch die Jahrzehnte der Weiterentwicklung der Technik sind die EV-Anlagen veraltet und würden heute nicht mehr in dieser Form neu eingebaut. Als Beispiel seien hier die durch Transduktor geregelten Gleichrichter genannt. Heute werden für diese Regelung meist getaktete Mikrocontroller eingesetzt. Ferner sind heute Systeme mit modularem Aufbau, n+1 Redundanz und Ferndiagnose- und Wartungsschnittstellen Stand der Technik. Insofern spiegeln die EV-Anlagen der RSTW nicht mehr den aktuellen Stand der Technik wieder. Teilweise wurden auch Bauteile eingesetzt, die gesundheitsgefährdenden Asbest enthalten.

6.2.10 Gesamteinschätzung

Ein Großteil der EV-Anlagen weist bei hohem Anlagenalter starken technologischen und moralischen Verschleiß auf. Bei absehbarer längerer Restnutzungsdauer sollte daher die komplette EV-Anlage ersetzt werden. Eine Teilerneuerung wäre zwar möglich, würde jedoch dazu führen, dass der nicht erneuerte Anlagenbereich eine steigende Ausfallwahrscheinlichkeit aufweist. Damit würde das eigentliche Ziel der Teilerneuerung – die Gewährleistung der Anlagenverfügbarkeit – nicht erreicht werden. Deshalb empfiehlt sich eine Kompletterneuerung der EV-Anlage. Eine Zusammenfassung der vorgenannten Analyse des Zustandes der EV-Anlagen zeigt Abb. 6-5.

Die in Abb. 6-5 dargestellten Fotos zeigen exemplarisch einige der bestehenden Schwachstellen in den Schaltanlagen. Auf dem linken Bild sind stark veraltete Schaltschütze und veraltete Verkabelung zu sehen. Rechts davon ist ein Bauteil abgebildet, das Asbest enthält und somit heute nicht mehr zulässig wäre. Das anschließende Foto zeigt die Thermografie einer Schaltanlage, womit Überhitzungen („Hot Spots“) erkannt werden können. Oft zeigen sich solche Erscheinungen an Klemmen oder Aderverlängerungen, die auf dem Foto rechts zu erkennen sind.

 <p>Verschleiß</p>	<ul style="list-style-type: none"> hohe Laufzeit (40 Jahre) bei hoher Raumtemperatur ohne Klimatisierung zunehmend Ausfälle durch Bauteilalterung Versprödung der Kabelisolierungen Überspannungseinrichtung der Gleichrichter funktionslos Ausfall Spannungsüberwachungsrelais/Zeitrelais (Bauteildefekte, Lebensdauer ca. 5-6 Jahre) Ausfall von Leistungsschützen/Relais durch Überalterung (Isolierplatten zerfallen, Isolierfolien lösen sich ab)
 <p>Technologischer Stand</p>	<ul style="list-style-type: none"> Schutzmaßnahmen nicht auf aktuellem Stand der Technik (kein Berührungsschutz der Relaiskontakte) kein Blitzschutz vorhanden Abgang „Betriebswichtige Verbraucher“ nicht unterbrechungsfrei Verkabelung durch die Schrankrückwand, kein Austausch möglich
 <p>Instandhaltung</p>	<ul style="list-style-type: none"> Steuerfunktionen (Batterieüberwachung, Netzüberwachung, Umformerüberwachung usw.) auf Einzelplatinen aufgebaut Ersatzteilverfügbarkeit schwierig Austausch defekter Bauteile 1:1 nicht möglich, Anpassungen notwendig



Abb. 6-5: Zusammenfassung des Zustandes der RSTW EV-Anlagen

Bestätigt werden die zunehmenden Alterungserscheinungen durch die inflationsbereinigten ([STA 2015]) Statistiken zum Instandhaltungsbedarf in der LST, vgl. Abb. 6-6.

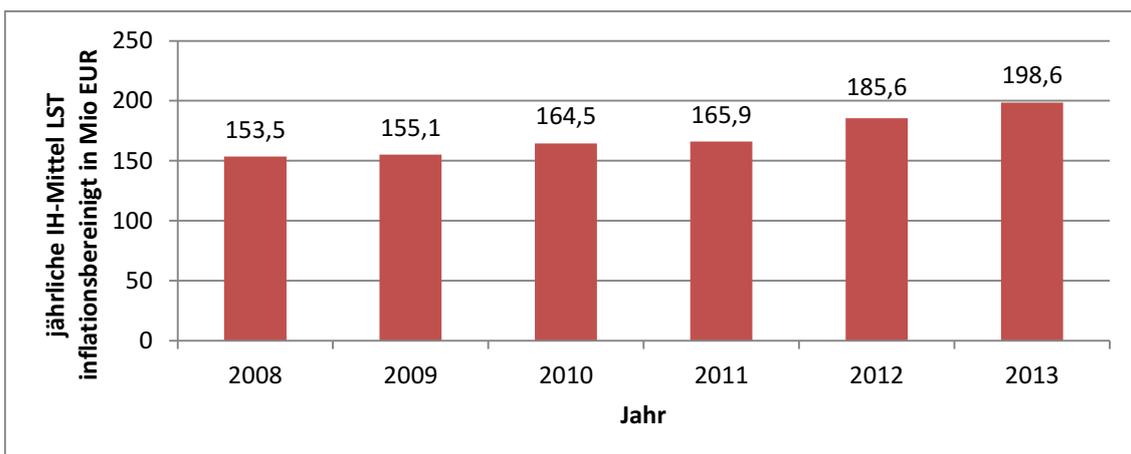


Abb. 6-6: Ausgaben für die IH von LST-Anlagen, Daten: [IZB 2013]; [IZB 2014]

Auch die Präventionsabfrage aus [MÜH 2013] bestätigt den Erneuerungsbedarf in den EV-Anlagen (siehe Anlage AL.4).

6.3 Störungsanalyse

6.3.1 Störungen

Wegen der Vielfalt an Ursachen sind Störungen der EV-Anlage nicht vorhersagbar. Durch schaltungstechnische Maßnahmen lassen sich die Störungsfolgen einzelner Bauelemente begrenzen. Ein völliger Ausschluss von Störungen ist wegen des hohen technischen Aufwandes wirtschaftlich jedoch nicht vertretbar. Mit der Notwendigkeit einer Entstörung muss daher gerechnet werden. Zu den Hauptursachen gehören neben dem Netzausfall das Versagen elektrischer Maschinen und der Schaltanlage durch Bauelementausfall. ([HADÖ 1987], S. 215–216; [HAH 1983], S. 75)

Diese Feststellungen zu den Störungsgründen werden auch durch die aktuelle interne Störungsstatistik der DB Netz AG ([RAI 2013], S. 5–8) bestätigt. Die Ergebnisse sind in Anlage AL.3 dargestellt. In einer vom Verfasser betreuten Diplomarbeit ([MÜH 2013]) wurde eine Störungsanalyse der LST-EV im Bereich Hamburg und Kiel durchgeführt. Auch diese Daten bestätigen die Hauptursachen Schaltanlage, Maschinen- und Bauelementausfall (siehe Anlage AL.4).

Frühere statistische Untersuchungen zum Störgeschehen aus [WEH 1976]; [ERN 1986] wurden in Abschnitt 2.6.5.3 beschrieben und sind in den Anhängen A.8, A.9 und A.10 dargestellt. In diesen Statistiken wurden die Störungen auf die Betriebsleistung (Signalzugfahrten – SZF) und die Anzahl der RSTW normiert. Mit der Betriebsleistung aus ([IZB 2011]; [IZB 2012]; [IZB 2013]; [IZB 2014]) können nach dem Verfahren von ([MAS 2012], S. 20–22) die SZF berechnet werden (Darstellung in Abb. 6-7):

$$SZF = P \cdot r_{sig} \quad \text{Formel 6-1}$$

P – Betriebsleistung [$\frac{\text{Zug} \cdot \text{km}}{\text{a}}$] r_{sig} – Hauptsignaldichte, in Deutschland: $0,36 \frac{\text{H}_{sig}}{\text{km}}$

Der Anteil der jährlichen RSTW-Betriebsleistung/SZF und RSTW-Störungen kann aus der Betriebsleistung und den Gesamt-LST-Störungen aus ([IZB 2011]; [IZB 2012]; [IZB 2013]; [IZB 2014]) über den Anteil der Stelleinheiten (STE) (nach [KLE 2014] und [KEF 2009]) berechnet werden. Die Betriebsleistung der RSTW liegt trotz der Aufnahme der WSSB-Stellwerke in die Statistik auf etwa demselben Niveau wie bei den Bundesbahn-RSTW im Jahr 1984. Grund dafür ist die insgesamt sinkende Anzahl der RSTW an den STE und dadurch auch die Abnahme der RSTW-Betriebsleistung.

Der Abgleich mit den Störungsanteilen der einzelnen Stellwerksgenerationen aus [NVT 2013] ergab die Zulässigkeit der Verwendung des STE-Anteils (siehe Anlage AL.5). Von den RSTW-Störungen werden über den aus [ERN 1986] bekannten und von [MÜH 2013] bestätigten Anteil von 1,5 % die RSTW-EV-Störungen ermittelt. Im Ergebnis können die

normierten Werte mit denen der früheren Statistiken verglichen werden, sie sind in den Zeitreihen in Abb. 6-8 und Abb. 6-9 dargestellt.

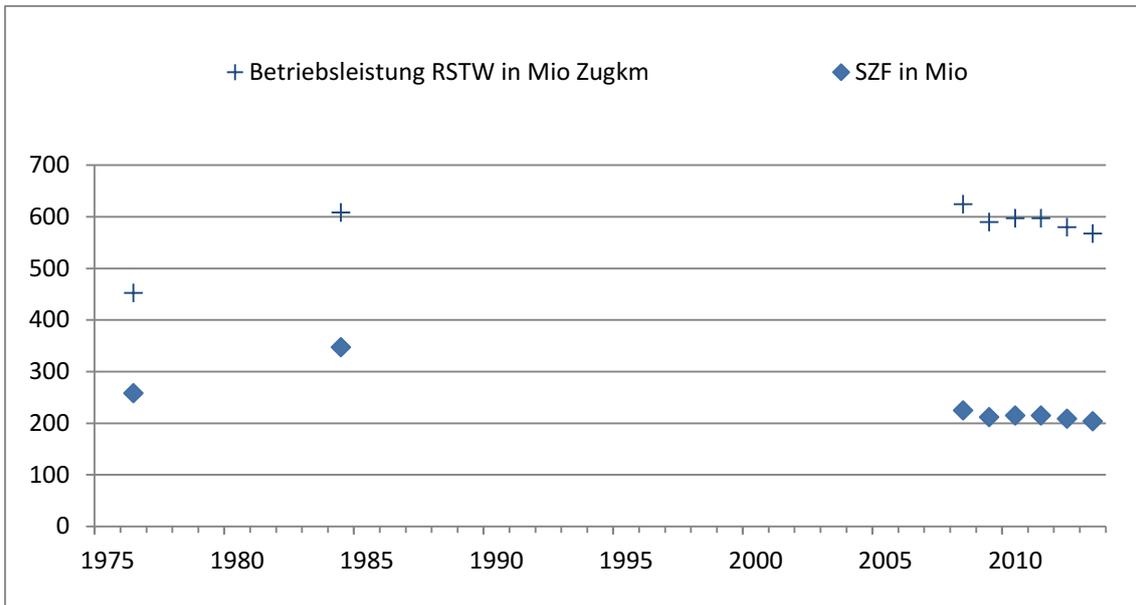


Abb. 6-7: Betriebsleistung und SZF der RSTW

Es ist eine Abnahme der EV-Störungen pro RSTW zu verzeichnen. Bezogen auf die Betriebsbelastung sind die Störungen im Vergleich zum Jahr 1984 leicht erhöht. Insgesamt zeigen die Grafiken, dass sich die Störungshäufigkeit noch im konstanten Bereich bewegt. Durch die Erkenntnisse aus den Abschnitten 6.1 und 6.2 wird von einem zukünftigen Anstieg der Störungshäufigkeit ausgegangen. Durch zusätzliche Prävention und Instandhaltung kann dieser ggf. gemildert werden.

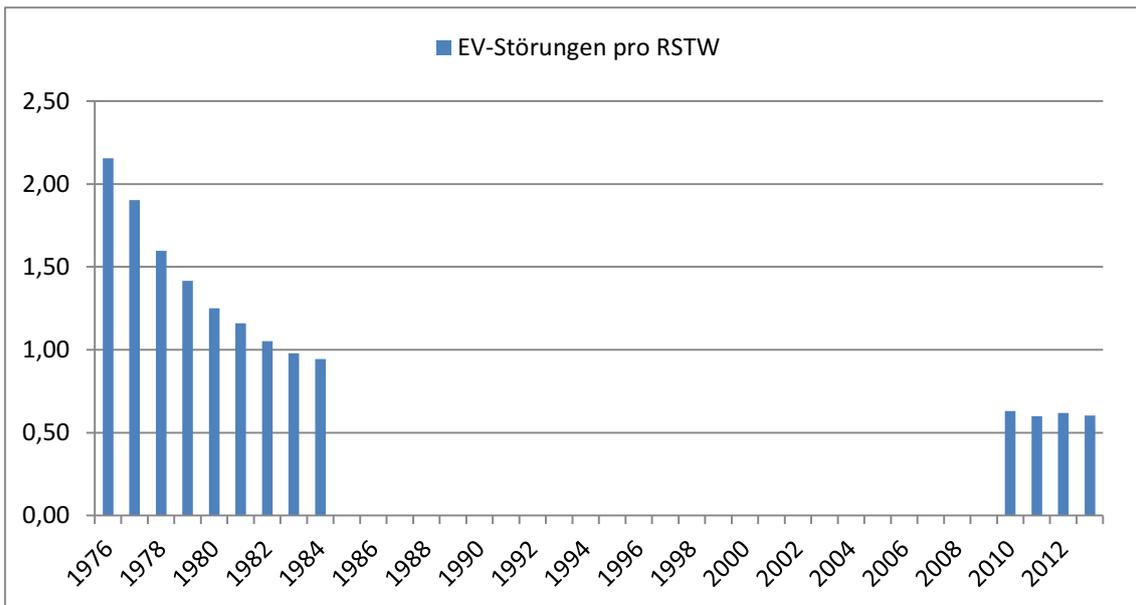


Abb. 6-8: EV-Störungen pro RSTW 1976 – 2013

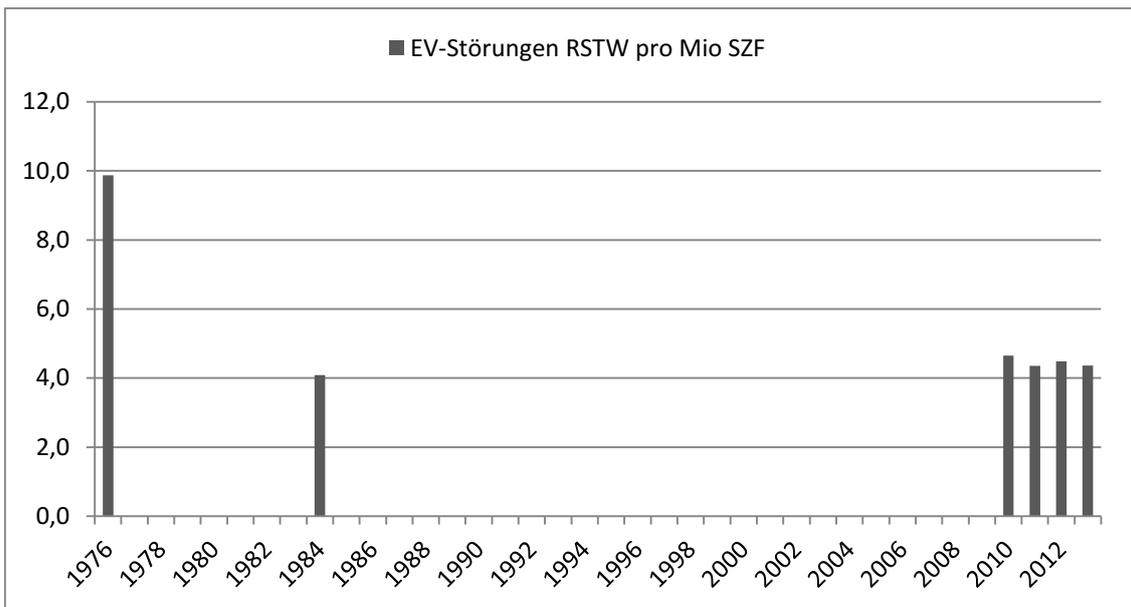


Abb. 6-9: EV-Störungen in RSTW pro Mio. SZF 1976 -2013

6.3.2 Auswirkungen auf die Sicherheit

Durch den Ausfall der EV-Anlage kommt es durch Hilfsbedienungen zu einer Verringerung der Sicherheit (vgl. Abschnitt 2.6.4.2).

Mit den aus [WEH 1976]; [ERN 1986] bekannten Daten zur Hilfsbedienung in RSTW pro 1000 SZF (siehe Anhang A.4), den berechneten RSTW-SZF und dem Anteil der EV-Störungen (aus ([ERN 1986], S. 32–33): 1, 5 %) können die Auswirkungen auf die Sicherheit abgeschätzt werden. Es werden die in Anhang A.4 dargestellten Häufigkeiten für die Ersatzfahraufträge in RSTW verwendet. Für die AzGrT und Rückmeldungen werden die Häufigkeiten gem. ([ERN 1986], S. 33–34) um 80 % und 41 % verringert. Es ist davon auszugehen, dass die Häufigkeiten durch die Einführung weiterer unterstützender Technik und verbesserter Regelwerke gesunken sind. Deshalb stellt die Abschätzung eine Betrachtung zur sicheren Seite hin dar (Grenzfallbetrachtung).

Mit den berechneten, durch EV-Störungen bedingten Hilfsbedienungen lässt sich über die menschliche Fehlerwahrscheinlichkeit die Anzahl jährlicher Gefährdungen ermitteln. Dafür werden zwei Szenarien (in Anlehnung an [WEH 1976]) gewählt: eine obere Grenze der Gefährdungen und eine untere Grenze (siehe Tab. 6-2).

menschl. Fehlerwahrscheinlichkeit	Szenario obere Grenze	Szenario untere Grenze
bei Ersatzsignal-, AzGrT-Bedienung und Rückmelden	10^{-3}	10^{-4}
bei Befehlerteilung	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-5}$

Tab. 6-2: Menschliche Fehlerwahrscheinlichkeit in zwei Szenarien

Für das Szenario mit der höheren Versagenswahrscheinlichkeit wurden in den letzten Jahren ca. 2 Gefährdungen pro Jahr durch Versagen der EV verursacht (Abb. 6-10).

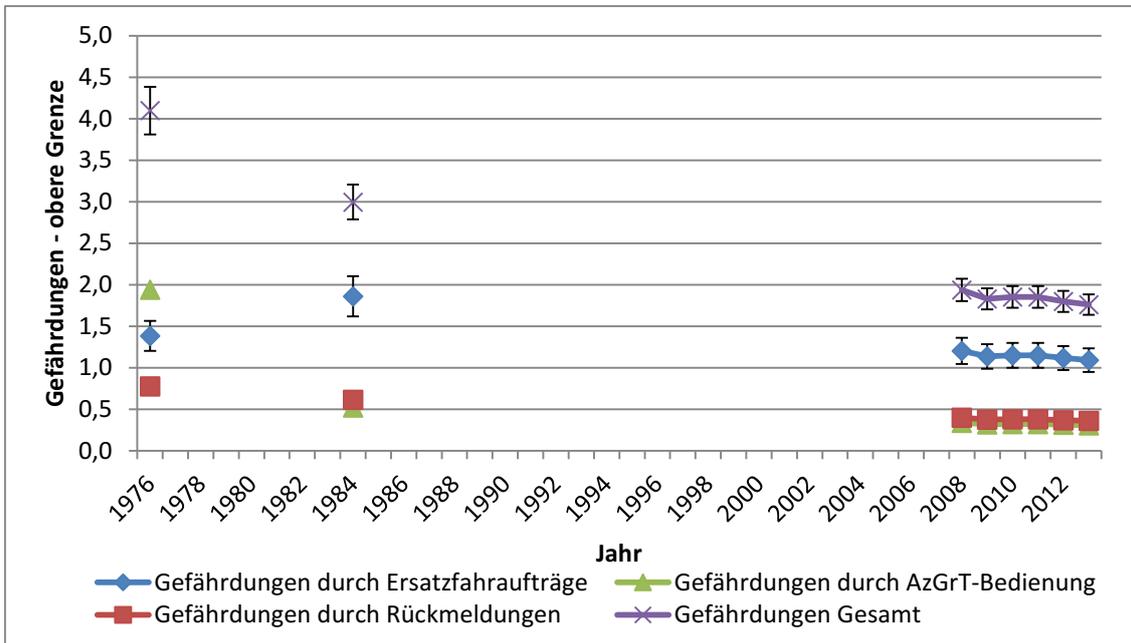


Abb. 6-10: Gefährdungen durch EV-Störungen – obere Grenze

Als untere Grenze wird dementsprechend ein Wert von einer Gefährdung in 5 Jahren ermittelt (Abb. 6-11).

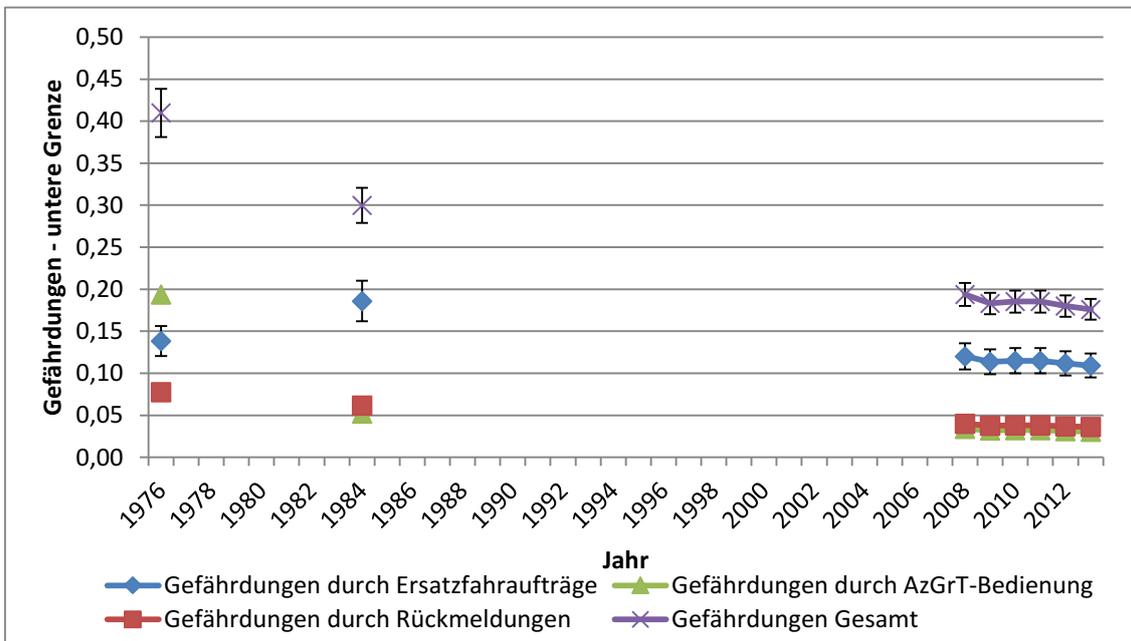


Abb. 6-11: Gefährdungen durch EV-Störungen – untere Grenze

Die Ergebnisse zeigen, dass EV-Störungen selbst bei der Grenzfall-Betrachtung mit ca. 0,2 ... 2 Gefährdungen pro Jahr nur geringe Auswirkungen auf die Sicherheit des Bahnverkehrs aufweisen.

6.3.3 Auswirkungen auf Verspätungen

Aus den Infrastrukturzustandsberichten ([IZB 2013]; [IZB 2014]) kann die LST-Verspätung entnommen werden (siehe Abb. 6-12).

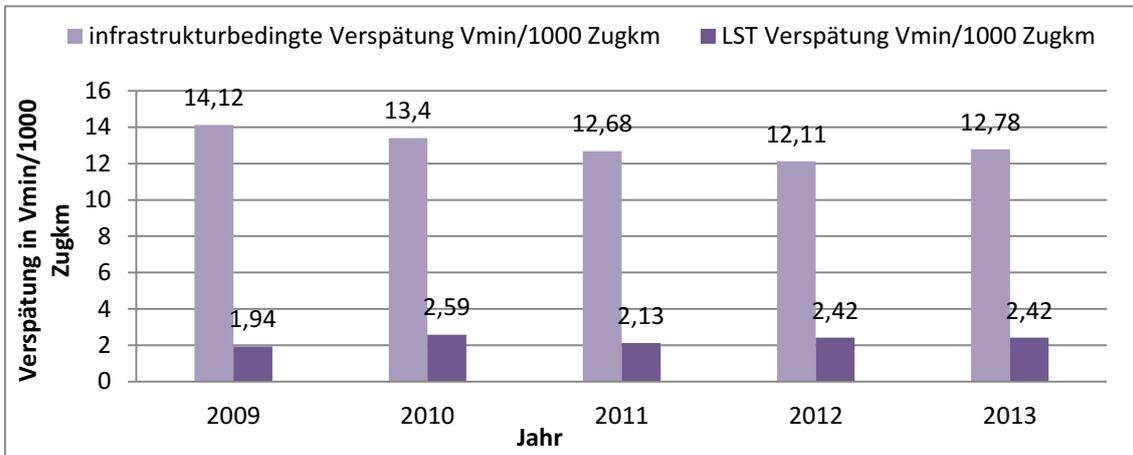


Abb. 6-12: Verspätung [Vmin/1000 Zugkm], Daten: [IZB 2013]; [IZB 2014]

Über den STE-Anteil werden die Verspätungen der RSTW ermittelt. Mit dem aus [WEH 1976] (Anhang A.9) bekannten Anteil von 5,7 % an der RSTW-Verspätung werden die durch EV-Störung verursachten Vmin/1000 Zugkm berechnet (Abb. 6-13).

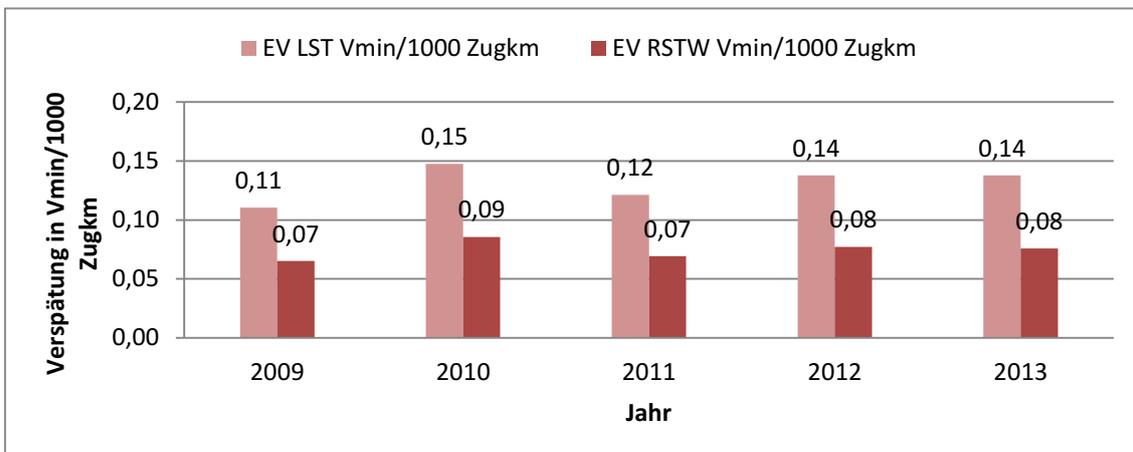


Abb. 6-13: Verspätung durch RSTW-EV-Störung [Vmin/1000 Zugkm]

Mit der Betriebsleistung der RSTW (vgl. Abschnitt 6.3.2) können so die Verspätungsmi-
nuten durch EV-Störungen berechnet werden. Die Ergebnisse sind in Abb. 6-14 darge-
stellt.

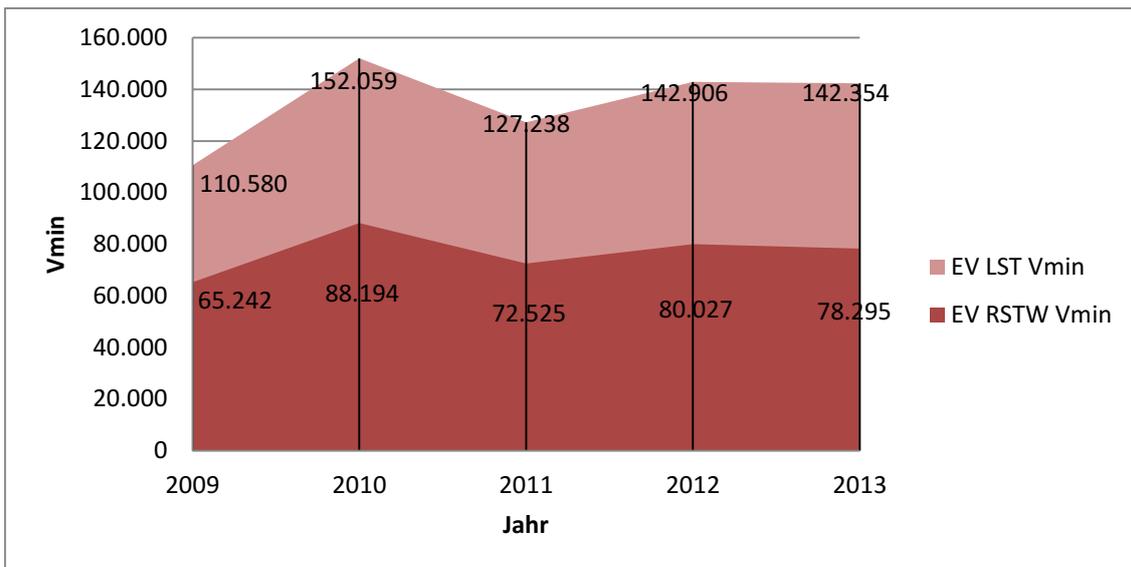


Abb. 6-14: Verspätungsminuten durch EV-Störungen

Die Plausibilität der Daten wurde durch einen Abgleich der LST-EV-Verspätung mit der Verspätungsstatistik der EV-Anlagen von [RAI 2013] im Jahr 2012 (siehe Anlage AL.3) bestätigt. Für die RSTW-EV-Verspätung standen die Daten aus [NVT 2013] aus dem Jahr 2009 zum Abgleich der Kalkulation zur Verfügung. Diese bestätigen ebenfalls die errechneten Werte.

7 Erneuerungskonzept universelle Kompaktenergieversorgung für Relaisstellwerke

Die Ausführungen in Abschnitt 1.3 und Kapitel 6 zeigen, dass eine Erneuerung der RSTW-EV-Anlagen dringend geboten ist, wenn die Stw auch in den nächsten Jahren mit hoher Verfügbarkeit weiterbetrieben werden sollen. Die vorhandenen Lösungen zur Teilerneuerung der EV-Anlage sind dafür nicht ausreichend (siehe Abschnitt 8.1). Deshalb wurde durch den Verfasser das Erneuerungskonzept der Kompaktenergieversorgung (KEV, vgl. [GEKU 2014]; [KUN 2014]) mitentwickelt, das in diesem Kapitel vorgestellt wird. Gleichzeitig wird damit Frage **F7** beantwortet.

7.1 Grundkonzeption Kompaktenergieversorgung (KEV)

7.1.1 Allgemeine Forderungen

Das Erneuerungskonzept KEV bildet eine wirtschaftliche Alternative zum Neubau von ESTW und zur Durcharbeitung (DUA) der überalterten EV-Anlagen bestehender RSTW (siehe auch Abschnitt 8.1). Der Neubau eines kompletten Stellwerks ist sehr kostenintensiv und nicht in jedem Fall notwendig, wenn die LST-Anlage noch viele Jahre weiterbetrieben werden kann. Auch stehen die dafür notwendigen umfangreichen Investitionsmittel nicht zur Verfügung (vgl. ([IZB 2013], S. 143)).

Das Ziel des Konzepts ist es, eine Lösung entsprechend Stand der Technik und aktuellem Regelwerk anzubieten. Die KEV erfüllt die Anforderungen in vier Kategorien (Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltung und Montage/Flexibilität; siehe Abb. 7-1).

<p>Wirtschaftlichkeit</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ kostengünstige Alternative zu bestehenden Teilerneuerungskonzepten oder ESTW-Neubau ■ Reduzierung der Instandhaltungskosten ■ geringer Energieverbrauch und geringe Wärmeentwicklung 	<p>Verfügbarkeit</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Aufbau in n+1-Technik (Steigerung der Verfügbarkeit) ■ zeitgemäßer Blitz- und Überspannungsschutz ■ variabler Netzersatz möglich (Fahrleitung, Diesel-NEA, Brennstoffzelle)
<p>Instandhaltung</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Reduzierung Instandhaltungsaufwand ■ Diagnoseschnittstellen und Ferndiagnose ■ Schnittstellen zu bestehender und zukünftiger Technik ■ Einsatz von Standard-Industriekomponenten aus dem ESTW 	<p>Montage / Flexibilität</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Parallelaufbau möglich (kompakte, platzsparende Einheiten) ■ modularer Aufbau ■ skalierbare Leistung/erweiterbar ■ kompatibel zu anderen Stellwerksbauformen (universelle EV-Anlage)

Abb. 7-1: Umsetzung der Anforderungen an die KEV

Da in der ESTW-Technik bereits standardisierte und modular aufgebaute EV-Anlagen eingesetzt werden, wurde die KEV auf Basis dieser Anlagen entworfen. Erste Ideen zur Modernisierung von RSTW-EV-Anlagen enthält bereits [DR 1992].

Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit sind für die KEV gegenüber ESTW-Neubau günstige Investitionskosten und gegenüber der Altanlage deutlich reduzierte Instandhaltungskosten gefordert. Die Verfügbarkeit wird durch zeitgemäße Schutzmaßnahmen, n+1-Technik und variablen Netzersatz gewährleistet. Die Instandhaltung erfolgt durch einfachen Komponententausch (Hot-Plug-Technik). Diagnoseschnittstellen zur Wartung vor Ort und zur Ferndiagnose reduzieren den Wartungsaufwand. Die Plattform soll durch ihre Gestaltung einen Parallelaufbau ermöglichen und je nach Anwendung skalierbar und erweiterbar sein.

7.1.2 Integration in das bestehende Stellwerk

7.1.2.1 Anbindung an den Netzanschluss

In der Regel wird die KEV direkt an den Netzanschluss und ggf. Ersatznetze/NEA angeschlossen. Dadurch kann die alte EV-Anlage vollständig erneuert werden.

7.1.2.2 Anbindung an die LST-Anlage

Da die Anlagen der LST (vor allem Relaisgestelle, Bedientisch, Außenanlage) unange-tastet bleiben, müssen zu diesen sinnvolle Schnittstellen geschaffen werden. Die Ab-gänge zu den einzelnen Verbrauchern der LST-Anlage erfolgen über bauformspezifische Schnittstellenmodule.

7.1.2.3 Anbindung an den Bedienplatz (Meldungen)

Bestehende Meldungen (der alten EV-Anlage) werden durch äquivalente Meldungen der KEV ersetzt und nach Bedarf angepasst (z. B. Bezeichnungen der Tischfelder). Gleiches gilt für die vom Bedienplatz aus gesteuerten Anschaltungen der EV-Anlage. Die Meldun-gen der KEV entsprechen grundsätzlich den für ESTW geforderten Mindestanforderun-gen (vgl. [DB 415], S. 44–46).

7.1.2.4 Parallelaufbau

Die KEV ermöglicht im Normalfall durch ihre kompakte Bauweise den parallelen Aufbau zur in Betrieb befindlichen Bestands-EV. Dadurch werden die Auswirkungen auf den Betrieb (z. B. Sperrpausen, Umschaltzeiten) auf ein Minimum reduziert. Nach Umschal-tung auf die KEV kann die Altanlage ausgebaut werden. Ein Beispiel für den parallelen Aufbau ist die KEV im 2013 realisierten Pilotprojekt im Bahnhof Weimar (siehe Abb. 7-2, Einbau KEV in rot, Rückbau alte EV-Anlage in gelb).

Ist der Platz für einen Parallelaufbau nicht ausreichend, kann eine temporäre Container-KEV eingesetzt werden, bis die Montage abgeschlossen wurde. Für die Zeit des Umbaus wird das Stellwerk über diese transportable KEV mit Energie versorgt. Nach Abschluss der Baumaßnahme kann die Container-KEV für weitere Umbaumaßnahmen verwendet werden. Dabei ist eine Anpassung von Leistung und der Verbraucherspannung/-frequenzen durch den modularen Aufbau möglich (vgl. Abschnitt 7.1.3).

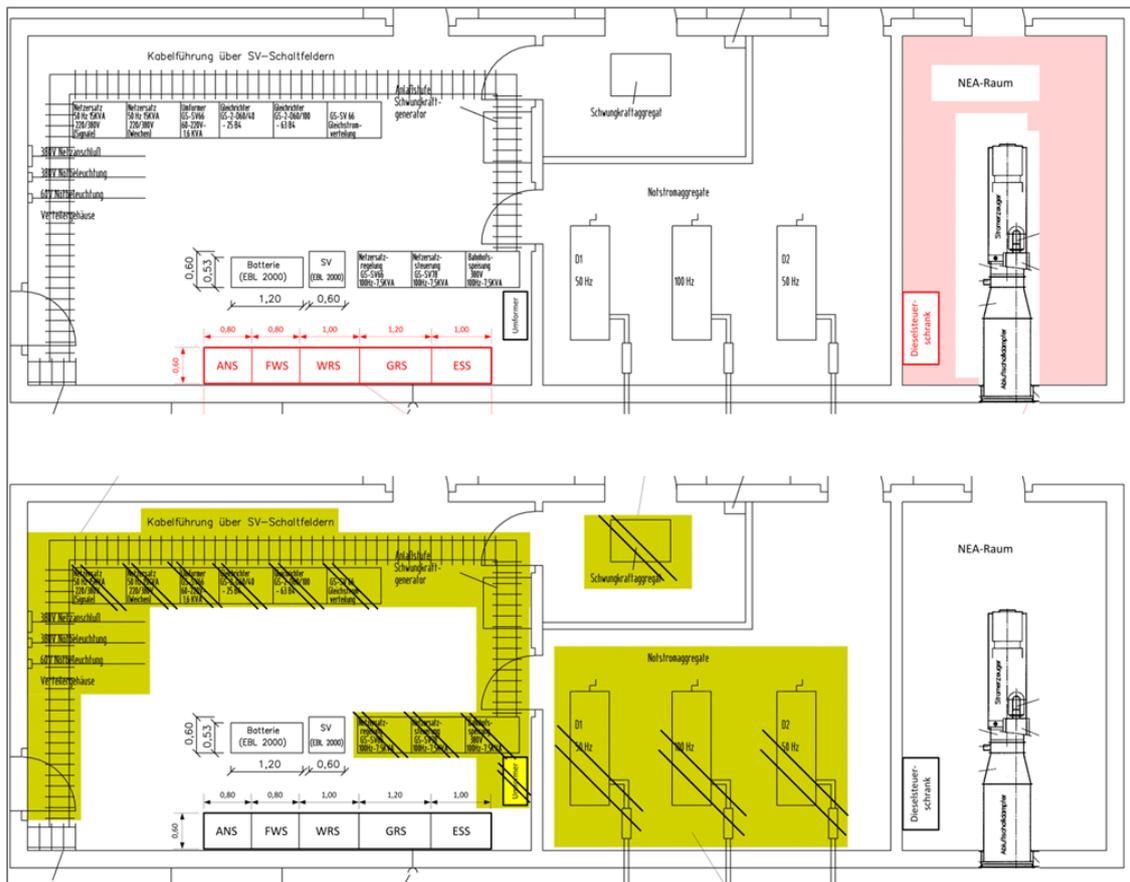


Abb. 7-2: Parallelaufbau und Rückbau Altanlage im KEV-Pilotprojekt in Weimar

7.1.3 Generischer Aufbau

Die KEV ist nach einem modularen „Baukastenprinzip“ aufgebaut. Die vier Hauptmodule sind funktional gegliedert und über definierte Schnittstellen miteinander verbunden. Dabei soll die alte EV-Anlage unter Beibehaltung der Schnittstellen zur LST-Anlage durch die KEV ersetzt werden. Dazu sind folgende Module erforderlich:

- KEV Netzumschaltmodul (KEV NUM),
- KEV Standardmodul (KEV SDM),
- KEV Schnittstellenmodul (KEV SSM) und
- KEV Energieverteilermodul (KEV EVM).

Dabei sind KEV NUM und KEV SDM der Kern der KEV und universell in allen Stellwerksbauformen verwendbar. Das KEV SSM unterscheidet sich je nach Stellwerksbauform. Die Schnittstelle zur LST bildet in der Regel das KEV EVM. Die Leistung der KEV-Module ist skalierbar und erlaubt eine Anpassung an den jeweiligen Bedarf des Stellwerks. In Abb. 7-3 ist der grundsätzliche generische Aufbau einer KEV dargestellt.

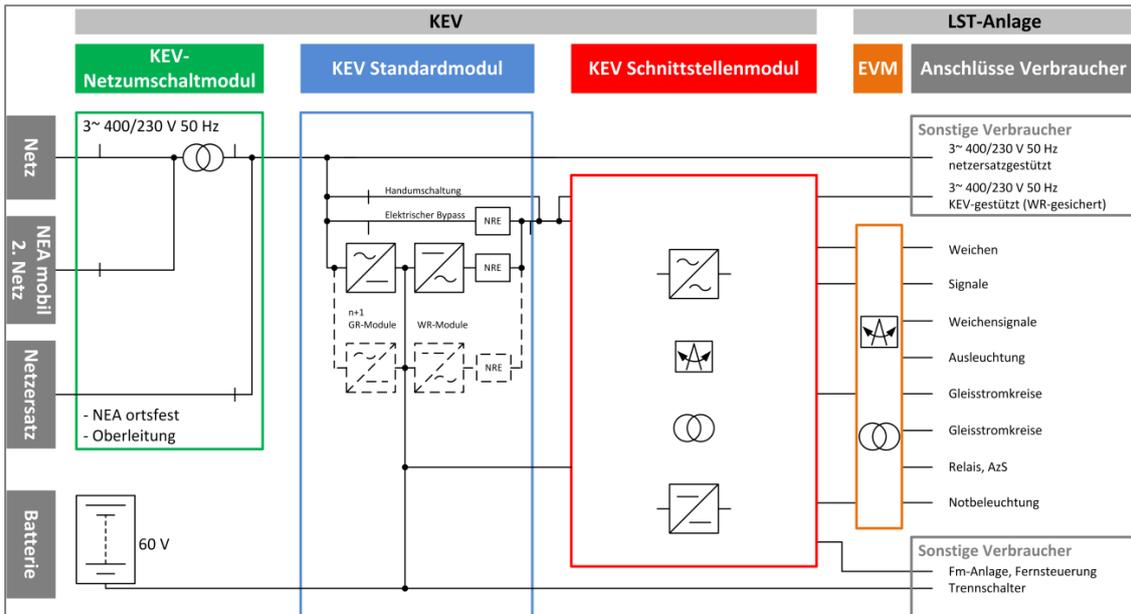


Abb. 7-3: Generischer Aufbau der KEV

Die einzelnen Module und ihre Aufgaben und Funktionen werden in dem folgenden Abschnitt kurz erläutert.

7.2 Module der Kompaktenergieversorgung

7.2.1 KEV Netzumschaltmodul (KEV NUM)

Das KEV NUM steuert die Umschaltung zwischen dem Netzanschluss und der Netzersatzanlage. Ausgangsseitig stellt es die netz-/netzersatzgesicherte Spannung 3~400/230 V 50 Hz dem KEV SDM zur Verfügung. Üblicherweise wird ein KEV NUM benötigt, nur wenn die Bestandsanlage modernen Netzersatz mit separatem Netzumschaltschrank besitzt, kann auf das KEV NUM verzichtet werden und direkt an das KEV SDM angebunden werden. Bei der Wahl des Netzersatz sind alle Varianten möglich (z. B. Netzersatz aus Diesel-NEA, Brennstoffzelle oder Fahrleitung).

7.2.2 KEV Standardmodul (KEV SDM)

Das KEV SDM stellt wie eine USV gesicherte Spannungen zur Verfügung (Überwachung von Reinheit und Ausgleich von Spannungsschwankungen) und gewährleistet so die

Verfügbarkeit der Energieversorgung. Durch die Begrenzung auf wenige Ausgangsspannungen und in der Leistung wählbare Komponenten kann es in allen gängigen Stellwerksbauformen eingesetzt werden. Es weist eingangsseitig eine Schnittstelle zum KEV NUM auf und besteht aus $n+1$ modularen Gleichrichtermodulen, Wechselrichtern mit einer Netzurückschalteneinrichtung (NRE)/Bypass und einer Handumschaltung für Revisionszwecke.

Der 60 V DC-Zwischenkreis ist mit der Stellwerksbatterie verbunden um die unterbrechungsfreie Versorgung zu gewährleisten. Die $n+1$ Gleichrichtermodule sorgen für die Ladeerhaltung der Batterie. Bei Netzausfall oder Unregelmäßigkeiten werden DC-Verbraucher direkt aus der Batterie versorgt und die AC-Verbraucher über die Wechselrichter der KEV. Es stehen folgende Spannungen am Ausgang bereit:

- netz-/netzersatzgestützt 3~ 400/230 V 50 Hz,
- KEV-gestützt 3~ 400/230 V 50 Hz und
- batteriegestützt 60 V DC.

7.2.3 KEV Schnittstellenmodul (KEV SSM)

Die gesicherten Spannungen des KEV SDM werden an das KEV SSM übergeben. Im KEV SSM erfolgt die Erzeugung der Verbraucherspannungen der unterschiedlichen Stellwerksbauformen. Dafür existiert je Bauform ein standardisiertes Schnittstellenmodul. Es beinhaltet die Spannungs- und Frequenzwandlung gemäß den anlagenspezifischen Anforderungen (z. B. unterschiedliche Verbraucherspannungen/-frequenzen) und erzeugt ggf. zusätzlich erforderliche Meldungen an die LST-Anlage.

Durch die Verwendung von Frequenzwandlern, Transformatoren, DC/DC-Wandlern, Blinkern u. ä. werden die für das Stellwerk benötigten Spannungen erzeugt. Ausgangsseitig erfolgt die Anbindung an die Stellwerkstechnik über das KEV EVM.

Durch die vielfältigen technischen Möglichkeiten kann durch Verzicht auf rotierende Umformer und verlustbehaftete Wandlungen eine Vereinfachung der EV-Anlage erreicht werden. Beispielsweise kann der im Sp Dr S60 verwendete Scott-Transformator durch den Einsatz einphasiger Frequenzwandler vermieden werden³⁶. Durch den Zwang, die definierten Verbraucherspannungen zu erzeugen, sind die Möglichkeiten aber begrenzt. Eine radikale Vereinfachung im Sinne der Neudefinition weniger Verbraucherspannungen – wie in der NeuPro EV-Konzeption – ist hier nicht anwendbar.

Die Schnittstellenmodule für den Großteil der in dieser Arbeit betrachteten RSTW sind in Anhang A.13 abgebildet. Es ist zu erkennen, dass die universelle Anbindung über das

³⁶ Der Einsatz von WR wurde schon von ([RÜVE 1985], S. 237) vorgeschlagen.

Standardmodul in jeder Bauform möglich ist. Die technische Machbarkeit ist jedoch nur ein Kriterium für Teilerneuerungen, daneben muss auch die Wirtschaftlichkeit in die Gesamtbetrachtungen einbezogen werden (vgl. Kapitel 8).

7.2.4 KEV Energieverteilermodul (KEV EVM)

Die im KEV SSM erzeugten stellwerksspezifischen Spannungen werden der LST-Anlage übergeben. In der alten EV-Anlage bildet das EVG im Relaisraum die Schnittstelle zwischen EV-Anlage und dem Stellwerk. In älteren Stellwerken besteht eine direkte Anbindung ohne EVG. In der KEV wird die Anbindung über das KEV EVM realisiert. Dazu wird die Funktionalität des bestehenden EVG (Überwachung u. ä.) in einem modernen EVM mit modernen Komponenten abgebildet (Schaltschrank). Bei Anlagen ohne EVG wird die Entwicklung eines EVM angestrebt, um spätere Erneuerungen zu vereinfachen.

7.3 Vorteile des Konzeptes

Die erstmalige Umsetzung des KEV-Konzeptes erfolgte im GS II DR Stellwerk in Weimar (vgl. [GEKU 2014]). Weitere Pilotprojekte für die Bauformen Sp Dr L60, Sp Dr S60, und Dr S2 befinden sich in der Realisierung oder Planung. Die ersten Erfahrungen aus der Umsetzung des Erneuerungskonzeptes sind positiv. Gegenüber der bisher angewandten Vorgehensweise der Durcharbeitung (DUA, vgl. Abschnitt 8.1.1) weist die KEV wesentliche Vorteile auf. Sie sind in Abb. 7-4 zusammengefasst und werden nachfolgend kurz erläutert.



Abb. 7-4: Vorteile der modularen KEV

Mit der KEV bietet sich erstmals die Möglichkeit der weitgehenden Vereinheitlichung großer Teile der EV-Anlagen unterschiedlicher RSTW. Die mit dem Konzept angestrebte

Vereinheitlichung im Aufbau der EV (universelle EV-Anlage) und die Erhöhung der Anzahl an Gleichteilen wirken sich in größeren Stückzahlen aus. Dadurch sinken sowohl die Kosten in der Anschaffung/Herstellung als auch die Folgekosten für die Aufwendungen der Instandhaltung. Durch die Vereinheitlichung werden auch die Kosten für die Schulung des Personals langfristig reduziert. Die Verwendung von Standardkomponenten aus den ESTW-EV-Anlagen führt zu Vereinfachungen bei der Ersatzteilbevorratung und erhöht die Ersatzteilverfügbarkeit.

Bei der Installation wird durch Parallelaufbau die Montagezeit im Stellwerk gegenüber der DUA auf 50 % reduziert. Die Schaltarbeiten an der in Betrieb befindlichen EV-Anlage verringern sich um ca. 90%. Dadurch werden betriebliche Einschränkungen (Sperrpausen) reduziert und Fehlhandlungen vermieden. Bei Bedarf kann durch den Parallelaufbau auf die alte Anlage zurückgeschaltet werden.

Die gesamte Anlage entspricht in Aufbau, Komponenten, Erdung, Blitzschutz und Schutzmaßnahmen dem Stand der Technik und erfüllt die aktuellen Regelwerke nach DIN VDE. Das betrifft im Unterschied zum Verfahren der Durcharbeitung auch die Verkabelung. Der modulare Aufbau in n+1 Technik erhöht die Gesamtverfügbarkeit der Anlage und ermöglicht eine einfache Skalierung der Leistung nach Bedarf.

Durch den Verzicht auf die bisher wartungsaufwändigen Komponenten (z. B. Umformer) wird eine Verringerung des IH-Aufwandes erwartet. Durch die Diagnoseschnittstelle mit Datenfernübertragung können weitere Optimierungen in der Instandhaltung erreicht werden.

Wegen der geringeren Verlustleistung aufgrund des höheren Wirkungsgrads und bedarfsgerechter³⁷ Dimensionierung konnte außerdem der Energieverbrauch deutlich reduziert werden. Dadurch können Energiekosten und CO₂-Ausstoß verringert werden.

Weitere Vorteile ergeben sich aus der Optimierung der Arbeitsbedingungen für das Instandhaltungspersonal und die Anlagenbetreuer. Durch die neue Technik lassen sich Geräuschpegel, Schadstoffe, Verschmutzung durch Kohleabrieb und elektromagnetische Beeinflussung minimieren. Zudem wird die Handhabung (Anzeige, Diagnose) verbessert.

Zukünftig bietet das Konzept die Möglichkeit, Teilsysteme und Module mit Standardschnittstellen zu definieren. Dann ist es prinzipiell denkbar, einen Wettbewerb zwischen verschiedenen EV-Anlagen-Herstellern zu erzeugen und Module unterschiedlicher Produzenten in einer EV-Anlage einzusetzen.

³⁷ Rückbauten in der Infrastruktur – wie Weichen und Signale – können berücksichtigt werden.

8 Methodik zur Entscheidungsfindung bei Erneuerung der Energieversorgungsanlage

Das vorstehend erläuterte KEV-Konzept bietet eine Möglichkeit, der Alterung der EV-Anlagen zu begegnen. In diesem Kapitel soll ergründet werden, wann der Einsatz der KEV zu empfehlen ist, wann eine alternative Maßnahme gerechtfertigt ist und nach welchen Kriterien die Auswahl erfolgt (Forschungsfrage **F8**). In einer fallweisen Lebenszykluskostenrechnung (LCC) mit anschließender Wirtschaftlichkeitsrechnung (WKR) wird die Wirtschaftlichkeit für Erneuerungen der EV-Anlage und des Netzersatzes untersucht (Beantwortung der Forschungsfrage **F9**).

8.1 Alternativen bei Abgängigkeit der Energieversorgung

Die in Kapitel 6 dargestellte Entwicklung zeigt einen heute schon großen Erneuerungsbedarf in den EV-Anlagen der RSTW. Dieser wird sich in Zukunft noch deutlich verstärken, wie an der Altersprognose zu erkennen ist. Der Ersatz des gesamten RSTW durch ein ESTW ist derzeit nicht wirtschaftlich und mit den vorhandenen Mitteln nicht möglich. Da die LST-Anlage vieler RSTW heute noch eine Restnutzungsdauer von ca. 15 Jahren aufweist, ist eine Teilerneuerung denkbar (vgl. [LES 2013]). Über eine weitere Erhöhung der Nutzungsdauer wird momentan intensiv diskutiert. Bei erneuerungsbedürftiger Relaisanlage besteht zudem die Möglichkeit der Teilerneuerung der LST-Anlage durch neuartige Technik (z. B. durch FPGA-Schaltkreise oder SPS).

Für abgängige EV-Anlagen stehen fünf Möglichkeiten für Maßnahmen zur Verfügung:

- Weiternutzung, nur Minimalinstandsetzung
- Durcharbeitung (DUA) der bestehenden EV-Anlage,
- Erneuerung der EV-Anlage durch den Stellwerkshersteller,
- Einsatz einer modularen KEV und
- Ersatz durch ESTW.

Das Konzept der KEV wurde bereits in Kapitel 7 vorgestellt. Die Erneuerung durch ESTW führt zu einer kompletten Stellwerkserneuerung und wird nicht betrachtet.

8.1.1 Weiternutzung mit Minimalinstandsetzung

Es besteht die Möglichkeit die abgängige EV-Anlage weiter zu nutzen und die regelmäßigen Inspektionen und Wartungsaufgaben nach Instandhaltungsrichtlinie [DB 892] durchzuführen. Da keine oder nur geringe Präventionsmaßnahmen umgesetzt werden, erfolgt eine Nutzung auf Verschleiß. Durch eine stark steigende Ausfallwahrscheinlich-

keit wegen der überschrittenen Lebensdauer der EV-Anlage ist zunehmend mit Störungen und Ausfällen der EV-Anlage mit entsprechenden betrieblichen Auswirkungen zu rechnen. Es werden keine Einsparungen in der Instandhaltung erzielt.

Diese Möglichkeit wird meist dann gewählt, wenn sich keine größeren Investitionen in die Altanlage lohnen, da z. B. der komplette Ersatz des Stellwerks geplant ist oder sich ein Bauprojekt in Umsetzung befindet. Besonders alte Anlagen mit bestehendem Umbauverbot sind davon betroffen.

8.1.2 Durcharbeitung der bestehenden Energieversorgungsanlage

Die Durcharbeitung der alten EV-Anlage ist eine heute verwendete Standardmethode bei abgängiger EV und einer Restnutzungsdauer von ca. 10 Jahren. Dabei werden die aktiven Elemente (Sicherungen, Schutzschalter, Relais,...) nach vorhandenen Schaltplänen gegen neue getauscht. Größere Komponenten, wie Transformatoren, Umformer, Wechsel- und Gleichrichter werden bei Abgängigkeit ebenfalls getauscht. Es können auch komplette Schaltfelder ertüchtigt werden (Vorfertigung möglich).

Ein Problem sind abgängige Komponenten, die nicht mehr 1:1 getauscht werden können. Die Integration moderner Ersatzkomponenten gestaltet sich schwierig (vgl. Abschnitt 6.2.7). Trotz des Komponententausches bleibt die EV-Anlage technisch und funktional auf dem alten Stand, da der generelle Aufbau und die Verschaltung nicht verändert werden. Meist müssen Schutzmaßnahmen nach heutigem Regelwerk nachgerüstet werden. Die Redundanz innerhalb der Anlage ist gemäß der alten Anlagenstruktur begrenzt vorhanden. Zukünftige Anpassungen der Anlage gestalten sich schwierig, da nur geringe Skalierbarkeit gegeben ist. Moderne Diagnoseschnittstellen sind ebenso wenig vorhanden wie Industriestandardkomponenten.

Der Instandhaltungsaufwand kann vor allem durch den Austausch alter Batteriesysteme gegen wartungsarme Anlagen und den Ersatz der Umformer durch statische Wandler gesenkt werden. Größere Einsparungen durch den Wechsel der Art des Netzersatzes (FL oder 2. Netz) sind hingegen nicht zu erwarten, da in der Regel die vorhandenen alten Diesel-NEA bestehen bleiben.

Da Komponenten und Schaltelemente erneuert wurden, verringert sich die Ausfallwahrscheinlichkeit der EV-Anlage. Weil aber nicht die gesamte Anlage erneuert wird, weisen die verbleibenden Anlagenteile (alte Verkabelung, alte Schalteinrichtungen von Teilsystemen – z. B. NEA usw.) eine höhere Ausfallwahrscheinlichkeit auf. Nur bei kompletter Durcharbeitung ist annähernd das Niveau einer Neuanlage zu erreichen.

Die Durcharbeitung muss zwingend im laufenden Betrieb erfolgen, wenn keine größeren Sperrpausen genutzt werden können. Dazu werden meist Betriebspausen genutzt, um die Anlage schrittweise zu überarbeiten. Ist das nicht möglich, muss für die Zeit des

Umbaus eine Ersatz-EV bereitgestellt werden. In vielen Stw stehen nur viele kurze Sperrpausen von jeweils 2 ... 3 h Dauer zur Verfügung. Eine Durcharbeitung ist deshalb eine sehr zeitaufwendige³⁸ und personalintensive Maßnahme bei vergleichsweise hohen Kosten. Häufig erforderliche Umschaltungen erhöhen das Ausfallrisiko durch Fehlhandlungen und die Belastung des örtlichen Instandhaltungspersonals.

Ein weiterer Nachteil dieser Variante ist, dass nur eingeschränkte Kapazitäten für die DUA verfügbar sind. Mit dem heutigen Personalbestand können typischerweise jährlich 5 ... 10 Stw durchgearbeitet werden. Hier muss eine deutliche Kapazitätserhöhung erfolgen, um der Anlagenalterung auch nur annähernd begegnen zu können.

8.1.3 Erneuerung durch Stellwerkshersteller

Vor allem im Rahmen von größeren Umbauprojekten erfolgte die Teilerneuerung der EV-Anlage durch den Stellwerkshersteller. Dabei werden alle Leistungen von der Projektierung und Anpassung der EV-Anlage an das bestehende Stw bis zur Montage und Prüfung der EV-Anlage durch den Hersteller erbracht. Verglichen mit DUA und KEV entstehen so relativ hohe Kosten.

Die Anlage kann anschließend als neuwertig und entsprechend dem Stand der Technik ausgerüstet angesehen werden. Im Gegensatz zur DUA wird die gesamte EV-Anlage inklusive Verkabelung neu erstellt, die Ausfallwahrscheinlichkeit ist sehr gering. Die Anlagen werden meist in Anlehnung an die ESTW-EV-Anlagen oder die alten RSTW-EV der Stellwerkshersteller gefertigt.

Nachteilig ist, dass die Anbindung der Stellwerke über herstellerspezifische Schaltungen erfolgt, die nicht offen standardisiert sind. Da kein modularer Aufbau gegeben ist, lassen sich die Anlagen nur in der entsprechenden RSTW-Bauform einsetzen. Für den Zeitraum der Errichtung der neuen EV-Anlage (ca. 14 Tage) ist eine Außerbetriebnahme des Stellwerks oder eine Ersatz-Energieversorgungsanlage erforderlich.

Da diese Lösung im Vergleich zur KEV kaum Vorteile aufweist, wird sie hier nicht weiter betrachtet.

8.2 Verfahren zur Entscheidungsfindung

8.2.1 Entscheidungskriterien

Zur Entscheidungsfindung, welche Art von Umbau oder Erneuerung in einem Stellwerk gerechtfertigt ist, können unterschiedliche Kriterien berücksichtigt werden.

³⁸ Je nach Anlagengröße und verfügbarer Sperrzeit liegt die typische Umbauzeit einer DUA typischerweise bei > 6 Wochen, die Bearbeitungszeit bei > 6 Monaten.

Beispielsweise sind die Anlagendaten wie Baujahr, Stellwerksbauform, Besonderheiten und Leistungsbedarf wichtige Kriterien die berücksichtigt werden müssen. Aber erst die Zusammenführung mit den Kriterien Anlagenzustand, Ersatzteilversorgung, Kosten und Instandhaltung sowie der geplanten Gesamtstrategie für das jeweilige Stellwerk wird zu einer Lösung führen, die ein Gesamtoptimum bietet. Weitere Aspekte können die Bedeutung der Anlage, die Versorgungssicherheit und Auswirkungen auf Umwelt sowie Instandhaltungsumgebung darstellen.

Auf Basis einer Vielzahl zur Verfügung stehender Entscheidungskriterien wird in Anlehnung an die vom Verfasser betreute Diplomarbeit [MÜH 2013] ein klar strukturiertes, verbessertes, dreistufiges Verfahren vorgeschlagen:

- Stufe I: Bestandsaufnahme und Ermittlung der LST-Strategie
- Stufe II: Erfassung des Anlagenzustands
- Stufe III: Inspektion mit Festlegung der Erneuerungsvariante

Die einzelnen Stufen werden im Folgenden beschrieben.

8.2.2 Stufe I: Bestandsaufnahme und Ermittlung der LST-Strategie

Im ersten Schritt können aus den vorhandenen Bestandsplänen und der Datenbank SAP R/3 Netz die grundlegenden Daten ermittelt werden (vgl. [MÜH 2013], S. 50–51):

- Baujahr und Anlagenalter
- Stellwerksbauform
- Anzahl STE
- Anlagenleistung in kVA
- Bauart und Leistung NEA
- Bauform EV-Anlage
- Besonderheiten (Ablaufbetrieb, Streckenblockspeisung, LZB-Speisung, Fernsteuerung,...)

Mit den bekannten Bauforminformationen wird bei den dafür zuständigen Stellen zusätzlich die Ersatzteilverfügbarkeit für die EV-Anlage und das Gesamtstellwerk in Erfahrung gebracht.

Ein weiterer wichtiger Schritt ist die Ermittlung der geplanten LST-Strategie für das bestehende Stellwerk. Das erfolgt durch die Abfrage in SAP R/3 Netz und Anfrage bei dem Anlagenverantwortlichen sowie dem Abschnittsmanager. Dadurch kann erkannt werden, ob zukünftig der Rückbau oder der Ersatz des Stellwerkes durch ESTW geplant ist. Auch Umbauprojekte können so identifiziert werden.

Im Ergebnis der Stufe I sind die Grunddaten und die LST-Strategie bekannt. Letztere wird in drei Kategorien eingeteilt ([MÜH 2013], S. 50–51):

- Erneuerungs-/Umbauprojekt in Planung oder Umsetzung
- Erneuerungs-/Umbauprojekt zu erwarten
- Erneuerungs-/Umbauprojekt nicht zu erwarten

8.2.3 Stufe II: Erfassung des Anlagenzustands

Die zweite Stufe des Verfahrens konzentriert sich auf die Erfassung und Bewertung des Zustandes der Anlagen. Dazu werden die von [MÜH 2013], S. 52–57 vorgeschlagenen Auswertungen in SAP R/3 Netz nach folgenden Kriterien vorgenommen:

- bereits realisierte Instandsetzungs- und Präventionsmaßnahmen
- Anzahl und Art der Störungen
- Kostenaufwand für Inspektionen
- Kostenaufwand für Instandsetzung
- verursachte Verspätungsminuten
- Instandhaltungsanforderungen und Befunde

Anhand dieser Kriterien kann über eine Rangliste mehrerer Stellwerke in einem Punktesystem oder die Einteilung in Klassen eine Priorisierung der knappen Investitionsmittel erfolgen. Beispielsweise kann entschieden werden zunächst die kostenintensiven oder meistgestörten Anlagen zu erneuern. Zur Vergleichbarkeit werden Verspätungsminuten und Störungen auf die Anzahl der STE normiert. Die Auswertung erfordert Ortskenntnis, weil sonst z. B. schlecht erreichbare Betriebsstellen hohe Kosten wegen langer Wegezeiten aufweisen können, sich die Anlage aber nicht zwangsläufig in einem schlechten Zustand befindet. ([MÜH 2013], S. 52–57)

Als Ergebnis der Auswertung der zweiten Stufe wird der Anlagenzustand – wie aus Tab. 8-1 zu ermitteln ist – einer der drei Kategorien *gut*, *durchschnittlich* oder *schlecht* zugeordnet.

Zustand	Ende der Lebensdauer	Ersatzteile	Störungen LST-Anlage	Störungen EV-Anlage
gut	noch nicht erreicht	verfügbar	gering	gering
durchschnittlich	erreicht	schwierig	mittel	mittel
schlecht	überschritten	nicht verfügbar	mittel – hoch	mittel – hoch

Tab. 8-1: Bewertung des Anlagenzustands in Stufe II

8.2.4 Stufe III: Inspektion mit Festlegung der Erneuerungsvariante

Basierend auf den Auswertungen der Stufe I (LST-Strategie) und II (Anlagenzustand) wird in Stufe III die Erneuerungsvariante mittels einer Entscheidungsmatrix (siehe Tab. 8-2) festgelegt. Überalterte Stellwerke und Stellwerke mit geringer Restnutzungsdauer < 5 Jahre werden nur mit Minimalinstandsetzung betriebsfähig gehalten. Für eine Erüchtigung für etwa 10 Jahre bieten sich eine DUA nach Bedarf sowie geeignete Präventionsmaßnahmen an. Für lange Restnutzungsdauern ist die KEV zu bevorzugen.

		Stufe II: Erfassung Anlagenzustand		
		gut	durchschnittlich	schlecht
Stufe I: Ermittlung LST-Strategie	Umbauprojekt in Planung/ Umsetzung	< 5 Jahre keine Maßnahmen erforderlich	< 5 Jahre Minimalinstandsetzung nach Bedarf Stufe III	< 5 Jahre Minimalinstandsetzung nach Bedarf Stufe III
	Umbauprojekt zu erwarten	< 10 Jahre Prävention nach Bedarf Stufe III	< 10 Jahre DUA nach Bedarf Stufe III	< 10 Jahre DUA nach Bedarf Stufe III
	Umbauprojekt nicht zu erwarten	> 15 Jahre Prävention, Erneuerung mit KEV bei Bedarf	> 10 Jahre Erneuerung Energieversorgung mit KEV	> 10 Jahre ESTW, alternativ: Erneuerung LST und EV mit KEV

Tab. 8-2: Matrix Stufe III: Ermittlung der Erneuerungsvariante

Bei Anlagen mit gutem Zustand sind ggf. nur Präventionsmaßnahmen erforderlich. Stellwerke, die insgesamt abgängig sind, werden für den Restnutzungszeitraum betriebsfähig gehalten. Sind in abgängigen Anlagen keine Erneuerungen geplant, sollte darauf hingewirkt werden, das gesamte Stellwerk durch ein ESTW zu ersetzen. Als Alternative bietet sich eine Teilerneuerung der LST-Anlage und Einbau einer KEV an.

Die Bewertung der im Einzelnen erforderlichen Umbauten und Erneuerungen nach Bedarf erfolgt in Stufe III bei einer Inspektion des Stellwerks. Die Inspektion dient der Beurteilung des Anlagenzustands nach Abschnitt 6.2, der Ablauf kann nach [MÜH 2013], S. 58–60 erfolgen. Bei ihr wird neben der EV-Anlage der Zustand des gesamten Stellwerks hinsichtlich Innen- und Außenanlage und Verkabelung aufgenommen. Mit diesen Informationen kann für die Varianten Minimalinstandsetzung und -prävention sowie DUA der genaue Umbaubedarf ermittelt werden.

Das Ergebnis der Stufe III bildet somit die Festlegung der Erneuerungsvariante und des Umfangs der Erneuerung durch eine Inspektion vor Ort.

8.3 Lebenszykluskostenrechnung (LCC)

8.3.1 Durchführung

Unter dem Begriff der Lebenszykluskosten finden sich unterschiedliche Konzepte zur nicht-monetären, ökologischen, ökonomischen und monetären Bewertung. ([KRA 2011], S. 16–21; [MAR 2002], S. 9)

In der konventionellen Lebenszykluskostenrechnung werden alle mit der Betrachtungseinheit verbundenen internen Kosten analysiert, die über den Lebenszyklus entstehen. Dazu werden die kompletten jährlichen Kostenreihen für Investitions- und laufende Kosten über die Lebensdauer ermittelt. ([BGGK 2009], S. 10–14)

Bestehende LCC-Publikationen sind gekennzeichnet durch die Verwendung von Kostenschätzung, Diskontierung³⁹ und Inflationsbereinigung. Dabei gibt es kein einheitlich standardisiertes Vorgehen, vielmehr wird der Ablauf – je nach Zielsetzung und Untersuchungsgegenstand – den eigenen Bedürfnissen angepasst. Die eigentliche Modellierung erfolgt in den Schritten: ([HÖH 2009], S. 24–45; [BGGK 2009], S. 14–26)

- Zielstellung formulieren (Vergleich von Investitionsvarianten)
- Aufstellen eines Kostenstrukturplans (sachlogische Kostengliederung)
- Kostenmodellierung (sachlogische und zeitliche Kostengliederung)
- Kostenaggregation (sachlogisch und zeitlich, Berücksichtigung des Zeitwertes – Diskontierung)
- Kostenanalyse/Wirtschaftlichkeitsrechnung (qualitativ und quantitativ, z. B. Kapitalwert und interner Zinsfuß)
- Sensitivitätsanalyse

Ziel dieser konventionellen, monetären LCC ist die Untersuchung der Lebenszykluskosten der verschiedenen Erneuerungsvarianten der EV-Anlage und des Netzersatzes. Die Kostengliederung und –modellierung wird in den Abschnitten 8.3.2, 8.3.3 und 8.3.4 vorgenommen. In umfangreichen Excel-Tabellen erfolgt die Kostenaggregation (siehe bei- liegender Datenträger). Die WKR mit Sensitivitätsanalyse wird in Abschnitt 8.4 durchge- führt.

³⁹ Abzinsung oder Aufzinsung von Kosten zur Errechnung eines Vergleichswertes (z. B. Barwert)

8.3.2 Annahmen für die Kostenprofile

Viele Parameter in einer LCC sind mit Unsicherheit behaftet, da es schwierig ist verlässliche Daten zu erhalten. Zukünftige Entwicklungen können über eine qualifizierte Kostenschätzung mittels Expertenbefragung/-wissen, Extrapolation und durch kausale Prognosen ermittelt werden. Eine verlässliche Datenbasis und zuverlässige Quellen sind entscheidend für die Prognosequalität. Sind Schwankungen bekannt, können diese mit Verteilungsfunktionen abgebildet werden. ([BGGK 2009], S. 16–17)

Die gewählten Szenarien erfüllen diese Anforderung durch sorgfältige Parameterwahl auf Basis aller Statistiken und Prognosen. Auf eine gesonderte Betrachtung eines "Positivszenarios" und "Negativszenarios" wird verzichtet. Entsprechende Abschätzungen hinsichtlich Unsicherheiten werden in der Sensitivitätsanalyse vorgenommen.

8.3.2.1 Personalkosten

Personalkosten treten in dieser Analyse bei der Instandhaltung der EV-Anlagen und NEA-Anlagen auf. Ihre Höhe wird durch Extrapolation der Sätze aus [JÜR 2011], S. 49 ermittelt und mit aus aktuellen Projekten bekannten Kostensätzen abgeglichen. In der Berechnung wird ein Satz von 47,50 EUR ab Januar 2015 verwendet. Die jährliche Steigerung beträgt 3 %.

8.3.2.2 Havarie- und Verspätungskosten

Die Kosten für Störungen unterscheiden sich je nach EV-Variante und werden dort modelliert. Es wird von einer mittleren Störungsbestehenszeit von 5 h (vgl. [GRHU 1979]; [MÜH 2013]; [JÜR 2011]) sowie für Verspätungen von durchschnittlich 10 verspäteten Zügen pro Stunde ausgegangen, wobei sich jeder Zug um 20 min verspätet. Die sich daraus ergebenden 1000 Vmin pro EV-Störung sind auch nach Abgleich mit der Statistik von [MÜH 2013] plausibel.

Für die Kosten pro Vmin wird aus den unterschiedlichen Quellen (Abschnitt 2.6.4.4, Tab. 2-11) der Median gebildet. Dieser beträgt im Ansatz 60 EUR/Vmin.

8.3.2.3 Verbrauchspreise für Diesel und Elektroenergie

Das Statistische Bundesamt ([STA 2014b], S. 28) gibt für Dieselkraftstoff im Sommer 2014 einen Preis von 1,08 EUR/l für Großverbraucher bei Lieferung frei Verbrauchsstelle an. Bei 3 % Preiseskalation wird für 2015 ein Preis von 1,12 EUR/l angenommen.

Der Strompreis für Großverbraucher (Industrie) betrug im Jahr 2013 ca. 0,127 EUR/kWh. Mit 3 % Preiseskalation entspricht das einem Preis von 0,135 EUR/kWh in 2015. ([STA 2014a]; [BUBU 2013], S. 135–144)

8.3.2.4 Teuerungsrate/Inflation

Für die Preisentwicklung muss bei LCC eine jährliche Steigerung einbezogen werden:

$$K_n = x_n \cdot P_B \cdot (1 + p)^n \quad \text{Formel 8-1}$$

K_n – Kosten im n-ten Jahr

x_n – Menge im Jahr n

P_B – Preis im Basisjahr

p – jährliche Teuerung [%]

Für die Teuerungsrate werden in dieser Rechnung 3 % p. a. angenommen. Dieser Wert kann zweifach begründet werden:

- Der langfristige Durchschnitt der Teuerung des Verbraucherpreisindex betrug im Zeitraum 1963 – 1990 noch 3,5 % p. a. Zwischen 1991 und 2013 verringerte sie sich auf durchschnittlich 1,9 % p. a. Der gewichtete langjährige Mittelwert ergibt sich zu 2,8 % p. a. ([STA 2014c])
- Auch wenn die aktuellen Inflationsraten deutlich niedriger ausfallen, sollte berücksichtigt werden, dass der Verbraucherpreisindex die Entwicklung der Verbraucherpreise abbildet. Die wesentlichen Kostentreiber dieser Lebenszykluskostenrechnung sind nicht Nahrungsmittel und Telekommunikationskosten sondern Personalkosten, Energiekosten und Geräte. Allein die Energiekosten wiesen in den letzten Jahren eine deutlich größere Teuerung von z. T. 8 ... 10 % p. a. auf. Deshalb ist der Ansatz von 3 % für diese LCC realistischer als der reine Verbraucherindex, der eine Vielzahl nicht relevanter Sektoren abbildet.

8.3.2.5 Instandhaltungsfristen

Für die IH-Kosten werden die zugrunde liegenden IH-Fristen aus der Richtlinie [DB 892] verwendet. Der Zeitbedarf zur Durchführung der Fristarbeiten wurde abgeschätzt und für die Modellierung der Arbeitskosten in der Instandhaltung verwendet. Für Batterieanlagen wird ein Austausch nach 15 Jahren entsprechend Brauchbarkeitsdauer aus ([BN 918], S. 8) angenommen. Materialkosten werden zusätzlich berücksichtigt.

8.3.2.6 Betrachtungszeitraum und Betriebszeiten

Alle Analysen beziehen sich auf einen Nutzungszeitraum von 35 Jahren. Bei Darstellung der Kostenverläufe wird für Kosten ab 10.000 EUR die geometrisch degressive Abschreibung mit automatischem Wechsel zur linearen Abschreibung verwendet. Dadurch ist die Vergleichbarkeit mit anderen Zeiträumen nicht gegeben. Bei Berücksichtigung der Zahlungsflüsse und –zeitpunkte ohne Abschreibungen in der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist dies dann möglich.

Vereinfachend wird angenommen, dass Anlagen in Betrieb mit maximaler Leistung laufen und die jährliche Betriebszeit im Betrachtungszeitraum konstant bleibt. [JÜR 2011]

8.3.3 Lebenszykluskostenrechnung für den Netzersatz

In dieser LCC werden die Netzersatzvarianten Diesel-NEA, Netzersatz aus FL und Netzersatz mit BZ für die Leistungsgrößen 15 kVA und 30 kVA analysiert. Die jährliche Betriebszeit des Netzersatz wird mit 100 h angenommen ([GRHU 1979], S. 128). Die Kostenmodellierung erfolgt in den folgenden Abschnitten. Havariekosten werden in dieser LCC nicht angesetzt.

8.3.3.1 Diesel-NEA

Als Investitionskosten können nach Auswertung der Angaben aus ([GAL 2013], S. 46–54; [BAL 2013], S. 20; [HEN 2011], S. 3) 85.000 EUR für ein 15 kVA Aggregat und 120.000 EUR für eine 30 kVA Anlage im Jahr 2015 angenommen werden. Die Einrichtung eines entsprechenden Raumes ist inbegriffen.

Die Instandhaltungskosten ergeben sich aus den Personalkosten für die Fristarbeiten aus [DB 892] sowie dem regelmäßigen Tausch der Starterbatterie nach 15 Jahren für 2.000 EUR. ([BAL 2013], S. 20; [HEN 2011], S. 5–14; [MÜH 2013])

Im Betrieb wird ein Kraftstoffverbrauch eines modernen 42 kVA NEA von 8 l/h angenommen ([ETE 2013]). Die durchschnittliche Größe des Kraftstofftanks wird nach Mitteilung der Angaben aus ([DB 819a], S. 10; [DR 1989], S. 18) mit 2.250 l angenommen. Nach 24 Monaten muss der Kraftstoff ausgetauscht werden ([HEN 2011], S. 5–14). Für die Kühlwasserheizung wird ein Leistungsbedarf von 1 kW, für Ladeerhaltung der Starterbatterie 0,03 kW angenommen ([GAL 2013], S. 48–49). Die Heizzeit wird mit 3 Monaten im Jahr (mittlere Temperatur < 5 °C, [DWD 2014]) zu 70 % der Zeit angenommen (= 1.533 h/a). Zusätzlich wird eine Öl-/Kleinteilpauschale von 200 EUR/a angesetzt.

8.3.3.2 Netzersatz aus Fahrleitung (FL)

Aus Erfahrungswerten ([GAL 2013], S. 46–54) können die Investitionskosten 2015 für NEA FL Anlagen inklusive Modulgebäude und Verkabelung zu 110.000 EUR für 15 kVA Anlagen und 160.000 EUR für 30 kVA Anlagen abgeschätzt werden.

Für die Instandhaltung existiert kein eigenes Wartungsprotokoll für NEA-FL Anlagen. Da es aber im Wesentlichen eine Kombination von GR und WR ist, werden die entsprechenden Instandhaltungsprotokolle zur Abschätzung der Wartungsfristen genutzt. Der Tausch des 16,7 Hz GR ist nach 20 Jahren erforderlich (Preis 2015: 20.000 EUR).

Die Betriebskosten bestehen im Wesentlichen aus den Energiekosten. Es wird eine Dauerleistung von 0,06 kW (15 kVA) bzw. 0,12 kW (bei 30 kVA) im Standby-Betrieb zugrunde gelegt. Im Netzersatzbetrieb wird eine Dauerleistung von 12 kW (15 kVA) und 24 kW (30 kVA) angesetzt.

8.3.3.3 Netzersatz aus Brennstoffzelle (BZ)

Die Investitionskosten einer BZ-Anlage können durch Extrapolation aus Erfahrungswerten ([GAL 2013], S. 46–54) ermittelt werden. Für eine komplette 15 kVA BZ-NEA sind 2015 Kosten von 95.000 EUR realistisch. Eine 30 kVA Anlage wird Kosten von 175.000 EUR verursachen.

Für die Instandhaltung ergeben sich durch die Möglichkeit der Ferndiagnose große Einsparungen, da Inspektionen zustandsabhängig durchgeführt werden können. Der Großteil wird für regelmäßige Prüfungen und Brennstoffergänzung aufgebracht. Nach 25 Jahren ist ein Austausch/Wartung der BZ-Module erforderlich (Preis 2015: 20.000 EUR).

Nach Erfahrungswerten ([GAL 2013], S. 49–50) entstehen im Betrieb Kosten durch die Heizung in 1533 h/a (1 kW) und Lüftung (0,5 kW) der BZ. Die Dauerleistung im Standby-Betrieb beträgt 0,03 kW, die Maximalleistung bei Netzersatzbetrieb 15 kW bzw. 30 kW. Der nutzbare Energieinhalt eines 300 bar Flaschenbündels beträgt bei 50 % Wirkungsgrad der BZ 0,37 kWh/l, der Preis für diese 300 bar Flaschenbündel bei Anlieferung 0,2 EUR/l ([KOM 2004]).

8.3.3.4 Kostenverläufe

Die Kostenverläufe unter Einbeziehung der Wertverläufe über Abschreibungen zeigen Abb. 8-1 und Abb. 8-2. Eine korrekte Bewertung der Kosten ist jedoch erst im Rahmen der Diskontierung in der WKR möglich. Einzelheiten zur Kostenstruktur der unterschiedlichen NEA zeigt Anhang A.14.

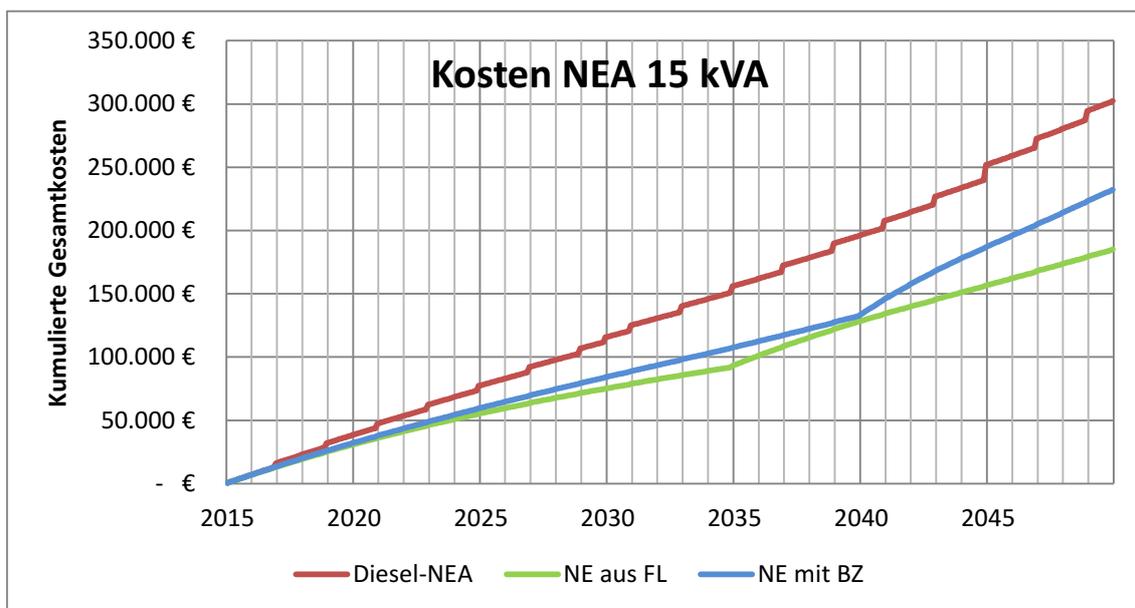


Abb. 8-1: Gesamtkosten NEA 15 kVA mit Abschreibungen

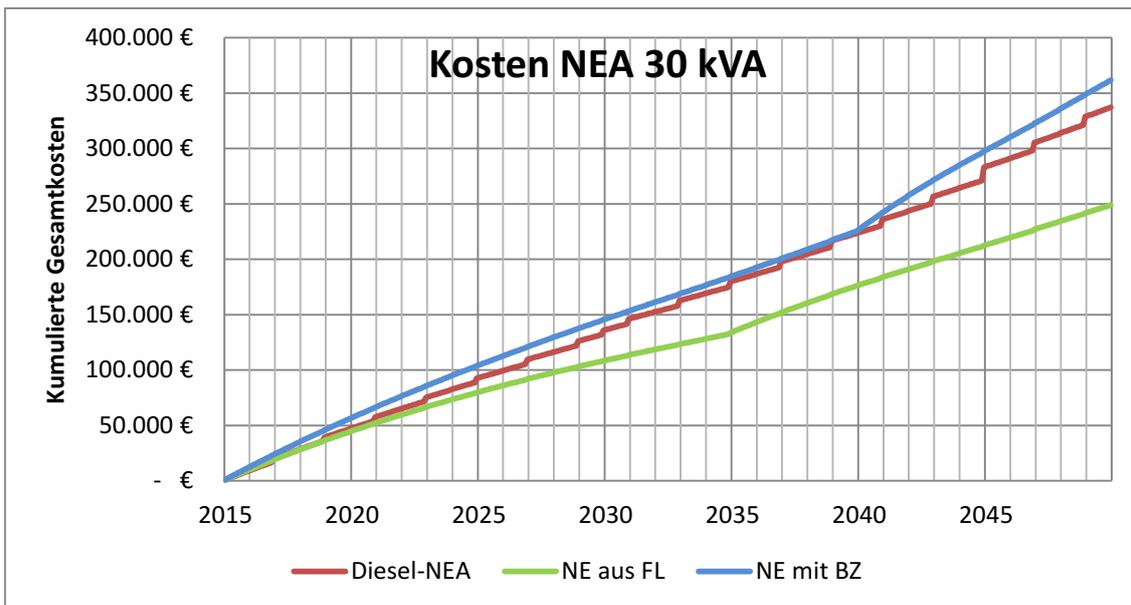


Abb. 8-2: Gesamtkosten NEA 30 kVA mit Abschreibungen

8.3.4 Lebenszykluskostenrechnung für die Erneuerung der EV-Anlage

In der LCC der EV-Anlage werden fünf Umbauvarianten für eine bestehende, abgängige 30 kVA RSTW-EV-Anlage untersucht:

- Bestands-EV-Anlage
- Durcharbeitung der EV-Anlage (DUA EV)
- KEV mit Diesel-NEA (KEV)
- KEV mit Netzersatz aus der Fahrleitung (KEV FL)
- KEV mit Netzersatz durch Brennstoffzellensystem (KEV BZ)

8.3.4.1 Bestands-Energieversorgungsanlage

Es wird davon ausgegangen, dass die Bestands-EV-Anlage zur Herstellung der Regelkonformität nach DIN VDE einer sofortigen (Jahr 2015) Nachrüstung der Schutzmaßnahmen (Berührungsschutz) im Umfang von 15.000 EUR und einer Nachrüstung der Isolationsüberwachung von 10.000 EUR bedarf. Zudem wird zur Gewährleistung der Betriebsfähigkeit eine Minimalinstandsetzung der EV-Anlage in Höhe von 50.000 EUR erforderlich. Nach 10 Jahren muss die Innenverkabelung erneuert werden (Kosten 2015: 40.000 EUR). Weitere Minimalinstandsetzungen finden 2035 und 2045 statt.

Die Instandhaltung wird gemäß Wartungsrichtlinie durchgeführt (siehe Wartungsintervalle in Tabelle Lebenszykluskostenanalyse.xlsx). Zusätzlich zu den Arbeitskosten wird eine sofortige Erneuerung der Batterie (20.000 EUR), der NEA-Ansteuerung (16.000 EUR), die Erneuerung der GR (15.000 EUR) und das sofortige Abdrehen der Dauerbetriebs-Umformer (5.000 EUR, [MÜH 2013], S. 76) erforderlich sein.

Es wird eine etwas ältere Batteriebauform mit mittlerem Wartungsaufwand eingesetzt. Nach dreimaligem Aufarbeiten der Umformer werden diese gegen WR ausgetauscht (nach 6 Jahren, Kosten: 75.000 EUR). Es wird angenommen, dass zwei Drittel der Umformer im Anlaufbetrieb arbeiten, welche erst nach 10 Jahren aufgearbeitet und nach 30 Jahren gegen WR ausgetauscht werden. Nach jeweils 20 Jahren müssen die GR und WR erneuert werden. Die Batterie wird alle 15 Jahre ausgetauscht, die NEA-Steuerung nach 30 Jahren.

Zu den Betriebskosten zählen die durch eine hohe Verlustleistung (20 %; 6 kW) und Lüfter (1 kW, zu 70 % der Zeit: 6.132 h/a) entstehenden Energiekosten und die Störungskosten. Für die Störungskosten werden neben den Verspätungskosten auch Störbeseitigungskosten von 4.200 EUR pro Störung angesetzt ([MÜH 2013]). Der mittlere Störabstand wird mit 3 Jahren angesetzt, da in der Altanlage mit zunehmender Störungshäufigkeit gerechnet werden muss. Die Betriebskosten eines Diesel-NEA (Abschnitt 8.3.3.1) sind ebenfalls in der Betrachtung enthalten.

8.3.4.2 Durcharbeitung der Energieversorgung (DUA-EV)

Für die Durcharbeitung der EV-Anlage ist ebenfalls die Nachrüstung des Berührungsschutzes (15.000 EUR) und der Isolationsüberwachung (10.000 EUR) notwendig. Außerdem erfolgt eine sofortige DUA der Schaltfelder für 350.000 EUR (Jahr 2015). Nach 10 Jahren ist eine Erneuerung der Innenverkabelung erforderlich (40.000 EUR). Eine Folge-Durcharbeitung für 175.000 EUR wird nach 30 jährigem Betrieb notwendig sein.

Die Instandhaltung wird gemäß Wartungsrichtlinie durchgeführt (siehe Wartungsintervalle in Tabelle Lebenszykluskostenanalyse.xlsx). Im Rahmen der DUA wird eine moderne Batterie eingebaut und die Umformer werden durch WR ersetzt. Für das bestehende NEA ist eine sofortige Erneuerung der Ansteuerung (Dieselsteuerschrank) notwendig (16.000 EUR). GR werden im Rahmen der DUA erneuert und anschließend wie die WR alle 20 Jahre ausgetauscht (15.000 EUR). Es ergeben sich deutliche Einsparungen bei der Wartung durch den Entfall der rotierenden Wandler und den Einsatz einer wartungsarmen Batterieanlage.

Bei den Betriebskosten wird eine Verlustleistung von 4,5 kW (15 %) und die Leistung der Lüfter (1 kW) mit der gleichen Betriebszeit wie bei der Bestands-EV angenommen. Die Störungskosten pro Störung entsprechen denen der Altanlage, der mittlere Störabstand zeigt mit 7 Jahren eine deutliche Verbesserung der Ausfallsicherheit der EV-Anlage im Vergleich zur Bestands-EV.

8.3.4.3 Kompaktenergieversorgung mit Diesel-NEA (KEV)

Eine KEV verursacht als komplette Neuanlage Kosten von ca. 475.000 EUR. Zusätzlich wird in dieser Variante ein modernes 30 kVA Diesel-NEA für 120.000 EUR installiert. Weitere Nachrüstungen sind nicht erforderlich, da die Anlage dem Stand der Technik entspricht.

Die Instandhaltung wird gemäß Wartungsrichtlinie durchgeführt (siehe Wartungsintervalle in Tabelle Lebenszykluskostenanalyse.xlsx). Durch moderne Batterien, lüfterlose GR und WR sowie den Entfall der Umformer kann der IH-Bedarf deutlich reduziert werden. Der Austausch der Batterie und GR/WR erfolgt nach den bekannten Fristen und Kostensätzen. Eine Erneuerung der Dieselsteuerung wird innerhalb der Betriebszeit nicht notwendig sein, lediglich der fristgemäße Tausch der Starterbatterie ist notwendig.

Im Vergleich zur Altanlage ergeben sich Energieeinsparungen aufgrund eines höheren Wirkungsgrades der KEV (Verlustleistung 8 %; 2,4 kW) und dem Verzicht auf Lüfter. Die Störungskosten der KEV (pro Störung, ohne Verspätung) werden mit 1.500 EUR angesetzt. Der mittlere Störabstand beträgt wegen der geringen Störungshäufigkeit 15 Jahre, Frühausfälle fallen unter die Gewährleistung des Herstellers. Die Kosten eines Diesel-NEA sind enthalten (vgl. Abschnitt 8.3.3.1).

8.3.4.4 Kompaktenergieversorgung mit Fahrleitung (KEV FL)

Bei dieser Variante wird eine KEV (475.000 EUR) errichtet und der Netzersatz aus der Fahrleitung installiert (160.000 EUR).

Die Instandhaltung vereinfacht sich gegenüber der Variante KEV nochmals deutlich, da das wartungsaufwändige Diesel-NEA entfällt. Die Fristarbeiten an der KEV Schaltanlage entsprechen denen aus Abschnitt 8.3.4.3. Gleiches gilt für die Störungskosten.

Die Betriebskosten können ebenfalls deutlich reduziert werden (vgl. Abschnitt 8.3.3.2).

8.3.4.5 Kompaktenergieversorgung mit Brennstoffzelle (KEV BZ)

In der Variante KEV BZ wird eine 30 kVA Brennstoffzellenanlage zusätzlich zur KEV als Netzersatz errichtet (Kosten: 175.000 EUR).

Die Instandhaltungskosten entsprechen denen der KEV, jedoch abzüglich der Diesel-NEA Kosten. Dafür werden Kosten der BZ-Anlage gem. Abschnitt 8.3.3.3 wirksam.

Die Störungskosten bleiben unverändert, die Betriebskosten verändern sich durch den Entfall des NEA und weisen zusätzlich die Kosten aus Abschnitt 8.3.3.3 auf.

8.3.4.6 Kostenverläufe

Mit den dargestellten Varianten und in der Kalkulationstabelle ausführlich dokumentierten Annahmen und Parametern ergibt sich folgender Kostenverlauf unter Berücksichtigung der Wertentwicklung über Abschreibungen (Abb. 8-3).

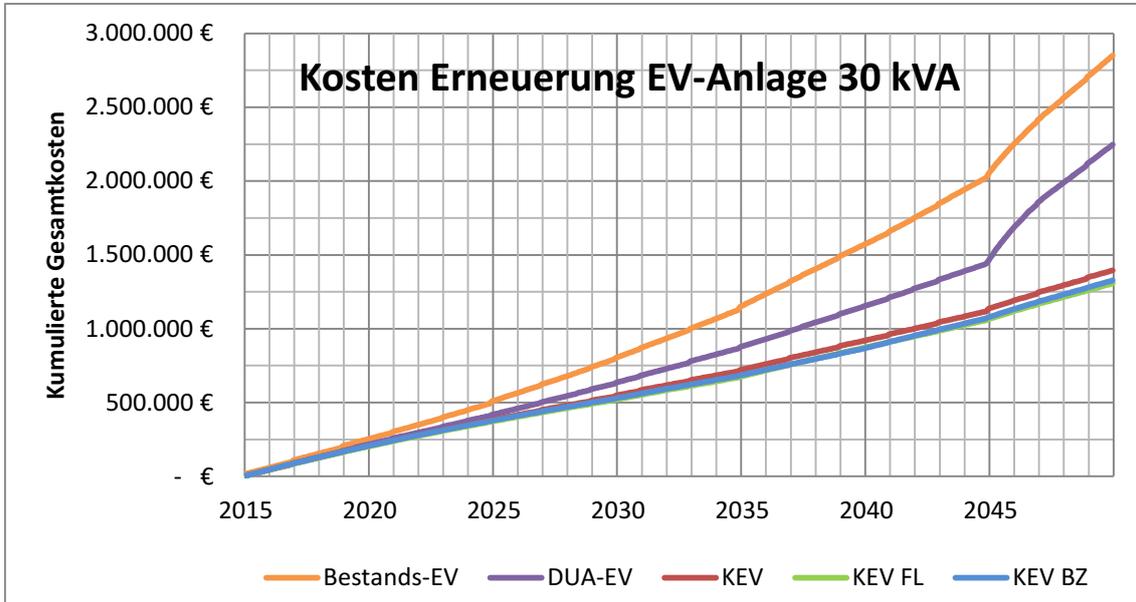


Abb. 8-3: Gesamtkosten Varianten Umbau EV-Anlage 30 kVA mit Abschreibungen

Dabei ergibt sich die folgende Aufteilung auf die Kostenkategorien (Abb. 8-4):

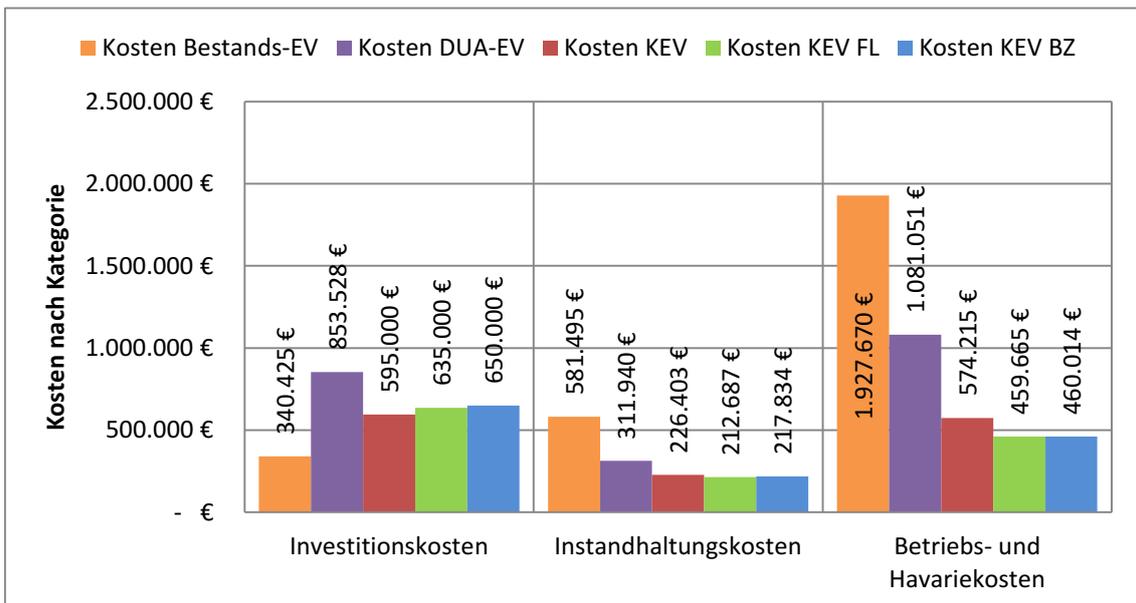


Abb. 8-4: Aufteilung Gesamtkosten Varianten Umbau EV-Anlage 30 kVA

Einzelheiten zu Instandhaltungszeitbedarf, -kosten und deren Aufteilung für die unterschiedlichen Varianten enthalten Anhang A.15 und Anhang A.16.

8.4 Wirtschaftlichkeitsrechnung (WKR)

8.4.1 Allgemeines

Nachdem in Abschnitt 8.3 die Kostenverläufe für die beiden LCC ermittelt wurden, erfolgt nun die Auswertung mittels einer WKR. Um korrekte Aussagen zu erhalten, ist neben der Betrachtung der Höhe der Kosten auch der Zahlungszeitpunkt maßgebend.

Zahlungen unterschiedlicher Höhe können gleichwertig sein, wenn sie zu unterschiedlichen Zeiten stattfinden. In Abhängigkeit von der Verzinsung (z. B. Zinssatz $i = 10\%$) sind heutige Zahlungen von 100 EUR beispielsweise genauso viel Wert wie eine Zahlung von 110 EUR in einem Jahr. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass zukünftige Zahlungen um den Zinssatz i abgezinst werden müssen, um den Gegenwartswert zu erhalten. Es muss deshalb bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen immer auf die Vergleichbarkeit von Zahlungen geachtet werden. ([CHKO 2009], S. 97–98)

Zunächst müssen deshalb für die LCC-Varianten die Kostenverläufe nach Wirksamkeit der Zahlung ermittelt werden (siehe Abb. 8-5, Abb. 8-6 und Abb. 8-7). Die Entwicklung der zahlungswirksamen IH-Kosten zeigt Anhang A.17.

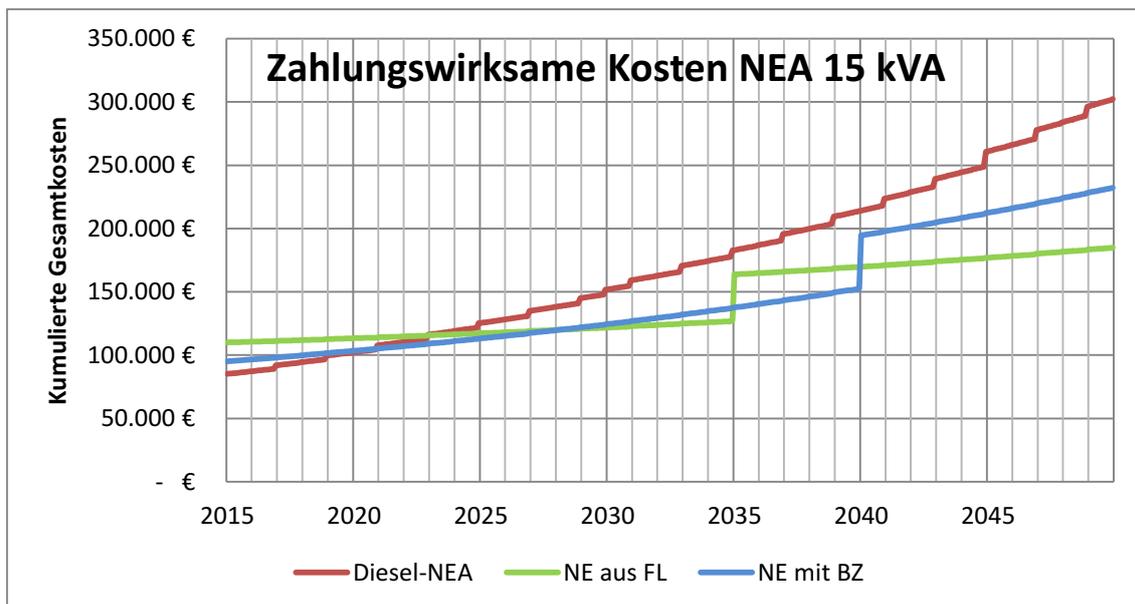


Abb. 8-5: Zahlungswirksame Gesamtkosten ohne Abschreibung NEA 15 kVA

Abschreibungen finden in der WKR keine Anwendung, da nur Ein- und Auszahlungen als zahlungswirksame Elemente berücksichtigt werden. Je nach Zeitpunkt der Wirksamkeit der Zahlungen und der gewählten Verzinsung, wirken sie sich auf den heutigen Gegenwartswert (Barwert, Kapitalwert) aus. Durch den Vergleich der Kapitalwerte aller Investitionsvarianten kann in einer WKR die Variante mit den geringsten Lebenszykluskosten ermittelt werden (Kapitalwertmethode) ([BGGK 2009], S. 10–14).

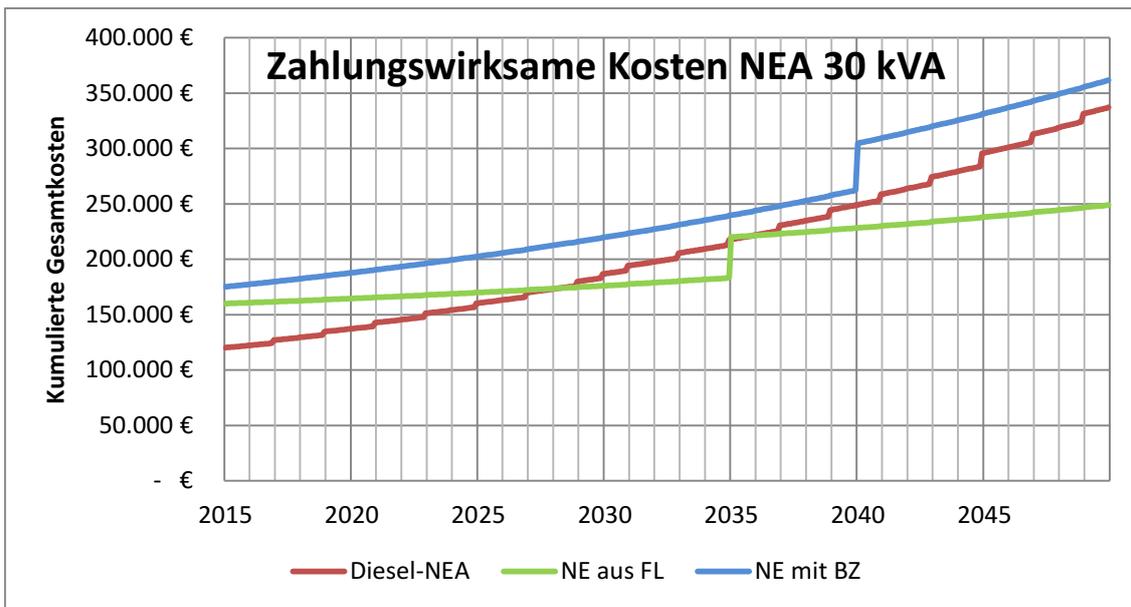


Abb. 8-6: Zahlungswirksame Gesamtkosten ohne Abschreibung NEA 30 kVA

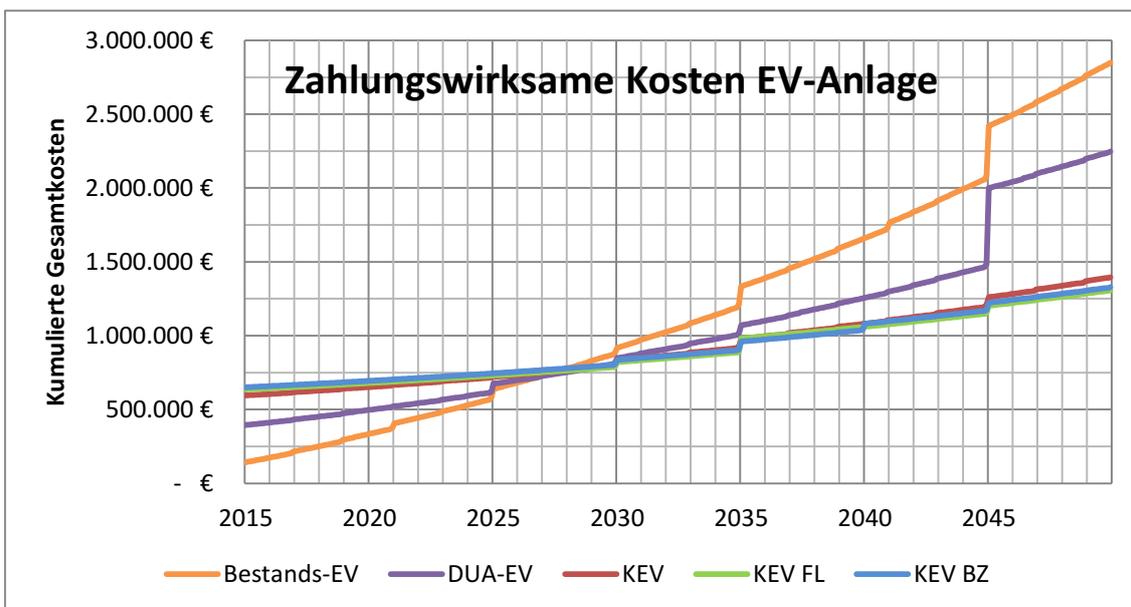


Abb. 8-7: Zahlungswirksame Gesamtkosten ohne Abschreibung EV-Anlage 30 kVA

Neben der Kapitalwertmethode werden in dieser WKR auch die Methoden Interner Zinsfuß und Amortisationsdauer verwendet. Alle Berechnungen sind in der Datei *Wirtschaftlichkeitsrechnung.xlsx* enthalten.

Es muss angemerkt werden, dass die berechneten Werte für einen Betrachtungszeitraum von 35 Jahren gelten. Andere Zeiträume können mit den Verfahren nach Bedarf ebenfalls berechnet werden, da die Zahlungsreihen geschlossen vorliegen.

8.4.2 Berechnung des Kapitalwerts

Die Kapitalwertmethode beruht auf der Berechnung des aktuellen Wertes einer Reihe zukünftiger Zahlungen (Einnahmen/Ausgaben) und kann wegen ihrer Einfachheit für komplexe Investitionsentscheidungen verwendet werden. Das Verfahren besteht darin, dass künftige Beträge auf einen Referenzzeitpunkt (meist Investitionsbeginn) abgezinst werden. Der Barwert K_0 einer Zahlung K_n zu einer Zinsperiode n kann berechnet werden zu: ([CHKO 2009], S. 98–99; [BRO 2009], S. 320–321)

$$K_0 = K_n \cdot (1 + i)^{-n} \quad \text{Formel 8-2}$$

K_0 – Barwert

i – kalkulatorischer Zinssatz [%]

K_n – Zahlung in der n -ten Zinsperiode

n – Zinsperiode

Durch Summierung der Gegenwartswerte aller Kapitalflüsse kann der Kapitalwert der Investition berechnet werden: ([BRO 2009], S. 320–321; [ULM 2006], S. 56)

$$K_0 = \sum_{n=0}^N \frac{E_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=0}^N \frac{A_n}{(1+i)^n} \quad \text{Formel 8-3}$$

K_0 – Kapitalwert

i – kalkulatorischer Zinssatz [%]

E_n – Einnahme in der n -ten Zinsperiode

N – Anzahl Zinsperioden

A_n – Ausgabe in der n -ten Zinsperiode

n – Zinsperiode

Damit ist eine Vergleichbarkeit gegeben. Eine Investition ist dann vorteilhaft, wenn ihr Kapitalwert größer als Null ist. Das bedeutet, dass das Projekt eine höhere Verzinsung als eine Anlage am Kapitalmarkt bietet. Bei reinen LCC-Betrachtungen werden nur Kosten und keine Erlöse betrachtet. Dort ist die Variante mit dem niedrigsten Kapitalwert die vorteilhafteste. ([ULM 2006], S. 56)

Für den Zinssatz i wird der übliche Marktzinssatz verwendet, zu dem ein Unternehmen ein Kredit über die Investitionssumme aufnehmen kann. Unternehmen bemessen den kalkulatorischen Zinssatz meist nach ([BGGK 2009], S. 34–35):

$$i = r_{EK}(1 - s) \quad \text{Formel 8-4}$$

i – kalkulatorischer Zinssatz [%]

r_{EK} – geforderte Eigenkapitalrendite [%]

s – Steuersatz [%]

Bei der aktuell günstigen Kreditzinssituation wird mit einem konservativen jährlichen Zinssatz von 3,5 % gerechnet.

Die berechneten Kapitalwerte für die Neubauvarianten der 15 kVA und 30 kVA NEA sind in Abb. 8-8 dargestellt. Der Netzersatz aus der Fahrleitung ist in beiden Leistungsgrößen die mit großem Abstand wirtschaftlichste Variante. Bei der 15 kVA Netzersatzanlage ist die BZ gegenüber dem Diesel-NEA ebenfalls wirtschaftlich. Das liegt vor allem an den geringen laufenden Kosten und angemessenen Investitionskosten im Vergleich zum Diesel-NEA. Bei größeren Leistungen (30 kVA) ist die BZ jedoch wegen derzeit hohen

Investitionskosten unwirtschaftlich; die Mehrkosten im Vergleich zum Diesel-NEA werden über die gesamte Laufzeit nicht amortisiert.

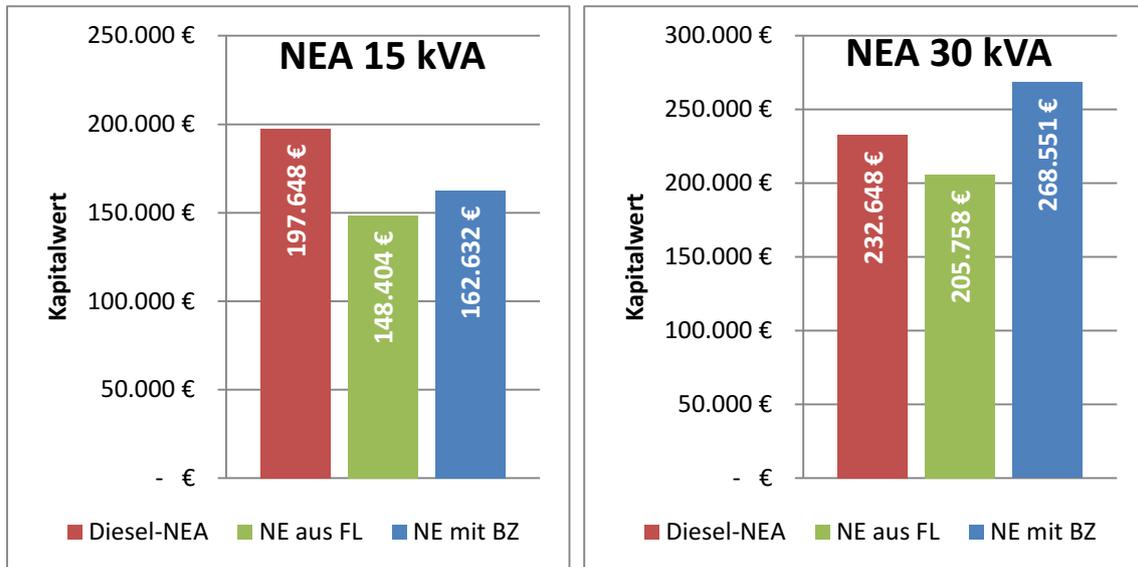


Abb. 8-8: Kapitalwerte für NEA Neubauvarianten

Die Kapitalwerte der Umbauvarianten für die 30 kVA EV-Anlage zeigt Abb. 8-9. Die KEV ist in allen Ausprägungen deutlich wirtschaftlicher als die DUA oder die Bestands-EV-Anlage. Das ist bemerkenswert, da die hohen jährlichen Betriebs- und Störungskosten und späteren Ersatzinvestitionen der DUA und Bestands-EV stark abgezinst werden, während die KEV sofort wirksame hohe Investitionskosten aufweist. Trotz sehr unterschiedlicher Kostenverläufe bei den KEV-Varianten (Investitions-, Betriebs- und IH-Kosten) liegen die Kapitalwerte (Gesamtkosten) eng beieinander.

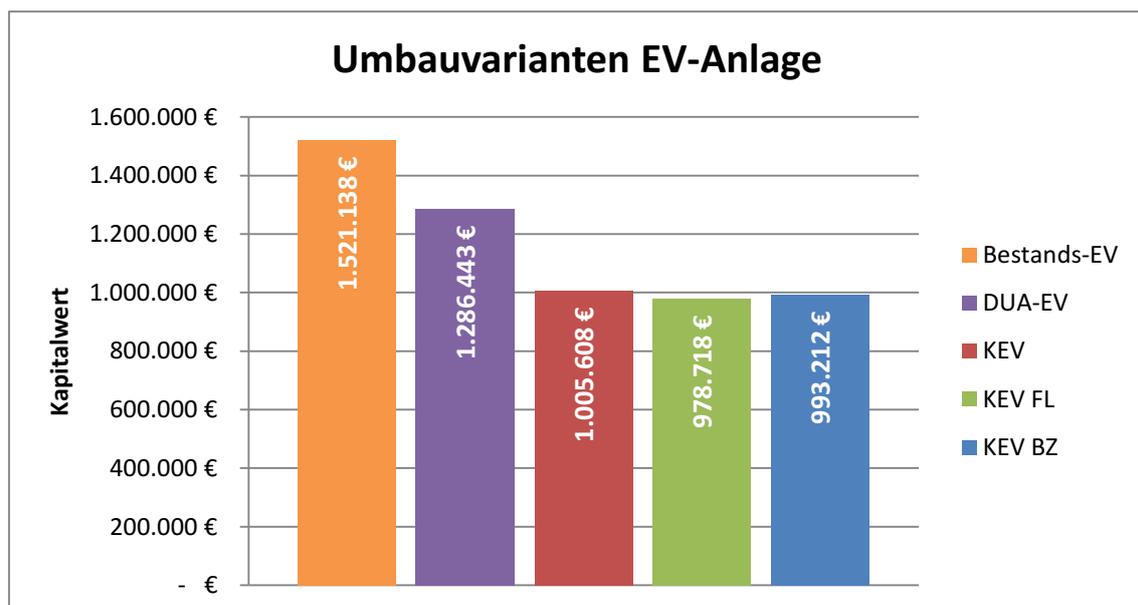


Abb. 8-9: Kapitalwerte für Umbauvarianten EV-Anlage 30 kVA

8.4.3 Berechnung der Rendite

Mit der Methode *Interner Zinsfuß (Internal Rate of Return)* wird der Zinssatz i errechnet, bei dem der Gegenwartswert der Kosten dem Gegenwartswert der Erlöse entspricht (Kapitalwert = 0):

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{E_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=0}^N \frac{A_n}{(1+i)^n} \quad \text{Formel 8-5}$$

i – interner Zinsfuß [%] n – Zinsperiode N – Anzahl Zinsperioden
 E_n – Einnahme in der n -ten Zinsperiode A_n – Ausgabe in der n -ten Zinsperiode

Der Vorteil des Konzeptes liegt darin, dass keine Zinsrate zur Berechnung des Kapitalwerts geschätzt werden muss und Projekte, die Kosten auf später verschieben, nicht mehr bevorzugt werden. ([BRO 2009], S. 321–322)

Der *Interne Zinsfuß* kann als Rendite einer Investition interpretiert werden. Dazu werden die Ausgaben den Einnahmen über die Lebensdauer gegenüber gestellt. In den hier vorgestellten Analysen werden die Einnahmen als eingesparte Kosten im Vergleich zu einer Referenzvariante (Status quo) interpretiert. Für die NEA Investitionsalternativen ist dies das Diesel-NEA, bei der Erneuerung der EV-Anlage die Bestands-EV-Anlage. Die Ergebnisse sind in Abb. 8-10 dargestellt.

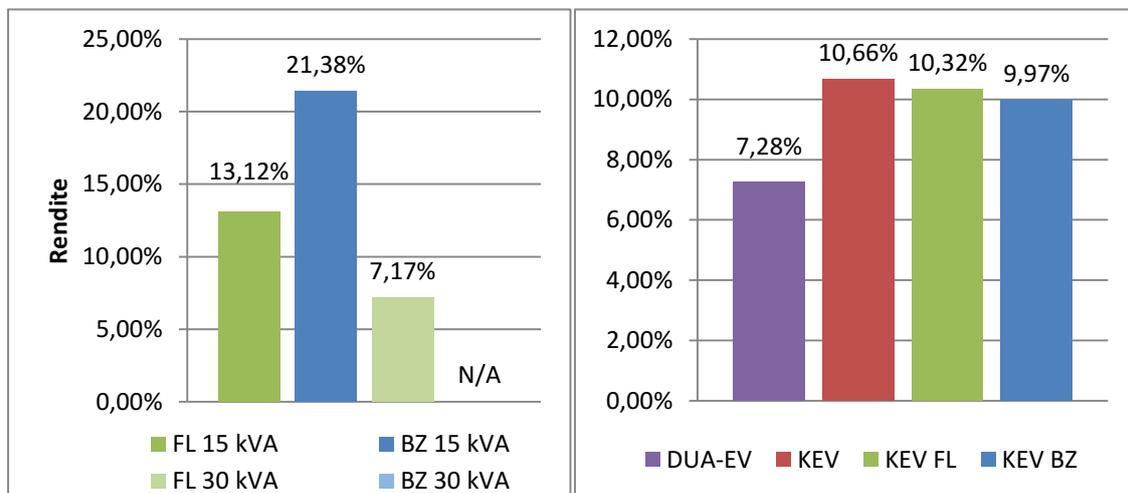


Abb. 8-10: Interner Zinsfuß der LCC-Varianten

Der berechnete Kapitalzins des Projektes kann zur Entscheidungsfindung genutzt werden, ob ein Projekt durchgeführt werden sollte. Aus wirtschaftlicher Sicht sollte ein Projekt durchgeführt werden, wenn die Kapitalverzinsung oberhalb der durchschnittlichen Kapitalkosten liegen (oberhalb des durchschnittlichen Zinses zur Aufnahme von Kapital). ([BRO 2009], S. 321–322)

Alle Varianten bieten durch Einsparungen im Vergleich zum Status quo eine gute Rendite der Investition. Bei heutigen Kreditzinsen um die 2 % ist auch nach Abzug der Finanzierung noch eine gute Rendite mit den Erneuerungen zu erzielen, da deren Verzinsungen deutlich über diesem Wert liegen.

Die Auswertung zeigt bei der Netzersatz-LCC, dass bei 15 kVA Anlagen die BZ die höchste Rendite erzielt, jedoch bei 30 kVA keine Amortisation mehr erfolgt. Auch die Rendite der FL-Anlage sinkt mit steigender Leistung wegen der höheren Investitionskosten. Für die EV-Erneuerung sind die Renditen der KEV im Vergleich zur DUA deutlich höher. Durch hohe Investitionskosten ist hier die KEV BZ die KEV mit der niedrigsten Rendite. Aus diesem Grund ist es günstiger eine KEV mit Diesel-NEA oder FL-Einspeisung zu wählen.

8.4.4 Berechnung der Rückflussdauer

Bei der Bewertung von Investitionsentscheidungen sind neben Kosten und Rendite auch Unsicherheiten zu betrachten. Einsparungen können z. B. bei unterschiedlichen Varianten kontinuierlich in kleiner Höhe auftreten oder erst nach einigen Jahren in großer Höhe. Da diese späteren Einsparungen aber mit größerer Unsicherheit behaftet sind, sollte auch der Zeitpunkt der Vorteilserzielung mit in die WKR einbezogen werden. Die dafür eingesetzte Methode der Amortisationszeitberechnung (Rückflussdauer) eignet sich auch für den Vergleich von Alternativen mit vergleichbarem Kapitalwert. ([BRO 2009], S. 319–320; [OSRO 1964]; [ULM 2006], S. 58)

Gesucht wird dabei die Zinsperiode n , in der sich die Differenz der Investitionskosten $K_{I, Bestand} - K_{I, Variante}$ der Status quo Variante $K_{I, Bestand}$ und der Investitionsvariante $K_{I, Variante}$ durch die Einsparungen der laufenden Kosten amortisiert:

$$K_{I, Bestand} - K_{I, Variante} = \left(\sum_{n=0}^N \frac{E_{n, Variante}}{(1+i)^n} - \sum_{n=0}^N \frac{A_{n, Variante}}{(1+i)^n} \right) - \left(\sum_{n=0}^N \frac{E_{n, Bestand}}{(1+i)^n} - \sum_{n=0}^N \frac{A_{n, Bestand}}{(1+i)^n} \right) \quad \text{Formel 8-6}$$

- i – interner Zinsfuß [%]
- n – Zinsperiode
- N – Anzahl Zinsperioden
- $E_{n, Bestand}$ – Einnahme in der n -ten Zinsperiode in der Status quo-Variante (Bestands-EV)
- $E_{n, Variante}$ – Einnahme in der n -ten Zinsperiode in der Investitionsvariante
- $A_{n, Bestand}$ – Ausgabe in der n -ten Zinsperiode in der Status quo-Variante (Bestands-EV)
- $A_{n, Variante}$ – Ausgabe in der n -ten Zinsperiode in der Investitionsvariante
- $K_{I, Bestand}$ – Investitionskosten der Status quo-Variante (Bestands-EV)
- $K_{I, Variante}$ – Investitionskosten der Investitionsvariante

Die Ergebnisse der Rückflussdauerberechnung zeigt Abb. 8-11.

Eine Amortisation findet bei der 30 kVA NEA BZ-Anlage nicht statt. Demgegenüber amortisiert sich die 15 kVA NEA BZ bereits nach nur 6 Jahren gegenüber einem Diesel-NEA. Die 15 kVA NEA FL Einspeisung amortisiert sich wegen höheren Investitionskosten nach 10 Jahren.

Da sich die DUA erst nach 20 Jahren gegenüber der Bestands-EV Anlage amortisiert, ist diese Variante unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht zu empfehlen. Alle KEV-Varianten amortisieren sich bereits nach 13 ... 14 Jahren.

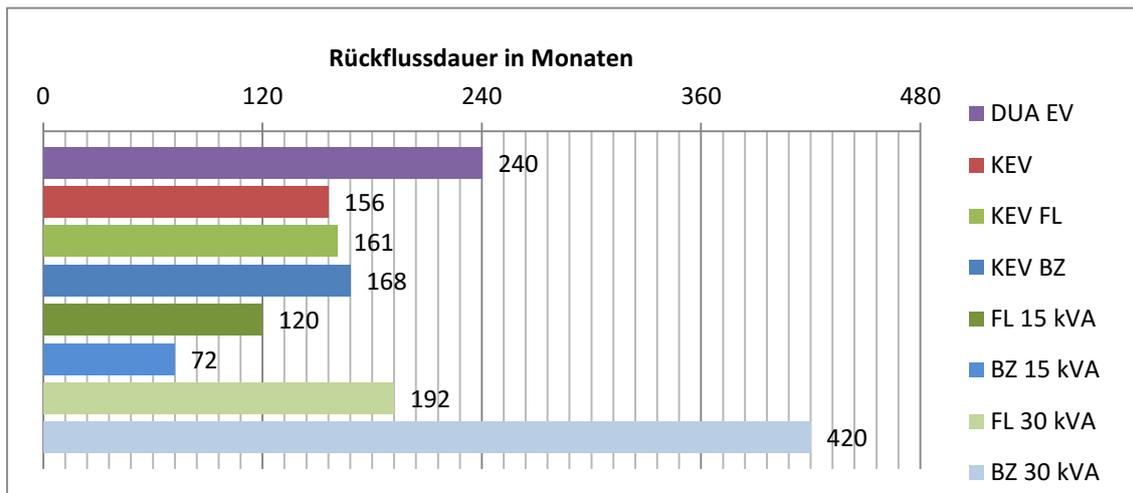


Abb. 8-11: Rückflussdauer der LCC-Investitionsvarianten

Die Amortisationszeit ändert sich, wenn ein anderer kalkulatorischer Zins zugrunde gelegt wird.

8.4.5 Sensitivitätsanalyse

Zur Abschätzung von Unsicherheiten werden bei LCC und WKR Standardverfahren eingesetzt, um diese Unsicherheit einzuschätzen. Eines dieser Verfahren ist die Sensitivitätsanalyse. Mit ihr kann die Einflussstärke einzelner Parameter auf das Ergebnis ermittelt werden. Dazu werden Einzelparameter verändert und die Auswirkungen als Geraden in der sogenannten „Höchster Spinne“ visualisiert. ([BGGK 2009], S. 17–24; [ULM 2006], S. 59)

Die grafische Interpretation der prozentualen Änderung des Kapitalwerts bei Variation des Parameters x entspricht der Steigung s_x der Geraden: ([ULM 2006], S. 112–113)

$$s_x = \frac{\partial K_{0,\%}}{\partial \frac{x}{x_{100\%}}} \quad \text{Formel 8-7}$$

s_x – Anstieg der Gerade in Höchster Spinne

x – Variationsparameter

$\partial K_{0,\%}$ – Änderung des Kapitalwertes in %

$\partial \frac{x}{x_{100\%}}$ – Variation des Parameters x in %

Der Anstieg der LCC kann als grafische Interpretation der Steigung der Geraden angesehen werden:

$$s_x = \frac{\partial K_{0,EUR}}{\partial \frac{x}{x_{100\%}}} \quad \text{Formel 8-8}$$

s_x – Anstieg der Gerade in Höchster Spinne

x – Variationsparameter

$\partial K_{0,EUR}$ – Änderung des Kapitalwertes in EUR

$\partial \frac{x}{x_{100\%}}$ – Variation des Parameters x in %

In dieser Untersuchung wurde eine Sensitivitätsanalyse des Kapitalwertes für die WKR der Erneuerung der EV-Anlage durchgeführt. Als Variationsparameter wurden der kalkulatorische Zinssatz, die Investitionskosten und die Inflationsrate gewählt. Die Ergebnisse sind in A.18 visualisiert.

Eine Änderung des kalkulatorischen Zinssatzes (Anhang A.18, Abb. A.18-1 und Abb. A.18-2) wirkt sich deutlich stärker auf die Kapitalwerte der DUA-EV und der Bestands-EV als auf die KEV-Varianten aus. Hintergrund dafür sind die hohen spät anfallenden Kosten bei den erstgenannten Varianten. Eine Erhöhung des Zinssatzes sorgt für eine stärkere Abzinsung der DUA-EV und Bestands-EV und senkt deren Kapitalwert.

Gegenüber der Variation der Investitionskosten (Anhang A.18, Abb. A.18-3 und Abb. A.18-4) sind die KEV-Varianten deutlich sensitiver als die DUA-EV und Bestands-EV-Anlage. Das liegt in ihrem verhältnismäßig hohen Investitionskostenanteil begründet. Der Kapitalwert der Bestands-EV wird durch Änderungen kaum beeinflusst, da diese Variante durch hohe IH- und Betriebs-/Havariekosten charakterisiert ist.

Durch die Änderung der Inflationsrate werden vor allem die von hohen IH- und Betriebs-/Havariekosten geprägten Varianten DUA-EV und Bestands-EV signifikant beeinflusst. Die KEV-Varianten weisen eine deutlich geringere Sensitivität auf.

Insgesamt besitzen die untersuchten Parameter einen deutlichen Einfluss auf einen Teil der Varianten. Trotzdem bleibt der Kostenvorteil der KEV über den gesamten Variationsbereich (-30 % ... + 30 %) bestehen.

8.4.6 Fazit der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Im Ergebnis der WKR über einen Nutzungszeitraum von 35 Jahren kann für die LCC NEA 15 kVA der Einsatz der Brennstoffzelle empfohlen werden. Durch geringe Lebenszykluskosten, hohe Rendite und sehr kurze Amortisationsdauer eignet sie sich in diesem Leistungsbereich sehr gut zum Ersatz des Diesel-NEA. Anlagen zur Speisung aus der FL weisen hier verhältnismäßig höhere Investitionskosten und eine geringere Rendite auf.

Für die LCC NEA 30 kVA ist dagegen die Variante NEA FL 30 kVA als Vorzugsvariante anzusehen. Die BZ-Anlage kann ihre höheren Investitionskosten im Nutzungszeitraum

nicht amortisieren, deshalb ist aus wirtschaftlicher Sicht das Diesel-NEA die zweitgünstigste Variante.

Die Erneuerung der EV-Anlage sollte bei einem Nutzungszeitraum von 35 Jahren in jedem Fall mittels einer KEV-Anlage erfolgen. Wie die Analysen gezeigt haben, eignet sich die KEV FL als besonders wartungsarme Anlage mit geringen Gesamtkosten, guter Rückflussdauer und attraktiver Rendite. Aber auch der Einsatz einer KEV mit Diesel NEA oder mit BZ weist keine erheblichen Mehrkosten oder Nachteile auf, wobei die KEV BZ eine längere Rückflussdauer und niedrigere Rendite als die KEV mit Diesel NEA aufweist. Für kürzere Nutzungszeiträume (< 13 Jahre) ist gemäß Abb. 8-7 auch der Einsatz der Bestands-EV oder der DUA-EV möglich. Somit bestätigen die Ergebnisse der WKR die in Abschnitt 8.2, Tab. 8-2 festgelegte Entscheidungsmatrix zur Erneuerung der EV-Anlage.

9 Ergebnisse

9.1 Allgemeine Aspekte

9.1.1 Hintergrund und Zielstellung

Energieversorgungsanlagen besitzen eine große Bedeutung für die Verfügbarkeit von Stellwerken. Störungen der EV-Anlage führen zu Folgekosten durch Verspätungen.

Die Ausgangssituation in der Eisenbahnsicherungstechnik ist durch eine große Anzahl älterer Stellwerke (mechanische, elektromechanische und Relaisstellwerke) gekennzeichnet. Sie vereinen einen Anteil von ca. 70 % der Stellwerke und ca. 62 % der gesteuerten Außenanlagen auf sich. Zukünftig muss der Weiterbetrieb dieser Anlagen trotz steigender Alterung gewährleistet werden. Zwar werden mechanische und elektromechanische Stellwerke zunehmend durch elektronische Stellwerke ersetzt, für Relaisstellwerke müssen jedoch Möglichkeiten zur Verlängerung der Nutzungsdauer gefunden werden. Dazu wird ein Erneuerungskonzept vorgeschlagen, dessen Kosten und Wirtschaftlichkeit bewertet sowie die Entscheidungsfindung erleichtert.

9.1.2 Kritische Würdigung der Ergebnisse

Trotz aller Sorgfältigkeit bei der Erstellung der LCC-Modelle und der Parameterwahl stellt jede LCC und damit auch die WKR letztendlich eine Vereinfachung der komplexen tatsächlichen Verhältnisse dar. So unterscheidet sich das reale Betriebsverhalten der Anlagen von den vereinfachenden Annahmen, z. B. bleibt die Leistungsaufnahme über dem Betriebszeitraum nicht konstant. Vereinfachungen führen allerdings bei realitätsnahen Annahmen nur zu geringen Abweichungen. Zudem wurden sämtliche Parameterschätzungen auf Basis von Statistiken, Erfahrungswerten aus vergangenen Projekten und Untersuchungen sowie oft auch durch unabhängige Bestätigung durch zwei unterschiedliche Quellen verifiziert.

In den LCC wurde eine reine Kostenbetrachtung durchgeführt. Sekundäreffekte, wie Störungs- und Verspätungskosten wurden innerhalb des Kostenmodells monetär abgebildet. Einige nicht monetäre Größen können damit jedoch nicht erfasst werden. Als Beispiel dafür gilt der technologische Zustand der Anlagen (*moralischer Verschleiß*). Auch die Betrachtung der Auswirkung auf externe Umwelteffekte (Lärm, Schadstoffe, Gesundheit) ist mit dem vorliegenden Modell nicht erfolgt.

Trotzdem ist das gesamte Modell im Rahmen der gewählten Abgrenzung (fester Betrachtungszeitraum) flexibel einsetzbar und parametrierbar. Für die Untersuchung abweichender Nutzungszeiträume ist außerdem die Analyse der zahlungswirksamen Kostenverläufe geeignet. Die Kalkulationen sind durch die Modelltransparenz ausgehend

von den Eingangsparametern rückverfolgbar. Vorteilhaft ist die gesamthafte Abbildung des Lebenszyklus.

Schwankungen des Kapitalwertes der Lebenszykluskosten wurden mittels einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Diese unterstellt allerdings die Konstanz aller restlichen Parameter, während ein Einzelparameter verändert wird. In der Praxis wird jedoch die zeitgleiche Abweichung mehrerer Parameter erfolgen. Zudem wird keine Aussage über die Wahrscheinlichkeit der Parameterabweichungen getroffen. Das wäre beispielsweise mittels einer Monte-Carlo-Simulation möglich, jedoch wäre deren Aussagekraft eher gering, da keine bekannten Eingangsdaten für die erforderlichen Verteilungen vorhanden sind.

Insgesamt wurden die Ergebnisse entsprechend wissenschaftlichen Standardverfahren erzeugt, ausgewertet und geprüft und werden als verlässlich angesehen.

9.1.3 Relevanz und Verwendbarkeit

Die zusammenhängende Betrachtung der Energieversorgung von Stellwerken schafft die Voraussetzung für eine weiterführende gesamthafte Risiko- und Sicherheitsbetrachtung nach europäischer Norm EN 50126 und der europäischen Verordnung über gemeinsame Sicherheitsmethoden (Common Safety Methods – CSM).

Es wurde ausgehend von der aktuellen Problematik alternder RSTW die wissenschaftliche Aufbereitung dieser Thematik fokussiert. Neuartig sind dabei die berechneten Altersverteilungen der Stellwerke, die Untersuchung der Auswirkungen der Alterung und die Erneuerungskonzeption zur Anbindung an alle RSTW (vgl. Abb. 9-1).

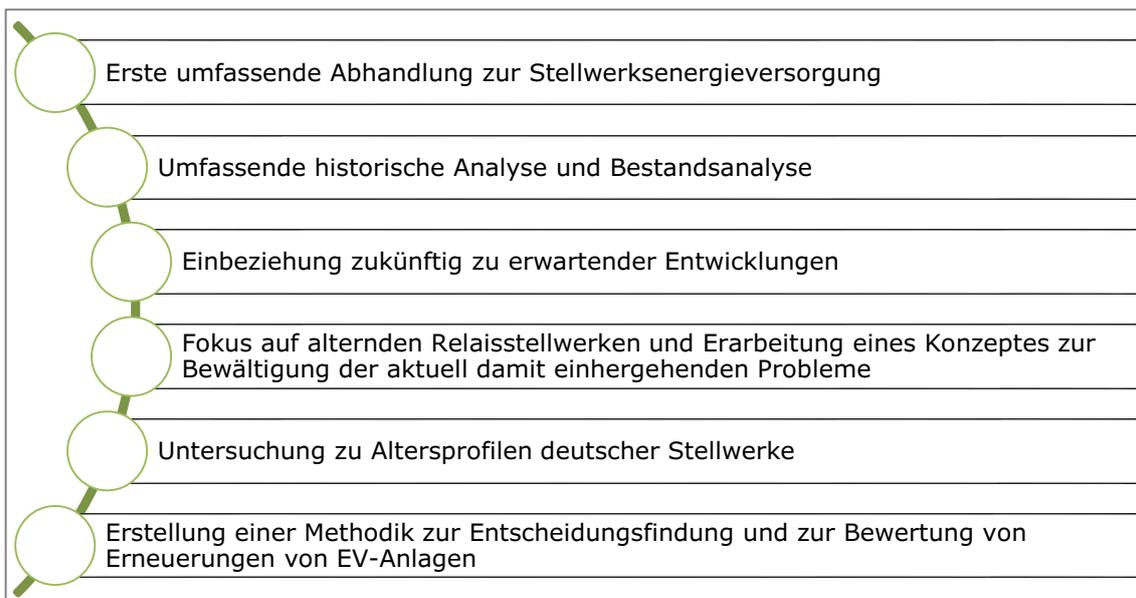


Abb. 9-1: Neugigkeitswert der Untersuchungen

Die Betrachtungen zur Entscheidungsfindung wurden auf Basis der Diplomarbeit von [MÜH 2013] weiterentwickelt. Mit dieser vereinfachten Methodik steht ein logisches und transparentes Verfahren zur Beurteilung der vorteilhaften Erneuerungsvariante bereit. Ein bisher existierendes Verfahren ist nicht bekannt.

Die Kostenbetrachtungen zur Erneuerung des Netzersatzes und der EV-Anlage und das zugrundeliegende Modell sind in ihrer Komplexität und Variantenvielfalt neu und für die Anwendung in der Stellwerks-EV einzigartig. Mit ihr können künftig Erneuerungsvarianten bewertet werden.

9.2 Systematisierung

9.2.1 Forschungsstand

Der typische Zugang zur Energieversorgung erfolgt über einen Netzanschluss. Alternativ können zur netzfernen Versorgung die Fahrleitung oder sonstige Energiequellen genutzt werden. Neben der Leit- und Sicherungstechnik können eine Reihe weiterer Verbraucher aus der Stellwerksenergieversorgung versorgt werden. Bei kleinen Leistungen wird die netzferne Versorgung angewendet.

Aus technologischer Sicht kommen heute neben dem Netzanschluss vor allem Verbrennungsmotoren mit Generator (Netzersatzanlagen), die Speisung aus der Fahrleitung, Brennstoffzellen und Photovoltaik-Systeme als Energiequellen in Frage. Dabei bilden Verbrennungsmotoren und Speisung aus der Fahrleitung die heute eingesetzte Standard-Technik. Brennstoffzellen sind eine Technologie mit großem Weiterentwicklungspotential. Ihre Wirkungsgrade liegen heute bereits deutlich über denen von Verbrennungsmotoren und die Auswirkungen auf die Umwelt können deutlich reduziert werden. In Zukunft ist eine Ablösung des Verbrennungsmotors als Netzersatz durch die Brennstoffzelle zu erwarten. Wegen des hohen Flächenbedarfes und der notwendigen Überdimensionierung kommen Photovoltaik-Anlagen vor allem für kleine Leistungen und zur netzfernen Versorgung zur Anwendung. Zukünftig wird erwartet, dass verstärkt kombinierte Anlagen mit Nutzung von Photovoltaik, Windenergie und Geothermie eingesetzt werden, um eine durchgehende Verfügbarkeit zu ermöglichen.

Die aktuelle Speichertechnologie für elektrische Energie in der Stellwerksenergieversorgung ist die Blei-Säure-Batterie. Bei erfolgreicher Weiterentwicklung von Lithium-Batterien und Redox-Flow-Systemen werden Blei-Säure-Batterien zukünftig durch diese abgelöst werden, wenn größere Energiemengen gespeichert werden sollen. Für Hochleistungsspeicher eignen sich Schwungkrafträder aus Faserverbundwerkstoffen und Superkondensatoren. Gasspeichersysteme können für die netzferne autarke Energieversorgung eingesetzt werden, wenn das Gas aus erneuerbaren Energiequellen vor Ort erzeugt wird.

Die heutigen Energieversorgungsanlagen bieten eine auf die Verbraucher abgestimmte Netz-, Ersatz- und Notversorgung. Der Regelfall ist der Anschluss an ein Versorgungsnetz sowie der Einsatz einer separaten Netzersatzanlage und einer batteriegestützten Notversorgungsanlage. In Abhängigkeit von der Bedeutung des Stellwerks werden unterschiedliche Autonomiezeiten bei Netzausfall und Arten des Netzersatzes angewandt. Für die wichtigen Verbraucher wird eine „*unterbrechungsfreie Stromversorgung – USV*“ realisiert.

Die Versorgungssicherheit wird über international standardisierte Kennwerte erfasst. Einflussfaktoren, Ausfälle und ihre Folgen (Kosten, Verspätungen) sind in Literatur und Statistik gut dokumentiert. Die deutschen Energieversorgungsnetze weisen dabei im internationalen Vergleich eine sehr hohe Verfügbarkeit und Ausfallsicherheit auf. Experten rechnen jedoch mit einer zukünftig abnehmenden Versorgungssicherheit.

Die Verfügbarkeit des Netzersatzes (Verbrennungsmotor oder Fahrleitung) ist deutlich geringer als die des Netzes. Durch die Kombination von Netz- und Netzersatzversorgung wird allerdings eine sehr hohe Gesamtverfügbarkeit gewährleistet. Für die Verfügbarkeit der Schaltanlage stehen Statistiken aus der Literatur zur Verfügung.

9.2.2 Historische Entwicklung

Historisch gesehen entwickelte sich die Energieversorgung von der einfachen Anlage zur Bereitstellung von Hilfsenergie für Zusatzfunktionen im mechanischen Stellwerk hin zur gesicherten und notwendigerweise hochverfügbaren Energieversorgungsanlage in Relais- und elektronischen Stellwerken. Die Anzahl elektrischer Verbraucher und die Ausdehnung des Stellbereiches haben stetig zugenommen. Damit einhergehend veränderte sich auch der Aufbau von der einfach gestalteten Energieversorgungsanlage hin zur redundant und komplex aufgebauten Anlage. Veränderte und zusätzliche Verbraucher führten zu neuen Anforderungen hinsichtlich Spannung, Frequenz und Versorgungssicherheit. Technologische Weiterentwicklungen in der Batterie-, Halbleiter- und Schaltungstechnik wirkten sich auf die eingesetzten Komponenten aus. Die konstruktive Gestaltung der Anlagen führte von einfachen Wandschränken über große Schalttafeln und funktionsorientierte modulare Schaltgestelle hin zur heutigen Schaltschrankbauweise.

9.2.3 Zukünftige Entwicklungen

Für die Zukunft werden einige bemerkenswerte Entwicklungen erwartet. Einen Umbruch in der Philosophie der Energieversorgung stellt dabei die Entkoppelung von Energie- und Datenübertragung bei neuen elektronischen Stellwerken dar. Mit der Einführung der NeuPro Konzeption wird die Datenübertragung über einen Datenbus realisiert, der komplett von der Energiezuführung zu den Anlagen getrennt wird. Mit dem Konzept

des Energiebus und der lokalen Energieversorgung stehen zukünftig neue Möglichkeiten in Ergänzung zur zentralen Energieversorgung zur Verfügung. Dadurch werden erhebliche Kostensenkungen im Bereich der Verkabelung ermöglicht.

Zusätzliche Impulse zur Energieverbrauchsreduktion entstehen durch neue effiziente Architekturen, eine veränderte Klimatisierung und die Verringerung der Batteriereservezeit. Über die Möglichkeit der intelligenten Vernetzung der Anlagen mit Tarifierung wird ebenso diskutiert werden, wie über geänderte Betriebsweisen, z. B. die bedarfsgerechte Einschaltung von Lichtsignalen. Aus technischer Sicht ist die Einführung der Brennstoffzelle als Netzersatz, der Übergang zur modularen, redundanten Bauweise, der Einsatz von Dual-USV und der Ersatz rotierender Maschinen zu erwarten.

In der Instandhaltung wird der Wechsel von der zeitabhängigen Instandhaltung hin zur zustandsabhängigen Instandhaltung vollzogen werden. Dafür ist die Einführung eines Diagnosesystems mit zentraler Bewertung in einem Expertensystem geplant. Zusätzlich soll der Präventionsanteil im Instandhaltungsbudget erhöht werden.

9.2.4 Technikanalyse

Die Analyse der Energieversorgungsanlagen der Relaisstellwerke zeigt, dass einige Unterschiede in der Versorgung der Verbraucher sowie den benötigten Spannungen und Frequenzen bestehen. Der generelle Aufbau der EV-Anlage gestaltet sich jedoch vergleichbar. Ausgehend von dieser technischen Analyse werden die Schnittstellen für den Einsatz einer Kompaktenergieversorgung als Ersatz der alten Anlage identifiziert.

9.3 Erneuerungskonzept

9.3.1 Bedarfs- und Störungsanalyse

Die Notwendigkeit eines Austauschs konnte durch die Auswertung umfangreicher statistischer Daten und Erstellung von Altersprofilen der Relaisstellwerke gezeigt werden. Da im Jahr 2012 bereits 75 % der Relaisstellwerke älter als 33 Jahre waren und die Lebensdauer der Energieversorgungsanlage 35 ... 40 Jahre beträgt, wird auch ein Anstieg der Störungshäufigkeit erwartet. Auch die erstellte Altersprognose bestätigt diese Einschätzung.

Aus der Analyse des Anlagenzustands geht hervor, dass viele Energieversorgungsanlagen in Relaisstellwerken technologisch veraltet und stark erneuerungsbedürftig sind. Unter diesen Voraussetzungen ist nur eine komplette Erneuerung sinnvoll. Ausgehend von aktuellen Statistiken wurden Kennwerte zu Störungen berechnet und mit früheren Untersuchungen und internen Daten der DB Netz AG abgeglichen. Auch die daraus entstandenen Verspätungen und Auswirkungen auf die Sicherheit wurden aufgezeigt.

9.3.2 Umsetzung des Erneuerungskonzepts in Pilotanlagen

Die prognostizierte Altersentwicklung erfordert eine deutlich größere Menge an Erneuerungen der Energieversorgung, die mit den vorhandenen Konzepten Neubau eines elektronischen Stellwerks und Durcharbeitung nicht erreicht werden können. Dafür wurde das Erneuerungskonzept der Kompaktenergieversorgung entwickelt.

Die modular und skalierbar aufgebaute Kompaktenergieversorgung ermöglicht die Versorgung unterschiedlicher Stellwerksbauformen über definierte Schnittstellenmodule. Damit wird den unterschiedlichen Anforderungen an die Verbraucherspannungen Rechnung getragen. Die Verteilung und Anbindung an das Stellwerk erfolgt über das Energieverteilermodul. Die für alle Bauformen eingesetzten Standard- und Netzumschaltmodule sind nach einheitlichen Prinzipien aufgebaut.

Im Vergleich zu den bestehenden Erneuerungsvarianten werden erheblich Verbesserungen in den Bereichen Installation, Technik und Instandhaltung erzielt. Die positiven Ergebnisse der Auswertungen von Pilotanlagen bestätigen dies. Die erste Anlage auf Basis des Erneuerungskonzeptes wurde Ende 2013 in Weimar in Betrieb genommen.

9.3.3 Methodik zur Entscheidungsfindung

Von den zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Erneuerung der Energieversorgung wurden die Varianten Minimalinstandsetzung, Durcharbeitung und Einsatz einer Kompaktenergieversorgung näher untersucht.

Auf der Basis eines dreistufigen Verfahrens zur Entscheidungsfindung wurde anhand einer Vielzahl von Kriterien die optimale Erneuerungsvariante ermittelt. In Stufe I erfolgte dafür zunächst die Bestandsaufnahme und Ermittlung der zukünftigen Anlagenstrategie. Stufe II ist durch die Auswertung des Anlagenzustands geprägt. Mit diesen Informationen kann in Stufe III eine Inspektion mit Festlegung der Erneuerungsvariante erfolgen. Dazu wurde eine Entscheidungsmatrix entwickelt.

In einer Lebenszykluskostenrechnung konnten die Kostenstrukturen verschiedener Netzersatzanlagen und verschiedener Erneuerungsvarianten modelliert und Kostenverläufe ermittelt werden. Die Auswertung erfolgte in der anschließenden Wirtschaftlichkeitsrechnung und zeigte, dass Netzersatzanlagen der Größe 15 kVA als Brennstoffzellenanlagen ausgeführt werden sollen. Für 30 kVA Netzersatzanlagen ist die Speisung aus der Fahrleitung die betriebswirtschaftlich optimale Variante. Ist an der Strecke keine Fahrleitung vorhanden, sollte das Diesel-NEA gewählt werden.

Bei der Analyse der Erneuerungsvarianten der Energieversorgung in Relaisstellwerken zeigte sich, dass über einen Zeitraum von 35 Jahren die Kompaktenergieversorgung mit Netzersatz aus der Fahrleitung die Vorzugsvariante sein sollte. Für kürzere Einsatzzeiten

(< 13 Jahre) eignen sich die Varianten Minimalinstandsetzung oder Durcharbeitung. Die Sensitivitätsanalyse bestätigt die Kostenvorteile der Kompaktenergieversorgung über den gesamten untersuchten Variationsbereich.

9.4 Ansätze für weiterführende Untersuchungen

Die bei Bestandsstellwerken wichtige Frage der Zulässigkeit von Umbauten und Änderungen unter Berücksichtigung des bestehenden Sicherheitsnachweises muss für die einzelnen Stellwerksbauformen gesondert untersucht werden.

Im Rahmen der vorliegenden LCC werden nur die internen Kosten der verschiedenen Varianten sowie Störungen und Verspätungen berücksichtigt. Jede der Varianten weist jedoch auch noch weitere externe Kostenstrukturen auf (z. B. Auswirkungen auf Gesellschaft und die Umwelt durch Abgase, Primärenergieverbrauch usw.). Es ist zu erwarten, dass bei einer entsprechend vertieften Analyse die Kosten der konventionellen Anlagen (z. B. Diesel-NEA) steigen werden, während die Kosten moderner Technologien wie z. B. der Brennstoffzelle nur gering beeinflusst werden.

Ein weiterer Ansatzpunkt ist die Ausweitung der vertieften Altersstrukturanalyse auf weitere Stellwerksgenerationen (z. B. mech. Stw). Dafür ist jedoch eine höhere Datenqualität erforderlich, da die vorhandenen Datensätze verhältnismäßig wenige bekannte Inbetriebnahmejahre enthalten. Ebenso kann die Zustandsanalyse auf weitere Bauformen ausgeweitet werden.

Für die Schätzung der Parameter in den Modellen kann anstelle der Annahme von festen Werten auch eine Verteilung zugrunde gelegt werden. Eine Untersuchung zur korrekten Parameterabbildung in entsprechenden Verteilungen und zur Berechnung der Auswirkungen ist denkbar. Sinnvoll erscheint hier die Anwendung von Monte-Carlo-Simulationen.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1:	Anteile der Stellwerkstechniken (Daten: [KLE 2014], S. 4)	17
Abb. 1-2:	Anzahl STE und Anteile STE der Stellwerkstechniken	17
Abb. 1-3:	Herangehensweise bei den Untersuchungen	21
Abb. 2-1:	Mastschalter und Schalterantrieb der OSE	25
Abb. 2-2:	Sendemast und Technikcontainer GSM-R BTS	25
Abb. 2-3:	Kombinierte HOA/FBOA	26
Abb. 2-4:	Schaltheis und Außenanlagen einer BÜSA.....	27
Abb. 2-5:	Bedienoberflächen verschiedener Stellwerkstechniken.....	28
Abb. 2-6:	Energiebilanz Dieselgenerator, Daten: [HEN 2011], S. 4.....	30
Abb. 2-7:	Abgaszusammensetzung moderner Dieselmotoren, Daten: [HEN 2011]	30
Abb. 2-8:	Das Prinzip der PEFC-Brennstoffzelle [WIR 2014].....	32
Abb. 2-9:	Energiebilanz PAFC; Daten: ([ZABO 2013b], S. 431)	33
Abb. 2-10:	Anwendung der Photovoltaik bei Geschwindigkeitsprüfeinrichtungen	36
Abb. 2-11:	Wirkungsgrad von Pumpspeichern, Daten: [STST 2014]; [ZABO 2013b].....	40
Abb. 2-12:	Wirkungsgrad Schwungrad, Daten: [ZABO 2013b], S. 433	41
Abb. 2-13:	Wirkungsgrad Gasspeichersystem BZ, Daten: [ZABO 2013b], S. 431	43
Abb. 2-14:	Wirkungsgrad eines Blei-Säure-Akkumulators, Daten: [ZABO 2013b]	45
Abb. 2-15:	Diesel-NEA und NEA-Schaltschrank	49
Abb. 2-16:	Batterieräume von Stellwerken	50
Abb. 2-17:	Aufbau einer RSTW-EV-Anlage nach [DB 819b]	51
Abb. 2-18:	Gesamt-SAIDI Deutschland	64
Abb. 2-19:	ASAI – Netzverfügbarkeit Deutschland	65
Abb. 2-20:	Zuverlässigkeitersatzschaltbild Netz-/Netzersatzversorgung	65
Abb. 3-1:	Prinzip der EV im mech. Stw (rechts: Bauform Einheit)	69
Abb. 3-2:	Prinzip der EV im mech. Stw mit elektrischen Lichtsignalen	71
Abb. 3-3:	Emech. Stw und kleine Schalttafel im Bedienraum (Foto rechts: U. Maschek) ..	73
Abb. 3-4:	Prinzip der Energieversorgung im elektromechanischen Stellwerk	75
Abb. 3-5:	Hauptschalttafel im elektromechanischen Stellwerk ([SIE 1915], S. 33).....	76
Abb. 3-6:	Relaisgestelle in Relaisstellwerken.....	77
Abb. 3-7:	Prinzip der Energieversorgung im Relaisstellwerk	79
Abb. 3-8:	RSTW EV-Anlagen in Schalttafel (links) und Gestellbauweise (rechts)	80
Abb. 3-9:	Bedienplatz und Rechner im ESTW (Fotos: J. Buder (li.), U. Maschek)	81
Abb. 3-10:	Prinzip der Energieversorgung im ESTW.....	82
Abb. 3-11:	USV-Anlage eines ESTW	83
Abb. 4-1:	Vergleich konventionelle und NeuPro-Architektur	86
Abb. 4-2:	Verteilung des IH-Budgets der DB Netz AG ([LES 2013], S. 35)	100
Abb. 5-1:	EV-Anlage im Dr I und Dr S Stellwerk nach [LEO 1959], S. 113	102
Abb. 5-2:	EV-Anlage im Dr S2 und Dr S2(3) Stellwerk	105
Abb. 5-3:	EV-Anlage im Sp Dr S57 und Sp Dr S59.....	107

Abb. 5-4:	EV-Anlage im Sp Dr L60, Sp Dr S60 und Sp Dr S600 nach [DB 1968]	109
Abb. 5-5:	Schaltgestelle Stromversorgung 60 nach [BUN 1986]	110
Abb. 5-6:	Leistungsstufen und Nennspannungen der Schaltgestelle ([DB 1968], S. 38) .	111
Abb. 5-7:	Energieverteilergestell im Sp Dr L60	112
Abb. 5-8:	Varianten der DC-Versorgung im Sp Dr L60	113
Abb. 5-9:	Umformer Weichen (UW) und WR für GSK im Sp Dr L60	114
Abb. 5-10:	Melder und Tasten im Stelltisch des Sp Dr L60	115
Abb. 5-11:	EV-Anlage des MC L84	117
Abb. 5-12:	EV-Anlage in GS I, GS II und GS III-Stellwerken nach [ARN 1987], S. 348	120
Abb. 5-13:	Meldeeinrichtungen in WSSB-Stellwerken	122
Abb. 5-14:	EV-Anlage des 100 Hz Automatikblocks nach ([ARN 1987], S. 355)	123
Abb. 5-15:	EV-Anlage im EZMG Stellwerk	124
Abb. 6-1:	Gesamthistogramm aktiver deutscher RSTW zum Jahresende 2012	127
Abb. 6-2:	Prognose zur Entwicklung des Anlagenbestandes	129
Abb. 6-3:	Altersprognose SOLL-Szenario	129
Abb. 6-4:	Altersprognose IST-Szenario	130
Abb. 6-5:	Zusammenfassung des Zustandes der RSTW EV-Anlagen	135
Abb. 6-6:	Ausgaben für die IH von LST-Anlagen, Daten: [IZB 2013]; [IZB 2014]	135
Abb. 6-7:	Betriebsleistung und SZF der RSTW	137
Abb. 6-8:	EV-Störungen pro RSTW 1976 – 2013	137
Abb. 6-9:	EV-Störungen in RSTW pro Mio. SZF 1976 -2013	138
Abb. 6-10:	Gefährdungen durch EV-Störungen – obere Grenze	139
Abb. 6-11:	Gefährdungen durch EV-Störungen – untere Grenze	139
Abb. 6-12:	Verspätung [$V_{min}/1000$ Zugkm], Daten: [IZB 2013]; [IZB 2014]	140
Abb. 6-13:	Verspätung durch RSTW-EV-Störung [$V_{min}/1000$ Zugkm]	140
Abb. 6-14:	Verspätungsminuten durch EV-Störungen	141
Abb. 7-1:	Umsetzung der Anforderungen an die KEV	142
Abb. 7-2:	Parallelaufbau und Rückbau Altanlage im KEV-Pilotprojekt in Weimar	144
Abb. 7-3:	Generischer Aufbau der KEV	145
Abb. 7-4:	Vorteile der modularen KEV	147
Abb. 8-1:	Gesamtkosten NEA 15 kVA mit Abschreibungen	159
Abb. 8-2:	Gesamtkosten NEA 30 kVA mit Abschreibungen	160
Abb. 8-3:	Gesamtkosten Varianten Umbau EV-Anlage 30 kVA mit Abschreibungen	163
Abb. 8-4:	Aufteilung Gesamtkosten Varianten Umbau EV-Anlage 30 kVA	163
Abb. 8-5:	Zahlungswirksame Gesamtkosten ohne Abschreibung NEA 15 kVA	164
Abb. 8-6:	Zahlungswirksame Gesamtkosten ohne Abschreibung NEA 30 kVA	165
Abb. 8-7:	Zahlungswirksame Gesamtkosten ohne Abschreibung EV-Anlage 30 kVA	165
Abb. 8-8:	Kapitalwerte für NEA Neubauvarianten	167
Abb. 8-9:	Kapitalwerte für Umbauvarianten EV-Anlage 30 kVA	167
Abb. 8-10:	Interner Zinsfuß der LCC-Varianten	168
Abb. 8-11:	Rückflussdauer der LCC-Investitionsvarianten	170
Abb. 9-1:	Neuigkeitswert der Untersuchungen	174

Abbildungen im Anhang

Abb. A.4-1:	Achszählgrundstellung RSTW 1976 – 1984, Daten: ([ERN 1986], S. 33–34)	218
Abb. A.5-1:	Verspätungen RSTW 1976 – 1984, Daten: ([ERN 1986], S. 34–35)	219
Abb. A.5-2:	Verspätete Züge pro Störung 1976 – 1984, Daten: ([ERN 1986], S. 34–35)	219
Abb. A.6-1:	Ungeplante Nichtverfügbarkeit ohne höhere Gewalt (SAIDI)	220
Abb. A.6-2:	Ungeplante Nichtverfügbarkeit mit höherer Gewalt (SAIDI)	220
Abb. A.6-3:	Geplante Nichtverfügbarkeit (SAIDI)	220
Abb. A.6-4:	Gesamt-Nichtverfügbarkeit (SAIDI)	220
Abb. A.6-5:	Mittlere Verfügbarkeit ASAI und Nichtverfügbarkeit SAIDI 2008 – 2012	221
Abb. A.6-6:	Mittlere SAIFI, CAIDI und ASAI 2008 – 2012	221
Abb. A.7-1:	Weibull-Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion NEA nach [GRHU 1979]	222
Abb. A.7-2:	Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion NEA nach [GRHU 1979]	222
Abb. A.8-1:	Störungen und STE Wuppertal 1968, Daten: ([WEH 1976], S. 46–47)	224
Abb. A.8-2:	Störungen pro STE Wuppertal 1968, Daten: ([WEH 1976], S. 46–47)	224
Abb. A.9-1:	Störungsstatistik München 1974, Daten: ([WEH 1976], S. 63; 93-94)	225
Abb. A.9-2:	Störungen und Verspätung München 1974, Daten: [WEH 1976]	225
Abb. A.10-1:	EV-Störungen pro RSTW 1976 – 1984, Daten: [ERN 1986]	226
Abb. A.10-2:	EV-Störungen RSTW pro 1000 SZF, Daten: [ERN 1986]	226
Abb. A.11-1:	Gesamthistogramm deutsche RSTW	227
Abb. A.11-2:	Histogramm Bauform ADr S60	228
Abb. A.11-3:	Histogramm Bauform ADr S65K	228
Abb. A.11-4:	Histogramm Bauform Dr S&B	228
Abb. A.11-5:	Histogramm Bauform Dr I	228
Abb. A.11-6:	Histogramm Bauform Dr S	228
Abb. A.11-7:	Histogramm Bauform Dr S2	228
Abb. A.11-8:	Histogramm Bauform Dr S3(2)	228
Abb. A.11-9:	Histogramm Bauform Sp Dr S57	229
Abb. A.11-10:	Histogramm Bauform Sp Dr S60	229
Abb. A.11-11:	Histogramm Bauform Eigenbau RSTW	229
Abb. A.11-12:	Histogramm Bauform Sp Dr S59	229
Abb. A.11-13:	Histogramm Bauform Sp Dr S600	229
Abb. A.11-14:	Histogramm Bauform EZMG	229
Abb. A.11-15:	Histogramm Bauform Sp Dr L20	230
Abb. A.11-16:	Histogramm Bauform Sp Dr L60	230
Abb. A.11-17:	Histogramm Bauform GS I	230
Abb. A.11-18:	Histogramm Bauform Sp Dr L30	230
Abb. A.11-19:	Histogramm Bauform MC L84	230
Abb. A.11-20:	Histogramm Bauform GS II A68	230
Abb. A.11-21:	Histogramm Bauform GS II DR	231
Abb. A.11-22:	Histogramm Bauform GS II Sp 64a	231
Abb. A.11-23:	Histogramm Bauform GS III 8010	231
Abb. A.11-24:	Histogramm Bauform GS III 8030	231
Abb. A.11-25:	Histogramm Bauform GS II IB	231

Abb. A.11-26: Histogramm Bauform GS II Sp64b	231
Abb. A.11-27: Histogramm Bauform GS III Sp68	231
Abb. A.14-1: Instandhaltungsaufwand NEA	241
Abb. A.14-2: Aufteilung des Instandhaltungsbedarfs des NEA	241
Abb. A.14-3: Aufteilung Gesamtkosten NEA 15 kVA	241
Abb. A.14-4: Instandhaltungskosten NEA	241
Abb. A.14-5: Aufteilung der Instandhaltungskosten des NEA.....	241
Abb. A.14-6: Aufteilung Gesamtkosten NEA 30 kVA	241
Abb. A.15-1: Instandhaltungsaufwand Bestands-EV-Anlage	242
Abb. A.15-2: Instandhaltungsaufwand DUA-EV.....	242
Abb. A.15-3: Instandhaltungsaufwand KEV	242
Abb. A.15-4: Aufteilung Instandhaltungsaufwand Bestands-EV-Anlage	242
Abb. A.15-5: Aufteilung Instandhaltungsaufwand DUA-EV	242
Abb. A.15-6: Aufteilung Instandhaltungsaufwand KEV	242
Abb. A.16-1: Instandhaltungskosten Bestands-EV-Anlage	243
Abb. A.16-2: Instandhaltungskosten DUA-EV.....	243
Abb. A.16-3: Instandhaltungskosten KEV	243
Abb. A.16-4: Aufteilung Instandhaltungskosten Bestands-EV-Anlage.....	243
Abb. A.16-5: Aufteilung Instandhaltungskosten DUA-EV	243
Abb. A.16-6: Aufteilung Instandhaltungskosten KEV	243
Abb. A.17-1: Zahlungswirksame IH-Kosten Bestand-EV-Anlage	244
Abb. A.17-2: Zahlungswirksame IH-Kosten DUA-EV	244
Abb. A.17-3: Zahlungswirksame IH-Kosten KEV	244
Abb. A.17-4: Zahlungswirksame IH-Kosten NEA.....	244
Abb. A.17-1: Prozentuale Sensitivität Kapitalwert bei Variation des kalkulatorischen Zins	245
Abb. A.17-2: Prozentuale Sensitivität Kapitalwert bei Variation der Investitionskosten	245
Abb. A.17-3: Prozentuale Sensitivität Kapitalwert bei Variation der Inflationsrate	245
Abb. A.17-4: Absolute Sensitivität Kapitalwert bei Variation des kalkulatorischen Zins	245
Abb. A.17-5: Absolute Sensitivität Kapitalwert bei Variation der Investitionskosten.....	245
Abb. A.17-6: Absolute Sensitivität Kapitalwert bei Variation der Inflationsrate	245

Abbildungen, die keine Quellenangabe besitzen, wurden vom Autor persönlich erstellt oder aufgenommen.

Abb. 4-1 wurde erstellt unter Nutzung der Signalschablone Version 1.7 von Ulrich Maschek (<http://signalschablone.maschexx.de/>)

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1:	Eigenschaften moderner Otto- und Dieselmotoren [ZABO 2013g]	29
Tab. 2-2:	Einteilung von BZ nach ([ZABO 2013a], S. 220)	32
Tab. 2-3:	Vergleich von Netzparallel- und Inselanlagen nach [ZABO 2013f]	35
Tab. 2-4:	Verbraucher in der Stellwerks-Energieversorgung	52
Tab. 2-5:	Verbrauchersensitivität, Daten: ([SHO 2006], S. 71–79)	53
Tab. 2-6:	Betriebsart nach ([DB 819b], S. 2–3; [LAN 2013], S. 33)	54
Tab. 2-7:	Einflussfaktoren auf die Versorgungszuverlässigkeit	58
Tab. 2-8:	Einflussfaktoren auf die Zuverlässigkeit von EV-Anlagen	59
Tab. 2-9:	Auswirkungen des kritischen Netzausfalls nach ([FRNS 2011], S. 45–59)	60
Tab. 2-10:	Mittlere Folgekosten bei Ausfall der Stellwerks-EV nach [GRHU 1979]	62
Tab. 2-11:	Monetarisierung von Verspätungsminuten	63
Tab. 2-12:	Verfügbarkeit von Diesel-NEA, Daten: ([GRHU 1979], S. 130)	64
Tab. 2-13:	Verfügbarkeit von unterschiedlichen Netzersatzvarianten	65
Tab. 3-1:	Stell- und Überwachungsspannung nach Stellwerkshersteller	73
Tab. 4-1:	ZEV und LEV bei NeuPro-Konzeption	87
Tab. 4-2:	Jährlicher Energieverbrauch Lichtsignale Dauerbetrieb und bei EDr-Technik	89
Tab. 4-3:	Abschätzung Energieeinsparung durch zugesteuerte Signalanschlüsse	90
Tab. 4-4:	Anwendungsmöglichkeiten der Brennstoffzelle als Netzersatz	93
Tab. 4-5:	Vergleich Diesel-NEA/BZ-NEA nach [BAL 2013]; [PAU 2011]; [PAWE 2011]	94
Tab. 4-6:	Tier-Klassifikation in Rechenzentren nach [GLI 2013], S. 12–15	96
Tab. 4-7:	Vergleich Umformer und Umrichter	97
Tab. 4-8:	Einschätzung Verwendungsmöglichkeit netzferne EV	98
Tab. 4-9:	Vergleich von IH-Methoden ([WEH 1976]; [SSW 2013]; [BRO 2009])	99
Tab. 5-1:	EV-Meldungen im Sp Dr L60, Sp Dr S60 und Sp Dr S600	115
Tab. 6-1:	Annahmen für die Entwicklung des Anlagenbestandes	128
Tab. 6-2:	Menschliche Fehlerwahrscheinlichkeit in zwei Szenarien	138
Tab. 8-1:	Bewertung des Anlagenzustands in Stufe II	153
Tab. 8-2:	Matrix Stufe III: Ermittlung der Erneuerungsvariante	154

Tabellen im Anhang

Tab. A.1-1:	Energieverbraucher mit Bezug zur Stellwerks-EV	213
Tab. A.2-1:	Stand der Technik bei den Energiequellen	214
Tab. A.3-1:	Stand der Technik bei den Energiespeichern	216
Tab. A.4-1:	Gefährdungen durch Hilfsbehandlungen, Daten: ([WEH 1976], S. 87–92)	217
Tab. A.7-1:	Kostenoptimale Instandhaltungszyklen NEA nach [GRHU 1979]	223

Tabellen, die keine Quellenangabe besitzen, wurden vom Autor persönlich erstellt.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AC	Wechselstrom/-spannung
AFC	Alkaline Fuel Cell
ASAI	Average Service Availability Index
AzGrT	Achszählgrundstellungstaste
BHKW	Blockheizkraftwerk
BOS	Behörden und Organisationen mit Sicherheitsaufgaben
BÜSA	Bahnübergangssicherungsanlage
Br	Brom
BTS	Base Transceiver Station (Sende- und Empfangsstationen)
BZ	Brennstoffzelle
CAES	Compressed Air Energy Storage – Druckluftspeicher
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
Cd	Cadmium
Cl	Chlorid
CFK	Kohlefaser verstärkter Kunststoff
CH₄	Methan
CH₄O	Methanol
CSM	Common Safety Methods – Gemeinsame Sicherheitsmethoden
DC	Gleichstrom/-spannung
Dr	Drucktasten
DUA	Durcharbeitung
ED	Energiedichte
EGM	Erd- und Gestellschlussmelder
EIU	Eisenbahninfrastrukturunternehmen
emech.	Elektromechanisch
ESTW	Elektronisches Stellwerk
ETCS	European Train Control System
EV	Energieversorgung
EVG	Energieverteilergestell
EVU	Eisenbahnverkehrsunternehmen
EZMG	электрическая централизация малых станции Германии – Elektrische Zentralisierung kleiner Bahnhöfe Deutschlands

Abkürzung	Bedeutung
FBOA	Festbremsortungsanlage
Fdl	Fahrdienstleiter
FL	Fahrleitung
FPGA	Field Programmable Gate Array – Programmierbarer Integrierter Schaltkreis
FW	Frequenzwandler
Gr	Gegenzellen
GPE	Geschwindigkeitsprüfeinrichtung
GR	Gleichrichter
GSK	Gleisstromkreise
GSM	Global System for Mobile Communication
GSM-R	GSM-Railway
H₂	Wasserstoff
HGR	Hauptgleichrichter
HOA	Heißläuferortungsanlage
HU	Handumschalteinrichtung
IH	Instandhaltung
IP	Internet Protokoll
KEV	Kompaktenergieversorgung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Lebenszyklusanalyse
LCC	Lebenszykluskostenrechnung
LD	Leistungsdichte
LGR	Ladegleichrichter
LSS	Leitungsschutzschalter
LST	Leit- und Sicherungstechnik
LZB	Linienzugbeeinflussung
MAS	Melde- und Anlagensystem
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
mech.	Mechanisch
MH	Metallhydrid
MTBF	Mean time between failure – Mittlere Betriebszeit zwischen Ausfällen
MTTR	Mean time to repair – mittlere Reparaturzeit
Na	Natrium
NE	Netzersatz

Abkürzung	Bedeutung
NEA	Netzersatzaggregat
Ni	Nickel
NRE	Netzurückschalteneinrichtung
NUS	Netzumschalterschrank
OSE	Ortssteuereinrichtung
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell
PoP	Point of Power
PoS	Point of Service
PV	Photovoltaik
RSTW	Relaisstellwerk
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
Sp	Spurplan
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerungen
STE	Stelleinheit
Stw	Stellwerk
SZF	Signalzugfahrt
TK	Telekommunikation(-stechnik)
T/N	Tag-/Nacht
UG	Umformer Gleiskreise
UM	Umformer Meldelampen
UNE	Umformer Notrot und Ersatzsignale
US	Umformer Signale
UW	Umformer Weichen
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
Vmin	Verspätungsminute
VNB	Versorgungsnetzbetreiber
VPS	Verbindungsprogrammierte Steuerung
WKR	Wirtschaftlichkeitsrechnung
WMA	Windmeldeanlage
WR	Wechselrichter

Abkürzung	Bedeutung
WSSB	Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin
ZGR	Zusatzgleichrichter
Zn	Zink
1~	Einphasenwechselspannung
3~	Dreiphasenwechselspannung

Glossar

Begriff	Definition
Ah-Wirkungsgrad	Kenngroße zur Speicherbewertung: Verhältnis der entnehmbaren Strommenge zur eingespeicherten Strommenge
ASAI	Average Service Availability Index – mittlere jährliche Verfügbarkeit
Bereitschaftsparallelbetrieb	Der Gleichrichter versorgt die Verbraucher und lädt gleichzeitig die Batterie mit Erhaltungsladung. Dabei kann jederzeit der maximale Verbraucherstrom gespeist werden, so dass die Batterie im Netzbetrieb nicht belastet wird.
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index – mittlere Unterbrechungsdauer pro Unterbrechung [min]
Durcharbeitung	Teilerneuerung der vorhandenen EV-Anlage, wobei nur aktive Elemente ausgewechselt werden (z. B. Schütze)
ESTW-A	abgesetzte Stellrechner eines Elektronischen Stellwerks
ESTW-Z/UZ	Zentrale/Unterzentrale eines Elektronischen Stellwerks mit Bedienplatz/Notbedienplatz zur Steuerung der Elemente in den Stellbezirken
ESTW-R	vereinfachtes Elektronischen Stellwerk für Nebenbahnen und Regionalnetze
Inspektion	dient der Feststellung des aktuellen Zustandes einer Betrachtungseinheit (Bauelement, Gerät, Teilsystem,...), der Abnutzungsursachen und zum Ableiten von Handlungsempfehlungen
Instandhaltung	Gesamtheit der Maßnahmen Inspektion, Wartung, Instandsetzung zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit einer Betrachtungseinheit
Instandsetzung	Maßnahme zur Wiederherstellung des funktionsfähigen Zustands einer Betrachtungseinheit (z. B. Reparatur, Austausch)
IP/Internet Protokoll	weit verbreitetes Netzwerkprotokoll zur Kommunikation in Rechnernetzen
Lade-/Entladebetrieb	Die Batterie wird zyklisch entladen und dann getauscht und wieder aufgeladen. Die hohe Belastung hat eine geringe Lebensdauer zur Folge.
n+1	Einsatz von redundanten Komponenten: es wird immer eine Komponente mehr als eigentlich benötigt eingesetzt.
NeuPro	Neuausrichtung Produktionssteuerung – Projekt der DB Netz AG zur Vereinheitlichung und Modularisierung künftiger Stellwerksarchitekturen unter Verwendung von einheitlichen Schnittstellen

Begriff	Definition
Point of Power	Zugangspunkt der zukünftigen Energieversorgungskonzeption für ESTW
Point of Service	Netzwerkzugangsknoten innerhalb der IKI-Kommunikationsstruktur
Primärzellen	Galvanische Zellen, die nur einmalig entladen werden können. Danach ist ein Austausch erforderlich.
Pufferbetrieb	Der Gleichrichter liefert den mittleren Verbraucherstrom. Stromspitzen werden aus der Batterie gepuffert. In Schwachlastzeiten wird die Batterie durch den Pufferstrom wieder geladen. Mittlere Belastung führt zu mittlerer Lebensdauer.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index – Nichtverfügbarkeit pro Letztverbraucher [min/a]
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index – Unterbrechungshäufigkeit pro Letztverbraucher [1/a]
Sekundärzellen	Galvanische Zellen, die mehrfach entladen und anschließen wieder aufgeladen werden können.
Stelleinheit	Kenngroße für die Menge an Außenanlagen, bei der DB Netz AG werden Weichen und Signale als Stelleinheiten gezählt.
Umformer	Rotierender Wandler zur Notversorgung wichtiger Verbraucher im Stellwerk.
Umrichter	Statischer Wandler zur Notversorgung wichtiger Verbraucher im Stellwerk.
Versorgungsnetzbetreiber	Energieversorgungsunternehmen, das den diskriminierungsfreien Netzzugang für Endverbraucher über sein Verteilnetz gewährleistet
Wartung	Maßnahme zur Verzögerung der Abnutzung einer Betrachtungseinheit unter Ausnutzung des Abnutzungsvorrats (z. B. Vervollständigen von Betriebsmitteln, Reinigen und Schmieren)
Wh-Wirkungsgrad	Kenngroße zur Speicherbewertung: Verhältnis der entnehmbaren Energiemenge zur eingespeicherten Energiemenge (Berücksichtigung ohmscher Verluste)
Zyklusbetrieb	siehe Lade-/Entladebetrieb

Literaturverzeichnis

- [ALT 2001] Althammer, Karl-Heinz: Technische und Betriebliche Sicherheit im Schienenverkehr. In: *Eisenbahntechnische Rundschau* 50 (2001), Heft 4, S. 178–184.
- [ALWA 2005] Altmann, Gerd; Walther, Jan-Thomas: Netzleittechnik für Oberleitungsanlagen. In: *Bahn Praxis E* (2005), Heft 2, S. 4–8, Online verfügbar unter http://www.euk-info.de/fileadmin/PDF_Archiv/BahnPraxisE/Archiv_2005/BahnPraxisE_02-2005.pdf, zuletzt geprüft am 24.05.2014.
- [ANT 2012] Antonius, Dirk: LST-Stromversorgung - Netzersatz aus dem Fahrdrabt mit statischen Wandlern. In: *Signal und Draht* 104 (2012), Heft 6, S. 12–15.
- [ARN 1987] Arnold, Hans-Jürgen (Hrsg.): Eisenbahnsicherungstechnik. Unter Mitarbeit von Apel, Wilfrid; Hahn, Heinz; Krautheim, Klaus; Linsel, Manfred; Manschewski, Hans-Walter; Schünemann, Rolf und Uhlig, Jost. 4. Aufl., Berlin: transpress VEB Verlag für Verkehrswesen, 1987.
- [BAC 1980] Backes, Hermann: Das Sp Dr S 600-Stellwerk, Heidelberg, Mainz: Eisenbahn-Fachverlag (DB-Fachbuch, 8/54), 1980.
- [BAL 2013] Baltruschat, Sascha W.: Einsatz von Wasserstoff-Brennstoffzellen als Netzersatzanlage für Basisstationen des Digitalfunks. Blaulicht-Forum auf der Critical Communications Expo 2013Zentraldienst Polizei Brandenburg, Hamburg. 08.11.2013, Online verfügbar unter https://ccexpo.de/fileadmin/user_upload/Vortraege/Forum/5_CCexpo_PODiFu_BB_Baltruschat_final.pdf, zuletzt geprüft am 01.08.2014.
- [BEC 1929] Becker, D. W.: Die Entwicklung der Siemensschen elektrischen Stellwerke von 1894 bis zur Gegenwart. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 24 (1929), Heft 2, S. 9–11.
- [BEH 1957] Behr, Ernst: Das erste SpDrS-Stellwerk auf Bahnhof Kreiensen. In: *Signal und Draht* 49 (1957), Heft 1, S. 1–6.
- [BEH 1965] Behr, Ernst: Sarstedt - erstes SpDrS 60-Stellwerk. In: *Signal und Draht* 57 (1965), Heft 1, S. 1–6.
- [BEPF 2013] Belcastro, Christopher; Pfitzer, Hans: Durchgängige Leistung. Erhöhung der Zuverlässigkeit von Rechenzentren durch digitale statische Umschalter. In: *ABB review* (2013), Heft 4, S. 34–39, zuletzt geprüft am 11.05.2014.
- [BGGK 2009] Bergheim, Kirtan; Gerbaulet, Clemens; Graßhoff, Nico; Kittlaus, Barnabas; Klapper, Helge; Plischtil, Max et al.: Anwendung monetärer und nicht-monetärer Entscheidungsinstrumente am Beispiel von Investitionsentscheidungen der MAN Nutzfahrzeuge AG. Günther, Edeltraud; Stechemesser, Kristin (Hrsg.)Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre,

- insbes. Betriebliche Umweltökonomie (Dresdner Beiträge zur Lehre der betrieblichen Umweltökonomie, 36/2009), Dresden, 2009, Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-27575>, zuletzt geprüft am 02.08.2014.
- [BN 918] BN 918 054: Technische Lieferbedingungen Ortsfeste Bleibatterien. September 2009.
- [BÖH 2014] Böhm, Thomas: Genauigkeitsanforderungen bei der Anlagenzustandsprognose. In: *Der Eisenbahningenieur* 65 (2014), Heft 9, S. 82–87.
- [BRE 1949] Breitenstein, Ch.: Selbsttätige Notstromanlagen. In: *Signal und Draht* 10 (1949), Heft 10, S. 105–106.
- [BRE 2013] Breitkopf, Jens: Eisenbahn im Saarland, 2013, Online verfügbar unter http://home.arcor.de/saarlandbahnen_jens/stellwerke/Liste-stellwerke-bilder.htm, zuletzt geprüft am 07.09.2014.
- [BRO 2009] Brown, Richard E.: Electric power distribution reliability. 2. Aufl., Boca Raton, FL: CRC Press/Taylor & Francis (Power engineering, 31), 2009.
- [BRÖ 2013] Brödel, Rainer: PlanPro: Stand und Ausrichtung. ProSig Kundentag. IVV GmbH, Braunschweig. 2013.
- [BUBU 2013] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Unter Mitarbeit von Referat 603 und Arbeitsgruppe Energie-Monitoring, Bonn, 2013, Online verfügbar unter http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2013.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 02.08.2014.
- [BUN 1986] Bundesbahn-Sozialamt (Hrsg.): Merkblatt Sp Dr L 60 -Stellwerkstechnik: Stromversorgung (SVL 60). Deutsche Bundesbahn (Betriebliches Bildungswesen, 129/6 290), 1986.
- [BUR 2009] Burkhard, Markus: Migration des ESTW B950. Release 2.0 in Mannheim-Rheinau. In: *Signal und Draht* 101 (2009), Heft 9, S. 26–32.
- [CEER 2014] Council of European Energy Regulators (Hrsg.): CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply. Data update (C13-EQS-57-03), Brüssel, 2014, Online verfügbar unter http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-03_BR5.1_19-Dec-2013_updated-Feb-2014.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- [CHKO 2009] Chowdhury, A.; Koval, D.: Engineering Economics. In: Ali A. Chowdhury und Don O. Koval (Hrsg.): Power Distribution System Reliability. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc, 2009, - ISBN978-0-4704-5935-5, S. 97–109.

- [CHKO 2009] Chowdhury, Ali A.; Koval, Don O. (Hrsg.): Power Distribution System Reliability, Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc, 2009.
- [CLA 1878] Clauss, Wilhelm: Über Weichenthürme und verwandte Sicherheits-Vorrichtungen für Eisenbahnen. Unter specieller Beschreibung der auf den Braunschweigischen u. a. Linien getroffenen Einrichtungen, Braunschweig: Friedrich Wagner's Hof-Buchhandlung, 1878.
- [COR 1914] Cordes, R.: Sammlerbatterien für Gleichstromsicherungs- und Telegraphenanlagen. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 9 (1914), Hefte 4 u. 5, S. 25–35.
- [DB 2011] DB Netz AG: Lastenheft für das Elektronische Stellwerk (ESTW). Hardware Teilheft H9 Stromversorgung (SV). Unter Mitarbeit von Schubert, Max, Frankfurt a. M., 2011.
- [DB 2012] DB Netz AG, Signalwerk Wuppertal: Meldungen am Stelltisch im Sp Dr S60 Stellwerk, Wuppertal. 29.06.2012. Memorandum an Michael Kunze, 2012.
- [DB 415] DB Systemtechnik: Dokumentation in UZ und BZ. 415.9108. Unter Mitarbeit von Belitz, Axel und Biernatzki, Franz (Lastenheft ESTW LH 1, F 11/2), Berlin, 2002.
- [DB 892] DB Netz AG: Konzernrichtlinie 892.9320. "LST-Anlagen montieren und instandhalten - Merk- und Messblätter - Anhang 20: Stromversorgung" (B56), Frankfurt a. M., gültig ab 2013.
- [DB 1968] Deutsche Bundesbahn: DV 893 A - Vorschrift für die Stromversorgung von Dr-Stellwerken. Bauform SpDr-60, München, gültig ab 1968.
- [DB 819a] DB Netz AG: Konzernrichtlinie 819.0902. „LST-Anlagen planen; Stromversorgung, Lieferung der Netze, Netzeinspeisung, VNB, bahneigen, Netzersatz ortsfest, mobil und Speisung aus der Fahrleitung“, gültig ab 2009.
- [DB 819b] DB Netz AG: Konzernrichtlinie 819.0904/A01. „LST-Anlagen planen; Stromversorgung; Stellwerksbauformen; technische Besonderheiten; Prinzipschaltbilder“, gültig ab 2009.
- [DB 819c] DB Netz AG: Konzernrichtlinie 819.0906A02. „LST-Anlagen planen; Stromversorgung, Batterieauswahl und Dimensionierung, Tabellen“. Batteriereservezeiten in Abhängigkeit von der Einspeisung, gültig ab 2009.
- [DKE 2007] DIN VDE 0100-410: Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 4-41: Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag. Juni 2007.
- [DKE 2008] DIN VDE 0100-600: Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 6: Prüfungen. Juni 2008.
- [DKE 2009] DIN VDE 0105-100: Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine Festlegungen. Oktober 2009.

- [DR 1989] Deutsche Reichsbahn: Dienstvorschrift für Stromversorgungsanlagen der Eisenbahnsicherungstechnik. Teilheft 2 Projektierung (Dienstvorschrift, DV 884 Th. 2), Berlin, 1989.
- [DR 1992] Deutsche Reichsbahn: Stromversorgungsanlagen für die Sicherungs- und Telekommunikationstechnik der Deutschen Reichsbahn. Gestaltung der Stromversorgungsanlagen. Zentralstelle Sicherungs- und Telekommunikationstechnik, Abteilung Sicherungstechnik (Dienstanweisung, ST-094-92), Berlin, 1992.
- [DWD 2014] Deutscher Wetterdienst: Mittelwerte 30-jähriger Perioden. Temperatur: langjährige Mittelwerte 1981 - 2010, Offenbach, 2014, Online verfügbar unter http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU21/klimadaten/german/temp__8110__akt__html,templateId=raw,property=publication-File.html/temp_8110_akt_html.html, zuletzt geprüft am 17.10.2014.
- [ELBÄ 2010] Elsweiler, Bernd; Bänsch, Roland: Herausforderungen für die Leit- und Sicherungstechnik. In: *Signal und Draht* 102 (2010), Heft 7+8, S. 6–10.
- [ENHE 2012] Enders, Dirk H.; Hein, Ferdinand: Sp Dr 60-Stellwerke bedienen. Der Regelbetrieb. 4. Aufl., Berlin: Bahn Fachverlag (DB-Fachbuch), 2012.
- [ERN 1986] Ernst, Wolfgang: 10 Jahre Störungsstatistik des Signaldienstes. In: *Signal und Draht* 78 (1986), Heft 1+2, S. 31–35.
- [ERN 1993] Ernst, Jürgen: Das Sp Dr S60-Stellwerk. 3. Aufl., Heidelberg und Mainz: Eisenbahn-Verlag (DB-Fachbuch, 8/53), 1993.
- [ETE 2013] E-TEC Power Management GmbH: E-TEC Netzersatzanlagen [g] 50 - 2500 kVA, 2013, Online verfügbar unter <http://www.e-tecpowerman.de/netzersatzanlagen1.htm>, zuletzt aktualisiert am 18.12.2013, zuletzt geprüft am 17.10.2014.
- [EXI 2012] EXIDE Distributionscenter Berlin: Handbuch für stationäre Bleibatterien. Teil 1: Grundlagen, Konstruktion, Betriebsarten und Anwendungen. Handbuch (Teil 1). Industrial Power, Application Engineering, 2012, Online verfügbar unter www.elektrotec-berlin.de/download/de/Handbuch,%20Teil%201,%20Ausgabe%206,%20Feb.%202012.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2014.
- [FEFE 2013] Fendrich, Lothar; Fengler, Wolfgang (Hrsg.): Handbuch Eisenbahninfrastruktur. 2. Aufl., Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg (SpringerLink: Bücher), 2013.
- [FEN 2007] Fendrich, Lothar (Hrsg.): Handbuch Eisenbahninfrastruktur, Berlin, Heidelberg, New York: Springer Verlag, 2007.
- [FIPS 1991] Fischer, Wolfgang; Pscheid, Oskar: Solarstromversorgung für ortsfeste Funkanlagen. In: *Signal und Draht* 83 (1991), Heft 5, S. 109–111.
- [FIZ 2013] FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (Hrsg.): Power-to-Gas. Gas und Kraftstoff aus Wind. Bundesministerium für Wirtschaft

- und Energie (BMW), 2013, Online verfügbar unter http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht//Gas_und_Kraftstoff_aus_Wind/, zuletzt geprüft am 20.11.2014.
- [FIZ 2014a] FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (Hrsg.): Analyse. Superbatterie vereint hohe Leistung und Kapazität. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW), 2014, Online verfügbar unter http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/analysen/projekt-einzelansicht/54/Superbatterie_vereint_hohe_Leistung_und_Kapazitaet/, zuletzt geprüft am 18.11.2014.
- [FIZ 2014b] FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (Hrsg.): Druckluft-Speicherkraftwerke. Stromspeicher für den Norden. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW), 2014, Online verfügbar unter http://forschung-energiespeicher.info/batterie-im-netz/projektliste/quickinfo-einzelansicht/Druckluft_Speicherkraftwerke/kapitel/5/, zuletzt geprüft am 20.11.2014.
- [FIZ 2014c] FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (Hrsg.): Metall-Luft-Batterie. Strom aus Luft und Magnesium. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW), 2014, Online verfügbar unter http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Strom_aus_Luft_und_Magnesium/, zuletzt geprüft am 20.11.2014.
- [FIZ 2014d] FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (Hrsg.): Redox-Flow-Batterien. 3D-Elektroden mit längerer Lebensdauer. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW), 2014, Online verfügbar unter http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/3D_Elektroden_mit_laengerer_Lebensdauer/, zuletzt geprüft am 18.11.2014.
- [FIZ 2014e] FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (Hrsg.): Superkondensatoren. Nanomaterial verbessert Kapazität. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW), 2014, Online verfügbar unter http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Nanomaterial_verbessert_Kapazitaet/, zuletzt geprüft am 18.11.2014.
- [FNN 2014] Forum Netztechnik/Netzbetrieb: Versorgungszuverlässigkeit. Kennzeichnung durch Anzahl und Dauer der Versorgungsunterbrechungen. Hg. v. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2014, Online verfügbar unter <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/versorgungsqualitaet/Seiten/versorgungszuverlaessigkeit.aspx>, zuletzt geprüft am 01.08.2014.
- [FNT 2003] Fenner, Wolfgang; Naumann, Peter; Trinckauf, Jochen (Hrsg.): Bahnsicherungstechnik. Steuern Sichern und Überwachen von Fahrwegen und Fahrgeschwindigkeiten im Schienenverkehr. 2. Aufl., Erlangen: Publicis Corporate Publishing, 2003.
- [FRA 1980] Franke, Heinz: Prinzipien des zeitweisen Ausschaltens von Betriebsstellen. In: *Signal und Schiene* 24 (1980), Heft 1, S. 19–23.

- [FRNS 2011] Feist, Thomas; Röspel, René; Neumann, Martin; Sitte, Petra; Fell, Hans-Josef; Burchardt, Ulla: Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (18. Ausschuss) gemäß § 56a der Geschäftsordnung. TA-Projekt: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung. Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (Deutscher Bundestag, 17. Wahlperiode, Drucksache 17/5672), Berlin, 2011, Online verfügbar unter <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/056/1705672.pdf>, zuletzt geprüft am 01.08.2014.
- [GAL 2013] Gallas, David: Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellen in der Netzersatzanlage von Stellwerken der DB Netz AG am Beispiel des Pilotprojekts Maulbronn. Bachelor-Thesis. Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin, Berlin, 2013, nicht veröffentlicht.
- [GEI 1958a] Geißler, Helmut: Stromversorgungsanlagen für das Eisenbahnsicherungs- und Fernmeldewesen. Lehrbrief 1 - Netzersatzeinrichtungen. Ingenieurschule für Eisenbahnwesen Dresden (Hrsg.) (Lehrbriefe für das Fachschul-Fernstudium, 3.9-1), Dresden, 1958.
- [GEI 1958b] Geißler, Helmut: Stromversorgungsanlagen für das Eisenbahnsicherungs- und Fernmeldewesen. Lehrbrief 3. Ingenieurschule für Eisenbahnwesen Dresden (Hrsg.) (Lehrbriefe für das Fachschul-Fernstudium, 3.9-3), Dresden, 1958.
- [GEI 1958c] Geißler, Helmut: Stromversorgungsanlagen für das Eisenbahnsicherungs- und Fernmeldewesen. Lehrbrief 2 - Akkumulatoren. Ingenieurschule für Eisenbahnwesen Dresden (Hrsg.) (Lehrbriefe für das Fachschul-Fernstudium, 3.9-2), Dresden, 1958.
- [GEKU 2014] Geis, Alexander; Kunze, Michael: Kompaktstromversorgung zur sicheren Energieversorgung bestehender Relaisstellwerke. In: *Signal und Draht* 106 (2014), Heft 5, S. 27–32.
- [GLI 2013] Glinkowski, Mietek: Auf Verfügbarkeit ausgelegt. Definition der Verfügbarkeit von Rechenzentren mithilfe eines mehrstufigen Klassifizierungssystems. In: *ABB review* (2013), Heft 4, S. 11–15.
- [GÖHE 2010] Göttlich, Carsten; Heidemann, Karlheinz: Weichenheizungen bei der Deutschen Bahn AG. Bahnbetrieb bei winterlichen Witterungsbedingungen. In: *Deine Bahn / Fachzeitschrift von DB Training, Learning & Consulting und des Verbandes Deutscher Eisenbahnfachschulen* 38 (2010), Heft 1, S. 51–56, zuletzt geprüft am 24.05.2014.
- [GOL 1996] Golebniak, Udo: Stromversorgungsanlagen mit SPS für elektronische Stellwerke. In: *Signal und Draht* 88 (1996), Heft 11, S. 19–22.

- [GRHU 1979] Grosse, Gerhard; Hultsch, Karl-Heinz: Instandhaltungszyklen an Stromversorgungsanlagen im Sicherungswesen. In: *Signal und Schiene* 23 (1979), Heft 3, S. 127–130.
- [GÜN 1962] Günther, Paul: Der Selbstblock 60 (Bauform Siemens). In: *Signal und Draht* 54 (1962), Heft 1, S. 1–11.
- [HAA 1910] Haase: Verwendung von Sammlerbatterien für Telegraphen- und Sicherungsanlagen. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 5 (1910), Heft 23, S. 177–180.
- [HAC 1978] Hackenberg, Manfred: Schaltfeld Netzumschaltung 120 kVA und Netzersatzanlagen 50 bzw. 75 kVA 50 Hz. In: *Signal und Schiene* 22 (1978), Heft 1, S. 23–24.
- [HADÖ 1987] Hahn, Heinz; Döpel, Wolfgang: Erhöhung der Verfügbarkeit des automatischen Streckenblocks. In: *Signal und Schiene* 31 (1987), Heft 6, S. 215–220.
- [HAH 1965] Hahn, Heinz: Stromversorgungsanlagen im Eisenbahnsicherungswesen. In: *Signal und Schiene* 9 (1965), Heft 8, S. 330–337.
- [HAH 1967] Hahn, Heinz: Schwungkraftaggregat der Stromversorgungsanlage für den automatischen Fernbahnstreckenblock 11 (1967), Heft 7, S. 283–286.
- [HAH 1968a] Hahn, Heinz: Entwicklung eines Verfahrens für den Einsatz von Schaltanlagen in Baukastenform für Stromversorgungsanlagen des Eisenbahnsicherungswesens. Versuchs- und Entwicklungsstelle für das Sicherungs- und Fernmeldewesen der Deutschen Reichsbahn (Abschlußbericht der Forschungs- und Entwicklungsarbeit, 33 15 01/6-2576), Berlin, 1968.
- [HAH 1968b] Hahn, Heinz: Motor-Generator 50/42 Hz für die Stromversorgung von automatischen Streckenblock- bzw. von Gleisfreimeldeanlagen an beeinflussungsgefährdeten Strecken. In: *Signal und Schiene* 12 (1968), Heft 9, S. 371–374.
- [HAH 1969a] Hahn, Heinz: Die neuen Stromversorgungseinrichtungen in Baukastenform für Eisenbahnsicherungsanlagen. In: *Signal und Schiene* 13 (1969), Heft 10, S. 425–431.
- [HAH 1969b] Hahn, Heinz: Neue Stromversorgungseinrichtungen in Baukastenform für Eisenbahnsicherungsanlagen. In: *Signal und Schiene* 13 (1969), Heft 7, S. 298–299.
- [HAH 1969c] Hahn, Heinz: Richtlinien und Vorschriften für die neuen Stromversorgungsanlage im Eisenbahnsicherungswesen. In: *Signal und Schiene* 13 (1969), Heft 11, S. 473–477.
- [HAH 1971] Hahn, Heinz: Gedanken zur Gestaltung von Stromversorgungsanlagen für den automatischen Fernbahnstreckenblock. In: *Signal und Schiene* 15 (1971), Heft 1, S. 23–26.

- [HAH 1973] Hahn, Heinz: Stromversorgungsanlage für kleine mechanische Stellwerke und Blockstellen mit Lichtsignalen. In: *Signal und Schiene* 17 (1973), Heft 6, S. 197–198.
- [HAH 1974] Hahn, Heinz: Zur Überarbeitung des Standards für Stromversorgungsanlagen der Sicherungs- und Fernmeldetechnik der DR. In: *Signal und Schiene* 18 (1974), Heft 8, S. 274–276.
- [HAH 1976] Hahn, Heinz: Stromversorgungsanlage 42 Hz, 1000 V für den automatischen Streckenblock. In: *Signal und Schiene* 20 (1976), Heft 2, S. 49–52.
- [HAH 1979] Hahn, Heinz: Überblick über den Stand der Stromversorgungsanlagen im Eisenbahnsicherungswesen der Deutschen Reichsbahn. Zentrales Forschungsinstitut des Verkehrswesens der DDR (Forsch.- u. Entwicklungsarbeiten auf dem Gebiet d. Sicherungs-, Fernmelde- u. Prozessrechentechnik), 1979.
- [HAH 1981] Hahn, Heinz: Neue Spannungs- und Phasenfolgewächter für die Stromversorgungsanlagen der Eisenbahnsicherungstechnik. In: *Signal und Schiene* 25 (1981), Heft 3, S. 126–127.
- [HAH 1983] Hahn, Heinz: Verhalten bei Störungen und Havarien in Stromversorgungsanlagen der Eisenbahnsicherungstechnik. In: *Signal und Schiene* 27 (1983), Heft 2, S. 73–76.
- [HAHA 1973] Hahn, Heinz; Hackenberg, Manfred: Stromversorgungsanlage für elektrisch ferngestellte Weichen in mechanischen Stellwerken. In: *Signal und Schiene* 17 (1973), Heft 8, S. 269–271.
- [HAHA 1988] Hahn, Heinz; Hackenberg, Manfred: Kommentierung der Dienstvorschrift für Stromversorgungsanlagen der Eisenbahnsicherungstechnik DV 884 Teilheft 2, Projektierung. In: *Signal und Schiene* 32 (1988), Heft 6, S. 215–217.
- [HAU 2011] Haug, Günter: Dual-USV-Systeme. 2. Generation USV-Anlage Conceptpower DPA für den Bahnstrombetrieb. Seminar "Innovative Stromversorgung für Bahnanlagen" Newave USV Systeme GmbH. VDEI Akademie für Bahnsysteme, Magdeburg. 24.08.2011.
- [HEN 2011] Henschel, Andreas: Dieselgeneratoren. Verluste und Instandhaltung. Seminar "Innovative Stromversorgung für Bahnanlagen" VDEI Fachausschuss Vernetzte Systeme/Niederspannungsanlagen. VDEI Akademie für Bahnsysteme, Magdeburg. 24.08.2011.
- [HER 2011] Herbach, Jens: www.sachsenschiene.de. Eisenbahnen in Sachsen. Typenbauten Stellwerksgebäude/Eisenbahnstationen in Sachsen, Dresden, 2011, Online verfügbar unter http://www.sachsenschiene.net/bahn_alt/index.htm, zuletzt geprüft am 12.09.2014.

-
- [HEWA 2014] Hefti, Peter; Wagner, Reto: Die neue dezentrale Stellwerksarchitektur Sinet im kommerziellen Betrieb der SBB. In: *Signal und Draht* 106 (2014), Heft 1+2, S. 36–40.
- [HIM 2013] Himmel, Andreas: Verständlichkeit von Network Statements und Entgelten im internationalen Vergleich. In: *Eisenbahntechnische Rundschau* 62 (2013), Heft 3, S. 51–53.
- [HOF 1990] Hoff, Manfred: Solar-Stromversorgung für GPE. In: *Signal und Draht* 82 (1990), Heft 11, S. 211.
- [HÖH 2009] Höhne, Christoph: Life Cycle Costing - Systematisierung bestehender Studien. Günther, Edeltraud (Hrsg.) Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, insbes. Betriebliche Umweltökonomie (Dresdner Beiträge zur Lehre der betrieblichen Umweltökonomie, 37/2009), Dresden, 2009, Online verfügbar unter http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/2655/Christoph_Hoehne_gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 02.08.2014.
- [HOL 2011] Holtappels, Kai: Einschätzung des Gefahrenpotentials im Umgang mit Wasserstoff am Beispiel Brennstoffzelle. Seminar "Innovative Stromversorgung für Bahnanlagen" BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung. VDEI Akademie für Bahnsysteme, Magdeburg. 24.08.2011.
- [HOL 2014] Holst, Söhnke: Signalglühlampen in der Leit- und Sicherungstechnik. Fachzeitschrift von DB Training, Learning & Consulting und des Verbandes Deutscher Eisenbahnfachschulen. In: *Deine Bahn / Fachzeitschrift von DB Training, Learning & Consulting und des Verbandes Deutscher Eisenbahnfachschulen* 42 (2014), Heft 1, S. 23–27, Online verfügbar unter <http://www.deine-bahn.de/magazin/deine-bahn-012014>, zuletzt geprüft am 01.02.2014.
- [HUMO 2013] Hunger, Eberhard; Mohrich, Jörg: Stromversorgung der Infrastruktur. In: Lothar Fendrich und Wolfgang Fengler (Hrsg.): Handbuch Eisenbahninfrastruktur. 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg (SpringerLink: Bücher), 2013, - ISBN978-364-23002-1-9, S. 757–798, Online verfügbar unter http://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-642-30021-9_15.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2014.
- [HUN 2007] Hunger, Eberhard: Stromversorgungsanlagen der Infrastruktur. In: Lothar Fendrich (Hrsg.): Handbuch Eisenbahninfrastruktur. Berlin, Heidelberg, New York: Springer Verlag, 2007, - ISBN978-3-540-29581-5, S. 463–483.
- [HUT 1956] Huth, Peter: Fernspeisungen von Blinklichtanlagen und ähnlichen Stromversorgungen über Fernmeldeleitungen. In: *Signal und Draht* 48 (1956), Heft 11, S. 185–189.
- [IZB 2011] Deutsche Bahn AG: Leistungs- und Finanzierungsvereinbarung. Infrastrukturzustands- und -entwicklungsbericht 2010. Internetversion, 2011, Online verfügbar
-

- unter http://www.eba.bund.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Finanzierung/IZB/IZB_2010_Kurzfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 02.08.2014.
- [IZB 2012] Deutsche Bahn AG: Leistungs- und Finanzierungsvereinbarung. Infrastrukturzustands- und -entwicklungsbericht 2011. Internet-Version, 2012, Online verfügbar unter http://www.eba.bund.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Finanzierung/IZB/IZB_2011_Kurzfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 02.08.2014.
- [IZB 2013] Deutsche Bahn AG: Leistungs- und Finanzierungsvereinbarung. Infrastrukturzustands- und -entwicklungsbericht 2012. Internet-Version, 2013, Online verfügbar unter http://www.eba.bund.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Finanzierung/IZB/IZB_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 02.08.2014.
- [IZB 2014] Deutsche Bahn AG: Leistungs- und Finanzierungsvereinbarung. Infrastrukturzustands- und -entwicklungsbericht 2013. Internet-Version, 2014, Online verfügbar unter http://www.lenkungskreis.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Finanzierung/IZB/IZB_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 30.10.2014.
- [JOO 2014] Joost, André: NRWbahninfo. Stellwerksarchiv, 2014, Online verfügbar unter <http://home.arcor.de/nrwbahnarchiv/>, zuletzt geprüft am 05.09.2014.
- [JÜR 2011] Jürgens, Sebastian: Erarbeitung eines Konzeptes für die wirtschaftliche Modernisierung von Stellwerksstromversorgungen unter Einbeziehung der LCC-Betrachtung. Bachelor-Thesis. Hochschule Fulda, Fulda. Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, 2011, nicht veröffentlicht.
- [KEF 2009] Kefer, Volker: Strategische Ausrichtung der DB Netz AG und Auswirkungen auf die Industrieautomatisierung. 9. Internationaler Signal+Draht-KongressDB Netz AG. DVV Media Group GmbH | Eurailpress, Fulda. 22.10.2009.
- [KLE 2014] Klein, Wolfgang: Die LST-Strategie der DB Netz und Herausforderungen an die LST-Planungswerkzeuge. 20. Fachtagung Entwicklungen des Sicherungswesens in Theorie und Praxis. Professur für Verkehrssicherungstechnik, Dresden. 09.10.2014.
- [KLM 2014] Kanis, Kersten; Lisker, André; Mehlhorn, Lutz: Erste Inbetriebnahme von über Internet Protokoll angesteuerten Feldelementen. In: *Signal und Draht* 106 (2014), Heft 6, S. 19–23.
- [KLPF 2010] Klötters, Georg; Pferdenges, Jörg: Stromversorgungskonzept für BÜSA auf Basis neuer Außenanlagenkomponenten. In: *Signal und Draht* 102 (2010), Heft 6, S. 10–13, zuletzt geprüft am 10.05.2014.

- [KMW 2009] Kötting, Holger; Metschulat, Holger; Weber, Stephan: www.stellwerke.de. Bauformen und Unterscheidungsmerkmale. Gleisbildstellwerke, 2009, Online verfügbar unter http://www.stellwerke.de/formen/seite2_4.html, zuletzt aktualisiert am 19.01.2009, zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- [KMW 2012] Kötting, Holger; Metschulat, Holger; Weber, Stephan: www.stellwerke.de. Liste Deutscher Stellwerke. (und einige Stellwerke aus dem angrenzenden Ausland), 2012, Online verfügbar unter <http://stellwerke.de/liste/index.html>, zuletzt geprüft am 08.09.2014.
- [KNE 2014] Knewitz, Rainer: Rail-IT in der Signaltechnik – Teil 2. In: *Signal und Draht* 106 (2014), Heft 3, S. 9–17.
- [KOM 2004] Kompetenz- und Innovationszentrum Brennstoffzelle der Region Stuttgart e.V.: Technische und kommerzielle Daten von Wasserstoff für Hersteller und Anwender von Brennstoffzellen-Systemen. Kurz-Information Wasserstoff, Stuttgart, 2004, Online verfügbar unter http://www.presse-team.de/Lese-stoff/texte/er_wasserstoff_auszug.pdf, zuletzt geprüft am 11.10.2014.
- [KOß 1911] Koßmann: Verwendung von Sammlerbatterien für elektrische Sicherungsanlagen mit Gleichstrombetrieb. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 6 (1911), Hefte 20 u. 21, S. 153–164.
- [KOß 1916] Koßmann: Verwendung von Sammlerbatterien für den Betrieb elektrischer Sicherungsanlagen. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 11 (1916), Heft 8, S. 57–64.
- [KÖT 1969] Köth, Wilhelm: Zur neuen Vorschrift für die Stromversorgung von Dr-Stellwerken. In: *Signal und Draht* 61 (1969), Heft 11, S. 175–180.
- [KRA 2011] Krause, Marcus: Environmental Life Cycle Costing (ELCC) für Produkte der Solarenergie. Die Verbindung von Life Cycle Assessment (LCA) und Life Cycle Costing (LCC) - from Cradle to Grave - angewandt auf die Photovoltaik. Günther, Edeltraud; Günther, Thomas; Hoppe, Thomas (Hrsg.) Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, insbes. Betriebliche Umweltökonomie (Dresdner Beiträge zur Lehre der betrieblichen Umweltökonomie, 46/2011), Dresden, 2011, Online verfügbar unter <http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/9696/Nr.%2046%20Gesamt.pdf>, zuletzt geprüft am 02.08.2014.
- [KRA 2013] Kraft, Oliver: unbekannter Titel der Präsentation. 57. Oberbaufachtagung. VDEI, Darmstadt. 07.03.2013.
- [KUN 2014] Kunze, Michael: Introduction of new modular and compact power supplies for relay interlockings. In: University of Zilina (Hrsg.): "Recent Challenges for European Railways". Symposium Proceedings. 22nd International Symposium EURO - ZEL 2014. Zilina, 3.-4. Juni 2014. CETRA Centre for Transport Research: Tribun EU (2014), S. 147–155.

- [KUS 1965] Kusche, Wolfgang: Das Gleisbildstellwerk Bauform II WSSB. In: *Signal und Schiene* 9 (1965), Heft 6 u. 7, S. 245-248 u. 290-296.
- [KUS 1985] Kusche, Wolfgang: Zugbeeinflussung und automatischer Streckenblock: transpress VEB Verlag für Verkehrswesen (Stellwerks- und Blockanlagen, Band 4), 1985.
- [LAN 2013] Lanta, Juha: Leistungsgarantie. Unterbrechungsfreie Stromversorgung für Rechenzentren. In: *ABB review* (2013), Heft 4, S. 29–33, zuletzt geprüft am 11.05.2014.
- [LEI 1948] Leiner, Gustav: Über die Unterhaltung der Stromversorgungsanlagen im Signal- und Fernmeldewesen. In: *Signal und Draht* 40 (1948), Hefte 3 u. 4, S. 32-35 u. 42–46.
- [LEO 1959] Leonhard, Ernst: Die elektrischen Schutzmaßnahmen in den Signalanlagen der Dr-Technik. In: *Signal und Draht* 51 (1959), Heft 7, S. 107–120.
- [LES 2013] Lesinski, Tobias: Anlagen- und Instandhaltungsmanagement der DB Netz AG. Instandhaltungsstrategie Fahrweg und deren Umsetzung. Bahnsystemkolloquium 2013DB Netz AG. Institut für Bahnsysteme und Öffentlichen Verkehr (TU Dresden), Dresden. 30.05.2013.
- [LOR 1956] Lorenz AG: Vom Gleisbildstellwerk DrL zum Stellwerk SpDrL. In: *Signal und Draht* 56 (1956), Heft 3+4, S. 59–61.
- [LZO 2014] Lima, Eduardo; Zöhner, Jessica; Oladzadeh, Alireza: Neue Wege in der Instandhaltung. Fortschrittliche Servicelösungen für den Bergbau und die Mineralaufbereitung. In: *ABB review* (2014), Heft 3, S. 47–51.
- [MAR 2002] Marheineke, Torsten: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Forschungsbericht - Band 87. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, zuletzt geprüft am 02.08.2014, 2002.
- [MAS 2012] Maschek, Ulrich: Zur Berechnung der menschlichen Zuverlässigkeit aus Vorbeifahrten an Halt zeigenden Signalen. In: *Eisenbahntechnische Rundschau* 61 (2012), Heft 5, S. 20–24.
- [MAT 2002] Matikainen, Lassi: Instandhaltung in Finnland. In: *Signal und Draht* 94 (2002), Heft 12, S. 43–48.
- [MIN 2014] Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr (Hrsg.): LESSY (Lithium Elektrizitäts-Speicher System). Großer Erfolg für Großbatteriespeicher LESSY, 2014, Online verfügbar unter <http://www.saarland.de/116944.htm>.
- [MIVE 1986] Middendorf, Ehrenfried; Venekamp, Hans-Peter: Energieversorgung der Stellwerke an NBS. In: *Signal und Draht* 78 (1986), Heft 3, S. 47–50.
- [MOL 2014] Molzberger, Lars: berliner-stellwerke.de, Berlin, 2014, Online verfügbar unter <http://www.berliner-stellwerke.de/>, zuletzt geprüft am 02.10.2014.

- [MOS 2013] Moser, Sepp: Mit Sigrid in die Zukunft. In: *Monitor - Magazin der Siemens-Gesellschaften in der Schweiz* (2013), Heft 3, S. 21.
- [MÜH 2013] Mühle, Stefan: Konzept für den Einsatz von Kompaktstromversorgungen in Relaisstellwerken des Eisenbahninfrastrukturunternehmens DB Netz AG. Diplomarbeit. Hochschule Zittau/Görlitz, Zittau. Fakultät Elektrotechnik und Informatik, zuletzt geprüft am 02.08.2014, 2013.
- [MÜL 1922] Müller: Die Stromquellen für Kraftstellwerke. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 17 u. 18 (1922) u. (1923), Hefte 22, 23, 24 u. 1, S. 113-128 u. 1-4.
- [MÜL 1989] Müller, Horst-Georg: Einsatz der Photovoltaik in der Signaltechnik. In: *Signal und Draht* 91 (1989), Heft 6, S. 125–128.
- [N.N. 1913] N. N.: Elektrische Kraftstellwerke der Eisenbahnsignal-Bauanstalt Max Jüdel & Co., Akt.-Ges., Braunschweig. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 8 (1913), Hefte 8 - 22, S. 137–175.
- [NOW 1974] Nowak, Karl-Heinz: Vereinfachte Lichtsignale für mechanische Stellwerke. Technischer Aufbau. In: *Signal und Draht* 86 (1974), Heft 12, S. 228–234.
- [NVT 2013] DB Netz AG Zentrale, I.NVT: DB NeuPro. Grundlagendokument Energieversorgung (Point of Power) im Projekt Annaberg-Buchholz. ENTWURF, 2013a.
- [NVT 2014] DB Netz AG Zentrale, I.NVT: Stromversorgung. Lastenheft für die Stromversorgung NeuPro, 2014.
- [NVT 2013] DB Netz AG Zentrale, I.NVT: Gesamt-/ Sammelinformation zur LST-Bauformgruppe, 2013b.
- [NVT 2013] DB Netz AG Zentrale, I.NVT: Hinweise zu Versorgungsspannungen der Stellwerksbauformen Sp Dr S60, Sp Dr S600 und Dr S2, Frankfurt a. M. 21.02.2013. Memorandum an Michael Kunze, 2013c.
- [OPI 1964] Opitz, Rudi: Anpassungsschaltungen für Lichtsignale an mechanischen und elektromechanischen Stellwerken. In: *Signal und Schiene* 8 (1964), Hefte 8 u. 9, S. 267-271 u. 320-322.
- [OSRO 1964] Ostreich, Walter; Rodinger, Heinz: Die Ermittlung des Nutzeffektes der modernen Sicherheitstechnik. In: *Signal und Schiene* 8 (1964), Heft 7, S. 225–229.
- [PAU 2011] Paul, Hartmut: Brennstoffzellen als unterbrechungsfreie Stromversorgung. Seminar "Innovative Stromversorgung für Bahnanlagen" Rittal GmbH & Co. KG. VDEI Akademie für Bahnsysteme, Magdeburg. 24.08.2011.
- [PAWE 2011] Paul, Hartmut; Westphal, Lutz: Innovative Stromversorgung für Bahnsignalanlagen. Forderungen an Stromversorgungen für Bahnsignalanlagen. In: *Der Eisenbahningenieur* 62 (2011), Heft 10, S. 32–35.

- [PET 1916] Peters, G.: Sammlerbatterien mit Selbststeuerung des Ladevorganges auf Bahnhof Lehrte P und R. Bauart Siemens & Halske. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 11 (1916), Heft 22, S. 169–173.
- [PFE 2011] Pferdmeiges, Jörg: ZSB 2000 – Energieverbrauch und Stellentfernungen. In: *Signal und Draht* 103 (2011), Heft 5, S. 26–29, zuletzt geprüft am 10.05.2014.
- [PFE 2014] Pfeiffer, Frank: www.entlang-der-gleise.de. Stellwerke und Blockstellen, 2014, Online verfügbar unter <http://www.entlang-der-gleise.de/stellwerke-basis.html>, zuletzt aktualisiert am 25.11.2014, zuletzt geprüft am 02.12.2014.
- [PIE 2007] Piepenhagen, Ralf: <http://www.ralfs-eisenbahn.de>. Ralf Piepenhagen, 2007, Online verfügbar unter <http://www.ralfs-eisenbahn.de/>, zuletzt aktualisiert am 26.01.2007, zuletzt geprüft am 14.09.2014.
- [POST 1965] Pojack, H.; Sternitzky, G.: Störungsanalyse und ihre Auswirkungen im Sicherungswesen. In: *Signal und Schiene* (1965), Heft 3, S. 116–121.
- [PRA 2013] Praktijnjo, Aaron: Sicherheit der Elektrizitätsversorgung. Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit, Wiesbaden: Springer Vieweg (SpringerLink: Bücher), 2013, Online verfügbar unter http://download.springer.com/static/pdf/256/bok%253A978-3-658-04344-5.pdf?auth66=1396891098_ac3d56f9f1f98e73e5e69a7e103a0680&ext=.pdf.
- [PRE 2011] Prestin, Ronald: Brennstoffzellen bei der DB AG. 12.04.2011. Präsentation per E-Mail an Michael Kunze, 2011.
- [PRO 1916] Proske: Sammlerbatterien mit Selbststeuerung des Ladevorganges und Anschluss an ein Starkstromnetz. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 11 (1916), Heft 7, S. 53–56.
- [RAI 2010] Raithmayr, Werner: Leistungselektronik – die Zukunft der Energietechnik. 28. Kolloquium "Umrichter in der Bahnstromversorgung" DB Energie GmbH. Professur Elektrische Bahnen, Dresden. 01.07.2010.
- [RAI 2013] Raimund, Christian: Verfügbarkeitserhöhung von Stromversorgungsanlagen der Leit- und Sicherungstechnik. Interne Präsentation. DB Netz AG, Frankfurt a. M. 05.02.2013.
- [REER 1933] Rehkemper, Bernhard; Erkelenz, Christoph: Pufferbetrieb in Stromversorgungsanlagen für Kraftstellwerke. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 28 u. 29 u. 31 (1933), (1934) u. (1936), Hefte 9, 15 (1933), 14 (1934) u. 12 (1936), S. 98-116; 177-180; 169-178 u. 133-136.
- [REH 1952] Rehschuh, Gotthold: Gleisbildstellwerk Dr S. In: *Signal und Draht* 44 (1952), Hefte 8 u. 9, S. 121-129 u. 147-152.
- [RIE 1961] Rieskamp, Kurt: Die Stromversorgungsanlage für Gleisbildstellwerke (SpDr). In: *Signal und Draht* 53 (1961), Heft 4, S. 57–62.

- [RÖL 1914] Röll, Victor Freiherr von (Hrsg.): Enzyklopädie des Eisenbahnwesens. 2. Aufl. 1912-1923. 10 Bände, Berlin, Wien: Urban & Schwarzenberg (Band 6), 1914.
- [ROS 2007] Rosa, Andreas: Projektierung von Ersatzstromaggregaten. Errichten und Betreiben von Stromerzeugungsaggregaten nach DIN VDE 0100-551 DIN VDE 0100-560 DIN VDE 0100-710 DIN VDE 0100-718 DIN 6280 DIN ISO 8528 VDEW-Richtlinien baurechtliche Regelungen wie EltBauVO LAR usw, Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH (VDE-Schriftenreihe Normen verständlich, 122), 2007.
- [ROU 1922] Roudolf: Die Stromversorgung der elektrischen Sicherungsanlagen der Berliner Stadtbahn. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 17 (1922), Heft 13, S. 65–69.
- [RÜVE 1985] Rüger, Hans; Venekamp, Hans-Peter: Neue Generation von Energiewandlern in der Stromversorgung von Bahnsignalanlagen. In: *Signal und Draht* 77 (1985), Heft 11, S. 235–238.
- [SAS 1954] Sasse, Hans Wolfgang: EDr -Technik. In: *Signal und Draht* 46 (1954), Heft 2, S. 18–24.
- [SAU 1933] Sautier, C.: Gleichrichter zum Laden der Sammler. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 28 (1933), Hefte 2 u. 3, S. 20–36.
- [SAU 2006] Sauer, Dirk Uwe: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: *Solarzeitalter* 26 (2006), Heft 4, S. 12–34, Online verfügbar unter http://www.euro-solar.de/de/images/stories/pdf/SZA-4_06_Sauer_Optionsen_Speicher_layout.pdf, zuletzt geprüft am 10.03.2014.
- [SCH 1900] Schubert, Ernst: Die Sicherungswerke im Eisenbahnbetriebe. Ein Lehr- und Nachschlagebuch für Eisenbahn-Betriebsbeamte und Studierende des Eisenbahnwesens enthaltend electricische Telegraphen, Fernsprechanlagen, Läutewerke, Contact-Apparate, Block-Einrichtungen, Signal- und Weichenstellwerke und sonstige Sicherungseinrichtungen. 3. Aufl., Wiesbaden: C. W. Kreidel, 1900.
- [SCH 1911] Schubert: Sammelbatterien als Stromquelle für elektrische Sicherungsanlagen. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 6 (1911), Heft 24, S. 185–190.
- [SCH 1915] Schneider, J.: Schwachstromanlagen im Bezirk der Eisenbahndirektion Mainz. In: *Zeitschrift für das gesamte Eisenbahn-Sicherungswesen (Das Stellwerk)* 10 (1915), Hefte 20, 21 u. 22, S. 157–176.
- [SCH 1956] Schmitz, Walter: Grundgedanken des Gleisbildstellwerks SpDr. In: *Signal und Draht* 48 (1956), Heft 3+4, S. 35–43.

- [SCH 1960] Schmidt, Helmut: Eisenbahn-Sicherungstechnik: Stromversorgungsanlagen. Lehrbrief 4. Ingenieurschule für Eisenbahnwesen Dresden (Hrsg.) (Lehrbriefe für das Fachschul-Fernstudium, 3.9-4), Dresden, 1960.
- [SCH 1962] Schmitz, Walter: Das Spurplanstellwerk SpDrS 60. In: *Signal und Draht* 54 (1962), Heft 2, S. 17–39.
- [SCH 1987] Schönau, Rainer: Stromversorgung von Blinklichtanlagen mit Solargenerator. In: *Signal und Draht* 79 (1987), Heft 1+2, S. 25–28.
- [SCH 2013] Schärer, André: Effizienter Gleichstrom. Niederspannungs-Gleichstrominfrastruktur in Rechenzentren. In: *ABB review* (2013), Heft 4, S. 16–21.
- [SHO 2006] Short, Thomas Allen: Distribution reliability and power quality, Boca Raton, FL: CRC Press/Taylor & Francis, 2006.
- [SIE 1915] Siemens & Halske AG: Elektrische Stellwerke für Weichen und Signale, Berlin (Druckschrift, Bl. 125), 1915.
- [SIE 1956] Siemens & Halske AG: Vom Drl zum SpDrS. In: *Signal und Draht* 48 (1956), Heft 3+4, S. 49–50.
- [SIE 1961] Siebers, Helmuth: Die Entwicklung der Stromversorgungsanlagen für Stellwerke. In: *Signal und Draht* 53 (1961), Heft 7, S. 97–101.
- [SIE 2013] Siemens Schweiz AG (11.12.2013): Neue Ära in der Stellwerkstechnik. Schweizer Ingenieur ist Siemens-Erfinder des Jahres 2013, Zürich. Müller, Eray, eray.mueller@siemens.com, Online verfügbar unter <http://www.siemens.ch/cc/cms/pm/uploads/pdf/10121.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2014.
- [SIE 2014] Siemens Schweiz AG (Hrsg.): Innovationen - Trackguard® Sinet und Sigrid. Vernetzte Kommunikation und Energieversorgung im Stellwerksbereich (Informationsbroschüre, A 19100-V010-B114 / HTS 9078/114), Wallisellen, 2014, zuletzt geprüft am 27.10.2014.
- [SSW 2013] Saarinen, Kari; Sander Tavallaey, Shiva; Westerlund, Patrik M.: CRIM. Bestimmung der besten Instandhaltungsstrategie für komplexe Prozessanlagen. In: *ABB review* (2013), Heft 2, S. 64–69.
- [STA 1978] Standard Elektrik Lorenz AG (SEL): Beschreibung der Stromversorgung (CBS/TS - Gr/Pf), 1978.
- [STA 1987] Stapf, Jürgen: Mechanisches Stellwerk. 4. Aufl., Berlin: transpress VEB Verlag für Verkehrswesen (Stellwerks- und Blockanlagen, Band 1), 1987.
- [STA 2003] Staab, Wolfgang: Rail Automation. Siemens und die Eisenbahnsignaltechnik. Siemens AG (Hrsg.)Transportation Systems Rail Automation, Braunschweig, 2003.
- [STA 2014a] Statistisches Bundesamt: Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2000 bis August 2014, Wiesbaden, 2014, Online verfügbar unter

- https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergiepreisentwicklungPDF_5619001.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 17.10.2014.
- [STA 2014b] Statistisches Bundesamt: Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise) (Fachserie 17, Reihe 2, August 2014), Wiesbaden, 2014, Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreisePDF/Erzeugerpreise2170200141084.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 17.10.2014.
- [STA 2014c] Statistisches Bundesamt: Verbraucherpreisindex für Deutschland. Lange Reihen ab 1948 - September 2014, Wiesbaden, 2014, Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Verbraucherpreise/VerbraucherpreisindexLangeReihenPDF_5611103.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 17.10.2014.
- [STA 2015] Statistisches Bundesamt: Arbeitskostenindex. Indizes der Arbeitskosten. Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungsbereich, Wiesbaden, 2015, Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VerdiensteArbeitskosten/ArbeitskostenLohnnebenkosten/Tabellen/IndexJaehrlich.html>, zuletzt geprüft am 06.01.2015.
- [STE 1956] Steinfeld, Heinrich: Das erste Spurplanstellwerk im Saarland. In: *Signal und Draht* 48 (1956), Heft 12, S. 196–201, zuletzt geprüft am 30.07.2014.
- [STE 1967] Steinfeldt, Heinrich: Das erste SpDrL 60-Stellwerk (Bauform Lorenz) auf dem Bahnhof Ensdorf. In: *Signal und Draht* 59 (1967), Heft 4, S. 43–52.
- [STE 2010] Stephan, Arnd: Innovationskonzepte für die Energieversorgung der Leit- und Sicherungstechnik. 10. Internationaler Signal+Draht-Kongress Institut für Bahntechnik GmbH. DVV Media Group GmbH | Eurailpress, Fulda. 04.11.2010.
- [STST 2014] Sterner, Michael; Stadler, Ingo: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg (SpringerLink : Bücher), 2014, zuletzt geprüft am 18.11.2014.
- [TAS 1970] Taschner, Gerhard: Die Stromversorgungsanlagen - Bauart WSSB -in Schaltfeldbauweise. Sonderdruck VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin. In: *Deutsche Eisenbahntechnik* 18 (1970), Heft 4.
- [UHWE 2003] Uhrig, Björn; Wend, Frank: Felddatenauswertung versus Zuverlässigkeitsprognose nach Military Handbook 217F. In: *Signal und Draht* 95 (2003), Heft 4, S. 12–14.
- [ULM 2006] Ulmschneider, Maik: Life Cycle Costing (LCC) und Life Cycle Assessment (LCA) – eine Übersicht bestehender Konzepte und deren Anwendung am Beispiel von

- Abwasserpumpstationen. Günther, Edeltraud; Will, Gotthard; Hoppe, Holger (Hrsg.) Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre, insbes. Betriebliche Umweltökonomie (Dresdner Beiträge zur Lehre der betrieblichen Umweltökonomie, 16/2004), Dresden, 2006, Online verfügbar unter <http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/1437/1138263684579-5967.pdf>, zuletzt geprüft am 02.08.2014.
- [UNI 2014] University of Zilina (Hrsg.) (2014): "Recent Challenges for European Railways". Symposium Proceedings. 22nd International Symposium EURO - ZEL 2014. Zilina, 3.-4. Juni 2014 CETRA Centre for Transport Research: Tribun EU.
- [USW 1994] Uebel, Helmut; Schmitt, Alfred; Warlitz, Joachim: Ideen zur zustandsorientierten Instandhaltung und zur Technischen Betriebsleitung. In: *Signal und Draht* 86 (1994), Heft 4, S. 101–105.
- [VEB 1970a] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Bahnhofsspeisung 100 Hz 1,0 kVA 2,5 kVA. Teilheft 8. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin.
- [VEB 1970b] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Gleichrichter 60 V. Teilheft 11. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin.
- [VEB 1970c] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Netzanschluß mit Spannungskonstanthalter 16 kVA/40 kVA. Teilheft 1. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin.
- [VEB 1970d] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Netzanschluß ohne Spannungskonstanthalter 65 kVA. Teilheft 2. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin.
- [VEB 1970e] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Netzersatzanlage 50 Hz 7,5 kVA/ 15 kVA. Teilheft 3. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin.
- [VEB 1970f] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB, Berlin, 1970.
- [VEB 1970g] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Stromverteilungsstell. Teilheft 12. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin.
- [VEB 1970h] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Umformeranlage 380 V 50 Hz/380 V 100 Hz 1,0 kVA. Teilheft 9. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin, zuletzt geprüft am 14.10.2014.

- [VEB 1970i] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Umformanlage 60 V-/380 V 50 Hz/380 V 100 Hz 1,0 kVA. Teilheft 10. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin.
- [VEB 1970j] VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (1970): Umformanlage 60 V-/380 V 50 Hz/380 V 100 Hz 2,5 kVA. Teilheft 5. In: VEB Werk für Signal- und Sicherungstechnik Berlin (Hrsg.): Stromversorgungsanlagen. Bauart WSSB. Berlin.
- [VEN 1986] Venekamp, Hans-Peter: Die Stromversorgung von MCL 84-Stellwerken. In: *Signal und Draht* 78 (1986), Heft 3, S. 52–55.
- [WAL 1979] Walther, Horst: Stand der Entwicklung und Einführung des neuen Spurplan-Stellwerkssystems SpDrS 600 bei der Deutschen Bundesbahn. In: *Signal und Draht* 71 (1979), Heft 1+2, S. 17–20.
- [WEH 1970] Wehner, Ludwig: Die Entstehung des Spurplanstellwerks SpDrL60. In: *Signal und Draht* 62 (1970), Heft 10, S. 182–186.
- [WEH 1971] Wehner, Ludwig: Die Bedienungseinrichtungen des Spurplanstellwerkes SpDrL60. In: *Signal und Draht* 63 (1971), Heft 5, S. 69–78.
- [WEH 1976] Wehner, Ludwig: Zuverlässigkeit der Signaltechnik. In: *Signal und Draht* 68 (1976), Hefte 3, 4 u. 5, S. 39-47; 63-73 u. 87-98.
- [WEH 1978] Wehner, Ludwig: Das Stellwerk SpDrS 600. In: *Signal und Draht* 70 (1978), Heft 3, S. 43–47, zuletzt geprüft am 26.07.2014.
- [WEMA 2009] Weber, Carsten; Maschek, Ulrich: Das EZMG-Stellwerk. Lehrfilm. Technische Universität Dresden, Professur für Verkehrssicherungstechnik (Hrsg.), Dresden, 2009, zuletzt geprüft am 01.12.2014.
- [WES 2011a] Westphal, Lutz: Möglichkeiten der Ersatzstromversorgung. Vor- und Nachteile aus der energetischen Sicht. Seminar "Innovative Stromversorgung für Bahnanlagen" VDEI Fachausschuss Vernetzte Systeme/Niederspannungsanlagen. VDEI Akademie für Bahnsysteme, Magdeburg. 24.08.2011.
- [WES 2011b] Westphal, Lutz: Möglichkeiten der innovativen Stromversorgung von Bahn-Sicherungsanlagen. Seminar "Innovative Stromversorgung für Bahnanlagen" VDEI Fachausschuss Vernetzte Systeme/Niederspannungsanlagen. VDEI Akademie für Bahnsysteme, Magdeburg. 24.08.2011.
- [WIK 2014] Wikimedia Foundation Inc. (Hrsg.): Wikipedia – Die freie Enzyklopädie, 2014, Online verfügbar unter <http://de.wikipedia.org/w/index.php?oldid=135420367>, zuletzt aktualisiert am 23.09.2014, zuletzt geprüft am 23.09.2014.
- [WIR 1950] Wirths, Reinhard: Wirkungsgrad des Akkumulatorenbetriebes. In: *Signal und Draht* 42 (1950), Heft 6, S. 93–95.

- [WIR 2014] Wirtschaftsgesellschaft des Kraftfahrzeuggewerbes mbH: Chemie am Auto - Alternative Kraftstoffe, 2014, Online verfügbar unter <http://www.chemie-am-auto.de/alternative-kraftstoffe/brennstoffzelle.html>, zuletzt aktualisiert am 06.08.2014, zuletzt geprüft am 17.10.2014.
- [ZABO 2013a] Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo; Schwarz, Harald: Brennstoffzellen. In: Richard Zahoransky, Hans-Josef Allelein, Elmar Bollin, Helmut Oehler, Udo Schelling und Harald Schwarz (Hrsg.): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg (Springer-Link: Bücher), 2013, - ISBN978-3-8348-2279-6, S. 211–240, Online verfügbar unter http://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-8348-2279-6_9.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2014.
- [ZABO 2013b] Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo; Schwarz, Harald: Energiespeicherung. In: Richard Zahoransky, Hans-Josef Allelein, Elmar Bollin, Helmut Oehler, Udo Schelling und Harald Schwarz (Hrsg.): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg (Springer-Link: Bücher), 2013, - ISBN978-3-8348-2279-6, S. 419–445, Online verfügbar unter http://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-8348-2279-6_18.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2014.
- [ZABO 2013c] Zahoransky, Richard; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo; Schwarz, Harald (Hrsg.): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl., Wiesbaden: Springer Vieweg (SpringerLink: Bücher), 2013.
- [ZABO 2013d] Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo; Schwarz, Harald: Energieverteilung. In: Richard Zahoransky, Hans-Josef Allelein, Elmar Bollin, Helmut Oehler, Udo Schelling und Harald Schwarz (Hrsg.): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg (Springer-Link: Bücher), 2013, - ISBN978-3-8348-2279-6, S. 387–418, Online verfügbar unter http://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-8348-2279-6_17.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2014.
- [ZABO 2013e] Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo; Schwarz, Harald: Geothermie. In: Richard Zahoransky, Hans-Josef Allelein, Elmar Bollin, Helmut Oehler, Udo Schelling und Harald Schwarz (Hrsg.): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg (SpringerLink: Bücher), 2013, - ISBN978-3-8348-2279-6, S. 360–377, Online verfügbar unter http://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-8348-2279-6_15.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2014.

- [ZABO 2013f] Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo; Schwarz, Harald: Solartechnik. In: Richard Zahoransky, Hans-Josef Allelein, Elmar Bollin, Helmut Oehler, Udo Schelling und Harald Schwarz (Hrsg.): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg (SpringerLink: Bücher), 2013, - ISBN978-3-8348-2279-6, S. 286–326, Online verfügbar unter http://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-8348-2279-6_12.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2014.
- [ZABO 2013g] Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo; Schwarz, Harald: Stationäre Kolbenmotoren für energetischen Einsatz. In: Richard Zahoransky, Hans-Josef Allelein, Elmar Bollin, Helmut Oehler, Udo Schelling und Harald Schwarz (Hrsg.): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg (SpringerLink: Bücher), 2013, - ISBN978-3-8348-2279-6, S. 179–210, Online verfügbar unter http://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-8348-2279-6_8.pdf.
- [ZABO 2013h] Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Oehler, Helmut; Schelling, Udo; Schwarz, Harald: Windenergie. In: Richard Zahoransky, Hans-Josef Allelein, Elmar Bollin, Helmut Oehler, Udo Schelling und Harald Schwarz (Hrsg.): Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 6. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg (SpringerLink: Bücher), 2013, - ISBN978-3-8348-2279-6, S. 327–349, Online verfügbar unter http://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-8348-2279-6_13.pdf, zuletzt geprüft am 08.03.2014.

Anhang

A.1: Energieverbraucher mit Bezug zur Stellwerks-Energieversorgung

Verbraucher	Zugang zur EV	Erforderliche Spannungen	Leistungen	Autonomiezeit	Batteriekapazität
Stellwerke	<ul style="list-style-type: none"> - meist bahneigen, - VNB, - netzfern im Ausnahmefall 	1~ 230 V 50 Hz AC 3~ 400/230 V 50 Hz AC 3~ 400/230 V 42 Hz AC (GSK) 3~ 400/230 V 100 Hz AC (GSK) 60 V DC (Relais, Achszähler, LZB-Rechner) 24 V DC (Rechner)	<u>kleines ESTW (Blockstellen/Überleitstellen):</u> <15 ... 25 kVA <u>mittleres ESTW (Bahnhöfe):</u> 45 kVA <u>großes ESTW (Knotenbahnhöfe):</u> 2 x 120 kVA	1 h (ortsfestes NEA) 0,5 ... 3 h (Ersatznetz Fahrleitung) 3 h (nur ein Netz) 5 h (nur Fahrleitung) 15 min (ESTW-R an Nebenbahnen)	50 Ah bis 550 Ah
GSM-R BTS/ TK-Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> - bahneigen, - VNB oder - netzfern 	3~ 400/230 V 50 Hz AC 48 V DC	4 ... 10 kVA	2 h (mit Ersatznetz) 4 h (kein Ersatznetz)	nach Bedarf
Gefahrenmeldeanlagen HOA/FBOA/WMA	<ul style="list-style-type: none"> - bahneigen, auch aus Stellwerken, - netzfern 	3~ 400/230 V 50 Hz AC 24 V DC (Rechner)	ca. 3,5 kVA (Einzelanlage, 1 Gleis) ca. 5,0 kVA (Doppelanlage, 2 Gleise)	10 min	ca. 10 Ah Einzelanlage ca. 20 Ah Doppelanlage
Netzleittechnik für Oberleitungsanlagen (OSE)	<ul style="list-style-type: none"> - bahneigen, auch aus Stellwerken, - netzfern 	1~ 230 V 50 Hz AC (OSE gesamt) alternativ 1~ 230 V 16,7 Hz AC über Wandler und GR auf 24 V DC 60/48 V DC (Fernwirkunterstation)	0,63 ... 1 kVA	eigene USV nur bei weiteren nachgeschalteten Anlagen 3 ... 5 h	ca. 20 Ah
BÜSA	<ul style="list-style-type: none"> - netzfern, - bahneigen, auch aus Stellwerken oder - VNB 	herstellerabhängig von Pufferbatterie: 60 V DC, 36 V DC, 24 V DC, 2 X 18 V DC	2 ... 3 kVA	5 h	200 Ah, wenn größer, dann eigener Batterieraum erforderlich
Elektrische Weichenheizanlagen	<ul style="list-style-type: none"> - bahneigen, - VNB oder - netzfern 	3~ 230 V 50 Hz AC alternativ 2 x 1~ 231 V 16,7 Hz AC	5 ... 50 kW	keine	keine

Tab. A.1-1: Energieverbraucher mit Bezug zur Stellwerks-EV

Daten aus: [GÖHE 2010], S. 52–53; [HAH 1965], S. 337; [DB 819b]; [DB 819c]; [HUMO 2013], S. 757–798

A.2: Stand der Technik bei den Energiequellen

Energiequelle	Einsatzgebiet	Anwendungsbeispiele Bahn/Stellwerk	Eigenschaften	Leistungen	Bewertung
Verbrennungsmotor (Gas/Diesel)	<ul style="list-style-type: none"> überall 	<ul style="list-style-type: none"> als Netzersatz ggf. als BHKW mit KWK 	<ul style="list-style-type: none"> Motor/Generator Baugruppe erzeugt 3~ 400/230 V 50 Hz AC 	5 ... 400 kVA	<ul style="list-style-type: none"> Brennstoffversorgung erforderlich Umweltproblematik (Abgas, Lärm)
Fahrleitung	<ul style="list-style-type: none"> elektrifizierte Strecken (Wechselstrom) an DC-Strecken nicht möglich, da Spannungsfälle der Verbraucher zu groß (nur 1,5 oder 3 kV Fahrdrahtspannung) 	<ul style="list-style-type: none"> zur netzfernen EV (alleinige Speisung, z. B. aus wirtschaftlichen Gründen) als Netzersatz (Vorzugsvariante) elektrische Weichenheizungsanlagen (EWHA) Verbraucher mit 16,7 Hz Sonderfrequenz (z. B. Zugvorheizanlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> Transformator am Mast oder in Fertigbetonschaltheus Herabspannen auf 2 x 231 V 16,7 Hz AC, anschließend Gleichrichtung auf DC-Zwischenkreisspannung der EV-Anlage Spannungswandler 1~AC 230 V 16,7 Hz für kleine Leistungen (300 VA) 	30 ... 400 kVA	<ul style="list-style-type: none"> geringe Versorgungssicherheit, daher Energiepufferung notwendig meist zusätzlich 50 Hz notwendig (für Hilfsbetriebe wie Schalter, etc.)
Brennstoffzelle	<ul style="list-style-type: none"> Verbraucher mit begrenztem Leistungsbedarf z. B. BÜSA, GSM-R, kleine Stw 	<ul style="list-style-type: none"> Nebenverbraucher als Netzersatz zur netzfernen Energieversorgung (ggf. mit Erzeugung von H₂ vor Ort) 	<ul style="list-style-type: none"> direkte Umwandlung chemisch gebundener Energie in elektrische Energie Wasserstoff (H₂) als Zwischenspeicher nutzbar, z. B. durch Erzeugung in erneuerbaren Energiequellen 	2,5 kW ... 100 MW	<ul style="list-style-type: none"> H₂ Brennstoffversorgung erforderlich Gesamtwirkungsgrad 40 ... 50 % Betriebsdauer abhängig von gelagerter Brennstoffmenge
Photovoltaik	<ul style="list-style-type: none"> Strecken mit direkter Sonneneinstrahlung netzferne Streckeneinrichtungen (z. B. Blockstellen – USA, BÜSA – Australien) 	<ul style="list-style-type: none"> Nebenverbraucher (z. B. Wartehäuschen, Fahrplanvitriolen) EV der Formsignale und der GPE zur netzfernen EV (z. B. BÜSA, OSE, GSM-R Zwischenverstärker, Streckenfernsprecher) 	<ul style="list-style-type: none"> direkte Energieumwandlung der Strahlungsenergie des Sonnenlichts in elektrische Energie (Halbleiter, z. B. Si-Zellen) geringe Auslastung von netzfernen Inselanlagen (7 ... 32 %); Einspeisung in das Netz erhöht Auslastung (ca. 78 %) 	110 ... 180 W/m ²	<ul style="list-style-type: none"> erneuerbare Energiequelle Gesamtwirkungsgrad 11 ... 18 % Energiepufferung notwendig Überdimensionierung notwendig
Windenergie	<ul style="list-style-type: none"> Bereiche mit signifikantem Wind 	<ul style="list-style-type: none"> Nebenverbraucher Kopplung mit Photovoltaik-Anlagen zu Hybridsystem (Verringerung der erforderlichen Batteriekapazität) 	<ul style="list-style-type: none"> große Höhe vorteilhaft Wandlung der Strömungsenergie der bewegten Luft in elektrische Energie DC-Ausgang speist Batterie über Gleichrichter 	ab 0,12 kW	<ul style="list-style-type: none"> erneuerbare Energiequelle Gesamtwirkungsgrad 30 ... 45 % Energiepufferung notwendig Überdimensionierung notwendig
Solarthermie	<ul style="list-style-type: none"> Bahnhofsgebäude 	<ul style="list-style-type: none"> Beheizung von Empfangsgebäuden 	<ul style="list-style-type: none"> Lebensdauer Kollektor: 25 Jahre Wirkungsgrad Kollektor: 80 ... 95 % 	Heizleistung: 800 ... 950 W/m ²	<ul style="list-style-type: none"> erneuerbare Energiequelle Überdimensionierung notwendig
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> Tunnel mit großer Überdeckung Versorgung von Gebäuden- und Anlagen entlang der Strecke 	<ul style="list-style-type: none"> Verbraucher in Tunnelanlagen oder deren Nähe zur Klimatisierung zur Weichenheizung 	<ul style="list-style-type: none"> Entzug der Wärmeenergie der Erde durch die Verwendung eines Mediums in einem geschlossenen Wärmepumpenkreis Einbringung in vorhanden Infrastruktur (z. B. Bohrpfähle) 	Heizleistung: ca. 5 ... 150 kW	<ul style="list-style-type: none"> konstante Verfügbarkeit erneuerbare Energiequelle Umwandlung in Elektroenergie aufwändig (bei oberflächennaher Geothermie unwirtschaftlich)

Tab. A.2-1: Stand der Technik bei den Energiequellen

Daten aus: [HUN 2007]; [HUMO 2013]; [STE 2010]; [ZABO 2013c]

A.3: Stand der Technik bei den Energiespeichern

Kategorie	Art	η_{max} [%]	gravimetr. ED [Wh/kg]	volumetr. ED [Wh/l]	gravimetr. LD [W/kg]	volumetr. LD [W/l]	Ladezyklen	Kosten [EUR/kWh]	Vorteile	Nachteile
elektrische Speicher	supraleitende Ringspeicher/Spulen 	92	1	10	-	-	>1.000.000	13.000 ... 75.000	- verlustarm bei großen Leistungen, hohe Zyklusfestigkeit	- zu komplex, Aufwand zu hoch (Tieftemperaturkühlung, biologische Wirkung, Regelung)
	Kondensatoren 	95	0,03	-	-	-	100.000.000	-	- hohe Zyklusfestigkeit - Tiefentladung möglich - hoher Wirkungsgrad	- relativ schnelle Selbstentladung, keine Langzeitspeicherung von Energie
	Superkondensatoren 	95	1 ... 10	10	-	-	1.000.000	5.000 ... 10.000	- wie bei Kondensatoren - wartungsfrei	- geringe Energiedichte - hohe Kosten, Regelung notwendig - typische Entladezeiten <10 s
mechanische Speicher	Wasserhoch-/Pumpspeicher 	84	0,3 ... 1,4	0,35 ... 1,1	-	-	12.800 ... 33.000	40 ... 180	- hohe Zyklusfestigkeit - große Energiemengen speicherbar	- hohe Investitionskosten - wirtschaftlich erst bei hohen Speichervolumina (Energiedichte gering: 10 kWh bei 10 m ³ auf 360 m Höhe)
	Druckspeicher 	54	9	2 ... 7	-	-	8.620 ... 17.100	40 ... 80		- Aufwand, geringer Wirkungsgrad
	Schwungrad - konventionell  3.000 U min ⁻¹ - aus CFK  80.000 U min ⁻¹	90 93	6 90	- 210	- -	- -	1.000.000 1.000.000	5.000 650 ... 2625	- Schwungrad als Hochleistungsspeicher nutzbar - hohe Zyklusfestigkeit	- hohe Selbstentladung (72 %/d) - Entladezeit wenige Minuten - Frequenzumrichter notwendig wg. Drehzahländerung - kardanische Aufhängung/Berstschutz für mobile Anwendungen
elektrochemische Speicher	Akkumulatoren mit externen Speichern									
	- mit flüssigen Aktivmassen (Redox, z. B. Vanadium-Bromid) 	83	15 ... 50	15 ... 80	-	-	5.755 ... 13.000	200 ... 865	- sehr hohe Lebensdauer, einfach skalierbar - kaum Selbstentladung - Eignung zur autarken EV	- Hilfsenergie/Pumpen für Beförderung der Elektrodenflüssigkeit in Zellen - Batteriesteuerung komplex
	- Gasspeichersystem H ₂ (Elektrolyse + Speicher + Brennstoffzelle) 	25	33.300	3 (1 bar) 732 (300 bar)	-	-	-	-	- geeignet zur autarken Erzeugung und Verbrauch vor Ort in Kombination mit erneuerbaren Energiequellen	- großer Aufwand/hohe Kosten - Verflüssigung/Komprimierung/Transport verringern Wirkungsgrad von 44 auf 25%
- (Primär-)zellen mit externer Regeneration (Zn-Luft 1,65 V) 	-	470	1.480	100	-	400 ... 600	-	- sehr hohe Energiedichte	- Primärzellen, müssen nach Anbruch rasch verbraucht werden - Akkumulator noch in Entwicklung	

Kategorie	Art	η_{max} [%]	gravimetr. ED [Wh/kg]	volumetr. ED [Wh/l]	gravimetr. LD [W/kg]	volumetr. LD [W/l]	Ladezyklen	Kosten [EUR/kWh]	Vorteile	Nachteile
Akkumulatoren mit internen Speichern	- PbSO ₄ (2,0 V) ★	90	25 ... 40	25 ... 100	50 ... 100	150 ... 300	203 ... 2.000	90 ... 355	- geringe Selbstentladung, breites Einsatzspektrum, günstig	- Tiefentladung (Ladezyklus), geringe Energiedichte
	- Li-Ion/LiPo (3,7 V; 3,2 V) 💡	95	100 ... 190	190 ... 375	> 1.000	250 ... 500	400 ... 1.900	170 ... 600	- sehr leistungsfähig, hohe ED und LD, Wirkungsgrad	- Handhabung, Sicherheit
	- NiMH (1,2 V) ⚠	80	70	200 ... 250	100 ... 200	250 ... 500	500 ... 2.000	280	- hohe LD, temperaturresistent	- relativ hohe Selbstentladung
	- NiCd (1,2 V) ✅	75	55	150	150 ... 200	400 ... 500	500 ... 2.500	200 ... 900	- lagerfähig, temperaturresistent	- Umweltbelastung (Schwermetall)
	- NiZn (1,65 V) ⚠	75	75	120 ... 150	120 ... 200	250 ... 400	400 ... 1.000	100 ... 200		- begrenzte Lebensdauer
	- NaNiCl (2,58 V) ⚠	90	120	160	110	130	> 3.000	265 ... 645	- sehr hohe Zyklusfestigkeit	- hohe Betriebstemperatur/
	- NaS (2,0 V) ⚠	90	150 ... 218	180	200	140	2.000 ... 6.500	265 ... 645	- sehr hohe ED erwartet, KWK	- Temperaturmanagement
	- ZnBr (1,8 V) ⚠	70	70	100 ... 120	30 ... 80	50 ... 120	> 2.000	300		

Tab. A.3-1: Stand der Technik bei den Energiespeichern

Daten aus: [HUN 2007]; [PRE 2011]; [SAU 2006]; [STE 2010]; [ISTST 2014], S. 597–625, [ZABO 2013b]

ED – Energiedichte

LD – Leistungsdichte

★ derzeitige Vorzugsvariante

✅ bereits im Einsatz

💡 Einsatz möglich

? Einsatz evtl. später möglich

⚠ Einsatz kritisch/unmöglich

A.4: Auswirkungen von Hilfshandlungen auf die Sicherheit

Für den Zeitraum September 1973 bis August 1974 wurden für den Bereich der Deutschen Bundesbahn in ([WEH 1976], S. 87–92) die Gefährdungen durch Hilfshandlungen quantifiziert. Grundlage bildet die Annahme einer menschlichen Fehlerwahrscheinlichkeit von 10^{-3} ... 10^{-4} bei der Ersatzsignalbedienung, Achszählgrundstellung und Rückmeldung sowie von $5 \cdot 10^{-4}$... $5 \cdot 10^{-5}$ bei der Befehlserteilung.

	mech. Stw	Konfidenz- bereich 95 %	RSTW	Konfidenz- bereich 95 %
Ersatzfahraufträge				
Ersatzfahraufträge mit Sicherheitsverantwortung des Menschen pro 1000 Signalzugfahrten (SZF)	0,46	0,09	0,38	0,05
davon Befehle pro 1000 SZF	0,32	0,07	0,047	0,01
davon Zs 1 pro 1000 SZF	0,14	0,06	0,26	0,04
Gefährdungen pro Jahr	4 ... 45	-	13 ... 125	-
davon durch Befehle	2 ... 24	-	1 ... 8	-
davon durch Zs 1	2 ... 21	-	9 ... 91	-
davon weitere Ersatzfahraufträge	0	-	3 ... 26	-
Achszählgrundstellung				
AzGrT-Bedienungen pro 1000 SZF	-	-	0,5	-
AzGrT-Bedienungen pro Jahr	-	-	170.000	-
Gefährdungen pro Jahr	-	-	17 ... 170	-
Rückmeldungen				
Rückmeldungen pro 1000 SZF	0,8	-	0,2	-
Rückmeldungen pro Jahr	120.000	-	70.000	-
Gefährdungen pro Jahr	12 ... 120	-	7 ... 70	-
Sonstige Hilfshandlungen				
Sonstige Hilfshandlungen pro 1000 SZF	0,32	-	0,43	-
Gefährdungen pro Jahr	5 ... 48	-	15 ... 150	-

Tab. A.4-1: Gefährdungen durch Hilfshandlungen, Daten: ([WEH 1976], S. 87–92)

Sonstige Hilfshandlungen (überwiegend Fahrstraßenhilfsauflösung) kommen bei Energieversorgungsstörungen nicht in Betracht bzw. werden größtenteils in Relaisstellwerken und Elektronischen Stellwerken durch verzögerte Auflösung verringert.

Wie ([ERN 1986], S. 33–34) beschreibt, konnte durch Verbesserungen an den Achszähleinrichtungen (Einbau von Zusatzgruppen zur Verhinderung der vorzeitigen Achszählgrundstellung) die Bedienungshäufigkeit der AzGrT bei gleichzeitig umfangreicher Installation neuer Achszählanlagen stark gesenkt werden. Es kann im Zeitraum von 1976 – 1984 ein Rückgang um ca. 80 % festgestellt werden (siehe Abb. A.4-1). Die Anzahl der Rückmeldungen sank im gleichen Zeitraum um 41 %.

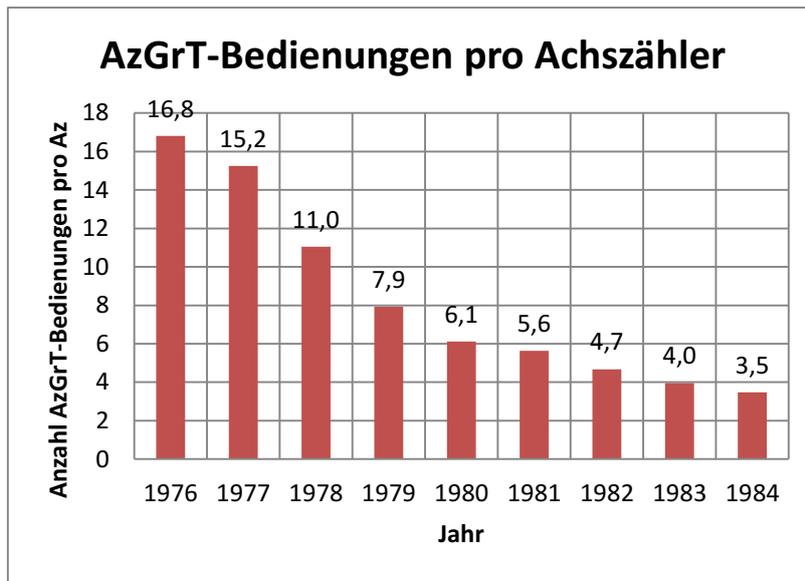


Abb. A.4-1: Achszählgrundstellung RSTW 1976 – 1984, Daten: ([ERN 1986], S. 33–34)

A.5: Verspätungsstatistik Relaisstellwerke 1976 – 1984

Im Zeitraum 1976 – 1984 wurde in der Bundesbahndirektion München eine umfangreiche Störungsstatistik der Sicherungstechnik für Relaisstellwerke geführt.

Durch dichteren Zugverkehr (Einführung des IC-Verkehr) und gekürzte Fahrzeiten stieg die Anzahl der verspäteten Züge pro Störung im Betrachtungszeitraum. Auch die Verspätungsminuten pro Störung erhöhten sich deutlich. Würden Folgeverspätungen mit berücksichtigt, dann wären die Werte noch weitaus größer. Bezogen auf die Signalzugfahrten stiegen die Verspätungen von 1,6 min/1000 SZF auf 2,1 min/1000 SZF. ([ERN 1986], S. 34–35)

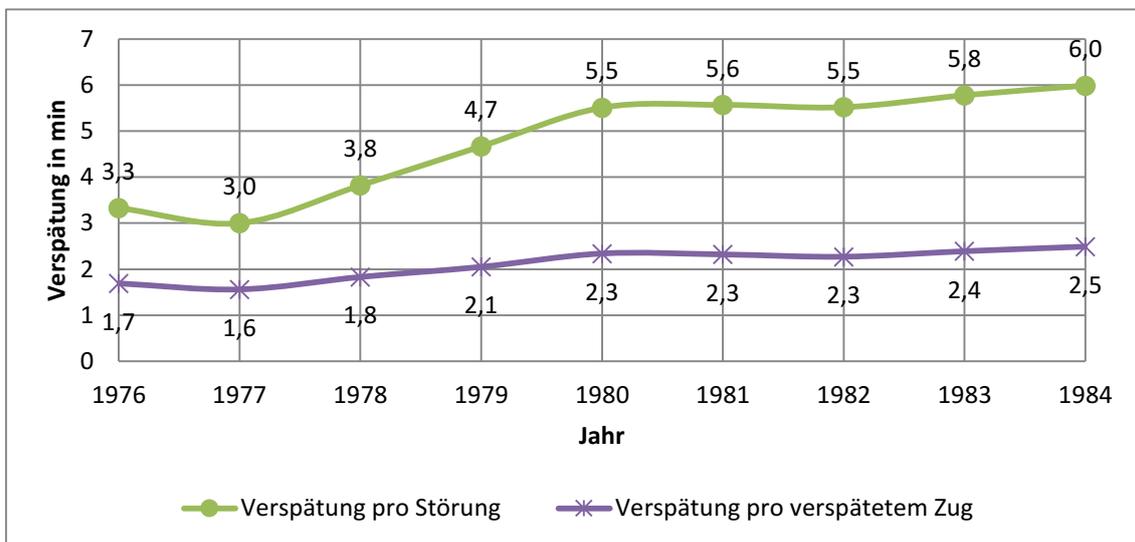


Abb. A.5-1: Verspätungen RSTW 1976 – 1984, Daten: ([ERN 1986], S. 34–35)

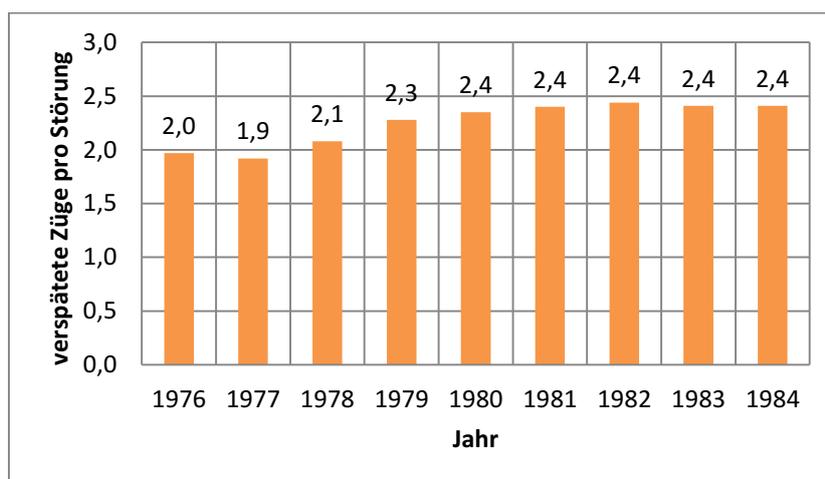


Abb. A.5-2: Verspätete Züge pro Störung 1976 – 1984, Daten: ([ERN 1986], S. 34–35)

A.6: Europäischer Vergleich Kennwerte Versorgungssicherheit

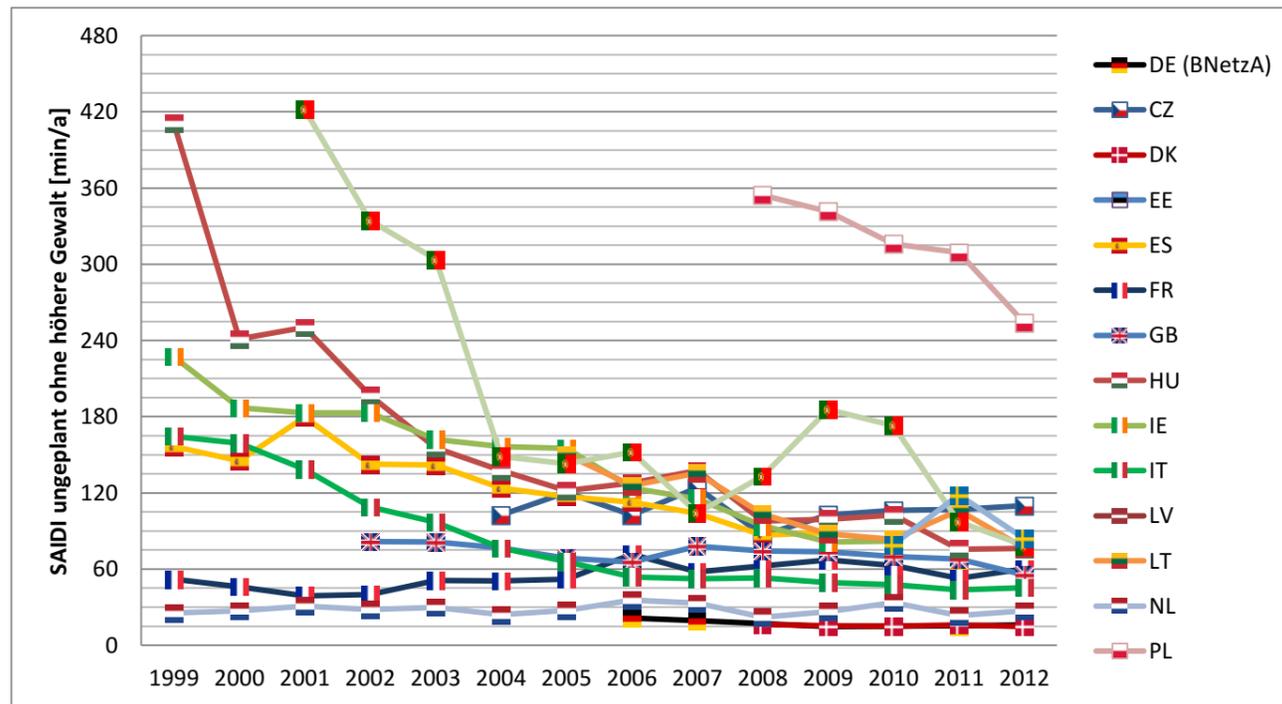


Abb. A.6-1: Ungeplante Nichtverfügbarkeit ohne höhere Gewalt (SAIDI)

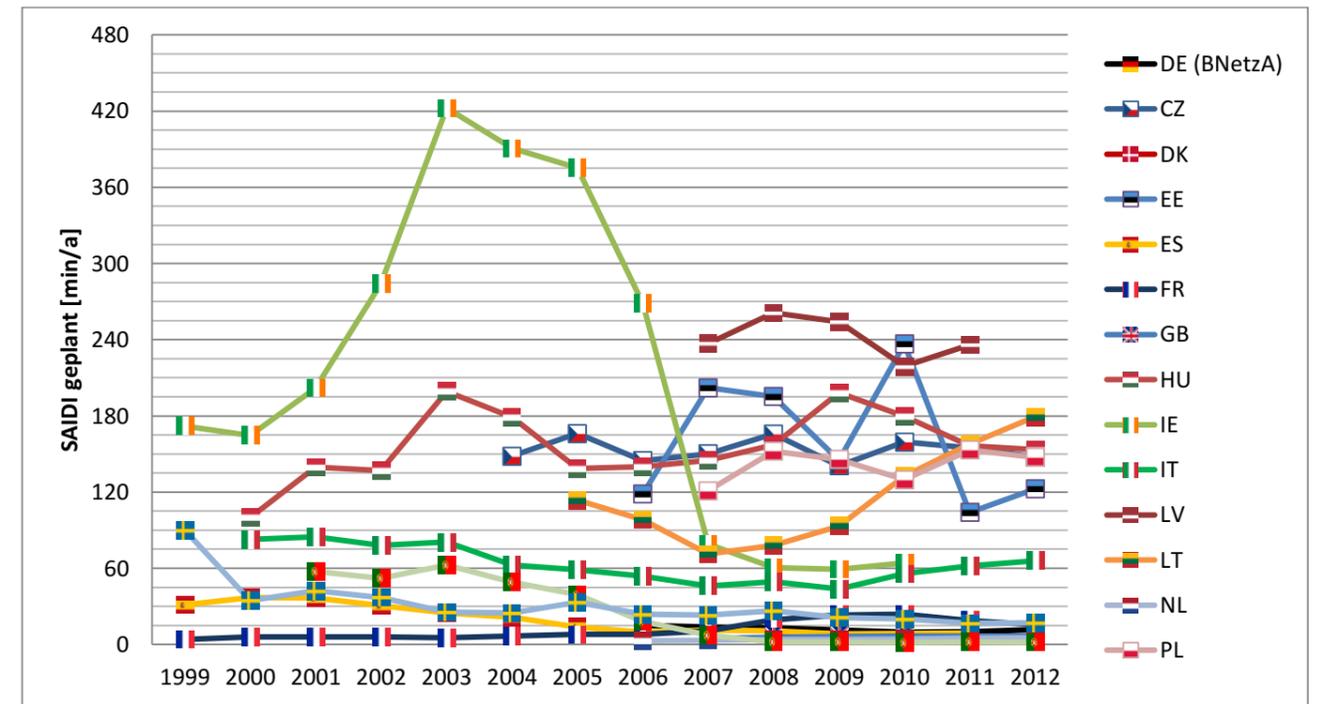


Abb. A.6-3: Geplante Nichtverfügbarkeit (SAIDI)

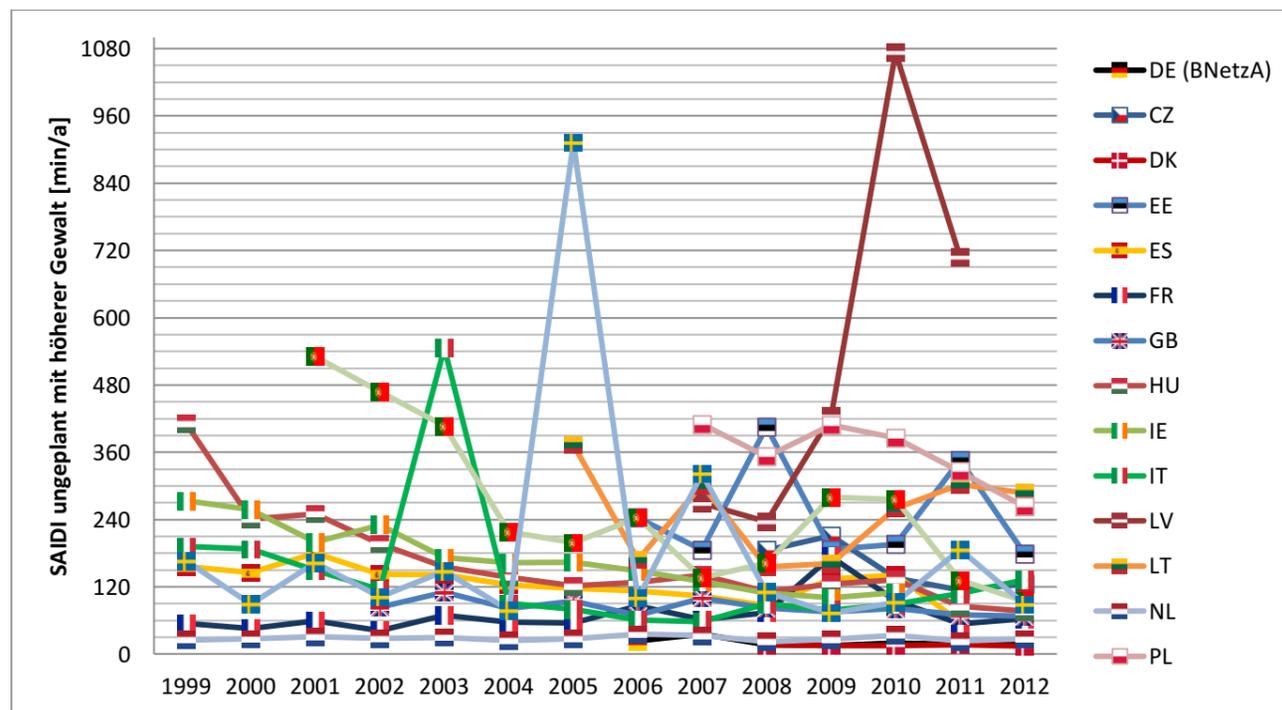


Abb. A.6-2: Ungeplante Nichtverfügbarkeit mit höherer Gewalt (SAIDI)

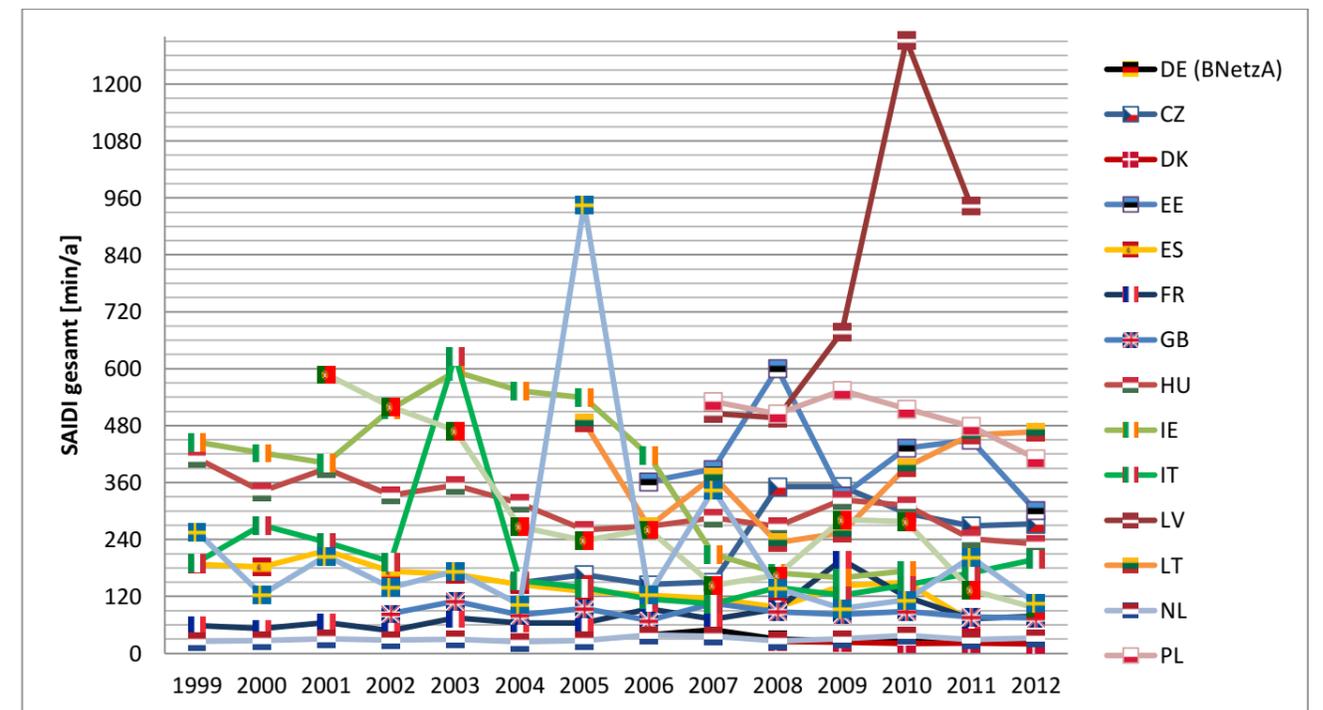


Abb. A.6-4: Gesamt-Nichtverfügbarkeit (SAIDI)

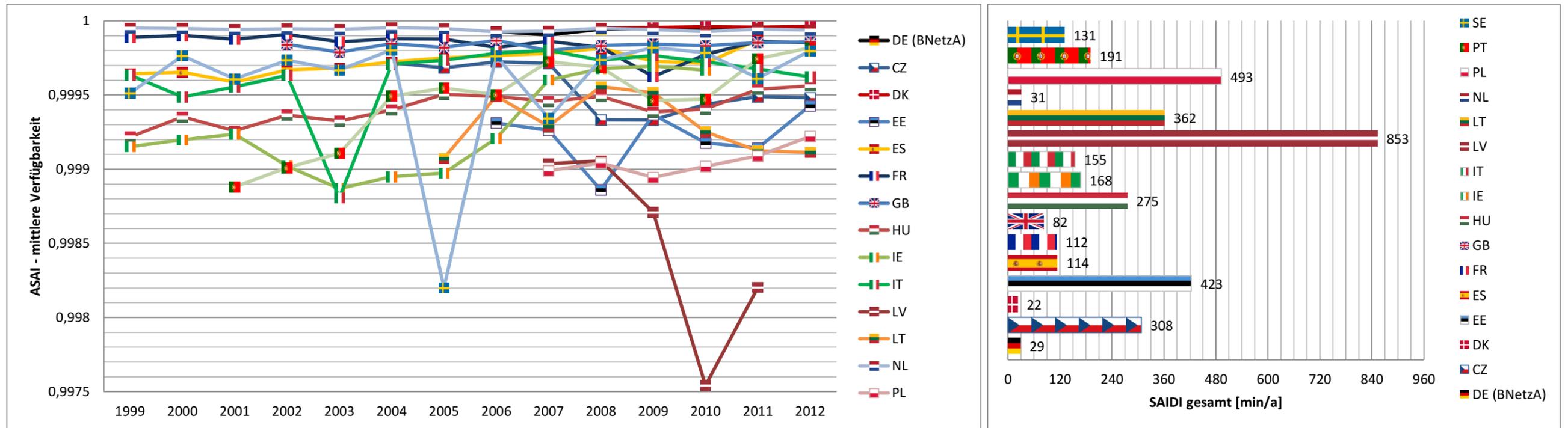


Abb. A.6-5: Mittlere Verfügbarkeit ASAI und Nichtverfügbarkeit SAIDI 2008 – 2012

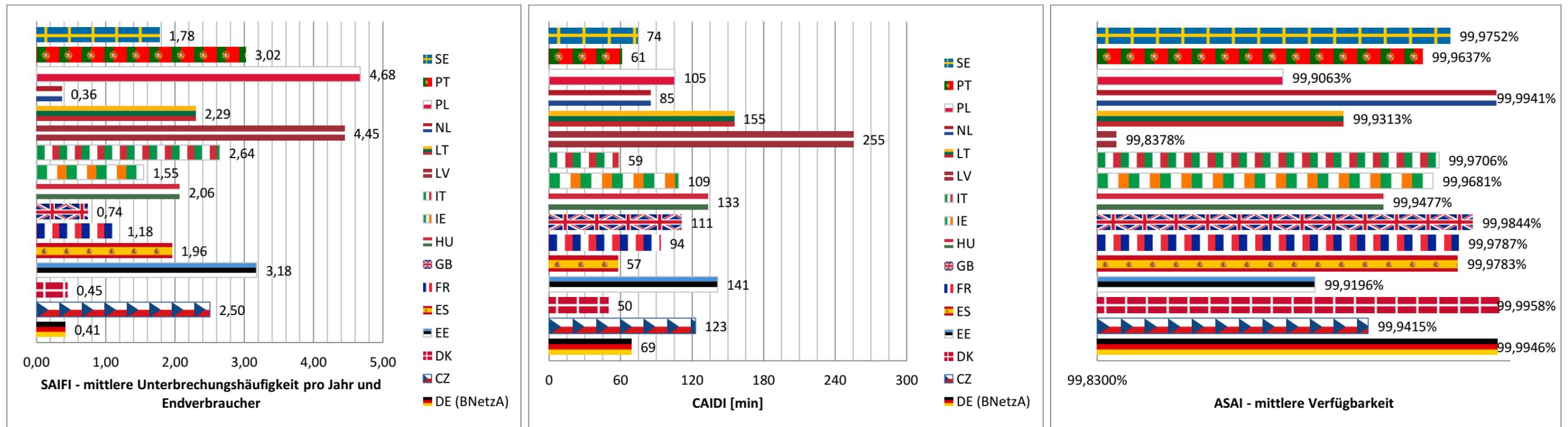


Abb. A.6-6: Mittlere SAIFI, CAIDI und ASAI 2008 – 2012

Daten aus: [BUBU 2013]; [ICEER 2014]; [FNN 2014]

A.7: Abnutzung von Diesel-Netzersatzaggregaten

Vor Beginn der Untersuchung waren wöchentliche Kontrollen und Probeläufe des NEA vorgeschrieben (vorbeugende Instandhaltung). Mit Hilfe eines mathematischen Verfahrens wurde eine neue kostenoptimale vorbeugende Instandhaltungsstrategie für NEA ermittelt. Dazu mussten zunächst Daten zum Ausfallverhalten von 50 Hz NEA in 3 Abnutzungsbereichen (AB) erfasst und ein Lebensdauermodell erstellt werden. Mit angenommenen Werten für die Instandhaltungs- und Stillstands-/Verlustkosten von wurde dann die kostenoptimalen Instandhaltungs- und Kontrollperioden ermittelt. [GRHU 1979]

Weibull-Verteilung: $F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\beta}\right)^\alpha}$ $f(t) = \frac{\alpha}{\beta} \cdot \left(\frac{t}{\beta}\right)^{\alpha-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{\beta}\right)^\alpha}$

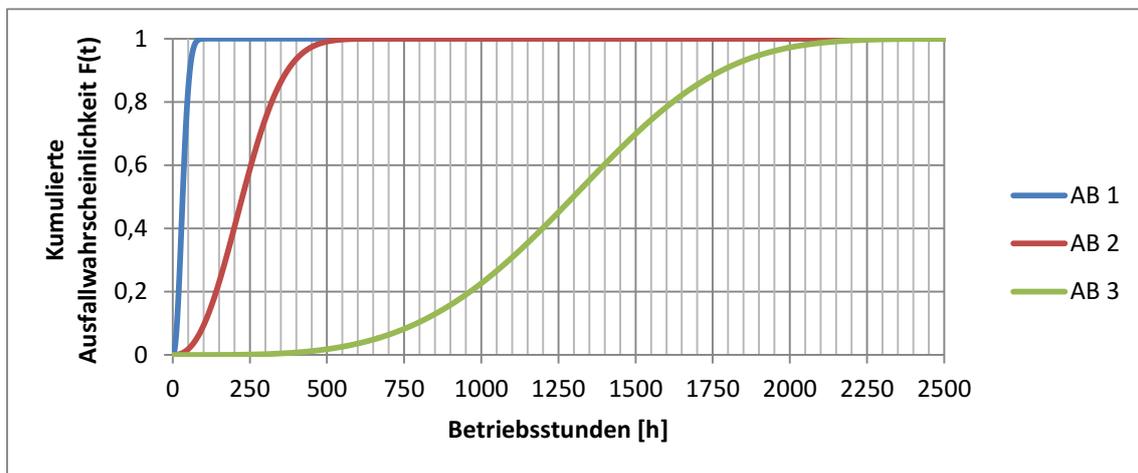


Abb. A.7-1: Weibull-Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion NEA nach [GRHU 1979]

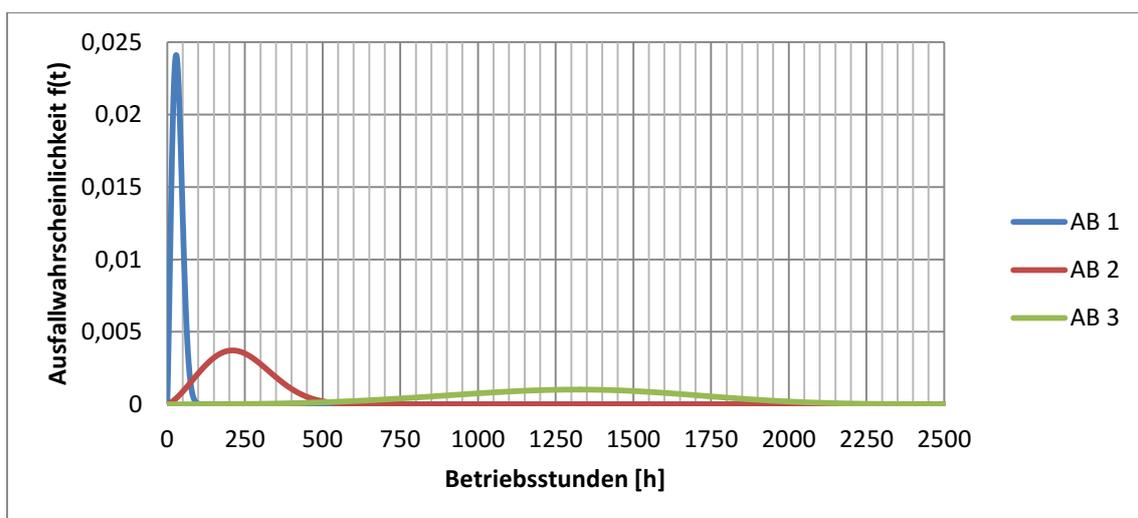


Abb. A.7-2: Weibull-Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion NEA nach [GRHU 1979]

Umfang der Arbeiten	betroffene Teile	Instandhaltungsperiode
Kontrolle und ggf. Minimalinstandsetzung AB 1	Motoröl, Kraftstofffilter, Einspritzdüse, Kühler, Ventilator, Keilriemen, Starterbatterie, Batterieklemmen, Kraftstoffvorrat	3 Wochen
Erneuerung AB 1	Motoröl, Kraftstofffilter, Einspritzdüse, Kühler, Ventilator, Keilriemen, Starterbatterie, Batterieklemmen, Kraftstoffvorrat	42 Wochen bis jährlich
Kontrolle und ggf. Minimalinstandsetzung AB 2	Dieselmotor, Spülpumpenventile, Wasserpumpe, Gummischlauch, Gleichrichter, Relais	
Erneuerung AB 1 und 2	Motoröl, Kraftstofffilter, Einspritzdüse, Kühler, Ventilator, Keilriemen, Starterbatterie, Batterieklemmen, Kraftstoffvorrat Dieselmotor, Spülpumpenventile, Wasserpumpe, Gummischlauch, Gleichrichter, Relais	9 ... 10 Jahre
Kontrolle und ggf. Minimalinstandsetzung AB 3	Kupplung, Generator, Kabelanschlüsse, Trafo, Spannungskonstanthalter	
Kompletterneuerung des NEA	alle	27 ... 30 Jahre

Tab. A.7-1: Kostenoptimale Instandhaltungszyklen NEA nach [GRHU 1979]

A.8: Störungsstatistik Wuppertal 1968

Nach anfänglicher Kritik an den neuen RSTW aufgrund von Stellwerksausfällen wegen Ausfalls zentraler Anlagenteile wurden erste vergleichende Störungsstatistiken erstellt. Im Raum Wuppertal erfasste man 1968 in einem Quartal Störungen auf Basis von Stelleinheiten in mechanischen Stellwerken, elektromechanischen Stellwerken und RSTW. Insgesamt wurden 1.100 Störungen bei 15.500 Stelleinheiten (STE) aufgezeichnet.

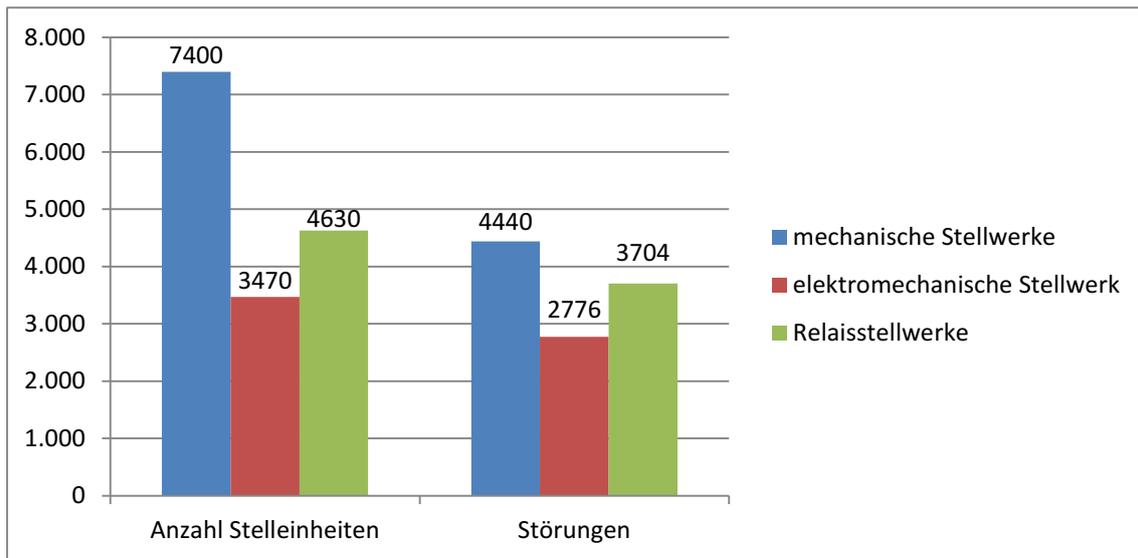


Abb. A.8-1: Störungen und STE Wuppertal 1968, Daten: ([WEH 1976], S. 46–47)

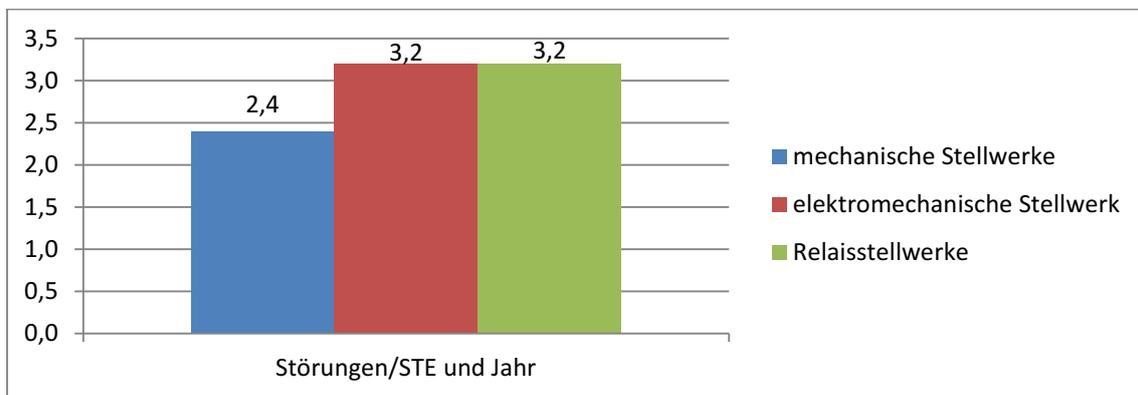


Abb. A.8-2: Störungen pro STE Wuppertal 1968, Daten: ([WEH 1976], S. 46–47)

Dabei sind die Störungswerte nicht miteinander vergleichbar, weil keine Daten zu unterschiedlicher Belastung (Signalzugfahrten) und Auswirkungen (Verspätungsminuten) erfasst wurden. Trotz des kurzen Betrachtungszeitraumes konnte festgestellt werden, dass neuere Relaisstellwerke deutlich geringere Störungswerte in Bezug auf die Lichtsignale aufwiesen (durch neuere Schaltungen, Haupt- und Nebenfaden mit Überwachung und Anzeige auf dem Stelltisch). ([WEH 1976], S. 46–47)

A.9: Störungsstatistik München 1974

Im Gebiet der Bundesbahn-Direktion München wurden von September 1973 bis August 1974 Störungen in mechanischen Stellwerken, elektromechanischen Stellwerken und Relaisstellwerken mit der Störungsursache Sicherungstechnik erfasst.

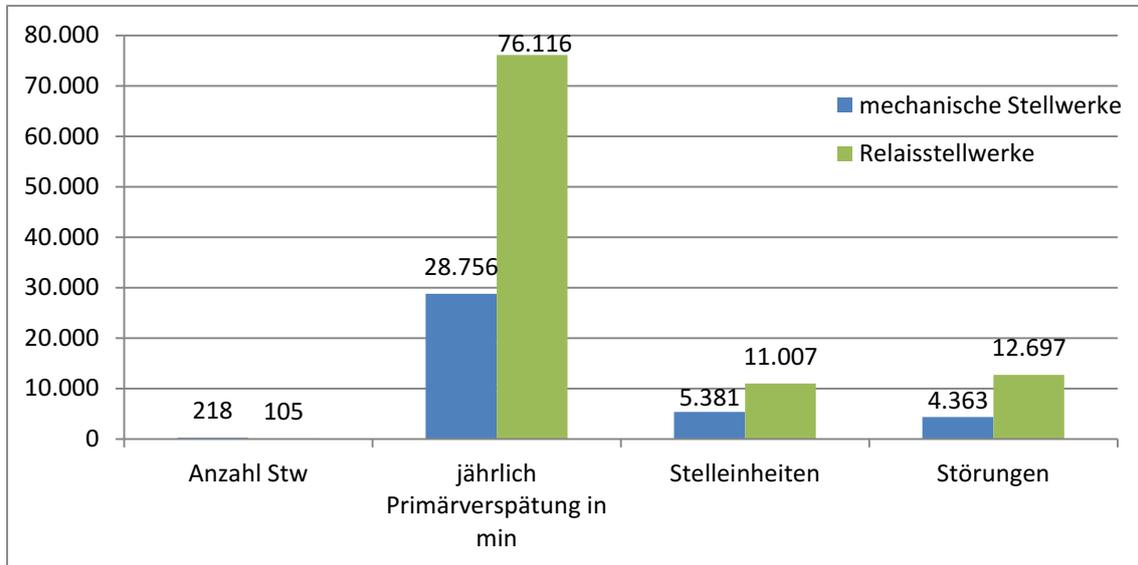


Abb. A.9-1: Störungsstatistik München 1974, Daten: ([WEH 1976], S. 63; 93-94)

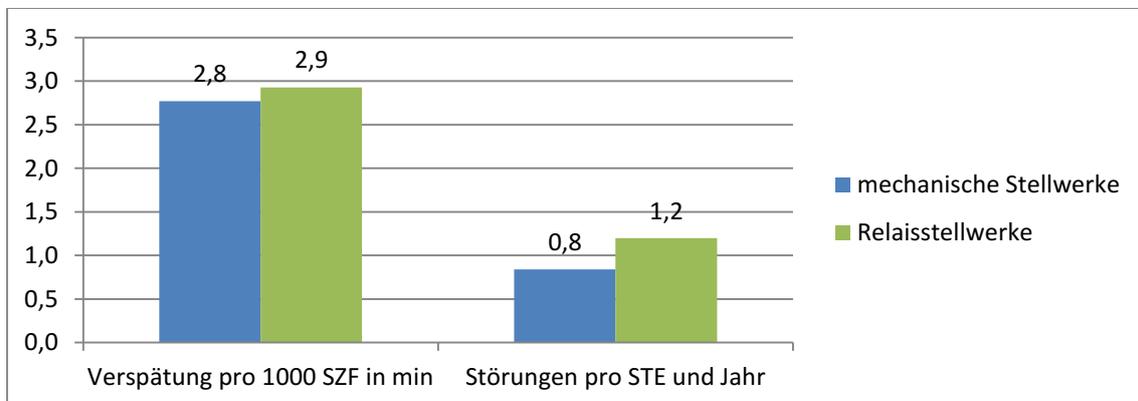


Abb. A.9-2: Störungen und Verspätung München 1974, Daten: [WEH 1976]

Störungen der Energieversorgungsanlagen verursachten einen Anteil von 5,7 % der Verspätungen der Relaisstellwerke. Für das Gesamtnetz der Deutschen Bundesbahn konnten folgende Primärverspätungen ermittelt werden: ([WEH 1976], S. 63; 93-94)

- behinderte Züge pro Störung: 2,2
- durchschnittliche Verspätung pro Störung: 6 min
- durchschnittliche Verspätung pro behinderten Zug: 2,7 min

A.10: Störungsstatistik Signaldienst RSTW 1976 – 1984

Die Störungsstatistik für die Sicherungstechnik der Relaisstellwerke aus [ERN 1986] wurde zwischen 1976 und 1984 in der Bundesbahndirektion München geführt.

Im Verlauf der Jahre 1976 – 1984 konnte die Störungsanzahl in RSTW deutlich verringert werden. Grund dafür waren die umfangreiche Störungsforschung und die nachfolgend umgesetzten Verbesserungen in den Stellwerken. Störungen der EV-Anlage weisen einen Anteil von 1,5 % an den Gesamtstörungen auf. ([ERN 1986], S. 32–33)

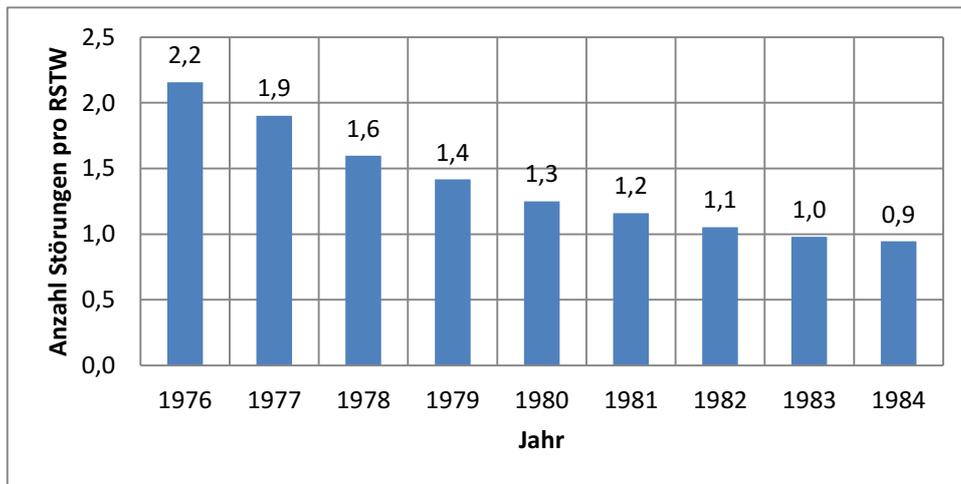


Abb. A.10-1: EV-Störungen pro RSTW 1976 – 1984, Daten: [ERN 1986]

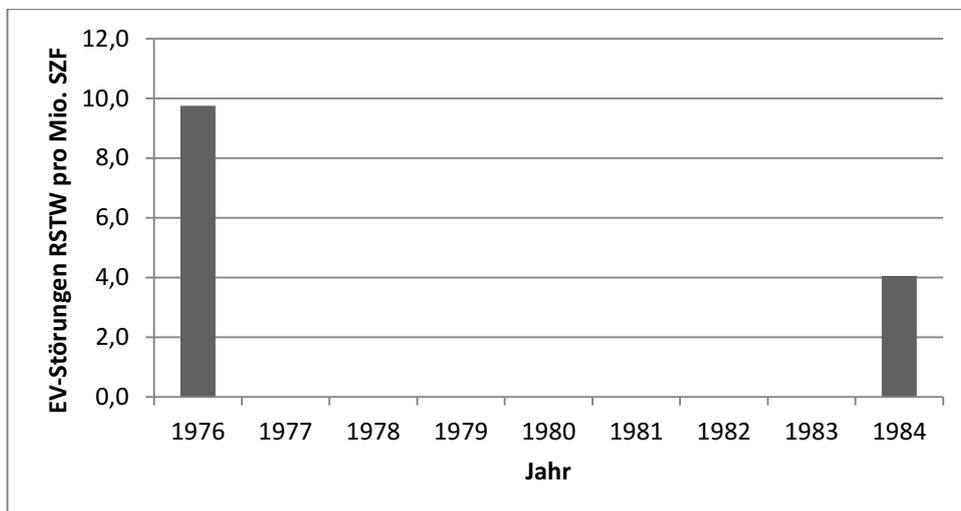


Abb. A.10-2: EV-Störungen RSTW pro 1000 SZF, Daten: [ERN 1986]

[ERN 1986] schätzte ein, dass weitere Verminderungen der Störungen durch nachträgliche Verbesserungen nur bei hohem finanziellem Aufwand möglich sein wird. Es wurde daher vorgeschlagen, in erster Linie die Verfügbarkeit der Achszähler durch neue störungsresistente Zählpunkte zu erhöhen.

A.11: Altersprofile deutscher Relaisstellwerke

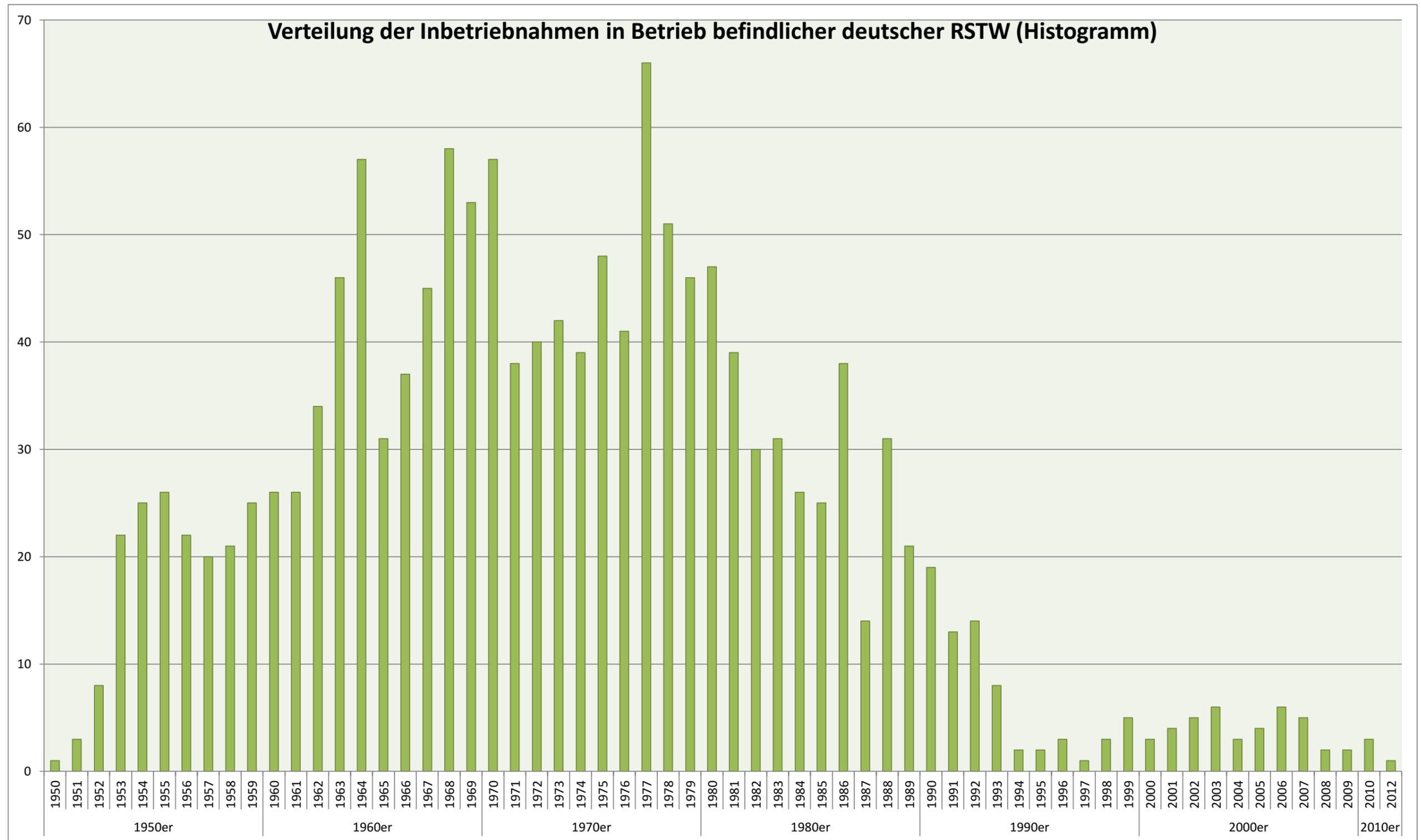


Abb. A.11-1: Gesamthistogramm deutsche RSTW

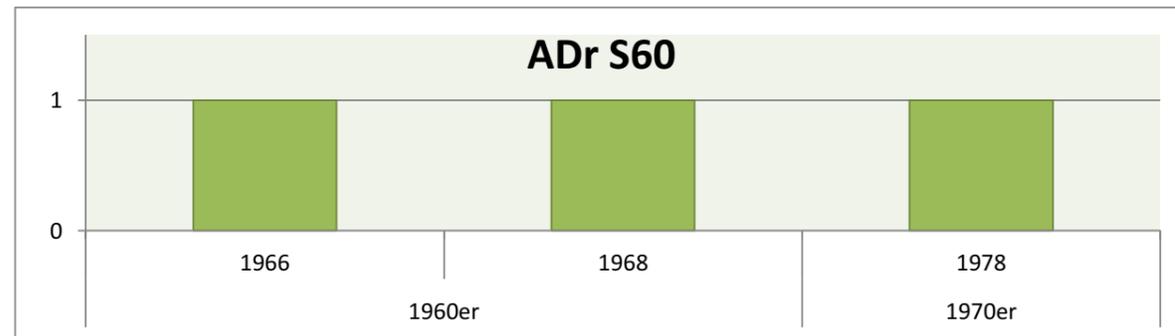


Abb. A.11-2: Histogramm Bauform ADr S60

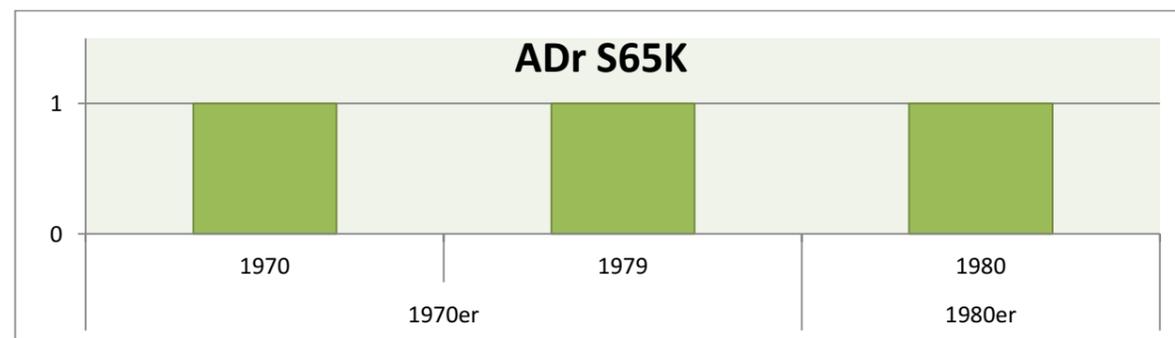


Abb. A. 11-3: Histogramm Bauform ADr S65K

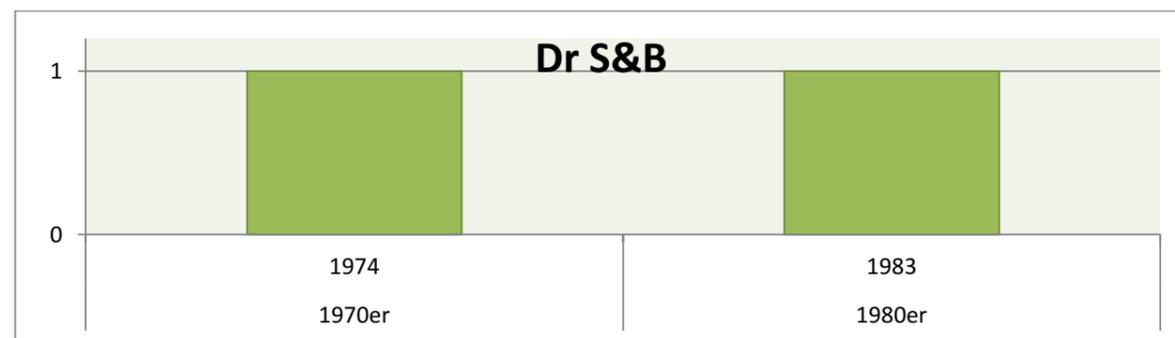


Abb. A.11-4: Histogramm Bauform Dr S&B

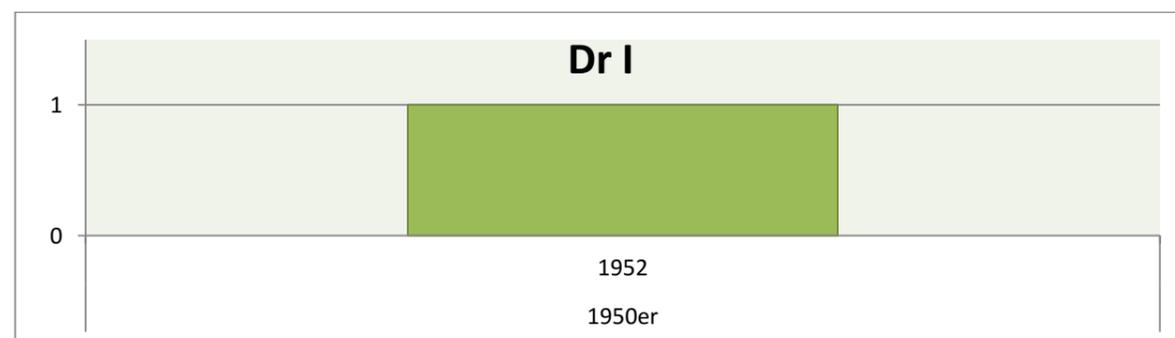


Abb. A.11-5: Histogramm Bauform Dr I

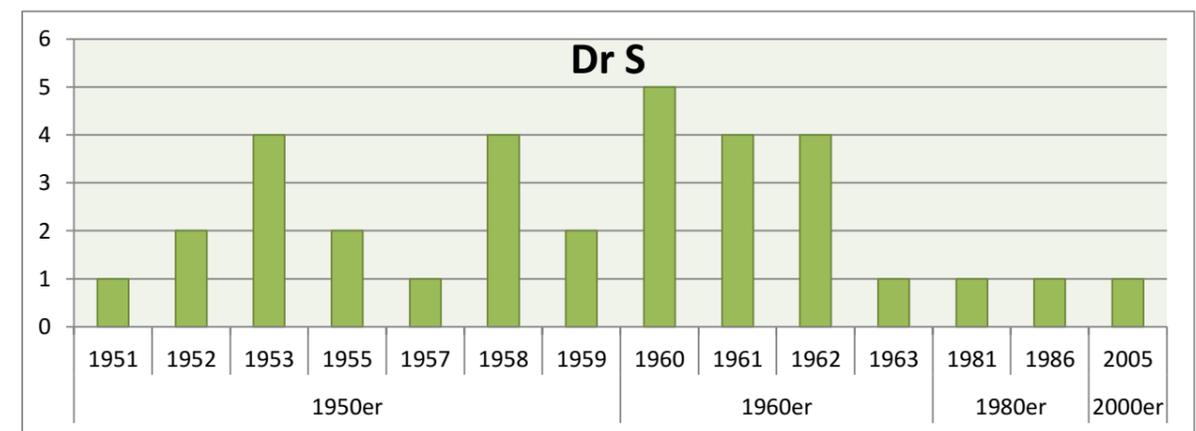


Abb. A. 11-6: Histogramm Bauform Dr S

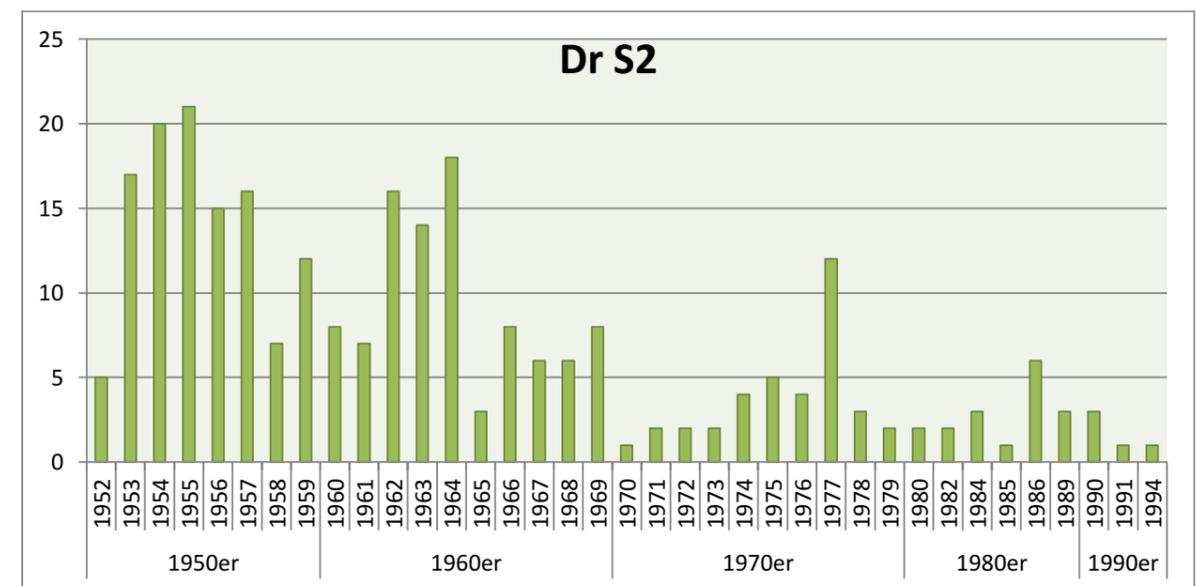


Abb. A.11-7: Histogramm Bauform Dr S2

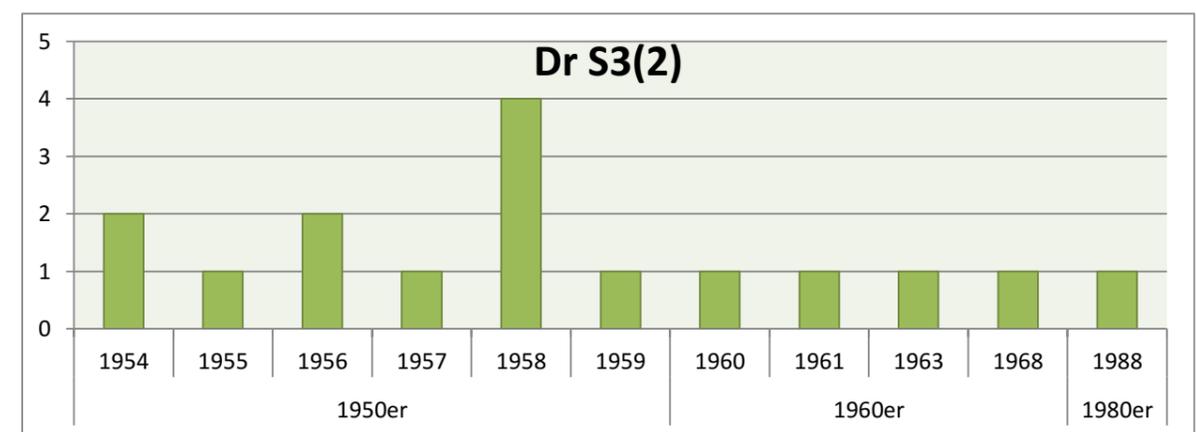


Abb. A.11-8: Histogramm Bauform Dr S3(2)

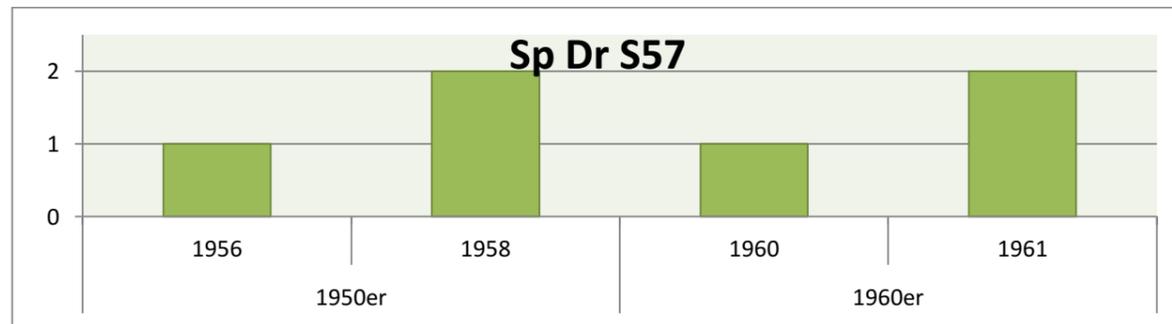


Abb. A.11-9: Histogramm Bauform Sp Dr S57

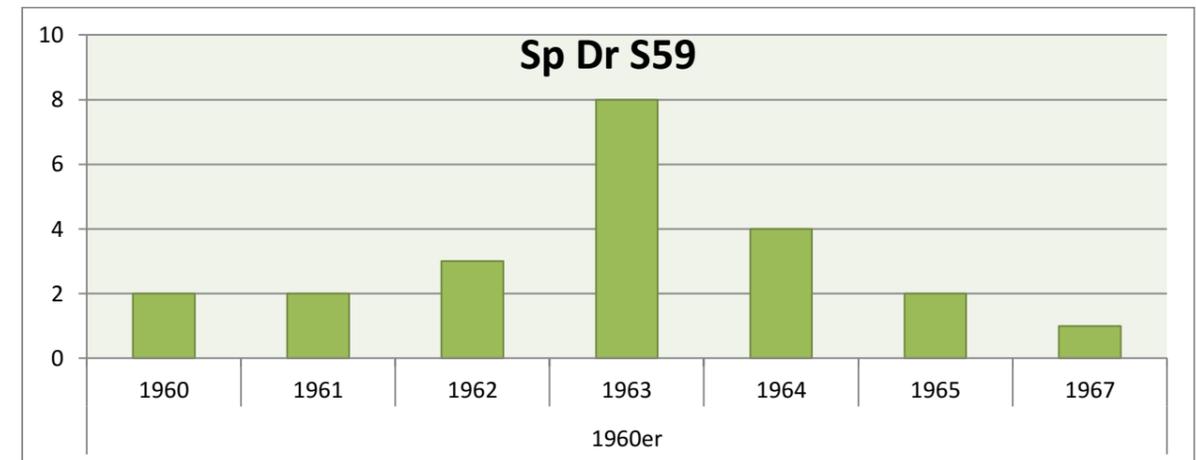


Abb. A.11-12: Histogramm Bauform Sp Dr S59

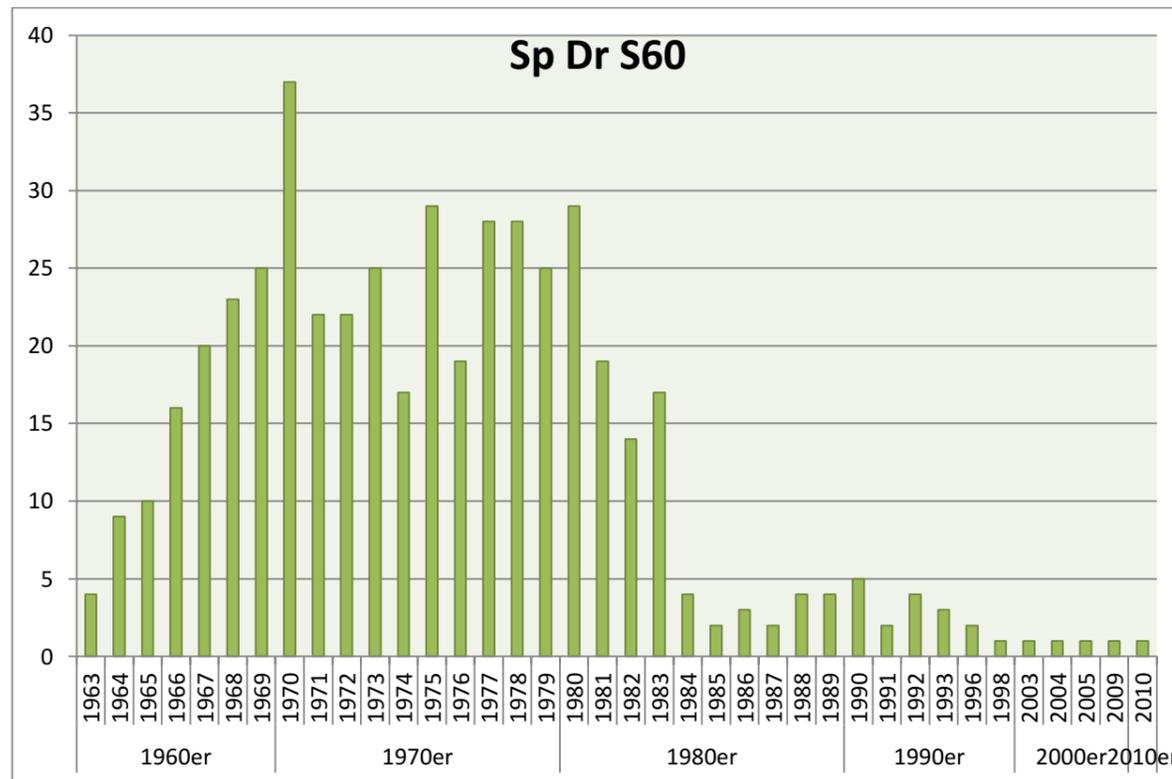


Abb. A.11-10: Histogramm Bauform Sp Dr S60

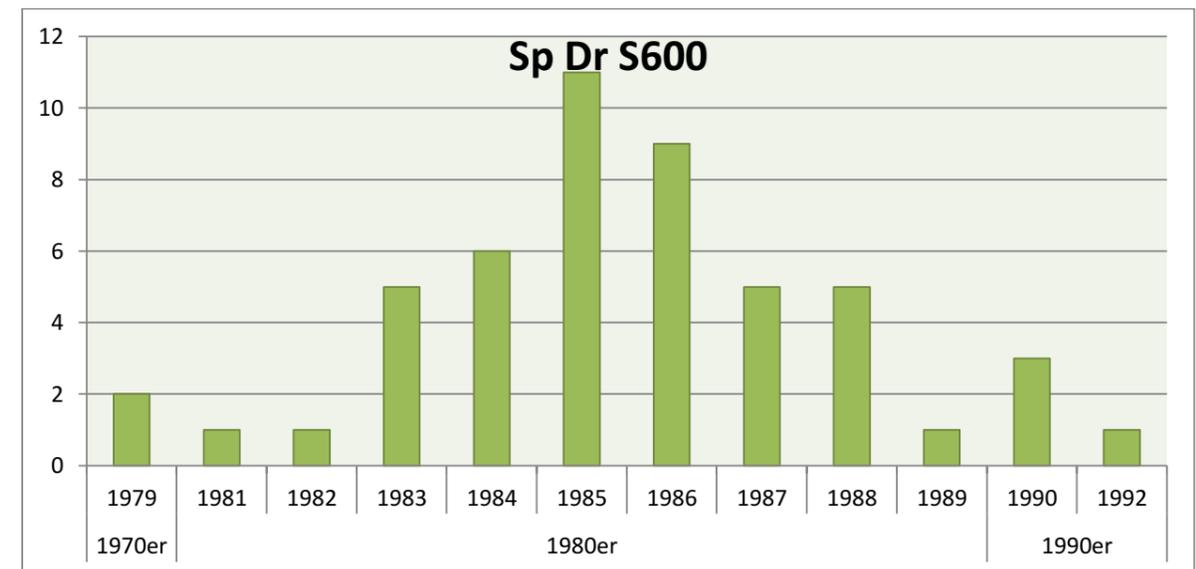


Abb. A.11-13: Histogramm Bauform Sp Dr S600

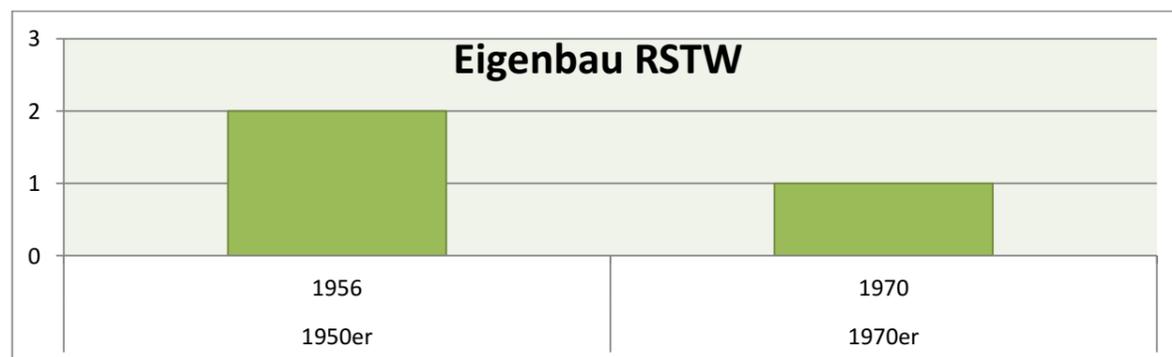


Abb. A.11-11: Histogramm Bauform Eigenbau RSTW

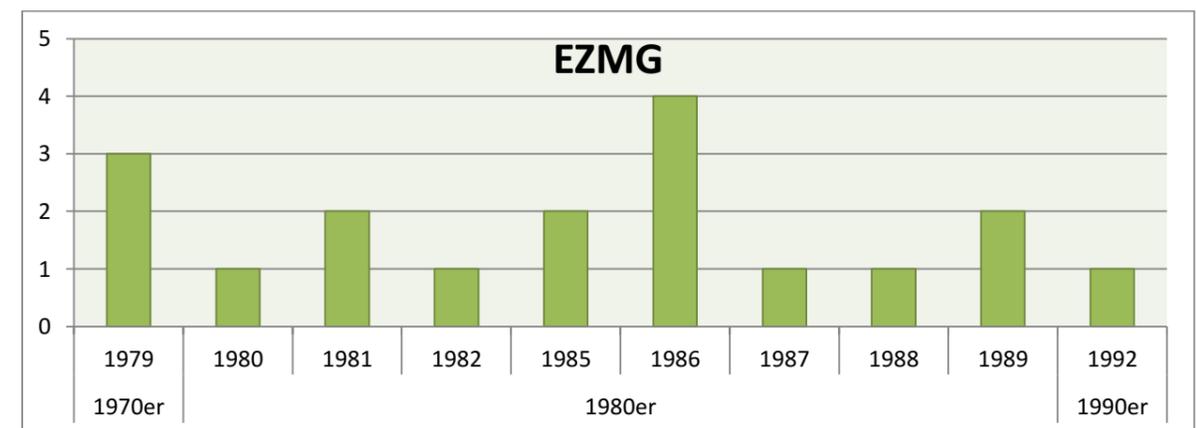


Abb. A.11-14: Histogramm Bauform EZMG

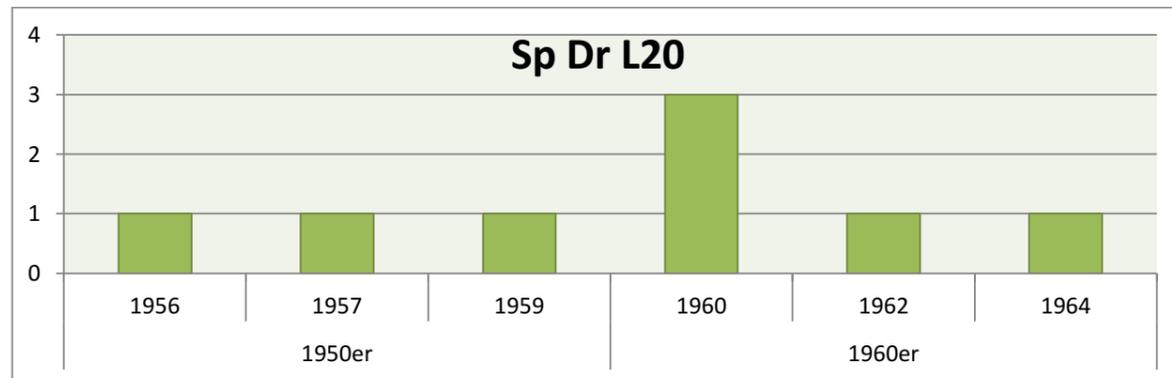


Abb. A.11-15: Histogramm Bauform Sp Dr L20

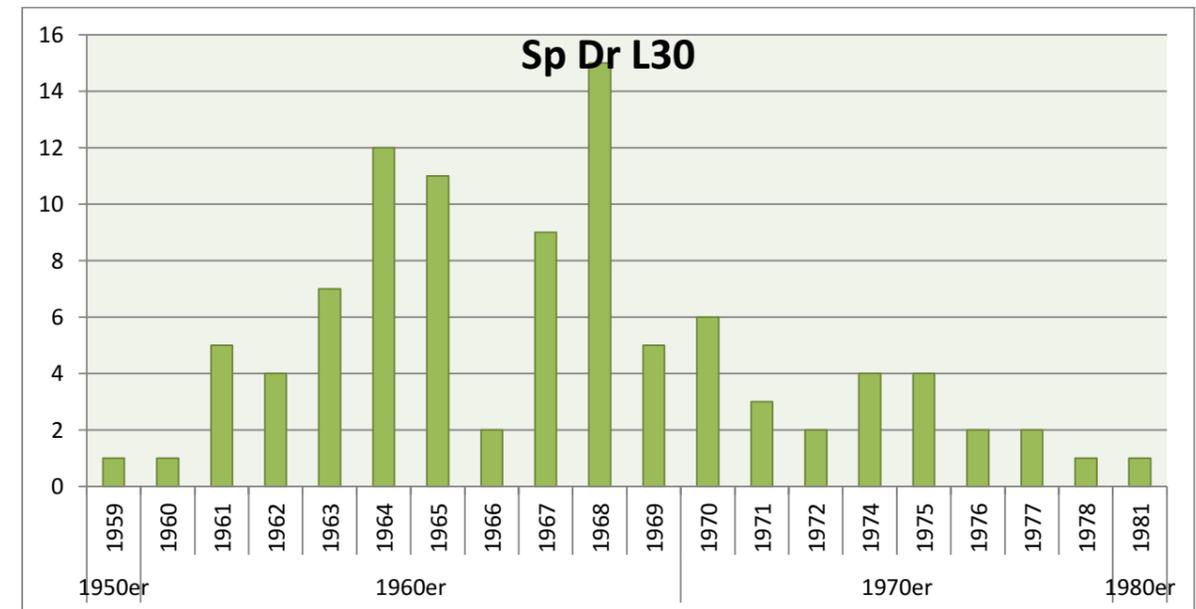


Abb. A.11-18: Histogramm Bauform Sp Dr L30

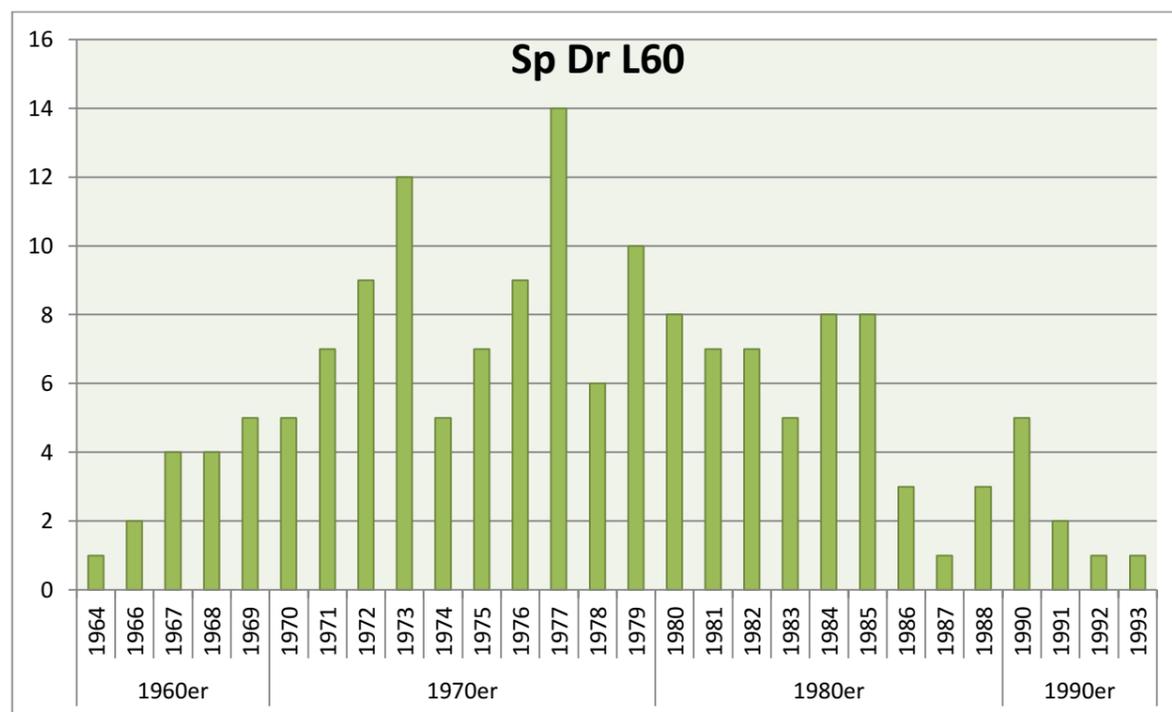


Abb. A.11-16: Histogramm Bauform Sp Dr L60

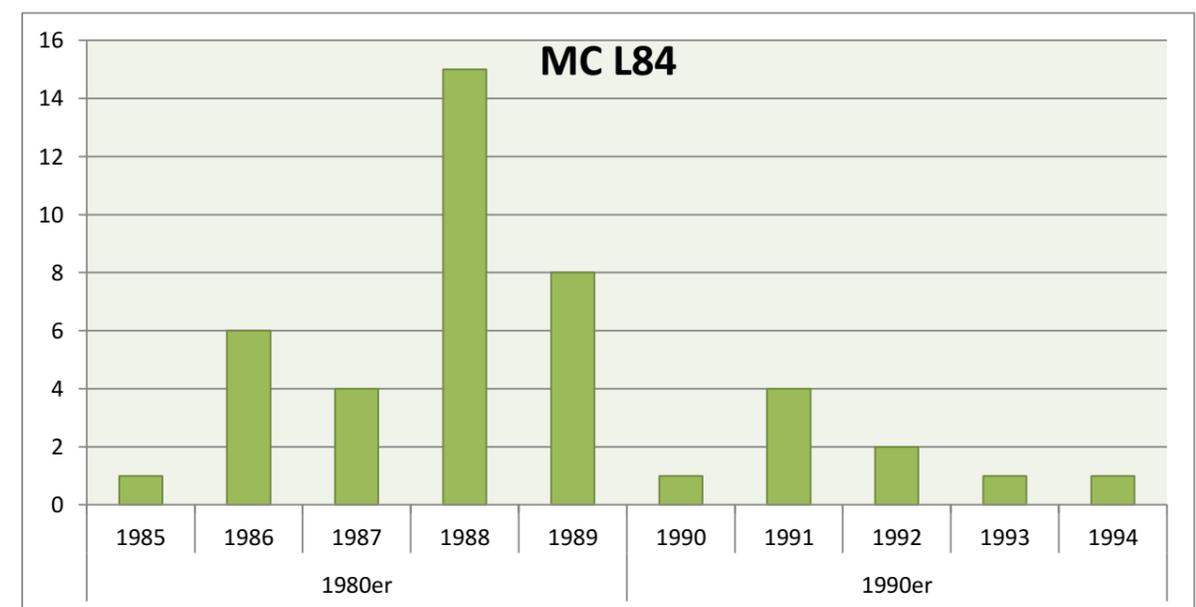


Abb. A.11-19: Histogramm Bauform MC L84

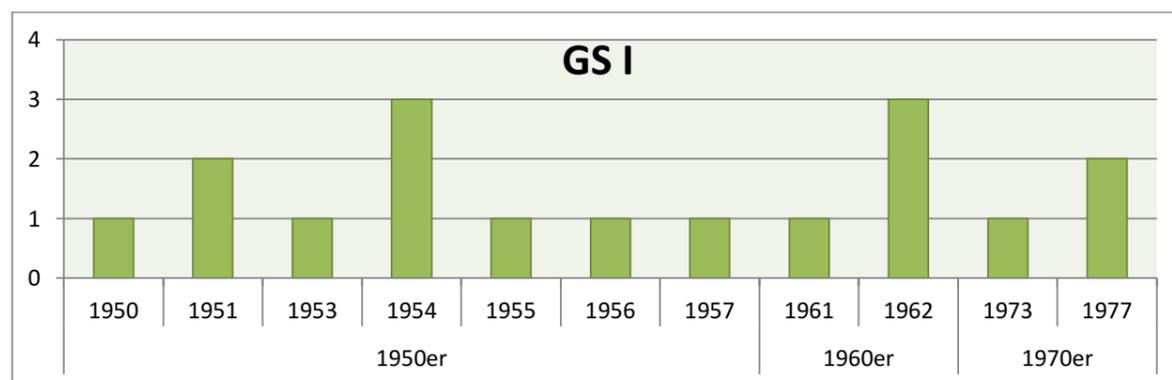


Abb. A.11-17: Histogramm Bauform GS I

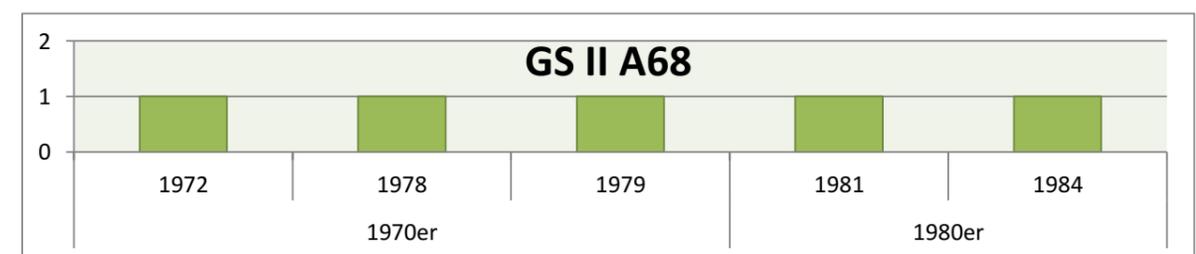


Abb. A.11-20: Histogramm Bauform GS II A68

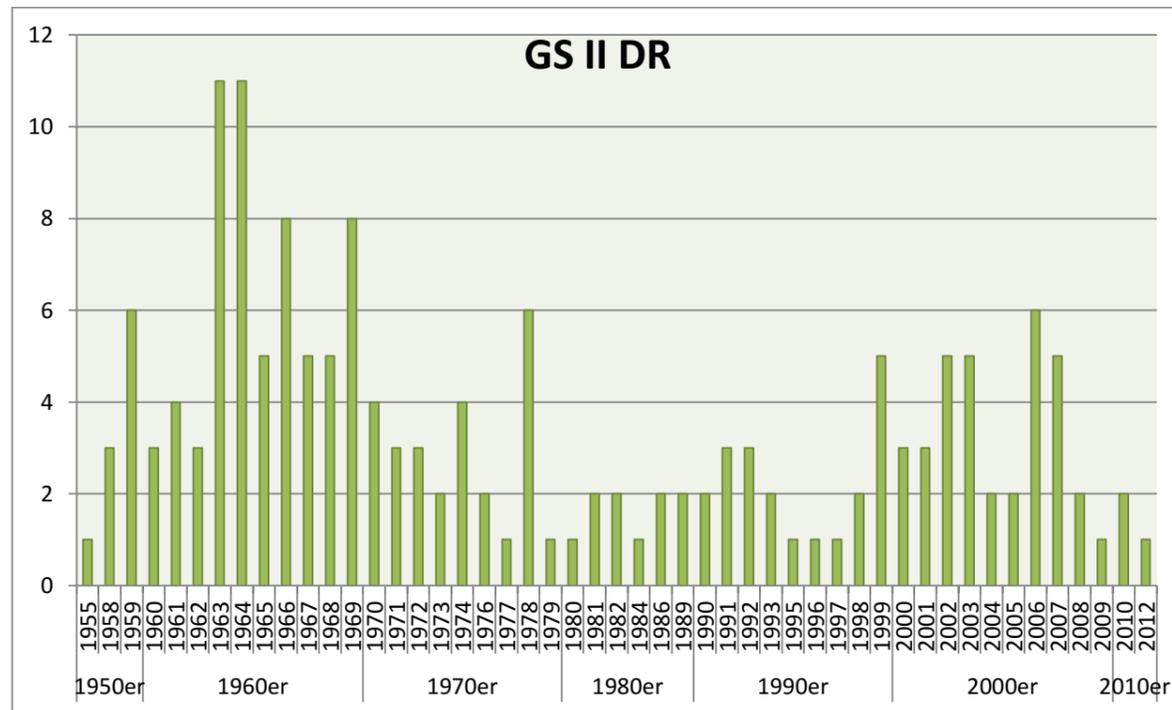


Abb. A.11-21: Histogramm Bauform GS II DR

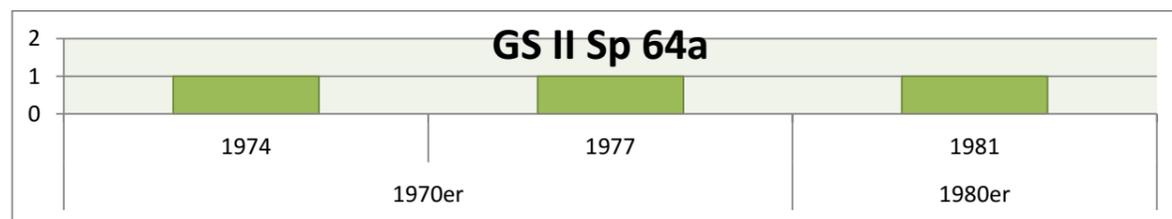


Abb. A.11-22: Histogramm Bauform GS II Sp 64a

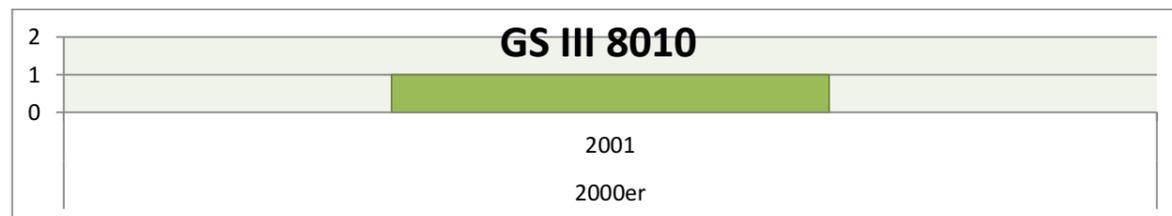


Abb. A.11-23: Histogramm Bauform GS III 8010

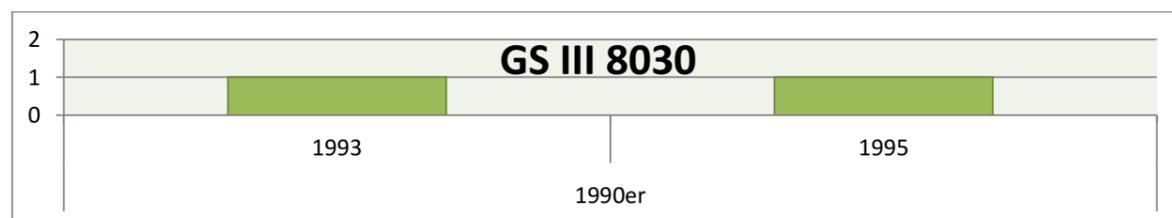


Abb. A.11-24: Histogramm Bauform GS III 8030

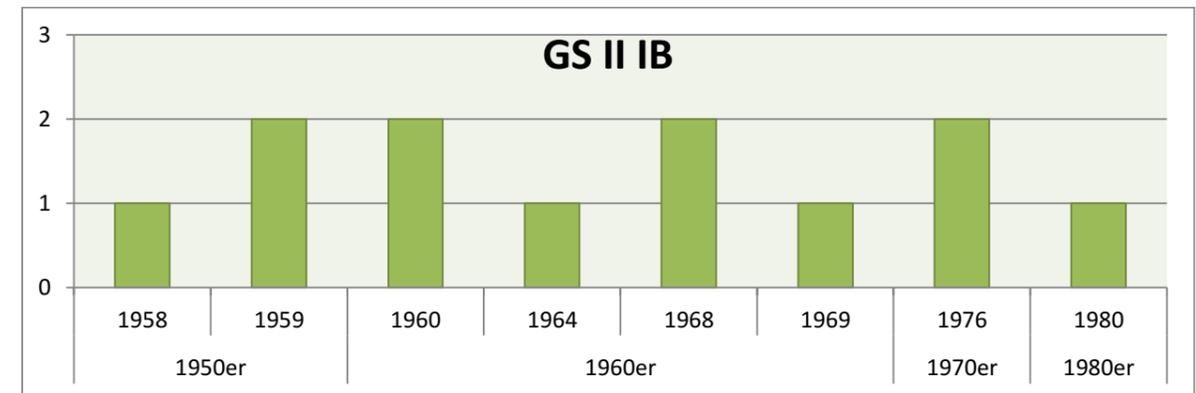


Abb. A.11-25: Histogramm Bauform GS II IB

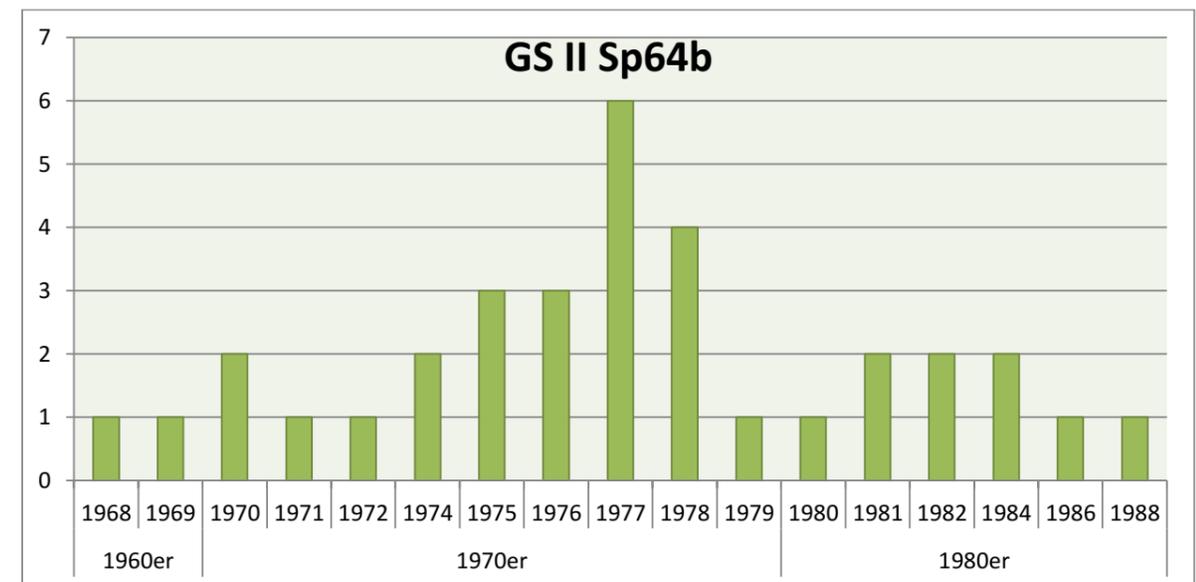


Abb. A.11-26: Histogramm Bauform GS II Sp64b

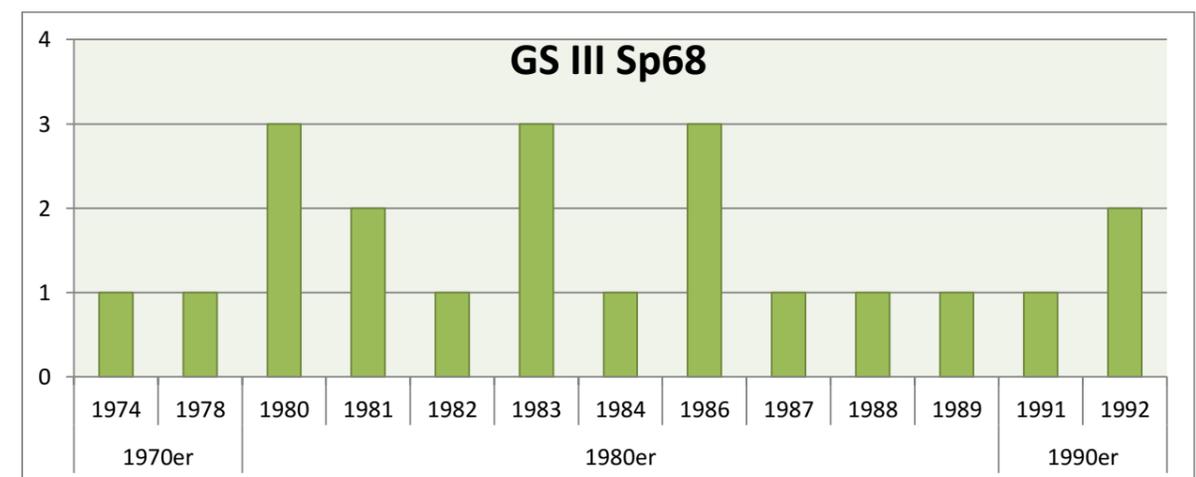
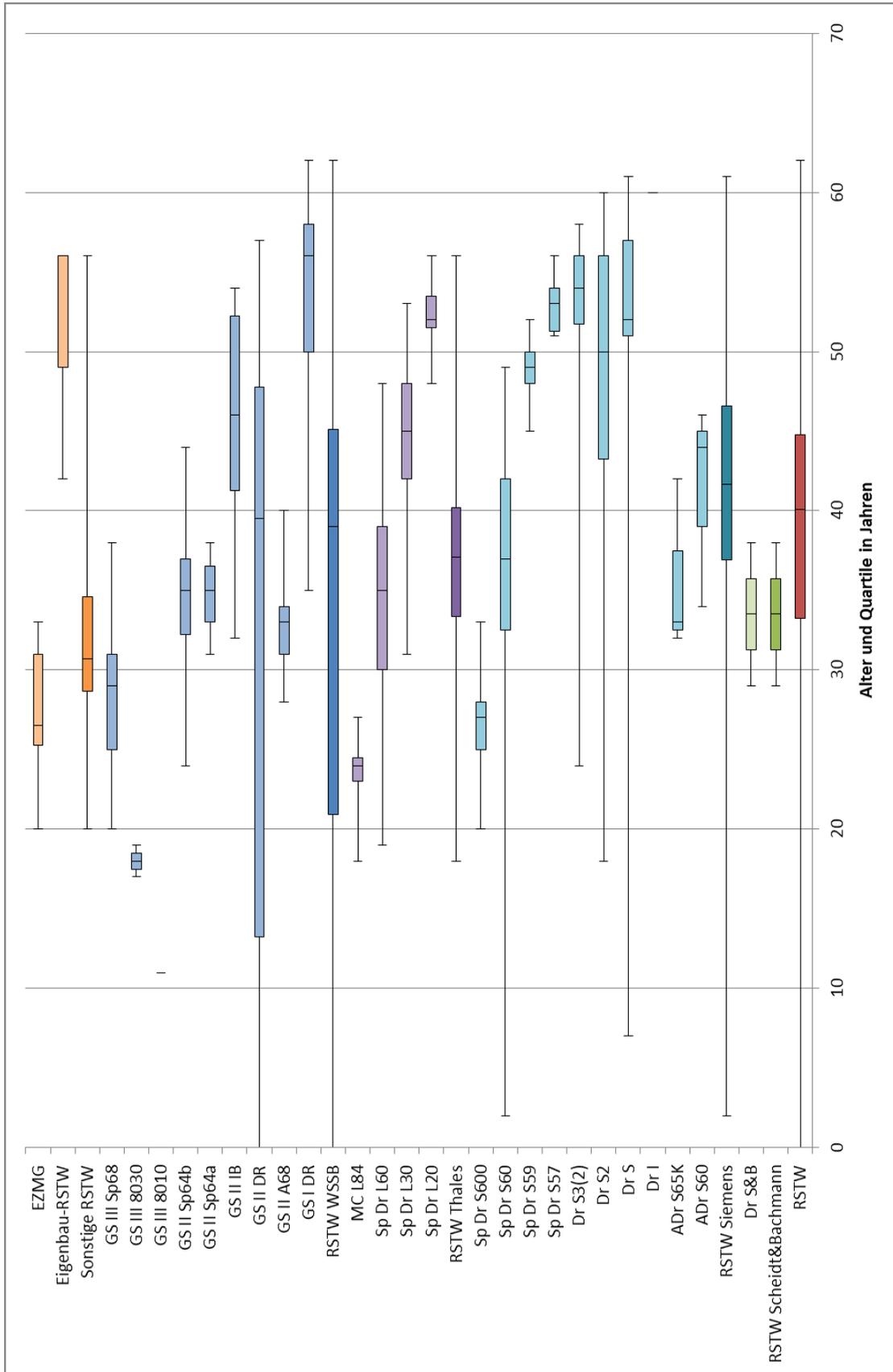


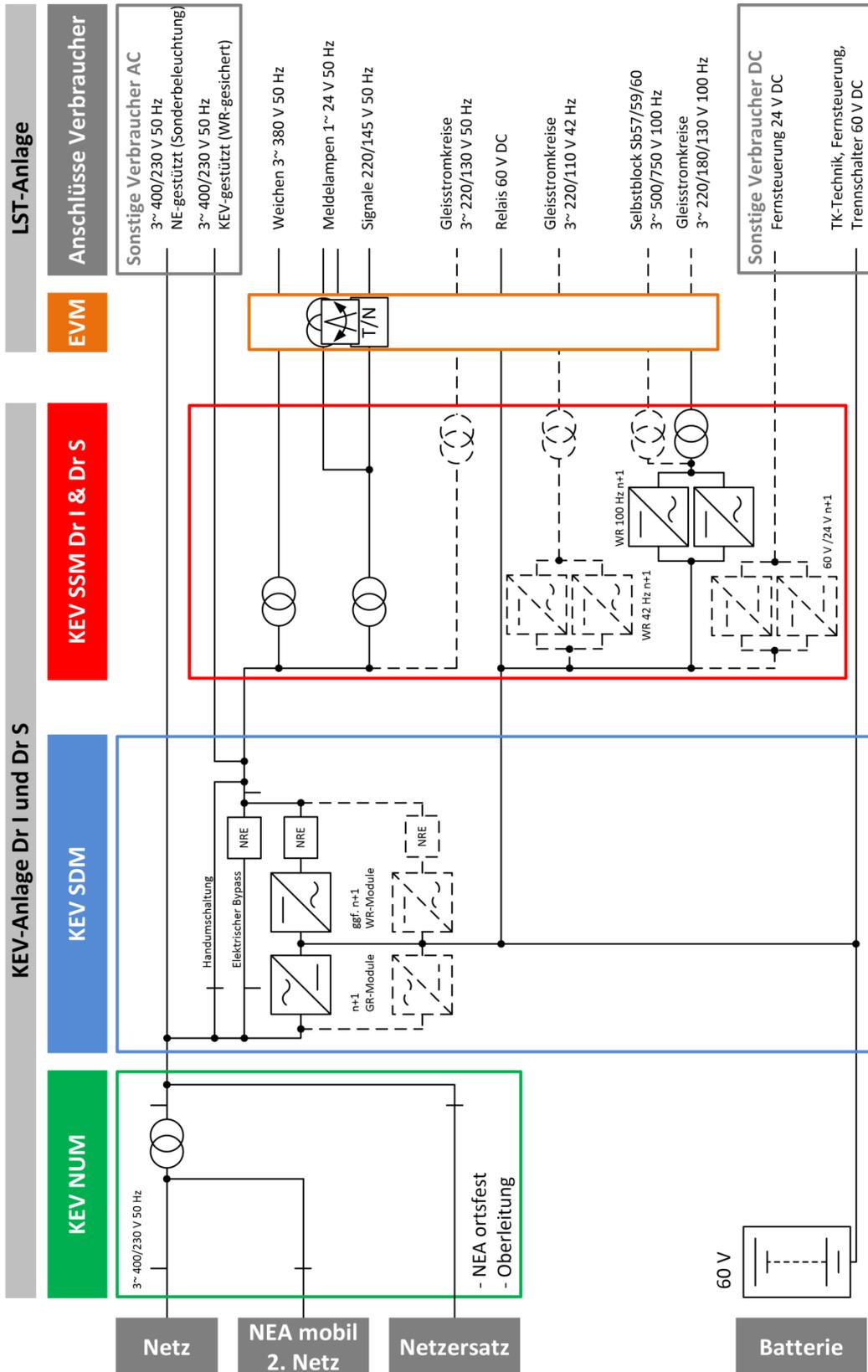
Abb. A.11-27: Histogramm Bauform GS III Sp68

A.12: Statistische Analyse Relaisstellwerksalter 2012

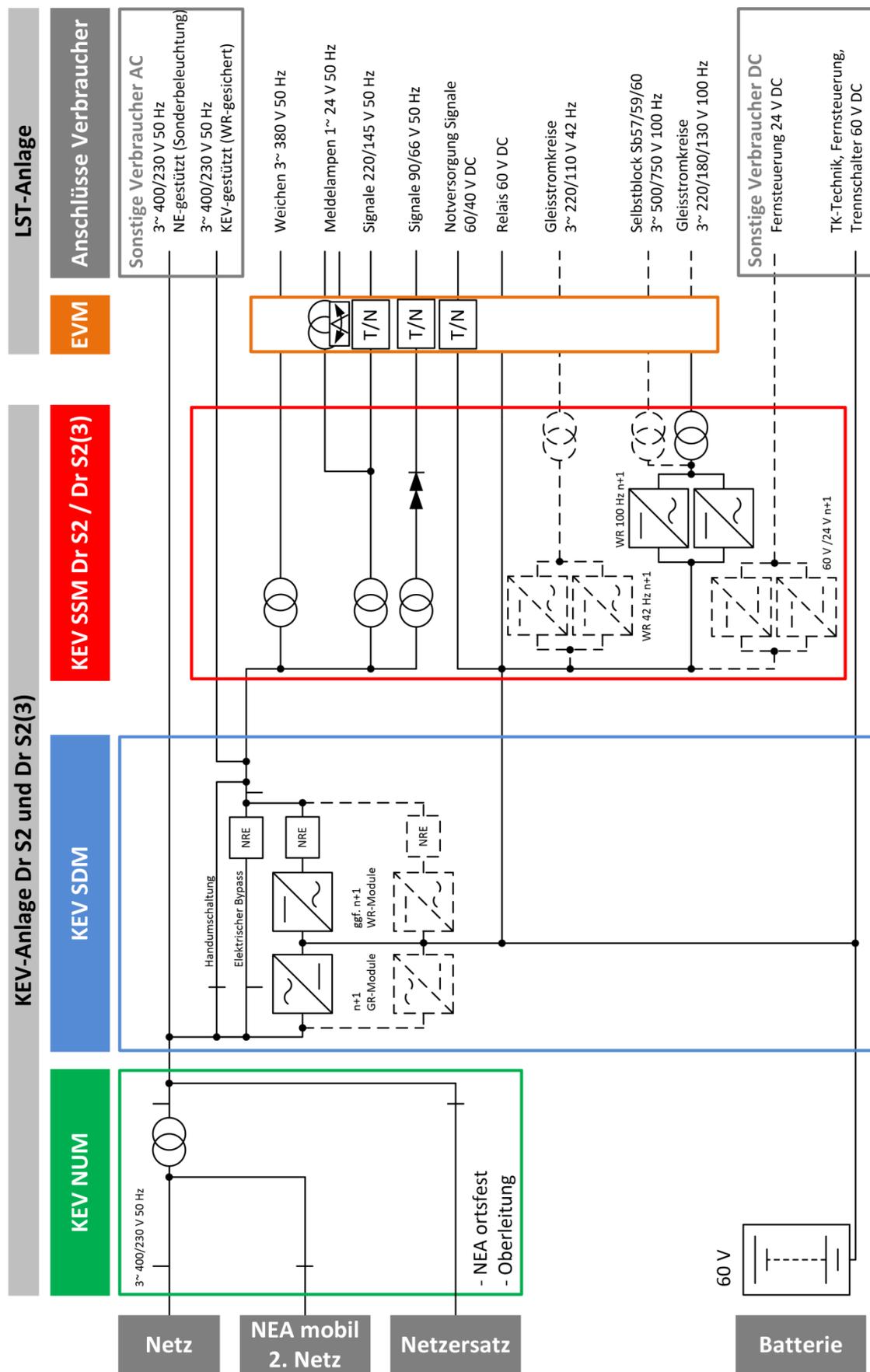


A.13: Bauformspezifische KEV Schnittstellenmodule

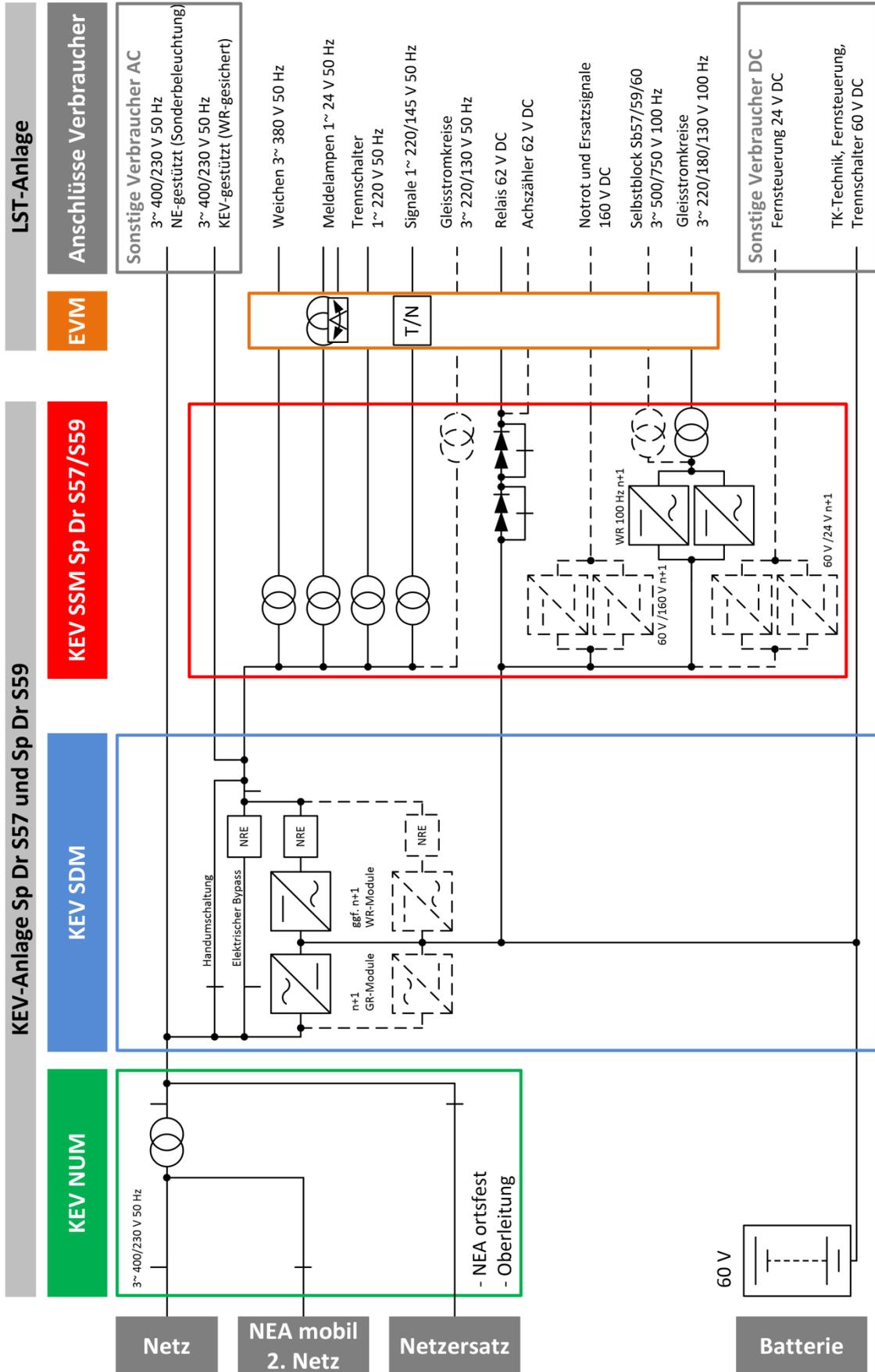
Stellwerksbauform Dr I und Dr S



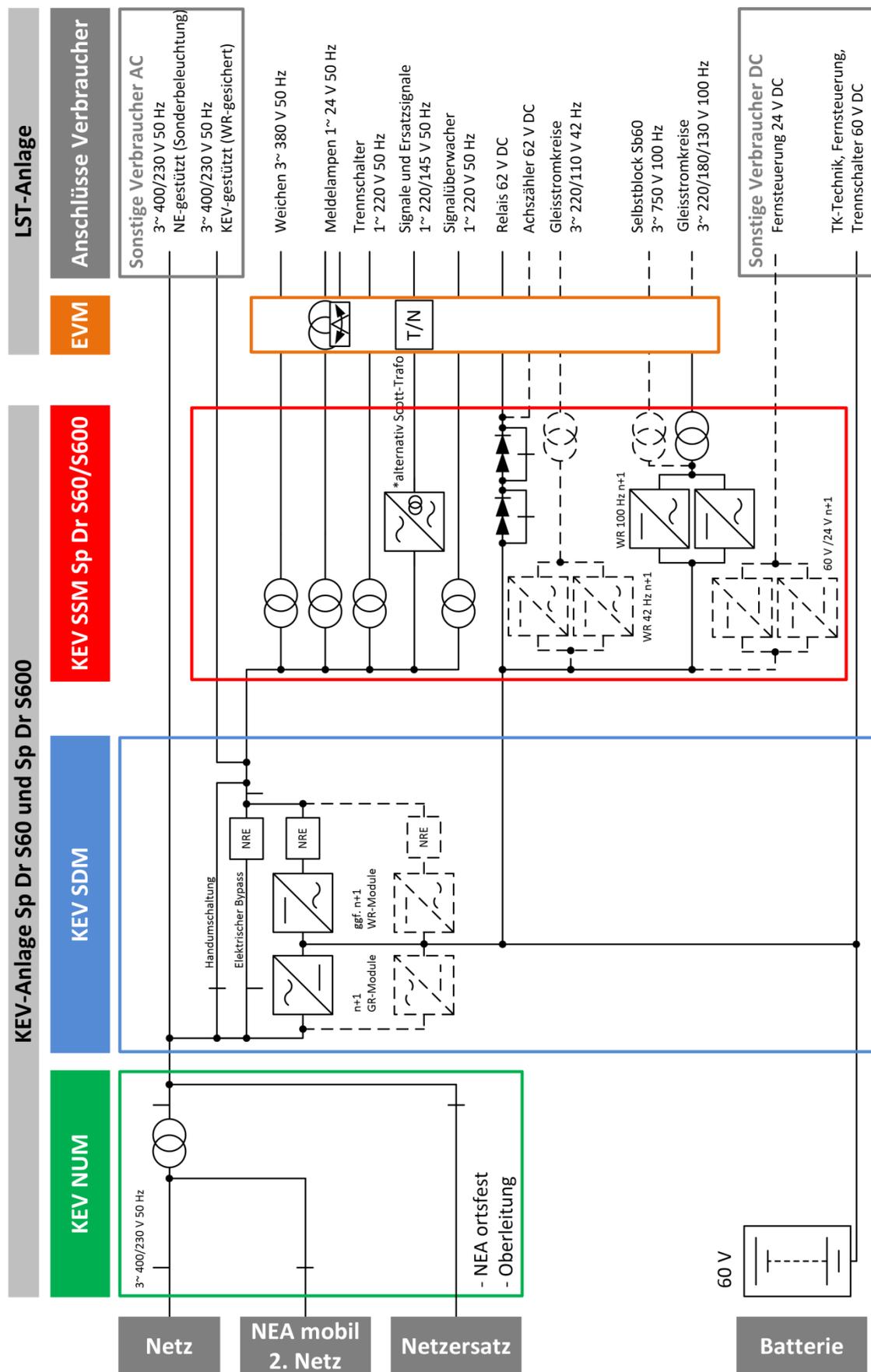
Stellwerksbauform Dr S2 und Dr S2(3)



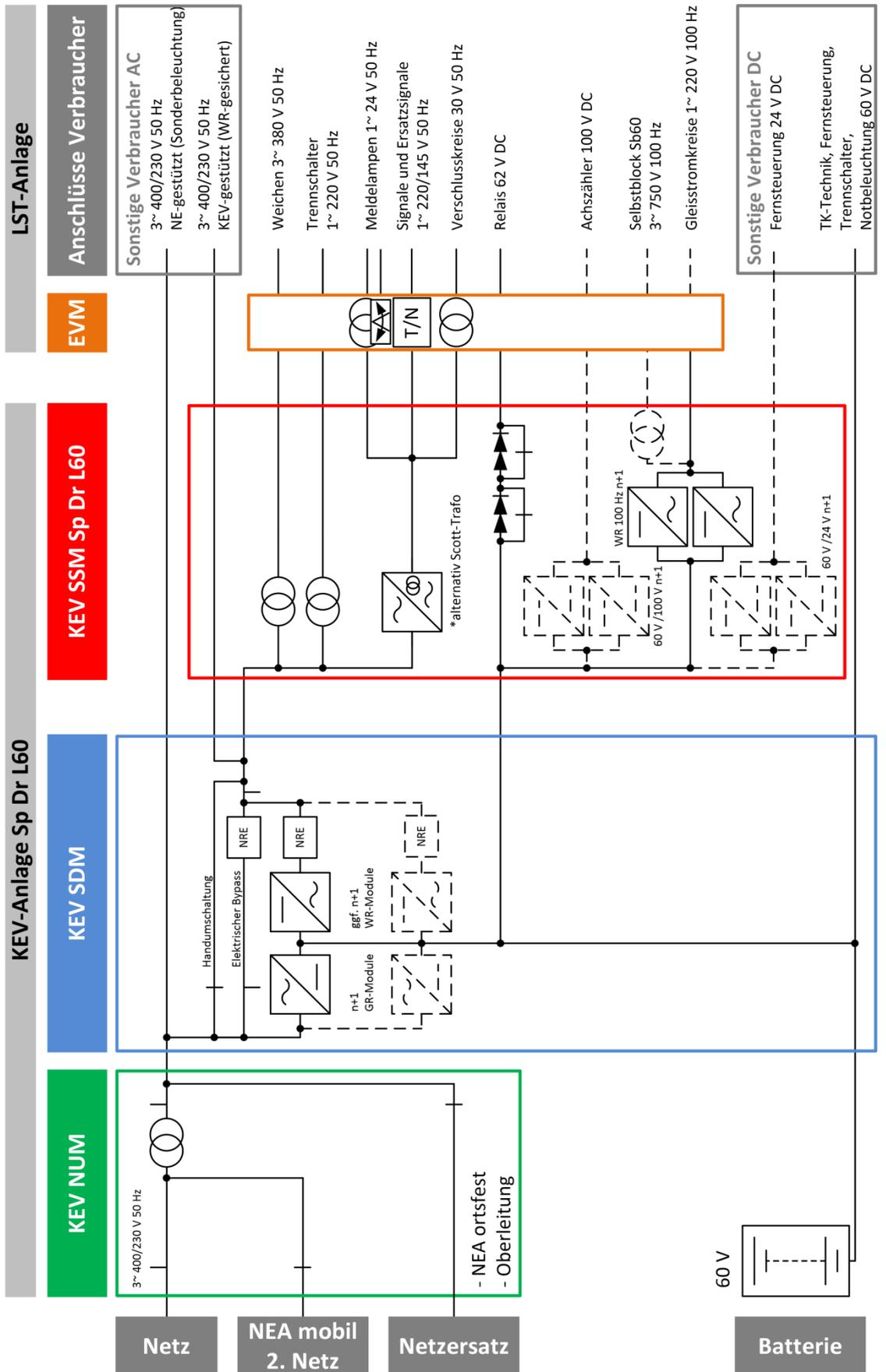
Stellwerksbauform Sp Dr S57 und Sp Dr S59



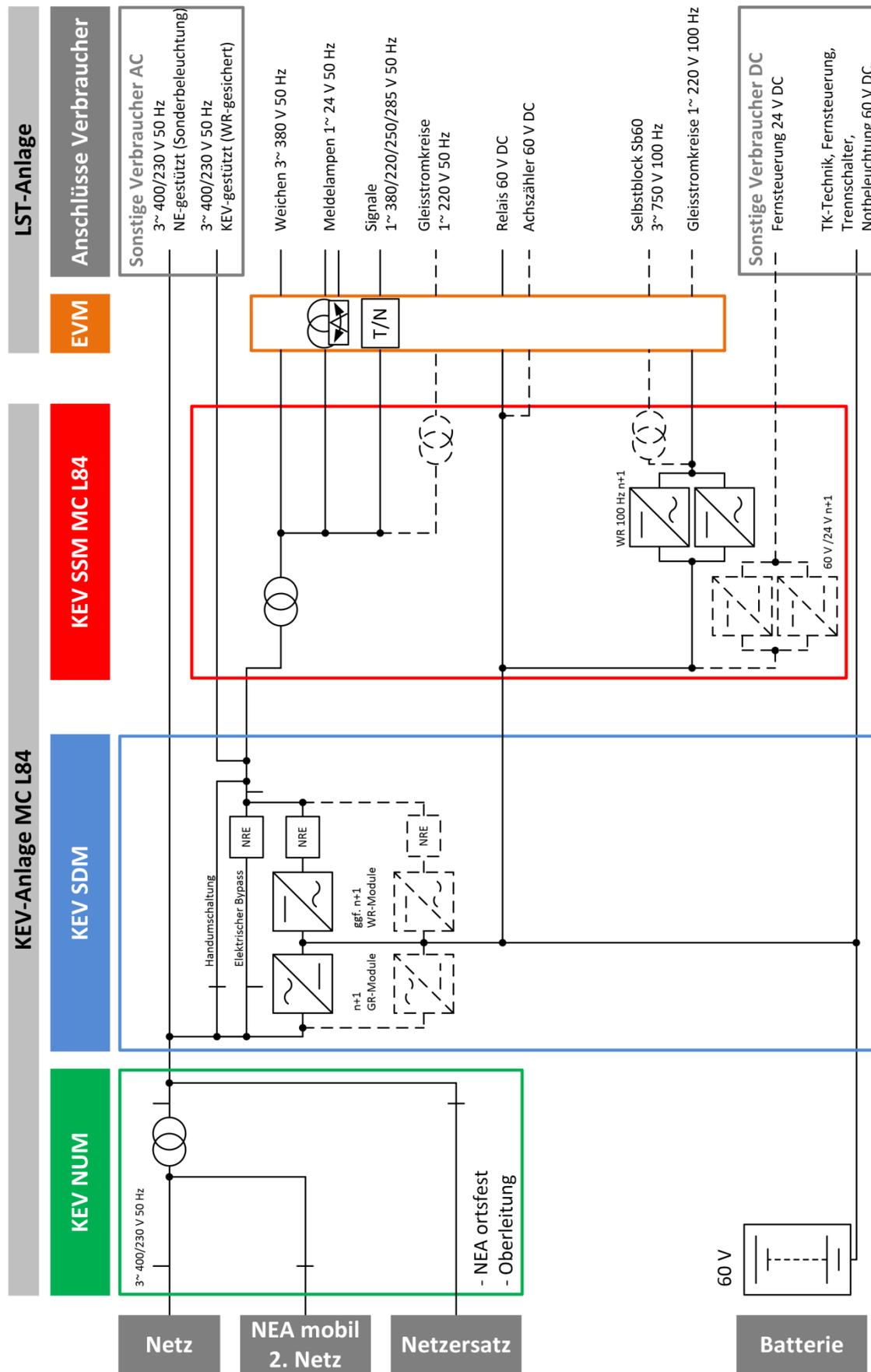
Stellwerksbauform Sp Dr S60 und Sp Dr S600



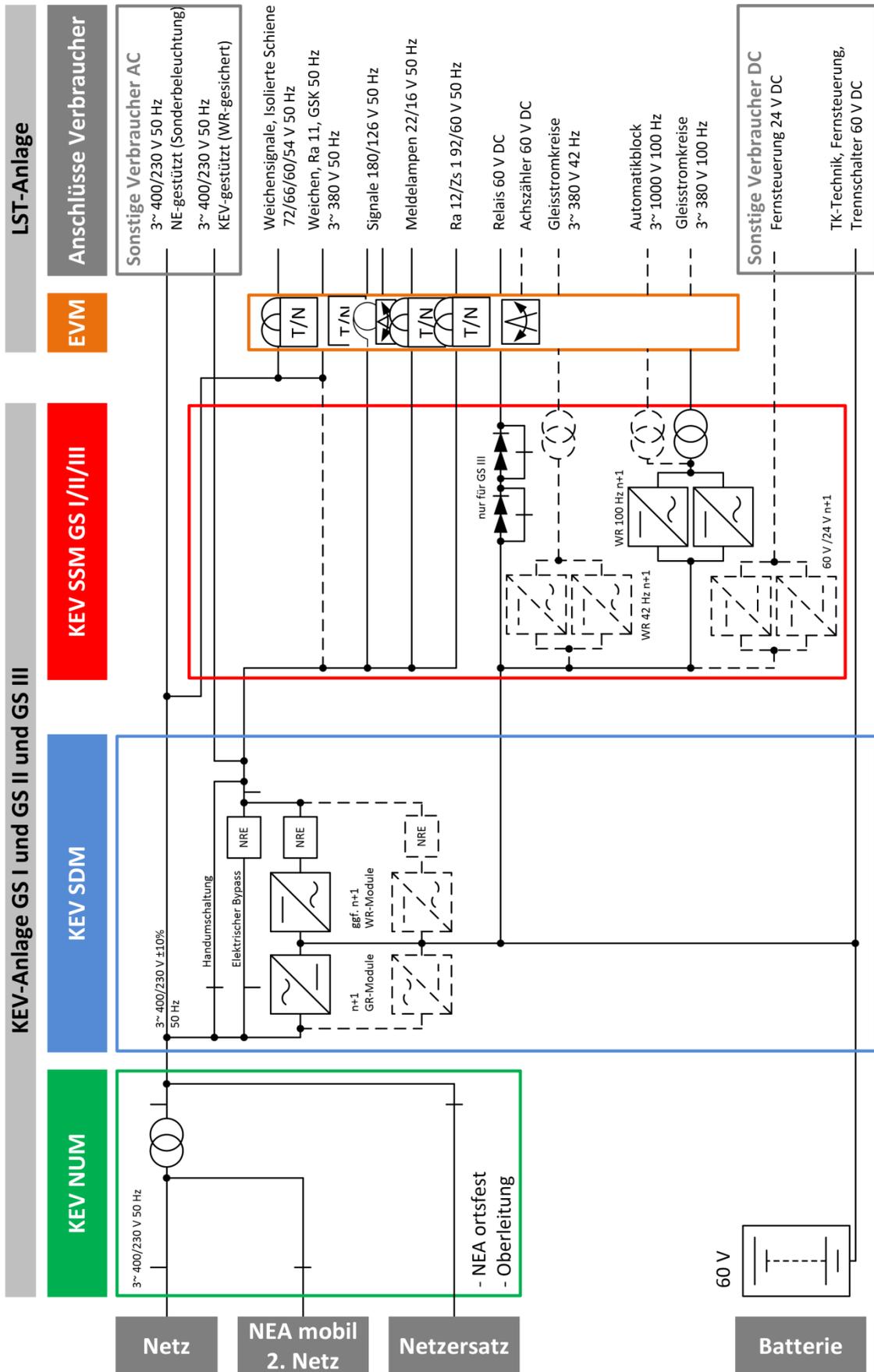
Stellwerksbauform Sp Dr L60



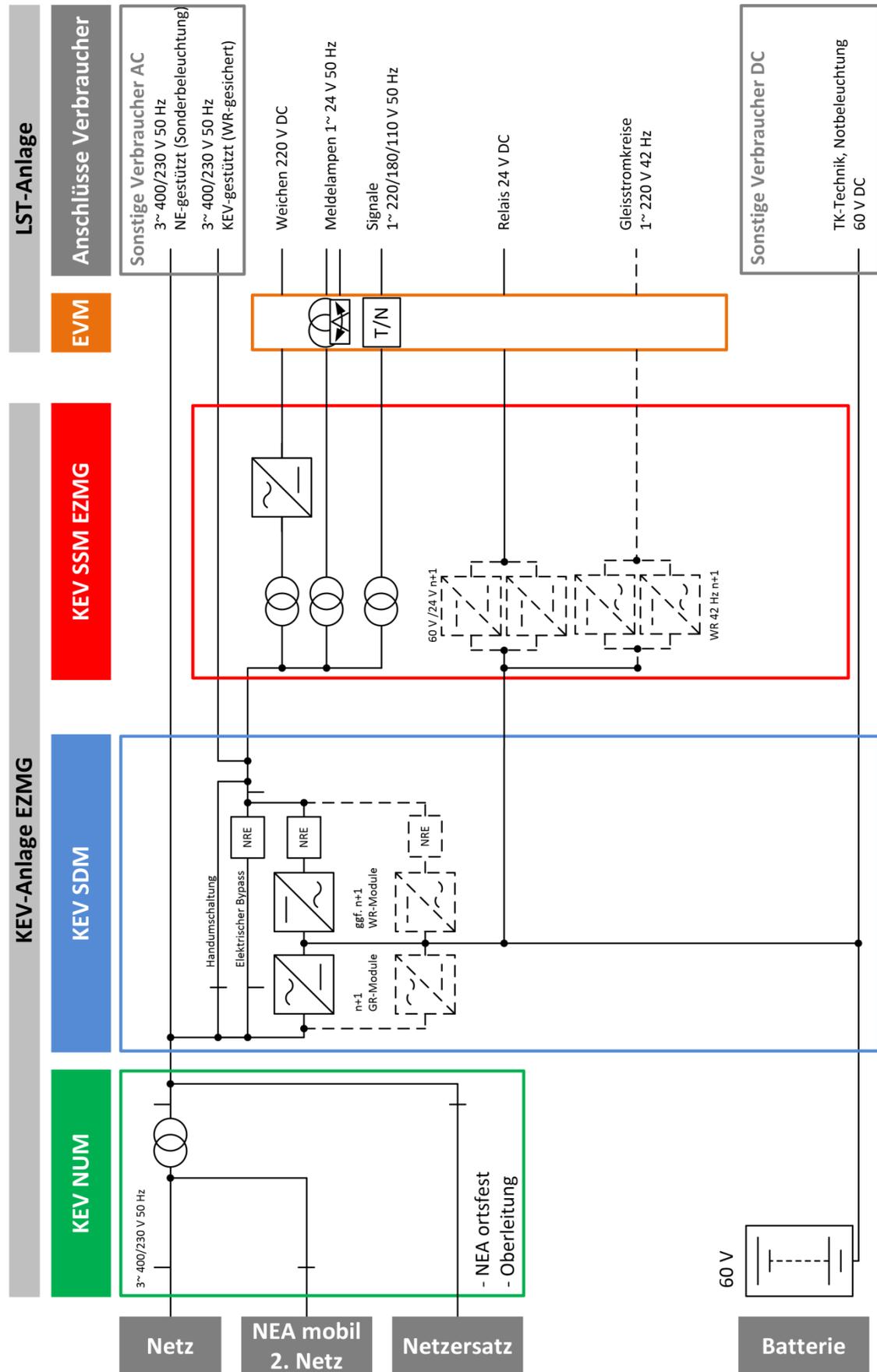
Stellwerksbauform MC L84



Stellwerksbauform GS I, GS II und GS III



Stellwerksbauform EZMG



A.14: Kostenstruktur Netzersatzanlagen 15 kVA und 30 kVA

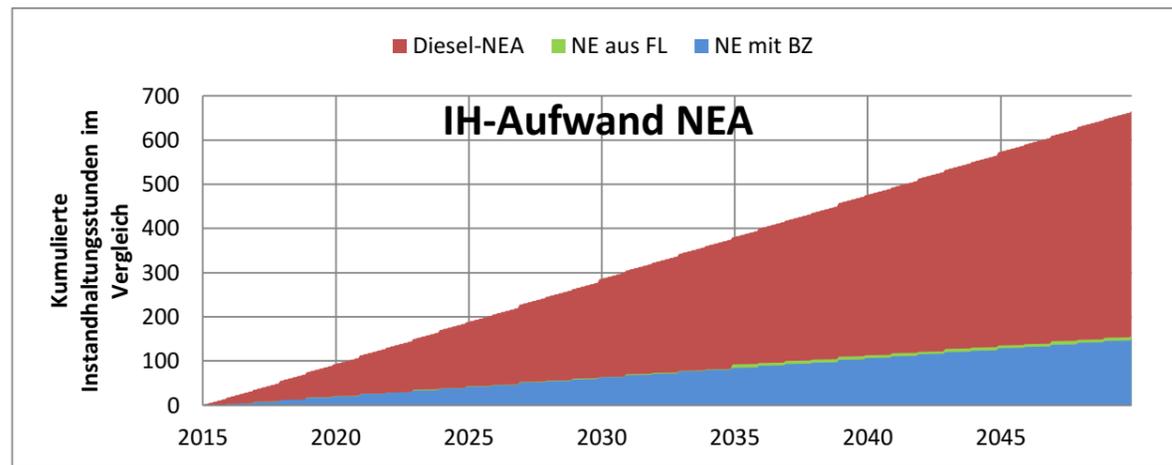


Abb. A.14-1: Instandhaltungsaufwand NEA

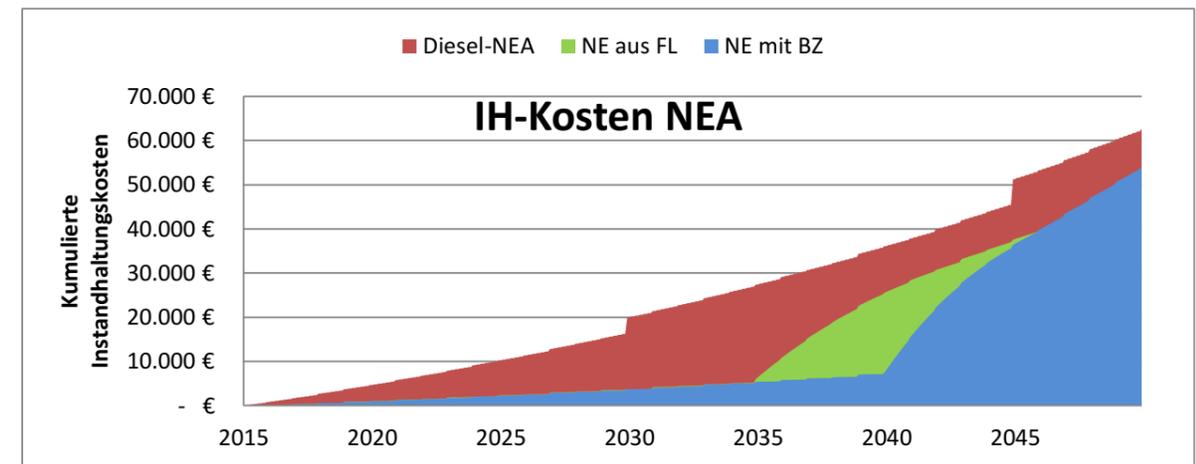


Abb. A.14-4: Instandhaltungskosten NEA

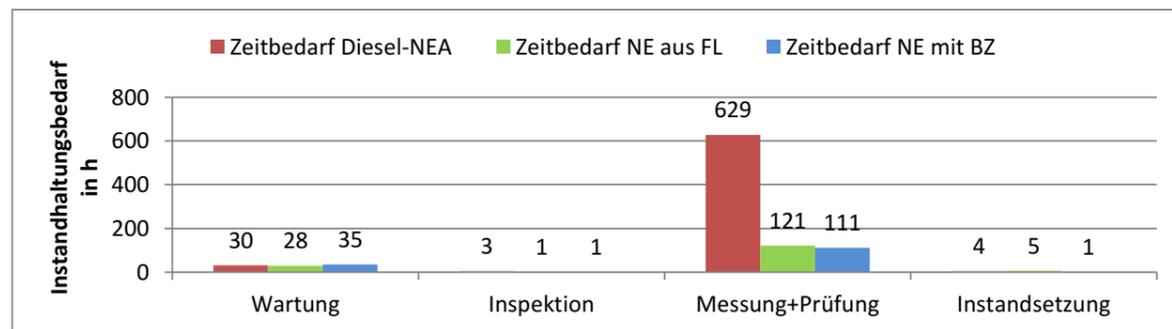


Abb. A.14-2: Aufteilung des Instandhaltungsbedarfs des NEA

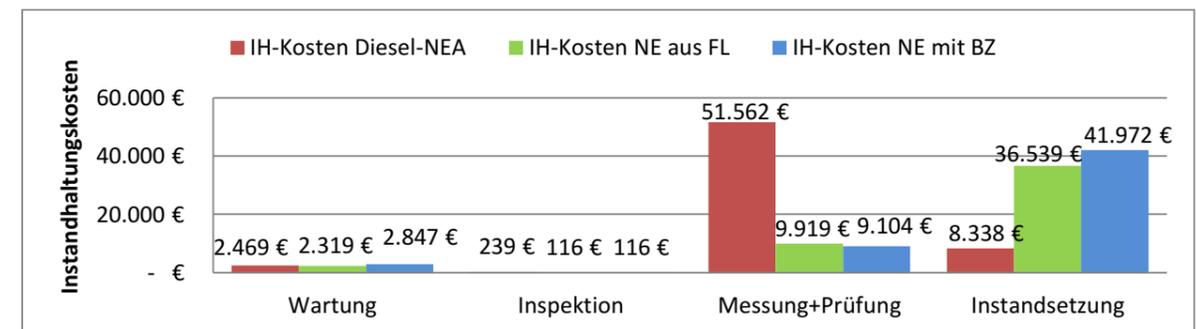


Abb. A.14-5: Aufteilung der Instandhaltungskosten des NEA

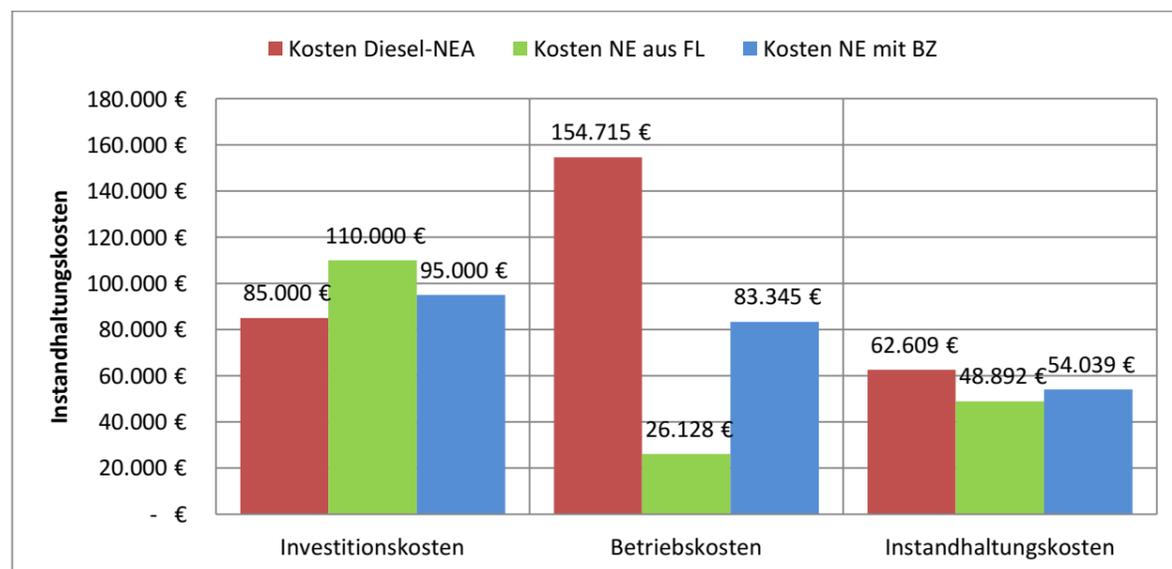


Abb. A.14-3: Aufteilung Gesamtkosten NEA 15 kVA

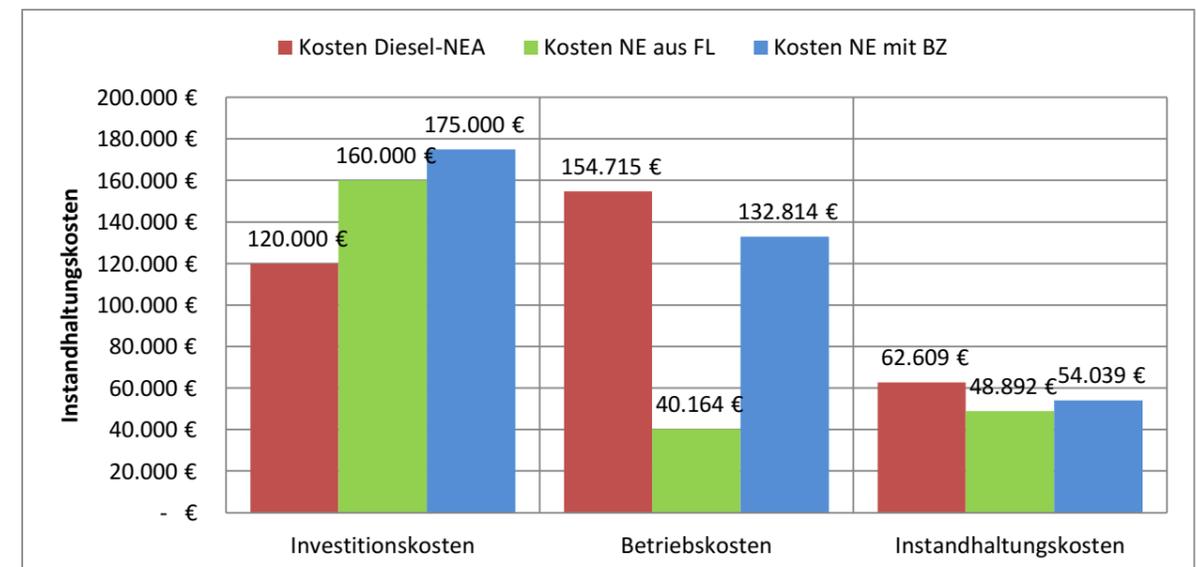


Abb. A.14-6: Aufteilung Gesamtkosten NEA 30 kVA

A.15: IH-Aufwand Varianten Umbau EV-Anlage 30 kVA

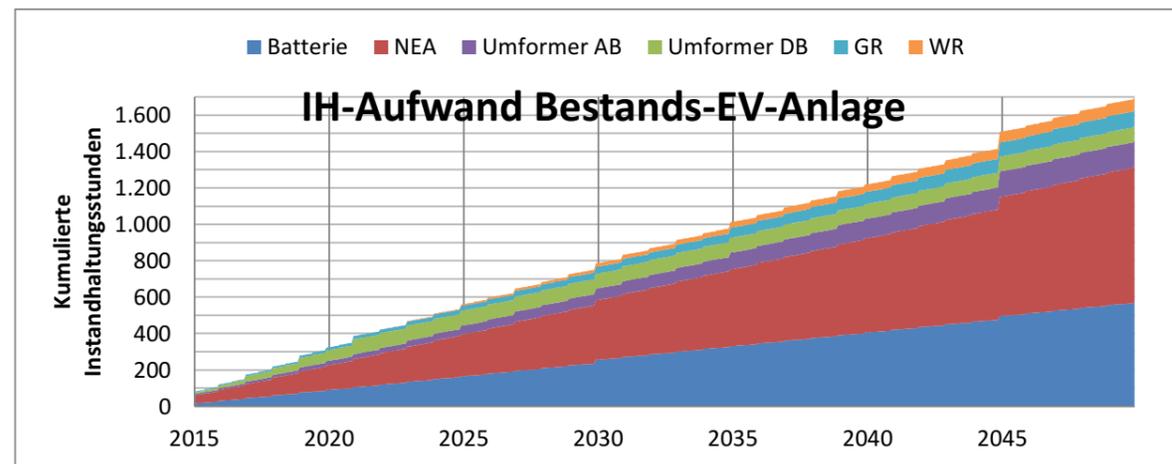


Abb. A.15-1: Instandhaltungsaufwand Bestands-EV-Anlage

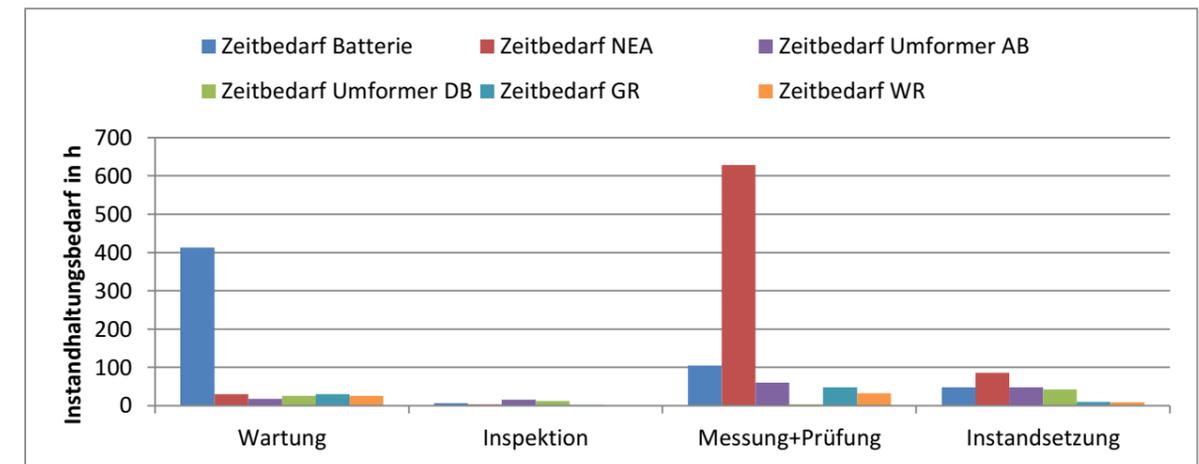


Abb. A.15-4: Aufteilung Instandhaltungsaufwand Bestands-EV-Anlage

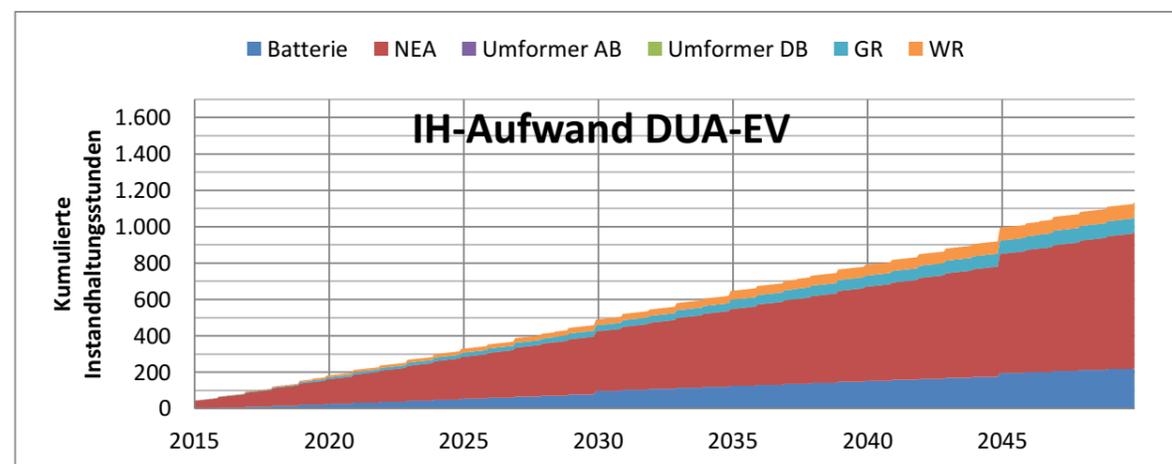


Abb. A.15-2: Instandhaltungsaufwand DUA-EV

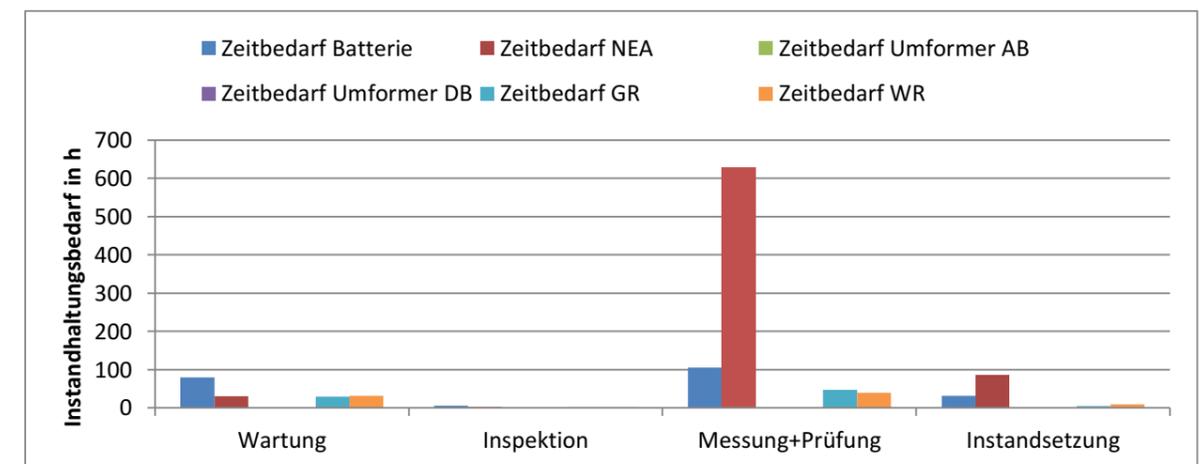


Abb. A.15-5: Aufteilung Instandhaltungsaufwand DUA-EV

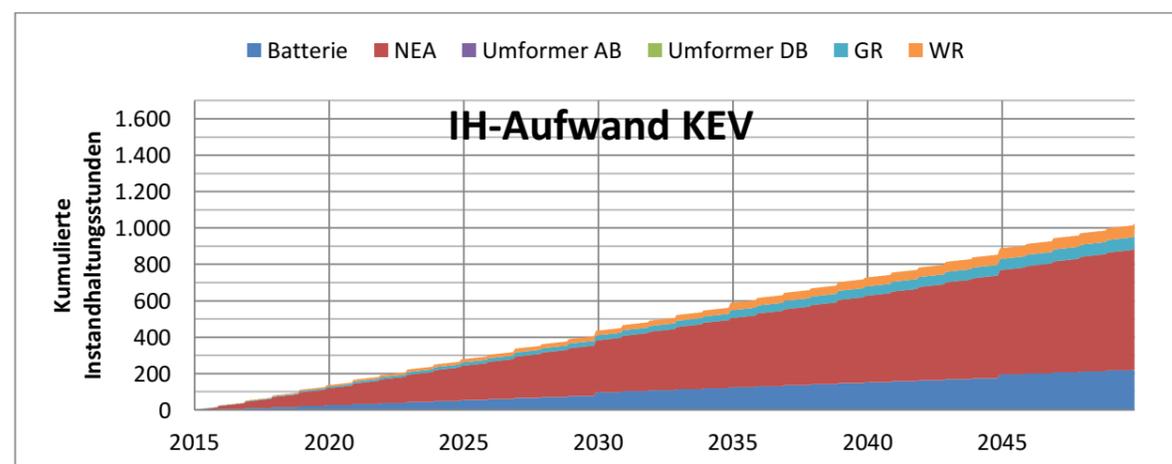


Abb. A.15-3: Instandhaltungsaufwand KEV

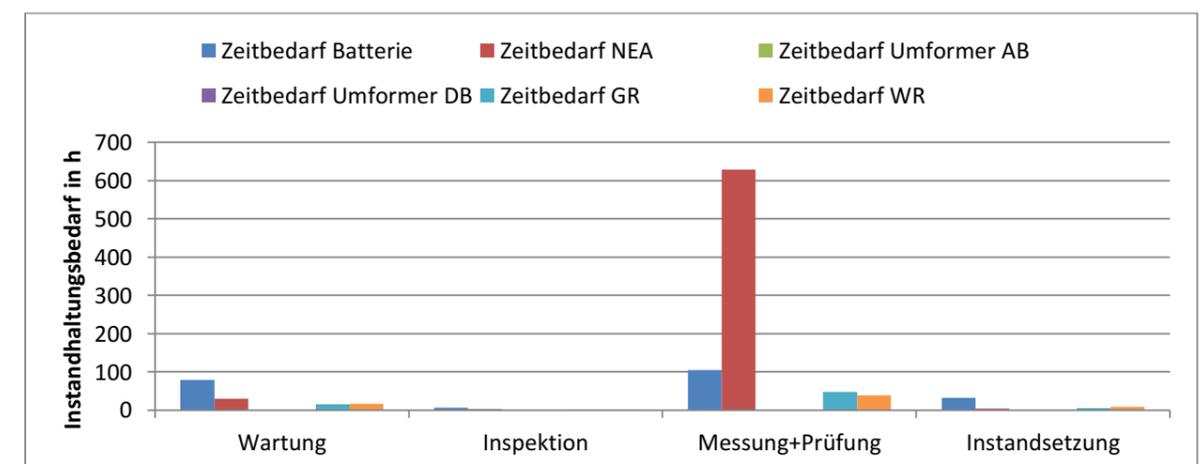


Abb. A.15-6: Aufteilung Instandhaltungsaufwand KEV

A.16: IH-Kosten Varianten Umbau EV-Anlage 30 kVA

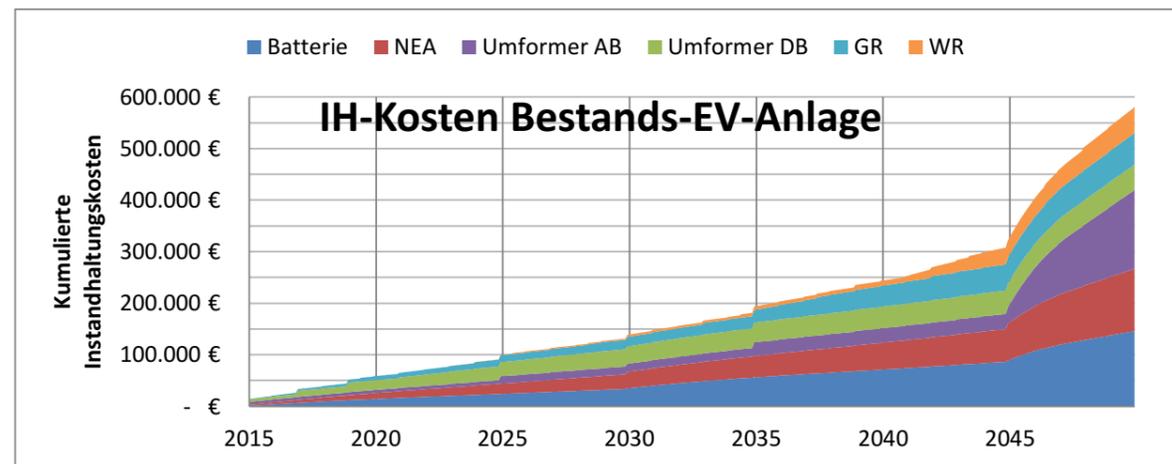


Abb. A.16-1: Instandhaltungskosten Bestands-EV-Anlage

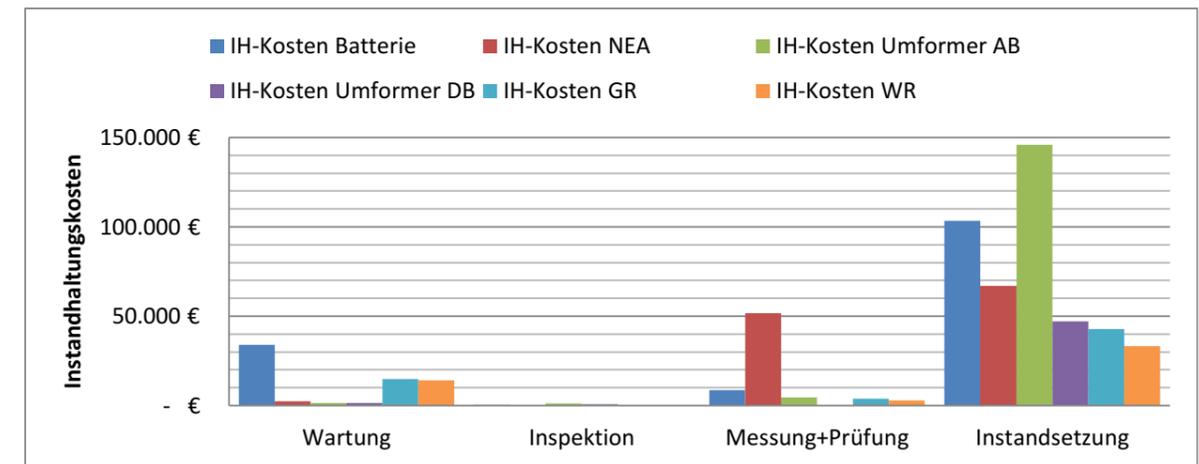


Abb. A.16-4: Aufteilung Instandhaltungskosten Bestands-EV-Anlage

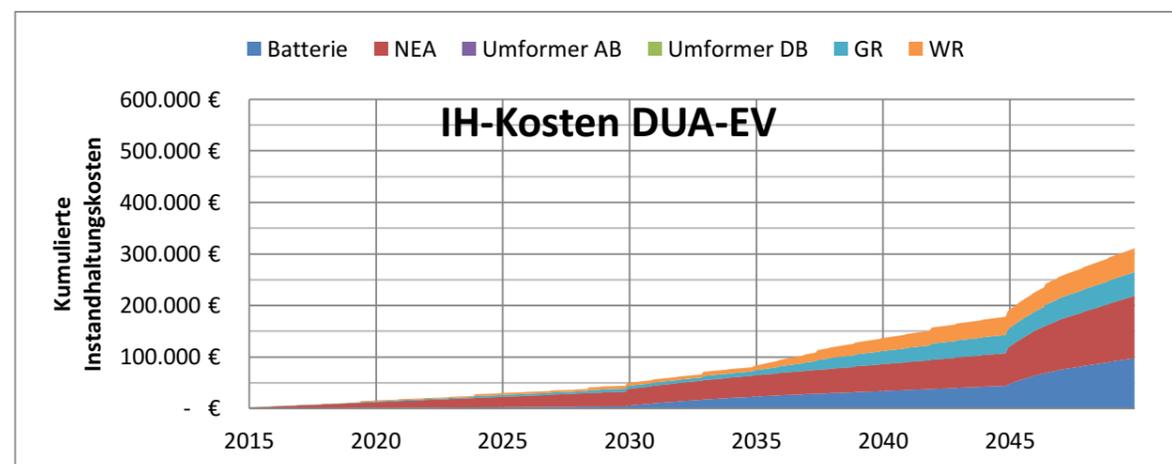


Abb. A.16-2: Instandhaltungskosten DUA-EV

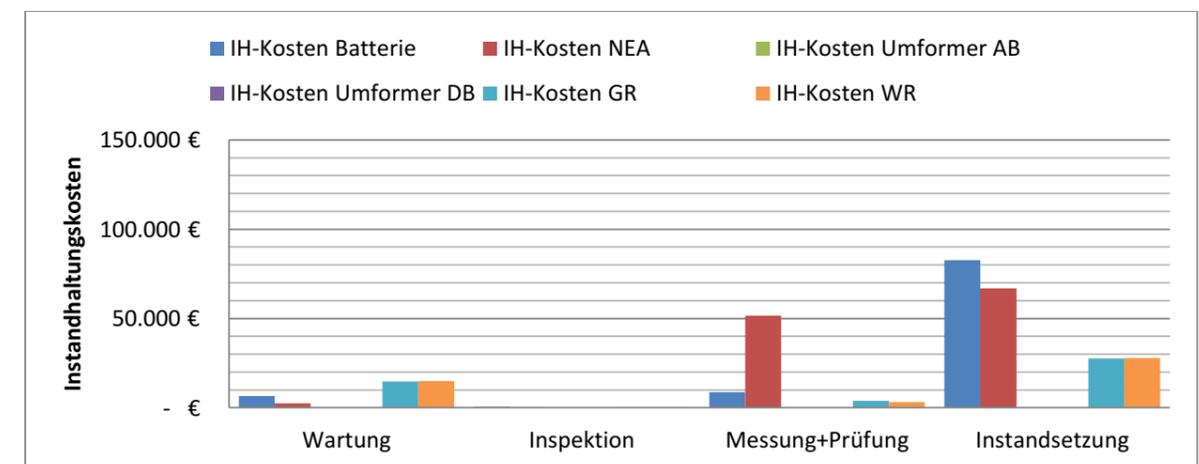


Abb. A.16-5: Aufteilung Instandhaltungskosten DUA-EV

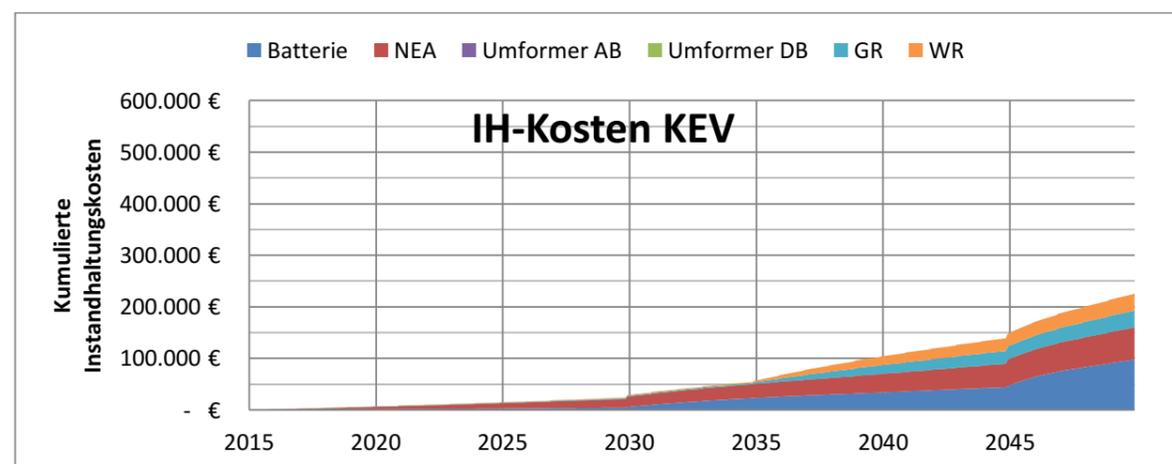


Abb. A.16-3: Instandhaltungskosten KEV

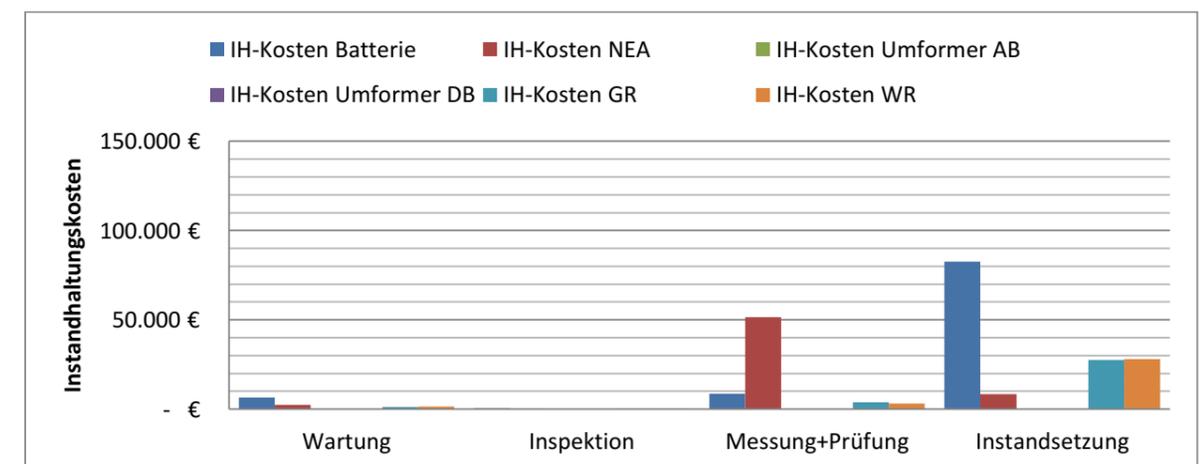


Abb. A.16-6: Aufteilung Instandhaltungskosten KEV

A.17: IH-Kosten zahlungswirksam ohne Abschreibung

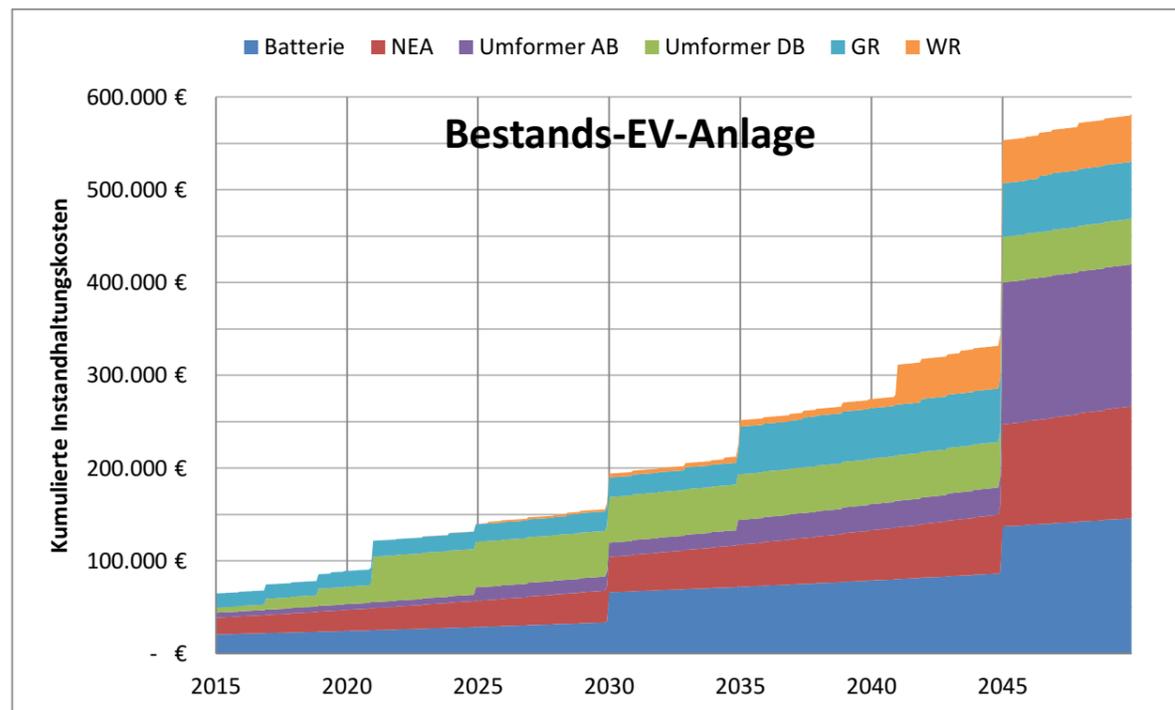


Abb. A.17-1: Zahlungswirksame IH-Kosten Bestand-EV-Anlage

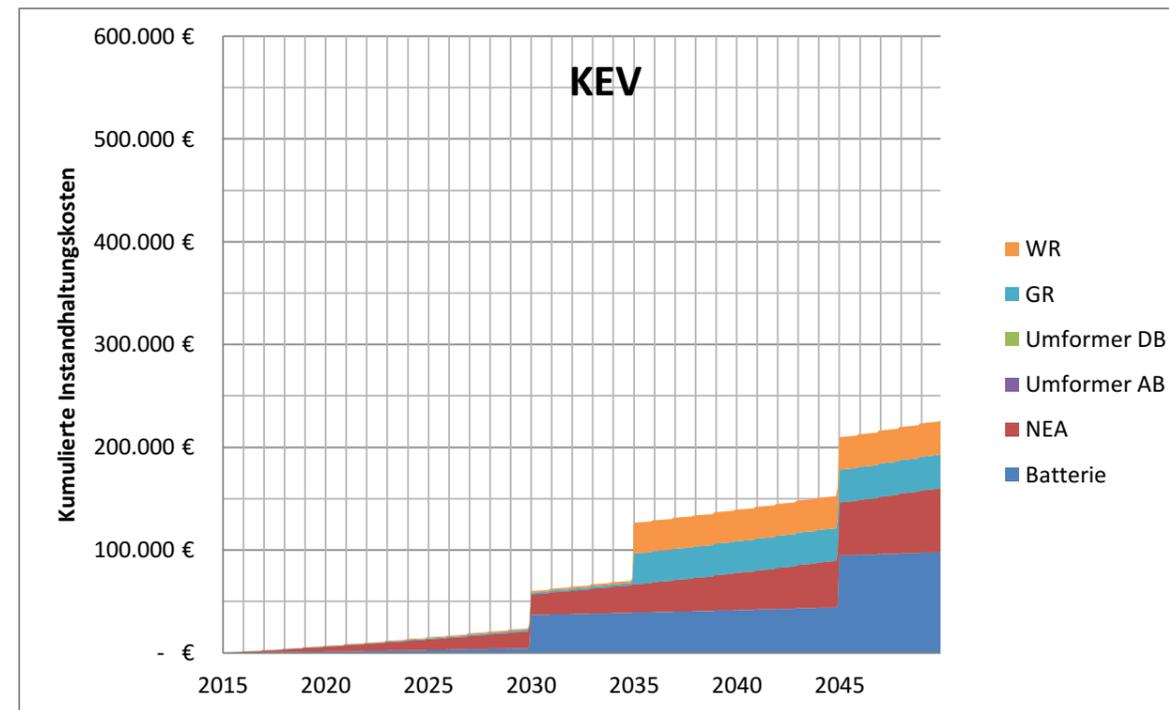


Abb. A.17-3: Zahlungswirksame IH-Kosten KEV

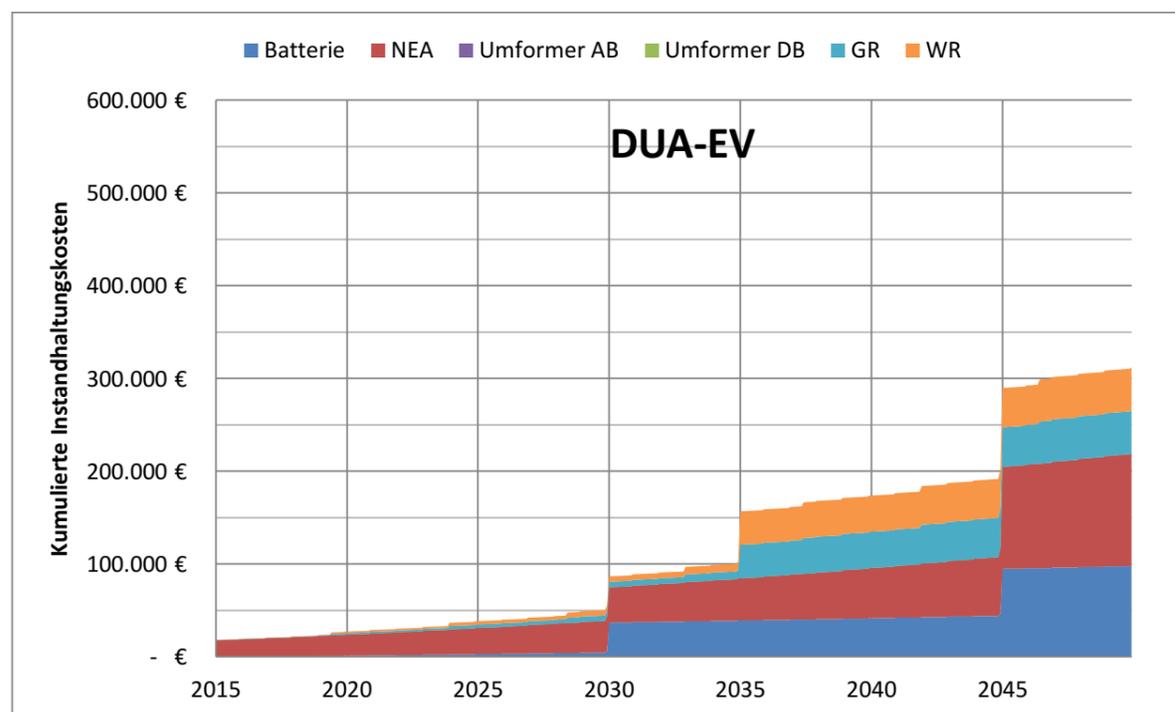


Abb. A.17-2: Zahlungswirksame IH-Kosten DUA-EV

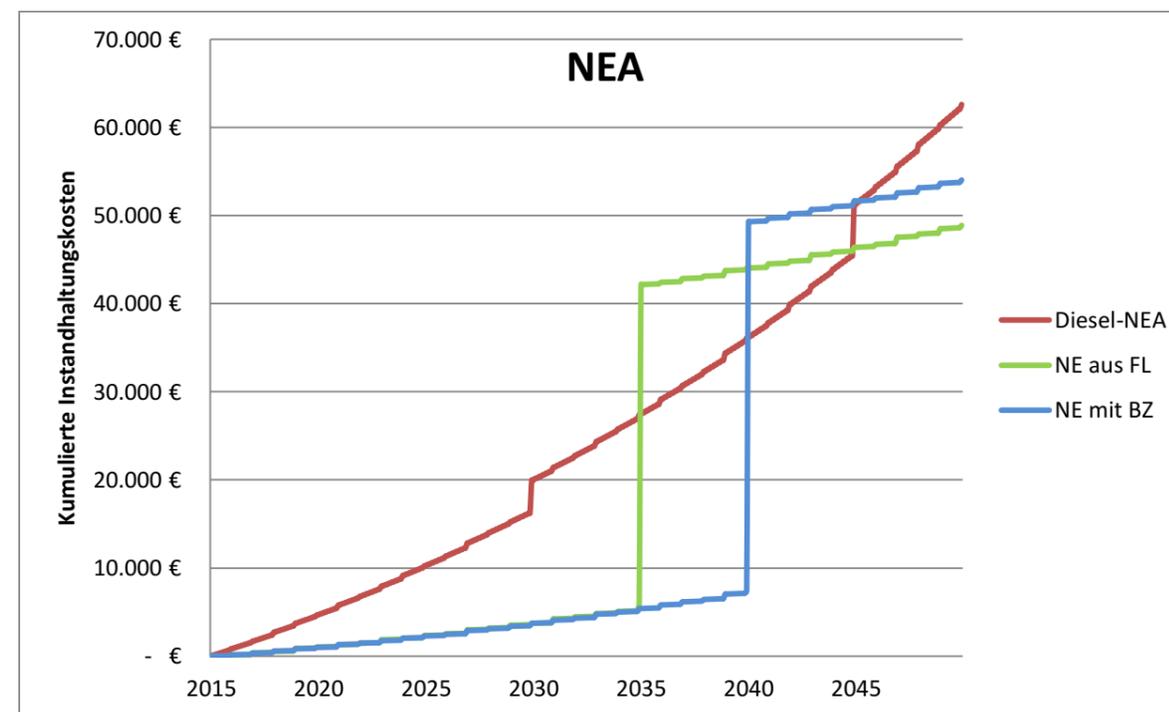


Abb. A.17-4: Zahlungswirksame IH-Kosten NEA

A.18: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

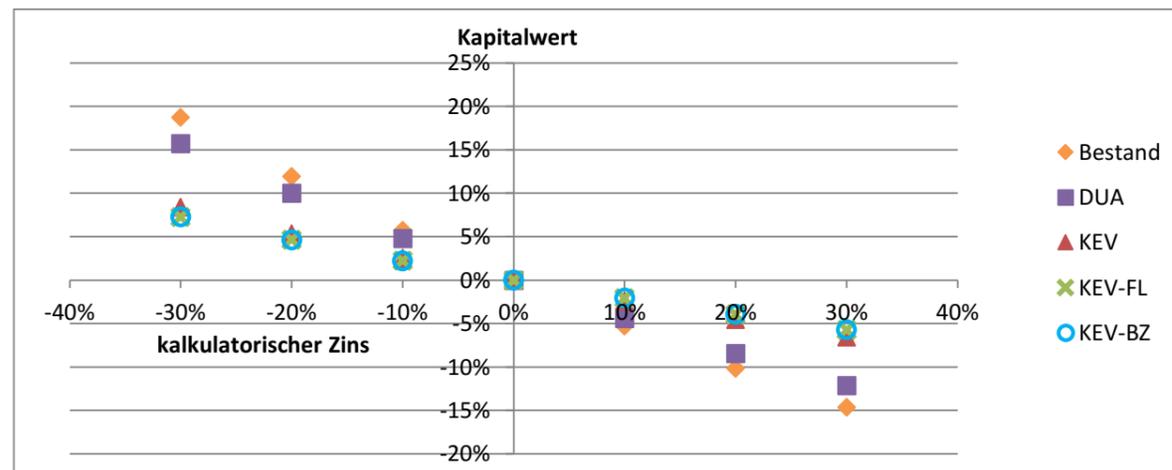


Abb. A.17-1: Prozentuale Sensitivität Kapitalwert bei Variation des kalkulatorischen Zins

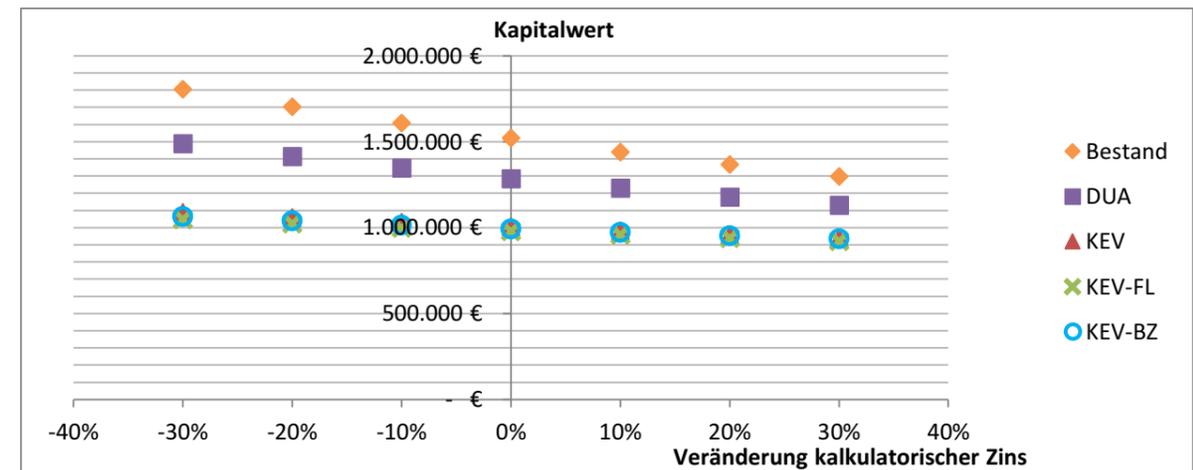


Abb. A.17-4: Absolute Sensitivität Kapitalwert bei Variation des kalkulatorischen Zins

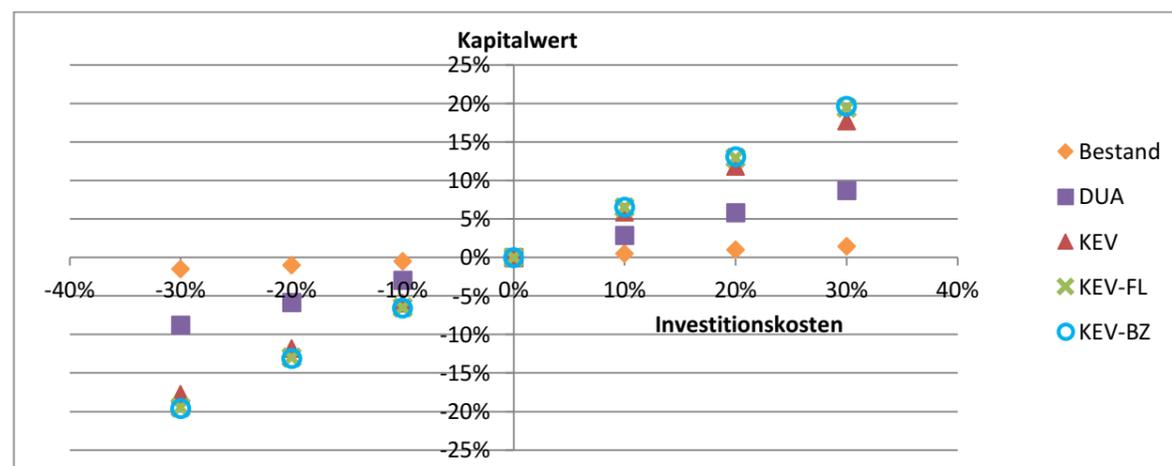


Abb. A.17-2: Prozentuale Sensitivität Kapitalwert bei Variation der Investitionskosten

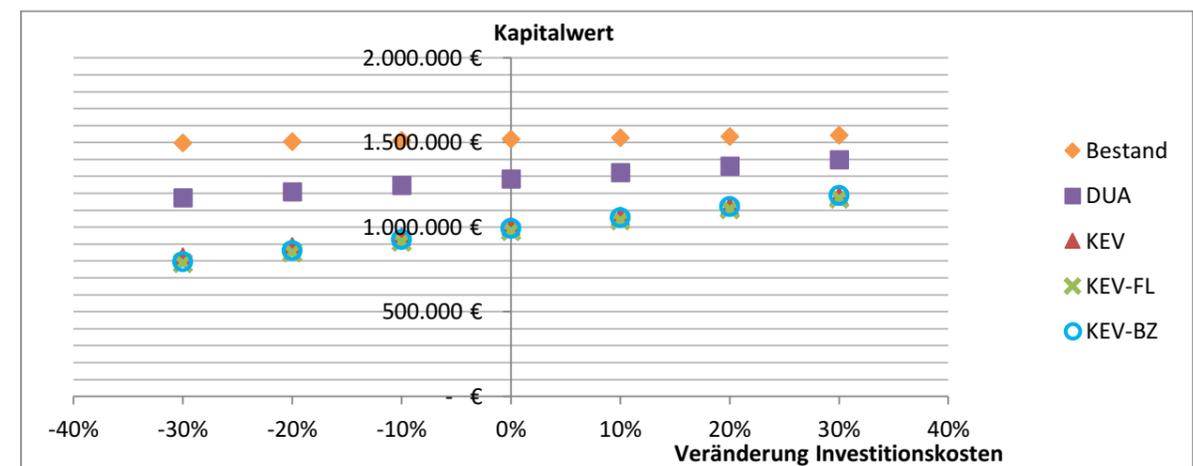


Abb. A.17-5: Absolute Sensitivität Kapitalwert bei Variation der Investitionskosten

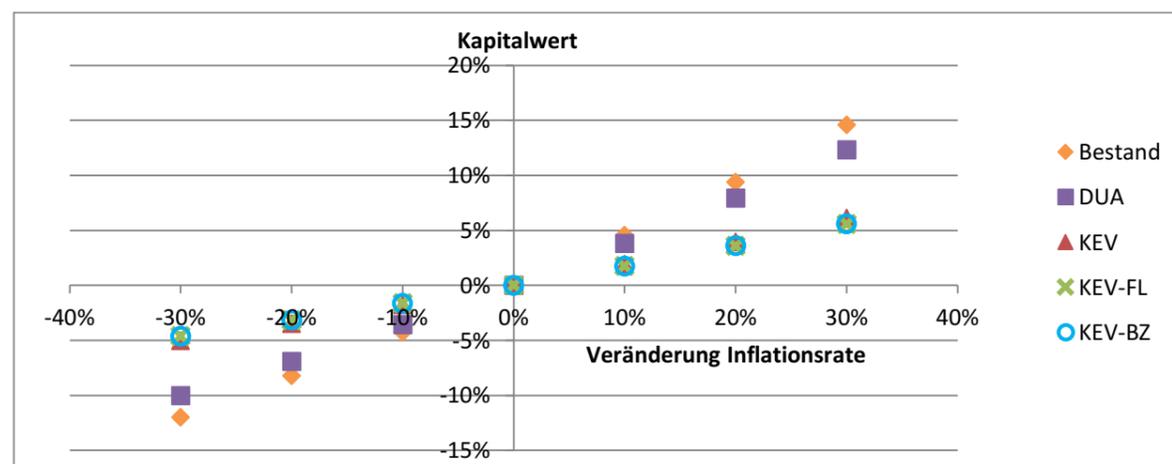


Abb. A.17-3: Prozentuale Sensitivität Kapitalwert bei Variation der Inflationsrate

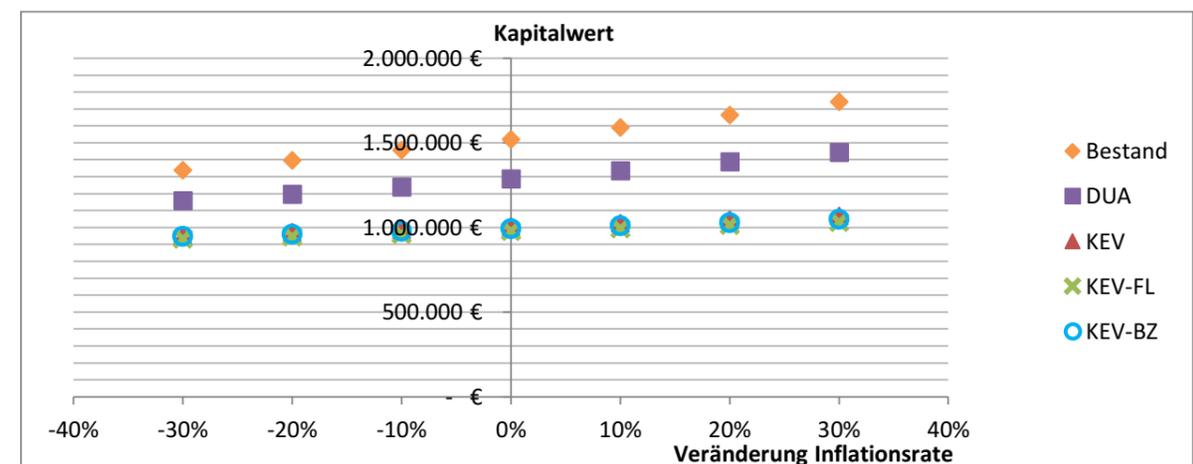


Abb. A.17-6: Absolute Sensitivität Kapitalwert bei Variation der Inflationsrate