

TEXTE

07/2016

Ableitung von Recycling- und Umweltanforderungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken bei innovativen Energiespeichern

TEXTE 07/2016

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3713 93 307
UBA-FB 002218

Ableitung von Recycling- und Umweltanforderungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken bei innovativen Energiespeichern

von

Dr. Hartmut Stahl, Dr. Dierk Bauknecht, Andreas Hermann, Dr. Wolfgang Jenseit,
Dr. Andreas R. Köhler, Cornelia Merz, Martin Möller, Dr. Doris Schüler, Moritz
Vogel
Öko-Institut e.V., Geschäftsstelle Freiburg, Freiburg

Dr. Ludwig Jörissen, Ulrich Storr
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-
Württemberg, Brennstoffzellen Grundlagen (ECG), Ulm

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Öko-Institut e.V.
Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Str. 173
79100 Freiburg

Abschlussdatum:

August 2015

Redaktion:

Fachgebiet III 1.6 Produktverantwortung
Zoltan Branyi, Dmitri Hörig

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ableitung-von-recycling-umweltanforderungen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Januar 2016

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3713 93 307 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Im Projekt wurde mit Blick auf die Energiewende der umwelt- und rohstoffbezogene Handlungsbedarf ermittelt, der sich aus dem Einsatz an innovativen Energiespeichersystemen für elektrische Energie aus erneuerbaren Energien zukünftig ergeben wird. Es wurden Energiespeichersysteme, eingegrenzt auf Batteriespeicher (Kurzzeitspeicher) und Wasserstoffspeichersysteme (Langzeitspeicher) für die Umwandlung, die Speicherung und die Nutzung gespeicherter Energie aus erneuerbaren Quellen, in den Bereichen Stromversorgung und Mobilität untersucht.

Der Fokus der Studie lag darauf, die zu erwartenden Rohstoffbedarfe der zukünftigen innovativen Energiespeichersysteme zu ermitteln und die Energiespeichersysteme anhand verschiedenster Kriterien hinsichtlich ihrer Umweltrelevanz und rohstoffwirtschaftlichen Bedeutung zu bewerten.

Entsprechend der komplexen Ausgangslage und der umfangreichen Zielsetzung wurde im Vorhaben eine Vielzahl verschiedener Aufgaben durchgeführt. Ausgangspunkt war eine ausführliche Analyse der innovativen Energiespeichersysteme hinsichtlich der Funktionsweise, der technischen Eigenschaften und Kenndaten sowie weiterer Merkmale. Eine wesentliche Grundlage für die Bestimmung des Rohstoffbedarfs war dann die Ermittlung des zukünftigen Speicherbedarfs für die Stromversorgung (80 % erneuerbare Energien Szenario) und für Mobilitätsszenarien. Darauf aufbauend erfolgte als ein Schwerpunkt die Ermittlung des zukünftigen Materialbedarfs zum Aufbau der innovativen Energiespeichersysteme. Ein weiterer Schwerpunkt stellte die umfassende Bewertung der innovativen Energiespeichersysteme anhand der Kriterien Bedarfsrelevanz, Recycling, Umweltrelevanz, Treibhausgasemissionen, Substitution, Wirkungsgrad und Kosten dar. Auch wurde der Anpassungsbedarf rechtlicher Regelungen geprüft. Abschließend wurde für die verschiedenen Bereiche eine Reihe von Empfehlungen erarbeitet.

Abstract

In the light of the German energy transition (Energiewende, the transformation of energy systems towards sustainability), the project assesses the need for action in relation to environmental and resource issues that will arise from the use of innovative systems for storing electricity from renewables. It considers energy storage systems in the form of battery storage systems (short-term storage) and hydrogen storage systems (long-term storage) for the conversion, storage and use of energy from renewable sources in the fields of electricity supply and mobility.

The study focuses on identifying the expected raw material demand of future innovative energy storage systems and assessing the environmental and raw-material-related impacts of these systems on the basis of a wide range of criteria.

To take account of the project's complex background and wide-ranging objectives, a large number of different tasks were undertaken. The starting point was a detailed analysis of the various innovative energy storage systems in terms of their modes of functioning, technical properties and parameters and other characteristics. The next step involved identifying future storage requirements for electricity supply (80% renewables scenario) and for mobility scenarios as a basis for determining raw material requirements. This led on to one of the key tasks, which was to identify the quantities of materials needed to set up the innovative energy storage systems. Another key task was a comprehensive assessment of the innovative storage systems against a range of criteria: demand relevance, recycling, environmental relevance, greenhouse gas emissions, substitution, efficiency and cost. The need for adaptation of legislation was also considered. Finally, a number of recommendations relating to the various areas were drawn up.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	13
Tabellenverzeichnis.....	16
Abkürzungsverzeichnis.....	24
Zusammenfassung	27
Einleitung.....	27
Szenarien zur Stromversorgung und Mobilität.....	28
Materialbedarfe für ESS.....	30
Umfassende Bewertung der innovativen ESS.....	32
Zusammenfassende Bewertung der ESS	42
Empfehlungen	48
Summary	51
Introduction.....	51
Scenarios for electricity supply and mobility	52
Material requirements for ESS.....	54
Comprehensive assessment of the innovative ESS.....	56
Summary assessment of the ESS.....	66
Recommendations	71
1 Einleitung.....	74
2 Einführung und Auswahl der ESS.....	76
2.1 Batteriespeicher.....	76
2.2 Komponenten der Wasserstoffkette (Erzeugung, Speicherung, Rückverstromung)	77
2.3 Sekunden- und Minutenspeicher	79
2.4 Vergleich der Energiespeichertechnologien	79
3 Analyse der ausgewählten innovativen ESS.....	84
3.1 Systemgrenze und funktionelle Einheit	84
3.2 Blei-Säure-Akkumulatoren als Referenzoption	85
3.2.1 Funktionsweise	85
3.2.2 Kenndaten	86
3.2.3 Anwendungen und Ausführungsformen	86
3.2.4 Eigenschaften	87
3.2.5 Zusammensetzung	88
3.3 Lithium-Ionen-Akkumulatoren	89

3.3.1	Funktionsweise	89
3.3.2	Kenndaten	90
3.3.3	Anwendungen und Ausführungsformen	90
3.3.4	Eigenschaften	91
3.3.5	Zusammensetzung	92
3.3.6	Batteriemanagement-System	97
3.4	Natrium-Schwefel-Akkumulatoren	99
3.4.1	Funktionsweise	99
3.4.2	Kenndaten	100
3.4.3	Anwendungen und Ausführungsformen	101
3.4.4	Eigenschaften	101
3.4.5	Zusammensetzung	101
3.5	Redox-Flow-Akkumulatoren	102
3.5.1	Funktionsweise	102
3.5.2	Kenndaten	105
3.5.3	Anwendungen und Ausführungsformen	108
3.5.4	Eigenschaften	109
3.5.5	Zusammensetzung	110
3.6	Zink-Luft-Akkumulatoren	112
3.6.1	Funktionsweise	112
3.6.2	Kenndaten	113
3.6.3	Anwendungen und Ausführungsformen	113
3.6.4	Eigenschaften	113
3.6.5	Zusammensetzung	113
3.7	Wasserelektrolyse	115
3.7.1	Funktionsweise	115
3.7.2	Kenndaten	116
3.7.3	Anwendungen und Ausführungsformen, Eigenschaften	118
3.7.4	Zusammensetzung	119
3.8	Polymerelektrolytmembran (PEM) - Brennstoffzellen	120
3.8.1	Funktionsweise	121
3.8.2	Kenndaten	122
3.8.3	Anwendungen und Ausführungsformen, Eigenschaften	123
3.8.4	Zusammensetzung	124
3.9	Wasserstoffspeicherung	125

3.9.1	Funktionsweise	125
3.9.2	Kenndaten	126
3.9.3	Anwendungen und Ausführungsformen, Eigenschaften	127
3.9.4	Zusammensetzung	128
3.9.5	Bilanzierung von Wasserstoffsystemen	129
3.10	Exkurs zur Methanisierung	131
3.11	Exkurs zu Sekundenspeichern	133
3.12	Exkurs zur Wasserstoffspeicherung in Metallhydriden	134
3.12.1	Funktionsweise	134
3.12.2	Kenndaten	134
3.12.3	Eigenschaften	135
3.12.4	Zusammensetzung	135
3.13	Exkurs zu Wasserstoff-Verbrennungsmotoren	136
3.13.1	Funktionsweise	136
3.13.2	Kenndaten	136
3.13.3	Eigenschaften	137
3.13.4	Zusammensetzung	137
4	Überblick zur aktuellen Rechtslage	138
4.1	Der derzeitige Rechtsrahmen für ESS	138
4.2	ESS – Batteriesysteme	139
4.2.1	Produktion	141
4.2.1.1	Komponenten	141
4.2.1.2	Batteriesysteme (Produktion und Inverkehrbringen)	142
4.2.2	Verwendung	144
4.2.3	Recycling/Entsorgung	145
4.2.3.1	Sammelquote	147
4.2.3.2	Recyclingeffizienzen	148
4.3	ESS – Wasserstoffsysteme	148
4.3.1	Erzeugung von Wasserstoff durch alkalische oder PEM Wasserelektrolyse	148
4.3.2	Speicherung mittels Druckspeicherung	149
4.3.3	Rückverstromung mittels PEM-Brennstoffzelle	150
4.3.4	Recycling/Entsorgung	151
5	Speicherbedarf für Strom	153
5.1	Ermittlung des zukünftigen Speicherbedarfs anhand der VDE Studie	153
5.2	Überblick: Herangehensweise der VDE Studie	153

5.3	Herleitung der Residuallast	154
5.4	Auswertung der Residuallast	154
5.5	Definition von Speicherezubauvarianten	154
5.6	Jahresbetriebssimulation und Herleitung des optimalen Speicherausbaus und der Speichernutzung	155
5.7	Ermittlung des Kurzzeitspeicherbedarfs unter Berücksichtigung alternativer Flexibilitätsoptionen	156
5.7.1	Berücksichtigung von DSM-Maßnahmen in der VDE-Studie	156
5.7.2	Berücksichtigung der Elektromobilität bei der Abschätzung des Gesamtspeicherbedarfs	157
5.8	Unsicherheiten bei der Bestimmung des Speicherbedarfs	157
5.9	Bestimmung des Anteils der innovativen Energiespeichersysteme	162
5.10	Korrektur des Leistungs-Kapazitäts-Verhältnisses	164
5.11	Zusammenfassung: Speicherbedarf für die weitere Analyse	165
5.12	Speicherbedarf eines 60 % Szenarios	166
6	Materialbedarfe für ESS	170
6.1	Spezifischer Materialbedarf der ESS	171
6.1.1	Batterie-Speichersysteme – stationär und mobil	172
6.1.2	Batteriemanagementsystem	173
6.1.3	Wasserstoff-Ketten –stationär und mobil	174
6.2	Absoluter Materialbedarf der ESS	176
6.2.1	Absoluter Materialbedarf bei der Stromversorgung – Kurz- und Langzeitspeicher	177
6.2.1.1	Batterien - Kurzzeitspeicher	177
6.2.1.2	Wasserstoff-Ketten - Langzeitspeicher	180
6.2.2	Absoluter Materialbedarf der Mobilität – E-Mobilität und H2-Mobilität	182
6.2.2.1	Li-Ionen-Akkumulatoren – E-Mobilität	182
6.2.2.2	Wasserstoff-Ketten – H2-Mobilität	183
6.2.3	Absoluter Materialbedarf für Batteriemanagementsystem	186
6.2.4	Zusammenfassende Ergebnisse des maximalen Materialbedarfs	186
6.2.4.1	Ergebnisse für den jährlichen maximalen Materialbedarf	188
7	Bedarfsrelevanz und weitere Bewertungskriterien	190
7.1	Auswahl der Bewertungskriterien für die innovativen ESS	190
7.2	Analyse der Bedarfsrelevanz	192
7.2.1	Vorauswahl nicht bedarfsrelevanter Materialien	193
7.2.2	Ergebnisse und Identifikation bedarfsrelevanter Materialien	194

8	Bewertung der ESS hinsichtlich Rohstoffe und Umwelt	202
8.1	Recycling	202
8.1.1	Lithium-Ionen-Akkumulatoren	203
8.1.1.1	Handling und Zerlegen von Lithium-Ionen-Akkumulatoren	203
8.1.1.2	Recyclingprozesse für Lithium-Ionen-Module oder -Zellen	204
8.1.1.3	Kostenbetrachtung	208
8.1.2	Andere Akkumulatoren.....	211
8.1.2.1	Natrium-Schwefel-Akkumulatoren	211
8.1.2.2	Redox-Flow-Akkumulatoren	212
8.1.2.3	Zink-Luft-Akkumulatoren	214
8.1.3	Elektrolyseure und Brennstoffzelle	215
8.1.3.1	Alkalische und PEM-Elektrolyseure	215
8.1.3.2	PEM-Brennstoffzelle	218
8.1.4	Fazit und Ausblick.....	220
8.2	Umweltrelevanz innovativer Energiespeicher.....	223
8.2.1	Einsatz von umweltrelevanten Stoffen	224
8.2.1.1	Benennung schadstoffarmer Alternativen	226
8.2.1.2	Bewertungsansatz	227
8.2.2	Ergebnisse	228
8.2.2.1	Blei-Säure-Akkumulatoren	228
8.2.2.2	Lithium-Ionen-Akkumulatoren	232
8.2.2.3	Natrium-Schwefel-Akkumulatoren	239
8.2.2.4	Redox-Flow-Akkumulatoren	241
8.2.2.5	Zink-Luft-Akkumulator	247
8.2.2.6	Elektrolyse, Brennstoffzelle und Wasserstoffspeicher	247
8.2.2.7	Ergebnisübersicht Batterien	254
8.2.2.8	Bewertung der Batteriesysteme	255
8.2.2.9	Problematik der Einstufung	256
8.2.3	Verbesserung der Datenlage zu gefährlichen Stoffeigenschaften	257
8.3	Exkurs zu den Freisetzungspotenzialen der relevanten Nanomaterialien sowie den mit ihrer Herstellung verbundenen Energie- und Rohstoffverbräuchen	259
8.3.1	Einleitung	259
8.3.2	Vorgehensweise	260
8.3.3	Überblick zu Nanomaterialien in Energiespeicher-Systemen	261
8.3.4	Abschätzung der Freisetzungsmöglichkeiten von Nanomaterialien aus ESS	264

8.3.4.1	Nanomaterialverarbeitung und Herstellung der Energiespeicher	265
8.3.4.2	Transporte fertiger Produkte	266
8.3.4.3	Nutzungsphase	266
8.3.4.4	Recycling und Entsorgung	266
8.3.5	Toxikologisches Gefährdungspotenzial ausgewählter Nanomaterialien	269
8.3.6	Betrachtung des Rohstoff- und Energiebedarfs bei der Herstellung der Nanomaterialien	270
8.3.7	Schlussfolgerungen und Empfehlungen zur Expositionsminde rung	271
8.4	Treibhausgasemissionen	273
8.4.1	Batterien.....	273
8.4.2	Wasserstoffspeichersysteme.....	275
8.4.3	Ausblick.....	275
8.5	Substituierbarkeit	277
8.5.1	Substituierbarkeit auf Materialebene	277
8.5.2	Substituierbarkeit auf Ebene des ESS.....	279
9	Bewertung der ESS hinsichtlich Funktion und Eigenschaften	282
9.1	Wirkungsgrad und Selbstentladung	282
9.1.1	Kurzzeitspeicher - Akkumulatoren	282
9.1.2	Langzeitspeicher - Wasserstoffsyste me.....	284
9.2	Kosten und Preise innovativer ESS.....	288
9.2.1	Blei-Säure-Akkumulatoren	288
9.2.2	Lithium-Ionen-Akkumulatoren	289
9.2.3	Natrium-Schwefel-Akkumulatoren	289
9.2.4	Redox-Flow-Akkumulatoren.....	289
9.2.5	Zink-Luft-Akkumulatoren.....	292
9.2.6	Wasserelektrolyse	292
9.2.7	PEM Brennstoffzellen.....	293
9.2.8	Wasserstoff-Speicherung	294
9.2.9	Ergebnisse – Akkumulatoren	295
9.2.10	Ergebnisse – Wasserstoffsyste me.....	296
10	Zusammenfassende Bewertung und SWOT-Analyse	301
10.1	Batteriespeicher.....	302
10.2	Li-Ionen-Batterien für die Mobilität	314
10.3	Wasserstoffsyste me	315
11	Empfehlungen	319

12	Anhang	330
12.1	Zusammenfassung der Daten innovativer ESS	330
12.2	Factsheets	332
12.3	Materialbedarf der innovativen ESS	361
12.4	Informationen zur Kritikalitätsbetrachtung	364
13	Quellenverzeichnis.....	367

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematische Darstellung des Untersuchungsrahmens zur Ermittlung des Materialbedarfs der ESS (eigene Darstellung)	29
Abbildung 2:	Schematische Darstellung der H ₂ -Ketten für die Mobilität (eigene Darstellung).....	30
Abbildung 3:	Abfolge der einzelnen Arbeitsschritte und dazugehörige Materialrückgewinnung beim Recycling von ESS (eigene Darstellung).....	35
Abbildung 4:	Vergleichende Darstellung der Wirkungsgrade konventioneller und innovativer Energiespeichersysteme (eigene Darstellung)	40
Abbildung 5:	Stromspeicherkosten für drei Wasserstoffpfade mit alkalischer Elektrolyse; dargestellt sind die zu veranschlagenden Kosten pro aus dem Speicher ins Stromnetz gelieferter kWh (eigene Darstellung ZSW).	42
Abbildung 6:	Grafische Darstellung der Bewertung der stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) (eigene Darstellung).....	46
Figure 1:	Schematic representation of the scope of the analysis of material requirements of energy storage systems (authors' diagram).....	53
Figure 2:	Schematic representation of the H ₂ chains for mobility (authors' diagram).....	54
Figure 3:	The sequence of stages and associated material recovery in the recycling of ESS (authors' diagram)	59
Figure 4:	Comparison of the efficiencies of conventional and innovative energy storage systems (authors' diagram).....	64
Figure 5:	Electricity storage costs for three hydrogen pathways involving alkaline electrolysis; the diagram shows the estimated costs for each kWh delivered to the electricity grid from the storage system (diagram by author ZSW)	65
Figure 6:	Diagrammatic representation of the ratings of the stationary short-term storage systems (batteries) (authors' diagram)	69
Abbildung 2-1:	Vergleich der Ausspeicherzeit und der Speicherkapazität heutiger und zukünftiger Energiespeichersysteme.....	80
Abbildung 2-2:	Ragone-Diagramm der betrachteten innovativen Batteriespeichertechnologien. (eigene Darstellung)	81
Abbildung 3-1:	Schematischer Aufbau eines Energiespeichers basierend auf Akkumulatoren bzw. Wasserstofftechnik (eigene Darstellung ZSW)	84
Abbildung 3-2:	Massenanteile in einer Li-Ionenzelle mit einer Kapazität von 278 Ah und einer mittleren Zellspannung von 3.6 V (Energieinhalt 1000 Wh) ohne Gehäusematerialien mit einer positiven Elektrode aus LNCA (Kathode). (Grafik: eigene Darstellung ZSW, Datenquelle ANL)	93

Abbildung 3-3:	Auswahl an Redox-Paaren für Redox-Flow-Batterien in wässrigen Elektrolyten (eigene Darstellung ZSW)	103
Abbildung 3-4:	Schematischer Aufbau einer Redox-Flow-Batterie (eigene Darstellung ZSW)	103
Abbildung 3-5:	Gesamtsystem Brennstoffzelle (eigene Darstellung ZSW)	122
Abbildung 3-6:	Abhängigkeit der Leistung und des Systemwirkungsgrads eines Brennstoffzellensystems von der Stromdichte.....	123
Abbildung 3-7:	Energieaufwand zur Verdichtung von Wasserstoff. (Grafik: Eigene Darstellung ZSW)	127
Abbildung 3-8:	Komponenten der Wasserstoff Energiespeicherkette (eigene Darstellung ZSW)	130
Abbildung 5-1:	Vergleich des Bedarfs an Speicherleistung der VDE-Studie (2012) sowie der Agora Speicherstudie (2014).....	161
Abbildung 5-2:	Gegenüberstellung der VDE-Studien sowie FlexOptionen Ergebnisse der Residuallastanalyse für ein 80 % erneuerbare Energien Szenario.	162
Abbildung 5-3:	Unterteilung des ermittelten Speicherbedarfs der VDE-Studie.	163
Abbildung 5-4:	Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs.....	168
Abbildung 6-1:	Schematische Darstellung des Untersuchungsrahmens zur Ermittlung des Materialbedarfs der ESS (eigene Darstellung)	171
Abbildung 6-2:	Schematische Darstellung der H ₂ -Ketten für stationäre Langzeitspeicher (eigene Darstellung)	175
Abbildung 6-3:	Schematische Darstellung der H ₂ -Ketten für die Mobilität (eigene Darstellung).....	176
Abbildung 6-4:	Darstellung der Varianten V1 bis V4 der H ₂ -Ketten für Langzeitspeicher (eigene Darstellung)	181
Abbildung 6-5:	Darstellung der Varianten V1 bis V8 der Wasserstoff-Ketten für H ₂ -Mobilität (eigene Darstellung)	184
Abbildung 8-1:	Abfolge der einzelnen Arbeitsschritte und dazugehörige Materialrückgewinnung beim Recycling von ESS	203
Abbildung 8-2:	LiBRI-Verfahren (Buchert et al. 2011a)	206
Abbildung 8-3:	LithoRec-Verfahren (Buchert et al. 2011 b)	206
Abbildung 8-4:	Bewertungsschema Umweltrelevanz.....	227
Abbildung 8-5:	Entwicklungen bei wissenschaftlichen Publikationen zum Thema Nanotechnologie für Energiespeicher. Quelle: (Seitz et al. 2013)	260
Abbildung 8-6:	Messwerte der Konzentration von nanoskaligen Staubpartikeln (Anzahl) am Arbeitsplatz beim Schreddern von nanomaterialhaltigen (rot) und konventionellen (schwarz) LIB Akkumulatoren (Quelle: Wang 2014)	268
Abbildung 9-1:	Darstellung der Wirkungsgrade der innovativen ESS	284

Abbildung 9-2:	Speicherwirkungsgrade der Wasserstoffketten gemäß Tabelle 9-4 (eigene Darstellung ZSW)	287
Abbildung 9-3:	Vergleichende Darstellung der Wirkungsgrade konventioneller und innovativer Energiespeichersysteme (eigene Darstellung)	288
Abbildung 9-4:	Kostenverlauf herkömmlicher Batteriespeicher im Vergleich mit der Redox-Flow-Technologie bei gegebener Leistung als Funktion des Energieinhalts.	290
Abbildung 9-5:	Stromspeicherkosten für drei Wasserstoffpfade mit alkalischer Elektrolyse; dargestellt sind die zu veranschlagenden Kosten pro aus dem Speicher ins Stromnetz gelieferter kWh (eigene Darstellung ZSW).	298
Abbildung 10-1:	Vergleichende Bewertung der stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) für die Kategorien Wirkungsgrad, Kosten 2050 und Sicherheit (eigene Darstellung)	311
Abbildung 10-2:	Vergleichende Bewertung der stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) für die Kategorien Bedarfsrelevanz, Treibhausgasemissionen und Umweltrelevanz (eigene Darstellung).....	313
Abbildung 10-3:	Grafische Darstellung der Bewertung der stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) (eigene Darstellung).....	314

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Maximaler Materialbedarf für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (ausgewählte Materialien).....	32
Tabelle 2:	%-Anteil ESS an der Weltproduktion 2020 für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (ausgewählte Materialien)	33
Tabelle 3:	Vergleichende Bewertung der Batteriesysteme.....	38
Tabelle 4:	Ergebnisübersicht zu den Kosten der innovativen ESS	41
Tabelle 5:	Ergebnisübersicht für Batteriespeichersysteme; Auswahl an Kriterien	44
Tabelle 6:	Ergebnisübersicht ausgewählter Kriterien für alkalische und PEM-Elektrolyse	47
Table 1:	Maximum material requirement of all electricity supply and mobility applications (selected materials).....	56
Table 2:	Percentage share of ESS in world production 2020 for all electricity supply and mobility applications (selected materials).....	57
Table 3:	Comparative assessment of the battery systems	62
Table 4:	Summary of the costs of the innovative ESS	64
Table 5:	Summary of results for battery storage systems; selection of criteria	67
Table 6:	Overview of selected criteria for alkaline and PEM electrolysis.....	70
Tabelle 2-1:	Bewertung Batteriespeicher außerhalb der ausgewählten ESS	77
Tabelle 2-2:	Bewertung der Komponenten der Wasserstoffkette außerhalb der ausgewählten ESS.....	78
Tabelle 2-3:	Vergleich von typischen Energiedichten (kWh/m ³) verschiedener Speichermedien.....	82
Tabelle 2-4:	Prinzipielle Eignung von Energiespeichersystemen für die angesprochenen Einsatzfelder	83
Tabelle 3-1:	Ungefähre Kenndaten für Blei-Säure-Akkumulatoren	86
Tabelle 3-2:	Bedeutendste Produzenten von Blei-Säure-Akkumulatoren	87
Tabelle 3-3:	Massenanteile typischer Ausführungsformen von Blei-Säure-Akkumulatoren	88
Tabelle 3-4:	Spezifischer Materialaufwand für Blei-Säure-Akkumulatoren in stationären Anwendungen (Industriebatterien) auf Zellebene.....	88
Tabelle 3-5:	Ungefähre Kenndaten für Lithium-Ionen-Akkumulatoren	90
Tabelle 3-6:	Bedeutendste Produzenten von 18650-Zellen	91
Tabelle 3-7:	Spezifische Energie, spezifische Kapazität und mittlere Spannung von positiven Elektroden von Li-Ionen-Akkumulatoren	92
Tabelle 3-8:	Spezifischer Materialbedarf für die positiven Aktivmaterialien von Li-Ionenzellen pro kWh Speicherkapazität	93

Tabelle 3-9:	Typischer Materialbedarf pro kWh Speicherkapazität für die weiteren Zellkomponenten	94
Tabelle 3-10:	Abschätzung des Materialaufwands für Zellgehäuse.....	94
Tabelle 3-11:	Abschätzung des spezifischen Materialaufwands für Li-Ionen-Batterien aus der Elektromobilität inkl. Zellgehäuse und Batterie-Management-System auf Basis der Projekte LiBRI/Lithorec, umgerechnet in g/kWh*.....	96
Tabelle 3-12:	Abgeschätzte Massen von unterschiedlichen Batteriegehäusen im LiBRI-Projekt	97
Tabelle 3-13:	Gewichtsverteilung der untersuchten Antriebssteuereinheit (Chalmers 2010).	98
Tabelle 3-14:	Elektronische Bauteile und ihr Gewicht in der untersuchten Antriebssteuerung (Chalmers 2010)	98
Tabelle 3-15:	Abgeschätzter Materialinhalt von Batteriemanagementsystemen pro Batteriesystem.....	99
Tabelle 3-16:	Ungefähre Kenndaten für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren	100
Tabelle 3-17:	Spezifischer Materialaufwand für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren auf Batterieebene unter Annahme einer spezifischen Energie von 100 Wh·kg ⁻¹	101
Tabelle 3-18:	Normalpotenziale ausgewählter Redox-Reaktionen.	102
Tabelle 3-19:	Redox-Flow-Batterien (Watt-Smith, 2009)	104
Tabelle 3-20:	Ungefähre Kenndaten für Redox-Flow-Akkumulatoren.....	105
Tabelle 3-21:	Vanadium Redox-Flow Stack Kenndaten der Firma Golden Energy Fuel Cell, ...	106
Tabelle 3-22:	Zusammensetzung eines 32-zelligen Flow-Batteriestack mit einer Aktivfläche von 1 200 cm ²	107
Tabelle 3-23:	Variationsbreite spezifischer Leistungsdaten für Redox-Flow-Batterien	107
Tabelle 3-24:	Kenndaten ausgewählter Anbieter von Redox-Flow Batterien.....	109
Tabelle 3-25:	Materialbedarf für Redox-Flow-Akkumulatoren	110
Tabelle 3-26:	Gewichtsverteilung zwischen Elektrolyt und Zellstapel eines 8-Stunden Speichers unter Annahme der in Tabelle 3-25 ausgewiesenen Materialbedarfe und der in Tabelle 3-23 dargestellten Stapelraten.	110
Tabelle 3-27:	Gewichtsverteilung zwischen Elektrolyt und Zellstapel eines 8-Stunden Speichers unter Annahme der in Tabelle 3-20 ausgewiesenen Materialbedarfe und der in Tabelle 3-23 dargestellten Stapelraten.	111
Tabelle 3-28:	Ungefähre Kenndaten für Zink-Luft-Akkumulatoren auf Zellebene.....	113

Tabelle 3-29:	Spezifischer Materialaufwand für Zink-Luft-Akkumulatoren auf Zellebene unter Annahme von 20 Ah-Zellen mit einer spezifischen Energie von 142 Wh·kg ⁻¹	114
Tabelle 3-30:	Spezifischer Materialaufwand der Katalysatoren der Lufterlektrode auf Zellebene unter Annahme von 20 Ah-Zellen mit einer spezifischen Energie von 142 Wh·kg ⁻¹	114
Tabelle 3-31:	Spezifischer Materialaufwand des Gehäuseaufwands und des CO ₂ -Adsorbens einer 20 kWh Batterie.....	115
Tabelle 3-32:	Ungefähre Kenndaten für Wasser-Elektrolyseure	117
Tabelle 3-33:	Kurzvergleich von Elektrolyseurvarianten.....	118
Tabelle 3-34:	Komponenten eines alkalischen Elektrolyseurs zur Versorgung einer Wasserstofftankstelle.	119
Tabelle 3-35:	Aufschlüsselung der Elektrolyseurbestandteile nach Materialklassen: Hochrechnung unter Annahme eines Elektrolyseurs mit 320 kW Leistungsaufnahme.....	120
Tabelle 3-36:	Kenndaten für wasserstoffbetriebene Brennstoffzellensysteme.....	122
Tabelle 3-37:	Inventar eines Brennstoffzellensystems ohne Leistungselektronik	124
Tabelle 3-38:	Kenndaten für ausgewählte Wasserstoff-Druckspeicher	126
Tabelle 3-39:	Stoffliche Zusammensetzung von Druckwasserstoffspeichern	128
Tabelle 3-40:	Stoffliche Zusammensetzung von Hochdruckspeichern auf Kohlefaser-Kompositbasis	129
Tabelle 3-41:	Kenndaten ausgewählter wasserstoffbasierter Energiespeichersysteme.....	131
Tabelle 3-42:	Stoffliche Zusammensetzung von Methanisierungsreaktoren unterschiedlicher Bauart zur Erzeugung eines Methanflusses mit einer Heizleistung von 125 kW	132
Tabelle 3-43:	H- Sätze des Nickel-Katalysators für die Methanisierung.....	133
Tabelle 3-44:	Ungefähre Kenndaten für Doppelschichtkondensatoren.....	133
Tabelle 3-45:	H- Sätze ausgewählter Inhaltsstoffe von Doppelschichtkondensatoren	134
Tabelle 3-46:	Mögliche stoffliche Zusammensetzung eines Metallhydridspeichers.....	136
Tabelle 3-47:	Kenndaten für wasserstoffbetriebene Wasserstoffmotoren	136
Tabelle 3-48:	Inventar eines Wasserstoffmotors	137
Tabelle 5-1:	Ermittelter Speicherbedarf des Szenarios E der VDE-Studie im 80 % Erneuerbare Energien Szenario.	155
Tabelle 5-2:	Vollzyklen der Kurzzeitspeicher im Szenario E mit 80 % EE.....	156
Tabelle 5-3:	Installierte Leistung verschiebbarer Lasten im 80 % Szenario im Jahr 2050.	156

Tabelle 5-4:	Kurzzeitspeicherbedarf an innovativen ESS nach Abzug von DSM Maßnahmen im 80 % Szenario E im Jahr 2050.....	156
Tabelle 5-5:	Ausgewählte Unsicherheiten bei der Bestimmung des innovativen Speicherbedarfs.....	158
Tabelle 5-6:	Vergleich des Bedarfs an Speicherleistung der VDE-Studie (2012) sowie der Agora Speicherstudie (2014).....	161
Tabelle 5-7:	Technologiemaske Kurzzeit-ESS der VDE Studie des 80 %-Szenarios im Jahr 2050.....	163
Tabelle 5-8:	Speicherzubau der innovativen Kurzzeit-ESS im Szenario E der VDE-Studie im 80 % Szenario im Jahr 2050.	164
Tabelle 5-9:	Speicherzubau der innovativen Kurzzeit-ESS im Szenario E der VDE-Studie im 80 % Szenario im Jahr 2050 – nach Korrektur des Leistungsverhältnisses zukünftiger Pumpspeicherkraftwerke.	165
Tabelle 5-10:	Speicherzubau der innovativen Kurzzeit- und Langzeit-ESS im Szenario E der VDE-Studie im 80 % Szenario im Jahr 2050.	165
Tabelle 5-11:	Vollzyklen der Kurzzeitspeicher im Szenario D mit 80 % EE.	166
Tabelle 5-12:	Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität in den verschiedenen Phasen der Transformation des Stromsystems	167
Tabelle 5-13:	Vergleich verschiedener Speicherbedarfsermittlungen	169
Tabelle 6-1:	Spezifischer Materialbedarf für Batteriespeichersysteme (nur Zellmaterialien).....	172
Tabelle 6-2:	Spezifischer Materialbedarf für BMS	174
Tabelle 6-3:	Charakteristika und Inputdaten der innovativen ESS (Batterien)	178
Tabelle 6-4:	Maximaler Materialbedarf für die Zellmaterialien der Batterien (Kurzzeitspeicher)	179
Tabelle 6-5:	Durchschnittlicher jährliche Materialbedarf für die Zellmaterialien der Batterien (Kurzzeitspeicher)	180
Tabelle 6-6:	Maximaler Materialbedarf der H ₂ -Ketten, V1 bis V4 (stationären Langzeitspeicher; Zell- und Infrastrukturmaterialien).....	181
Tabelle 6-7:	Maximaler Materialbedarf der E-Mobilität (Li-Ionen-Akkumulatoren, mobil; nur Zellmaterialien)	183
Tabelle 6-8:	Maximaler Materialbedarf der H ₂ -Mobilität (Wasserstoff-Ketten; nur Zellmaterialien).....	185
Tabelle 6-9:	Maximaler Materialbedarf für Batteriemanagementsysteme	186
Tabelle 6-10:	Maximaler Materialbedarf für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (nur Zellmaterialien ohne Infrastrukturmaterialien)	187
Tabelle 6-11:	Jährlicher maximaler Materialbedarf für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (nur Zellmaterialien ohne Infrastrukturmaterialien)	189

Tabelle 7-1:	%-Anteil ESS am deutschen Verbrauch 2012, %-Anteil ESS an der Weltproduktion 2012 und 2020 für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (nur Zellmaterialien ohne Infrastrukturmaterialien)	198
Tabelle 7-2:	%-Anteil ESS am deutschen Verbrauch 2012, %-Anteil ESS an der Weltproduktion 2012 und 2020 mit jeweils jährlichen Bedarfsmengen für ESS für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (nur Zellmaterialien ohne Infrastrukturmaterialien)	199
Tabelle 7-3:	Zuordnung der 12 für die Bedarfsrelevanz identifizierten Rohstoffe zu ihren Anwendungen bei den innovativen ESS	201
Tabelle 8-1:	Effizienzen beim Recycling der bei der Gehäusezerlegung anfallenden Metalle (100 % minus Umschmelzverluste).....	204
Tabelle 8-2:	Effizienzen für das Recycling der Zellen von Lithium-Ionen-Akkus bei LIBRI und LithoRec (Buchert et al. 2011 a & b).....	207
Tabelle 8-3:	Effizienzen für das Recycling der Zellen von Lithium-Ionen-Akkus (diese Studie).	208
Tabelle 8-4:	Potenzielle Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling der Lithium-Ionen-Akkumulatoren	210
Tabelle 8-5:	Potenzielle Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von Na-S-Akkumulatoren.	212
Tabelle 8-6:	Potenzielle Recyclingeffizienzen und Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von Zellblock und Anlage.	213
Tabelle 8-7:	Potenzielle Recyclingeffizienzen und Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von Zink-Luft-Akkumulatoren.	215
Tabelle 8-8:	Elektrolyseurmaterialien zum Recycling (semiquantitativ)	217
Tabelle 8-9:	Recyclingeffizienzen für die in den Elektrolyseuren enthaltenen Materialien.	217
Tabelle 8-10:	Potenzielle Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von Elektrolyseuren.....	218
Tabelle 8-11:	Recyclingeffizienzen und potenzielle Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von PEM-Brennstoffzellen.	220
Tabelle 8-12:	H- Sätze typischer Materialien, die in Blei-Säure-Akkumulatoren eingesetzt werden.....	230
Tabelle 8-13:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine konventionelle Blei-Säure Speicherbatterie	231
Tabelle 8-14:	H- Sätze typischer Materialien, die in Li-Ionen-Akkumulatoren eingesetzt werden.....	233
Tabelle 8-15:	H-Sätze für weitere Stoffe, die in Li-Ionen-Akkumulatoren eingesetzt werden.....	235
Tabelle 8-16:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine C-LNMC	236

Tabelle 8-17:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine C-LNCA	236
Tabelle 8-18:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine C-LFP	237
Tabelle 8-19:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine LTO-LFP	237
Tabelle 8-20:	Lithium, Elektrolyt und Leitsalzgehalt nach LIB Bauform, (g/kWh).....	238
Tabelle 8-21:	H- Sätze typischer Materialien, die in Natrium-Schwefel-Akkumulatoren eingesetzt werden.....	240
Tabelle 8-22:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine Natrium-Schwefel-Batterie.....	240
Tabelle 8-23:	H-Sätze typischer Materialien, die in Redox-Flow-Akkumulatoren eingesetzt werden.....	242
Tabelle 8-24:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine V-V Redox-Flow-Batterie	243
Tabelle 8-25:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine Cr-Fe-Redox-Flow-Batterie.....	244
Tabelle 8-26:	H- Sätze typischer Materialien, die in Zink-Luft-Akkumulatoren eingesetzt werden.....	245
Tabelle 8-27:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine Zink-Luft-Batterie	246
Tabelle 8-28:	H- Sätze typischer Materialien, die in alkalischen Elektrolyseuren eingesetzt werden.....	249
Tabelle 8-29:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine alkalische Elektrolyse.....	250
Tabelle 8-30:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine PEM Elektrolyse	250
Tabelle 8-31:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine PEM Brennstoffzelle	251
Tabelle 8-32:	H- Sätze typischer Materialien, die in Metallhydridspeichern und Druckwasserstoffspeicher eingesetzt werden.....	251
Tabelle 8-33:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für einen Wasserstoffspeicher mit Druckwasserstoff.....	252
Tabelle 8-34:	Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für einen Wasserstofffeststoffspeicher	252
Tabelle 8-35:	Zusammenstellung der Einstufung für Batteriesysteme.....	254
Tabelle 8-36:	Vergleichende Bewertung der Batteriesysteme.....	255
Tabelle 8-37:	Stichtage in Abhängigkeit von Mengenschwellen	257
Tabelle 8-38:	Registrierungsanforderungen in Abhängigkeit von Mengenschwellen	258

Tabelle 8-39:	Übersicht über die Verwendung von Nanomaterialien in Akkumulatoren. (Quelle: eigene Einschätzung).....	263
Tabelle 8-40:	Übersicht über die Verwendung von Nanomaterialien in Wasserstoffbasierten ESS. Quelle: eigene Einschätzung	264
Tabelle 8-41:	Ergebnisübersicht zum Herstellungsaufwand von Batterien für das Kriterium Treibhausgasemissionen	274
Tabelle 8-42:	Ergebnisübersicht zum Kriterium Substituierbarkeit	281
Tabelle 9-1:	Ergebnisübersicht zu Wirkungsgrad und Selbstentladung der innovativen ESS	284
Tabelle 9-2:	Spezifischer Energiebedarf der Wasserstoffherzeugung (Bertuccioli, 2014)	285
Tabelle 9-3:	Spezifische Leistungsdaten für die Stromerzeugung mit Brennstoffzellen	285
Tabelle 9-4:	Energieumsätze und Wirkungsgrade der Energiespeicherung mit Wasserstoffsystemen	286
Tabelle 9-5:	Abschätzung der spezifischen Kostenentwicklung für Blei-Säure-Akkumulatoren	288
Tabelle 9-6:	Abschätzung der spezifischen Kostenentwicklung für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren	289
Tabelle 9-7:	Kostenanalyse eines 2-kW Redox-Flow-Akkumulator Zellstapels und Nebenaggregate	290
Tabelle 9-8:	Kostenanalyse eines Redox-Flow-Batterie Speichers (Zyklisierung 60 % der stöchiometrischen Kapazität).....	291
Tabelle 9-9:	Kostenanalyse eines Redox-Flow-Speichers 1 MW, 4 MWh	291
Tabelle 9-10:	Spezifische Kosten für Vanadium-Redox-Flow-Batterie unterschiedlicher Leistung und Energie	292
Tabelle 9-11:	Abschätzung der spezifischen Kostenentwicklung für Elektrolyseure.....	292
Tabelle 9-12:	Grobe Aufschlüsselung der Elektrolyseurkosten für PEM-Elektrolyse.	293
Tabelle 9-13:	Grobe Aufschlüsselung der Stackkosten für PEM-Elektrolyse.....	293
Tabelle 9-14:	Grobe Aufschlüsselung der Kosten für alkalische Elektrolyseure.....	293
Tabelle 9-15:	Abschätzung der spezifischen Kostenentwicklung für Brennstoffzellensysteme	294
Tabelle 9-16:	Abschätzung der spezifischen Investitionskostenentwicklung für Wasserstoffspeicher.....	295
Tabelle 9-17:	Ergebnisübersicht zu den Kosten der innovativen ESS	295
Tabelle 9-18:	Elektrolysesystemkosten (Bertuccioli 2014)	297
Tabelle 9-19:	Hochrechnung Energiespeicherkosten für verschiedene Pfade	299

Tabelle 9-20:	Kostenverteilung der Stromspeicherung mit Wasserstoffsystemen der Kette Alkalische Elektrolyse - Kavernenspeicher bei 200 bar - Verstromung durch Brennstoffzelle	300
Tabelle 9-21:	Kostenverteilung der Stromspeicherung mit Wasserstoffsystemen der Kette Alkalische Elektrolyse - Niederdruckspeicher 45 bar - Verstromung durch Brennstoffzelle.....	300
Tabelle 10-1:	Ergebnisübersicht für alle Kriterien für Batteriespeichersysteme	303
Tabelle 10-2:	SWOT-Analyse der betrachteten Batteriespeichersysteme.....	306
Tabelle 10-3:	Ergebnisübersicht für alle Kriterien für alkalische und PEM Elektrolyse	316
Tabelle 10-4:	SWOT-Analyse für alkalische und PEM Elektrolyse	317
Tabelle 12-1:	Vergleich der Kenndaten von Blei-Säure (Referenz) und Li-Akkumulatoren	330
Tabelle 12-2:	Vergleich der Kenndaten von Blei-Säure (Referenz) sowie Redox-Flow, Natrium-Schwefel und Zink-Luft.....	330
Tabelle 12-3:	Vergleich der Kenndaten von ausgewählten Wasserstoffsystemen.....	331
Tabelle 12-4:	Factsheet: Blei-Säure-Akkumulatoren.....	332
Tabelle 12-5:	Factsheet: Lithium-Ionen-Akkumulatoren.....	335
Tabelle 12-6:	Factsheet: Redox-Flow-Akkumulatoren	340
Tabelle 12-7:	Factsheet: Natrium-Schwefel-Akkumulatoren	345
Tabelle 12-8:	Factsheet: Zink-Luft-Akkumulatoren	348
Tabelle 12-9:	Factsheet: Wasserelektrolyse.....	352
Tabelle 12-10:	Factsheet: PEM-Brennstoffzelle	355
Tabelle 12-11:	Factsheet: Wasserstoffspeicherung	358
Tabelle 12-12:	Spezifischer Materialbedarf für Batteriespeichersysteme (nur Infrastrukturmaterialien)	361
Tabelle 12-13:	Maximaler Materialbedarf für die Infrastrukturmaterialien der Batterien	361
Tabelle 12-14:	Gesamter maximaler Materialbedarf für ESS, deutscher Verbrauch der Rohstoffe 2012, Weltproduktion 2012 und 2020 (ohne Infrastrukturmaterialien)	362
Tabelle 12-15:	Einstufung der in dieser Studie prinzipiell zu betrachtenden Rohstoffe (Auswertung Öko-Institut)	364
Tabelle 12-16:	Vergleich der Auswahlkriterien und deren Gewichtung bei der wirtschaftlichen Bedeutung	365
Tabelle 12-17:	Vergleich der Auswahlkriterien und deren Gewichtung beim Versorgungsrisiko.....	366

Abkürzungsverzeichnis

4C-Markt	Cell-phones, Computers, Cameras, Cordless-Tools
Abl.	Amtsblatt der Europäischen Union
Abs.	Absatz
AEL	Alkalischer Elektrolyseur
AP	Arbeitspapier
Art.	Artikel
BattG	Batteriegesetz
BattGDV	Verordnung zur Durchführung des BattG
BGBI.I	Bundesgesetzblatt, Teil 1
BGBI.II	Bundesgesetzblatt, Teil 2
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zum BImSchG
bspw.	beispielsweise
BT	Bundestag
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ChemG	Chemikaliengesetz
ChemVerbotsV	Chemikalienverbotsverordnung
CLP	Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen
Ds.	Drucksache
EE	Erneuerbare Energien
EG	Europäische Gemeinschaft
Energiedichte	Energieinhalt des Speichers normiert auf das Speichervolumen [Wh·l ⁻¹]
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln
ESS	Energiespeichersysteme
EU	Europäische Union
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	gegenüber
GRS Batterien	Gemeinsames Rücknahmesystem Batterien

IED/IE-Richtlinie	Industrieemissionsrichtlinie 2010/75/EU
iSd	im Sinne des
iVm	in Verbindung mit
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
kWh	Kilowattstunde, eine Energieeinheit
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFP	Lithium Eisenphosphat
lit.	litera
LFP	Lithium Eisenphosphat
LMNC	Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid
LMO	Lithium-Manganoxid
LNCA	Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid
LTO	Lithium-Titanoxid
Nm³	Normkubikmeter, das Volumen, das ein Gas bei einem Druck von 1,0235 bar und einer Temperatur von 0 °C einnimmt (Normbedingungen nach DIN 1343).
Nr.	Nummer
PEM	proton exchange membrane oder polymer electrolyte membrane
PEMEL	Polymermembran-Elektrolyseur
ProdSV	Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz
REACH	Verordnung (EG) Nr. 1907/2006
RL	Richtlinie
SOFC	Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit der Bezeichnung solid oxide fuel cell
u. a.	unter anderem
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
vgl.	vergleiche
VLA	Vented Lead Acid. Blei-Säure-Akkumulator mit zu Atmosphäre offenen Zellen. Gase aus Nebenreaktionen können aus der Zelle entweichen. Der Säurestand muss durch Wasserzugabe ausgeglichen werden.
VO	Verordnung
VRLA	Valve-Regulated-Lead-Acid. Wartungsfreier, verschlossener Blei-Säure-Akkumulator. Gas aus Nebenreaktionen wird in der Zelle abgebaut.
WHG	Wasserhaushaltsgesetz

z. B.	Zum Beispiel
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Zusammenfassung

Einleitung

Die effiziente und intelligente Speicherung größerer Mengen elektrischer Energie ist eindeutig als Kernelement einer erfolgreichen Umsetzung der deutschen Energiewende in die Praxis identifiziert worden. Neben konventionellen Optionen zur Energiespeicherung wie z. B. Pumpspeicherwerke, die in Deutschland aufgrund natürlicher Gegebenheiten limitiert sind, rücken innovative Speichertechnologien wie neue Batterietypen mit hoher Energiedichte oder Wasserstoff in Verbindung mit Brennstoffzellen in den Mittelpunkt der Diskussionen.

Für Speichertechnologien im Bereich elektrische Energie ebenso wie im Bereich Elektromobilität stellen sich Fragen hinsichtlich induzierter neuer Nachfrageschwerpunkte für spezifische Rohstoffe (Technologiemetalle wie z. B. Kobalt) und ggf. daraus folgender Auswirkungen auf die Umwelt (verstärkte Primärproduktion bestimmter Metalle usw.) und der Versorgungssicherheit. Aufgrund starker Preisanstiege bzw. starker Preisschwankungen für zahlreiche Rohstoffe ist in den letzten Jahren das Thema Rohstoffversorgung gerade im Hinblick auf die Entwicklung neuer Technologiefelder international stark in den Fokus gerückt.

Die Anforderungen für Energiespeicher zur Speicherung elektrischer Energie sind vielfältig. Für die Energiewende müssen sowohl auf lokaler, als auch regionaler und nationaler Ebene größere Speicherkapazitäten geschaffen werden; die Anforderungen an die Speichertechnologien können hier durchaus unterschiedlich sein. Wichtige generelle Anforderungen sind hervorragende technische Performance wie Speicherkapazität, hohe Lebensdauer der Systeme ohne Funktionsverlust, hohes Sicherheitsniveau, geringe Wirkungsgradverluste, darstellbare Investitions- und Betriebskosten aber auch Umwelt- und Recyclinganforderungen hinsichtlich der verwendeten Komponenten der Speichertechnologien und der darin enthaltenen spezifischen Materialien wie wertvollen Technologiemetallen. So müssen bereits jetzt die rechtlichen und sonstigen Grundlagen für die spätere Verwertung bzw. Entsorgung der Materialien aus Speichertechnologien gelegt werden.

Zielsetzung und Vorgehen

Generelle Motivation des Vorhabens ist, flankierend zur Energiewende, frühzeitig den umwelt- und ressourcenbezogenen Handlungsbedarf zu ermitteln, der sich aus dem Einsatz an innovativen Speichersystemen für elektrische Energie aus Erneuerbaren Energien zukünftig ergeben wird. Im Projektrahmen werden Energiespeichersysteme (ESS), eingegrenzt auf Batteriespeicher und Wasserstoffspeichersysteme für die Umwandlung und die Nutzung gespeicherter Energie aus erneuerbaren Quellen, in den Bereichen Stromversorgung und Mobilität untersucht.

Das zentrale Ziel der Studie ist, die zu erwartenden Rohstoffbedarfe der zukünftigen innovativen Energiespeichersysteme zu ermitteln und die Energiespeichersysteme anhand verschiedenster Kriterien hinsichtlich ihrer Umweltrelevanz und rohstoffwirtschaftlichen Bedeutung zu bewerten. Vor dem Hintergrund der komplexen Ausgangslage und der umfangreichen Zielsetzung des Vorhabens sind im Projektrahmen eine Vielzahl unterschiedlicher Aufgaben durchgeführt worden. Nachfolgend sind die wichtigsten Arbeitsschritte, die in der vorliegenden Zusammenfassung erläutert werden, aufgelistet:

- ▶ Ermittlung des zukünftigen Speicherbedarfs für die Stromversorgung (80 % erneuerbare Energien Szenario) und für Mobilitätsszenarien (Kapitel 5 und 6),
- ▶ Ermittlung des zukünftigen Materialbedarfs zum Aufbau der innovativen ESS (Szenario zur stationären Stromversorgung und Szenarien zur Mobilität) (Kapitel 6),

- ▶ Umfassende Bewertung der innovativen ESS anhand der Kriterien Bedarfsrelevanz, Recycling, Umweltrelevanz, Treibhausgasemissionen, Wirkungsgrad und Kosten (Kapitel 7 bis 10),
- ▶ Empfehlungen zu den innovativen ESS (Kapitel 11).

Vorstellung der untersuchten innovativen ESS

Energiespeicher müssen grundsätzlich nach der Speicheraufgabe differenziert werden. In der vorliegenden Studie wurden innovative Kurzzeit- und Langzeitspeicher untersucht:

- ▶ Kurzzeitspeicher sind Speicher zur Lastverschiebung, die Energie von lastarmen Perioden in Hochlastzeiten verschieben. Diese Speicher werden typischerweise einmal pro Tag zyklisiert. Die Schlüsselanforderungen sind hohe Festigkeit gegenüber Zyklisierung mit vollständiger Kapazitätsentnahme sowie hoher Lade- Entladewirkungsgrad.
- ▶ Langzeitspeicher sind Speicher zum saisonalen Lastausgleich, die Energie über längere Zeiträume speichern und bei Bedarf abgeben können. Die Schlüsselanforderung ist hier eine geringe Selbstentladung.

Für Kurzzeitspeicher mit Speicherdauern von Stunden bis Tagen eignen sich besonders Akkumulatoren. Für die Langzeitspeicherung über Wochen und Monate, ist die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien vorteilhaft. Folgende innovativen Batteriespeicher (Kurzzeitspeicher) sind Gegenstand der Studie und werden detailliert untersucht:

- ▶ Blei-Akkumulatoren (konventioneller Benchmark)
- ▶ Lithium-Ionen C - LNMC/LMO: (Kohlenstoff – Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid/Manganoxid)
- ▶ Lithium-Ionen C-LNMC/LNCA :
(Kohlenstoff - Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid/Manganoxid/Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid))
- ▶ Lithium-Ionen [C – LFP]:
Kohlenstoff – Lithium-Eisenphosphat
- ▶ Lithium-Ionen TiO – LFP:
Titanoxid – Lithium-Eisenphosphat
- ▶ Natrium-Schwefel
- ▶ Redox-Flow mit wässrig-sauren Elektrolyten (Vanadium-Vanadium)
- ▶ Redox-Flow mit wässrig-sauren Elektrolyten (Eisen-Chrom)
- ▶ Zink-Luft

Folgende Komponenten für saisonale Speicherung (Langzeitspeicher) werden berücksichtigt und einer vertieften Betrachtung unterzogen:

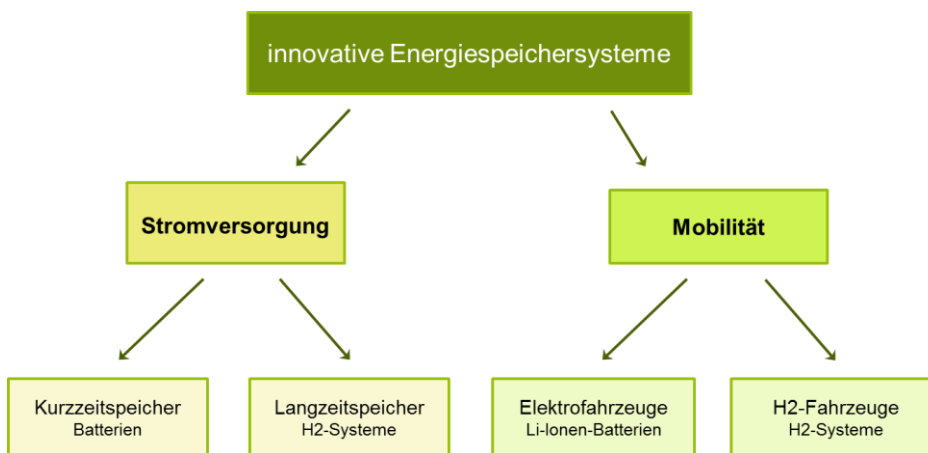
- ▶ Wasserelektrolyse, alkalisch und Wasserelektrolyse, PEM
- ▶ Wasserstoffspeicherung mittels Druckspeicherung
- ▶ Rückverstromung mittels PEM-Brennstoffzelle

Szenarien zur Stromversorgung und Mobilität

Vor dem Hintergrund der starken Rohstoffabhängigkeit Deutschlands und der großen Sensibilität bei der Rohstoffversorgung wird der Materialbedarf der in dieser Studie betrachteten innovativen Energiespeichersysteme bilanziert, um anhand dessen Rückschlüsse auf die Verfügbarkeit der zugrundeliegenden Rohstoffe zu ziehen.

Die Abbildung 1 gibt einen Überblick über den Untersuchungsrahmen bei der Berechnung des Materialbedarfs. Es wird zwischen Kurzzeit- (Batterien) und Langzeitspeichern (Wasserstoffsyste-men) unterschieden. Für den mobilen Bereich wird im Gegensatz dazu ein großer Teil des gesamten Verkehrs nach Annahme von verschiedenen „Maximalszenarien“ durch Batteriespeicher abgedeckt und somit ein Großteil der Dienstleistung „Mobilität“ bilanziert. Bei der Mobilität wird zwischen einem Szenario zur Elektromobilität und einem Szenario zur Wasserstoffmobilität unterschieden. Beide Szenarien betrachten jeweils einen maximalen Anteil der vorherrschenden Antriebsart, d. h. maximaler Anteil an Elektrofahrzeugen bei der Elektromobilität und maximaler Anteil an Wasserstofffahrzeugen bei der Wasserstoffmobilität.

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Untersuchungsrahmens zur Ermittlung des Materialbedarfs der ESS (eigene Darstellung)



Die Bilanzierungen des Materialbedarfs sind als Szenarienanalysen zu verstehen, um bei sehr konservativen Annahmen zu eruieren, inwiefern der Ausbau von Speichersystemen mit relevanten Größenordnungen an Rohstoffaufwänden im globalen Maßstab einhergehen könnte. So wurden die spezifischen Materialmengen der ESS nach dem aktuellen Kenntnisstand erhoben. Diese beziehen sich aber auf eine Zeit nach 2030. Zukünftige technische (Effizienz) -entwicklungen werden soweit möglich berücksichtigt, sind selten konkret bezifferbar, aber zu erwarten. Weiterhin beruht die Bilanzierung auf Szenarienannahmen und ist mit Unsicherheiten behaftet (spez. Materialbedarf, Kurz- und Langzeitspeicherbedarf, Anzahl an Elektro- und H2-Fahrzeugen etc.).

Ausgangspunkt für die Ermittlung des Materialbedarfs für die Stromversorgung war ein Szenario aus der VDE-Studie (VDE 2012). Dabei handelt es sich um ein Szenario mit einem Anteil von **80 % an erneuerbaren Energien**. Aus dem VDE-Szenario und eigenen Berechnungen resultiert für die stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) ein Speicherbedarf in Höhe von 22,83 GWh bei einer Speicherleistung von 4,98 GW. Bei den stationären Langzeitspeichern (H₂-Ketten) wurden eine Speicherleistung von 17,8 GW und ein Speicherbedarf von 7.465 GWh ermittelt. Weiterhin ergibt sich eine Anzahl von 106 Vollzyklen/Jahr für die Kurzzeitspeicher und 1,8 Vollzyklen pro Jahr für die Langzeitspeicher.

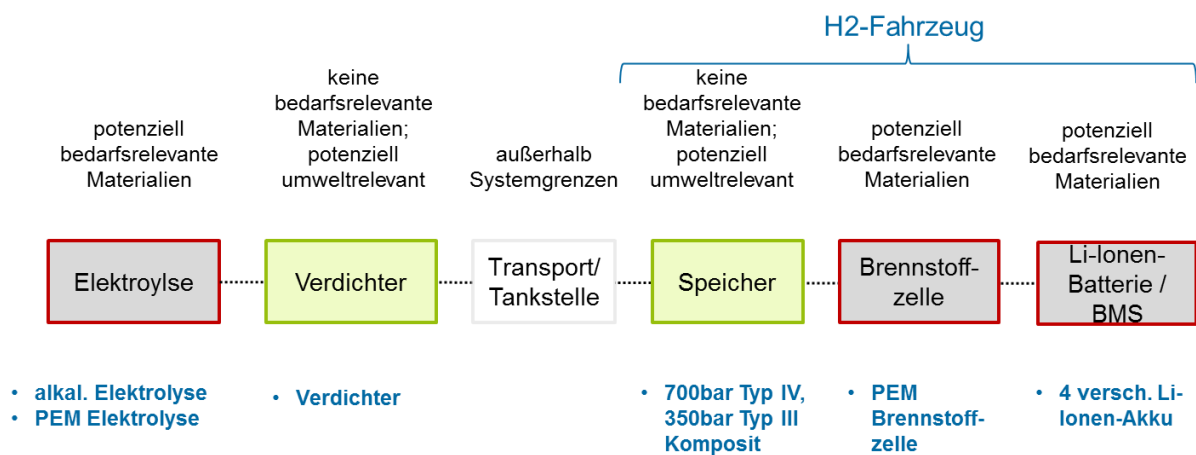
Für den aus der Mobilität resultierenden Materialbedarf ist die Anzahl an E- bzw. H₂-Fahrzeugen und die jeweilige Leistung bzw. Kapazität der relevanten Fahrzeugteile (Li-Ionen-Akkumulator, Brennstoffzelle etc.) ausschlaggebend. Dafür wird auf Daten eines parallel laufenden UBA-Projektes zurückgegriffen (Öko-Institut 2015). Ausgewertet wurden zwei verschiedene Szenarien. Für die E-Mobilität wurde das Szenario „Energieversorgung Verkehr Strom 2050“, das eine maximale Anzahl an E-Fahrzeugen beinhaltet, betrachtet. Für die Wasserstoff-Ketten wurde auf das Szenario „Energieversorgung Verkehr Wasserstoff 2050“ mit einer maximalen Anzahl an H₂-Fahrzeugen zurückgegriffen. Die beiden Szenarien setzen auf einen maximalen Ausbau der Elektro- bzw. Wasserstoff-Technologie bei der Mobilität. Insofern handelt es sich um alternative Betrachtungen, die nicht beide

gleichzeitig eintreten können. Somit können die aus den Szenarien resultierenden Materialbedarfe nicht zu einem Gesamtwert summiert werden.

Im Szenario zur **Elektro-Mobilität** werden fünf verschiedene Antriebssysteme von rein batterieelektrischen Fahrzeugen über Hybrid-Fahrzeuge bis hin zu oberleitungsgebundenen Fahrzeugen berücksichtigt. Weiterhin werden alle Fahrzeuge von Pkw über verschiedenen Größen von Lkw bis hin zu Bussen in die Bilanzierung einbezogen. In Summe ergab sich damit eine Anzahl von ca. 43,4 Mio. Fahrzeugen. Für diese Fahrzeuge resultiert insgesamt eine Batteriekapazität von ca. 1.067 GWh.

Das Szenario zur **Wasserstoff-Mobilität** unterscheidet sich von dem zur E-Mobilität dadurch, dass neben den Wasserstoff-Fahrzeugen gleichzeitig auch E-Fahrzeuge eingesetzt werden. Dies erklärt sich dadurch, dass für die längeren Strecken die H₂-Fahrzeuge und für die kürzeren Strecken die E-Fahrzeuge genutzt werden. Die Abbildung 2 zeigt eine schematische Darstellung der H₂-Ketten für die Wasserstoff-Mobilität.

Abbildung 2: Schematische Darstellung der H₂-Ketten für die Mobilität (eigene Darstellung)



In Summe ergibt sich für die H₂-Mobilität damit eine Anzahl von ca. 22,8 Mio. H₂-Fahrzeugen und ca. 21,0 Mio. E-Fahrzeugen. Die H₂-Fahrzeuge haben insgesamt einen jährlichen Wasserstoffbedarf von ca. 6,42 Mio. t H₂. Aus diesem Wasserstoffbedarf bzw. dem Strombedarf zur Erzeugung des Wasserstoffs in Höhe von ca. 321.000 GWh errechnet sich eine benötigte Leistung der Elektrolyse zur Herstellung des Wasserstoffs in Höhe von ca. 145 GW. Li-Ionen-Akkumulatoren befinden sich sowohl in den ca. 21,0 Mio. E-Fahrzeugen als auch in den ca. 22,8 Mio. H₂-Fahrzeugen. Zusammen resultiert für diese Fahrzeuge eine Batteriekapazität von insgesamt ca. 365 GWh.

Materialbedarfe für ESS

Ausgehend von den Szenarien zur Stromversorgung und zur Mobilität wird der Materialbedarf für die ESS ermittelt. Dabei wird eine Maximalbetrachtung durchgeführt. Der maximale Materialbedarf wird derart berechnet, dass für jedes einzelne ESS angenommen wird, dass dieses den benötigten Speicherbedarf komplett zu 100 % abdeckt (Maximalbetrachtung). Der maximale Materialbedarf bezogen auf das jeweilige Element kann dann in verschiedenen ESS auftreten, d. h. für jeden Rohstoff wird der höchste Wert aus allen betrachteten ESS, also z. B. allen Akkumulatoren oder H₂-Ketten, verwendet.

Bei der Interpretation des maximalen Materialbedarfs auf Elementebene muss berücksichtigt werden, dass die Maximalwerte verschiedener Rohstoffe nicht zwangsläufig gleichzeitig nachgefragt werden. Beispielsweise wird der maximale Kobaltbedarf im Li-Ionen-Akkumulator LNMC nachgefragt, der maximale Nickelbedarf (spezifischer Wert 0,9 kg/kWh) jedoch beim Li-Ionen-Akkumulator LNCA.

Fragt man 100 % des Li-Ionen-Akkumulators LNCM nach, wäre dort der spezifische Nickelbedarf nur 0,45 kg/kWh. Der maximale Materialbedarf hat seine Berechtigung wenn man jeden Rohstoff getrennt betrachtet. Dann erhält man für jeden einzelnen Rohstoff die maximal mögliche Nachfrage. Betrachtet man jedoch gleichzeitig alle Rohstoffe handelt es sich um hypothetische Werte, da nicht gleichzeitig die maximale Nachfrage für alle Rohstoffe eintreten kann.

Der berechnete absolute Materialbedarf stellt gewissermaßen den summierten Materialbedarf dar, der benötigt wird, um den benötigten Speicherbedarf im stationären und mobilen Bedarf in Deutschland unter den Rahmenbedingungen der Energiewende bzw. der Mobilitätsszenarien aufzubauen. Dabei handelt es sich um eine theoretische Betrachtung, die den einmaligen Ausbau bis zum vorgesehenen Speicherbedarf betrachtet, aber keine evtl. zusätzlich benötigten Materialmengen zur Erneuerung von Speichersystemen aufgrund von deren Lebensende berücksichtigt.

Die betrachteten Materialien können prinzipiell in Form von chemischen Verbindungen wie z. B. das Leitsalz Lithiumhexafluorophosphat (LiPF_6) oder in elementarer Form vorliegen. In der Materialbilanz wird allgemein von beispielsweise Lithium oder Fluor gesprochen. Im Fall von LiPF_6 wird dann z. B. der Lithium- oder der Fluor-Gehalt der Verbindung berechnet und angegeben. Generell werden immer die Gehalte bezogen auf das jeweilige Element dargestellt.

Der Materialbedarf wird für vier Varianten (siehe Abbildung 1; Strom: Kurz- und Langzeitspeicher sowie Mobilität: H₂- und E-Mobilität) ermittelt. Zusätzlich wurde auch der Materialbedarf für die Batteriemanagementsysteme (BMS), die sowohl für mobile als auch stationäre Batterien benötigt werden, abgeschätzt. Die Ergebnisse finden sich in der nachfolgenden Tabelle 1 inklusive der Summe aller Anwendungen in der letzten Spalte.

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass der maximale Materialbedarf für die innovativen ESS im Mobilitätsbereich um ein vielfaches höher ist als für die Anwendungen im stationären Bereich der Stromversorgung (vgl. einleitenden Text zu Kapitel 6). Dies wird offensichtlich, wenn man die insgesamt benötigte Batteriekapazität im stationären und mobilen Bereich am Beispiel der E-Mobilität vergleicht (vgl. Kapitel 5.7.2). Während bei den stationären Kurzzeitspeichern die benötigte Batteriekapazität ca. 28,54 GWh beträgt, beläuft sich der Wert bei der E-Mobilität auf ca. 1.067 GWh, also ungefähr das 40-fache der Kurzzeitspeicher.

In diesem Zusammenhang ist eine Untersuchung des Materialbedarfs des Li-Ionen-Akkumulators LTO-LFP angebracht, LTO-LFP dominiert für Titan, Lithium, Phosphor und Kupfer den maximalen Materialbedarf im Bereich Mobilität und damit auch die Gesamtsumme des maximalen Materialbedarfs. Damit ist schon aufgrund des hohen maximalen Materialbedarfs, der potenzielle Einsatz von LTO-LFP im Bereich der Mobilität kritisch zu hinterfragen. Der Einsatz von LTO-LFP im Bereich der Mobilität wird auch vor dem Hintergrund der technischen Eigenschaften (geringe Energiedichte) als eher unwahrscheinlich eingestuft (siehe abschließende Bewertung im Kapitel „Zusammenfassende Bewertung der ESS“).

Die mit Abstand geringsten Materialbedarfe resultieren aus den BMS. Andererseits werden einige Metalle, wie z. B. die Edelmetalle Gold und Silber, ausschließlich bei den BMS eingesetzt.

Einige andere Materialien (z. B. Na, S, V, Cr) werden wiederum jeweils nur bei einem einzigen stationären Kurzzeitspeicher eingesetzt (z. B. Na und S in Na-S-Akkumulator, V bzw. Cr in Redox-Flow-Akkumulatoren V-V bzw. Cr-Fe). In diesen Fällen resultiert die Gesamtsumme jeweils aus dem maximalen Materialbedarf der jeweiligen stationären Batterie.

Tabelle 1: Maximaler Materialbedarf für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (ausgewählte Materialien)

t	BMS	stationäre Batterien	stationäre H2-Ketten	H2-Mobilität	E-Mobilität	ESS Gesamt
Al	10.568	76.257	0	767.399	2.240.565	2.327.390
Co	0	12.942	59	166.200	483.855	496.856
Cr	0	164.034	0	0	0	164.034
Cu	1.434	42.806	12.963	653.830	1.600.404	1.657.608
Fe	3.328	176.179	0	486.092	1.419.238	1.598.745
Li	0	22.491	0	287.999	840.867	863.358
Mn	2	11.946	0	152.968	446.619	458.567
Na	0	30.535	0	0	0	30.535
Ni	19	25.564	51.773	749.449	955.761	1.033.117
P	0	22.301	0	285.566	833.763	856.063
Pb	0	1.005	0	0	0	1.005
S	0	175.106	0	0	0	175.106
Ti	0	152.048	1.424	1.958.610	5.684.633	5.838.105
V	0	111.273	0	0	0	111.273
Zn	6	34.976	0	0	0	34.981
Pt	0	0	23	488	0	512
Ir	0	0	10	81	0	91
La	0	4.986,4	0	0	0	4.986
Grafit	0	46.456	80.100	641.777	1.736.865	1.863.421
Au	5	5	0	0	0	10
Ag	162	0	0	0	0	162
F	0	4.461	0	57.122	166.779	171.240

Umfassende Bewertung der innovativen ESS

Nach der Ermittlung des zu erwartenden Materialbedarfs der zukünftigen innovativen ESS ist das zentrale Ziel der Studie, die ESS anhand verschiedenster Kriterien hinsichtlich ihrer Umweltaspekte und rohstoffwirtschaftlichen Bedeutung zu bewerten.

Kriterium Bedarfsrelevanz

Die heutige Diskussion zur Ressourcenproblematik orientiert sich weitgehend an den Bedarfsmengen und dem Risiko eines Versorgungengpasses und ist damit stark an wirtschaftlichen Themen ausge-

richtet. Dem wird im Kontext der vorliegenden Studie durch das Kriterium Bedarfsrelevanz¹ der Rohstoffe Rechnung getragen.

Zunächst muss erwähnt werden, dass das Kriterium Bedarfsrelevanz und ähnliche den Bedarf an Rohstoffen adressierende Kriterien keine unmittelbare Bedeutung haben. Vielmehr stehen sie stellvertretend für die wirtschaftliche Relevanz und sollen einen Eindruck vermitteln, wie relevant die Menge eines betrachteten Rohstoffs im z. B. globalen Kontext ist (Anteil am Weltverbrauch).

Methodik

Das Kriterium Bedarfsrelevanz wird in der vorliegenden Studie durch den in innovativen ESS verwendeten Anteil eines betrachteten Elements oder Materials an der Weltproduktion der betreffenden Rohstoffe im Jahr 2020 definiert. Neben der aktuellen Produktion, die näherungsweise für den Weltverbrauch steht, spielt mit Blick auf das Zukunftsszenario 80 % Erneuerbare Energie und die zukünftigen Mobilitätsszenarien, die Zunahme des Materialbedarfs auf Grund des jährlichen Wirtschaftswachstums eine Rolle. Deshalb muss auch die zukünftige Entwicklung der Weltproduktion betrachtet werden und es wird die Bedarfsrelevanz bezogen auf die Weltproduktion im Jahre 2020 berechnet.

Ausgehend von den Weltproduktionsdaten 2020 wird mit Hilfe des maximalen Materialbedarfs der ESS (betrachtet werden die Werte für die Gesamtergebnisse der ESS, vgl. Tabelle 2) der Anteil der ESS an der Weltproduktion 2020 berechnet. Diese Anteile der ESS an der Weltproduktion 2020 stellen die Werte für die Einstufung der Bedarfsrelevanz für jeden Rohstoff dar.

Bewertungsergebnisse

Tabelle 2: %-Anteil ESS an der Weltproduktion 2020 für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (ausgewählte Materialien)

	Batterien stationär	H2 stationär	H2 mobil	E-Mobilität	ESS Gesamt
Al	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Co	10%	0%	126%	367%	376%
Cr	2%	0%	0%	0%	2%
Cu	0%	0%	2%	6%	6%
Fe	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Li	26%	0%	330%	964%	990%
Mn	0%	0%	1%	2%	2%
Ni	0%	1%	14%	17%	19%
P	0%	0%	2%	5%	5%
Pb	0%	0%	0%	0%	0%
Ti	3%	0%	37%	107%	110%
V	105%	0%	0%	0%	105%
Zn	0%	0%	0%	0%	0%

¹ Der Begriff Bedarfsrelevanz wurde in der vorliegenden Studie zur Abgrenzung gegenüber der klassischen Kritikalitätsanalyse eingeführt, um deutlich zu machen, dass weder eine Kritikalitätsbewertung durchgeführt wird noch eine Weiterentwicklung der Kritikalitätsmethode stattfindet.

	Batterien stationär	H2 stationär	H2 mobil	E-Mobilität	ESS Gesamt
Pt	0%	7%	139%	0%	145%
Ir	0%	140%	1145%	0%	1285%
La	8%	0%	0%	0%	8%
Grafit	3%	6%	46%	125%	135%
Au	0%	0%	0%	0%	0%
Ag	0%	0%	0%	0%	1%
F	0%	0%	1%	4%	4%

Bei der Betrachtung der Ergebnisse (Tabelle 2) fällt auf, dass für einige Materialien bzw. Elemente der Anteil der ESS an der Weltproduktion Werte von 100 % oder sogar 1000 % übersteigt. Das bedeutet, dass allein der maximale Materialbedarf dieser Materialien bzw. Elemente für die ESS höher ist oder sogar ein Mehrfaches der Weltproduktion 2020 ist. Es handelt sich dabei um die Materialien bzw. Elemente Kobalt, Lithium, Titan, Vanadium, Platin, Iridium und Grafit. Aufgrund dieser Ausnahmesituation werden diese sieben Elemente als bedarfsrelevant eingestuft. Nachfolgend werden kurz die Anwendungen dieser sieben bedarfsrelevanten Materialien bei den innovativen ESS und ihr jeweiliger %-Anteil an der Weltproduktion 2020 vorgestellt.

- ▶ Iridium (1.285 %): ausschließliche Verwendung in PEM-Elektrolyseur (als Metall bzw. Oxid),
- ▶ Lithium (990 %): Verwendung in Li-Ionen-Akkumulatoren (als Bestandteil chemischer Verbindungen, nicht elementar), mit Abstand höchster Bedarf in LTO-LFP,
- ▶ Kobalt (376 %): höchster Bedarf für Li-Ionen-Akkumulator C-LNMC, weiterer relevanter Bedarf in anderen ESS (als Oxid),
- ▶ Platin (145 %): Verwendung in PEM-Brennstoffzellen und PEM-Elektrolyseur (als Metall),
- ▶ Grafit (135 %): Verwendung in allen Batterien außer LTO-LFP und Zn-Luft sowie Verwendung in PEM-Brennstoffzellen (in elementarer Form),
- ▶ Titan (110 %): höchster Bedarf für Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP (in oxidischer Form), sonst nur noch Verwendung in PEM-Elektrolyseur (als Metall),
- ▶ Vanadium (105 %): ausschließliche Verwendung in Redox-Flow-Akkumulator V-V (in oxidiert Form).

Bei Iridium und Vanadium ist interessant, dass beide Elemente jeweils nur in einer einzigen Anwendung eingesetzt werden. Damit sind eine mögliche Substitution der gesamten Anwendung oder des Materials von großer Bedeutung für ein eventuelles Versorgungsrisiko der beiden Rohstoffe.

Bei Lithium und Titan fällt auf, dass deren Materialbedarf beides Mal durch den Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP dominiert wird und zwar durch die potenzielle (aber aufgrund der technischen Eigenschaften eher unwahrscheinliche) Anwendung in der E-Mobilität (siehe abschließende Bewertung im Kapitel „Zusammenfassende Bewertung der ESS“ bzw. Kapitel 10.2). Würde man den Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP nur als Kurzzeitspeicher im stationären Bereich einsetzen bzw. generell den Mobilitätsbereich ausklammern und nur den stationären Bereich betrachten, reduziert sich der Lithium-Anteil um einen Faktor von knapp 40 auf ca. 26 %. Bei Titan verringert sich der Titan-Anteil auf nur noch ca. 3 % der Weltproduktion 2020. Betrachtet man die Li-Ionen-Akkumulatoren in der E-Mobilität aber ohne LTO-LFP beträgt der Lithium-Anteil an der Weltproduktion 2020 noch immer 211 %.

Nach den sieben bedarfsrelevanten Rohstoffen folgt Nickel mit 19 %-Anteil an der Weltproduktion 2020 und somit einer noch immer hohen Bedarfsrelevanz. Unter 10 % liegen dann die nächst rele-

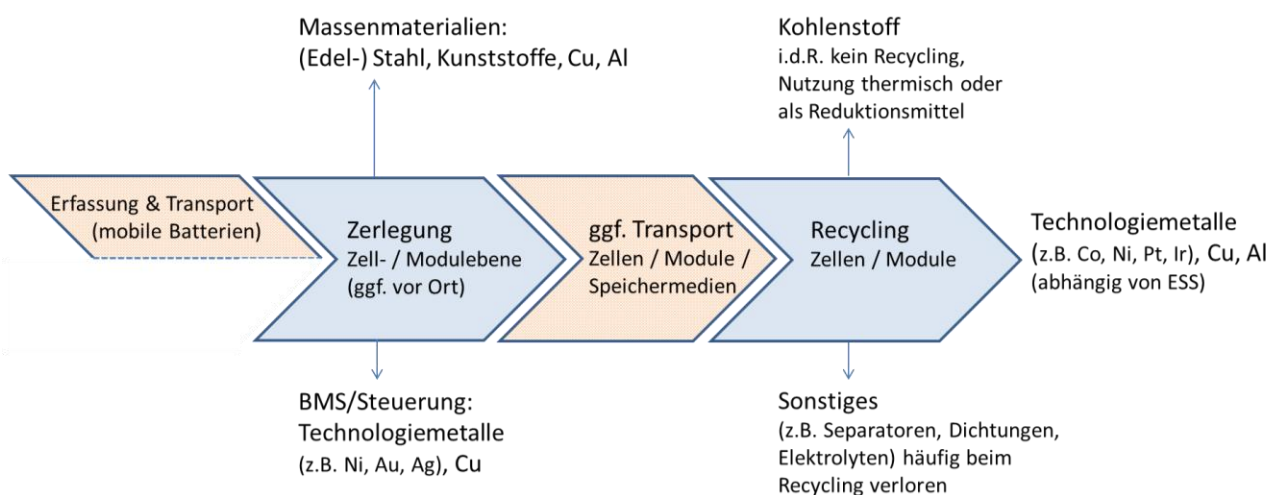
vanteren Elemente Lanthan mit 8 %, Kupfer mit 6 %, Phosphor mit 5 % und Fluor mit 4 % an der Weltproduktion.

Kriterium Recycling

Im Hinblick auf die Rohstoffschonung und die Verringerung der in den meisten Fällen höheren Umweltauswirkungen der Primärproduktion ist eine Entsorgung der betrachteten ESS unter optimierter Materialrückgewinnung unerlässlich. Nachfolgend werden die wichtigsten Erkenntnisse zum Recycling von Li-Ionen-Batterien zusammengefasst. Für die anderen Akkumulatoren und die Bausteine der Wasserstoffsysteme wird auf Kapitel 8.1 der Studie verwiesen.

Allgemein erfolgt zunächst die Zerlegung der Gehäuse bzw. der umgebenden Anlage. Neben den Zellen oder Zellmodulen und ggf. Speichermedien fallen dabei relevante Mengen an recycelbaren Massenmetallen ((Edel-) Stahl, Aluminium, Kupfer) und Kunststoffen an. Bei der Zerlegung sollte darauf geachtet werden, dass diese Materialien möglichst vollständig und sortenrein erfasst und in die existierende Recyclinginfrastruktur eingespeist werden. Die einzelnen Arbeitsschritte beim Recycling der ESS sind schematisch in der Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3: Abfolge der einzelnen Arbeitsschritte und dazugehörige Materialrückgewinnung beim Recycling von ESS (eigene Darstellung)



Li-Ionen-Akkumulatoren werden derzeit in bereits bestehenden industriellen Anlagen wie z. B. bei Umicore recycelt. Recyclingverfahren, die auch für die Wiedergewinnung von Lithium bzw. Lithiumverbindungen geeignet sind, sind aktuell Gegenstand von laufenden BMUB-Forschungsvorhaben wie beispielsweise (LithoRec II und EcoBatRec 2015) und befinden sich im Entwicklungsstand von Labor- oder Pilotanlagen. Generell enthalten alle Recyclingverfahren manuelle Zerlegungsschritte der Li-Ionen-Batterien, wobei der Zerlegungsgrad und die zurückgewinnbaren Sekundärmaterialien vom Verfahren abhängig sind. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit wird eine Teilautomatisierung angestrebt.

Als Abschätzung aus den verschiedenen Recyclingverfahren wird für das vorliegende Projekt von Recyclingeffizienzen, die von 95 % (Co, Ni, Mn) über 80 % bzw. 70 % für Cu bzw. Li bis zu 50 % für Al reichen, ausgegangen. Titan und Grafit werden nicht zurückgewonnen. Diese Recyclingeffizienzen gehen als Kriterium in die Bewertung der ESS ein.

Die Umweltauswirkungen des Lithiumrecyclings im Vergleich zur Primärgewinnung von Lithium lassen sich bislang nur auf Basis von Laborergebnissen einschätzen, Ökobilanzergebnisse im industriellen Maßstab stehen hierfür noch aus. Mit Blick auf die Entwicklung bzw. Weiterentwicklung in-

dustrieller Verfahren kann von einer zukünftigen Reduktion der Umweltauswirkungen beim Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren ausgegangen werden.

Mit Blick auf die umweltseitige Bewertung von sekundärem Lithium muss beim Vergleich mit der Primärgewinnung berücksichtigt werden, dass bislang leicht ausbeutbare Primärquellen betrachtet werden. Ausgehend von einer stark steigenden Lithiumnachfrage kann jedoch davon ausgegangen werden, dass auch Lithiumquellen mit einem höheren Aufwand und höheren Umweltauswirkungen ausgebeutet werden müssen. Eine vergleichende Bewertung, die nur Energieverbrauch und beispielsweise Luftschadstoffe betrachtet, wird den Unterschieden bei der Primär- und Sekundärgewinnung allerdings ohnehin nicht gerecht. Durch die Lithiumnachfrage findet bei der Primärgewinnung durch den Abbau der Salzseen zwangsläufig ein erheblicher Eingriff in die Natur statt. So ist in Bolivien der Abbau des weltweit größten Lithiumvorkommens geplant, das aber gleichzeitig ein Naturdenkmal nämlich den größten Salzsee der Erde darstellt (SZ 2015).

Ausblick

Um den Zeitraum für den Bedarf an Recyclinganlagen für Li-Ionen-Akkumulatoren grob abzuschätzen, wird eine einfache Herleitung nur für die in dieser Studie betrachteten Batteriemengen vorgenommen. Ausgegangen wird von Li-Ionen-Akkumulatoren ausschließlich aus der Elektromobilität und nur aus dem deutschen Fahrzeugbestand sowie Kapazität, Gewicht, Lebensdauer der Batterien und Kapazität einer industriellen Recyclinganlage. Weiterhin wird die Anzahl an Neuzulassungen von Elektro-Pkw und Hybridfahrzeugen berücksichtigt sowie ein angestrebter Bestand von 1 Mio. Elektrofahrzeugen bis 2020. Daraus ergibt sich als orientierende Abschätzung ein Bedarf an Recyclinganlagen größerer Kapazität für Li-Ionen-Akkumulatoren aus der Elektromobilität ab dem Zeitraum 2025 bis 2030. Eine ähnliche Betrachtung für Batterien aus dem stationären Bereich ergibt abhängig vom Erreichen des Anteils von 80 % Erneuerbaren Energien, dass mit ersten Rückläufen für das Recycling frühestens ab ungefähr 2045 zu rechnen ist.

Kriterium Umweltrelevanz

Der Schwerpunkt des Kriteriums Umweltrelevanz liegt auf den substanzspezifischen Gefahren der Materialien, die in den ESS genutzt werden. Innovative Energiespeicher sind ein relativ neues Produkt und beinhalten Chemikalien, die sehr selten und insbesondere in verbrauchernahen Produkten (Elektromobilität) verwendet werden. Es besteht daher keine Erfahrung welche möglichen Gefahren in der Praxis auftreten können. Aus der Erfahrung mit bisherigen Batterien weiß man, dass die eingesetzten Chemikalien (Blei, Quecksilber, Cadmium) ihre besondere Schädlichkeit in der Nachgebrauchsphase (Entsorgung und Recycling) entwickeln.

Primäres Ziel dieser Bewertung ist das Aufzeigen von Schwächen der ESS hinsichtlich ihrer Gefahren/ Umweltwirkungen und eine vergleichende Abwägung ihrer Umweltrelevanz. Die hier betrachteten Gefahren/ Umweltwirkungen können in die drei Kategorien physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität unterschieden werden. Hierzu dienen die sogenannten H-Sätze der verwendeten Materialien. Sie beschreiben die grundsätzlichen toxikologischen und physikalischen Eigenschaften der Stoffe oder ihrer Zubereitungen bei Exposition von Mensch und Umwelt.

Methodik

Der Schwerpunkt der substanzspezifischen Bewertung der Umweltrelevanz fokussiert auf die Entsorgung und das Recycling der ESS. Da hierbei die Materialien potenziell frei vorliegen, d. h. sowohl die Ummantelung als auch andere Bindungen, z. B. durch organische Binder, können fehlen. Damit sind die Chemikalien prinzipiell „frei“ zugänglich und potenziell in größeren Mengen vorhanden. Somit ist ein Szenario gegeben, in dem die stofflichen Eigenschaften zum Tragen kommen. Die Bewertung basiert auf der Materialmenge einerseits und der stofflichen Eigenschaft andererseits. Konkret wurde

für die Bewertung ein Ansatz basierend auf der Störfallverordnung (Störfall-VO) gewählt. In der Störfall-VO werden Chemikalien in Abhängigkeit ihrer Mengen und deren Gefährlichkeitspotenzial klassifiziert. Im Ergebnis stehen Chemikalien mit gefährlichen Eigenschaften einer spezifischen Mengenschwelle gegenüber. Damit ist formal – trotz aller Einschränkungen und Unwägbarkeiten – ein erster, grober Vergleichsmaßstab geschaffen. In der Störfall-VO werden ab einer Überschreitung von bestimmten Mengen (Mengenschwelle I oder II) für Stoffe mit gefährlichen Eigenschaften den Anlagen Sorgfaltspflichten aufgegeben. Im vorliegenden Ansatz ist die Herangehensweise umgekehrt. Es wird jene Menge gesucht, ab der die Störfallverordnung bestimmte Pflichten auslöst. Je geringer die Menge, die zu einer Überschreitung einer Mengenschwelle führt, desto potenziell höher wird die Umweltrelevanz bewertet.

Als Ergebnis dieses Bewertungsansatzes (detaillierte Herleitung siehe Kapitel 8.2) resultiert für jede betrachtete Batterie ein Quotient aus der Mengenschwelle I (kg) und dem spezifischen Leistungsgewicht (kg/kWh) mit der Einheit kWh * Mengenschwelle I (MS-I). Der Quotient bildet dabei ein theoretisches Potenzial ab. Für die Li-Ionen-Batterie C-LNMC ergibt sich z. B. ein Wert von 3.707 kWh*MS-I. Dies bedeutet vereinfachend ausgedrückt, dass ab einem Energieinhalt der Batterie von 3.707 kWh die Mengenschwelle I der Störfall-VO überschritten werden würde. Je geringer der Wert des Quotienten, desto potenziell höher wird die Umweltrelevanz bewertet und desto schlechter schneidet die Batterie damit im Vergleich ab.

Um die Energiespeicher grob vergleichbar zu machen, wird dazu die eingesetzte Menge auf die Kapazität (kWh) der Batterie bezogen. Damit ergibt sich für Batterien mit einem ähnlichen Aufbau die Möglichkeit alternative Batterieteile zu vergleichen. Dieser Ansatz ermöglicht also eine Bewertung der verschiedenen Kathodentypen in Lithium-Ionen-Batterien.

Der Vorteil des hier vorgestellten Ansatzes über die Störfall-VO liegt in der einfachen Anwendung und Übertragbarkeit auf andere Betrachtungen. Allerdings beinhaltet die einfache Anwendung auch eine hohe Unsicherheit. Ein H-Satz, der z. B. die Giftigkeit von Substanzen adressiert, beschreibt eine ganze Bandbreite dieses Gefahrenmerkmals. Der vorgestellte Ansatz weist weiterhin folgende signifikante Nachteile auf:

- ▶ Chronische toxikologische Gefahren, z. B. CMR (carcinogen, mutagen, reprotoxisch) oder Allergie, werden in der Störfall-VO nicht mit einbezogen. Um insbesondere das Merkmal CMR einzubeziehen, werden CMR-Hinweise zusätzlich bei den Ergebnissen aufgeführt und diskutiert.
- ▶ Merkmale wie gesundheitsgefährdend werden im Gegensatz zu sehr giftig oder giftig nicht betrachtet.
- ▶ Umweltgefahren beziehen sich zurzeit nur auf den Wasserweg.

Bewertungsergebnisse – Batteriesysteme

Die Ergebnisse der vergleichenden Bewertung auf Basis des Ansatzes über die Störfall-VO und zusätzlich der CMR-Hinweise sind in der Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Vergleichende Bewertung der Batteriesysteme

Bewertung	Batterietyp	Quotient	CMR	Bemerkung
		kWh * MS I	H-Satz	
--	Blei-Säure	3.812	H360Df *	Abwertung wg. CMR
--	C-NMC	3.707		
-				
0	Zn-Luft	53.937	H360Df, H351 **	Abwertung wg. CMR
0	Redox V-V	20.517		Datenlage
0	NA-S	28.329		
+	C-NCA	272.582	H351	Abwertung wg. CMR; Datenlage
+	LTO-LFP	93.449		
++	Redox Cr-Fe	45.454.545	H360Df	Abwertung wg. CMR
++	C-LFP	269.990		

* H360Df: Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen

** H351: Kann vermutlich Krebs erzeugen, Carc. Cat. 2

In der obigen Tabelle sind die Einstufungen der verschiedenen Batterien inkl. der CMR-Einstufungen vermerkt. Den niedrigsten Quotienten, also die höchste Umweltrelevanz weist die Blei-Säure-Batterie auf, gefolgt von der Li-Ionen-Batterie C-NMC. Mit Abstand folgen die V-V-Redox-Batterie und die Natrium-Schwefel-Batterie. Die Umweltrelevanz der Zink-Luft-Batterie zeigt einen ungefähr doppelt so hohen Quotienten wie Natrium-Schwefel. Den höchsten Quotienten und damit die geringste Umweltrelevanz weist die Cr-Fe-Redox-Batterie auf. Bei dieser Betrachtung ist allerdings zu bedenken, dass die Einstufung allein substanzbasiert erfolgt. Technische Randbedingungen wie übliche Sicherheits-einrichtungen und Einkapselung werden nicht mit einbezogen.

Die abschließende Gesamtbewertung der Umweltrelevanz der Batteriesysteme erfolgt in der ersten Spalte der Tabelle. Mit „--“ wird die negativste Bewertung, also höchste Umweltrelevanz, und mit „++“ die relativ positivste Bewertung, also geringste Umweltrelevanz bezeichnet. Als Batterien mit der höchsten Umweltrelevanz werden die Blei-Säure-Batterie und die Li-Ionen-Batterie C-NMC bewertet. Zusätzlich wird die Blei-Batterie aufgrund des CMR-Merkmals und der davon betroffenen hohen Bleimengen abgewertet, d. h. sie wird nochmals negativer bewertet als allein auf Grundlage der Störfall-VO.

Zwischen den beiden Batterien Blei-Säure und C-NMC und den anderen Batterietypen ergibt sich ein relativ großer Abstand. Um dies zu verdeutlichen ist die Bewertung „-“ nicht besetzt. Die nächsten Batterietypen, Zink-Luft, Redox V-V und Natrium-Schwefel, werden dann erst in die Bewertungskategorie „0“ eingeordnet. Die Zink-Luft-Batterie wird hier aufgrund der CMR-Merkmale abgewertet, da sie in relativ hohen Mengen zwei CMR-Substanzen enthält. Im Gegensatz zu anderen Batterien wird die Zink-Luft-Batterie als ein „offenes“ System (nicht-gekapselt) angesehen.

Als relativ positiv „+“ bewertet werden die Li-Ionen-Batterien des Typs C-NCA sowie die LTO-LFP. Die C-NCA wird aufgrund des CMR Gefahrenmerkmals abgewertet. Zudem ist die Datenlage der C-NCA ungewiss und bedarf einer Klärung.

Als Batterien mit der geringsten Umweltrelevanz „++“ wird die Redox Cr-Fe Batterie und die LFP Batterie bewertet. Die Cr-Fe Redox-Batterie weist mit Blei einen Inhaltsstoff auf, der als CMR eingestuft ist, und deshalb auch zur Abwertung führt. Allerdings ist das Blei einerseits nur in sehr geringen Mengen vorhanden und andererseits als Katalysator in der Zelle nicht frei verfügbar. So beträgt in der Cr-Fe Redox Zelle der Bleigehalt nur $2 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$, während die Bleigehalte in der Zink-Luft-Batterie ca. $44 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$ und in der Blei-Batterie selbst ca. $26.000 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$ betragen.

Bewertungsergebnisse – Wasserstoffsysteme

Die Untersuchung der Wasserstoffketten zeigt, dass sich nur in der alkalischen Elektrolyse in geringen Mengen Materialien finden, die nach Störfall-VO (Kobalt) oder als CMR Materialien (Nickel, Kobalt) bewertet werden. In der PEM Brennstoffzelle sind keine Materialien nach der Störfall-VO eingestuft. Allein das Kühlmittel Ethylenglykol (H302, gesundheitsschädlich bei Verschlucken) ist in etwas größeren Mengen von 250 g/kW vorhanden.

Kriterium Treibhausgase

Ziel der Untersuchung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) im vorliegenden Projekts ist eine vergleichende Bewertung der ESS, nicht aber die Ermittlung der genauen absoluten Höhe der Treibhausgasemissionen.

Als Ergebnis dieser orientierenden Abschätzung ergibt sich, dass im Vergleich der Batterien die Zink-Luft-Batterie mit den geringsten THG-Emissionen am besten abschneidet. Die höchsten Emissionen und damit das schlechteste Ergebnis resultiert für die Li-Ionen-Batterie LTO-LFP. Die größten Unsicherheiten liegen bei den Ergebnissen zu Na-S und V-V vor.

Außer der vergleichenden Bewertung der ESS ist auch die Höhe der THG-Emissionen aus dem gesamten Bedarf an benötigten ESS und ein eventueller Einfluss auf den Emissionsfaktor des Stroms von Interesse. Dafür werden die aus dem Aufbau der benötigten Speicher im Rahmen des 80 % Energiewende Szenarios resultierenden THG-Emissionen abgeschätzt. Für die Kurzzeitspeicher mit einer benötigten Speicherkapazität von 28,54 Mio. kWh wird für die Li-Ionen-Batterien ein Wert in Höhe von $140 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$ verwendet (Ifeu 2014). Daraus ergeben sich THG-Emissionen in Höhe von ungefähr 4,0 Mio. Tonnen $\text{CO}_{2\text{eq}}$. Rechnet man diesen Wert über die Lebensdauer der Li-Ionen-Batterien in jährliche THG-Emissionen um, so ergeben sich ungefähr 280.000 Tonnen $\text{CO}_{2\text{eq}}$. Diese THG-Emissionen können als jährlicher Anteil der Herstellung der Kurzzeitspeicher interpretiert werden. Bei analogem Vorgehen für die Wasserstoffspeichersysteme ergeben sich jährliche THG-Emissionen in Höhe von ungefähr 260.000 Tonnen für die Langzeitspeicher (alkalische Elektrolyse, Verdichter, PEM-Brennstoffzelle).

Um einen Eindruck der Auswirkungen durch den Aufbau der stationären Speicher im Rahmen des 80 % Energiewende Szenarios auf den zukünftigen Emissionsfaktor des Stroms zu vermitteln, wurde eine einfache Hochrechnung vorgenommen und die zusätzlichen THG-Emissionen pro kWh Strom berechnet (bezogen auf die Bruttostromerzeugung). Betrachtet man die Summe der obigen jährlichen THG-Emissionen aus Li-Ionen-Batterie (Kurzzeitspeicher) und Wasserstoffkette (Langzeitspeicher), so ergeben sich rechnerisch zusätzliche Emissionen in Höhe von ungefähr $1 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$ Strom.

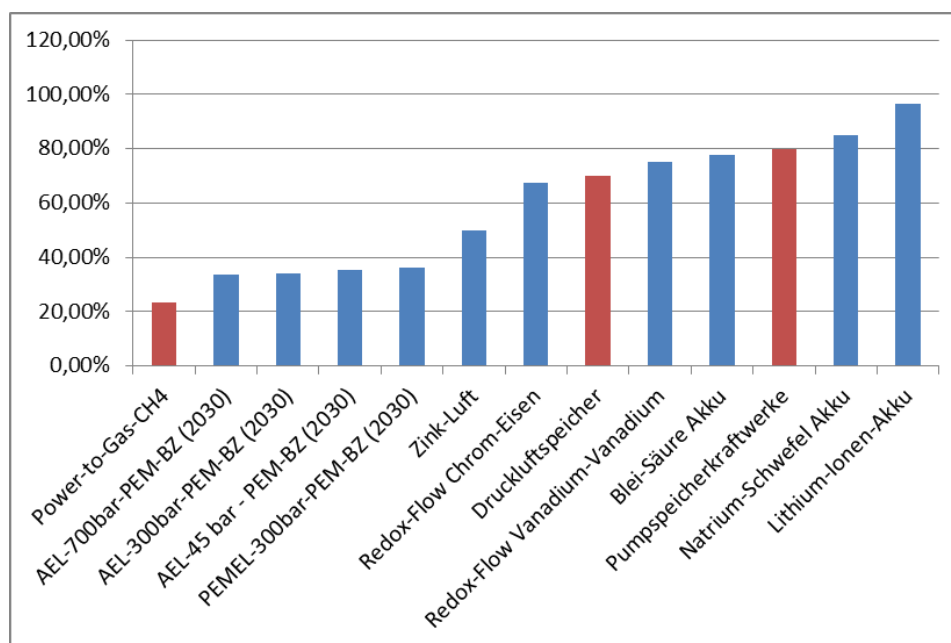
Als Strommenge wurde die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2012 in Höhe von 617 Mrd. kWh (BDEW 2015) und eine zukünftige Stromeinsparung von 20 % für die Abschätzung zu-

grunde gelegt. Die zusätzlichen THG-Emissionen für die Kurz- und Langzeitspeicher wurden also auf die gesamte Bruttostromerzeugung umgelegt.

Kriterium Wirkungsgrad

Eine Ergebnisübersicht über die Wirkungsgrade der hier betrachteten innovativen Batterie- und Wasserstoffspeichersysteme (Alkalische oder PEM-Elektrolyse, Druckspeicher, PEM-Brennstoffzelle) ist in Abbildung 4 dargestellt. Zusätzlich sind als Vergleich auch konventionelle bzw. hier nicht vertiefend betrachtete Speichersysteme (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher sowie Power-to-Gas) dargestellt. Die betreffende Prozentzahl stellt die bei der Ausspeisung erzeugte Elektrizitätsmenge als Anteil der ursprünglich eingespeisten Elektrizitätsmenge dar. Demnach schneiden die Li-Ionen-Batterien mit einem Wirkungsgrad von 98 % am besten ab. Die verschiedenen Varianten der Wasserstoffspeichersysteme (Langzeitspeicher) liegen demgegenüber alle zwischen 34 % und 37 % (Jahr 2030).

Abbildung 4: Vergleichende Darstellung der Wirkungsgrade konventioneller und innovativer Energiespeichersysteme (eigene Darstellung)



Kriterium Kosten und Preise

Kurzzeitspeicher (Batterien)

Die Angaben zu Kosten der verschiedenen betrachteten Akkumulatortypen variieren beträchtlich selbst innerhalb ein und desselben Akkumulatortechnologie. Da es sich um eine weit in die Zukunft gerichtete Betrachtung handelt, sind die Angaben mit großen Unsicherheiten behaftet. Die folgende Tabelle zeigt als Ergebnis daher nur eine Trendübersicht.

Tabelle 4: Ergebnisübersicht zu den Kosten der innovativen ESS

Kosten €/kWh-1	Blei-Säure	Lithium-Ionen	V-V * Redox-Flow	Cr-Fe * Redox-Flow	Natrium-Schwefel	Zink-Luft
Status	100-200	200-500	368	411	500-700	k.A.
2030	90-160	160-250	243	297	94-188	k.A.
2050	80-150	~100	157	190	k.A.	160

* Quelle (Viswanathan 2014), Kosten von Cr-Fe und V-Fe werden als gleich angesetzt, die aktuellen Marktpreise sind um den Faktor 3 bis 5 höher

Bei Lithium-Ionen werden bei massenproduzierten Zellen bereits sehr geringe spezifische Kosten erreicht. Auf Batterieebene müssen jedoch weitere Kosten z. B. für Sicherheitsmaßnahmen, Einzelzellüberwachung etc. zusätzlich in Betracht gezogen werden. Aktuell existiert vor allem bei Zellen für portable Elektronik ein erheblicher Wettbewerb, bei dem anzunehmen ist, dass zeitweise Marktpreise unterhalb der Herstellkosten akzeptiert werden. Generell sind die Kosten von Akkumulatoren stark von den eingesetzten Materialien getrieben. Dementsprechend ist zu erwarten, dass der Einsatz von kobalthaltigen Materialien in Lithium-Ionen-Batterien in Zukunft aus Kostengründen abnehmen wird.

Auf Basis der Daten in Tabelle 4 zeigen sich bei der Langfristbetrachtung (2050) der innovativen ESS klare Vorteile für die Li-Ionen-Batterien (aufgrund fehlender Angaben ohne Berücksichtigung von Na-S Batterien). Die spezifischen Kosten der Li-Ionen-Batterien liegen in der Projektion mit ungefähr 100 Euro pro kWh mit Abstand am niedrigsten. Im Zeitraum 2030 schneidet die Na-S Batterie mit Kosten zwischen 94 und 188 Euro pro kWh deutlich am besten ab. Die Li-Ionen-Batterien folgen dann erst an zweiter Stelle.

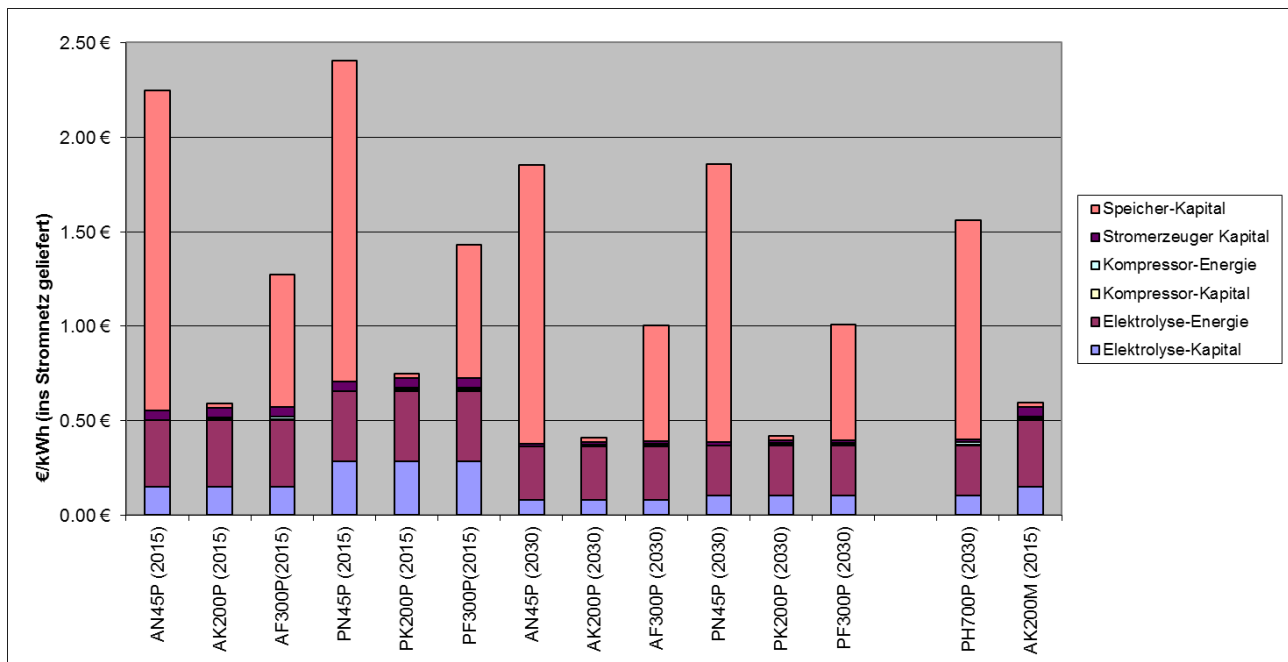
Um einen Eindruck der Gesamtkosten für den Aufbau der stationären Kurzzeitspeicher im Rahmen des 80 % Energiewende Szenarios zu vermitteln, wurde eine einfache Hochrechnung vorgenommen. Basierend auf Li-Ionen-Batterien (2050) und einer Speicherkapazität für Kurzzeitspeicher in Höhe von ca. 28,5 GWh ergeben sich rechnerische Gesamtkosten von ungefähr 2.850 Mio. Euro.

Für die Stromkosten pro kWh zeigt sich auf Grundlage dieser einfachen Abschätzung, dass ausgehend von den obigen rechnerischen Gesamtkosten und einer Lebensdauer von 18,9 Jahren für die Li-Ionen-Batterien die zusätzlichen Stromkosten für die Kurzzeitspeicher mit rechnerisch ca. 0,03 Cent pro kWh sehr gering ausfallen. Dabei wurden die Zusatzkosten für die Kurzzeitspeicher auf die gesamte Bruttostromerzeugung umgelegt.

Langzeitspeicher (Wasserstoffsyste

Nimmt man für die Wasserstoffsyste (Langzeitspeicher) 1,8 Speicherzyklen pro Jahr an und Kosten von 0,10 €/kWh⁻¹ für den Strombezug an, so ergeben sich die in der Abbildung 5 dargestellten überschlägigen Kosten für die Stromspeicherung mit Wasserstoff.

Abbildung 5: Stromspeicherkosten für drei Wasserstoffpfade mit alkalischer Elektrolyse; dargestellt sind die zu veranschlagenden Kosten pro aus dem Speicher ins Stromnetz gelieferter kWh (eigene Darstellung ZSW).



Man erkennt den erheblichen Anteil der Kosten des Wasserstoffspeichers sowie der anzusetzenden Kosten für die Energiekosten der Wasserelektrolyse. Aus den Kostenüberlegungen geht hervor, dass bei Einsatz der in der technischen Gasindustrie üblichen Speicher die saisonale Energiespeicherung mittels Wasserstoffsystemen nicht wirtschaftlich erfolgen kann. Kavernenspeicher bieten eine gangbare Alternative. Dennoch sind die zu veranschlagenden Kosten für die saisonal gespeicherte Elektrizität infolge der geringen Zyklenzahl sehr hoch.

Betrachtet man analog den Kurzzeitspeichern die Gesamtkosten für die Wasserstoffsysteme (günstigste Wasserstoffkette AEL - Kavernenspeicher 200 bar - Brennstoffzelle im Jahr 2030) so ergeben sich rechnerisch Kosten von in Summe ca. 5.500 Mio. Euro für den jährlichen saisonalen Speicherbedarf. Bezieht man wie bei den Kurzzeitspeichern diese Gesamtkosten auf die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland so ergeben sich Zusatzkosten von rechnerisch ca. 1,1 Cent pro erzeugten kWh Strom. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung sind somit die spezifischen Zusatzkosten pro kWh erzeugten Strom durch die Langzeitspeicherung mit ca. 1,1 Cent deutlich höher als bei der Kurzzeitspeicherung mit ca. 0,03 Cent.

Zusammenfassende Bewertung der ESS

Nachfolgend werden die in den vorherigen Kapiteln behandelten Kriterien (Bereich Rohstoff und Umwelt: Bedarfsrelevanz, Recycling, Umweltrelevanz, THG-Emissionen sowie Bereich Funktion und Eigenschaften: Wirkungsgrad, Kosten) zur Bewertung der ESS zusammengeführt und in einer Übersicht dargestellt. Neben den bereits genannten Kriterien wurden im Vorhaben zusätzlich auch die Kriterien Substituierbarkeit, Selbstentladung, Lebensdauer, spezifische Energie und Sicherheit bei der zusammenfassenden Bewertung der ESS berücksichtigt (vgl. Kapitel 10). Mit der vergleichenden Darstellung der ESS werden die Vor- und Nachteile der einzelnen Speichersysteme zusammenfassend aufgelistet. Über diese Vorgehensweise soll analysiert werden, ob bzw. unter welchen Umständen einzelne oder mehrere Speichersysteme im Vergleich zu den anderen Systemen zu bevorzugen sind.

Dargestellt und abschließend bewertet werden zunächst die acht betrachteten stationären innovativen Batteriespeichersysteme. Ausgehend von der Ergebnisübersicht findet nochmals eine separate Diskussion der vier Li-Ionen-Batterien für deren Anwendung im mobilen Bereich statt, mit dem Ziel eine Auswahl innerhalb der Gruppe der vier Li-Ionen-Batterien als Ergebnis zu erzielen.

Stationäre Batteriespeichersysteme

In der nachfolgenden Tabelle 5 sind alle betrachteten Kriterien in einer zusammenfassenden Ergebnisübersicht für die Batteriespeichersysteme dargestellt. Die vergleichende Bewertung der ESS erfolgt für jedes Kriterium auf Basis eines 3-stufigen Bewertungsrasters mit „+“ (Stärken/Vorteile), „-“ (Schwächen/Nachteile) und „0“ (neutral).

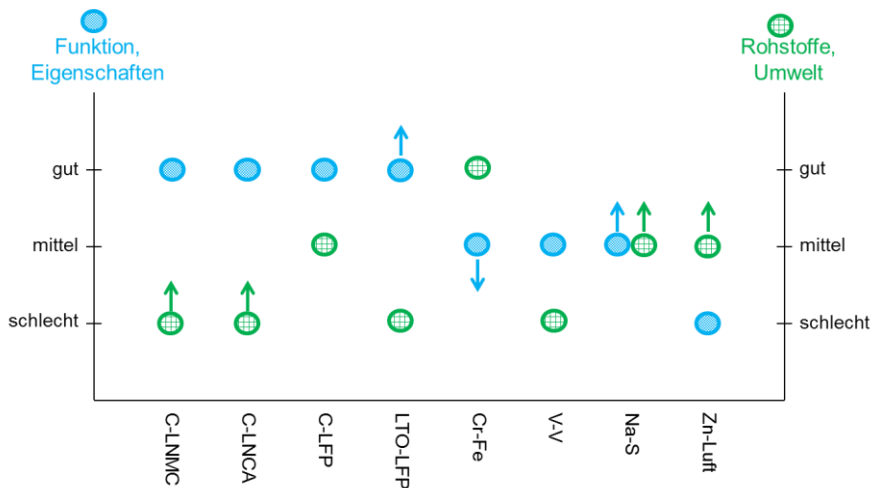
Tabelle 5: Ergebnisübersicht für Batteriespeichersysteme; Auswahl an Kriterien

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Wirkungsgrad	98 %	98 %	98 %	98 %	68 %	75 %	85 %	50 %
Wirkungsgrad Bewertung	+	+	+	+	0	0	0	-
Kosten - Ist Euro/kWh	200-500	200-500	200-500	200-500	411	378	500-700	k.A.
Kosten - 2030 Euro/kWh	160-250	160-250	160-250	160-250	297	243	94-188	k.A.
Kosten - 2050 Euro/kWh	100	100	100	100	190	157	k.A.	160
Kosten - 2050 Bewertung	0	0	0	+	-	0	+	-
Anzahl "bedarfsrelevanter" Rohstoffe	3 (2)	3 (2)	2 (2)	2 (2)	1	2	0	1 (1)
Bedarfsrelevanz Anteil ESS an Welt 2020	Co 9,8%; Li 5,6%; Graphit 3,4%	Co 3,6%; Li 4,7%; Graphit 2,8%	Li 3,8%; Graphit 3,2%	Li 25,8%; Ti 2,9%	Graphit 1,3%	V 105%; Graphit 1,1%		Co 4,8%
Bedarfsrelevanz Anteil ESS an Welt 2020	Ni 0,24%; F 0,11%	Ni 0,46%; F 0,09%	P 0,09%; F 0,10%	P 0,12%; F 0,11%				Ni 0,24%; (La 10,4%)
Bedarfsrelevanz Bewertung	-	-	0	-	+	-	+	0
Recyclingeffizienz	Co 95%; Li 70%	Co 95%; Li 70%	Li 70%	Li 70%	0	V ca. 100%		Co 95%

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Recyclingeffizienz	Ni 95%	Ni 95%	0	0				Ni 95%
Recyclingeffizienz	Mn 95 %				Cr ca. 100 %		Na 0 %; S 0 %	Zn 85 %
Recyclingeffizienz Bewertung	0	0	-	-	+	+	-	+
Umweltrelevanz kWh*MS I	3.707	272.582	269.990	93.449	45.454.545	20.517	28.329	53.937
Umweltrelevanz CMR		H351			H360Df			H360Df / H351
Umweltrelevanz Bewertung	-	+	+	+	+	0	0	0
THG kg CO2eq/kWh	90	119	119	289	139	219	63	40
THG Bewertung	0	0	0	-	0	-	+ / 0	+

Zur einfacheren Ableitung der Endergebnisse wurden die Bewertungen in die Bereiche Rohstoffe und Umwelt sowie Funktion und Eigenschaften zusammengefasst und in Abbildung 6 grafisch dargestellt.

Abbildung 6: Grafische Darstellung der Bewertung der stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) (eigene Darstellung)



Ausgehend von der Li-Ionen-Batterie LTO-LFP, die bei Funktionalität und Eigenschaften am besten abschneidet, zeigt sich, dass dieser Akkumulator dafür bei der Rohstoff- und Umweltbetrachtung am schlechtesten abschneidet. Geht man wiederum von der Redox-Flow-Batterie Cr-Fe aus, die bei Rohstoff und Umwelt klar am besten abschneidet, zeigt sich, dass Cr-Fe bei den Batterieeigenschaften und der Funktionalität mit dem zweitschlechtesten Wirkungsgrad und den höchsten Kosten an der zweitschlechtesten Position steht. Geht man wieder von den Batterieeigenschaften und der Funktionalität aus, die bei der Bewertung zunächst im Vordergrund stehen, so schneiden die Li-Ionen-Batterien hier am besten ab. Abgesehen von LTO-LFP, das bereits oben abgehandelt wurde, stellt C-LFP einen guten Kompromiss dar. C-LFP ist im Gegensatz zu allen anderen Li-Ionen-Batterien bei der Bedarfsrelevanz zumindest neutral bewertet. Na-S besitzt nach den Li-Ionen-Batterien den nächstbesten Wirkungsgrad und schneidet aus Rohstoffsicht von allen Batterien am besten ab. Na-S stellt somit abgesehen von den Li-Ionen-Batterien eine gute Alternative dar. Das V-V und das Zn-Luft-System schneiden unter alle untersuchten innovativen Batteriesystemen am schlechtesten ab.

Li-Ionen Batterien für die Mobilität

Im Bereich der Mobilität werden als mögliche Optionen die vier verschiedenen Li-Ionen-Batterien vergleichend bewertet.

Im sehr wichtigen Kriterium des Wirkungsgrads schneiden alle vier Varianten gleich gut ab. Mit Blick auf die Anwendung bei der Mobilität kommt aber der spezifischen Energie eine mitentscheidende Bedeutung zu. LTO-LFP weist eine sehr geringe spezifische Energie auf und ist daher für den Einsatz in batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen nur begrenzt geeignet. Infolge der sehr hohen Lade-Entladeraten ist jedoch ein Einsatz in Hybridfahrzeugen wahrscheinlich. Für reine Batteriefahrzeuge schneidet der LTO-LFP-Akkumulator mit nur 50 Wh/kg am schlechtesten und der C-LNCA Akku mit 102 Wh/kg am besten ab. Für die Speicherung der gleichen Energiemenge ist also bei LTO-LFP im Vergleich zu C-LNCA eine doppelt so schwere Batterie notwendig. Bei einer 40 kWh-Batterie (rein elektrischer Pkw) würde das für LTO-LFP ein Batteriegewicht von ungefähr 800 kg bedeuten. Bedenkt man weiterhin, dass, wie zuvor bei den stationären Batterien erläutert, LTO-LFP bei der Rohstoff- und Umweltbetrachtung von allen Batterien am schlechtesten abschneidet, dann scheidet LTO-LFP für die Anwendung in der Mobilität zumindest für rein elektrische Pkw aus. Bei der stationären

Betrachtung wurde unter den verbleibenden drei Li-Ionen-Batterien bereits C-LFP als beste Option identifiziert. Aus Rohstoffsicht ist diese Einstufung auch richtig. Allerdings zeigt sich bei der mobilen Anwendung, dass C-LFP nach LTO-LFP mit 76 Wh/kg die zweitschlechteste Option darstellt. C-LNCA weist mit 102 Wh/kg die höchste spezifische Energie auf (C-LNMC 92 Wh/kg). Außerdem hat C-LNCA im Vergleich zu C-LNMC einen geringeren Bedarf an Kobalt, Lithium und Graphit. Daher ist C-LNCA im Vergleich zu C-LNMC der Vorzug zu geben.

Wasserstoffspeichersysteme

Nach den Batteriespeichersystemen erfolgt die analoge Vorgehensweise für die Wasserstoffspeichersysteme. Hierfür ist die vergleichende Analyse der beiden verschiedenen Elektrolysen, PEM- und alkalische Elektrolyse, relevant. Die beiden Elektrolysen werden sowohl bei den stationären Langzeitspeichern als auch für die mobilen Wasserstoffketten eingesetzt. Eine Übersicht der in der Zusammenfassung betrachteten Kriterien findet sich in der Tabelle 6.

Tabelle 6: Ergebnisübersicht ausgewählter Kriterien für alkalische und PEM-Elektrolyse

Kriterium	Einheit	Alkal. Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Wirkungsgrad 2030	kWh/kg H ₂	50	47
Wirkungsgrad 2030	Bewertung	0	+
Kosten – Ist	Euro/kW	1100	2090
Kosten - 2030	Euro/kW	580	760
Kosten – Ist	Euro/kg H ₂	2,7 bis 5,0	3,5 bis 7,6
Kosten - 2030	Euro/kg H ₂	2,6 bis 3,3	2,7 bis 3,3
Kosten	Bewertung	+	0
Bedarfsrelevanz	Anzahl "bedarfsrelevanter" Rohstoffe	2	3
Bedarfsrelevanz	Anteil ESS an Welt 2020	Co 0,045 %; Ni 0,94 %	Ir 140,4 %; Pt 2,8 %; Ti 0,027 %
Bedarfsrelevanz	Bewertung	+	-
Recyclingeffizienz		Co 95 %; Ni 95 %	Ir 98 %; Pt 98 %
Recyclingeffizienz	Bewertung	+	+
Umweltrelevanz	kW*MS-I	30.303.030	unendlich
Umweltrelevanz	kW*MS-I	H351	
Umweltrelevanz	Bewertung	0	+
THG	kg CO ₂ eq/kW	91	43
THG	Bewertung	-	+

Unter Berücksichtigung der Annahmen und Rahmenbedingungen der vorliegenden Studie zeigen sich Vorteile für die PEM Elektrolyse bei den funktionsrelevanten Kriterien (Vorteile beim Wirkungsgrad und der spezifischen Leistung). Demgegenüber hat die alkalische Elektrolyse klare Vorteile bei den rohstoffrelevanten Aspekten (Vorteile bei Bedarfsrelevanz, Substitution und Substituierbarkeit). Mit Blick auf das umweltbezogene Kriterium THG-Emissionen schneidet wiederum die PEM Elektrolyse besser ab. Ebenso schneidet die PEM Elektrolyse bei der Umweltrelevanz etwas besser ab. Dafür

ist die alkalische Elektrolyse aus Kostensicht etwas besser zu bewerten. Bei den weiteren Kriterien Recyclingeffizienz, Sicherheit und Lebensdauer weisen die beiden Systeme keine relevanten Unterschiede auf.

Empfehlungen

Aufbauend auf die vielfältigen Arbeiten dieser Studie wird nachfolgend eine Auswahl der Handlungsempfehlungen zu den innovativen ESS vorgestellt. Die Empfehlungen adressieren Rohstoffaspekte mit Blick auf eine Senkung des Versorgungsrisikos der bedarfsrelevanten Rohstoffe. Dazu gehört auch die Sicherstellung des Recyclings mit einer hochwertigen Verwertung.

Flexibilitätsoptionen bei der Strombereitstellung

Die im Projekt untersuchten innovativen ESS können dazu beitragen, den Flexibilitätsbedarf im Stromsystem abzudecken, der durch den steigenden Anteil der fluktuierenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien (Windenergie- und Photovoltaikanlagen) an der Stromerzeugung zunimmt. Flexibilität meint die Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch von Energie, die zeitlich auseinander fallen, in Einklang zu bringen. In welchem Umfang innovative ESS eingesetzt werden, hängt erstens vom Flexibilitätsbedarf und zweitens davon ab, inwieweit andere Optionen genutzt werden, um Flexibilität bereitzustellen.

Eine generelle Empfehlung lautet, dass zunächst versucht werden sollte, den Bedarf an Flexibilität zu vermindern. Der Flexibilitätsbedarf kann zum Beispiel dadurch über das in diesem Projekt angenommene Maß hinaus erhöht werden, dass ein Verbraucher mit PV-Anlage und Batterie seinen PV-Strom in die Batterie einspeichert, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt selbst zu nutzen. Eine Einspeicherung wäre aber nicht notwendig gewesen, wenn durch diesen Strom zum Zeitpunkt der Einspeicherung auch eine andere Nachfrage an anderer Stelle hätte bedient werden können. Wenn einzelne Verbraucher Batterien installieren und einsetzen, um den Eigenverbrauch von Solarstrom zu maximieren, dann werden insgesamt mehr Batterien benötigt im Vergleich zu einer Situation, in der der Solarstrom ins Netz eingespeist wird (Fraunhofer ISE 2013). Wenn es darum geht, den Flexibilitätsbedarf zu reduzieren, sollte der Markt deshalb so organisiert sein, dass Flexibilität möglichst großräumig eingesetzt wird. In eine andere Richtung zielt das „Förderprogramm Dezentrale Energiespeicher“ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2013), das Investitionen in Batteriespeichersysteme unterstützt, die zusammen mit Photovoltaikanlagen errichtet werden. **Wir empfehlen, bei der Einführung und Ausgestaltung solcher Förderprogramme verstärkt auch die Ressourcenanforderungen, die sich daraus ergeben und wie sie in der vorliegenden Studie untersucht worden sind, zu berücksichtigen.**

Um den verbleibenden Flexibilitätsbedarf abzudecken, stehen verschiedene Optionen zur Verfügung. Neben den untersuchten innovativen ESS sind dies auch Lastmanagement, andere Speicheroptionen, Flexibilisierung von Kraftwerken oder Netzausbau. Die derzeitige Diskussion fokussiert darauf, wie der Flexibilitätsbedarf zu möglichst geringen Kosten gedeckt werden kann oder auch wie der geplante Netzausbau reduziert werden kann. Hier sind eine umfassende Betrachtung aller Optionen und eine Bewertung notwendig, die alle Aspekte, d. h. neben beispielsweise den Kosten auch Umwelteffekte und Rohstoffbetrachtungen einbezieht und vergleicht. Dabei sind auch Optionen wie das Lastmanagement zu berücksichtigen, bei denen Flexibilität teilweise bereitgestellt werden kann, ohne dass in großem Umfang zusätzliche Hardware installiert werden muss.

Für die untersuchten innovativen ESS wird empfohlen, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass installierte Kapazitäten möglichst gut ausgenutzt werden können, d. h. möglichst hohe Volllaststundenzahlen erreichen können. Neben der oben dargestellten Gestaltung von Rahmenbedingungen ist hierfür in Forschungsprojekten zu klären, wie die Speicher einerseits in verschiedenen Märkten

ten genutzt, andererseits aber auch vom Netzbetreiber eingesetzt werden können, um mit geringerem oder zumindest verlangsamtem Netzausbau auszukommen. Die Nutzung von Speichern durch die Netzbetreiber ist eine Frage, die vor allem durch die Regulierungsbehörden adressiert werden muss.

Für die Elektrolyseure beispielsweise wird eine viel wichtigere Funktion als Flexibilität für das Stromsystem anzubieten sein, erneuerbare Energien für andere Sektoren (Verkehr, Industrie etc.) zur Verfügung zu stellen. Dadurch können viel höhere Volllaststunden erreicht werden.

Recycling der Batterien

Das Recycling der ESS stellt wie die Flexibilitätsoptionen (stationärer Strombereich) eine Maßnahme von grundlegender Bedeutung für die Reduzierung des Versorgungsrisikos der bedarfsrelevanten Rohstoffe und zur Schonung der natürlichen Ressourcen dar. Im Allgemeinen sind mit der Gewinnung der Sekundärrohstoffe aus dem Recycling im Vergleich zur Gewinnung der Primärrohstoffe geringere Umweltauswirkungen verbunden.

Eine wichtige Empfehlung lautet basierend auf den Szenarioannahmen dieser Studie, dass bis zum Zeitraum 2025 bis 2030 größere Recyclinganlage(n) und die Infrastruktur für die Sammlung von Li-Ionen Akkumulatoren aus dem mobilen Bereich in Deutschland bzw. in der EU aufgebaut werden sollen (vgl. Kapitel 8.1.4). Nicht berücksichtigt ist dabei der bereits jetzt bestehende relevante und stetig steigende Bedarf für das Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren aus Laptops, E-Bikes, der lokalen Speicherung von Strom aus PV-Anlagen etc., da diese Anwendungen außerhalb des Untersuchungsrahmens der Studie liegen. Die Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von industriellen Recyclingverfahren von Li-Ionen-Akkumulatoren ist somit dringend geboten.

Trotz der momentan niedrigen Marktpreise für Lithiumverbindungen ist die Rückgewinnung des Lithiums aus Rohstoff- und Umweltsicht erstrebenswert, vor allem in Hinblick auf den prognostizierten stark steigenden Bedarf für Anwendungen der Elektromobilität. Außerdem ist abzusehen, dass sich aufgrund der technologischen Entwicklungen in Hinblick auf die Zusammensetzung der Elektroden, vor allem verringerter bis gar kein Kobaltgehalt und die Erlöse aus dem Recycling, die damit verbundenen Kosten nicht decken werden (vgl. Kapitel 8.1.1.3). Entsprechend sind unbedingt wie nachfolgend beschrieben eine rechtliche Flankierung sowie Anreizsysteme notwendig, um eine stabile Erfassungs- und Recyclinginfrastruktur zu gewährleisten.

Sammelquoten und Recyclingeffizienzen für Industrie-Alt Batterien

Im Hinblick auf die Sammlung und Erfassung der hier untersuchten ESS in der Form von Industrie-Alt Batterien ist das bestehende EU-weite Regelungsregime grundsätzlich anwendbar. **Empfohlen wird, eine Sammelquote für Industriebatterien aus dem Bereich der Elektromobilität explizit festzulegen** (vgl. Kapitel 8.1.4). Dies ist vor dem Hintergrund der möglichen Exporte von Elektrofahrzeugen und vor allem Hybridfahrzeugen sinnvoll. Eine eigene Sammelquote ist auch der zukünftig zu erwartenden Bedeutung der Elektromobilität an sich und der Li-Ionen-Batterien aus der Elektromobilität angemessen. Hinzu kommt, dass **die Erlöse aus dem Recycling der Li-Ionen-Batterien die damit verbundenen Kosten nicht decken werden**. Die Sammelquote müsste sich auf alle in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge, die Li-Ionen-Batterien enthalten, beziehen. Die Sammelquote muss EU-weit eingeführt werden.

Um sicherzustellen, dass die aufgebauten Recyclingkapazitäten auch entsprechende Massenströme erhalten, ist eine Pfandpflicht für Industriebatterien im Bereich der Elektromobilität als Maßnahme prüfenswert. Mit Blick auf den bereits angesprochenen möglichen Export von Elektro- und Hybridfahrzeugen stellt ein Pfandsystem einen wichtigen Anreiz für die eventuelle Rückführung von Li-Ionen-Akkumulatoren zum Recycling in Deutschland bzw. der EU dar (vgl. Kapitel 8.1.4). Ein Pfand-

system mit entsprechender Dokumentation und Kontrolle kann auch die Erfassung des Verbleibs von Li-Ionen-Akkumulatoren unterstützen. Die große Diskrepanz zwischen der Anzahl der jährlichen Löschung von Fahrzeugen in Deutschland und den tatsächlich dem Recycling zugeführten Altfahrzeugen ist bekannt. Ähnliches ist für das Recycling von Elektro-Altfahrzeugen und Li-Ionen-Akkumulatoren zu erwarten bzw. nicht auszuschließen. Ein Pfandsystem mit entsprechender Dokumentation kann zielführend sein.

Die Batterie-Richtlinie gibt für „Sonstige Batterien“ – darunter fallen auch die hier betrachteten Li-Ionen-Akkumulatoren und Industrie-Altbatterien – eine Recyclingeffizienz von 50 % vor. Diese Vorgabe kann ohne die Rückgewinnung von Lithium erreicht werden.

Es wird deshalb empfohlen, in Zukunft eine möglichst hohe Recyclingeffizienz, die an der Leistungsfähigkeit der zukünftigen Recyclingverfahren ausgerichtet ist, für Li-Ionen-Akkumulatoren EU-weit gesetzlich (Batterie-Richtlinie) vorzuschreiben. Zielführend wäre erstens eine Recyclingeffizienz für die Gesamtbatterie und zweitens zusätzlich konkrete Werte für Recyclingeffizienzen für einzelne Materialien wie Lithium, Kobalt und Nickel (vgl. Kapitel 8.1.4) vorzugeben. Die Vorgaben sollten bei den bereits bestehenden Mindesteffizienzkriterien in § 12 Abs. 4 i.V.m. Anhang III Teil B der Batterie-Richtlinie um Li-Ionen-Akkumulatoren ergänzt werden.

Elektrolyseure und Brennstoffzellen

Elektrolyseure und Brennstoffzellen enthalten einen hohen Anteil an wichtigen und recyclingfähigen Rohstoffen. Für sie gelten keine Sammelquoten und Anforderungen an das Recycling nach der Batterierichtlinie/-gesetz, da es sich um keine Batterien handelt. Ferner unterliegen sie nicht der WEEE-Richtlinien bzw. dem ElektroG (vgl. Kapitel 4.3.4), da Elektrolyseure/Brennstoffzellen keiner der Kategorien im ElektroG zugeordnet werden können. Handelt es sich nach dem neuen ElektroG bei Elektrolyseur/Brennstoffzelle um eine „ortsfeste Großanlage“ nach Nr. 6, so sind Elektrolyseure/Brennstoffzellen von den Vorschriften des ElektroG nicht erfasst. Brennstoffzellen in der mobilen Anwendung (Wasserstofffahrzeuge) sind vom ElektroG ausgenommen (siehe Nr.7). Eine Klarstellung was unter einer ortsfesten Großanlage zu verstehen ist, wird daher für die Rechtssicherheit bei Elektrolyseuren und anderen Anlagen empfohlen.

Für Elektrolyseure und Brennstoffzellen sollten den Batterien entsprechende Sammelquoten und Recyclingeffizienzen eingeführt werden, z. B. durch ihre Einbeziehung in die WEEE-Richtlinie bzw. dem ElektroG oder in einer gesonderten Vorschrift. Da für die hier untersuchten Wasserstoffsysteme die Markteinführung derzeit nicht abgeschätzt werden kann, wird empfohlen die weitere Entwicklung zu verfolgen.

Abschließende Empfehlung

Vor dem Hintergrund des hohen potenziellen Materialbedarfs, der nach den Ergebnissen dieser Studie in besonderem Maße aus dem zukünftigen Aufbau der Speicherkapazitäten im mobilen Bereich resultieren kann, wird einmal mehr die Notwendigkeit einer umfassenden Rohstoffpolitik deutlich. Alle relevanten Akteure müssen gemeinsam Verantwortung tragen für die Entwicklung und Umsetzung einer nachhaltigen Ressourcenpolitik, die alle drei Säulen der Nachhaltigkeit, Ökonomie, Umwelt und Soziales, adressiert. Eine solche Rohstoffstrategie muss die gesamte Rohstoffkette vom Land der Rohstoffentnahme über die Nutzung der Rohstoffe in Produkten bis hin zur Verwertung und Entsorgung in Deutschland umfassen.

Summary

Introduction

Efficient and intelligent storage of large quantities of electrical energy has been clearly identified as a core element of successful practical implementation of the German energy transition (*Energiewende*, the transformation of energy systems towards sustainability). The discussion focuses not only on conventional energy storage options such as pumped-storage plants – for which natural conditions in Germany are not particularly favourable – but also and above all on innovative storage technologies such as new high energy density battery types or hydrogen in combination with fuel cells.

For storage technologies in the fields of both electrical energy and electromobility, issues arise with regard to the induced new demand for specific raw materials (technology metals such as cobalt), the associated environmental impacts that may occur (increased primary production of certain metals, etc.) and supply security. As a result of sharp rises or marked fluctuations in the prices of many raw materials, resource supply has in recent years become an increasingly important issue in the international arena, especially in relation to the development of new areas of technology.

The requirements that electricity storage systems must meet are many and varied. The energy transition requires more storage capacity to be created at local, regional and national levels; at each level the storage technology requirements may be very different. Important general requirements are outstanding technical performance and storage capacity, long system life without loss of function, high safety standards, little efficiency loss and viable investment and operating costs. In respect of the specific components used and the particular materials, such as valuable technology metals, that they contain, environmental and recycling criteria must also be considered. Steps must be taken now to put in place the statutory and other foundations for the later recovery or disposal of the materials used in storage technology.

Objective and method

The project sets out to assess the need for action in relation to environmental and resource issues that will result from the use of innovative systems for storing electricity from renewable sources due to the German energy transition. It considers energy storage systems (ESS) – restricted to battery and hydrogen storage systems for the conversion and use of stored energy from renewables – in the fields of electricity supply and mobility.

The study's main objective is to identify the expected raw material demands of future innovative energy storage systems and to assess the environmental relevance and resource-related significance of these systems against a wide range of criteria. In view of the project's complex background and wide-ranging objectives, a large number of different tasks have been involved. The most important of these are described in the present summary and are as follows:

- ▶ Identification of the future storage requirements for electricity supply (80% renewable energy scenario) and of various mobility scenarios (Sections 5 and 6)
- ▶ Identification of future raw material demands for establishment of the innovative ESS (scenario for stationary electricity supply and scenarios for mobility) (Section 6)
- ▶ Comprehensive assessment of the innovative ESS against the criteria of demand relevance, recycling, environmental relevance, greenhouse gas emissions, efficiency and costs (Sections 7 – 10)
- ▶ Recommendations on the innovative ESS (Section 11).

Introduction to the innovative ESS considered in this study

There are fundamental distinctions to be made between energy storage systems depending on their storage task. The present study considers innovative short-term and long-term storage systems:

- ▶ Short-term storage systems are load-transfer systems that transfer energy from low-load to high-load periods. These storage systems are typically cycled once a day. The key requirements are high stability in relation to cycling with complete discharge, and high charging/discharging efficiency.
- ▶ Long-term storage systems are used for seasonal load balancing; they can store energy for relatively long periods and release it as needed. The key requirement here is a low self-discharge rate.

For short-term storage for hours or days, batteries are particularly suitable. For long-term storage lasting weeks or months, producing hydrogen from renewable energies is a good option. The following innovative battery types (short-term storage systems) are considered in detail in the study:

- ▶ Lead batteries (conventional benchmark)
- ▶ Lithium-ion C-LNMC/LMO: (carbon – lithium – nickel – manganese – cobalt oxide / manganese oxide)
- ▶ Lithium-ion C-LNMC/LNCA: (carbon – lithium – nickel – manganese – cobalt oxide / manganese oxide / lithium – nickel – cobalt – aluminium oxide)
- ▶ Lithium-ion [C-LFP]: carbon – lithium – iron phosphate
- ▶ Lithium-ion TiO-LFP: titanium oxide – lithium – iron phosphate
- ▶ Sodium-sulphur
- ▶ Redox flow with aqueous acid electrolytes (vanadium-vanadium)
- ▶ Redox flow with aqueous acid electrolytes (iron-chrome)
- ▶ Zinc-air.

For seasonal (long-term) storage, the following components were considered and subjected to detailed examination:

- ▶ Water electrolysis, alkaline, and water electrolysis, PEM
- ▶ High-pressure hydrogen storage
- ▶ Reconversion by means of PEM fuel cells.

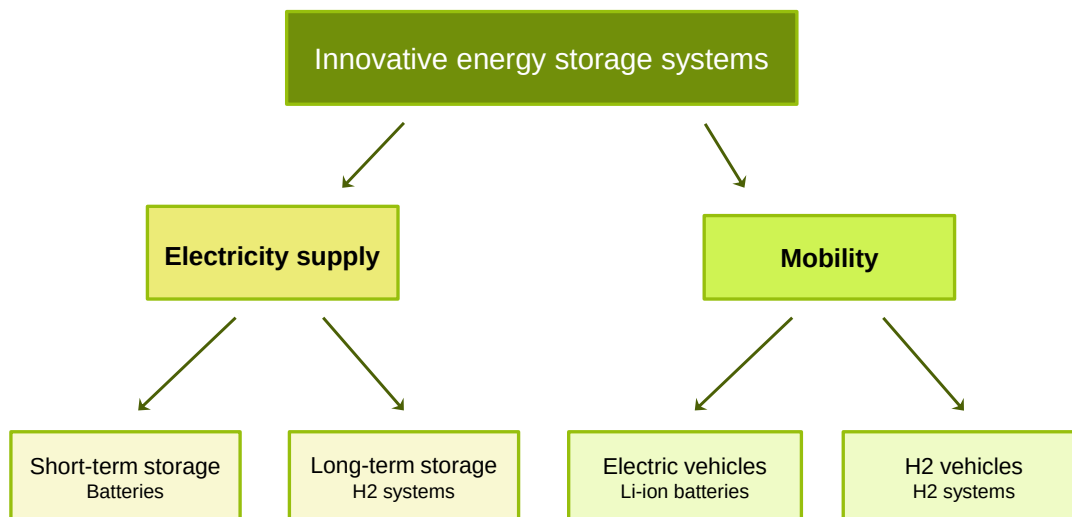
Scenarios for electricity supply and mobility

Since Germany is heavily dependent on raw materials and the raw material supply is highly sensitive, the material requirements of the innovative energy storage systems considered in this study are inventoried so that conclusions can be drawn about the availability of the underlying raw materials.

Figure 1 summarises the scope of the analysis of material requirements. A distinction is made between short-term storage systems (batteries) and long-term storage systems (hydrogen systems). In the mobility field, various “maximum scenarios” assume that the majority of transport will be based on battery storage systems; analysis of mobility provision therefore utilises this assumption. In relation to mobility a distinction is made between an electromobility scenario and a hydrogen mobility scenario. Both scenarios consider a maximum share of the respective propulsion type – i.e. a maxi-

maximum share of electric vehicles in the electromobility scenario and a maximum share of hydrogen vehicles in the hydrogen mobility scenario.

Figure 1: Schematic representation of the scope of the analysis of material requirements of energy storage systems (authors' diagram)



The inventories of material requirements should be regarded as scenario analyses intended to identify, on the basis of very conservative assumptions, whether the expansion of storage systems may be associated with the use of quantities of raw materials that are relevant on a global scale. The specific quantities of materials needed by the ESS have been calculated on the basis of the current state of knowledge. However, they relate to the period post-2030. Future technical (efficiency) developments have been taken into account where possible: it is rarely possible to quantify them exactly, but they are nevertheless to be expected. In addition, the inventory is based on scenario assumptions and is beset by uncertainties (specific material requirements, short- and long-term storage requirements, numbers of electric and hydrogen vehicles, etc.).

The starting point for identifying the material requirements for electricity supply was a scenario from the VDE study (VDE 2012). This scenario involves an **80% share of renewable energies**. On the basis of the VDE scenario and calculations by the authors, it is estimated that for stationary short-term storage systems (batteries) the storage capacity amounts to 22.83 GWh with a storage power of 4.98 GW. For stationary long-term storage systems (H₂ chains) it was estimated that a storage power of 17.8 GW is needed and that the storage capacity is 7,465 GWh. The number of full cycles per year was calculated to be 106 for the short-term storage systems and 1.8 for the long-term storage systems.

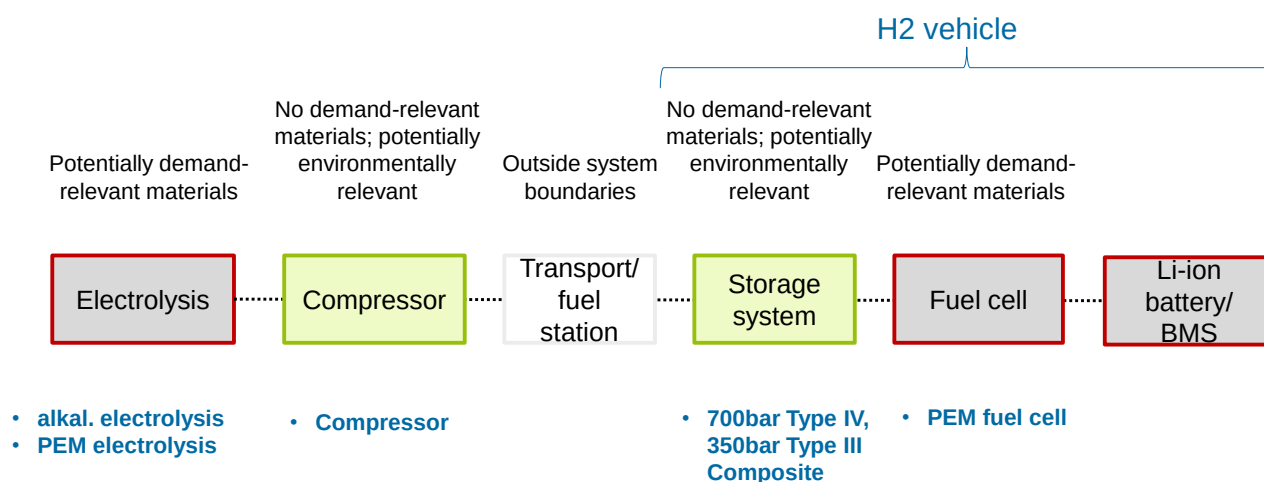
For the material requirements resulting from mobility, the key factor is the number of e- or H₂-vehicles and the power or capacity of the relevant vehicle components (li-ion batteries, fuel cells, etc.). Data from a parallel Federal Environment Agency project was used (Öko-Institut 2015). Two different scenarios were evaluated. For e-mobility the scenario “Energy supply, transport, electric, 2050” was used; this maximises the number of electric vehicles. For the hydrogen chain the scenario “Energy supply, transport, hydrogen, 2050” was used; this maximises the number of H₂-vehicles. The two scenarios are based on the maximum expansion of electrical or hydrogen technology in the mobility sector. They are thus alternative options that cannot both occur. This means that the material requirements of the two scenarios cannot be combined to form a total.

The **electromobility** scenario considers five different propulsion systems involving battery electric vehicles, hybrid vehicles and vehicles connected to overhead cables. The inventory covers all vehi-

cles from cars of various sizes to lorries and buses. This resulted in a total of around 43.4 million vehicles with a combined battery capacity of around 1,067 GWh.

The **hydrogen mobility** scenario differs from the e-mobility one in that it assumes that in addition to hydrogen vehicles, electric ones are also used: H₂-vehicles are deployed for longer distances and e-vehicles for shorter ones. Figure 2 provides a schematic representation of the H₂ chains for hydrogen mobility.

Figure 2: Schematic representation of the H₂ chains for mobility (authors' diagram)



The hydrogen mobility scenario results in a total of around 22.8 million H₂-vehicles and around 21 million e-vehicles. The H₂-vehicles have an annual hydrogen requirement of around 6.42 Mt H₂. The electricity needed to produce this amount of hydrogen amounts to around 321,000 GWh, requiring electrolysis of 145 GW to produce the hydrogen. Li-ion batteries are used both in the approx. 21 million e-vehicles and in the approx. 22.8 million H₂-vehicles. The total battery capacity required for these vehicles is approx. 365 GWh.

Material requirements for ESS

The material requirements for the ESS are calculated from the electricity supply and mobility scenarios. The approach used is a maximal one: the maximum material requirement is calculated by assuming that each individual ESS meets 100% of the storage requirement needed (maximum analysis). For any particular element, the maximum material requirement may occur in any one of a number of different ESS – in other words, for each raw material the value used is the highest value from all the ESS considered, such as all batteries or H₂ chains.

When interpreting the maximum material requirement at element level it must be borne in mind that the maximum values of different raw materials will not necessarily be required simultaneously. For example, the maximum cobalt requirement arises in connection with LNMC li-ion batteries, while the maximum nickel requirement (specific value 0.9kg/kWh) arises when LNCA li-ion batteries are used. If the demand is for 100% LNMC li-ion batteries, the specific nickel requirement is then only 0.45 kg/kWh. Consideration of maximum material requirements is justified if each raw material is considered separately: it then identifies the maximum possible demand for each material. But if all raw materials are considered at the same time these maximums are hypothetical values, because the maximum demand for all materials cannot occur simultaneously.

The calculated absolute material requirement is roughly speaking the total material requirement needed to meet the necessary storage demand for stationary and mobile services in Germany under the conditions imposed by the energy transition and/or the mobility scenarios. This is a theoretical approach that takes account of the one-off expansion needed to meet the specified storage requirement but not does include any additional materials that may be needed to replace storage systems at the end of their service lives.

The materials considered may be present in the form of chemical compounds, such as the conducting salt lithium hexafluorophosphate (LiPF_6), or in elementary form. In the material inventory, components such as lithium or fluorine are referred to generally. In the case of LiPF_6 , for example, the lithium or fluorine content of the compound is calculated and quoted. In general the contents are always quoted in relation to the particular element.

The material requirements are calculated for four variants (see Figure 1). Material requirements are also estimated for the battery management systems (BMS) that are needed for both mobile and stationary batteries. The results are shown in Table 1 below, which includes the total of all applications in the final column.

The table shows that the maximum material requirement for innovative ESS in the mobility sector is several times higher than the maximum requirement for applications in the stationary electricity supply sector (see the introduction to Section 6). This becomes clear if the total battery capacity required in the stationary and E-mobility sectors is compared (see Section 5.7.2): while the battery capacity needed for short-term storage in the stationary sector is around 28.54 GWh, the amount needed for e-mobility is around 1,067 GWh, or around 40 times that needed for short-term storage.

In this context it is appropriate to examine the material requirement of the LTO-LFP li-ion battery. LTO-LFP dominates the maximum material requirements of titanium, lithium, phosphorus and copper in the mobility sector and hence also the overall total of maximum material requirements. The high maximum material requirement is sufficient reason to carefully reconsider the potential use of LTO-LFP in the mobility sector. In addition, though, its technical properties (low energy density) render use of LTO-LFP in the mobility sector fairly unlikely (see the final evaluation in the section “Summary assessment of the ESS” below).

By far the smallest material requirement is that associated with the BMS. However, some metals – such as the precious metals gold and silver – are used only in BMS.

Some other materials (e.g. Na, S, V, Cr) are used only in one type of stationary short-term storage system (e.g. Na and S in Na-S batteries, V and Cr in V-V and Cr-Fe redox flow batteries). In these cases the total amount is the maximum material requirement of the particular stationary battery.

Table 1: Maximum material requirement of all electricity supply and mobility applications (selected materials)

t	BMS	Stationary batteries	Stationary H2 chains	H2 mobility	e-mobility	ESS total
Al	10,568	76,257	0	767,399	2,240,565	2,327,390
Co	0	12,942	59	166,200	483,855	496,856
Cr	0	164,034	0	0	0	164,034
Cu	1,434	42,806	12,963	653,830	1,600,404	1,657,608
Fe	3,328	176,179	0	486,092	1,419,238	1,598,745
Li	0	22,491	0	287,999	840,867	863,358
Mn	2	11,946	0	152,968	446,619	458,567
Na	0	30,535	0	0	0	30,535
Ni	19	25,564	51,773	749,449	955,761	1,033,117
P	0	22,301	0	285,566	833,763	856,063
Pb	0	1,005	0	0	0	1,005
S	0	175,106	0	0	0	175,106
Ti	0	152,048	1,424	1,958,610	5,684,633	5,838,105
V	0	111,273	0	0	0	111,273
Zn	6	34,976	0	0	0	34,981
Pt	0	0	23	488	0	512
Ir	0	0	10	81	0	91
La	0	4,986.4	0	0	0	4,986
Graphite	0	46,456	80,100	641,777	1,736,865	1,863,421
Au	5	5	0	0	0	10
Ag	162	0	0	0	0	162
F	0	4,461	0	57,122	166,779	171,240

Comprehensive assessment of the innovative ESS

Having identified the expected material requirements of the future innovative ESS, the main objective of the study is to assess the ESS against various environmental and resource-related criteria.

The criterion of demand relevance

The current discussion of resource-related problems is based largely on the quantities required and the risk of supply shortages and is therefore strongly linked to economic issues. In the context of the

present study this is taken into account via the criterion of the demand relevance² of the raw materials.

It should first be made clear that the criterion of demand relevance and similar criteria that address the demand for raw materials have no direct impact. Instead they represent economic relevance and are intended to convey the relevance of a specific raw material, for example in a global context (share of world consumption).

Methodology

The criterion of demand relevance is defined in the present study as the proportion of world production of the particular element or raw material in the year 2020 that is used in the innovative ESS. This is determined initially by current production, which is taken to be an approximate indicator of world consumption. With regard to the future scenario of 80% renewable energies and the future mobility scenarios, it is also determined by the increase in material requirements as a result of annual economic growth. The future development of world production must therefore be considered; demand relevance is calculated in relation to world production in the year 2020.

The share of the ESS in world production in 2020 is calculated from the world production data for 2020 and the maximum material requirements of the ESS (using the values for the overall results of the ESS, see Table 2). These shares of the ESS in 2020 world production are the values used to rate the demand relevance of each raw material.

Ratings

Table 2: Percentage share of ESS in world production 2020 for all electricity supply and mobility applications (selected materials)

	Batteries, stationary	H2, stationary	H2, mobile	E-mobility	ESS total
Al	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Co	10%	0%	126%	367%	376%
Cr	2%	0%	0%	0%	2%
Cu	0%	0%	2%	6%	6%
Fe	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Li	26%	0%	330%	964%	990%
Mn	0%	0%	1%	2%	2%
Ni	0%	1%	14%	17%	19%
P	0%	0%	2%	5%	5%
Pb	0%	0%	0%	0%	0%
Ti	3%	0%	37%	107%	110%
V	105%	0%	0%	0%	105%
Zn	0%	0%	0%	0%	0%
Pt	0%	7%	139%	0%	145%

² The concept of demand relevance is used in this study in contrast to a classical criticality analysis in order to make clear that neither a criticality assessment nor any refinement of the criticality method has been carried out.

	Batteries, stationary	H2, stationary	H2, mobile	E-mobility	ESS total
Ir	0%	140%	1145%	0%	1285%
La	8%	0%	0%	0%	8%
Graphite	3%	6%	46%	125%	135%
Au	0%	0%	0%	0%	0%
Ag	0%	0%	0%	0%	1%
F	0%	0%	1%	4%	4%

A striking fact that emerges from the results (Table 2) is that for some materials/elements the ESS share in world production exceeds 100% or even 1000%. This means that the maximum material requirement of these materials/elements for the ESS alone is higher or even several times higher than world production in 2020. This is the case for the materials/elements cobalt, lithium, titanium, vanadium, platinum, iridium and graphite. Because of this special situation, these seven elements are classed as demand-relevant. The applications of these seven demand-relevant materials in the innovative ESS and their percentage shares of 2020 world production are described briefly below.

- ▶ Iridium (1,285%): used only in PEM electrolyzers (as metal or oxide)
- ▶ Lithium (990%): Used in li-ion batteries (as a component of chemical compounds, not in elementary form); by far the largest requirement is in LTO-LFP
- ▶ Cobalt (376%): greatest requirement for C-LNMC li-ion batteries; additional relevant requirement in other ESS (as oxide)
- ▶ Platinum (145%): used in PEM fuel cells and PEM electrolyzers (as metal)
- ▶ Graphite (135%): used in all batteries except LTO-LFP and Zn-air and in PEM fuel cells (in elementary form)
- ▶ Titanium (110%): greatest requirement for LTO-LFP li-ion batteries (in oxide form), otherwise only used in PEM electrolyzers (as metal)
- ▶ Vanadium (105%): only used in V-V redox flow batteries (in oxidised form).

It is noteworthy that both iridium and vanadium are used only in one application. In the event of any risk to the supply of these two elements, possible substitution of the element or of the entire application is therefore an important issue.

The demand for both lithium and titanium is dominated by LTO-LFP li-ion batteries and more specifically by their potential use in e-mobility – which, however, is rendered unlikely by their technical properties (see the conclusions on the ESS in Section 10.2). If LTO-LFP li-ion batteries were used only for short-term storage in the stationary sector – that is, if their use in the mobility sector is excluded in principle and only the stationary sector is considered – the lithium share is reduced by a factor of nearly 40 to around 26%, while the titanium share drops to around a mere 3% of 2020 world production. If the use of li-ion batteries in e-mobility is considered but without LTO-LFP, the lithium share of world production in 2020 is still 211%.

After the seven demand-relevant raw materials, nickel follows with a 19% share of 2020 world production and hence still high demand relevance. The next most relevant elements, all at under 10%, are lanthanum at 8%, copper at 6%, phosphorus at 5% and fluorine at 4% of world production.

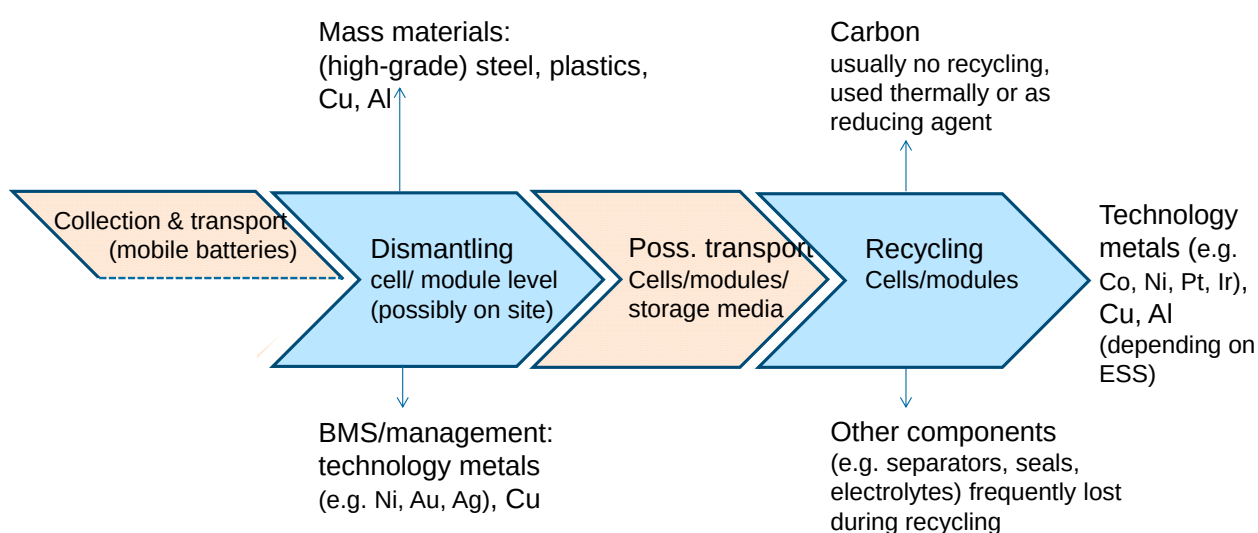
The criterion of recycling

In the light of the need to conserve raw materials and reduce the frequently severe environmental impacts of primary production, it is essential that the ESS that are considered are disposed of under

conditions that optimise material recovery. The most important findings on the recycling of li-ion batteries are summarised below. For information on other batteries and the components of hydrogen systems, the reader is referred to Section 8.1 of this study.

The first stage of recycling is usually the dismantling of the housing or the surrounding installation. The cells or cell modules and any storage media are removed, and significant quantities of recyclable mass metals ((high-grade) steel, aluminium, copper) and plastics are obtained. During dismantling care should be taken to ensure that as much of these materials as possible is removed, that they are as far as possible segregated according to type and that they are channelled into the existing recycling infrastructure. The individual stages in the recycling of ESS are shown schematically in Figure 3.

Figure 3: The sequence of stages and associated material recovery in the recycling of ESS (authors' diagram)



Li-ion batteries are currently recycled in existing industrial facilities such as those of Umicore. Recycling processes suitable for the recovery of lithium and lithium compounds are being explored in current BMUB research projects such as (LithoRec II and EcoBatRec 2015); development is at the stage of laboratory trials and pilot plants. All recycling processes typically involve manual dismantling of the li-ion batteries: the degree of dismantling and the recoverable secondary materials depend on the particular process. To enhance cost-efficiency, attempts are being made to partially automate this stage.

The recycling efficiencies used in the present project are estimates taken from the various recycling processes: they range from 95% (Co, Ni, Mn), 80% for Cu and 70% for Li to 50% for Al. Titanium and graphite are not recovered. These recycling efficiencies form a criterion in the assessment of the ESS.

The environmental impacts of lithium recycling by comparison with primary production of lithium have always been estimated only on the basis of laboratory findings: no relevant environmental assessment results on an industrial scale are available. It can be assumed that the environmental impacts of the recycling of li-ion batteries will reduce as the development and refinement of industrial processes develops.

In connection with the environmental assessment of secondary lithium by comparison with primary extraction, it should be borne in mind that assessments to date have been based on easily extractable primary sources. Since the demand for lithium is likely to rise sharply, it is probable that deposits that are more costly/difficult to access and that have greater environmental impacts will need to be

exploited. In any case, a comparative assessment that considers only energy consumption and issues such as airborne pollutants does not take proper account of the differences between primary and secondary extraction. As a result of the demand for lithium, primary extraction in the form of mining of salt lakes is inevitably having a severe impact on nature. In Bolivia, for example, there are plans to mine the world's largest lithium deposits; they are, however, the world's largest salt lake, which is itself a natural heritage site (SZ 2015).

Outlook

In order to arrive at a rough timescale for the need for recycling facilities for li-ion batteries, a simple calculation is undertaken for the battery quantities considered in this study. The calculation covers only li-ion batteries used in electromobility and only those from the German vehicle stock. It takes into account the capacity, weight and service life of the batteries and the capacity of an industrial recycling plant. Likewise considered is the number of new registrations of electric cars and hybrid vehicles; a target stock of one million electric vehicles by 2020 is assumed. This yields an indicative estimate of the need for large-capacity recycling facilities for li-ion batteries from electromobility for the period 2025 – 2030 onwards. A similar calculation for batteries from the stationary sector shows that, provided that the target of an 80% share of renewable energies is reached, initial return flows from recycling cannot be expected until about 2045 at the earliest.

The criterion of environmental relevance

The criterion of environmental relevance focuses on the substance-specific hazards of the materials used in the ESS. Innovative energy storage systems are a relatively new product and they contain chemicals that are very rarely used, especially in products with which consumers come into close contact (electromobility). There is therefore no experience of the possible risks that may arise in practice. From experience with existing batteries it is known that the chemicals used (lead, mercury, cadmium) become particularly hazardous at the post-use (disposal and recycling) stage.

The primary aim of this assessment is to highlight weaknesses of the ESS in terms of their hazards/environmental impacts and to perform a comparative evaluation of their environmental relevance. The hazards/environmental impacts considered here can be divided into the three categories of physical risks, ecotoxicity and human toxicity. The hazard statements of the various materials have been consulted. These describe the basic toxicological and physical properties of the materials and preparations made from them when humans and the environment are exposed to them.

Methodology

The substance-specific assessment of environmental relevance focuses on the disposal and recycling of the ESS since at this stage the materials may be in a free state – i.e. both their covering and other binders, such as organic binders, may have been removed. The chemicals are therefore “freely” accessible and potentially present in large quantities. This results in a scenario in which their material properties are relevant. The assessment is based on the quantities of materials and on their material properties. The methodology of the assessment is based on the German Hazardous Incident Ordinance (Störfallverordnung, Störfall-VO). This classifies chemicals in terms of their quantity and hazard potential. For chemicals with hazardous properties specific quantity thresholds are defined. This provides an initial rough basis for formal comparison, despite the restrictions and uncertainties that remain. The Hazardous Incident Ordinance imposes a duty of care on handling facilities if quantities of materials with hazardous properties exceed certain thresholds (quantity thresholds I and II). In the method used here this procedure is reversed: it identifies the maximum quantity above which the Hazardous Incident Ordinance would impose certain duties. The smaller the quantity that results in that quantitative threshold being exceeded, the higher the potential environmental relevance is rated.

For each battery that is considered, this methodology (for details of its derivation see Section 8.2) yields the quotient of the quantity threshold I (kg) and the specific power/weight ratio (kg/kWh) expressed in the unit kWh * quantity threshold I (QT-I). This quotient represents a theoretical potential. For example, for C-LNMC li-ion batteries the quotient is 3,707 kWh*MS-I. In simple terms this means that quantity threshold I of the Hazardous Incident Ordinance is exceeded when the energy content of the battery is 3,707 kWh or more. The lower the value of the quotient, the higher the potential environmental relevance is rated and the worse the battery's performance in the comparison.

To enable rough comparisons between energy storage systems to be made, the quantity used is expressed in relation to the capacity (kWh) of the battery. This makes it possible to compare alternative battery components for batteries of similar construction. This approach thus makes it possible to assess the various cathode types in lithium-ion batteries.

The advantage of this method using the Hazardous Incident Ordinance is that it is easy to use and to transfer to other studies. However, this ease of use goes hand-in-hand with high levels of uncertainty. A hazard statement that addresses the toxicity of a substance describes a wide range of this hazardous characteristic. In addition, the method described here has the following significant drawbacks:

- ▶ Chronic toxicological hazards such as CMR (carcinogenic, mutagenic, reprotoxic) or allergenic are not included in the Hazardous Incident Ordinance. To take account of CMR characteristics, additional comments on CMR are provided and discussed in the results.
- ▶ Characteristics such as “hazardous to health” – in contrast to “very toxic” or “toxic” – are not taken into account.
- ▶ Environmental hazards currently relate only to waterborne hazards.

Assessment results – battery systems

The results of the comparative assessment based on the method involving the Hazardous Incident Ordinance with the addition of CMR comments are shown in Table 3.

Table 3: Comparative assessment of the battery systems

Rating	Battery type	Quotient	CMR	Comments
		kWh * QT I	Hazard statement	
--	Lead-acid	3,812	H360Df *	Downgraded on account of CMR
--	C-NMC	3,707		
-				
0	Zn-air	53,937	H360Df, H351 **	Downgraded on account of CMR
0	Redox V-V	20,517		Data situation
0	NA-S	28,329		
+	C-NCA	272,582	H351	Downgraded on account of CMR; data situation
+	LTO-LFP	93,449		
++	Redox Cr-Fe	45,454,545	H360Df	Downgraded on account of CMR
++	C-LFP	269,990		

* H360Df: Can harm the unborn child. Suspected of reducing fertility

** H351: Suspected of causing cancer, carc. Cat. 2

The above table shows the ratings of the various batteries including their CMR ratings. Lead-acid batteries have the lowest quotients, corresponding to the highest environmental relevance; they are followed by C-NMC li-ion batteries and at some distance by V-V redox batteries and sodium-sulphur batteries. Zinc-air batteries have a quotient roughly twice that of sodium-sulphur batteries. Cr-Fe batteries have the highest quotients and hence the lowest environmental relevance. It should however be borne in mind that the ratings in this assessment are solely substance-based. Technical boundary conditions such as usual safety features and encapsulation are not included.

The final overall assessment of the environmental relevance of the battery systems is shown in the left-hand column of the table. "--" represents the most negative rating / the highest environmental relevance, while "++" represents the most positive rating in relative terms / the lowest environmental relevance. The lead-acid and C-NMC li-ion batteries are thus rated as having the highest environmental relevance. In addition, lead batteries are downgraded on account of their CMR characteristics and the large quantities of lead involved – in other words they are rated even more negatively than they would be on the basis of the Hazardous Incident Ordinance alone.

There is a relatively large gap between the lead-acid/C-NMC batteries and other battery types. To reflect this, the rating "-" has not been used. The next battery types – zinc-air, V-V redox and sodium-sulphur – are assigned the rating "0". Zinc-air batteries are downgraded on account of their CMR characteristics, because they contain relatively large quantities of two CMR substances. In contrast to other batteries, zinc-air batteries are regarded as "open" (unencapsulated) systems.

C-NCA and LTO-LFP li-ion batteries are assigned the relatively positive "+" rating. C-NCA is downgraded on account of its CMR hazard characteristics. In addition, the data situation with regard to C-NCA is uncertain and in need of clarification.

The batteries with the lowest environmental relevance and hence a “++” rating are the Cr-Fe redox battery and the LFP battery. The Cr-Fe redox battery contains lead – a material that is rated as CMR – and it is therefore also downgraded. However, the lead is present only in very small quantities, and since it is a catalyst in the cell it is not freely available. The lead content of Cr-Fe redox cells is only $2 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$; by contrast, the lead content of the zinc-air batteries is around $44 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$ and that of actual lead batteries is around $26,000 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$.

Assessment results – hydrogen systems

The analysis of hydrogen chains shows that materials rated under the Hazardous Incident Ordinance (cobalt) or as CMR materials (nickel, cobalt) occur only in alkaline electrolysis, and then only in small quantities. PEM fuel cells do not contain any materials rated under the Hazardous Incident Ordinance. However, the coolant ethylene glycol (H302, hazardous if swallowed) is present in somewhat large quantities of 250 g/kW .

The criterion of greenhouse gases

The aim of the analysis of greenhouse gas emissions (GHG emissions) in this project is to produce a comparative assessment of the ESS for guidance purposes and not to identify the precise absolute level of greenhouse gas emissions.

This assessment shows that on a comparative basis zinc-air batteries perform best, since they have the lowest GHG emissions. The highest emissions and hence the worst result are associated with LTO-LFP Li-ion batteries. The greatest uncertainties arise in connection with the results relating to Na-S and V-V.

Apart from the comparative assessment of the energy storage systems, other aspects that are of interest are the level of GHG emissions from the total quantity of ESS required and the possible influence on the emission factor of the electricity. An estimate is therefore made of the GHG emissions resulting from creation of the storage required under the 80% energy transition (*Energiewende*) scenario. For the Li-ion batteries with a storage capacity of 28.54 million kWh needed for short-term storage, a value of $140 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$ is used (Ifeu 2014). This results in GHG emissions of around $4.0 \text{ Mt CO}_{2\text{eq}}$. Using the life span of Li-ion batteries to convert this value into annual GHG emissions results in a figure of around 280,000 tonnes $\text{CO}_{2\text{eq}}$. These GHG emissions can be interpreted as the annual share arising from the manufacture of the batteries. Applying the same procedure to hydrogen storage systems results in annual GHG emissions of approximately 260,000 tonnes for the long-term storage systems (alkaline electrolysis, compressors, PEM fuel cells).

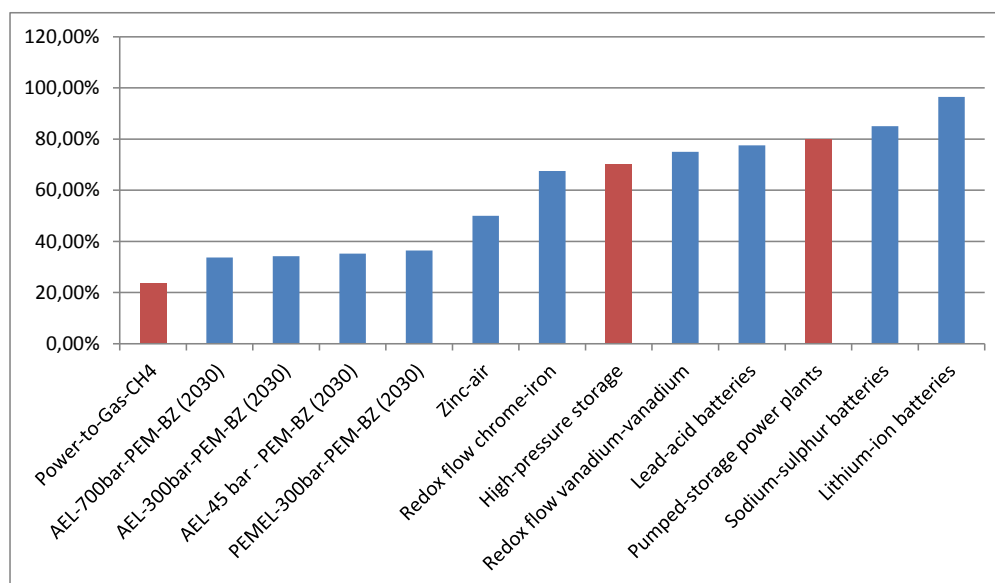
To obtain an idea of the effects that the expansion of stationary storage systems under the 80% energy transition scenario would have on the future emission factor of the electricity, a simple extrapolation was performed and the additional GHG emissions per kWh of electricity were calculated (in relation to gross electricity generation). Calculating the total of the above annual GHG emissions from Li-ion batteries (short-term storage) and hydrogen chains (long-term storage) yields a figure for additional emissions of roughly $1 \text{ g CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$ electricity.

The figure used in this appraisal to depict the quantity of electricity was gross electricity generation in Germany in 2012, amounting to 617 billion kWh (BDEW 2015); future electricity savings of 20% were assumed. The additional GHG emissions for the short- and long-term storage systems were thus transferred to total gross electricity generation.

The criterion of efficiency

Figure 4 summarises the efficiencies of the innovative battery and hydrogen storage systems (alkaline or PEM electrolysis, high-pressure storage, PEM fuel cells). For purposes of comparison the diagram includes conventional storage systems that are not considered in detail here (pumped-storage power plants, compressed air storage and power-to-gas). The percentages give the quantity of electricity generated upon offtake as a proportion of the amount of electricity originally fed in. They show that Li-ion batteries perform best, with an efficiency of 98%. By contrast, the various variants of hydrogen storage systems (long-term storage systems) all lie between 34% and 37% (year 2030).

Figure 4: Comparison of the efficiencies of conventional and innovative energy storage systems (authors' diagram)



The criterion of cost and price

Short-term storage systems (batteries)

The quoted costs of the various battery types considered vary widely even within one specific type of battery technology. Because we are dealing with an assessment reaching far into the future, the figures are beset by major uncertainties. The following table therefore provides only a summary of trends.

Table 4: Summary of the costs of the innovative ESS

Costs €/kWh-1	Lead-acid	Lithium-ion	V-V * redox flow	Cr-Fe * redox flow	Sodium- sulphur	Zinc-air
Status	100-200	200-500	378	411	500-700	n/a
2030	90-160	160-250	243	297	94-188	n/a
2050	80-150	~100	157	190	n/a	160

* Source (Viswanathan 2014); costs of Cr-Fe and V-Fe are taken to be equal; current market prices are 3–5 times higher

In the case of lithium-ion, very low specific costs are already being achieved for mass-produced cells. However, additional costs at battery level for issues such as safety measures and individual cell

monitoring must also be taken into account. There is currently considerable competition, especially in relation to cells for portable electronics; as a result it can be assumed that market prices will sometimes drop below manufacturing costs. In general, battery costs depend heavily on the materials used. It is thus to be expected that the use of cobalt-containing materials in lithium-ion batteries will decline for cost reasons.

Table 4 shows that in the long-term assessment (2050) of innovative ESS, Li-ion batteries have clear advantages (assessment of Na-S batteries not included because of lack of data). In the projection Li-ion batteries, at around 100 euros per kWh, have by far the lowest specific costs. In the 2030 period the Na-S batteries are clearly the best performers, with costs of between 94 and 188 euros per kWh. They are followed by li-ion batteries in second place.

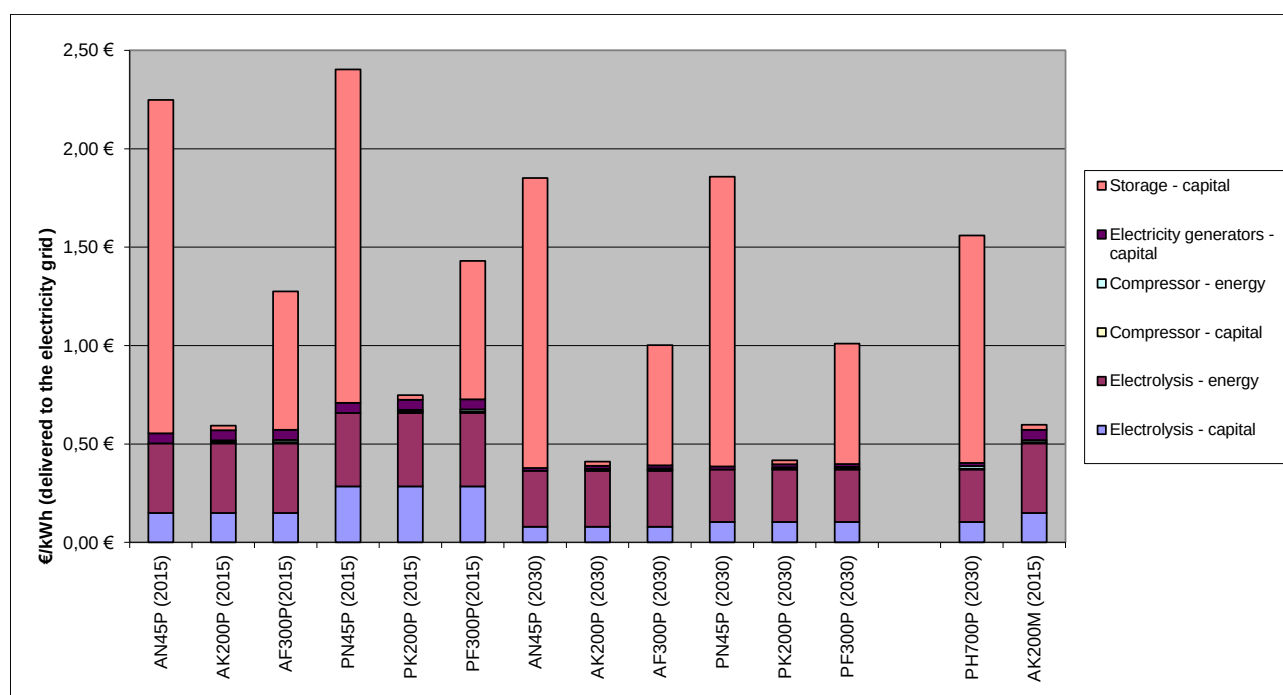
To obtain an idea of the total costs of the expansion of stationary storage systems under the 80% energy transition scenario, a simple extrapolation was performed. On the basis of Li-ion batteries (2050) and short-term storage capacity of around 28.5 GWh, this yields a figure for total costs of around 2,850 million euros.

Using this figure for total costs and assuming a life of 18.9 years for li-ion batteries, the additional electricity costs for short-term storage systems are found to be very low at 0.03 cents per kWh. In this calculation the additional costs of short-term storage systems were transferred to total gross electricity generation.

Long-term storage systems (hydrogen systems)

Figure 5 shows a rough estimate of the costs of hydrogen-based electricity storage, assuming 1.8 storage cycles per year and costs of €0.10 kWh⁻¹ for electricity for hydrogen systems (long-term storage systems).

Figure 5: Electricity storage costs for three hydrogen pathways involving alkaline electrolysis; the diagram shows the estimated costs for each kWh delivered to the electricity grid from the storage system (diagram by author ZSW)



This reveals the significant part played by the costs of the hydrogen storage system and the energy costs of water electrolysis. The cost considerations show that seasonal energy storage based on hy-

drogen systems cannot be performed cost-effectively using the storage systems usually deployed in the technical gas industry. Cavern storage is a viable alternative. Nevertheless, because of the small number of cycles the estimated costs of seasonally stored electricity are very high.

If the total costs of hydrogen systems (low-cost AEL hydrogen chain – cavern storage 200 bar – fuel cell in the year 2030) are considered in the same way as the costs of short-term storage, this results in costs of around 5,500 million euros for annual seasonal storage requirements. If – as with the short-term storage systems – these costs are spread over total gross electricity generation in Germany, this results in additional costs of around 1.1 cent per kWh of electricity generated. In relation to gross electricity generation, the specific additional costs per kWh of electricity generated attributable to long-term storage are significantly higher at around 1.1 cents than the costs of short-term storage at around 0.03 cents.

Summary assessment of the ESS

The criteria used to assess the ESS that have been discussed in the previous sections (in relation to resources and the environment: demand relevance, recycling, environmental relevance, GHG emissions, and in relation to function and characteristics: efficiency, costs) are summarised below and shown in a table. In addition to the above-mentioned criteria, the project also considered the criteria of substitutability, self-discharge, service life, specific energy and safety in the summary assessment of the ESS (see Section 10). The advantages and disadvantages of the individual storage systems are also listed alongside the comparison of the ESS. This is intended to make it possible to analyse whether and under what circumstances one or more storage systems are to be preferred by comparison with the other systems.

The eight stationary innovative battery storage systems considered are listed and assigned their final assessment first. The summary of results is then followed once again by a separate discussion of the four li-ion batteries with regard to their use in the mobility sector, with the aim of making a selection from the group of four li-ion batteries as a final result.

Stationary battery storage systems

Table 5 below summarises all the criteria of the battery storage systems that were considered. For each criterion the comparative rating of the ESS uses a 3-point rating scale comprising “+” (strengths/advantages), “-” (weaknesses/disadvantages) and “0” (neutral).

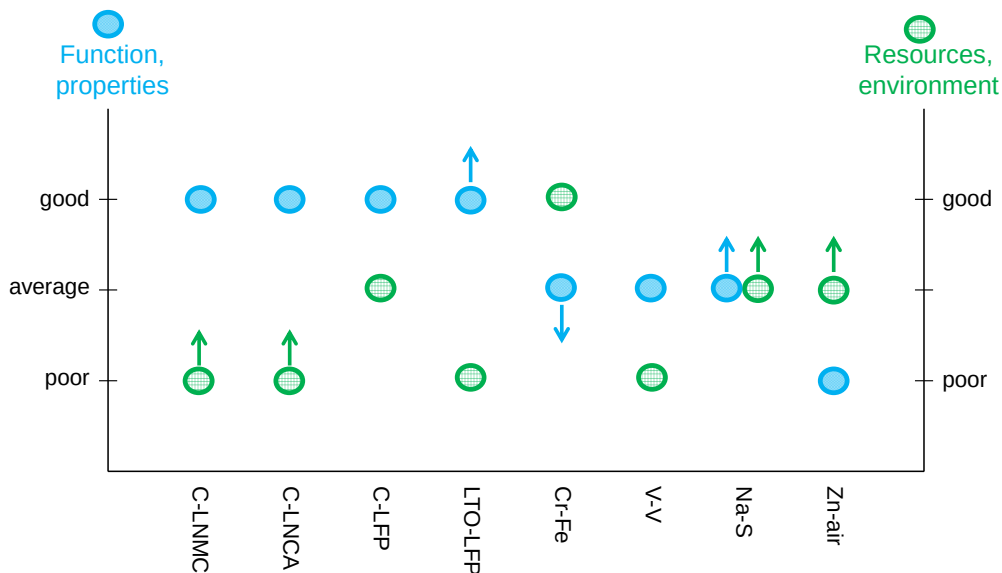
Table 5: Summary of results for battery storage systems; selection of criteria

Criterion	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-air
Efficiency	98%	98%	98%	98%	68%	75%	85%	50%
Efficiency Rating	+	+	+	+	0	0	0	-
Costs – current euro/kWh	200-500	200-500	200-500	200-500	411	378	500-700	n/a
Costs – 2030 euro/kWh	160-250	160-250	160-250	160-250	297	243	94-188	n/a
Costs – 2050 euro/kWh	100	100	100	100	190	157	n/a	160
Costs – 2050 Rating	0	0	0	+	-	0	+	-
Number of “demand-relevant” raw materials	3 (2)	3 (2)	2 (2)	2 (2)	1	2	0	1 (1)
Demand relevance Share of ESS in world 2020	Co 9.8%; Li 5.6%; graphite 3.4%	Co 3.6%; Li 4.7%; graphite 2.8%	Li 3.8%; graphite 3.2%	Li 25.8%; Ti 2.9%	Graphite 1.3%	V 105%; graphite 1.1%		Co 4.8%
Demand relevance Share of ESS in world 2020	Ni 0.24%; F 0.11%	Ni 0.46%; F 0.09%	P 0.09%; F 0.10%	P 0.12%; F 0.11%				Ni 0.24%; (La 10.4%)
Demand relevance Rating	-	-	0	-	+	-	+	0
Recycling efficiency	Co 95%; Li 70%	Co 95%; Li 70%	Li 70%	Li 70%	0	V approx. 100%		Co 95%

Criterion	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-air
Recycling efficiency	Ni 95%	Ni 95%	0	0				Ni 95%
Recycling efficiency	Mn 95%				Cr approx. 100 %		Na 0%; S 0%	Zn 85%
Recycling efficiency Rating	0	0	-	-	+	+	-	+
Environmental relevance kWh*QT I	3,707	272,582	269,990	93,449	45,454,545	20,517	28,329	53,937
Environmental relevance CMR		H351			H360Df			H360Df / H351
Environmental relevance Rating	-	+	+	+	+	0	0	0
GHG kg CO ₂ eq/kWh	90	119	119	289	139	219	63	40
GHG Rating	0	0	0	-	0	-	+ / 0	+

To simplify derivation of the conclusions, the ratings relating to resources/environment were combined, as were those relating to function/characteristics. The results are shown in Figure 6.

Figure 6: Diagrammatic representation of the ratings of the stationary short-term storage systems (batteries) (authors' diagram)



If one starts by considering the LTO-LFP li-ion battery, which scores best on functionality and characteristics, one notices that this battery also scores worst in terms of resource-related and environmental criteria. On the other hand, the Cr-Fe redox flow battery, which stands out as the best in terms of resources and the environment, is the second-worst in terms of characteristics and functionality, having the second-worst efficiency and the highest costs. Consideration of battery characteristics and functionality, which the assessment focused on first, shows that it is the Li-ion batteries that perform best. Apart from LTO-LFP, treated above, C-LFP represents a good compromise. Unlike all the other Li-ion batteries, C-LFP is at least rated neutral in terms of demand relevance. After the Li-ion batteries, Na-S has the next-best efficiency and is the best of all the batteries from the point of view of resources. After the Li-ion batteries Na-S therefore represents a good alternative. Of all the innovative battery systems considered, the V-V and Zn-air batteries are rated worst.

Li-ion batteries for mobility

In the mobility field the four different Li-ion batteries were compared and rated as possible options.

All four variants score equally well on the very important criterion of efficiency. However, in mobility applications specific energy is a key consideration. LTO-LFP has a very low specific energy and is therefore of limited usefulness in connection with battery electric vehicles. However, its high charge/discharge rate means that it is likely to be used in hybrid vehicles. For all-battery vehicles the LTO-LFP battery comes out worst at only 50 Wh/kg, while at 102 Wh/kg the C-LNCA battery performs best. This means that for an LTO-LFP battery to store the same amount of energy as a C-LNCA one it needs to be twice as heavy. A 40 kWh LTO-LFP battery for an all-electric car would weigh around 800 kg. In addition and as explained above in connection with stationary batteries, LTO-LFP is the worst-performing of all the batteries in terms of resource and environmental criteria. In the light of these considerations, therefore, LTO-LFP is not a candidate for use in mobility, or at least not in all-electric vehicles. Among the remaining three Li-ion batteries, the assessment of stationary batteries has already identified C-LFP as the best option. From the point of view of resources this rating remains correct. In mobile applications, however, C-LFP is the second-worst option in terms of specific energy

since with a specific energy of 76 Wh/kg it performs less well than all the other options except LTO-LFP. C-LNCA has the highest specific energy at 102 Wh/kg (C-LNMC 92 Wh/kg). In addition, C-LNCA requires less cobalt, lithium and graphite than C-LNMC. C-LNCA is therefore to be preferred over C-LNMC.

Hydrogen storage systems

A similar approach was applied to the analysis of hydrogen storage systems. Of relevance here is the comparison of the two types of electrolysis: PEM and alkaline. The two types are used both in stationary long-term storage systems and in mobile hydrogen chains. Table 6 shows the criteria used in the summary of characteristics.

Table 6: Overview of selected criteria for alkaline and PEM electrolysis

Criterion	Unit	Alkaline electrolysis	PEM electrolysis
Efficiency 2030	kWh/kg H ₂	50	47
Efficiency 2030	Rating	0	+
Costs – current	euro/kW	1100	2090
Costs – 2030	euro/kW	580	760
Costs – current	euro/kg H ₂	2.7 – 5.0	3.5 – 7.6
Costs – 2030	euro/kg H ₂	2.6 – 3.3	2.7 – 3.3
Costs	Rating	+	0
Demand relevance	Number of “demand-relevant” raw materials	2	3
Demand relevance	ESS share of world production	Co 0.045%; Ni 0.94%	Ir 140.4%; Pt 2.8%; Ti 0.027%
Demand relevance	Rating	+	-
Recycling efficiency		Co 95%; Ni 95%	Co 98%; Ni 98%
Recycling efficiency	Rating	+	+
Environmental relevance	kW*QT-I	30,303,030	infinite
Environmental relevance	kW*QT-I	H351	
Environmental relevance	Rating	0	+
GHG	kg CO ₂ eq/kW	91	43
GHG	Rating	-	+

In the light of the scope and assumptions of the present project, it is evident that PEM electrolysis has advantages in terms of functional criteria (efficiency and specific energy). On the other hand, alkaline electrolysis has clear advantages in terms of resource-related criteria (demand relevance, substitution and substitutability). In relation to the environmental criterion of GHG emissions, though, PEM electrolysis scores better; it also scores somewhat better in relation to environmental relevance. By con-

trast, alkaline electrolysis rates somewhat better in terms of cost. There are no relevant differences between the two systems on the other criteria of recycling efficiency, safety and life.

Recommendations

Drawing on the various analyses performed for this study, recommendations for action in relation to innovative ESS have been drawn up; some of these recommendations are presented below. They address resource-related issues with a view to reducing the supply risk of demand-relevant raw materials. Another aspect of this is ensuring that recycling takes place and that it involves high-grade recovery.

Flexibility options in connection with the supply of electricity

The innovative ESS considered in the project can help to meet the increasing need for flexibility in the electricity system that arises from the expansion of wind and solar energy, which are fluctuating renewables. Flexibility involves being able to match the generation and consumption of energy when they occur at different times. The extent to which ESS are used depends first on the demand for flexibility and secondly on the use made of other options for providing flexibility.

A general recommendation is that attempts should first be made to reduce the need for flexibility. For example, the demand for flexibility may be increased beyond the extent envisaged in this project if a consumer with a PV system and a battery stores his PV electricity before using it himself later. However, storage would not have been necessary if this electricity, instead of being stored, were used to meet a concurrent demand elsewhere. If individual consumers install and use batteries to maximise their use of self-generated electricity, more batteries will be needed overall than in a situation in which the solar electricity is fed into the grid (Fraunhofer ISE 2013). If the aim is to reduce the need for flexibility, the market should be organised in a way that enables flexibility to be as large-scale as possible. The funding programme for decentralised energy storage of the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2013), which supports investment in battery storage systems linked to photovoltaic installations, has the opposite intention.

We recommend that in the introduction and design of subsidy programmes of this sort greater emphasis is placed on the resulting resource requirements as explored in the present study.

Various options are available for covering the remaining need for flexibility. They include – in addition to the innovative ESS that have been considered – load management, other storage options, increasing power plant flexibility and expanding the grid. The debate currently focuses on reducing the demand for flexibility at the lowest possible cost or alternatively on reducing the planned expansion of the grid. This requires comprehensive analysis of all options, with assessment of all aspects: environmental impacts and resource-related issues must be considered and compared in addition to costs. It is also important to explore options such as load management, which enables some flexibility to be provided without the need to install extensive additional hardware.

For the innovative ESS that have been considered it is recommended that conditions are organised in a way that enables the installed capacity to be utilised as fully as possible – in other words, the number of full-load hours should be as high as possible. In addition, research should be undertaken to clarify how the storage systems can be used in different markets and how they can be used by grid operators in ways that will reduce or at least slow down the need for grid expansion. The use of storage systems by grid operators is an issue that must be addressed mainly by the regulatory authorities.

For example, a far more important function for electrolyzers than providing flexibility for the electricity system will be making renewable energy available to other sectors (transport, industry, etc.). This will enable far higher full-load hours to be achieved.

Battery recycling

Like the flexibility options in the stationary electricity sector, the recycling of ESS is an issue of fundamental importance in relation to reducing the supply risk of demand-relevant materials and conserving natural resources. In general, obtaining secondary raw materials from recycling has lower environmental impacts than the extraction of primary raw materials.

An important recommendation on the basis of the scenario assumptions in this study is that by 2025-2030 larger recycling facilities for Li-ion batteries from the mobility sector in Germany and the EU should be set up and the infrastructure for the collection of such batteries should be expanded (see Section 8.1.4.) This does not take into account the existing relevant and steadily increasing need for the recycling of Li-ion batteries from laptops, e-bikes, local storage of electricity from PV installations, etc., since these applications fall outside the scope of this study. There is thus an urgent need to develop or refine industrial processes for recycling Li-ion batteries.

Despite the currently low market prices of lithium compounds, the recovery of lithium is a desirable goal from an environmental and resource perspective, especially in view of the predicted sharp rise in demand for electromobility applications. In addition it is foreseeable that as a result of technological developments in relation to the composition of electrodes – in particular reduction or elimination of cobalt content – and reduction in the revenue from recycling, recycling will cease to be cost-effective (see Section 8.1.1.3). It is therefore essential that incentive systems and legal support are put in place as described below in order to ensure that there is a stable collection and recycling infrastructure.

Collection targets and recycling efficiencies for end-of-life industrial batteries

In principle the existing EU-wide regulatory regime is already applicable to the collection of the ESS considered here insofar as end-of-life industrial batteries are concerned. **It is recommended that a collection target for industrial batteries from the electromobility sector is explicitly specified** (see Section 8.1.4). This is appropriate in view of the possible export of electric vehicles, especially hybrid vehicles. A separate collection target is also appropriate in the light of the expected future importance of electromobility per se and of li-ion batteries used in electromobility. Another factor is that the **revenue from the recycling of Li-ion batteries will not cover the associated costs**. The collection target would need to apply to all vehicles containing Li-ion batteries registered in Germany. The collection target must be introduced throughout the EU.

To ensure that the recycling capacities that are set up receive sufficient mass flows, a compulsory deposit on industrial batteries in the electromobility sector should be considered. In relation to the possible export of electric and hybrid vehicles that has already been mentioned, a deposit system provides an important incentive for the return of li-ion batteries for recycling in Germany or the EU (see Section 8.1.4). A deposit system with associated documentation and monitoring also makes it easier to record the final destination of Li-ion batteries. It is well-known that there is a major discrepancy between the number of vehicles deregistered annually in Germany and the number of end-of-life vehicles sent to recycling. A similar situation is expected to arise, or certainly cannot be excluded, in connection with the recycling of end-of-life electric vehicles and Li-ion batteries. A deposit system with associated documentation can help to remedy this discrepancy.

For “other batteries” – which include the Li-ion batteries considered here and end-of-life industrial batteries – the Battery Directive specifies a recycling efficiency of 50%. This can be achieved without the recovery of lithium.

It is therefore recommended that a recycling efficiency for Li-ion batteries that is as high as possible and linked to the capacity of future recycling processes is legally specified (Battery Directive) throughout the EU. It would be useful to specify both a recycling efficiency for batteries

as a whole and specific recycling efficiency values for individual materials such as lithium, cobalt and nickel (see Section 8.1.4). The existing minimum efficiency criteria in Article 12(4) in conjunction with Annex III Part B of the Battery Directive should be amended to cover Li-ion batteries.

Electrolysers and fuel cells

Electrolysers and fuel cells contain large amounts of important and recyclable materials. These are not covered by any collection targets or recycling requirements under the Battery Directive or the German Batteries Act, because they are not classed as batteries. Neither are they covered by the WEEE Directives or the German Electrical Equipment Act (ElektroG, see Section 4.3.4), because electrolysers and fuel cells do not fall into any of the categories under ElektroG. Under the new ElektroG, if electrolysers/fuel cells are “large-scale fixed installations” under Article 2(2)6, they are excluded from the requirements of the act. Fuel cells in hydrogen vehicles are excluded from ElektroG (Article 2(2)7). For the sake of legal certainty in connection with electrolysers and other installations, it is therefore recommended that the definition of “large-scale fixed installation” is clarified.

Collection targets and recycling efficiencies similar to those for batteries should be introduced for electrolysers and fuel cells, e.g. by including them in the WEEE Directive, in ElektroG or in a separate regulation. Because it is not possible to assess when the hydrogen systems considered here will come onto the market, it is recommended that further developments continue to be monitored.

Concluding recommendation

The potential high demand for materials that this study has shown as likely to arise, in particular in connection with future expansion of storage capacities in the mobility sector, underlines once again the necessity of a comprehensive raw materials policy. All relevant stakeholders must together assume responsibility for developing and implementing a sustainable resource policy that addresses all three pillars of sustainability: economic, environmental and social. A raw materials strategy of this sort must encompass the entire resource chain from the country of extraction via the use of the raw materials to recycling and disposal in Germany.

1 Einleitung

Die effiziente und intelligente Speicherung größerer Mengen elektrischer Energie ist eindeutig als Kernelement einer erfolgreichen Umsetzung der deutschen Energiewende in die Praxis identifiziert worden. Neben konventionellen Optionen zur Energiespeicherung wie z. B. Pumpspeicherwerke, die in Deutschland aufgrund natürlicher Gegebenheiten limitiert sind, rücken innovative Speichertechnologien wie neue Batterietypen mit hoher Energiedichte oder Wasserstoff in Verbindung mit Brennstoffzellen in den Mittelpunkt der Diskussionen.

Im deutschen Stromnetz werden kurzfristige Lastschwankungen gegenwärtig über die Rollreserve und über Pumpspeicherkraftwerke abgebildet. Die deutschen Pumpspeicherkraftwerke haben eine kumulierte Leistung von ca. 6,5 GW und eine Kapazität von ca. 40 GWh. Weitere Speicher wie Akkumulatoren oder Druckluftspeicher befinden sich in der Erprobungsphase. In Japan ist der Einsatz von Akkumulatoren zur Spitzenlastkappung und Lastverschiebung wesentlich weiter verbreitet. Hier werden vor allem Akkumulatoren vom Typ Natrium-Schwefel und vereinzelt vom Typ Redox-Flow eingesetzt.

Ebenso wie im Bereich Elektromobilität stellen sich für den Bereich Speichertechnologien für elektrische Energie Fragen hinsichtlich induzierter neuer Nachfrageschwerpunkte für spezifische Rohstoffe (Technologiemetalle wie z. B. Kobalt) und daraus ggf. folgender Auswirkungen auf die Umwelt (verstärkte Primärproduktion bestimmter Metalle usw.) und der Versorgungssicherheit. Aufgrund starker Preisanstiege bzw. starker Preisschwankungen für zahlreiche Rohstoffe ist in den letzten Jahren das Thema Rohstoffversorgung gerade im Hinblick auf die Entwicklung neuer Technologiefelder international stark in den Fokus gerückt. Zunehmende Monopolbildung durch einzelne Staaten (z. B. VR China bzgl. Seltene Erden und andere Rohstoffen) oder durch wenige Unternehmen hat gerade in Europa und im rohstoffarmen Deutschland inzwischen zu einer großen Sensibilität und Bereitschaft zu proaktivem Handeln (F+E-Aktivitäten usw.) bei diesen Fragen geführt.

Nicht zuletzt durch die Anforderungen des Themenfeldes Elektromobilität an Speichertechnologien für Energie wurden für Technologiefelder wie z. B. Lithium-Ionen-Batterien aber auch Brennstoffzellen ein erheblicher Schub an Forschungsaktivitäten von öffentlicher Hand und privaten Unternehmen ausgelöst. Die Entwicklung dieser innovativen Energiespeicher ist daher als ein hochdynamischer Prozess anzusehen, indem viele Einzeltechnologien parallel entwickelt, erprobt, z.T. bei Rückschlägen wieder verworfen oder im positiven Fall weiter verbessert werden.

Die Anforderungen für Energiespeicher zur Speicherung elektrischer Energie sind vielfältig. Für die Energiewende müssen sowohl auf lokaler, als auch regionaler und nationaler Ebene größere Speicherkapazitäten geschaffen werden; die Anforderungen an die Speichertechnologien können hier durchaus unterschiedlich sein. Wichtige generelle Anforderungen sind hervorragende technische Performance wie Speicherkapazität, effizientes Beladungs- und Entladungsverhalten, hohe Lebensdauer der Systeme ohne Funktionsverlust, hohes Sicherheitsniveau, geringe Wirkungsgradverluste, darstellbare Investitions- und Betriebskosten aber auch Umwelt- und Recyclinganforderungen hinsichtlich der verwendeten Komponenten der Speichertechnologien und der darin enthaltenen spezifischen Materialien wie wertvollen Technologiemetallen. So müssen bereits jetzt die rechtlichen und sonstigen Grundlagen für die spätere Verwertung bzw. Entsorgung der Materialien aus Speichertechnologien gelegt werden, wie dies z. B. gerade auch im Falle der Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Gange ist.

Im Hinblick auf die Umweltrelevanz sind auch besondere Aspekte hinsichtlich möglicher Gesundheits- und Umweltauswirkungen von Nanomaterialien zu betrachten, da Nanomaterialien gerade in der Weiterentwicklung der Batterie- und Brennstofftechnologien eine entscheidende Rolle spielen bzw. spielen werden.

Zielsetzung und Vorgehen

Generelles Ziel des Vorhabens ist flankierend zur Energiewende frühzeitig den umwelt- und ressourcenbezogenen Handlungsbedarf zu ermitteln, der sich aus dem Einsatz an innovativen Speichersystemen für elektrische Energie aus Erneuerbaren Energien zukünftig ergeben wird. Im Projektrahmen werden Energiespeichersysteme (ESS) eingegrenzt auf Batteriespeicher und Wasserstoffspeichersysteme für die Umwandlung und die Nutzung gespeicherter Energie aus erneuerbaren Quellen untersucht.

Das zentrale Ziel des Vorhabens ist die zu erwartenden Rohstoffbedarfe der zukünftigen innovativen Energiespeichersysteme zu ermitteln und die Energiespeichersysteme anhand verschiedenster Kriterien hinsichtlich ihrer Umweltrelevanz und rohstoffwirtschaftlichen Bedeutung zu bewerten.

Vor dem Hintergrund der komplexen Ausgangslage und der umfangreichen Zielsetzung des Vorhabens sind im Projektrahmen eine Vielzahl unterschiedlicher Aufgaben durchgeführt worden. Nachfolgend sind die wichtigsten Arbeitsschritte des Projekts aufgelistet:

- ▶ Auswahl und ausführliche Analyse der innovativen Energiespeichersysteme (Funktionsweise, technische Eigenschaften und Kenndaten, Anwendungen, Zusammensetzung) (Kapitel 2 und 3),
- ▶ Überblick über die aktuelle Rechtslage im Zusammenhang mit Energiespeichersystemen (Kapitel 4),
- ▶ Ermittlung des zukünftigen Speicherbedarfs für Strom auf Basis eines 80 % erneuerbare Energien Szenarios (Kapitel 5),
- ▶ Schwerpunkt: Ermittlung des zukünftigen Materialbedarfs zum Aufbau der innovativen Energiespeichersysteme (Szenario zur stationären Stromversorgung und Szenarien zur Mobilität) (Kapitel 6),
- ▶ Schwerpunkt: Umfassende Bewertung der innovativen Energiespeichersysteme anhand der Kriterien Bedarfsrelevanz, Recycling, Umweltrelevanz, THG-Emissionen, Substitution, Wirkungsgrad und Kosten (Kapitel 7 bis 10),
- ▶ Empfehlungen zu den innovativen Energiespeichersystemen (Kapitel 11).

2 Einführung und Auswahl der ESS

Zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Energieversorgung kann erforderlich sein, Energie zu speichern. Energiespeicher müssen grundsätzlich nach der Speicheraufgabe differenziert werden. Hierbei muss zwischen folgenden Klassen von Speichern unterschieden werden:

- ▶ Sekunden bzw. Minutenspeicher sind Speicher, die für Regelaufgaben, zur Frequenzstabilisierung und Spitzenlastkappung eingesetzt werden. Hierbei wird in der Regel nur wenig Kapazität benötigt. Die Speicher werden häufig be- und entladen, allerdings wird für gewöhnlich nur ein Teil der installierten Kapazität zyklisiert. Die Schlüsselanforderungen für solche Speicher sind eine hohe Festigkeit gegenüber den geforderten "flachen Zyklen" und ein guter Lade-Entladewirkungsgrad.
- ▶ Kurzzeitspeicher sind Speicher zur Lastverschiebung, die Energie von lastarmen Perioden in Hochlastzeiten verschieben. Diese Speicher werden typischerweise einmal pro Tag zyklisiert. Die Schlüsselanforderungen sind hohe Festigkeit gegenüber Zyklisierung mit vollständiger Kapazitätsentnahme sowie hoher Lade-Entladewirkungsgrad.
- ▶ Langzeitspeicher sind Speicher zum saisonalen Lastausgleich, die Energie über längere Zeiträume speichern und bei Bedarf abgeben können. Die Schlüsselanforderung ist hier eine geringe Selbstentladung.

Die verschiedenen Speicher können auch nach der Art der Energiespeicherung unterschieden werden. In Sekunden bzw. Minutenspeichern findet die Energiespeicherung häufig ohne Stoffumwandlung in elektrischen Feldern (Kondensator) oder Magnetfeldern (z. B. supraleitende Spulen) statt. Für längere Speicherdauern kommen für gewöhnlich Speicher zum Einsatz, bei denen eine stoffliche Umwandlung der Speichermaterialien erfolgt. Für Kurzzeitspeicher mit Speicherdauern von Stunden bis Tagen eignen sich besonders Akkumulatoren. Für die Langzeitspeicherung über Wochen und Monate, ist die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan aus erneuerbaren Energien vorteilhaft. Die Festlegung der innovativen ESS, die in der hier vorliegenden Studie betrachtet werden, wird in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Ein grafischer Vergleich der einzelnen ESS und der konventionellen Speicher wird in Kapitel 2.4 gegeben.

2.1 Batteriespeicher

Folgende innovativen Batteriespeicher (Kurzzeitspeicher) sind Gegenstand der vorliegenden Studie und werden detailliert untersucht:

1. Blei-Akkumulatoren (konventioneller Benchmark)
2. Lithium-Ionen C - LNMC/LMO: (Kohlenstoff – Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid/Manganoxid)
3. Lithium-Ionen C-LNMC/LNCA :
(Kohlenstoff - Lithium-Nickel-Mangan-Cobaltoxid/Manganoxid/Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid))
4. Lithium-Ionen [C – LFP]:
Kohlenstoff – Lithium-Eisenphosphat
5. Lithium-Ionen TiO – LFP:
Titanoxid – Lithium-Eisenphosphat
6. Natrium-Schwefel
7. Redox-Flow mit wässrig-sauren Elektrolyten (Vanadium-Vanadium)
8. Redox-Flow mit wässrig-sauren Elektrolyten (Eisen-Chrom)
9. Zink-Luft

Folgende Batteriespeicher werden aufgrund nachfolgender Begründung nicht betrachtet.

Tabelle 2-1: Bewertung Batteriespeicher außerhalb der ausgewählten ESS

Energiespeichersystem	Bewertung
Redox-Flow (Polysulfid-Brom und andere halogenhaltige Batterietypen):	Halogenhaltige Batterietypen (Polysulfid-Brom, Vanadium-Brom, Zink-Brom bzw. Zink-Chlor) haben einen im Vergleich zum Vanadium-Vanadium-System bzw. Eisen-Chrom System erheblichen Entwicklungsrückstand.
Lithium-Luft:	Noch sind für eine vertiefte Analyse zu viele technologische Herausforderungen nicht gelöst.
Lithium-Schwefel:	In der Entwicklung etwas weiter als Lithium-Luft-Batterien. Dennoch werden sie im Fahrzeug frühestens in 10 Jahren marktreif sein. Das Thema Lithium ist auch mit den anderen ausgewählten Lithium-Ionen-Batterien ausführlich adressiert.
Nickel-Metallhydrid:	Auslaufende Technologie, die in den nächsten Jahren weitestgehend durch Lithium-Ionen-Akkus ersetzt wird.

2.2 Komponenten der Wasserstoffkette (Erzeugung, Speicherung, Rückverstromung)

Folgende Komponenten für saisonale Speicherung (Langzeitspeicher) werden in der vorliegenden Studie berücksichtigt und einer vertieften Betrachtung unterzogen:

- ▶ Wasserelektrolyse, alkalisch
- ▶ Wasserelektrolyse, PEM
- ▶ Wasserstoffspeicherung mittels Druckspeicherung
- ▶ Rückverstromung mittels PEM-Brennstoffzelle

Wasserstoffspeicherung mittels Hydridspeichern und Verstromung mittels Verbrennungsmotor werden in einem Exkurs kurz betrachtet. Nachfolgende Komponenten der Wasserstoffkette werden in der vorliegenden Studie nicht weiter berücksichtigt.

Tabelle 2-2: Bewertung der Komponenten der Wasserstoffkette außerhalb der ausgewählten ESS

Energiespeichersystem	Bewertung
Oxidkeramische Elektrolyseure:	Oxidkeramische Elektrolyseure sind vorteilhaft, sofern eine Quelle von Hochtemperaturwärme zur Verfügung steht. Für die dezentrale Elektrolyse fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien ist dies in der Regel nicht zu erwarten. Die Betrachtung der Wasserelektrolyse wird daher auf Niedertemperaturtechnologien beschränkt.
H₂-Speicherung mittels Verflüssigung:	Wasserstoffverflüssigung ist ein sehr energieaufwändiger Prozess, der idealerweise kontinuierlich in Großanlagen erfolgt. Die dezentrale Erzeugung von Wasserstoff und dessen Transport zur Verflüssigungsanlage würden voraussichtlich den Aufbau einer zum Verflüssiger führenden Pipeline-Infrastruktur oder den Ausbau entsprechender elektrischer Netze zu einem beim Verflüssiger stehenden „Zentral-elektrolyseur“ erfordern. Aus heutiger Sicht erscheint dies kurz- und mittelfristig nicht attraktiv.
Niedertemperaturhydride (AB₂, AB₅)	Die Speicherkapazität der Niedertemperatur-Metallhydride vom Typ AB ₅ und AB ₂ ist für stationäre Speicher zu gering und die Kosten sind mit hoher Wahrscheinlichkeit zu hoch.
SOFC-Brennstoffzelle:	Die oxidkeramischen Brennstoffzellen (SOFC) arbeiten bei hohen Temperaturen, bei denen aus thermodynamischen Gründen der Wirkungsgrad bereits so weit reduziert ist, dass Niedertemperatur-Brennstoffzellen wie die PEM-FC vergleichbare Werte erreichen. Außerdem kann davon ausgegangen werden, dass PEM-FC für die Anwendung in der Fahrzeugtechnik entwickelt werden und daher als kostengünstige Alternative für saisonale Speicheranwendungen zur Verfügung stehen werden.
Alkalische Brennstoffzelle	Alkalische Brennstoffzellen sind als Niedertemperaturtechnologie für die Verstromung von reinem Wasserstoff geeignet. Im Vergleich zu PEM-FC wird die Technologie nicht mit Nachdruck entwickelt, da die voraussichtlich erreichbare Leistungsdichte deutlich hinter der PEM-Brennstoffzelle zurückbleibt. Aus diesem Grund ist, trotz vergleichsweise preiswerten Rohmaterialien, keine mit der PEM-FC vergleichbare Kostensenkung durch Massenproduktion zu erwarten. Es steht daher zu erwarten, dass die Preise für alkalische Brennstoffzellensysteme höher bleiben als die von PEM-Brennstoffzellen in Massenproduktion.

Energiespeichersystem	Bewertung
Hydrierung organischer Verbindungen	Aus heutiger Sicht wird die Hydrierung / Dehydrierung organischer Verbindungen kurz- und mittelfristig keine große Bedeutung zur Speicherung von Wasserstoff erlangen.
Direkte Einspeisung ins Erdgasnetz	Die direkte Einspeisung ins Erdgasnetz setzt auf bereits vorhandene Infrastruktur auf.

2.3 Sekunden- und Minutenspeicher

Sekunden- und Minutenspeicher werden als nicht mengenrelevant erachtet und daher im Rahmen der Studie nicht vertiefend betrachtet. Der Einsatz wird auch weniger die Netzebene sein, sondern die Anlagenebene. Um dennoch die Relevanz hinsichtlich möglicher Umweltfaktoren zu prüfen, werden die Supercaps (Superkondensatoren) im Rahmen eines Exkurses untersucht (vgl. Kapitel 3.11).

Supraleitende Magnete werden nicht vertieft betrachtet. Begründung: Die Aufrechterhaltung der für Supraleitung erforderlichen tiefen Temperaturen führt zu einem hohen parasitären Energieaufwand, der die Speichereffizienz stark reduziert. Supraleitende Spulen sind daher eher für Forschungszwecke tauglich, bei denen hohe Pulsleistungen erforderlich sind, als für kommerzielle Einsätze in der Energietechnik.

2.4 Vergleich der Energiespeichertechnologien

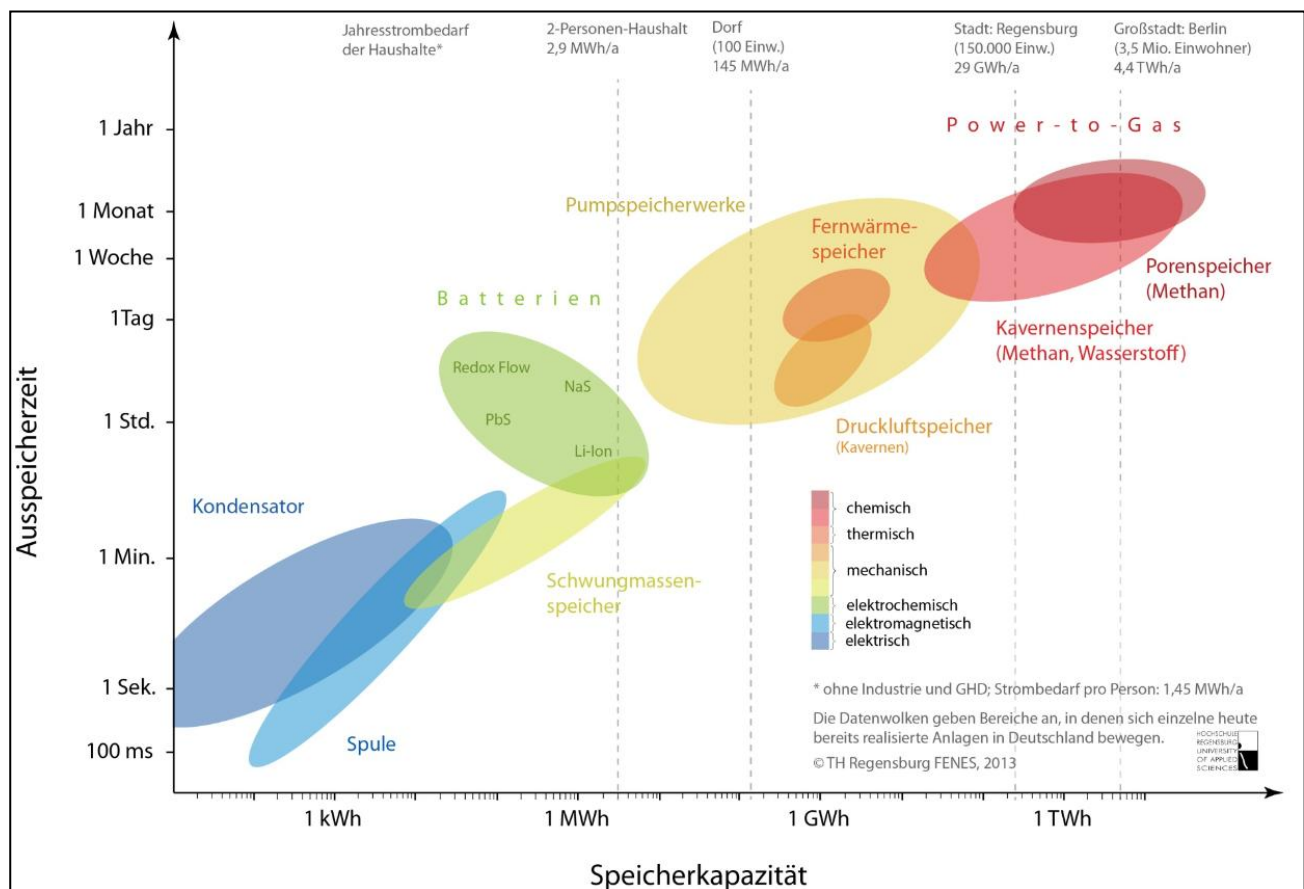
Bei der vergleichenden Darstellung der Energiespeichertechnologien handelt es sich einerseits um die im Projekt näher betrachteten innovativen Energiespeichersysteme und andererseits um konventionelle Speicherlösungen. Zu den innovativen Energiespeichersystemen zählen vor allem verschiedene Batteriespeicher sowie die Wasserstoff- und Methanherzeugung. Bei den konventionellen Speichern handelt es sich in erster Linie um Pumpspeicherwerke, aber auch um Druckluftspeicher.

Für diese Technologien werden im Folgenden technologiespezifische Parameter aufgeführt und, soweit möglich, grafisch dargestellt.

Die folgenden Vergleiche der verschiedenen Energiespeichersysteme lassen die Schlussfolgerung zu, dass innovative Energiespeichersysteme den bisherigen Technologiepark ergänzen, einerseits durch kleine Speicher mit hohen Energiedichten und andererseits durch Technologien zur langfristigen Speicherung von Elektrizität.

In Abbildung 2-1 sind mögliche Kombinationen von Ausspeicherzeit und Speicherkapazität verschiedener Speichertechnologien dargestellt. Die farbigen Bereiche der einzelnen Technologien stellen die möglichen Kombinationen von Ausspeicherzeit und Speicherkapazität der einzelnen Technologien dar.

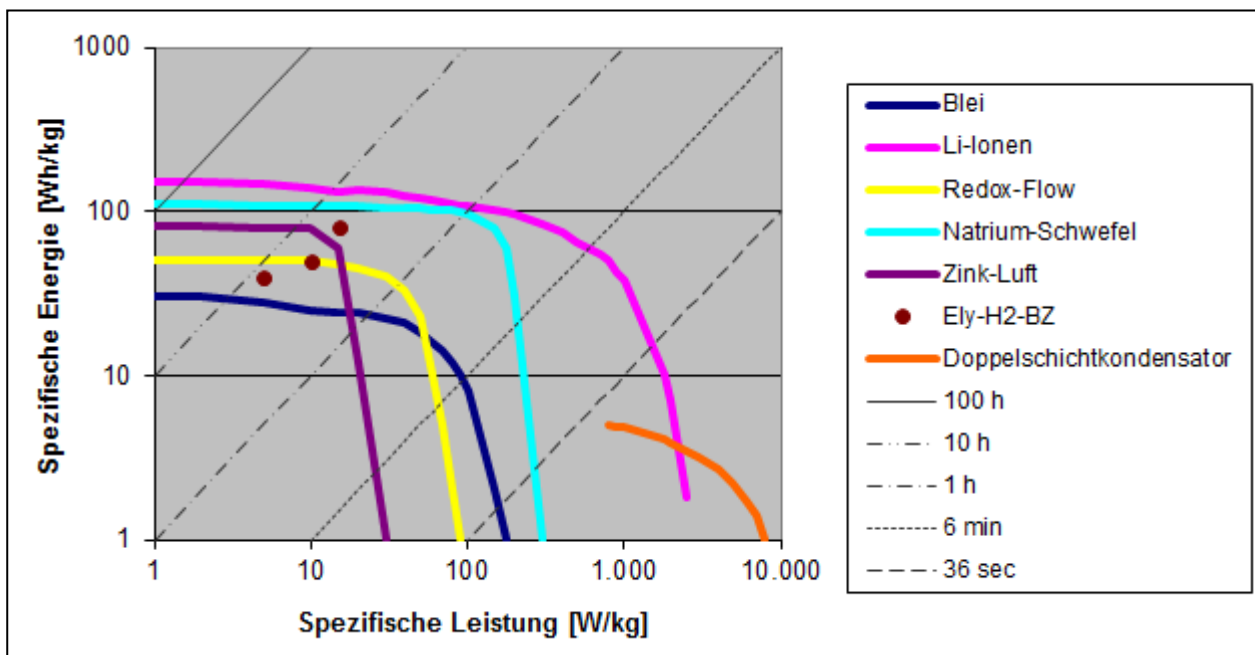
Abbildung 2-1: Vergleich der Ausspeicherzeit und der Speicherkapazität heutiger und zukünftiger Energiespeichersysteme.



Sterner (2013): 19.

Diese Darstellungsform lässt Schlüsse über eine mögliche Verwendung der betrachteten Technologien zu. So sind Technologien zu finden, die eine geringe Speicherkapazität haben und ihre Leistung nur über einen kurzen Zeitraum abgeben können (Kondensatoren, Spulen, Schwungmassespeicher) sowie Technologien, die sich hier im mittleren (Pumpspeicherkraftwerke, Fernwärmespeicher, Druckluftspeicher) und langfristigen Bereich befinden (Kavernenspeicher, Porenspeicher in Verbindung mit Power-to-Gas).

Abbildung 2-2: Ragone-Diagramm der betrachteten innovativen Batteriespeichertechnologien³. (eigene Darstellung)



Eine ähnliche Darstellungsform stellt das Ragone-Diagramm dar, hier allerdings bezogen auf die Energie- bzw. Leistungsdichte. Es ermöglicht den Vergleich verschiedener Speichersysteme, insbesondere Batteriesysteme. Im Zentrum der Darstellung steht, welche Kombinationen von spezifischer Energie und spezifischer Leistung für die einzelnen Technologien möglich sind. Die technischen Parameter beziehen sich hierbei auf ein Kilogramm der betreffenden Technologie, um eine Vergleichbarkeit der dargestellten Parameter zu ermöglichen. Daraus lassen sich auch mögliche Verwendungszwecke der betrachteten Systeme ablesen, zum Beispiel mobile oder stationäre Einsatzbereiche. Die diagonalen Linien zeigen die Zeit, die jeweils für eine vollständige Entladung nötig ist. Diese ergibt sich, indem die spezifische Energie durch die spezifische Leistung dividiert wird.

In Abbildung 2-2 sind die in dieser Studie betrachteten innovativen Batteriespeicher dargestellt. Es ist zu erkennen, dass jeweils unterschiedliche Energie- bzw. Leistungsdichten realisierbar sind, ebenso wie unterschiedliche Kombinationen aus diesen beiden Parametern. So ist zum Beispiel eine Lithium-Ionen Batterie in der Lage, eine relativ große Energiemenge zu speichern, die sowohl bei kleinen als auch bei relativ großen Leistungen entladen werden kann. Eine Zink-Luft Batterie hingegen kann ähnliche Energiemengen speichern, allerdings nur bei relativ geringen Leistungen. Zur kurzfristigen Entladung relativ kleiner Energiemengen bei hoher Leistung erscheinen Doppelschichtkondensatoren als besonders geeignet.

³ Ely-H2-BZ ist die Abkürzung für Elektrolyse-Wasserstoff-Brennstoffzellen.

Tabelle 2-3: Vergleich von typischen Energiedichten (kWh/m³) verschiedener Speichermedien.

Energie	Speichersystem	Elektrische/thermische Energie	Energiedichte
Speicherung mechanischer Energie	Potenzielle Energie (z. B. Pumpspeicherkraftwerk mit einem Höhenunterschied von 360m)	Elektrische Energie	1
	Kinetische Energie (z. B. Schwungräder)	Elektrische Energie	10
Speicherung elektrischer Energie	Elektrostatische Felder (Kondensatoren)	Elektrische Energie	10
	Elektromagnetische Felder (Spulen)	Elektrische Energie	10
Elektrochemische Speichersysteme	Blei-Säure-Batterie	Elektrische Energie	100
	Lithium-Ionen-Batterie	Elektrische Energie	500
Speicherung thermischer Energie	Sensible Wärme (z. B. mit Wasser)	Thermische Energie	116
	Phasenübergang (z. B. von Wasser zu Dampf)	Thermische Energie	636
Speicherung chemischer Energie	Flüssiger Wasserstoff	Thermische Energie	2400
	Benzin	Thermische Energie	8500

Fuchs et al. (2012) S. 19

Neben massespezifischen Parametern eignen sich auch volumenspezifische Parameter dazu, die verschiedenen Speichertechnologien zu vergleichen und daraus Aussagen über die möglichen Verwendungsformen von Technologien und Speicherarten abzuleiten. Hier ist auch ein besserer Vergleich zwischen den im Projekt betrachteten innovativen Speichertechnologien und konventionellen Speichertechnologien möglich. Die Energiedichte in kWh/m³ einer Speichertechnologie oder eines Brennstoffs beschreibt, wie groß die maximale Energiemenge ist, die in einem Kubikmeter der betreffenden Speicherart gespeichert werden kann. So führt die geringe Energiedichte bei Pumpspeicherkraftwerken zu einem hohen Flächenverbrauch. Eine qualitative Übersicht zur Eignung der einzelnen innovativen ESS für die genannten Einsatzfelder ist in Tabelle 2-4 zu sehen.

Tabelle 2-4: Prinzipielle Eignung von Energiespeichersystemen für die angesprochenen Einsatzfelder

	Regelaufgaben und Spitzenlastkappung (Sekunden / Minuten-speicher)	Lastverschiebung (Kurzzeitspeicher)	Saisonaler Lastausgleich (Langzeitspeicher)
Blei-Säure-Akkumulatoren	3	3	1
Lithium-Ionen-Akkumulatoren	3	3	2
Natrium-Schwefel Akkumulatoren	3	3	1
Redox-Flow Systeme	3	3	1
Zink-Luft-Akkumulatoren	2	3	1
Wasserstoff basierte Systeme	1	1	3

1: nicht optimal für die Anwendung geeignet

2: grundsätzlich geeignet

3: gut geeignet

Eigene Einschätzung ZSW

3 Analyse der ausgewählten innovativen ESS

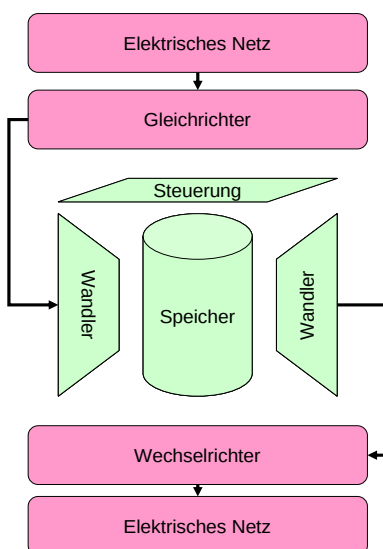
3.1 Systemgrenze und funktionelle Einheit

Zur Speicherung in Akkumulatoren oder in Form von Wasserstoff wird elektrische Energie aus dem Netz entnommen und über einen Gleichrichter in Spannungslage und Stromstärke zur Speicherung aufbereitet. Das Speichersystem selbst besteht prinzipiell aus drei Hauptkomponenten, der Wandlereinheit, die elektrische Energie in eine stofflich speicherfähige Form überführt, dem eigentlichen Speicher für die energiereichen Stoffe und der Wandlereinheit, welche die energiereichen Verbindungen wieder in elektrischer Energie überführt. Dazu gehören fallweise Steuerungs- und Regelungseinheiten sowie weitere Nebenaggregate, die Wärmemanagement, Stoffzuführung oder Sicherheitsfunktionen übernehmen. Anschließend wird die elektrische Energie über einen Wechselrichter wieder dem elektrischen Netz zugeführt. Abbildung 3-1 zeigt den schematischen Aufbau dieser Speicherkette.

Die folgenden Ausführungen zum Stoffinventar der betrachteten Speicher beschränken sich auf das eigentliche Speichersystem einschließlich Gehäuse, Steuerungs- und Regelungstechnik und sonstiger verfahrenstechnisch notwendigen Nebenaggregaten.

Gleichrichter und Wechselrichter werden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet. Denn zum einen sind für alle Akkumulatoren und Wasserstofftechnik beinhaltenden Speicheroptionen gleichermaßen erforderlich, so dass ein gleichbleibender Stoffbedarf angenommen werden kann. Außerdem hängt die Auslegung der Wandlereinheit auch stark vom konkreten Anwendungsfall ab. Die Wandler in einem Elektrofahrzeug haben beispielsweise ganz andere Aufgaben zu erfüllen als die von stationären Speichern.

Abbildung 3-1: Schematischer Aufbau eines Energiespeichers basierend auf Akkumulatoren bzw. Wasserstofftechnik (eigene Darstellung ZSW)



Als Steuerungs- und Regelungseinheit wird eine Industriesteuerung angenommen. Der Steuerungs- und Regelungsaufwand ist bei den betrachteten Systemen ebenfalls sehr ähnlich, kann jedoch bei Bleiakkumulatoren weitgehend vernachlässigt werden, während die sonstigen behandelten Akkumulatoren und die Wasserstofftechnologie auf eine aktive Steuerung und Regelung angewiesen sind. Im Fall von Redox-Flow- sowie Metall-Luft-Akkumulatoren und den einzelnen Bestandteilen der Wasserstoffspeicherkette müssen zusätzlich Nebenaggregate wie Ventile, Pumpen, Kühler etc. be-

dient werden. Die dafür erforderliche Leistungselektronik wird durch einen verdoppelten Aufwand bei der Steuerung angenähert.

Zur besseren Vergleichbarkeit der Batteriespeichersysteme wird der jeweilige Stoffbedarf für einen Speicher mit einer Kapazität von 20 kWh als funktionelle Einheit dargestellt. Der angenommene Speicher soll dabei eine Mindestleistung von 4 kW erbringen. Dies entspricht dem in der VDE-Studie (vgl. Kapitel 5) angenommenen Verhältnis von Energie zu Leistung von 5:1. Sollte die spezifische Leistung des Speichers zu gering sein, wird die Kapazität des Speichersystems bis zum Erreichen einer Mindestleistung von 4 kW vergrößert. Die funktionelle Einheit von 20 kWh entspricht einer typischen Traktionsbatterie in Elektrofahrzeugen.

Bei den Wasserstoffsystemen wird technologiebedingt mit einer deutlich höheren funktionellen Einheit der Speicherkapazität von 360 kWh gearbeitet. Die Analyse der Energiespeicheroptionen hat gezeigt, dass die Batteriespeicher vor allem in der Elektromobilität eingesetzt werden und nur in kleinem Umfang in stationären Anwendungen. Beim Wasserstoff ist es umgekehrt. Dort wird die stationäre Anwendung eine deutlich größere Rolle spielen als die Anwendungen in der Mobilität. Da die stationären Anwendungen im Megawatt-Bereich zu erwarten sind, ist es sinnvoll, hier eine größere funktionelle Einheit zu verwenden.

In der Praxis werden auch die Optionen Batterie- oder Wasserstoffspeicherung nicht als konkurrierende Technologien eingesetzt werden, sondern sinnvoll Ergänzungen darstellen und unterschiedliche Anwendungsfelder bedienen.

Aus Wirkungsgradbetrachtungen sind Akkumulatoren eher für die Lastverschiebung bzw. dem Lastausgleich im Stundenbereich geeignet. Wasserstofftechnologien sind aufgrund der beträchtlichen Speicherverluste und der praktisch verlustfreien Speicherung eher für die Langzeitspeicherung geeignet.

In den folgenden Kapiteln werden die ausgewählten für die Studie relevanten innovativen ESS, d. h. Batterien (Kurzzeitspeicher) und Wasserstoffsysteme (Langzeitspeicher), im Detail vorgestellt und untersucht. Ein zusammenfassender tabellarischer Vergleich der wichtigsten Kenndaten findet sich im Anhang in Kapitel 12.1.

3.2 Blei-Säure-Akkumulatoren als Referenzoption

Blei-Akkumulatoren befinden sich seit über 100 Jahren im technischen Einsatz. Batteriegrößen, Bauarten und Kapazitäten sind vom vorgesehenen Einsatz abhängig. Der Markt teilt sich gegenwärtig in etwa 50 % für Starterbatterien, 25 % für stationäre Anwendungen wie netzferne Stromversorgungen und 25 % für industrielle Traktionsbatterien wie zum Beispiel Gabelstapler auf. Infolge der vergleichsweise geringen spezifischen Energie und der ebenfalls geringen Zyklenfestigkeit bei tiefer Zyklierung werden sich für Blei-Säure-Akkumulatoren voraussichtlich keine zusätzlichen Märkte wie zum Beispiel in der Elektromobilität für Blei-Säure-Akkumulatoren auf tun.

Aufgrund der großen Erfahrung mit Bleiakkulatoren als stationäre Speicher wurden diese als Referenztechnologie für Akkumulatoren als Kurzzeitspeicher und Speicher zur Lastverschiebung gewählt.

3.2.1 Funktionsweise

Die Zellreaktionen von Blei-Säure-Akkumulatoren basieren auf Bleiverbindungen mit verschiedenen formalen Oxidationsstufen. Als Elektrolyt dient Schwefelsäure. Beim Laden wird Bleisulfat am positiven Pol unter Freisetzung von Protonen und Sulfationen zu Bleidioxid oxidiert, während am negativen Pol Bleisulfat zu Blei und einem Sulfation reduziert wird. Beim Entladen verlaufen die Reaktionen in umgekehrter Richtung. Schwefelsäure nimmt an der Zellreaktion teil, das heißt die Elektrolytkonzentration verändert sich proportional zum Ladezustand.

Positive Elektrode: $\text{PbO}_2 + 4 \text{H}^+ + \text{SO}_4^{2-} + 2\text{e}^- \leftrightarrow \text{PbSO}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$

Negative Elektrode: $\text{Pb} + \text{SO}_4^{2-} \leftrightarrow \text{PbSO}_4 + 2 \text{e}^-$

Die Zellspannung beträgt ca. 2 V. Sie ist abhängig vom Ladezustand und von der Säurekonzentration. Die Spannung des Blei-Säure-Akkumulators übersteigt damit den Stabilitätsbereich von Wasser, welches langsam zersetzt wird und so zur Selbstentladung beiträgt. Der mit der Elektrolytzersetzung einhergehende Wasserverlust muss im Betrieb ausgeglichen werden. Dies kann je nach Ausführungsform durch regelmäßige Zugabe von Wasser von außen oder durch Rekombination im Inneren des Zellgehäuses erfolgen.

Bei Zellen mit flüssigem Elektrolyten kann bei längerem Stehen eine Entmischung des Elektrolyten stattfinden, wobei sich die spezifisch schwerere Schwefelsäure im unteren Bereich der Zelle anreichert. Die sogenannte Säureschichtung führt zur Ausbildung von Potenzialdifferenzen entlang der Elektrode, die durch Ausgleichsströme kompensiert werden, was ebenfalls zur Selbstentladung von Blei-Säure-Akkumulatoren beiträgt.

3.2.2 Kenndaten

Um die verschiedenen Anwendungsfelder zu bedienen, sind Blei-Säure-Akkumulatoren am Markt in einem breiten Kapazitätsbereich und einer Vielzahl von Ausführungsformen erhältlich.

Tabelle 3-1: Ungefähre Kenndaten für Blei-Säure-Akkumulatoren

Spezifische Energie ⁴ [Wh·kg ⁻¹]	Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	Zyklusfestigkeit bis zur Unterschreitung von 80% Nennkapazität	Wirkungsgrad [%]	Selbstentladung [% pro Monat]
25 – 45	100 - 300 Spezialbatterien bis 800	Industriebatterien bis 1 500	75 % - 85 %	3 - 5

3.2.3 Anwendungen und Ausführungsformen

Blei-Säure-Akkumulatoren sind in vielen Anwendungen etabliert. Sie sind quasi Standard als Starterakkumulatoren für Fahrzeuge, für Traktionsbatterien im innerbetrieblichen Transport mittels Gabelstapler, Elektrokarren etc. sowie für Notstrom-Anwendungen sowie als preiswerte Batteriespeicher für die Solartechnik. Als Großbatterien wurden Blei-Säure-Akkumulatoren zur Netzstabilisierung z. B. in Berlin oder in Hamm eingesetzt.

Blei-Säure-Akkumulatoren sind die derzeit kostengünstigste Alternative für Batteriespeicher in den genannten Anwendungsfällen. Abhängig von der Bauform sind Blei-Säure-Akkumulatoren im Einsatz sehr robust. Es existiert ein beträchtlicher Erfahrungsschatz in verschiedensten Einsatzfeldern.

Man unterscheidet für stationäre Kurzzeitspeicher grundsätzlich drei Ausführungsformen:

- Geschlossene Akkumulatoren mit flüssigem Elektrolyt⁵

⁴ spezifische Energie: Energiegehalt des Speichers normiert auf die Speichermasse [Wh·kg⁻¹]

⁵ Der Elektrolyt liegt frei in flüssiger Phase vor. Die Zelle ist drucklos und nur mit einem nicht gasdichten Stopfen verschlossen, der die beim Laden bzw. bei der Selbstentladung entstehenden Gase aus der Zelle passieren lässt. -Diese Ausführung ist nur noch bei Akkumulatoren mit großen Kapazitäten (> 200Ah) gebräuchlich. Im angelsächsischen Sprachraum spricht man von Vented Lead Acid Batteries (VLA)

- ▶ Verschlussene Akkumulatoren mit Gelelektrolyt⁶
- ▶ Verschlussene Akkumulatoren mit Vlieselektrolyt⁷

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist die Gestaltung des Ableiters. Für gewöhnlich werden die Aktivmassen in einem Gitter aus Hartblei gehalten. In Spezialausführungen vor allem für stationäre und Transportanwendungen werden für die positive Elektrode sogenannte Röhrchen oder Panzerplatten verwendet. Das positive Aktivmaterial ist hier in röhrenförmigen Taschen verfüllt und wird durch Dornen aus Hartblei kontaktiert. Zellen mit Röhrchenplatten zeigen eine geringere Selbstentladung als Zellen mit Gitterplatten.

Tabelle 3-2: Bedeutendste Produzenten von Blei-Säure-Akkumulatoren⁸

Produzent	Herkunftsland
Oxide	USA
GS-Yuasa	Japan
Panasonic	Japan
Energys / Hawker	USA
Johnson Controls	USA
C&D Technology	USA
East Penn	USA
Hoppecke	Deutschland

3.2.4 Eigenschaften

Bedingt durch die physikalisch-chemischen Eigenschaften der beteiligten Aktivmaterialien sollten Blei-Säure-Akkumulatoren nie längerfristig im teilentladenen Zustand betrieben werden. Regelmäßige Vollladung bzw. teilweise Überladung ist zum Erhalt der Kapazität erforderlich.

Die erreichbare Zyklenzahl von Blei-Säure-Akkumulatoren ist abhängig von der Bauart. Industriebatterien können ca. 1 500 Vollzyklen bis zu einem Ladezustand von 20 % erreichen, bevor ihre Kapazität auf 80 % der Nennkapazität gesunken ist. Die erzielbare Zyklenzahl steigt mit abnehmender Zyklientiefe.

⁶ Die beim Laden oder während der Selbstentladungsreaktionen entstehenden Gase werden nicht direkt in die Umgebung entlassen, daher steht das Akkumulatorgehäuse unter moderatem Druck. Die Schwefelsäure bildet mit Silicagel zwischen den Elektroden eine gelartige Masse. Geringe Wasserverluste während der ersten Zyklen führen zu Rissen im Gel. Gewöhnlich wird die negative Elektrode überdimensioniert, so dass bei der Überladung zunächst Sauerstoff entsteht und so die Bildung einer zündfähigen Knallgasmischung in der Zelle verhindert wird. Dieser diffundiert durch die Risse im Gelelektrolyten zur negativen Elektrode und wird dort unter Verzehr von Protonen zu Wasser rekombiniert. Das Zellgehäuse ist mit einem Überdruckventil versehen, um ein Bersten des Zellgehäuses durch Druckaufbau zu verhindern. Im angelsächsischen Sprachraum spricht man von Valve Regulated Lead Acid Batteries (VRLA).

⁷ In dieser Ausführungsform ist der Elektrolyt in einem Glasvlies aufgesogen. Die Gesamtmenge an Elektrolyt ist hinreichend gering, um entstehende Gase an den Elektroden rekombinieren zu können. Diese Ausführungsform eignet sich für Anwendungen mit hoher Strombelastung.

Im angelsächsischen Sprachraum spricht man vom Adsorbed Glass Mat (AGM) Typ.

⁸ Es existiert eine große Anzahl an Herstellern in China und Indien, die mit "low-cost"-Produkten in den Markt drängen.

3.2.5 Zusammensetzung

Die festen Aktivmaterialien Blei und Bleidioxid bilden weniger als die Hälfte der Gesamtmasse und auch nur einen Teil des gesamten Bleiinventars von Blei-Säure-Akkumulatoren. Tabelle 3-3 fasst typische Werte für unterschiedliche Anwendungsfelder zusammen: Starterbatterien, Industriebatterien für Anwendungen in der unterbrechungsfreien Stromversorgung, Notstrom etc. und Traktionsbatterien in Flurförderzeugen u. a. Blei-Batterien für die Elektromobilität sind dabei eher unwahrscheinlich.

Tabelle 3-3: Massenanteile typischer Ausführungsformen von Blei-Säure-Akkumulatoren

	Starterakkumulator	Industrieakkumulator mit Röhrenplatten	Traktionsakkumulator mit pastierten Platten
Aktivmaterialien	36,0 %	35,9 %	40,1 %
Ableitergitter	21,5 %	26,7 %	27,3 %
Stromsampler und Pole	4,7 %	5,2 %	5,8 %
Elektrolyt (Säure)	27,5 %	21,4 %	18,6 %
Gehäuse, Separatoren, Stopfen etc.	10,3 %	10,6 %	8,2 %

Daten nach Lindens Handbook of Batteries, 4th edition, Herausgeber: Thomas. Reddy, McGraw Hill, New York 2011

Auf Zellebene (Röhrenplatte 3000 Ah, ca. 27 Wh/kg) ergibt sich für Industriebatterien in stationären Anwendungen der folgende spezifische Materialaufwand:

Tabelle 3-4: Spezifischer Materialaufwand für Blei-Säure-Akkumulatoren in stationären Anwendungen (Industriebatterien) auf Zellebene

Material	Materialbedarf [kg·kWh⁻¹]
Aktivmaterialien (Pb, PbO ₂)	13,3
Ableitergitter (Hartblei)	9,9
Stromsampler und Pole (Hartblei)	1,9
Elektrolyt (H ₂ SO ₄ ~30%)	7,9
Gehäuse, Separatoren, Stopfen etc.	3,9

Nach Linden Handbook of Batteries

Reines Blei wird zur Herstellung der Aktivmaterialien benötigt. In den Gittern und Polen werden Blei-Legierungen verwendet. Zur Härtung des Bleis für Ableitergitter wurden ursprünglich Legierungen mit bis zu 12 % Antimon verwendet. Heutzutage wird versucht, den Antimongehalt der Gitter zu verringern, um den Wasserverlust und damit den Wartungsbedarf zu minimieren. Typischerweise liegen die Antimongehalte im Bereich von 1,5 bis 4 %. Darüber hinaus enthalten die Gitter kleine Mengen an weiteren Additiven, um das Fließverhalten und die Kornstruktur zu optimieren. Typische Elemente sind Schwefel, Selen, Tellur, Kupfer, Arsen, Silber und Kobalt. Unerwünscht sind unter anderem Eisen, Nickel und Mangan.

In verschlossenen Akkumulatoren werden zur Unterdrückung der Gasung gerne antimonfreie Bleilegierungen eingesetzt. Typische Legierungselemente sind Calcium im Bereich 0,03 bis 0,20 % und Zinn im Bereich 0,25 bis 2 %.

Die als Elektrolyt eingesetzte Schwefelsäure hat eine Konzentration von ca. 30 %. Abhängig von der Anwendung werden höhere oder niedrigere Gehalte verwendet. Die Säurekonzentration hat Einfluss auf die Kapazität, den Innenwiderstand und die Lebensdauer.

Die Gehäuse von Bleiakkumulatoren sind in der Regel aus Kunststoffen. Als Separatoren werden vielfach mikroporöse Kunststoffe auf Polyolefinbasis eingesetzt. Die Elektroden werden zum Teil in Separatortaschen eingeschlagen. Die Separatoren sind oft mit anorganischen Füllstoffen wie z. B. Kieselsäure (SiO₂) gefüllt. AGM-Separatoren bestehen aus Glasfaservliesen.

3.3 Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Lithium-Ionen-Akkumulatoren wurden erstmals Ende der 1970er Jahre als Systeme mit hoher spezifischer Energie beschrieben. Erste kommerzielle Produkte wurden in den frühen 1990er Jahren von SONY auf den Markt gebracht, um dem zunehmenden Energiebedarf elektronischer Geräte im sogenannten 4C-Markt (Computers, Cellular Phones, Cameras, Cordless Tools) gerecht zu werden. In der Zwischenzeit haben sich Lithium-Ionen-Akkumulatoren in diesen Märkten weitgehend durchgesetzt und die vorher etablierten alkalischen Akkumulatoren (Nickel- Cadmium bzw. Nickel- Metallhydrid) fast vollständig verdrängt. In jüngster Zeit werden Lithium-Ionen-Akkumulatoren zusätzlich zum Antrieb von Kraftfahrzeugen sowie zur stationären Speicherung erneuerbarer Energien eingesetzt.

3.3.1 Funktionsweise

Die Aktivmaterialien der negativen Elektrode bestehen in der Regel aus Grafit oder anderen kohlenstoffhaltigen Materialien. Neuere Entwicklungen nutzen Nanomaterialien mit Silizium, Zinn, Aluminium oder nanostrukturiertes Lithiumtitanat. Die positive Elektrode enthält Übergangsmetalloxide oder Übergangsmetallphosphate als Aktivmaterialien. Beim Laden wird Lithium aus der positiven Elektrode entfernt und nach Transport durch den Elektrolyten in die negative Elektrode eingelagert. Beim Entladen läuft der Vorgang in umgekehrter Richtung ab. Die Zellreaktionen können wie folgt beschrieben werden:

Positive Elektrode⁹: $\text{Li}_{(1-x)}\text{MO}_2 + x \text{e}^- + x \text{Li}^+ \leftrightarrow \text{LiMO}_2$

Negative Elektrode: $\text{LiC}_6 \leftrightarrow \text{C}_6 + \text{e}^- + \text{Li}^+$ ¹⁰
 $\text{Li}_x\text{C}_n \leftrightarrow n\text{C} + x \text{Li}^+ + x \text{e}^-$

Nach einer anfänglichen Dominanz von Lithium-Kobaltoxid (LCO) als positives Aktivmaterial findet mittlerweile eine Vielzahl von kobaltärmeren bzw. kobaltfreien Metalloxiden Verwendung. Diese sind bevorzugt:

- ▶ Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid (LNMC)
- ▶ Lithium-Manganoxid (mit Spinellstruktur) (LMO)
- ▶ Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid (LNCA)
- ▶ Lithium-Eisenphosphat (LFP)

⁹ LiMO₂ steht hier stellvertretend für die unten aufgeführten Metalloxide verschiedener Zusammensetzung.

¹⁰ LiC₆ ist eine definierte Verbindung, die sich bei der Einlagerung von Lithium in graphitischen Kohlenstoff bildet. Für nicht graphitischen Kohlenstoff gilt die allgemeinere Formel $\text{Li}_x\text{C}_n \leftrightarrow n\text{C} + x\text{Li}^+ + x\text{e}^-$.

3.3.2 Kenndaten

Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind in einer großen Vielzahl von Ausführungsformen am Markt verbreitet, die sich je nach Typ und Anwendungsfeld zum Teil erheblich unterscheiden. In der folgenden Tabelle 3-5 sind daher Bereiche typischer Kenndaten angegeben.

Tabelle 3-5: Ungefähre Kenndaten für Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	Zyklusfestigkeit	Wirkungsgrad	Selbstentladung [% pro Monat]
80 - 200	Bis 5.000	500 - 7.000	95 % bei Entladung mit hohen Stromstärken (innerhalb 10-15 min) 98 % bei Entladung über mehrere Stunden	1-3

Die Zyklusfestigkeit von Li-Ionen-Akkumulatoren ist stark von der eingesetzten Chemie des Aktivmaterials an der positiven Elektrode abhängig. Kobalthaltige Materialien und Lithium-Eisenphosphat sind in der Regel zyklusfester als hoch manganhaltige Materialien. Ein weiterer, wesentlicher Aspekt sind die Spannungsgrenzen, innerhalb derer die Zellen ge- und entladen (zyklisiert) werden. Erfahrungsgemäß laden Lithium-Ionen-Akkumulatoren sowohl bei hohen Ladeschlussspannungen als auch bei Tiefentladung. Eine Erhöhung der Zykluslebensdauer lässt sich durch Begrenzung der Ladeschluss- und der Entladeschlussspannung erreichen. Dies ist jedoch mit einer Verringerung des spezifischen Energieinhalts verbunden. Ähnliches gilt für die kalendarische Alterung. Li-Ionen-Akkumulatoren, die stets nahe der Ladeschlussspannung betrieben werden, altern schneller als Akkumulatoren, die bei mittleren Ladezuständen betrieben werden.

3.3.3 Anwendungen und Ausführungsformen

Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind im sogenannten 4C-Markt mittlerweile dominierend. Für Elektrowerkzeuge und portable Computer hat sich ein zylindrisches Zellformat mit 18 mm Durchmesser und 65 mm Länge (so genannte 18650-Zellen) durchgesetzt. Diese Zellen werden in hoch automatisierten Fertigungslinien in sehr großen Stückzahlen hergestellt. Die Kapazität der Zellen beträgt bis zu 3 Ah.

Für das Jahr 2013 wurde eine Gesamtproduktion von bis zu 4,6 Milliarden Zellen erwartet (CENS, 2012). Der überwiegende Teil der Produktionsstätten steht in Asien.

Tabelle 3-6: Bedeutendste Produzenten von 18650-Zellen

Produzent	Herkunftsland	Produktion 2011 10 ⁶ Zellen
Samsung SDI	Korea	980
Sanyo	Japan	830
LG Chemical	Korea	750
Sony	Japan	500
Lishen	China	310
Panasonic	Japan	210
BAK	China	200
Maxell	Japan	175
BYD	China	150
A123 ¹¹	USA	16

Für Anwendungen in Mobiltelefonen, Kameras, Tablett-Computern sowie Elektrofahrzeugen etc. werden vielfach an den jeweiligen Einsatzfall angepasste Spezialformate verwendet. Hierbei sind aus Platzgründen prismatische Zellgeometrien entweder bestehend aus Zellstapeln oder flachen Wickeln dominierend.

Für die praktische Anwendung werden in der Regel mehrere Zellen zu Batterien verschaltet. Die elektrische Verbindung erfolgt in der Regel in Reihen- und zum Teil in Parallelschaltung. Da Lithium-Ionen-Akkumulatoren keinen intrinsischen Überladeschutz wie z. B. Bleiakkumulatoren oder Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren besitzen, ist ein elektronisches Batteriemonitoringsystem mit Schutzbeschaltung gegen Überladung erforderlich. In Hochleistungsanwendungen wird zusätzlich ein thermisches Managementsystem benötigt, um die bei hoher Strombelastung entstehende Abwärme gezielt abführen zu können.

3.3.4 Eigenschaften

Lithium-Ionen-Akkumulatoren mit einer positiven Elektrode aus Lithium-Kobaltoxid zeichnen sich durch eine hohe spezifische Energie, gute Zyklenfestigkeit und akzeptable Sicherheitseigenschaften aus. Nachteilig sind vor allem die hohen Rohstoffkosten. Zellen mit einer positiven Elektrode aus LMO sind sicherer und erheblich kostengünstiger, weisen aber eine geringere spezifische Energie auf als LCO-basierte Zellen. LNCA dagegen zeigt eine Verbesserung der spezifischen Energie im Vergleich zu LCO. Allerdings ist das Material empfindlicher gegenüber hohen Temperaturen. LFP ist ein sehr kostengünstiges, kobaltfreies und sicheres Material, zeigt aber eine beträchtlich geringere spezifische Energie. Spezifische Energie, spezifische Kapazität und mittlere Zellspannung sind in Tabelle 3-7 zusammengefasst.

¹¹ A123 war im Jahr 2011 der größte nichtasiatische Hersteller von 18650-Zellen.

Tabelle 3-7: Spezifische Energie, spezifische Kapazität und mittlere Spannung von positiven Elektroden von Li-Ionen-Akkumulatoren

Material Positive Elektrode	Formel	Spezifische Kapazität [Ah·kg ⁻¹]	Typische Spannung gegen Grafit [V]	Rechnerische Spezifischer Materialbedarf [kg·kWh ⁻¹]
LCO	LiCoO ₂	160	3,7	1,69
LNMC	LiNi _{0,33} Mn _{0,33} Co _{0,33} O ₂	180	3,6	1,54
LMO	LiMn ₂ O ₄	130	3,9	1,97
LNCA	LiNi _{0,33} Mn _{0,33} Co _{0,33} O ₂	150	3,6	1,85
LFP	LiFePO ₄	140	3,3	2,16
Negative Elektrode			Spannung gegen LFP [V]	
LTO	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	150	1,9	3,51

Eigene Berechnungen des ZSW

3.3.5 Zusammensetzung

Das Innenleben einer Lithium-Ionen-Akkumulatorzelle ist in der Regel wie folgt aufgebaut:

► Positive Elektrode bestehend aus

- Ableitermaterial, typischerweise Aluminiumfolie,
- positivem Aktivmaterial, typischerweise ein lithiumhaltiges Metalloxid,
- Additiven bestehend aus Leitrüß und Binder (typischerweise PVDF).

Separator, typischerweise als mikroporöse Kunststoffolie auf Polyolefinbasis.

► Elektrolyt bestehend aus:

- Lösungsmittel, typischerweise einer Mischung aus Ethylencarbonat, Propylencarbonat und Dimethylcarbonat,
- Leitsalz, üblicherweise Lithiumhexafluorophosphat (LiPF₆),
- Additiven.

► Negative Aktivmasse bestehend aus:

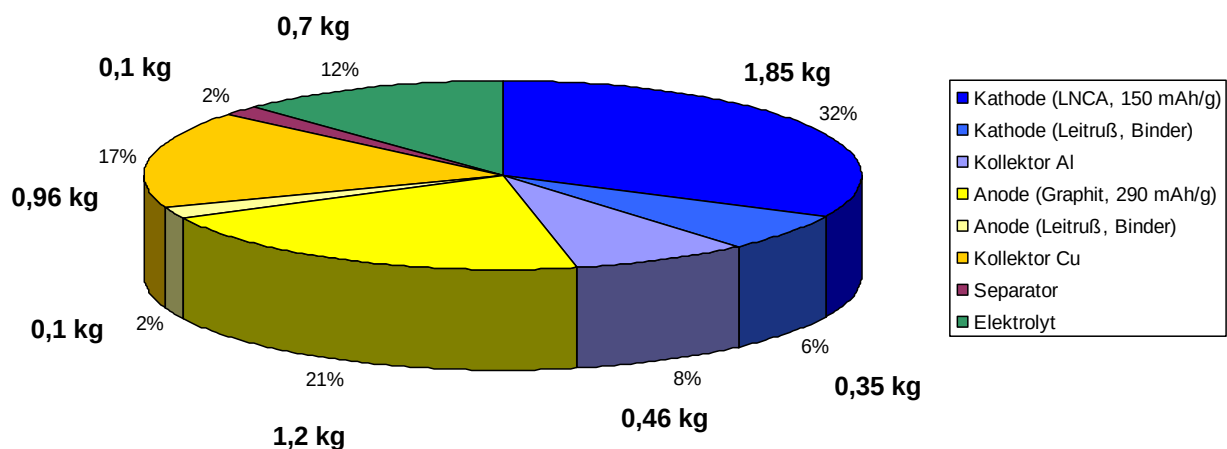
- Ableitermaterial, typischerweise Kupferfolie,
- negativem Aktivmaterial, typischerweise Grafit,
- Additiven bestehend aus Leitrüß und Binder (typischerweise PVDF).

Die Aktivmaterialien an der positiven und negativen Elektrode werden in der Regel aus einer Suspension in organischen Lösungsmitteln auf die jeweilige Ableiterfolie mittels Rakel- oder Druckverfahren aufgebracht. Nach Verdichtung der Schicht über einen Kalandrier wird ein Wickel oder Zellstapel gefertigt, wobei der direkte elektrische Kontakt zwischen der positiven und der negativen Elektrode durch den Separator verhindert wird. Wickel können sowohl in prismatische als auch zylindrische

Gehäuse eingebracht werden. Als Gehäusematerial werden einerseits Metalle (Aluminium oder Stahlbleche) eingesetzt, andererseits finden mehrschichtige Kunststoff- Metallverbundfolien Verwendung. Die Aktivmassen (Grafit und lithiumhaltiges Metalloxid) bilden etwa 55 % der Zellmasse ohne Zellgehäuse. In jüngster Zeit konnte dieser Anteil durch Minimierung der Dicke der Ableiterfolien und der Gehäusewandstärken weiter verbessert werden.

Die folgende Abbildung 3-2 zeigt die Massenanteile des Innenlebens einer Lithium-Ionenzelle mit einer LNCA-Kathode.

Abbildung 3-2: Massenanteile in einer Li-Ionenzelle mit einer Kapazität von 278 Ah und einer mittleren Zellspannung von 3,6 V (Energieinhalt 1000 Wh) ohne Gehäusematerialien mit einer positiven Elektrode aus LNCA (Kathode). (Grafik: eigene Darstellung ZSW, Datenquelle ANL)



Die folgende Tabelle 3-8 zeigt den spezifischen Materialbedarf pro kWh Speicherkapazität für unterschiedliche positive Aktivmaterialien. Die Rechnung erfolgt anhand der in Tabelle 3-7 dargestellten spezifischen Energien für die Aktivmaterialien.

Tabelle 3-8: Spezifischer Materialbedarf für die positiven Aktivmaterialien von Li-Ionenzellen pro kWh Speicherkapazität

Material	Li-Bedarf [g·kWh ⁻¹]	Ni-Bedarf [g·kWh ⁻¹]	Co-Bedarf [g·kWh ⁻¹]	Mn-Bedarf g·kWh ⁻¹]	Fe-Bedarf [g·kWh ⁻¹]	P-Bedarf [g·kWh ⁻¹]	Ti-Bedarf [g·kWh ⁻¹]
LCO	73,9	-	630,9	-	-	-	-
LNMC	110,5	313,2	314,3	293,0	-	-	-
LMO	75,3	-	-	1 198,5	-	-	-
LNCA	133,0	905,4	170,3	-	-	-	-
LFP	94,7	-	-	-	765,9	425,5	-
LTO	614,1	-	-	-	-	-	5 328,8

Eigene Berechnungen des ZSW

In Tabelle 3-9 sind die darüber hinaus in der Zelle verwendeten Materialien aufgelistet.

Tabelle 3-9: Typischer Materialbedarf pro kWh Speicherkapazität für die weiteren Zellkomponenten

Material	Materialbedarf [g·kWh ⁻¹]
Leitruß und Binder (PVDF) für die positive Elektrode	350
Aluminium: Ableiterfolie für die positive Elektrode	460
Aktivmaterial negative Elektrode (Grafit) ¹²	1200
Leitruß und Binder (PVDF) für die negative Elektrode	100
Kupfer: Ableiterfolie für die negative Elektrode	960
Separator (Polypropylen, Polyethylen)	100
Elektrolyt (LiPF ₆ in organischen Carbonaten)	700

Die in Tabelle 3-8, Tabelle 3-9 und Tabelle 3-10 dargestellten Materialbedarfe müssen um den Materialaufwand ergänzt werden, der für die Einhausung der Zellen sowie für die Batterieintegration mit Zellverbindern sowie Modulgruppengehäusen und Batteriegehäusen anfällt.

Der jeweilige Materialaufwand unterscheidet sich stark je nachdem, welche Einhausung für die Zelle gewählt wird. Die folgende Tabelle 3-10 gibt eine Abschätzung für den Materialaufwand zur Einhausung, wenn für eine LNCA-Zelle unterschiedliche Zellgehäuse angenommen werden.

Tabelle 3-10: Abschätzung des Materialaufwands für Zellgehäuse

Zelltyp	Materialbedarf kg·kWh ⁻¹
2,5 Ah 18650 in Aluminiumgehäuse	0,66 ... 0,99
3 Ah 18650 in Aluminiumgehäuse	0,55 ... 0,81
3,6 Ah 18650 in Aluminiumgehäuse	0,46 ... 0,75
20-Ah-Zelle in prismatischem Edelstahlgehäuse	1,96
20 Ah in Folienverbundgehäuse	0,29 ... 0,35

In den BMBF-Projekten LiBri/Lithorec wurde parallel zur Entwicklung von Recyclingverfahren für die Typen LNMC, LNCA und LFP eine Lebenszyklusanalyse für das Batterie-Recycling durchgeführt. Die dort für Fahrzeugantriebsbatterien angenommenen durchschnittlichen generischen Materialaufwände sind das Ergebnis eines umfangreichen Abstimmungsprozesses der am Projekt beteiligten Produzenten und Recyclingfirmen, so dass davon auszugehen ist, dass diese Daten einen hohen Praxisbezug aufweisen. Sie werden deshalb im weiteren Projekt als Referenzdatensatz für die Ermittlung des künftigen Materialbedarfs von Li-Ionen-Batterien verwendet.

¹² Neuere Entwicklungen zielen zur Steigerung der spezifischen Energie und Leistung auf eine Verringerung der Ableiterfoliendicken sowohl bei der negativen Elektrode als auch bei der positiven Elektrode. Der Rohstoffbedarf verringert sich dementsprechend. Darüber hinaus zielen neuere Entwicklungen auf einen Ersatz bzw. eine Ergänzung des in der negativen Elektrode verwendeten Grafits oder Kohlenstoffmaterials durch Aluminium oder Silizium-Nanopartikeln, die eine höhere spezifische Kapazität aufweisen.

Es ist zu erwarten, dass in stationären Energiespeichern dieselben Materialklassen zum Einsatz kommen, allerdings unter Umständen mit unterschiedlichen Zellgeometrien, um dem für stationären Einsatz geforderten Energie zu Leistungsverhältnis besser gerecht werden zu können. Der spezifische Bedarf an Aktivmaterialien in kg·kWh wird dabei identisch bleiben, wobei sich das Verhältnis Aktivmaterialien zu sonstigen Materialien zu Gunsten der Aktivmaterialien verschieben wird.

Tabelle 3-11: Abschätzung des spezifischen Materialaufwands für Li-Ionen-Batterien aus der Elektromobilität inkl. Zellgehäuse und Batterie-Management-System auf Basis der Projekte LiBRi/Lithorec, umgerechnet in g/kWh*

	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP *
Batteriekapazität / kWh	12,1	9,6	8,4	10
Spezifische Energie auf Batterieebene / Wh·kg ⁻¹	86	96	71	
Aktivmaterialien [g·kWh⁻¹]				
Lithium	162,8	135,4	107,0	778,6
Kobalt	453,5	166,7	-	-
Nickel	453,5	895,8	-	-
Mangan	418,6	-	-	-
Aluminium	-	26,0	-	-
Eisen	-	-	859,2	1 330,2 ¹³
Phosphor	-	-	507,0	739,0
Elektrolyt	1 325,6	1 052,1	1 197,2	1325
Separator	627,9	520,8	605,6	1908 13
Grafit für die Negative	1 627,9	1 364,6	1 563,4	-
Ti für negative Elektrode aus LTO				5 328,8
Aluminium: Ableiterfolie für die positive Elektrode	453,5	416,7	478,9	535
Kupfer: Ableiterfolie für die negative Elektrode	767,4	729,2	845,1	1 500
Aluminium Zellgehäuse	244,2	208,3	239,4	1 565 ¹⁴
Sonstiges	69,8	104,2	119,7	120
Batteriegehäuse [g·kWh⁻¹]				15
Kabel				
Kupfer	151,2	312,5	535,2	310
Aluminium	16,3	104,2	183,1	73
Edelstahl	82,6	104,2	119,7	100
Rahmen				
Kunststoff	1 244,2	843,8	1 436,6	1 170
Edelstahl	82,6	208,3	366,2	193

¹³ Annahme: ANL-Referenzzelle

¹⁴ Annahme: Pouchzellen

¹⁵ Der Materialbedarf für Batteriegehäuse wurde aus der 12,1 kWh LNMC mit dem Faktor 1,6 für eine 10 kWh LTO-LFP-Batterie entsprechend dem Verhältnis der erforderlichen Zellzahlen skaliert

	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP *
Gehäuse				
Edelstahl	2 314,0	2 510,4	3 760,6	2 780
Sonstiges				
u. a. Batteriemanagement-system	418,6	104,2	154,9	245

LNMC, LNCA,, LFP: Datenbasis LiBri/Lithorec

* Eigene Berechnungen des ZSW

Einen Teil der Rubrik „Sonstiges“ macht das Batteriemanagementsystem (BMS) aus, das u. a. Kupfer, Nickel, Gold und Silber enthält. Die Relevanz des BMS hinsichtlich der Rohstoff- und Recyclingaspekte wird im weiteren Projektverlauf diskutiert werden. Die Zusammensetzung wird im nachfolgenden Unterkapitel abgeschätzt.

Zum Material des Batteriegehäuses wurden im LiBri-Projekt zwei Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um alternative Gehäusekonstruktionen mit dem Ziel einer Gewichtsreduktion zu berücksichtigen: Aluminium bzw. CFK statt Edelstahl. Die angesetzten Parameter zeigt die nachfolgende Tabelle.

Tabelle 3-12: Abgeschätzte Massen von unterschiedlichen Batteriegehäusen im LiBri-Projekt

Parameter	Aluminium	Reduktion ggü. Edelstahl	CFK	Reduktion ggü. Edelstahl
Gehäusemasse (kg)	147	37,5 %	100	57,5 %
Gesamtmasse zum Recycling, FU (kg)	912	-10 %	864	-15 %

Im weiteren Projektverlauf wird die Relevanz des Gehäusematerials diskutiert werden. Generell ist davon auszugehen, dass der Materialbedarf für die Gehäuse im Vergleich zu den vielfältigen anderen Anwendungen von Edelstahl, Aluminium und kohlefaserverstärkten Kunststoffen (CFK) gering sein wird. Beim Recycling bedeutsam ist eine Zerlegung der Batterie mit einer Abtrennung des Gehäuses für eine entsprechende Verwertung. Inzwischen gibt es auch für CFK eine Recyclinganlage in Deutschland (CFK Valley Stade Recycling).

3.3.6 Batteriemanagement-System

Das Batteriemanagement-System (BMS) enthält die elektronischen Regelschaltungen, die die Ladung und die Entladung von wieder aufladbaren Batterien überwachen und regeln. Sie enthalten prinzipiell dieselben Komponenten wie andere Steuerungseinrichtungen im industriellen oder automobilen Bereich. Rohstoffrelevante Bauelemente sind hierbei die Kondensatoren, der IC-Chip (integrierter Schaltkreis), Transistoren und Dioden.

Da es keine öffentlich zugänglichen Daten für das spezielle Produkt der Batteriesteuerungen gibt, wird in der vorliegenden Arbeit für alle Batteriesysteme auf eine Materialanalyse einer Antriebssteuerung für einen Motor zurückgegriffen, die von der Größe her einer Batteriesteuerung ähnelt. Die Materialanalyse wurde im Rahmen einer Master-Arbeit an der Universität in Göteborg veröffentlicht (Chalmers 2010).

Die Gewichtsverteilung zeigt die nachfolgende Tabelle:

Tabelle 3-13: Gewichtsverteilung der untersuchten Antriebssteuereinheit (Chalmers 2010).

Bauteil	Gewicht [g]
Aluminium	55,0 %
Eisen	14,5 %
Kupfer	6,4 %
Silikon	6,0 %
Glasfaser	4,5 %
Epoxidharz	3,4 %
Silikon	6,03 %
Kunststoff	4,58 %

Die Abbildung zeigt, dass die Materialien Aluminium, Eisen und Kupfer, die in erster Linie für das Gehäuse, die Kühlung und die Verdrahtung eingesetzt werden, rund drei Viertel des Gewichts ausmachen. Die Spezialmetalle sind in deutlich kleineren Mengen enthalten und befinden sich demnach vorwiegend in folgenden Komponenten:

Tabelle 3-14: Elektronische Bauteile und ihr Gewicht in der untersuchten Antriebssteuerung (Chalmers 2010)

Bauteil	Gewicht [g]
Transistor	4
Diode	8
Chip (Integrated Circuit - IC)	10
Tantalkondensator	1
Andere Kondensatoren	140

Der spezifische Materialgehalt dieser elektronischen Bauteile wurde mit Daten aus der Datenbank für Lebenszyklusinventare „eocinvent“ abgeschätzt. In der Summe errechnet sich dann der Materialgehalt für die Steuereinheit inkl. Gehäuse. Diese Materialgehalte sind in Tabelle 3-15 dargestellt und werden in den folgenden Arbeitspaketen auch für die Batteriemanagementsysteme angenommen.

Tabelle 3-15: Abgeschätzter Materialinhalt von Batteriemanagementsystemen pro Batteriesystem

Bauteil	Gewicht [g]
Stahl/Eisen	74
Aluminium	235
Zinn	5,9
Kupfer	31,9
Gold	0,11
Nickel	0,42
Silber	3,60
Zinn	0,13
Mangan	0,053
Tantal	0,54
Molybdän	1,29
Glasfaser	19
Epoxidharz	14
Silikon	26
Kunststoff	20
Summe	432

Wenn sich im Laufe der Bearbeitung herausstellen wird, dass die Materialien aus dem Batteriemanagementsysteme eine hohe Relevanz für das Projekt haben, wird gegen Ende des Jahres noch eine Kurzrecherche durchgeführt werden, um zu überprüfen, ob dann spezielle Daten zu Batteriemanagementsystem verfügbar sind. Generell ist zur Datenqualität anzumerken, dass der technologische Wandel im Elektroniksektor extrem schnell ist und künftige Materialzusammensetzungen von allen Regelungseinheiten daher grundsätzlich mit einer sehr hohen Unsicherheit behaftet sind.

3.4 Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren wurden in den 1960er Jahren vorwiegend für den Antrieb von Fahrzeugen entwickelt. Eine erste Demonstration im Fahrzeug fand im Jahr 1972 statt. Batterien für den Fahrzeugantrieb wurden im Zeitraum von 1972 bis 1996 von den Firmen Chloride Silent Power und ABB (vormals BBC) entwickelt. Seit den 1980er Jahren werden Natrium-Schwefel-Akkumulatoren in Japan als stationäre Speicher zur Lastverschiebung bzw. Spitzenlastkappung entwickelt und in verschiedenen Anwendungsfällen weltweit erfolgreich erprobt.

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren bestehen aus preiswerten, nicht unmittelbar toxischen und in großer Menge verfügbaren Rohstoffen. Es besteht daher langfristig die Chance diesen Akkumulatortyp sehr kostengünstig fertigen zu können.

3.4.1 Funktionsweise

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren gehören mit einer Betriebstemperatur von ca. 350 °C zu den Hochtemperaturesystemen. Status, Herausforderungen und sich abzeichnende Trends wurden von Hueso et al. (2013) zusammengefasst. Die Aktivmaterialien, Natrium für die negative Elektrode und Schwefel für die positive Elektrode, sind im geschmolzenen Zustand. Schwefel wird in einer Elektrode aus Graphitfilz aufgesaugt (Hueso 2013), (Dunn 2011). Die beiden Aktivmaterialien werden getrennt durch einen natriumleitenden keramischen Elektrolyten aus β -Aluminiumoxid, einem Mischoxid aus ca. 87 - 89 % Aluminiumoxid (Al_2O_3), ca. 9 % Natriumoxid (Na_2O) und wechselnden Anteilen an

Lithiumoxid (Li_2O) bzw. Magnesiumoxid (MgO). Der Natriumvorrat befindet sich aus Sicherheitsgründen in einer geöffneten metallischen Kapsel, die in einem Gefäß aus dem keramischen Elektrolyten platziert ist. Ein dünner Natriumfilm benetzt den sich bildenden Kapillarspalt zwischen der Metallkapsel und dem keramischen Elektrolyten, so dass stets eine vollflächige Versorgung der Elektrogrenzfläche mit Natrium gewährleistet ist.

In der Zelle finden folgende Teilreaktionen statt:

Positive Elektrode: $x \text{ S} + 2 \text{ e}^- \leftrightarrow \text{S}_x^{2-}$

Negative Elektrode: $2 \text{ Na} \leftrightarrow 2 \text{ Na}^+ + 2 \text{ e}^-$

Die Zellspannung beträgt anfänglich 2,075 V. Diese bleibt stabil solange ein Zweiphasengebiet aus elementarem Schwefel und Polysulfid (S_x^{2-}) vorliegt. Anschließend folgt ein Einphasengebiet aus Polysulfidionen unterschiedlicher Kettenlänge, in dem die Zellspannung proportional zum Entladegrad auf 1,74 V absinkt. Anschließend folgt wieder ein Zweiphasengebiet unter Bildung von S_3^{2-} und anschließend S_2^{2-} -Ionen. In diesem Tiefentladezustand steigt der Innenwiderstand der Natrium-Schwefelzelle stark an.

Natrium-Schwefel-Zellen zeigen keine Selbstentladung, da der keramische Elektrolyt, β'' -Aluminiumoxid, bei Betriebstemperatur ein ausgezeichneter Natriumionenleiter und gleichzeitig ein guter Isolator für elektronische Ladungsträger ist. Glas und α -Aluminiumoxid (Al_2O_3) dienen zum Verschluss bzw. zur Isolation der Zellen.

Wird die Batterie zyklisiert, so genügt die Verlustwärme zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur. Bei Stillstand muss zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur ca. 10-14 % der Kapazität pro Tag eingesetzt werden.

3.4.2 Kenndaten

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren zeichnen sich durch hohe Zyklenstabilität, hohe spezifische Energie und hohe Energiedichte aus. Sie bestehen aus preiswerten, in großen Mengen verfügbaren Rohstoffen.

Tabelle 3-16: Ungefähre Kenndaten für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	Zyklenfestigkeit bis zur Unterschreitung von 80% Nennkapazität	Wirkungsgrad [%]	Selbstentladung [% pro Monat]
100 - 240	90 - 245	3 500 - 5 000	80 % - 90 %	0 ¹⁶ Thermisch: 10 % pro Tag

Angaben nach Hueso (2009).

Die Aktivmaterialien Natrium und Schwefel reagieren bei Kontakt im geschmolzenen Zustand heftig. Infolge von selbst im Stillstand auftretenden Batteriebränden wurde die Anwendung in Elektrofahrzeugen ab den späten 1990er Jahren nicht mehr weiter verfolgt.

¹⁶ Der Natrium-Schwefel-Akkumulator zeigt keine Selbstentladungsreaktionen. Wenn die Batterie nicht betrieben wird, muss infolge der hohen Arbeitstemperatur mit einer "thermischen Selbstentladung" von 10-14 % pro Tag zur Aufrechterhaltung der Temperatur gerechnet werden.

3.4.3 Anwendungen und Ausführungsformen

Über die Anwendung im Elektrofahrzeug in den 1990er Jahren hinaus wurden stationäre Natrium-Schwefel-Akkumulatoren zur Lastverschiebung und zum Spitzenlastausgleich erprobt, wo sie heute überwiegend eingesetzt werden. Der bekannteste Hersteller ist die japanische Firma NGK-Insulators. Stationäre Batterien mit mehreren MW Leistung und mehreren MWh Kapazität dieses Herstellers werden an verschiedenen Aufstellungsorten erprobt. Für diese stationären Anwendungen wurden Zellen mit einer Kapazität von bis zu 632 Ah entwickelt, die zu Modulen von 50 kW, 400 kWh zusammengestellt werden, aus welchen kundenspezifische Großbatterien konfiguriert werden. Im Jahr 2011 führte ein Brand in einer stationären Großbatterie vorübergehend zu einem Stopp der Auslieferungen, der nach einer Überarbeitung des Sicherheitskonzepts wieder aufgehoben wurde.

3.4.4 Eigenschaften

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren gehören zu den sogenannten Hochtemperatursystemen. Sie arbeiten bei einer Betriebstemperatur um 300 °C. Die Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur ist wesentlich, da ansonsten die Gefahr der Zerstörung des keramischen Elektrolyten durch die beim Erstarren erfolgende Volumenausdehnung des Schwefels besteht.

3.4.5 Zusammensetzung

Infolge der geringen Anzahl an Herstellern ist wenig über die genaue Zusammensetzung von Natrium-Schwefel-Akkumulatoren bekannt. Die Aktivmaterialien Natrium und Schwefel sind vergleichsweise leicht und machen daher nur einen geringen Teil der Gesamtmasse einer Batterie aus. Ein wesentlicher Teil (ca. 40 %) der Batteriemasse wird durch das Gehäuse und die thermische Isolation gebildet. Die in der folgenden Tabelle 3-17 dargestellten Materialaufwände sind der vergleichenden Lebenszyklusanalyse von Sullivan et al. (2012) entnommen, die sich für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren jedoch auf Daten aus den 1980er Jahren bezieht.

Tabelle 3-17: Spezifischer Materialaufwand für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren auf Batterieebene unter Annahme einer spezifischen Energie von 100 Wh·kg⁻¹.

Material	Materialbedarf [kg·kWh ⁻¹]	Materialbedarf* [kg·kW ⁻¹]
Schwefel	1,23	9,86
Natrium	1,07	8,58
β"-Aluminiumoxid	1,01	8,08
α Aluminiumoxid	0,22	1,78
Stahl	1,29	10,30
Aluminium	2,08	16,61
Grafit	0,12	0,99
Kupfer	0,34	2,72
Glas	0,25	1,96
Sand	1,52	12,16
Diverses (Kunststoffe, Chrom, Molybdän)	0,87	6,96

Daten aus Sullivan et al. (2012). Die Angaben wurden aus zwei Tabellen zusammengeführt. Es waren keine Stoffmengendaten für Beschichtungsmaterialien (Chrom bzw. Molybdän) recherchierbar.

* leistungsspezifischer Materialbedarf berechnet unter der Annahme eines 50 kW, 400 kWh-Moduls

In Tabelle 3-17 sind nur die Hauptbestandteile aufgelistet. Darüber hinaus sind noch im geringen Umfang Materialien zum Beispiel Chrom bzw. Chromcarbid oder Molybdän für die Beschichtung der die Aktivmaterialien Natrium bzw. Schwefel berührenden Stromableiter zu berücksichtigen. Genaue Mengen sind produktspezifisch und nicht ohne weiteres zugänglich.

3.5 Redox-Flow-Akkumulatoren

Redox-Flow-Akkumulatoren wurden erstmals in den 1960er Jahren für Hochenergieanwendungen beschrieben. Trotz erfolgreicher Demonstrationsvorhaben wird dieser Akkumulatortyp bislang nicht im größeren Maß eingesetzt. Erste Produkte sind mittlerweile am Markt verfügbar.

3.5.1 Funktionsweise

In Redox-Flow-Akkumulatoren liegen die "Aktivmassen" für gewöhnlich als Lösung oder Suspension in wässrigen Elektrolyten vor, die in entsprechend dimensionierten Vorrattanks gespeichert werden. Grundsätzlich sind alle Elemente, die mehrere Oxidationsstufen annehmen können für den Einsatz in Redox-Flow-Akkumulatoren geeignet. In der Praxis ist die Auswahl jedoch stark eingeschränkt. Dies ist einerseits durch den Stabilitätsbereich des Wassers begründet. Im sauren Elektrolyten (pH 0) besteht bei Potenzialen kleiner 0 V die Möglichkeit der Wasserzersetzung unter Wasserstoffentwicklung während bei Potenzialen oberhalb von 1,23 V Wasserzersetzung unter Sauerstoffbildung möglich wird.¹⁷ Kosten sowie Löslichkeit der Materialien im Elektrolyten bilden weitere Einschränkungen. Tabelle 3-18 zeigt eine Auswahl möglicher Redox-Reaktionen.

Tabelle 3-18: Normalpotenziale ausgewählter Redox-Reaktionen.

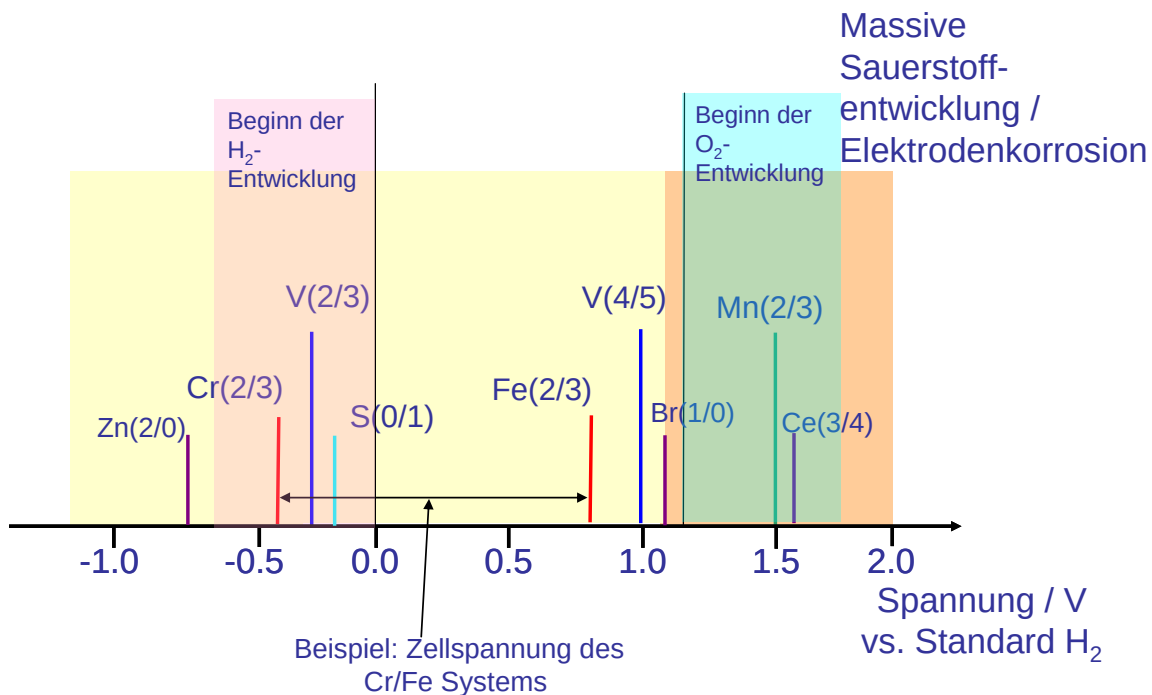
Redoxpaar	Potenzial gegen Standard Wasserstoff Elektrode (SHE) [V]
$\text{Zn}^{2+} + 2 \text{e}^- \leftrightarrow \text{Zn(s)}$	- 0,7618
$\text{S(s)} + \text{H}_2\text{O} + 2 \text{e}^- \leftrightarrow \text{SH}^- + \text{OH}^-$	- 0,478
$\text{Cr}^{3+} + \text{e}^- \leftrightarrow \text{Cr}^{2+}$	- 0,407
$\text{V}^{3+} + \text{e}^- \leftrightarrow \text{V}^{2+}$	- 0,255
$\text{S} + 2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \leftrightarrow \text{H}_2\text{S(aq)}$	0,142
$\text{Fe}^{3+} + \text{e}^- \leftrightarrow \text{Fe}^{2+}$	0,771
$\text{VO}_2^+ + 2 \text{H}^+ + \text{e}^- \leftrightarrow \text{VO}^{2+} + \text{H}_2\text{O}$	0,991
$\text{Br}_2(\text{aq}) + 2 \text{e}^- \leftrightarrow 2 \text{Br}^-$	1,0873
$\text{Mn}^{3+} + \text{e}^- \leftrightarrow \text{Mn}^{2+}$	1,5415
$\text{Ce}^{4+} + \text{e}^- \leftrightarrow \text{Ce}^{3+}$	1,72

Daten nach Handbook of Chemistry and Physics 93rd edition, Herausgeber W.M. Haynes, CRC-Press, Boca Raton 2012

¹⁷ Die Potenziale der Wasserstoff- und Sauerstoffentwicklung verschieben sich mit -59.15 mV/pH. Dementsprechend wird thermodynamisch bedingt die Wasserstoffentwicklung bei pH 15 bei Potenzialen < -887 mV vs. SHE und die Sauerstoffentwicklung bei Potenzialen > 886 mV vs. SHE möglich.

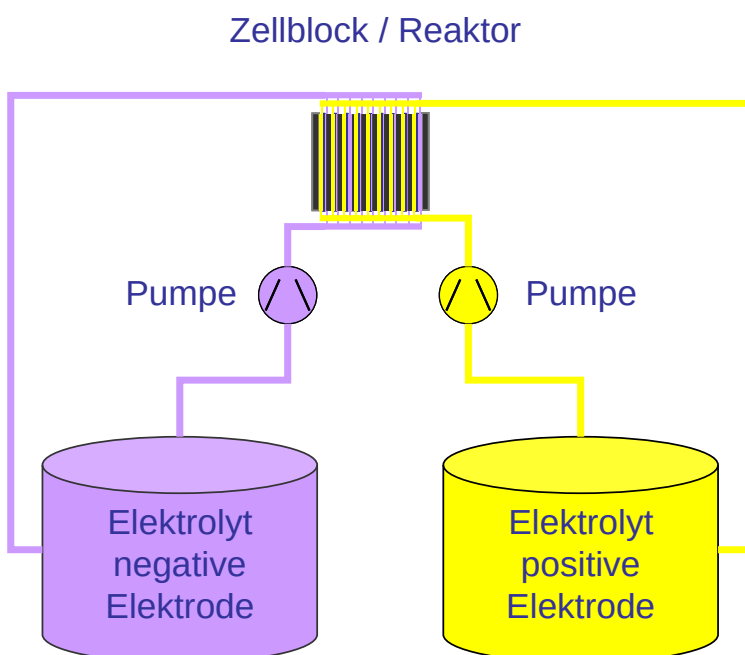
Die Potenziallagen der oben angeführten Reaktionen sind in Abbildung 3-3 dargestellt.

Abbildung 3-3: Auswahl an Redox-Paaren für Redox-Flow-Batterien in wässrigen Elektrolyten (eigene Darstellung ZSW)



Die Lade- / Entladereaktion findet räumlich getrennt vom Speicher in einem durchströmten Reaktor statt, der für gewöhnlich als bipolar verschalteter Stapel in Filterpressenbauweise ausgeführt ist. Die elektrochemischen Reaktionen finden an durchströmten Elektroden aus Kohle oder Grafitfilz statt. In der Zelle sind die Elektroden durch eine Ionentauschermembran getrennt. Abbildung 3-4 zeigt schematisch den Aufbau einer Redox-Flow Batterie.

Abbildung 3-4: Schematischer Aufbau einer Redox-Flow-Batterie (eigene Darstellung ZSW)



Die folgenden Tabelle 3-19 dargestellten Redox-Flow Systeme wurden in der kW-Klasse realisiert:

Tabelle 3-19: Redox-Flow-Batterien (Watt-Smith, 2009)

Redoxsystem	Eigenschaften	Herausforderungen	Realisierte Groß-Systeme
Vanadium-Vanadium	Identisches Element in beiden Halbzellen.	Hohe Kosten geeigneter Elektrolytmembranen Komplexe Elektrolytpräparation infolge hoher Reinheitsanforderungen	Sumitomo % Kansai Power Corporation: 450 kW, 900 kWh Kansai Electric Power: 1.500 kW, 1.500 kWh.
Zink-Brom	Hohe Zellspannung Leicht verfügbare Materialien	Brom als flüchtiger Gefahrstoff Zn-Abscheidung in fester Phase.	30 kW, 45 kWh
Zink-Cer	Hohe Zellspannung und Stromdichten	Hohe Kosten geeigneter Elektrolytmembranen und Grundelektrolyte Zn-Abscheidung in fester Phase	2 kW, < 16 kWh
Chrom-Eisen	Kostengünstige Aktivmaterialien	Geringe Energiedichte aufwändige Cr-Elektrolytherstellung Parasitäre Wasserstoffentwicklung	1 kW, 10 kWh
Polysulfid-Brom	Kostengünstige und verfügbare Aktivmaterialien	Flüchtige Gefahrstoffe (Brom und Sulfid), Schwieriges Elektrolytmanagement	ca. 10 kW < 1 MWh, großes Speicherprojekt wurde 2005 eingestellt

Die folgenden Ausführungen beschränken sich auf das Chrom-Eisen sowie das Vanadium-Vanadium System. Die beiden Systeme wurden gewählt, da die Aktivmaterialien hohe Verfügbarkeit und geringes Gefahrenpotenzial aufweisen. Das Vanadium System weist den höchsten Entwicklungsstand auf während das Chrom-Eisen-System das größte Potenzial zur Erzielung niedriger Speicherkosten bietet. Bromhaltige Systeme wurden wegen der mit einer möglichen Bromfreisetzung einhergehenden Umweltbeeinträchtigung, Cerhaltige Systeme aus Kosten- und Verfügbarkeitsgründen ausgeschlossen.

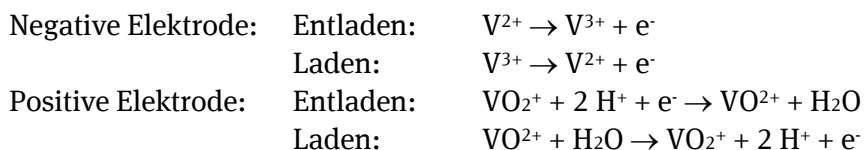
Die ersten Redox-Flow Batterien wurden von der NASA in den 1980er Jahren mit dem Redoxpaar $\text{Cr}^{3+}/\text{Cr}^{2+}$ auf der negativen Elektroden und $\text{Fe}^{3+}/\text{Fe}^{2+}$ auf der positiven Elektrode entwickelt (Hagdorn 1984).

Negative Elektrode: Entladen: $\text{Cr}^{2+} \rightarrow \text{Cr}^{3+} + \text{e}^-$
Laden: $\text{Cr}^{3+} + \text{e}^- \rightarrow \text{Cr}^{2+}$
Positive Elektrode: Entladen: $\text{Fe}^{3+} + \text{e}^- \rightarrow \text{Fe}^{2+}$
Laden: $\text{Fe}^{2+} \rightarrow \text{Fe}^{3+} + \text{e}^-$

Als problematisch erweist sich die negative Elektrode. Die langsame Kinetik der Chrom Redoxreaktionen erfordern den Einsatz von Katalysatoren oder den Betrieb bei erhöhten Temperaturen. Bei

Raumtemperatur wird erfolgreich ein Blei/Gold-Mischkatalysator eingesetzt. Bei höheren Temperaturen ist Wismut als Katalysator geeigneter. Das niedrige Potenzial der negativen Elektrode führt zu einer nicht zu vernachlässigenden Wasserstoffentwicklung, was den Einsatz zusätzlicher Rekombinatorzellen erforderlich macht. Stromdichten bis $80 \text{ mA} \cdot \text{cm}^{-2}$ konnten erreicht werden. Die Aktivmaterialien wurden für gewöhnlich als ein-molare Lösungen in zweimolarer Salzsäure eingesetzt.

Ein Redox-Flow Batteriekonzept mit ausschließlich Vanadium als Aktivmaterial wurde Mitte der 1980er Jahre durch Skyllas Kazacos vorgeschlagen (Skyllas Kazacos, 1986 und 2009). Bei diesem Batterietyp werden Vanadiumsalze unterschiedlicher Oxidationsstufe mit den folgenden Zellreaktionen eingesetzt:



Die Aktivmaterialien werden als ein- bis zweimolare Lösung in zweimolarer Schwefelsäure eingesetzt. Gemischte Elektrolyten aus Salz- und Schwefelsäure zur Verbesserung der Vanadiumlöslichkeit eingesetzt werden.

3.5.2 Kenndaten

Die Kapazität von Redox-Flow-Batterien wird wesentlich durch die in gelöster Phase vorliegenden Aktivmassen bestimmt. Die folgende Tabelle 3-20 gibt einen Überblick über die zu erwartende spezifische Energie der Elektrolytlösungen des Chrom-Eisen Systems und des Vanadium Systems. In beiden Fällen wurde davon ausgegangen, dass die Elektrolyte zwischen 20 % und 80 % Ladezustand zyklisiert werden.

Tabelle 3-20: Ungefähre Kenndaten für Redox-Flow-Akkumulatoren

System	Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	Spezifische Leistung Stromdichte 40 ... 160 mA·cm ⁻² [W·kg ⁻¹]	Zyklenfestigkeit	Wirkungsgrad [%]	Selbstentladung ¹⁸ [% pro Monat]
Chrom - Eisen	3,1 (1 mol Cr & Fe in 2M HCl)	14,0 ... 56,0	> 10 000	65 - 70	Zellstapel: 100 Tank: <0.1
Vanadium - Vanadium	10,8 (1.5 mol/l V in 2 M H ₂ SO ₄)	20,2 ... 80,9	> 10 000	65 - 75	Zellstapel: 100 Tank: <0.1

Daten ermittelt aus Angaben von Hagdorn, 1984 und Skyllas-Kazacos, 2009

¹⁸ Selbstentladung in der Zelle erfolgt innerhalb weniger Stunden während eine Selbstentladung im Speichertank bei geeigneter Reaktandenkonzentration nicht erfolgt.

Die Leistung von Redox-Flow-Batterien wird im Zellstapel erzeugt. Die Bipolarplatte mit einer Dicke¹⁹ im Bereich 0,6 - 5 mm besteht in der Regel aus ruß- bzw. grafitgefülltem Kunststoff oder kompaktiertem Blähgrafit. Die Zellrahmen sind aus Kunststoff gefertigt. Hierzu eignen sich Polyolefine wie Polyethylen (PE) oder Polypropylen (PP) aber auch Polyvinylchlorid (PVC) oder fluorierte Kunststoffe wie Polyvinylidenfluorid (PVDF) und Polytetrafluorethylen (PTFE).

Die vom Elektrolyten durchströmten Elektroden¹⁹ haben eine Dicke von 3-5 mm und bestehen aus Filzen oder Geweben aus Carbon- oder Grafitfasern mit einem Flächengewicht im Bereich von 300-500 g·cm⁻²). Zur besseren elektrischen Kontaktierung werden die Elektroden häufig auf die Bipolarplatten gebondet und im eingebauten Zustand auf ca. 80 % ihrer Ursprungsdicke komprimiert. Im Chrom-Eisen-System ist auf der negativen Elektrode ein Katalysator erforderlich. Dieser soll einerseits die Redoxreaktion des Chroms katalysieren und andererseits die Bildung von Wasserstoff beim Laden reduzieren. Bei Raumtemperatursystemen wird dafür ein Gold-Blei Mischkatalysator (Au-Beladung: ca. 13 µg·cm⁻², Blei-Beladung ca. 100 µg·cm⁻²) eingesetzt. In Systemen, die bei einer erhöhten Temperatur (45 °C bis 65 °C) betrieben werden hat sich ein Wismut-Katalysator (Beladung ca. 35 µg·cm⁻²) bewährt.

Zur Komplettierung des Zellstapels werden noch Isolations- und Verteilerplatten (Kunststoff), Stromsammel (Kupfer oder Aluminium) sowie Endplatten (Aluminium oder Kunststoff) und Verspanneinrichtungen (Stehbolzen oder Spannbänder üblicherweise aus Edelstahl) benötigt. Infolge des stark korrosiven Elektrolyten ist es vorteilhaft, den Zellstapel dicht zu verschweißen, ansonsten werden noch Dichtungen benötigt. Aus Beständigkeitsgründen werden dafür fluorierte Elastomere eingesetzt.

In der Literatur finden sich nur wenige detaillierte Angaben zum Aufbau der Zellstapel sowie zu Gewichten und Volumina. Die folgende Tabelle 3-21 zeigt aus Datenblättern rekonstruierte Stack-Kenndaten der Firma Golden Energy Fuel Cell.

Tabelle 3-21: Vanadium Redox-Flow Stack Kenndaten der Firma Golden Energy Fuel Cell,

Stack Leistung [kW]	2,5	5	10
Gewicht [kg]	80	140	270
Volumen [l]	89,3	169,7	362,6
Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	31,3	35,7	37,0
Leistungsdichte [W·l ⁻¹]	28,0	29,5	27,6

Daten aus <http://www.gefc.com/en/Products.aspx?id=79>, aufgerufen 20.11.2013

Die in Tabelle 3-21 dargestellten Daten können mit abgeleiteten Daten eines 32-zelligen Flowbatteriestapels mit einer Aktivfläche von 1 200 cm² verglichen werden (Tabelle 3-22).

¹⁹ Angaben aus dem Datenblatt "SIGRACET and SIGRCELL Components for Flow Batteries", SGL-Carbon.

Tabelle 3-22: Zusammensetzung eines 32-zelligen Flow-Batteriestack mit einer Aktivfläche von 1 200 cm².

Parameter	Anteil
Gesamtgewicht [kg]	98,8
Volumen [l]	110,4
Kunststoff (Polypropylen) [kg]	30,6
Grafit-PP-Komposit [kg]	40,6
Carbonfilz [kg]	3,8
Fluor-Elastomerdichtung [kg]	2,0
Ionomerfolie [kg]	0,43
Aluminium [kg]	12,1
Kupfer [kg]	6,6
Verspanneinrichtung, Edelstahl [kg]	3,0

Auslegungsdaten: ZSW

Nimmt man diesen Zellstapel als Basis so können in Abhängigkeit der erzielbaren Stromdichte die in Tabelle 3-23 dargestellt spezifischen Parameter für das Chrom-Eisen-System und das Vanadiumsystem errechnet werden.

Tabelle 3-23: Variationsbreite spezifischer Leistungsdaten für Redox-Flow-Batterien

Stromdichte [mA·cm ⁻²]	40 ... 160
Spezifische Leistung Cr-Fe @ 0,9 V [W·kg ⁻¹]	14,0 ... 56,0
Leistungsdichte Cr-Fe @ 0,9 V [W·l ⁻¹]	12,5 ... 50,1
Katalysatorbedarf Cr-Fe: Au/Pb [mg·kW ⁻¹] Bi [mg·kW ⁻¹]	90,3 ... 361,1 / 694,4 ... 2.777,8 243,1 ... 972,2
Spezifische Leistung V-V @ 1,3 V [W·kg ⁻¹]	20,2 ... 80,9
Leistungsdichte V-V @ 1,3 V [W·l ⁻¹]	18,1 ... 72,3

Eigene Berechnungen, Katalysatorbedarf nach [Gahn, 1981]

Wie in Abbildung 3-3 dargestellt, ist die Potenziallage der Chrom-Elektrode außerhalb des Stabilitätsbereichs von Wasser, weshalb dort die Bildung von Wasserstoff als Nebenreaktion auftritt. Zur Minimierung dieses Effekts wird die negative Elektrode im Eisen-Chrom-System mit Wismut (1,1 g·kW⁻¹) und Blei (2,2 g·kW⁻¹) dotiert. Gleichzeitig ist zur Beschleunigung der Chrom-Redoxreaktion ein Goldkatalysator (ca. 220 mg·kW⁻¹) erforderlich.

Die Kinetik der in der Vanadium-Redox-Flow-Batterie an kohlebasierten Elektroden ablaufenden elektrochemischen Reaktionen ist schnell genug, dass auf einen Einsatz von Katalysatoren verzichtet werden kann.

Neben Tanks und Zellstapel erfordert ein Redox-Flow Batteriesystem zusätzlich Pumpen zur Aufrechthaltung des Elektrolytkreislaufs, Ventile, eine Steuerungs- und Überwachungseinheit sowie fallweise ein System zum thermischen Management.

Charakteristisch für das Vanadium-Vanadium System ist sein Betriebsfenster zwischen 5 °C und ca. 45 °C. Bei höheren Temperaturen wird die Kapazität des Systems durch die geringer werdende Löslichkeit des fünfwertigen Vanadiums eingeschränkt. Es müssen daher entsprechende Maßnahmen zur Wärmeabfuhr (z. B. über Wärmeüberträger in den Elektrolyttanks) getroffen werden.

Im Falle des Chrom-Eisen Systems hat sich zur Beschleunigung der Reaktionskinetik eine Erhöhung der Betriebstemperatur auf 65 °C als vorteilhaft erwiesen. Das thermische Management dieses Batterietyps muss dementsprechend ein Abkühlen der Batterie verhindern.

Die beiden Elektrolyträume in Redox-Flow-Zellen werden durch Ionentauschermembranen getrennt. In der Regel werden dafür polymere perfluorierte Sulfonsäuremembranen (PFSE) eingesetzt. Im Hinblick auf den Wirkungsgrad haben sich zwar Anionentauschermembranen als vorteilhaft erwiesen. Diese sind jedoch im Vergleich zu Kationentauschermembranen chemisch empfindlicher und thermisch nicht so stabil.

Die Leistungsaufnahme der oben genannten Nebenaggregate sollte bei Multi-kW-Systemen etwa 5 % der Batterie-Nennleistung nicht überschreiten. Die Elektrolytpumpen haben in der Regel die größte Leistungsaufnahme gefolgt von der Kühlmittelpumpe. Ventilantriebe und das Batteriemanagementsystem haben eine Leistungsaufnahme von eher untergeordneter Bedeutung. Dieser innere Energiebedarf wirkt wie eine Selbstentladungsreaktion und vermindert dementsprechend den Wirkungsgrad der Redox-Flow-Batterie. Die Diffusion von Ionen über die Elektrolytmembran im Zellblock stellt ebenfalls eine Selbstentladungsreaktion dar. Bei abgeschalteten Pumpen entlädt sich der Zellblock in der Regel innerhalb von 2 bis 5 Stunden vollständig. Der in den Vorrattanks gespeicherte Elektrolyt zeigt auf der positiven Seite keine Selbstentladung. Der Elektrolyt auf der negativen Seite muss vor dem Zutritt von Luftsauerstoff geschützt werden, da dieser Chrom oder Vanadium der Oxidationsstufe +2 oxidiert und so ein Ladungsungleichgewicht herbeiführt. Kann der Kontakt mit Luftsauerstoff ausgeschlossen werden, ist der im Tank gespeicherte Elektrolyt auf der negativen Seite als stabil zu betrachten.

3.5.3 Anwendungen und Ausführungsformen

Die Einsatzgebiete von Redox-Flow-Batterien sind in der Regel unterbrechungsfreie Stromversorgung sowie Lastpufferung und Lastverschiebung in Kombination mit Erneuerbaren Energien. Entsprechend dieser Einsatzprofile haben die in

Tabelle 3-24 dargestellten Systeme eine Kapazität entsprechend 1,5 bis 10 Volllaststunden. Längere Speicherzeiten wie sie für Notstromversorgung oder saisonale Energiespeicherung erforderlich wären, werden wegen der Instabilität des positiven Elektrolyten bei Vollladung nicht angestrebt.

Da Redox-Flow-Batterien modular aufbaubar und individuell konfigurierbar sind, konnten sich bislang keine Standardgrößen durchsetzen. Die folgende

Tabelle 3-24 gibt eine Auswahl aktueller Angebote an Vanadium Redox-Flow-Batterien wieder. Bis auf das Cellcube-System sind alle Batterien und Batteriesysteme chinesischen Ursprungs. Die Firma Rongke ist an Vanadis beteiligt. Es ist daher anzunehmen, dass in beiden Fällen identische Technologie verwendet wird.

Tabelle 3-24: Kenndaten ausgewählter Anbieter von Redox-Flow Batterien

Hersteller	Leistung [kW]	Kapazität [kWh]	Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	Energiedichte [kWh·l ⁻¹]	Kosten [€·kW ⁻¹]
Rongke	60 ... 500	125 ... 1.000	5,95 ... 8,7	2.60 ... 3.15	k.A.
Vanadis	100 ... 2.000	400 ... 8.000	k.A.	5.62 ... 9.42	k.A.
Cellcube	10 ... 200	40 ... 1.600	9.29 ... 26.7	5.47 ... 18,39	1.200 ... 2.200
GEFC	2.5 ... 50	3,75 ... 28.000	k.A.	3,47 ... 500	k.A.
SSB-Media	1,3 ... 10	4 ... 100	k.A.	1,96 ... 3,91	3.880 ... 6.310

Errechnet aus im Internet veröffentlichten Datenblättern der Unternehmen; aufgerufen am 20.11.2013.

Der größte Teil der aktuellen Entwicklungsarbeiten und Demonstrationsvorhaben für Redox-Flow Batterien wird Vanadiumsystemen gewidmet. Neben den oben genannten Entwicklungen für Vanadium Redox-Flow Batterien werden sowohl das Chrom-Eisen System als auch Zink-Brom Systeme wieder bearbeitet.

3.5.4 Eigenschaften

Prinzipbedingte Vorteile von Redox-Flow-Batterien sind unter anderem:

- ▶ Vollständige Trennung von Kapazität und Leistung.
- ▶ Einfaches thermisches Management der Batterie durch Elektrolytzirkulation.
- ▶ Begrenzung der Selbstentladung durch Unterbrechen der Elektrolytzirkulation. (Nur das im Zellblock vorhandene Elektrolytvolumen unterliegt der Selbstentladung.)
- ▶ Hohe Zyklenfestigkeit (10.000 bis 20.000 Zyklen nachgewiesen).

Diesen Vorteilen stehen unter anderem die folgenden Nachteile gegenüber:

- ▶ Parasitärer Stromverbrauch vor allem durch Pumpen sowie durch Nebenaggregate wie Ventile und Steuerungseinheit.
- ▶ Auftreten von Nebenschlussströmen im Zellblock.
- ▶ Geringe Stromdichte von in der Regel 50 bis 160 mA·cm⁻¹, wodurch große Zellflächen benötigt werden.
- ▶ Hydraulische Ungleichgewichte durch Elektromigration während des Lade- und Entladevorgangs, wodurch sich langfristig die Elektrolyten der positiven und der negativen Elektrode vermischen.

Rebalancierung des Chrom-Eisen-Systems

Infolge der sehr niedrigen Potenziallage der Chromelektrode ist beim Laden eine parasitäre Wasserstoffentwicklung nicht zu vermeiden. Mit der Zeit bildet sich so ein Ungleichgewicht des Ladezustands der Positiven und der negativen Elektrode. Dieses muss durch ein Rebalancierungssystem wieder ausgeglichen werden. Dies kann durch elektrochemisches Umsetzen des parasitär gebildeten Wasserstoffs mit der geladenen positiven Elektrolytlösung (Wasserstoff-Eisen-Zelle) oder durch elektrolytische Reduktion der geladenen Fe³⁺-Ionen unter Entwicklung von Chlor erfolgen. Der elektrochemische Wasserstoffverzehr im sauren Medium erfordert den Einsatz von Katalysatoren, wobei platinhaltige Katalysatoren die besten Leistungsdaten erzielen. Allerdings ist Platin in halogenidhal-

tigen Elektrolyten korrosionsanfällig und wird so spurenweise in den Elektrolytkreislauf der negativen Elektrode eingetragen. Von dort kann es sich auf der negativen Elektrode niederschlagen und erhöht dort die Neigung zur parasitären Wasserstoffentwicklung. Die Rebalancierung durch Chlor-entwicklung aus dem positiven Elektrolyten ist außer dem zusätzlichen parasitären Energiebedarf und der fallweise notwendigen Ergänzung von Salzsäure ohne langfristige Auswirkungen auf die Batterie. Es müssen allerdings die gebildeten Nebenprodukte Wasserstoff und Chlor sicher gehandhabt und unschädlich gemacht werden. Der Aufwand für ein Rebalancierungssystem lässt sich nur bei Systemen mit hoher Leistung sinnvoll darstellen.

Löslichkeit des fünfwertigen Vanadiums im schwefelsauren Elektrolyten

Vanadium der Oxidationsstufen 2, 3 und 4 sind im schwefelsauren Elektrolyten bei Raumtemperatur in einer Konzentration von mehr als $2 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ löslich. Die Löslichkeit steigt mit zunehmender Temperatur. Vanadium der Oxidationsstufe 5 jedoch ist nur begrenzt im schwefelsauren Elektrolyten löslich. Unbegrenzt stabil sind bis zu $0,9 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$, höhere Konzentrationen können elektrochemisch während des Ladevorgangs zwar erzeugt werden, sind aber nur metastabil. Steigt die Konzentration fünfwertigen Vanadiums über Tag auf höhere Werte, so fällt Vanadiumpentoxid (V_2O_5) aus und die Kapazität geht verloren. Bei Temperaturen über 40°C beschleunigt sich dieser Prozess. Elektrolytadditive können das Ausfallen von V_2O_5 verzögern, aber nicht vollständig verhindern.

3.5.5 Zusammensetzung

In der folgenden Tabelle 3-25 sind die Materialbedarfe für Redox-Flow-Akkumulatoren und in Tabelle 3-26 ist die spezifische Gewichtsverteilung zwischen Elektrolyt (Speicherkapazität) und Zellstapel (Leistungserzeugung) dargestellt. Man erkennt, dass das Gewicht des Speichers dominiert. Man erkennt ebenfalls, dass das Vanadiumsystem deutliche Gewichtsvorteile hat.

Tabelle 3-25: Materialbedarf für Redox-Flow-Akkumulatoren

System	Materialbedarf (60 % Kapazitätsausnutzung) [kg·kWh ⁻¹]	Betriebs- temperatur [°C]
Cr-Fe, $1 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ in $2 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ HCl, 60 % Ausnutzung bei $80 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$	Cr: 7,19 Fe: 7,72	5 ... 45
V-V, $1,5 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ in $2 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ H ₂ SO ₄ , 60 % Ausnutzung bei $80 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$	V: 4,87	25 ... 65

Daten ermittelt aus Angaben von Hagdorn, 1984 und Skyllas-Kazacos, 2009; eigene Berechnungen ZSW

Tabelle 3-26: Gewichtsverteilung zwischen Elektrolyt und Zellstapel eines 8-Stunden Speichers unter Annahme der in Tabelle 3-25 ausgewiesenen Materialbedarfe und der in Tabelle 3-23 dargestellten Stapeldaten.

System	Elektrolyt [kg·kW ⁻¹]	Stack [kg·kW ⁻¹]
Cr-Fe, $1 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ in $1 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ HCl, 60% Ausnutzung bei $80 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$	2 573,0	35,7
V-V, $1,5 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ in $2 \text{ mol}\cdot\text{l}^{-1}$ H ₂ SO ₄ , 60% Ausnutzung bei $80 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$	739,1	26,0

Eigene Berechnungen ZSW

Tabelle 3-27: Gewichtsverteilung zwischen Elektrolyt und Zellstapel eines 8-Stunden Speichers unter Annahme der in Tabelle 3-20 ausgewiesenen Materialbedarfe und der in Tabelle 3-23 dargestellten Stapeldaten.

System	Elektrolyt [kg·kWh ⁻¹]	Stack / Batterie [kg·kWh ⁻¹]	Zelle [kg·kWh ⁻¹]
Vanadium -Vanadium			
Vanadium (Element)	4,9		
Schwefelsäure (H ₂ SO ₄)	71,4		
Kunststoff (Polypropylen)		0,90	
Stahl für Aufständering		0,50	
Kupfer		0,10	
Kunststoff für Wärmetauscher		0,23	
Kunststoff (Polypropylen)			8,05
Grafit Polypropylen Komposit			10,7
Carbonfilz			1,0
Fluor-Elastomerdichtung			0,53
Ionomerfolie			0,113
Aluminium			3,2
Kupfer			1,7
Edelstahl für Verspannung			0,79
Chrom-Eisen			
Chrom (Element)	7,2		
Eisen (Element)	7,7		
Salzsäure	284,7		
Wismut	0,0022		
Blei	0,0011		
Gold	0,0002		
Kunststoff (Polypropylen)			9,0
Grafit Polypropylen Komposit			11,9
Carbonfilz			1,12
Fluor Elastomerdichtung			0,59
Ionomerfolie			0,13
Aluminium			3,56
Kupfer			1,94
Edelstahl (Verspanneinrichtung)			0,89
Kunststoff (Polypropylen)		1,35	
Stahl (Aufständering)		0,75	

System	Elektrolyt [kg·kWh ⁻¹]	Stack / Batterie [kg·kWh ⁻¹]	Zelle [kg·kWh ⁻¹]
Kupfer		0,1	
Edelstahl für Verspannung		0,45	

Eigene Berechnungen ZSW

3.6 Zink-Luft-Akkumulatoren

Zink-Luft-Akkumulatoren gehören zu den Systemen mit alkalischem Elektrolyten. Als Primärzellen stellen sie den Standard der Energieversorgung in Hörgeräten dar. In jüngster Zeit werden Zink-Luft Primärbatterien auch als netzunabhängige Ladegeräte für portable elektronische Geräte angeboten. Luftsauerstoff ist mit seiner hohen spezifischen Kapazität von 3 350 Ah·kg⁻¹ ein attraktives Aktivmaterial für Hochenergiesysteme.

Zink kann trotz seines unterhalb des Stabilitätsbereichs von Wasser liegenden Elektrodenpotenzials aus basischen Elektrolyten elektrolytisch abgeschieden werden. Aus diesem Grund sind elektrisch aufladbare Zink-Luft-Akkumulatoren mit wässrigem Elektrolyten darstellbar. Trotz verschiedener Anläufe konnten Zink-Luft-Akkumulatoren bislang nicht als industriell gefertigte Produkte in den Markt gebracht werden. Gründe hierfür sind unter anderem die bislang noch geringe Zyklenfestigkeit und der Aufwand, der für das Luft- und Elektrolytmanagement getrieben werden muss sowie die im Wesentlichen durch die Sauerstoffelektrode verursachte hohe Spannungsdifferenz zwischen Ladung und Entladung. Dennoch sind Zink-Luft-Akkumulatoren immer wieder Gegenstand von Forschungs- und Entwicklungsprojekten, mit dem Ziel die genannten Nachteile zu beseitigen.

Im Rahmen solcher Forschungs- und Entwicklungsarbeiten wurden verschiedenen Konzepte erprobt, die sich durch die Betriebsführung der Zinkelektrode unterscheiden. Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf Zellen mit Festkörperelektrode.

3.6.1 Funktionsweise

Während der Entladung von Zink-Luftakkumulatoren wird metallisches Zink zu Zink-Hydroxid oxidiert während Luftsauerstoff im wässrig alkalischen Elektrolyten zu OH⁻-Ionen reduziert wird.

Positive Elektrode: $\text{H}_2\text{O} + 1/2 \text{O}_2 + 2 \text{e}^- \leftrightarrow 2 \text{OH}^-$

Negative Elektrode: $\text{Zn} + 2 \text{OH}^- \leftrightarrow \text{Zn(OH)}_2 + 2 \text{e}^-$

Die mittlere Zellspannung beträgt ca. 1.1 V während der Entladung und ca. 2 V während der Ladung, woraus sich ein Zyklenwirkungsgrad von 55 % ergibt. Zink-Luft-Akkumulatoren sind zur Atmosphäre hin offen. Aus diesem Grund müssen Wechselwirkungen mit Bestandteilen der Atmosphäre, vor allem CO₂ und Wasser berücksichtigt werden. Abhängig von der relativen Feuchte der Umgebungsluft können Zink-Luft-Zellen Wasser an die Umgebung abgeben oder aus der Umgebung aufnehmen. Dies führt zu einem wechselnden Elektrolytgehalt in der Zelle und muss durch ein aktives Elektrolytmanagement kompensiert werden. Der stark alkalische Elektrolyt kann CO₂ aus der Luft aufnehmen, wodurch sich der pH-Wert ändert und damit die Kinetik der Sauerstoffreduktion beim Entladen und der Sauerstoffentwicklung beim Laden verlangsamt wird.

3.6.2 Kenndaten

Tabelle 3-28: Ungefähre Kenndaten für Zink-Luft-Akkumulatoren auf Zellebene

Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	Zyklusfestigkeit Bis zur Unterschreitung von 80% Nennkapazität	Wirkungsgrad [%]	Selbstentladung [% pro Monat]
110 -170 (Zellebene)	15 - 75	300 Ziel: 10 000	45 - 55	ca. 2 ²⁰
82 ²¹ (Batterieebene)	10,3	s.o.	s.o.	s.o.

Angaben nach "Development of Electrically Rechargeable Zinc-Air Batteries" Abschlussbericht des EU-Projekts Vertragsnummer JOR-3 CT98-0298 und eigene Berechnungen des ZSW,

Eine wesentliche Herausforderung für Zink-Luft-Akkumulatoren ist die Zyklusfestigkeit. Mit aktuellen Zellkonzepten liegen die Entwicklungsziele bei 300 Zyklen mit 80 % Nennkapazität. Für flache Zyklen mit ca. 20 % Kapazitätsentnahme pro Zyklus werden 4 000 Zyklen angegeben. Begrenzend für die Zyklenlebensdauer sind einerseits Formveränderungen der negativen Zn-Elektrode und andererseits die Betriebsdauer der positiven Lufolektrode unter den Bedingungen der Sauerstoffentwicklung. Aus diesem Grund wird die Stabilität der Lufolektrode in der Literatur häufig über die Betriebsstundenzahl unter Bedingungen der Sauerstoffentwicklung charakterisiert.

Neue Zellkonzepte mit alternativen Elektrolyten, wie sie zum Beispiel von der Firma EOS Energy Storage entwickelt werden zielen auf eine Lebensdauer von 10 000 tiefen Zyklen (EOS 2014).

Zink-Luft-Akkumulatoren erfordern ein aktives Luftmanagement zur Aufrechterhaltung der Wasserbilanz und zur Bindung von CO₂.

3.6.3 Anwendungen und Ausführungsformen

Elektrisch aufladbare Zink-Luft-Akkumulatoren sind gegenwärtig nicht als industriell gefertigte Produkte verfügbar. Im Rahmen der Speicherinitiative des BMBF werden Forschungsarbeiten zu Zink-Luft-Akkumulatoren gefördert.

3.6.4 Eigenschaften

Die mit den bislang verfolgten Ansätzen erzielbare Zyklenlebensdauer von Zink-Luft-Akkumulatoren wird durch die aggressiven Verhältnisse bei der Sauerstoffentwicklung sowie durch die Neigung der Zinkelektrode nadelförmige Abscheidungen (so genannte Dendriten) zu bilden begrenzt. Die Zellen einer Zink-Luft-Batterie müssen dementsprechend entweder öfter ausgewechselt werden oder es gelingt geeignete zyklusstabile Luft- und Zinkelektroden zu entwickeln.

3.6.5 Zusammensetzung

Da es aktuell keine bekannten industriellen Hersteller von Zink-Luft-Akkumulatoren gibt, mussten die Daten der nachfolgenden Tabelle 3-29 aus verschiedenen Quellen zusammengetragen und kon-

²⁰ Dies erfordert das Verschließen der Luftzufuhr während der Lagerzeit durch ein aktives Luftmanagement. Bei ungehindertem Luftzutritt kann sich die Zelle je nach Gestaltung des Stromableiters der Zinkelektrode in wenigen Tagen entladen.

²¹ Berechnet unter den in Kapitel 3.6.5 getroffenen Annahmen.

solidiert werden. Als Grundannahme dient ein Speicher aus 20 Ah, 22 Wh Zellen. Die spezifischen Leistungsdaten wurden für eine achtstündige Entladung berechnet.

Tabelle 3-29: Spezifischer Materialaufwand für Zink-Luft-Akkumulatoren auf Zellebene unter Annahme von 20 Ah-Zellen mit einer spezifischen Energie von 142 Wh·kg⁻¹.

Material	Materialbedarf [kg·kWh ⁻¹]	Materialbedarf* [kg·kW ⁻¹]
Zinkoxid (ZnO)	1,906	15,251
davon Zn	1,532	12,253
Bleioxid (PbO)	0,047	0,378
Davon Pb	0,044	0,351
Cellulose	0,255	1,804
PTFE	0,414	3,309
Kupferableiter negative Elektrode	0,291	2,327
Ruß (grafitiert, aktiviert)	0,324	2,589
Ruß (Diffusionsschicht)	0,324	2,596
Katalysator	0,325	2,596
Nickelableiter positive Elektrode	0,582	4,655
Elektrolyt	1,965	15,720
Kunststoff (Gehäuse, Separator)	0,644	5,149

Daten aus "Development of Electrically Rechargeable Zinc-Air Batteries" Abschlussbericht des EU-Projekts Vertragsnummer JOR-3 CT98-0298, Linden's Handbook of Batteries, 4th edition McGraw Hill, 2011, und eigene Berechnungen des ZSW

Als Sauerstoffentwicklungs- / Peroxidzersetzungskatalysatoren können mehrere verschiedene Materialien eingesetzt werden die folgende Tabelle 3-30 ist auf die häufig verwendeten Katalysatoren La_{0,6}Ca_{0,4}CoO₃ und Co₃O₄ beschränkt und dient als Ergänzung der Daten aus Tabelle 3-29.

Tabelle 3-30: Spezifischer Materialaufwand der Katalysatoren der Lufterlektrode auf Zellebene unter Annahme von 20 Ah-Zellen mit einer spezifischen Energie von 142 Wh·kg⁻¹.

Material	Materialbedarf [kg·kWh ⁻¹]	Materialbedarf* [kg·kW ⁻¹]
La _{0,6} Ca _{0,4} CoO ₃	La: 0,131	La: 1,049
	Ca: 0,025	Ca: 0,202
	Co: 0,093	Co: 0,741
Co ₃ O ₄	Co: 0,278	Co: 2,224

Eigene Berechnungen des ZSW

Nimmt man eine Speichergröße von 20 kWh an, so müssten insgesamt ca. 910 Zellen verbaut werden, die in einem Volumen von ca. 1 m³ eingehaust werden. Zur Entfernung von CO₂ aus der Reaktionsluft muss unter Berücksichtigung eines vierfachen Überschusses in Bezug zum stöchiometrischen Sauerstoffbedarfs und einem jährlichen Wechselintervall ein Vorrat von ca. 75 kg Adsorbens (z. B. 30 % wässrige Natronlauge (NaOH)) vorgehalten werden.

Tabelle 3-31: Spezifischer Materialaufwand des Gehäuseaufwands und des CO₂-Adsorbens einer 20 kWh Batterie.

Systembestandteil	Gewicht [kg]	Spezifische Kapazität [Wh·kg]	Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]
Zellen	141,1	141,7	17,7
Zellverbinder, Anschluss, Lüfter	7,2	-	-
Gehäuse (Kunststoff)	22,5	-	-
Adsorbens (Wässrige NaOH)	72,4	-	-
Batterie gesamt	243,2	82,2	10,3

Eigene Berechnungen des ZSW; die spezifische Leistung ist berechnet für achtstündige Entladung.

3.7 Wasserelektrolyse

Der Begriff "Wasserstoffwirtschaft" wurde im Jahr 1972 von Bockris und Appleby geprägt. In diesem Konzept dient Wasserstoff als Stoff zum Transport von Energie und als Option zur saisonalen Speicherung von Energie, wie es mit einer zunehmenden Durchdringung fluktuierend verfügbarer erneuerbarer Energien wie zum Beispiel Strom aus Wind- und Sonnenenergie erforderlich wird. Wasserstoff ist kein natürlich vorkommender Rohstoff sondern muss unter Energieeinsatz erzeugt werden. Eine Schlüsseltechnik für die auf erneuerbaren Energien basierende Wasserstoffwirtschaft ist daher die Wasserelektrolyse, bei der Wasser durch Einsatz elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Wasserstoff kann als Gas direkt gespeichert werden oder vor der Speicherung in andere wasserstoffhaltige Verbindungen wie zum Beispiel Methan oder Methanol etc. umgewandelt werden.

Wasserstofferzeugung mittels Wasserelektrolyse eröffnet somit den Transfer elektrischer Energie in Anwendungen außerhalb der Elektrizitätswirtschaft wie zum Beispiel die Herstellung von Kraftstoffen für den Straßenverkehr oder Die Synthese von Grundchemikalien für die chemische Industrie.

3.7.1 Funktionsweise

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser unter Einsatz von elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Wasserstoff dient so als chemischer Speicher für elektrische Energie. Die Reaktion erfolgt an katalysatorbelegten Elektroden in einem wässrigen Elektrolyten. Da Protonen (H⁺) und OH⁻-Ionen in wässrigen Elektrolyten die höchsten spezifischen Leitfähigkeiten aufweisen, werden in der Regel stark alkalische oder stark saure Elektrolyten eingesetzt. In sauren bzw. alkalischen Elektrolyten sind unterschiedliche Katalysatoren erforderlich. Während im alkalischen Elektrolyten Metalle wie Nickel oder Metalloxide wie zum Beispiel Kobaltoxid eingesetzt werden können, werden im sauren Elektrolyten aus Stabilitätsgründen Edelmetallkatalysatoren wie Platin oder Iridium- bzw. Rutheniumoxid benötigt.

Positive Elektrode: $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^- + \text{O}_2$ (saurer Elektrolyt)
 $4 \text{OH}^- \rightarrow 4 \text{e}^- + 2 \text{H}_2\text{O} + \text{O}_2$ (alkalischer Elektrolyt)

Negative Elektrode: $4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^- \rightarrow 2 \text{H}_2$ (saurer Elektrolyt)
 $4 \text{H}_2\text{O} + 4 \text{e}^- \rightarrow 2 \text{H}_2 + 4 \text{OH}^-$

Im Elektrolyseur erfolgen die elektrochemischen Reaktionen nur in eine Richtung (Wasserzerlegung). Zur elektrochemischen Wasserbildung wird ein anderer Zellaufbau (Brennstoffzelle) benötigt.

Zur Spaltung von Wasser muss die gesamte Bildungswärme (ΔH) aufgebracht werden. Diese ist im Betriebstemperaturfenster der gebräuchlichsten Elektrolyseure nur sehr wenig von der Temperatur abhängig. Die Bildungswärme von Wasser in flüssiger Form beträgt bei Raumtemperatur und atmosphärischem Druck $-285,8 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$. Dies entspricht einem Spannungsäquivalent von 1,481 V. Infolge von Reaktionshemmungen vor allem an der Sauerstoffelektrode und einem erhöhten Innenwiderstand infolge der Bildung von Gasblasen liegt die tatsächliche Betriebsspannung von Elektrolyseuren im Bereich zwischen 1,8 und 2,0 V. Hieraus können sich Beschränkungen der erzielbaren Stromdichten ergeben. Eine Erhöhung der Temperatur wirkt beschleunigend auf die Elektrodenreaktionen und bewirkt somit ein Sinken der Zellspannung bei gegebener Stromdichte.

Erfolgt die Wasserelektrolyse unter erhöhtem Druck, so ist eine höhere Spannung erforderlich. Dieser Mehraufwand wird jedoch im Gesamtsystem durch einen verminderten Aufwand zur Wasserstoffverdichtung kompensiert. Außerdem sind die entstehenden Gasblasen kleiner und erhöhen damit den Innenwiderstand bei höheren Stromdichten in geringerem Maß. Bei zu hohen Elektrolysedrücken kommt es zu einer Verschlechterung der Gasqualität und des Wirkungsgrads durch Diffusion von Wasserstoff in Sauerstoff und umgekehrt. Die Beeinträchtigung der Gasqualität ist besonders bedeutsam bei Betrieb in Teillast. Typische Arbeitsdrücke von Druckelektrolyseuren liegen im Bereich zwischen 6 bar und 30 bar.

Die folgenden Beschreibungen sind (Millet 2013) entnommen. Alkalische Industrielektrolyseure sind sehr robust, sie erlauben bei Volllast Stromdichten bis ca. $500 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ bei einer Betriebsspannung im Bereich von 1,9 V bis 2,5 V. Bei Minimallast ($< 100 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$) verringert sich das Spannungsfenster auf 1,5 V bis 1,9 V. Die Betriebstemperaturen betragen 70 – 95 °C.

Die Kennlinien von PEM-Elektrolyseuren können bei Volllast bis zu Stromdichten über $1,2 \text{ A}\cdot\text{cm}^{-2}$ ausgefahren werden. Das zugehörige Spannungsfenster liegt zwischen 1,6 V und 1,9 V. Bei Minimallast verringert sich die benötigte Spannung auf 1,35 V bis 1,45 V. Typische Betriebstemperaturen sind 90 °C bis 110 °C, letztere werden nur bei Druckbetrieb erreicht.

Die Kennlinien von Hochtemperaturlektrolyseuren laufen bei den niedrigsten Spannungen. Die Stromdichte bei Volllast beträgt ca. $500 \text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$, das Spannungsfenster 1,35 V bis 1,45 V. Bei Minimallast reduziert sich die benötigte Spannung auf 1,0 V bis 1,05 V. Zur Aufrechterhaltung der Reaktion wird zusätzlich Hochtemperaturwärme benötigt. Die vergleichsweise geringe Spannung der Hochtemperaturlektrolyse rührt davon, dass grundsätzlich nur ein Teil (ΔG) der Bildungswärme (ΔH) als elektrische Energie aufgebracht werden muss, der Rest kann als Wärme ($T\cdot\Delta S$) eingebracht werden. ($\Delta H = \Delta G + T\cdot\Delta S$). Bei Raumtemperatur, Atmosphärendruck und Wasser als Flüssigkeit entspricht $\Delta G = -237,2 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$. Der Rest ($T\cdot\Delta S = -48,6 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$) kann über Wärme aufgebracht werden. Bei 900 °C, Atmosphärendruck und Wasser als Dampf entsprechen $\Delta H = -248,7 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$, $\Delta G = -183,1$ und $T\cdot\Delta S = -65,6 \text{ kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$. Die zugehörigen Spannungsäquivalente für ΔG ergeben sich zu 1,229 V bei Raumtemperatur und 0,949 V bei 900 °C.

Bei der Wasserstoffproduktion ist die Wasserstoffproduktion direkt proportional zur Stromstärke. Es ist daher wünschenswert, Elektrolyseure bei möglichst hohen Stromdichten zu betreiben. Andererseits sinkt der Wirkungsgrad der Elektrolyse mit zunehmender Spannung. Technische Elektrolyseure müssen daher in einem Optimum aus Wasserstoffproduktion und spezifischem Energieeinsatz betrieben werden.

3.7.2 Kenndaten

Elektrolyseure verfügen über keine spezifische Kapazität. Diese ist dem externen Speicher zuzuordnen. Der Wirkungsgrad und die Gasqualitäten sind von der Stromdichte abhängig. Mit zunehmender Stromdichte steigt die Gasqualität und der Wirkungsgrad nimmt ab. Bei zu geringer Leistung kann die Diffusion von Wasserstoff in den sauerstoffhaltigen Teil des Elektrolyseurs erfolgen. Die Bildung

zündfähiger Gemische durch Wasserstoffdiffusion durch die Elektrolytmembran müssen durch geeignete Betriebsbedingungen bzw. rechtzeitige Abschaltung vermieden werden.

Tabelle 3-32: Ungefähre Kenndaten für Wasser-Elektrolyseure

Typ	Spezifische Leistung ²² [W·kg ⁻¹]	Lebensdauer Wartungsintervall [Jahre]	Wirkungsgrad [%]	Energiebedarf [kWh·kg ⁻¹] Stromdichte [A·cm ⁻²]
Alkalischer Elektrolyseur	ca. 28 (ca. 1kg/h, 185 kW)	10 - 20 3	60 @ 0,2 mA·cm ⁻² , 2 V, 80 °C 80 @ 500 mA·cm ⁻² , 2 V, 80 °C	4,4 ... 4,8 0,45
Polymerelektrolytmembran Elektrolyseur	ca. 40 (ca. 89g/h, 1 kW)	10 - 15 3	80 @ 1A·cm ⁻² , 1,8 V, 90 °C	4,2 ... 5,6 1

Angaben nach Millet, 2013.

²² Die Angabe beinhaltet Nebenaggregate wie Rohrleitungen, Ventile, Gasabscheider, Wasseraufbereitung etc., für die nicht notwendigerweise eine lineare Skalierung gegeben ist.

Tabelle 3-33: Kurzvergleich von Elektrolyseurvarianten

	Alkalischer Elektrolyseur	PEM-Elektrolyseur
Industrieller Entwicklungsstand	Erfahrung seit ca. 100 Jahren	Erfahrung seit ca. 10-20 Jahren
Typische H ₂ -Produktionsrate [kg·h ⁻¹]	< 67	ca. 2,7
Elektrolyt	Kalilauge (20-30 % KOH)	Feste, ionenleitende Polymermembran
Separator	Mikroporöse Polymerfolie (z. B. PSU) zum Teil mineralisch gefüllt (z. B. ZrO ₂)	Wir durch die Polymerelektrolytfolie gewährleistet.
Betriebsweise	Bevorzugt kontinuierlich bei Nennlast. Gute Lastwechseldynamik, Reduktion auf 20 % Nennlast und Überlast sind möglich. Stützspannung bei Stillstand erforderlich.	Dynamische Anpassung möglich. Teil- und Überlastbetrieb sind möglich. Stützspannung bei Stillstand nicht erforderlich.
Gasreinheit	Volllast: 99,9 % Teillast: 99,5 %	Volllast: 99,999 % Teillast: 99,999 %
Sonstiges	Kostengünstige Werkstoffe (vernickelter Stahl),	Edelmetallbedarf, Struktur- und Elektrodenwerkstoffe resistent gegen saure Korrosion.
Kaltstartdauer	Minuten / Stunden	Sekunden / Minuten
Speisewasserbedarf [kg _{H2O} ·kg _{H2} ⁻¹]	9,5 - 11,2	11,2 - 14,6

Angaben nach DVGW, 2013.

Elektrolyseure benötigen eine geeignete Speisewasseraufbereitung, um die Leitfähigkeit des Elektrolyten zu erhalten. Dies geschieht für gewöhnlich durch Umkehrosmose, wobei entsprechende Abwasserströme anfallen. Die Reinheitsanforderungen für PEM-Elektrolyse-Speisewasser sind höher als für die alkalische Elektrolyse, da sich kationische Verunreinigungen in der Polymerelektrolytmembran konzentrieren. Aus diesem Grund kann gegebenenfalls ein Mischbettionenaustauscher erforderlich sein.

Über die Speisewasseraufbereitung hinaus werden noch ein Gasseparator sowie ein Abscheider für Tröpfchen und Partikel benötigt. Vor der weiteren Speicherung muss das Gas getrocknet werden. Die geschieht z. B. über sogenannte Molekularsiebe.

3.7.3 Anwendungen und Ausführungsformen, Eigenschaften

Die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff am Verwendungsort wird hauptsächlich für die Sauerstoffbefreiung von Kesselspeisewässern sowie für die Herstellung von Wasserstoff als Wärmeträgermedium zur Turbinen- und Generatorkühlung eingesetzt. Darüber hinaus wird die Wasserelektrolyse häufig zur Sauerstofferzeugung z. B. in der Weltraumtechnik oder in U-Booten eingesetzt. Der als Nebenprodukt anfallende Wasserstoff wird in diesen Anwendungen überwiegend verworfen.

Wasserstoff wird auch als reduktives Gas in der Sintermetallurgie sowie bei der Herstellung von Bildschirmen, als Schweißgas oder als Trägergas für die Gaschromatographie eingesetzt. Wasserelektrolyse hat bis zu den 1990er Jahren in diesen Märkten eine Rolle gespielt. Danach wurde die vor-Ort-Herstellung vielfach durch die Anlieferung technischer Gase ersetzt.

Große Mengen an elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff wurden für die Ammoniakherstellung genutzt. Der elektrische Strom wurde in Kraftwerken außerhalb von Ballungszentren mit schwacher Netzanbindung erzeugt. Der leistungsstärkste alkalische Elektrolyseur weltweit mit einer Leistungsaufnahme von 156 MW (Blockgröße) und einer Erzeugungskapazität von 2 945 kg·h⁻¹ wurden dafür in den 1960er Jahren in Assuan gebaut. Der erzeugte Wasserstoff diente der Ammoniakerzeugung.

3.7.4 Zusammensetzung

Die genaue Zusammensetzung von Elektrolyseanlagen wird von den Herstellern in der Regel nicht kommuniziert. Dementsprechend wird das Stoffinventar in den publizierten Lebenszyklusanalysen stark aggregiert. Die nachfolgende Tabelle 3-34 zeigt die Aufteilung der Zusammensetzung eines alkalischen Elektrolyseurs mit einer Wasserstoffproduktionsrate von ca. 5,4 kg·h⁻¹ mit einer Anschlussleistung von ca. 250 kW. Tabelle 3-35 gibt eine grobe Aufschlüsselung der verwendeten Rohstoffkategorien.

Tabelle 3-34: Komponenten eines alkalischen Elektrolyseurs zur Versorgung einer Wasserstoff-tankstelle.

Bestandteil
Container
Steuertafel
Transformator
Gas / Laugenseparator
Elektrolysemodul (Zellstapel)
Kühleinheit
H ₂ - Sauerstoffentferner und Trockner
Speisewasseraufbereitung
Wasserreiniger
Gleichrichter
Verdichter
Verrohrung und Montageelemente
Armaturen, Verbinder und Instrumente
Kabel
Schrauben und Muttern

Nach: ECTOS, Deliverable No 16, 2005.

Tabelle 3-35: Aufschlüsselung der Elektrolyseurbestandteile nach Materialklassen: Hochrechnung unter Annahme eines Elektrolyseurs mit 320 kW Leistungsaufnahme.

Material	Materialbedarf alkalische- [g·kW ⁻¹]	PEM-Elektrolyse
Eisenmetalle (Stahl)	26 918	5 500
Nicht-Eisenmetalle (Nickel)	2 909	-
Nicht-Eisenmetalle (Kupfer)	728	700
Nicht-Eisenmetalle (Titan)	-	80
Kunststoffe	1 664	1 250
Fluide (KOH-Elektrolyt / Wasser)	229	200
Platin (PEM-Elektrolyse)		0,6
Iridium (PEM-Elektrolyse)		0,6
Elektrolytmembran (PEM-Elektrolyse)		5,6
Verschiedenes und nicht spezifiziertes (3,6 %)	111	111
Katalysator (Co)	ca. 4,5	-
Diaphragmafüllstoff (ZrO ₂) ²³	ca. 50	-

Nach: ECTOS, Deliverable No 16, 2005 und eigene Hochrechnungen ZSW.

Sowohl für die Wasserstoffentwicklung als auch für die Sauerstoffentwicklung sind Katalysatoren erforderlich.

Die Aktivschicht / Katalysatoren für die alkalische Elektrolyse bestehen im Grundmaterial aus hochoberflächigem Nickel (Raney-Nickel, einer "ausgelaugten" Ni-Aluminium-Legierung). Darüber hinaus werden ähnliche Katalysatoren wie in alkalischen Zink-Luft-Akkumulatoren eingesetzt (z. B. La_{0,6}Ca_{0,4}CoO₃, Co₃O₄ etc.) in ähnlicher Beladung (ca. 350 - 1 000 mg·kW⁻¹).

Bei PEM-Elektrolyseuren geht man von Edelmetallbeladungen von ca. 0,5 bis 2 mg·cm⁻² auf der Anode und der Kathode aus (Millet, 2013). Als Kathodenkatalysator (Wasserstoffentwicklung) wird in der Regel Platin eingesetzt. Infolge des niedrigen Elektrodenpotenzials können analog zur PEM-Brennstoffzelle sogenannte geträgerte Katalysatoren eingesetzt werden. Die Edelmetallbelegung bewegt sich daher eher am unteren Rand des Korridors 0,5 mg·cm⁻² (ca. 250 mg·kW⁻¹). Zur Sauerstoffentwicklung werden in der Regel IrO₂ gegebenenfalls mit Additiven (Ru, Pt) und Trägern (z. B. TiO₂, SnO₂, MoO₃ etc.) eingesetzt. Die Katalysatorbeladung beträgt ca. 2 mg·cm⁻² (ca. 1 g·kW⁻¹) betrachtet man die Entwicklung der spezifischen Katalysatorbeladung bei PEM-Brennstoffzellen, so kann man durch verbesserte Elektrodentechnik und Katalysatordispersion mit einer Verringerung des spezifischen Edelmetallbedarfs rechnen.

3.8 Polymerelektrolytmembran (PEM) - Brennstoffzellen

Polymerelektrolytmembran (PEM) Brennstoffzellen bieten eine effiziente Möglichkeit, den Energieträger Wasserstoff in elektrische Energie zu verwandeln. In einer Brennstoffzelle reagiert Wasserstoff

²³ Diaphragma als Kunststoff-Keramikverbund mit ca. 20 % Füllstoffanteil (ZrO₂). Der Zirkonoxidanteil ist nicht unvermeidbar. Es gibt auch reine Kunststoffdiaphragmen bzw. Diaphragmen aus Nickelhydroxid.

indirekt mit Sauerstoff zu Wasser, wobei ein Teil der Reaktionswärme in Form von elektrischer Energie gewonnen werden kann.

PEM-Brennstoffzellen werden für verschiedene Anwendungen entwickelt. Beispiele dafür sind unter anderem: Automobilantrieb, unterbrechungsfreie Stromversorgung, Kraft-Wärme-Kopplung, netzferne Stromversorgung etc.

PEM-Brennstoffzellen benötigen zum Betrieb Wasserstoff, der entweder direkt über einen Gasvorrat oder indirekt über die Aufbereitung eines Brennstoffs wie Erdgas oder Methanol bereitgestellt wird. Neben der eigentlichen Brennstoffzelle werden noch Nebenaggregate zur Luftversorgung sowie zum Wasser und Wärmemanagement benötigt.

3.8.1 Funktionsweise

Eine Brennstoffzelle kann als elektrochemischer Reaktor verstanden werden, in dem an räumlich voneinander getrennten Elektroden, Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser reagieren. In einer PEM-Brennstoffzelle mit saurem Elektrolyten laufen die folgenden Elektrodenreaktionen ab:

Positive Elektrode: $\text{O}_2 + 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^- \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$

Negative Elektrode: $2 \text{H}_2 \rightarrow 4 \text{H}^+ + 4 \text{e}^-$

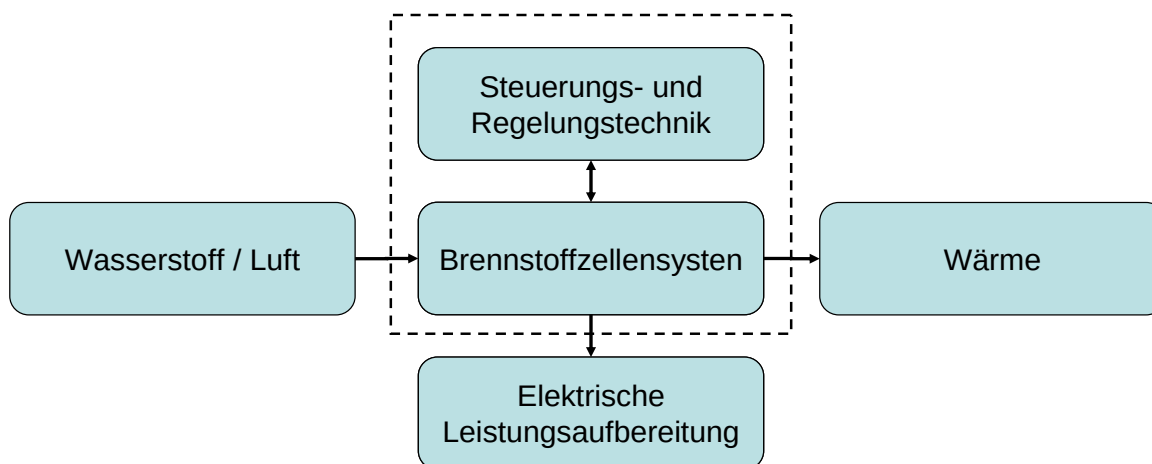
Die genannten Reaktionen erfolgen an der Oberfläche eines nanopartikulären Platinkatalysators. Als Elektrolyt dient aus Stabilitätsgründen gewöhnlich eine ca. 25 - 125 µm dicke so genannte polymere perfluorierte Sulfonsäure. Das bekannteste Polymer dieser Art ist Nafion[®] von DuPont. Es existieren jedoch noch weitere ähnliche Materialien anderer Hersteller. Obwohl grundsätzlich umkehrbar, erfolgen die Reaktionen in einer Brennstoffzelle stets in eine Richtung. Die elektrolytische Zerlegung von Wasser erfolgt in einem Elektrolyseur, der sich von der Bauart und den verwendeten Katalysatoren von der Brennstoffzelle unterscheidet.

Die Brennstoffzelle ist stets Teil eines Systems, das die Brennstoff- und Luftzufuhr sowie deren Konditionierung gewährleisten muss. Hierzu gehören Luftversorgung und gegebenenfalls -befeuchtung, Brennstoffversorgung und -recycling, Systeme zur Druckhaltung im Luft- und Wasserstoffpfad, Produktwasserabscheider, Sicherheitseinrichtungen, das Kühlsystem sowie Steuerungs- und Leistungselektronik (Masten et al, 2003).

Für ein Brennstoffzellensystem müssen daher noch die Energieaufwände zur Medienversorgung und gegebenenfalls Leistungskonditionierung mit berücksichtigt werden. Der bedeutendste Teil des Energieaufwands wird für die Luftversorgung benötigt. Abbildung 3-5 zeigt ein vereinfachtes Blockdiagramm eines Stromversorgungssystems mit Brennstoffzellen.

Die für das Stoffinventar in Betracht gezogene Systemgrenze ist gestrichelt eingezeichnet. Hierbei wird angenommen, dass Wasserstoff auf einem direkt verwendbaren Druck und Temperaturniveau bereitgestellt wird. Das Brennstoffzellensystem entnimmt die Luft aus der Umgebung. Der zur Luftversorgung erforderliche Energieaufwand ist in den Systemwirkungsgrad einbezogen.

Abbildung 3-5: Gesamtsystem Brennstoffzelle (eigene Darstellung ZSW)



Die Brennstoffzellenreaktion entspricht dem Entladen des Speichers.

3.8.2 Kenndaten

Es gibt eine große Vielzahl an möglichen Systemkonfigurationen für PEM-Brennstoffzellensysteme. Die folgenden Ausführungen sind auf Systeme für den Automobylantrieb und für Systeme in der Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung beschränkt.

Tabelle 3-36: Kenndaten für wasserstoffbetriebene Brennstoffzellensysteme²⁴

Typ	Spezifische Leistung ²⁵ [W·kg ⁻¹]	Lebensdauer [Betriebsstunden]	Wirkungsgrad (H ₂ -Luft), ²⁶ mittlere Zellspannung 650 mV [%]	Wasserstoffbedarf [g·kWh ⁻¹] @ Stromdichte [A·cm ⁻²]
Automobil ²⁷ (Generation 2020)	700	ca. 5 500	46 ²⁸	65,4 @1,2 A·cm ⁻²
Mikro-KWK	70 ²⁹	> 20 000	50 ³⁰	57,4 @ 1 A·cm ⁻²

Daten ZSW

Detaillierte Angaben zu den eingesetzten Materialien und zur Aufteilung der Systemgewichte sind in der öffentlichen Literatur aus Gründen des Know-how-Schutzes der Unternehmen schwer zu finden. Die in Tabelle 3-36 dargestellten Daten sind daher aus verschiedenen Quellen extrapoliert. Systeme für die Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung sind in der Regel für den Einsatz in Einfamilien- oder kleineren Mehrfamilienhäusern ausgelegt. Sie haben eine elektrische Leistung zwischen 750 W (Einfamilien-

²⁴ Brennstoffzellensystem einschließlich Nebenaggregate ohne Leistungselektronik und Wasserstoffversorgung

²⁵ Die Angabe beinhaltet Nebenaggregate wie Rohrleitungen, Ventile, Gasabscheider, Wasseraufbereitung etc. für die nicht notwendigerweise eine lineare Skalierung mit der Systemleistung gegeben ist

²⁶ Systemwirkungsgrad ohne DC-Aufbereitung (Wechselrichter).

²⁷ Extrapolation aus Daten verschiedener Quellen

²⁸ Systembetrieb bei 1 bar Überdruck

²⁹ Angaben bezogen auf ein Wasserstoffsystem. Quellen: Datenblätter Heliocentris, UBzM

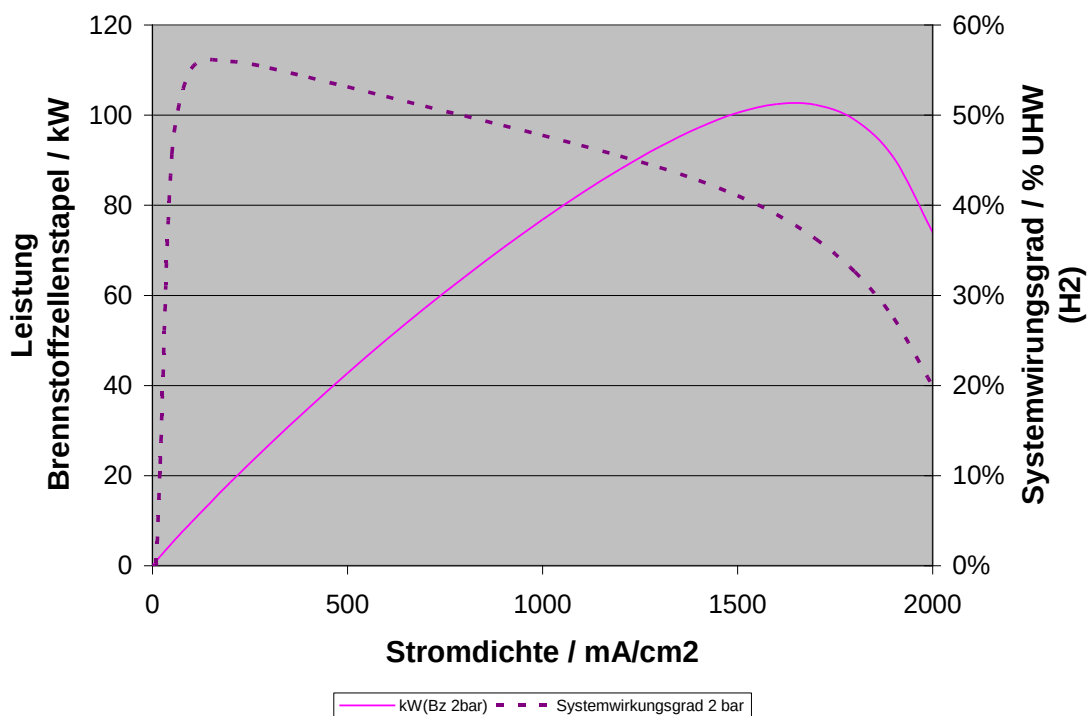
³⁰ Systembetrieb bei Atmosphärendruck

haus) und 5 kW (Mehrfamilienhaus). Die Systemauslegung erfolgt gewöhnlich im Hinblick auf eine Maximierung des elektrischen Wirkungsgrads. Bis auf wenige Ausnahmen werden Systeme für die Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung mit Erdgas als Brennstoff betrieben. Fahrzeugantriebssysteme haben gewöhnlich eine Nennleistung um 80 kW bis 100 kW. Sie sind auf Kompaktheit und hohe Leistungsdichte hin optimiert.

3.8.3 Anwendungen und Ausführungsformen, Eigenschaften

Leistung und Wirkungsgrad sind von der Stromdichte abhängig. Abbildung 3-6 zeigt einen typischen Verlauf der Leistung eines Brennstoffzellenstapels und des zugehörigen Wirkungsgrads für ein Automobilsystem in Abhängigkeit der Stromdichte. Man erkennt, dass die Leistungsabgabe des Brennstoffzellenstapels bei Stromdichten um $1\,600\text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$ durch ein Maximum geht, der Wirkungsgrad bereits bei ca. $200\text{ mA}\cdot\text{cm}^{-2}$.

Abbildung 3-6 Abhängigkeit der Leistung und des Systemwirkungsgrads eines Brennstoffzellensystems von der Stromdichte.



ZSW: Eigene Rechnungen.

Die Nennleistung des Brennstoffzellensystems wird dementsprechend zwischen dem Punkt maximalen Wirkungsgrads des Systems und dem Punkt maximaler Leistung des Stapels definiert. Für Anwendungen im Automobil könnte der Auslegungspunkt bei einer Stapelleistung von 88 kW liegen. Dies entspräche nach Abzug des Nebenaggregateverbrauchs einer Systemleistung von 77 kW und einem Wirkungsgrad von 46 % bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs. Für Anwendungen in der Energietechnik kann der Auslegungspunkt zu Gunsten des Wirkungsgrads bei niedrigeren Leistungen gewählt werden. Mit abnehmenden spezifischen Kosten für den Brennstoffzellenstapel kann vor allem bei energietechnischen Anwendungen, bei denen das Bauvolumen von geringerer Bedeutung ist, davon ausgegangen werden, dass der Arbeitspunkt zu geringeren Stromdichten und damit zu höheren Wirkungsgraden hin gewählt wird. Die Mehrkosten können teilweise durch Einsparungen bei den Nebenaggregaten kompensiert werden.

3.8.4 Zusammensetzung

Brennstoffzellensysteme können grob in drei Subsysteme unterteilt werden. Die sind: der Brennstoffzellenstapel, die verfahrenstechnisch erforderlichen Nebenaggregate wie Lüfter bzw. Kompressoren, Kühlmittelpumpen, Ventile, Rohre etc. sowie die elektrischen Nebenaggregate. In Tabelle 3-37 ist das Materialinventar eines typischen Brennstoffzellensystems für Mikro-KWK und eines typischen Brennstoffzellensystems für den Automobilantrieb zusammengestellt.

Für den Bau des Brennstoffzellenstapels gibt es grundsätzlich zwei verschiedene Materialoptionen. Dies sind Grafit-Kunststoff-Komposite mit einem Grafitanteil von mehr als 80 % sowie beschichtete Edelstähle. In der folgenden Tabelle 3-37 wurde der Materialaufwand für die Bauweise mit Grafit Komposit am Beispiel der Mikro-KWK dargestellt. Die Bauweise mit beschichtetem Edelstahl für den Automobilantrieb. Als Beschichtung wurde eine dünne Schicht aus polymer gebundenem, Grafit gewählt.

Trotz der Verfügbarkeit verschiedener Lebenszyklusanalysen für Brennstoffzellensysteme wurden die zugehörigen Stoffinventare nicht konsistent veröffentlicht. Die in Tabelle 3-37 dargestellten Zahlen beruhen daher auf einer Extrapolation aus verschiedenen Quellen.

Tabelle 3-37: Inventar eines Brennstoffzellensystems ohne Leistungselektronik

Inhaltsstoff	Mikro-KWK (2 kW)* [g·kW ⁻¹]	Automobilsystem (90 kW)** [g·kW ⁻¹]
Brennstoffzellenstack		
Edelstahl	100	385
Aluminium	300 (60g primär, 240g recycled)	155
Platin	0,75	0,5
Glasfasern	100	1
Ruß	0,8	0.5
Grafit	4 500	23
Kunststoff (PVDF)	1 100	100
Elektrolyt (Nafion)	50	7
Nebenaggregate		
Edelstahl	1 100	50
Aluminium	750 (0,15 primär, 0,6 recycled)	300
Gusseisen	800	-
Kunststoff (Polypropylen)	250	75
Polyethylen	1 500	75
Befeuchtermembran	-	8
Stahl	3 700	150
Kupfer	300	100

* Datenbasis: Needs (2008), Dargestellt sind die Werte, wie sie in der Veröffentlichung als "Current" angenommen wurden. Da ein Wasserstoffsystem unterstellt wird, wurde der Materialaufwand für den Reformer nicht mit berücksichtigt. Der Nafion- und Kupfergehalt für das Brennstoffzellensystem wurde aus Erfahrungen des ZSW ergänzt.

** Datenbasis ZSW, metallische Bipolarplatten

In Tabelle 3-37 wurde aufgrund der äußerst inkonsistenten Datenlage auf die Ausweisung von Dichtstoffen verzichtet. Diese sind in der Regel auf Basis von Silikon, EPDM oder fluorierten Elastomeren. Da in Brennstoffzellensystemen Magnetventile sowie Gleichstrommotoren zum Antrieb der Nebenaggregate verbaut sind, muss damit gerechnet werden, dass in den magnetischen Bauteilen Selten-erdenmetalle verarbeitet sind. Eine vollständige Aufstellung ließ sich nicht recherchieren.

Es ist anzunehmen, dass sich in Zukunft der Platinbedarf für Brennstoffzellensysteme reduzieren wird. Wurden in den ersten Brennstoffzellensystemen noch mehr als $1 \text{ g} \cdot \text{kW}^{-1}$ eingesetzt, so hat sich dies gegenwärtig für Automobilanwendungen auf ca. $0,5 \text{ g} \cdot \text{kW}^{-1}$ reduziert. Die Zielvorstellung für den Platineinsatz in Brennstoffzellen für den Automobilantrieb liegen bei unter $0,2 \text{ g} \cdot \text{kW}^{-1}$. Der Edelmetallgehalt beeinflusst jedoch nicht nur die spezifische Leistung sondern auch die Lebensdauer. Dem zufolge muss bei Anwendungen in der Energietechnik eher von einem Edelmetalleinsatz im Bereich $0,5$ bis $0,7 \text{ g} \cdot \text{kW}^{-1}$ ausgegangen werden.

3.9 Wasserstoffspeicherung

Wasserstoff ist ein Energieträger mit hoher spezifischer Energie ($33,33 \text{ kWh} \cdot \text{kWh}^{-1}$ bezogen auf den unteren Heizwert) jedoch mit geringer Energiedichte ($3,0 \text{ kWh} \cdot \text{Nm}^{-3}$ bezogen auf den unteren Heizwert). Zur Speicherung in vertretbaren Volumina muss Wasserstoff daher geeignet verdichtet werden. Dies kann entweder durch physikalische Verdichtung, durch Verflüssigung, durch Adsorption oder durch Reaktion mit einem geeigneten Trägermaterial erfolgen. Im Folgenden wird die Wasserstoffspeicherung unter Druck betrachtet. Wasserstoffspeicherung in Metallhydriden ist gegenwärtig von geringer Relevanz und wird in einem Exkurs dargestellt.

3.9.1 Funktionsweise

Wasserstoff wird in einem Hohlraum gespeichert. Wasserstoff wird durch mechanische Verdichter auf den Speicherdruck verdichtet. Die Entnahme des Wasserstoffs erfolgt über eine Druckminderstation.

Stand der Technik für die Speicherung verdichteter Gase in nahtlos gefertigten Stahlflaschen bei Speicherdrücken von 200 bar bzw. 300 bar. Bei niedrigerem Speicherdruck sind geschweißte Stahltanks üblich. Zur Speicherung von Wasserstoff in Fahrzeugen sind mit kohlefaserverstärktem Kunststoff ummantelte Druckbehälter (Komposit Behälter) bei Drücken von 350 bar bzw. 700 bar üblich.

Für die Speicherung in großem Maß wird Wasserstoff im Untergrund in geeignete Gesteinsformationen eingebracht. Diese können zum Beispiel künstlich angelegte Salzkavernen, ausgebeutete Gasfelder, grundwasserführende Schichten oder künstliche geschaffene Hohlräume in dichten Felsformationen sein.

3.9.2 Kenndaten

Tabelle 3-38 zeigt Kenndaten für verschiedene gebräuchliche Wasserstoff-Druckspeicher.

Tabelle 3-38: Kenndaten für ausgewählte Wasserstoff-Druckspeicher

Speichertyp	Speicher- druck [bar]	Behälter- gewicht] [kg]	Wasser- stoff- inhalt [kg]	Spezifischer H ₂ -gehalt [g _{H2} ·kg ⁻¹]	Lebens- dauer [Jahre]	Verdich- tungs- aufwand [kWh·kg ⁻¹]
Einzelflasche 50 l ³¹	200	61,5	0,75	12,2	> 20	3,5
Einzelflasche 50 l ³¹	300	87,5	1,06	12,1	> 20	4
Flaschenbündel 12 x 50l	200	1 000	9,00	9,0	> 20	3,5
Flaschenbündel 12 x 50l	300	1 300	12,72	9,78	> 20	4
Niederdruckspeicher	40	43 050	312 *	7,2	> 20	2
Hochdruck Tanksystem für PKWs ³²	700	105	3,8	36,1	ca. 15	5,8
Salzkaverne	150 - 200	- **	6 250	-	> 20	3 - 3,5

* 115,4 m³ Behältervolumen, nutzbarer Druckbereich zwischen 10 und 40 bar.

** Zur Erzeugung des Hohlraums müssen ca. 1,3 Mio. Tonnen Salz aus dem Salzstock entfernt werden (Lord (2011)).

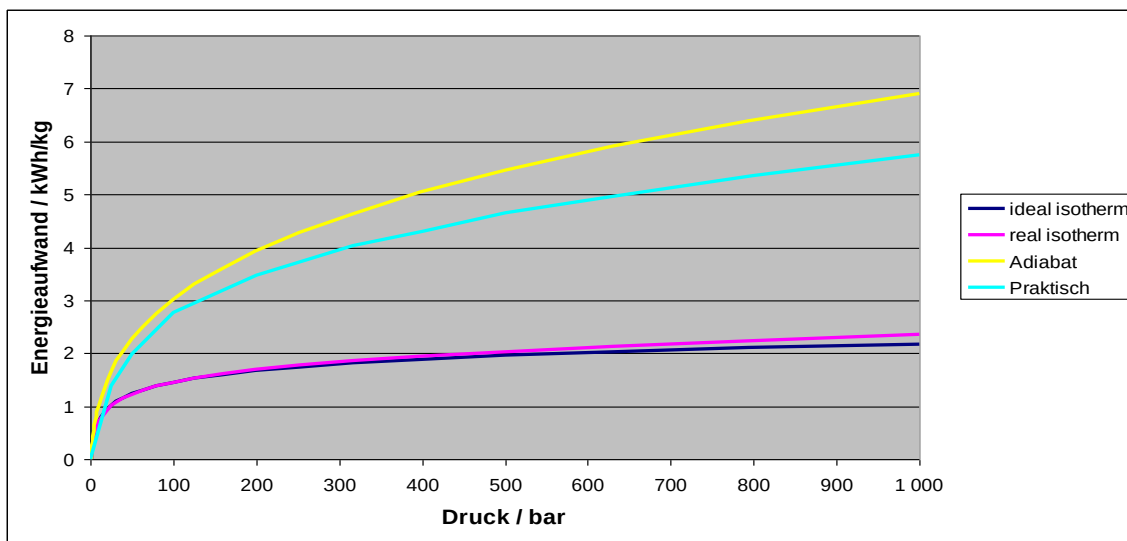
Daten ZSW, Verdichteraufwand nach Jensen (2007)

Wasserstoff muss zur Speicherung nach der Erzeugung verdichtet werden. Abbildung 3-7 zeigt die Abhängigkeit des Energiebedarfs für die Wasserstoffverdichtung ab Atmosphärendruck vom Speicherdruck. Der Minimalaufwand entspricht einer Verdichtung bei konstanter Temperatur (isotherm), der theoretisch maximale Aufwand der Verdichtung ohne Wärmeabfuhr (adiabat). Der Energieaufwand praktischer Verdichter mit Produktgaszwischenkühlung liegt dazwischen. Der Verdichteraufwand zur Speicherung geht direkt in den Speicherwirkungsgrad des Wasserstoffpfads zur Energiespeicherung ein.

³¹ Einschließlich Armaturen (ca. 1,5 kg)

³² Einschließlich Armaturen, Befüllrichtung und Sicherheitseinrichtungen.

Abbildung 3-7: Energieaufwand zur Verdichtung von Wasserstoff. (Grafik: Eigene Darstellung ZSW)



Berechnung nach (Jensen 2007)

Druckbehälter unterliegen einer wiederkehrenden Prüfung mit fünf- bzw. zehnjährigen Prüfintervallen. Hierbei werden die Behälter auf Korrosionsschäden sowie Veränderungen der Wandstärke überprüft sowie einer Druckprüfung unterzogen. Dementsprechend können Stahlbehälter mehrere Jahrzehnte eingesetzt werden.

Kompositbehälter werden in der Regel mit einer definierten Lebensdauer und einer Maximalzahl an Lade-Entladezyklen hergestellt. Bei Überschreiten der kalendarischen Lebensdauer oder der zulässigen Zahl an Druckwechseln erlischt die Betriebsgenehmigung für Kompositbehälter.

3.9.3 Anwendungen und Ausführungsformen, Eigenschaften

Wasserstoff wird als verdichtetes technisches Gas in großem Umfang gehandelt. Zum Transport wird Wasserstoff gewöhnlich unter hohem Druck in nahtlose Stahlflaschen gefüllt und dem Anwender als Einzelflasche oder als Flaschenbündel mit üblicherweise 12 Flaschen zur Verfügung gestellt. Industriell üblich sind Flaschenvolumina von 50 l und Speicherdrucke von 200 bar bzw. 300 bar. Druckflaschen und Flaschenbündel werden am Erzeugungsort in einer entsprechenden Abfüllanlage befüllt und an den Einsatzort gebracht.

Bei größerem Wasserstoffbedarf werden auch so genannte Niederdruckspeicher mit einem Speicherdruck von ca. 40 bar eingesetzt. Es handelt sich um mehrere Meter hohe, geschweißte Stahlbehälter mit einem Innenvolumen bis 115,4 m³. Das Fassungsvermögen eines 115,4 m³-Speichers beträgt 520 kg, wovon im Betriebsdruckfenster des Behälters zwischen 40 - 10 bar ca. 312 kg nutzbaren Inhalts sind. Die Speicher werden gewöhnlich aus Mitteldrucktrailern (Speicherdruck ca. 200 bar) durch Überströmen befüllt. Eine direkte Befüllung durch Druckelektrolyse ist nach entsprechender Wasserstoffreinigung und -trocknung grundsätzlich möglich.

Als Druckspeicher in Kraftfahrzeugen kohlefaserummantelte Hochdruckbehälter mit einem Betriebsdruck von 350 bar für Busse und 700 bar für PKWs eingesetzt.

Für sehr große Wasserstoffmengen wird die Nutzung unterirdischer Speicher, wie dies für die Speicherung von Erdgas üblich, in Erwägung gezogen. Ein solcher Speicher wird seit den 1980er Jahren von ConocoPhillips in Texas betrieben. Der Speicher befindet sich in einer Salzkaverne in 850 Metern Tiefe. Sie hat einen Durchmesser von 49 Metern und eine Höhe von 300 Metern. Die nutzbare Wasserstoffkapazität beträgt 2 520 t. In Teesside, Großbritannien, wird von der Firma ICI

ein Untertagespeicher mit einer Wasserstoffkapazität von 89,2 Tonnen in einer Tiefe von 400 Metern betrieben. Die Speicherdauer für das Gas beträgt mehrere Jahre. Zur Stabilisierung des Speichers ist es erforderlich, ca. 25-30 % des gespeicherten Gases als so genanntes Kissengas vorzuhalten. Eine andere Alternative wäre der Ersatz des Gases durch eine Sperrflüssigkeit (z. B. Wasser). Hierbei gilt es zu bedenken, dass das entsprechende Kavernenvolumen als gesättigte Sole vorgehalten werden müsste.

Neben Salzkavernen werden auch ausgebeutete Gasfelder, Aquifere oder künstlich erzeugte Hohlräume in geschlossenen Felsformationen für die Speicherung von Wasserstoff diskutiert. Während für die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen langjährige Erfahrungen vorliegen, muss für die Nutzung poröser Gesteinsschichten in ausgebeuteten Gasfeldern bzw. poröse grundwasserführende Schichten noch nachgewiesen werden, dass Wasserstoff als sehr flüchtiges Gas in den jeweiligen Gesteinsformationen verbleibt. Darüber hinaus ist die Geschwindigkeit der Be- und Entladung in porösen Gesteinsschichten geringer als in künstlich geschaffenen, versiegelten Hohlräumen. Die Nutzung der außer Salzkavernen genannten geologischen Formationen ist aus Gründen der breiten räumlichen Verteilung von Speichern von Interesse.

Der Materialbedarf von Salzkavernen wird als vernachlässigbar eingestuft. Zum einen schätzt der KRESSE-Endbericht (Wuppertal Institut 2014, S. 50) die Kavernenspeicher als unkritisch hinsichtlich kritischer Materialien ein. Zum anderen gibt die ecoinvent-Datenbank in ihrem Bericht zu Erdgaskavernen an: „Der Material- und Ressourcenverbrauch ist gering (DOE 1983) und wird im Folgenden vernachlässigt.“ In den ecoinvent-Bilanzen werden deshalb keine Materialaufwendungen für Kavernen bilanziert, es werden lediglich die Energieaufwendungen für den laufenden Betrieb betrachtet.

3.9.4 Zusammensetzung

Der überwiegende Teil von Wasserstoff-Druckspeichern besteht aus Stahl. Dies gilt sowohl für Druckgasflaschen als auch für Niederdrucktanks. Der Stahlbehälter muss aus einer Legierung mit geringer Neigung zur Wasserstoffversprödung bestehen. Die Behälter sind zur Kennzeichnung sowie zum Schutz vor Korrosion mit einer Lack- oder Pulverbeschichtung versehen. Flaschenbündel sind in der Regel in Paletten aus verzinktem Stahl aufgebaut. Die Armaturen bestehen in der Regel aus Edelstahl oder vernickeltem und verchromtem Messing. In der Regel sind keine zusätzlichen Messumformer oder Magnetventile am Wasserstoffvorratsbehälter angebracht. Tabelle 3-39 zeigt eine ungefähre Zusammenstellung der Zusammensetzung von Druckwasserstoffspeichern.

Tabelle 3-39: Stoffliche Zusammensetzung von Druckwasserstoffspeichern

Inhaltsstoff	Stahlflasche 200 bar	Stahlflasche 300 bar	Flaschenbündel 300 bar	Niederdruck- speicher
Stahlflasche [kg]	60	86	1 290	43 025
Stahl [$\text{kg} \cdot \text{kg}_{(\text{H}_2)}^{-1}$]	80,0	81,1	101,4	137,9
Edelstahl (Armatur) [kg]	1,0	1	4	15
Edelstahl (Armatur) [$\text{kg} \cdot \text{kg}_{(\text{H}_2)}^{-1}$]	1,3	0,9	0,3	0,05
Messing (Flaschenventil, Armatur) [kg]	0,5	0,5	6	10
Messing (Flaschenventil, Armatur) [$\text{kg} \cdot \text{kg}_{(\text{H}_2)}^{-1}$]	0,7	0,5	0,5	0,03

Quelle: mti Industriegase AG, eigene Rechnungen ZSW.

Die Zusammensetzung von Hochdruck-Komposittanksystemen für Fahrzeuge ist erheblich komplexer. Es gibt zwei gebräuchliche Ausführungsformen. Dies sind für den Druckbereich von 350 bar mit Kohlefaserkomposit umwickelte Aluminiumbehälter (Typ-III Behälter) und für den Druckbereich von 700 bar Kohlefaserkomposit umwickelte Kunststoffbehälter (Typ IV-Behälter). Zur Komplettierung des Tanksystems werden noch Armaturen benötigt, die heute in Edelstahl ausgeführt werden. Darüber hinaus werden die Tanksysteme durch Sensoren und Magnetventile komplettiert. Eine komplette Zusammenstellung der in 700 bar Fahrzeugtanksystemen verbauten Komponenten ist öffentlich nicht zugänglich.

Unterirdische Speicher bestehen aus Hohlräumen im Erdreich. Im Fall ausgebeuteter Gasfelder bzw. grundwasserführender Schichten werden bis auf die notwendigen Armaturen und baulichen Auskleidungen keine besonderen Stoffe benötigt. Bei Salzkavernenspeichern sowie künstlich erzeugten Speicherhöhlräumen in geschlossenen Felsformationen muss die aus dem Hohlraum entfernte Menge an Salz oder Felsbruchstücken geeignet verwertet oder entsorgt werden.

Tabelle 3-40: Stoffliche Zusammensetzung von Hochdruckspeichern auf Kohlefaser-Kompositbasis

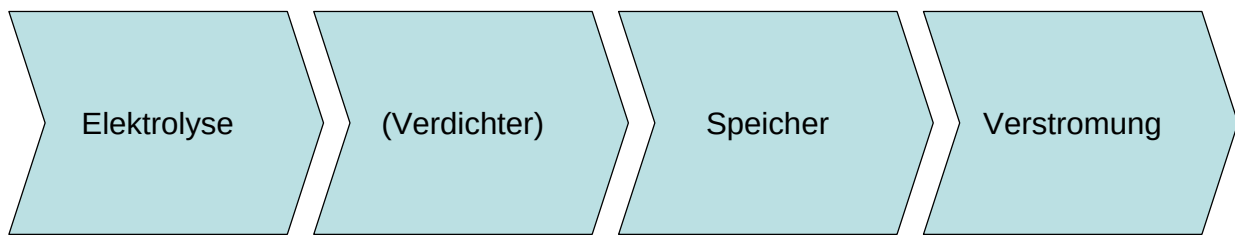
Inhaltsstoff	350 bar (Al-Liner) Menge [kg·kg _(H₂) ⁻¹]	700 bar (Kunststoff-Liner) Menge [kg·kg _(H₂) ⁻¹]
Aluminium (Liner)	2,1	-
HD-Polyethylen (Liner)	-	1,4
Schaumisolation	1,0	0,8
Glasfasern	1,1	0,8
Kohlefasern	10,1	12,5
Edelstahl (Rohre, Druckminderer, Ventile etc.)	2,0	3,4
Stahl	0,9	0,7
Elektronik	0,2	0,2
Sonstiges	0,4	0,4

Nach ANL 2010: Hochrechnung auf Basis eines Speichermoduls für 5,6 kg Wasserstoff.

3.9.5 Bilanzierung von Wasserstoffsyste men

Wasserstoffsysteme bieten komplette Flexibilität bei der Gestaltung der Leistung der Einspeicherung (Wasserstofferzeugung), des Speichers und der Ausspeicherung (Stromerzeuger). Die einzelnen Bausteine der Energiespeicherkette können nahezu beliebig miteinander kombiniert werden.

Abbildung 3-8: Komponenten der Wasserstoff Energiespeicherkette (eigene Darstellung ZSW)



Exemplarisch werden den die folgenden Kombinationen dargestellt:

1. Alkalischer Elektrolyseur - Verdichter - Stahlflaschenbündel 300 bar - PEM-BZ
2. Alkalischer Elektrolyseur - Niederdruckspeicher - PEM-BZ
3. PEM Elektrolyseur - Verdichter - Stahlflaschenbündel 300 bar - PEM-BZ
4. Alkalischer Elektrolyseur - Verdichter - Compositantank - PEM-BZ

Für einen stationären Speicher wurde als funktionale Einheit eine Kapazität von 360 kg Wasserstoff (Heizwert: ca. 12 MWh_{th}) gewählt. Dies entspricht bei einem spezifischen Wasserstoffverbrauch von 65 g·kWh⁻¹_{el}, wie er in stationär betriebenen Anlagen für die Stromerzeugung mit Brennstoffzellensystemen typisch ist, einer Speicherkapazität von 5,5 MWh_{el}.

Um diese Wasserstoffmenge innerhalb von ca. 6 Stunden erzeugen zu können, werden eine Elektrolyseleistung von 2,9 MW (Energieaufwand: 17,75 MWh) sowie eine Brennstoffzellen bzw. einer Generatorleistung von 850 kW benötigt. Abhängig vom Druckniveau des Wasserstoffspeichers entsteht zusätzlicher Aufwand für die Verdichtung. Die Differenz zwischen Elektrolyseurleistung zur Gewinnung von 360 kg Wasserstoff und der Generatorleistung zu dessen Verstromung jeweils innerhalb eines Zeitraums von 6 Stunden ist dem geringen Gesamtwirkungsgrad (ca. 31 %) von Wasserstoffherstellung, Speicherung unter Druck und Wiederverstromung geschuldet.

Als Brennstoffzelle wurde die Variante mit metallischen Bipolarplatten gewählt, da anzunehmen ist, dass diese Variante in Zukunft in Automobilen eingesetzt werden wird. Man kann davon ausgehen, dass automobilen Brennstoffzellensysteme in Baugruppen mit einer Leistung von ca. 100 kW eingesetzt werden. Durch Kombination mehrerer solcher Systeme können Stromerzeuger im MW-Leistungsbereich integriert werden.

Elektrolysesysteme mit einer Leistung von mehreren MW werden gegenwärtig für die Wasserstoffherstellung entwickelt. Typische Baugruppengrößen liegen bei einer Leistungsaufnahme von 0,5 MW bis 3 MW.

Die nachfolgende Tabelle zeigt Kenndaten ausgewählter wasserstoffbasierter Energiespeichersysteme. In Zukunft sind mit zunehmender technischer Entwicklung Fortschritte vor allem im Hinblick auf den spezifischen Materialeinsatz und dem Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse zu erwarten.

Tabelle 3-41: Kenndaten ausgewählter wasserstoffbasierter Energiespeichersysteme

Speichersystem	Spezifischer Energie [kWh·kg ⁻¹]	Energiebedarf für Ver- dichtung [kWh·kg ⁻¹]	Wirkungsgrad ein- schließlich Verdich- tung [%]
1. AEL-300 bar-BZ	38,9	4,0	28,6
2. AEL-MD45-BZ	38,1	0,0	31,0
3. PEML-300 bar-BZ	78,7	4,0	25,9
3. AEL-700bar-BZ	49,4	5,1	28,1

Wasserstoff bietet die Möglichkeit der saisonalen Speicherung von Energie. Unterstellt man einen täglichen Energiebedarf von ca. 260 kWh, was etwa dem Bedarf eines Mehrfamilienhauses mit 25 Wohneinheiten entspricht, so könnte dieser Bedarf mit einer Speichermenge von 360 kg für ca. 3 Wochen aufrechterhalten werden. Ein entsprechender Elektrolyseur, mit dem der Speicher durch Einspeicherung tagsüber innerhalb von ca. 3 Wochen gefüllt werden könnte, müsste zu Zeiten eines Überangebots erneuerbarer Energien mit einer Leistung bis 250 kW betrieben werden. Die Auslegung eines entsprechenden Brennstoffzellensystems könnte als Grundlast (10-25 kW) nach dem mittleren Energiebedarf oder dem maximal zu erwartenden Leistungsbedarf (ca. 250 kW erfolgen).

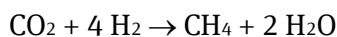
Wasserstoffsysteme können den jeweiligen Versorgungsaufgaben flexibel angepasst werden.

3.10 Exkurs zur Methanisierung

Erdgas (Methan) ist ein in der Energiewirtschaft eingeführter leitungsgebundener Energieträger mit großer Verbreitung in Deutschland. Die bereits existierende Speicherkapazität des Erdgasnetzes entspricht einem Heizwert von 202 TWh. Darüber hinaus entspricht die in großen Pipelines realisierbare Transportleistung einem Heizwert von 70 GW während die Transportkapazität von Stromnetzen einer elektrischen Leistung von 3,5 GW entspricht.

Es ist zu erwarten, dass in Zukunft Wasserstoff, der durch Elektrolyse mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Quellen hergestellt wurde, einen Beitrag zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Energieversorgung leisten wird. Zur Verteilung kann Wasserstoff bis zu bestimmten Grenzkonzentrationen dem Erdgas zugemischt werden. Infolge der unterschiedlichen volumenbezogenen Heizwerte von Wasserstoff (3 kWh·Nm⁻³) und Methan (10 kWh·Nm⁻³) kann die verfügbare Speicher- und Transportnetzkapazität des Erdgasnetzes nur begrenzt genutzt werden.

Einen Ausweg bietet die synthetische Herstellung von Methan aus Wasserstoff und Kohlendioxid (CO₂) gemäß der folgenden Reaktionsgleichung:



Die Reaktion läuft bei Temperaturen zwischen 270 °C und 350 °C unter moderat erhöhtem Druck ab und ist exotherm, das heißt es wird Wärme frei. Sofern Abnehmer verfügbar sind, kann die bei der Methanisierung entstehende Wärme genutzt werden. Für die Methanisierung wird ein Wirkungsgrad von 80 % bis 85 % angegeben. Durch geeignete Prozessführung und Reinigung des Methans kann synthetisches Gas in so hoher Qualität hergestellt werden, dass es für den Antrieb von Kraftfahrzeugen nutzbar ist sowie den Gaseinspeiserichtlinien genügt und ins Erdgasnetz eingespeist werden kann.

In der folgenden Tabelle 3-42 ist eine Übersicht der stofflichen Zusammensetzung von Methanisierungsreaktoren unterschiedlicher Bauart dargestellt. Die Reaktoren erzeugen einen Me-

thanfluss, der einem Heizwert von 125 kW entspricht. Zur Wasserstoffversorgung wird eine Wasserelektrolyse mit einer Anschlussleistung von 125 kW benötigt. Darüber hinaus ist eine kontinuierliche Versorgung mit CO₂ erforderlich, die zum Beispiel durch Abtrennung aus Rohbiogas oder sonstigen Rauchgasen sowie durch Anreicherung aus der Atmosphäre erfolgen kann.

Tabelle 3-42: Stoffliche Zusammensetzung von Methanisierungsreaktoren unterschiedlicher Bauart zur Erzeugung eines Methanflusses mit einer Heizleistung von 125 kW ³³.

Inhaltsstoff	Druckwasser / Dampf Menge [kg]	Salzschmelze Menge [kg]
Edelstahl	1 300	3 800
Wasser	50	-
Wärmeüberträger (Salz)	-	1 800
Katalysator (50% Nickel, 50% Al ₂ O ₃)	50	50
Isolierung (Mineralfasermatte)	100	100
Industriesteuerung (Schaltschrank)	150	150

Quelle: ZSW.

Für eine stoffliche Wiederverwertung der im Methanisierungsreaktor eingesetzten Materialien einschließlich des Nickelkatalysators sind Recyclingwege etabliert.

Der einzig wesentliche umweltrelevante Stoff im Prozess ist der Nickelkatalysator.

³³ Die Stoffmengen sind in absoluten Zahlen angegeben, da die Methanisierungsreaktion ein Volumenprozess ist, so dass der spezifische Materialbedarf nicht linear mit der Methanisierungsleistung steigt. Mit zunehmender Reaktorgröße wird der spezifische Materialbedarf für den Reaktor geringer.

Tabelle 3-43: H- Sätze des Nickel-Katalysators für die Methanisierung

Material	Materialbedarf kg	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Nickel auf Al ₂ O ₃ *	50	10101-97-0	H302 H315 H317 H334 H341 H350i H360D H372 H410	Gesundheitsschädlich beim Verschlucken, Verursacht Hautreizungen Kann allergische Hautreaktionen verursachen, Kann beim Einatmen Allergie, asthmaartige Symptome oder Atembeschwerden verursachen, Kann vermutlich genetische Defekte verursachen, Kann beim Einatmen Krebs erzeugen, Kann das Kind im Mutterleib schädigen, Schädigt die Organe bei längerer oder wiederholter Exposition, Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung

3.11 Exkurs zu Sekundenspeichern

Doppelschichtkondensatoren (Super capacitors) sind physikalische Energiespeicher, in denen elektrische Ladung in der Grenzfläche zwischen einer hochoberflächigen Elektrode und einem Elektrolyten gespeichert wird. Im Gegensatz zu Akkumulatoren tritt beim Laden und Entladen keine elektrochemische Reaktion auf.

Doppelschichtkondensatoren zeichnen sich durch eine hohe spezifische Leistung und hohe Zyklenfestigkeit aus, wobei sie nur eine geringe spezifische Energie besitzen. Doppelschichtkondensatoren sind daher ideal in Anwendungen, bei denen häufig hohe Leistungen über einen kurzen Zeitraum abgegeben werden müssen. Doppelschichtkondensatoren sind äußerst zyklensfest. Ihre Lebensdauer beträgt mehr als 10 Jahre. Doppelschichtkondensatoren zeigen eine schnell anfängliche Selbstentladung und verlieren oft die Hälfte ihrer nutzbaren Kapazität innerhalb weniger Stunden.

Tabelle 3-44: Ungefähre Kenndaten für Doppelschichtkondensatoren

Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	Zyklenfestigkeit	Wirkungsgrad [%]	Selbstentladung [% pro Monat]
ca. 10	Bis 10 000	> 1 000 000	> 90%	k.A.

Quelle: ZSW.

Doppelschichtkondensatoren bestehen aus zwei Elektroden aus hochporösem Kohlenstoff (Aktivkohle, hochoberflächige Ruße) mit einer spezifischen Oberfläche von bis zu 2 000 m²·g⁻¹. Die Elektroden werden durch einen elektrolytgetränkten Separator getrennt. Als Elektrolyt wird häufig Acetonitril mit gelösten Ammoniumsalzen eingesetzt.

Tabelle 3-45: H- Sätze ausgewählter Inhaltsstoffe von Doppelschichtkondensatoren

Material	Materialbedarf kg	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Carbon black		1333-86-4	H351	Kann vermutlich Krebs erzeugen
Acetonitril		75-05-8	H225 H302, H312, H332 H319	Flüssigkeit und Dampf leicht entzündbar, Gesundheitsschädlich bei Verschlucken, Hautkontakt oder Einatmen, Verursacht schwere Augenreizungen

3.12 Exkurs zur Wasserstoffspeicherung in Metallhydriden

Wasserstoff kann auch in Festkörpern gespeichert werden. Wasserstoff dringt dabei in das Kristallgitter von Metallen ein. Typische Beispiele sind Palladium, Lanthan, Magnesium oder Metalllegierungen aus Lanthan und Nickel bzw. Titan und Nickel.

3.12.1 Funktionsweise

Vorverdichteter Wasserstoff wird dem Metallhydridspeicher zugeführt. Die Speicherung erfolgt durch Reaktion von Wasserstoff mit der Speicherlegierung unter Wärmefreisetzung. Die Speicherlegierung erfordert - bedingt durch ihre Zusammensetzung und die Speichertemperatur - einen bestimmten Beladendruck. Die Wasserstoffentnahme erfolgt durch Entspannung und Wärmezufuhr.

3.12.2 Kenndaten

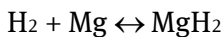
Man unterscheidet grundsätzlich zwei Klassen von Metallhydriden. So genannte Niedertemperaturhydride, die Wasserstoff bei Temperaturen um Raumtemperatur aufnehmen und abgeben können typische Beispiele dafür sind Lanthan-Nickel bzw. Titan-Nickellegierungen. Die so genannten Hochtemperaturhydride erfordern zur Wasserstoffaufnahme und -abgabe Temperaturen um 300 °C - 400 °C und Drucke bis 30 bar. Typische Vertreter hierfür sind Leichtmetallhydride auf Basis von Magnesiumhydrid (MgH_2) oder Aluminiumhydrid (AlH_3). Leichtmetallhydride weisen auch höhere Speicherkapazitäten und geringere Materialkosten auf.

Molekularer Wasserstoff, der auf das Metall bzw. die Metall-Legierung trifft wird zunächst an der Oberfläche dissoziiert und tritt als Atom in das Metallgitter über. Bei niedrigen Konzentrationen bildet sich eine feste Lösung von Wasserstoff im Metall. Mit zunehmender Konzentration bildet sich eine zweite Phase, das Metallhydrid. Durch die Bildung der zweiten Phase bildet sich bei gegebener Temperatur ein Gleichgewichtsdruck an Wasserstoff aus, der über weite Bereiche der Zusammensetzung konstant bleibt. Ab einer gewissen Grenze kann der Festkörper keinen Wasserstoff mehr aufnehmen und der Druck im Behälter steigt mit zunehmender Wasserstoffzufuhr weiter an. Die Größe des Bereichs konstanten Drucks und dessen absolutes Druckniveau ist von der Temperatur und der Zusammensetzung des Metalls abhängig und kann durch Legierungselemente maßgeblich beeinflusst werden.

Die Bildung von Metallhydriden ist mit einer beträchtlichen Reaktionswärme verbunden, die bei der Beladung des Speichers abgeführt werden muss. Zur Entnahme von Wasserstoff aus dem Metallhydrid muss Wärme zugeführt werden. Metallhydridspeicher müssen dem zufolge so gebaut werden, dass neben der Druckfestigkeit auch ein einfacher Wärmeübergang zwischen Metallhydrid und Umgebung möglich ist. Insgesamt kann in Leichtmetallhydriden Wasserstoff viel kompakter als unter Druck gespeichert werden. Diese erhöhte Energiedichte wird jedoch durch die Masse des Speicher-

materials erkauft. Aus diesem Grund weisen Metallhydridspeicher eine geringere spezifische Energie als Druckspeicher auf.

Aufgrund seiner hohen theoretischen Speicherkapazität (ca. 7,6 Gewichtsprozent) basieren viele Studien zur Wasserstoffspeicherung in Metallhydriden auf Magnesiumhydrid. Magnesium in normaler Körnung selbst ist in Kontakt mit Wasserstoff relativ reaktionsträge. Reaktion erfolgt erst bei vergleichsweise hoher Temperatur oder nach starker Reduktion der Partikelgröße. Legierungselemente wie Titan, Zirkon, Vanadium, Cer oder Eisen im einstelligen Prozentbereich steigern die Reaktivität und senken so die Temperatur der Wasserstoffabgabe und -aufnahme. Bildung und Zersetzung des Hydrids erfolgt nach der unten stehenden Reaktionsgleichung



Die bei Be- und Entladung auszutauschenden Energiemengen und die Arbeitstemperatur sind wichtige Kenngrößen für Metallhydridspeicher. In Kombination mit Niedertemperatur PEM-Brennstoffzellen reicht die Betriebstemperatur der Brennstoffzelle nicht aus, Wasserstoff aus dem Metallhydrid freizusetzen.

Eine weitere viel versprechende Leichtmetallhydridfamilie basiert auf Aluminiumhydrid (AlH_3). Bildung und Zersetzung von Aluminiumhydrid bzw. komplexen Aluminiumhydriden kann bei niedrigerer Temperatur erfolgen als bei Magnesiumhydrid.

3.12.3 Eigenschaften

Die meisten in der Anwendung befindlichen Metallhydridspeicher basieren auf Niedertemperaturmetallhydriden. Diese werden unter anderem zur Wasserstoffversorgung von U-Booten regelmäßig eingesetzt.

Für Leichtmetallhydride gibt es nur wenige realisierte Anwendungsbeispiele. Diese reichen zurück in die 1980er Jahre, wo Leichtmetallhydridspeicher in verbrennungsmotorbetriebenen Wasserstofffahrzeugen eingesetzt waren. Die notwendige Zersetzungswärme für das Metallhydrid konnte den heißen Motorabgasen entnommen werden.

Seit jüngster Zeit bietet die Firma McPhy Metallhydridspeicher auf Basis von Magnesiumhydrid an. Zur Verbesserung der Energiebilanz bietet McPhy auch Wasserstoffspeicher mit integriertem Latentwärmespeicher an. Die bei der Bildung von Magnesiumhydrid freigesetzte Wärme wird im Latentwärmespeicher bei der Beladetemperatur aufgenommen und kann bei der Entladung bei gleicher Temperatur wieder abgegeben werden. McPhy bietet Speicher für 24 kg Wasserstoff mit Latentwärmespeicher und 100 kg Wasserstoffspeicher ohne Latentwärmespeicher an. Die Speicher befinden sich in einer thermischen Isolationshülle. Das in Plattenform konfektionierte Metallhydrid kann an die Luft gebracht werden. Es ist selbst bei längerfristiger Exposition mit der Flamme einer Lötlampe nicht spontan entflammbar.

3.12.4 Zusammensetzung

Zur Speicherung von 1 kg Wasserstoff sind theoretisch 12,3 kg Magnesium erforderlich. Praktische Speicher weisen eine Speicherkapazität von 2-3 Gewichtsprozent an Wasserstoff auf. Den Rest bilden Druckbehälter, Anschlüsse, Wärmetauscher und Additive zur Wärmeverteilung (Grafit).

Tabelle 3-46: Mögliche stoffliche Zusammensetzung eines Metallhydridspeichers

Inhaltsstoff	Menge [kg·kg _(H₂) ⁻¹]
MgH ₂	13,2
TiCl ₃	0,89
Edelstahl (Behälter, Anschlüsse und Wärmetauscher)	ca. 42
Isolationsmaterial und Ummantelung	ca. 0,75
Additive zur Wärmeverteilung (Grafit, Zink etc.)	ca. 3

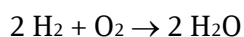
Hochrechnung ZSW auf Basis eines Speichermoduls für 3 kg Wasserstoff.

3.13 Exkurs zu Wasserstoff-Verbrennungsmotoren

Verbrennungsmotoren wandeln die chemische Energie eines Kraftstoffs zunächst in Bewegung und danach über einen Generator in elektrische Energie. Der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren wurde bereits in den 1930er erforscht. Eine Renaissance erfuhren wasserstoffbetriebene Verbrennungsmotoren in den späten 1980er und frühen 1990er Jahren für den Antrieb von Kraftfahrzeugen.

3.13.1 Funktionsweise

Ein Wasserstoff-Luft-Gemisch wird in einem Verbrennungsmotor verbrannt. Die entstehende Bewegungsenergie wird über einen elektrischen Generator in elektrische Energie umgesetzt.



3.13.2 Kenndaten

Wasserstoffmotoren wurden in jüngerer Zeit bevorzugt für den Einsatz in Fahrzeugen entwickelt. Über die detaillierte Zusammensetzung wurde wenig veröffentlicht. Für den Einsatz im Umfeld der Energiespeicherung ist anzunehmen, dass entsprechend umgerüstete Erdgasmotoren zum Einsatz kommen können. Infolge der Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff sind Modifikationen am Kraftstoffsystem sowie in der Motorsteuerung erforderlich. Diese verändern jedoch die im Motor eingesetzten Materialien nicht grundlegend.

Tabelle 3-47: Kenndaten für wasserstoffbetriebene Wasserstoffmotoren ³⁴

Typ	Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	Lebensdauer [Betriebsstunden]	Wirkungsgrad (H ₂ -Luft), ³⁵ [%]	Wasserstoffbedarf [g·kWh _{el} ⁻¹]
Verbrennungsmotor	ca. 100	> 10 000	bis 42	71

Daten ZSW

³⁴ Motor ohne Generator und Leistungselektronik und Wasserstoffversorgung

³⁵ Wirkungsgrad von Versuchsmotoren

Wasserstoffmotoren weisen einen höheren Wirkungsgrad auf als vergleichbare Motoren, die mit Kohlenwasserstoffen betrieben werden. Durch den breiten Zündbereich von Wasserstoff - Luft-Gemischen sind verschiedene Konzepte für die Gemischbildung darstellbar. Stand der Technik sind "Saugmotoren" mit äußerer Gemischbildung. An Motoren mit Kraftstoff-Direktblase in die Zylinder wird geforscht.

3.13.3 Eigenschaften

Durch den breiten Zündbereich von Wasserstoff können hohe Luftüberschüsse gefahren (Magerkonzept) werden. Bei hohen Luftüberschüssen ($\lambda > 2,2$) ist die Stickoxidbildung (NO_x) so gering, dass auf Abgasnachbehandlung verzichtet werden kann. Verbrennendes Schmieröl führt zu einer geringen Bildung von Kohlenmonoxid (CO) und Kohlenwasserstoffen (HC) im Abgas. Die Werte liegen jedoch erheblich unter den für Straßenfahrzeuge zulässigen Grenzwerten.

Bei gasförmiger Wasserstoffversorgung sinkt die spezifische Leistung in Saugmotoren auf 80 % - 85 % der mit Kohlenwasserstoffen als Kraftstoff erreichbaren Werte. Die Motoren müssen dementsprechend größer ausgelegt werden.

Motoren mit Wasserstoff-Direktinblasung weisen eine im Vergleich mit Kohlenwasserstoffen betriebenen Motoren höhere spezifische Leistung auf. Dies erfordert jedoch einen Wasserstoff-Versorgungsdruck von 10-40 bar, bei Einblasung während der Verbrennung sogar bis 300 bar.

Bei Druckwasserstoffversorgung würde dies zu einer Begrenzung des Wasserstoffvorrats führen, weshalb für Anwendungen in der Energiespeicherung von Motoren im Saugbetrieb ausgegangen werden kann.

3.13.4 Zusammensetzung

Die stoffliche Zusammensetzung von Motoren wird durch Stähle verschiedener Festigkeit und Korrosionsbeständigkeit dominiert. Für Wasserstoffmotoren liegen keine öffentlich zugänglichen Stoffinventare vor. In der folgenden Tabelle 3-37 wird der Materialaufwand in Analogie zu einem Erdgasmotor dargestellt. Die spezifische Leistung des Wasserstoffmotors wurde mit 85 % von der eines Erdgasmotors angesetzt.

Tabelle 3-48: Inventar eines Wasserstoffmotors

Inhaltsstoff	Materialaufwand [$\text{g} \cdot \text{kW}^{-1}$]
Motor	
Gusseisen	4 525
Hochfester Stahl	453
Edelstahl	453
Niedrig legierter Stahl	905
Generator	
Gusseisen	2 975
Kupfer	1 275

Datenbasis: Ecoinvent

4 Überblick zur aktuellen Rechtslage

4.1 Der derzeitige Rechtsrahmen für ESS

In Kapitel 4 wird für folgende zwei ausgewählte Energiespeichersysteme (ESS)

- ▶ „Batteriesysteme“ (Kapitel 4.2) und
- ▶ „Wasserstoffsysteme“ (Kapitel 4.3)

ein Überblick über den derzeit in Deutschland geltenden Rechtsrahmen gegeben.

Dazu werden entlang des Lebenswegs der beiden ESS in den drei Lebenswegzyklen „Herstellung“, „Verwendung“ (bzw. Speicherung von Wasserstoff) und „Recycling/Entsorgung“ die wesentlichen umweltrechtlichen Vorschriften analysiert. Mit Hinblick auf die international ausgerichteten Empfehlungen in Kapitel 11 erfolgt die Analyse der Rechtslage primär anhand der europarechtlichen Vorschriften. Sofern im deutschen Recht abweichende oder weitergehende Regelungen enthalten sind werden sie in den Überblick einbezogen.

Die folgenden Regelungswerke bilden den Rechtsrahmen für Energiespeichersysteme:

EU	National
Richtlinie 2006/66/EG über Batterien und Akkumulatoren sowie Altbatterien und Alttakkumulatoren	Batteriegesetz - BattG sowie Verordnung zur Durchführung des Batteriegesetzes - BattGDV
Richtlinie 2013/56/EU hinsichtlich des Inverkehrbringens von Cadmium enthaltenden Gerätebatterien und -akkumulatoren	
Verordnung (EU) Nr. 1103/2010 von Vorschriften für die Angabe der Kapazität auf sekundären (wiederaufladbaren) Gerätebatterien und -akkumulatoren sowie auf Fahrzeugbatterien und -akkumulatoren	
REACH-Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 und CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008	Chemikaliengesetz - ChemG
Richtlinie 2004/108/EG über die elektromagnetische Verträglichkeit	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG)
Richtlinie 2006/95/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12.12.2006 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten betreffend elektrische Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen	1. Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Verordnung über die Bereitstellung elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen auf dem Markt)
Richtlinie 2011/65/EU zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten	Elektro- und Elektronikgerätegesetz - ElektroG
Richtlinie 2012/18/EU zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen	12. BImSchV, Störfall-Verordnung
Richtlinie 2008/98/EG über Abfälle	Kreislaufwirtschaftsgesetz - KrWG

EU	National
Richtlinie 2012/19/EU über Elektro- und Elektronik-Altgeräte	Altfahrzeug-Verordnung - AltfahrzeugV Elektroaltgerätegesetz - ElektroG
Richtlinie 2010/75/EG über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung)	Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG
Richtlinie 97/23/EG über Druckgeräte und Richtlinie 2009/105/EG über einfache Druckbehälter	Produktsicherheitsgesetz – ProdSG sowie Druckgeräteverordnung, 14. ProdSV und die Verordnung über die Bereitstellung von einfachen Druckbehältern auf dem Markt, 6. ProdSV
Richtlinie 94/9/EG für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen	Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV sowie Explosionsschutzverordnung, 11. ProdSV
Richtlinie 2011/92/EU über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung - UVPG

4.2 ESS – Batteriesysteme

Da die rechtliche Definition des Begriffs „Batterie“ als Anknüpfungspunkt für das Eingreifen von einigen umweltrechtlichen Vorschriften dient, wird zunächst die rechtliche Auffassung zu diesem Begriff beleuchtet.

Die europäische Batterierichtlinie³⁶, mit welcher das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die Entsorgung von Batterien geregelt werden, definiert als „Batterie“ oder „Akkumulator“ wie folgt:

„eine aus einer oder mehreren (nicht wiederaufladbaren) Primärzellen oder aus einer oder mehreren (wiederaufladbaren) Sekundärzellen bestehende Quelle elektrischer Energie, die durch unmittelbare Umwandlung chemischer Energie gewonnen wird“ (vgl. Art. 3 Nr.1 der Richtlinie 2006/66/EG).

Das zur Umsetzung der Batterie-Richtlinie erlassene deutsche Batteriegesetz (BattG)³⁷ übernimmt die Definition der Batterie-Richtlinie und stellt lediglich klar, dass die Definition auch solche Batterien erfasst, die in andere Produkte eingebaut oder anderen Produkten beigefügt werden (vgl. § 1 Abs. 1 BattG). Eine Erweiterung oder Beschränkung der Definition des Batteriebegriffes ist darin aber nicht zu sehen. Im BattG werden Batterien und Akkumulatoren einheitlich unter dem Begriff „Batterien“ erfasst (vgl. § 2 Abs. 2 BattG). Ferner werden verschiedene Batteriearten wie folgt definiert:

- Fahrzeugbatterien (Art. 3 Nr. 5) sind „Batterien, die für den Anlasser, die Beleuchtung oder für die Zündung von Fahrzeugen bestimmt sind“ (§ 2 Nr. 4 BattG). Dies gilt auch für solche Batterien in Hybridfahrzeugen. Maßgeblich zur rechtlichen Einordnung als Fahrzeugbatterie ist demnach

³⁶ Richtlinie 2006/66/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 06.09.2006 über Batterien und Akkumulatoren sowie Altbatterien und Alttakkumulatoren und zur Aufhebung der Richtlinie 91/157/EWG (ABl. L 266 vom 26.09.2006, S. 1).

³⁷ Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Batterien und Akkumulatoren (Batteriegesetz - BattG) vom 25.06.2009 (BGBl. I S. 1582), zuletzt geändert durch Art. 4 des Gesetzes vom 24.02.2012 (BGBl. I S. 212).

der bestimmungsgemäße Gebrauch, nicht der tatsächliche Einsatz der Batterie.³⁸ Nicht unter den Begriff der Fahrzeugbatterie fallen Batterien, die für den Vortrieb elektrisch angetriebener Fahrzeuge bzw. den Vortrieb von Hybridfahrzeugen verwendet werden.³⁹

- ▶ Industriebatterien (Art. 3 Nr. 6) sind „ausschließlich für industrielle, gewerbliche oder landwirtschaftliche Zwecke, für Elektrofahrzeuge jeder Art oder zum Vortrieb von Hybridfahrzeugen bestimmt“ (§ 2 Nr. 5 BattG). Auch hier ist nicht die tatsächliche Verwendung, sondern der Bestimmungszweck für die Einordnung der Batterie entscheidend. Dieser muss ausschließlich von industrieller, gewerblicher oder landwirtschaftlicher Art sein, oder die Batterie muss für den Zweck des Vortriebs eines Elektro- oder Hybridfahrzeugs bestimmt sein.⁴⁰ Bestehen Zweifel über die Einstufung einer Batterie als Fahrzeug- oder Industriebatterie, ist sie vorrangig als Fahrzeugbatterie einzustufen (siehe § 2 Abs. 5, S. 2 BattG).
- ▶ Gerätebatterien (Art. 3 Nr. 3) sind „Batterien, die gekapselt sind und in der Hand gehalten werden können. Fahrzeug- und Industriebatterien sind keine Gerätebatterien“, (§ 2 Abs. 6 BattG). Daraus folgt, dass die Einordnung als Fahrzeug- oder Industriebatterien vorrangig ist gegenüber der Einordnung als Gerätebatterie⁴¹. Auf einen bestimmten Verwendungszweck kommt es nicht an.⁴²

Batterien, die keinem der drei Batteriearten unterfallen, werden gem. § 2 Abs. 5 S. 3 BattG wie Industriebatterien behandelt. D. h. alle Batterien, die nicht gekapselt und keine Fahrzeug- und Industriebatterien sind, werden vom Batteriegesetz als Industriebatterien behandelt. Ausdrücklich klargestellt wird, dass Brennstoffzellen keine Batterien im Sinne des Batteriegesetzes sind.⁴³

Fraglich ist, ob der Gesetzgeber mit der Definition von Batterien eine bestimmte räumliche Dimension oder Leistungsfähigkeit der Batterien verband, so dass besonders leistungsstarke oder große Batterien (z. B. ein eigenes Gebäude füllende Batterien) nicht von der Definition und dem Anwendungsbereich der Batterierichtlinie bzw. dem Batteriegesetz erfasst sein könnten. Weder aus dem Gesetzeswortlaut, noch aus den Gesetzgebungsmaterialien lässt sich allerdings erkennen, dass andere als die in § 1 Abs. 2 BattG genannten Batterien vom Anwendungsbereich ausgeschlossen sein sollen, sondern auch neuartige Batterietypen eingeschlossen sind. Ziel des Gesetzes ist eine möglichst umfangreiche Erfassung aller Arten von Batterien (vgl. § 1 Abs. 1 BattG und den 6. Erwägungsgrund der Richtlinie 2006/66/EG). Dies zeigt auch die Definition des Regulationsgegenstandes, der auf die Funktionsweise, nämlich die Umwandlung chemischer Energie in elektrische Energie abstellt sowie auf den bestimmungsgemäßen Gebrauch, z. B. der Auto- oder Industriebatterien, Bezug nimmt.

Maßgeblich für die rechtliche Einstufung als „Batterie“ und damit die grundsätzliche Anwendbarkeit der Batterierichtlinie auf das ESS „Batteriesystem“ ist damit, ob elektrische Energie, durch unmittel-

³⁸ Ahlhaus, Das neue Batteriegesetz: Rechtsgrundlagen und aktuelle Praxistipps, S. 26; Wendenburg/Seitel: Altbatterieentsorgung nach dem neuen Batteriegesetz, AbfallR (2009), S. 207.

³⁹ BT-Drs. 16/12227 vom 12.3.2009, S. 23; Ahlhaus, Das neue Batteriegesetz: Rechtsgrundlagen und aktuelle Praxis, S. 26.

⁴⁰ BT-Drs 16/12227 vom 12.3.2009, S. 23; Nach Ahlhaus (siehe vorherige FN) sind Batterien zur Verwendung in Solarmodulen und Batterien zur Verwendung im Bereich erneuerbarer Energien nur insoweit als Industriebatterien einzustufen, wie sie industriell, gewerblich oder landwirtschaftlich genutzt werden. Die Ausführungen von Ahlhaus können so verstanden werden, dass es für die Einstufung dieser Batterien auf ihre tatsächliche Verwendung ankommt. Nach Wendenburg/Seitel, Altbatterieentsorgung nach dem neuen Batteriegesetz, AbfallR (2009), S. 207 kommt es aber nicht auf den tatsächlichen Verwendungszweck, sondern ausschließlich auf den Bestimmungszweck an. Liegt dieser in einer industriellen, landwirtschaftlichen oder gewerblichen Anwendung oder zum Antrieb eines Elektrofahrzeugs, so handelt es sich um Industriebatterien. Letztere Ansicht steht auch im Einklang mit dem Gesetzeswortlaut.

⁴¹ Wendenburg/Seitel: Altbatterieentsorgung nach dem neuen Batteriegesetz, AbfallR (2009), S. 207.

⁴² Ahlhaus, Das neue Batteriegesetz: Rechtsgrundlagen und aktuelle Praxistipps, S. 28.

⁴³ BT-Drs. 16/12227 vom 12.3.2009, S. 23.

bare Umwandlung chemischer Energie gewonnen wird. Dies muss entweder in einer oder mehreren nicht wiederaufladbaren Primärzellen erfolgen oder in einer wiederaufladbaren Sekundärzelle. Sollten alle vorliegend untersuchten Speichermedien die vorgenannten Voraussetzungen erfüllen, so sind sie unabhängig von Form, Volumen, Gewicht, stofflicher Zusammensetzung oder Verwendung vom Anwendungsbereich der Batterierichtlinie erfasst. Vom Batteriegesetz sind folglich alle Arten von Batterien erfasst, mit Ausnahme solcher, die aufgrund ihrer spezifischen Verwendung nach Art. 2 Abs. 2 Batterie-Richtlinie ausgenommen sind. Es handelt sich dabei um Batterien oder Akkumulatoren in Ausrüstungsgegenständen, die dem Schutz von Sicherheitsinteressen dienen oder die im Weltraum verwendet werden sollen. Bei diesen Ausnahmen wird davon ausgegangen, dass sie für die vorliegende Untersuchung nicht von Belang sind.

4.2.1 Produktion

4.2.1.1 Komponenten

Bei der Herstellung von Batteriesystemen sind zunächst einmal diejenigen Normen zu beachten, die Regelungen bzgl. der in den Batterien enthaltenen Stoffe oder Gemische betreffen (dies sind die REACH-Verordnung (EG) Nr. 1907/2006⁴⁴ (hier REACH) und die CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 (hier CLP-VO)⁴⁵ bzw. deren Umsetzung in Deutschland durch das Chemikaliengesetz (ChemG)⁴⁶.

Das ChemG definiert Stoffe bzw. Gemische als gefährlich, die bspw. explosionsgefährlich, brandfördernd, giftig oder umweltgefährlich sind (vgl. § 3a Abs. 1 Nr. 1, 2, 7, 15 ChemG). Es erweitert den Kreis einbezogener Stoffe um diejenigen, die durch Art. 3 CLP-VO zusätzlich als gefährlich eingestuft sind. Neben Kennzeichnungs- und Verpackungsvorschriften trifft das ChemG auch Regelungen zu Mitteilungspflichten. Das ChemG hat demnach einen weiteren Anwendungsbereich als die CLP-VO und ist zusätzlich im Umgang mit Stoffen und Gemischen zur Batterieherstellung zu beachten.

Die CLP-VO nimmt für jeden Stoff und jedes Gemisch eine Einstufung vor und legt für gefährliche Stoffe und Gemische Kennzeichnungs- und Verpackungspflichten fest. Gefährlich iSd CLP-VO ist ein Stoff oder ein Gemisch dann, wenn es den Kriterien für physikalische Gefahren, Gesundheitsgefahren oder Umweltgefahren des Anhangs I Teile 2-5 CLP-VO entspricht (vgl. Art 3. CLP-VO). Hat ein Stoff oder ein Gemisch Eigenschaften, durch die er/es als gefährlich einzustufen ist, gelten für ihn/es Kennzeichnungspflichten nach den Art. 17 ff. CLP-VO und Verpackungsregelungen nach Art. 35 CLP-VO.

Sollte die Produktion von Batteriesystemen in größerem Umfang stattfinden, so dass große Mengen von Stoffen notwendig sind, sind zusätzlich die Registrierungsvorgaben der REACH zu beachten. Stoffe iSd Verordnung sind chemische Elemente und ihre Verbindungen in natürlicher Form oder durch ein Herstellungsverfahren gewonnen, einschließlich der zur Wahrung ihrer Stabilität notwendigen Zusatzstoffe und der durch die Herstellung bedingten Verunreinigungen, abgesehen von Lö-

⁴⁴ Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18.12.2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH) zur Schaffung einer Europäischen Chemikalienagentur, zur Änderung der Richtlinie 1999/45/EG und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 793/93 des Rates, der Verordnung (EG) Nr. 1488/94 der Kommission, der Richtlinie 76/769/EWG des Rates sowie der Richtlinien 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/EG und 2000/21/EG der Kommission (ABl. L 136 vom 29.05.2007, S. 3).

⁴⁵ Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16.12.2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 (ABl. L 353 vom 31.12.2008 S. 1).

⁴⁶ Gesetz zum Schutz vor gefährlichen Stoffen (Chemikaliengesetz, ChemG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 28.08.2013 (BGBl. I S. 3498), zuletzt geändert durch § 44 Abs. 6 G. v. 22.05.2013 I, 1324.

semitteln, die nicht zur Stabilisierung notwendig sind, vgl. Art. 3 Nr. 1 REACH. Art. 6 REACH konstatiert eine allgemeine Registrierungspflicht für die Einfuhr oder die Herstellung von Stoffen oder Zubereitungen von mehr als 1 Tonne pro Jahr und Hersteller/Importeur. Im Hinblick auf die Herstellung von ESS sind Beschränkungen und Verbote in REACH für bestimmte Stoffe relevant. Nach Art. 67 im Anhang XVII REACH können für die Herstellung, das Inverkehrbringen und die Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe, Zubereitungen und Erzeugnisse Beschränkungen und Verbote erlassen werden. Für ESS relevant ist Nr. 18 des Anhangs, der Verwendungsbeschränkungen von Quecksilberverbindungen für Batterien festsetzt.

4.2.1.2 Batteriesysteme (Produktion und Inverkehrbringen)

Beim Inverkehrbringen von Batterien sind die Verkehrsverbote des Art. 4 Batterie-Richtlinie zu beachten, die Verbote bzw. quantitative Beschränkungen der Verwendung von Quecksilber und Cadmium enthalten:

- ▶ Für Batterien mit mehr als 0,0005 Gewichtsprozent Quecksilber gilt ein Verkehrsverbot (vgl. Art. 4 Batterierichtlinie). Dieses gilt unabhängig davon, ob die Batterie in ein Gerät eingebaut ist. Es gilt aber nicht für Knopfzellen mit einem Quecksilbergehalt von höchstens 2 Gewichtsprozenten.
- ▶ Für Gerätebatterien mit mehr als 0,002 Gewichtsprozenten Cadmium gilt ebenfalls ein Verkehrsverbot mit Ausnahme von Notsystemen, Alarmsystemen, Notbeleuchtung, medizinischen Geräten und schnurlosen Elektrowerkzeugen.

Mit der Änderung der Richtlinie 2006/66/EG durch die Batterierichtlinie 2013/56/EU⁴⁷ gelten im Bereich der Verkehrsverbote ab dem 1. Juli 2015 folgende Regeln:

- ▶ Gerätebatterien und -akkumulatoren, die Cadmium enthalten und zur Verwendung in schnurlosen Elektrowerkzeugen bestimmt sind, müssen ab dem 31. Dezember 2016 auch den Grenzwert von 0,002 Gewichtsprozent Cadmium einhalten (Art. 4 Abs. 3 lit. c der Richtlinie).
- ▶ Für den Quecksilbergehalt in Knopfzellen gilt nur noch bis zum 1. Oktober 2015 die Ausnahme eines Grenzwerts von höchstens 2 Gewichtsprozenten Quecksilber. Als Gründe hierfür führt die Kommission an, ihre Überprüfungen haben ergeben, dass sich auf dem Knopfzellenmarkt der EU eine Verlagerung hin zu quecksilberfreien Knopfzellen vollzieht, weshalb ein Verbot von Knopfzellen mit einem Quecksilberanteil von über 0,0005 Gewichtsprozent angebracht sei.⁴⁸ Für Gerätebatterien und -akkumulatoren bestünden zudem cadmiumfreie Alternativen, die eine Ausweitung des Verbots von Cadmium auf Gerätebatterien und -akkumulatoren rechtfertige.⁴⁹

Verbote oder Beschränkungen hinsichtlich anderer Stoffe sind in der Batterierichtlinie nicht enthalten. Ferner schreibt die Batterie-Richtlinie in Art. 21 Abs. 3 Kennzeichnungspflichten für bestimmte Inhaltsstoffe (Cadmium, Quecksilber und Blei) und in Art. 21 Abs. 1 die Kennzeichnung mit dem Symbol der durchgestrichenen Mülltonne („getrennte Sammlung“) vor.

Sekundäre (wiederaufladbare) Gerätebatterien und -akkumulatoren und Fahrzeugbatterien und -akkumulatoren, die seit 1. Mai 2012 in den Verkehr gebracht werden, sind nach den Maßgaben der

⁴⁷ Richtlinie 2013/56/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20.11.2013 zur Änderung der Richtlinie 2006/66/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Batterien und Akkumulatoren sowie Altbatterien und Alttakkumulatoren hinsichtlich des Inverkehrbringens von Cadmium enthaltenden Gerätebatterien und -akkumulatoren, die zur Verwendung in schnurlosen Elektrowerkzeugen bestimmt sind, und von Knopfzellen mit geringem Quecksilbergehalt sowie zur Aufhebung der Entscheidung 2009/603/EG der Kommission.

⁴⁸ Vgl. den 5. Erwägungsgrund der Richtlinie 2013/56/EU.

⁴⁹ Vgl. 3. Erwägungsgrund der Richtlinie 2013/56/EU.

Verordnung (EU) Nr.1103/2010⁵⁰ mit einem Kennzeichen zur Angabe der Kapazität zu versehen (vgl. Art 1 Abs. 1 der VO). Die Kennzeichnungspflicht der Kapazität gilt nicht für Primärbatterien und für sekundäre (wiederaufladbare) Gerätebatterien und -akkumulatoren, die in ein Gerät eingebaut sind oder vor der Abgabe an die Endnutzer eingebaut werden sollen und nicht gem. Art. 11 der Richtlinie 2006/66/EG entnommen werden sollen.

Die zuvor genannten Batterie- und Akkumulatortypen sind abhängig von ihren Inhaltsstoffen mit folgenden Kapazitätsanzeigen zu versehen (gem. Art. 4 iVm Anhang III und Anhang IV der Verordnung):

- ▶ Bei Nickel-Cadmium- (NiCd), Nickel-Metallhydrid- (Ni-MH) und Lithium-Gerätebatterien und -akkumulatoren ist dies die Nennkapazität;
- ▶ Bei sekundären Blei-Säure-Gerätebatterien und -akkumulatoren ist es der Minimalwert der Nennkapazität in der Stichprobe;
- ▶ Bei Fahrzeugbatterien und -akkumulatoren muss die Nennkapazität, Kaltstartleistung und der Wert der Nennkapazität und des Startstroms, angegeben als ganze Zahl mit einer Genauigkeit von plus minus 10 % des Nennwerts gekennzeichnet werden.

Die hier untersuchten Energiespeichersysteme könnten des Weiteren in den Anwendungsbereich der RL-2004/108/EG (EMV-Richtlinie)⁵¹ fallen, die ein angemessenes Niveau elektromagnetischer Verträglichkeit für Betriebsmittel festlegt. Der Anwendungsbereich der Richtlinie und ebenso des zur Umsetzung erlassenen Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG)⁵² ist für Geräte und ortsfeste Anlagen (Betriebsmittel) eröffnet, die elektromagnetische Störungen verursachen können oder deren Betrieb durch elektromagnetische Störungen beeinträchtigt werden kann (vgl. Art. 2 Abs. 1 Buchstaben a und b EMV-Richtlinie, § 1 Abs. 1 EMVG). Eine ortsfeste Anlage ist eine Verbindung aus Geräten unterschiedlicher Art oder weiteren Einrichtungen mit dem Zweck auf Dauer an einem vorbestimmten Ort betrieben zu werden (vgl. Art. 2 Abs. 1 Buchstabe c EMV-Richtlinie; § 3 Nr. 3 EMVG). Geräte wiederum werden definiert als ein fertiger Apparat oder eine als Funktionseinheit in den Handel gebrachte Kombination solcher Apparate, der bzw. die für Endnutzer bestimmt ist (vgl. Art. 2 Abs. 1 Buchstabe b EMV-Richtlinie). Die Definition des § 3 Nr. 2 EMVG erfasst auch solche Produkte, die nicht bereits fertig im Sinne des Buchstaben a sind, sondern auch Bauteile oder Baugruppen, die vom Endnutzer selbst eingebaut (Buchstabe b) oder selbst zusammengebaut (Buchstabe c) werden, außerdem bewegliche Anlagen (Buchstabe d).

Dafür ist zu untersuchen, ob die betrachteten Energiespeichersysteme zum einen unter die Definition eines Gerätes bzw. einer ortsfesten Anlage subsumiert werden können und zum anderen, ob von ihnen elektromagnetische Störungen verursacht werden oder ob deren Betrieb durch elektromagnetische Störungen beeinträchtigt werden kann.

Sollte dies der Fall sein, sind Geräte und ortsfeste Anlagen nach den anerkannten Regeln der Technik so zu entwerfen und zu fertigen, dass zu hohe elektromagnetische Störungen vermieden werden und die Betriebsmittel gegen elektromagnetische Störungen geschützt sind (§§ 4, 12 EMVG). Nur dann

⁵⁰ Verordnung (EU) Nr. 1103/2010 der Kommission vom 29.11.2010 zur Festlegung – gemäß der Richtlinie 2006/66/EG des Europäischen Parlaments und des Rates – von Vorschriften für die Angabe der Kapazität auf sekundären (wiederaufladbaren) Gerätebatterien und –akkumulatoren sowie auf Fahrzeugbatterien und –akkumulatoren.

⁵¹ Richtlinie 2004/108/EG des Europäischen Parlament und des Rates vom 15.12.2004 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit und zur Aufhebung der Richtlinie 89/336/EWG (ABl. L 390 vom 31.12.2004, S. 24).

⁵² Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG) vom 26.02.2008 (BGBl. I S. 220), zuletzt geändert durch Art. 4 Abs. 119 des Gesetzes vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

dürfen sie in Verkehr gebracht und in Betrieb genommen werden (§ 6 Abs. 1 EMVG). Zudem sind die Betriebsmittel bei Übereinstimmung mit den grundlegenden Anforderungen nach § 4 EMVG mit einer CE-Kennzeichnung zu versehen (§ 8 EMVG).

In Betracht zu ziehen ist außerdem die Anwendung der Richtlinie über elektrische Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen (RL-2006/95/EG)⁵³ und die zur Umsetzung erlassene erste Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (1. ProdSV)⁵⁴. Vom Anwendungsbereich erfasst sind elektrische Betriebsmittel, die bei einer Nennspannung zwischen 50 und 1.000 V für Wechselstrom und zwischen 75 und 1.500 V für Gleichstrom verwendet werden (vgl. Art 1 iVm Anhang II der RL-2006/95/EG; § 1 der 1. ProdSV).

Art. 2 Abs. 1 der RL-2006/95/EG und § 2 Abs. 1 1. ProdSV legen fest, dass die Beschaffenheit der elektrischen Betriebsmittel dem in der EU gegebenen Stand der Sicherheitstechnik entsprechen muss. Dafür sind insbesondere die Sicherheitsgrundsätze des Art. 2 Abs. 2 iVm Anhang I der RL-2006/95/EG, bzw. des § 2 Abs. 2 1. ProdSV zu beachten. Auch hier besteht eine CE-Kennzeichnungspflicht (vgl. Art. 8, 10 der RL-2006/95/EG; § 3 1. ProdSV).

Des Weiteren könnten die Regelungen der Richtlinie 2011/65/EU⁵⁵ Anwendung finden. Diese setzt bzgl. bestimmter Stoffe (Blei, Cadmium, sechswertiges Chrom, polybromiertes Biphenyl und polybromiertes Diphenyl) in Elektro- und Elektronikgeräten Verbote fest. Vom Anwendungsbereich der Richtlinie umfasst sind die Elektro- und Elektronikgeräte der Kategorien des Anhangs 1, z. B. Haushaltsgroßgeräte, IT- und Telekommunikationsgeräte, elektrische und elektronische Werkzeuge sowie sonstige Elektro- und Elektronikgeräte, die sich keiner Kategorie zuordnen lassen. Elektro- bzw. Elektronikgeräte sind „Geräte, die zu ihrem ordnungsgemäßen Betrieb von elektrischen Strömen oder elektromagnetischen Feldern abhängig sind, und Geräte zur Erzeugung, Übertragung und Messung solcher Ströme und Felder, die für den Betrieb mit Wechselstrom von höchstens 1.000 V bzw. Gleichstrom von höchstens 1.500 Volt ausgelegt sind“ (vgl. Art. 3 Nr. 1 RL-2011/65/EG). Batterien, auch solche, die in Geräte eingebaut sind, fallen unter die Richtlinie 2006/66/EG, die von den Regelungen der RoHS-II-Richtlinie unberührt bleibt, (vgl. den 14. Erwägungsgrund der RoHS-II-Richtlinie).

Öffentliches Baurecht / Bundes-Immissionsschutzgesetz / Umweltverträglichkeitsprüfung

Bei großen Anlagen zur Energiespeicherung sind gegebenenfalls baurechtliche Vorgaben zu beachten. In diesem Zusammenhang stehen auch eine möglicherweise vorzunehmende Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nach dem UVPG und die Einhaltung der Vorgaben des BImSchG. Wenn genaue Vorgaben vorliegen über die geplanten Anlagen kann eine Genehmigungsbedürftigkeit nach der 4. BImSchV (Anhang I) und eine UVP-Pflicht nach Anlage 1 UVPG überprüft werden.

4.2.2 Verwendung

Im Bereich der Verwendung sind vor allem solche Vorschriften zu beachten, die Regelungen für den Umgang mit Batteriesystemen treffen, bzgl. möglicher Fehlfunktionen oder Interaktionen mit der Umwelt.

⁵³ Richtlinie 2006/95/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12.12.2006 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten betreffend elektrische Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen (ABl. der EU L 374 vom 27.12.2006, S. 10).

⁵⁴ Erste Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Verordnung über die Bereitstellung elektrischer Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen auf dem Markt) vom 11. 06.1979 (BGBl. I S. 629), zuletzt geändert durch Art. 15 des Gesetzes vom 08.11.2011 (BGBl. I S. 2178).

⁵⁵ Richtlinie 2011/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 08.06. 2011 zur Beschränkung der Verwendung bestimmter gefährlicher Stoffe in Elektro- und Elektronikgeräten (ABl. der EU L 174 vom 1.7.2011, S. 88).

Europarechtlich ist zunächst die Seveso-III-Richtlinie 2012/18/EU⁵⁶ zu beachten, die für schwere Unfälle mit gefährlichen Stoffen Regelungen trifft. Zur Umsetzung der RL-2012/18/EG wurde die 12. Verordnung zum BImSchG (StörfallV)⁵⁷ erlassen. Sie enthält u. a. allgemeine Betreiberpflichten, Anforderungen an die Verhinderung von Störfällen, an die Begrenzung von Störfallauswirkungen, Anzeigepflichten des Betreibers und Störfallverhinderungskonzepte.

Der Anwendungsbereich ist für Betriebe eröffnet. Der Begriff „Betrieb“ iSd Richtlinie umfasst „den gesamten unter der Aufsicht eines Betreibers stehenden Bereich, in dem gefährliche Stoffe in einer oder in mehreren Anlagen, einschließlich gemeinsamer oder verbundener Infrastrukturen oder Tätigkeiten vorhanden sind“, (vgl. Art. 3 Nr. 1 RL-2012/18/EU).

Batteriesysteme unterfallen damit der Seveso-III-Richtlinie, wenn sie als Anlagen gefährliche Stoffe enthalten, die in Anhang I Störfallverordnung aufgeführt sind und die Mengenschwellen überschreiten. Hierbei handelt es sich z. B. um Stoffe, die toxisch wirken, explosiv oder endzündbar sind oder Umweltgefahren darstellen. Die aufgeführten Mengenschwellen für diese Stoffe dienen dazu, festzulegen, ob Anforderungen für Betriebe der „unteren Klasse“ (§ 1 Abs. 1 S. 1 StörfallV) oder Betriebe der „oberen Klasse“ (§ 1 Abs. 1 S. 2 StörfallV) eingehalten werden müssen. Nur für Betriebe der oberen Klasse sind die §§ 9-12 StörfallV anwendbar, die erweiterte Pflichten festlegen, wie die Erstellung eines Sicherheitsberichts oder die Aufstellung von Alarm- und Gefahrenabwehrplänen. Sind bspw. 5.000 kg oder mehr eines sehr giftigen Stoffes vorhanden handelt es sich um einen Betrieb der unteren Klasse, ab 20.000 kg um einen Betrieb der oberen Klasse.

Andere Pflichten der Störfallverordnung sind von Betreibern beider Kategorien von Betrieben einzuhalten. Der Betreiber hat bspw. Vorkehrungen zu treffen um Störfälle zu verhindern, wobei er betriebliche Gefahrenquellen, umgebungsbedingten Gefahrenquellen, wie Erdbeben und Hochwasser und Eingriffe Unbefugter zu berücksichtigen hat. Die Auswirkungen von Störfällen muss er so gering wie möglich halten. Der Aufbau und der Betrieb seiner Anlagen müssen dem Stand der Sicherheitstechnik entsprechen (vgl. § 3 StörfallV).

4.2.3 Recycling/Entsorgung

Europarechtliche Vorgaben zur Entsorgung bzw. zum Recycling von Abfällen finden sich in der Richtlinie 2008/98/EG (Abfallrahmen-Richtlinie)⁵⁸. Die Vorgaben der Abfallrahmen-Richtlinie wurden im Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG)⁵⁹ umgesetzt. Abfall ist danach jeder „Stoff oder Gegenstand, dessen sich sein Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss“ (Art. 3 Nr. 1). Gefährliche Abfälle sind solche, die eine oder mehrere gefährliche Eigenschaften aufweisen, wie z. B. leichte Entzündbarkeit oder Explosivität (vgl. Art. 3 Nr. 2 iVm Anhang III). Für gefährliche Abfälle gelten besondere Regelungen, wie die Überwachungsbedürftigkeit, das Verbot der Vermischung gefährlicher Abfälle und die Kennzeichnung als solche (vgl. Art 17-20 Abfallrahmen-Richtlinie).

⁵⁶ Richtlinie 2012/18/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 04.07.2012 zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen, zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 96/82/EG (ABl. L 197 vom 24.07.2012, S. 1).

⁵⁷ Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung, 12. BImSchGV) in der Fassung der Bekanntmachung vom 08.06.2005 (BGBl. I S. 1598), zuletzt geändert durch Art. 1 der Verordnung vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3230).

⁵⁸ Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.11.2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien (ABl. L 312 vom 22.11.2008, S. 3).

⁵⁹ Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz-KrWG) vom 24.02.2012 (BGBl. I S. 212), zuletzt geändert durch § 44 Absatz 4 des Gesetzes vom 22.05.2013 (BGBl. I S. 1324).

Spezielle Regelungen für die Rücknahme von Batterien, deren Verwertung und Beseitigung enthalten die Vorgaben der Batterie-Richtlinie sowie das BattG. Als Altbatterien gelten solche Batterien, derer sich jemand entledigt, entledigen will oder entledigen muss.⁶⁰

Zunächst einmal bestehen Rücknahmepflichten von Vertreiber (§ 9 BattG) und Hersteller (§ 8 BattG) und korrespondierende Rückgabepflichten für Endnutzer (§ 11 BattG). Die Pflichten unterscheiden sich je nach Batterietyp, siehe die folgenden Ausführungen:

Endnutzer sind verpflichtet, Gerätealtbatterien Sammelstellen zuzuführen, die dem Gemeinsamen Rücknahmesystem oder einem herstellereigenen Rücknahmesystem angeschlossen sind. In Deutschland haben die Hersteller entsprechend der Vorgabe des § 6 Abs. 1 BattG ein gemeinsames Rücknahmesystem für Gerätealtbatterien eingerichtet, die Stiftung Gemeinsames Rücknahmesystem Batterien (GRS Batterien).⁶¹ Daneben haben sich drei herstellereigene Rücknahmesysteme (abgekürzt „hRS“) etabliert. Hierzu gehören „REBAT – CCR Logistics Systems AG“, „European Recycling Plattform – ERP Deutschland GmbH“ und „Öcorecell – IFA Ingenieurgesellschaft für Abfallwirtschaft und Umweltlogistik“.

Gemäß § 2 Abs. 6 BattG sind Gerätebatterien „Batterien, die gekapselt sind und in der Hand gehalten werden können“. Davon erfasst sind z. B. Monozellenbatterien, Batterien, die Verbraucher für übliche Zwecke im Haushalt nutzen, Batterien für Mobiltelefone, tragbare Computer, schnurlose Werkzeuge oder Spielzeuge. Auf den spezifischen Verwendungszweck kommt es dabei nicht an.⁶² Fahrzeug- und Industriebatterien sind keine Gerätebatterien. Das GRS unterscheidet zwischen herkömmlichen Batterien, wie ZnC-, Zn-Luft-, AlMn-, NiCd-, NiMH- und Pb-Batterien, die an allen Sammelstellen in grünen Boxen zurückgegeben werden können, und Hochenergiebatterien, die an besonders qualifizierten Sammel- und Annahmestellen abgegeben werden sollen. Hochenergiebatterien sind primäre und sekundäre Lithiumsysteme, bzw. Nickelsysteme oder zukünftige Alternativtechnologien, die in leistungsstarke wiederaufladbare Geräte (Laptops, Mobiltelefone, Akkuschauber) eingebaut sind. Da beschädigte Hochenergiebatterien besonders gefährlich sind, gelten für sie besondere Sicherheits- und Transportvorschriften⁶³; sie müssen z. B. in speziellen Transportbehältern separat verpackt werden.⁶⁴

Fahrzeug-Altbatterien sind gem. § 11 Abs. 3 BattG bei dem Vertreiber, einem öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger, einer Einrichtung nach § 12 Abs. 2 BattG, dem Hersteller oder einem gewerblichen Altbatterieentsorger abzugeben. Hersteller von Fahrzeugbatterien sind verpflichtet, eine zumutbare und kostenfreie Möglichkeit der Rückgabe anzubieten, vgl. § 8 Abs. 1 BattG. Nach der Altfahrzeugverordnung⁶⁵ sind Batterien unverzüglich aus Altfahrzeugen zu entnehmen und „gesondert in säurebeständigen Behältern oder auf einer abflusslosen und säurebeständigen Fläche zu lagern“ (siehe Anhang zur Altfahrzeugverordnung). Autobatterien aus Altfahrzeugen und ausgetauschte Au-

⁶⁰ Vgl. Art 3 Nr. 7 Richtlinie Batterie-Richtlinie 2006/66/EG iVm Art 3 Nr. 1 RL-2008/98/EG bzw. § 2 Nr. 9 BattG iVm § 3 Abs. 1, S. 1 KrWG.

⁶¹ Bekanntmachung der Feststellung der Errichtung des Gemeinsamen Rücknahmesystems für Geräte-Altbatterien nach § 6 des Batteriegesetzes vom 01.12.2009, Bundesanzeiger Nr. 181, S. 4069.

⁶² Ahlhaus, Das neue Batteriegesetz: Rechtsgrundlagen und aktuelle Praxistipps, S. 28.

⁶³ Das Europäische Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) regelt u. a. die Kennzeichnung und Einstufung von Gütern als Gefahrgut, Sicherheitsmaßnahmen, Beschaffenheit von Tanks, Behältern und Fahrzeugen. Solche Übereinkommen existieren auch für den Schienen-, Schiffs- und Lufttransport.

⁶⁴ GRS Batterien, Sichere und ordnungsgemäße Rücknahme von Altbatterien, <http://www.grs-batterien.de/grs-batterien/unser-system.html> (so am 13.11.2013); vgl. Kapitel 3.3.1. Sondervorschrift Nr. 661 ADR 2013.

⁶⁵ Verordnung über die Überlassung, Rücknahme und umweltverträgliche Entsorgung von Altfahrzeugen (Altfahrzeug-Verordnung, AltfahrzeugV) in der Fassung der Bekanntmachung vom 21.06.2002 (BGBl. I S. 2214), zuletzt geändert durch Art. 5 Abs. 18 des Gesetzes vom 24.02.2012 (BGBl. I S. 212).

tobatterien können bei den Verkaufsstellen zurückgegeben werden. Das Rücknahmesystem ist als Pfandsystem ausgestaltet, so dass beim Kauf einer Autobatterie ein Pfand erhoben wird, der bei der Rückgabe wieder ausgezahlt wird.

Industriebatterien werden grundsätzlich über den Vertreiber, einer Einrichtung nach § 12 Abs. 2 BattG oder über einen gewerblichen Altbatterieentsorger zurückgenommen. Hersteller solcher Batterien sind verpflichtet eine zumutbare und kostenfreie Möglichkeit der Rückgabe anzubieten, vgl. § 8 Abs. 1 BattG. Das Angebot von GRS umfasst seit 2010 auch die Rücknahme und Entsorgung von Industriebatterien, schwerpunktmäßig konzentriert sich GRS dabei auf die Entwicklung von Recyclingsystemen für Lithium-Ionen-Akkumulatoren aus E-Bikes und Hybrid-Fahrzeugen.⁶⁶ Gemeinsam mit dem Zweirad-Industrie-Verband e.V. hat das GRS Batterien eine Lösung für die Rücknahme und Entsorgung von Akkumulatoren aus E-Bikes entwickelt. Diese können nun bei vielen Fahrradhändlern und Vertriebspartnern herstellerübergreifend, unentgeltlich in einer separaten grünen Sammelbox gesammelt werden.⁶⁷

Für die Rücknahme aller Altbatterien gilt, dass sie unentgeltlich sein muss (vgl. § 5 Abs. 1 BattG) und dass sie nach dem Stand der Technik behandelt und stofflich verwertet (vgl. § 14 BattG) oder andernfalls beseitigt werden müssen. § 3 BattGDV⁶⁸ legt für die Behandlung nach § 14 Abs. 1 S. 1 BattG fest, dass mindestens alle Flüssigkeiten und Säuren zu entfernen sind. Die Behandlung bzw. Lagerung darf nur an Orten stattfinden mit undurchlässiger Oberfläche und geeigneter wetterbeständiger Abdeckung. Eine Beseitigung von Fahrzeug- und Industrie-Altbatterien durch Verbrennung oder Deponierung ist unzulässig (vgl. § 14 Abs. 2 BattG).

4.2.3.1 Sammelquote

Für Geräte-Altbatterien schreibt die Batterie-Richtlinie (und das BattG) eine zeitlich ansteigende Sammelquote vor, die bis 2014 mindestens 40 % und bis 2016 mindestens 45 % erreichen muss. Für Fahrzeug-Altbatterien und Industriebatterien ist eine Sammelquote nicht explizit festgelegt, die EU-Kommission geht aber von einer Sammelquote von 100 % aus.⁶⁹ Zu diesem Ergebnis kommt sie aufgrund einer Zusammenschau der Rücknahmepflicht für Altbatterien nach § 8 Abs. 3 und 4 Batterie-Richtlinie (entsprechend der BattG) mit dem Verbot Fahrzeug- und Industrie-Altbatterien durch Verbrennung oder Deponierung zu beseitigen (vgl. § 14 Abs. 2 BattG). Nach Ansicht der EU-Kommission bietet die große Menge an Wertstoffen wie Blei und Nickel-Cadmium, die bei Industrie- und Autobatterien anfallen, zudem einen ökonomischen Anreiz zum Sammeln und Recyceln.⁷⁰ Ferner wirken auch die Vorschriften der Altfahrzeug-Verordnung in diese Richtung, wonach Betreiber von Demontagebetrieben die Fahrzeug-Altbatterien unverzüglich ausbauen (gem. Nr. 3.2.2.1 des Anhangs zur Altfahrzeug-Verordnung) und dem GRS zur Abholung bereitstellen müssen (gem. § 12 Abs. 2 BattG).

⁶⁶ GRS Batterien, GRS Batterien erweitert Leistungsangebot, 17.05.2010, <http://www.grs-batterien.de/nc/grs-batterien/aktuelles/singleansicht/article/grs-batterien-erweitert-leistungsangebot.html> (so am 13.11.2013).

⁶⁷ GRS Batterien, Rücknahmesystem für Akkus aus Elektrofahrrädern entwickelt, 26.11.2010, <http://www.grs-batterien.de/nc/grs-batterien/aktuelles/singleansicht/article/ruecknahmesystem-fuer-akkus-aus-elektrofahrraedern-entwickelt.html> (so am 09.01.2014).

⁶⁸ Verordnung zur Durchführung des Batteriegesetzes (BattGDV) vom 12. November 2009 (BGBl. I S. 3783).

⁶⁹ EU-Kommission, Frequently Asked Questions on Directive 2006/66/EU on Batteries and Accumulators and Waste Batteries and Accumulators, Mai 2014, S. 11

⁷⁰ EU-Kommission, Frequently Asked Questions on Directive 2006/66/EU on Batteries and Accumulators and Waste Batteries and Accumulators, Mai 2014, S. 11.

4.2.3.2 Recyclingeffizienzen

Neben einer Sammelquote gelten seit dem 26.9.2010 folgende Mindesteffizienzen für das Recycling von Altbatterien, unabhängig vom Batterietyp (gem. § 12 Abs. 4 Anhang III Teil B der Batterie-Richtlinie):

- Recycling von 65 % des durchschnittlichen Gewichts von Blei-Säure-Batterien und -Akkumulatoren bei einem Höchstmaß an Recycling des Bleigehalts, das ohne übermäßige Kosten technisch erreichbar ist;
- Recycling von 75 % des durchschnittlichen Gewichts von Nickel-Cadmium-Batterien und -Akkumulatoren bei einem Höchstmaß an Recycling des Cadmiumgehalts, das ohne übermäßige Kosten technisch erreichbar ist;
- Recycling von 50 % des durchschnittlichen Gewichts sonstiger Altbatterien und -akkumulatoren.

Für andere Batterieinhaltsstoffe existieren keine gesetzlich vorgeschriebenen Recyclingziele. Allerdings ist hier die Generalklausel des § 14 Abs. 1 BattG einzuhalten, wonach alle gesammelten Altbatterien soweit technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar nach dem Stand der Technik zu behandeln und stofflich zu verwerten sind. Die Beseitigung von Fahrzeug- und Industriealtbatterien durch Verbrennung und Deponierung ist verboten (§ 14 Abs. 2 S. 1 BattG). Ein Anreiz zum Recycling von Altfahrzeuggatterien wird durch die Recyclingeffizienzen der Altfahrzeug-Verordnung gesetzt. So müssen nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 Altfahrzeug-Verordnung ab 1.1.2015 95 Gewichtsprozent des Fahrzeuges wiederverwendet oder -verwertet werden (für die stoffliche Wiederverwendung und -verwertung sind es 85 %). Da Batterien für Elektrofahrzeuge ein erhebliches Gewicht aufweisen, ist deren Recycling zur Erfüllung der Quote von Bedeutung. Eine ähnliche Regelung existiert jedoch nicht für Industriebatterien.

Die Richtlinie über Elektro- und Elektronik-Altgeräte (WEEE-Richtlinie/RL-2012/19/EU)⁷¹ gilt für Haushaltsgroßgeräte, Haushaltskleingeräte, IT- und Telekommunikationsgeräte, Geräte der Unterhaltungselektronik und Photovoltaikmodule, Beleuchtungskörper, elektrische und elektronische Werkzeuge (mit Ausnahme ortsfester industrieller Großwerkzeuge), Spielzeug sowie Sport- und Freizeitgeräte, medizinische Geräte (mit Ausnahme aller implantierten und infektiösen Produkte), Überwachungs- und Kontrollinstrumente und für Ausgabeautomaten (vgl. Anhang I der RL-2012/19/EU), sie gilt unbeschadet der Batterierichtlinie 2006/66/EG (vgl. Erwägungsgrund 9 der RL-2012/19/EU). Über die Behandlung von Altgeräten trifft sie folgende Batterien betreffende Regelungen: Zum einen sind Batterien gem. Art 8 Abs. 2 iVm Anhang VII aus Elektro- und Elektronikaltgeräten zu entfernen, zum anderen sind geeignete Behälter für die Lagerung von Batterien zu verwenden (Art.8 Abs. 3 iVm Anhang VIII).

4.3 ESS – Wasserstoffsyste

4.3.1 Erzeugung von Wasserstoff durch alkalische oder PEM Wasserelektrolyse

Auch bei der Produktion von Wasserstoff durch alkalische oder PEM Wasserelektrolyse sind Regelungen bzgl. einzelner Stoffe, hier v. a. Wasserstoff zu beachten, so dass ggf. Anforderungen der EU-Verordnungen CLP und REACH anzuwenden sind.

⁷¹ Richtlinie 2012/19/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 04.07.2012 über Elektro- und Elektronik-Altgeräte; die Umsetzungsfrist für die Richtlinie 2012/19/EU läuft am 14.02.2014 ab, der Vorgänger der Richtlinie 2012/19/EU, die RL-2002/96/EG, wurde im Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Elektro- und Elektronikgeräten (Elektro- und Elektronikgerätegesetz-ElektroG) vom 16.03.2005 (BGBl. I S. 762), zuletzt geändert durch Gesetz vom 20.09.2013 (BGBl. I S. 3642) umgesetzt.

Bei der Herstellung von Wasserstoff durch alkalische oder PEM Wasserelektrolyse findet außerdem die Richtlinie 2010/75/EG über Industrieemissionen (IED / IE-Richtlinie)⁷² Anwendung. Die Änderungen des BImSchG, des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG)⁷³, KrWG und der Erlass neuer Verordnungen (z. B. der 4. BImSchV über genehmigungsbedürftige Anlagen) übernehmen die Anforderungen der RL-2010/75 in nationales Recht. Sie regelt die Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen bei bestimmten Tätigkeiten in industriellem Umfang. Sie sieht Maßnahmen vor, die Emissionen aus den in Anhang I aufgeführten Tätigkeiten in Luft, Wasser und Boden vermeiden oder wenigstens vermindern sollen. Aber auch Maßnahmen den Abfall betreffend. Allerdings gilt die Richtlinie nur für Tätigkeiten in industriellem Umfang.

Die Herstellung von Wasserstoff unterliegt dabei der Nr. 4.2 Buchstabe a) des Anhangs I der IE-Richtlinie. Die Wasserstoffherstellung in industriellem Umfang bedarf einer Genehmigung. Herstellungsanlagen sind mit den besten verfügbaren Techniken zu betreiben und Umweltverschmutzungen und Unfälle sind zu vermeiden bzw. zu begrenzen.

Des Weiteren ist die Richtlinie 2012/18/EU (Seveso-III-Richtlinie) zu beachten.⁷⁴ Allerdings findet diese Richtlinie für Betriebe, in denen Wasserstoff vorhanden ist, erst ab einer Menge von 5 Tonnen Wasserstoff Anwendung. Es ist demnach im Einzelfall zu überprüfen, ob die betreffende Anlage, ggf. auch wegen anderer Stoffe in den Anwendungsbereich der Richtlinie fällt.

4.3.2 Speicherung mittels Druckspeicherung

Für die Errichtung und den Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen, wie z. B. Druckbehälteranlagen und Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen findet das Produktionssicherheitsgesetz (ProdSG)⁷⁵ und seine diversen Verordnungen Anwendung (vgl. §§ 1 Abs. 2, 2 Nr. 30 ProdSG). Diese setzen eine Reihe von Bestimmungen verschiedener Richtlinien der EU⁷⁶ um.

Für die Druckbehälter innerhalb der Wasserstoffsysteme sind die Vorschriften der RL-97/23/EG⁷⁷ und die zu ihrer Umsetzung erlassene 14. Verordnung des Produktsicherheitsgesetzes (14. ProdSV)⁷⁸ zu beachten. Druckgeräte sind Behälter, Rohrleitungen, Ausrüstungsteile mit Sicherheitsfunktion und druckhaltende Ausrüstungsteile mit einem maximal zulässigen Druck (PS) von über 0,5 bar. Sollte es sich bei den betrachteten ESS um Druckgeräte handeln, so ist Anhang I der RL 97/23/EG zu beachten, der grundlegende Sicherheitsanforderungen festlegt, die bei der Herstellung, Installation und Verwendung einzuhalten sind.

Die Richtlinie 2009/105/EG⁷⁹ und die sechste Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz⁸⁰ regeln wesentliche Sicherheitsanforderungen für serienmäßig hergestellte einfache Druckbehälter. Einfache

⁷² Richtlinie 2010/75/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15.01.2008 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (Abl. L 334 vom 17.12.2010, S. 17).

⁷³ Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz, WHG) vom 31.07.2009 (BGBl. I S. 2585), zuletzt geändert durch Art. 4 Abs. 76 des Gesetzes vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

⁷⁴ Siehe oben unter 0.

⁷⁵ Gesetz über die Bereitstellung von Produkten auf dem Markt (Produktsicherheitsgesetz, ProdSG) vom 08.11.2011 (BGBl. I S. 2178, 2179; 2012 I, S. 131).

⁷⁶ Etwa: Richtlinie 2011/95/EG, Richtlinie 2006/95/EG, Richtlinie 94/9/EG.

⁷⁷ Richtlinie 97/23/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29.05.1997 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten über Druckgeräte (Abl. L 181 vom 09.07.1997, S. 1).

⁷⁸ Vierzehnte Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Druckgeräteverordnung) (14. ProdSV) vom 27.09.2002 (BGBl. I S. 3777, 3806) zuletzt geändert durch Art. 24 des Gesetzes vom 08. 11.2011 (BGBl. I S. 2178).

⁷⁹ Richtlinie 2009/105/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16.09.2009 über einfache Druckbehälter (Abl. L 264 vom 08.10.2009 S.12).

Druckbehälter sind geschweißte Behälter, die einem relativen Innendruck von mehr als 0,5 bar ausgesetzt und zur Aufnahme von Luft oder Stickstoff bestimmt sind, jedoch keiner Flammeneinwirkung ausgesetzt werden. Auch hier werden wesentliche Sicherheitsanforderungen festgelegt.

In Betracht kommt des Weiteren eine Anwendung der Anforderungen der RL-94/9/EG⁸¹ (Verwendung von Geräten in explosionsgefährdeten Bereichen), bzw. der elften Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (11. ProdSV)⁸². Geräte sind „Maschinen, Betriebsmittel, stationäre oder ortsbewegliche Vorrichtungen, Steuerungs- und Ausrüstungsteile sowie Warn- und Vorbeugungssysteme, die einzeln oder kombiniert zur Erzeugung, Übertragung, Speicherung, Messung, Regelung und Umwandlung von Energien und/oder zur Verarbeitung von Werkstoffen bestimmt sind und die eigene potenzielle Zündquellen aufweisen und dadurch eine Explosion verursachen können“ (Art. 1 Abs. 3 Buchstabe a RL-94/9/EG). Ein explosionsgefährdeter Bereich ist ein „Bereich, in dem die Atmosphäre aufgrund der örtlichen und betrieblichen Verhältnisse explosionsfähig werden kann“ (Art. 1 Abs. 3 RL-94/9/EG).

Sollten die betrachteten Wasserstoffsysteme in explosionsgefährdeten Bereichen betrieben werden und eigene potenzielle Zündquellen aufweisen, so ist die Einhaltung der grundlegenden Sicherheits- und Gesundheitsanforderungen des Anhangs II der RL-94/9/EG zu beachten.

Des Weiteren findet die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)⁸³ Anwendung, die Regelungen bzgl. der Sicherheit solcher Anlagen bereithält. Beispielsweise sind für Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen in Anhang 4 BetrSichV festgelegte Organisations- und Explosionsschutzmaßnahmen zu treffen. Überwachungsbedürftige Anlagen sind nach den Vorschriften der §§ 14 und 15 BetrSichV regelmäßig zu überprüfen.

4.3.3 Rückverstromung mittels PEM-Brennstoffzelle

Für die Errichtung von Anlagen zur Rückverstromung, soweit sie als Projekt i.S.d. UVP-Richtlinie (RL-2011/92)⁸⁴ eingeordnet werden, ist die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung verpflichtend. Dies gilt auch für Vorhaben im Bereich der Erzeugung und Speicherung mittels Druckspeicherung. Projekt iSd der UVP-Richtlinie sind Errichtungen von baulichen Anlagen oder sonstigen Anlagen, sonstige Eingriffe in Natur und Landschaft, die möglicherweise erhebliche Auswirkungen

⁸⁰ Sechste Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Verordnung über die Bereitstellung von einfachen Druckbehältern auf dem Markt) (6.ProdSV) vom 25.06.1992 (BGBl. I S. 1171), zuletzt geändert durch Art. 17 des Gesetzes vom 08.11.2011 (BGBl. I S. 2178).

⁸¹ Richtlinie 94/9/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.03.1994 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten für Geräte und Schutzsysteme zur bestimmungsgemäßen Verwendung in explosionsgefährdeten Bereichen (ABl. der EU L 100 vom 19.04.1994 S. 1).

⁸² Elfte Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Explosionsschutzverordnung, 11. ProdSV) vom 12.12.1996 (BGBl. I S. 1914, zuletzt geändert durch Art. 21 des Gesetzes vom 08.11.2011 (BGBl. I S. 2178).

⁸³ Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes (Betriebssicherheitsverordnung, BetrSichV) vom 27.09.2002 (BGBl. I S. 3777), zuletzt geändert durch Art. 5 des Gesetzes vom 08.11.2011 (BGBl. I S. 2178).

⁸⁴ Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.12.2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (ABl. L 26 vom 28.01.2012, S. 1).

auf die Umwelt haben (Art. 1 Abs. 2 Buchstabe a UVP-Richtlinie). Für großtechnische Anlagen ist das vorstellbar.

In der Umsetzung der Richtlinie regelt das UVPG⁸⁵ die Einzelheiten der UVP, wie UVP-Pflicht und die einzelnen durchzuführenden Verfahrensschritte, wobei Anlage 1 des UVPG die UVP-Pflicht für einzelne Vorhaben vorschreibt. So sind die Errichtung und der Betrieb einer Anlage zur Erzeugung von Strom in einer Verbrennungseinrichtung durch den Einsatz von Wasserstoff mit einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW bis weniger als 50 MW, bzw. 1 MW bis weniger als 20 MW, UVP-pflichtig. Außerdem sind die Errichtung und der Betrieb einer Verbrennungsmotoranlage oder Gasturbinenanlage zum Antrieb von Arbeitsmaschinen für den Einsatz von u. a. Methanol, Ethanol oder Wasserstoff mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 200 MW, 50 MW bis 200 MW, 1 MW bis weniger als 50 MW, UVP-pflichtig. Auch die Errichtung und der Betrieb einer Anlage, in der Stoffe oder Gemische gelagert werden, die bei einer Temperatur von 239,15 Kelvin einen absoluten Dampfdruck von mindestens 101,3 Kilopascal und einen Explosionsbereich mit Luft haben (brennbare Gase) sind in bestimmten Größen UVP-pflichtig.

4.3.4 Recycling/Entsorgung

Auch bei der Entsorgung von Wasserstoffsystemen ist die Abfallrahmen-Richtlinie (RL-2008/98/EG) bzw. das deutsche Kreislaufwirtschaftsgesetz zu beachten. In der Folge sind Abfälle im Sinne dieser Richtlinie, die bei der Entsorgung von Wasserstoffsystemen entstehen, vorrangig nach deren Vorschriften über die Entsorgung und das Recycling zu behandeln.

Die Vorschriften der Richtlinie über Elektro- und Elektronik-Altgeräte (WEEE-Richtlinie/RL-2012/19/EU) bzw. der entsprechenden Vorgaben im ElektroG sind einzuhalten, wenn es sich bei Elektrolyseuren oder Brennstoffzellen um Elektro- und Elektronikgeräte handelt. Dem Anwendungsbereich des ElektroG unterfallen Elektro- und Elektronikgeräte, die einer der 10. Kategorien in § 2 Abs. 1 ElektroG zuzuordnen sind (bzw. den inhaltsgleichen Kategorien in Anhang I der RL-2012/19/EU). Zu den Kategorien zählen Haushaltsgroßgeräte, Haushaltskleingeräte, Geräte der Informations- und Telekommunikationstechnik, Geräte der Unterhaltungselektronik und Photovoltaikmodule, Beleuchtungskörper, elektrische und elektronische Werkzeuge, Spielzeug sowie Sport- und Freizeitgeräte, Medizinprodukte, Überwachungs- und Kontrollinstrumente. Einzelne Baukomponenten des Elektrolyseurs/Brennstoffzelle könnten der Kategorie Überwachungs- und Kontrollinstrumente zugeordnet werden. Stellt man bei der Zuordnung aber auf das ganze Gerät ab, so kann der Elektrolyseur/die Brennstoffzelle selbst keiner der Kategorien zugeordnet werden. Ab dem Jahr 2018 gilt das neue ElektroG. Diese lässt den Anwendungsbereich in § 2 Abs. 1 ElektroG unverändert, nimmt aber vom Anwendungsbereich explizit aus:

- Nr. 5. ortsfeste industrielle Großwerkzeuge,
- Nr. 6. ortsfeste Großanlagen; dieses Gesetz gilt jedoch für Geräte, die nicht speziell als Teil dieser Anlagen konzipiert und darin eingebaut sind,
- Nr. 7. Verkehrsmittel zur Personen- und Güterbeförderung; dieses Gesetz gilt jedoch für elektrische Zweiradfahrzeuge, für die eine Typgenehmigung nicht erforderlich ist.

Handelt es sich beim Elektrolyseur/Brennstoffzelle um eine „ortsfeste Großanlage“ nach Nr. 6, so ist er von den Vorschriften des ElektroG nicht erfasst. Brennstoffzellen in der mobilen Anwendung (Wasserstofffahrzeuge) sind vom ElektroG ausgenommen (siehe Nr.7). Hingegen unterfallen Kontroll- und Überwachungsinstrumente, die eingebaut werden, dem ElektroG, wenn sich nicht speziell als

⁸⁵ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 24.02.2010 (BGBl. I S. 94), zuletzt geändert durch Art. 10 des Gesetzes vom 25.07.2013 (BGBl. I S. 2749).

Teil der Anlage konzipiert und darin eingebaut sind. Demnach gelten z. B. für serienmäßig hergestellte Kontroll- und Überwachungsinstrumente, die am Elektrolyseur angebracht sind, die Vorschriften des ElektroG. Eine Klarstellung was unter einer ortsfesten Großanlage zu verstehen ist, wäre für die Rechtssicherheit bei Elektrolyseuren und anderen Anlagen hilfreich.

5 Speicherbedarf für Strom

In diesem Kapitel wird der zukünftige Speicherbedarf für Strom in verschiedenen Szenarien dargestellt. Aus dem Gesamtspeicherbedarf wird der Bedarf an innovativen Energiespeichersystemen (ESS) abgeleitet, der für die Ermittlung des Materialbedarfs herangezogen werden kann. Grundlage ist die VDE-Speicherstudie (VDE 2012).

Bei der Ermittlung des zukünftigen Speicherbedarfs und des Anteil der innovativen Energiespeicher handelt es sich um Wenn-dann-Aussagen, die durch die jeweiligen Annahmen bestimmte mögliche Entwicklungen darstellen.

Neben der in diesem Rahmen betrachteten VDE-Studie wurde ebenfalls die in diesem Jahr erschienene Studie Stromspeicher in der Energiewende betrachtet, die von der Agora-Energiewende beauftragt wurde. Im Vordergrund stand hierbei, die Herangehensweisen und Ergebnisse der beiden Studien gegenüber zu stellen und eventuelle Vor- und Nachteile mit Blick auf die weiteren Analysen abzuwägen.

5.1 Ermittlung des zukünftigen Speicherbedarfs anhand der VDE Studie

Für die Ermittlung des zukünftigen Speicherbedarfs wurde die VDE-Speicherstudie (VDE 2012) als Hauptquelle herangezogen. Es existieren zwar weitere Studien, die eine Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs im deutschen Stromsystem zum Gegenstand haben, diese unterscheiden sich jedoch im Umfang der durchgeführten Untersuchung sowie im Detailgrad. So wird der Flexibilitätsbedarf in der VDE-Studie modellbasiert ermittelt, während andere Studien oft nur eine Residuallastanalyse durchführen. Daher fiel die Entscheidung zu Gunsten der VDE-Studie aus.

5.2 Überblick: Herangehensweise der VDE Studie

Im Rahmen der VDE-Studie wurde der in Zukunft benötigte Speicherbedarf in Abhängigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien ermittelt. Die Vorgehensweise der VDE-Studie ist in vier grundlegende Schritte unterteilt:

1. Herleitung der Residuallast

Die in der Studie verwendete Residuallast wurde durch den Abzug der erneuerbaren Erzeugung von der Jahreslastkurve hergeleitet.

2. Auswertung der Residuallast

Die Residuallast wurde auf die für die Berechnung des Speicherbedarfs notwendigen Parameter untersucht. Dies waren in erster Linie:

- ▶ Erzeugungsüberschüsse erneuerbarer Energien (benötigte Einspeicherleistung)
- ▶ Erzeugungsdefizite erneuerbarer Energien (benötigte Ausspeicherleistung)
- ▶ Dauer der Defizite/Überschüsse (benötigtes Speichervolumen)

3. Definition von Speicherzubauvarianten

Auf Basis der ermittelten Parameter wurden verschiedene Speicherszenarien formuliert, die als mögliche Ausbaupfade in der Jahresbetriebsanalyse dienen. Im Rahmen dieser Studie ist jedoch nur ein moderates Ausbauszenario relevant.

4. Jahresbetriebssimulation und Herleitung des jeweils optimalen Speicherausbaus

Schlussendlich wurde vor dem Hintergrund der ermittelten Speicherzubauvarianten eine ökonomische Simulation durchgeführt, um die notwendige Speicherleistung zu ermitteln. Diese Ergebnisse stellen die Grundlage für die weiteren Berechnungen dieser Studie dar.

Die kurz beschriebenen Arbeitsschritte der VDE-Studie sollen im Folgenden weiter erläutert werden.

5.3 Herleitung der Residuallast

Zur Herleitung der Residuallast wurden die Lastprofile der ENTSOE-E des Jahres 2012 als Basis verwendet (VDE 2012, S. 25). Von diesen wurden anschließend die Ganglinien der erneuerbaren Energien abgezogen. Diese Ganglinien wurden u. a. durch die Verwendung des Modells „virtuelles Stromversorgungssystem“ des Fraunhofer IWES ermittelt (VDE 2012, S. 24).

Im Rahmen der VDE Studie wurden verschiedene Ausbauszenarien erneuerbarer Energien formuliert, darunter ein Basisszenario des Jahres 2009/10 sowie jeweils ein 40, 80 und 100-Prozent-Ausbauszenario. Je nach Ausbaugrad der erneuerbaren Energien unterscheiden sich die Residuallastkurven und damit der Flexibilitätsbedarf der einzelnen Szenarien. Für die Berechnungen dieser Studie wird das 80 Prozent Szenario genutzt⁸⁶.

5.4 Auswertung der Residuallast

Für die Ermittlung des maximalen Speicherbedarfs wurde eine Frequenzanalyse der Residuallast durchgeführt. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden Abweichungen vom arithmetischen Mittel der Residuallast in kurz- bzw. langfristige Schwankungen unterteilt und nach Art der Abweichung kategorisiert. Als ausschlaggebende Grenze wurde eine Dauer von 24 Stunden festgelegt. Wird diese überschritten, handelt es sich bei der Abweichung um eine langfristige Schwankung, Abweichungen unter dieser Grenze zählen als kurzfristige Schwankung (VDE 2012, S. 23). Eine Unterscheidung dieser Art wurde vor dem Hintergrund verschiedener Flexibilitätsoptionen vorgenommen, da je nach Dauer und Typ einer Abweichung eine Speicherung oder ein Verschieben nur durch bestimmte Technologien sinnvoll ist. Bei den untersuchten Parametern der beiden Schwankungskategorien handelt es sich um:

- ▶ Maximale Überschussleistung (höchste Spitze der Residuallast)
- ▶ Maximale Defizitleistung (niedrigste Senke der Residuallast)
- ▶ Überschussenergie (Summe aller Überschüsse erneuerbarer Energien)

Diese Parameter stellen die Eckdaten für einen „idealen Speicher“ dar. Dies bedeutet, dass ein Speicher mit Leistungen gleich den ermittelten Residuallastschwankungen ebendiese Schwankungen ohne den Einsatz konventioneller Kraftwerke ausgleichen könnte. Somit kann dieser ideale Speicher als maximal notwendiger Speicherausbau betrachtet werden, da ein weiterer Ausbau von Flexibilitätsoptionen nicht zu einer zusätzlichen Integration erneuerbarer Energien führen würde.

5.5 Definition von Speicherzubauvarianten

Der ermittelte maximal notwendige Speicherausbau wurde anschließend bei der Definition verschiedener Speicherzubauprozessvarianten als Obergrenze des Speicherausbaus genutzt und als Rahmen der im Anschluss stattfindenden Jahresbetriebsanalyse verwendet. Die formulierten Szenarien unterscheiden sich in erster Linie durch die zur Bilanzierung verwendeten Technologien und Maßnahmen. So wird in bestimmten Szenarien der Flexibilitätsbedarf durch Abregelung der Einspeisung erneuerbarer

⁸⁶ Nachdem entschieden wurde, welche der genannten Studien – VDE (2012) oder Agora (2014) – verwendet werden soll, werden weitere Berechnungen für andere erneuerbare Energie Szenarien folgen. Diese sind 40, 80 und 100 % im Rahmen der VDE Studie (2012) sowie 40, 60 und 90 % im Rahmen der Agora Studie (2014).

Elektrizität und durch konventionelle Stromerzeuger gedeckt und in anderen Szenarien werden kurzfristige oder langfristige Speicheroptionen zur Bilanzierung genutzt (VDE 2012, S. 28).

Für diese Studie wurde eine Verwendung des Szenarios D oder des Szenarios E diskutiert, da in beiden Szenarien sowohl Kurz- als auch Langzeitspeicher genutzt werden, um den Flexibilitätsbedarf zu decken. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist die maximal mögliche Speicherausbauleistung. Werden im Szenario D alle verfügbaren Leistungen verwendet, so wird die mögliche Einspeicherleistung des Szenarios E auf die Hälfte der genutzten Leistung des Szenarios D reduziert (VDE 2012, S. 28). Um eine möglichst realistische Bestimmung des Speicherbedarfs zu erhalten, wurde das Szenario E ausgewählt. Hauptgrund hierfür ist die Tatsache, dass die VDE-Studie eine Betrachtung von Import und Export von Strom ins europäische Ausland ausblendet. Allerdings kann der internationale Stromaustausch in erheblichem Maße zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs beitragen, insbesondere wenn die Netzkapazitäten weiter ausgebaut werden.

5.6 Jahresbetriebssimulation und Herleitung des optimalen Speicherausbaus und der Speichernutzung

Die festgelegten Zubauvarianten gehen in die Jahresbetriebsanalyse ein. Hierbei handelt es sich um eine kostenminimierende Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung. Ergebnis der Simulation ist unter anderem die für eine Bilanzierung der Residuallast benötigte Speicherleistung der einzelnen Szenarien. Diese Ergebnisse stellen einen, unter ökonomischen Kriterien, effizienten Einsatz der verwendeten Technologien und damit den optimalen Speicherzubau dar (VDE 2012, S. 17). Offensichtlich entspricht dieser nicht unbedingt der maximal möglichen Ausbauleistung, da hier auch der konventionelle Kraftwerkspark zur kostenminimalen Deckung des Flexibilitätsbedarfs eingesetzt wird.

Die Ergebnisse des Szenarios E sind in Tabelle 5-1 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass die genutzte Einspeicherleistung der Speicher durch eine Halbierung der genutzten Leistung des Szenarios D hergeleitet wurde. Analog findet so eine geringere Nutzung der Ausspeicherleistung statt, da keine größeren Mengen an Elektrizität eingespeichert werden können (vgl. VDE 2012, S.70).

Tabelle 5-1: Ermittelter Speicherbedarf des Szenarios E der VDE-Studie im 80 % Erneuerbare Energien Szenario.

	Ermittelter Speicherbedarf
Kurzzeitspeicher	
Genutzte Einspeicherleistung [GW]	14,0
Genutzte Ausspeicherleistung [GW]	14,0
Genutztes Speichervolumen [GWh]	70
Langzeitspeicher	
Genutzte Einspeicherleistung [GW]	17,8
Genutzte Ausspeicherleistung [GW]	17,8
Genutztes Speichervolumen [GWh]	7.465

Quelle: VDE 2012, S. 70, 54.

Neben der Ermittlung des Speicherbedarfs im Sinne der zu installierenden Speicherleistung und dem Speichervolumen ist für diese Untersuchung auch relevant, wie intensiv die Speicher genutzt werden. Denn die Zahl der Nutzungszyklen hat entscheidenden Einfluss auf die Lebensdauer der Anlagen und damit auch darauf, wie oft eine Neuinstallation notwendig wird.

Grundlage hierfür stellt die im Rahmen der VDE-Studie errechnete Zyklenzahl für das 80 %-Szenario im Speicherausbauszenario D dar. Dieses ist in Tabelle 5-2 dargestellt.

Tabelle 5-2: Vollzyklen der Kurzzeitspeicher im Szenario E mit 80 % EE.

Kurzzeitspeicher	
Vollzyklen/Jahr	142
Vollzyklen/Tag	0,38
Langzeitspeicher	
Vollzyklen/Jahr	2,1
Vollzyklen/Tag	0,0057

Quelle: VDE 2012, S. 76.

5.7 Ermittlung des Kurzzeitspeicherbedarfs unter Berücksichtigung alternativer Flexibilitätsoptionen

5.7.1 Berücksichtigung von DSM-Maßnahmen in der VDE-Studie

Der ermittelte Kurzzeitspeicherbedarf kann nicht nur durch Speicher, sondern auch durch andere Flexibilitätsoptionen gedeckt werden, insbesondere durch die Nutzung von Demand Side Management (DSM). Die Lasten mit dem größten Potenzial zum Verschieben von Erzeugungsüberschüssen oder -defiziten sind mit der auf der Leitstudie 2010 basierenden installierten Leistung in Tabelle 5-3 angegeben (Nitsch et al. 2011).

Tabelle 5-3: Installierte Leistung verschiebbarer Lasten im 80 % Szenario im Jahr 2050.

Steuerbare Last	Leistung [GW]
Wärmepumpen	15,3
Klimatisierung	10
Elektromobilität	24,7

Quelle: VDE 2012, S. 43.

Basierend auf der installierten Leistung der Lasten kann unter der Verwendung der Definition eines Kurzzeitspeichers der VDE-Studie (5 Stunden Ausspeicherzeit; Leistungs-/Kapazitätsverhältnis 5:1) abgeschätzt werden, wie diese Lasten zur Abdeckung des Flexibilitätsbedarfs beitragen können. Laut VDE (S. 43, 44) handelt es sich hierbei um eine Speicherleistung von 5,7 GW sowie eine Speicherkapazität von 28,5 GWh. Nach Abzug dieser Werte vom zuvor ermittelten Kurzzeitspeicherbedarf ergibt sich der in Tabelle 5-4 dargestellte benötigte Speicherzubau.

Tabelle 5-4: Kurzzeitspeicherbedarf an innovativen ESS nach Abzug von DSM Maßnahmen im 80 % Szenario E im Jahr 2050.

	Benötigter Speicherzubau
Genutzte Einspeicherleistung [GW]	8,3
Genutzte Ausspeicherleistung [GW]	8,3
Genutztes Speichervolumen [GWh]	41,5

Quelle: Eigene Berechnungen, aufbauend auf VDE 2012.

5.7.2 Berücksichtigung der Elektromobilität bei der Abschätzung des Gesamtspeicherbedarfs

Die in Tabelle 5-3 dargestellten Leistungen der verschiedenen DSM Maßnahmen stellen die im Rahmen der VDE-Studie verwendeten Leistungen dar. Für die Elektromobilität ist vorgesehen, die Entwicklungsszenarien im Projekt separat zu betrachten und detaillierter darzustellen. Denn die Entwicklung und Nutzung der Elektromobilität hat nicht nur Auswirkungen auf den Flexibilitätsbedarf im Stromsektor, sondern beeinflusst direkt die Entwicklung der innovativen ESS, die für die Elektromobilität genutzt werden.

Der verbleibende Flexibilitätsbedarf muss dann im Prinzip je nach Elektromobilitätsszenario entsprechend korrigiert werden. Allerdings stellt die oben berechnete nutzbare Leistung und Kapazität der DSM Maßnahmen als Kurzzeitspeicher lediglich den zusätzlichen Nutzen einer flexiblen Nutzung der Elektrofahrzeuge dar, im Vergleich zu einer unflexiblen Nutzung. In einer Gesamtbetrachtung sind die oben dargestellten Auswirkungen der Elektromobilität auf den verbleibenden Flexibilitätsbedarf aber zumindest in erster Näherung vernachlässigbar. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich bei einer Einführung von Elektromobilität um die Einführung eines zusätzlichen flexiblen Verbrauchers handelt. Dieser muss im Rahmen eines nachhaltigen Stromsystems ebenfalls durch erneuerbare Energien versorgt werden (Öko-Institut 2011, S. 4). Dadurch steigt der Flexibilitätsbedarf zunächst an. Ein flexibler Einsatz der Elektromobilität kann dann dazu beitragen, diesen zusätzlichen Flexibilitätsbedarf wieder zu senken.

Bei der Bearbeitung verschiedener anderweitiger Mobilitätsszenarien und des in diesem Rahmen auftretenden Materialbedarfs wird daher vereinfachend davon ausgegangen, dass weitere Leistungen an Elektrofahrzeugen nicht zu einer Verringerung des Kurzzeitspeicherbedarfs führen.

5.8 Unsicherheiten bei der Bestimmung des Speicherbedarfs

Bei der Jahresbetriebssimulation handelt es sich um ein mathematisches Modell, das einen optimalen Kraftwerkseinsatz berechnet. Wie auch bei anderen Modellen handelt es sich um eine vereinfachte Darstellung der Wirklichkeit. Der ermittelte Speicherbedarf hängt ab von den Annahmen, die getroffen werden, sowie von den Details der Modellierungsmethodik. Die Modellierungsmethodik wurde in den vorangehenden Kapiteln in den Grundzügen dargestellt. Die Modelldetails sind jedoch nicht transparent und es ist davon auszugehen, dass andere Modelle abweichende Ergebnisse generieren würden.

Auch die getroffenen Annahmen haben erheblichen Einfluss auf den ermittelten Speicherbedarf. Die Annahmen sind mit Unsicherheiten behaftet oder stellen Vereinfachungen dar, die in dem gewählten Modellierungsansatz begründet sind.

Die folgende Tabelle 5-5 gibt einen qualitativen Überblick über ausgewählte Unsicherheitsfaktoren. Auch wenn dies keine systematische Analyse von Unsicherheiten darstellt, wird doch sichtbar, dass die dargestellten Faktoren den hier angenommen Speicherbedarf sowohl nach oben als auch nach unten beeinflussen können. Dies verdeutlicht, dass der hier dargestellte Speicherbedarf, der im weiteren Projektverlauf zugrunde gelegt wird, einen mittleren Wert darstellt – allerdings mit einer erheblichen Schwankungsbreite. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die hier dargestellten Faktoren in sehr unterschiedlichem Maße unsicher sind. So ist zum Beispiel davon auszugehen, dass Import und Export zumindest im heutigen Umfang auch weiterhin als Flexibilitätsoption genutzt wird, wodurch der verbleibende Flexibilitätsbedarf reduziert wird. Mit einer höheren Unsicherheit behaftet ist dagegen zum Beispiel die Frage, inwieweit die Optimierung des Eigenverbrauchs zu einem Zubau innovativer Energiespeicher führt, der über das von VDE ermittelte, aus Systemsicht optimale Maß hinausgeht, d. h. den Flexibilitätsbedarf erhöht.

Tabelle 5-5: Ausgewählte Unsicherheiten bei der Bestimmung des innovativen Speicherbedarfs

Parameter	Annahmen der VDE Studie	Annahmen der AGO-RA Speicherstudie	Qualitative Auswirkung einer Änderung
Faktoren, die den Speicherbedarf erhöhen würden			
Innerdeutsche Netzrestriktionen	Wird nicht berücksichtigt bzw. Netzauswirkungen werden erst nach Ermittlung des Speicherbedarfs analysiert	Wird berücksichtigt	Neben einem Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung können Speicher zum Management von Netzengpässen eingesetzt werden.
Extremwetterereignisse	Wird nicht berücksichtigt	Wird nicht berücksichtigt, zumindest keine explizite Erwähnung	In Zukunft sind besonders Zeiten kritisch, in denen über längere Zeiträume keine Erneuerbaren zur Verfügung stehen (dunkle Flaute). Diese Zeiten können mit Speichern überbrückt werden, im 80 %-Szenario aber auch mit konventionellen Kraftwerken.
Bereitstellung von Regelkapazität	Wird nicht berücksichtigt	Wird berücksichtigt	Neben der Variabilität von Erneuerbaren muss auch die Unsicherheit der erneuerbaren Erzeugung berücksichtigt werden. Dafür muss Regelkapazität bereitgestellt werden, die auch durch Speicher zur Verfügung gestellt werden kann. Dadurch können Speicher auch schon früher wirtschaftlich attraktiv werden.
Eigenverbrauchsoptimierung	Wird nicht berücksichtigt	Wird berücksichtigt	Ein dezentraler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erhöht insgesamt den Flexibilitätsbedarf im Vergleich zu einem großräumigeren Ausgleich (siehe oben: Import/Export). Kleinere Systeme haben einen höheren Flexibilitätsbedarf, da Durchmischungseffekte geringer sind. Der Aufbau von Batteriespeicherkapazität zur Eigenbedarfsoptimierung folgt nur bedingt der Logik

Parameter	Annahmen der VDE Studie	Annahmen der AGO-RA Speicherstudie	Qualitative Auswirkung einer Änderung
			eines systemweiten Speicherbedarfs, wie er in der VDE-Studie ermittelt wird. Vielmehr werden hier Speicher aufgrund von Förderung und/oder geringeren Renditeerwartungen in Betrieb genommen, so dass Batteriespeicher zugebaut werden können, die in der Perspektive der VDE-Studie nicht erfasst werden.

Faktoren, die den Speicherbedarf reduzieren würden

Import/Export	Wird nicht berücksichtigt	Wird berücksichtigt	Flexibilitätsbedarf kann auch mit ausländischen Optionen gedeckt werden bzw. ein größerer Bilanzraum reduziert den Flexibilitätsbedarf. Berücksichtigung von Import/Export würde den ermittelten Flexibilitätsbedarf deutlich reduzieren. Ausbau des europäischen Netzes reduziert den Flexibilitätsbedarf weiter.
Verbrauchsreduktion	Wird nicht berücksichtigt	Wird nicht berücksichtigt	Ein geringerer Verbrauch führt zu einem geringeren EE-Ausbaubedarf. Entsprechend müssen weniger EE durch Flexibilitätsoptionen ausgeglichen werden. Mit dem Verbrauch geht aber tendenziell auch die nachfrageseitige Flexibilität zurück. Zu klären ist auch, ob eine Verbrauchsreduktion auch zu einer Reduktion der Leistungsspitzen führt, die durch Flexibilitätsoptionen abgedeckt werden.
Demand Side Management	Wird teilweise berücksichtigt. Industrie-DSM wird nicht berücksichtigt. Methode ist nicht transparent.	DSM wird in vollem Umfang berücksichtigt.	Neben Speicher können auch flexible Verbraucher dazu beitragen, den Flexibilitätsbedarf zu decken. Insgesamt stellt DSM eine kostengünstigere Flexibilitätsoption dar als Speicher

Parameter	Annahmen der VDE Studie	Annahmen der AGO-RA Speicherstudie	Qualitative Auswirkung einer Änderung
			und es ist davon auszugehen, dass DSM bevorzugt genutzt wird. Insofern es sich bei den Verbrauchern um neue Verbraucher handelt, die bislang nicht mit Strom gespeist wurden (zum Beispiel Elektromobilität), stellt sich die Frage (siehe 5.7.2), inwieweit 1) diese zunächst den Flexibilitätsbedarf erhöhen, weil zusätzliche Erneuerbare benötigt werden, um diesen zusätzlichen Bedarf zu decken und 2) inwieweit dieser zusätzliche Flexibilitätsbedarf wieder reduziert werden kann, wenn diese neuen Verbraucher flexibel betrieben werden.

Weitere Faktoren, die den innovativen Speicherbedarf in beide Richtungen verändern können

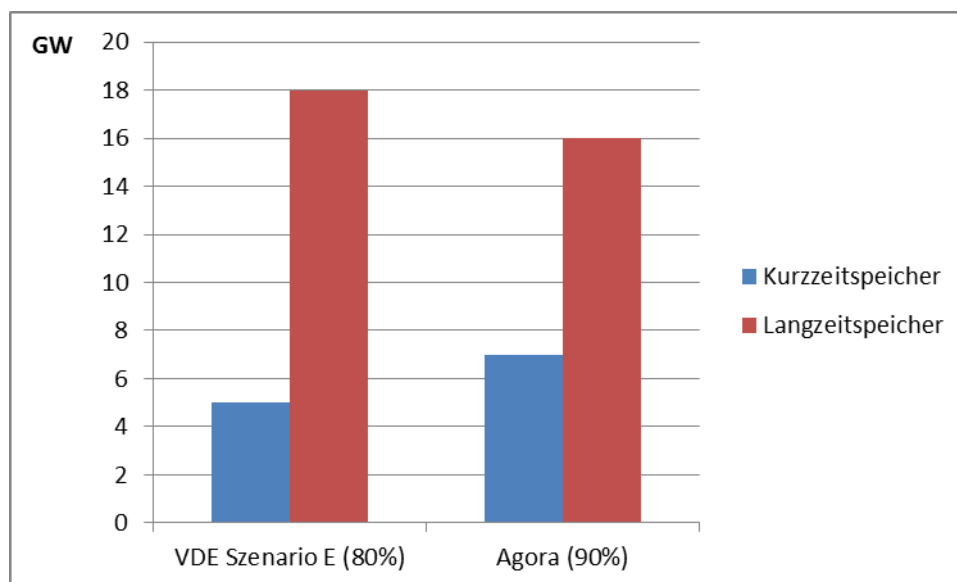
Aufteilung des Speicherbedarfs auf die verschiedenen Technologien	Erfolgt nach einem vorgegebenen und nicht näher erläuterten Verteilungsschlüssel.	Vereinfachend wird eine einzelne Kurzzeitspeichertechnologie zur Erfüllung des Speicherbedarfs eingesetzt	Ein anderer Verteilungsschlüssel oder eine andere Methode der Aufteilung hätte Auswirkungen auf den ermittelten Bedarf an innovativen ESS.
Szenarienauswahl	Der ermittelte Speicherbedarf wird je nach Szenario durch verschiedene vorausgewählte Technologiekombinationen abgedeckt. Im gewählten Szenario E wird die Speicherleistung auf die Hälfte der Leistung des Szenarios D festgelegt. Das Szenario wurde hier vor allem ausgewählt, um die fehlende Abbildung von Import und Export auszugleichen.	Im Rahmen der Agora Studie werden verschiedene vorausgewählte Speicherkonfigurationen bezüglich ihres Effekts auf die gesamten Systemkosten untersucht. Diese wurden zuvor aus einer Meta-Untersuchung verschiedener Speicherbedarfsstudien ermittelt.	Je nach Szenario können die benötigten oder zukünftig installierten Kapazitäten kleiner oder größer ausfallen.

Quelle: Eigene Darstellung aufbauend auf VDE 2012 sowie Agora 2014.

In Abbildung 5-1 sind die Ergebnisse der beiden vorgestellten Studien dargestellt. Die Studie der Agora Energiewende weist bei den Langzeitspeichern einen geringeren Speicherbedarf auf als das dargestellte Szenario E der VDE Studie, und dies trotz eines höheren Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Im Gegensatz hierzu liegt die Kurzzeitspeicherleistung über den Ergebnissen der VDE-Studie.

Der Gesamtspeicherbedarf in den beiden Studien ist nahezu identisch. Bei einer Skalierung der Ergebnisse der Agora Studie auf einen erneuerbaren Energien Anteil von 80 % würde der Bedarf allerdings unter dem der VDE-Studie liegen. Dies ist in erster Linie auf die unterschiedlichen Annahmen der Agora Studie zurückzuführen. Insbesondere die umfassendere Berücksichtigung von Stromimport und -export haben einen dämpfenden Effekt auf den Speicherbedarf. Generell liegen die Ergebnisse jedoch in einer ähnlichen Größenordnung, was angesichts der unterschiedlichen Annahmen vor allem auf die Halbierung des Speicherbedarfs im gewählten Szenario E der VDE-Studie zurückzuführen ist.

Abbildung 5-1: Vergleich des Bedarfs an Speicherleistung der VDE-Studie (2012) sowie der Agora Speicherstudie (2014).



Quelle: Eigene Darstellung aufbauend auf VDE 2012 sowie Agora 2014.

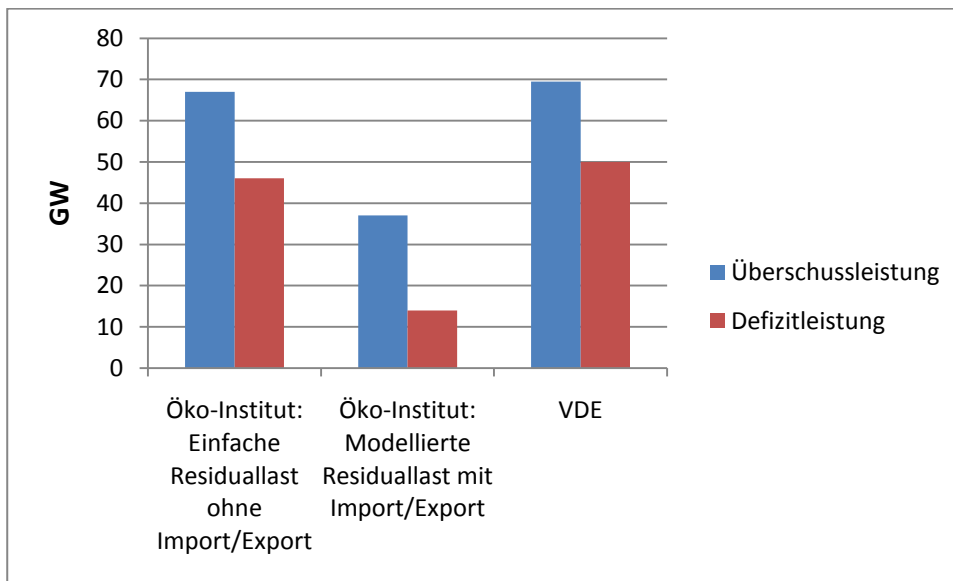
Tabelle 5-6: Vergleich des Bedarfs an Speicherleistung der VDE-Studie (2012) sowie der Agora Speicherstudie (2014).

	VDE Studie Szenario-E (80 %) (2012)	Agora Studie (90 %) (2014)
Bedarf an Kurzzeitspeicherleistung [in GW]	4,98	7
Bedarf an Langzeitspeicherleistung [in GW]	17,8	16

Quelle: Eigene Darstellung aufbauend auf VDE 2012 sowie Agora 2014.

In Abbildung 5-2 sind die Ergebnisse der Residuallastanalyse der VDE-Studie sowie die entsprechenden Ergebnisse des Öko-Institut-Projekts *FlexOptionen: Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen* (Öko-Institut 2014) gegenüber gestellt. Es ist zu erkennen, dass die Ergebnisse des FlexOptionen Projekts für die einfache Residuallast im 80 % Szenario nahezu mit den ermittelten Werten der VDE-Studie überein stimmen. Bei einer Berücksichtigung von Import und Export sowie bestehender Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke und Pumpspeicher) wird dieser Bedarf deutlich reduziert. Die Wahl des VDE-Szenarios E, welches eine Halbierung der Speicherleistung und –kapazität annimmt, wird auch durch diesen Vergleich gerechtfertigt.

Abbildung 5-2: Gegenüberstellung der VDE-Studien sowie FlexOptionen Ergebnisse der Residuallastanalyse für ein 80 % erneuerbare Energien Szenario.⁸⁷



Quelle: Eigene Darstellung, Öko-Institut (2014), VDE (2012).

5.9 Bestimmung des Anteils der innovativen Energiespeichersysteme

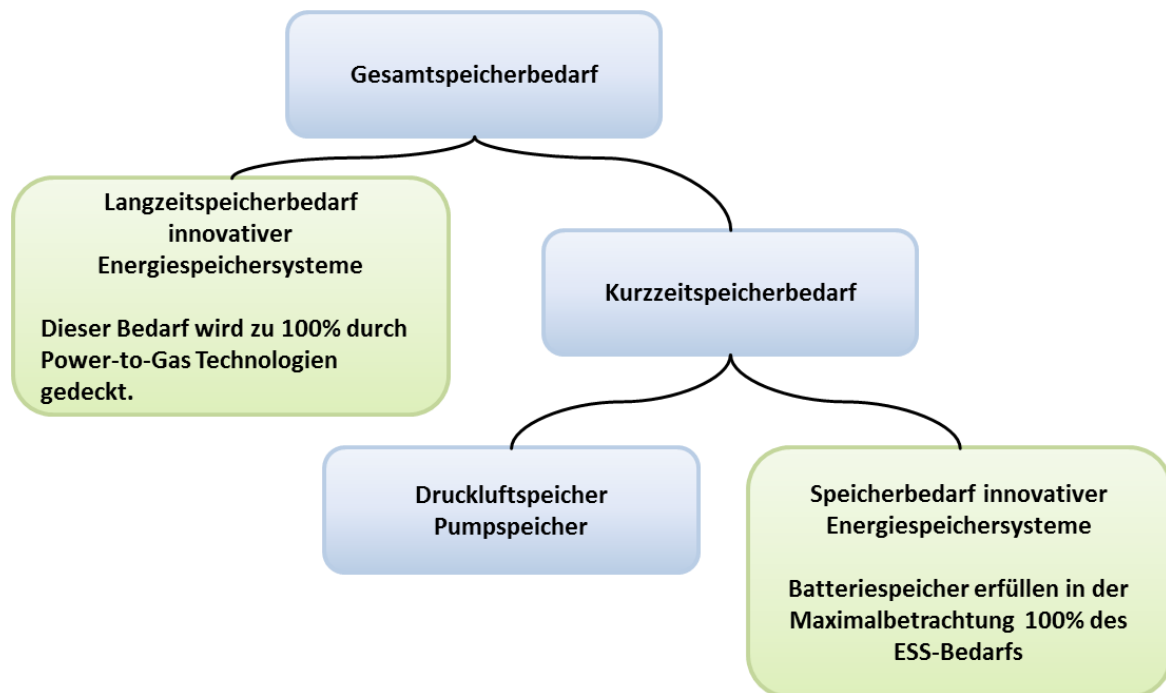
Ausgehend vom Speicherbedarf, der in der VDE-Studie ermittelt wurde, werden im nächsten Schritt die Kapazitäten der innovativen ESS abgeleitet, die in der weiteren Untersuchung verwendet werden. Abbildung 8-5 stellt die dafür gewählte Vorgehensweise dar. Laut VDE-Studie wird der Gesamtspeicherbedarf durch zwei verschiedene Technologiekategorien gedeckt: einerseits Technologien zur langfristigen Speicherung und andererseits Technologien zur kurzfristigen Speicherung von Elektrizität.

Bei den Langzeitspeichern wird der Speicherbedarf vollständig durch innovative ESS gedeckt.

Im Bereich der kurzfristigen Speicher werden neben den innovativen ESS auch etablierte Technologien wie Pumpspeicherwerke eingesetzt. Deshalb ist bei den Kurzzeitspeichern wie dargestellt eine weitere Unterteilung erforderlich.

⁸⁷ Ein Vergleich mit der ebenfalls in diesem Abschnitt behandelten Agora Speicherstudie (2014) war aufgrund von fehlenden Angaben zur Residuallast nicht möglich.

Abbildung 5-3: Unterteilung des ermittelten Speicherbedarfs der VDE-Studie.



Eigene Darstellung, aufbauend auf VDE 2012.

Die technologiespezifische Unterteilung des Kurzzeitspeicherbedarfs geschieht im Rahmen der VDE-Studie durch die in Tabelle 5-7 dargestellte Technologiemaske. Die dargestellte Aufteilung ist rein hypothetisch und stellt eine Auswahl wahrscheinlich verfügbarer Technologien dar (VDE 2012, S. 42).

Tabelle 5-7: Technologiemaske Kurzzeit-ESS der VDE Studie des 80 %-Szenarios im Jahr 2050.

Speichertechnologie	Anteil am Kurzzeitspeicherzubau
Pumpspeicher	0,25
AA-CAES	0,15
Bleisäure	0,2
Lithium-Ionen	0,2
Natrium-Schwefel	0,2

Quelle: VDE 2012, S. 42.

Für diese Studie wird die Verwendung dieser Maske als Richtwert übernommen, um den Gesamtanteil der innovativen ESS am gesamten Kurzzeitspeicherbedarf zu ermitteln. Dieser Gesamtanteil ergibt sich aus der Summe der Anteile der in der VDE-Studie betrachteten Batteriespeicher und liegt bei 60 %. Der so ermittelte Kurzzeitspeicherbedarf an ESS ist in Tabelle 5-8 dargestellt.

Tabelle 5-8: Speicherzubau der innovativen Kurzzeit-ESS im Szenario E der VDE-Studie im 80 % Szenario im Jahr 2050.

	Ermittelter Speicherzubau
Genutzte Einspeicherleistung [GW]	4,98
Genutzte Ausspeicherleistung [GW]	4,98
Genutztes Speichervolumen [GWh]	24,9

Quelle: Eigene Berechnungen.

Der ESS-Kurzzeitspeicherbedarf dient als Rahmen für die mögliche Verwendung innovativer Speicher. Es sind verschiedene Entwicklungsszenarien innovativer ESS denkbar, und der Kurzzeitspeicherbedarf kann durch unterschiedliche Technologiekombinationen gedeckt werden. Im Rahmen dieser Studie steht jedoch vor allem die Betrachtung einer dominanten Entwicklung einer spezifischen Speichertechnologie im Vordergrund, die den gesamten Speicherbedarf deckt. Der Grund für diese Herangehensweise ist eine Untersuchung der maximal möglichen Auswirkungen einer dominanten Entwicklung einer speziellen Speichertechnologie für Umwelt, Materialverbrauch und Recyclinganforderungen. Als zu betrachtende Technologien wurden die folgenden ausgewählt:

1. Blei-Säure-Akkumulatoren (konventionelle Benchmark);
2. Lithium-Ionen (C-NMC/LMO);
3. Lithium-Ionen (C-NMC/LCA);
4. Lithium-Ionen (C-LFP);
5. Lithium-Ionen (TiO-LFP);
6. Natrium-Schwefel;
7. Redox-Flow mit wässrig-sauren Elektrolyten (Vanadium-Vanadium);
8. Redox-Flow mit wässrig-sauren Elektrolyten (Chrom-Eisen);
9. Zink-Luft.

5.10 Korrektur des Leistungs-Kapazitäts-Verhältnisses

Bei der Aufteilung des gesamten Kurzzeitspeicherbedarfs auf Batteriespeicher und andere Speicher mit Hilfe des o. g. Aufteilungsschlüssels ist zu berücksichtigen, dass die verschiedenen Technologien (hier insbesondere innovative und konventionelle Speicher) typischerweise unterschiedliche Leistungs-Kapazitäts-Verhältnisse aufweisen. Deshalb kann das in der VDE-Studie ermittelte durchschnittliche Verhältnis nicht mit den technologiespezifischen Verhältnissen gleichgesetzt werden. Besonders bei Pumpspeicherkraftwerken (PSW) entspricht das in der VDE-Studie angegebene durchschnittliche Verhältnis nicht dem zukünftiger Anlagen. Dieses ist eher im Bereich von 1/6 einzuordnen. Bei einer Berücksichtigung dieses Charakteristikums verändern sich die Verhältnisse sowie Leistungen anderer Speichertechnologien. Bezieht man das Leistungsverhältnis auf den angenommenen Anteil an PSW von 25-Prozent, so ergibt sich eine installierte Leistung von 2,08 GW und eine Kapazität von 12,45 GWh. Innovative Energiespeicher zeichnen sich durch die in Tabelle 5-8 dargestellten Leistungs- und Kapazitätswerte aus.

Tabelle 5-9: Speicherzubau der innovativen Kurzzeit-ESS im Szenario E der VDE-Studie im 80 % Szenario im Jahr 2050 – nach Korrektur des Leistungsverhältnisses zukünftiger Pumpspeicherkraftwerke.

	Ermittelter Speicherzubau
Genutzte Einspeicherleistung [GW]	4,98
Genutzte Ausspeicherleistung [GW]	4,98
Genutztes Speichervolumen [GWh]	22,83
Verhältnis Leistung/Kapazität	1/4,58

Quelle: VDE 2012, eigene Berechnungen.

Wie zu erkennen ist, verändert sich so auch das Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität der innovativen Energiespeicher. Ursprünglich wurde dieses ebenfalls in Höhe von 1/5 festgelegt, durch die Berücksichtigung des Pumpspeicherverhältnisses verändert sich dieses jedoch auf 1/4,58.

5.11 Zusammenfassung: Speicherbedarf für die weitere Analyse

Abschließend werden die Ergebnisse zum Speicherbedarf, die in diesem Papier aus der VDE-Studie abgeleitet und die im weiteren Verlauf des Projekts verwendet werden sollen, zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 5-10: Speicherzubau der innovativen Kurzzeit- und Langzeit-ESS im Szenario E der VDE-Studie im 80 % Szenario im Jahr 2050.

Kurz- und Langzeitspeicher	
Kurzzeitspeicher	
Genutzte Einspeicherleistung [GW]	4,98
Genutzte Ausspeicherleistung [GW]	4,98
Genutztes Speichervolumen [GWh]	22,83
Verhältnis Leistung/Kapazität	1/4,58
Langzeitspeicher	
Genutzte Einspeicherleistung [GW]	17,8
Genutzte Ausspeicherleistung [GW]	17,8
Genutztes Speichervolumen [GWh]	7.465

Quelle: VDE 2012, eigene Berechnungen.

Tabelle 5-11: Vollzyklen der Kurzzeitspeicher im Szenario D mit 80 % EE.

Kurzzeitspeicher	
Vollzyklen/Jahr	106
Vollzyklen/Tag	0,3
Langzeitspeicher	
Vollzyklen/Jahr	1,8
Vollzyklen/Tag	0,005

Quelle: VDE 2012, S. 76.

5.12 Speicherbedarf eines 60 % Szenarios

Grundlage für die in diesem Projekt durchgeführten Analysen der Recycling- und Umweltaanforderungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken bei innovativen Energiespeichern ist ein Szenario mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien (VDE 2012).

In einer dynamischen Perspektive stellt sich die Frage, inwiefern der Speicherbedarf schon früher bei einem niedrigeren Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) ansteigt. In diesem Kapitel wird deshalb ein ergänzender Überblick über entsprechende Forschungsergebnisse gegeben.

Grundlage ist dabei der Flexibilitätsbedarf im Stromsektor, die Kopplung mit zusätzlichen Sektoren wird nicht berücksichtigt. Allerdings kann durch den Ausbau der Elektromobilität und durch die Nutzung von Power-to-gas, die nicht durch den Bedarf im Stromsektor getrieben wird, ein zusätzlicher Bedarf an innovativen Energiespeichern entstehen.

Im Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien“⁸⁸, hat das Öko-Institut den Flexibilitätsbedarf den Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen in verschiedenen Szenarien analysiert.

Der Fokus der Analyse liegt auf dem Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage. Abgesehen von Import und Export werden das Netz und damit der Einsatz von Flexibilitäten zum Management von Netzengpässen ebenso wenig betrachtet wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Speicher und Lastmanagement.

Auf Basis der BMU Leitstudie (Nitsch et al. 2012) wurden drei Szenarienjahre (2020, 2030 und 2050) bzw. drei verschiedene EE-Anteile modelliert. Dabei wird von einem Rückgang des konventionellen Kraftwerksparks ausgegangen, neue konventionelle Kraftwerke werden nicht zugebaut. Die folgende Tabelle zeigt die EE-Anteile, die jeweils angenommen wurden. Auf dieser Grundlage wird zwischen drei Phasen unterschieden, die mit den in der Tabelle dargestellten Modell-Ergebnissen charakterisiert werden können.

⁸⁸ Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Förderkennzeichen 0325276.

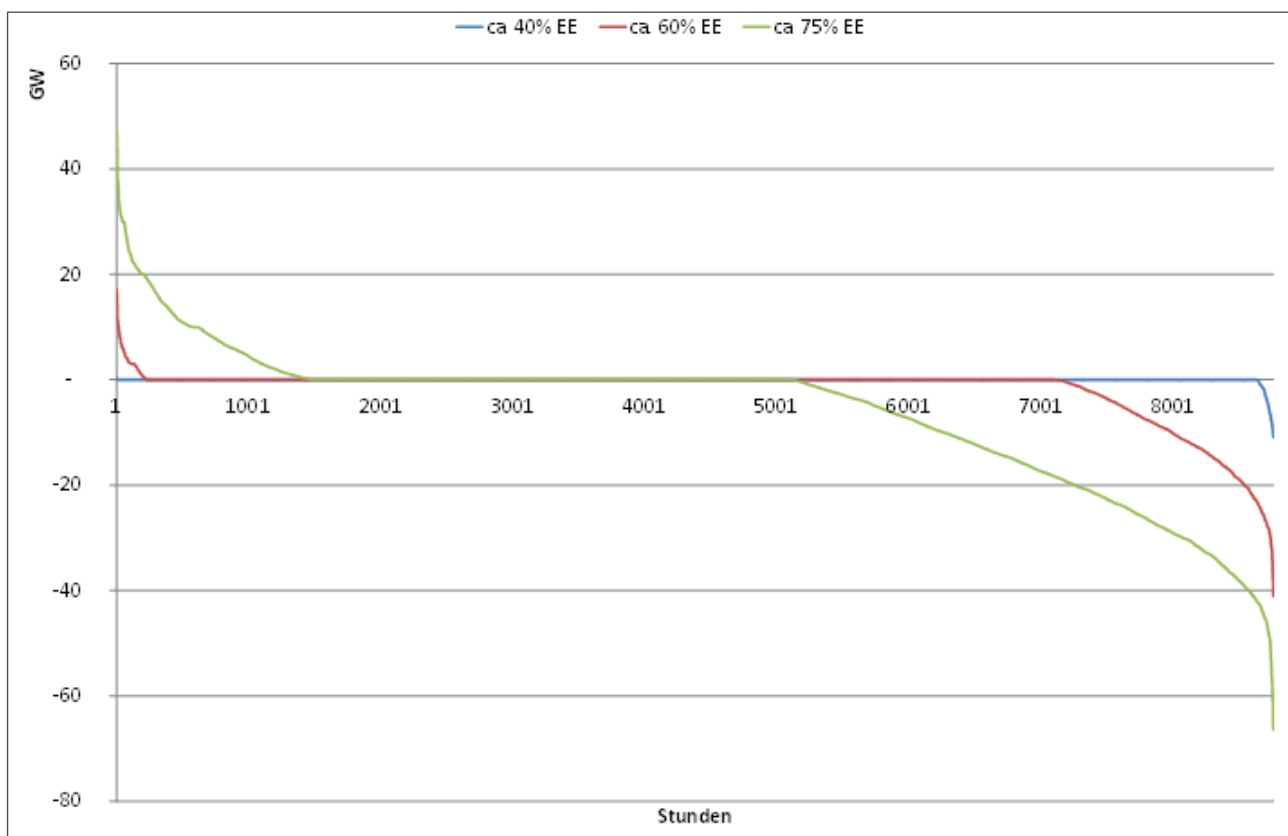
Tabelle 5-12: Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität in den verschiedenen Phasen der Transformation des Stromsystems

	Phase 1: Keine Defizite, geringe Überschüsse. Flexibili- tät konkurriert mit be- stehenden Optionen	Phase 2: Defizite und Überschüs- se, ausreichend Flexibili- tätspotenziale vorhanden	Phase 3: Hohe EE-Anteile, längere Defizitzeiträume
Modelliertes Szenarienjahr / EE-Anteil	Jahr 2020 / EE-Anteil ca. 40 %	Jahr 2030 / EE-Anteil ca. 60 %	Jahr 2050 / EE-Anteil 75- 90 %
Bedarf und Auswirkungen von Flexibilität	Hier zeigen sich noch keine Kapazitätsdefizite und nur sehr geringe EE-Überschüsse. Das bedeutet, dass bestehende Flexibilitätsoptionen weitgehend ausreichen, um Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Neue Flexibilitätsoptionen sind vor allem eine Konkurrenz zu bestehenden Optionen und führen vor in erster Linie zu einem kosteneffizienteren Einsatz der konventionellen Kraftwerke.	Hier treten nun sowohl sichtbare Defizite als auch Überschüsse auf. Die ermittelten Flexibilitätspotenziale reichen aus, um den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf abzudecken. Der Flexibilitätsbedarf kann ohne zusätzliche Speicher gedeckt werden.	In dieser Phase führen sehr hohe EE-Anteile dazu, dass auch die Defizite und Überschüsse deutlich zunehmen, sowohl bezüglich der Energiemengen als auch bezüglich der Leistungen. Hinzu kommt, dass vor allem auch die Länge der Zeiträume in denen nicht ausreichend Leistung zur Verfügung steht zunimmt.

Quelle: Eigene Darstellung.

Die folgende Abbildung 5-4 zeigt die Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs in den drei Szenarienjahren anhand der geordneten Jahresdauerlinie der modellierten Residuallast (d. h. unter Berücksichtigung vorhandener Flexibilitätsoptionen, z. B. im Kraftwerkspark).

Abbildung 5-4: Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs



Quelle: (Bauknecht et al. 2014)

Die von Agora Energiewende beauftragte Studie „Stromspeicher in der Energiewende“ (Agora Energiewende 2014) kommt zu dem Schluss, dass auch bei Anteilen von 60 % erneuerbarer Energien kein Bedarf an Speichern vorhanden sein wird. So ist eine zentrale Aussage der Autoren, dass Speicherbedarf könne „in den nächsten 10 bis 20 Jahren, das heißt bei einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 40 bis 60 Prozent, durch andere Flexibilitätsoptionen kostengünstiger gedeckt werden als durch neue Stromspeicher“. Die kostengünstigsten Maßnahmen sind Optionen wie flexibilisierte KWK-Anlagen, Lastmanagement oder der Import und Export von Strom in oder aus dem europäischen Ausland.

(Agora Energiewende 2014) hat in einem Optimierungsmodell die Auswirkungen unterschiedlicher Speicherszenarien auf die Systemgesamtkosten untersucht. Ausschlaggebender Indikator waren hierbei besonders Ersparnisse im Bereich der Erzeugungskosten, die durch den Ersatz von konventioneller Erzeugung durch erneuerbare Energien auftreten. Diese wurden den Investitionskosten der Energiespeicher gegenübergestellt. Ein effizienter Einsatz ist hierbei erst bei Anteilen von 90 % erneuerbarer Energien zu beobachten, wenn das Potenzial alternativer Flexibilitäten bereits ausgeschöpft ist.

Eine Untersuchung von (Schill 2014) kommt in einer Residuallastanalyse zu ähnlichen Ergebnissen. Bei 60 % erneuerbare Energien tritt ein Speicherbedarf nur bei einer Begrenzung der EE-Abregelung auf. Wird eine Abregelung auf 0,1 % der jährlichen Erzeugung begrenzt, kommt es zu einem Speicherbedarf in Höhe von 9 GW und 2,8 TWh. Bei höheren Abregelungen sinkt dieser Bedarf.

Auch bei 70 % erneuerbare Energien können Speicher durch eine geringe Abregelung vermieden werden: „Eine 1 % Abregelung der jährlichen Einspeisung nicht-regelbarer erneuerbaren Energien

würde Speicherinvestitionen bis 2032 unnötig machen, wenn man von einem flexiblen Erzeugungssystem ausgeht.“

In Tabelle 5-13 sind die ermittelten Speicherbedarfe der erläuterten Untersuchungen vergleichend gegenübergestellt. In allen Studien kann ein 60 %-EE-Szenario ohne Speicher betrieben werden bzw. Speicher würden die Kosten erhöhen.

Tabelle 5-13: Vergleich verschiedener Speicherbedarfsermittlungen

Studientitel	Speicherbedarf	Anmerkungen
(Agora Energiewende 2014) 60 % EE	Kein Bedarf an Speichern	Flexibilitätsbedarf wird durch andere Flexibilitätsoptionen abgedeckt.
(Schill 2014) 60 % EE	Kein Speicherbedarf	1 % Abregelung
	9 GW Kurzzeitspeicher	0,1 % Abregelung
	26 GW Kurzzeitspeicher	Keine Abregelung
(Bauknecht et al. 2014) 60 % EE	17 GW Flexibilitätsbedarf	Umfassende Betrachtung alternativer Flexibilitätsoptionen. Flexibilitätsbedarf kann auch durch andere Flexibilitätsoptionen gedeckt werden, zum Beispiel ca. davon 50 % durch internationalen Strom-austausch
(VDE 2012) 80 % EE	8,3 GW Kurzzeitspeicher 17,8 GW Langzeitspeicher	Szenario E

Quelle: Eigene Darstellung.

Die genannten Untersuchungen betrachten bei der Ermittlung des Speicherbedarfs wie dargestellt einzelne Jahre. Unklar ist, wie die zeitliche Entwicklung dieses Bedarfs zwischen diesen Jahren im Detail aussehen wird. Für die Kurzzeitspeichertechnologien, die für das System früher notwendig werden als Langzeitspeichertechnologien, kann in erster Näherung ein linearer Zubau zwischen 2030/2035 und 2050 angenommen werden. Die betrachteten Langzeitspeicher werden erst ab höheren Anteilen erneuerbarer Energien notwendig (75-90 %), sodass sich für diese andere Zubauraten bis zum Jahr 2050 ergeben. Dennoch ist auch hier davon auszugehen, dass die entsprechend Kapazitäten nicht kurzfristig aufgebaut werden. Deshalb schlagen wir vor, die dargestellten Kapazitäten über einen Zeitraum von 10 Jahren zu entwickeln.

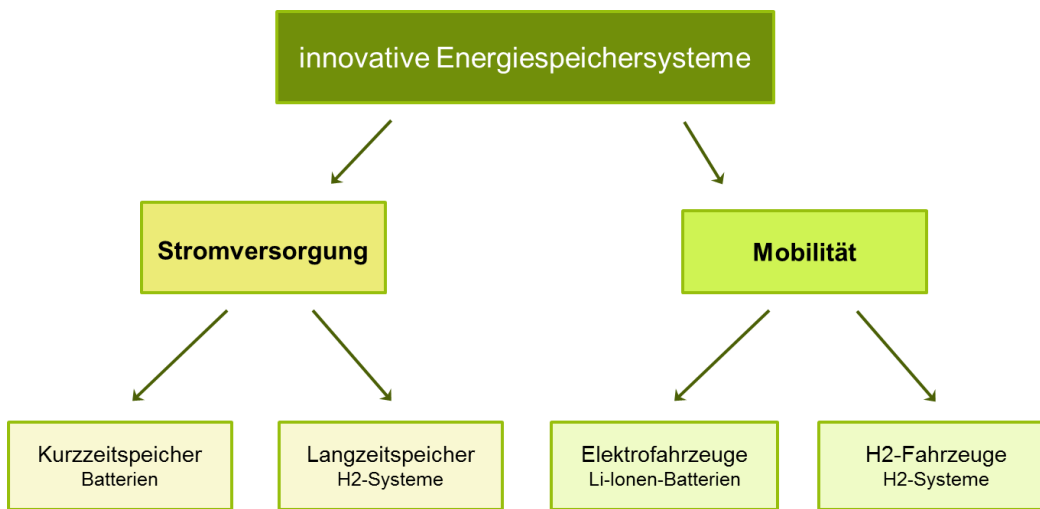
6 Materialbedarfe für ESS

Für den Bereich der Speichertechnologien für elektrische Energie stellen sich ebenso wie für den Bereich Elektro- und Wasserstoffmobilität Fragen hinsichtlich induzierter neuer Nachfrageschwerpunkte für bestimmte Materialien (Technologiemetalle wie z. B. Kobalt) und daraus ggf. folgender Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Aufgrund starker Preisanstiege bzw. starker Preisschwankungen für zahlreiche Rohstoffe ist in den letzten Jahren das Thema Rohstoffversorgung gerade im Hinblick auf die Entwicklung neuer Technologiefelder international stark in den Fokus gerückt. Gerade in Europa und im stark rohstoffabhängigen Deutschland hat diese Entwicklung inzwischen zu einer großen Sensibilität in Rohstofffragen geführt. Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Kapitel der Materialbedarf der in dieser Studie betrachteten innovativen Energiespeichersysteme (ESS) bilanziert, um anhand dessen Rückschlüsse auf die Verfügbarkeit der zugrundeliegenden Rohstoffe zu ziehen.

Aufbauend auf die Kapitel 3 und 5 werden sowohl der spezifische als auch der absolute Materialbedarf für die einzelnen Energiespeichersysteme (ESS) ermittelt. Dabei wird zwischen Kurzzeitspeichern (Batterien) und Langzeitspeichern (Wasserstoff-Ketten) sowie zwischen dem stationären (Stromversorgung) und dem mobilen Bereich (Fahrzeuge) unterschieden. Neben diesen Kategorien wird auch der Materialbedarf der Batteriemanagementsysteme (BMS) für die einzelnen Anwendungsbereiche separat ermittelt. Die Abbildung 6-1 gibt einen Überblick über den Untersuchungsrahmen bei der Berechnung des Materialbedarfs. Bei der Stromversorgung geht es um Energiespeichersysteme, die als Ergänzung zur Stromerzeugung die Versorgungssicherheit gewährleisten, „überschüssig“ erzeugten Strom, der aus der schwankenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien resultiert, aufnehmen oder zu einem effizienteren Betrieb beitragen können. Speicher stellen somit nur einen Teil der gesamten Stromversorgung dar. Für den mobilen Bereich wird im Gegensatz dazu ein großer Teil des gesamten Verkehrs nach Annahme von verschiedenen „Maximalszenarien“ durch Batteriespeicher abgedeckt und somit ein Großteil der Dienstleistung „Mobilität“ bilanziert. Bei der Mobilität wird zwischen einem Szenario zur Elektromobilität und einem Szenario zur Wasserstoffmobilität unterschieden. Beide Szenarien betrachten jeweils einen maximalen Anteil der vorherrschenden Antriebsart, d. h. maximaler Anteil an Elektrofahrzeugen bei der Elektromobilität und maximaler Anteil an Wasserstofffahrzeugen bei der Wasserstoffmobilität. In den nachfolgenden Kapiteln werden die Vorgehensweise und die Ergebnisse für das Szenario 80 % Erneuerbare Energie und die Mobilitäts-szenarien dargestellt.

Die nachfolgenden Bilanzierungen des Materialbedarfs sind als Szenarienanalysen zu verstehen, um bei sehr konservativen Annahmen zu eruieren, inwiefern der Ausbau von Speichersystemen mit relevanten Größenordnungen an Rohstoffaufwänden im globalen Maßstab einhergehen könnte. So wurden die spezifischen Materialmengen der ESS nach dem aktuellen Kenntnisstand erhoben. Diese beziehen sich aber auf eine Zeit nach 2030. Zukünftige technische (Effizienz) -entwicklungen werden soweit möglich berücksichtigt, sind selten konkret bezifferbar, aber zu erwarten. Weiterhin beruht die Bilanzierung auf Szenarienannahmen und ist mit Unsicherheiten behaftet (spez. Materialbedarf, Kurz- und Langzeitspeicherbedarf, Anzahl an Elektro- und H2-Fahrzeugen etc.).

Abbildung 6-1: Schematische Darstellung des Untersuchungsrahmens zur Ermittlung des Materialbedarfs der ESS (eigene Darstellung)



6.1 Spezifischer Materialbedarf der ESS

Für die Ermittlung des spezifischen Materialbedarfs der ESS werden die 8 innovativen Batteriespeichersysteme (stationäre Kurzzeitspeicher), die in Kapitel 3 beschrieben wurden, und der Blei-Säure-Akkumulator (Pb-Sre) als Vergleichssystem ausgewertet. Die zugehörigen Ergebnisse sind in Kapitel 6.1.1 dargestellt. Außerdem wird auch der spezifische Materialbedarf für das Batteriemanagementsystem berechnet (Kapitel 6.1.2).

Für den Bereich der Elektromobilität wird zunächst davon ausgegangen, dass alle vier der untersuchten Lithium-Ionen-Akkumulatoren prinzipiell in Elektrofahrzeugen⁸⁹ (E-Fahrzeugen) zum Einsatz kommen können. Somit wird für den spezifischen Materialbedarf auf die Lithium-Ionen-Akkumulatoren, die bereits bei den stationären Kurzzeitspeichern betrachtet wurden, zurückgegriffen. Eine weitere Darstellung des spezifischen Materialbedarfs entfällt somit.

Die Wasserstoff-Ketten im mobilen Bereich unterscheiden sich von denen im stationären Bereich (Langzeitspeicher) und werden beide in Kapitel 6.1.3 vorgestellt.

Im Hinblick auf den Materialbedarf liegt der eigentliche Fokus der Untersuchung auf den Materialien, die für die eigentliche Funktion der Zellen bzw. im Fall der H₂-Ketten für die Elektrolyse und die Brennstoffzelle relevant sind. Davon unterschieden wurden die Materialien, die im weitesten Sinne nur für die Infrastruktur der ESS (Infrastrukturmaterialien) benötigt werden. Hierzu zählen die verschiedenen Kunststoffe, die z. B. für Dichtungen, Gehäuse oder Separatoren eingesetzt werden, und auch z. B. Messing, Kupfer oder Aluminium und Stahl, die z. B. für das Batteriegehäuse eingesetzt werden. Generell werden alle kohlenstoffhaltigen Materialien (mit Ausnahme von Graphit) den Infrastrukturmaterialien zugeordnet, also auch dann, wenn diese in den Zellen, für die Elektrolyse oder die Brennstoffzelle (Zellmaterialien⁹⁰) eingesetzt werden. Der Grund hierfür ist, dass diese kohlenstoffhaltigen Materialien mit Ausnahme von Graphit aus Rohstoff Sicht nicht im Fokus der vorliegenden Studie liegen.

⁸⁹ Unter Elektrofahrzeugen werden in der vorliegenden Studie folgende Fahrzeuge zusammengefasst: BEV, PHEV, REEV, HEV, OC-GIV.

⁹⁰ Vereinfachend wird im weiteren Text nur von Zellmaterialien gesprochen. Darunter werden aber alle Materialien, die für die eigentliche Funktion der Zellen der Batterien sowie im Fall der H₂-Ketten auch für die Elektrolyse und die Brennstoffzelle relevant sind, verstanden.

Die Mengen an Infrastrukturmaterialien sind von der Größe der ESS abhängig, die wiederum zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer bzw. mit großer Unsicherheit definiert werden kann. Außerdem sind diese Materialien nicht wie die Zellmaterialien für die eigentliche Funktion der ESS notwendig. Daher wird auch davon ausgegangen, dass für Gehäuse etc. einfache Alternativmaterialien gefunden werden können und auch Wiederverwendung oder Recycling einfacher realisierbar sind.

Zellmaterialien und Materialien für die Infrastruktur werden jeweils als separate Kategorien dargestellt. Kupfer kann sowohl in der Zelle (z. B. Elektrodenmaterial) als auch im Bereich der Infrastruktur (z. B. Kabel, Gehäuse) eingesetzt werden. Es wird daher genauso wie Aluminium – je nach Anwendungsbereich – sowohl bei den Zellmaterialien als auch bei der Infrastruktur berechnet.

Die betrachteten Materialien können prinzipiell in Form von chemischen Verbindungen wie z. B. das Leitsalz Lithiumhexafluorophosphat (LiPF_6) oder in elementarer Form vorliegen. In der Materialbilanz wird allgemein von beispielsweise Lithium oder Fluor gesprochen. Im Fall von Lithiumhexafluorophosphat wird dann beispielsweise der Lithium- oder der Fluor-Gehalt der Verbindung berechnet und angegeben. Generell werden immer, wenn nicht anders angegeben, die Gehalte bezogen auf das jeweilige Element dargestellt.

6.1.1 Batterie-Speichersysteme – stationär und mobil

Die nachfolgende Tabelle zeigt als erstes Ergebnis den spezifischen Materialbedarf für die Batterien (nur Zellmaterialien). Wie zuvor erläutert sind die beiden Kategorien Zellen (Tabelle 6-1) und Infrastruktur (Anhang, Tabelle 12-12) in separaten Tabellen dargestellt. Bei den Infrastrukturmaterialien wird eine dahingehende Vereinfachung vorgenommen, dass die Vielzahl der verschiedenen Materialien Überbegriffen oder vergleichbaren Materialien (z. B. Membran oder Kunststoff) zugeordnet wird.

Bei den beiden Redox-Flow-Akkumulatoren ist zu berücksichtigen, dass die Kapazität des Speichers durch den Elektrolytvorrat abgebildet wird. Dieser wird außerhalb des Zellstapels gelagert. Der Zellstapel sorgt für die Bereitstellung der benötigten Leistung. Daher werden die spezifischen Materialmengen für den Zellstapel (Stack) in kg pro Leistung, kW (siehe Anmerkung 1 der nachfolgenden Tabelle).

Beim Zink-Luft-Akkumulator sind Lanthan und Kobalt angegeben. Dabei handelt es sich um zwei verschiedene Katalysatoren ($\text{LaCa}_{(0.4)}\text{Co}_{(0.6)}\text{O}_3$ und Co_3O_4), die aber nur alternativ verwendet werden. Bei Co_3O_4 ist nur die Kobalt-Menge von 0,28 kg/kWh relevant. Der Lanthan-haltige Katalysator enthält neben Lanthan, 0,22 kg/kWh, auch Kobalt (und Calcium), allerdings beträgt die Kobaltmenge nur 20 % des reinen Kobalt-Katalysators (Co_3O_4).

Gold und Wismut werden nur beim Redox-Flow-Akkumulator Cr-Fe und nur in sehr kleinen Mengen (Katalysator) eingesetzt.

Tabelle 6-1: Spezifischer Materialbedarf für Batteriespeichersysteme (nur Zellmaterialien)

kg/kWh	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Al		0,70	0,65	0,72	2,10	1,34 ¹	1,20 ¹	2,67	
Co		0,45	0,17						0,28
Cr						7,19			
Cu		0,77	0,73	0,85	1,50	0,28 ¹	0,25 ¹		0,29
Fe				0,86	1,33	7,72		0,29	
Li		0,17	0,14	0,12	0,79				

kg/kWh	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Mn		0,42							
Na								1,07	
Ni		0,45	0,90						0,58
P		0,04	0,03	0,55	0,78				
Pb	26,23					0,0022			0,04
S	0,45						7,67	1,23	
Ti					5,33				
V							4,87		
Zn									1,53
La									0,22
Grafit		1,63	1,36	1,56		3,56 ¹	3,18 ¹		
Ca	0,028								0,025
Au						0,0002			
Bi						0,0011			
F		0,16	0,12	0,14	0,16				

Anmerkung 1: Werte in kg/kWh; alle anderen Werte in kg/kWh

6.1.2 Batteriemanagementsystem

Ein Batteriemanagementsystem (BMS) wird zum einen im mobilen Bereich für Li-Ionen-Akkumulatoren (E-Mobilität und H₂-Mobilität) und zum anderen für alle Batterien, die als stationäre Kurzzeitspeicher verwendet werden, eingesetzt. Bei den Wasserstoffketten im stationären Bereich werden keine BMS angesetzt.

Die Materialmengen für das BMS wurden bereits in Kapitel 3.3.6 vorgestellt. Ausgehend von dieser Betrachtung wird für jedes E-Fahrzeug bzw. jeden Li-Ionen-Akkumulator im mobilen Bereich (auch Wasserstofffahrzeuge sind mit Li-Ionen-Akkumulatoren ausgestattet) 1 BMS angesetzt und die spezifischen Materialmengen pro Batterie berechnet (siehe Tabelle 6-2, zweite Spalte). Vereinfachend wird für alle Batteriegrößen der gleiche spezifische Materialbedarf verwendet. Die Hochrechnung auf den absoluten Materialbedarf im Bereich der Mobilität erfolgt dann über die absolute Anzahl an Li-Ionen Batterien aus E- und H₂-Fahrzeugen (Öko-Institut 2015). Dabei werden alle Fahrzeuge (BEV, PHEV, REEV, FCEV, HEV, OC-GIV), die Li-Ionen Batterien enthalten, berücksichtigt.

Für den Bereich der stationären Kurzzeitspeicher existiert keine definierte Anzahl an Batterien. Daher wird der Materialbedarf für BMS in diesem Fall über die Speicherkapazität der Kurzzeitspeicher hergeleitet. Für die Speicherkapazität der Li-Ionen-Akkumulatoren wird aus der E-Mobilität ein Durchschnittswert von 24,6 kWh je Batterie berechnet (Öko-Institut 2015) (Öko-Institut 2014b). Der Durchschnittswert berücksichtigt die jeweilige Anzahl der verschiedenen Fahrzeuge (von Pkw über leichte Nutzfahrzeug bis hin zu Sattelzügen und Bussen) und die jeweilige Speicherkapazität der zugehörigen Li-Ionen Batterie. Aus diesem Durchschnittswert der Li-Ionen-Akkumulatoren wird dann für die stationären Kurzzeitspeicher der spezifische Materialbedarf für das BMS in g pro kWh berechnet (siehe Tabelle 6-2, dritte Spalte). Die Hochrechnung auf den absoluten Materialbedarf erfolgt

dann über die absolute Speicherkapazität (22,83 GWh) aus dem 80 % Energiewende-Szenario für die Kurzzeitspeicher und unter Berücksichtigung der Entladungstiefe (vgl. Kapitel 6.2.1.1) der Batterien.

Tabelle 6-2: Spezifischer Materialbedarf für BMS

	Material pro Batterie [g/Batterie]	Material pro kWh [g/kWh]
Stahl/Eisen	74,0	3,01
Aluminium	235,0	9,55
Zinn	5,9	0,24
Kupfer	31,9	1,30
Gold	0,1	0,00
Nickel	0,4	0,02
Silber	3,6	0,15
Zink	0,1	0,01
Mangan	0,1	0,002
Tantal	0,5	0,02
Molybdän	1,3	0,05
Glasfaser	19,0	0,77
Epoxidharz	14,0	0,57
Silikon	26,0	1,06
Kunststoff	20,0	0,81

Wie bei den Infrastrukturmaterialien unterscheiden sich auch die Angaben zu den Materialien für das BMS von den Daten zu den eigentlichen Zellmaterialien der ESS. Zum einen handelt es sich bei den Angaben zum Materialbedarf der BMS um deutlich gröbere Schätzungen als bei den Zellmaterialien. Zum anderen unterliegen Materialien in elektronischen Bauteilen einem vergleichsweise großen Wandel, so dass aktuell schwer absehbar ist, welche und in welchem Umfang Materialien zukünftig im Bereich der Elektronik zum Einsatz kommen.

6.1.3 Wasserstoff-Ketten –stationär und mobil

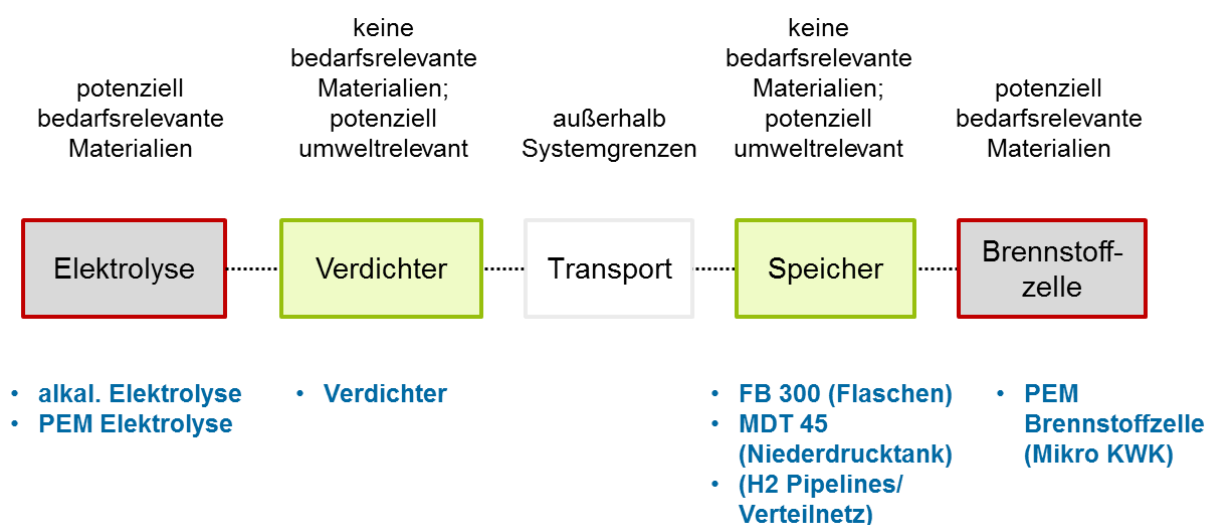
Nachfolgend erfolgt eine qualitative Beschreibung der Wasserstoff-Ketten in der stationären und mobilen Anwendung wie sie für das vorliegende Projekt angenommen und untersucht werden.

Die Abbildung 6-2 zeigt zunächst eine schematische Darstellung der H₂-Ketten für die Anwendung im Bereich der stationären Langzeitspeicher. Zu Beginn der Wasserstoffkette steht die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse von Wasser. Bei der Ermittlung des Materialbedarfs werden dafür zwei verschiedene Verfahren, die alkalische und die PEM Elektrolyse unterschieden. Mittels eines Verdichters erfolgt dann die unterirdische Speicherung in zentralen Speichern wie beispielsweise Salzstöcken. Entsprechend der Annahme von zentralen Großspeichern kann auch von zentralen Elektrolyseanlagen, die sich räumlich an den Erzeugungsorten des Stroms (Windkraft im Norden und Solarstrom im Süden) orientieren, ausgegangen werden. Von den zentralen Speichern muss der Wasserstoff zu den dezentralen Orten der Rückverstromung transportiert werden. Auf den Transport des Wasserstoffs wird hier nicht näher eingegangen, da er außerhalb der Systemgrenzen liegt. Man kann annehmen, dass der H₂-Transport zunächst per Lkw erfolgt. Nach Etablierung und bundesweiter

Nutzung des Systems der stationären Langzeitspeicher ist ein Ausbau von H₂-Pipelines und H₂-Verteilnetz denkbar. Beim H₂-Transport per Lkw wird vor Ort ein lokaler Speicher benötigt. Dafür werden in der vorliegenden Untersuchung eine Speicherung mittels Stahlflaschen und Niederdrucktanks betrachtet. Beim Ausbau eines H₂-Pipeline /-Verteilnetzes entfällt der lokale Speicherbedarf. Am Schluss der Wasserstoff-Kette steht die Rückverstromung, die beispielsweise in Mehrfamilienhäusern stattfinden kann. Dafür werden PEM Brennstoffzellen (Mikro Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) betrachtet.

Auch bei den Wasserstoff-Ketten liegt bei der Ermittlung des Materialbedarfs wie bei der Betrachtung der Batterien der Fokus auf den Materialien, die für die eigentliche Funktion der Bausteine der Kette relevant sind. Hierbei handelt es sich um Materialien wie z. B. Platin oder Nickel. Derartige potenziell bedarfsrelevante Materialien (vgl. Kapitel 7) spielen nur bei der Elektrolyse und der Brennstoffzelle eine Rolle. Beim Verdichter und den lokalen Speichern werden ausschließlich Massenmaterialien, allen voran Stahl eingesetzt. Analog zu den Akkumulatoren werden die dort verwendeten Materialien der Infrastruktur zugeordnet. Sie spielen für die Rohstoffbewertung der ESS keine Rolle. Eine Abschätzung der Stahlmengen erfolgt jedoch im Hinblick auf eine potenzielle Umweltrelevanz für die gesamte Wasserstoffkette. Betrachtet werden die Speicherung mittels Stahlflaschen und Niederdrucktanks, nicht aber H₂-Pipelines/-Verteilnetz, das außerhalb der Systemgrenzen liegt.

Abbildung 6-2: Schematische Darstellung der H₂-Ketten für stationäre Langzeitspeicher (eigene Darstellung)



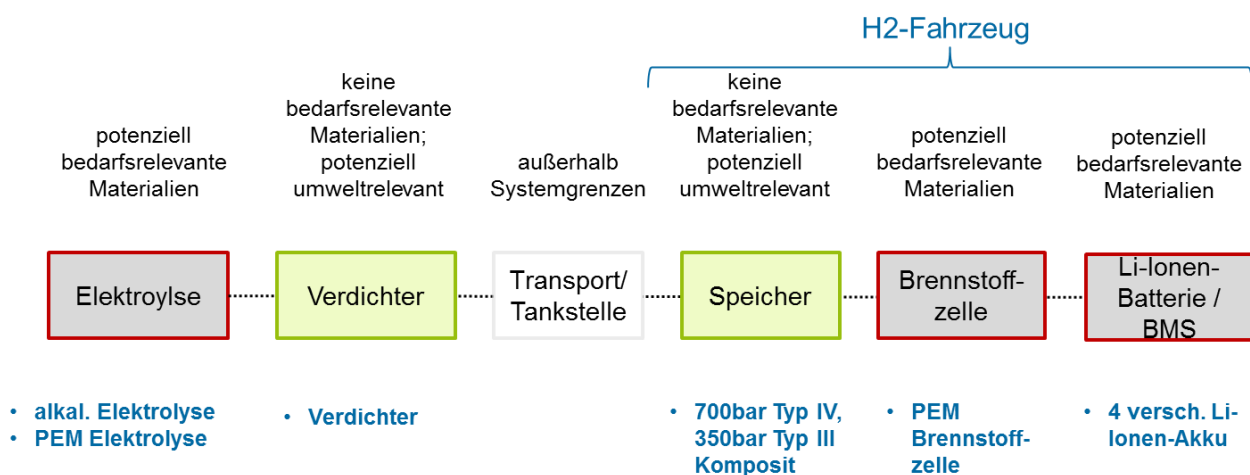
Die H₂-Kette für die Mobilität ist in der Abbildung 6-3 dargestellt. Der Anfang der H₂-Kette, Elektrolyse und Verdichter, ist identisch mit der Kette für den stationären Bereich. Anstelle des Transports zum lokalen Speicher und der Mini KWK-Anlage stehen bei der mobilen Wasserstoffnutzung die H₂-Tankstelle und der Transport des Wasserstoffs zur Tankstelle. Diese liegen außerhalb des Untersuchungsrahmens dieses Projekts und werden daher nicht betrachtet. Danach schließt sich das eigentliche Wasserstofffahrzeug an. Bei der vorliegenden Aufgabenstellung zu Energiespeichersystemen sind im H₂-Fahrzeug aus Rohstoffsicht insgesamt drei verschiedene Bausteine zu betrachten: Speichertank, Brennstoffzelle und Li-Ionen-Akkumulator inkl. BMS (nicht aber der Elektromotor, der außerhalb der Systemgrenzen liegt).

Aus heutiger Sicht kommt für die hier betrachtete Wasserstoff-Kette für den H₂-Tank ein Komposit-Speicher in Frage. Dieser besteht aus Polyethylen, Schaumisolation und Glas- und Kohlefasern. Lkw und Busse werden in der Regel aus 350 bar Drucktanks (gewichtsoptimiert) versorgt, PKW aus 700 bar Drucktanks (volumenoptimiert). Alle Tankmaterialien sind für die vorliegende Betrachtung nicht als bedarfsrelevant einzustufen. Sie werden analog dem Stahl bei der stationären Kette den

Infrastrukturmaterialien zugeordnet und nur aufgrund ihrer potenziellen Umweltrelevanz betrachtet. Die betrachtete PEM Brennstoffzelle besitzt den gleichen spezifischen Materialbedarf wie die Brennstoffzelle im stationären Bereich, besitzt aber in Summe eine geringere Leistung. Einziger Unterschied beim spezifischen Materialbedarf ist der Platinbedarf, der bei der mobilen Brennstoffzelle erheblich geringer angenommen wird als bei der stationären Brennstoffzelle (0,2 g Pt/kW im Vergleich zu 0,75 g Pt/kW). Dabei handelt es sich bei den 0,2 g Pt/kW um einen Zukunftswert, der potenziell im Zeitraum nach 2030 erreicht werden könnte. Für den spezifischen Materialbedarf des Li-Ionen-Akkumulators und des BMS wird auf die Daten aus Kapitel 6.1.1 bzw. 6.1.2 zurückgegriffen.

Bei den hier betrachteten beiden Wasserstoff-Ketten wird die Größe der einzelnen Bausteine nicht konkretisiert. Das betrifft insbesondere die Elektrolyse und den Verdichter. Da weder von der Größe (Leistung) der Anlagen abhängige spezifische Materialbedarfsmengen existieren noch die tatsächliche Größe der Anlagen bekannt ist, wird für die vorliegende Betrachtung vereinfachend von einem konstanten spezifischen Materialbedarf pro kW Leistung ausgegangen. Ähnliches gilt auch bis auf die Unterscheidung beim spezifischen Platin-Bedarf für die Brennstoffzelle.

Abbildung 6-3: Schematische Darstellung der H₂-Ketten für die Mobilität (eigene Darstellung)



Bei den einzelnen Bausteinen der Wasserstoffketten liegen mit Blick auf den spezifischen Materialbedarf unterschiedliche Vergleichseinheiten vor. Bei der Elektrolyse und dem Verdichter sind die spezifischen Materialmengen wie auch bei der Brennstoffzelle auf die elektrische Leistung in kW bezogen. Der spezifische Materialbedarf der H₂-Speicher bezieht sich auf kg H₂. Für den Lithium-Ionen-Akkumulator wiederum erfolgt die Angabe pro kWh Speicherkapazität. Aufgrund der fehlenden einheitlichen Bezugsgröße ist eine vergleichende Übersicht wie bei den Batteriespeichersysteme für die einzelnen Bausteine der Wasserstoff-Ketten nicht sinnvoll. Deshalb wird für die Darstellung des spezifischen Materialbedarfs für die Wasserstoffsysteme auf die entsprechenden Tabellen in Kapitel 3 verwiesen.

6.2 Absoluter Materialbedarf der ESS

Der absolute Materialbedarf der ESS wird basierend auf dem spezifischen Materialbedarf, der im vorherigen Kapitel beschrieben wurde, berechnet. Dabei wird wieder zwischen dem stationären (Stromversorgung) und dem mobilen Bereich (Fahrzeuge) unterschieden. Im stationären Bereich ergeben sich die Materialbedarfe für die Kurzzeit- und die Langzeitspeicher über den aus dem Szenario 80 % Erneuerbare Energie ermittelten Speicherbedarf. Im mobilen Bereich werden die Materialmengen über zwei Szenarien zur Anzahl von Elektrofahrzeugen bzw. Wasserstoff-Fahrzeugen ermittelt.

Generell wird bei der Ermittlung des absoluten Materialbedarfs eine Maximalbetrachtung durchgeführt, die dem Gedanken der Bedarfsrelevanz der erforderlichen Rohstoffe (vgl. Kapitel 7.2) Rechnung trägt. Der maximale Materialbedarf wird derart berechnet, dass für jedes einzelne ESS angenommen wird, dass dieses den benötigten Speicherbedarf komplett zu 100 % abdeckt (Maximalbetrachtung). Der maximale Materialbedarf bezogen auf das jeweilige Element kann dann in verschiedenen ESS auftreten, d. h. für jeden Rohstoff wird der höchste Wert aus allen betrachteten ESS, also z. B. allen Akkumulatoren oder H₂-Ketten, verwendet.

Bei der Interpretation des maximalen Materialbedarfs auf Elementebene muss berücksichtigt werden, dass die Maximalwerte verschiedener Rohstoffe nicht zwangsläufig gleichzeitig nachgefragt werden (vgl. Ergebnisse in Tabelle 6-4). Beispielsweise wird der maximale Kobaltbedarf im Li-Ionen-Akkumulator LNMC nachgefragt, der maximale Nickelbedarf (spezifischer Wert 0,9 kg/kWh) jedoch beim Li-Ionen-Akkumulator LNCA. Fragt man 100 % des Li-Ionen-Akkumulators LNMC nach, wäre dort der spezifische Nickelbedarf nur 0,45 kg/kWh. Der maximale Materialbedarf hat seine Berechtigung wenn man jeden Rohstoff getrennt betrachtet. Dann erhält man für jeden einzelnen Rohstoff die maximal mögliche Nachfrage. Betrachtet man jedoch gleichzeitig alle Rohstoffe handelt es sich um hypothetische Werte, da nicht gleichzeitig die maximale Nachfrage für alle Rohstoffe eintreten kann. Generell ist in Bezug auf den maximalen Materialbedarf zu bedenken, dass in der Realität vermutlich nicht ein einziges ESS zu 100 % sondern ein Mix verschiedener ESS zum Einsatz kommen werden.

Der berechnete absolute Materialbedarf stellt gewissermaßen den summierten Materialbedarf dar, der benötigt wird, um den benötigten Speicherbedarf im stationären und mobilen Bedarf in Deutschland unter den Rahmenbedingungen der Energiewende bzw. der Mobilitätsszenarien aufzubauen. Dabei handelt es sich um eine theoretische Betrachtung, die den einmaligen Ausbau bis zum vorgesehenen Speicherbedarf betrachtet, aber keine evtl. zusätzlich benötigte Materialmenge zur Erneuerung von Speichersystemen aufgrund deren Lebensende berücksichtigt.

Neben diesem kumulierten Materialbedarf wird auch ein jährlicher Materialbedarf ermittelt. Dieser resultiert aus dem kumulierten Materialbedarf dadurch, dass über die Anzahl der Lade- und Entladevorgänge (Zyklen) auch die Lebensdauer der ESS berücksichtigt und ein gemittelter jährlicher Materialbedarf berechnet wird. Dieser stellt gewissermaßen den durchschnittlichen jährlichen Materialbedarf zur Erneuerung der ESS nach deren Lebensende dar.

6.2.1 Absoluter Materialbedarf bei der Stromversorgung – Kurz- und Langzeitspeicher

Für die stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) ergibt sich aus Kapitel 5.11 ein Speicherbedarf in Höhe von 22,83 GWh bei einer Speicherleistung von 4,98 GW. Bei den stationären Langzeitspeichern (H₂-Ketten) wurde in Kapitel 5.11 eine Speicherleistung von 17,8 GW und ein Speicherbedarf von 7.465 GWh ermittelt (vgl. Tabelle 5-10).

6.2.1.1 Batterien - Kurzzeitspeicher

Zunächst werden die Kurzzeitspeicher betrachtet. Die nachfolgende Tabelle 6-3 gibt einen Überblick über wichtige Eigenschaften der Batteriespeichersysteme und Inputdaten für die weitere Bilanzierung.

Beim benötigten Speicherbedarf muss berücksichtigt werden, dass die Kapazität der meisten Batterien bei der Be- und Entladung nicht vollständig genutzt wird. Vielmehr wird von einer Entladungstiefe von 80 % ausgegangen. Dadurch erhöht sich die zu installierende nominale Batteriekapazität zur Deckung des Speicherbedarfs je nach betrachtetem ESS von 22,83 GWh auf 28,54 GWh.

Aus der Anzahl der möglichen Zyklen über die gesamte Lebensdauer der Batterien (Zyklusfestigkeit, angestrebte zukünftige Werte) und der Anzahl der jährlichen Vollzyklen für das 80 % Szenario ergibt sich die rechnerische Lebensdauer der ESS in Jahren. Zusätzlich wird eine maximale Lebensdauer für alle ESS von 20 Jahren vorgegeben. Daher wird für die Li-Ionen-Akkumulatoren LTO-LFP und die

beiden Redox-Flow-Akkumulatoren trotz rechnerisch höherer Lebensdauer eine Lebensdauer von 20 Jahren angesetzt. Für den Na-S-Akkumulator ergibt sich nach Experteneinschätzung eine Lebensdauer von 15 Jahren. Beim Zn-Luft-Akkumulator muss berücksichtigt werden, dass deren Zink-Elektrode lebensdauerbestimmend ist. Für diese ergibt sich eine Lebensdauer von 2,8 Jahren. Die Zinkelektrode kann gegebenenfalls als Wartungsteil z. B. alle zwei bis drei Jahre getauscht werden. Die Zellgehäuse und Lufterktroden bleiben erhalten, die Aktivmaterialien und Ableiter der Zink-Elektrode sind vollständig wiederverwertbar. Für die Gesamtbatterie außer der Zink-Elektrode wird eine Lebensdauer von 15 Jahren angesetzt. Diese Lebensdauern beziehen sich nur für die Anwendungen im stationären Bereich.

Tabelle 6-3: Charakteristika und Inputdaten der innovativen ESS (Batterien)

	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	NaS	Zn-Luft
Akkukapazität GWh	28,54	28,54	28,54	28,54	28,54	22,83	22,83	28,54	22,83
Zyklusfestigkeit	1.500	2.000	2.000	2.000	5.000	10.000	10.000	4.000	300
Zyklen/a	106	106	106	106	106	106	106	106	106
Rechnerische Lebensdauer in a	14,2	18,9	18,9	18,9	47,2	94,3	94,3	37,7	2,8
Verwendete Lebensdauer in a	14,2	18,9	18,9	18,9	20,0	20,0	20,0	15,0	15,0

Ausgehend von den in Tabelle 6-3 aufgelisteten Batteriekapazitäten werden dann für jeden Batterietyp der maximale Materialbedarf (100 % eines jeden ESS) berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6-4 für die Zellmaterialien zu sehen. Für jedes Material bzw. Element ist der maximale Wert aus allen betrachteten Batterien grau unterlegt. In der letzten Spalte sind als Zusammenfassung alle maximalen Materialbedarfe für die Batterien dargestellt. Die entsprechende Tabelle für die Infrastrukturmaterialien ist im Anhang abgebildet (Tabelle 12-13).

Tabelle 6-4: Maximaler Materialbedarf für die Zellmaterialien der Batterien (Kurzzeitspeicher)

t	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft	Maximum
Al	0	19.911	18.578	20.498	59.929	6.679	5.976	76.257	0	76.257
Co	0	12.942	4.757	0	0	0	0	0	6.347	12.942
Cr	0	0	0	0	0	164.034	0	0	0	164.034
Cu	0	21.900	20.810	24.117	42.806	1.392	1.245	0	6.644	42.806
Fe	0	0	0	24.519	37.961	176.179	0	8.276	0	176.179
Li	0	4.918	4.080	3.299	22.491	0	0	0	0	22.491
Mn	0	11.946	0	0	0	0	0	0	0	11.946
Na	0	0	0	0	0	0	0	30.535	0	30.535
Ni	0	12.942	25.564	0	0	0	0	0	13.287	25.564
P	0	1.212	962	15.563	22.301	0	0	0	0	22.301
Pb	748.670	0	0	0	0	50	0	0	1.005	748.670
S	12.909	0	0	0	0	0	175.106	35.101	0	175.106
Ti	0	0	0	0	152.048	0	0	0	0	152.048
V	0	0	0	0	0	0	111.273	0	0	111.273
Zn	0	0	0	0	0	0	0	0	34.976	34.976
La	0	0	0	0	0	0	0	0	4.986	4.986
Grafit	0	46.456	38.942	44.616	0	17.711	15.846	0	0	46.456
Ca	792	0	0	0	0	0	0	0	575	792
Au	0	0	0	0	0	5	0	0	0	5
Bi	0	0	0	0	0	25	0	0	0	25
F	0	4.461	3.540	4.029	4.459	0	0	0	0	4.461

Anmerkung: für jedes Material bzw. Element ist der Maximalwert grau unterlegt.

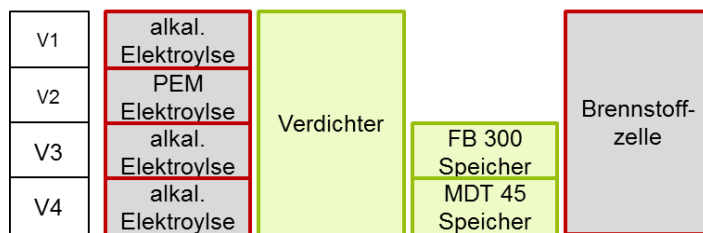
Ausgehend vom maximalen Materialbedarf aus Tabelle 6-4 wird dann mit Hilfe der Lebensdauern aus Tabelle 6-3 (letzte Zeile) der durchschnittliche jährliche Materialbedarf für jede Batterie berechnet. Die Ergebnisse für die Zellmaterialien sind in Tabelle 6-5 dargestellt.

Tabelle 6-5: Durchschnittlicher jährliche Materialbedarf für die Zellmaterialien der Batterien (Kurzzeitspeicher)

t/a	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Al	0	1.055	985	1.086	2.996	334	299	5.084	0
Co	0	686	252	0	0	0	0	0	423
Cr	0	0	0	0	0	8.202	0	0	0
Cu	0	1.161	1.103	1.278	2.140	70	62	0	443
Fe	0	0	0	1.300	1.898	8.809	0	552	0
Li	0	261	216	175	1.125	0	0	0	0
Mn	0	633	0	0	0	0	0	0	0
Na	0	0	0	0	0	0	0	2.036	0
Ni	0	686	1.355	0	0	0	0	0	886
P	0	64	51	825	1.115	0	0	0	0
Pb	52.906	0	0	0	0	3	0	0	67
S	912	0	0	0	0	0	8.755	2.340	0
Ti	0	0	0	0	7.602	0	0	0	0
V	0	0	0	0	0	0	5.564	0	0
Zn	0	0	0	0	0	0	0	0	12.358
La	0	0	0	0	0	0	0	0	332
Grafit	0	2.462	2.064	2.365	0	886	792	0	0
Ca	56	0	0	0	0	0	0	0	38
Au	0	0	0	0	0	0,3	0	0	0
Bi	0	0	0	0	0	1	0	0	0
F	0	236	188	214	223	0	0	0	0

6.2.1.2 Wasserstoff-Ketten - Langzeitspeicher

Ausgehend von den in Abbildung 6-2 dargestellten H₂-Ketten der stationären Langzeitspeicher werden für die Ermittlung des maximalen Materialbedarfs vier verschiedene Varianten berechnet. Diese vier verschiedenen Varianten (V1 bis V4) können der Abbildung 6-4 entnommen werden. Die beiden ersten Varianten, V1 und V2, enthalten keinen lokalen H₂-Speicher. Sie entsprechen also der H₂-Kette mit H₂-Pipelines/-Verteilnetz ohne lokalen H₂-Speicher. V1 und V2 unterscheiden sich durch die verwendete Elektrolyse, entweder alkalische oder PEM Elektrolyse. Mit Hilfe der Varianten V3 und V4 sollte der Einfluss der lokalen Speicher auf den Materialbedarf abgebildet werden. Ausgehend von der Variante V1 wird zusätzlich der Flaschenspeicher FB 300 und der Niederdrucktank MDT 45 bilanziert. Der Verdichter und die Brennstoffzellen sind in allen vier Varianten identisch. Wie in Kapitel 6.1.3 beschrieben kann der Materialbedarf von Verdichter und lokalem Speicher der Kategorie Infrastruktur zugeordnet werden und wird, da er nur das Massenmaterial Stahl enthält, nur als umweltrelevant eingestuft. Hingegen ist der Materialbedarf für die Elektrolyse und die Brennstoffzelle als potenziell bedarfsrelevant einzustufen (vgl. Kapitel 7).

Abbildung 6-4: Darstellung der Varianten V1 bis V4 der H₂-Ketten für Langzeitspeicher (eigene Darstellung)

Wie eingangs beschrieben werden für die stationären Langzeitspeicher (H₂-Ketten) eine Speicherleistung von 17,8 GW und ein Speicherbedarf von 7.465 GWh ermittelt. Dementsprechend müssen die Elektrolyse, der Verdichter und die Brennstoffzelle auf eine Gesamtleistung von 17,8 GW ausgelegt werden. Für die lokalen H₂-Speicher wird ausgehend von einem Langzeitspeicherbedarf von 7.465 GWh Strom eine Kapazität von insgesamt 488.845 t Wasserstoff berechnet. Als Ergebnis für die Varianten V1 bis V4 werden dann die maximalen Materialbedarfe berechnet, siehe Tabelle 6-6. Dabei wird der Materialbedarf getrennt für die beiden Kategorien bedarfsrelevante Materialien und Infrastruktur, die auch höherverarbeitete Materialien wie Stahl und Kunststoffe enthält, dargestellt. Wie bereits für die Batterien finden sich in der letzten Spalte der Tabelle die Maximalwerte für jedes einzelne Element bzw. Material.

Die Anzahl der Zyklen für das 80 % Szenario beträgt 1,8 Vollzyklen pro Jahr. Für die Lebensdauer der einzelnen Bausteine werden nach Experteneinschätzung folgende Werte angesetzt: Elektrolyse (alkalisch, PEM) 15 a (vgl. auch (Kresse 2014)), Verdichter 15 Jahre, Speicher FB 300 30 Jahre und Speicher MDT 45 30 Jahre, Brennstoffzelle 15 a.

Tabelle 6-6: Maximaler Materialbedarf der H₂-Ketten, V1 bis V4 (stationären Langzeitspeicher; Zell- und Infrastrukturmaterialien)

t	V1	V2	V3	V4	Maximum
Zellmaterialien					
Co	59	59	59	59	59
Cu	12.963	12.460	12.963	12.963	12.963
Ni	51.773	0	51.773	51.773	51.773
Ti	0	1.424	0	0	1.424
Pt	13	23	13	13	23
Ir	0	10	0	0	10
Zr	659	659	659	659	659
Grafit	80.100	80.100	80.100	80.100	80.100
K	738	0	738	738	738
Infrastruktur					
Al	18.690	18.690	18.690	18.690	18.690
Cu	5.340	5.340	5.340	5.340	5.340
Edelstahl	240.644	240.644	436.182	313.971	436.182
Stahl	609.841	130.704	50.178.724	68.021.566	68.021.566
Kunststoffe	29.612	22.250	29.612	29.612	29.612

t	V1	V2	V3	V4	Maximum
PVDF Kunststoff	19.580	19.580	19.580	19.580	19.580
PP Polypropylen	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450
PE Polyethylen	26.700	26.700	26.700	26.700	26.700
Verschiedenes	1.970	1.976	1.970	1.970	1.976
Elektrolyt/PTFE	890	989	890	890	989
Messing	0	0	244.423	14.665	244.423

Besonders auffallend sind die sehr hohen Werte für Stahl in den Varianten V3 und V4. Diese resultieren aus den beiden Speichern FB 300 und MDT 45. Stahl gehört zu den Infrastrukturmaterialien und unterliegt entsprechend hohen Ungenauigkeiten und wird nur unter Umweltaspekten berücksichtigt (vgl. Kapitel 8.3).

6.2.2 Absoluter Materialbedarf der Mobilität – E-Mobilität und H2-Mobilität

Für den aus der Mobilität resultierenden absoluten Materialbedarf ist die Anzahl an E- bzw. H₂-Fahrzeugen und die jeweilige Leistung bzw. Kapazität der relevanten Fahrzeugteile (Li-Ionen-Akkumulator, Brennstoffzelle etc.) ausschlaggebend. Dafür wird auf Daten eines parallel laufenden UBA-Projektes „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“ (Öko-Institut 2015) zurückgegriffen. Ausgewertet wurden zwei verschiedene Szenarien. Für die E-Mobilität wurde das Szenario „Energieversorgung Verkehr Strom 2050“, das eine maximale Anzahl an E-Fahrzeugen beinhaltet, betrachtet. Für die Wasserstoff-Ketten wurde auf das Szenario „Energieversorgung Verkehr Wasserstoff 2050“ mit einer maximalen Anzahl an H₂-Fahrzeugen zurückgegriffen. Im Sinne der Betrachtung eines maximalen Materialbedarfs wurden die Werte für das Betrachtungsjahr 2050 verwendet. Dies entspricht der Endausbaustufe mit einer maximalen Anzahl an E- bzw. H₂-Fahrzeugen. Beide Szenarien beinhalten neben den hier betrachteten E- bzw. H₂-Fahrzeugen noch zusätzliche Fahrzeuge mit konventionellen Antrieben, die für die vorliegende Betrachtung aber keine Rolle spielen und daher nicht berücksichtigt werden.

Die beiden Szenarien setzen auf einen maximalen Ausbau der Elektro- bzw. Wasserstoff-Technologie bei der Mobilität. Insofern handelt es sich um alternative Betrachtungen, die nicht beide gleichzeitig eintreten können. Somit können auch die aus den Szenarien resultierenden Materialbedarfe nicht zu einem Gesamtwert summiert werden. Vielmehr wird entsprechend der bisherigen Vorgehensweise für jeden Rohstoff ein Maximalbedarf berechnet, der entweder aus dem E-Mobilitäts- oder dem H₂-Mobilitätsszenario resultiert.

6.2.2.1 Li-Ionen-Akkumulatoren – E-Mobilität

Bei den E-Fahrzeugen werden fünf verschiedene Antriebssysteme berücksichtigt:

- ▶ Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV): Fahrzeuge mit rein elektrischem Antrieb.
- ▶ Plug-In-Hybrid Fahrzeuge (PHEV): Fahrzeuge mit Hybridantrieb, die über eine Möglichkeit der Batterieladung über das Stromnetz verfügen.
- ▶ Elektrofahrzeuge mit Range Extender (REEV): Fahrzeuge, die vorwiegend über eine Batterie, die über das Stromnetz geladen werden kann, mit Antriebsenergie versorgt werden, die aber auch eine Ladung der Batterie im Betrieb über einen Generator (Range Extender) ermöglichen.
- ▶ Hybrid Fahrzeuge (HEV): Fahrzeuge mit Hybridantrieb
- ▶ Oberleitungsgebundene Fahrzeuge (OC-GIV)¹¹: Fahrzeuge mit (teil-)elektrischem Antrieb, die die elektrische Antriebsenergie über die direkte Stromabnahme von einer Oberleitung während des Fahrzeugbetriebs beziehen. Bei Hybridkonzepten besteht ferner die Möglichkeit bei fehlender

Oberleitung den Antrieb temporär durch einen konventionellen Verbrennungsmotor bereitzustellen.

Weiterhin werden alle Fahrzeuge von Pkw über verschiedene Größen von Lkw bis hin zu Bussen in die Bilanzierung einbezogen. In Summe ergab sich damit eine Anzahl von ca. 43,4 Mio. Fahrzeugen (alle BEV, PHEV, REEV, HEV und OC-GIV). Für diese Fahrzeuge resultiert insgesamt eine Batteriekapazität von ca. 1.067 GWh.

Für die Berechnung des Materialbedarfs werden alle vier Li-Ionen-Akkumulatoren berücksichtigt. Deren kalendarische Lebensdauer wurde mit 15 Jahren⁹¹ angesetzt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass es sich nicht um den aktuellen Entwicklungsstand handelt. Vielmehr wird eine Weiterentwicklung antizipiert, die einher geht mit der beim Zukunftsszenario der E-Mobilität angenommen maximalen Anzahl an E-Fahrzeugen. Wie weit die vier Li-Ionen-Akkumulatoren jeweils für die Anwendung in E-Fahrzeugen geeignet sind, wird abschließend in Kapitel 10.2 erläutert. Der maximale Materialbedarf der vier Li-Ionen-Akkumulatoren (je 100 %) wird mit Hilfe der Werte aus Tabelle 6-2 berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6-7 dargestellt.

Tabelle 6-7: Maximaler Materialbedarf der E-Mobilität (Li-Ionen-Akkumulatoren, mobil; nur Zellmaterialien)

t	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Maximum
Al	744.401	694.575	766.380	2.240.565	2.240.565
Co	483.855	177.858	0	0	483.855
Cu	818.766	778.010	901.667	1.600.404	1.600.404
Fe	0	0	916.711	1.419.238	1.419.238
Li	183.852	152.523	123.334	840.867	840.867
Mn	446.619	0	0	0	446.619
Ni	483.855	955.761	0	0	955.761
P	45.318	35.968	581.864	833.763	833.763
Ti	0	0	0	5.684.633	5.684.633
Grafit	1.736.865	1.455.940	1.668.047	0	1.736.865
F	166.779	132.369	150.624	166.703	166.779

6.2.2.2 Wasserstoff-Ketten – H₂-Mobilität

Ausgehend von den in Abbildung 6-3 dargestellten Wasserstoff-Ketten der H₂-Mobilität werden für die Ermittlung des maximalen Materialbedarfs acht verschiedene Varianten berechnet. Diese acht verschiedenen Varianten (V1 bis V8) können der Abbildung 6-5 entnommen werden. Generell werden bei den Varianten die Elektrolyse und die Li-Ionen-Akkumulatoren variiert. Verdichter, Wasserstoff-Tank und Brennstoffzelle sind in allen Varianten identisch. Bei den Varianten V1 bis V4 werden eine alkalische Elektrolyse und die vier verschiedenen Li-Ionen-Akkumulatoren untersucht. Die Vari-

⁹¹ Bei der Berechnung der Lebensdauer auf Grundlage der Zyklenfestigkeit können sich Werte von 25 Jahren ergeben. Diese sind zu hoch und werden nicht als realistisch angesehen. Automobilhersteller legen die Batterien auf 15 Jahre aus.

anten V4 bis V8 entsprechen den vorherigen vier Varianten bis auf der Bilanzierung der PEM Elektrolyse anstelle der alkalischen Elektrolyse.

Das Szenario zur H₂-Mobilität unterscheidet sich von dem zur E-Mobilität dadurch, dass neben den Wasserstoff-Fahrzeugen gleichzeitig auch E-Fahrzeuge eingesetzt werden. Dies erklärt sich dadurch, dass für die längeren Strecken die H₂-Fahrzeuge und für die kürzeren Strecken die E-Fahrzeuge genutzt werden. Generell kommen die gleichen Fahrzeugtypen (Pkw, Lkw und Busse) und die gleichen Antriebsarten (BEV, PHEV, REEV und HEV aber nicht OC-GIV) wie in Kapitel 6.2.2.1 zum Einsatz. Zusätzlich ist noch das Wasserstoff-Fahrzeug (FCEV) zu berücksichtigen:

- Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV): Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb, die die elektrische Antriebsenergie aus einer mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzelle im Fahrzeug beziehen.

In Summe ergibt sich damit eine Anzahl von ca. 22,8 Mio. H₂-Fahrzeugen (FCEV) und ca. 21,0 Mio. E-Fahrzeugen (BEV, PHEV, REEV und HEV). Die H₂-Fahrzeuge haben insgesamt einen jährlichen Wasserstoffbedarf von ca. 6,42 Mio. t H₂. Aus diesem Wasserstoffbedarf bzw. dem Strombedarf zur Erzeugung des Wasserstoffs in Höhe von ca. 321.000 GWh errechnet sich eine benötigte Leistung der Elektrolyse zur Herstellung des Wasserstoffs in Höhe von ca. 145 GW. Dabei wurden die jährlichen Volllaststunden für die Elektrolyse aus der Annahme eines Strom-Mixes aus Windkraft (offshore und onshore) und Photovoltaik hergeleitet. Li-Ionen-Akkumulatoren befinden sich sowohl in den ca. 21,0 Mio. E-Fahrzeugen als auch in den ca. 22,8 Mio. H₂-Fahrzeugen. Zusammen resultiert für diese Fahrzeuge eine Batteriekapazität von insgesamt ca. 365 GWh.

An Wasserstoff-Tanks kommen zwei verschiedene Kompositantanks zum Einsatz. Diese sind jeweils bestimmten Fahrzeugtypen zugeordnet und können deshalb nicht variiert werden.

Die Lebensdauer der einzelnen Bausteine werden nach Experteneinschätzung folgendermaßen angesetzt: Elektrolyse (alkalisch, PEM) 15 a (vgl. auch (Kresse 2014)), Verdichter 15 Jahre, Speicher Typ III 350bar 15 Jahre und Speicher Typ IV 700bar 15 Jahre, Brennstoffzelle 15 Jahre.

Abbildung 6-5: Darstellung der Varianten V1 bis V8 der Wasserstoff-Ketten für H₂-Mobilität (eigene Darstellung)

V1	alkal. Elektrolyse	Verdichter	Speicher: anteilig Typ III 350 Typ IV 700	Brennstoffzelle	LNMC
V2	alkal. Elektrolyse				LNCA
V3	alkal. Elektrolyse				LFP
V4	alkal. Elektrolyse				LTO-LFP
V5	PEM Elektrolyse				LNMC
V6	PEM Elektrolyse				LNCA
V7	PEM Elektrolyse				LFP
V8	PEM Elektrolyse				LTO-LFP

Die Ergebnisse der Berechnung des maximalen Materialbedarfs der 8 Varianten (je 100 %) sind für die bedarfsrelevanten Materialien (ohne Infrastrukturmaterialien) in Tabelle 6-8 dargestellt.

Tabelle 6-8: Maximaler Materialbedarf der H₂-Mobilität (Wasserstoff-Ketten; nur Zellmaterialien)

t	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	Maximum
Al	254.959	237.894	262.487	767.399	254.959	237.894	262.487	767.399	767.399
Co	166.200	61.396	479	479	165.722	60.917	0	0	166.200
Cu	386.117	372.158	414.511	653.830	382.013	368.054	410.407	649.726	653.830
Fe	0	0	313.976	486.092	0	0	313.976	486.092	486.092
Li	62.970	52.240	42.242	287.999	62.970	52.240	42.242	287.999	287.999
Mn	152.968	0	0	0	152.968	0	0	0	152.968
Ni	587.820	749.449	422.099	422.099	165.722	327.350	0	0	749.449
P	15.521	12.319	199.290	285.566	15.521	12.319	199.290	285.566	285.566
Ti	0	0	0	1.947.000	11.610	11.610	11.610	1.958.610	1.958.610
Pt	408	408	408	408	488	488	488	488	488
Ir	0	0	0	0	81	81	81	81	81
Zr	5.371	5.371	5.371	5.371	0	0	0	0	5.371
Grafit	641.777	545.560	618.207	46.897	641.777	545.560	618.207	46.897	641.777
K	6.019	6.019	6.019	6.019	0	0	0	0	6.019
F	57.122	45.337	51.589	57.096	57.122	45.337	51.589	57.096	57.122

Anmerkung: für jedes Material bzw. Element ist der Maximalwert grau unterlegt.

6.2.3 Absoluter Materialbedarf für Batteriemanagementsystem

Der absolute Materialbedarf für die Batteriemanagementsysteme setzt sich zusammen aus den BMS des Szenarios der H₂-Mobilität (Li-Ionen-Akkumulatoren der H₂- und der E-Fahrzeuge) und den BMS der stationären Batterien (Kurzzeitspeicher). Da bei der H₂-Mobilität in Summe mehr Li-Ionen-Akkumulatoren (ca. 43,8 Mio.) und damit mehr BMS eingesetzt werden als bei der E-Mobilität (ca. 43,4 Mio.) wird vor dem Hintergrund der Bilanzierung des maximalen Materialbedarfs nur die H₂-Mobilität betrachtet (Öko-Institut 2015). Bei den Kurzzeitspeichern wird von einer Speicherkapazität von in Summe 28,54 GWh für die Berechnung des Materialbedarfs ausgegangen. Auf der Basis des spezifischen Materialbedarfs für BMS in Tabelle 6-2 ergibt sich dann der maximale Materialbedarf in Tabelle 6-9.

Tabelle 6-9: Maximaler Materialbedarf für Batteriemanagementsysteme

t	Kurzzeitspeicher	H ₂ -/E-Fahrzeuge	Summe
Stahl/Eisen	86	3.242	3.328
Aluminium	273	10.295	10.568
Zinn	7	258	265
Kupfer	37	1.397	1.434
Gold	0	5	5
Nickel	0	18	19
Silber	4	158	162
Zink	0	6	6
Mangan	0	2	2
Tantal	1	24	24
Molybdän	1	57	58
Glasfaser	22	832	854
Epoxidharz	16	613	630
Silikon	30	1.139	1.169
Kunststoff	23	876	899

6.2.4 Zusammenfassende Ergebnisse des maximalen Materialbedarfs

Nachfolgend sind die in den vorherigen Kapiteln berechneten maximalen Materialbedarfe der innovativen ESS im Bereich der Stromversorgung und der Mobilität in einer Übersicht zusammengestellt. In der letzten Spalte der Tabelle 6-10 sind die maximalen Materialbedarfe aller Anwendungen, BMS, stationäre Batterien, stationäre H₂-Ketten und Mobilität zu einer Gesamtsumme addiert. Wie in Kapitel 6.2.2 erläutert kommt bei der Mobilität nur entweder das Szenario zur E-Mobilität oder zur H₂-Mobilität zum Tragen. Im Sinne der Maximalbetrachtung fließt deshalb in die Gesamtsumme für jeden Rohstoff immer nur der höhere Wert aus E-Mobilität und H₂-Mobilität ein. Dies bedeutet, dass in der letzten Spalte „Gesamt“ die Summe aus BMS, stationäre Batterien, stationäre H₂-Ketten plus entweder H₂-Mobilität oder E-Mobilität gebildet wurde. Dargestellt sind nur die potenziell bedarfsrelevanten Rohstoffe (Zellmaterialien), nicht aber die Infrastrukturmaterialien.

Tabelle 6-10: Maximaler Materialbedarf für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (nur Zellmaterialien ohne Infrastrukturmaterialien)

t	BMS	stationäre Batterien	stationäre H2-Ketten	H2-Mobilität	E-Mobilität	ESS Gesamt
Al	10.568	76.257	0	767.399	2.240.565	2.327.390
Co	0	12.942	59	166.200	483.855	496.856
Cr	0	164.034	0	0	0	164.034
Cu	1.434	42.806	12.963	653.830	1.600.404	1.657.608
Fe	3.328	176.179	0	486.092	1.419.238	1.598.745
Li	0	22.491	0	287.999	840.867	863.358
Mn	2	11.946	0	152.968	446.619	458.567
Na	0	30.535	0	0	0	30.535
Ni	19	25.564	51.773	749.449	955.761	1.033.117
P	0	22.301	0	285.566	833.763	856.063
Pb	0	1.005	0	0	0	1.005
S	0	175.106	0	0	0	175.106
Ti	0	152.048	1.424	1.958.610	5.684.633	5.838.105
V	0	111.273	0	0	0	111.273
Zn	6	34.976	0	0	0	34.981
Pt	0	0	23	488	0	512
Ir	0	0	10	81	0	91
Zr	0	0	659	5.371	0	6.030
La	0	4.986,4	0	0	0	4.986
Grafit	0	46.456	80.100	641.777	1.736.865	1.863.421
Ca	0	575	0	0	0	575
K	0	8.144	738	6.019	0	14.902
Sn	265	0	0	0	0	265
Au	5	5	0	0	0	10
Ag	162	0	0	0	0	162
Ta	24	0	0	0	0	24
Mo	58	0	0	0	0	58
Bi	0	25	0	0	0	25
F	0	4.461	0	57.122	166.779	171.240

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass der maximale Materialbedarf für die innovativen ESS im Mobilitätsbereich um ein vielfaches höher ist als für die Anwendungen im stationären Bereich der Stromversorgung (vgl. einleitenden Text zu Kapitel 6). Dies wird offensichtlich, wenn man die insgesamt benötigte Batteriekapazität im stationären und mobilen Bereich am Beispiel der E-Mobilität ver-

gleich (vgl. Kapitel 5.7.2). Während bei den stationären Kurzzeitspeichern die benötigte Batteriekapazität ca. 28,54 GWh beträgt, beläuft sich der Wert bei der E-Mobilität auf ca. 1.067 GWh, also ungefähr das 40-fache der Kurzzeitspeicher.

In diesem Zusammenhang ist eine Untersuchung des Materialbedarfs des Li-Ionen-Akkumulators LTO-LFP angebracht, vgl. Tabelle 6-4. Titan (in oxidischer Form) wird einzig und allein in diesem Batterietyp eingesetzt. Für die stationäre Anwendung als Kurzzeitspeicher resultiert ein maximaler Titanbedarf von ca. 150.000 t Ti (siehe Tabelle 6-4). Hingegen ergäbe sich für die mobile Anwendung in E-Fahrzeugen ein Titanbedarf von ca. 5,68 Mio. t Ti (siehe Tabelle 6-10). Ähnliches, wenngleich in abgeschwächter Form, zeigt sich für Lithium, Phosphor und Kupfer. Wie Tabelle 6-4 zeigt, ist beim Vergleich mit allen anderen Batterietypen immer LTO-LFP verantwortlich für den maximalen Materialbedarf dieser drei bzw. vier Rohstoffe. Damit dominiert LTO-LFP für Titan, Lithium, Phosphor und Kupfer den maximalen Materialbedarf im Bereich Mobilität und damit auch die Gesamtsumme des maximalen Materialbedarfs (Tabelle 6-10). Damit ist schon aufgrund des hohen maximalen Materialbedarfs, der potenzielle Einsatz von LTO-LFP im Bereich der Mobilität kritisch zu hinterfragen. Der Einsatz von LTO-LFP im Bereich der Mobilität wird auch vor dem Hintergrund der technischen Eigenschaften (geringe Energiedichte) als eher unwahrscheinlich eingestuft und abschließend in Kapitel 10.2 untersucht.

Die mit Abstand geringsten Materialbedarfe resultieren aus den Betriebsmanagementsystemen. Andererseits werden einige Metalle, wie z. B. die Edelmetalle Gold und Silber, ausschließlich bei den BMS eingesetzt.

Einige andere Materialien (z. B. Na, S, V, Cr) werden wiederum jeweils nur bei einem einzigen stationären Kurzzeitspeicher eingesetzt (z. B. Na und S in Na-S-Akkumulator, V bzw. Cr in Redox-Flox-Akkumulatoren V-V bzw. Cr-Fe). In diesen Fällen resultiert die Gesamtsumme jeweils aus dem maximalen Materialbedarf der jeweiligen stationären Batterie.

6.2.4.1 Ergebnisse für den jährlichen maximalen Materialbedarf

Abschließend zum Materialbedarf werden nachfolgend in der Tabelle 6-11 noch die Ergebnisse zum jährlichen maximalen Materialbedarf (vgl. hierzu die Einführung zu Kapitel 6.2) für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität vorgestellt. Die Tabelle entspricht in ihrer Systematik der vorherigen Tabelle 6-10. Jedoch werden als Ergebnis nicht die absoluten Materialbedarfe sondern die durchschnittlichen jährlichen Materialbedarfe aufgelistet. Die zugrunde liegenden Lebensdauern wurden bereits bei den Erläuterungen der jeweiligen Anwendungen vorgestellt (siehe Kapitel 6.2.1.2, 6.2.2.1 und 6.2.2.2).

Tabelle 6-11: Jährlicher maximaler Materialbedarf für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (nur Zellmaterialien ohne Infrastrukturmaterialien)

t/a	BMS	stationäre Batterien	stationäre H2-Ketten	H2-Mobilität	E-Mobilität	ESS Gesamt
Al	701	5.084	0	51.160	149.371	155.156
Co	0	686	4	11.080	32.257	32.947
Cr	0	8.202	0	0	0	8.202
Cu	95	2.140	864	43.589	106.694	109.793
Fe	221	8.809	0	32.406	94.616	103.646
Li	0	1.125	0	19.200	56.058	57.182
Mn	0	633	0	10.198	29.775	30.408
Na	0	2.036	0	0	0	2.036
Ni	1	1.355	3.452	49.963	63.717	68.525
P	0	1.115	0	19.038	55.584	56.699
Pb	0	67	0	0	0	67
S	0	8.755	0	0	0	8.755
Ti	0	7.602	95	130.574	378.976	386.673
V	0	5.564	0	0	0	5.564
Zn	0	12.358	0	0	0	12.358
Pt	0	0	2	33	0	34
Ir	0	0	1	5	0	6
Zr	0	0	44	358	0	402
La	0	332	0	0	0	332
Grafit	0	2.462	5.340	42.785	115.791	123.593
Ca	0	38	0	0	0	38
K	0	2.005	49	401	0	2.455
Sn	18	0	0	0	0	18
Au	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	1
Ag	11	0	0	0	0	11
Ta	2	0	0	0	0	2
Mo	4	0	0	0	0	4
Bi	0	1	0	0	0	1
F	0	236	0	3.808	11.119	11.355

7 Bedarfsrelevanz und weitere Bewertungskriterien

Zur Bewertung der Rohstoffkritikalität gibt es bislang verschiedene methodische Ansätze, die jeweils für z. T. sehr unterschiedliche Fragestellungen (z. B. Versorgungssicherheit von Regionen, Versorgungssicherheit von Zukunftstechnologien oder Versorgungssicherheit von militärischen Anwendungen) und Bezugsräume erstellt wurden.

Ziel der vorliegenden Studie war es nicht, eine neue Methodik zur Kritikalität zu entwickeln oder weiterzuentwickeln. Hierfür sei auf zwei bestehende Parallelprojekte des UBAs, (UBA Rohstoffgewinnung 2014), (UBA Substitution 2014), verwiesen. Auch eine neue Berechnung der Kritikalität (inkl. Datenbeschaffung für die einzelnen Kriterien der Kritikalität) für alle für die Studie relevanten Rohstoffe unter den vorliegenden Rahmenbedingungen war nicht zielführend. Derartige Berechnungen, die vor allem auf die Einstufung konkreter Rohstoffe abzielen, nicht aber konkreter Anwendungen wie z. B. die hier betrachteten innovativen Energiespeichersysteme (ESS), wurden bereits in RePro und ReStra für das UBA sowie in einer Reihe von anderen Studien vorgenommen. Eine weitere Berechnung würde nur nochmals ähnliche Daten erzeugen, aber keinen wirklichen inhaltlichen Mehrwert erbringen. Zur Information werden die Kritikalitätseinstufungen der im vorliegenden Projekt betrachteten Rohstoffe in bisherigen Studien zusammengetragen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 12-15 im Anhang dargestellt.

Im weiteren Projektverlauf wurde aus den Diskussionen zu möglichen „Kritikalitätsansätzen“⁹² deutlich, dass der Fokus dieses Projektes eindeutig auf der Bewertung der betrachteten innovativen ESS liegt. Im Mittelpunkt steht damit die Analyse und Bewertung der ESS nach verschiedenen Kriterien (siehe Kapitel 7.2 und 8), aber nicht die Bewertung einzelner Rohstoffe hinsichtlich ihrer Kritikalität.

Auch darf ein wesentliches Ziel dieser Studie, nämlich die Identifizierung politischen Handlungsbedarfs, nicht aus den Augen verloren werden. In diesem Sinne sind generell nicht nur Kriterien, die Verbrauch, Bedarf und Reserven oder Substituierbarkeit von Rohstoffen adressieren, von Interesse sondern insbesondere auch die Umweltrelevanz der ESS. Im nachfolgenden Kapitel wird die Auswahl, der für die innovativen ESS betrachteten Untersuchungskriterien vorgestellt und erläutert.

7.1 Auswahl der Bewertungskriterien für die innovativen ESS

Zur Bewertung der innovativen ESS wird einerseits – ausgehend von bestehender Kriterien der klassischen Kritikalitätsanalyse – eine Auswahl und Anpassung dieser Kriterien speziell für die ESS vorgenommen und eine höhere Relevanz auf Umweltkriterien gelegt. Andererseits werden als weitere Bewertungskriterien, der Wirkungsgrad sowie die Kosten der betrachteten ESS untersucht. Weiterhin wird als zusätzliches Umweltkriterium die Umweltrelevanz (siehe Kapitel 8.2, physikalischen Gefahren, Humantoxizität und Umweltgefahren) zur Bewertung der ESS herangezogen. Allen Kriterien gemeinsam ist, dass in erste Linie eine ausführliche und individuelle Analyse und Bewertung der innovativen ESS erfolgt. Der Fokus ist also nicht auf einzelnen Materialien.

Im klassischen Kritikalitätsansatz wird die Kritikalität eines Rohstoffs durch zwei Größen, nämlich die wirtschaftliche Bedeutung und das Versorgungsrisiko bestimmt. In der Tabelle 12-16 und der Tabelle 12-17 im Anhang sind für zwei UBA-Projekte und eine EU-Studie zusammengefasst, welche Kriterien zur wirtschaftlichen Bedeutung und zum Versorgungsrisiko gehören. Unter die wirtschaftliche Bedeutung fallen unter anderem der Verbrauch des betrachteten Rohstoffes und die Substituierbarkeit. Beiden Kriterien werden für die vorliegende Studie an die konkrete Untersuchung

⁹² Es handelt sich nicht um eine klassische Kritikalitätsanalyse sondern eine davon abweichende, adaptierte Untersuchung der Rohstoffe mit Fokus auf der Mengenrelevanz.

der ESS adaptiert. Beim Versorgungsrisiko wird die Umweltrelevanz – allerdings nicht auf den KEA sondern auf Treibhausgasemissionen bezogen – sowie das Recycling als Kriterium übernommen und auf die ESS-Betrachtung angepasst. Das Recycling der ESS stellt wie die toxikologische Betrachtung einen weiteren Schwerpunkt der ESS mit Blick auf deren umweltseitige Bewertung dar.

Kriterium Bedarfsrelevanz

Die heutige Diskussion zur Ressourcenproblematik orientiert sich weitgehend an den Bedarfsmengen und dem Risiko eines Versorgungengpasses und ist damit stark an wirtschaftlichen Themen ausgerichtet. Dem wird im Kontext der vorliegenden Studie durch das Kriterium **Bedarfsrelevanz**⁹³ der Rohstoffe Rechnung getragen.

Zunächst muss erwähnt werden, dass das Kriterium Bedarfsrelevanz und ähnliche den Bedarf an Rohstoffen adressierende Kriterien keine unmittelbare Bedeutung haben. Vielmehr stehen sie stellvertretend für die wirtschaftliche Relevanz und sollen einen Eindruck vermitteln, wie relevant die Menge eines betrachteten Rohstoffs im z. B. globalen Kontext ist (Anteil am Weltverbrauch). Das Kriterium Bedarfsrelevanz wird in der vorliegenden Studie durch den in innovativen ESS verwendeten Anteil eines betrachteten Elements oder Materials an der Weltproduktion der betreffenden Rohstoffe im Jahr 2020 definiert. Neben der aktuellen Produktion, die näherungsweise für den Weltverbrauch steht, spielt mit Blick auf das Zukunftsszenario 80 % Erneuerbare Energie und die zukünftigen Mobilitätsszenarien die Zunahme des Materialbedarfs auf Grund des jährlichen Wirtschaftswachstums eine Rolle. Deshalb muss auch die zukünftige Entwicklung der Weltproduktion betrachtet werden und es wird die Bedarfsrelevanz bezogen auf die Weltproduktion im Jahre 2020 berechnet.

Die Berechnung und die Ergebnisse der Bedarfsrelevanz werden im Kapitel 7.2 vorgestellt und diskutiert. Auf die in Kapitel 7.2 als bedarfsrelevant identifizierten Materialien wird bei der weiteren Bewertung der ESS ein besonderer Fokus gelegt. Das Kriterium Bedarfsrelevanz geht mit dem „Anteil ESS an Welt 2020“ in die zusammenfassende Bewertung und die SWOT-Analyse (vgl. Kapitel 10) ein.

Kriterium Substituierbarkeit

Beim Kriterium Substituierbarkeit (siehe Kapitel 8.5) wird nicht die allgemeine Einstufung der Rohstoffe aus Kritikalitätsstudien übernommen, sondern es erfolgt eine spezifische Betrachtung für die vorliegende Anwendung bei den ESS.

Das Kriterium Substituierbarkeit betrachtet die Möglichkeit der Substitution auf Materialebene. Dabei liegt der Fokus der Untersuchung auf die zuvor als bedarfsrelevant identifizierten Rohstoffe. Im vorliegenden Fall der ESS ist aber auch von Interesse, inwiefern ein gegebenes ESS durch ein anderes ähnliches ESS ersetzt werden kann. Diese beiden Ebenen der Substituierbarkeit finden auch als Kriterium Eingang in die zusammenfassende Bewertung und die SWOT-Analyse.

Kriterium Umweltrelevanz

Am Beispiel der Umweltrelevanz (physikalischen Gefahren, Humantoxizität und Umweltgefahren) zeigt sich, dass die Möglichkeiten einzelne Rohstoffe zu bewerten, wie dies bei Kritikalitätsanalysen der Fall ist, stark limitiert ist. Als Resultat der Toxizitätsanalyse erfolgt immer die Bewertung des gesamten ESS. Die Gesamtbewertung wiederum basiert auf den Eigenschaften der enthaltenen chemischen Verbindungen wie beispielsweise Lithiumhexafluorophosphat (LiPF₆).

⁹³ Der Begriff Bedarfsrelevanz wurde in der vorliegenden Studie zur Abgrenzung gegenüber der klassischen Kritikalitätsanalyse eingeführt, um deutlich zu machen, dass weder eine Kritikalitätsbewertung durchgeführt wird noch eine Weiterentwicklung der Kritikalitätsmethode stattfindet.

Die Umweltrelevanz wird ausführlich in Kapitel 8.2 behandelt und geht dann ebenfalls als Kriterium in die Gesamtbewertung ein.

Kriterium Treibhausgasemissionen

Ähnliches wie für die Toxizität trifft auch für das Kriterium Treibhausgasemissionen zu. Generell können nur chemische Verbindungen als Ganzes bewertet werden. Eine Allokation auf die darin enthaltenen Bestandteile ist nicht möglich. Rohstoffe wie Lithium, Kupfer etc. sind dann für eine Bewertung zugänglich, wenn sie in elementarer Form vorliegen, nicht aber als Bestandteil einer Verbindung wie z. B. Lithiumhexafluorophosphat. Die Berechnung der Treibhausgasemissionen erfolgt deshalb auf der Ebene der ESS. Die Treibhausgashilanzierung der ESS und deren Ergebnisse wird in Kapitel 8.3 erläutert und fließt anschließend ebenfalls in die zusammenfassende Bewertung ein.

Kriterium Recycling

Bei Kritikalitätsanalysen ist das Kriterium Recyclingquote der Versorgungssicherheit zugeordnet. Damit wird adressiert, dass durch das Recycling das Risiko eines Versorgungsengpasses reduziert werden kann. Gleichzeitig fungieren die Recyclingquoten aber auch als Umweltkriterium, da die Verwendung von Sekundärmaterialien meist Umweltvorteile gegenüber den Primärstoffen aufweist.

Beim Recycling wird nicht allgemein auf das Recycling der betrachteten Rohstoffe eingegangen, sondern es werden konkret die zukünftigen Recyclingmöglichkeiten der innovativen ESS untersucht (Kapitel 8.1). Die Ergebnisse gehen dann ebenfalls als Kriterium in die zusammenfassende Bewertung und die SWOT-Analyse ein.

Kriterien Wirkungsgrad und Kosten

Zwei weitere Kriterien ohne direkten Bezug zu Umweltaspekten stellen die Kosten der ESS und der Wirkungsgrad der ESS dar. Das Kriterium des Wirkungsgrades wird in Kapitel 9.1 und das Kriterium der Kosten wird in Kapitel 9.2 betrachtet.

7.2 Analyse der Bedarfsrelevanz

Aus der bisherigen Analyse des Materialbedarfs der innovativen ESS ergaben sich nachfolgende 29 Materialien bzw. Elemente (vgl. Kapitel 6.2.4), die prinzipiell zu betrachten und auf ihre Bedarfsrelevanz hin zu prüfen waren:

- Silber, Ag
- Aluminium, Al
- Gold, Au
- Grafit, C
- Calcium, Ca
- Cobalt, Co
- Chrom, Cr
- Kupfer, Cu
- Fluor, F
- Eisen, Fe
- Iridium, Ir
- Kalium, K
- Lanthan, La,
- Lithium, Li
- Mangan, Mn
- Molybdän, Mo
- Natrium, Na

- ▶ Nickel, Ni
- ▶ Phosphor, P
- ▶ Blei, Pb,
- ▶ Platin Pt
- ▶ Schwefel, S
- ▶ Zinn, Sn
- ▶ Tantal, Ta
- ▶ Titan, Ti
- ▶ Vanadium, V
- ▶ Bismut, W
- ▶ Zink, Zn
- ▶ Zirkonium, Zr.

Ein weiteres Metall, Messing, wird bei den Wasserstoffspeichern für Druckminderer/Ventile der Druckflaschen eingesetzt. Messing gehört nicht zu den potenziell bedarfsrelevanten Rohstoffen, sondern zur Kategorie der Infrastrukturmaterialien. Messing setzt sich aus Kupfer (Cu) und Zink (Zn) nach folgender Formel zusammen CuZn_x (wobei x = Zinkgehalt in Prozent). Da Kupfer und Zink bereits als Einzelmetalle abgedeckt sind, wird Messing nicht gesondert betrachtet. Ähnlich wie Messing werden auch andere Materialien in ihre Bestandteile „zerlegt“. So werden im Fall des Leitsalzes LiPF_6 die potenziell bedarfsrelevanten Rohstoffe Lithium, Phosphor und Fluor untersucht (vgl. hierzu die Erläuterungen bei der Bestimmung des Materialbedarfs in Kapitel 6).

7.2.1 Vorauswahl nicht bedarfsrelevanter Materialien

Um den Untersuchungsaufwand zu begrenzen, wurde unter den potenziellen Materialien bzw. Elementen eine Vorauswahl nicht bedarfsrelevanter Materialien durchgeführt. Diese einfache, nachfolgend erläuterte Vorauswahl adressiert Massenmaterialien, die im Vergleich dazu in den ESS nur in vergleichsweise geringen Mengen benötigt werden.

Calcium findet bei den ESS in vergleichsweise geringen Mengen (575 t in der Maximalbetrachtung, 100 % Pb-Säure-Akkumulator) in den Ableitern und Polen der Blei-Batterie Verwendung. Außerdem tritt Calcium im Katalysator $\text{LaCa}_{(0.4)}\text{Co}_{(0.6)}\text{O}_3$ auf (575 t), der in Zink-Luft-Akkumulatoren anstelle von Co-Katalysatoren verwendet werden kann, auf. Ausgangsstoff für die Gewinnung von Calcium ist Kalkstein (CaCO_3). Kalkstein ist ein Massenstoff, der für Baumaterialien und andere Anwendungen (Zement, Kalksandstein etc.) in riesigen Mengen gewonnen wird. Calcium wird daher als nicht relevant betrachtet und in weiterem Verlauf der Studie nicht weiter berücksichtigt.

Kalium wird für die ESS ausschließlich als Kalilauge bei der alkalischen Elektrolyse der Wasserstoffketten und beim Zink-Luft-Akkumulator eingesetzt. Kalilauge ist ein chemischer Grundstoff, der in großen Mengen produziert wird. Ausgangsstoff für die Gewinnung von Kalilauge und generell Kalium und Kalium-haltigen Verbindungen ist Kalisalz. Dieses wird in riesigen Mengen im Kalibergbau in Deutschland gewonnen. Für die ESS werden bezogen auf den Kalium-Gehalt der Kalilauge maximal rund 15.000 t K benötigt. Dem steht eine Produktion von über 2,6 Mio. t K in Deutschland im Jahr 2012 gegenüber. Somit beträgt der maximale Anteil der ESS, der zudem über mehrere Jahre kumuliert ist, an der deutschen Produktion 2012 weniger als 1 %. Kalium wird daher als nicht bedarfsrelevant eingestuft und nicht vertiefend betrachtet.

Schwefel wird neben Natrium beim Na-S-Akkumulator in elementarer Form eingesetzt. Elementarer Schwefel fällt in großen Mengen bei der Entschwefelung von Erdgas und Rohöl an. Bei der Maximalbetrachtung, 100 % Na-S-Akkumulator, werden kumuliert ca. 35.000 t S für das ESS benötigt. Schwefel in Form von Schwefelsäure – einem der meistproduzierten chemischen Grundstoffen – wird in noch zwei weiteren ESS, dem Blei-Säure-Akkumulator und dem Redox-Flow-Akkumulator V-V

benötigt. Der Maximalbedarf von Schwefel, ca. 175.000 t S, resultiert durch die Anwendung im Redox-Flow-Akkumulator (Schwefelsäure). Dem steht allein in Deutschland eine Jahresproduktion von ca. 1,95 Mio. t Schwefel im Jahr 2012 (nur Schwefel ohne Schwefelsäureherstellung) gegenüber. Damit wird auch Schwefel als nicht bedarfsrelevant eingestuft und in den weiteren Ausführungen nicht weiter berücksichtigt.

Natrium, das im Kontext der Studie ausschließlich bei Na-S-Akkumulatoren zum Einsatz kommt, wird hauptsächlich aus Natriumchlorid gewonnen, welches meist bergmännisch oder durch Austrocknung salzhaltiger Lösungen wie dem Meerwasser erhalten wird. Die großtechnische Herstellung von Natrium erfolgt heute durch Schmelzflusselektrolyse von trockenem Natriumchlorid. Der kumulierte Maximalbedarf an Na bei 100 % Na-S-Akkumulatoren beträgt ca. 31.000 t. Dem steht eine Jahresproduktion 2012 von ungefähr 5,58 Mio. t Na (Na-Gehalt in Natriumchlorid) in Deutschland gegenüber. Der maximale über mehrere Jahre kumulierte Anteil der ESS an dieser Jahresproduktion beträgt weniger als 1 %. Aufgrund des Ausgangsstoffs Natriumchlorid, das wie dargestellt in riesigen Mengen zur Verfügung steht, wird Natrium als nicht bedarfskritisch eingestuft und muss nicht weiter berücksichtigt werden.

Die vier Rohstoffe, Calcium, Kalium, Schwefel und Natrium, stellen also Massenstoffe dar, die im Kontext der vorliegenden Studie als nicht bedarfsrelevant eingestuft werden und nicht weiter berücksichtigt werden.

7.2.2 Ergebnisse und Identifikation bedarfsrelevanter Materialien

Bei der Ermittlung der bedarfsrelevanten Materialien wurden wie zuvor erläutert in einer Vorauswahl zur Einengung des Untersuchungsumfangs Calcium, Kalium, Schwefel und Natrium aussortiert. Für die Bilanzierung der Bedarfsrelevanz der verbleibenden 25 Elemente bzw. Materialien wurden zunächst der deutsche Verbrauch der Rohstoffe für das Jahr 2012 sowie die Weltproduktion für 2012 und die erwartete Weltproduktion für 2020 ermittelt. Die Ergebnisse finden sich im Anhang, Tabelle 12-14. Ausgehend von den Weltproduktionsdaten 2020 wird dann mit Hilfe des maximalen Materialbedarfs der ESS (betrachtet werden die Werte für die Gesamtergebnisse der ESS, vgl. Tabelle 6-10) der Anteil der ESS an der Weltproduktion 2020 berechnet. Diese Anteile der ESS an der Weltproduktion 2020 stellen die Werte für die Ermittlung der Bedarfsrelevanz für jeden Rohstoff dar. Ob ein Rohstoff als bedarfsrelevant eingestuft wird, hängt wie nachfolgend erläutert wird von der Höhe des Anteils an der Weltproduktion 2020 ab. Analog werden die Ergebnisse für den Anteil der ESS am deutschen Verbrauch 2012 und an der Weltproduktion 2012 berechnet. Die Anteile am deutschen Verbrauch und an der Weltproduktion 2012 dienen lediglich zur Information und als Vergleichswerte, nicht aber zur Ermittlung der Bedarfsrelevanz.

Diese prozentualen Anteile der ESS werden separat für die Anwendungen bei der Stromversorgung und der Mobilität sowie als Gesamtsumme über alle Anwendungen ermittelt. Sämtliche Ergebnisse sind in der Übersicht in der Tabelle 7-1 dargestellt.

Zunächst werden die Gesamtergebnisse für den Anteil ESS an der Weltproduktion 2020 in der vorletzten Spalte betrachtet. Die Gesamtergebnisse setzen sich aus der Summe der Kurzzeitspeicher der Stromversorgung (Batterien), der stationären H₂-Ketten der Stromversorgung (H₂ stationär), der H₂-Ketten der H₂-Mobilität (H₂ mobil) und der Li-Ionen-Akkumulatoren für die E-Mobilität (E-Mobilität) zusammen. Bei den beiden Anwendungen der Mobilität fließt, da immer nur eines der beiden Mobilitätsszenarien realisiert werden kann, im Sinne der Maximalbetrachtung nur der jeweils höhere Wert in das Ergebnis ein. Außerdem gehen noch die Bedarfsmengen der Batteriemanagementsysteme (in der Tabelle nicht separat dargestellt) in das Gesamtergebnis in der vorletzten Spalte ein.

Bei der Betrachtung der Ergebnisse fällt auf, dass für einige Materialien bzw. Elemente der Anteil der ESS an der Weltproduktion Werte von 100 % oder sogar 1000 % übersteigt. Das bedeutet, dass allein

der maximale Materialbedarf dieser Materialien bzw. Elemente für die ESS höher ist oder sogar ein Mehrfaches der Weltproduktion 2020 ist. Es handelt sich dabei um die Materialien bzw. Elemente Kobalt, Lithium, Titan, Vanadium, Platin, Iridium und Grafit. Aufgrund dieser Ausnahmesituation werden diese sieben Elemente als bedarfsrelevant eingestuft. Nachfolgend werden kurz die Anwendungen dieser sieben bedarfsrelevanten Materialien bei den innovativen ESS und ihr jeweiliger %-Anteil an der Weltproduktion 2020 vorgestellt.

- ▶ Iridium (1.285 %): ausschließliche Verwendung in PEM-Elektrolyseur (als Metall bzw. Oxid),
- ▶ Lithium (990 %): Verwendung in Li-Ionen-Akkumulatoren (als Bestandteil chemischer Verbindungen, nicht elementar), mit Abstand höchster Bedarf in LTO-LFP,
- ▶ Kobalt (376 %): höchster Bedarf für Li-Ionen-Akkumulator C-LNMC, weiterer relevanter Bedarf in anderen ESS (als Oxid),
- ▶ Platin (145 %): Verwendung in PEM-Brennstoffzellen und PEM-Elektrolyseur (als Metall),
- ▶ Grafit (135 %): Verwendung in allen Batterien außer LTO-LFP und Zn-Luft sowie Verwendung in PEM-Brennstoffzellen (in elementarer Form),
- ▶ Titan (110 %): höchster Bedarf für Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP (in oxidischer Form), sonst nur noch Verwendung in PEM-Elektrolyseur (als Metall),
- ▶ Vanadium (105 %): ausschließliche Verwendung in Redox-Flow-Akkumulator V-V (in oxidiert Form).

Bei Iridium und Vanadium ist interessant, dass beide Elemente jeweils nur in einer einzigen Anwendung eingesetzt werden. Damit sind eine mögliche Substitution der gesamten Anwendung oder des Materials von großer Bedeutung für ein eventuelles Versorgungsrisiko der beiden Rohstoffe.

Bei Lithium und Titan fällt auf, dass deren Materialbedarf beides Mal durch den Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP dominiert wird und zwar durch die potenzielle (aber aufgrund der technischen Eigenschaften eher unwahrscheinliche) Anwendung in der E-Mobilität (vgl. Kapitel 10.2). Würde man den Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP nur als Kurzzeitspeicher im stationären Bereich einsetzen bzw. generell den Mobilitätsbereich ausklammern und nur den stationären Bereich betrachten, reduziert sich der Lithium-Anteil um einen Faktor von knapp 40 auf ca. 26 %. Bei Titan verringert sich der Titan-Anteil auf nur noch ca. 3 % der Weltproduktion 2020. Betrachtet man die Li-Ionen-Akkumulatoren in der E-Mobilität aber ohne LTO-LFP beträgt der Lithium-Anteil an der Weltproduktion 2020 noch immer 211 %.

Nach den sieben bedarfsrelevanten Rohstoffen folgt Nickel mit 19 %-Anteil an der Weltproduktion 2020 und somit einer noch immer hohen Bedarfsrelevanz. Unter 10 % liegen dann die nächst relevanten Elemente Lanthan mit 8 %, Kupfer mit 6 %, Phosphor mit 5 % und Fluor mit 4 % an der Weltproduktion. Lanthan, Kupfer, Phosphor und Fluor zeigen somit einen klaren Abstand zu Nickel und werden in der hier vorliegenden Betrachtung als noch bedingt bedarfsrelevant eingestuft. Alle weiteren hier untersuchten Materialien zeigen nur noch einen Anteil von ein, zwei Prozent oder noch weniger an der Weltproduktion 2020. Diese Materialien werden als nicht bedarfsrelevant eingestuft⁹⁴.

- ▶ Nickel (19 %): Verwendung in alkalischem Elektrolyseur (als Metall); weiterer relevanter Bedarf für Li-Ionen-Akkumulatoren LNCA und LNMC (in oxydischer Form),
- ▶ Lanthan (8 %): ausschließliche Verwendung im La-Katalysator des Zn-Luft-Akkumulators (in oxydierter Form); dort aber nur als Alternative (nicht gleichzeitig) zu Co-Katalysator,

⁹⁴ Die Unterscheidung zwischen bedarfsrelevant, bedingt bedarfsrelevant (kleiner 10 % Anteil an der Weltproduktion 2020) und nicht bedarfsrelevant (2 % Anteil und weniger) erfolgt durch einfache Festlegung für die vorliegende Studie.

- ▶ Kupfer (6 %): Zellmaterial in allen Batterien außer Na-S sowie Verwendung bei der Elektrolyse (als Metall),
- ▶ Phosphor (5 %): höchster Bedarf für Elektrodenmaterial LFP in Li-Ionen-Akkumulatoren LTO-LFP und LFP, sonst nur noch Verwendung im Leitsalz LiPF_6 (alle Li-Ionen-Akkumulatoren) mit geringer Relevanz (als Bestandteil chemischer Verbindungen, nicht elementar),
- ▶ Fluor (4 %): ausschließliche Verwendung im Leitsalz LiPF_6 (als Bestandteil einer chemischen Verbindung, nicht elementar), das in allen Li-Ionen-Akkumulatoren eingesetzt wird.

Auch im Fall von Kupfer und Phosphor wird deren Materialbedarf durch die potenzielle aber eher unwahrscheinliche Anwendung des Li-Ionen-Akkumulators LTO-LFP in der E-Mobilität bestimmt. Bei der Verwendung von LTO-LFP nur im stationären Bereich reduziert sich der Anteil von Kupfer an der Weltproduktion 2020 auf etwa 0,2 % und der von Phosphor auf ca. 0,1 %.

Die beiden Mobilitätsszenarien, H₂-Mobilität bzw. E-Mobilität, unterscheiden sich in ihrer Ausrichtung auf die maximale Anzahl an H₂-Fahrzeugen bzw. die maximale Anzahl an E-Fahrzeugen. Entsprechend treten die Szenarien nur alternativ aber nicht gleichzeitig auf. Der Vergleich der Ergebnisse (Anteil ESS an Welt 2020) von H₂-Mobilität und E-Mobilität in Tabelle 7-1 zeigt für die bedarfsrelevanten Rohstoffe, dass erwartungsgemäß Platin und Iridium als Materialien der H₂-Ketten nur bei der H₂-Mobilität auftreten. Bei den Materialien der Li-Ionen-Akkumulatoren wie z. B. Lithium, Kobalt, Titan und Grafit zeigt sich, dass deren %-Anteil bei der H₂-Mobilität zwar deutlich geringer ist als bei der E-Mobilität, aber die Werte noch immer sehr hoch sind. Damit müssen diese Rohstoffe auch bei der H₂-Mobilität als bedarfsrelevant eingestuft werden. Die Werte für Kupfer, Phosphor und Fluor sind bei der H₂-Mobilität bereits gering. Klammert man dann die potenzielle aber eher unwahrscheinliche Anwendung des Li-Ionen-Akkumulators LTO-LFP in der Mobilität aus, fallen Kupfer und Phosphor nicht mehr unter die bedarfsrelevanten Rohstoffe.

Der Vergleich der Bedarfsrelevanz zeigt somit für Rohstoffe wie Lithium, Kobalt, Titan und Grafit deutlich geringere Werte für die H₂-Mobilität gegenüber der E-Mobilität. Das E-Mobilitätsszenario wiederum zeichnet sich dadurch aus, dass das bedarfsrelevante Iridium und Platin überhaupt nicht benötigt werden.

Durch die Betrachtung des Maximalbedarfs (100 % ESS, summierter Materialbedarf) werden die Vor- und Nachteile der verschiedenen ESS und ihrer Anwendungen offensichtlicher. Allerdings muss an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen werden, dass es sich beim Maximalbedarf um keine praxisrelevanten Materialbedarfe bzw. keine jährlichen Materialbedarfe handelt. Bei der Bedarfsrelevanz wird ein über Jahre summierter Materialbedarf durch die Weltproduktion pro Jahr dividiert. Vor diesem Hintergrund werden in der Tabelle 7-2 als Vergleichswerte nochmals die bisherigen Ergebnisse aus Tabelle 7-1 aber mit veränderter Bilanzierungsweise vorgestellt. Und zwar wird in Tabelle 7-2 nicht der summierte Materialbedarf wie in Tabelle 7-1 sondern der über die Lebensdauer berechnete jährliche Materialbedarf verwendet (vgl. Kapitel 6.2).

Für das Verständnis der Größenordnung des durch die innovativen ESS verursachten maximalen Materialbedarfs ist es wichtig sich in Erinnerung zu rufen, dass in der vorliegenden Studie insbesondere bei den Mobilitätsszenarien nur die H₂- bzw. E-Fahrzeuge in Deutschland betrachtet werden. Betrachtet man mit Bezug auf Deutschland auch nur den Anteil am deutschen Verbrauch (Anteil ESS an Verbrauch D 2012) und nicht an der Weltproduktion, so wird offensichtlich welche Dimensionen der Materialbedarf durch die Mobilitätsszenarien erreichen kann. Die Werte in Tabelle 7-2 zeigen nur den jährlichen Materialbedarf zur Erneuerung der ESS nach deren Lebensende und erreichen für bedarfsrelevante Rohstoffe wie z. B. Kobalt, Lithium, Platin oder Grafit ein Mehrfaches des heutigen Jahresverbrauchs. Lithium nimmt mit dem 80-fachen (ca. 8.000 %) des heutigen Verbrauchs einen Spitzenwert ein.

Würde man eine ähnliche Entwicklung wie in den hier betrachteten Mobilitätsszenarien für Deutschland auch für andere Länder wie z. B. USA, China oder auch generell Europa annehmen, vervielfacht sich der Materialbedarf und somit auch der Anteil an der Weltproduktion.

Andererseits darf man bei solchen Überlegungen auch nicht vergessen, dass durch die Entwicklung neuer Technologien in Bezug auf den Materialbedarf potenziell auch gegenläufige Entwicklungen einsetzen können. Die soll am Beispiel des Plattingehalts im Autokatalysator von Pkw kurz erläutert werden. Der Pkw-Bestand in Deutschland belief sich Anfang 2014 auf ca. 43,9 Mio. Fahrzeuge. Unter der Annahme von 4 g Pt in einem Katalysator (angelehnt an Oberklassenfahrzeuge) ergibt sich immerhin eine Platin-Menge von ungefähr 176 t an Platin. Bei der zukünftigen Einführung von H₂- oder E-Fahrzeugen würde ein Teil dieser Mengen „frei“ werden. Diese „freiwerdenden“ Mengen sind im Vergleich zum hier berechneten Platinbedarf für die H₂-Mobilität von 512 t jedoch deutlich geringer.

Derartige Gesamtbetrachtungen von Materialkreisläufen liegen jenseits des Betrachtungsgegenstands im vorliegenden Projekt. Sie sind qualitativ und quantitativer sehr komplex, da viele Parameter kaum belastbar abgeschätzt werden können. Beispielsweise ist allein für den afrikanischen Markt die zukünftige Entwicklung der Anzahl der Fahrzeuge schwer abschätzbar. Und darüber, ob und in welchem Zeithorizont sich dort Katalysator-Pkw, E-Fahrzeuge oder H₂-Fahrzeuge durchsetzen, kann nur spekuliert werden.

Im Zusammenhang mit Blei-Säure-Batterien und deren Anwendungen im Automobilbereich wird derzeit eine Überprüfung der Ausnahmeregelung für Blei in Batterien im Rahmen der Altfahrzeug-Richtlinie durchgeführt (Öko-Institut 2015d). Dieser Prozess soll bewerten, ob die Verwendung von Blei-Säure-Batterien vermeidbar geworden ist und Alternativen durch Technologien wie Li-Ionen-Batterien bestehen. Sobald die Vermeidbarkeit von Blei in Batterien bestätigt wird, kann ein Ablaufdatum für die Ausnahmeregelung festgelegt werden, was zum Ausstieg aus Blei-Säure Batterien führen soll. Was das wiederum für Alternativtechnologien wie Li-Ionen-Batterien und den damit verbundenen zukünftigen Materialbedarf bedeuten könnte, ist derzeit insbesondere im Hinblick auf einen möglichen Zeitrahmen nicht abschätzbar.

Die Tabelle 7-3 zeigt einen Überblick aller 12 unter dem Gesichtspunkt der besonderen Bedarfsrelevanz identifizierten Materialien bzw. Elemente und deren Anwendung in den betrachteten innovativen ESS.

Tabelle 7-1: %-Anteil ESS am deutschen Verbrauch 2012, %-Anteil ESS an der Weltproduktion 2012 und 2020 für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (nur Zellmaterialien ohne Infrastrukturmaterialien)

%	Batterien stationär			H2 stationär			H2 mobil			E-Mobilität			ESS Gesamt		
	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012
Al	0%	k.A.	3%	0%	k.A.	0%	1%	k.A.	28%	4%	k.A.	82%	4%	k.A.	85%
Co	16%	10%	304%	0%	0%	1%	203%	126%	3902%	590%	367%	11359%	606%	376%	11664%
Cr	2%	2%	51%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	51%
Cu	0%	0%	4%	0%	0%	1%	4%	2%	59%	9%	6%	144%	10%	6%	149%
Fe	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	1%	0%	k.A.	4%	0%	k.A.	4%
Li	54%	26%	3147%	0%	0%	0%	696%	330%	40299%	2031%	964%	117659%	2085%	990%	120806%
Mn	0%	0%	4%	0%	0%	0%	1%	1%	48%	3%	2%	140%	3%	2%	143%
Ni	1%	0%	29%	2%	1%	59%	34%	14%	855%	43%	17%	1090%	47%	19%	1178%
P	0%	0%	20%	0%	0%	0%	2%	2%	259%	6%	5%	755%	6%	5%	775%
Pb	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ti	4%	3%	69%	0%	0%	1%	45%	37%	890%	131%	107%	2584%	135%	110%	2654%
V	150%	105%	4592%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	150%	105%	4592%
Zn	0%	0%	7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%
Pt	0%	0%	0%	9%	7%	108%	196%	139%	2270%	0%	0%	0%	205%	145%	2377%
Ir	0%	0%	k.A.	179%	140%	k.A.	1459%	1145%	k.A.	0%	0%	k.A.	1638%	1285%	k.A.
Zr	0%	0%	0%	0%	0%	41%	0%	0%	336%	0%	0%	0%	0%	0%	377%
La	14%	8%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	14%	8%	k.A.
Grafit	5%	3%	152%	8%	6%	262%	65%	46%	2095%	176%	125%	5671%	189%	135%	6084%
Sn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%
Au	0%	0%	14%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%

	Batterien stationär			H2 stationär			H2 mobil			E-Mobilität			ESS Gesamt		
Ag	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	16%
Ta	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	2%	15%
Mo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Bi	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%
F	0%	0%	16%	0%	0%	0%	2%	1%	205%	5%	4%	599%	5%	4%	615%

Tabelle 7-2: %-Anteil ESS am deutschen Verbrauch 2012, %-Anteil ESS an der Weltproduktion 2012 und 2020 mit jeweils jährlichen Bedarfsmengen für ESS für alle Anwendungen der Stromversorgung und Mobilität (nur Zellmaterialien ohne Infrastrukturmaterialien)

	Batterien stationär			H2 stationär			H2 mobil			E-Mobilität			ESS Gesamt		
%	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012	Anteil ESS an Welt 2012	Anteil ESS an Welt 2020	Anteil ESS an Verbrauch D 2012
Al	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	2%	0%	k.A.	5%	0%	k.A.	6%
Co	1%	1%	16%	0%	0%	0%	14%	8%	260%	39%	24%	757%	40%	17%	773%
Cr	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%
Cu	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	1%	0%	10%	1%	0%	10%
Fe	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%
Li	3%	1%	157%	0%	0%	0%	46%	22%	2687%	135%	64%	7844%	138%	43%	8001%
Mn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	9%	0%	0%	10%
Ni	0%	0%	2%	0%	0%	4%	2%	1%	57%	3%	1%	73%	3%	1%	78%
P	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	17%	0%	0%	50%	0%	0%	51%
Pb	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ti	0%	0%	3%	0%	0%	0%	3%	2%	59%	9%	7%	172%	9%	6%	176%
V	8%	5%	230%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	4%	230%
Zn	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%
Pt	0%	0%	0%	1%	0%	7%	13%	9%	151%	0%	0%	0%	14%	7%	158%

	Batterien stationär			H2 stationär			H2 mobil			E-Mobilität			ESS Gesamt		
Ir	0%	0%	k.A.	12%	9%	k.A.	97%	76%	k.A.	0%	0%	k.A.	109%	64%	k.A.
Zr	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	22%	0%	0%	0%	0%	0%	25%
La	1%	1%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	0%	0%	k.A.	1%	0%	k.A.
Grafit	0%	0%	8%	1%	0%	17%	4%	3%	140%	12%	8%	378%	13%	8%	404%
Sn	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Au	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%
Ag	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Ta	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Mo	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Bi	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
F	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	14%	0%	0%	40%	0%	0%	41%

Tabelle 7-3: Zuordnung der 12 für die Bedarfsrelevanz identifizierten Rohstoffe zu ihren Anwendungen bei den innovativen ESS

	%-Anteil ESS an Welt 2020	Pb- Sre	C- LNMC	C- LNCA	C- LFP	LTO- LFP	Cr- Fe	V-V	Na- S	Zn- Luft	alkal. Elektr	PEM Elektr	Brenn- stoff- zelle
Ir	1285%											X	
Li	990%		X	X	X	X							
Co	376%		X	X						X	X		
Pt	145%											X	X
Grafit	135%		X	X	X		X	X					X
Ti	110%					X						X	
V	105%							X					
Ni	19%		X	X						X	X		
La	8%									X			
Cu	6%		X	X	X	X	X	X		X	X	X	
P	5%		X	X	X	X							
F	4%		X	X	X	X							

8 Bewertung der ESS hinsichtlich Rohstoffe und Umwelt

8.1 Recycling

Im Hinblick auf die Rohstoffschonung und die Verringerung der in den meisten Fällen höheren Umweltauswirkungen der Primärproduktion ist eine Entsorgung der betrachteten ESS unter optimierter Materialrückgewinnung unerlässlich. Das folgende Kapitel analysiert die bestehenden bzw. in der Entwicklung befindlichen Möglichkeiten, die ESS dem Recycling zuzuführen. Die Untersuchung erfolgt für die Akkumulatoren (Lithium-Ionen-, Natrium-Schwefel-, Zink-Luft- und Redox-Akkumulatoren) sowie aus der Wasserstoffkette für die Elektrolyseure und Brennstoffzellen.

Allgemein erfolgt zunächst die Zerlegung der Gehäuse bzw. der umgebenden Anlage. Neben den Zellen oder Zellmodulen und ggf. Speichermedien fallen dabei relevante Mengen an recycelbaren Massenmetallen ((Edel-) Stahl, Aluminium, Kupfer) und Kunststoffen an. Bei der Zerlegung sollte darauf geachtet werden, dass diese Materialien möglichst vollständig und sortenrein erfasst und in die existierende Recyclinginfrastruktur eingespeist werden.

Auch die Steuer- und Leistungselektronik sollte in diesem Schritt abgetrennt und einem spezifischen Recycling zugeführt werden. Sie enthält neben Massenmetallen (insbes. Aluminium und Kupfer) Nickel, Gold, Silber, Palladium und andere wertvolle, für die Elektronik wesentliche Metalle wie z. B. Tantal oder Molybdän. Das Recycling der Leistungselektronik wird im Folgenden jedoch nicht näher betrachtet, da ihr Aufbau sowohl im Hinblick auf die Mengen als auch im Hinblick auf die Zusammensetzung einer rasanten Entwicklung unterworfen ist.

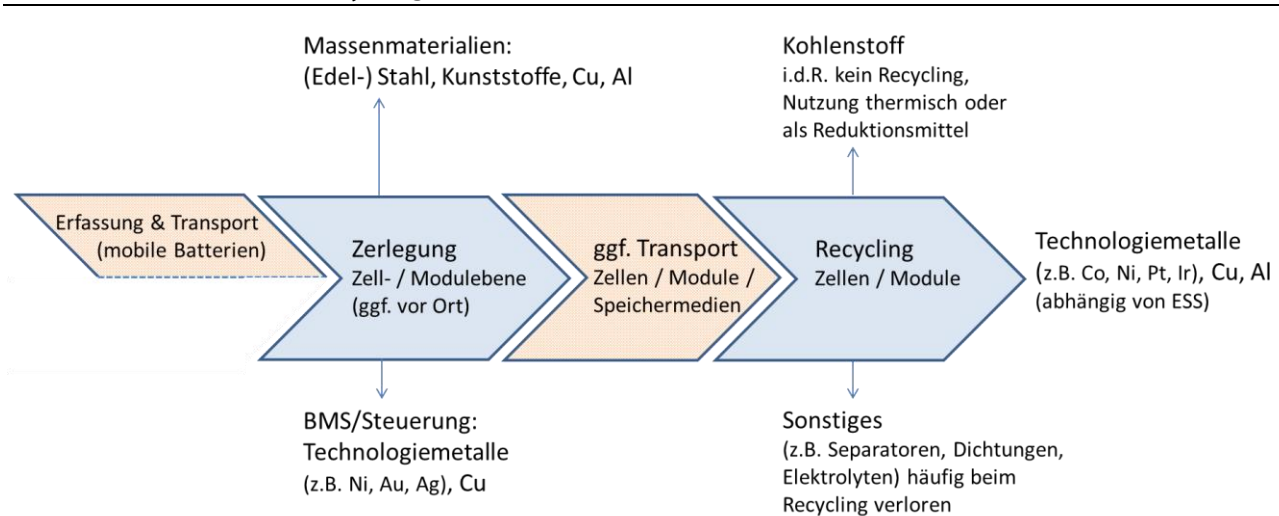
Die Zerlegung der Gehäuse wird bei stationären Speichern aufgrund ihrer Größe bevorzugt vor Ort erfolgen. Anschließend erfolgt der Transport der unterschiedlichen Materialfraktionen, insbesondere der Module⁹⁵/Zellen, zu den entsprechenden weiterverarbeitenden Betrieben. Allerdings können Batterien auch in Standard-Containern aufgebaut sein, was unter den entsprechenden Sicherheitsvorkehrungen ein Aufladen auf LKWs und den Transport des ganzen Batteriesystems möglich macht. Akkumulatoren aus mobilen Anwendungen werden als Ganze zu spezialisierten Recyclingbetrieben transportiert. Auf Besonderheiten wird bei den einzelnen ESS bzw. Recyclingverfahren eingegangen.

Bei den als Gefahrgut eingestuften Batterien bzw. Batterieflüssigkeiten müssen generell die Richtlinien nach ADR (Straßentransport) bzw. der IMDG-Code (Schiffstransport) eingehalten werden.

Die Abfolge der einzelnen Schritte ist schematisch in Abbildung 8-1 dargestellt.

⁹⁵ Module sind Zusammenschlüsse von Zellen als mögliche Zwischenebene zwischen Zelle und Batterie. Sie haben jeweils ihr eigenes, dem Master untergeordnetes, Managementsystem.

Abbildung 8-1: Abfolge der einzelnen Arbeitsschritte und dazugehörige Materialrückgewinnung beim Recycling von ESS



8.1.1 Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Insbesondere aufgrund der prognostizierten steigenden Zahl von Lithium-Ionen-Batterien im Bereich der Elektromobilität und daran gekoppelter befürchteter Rohstoffknappheit, werden weltweit Recyclingprozesse für diese Systeme entwickelt. Einige sind bereits auf großtechnischer Ebene umgesetzt. Dabei sind heute die ökonomisch interessanten Materialien insbesondere Kobalt, aber auch Nickel und Kupfer. Das Recycling von Lithium wird bisher vor allem wegen prognostizierter potenzieller Versorgungsengpässe angestrebt.

8.1.1.1 Handling und Zerlegen von Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Ein wesentlicher Aspekt, insbesondere bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren, ist die Sicherheit. Neben dem Schutz der arbeitenden Personen vor elektrischen Schlägen steht hierbei der Brandschutz im Fokus. In Lithium-Ionen-Zellen können eine Reihe exothermer Reaktionen ablaufen, die zu einer starken Erhitzung der Zelle (thermal runaway) bis hin zur Selbstentzündung führen können (siehe z. B. (Pan et al. o.J.)). Die Vermeidung von Bränden während Transport, Lagerung und Behandlung ist deswegen ein dringendes Anliegen (Linnenkoper 2014).

Bei physisch intakten Batterien aus der Elektromobilität ist es im Prinzip ausreichend einen Kurzschluss sowie den Kontakt zwischen Batterien zu vermeiden. Falls dies nicht garantiert werden kann, oder beim Transport ausgebauter Zellen oder Zellmodule, müssen weitere Sicherheitsmaßnahmen ergriffen werden. Insbesondere hilft die adäquate Verpackung in ein nicht-leitendes und nicht-entflammbares Material. Dabei ergaben Untersuchungen an fünf in Frage kommenden Materialien, dass einfacher Quarzsand für diesen Zweck am besten geeignet ist; besser als das standardmäßig verwendete Vermiculit (Pan et al. o.J.). Sand hat den Vorteil, auch ökonomisch eine attraktive Lösung zu sein. Die Entladung der Batterien erhöht die Sicherheit, da das Risiko eines „thermal runaway“ mit steigendem Ladezustand zunimmt (Pan et al. o.J.). Defekte Batterien müssen vor dem Transport durch Tiefentladung gefolgt von Kurzschluss, Einfrieren oder Entladung in einem leitenden Medium deaktiviert werden (Hanisch et al. 2015).

Nachdem die Batterien/Module zur Recyclinganlage transportiert wurden, erfolgt zunächst eine manuelle Zerlegung bis auf Modul- oder Zellebene. Eine Pilotanlage zum Zerlegen von Lithium-Ionen-Batterien aus der Elektromobilität bis auf Zellebene wurde beispielsweise im Rahmen des Projektes LiBRI von Umicore entwickelt und in Betrieb genommen. Das Sicherheitskonzept beinhaltet die entsprechenden Maßnahmen zum Brandschutz, zum Personenschutz (z. B. Schutz vor elektrischen Schlägen durch entsprechende Bodenmatten, Sicherheitsausrüstung und Werkzeuge) und zur sichere-

ren Lagerung (Mengenbegrenzung, Rückhaltekonzept für auslaufende Elektrolytflüssigkeiten, Schutz vor Witterungseinflüssen und Zutritt Unbefugter, Berücksichtigung des Zusammenlagerungsgebotes für Chemikalien) sowie Festlegungen zu den Arbeitsabläufen (Treffer et al. 2011).

Auch wenn aus ökonomischen Gründen Alternativen zur manuellen Gehäusezerlegung angestrebt werden (Treffer et al. 2011), sind gänzlich andere Verfahren weiterhin nicht erkennbar. Es besteht allerdings auch bei der gezielten Zerlegung ein deutliches Optimierungspotenzial zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit (Treffer 2014), z. B. durch Teilautomatisierung (Hanisch et al. 2015). Dies kann durch Standardisierung und Design-for-Recycling unterstützt werden (Treffer et al. 2011, Gaines 2011).

Legt man ein sorgfältiges manuelles Zerlegen zugrunde, kann davon ausgegangen werden, dass die einzelnen Materialfraktionen des Gehäuses sortenrein und zu nahezu 100 % abgetrennt werden. Materialverluste ergeben sich unter dieser Annahme ausschließlich in den anschließenden Recyclingprozessen. Typische Werte für die Umschmelzverluste bei den einzelnen Metallen sind in Tabelle 8-1 dargestellt.

Tabelle 8-1: Effizienzen beim Recycling der bei der Gehäusezerlegung anfallenden Metalle (100 % minus Umschmelzverluste).

Metallfraktion	Recyclingeffizienz
Edelstahl	95 %
Aluminium	90 %
Kupfer	95 %

Wenn die Verfahren bei größeren Durchsätzen und höherem Automatisierungsgrad durchgeführt werden, ist es allerdings möglich, dass auch bei der Zerlegung Streuverluste auftreten und damit die Gesamteffizienzen sinken. Aus Rohstoff- und ökologischer Sicht ist jedoch die möglichst vollständige Rückgewinnung erstrebenswert.

Die Menge der im ersten Zerlegeschritt anfallenden Materialien hängt zudem von der Tiefe der Zerlegung ab, die wiederum durch das vorgesehene anschließende Recyclingverfahren bestimmt ist. Während beispielsweise bei dem in (Treffer et al. 2011) beschriebenen Verfahren von Umicore bis auf Zellebene zerlegt wird, ist beim Accurec-Verfahren (Accurec 2014) die manuelle Zerlegung bis auf Modulebene ausreichend (Melber 2014) (siehe Kapitel 8.1.2).

8.1.1.2 Recyclingprozesse für Lithium-Ionen-Module oder -Zellen

Zur Rückgewinnung der Metalle aus den Zellen können mechanische, pyrometallurgische und hydrometallurgische Verfahren unterschieden werden. Diese werden in unterschiedlicher Weise gekoppelt und ergeben Verfahrenskonzepte, die sich in ihrem Rohstoff- und Energieeinsatz, den rückgewonnenen Materialien und den Emissionen und Abfallströmen unterscheiden. Vor dem Aufschluss der Zellen ist aus Sicherheitsgründen eine Deaktivierung erforderlich wie z. B. in (Hanisch et al. 2015) beschrieben.

Pyrometallurgische Prozesse, die auf dem Einschmelzen des Einsatzmaterials in Schmelzöfen basieren, werden industriell u. a. von Umicore und Glencore Xstrata betrieben.⁹⁶ Glencore Xstrata speist die Batterien in die Prozessrouten der Primärgewinnung von Kobalt, Nickel oder Kupfer ein (Hanisch

⁹⁶ Umicore: www.batteryrecycling.umicore.com/UBR/;
Glencore Xstrata: www.xstratanickelsudbury.ca/EN/Recycling/Pages/default.aspx.

et al. 2015), wohingegen Umicore einen dezidierten Recyclingprozess entwickelt hat. Diese pyrometallurgischen Prozesse sind auf die Rückgewinnung von Kobalt und Nickel (und Kupfer) ausgerichtet, die sich in der Legierung sammeln und durch eine anschließende Raffinierung hydrometallurgisch (d. h. mithilfe nasschemischer Verfahren) aufgereinigt werden. So können auch bei inhomogenen Inputchargen zuverlässig hohe Reinheiten erzielt werden. Der Hochtemperaturprozess hat allerdings einen hohen Energiebedarf, der teilweise durch Oxidation der in den Zellen enthaltenen organischen Verbindungen, des Graphits und des Aluminiums gedeckt wird. Das Aluminium (aus Zellummantelung und Kathodenableiter) wird im Prozess oxidiert und geht auf diese Weise verloren. Wie das Aluminium befindet sich das Lithium nach dem pyrometallurgischen Schritt in oxidierter Form in der Schlacke. Es könnte mit weiteren Aufbereitungsverfahren wiedergewonnen werden, was jedoch nach dem bisherigen Entwicklungsstand mit einem hohen Aufwand verbunden und bisher nicht umgesetzt ist (siehe z. B. (Buchert et al. 2011 a)).

Andere Verfahren stützen sich, nach der aus Sicherheitsgründen nötigen Deaktivierung der Zellen, zunächst auf mechanische Operationen (Öffnen der Zelle, Zerkleinern, Klassieren). Diese mechanischen Verfahrensschritte dienen dazu, die in den Zellen enthaltenen Materialien in die geeigneten Ströme zu lenken, die im Anschluss v. a. hydrometallurgisch aufbereitet werden (Kathodenmaterialien) oder in existierende Recyclingrouten gegeben werden können (z. B. Aluminium, Kupfer). Beispiele sind das Toxco-, das LithoRec- oder das Accurec-Verfahren.⁹⁷ Hier können neben Kobalt und Nickel auch Lithium bzw. Lithiumverbindungen und weitere Metalle (insbes. Aluminium) zurückgewonnen werden. Das Eco-Bat-Verfahren von OnTo/RSR⁹⁸ erhält als Produkt direkt wieder neues Kathoden- (und Anoden-) material, das durch Relithiierung quasi regeneriert wird (Gaines et al. 2010, Gaines 2011). Hierzu sind allerdings möglichst einheitliche Inputströme erforderlich. Diese Verfahren befinden sich zum Großteil im Stadium der Forschung & Entwicklung oder Pilotierung.

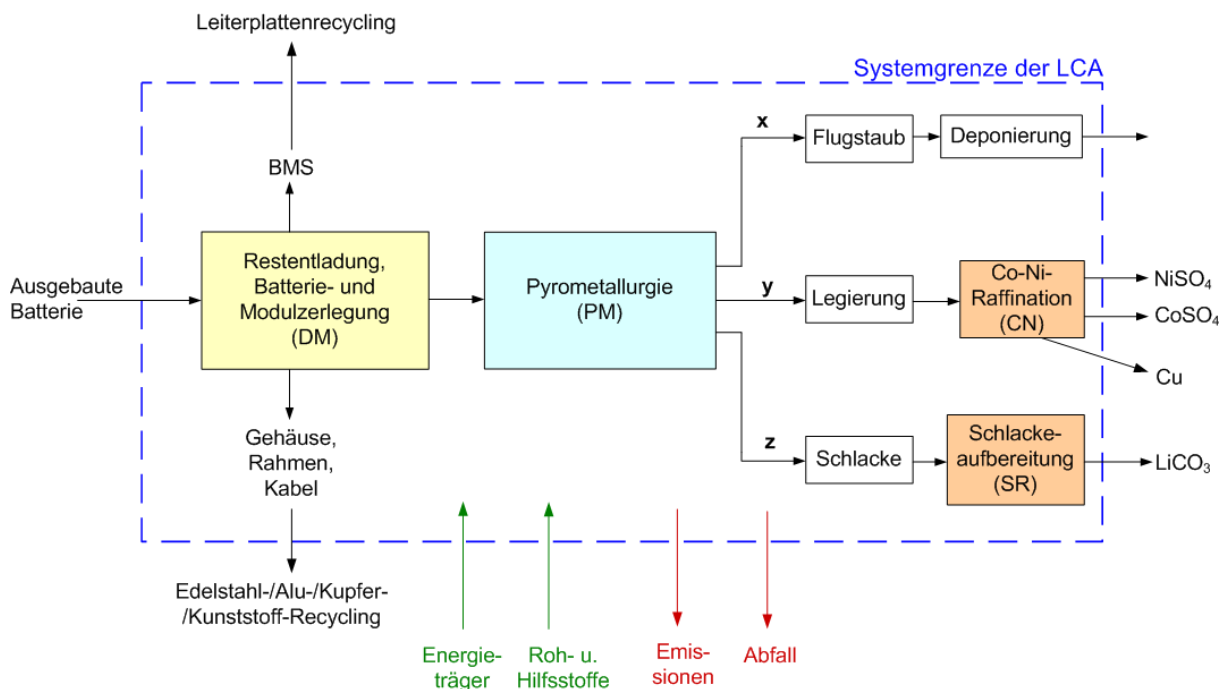
Eine detailliertere Beschreibung der hier erwähnten sowie einiger anderer Verfahren findet sich in (Hanisch et al. 2015).

Zur Illustration der Verfahren stellen Abbildung 8-2 und Abbildung 8-3 das Umicore- bzw. das LithoRec-Verfahren dar, wie sie im Rahmen des LiBRI- und des LithoRec-Projektes ökobilanziell untersucht wurden (Buchert et al. 2011 a & b).

⁹⁷ Toxco: www.retrievtech.com/recycling/lithium-ion, Gaines et al. 2010, Gaines 2011;
LithoRec: Hanisch et al. 2015, Buchert et al. 2011;
Accurec: www.accurec.de/treatment-and-recycling/technologies/li-batteries.

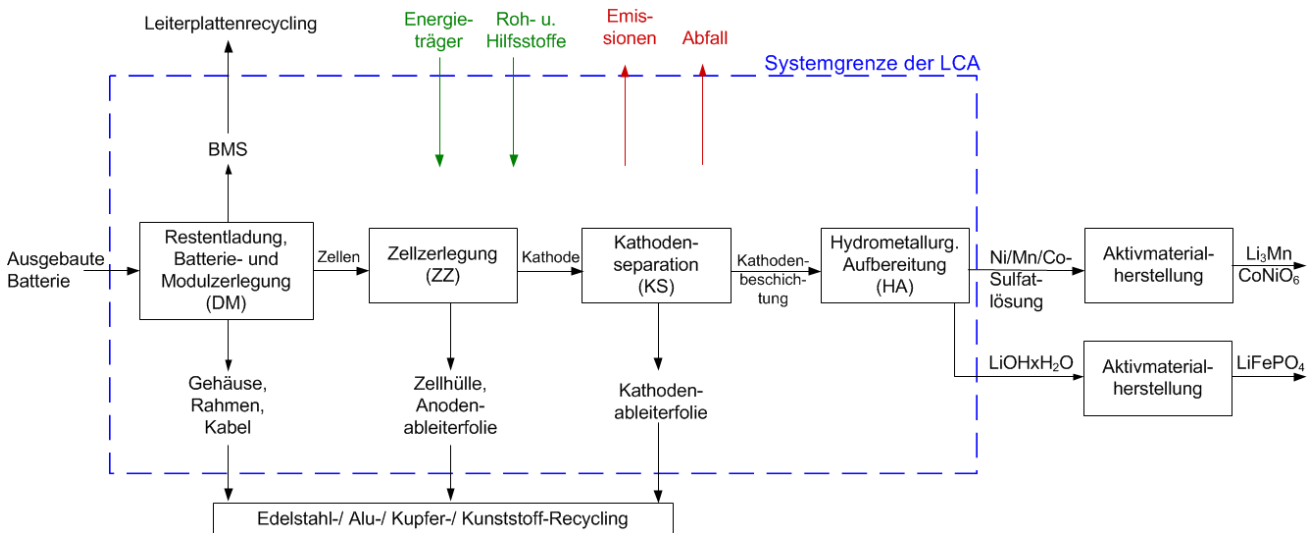
⁹⁸ Eco-Bat-Verfahren (OnTo/RSR): Gaines et al. 2010, Gaines 2011.

Abbildung 8-2: LiBRI-Verfahren (Buchert et al. 2011a)



Alle Prozesse, bis auf die Schlackeaufbereitung, werden von Umicore durchgeführt. Die Schlackeaufbereitung zur Lithiumgewinnung wurde im Rahmen des LiBRI-Projektes im Labormaßstab untersucht und weist noch deutlichen Entwicklungsbedarf auf.

Abbildung 8-3: LithoRec-Verfahren (Buchert et al. 2011 b)



Die Prozesse wurden im Rahmen des LithoRec-Projektes im Labormaßstab untersucht. Im Folgeprojekt LithoRec II wird momentan an der Pilotierung gearbeitet.

Es ist zu erkennen, dass die mechanische Zerlegung im LithoRec-Verfahren deutlich tiefer geht als im LiBRI-Verfahren, was die Rückgewinnung von mehr Materialfraktionen ermöglicht. Die im Rahmen der Ökobilanzierung ermittelten Rückgewinnungsraten aus dem Zellrecycling zeigt Tabelle 8-2.

Tabelle 8-2: Effizienzen für das Recycling der Zellen von Lithium-Ionen-Akkus bei LiBRI und LithoRec (Buchert et al. 2011 a & b)

Material	LiBRI (LNMC:LNCA:LFP 35 : 35: 30)	LithoRec (LNMC-Kathode)	LithoRec (LFP-Kathode)
Lithium	56%	93%*	79%
Kobalt	94%	99%*	-
Nickel	95%	99%*	-
Mangan	-	99%*	-
Aluminium	-	70%**	70%**
Kupfer	71%	95%**	95%**

Bis auf Aluminium und Kupfer liegen die Metalle als Verbindungen vor.

* (Hanisch et al. 2015) geben an, dass bei der Trennung der Kathodenbeschichtung Ausbeuten > 95 % erreicht wurden. Die Werte sind also möglicher Weise etwas geringer als in (Buchert et al. 2011 b) angenommen.

** Die angesetzten Effizienzen spiegeln die Umschmelzverluste wider (bei Aluminium erhöht wegen des aufgrund der geringen Foliendicken erhöhten Verlusts durch Oxidation).

Während beim LiBRI-Verfahren die einzelnen Produkte getrennt als frei vermarktbarer Metallverbindungen erhalten werden, liegen nach dem LithoRec-Verfahren beim Recycling der LNMC-Kathode die Sulfate der Übergangsmetalle in Mischung vor. Diese Mischung soll als Ausgangsstoff für die Produktion neuer LNMC-Kathoden dienen.

Die Rückgewinnungsraten für die einzelnen Metalle hängen vom gewählten Verfahren ab sowie teilweise von der Zusammensetzung der Kathode. Im Vergleich zu den in (Wang 2014) beschriebenen Werten von Anlagen im Labormaßstab liegen die in Tabelle 8-2 gezeigten Recyclingeffizienzen eher am oberen Ende. In Anlehnung an die beschriebenen Werte wurden zur Abschätzung der aus Lithium-Ionen-Akkumulatoren zurückgewinnbaren Sekundärrohstoffmengen für diese Studie die in Tabelle 8-3 dargestellten Recyclingeffizienzen festgelegt. Da heute nicht abzusehen ist, welche Recyclingverfahren sich im Industriemaßstab durchsetzen werden und welche Recyclingeffizienzen für unterschiedliche Kathodentypen damit am Ende real erreicht werden können, müssen diese Raten als grobe Schätzung betrachtet werden. Zudem muss beachtet werden, dass sie nur die Verluste in den tatsächlichen Recyclingprozessen widerspiegeln, also voraussetzen, dass alle Zellen den adäquaten Recyclingwegen zugeführt werden.

Tabelle 8-3: Effizienzen für das Recycling der Zellen von Lithium-Ionen-Akkus (diese Studie).

Material	Recyclingeffizienz
Lithium	70 %
Kobalt	95 %
Nickel	95 %
Mangan	95 %
Aluminium	50 %
Kupfer	80 %

Bis auf Aluminium und Kupfer liegen die Metalle als Verbindungen vor.

Gemäß den Ergebnissen aus Kapitel 7.2.2 ist die Anwendung von LTO-LFP im mobilen Bereich eher unwahrscheinlich (vgl. auch Kapitel 10.2). Damit ist für den Titan-Bedarf (in oxidischer Form) die stationäre Anwendung von LTO-LFP bestimmend. Bei der stationären Anwendung hat Titan nur einen Anteil von 3 % an der Weltproduktion (siehe Kapitel 7.2.2). Zudem konkurriert Titan aus Rohstoffsicht mit der Anwendung als Pigment in Farben (Titandioxid), wobei die Farbpigmente als Massenprodukte im Vergleich zu LTO-LFP in minderwertigerer Anwendung eingesetzt werden. Ein Titan-Recycling ist daher aus Rohstoffsicht und auch vor dem Hintergrund der großen weltweiten Reserven nicht erforderlich.

Die Rückgewinnung von Titan ist ohnehin noch wenig erforscht, da bisher kaum LTO-Anoden eingesetzt werden. Bei pyrometallurgischen Recyclingverfahren geht das Titan in die Schlacke (Gaines 2011). Zur Rückgewinnung könnte es eventuell als Vormaterial in die Primärtitanroute eingespeist werden (Melber 2014). Aufgrund der bisher unklaren Verwertungsverfahren für die LTO-Anoden und – ausgehend von der Anwendung im stationären Bereich – der aus Rohstoffsicht fehlenden Notwendigkeit für das Recycling wird für diese Studie keine Titanrückgewinnung angenommen.

Anstrengungen zur Wiedergewinnung des Elektrolyten aus Li-Ionen-Akkumulatoren laufen im Rahmen von LithoRec II (Hanisch et al. 2015). Auch im Verfahren von OnTo/RSR soll der Elektrolyt inkl. der Leitsalze zurückgewonnen und wiederverwendet werden können (Gaines et al. 2010). Die Rückgewinnung des Leitsalzes LiPF_6 würde zu einer Schonung der natürlichen Fluoridressourcen beitragen. (s. Kapitel 7.2.2). Zudem wird die für seine Herstellung benötigte Energie eingespart. Zurückgewonnener Grafit wird häufig als Reduktionsmittel in der Metallproduktion eingesetzt (Melber 2014). Eine Aufbereitung zur stofflichen Wiederverwendung von Grafit findet nicht statt. Die Rückgewinnung des Separators ist nicht sinnvoll, da sein Hauptwert in der Herstellung der richtigen physikalischen Konfiguration liegt (Gaines et al. 2010).

8.1.1.3 Kostenbetrachtung

Heutige Recyclingprozesse für Lithium-Ionen-Akkus sind durch die Einnahmen aus der Kobaltrückgewinnung getrieben (Gaines 2010). Dabei liegt der Breakeven bei ca. 10 % Kobaltgehalt in der Batterie (Melber 2014). Die in dieser Studie betrachteten Batterien mit LNMC- bzw. LNCA-Kathode liegen mit deutlich unter 5 % unter diesem Schwellenwert. Hier müssen bisher die Kunden für die Entsorgung der Batterie zuzahlen (Melber 2014). Die Tendenz zu Kathoden mit geringen Kobalt- und Nickelgehalten ergibt sich produktionsseitig, da daran geforscht wird, diese teuren Rohstoffe in möglichst geringen Mengen oder gar nicht (z. B. LFP-Kathode) einzusetzen. Die Dynamik der Zusammensetzung der Kathode stellt offensichtlich, ökonomisch wie technologisch, eine große Herausforderung für die Entwicklung tragfähiger Recyclingprozesse dar (Hanisch et al. 2015, Wang 2014). (Wang 2014) kommt zu dem Schluss, dass aufgrund der Reduzierung der Kobaltmengen in den Ka-

thoden Politikvorgaben oder andere Anreizmechanismen notwendig werden könnten, um eine stabile Erfassungs- und Recyclinginfrastruktur für Lithium-Ionen-Batterien zu gewährleisten.

Laut (Melber 2014) sind die Kosten des Batterierecyclings durch die hochtechnologischen Recyclingschritte bestimmt, die vorangehende Zerlegung fällt demgegenüber wenig ins Gewicht. Letzteres gilt auch für die Transporte, die inklusive der nötigen Sicherheitsmaßnahmen nach einem standardisierten Schema ablaufen können.

Allerdings beschreiben (Hanisch et al. 2015), dass die benötigte manuelle Arbeit von Fachpersonal, zumindest innerhalb des Zerlegeprozesses, ein relevanter Kostenfaktor ist und Anstrengungen zur Teilautomatisierung dieses Schrittes laufen. Die Kostenintensität des Zerlegeprozesses hängt sicherlich von der (manuellen) Zerlegetiefe ab.

(Wang 2014) gibt einen Überblick über die Kosten des Recyclings von (tragbaren) Batterien (Erfassung, Transport und Verarbeitung) in verschiedenen Ländern. Dabei liegen die Betriebskosten zwischen 1 300 und 5 700 \$/t, die jährlichen Fixkosten verschiedener Anlagen zwischen 0,5 und 5 Mio. \$/a bei einer Annualisierung über 30 Jahre. Die Kapazitäten der untersuchten Anlagen reichten von 22 000 bis 200 000 t/a. Daraus ergibt sich, dass die Fixkosten nur einen verschwindend geringen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen (in allen in (Wang 2014) beschriebenen Anlagen liegt er unter 40 \$/t).

Die in (Wang 2014) dargestellten Entsorgungskosten von beispielsweise rund 3000 \$/t Batterien aus dem Bereich der tragbaren Anwendungen ergeben unter Zugrundelegung eines spezifischen Batteriegewichts von 1,7 kg/kWh sowie eines Marktpreises von ca. 200 \$/kWh für 18650-LCO-Zellen (siehe Zwischenbericht Sept. 2014 Kapitel 2.3.8) einen Beitrag der Entsorgung zum Batteriepreis von ca. 2,5 %.

Wegen geringerer Kobaltgehalte in den Kathoden und größerer Produktionsmengen sinken die Herstellungskosten für Batterien im Bereich der Elektromobilität momentan drastisch, wodurch der Anteil der Entsorgungskosten an den Batteriekosten steigt. (Standridge und Corneal 2014) geben einen potenziellen Wert von bis zu 20 % Kostenanteil der Entsorgung an den Batteriekosten an. Dieselbe Studie legt für die Betriebskosten des Recyclings von Lithium-Ionen-Batterien aus der Elektromobilität einen Wert von 5 000 \$/t zugrunde, der aus einer Studie aus dem Jahr 2000 stammt. Er liegt am oberen Rand der von (Wang 2014) dargestellten Werte. Diese Studie ermittelt außerdem einen relevanten Beitrag der Transportkosten, die für eine 200 kg Batterie in der gleichen Größenordnung wie die erwähnten Betriebskosten liegen. Dabei wurde ein Transport innerhalb der USA von knapp 400 km zum nächstgelegenen Recyclingbetrieb zugrunde gelegt.

Eine einfache orientierende Abschätzung der mit dem Recycling erzielbaren Erlöse ist in Tabelle 8-4 dargestellt. Hierzu wurden auf Basis der angenommenen Recyclingeffizienzen (Tabelle 8-1 und Tabelle 8-3) sowie der in dieser Studie zugrunde gelegten generischen Zusammensetzung der Li-Ionen-Akkumulatoren (siehe Kapitel 6.1.1, Tabelle 6-1) die Sekundärrohstoffmengen berechnet und mit ihren Marktpreisen multipliziert.

Tabelle 8-4: Potenzielle Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling der Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Sekundärmetall	Marktpreis (€/kg _{Material}) ⁹⁹	C-LNMC (€/kg _{Batterie})	C-LNCA (€/kg _{Batterie})	C-LFP (€/kg _{Batterie})	LTO-LFP (€/kg _{Batterie})
Edelstahl	0,60	0,13	0,17	0,19	0,09
Aluminium, Gehäuse	1,30	0,002	0,012	0,016	0,004
Kupfer, Gehäuse	4,90	0,06	0,15	0,19	0,07
Gehäuse, gesamt (je kg Batterie)		0,20	0,35	0,40	0,15
Nickel	11,90	0,47	1,03		
Mangan	1,70	0,06			
Kobalt	23,30	0,92	0,38		
Lithiumcarbonat bzw. -hydroxid *	5,20	0,30	0,30	0,17	0,80
Aluminium, Zelle	1,30	0,04	0,04	0,04	0,07
Kupfer, Zelle	4,90	0,27	0,29	0,25	0,29
Zelle, gesamt (je kg Batterie)		2,10	2,00	0,45	1,15
Batterie, gesamt (je kg Batterie)		2,30	2,35	0,85	1,30

* Der Marktwert dieser Lithiumsalze liegt quasi gleich bei 5,2 €/kg. Die Erlöse entsprechen dem gerundeten Mittelwert aus beiden Verbindungen.

Unter den zugrunde gelegten Annahmen machen bei allen Batterien bis auf diejenigen mit C-LFP-Kathoden die Erlöse aus dem Recycling der Zellmaterialien ca. 90 % aus. Dominiert werden diese beim C-LNMC-Kathodentyp vom Kobalt, beim C-LNCA-Kathodentyp vom Nickel und beim LTO-LFP-Kathodentyp vom Lithium. Bei den Batterien mit C-LFP-Kathode, wo nur geringe Mengen an Lithium zurückgewonnen werden, kommen die Erlöse je hälftig aus dem Recycling des Gehäuses und dem der Zellen. Die Erlöse aus dem Recycling der Gehäuse sind durch das Kupfer- und das Edelstahlrecycling bestimmt, bei C-LNCA-, C-LFP- und LTO-LFP-Batterien zu ungefähr gleichen Teilen. Die in der Studie von (Standridge und Corneal 2014) dargestellten Erlöse für das Recycling kobalthaltiger Batterien stimmen im Rahmen der Vergleichbarkeit gut mit den hier abgeschätzten Werten überein.

Zusammenfassend liegt der Gesamtwert aus der obigen Tabelle mit 850 bis 2 350 €/t bzw. ca. 1 000 bis 3 000 \$/t tendenziell unter den in (Wang 2014) und (Standridge und Corneal 2014) angegebenen Werten für die Betriebskosten einer Anlage zum Recycling von Lithium-Ionen-Batterien, zu denen nach (Standridge und Corneal 2014) möglicherweise noch relevante Transportkosten hinzukommen.

⁹⁹ Quellen:

* Edelstahl (Band 316L): metalprices.com; Zugriff: 17.03.2014

* Al, Cu, Co, Ni: London Metal exchange (LME); Zugriff: 17.03.2014

* Mn: infomine.com; Zugriff: 17.03.2014

* Li₂CO₃ (99,5% min.), LiOHxH₂O (99,0% min.): Asian Metals (360-Tage-Mittel); Zugriff: 17.12.2014

Bei den Batterien mit LTO-LFP- und C-LFP-Kathoden ist die Anreizsituation besonders kritisch. Insgesamt muss in vielen Fällen von einer Zuzahlung ausgegangen werden und daher die Recyclingsysteme entsprechend rechtlich flankiert werden.

8.1.2 Andere Akkumulatoren

8.1.2.1 Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Bei der Zerlegung von Natrium-Schwefel-Akkumulatoren müssen die chemischen Eigenschaften der Inhaltsstoffe berücksichtigt werden. Die elektrische Ladung stellt in abgekühltem Zustand (Umgebungstemperatur) keine Gefahrenquelle mehr da. Die Batterien sollten jedoch trotzdem vor der Außerbetriebnahme entladen werden, da dadurch die als metallisches Natrium vorliegende Natriummenge minimiert wird. Dies ist aufgrund der hohen Reaktivität des Natriums im Hinblick auf die Zellöffnung aus Sicherheitsgründen anzustreben. Natriumpolysulfid ist nicht so reaktionsgefährlich, allerdings kann in Kontakt mit Säuren Schwefelwasserstoff freigesetzt werden. Wird die Wiedergewinnung metallischen Natriums angestrebt, stellt sich die Situation natürlich anders dar (Corbus 1992).

Die weiteren Komponenten Stahl, Aluminium, Kupfer, die keramischen Bestandteilen, Schwefel und Graphit stellen keine besonderen Gefahren dar. Für eventuell verbleibende Spuren metallischen Natriums in der porösen Keramik müssten weitere Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden. Darüber hinaus sind noch im geringen Umfang Materialien zum Beispiel Chrom bzw. Chromcarbid oder Molybdän für die Beschichtung der die Aktivmaterialien Natrium bzw. Schwefel berührenden Stromableiter zu berücksichtigen. Genaue Mengen sind produktspezifisch und nicht ohne weiteres zugänglich. Chromverbindungen sind schon in kleinen Konzentrationen humantoxisch. Chrom und Chromverbindungen oxidieren bei hohen Temperaturen.

Allgemein ist zum Recycling von Natrium-Schwefel-Akkumulatoren wenig bekannt (Sullivan et al. 2010). Der Anteil an Stahl, Kupfer und Kunststoff aus dem Gehäuse eignet sich für eine stoffliche Wiederverwertung. Auch das Aluminium und der Stahl aus den Zellen kann recycelt werden. Obgleich Natriumtetrasulfid einen gewissen Marktwert darstellt, ist zweifelhaft, ob Recycling von Natrium, Graphit und Schwefel sich wirtschaftlich darstellen lässt (Corbus 1992). (Corbus 1992) beschreibt vier Ansätze zur Rückgewinnung der Elektrodenmaterialien, die im Labormaßstab untersucht wurden: Die Produkte sind 1) Polysulfide, 2) Natrium und Schwefel, 3) Natriumsulfat, Natriumchlorid und Schwefel, 4) Natriumsulfat. Nach (Sullivan et al. 2010) hat sich jedoch keiner dieser Ansätze durchgesetzt.

Außerdem sind Natrium und Schwefel Massenstoffe, die basierend auf den Betrachtungen in Kapitel 7.2.1 keine bedarfsrelevanten Rohstoffe darstellen. Es wird dementsprechend von einer sachgemäßen Entsorgung der Elektroden ausgegangen.

Unbekannt ist der Umgang mit der ionenleitenden Keramik, den sonstigen Keramikteilen sowie dem zur Dichtung eingesetzten Glaslot. Hier wird ebenfalls von einer Entsorgung ausgegangen. Der zur Isolation verwendete Sand könnte wiederverwendet werden (Gaines et al. 1996). Die Attraktivität dieser Option wird durch die Länge der nötigen Transportwege beeinflusst. Eine Alternative ist der Einsatz als Baustoff.

Die Einnahmen aus dem Recycling beschränken sich demnach auf das Recycling der Gehäusematerialien. Hinzu kommen bei entsprechender Zerlegung die Erlöse für Aluminium und Stahl aus den Zellen. Basierend auf der in dieser Studie angenommenen Zusammensetzung in Tabelle 6-1 zeigt Tabelle 8-5 die resultierenden Erlöse unter Annahme einer vollständigen Erfassung und Abtrennung und Zugrundelegung der entsprechenden Umschmelzverluste.

Tabelle 8-5: Potenzielle Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von Na-S-Akkumulatoren.

Sekundärmetall	Recycling-effizienz	Marktpreis ¹⁰⁰ (€/kg _{Material})	Erlös (€/kg _{Batterie})
Stahl	90 %	0,30	0,03
Kupfer	95 %	4,90	0,15
Aluminium	90 %	1,30	0,23
Je kg Batterie, gesamt			0,40

Dem potenziellen Erlös von 40 €-Cent/kg_{Batterie} bzw. ca. 500 \$/t_{Batterie} stehen die Kosten für das Recycling sowie die Entsorgungskosten für die anderen Komponenten gegenüber.

Für die Verbrennung von Na-S-Akkumulatoren in den USA Anfang der 1990er Jahre gibt [Corbus 1992] Kosten von 30-35 \$/kg an. Dieser Wert liegt 6-7 mal höher als die von [Standridge und Corneal 2014] erwähnten Betriebskosten einer Recyclinganlage für Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Im Vergleich zu den Verbrennungskosten aus den USA liegen die heutigen Preise für die Sonderabfallverbrennung in Deutschland deutlich niedriger. Eine einfache Aussage, ob die Sonderabfallverbrennung oder das Recycling kostengünstiger ist, ist im Rahmen der vorliegenden Studie nicht möglich. Eine mögliche Recycling-Variante stellt die Gehäuse- und Zellerlegung und die Abtrennung und Verwertung von Stahl, Kupfer, Aluminium und Kunststoffen dar. Die restlichen Materialien werden dann einer Sonderabfallverbrennung zugeführt.

8.1.2.2 Redox-Flow-Akkumulatoren

Redox-Flow (RF)-Akkumulatoren bestehen einerseits aus dem Zellblock, den Rohrleitungen und Tanks sowie den für den Betrieb erforderlichen Komponenten, die im Wesentlichen aus Kunststoffen bestehen. Andererseits bildet der Elektrolytvorrat den massenmäßig größten Anteil der Batterie. Die für den Betrieb der Batterie notwendigen Komponenten wie Pumpen, Ventile, Gehäuse und Steuerungselektronik bilden nur einen geringen Massenanteil.

Die Sicherheitsmaßnahmen beim Rückbau von RF-Akkumulatoren beschränken sich auf die sehr sauren und schwermetallhaltigen Elektrolyten, die nicht in Kontakt mit der Umwelt gelangen dürfen. Ansonsten enthalten diese Batterien keine gefährlichen Stoffe. Auch der Zellblock ist nach Ablassen des Elektrolyten nicht mehr reaktiv.

Der Zellblock besteht aus einem komplexen Gemisch aus Kunststoffen, kohlenstoffbasierten Materialien und Metallen. Die metallischen Komponenten (Endplatten, Stromsampler, Verspannungseinheit) können leicht abgetrennt und spezifischen Entsorgungspfaden zugeführt werden. Von den teilweise durch die Metallsalzlösung kontaminierten Kohlenstoff-Kunststoff-Verbundmaterialien kann nach thermischer Verwertung der Ascheanteil (Metallsalze) aufbereitet und erneut der Elektrolytproduktion zugeführt werden.

Die erzielbaren Erlöse aus dem Verkauf der aus dem Zellblock sowie der umgebenden Anlage zurückgewinnbaren Metalle sind in Tabelle 8-6 dargestellt. Dabei wird wiederum von einer vollständigen Abtrennung in die geeigneten Recyclingwege ausgegangen. Die Sekundärrohstoffmengen basieren auf der für diese Studie zugrunde gelegten generischen Zusammensetzung in Tabelle 6-1 und werden nach Abzug der Umschmelzverluste mit den entsprechenden Marktpreisen multipliziert.

¹⁰⁰ Quelle: LME; Zugriff: 17.03.2014

Tabelle 8-6: Potenzielle Recyclingeffizienzen und Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von Zellblock und Anlage.

Sekundärmetalle	Recycling-effizienz	Marktpreis ¹⁰¹ (€/kg _{Material})	Erlös, V-V (€/kg _{Batterie})	Erlös, Cr-Fe (€/kg _{Batterie})
Stahl	90 %	0,30	0,001	0,001
Kupfer	95 %	4,90	0,008	0,002
Edelstahl	95 %	0,60	0,001	0,0003
Aluminium	90 %	1,30	0,003	0,001
Je kg Batterie, gesamt			0,012	0,004
			€/kg_{Bat,tr}	€/kg_{Bat,tr}
bezogen auf Gewicht der trockenen Batterie			0,22	0,19

Bezogen auf das Gewicht der gesamten Anlage sind die erzielbaren Erlöse mit bis zu ca. 1 ct/kg_{Batterie} verschwindend gering. Dies liegt wie erwähnt darin begründet, dass die Speichermedien in den RF-Batterien den bei weitem größten Massenanteil ausmachen: Nach den generischen Zusammensetzungen in dieser Studie 94 % bei der V-V-RF-Batterie und 98% bei der Cr-Fe-RF-Batterie. Der Hauptteil davon ist 2 bzw. 1-3 molare Schwefel- bzw. Salzsäure. Der Anteil an Vanadium und Chrom liegt bei 5 % bzw. 2 % der Gesamtmasse. Bezieht man die Erlöse auf das Gewicht der trockenen Batterie (Batterie ohne Speichermedium), sind aus dem Recycling der Massenmetalle in Zellblock und Anlage in beiden Fällen ca. 0,2 Euro/kg_{Batterie,trocken} zu Erlösen. Dieser Wert liegt halb so hoch wie für das Recycling der Massenmetalle aus den Na-S-Akkumulatoren.

Die Elektrolyten lassen sich prinzipiell vollständig recyceln (lowcarbonfutures 2011, Shigematsu 2011). Die Tatsache, dass ihre Haltbarkeit theoretisch unbegrenzt ist bedeutet, dass die Elektrolyten fortlaufend wiederverwendet werden können und keine Entsorgungsprobleme auftreten (CEIC 2014). Allerdings ist die Volatilität der Vanadiumpreise momentan so hoch, dass eine Abschätzung der Erlöse bei Stilllegung der Anlage nur eingeschränkt möglich ist (Xconomy 2014). Die Rohstoffproblematik beim Vanadium (siehe Kapitel 7.2.2) bezieht sich also weniger auf die Recyclingsituation als vielmehr auf die Frage des Bestandsaufbaus.

¹⁰¹ Quellen:

* Al, Cu, Stahl: LME; Zugriff: 17.03.2014

* Edelstahl (Band 316L): metalprices.com; Zugriff: 17.03.2014

8.1.2.3 Zink-Luft-Akkumulatoren

Zinkbatterien sind gut zu recyceln (Melzer 2010). Für Zink, den Hauptbestandteil von Zink-Luft-Akkumulatoren existiert eine gut ausgebaute Recyclinginfrastruktur. Beispielsweise werden die heute bei der Accurec sortierten, vorwiegend aus Bau- und Weidezaunanwendungen stammenden Zink-Luft-Batterien dem DK-Roheisenprozess zugeführt (Melber 2014). In diesem Prozess wird das Zink fast vollständig als Kuppelprodukt im Gichtschlamm zurückgewonnen. Dieses Zinkoxid-Konzentrat wird zur Aufbereitung an die zinkverarbeitende Industrie verkauft. Weitere vorwiegend pyrometallurgische Verfahren zur Zinkrückgewinnung sind in (Rentz et al. 2001) detailliert beschrieben. Wird die Zink-Luft-Batterie als Ganzes dem DK-Prozess zugeführt, gehen die anderen werthaltigen Metalle aus Ableitern und Katalysator (Kupfer, Nickel, Kobalt) in den Eisenstrom (Rentz et al. 2001), in dem sie als Beielemente verbleiben und nicht getrennt wiedergewonnen werden. Aus Rohstoffsicht ist deswegen bei solchen Verfahren eine vorangehende Zellzerlegung wichtig (soweit technisch möglich), in der der Kupferableiter und die Luftpolektrode (insbes. der Nickelableiter inkl. Kobaltkatalysator) separat zurückgewonnen und den spezifischen Recyclingrouten zugeführt werden. Bei den hier betrachteten Recyclingverfahren findet heute i.d.R. keine Zerlegung bzw. höchstens eine mechanische Zerlegung des Gehäuses statt.

Zu welchem Anteil Additive wie PbO aus der Elektrode wirtschaftlich wiederverwertet werden können, ist aus heutiger Sicht nicht absehbar. Die stoffliche Wiederverwertung der Gehäusekunststoffe und des Separators hängt von der gewählten Zerletechnik ab. Ruß und das zur Bindung der Elektroden eingesetzte PTFE können mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht wirtschaftlich wiedergewonnen werden. In pyrometallurgischen Prozessen werden sie thermisch oder als Reduktionsmittel genutzt. Der KOH-Elektrolyt wird nach Neutralisierung kanalisiert.

Zink-Luft-Akkumulatoren für die in dieser Studie betrachteten Anwendung als innovative ESS im stationären Bereich haben sich bislang nicht am Markt durchgesetzt und sind nicht als industrielle Produkte verfügbar. Entsprechend gibt es bislang auch keine spezifischen Recyclingverfahren für Zink-Luft-Akkumulatoren aus dieser Anwendung. Wie oben beschrieben sollte ein zukünftiges Recycling die vorangehende Zellzerlegung einschließen.

Da bei den Zink-Luft-Batterien im Wesentlichen die Zinkelektrode lebensdauerbestimmend ist, ist auch denkbar, die Zinkelektrode als Wartungsteil z. B. alle zwei Jahre auszutauschen. Die Zellgehäuse und Luftpolektroden bleiben dabei erhalten, die Aktivmaterialien und Ableiter der Zn-Elektrode werden dem Recycling zugeführt. Diese Variante mit Austausch der Zinkelektrode liegt der in dieser Studie betrachteten Anwendung als innovative ESS im stationären Bereich zugrunde.

Tabelle 8-7 zeigt die potenziellen Erlöse aus dem Recycling der in Zink-Luftbatterien enthaltenen Metalle für das Recycling der gesamten Batterie. Die zugrunde gelegten Effizienzen spiegeln wie auch bei den anderen ESS nur die Aufbereitungsverluste im Recyclingprozess wider. Sie setzen eine vollständige Abtrennung der Metalle in die entsprechenden Recyclingrouten voraus. Für das Zinkrecycling werden die bei der Aufbereitung des Zinkoxidkonzentrats anfallenden Verluste mit rund 15 % abgeschätzt. Wird die Zinkelektrode durch den vorhergehenden Zerlegeprozess zur separaten Gewinnung von Kupfer bzw. Nickel und Kobalt in höherer Reinheit erhalten, sind in einem auf Zink spezialisierten Recyclingprozess höhere Effizienzen zu erwarten. Die Sekundärrohstoffmengen basieren auf der für diese Studie zugrunde gelegten generischen Zusammensetzung in Tabelle 6-1 und werden nach Abzug der Verluste beim Recycling mit den entsprechenden Marktpreisen multipliziert.

Tabelle 8-7: Potenzielle Recyclingeffizienzen und Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von Zink-Luft-Akkumulatoren.

Sekundärmetall	Recycling-effizienz	Marktpreis ¹⁰² (€/kg _{Material})	Erlös (€/kg _{Batterie})
Stahl	90 %	0,30	0,02
Kupfer, Gehäuse	95 %	4,90	0,14
Zink	85 %	1,50	0,16
Kupfer, Zelle	95 %	4,90	0,11
Nickel	95 %	11,90	0,54
Kobalt	95 %	23,30	0,50
Je kg Batterie, gesamt			1,50

* Die Rückgewinnung von Kupfer, Nickel und Kobalt aus den Zellen erfordert eine entsprechende vorangehende Zerlegung.

Die potenziellen Erlöse aus dem Recycling von Zn-Luft-Akkumulatoren liegen bei 1,50 €/kg_{Batterie} und werden durch die Erlöse für Nickel und Kobalt (zu gleichen Teilen) dominiert. Dies unterstreicht auch ökonomisch das Interesse einer Zellzerlegung zur Rückgewinnung dieser beiden Metalle. Kobalt wird zudem in Kapitel 7.2.2 als bedarfsrelevant identifiziert. Auch Nickel (und Kupfer) sind als leicht bedarfsrelevant eingestuft. Dem aus der Zerlegung entstehenden ökonomischen Vorteil stehen die Kosten für diesen Schritt gegenüber. Zudem ergeben sich Kosten aus dem Recycling der erhaltenen Ströme. Die aus dem Recycling von Zn-Luft-Batterien erzielbaren Erlöse sind (massenbezogen) höher, als die Erlöse, die für das Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren mit LFP-Kathoden abgeschätzt wurden (siehe Tabelle 8-4). Sie liegen jedoch unter den potenziellen Erlösen aus dem Recycling der Li-Ionen-Akkumulatoren mit Co- und Ni-haltigen Kathoden.

8.1.3 Elektrolyseure und Brennstoffzelle

In der Wasserstoffkette sind die Elektrolyseure und die Brennstoffzellen die wesentlichen Anlagen für die Erzeugung bzw. die Verstromung von Wasserstoff. Die Aspekte des Recyclings der in dieser Studie betrachteten Varianten (alkalischer-Elektrolyseur, PEM-Elektrolyseur und PEM-Brennstoffzelle) werden in den folgenden Abschnitten behandelt.

8.1.3.1 Alkalische und PEM-Elektrolyseure

Der überwiegende Teil von Elektrolyseuren besteht aus hochwertigen Materialien wie Stahl, Nickel bzw. Edelstahl für den Zell- bzw. Anlagenbau. Darüber hinaus sind in den Zellen wertvolle Katalysatoren verbaut, die ebenfalls dem Recycling zugeführt werden. Titan liegt als Metall im Ableiterbereich vor und kann bei der Zerlegung prinzipiell erfasst und dem metallischen Recycling zugeführt werden. Dies setzt allerdings voraus, dass das Titan nicht mit Edelmetall beaufschlagt ist oder die Edelmetalle abgetrennt werden können. Vor der Zerlegung müssen aus Sicherheitsgründen nach der Abschaltung die Elektroden inaktiviert werden, z. B. durch Spülen mit Stickstoff mit geringen Sauerstoffspuren, da sie ein hohes Potenzial an Wasserstoff aufweisen. Die elektrischen Anlagen beinhalten zur Führung der Ströme nicht vernachlässigbare Mengen an Kupfer, das ebenfalls einer wirtschaftlichen Verwertung zugeführt wird.

¹⁰² Quelle: LME; Zugriff: 17.03.2014

Für den Elektrolyt (KOH) der alkalischen Elektrolyseure besteht aktuell kein wirtschaftlicher Wiederverwertungspfad. Gleiches gilt für Gummidichtungen. Die Verwertung anderweitig eingesetzter Kunststoffe ist stark vom Verschmutzungsgrad und von den Eigenschaften abhängig. Die Separatoren in der alkalischen Elektrolysezelle eignen sich aufgrund des mineralischen Anteils (ZrO_2) prinzipiell für die stoffliche Wiederverwertung.

Der Polymermembranelektrolyt ist nach dem Betrieb des Elektrolyseurs in der Regel fest mit der Edelmetallkatalysatorschicht (Platin und Iridium) verbacken. Das Polymer wird gegenwärtig beim Edelmetallrecycling zerstört.

Tabelle 8-8 gibt einen Überblick über die Recyclingsituation für die einzelnen Materialien. Die erreichbaren Recyclingeffizienzen für die enthaltenen Metalle sind in Tabelle 8-9 dargestellt. Sie spiegeln die in den Recyclingprozessen zu erwartenden Verluste wider und setzen eine vollständige Zuführung der Materialfraktionen in die entsprechenden Routen voraus. Für die Massenmetalle ((Edel-)Stahl, Kupfer) werden die gleichen Werte wie bei den Akkumulatoren angesetzt. Für das Titan, das in geringen Mengen (ca. 1 %) in den Zellen der PEM-Elektrolyseure in metallischer Form vorliegt, wird kein Recycling berücksichtigt, da sich dieses momentan nicht absehen lässt. In den alkalischen Elektrolyseuren tritt der Großteil des Nickels in Form von vernickeltem Stahl auf, außerdem ist er als Raney-Nickel Bestandteil des Katalysators. Für die Rückgewinnung von Nickel und Kobalt aus dem Katalysator kann von einer Recyclingeffizienz in der gleichen Größenordnung wie beim Recycling von LNMC-Kathoden ausgegangen werden (siehe Tabelle 8-3). Außerdem wird davon ausgegangen, dass wegen der relevanten Mengen und des ökonomischen Wertes auch das Nickel aus der Vernickelung abgetrennt und mit einer ähnlich hohen Rate zurückgewonnen wird. Platingruppenmetalle (PGM) werden aufgrund ihrer hohen Werthaltigkeit und der für das Recycling günstigen chemischen Eigenschaften in der Regel mit sehr hohen Ausbeuten zurückgewonnen. Daher wird eine Rate von 98 % angesetzt (siehe auch (Hagelüken et al. 2005)).

Tabelle 8-8: Elektrolyseurmaterialien zum Recycling (semiquantitativ)

	Alkalischer Elektrolyseur		PEM-Elektrolyseur	
	Inhalt	Recycling	Inhalt	Recycling
(Bau-)Stahl	+++	Ja	-	
Edelstahl	+	Ja	+++	Ja
Nickel	++	Ja	-	
Titan	-	-	+	
Elektrolyt	KOH	Ableitung nach Neutralisation	Perfluorierte Sulfonsäure	Entsorgung über Edelmetallrecycling, da oft verbacken mit Katalysator
Separator	PSU / ZrO ₂	k.A. (evtl. ZrO ₂)	-	
Katalysatoren	Ni, Co	Ja	Pt, Ir	Ja
Dichtungen	Gummi	(-) thermisch	PTFE	(-)
Kupfer	+	Ja	+	Ja
Elektromotoren, Pumpen und Ventile	Cu, Edelstahl (Seltenerden)	Ja	Cu, Edelstahl (Seltenerden)	Ja
Sonstige Materialien, Isolierungen, Kunststoffe		(-)		(-)

Eigene Recherchen ZSW

Tabelle 8-9: Recyclingeffizienzen für die in den Elektrolyseuren enthaltenen Materialien.

Sekundärmetall	Recyclingeffizienz
Stahl	90 %
Edelstahl	95 %
Kupfer	95 %
Nickel	95 %
Kobalt	95 %
Platin	98 %
Iridium	98 %

Basierend auf diesen Recyclingeffizienzen und der in dieser Studie zugrunde gelegten Zusammensetzung (siehe die entsprechenden Tabellen in Kapitel 2) werden die durch das Recycling erzielbaren Erlöse abgeschätzt. Tabelle 8-10 zeigt das Ergebnis für die beiden Elektrolyseurvarianten.

Tabelle 8-10: Potenzielle Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von Elektrolyseuren.

Sekundärmetall	Marktpreis ¹⁰³ (€/kg _{Material})	Erlös, alkal. Elektrolyseur (€/kg _{Elektrolyseur})	Erlös, PEM- Elektrolyseur (€/kg _{Elektrolyseur})
Stahl	0,30	0,22	-
Edelstahl	0,60	-	0,41
Kupfer	4,90	0,10	0,41
Nickel	11,90	1,01	-
Kobalt	23,30	0,002	-
Platin	39 385	-	2,73
Iridium	14 587	-	1,01
Je kg Elektrolyseur, gesamt		1,35	4,60

Das Recycling der alkalischen-Elektrolyseure wird durch die Einnahmen aus dem Nickelrecycling dominiert. Diesen stehen jedoch die Aufwendungen für die Entnickelung und sein Recycling gegenüber. Das Kobaltrecycling spielt aufgrund der geringen enthaltenen Mengen keine Rolle. Mit etwas über einem Euro pro Kilogramm Elektrolyseur liegt der abgeschätzte Gesamterlös in der gleichen Größenordnung wie beim Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren mit LTO-LFP-Kathoden (siehe Kapitel 8.1.1.3, Tabelle 8-4) oder von Zink-Luft-Akkumulatoren (siehe Kapitel 8.1.2.3, Tabelle 8-7). Die potenziellen Erlöse aus dem Recycling von PEM-Elektrolyseuren sind mehr als 3 Mal so hoch. Der wesentliche Treiber ist dabei die Rückgewinnung der PGM, insbesondere des Platins. Relativ gesehen liefert hier das Recycling der Massenmetalle einen geringen Beitrag, es ist jedoch auch mit relevanten Erlösen verbunden. Den Erlösen muss in allen Fällen der Aufwand für die Rückgewinnung der Metalle gegenübergestellt werden.

8.1.3.2 PEM-Brennstoffzelle

Wie bei den Elektrolyseuren gibt es für den verfahrenstechnischen Teil eines Brennstoffzellensystems die aus dem Anlagenbau bekannten Recyclingpfade.

Der massenmäßig überwiegende Teil eines PEM-Brennstoffzellenstapels besteht aus den sogenannten Bipolarplatten sowie den Endplatten, Stromsammlern und Verspanneinrichtungen. Der aktive Teil der Zelle besteht aus den Gasdiffusionslagen (Grafitpapier), den rußgeträgerten Edelmetallkatalysatoren, der Elektrolytmembran sowie weiteren Kunststofffolien zum Korrosionsschutz der Zellen.

Vor dem Recycling müssen die Brennstoffzellenstapel zerlegt werden. Dies geschieht in der Regel durch Öffnen der Verspanneinheit. So lassen sich für gewöhnlich die für die elektrische Kontaktierung und Medienführung erforderlichen sogenannten Bipolarplatten von den aktiven Teilen der Zelle (Gasdiffusionslagen, Edelmetallkatalysator und Elektrolytmembran) trennen.

Die Endplatten und Verspannungseinheiten enthalten in der Regel beträchtliche Anteile an Aluminium, Edelstahl sowie faserverstärkten Kunststoffen. Aluminium und Edelstahl können vergleichsweise einfach der Wiederverwertung zugeführt werden.

¹⁰³ Quellen:

* Stahl, Cu, Ni, Co: LME; Zugriff: 17.03.2014

* Edelstahl (Band 316L): metalprices.com; Zugriff: 17.03.2014

* Pt, Ir: platinum.matthey.com/prices/price-tables

Bei Graphit-Komposit Bipolarplatten sind die Recyclingmöglichkeiten durch das gewählte Bindersystem gegeben. Werden duroplastische Binder eingesetzt, so ist für gewöhnlich keine direkte stoffliche Wiederverwertung möglich. Bei Einsatz thermoplastischer Binder kann gesäubertes Altmaterial nach Mahlen und granulieren prinzipiell wieder zur Herstellung neuer Bipolarplatten eingesetzt werden.

Bei Einsatz von Bipolarplatten aus beschichtetem Edelstahl kann das Rohmaterial der gewöhnlichen Edelstahlverwertung zugeführt werden. Die Bestandteile der Beschichtung (Graphit, Kunststoff oder Hartmetallcarbide bzw. -nitride) werden in der Schmelze als Schlacke abgetrennt oder mit aufgenommen.

In aktiven Teilen der Zelle ist der Polymermembranelektrolyt nach dem Betrieb der Brennstoffzelle innig mit der Edelmetallkatalysatorschicht sowie der Gasdiffusionsschicht verbunden, dass sich diese Teile nicht mehr einfach trennen lassen. Betrachtet man, dass in den zukünftig zu erwartenden Brennstoffzellen mit niedriger Edelmetallbeladung der Edelmetallanteil der aktiven Zelle nur ca. 1,3 % beträgt, muss vor der Edelmetallgewinnung ein Vorkonzentrationsprozess zum Beispiel durch thermische Zersetzung der Graphit und Kunststoffanteile erfolgen. Polymer sowie Ruß und Kohlefaseranteile werden beim Recycling zerstört. Es muss darauf geachtet werden, dass der Polymerelektrolyt und die Gasdiffusionslagen aus fluorierten Polymeren bestehen bzw. mit fluorierten Polymeren imprägniert sind. Da bei der Zersetzung von fluorierten Polymeren Fluorkohlenstoffverbindungen entstehen können, die ein sehr hohes Treibhausgaspotenzial aufweisen, sind die Prozesse entsprechend zu überwachen.

Die elektrischen Anlagen beinhalten zur Führung der Ströme nicht vernachlässigbare Mengen an Kupfer, das ebenfalls einer wirtschaftlichen Verwertung zugeführt wird.

Tabelle 8-11 zeigt die erreichbaren Recyclingeffizienzen für die enthaltenen Metalle, die in der gleichen Weise wie für die Akkumulatoren und die Elektrolyseure angesetzt werden. Sie spiegeln die in den Recyclingprozessen zu erwartenden Verluste wider und setzen eine vollständige Zuführung der Materialfraktionen in die entsprechenden Routen voraus. Basierend auf diesen Recyclingeffizienzen sowie der in dieser Studie zugrunde gelegten Zusammensetzung der PEM-Brennstoffzelle (siehe die entsprechenden Tabellen in Kapitel 2) sind die aus dem Recycling erzielbaren Erlöse abgeschätzt.

Tabelle 8-11: Recyclingeffizienzen und potenzielle Erlöse für Sekundärmetalle aus dem Recycling von PEM-Brennstoffzellen.

Sekundärmetall	Recycling-effizienz	Marktpreis ¹⁰⁴ (€/kg _{Material})	Erlös (€/kg _{Brennstoffzelle})
Stahl	90 %	0,30	0,03
Edelstahl	95 %	0,60	0,18
Aluminium	90 %	1,30	0,37
Kupfer	95 %	4,90	0,32
Platin	98 %	39 385	20,20 (5,40)*
Je kg BZ, gesamt			21,10 (6,30)*

* Die Angaben in Klammern beziehen sich auf PEM-Brennstoffzellen aus der Elektromobilität, wo 0,2 g-Platin/kW eingesetzt werden. Bei den stationären Anwendungen werden 0,75 g-Platin/kW zugrunde gelegt.

Sehr hohe Erlöse können beim Recycling der PEM-Brennstoffzelle aus der Rückgewinnung des Platins erzielt werden. Insbesondere bei den PEM-Brennstoffzellen aus stationären Anwendungen ist der Wert sehr hoch, da hier deutlich mehr Platin eingesetzt wird. Die Erlöse aus dem Recycling der Massenmetalle liegen im vergleichbaren Bereich wie bei den Akkumulatoren und Elektrolyseuren.

8.1.4 Fazit und Ausblick

Li-Ionen-Akkumulatoren werden derzeit in bereits bestehenden industriellen Anlagen wie z. B. bei Umicore recycelt. Recyclingverfahren, die auch für die Wiedergewinnung von Lithium bzw. Lithiumverbindungen geeignet sind, sind aktuell Gegenstand von laufenden BMUB-Forschungsvorhaben wie beispielsweise (LithoRec II und EcoBatRec 2015) und befinden sich im Entwicklungsstand von Labor- oder Pilotanlagen. Generell enthalten alle Recyclingverfahren manuelle Zerlegungsschritte der Li-Ionen-Batterien, wobei der Zerlegungsgrad und die zurückgewinnbaren Sekundärmaterialien vom Verfahren abhängig sind. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit wird eine Teilautomatisierung angestrebt.

Als Abschätzung aus den verschiedenen Recyclingverfahren wird für das vorliegende Projekt von den Recyclingeffizienzen in der Tabelle 8-3 ausgegangen. Die Werte reichen von 95 % (Co, Ni) über 70 % für Li bis zu 50 % für Al. Titan und Grafit werden nicht zurückgewonnen.

Die Umweltauswirkungen des Lithiumrecyclings im Vergleich zur Primärgewinnung von Lithium lassen sich bislang nur auf Basis von Laborergebnissen einschätzen, Ökobilanzergebnisse im industriellen Maßstab stehen hierfür noch aus. Mit Blick auf die Entwicklung bzw. Weiterentwicklung industrieller Verfahren kann von einer zukünftigen Reduktion der Umweltauswirkungen beim Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren ausgegangen werden. Als Möglichkeit zur Energieeinsparung sei hier die Abwärmenutzung aus dem pyrometallurgischen Prozessschritt (Umicoreverfahren) genannt. Auch bei der eigentlichen hydrometallurgischen Lithiumrückgewinnung aus der Schlackenaufbereitung sind deutliche Verbesserungen denkbar. Hier hat sich gezeigt, dass Lithium in verschiedenen Konzentrationen innerhalb der heterogen zusammengesetzten Schlacke vorliegt. Durch Abtrennung

¹⁰⁴ Quellen:

* Stahl, Al, Cu: LME; Zugriff: 17.03.2014

* Edelstahl (Band 316L): metalprices.com; Zugriff: 17.03.2014

* Pt: platinum.matthey.com/prices/price-tables

und Aufbereitung der höher konzentrierten Bestandteile besteht das Potenzial die Lithiumrückgewinnung deutlich effizienter zu gestalten (Buchert et al. 2011a).

Mit Blick auf die umweltseitige Bewertung von sekundärem Lithium muss beim Vergleich mit der Primärgewinnung berücksichtigt werden, dass bislang leicht ausbeutbare Primärquellen betrachtet werden. Ausgehend von einer stark steigenden Lithiumnachfrage kann jedoch davon ausgegangen werden, dass auch Lithiumquellen mit einem höheren Aufwand ausgebeutet werden müssen. Beispielsweise kommt Lithium in Salzseen in geringerer Konzentration vor oder der Aufwand zur Abtrennung von anderen Mineralien ist bedingt durch den höheren Gehalt der anderen Mineralien größer. Eine Alternative zur Lithiumgewinnung aus Li-haltigen Salzseen stellt der Abbau von Spodumen (Bergbau) dar. Die Lithiumgewinnung aus Spodumen lässt einen deutlich höheren Aufwand im Vergleich zur heutigen Gewinnung aus Salzseen erwarten. Eine vergleichende Bewertung, die nur Energieverbrauch und beispielsweise Luftschadstoffe betrachtet, wird den Unterschieden bei der Primär- und Sekundärgewinnung allerdings ohnehin nicht gerecht. Durch die Lithiumnachfrage findet bei der Primärgewinnung durch den Abbau der Salzseen zwangsläufig ein erheblicher Eingriff in die Natur statt. So ist in Bolivien der Abbau des weltweit größten Lithiumvorkommens geplant, das aber gleichzeitig ein Naturdenkmal nämlich den größten Salzsee der Erde darstellt (SZ 2015).

Angesicht der weltweit zunehmenden Bedeutung der Elektromobilität und dem damit verbundenen starken Anstieg an Lithium für Li-Ionen-Akkumulatoren wird aus Gründen des Ressourcen- und Umweltschutzes das Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren unter Rückgewinnung von Lithium, Kobalt und den anderen enthaltenen Materialien empfohlen. Auf der Grundlage des derzeitigen Entwicklungsstandes der möglichen Recyclingverfahren ist nicht absehbar, welches Verfahren sich zukünftig am Markt durchsetzen wird bzw. kann auch keine Empfehlung für ein bestimmtes Verfahren ausgesprochen werden. Im Hinblick auf das zukünftige Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren sollte jedoch gewährleistet werden, dass aus ökologischer, aber auch aus ökonomischer Sicht und der Frage der Marktfähigkeit der Sekundärrohstoffe ein für das Recycling optimales Ergebnis erzielt wird.

Um den Zeitraum für den Bedarf an Recyclinganlagen für Li-Ionen-Akkumulatoren grob abzuschätzen, wird nachfolgende einfache Herleitung vorgenommen. Ausgegangen wird von Li-Ionen-Akkumulatoren ausschließlich aus der Elektromobilität und nur aus dem deutschen Fahrzeugbestand. Für die Batterien wird eine durchschnittliche Kapazität von 24,6 kWh (siehe Kapitel 6.1.2), ein resultierendes Gewicht von 324 kg (76 Wh/kg siehe Tabelle 10-1) und eine Lebensdauer von derzeit ungefähr 10 Jahren angenommen. Für die Kapazität einer größeren industriellen Recyclinganlage wird eine Größe von 22.000 Tonnen bzw. ca. 70.000 Li-Ionen-Akkumulatoren pro Jahr angenommen (unterer Wert, vgl. Kapitel 8.1.1.3). Weiterhin wird berücksichtigt, dass im Jahr 2014 die Anzahl an Neuzulassungen von Elektro-Pkw nur bei 8.522 und von Hybridfahrzeugen bei 27.435 Einheiten lag (KBA 2015) und nach wie vor bis zum Jahr 2020 ein Bestand von 1 Mio. Elektrofahrzeugen angestrebt wird. Damit ergibt sich auf der Grundlage der zuvor beschriebenen Annahmen als eine erste orientierende Abschätzung, dass ein Bedarf an Recyclinganlagen größerer Kapazität für Li-Ionen-Akkumulatoren aus der Elektromobilität (Untersuchungsrahmen dieser Studie) ab dem Zeitraum 2025 bis 2030 entsteht. Mit relevanten Mengen an Batterien aus dem stationären Bereich ist erst deutlich später, abhängig vom Erreichen des Anteils von 80 % Erneuerbaren Energien zu rechnen (vgl. Kapitel 5.12). Ausgehend von den Annahmen dieser Studie ist mit ersten Rückläufen für das Recycling der in dieser Studie betrachteten stationären Speicher frühestens ab ungefähr 2045 zu rechnen. Somit besteht ein erster größerer Bedarf für Recyclingkapazitäten für die in dieser Studie betrachteten Li-Ionen Akkumulatoren (Elektromobilität und stationärer Strombereich) ab dem Zeitraum 2025 bis 2030.

Darüber darf aber nicht vergessen werden, dass bereits jetzt ein relevanter und stetig steigender Bedarf für das Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren aus anderen Bereichen wie z. B. Laptops, verschiedensten Elektronikgeräten oder auch E-Bikes und Hybridbussen besteht. Genauso wie im mobi-

len Bereich bzw. wie bei den tragbaren Akkumulatoren gibt es auch im stationären Bereich bereits heute Batterien (lokale Speicherung selbst erzeugten Stroms von z. B. Photovoltaik-Anlagen), die zum Recycling anstehen. Für den Bereich der Batteriespeicher bei PV-Anlagen wurde vor dem Hintergrund zunehmender Stückzahlen bereits ein Branchenrücknahmesystem eingerichtet (BVSE 2015). Die zuvor angesprochene Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von industriellen Recyclingverfahren von Li-Ionen-Akkumulatoren ist also dringend geboten.

Für die gesamten Kurzzeitspeicher im stationären Bereich (22,83 GWh) ergibt sich eine Batteriemenge für das Recycling von ungefähr 300.000 t (in Summe, nicht pro Jahr; Annahme 76 Wh/kg). Allein die Batteriemengen aus dem bis 2020 angestrebten Bestand an Elektrofahrzeugen liegen in der gleichen Größenordnung (ca. 320.000 t). Die Batteriemenge aus dem Bestand an Elektrofahrzeugen im Jahr 2050 beträgt demgegenüber ungefähr 14 Mio. t (in Summe, nicht pro Jahr; Annahme 76 Wh/kg). Entsprechend fallen die aus dem stationären Bereich zum Recycling anfallenden Kurzzeitspeicher kaum ins Gewicht.

Nach dem derzeitigen Kenntnisstand ist auch im Hinblick auf die Bemühungen zu Li-Ionen-Akkumulatoren mit geringerem Kobaltgehalt davon auszugehen, dass sich das Recycling nicht durch die Erlöse auf den zurückgewonnenen Sekundärmaterialien trägt (vgl. Kapitel 8.1.1.3). Daher werden rechtlich flankierende Maßnahmen empfohlen, mit dem Ziel das bestmögliche Recycling der Li-Ionen-Akkumulatoren zu gewährleisten.

Es stellt sich die Frage, ob die bestehenden Regelungen ausreichen, um den Aufbau der Recyclingstruktur für Lithium-Ionen-Akkumulatoren anzustoßen. Nach Ansicht der EU-Kommission lässt sich aus den derzeitigen Regelungen für Industrie-Alt Batterien¹⁰⁵ eine Sammelquote von 100 % herauslesen (EU 2011). Bislang argumentiert die EU-Kommission, dass es einer explizit vorgeschriebenen Sammelquote für Industrie-Alt Batterien, wie sie für Geräte-Batterien in der Batterierichtlinie vorgegeben ist, nicht bedarf. So bieten die Menge und der Wert, der in den Industrie- und Fahrzeuge-Alt Batterien enthaltenen Werkstoffe, einen ökonomischen Anreiz, um diese zu sammeln und zu recyceln. Ferner sind die Hersteller von Industriebatterien verpflichtet eine zumutbare und kostenfreie Möglichkeit der Rückgabe anzubieten, vgl. § 8 Abs. 1 BattG.

Im Hinblick auf die Sammlung und Erfassung der hier untersuchten ESS in der Form von Industrie-Alt Batterien ist das bestehende Regelungsregime grundsätzlich anwendbar. Empfohlen wird, eine Sammelquote gerade für Industriebatterien aus dem Bereich der Elektromobilität explizit festzulegen. Bei der Sammlung von Fahrzeug-Alt Batterien (Blei-Säure-Akkumulatoren) muss nämlich berücksichtigt werden, dass relevante Mengen durch den Export von Gebrauch- und Altfahrzeugen verloren gehen. Mit Blick auf den Export nach Afrika hat sich gezeigt (Öko-Institut 2015a), (Öko-Institut 2015b), dass dort keine adäquaten Recyclingstrukturen für Fahrzeug-Alt Batterien bestehen. Deren Entsorgung in Afrika führt daher zu massiven Umwelt- und Gesundheitsgefährdungen. Eine entsprechende Problematik bei Li-Ionen-Batterien kann auch für den Fall des Exports von Elektrofahrzeugen und hier vor allem Hybridfahrzeugen erwartet werden. Eine eigene Sammelquote für Industriebatterien aus der Elektromobilität empfiehlt sich auch, weil dies der zukünftig zu erwartenden Bedeutung der Elektromobilität an sich und der Li-Ionen-Batterien aus der Elektromobilität angemessen ist.

Im Rahmen einer genaueren Untersuchung ist zu prüfen, ob ein Pfandsystem auf Li-Ionen-Akkumulatoren aus Elektrofahrzeugen geeignet ist, um Abhilfe zu schaffen. Das Forschungsprojekt „Best of two worlds“ (Öko-Institut 2015a) untersucht Recyclingsysteme, bei denen Wertstoffe in Afrika erfasst und für ein hochwertiges Recycling nach Deutschland zurückgeführt werden. Eine zukünftige

¹⁰⁵ Li-Ionen-Akkumulatoren aus dem Bereich der Elektromobilität als auch aus dem stationären Bereich fallen unter die Industrie-Alt Batterien (hier vereinfachend als Industriebatterien bezeichnet).

tige Forschungsfrage wäre, wie hoch ein Pfand auf Li-Ionen-Akkumulatoren sein müsste, um entsprechende Recyclingströme zurück nach Deutschland zu lenken?

Um sicherzustellen, dass die aufgebauten Recyclingkapazitäten auch entsprechende Massenströme enthalten, ist eine Pfandpflicht für Industriebatterien im Bereich der Elektromobilität als Maßnahme prüfenswert. Ein Pfandsystem mit entsprechender Dokumentation und Kontrolle kann evtl. auch die Erfassung des Verbleibs von Li-Ionen-Akkumulatoren unterstützen. Die Diskrepanz zwischen der Anzahl der jährlichen Löschungen von Fahrzeugen und den tatsächlich dem Recycling zugeführten Altfahrzeugen ist bekannt. Ähnliches ist für das Recycling von Elektro-Altfahrzeugen und Li-Ionen-Akkumulatoren zu erwarten bzw. nicht auszuschließen. Ein Pfandsystem mit entsprechender Dokumentation kann zielführend sein.

Die Batterie-Richtlinie gibt für „Sonstige Batterien“ – darunter fallen auch die Li-Ionen-Akkumulatoren – eine Recyclingeffizienz von 50 % vor. Die Auswertung der Zusammensetzung der Li-Ionen-Akkumulatoren (vgl. Kapitel 3.3.5) zeigt, dass diese Vorgabe ohne die Rückgewinnung von Lithium erreicht werden kann. Eine Recyclingeffizienz von nur 50 % gewährleistet auch nicht, dass andere recycelbaren Wertstoffmengen zwingend zurückgewonnen werden. Hinzu kommt, dass die Recyclingverfahren für Li-Ionen-Akkumulatoren voraussichtlich nicht kostendeckend arbeiten werden. Die Marktpreise für die Sekundärrohstoffe stellen keinen ausreichenden Anreiz dar für die Erzielung einer höheren Recyclingeffizienz und die aus Ressourcen- und Umweltsicht sinnvolle weitestgehende Rückgewinnung aller enthaltenen Wertstoffe. Es wird deshalb empfohlen, in Zukunft eine möglichst hohe Recyclingeffizienz für Li-Ionen-Akkumulatoren gesetzlich vorzuschreiben, die an der Leistungsfähigkeit der zukünftigen Recyclingverfahren ausgerichtet ist. Recyclingeffizienzen sollten für einzelne Stoffe wie Kobalt, Nickel und Lithium gelten und auf europäischer Ebene (Batterie-Richtlinie) eingeführt werden. Genauso sollten für die Massen- und Gehäusematerialien wie z. B. Kunststoffe, Stahl und Kupfer möglichst hohe Recyclingeffizienzen erzielt werden. Die Vorgaben könnten analog den bereits bestehenden Mindesteffizienzkriterien in § 12 Abs. 4 i.V.m. Anhang III Teil B der Batterie-Richtlinie um Li-Ionen-Akkumulatoren ergänzt werden. Wie bei den bereits bestehenden Vorgaben zu den Blei-Säure, Nickel-Cadmium und den sonstigen Batterien könnte eine konkrete Recyclingeffizienz für die Gesamtbatterie und für Lithium, Kobalt, Nickel eine möglichst hohe am technisch Machbaren ausgerichtete Quote unter Berücksichtigung der Kosten vorgeschrieben werden. Denkbar wäre aber auch eine Recyclingeffizienz für die Gesamtbatterie und zusätzlich konkrete Recyclingeffizienzen für einzelne Materialien wie Lithium, Kobalt und Nickel. Gerade diese Stoffe besitzen eine besonders hohe Relevanz aus Gründen der Rohstoffverfügbarkeit und der Wirtschaftlichkeit. Kobalt und Nickel beispielsweise können mit über 90 % bezogen auf den Anlageninput zurückgewonnen werden.

Bei der Festlegung der Recyclingeffizienzen und der konkreten Formulierung der Vorgaben muss der unterschiedlichen Zusammensetzung der Li-Ionen-Akkumulatoren und den zukünftig zu erwartenden Änderungen der Zusammensetzung Rechnung getragen werden.

Es wird empfohlen, die Ergebnisse der BMUB-Forschungsprojekte LithoRec II und EcoBatRec abzuwarten (erwartet für Ende 2015/Anfang 2016) und im Hinblick auf konkrete Vorschläge für stoffspezifische Recyclingeffizienzen (Lithium etc.) auszuwerten.

8.2 Umweltrelevanz innovativer Energiespeicher

Die Umweltrelevanz innovativer Energiespeicher enthält viele Umweltaspekte, die durch verschiedene Herangehensweisen abgedeckt werden können:

1. Treibhausgasbilanz; Produktion und Erfassung der Emissionen und ihrer Auswirkungen
2. Beschreibung der Recyclingwege und ihrer Emissionen
3. Gefahrenbetrachtung der Energiespeicher

4. Vertiefte Betrachtung ausgewählter Elemente: Freisetzung, Verbleib und Wirkung
5. Allgemeine Betrachtung und Vergleich von substanzspezifische Gefahren

Die obige Liste macht deutlich, dass aufgrund der Anzahl der in dieser Studie diskutierten Energiespeicher, die Verfügbarkeit von Daten und die im Projekt vorhandenen Ressourcen eine Schwerpunktsetzung notwendig macht. Da einige der obigen Umweltaspekte schon in anderen Kapitel (Treibhausgasbilanz siehe Kapitel 8.4, Recycling siehe Kapitel 8.1, Nanomaterialien siehe Kapitel 8.3) diskutiert worden sind, wird in diesem Kapitel der Schwerpunkt auf substanzspezifischen Gefahren gelegt. Innovative elektrochemische Energiespeicher sind ein relativ neues Produkt und beinhalten Chemikalien, die sehr selten verwendet werden insbesondere in verbrauchernahen Produkten (Elektromobilität). Es besteht daher keine Erfahrung welche möglichen Gefahren in der Praxis auftreten können. Aus der Erfahrung mit bisherigen Batterien, entwickeln die eingesetzten Chemikalien (Blei, Quecksilber, Cadmium) ihre besondere Schädlichkeit in der Nachgebrauchsphase / Entsorgung.

Primäres Ziel dieser Bewertung ist das Aufzeigen von Schwächen der Energiespeicher hinsichtlich ihrer Gefahren/ Umweltwirkungen und eine vergleichende Abwägung ihrer Umweltrelevanz. Die hier betrachteten Gefahren/ Umweltwirkungen können in die drei Kategorien physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität unterschieden werden.

8.2.1 Einsatz von umweltrelevanten Stoffen

In diesem Kapitel soll die Umweltrelevanz der Materialien, die in innovativen Energiespeicher genutzt werden, hinsichtlich ihrer gefährlichen substanzspezifischen Eigenschaften dargestellt werden. Hierzu dienen die sogenannten H-Sätze, die die bisherigen R-Sätze ersetzen. Sie beschreiben die grundsätzlichen toxikologischen und physikalischen Eigenschaften der Stoffe oder ihrer Zubereitungen bei Exposition von Mensch und Umwelt. Zur Bewertung der Eigenschaften in Energiespeichern hinsichtlich einer möglichen Exposition sind daher folgende Fälle zu unterscheiden:

1. Mining: Der Abbau von Primärmaterialien und ihre erste Verarbeitungsstufe sind häufig mit hohen spezifischen Emissionen verbunden. Die Umweltwirkungen des Mining ist nur für bestimmte Substanzen dominant (Blei, Lithium) und werden daher in diesem Rahmen nicht weiter diskutiert.
2. Produktion: Dieser Bereich wird in diesem Bericht nicht behandelt, da in der Produktion die üblichen Sicherheitsbestimmungen und Arbeitsschutzregularien gelten. Die chemischen Stoffe liegen zudem sehr einheitlich vor. Die Produktion der innovativen Energiespeicher wird zudem in Schutzatmosphäre durchgeführt, da die Materialien durch Luftsauerstoff oder dem in Luft vorhandenen Wasserdampf angegriffen werden.
3. Anwendung im Betrieb: Bei der Anwendung (Lade- und Entladebetrieb) in einem Energiespeicher müssen die Stoffe von der Umwelt abgekapselt sein. Mögliche Schäden sind durch technische Maßnahmen weitgehend auszuschließen. Als Beispiel hierfür seien an die elektronisch verriegelte Ladung und Entladung von Lithium-Kobalt Batterien erinnert, die einen kritischen Temperaturanstieg verhindern. Dieser Bautyp wird in unserer Auswahl von Energiespeichern nicht betrachtet. Die jeweils bei einer Freisetzung zur Verfügung stehenden Mengen sind zudem gering.
4. Nicht-bestimmungsmäßiger Betrieb. Kommt es durch physische Schädigung oder Feuer zur teilweisen Zerstörung der Einkapselung ist die daraus resultierende potenzielle Freisetzung zu bewerten. Für kommerzielle Produkte fehlt hier allerdings die Datengrundlage.
5. Entsorgung / Recycling: In beiden Fällen ist davon auszugehen, dass die Einkapselung entfernt oder zerstört wird und die gefährlichen Stoffe potenziell frei zugänglich sind, damit sie einem Recyclingschritt aufbereitet werden können (siehe Kapitel 8.1). Zudem liegen in diesem Arbeitsschritt größere Mengen vor.

Der Schwerpunkt der substanzspezifischen Bewertung der Umweltrelevanz fokussiert auf den Schritte 5, Entsorgung und Recycling. In diesem Schritt liegen die Materialien potenziell frei vor, d. h. sowohl die Ummantelung als auch andere Bindungen, z. B. durch organische Binder, können fehlen. Damit sind die Chemikalien prinzipiell „frei“ zugänglich und potenziell in größeren Mengen vorhanden. Damit ist ein Szenario gegeben, in dem die stoffliche Eigenschaft zum Tragen kommt. Die Bewertung der hier angesprochenen Umweltrelevanz basiert also auf der Menge einerseits und der stofflichen Eigenschaft andererseits.

Diese Beschreibung der Umweltrelevanz weist jedoch einen erheblichen Nachteil auf. Wie im Ergebnisteil ersichtlich können Batterien mehrere Substanzen enthalten, die jeweils sehr unterschiedliche Gefahren in unterschiedlichen Abstufungen abbilden. Eine vergleichende Bewertung von physikalischen Gefahren, Humantoxizität und Umweltgefahren zwischen den Batterien ist kaum durchführbar.

Trotz diverser Nachteile erscheint eine erste grobe Bewertung anhand der Störfall-VO möglich. In der Störfall-VO werden Chemikalien in Abhängigkeit ihrer Mengen und deren Gefährlichkeitspotenzial klassifiziert. Im Ergebnis stehen Chemikalien mit gefährlichen Eigenschaften einer spezifischen Mengenschwelle gegenüber. Damit ist formal – trotz aller Einschränkungen und Unwägbarkeiten – ein erster, grober Vergleichsmaßstab geschaffen.

In der Störfallverordnung (Störfall-VO) wird ab einer Überschreitung von bestimmten Mengen (Mengenschwelle I oder II) für Stoffe mit gefährlichen Eigenschaften den Anlagen Sorgfaltspflichten aufgegeben. In unserem Ansatz ist die Herangehensweise umgekehrt. Es wird jene Menge gesucht ab der die Störfallverordnung bestimmte Pflichten auslöst. Je geringer die Menge, die zu einer Überschreitung einer Mengenschwelle führt, desto potenziell höher die Umweltrelevanz. Für unsere Anwendung weist die Klassifizierung der Störfall-VO allerdings auch signifikante Nachteile auf:

- Chronische toxikologische Gefahren, z. B. CMR (carcinogen, mutagen, reprotoxisch) oder Allergie, werden in der Störfall-VO nicht mit einbezogen. Um insbesondere das Merkmal CMR einzubeziehen, werden CMR Hinweise zusätzlich in der Ergebnistabelle aufgeführt und diskutiert.
- Merkmale wie „gesundheitsgefährdend“ werden im Gegensatz zu „sehr giftig“ oder „giftig“ nicht betrachtet.
- Umweltgefahren beziehen sich zurzeit nur auf den Wasserweg.

Um die Energiespeicher grob vergleichbar zu machen, wird dazu die eingesetzte Menge auf die Kapazität der Batterie bezogen. Damit ergibt sich für Batterien mit einem ähnlichen Aufbau die Möglichkeit alternative Batterieteile zu vergleichen. So ermöglicht dieser Ansatz eine Bewertung der verschiedenen Kathodentypen in Lithium-Ionen-Batterien.

Es bietet sich zudem an, Batterien mit einem ähnlichen Nutzen zu vergleichen und die Batterie mit der geringsten Umweltrelevanz zu identifizieren bzw. die Auswertung nach Störfall-VO kritisch zu hinterfragen. In der einfachen Anwendung des hier vorgestellten Schemas liegt allerdings auch ihre hohe Unsicherheit begründet. Es werden zwei, recht grobe Bandbreiten, z. B. die Bandbreite der „giftigen“ Substanzen sowie die Mengenschwelle miteinander verknüpft. Die H-Sätze der Gefahrstoff-VO umfassen eine Bandbreite an Wirkungen. Eine entsprechende Bandbreite kann ebenso für die Mengenschwelle angenommen werden.

Als Beispiel für eine solche Abwägung, kann der Ersatz der NiCd-Batterien durch NiMH Batterien angeführt werden. In den NiCd-Batterien wurde Cadmium als umweltgefährdend eingestuft. Da ein

Ersatz des Cadmiums als Elektrodenmaterial nicht verfügbar ist, wurde ein Batterietyp mit ähnlichem Leistungsumfang (Volt, wieder aufladbar) gesucht und in der NiMH-Batterie, die eine geringere Umweltrelevanz aufwies, gefunden.

Die stofflichen Eigenschaften (H-Sätze) der Batterieinhaltsstoffe sind in den „Factsheets“ (siehe Anhang 12.2) aufgelistet und dienen als Grundlage für die weitere Bewertung. Die relevanten Eigenschaften können physikalische Eigenschaften (hochentzündlich), humantoxische Eigenschaften (sehr giftig) oder umweltgefährliche Eigenschaften (wassergefährdend) umfassen. Für das Ergebnis sollte allerdings berücksichtigt werden, dass die jeweiligen H-Sätze eine Bandbreite eines Gefahrenmerkmals beschreibt und daher nur ein grobes Instrument ist.

Die folgenden Energiespeichersysteme beinhalten Stoffe, die mit einem oder mehreren H-Sätzen charakterisiert werden:

- Blei-Batterien
- Lithium-Ionen-Batterien
- Redox-Flow-Batterien
- Natrium-Schwefel-Batterien
- Zink-Luft-Batterien
- Elektrolyse (alkalisch und PEM)
- Brennstoffzelle
- Wasserstoff-Speicher

Aus den Aufstellungen der H-Sätze in den Factsheets wird deutlich, dass innovative Energiespeichersysteme gefährliche Substanzen, insbesondere Schwermetalle enthalten, die durch Abkapselung sicher von der Umwelt getrennt werden. Durch die geeignete Konstruktion wird eine Funktionalität gewählt, die ein Austritt und die Verbreitung der gefährlichen Stoffe minimieren.

Im weiteren Verlauf des Projektes soll eine Priorisierung von Stoffen anhand ihrer toxikologischen und physikalischen Eigenschaften abgeschätzt werden, um Kandidaten für eine Substitution zu ermitteln.

8.2.1.1 Benennung schadstoffarmer Alternativen

Die in dieser Studie aufgezeigten Energiespeicher sind hochspezifisch in ihrer Materialauswahl, so dass alternative Materialien für einen Technologiegruppe normalerweise nicht benannt werden können ohne die Leistungscharakteristika signifikant zu ändern. Ein Beispiel für Energiesysteme mit einem vergleichbaren Aufbau sind die verschiedenen Lithium-Batterien. Je nach gewähltem Material weisen sie verschiedene Leistungs- und Energiedichten auf. Zudem ist die weitere technologische Entwicklung noch nicht abzusehen. Die zukünftigen Entwicklungen gerade bei zurzeit steigendem höherem Marktvolumen sind noch völlig offen.

Ein weiteres Beispiel sind Brennstoffzellen bzw. die PEM-Wasserstoffelektrolyse. Beide arbeiten mit Platingruppenmetallen als Katalysator. Es ist bekannt, dass ein (teilweiser) Austausch von Platin mit Palladium oder Iridium durch Platin möglich ist. Je nach Konstruktionsprinzip ist der Ersatz allerdings nicht 1:1 sondern in einem unbekannten Verhältnis notwendig. Auch die Konstruktion kann dadurch Veränderungen erfahren. Da beide Technologien noch nicht „marktgängig“ sind, sind Aussagen zu alternativen Materialien / Substitutionen höchst ungenau.

Die Benennung schadstoffarmer Alternativen ist möglich auf Szenarienebene (Vergleich verschiedener Batterietypen) wenn verschiedene Technologien mit gleichem Leistungsumfang aber unterschiedlichem Schadstoffgehalt gegeneinander abgewogen werden können.

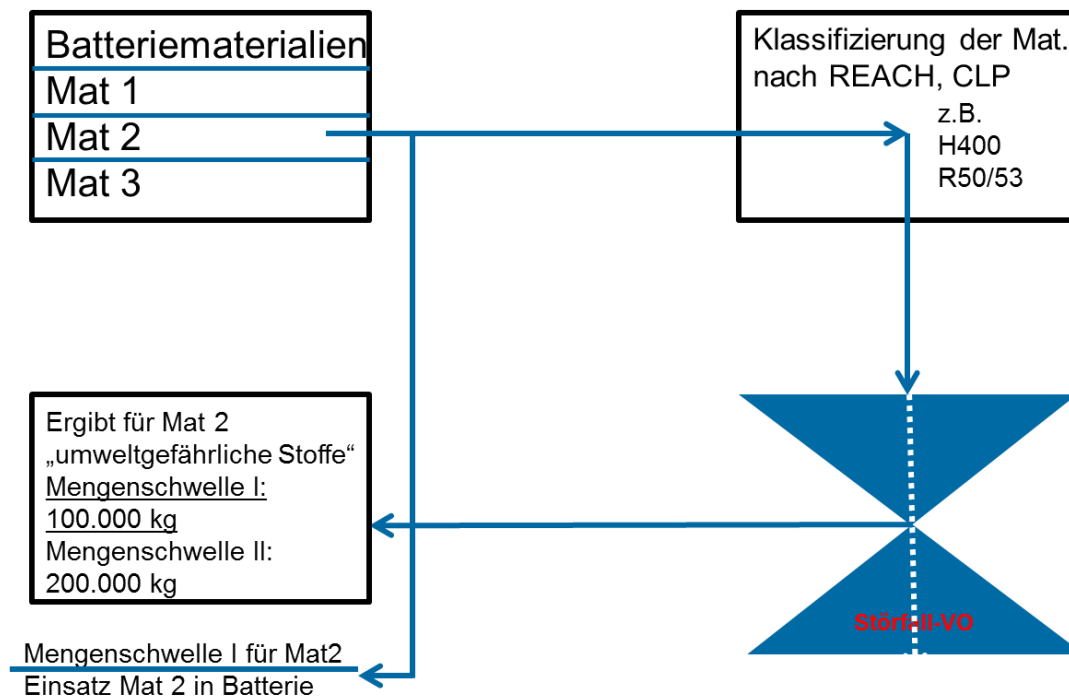
8.2.1.2 Bewertungsansatz

Ein Blick auf die Factsheets macht deutlich, dass in vielen Batterien oft mehrere gefährliche Substanzen eingesetzt werden. Die einzelnen Substanzen weisen zudem auch verschiedene Gefahrenmerkmale auf. Eine detaillierte, auf Substanzebene geführte Analyse würde den Rahmen dieser Studie sprengen, wenn eine solche Analyse überhaupt zielgerichtet durchgeführt werden kann. Daher ist für unseren Bewertungsansatz elementar, dass eine Priorisierung der Gefährlichkeitsmerkmale durchgeführt wird. Die Priorisierung wird durch die Anwendung der Störfallverordnung mit dem in der Störfallverordnung implizit hinterlegten Expertenwissen erzielt. Die Störfall-VO adressiert natürlich den Anlagenbezug und nicht die allgemeine Umweltwirkung. Da in dem von uns unterstellten Lebensweg der Batterien, die Entsorgung und Recycling als kritischster Teil identifiziert wurde, ist die Anwendung der Störfall-VO wenigstens teilweise angemessen.

So wird Blei-Pulver sowohl humantoxisch eingestuft (Schädigung im Mutterleib, akut gesundheitsschädlich) als auch umweltgefährlich (sehr giftig für Wasserorganismen). Entscheidend im Sinne der Störfall-VO ist für Blei die Einstufung als umweltgefährlich.

Des Weiteren soll die Bewertungsmethodik nicht allein substanzspezifisch erfolgen, sondern das Umweltrelevanzpotenzial insbesondere auch großer Mengen widerspiegeln. Für unseren Bewertungsansatz haben wir daher folgendes Vorgehen gewählt:

Abbildung 8-4: Bewertungsschema Umweltrelevanz.



Die Berechnung startet mit dem in einer Batterie bzw. in dem dazugehörigen Factsheets aufgeführten Materialien. Dort sind die eingesetzten Materialien (Substanzen) gelistet, aus denen die Batterie aufgebaut ist. Die Substanzen (hier in der Graphik Mat2) werden nach CLP klassifiziert und erhalten so die in den Factsheets gelisteten H-Sätze. In einem weiteren Schritt wird aus der Störfall-VO den H-

Sätzen eine Mengenschwelle zugeordnet. Dabei gilt, dass bei mehreren vorliegenden H-Sätzen nur der H-Satz mit der geringsten Mengenschwelle zum Ansatz gebracht wird. Hier wird der Störfall-VO das Expertenwissen unterstellt, die unserer Priorisierung bei Vorhandensein großer Mengen dient. Um die Bewertung übersichtlich zu halten, wird nur die Mengenschwelle I herangezogen. Zur Vereinfachung wird die Mengenschwelle I (kg) ins Verhältnis zu der spezifischen Einsatzmenge herangezogen. Als Einsatzmenge wird die spezifische Kapazität (kg/kWh) bei Batterien oder die spezifische Leistung (kg/kW) bei Wasserstoffsystemen verwendet und damit ein Quotienten gebildet (kg/(kg/kWh) oder (1*kWh). Die Einheit hat damit die Einheit (kWh Mengenschwelle I). Der Quotient gibt dabei den Energieinhalt einer Batterie wieder, bei der die Mengenschwelle I überschritten wird.

Der Quotient (QUO) bildet dabei ein theoretisches Potenzial für eine Substanz ab. Für eine Batterie lässt sich danach analog zur Additionsregel¹⁰⁶ der Störfall-VO durch Summierung des Kehrwertes ein theoretisches Potenzial der Gesamtbatterie errechnen.

$$\frac{1}{\text{QUO}_{\text{gesamt}}} = \frac{1}{\text{QUO}_{\text{Mat1}}} + \frac{1}{\text{QUO}_{\text{MAT2}}} + \frac{1}{\text{QUO}_{\text{MAT3}}}$$

Aus dem Bewertungsansatz können erste Rückschlüsse auf die Umweltrelevanz der in einer Batterie eingesetzten Materialien sowie auf ganze Batterien und damit auch auf einen Vergleich von Batterien mit vergleichbaren Leistungsdaten geschlossen werden.

Zum Einsatz dieses Bewertungsansatzes müssen allerdings folgende Einschränkungen gemacht werden:

Die Bewertung nach CLP mit H-Sätzen erfolgt nach der europäischen Störfall-VO 2012/18/EU. Aufgrund der zur Verfügung stehenden Datenbanken (GESTIS) basiert die jetzige Berechnung noch teilweise auf den alten R-Sätzen, die geringe Abweichungen zu den H-Sätzen aufweisen. Für einige aktive Materialien insbesondere in Lithium-Ionen-Batterien (LIB) finden sich nur provisorische Einstufungen in Sicherheitsdatenblätter. Die Materialien werden als Laborchemikalien mit geringem Produktionsvolumen (<1 t) bezeichnet, d. h. ihre Einstufung ist vorläufig und erst ab 2017 abgeschlossen. Hier sind Änderungen in Zukunft zu erwarten. Die Einstufung der „alten“ Chemikalien mit größerer Produktionsmenge wurde mit der GESTIS-Datenbank durchgeführt. Für neuere Substanzen wird die ECHA Datenbank herangezogen, teilweise liegen provisorische Informationen nur in Sicherheitsdatenblatt vor. Die Einstufungen sind vorläufig und in Zukunft zu überprüfen.

8.2.2 Ergebnisse

8.2.2.1 Blei-Säure-Akkumulatoren

Blei-Säure-Akkumulatoren bestehen zu einem wesentlichen Teil aus Blei, Bleioxid und Bleidioxidverbindungen und Schwefelsäure. Darüber hinaus sind Anteile an Antimon bzw. bei verschlossenen Zellen Calcium in den Ableitermaterialien enthalten. Die Bleielektroden und die Schwefelsäure sind in einem Plastikbehältnis gefasst. Je nach Bauart werden zusätzliche Stromableiter wie Kupfer und Aluminium eingesetzt. Eine Blei-Batterie mit einem Energiegehalt von 1 kWh wiegt ca. 42 kg. Die elektrochemischen aktiven Substanzen umfassen 26,2 kg Blei in verschiedenen Oxidationsstufen sowie 7,9 kg Schwefelsäure als Elektrolyt (siehe Tabelle 8-13).

¹⁰⁶ Die Additionsregel nach Störfall-VO gilt strenggenommen nur für ähnliche Wirkungen. Die Additionsregel wird hier angewendet, um eine Batterie mit unterschiedlichen Gefährdungsmerkmalen zusammenzufassen.

Nach Tabelle 8-12 weist Blei mehrere gefährliche Eigenschaften aus. Für die Mengenschwelle I der Störfall-VO ist sowohl für Blei-Pulver als auch für Bleioxid und Bleidioxid nur die Umweltschädigung (sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung, H410) relevant. Der Bleigehalt kann also in summa ausgewiesen werden. Die Mengenschwelle I beträgt für Blei 100.000 kg. Teilt man die Mengenschwelle durch die spezifische Einsatzmenge pro kWh ($100.000/26,2$) erzielt man für den Quotienten den Wert 3812 (kWh*MS-I).

Schwefelsäure ist eine starke Säure. Sie kann gegenüber vielen Metallen korrosiv, H290, sein, d. h. das Metall auflösen. Weiterhin kann sie schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden verursachen (H314). Schwefelsäure wird nach der Störfall-VO nicht eingestuft und damit wird der Quotient unendlich. Bei Anwendung der Addition des Kehrwertes bleibt der Quotient bei 3812.

Beim Vergleich ist zu beachten, dass Blei-Batterien pro kWh ein sehr hohes Gewicht aufweisen, welches zu einem im Vergleich geringen Quotienten führt und damit ein hohes Gefahrenpotenzial signalisiert. Würde man einen Vergleich auf Basis des Gewichts durchführen, wäre die Relation zwischen der Blei-Batterie und anderen Batterien weniger ausgeprägt.

Tabelle 8-12: H- Sätze typischer Materialien, die in Blei-Säure-Akkumulatoren eingesetzt werden

Material	Materialbedarf kg·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Blei (Pb) (alle Bleiverbindungen in der Zelle, Pb-Pulver)	27,4	7439-92-1	H360Df H302 H332 H373 H410	Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Gesundheitsschädlich bei Einatmen Kann die Organe schädigen bei längerer oder wiederholter Exposition Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung
Bleioxid (PbO)		1317-36-8	H360Df H302 H332 H373 H410	Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Gesundheitsschädlich bei Einatmen Kann die Organe schädigen bei längerer oder wiederholter Exposition Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung
Bleidioxid (PbO ₂)		1309-60-0	H272 H360Df H302 H332 H373 H410	Kann Brand verstärken; Oxidationsmittel Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Gesundheitsschädlich bei Einatmen Kann die Organe schädigen bei längerer oder wiederholter Exposition Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung
Schwefelsäure (H ₂ SO ₄)		7664-93-9	H290 H314	Kann gegenüber Metallen korrosiv sein Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden.
Antimon		7440-36-0		Kein gefährlicher Stoff oder gefährliches Gemisch gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1272/2008

Tabelle 8-13: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine konventionelle Blei-Säure Speicherbatterie

Blei-Säure			Einstufung Störfall-VO		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Blei	26235	3.812	H410	Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung.	H360Df	Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen
Schwefelsäure	7900	∞				
Gesamt	41712	3.812				

CMR

Zusätzlich wird Blei, Bleioxid und Bleidioxid als CMR Substanz mit H360df, „Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen“ eingestuft. Neben den kurzfristigen Schäden sind also auch langfristige Schäden in die Gesamtbewertung miteinzubeziehen.

Zwischenfazit

Blei-Batterien weisen hohe Gefährlichkeitsmerkmale auf. Zum einen ist Blei sehr giftig für Wasserorganismen und zum anderen eine CMR-Substanz. Bleianwendungen sollte daher nur in einem geschlossenen Kreislauf geführt werden.

8.2.2.2 Lithium-Ionen-Akkumulatoren

In der folgenden Tabelle 8-14 und in der Tabelle 8-15 sind die H-Sätze der Substanzen aufgeführt, die prinzipiell in einem Li-Ionen-Akkumulator eingesetzt werden. Aufgeführt sind allerdings auch Chemikalien, dessen Einsatz in geringen Mengen möglich aber nicht gesichert ist. Zur weiteren Bewertung wird daher auf eine Grundrezeptur zurückgegriffen, in der neben den typischen Aktivmaterialien das Lösungsmittel DMC und das Leitsalz Lithiumhexafluorophosphat eingesetzt wird.

Tabelle 8-14: H- Sätze typischer Materialien, die in Li-Ionen-Akkumulatoren eingesetzt werden

Material	Materialbedarf g·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
LNMC als positives Aktivmaterial EC: 480-390-0	1 543	346417-97-8	H330 H372 H412	Lebensgefahr bei Einatmen STOT Rep. Exp. 2 Schädigt die Organe bei längerer oder wiederholter Exposition Schädlich für Wasserorganismen, mit langfristiger Wirkung
LNCA als positives Aktivmaterial	1 852	193214-24-3	H317 H351	Kann allergische Hautreaktionen verursachen Kann vermutlich Krebs erzeugen, Carc. Cat. 2
LFP als positives Aktivmaterial	2 164	15365-14-7	Keine	-
Lithium	163	7439-93-2	H260	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können
Aluminium: Ableiterfolie für die Positive	460	7429-90-5	keine	Bemerk.: H-Sätze für Staub und Pulver
Leitruß z. B. Super P	~400	1333-86-4	Keine	-
Graphit z. B. SMG-Graphit	1 200	7782-42-5	Keine	-
Kupfer: Ableiterfolie für die Negative	960	7400-50-8	Keine	-
Polyvinylidenfluorid	~ 50	24937-79-9	Keine	-
Separator (Polyolefiene)	100	PP: 9003-07-0 PE 9002-88-4	Keine keine	-
Ethylencarbonat (EC)	292	96-49-1	H319	Verursacht schwere Augenreizung
Dimethylcarbonat (DMC)	298	616-38-6	H225	Leicht entzündlich

Material	Materialbedarf g.kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Lithiumhexafluorophosphat (LiPF ₆)	110	21324-40-3	H302 H311 H314	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Giftig bei Hautkontakt Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden

Hinweise:

Die in der Tabelle genannten positiven Aktivmaterialien sind jeweils als Alternative zu betrachten. Es wird angenommen, dass positive Aktivmaterialien unterschiedlicher spezifischer Kapazität durch Variation der Schichtdicke zu Zellen gleicher flächenspezifischer Kapazität verarbeitet werden.

Zur Verbesserung der Eigenschaften von Lithium-Ionen-Akkumulatoren werden die Zusammensetzungen der Elektroden und Elektrolyte weiter optimiert. Die unten stehende Tabelle 8-15 zeigt eine Auswahl weiterer Stoffe, die in Li-Ionen-Akkumulatoren eingesetzt werden. Die exakte Zusammensetzung ist jedoch für kommerziell verfügbare Elektrolyte in der Regel nicht bekannt.

Tabelle 8-15: H-Sätze für weitere Stoffe, die in Li-Ionen-Akkumulatoren eingesetzt werden

Material	Funktion	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Propylencarbonat (PC)	Lösungsmittel	108-32-7	H319	Augenreizung
Ethyl-Methyl-Carbonat (EMC)	Lösungsmittel	623-53-0	H225	Flüssigkeit und Dampf leicht entzündbar
Vinylencarbonat (VC)	Elektrolyt Additiv 1-2%	872-36-3	H302 H311 H315 H317 H318 H373 H411	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Giftig bei Hautkontakt Verursacht Hautreizungen Kann allergische Hautreaktionen verursachen Verursacht schwere Augenschäden STOT Rep. Exp. 2; Kann die Organe schädigen bei längerer oder wiederholter Exposition Giftig für Wasserorganismen, mit langfristiger Wirkung
1,3-Propansultone	Elektrolyt Additiv 1-2%	1120-71-4	H302 H312 H350	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Gesundheitsschädlich bei Hautkontakt Kann Krebs erzeugen, Kategorie 1B
Lithium-Bisoxalatoborat	Leitsalz	244761-29-3	H302 H317 H318	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Kann allergische Hautreaktionen verursachen Verursacht schwere Augenschäden
Carbonfasern	Additiv: erhöht die Elektrodenleitfähigkeit	-	-	-
Carbon-Nanofasern	Additiv: erhöht die Elektrodenleitfähigkeit	7782-42-5	H319 H335 H412	Verursacht schwere Augenreizung Kann die Atemwege reizen Schädlich für Wasserorganismen, mit langfristiger Wirkung

Tabelle 8-16: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine C-LNMC

C-LNMC			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Lithium	162,8	614.251	H260	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können		
NMC	1.326,0	3.771	H330	Lebensgefahr bei Einatmen		
Elektrolyt (DMC)	1.325,6	3.771.877	H225	Leicht entzündlich		
Leitsalz (LiPF ₆)	132,6	377.188	H311	Giftig bei Hautkontakt		
Gesamt	10.914,0	3.707				

Tabelle 8-17: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine C-LNCA

C-LNCA			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Lithium	135,4	738.552	H260	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können		
NCA	1088	∞			H351	Kann vermutlich Krebs erzeugen
Elektrolyt (DMC)	1.052,1	4.752.400	H225	Leicht entzündlich		
Leitsalz (LiPF ₆)	105,2	475.240	H311	Giftig bei Hautkontakt		
Gesamt	9.807,0	272.582				

Tabelle 8-18: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine C-LFP

C-LFP			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Lithium	107,0	934.579	H260	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können		
LFP	1.366,0	∞				
Elektrolyt (DMC)	1.197,2	4.176.412	H225	Leicht entzündlich		
Leitsalz (LiPF ₆)	119,72	417.641	H311	Giftig bei Hautkontakt		
Gesamt	13.079,0	269.990				

Tabelle 8-19: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine LTO-LFP

LTO-LFP			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Lithium	778,6	128.436	H260	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können		
LFP	2.069,0	∞				
Elektrolyt (DMC)	1.325,0	3.773.585	H225	Leicht entzündlich		
Leitsalz (LiPF ₆)	132,5	377.358	H311	Giftig bei Hautkontakt		
Ti für negative Elektrode aus LTO	5.328,0	∞				
Gesamt	19.993,0	93.449				

Die Lithium-Ionen-Batterien (LIB) weisen eine Spannung von mehr als 3 Volt auf. Die Batterie setzt sich aus sehr starken Reduktions- und Oxidationsmittel zusammen und erlaubt kein Wasser als Elektrolyt. Die in der LiB ablaufenden Reaktionen würden bei Anwesenheit von Wasser zur Zersetzung des Wassers in Wasserstoff und Sauerstoff führen.

Die drei LIB C-LNMC, C-LNCA und C-LFP sind nahezu baugleich aufgebaut. Sie weisen nur geringfügige Mengenunterschiede für die Graphit/Lithium-Elektrode, den Elektrolyt DMC und das Leitsalz Lithiumhexafluorophosphat auf:

- Lithium wird aus dem Elektrolyt in die Graphitmatrix als Metall eingelagert. In Kontakt mit Wasser reagiert Lithium heftig zu Lithiumoxid und Wasserstoff, das sich selbst entzünden kann.
- Der Elektrolyt DMC ist leichtentzündlich
- Das Leitsalz LiPF₆ ist giftig bei Hautkontakt.

Der Mengeneinsatz ist je nach Bauform leicht unterschiedlich. So kann die Morphologie der Gegenelektrode (NMC, NCA, LFP) ein höheres Volumen und Porenvolumen bedingen und damit einen höheren Elektrolyt- und dadurch wieder einen höheren Leitsalzbedarf verursachen. Bei der Bewertung sollte aber auch bedacht werden, dass der jeweilige Mengeneinsatz aus Abschätzungen der jeweiligen Bauformen resultiert.

Tabelle 8-20: Lithium, Elektrolyt und Leitsalzgehalt nach LIB Bauform, (g/kWh)

	C-NMC	C-NCA	C-LFP
Lithium	163	135	107
Elektrolyt	1326	1052	1197
Leitsalz	133	105	120

Für die Bewertung der Batterie anhand dieser Gruppe ist der Gehalt an Leitsalz LiPF₆ maßgebend. Daneben wirkt sich der Gehalt an Lithium noch auf die Gesamteinstufung aus. Für die drei LIB können insgesamt keine relevanten Unterschiede ausgemacht werden, lässt man die Bewertung der Kathodenmaterialien außen vor.

Die Kathodenmaterialien unterscheiden sich deutlich in ihrer Einstufung:

1. NMC wird mit H330, Lebensgefahr beim Einatmen, eingestuft und diese Einstufung resultiert in einem niedrigen Quotienten, der das Gesamtergebnis der LIB dominiert.
2. NCA wird nicht nach Störfall-VO eingestuft. Hierbei ist allerdings das Fehlen gesicherter Daten (siehe Kapitel 8.2.2.9) zu berücksichtigen.
3. Lithiumeisenphosphat (LiFP) ist gut bekannt und seine Einstufung gesichert. Der Substanz wird kein H-Satz zugeordnet und dementsprechend ergibt sich keine Einstufung.

Die LTO-LFP LIB ist im Profil der LFP-Batterie ähnlich, weist aber gegenüber der LFP einen deutlich höheren Lithiumgehalt, welches zu einer höheren Umweltrelevanz führt.

CMR

Für das Kathodenmaterial NCA wird der H-Satz 351 (kann Krebs erzeugen) genannt. Trotz der bestehenden Datenunsicherheit ziehen wir den H-Satz zur Bewertung heran. NCA wird aufgrund der Einstufung als CMR-Substanz negativer als LFP bewertet, d. h. als umweltrelevanter eingestuft.

Zwischenfazit

Aus Sicht der Umweltrelevanz und Vorsorge ist die LIB mit LFP Kathodenmaterial zu bevorzugen. Die LTO-LFP folgt mit Abstrichen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die LTO-LFP andere technische Eigenschaften hat. Die NMC LIB wird als die umweltrelevanteste LIB eingestuft. Die Einordnung der NCA ist aufgrund der Datenunsicherheit ungewiss. Folgt man der zurzeit vorliegenden Einstufung, wird NCA aufgrund der CMR-Eigenschaft gegenüber LFP als umweltrelevanter bewertet.

8.2.2.3 Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Als Aktivmaterialien von Natrium-Schwefel-Akkumulatoren liegen im geladenen Zustand geschmolzenes Natrium und geschmolzener elementarer Schwefel vor. Bei der Entladung wandeln sich Natrium und Schwefel in das Reaktionsprodukt Natriumpolysulfid um.

In der Natrium-Schwefel-Batterie wird Natrium (H260, heftig mit Wasser reagieren) und Natriumpolysulfid (H301, H311, giftig beim Verschlucken, Hautkontakt) sowie als sehr giftig für Wasserorganismen (400) eingestuft. Dadurch ergibt sich ein sehr hohes Umweltpotenzial für die Gesamtbatterie welches hauptsächlich auf der Einstufung des Polysulfids beruht.

CMR

Für keiner der Stoffe liegt eine Einstufung als CMR vor.

Zwischenfazit

Die Na-S-Batterie wird bei ca. 300°C betrieben und weist mit Natrium (korrosiv, heftig mit Wasser reagierend) und Polysulfid (giftig und wassergefährdend) zwei problematische Komponenten auf.

Tabelle 8-21: H- Sätze typischer Materialien, die in Natrium-Schwefel-Akkumulatoren eingesetzt werden

Material	Materialbedarf kg·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Natrium	1,07	7440-23-5	EUH014 H260 H314	Reagiert heftig mit Wasser In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden
Schwefel	1,23	7704-34-9	H315	Skin Irrit. 2: Verursacht Hautreizungen
Natriumpolysulfid	Entsprechend Entladegrad	1344-08-7	H290 H301 H311 H314 H400	Kann gegenüber Metallen korrosiv sein Giftig beim Verschlucken Giftig bei Hautkontakt Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden Sehr giftig für Wasserorganismen

Tabelle 8-22: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine Natrium-Schwefel-Batterie

Natrium-Schwefel			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Schwefel-Polysulfid	1.230,0	40.650	H301	Giftig beim Verschlucken		
Natrium	1.070,0	93.458	H260	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können		
Gesamt	10245	28.329				

8.2.2.4 Redox-Flow-Akkumulatoren

Redox-Flow-Batterien bestehen aus einer elektrochemischen Zelle, in der Redox-Paare geladen bzw. entladen wird. Die in Wasser gelösten Redox-Paare sind in Behältern gelagert und werden zur Umsetzung (Ladung/Entladung) in die elektrochemische Zelle geführt. Die Einstufung der Batterien wird für eine Vorlage von 1 kWh bilanziert.

Die wesentlichen Gefahrstoffe in der Vanadium Redox-Flow-Batterie sind Vanadiumsalze verschiedener Oxidationsstufen sowie Schwefelsäure. Für das Redox Paar V (II) / V(III) liegen keine Daten vor. V(IV) ist als gesundheitsschädlich (H302) eingestuft. Vanadium in der Oxidationsstufe (V) ist als giftig beim Verschlucken (H301) eingestuft. Da Vanadium in Redox-Flow-Batterien in gelöster Form vorkommt ist mit einer direkten Freisetzung als Staub nicht zu rechnen. Indirekt können durch Leckagen Freisetzungen erfolgen.

Die Einstufung von Vanadium (V) führt bei einer geringen Ladungsdichte und damit hohem spezifischen Gewichtsbedarf zu einer hohen Umweltrelevanz.

Das Chrom-Eisen-System besteht im Wesentlichen aus Eisen (II)/(III)-chlorid und Chrom(II/III)-chlorid in wässriger Salzsäure. Beide Metallsalze sowie die Salzsäure gelten als gesundheitsschädlich, sind ätzend und verursachen Augenschäden. In der eigentlichen Zelle wird Blei als Elektrodenmaterial verwendet. Blei ist als sehr giftig für Wasserorganismen klassifiziert. Aufgrund des sehr geringen Bleigehalts wird das Chrom/Eisensystem als umweltrelevant eingestuft.

CMR

Im Eisen/Chrom System sind geringe Mengen an Blei vorhanden, das als H360Df (Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen) eingestuft ist.

Zwischenfazit

Gemäß der Einstufung nach Störfall-VO ist das V-V System deutlich umweltrelevanter als Cr-Fe. Der Grund hierfür ist der große Bedarf an Vanadium (V). Das System Cr-Fe weist hingegen eine geringere Umweltrelevanz auf, da nur Blei als Katalysator einbezogen wird. Entsprechend wird die Einstufung aufgrund des Bleis als CMR Material wegen der sehr geringen Mengen nicht geändert.

Vanadiumsalze in 2- bzw. 3-wertiger Form sind in den Datenbanken (GESTIS; ECHA) nicht aufgeführt. Daher ist die Einstufung als ungewiss zu betrachten.

Tabelle 8-23: H-Sätze typischer Materialien, die in Redox-Flow-Akkumulatoren eingesetzt werden

Material	Materialbedarf kg·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Vanadium (IV) sulfat (VOSO ₄)	Vanadium gesamt 4,9	123334-20-3	H302	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken
Vanadium(V)oxidtrichlorid (VOCl ₃)		7727-18-6	H301 H314	Giftig bei Verschlucken Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden
Schwefelsäure (H ₂ SO ₄)	71,4	7664-93-9	H314	Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden.
Eisen (III) chlorid (FeCl ₃ , Lösung)	Eisen gesamt 7,7	7705-08-0	H290 H302 H315 H318	Kann gegenüber Metallen korrosiv sein Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Verursacht Hautreizungen Verursacht schwere Augenschäden
Eisen (II)chlorid (FeCl ₂)		7758-94-3	H302 H314 H318	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden Verursacht schwere Augenschäden
Chrom (III) chlorid	Chrom gesamt 7,2	10025-73-7	H302	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken
Chrom (II) chlorid		10049-05-5	H302 H315 H319 H335	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Verursacht Hautreizungen Verursacht schwere Augenreizungen Kann Atemwege reizen
Salzsäure (HCl, 1 molar)	284,7	7647-01-0	H290 H314 H335	Kann gegenüber Metallen korrosiv sein Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden Kann Atemwege reizen

Für Vanadiumsulfat der Oxidationsstufen II und III sind keine Daten verfügbar.

Tabelle 8-24: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine V-V Redox-Flow-Batterie

Redox-Flow V-V			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Vanadium (Element)	2.437,0	20.517	H301	Giftig bei Verschlucken		
Schwefelsäure (2 molar)	71.434,0	∞				
Sonstiges (Sulfatgegenionen)	10.724,7	∞				
Gesamt (1 kW+ 1kWh)	104.910,0	20.517				

Tabelle 8-25: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine Cr-Fe-Redox-Flow-Batterie

Redox-Flow Cr-Fe			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Eisen (Element)	7.717,0	∞				
Chrom (Element)	7.185,0	∞				
Salzsäure (1-3 molar)	284.673,0	∞				
Sonstiges (Chlorid Gegenionen)	10.724,7	∞				
Wismut	1,1	∞				
Blei	2,2	45.454.545	H410	Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung.	H360Df	Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen
Gold	0,22	∞				
Gesamt (1 kW+ 1kWh)	330965	45.454.545				

Tabelle 8-26: H- Sätze typischer Materialien, die in Zink-Luft-Akkumulatoren eingesetzt werden

Material	Materialbedarf g·kW ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Zinkoxid (ZnO)	15,25	1314-13-2	H410	Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung
	0,38	1317-36-8	H360Df H302 H332 H373 H410	
Nickel Nickel metall powder	4,66	7440-02-0	H317 H351 H372 H412	Kann allergische Hautreizungen verursachen Kann vermutlich Krebs erzeugen Schädigt Organe bei längerer oder wiederholter Exposition Schädlich für Wasserorganismen, mit langfristiger Wirkung
Kobald(ii,III)oxyd	278	1308-06-1	H317 H351 H411	Kann allergische Hautreaktionen verursachen Kann vermutlich Krebs erzeugen Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung.
Kalilauge (KOH) in Wasser	15,7	-	H290 H302 H314	Korrosiv gegenüber Metallen Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden
Natronlauge (NaOH) in Wasser	29	-	H290 H314	Korrosiv gegenüber Metallen Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden

Tabelle 8-27: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine Zink-Luft-Batterie

Zink-Luft			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kWh	kWh pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Zn (elementar)	1.532,0	65.274	H410	Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung		
Pb (elementar)	44,0	2.272.727	H410	Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung.	H360Df	Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen
Co (in Co ₃ O ₄ Katalysator, elementar)	278,0	359.712	H410	Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung	H351	Kann vermutlich Krebs erzeugen
Elektrolyt (Kalilauge)	1.965,0	∞				
Gesamt	9.605,0	53.937				

8.2.2.5 Zink-Luft-Akkumulator

Die wesentlichen Bestandteile von Zink-Luft-Akkumulatoren sind Zink bzw. Zinkoxid, Bleioxid zur Unterdrückung der parasitären Wasserstoffentwicklung sowie Kobaltoxid als Katalysator der Sauerstoffreduktion und Kalilauge als Elektrolyt.

Sowohl Zink/Zinkoxid, Blei als auch Kobaltoxyd sind sehr giftig für Wasserorganismen (H410) und fließen demgemäß in die Einstufung nach Störfall-VO ein. Kalilauge ist hingegen nur korrosiv, gesundheitsgefährdend und ätzend. Der deutliche Mengenanteil führt demnach zu einer hohen Umweltrelevanz.

CMR

Als CMR Materialien wird zum einen Blei (H360Df - Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen) sowie Kobalt (H351 - Kann vermutlich Krebs erzeugen) eingestuft. Aufgrund der hohen spezifisch Mengen und des wässrigen Elektrolyten (Auslaufen) sollten der CMR Problematik hier ein hoher Stellenwert eingeräumt werden.

Zwischenfazit

Zink-Luft-Batterien sind „offene“ Systeme, da immer Luft zur Reaktion aus der Außenluft zugeführt werden muss. Als wässriges System besteht zudem immer die Gefahr, dass das System leckt. Nach der Störfall-VO weist das System eine hohe Umweltrelevanz auf, die auf der Wassergefährdung beruht. Zudem sind in der Zelle zwei CMR Materialien enthalten.

8.2.2.6 Elektrolyse, Brennstoffzelle und Wasserstoffspeicher

Elektrolyse

Abweichend von den Batterien wird die Einstufung von Elektrolyse und Brennstoffzelle pro Leistung (kW) vermerkt.

In alkalischen Elektrolyseuren wird Wasser durch Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Hierfür wird vor allem Kalilauge als Elektrolyt, sowie Nickel und Kobalt als Katalysator eingesetzt.

Kalilauge ist korrosiv, gesundheitsschädlich beim Verschlucken sowie ätzend. Nickel als kathodischer Katalysator hat folgende Einstufungen: kann allergische Reaktionen (H317), kann vermutlich Krebs erzeugen (H351), schädigt Organe bei wiederholter Exposition (H372) sowie schädlich für Wasserorganismen (H412). Kobalt kann vermutlich Krebs erzeugen (H351) und ist sehr giftig für Wasserorganismen (H410).

Als umweltrelevant im Sinne der Störfall-VO gilt allerdings nur Kobalt aufgrund der Wassergefährdung. Die sehr geringen Kobaltmengen führen allerdings nur zu einem geringen Quotienten.

In einem PEM Elektrolyseur ist der Katalysator (Platin) als pyrophores Material (H228) sowie der Polymerelektrolyt (Nafion) als Schadstoffe einzustufen. Beide Einstufungen haben nach Störfall-VO keinen Einfluss.

CMR

Beide Katalysatormaterialien Nickel und Kobalt stehen im Verdacht krebserzeugend (H351) zu sein. Beide Materialien sind allerdings nur in geringen Mengen im System vorhanden und auf einem Träger fixiert. Im PEM Elektrolyseur sind keine CMR Materialien vorhanden

Zwischenfazit

Nur in der alkalischen Elektrolyse finden sich in geringem Mengen Materialien, die nach Störfall-VO (Kobalt) oder als CMR Materialien (Nickel, Kobalt) bewertet werden.

Tabelle 8-28: H- Sätze typischer Materialien, die in alkalischen Elektrolyseuren eingesetzt werden

Material	Materialbedarf g·kW ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Nickel	4,66	7440-02-4	H317 H351 H372 H412	Kann allergische Hautreizungen verursachen Kann vermutlich Krebs erzeugen Schädigt Organe bei längerer oder wiederholter Exposition Schädlich für Wasserorganismen, mit langfristiger Wirkung
Kalilauge (KOH) in Wasser	15,7	-	H290 H302 H314	Korrosiv gegenüber Metallen Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden
Platin auf Ruß geträgert	1,5 *	7440-06-4	H228	Entzündbarer Feststoff,
Iridiumdioxid	2 ... 8	12030-49-8	-	Kein gefährlicher Stoff gemäß Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 keine gefährliche Substanz oder kein gefährliches Gemisch im Sinne der EG-Richtlinien 67/548EWG oder 1999/45/EWG.
Nafion®	7	31175-20-9	H319 H335	Verursacht schwere Augenreizung Kann die Atemwege reizen
Ethylenglykol	250	107-21-1	H302	Gesundheitsschädlich beim Verschlucken

* Katalysatorpulver mit 40% Pt-Gehalt, angenommener Pt-Bedarf 0,6 g·kW⁻¹

Eine Freisetzung von Platin bzw. Iridiumoxid in nennenswerter Menge aus Elektrolyseuren oder Brennstoffzellen in die Umwelt ist in hohem Maße unwahrscheinlich. Der Kontakt mit dem Polymerelektrolyten ist bei unversehrtem Elektrolyseur ausgeschlossen.

Tabelle 8-29: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine alkalische Elektrolyse

Alkalische Elektrolyse			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kW	kW pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Elektrolyt (Kalilauge)	229,0	∞				
Co elementar (Katalysator in Co ₃ O ₄)	3,3	30.303.030	H410	Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung	H351	Kann vermutlich Krebs erzeugen
Nickel (Katalysator)	4,7	∞			H351	Kann vermutlich Krebs erzeugen
Gesamt	32598	30.303.030				

Tabelle 8-30: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine PEM Elektrolyse

PEM-Elektrolyse			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kW	kW pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Edelmetall (Pt, @ 1.8 W/cm ² , 1 mg/cm ²)	0,56	∞				
Edelmetall (Ir, @ 1.8 W/cm ² , 1 mg/cm ²)	0,56	∞				
Elektrolytmembran	5,6	∞				
Gesamt	7848	∞				

Tabelle 8-31: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für eine PEM Brennstoffzelle

PEM-Brennstoffzelle			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	g/kW	kW pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Platin (0,75 g/kW)	0,75	∞				
Elektrolytmembran	7	∞				
Gesamt	1430	∞				

Tabelle 8-32: H- Sätze typischer Materialien, die in Metallhydridspeichern und Druckwasserstoffspeicher eingesetzt werden

Material	Materialbedarf kg·kg _(H₂) ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Magnesiumhydrid*	13,3	7693-28-8	H260 H315 H319	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gas, die sich spontan entzünden können. Verursacht Hautreizungen Verursacht schwere Augenreizungen
Magnesium (Pulver)	12,3	743-95-4	H250 H260	Entzündet sich in Berührung mit Luft von selbst In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können.
Titantrichlorid (TiCl ₃)	0,89	7705-07-9	H250 H314	Entzündet sich in Berührung mit Luft von selbst. Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden.
Wasserstoff	1	1333-74-0	H220 H280	Extrem entzündbares Gas Enthält Gas unter Druck; kann bei Erwärmung explodieren.

Tabelle 8-33: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für einen Wasserstoffspeicher mit Druckwasserstoff

Wasserstoffspeicher			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	kg/kg(H ₂)	kg pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Wasserstoff	1	5.000		Nach Anhang I		
Gesamt	102	5.000				

Tabelle 8-34: Aufstellung der relevanten Materialien und ihre Einstufung für einen Wasserstofffeststoffspeicher

Wasserstoffspeicher - Feststoff			Einstufung Störfall-Vo		CMR	
Material	kg/kg(H ₂)	kg pro MS-I	H-Satz	Beschreibung	H-Satz	Beschreibung
Magnesiumhydrid	13,2	7.576	H260	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gas, die sich spontan entzünden können.		
Katalysator (TiCl ₃)	0,9	56.180	H250	Pyrophorer Feststoff, Kategorie 1		
Gesamt	59,8	6.676				

Brennstoffzelle

PEM-Brennstoffzellen sind im Einsatz weitgehend schadstofffrei. Als Gefahrstoffe können Platin-Nanoteilchen, die geträgert auf Ruß in den Elektroden (H228, pyrophor) verarbeitet sind, der Polymerelektrolyt (NAFION: H319-verursacht schwere Augenreizung und H335- kann Atemwege reizen) sowie das frostschutzhaltige Kühlmittel Ethylenglykol (H302-gesundheitsschädlich beim Verschlucken) gelten. Die als Gasdiffusionslage eingesetzten Graphitpapiere oder -filme sind bei der Verarbeitung durch Faserabrieb potenziell hautreizend.

Eine Freisetzung von Platin in nennenswerter Menge aus der Brennstoffzelle in die Umwelt ist in hohem Maße unwahrscheinlich. Der Kontakt mit dem Polymerelektrolyten und den Gasdiffusionslagen ist bei unversehrter Brennstoffzelle ausgeschlossen. Ethylenglykol kann durch Leckagen aus dem Kühlsystem in die Umwelt gelangen.

Keiner der Stoffe wird nach Störfall-VO eingestuft

CMR

Keine der in der PEM Brennstoffzelle enthaltenen Materialien wird als CMR Substanz klassifiziert.

Zwischenfazit

In der PEM Brennstoffzelle sind keine Materialien nach der Störfall-VO eingestuft. Allein das Kühlmittel Ethylenglykol (H302) ist in etwas größeren Mengen von 250 g/kW vorhanden.

Wasserstoffspeicher

Für ein Speichersystem Elektrolyse-Brennstoffzelle ist ein Wasserstoffspeicher notwendig, indem der im Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff gespeichert wird und nach Bedarf in der Brennstoffzelle in Strom zurückgewandelt wird. Bei der Wasserstoffspeicherung ist der Energiegehalt (kg H₂) als Einheit gewählt. Es werden zwei Typen von Wasserstoffspeichern betrachtet:

- Druckwasserstoffspeicher. Der Wasserstoff wird bei erhöhtem Druck z. B. in Stahlflaschen oder Kompositspeichern gespeichert.
- Der Wasserstoff wird als Metallhydrid chemisch gebunden, z. B. an Magnesium als MgH₂. Bei der Bindung wird Wärme frei, die bei Freisetzung des Wasserstoffs wieder zugeführt werden muss. Metallhydridspeicher werden in der vorliegenden Studie nur als Exkurs betrachtet, werden aber nicht in den detaillierten Untersuchungen der Wasserstoffsysteme bzw. -ketten berücksichtigt.

Die Druckbehälter sind frei von Schadstoffen, allerdings wird Druckwasserstoff als „H220-extrem entzündbares Gas“ und als „H280- Enthält Gas unter Druck; kann bei Erwärmung explodieren“ eingestuft. Zudem hat Wasserstoff die Eigenschaft unter Druckentspannung sich zu erwärmen und eventuell zu entzünden (negativer Joule-Thompson Effekt). Wasserstoff wird nach Anhang I der Störfall-VO mit einer Mengenschwelle I von 5000 kg eingestuft.

Die detaillierte Zusammensetzung von Metallhydridspeichern wird von den Unternehmen als vertrauliche Information behandelt. Exemplarisch sind in Tabelle 8-34 Magnesiumhydrid und TiCl₃ als typischer Katalysator aufgeführt.

Magnesiumhydrid wird als „H260 - In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können“, als „H315- Verursacht Hautreizungen“ und „H319- Verursacht schwere Augenreizungen“ eingestuft. Titantrichlorid wird mit „H250 - Entzündet sich in Berührung mit

Luft von selbst“- und mit „H314- Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden“ bezeichnet. Für die Einstufung nach Störfall-VO ist die Einstufung H260 und H250 relevant. Über den Feststoffen ist Wasserstoff mit geringem Druck vorhanden. Aufgrund der geringen Mengen wird auf die Einstufung von Wasserstoff verzichtet.

Eine Freisetzung von Mg, MgH₂ bzw. TiCl₃ aus dem versiegelten Metallhydridbehälter ist im Regelbetrieb äußerst unwahrscheinlich.

CMR

Sowohl im Druckwasserstoffspeicher als auch im Feststoffspeicher liegen keine CMR Substanzen vor.

Zwischenfazit

Für beide Systeme sind in den Tabelle 8-33 und Tabelle 8-34 die Umweltrelevanz dargestellt. Für die Mengenschwelle I wird für Druckwasserstoff ein Quotient von 5000 kg und für Festwasserstoffspeicher ein Quotient von 6676 kg festgestellt. Es bleibt festzuhalten, dass beide Systeme ein ähnliches Niveau an Umweltrelevanz aufweisen. Da dieses System sehr grob angelegt ist, ist eine Unterscheidung aufgrund des geringen Unterschiedes nicht sinnvoll.

8.2.2.7 Ergebnisübersicht Batterien

Tabelle 8-35: Zusammenstellung der Einstufung für Batteriesysteme

Batterietyp	Quotient	CMR
	kWh pro MS-I	H-Satz
Blei-Säure	3.812	H360Df
C-LNMC	3.707	
C-LNCA	272.582	H351
C-LFP	269.990	
LTO-LFP	93.449	
Redox-Flow V-V	20.517	
Redox-Flow Cr-Fe	45.454.545	H360Df
Natrium-Schwefel	28.329	
Zink-Luft	53.937	H360Df H351

In der obigen Tabelle sind die Einstufungen der verschiedenen Batterien vermerkt. Den niedrigsten Quotienten, also die höchste Umweltrelevanz weist die Blei-Säure-Batterie auf, gefolgt von der C-LNMC LIB. Mit Abstand folgen die V-V-Redox-Batterie und die Natrium-Schwefel-Batterie. Die Umweltrelevanz der Zink-Luft-Batterie zeigt einen ungefähr doppelt so hohen Quotienten wie Natrium-Schwefel. Den höchsten Quotienten und damit die geringste Umweltrelevanz weist die Cr-Fe-Redox-Batterie auf. Bei dieser Betrachtung ist allerdings zu bedenken, dass die Einstufung allein substanzbasiert erfolgt. Technische Randbedingungen wie übliche Sicherheitseinrichtungen und Einkapselung werden nicht mit einbezogen.

Interessant ist der Vergleich der LIB, die bis auf den LTO-LFP Typ von nahezu gleichem Bautyp sind. Bis auf das Kathodenmaterial verfügen die LIB in unserem Beispiel über die gleichen Materialien jedoch in verschiedenen Mengen. Für das Kathodenmaterial kann jedoch deutliche Unterschiede in ihrer Umweltrelevanz beobachtet werden. Für LFP wird keine Einstufung nachgewiesen. Für NMC wird hingegen eine hohe Umweltrelevanz aufgrund der Einstufung festgestellt. Für NCA liegt keine Einstufung nach Störfall-VO vor, die vorliegenden Daten sind allerdings nur vorläufig. Im Unterschied zu LFP und NMC wird NCA allerdings als H351 (kann vermutlich Krebs erzeugen), also als CMR eingestuft. Zusammenfassend ist also aus Sicht der Umweltrelevanz die LFP zu bevorzugen und LIB mit NMC abzuwerten. Für NCA führt der Gehalt an CMR Materialien ebenfalls zu einer Abwertung gegenüber der LFP. Für eine weitergehende Bewertung muss die Datengrundlage der NCA auf eine höhere qualitative Basis gestellt werden.

Die LIB nach dem LTO-LFP Typ weisen einen bis zu ungefähr 7-mal höheren Gehalt an Lithium gegenüber den anderen LIB Batterien auf. Der deutlich höhere Lithiumgehalt führt zu einem geringeren Quotienten und damit einem höheren Potenzial in der Umweltrelevanz. Der LTO-LFP Typ zeigt, dass eine Änderung des Bautyps mit erhöhtem Lithiumaufwand sich sofort in der Einstufung/Quotient bemerkbar macht.

In der obigen Tabelle 8-35 sind neben dem Quotienten nach Störfall-VO auch die CMR-Einstufung ausgewiesen. Für Blei ist die Einstufung als H360Df aufgeführt. Blei kommt in großen Mengen in der Blei-Batterie vor. Als Katalysator in deutlich geringeren Mengen ist Blei allerdings auch in der Cr-Fe-Redox-Batterie und in der Zink-Luft-Batterie vorhanden. Das Kathodenmaterial C-NCA ist als vermutlich Krebs erzeugend (H351) eingestuft. Ebenso wird der Kobaltkatalysator in der Zink-Luft-Batterie als H351 eingestuft. Dieser Sachverhalt muss bei der Bewertung der Batterien berücksichtigt werden.

8.2.2.8 Bewertung der Batteriesysteme

In der Tabelle 8-36 sind die Batteriesysteme und ihre Bewertung aufgeführt. Mit (--) wird die negativste Bewertung, also höchste Umweltrelevanz, und mit (++) die relativ positivste Bewertung, also geringste Umweltrelevanz bezeichnet. Zusätzlich zu dem Ergebnis der akut toxischen Eigenschaften nach dem Schema der Störfall-VO werden die CMR-Eigenschaften hinzugezogen.

Tabelle 8-36: Vergleichende Bewertung der Batteriesysteme

Bewertung	Batterietyp	Bemerkung
--	Blei-Säure	Abwertung wg. CMR
--	C-NMC	
-		
0	Zn-Luft	Abwertung wg. CMR
0	Redox V-V	Datenlage
0	NA-S	
+	C-NCA	Abwertung wg. CMR; Datenlage
+	LTO-LFP	
++	Redox Cr-Fe	Abwertung wg. CMR
++	C-LFP	

Als Batterien mit der höchsten Umweltrelevanz werden die Blei-Säure-Batterie und die LIB C-NMC bewertet. Zusätzlich wird die Blei-Batterie aufgrund des CMR-Merkmals und der davon betroffenen hohen Bleimengen abgewertet, d. h. sie wird nochmal negativer bewertet als allein auf Grundlage der Störfall-VO.

Zwischen den beiden Batterien Blei-Säure und C-NMC und den anderen Batterietypen ergibt sich ein relativ großer Abstand. Um dies zu verdeutlichen ist die Bewertung „-“, nicht besetzt. Die nächsten Batterietypen, Zink-Luft, Redox V-V und Natrium-Schwefel, werden dann erst in die Bewertungskategorie „0“ eingeordnet. Die Zink-Luft-Batterie wird hier aufgrund der CMR-Merkmale abgewertet, da sie in relativ hohen Mengen zwei CMR-Substanzen enthält. Im Gegensatz zu anderen Batterien wird die Zink-Luft-Batterie als ein „offenes“ System (nicht-gekapselt) angesehen.

Als relativ positiv („+“) bewertet werden die LIB des Typs C-NCA sowie die LTO-LFP. Die C-NCA wird aufgrund des CMR Gefahrenmerkmals abgewertet. Zudem ist die Datenlage der C-NCA ungewiss und bedarf einer Klärung.

Als Batterien mit der geringsten Umweltrelevanz „++“ wird die Redox Cr-Fe-Batterie und die LFP Batterie bewertet. Die Cr-Fe-Redox-Batterie weist mit Blei einen Inhaltsstoff auf, der als CMR eingestuft ist, und deshalb auch zur Abwertung führt. Allerdings ist das Blei einerseits nur in sehr geringen Mengen vorhanden und andererseits als Katalysator in der Zelle nicht frei verfügbar. So beträgt in der Cr-Fe-Redox Zelle der Bleigehalt nur $2 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$, während die Bleigehalte in der Zink-Luft-Batterie ca. $44 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$ und in der Blei-Batterie selbst ca. $26.000 \text{ g}^*(\text{kWh})^{-1}$ betragen.

8.2.2.9 Problematik der Einstufung

In den letzten Dekaden wurden neue Batterien und neue Batteriematerialien entwickelt, die jetzt zur Marktreife gelangen. Nachteil dieser schnellen Entwicklung ist die oft nur provisorische Einstufung der gefährlichen Eigenschaften. So liegen häufig nur provisorische Einstufungen wie im Fall des Kathodenmaterials NCA vor. Für das Kathodenmaterial NMC konnten sowohl eine Einstufung in der ECHA Datenbank als auch eine nur provisorische Einstufung des Lieferanten gefunden werden. Die scheinbar geringen Mengen, die in Verkehr gebracht werden, erlauben eine spätere Notifizierung der Materialien.

Für das Elektrodenmaterial der LIB NMC (Kobalt Lithium Mangan Nickel Oxid, CAS 346417-97-8) konnten zwei Einstufen gefunden werden:

Aus dem Sicherheitsdatenblatt (Sigma Aldrich) wird die provisorische Einstufung mit H317 und H351 bzw. R40, R43 angegeben. Aus dieser Einstufung ergibt sich nach Störfall-VO keine Mengenschwelle, d. h. die Substanz wird nicht berücksichtigt.

In der ECHA Datenbank der angemeldeten Substanzen findet sich eine andere provisorische Einstufung (ton+1). Die Anmeldung hat denselben IUPAC Namen mit derselben stöchiometrischen Formel allerdings ohne CAS-Nummer, dafür mit der EC-Nummer 480-390-0. Die für uns relevante provisorische Einstufung ist hier H330 bzw. R26 (very toxic). Das würde eine Einstufung nach Störfall-VO mit einer Mengenschwelle I von 5000 kg bedeuten.

In unserem Fall erfolgt die Einstufung nach ECHA Datenbank, da sie zurzeit über die aktuellste und umfassendste Datenbank verfügt.

Für die Vanadiumsalze der Oxidationsstufe 2 und 3 konnten ebenfalls keine Einstufung gefunden werden.

8.2.3 Verbesserung der Datenlage zu gefährlichen Stoffeigenschaften

Die hier festgestellte Situation, dass bislang die Einstufung der Stoffeigenschaften von Spezialchemikalien nach REACH provisorisch oder lückenhaft ist, beruht auf dem mengenbezogenen Registrierungserfordernis von REACH. Die Registrierung eines Stoffes als Voraussetzung für den Marktzugang verlangt die Übermittlung von grundlegenden Stoffinformationen durch die Stoffverantwortlichen an die Europäische Chemikalienagentur (ECHA, European Chemicals Agency)¹⁰⁷. Stoffe als solche, in einem Gemisch oder in einem Erzeugnis dürfen nur dann nach dem in Art. 5 REACH verankerten Prinzip „Ohne Daten kein Markt“ in der EU hergestellt oder in Verkehr gebracht werden, wenn sie registriert wurden; Stoffe ab 1 t pro Jahr sind bis zum Jahr 2018 zu registrieren (siehe die folgende Tabelle 8-37).

Tabelle 8-37: Stichtage in Abhängigkeit von Mengenschwellen

Mengenschwelle für Registrierung	Stichtag
Stoffe ≥ 1000 t/a CMR ¹⁰⁸ -Stoffe ≥ 1 t/a Umweltgefährdende ¹⁰⁹ Stoffe ≥ 100 t/a	01.12.2010
Stoffe ≥ 100 t/a	01.06.2013
Stoffe ≥ 1 t/a	01.06.2018

Da die aktiven Materialien insbesondere in Lithium-Ionen-Batterien (LIB) von den Herstellern als Laborchemikalien mit geringem Produktionsvolumen (<1 t) eingestuft werden, ist eine vollständige Registrierung vor 2018 nicht zu erwarten.

Zudem gelten in REACH mengenschwellenabhängigen Registrierungsanforderungen für Stoffe, siehe die folgende Tabelle.

¹⁰⁷ Ein Glossar der häufig verwendeten Begriffe in REACH findet sich unter: <http://www.reach-info.de/glossar.htm> (so am 8.8.2011).

¹⁰⁸ Dies sind krebserzeugende, erbgutverändernde oder fortpflanzungsgefährdende Stoffe.

¹⁰⁹ Dies umfasst Stoffe mit der Einstufung R 50/53 („sehr giftig für Wasserorganismen“ und „kann in Gewässern langfristig schädliche Wirkungen haben“).

Tabelle 8-38: Registrierungsanforderungen in Abhängigkeit von Mengenschwellen

Mengenschwelle	Informationsanforderungen
Ab 1 t/a	Alle physikalisch-chemischen, toxikologischen und ökotoxikologischen Informationen, welche für ihn relevant sind und dem Registranten zur Verfügung stehen (Art. 12 Abs. 1, Anhang VI Nr. 2 REACH). Zumindest muss der Registrant die Informationen nach Art. 12 Abs. 1 Buchstabe a und b REACH liefern;
Ab 10 t/a	Zusätzlich zu vorheriger Mengenschwelle: Basisangaben nach Anhang VII und Anhang VIII (Art. 12 Abs. 1 Buchstabe c REACH). Nach Art. 14 Abs. 1 REACH haben Registranten eine Stoffsicherheitsbeurteilung durchzuführen, die in den zu erstellenden Stoffsicherheitsbericht eingeht. In der Stoffsicherheitsbeurteilung werden schädliche Wirkungen durch chemisch-physikalische Eigenschaften, schädliche Wirkungen auf die Gesundheit des Menschen und die Umwelt sowie PBT ¹¹⁰ - und vPvB ¹¹¹ -Eigenschaften des Stoffs ermittelt (Art. 14 Abs. 3 REACH). Ist der Stoff gem. Art. 14 Abs. 4 REACH nach einer der in Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 dargelegten Gefahrenklassen oder -kategorien ¹¹² einzustufen, ist zusätzlich eine Expositionsbeurteilung und eine Risikobeschreibung (Anhang I Nr. 5 und 6 REACH) durchzuführen, in der alle identifizierten Verwendungen zu behandeln sind.
Ab 100 t/a	Zusätzlich zu vorherigen Mengenschwellen: Versuchsvorschläge zur Gewinnung von Informationen nach Anhang IX zu machen (Art. 12 Abs. 1 Buchstabe d REACH);
Ab 1000 t/a	Zusätzlich zu vorherigen Mengenschwellen: Angaben nach Anhang X REACH, wenn die vorhandenen Stoffinformationen nicht ausreichen, das Risiko zu beurteilen (Art. 12 Abs. 1 Buchstabe e REACH).

Ab 1 t/a muss der Registrant/Importeur eines Stoffes alle physikalisch-chemischen, toxikologischen und ökotoxikologischen Informationen, welche für ihn relevant sind und ihm zur Verfügung stehen an die ECHA übermitteln. Aber der Registrant/Importeur eines Stoffes muss erst ab einer Mengenschwelle von 10t/a ein Sicherheitsdatenblatt erstellen und dies an die Down-stream-user weitergeben. Steigt die Produktionsmenge der Spezialchemikalien in den nächsten Jahren an und überschreitet die 10 t/a Mengenschwelle muss der Registrant weitere Human- und Ökotoxizitätsdaten ermitteln.

Schließlich ist die derzeitige schlechte Datenlage zu Spezialchemikalien insbesondere beim Import von Lithium-Ionen-Batterien selbst oder z. B. in Elektrofahrzeugen vor dem Hintergrund der REACH-Vorschriften zum Import von Stoffen in Erzeugnissen zu beleuchten.

¹¹⁰ „PBT“ steht für Stoffe, die als persistent, bioakkumulierend und toxisch eingestuft sind.

¹¹¹ „vPvB“ steht für Stoffe, die sehr persistent und sehr bioakkumulierend eingestuft sind.

¹¹² Einige Gefahrenklassen für die es keine Entsprechungen in der RL 67/548/EWG gab, fallen nicht unter diese Pflicht.

Produzenten oder Importeure von Erzeugnissen (wie z. B. LIB oder Elektrofahrzeugen) müssen Stoffe nach Art. 7 REACH registrieren oder anmelden. Allerdings greift diese Pflicht nur, wenn verschiedene Bedingungen erfüllt sind. Neben Mengen- bzw. Konzentrationsschwellen geht es auch um die Frage, ob Freisetzen von Stoffen in Erzeugnissen beabsichtigt, vorhersehbar oder kritisch sind, und ob die Verwendung im Erzeugnis bereits bei der Registrierung durch den Hersteller (bzw. Importeur) des Stoffes berücksichtigt wurde. Die Registrierung von Spezialchemikalien, die z. B. in importierten LIB enthalten sind, wird in der Regel nicht erfolgen, da dies nach Art. 7 (1) REACH voraussetzt, der Stoff in Mengen von mehr als 1 Tonne/Jahr je Produzent oder Importeur in den Erzeugnissen enthalten ist und unter normalen oder vorhersehbaren Bedingungen freigesetzt werden soll. Letzteres ist bei der Verwendung von LIB gerade nicht beabsichtigt. Weiterhin sind Hersteller bzw. Importeure eines Erzeugnisses verpflichtet darin enthaltene SVHC¹¹³-Stoffe der Kandidatenliste bei der ECHA anzumelden, aber nur wenn der Stoff in Mengen von mehr als 1 t/a pro Produzent oder Importeur in den Erzeugnissen enthalten ist und der Stoff in diesen Erzeugnissen in einer Konzentration von mehr als 0,1 Massenprozent enthalten ist sowie eine Exposition während Verwendung und Entsorgung nicht ausgeschlossen werden kann (Art. 7 (3) REACH). Handelt es sich bei den Spezialchemikalien in LIB nicht um besonders besorgniserregende Stoffe wird auch hier aufgrund der fehlenden Anmeldung die Datenlage bei der ECHA schlecht sein.

8.3 Exkurs zu den Freisetzungspotenzialen der relevanten Nanomaterialien sowie den mit ihrer Herstellung verbundenen Energie- und Rohstoffverbräuchen

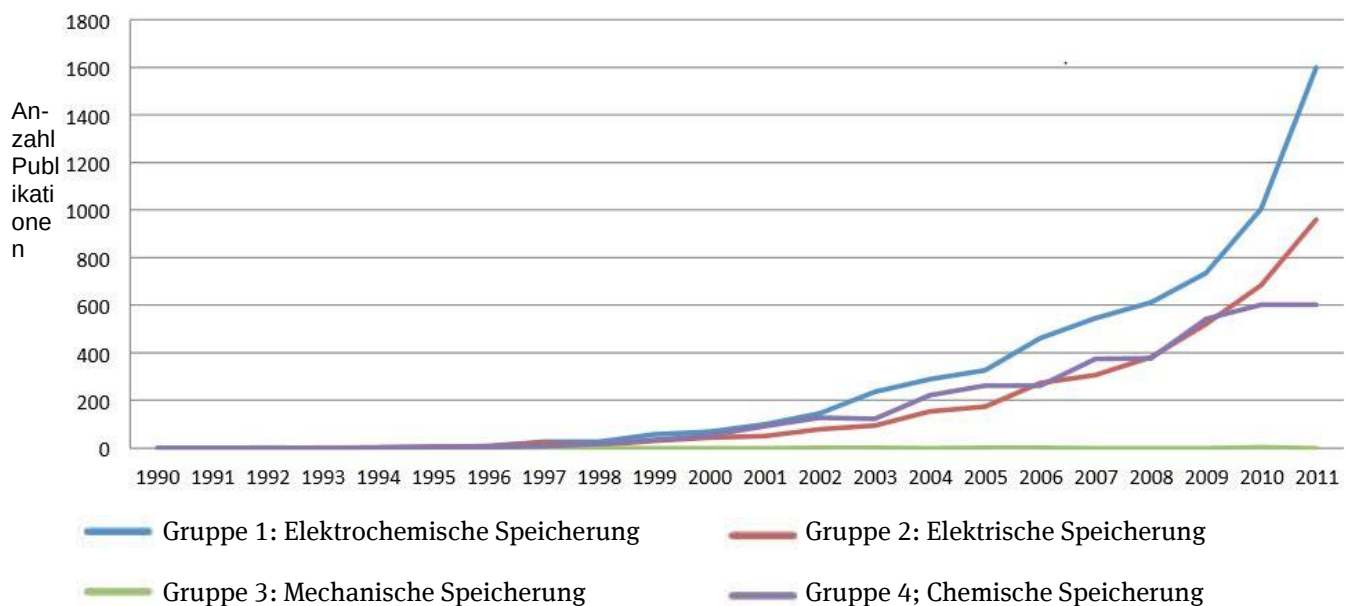
8.3.1 Einleitung

Nanomaterialien stellen ein vielversprechendes Innovationsfeld für Energiespeicher Systeme (ESS) dar. Das hohe Forschungsinteresse begründet sich in der großen Nachfrage nach ESS mit höheren Energiedichten, besseren Lade-/Entladeeigenschaften und langen Standzeiten. Die physikalischen Eigenschaften von Nanomaterialien (z. B. extrem große Oberfläche) lassen sich technisch nutzen, um diese Anforderungen zu erfüllen. Gegenwärtig ist der Einsatz von Nanomaterialien in ESS noch auf spezielle Anwendungsfälle limitiert. In der Grundlagenforschung sowie der anwendungsorientierten Innovation werden allerdings eine große Vielfalt von Nanomaterialien für den Einsatz in ESS entwickelt. Dieser Innovationstrend spiegelt sich in einer steigenden Anzahl wissenschaftlicher Publikationen zu Nanomaterialien für ESS (Abbildung 8-5). Besonders starkes Forschungsinteresse gilt dabei der Technologieentwicklung für wieder aufladbare Lithium-Ionen-Batterien (Wei et al. 2011).

Die intensiven Forschungsanstrengungen deuten darauf hin, dass zukünftig vor allem bei Batterien und Brennstoffzellen mit einer deutlichen Zunahme des Einsatzes von synthetischen Nanomaterialien zu rechnen ist. Allerdings herrscht Unklarheit über den tatsächlichen Einsatz von Nanomaterialien in marktreifen Produkten da die Hersteller zu diesem Thema kaum Informationen veröffentlichen. Diese Ungewissheit erschwert eine Abschätzung der Risiken von nanomaterialhaltigen ESS für Umwelt und Gesundheit.

¹¹³ SVHC steht für „Substances of very high concern“ oder deutsch „besonders besorgniserregende Stoffe“, siehe Art. 57 REACH.

Abbildung 8-5: Entwicklungen bei wissenschaftlichen Publikationen zum Thema Nanotechnologie für Energiespeicher. Quelle: (Seitz et al. 2013)



8.3.2 Vorgehensweise

Der Schwerpunkt dieses Exkurses zu den bei ESS relevanten Nanomaterialien widmet sich der Frage, ob deren Einsatz mit Risiken für die Umwelt und die menschliche Gesundheit verbunden ist. Der Exkurs fokussiert auf zwei Arten von Umweltaspekten: 1. stoffbezogene Risiken der Nanomaterialien und 2. Energie- und Rohstoffverbrauch bei der ESS Herstellung. Die hier angewandte methodische Vorgehensweise entspricht einer orientierenden Kurzanalyse¹¹⁴ und basiert auf einer Synthese der aus Literatur sowie von ausgewählten Experten zusammengetragenen Wissens. Ausgangspunkt für die Ermittlung der Umweltrelevanz der relevanten Nanomaterialien bildet daher eine qualitative Betrachtung des Lebenszyklus von ESS. Das Ziel der Kurzanalyse ist die Priorisierung möglicher Risikoquellen (Hot-Spots) und die Ableitung entsprechender Empfehlungen zur Risikominimierung.

Die hier präsentierte Risikoabschätzung lehnt sich an die vom Bundesinstitut für Risikobewertung (2009) gegebenen Empfehlungen zur Risikokommunikation an. Demnach soll neben dem Gefährdungspotenzial auch über Wahrscheinlichkeit und Ausmaß der Exposition informiert werden. Grundlage der stoffbezogenen Risikoabschätzung bildet die bei der Chemikalienbewertung etablierte Vorgehensweise nach der das Risiko als Funktion von Exposition von Schutzgütern sowie stoffbezogenem Gefährdungspotenzial charakterisiert wird (SCENIHR 2006, ECHA 2012).

In diesem Sinne wird zunächst abgeschätzt ob eine Exposition von Schutzgütern (Mensch, Umwelt) gegenüber den in ESS enthaltenen Nanomaterial möglich erscheint. Eine Exposition ist generell immer dann zu erwarten, wenn Nanomaterialien aus dem Verbund eines Produkts freigesetzt werden können. Die Freisetzung wird als kausaler Ausgangspunkt der möglichen Exposition betrachtet, auch wenn es ungewiss bleibt, auf welchem Wege und welchem Ausmaß Schutzgüter tatsächlich gegenüber freigesetzten Nanomaterialien exponiert sein werden. Mangels empirischer Erfahrungen mit Nanomaterialien wird die Expositionswahrscheinlichkeit hierbei auf Basis von generalisiertem Wissen über industrielle Emissionsszenarien antizipiert. Im Mittelpunkt der Kurzanalyse steht deshalb

¹¹⁴ Die hier präsentierte Kurzanalyse hat nicht Anspruch einer vollständigen Risikobewertung da eine evidenzbasierte Beurteilung der Risikofaktoren (Exposition und Toxizität) im Rahmen dieser Studie nicht praktikabel war.

die Frage, ob die jeweiligen Nanomaterialien im Normalbetrieb während des Lebenszyklus eines ESS freigesetzt werden können, insbesondere durch:

- ▶ Prozessbedingte Emissionen und Abfälle während der Herstellungsphase,
- ▶ Degradation der ESS während der Gebrauchsphase (z. B. durch Umwelteinflüsse),
- ▶ Demontage, Recycling und Entsorgung der ESS in der Nachgebrauchsphase.

Zweitens wird das stoffbezogene Gefährdungspotenzial (Toxizität) für die gegenwärtig bei ESS verwendeten Nanomaterialien zusammengefasst diskutiert. Im Gegensatz zur Chemikalienbewertung ist allerdings für die konkret bei ESS vorliegenden Nanomaterialien keine quantitative Charakterisierung der Toxizität möglich weil die hierzu erforderlichen Testergebnisse noch nicht ausreichen. Angesichts dieser nach wie vor bestehenden Ungewissheit wird ein kurzer Überblick über das gegenwärtige Wissen zu den stoffbezogenen Auswirkungen gegeben.

Hinsichtlich der sonstigen Umweltaspekte bei der Herstellung der in den Energiespeichern verwendeten Nanomaterialien werden vorhandene Daten zu spezifischen Energie- und Ressourcenverbräuchen ausgewertet. Angelehnt an die Vorgehensweise bei quantitativen Lebenszyklusanalysen wurden hier nur solche Nanomaterialien berücksichtigt, welche voraussichtlich mehr als etwa 1 Prozent zum Energieeinsatz der Herstellung des ESS beitragen¹¹⁵.

Aus der Zusammenschau der Ergebnisse aus expositions- und gefährdungsbezogener Analyse sowie aus der Betrachtung der Herstellung der Nanomaterialien werden schließlich Hot Spots bezüglich der Umwelt- und Gesundheitsrelevanz der verwendeten Nanomaterialien abgeleitet.

8.3.3 Überblick zu Nanomaterialien in Energiespeicher-Systemen

Im Rahmen des Betrachtungsgegenstands dieser Studie werden stationäre ESS für erneuerbare Energien sowie mobile ESS für Anwendungen der Elektromobilität und Wasserstoffmobilität berücksichtigt. In diesem Kontext spielen Nanomaterialien vor allem bei wiederaufladbaren Lithium-Ionen-Batterien (LIB) sowie bei Brennstoffzellen für wasserstoffbasierte ESS¹¹⁶ eine Rolle. Das Hauptaugenmerk liegt hier auf den Aktivmaterialien, welche in den zuvor genannten Speichermedien zum Einsatz kommen.

Lithium-Ionen-Batterien

Der größte Teil der gegenwärtig genutzten LIB basiert auf folgenden Kathodenmaterialien (siehe Kapitel 2.3):

- ▶ Lithium-Kobaltoxid (LCO);
- ▶ Lithium-Nickel-Mangan-Kobaltoxid (LNMC);
- ▶ Lithium-Manganoxid (mit Spinellstruktur) (LMO);
- ▶ Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminiumoxid (LNCA);
- ▶ Lithium-Eisenphosphat (LFP).

Das Kathodenmaterial besteht in der Regel aus einer Suspension dieser Substanzen in fein gemahlener Form in organischen Lösungsmitteln. Bei konventionellen LIB liegen die Korngrößen des Aktivmaterials typischerweise im Bereich zwischen 10-50 µm (Venugopal et al. 2010). Diese pastöse Mas-

¹¹⁵ Eine Schätzung der Größenordnung ist notwendig weil exakte Herstellerangaben zur Zusammensetzung der ESS und zur Charakterisierung der verwendeten Nanomaterialien nicht öffentlich verfügbar sind.

¹¹⁶ H₂-Speichermedien sind nicht Untersuchungsgegenstand der Studie.

se wird auf elektrisch leitfähigen Trägermaterialien aufgebracht. Lithium fungiert in diesen elektrochemischen Systemen als Träger der Ladung und wird vom Elektrolyten in Form positiv geladener Ionen transportiert. Beim Laden der Batterie wird es aus dem Kathodenmaterial herausgelöst und durch eine ionendurchlässige Membran in die Anode eingelagert. Beim Entladen kehrt sich dieser Prozess um. Als Anodenmaterial fungiert typischerweise Graphit oder Lithium-Titanoxid (in neueren Systemen). Die elektrische Leistungsfähigkeit des Akkumulators wird dabei sowohl von der Menge von speicherbaren Lithium Ionen als auch deren Mobilität im Elektrolyten bestimmt.

Durch den Einsatz nanostrukturierter Aktivmaterialien und Hilfskomponenten (z. B. nanoporöser Membranen) lassen sich die Eigenschaften der oben genannten LIB Komponenten gezielt beeinflussen und verbessern. Verbesserte Stabilität und funktionelle Zuverlässigkeit (z. B. Explosionsschutz) sind weitere Argumente für die Entwicklung nanostrukturierter Batteriekomponenten. Die herausragenden funktionalen Eigenschaften verschiedener Nanomaterialien prädestinieren deren Verwendung für folgende LIB-Komponenten (Liu et al 2006, Venugopal et al. 2010):

- ▶ Aktivmaterial (Anoden- und Kathodenmaterial zur Speicherung von Lithium-Ionen und Ladungstransport);
- ▶ Beschichtungen und Additive (Leitruß und PVDF-Binder zur Verbesserung des Ladungstransports und zur Stabilisierung);
- ▶ Elektrolyte (Ionenmobilität);
- ▶ Nanostrukturierte Separatormedien (für Li-Ionen semipermeable Membranen zur elektrischen Trennung von Anode & Kathode).

Zur gegenwärtigen Verwendung von Nanomaterialien in LIB gibt es kaum konkrete Informationen. Generell ist zu beobachten, dass Hersteller proprietärer Batterietechnologien große Diskretion über die technischen Details der jeweiligen Produkte wahren. Darunter fällt auch die mögliche Verwendung nanostrukturierter Komponenten. Allerdings gibt die am Markt zu beobachtende kontinuierliche Steigerung der Leistungsdichte bei LIB einen Grund zur Annahme, dass bereits heute möglicherweise Nanomaterialien zum Einsatz kommen. Diese werden aber meist nicht als solche deklariert. Beispielsweise wird Ruß¹¹⁷ traditionell nicht als Nanomaterial bezeichnet obwohl die Größe der einzelnen Rußpartikel im Bereich von 10 bis 300 Nanometern liegt. Ruß wird bei Batterien als Additiv zu elektrisch nicht leitfähigen Aktivmaterialien zugefügt, um die Leitfähigkeit der Elektroden zu verbessern. Einzelne Hersteller verwenden anorganische Additive zur Herstellung von Separatormembranen zur Verbesserung der Sicherheit bei internen Kurzschlüssen. Dazu kommen keramische Agglomerate (in Mikrometergröße) aus nanoskaligen Verbindungen auf Basis von Aluminiumoxid zum Einsatz.

Aus den öffentlich verfügbaren Informationen verschiedener Hersteller lassen sich Rückschlüsse ziehen, welche Nanomaterialien als Aktivmaterial eingesetzt werden. Beispielsweise verwendet der Hersteller A123 Systems Inc. nanopartikuläres Lithiumphosphat für die Produktion von prismatischen LIB-Zellen. Dabei werden mikrometergroße Aggregate aus ca. 100 nm großen Primärteilchen als Kathodenmaterial verwendet (A123 Systems Inc., 2013). NEI corp. produziert ein nanoskaliges Kathodenmaterial bestehend aus Lithium-Mangan-Oxid mit Spinell-Struktur. Als Anodenmaterial wird Lithium-Titanoxid mit einer Korngröße von 50-90 nm angeboten (NEI corporation 2014). Auch Altair Nanotechnologies Inc.¹¹⁸ produziert nano-strukturiertes Anodenmaterial aus Lithiumtitanat.

¹¹⁷ Ruß (engl. „carbon black“) besteht aus amorphem Kohlenstoff, welcher durch sauerstoffarme Verbrennung von Kohlenwasserstoffen in industriellem Maßstab hergestellt wird und weithin als Füllstoff und Schwarzpigment verwendet wird.

¹¹⁸ Vgl. <http://www.altairnano.com/products/>

Diese Materialien werden bereits im Tonnenmaßstab produziert und auf den Markt gebracht. Weiterhin werden nanoskaliges Titandioxid (TiO_2) sowie Silizium als mögliche Aktivmaterialien für LIB genannt. Zur verwendeten Menge dieser Substanzen gibt es keine Angaben.

Kohlenstoff-Nanoröhren (CNT) werden weithin als besonders leistungsfähiger Ersatzstoff für das traditionell in LIB-Anoden verwendete Grafit angesehen. Eine Vielzahl von Prototypen solcher CNT-Batterien wurde bereits entwickelt und vorgestellt (Pirolini 2014). Auch bei Lithium-Schwefel / Natrium-Schwefel-Batterien wird der Einsatz von CNT und Grafit-Nanofäden erforscht, um die Stabilität und Leitfähigkeit der Elektrode zu verbessern (Choia et al 2006). Allerdings behindert der gegenwärtig noch relativ hohe Preis des CNT-Rohmaterials die Verbreitung solcher Akkus als Massenprodukt.

Zunehmend wird auch die mögliche Verwendung von Graphen¹¹⁹ als Elektrodenmaterial erforscht, sowohl für Li-Ionen- als auch für Lithium-Schwefel-Akkus. Auf dieses kohlenstoffbasierte Nanomaterial werden große Erwartungen für Innovation der Batterietechnologie gesetzt. Man erhofft sich die Realisierung von schnell auf- und entladungsfähigen Akkumulatoren mit bis zu zehnfachen Kapazitäten (Choi et al. 2010). Allerdings befindet sich die Forschung zu Graphen-Akkus bislang noch im Laborstadium und wird daher im Folgenden nicht weitergehend betrachtet.

Seitz et al. (2013) vermerken, dass sich die Nano-Kohlenstoff-Technologie bei Batterien allgemein noch in der Entwicklungsphase befindet. Allerdings wird zukünftig mit einem hohen Wachstumspotenzial gerechnet. Dabei ist nicht auszuschließen, dass schon jetzt einzelne Spezialakkumulatoren bereits auf CNT-Basis hergestellt werden.

Tabelle 8-39: Übersicht über die Verwendung von Nanomaterialien in Akkumulatoren.
(Quelle: eigene Einschätzung)

Batteriesystem	Heutige ¹²⁰ Verwendung Nanomaterialien	Zukünftige Verwendung Nanomaterialien
Blei-Akkumulatoren	-	-
Lithium-Ionen C - LNCM/LMO	Vereinzelt	Sehr wahrscheinlich
Lithium-Ionen C-LNCM/LNCA	Vereinzelt	Sehr wahrscheinlich
Lithium-Ionen [C – LFP]:	Vereinzelt	Sehr wahrscheinlich
Lithium-Ionen TiO – LFP	Vereinzelt	Sehr wahrscheinlich
Natrium-Schwefel	-	wahrscheinlich
Redox-Flow mit wässrig-sauren Elektrolyten (Vanadium)	-	wahrscheinlich
Redox-Flow mit wässrig-sauren Elektrolyten (Eisen-Chrom)	-	-
Zink-Luft	-	möglich

¹¹⁹ Graphen ist eine zweidimensionale Modifikation des Kohlenstoffs bestehend aus einlagigen Kristallschichten des Grafit. Dieses Nanomaterial wird gegenwärtig intensiv erforscht.

¹²⁰ Bezieht sich auf Verwendungen, soweit diese bekannt sind.

Brennstoffzellen und Elektrolysezellen

Brennstoffzellen wandeln die chemische Reaktionsenergie des Wasserstoffs direkt in elektrische Energie um. Dies geschieht mittels katalytischer Oxidation an einer Membran, welche die entstehende elektrische Ladung zwischen Anode und Kathode trennt. In konventionellen Brennstoffzellen werden Platin-Nanopartikel als Katalysatoren verwendet. Diese sind typischerweise auf einem hochporösen Substrat verankert, welches aus Keramik oder Kohlenstoff besteht. Festoxid-Brennstoffzellen (SOFC) hingegen benötigen keinen Platinkatalysator. Allerdings wird diese Brennstoffzelle nicht als besonders wahrscheinliche Technologieoption behandelt. Stattdessen läuft die Reaktion an keramischen Feststoffelektrolyten ab. Diese Komponenten werden durch keramisches Sintern aus einem Pulver gefertigt, welches neben Zirkoniumoxid auch nanoskaligem Yttrium als Stabilisator enthält. Die technische Leistungsfähigkeit der SOFC lässt sich durch Dotierung des Materials mit nanoskaligen Oxiden verschiedener Seltener Erden steigern. Durch das Sintern „verbäckt“ das Pulver zu einem porösen Nanokomposit-Festkörper, der dann kein ungebundenes Nanomaterial mehr enthält. PEM Brennstoffzellen und PEM Elektrolysezellen sind potenzielle Einsatzgebiete für mehrwandige Kohlenstoff-Nanoröhrchen (MWNT). Forschungsarbeiten haben gezeigt, dass die Verwendung von MWNT in der Elektrolysemembran helfen kann die Menge des Platins als Katalysatormaterial zu reduzieren (Wang et al 2004). Auch Graphen wird als vielversprechendes Nanomaterial für PE-Membranen intensiv erforscht.

Tabelle 8-40: Übersicht über die Verwendung von Nanomaterialien in Wasserstoffbasierten ESS.
Quelle: eigene Einschätzung

ESS System	Verwendung Nanomaterialien heute	Verwendung Nanomaterialien Zukunft
SOFC Brennstoffzelle	Ausgangsmaterial	Ausgangsmaterial
PEM Brennstoffzelle	-	wahrscheinlich
Alkalische Elektrolysezelle	-	-
PEM Elektrolysezelle	-	wahrscheinlich

8.3.4 Abschätzung der Freisetzungsmöglichkeiten von Nanomaterialien aus ESS

Entscheidend für die Abschätzung von Risiken ist die Wahrscheinlichkeit und Ausmaß der Exposition von Schutzgütern gegenüber den in ESS verwendeten Nanomaterialien. Eine Exposition von Mensch und Umwelt ist immer dann möglich, wenn Nanomaterialien aus Energiespeichern freigesetzt werden (Nowack 2011). Eine Freisetzung am Arbeitsplatz führt meist zu einer unmittelbaren Exposition der Beschäftigten während eine Exposition der Umwelt auch über eine Vielzahl von Verteilungs- und Umwandlungsprozessen stattfinden kann (Chen et al. 2011). Als vereinfachende Annahme gilt: Jede Freisetzung birgt eine Möglichkeit, dass es zur Exposition von Schutzgütern kommt. Diese vorsorgliche Interpretation gilt insbesondere bei Ungewissheit über das Schicksal der Nanomaterialien in der Umwelt, bevor diese von Organismen aufgenommen werden.

Eine Freisetzung kann an allen Stationen des Lebenswegs eines ESS und aufgrund ganz verschiedener Prozesse geschehen. Im Folgenden werden die Stationen im Produktlebensweg eines generischen¹²¹ ESS von der Herstellung bis zur Entsorgung betrachtet.

¹²¹ Produktbezogene Fallstudien zur Freisetzung aus konkreten ESS waren im Rahmen dieser Kurzstudie nicht möglich.

- ▶ Nanomaterial Synthese

Die Herstellung der Ausgangsmaterialien kann, je nach Verarbeitungsweise, zu Expositionen am Arbeitsplatz führen und in der Umwelt führen. Eine Emission und Verteilung in die Umwelt ist bei der Herstellung von Nanomaterialien immer dann in Betracht zu ziehen, wenn die Produktionsanlagen nicht mit nano-spezifischen Emissionsminderungstechniken ausgerüstet sind. Besonders relevant ist hier der Expositionsweg über die Luft, weil sich die Emission staubförmiger Nanomaterialien schwieriger eindämmen lässt als bei Stäuben mit einer größeren Partikelgröße. Zudem können nanoskalige Stäube beim Einatmen tief in die Lunge eindringen (bis in die Lungenbläschen) und dadurch Gesundheitsschäden verursachen. Generell gelten alle Prozesse als expositionsgefährdet, bei denen trockene Pulver oder Aerosole entstehen. Dazu gehören insbesondere folgende Verfahren:

- ▶ Mechanische Zerkleinerung (z. B. Kugelmühle);
- ▶ Thermische Synthese (Flammspritz-Pyrolyse, Lichtbogensynthese, Laserabscheidung (bei CNT));
- ▶ Chemische oder physikalische Gasphasenabscheidung.

Demgegenüber erscheint bei nasschemischen Syntheseverfahren die Expositionsgefährdung via Luftübertragung am Arbeitsplatz geringer da hierbei keine Stäube entstehen. Hingegen kann es durch die Abwässer und Klärschlämme chemischer Produktionsanlagen zu unkontrollierter Freisetzung von suspendierten Nanomaterialien in die Umwelt kommen, wenn die Kläranlagen nicht speziell für die Eliminierung suspendierter Nanomaterialien konzipiert wurden. Zudem können sich Nanomaterialien im Klärschlamm anreichern und mit diesem, je nach Entsorgungsweg, in die Umwelt gelangen (Gartiser et al. 2014).

Folgende Verfahren werden häufig zur Synthese von Nanomaterialien verwendet:

- ▶ Nass-chemische Synthese (wässrige Fällung, chemischer Aufschluss, Kolloidchemie);
- ▶ In-Situ Herstellung in Schmelzen oder Polymeren.

Es ist wichtig zu erwähnen, dass Emissionen bei der Herstellung sowohl im Normalbetrieb als auch durch Störfälle auftreten können. Zur Expositionen am Arbeitsplatz kann es insbesondere bei nicht-kontinuierlichen (Batch)-Prozessen sowie Umfüll- und Umschlaghandlungen kommen. Auch die Inspektion, Reinigung, Wartung und Demontage von Syntheseapparaten bringen eine erhöhte Expositionsgefahr mit sich. Eine weitere potenzielle Expositionsquelle sind Produktionsabfälle und die damit verbundenen Handhabungsprozesse (Konditionierung, Verpackung, Entsorgung) (Chen et al. 2011).

8.3.4.1 Nanomaterialverarbeitung und Herstellung der Energiespeicher

Die Weiterverarbeitung der Halbzeuge erfolgt meist nicht am Ort ihrer primären Synthese. In der Regel finden einzelne Verarbeitungsschritte entlang der Wertschöpfungsketten an verschiedenen Standorten von verschiedenen Unternehmen statt. Dies erfordert den Umschlag und Transport von Halbzeugen. Insbesondere beim Abfüllen und Verpacken von pulverförmigen Nanomaterialien ist eine Freisetzung durchaus möglich. Leckagen während der Transporte könnten sich in der Praxis als eine nicht zu unterschätzende Expositionsquelle am Arbeitsplatz erweisen. Zudem können Leckagen an Transportmitteln zu Kontaminationen in der Umwelt entlang der Transportwege führen.

Die Weiterverarbeitung der nanoskaligen Halbzeuge zu fertigen Produkten kann grob in folgende Prozesse untergliedert werden.

Elektrodenherstellung für Batterien und Akkumulatoren

- ▶ Zubereitung (Vermischen, Mahlen, Sintern, Aufschlämmen, Extrusion, Beschichten, Trocknen);
- ▶ Wickeln, Verkapselung.

Brennstoffzellen

- ▶ Zubereitung (Vermischen, Mahlen, Aufschlämmen, Extrusion, Trocknen);
- ▶ Sintern;
- ▶ Schleifen;
- ▶ Montage.

Wie bei der Primärsynthese ist bei der Weiterverarbeitung pulverförmiger Nanomaterialien mit möglichen Emissionen in die Luft zu rechnen. Staubemissionen lassen sich durch technische Einrichtungen zu einem hohen Grad eindämmen aber meist nicht völlig verhindern. Auch ist die Expositionsgefahr bei Reinigungsprozessen und beim Umgang mit Produktionsabfällen zu beachten. Abwässer und Abfälle aus der Reinigung stellen einen möglichen Austragspfad von Nanomaterialien in die Umwelt dar (Nowack, 2011).

8.3.4.2 Transporte fertiger Produkte

Die Transporte fertiger Energiespeicher stellen ein geringes Expositionsrisiko dar, da (ausgenommen bei Unfällen) eine Freisetzung von Nanomaterialien nicht sehr wahrscheinlich ist.

8.3.4.3 Nutzungsphase

Bei Batterien ist im sachgemäßen Betrieb keine Exposition zu erwarten, da eine Freisetzung von Nanomaterialien aus gekapselten Batteriezellen kaum möglich erscheint, solange diese intakt sind. Sollten sich Unfälle ereignen, kann es jedoch möglicherweise zu einer Exposition kommen. Diese können eintreten, wenn äußere mechanische Einwirkungen oder interne Kurzschlüsse zu Hitzeentwicklung führen, so dass es zu einer Beschädigung der äußeren Verkapselung kommt. Allerdings ist das Design moderner Akkumulatoren auf die Vermeidung dieser Fälle ausgelegt. Eine Freisetzung von Nanomaterialien durch völlige Desintegration der Aktivmaterialien durch Unfall wird deshalb nur in Ausnahmefällen vorkommen.

Bei Brennstoffzellen wird in der Nutzungsphase eine relativ geringe Expositionsgefahr vermutet, da die Freisetzung nanoskaliger Platinteilchen durch Abrasion vom Katalysator sehr gering sein dürfte. Dem liegt die Überlegung zu Grunde, dass Brennstoffzellen im Vergleich zu KFZ-Katalysatoren weniger stark durch Vibration und Korrosion belastet sind. Außerdem sind die Mengen an durchströmenden Abgasen viel geringer als bei Verbrennungsmotoren. Eine detailliertere Betrachtung der Freisetzung von katalytischen Nanopartikeln aus Brennstoffzellen war im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

8.3.4.4 Recycling und Entsorgung

Am Ende ihres Lebensweges werden die ESS entsorgt und ggf. rezykliert. Dabei kann es zu einer Freisetzung von Nanomaterialien kommen, weil die Produktintegrität durch Recycling und Entsorgungsprozesse wieder aufgelöst wird. Es ist anzunehmen, dass nanomaterialhaltige ESS zunächst nicht separat behandelt werden, sondern in die gleichen Entsorgungskanäle wie gewöhnliche ESS des gleichen Typs gelangen. Kapitel 8.1 gibt einen ausführlichen Überblick über die relevanten Entsorgungsprozesse für Akkumulatoren. Ergänzend dazu werden im Folgenden die relevanten Prozesse für Nanomaterialien aus Expositionssicht betrachtet.

Demontage, Vorsortierung und Vorzerlegung

Im Normalfall ist die Expositionsgefahr gering, weil hierbei die Hülle der einzelnen Zellen im ESS nicht beschädigt wird.

Mechanische Zerkleinerung

Die Zerlegung der Batteriezellen dient zur Freilegung und Homogenisierung der Inhaltsstoffe und ist eine Voraussetzung für nachfolgende Trennverfahren. Beim Schreddern ist ein besonders hohes Freisetzungspotenzial zu erwarten, weil die Zerkleinerung meist zur Aufwirbelung von Schredderstäuben führt. Bei Schredderversuchen an nanomaterialhaltigen Batterien fand Wang (2014) erhöhte Konzentrationen von Nanostäuben (ca. 50 nm) in der Umgebungsluft des Schredders (Abbildung 8-6). Allerdings zeigen die Messungen auch beim Schreddern konventioneller LIB leicht erhöhte Werte für Nanostäube in der Atemluft. Dies lässt sich wahrscheinlich auf die Verwendung von Ruß als Elektrodenmaterial zurückführen.

Aufbereitung (mechanische und physikalische Trennung der verschiedenen Materialien)

Auch bei der weiteren mechanischen Aufbereitung kann es zur Freisetzung von Stäuben kommen, wenn auch in geringerem Ausmaß als beim Schreddern. Dies hängt stark vom eingesetzten Trennverfahren und dem Design der Apparaturen (offen/gekapselt) ab. Wang (2014) konnte bei Experimenten mit der Schredderfraktion von nanomaterialhaltigen Batterien keine erhöhte Arbeitsplatzexposition mit nanoskaligen Stäuben feststellen.

Allerdings könnten die von rezyklierten ESS abgetrennten Wertstofffraktionen (z. B. Metalle, Plastikfolien) mit anhaftenden Nanomaterialien kontaminiert sein (Kreuz-Kontamination). Diese Wertstoffe stellen eine mögliche Expositionsquelle dar weil andere Beteiligte der Recyclingkette möglicherweise keine geeigneten Schutzvorkehrungen gegen eine Exposition mit Nanomaterialien ergreifen. Daraus kann ein besonderes Risiko für Mensch und Umwelt resultieren, insbesondere wenn solche Rezyklate mangels Wissen über die Kontamination in die Umwelt ausgebracht werden (z. B. als Baumaterial).

Rückgewinnung von Supportmaterialien (z. B. Edelstahl, Kupfer, Aluminium) und des aktiven Elektrodenmaterials (pyro- & hydrometallurgische Prozesse)

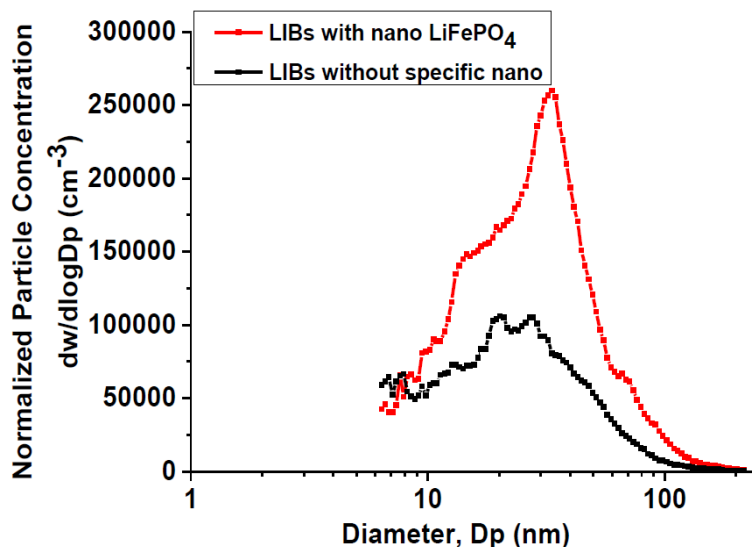
Die Expositionsgefahr bei thermischen und metallurgischen Verfahrensschritten ist auf Basis theoretischer Überlegungen nicht als höher zu bewerten als bei solchen Verfahrenstechniken allgemein üblich. Eine Ausnahme stellt eine weitgehend manuelle Wertstoffrückgewinnung in weitgehend offener Prozessführung und ohne Abluftreinigung dar, wie diese in Schwellen- und Entwicklungsländern beobachtet werden kann („Hinterhofrecycling“). Solche Bedingungen, die mit einer erheblichen Expositionsgefahr verbunden sein können, sind nicht auszuschließen, wenn ESS (z. B. in Form von gebrauchten Elektrofahrzeugen) in diese Länder gelangen.

Entsorgung der Reststoffe als Abfall

Die Entsorgung von behandelten oder unbehandelten Reststoffen aus dem Recycling von ESS in Deponien kann zu einer langfristigen Freisetzung von Nanomaterialien in den Boden und das Grundwasser führen. Nanomaterialhaltige Abfälle aus der Entsorgung von ESS können, falls sie nicht entsprechend deklariert und behandelt werden, möglicherweise ein langfristiges Risiko für die Umwelt verursachen. Dies gilt auch für rezyklierte Abfälle, die ohne geeignete Vorbehandlung in andere Produkte eingebaut werden (z. B. im Straßenbau). Hier besteht das Risiko der unbeabsichtigten Kreuz-Kontamination durch Nanomaterialien. Dadurch können sich Umweltrisiken mit großer Zeitverzögerung

rung oder fernab der Herstellungsanlagen manifestieren und lassen sich meist sehr schwer einem Verursacher zuordnen. Eine abschließende Risikobewertung ist noch nicht möglich, weil sich auf Basis des bislang vorhandenen Wissens keine Aussagen über die Menge, die Toxizität, und den Verbleib der Nanomaterialien aus entsorgten ESS treffen lassen.

Abbildung 8-6: Messwerte der Konzentration von nanoskaligen Staubpartikeln (Anzahl) am Arbeitsplatz beim Schreddern von nanomaterialhaltigen (rot) und konventionellen (schwarz) LIB Akkumulatoren (Quelle: Wang 2014)



Bei den in Kapitel 8.1.1.2 vorgestellten Recyclingprozessen LiBRI und LithoRec sind folgende Hotspots für Exposition mit freigesetzten Nanomaterialien möglich.

LiBRI

Das Pyrometallurgische verfahren kommt ohne mechanische Vorzerkleinerung der Zellen aus. Die nanoskaligen Aktivmaterialien werden direkt einem thermischen Schmelzprozess unterworfen, so dass Nanomaterialien nicht zuvor freigesetzt werden können. Die Wirksamkeit existierender Technologien der pyrometallurgischen Abgaswäsche zur Rückhaltung nanoskaliger Flugstäube hängt von der jeweiligen Industrieanlage ab und lässt sich im Einzelfall nur mittels geeigneter Messungen beurteilen. Zum Vergleich, bei modernen Abfallverbrennungsanlagen hat sich die Abgaswäsche als durchaus effektiv für die Entfernung nanoskaliger Abgasbestandteile erwiesen (Walser et al. 2012).

LithoRec

Eine Freisetzung von Nanomaterialien erscheint während der Zellzerkleinerung und anschließender Trennschritte zur Kathodenseparation möglich. Die dabei angewendeten Schredder- und Sortierprozesse können zur Aufwirbelung vorhandener Nanomaterialien in die Umgebungsluft am Arbeitsplatz führen.

Das Recycling und die Entsorgung von Brennstoffzellen erfolgt mittels ähnlicher Prozesse wie das Recycling von LIB. Auch hier erfolgt zunächst eine manuelle Demontage, gefolgt von mechanischen Zerkleinerungs- und Sortierprozessen. Allerdings erscheint das Expositionsrisiko bei Brennstoffzellen geringer als beim Batterierecycling, da das Schreddern von gesinterten Keramikteilen kaum wieder nanoskalige Primärteilchen erzeugt. Erfahrungen mit dem Recycling von KFZ-Katalysatoren lassen vermuten, dass auch die platinhaltigen Keramikteile aus Brennstoffzellen in pyro- oder hydrometallurgische Verwertungskanäle gelangen (Schiemann et al. 2007). Beim pyrometallurgischen Recyc-

ling werden die die nanoskaligen Platinkatalysatoren aufgeschmolzen und die entstehenden Emissionen mittels Abgasreinigung behandelt.

8.3.5 Toxikologisches Gefährdungspotenzial ausgewählter Nanomaterialien

Im vorausgehenden Abschnitt wurden die bei ESS relevanten Nanomaterialien hinsichtlich ihrer Expositionsgefahr entlang des Lebenswegs bewertet. Dieser Abschnitt gibt für jene Nanomaterialien, die aus Expositionssicht relevant erachtet werden, eine kurze Zusammenfassung des Wissens über das toxikologische Gefährdungspotenzial.

Toxizität beschreibt die Eigenschaft einer Substanz zur Schädigung biologischer Prozesse im Falle der Aufnahme in den Organismus. Der gegenwärtige Stand der wissenschaftlichen Bewertung der Toxizität von Nanomaterialien lässt noch keine abschließende Gefahrenbeurteilung zu. Es ist davon auszugehen, dass Nanomaterialien zumindest die gleiche toxische Wirkung aufweisen wie dieselbe Substanz in Nicht-Nanoform. Darüber hinaus können aber nanospezifische Mechanismen der Toxizität nicht ausgeschlossen werden. Beispielsweise diskutieren wissenschaftliche Gremien gegenwärtig die mögliche Aufnahme und Anreicherung von Nanomaterialien entlang natürlicher Nahrungsketten (OECD 2014). Die 'Working Party on Manufactured Nanomaterials' der OECD wird in 2015 die Resultate eines breit angelegten Forschungsprogramms der OECD zu den physiko-chemischen und toxikologischen Eigenschaften von 13 ausgewählten Nanomaterialien veröffentlichen (OECD 2015). Die Auswertung dieser Forschungsergebnisse wird mittelfristig zu einer besseren Gefahrenbeurteilung beitragen. Die folgende Übersicht gibt den aktuellen Stand des Wissens für toxische ESS-relevante Nanomaterialien wieder (Hagen Mikkelsen et al. 2011; Krug et al. 2013; Möller et al. 2013; Köhler et al, 2015).

Ruß (engl. „carbon black“)

Beim Einatmen von Rußpartikeln kommt es bei den betroffenen Organismen zu entzündlichen Reaktionen in der Lunge. Da die Rußpartikel sehr klein sind, können sie beim Einatmen bis in die Lungenbläschen vordringen und von dort auch in die Blutbahn gelangen. Besonders davon betroffen sind Beschäftigte an Arbeitsplätzen mit hoher und langanhaltender Exposition mit staubförmigem Russ. Bekannt sind die mutagenen und kanzerogenen Wirkungen bereits seit langem (Schornsteinfegerkrebs). Ruß ist deshalb als mögliches Humankarzinogen (Gruppe B2) eingestuft. In der Umwelt haben die Rußstäube eine relativ geringe öko-toxische Wirkung, allerdings tragen sie stark zur Feinstaubbelastung in Ballungszentren bei (DaNa2.0, 2015).

Kohlenstoff-Nanoröhrchen (CNT)

CNT bestehen ebenfalls aus Kohlenstoff, unterscheidet sich jedoch in Hinblick auf ihre molekulare Struktur deutlich von Ruß. Aufgrund ihrer großen inneren und äußeren Oberfläche interagieren sie stark mit organischen Molekülen und können dadurch als Transportvehikel für andere, allenfalls toxische, Verbindungen fungieren. CNT stehen aufgrund ihres faserförmigen Aufbaus im Verdacht, ähnliche Gesundheitsschäden hervorrufen zu können wie Asbest (Poland et al. 2008). Insbesondere die einwandige (engl. „single-walled“) Modifikation der CNT oder kurze nadelförmige Abschnitte werden als bedenklich angesehen weil diese innerhalb von Zellen neben Entzündungen auch genetische Schäden (Aneuploidie) verursachen können (Kunzmann et al. 2011). Längere, fadenförmige CNT hingegen stellen ein Problem für die körpereigenen Abwehrmechanismen dar, weil sie wegen ihrer Länge bei gleichzeitig geringem Durchmesser schlecht aus dem Körper (z. B. dem Lungengewebe) entfernt werden können. Dies kann zu chronischen Entzündungen führen und langfristig auch Krebs auslösen. Die zelltoxische Wirkung reiner CNT durch oxidativen Stress erscheint auf Basis heutigen Wissens relativ gering. Allerdings verstärken metallische Verunreinigungen (z. B. Eisenpartikel

aus Katalysatorresten) die Toxizität erheblich. Inwiefern sich interkalierte¹²² Lithium-Ionen (bei Verwendung in als Anode in LIB) auf die Toxizität von CNTs auswirken, ist ungewiss. In der Umwelt hängt die Ökotoxizität der CNT vor allem von deren Funktionalisierung und ggf. stattfindenden Veränderungen durch Umwelteinflüsse ab. In bisherigen Studien wurden vielfältige biologische Effekte beobachtet, ohne dass sich daraus ein klares Schädigungspotenzial ableiten lässt. Allerdings deutet die hohe Biopersistenz der CNT auf mögliche Anreicherungsprozesse in der Umwelt hin.

Oxidische Nanomaterialien (Titandioxid, Siliziumdioxid)¹²³

Bei nanoskaligem TiO₂ wurde in human- und ökotoxikologischen Untersuchungen eine geringe akute Toxizität nachgewiesen (SCENIHR 2009)¹²⁴. Allerdings weist diese Substanz ein Potenzial zur Bildung freier Sauerstoffradikale im Körper auf, was zu Entzündungen durch oxidativen Stress führen kann. Dies betrifft besonders die Lunge als primären Aufnahmepfad in den Körper durch die Luft. In der Umwelt kann nano-TiO₂ bei hohen Konzentrationen in Abwässern zur Schädigung aquatischer Organismen führen (Schirmer, et al. 2013). Nano-TiO₂ steht aufgrund seiner Neigung zur Induktion reaktiver Sauerstoffradikale außerdem im Verdacht schädlicher Langzeitfolgen in Hinsicht auf Mutagenität und Kanzerogenität (Shi et al. 2013). Nano-Siliziumdioxid hingegen hat keine photooxidative Wirkung. Akute humantoxische Effekte bei Aufnahme mit der Nahrung sind nicht bekannt. Allerdings kann die Inhalation von nano-SiO₂ zu pathologischen Veränderungen in der Lunge führen. Eine abschließende Gefährdungsbewertung ist für beide Substanzen aufgrund von toxikologischen Wissenslücken noch nicht möglich.

8.3.6 Betrachtung des Rohstoff- und Energiebedarfs bei der Herstellung der Nanomaterialien

In Hinblick auf den Rohstoffeinsatz ist zunächst festzuhalten, dass nanotechnische Anwendungen oftmals wesentlich kleinere Mengen an Rohstoffen beanspruchen als vergleichbare konventionelle Techniken (Möller et al. 2014). Dies gilt im Falle der ESS beispielsweise für den Einsatz von Platin in Brennstoffzellen, da durch die Nanostrukturierung und die damit erheblich gesteigerte aktive Oberfläche der Platinbedarf minimiert werden kann.

Andererseits erfordert die Herstellung bzw. Synthese von Nanomaterialien üblicherweise einen höheren Energieaufwand als die entsprechenden Materialien im Mikrometerbereich (engl. „bulk materials“). Lazarevic & Finnveden (2013) schlussfolgern aus dem Review von 25 ökobilanziellen Studien zum Thema, dass die Synthese von Nanomaterialien vergleichsweise energieaufwändig sein kann. Vor dem Hintergrund einer Lebenszyklusperspektive wird aber auch darauf hingewiesen, dass der Einsatz von Nanomaterialien in Produkten oft eine höhere Energieeffizienz während der Gebrauchsphase ermöglicht. Deshalb kann der Einsatz von Nanomaterialien per saldo zu einer Umweltentlastung führen (Steinfeldt & von Gleich 2010).

Eine vergleichende Einschätzung des Rohstoff- und Energiebedarfs beim Einsatz von Nanomaterialien in ESS ist daher nur auf Basis fallspezifischer Untersuchungen und unter Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus möglich. Solche Untersuchungen würden den Rahmen der vorliegenden Studie allerdings sprengen. Stattdessen soll auf einer semi-quantitativen Ebene untersucht werden,

¹²² ‚Interkaliert‘ bedeutet, dass die Lithium-Ionen in das Speichermaterial eingelagert sind.

¹²³ Diese Gruppe von Nanomaterialien wird stellvertretend für andere in Akkumulatoren verwendete Aktivmaterialien (wie LMO, LNMC, LNCA, LFP) beschrieben, da keine Informationen über die Nanotoxizität der letzteren verfügbar ist.

¹²⁴ Im Gegensatz zu akuten Effekten ist der Wissensstand zu chronischen nano-toxischen Auswirkungen auf Mensch und Umwelt generell unzureichend.

ob die Herstellung von ESS mit Nanomaterialien zu einem erheblichen zusätzlichen Energiebedarf bezogen auf den Gesamtaufwand für die Herstellung der ESS führen kann.

Exemplarisch veranschaulicht wird dies anhand des Einsatzes von CNT, die bei LIB anstelle von Graphit als Anodenmaterial zum Einsatz kommen können (vgl. Kapitel 8.3.3). Dieses Fallbeispiel wurde ausgewählt, da bei dieser Applikation der Masseanteil der Nanomaterialien am Endprodukt als vergleichsweise groß eingeschätzt wurde (größenordnungsmäßig 10 %). Zudem ist die Synthese von CNT v. a. aufgrund des (je nach Syntheseverfahren) hohen Temperaturniveaus mit einem z. T. erheblichen Energieaufwand verbunden. So nennen Upadhyayula et al. (2012) in einer Metastudie¹²⁵ für den Primärenergieaufwand zur Herstellung von CNT je nach Syntheseverfahren eine Bandbreite zwischen 480 MJ/kg und 5.300 GJ/kg. In einer aktuellen Studie quantifizieren Griffiths et al. (2013) den Primärenergieaufwand von mehrwandigen CNT auf 49 GJ/kg, weist aber auch explizit darauf hin, dass es sich bei dem zugehörigen Syntheseprozess um eine Gasphasenabscheidung im Labormaßstab handelt. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass es sich bei den von Upadhyayula et al. (2012) genannten Werten ebenfalls größtenteils um Laborbedingungen handeln dürfte.

Im Gegensatz dazu beziffern Steinfeldt & von Gleich (2010) den Primärenergieaufwand für die Herstellung von mehrwandigen CNT unter großtechnischen Bedingungen auf nur rund 170 MJ/kg und bei einer möglichen weiteren Optimierung in Hinblick auf Elektroenergieverbrauch¹²⁶ und Ausbeute¹²⁷ auf 113 MJ/kg. Damit würde die industriell optimierte Massenherstellung von CNT in der Größenordnung konventioneller Werkstoffe wie Stahl (30 MJ/kg), Polypropylen (119 MJ/kg) und Aluminium (218 MJ/kg) liegen (Khanna 2009). Im Vergleich zu Graphit als dem bei ESS durch CNT substituiertem Material würde sich ein energetischer Mehraufwand von ca. 50 % ergeben (Ecoinvent 2014).

Falls die bei Steinfeldt & von Gleich (2010) getroffenen Annahmen für eine großtechnische Produktion realisierbar sind, kann daher geschlussfolgert werden, dass der Einsatz von CNT in ESS zwar zu einem erhöhten Energieaufwand in den Vorketten führt, dies jedoch aufgrund der Einsatzmenge im ESS (Annahme 10 % Massenanteil, s. o.) nicht zwingend einen Hot Spot in Hinblick auf den Energieeinsatz des Gesamtsystems darstellen muss. Dies gilt insbesondere dann, wenn durch die CNT-modifizierten ESS eine bessere Leistungsfähigkeit und damit mittelbar ggf. Energieeinsparungen während der Gebrauchsphase erzielt werden können.

8.3.7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen zur Expositionsminderung

In Hinblick auf mögliche Expositionsschwerpunkte von Mensch und Umwelt (Hot Spots), die im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Entsorgung von ESS auftreten können, ist vor allem die Herstellung und Weiterverarbeitung pulverförmiger Nanomaterialien zu nennen. Weitere mögliche Expositionsschwerpunkte sind mechanische oder thermische Syntheseprozesse die mit einer Staubbildung einhergehen, sofern eine Abscheidung der entstehenden Stäube nicht durch geeignete Abluftreinigung und -rückhaltesysteme sichergestellt werden kann. Gleiches gilt für Umfüll- und Umschlagprozesse von Nanomaterialien, die während der Fertigungskette der ESS stattfinden. Über die tatsächliche Freisetzung von Nanomaterialien beim Umgang mit ESS gibt es gegenwärtig noch zu geringe Erfahrungen in der Praxis. Erfahrungen aus dem Bereich Chemikaliensicherheit deuten darauf hin, dass im Regelfall eine Freisetzung nur auf ein ökonomisch verträgliches bzw. gesetzlich vorgeschriebenes Maß begrenzt wird. Da bislang keine spezifischen Grenzwerte für hergestellte Na-

¹²⁵ In dieser Metastudie wurden sieben Ökobilanzstudien zur Herstellung von CNT ausgewertet, wobei die Synthese z.T. über sehr unterschiedliche Verfahren (z. B. Lichtbogenentladung, Gasphasenabscheidung und Laserabtragung) durchgeführt wurde und Quellen aus den Jahren 1999 bis 2010 umfasst.

¹²⁶ In Hinblick auf den Elektroenergieverbrauch wird perspektivisch ein Wert von 0,67 kWh/kg CNT angenommen.

¹²⁷ Bei der CNT-Ausbeute wird perspektivisch ein Wert von 90 % angenommen.

nomaterialien festgesetzt wurden gelten die Richtwerte für die jeweiligen Bulkmaterialien. Allerdings sind alle Hersteller und Verwender von Nanomaterialien entlang der Wertschöpfungskette¹²⁸ gehalten im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung alle Expositionswege zu berücksichtigen (insbesondere inhalative Exposition) (BAuA 2013).

Im Gegensatz dazu wird während des Transports der Fertigprodukte und deren Nutzung kein signifikantes Expositionsrisiko erwartet, da die verwendeten Nanomaterialien i.d.R. fest in die Produktmatrix eingebettet sind. Durch eine funktional bedingte Kapselung der Aktivmasse bei Akkumulatoren ist eine Freisetzung von Nanomaterialien während der Nutzung so gut wie ausgeschlossen. Bei Brennstoffzellen kann ein Austrag von nanoskaligem Platin in die Umwelt nicht gänzlich ausgeschlossen werden, da es in seiner Funktionalität als Katalysator zusammen mit den entstehenden Abgasen theoretisch aus der Brennstoffzelle entweichen kann. Die tatsächliche freigesetzte Menge aus Brennstoffzellen konnte im Rahmen dieser Studie aufgrund von Informationslücken nicht abschließend geklärt werden und wird folglich als verbleibender Forschungsbedarf gekennzeichnet.

In der Entsorgungsphase ist vor allem bei der mechanischen Zerkleinerung (Schreddern) eine Freisetzung von Nanomaterialien zu erwarten falls solche bereits im ESS vorhanden sind. Ohne geeignete Maßnahmen zur Emissionsbegrenzung können nanoskalige Schredderstäube auch in die Umgebungsluft gelangen und sich in der Umwelt verteilen. Ein signifikanter Expositions-Hot Spot kann auftreten, wenn ausgemusterte ESS in Schwellen- und Entwicklungsländer exportiert werden und dort mittels offener Prozessführung und ohne Abluftreinigung zerlegt werden. Wie auch die Aussagen bezüglich der Herstellungsphase sind bislang noch keine konkreten Erfahrungen über eine tatsächliche Freisetzung von Nanomaterialien aus ESS vorhanden. In Hinblick auf den antizipierten Expositions-Hot Spot beim Schreddern von ESS erscheint ein Monitoring der Entsorgungswege von nanomaterialhaltigen ESS ratsam.

Das toxische Gefährdungspotenzial der in ESS verwendeten Nanomaterialien lässt sich auf Basis des gegenwärtigen Kenntnisstands noch nicht abschließend beurteilen. Auch bei lange bekannten Substanzen können durch die Nano-Größe neue Risikofaktoren auftreten, zum Beispiel durch ihre andersartige Verteilung in der Umwelt und Aufnahme durch Organismen (Toxikokinetik). Umweltgefahren lassen sich als möglich erachten, wenn Nanomaterialien in größerer Menge und über längere Zeiträume freigesetzt werden. Allerdings ist der gegenwärtige Kenntnisstand über ökotoxikologische Wirkungen von bei ESS verwendeten Nanomaterialien noch zu undifferenziert für eine konkrete Risikobewertung. Vor dem Hintergrund des Vorsorgeprinzips sollte sichergestellt werden, dass nanomaterialhaltige Abfälle generell nicht ohne geeignete Vorbehandlung entsorgt, recycelt oder in andere Länder exportiert werden.

Vor dem Hintergrund der identifizierten Freisetzungsschwerpunkte von Nanomaterialien aus ESS lassen sich grundlegende Empfehlungen zur Risikominimierung ableiten. Diese Empfehlungen beziehen sich auf derzeit verfügbare ESS, gelten aber grundsätzlich auch für zukünftige Applikationen, die sich noch in der Entwicklungsphase befinden.

So sollten sowohl bei der Herstellung der Nanomaterialien als auch bei deren Weiterverarbeitung im Sinne einer Staubminimierung nasschemische Verfahren gegenüber der Verarbeitung trockener nanoskaliger Pulver bevorzugt werden. Es wird weitere Forschung und Entwicklung für freisetzungsschonende Prozessvarianten angeregt.

In Hinblick auf das Design der ESS ist anzumerken, dass eine Expositionsminimierung v. a. durch eine feste Einbindung der verwendeten Nanomaterialien in die Produktmatrix bzw. eine Kapselung möglich ist. Soweit technisch sinnvoll, sollten Nanomaterialien fest in die Aktivsubstanz eingebettet

¹²⁸ Dazu gehören „Be- und Weiterverarbeitung als auch Wiederverwertung und -aufbereitung sowie Entsorgung“.

werden statt sie auf der (aktiven) Oberfläche der ESS aufzubringen. Dadurch lässt sich eine geringere Freisetzung beim direkten Kontakt mit Umgebungsluft oder korrosiven Reaktionsprodukten (bei Brennstoffzellen) erreichen.

Bezüglich der Entsorgung von ESS wird empfohlen, mechanische Zerkleinerung möglichst zu vermeiden. Direkte pyro- oder hydrochemische Verwertungswege sind weniger expositionsgefährlich und deshalb zu bevorzugen. Falls eine mechanische Zerkleinerung unumgänglich ist, sollten die Schredderanlagen über eine spezifisch für Nanomaterialien geeignete Abluftreinigung verfügen.

In diesem Zusammenhang stellt auch das Fehlen von Informationen über nanoskalige Produktbestandteile eine bedeutende Ursache für unbeabsichtigte Expositionen dar. Besonders bei LIB besteht, je nach Hersteller und Herstellungszeitraum, eine große Heterogenität hinsichtlich Zelldesign und Elektrochemie. Bei fehlender Kennzeichnung nanoskaliger Inhaltsstoffe besteht beim Recycling und anderen Entsorgungsprozessen ein erhöhtes Expositionsrisiko, weil aus Unkenntnis möglicherweise nicht die nötigen Schutzvorkehrungen zur Expositionsminderung getroffen werden (Köhler et al. 2008). Vor diesem Hintergrund wird eine Kennzeichnung bzw. Markierung von ESS, die Nanomaterialien enthalten, als sinnvoll erachtet, um deren Identifizierung und ordnungsgemäße Behandlung während der Entsorgungsprozesse sicherzustellen.

8.4 Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen werden als ein Kriterium für die umweltseitige Bewertung der innovativen ESS herangezogen. Untersucht werden die Treibhausgasemissionen, die aus der Herstellung der ESS resultieren. Eine umfassende und detaillierte Bilanzierung im Sinne eines Carbon Footprints ist im Rahmen des vorliegenden Projekts nicht möglich. Daher muss sich die Untersuchung der Treibhausgasemissionen auf eine einfache Schätzung der Emissionen der ESS beschränken.

Ziel der Untersuchung der Treibhausgasemissionen ist lediglich eine vergleichende Bewertung der ESS, nicht aber die Ermittlung der genauen Höhe der Treibhausgasemissionen. Dafür wurden die Treibhausgasemissionen der Batteriematerialien grob abgeschätzt und zusätzlich der Aufwand für die Herstellung der Batterien aus den Materialien abgeschätzt. Emissionen aus der Nutzungsphase und der Entsorgung wurden nicht betrachtet. Die abschließende vergleichende Ergebnisbewertung zwischen den Batterien erfolgt in den drei Kategorien gut, mittel und schlecht. Analog wurde auch bei der Untersuchung der Wasserstoffsysteme vorgegangen.

Bei den Ergebnissen für die Treibhausgasemissionen muss generell berücksichtigt werden, dass sich die verwendeten Daten auf den aktuellen Zeitraum beziehen. Zu erwartende Effizienzgewinne oder geringere Emissionsfaktoren für den Strom zur Herstellung der ESS sind zukünftig nicht berücksichtigt.

8.4.1 Batterien

Außer der eigenen Abschätzung der Batterieherstellung wurden auch verschiedene Literaturstellen über Batterien ausgewertet. Die Ergebnisse aus der Literatur sind dabei aufgrund der verschiedenen Rahmenbedingungen oft wenig vergleichbar und zeigen oft große Abweichungen. Generell zeigt sich, dass zu Li-Ionen-Batterien vergleichsweise viele Untersuchungen durchgeführt wurden. In (Ifeu 2014), einer aktuellen Studie für das UBA, wurden verschiedene Studien zu Li-Ionen-Batterien ausgewertet und ein Durchschnittswert für diesen Batterien-Typ ermittelt. Dieser Durchschnittswert in Höhe von 140 kg CO₂eq/kWh Batteriekapazität wurde auch als Vergleichswert für die hier vorliegende Betrachtung verwendet. Zu den anderen hier betrachteten Batterien gibt es nur wenige verwertbare Literaturquellen, die zur hier gewählten Vorgehensweise kompatibel sind. In (Sullivan 2012) werden verschiedene LCAs ausgewertet. Neben Li-Ionen-Batterien gehören hierzu auch Na-S und Blei-Säure Batterien. Treibhausgasemissionen aus der Herstellung von Redox-Flow-Batterien V-V finden sich in (Rydh 1998). Die Literaturangaben mussten zum Teil noch nachträglich auf eine gemeinsame

Einheit umgerechnet werden. Eine Übersicht der Ergebnisse aus den betrachteten Literaturstellen und der eigenen Abschätzungen finden sich in der nachfolgenden Tabelle 8-41.

Tabelle 8-41: Ergebnisübersicht zum Herstellungsaufwand von Batterien für das Kriterium Treibhausgasemissionen

Einheit	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft	Li-Ionen Durchschnitt
Sullivan 2012, eigene Umrechnung										
kg CO ₂ /kWh	64		124					143		108
Rydh 1998, eigene Umrechnung										
kg CO ₂ eq/kWh	48						20			
Ifeu 2014										
kg CO ₂ eq/kWh										140
eigene Berechnung										
Materialien kg CO ₂ eq/kWh	47	51	61	69	159	96	177	41	25	85
Herstellung kg CO ₂ eq/kWh	23	39	58	50	130	42	42	22	15	70
Summe Batterie kg CO ₂ eq/kWh	70	90	119	119	289	139	219	63	40	154
vergleichende Bewertung	gut	mittel	mittel	mittel	schlecht	mittel	schlecht	gut / mittel	gut	

Bei der eigenen Berechnung der Treibhausgasemissionen für die Materialien wurden die Materialmengen aus Kapitel 6.1 und Emissionsfaktoren aus (Ecoinvent) und (Nuss 2014) verwendet. Dabei zeigte sich, dass für viele der Zellmaterialien keine Emissionsfaktoren zur Verfügung stehen. In diesen Fällen wurden entweder Emissionsfaktoren ähnlicher chemischer Verbindungen verwendet oder falls dies nicht möglich war, wurde versucht, die Treibhausgasemissionen auf Basis geeigneter Annahmen abzuschätzen. Aus dieser Vorgehensweise resultiert zwangsweise eine große Unsicherheit für die Höhe der Treibhausgasemissionen.

Für die Bilanzierung der Li-Ionen-Batterien steht in Ecoinvent nur ein Emissionsfaktor für den Typ C-LMO (Ecoinvent: cathode, LiMn₂O₄, for lithium-ion battery) zur Verfügung. Daher wurde dieser Wert für alle Kathoden der vier hier betrachteten Li-Ionen-Batterien eingesetzt. Wesentliche Unterschiede zwischen den vier Batterien resultieren daher vor allem durch die verschiedenen Materialmengen pro kWh Kapazität. LTO-LFP schneidet daher mit der deutlich geringsten spezifischen Energie (50 Wh/kg) bei den Treibhausgasemissionen am schlechtesten ab. Die Treibhausgasemissionswerte der drei verbleibenden Batterien, LNMC, LNCA und LFP, lassen jedoch aufgrund der aus der Vorgehensweise resultierenden Ungenauigkeit keine Unterscheidung bei der Bewertung dieser drei Batterien zu (siehe letzte Zeile der Ergebnistabelle).

Bei der Redox-Flow-Batterie V-V wird anstelle von Vanadiumoxidsulfat (VOSO₄) stark vereinfachend elementares Vanadium bilanziert. Der Emissionsfaktor für die Vanadium-Verbindung ist entscheidend für die starken Unterschiede zwischen den Ergebnissen aus (Rydh 1998), 20 kg CO₂eq/kWh, und den eigenen Abschätzungen, 219 kg CO₂eq/kWh. Hierbei zeigen sich allerdings auch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen, die nicht miteinander kompatibel sind. In (Rydh 1998) wird für

die Treibhausgasbilanz 99 % Sekundär-Vanadium angesetzt, während für die vorliegende Studie mit Blick auf den Aufbau der großen Batteriekapazitäten für den Stromsektor von Vanadium aus der Primärherstellung ausgegangen wird. Da in (Rydh 1998) kein Emissionsfaktor und auch keinen weiteren Details, die hilfreich für die Bilanzierung wären, vorliegen, wurde für die Bewertung der Redox-Flow-Batterie V-V das Ergebnis der eigenen Abschätzung verwendet.

Gravierende Unterschiede zwischen den Literaturwerten, 143 kg CO₂eq/kWh, und den eigenen Abschätzungen, 63 kg CO₂eq/kWh, bestehen auch bei der Na-S-Batterie. Entscheidend für das Ergebnis ist das beta-Aluminiumoxid für das kein Emissionsfaktor zur Verfügung steht. Auch in (Sullivan 2012) wird auf die große Unsicherheit aufgrund fehlender Informationen für beta-Aluminiumoxid hingewiesen, ein konkreter Emissionsfaktor ist aber nicht angegeben. Für die eigene Abschätzung wird in grober Näherung ein Emissionsfaktor aus dem Vergleich von Werten für den Produktionsenergiebedarf gebildet. Für die vergleichende Bewertung der Batterien (siehe letzte Zeile der Ergebnistabelle) ist keine eindeutige Aussage möglich. Je nachdem ob man dem Literaturwert oder der eigenen Abschätzung den Vorzug gibt resultiert eine Bewertung mit gut oder mittel.

Bei der eigenen Abschätzung wurden zu den Treibhausgasemissionen der Materialien (siehe Zeile Materialien in der Ergebnistabelle) noch die Werte für die Herstellung der Batterien aus den Materialien (siehe Zeile Herstellung in der Ergebnistabelle) hinzuaddiert. Als Ergebnis für die Treibhausgasemissionen ergeben sich dann die Werte in der Zeile Summe Batterie. Die Endergebnisse für die vergleichende Bewertung zwischen den Batterien resultieren dann ausgehend von den Ergebnissen der Treibhausgasemissionen durch eine einfache Zuordnung zu den Kategorien gut, mittel und schlecht (letzte Zeile der Ergebnistabelle). Die Werte für die Herstellung der Batterien aus den Materialien wurden aus den Angaben in den Literaturquellen grob abgeschätzt.

Als Endergebnis ergibt sich, dass im Vergleich der Batterien die Zink-Luft Batterie mit den geringsten Treibhausgasemissionen am besten abschneidet. Die höchsten Emissionen und damit das schlechteste Ergebnis resultiert für die Li-Ionen-Batterie LTO-LFP. Die größten Unsicherheiten liegen wie oben beschrieben bei den Ergebnissen und Einstufungen von Na-S und V-V vor.

8.4.2 Wasserstoffspeichersysteme

Bei den Wasserstoffspeichersystemen erfolgt zunächst eine vergleichende Analyse der beiden verschiedenen Elektrolysen, PEM- und alkalische Elektrolyse. Bei der Brennstoffzelle als weiteren Rohstoffrelevanten Baustein der Wasserstoffketten wird nur eine Variante nämlich die PEM Brennstoffzelle betrachtet. Eine vergleichende Bewertung ist somit nur für die Elektrolysen notwendig.

Bei der Abschätzung der Treibhausgasemissionen für die Elektrolysen zeigt sich, dass die Datenlage besser ist als bei den Batterien und für die wesentlichen Materialien Emissionsfaktoren zur Verfügung stehen. Auf der Basis der Materialien für die Elektrolysen wurden Werte von 91 kg CO₂eq/kW für die alkalische Elektrolyse und 43 kg CO₂eq/kW für die PEM Elektrolyse abgeschätzt. Angaben zur Herstellung der Elektrolyseure aus den Materialien lagen nicht vor und wurden näherungsweise als identisch für beide Elektrolysen betrachtet. Somit kann die PEM Elektrolyse aus Sicht der Treibhausgasemissionen als vorteilhafter eingestuft werden, da bei deren Herstellung weniger Treibhausgasemissionen verursacht werden. Die Ergebnisse können als richtungsstabil betrachtet werden.

8.4.3 Ausblick

Außer der vergleichenden Bewertung der ESS ist beim Kriterium der Treibhausgasemissionen auch die absolute Höhe der Treibhausgasemissionen und ein eventueller Einfluss auf den Emissionsfaktor des Stroms von Interesse.

Bei der absoluten Höhe der Treibhausgasemissionen werden die aus dem Aufbau der benötigten Speicher im Rahmen des 80 % Energiewende Szenarios resultierenden Treibhausgasemissionen ab-

geschätzt. Für die Kurzzeitspeicher mit einer benötigten Speicherkapazität von 28,54 Mio. kWh wird der Mittelwert für die Li-Ionen-Batterien in Höhe von 140 kg CO_{2eq}/kWh verwendet. Daraus ergeben sich Treibhausgasemissionen in Höhe von ungefähr 4,0 Mio. Tonnen CO_{2eq}. Rechnet man diesen Wert über die Lebensdauer der Li-Ionen-Batterien in jährliche Treibhausgasemissionen, so ergeben sich ungefähr 280.000 Tonnen CO_{2eq}. Diese Treibhausgasemissionen können als jährlicher Anteil der Herstellung der Kurzzeitspeicher interpretiert werden.

Für die benötigten Wasserstoffspeichersysteme (Langzeitspeicher, 17,8 Mio. kW) des 80 % Energiewende Szenarios wurden analog den Abschätzungen für die beiden Elektrolysen auch die Treibhausgasemission für die Herstellung des Verdichters und der PEM-Brennstoffzelle grob abgeschätzt.

Für die Variante 1 (alkalische Elektrolyse, Verdichter, PEM-Brennstoffzelle; vgl. Abbildung 6-4) ergeben sich in Summe rund 3,9 Mio. Tonnen CO_{2eq}. Bezieht man zusätzlich noch den Wasserstoffspeicher MDT 45 (vgl. Variante 4 in Abbildung 6-4) in die Treibhausgasbilanz mit ein, so ergeben sich Treibhausgasemissionen in Höhe von etwa 100 Mio. Tonnen CO_{2eq}. Der extreme Anstieg der Emissionen resultiert allein durch den Stahlbedarf des Speichers MDT 45. Betrachtet man analog den Batterien den jährlichen Durchschnittswert, der sich durch Berücksichtigung der Lebensdauer errechnet, so ergeben sich Treibhausgasemissionen in Höhe von ungefähr 260.000 Tonnen (ohne Speicher MDT 45) bzw. 3,6 Mio. Tonnen (mit Speicher MDT 45) CO_{2eq}. Bei den Werten zu den Wasserstoffketten muss berücksichtigt werden, dass es sich hier um nur sehr grob orientierende Angaben handeln kann.

Um einen Eindruck der Auswirkungen durch den Aufbau der stationären Speicher im Rahmen des 80 % Energiewende Szenarios auf den zukünftigen Emissionsfaktor des Stroms zu vermitteln, wurde eine einfache Hochrechnung vorgenommen. Analog der Vorgehensweise bei der Kostenbetrachtung in Kapitel 9.2.9 wurden die zusätzlichen Treibhausgasemissionen pro kWh Strom berechnet (bezogen auf die Bruttostromerzeugung). Betrachtet man die Summe der jährlichen Treibhausgasemissionen aus Li-Ionen-Batterie (Kurzzeitspeicher) und Wasserstoffkette (Variante V1 ohne Speicher MDT 45) so ergeben sich rechnerisch zusätzliche Emissionen in Höhe von ungefähr 1 g CO_{2eq}/kWh Strom. Betrachtet man die Li-Ionen-Batterien und die Variante V4 mit Speicher MDT 45 so ergeben sich zusätzliche Emissionen in Höhe von ungefähr 8 g CO_{2eq}/kWh Strom.

Als Strommenge wurde die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2012 in Höhe von 617 Mrd. kWh (BDEW 2015) und eine zukünftige Stromeinsparung von 20 % für die Abschätzung zugrunde gelegt. Die zusätzlichen Treibhausgasemissionen für die Kurz- und Langzeitspeicher wurden also auf die gesamte Bruttostromerzeugung umgelegt.

Die Betrachtung der Variante 4 zeigt die hohe Relevanz des Speichers MDT 45. Aus Sicht der Treibhausgasemissionen ist der Aufbau einer solchen Wasserstoffkette somit nicht empfehlenswert. Eine Alternative stellt der Aufbau eines Pipeline-Netzes für Wasserstoff dar. Hierfür wurde eine einfache Abschätzung, die von spezifischen Stahlmengen für eine Wasserstoff-Pipeline (Tschauder 1998), (Kußmaul 1995) und ersatzweise von der Länge des heutigen Erdgasnetzes in Deutschland (Öko-Institut 2015c) ausgeht, vorgenommen. Es ergeben sich jährliche Treibhausgasemissionen in der Größenordnung von etwa 0,7 Mio. Tonnen CO_{2eq}. Auf der Grundlage dieser sehr einfachen Abschätzung schneidet also ein Pipeline-Netz aus Sicht der Treibhausgasemissionen deutlich besser ab als der Speicher MDT 45. Hinzu kommt, dass im Fall der Wasserstoffanwendung im mobilen Bereich ein Pipeline-Netz primär durch den mobilen Bereich genutzt werden würde. Die Wasserstoffanwendung im stationären Bereich würde dann aufgrund der geringen Mengen im Vergleich zur mobilen Anwendung nur eine untergeordnete Rolle für die Nutzung des Pipeline-Netzes spielen.

8.5 Substituierbarkeit

Bei der Substituierbarkeit wird zwischen der Substituierbarkeit auf Ebene der ESS und auf Materialebene unterschieden (vgl. Kapitel 7.1). Dabei steht die Bedarfsrelevanz im Vordergrund der Betrachtung.

8.5.1 Substituierbarkeit auf Materialebene

Li-Ionen-Akkumulatoren

Die Substituierbarkeit der Elektrodenmaterialien wie z. B. Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminiumoxid (LNCA) oder Lithium-Eisenphosphat (LFP) ist gleichbedeutend mit der Substitution der kompletten Batterie und wird für die Li-Ionen-Akkumulatoren ausführlich bei der „Substituierbarkeit auf Ebene des ESS“ diskutiert.

Ein weiterer bedarfsrelevanter Rohstoff, der in Li-Ionen-Akkumulatoren (und auch allen anderen Batterien außer Zink-Luft sowie auch in der Brennstoffzelle) verwendet wird, ist **Grafit**. Natürlicher Grafit, der hier bei der Maximalbetrachtung bilanziert wurde, kann durch synthetischen Grafit substituiert werden.

Naturgrait wird aus Kostengründen gerne genommen, muss aber in hoher Reinheit vorliegen und durch ein (verlustreiches) Verfahren agglomeriert werden. Trotz Reinigung und Materialverlusten bleibt ein Kostenvorteil. Synthesegrafit kann Naturgrait ersetzen, aber zu höheren Kosten. Es bleibt dazu noch ein kleiner Performancenachteil, wobei Synthesegrafit in höherer Reinheit vorliegt. So wie bei Naturgrait die Minenkapazität, kann bei Synthesegrafit die Quelle (Petrolkoks einer bestimmten Qualität) und die zur Verfügung stehenden Grafitisierungsöfen begrenzend wirken. Bei steigendem Bedarf an Grafit, wie er mit Zunahme der Anzahl der E-Fahrzeuge zu erwarten ist, kann ein begrenzender Faktor, nämlich die Kapazität der Grafitisierungsöfen, durch den Zubau weiterer Öfen reduziert werden. Genauso kann auch auf Seite des Naturgraits die Minenkapazität als limitierender Faktor durch die Erschließung neuer Minen erhöht werden.

Von Interesse aus Sicht der Bedarfsrelevanz ist noch das **Leitsalz Lithiumhexafluorophosphat (LiPF₆)**. Lithium gehört zu den bedarfsrelevanten Rohstoffen und Phosphor und Fluor gehören mit 5 % bzw. 4 % Anteil der ESS an der Weltproduktion 2020 noch zum auf 12 Rohstoffe erweiterten Kreis der bedarfsrelevanten Rohstoffe (vgl. Kapitel 7.2.2). LiPF₆ wird heutzutage typischerweise für alle Lithium-Ionen Akkumulatoren eingesetzt kann, aber prinzipiell durch Lithium-Bisoxalatoborat substituiert werden. Damit ist die Substituierbarkeit für Phosphor und Fluor gegeben. Da der Fluorbedarf ausschließlich aus LiPF₆ resultiert geht bei der Substitution durch Lithium-Bisoxalatoborat der Fluorbedarf entsprechend auf null zurück und Fluor damit nicht bedarfsrelevant. Da der Phosphorbedarf durch das Elektrodenmaterial LFP dominiert wird, bringt die Verwendung von Lithium-Bisoxalatoborat keine großen Vorteile für die Bedarfsrelevanz von Phosphor. Dessen Anteil an der Weltproduktion bliebe immer noch bei ca. 5 %.

Aus Sicht der Bedarfsrelevanz muss auch **Kupfer** mit ungefähr 6 % Anteil an der Weltproduktion betrachtet werden. Kupfer wird als Ableiter für die negative Elektrode eingesetzt und findet auch als Zellmaterial in allen anderen Batterien außer Na-S sowie der Elektrolyse Verwendung. Kupfer kann in den Li-Ionen-Akkumulatoren als Zellmaterial nicht ersetzt werden. Gerade die Li-Ionen-Akkumulatoren dominieren aber den Kupferbedarf in den Zellen. In den anderen Batterien ist die Substituierbarkeit durch beispielsweise Aluminium oder vernickelten Stahl prinzipiell gegeben. Inwiefern in der Praxis eine Substitution tatsächlich möglich oder sinnvoll ist hängt von den jeweiligen spezifischen Gegebenheiten ab. Außerdem muss je nach Material mit kleineren oder größeren Nachteilen in der Performance gerechnet werden. Generell konkurriert Kupfer als Zellmaterial und Massenmaterial mit vielen anderen Anwendungen, die als weniger hochwertig angesehen werden kön-

nen. Man kann daher annehmen, dass für die Anwendungen in den Zellen weniger das Risiko einer Verknappung als das Risiko einer Verteuerung besteht, da die Verfügbarkeit durch den Marktpreis geregelt wird.

Redox-Flow-Akkumulatoren

Die Substituierbarkeit der Vanadium-, Chrom- und Eisenverbindungen ist gleichbedeutend mit der Substitution der kompletten Batterie und wird für die Redox-Flow-Akkumulatoren ausführlich bei der „Substituierbarkeit auf Ebene des ESS“ diskutiert.

Ansonsten treten bei den aus Sicht der Bedarfsrelevanz zu untersuchenden Rohstoffen nur noch Grafit und Kupfer auf, die bereits zuvor bei den Li-Ionen-Akkumulatoren erörtert wurden. Grafit kommt bei den Bipolarplatten zum Einsatz und kann dort zumindest teilweise auch durch Ruß ersetzt werden.

Na-S Akkumulator

Die Natrium-Schwefel Batterie enthält als einziges innovatives ESS keinen bedarfsrelevanten Rohstoff.

Zn-Luft Akkumulator

Der Zink-Luft Akkumulator enthält als bedarfsrelevanten Rohstoff **Kobalt**. Der Kobaltoxid-Katalysator (Co_3O_4) kann bei gleicher Funktionalität durch den $\text{LaCa}_{(0.4)}\text{Co}_{(0.6)}\text{O}_3$ -Katalysator, der auch Kobalt jedoch in geringerer Menge enthält, substituiert werden. Allerdings gehört Lanthan (La) wie Kobalt ebenso zu den 12 aus Sicht der Bedarfsrelevanz zu betrachtenden Rohstoffen. Mit 376 % ist bei Kobalt allerdings der Anteil an der Weltproduktion um ein Vielfaches höher als bei Lanthan mit 8 %. $\text{LaCa}_{(0.4)}\text{Co}_{(0.6)}\text{O}_3$ und Co_3O_4 sind die üblicherweise verwendeten Katalysatoren. Weitere alternative Katalysatoren können nur bedingt verwendet werden.

Nickel wird in Zn-Luft Akkumulatoren als Ableiter für die positive Elektrode verwendet und gehört zum Kreis der 12 aus Sicht der Bedarfsrelevanz zu betrachtenden Rohstoffen (19 % Anteil an der Weltproduktion). Prinzipiell denkbar wäre ein Ersatz von Nickel durch vernickelten Stahl, konkrete Aussagen hierzu sind aber nicht möglich.

Ansonsten tritt bei den aus Sicht der Bedarfsrelevanz zu untersuchenden Rohstoffen noch Kupfer auf, das bereits zuvor bei den Li-Ionen-Akkumulatoren erörtert wurde.

Alkalische Elektrolyse

Auch die alkalische Elektrolyse verwendet als Katalysator Co_3O_4 . Für diesen gelten dieselben Aussagen wie beim Zink-Luft Akkumulator, d. h. eine Substitution durch den Lanthanhaltigen Katalysator ($\text{LaCa}_{(0.4)}\text{Co}_{(0.6)}\text{O}_3$ -Katalysator) ist möglich.

Die Aktivschicht / Katalysatoren für die alkalische Elektrolyse bestehen im Grundmaterial aus hochoberflächigem Nickel (Raney-Nickel, einer „ausgelaugten“ Nickel-Aluminium-Legierung). Eine Substitution von Nickel ist aus heutiger Sicht nicht möglich.

PEM Elektrolyse

Während im alkalischen Elektrolyten Metalle wie Nickel oder Metalloxide wie zum Beispiel Kobaltoxid eingesetzt werden können, werden im sauren Elektrolyten aus Stabilitätsgründen Edelmetallkatalysatoren wie Platin oder Iridium- bzw. Rutheniumoxid benötigt. Bei PEM-Elektrolyseuren geht

man von Edelmetallbeladungen von ca. 0,5 bis 2 mg·cm⁻² auf der Anode und der Kathode aus (Millet, 2013).

Als Kathodenkatalysator (Wasserstoffentwicklung) wird in der Regel Platin eingesetzt. Infolge des niedrigen Elektrodenpotenzials können analog zur PEM-Brennstoffzelle so genannte geträgerte Katalysatoren eingesetzt werden. Die Edelmetallbeladung bewegt sich daher eher am unteren Rand des Korridors 0,5 mg·cm⁻² (ca. 250 mg·kW⁻¹).

Zur Sauerstoffentwicklung werden in der Regel IrO₂ gegebenenfalls mit Additiven (Ru, Pt) und Trägern (z. B. TiO₂, SnO₂, MoO₃ etc.) eingesetzt. Betrachtet man die Entwicklung der spezifischen Katalysatorbeladung, so kann man durch verbesserte Elektrodentechnik und Katalysatordispersion mit einer Verringerung des spezifischen Edelmetallbedarfs (Platingruppenmetalle) rechnen.

Während also im Vergleich zum heutigen Stand eine weitere Verringerung des Edelmetallbedarfs möglich ist, ist eine Substitution der Edelmetalle nicht möglich bzw. nicht zielführend. Prinzipiell ist zwar eine Substitution möglich, aber nur innerhalb der Platingruppenmetalle. Iridium könnte beispielsweise durch Ruthenium ersetzt werden oder prinzipiell ist auch eine Substitution durch Platin denkbar. Allerdings führt das nur zu einer Verschiebung von einem bedarfsrelevanten Rohstoff zu einem anderen bedarfsrelevanten Rohstoff. Auch wäre zu erwarten, dass eine Verbrauchsverschiebung entsprechende Anpassungen der Preise zur Folge hätte und eventuell preisgünstigere Metalle bei erhöhter Nachfrage entsprechend teurer werden würden.

Brennstoffzelle

Für den Bau des Brennstoffzellenstapels gibt es grundsätzlich zwei verschiedene Materialoptionen. Dies sind Graphit-Kunststoff-Komposite mit einem Graphitanteil von mehr als 80 % sowie beschichtete Edelstähle. Die Bauweise mit beschichtetem Edelstahl enthält als Beschichtung eine dünne Schicht aus polymer gebundenem, Graphit. Derzeit wird vermutlich synthetisches Graphit in Brennstoffzellen eingesetzt. Aus Kostengründen ist jedoch mit einem Trend in Richtung natürlichem Graphit zu rechnen. Für die Substituierbarkeit gelten die Erläuterungen zu Graphit bei den Li-Ionen-Akkumulatoren, siehe Beginn des Kapitels.

Für den Einsatz des bedarfsrelevanten Platins gibt es keine Substitutionsmöglichkeit.

8.5.2 Substituierbarkeit auf Ebene des ESS

Für die Substituierbarkeit auf der Ebene der ESS gilt generell, dass alle betrachteten Batterien als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden können und untereinander substituierbar sind bzw. in der Praxis vermutlich in einem Mix verschiedener Typen eingesetzt werden. Diese Substituierbarkeit ist prinzipiell gegeben (eine Ausnahme stellt evtl. Zn-Luft dar, hier liegen gewisse Einschränkungen vor) und wird hier nicht weiter betrachtet, da ohnehin von einer Maximalbetrachtung mit 100 % einer ESS ausgegangen wird. Vielmehr wird die Substituierbarkeit verschiedener Batterien innerhalb eines Batterietyps betrachtet. Als Ergebnis der Substituierbarkeit stehen auf dieser Ebene Vor- oder Nachteile durch die Substitution der Batterien untereinander. Mit Blick auf eine einheitliche Vorgehensweise bei der Bewertung der ESS (vgl. Kapitel 10) wird ein ESS mit „gut“ bezeichnet, das Vorteile aufweist. Im Hinblick auf die Substituierbarkeit wird ein gegebenes ESS somit mit „gut“ bewertet (vgl. Tabelle 8-42), wenn es ein anderes ESS substituieren kann und dadurch aus Rohstoff Sicht Vorteile entstehen¹²⁹.

¹²⁹ Die Fragestellung lautet also nicht, ob ein gegebenes ESS substituierbar ist, sondern ob ein gegebenes ESS andere ESS substituieren kann? Daher wird in der Ergebnisdarstellung auch der Begriff Substitution und nicht die Substituierbarkeit verwendet.

Bei der Substituierbarkeit auf Ebene der ESS werden folgenden Möglichkeiten analysiert:

- ▶ Stationäre Kurzzeitspeicher für Stromversorgung: hier gibt es mit den Li-Ionen bzw. den Redox-Flow-Akkumulatoren zwei verschiedene Batterietypen bei denen 4 bzw. 2 verschiedene Batterien vorliegen. Untersucht wird die Substituierbarkeit zwischen den 4 verschiedenen Li-Ionen-Akkumulatoren untereinander und den 2 verschiedenen Redox-Flow-Akkumulatoren Cr-Fe und V-V.
- ▶ E-Mobilität: analog den stationären Kurzzeitspeichern wird die Substituierbarkeit zwischen den 4 verschiedenen Li-Ionen-Akkumulatoren untereinander im Fall der mobilen Anwendung untersucht.
- ▶ H₂-Ketten: Es existieren 2 verschiedene Elektroyseverfahren, alkalische und PEM Elektroylse, deren gegenseitige Substituierbarkeit betrachtet wird.

Bei den vier **Li-Ionen-Akkumulatoren** fällt bei der mobilen Anwendung auf, dass LTO-LFP den Materialbedarf der beiden bedarfsrelevanten Materialien Lithium und Titan dominiert (vgl. Kapitel 7.2.2). Die Substitution von LTO-LFP gegen jeden anderen der betrachteten Li-Ionen-Akkumulatoren bringt aus Rohstoffsicht entscheidende Vorteile. Titan wäre nicht länger bedarfsrelevant und der maximale Materialbedarf von Lithium wäre um einen Faktor von ca. 4 reduziert.

Von den vier betrachteten Li-Ionen-Akkumulatoren enthalten nur zwei, nämlich LNMC und LNCA Kobalt. LNMC enthält mehr als doppelt so viel Kobalt wie LNCA. Die Substitution von LNMC gegen LNCA würde den Kobalt-Anteil der ESS an der Weltproduktion 2020 von ca. 367 % auf ungefähr 135 % vermindern. Bei der Substitution beider Kobalt-haltigen Li-Ionen-Akkumulatoren durch LFP (oder LTO-LFP) reduziert sich der Anteil an der Weltproduktion auf nur 5 %.

Aus Sicht der Bedarfsrelevanz ist also die Substitution von LTO-LFP, LNMC und LNCA durch LFP klar vorteilhaft. Hinzu kommt, dass LFP von allen betrachteten Li-Ionen-Akkumulatoren auch den niedrigsten Lithiumbedarf hat. Außerdem enthält LFP (wie auch LTO-LFP) im Gegensatz zu LNMC und LNCA auch kein Nickel (LNCA enthält doppelt so viel Nickel wie LNMC).

Von den beiden **Redox-Flow-Akkumulatoren** ist die Substitution von V-V von hoher Bedeutung. Da das bedarfsrelevante Vanadium ausschließlich in V-V eingesetzt wird, wäre bei der Substitution durch den Cr-Fe Akkumulator der Vanadiumbedarf gleich null.

Bei den beiden **Elektroyseverfahren** fällt auf, dass die PEM Elektroylse nicht aber die alkalische Elektroylse die zwei bedarfsrelevanten Materialien Iridium und Platin benötigt. Iridium hat von allen bedarfsrelevanten Materialien den deutlich höchsten Anteil an der Weltproduktion. Der Platinbedarf resultiert vor allem durch die Brennstoffzellen. Dahingegen macht der Platinbedarf der PEM Elektroylse nur ca. 20 % der Gesamtmenge aus. Der Rest entfällt auf die Brennstoffzellen.

Die alkalische Elektroylse wiederum benötigt Nickel mit erhöhter Bedarfsrelevanz und die PEM Elektroylse kommt ohne Nickel aus. Nickel wird außer in der alkalischen Elektroylse nur noch in Li-Ionen-Akkumulatoren eingesetzt, aber dort nur mit etwa einem Sechstel der Menge wie in der alkalischen Elektroylse.

Durch die Substitution der alkalischen Elektroylse durch die PEM Elektroylse ließe sich der Nickel-Anteil an der Weltproduktion bei der Anwendung der H₂-Mobilität deutlich von ca. 14 % auf ca. 6 % reduzieren. Weitaus relevanter ist aber die Substitution der PEM Elektroylse durch die alkalische Elektroylse. Da dadurch der Iridiumbedarf auf null sinkt und zusätzlich auch der Platinbedarf leicht reduziert wird.

Vor dem Hintergrund der Substituierbarkeit sind somit aus Sicht der Bedarfsrelevanz die Li-Ionen Batterie LFP, die Redox-Flow-Batterie Cr-Fe und die alkalische Elektroylse gegenüber den jeweiligen Alternativen deutlich zu bevorzugen.

Die Tabelle 8-42 fasst die Ergebnisse der Substitution auf Ebene der ESS und die Substituierbarkeit auf Materialebene in einer Übersicht zusammen.

Bei der Substituierbarkeit auf Materialebene steht Grafit als einziges Beispiel für eine „gute“ Substituierbarkeit. Aus Rohstoffsicht kann natürliches Grafit durch synthetisches Grafit ersetzt werden.

Die Substituierbarkeit von Kobalt und Lanthan in den Co-/La-haltigen Katalysatoren der Zink-Luft Batterie steht als Beispiel für eine Bewertung mit „mittlerer“ Substituierbarkeit. Hier ist zwar eine Substitution der Katalysatoren möglich, allerdings nur durch ebenfalls bedarfsrelevante Rohstoffe.

Als Beispiel für die Einstufung als „schlecht“ substituierbar steht Lithium in den Li-Ionen-Akkumulatoren.

Tabelle 8-42: Ergebnisübersicht zum Kriterium Substituierbarkeit

	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft	alkal. Elektr	PEM Elektr	Brennstoffzelle
Substitution auf Ebene ESS											
	mittel	mittel	gut	schlecht	gut	schlecht	nicht relevant	nicht relevant	gut	schlecht	nicht relevant
Substituierbarkeit auf Materialebene											
Ir										schlecht	
Li	schlecht	schlecht	schlecht	schlecht							
Co	schlecht	schlecht						mittel	mittel		
Pt										schlecht	schlecht
Grafit	gut	gut	gut		gut	gut					gut
Ti				schlecht							
V						schlecht					
Ni								schlecht	schlecht		
La								mittel			
Cu	schlecht	schlecht	schlecht	schlecht	mittel	mittel		mittel	mittel	mittel	
P	mittel	mittel	schlecht	schlecht							
F	mittel	mittel	mittel	mittel							

9 Bewertung der ESS hinsichtlich Funktion und Eigenschaften

9.1 Wirkungsgrad und Selbstentladung

Nachfolgend werden die im Fokus des Projekts stehenden innovativen ESS unterschieden nach Batterien und Wasserstoffsystemen hinsichtlich ihres Wirkungsgrades und der Selbstentladung analysiert. In Kapitel 3 in den Unterkapiteln zu „Kenndaten“ der jeweiligen ESS befinden sich weitere Erläuterungen zum Wirkungsgrad und der Selbstentladung bzw. weitere Details zu den jeweiligen ESS, sodass im vorliegenden Kapitel eine Zusammenführung der Ergebnisse zunächst unterschieden nach Batterien und Wasserstoffsystemen stattfindet. Abschließend findet eine Zusammenfassung der Ergebnisse unter Einbeziehung von konventionellen Speichersystemen statt.

9.1.1 Kurzzeitspeicher - Akkumulatoren

Prinzipbedingt ist die Ladespannung eines Akkumulators stets höher als seine Entladespannung. Dementsprechend sind bei der Zyklisierung von Akkumulatoren stets Verluste zu verzeichnen. Darüber hinaus ergeben sich durch Nebenreaktionen, wie zum Beispiel Elektrolytzersetzung, zusätzliche Verluste. Beide Mechanismen reduzieren den Lade-Entlade-Wirkungsgrad des Akkumulators. Treten die oben erwähnten Nebenreaktionen auch im Stillstand auf, so spricht man von Selbstentladung.

Einschränkend muss angemerkt werden, dass sowohl der Wirkungsgrad als auch die Selbstentladung von Akkumulatoren stark von ihrer Ausführung und den konkret verwendeten Materialzusammensetzungen abhängt. Darüber hinaus spielen Umgebungseinflüsse wie Temperatur und gegebenenfalls Luftfeuchtigkeit eine weitere, erhebliche Rolle. Die in diesem Bericht in den Tabellen angegebenen Werte dienen als Richtschnur. Die tatsächlichen Werte müssen im jeweiligen Einsatzfall und Einsatzbedingungen aus den Daten der eingesetzten Zellen bzw. Batterien ermittelt werden.

Pauschalisierend kann gesagt werden, dass Lithium-Ionen-Batterien sich durch hohe Lade-Entlade Wirkungsgrade und durch geringe Selbstentladung auszeichnen. Andere Akkumulatortypen zeigen Besonderheiten.

Bei Redox-Flow-Akkumulatoren findet die Ladungsspeicherung in den Elektrolyttanks statt. Diese befinden sich außerhalb der Zelle. Der Elektrolyt in den Speichertanks kann also als stabil betrachtet werden. Redox-Flow-Batterien zeigen demzufolge im Stillstand bei korrekter Lagerung der im Elektrolyten gelösten Aktivmassen keine Selbstentladung ($< 1 \%$ pro Jahr).

Die in den Zellblöcken befindliche Elektrolytmenge entlädt sich allerdings innerhalb kurzer Zeit infolge von Diffusionsprozessen durch die Separatormembran selbst. Dies erfolgt abhängig vom eingesetzten Separator innerhalb weniger Stunden.

In Stillstandszeiten, das heißt in Zeiten, in denen der Speicher nicht in Betrieb ist, also weder geladen noch entladen wird, wird zur Minimierung der Speicherverluste die Elektrolytumwälzung unterbrochen. Würde der Elektrolyt in der Stillstandszeit weiter umgepumpt, so könnte sich die Kapazität vollständig innerhalb weniger Tage selbst entladen.

Der im konkreten Einsatzfall anzusetzende Wert für die Selbstentladung ist direkt von der Betriebsstrategie des Speichers abhängig. Ladungsverluste durch die oben genannten Prozesse sind bei kontinuierlichem Betrieb im Wirkungsgrad berücksichtigt. Unterstellt man eine alternierende Nutzung des Speichers von einem Tag Zyklusbetrieb gefolgt von einem Tag Stillstand, so muss infolge der Selbstentladung des Zellblocks eine Reduktion des Wirkungsgrads von ca. 2 % berücksichtigt werden.

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren arbeiten bei hohen Betriebstemperaturen. Obwohl sie infolge der hohen Selektivität und Stabilität des keramischen Elektrolyten keine Nebenreaktionen und somit keine Selbstentladung zeigen, erfordert die Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur zusätzlichen

Energieeinsatz, der sich als "thermische Selbstentladung" ausdrücken lässt. Diese beträgt je nach Ausführungsform um 10 % pro Tag. Das heißt, auf sich selbst gestellt entladen sich Natrium-Schwefel-Akkumulatoren infolge der zur Aufrechterhaltung der Temperatur erforderlichen Leistung in wenigen Tagen selbst. Im regulären, täglichen Zyklusbetrieb jedoch wird die zur Aufrechterhaltung der Batterietemperatur erforderliche Wärme über die im Zyklusbetrieb auftretenden Verluste im Betriebsfenster der Temperatur gehalten.

Der bei nicht täglicher Zyklisierung zu erwartende Energieaufwand zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur ist schwer abzuschätzen. Unterstellt man eine alternierende Nutzung des Speichers von einem Tag Zyklusbetrieb, gefolgt von einem Tag Stillstand, während dessen die thermischen Verluste kompensiert werden müssen, so ist eine Verringerung des energetischen Wirkungsgrades von ca. 85 % auf ca. 78 % anzunehmen. Bei einem Zyklusbetrieb von einem Tag, gefolgt von einem einmonatigen Stillstand, würde sich der Wirkungsgrad auf ca. 23 % reduzieren.

Zink-Luft-Akkumulatoren haben einen vergleichsweise niedrigen Lade-Entladewirkungsgrad. Dies wird wesentlich von den Irreversibilitäten der Sauerstoffelektrode verursacht und ist somit prinzipbedingt. Darüber hinaus gibt es zwei wesentliche Nebenreaktionen. Einerseits ist dies die Elektrolytzersetzung unter Wasserstoffentwicklung an der Zinkelektrode und andererseits die chemische Oxidation des Zinks durch im Elektrolyten gelösten Sauerstoff. Beide Prozesse tragen zur Selbstentladung bei. Die Auswirkungen der Elektrolytzersetzung durch Zink können durch Elektrodenadditive minimiert werden. Die Zinkoxidation durch gelösten Sauerstoff kann durch Abschotten der Luftporelektrode in Zeiten des Nichtgebrauchs unterdrückt werden. Auch hier sind die tatsächlich beobachteten Wirkungsgrade und Selbstentladeraten stark von der Wahl des Katalysatorsystems in der Sauerstoffelektrode und von der Gestaltung der Luftporelektrode abhängig. Während die Zinkoxidation durch im Elektrolyten befindlichen Sauerstoff weitgehend vollständig unterdrückt werden kann, ist die Zinkkorrosion durch den wässrigen Elektrolyten nicht vollständig zu verhindern. Bei optimaler Gestaltung der Luftversorgung, kann eine Selbstentladung der Zn-Elektrode von 2 % pro Monat erreicht werden.

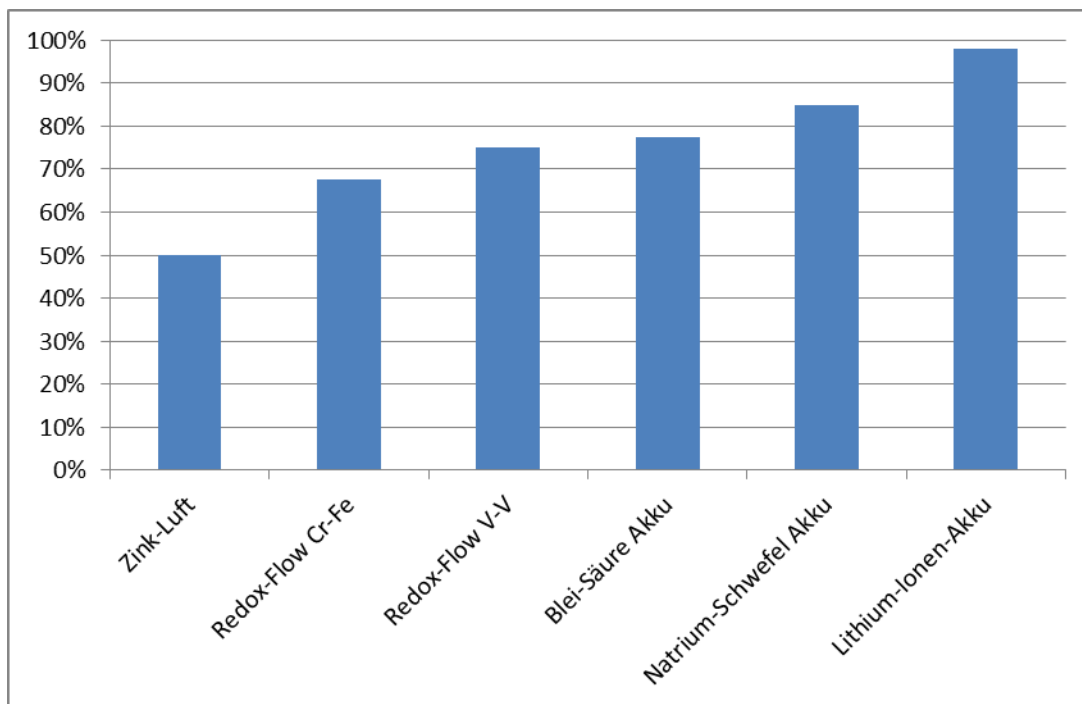
Die Tabelle 9-1 gibt einen Überblick der Ergebnisse zum Wirkungsgrad und der Selbstentladung für die stationären Kurzzeitspeicher. Bei der Selbstentladung muss berücksichtigt werden, dass Lade- und Entladungsvorgänge der betrachteten ESS aufgrund ihrer Anwendung als Kurzzeitspeicher innerhalb von wenigen Stunden stattfinden. Damit ist die ohnehin geringe Selbstentladung der Lithium-Ionen Batterien irrelevant. Die Li-Ionen Batterien schneiden somit beim Kriterium Wirkungsgrad mit Werten von 98 % eindeutig am besten ab. Am anderen Ende der Skala befindet sich mit einem Wirkungsgrad von nur 50 % die Zn-Luft Batterie. Dazwischen befinden sich die Redox-Flow und die Na-S-Batterien, wobei die V-V im Vergleich der beiden Redox-Flow-Batterien leichte Vorteile beim Wirkungsgrad hat. Wie weit sich die Selbstentladung bzw. die „thermische Selbstentladung“ bei den Redox-Flow bzw. der Na-S-Batterien aufgrund der tatsächlichen Betriebsführung in der Praxis auswirkt, kann schwer vorhergesagt werden. Nach bisheriger Einschätzung des Öko-Instituts werden die Kurzzeitspeicher oft einmal pro Tag be- und entladen (jedoch nicht zwingend bis zum Maximum im Sinne eines Vollzyklus). Dazwischen können Pausen von mehreren Tagen auftreten. Insofern könnte sich der reale Wirkungsgrad für diese Batterietypen aufgrund potenzieller Verluste durch Selbstentladung eventuell weiter verschlechtern.

In der Abbildung 9-1 sind die innovativen ESS nach zunehmendem Wirkungsgrad in der Ergebnisübersicht dargestellt.

Tabelle 9-1: Ergebnisübersicht zu Wirkungsgrad und Selbstentladung der innovativen ESS

%	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Wirkungsgrad	78 %	98 %	98 %	98 %	98 %	68 %	75 %	85 %	50 %
Speicherverlust	4 % / Monat	2 % / Monat	2 % / Monat	2 % / Monat	2 % / Monat	Tank < 1% / Jahr Stack: 100 % in wenigen h	Tank: < 1% / Jahr Stack: 100 % in wenigen h	thermisch 10 % / Tag	2 % / Monat

Abbildung 9-1: Darstellung der Wirkungsgrade der innovativen ESS



9.1.2 Langzeitspeicher - Wasserstoffsysteme

Der Wirkungsgrad der Speicherung elektrischer Energie über den Wasserstoffpfad ist erheblich geringer als die Speicherung mittels Akkumulatoren. Verluste bei Wasserstoffsystemen treten bei der elektrolytischen Erzeugung des Wasserstoffs, dessen Verdichtung und bei der Stromerzeugung auf. Ähnlich wie bei Zink-Luft-Systemen sind die Verluste wesentlich durch die Sauerstoffelektrode verursacht. Die Wasserstoffspeicherung kann als verlustfrei angenommen werden. Für die folgenden Betrachtungen wird die Wasserstofferzeugung mittels Druckelektrolyse bei Drücken bis 45 bar angenommen. Bei der Betrachtung von Hochdruckspeichern wird ein Elektrolysedruck von 30 bar angenommen. Die Befüllung des 45 bar Niederdruckspeichers kann direkt durch einen beim Speicherdruck betriebenen Elektrolyseur erfolgen. Dementsprechend muss bei dieser Speicherart kein Energieaufwand für die Verdichtung berücksichtigt werden.

Der Energieaufwand für die Wasserelektrolyse liegt nach einer im Jahr 2014 veröffentlichten Studie des Hydrogen and Fuel Cell Joint Undertaking (Bertuccioli, 2014) gegenwärtig im Bereich zwischen 50 und 78 kWh kg⁻¹ für alkalische Elektrolyseure. Für PEM-Elektrolyseure liegen die spezifischen Energieaufwände im Bereich 50 – 83 kWh kg(H₂)⁻¹. Im Zeithorizont bis 2030 wird eine Reduktion der spezifischen Energieaufwendungen auf 48 - 63 kWh·kg(H₂)⁻¹ für die alkalische Elektrolyse und 44 – 53 kWh kg⁻¹ für die PEM-Elektrolyse angenommen. Für die weiteren Rechnungen wurden die folgenden spezifischen Energiebedarfe für Elektrolyseure angenommen:

Tabelle 9-2: Spezifischer Energiebedarf der Wasserstofferzeugung (Bertuccioli, 2014)

Jahr	Alkalische Elektrolyse kWh·kg ⁻¹ (H ₂)	PEM-Elektrolyse kWh·kg ⁻¹ (H ₂)
2013	54	57
2030	50	47

Zur Speicherung bei höheren Drucken als dem Betriebsdruck der Elektrolyse (30 bis 45 bar) muss Wasserstoff verdichtet werden. Literaturdaten zu Kompressorwirkungsgraden für Wasserstoff sind schwer zu finden und teilweise widersprüchlich. Entsprechend den Annahmen in (Parks, 2014) wurde als Referenzfall isentrope Verdichtung von Wasserstoff mit einem Verdichterwirkungsgrad von 65 % für das Jahr 2015 angenommen. Im Jahr 2030 wurde eine Steigerung des Verdichterwirkungsgrads auf 80 % unterstellt.

Für die Verstromung wurden für ein PEM-Brennstoffzellensystem die folgenden spezifischen Leistungsdaten angenommen:

Tabelle 9-3: Spezifische Leistungsdaten für die Stromerzeugung mit Brennstoffzellen

	2013	2030
Mittlere Zellspannung [V]	0,675	0,720
Betriebliche H ₂ -Verluste	1 %	0,5 %
Nebenaggregateverbrauch	14 %	8 %
Stromausbeute [kWh kg ⁻¹]	15,3	17,6

Zum Vergleich mit der Brennstoffzelle wurde für die Stromausbeute eines motorisch betriebenen Generators nach dem Stand der Technik ein Wert von 14,1 kWh·kg⁻¹ angenommen.

Für die anschließende Berechnung der Wirkungsgrade wurden nur die Energieaufwände für die Elektrolyse und die Verdichtung berücksichtigt. Weitere Energieaufwendungen z. B. für die Gasreinigung und -trocknung sowie für die Prozesswassererzeugung wurden nicht berücksichtigt. In der folgenden Tabelle 9-4 sind die Energieaufwendungen zur Erzeugung und Verdichtung sowie die Stromerzeugung bezogen auf 1 kg Wasserstoff angegeben. Für die Berechnungen wurde ein kontinuierlicher Betrieb unterstellt.

Tabelle 9-4: Energieumsätze und Wirkungsgrade der Energiespeicherung mit Wasserstoffsyste-
men

Kette ¹³⁰	Elektrolyse* [kWh·kg(H ₂) ⁻¹]	Verdichtung** [kWh·kg(H ₂) ⁻¹]	Verstromung*** [kWh·kg(H ₂) ⁻¹]	Wirkungsgrad
AN45P (2015)	54		15,3	28 %
AK200P (2015)	54	1,34	15,3	28 %
AF300P (2015)	54	1,74	15,3	27 %
PN45P (2015)	57		15,3	27 %
PK200P (2015)	57	1,34	1,53	26 %
PF300P (2015)	57	1,74	15,3	26 %
A45PB (2030)	50		17,6	35 %
AK200P (2030)	50	1,09	17,6	34 %
A300P (2030)	50	1,41	17,6	34 %
P45PB (2030)	47		17,6	37 %
PK200P (2030)	47	1,09	17,6	37 %
P300PB (2030)	47	1,41	17,6	36 %
PC700B (2030)	47	2,22	17,6	36 %
AN45M (2015)	54		14,1	26 %

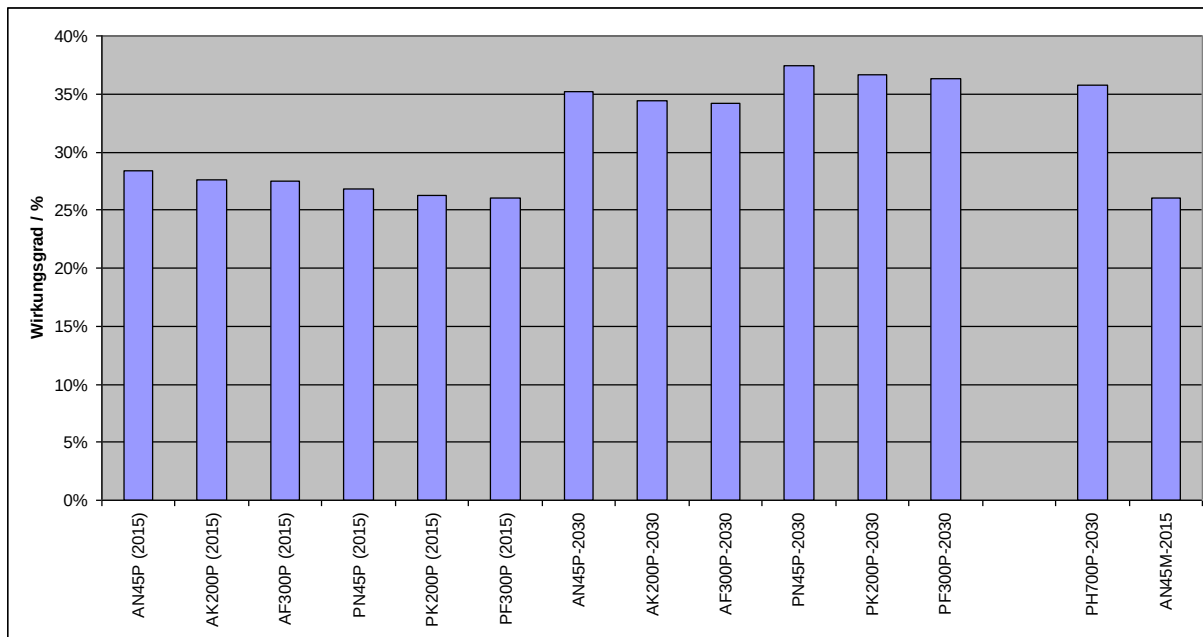
* Mittelwert nach Bertuccioli, 2014

** ZSW, eigene Abschätzungen, Eingang: Druckelektrolyse 30 bar

*** ZSW, eigene Abschätzung: 2015: 0,675 V pro Zelle, 1 % Purgeverluste, 14 % Nebenaggregate; 2030: 0,720 V pro Zelle, 0,5 % Purgeverluste, 8 % Nebenaggregate

¹³⁰ AN45B: Alkalische Elektrolyse, Speicherung bei 45 bar, Verstromung mit Brennstoffzelle; (vgl. V4, Abbildung 6-4)
 AK200B: Alkalische Elektrolyse, Speicherung in 200 bar Kaverne, Verstromung mit Brennstoffzelle;
 AF300B: Alkalische Elektrolyse, Speicherung bei 300 bar, Verstromung mit Brennstoffzelle; (vgl. V3, Abbildung 6-4)
 PN45B: PEM-Elektrolyse, Speicherung bei 45 bar, Verstromung mit Brennstoffzelle;
 PK200B: PEM Elektrolyse, Speicherung in 200 bar Kaverne, Verstromung mit Brennstoffzellen
 PF300B: PEM-Elektrolyse, Speicherung bei 300 bar, Verstromung mit Brennstoffzelle;
 PC700B: PEM Elektrolyse, Speicherung bei 700 bar, Verstromung mit Brennstoffzelle;
 A45M: Alkalische Elektrolyse, Speicherung bei 45 bar, Verstromung mit Motor.

Abbildung 9-2: Speicherwirkungsgrade der Wasserstoffketten gemäß Tabelle 9-4 (eigene Darstellung ZSW)



Die errechneten Speicherwirkungsgrade liegen im Referenzjahr 2015 zwischen 26 % und 28 %. Im Jahr 2030 kann mit einer Wirkungsgradsteigerung auf 34 %-37 % gerechnet werden.

Man erkennt, dass der Wirkungsgrad mit steigendem Speicherdruck geringfügig abnimmt. Unter den getroffenen Annahmen weisen alkalische Elektrolyseure gegenwärtig geringe Wirkungsgradvorteile gegenüber PEM Elektrolyseuren auf. Für das Jahr 2030 wird erwartet, dass der Wirkungsgrad der PEM-Elektrolyseure den der alkalischen Elektrolyseure übertreffen wird.

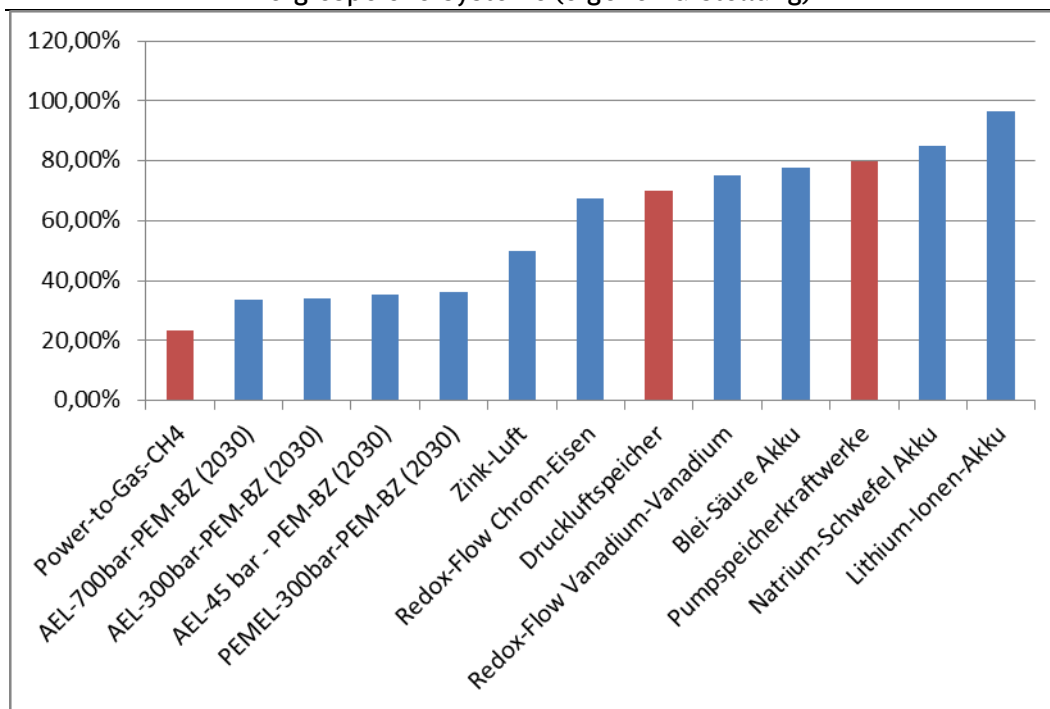
Zu Vergleichszwecken sind zusätzlich der Wirkungsgrad bei Verwendung eines Komposit-Hochdruckspeichers bei 700 bar im Referenzjahr 2030 sowie der Wirkungsgrad bei Verstromung von mittels alkalischer Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff in einem Verbrennungsmotor nach Speicherung bei 45 bar dargestellt. Erwartungsgemäß weisen Ketten mit Brennstoffzellen Wirkungsgradvorteile auf. Infolge des erhöhten Energieaufwands zur Wasserstoffverdichtung auf 700 bar sinkt der Wirkungsgrad bei Einsatz von Hochdruckspeichern.

Übersicht der Ergebnisse

Abschließend erfolgt in Abbildung 9-3 eine Übersicht über die Wirkungsgrade der hier betrachteten innovativen Batterie- und Wasserstoffspeichersysteme (Alkalische und PEM-Elektrolyse, Druckspeicher, PEM-Brennstoffzelle). Zusätzlich sind als Vergleich auch konventionelle bzw. hier nicht vertiefend betrachtete Speichersysteme (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher sowie Power-to-Gas) dargestellt. Die betreffende Prozentzahl stellt die bei der Ausspeisung erzeugte Elektrizitätsmenge als Anteil der ursprünglich eingespeisten Elektrizitätsmenge dar.

Bei den konventionellen Speichern sind für die Pumpspeicherkraftwerke beim Wirkungsgrad zukünftig keine wesentlichen Änderungen zu erwarten, während bei den Druckluftspeichern sowie Batteriespeichern noch Potenziale zur Erhöhung des Wirkungsgrads existieren.

Abbildung 9-3: Vergleichende Darstellung der Wirkungsgrade konventioneller und innovativer Energiespeichersysteme (eigene Darstellung)



9.2 Kosten und Preise innovativer ESS

In diesem Kapitel werden zunächst die detaillierten Analysen zu den Preisentwicklungen der einzelnen ESS vorgestellt. Anschließend werden die Ergebnisse der Kostenbetrachtungen zu den innovativen ESS getrennt nach Batterien und Wasserstoffsyste men zusammengefasst.

9.2.1 Blei-Säure-Akkumulatoren

Das jährliche Weltmarktvolumen an Bleiakkumulatoren beträgt mehr als 300 Mrd. US\$.

Blei-Säure-Akkumulatoren weisen vergleichsweise niedrige spezifische Kosten auf, wobei Starterakkumulatoren im Bereich 50–100 €/kWh⁻¹ gehandelt werden. Starterakkumulatoren werden heute schon in sehr großen Stückzahlen gefertigt, demzufolge ist eine weitere Senkung der spezifischen Kosten nicht zu erwarten. Die Kosten für Industriebatterien und stationäre Batterien liegen heute im Bereich von 100–200 €/kWh⁻¹. Bei Industriebatterien sind durch Standardisierung und Optimierung der Fertigungsschritte langfristig Kosten im Bereich 80–150 €/kWh⁻¹ zu erwarten.

Tabelle 9-5: Abschätzung der spezifischen Kostenentwicklung für Blei-Säure-Akkumulatoren

Ausführungsform	Spezifische Kosten 2013 €/kWh ⁻¹	Spezifische Kosten 2030 €/kWh ⁻¹	Spezifische Kosten 2050 €/kWh ⁻¹
Starterbatterien	50 – 100	-	-
Industriebatterien	100 – 200	90 – 160	80 - 150

Nach Linden Handbook of Batteries

9.2.2 Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Die weltweiten Produktionskapazitäten für 18.650-Zellen werden auf mehr als 3 Mrd. Zellen pro Jahr geschätzt, was einer Überversorgung des Marktes entspricht. Dementsprechend sind die Preise von 18.650-Zellen in den Jahren 2005 bis 2012 von ca. 300 US\$·kWh⁻¹ auf ca. 180 US\$·kWh⁻¹ gesunken.

Eine unabhängige wissenschaftliche Studie (Brodd, 2013) listet bei einem Produktionsvolumen von 350 Mio. Zellen pro Jahr Rohmaterialkosten entsprechend 130 US\$·kWh⁻¹ (98 €·kWh⁻¹)¹³¹ und Fertigungskosten von 143,48 US\$·kWh⁻¹ (107,88 €·kWh⁻¹) bei Fertigung in den USA bzw. 137,39 US\$·kWh⁻¹ (103,30 €·kWh⁻¹) bei Fertigung in China und Versand der Zellen in die USA. Die resultierenden Gesamtkosten im Bereich von 250 bis 256 US\$·kWh⁻¹ (188 bis 192 €·kWh⁻¹) sind teilweise oberhalb der aktuellen Marktpreise, was eine weitere, signifikante Reduktion der Preise in Zukunft eher unwahrscheinlich erscheinen lässt.

Demgegenüber haben die Preise prismatischer Zellen im Zeitraum 2005 bis 2012 von ca. 800 US\$·kWh⁻¹ auf ca. 340 US\$·kWh⁻¹ nachgegeben. Die Produktionstechnik von 18650-Zellen ist hoch automatisiert und sehr ausgereift. Weitere Kostensenkungen lassen sich im Wesentlichen durch Reduktion der Menge an eingesetzten Rohstoffen (Ableiter, Gehäuse) erzielen. Für prismatische Zellen ist zu erwarten, dass die spezifischen Preise der 18650-Zellen bei ähnlichen Produktionsvolumina erreicht bzw. geringfügig unterboten werden können.

9.2.3 Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Der aktuell einzig nennenswerte Anbieter von Natrium-Schwefel-Akkumulatoren ist die japanische Firma NGK-Insulators. Batterien werden aus Modulen mit einer Nennleistung von 50 kW zusammengestellt. Nach EAC (2012) waren im Jahr 2012 weltweit Natrium-Schwefel-Akkumulatoren mit einer Leistung von 316 MW installiert.

Tabelle 9-6: Abschätzung der spezifischen Kostenentwicklung für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Spezifische Kosten	Spezifische Kosten 2013 *	Spezifische Kosten 2030 **	Spezifische Kosten 2050
€·kWh ⁻¹	500 - 700	94 - 188 (125 - 250 US\$)	K.A.
€·kW ⁻¹	80 - 150	750 - 1 500 (1000 - 2000 US\$)	K.A.

* Nach Fuchs (2012)

** Nach IRENA (2012), Umrechnungsfaktor. 1,33 US\$·€⁻¹

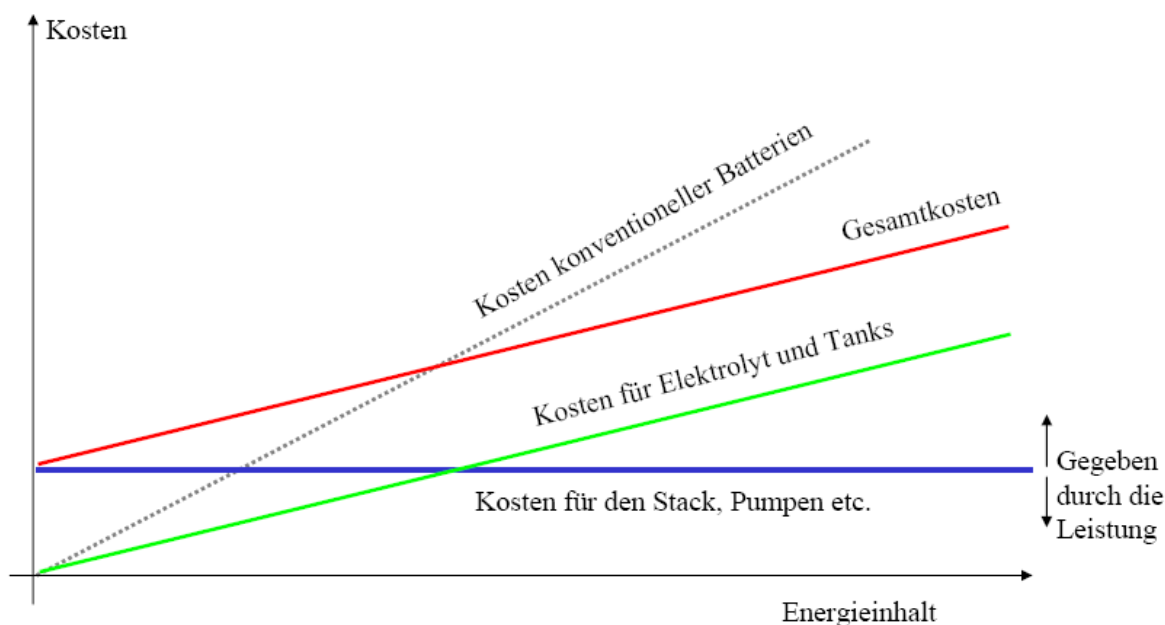
9.2.4 Redox-Flow-Akkumulatoren

Ein Charakteristikum von Redox-Flow-Batterien ist die Trennung des Leistungsteils vom Speicher. Dies spiegelt sich in einer besonderen Kostensituation wieder. Bei Redox-Flow-Akkumulatoren ist stets ein Kostensockel für den Zellblock und die Verfahrenstechnik (Leistungsteil) erforderlich. Die spezifischen Kosten für den Ausbau des Energieinhalts sind entsprechend geringer bei herkömmlichen Akkumulatoren. Bei großen Verhältnissen von Kapazität zu Leistung können sich so Kostenvorteile für Redox-Flow-Batterien ergeben.

¹³¹ Umrechnungsfaktor: 1,33 U.S.\$ pro Euro.

In konventionellen Batterien wie Blei-Säure, Lithium-Ionen oder Zink-Luft sind Kapazität und Leistung über die Zellkonstruktion eng miteinander gekoppelt. Das heißt, ein Ausbau der Leistung ist stets mit einem Ausbau der Kapazität gekoppelt.

Abbildung 9-4: Kostenverlauf herkömmlicher Batteriespeicher im Vergleich mit der Redox-Flow-Technologie bei gegebener Leistung als Funktion des Energieinhalts.



Grafik: eigene Darstellung ZSW

Im EU-Projekt PV-Redox (FKz JOR3-CT97-0152) (Jörissen, 2004), das in den Jahren 1997-2000 bearbeitet wurde, wurde eine überschlägige Kostenanalyse für eine Vanadium Redox-Flow-Batterie mit einer Leistung von 2 kW und einer Kapazität von 30 kWh und 300 kWh durchgeführt. Die angenommene Stromdichte betrug $52 \text{ mA} \cdot \text{cm}^{-2}$, die jährliche Produktion betrug 1.700 Einheiten. Tabelle 9-7 zeigt eine Aufstellung der spezifischen Kosten für den Zellstapel, Tabelle 9-8 zeigt die Kosten für den Speicherteil.

Tabelle 9-7: Kostenanalyse eines 2-kW Redox-Flow-Akkumulator Zellstapels und Nebenaggregate

Bestandteil	Spezifische Kosten	Kosten [€]
Elektroden (Grafitfilz)	$50 \text{ €} \cdot \text{m}^{-2}$	350
Bipolarplatten (PE-Ruß-Komposit)	$65 \text{ €} \cdot \text{kW}^{-1}$	130
Rahmen (PE) incl. Dichtung / Verschweißung und Rohrleitungen	$435 \text{ €} \cdot \text{kW}^{-1}$	870
Separator (Nafion beschichteter mikroporöser Separator)	$25 \text{ €} \cdot \text{m}^{-2}$	105
Pumpen und Ventile	160 € pro Kreislauf	320
Steuerung, Batteriemanagementsystem	500 €	500
Gesamtkosten	$1.138 \text{ €} \cdot \text{kW}^{-1}$	2.275

EU-Projekt PV-Redox Fkz JOR3-CT97-0152, (Jörissen, 2004)

Tabelle 9-8: Kostenanalyse eines Redox-Flow-Batterie Speichers (Zyklisierung 60 % der stöchiometrischen Kapazität)

Bestandteil	30 kWh 15 Volllaststunden	300 kWh 150 Volllaststunden
Elektrolyttanks [€]	370	840
V ₂ O ₅ Bedarf [kg]	375,8	3.758,0
V ₂ O ₅ Kosten (13,6 €·kg ⁻¹) [€]	5.111	51 109
Spezifische Elektrolytpräparationskosten [€·kg _{V₂O₅} ⁻¹]	3,0	1,5
Elektrolytpräparation [€]	1.127	5.637
Gesamtkosten	6.608	57 586
Spezifische Kosten Elektrolyt und Tank [€·kWh ⁻¹]	220,27	191,95
Spezifische Gesamtkosten Batterie [€·kWh ⁻¹]	296,10	199,54

Berechnungen nach (Jörissen, 2004) angepasst auf Speichernutzungsgrad von 60 %.

Unter den genannten Annahmen werden die Kosten von Redox-Flow-Batterien wesentlich von den Elektrolytkosten bestimmt. Die spezifischen Kosten für das Aktivmaterial, die erzielbare Leistungsdichte sowie die Elektrolytausnutzung haben einen starken Einfluss auf die spezifischen Kosten.

In einer unlängst erschienenen Kostenanalyse (Viswanathan, 2014) wurden die in Tabelle 9-9 dargestellten spezifischen Kosten für einen Redox-Flow-Speicher mit Auslegungsdaten 1 MW, 4 MWh ermittelt. Neben einem V-V-System wurde ein System mit Vanadium auf der negativen Elektrode und Eisen auf der positiven Elektrode dargestellt.

Tabelle 9-9: Kostenanalyse¹³² eines Redox-Flow-Speichers 1 MW, 4 MWh

System	Leistung Heute [€·kW ⁻¹]	Leistung Kurzfrist [€·kW ⁻¹]	Leistung Langfrist [\$·kW ⁻¹]	Energie Heute [€·kW h ⁻¹]	Energie Kurzfrist [€·kW h ⁻¹]	Energie Langfrist [€·kW h ⁻¹]	Gesamt Heute [€·kW h ⁻¹]	Gesamt Kurzfrist [€·kW h ⁻¹]	Gesamt Langfrist [€·kWh ⁻¹]	Ausnutzung [%]
V-V	859	528	509	153	111	61	368	243	157	60
V-Fe	659	656	383	246	174	95	411	297	190	80

Daten nach (Viswanathan, 2014)

Über die Firma SSB-Media werden verschiedene Vanadium Redox-Flow-Batterien der koreanischen Firma "H2 The Advanced Energy Storage Company" mit den in Tabelle 9-10 dargestellten Preisstellungen angeboten.

¹³² Konversionsfaktor 1,33 U.S.\$·€⁻¹.

Tabelle 9-10: Spezifische Kosten für Vanadium-Redox-Flow-Batterie unterschiedlicher Leistung und Energie

System	1,3 kW 4 kWh	2,6 kW 8 kWh	5 kW 10 kWh	5 kW 20 kWh	5 kW 30 kWh	10 kW 100 kWh
Systemkosten [€]	8.200	12.900	19.400	22.300	25.800	61.000
Kosten [€·kW ⁻¹]	6.308	4.962	3.880	4.460	5.160	6.100
Kosten [€·kWh ⁻¹]	2.050	1.613	1.940	1.115	860	610

Angaben nach Datenblatt SSB-Media-Solutions Stand Oktober 2013

Nach telefonischer Auskunft sind für das CellCube-System gegenwärtig spezifische Kosten im Bereich von ca. 1.200 - 2.200 €·kWh⁻¹ zu veranschlagen (Perl, 2013). Darüber hinaus liegen gegenwärtig keine verlässlichen Daten zu Kosten und Preisen für Redox-Flow-Batterien vor.

9.2.5 Zink-Luft-Akkumulatoren

Derzeit sind keine verlässlichen Daten zu Preisen und Kostentwicklungen für Zink-Luft-Akkumulatoren verfügbar.

Ein neues Konzept für zyklensfeste Zink-Luft-Akkumulatoren wird von der 2008 gegründeten, Venture Capital finanzierten Firma EOS Energy Storage verfolgt. Das Unternehmen plant eine Batterie zur Netzstützung mit bis zu 1 MW, 6 MWh zu entwickeln. Nach Angaben des Unternehmens ist die Technologie umweltfreundlich und sicher. Das Konzept baut auf einen wässrigen, neutralen Elektrolyten auf und vermeidet so die ansonsten auftretende CO₂-Absorption im Elektrolyten. Der Wirkungsgrad der Batterie soll 75 % betragen, die Zyklenlebensdauer 10.000 Zyklen bzw. 30 Jahre. Es werden Kosten von 160 \$·kWh⁻¹ genannt.

9.2.6 Wasserelektrolyse

Elektrolyseure sind gegenwärtig keine industriellen Serienprodukte. Sie werden vielmehr auf Kundenanfrage gefertigt. In Tabelle 9-11 sind Szenarien spezifischer Investitionskosten für alkalische Elektrolyseure in Serienbauweise in der 500 kW-Leistungsklasse dargestellt. Die Anlage umfasst Transformator, Gleichrichter, Elektrolyseurstapel, Laugentank, Prozesswasseraufbereitung, Wasserstoffwäscher, Gasvorratsbehälter, Sauerstoffentfernung und ein doppeltes Trockenmodul, Verdichter.

Tabelle 9-11: Abschätzung der spezifischen Kostenentwicklung für Elektrolyseure

Spezifische Kosten	Spezifische Kosten 2013	Spezifische Kosten 2030	Spezifische Kosten 2050
Alkalische Elektrolyse * €·kW ⁻¹	624 (830 US\$)	338 (450 US\$)	256 (340 US\$)

* Nach Steward (2009), Elektrolyseur 1 049 kg·Tag⁻¹ (ca. 500 kW Leistungsaufnahme), Umrechnungsfaktor. 1,33 US\$·€⁻¹

Millet et al stellen die folgende Aufteilung der Anlagenkosten (Tabelle 9-12) und der Stackkosten (Tabelle 9-13) dar:

Tabelle 9-12: Grobe Aufschlüsselung der Elektrolyseurkosten für PEM-Elektrolyse.

Komponente (System)	Anteil an den Kosten
Elektrische Komponenten, Leistungsversorgung	35 %
Nebenaggregate (Balance of Plant)	15 %
Stack	50 %

Angaben nach Millet et al., 2013.

Tabelle 9-13: Grobe Aufschlüsselung der Stackkosten für PEM-Elektrolyse.

Komponente (Stack)	Anteil an den Kosten
Bipolarplatten	45 %
Sonstige Stackbauteile	24 %
MEA	24 %
Sonstige Zellkomponenten	7 %

Angaben nach Millet et al., 2013.

Tabelle 9-14: Grobe Aufschlüsselung der Kosten für alkalische Elektrolyseure.

Komponente (System)	Anteil an den Kosten
Stack	57 %
Leistungselektronik	14 %
Gaskonditionierung	8 %
Nebenaggregate (Balance of Plant)	16 %
Sonstiges	5 %

Angaben nach Saur, 2008.

9.2.7 PEM Brennstoffzellen

PEM-Brennstoffzellen und ihre Komponenten sind gegenwärtig keine industriellen Massenprodukte. Dennoch wurden über die Jahre intensive Kostenstudien für die Anwendung im Automobil angestellt. Am konsequentesten wurden Kostenstudien vom U.S. Department of Energy durchgeführt und im Rahmen der jährlichen Programm-Reviews vorgestellt. In der folgenden Tabelle 9-15 sind die Ergebnisse einer europäischen Analyse sowie die Kostenstudie des US Department of Energy dargestellt. In der Tabelle sind für Automobilsysteme die Zahlen der europäischen vergleichenden Studie zu Antriebssträngen sowie die Zahlen des US Department of Energy wiedergegeben.

Die Kosten für Mikro-KWK-Systeme sind weniger gut analysiert. Andererseits werden diese Systeme in Japan bereits mit mehr als 10.000 Einheiten pro Jahr verkauft. Nach Wing (2013) wurden die Geräte mit einer Nennleistung zwischen 750 W und 1 kW zu Beginn der Markteinführung im Jahr 2009 zu einem Preis von ca. 19 300 € (2 700 000 Yen) angeboten. Die aktuellen Geräte werden für ca. 13 570 € (1 900 000 Yen) angeboten. Als Marktanreiz gewährt der japanische Staat einen mit zunehmender Verbreitung der Systeme geringer werdenden Investitionskostenzuschuss. Dieser sank

von ursprünglich ca. 10 000 € (1 400 000 Yen) im Haushaltsjahr 2009 auf 3 215 € (450 000 Yen) im Haushaltsjahr 2012. Die genannten Geräte sind komplett installationsfertig mit integrierter Wasserstoffherzeugung, Leistungselektronik und Warmwasserspeicher.

Tabelle 9-15: Abschätzung der spezifischen Kostenentwicklung für Brennstoffzellensysteme

Spezifische Kosten	Spezifische Kosten 2013	Spezifische Kosten 2030	Spezifische Kosten 2050
Automobil [€·kW ⁻¹] *	221 - 781	16 - 98	-
US Department of Energy **	41 (55 US\$)	30 (40 US\$)	23 (30 US\$)
Mikro-KWK [€·kW ⁻¹] ***	12 606 (16 766 US\$)	4 455 (5 925 US\$)	2 632 (3 500 US\$) ****

* Nacho: Portfolio of Power Trains for Europe (2010): a Fact Based Analysis, http://www.fch-ju.eu/sites/default/files/documents/Power_trains_for_Europe.pdf. Letzter Zugriff: Februar 2014.

** Zielwerte des U.S. Department of Energy für Serienherstellung von 500 000 Einheiten pro Jahr (<https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/accomplishments.html>) Umrechnungsfaktor. 1,33 US\$.€⁻¹

*** Angaben nach Staffel (2012) Figure 5, bereinigt um Kosten für die Leistungselektronik und Gasaufbereitung von Erdgas zu Wasserstoff.

**** Zielkosten METI.

9.2.8 Wasserstoff-Speicherung

Druckspeicherung

Druckspeicherung in Hochdruck Stahlflaschen stellt die kostengünstigste Variante der Wasserstoffspeicherung. Die Preisbildung erfolgt nach Angebot und Nachfrage und ist wesentlich vom Stahlpreis und Lohnkosten dominiert. Stahlflaschen, Stahlflaschenbündel und Niederdrucktanks sind gebräuchliche Speicher wenn Wasserstoff als technisches Gas an die Verwendungsstelle geliefert wird. Die Konfektionierung zu Flaschenbündeln erhöht zunächst die Kosten des Speichers, hat aber geringere Aufwendungen in der Behälterlogistik (Handhabungsaufwand bei Behälterwechsel bzw. Gebühren für Gefahrguttransporte) zur Folge. Die nochmals höheren spezifischen Kosten für Niederdrucktanks werden ebenfalls durch Einsparungen in der Lieferkette kompensiert. Die Technik ist ausgereift und lässt keine signifikanten Kostensenkungen in der Zukunft erwarten. Zu den Kosten des Speichers selbst müssen noch Aufwendungen für die Verdichtung von Wasserstoff auf den jeweiligen Speicherdruck gerechnet werden. Diese setzen sich aus Kapitalkosten für den Verdichter und Energiekosten für die Verdichtung zusammen.

Hochdruck Tanksysteme befinden sich am Beginn ihrer technischen Entwicklung und werden dementsprechend nur in geringen Stückzahlen hergestellt. Die spezifischen Kosten wurden von (James, 2013) untersucht. Die in Tabelle 9-16 aufgeführten spezifischen Speicherkosten beziehen sich auf Stückzahlen von weniger als 10 000 Einheiten im Jahr 2013, ca. 80 000 Einheiten im Jahr 2030 und mehr als 500 000 Einheiten im Jahr 2050. Die Materialkosten sind in allen betrachteten Fällen dominant.

Die Kosten der Druckspeicherung in vier verschiedenen Varianten unterirdischer Großspeicher wurde in einer Studie des SANDIA National Laboratory untersucht (Lord, 2011). In dieser Studie wurden keine Extrapolationen zu Kostensenkungspotenzialen gegeben.

Tabelle 9-16: Abschätzung der spezifischen Investitionskostenentwicklung für Wasserstoffspeicher

Speichersystem	Spezifische Kosten 2013 [€·kg ⁻¹] [€·kWh ⁻¹]*	Spezifische Kosten 2030 [€·kg ⁻¹] [€·kWh ⁻¹]	Spezifische Kosten 2050 [€·kg ⁻¹] [€·kWh ⁻¹]
Stahlflasche 300 bar **	222 6,67	-	-
Flaschenbündel 300 bar	367 11,00	-	-
Niederdrucktank	ca. 535 16,06	-	-
Hochdruck Tanksystem für PKWs (700 bar, 5,6 kg) **	> 1 000 (1 330 US \$) > 30	550 (730 US \$) 22	< 420 (558 US \$) < 17
Salzkavernen ****	7,52 (10 US\$) 0,23	-	-

* Bezugswert: unterer Heizwert (33 kWh·kg⁻¹)

** Basis Angebot an ZSW, Stahlflaschen und Flaschenbündel sind heute im großen Stil im Einsatz. Die zukünftige Preisentwicklung ist wesentlich von der Entwicklung des Stahlpreises abhängig. Eine signifikante Kostenreduktion mit der Zeit ist nicht zu erwarten. Gleiches gilt für Niederdrucktanks

*** Hochdruckspeicher: Angaben nach James (2013), Umrechnungsfaktor: 1€ = 1,33 US\$

**** Salzkavernen nach (Lord, 2011)

9.2.9 Ergebnisse – Akkumulatoren

Die Angaben zu Kosten der verschiedenen betrachteten Akkumulatortypen variieren beträchtlich selbst innerhalb ein und derselben Akkumulatortechnologie. Die folgende Tabelle zeigt als Ergebnis daher nur eine Trendübersicht.

Tabelle 9-17: Ergebnisübersicht zu den Kosten der innovativen ESS

Kosten €·kWh ⁻¹	Blei-Säure	Lithium-Ionen	V-V * Redox-Flow	Cr-Fe * Redox-Flow	Natrium-Schwefel	Zink-Luft
Status	100-200	200-500	368	411	500-700	k.A.
2030	90-160	160-250	243	297	94-188	k.A.
2050	80-150	~100	157	190	k.A.	160

* Quelle (Viswanathan 2014), Kosten von Cr-Fe und V-Fe werden als gleich angesetzt, die aktuellen Marktpreise sind um den Faktor 3 bis 5 höher.

Bei Lithium-Ionen werden bei massenproduzierten Zellen bereits sehr geringe spezifische Kosten erreicht. Auf Batterieebene müssen jedoch weitere Kosten z. B. für Sicherheitsmaßnahmen, Einzelzellüberwachung etc. zusätzlich in Betracht gezogen werden. Aktuell existiert vor allem bei Zellen für portable Elektronik ein erheblicher Wettbewerb, bei dem anzunehmen ist, dass zeitweise Marktpreise unterhalb der Herstellkosten akzeptiert werden. Generell sind die Kosten von Akkumulatoren stark von den eingesetzten Materialien getrieben. Dementsprechend ist zu erwarten, dass der Einsatz von

kobalthaltigen Materialien in Lithium-Ionen-Batterien in Zukunft aus Kostengründen abnehmen wird.

Bei Redox-Flow-Batterien wurden aus Gründen der Vergleichbarkeit die in einer Studie (Viswanathan 2014) genannten Kosten angegeben. Hierbei wurden die in der Studie für das System V-Fe genannten Kosten den zu erwartenden Kosten für Cr-Fe gleichgesetzt. Die heutigen Marktpreise sind demgegenüber um einen Faktor 3 bis 5 höher. Langfristig wird erwartet, dass sich die Kosten von Redox-Flow-Batterien denen von Bleiakkumulatoren bzw. Lithium-Ionen-Akkumulatoren annähern. Die Kosten von Redox-Flow-Batterien, vor allem der Vanadium Redox-Flow-Batterien werden durch den Elektrolyten dominiert. Da dieser weitgehend verlustfrei wiederverwertbar ist. Infolge der vergleichsweise geringen spezifischen Energie und Energiedichte muss bei Redox-Flow-Batterien mit höheren Kosten für Stellflächen bzw. Betriebsgebäude gerechnet werden.

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren benötigen keine teuren Aktivmaterialien und haben damit das Potenzial zu sehr niedrigen Kosten. Infolge des thermischen Managements und dem dazu erforderlichen Isolationsaufwand, der häufig über Vakuumisolationen realisiert wird, ergeben sich jedoch Grenzen.

Für elektrisch wieder aufladbare Zink-Luft-Akkumulatoren existieren aktuell keine belastbaren, öffentlich zugänglichen Kostenstudien. Das Potenzial wird in Zukunft vergleichbar mit Bleiakkumulatoren und Redox-Flow-Akkumulatoren abgeschätzt. Nachteilig an Zink-Luft-Systemen sind der Aufwand für Nebenaggregate sowie der geringe Wirkungsgrad und eine eher niedrige Zyklenfestigkeit, die signifikant zu den zu erwartenden Betriebskosten beitragen.

Auf Basis der Daten in Tabelle 9-17 zeigen sich bei der Langfristbetrachtung (2050) der innovativen ESS klare Vorteile für die Li-Ionen Batterien (aufgrund fehlender Angaben ohne Berücksichtigung von Na-S Batterien). Die spezifischen Kosten der Li-Ionen Batterien liegen in der Projektion mit ungefähr 100 Euro pro kWh mit Abstand am niedrigsten. Im Zeitraum 2030 schneidet die Na-S Batterie mit Kosten zwischen 94 und 188 Euro pro kWh deutlich am besten ab. Die Li-Ionen Batterien folgen dann erst an zweiter Stelle.

Um einen Eindruck der Gesamtkosten für den Aufbau der stationären Kurzzeitspeicher im Rahmen des 80 % Energiewende Szenarios zu vermitteln, wurde eine einfache Hochrechnung vorgenommen. Basierend auf einer Speicherkapazität für Kurzzeitspeicher in Höhe von ca. 28,5 GWh ergeben sich rechnerische Gesamtkosten von ungefähr 2.850 Mio. Euro. Dabei wurde mit den spezifischen Kosten für Li-Ionen Batterien im Zeitraum 2050 gerechnet.

Für die Stromkosten pro kWh zeigt sich auf Grundlage dieser einfachen Abschätzung, dass ausgehend von den obigen rechnerischen Gesamtkosten und einer Lebensdauer von 18,9 Jahren für die Li-Ionen Batterien die zusätzlichen Stromkosten für die Kurzzeitspeicher mit rechnerisch ca. 0,03 Cent pro kWh sehr gering ausfallen. Als Strommenge wurde die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2012 in Höhe von 617 Mrd. kWh (BDEW 2015) und eine zukünftige Stromeinsparung von 20 % für die Abschätzung zugrunde gelegt. Die Zusatzkosten für die Kurzzeitspeicher wurden also auf die gesamte Bruttostromerzeugung umgelegt.

9.2.10 Ergebnisse – Wasserstoffsysteme

Auf Wasserstoff basierende Ketten zur Energiespeicherung umfassen die Funktionen

- ▶ Wasserstoffherzeugung z. B. durch Wasserelektrolyse
- ▶ bei Bedarf Wasserstoffverdichtung
- ▶ Wasserstoffspeicherung
- ▶ Wasserstoffnutzung z. B. durch Wiederverstromung.

Im Folgenden werden überschlägige Betrachtungen zur Kostensituation der Energiespeicherung mittels Wasserstoff angestellt. Wie aus dem Kapitel 9.1 zu den Wirkungsgraden der Energiespeicherung mit Wasserstoffsystemen ersichtlich, sind wasserstoffbasierte Systeme für die Kurzzeitspeicherung über wenige Stunden oder Tage nur unter Inkaufnahme großer Verluste einsetzbar. Infolge der weitgehend verlustfreien Speicherung von Wasserstoff, eignen sich diese Systeme jedoch als saisonale Energiespeicher. Basis der Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit ist daher ein saisonaler Speicherbedarf von 7.465 GWh, der im Jahr 1,8 Mal zyklisiert wird, sowie der abgeschätzte Leistungsbedarf von 17,8 GW. Die genannte Leistung wurde sowohl für die Wasserstoffherzeugung als auch für die Stromerzeugung angenommen.

Aus dem jährlich bereitzustellenden Energiebedarf wurden die Nutzungszeiten der Stromerzeuger sowie die zu speichernde Wasserstoffmenge in Abhängigkeit des Wirkungsgrads der Stromerzeugung ermittelt. Aus der zu speichernden Wasserstoffmenge wurde die Nutzungszeit der Wasserstoffherzeuger errechnet.

Die Systemkosten für die Wasserelektrolyse wurden einer von (Bertuccioli 2014) erstellten EU-Studie entnommen und sind in der folgenden Tabelle 9-18 angegeben. In der Quelle wurden nur Kosten bis zum Jahr 2030 angegeben. Schreibt man diese Kostenentwicklung über eine Lernkurve fort, so sind im Jahr 2050 Kosten von ca. 470 €/kW⁻¹ für alkalische Elektrolyseure und Kosten von ca. 590 €/kW⁻¹ für PEM-Elektrolyseure zu erwarten. Die in der EU-Studie genannten Kosten sind höher als die in einer US-Studie genannten Werte (Steward, 2009).

Tabelle 9-18: Elektrolysesystemkosten (Bertuccioli 2014)

	2012 [€/kW ⁻¹]	2015 [€/kW ⁻¹]	2020 [€/kW ⁻¹]	2025 [€/kW ⁻¹]	2030 [€/kW ⁻¹]
AEL	1 100	930	630	610	580
PEMEL	2 090	1 570	1 000	870	760

(Bertuccioli 2014) leitet aus den Kapital- und Betriebskosten für Deutschland abhängig vom anzulegenden Strompreis gegenwärtig Wasserstoffherzeugungskosten im Bereich von 2,70 €/kg⁻¹ bis 5,00 €/kg⁻¹ für alkalische Elektrolyseure sowie Kosten im Bereich von 3,50 €/kg⁻¹ bis 7,60 €/kg⁻¹ für PEM Elektrolyseure ab. Im Jahr 2030 sind Wasserstoffherzeugungskosten im Bereich von 2,60 €/kg⁻¹ bis 3,30 €/kg⁻¹ für alkalische Elektrolyseure sowie Kosten im Bereich von 2,70 €/kg⁻¹ bis 3,30 €/kg⁻¹ für PEM Elektrolyseure zu erwarten. Dies zeigt, dass die Stromkosten einen erheblichen Einfluss auf die Kosten der Wasserstoffherzeugung haben. Hierbei müssen nicht nur die Stromherzeugungskosten sondern ebenfalls Nebenkosten wie Netzentgelte und andere Umlagen berücksichtigt werden.

Neben den Kosten für die Wasserstoffherzeugung fallen Kosten für die Verdichtung und Speicherung von Wasserstoff an. Nach Parks (2014) muss in 700 bar Tankstellen mit Kosten von 2,40 US\$/kg⁻¹ (1,85 €/kg⁻¹) für die Verdichtung und Speicherung von Wasserstoff vor Ort gerechnet werden, davon entfallen 1,54 US\$/kg⁻¹ auf die Verdichtung. Infolge der mit vielen Unbekannten behafteten Kostangaben für Wasserstoffverdichter muss mit einer Unsicherheit von ca. 0,40 US\$/kg⁻¹ (0,31 €/kg⁻¹) alleine für die Kompression gerechnet werden.

Für die Bereitstellung von Wasserstoff an Tankstellen müssen nach Bertuccioli (2014) im Jahr 2030 wegen der hohen Betankungsdrucke Kosten im Bereich von 3,60 €/kWh⁻¹ bis 5,70 €/kWh⁻¹ veranschlagt werden. Kostengünstiger ist die Bereitstellung von Wasserstoff als Industriegas bei dezentraler Erzeugung und einer Vor-Ort Speicherung von einem Tagesbedarf vor Ort. Hier liegen die Kosten im Bezugsjahr 2030 im Bereich von 3,60 €/kWh⁻¹ bis 5,70 €/kWh⁻¹. Die Nutzung des vorhandenen Erdgasnetzes zur Wasserstoffspeicherung reduziert die Kosten im Jahr 2030 weiter im Bereich von 3,40 €/kWh⁻¹ bis 4,10 €/kWh⁻¹.

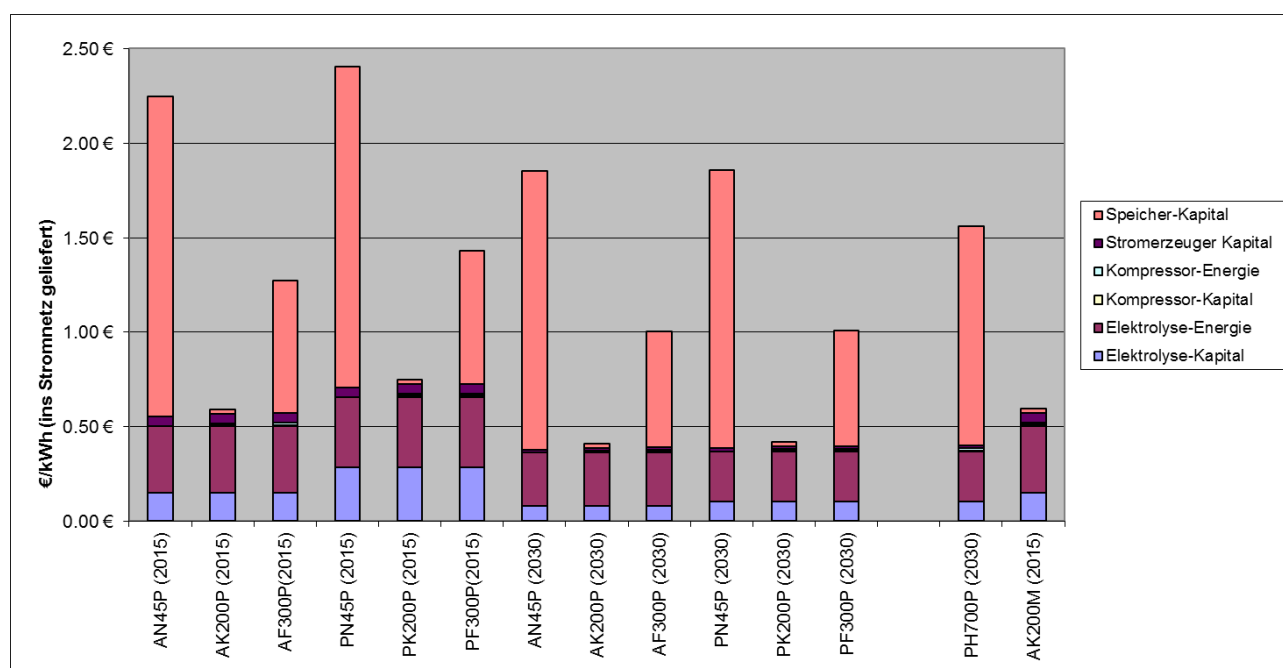
Neben der Erzeugung, Verdichtung und Zwischenspeicherung müssen für Wasserstoffsysteme noch die Kosten der saisonalen Speicherung berücksichtigt werden. Die spezifischen Investitionskosten für Wasserstoffspeicher sind im Bereich von $7,52 \text{ €} \cdot \text{kg}^{-1}$ in Salzkavernen bis ca. $535 \text{ €} \cdot \text{kg}^{-1}$ in Niederdrucktanks bzw. mittelfristig in Hochdruck Kompositen zu veranschlagen. Die Kosten für die saisonale Wasserstoffspeicherung sind abhängig von den zu veranschlagenden Kapitalkosten und der Zahl der jährlich zu veranschlagenden Speicherzyklen.

Abschließend müssen noch die Kosten für die Stromerzeugung in Brennstoffzellen betrachtet werden. Geht man von einer installierten Leistung von 17,8 GW und einem saisonal zu speichernden Energiebedarf von 7.465 GWh aus, so ergibt sich eine Volllaststundenzahl für den Stromerzeuger von ca. 840 h. Bei diesen geringen Laufzeiten können bei einer erwarteten Lebensdauer von 6.500 Betriebsstunden für Brennstoffzellensysteme in der Automobiltechnik diese auch für stationäre Anwendungen eingesetzt werden. Man müsste dann von einem Ersatz der eingesetzten Brennstoffzellensysteme nach ca. 7-jährigem Betrieb ausgehen.

James (2014) veranschlagen für ein Automobilsystem mit einer Leistungsabgabe von 80 kW Kosten von 8.382 US\$, entsprechend $104,78 \text{ US\$} \cdot \text{kW}^{-1}$ ($78,78 \text{ €} \cdot \text{kW}^{-1}$). Die genannten Werte gelten für eine Jahresproduktion von 30.000 Einheiten. Der Aufbau einer Erzeugungsleistung von 17,8 GW wäre dementsprechend in ca. 7,5 Jahren darstellbar. Die Kapitalkosten der Stromerzeugung mittels Brennstoffzelle wären somit zu ca. $0,025 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ zu veranschlagen. Berechnet man die Kapitalkosten für motorbetriebene stationäre Generatoren (Investitionskosten ca. $450 \text{ €} \cdot \text{kW}^{-1}$), so ergeben sich auch bei Berücksichtigung einer Lebensdauer des motorbetriebenen Generators von 20 Jahren Stromerzeugungskosten von $0,045 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$. Infolge der absehbar geringeren Kosten wurde für die weiteren Überlegungen der Einsatz von Brennstoffzellensystemen aus der Automobiltechnik angenommen.

Nimmt man 1,8 Speicherzyklen pro Jahr an und Kosten von $0,10 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ für den Strombezug an, so ergeben sich die in der Tabelle 9-19 bis Tabelle 9-21 sowie in der Abbildung 9-5 dargestellten überschlägigen Kosten für die Stromspeicherung mit Wasserstoff.

Abbildung 9-5: Stromspeicherkosten für drei Wasserstoffpfade mit alkalischer Elektrolyse; dargestellt sind die zu veranschlagenden Kosten pro aus dem Speicher ins Stromnetz gelieferter kWh (eigene Darstellung ZSW).



Man erkennt den erheblichen Anteil der Kosten des Wasserstoffspeichers sowie der anzusetzenden Kosten für die Energiekosten der Wasserelektrolyse. Aus den Kostenüberlegungen geht hervor, dass bei Einsatz der in der technischen Gasindustrie üblichen Speicher die saisonale Energiespeicherung mittels Wasserstoffsystemen nicht wirtschaftlich erfolgen kann. Kavernenspeicher bieten eine gangbare Alternative. Dennoch sind die zu veranschlagenden Kosten für die saisonal gespeicherte Elektrizität infolge der geringen Zyklenzahl sehr hoch.

Zum Vergleich: Bertuccioli (2014) leitet in einer Best Case Abschätzung, bei durch Nutzung der Volatilitäten im Strommarkt minimierten Kosten für den Strombezug, Speicherkosten von $0,137 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ ab. Dabei wurde angenommen, dass der Wasserstoff im vorhandenen Erdgasnetz gespeichert werden kann. Es ist jedoch davon auszugehen, dass in diesem Fall eine höhere Speichernutzungsdauer angenommen wurde, was die spezifischen Kosten senkt.

Betrachtet man analog den Kurzzeitspeichern in Kapitel 9.2.9 die Gesamtkosten für die Wasserstoffsysteme (günstigste Wasserstoffkette AEL - Kavernenspeicher 200 bar - Brennstoffzelle im Jahr 2030), so ergeben sich rechnerisch Kosten von in Summe ca. 5.509 Mio. Euro für den jährlichen saisonalen Speicherbedarf. Bezieht man wie bei den Kurzzeitspeichern diese Gesamtkosten auf die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland so ergeben sich Zusatzkosten von rechnerisch ca. 1,1 Cent pro erzeugten kWh Strom. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung sind somit die spezifischen Zusatzkosten pro kWh erzeugten Strom durch die Langzeitspeicherung mit ca. 1,1 Cent deutlich höher als bei der Kurzzeitspeicherung mit ca. 0,03 Cent.

Tabelle 9-19: Hochrechnung Energiespeicherkosten für verschiedene Pfade

Speicherpfad	2015 $\text{€} \cdot \text{kWh}^{-1}$	2030 $\text{€} \cdot \text{kWh}^{-1}$
AEL – Niederdrucktank 45 bar - Brennstoffzelle	2,25	1,85
AEL - Kavernenspeicher 200 bar - Brennstoffzelle	0,59	0,41
AEL - Stahlflaschen 300 bar - Brennstoffzelle	1,28	1,00
PEMEL - Niederdrucktank 45 bar - Brennstoffzelle	2,40	1,86
PEM-Elektrolyse - Kavernenspeicher 200 bar Brennstoffzelle	0,75	0,42
PEM-Elektrolyse - Stahlflaschen 300 bar - Brennstoffzelle	1,43	1,01
PEM-Elektrolyse - Komposittank 700 bar - Brennstoffzelle		1,56
Alkalische Elektrolyse - Kavernenspeicher 200 bar - Motor	0,60	

Tabelle 9-20: Kostenverteilung der Stromspeicherung mit Wasserstoffsystemen der Kette Alkalische Elektrolyse - Kavernenspeicher bei 200 bar - Verstromung durch Brennstoffzelle

Kettenglied	2015 €/kWh ⁻¹	2030 €/kWh ⁻¹
Elektrolyseur Kapitalkosten, 15 Jahre, 6 % Kapital- und laufende Kosten	0,15	0,08
Elektrolyseur Strombezug: 0,1 €/kWh ⁻¹	0,35	0,28
Kapitalkosten Verdichter	0,01	0,01
Verdichter Strombezug 0,1 €/kWh ⁻¹	0,01	0,01
Stromerzeugung mit Brennstoffzelle, 10 Jahre 6 % Kapital und laufende Kosten	0,05	0,01
Kapitalkosten Kavernenspeicher 20 Jahre, 6 % Kapital und laufende Kosten	0,02	0,02
Gesamt	0,59	0,41

Tabelle 9-21: Kostenverteilung der Stromspeicherung mit Wasserstoffsystemen der Kette Alkalische Elektrolyse - Niederdruckspeicher 45 bar - Verstromung durch Brennstoffzelle

Kettenglied	2015 €/kWh ⁻¹	2030 €/kWh ⁻¹
Elektrolyseur Kapitalkosten, 15 Jahre, 6 % Kapital- und laufende Kosten	0,15	0,10
Elektrolyseur Strombezug: 0,1 €/kWh ⁻¹	0,35	0,27
Kapitalkosten Verdichter	0	0
Verdichter Strombezug 0,1 €/kWh ⁻¹	0	0
Stromerzeugung mit Brennstoffzelle, 10 Jahre 6 % Kapital und laufende Kosten	0,05	0,01
Kapitalkosten Niederdruckspeicher 45 bar 20 Jahre, 6 % Kapital und laufende Kosten	1,70	1,48
Gesamt	2,25	1,86

10 Zusammenfassende Bewertung und SWOT-Analyse

Nachfolgend werden die in den vorherigen Kapiteln ausführlich behandelten Kriterien zur Bewertung der ESS zusammengeführt und in einer Übersicht dargestellt. Mit dieser vergleichenden Darstellung der ESS werden die Vor- und Nachteile der einzelnen Speichersysteme zusammenfassend aufgelistet. Darauf aufbauend erfolgt eine abschließende Bewertung der ESS in Form einer SWOT-Analyse¹³³. Über diese Vorgehensweise soll analysiert werden, ob bzw. unter welchen Umständen einzelne oder mehrere Speichersysteme im Vergleich zu den anderen Systemen zu bevorzugen sind.

Dargestellt und abschließend bewertet werden zunächst die acht betrachteten stationären Batteriespeichersysteme. Ausgehend von der Ergebnisübersicht und SWOT-Analyse für diese Batteriesysteme findet nochmals eine separate Diskussion der vier Li-Ionen-Batterien für deren Anwendung im mobilen Bereich statt. Hierfür ist keine neue Analyse notwendig. Vielmehr findet eine verbalargumentative Diskussion statt, mit dem Ziel, eine Auswahl innerhalb der Gruppe der vier Li-Ionen-Batterien als Ergebnis zu erzielen.

Nach den Batteriespeichersystemen erfolgt die analoge Vorgehensweise für die Wasserstoffspeichersysteme. Hierfür ist die vergleichende Analyse der beiden verschiedenen Elektrolysen, PEM- und alkalische Elektrolyse, relevant. Die **beiden** Elektrolysen werden sowohl bei den stationären Langzeitspeichern als auch für die mobilen Wasserstoffketten eingesetzt. Bei der Brennstoffzelle als weiteren Rohstoffrelevanten Baustein der Wasserstoffketten wird nur eine Variante nämlich die PEM Brennstoffzelle betrachtet. Eine vergleichende Analyse entfällt hier somit.

Im Folgenden werden die einzelnen Kriterien zur Bewertung der ESS kurz vorgestellt. Zunächst erfolgen die Kriterien, die sich auf die Funktion und Eigenschaften der ESS beziehen.

Wirkungsgrad: Der Wirkungsgrad (siehe Kapitel 9.1) stellt ein sehr wichtiges mitentscheidendes Kriterium für die Bewertung der ESS dar.

Selbstentladung: Die Selbstentladung (siehe Kapitel 9.1) stellt ein Kriterium mit geringerer Bedeutung dar und ist zur Information in der Übersichtstabelle aufgenommen. Da die Selbstentladung bereits im Kriterium Wirkungsgrad berücksichtigt wird, wird die Selbstentladung bei der SWOT-Analyse nicht nochmals separat betrachtet.

Lebensdauer: Die Lebensdauer der ESS stellt ein untergeordnetes Kriterium dar und ist vor allem zur Information in die Übersichtstabelle aufgenommen.

Spezifische Energie: Die spezifische Energie ist für die stationären Speichersysteme (Batteriespeicher sowie Elektrolyse bei den Wasserstoffketten) von geringer Bedeutung. Sie spielt aber bei den Li-Ionen-Batterien im mobilen Bereich eine mitentscheidende Rolle.

Kosten: Die Kosten der ESS (siehe Kapitel 9.2) sind ebenfalls von hoher Bedeutung. Allerdings muss hierbei berücksichtigt werden, dass aufgrund des langen Zeithorizonts diese Angaben einer großen Unsicherheit unterliegen.

Sicherheit: Die Bewertung der Sicherheit der ESS hat als Kriterium eine mittlere Bedeutung, da davon ausgegangen wird, dass die notwendige Sicherheit bei der Anwendung der ESS gewährleistet werden kann. Daher sollten zwischen den einzelnen Systemen keine für die vergleichende Bewertung entscheidenden Unterschiede auftreten.

Als nächstes erfolgen die Rohstoff- und umweltbezogenen Kriterien.

¹³³ SWOT-Analyse: **S**trengths (Stärken), **W**eaknesses (Schwächen), **O**pportunities (Chancen), **T**hreats (Gefahren)

Bedarfsrelevanz: Die Bedarfsrelevanz (Anteil ESS an Weltproduktion 2020, siehe Kapitel 7.2) ist aus Rohstoffsicht das entscheidende Kriterium.

Substituierbarkeit: Unter Substituierbarkeit wird die Substitution auf Ebene der ESS und die Substituierbarkeit auf Materialebene betrachtet (siehe Kapitel 8.5). Bei der Substitution auf Ebene der ESS wird bereits eine Bewertung und Auswahl zwischen ESS gleichen Typs vorgenommen. Insofern kommt diesem Kriterium eine hohe Bedeutung zu. Die Substituierbarkeit auf Materialebene ist der Bedarfsrelevanz nachgeordnet, da sie die Substituierbarkeit der als bedarfsrelevant eingestuften Materialien bewertet.

Recyclingeffizienz: Der Recyclingeffizienz (siehe Kapitel 8.1) kommt eine hohe Bedeutung zu, da das Recycling einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Reduktion der Umweltauswirkungen bei der Primärproduktion leisten kann.

Umweltrelevanz: Die Umweltrelevanz (physikalischen Gefahren, Humantoxizität und Umweltgefahren, siehe Kapitel 8.2) stellt ein wichtiges Kriterium für die Betrachtung der Umweltaspekte der ESS dar, entsprechend kommt ihr eine hohe Bedeutung zu.

Treibhausgasemissionen: Die Betrachtung der Treibhausgasemissionen (THG, siehe Kapitel 8.4) steht stellvertretend für die aus der Herstellung der ESS resultierenden Umweltauswirkungen. Dieses Kriterium hat eine hohe Bedeutung.

10.1 Batteriespeicher

In der nachfolgenden Tabelle 10-1 sind alle Kriterien in einer zusammenfassenden Ergebnisübersicht für die Batteriespeichersysteme dargestellt. Die vergleichende Bewertung der ESS erfolgt für jedes Kriterium auf Basis eines 3-stufigen Bewertungsrasters mit „+“ (Stärken/Vorteile), „-“ (Schwächen/Nachteile) und „0“ (neutral). Die konkrete Bewertung wurde auf der Basis der vorherigen ausführlichen Arbeiten zu den jeweiligen Kriterien durch Experteneinschätzung vorgenommen. Darauf aufbauend erfolgt in Tabelle 10-2 die SWOT-Analyse zu den Batteriespeichersystemen.

Einzelne Bewertungen werden noch einmal kurz im Anschluss an die Tabellen erläutert und es erfolgt die abschließende Diskussion der Ergebnisse zu den Batteriespeichern.

Tabelle 10-1: Ergebnisübersicht für alle Kriterien für Batteriespeichersysteme

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Wirkungsgrad	98 %	98 %	98 %	98 %	68 %	75 %	85 %	50 %
Wirkungsgrad Bewertung	+	+	+	+	0	0	0	-
Speicherverlust	2 % / Monat	2 % / Monat	2 % / Monat	2 % / Monat	Tank < 1 % / Jahr; Stack 100 % in wenigen h	Tank < 1 % / Jahr; Stack 100 % in wenigen h	thermisch 10 % / Tag	2 % / Monat
Speicherverlust Bewertung	+	+	+	+	-	-	-	+
Lebensdauer in a	18,9	18,9	18,9	20,0	20,0	20,0	15,0	2,8 / 15,0
Lebensdauer Bewertung	0	0	0	+	+	+	0	-
spez. Energie Wh/kg	92	102	76	50	3	11	98	82
spez. Energie Bewertung	+	+	0	-	-	-	+	0
Kosten - Ist Euro/kWh	200-500	200-500	200-500	200-500	411	378	500-700	k.A.
Kosten - 2030 Euro/kWh	160-250	160-250	160-250	160-250	297	243	94-188	k.A.
Kosten - 2050 Euro/kWh	100	100	100	100	190	157	k.A.	160
Kosten - 2050 Bewertung	0	0	0	+	-	0	+	-

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Sicherheit	LNMC zersetzt sich bei hohen Temperaturen unter Wärme- und O ₂ -Entwicklung. Batteriebrände	LNCA zersetzt sich bei hohen Temperaturen unter Wärme- und O ₂ -Entwicklung. Batteriebrände	LFP zersetzt sich bei hohen Temperaturen nicht unter O ₂ -Entwicklung. Die organischen Elektrolyte sind brennbar.	LFP zersetzt sich bei hohen Temperaturen nicht unter O ₂ -Entwicklung. Die organischen Elektrolyte sind brennbar.	Nebenprodukt H ₂ in nicht vernachlässigbarer Menge, Handhabung mit entsprechenden Sicherheitsvorkehrungen.		Selbst im Stillstand Batteriebrände --> keine Anwendung in E-Fahrzeugen. 2011 Brand in stationärer Großbatterie --> Auslieferungsstopp --> Aufhebung nach neuem Sicherheitskonzept. Verbessertes Verhalten im Fehlerfall.	
Sicherheit	akzeptable Sicherheitseigenschaften	akzeptable Sicherheitseigenschaften	LFP ist sicheres Material	LFP ist sicheres Material	Redox-Flow sind selbst bei Vermischen der geladenen Elektrolyte unkritisch.	Redox-Flow sind selbst bei Vermischen der geladenen Elektrolyte unkritisch.	Geschmolzenes Na und S reagieren heftig (bei Elektrolyt- bzw. Dichtungsbruch möglich). Sicherheit im Fehlerfall ausschlaggebend für Akzeptanz in Zukunft.	Keine relevanten Sicherheitsaspekte
Sicherheit	0	0	0	0	+	+	0	+

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Anzahl "bedarfsrelevanter" Rohstoffe	3 (2)	3 (2)	2 (2)	2 (2)	1	2	0	1 (1)
Bedarfsrelevanz Anteil ESS an Welt 2020	Co 9,8 %; Li 5,6 %; Graphit 3,4 %	Co 3,6 %; Li 4,7 %; Graphit 2,8 %	Li 3,8 %; Graphit 3,2 %	Li 25,8 %; Ti 2,9 %	Graphit 1,3%	V 105 %; Graphit 1,1 %		Co 4,8 %
Bedarfsrelevanz Anteil ESS an Welt 2020	Ni 0,24 %; F 0,11 %	Ni 0,46 %; F 0,09 %	P 0,09 %; F 0,10 %	P 0,12 %; F 0,11 %				Ni 0,24 %; (La 10,4 %)
Bedarfsrelevanz Bewertung	-	-	0	-	+	-	+	0
Substitution Ebene ESS Bewertung	-	-	+	-	+	-	nicht relevant	nicht relevant
Substituierbarkeit Materialebene	Co schlecht; Li schlecht; Graphit gut	Co schlecht; Li schlecht; Graphit gut	Co schlecht; Li schlecht; Graphit gut	Li schlecht; Ti schlecht	Graphit gut	V schlecht; Graphit gut		Co mittel
Substituierbarkeit Materialebene	F mittel	F mittel	P schlecht; F mittel	P schlecht; F mittel				Ni schlecht; (La mittel)
Substituierbarkeit Materialebene Bewertung	-	-	-	-	+	-	nicht relevant	0
Recyclingeffizienz	Co 95 %; Li	Co 95 %; Li	Li 70 %	Li 70 %		V ca. 100 %		Co 95 %

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Effizienz	70 %	70 %						
Recyclingeffizienz	Ni 95 %	Ni 95 %						Ni 95 %
Recyclingeffizienz	Mn 95 %				Cr ca. 100 %		Na 0%; S 0 %	Zn 85 %
Recyclingeffizienz Bewertung	0	0	-	-	+	+	-	+
Umweltrelevanz kWh*MS I	3.707	272.582	269.990	93.449	45.454.545	20.517	28.329	53.937
Umweltrelevanz CMR		H351			H360Df			H360Df / H351
Umweltrelevanz Bewertung	-	+	+	+	+	0	0	0
THG kg CO ₂ eq/kWh	90	119	119	289	139	219	63	40
THG Bewertung	0	0	0	-	0	-	+/-	+

Tabelle 10-2: SWOT-Analyse der betrachteten Batteriespeichersysteme

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Stärken								
Anzahl Stärken	3	4	4	5	7	3	3	4

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Stärken	Wirkungsgrad, Speicherverlust, spez. Energie	Wirkungsgrad, Speicherverlust, spez. Energie, Umweltrelevanz	Wirkungsgrad, Speicherverlust, Substitution, Umweltrelevanz	Wirkungsgrad, Speicherverlust, Lebensdauer, Kosten, Umweltrelevanz	Lebensdauer, Bedarfsrelevanz, Recyclingeffizienz, Substituierbarkeit, Substitution, Sicherheit, Umweltrelevanz	Lebensdauer, Recyclingeffizienz, Sicherheit	spez. Energie, Bedarfsrelevanz, Kosten	Speicherverlust, Recyclingeffizienz, Sicherheit, THG
Schwächen								
Anzahl Schwächen	4	3	2	6	3	6	2	3
Schwächen	Bedarfsrelevanz, Substituierbarkeit, Substitution, Umweltrelevanz	Bedarfsrelevanz; Substituierbarkeit, Substitution	Recyclingeffizienz, Substituierbarkeit	Spez. Energie, Bedarfsrelevanz; Recyclingeffizienz; Substituierbarkeit, Substitution, THG	Speicherverlust, spez. Energie, Kosten	Speicherverlust, spez. Energie, Bedarfsrelevanz; Substituierbarkeit, Substitution, THG	Speicherverlust, Recyclingeffizienz	Wirkungsgrad, Lebensdauer, Kosten
Neutralität								
Anzahl Neutral	5	5	6	1	2	3	5	4
Neutral	Lebensdauer, Kosten, Recyclingeffizienz, Sicherheit, THG	Lebensdauer, Kosten, Recyclingeffizienz, Sicherheit, THG	Lebensdauer, spez. Energie, Kosten, Bedarfsrelevanz, Sicherheit, THG	Sicherheit	Wirkungsgrad, THG	Wirkungsgrad, Kosten, Umweltrelevanz	Wirkungsgrad, Lebensdauer, Sicherheit, THG, Umweltrelevanz	spez. Energie, Bedarfsrelevanz; Substituierbarkeit, Umweltrelevanz

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Chancen								
Entwicklungsstand	industrielle (Mas-sen)produkte	industrielle (Mas-sen)produkte	industrielle (Mas-sen)produkte	industrielle (Mas-sen)produkte	erfolgreiche Demo-Vorhaben. Erste Produkte am Markt verfügbar. Zn-Br auch in Entwicklung	erfolgreiche Demo-Vorhaben. Erste Produkte am Markt verfügbar.	50 kW, 400 kWh-Module (1 Hersteller) kommerziell verfügbar. Batterien im MW-Leistungsbereich installiert.	Befinden sich im Entwicklungsstadium
Entwicklungsstand					Vorteile: Trennung von Kapazität und Leistung, einfaches thermisches Management, hohe Zyklenfestigkeit	Vorteile: Trennung von Kapazität und Leistung, einfaches thermisches Management, hohe Zyklenfestigkeit		Befinden sich im Entwicklungsstadium. Neues Konzept für zyklensfeste Zn-Luft von EOS. Planung Batterie bis zu 1 MW, 6 MWh, Wirkungsgrad 75 %, Lebensdauer 30a.
Recycling	Erste Recyclinganlagen für Li-Ionen-Akkus	Erste Recyclinganlagen für Li-Ionen-Akkus	Erste Recyclinganlagen für Li-Ionen-Akkus	Erste Recyclinganlagen für Li-Ionen-Akkus				
Gefahren								
Betriebstemperatur	Leistungsfähigkeit stark reduziert bei Temp < 0 Grad	Leistungsfähigkeit stark reduziert bei Temp < 0 Grad	Leistungsfähigkeit stark reduziert bei Temp < 0 Grad	Leistungsfähigkeit stark reduziert bei Temp < 0 Grad	Betrieb nur oberhalb Gefrierpunkt	Betrieb nur oberhalb Gefrierpunkt	Betriebstemperatur 350 °C. Bei Stillstand 10-14 % der Kapazität pro Tag nötig für Be-	

Kriterium	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
							triebstemperatur.	
Entwicklungsstand	Weitere Fortschritte eher evolutionär zu erwarten. Entwicklungsaspekte sind Kosten u. Sicherheit	Weitere Fortschritte eher evolutionär zu erwarten. Entwicklungsaspekte sind Kosten u. Sicherheit	Weitere Fortschritte eher evolutionär zu erwarten. Entwicklungsaspekte sind Kosten u. Sicherheit	Weitere Fortschritte eher evolutionär zu erwarten. Entwicklungsaspekte sind Kosten u. Sicherheit				Nicht als industrielle Produkte verfügbar. Trotz langjähriger Forschung am Markt nicht durchgesetzt.
Kosten						Speicherkosten stark vom Marktpreis Vanadium abhängig. Hohe Kosten geeigneter Elektrolytmembranen	Einbau von Sicherheitseinrichtungen wird zunächst Kosten erhöhen	
Recycling					Bislang keine Recyclinganlagen entwickelt.	Bislang keine Recyclinganlagen entwickelt.	Bislang keine Recyclinganlagen entwickelt.	Bislang keine Recyclinganlagen entwickelt.

Funktion und Eigenschaften

Zunächst werden die Kriterien der Batterien verglichen, die sich auf die Funktion und Eigenschaften der Speichersysteme beziehen. Dabei zeigen sich mit einem **Wirkungsgrad** von 98 % deutliche Vorteile für die Li-Ionen-Akkumulatoren. Eine klare Schwäche zeigt hier der Zn-Luft-Akkumulator mit nur 50 %. Die Wirkungsgrade der beiden Redox-Flow-Akkumulatoren und des Na-S-Akkumulators liegen im für Akkumulatoren üblichen Mittelfeld. Bezieht man, in Abhängigkeit der tatsächlichen Betriebsweise, noch die Selbstentladung mit ein, so verschlechtern sich Redox-Flow und Na-S nochmals etwas.

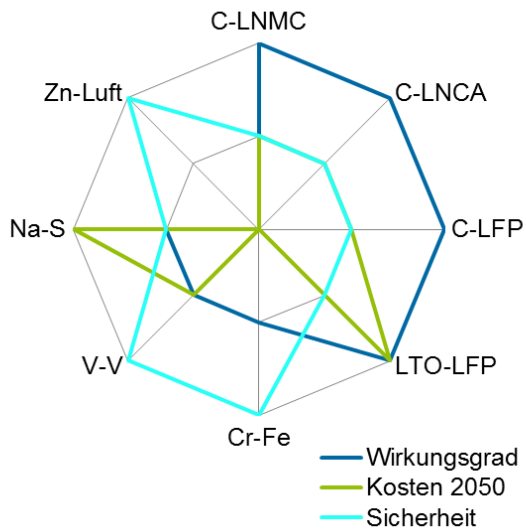
Bei der **Kostenbetrachtung** wurde auch die Lebensdauer der Batterien berücksichtigt. Deshalb schneidet auch hier der Zn-Luft-Akkumulator sehr schlecht ab. Bei dessen Bewertung wurde der ungefähr alle zwei Jahre notwendige Austausch der Zink-Elektrode berücksichtigt (und die im Vergleich zur Redox-Flow V-V mit 15 Jahren kürzere Gesamtlebensdauer). Stärken haben bei den Kosten der Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP und der Na-S-Akkumulator. Bei letztgenanntem wurde eine weitere Preisentwicklung für den fehlenden Wert im Jahr 2050 angenommen. Die bessere Bewertung von LTO-LFP im Vergleich zu den anderen Li-Ionen-Akkumulatoren resultiert aus dessen höherer Zyklenfestigkeit. Die höchsten Kosten aller betrachteten Batterien werden für den Redox-Flow Cr-Fe-Akkumulator erwartet. Cr-Fe schneidet damit auch schlechter ab als das zweite Redox-Flow System V-V.

Bei der **Sicherheitsbetrachtung** mit mittlerer Bedeutung zeigt der Na-S-Akkumulator aufgrund kürzlich aufgetretener Brände gewisse Schwächen. Das Gefahrenpotenzial wurde jedoch erkannt und durch konstruktive Änderungen minimiert. Damit wird Na-S wie die Li-Ionen-Batterien im Mittelfeld eingestuft. Beim Zink-Luft System ebenso wie bei den beiden Redox-Flow-Akkumulatoren liegen hier klare Stärken.

Bei der stationären Anwendung ist die **spezifische Energie** der Batterien von geringer Bedeutung. Stärken liegen hier bei Na-S sowie den beiden Li-Ionen-Batterien C-LNCA und C-LNMC. Schwächen zeigen hier vor allem die beiden Redox-Flow-Akkumulatoren aber auch der Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP.

In der Abbildung 10-1 findet sich eine grafische Übersicht der vergleichenden Bewertung der innovativen ESS. Im Diagramm sind eine Auswahl von drei der untersuchten Kategorien, nämlich der Wirkungsgrad, die Kosten 2050 und die Sicherheit, abgebildet.

Abbildung 10-1: Vergleichende Bewertung der stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) für die Kategorien Wirkungsgrad, Kosten 2050 und Sicherheit (eigene Darstellung)



Als erstes **Zwischenfazit** auf Basis von Funktionalität und Eigenschaften der Batterien (siehe grafische Darstellung in Abbildung 10-3, die Pfeile weisen darauf hin, dass die Bewertung bei einzelnen Batterien besser bzw. schlechter ist als bei den anderen Batterien in dieser Kategorie) zeigen sich klare Vorteile für die Li-Ionen-Batterien. Unter den Li-Ionen-Batterien wiederum schneidet LTO-LFP mit Stärken beim Wirkungsgrad und den Kosten (sowie Speicherverlust und Lebensdauer) am besten ab. LTO-LFP hat nur beim weniger wichtigen Kriterium spezifische Energie Schwächen. Interessant ist der Na-S-Akkumulator, der nach den Li-Ionen-Batterien den nächsthöchsten Wirkungsgrad aufweist und bei den Kosten sehr gut abschneidet. Durch unlängst erfolgte Verbesserungen in der Batterieauslegung weisen Natrium-Schwefel-Akkumulatoren vergleichbare Sicherheitseigenschaften wie Lithium-Ionen-Akkumulatoren auf. Der Zn-Luft-Akkumulator schneidet aufgrund des niedrigsten Wirkungsgrads und den hohen Kosten von allen untersuchten Batterien am schlechtesten ab. Weitere Nachteile bei Zn-Luft ist der regelmäßige Austausch der Zn-Elektrode, der sich in der kurzen Lebensdauer ausdrückt. Beim Vergleich der beiden Redox-Flow-Akkumulatoren schneidet V-V mit einem etwas höheren Wirkungsgrad und geringeren Kosten besser ab als Cr-Fe. Im Vergleich zu den anderen Batterien weist V-V zwei neutrale Bewertungen beim Wirkungsgrad und den Kosten auf und liegt damit im Mittelfeld.

Rohstoffe und Umwelt

Im vorliegenden Projekt kommt der Rohstoffbetrachtung eine besondere Bedeutung zu. Beim Kriterium **Bedarfsrelevanz** (Anteil ESS an der Weltproduktion 2020) zeigt sich die Stärke des Na-S Akkumulators. Für diesen Batterietyp werden keine bedarfsrelevanten Rohstoffe benötigt. Auch der Redox-Flow-Akkumulator Cr-Fe zeigt Stärken, er benötigt nur einen bedarfsrelevanten Rohstoff (Grafit), der jedoch durch synthetische Materialien (Ruß bzw. Synthesegrafit) ersetzt werden kann. Schwächen wiederum weisen alle Li-Ionen-Akkumulatoren außer C-LFP und der Redox-Flow-Akkumulator V-V auf. C-LNMC und C-LNCA benötigen jeweils drei bedarfsrelevante Rohstoffe (Kobalt, Lithium und Grafit) sowie zwei weitere Rohstoffe (vgl. Kapitel 7.2.2) mit geringerer aber noch immer relevanter Bedarfsrelevanz (Werte in Klammer bei der Anzahl bedarfsrelevanter Rohstoffe; hier Nickel und Fluor). LTO-LFP benötigt zwar einen bedarfsrelevanten Rohstoff weniger, weist aber bei Lithium mit ca. 26 % an der Weltproduktion 2020 einen sehr hohen Wert auf. Einen noch höheren Anteil an der Weltproduktion hat Vanadium (mit über 100 % in V-V). Im Vergleich der Li-Ionen-

Akkumulatoren schneidet C-LFP klar am besten ab. C-LFP hat von allen vier Akkumulatoren den geringsten Lithium-Bedarf und benötigt als weiteren bedarfsrelevanten Rohstoff Grafit (vgl. hierzu die Bewertung von Grafit bei der Substitution).

Substitutionsmöglichkeiten spielen beim Na-S-Akkumulator keine Rolle, da es sich bei Natrium und Schwefel ohnehin um Massensstoffe handelt. Bei der Substitution auf Ebene der ESS wird die Substituierbarkeit verschiedener Batterien innerhalb eines Batterietyps betrachtet, d. h. innerhalb der vier Li-Ionen-Batterien und der zwei Redox-Flow-Batterien. Die Substitution wird vor dem Hintergrund der Bedarfsrelevanz betrachtet. Bei den Li-Ionen-Batterien ist die Substitution von LTO-LFP, LNCM und LNCA durch LFP klar vorteilhaft, da dadurch weniger bedarfsrelevante Rohstoffe nachgefragt werden. Bei den Redox-Flow-Batterien wiederum ist die Substitution von V-V durch Cr-Fe vorteilhaft, da dadurch das bedarfsrelevante Vanadium vermieden wird. Bei der Substituierbarkeit auf Materialebene schneidet der Redox-Flow-Akkumulator Cr-Fe vorteilhaft ab, da Grafit als einziger bedarfsrelevanter Rohstoff leicht durch Ruß oder synthetischen Grafit ersetzt werden kann. Schwächen bei der Substituierbarkeit zeigen alle Li-Ionen-Batterien, da hier die bedarfsrelevanten Rohstoffe Lithium sowie Kobalt oder Titan nicht substituierbar sind. Das gleiche trifft für den Redox-Flow-Akkumulator V-V zu. Dort ist das bedarfsrelevante Vanadium nicht substituierbar.

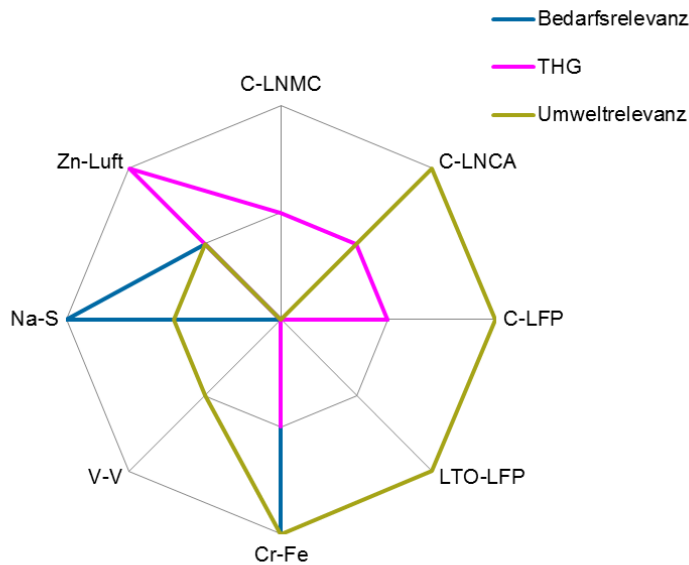
Beim Kriterium **Recycling** werden die Möglichkeiten des Batterierecyclings mit den zugehörigen Recyclingeffizienzen bewertet. Betrachtet werden die Recyclingeffizienzen der bedarfsrelevanten Rohstoffe und der Rohstoffe mit geringerer aber noch immer relevanter Bedarfsrelevanz (vgl. Kapitel 7.2.2) sowie weiterer Zellmaterialien. Klare Stärken liegen hier bei den beiden Redox-Flow-Batterien. Deren Elektrolyten lassen sich prinzipiell vollständig recyceln bzw. ihre Haltbarkeit ist theoretisch unbegrenzt, da sich die Elektrolyten fortlaufend wiederverwenden lassen. Das Recycling stellt auch bei Zn-Luft eine Stärke dar. Dort liegen die Recyclingeffizienzen der relevanten Rohstoffe zwischen 95 und 85 %. Schwächen beim Recycling zeigen die beiden Li-Ionen-Batterien LTO-LFP und C-LFP. Die Recyclingeffizienz des bedarfsrelevanten Lithiums liegt nur bei 70 % und weder Grafit noch Titan, beide bedarfsrelevant, werden recycelt. Allerdings muss hierbei berücksichtigt werden, dass in LTO-LFP und C-LFP keine weiteren relevanten Materialien enthalten sind. Die beiden anderen Li-Ionen-Batterien werden etwas besser eingestuft, da die darin zusätzlich enthaltenen Rohstoffe Kobalt und Nickel hohe Recyclingeffizienzen erzielen.

Bei der **Umweltrelevanz** weisen die Batterien mit den niedrigsten Quotienten (niedrigste Werte bei „kWh*MS I“) die höchste Umweltrelevanz auf. Entsprechend schneidet der Li-Ionen-Akkumulator C-LNMC im Vergleich der innovativen Batterien deutlich am schlechtesten ab. Der Redox-Flow Akkumulator Cr-Fe und der Li-Ionen-Akkumulator LTO-LFP wiederum schneiden klar am besten ab. Auch die Li-Ionen-Akkumulatoren C-LFP und C-LNCA zeigen Vorteile.

Bei der Betrachtung des Kriteriums **Treibhausgasemissionen** schneidet die Zn-Luft-Batterie klar am besten ab. Die Li-Ionen-Batterien LTO-LFP zeigen hingegen eine klare Schwäche bei diesem Kriterium, ebenso der Redox-Flow-Akkumulator V-V. Die anderen drei Li-Ionen-Batterien liegen ebenso wie die Redox-Flow Cr-Fe im Mittelfeld. Bei Na-S ist die Bewertung nicht eindeutig (entweder als Stärke oder neutral zu bewerten).

In der Abbildung 10-2 findet sich eine grafische Übersicht der vergleichenden Bewertung der innovativen ESS. Im Diagramm ist eine Auswahl von drei der untersuchten Kategorien, nämlich der Bedarfsrelevanz, Treibhausgasemissionen (THG) und Umweltrelevanz, abgebildet.

Abbildung 10-2: Vergleichende Bewertung der stationären Kurzeitspeicher (Batterien) für die Kategorien Bedarfsrelevanz, Treibhausgasemissionen und Umweltrelevanz (eigene Darstellung)



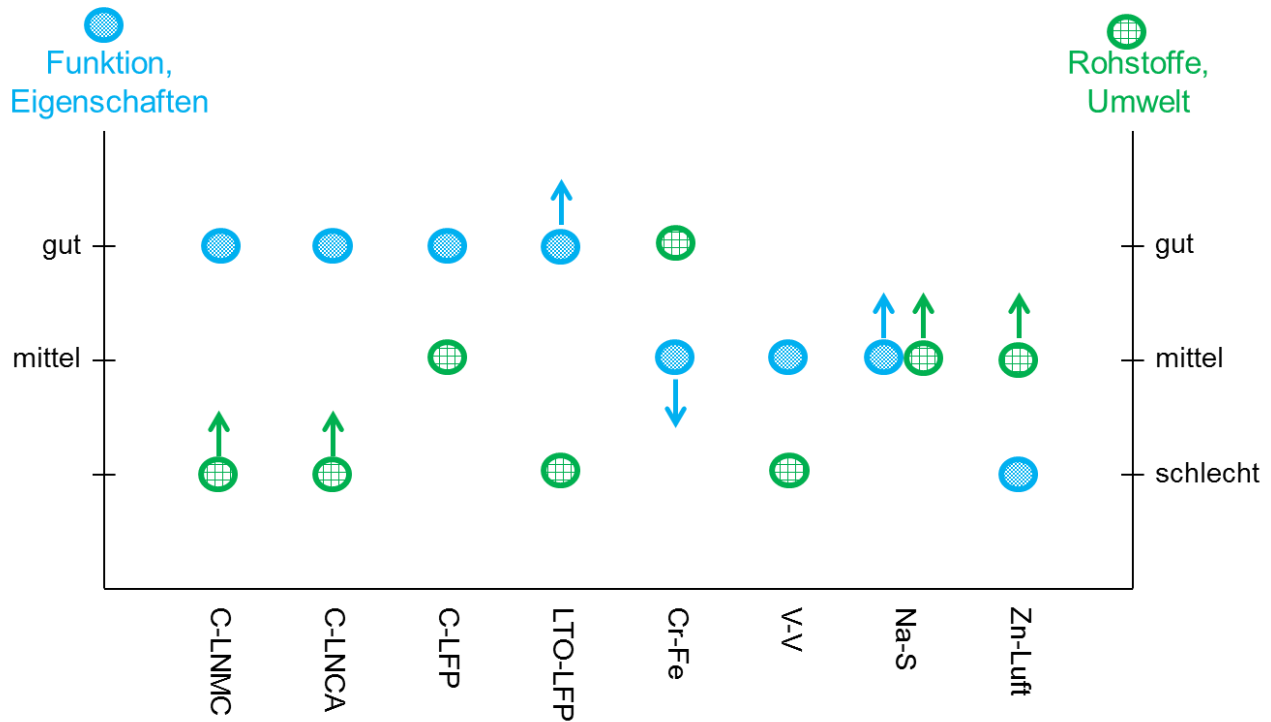
Nachfolgend erfolgt ein **Zwischenfazit** zu den Rohstoff- und umweltrelevanten Aspekten (siehe grafische Darstellung in Abbildung 10-3). Deren Betrachtung zeigt, dass unter allen betrachteten Batterien der Redox-Flow-Akkumulator Cr-Fe am besten abschneidet. Er hat Stärken bei der Bedarfsrelevanz, der Substitution und Substituierbarkeit, dem Recycling und der Umweltrelevanz. Lediglich bei den Treibhausgasemissionen liegt eine neutrale Bewertung vor. Schwächen treten jedoch bei Cr-Fe weder bei Rohstoff- noch bei umweltrelevanten Kriterien auf. Am schlechtesten schneiden die Li-Ionen-Batterie LTO-LFP und der Redox-Flow-Akkumulator V-V ab. LTO-LFP weist in allen Kriterien, außer der Umweltrelevanz (Stärke), Schwächen auf. Der Redox-Flow-Akkumulator V-V unterscheidet sich von LTO-LFP durch eine Stärke beim Recycling, ist dafür aber bei der Umweltrelevanz schlechter (neutral). Unter den vier Li-Ionen-Batterien schneidet C-LFP am besten ab, da bei C-LFP aus Rohstoff-sicht Vorteile gegenüber den anderen drei Akkumulatoren bestehen. Na-S und Zn-Luft liegen im Vergleich zu den anderen Batterien im Mittelfeld. Sie weisen beim Kriterium Bedarfsrelevanz eine Stärke auf bzw. sind neutral. Die anderen Kriterien fallen sehr unterschiedlich aus, von Schwächen im Fall des Recyclings bei Na-S über neutral bis hin zu Stärken bei Zn-Luft bei den Kriterien Recycling und Treibhausgasemissionen.

Gesamtbewertung

Bei der Gesamtbewertung lässt sich unter Berücksichtigung der Annahmen und Rahmenbedingungen der vorliegenden Studie kein einfaches Fazit ziehen (siehe grafische Darstellung in Abbildung 10-3). Ausgehend von der Li-Ionen-Batterie LTO-LFP, die bei Funktionalität und Eigenschaften am besten abschneidet, zeigt sich, dass dieser Akkumulator dafür bei der Rohstoff- und Umweltbetrachtung am schlechtesten abschneidet (in Summe 5 Stärken und 6 Schwächen). Geht man wiederum von der Redox-Flow-Batterie Cr-Fe aus, die bei Rohstoff und Umwelt klar am besten abschneidet, zeigt sich, dass Cr-Fe bei den Batterieeigenschaften und Funktionalität mit dem zweitschlechtesten Wirkungsgrad und den höchsten Kosten an der zweitschlechtesten Position steht (in Summe 7 Stärken und 3 Schwächen). Geht man wieder von den Batterieeigenschaften und Funktionalität aus, die bei der Bewertung zunächst im Vordergrund stehen, so wurde bereits zuvor dargestellt, dass die Li-Ionen-Batterien hier am besten abschneiden. Abgesehen von LTO-LFP, das bereits oben abgehandelt

wurde, stellt C-LFP einen guten Kompromiss dar. C-LFP ist im Gegensatz zu allen anderen Li-Ionen-Batterien bei der Bedarfsrelevanz zumindest neutral bewertet (in Summe 4 Stärken, 2 Schwächen und 6-mal neutral). Na-S besitzt nach den Li-Ionen-Batterien den nächstbesten Wirkungsgrad und schneidet aus Rohstoffsicht von allen Batterien am besten ab. Na-S stellt somit abgesehen von den Li-Ionen-Batterien eine gute Alternative dar (in Summe 3 Stärken, 2 Schwächen und 5-mal neutral).

Abbildung 10-3: Grafische Darstellung der Bewertung der stationären Kurzzeitspeicher (Batterien) (eigene Darstellung)



10.2 Li-Ionen-Batterien für die Mobilität

Im Bereich der Mobilität werden als mögliche Optionen die vier verschiedenen Li-Ionen-Batterien vergleichend bewertet.

Im sehr wichtigen Kriterium des Wirkungsgrads schneiden alle vier Varianten gleich gut ab. Mit Blick auf die Anwendung bei der Mobilität kommt aber der spezifischen Energie eine mitentscheidende Bedeutung zu. LTO-LFP weist eine sehr geringe spezifische Energie auf und ist daher für den Einsatz in batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen begrenzt geeignet. Infolge der sehr hohen Lade-Entladeraten ist jedoch ein Einsatz in Hybridfahrzeugen wahrscheinlich. Für reine Batteriefahrzeuge schneidet der LTO-LFP-Akkumulator mit nur 50 Wh/kg am schlechtesten und der C-LNCA Akku mit 102 Wh/kg am besten ab. Für die Speicherung der gleichen Energiemenge ist also bei LTO-LFP im Vergleich zu C-LNCA eine doppelt so schwere Batterie notwendig. Bei einer 40 kWh-Batterie (rein elektrischer Pkw) würde das für LTO-LFP ein Batteriegewicht von ungefähr 800 kg bedeuten. Bedenkt man weiterhin, dass, wie zuvor bei den stationären Batterien erläutert, LTO-LFP bei der Rohstoff- und Umweltbetrachtung von allen Batterien am schlechtesten abschneidet, dann scheidet LTO-LFP für die Anwendung in der Mobilität zumindest für rein elektrische Pkw aus. Bei der stationären Betrachtung wurde unter den verbleibenden drei Li-Ionen-Batterien bereits C-LFP als beste Option identifiziert. Aus Rohstoffsicht ist diese Einstufung auch richtig. Allerdings zeigt sich bei der mobilen Anwendung, dass C-LFP nach LTO-LFP mit 76 Wh/kg die zweitschlechteste Option darstellt. C-LNCA weist mit 102 Wh/kg die höchste spezifische Energie auf (C-LNMC 92 Wh/kg). Außerdem hat C-LNCA

im Vergleich zu C-LNMC einen geringen Bedarf an Kobalt, Lithium und Graphit. Daher ist C-LNCA im Vergleich zu C-LNMC der Vorzug zu geben.

Die Na-S-Batterie ist zwar bei der mobilen Anwendung nicht in Betracht gezogen worden, besitzt aber mit 85 % nach den Li-Ionen-Batterien den nächsthöchsten Wirkungsgrad und mit 98 Wh/kg nach C-LNCA die zweit höchste spezifische Energie. Außerdem weist Na-S von allen Batterien die niedrigsten Kosten auf. Angesichts des Kostenvorteils und der hohen spezifischen Energie wäre es prinzipiell denkbar den schlechteren Wirkungsgrad durch eine größere Batterie auszugleichen. Dagegen sprechen allerdings Zulassungsaspekte sowie die thermische Selbstentladung im Stillstand. Na-S-Akkumulatoren wurden in den späten 1990er Jahren erfolgreich in Elektrofahrzeugen getestet. Infolge von selbst im Stillstand auftretenden Batteriebränden wurde die Anwendung in Elektrofahrzeugen nicht mehr weiter verfolgt.

10.3 Wasserstoffsysteme

Für den Vergleich der alkalischen mit der PEM Elektrolyse erfolgt die Vorstellung der Ergebnisübersicht und die darauf aufbauende SWOT-Analyse in den nachfolgenden Tabelle 10-3 und Tabelle 10-4.

Tabelle 10-3: Ergebnisübersicht für alle Kriterien für alkalische und PEM Elektrolyse

Kriterium	Einheit	alkal. Elektrolyse	PEM Elektrolyse
Wirkungsgrad 2030	kWh/kg H ₂	50	47
Wirkungsgrad 2030	Bewertung	0	+
Lebensdauer	Lebensdauer in a	15	15
Lebensdauer	Bewertung	0	0
spez. Leistung	W/kg	31	127
spez. Leistung	Bewertung	-	+
Kosten - Ist	Euro/kW	1100	2090
Kosten - 2030	Euro/kW	580	760
Kosten - Ist	Euro/kg H ₂	2,7 bis 5,0	3,5 bis 7,6
Kosten - 2030	Euro/kg H ₂	2,6 bis 3,3	2,7 bis 3,3
Kosten	Bewertung	+	0
Sicherheit		Bildung zündfähiger Gemische durch H ₂ -Diffusion durch Elektrolytmembran.	Bildung zündfähiger Gemische durch H ₂ -Diffusion durch Elektrolytmembran.
Sicherheit		Vermeidung durch geeignete Betriebsbedingungen bzw. rechtzeitige Abschaltung.	Vermeidung durch geeignete Betriebsbedingungen bzw. rechtzeitige Abschaltung.
Sicherheit	Bewertung	0	0
Bedarfsrelevanz	Anzahl "bedarfsrelevanter" Rohstoffe	2	3
Bedarfsrelevanz	Anteil ESS an Welt 2020	Co 0,045 %; Ni 0,94 %	Ir 140,4 %; Pt 2,8 %; Ti 0,027 %
Bedarfsrelevanz	Bewertung	+	-
Substitution Ebene ESS	Bewertung	+	-
Substituierbarkeit Materialebene		Co mittel	Ir schlecht; Pt schlecht
Substituierbarkeit Materialebene		Ni schlecht	
Substituierbarkeit Materialebene	Bewertung	+	-
Recyclingeffizienz		Co 95 %; Ni 95 %	Ir 98 %; Pt 98 %
Recyclingeffizienz	Bewertung	+	+
Umweltrelevanz	kW*MS-I	30.303.030	unendlich
Umweltrelevanz	kW*MS-I	H351	
Umweltrelevanz	Bewertung	0	+
THG	kg CO ₂ eq/kW	91	43

Kriterium	Einheit	alkal. Elektrolyse	PEM Elektrolyse
THG	Bewertung	-	+

Tabelle 10-4: SWOT-Analyse für alkalische und PEM Elektrolyse

Kriterium	Alkal. Elektrolyse	PEM Elektrolyse
Stärken		
Anzahl Stärken	5	5
Stärken	Kosten, Bedarfsrelevanz, Recyclingeffizienz, Substitution, Substituierbarkeit	Wirkungsgrad, spez. Leistung, THG, Umweltrelevanz, Recyclingeffizienz
Schwächen		
Anzahl Schwächen	2	3
Schwächen	Spez. Leistung, THG	Bedarfsrelevanz, Substitution, Substituierbarkeit
Neutralität		
Anzahl Neutralität	4	3
Neutral	Wirkungsgrad, Lebensdauer, Sicherheit, Umweltrelevanz	Lebensdauer, Kosten, Sicherheit
Chancen		
Industrieller Entwicklungsstand	(Vergleich: Erfahrung seit ca. 100 Jahren)	Erfahrung seit ca. 10-20 Jahren, Potenzial für weitere Entwicklung
Betriebsweise		Mehr Flexibilität und insgesamt Vorteile
Gasreinheit	(Vergleich: Volllast: 99,9 %; Teillast: 99,5 %)	Voll- und Teillast: 99,999 %
Sonstiges	Kostengünstige Werkstoffe	Struktur- und Elektrodenwerkstoffe resistent gegen saure Korrosion
Kaltstartdauer	(Vergleich: Minuten / Stunden)	Sekunden / Minuten
Speisewasserbedarf [kgH ₂ O×kgH ₂ -1]	9,5 - 11,2	(Vergleich: 11,2 - 14,6)
Gefahren		
		Prognose der Kosten
		Edelmetallbedarf

Die PEM Elektrolyse schneidet beim Wirkungsgrad aufgrund des niedrigeren Strombedarfs für die Herstellung von Wasserstoff besser ab. Die vorteilhaftere Bewertung der alkalischen Elektrolyse bei den Kosten trägt dem Umstand Rechnung, dass die PEM Elektrolyse derzeit (Kosten - Ist) noch deutliche höhere Kosten aufweist und die zukünftige Entwicklung (Kosten - 2030) mit einer Unsicherheit behaftet ist. Beim Recycling schneiden beide Systeme mit sehr hohen Recyclingeffizienzen gut ab.

Die Recyclingeffizienzen von Iridium und Platin (PEM Elektrolyse) sind etwas höher als bei Nickel und Kobalt (alkalische Elektrolyse).

Unter Berücksichtigung der Annahmen und Rahmenbedingungen der vorliegenden Studie ergibt die SWOT-Analyse ein differenziertes Bild für den Vergleich zwischen der alkalischen und der PEM Elektrolyse. Die PEM Elektrolyse weist Vorteile bei den funktionsrelevanten Kriterien auf (Stärken beim Wirkungsgrad und der spezifischen Leistung). Demgegenüber hat die alkalische Elektrolyse klare Vorteile bei den rohstoffrelevanten Aspekten (Stärken bei Bedarfsrelevanz, Substitution und Substituierbarkeit). Mit Blick auf das umweltbezogene Kriterium Treibhausgasemissionen schneidet wiederum die PEM Elektrolyse besser ab. Ebenso schneidet die PEM Elektrolyse bei der Umweltrelevanz etwas besser ab. Dafür ist die alkalische Elektrolyse aus Kostensicht etwas besser zu bewerten. Bei den weiteren Kriterien Recyclingeffizienz, Sicherheit und Lebensdauer weisen die beiden Systeme keine relevanten Unterschiede auf.

Auch bei den Chancen gibt es kein einheitliches Bild, wenngleich bei Funktionalität und Betrieb der Elektrolyseanlagen insgesamt Vorteile für die PEM Elektrolyse bestehen. Gefahren oder Risiken bestehen wiederum bei der PEM Elektrolyse in der nur schwer vorhersehbaren Kostenentwicklung und auch damit zusammenhängend der Abhängigkeit von Edelmetallen.

Als Fazit ergibt sich somit, dass eine eindeutige Aussage für oder wider eine der beiden Elektrolysen nicht möglich ist. Vielmehr haben beide Systeme Vor- oder Nachteile in unterschiedlichen Kategorien.

11 Empfehlungen

Aufbauend auf den vorherigen Kapiteln werden nachfolgend Handlungsempfehlungen zu den innovativen ESS abgeleitet. Die Empfehlungen adressieren Rohstoffaspekte mit Blick auf eine Senkung des Versorgungsrisikos der bedarfsrelevanten Rohstoffe. Dazu gehört auch die Sicherstellung des Recyclings mit einer hochwertigen Verwertung. Als weiterer Schwerpunkt werden verschiedene Umweltaspekte und der Forschungs- und Entwicklungsbedarf angesprochen.

Allgemein

Vor dem Hintergrund des hohen potenziellen Materialbedarfs, der nach den Ergebnissen dieser Studie in besonderem Maße aus dem zukünftigen Aufbau der Speicherkapazitäten im mobilen Bereich resultieren kann, wird einmal mehr die Notwendigkeit einer umfassenden Rohstoffpolitik deutlich. Alle relevanten Akteure müssen gemeinsam Verantwortung tragen für die Entwicklung und Umsetzung einer nachhaltigen Ressourcenpolitik, die alle drei Säulen der Nachhaltigkeit, Ökonomie, Umwelt und Soziales, adressiert. Eine solche Rohstoffstrategie muss die gesamte Rohstoffkette vom Land der Rohstoffentnahme über die Nutzung der Rohstoffe in Produkten bis hin zur Verwertung und Entsorgung in Deutschland umfassen.

Bei der vorliegenden Studie muss berücksichtigt werden, dass eine zukünftige Entwicklung adressiert wird. Daher bestehen in vielen Bereichen entsprechende Unsicherheiten bei der Datenlage. Als Beispiele seien die spezifischen Zusammensetzungen der Energiespeichersysteme, die aufgrund der dynamischen technischen Entwicklungen ständig weiterentwickelt und optimiert werden, die Speichersysteme selbst, die in der Praxis tatsächlich zur Anwendung kommen werden (in Zukunft können weitere Speichersysteme hinzukommen), oder auch der aus der Energiewende resultierende Speicherbedarf für Strom, genannt. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, wenn Entwicklungen konkreter absehbar sind, die Datenlage sich verändert hat oder Problemlagen sich herauskristallisiert haben, eine Aktualisierung und Anpassung der vorliegenden Untersuchung durchzuführen.

Flexibilitätsoptionen bei der Strombereitstellung

Die im Projekt untersuchten innovativen ESS können dazu beitragen, den Flexibilitätsbedarf im Stromsystem abzudecken, der durch den steigenden Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne an der Stromerzeugung zunimmt. Flexibilität meint die Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch von Energie, die zeitlich oder räumlich auseinander fallen, in Einklang zu bringen. In welchem Umfang innovative ESS eingesetzt werden, hängt erstens vom Flexibilitätsbedarf und zweitens davon ab, inwieweit andere Optionen zur Verfügung stehen und genutzt werden, um Flexibilität bereitzustellen.

Eine generelle Empfehlung lautet, dass zunächst versucht werden sollte, den Bedarf an Flexibilität zu vermindern. Mögliche Maßnahmen wurden in der vorliegenden Studie nicht näher untersucht, da dies nicht Aufgabe der vorliegenden Studie war. Prinzipiell geht es hier jedoch darum, die Rahmenbedingungen und das Marktdesign so auszugestalten, dass bestehende Flexibilitäten möglichst effizient genutzt werden können (Bauknecht & Vogel 2015).

Ein Beispiel ist die Organisation des Regelenenergiemarktes. Hier wird flexible Kapazität bereitgehalten, um kurzfristige Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Die Frage ist, inwieweit diese Flexibilität anderweitig genutzt werden kann, wenn im Zeitverlauf deutlich wird, dass sie in bestimmten Zeiten nicht für den Regelenenergiemarkt benötigt wird. Hier kann zusätzliche Flexibilität erschlossen werden, indem die kurzfristige Durchlässigkeit zwischen den Märkten für die einzelnen Akteure erleichtert wird, wenn sich der Flexibilitätsbedarf im Regelenenergiemarkt kurzfristig anders darstellt als im Rahmen der Kapazitätsplanung (Borggreve & Neuhoﬀ 2011).

Im Gegensatz dazu wird der Flexibilitätsbedarf dadurch erhöht, dass Flexibilität in einem kleinen Bilanzraum eingesetzt wird, z. B. im Rahmen einer Maximierung des Eigenverbrauchs bei einzelnen Stromnutzern. Wenn einzelne Verbraucher z. B. Batterien installieren und einsetzen, um den Eigenverbrauch von Solarstrom zu maximieren, dann werden insgesamt mehr Batterien benötigt im Vergleich zu einer Situation, in der der Solarstrom ins Netz eingespeist wird (Fraunhofer ISE 2013). Denn dadurch werden die Ausgleichseffekte, die sich in einem größeren Bilanzraum ergeben, reduziert (Borggreffe & Neuhoff 2011). Das kann zum Beispiel bedeuten, dass ein Verbraucher mit PV-Anlage und Batterie seinen PV-Strom in die Batterie einspeichert, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt selbst zu nutzen. Eine Einspeicherung wäre aber nicht notwendig gewesen, wenn durch diesen Strom zum Zeitpunkt der Einspeicherung auch eine andere Nachfrage an anderer Stelle hätte bedient werden können. Wenn es darum geht, den Flexibilitätsbedarf zu reduzieren, sollte der Markt deshalb so organisiert sein, dass Flexibilität möglichst großräumig eingesetzt wird. In eine andere Richtung zielt zum Beispiel das „Förderprogramm Dezentrale Energiespeicher“ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2013), das Investitionen in Batteriespeichersysteme unterstützt, die zusammen mit Photovoltaikanlagen errichtet werden. Wir empfehlen den jeweiligen Ministerien, bei der Einführung und Ausgestaltung solcher Förderprogramme verstärkt auch die Ressourcenanforderungen, die sich daraus ergeben und wie sie in der vorliegenden Studie untersucht worden sind, zu berücksichtigen.

Um den verbleibenden Flexibilitätsbedarf abzudecken, stehen verschiedene Optionen zur Verfügung. Neben den untersuchten innovativen ESS sind dies auch Lastmanagement, andere Speicheroptionen, Flexibilisierung von Kraftwerken oder Netzausbau. Eine Bewertung dieser Optionen aus ökologischen und Rohstoffgesichtspunkten sollte die verschiedenen Optionen mit ihren unterschiedlichen Effekten einbeziehen und vergleichen.

Zurzeit fokussiert die öffentliche Diskussion zum einen sehr stark auf die Frage, wie der geplante Netzausbau reduziert werden kann. Allerdings wird dabei oft vernachlässigt, dass den möglichen Einsparungen auf Netzseite oft ein zusätzlicher Bedarf an anderer Stelle gegenüber steht, entweder weil aufgrund der Netzenspässe Flexibilitätsoptionen weniger effizient eingesetzt werden können oder weil dadurch sogar zusätzliche Kapazitäten bei Kraftwerken und Speichern etc. benötigt werden, um Netzenspässe zu managen (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie 2014). Um diese Diskussion ausgeglichener zu gestalten, wird empfohlen, die Auswirkungen der verschiedenen Optionen möglichst gleichwertig zu berücksichtigen. Zuständig für den Netzausbau betreffende Fragestellungen ist das BMWi bzw. die Bundesnetzagentur.

Zum anderen wird aktuell die Frage diskutiert, wie der Flexibilitätsbedarf zu möglichst geringen Kosten gedeckt werden kann. Diese Perspektive sollte um eine ökologische und Ressourcenperspektive ergänzt werden und ein entsprechendes Ranking der Optionen sollte erstellt werden. Das vorliegende Vorhaben liefert für die Option der Batterie-Stromspeicher und der Nutzung von Wasserstoff zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs eben diese ökologischen und Ressourcendaten, die für einen Vergleich mit anderen Optionen verwendet werden können. Dabei sind auch Optionen wie das Lastmanagement zu berücksichtigen, bei denen Flexibilität teilweise bereitgestellt werden kann, ohne dass in großem Umfang zusätzliche Hardware installiert werden muss.

Für die untersuchten innovativen ESS wird empfohlen, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass installierte Kapazitäten möglichst gut ausgenutzt werden können, d. h. möglichst hohe Volllaststundenzahlen erreichen können. Neben der oben dargestellten Gestaltung von Rahmenbedingungen ist hierfür in Forschungsprojekten zu klären, wie die Speicher einerseits in verschiedenen Märkten genutzt, andererseits aber auch vom Netzbetreiber eingesetzt werden können, um mit geringerem oder zumindest verlangsamtem Netzausbau auszukommen. Die Nutzung von Speichern durch die Netzbetreiber ist eine Frage, die vor allem durch die Regulierungsbehörden adressiert werden muss.

Bei den Elektrolyseuren stellt sich die Frage, wie diese nicht nur als Flexibilitätsoptionen für das Stromsystem genutzt werden können, um überschüssige erneuerbare Energien aufzunehmen. Eine viel wichtigere Funktion als Flexibilität für das Stromsystem anzubieten wird sein, erneuerbare Energien für andere Sektoren (Verkehr, Industrie etc.) zur Verfügung zu stellen. Dadurch kann die Auslastung der Anlagen steigen. Das setzt aber auch voraus, dass zusätzliche Kapazitäten bei den erneuerbaren Energien aufgebaut werden, die dann nicht nur als Überschüsse, sondern im großen Volumen in anderen Sektoren genutzt werden können (Umweltbundesamt 2014).

Recycling der Batterien

Das Recycling der ESS stellt wie die Flexibilitätsoptionen (stationärer Strombereich) eine Maßnahme von grundlegender Bedeutung für die Reduzierung des Versorgungsrisikos der bedarfsrelevanten Rohstoffe und zur Schonung der natürlichen Ressourcen dar. Im Unterschied zur Reduzierung des Materialbedarfs durch Flexibilitätsoptionen wird durch das Recycling neben den Primärrohstoffen eine zweite Quelle für Rohstoffe (Sekundärrohstoffe) erschlossen. Im Allgemeinen sind mit der Gewinnung der Sekundärrohstoffe aus dem Recycling im Vergleich zur Gewinnung der Primärrohstoffe geringere Umweltauswirkungen, die hier ebenfalls adressiert werden, verbunden.

Auf der Grundlage des Untersuchungsrahmens dieser Studie und dem darin betrachteten Einsatz der Speicher als Flexibilitätsoption ergibt sich im stationären Strombereich bis zu einem Anteil von 60 % erneuerbaren Energien – im Unterschied zur lokalen Speicherung selbst erzeugten Stroms und anderer Anwendungen (siehe weiter unten) – kein zusätzlicher Speicherbedarf (vgl. Kapitel 5.12). Für die Kurzzeitspeichertechnologien, die für das System früher notwendig werden als Langzeitspeichertechnologien, kann in erster Näherung ein linearer Zubau zwischen 2030/2035 und 2050 angenommen werden. Die betrachteten Langzeitspeicher werden erst ab höheren Anteilen erneuerbarer Energien notwendig (75-90 %), sodass sich für diese andere Zubauraten bis zum Jahr 2050 ergeben. Dennoch ist auch hier davon auszugehen, dass die entsprechenden Kapazitäten nicht kurzfristig aufgebaut werden. Deshalb schlagen wir vor, die dargestellten Kapazitäten über einen Zeitraum von 10 Jahren von ungefähr 2040 bis 2050 zu entwickeln (vgl. Kapitel 5.12). Mit Blick auf das Recycling und abhängig von jeweiligen ESS und dessen Lebensdauer ist mit einem Rücklauf an ESS für das Recycling mit einer Zeitverzögerung von mindestens 14 Jahren zu rechnen. Ausgehend von den Annahmen dieser Studie und den hier adressierten stationären Speichern (Einsatz als Flexibilitätsoption) sind erste Rückläufe für das Recycling frühestens ab ungefähr 2045 zu erwarten.

Im Unterschied dazu muss im mobilen Bereich mit einer früheren Nachfrage nach Li-Ionen-Akkumulatoren gerechnet werden. Entsprechend fallen diese auch früher zum Recycling an. Auf der Grundlage der in dieser Studie getroffenen Annahmen ergibt sich als eine erste orientierende Abschätzung, dass ein Bedarf an größeren Recyclinganlagen für die hier untersuchten Li-Ionen-Akkumulatoren aus der Elektromobilität ab dem Zeitraum 2025 bis 2030 entsteht (vgl. Kapitel 8.1.4). Ein Vergleich der Gesamtmengen an Batterien aus dem mobilen Bereich (ca. 14 Mio. t; Bestand E-Fahrzeuge 2050) mit dem stationären Bereich (ca. 300.000 t; 80 % erneuerbare Energie) zeigt, dass die Kurzzeitspeicher aus dem stationären Bereich für die Recyclingkapazitäten kaum ins Gewicht fallen.

Eine wichtige Empfehlung lautet somit, dass bis zum Zeitraum 2025 bis 2030 größere Recyclinganlage(n) und die Infrastruktur für die Sammlung von Li-Ionen-Akkumulatoren aus dem mobilen Bereich in Deutschland bzw. Europa aufgebaut werden sollen. Darüber darf aber nicht vergessen werden, dass bereits jetzt ein relevanter und stetig steigender Bedarf für das Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren aus anderen Bereichen wie z. B. Laptops, verschiedensten Elektronikgeräten, E-Bikes und Hybridbussen oder auch zur lokalen Speicherung selbst erzeugten Stroms von z. B. PV-Anlagen besteht. Die Weiterentwicklung von industriellen Recyclingverfahren von Li-Ionen-Akkumulatoren ist also dringend geboten. Da die benötigten Recycling- und Sammelkapazitäten vom tatsächlichen

Bestand an Elektrofahrzeugen bzw. allgemein Li-Ionen-Akkumulatoren abhängen, ist eine regelmäßige Prüfung und Konkretisierung der Angaben dringend empfohlen.

Zwar stehen beim Recycling die bedarfsrelevanten Materialien wie Iridium, Lithium, Kobalt, Platin etc. (vgl. Kapitel 7.2.2) im Vordergrund aber generell sollen genauso die Massenmaterialien und Gehäusematerialien wie Kunststoffe, Stahl, Aluminium etc. erfasst und verwertet werden. Auch deren Recycling leistet wichtige Beiträge zu Umweltentlastung und Rohstoffschonung (Buchert et al. 2011 a) (Buchert et al. 2011 b). Die möglichst sortenreine und vollständige Abtrennung der enthaltenen Massenmetalle in die entsprechenden, bereits existierenden Recyclingrouten darf deshalb nicht vernachlässigt werden.

Die aus der Rückgewinnung der Rohstoffe aus dem Recycling resultierenden Umweltauswirkungen hängen vom jeweiligen konkreten Recyclingverfahren ab. Welche Verfahren am besten geeignet sind und in welcher Zielverbindung ein Rohstoff zurückgewonnen wird, hängt von den Ergebnissen laufender Forschungsprojekte ab, (Lithorec II 2015) und (EcoBatRec 2015). Ziel sollte sein, aus ökologischer, aber auch aus ökonomischer Sicht und der Frage der Marktfähigkeit der Sekundärrohstoffe ein für das Recycling optimales Ergebnis zu erzielen.

Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Es ist abzusehen, dass sich aufgrund der technologischen Entwicklungen in Hinblick auf die Zusammensetzung der Elektroden, v. a. verringerter bis gar kein Kobaltgehalt und die Erlöse aus dem Recycling, die damit verbundenen Kosten nicht decken werden (vgl. Kapitel 8.1.1.3). Entsprechend sind unbedingt eine rechtliche Flankierung sowie Anreizsysteme notwendig (siehe unten, Absätze zu Sammelquote und Recyclingeffizienzen), um eine stabile Erfassungs- und Recyclinginfrastruktur zu gewährleisten.

Trotz der momentan niedrigen Marktpreise für Lithiumverbindungen ist die Rückgewinnung des Lithiums aus Rohstoff- und Umweltsicht erstrebenswert, vor allem in Hinblick auf den prognostizierten stark steigenden Bedarf für Anwendungen der Elektromobilität. Aus dem Bestand an Elektrofahrzeugen in Deutschland im Jahr 2050 errechnet sich in Summe nach den Annahmen dieser Studie ein Maximalbedarf zwischen ungefähr 123.000 und 841.000 t Lithium, je nach betrachtetem Li-Ionen-Akkumulator. Betrachtet man nur die im Jahr 2020 angestrebte Anzahl von 1 Mio. Elektrofahrzeugen, ergibt sich nach einer groben Schätzung in Summe ein Li-Bedarf zwischen 3.000 und 19.000 t. Dies entspricht ungefähr dem 4-fachen des deutschen Verbrauchs im Jahr 2012 (ca. 715 t) bzw. knapp der Hälfte der Weltproduktionskapazität an Li im Jahr 2012 (ca. 41.000 t). Angesichts dieser erwarteten Mengenströme und der zu erwartenden Kosten- und Erlössituation beim Recycling ist eine entsprechende politische Unterstützung bzw. Vorgabe für das Recycling von Li-Ionen-Akkumulatoren demnach sinnvoll.

Ein umweltseitiger Vergleich zwischen der Primärgewinnung von Lithium (bzw. Lithiumverbindungen) und der Gewinnung des Sekundärrohstoffs aus zukünftigen Recyclingverfahren ist derzeit nur auf der Grundlage von Forschungsprojekten und Anlagen im Labormaßstab möglich und deshalb nur bedingt aussagekräftig. Eine weitere Reduktion der Umweltauswirkungen der Recyclingverfahren im industriellen Maßstab ist durch Abwärmenutzung aus dem pyrometallurgischen Prozessschritt und durch Abtrennung und Aufbereitung von Li aus höher konzentrierten Bestandteilen der heterogen zusammengesetzten Schlacke möglich (vgl. Kapitel 8.1.4). Bei der Primärgewinnung von Lithium hingegen ist zukünftig bei höherer Nachfrage, wenn nicht mehr nur einfach ausbeutbare Lagerstätten abgebaut werden können, mit höheren Umweltauswirkungen zu rechnen. Hinzu kommt aus Umweltsicht ein generelles Problem bei der Primärförderung von Lithium, nämlich die potenzielle Naturzerstörung der Li-haltigen Salzseen.

Aktuelle Förderprojekte des BMUB, (Lithorec II 2015) und (EcoBatRec 2015), adressieren die Umweltauswirkungen der Recyclingverfahren für Lithium-Ionen-Batterien aus dem Bereich Elektromobilität. Mit Ergebnissen ist bis Ende 2015/Anfang 2016 zu rechnen. Die Ergebnisse dieser Projekte sollten für die Entwicklungen von Empfehlungen für das Recycling von Lithium-Ionen-Batterien unbedingt berücksichtigt werden.

Zink-Luft-Akkumulatoren

In den Zellen sind neben Zink wertvolle Technologiemetalle (Co, Ni, Cu) enthalten. Aus Rohstoffsicht ist es sinnvoll, diese separat zurückzugewinnen, und nicht als Legierungselemente zu verlieren. Eine Zellzerlegung, die bei den bestehenden Verfahren bislang nicht durchgeführt wird, ist dafür zwingend, um die Metalle in die entsprechenden Routen lenken zu können (vgl. Kapitel 8.1.2.3). Die technische Umsetzung des Zerlegeschritts und der damit verbundene Weg Kupfer, Nickel und Kobalt zusätzlich zurückzugewinnen, muss auf ihre ökologische und ökonomische Vorteilhaftigkeit geprüft werden, wobei eine manuelle Zerlegung eine zu untersuchende Option darstellt. Da bei den Zink-Luft-Batterien im Wesentlichen die Zinkelektrode lebensdauerbestimmend ist, ist auch denkbar, die Zinkelektrode als Wartungsteil z. B. alle zwei Jahre auszutauschen. Die Zellgehäuse und Luftelektroden bleiben dabei erhalten, die Aktivmaterialien und Ableiter der Zn-Elektrode werden dem Recycling zugeführt. Für Zink bestehen im Rahmen der zinkhaltigen Primärbatterien wie beispielsweise die AA-Batterien bereits etablierte Recyclingwege und -verfahren.

Bei den Zink-Luft-Akkumulatoren muss für die in dieser Studie betrachteten Anwendungen als innovative ESS im stationären Bereich berücksichtigt werden, dass diese sich bislang nicht am Markt durchgesetzt haben und nicht als industrielle Produkte verfügbar sind. Weiterhin ist unter den Annahmen aus dieser Studie frühestens ab 2045 mit größeren Mengen an Rückläufen von hier untersuchten Akkumulatoren aus dem stationären Bereich zu rechnen. Und auch dann ist noch völlig offen wie hoch der Anteil an Zink-Luft-Akkumulatoren sein könnte. Berücksichtigt man außerdem, dass prinzipiell Verfahren zum Recycling von Zink-Luft-Batterien bestehen, besteht aus Sicht der vorliegenden Studie aktuell kein Handlungsbedarf. Die weitere Entwicklung sollte beobachtet werden, um bei Bedarf bestehende Recyclingverfahren auf die hier betrachteten Zink-Luft-Akkumulatoren anzupassen (insbesondere Zellzerlegung).

Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Bei den Natrium-Schwefel-Akkumulatoren gilt analog den Zink-Luft-Akkumulatoren, dass frühestens ab 2045 mit größeren Mengen an Rückläufen der in dieser Studie adressierten Akkumulatoren aus dem stationären Bereich zu rechnen ist.

Die Entsorgungswege für die Zellen sind bisher unklar. Versuche zum Recycling aus den 1990er Jahren in den USA haben bisher keine Umsetzung gefunden. Sollten sich die Akkumulatoren in großem Maßstab durchsetzen, muss untersucht werden, welcher Entsorgungsweg (Recycling und/oder Verbrennung) am nachhaltigsten ist (vgl. Kapitel 8.1.2.1). Aus Rohstoffsicht stellen Natrium und Schwefel keine bedarfsrelevanten Materialien dar.

Redox-Flow-Akkumulatoren

Bei den Redox-Flow-Akkumulatoren sind aus Rohstoffsicht vor allem die Elektrolyten relevant, da darin das bedarfsrelevante Vanadium enthalten ist. Die Elektrolyten lassen sich prinzipiell vollständig recyceln (lowcarbonfutures 2011, Shigematsu 2011), d. h. sie können fortlaufend wiederverwendet werden und sind theoretisch unbegrenzt haltbar (vgl. Kapitel 8.1.2.2).

Tank, Zellblock, Rohrleitungen und sonstige Komponenten bestehen größtenteils aus Massenmaterialien wie Stahl und Kunststoffen, die nach dem Rückbau der Anlage den etablierten Recyclingwegen zugeführt werden können.

Wie auch bei den anderen Akkumulatoren aus dem stationären Bereich ist nach den Annahmen dieser Studie mit größeren Mengen für das Recycling potenziell erst frühestens ab 2045 zu rechnen. Allerdings muss hierbei berücksichtigt werden, dass für das V-V-System (zusammen mit Zn-Luft) von allen hier betrachteten Batteriespeichersystemen die schlechteste Bewertung resultiert. Daher bleibt abzuwarten, ob sich das V-V-System in Zukunft überhaupt am Markt durchsetzen kann. Vor diesem Hintergrund besteht aktuell kein konkreter Handlungsbedarf bzw. wird empfohlen die zukünftige Entwicklung weiter zu verfolgen.

Elektrolyseure und Brennstoffzellen

Im mobilen Bereich ist derzeit nicht absehbar, ob überhaupt und falls ja in welchem Zeitraum sich Wasserstoffsysteme am Markt durchsetzen können. Im stationären Bereich sollen die hier betrachteten Langzeitspeichersysteme wie oben beschrieben unter den Annahmen dieser Studie erst ab dem Jahr 2040 aufgebaut werden. Davon unabhängig gibt es wie bei den Li-Ionen-Batterien auch Anwendungen von Wasserstoffsystemen (Brennstoffzellen im Gebäudebereich), die nicht Gegenstand dieser Studie sind. Analog den Batteriespeichern sollten bei entsprechender Marktdurchdringung auch für die Wasserstoffketten die notwendigen Recyclingverfahren und –wege aufgebaut werden. Es ist davon auszugehen, dass sich das PGM-Recycling wirtschaftlich darstellt. Aber auch die Wiedergewinnung der weiteren Materialien muss gewährleistet werden (vgl. Kapitel 8.1.3).

Sammelquoten für Industrie-Alt Batterien

Nach der derzeitigen Rechtslage fallen die hier untersuchten innovativen Energiespeichersysteme (Batterien) unter die Definition der Industriebatterien, wenn sie ausschließlich für industrielle, gewerbliche oder landwirtschaftliche Zwecke oder zum Vortrieb von Elektro- oder Hybridfahrzeugen bestimmt sind¹³⁴. Die Hersteller von Industriebatterien sind verpflichtet, eine zumutbare und kostenfreie Möglichkeit der Rückgabe anzubieten, vgl. § 8 Abs. 1 BattG. Nach Ansicht der EU-Kommission lässt sich aus den derzeitigen Regelungen für Industrie- und Fahrzeug-Alt Batterien eine Sammelquote von 100 % herauslesen. Die EU-Kommission argumentiert, dass es einer explizit vorgeschriebenen Sammelquote für Industrie-Alt Batterien, wie sie für Gerätebatterien in der Batterierichtlinie vorgegeben ist, nicht bedarf. Denn die Menge und der Wert, der in den Industrie- und Fahrzeuge-Alt Batterien enthaltenen Werkstoffe, bieten einen ökonomischen Anreiz, um diese zu sammeln und zu recyceln.¹³⁵

Wie bereits zuvor erläutert, sollen allein für die hier betrachteten Li-Ionen-Akkumulatoren aus der E-Mobilität im Zeitraum 2025 bis 2030 größere Recyclinganlage(n) und Infrastruktur für die Sammlung der Li-Ionen-Akkumulatoren aufgebaut werden. Es stellt sich die Frage, ob die bestehenden Regelungen ausreichen, um den Aufbau der Recyclingstruktur für Lithium-Ionen-Akkumulatoren aus dem Bereich der Elektromobilität anzustoßen.

Im Hinblick auf die Sammlung und Erfassung der hier untersuchten ESS in der Form von Industrie-Alt Batterien ist das bestehende Regelungsregime grundsätzlich anwendbar. Empfohlen wird, eine Sammelquote für Industriebatterien aus dem Bereich der Elektromobilität explizit festzulegen (vgl.

¹³⁴ Die Blei-Säure Batterien fallen unter Fahrzeug-Alt Batterien.

¹³⁵ EU-Kommission, Frequently Asked Questions on Directive 2006/66/EU on Batteries and Accumulators and Waste Batteries and Accumulators, Mai 2014, S. 11.

Kapitel 8.1.4). Dies ist vor dem Hintergrund der möglichen Exporte von Elektrofahrzeugen und vor allem Hybridfahrzeugen sinnvoll. Eine eigene Sammelquote ist auch der zukünftig zu erwartenden Bedeutung der Elektromobilität an sich und der Li-Ionen-Batterien aus der Elektromobilität angemessen. Hinzu kommt wie bereits in Kapitel 8.1.1.3 erläutert, dass die Erlöse aus dem Recycling der Li-Ionen-Batterien die damit verbundenen Kosten nicht decken werden. Die Sammelquote müsste sich auf alle in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge, die Li-Ionen-Batterien enthalten, beziehen. Eine Herausforderung für die konkrete Festlegung der Sammelquote stellen die Lebensdauer der Li-Ionen-Batterien (zeitlich stark versetzter Rücklauf der Batterien) sowie der Export von Fahrzeugen und damit auch Li-Ionen-Batterien dar. Die Sammelquote muss EU-weit eingeführt werden.

Um sicherzustellen, dass die aufgebauten Recyclingkapazitäten auch entsprechende Massenströme erhalten, ist eine Pfandpflicht für Industriebatterien im Bereich der Elektromobilität als Maßnahme prüfenswert. Mit Blick auf den bereits angesprochenen möglichen Export von Elektro- und Hybridfahrzeugen stellt ein Pfandsystem einen wichtigen Anreiz für die eventuelle Rückführung von Li-Ionen-Akkumulatoren zum Recycling in Deutschland bzw. in der EU dar (vgl. Kapitel 8.1.4). Ein Pfandsystem mit entsprechender Dokumentation und Kontrolle kann auch die Erfassung des Verbleibs von Li-Ionen-Akkumulatoren unterstützen. Die große Diskrepanz zwischen der Anzahl der jährlichen Löschung von Fahrzeugen in Deutschland und den tatsächlich dem Recycling zugeführten Altfahrzeugen ist bekannt. Ähnliches ist für das Recycling von Elektro-Altfahrzeugen und Li-Ionen-Akkumulatoren zu erwarten bzw. nicht auszuschließen. Ein Pfandsystem mit entsprechender Dokumentation kann zielführend sein.

Für Sammlung und Logistik von Li-Ionen-Akkumulatoren aus Elektro-Altfahrzeugen wird der Aufbau eines Systems ähnlich dem der Fahrzeug-Altbatterien vorgeschlagen. Neben den Batterien aus Elektro-Altfahrzeugen müssen aber auch Batterien aus noch zugelassenen Elektro-Fahrzeugen berücksichtigt werden. Für noch in Betrieb befindliche Elektro-Fahrzeuge sind verschiedene Varianten für den Austausch der Batterien denkbar wie z. B. die Miete der Batterie. Wir empfehlen dem BMUB/UBA zur Thematik der Sammlung und Logistik von Li-Ionen-Akkumulatoren ein eigenständiges Forschungsvorhaben durchzuführen. Eine vertiefende Betrachtung sollte neben der konkreten Ausgestaltung der Sammlung und Logistik von Li-Ionen-Batterien aus Elektro-Fahrzeugen auch die Vor- und Nachteile eines Pfandsystems enthalten und soweit möglich auch dessen möglichen Effekte abschätzen. Der Sammlung und Logistik nachgelagert ist der bereits weiter oben beschriebene Aufbau von Recyclinganlagen, der ebenfalls weiter konkretisiert werden sollte. Aufbauend auf den Ergebnissen laufender Forschungsprojekte, (Lithorec II 2015) und (EcoBatRec 2015), sollten mit Blick auf die Batterie-Richtlinie (siehe weiter unten) auch Vorschläge für konkrete Recyclingeffizienzen erarbeitet werden. Neben den hier untersuchten Li-Ionen-Akkumulatoren sollte das Vorhaben auch die in dieser Studie nicht betrachteten Li-Ionen-Akkumulatoren wie beispielsweise die in großer Stückzahl vorkommenden Batterien aus E-Bikes berücksichtigen.

Recyclingeffizienzen für Industrie-Altbatterien

Die Batterie-Richtlinie gibt für „Sonstige Batterien“ – darunter fallen auch die hier betrachteten Li-Ionen-Akkumulatoren und Industrie-Altbatterien – eine Recyclingeffizienz von 50 % vor. Die Auswertung der Zusammensetzung der Li-Ionen-Akkumulatoren (vgl. Kapitel 3.3.5) zeigt, dass diese Vorgabe ohne die Rückgewinnung von Lithium erreicht werden kann. Eine Recyclingeffizienz von nur 50 % gewährleistet auch nicht, dass andere recycelbaren Wertstoffmengen zwingend zurückgewonnen werden. Hinzu kommt, dass die Recyclingverfahren für Li-Ionen-Akkumulatoren voraussichtlich nicht kostendeckend arbeiten werden. Die Marktpreise für die Sekundärrohstoffe stellen keinen ausreichenden Anreiz dar für die Erzielung einer höheren Recyclingeffizienz und die aus Ressourcen- und Umweltsicht sinnvolle weitestgehende Rückgewinnung aller enthaltenen Wertstoffe. Es wird deshalb empfohlen, in Zukunft eine möglichst hohe Recyclingeffizienz für Li-Ionen-

Akkumulatoren gesetzlich vorzuschreiben, die an der Leistungsfähigkeit der zukünftigen Recyclingverfahren ausgerichtet ist. Recyclingeffizienzen sollten für einzelne Stoffe wie Kobalt, Nickel und Lithium gelten und auf europäischer Ebene (Batterie-Richtlinie) eingeführt werden. Genauso sollten für die Massen- und Gehäusematerialien wie z. B. Kunststoffe, Stahl und Kupfer möglichst hohe Recyclingeffizienzen erzielt werden. Die Vorgaben sollten in bei den bereits bestehenden Mindesteffizienzkriterien in § 12 Abs. 4 i.V.m. Anhang III Teil B der Batterie-Richtlinie um Li-Ionen-Akkumulatoren ergänzt werden. Wie bei den bereits bestehenden Vorgaben zu den Blei-Säure, Nickel-Cadmium und den sonstigen Batterien könnte erstens eine konkrete Recyclingeffizienz für die Gesamtbatterie und zweitens für Lithium, Kobalt, Nickel ein möglichst weitgehendes, am technisch Machbaren ausgerichtetes Recycling, unter Berücksichtigung der Kosten vorgeschrieben werden. Denkbar wäre aber auch erstens eine Recyclingeffizienz für die Gesamtbatterie und zweitens zusätzlich konkrete Werte für Recyclingeffizienzen für einzelne Materialien wie Lithium, Kobalt und Nickel (vgl. Kapitel 8.1.4).

Bei der Festlegung der Recyclingeffizienzen und der konkreten Formulierung der Vorgaben muss der unterschiedlichen Zusammensetzung der Li-Ionen-Akkumulatoren und den zukünftig zu erwartenden Änderungen der Zusammensetzung Rechnung getragen werden.

Sammelquoten und Recyclingeffizienzen für Elektrolyseure und Brennstoffzellen

Elektrolyseure und Brennstoffzellen enthalten einen hohen Anteil an wichtigen und recyclingfähigen Rohstoffen. Für sie gelten keine Sammelquoten und Anforderungen an das Recycling nach der Batterierichtlinie/-gesetz, da es sich um keine Batterien handelt. Ferner unterliegen sie nicht der WEEE-Richtlinien bzw. dem ElektroG (vgl. Kapitel 4.3.4), da Elektrolyseure/Brennstoffzellen keiner der Kategorien im ElektroG zugeordnet werden können. Handelt es sich nach dem neuen ElektroG bei Elektrolyseuren/Brennstoffzellen um eine „ortsfeste Großanlage“ nach § 2 Abs. 1 Nr. 6 ElektroG, so sind Elektrolyseure/Brennstoffzellen von den Vorschriften des ElektroG nicht erfasst. Brennstoffzellen in der mobilen Anwendung (Wasserstofffahrzeuge) sind in jedem Fall vom ElektroG ausgenommen (siehe § 2 Abs. 1 Nr.7 ElektroG). Eine Klarstellung was unter einer „ortsfesten Großanlage“ zu verstehen ist, wird daher für die Rechtssicherheit bei Elektrolyseuren und anderen Anlagen empfohlen. Dazu sollte das BMUB/UBA einen Vorschlag zur Konkretisierung der WEEE-Richtlinie entwickeln und diesen auf europäischer Ebene einbringen.

Für Elektrolyseure und Brennstoffzellen sollten den Batterien entsprechende Sammelquoten und Recyclingeffizienzen eingeführt werden. Dies kann z. B. durch ihre Einbeziehung in die WEEE-Richtlinie bzw. dem ElektroG erfolgen oder durch Schaffung eines gesonderten Regelwerks. Da für die hier untersuchten Wasserstoffsysteme die Markteinführung derzeit nicht abgeschätzt werden kann wird empfohlen, dass das BMUB und das UBA die weitere Entwicklung verfolgen.

Empfehlungen zur Verminderung der spezifischen Risiken im Zusammenhang mit Nanomaterialien

Die herausragenden Eigenschaften verschiedener Nanomaterialien lassen sich nutzen um die Energieeffizienz von Systemen zur Energiespeicherung zu verbessern. Entsprechende technische Optimierungspotenziale sollten von den Entwicklern bzw. Herstellern innovativer Systeme weiter erforscht und in der Praxis genutzt werden. Allerdings müssen dabei die möglichen Risiken von Nanomaterialien während des gesamten Innovationsprozesses immer mit hinterfragt und frühzeitig minimiert werden. Für die Risikobeurteilung ist der jeweils aktuelle Stand der wissenschaftlichen Erkenntnisse zum Gefährdungspotenzial von Nanomaterialien in Betracht zu ziehen. Gegebenenfalls muss die Toxizität der spezifisch in ESS verwendeten Nanomaterialien gesondert getestet werden; dies ist allerdings die Aufgabe der Nanomaterialhersteller. Für eine konkrete Risikobewertung der in ESS verwendeten Nanomaterialien ist es nötig, sowohl deren human- als auch das öko-toxikologische Ge-

fährdungspotenzial weiter zu erforschen. Dies betrifft auch lange bekannte Materialien in nano-Größe da technische Modifikation neue Risikofaktoren nach sich ziehen können.

Generell ist es im Sinne des Vorsorgeprinzips empfehlenswert eine Freisetzung von Nanomaterialien aus den ESS über deren gesamten Lebensweg zu vermeiden. Zusammengefasst werden die folgenden Strategien zur Vermeidung der Expositionsschwerpunkte bei Mensch und Umwelt vorgeschlagen:

- ▶ Die mechanische oder thermische Synthese und Weiterverarbeitung pulverförmiger Nanomaterialien sind möglichst zu vermeiden wenn auch Prozessalternativen in wässrigem Medium zur Verfügung stehen. In jedem Fall sollten geeignete Abluftreinigung und -rückhaltesysteme sowie Abwasserbehandlung vorgehalten werden um die Verteilung von staubförmigen oder suspendierten Nanomaterialien am Arbeitsplatz und in die Umwelt zu verringern. Gleiches gilt für Umfüll- und Umschlagprozesse von Nanomaterialien, die während der Fertigungskette der ESS stattfinden.
- ▶ Hersteller und Verwender von Nanomaterialien entlang des Lebenszyklus‘ von ESS sind angehalten im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung alle Expositionswege zu berücksichtigen (insbesondere inhalative Exposition).
- ▶ Das Design der ESS sollte so ausgelegt sein, dass Nanomaterialien fest in der Produktmatrix eingebunden oder verkapselt sind und soweit möglich in keinem direkten Kontakt zu Abgasen stehen (z. B. bei Brennstoffzellen).
- ▶ Eine Kennzeichnung nanomaterialhaltiger ESS kann helfen, das Expositionsrisiko bei Recycling und anderen Entsorgungsprozessen zu senken. Informationen über nanoskalige Inhaltsstoffe sind notwendig, damit die nötigen Schutzvorkehrungen zur Expositionsminderung getroffen werden.
- ▶ Eine mechanische Zerkleinerung (Schreddern) der ESS während der Entsorgungsphase ist zu vermeiden, um einer Freisetzung nanoskaliger Schredderstäube vorzubeugen. Direkte pyro- oder hydrochemische Verwertungswege sind weniger expositionsgefährlich und deshalb zu bevorzugen. Auch hier sollten geeignete technische und organisatorische Maßnahmen zur Emissionsbegrenzung ergriffen werden.
- ▶ Ausgemusterte ESS sollten nicht in Schwellen- und Entwicklungsländer exportiert werden, um jedwede unsachgerechte Zerlegung und Entsorgung der ESS auszuschließen. Dazu könnte seitens der Überwachungsbehörden eine Logistik zum Monitoring der Entsorgungswege von nanomaterialhaltigen ESS entwickelt werden.

Forschungsbedarf: Im Rahmen dieser Studie konnte aufgrund von Informationslücken keine umfassende Beurteilung des tatsächlichen Gefährdungspotenzials der in ESS verwendeten Nanomaterialien sowie deren Expositionsrisiken geleistet werden. Insbesondere die zukünftig erwarteten Innovationen im Gebiet der Nanomaterial-basierten ESS lassen sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keiner robusten Risikoabschätzung unterziehen. Es wird deshalb empfohlen, den fortschreitenden Innovationsprozess im Rahmen einer Technikfolgenabschätzung kritisch zu begleiten. Dabei sind besonders die möglichen Risiken (Toxizität und Expositionswege) für Mensch und Umwelt im Verlauf des angenommenen Lebensweges zukünftiger ESS von Interesse.

Umweltrelevanz – toxische und gefährliche Eigenschaften

In der Umweltrelevanz werden gefährliche Eigenschaften wie Humantoxizität, Umwelttoxizität und gefährliche physikalische Eigenschaften auf Basis der eingesetzten Substanzen diskutiert und nach einem Schema bewertet. In die Gesamtbewertung (siehe Kapitel 8.2.2) werden zusätzlich noch die CMR-Merkmale einbezogen.

Als Batterietyp mit der höchsten Umweltrelevanz wird die Blei-Säure-Batterie bewertet. Da, wie diese Studie zeigt, inzwischen alternative Batteriesystem zur Verfügung stehen, sollte ein Ersatz von Blei-

Starterbatterien durch z. B. die LTO-LFP erwogen und ggf. durch Forschung und Praxistests aktiv unterstützt werden.

Für die Lithium-Ionen-Batterien (LiB) wurde die C-LFP Batterie und mit Abstand die LTO-LFP mit der geringsten Umweltrelevanz bewertet. Für die C-NCA Batterie liegt zurzeit nur eine provisorische Einstufung vor. Falls die Einstufung verifiziert werden kann, ist die C-NCA Umweltrelevanz auf einem Niveau zwischen der C-LFP und der LTO-LFP einzuordnen.

Die LiB C-NMC weist hingegen eine sehr hohe Umweltrelevanz vergleichbar mit der Blei-Batterie auf. Im direkten Vergleich mit den anderen diskutierten LiB sollten diese gegenüber der C-NMC bevorzugt werden.

Die Bewertung zeigt, dass insbesondere die Zn-Luft-Batterie, die Na-S Batterie und die V-V Redox-Flow-Batterien als Energiespeicher mit einer potenziell erhöhten Umweltrelevanz einzustufen sind. Die Gründe für die hohe Umweltrelevanz liegen in der Verwendung der Schwermetalle Zink, Blei und Kobalt bei der Zink-Luft-Batterie, in der Verwendung großer Mengen Vanadium (V) in der V-V-Redox-Batterie und der Polysulfid der Na-S-Batterie. Ein Austausch der Materialien ist weder für die Na-S oder die V-V-Redox Batterie denkbar. Bei der Zink-Luft-Batterie sollte im Rahmen von UBA/BMBF initiierten Forschungsprojekten der Einsatz der relativ hohen Mengen der Katalysatoren Blei und Kobalt überprüft werden.

Für die Vanadium Redox-Batterie fehlen Daten zur Bewertung der Gefahren von Vanadium (II), und Vanadium (III) salze. Diese sollte von potenziellen Betreibern eingefordert werden.

Insgesamt überrascht die hohe Anzahl an Gefahrenmerkmalen und Mengen, die für die Inhaltsstoffe der betrachteten Batterien identifiziert werden konnte. In einer Recyclingwirtschaft mit sehr spezifischen (kleinen) Anlagen könnten diese Anlagen der Störfall-VO unterliegen, die wiederum die Struktur der Recyclingwirtschaft beeinflussen könnten.

Aufgrund der langen Lebenszeit der Batterien sollte ein vom UBA angestoßener Diskussionsprozess der relevanten Akteure (z.B. Planspiel) für weitergehende Klarheit bezüglich des Recyclings sorgen, z.B. welchen Einfluss die Störfall-VO auf die Struktur des Recyclings, insbesondere der Batterien, haben könnte.

Verbesserungen der Datenlage für die Bewertung der ESS

Bei der Empfehlung zur Verbesserung der Datenlage wird der bestehende Forschungsbedarf adressiert.

Die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen aus der Herstellung der Energiespeichersysteme hat – auch wenn es sich hier um keine detaillierte Ökobilanz sondern nur eine einfache Abschätzung handelt – gezeigt, dass die Datenlage (insbesondere Emissionsfaktoren für Zellmaterialien) für die Herstellung der Materialien selbst und auch die Herstellung der Energiespeicher aus den Materialien sehr lückenhaft ist. Auf konkrete Datenfragen wurde im Kapitel 8.4 ausführlicher eingegangen. Für die Lithium-Ionen-Batterien existieren zwar deutlich mehr LCAs als für alle anderen relevanten ESS aber auch hier ist zu vermuten, dass die unterschiedlichen potenziellen Typen von Li-Ionen-Batterien auf der derzeitigen Datenbasis nur schwer vergleichend bewertet werden können. Dies ist insbesondere im Hinblick auf zukünftige Entwicklung mit anderen Elektrodenmaterialien zu erwarten.

Eine verbesserte Datenlage würde auch eine einfachere umweltseitige Bewertung von Recyclingverfahren bzw. des gesamten Lebensweges und einen einfacheren Vergleich zwischen Primär- und Sekundärrohstoffen für die Herstellung der ESS erleichtern. Der Stand der umweltseitigen Bewertung des Recyclings von Li-Ionen-Akkumulatoren wurde in Kapitel 8.1.4 beschrieben. Dort wurde erläutert, dass aus (Lithorec II 2015) und (EcoBatRec 2015) weitere Erkenntnisse zu erwarten sind.

Gleichzeitig wurde deutlich, dass bei der umweltseitigen Bewertung der Rohstoffentnahme große methodische Schwierigkeiten bestehen. Hierunter fallen z. B. Naturzerstörung, Biodiversität oder Radioaktivität. Ein weiteres Thema, das bei den Primärrohstoffen eine wichtige Rolle spielt sind die sozialen Auswirkungen insbesondere in den Förderländern. Hier bestehen große Defizite und eine standardmäßige Berücksichtigung in LCAs in naher Zukunft ist nicht absehbar.

Mit Blick auf die Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von Recyclingverfahren für die ESS (z. B. Zink-Luft oder Natrium-Schwefel) werden Forschungsvorhaben analog LiBRi und Lithorec empfohlen bei denen die Umweltauswirkungen des Recyclings und ein Vergleich zur Primärherstellung adressiert werden.

Zu einer umfassenden Bewertung von Rohstoffen gehören wie erläutert die umweltseitigen und sozialen Auswirkungen. Um dem gerecht zu werden ist kontinuierliche Forschungsarbeit in den kommenden Jahren notwendig. Dabei geht es sowohl um die Entwicklung oder Weiterentwicklung von Methoden und Indikatoren als auch um konkrete Datenfragen. Für die Bewältigung dieser Aufgabe ist die Zusammenarbeit der verschiedenen Akteure wie BMUB, UBA (vgl. das laufende Vorhaben (ÖkoRess 2015)) aber auch z. B. BGR und Industrie (Minenunternehmen) geboten.

Eine verbesserte Datengrundlage wird auch notwendig sein, um die innovativen ESS mit konventionellen Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen zukünftig vergleichen zu können. Insgesamt ist eine Verbesserung der Datenlage zur Herstellung, dem Gebrauch und dem Recycling von ESS eine wichtige strategische Aufgabe.

Zukünftige Wasserstoffspeichersysteme

Die Empfehlungen zu den Wasserstoffspeichersystemen adressieren sowohl Umweltaspekte als auch zukünftigen Forschungsbedarf.

Die Betrachtung der Wasserstoffspeichersysteme aus Sicht der Treibhausgasemissionen (vgl. Kapitel 8.4.3) zeigt, dass der Aufbau einer Wasserstoffkette mit dem lokalen Niederdruckspeicher MDT 45 (vgl. Kapitel 3.9) aufgrund dessen hohen Stahlbedarfs nicht empfehlenswert ist. Die ersten Abschätzungen der Treibhausgasemissionen lassen erwarten, dass der Aufbau eines Pipeline-Netzes für Wasserstoff eine bessere Alternative darstellt.

Im Rahmen des vorliegenden Projekts konnten viele wichtige Informationen und Daten erarbeitet und beschafft werden: Materialbedarf verschiedener Wasserstoffketten, Bewertung der Umweltrelevanz (Human-, Ökotoxizität und physikalische Gefahren) von Wasserstoffketten bzw. –komponenten, Abschätzung der Risiken im Zusammenhang mit Nanomaterialien, eine erste Einschätzung zum Recycling von Wasserstoffspeichersystemen sowie Wirkungsgrad und Kosten von Wasserstoffketten. Ausgenommen beim hier betrachteten Vorhaben war jedoch der Transport des Wasserstoffs. Außerdem wurden auch die Wasserstoffspeicher nicht in der Tiefe wie andere Komponenten untersucht, da deren Materialien nicht als bedarfsrelevant eingestuft wurden. Zu weitergehenden Untersuchungen gehören immer auch eine Bewertung aus ökonomischer, Umwelt- und Rohstoff-sicht.

Vor dem Hintergrund der derzeit noch unklaren zukünftigen Entwicklung der/des Wasserstoffpfa-de/s sollte im Rahmen eines Forschungsvorhabens eine umfassende und detaillierte Untersuchung der verschiedenen Optionen für Wasserstoffketten erfolgen. Diese Optionen sollten sowohl den stationären als auch den mobilen Bereich beinhalten und zur strategischen Entwicklung bzw. Weiterentwicklung möglicher zukünftiger Wasserstoffpfade beitragen.

12 Anhang

12.1 Zusammenfassung der Daten innovativer ESS

Die folgenden Tabellen geben eine Zusammenfassung der Kenndaten der verschiedenen Speichersysteme normalisiert auf die funktionale Einheit von 20 kWh Speicherkapazität von Akkumulatoren bzw. 5,5 MWh für Wasserstoffsysteme.

Tabelle 12-1: Vergleich der Kenndaten von Blei-Säure (Referenz) und Li-Akkumulatoren

	Blei-Säure	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP
Wirkungsgrad [%]	78	98	98	98	98
Selbstentladung [%·Monat ⁻¹]	4	2	2	2	2
Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	24	92	102	76	50
Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	20	50	50	50	50
Verhältnis Spez. Energie zu spez. Leistung [Wh·W ⁻¹]	1,2	1,8	2,0	1,5	1
20 kWh Akkugewicht [kg]	1834,2	218,3	196,1	261,6	399,9
20 kWh Akkuleistung [kW]	16,7	10,9	9,8	13,1	20

Anmerkung: Die spezifische Leistung von Hochenergie Li-Ionen-Akkumulatoren wurde auf mindestens 50 W·kg⁻¹ festgelegt. Li-Ionen-Akkumulatoren für Elektrofahrzeuge werden gewöhnlich mit einer höheren spezifischen Leistung ausgelegt.

Tabelle 12-2: Vergleich der Kenndaten von Blei-Säure (Referenz) sowie Redox-Flow, Natrium-Schwefel und Zink-Luft

	Blei-Säure	Redox V-V	Redox Cr-Fe	Na-S	Zn-Luft
Wirkungsgrad [%]	78	75	68	85	50
Selbstentladung [%·Monat ⁻¹]	4	0 *	0 *	0 **	2
Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	24	50	17	98	82
Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	20	8	3	98	10
Verhältnis Spez. Energie zu spez. Leistung [Wh·W ⁻¹]	1,2	6,3	6,3	1	8,2
20 kWh Akkugewicht [kg]	1834	492	1 416	204	407 ***
20 kWh Akkuleistung [kW]	16,7	4,0	4,0	20	4,0

* Nur Selbstentladung im Tank.

** "Thermische Selbstentladung" wurde nicht berücksichtigt.

*** Durch die begrenzte spezifische Leistung von Zn-Luft-Akkumulatoren muss eine Kapazität von 33,3 kWh installiert werden, um eine Mindestleistung von 4 kW zu erreichen.

Tabelle 12-3: Vergleich der Kenndaten von ausgewählten Wasserstoffsyste men

	AEL, H2-Motor	1. AEL-300bar-PEM-BZ	2. AEL-45bar - PEM-BZ	3. PEMEL-300bar-PEM-BZ	4. AEL-700bar-PEM-BZ
Wirkungsgrad [%]	26,4	28,6	31,0	25,9	28,1
Selbstentladung [%·Monat ⁻¹]	0	0	0	0	0
Spezifische Energie [Wh·kg ⁻¹]	36,9	38,9	38,1	78,7	49,4
Spezifische Leistung [W·kg ⁻¹]	5,7	6,0	5,8	12,1	7,6
Verhältnis Spez. Energie zu spez. Leistung [Wh·W ⁻¹]	6,4	6,5	6,5	6,5	6,5
5,5 MWh Speichergewicht [kg]	150 000	142 219	145 499	70 402	112 201
5,5 MWh Speicherleistung [kW]	850	850	850	850	850

Für Wasserstoffsyste me wurde eine funktionale Einheit mit einer Stromerzeugungskapazität von 5,5 MWh_{el} gewählt.

12.2 Factsheets

Tabelle 12-4: Factsheet: Blei-Säure-Akkumulatoren

Bezeichnung	Blei-Säure-Akkumulatoren
Speicherprinzip	Im Blei-Säure-Akkumulator werden Blei auf der negativen Elektrode und Bleidioxid auf der positiven Elektrode mit Schwefelsäure zu Bleisulfat umgesetzt.
Verfügbarkeit bzw. Entwicklungsstand	Blei-Säure-Akkumulatoren sind weltweit verfügbare industrielle Massenprodukte. Kapazitäten von 1 Ah bis über 1.000 Ah werden angeboten. Häufig werden Zellblocks mit 6 V, 12 V und 24 V konfektioniert. Traktionsbatterien werden oft als Kompletttröge aus Einzelzellen konfiguriert. Es existieren weltweit Produktionsstätten für Blei-Säure-Akkumulatoren. In den letzten Jahren ist in den Industrieländern vor allem bei Starterakkumulatoren eine erhebliche Konzentration auf wenige große Hersteller erfolgt. Unabhängig davon gibt es eine Vielzahl an Herstellern in Schwellenländern wie China und Indien, die mit Low-Cost Produkten weltweit Fuß fassen.
Speicherkapazitäten in Deutschland	
Ausbaupotenzial in Deutschland	
Aktuelle Einsatzgebiete	Starterakkumulatoren (Marktanteil 50 % an allen Blei-Säure-Batterien) Stationäre Anwendungen (USV, netzferne Stromversorgung, PV) (25 %) ▸ Notstrom ▸ Unterbrechungsfreie Stromversorgung ▸ Netzferne Stromversorgung Industrielle Traktion (Flurförderzeuge) (25 %)
Zukünftige Einsatzgebiete	Mikrohybride und Start-Stop-Automatik bei konventionellen Fahrzeugen bieten Zuwachspotenzial. Durch Speicherung für den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom ergeben sich zusätzliche Anwendungsperspektiven. Infolge der günstigen Kostensituation sind die Marktchancen für Blei-Säure-Akkumulatoren bei Anlagen zur Netzstützung im MWh-Bereich gut.
Technische Kenndaten	Energiedichte (Zelle): 70 ... 90 Wh·l⁻¹ Spezifische Energie (Zelle): 25 ... 45 kWh·kg⁻¹ Spezifische Leistung (Zelle): 100 ... 300 W·kg⁻¹, 300 ... 800 W·kg⁻¹ bei speziellen Zellen Lebensdauer: Industriebatterien bis 1.500 Zyklen, bis 15 Jahre Wirkungsgrad: 75 % - 85 % (geringe Strombelastung bis 90 %) Selbstentladung: 3 ... 5 % pro Monat

Bezeichnung	Blei-Säure-Akkumulatoren
Weitere technische Spezifikationen	Optimale Lagerung bei 100 % Ladezustand und 10-20 °C. Optimale Betriebstemperatur um 25 °C. Die Lebensdauer von Blei-Batterien wird bei Tiefentladung stark beeinträchtigt. Ladekontrolle und Tiefentladungserkennung sind für einen optimierten Betrieb erforderlich.
Wirtschaftliche Kenndaten	Heute: Industrieeakkumulatoren: 100 ... 200 €·kWh⁻¹ Starterakkumulatoren: 50 ... 100 €·kWh⁻¹ Horizont 2030 Horizont 2050 Die Kosten für Blei-Säure-Akkumulatoren sind stark von der Entwicklung des Weltmarktpreises für Blei abhängig.
Sicherheit	Batterien mit Flüssigelektrolyt müssen gewartet werden. Wasserstoffentwicklung bei Überladung ist zu berücksichtigen. Batterieräume müssen ausreichend belüftet sein. Moderate Überladung ist machbar und wird bei Zellen mit Flüssigelektrolyt zur Verhinderung der Säureschichtung genutzt. Batteriegehäuse kann bei starker Überladung und bei Überentladung versagen. Dabei können Schwefelsäure und bleihaltige Partikel freigesetzt werden.
Umwelt und Rohstoffaspekte	Blei ist ein giftiges Schwermetall. Der Elektrolyt Schwefelsäure ist stark ätzend und wassergefährdend. Recycling von Blei-Säure-Akkumulatoren ist weltweit gut etabliert.
Umweltrelevanz (physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität sowie CMR)	3.812 kWh * MS I sowie H360Df
Chemische Vorgänge beim Laden und Entladen	Negative Elektrode: $\text{Pb} + \text{SO}_4^{2-} + 2 \text{e}^- \leftrightarrow \text{PbSO}_4 + \text{H}_2\text{O}$ Positive Elektrode: $\text{PbO}_2 + 4 \text{H}^+ + \text{SO}_4^{2-} \leftrightarrow \text{PbSO}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}$ Zellspannung ca. 2V
Hauptbestandteile:	Aktivmasse: Blei, Bleidioxid 13,3 kg·kWh⁻¹ Stromsampler und Ableiter: Bleilegierung (Pb-Sb, Pb-Ca) 11,8 kg·kWh⁻¹ Schwefelsäure 7,9 kg·kWh⁻¹ Gehäusekunststoff (PP) und Separator (Kieselsäuregefülltes PP, Glasfasermatten, Kieselsäure) 3,9 kg·kWh⁻¹
Risiken der Technologieentwicklung	Blei-Säure-Akkumulatoren sind technisch ausgereift. Sie haben aktuell die geringsten spezifischen Kosten. Es gibt eine etablierte Recycling-Infrastruktur in Industrieländern. In Schwellen- und Entwicklungsländern bestehen derzeit noch erhebliche Umweltprobleme durch unangemessene Recyclingpraktiken. Durch die begrenzte Zyklenlebensdauer erreichen Batteriespeicher typischerweise nach 4 bis 5 Jahren nur noch 80 % der Nennkapazität und müssen dementsprechend ersetzt werden.

Material	Materialbedarf g·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Blei (Pb) (alle Bleiverbindungen in der Zelle)	27,4	7439-92-1	H302 H332 H351	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken oder Einatmen Kann vermutlich Krebs erzeugen
Bleioxid (PbO)		1317-36-8	H360Df H373 H410	Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen Kann die Organe schädigen bei längerer oder wiederholter Exposition Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung.
Bleioxid (PbO ₂)		1309-60-0	H272 H302 H332 H351 H360Df H373 H410	Kann Brand verstärken, Oxidationsmittel Gesundheitsschädlich bei Verschlucken oder Einatmen Kann vermutlich Krebs erzeugen Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen Kann die Organe schädigen bei längerer oder wiederholter Exposition Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung.
Schwefelsäure (H ₂ SO ₄)		7664-93-9	H314	Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden.
Antimon		7440-36-0		Kein gefährlicher Stoff oder gefährliches Gemisch gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1272/2008

Tabelle 12-5: Factsheet: Lithium-Ionen-Akkumulatoren

Bezeichnung	Lithium-Ionen-Akkumulatoren
Verfügbarkeit bzw. Entwicklungsstand	Lithium Ionen-Akkumulatoren für den 4C-Markt (Cell-phones, Computers, Cameras, Cordless tools) sind industriell mit hoher Qualität gefertigte Massenprodukte. Die meisten Produktionsstätten stehen in Asien. Es existieren verschiedene Ausführungsformen. Hoch standardisiert sind zylindrische Zellen vom Typ 18650 (18 mm Durchmesser, 65 mm Länge). Kapazitäten über 3,5 Ah sind für diesen Zelltyp kommerziell verfügbar. Akkumulatoren für portable Telefone, Smartphones, Tablet-Computer etc. werden häufig für individuell gefertigte Sonderlösungen in prismatischer Form eingesetzt. Darüber hinaus gibt es noch Zellen in einem sogenannten Pouch-Gehäuse. Für Anwendungen in Hybridfahrzeugen werden Zellen mit einer Kapazität von 5-7 Ah eingesetzt. In Elektrofahrzeugen verbaute Zellen haben typischerweise eine Kapazität um 20-40 Ah. Für stationäre Anwendungen werden Zellen ab 40 Ah favorisiert. Akkumulatorzellen mit hohen Kapazitäten >40 Ah sind ebenfalls kommerziell verfügbar.
Speicherkapazitäten in Deutschland	
Ausbaupotenzial in Deutschland	
Aktuelle Einsatzgebiete	Hauptanwendungsgebiet: Energieversorgung portabler elektronischer Geräte (4-C-Markt). Elektromobilität (elektrische Straßenfahrzeuge, Hybride)
Zukünftige Einsatzgebiete	Erhebliche Zuwächse werden aus Anwendungen in Kraftfahrzeugen erwartet. Hierzu gehören batteriebetriebene Elektrofahrzeuge sowie Hybridfahrzeuge. Anwendungen als stationäre Energiespeicher zur Lastverschiebung, bzw. Netzstabilisierung werden ebenfalls relevant. Hierzu zählen auch Batteriespeicher zur Ausweitung des Eigenverbrauchs in Gebäuden mit Photovoltaikanlagen.
Technische Kenndaten	Energiedichte (Zelle): 250 Wh·l⁻¹ (optimiert auf Energie) Spezifische Energie (Zelle) 90 bis 200 Wh·kg⁻¹ Lebensdauer¹³⁶: 500 - 7000 Zyklen, 3 - >10 Jahre Wirkungsgrad: bis 98 % (Entladung über mehrere Stunden)

¹³⁶ Die Ladeschlussspannung und die Lade- / Entladerate haben großen Einfluss auf die Zyklenlebensdauer und die kalendarische Lebensdauer.

Bezeichnung	Lithium-Ionen-Akkumulatoren
	ca. 95 % (Hochstromentladung ca. 12 Minuten)
	Selbstentladung: 1-3 % pro Monat
Weitere technische Spezifikationen	Leistungsfähigkeit stark reduziert bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt.
Wirtschaftliche Kenndaten	Die folgenden Kostenschätzungen gelten für großformatige Zellen. Gegenwart (System): 1500 €·kWh ⁻¹ Horizont 2030 (System): 250 - 300 €·kWh ⁻¹ Horizont 2050 (System): <200 €·kWh ⁻¹ Die spezifisch niedrigsten Kosten haben Zellen im 18650-Format. Kosten um 150 U.S.\$·kWh ⁻¹ (113 €·kWh ⁻¹) wurden erreicht.
Sicherheit	LCO, LNMC , LNCA und LMO zersetzen sich bei hohen Temperaturen unter Wärmeentwicklung und Sauerstoffentwicklung. LFP zersetzt sich bei hohen Temperaturen nicht unter Sauerstoffentwicklung Die organischen Elektrolyte von Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind brennbar.
Umwelt und Rohstoffaspekte	Lithium Ionen-Akkumulatoren enthalten umweltrelevante Schwermetalle wie Nickel und Kobalt. Im Brandfall muss mit der Freisetzung gefährlicher Gase und Stäube gerechnet werden. Leitsalze können sich bei Zutritt von Feuchtigkeit und im Brandfall unter Entwicklung von Flusssäure zersetzen. Recycling von Lithium-Ionen-Akkumulatoren ist Gegenstand laufender F&E-Arbeiten. Recyclingeffizienzen C-LNMC: Co 95%, Li 70%, Ni 95%, Mn 95% Recyclingeffizienzen C-LNCA: Co 95%, Li 70%, Ni 95% Recyclingeffizienzen C-LFP: Li 70% Recyclingeffizienzen LTO-LFP: Li 70%
Umweltrelevanz (physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität sowie CMR)	C-LNMC 3.707 kWh * MS I C-LNCA 272.582 kWh * MS I sowie H351 C-LFP 269.990 kWh * MS I LTO-LFP 94.449 kWh * MS I
Chemische Vorgänge beim Laden und Entladen	Positive Elektrode: $\text{Li}_{(1-x)}\text{MO}_2 + x \text{e}^- + x \text{Li}^+ \leftrightarrow \text{LiMO}_2$ Negative Elektrode: Graphit: $\text{LiC}_6 \leftrightarrow \text{C}_6 + \text{e}^- + \text{Li}^+$ Kohlenstoff allg. $\text{Li}_x\text{C}_n \leftrightarrow n\text{C} + x \text{e}^- + x \text{Li}^+$ Mittlere Zellspannungen LCO-C 3,7 V LMO-C 3,9 V LNMC-C 3,6 V LNCA-C 3,6 V LFP-C 3,3 V LFP-LTO 1,9 V

Bezeichnung	Lithium-Ionen-Akkumulatoren
Hauptbestandteile [kg·kWh ⁻¹]:	Aktivmaterial der positiven Elektrode:¹³⁷ LCO 1,69 LMO 1,97 LNMC 1,54 LNCA 1,85 LFP 2,16 Aktivmaterial negative Elektrode:¹³⁸ Graphit 1,2 LTO 3,51 Sonstige Materialien (Ableiter, Separator, Hilfsstoffe, Gehäuse etc.):¹³⁹ Aluminiumableiterfolie 0,46 Kupferableiterfolie 0,96 Leitruße und Binder 0,45 Separator 0,10 Elektrolyt 0,70 Gehäuse (18650 Aluminium) 0,70
Risiken der Technologieentwicklung	Lithium-Ionen-Akkumulatoren haben sich innerhalb kurzer Zeit in vielen Anwendungen als Stand der Technik durchgesetzt. Weitere Fortschritte sind eher evolutionär zu erwarten. Wesentliche Aspekte für die weitere Entwicklung sind Kosten und Sicherheit, vor allem bei Zellen bzw. Batterien mit hoher Kapazität.

¹³⁷ Die hier dargestellten Stoffmengen sind spezifisch für den jeweils gewählte positive Elektrode des Akkumulators. Das heißt: z.B. ein Li-Ionen-Akkumulator mit LCO als positiver Elektrode enthält 1.69 kg·kWh⁻¹ an LCO

¹³⁸ Die hier dargestellten Stoffmengen sind spezifisch für die jeweils gewählte negative Elektrode des Akkumulators..Das heißt z.B. ein Li-Ionen-Akkumulator mit einer negativen Elektrode aus Graphit einhält 1,2 kg·kWh⁻¹ an Graphit.

¹³⁹ Die hier aufgeführten Materialien sind unabhängig von den gewählten Aktivmaterialien.

Material	Materialbedarf g·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H- Sätze	Gefahren
LCO als positives Aktivmaterial	1 689	12190-79-3	H317 H350	Gefahr allergischer Hautreaktionen, kann Krebs erzeugen Carc. Cat. 2B
LMO als positives Aktivmaterial	1 972	12057-17-9	Keine	-
LNMC als positives Aktivmaterial	1 543	346417-97-8	H317 H351	Gefahr allergischer Hautreaktionen Verdacht auf Krebserzeugung Carc. Cat. 2
LNCA als positives Aktivmaterial	1 852	193214-24-3	H317 H351	Gefahr allergischer Hautreaktionen Verdacht auf Krebserzeugung Carc. Cat. 2
LFP als positives Aktivmaterial	2 164	15365-14-7	Keine	-
Aluminium: Ableiterfolie für die Positive	460	7429-90-5	H400	Sehr giftig für Wasserorganismen
Leitruß z. B. Super P	~400	1333-86-4	Keine	-
Grafit z. B. SMG-Grafit	1 200	7782-42-5	Keine	-
Kupfer: Ableiterfolie für die Negative	960	7400-50-8	Keine	-
Polyvinylidenfluorid	~ 50	24937-79-9	Keine	-
Separator (Polyolefiene)	100	PP: 9003-07-0 PE 9002-88-4	Keine Keine	-
Ethylencarbonat (EC)	292	96-49-1	H315 H319 H335	Reizung von Haut, Augen, Atemwegen
Dimethylcarbonat (DMC)	298	616-38-6	H225 H315 H319 H335	Leicht entzündlich Reizung von Haut, Augen, Atemwegen
Lithiumhexafluorophosphat (LiPF ₆)	110	21324-40-3	H314 H302 H318 H317 H413	Schwere Verätzung von Auge und Haut, Augenreizend, schädlich für Wasserorganismen

Bezeichnung	Lithium-Ionen-Akkumulatoren			
Propylencarbonat (PC)	Lösungsmittel	108-32-7	H319	Augenreizung
Ethyl-Methyl-Carbonat (EMC)	Lösungsmittel	623-53-0	H226 H315 H319 H335	Flüssigkeit und Dampf entzündbar, verursacht Hautreizungen, verursacht schwere Augenreizungen, kann Atemwege reizen
Vinylencarbonat (VC)	Elektrolyt Additiv 1-2 %	872-36-3	H302 H311 H315 H318	Akut toxisch bei oraler oder dermaler Aufnahme, Augen-, Hautreizung
Propan-Sulton	Elektrolyt Additiv 1-2 %	1120-71-4	H302 H312 H319 H350	akut toxisch bei oraler oder dermaler Aufnahme; Augen-, Hautreizung; Carcinogen Kategorie 1B
Lithium-Bisoxalato Borat	Leitsalz	244761-29-3	H302 H318 H317 H413	Augenreizung Allergieauslösend schädlich für Wasserorganismen
Carbonfasern	Additiv: erhöht die Elektrodenleitfähigkeit	-	-	-
Carbon-Nanofasern	Additiv: erhöht die Elektrodenleitfähigkeit	7782-42-5	H319 H335	Augen- und Atemwegsreizung

Hinweise:

Die in der Tabelle genannten positiven (LCO, LMO, **LNMC**, **LNCA**, **LFP**) bzw. negativen (**C**, **LTO**) Aktivmaterialien sind jeweils als Alternative zu betrachten.

Es wird angenommen, dass Aktivmaterialien unterschiedlicher spezifischer Kapazität durch Variation der Schichtdicke zu Zellen gleicher flächenspezifischer Kapazität verarbeitet werden.

Tabelle 12-6: Factsheet: Redox-Flow-Akkumulatoren

Bezeichnung	Redox-Flow -Akkumulator
Speicherprinzip	Elektrische Ladung wird in Form von Redoxreaktionen polyvalenter Ionen für gewöhnlich im wässrigen Elektrolyten gespeichert. Die Akkumulatorspannung ergibt sich aus der Differenz der Redoxpotenziale der beteiligten Reaktanden.
Verfügbarkeit bzw. Entwicklungsstand	Redox-Flow-Akkumulatoren werden in Demonstrationsprojekten weltweit eingesetzt. Die Firma Gildemeister bietet Systeme als Prototypen bzw. (Vor-)Serienprodukte an. Eine Referenzinstallation steht z. B. im Technologiepark Bielefeld. Von chinesischen und koreanischen Herstellern sind erste Produkte verfügbar. Es gibt mehrere mögliche Redoxpaare für die positive und die negative Elektrode. Verbreitet sind das Vanadium-Vanadium-System und das Eisen-Chrom-System.
Speicherkapazitäten in Deutschland	
Ausbaupotenzial in Deutschland	
Aktuelle Einsatzgebiete	Redox-Flow-Akkumulatoren werden derzeit überwiegend in Feldversuchen oder Demonstrationsvorhaben eingesetzt. Diese umfassen Stationäre Energiespeicher mit Speicherdauern im Stunden bzw. Tagebereich. Lastverschiebung und Lastausgleich bei erneuerbaren Energien, Spitzenlastkappung, Netzunterstützung, netzferne Stromversorgung unterbrechungsfreie Stromversorgung.
Zukünftige Einsatzgebiete	s.o.
Technische Kenndaten	Energiedichte (System): 2,6 ... 9,4 Wh·l ⁻¹ Spezifische Energie (System) ¹⁴⁰ 6,0 ... 9,3 kWh·kg ⁻¹ Lebensdauer: > 10.000 Zyklen, > 10 Jahre Wirkungsgrad: 65 % - 75 % Selbstentladung: Zelle: wenige Stunden Tank: < 1 % pro Jahr
Weitere technische Spezifikationen	Die Reinheit der Elektrolyten ist von wesentlicher Bedeutung und hat erheblichen Einfluss auf die Kosten. Leistung und Speicher sind unabhängig dimensionierbar. Kann als DC-Transformator eingesetzt werden. Ladezustand einfach überwachbar Betrieb nur oberhalb des Gefrierpunkts. Die Zellreaktionen laufen bei erhöhter Temperatur schneller. V-V-System: maximal 45 °C (V ₂ O ₅ -Ausfällung) Cr-Fe-System: Betriebstemperatur idealerweise im Bereich 45-65 °C

¹⁴⁰ Vanadium-System, einschließlich umschließenden Schrank, Lüftung, Radiator, Container etc.

Bezeichnung	Redox-Flow -Akkumulator
	Die Betriebstemperatur ist durch Separatormembran begrenzt. Im Cr-Fe-System ist auf der Chromseite der Einsatz von Inhibitoren (Bi, Pb) und Katalysatoren (Au) notwendig.
Wirtschaftliche Kenndaten	Gegenwart: 859 ... 6 100 €·kW⁻¹, 368 ... 6.100 €·kWh⁻¹ Horizont 2030: 528 €·kW⁻¹, 243 €·kWh⁻¹ Horizont 2050: 509 €·kW⁻¹, 157 €·kWh⁻¹ Die Speicherkosten sind stark vom Marktpreis von Vanadium abhängig.
Sicherheit	In Cr-Fe-Systemen entsteht als Nebenprodukt Wasserstoff in nicht vernachlässigbarer Menge, der mit entsprechenden Sicherheitsvorkehrungen gehandhabt werden muss. Der Einsatz sogenannter Rekombinatorzellen ist erforderlich. Bei beiden Systemen kann im Überladefall auf der negativen Elektrode Wasserstoff entstehen. Auf der positiven Elektrode ist im Überladefall Elektrodokorrosion wahrscheinlicher als Sauerstoffentwicklung. Bei Überentladung von kann die V-V-Zelle problemlos umgepolt werden. Die elektrochemischen Reaktionen können bei unvorhergesehenen Zuständen (z. B. elektrischer Kurzschluss) durch Unterbrechen des Elektrolytflusses gestoppt werden. Redox-Flow-Akkumulatoren sind selbst bei Vermischen der geladenen Elektrolyte unkritisch.
Umwelt und Rohstoffaspekte	Der Leistungsteil von Redox-Flow-Akkumulatoren besteht in der Regel aus Kunststoffen sowie kohlebasierten Materialien. Infolge der erheblichen Größe von Redox-Flow-Akkumulatoren sind in Ergänzung zu den Nebenaggregaten wie Pumpen, Ventile und Steuerungselektronik erhebliche Mengen an Stahl für die Aufstellung und Einhausung der Batterie erforderlich. Vanadiumpentoxid (V₂O₅) ist als Staub besonders gesundheitsschädlich. In Redox-Flow-Akkumulatoren ist V₂O₅ gewöhnlich nur gelöst auf. Die Aktivmaterialien liegen in wässrig saurer Lösung vor, diese sind wassergefährdend. Direkte Umweltauswirkungen sind nur bei unkontrollierter Freisetzung des Elektrolyten zu erwarten. Recyclingeffizienzen V-V-System V ca. 100 % Recyclingeffizienzen Cr-Fe-System Cr ca. 100 %
Umweltrelevanz (physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität sowie CMR)	V-V-System 20.517 kWh * MS I Cr-Fe-System 45.454.545 kWh * MS I sowie H360Df
Chemische Vorgänge beim Laden und Entladen	Redoxvorgänge in wässriger Lösung. Die reaktiven Ionen liegen teilweise in komplex gebundener Form vor, was Auswirkungen auf die Reaktivität hat.

Bezeichnung	Redox-Flow -Akkumulator
	Betrachtete Systeme: Cr-Fe: mittlere Zellspannung beim Entladen ca. 0,9 V Negative Elektrode: $\text{Cr}^{2+} \leftrightarrow \text{Cr}^{3+} + \text{e}^-$ Positive Elektrode: $\text{Fe}^{3+} + \text{e}^- \leftrightarrow \text{Fe}^{2+}$ V-V: mittlere Zellspannung beim Entladen ca. 1,3 V Negative Elektrode: $\text{V}^{2+} \leftrightarrow \text{V}^{3+} + \text{e}^-$ Positive Elektrode: $\text{VO}_2^+ + \text{e}^- \leftrightarrow \text{VO}_2^{2+}$ Alternative Systeme: V-Fe, Polysulfid-Br₂, Zn-Br₂, Zn-Ce
Hauptbestandteile:	Kunststoffe Kohlenstoffhaltige Materialien (Ruß, Graphit, Carbonfilz) Elastomere Ionomerfolie (Separator) Aluminium Kupfer Stähle. (Edelstahl, Baustahl) V-V-System (60% Kapazitätsnutzung): Vanadium: 4,874 kg·kWh⁻¹ H₂SO₄ (2 molar): 71,434 kg·kWh⁻¹ Cr-Fe-System (60% Kapazitätsnutzung) Eisen: 7,717 kg·kWh⁻¹ Chrom: 7,185 kg·kWh⁻¹ HCl (1 - 3 molar): 284,673 kg·kWh⁻¹ Wismut 1,1 g·kW⁻¹ Blei 2,2 g·kW⁻¹ Gold 0,22 g·kW⁻¹
Risiken der Technologieentwicklung	Redox-Flow-Batterien müssen sich im Hinblick auf Investitions- und Betriebskosten gegenüber herkömmlichen Akkumulatoren durchsetzen. Die heutigen Anbieter kommen überwiegend aus dem Maschinen- und Anlagenbau, der Rohstoffindustrie oder sind Start-Ups.

Material	Materialbedarf g·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Vanadium (IV) sulfat (VOSO ₄)	Vanadium gesamt 4,9	123334-20-3	H302	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken
Vanadium(V)oxid		1314-62-1	H302 H332 H310 H319 H341 H361d H335 H372 H400 H411	Akute Toxizität, Oral (Kategorie 4) Akute Toxizität, Einatmen (Kategorie 4) Akute Toxizität Haut (Kategorie 1) Augenreizung Keimzell Mutagenität Reproduktionstoxizität Spezifische Zielorgan Toxizität - einmalige Exposition (Kategorie 3) Atmungssystem Spezifische Zielorgan Toxizität - wiederholte Exposition Akute aquatische Toxizität Chronische aquatische Toxizität
Schwefelsäure (H ₂ SO ₄)	71,4	7664-93-9	H314	Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden.
Eisen (III) chlorid (FeCl ₃ , Lösung)	Eisen gesamt 7,7	-	H290 H315 H318 H411	Kann gegenüber Metallen korrosiv sein Verursacht Hautreizungen Verursacht schwere Augenschädigungen Giftig für Wasserorganismen
Eisen (II)chlorid (FeCl ₂)		7758-94-3	H302 H314	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden
Chrom (III) chlorid	Chrom gesamt 7,2	10025-73-7	H302 H330 H315 H319	Akute Toxizität, Oral Akute Toxizität, Einatmen Reizwirkung auf die Haut Augenreizung
Chrom (II) chlorid		10049-05-5	H302 H315 H319	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Verursacht Hautreizungen Verursacht schwere Augen-

Material	Materialbedarf g·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
			H335	reizungen Kann Atemwege reizen
Salzsäure (HCl, 1 molar)	284,7	7647-01-0	H290 H315 H319 H335	Kann gegenüber Metallen korrosiv sein Verursacht Hautreizungen verursacht schwere Augen- reizungen Kann Atemwege reizen

Für Vanadiumsulfat der Oxidationsstufen II und III sind keine Daten verfügbar.

Tabelle 12-7: Factsheet: Natrium-Schwefel-Akkumulatoren

Bezeichnung	Natrium-Schwefel-Akkumulatoren
Speicherprinzip	In Natrium-Schwefel-Akkumulatoren werden elementares Natrium auf der negativen Elektrode und elementarer Schwefel auf der positiven Elektrode zu Natriumpolysulfid umgesetzt. Die Reaktanden werden durch einen keramischen, natriumleitenden Elektrolyten getrennt.
Verfügbarkeit bzw. Entwicklungsstand	Natrium-Schwefel-Akkumulatoren sind von einem Hersteller in 50 kW, 400 kWh-Modulen kommerziell verfügbar. Batterien im MW-Leistungsbereich wurden installiert.
Speicherkapazitäten in Deutschland	
Ausbaupotenzial in Deutschland	
Aktuelle Einsatzgebiete	Stationäre Energiespeicher mit Speicherdauern im Stunden bzw. Tagebereich. Lastverschiebung, Netzunterstützung, Netzferne Stromversorgung.
Zukünftige Einsatzgebiete	s.o.
Technische Kenndaten	Energiedichte (System): 90 - 240 Wh·l ⁻¹ Spezifische Energie (System) 100 - 240 Wh·kg ⁻¹ Lebensdauer: 3 500 - 5 000 Zyklen, ca. 15 Jahre Wirkungsgrad: 80 - 90 % Selbstentladung: 0 % pro Monat thermisch 10 % pro Tag
Weitere technische Spezifikation	Betriebstemperatur der Batterie ca. 300 °C. Aufrechterhalten der Betriebstemperatur muss durch Zyklisierung oder Zuheizung gewährleistet sein.
Wirtschaftliche Kenndaten	Gegenwart: 80 - 150 €·kW ⁻¹ , 500 - 700 €·kWh ⁻¹ Horizont 2030: ca. 200 €·kW ⁻¹ , 94 - 188 €·kWh ⁻¹ Horizont 2050: k.A. €·kW ⁻¹ , k. A. €·kWh ⁻¹
Sicherheit	Geschmolzenes Natrium und Schwefel reagieren heftig. Diese Situation kann bei Elektrolytbruch bzw. Dichtungsbruch eintreten. Dies war ursächlich für diverse Fahrzeugbrände sowie den Brand einer stationären Batterie im Jahr 2011. Ursächlich war wohl das Fehlen innerer elektrischer Sicherungen sowie von Abschottungen, die brennende Aktivmaterialien eindämmen. Die Ursachen wurden analysiert und entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen.
Umwelt und Rohstoffaspekte	Die für Natrium-Schwefel-Akkumulatoren benötigten Rohstoffe sind in großen Mengen verfügbar. Die Aktivmaterialien Natrium und Schwefel sind Gefahrstoffe, ebenfalls das Entladeprodukt Natriumpolysulfid. Die weiteren Materialien wie Stahl, Aluminium, Kupfer, Sand, ionen-

Bezeichnung	Natrium-Schwefel-Akkumulatoren		
	leitende Keramik, sonstige Keramik, Glas und Kunststoffe sind ebenfalls in großen Mengen verfügbar und können als ungefährlich eingestuft werden. Stromableiterbeschichtungen mit Chrom sind unter Umständen umweltrelevant. Die verwendeten Materialien eignen sich grundsätzlich zum Recycling. Entsprechende Verfahren zum Recycling oder zur sicheren Deponierung müssen entwickelt werden. Recyclingeffizienzen Na 0 %; S 0 %		
Umweltrelevanz (physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität sowie CMR)	28.329 kWh * MS I		
Chemische Vorgänge beim Laden und Entladen	Negative Elektrode: $2 \text{ Na} \leftrightarrow 2 \text{ Na}^+ + 2 \text{ e}^-$ Positive Elektrode: $x \text{ S} + 2 \text{ e}^- \leftrightarrow \text{S}_x^{2-}$ Zellspannung :2.08 V ($2 \text{ Na} + 3 \text{ S} \leftrightarrow \text{Na}_2\text{S}_3$).		
Hauptbestandteile:	Schwefel	1,23 kg·kWh ⁻¹	9,86 kg·kW ⁻¹
	Natrium	1,07 kg·kWh ⁻¹	8,58 kg·kW ⁻¹
	β"-Aluminiumoxid	1,01 kg·kWh ⁻¹	8,08 kg·kW ⁻¹
	α-Aluminiumoxid	0,22 kg·kWh ⁻¹	1,78 kg·kW ⁻¹
	Stahl	1,29 kg·kWh ⁻¹	10,30 kg·kW ⁻¹
	Aluminium	2,08 kg·kWh ⁻¹	16,61 kg·kW ⁻¹
	Grafit	0,12 kg·kWh ⁻¹	0,99 kg·kW ⁻¹
	Kupfer	0,34 kg·kWh ⁻¹	2,72 kg·kW ⁻¹
	Glas	0,25 kg·kWh ⁻¹	1,96 kg·kW ⁻¹
	Sand	1,52 kg·kWh ⁻¹	12,16 kg·kW ⁻¹
Risiken der Technologieentwicklung	Sicherheit bzw. sicheres Verhalten im Fehlerfall ist von ausschlaggebender Bedeutung für die Akzeptanz dieses Akkumulatorentyps in Zukunft. Der nach Batteriebränden vermehrte Einbau von Sicherheitseinrichtungen wird zunächst die Kosten dieses Akkumulatorentyps erhöhen.		

Bezeichnung		Natrium-Schwefel-Akkumulatoren		
Material	Materialbedarf kg·kWh ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Natrium	1,07	7440-23-5	H260 H314	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase, die sich spontan entzünden können Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschädigungen
Schwefel	1,23	7704-34-9	H315	Verursacht Hautreizungen
Natriumpolysulfid	Entsprechend Entladegrad	1344-08-7	H290 H301 H314 H400	Kann gegenüber Metallen korrosiv sein Giftig beim Verschlucken Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden Sehr giftig für Wasserorganismen

Tabelle12-8: Factsheet: Zink-Luft-Akkumulatoren

Bezeichnung	Zink-Luft-Akkumulatoren
Speicherprinzip	In Zink-Luft-Akkumulatoren wird in einem alkalischen Elektrolyten Zink mit Luftsauerstoff und Wasser zu Zinkhydroxid umgesetzt.
Verfügbarkeit bzw. Entwicklungsstand	Zink-Luft-Akkumulatoren sind gegenwärtig nicht als industrielle Produkte verfügbar. Aufgrund der attraktiven theoretischen spezifischen Energie und der breit verfügbaren und vergleichsweise kostengünstigen Rohstoffe sind Zink-Luft-Akkumulatoren immer wieder Gegenstand von Forschungs- und Entwicklungsprojekten oder die Thematik wird von wagniskapitalfinanzierten Start-up-Unternehmen aufgegriffen
Speicherkapazitäten in Deutschland	
Ausbaupotenzial in Deutschland	
Einsatzgebiete	Stationäre Energiespeicher mit Speicherdauern im Stunden bzw. Tagebereich. Lastverschiebung, Netzunterstützung, Netzferne Stromversorgung.
Technische Kenndaten	Energiedichte (System): 20 Wh·l⁻¹ Spezifische Energie (Zelle) 15 ... 75 Wh·kg⁻¹ Batterie (System) ca. 10 Lebensdauer: 300 Zyklen, 10 Jahre Ziel: 10 000 Zyklen mit alternativem Elektrolyt Wirkungsgrad: < 55 % Selbstentladung: ca. 2 % pro Monat (Luftmanagement)
Weitere technische Spezifikationen	Zink-Luft-Akkumulatoren benötigen ein Luft- und Elektrolytmanagementsystem, um die Leistungsfähigkeit der Luftelektrode zu erhalten.
Wirtschaftliche Kenndaten	Gegenwart: k.A. €·kW⁻¹, k.A. €·kWh⁻¹ Horizont 2030¹⁴¹: k.A. €·kW⁻¹, k.A. €·kWh⁻¹ Horizont 2050: k.A. €·kW⁻¹, k.A. €·kWh⁻¹
Sicherheit	Zink-Luft-Akkumulatoren sind wässrige Systeme mit vergleichsweise geringer Strombelastbarkeit. Bei hoher Belastung z. B. im Kurzschlussfall treten starke Polarisierungseffekte an der Luft und der Zinkelektrode auf, die den Strom und damit die Entladeleistung begrenzen. Zink-Luft-Akkumulatoren setzen bei der Ladung Sauerstoff frei. Dieser sollte durch geeignete Lüftungsmaßnahmen aus dem Zell- bzw.

¹⁴¹ Potenzielle Hersteller streben in der Entwicklungsphase an, die spezifischen Kosten von Bleiakkumulatoren zu unterbieten.

Bezeichnung	Zink-Luft-Akkumulatoren																																	
	Batteriegehäuse entfernt werden. Die gelegentliche Durchlüftung des Gehäuses ist auch empfehlenswert, um Wasserstoff, der sich in Spuren durch Korrosion von Zink in Wasser bilden kann, aus dem Zell- und Batteriegehäuse zu entfernen.																																	
Umwelt und Rohstoffaspekte	Zink-Luft-Akkumulatoren nutzen kobalthaltige bzw. lanthanhaltige Katalysatoren, die jedoch nur in vergleichsweise geringem Umfang eingesetzt werden. Für die sonstigen in Zink-Luft-Akkumulatoren eingesetzten Materialien sind gegenwärtig keine Rohstoffengpässe absehbar. Recyclingeffizienzen Co 95 %, Ni 95 %, Zn 85 %																																	
Umweltrelevanz (physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität sowie CMR)	53.937 kWh * MS I sowie H360Df, H351																																	
Chemische Vorgänge beim Laden und Entladen	Positive Elektrode: $\text{H}_2\text{O} + 1/2 \text{O}_2 + 2 \text{e}^- \leftrightarrow 2 \text{OH}^-$ Negative Elektrode: $\text{Zn} + 2 \text{OH}^- \leftrightarrow \text{Zn(OH)}_2 + 2 \text{e}^-$ Die mittlere Zellspannung bei der Entladung beträgt 1,1 V Die mittlere Zellspannung bei der Ladung beträgt ca. 2 V. Das in der Luft enthaltene CO ₂ muss durch einen geeigneten Filter entfernt werden. Hierzu kann wässrige Natronlauge (NaOH) dienen.																																	
Hauptbestandteile:	<table><tr><td>ZnO</td><td>1,906 kg·kWh⁻¹</td><td>15,251 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>PbO</td><td>0,047 kg·kWh⁻¹</td><td>0,378 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>Cellulose</td><td>0,255 kg·kWh⁻¹</td><td>1,804 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>PTFE</td><td>0,414 kg·kWh⁻¹</td><td>3,309 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>Kupferableiter negative Elektrode</td><td>0,291 kg·kWh⁻¹</td><td>2,327 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>Ruß (grafitiert, aktiviert)</td><td>0,324 kg·kWh⁻¹</td><td>2,589 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>Ruß (Diffusionsschicht)</td><td>0,324 kg·kWh⁻¹</td><td>2,596 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>Katalysator</td><td>0,325 kg·kWh⁻¹</td><td>2,596 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>Nickelableiter positive Elektrode</td><td>0,582 kg·kWh⁻¹</td><td>4,655kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>Elektrolyt (30% KOH)</td><td>1,955 kg·kWh⁻¹</td><td>15,720 kg·kW⁻¹</td></tr><tr><td>Kunststoff</td><td>0,644 kg·kWh⁻¹</td><td>5,149 kg·kW⁻¹</td></tr></table> Zusätzlicher Materialbedarf für eine 20 kWh Batterie Kunststoffgehäuse 22,5 kg Kupfer (Verbinder, Anschlüsse) 7,2 kg Adsorbens zu CO ₂ -Entfernung72,4 kg (wässrige NaOH) Stahl 20,0 kg	ZnO	1,906 kg·kWh ⁻¹	15,251 kg·kW ⁻¹	PbO	0,047 kg·kWh ⁻¹	0,378 kg·kW ⁻¹	Cellulose	0,255 kg·kWh ⁻¹	1,804 kg·kW ⁻¹	PTFE	0,414 kg·kWh ⁻¹	3,309 kg·kW ⁻¹	Kupferableiter negative Elektrode	0,291 kg·kWh ⁻¹	2,327 kg·kW ⁻¹	Ruß (grafitiert, aktiviert)	0,324 kg·kWh ⁻¹	2,589 kg·kW ⁻¹	Ruß (Diffusionsschicht)	0,324 kg·kWh ⁻¹	2,596 kg·kW ⁻¹	Katalysator	0,325 kg·kWh ⁻¹	2,596 kg·kW ⁻¹	Nickelableiter positive Elektrode	0,582 kg·kWh ⁻¹	4,655kg·kW ⁻¹	Elektrolyt (30% KOH)	1,955 kg·kWh ⁻¹	15,720 kg·kW ⁻¹	Kunststoff	0,644 kg·kWh ⁻¹	5,149 kg·kW ⁻¹
ZnO	1,906 kg·kWh ⁻¹	15,251 kg·kW ⁻¹																																
PbO	0,047 kg·kWh ⁻¹	0,378 kg·kW ⁻¹																																
Cellulose	0,255 kg·kWh ⁻¹	1,804 kg·kW ⁻¹																																
PTFE	0,414 kg·kWh ⁻¹	3,309 kg·kW ⁻¹																																
Kupferableiter negative Elektrode	0,291 kg·kWh ⁻¹	2,327 kg·kW ⁻¹																																
Ruß (grafitiert, aktiviert)	0,324 kg·kWh ⁻¹	2,589 kg·kW ⁻¹																																
Ruß (Diffusionsschicht)	0,324 kg·kWh ⁻¹	2,596 kg·kW ⁻¹																																
Katalysator	0,325 kg·kWh ⁻¹	2,596 kg·kW ⁻¹																																
Nickelableiter positive Elektrode	0,582 kg·kWh ⁻¹	4,655kg·kW ⁻¹																																
Elektrolyt (30% KOH)	1,955 kg·kWh ⁻¹	15,720 kg·kW ⁻¹																																
Kunststoff	0,644 kg·kWh ⁻¹	5,149 kg·kW ⁻¹																																
Aktuelle Einsatzgebiete	Zink-Luft Primärzellen werden in großen Mengen in Hörgeräten eingesetzt. In jüngster Zeit wurden Zink-Luft-Primärzellen zur Stromversorgung portabler Geräte vorgestellt. Zink-Luft-Akkumulatoren sind gegenwärtig im Entwicklungsstadium																																	

Bezeichnung	Zink-Luft-Akkumulatoren
Zukünftige Einsatzgebiete	und werden nicht in industriellem Umfang eingesetzt. Speicherung regenerativer Energie. Lastverschiebung, Spitzenlastausgleich. Zink-Luft-Akkumulatoren haben ein hohes Kapazitäts- / Leistungsverhältnis. Infolge der starken Polarisierung an der Zink- und der Lufterlektrode sind hohe Entladezeiten zu bevorzugen.
Risiken der Technologieentwicklung	Trotz langjähriger Forschungsarbeiten an Zink-Luft-Akkumulatoren konnten sich die Systeme bis heute nicht am Markt durchsetzen. Durch die Notwendigkeit Nebenaggregate zur Luftversorgung und -konditionierung mitzuführen sinkt die grundsätzlich attraktive spezifische Energie. Infolge der hohen Polarisationsneigung der Zink und der Lufterlektrode kann dieser Akkumulatorentyp nicht in Hochleistungsanwendungen eingesetzt werden.

Material	Materialbedarf g·kW ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Zinkoxid (ZnO)	15,25	1314-13-2	H410	Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung
Bleioxid (PbO)	0,38	1317-36-8	H302 H332 H351 H360Df H373 H410	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken oder Einatmen Kann vermutlich Krebs erzeugen Kann das Kind im Mutterleib schädigen. Kann vermutlich die Fruchtbarkeit beeinträchtigen Kann die Organe schädigen bei längerer oder wiederholter Exposition Sehr giftig für Wasserorganismen mit langfristiger Wirkung.
Nickel	4,66	7440-02-4	H317 H351 H372 H412	Kann allergische Hautreizungen verursachen Kann vermutlich Krebs erzeugen Schädigt Organe bei längerer oder wiederholter Exposition Schädlich für Wasserorganismen, mit langfristiger Wirkung
Kalilauge (KOH) in Wasser	15,7	-	H302 H314	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden
Natronlauge (NaOH) in Wasser	29	-	H314	Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden

Tabelle 12-9: Factsheet: Wasserelektrolyse

Bezeichnung	Wasserelektrolyse
Speicherprinzip	Wasser wird mit Hilfe des elektrischen Stroms gespalten und in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Die Energiespeicherung findet in einer separaten Anlage statt. Der Elektrolyseur ist dementsprechend ein reiner Energiewandler.
Verfügbarkeit bzw. Entwicklungsstand	Alkalische Elektrolyseure werden seit vielen Jahren industriell entwickelt und gefertigt. In Leistungsaufnahmen bis zu einigen wenigen kW sind Elektrolyseure als fertige Produkte verfügbar.
Speicherkapazitäten in Deutschland	
Ausbaupotenzial in Deutschland	
Einsatzgebiete	Stationäre Energiespeicher mit Speicherdauern im Wochen bzw. Monate. Lastverschiebung, Netzunterstützung, Netzferne Stromversorgung, saisonale Speicherung. Anwendung in der Gebäudeenergieversorgung und Fahrzeugantrieb
Technische Kenndaten	Energiedichte (System): n.a. Spezifische Energie (System) n.a. Lebensdauer: > 15 Jahre Wirkungsgrad: 60 % - 80 % (alkalische Elektrolyse) > 80 % (PEM Elektrolyse) Selbstentladung: % pro Monat
Weitere technische Spezifikationen	In den Wirkungsgrad gehen neben elektrochemischen Daten auch Wirkungsgrade der Leistungselektronik mit ein.
Wirtschaftliche Kenndaten ¹⁴²	Gegenwart: 624 €/kW ⁻¹ Horizont 2030: 338 €/kW ⁻¹ Horizont 2050: 256 €/kW ⁻¹
Sicherheit	Wasserstoff ist ein brennbares Gas und leichter als Luft. Es hat weite Zündgrenzen und eine geringe Zündenthalpie. Elektrolyseure setzen proportional zur Wasserstofferzeugung Sauerstoff frei. Dieser muss geeignet gehandhabt, das heißt gespeichert, genutzt oder gefahrlos aus der Anlage entfernt werden. In Anlagen mit alkalischem Elektrolyt bestehen die bekannten Gefahren der Kalilauge. Bei Betrieb unter Druck die entsprechenden Gefährdungen aus dem Druckgeräteeinsatz zu beachten.
Umwelt und Rohstoffaspekte	Der Bau alkalischer Elektrolyseure erfordert keinen Einsatz von Edelmetallen im großen Stil. Geringe Mengen sind unter Umständen

¹⁴² Die spezifischen Kosten sind für größere Anlagen von Seriengeräte hochgerechnet. Prototypenpreise sind in der Regel viel höher.

Bezeichnung	Wasserelektrolyse	
	im Katalysator zur Sauerstoffentfernung enthalten. Geringe Mengen an Lanthan und Kobalt werden als Katalysatoren eingesetzt. In alkalischen Elektrolyseuren wird mit großen Mengen ätzender Flüssigkeiten umgegangen. Die entsprechenden Sicherheitsvorkehrungen müssen getroffen werden. Bei PEM-Elektrolyseuren ist der Einsatz von Edelmetallkatalysatoren aus heutiger Sicht unvermeidlich. Der Polymerelektrolyt für PEM-Elektrolyseure besteht in der Regel aus einer polymeren, perfluorierten Sulfonsäure. Diese Klasse an Polymeren kann weltweit nur an wenigen Standorten produziert werden. Viele dieser Standorte befinden sich in Asien. Alternative Membranmaterialien werden entwickelt und erprobt. Es handelt sich hierbei häufig um so genannte sulfonierte Polyarylpolymere. An einigen Stellen wurden auch erfolgreich basische Membranen für die Wasserelektrolyse eingesetzt. Recyclingeffizienzen alkalische Elektrolyse Co 95 %, Ni 95 % Recyclingeffizienzen PEM Elektrolyse Ir 98 %, Pt 98 %	
Umweltrelevanz (physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität sowie CMR)	Alkalische Elektrolyse: 30.303.030 kW * MS I sowie H351 PEM Elektrolyse: Undendlich (keine Einstufungen)	
Chemische Vorgänge beim Laden und Entladen	Elektrolyseure kennen nur die Betriebsweise "Wasserzersetzung", was dem Laden bei Akkumulatoren entspricht. Negative Elektrode: $4 \text{ H}^+ + 4 \text{ e}^- \rightarrow 2 \text{ H}_2$ (sauer z. B. PEM) $4 \text{ H}_2\text{O} + 4 \text{ e}^- \rightarrow 2 \text{ H}_2 + 4 \text{ OH}^-$ (alkalisch) Positive Elektrode: $2 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow 4 \text{ e}^- + 4 \text{ H}^+ + \text{O}_2$ (sauer z. B. PEM) $4 \text{ OH}^- \rightarrow 4 \text{ e}^- + 2 \text{ H}_2\text{O} + \text{O}_2$	
Hauptbestandteile [g·kW ⁻¹]:	Alkalisch Eisenmetalle (Stahl): 26 918 Nicht-Eisenmetalle (Nickel) ¹⁴³ 2 909 Nicht-Eisenmetalle (Kupfer) 728 Kunststoffe 1 664 Fluide (KOH) 229 Verschiedenes 111 Katalysator (Co) ca. 4,5 Diaphragmafüllstoff (ZrO₂) ca.	PEM¹⁴⁴ Edelstahl: 5 500 Titan 80 Kupfer 700 1 250 Wasser 200 111 Pt 0,6 Ir 0,6 Membran 5,6

¹⁴³ Annahme: Aufteilung der Nicht-Eisenmetalle Ni:Cu = 4:1

¹⁴⁴ Abschätzung ZSW aus Systemdaten.

Bezeichnung	Wasserelektrolyse
	50
Aktuelle Einsatzgebiete	Wasserstoffherstellung Trägergas für Analytik Prozessgas für Sintermetallurgie Halbleitertechnik Behandlung von Kesselspeisewässern Versuchsanlagen für Wasserstoff als Kraftstoff
Zukünftige Einsatzgebiete	Energiespeicherung
Risiken der Technologieentwicklung	Elektrolysetechnik ist aktuell sehr teuer. Die Erreichung der Zielkosten durch Serienproduktion und technische Innovationen ist für den Einsatz als Energiespeicher unabdingbar.

Material	Materialbedarf g·kW ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Alkalische Elektrolyse				
Nickel	4,66	7440-02-4	H317 H351 H372 H412	Kann allergische Hautreizungen verursachen Kann vermutlich Krebs erzeugen Schädigt Organe bei längerer oder wiederholter Exposition Schädlich für Wasserorganismen, mit langfristiger Wirkung
Kalilauge (KOH) in Wasser	15,7	-	H302 H314	Gesundheitsschädlich bei Verschlucken Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden

PEM Elektrolyse

Platin auf Ruß geträgert	1,5 *	-	H228 H351	Entzündbarer Feststoff, kann vermutlich Krebs erzeugen
Iridiumdioxid	2 ... 8	12030-49-8	-	Kein gefährlicher Stoff gemäß Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 keine gefährliche Substanz oder kein gefährliches Gemisch im Sinne der EG-Richtlinien 67/548EWG oder 1999/45/EWG.
Nafion®	7	31175-20-9	H319 H335	Verursacht schwere Augenreizung Kann die Atemwege reizen

* Katalysatorpulver mit 40 % Pt-Gehalt, angenommener Pt-Bedarf 0,6 g·kW⁻¹

Tabelle 12-10: Factsheet: PEM-Brennstoffzelle

Bezeichnung	PEM-Brennstoffzelle
Speicherprinzip	Wasserstoff wird unter Freisetzung von elektrischer Energie und Wärme in einer Membranzelle elektrochemisch zu Wasser umgesetzt.
Verfügbarkeit bzw. Entwicklungsstand	PEM-Brennstoffzellen werden für eine Vielzahl an Anwendungen entwickelt. Technologietreibend ist die Anwendung für den Fahrzeugantrieb, deren Markteinführung in den Jahren 2015 bis 2020 erwartet wird. Diese ist jedoch gekoppelt an die Verfügbarkeit einer Wasserstoffinfrastruktur. Technisch haben sich PEM-Brennstoffzellen für den Fahrzeugantrieb bewährt, wie in den letzten demonstrationsvorhaben gezeigt werden konnte. Die aktuellen Systemkosten sind jedoch noch sehr hoch. Kostenstudien versprechen aber langfristig vergleichbare Kosten über den Lebenszyklus wie für batteriebetriebene und verbrennungsmotorgetriebene Fahrzeuge. In den sogenannten frühen Märkten sind PEM-Brennstoffzellen für die unterbrechungsfreie Stromversorgung, die Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung und den Antrieb von Flurförderzeugen konnten dank Demonstrationsprogrammen und staatlichen Markteinführungsbeihilfen mehrere zehntausend Systeme in die Anwendung gebracht werden. Führend ist hier die Einführung von Mikro-KWK-Systemen in Japan.
Speicherkapazitäten in Deutschland	
Ausbaupotenzial in Deutschland	
Einsatzgebiete	Stationäre Energiespeicher mit Speicherdauern im Stunden bzw. Tagebereich. Lastverschiebung, Netzunterstützung, Netzferne Stromversorgung. PEM-Brennstoffzellen können in Kombination mit Wasserelektrolyse und Langzeit Wasserstoffspeicherung auch als saisonale Speicher eingesetzt werden.
Technische Kenndaten	Energiedichte (System): - kWh·l⁻¹ Spezifische Energie (System) - Wh·kg⁻¹ Spezifische Leistung: Automobil: ca. 700 W·kg⁻¹ Mikro-KWK: ca. 70 W·kg⁻¹. Lebensdauer: Automobil: ca. 5 500 Betriebsstunden Mikro-KWK: > 20 000 Betriebsstunden Wirkungsgrad: 40-50 % Selbstentladung: % pro Monat
Weitere technische Spezifikationen	In den Wirkungsgrad gehen neben dem Brennstoffzellenstapel auch der Leistungsbedarf der Nebenaggregate wie Luftversorgung, Ventile, Pumpen, Steuerung, Leistungselektronik usw. mit ein.
Wirtschaftliche Kenndaten	Gegenwart: Automobil: 41 €·kW⁻¹, - €·kWh⁻¹ Mikro-KWK: 12 606 €·kW⁻¹, - €·kWh⁻¹ Horizont 2030: Automobil: 30 €·kW⁻¹, €·kWh⁻¹

Bezeichnung	PEM-Brennstoffzelle	
	Horizont 2050: Mikro-KWK: 4 455 €·kW ⁻¹ , - €·kWh ⁻¹ Automobil: 23 €·kW ⁻¹ , €·kWh ⁻¹ Mikro-KWK: 2 632 €·kW, - €·kWh ⁻¹ .	
Sicherheit	PEM-Brennstoffzellen setzen Wasserstoff mit Luftsauerstoff zu Wasser um. Wasserstoff ist ein brennbares Gas und leichter als Luft. Es hat weite Zündgrenzen und eine geringe Zündenthalpie. Bei Betrieb unter Druck sind die entsprechenden Gefährdungen aus der Druckgeräterichtlinie zu beachten.	
Umwelt und Rohstoffaspekte	PEM-Brennstoffzellen sind Zellen mit saurem Elektrolyt. Dementsprechend werden Edelmetallkatalysatoren benötigt. Die Katalysatormenge konnte für Automobilsysteme von ca. 1 g·kW ⁻¹ auf derzeit ca. 0,5 g·kW für Automobilsysteme reduziert werden. Langfristig ist eine Reduktion unter 0,2 g·kW ⁻¹ angestrebt. Der spezifische Edelmetallbedarf für Systeme in der Energieversorgung ist etwas höher, da diese Systeme bei reduzierter Leistungsdichte betrieben werden. Der Polymerelektrolyte, gewöhnlich eine polymere, perfluorierte Sulfonsäure, kann aus Gründen der Anlagengenehmigung nur an wenigen Stellen weltweit produziert werden. Ein großer Teil der Produktionsstätten befindet sich derzeit in Asien. Alternative Membranen werden entwickelt, sind aber nur in untergeordnetem Maß im praktischen Einsatz. Recyclingeffizienz Pt 98 %	
Umweltrelevanz (physikalische Gefahren, Ökotoxizität und Humantoxizität sowie CMR)	Unendlich (keine Einstufungen)	
Chemische Vorgänge beim Laden und Entladen	PEM-Brennstoffzellen kennen nur die Betriebsweise "Wassererzeugung". Negative Elektrode.: $2 \text{ H}_2 \rightarrow 4 \text{ H}^+ + 4 \text{ e}^-$ Positive Elektrode: $\text{O}_2 + 4 \text{ H}^+ + 4 \text{ e}^- \rightarrow 2 \text{ H}_2\text{O}$	
Hauptbestandteile: [kg·kW ⁻¹]	Mikro-KWK <i>BZ-Stapel</i> Edelstahl 0,1 Aluminium 0,3 Platin 0,00075 Glasfasern 0,1 Ruß 0,0008 Grafit 4,5 Kunststoff (PVDF) 1,1 Elektrolyt (Nafion) 0,05	Automobylantrieb 0,385 0,155 0,00075 ¹⁴⁵ 0,001 0,0008 0,023 0,1 0,007

¹⁴⁵ Es ist angestrebt, aus Kostengründen die Edelmetallbeladung für Fahrzeuge auf ca. 0,2 g·kW⁻² zu reduzieren. Die aktuelle Fahrzeuggeneration wird mit Beladungen zwischen 0,5 bis 0,75 g·kW⁻¹ betrieben. Für Speicheranwendungen sollten die höheren Beladungswerte aus Wirkungsgrad- und Lebensdauergründen zugrunde gelegt werden.

Bezeichnung	PEM-Brennstoffzelle	
	<i>Nebenaggregate</i>	
	Edelstahl	1,1 0,05
	Aluminium	0,75 0,3
	Gusseisen	0,8 -
	Kunststoff (PP)	0,25 0,075
	Kunststoff(PE)	1,5 0,075
	Befeuchtermembran	- 0,008
	Stahl	3,7 0,15
	Kupfer	0,3 0,1
Aktuelle Einsatzgebiete	Militär (autonome Systeme, U-Boote) Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (Markteinführung) Unterbrechungsfreie Stromversorgung (Demonstration, Markteinführung) Antrieb von Flurförderzeugen (Demonstration, Markteinführung) Antrieb von Kraftfahrzeugen (Demonstration)	
Zukünftige Einsatzgebiete	Antrieb von Kraftfahrzeugen, Energiespeicherung, Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung netzferne Stromversorgung, unterbrechungsfreie Stromversorgung, Antrieb von Flurförderzeugen, Luftfahrt, Schiffahrt (Bordstromerzeugung) Militär (autonome Systeme, U-Boote)	
Risiken der Technologieentwicklung	Trotz erheblicher Erfolge bei der Industrialisierung der Komponenten und der damit verbundenen Kostensenkung, sind PEM-Brennstoffzellen aktuell sehr teuer. Die hier genannten Kosten für Automobilsysteme beziehen sich auf ein Marktvolumen, das heute noch nicht erreicht ist. Dem zufolge sind die tatsächlichen Kosten entsprechend viel höher. Die Erreichung der Zielkosten ist zur Erschließung der vielen Einsatzpotenziale unerlässlich.	

Material	Materialbedarf g·kW ⁻¹	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Platin auf Ruß geträgert	1,5 *	-	H228 H351	Entzündbarer Feststoff, kann vermutlich Krebs erzeugen
Nafion®	7	31175-20-9	H319 H335	Verursacht schwere Augenreizung Kann die Atemwege reizen
Ethylenglykol	250	107-21-1	H302	Gesundheitsschädlich beim Verschlucken

* Katalysatorpulver mit 40% Pt-Gehalt, angenommener Pt-Bedarf 0,6 g·kW⁻¹

Tabelle 12-11: Factsheet: Wasserstoffspeicherung

Bezeichnung	Wasserstoffspeicherung
Speicherprinzip	Wasserstoff wird verdichtet in geschlossenen Räumen unter Druck aufbewahrt. In Metallhydriden findet eine Reaktion unter Energieaustausch statt.
Verfügbarkeit bzw. Entwicklungsstand	Stahlflaschen, Flaschenbündel und Niederdrucktanks sind Stand der Technik. Hochdruck-Komposittanks sind in Vorserien Losgrößen Verfügbar. Salzkavernen wurden erfolgreich für Wasserstoff erprobt. Sie sind Stand der Technik für Erdgas. Niedertemperaturhydride werden bei besonderen Anwendungsfällen (z. B. Wasserstoffspeicher in militärischen U-Booten) bereits eingesetzt. Metallhydridspeicher mit Hochtemperaturhydriden sind in der Technologiedemonstrationsphase.
Speicherkapazitäten in Deutschland	
Ausbaupotenzial in Deutschland	
Einsatzgebiete	Stationäre Energiespeicher mit Speicherdauern im Stunden bzw. Tagebereich. Lastverschiebung, Netzunterstützung, Netzferne Stromversorgung.
Technische Kenndaten	Energiedichte (System) kWh·l⁻¹ Spezifische Energie (System) Wh·kg⁻¹ Lebensdauer Stahlflaschen, Bündel und Niederdruck: > 20a Hochdruck Komposit: ca. 15 a, 3 800 Zyklen, bis 5 500 Zyklen scheinen langfristig möglich Salzkavernen: > 20 a Metallhydrid: bis > 5 000 Zyklen Wirkungsgrad 85 - 95 % (Druckspeicherung: Energieaufwand für die H₂-Verdichtung) Bei Metallhydriden muss Wärme zur Freisetzung des Wasserstoffs bereitgestellt werden. Selbstentladung Stahlflaschen: < 0,1 % pro Monat Hochdruck Komposit: < 0,12 % pro Monat Kavernenspeicher: keine Angaben verfügbar
Weitere technische Spezifikationen	.
Wirtschaftliche Kenndaten	Stahlflaschen 300 bar: 222 €·kg⁻¹, 6,67 €·kWh⁻¹ Flaschenbündel 300 bar: 367 €·kg⁻¹, 11,00 €·kWh⁻¹ Niederdrucktank: 535 €·kg⁻¹, 16,06 €·kWh⁻¹ Salzkavernen: 7,52 €·kg⁻¹, 0,23 €·kWh⁻¹

Bezeichnung	Wasserstoffspeicherung																																																					
	Hochdrucktanks: Gegenwart: > 1000 €·kg⁻¹, > 30 €·kWh⁻¹ Horizont 2030: 550 €·kg⁻¹, 22 €·kWh⁻¹ Horizont 2050: < 420 €·kg⁻¹, < 17 €·kWh⁻¹ Energieangaben sind bezogen auf den unteren Heizwert von 33,33 kWh·kg⁻¹																																																					
Sicherheit	Wasserstoff ist ein hochentzündliches, brennbares Gas leichter als Luft. Die einschlägigen Vorschriften zum Explosionsschutz und die Handhabung technischer Gase müssen beachtet werden. Wasserstoffspeicher stehen stets unter Druck dementsprechend müssen die einschlägigen Regeln für Druckbehälter (transportabel bzw. stationär) und Druckgeräte beachtet werden.																																																					
Umwelt und Rohstoffaspekte	Wasserstoffspeicherung unter Druck nimmt ein großes Volumen ein. Ein dementsprechender Platz einschließlich einschlägiger Sicherheitsabstände muss vorgehalten werden. Aus dem bekannten Stoffinventar sind keine Verknappungen zu erwarten. Die Schaffung von Kavernenspeichern führt zum Anfall von großen Mengen Sole in der Bauphase, die entweder als Chemierohstoff genutzt oder gezielt entsorgt werden muss.																																																					
Chemische Vorgänge beim Laden und Entladen	Druckspeicherung: keine Metallhydridspeicherung z. B.: $\text{Mg} + \text{H}_2 \leftrightarrow \text{MgH}_2$																																																					
Hauptbestandteile:	Druckspeicher <table><tr><td>Speicher</td><td>Stahl</td><td>Edelstahl</td><td>Messing[kg·kg_(H2)⁻¹]</td></tr><tr><td>Druckflasche 200bar</td><td>80,0</td><td>1,3</td><td>0,7</td></tr><tr><td>Druckflasche 300bar</td><td>81,1</td><td>0,9</td><td>0,5</td></tr><tr><td>Bündel 300bar</td><td>101,4</td><td>0,3</td><td>0,5</td></tr><tr><td>Niederdruck</td><td>137,9</td><td>0,05</td><td>0,03</td></tr></table> Hochdruckspeicher <table><tr><td>Speicher</td><td>350 bar</td><td>700 bar [kg·kg_(H2)⁻¹]</td></tr><tr><td>Aluminium (Liner)</td><td>2,1</td><td>-</td></tr><tr><td>HD-PE (Liner)</td><td>-</td><td>1,4</td></tr><tr><td>Schaumisolation</td><td>1,0</td><td>0,8</td></tr><tr><td>Glasfasern</td><td>1,1</td><td>0,8</td></tr><tr><td>Kohlefasern</td><td>10,1</td><td>12,5</td></tr><tr><td>Edelstahl</td><td>2,0</td><td>3,4</td></tr><tr><td>Stahl</td><td>0,9</td><td>0,7</td></tr><tr><td>Elektronik</td><td>0,2</td><td>0,2</td></tr><tr><td>Sonstiges</td><td>0,4</td><td>0,4</td></tr></table> Metallhydride: Magnesiumhydrid (MgH₂): 13,2 kg·kg_(H2)⁻¹ Katalysator (TiCl₃) 0,89 kg·kg_(H2)⁻¹				Speicher	Stahl	Edelstahl	Messing[kg·kg _(H2) ⁻¹]	Druckflasche 200bar	80,0	1,3	0,7	Druckflasche 300bar	81,1	0,9	0,5	Bündel 300bar	101,4	0,3	0,5	Niederdruck	137,9	0,05	0,03	Speicher	350 bar	700 bar [kg·kg _(H2) ⁻¹]	Aluminium (Liner)	2,1	-	HD-PE (Liner)	-	1,4	Schaumisolation	1,0	0,8	Glasfasern	1,1	0,8	Kohlefasern	10,1	12,5	Edelstahl	2,0	3,4	Stahl	0,9	0,7	Elektronik	0,2	0,2	Sonstiges	0,4	0,4
Speicher	Stahl	Edelstahl	Messing[kg·kg _(H2) ⁻¹]																																																			
Druckflasche 200bar	80,0	1,3	0,7																																																			
Druckflasche 300bar	81,1	0,9	0,5																																																			
Bündel 300bar	101,4	0,3	0,5																																																			
Niederdruck	137,9	0,05	0,03																																																			
Speicher	350 bar	700 bar [kg·kg _(H2) ⁻¹]																																																				
Aluminium (Liner)	2,1	-																																																				
HD-PE (Liner)	-	1,4																																																				
Schaumisolation	1,0	0,8																																																				
Glasfasern	1,1	0,8																																																				
Kohlefasern	10,1	12,5																																																				
Edelstahl	2,0	3,4																																																				
Stahl	0,9	0,7																																																				
Elektronik	0,2	0,2																																																				
Sonstiges	0,4	0,4																																																				

Bezeichnung	Wasserstoffspeicherung
	Stahl $42 \text{ kg} \cdot \text{kg}_{(\text{H}_2)}^{-1}$ Isolationsmaterial $0,75 \text{ kg} \cdot \text{kg}_{(\text{H}_2)}^{-1}$ Wärmeverteilung (Grafrit, Zn) ca. $3 \text{ kg} \cdot \text{kg}_{(\text{H}_2)}^{-1}$
Aktuelle Einsatzgebiete	Wasserstoffbevorratung und Transport
Zukünftige Einsatzgebiete	Wasserstoffbevorratung und Transport Kraftstoffbehälter Energiespeicherung
Risiken der Technologieentwicklung	Stahlbehälter werden seit langer Zeit erfolgreich zur Wasserstoffspeicherung eingesetzt. Als Druckbehälter müssen sie regelmäßig geprüft werden. Für Komposit tanks ist - unabhängig von der Erfordernis wiederkehrender Prüfungen - die Zahl der Druckwechselzyklen sowie die Dauer der Betriebsgenehmigung ab Erstinbetriebnahme begrenzt. Für Metallhydridspeicher wird eine Zyklenfestigkeit von mehreren tausend Zyklen - vergleichbar mit Hochdruckbehältern - angenommen. Außer Kostenrisiken sind keine weiteren größeren Risiken absehbar.

Material	Materialbedarf $\text{kg} \cdot \text{kg}_{(\text{H}_2)}^{-1}$	CAS-Nr.	H-Sätze	Gefahren
Magnesiumhydrid*	13,3	7693-28-8	H260 H315 H319	In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gas, die sich spontan entzünden können. Verursacht Hautreizungen Verursacht schwere Augenreizungen
Magnesium	12,3	743-95-4	H228 H261	Entzündbarer Feststoff In Berührung mit Wasser entstehen entzündbare Gase.
Titantrichlorid (TiCl_3)	0,89	7705-07-9	H250 H314	Entzündet sich in Berührung mit Luft von selbst. Verursacht schwere Verätzungen der Haut und schwere Augenschäden.

* beladener Speicher, alternativ zum Ausgangsprodukt Magnesium

12.3 Materialbedarf der innovativen ESS

Tabelle 12-12: Spezifischer Materialbedarf für Batteriespeichersysteme (nur Infrastrukturmaterialien)

kg/kWh	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Al	0	0,02	0,10	0,18	0,07	0	0	0	0
Cu	0,60	0,15	0,31	0,54	0,31	0,10	0,10	0,34	0,36
Edelstahl	0	2,48	2,82	4,25	3,07	0,67 ¹	0,60 ¹	0	0
Stahl	2,00	0	0	0	0	0,75	0,50	1,00	1,00
Kunststoffe	3,90	1,24	0,84	1,44	1,17	0,45	0,23	0,99	1,51
PVDF Kunststoff	0	0	0	0	0	0,59 ¹	0,53 ¹	0	0
PP Polypropylen	0	0	0	0	0	11,39 ¹	10,19 ¹	0	0
PE Polyethylen	0	0,63	0,52	0,61	1,90	1,35	0,90	0	0
Membran	0	0	0	0	0	0,13 ¹	0,11 ¹	0	0
PTFE	0	0	0	0	0	0	0	0	0,414
Ethylencarbonat (EC)	0	0,55	0,44	0,50	0,55	0	0	0	0
Dimethylcarbonat (DMC)	0	0,56	0,45	0,51	0,56	0	0	0	0

Anmerkung 1: Werte in kg/kWh; alle anderen Werte in kg/kWh

Tabelle 12-13: Maximaler Materialbedarf für die Infrastrukturmaterialien der Batterien

t	Pb-Sre	C-LNMC	C-LNCA	C-LFP	LTO-LFP	Cr-Fe	V-V	Na-S	Zn-Luft
Al	0	465	2.974	5.225	2.083	0	0	0	0
Cu	17.123	4.315	8.918	15.273	8.847	2.283	2.283	9.703	8.219
Edelstahl	0	70.750	80.559	121.184	87.696	3.339	2.988	0	0
Stahl	57.075	0	0	0	0	17.123	11.415	28.538	22.830
Kunststoffe	111.296	35.506	24.080	40.997	33.389	10.274	5.137	28.252	34.565
PVDF Kunststoff	0	0	0	0	0	2.929	2.621	0	0
PP Polypropylen	0	0	0	0	0	56.713	50.744	0	0
PE Polyethylen	0	17.919	14.862	17.282	54.250	30.821	20.547	0	0
Membran	0	0	0	0	0	630	564	0	0
PTFE	0	0	0	0	0	0	0	0	9.452
Ethylencarbonat (EC)	0	15.780	12.524	14.252	15.773	0	0	0	0
Dimethylcarbonat (DMC)	0	16.104	12.782	14.545	16.097	0	0	0	0

Tabelle 12-14: Gesamter maximaler Materialbedarf für ESS, deutscher Verbrauch der Rohstoffe 2012, Weltproduktion 2012 und 2020 (ohne Infrastrukturmaterialien)

t	ESS Gesamt	Verbrauch D 2012	Weltproduktion 2012	Weltproduktion 2020
Al	2.327.390	2.725.995	54.699.400	k.A.
Co	496.856	4.260	82.000	132.000
Cr	164.034	320.000	8.800.000	8.800.000
Cu	1.657.608	1.111.000	16.900.000	27.000.000
Fe	1.598.745	37.700.000	1.412.800.000	k.A.
Li	863.358	715	41.402	87.247
Mn	458.567	320.000	15.800.000	28.700.000
Ni	1.033.117	87.700	2.220.000	5.500.000
P	856.063	110.400	13.883.000	18.137.274
Pb	1.005	377.000	5.170.000	8.900.000
Ti	5.838.105	220.000	4.330.000	5.300.000
V	111.273	2.423	74.000	106.000
Zn	34.981	474.000	13.500.000	21.000.000
Pt	512	22	250	352
Ir	91	k.A.	6	7
Zr	6.030	1.600	1.460.000	2.700.000
La	4.986	k.A.	35.013	63.872
Grafit	1.863.421	30.628	987.110	1.385.250
Sn	265	17.600	240.000	480.000
Au	10	37	2.690	4.800
Ag	162	1.040	25.500	26.000
Ta	24	165	670	1.300
Mo	58	18.000	259.000	730.000
Bi	25	876	8.200	14.000
F	171.240	27.824	3.177.534	3.949.075

Verbrauch Deutschland 2012

Verbrauch Deutschland 2012 berechnet aus Rohstoffimporten und -exporten (ohne Halbzeug und Waren), Quelle (BGR 2012); eigene Berechnung des elementaren Gehalts eines Rohstoffes aus z. B. Erzen oder Schrott; für Abfälle/Schrotte wurde generell ein Metall-Gehalt von 90 % angenommen.

Al: Verbrauch an Primäraluminium und Produktion an Sekundäraluminium in Deutschland 2012; Quelle (BGR 2013)

Fe: Sichtbarer Verbrauch an Stahlerzeugnissen Deutschland 2012; Quelle (BGR 2013); incl. Sekundärstahl

Weltproduktion 2012

Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Ti, V, Zn, Zr, Sn, Au, Ag, Ta, Mo, Bi: world mine production 2012; Quelle (USGS 2014)

Co, Li, P, La, Grafit, F: world supply 2012 (Co, Li (capacity), P 2011); Quelle [(EU 2014)

Pt, Ir: world demand 2012; Quelle (Platinum 2013)

Al: Produktion an Primäraluminium Welt 2012; Quelle (BGR 2013) plus Produktion an Recyclingaluminium 2010: 8.400.000 t, Quelle (Aluinfo 2015)

Fe: Sichtbarer Verbrauch an Stahlerzeugnissen Welt 2012; Quelle (BGR 2013); inkl. Sekundärstahl

Falls notwendig wurden Materialien auf den Gehalt des Elements umgerechnet. Titan beispielsweise ist in TiO_2 angegeben und wurde in den Ti-Gehalt umgerechnet.

Weltproduktion 2020

Cu, V, Zr, Ta, Bi: eigene Berechnung basierend auf world mine production 2011, Quelle (USGS 2014) und berechneter Mittelwert aus Wachstumsraten verschiedener Rohstoffe für das Jahr 2010/11, Quelle (BGR 2012)

Co, Li, P, Pt, La, Grafit, F: world supply (Pt demand, Li capacity) 2020; Quelle (EU 2014)

Ir: eigene Berechnung basierend auf Ir world demand 2012, Quelle (Platinum 2013) und Wachstumsrate Ir für das Jahr 2010/11, Quelle (EU 2014)

Cr: world mine production, Quelle (USGS 2014); eigene Annahme kein Wachstum (Wachstumsraten für 2010/11, Quelle (BGR 2012), daher wird Wert für 2012 verwendet.

Mn, Pb, Ni, Ti, Zn, Sn, Au, Ag, Mo: eigene Berechnung basierend auf world mine production 2011 bzw. 2012 (Ti) (Quelle (USGS 2014) und Wachstumsrate des jeweiligen Rohstoffs für das Jahr 2010/11, Quelle (BGR 2012)

Falls notwendig wurden Materialien auf den Gehalt des Elements umgerechnet.

12.4 Informationen zur Kritikalitätsbetrachtung

Tabelle 12-15 Einstufung der in dieser Studie prinzipiell zu betrachtenden Rohstoffe (Auswertung Öko-Institut)

Rohstoff	Anwendung	kritisch eingestuft	weniger kritisch eingestuft *	nicht eingestuft
Silber Ag	BMS	RePro, RPA	ReStra, IZT, Bayern, EU, EC	NRC, DOE
Aluminium Al	fast alle Anwendungen		EU, EC, Bayern	RePro, ReStra, RPA, NRC, DOE, IZT
Gold Au	BMS, Katalysator	RePro, ReStra, RPA	Bayern, EC	NRC, DOE, IZT, EU
Grafit C	fast alle Anwendungen	EU, EC		RePro, ReStra, RPA, NRC, DOE, IZT, Bayern
Calcium Ca	2 Anwendungen (Pb-Säure-Akku und Zn-Luft-Akku)			bislang nicht eingestuft
Kobalt Co	viele Anwendungen	RePro, EU, Bayern, EC	ReStra, RPA	NRC, DOE, IZT
Chrom Cr	nur Redox-Flow Akku Cr-Fe	Bayern, EC	EU, IZT	RePro, ReStra, RPA, NRC, DOE
Kupfer Cu	fast alle Anwendungen		RePro, ReStra, RPA, NRC, EU, EC, Bayern	DOE, IZT
Fluor F	alle Li-Ionen Akkus	EU, EC		RePro, ReStra, RPA, NRC, DOE, IZT, Bayern
Eisen Fe	alle Anwendungen		EU, EC, Bayern	RePro, ReStra, RPA, NRC, DOE, IZT
Iridium Ir	nur PEM Elektrolyse	Bayern, EC		RePro, ReStra, RPA, NRC, DOE, IZT, EU
Kalium K	Alkalische Elektrolyse			bislang nicht eingestuft
Lanthan La	Katalysator (nur Zn-Luft)		DOE	RePro, ReStra, RPA, NRC, IZT, EC, EU, Bayern
Lithium Li	alle Li-Ionen Akkus	Bayern	NRC, EU, EC	RePro, ReStra, RPA, DOE, IZT
Mangan Mn	Li-Ionen Akku C-LNMC, BMS	NRC	RePro, ReStra, EU, EC, Bayern	RPA, DOE, IZT
Molybän Mo	BMS	Bayern	ReStra, EU, EC	RePro, RPA, NRC, DOE, IZT
Natrium Na	nur Na-S-Akku			bislang nicht eingestuft
Nickel Ni	viele Anwendungen		RePro, ReStra, EU, EC, Bayern	RPA, NRC, DOE, IZT
Phosphor P	alle Li-Ionen Akkus	Bayern, EC		RePro, ReStra, RPA, NRC, EU, DOE, IZT
Blei Pb	3 Anwendungen (Pb-Säure-Akku, Redox-Flow Cr-Fe und Zn-Luft)		Bayern	RePro, ReStra, RPA, NRC, EU, DOE, IZT, EC
Platin Pt	nur PEM Brennstoffzelle	ReStra, RPA, NRC, EU, Bayern, EC	RePro	DOE, IZT
Schwefel S	3 Anwendungen (Pb-Säure-Akku, Redox-Flow V-V und Na-S-Akku)			bislang nicht eingestuft
Zinn Sn	BMS	RePro, RPA	ReStra, IZT, Bayern, EC	DOE, EU, NRC
Tantal Ta	BMS	RePro, EU	ReStra, NRC, EC, Bayern	RPA, DOE, IZT
Titan Ti	2 Anwendungen (Li-Ionen LTO-LFP, PEM-Elektrolyse)		RePro, ReStra, NRC, EU, EC, Bayern	RPA, DOE, IZT
Vanadium V	nur Redox-Flow Akku V-V		RPA, NRC, EU, EC	RePro, ReStra, DOE, IZT, Bayern
Bismut W	Katalysator (nur Redox-Flow Cr-Fe)	EU, EC, Bayern	RePro, ReStra	RPA, DOE, IZT, NRC
Zink Zn	Zn-Luft, BMS		RePro, ReStra, EU, EC, Bayern	RPA, NRC, DOE, IZT
Zirkonium Zr	Alkalische Elektrolyse			bislang nicht eingestuft

Tabelle 12-16 Vergleich der Auswahlkriterien und deren Gewichtung bei der wirtschaftlichen Bedeutung

(RePro 2012)		(ReStra 2012)		(EU 2014)
Kriterien	Gewichtung	Kriterien	Gewichtung	Kriterien (S. 54)
Einsatz in Elektro(nik)produkten (Anteil von EE am Weltverbrauch)	50 %	Aktueller Verbrauch in Deutschland (Anteil DE am Weltverbrauch)	25 %	share of consumption of a material in a given end-use sector (A_{is})
Substituierbarkeit auf Materialebene	25 %	Substituierbarkeit auf Materialebene	25 %	economic importance of each sector that requires raw material which is measured by its value-added (Q_s)
Bedeutung für Zukunftstechnologien (Bedarf für neue Technologien)	25 %	Bedeutung für Zukunftstechnologien mit Umweltentlastungspotenzial (Bedarf für grüne Zukunftstechnologie)	25 %	divided by the European gross domestic product (GDP)
		Erwarteter Globaler Nachfrageimpuls (Bedarf für neue Technologien)	25 %	Wirtschaftl. Bedeutung = $\frac{1}{GDP} \sum_s A_{is} Q_s$

Tabelle 12-17 Vergleich der Auswahlkriterien und deren Gewichtung beim Versorgungsrisiko

(RePro 2012)		(ReStra 2012)		(EU 2014)
Kriterien	Gewichtung	Kriterien	Gewichtung	Kriterien (S. 54 ff)
Länderkonzentration der Reserven (Reserven in den drei Ländern mit den größten Reserven)	15 %	Länderkonzentration der Reserven (Reserven in den drei Ländern mit den größten Reserven)	15 %	Stability/instability and level of concentration of producing countries HHI_{WGI}
Länderrisiko Produktion (Governance Indikatoren für die drei globalen Hauptproduktionsländer)	10 %	Länderrisiko Produktion (Governance Indikatoren für die drei globalen Hauptproduktionsländer)	10 %	Substitutability σ_i
Firmenkonzentration (drei Unternehmen mit den weltweit größten Produktionsanteilen)	10 %	Firmenkonzentration (drei Unternehmen mit den weltweit größten Produktionsanteilen)	10 %	Recycling rate ρ_i
Abhängigkeit als Koppelprodukt vom Hauptprodukt (Anteil der Nebenproduktion)	15 %	Abhängigkeit als Koppelprodukt vom Hauptprodukt (Anteil der Nebenproduktion)	15 %	Versorgungsrisiko $= SR_i = \sigma_i (1 - \rho_i) HHI_{WGI}$
Umweltrelevanz (absoluter KEA berechnet über Weltproduktion und spez. KEA je Metall)	30 %	Umweltrelevanz (absoluter KEA berechnet über Weltproduktion und spez. KEA je Metall)	30 %	
Recyclingfähigkeit (Grundsätzliche Möglichkeit einer physikalisch-chemischen Rückgewinnung)	15 %	Recyclingfähigkeit (Grundsätzliche Möglichkeit einer physikalisch-chemischen Rückgewinnung)	15 %	
Recyclingquote (heutiges End-of-life Recycling)	5 %	Recyclingquote (heutiges End-of-life Recycling)	5 %	

13 Quellenverzeichnis

- A123 Systems, Inc. (2013): Nanophosphate® Basics: An Overview of the Structure, Properties and Benefits of A123 Systems' Proprietary Lithium Ion Battery Technology. <http://www.a123systems.com/lithium-iron-phosphate-battery.htm>
- Accurec (2014): Fließbild zum Lithium-Ionen-Batterierecycling. <http://www.accurec.de/treatment-and-recycling/technologies/li-batteries>, zuletzt aufgerufen am 11.12.2014
- Agora Energiewende (2014), Stromspeicher für die Energiewende, Agora Energiewende: Berlin.
- Aluinfo (2015): <http://www.aluinfo.de/index.php/production-worldwide.html>, zuletzt aufgerufen am 13.3.2015
- ANL (2014 a): Argonne battery technology confirmed by U.S. Patent Office; Argonne National Laboratory. <http://www.anl.gov/articles/argonne-battery-technology-confirmed-us-patent-office>, zuletzt aufgerufen am 19.12.2014
- ANL (2014 b): Argonne battery technology helps power Chevy Volt; Argonne National Laboratory. <http://www.anl.gov/articles/argonne-battery-technology-helps-power-chevy-volt>, zuletzt aufgerufen am 19.12.2014
- ANL (2010): "Technical Assessment of Compressed Hydrogen Storage Tank Systems for Automotive Applications", ANL-Report ANL-10/24.
- Ahlhaus, Martin A./Waggershauser, Stephan P. (2011): Das neue Batteriegesetz-Rechtsgrundlagen und aktuelle Praxistipps. Berlin.
- BAuA (2013): Bekanntmachungen zu Gefahrstoffen. Hergestellte Nanomaterialien. BekGS 527
- Bauknecht, Dierk; Vogel, Moritz (2015): Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2015 (3), S. 65–67.
- Bauknecht, D.; Heinemann, Christoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph; Tröster, Eckehard; Langanke, Stefan (2014): Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (11), S. 52–55, zuletzt geprüft am 15.12.2014.
- BDEW (2015): Foliensatz zur Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013) [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Foliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf), zuletzt aufgerufen am 16.3.2015
- BGR (2012): DERA Rohstoffinformationen, Deutschland – Rohstoffsituation 2011, DERA/BGR, Dezember 2012
- BGR (2013): Deutschland – Rohstoffsituation 2012, BGR, November 2013
- Borggreve, Frieder; Neuhoﬀ, Carsten (2011): Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Berlin.
- Buchert et al. (2011a): Verbundprojekt: Entwicklung eines realisierbaren Recyclingkonzepts für die Hochleistungsbatterien zukünftiger Elektrofahrzeuge – LiBri; Teilprojekt: LCA der Recyclingverfahren. Öko-Institut e.V., Darmstadt.
- Bundesinstitut für Risikobewertung (2009): Evaluierung der Kommunikation über die Unterschiede zwischen „risk“ und „hazard“. Hrsg: Ulbig, E., Hertel, R., F. Böhl G.-F., Berlin 2009
- Bockris JO'M, Applyby A.J. (1972): "The hydrogen economy: an ultimate economy?", Environmental this month, 1 29.
- Bockris JO'M, (2013): "The hydrogen economy: Its history.", International Journal of Hydrogen Energy, 38 2579-2588.
- Buchert, M.; Jenseit, W.; Merz, C.; Schüler, D. (2011 b): Ökobilanz zum „Recycling von Lithium-Ionen-Batterien“ (LithoRec). Öko-Institut e.V., Darmstadt.
- Bundesminister für Wirtschaft und Energie (2013): Förderprogramm für dezentrale Energiespeichersysteme. Hg. v. BMWI. BMWI. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmw.de/DE/Themen/Energie/Speicher/foerderprogramm-fuer-dezentrale-energiespeicher.html>, zuletzt geprüft am 24.09.2014.
- BVSE (2015): http://www.bvse.de/319/8501/Ruecknahme_von_stationaeren_elektrischen_Energiespeichern; zuletzt geprüft am 21.6.2015.
- CEIC (2014): The Vanadium Redox Flow Battery. <http://www.ceic.unsw.edu.au/centers/vrb/technology-services/vanadium-redox-flow-batteries.html>, zuletzt aufgerufen am 20.12.2014.

- CENS (2012): http://news.cens.com/cens/html/en/news/news_inner_42230.html, letzter Zugriff: Februar 2014.
- Chalmers (2010): Gu Suyang, Liu Jingjing: Life Cycle Assessment on Autoliv's Electronic Control Unit, Master of Science Thesis, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2010
- Chen, Z., Yadghar, A.M., Zhao, Lin., Mi, Z. (2011): A review of environmental effects and management of nanomaterials, *Toxicological & Environmental Chemistry*, 93(6): 1227-1250.
- Choia, Y.-J., Jeongb, S.-S., Kimc, K.-W., Ahnd, H.-J., Ahne, J.-H., (2006): Effects on the Carbon Matrix as Conductor in Sulfur Electrode for Lithium/Sulfur Battery. *Materials Science Forum* (510-511): 1082-1085.
- Corbus, D. (1992): "Environmental, Health, and Safety Issues of Sodium-Sulfur Batteries for Electric and Hybrid Vehicles Volume II: Battery Recycling and Disposal", <http://www.nrel.gov/docs/legosti/old/4680.pdf>, letzter Zugriff: Februar 2014.
- DaNa2.0. (2015): Industrieruss - Verhalten in der Umwelt. Informationen zu Nanomaterialien und Nano-Sicherheitsforschung. www. Online: <http://nanopartikel.info/>
- Dehoust, G.; Buchert, M.; Manhart, A.; in Zusammenarbeit mit: Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu) GmbH, Projekt Consult GmbH UBA Rohstoffgewinnung (2015, in Bearbeitung): Erörterung ökologischer Grenzen der Primärrohstoffgewinnung und Entwicklung einer Methode zur Bewertung der ökologischen Rohstoffverfügbarkeit zur Weiterentwicklung des Kritikalitätskonzepts. Öko-Institut, Berlin.
- DOE (1983): U.S. Department of Energy: Energy technology characterizations handbook: Environmental pollution and control factors, 3rd ed, DOE/EP-0093, Washington, 1983
- Dunn, Bruce et al. (2011): "Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices", *Science* 334 928-935.
- DVGW (2013): "Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz", http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf, letzter Zugriff: Februar 2014
- ECHA (2012): Guidance on information requirements and chemical safety assessment Part E: Risk Characterisation. European Chemicals Agency. http://echa.europa.eu/documents/10162/13632/information_requirements_part_e_en.pdf
- ecoinvent (2007): Swiss Centre for Life Cycle Inventoris: ecoinvent report No. 6-V, Teil V Erdgas, Data v2.0, 2007
- ECTOS deliverable No 16, (2005): "Life Cycle Assessment", http://newenergy.is/gogn/eldra_efni/fraedsluefni/utgefild/ectosdel/ectos_16-life_cycle_analysis.pdf, letzter Zugriff: Februar 2014.
- EAC (2012): 2012 Storage Report: Progress and Prospects, Recommendations for the U.S. Department of Energy, <http://energy.gov/sites/prod/files/EAC%20Paper%20-%202012%20Storage%20Report%20-%2015%20Nov%202012.pdf>, letzter Zugriff: Februar 2014.
- Ecoinvent (2014); Ecoinvent LCA Datenbank, Version 3.1, 2014
- e-mobil (2013): "Energieträger der Zukunft - Potenziale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg", http://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/12054_Studie_Wasserstoff_Innenteil_RZ_NEU_Einzelseiten_72.pdf, letzter Zugriff: Februar 2014
- EOS Energy Storage (2014) <http://www.eosenergystorage.com/technology-and-products/>, letzter Zugriff: September 2014
- EU (2011): Questions and answers on the batteries directive (2006/66/EC), Commission Services document - not legally binding, last updated March 2011
- EU (2014): Report on critical raw materials for the EU, critical raw materials profiles. Report of the Ad hoc Working Group on defining critical raw materials, Mai 2014, im Auftrag der EU DG Entr.
- Fuchs, Georg, Lunz, Bendikt, Leuthold, Matthias, Sauer, Dirk-Uwe, (2012): "Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität", http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf, letzter Zugriff: Februar 2014.

- Gahn, Randall F. et al. (1981): Performance of Advanced Chromium Electrodes for the NASA Redox Energy Storage System, NASA Lewis Research Center, Cleveland, Ohio.
- Gaines, L.; Sullivan, J.; Burnham, A.; Belharouak, I. (2010): Life-cycle Analysis for Lithium-Ion-Battery Production and Recycling. Paper No. 11-3891. Argonne, IL (US).
- Gaines, L. (2011): Recycling of Li-Ion Batteries. Präsentation. Illinois Sustainable Technology Center University of Illinois.
- Gartiser, G., Flach, F., Nickel, C., Stintz, M., Damme, S., Schaeffer, A., Erdinger, L., Kuhlbusch, T.A.J. (2014): Behavior of nanoscale titanium dioxide in laboratory wastewater treatment plants according to OECD 303 A, Chemosphere, (104): 197-204.
- Griffiths, O. G.; O'Byrne, J. P.; Torrente-Murciano, L. et al. (2013): Identifying the largest environmental life cycle impacts during carbon nanotube synthesis via chemical vapour deposition. Journal of Cleaner Production, 42 (2013), 180-189
- GRS Batterien: Sichere und ordnungsgemäße Rücknahme von Altbatterien, <http://www.grs-batterien.de/grs-batterien/unser-system.html>, letzter Zugriff am 13.11.2013.
- GRS Batterien: GRS Batterien erweitert Leistungsangebot, 17.05.2010, <http://www.grs-batterien.de/nc/grs-batterien/aktuelles/singleansicht/article/grs-batterien-erweitert-leistungsangebot.html>, letzter Zugriff am 13.11.2013
- Hagdorn, Norman H. (1984): NASA Redox Storage System Development Project, Final Report, NASA Lewis Research Center, Cleveland, Ohio.
- Hagelüken, C.; Buchert, M.; Chakraborty, S.; Noll, T.; Schmied, M.; Schmitt, B.; Stahl, H. (2005): Stoffströme der Platin-gruppenmetalle – Systemanalyse und Maßnahmen für eine nachhaltige Optimierung der Stoffströme der Platingruppenmetalle. Gefördert durch BMBF, FKZ 02WU0239. Umicore AG & Co. KG, Öko-Institut e.V.
- Hagen Mikkelsen, S., Hansen, E., Boe Christensen, T., Baun, A., Foss Hansen, S., (2011): Survey on basic knowledge about exposure and potential environmental and health risks for selected nanomaterials. Environmental Project No. 1370. Danish Environmental Protection Agency.
- Hanisch, C.; Diekmann, J.; Stieger, A.; Haselrieder, W.; Kwade, A. (2015): Recycling of Lithium-Ion Batteries; in: Handbook of Clean Energy Systems, J. Yan Editor, John Wiley & Sons, Ltd.
- Hermann, A.; Möller, M. (2013): Beteiligung an der OECD Working Party on Manufactured Nanomaterials (WPMN). Öko-Institut e. V., Freiburg.
- Hermann, A.; Groß, R.; Möller, M. (2012): Rechtsfragen zur Anwendung des Stoffbegriffs auf Nanomaterialien im Rahmen der REACH-Verordnung. Öko-Institut, Freiburg.
- Hueso, Karina B. et al. (2013): High temperature sodium batteries: status, challenges and future trends, Energy Environ. Sci. 6 734-749.
- IRENA (2012): Electricity Storage and Renewables for Island Power, a Guide for Decision Makers, <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Electricity%20Storage%20and%20RE%20for%20Island%20Power.pdf>, letzter Zugriff: Februar 2014.
- James, B.D., Moton, J.M., Colella, W.G. (2013): "Hydrogen Storage Cost Analysis", http://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review13/st100_james_2013_o.pdf, letzter Zugriff: Februar 2014.
- Jensen, J.O., Vestboe, A.P., Li, Q., Bjerrum, N.J., (2007): "The energy efficiency of onboard hydrogen storage", Journal of Alloys and Compounds 446-447, 723-728.
- Joas, R.; Abel, J.; Djordjevic, B.; Fischer, B.; Greßmann, A.; in Zusammenarbeit mit Bunke, D.; Diesner, M.-O.; Groß, R.; Hermann, A. und Möller, M.; BiPRO GmbH in Kooperation mit Öko-Institut e.V. (2013): Examination and assessment of consequences for industry, consumers, human health and the environment of possible options for changing the REACH requirements for nanomaterials
- Jörissen, Ludwig et al. (2004): Possible use of vanadium redox-flow batteries for energy storage in small grids and stand-alone photovoltaic systems, Journal of Power Sources 127 98-104.

- KBA (2015): http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/2014_n_jahresbilanz.html?nn=644522; zuletzt aufgerufen am 22.4.2015
- Khanna, V. (2009): Environmental and risk assessment at multiple scales with application to emerging Nanotechnologies. Ohio State University, Columbus, OH.
- Kohler (2012): http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/Vortraege_GF/sk/120927_SK_Jahrestagung_Zement_des_Vereins_Deutscher_Zementwerke_vdz_Duesseldorf_Energieeffizienz_und_erneuerbare_Energien_-_Marktpotenziale_und_Herausforderungen_der_Energiewende.pdf, letzter Zugriff Februar 2014.
- Köhler, A. R.; Som, C.; Helland, A. & Gottschalk, F. (2008). Studying the potential release of carbon nanotubes throughout the application life cycle. *Journal of Cleaner Production*, 16(8–9), 927–937.
- Kresse (2014): Endbericht
- Krug, H., Wick, P., Nowack, B., Müller, N. (2013): Human and Ecotoxicity of Synthetic Nanomaterials. Initial insights for major accident prevention. Bundesamt für Umwelt BAFU, Münsingen (CH).
- Kunzmann, A., Andersson, B., Thurnherr, T., Krug, H., Scheynius, A., Fadeel, B. (2011): Toxicology of engineered nano-materials: Focus on biocompatibility, biodistribution and biodegradation. *Biochimica et Biophysica Acta* 1810 361–373.
- Kushnir, D., Sandén, B.A., (2008): Energy requirements of carbon nanoparticle production. *Journal of Industrial Ecology* (12): 360–375.
- Kussmaul, K., Deimel, P. (1995): Materialverhalten in H₂-Hochdrucksystemen, VDI Berichte Nr. 1201, 1995
- Lazarevic, D., Finnveden, G. (2013): Life cycle aspects of nanomaterials. KTH - Royal Institute of Technology. Stockholm, Schweden.
- Linden's Handbook of Batteries 4th edition, Herausgeber Thomas B. Reddy, David Linden, McGrawHill, New-York
- Linnenkoper, Kirstin (2014): Electric vehicle dangers and other dilemmas - Battery safety: how to douse the flames. *Recycling International* November 2014, pp. 48-51.
- LithoRec II und EcoBatRec (2015): Ökobilanzen zu den Recyclingverfahren LithoRec II und EcoBatRec für Lithium-Ionen-Batterien - LCA-Li-Bat-Recycling. Öko-Institut in Kooperation mit TU Braunschweig, Volkswagen, RWTH Aachen, Rockwood Lithium GmbH, Electrocycling GmbH, Solvay Fluor GmbH, Audi AG, Accurec Recycling GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- Liu, H. K., Wang, G. X., Guo, Z., Wang, J., Konstantinov, K. (2006): Nanomaterials for Lithium-ion Rechargeable Batteries. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology*. (6)1–15
- Lord A.S., Kobos P.H., Klinse G.T., Borns D.J. (2011): "A Life Cycle Cost Analysis Framework for Geologic Storage of Hydrogen: A User's Tool", Sandia Report SAND2011-6221, <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2011/116221.pdf>, letzter Zugriff: Februar 2014.
- Lowcarbonfutures (2011): Flow battery - Factsheet to accompany the report "Pathways for energy storage in the UK". http://www.lowcarbonfutures.org/sites/default/files/Flow%20Battery_final_0.pdf, zuletzt aufgerufen am 20.12.2014.
- Masten, D. A., Bosco A.B., (2003): "System design for vehicle applications: GM/Opel in Handbook of Fuel Cells, Herausgeber: W. Vielstich, A. Lamm, H.A. Gasteiger, Vol. 4, p 714, Wiley.
- Melber, A. (2014): Telefonisches Gespräch mit Herrn Melber (Geschäftsführer Accurec Recycling GmbH) am 05.12.2014. Darmstadt / Mühlheim.
- Melzer, A. (2010): Materialien für Zink und Zink-Luft-Batterien. Batterietag Münster, 22.12.2010. http://www.cef.nrw.de/_database/_data/datainfoool/100222-1540-melzer.pdf, zuletzt aufgerufen am 22.12.2014.
- Millet, Pierre, Grigoriev, Sergey, (2013): "Water Electrolysis Technologies": in Renewable Hydrogen Technologies; Herausgeber: Luis M. Gandia et al., Elsevier.
- Hermann, A.; Möller, M. (2010): Rechtliche Machbarkeitsstudie zu einer Nano-Meldeverordnung und einem Nano-Produktregister. Öko-Institut e. V., Freiburg.

- Möller, M.; Diesner, M.-O.; Groß, R.; Hermann, A.; Küppers, P.; Moch, K.; Pistner, C.; Prakash, S.; Spieth-Achtnich, A. (2012): Analyse und strategisches Management der Nachhaltigkeitspotenziale von Nanoprodukten. Öko-Institut e. V., Freiburg.
- Möller, M.; Diesner, M.-O.; Groß, R.; Haus, D.; Hermann, A.; Küppers, P.; in Zusammenarbeit mit Luther, W.; Malanowski, N. und Zweck, A. (2013): Nanomaterialien: Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit. Öko-Institut e.V. in Kooperation mit VDI Technologiezentrum GmbH. Zürich, vdf Verlag, 2013
- Möller, M.; Diesner, M.-O.; Küppers, P.; Manhart, A.; Pistner, C.; Spieth-Achtnich, A.; (2014): Untersuchung der Auswirkungen ausgewählter nanotechnischer Produkte auf den Rohstoff- und Energiebedarf. UBA-Texte 21/2014
- Needs (2008): <http://www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D9.2%20Final%20report%20on%20fuel%20cells.pdf>, letzter Zugriff: Februar 2014
- NEI corporation (2014): Specification Sheet NANOMYTE®BE-30(LMO); online verfügbar unter: http://www.neicorporation.com/specs/BE-10_Spec_Sheet_%28LTO%29.pdf
- Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Naegler, Tobias; Heide, Dominik; Tena, Diego Luca De; Trieb, Franz et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nowack, B. (2011): The occurrence, behavior and effects of engineered nanomaterials in the environment In: Ju-Young, K., Advances in Nanotechnology and the Environment. Pan Stanford Publishing Pte. Ltd. 183-217.
- Nuss P, Eckelman MJ (2014) Life Cycle Assessment of Metals: A Scientific Synthesis. PLoS ONE 9(7): e101298. doi:10.1371/journal.pone.0101298
- OECD (2014): Ecotoxicology and Environmental Fate of Manufactured Nanomaterials: Expert Meeting Report. Environment, Health and Safety Publications Series on the Safety of Manufactured Nanomaterials No. 40.
- OECD Working Party on Manufactured Nanomaterials (2015): <http://www.oecd.org/science/nanosafety>
- Öko-Institut (2014), FlexOptionen: Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen, Öko-Institut: Freiburg.
- Öko-Institut (2014b), Working Paper, 3/2014, Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen – Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050.
- Öko-Institut (2015): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, im Auftrag des UBA, in Bearbeitung.
- Öko-Institut (2015a): Best-of-two-worlds (Bo2W)- Globale Kreislaufführung strategischer Metalle, im Auftrag des Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), Berlin, in Bearbeitung.
- Öko-Institut (2015b): Spendenprojekt Öko-Institut, Recycling von Bleibatterien in Afrika, in Bearbeitung.
- Öko-Institut (2015c): T. Bergmann, D. Bleher, W. Jenseit, Ressourceneffizienzpotenziale im Tiefbau, Öko-Institut e.V., im Auftrag des VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH (VDI ZRE), 2015.
- Öko-Institut (2015d): Y. Baron, C-O. Gensch, K. Moch in collaboration with A. Gibbs; 8th Adaptation to scientific and technical progress of exemptions 2(c), 3 and 5 of Annex II to Directive 2000/53/EC (ELV) – Pack 2; Eunomia Research and Consulting Ltd. in cooperation with Öko-Institut e.V. (in progress); Commissioned by: EU Commission, DG Environment, Brussels.
- Öko-Institut e.V., ISOE (2011), OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen: Integrierte Betrachtung von Fahrzeugnutzung und Energiewirtschaft, Öko-Institut e.V., Freiburg.
- ÖkoRess (2015): Erörterung ökologischer Grenzen der Primärrohstoffgewinnung und Entwicklung einer Methode zur Bewertung der ökologischen Rohstoffverfügbarkeit zur Weiterentwicklung des Kritikalitätskonzepts, Öko-Institut in Zusammenarbeit mit Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu) GmbH und Projekt Consult GmbH im Auftrag des Umweltbundesamt (UBA), Dessau, in Bearbeitung.

Pan, Q.; Weyhe, R.; Melber, A.; Klavina, I.; Friedrich, B. (o.J.): Investigation on packaging materials for safe transport of spent Li-ion batteries. Packaging materials for Li-ion Batteries.

Perl (2013) telefonische Auskunft Fa. CellCube 20.11.2013.

Pirolini, A. (2014): Nanotubes to Revolutionize Lithium-Ion Batteries; online verfügbar unter:
<http://www.azonano.com/article.aspx?ArticleID=3857>

Platinum (2013): Platinum 2013, Johnson Matthey PLC, May 2013

Poland, C.A., Duffin, R., Kinloch, I., Maynard, A., Wallace, W.A., Seaton, A., Stone, V., Brown, S., Macnee, W., Donaldson, K., (2008): Carbon nanotubes introduced into the abdominal cavity of mice show asbestos-like pathogenicity in a pilot study, Nat. Nanotechnol. 3: 423–428.

Rydh, Carl J. (1999): Environmental Assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage, Journal of Power Sources 80 21-29.

Rentz, O.; Engels, B.; Schultmann, F. (2001): Untersuchung von Batterieverwertungsverfahren und –anlagen hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Relevanz unter besonderer Berücksichtigung des Cadmiumproblems. Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung, Universität Karlsruhe (TH). Umweltbundesamt, FKZ 299 35 330.

Repro (2012): Abfallwirtschaftliche Produktverantwortung unter Ressourcenschutzaspekten, im Auftrag des Umweltbundesamtes, Meilensteinbericht August 2012.

ReStra (2012): Ermittlung von Substitutionspotenzialen von primären strategischen Metallen durch Sekundärmaterialien, im Auftrag des Umweltbundesamtes, September 2012

Saur, Genevieve, (2008): "Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost", Technical Report, NREL/TP550-44103.

SCENIHR (2006): Modified Opinion (after public consultation) on the appropriateness of existing methodologies to assess the potential risks associated with engineered and adventitious products of nanotechnologies (SCENIHR /002/05)
http://ec.europa.eu/health/scientific_committees/opinions_layman/en/nanotechnologies/l-2/8-risk-assessment.htm#0

SCENIHR (Scientific Committee on Emerging and Newly Identified Health Risks) (2009): Risk Assessment of Products of Nanotechnologies. European Commission, Health & Consumers DG

Schiemann, J., Kerßenboom, A., Prause, H. J., Peil, S. (2007): Handbuch –Verwertung von Brennstoffzellen und deren Peripherie-Systeme. Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V.

Schill, Wolf-Peter (2014): Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany. In: Energy Policy 73, S. 65–79. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.05.032.

Schirmer, K., Behra, R., Sigg, L., Suter M.J-F. (2013): Ecotoxicological Aspects of Nanomaterials in the Aquatic Environment. In: Luther, W., Zweck, A., (Ed.) Safety Aspects of Engineered Nanomaterials. Pan Stanford Publishing Pte. S. 141-162

Seitz, R.; Moller, B.P.; Thielmann, A.; Sauer, A.; Meister, M.; Pero, M.; Kleine, O.; Rohde, C.; Bierwisch, A.; de Vries, M.; Kayser, V. (2013): Nanotechnology in the sectors of solar energy and energy storage – Technology Report. International Electrotechnical Commission (IEC).

Shi, H., Magaye, R., Castranova, V., Zhao, Jinshun., (2013): Titanium dioxide nanoparticles: a review of current toxicological data. Particle and Fibre Toxicology 10(15).

Shigematsu, T. (2011): Redox Flow Battery for Energy Storage. <http://global-sei.com/tr/pdf/special/73-01.pdf>, zuletzt aufgerufen am 20.12.2014.

Skyllas Kazacos, Maria (1986): All-vanadium redox battery, U.S. Patent Nr. 4,786,567.

Skyllas Kazacos, Maria (2009): Vanadium Redox-Flow Batteries in Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, Herausgeber J. Garche et al., Elsevier, New-York.

Staffel Ian, Green Richard (2012): <https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/9844/6/Green%202012-08.pdf>, letzter Zugriff Februar 2014.

Standridge, C.R. and Corneal, L. (2014): Remanufacturing, repurposing and recycling of post-vehicle-application lithium-ion batteries. Mineta National Transit Research Consortium. San José, CA (US)

- Steinhorst, M. P., Pfluger, M., Mangold, A., Zeh, T., Hülser, O., Braun, F. (2013): Speichertechnologien im Kontext der Produktion elektrischen Stroms aus regenerativen Quellen, Uni-Hohenheim: Hohenheim.
- Steinfeldt, M; von Gleich, A. (2010): Entlastungseffekte für die Umwelt durch nanotechnische Verfahren und Produkte; Fallstudie 2; Anwendung von mehrwandigen Kohlenstoffnanoröhren für leitfähige Folien in der Halbleiterindustrie; Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2010
- Sterner, M. (2013): Energiespeicher für die Energiewende: Zusatzkosten vs. Zusatznutzen, Vortrag: Universität Leipzig, Ringvorlesung Kraftakt Energiewende II, am 05.11.13.
- Steward, D., Saur, G., Penev, M., Ramsden, T., (2009): "Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage", Technical Report, NREL/TP-560/46719.
- Sullivan, J.L., Gaines, L. (2010): A Review of Battery Life-Cycle Analysis: State of Knowledge and Critical Needs, Report ANL/ESD/10-1, <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/B/644.PDF>, letzter Zugriff: Februar 2014.
- Sullivan, J.L., Gaines, L. (2012): Status of life cycle inventories for batteries, Energy Conversion and Management 58 134-148.
- SZ (2015): „Pure Energie“ von Boris Herrmann, Süddeutsche Zeitung Nr. 43, 21./22. Februar 2015
- Thackeray, M.M.; Johnson, C.S.; Amine, K.; Kim, J. (2004): Lithium metal oxide electrodes for lithium cells and batteries. Patentnummer US 6,677,082 B2.
- Treffer, F.; et al. (2011): Entwicklung eines realisierbaren Recyclingkonzeptes für die Hochleistungsbatterien zukünftiger Elektrofahrzeuge – Lithium-Ionen Batterierecycling Initiative – LiBRI – FKZ 16EM0009; Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums.
- Treffer, F. (2014): E-Mail-Kommunikation mit Herrn Treffer (Leiter der Abteilung Umicore Battery Recycling) am 09.12.2014.
- Tschauder, R. (1998): Untersuchungen zum Aufbau eines Wasserstoff-Nahverkehrs in Dresden unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte, Diplomarbeit an der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Sozialwesen Zittau/Görlitz (FH), September 1998
- UBA Substitution 2014: Herr Müller verweist hier auf das im Herbst begonnene größere Projekt zu Substitutionen, in dessen Rahmen eine methodische Weiterentwicklung des Kritikalitätsansatzes erfolgen soll. UBA: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/abfall-ressourcen/produktverantwortung-in-der-abfallwirtschaft/batterien/batterierecycling-in-deutschland>, letzter Zugriff: Februar 2014.
- Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau.
- UNECE (2014): Part 3 - Dangerous goods list, special provisions and exceptions. http://www.unece.org/fileadmin/DAM/trans/danger/publi/unrec/rev15/English/03E_Part3.pdf, zuletzt aufgerufen am 09.12.2014.
- Upadhyayula, V.K.K.; Meyer, D.E.; Curran, M.A. and M.A. Gonzalez, M.A. (2012): Life cycle assessment as a tool to enhance the environmental performance of carbon nanotube products: a review. Journal of Cleaner Production 26 (May 2012): 37–47.
- USGS (2014): U.S. Geological Survey 2014, Mineral commodity summaries 2014.
- Venugopal, G., Hunt, A., & Alamgir, F. (2010): Nanomaterials for Energy Storage in Lithium-ion Battery Applications. Material Matters, 5.2, 42.
- VDE (2012), Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energiespeicher für die Energiewende, VDE: Berlin.
- Viswanathan, Vilayanur (2014): Cost and performance model for redox flow batteries Journal of Power Sources **247** 1040-1051.
- Wang, X. (2014): Managing end-of-life lithium-ion batteries: an environmental and economic assessment. Thesis. Rochester Institute of Technology: <http://scholarworks.rit.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=9337&context=theses>, zuletzt aufgerufen am 15.12.2014.

Wang, C., Waje, M., Wang, X., Tang, J., Haddon, R., Yan, Y. (2004): Proton Exchange Membrane Fuel Cells with Carbon Nano-tube Based Electrodes. Nano Letters 4(2): 345-348.

Watt-Smith, M.J. et al. (2009): Secondary Batteries - Flow Systems in Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, Herausgeber J. Garche et al., Elsevier, New-York.

Wei L., Zhou J.Y., Mao X. (2011): Bibliometric analysis of global lithium ion battery research trends from 1993 to 2008. Reports in Electrochemistry 2011:1 1–9

Wendenburg, Helge/Seitel, Jürgen: Altbatterieentsorgung nach dem neuen Batteriegesetz, AbfallR 2009, S. 206-215.

Wing, Jonathan (2013): "Handling the Cost of residential Fuel Cells", Fuel Cell Today, August 2013, http://www.fuelcelltoday.com/media/1884902/13-08-14_handling_the_cost_of_residential_fuel_cells.pdf, letzter Zugriff: Februar 2014.

Wuppertal Institut (2014): "KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems". Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Mitarbeit von Karin Arnold, Jonas Friege, Christine Krüger, Arjuna Nebel, Michael Ritthoff, Sascha Samadi, Ole Soukup, Jens Teubler, Peter Viebahn, Klaus Wiesen. <http://wupperinst.org/de/projekte/details/wi/p/s/pd/38/>. Wuppertal

Xcononmy (2014): UniEnergy Technologies Goes from Molecules to Megawatts.

<http://www.xconomy.com/seattle/2014/07/07/unienergy-technologies-goes-from-molecules-to-megawatts/2/>, zuletzt aufgerufen am 20.12.2014.

