

LITHIUM-IONEN-BATTERIEN FÜR DIE ELEKTROMOBILITÄT: STATUS, ZUKUNFTSPERSPEKTIVEN, RECYCLING

NIKOLA VEKIĆ

MÄRZ 2020

1 Einleitung

Der Transportsektor spielt beim wirtschaftlichen Erfolg und der sozialen Entwicklung einer Region oder eines Landes eine übergeordnete Rolle. Heutzutage hat Mobilität jedoch auch negative Folgen, wie etwa die Verbrennung fossiler Rohstoffe und Umweltverschmutzung. Gut ein Viertel der globalen Treibhausgasemissionen werden durch den Verkehr verursacht¹. Dieser CO₂-Beitrag lässt sich durch die synergetische Kombination aus alternativen Antrieben und regenerativ gewonnenem Strom reduzieren, weshalb batteriebetriebene Fahrzeuge eine vielversprechende Alternative für die Automobilindustrie geworden sind.

In jüngster Zeit erhielten Elektrofahrzeuge (EFs) breite Beachtung durch Medien und Politik. Rückblickend betrachtet handelt es sich bei ihnen allerdings nicht um eine neuartige Technologie. Tatsächlich besitzen elektrische Fahrzeuge eine längere Geschichte als solche die mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet sind. So rollten nach der Erfindung des Blei-Akkus durch *Gaston Plante* im Jahre 1859 die ersten wiederaufladbaren Batteriefahrzeuge durch die Straßen². Erst mit der Kommerzialisierung Brennstoff-betriebener Fahrzeuge Anfang des zwanzigsten Jahrhunderts, wurden batterieelektrische Autos aufgrund ihrer höheren Kosten, geringeren Reichweite und unzureichenden Höchstgeschwindigkeit sukzessive aus dem Markt verdrängt^{3,4}. Nach mehr als einem Jahrhundert der Dominanz des Verbrennungsmotors, sollen Batterien nun wieder dabei helfen, einen emissionsfreien Verkehr zu ermöglichen.

Die heutzutage in der Elektromobilität ausschließlich genutzte Batterietechnologie sind sogenannte Lithium-Ionen-Batterien (LIB)⁵. Die Zellen zeichnen sich nicht nur durch einen theoretisch hohen Energiegehalt von bis zu 260 Wh kg⁻¹ und 700 Wh l⁻¹ aus, sondern weisen auch eine hohe Coulomb- (99 %) und Energieeffizienz (bis zu 95 %) auf^{6,7}. Ihr größter Vorteil liegt allerdings in der großen Bandbreite an Kombinationsmöglichkeiten von Leistung und Energie^{8,9}. Diese können folglich optimal auf das Endprodukt zugeschnitten werden. So ist das Leistung zu Energie Verhältnis im Falle eines Hybrid-Autos (HEF) bei etwa 15, während es bei einem Plug-in Hybrid (PHEF) und einem batterieelektrischem Fahrzeug (BEF) bei etwa 8 und 3 liegt^{8,10}.

2 Batteriekosten

Batterieleistung und -kosten stellen die zwei wichtigsten Faktoren in rein elektrischen Fahrzeugen dar. Während die Reichweite eines BEF maßgeblich durch die Batteriekapazität bestimmt wird, entscheiden die Kosten darüber, ob E-Autos gegenüber Verbrennern wettbewerbsfähig sind. Gegenwärtig macht die Batterie mit etwa 40 % einen erheblichen Anteil der Kosten eines EFs aus, weshalb es das Ziel der Automobilbranche ist, diese bis 2030 zu halbieren¹¹. Untersuchungen des U.S. Energieministeriums ergaben, dass eine breite Marktdurchdringung von batteriebetriebenen Fahrzeugen nur dann möglich ist, wenn die Kosten auf Systemebene bis 2022 und 2028 auf unter 125, bzw. 100 US\$ kWh⁻¹ sinken und gleichzeitig die Reichweite auf über 500 km erhöht wird, wobei die Ladezeit weniger als 15 Minuten betragen soll¹². Dies entspricht einer spezifischen Energie von 235 Wh kg⁻¹ und einer Energiedichte von 500 Wh l⁻¹ auf Batterieniveau^{8,10}. Ausgehend vom heutigen Stand der Technik, müssen spezifische Energie und Energiedichte hierfür jeweils um den Faktor 1,8 und 2,4 erhöht werden¹⁰. Zur Umsetzung dieser Ziele sind daher Optimierungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette unvermeidlich.

Die notwendige Zunahme von Batterieleistung und -energie bei gleichzeitiger Kostenreduktion stellt die Industrie vor große Herausforderungen. Nichtsdestotrotz sind die Kosten für LIB zwischen 2010 und 2016 durchschnittlich um 19 % gesunken¹¹. Um kurzfristige Kostenziele (2022) zu erreichen, sind Reduktionswerte von durchschnittlich ca. 12 % erforderlich. Langfristig (2028) würden zwischen 8 und 9 % im Jahr ausreichen (Abb. 1).

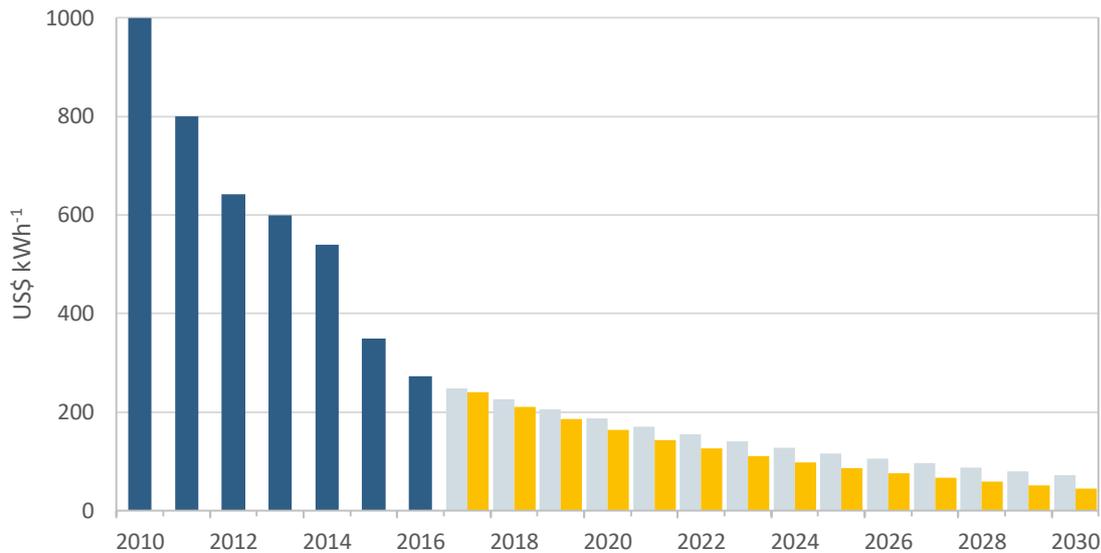


Abb. 1 Kostenentwicklung von LIB in der Vergangenheit und Zukunft. Werte zwischen 2010 und 2016 basieren auf Daten von Bloomberg¹¹. Die grauen (gelben) Säulen entsprechen einer durchschnittlichen jährlichen Reduktionsrate von 9 % (12 %).

Die Kosten für LIB können auf verschiedenen Wegen reduziert werden (Abb. 2¹³). Eine übergeordnete Rolle wird hierbei Skaleneffekte zugeschrieben¹³⁻¹⁵. Analysen ergaben, dass unabhängig von der gewählten Batterietechnologie, Kosten von ca. 175 US\$ kWh⁻¹ für Fahrzeugbatterien erwartet werden können sobald 1 TWh Kapazität aufgebaut ist¹⁶. Hierfür wären Kapitalinvestitionen in Höhe von 175-510 Mrd. US\$ erforderlich, so die Wissenschaftler¹⁶. Gegenwärtig werden weltweit zahlreiche Investitionen in die Batterieproduktion getätigt. Allein in Europa sollen bis 2024 über 400 GWh aufgebaut werden. So soll beispielsweise in Nordschweden bereits 2021 eine „Gigafactory“ mit 32 GWh Kapazität



Abb. 2 Maßnahmen die zur Verringerung der Batterieproduktionskosten in der Elektromobilität führen.

pro Jahr errichtet werden. Durchgeführt wird das Projekt vom schwedischen Batteriehersteller Northvolt, welcher in einem 50/50 Joint Venture zusammen mit VW eine weitere Batteriefabrik mit 24 GWh in Salzgitter plant. Die Serienproduktion soll 2024 starten. Die Elektrifizierungsstrategie des Volkswagen Konzerns sieht ab 2025 allein in Europa einen Kapazitätsbedarf von 150 GWh vor. Auch für den asiatischen Markt verfolgt der Automobilhersteller ähnliche Ziele. Weitere Investitionen in die Batterieproduktion in Deutschland sind Seitens Contemporary Amperex Technology (CATL), Farasis Energy Europe, Tesla sowie Daimler geplant.

Der positive Kosteneffekt eines erhöhten Produktionsvolumens (Skaleneffekt) lässt sich anhand der von Tesla im Bundesstaat Nevada in den USA aufgebauten „Gigafactory“ anschaulich darstellen. Laut dem amerikanischen Elektroautohersteller helfe die neue Fabrik dabei, die Produktionskosten der hergestellten LIB um 30 % zu reduzieren¹⁷. Sobald die volle Kapazität von 150 GWh im Jahr erreicht ist, geht Tesla davon aus, sein Ziel von unter 100 US\$ kWh⁻¹ Batterieproduktionskosten erreichen zu können¹⁷. Weitere „Gigafactories“ sind an den Standorten New York und Shanghai entstanden. Eine weitere im Großraum Berlin befindet sich derzeit im Bau¹⁸. Sinkende Kosten in der Batterieproduktion können daher in Zukunft erwartet werden.

Weitere Möglichkeiten zur Kostenreduktion von LIB liegen in der Effizienzsteigerung bei der Batteriemontage, Verbesserung der Subkomponenten (z.B. Batteriemanagementsystem, Kühlsystem), Verringerung der Herstellkosten und in der Optimierung des Designs auf Zell-, Modul- und Systemebene¹⁹. Erst vor kurzem hat sich mit 21700 Zellen ein neues Batteriezellendesign auf dem Markt etabliert²⁰. Verglichen mit dem früheren Standard (18650), weisen die neuen Zellen einen bis zu 50 % höheren Energiegehalt auf und zeichnen sich durch geringere Produktionskosten aus²¹.

Grob setzen sich Zellkosten aus den Kosten für die Anode, Kathode, Elektrolyt, Separator sowie der Zellenfertigung zusammen (Abb. 3). Dabei macht das Rohmaterial einen Anteil von 50-70 % der Gesamtkosten aus, wobei der mit 29 % größte Anteil auf das Kathodenmaterial entfällt¹⁵. Ziel der Industrie ist es daher, die Rohmaterialkosten durch Veränderung der Batteriechemie zu reduzieren.

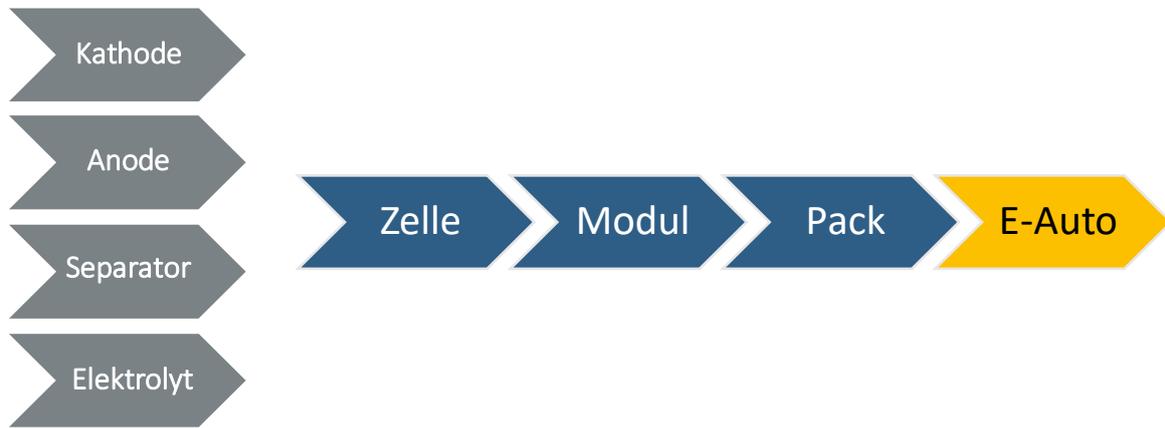


Abb. 3 Schematische Darstellung des Produktionsprozesses von LIB für die Elektromobilität.

3 Lithium-Ionen Batterien für die Elektromobilität – Momentaner Status

Es existieren zahlreiche Versionen von LIB auf dem Batteriemarkt, die sich durch unterschiedliche Materialzusammensetzungen sowohl auf Anoden, als auch auf Kathodenseite auszeichnen, wobei die Variabilität bei der Kathode deutlich höher ist. Jede Version weist bestimmte Vor- und Nachteile hinsichtlich Sicherheit, Leistung, Lebensdauer und weiteren Kriterien auf (Abb. 4¹³).

Von allen Komponenten einer LIB Zelle, stellt die Kathode die vergleichsweise größte Herausforderung für Wissenschaft und Industrie dar. Speziell in der Automobilindustrie sind die wichtigsten Anforderungen an das Elektrodenmaterial hohe spezifische und volumetrische Energiedichten, hohe Sicherheit, ein hohes Entladungspotential sowie eine hohe Zyklenstabilität¹⁰. Die zurzeit bedeutendsten Kathodentypen sind LMO, LFP, NCA und NMC.

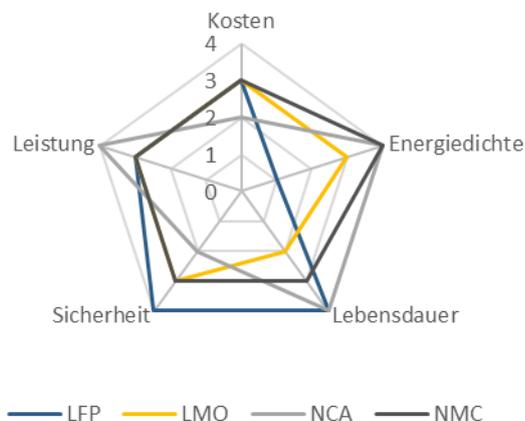


Abb. 4 Vergleich verschiedener Parameter der momentan gängigen LIB auf dem Elektromobilitätsmarkt. Höhere Werte entsprechen einer besseren Leistung als niedrige Werte hinsichtlich des betrachteten Parameters.

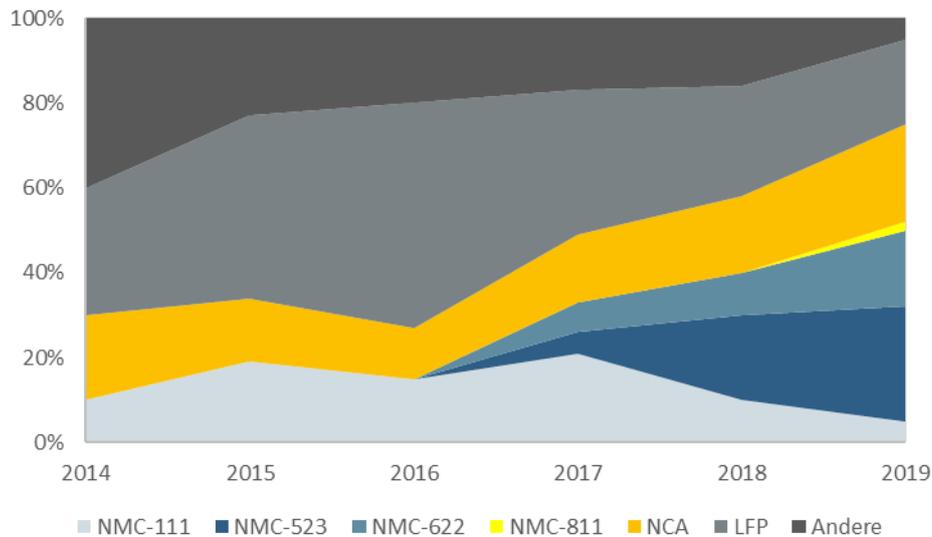


Abb. 5 Entwicklung der Kathodenchemie auf dem Lithium-Ionen Batteriemarkt für die Elektromobilität zwischen 2014 und 2019.

Anwendung fanden diese Batterietechnologien bisher bei Automobilherstellern wie BMW, Daimler, Volkswagen, Tesla, Nissan, BYD und Chevrolet (Tab 1, S. 9). Im Jahr 2016 dominierten LFP und NMC mit einem Anteil von 65-70 % den Batteriemarkt in der Elektromobilität²². Heute haben allein NMC Kathoden einen Marktanteil von über 50 % (Abb. 5²²).

3.1 Lithium-Eisen-Phosphat (LFP)

Die Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) Kathode in LIB wurde vom erst kürzlich gekürten Nobelpreisträger *John B. Goodenough* erfunden²³. Charakteristisch für diesen Batterietypen ist eine hohe strukturelle und zyklische Stabilität, was in einer hohen Lebensdauer und Sicherheit resultiert²⁴. Außerdem setzt sich die Kathode aus deutlich günstigeren Materialien zusammen als das bei NMC oder NCA Kathoden der Fall ist, wodurch sich der Produktionspreis deutlich senken lässt. Folglich überrascht es nicht, dass die LFP Technologie in einigen Automobilen bereits Anwendung fand, wie beispielsweise in der von BMW gebauten Active Hybrid 3 und 5 Serie⁸. Vor allem in China findet die Technologie in großem Rahmen Anwendung, wo sie auch im Tesla Model 3 verwendet wird¹⁰. Allerdings weist LFP eine begrenzte spezifische und volumetrische Energiedichte von ca. 120 Wh kg⁻¹ und 220 Wh l⁻¹ auf Zellniveau auf, was deutlich unterhalb der notwendigen Energiedichte von über 350 Wh kg⁻¹ und 750 Wh l⁻¹ für Reichweiten über 500 km liegt⁸. Der geringen volumetrischen Energiedichte geschuldet, wird die Technologie in Zukunft vermutlich ausschließlich in Bussen, LKWs und stationären

Energiespeichern Anwendung finden, während OEMs ihren Fokus auf NMC und NCA ausrichten werden.

3.2 Lithium-Mangan-Oxid (LMO)

LMO Kathoden sind bekannt für ihre Spinell-Struktur, welche ihnen zusätzliche Stabilität verleiht²⁵. Ähnlich wie LFP, gehört LMO auch zu den „günstigeren“ Kathodentypen, da sie weder Nickel, noch teures Kobalt enthält. Die Lithium-Ionen nehmen Plätze in den Zwischenräumen der dreidimensionalen Mn_2O_4 Struktur ein, was verglichen mit anderen Batterietypen eine höhere Entladungsrate ermöglicht. Allerdings weist dieser Batterietyp auch entscheidende Nachteile auf. Einer davon ist die geringe Kapazität²⁶. Außerdem führen erhöhte Betriebstemperaturen zur Auflösung des Mangans durch den Elektrolyten, was in einem erheblichen Kapazitätsverlust resultiert²⁷. Darüber hinaus ist die spezifische Energiedichte der Kathode, verglichen mit anderen Elektrodentypen, relativ niedrig (Abb. 4). Aufgrund des Preisvorteils und positiven Synergieeffekten, wie erhöhter Leistung und längerer Lebensdauer, wird LMO dennoch regelmäßig mit NMC gemischt¹³. LMO-NMC Kombinationen (30 % LMO Anteil) wurden in verschiedenen Elektroauto-Typen bereits erfolgreich angewendet, wie z.B. dem BMW i3⁸ (Tab. 1). Es ist davon auszugehen, dass der Bedarf nach LMO überwiegend von der Nachfrage nach LMO-NMC Verbundmaterialien bestimmt wird. Ziel der OEMs ist es allerdings, die Kapazität von LIB und damit die Reichweite ihrer Elektroautos zu maximieren, was zur Folge hat, dass der Anteil an LMO in Nickel-reichen Kathoden in Zukunft sinken könnte¹⁰.

3.3 Nickel-Kobalt-Aluminium (NCA)

NCA-Oxide sind ein deutlich teureres Kathodenmaterial als LMO, bringen allerdings einige Vorteile mit sich, wie etwa eine höhere Kapazität, eine hohe Energiedichte und eine längere Lebensdauer von über 15 Jahren¹³. Die hohe Zyklenstabilität ist auf das Aluminium zurückzuführen, welches die Struktur des Materials auch bei hohen Temperaturen festigt²⁸. Dennoch ist diese Batterietechnologie verglichen mit anderen thermisch relativ instabil²⁹. Dies stellt ein erhebliches Sicherheitsrisiko dar. Das gängige Mischungsverhältnis in NCA ist 80 % Nickel, 15 % Kobalt und 5 % Aluminium³⁰. Bisher werden NCA Kathoden ausschließlich vom Automobilhersteller Tesla verwendet. Es wird erwartet, dass NCA Technologien bis 2025 gravimetrische und volumetrische Energiedichten von 300 Wh kg^{-1} und 700 Wh l^{-1} auf

Zellniveau erreichen³¹. Dies entspräche einer Reichweite von ca. 500 km. Erreicht werden soll dies durch technische Optimierung sowie durch Erhöhung der Ni-Komponente auf über 80 %.

3.4 Nickel-Mangan-Kobalt (NMC)

Aufgrund ihrer technologischen Reife sind NMC Elektroden neben NCA die auf dem Elektromobilitätsmarkt am weitesten verbreitete Batteriechemie³¹. Ähnlich wie NCA, verfügt die Technologie über eine hohe spezifische Energiekapazität, Leistung und Zyklenbeständigkeit. Dies wird durch die Kombination von Nickel und Mangan bewerkstelligt, wobei Nickel für die hohe Energiedichte sorgt, während Mangan das System stabilisiert indem es sich in einer Spinell Struktur anordnet³². Die momentan gängigsten NMC Batterien auf dem Markt sind NMC-111, NMC-422, NMC-523 und NMC-622. Die Zahlenkombination spiegelt das Mengenverhältnis von Nickel, Mangan und Kobalt in der Kathode wieder. NMC-111 ist die erste NMC-Generation die auf dem Markt erschien, NMC-622 dagegen die letzte. Daraus ist ersichtlich, dass der Nickel-Anteil auf Kosten von Kobalt erhöht wurde. Dies hat zwei entscheidende Vorteile. Zum einen konnte dadurch die spezifische Energiedichte deutlich erhöht werden. Zum anderen ermöglichten geringere Kobalt Gehalte eine Reduktion der Produktionskosten der Batterie³³. Allerdings führen erhöhte Nickel-Anteile auch zu einer geringeren Lebensdauer und Thermalstabilität, was die Batterien unsicherer macht³¹ (dies ist auch bei NCA der Fall). Dennoch beschlossen zahlreiche Autobauer NMC-622 Batterien in ihre neuesten EV Serien zu verbauen, darunter Hyundai (Kona EV), Audi (e-tron), Daimler (EQC) und Jaguar (i-Pace)^{22,34,35}.

4 Lithium-Ionen-Batterien in naher Zukunft

Eine Übersicht gängiger LIB in der Automobilindustrie mit dem momentanen Stand der Technik wurde in Kapitel 3 besprochen. Das folgende Kapitel dagegen erörtert Entwicklungen die in Batterien im Zuge der Elektromobilität in naher Zukunft zu erwarten sind. Eingeteilt ist das Kapitel in die beiden Elektrodentypen einer Batterie, der Anode und der Kathode.

4.1 Kathode

Wie im vorherigen Kapitel bereits ausgeführt wurde, handelt es sich bei NMC und NCA Kathodensystemen um die zwei gegenwärtig beliebtesten LIB Technologien in der Elektromobilität. Auch in naher Zukunft werden LIB den Markt dominieren^{19,36}. Vor allem NMC-

Tab. 1 Übersicht einiger in der Automobilindustrie verwendeter sowie in Zukunft erwarteter Zellsysteme^{11,13,34,35}.

Zellformat/ Hersteller	EV Modell	Zelle						Batterie	
		Kathode	Anode	Kapazität [Ah]	Spannung [V]	Spez. Energie [Wh kg ⁻¹]	Energie- dichte [Wh l ⁻¹]	Energie [kWh]	Reich- weite [km]
zylindrisch									
Panasonic	Tesla S 2012	NCA	C	3,2	3,60	236	673	60-100	330-500
Panasonic	Tesla X 2015	NCA	Si/ SiO-C	3,4	3,60	236	673	60-100	330-500
Panasonic	Tesla S 2017	NCA	SiO-C/ SiO _x -C	4,75	3,60	260	683	75-100	490-630
prismatisch									
Li-Energy Japan	Mitsubishi MIEV 2008	LMO-NMC	C	50	3,70	109	218	16	160
BYD	BYD e6 2010	LFP	C	-	3,30	120	220	61	300
Toshiba	Honda Fit EV 2013	NMC	LTO	20	2,30	89	200	20	130
Samsung SDI	Fiat 500e 2013	LMO-NMC	C	63	3,65	172	312	24	140
Samsung SDI	BMW i3 2014	LMO-NCA- NMC	C	60	3,70	122	228	22	130
Panasonic /Sanyo	VW e-Golf 2015	NMC	C	25	3,70	130	215	24	190
Samsung SDI	VW e-Golf 2016	LMO-NCA- NMC	C	37	3,70	185	357	36	300
Samsung SDI	BMW i3 2017	LMO-NCA- NMC	C	94	3,70	189	357	33	183
flach									
AESC	Nissan Leaf 2010	LMO-NCA	C	33	3,75	155	309	24	135
A123	Chevrolet Spark 2012	LFP	C	20	3,30	131	247	21	130
LG Chem	Ford Focus EV 2012	LMO-NMC	C	16	3,70	-	-	35,5	160
LG Chem	Renault Zoe 2012	LMO-NMC	C	36	3,75	157	275	26	150
Li-Tec	Smart For2 EV 2012	NMC	C	52	3,65	152	316	17	145
SK Innovation	Kia Soul EV 2014	NMC	C	38	3,70	-	-	27	145
AESC	Nissan Leaf 2015	LMO-NCA	C	40	3,75	167	375	30	172
LG Chem	Chevrolet Bolt 2016	NMC	C	56	3,65	186	393	60	383
LG Chem	Renault Zoe 2017	NMC	C	59	3,70	241	466	41	400
LG Chem	Jaguar I- Pace 2018	NMC	C	58	-	257	-	90	470
SK Innovation	Kia e-Niro EV 2019	NMC	C	-	-	-	-	64	455
LG Chem	Audi e-tron 2019	NMC	C	60	-	-	-	95	400
-	Daimler EQC 2019	NMC	C	-	-	-	-	80	450
-	BMW i5 2021	NMC	C-(Si)	-	-	-	-	110	700

basierten Kathoden wird hierbei eine übergeordnete Rolle zukommen. Die Automobilindustrie wird weiterhin versuchen, den Co-Anteil in NMC-Kathoden zu reduzieren und die Ni-Komponente sukzessive erhöhen um eine höhere Kapazität zu einem geringeren Preis zu erzielen. Die neueste Zellchemie, welche hierbei in den Fokus des Batterieproduzenten gerückt ist, sind NMC-811 Batterien. Das Ni-reiche Kathodenmaterial ist beispielsweise in dem neuen e-Niro EV von Kia verbaut²² und soll auch ab 2021 im neuen BMW i5 Anwendung finden¹³. Verglichen mit NMC-111, zeichnet sich die NMC-811 Kathodenchemie durch eine 25 % höhere Batteriekapazität aus (200 mAh g^{-1})¹⁰, was einen deutlichen technologischen Fortschritt darstellt. Darüber hinaus wird für die Herstellung dieses Batterietypen 69 % weniger Kobalt benötigt als dies bei NMC-111 der Fall ist¹³. Betrachtet man die gegenwärtigen (H3 2019) Preise für die drei Hauptkomponenten einer NMC Kathode, Nickel ($15\,750 \text{ US\$ t}^{-1}$), Mangan ($2\,060 \text{ US\$ t}^{-1}$) und Kobalt ($33\,000 \text{ US\$ t}^{-1}$), so ergeben sich deutlich niedrigere Rohmaterialkosten für NMC-811 als für NMC-111 Batterien. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass der Marktanteil von NMC-811 in naher Zukunft stetig zunehmen wird, während NMC-111 an Bedeutung verliert.

Ein weiterer Vergleich der NMC-811 Technologie mit ihrem größten Konkurrenten, der von Tesla genutzten NCA-Batteriechemie, zeigt zwar ähnliche Kapazitäten, allerdings ist der von deutschen Automobilherstellern favorisierte Zelltyp thermisch deutlich stabiler³³, was eine höhere Sicherheit gewährleistet. Der Anteil von NCA-Batterien auf dem Markt soll bis 2025 sinken¹⁹. Dies hängt ausschließlich von der zukünftigen Marktentwicklung des Herstellers Tesla ab, welcher als einziger diesen Batterietypen für seine EFs nutzt.

Nickel-reiche Kathodenmaterialien zeigen eine höhere Reaktivität mit dem Elektrolyten, was ihre Zyklenbeständigkeit stark einschränkt³¹. Sie bieten aber dank einer höheren Kapazität auch eine höhere Reichweite. In den letzten Jahren hat der Energiegehalt der Batterien in der Elektromobilität stetig zugenommen (Tab. 1). Die OEMs sind daher bereit, die Anzahl an möglichen Wiederaufladungen einer Batterie auf Kosten von höherer Reichweiten zu reduzieren¹⁰. Einer der zentralsten Faktoren von LIB ist also nicht mehr die Zyklenstabilität, sondern die gesamte Energiemenge, welche über die akkumulierte Kilometermenge im Verlauf mehrerer Ladegänge die Batterie durchläuft¹⁰.

Trotz dieser Tendenz wurde in jüngster Zeit eine neue Synthesemethode entwickelt, welche die Herstellung von noch leistungsfähigeren NMC-LIB ermöglicht ohne Sicherheit und Zyklenbeständigkeit zu beeinträchtigen. Die Methode beinhaltet die Herstellung von kugelförmigen Partikeln mit einer NMC-Zusammensetzung, wobei ein Ni-reicher Kern von einer Mn-dominierten Schale umgeben wird³¹. Während der Kern für eine hohe Kapazität sorgt, schützt die Manganhülle das reaktionsfreudige Nickel vor dem Elektrolyten, womit Auflösungserscheinungen vermieden werden¹⁰. Berichten zufolge ermöglicht die Synthese Nickelgehalte über 80 % in der Kathode, was die Kapazität verglichen mit NMC-811 um weitere 10 % erhöhen wurde³⁷.

Die Kathodenchemie hat auch einen starken Einfluss auf das Ladeverhalten einer LIB, welches eine entscheidende Rolle bei der Akzeptanz von Elektroautos in der Bevölkerung spielt. Grundsätzlich zeigen Systeme mit einer geringeren Energiedichte (z.B. LMO) ein besseres Ladeverhalten als solche, die sich durch eine hohe Energiedichte auszeichnen (z.B. NMC/NCA)¹⁰. Schnelle Ladevorgänge erfordern darüber hinaus zusätzliche Zellkühlungsmaßnahmen und stellen unter Umständen ein Sicherheitsrisiko dar. Ziel der Industrie ist es dennoch, die Ladezeit von EFs auf unter 20 Minuten zu reduzieren¹⁰. Hoffnung bei dieser Unternehmung bereitet die jüngste Innovation des israelischen Start-Ups StoreDot. Die neu entwickelte Anodenstruktur aus Silizium und organischen Komponenten ermöglicht Ladezeiten von fünf Minuten³⁸. Zahlreiche Unternehmen bekundeten bereits ihr Interesse und investierten in die neue Schnellladetechnologie, darunter auch Daimler. Verbesserungen der Ladefähigkeit erhöhen aber auch die Kosten der Batterie¹⁵.

4.2 Anode

Wie eben demonstriert wurde, lässt sich die Attraktivität von Batterien nicht nur durch Optimierungen der Kathode, sondern auch durch technologische Fortschritte bei der Anode steigern. Bisher wurden Anoden überwiegend aus synthetischem oder natürlichem (bergbaulich gewonnenem) Grafit gefertigt, wobei auch Mischungen gängig sind⁵. Sowohl die EU, als auch die US Regierung, haben den Rohstoff Grafit als kritischen eingestuft^{39,40}. Nichtsdestotrotz lässt sich Grafit auch über Syntheseverfahren gewinnen. Aufgrund eines höheren Reinheitsgrades und höherer Qualität erfreut sich synthetischer Grafit, im Gegensatz zu dem natürlich entstandenen Produkt, einer immer höheren Beliebtheit⁴¹. Im Jahr 2016

dominierten beide Anodenmaterialien den Batteriemarkt in der Elektromobilität zu gleichen Anteilen¹⁰. Die Beschaffungskosten lagen im Falle von natürlichem Grafit im selben Jahr bei 8 US\$ kg⁻¹, während die Herstellung synthetischen Grafits 5 US\$ kg⁻¹ teurer war, was auf höhere Energiekosten bei der Grafitisierung zurückzuführen ist⁴¹. Der Produktionspreis soll allerdings bis 2025 auf 10 US\$ kg⁻¹ sinken¹⁰.

Es wurde bereits versucht Zellen mit neuartigem Anodenmaterial in E-Autos einzusetzen, wie etwa Lithium-Titanit. Der neue Anodentyp wurde von Toshiba kommerzialisiert und von Mitsubishi und Honda angewendet⁴². Die Zellen bieten allerdings nur eine geringe Spannung auf Zellniveau, weshalb davon ausgegangen wird, dass die Technologie eher in der Energierückgewinnung in elektrischen Bussen Anwendung finden wird und nicht in elektrischen PKWs¹⁰.

Eine weitere neue Modifizierung der Anode, welche in kleinem Maßstab bereits im Einsatz ist, ist der Einbau von Silizium in die Grafit-Matrix. Dies ermöglicht eine enorme Erhöhung der Energiekapazität einer Batterie^{43,44}. Trotzdem hat die Technik entscheidenden Nachteil. Beim Transfer der Li-Ionen in die Silizium Struktur kommt es neben dem Verlust aktiven Lithiums zu einer Volumenexpansion von 300 %, was eine hohe mechanische Beanspruchung für die Batterie bedeutet¹³. Deshalb konnten mit Hilfe von nanotechnologischen Lösungen bisher nur geringe Mengen Silizium in die Anode eingebaut werden (< 5 %)⁴⁵. Dennoch ermöglichten diese kleinen Veränderungen in der Anodenchemie bereits große Fortschritte hinsichtlich der Batteriekapazität. Hohe Herstellungskosten und Schwierigkeiten bei der industriellen Produktion bleiben weiterhin ein Problem dieser Technik, weshalb der komplette Austausch von Grafit durch Silizium in naher Zukunft nicht realistisch erscheint. Stattdessen wird ein gradueller Anstieg des Si-Anteils in der Anode erwartet¹⁰.

5 Li-basierte Batterien in ferner Zukunft

Wie bereits aufgezeigt wurde, handelt es sich bei NMC-Oxiden um den gegenwärtig beliebtesten Kathodentypen in Batterien der Elektromobilität. Dies wird auch in naher Zukunft so bleiben. Indem das Mengenverhältnis von Nickel, Mangan und Kobalt optimiert wird, kann die Batterieleistung verbessert werden, wie etwa bei der NMC-811 Batteriechemie, die sich durch einen höheren gravimetrischen Energiegehalt und geringere Rohmaterialkosten als ihre Vorgänger auszeichnet. Berücksichtigt man allerdings die theoretische physiochemische

Energiebegrenzung von 350-400 Wh kg⁻¹ auf Zellniveau für Ni-reiche NMC-Systeme^{46,47}, so könnte es sich dabei lediglich um eine Übergangstechnologie handeln. Um langfristig höhere Energielevels zu erreichen, müssen neue Batterietechnologien in Betracht gezogen werden.

5.1 Hoch-Volt Spinell (LNMO/HV-Spinell)

Die Auswahl bestimmter Rohmaterialien für die Kathode hat nicht nur Einfluss auf die Energiedichte, sondern auch auf die Gesamtkosten der Batterie. Sowohl NMC-, als auch NCA Systeme bauen beispielsweise Kobalt zur Stabilisierung ein und um gleichzeitig hohe Energiedichten zu erzielen. Oft wird der Abbau dieses teuren Übergangmetalls mit Kinderarbeit in Verbindung gebracht⁴⁸. Co-freie Kathodentypen, wie etwa Hoch-Volt Spinell (LNMO), stellen angesichts dieser Umstände eine mögliche Alternative für die Zukunft dar.

Eine hohe Betriebsspannung (4,7 V) und zugleich moderate Energiedichte (580 Wh kg⁻¹) auf Materialniveau sind charakteristisch für diesen Kathodentypen⁴⁹. Energetisch ist das mit den in der Automobilindustrie bereits verbreiteten NMC-111 Systemen vergleichbar. Große Vorteile von HV-Spinell sind geringe Produktionskosten und eine hohe Sicherheit. Dennoch machen die relativ geringe Energiedichte, der hohe Kapazitätsverlust bei höheren Temperaturbedingungen und der aus der hohen Betriebsspannung resultierende Elektrolytzerfall⁵⁰ diesen Batterietypen für die Elektromobilität bisher ungeeignet. Dies könnte sich in ferner Zukunft ändern, sollten HV-Spinell Batterien weiterhin optimiert und gleichzeitig die Automobilindustrie aufgrund von Preis- und Lieferrisiken von Kobalt zu einem Technologiewechsel gezwungen werden.

5.2 Hoch-Energie NMC (HE-NMC)

Eine weitere Elektrode, welche in ferner Zukunft Anwendung finden könnte, ist die Li- und Mn-reiche HE-NMC Kathode (oder LMR-NMC). Das Kathodenmaterial zeigt mit ca. 900 Wh kg⁻¹ die größte Energiedichte aller bisher angesprochener Kathodentypen auf, ist aber auch durch ein nur geringfügig kleineres Entladungspotential gekennzeichnet (3,4 V) als herkömmliche NMC-Kombinationen (3,7 V)³³. Folglich überrascht es nicht, dass die Automobilindustrie dem System mit großer Aufmerksamkeit begegnet. Strukturell besteht die positive Elektrode aus NMC-basierten Schichten mit Li₂MnO₃ Zwischenlagen welche die Verbindung stabilisieren⁵¹. Der höhere Mangan Gehalt der Kathode resultiert im Vergleich zu Co-reichen Kathoden in einem Kostenvorteil, führt allerdings beim Laden und Entladen auch dazu, dass es zu einer strukturellen Veränderung zu Spinell kommt⁵². Die Konsequenz ist der Verlust von

Betriebsspannung und Kapazität⁵³. Darüber hinaus müssen die geringe strukturelle Dichte und elektronische Leitfähigkeit optimiert werden^{52,54}, bevor HE-NMC Batterien für den Gebrauch in den Elektroautomobilen der Zukunft in Betracht gezogen werden können.

5.3 Feststoffbatterien

Gängige LIB verwenden in der Regel einen flüssigen, organischen Elektrolyten für den Transfer der Li-Ionen. Nachteile flüssiger Elektrolyten sind chemische Reaktionen zwischen Kathode und der flüssigen Phase sowie thermale Instabilität, die ein erhöhtes Sicherheitsrisiko darstellt¹³. Feststoffbatterien dagegen bestehen aus einem festen Elektrolyten welcher nicht entzündlich ist⁵⁵. Weitere Vorteile von Feststoffbatterien sind ein hohes Leistungspotential und eine längere Lebensdauer⁵⁶.

Grundsätzlich lassen sich zwei Kategorien an festen Elektrolyten unterscheiden. Dabei handelt es sich zum einen um Polymerverbindungen und zum anderen um anorganische Elektrolyten⁵⁶. Zu den momentan vielversprechendsten gehören Sulphide/Thiophosphate und Granat-ähnliche Oxide⁵⁷⁻⁵⁹. Sowohl Industrie, als auch Wissenschaft, gehen davon aus, dass Feststoffelektrolyten die Anwendung von Li-Metall Anoden ermöglichen werden, was die Energiedichte auf Zellniveau enorm erhöhen würde^{56,60}. Würde man einen Festkörperelektrolyten mit einer Graphit Anode kombinieren, so bliebe die volumetrische Energiedichte gleich, während die gravimetrische um 10 % abnehmen würde¹³. Dies liegt vor allem an der höheren Dichte fester Materialien im Vergleich zu flüssigen Stoffen. Dagegen würde das Zusammenspiel von Festkörperelektrolyt und Lithium Anode die volumetrische und gravimetrische Energiedichte um 70 %, bzw. 40 % erhöhen⁵⁶. Hierbei sollte beachtet werden, dass Festkörperelektrolyten nicht nur als Medium für den Ionentransport dienen, sondern auch als Separator zwischen Anode und Kathode. Die Zellen können zudem in Serie miteinander vernetzt werden ohne die Notwendigkeit für ein individuelles Gehäuse⁶¹. Diese Vorteile senken den Anteil an inaktivem Material zwischen sowie innerhalb den Zellen deutlich und erhöhen somit die Energiedichte. Für bestimmte Produkte wie etwa Elektroautos, in denen Raum Mangelware ist, stellt dies einen großen Vorteil dar. Allerdings ist auch ein entscheidender Nachteil damit verbunden. Individuelle Zellmanagementkontrollen sind bei dieser Zellanordnung nicht mehr möglich, weshalb eine sehr vorsichtige Bilanzierung der Kapazität auf Zellniveau notwendig ist¹⁰.

Der Energiezuwachs, den man sich von der Kombination aus Festkörperelektrolyt und Lithium Anode verspricht, hängt stark vom Überschuss an Lithium-Metall ab. Während dem Betrieb der Batterie kommt es zu Li-verzehrenden Reaktionen, welche den Gehalt an aktivem Lithium senken können. In Abhängigkeit möglicher technischer Lösungen schätzt man, dass dieser Überschuss an Lithium in der Batterie 20-300 % betragen könnte¹⁰. Außerdem bleibt es eine große Herausforderung, die geringe Leitfähigkeit und chemische Stabilität von Festkörperelektrolyten im Zusammenspiel mit Lithium zu optimieren¹³. Ein großes Problem ist auch der hohe Grenzflächenwiderstand zwischen Elektrolyt und Lithiumanode, vor allem in Hinblick auf die Volumenveränderung die während den elektrochemischen Reaktionen stattfindet¹³. Nichtsdestotrotz plant Toyota die Einführung von Sulfid-basierten Feststoffbatterien in Elektromobilen ab 2022⁶². Der Erfolg dieser Mission bleibt abzuwarten. Experten aus Industrie und Wissenschaft gehen erst ab 2030 von einer Marktreife der Feststoffbatterie aus, vorausgesetzt es werden hohe Investitionen in Forschung und Entwicklung getätigt³⁶.

5.4 Lithium-Schwefel (Li-S) & Lithium-Luft Batterien (Li-O₂)

Neben Feststoffbatterien gilt vor allem Li-S als großer Hoffnungsträger für hochenergetische Batterien in der Elektromobilität. Die Hauptgründe hierfür sind die hohe theoretische Energiekapazität dieser Batteriechemie und die geringen Materialkosten für Schwefel⁶³. Verschieden Untersuchungen haben allerdings gezeigt, dass theoretische und praktische Werte teilweise weit auseinanderliegen^{63,64}. Vor allem Zyklenstabilität und volumetrische Energiedichte sind noch weit von den Praxisanforderungen entfernt⁶³. Allerdings werden höhere gravimetrische Energiedichten erreicht als in LIB. Für die Automobilindustrie ist die volumetrische Energiedichte kritischer als die gravimetrische¹⁰. Folglich erscheint es möglich, dass Li-S Batterien bei ihrer Kommerzialisierung vielmehr in hochenergetischen Fortbewegungsmitteln (Bus- und Flugverkehr) Verwendung finden werden und weniger in Elektroautos⁹.

Ähnlich wie Li-S werden auch Li-O₂ Batterien als potentieller Nachfolger von LIB gehandelt. Theoretisch zeichnet sich diese Zellchemie durch eine sehr hohe Energiedichte auf Materialniveau aus⁶⁵. Diese wird allerdings deutlich geringer, wenn die Gesamtheit an inaktiven Nebenkomponten mitberücksichtigt wird⁶⁴. Momentan befindet sich die Entwicklung von Li-

O₂ Batterien noch in den Kinderschuhen, weshalb nennenswerte Durchbrüche in diesem Jahrzehnt nicht zu erwarten sind¹⁰.

6 Zukunftsperspektiven & Rohstoffkosten

Ob technologische Innovationen industriell realisiert werden hängt oft von einer positiven Kosten-Nutzen-Rechnung ab. Nicht anders verhält es sich bei neuartigen Batterietechnologien, die in der Elektromobilität potentiell Anwendung finden könnten. Feststoffelektrolyten beispielsweise eröffnen neue Möglichkeiten hinsichtlich Batteriesicherheit und Kapazität. Aufgrund dieser Vorteile wurden Festkörperelektrolyte auch schon in Dünnschichtbatterien angewendet¹⁰. Allerdings konnte sich das System auf dem Markt bisher nicht durchsetzen, da die Produktionspreise zu hoch sind⁵⁶. Diese werden vor allem durch den großen Lithium Anteil in dem Elektrolyten in die Höhe getrieben⁵⁶. Flüssig-Elektrolyten, wie sie in gängigen LIB vorzufinden sind, weisen deutlich geringere Material- (ca. 10 US\$ kg⁻¹) und Produktionskosten auf, was den Spielraum für Kostenreduktionsmaßnahmen bei Feststoffelektrolyten stark einschränkt¹⁰. Für eine erfolgreiche Zukunft der Feststoffbatterie sind entsprechend nennenswerte technologische Durchbrüche notwendig.

Abbildung 6¹⁰ stellt diese Problematik anschaulich dar. Aufgezeigt werden die Kosten pro kWh auf Materialebene für verschiedene Batteriezelltypen. Die Energiedichte NMC-basierter LIB nimmt, wie bereits besprochen, mit fortlaufenden Innovationen und kleinen Veränderungen in der Zellchemie sukzessive zu. Folglich nehmen die Kosten bei gleichbleibendem Volumen ab. Obwohl Feststoffbatterien mit einer Lithium Anode deutlich höhere Energiedichten haben, sind sie dennoch mit deutlich höheren Materialkosten verbunden als Hochenergie-LIB. Dies liegt vor allem am hohen Lithium Gehalt im Elektrolyten und in der Anode. Hohe Lithium-Kosten könnten in Zukunft auch die Wettbewerbsfähigkeit von Li-S und Li-O₂ Batterien einschränken.

Materialkosten werden auch in naher Zukunft bei der technologischen Entwicklung von LIB eine große Rolle spielen. Je nach Zeitpunkt der Markteinführung und Durchdringungsrate neuer LIB-Generationen, ergeben sich unterschiedliche Bedarfe hinsichtlich der für die Batterieproduktion notwendigen Rohstoffe. Basierend auf Hochlaufsznarien der Elektromobilität berechnet durch die Internationale Energieagentur, wurde der kumulierte Rohstoffbedarf für LIB bis 2025 ermittelt. Für einen Erfolg des 2°C Ziels sollen bis 2025 ca. 30

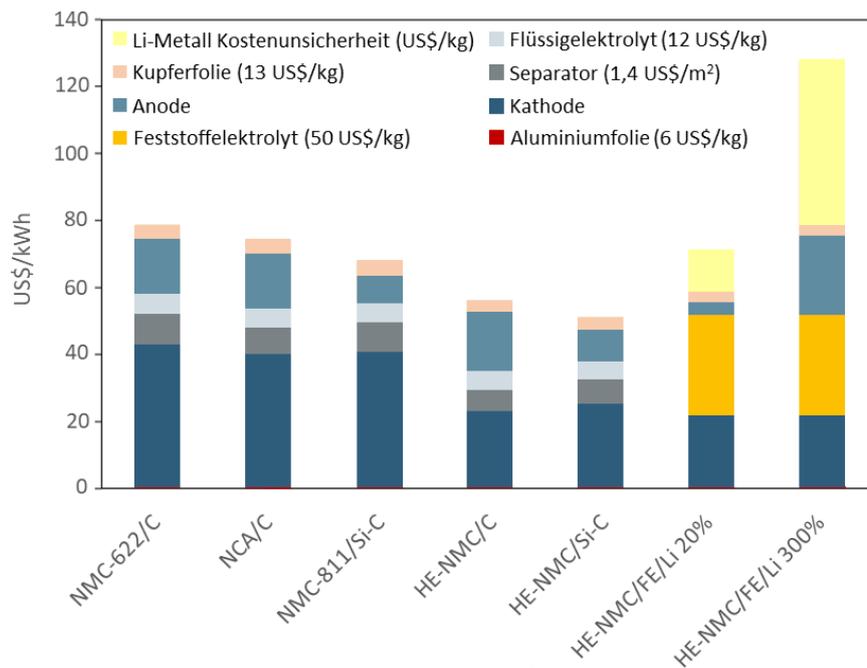
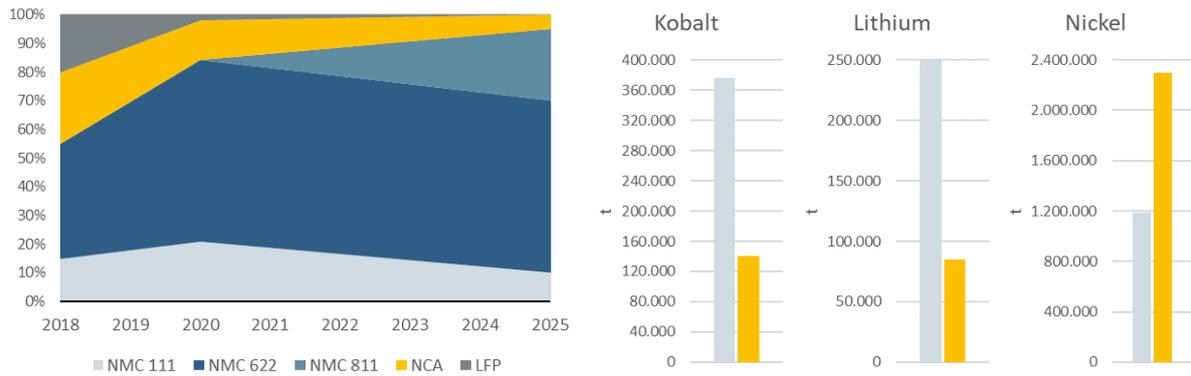


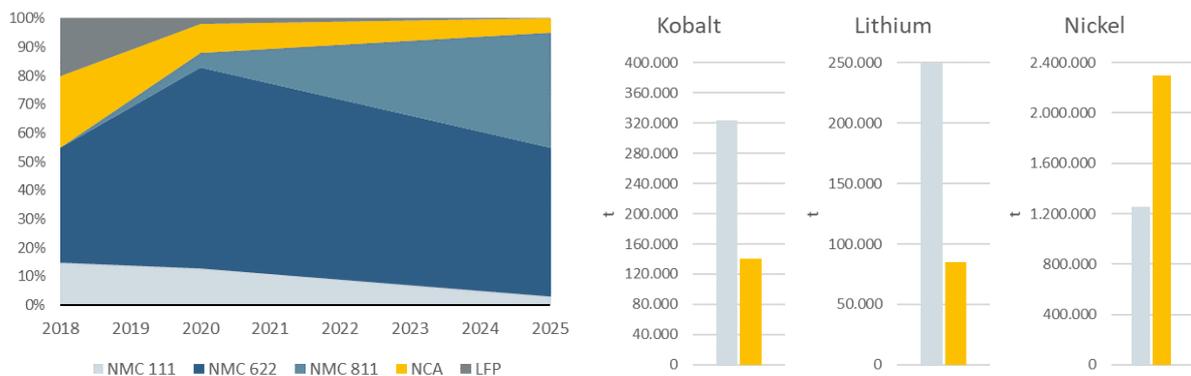
Abb. 6 Übersicht der Zellkomponentenkosten verschiedener Batterietypen. Der Berechnung liegt eine Elektrodendicke von 65 μm , ein Kapazitätsverhältnis von 1:10 und eine produktionsbezogene Ausschussrate von 5 % zu Grunde. Darüber hinaus wurden Annahmen hinsichtlich der Materialporosität und gegebenenfalls bei den Materialkosten getroffen (Feststoffelektrolyt – 50 US\$ kg^{-1}). Die Kosten für Li-Folie liegen bei 100-1000 US\$ kg^{-1} und sind mit einer hohen Kostenunsicherheit behaftet. Hauptkostentreiber von Li-Folie in der Zukunft sind die Sollstärke und Verarbeitungstechnik. Batterieproduktionskosten wurden bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Diagramm und Daten wurde von SCHMUCH et al. 2018¹⁰ übernommen und modifiziert. Abkürzungen: FE = Feststoffelektrolyt; C = Grafitanode; Si-C = Silizium-Grafit Anode; Li = Lithium Anode.

Mio. E-Autos und fast 70 Mio. Hybride gebaut werden⁶⁶. Der sich daraus ergebende Bedarf an Nickel, Kobalt und Lithium ist in Abbildung 7 der Jahresproduktion dieser Metalle im Jahr 2018 gegenübergestellt. Je nachdem, ob ein erfolgreiches oder weniger erfolgreiches NMC-Batterieentwicklungsszenario angenommen wird, beträgt die für die Produktion der LIB notwendige Menge an Kobalt und Lithium das 2,0-2,7-fache, bzw. 2,9-3,0-fache der im gesamten Jahr 2018 produzierten Menge. Der Bedarf an Nickel für die zu bauenden Elektroautos beträgt in Abhängigkeit des betrachteten Batterieentwicklungsszenarios zwischen 50 und 60 % der Jahresproduktion von 2018. Bemerkenswert bei dieser Analyse ist, dass der Bedarf an Kobalt, dem teuersten sowie sozial- und geopolitisch risikoreichstem aller drei betrachteten Rohstoffe, für den Zeitraum bis 2025 um 25 % (ca. 94 000 t) sinkt, sollte sich eine schnelle Batterieentwicklung durchsetzen. Die Werte für Lithium sind hierbei deutlich geringer (4 % - ca. 11 000 t), während der Nickelbedarf um 10 % (ca. 120 000 t) zunimmt, da der Nickelgehalt in NMC-811 deutlich höher ist als in NMC-622 und NMC-111.

Langsame Entwicklung von NMC Batteriesystemen



Moderate Entwicklung von NMC Batteriesystemen



Schnelle Entwicklung von NMC Batteriesystemen

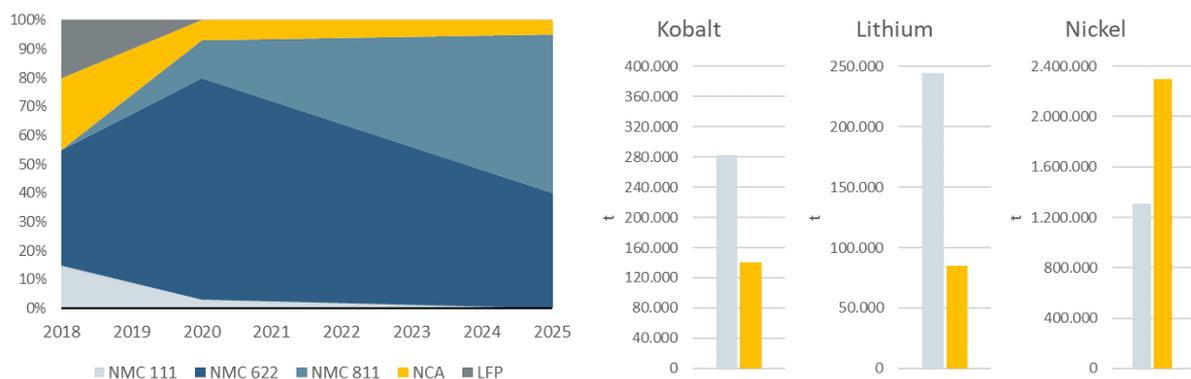


Abb. 7 Links: Entwicklung des Batteriemarktes in der Elektromobilität bis 2025 unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien. Unterschieden wird zwischen einer langsamen, moderaten und schnellen Entwicklung der NMC-Batterietechnik. Der Anteil NMC-811 betriebener Elektroautos im Jahr 2025 ist bei einem erfolgreichen (schnellem) Batterieentwicklungsszenario deutlich höher als im Falle eines langsamen. **Rechts:** Ausgehend von den drei verschiedenen Szenarien, wurde der kumulierte Bedarf an Kobalt, Lithium und Nickel für das Erreichen eines 2°C-Klimaziels berechnet (graue Säulen). Die Jahresproduktion der entsprechenden Rohstoffe aus dem Jahr 2018 ist in Form gelber Säulen aufgeführt.

Vor allem die potentielle Kobaltreduktion, welche sich aus einer schnellen Batterieentwicklung ergibt, zeigt deutlich, dass Rohstofflieferisiken mit Innovationen und technologischem Fortschritt zumindest teilweise aufgefangen werden können. Neben dem Lieferisiko bergen manche Rohstoffe allerdings auch ein hohes Preisrisiko. Um dies zu veranschaulichen, wurde zusätzlich zur Bedarfsermittlung eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (Abb. 8). Hierfür wurde die Preisentwicklung von Kobalt, Lithium und Nickel der letzten zehn Jahre herangezogen. Bei aktuellen Rohstoffpreisen beträgt das für die vorher aufgeführten (kumulierten) Bedarfe bis 2025 notwendige Gesamtinvestitionsvolumen zwischen 9,3 und 12,4 Mrd. US\$. für Kobalt und 18,7 und 20,6 Mrd. US\$ für Nickel, abhängig davon welches Batterieentwicklungsszenario für die Berechnung angenommen wird. Für die erforderlichen Lithiummengen werden mit ca. 3,4 bis 3,6 Mrd. US\$ etwas geringere Summen benötigt. Heruntergerechnet auf ein hypothetisches Unternehmen mit 10 % Marktanteil im Elektromobilitätsmarkt, sind das ca. 3,1 bis 3,7 Mrd. US\$ an notwendigen Investitionsgeldern nur für die Rohmaterialien Kobalt, Lithium und Nickel. Hierbei sollte beachtet werden, dass jegliche Kosten für Produktionsschritte, die den Bau einer Batterie beinhalten, nicht berücksichtigt wurden.

Eine Sensitivitätsanalyse ermöglicht das mit einem Rohstoff assoziierte Preisrisiko zu erörtern. Erwirbt, beispielsweise, das eben erwähnte Unternehmen Kobalt in den weiter oben aufgeführten Mengen zum Höchstpreis der letzten 10 Jahre ($109\,980\text{ US\$ t}^{-1}$ – 2008), so würde das Rohmaterialkosten in Höhe von 3,1 bis 4,1 Mrd. US\$ nach sich ziehen, was mehr als dem dreifachen der Investition zu aktuellen Marktpreisen entspricht. Gemessen an den letzten zehn Jahren, birgt Kobalt daher ein sehr hohes Preisrisiko für das Unternehmen mit sich. Wie diese Analyse allerdings auch zeigt, lässt sich dieses Preisrisiko auch um mehr als 1 Mrd. US\$ reduzieren, sollte die Batterieentwicklung einen schnellen und erfolgreichen Fortlauf erleben mit hohen Durchdringungsraten von NMC-811. Daraus wird deutlich, dass hohe Investitionen in die Batterieentwicklung in einem rohstoffimportabhängigen Land wie Deutschland wichtig und lohnenswert sind.

Verglichen mit Kobalt verändert sich das Investitionsvolumen in Lithium bei Annahme unterschiedlicher Batterieentwicklungen kaum (Abb. 8). Dies könnte sich drastisch ändern sobald Feststoffbatterien, die einen deutlich höheren Li-Gehalt aufweisen als herkömmliche LIB, die Marktreife erreichen, was allerdings erst ab 2030 erwartet wird und stark von den Investitionen in F&E abhängt.

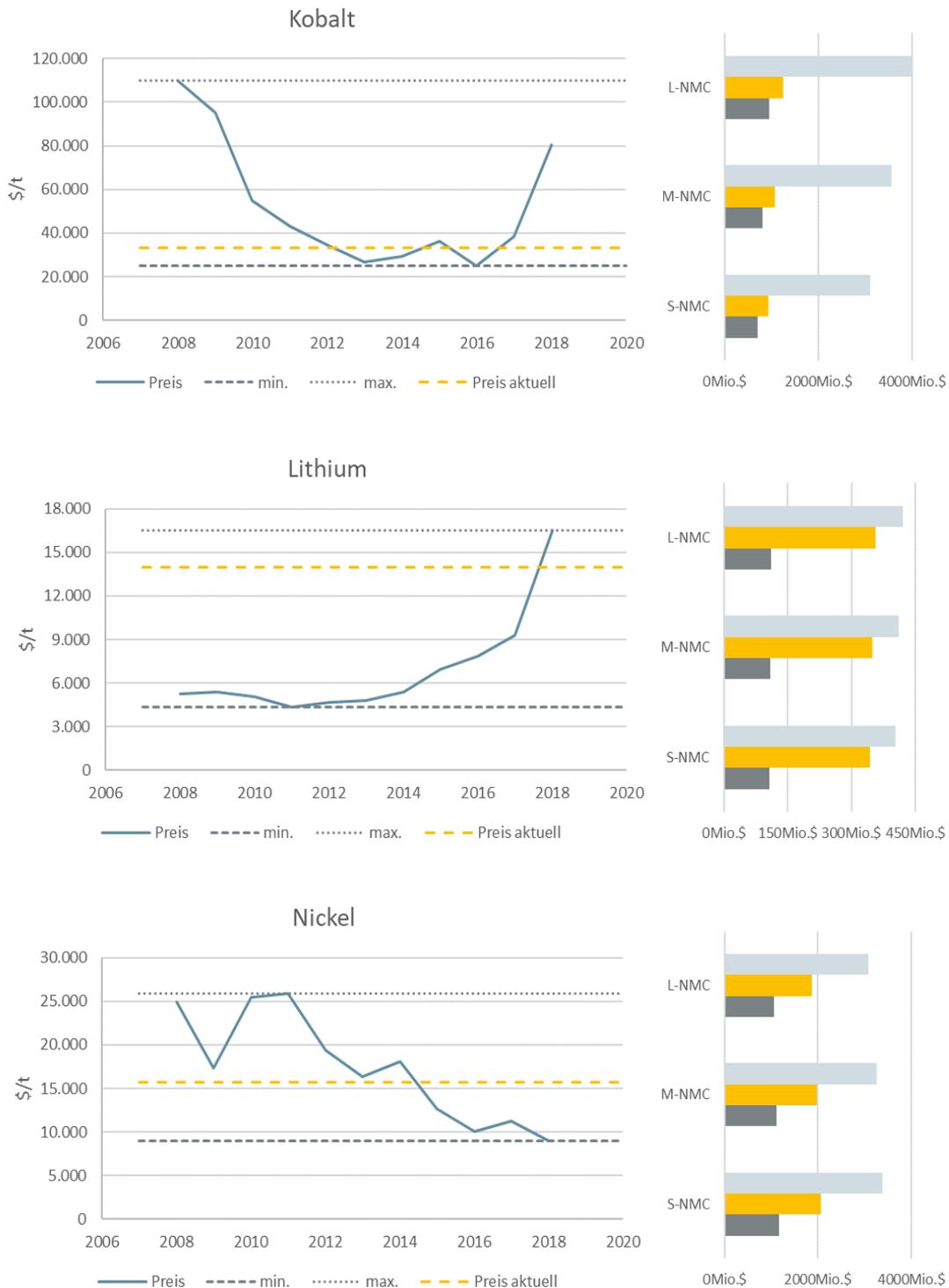


Abb. 8 Links: Kobalt-, Lithium- und Nickelpreisentwicklung zwischen 2008 und 2018 sowie der aktuelle Rohstoffpreis hervorgehoben durch die Gelb-gestrichelte Linie (Quelle: METALARY). Aufgezeichnet sind zudem noch die Minima und Maxima der Rohstoffpreise der letzten zehn Jahre. Rechts: Aus dem in Abb. 7 aufgelisteten (kumulierten) Bedarfen an Kobalt, Lithium und Nickel für die Batterieproduktion bis 2025 wurde mit Hilfe des Rohstoffpreises das notwendige Gesamtinvestitionsvolumen berechnet. Für die Berechnung wurde ein hypothetisches Unternehmen mit 10 % Marktanteil angenommen. Szenario-basiert werden eine langsame- (L-NMC), moderate- (M-NMC) und schnelle- (S-NMC) Batterieentwicklung von NMC-LIB unterschieden. Attribute der jeweiligen Batterieentwicklung sind in Abb. 7 dargestellt. Zum Zweck einer Sensitivitätsanalyse wurden die Investitionsvolumina anhand des aktuellen Preises (gelber Balken) sowie Minima (dunkelgrau) und Maxima (hellgrau) berechnet.

Vergleicht man das langsame und schnelle Batterieentwicklungsszenario für Nickel, so nehmen die Bedarfe, wie wir bereits gesehen haben, im letzteren zu (Abb. 7). Proportional dazu verhält sich auch das Investitionsvolumen und wächst um ca. 188-310 Mio. US\$ (10 % Marktanteil) bei aktuellen, bzw. Höchstpreisen für Nickel. Verglichen mit dem Preisrisiko welches mit Kobalt assoziiert ist, handelt es sich hierbei um eine geringfügige Investitionssteigerung.

7 Zusammenfassung & Fazit

In den letzten Jahren sind die Produktionskosten von LIB deutlich gesunken. Gleichzeitig konnte die Batterieleistung stetig verbessert werden. Dennoch sind weitere Optimierung notwendig, um das allgemein anerkannte Ziel von mindestens 500 km Reichweite zu erreichen, welches eine hohe Durchdringungsrate der Elektromobilität im Verkehr gewährleisten würde. Dies entspricht einer Energiedichte von ca. 350 Wh kg⁻¹ auf Zellniveau und übersteigt deutlich den heutigen Standard (ca. 210-250 Wh kg⁻¹). Bis Ende des kommenden Jahrzehnts sollen die Produktionskosten auf unter 100 US\$ kWh⁻¹ sinken um die Wettbewerbsfähigkeit mit Verbrennern sicherzustellen.

Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, werden verschiedene Strategien verfolgt. Auf kurze Sicht (<2025) werden die Silizium-Anteile in der Anode zunehmen, ebenso wie die Nickel Gehalte in der Kathode bei gleichzeitiger Reduktion von Kobalt. In jüngster Zeit konnte mit Hilfe dieses Vorgehens der Energiegehalt von Elektroautos auf 100 kWh erweitert werden. Daher wird dieses Konzept auch kurzfristig höhere Reichweiten bei geringeren Produktionskosten ermöglichen. In diesem Zusammenhang ist in den kommenden Jahren von einer Marktdominanz von NMC-Batterien auszugehen. Eine zügige Batterieentwicklung hin zu Nickelreichen Systemen (z.B. NMC-811) würde dabei helfen, die Rohmaterialkosten zu verringern und das bestehende Preis- und Lieferisiko zu dämpfen. Zusätzlich werden die Produktionskosten durch Größenkostensparnisse und Automatisierung weiter reduziert.

Zunehmende Reichweiten werden den Automobilbauern die Möglichkeit eröffnen, die Anzahl erzielbarer Ladezyklen zu reduzieren¹⁰. Dadurch wird der Fokus vielmehr auf den Gesamtenergiedurchsatz der Batterie rücken. Ein weiterer kritischer Punkt für die zukünftige Akzeptanz von Elektroautos bleibt die Schnellladefähigkeit. Ladezeiten sollte in Zukunft unter 20 Minuten betragen um einen Erfolg der Elektromobilität nicht zu gefährden⁶⁷. Erst kürzlich ist es dem israelischen Start-Up StoreDot gelungen, ein E-Auto innerhalb von fünf Minuten

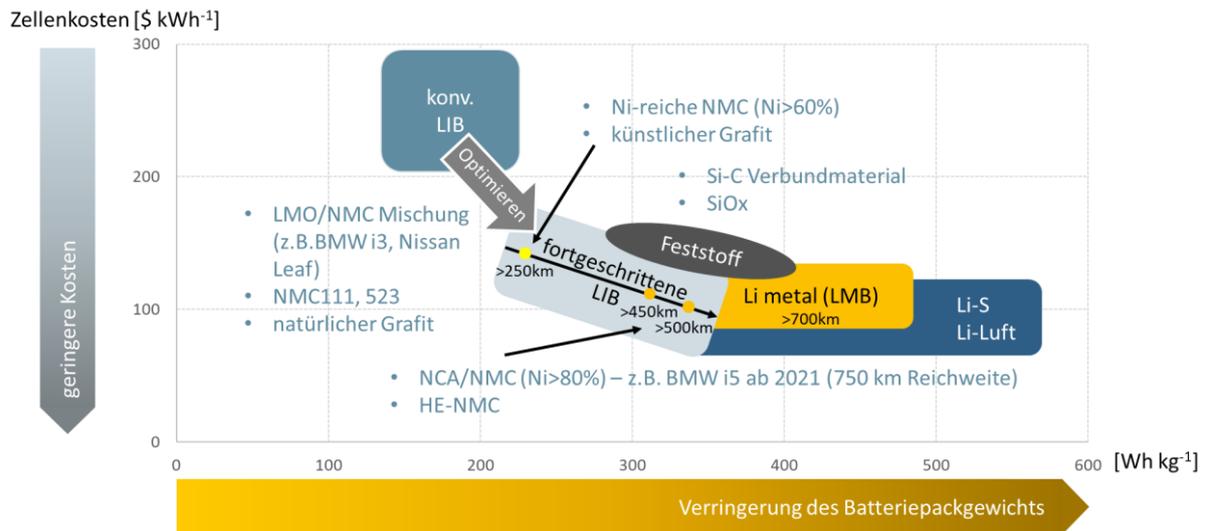


Abb. 9 Schematische Darstellung der Batterietechnik in der Elektromobilität hinsichtlich Produktionskosten und Energiedichte auf Zellebene (Quelle: ANDREW KWON). Abkürzungen: LMB = Lithium-Metall-Batterie - Feststoffbatterie mit Lithium Anode.

vollständig aufzuladen³⁸. Sowohl BP, als auch Daimler haben bereits in das Unternehmen investiert. Fortschritte in diesem Bereich sind daher zeitnah zu erwarten.

Ausgehend von einem zügigen Hochlauf der Elektromobilität bis zum Jahr 2025, welches die Anforderungen eines 2°C-Ziels erfüllt, beträgt der kumulierte Bedarf an Lithium, Kobalt und Nickel für den Bau von LIBs das bis zu dreifache der in 2018 produzierten Menge dieser Rohstoffe. Bei aktuellen Rohstoffpreisen entspricht das einem Gesamtinvestitionsvolumen zwischen 31 und 37 Mrd. US\$, abhängig von der Batterieentwicklung. Die hierbei durchgeführte Sensitivitätsanalyse zeigt, dass sowohl Preis- als auch Lieferrisiken durch eine schnelle Batterieentwicklung hin zu Ni-reichem Kathodenmaterial gedämpft werden können. Weitere Investitionen in die Batterieforschung sind daher höchst empfehlenswert.

Betrachtet man den theoretischen Energiegrenzwert Nickel-reicher NMC-Batterien ($350\text{-}400\text{ Wh kg}^{-1}$)¹³, so erscheint die Entwicklung neuer Batteriesysteme unumgänglich. Langfristig (>2025) könnten daher fortgeschrittene LIB wie HE-NMC oder andere Lithium-basierte Technologien (z.B. Feststoffbatterien) in der Elektromobilität dominieren (Abb. 10). Aufgrund des Zusammenspiels vieler positiver Parameter und einer vergleichsweise hohen technologischen Reife, sind gängige LIB momentan sämtlichen alternativen Zellsystemen überlegen. Vorteile, die man sich von neuartigen Zellzusammensetzungen wie Feststoffbatterien oder Li-S verspricht, basieren oftmals nur auf theoretische Werten. Ihre

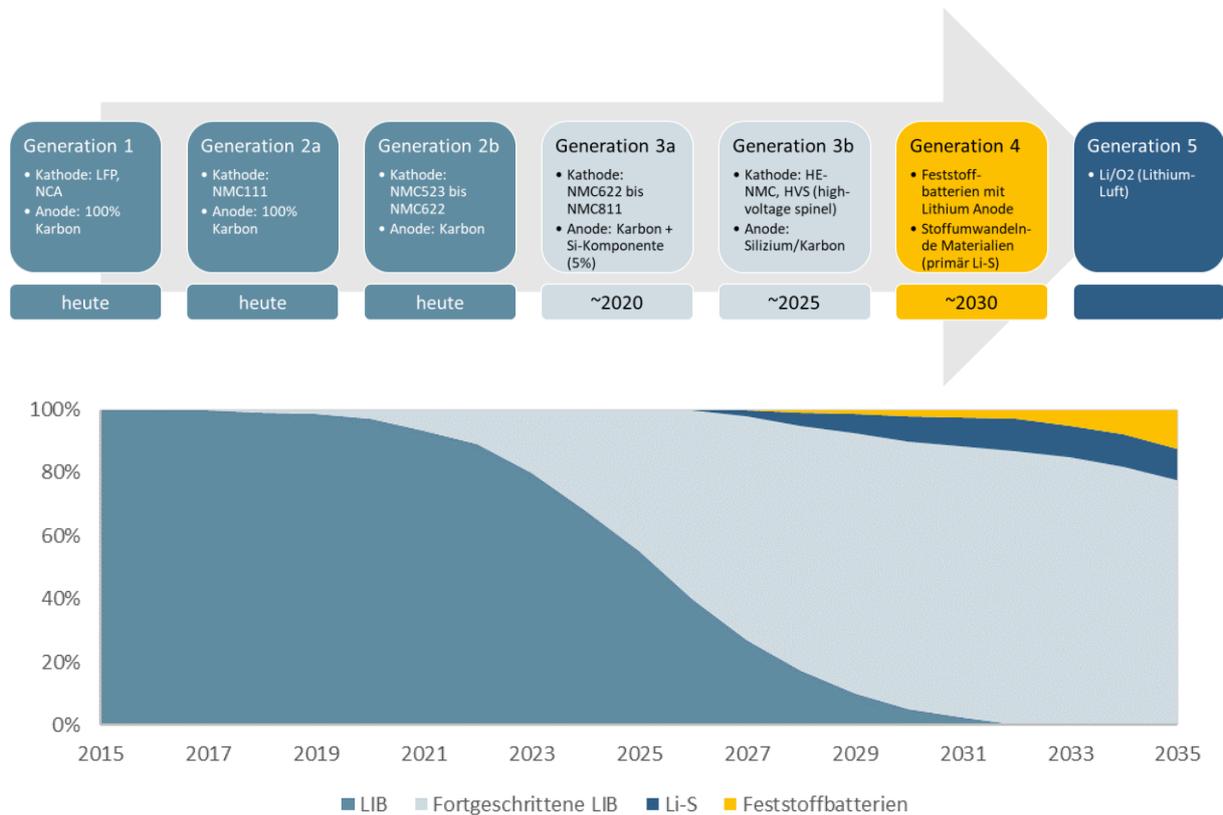


Abb. 10 Oben: Übersicht aktueller sowie kommender Batteriegenerationen⁶⁸. Beigefügt ist das mögliche Erscheinungsdatum auf dem Elektromobilitätsmarkt. Unten: Mögliche Entwicklung des Batteriemarktes in der Elektromobilität bis 2035⁶⁹.

Marktreife wird folglich noch einige Zeit in Anspruch nehmen, vor allem unter Berücksichtigung der langen Produktentwicklungszeiten in der Automobilindustrie. Daher ist mit neuartigen Li-basierten Zellsystemen (Feststoffbatterien, Li-S, Li-O₂) erst gegen Ende des jetzigen oder Anfang des kommenden Jahrzehnts zu rechnen.

In den letzten Jahren wurden weltweit große Investitionen in die LIB Produktion getätigt. Die damit verbundenen Skaleneffekte machen es für neue Batteriesysteme besonders schwierig wettbewerbsfähig zu werden. Unter diesem Gesichtspunkt erscheint es sehr wahrscheinlich, dass es sich bei der nächsten Batteriegeneration um fortgeschrittene LIB wie NMC-811 und HE-NMC in Kombination mit Si-reichen Anoden handeln wird. Diese werden sich schrittweise gegen gängige LIB durchsetzen und schließlich die vorherrschende Technologie auf dem Markt sein (Abb. 10).

8 Recycling

Eine weitere wichtige Möglichkeit den zukünftigen Rohstoffbedarf und die damit verbundenen Kosten von LIB zu dämpfen liegt im Recycling. Daher werden im Folgenden einige der bedeutendsten Recyclingverfahren, welche in Deutschland praktiziert werden, vorgestellt und kritisch beurteilt.

Zwischen 2013 und 2014 flossen allein in den europäischen Markt 65 500 t LIB, wobei in der selben Zeit weniger als 3 % dieser Menge recycelt wurde⁷⁰. Der Hauptgrund hierfür ist eine Mischung unterschiedlicher Faktoren, wie etwa ineffiziente Sammelmethode, eine unzureichende Gesetzgebung und möglicherweise auch der Mangel an umsetzbaren und ökonomischen Recyclingtechnologien, welche die in Zukunft erwartete Lawine an ausgedienten LIB auffangen können. Die Lücke zwischen Produktion und Recycling stellt allerdings eine unerschlossene Quelle strategisch wichtiger Rohstoffe dar. Sollte auch in Zukunft auf diese weitgehend verzichtet werden, so würde dies den Druck auf die Primärproduktion nochmals steigern. Dies wiederum hätte negative Auswirkungen auf das Preis- und Lieferrisiko dieser Rohstoffe. Um diese zu minimieren, müssen Metalle auch auf sekundärem Wege der Wirtschaft wieder zugeführt werden.

Recycling stellt das wichtigste Bindeglied auf dem Weg zu einer Kreislaufwirtschaft dar und mildert die Abhängigkeit von der Primärproduktion^{71,72}. Allerdings wird im gegenwärtigen LIB Recycling lediglich die Rückgewinnung von Aluminium, Nickel und Kobalt angestrebt, aber nicht die von Grafit oder Lithium⁷³. Dies hängt zusammen mit den höheren Marktpreisen der wiedergewonnenen Metalle, während sowohl Lithium als auch Grafit verhältnismäßig günstig sind. Es wurde seitens der Forschung bereits vielfach auf drohende temporäre Verknappungen von Lithium hingewiesen⁷⁴⁻⁷⁶. Daher wird dem Recycling in Zukunft zwangsläufig eine bedeutende Rolle zukommen. Dennoch steht es heute um die Wirtschaftlichkeit des LIB Recyclings immer schlechter. Wie im Rahmen dieses Berichts bereits gezeigt wurde, streben Batteriebauern die Reduktion teurer Metalle, wie etwa Kobalt, in der Batterie an, um die Gesamtkosten einer LIB zu senken. Dadurch verschlechtern sich folglich die ökonomischen Bedingungen für die Recyclingunternehmen⁷³. Nichtsdestotrotz ist sich der Großteil aller Experten darin einig, dass Verknappungen wichtiger Batterierohstoffe in einer Zukunft ohne Recycling sehr wahrscheinlich sind⁷⁷⁻⁷⁹.

8.1 Grundlegende Prozesse des LIB Recyclings

Vorbehandlung

Der Recyclingprozess von LIB lässt sich in verschiedenen Stufen unterteilen. LIB habe an ihrem Lebensende i.d.R. eine bestimmte Restmenge elektrochemisch gespeicherter Energie. Um die Brandgefahr zu minimieren, sollte daher eine „Deaktivierung“ der Batterie als Vorbehandlungsschritt eingeplant werden⁷³. Hierfür kann die Batterie an einen Stromkreis angeschlossen werden bis sie vollständig entladen ist. Alternativ wird auch mit einer Hitzebehandlung gearbeitet, bei der der Elektrolyt verdampft. Oft werden hierbei auch alle organischen Bestandteile der Batterie zersetzt^{72,80}. In einem anderen Prozess wird der Elektrolyt während des Zerkleinerns gefroren, womit unerwünschte chemische Reaktionen verhindert werden können⁷³. Die Methode kann auch als Sicherheitsmaßnahme für den Transport beschädigter Batterien verwendet werden, wobei darauf geachtet werden muss, dass während des Transports die Maximaltemperatur von -60 °C nicht überschritten wird⁸¹. Eine weitere Möglichkeit, die sichere Verarbeitung von Altbatterien zu gewährleisten, besteht darin, diese mittels Elektrolyse in einer leitenden Flüssigkeit, i.d.R. Kochsalzlösung, zu entladen⁸¹. Allerdings hat diese Methode auch entscheidende Nachteile. Das Batteriegehäuse wird während dem Entladungsprozess von der Säure angegriffen, was dazu führen kann, dass Zellen offengelegt werden, wodurch der Elektrolyt mit dem Natriumchlorid reagiert. Dabei kommt es zur Bildung säurehaltiger Verbindungen, wie etwa Fluorwasserstoff, was vermieden werden kann indem Natronlauge verwendet wird⁷³.

Demontage

Oft ist die Demontage einer EV Batterie der erste Schritt im eigentlichen Recyclingprozess. Ziel ist die Rückgewinnung aller Batteriekomponenten, vom Batteriemanagementsystem (BMS) bis zum Zelleninhalt. Der komplexe Aufbau und das hohe Gewicht von Antriebsbatterien machen den Prozess sehr aufwändig. Hinzukommend ist die Variabilität der Batteriesystem- und Zellformate sehr hoch. Dennoch ist dieser Schritt notwendig, da damit unnötige Verunreinigungen im darauffolgenden Zerkleinerungsprozess oder Schmelzverfahren vermieden werden⁸². Hierfür werden das Gehäuse der Batterie und elektronische Komponenten, wie etwa das BMS, ausgebaut⁷³. Letztere werden dem gängigen Elektroschrottreycling zugeführt, das Batteriegehäuse i.d.R. zum Aluminiumrecycling.

Zukünftig lässt sich davon ausgehen, dass es zu einer Normierung des Batteriesystems und Zelldesigns kommen wird. Dadurch werden sich zahlreiche Demontageschritte automatisieren lassen, mit positiven Auswirkungen auf die Gesamtkosten des Recyclings von LIB.

Zerkleinerung

Auf die Demontage einer LIB folgt oft die Zerkleinerung der Module und Zellen. Hierbei werden Nass- und Trockenverfahren unterschieden. In beiden Methoden müssen chemische Reaktionen sowie die Bildung von Staub verhindert werden. Daher kommt beim Nassverfahren eine Salzlösung zum Einsatz, welche die Bildung von Säuren verhindert⁸⁰. Beim Trocken- oder inertem Zerkleinern werden die Module in einer sauerstofffreien Umgebung geschreddert. Dadurch werden explosive Reaktionen zwischen den brennbaren organischen Verbindungen des Elektrolyten und Sauerstoff vermieden. Auch kommt es bei dem Prozess zur möglichen Bildung von Fluorwasserstoff und anderen schädlichen Gasen, die aus dem Zerfall von fluorhaltigen Bindemitteln und Li-Salzen bei erhöhter Temperatur entstehen⁷³. Das entweichen dieser Gase muss im Laufe des Prozesses unterbunden werden.

Forscher haben festgestellt, dass die Trockenzerkleinerung Vorteile gegenüber der Nasszerkleinerung aufweist. So ist eine bessere Separation der einzelnen Zellkomponenten nach der Zerkleinerung zum Granulat beim Trockenschreddern möglich⁸³. Auch ist der Anteil an Verunreinigungen nach dem Separationsprozess im Feinanteil des Granulats deutlich geringer⁸³.

Separation und Sortierung

Nach dem Zerkleinerungsprozess müssen die einzelnen Bestandteile des Granulats voneinander getrennt werden. Dies geschieht über eine Reihe von Sortierungs- und Siebprozessen.

In der Regel werden im ersten Schritt ferromagnetische Komponenten mit einem Magneten von den restlichen Stoffen getrennt. Anschließend erfolgt eine gravimetrische Sortierung des Granulats. Dies geschieht mittels einer Cross-flow Klassifizierung in einem sogenannten Zigzag Sieb^{73,84}. Innerhalb des Siebs wird das Granulat für bestimmte Zeit in Schwebelage gehalten. Dies erfolgt über einen von unten fließenden Luftstrom. Die gezackte Form des Siebes ermöglicht eine Separierung des zugegebenen Materials auf jeder Ebene. Dadurch werden leichte

Elemente im oberen Bereich extrahiert, während schwere Komponenten im unteren Abschnitt den Sieb verlassen⁸⁴. Letztere bestehen aus Kupfer- und Aluminiumfolien, welche zum Teil noch mit Kathodenmaterial und Graphit beschichtet sind. Die leichte Fraktion hingegen umfasst die Separatorfolie sowie bereits losgelöste Beschichtungspartikel⁷³. Anschließend wird die übrig gebliebene Beschichtung von der Anoden- und Kathodenfolie gelöst. Hierfür wird das Bindemittel der Beschichtung mit Hilfe einer Lösung oder hohen Temperaturen aufgelöst⁸⁵. Daneben können auch Mahlverfahren angewendet werden⁸⁶. Über mehrere Siebstufen können kleinere Folienelemente separiert werden, die bei den vorangegangenen mechanischen Bearbeitungsschritten entstanden sind, wobei eine schwere und leichte Pulverfraktion mit geringerem Verunreinigungsgrad zurückgewonnen wird⁷³.

Das wiedergewonnene Pulver besteht nicht nur aus den Bestandteilen der Elektrodenbeschichtung, welche die gewünschten Metalle wie Nickel oder Kobalt enthält, sondern auch aus dem Bindemittel sowie organischen Rückständen des Elektrolyten⁸⁷. Letztere können anhand einer Sinterbehandlung⁸⁶ oder Kalzinierung⁸⁸ entfernt werden, um Komplikationen in der anschließenden hydrometallurgischen Rückgewinnungsmethode zu vermeiden.

Hydrometallurgische Prozesse

Zur Rückgewinnung der wertvollen Batteriemetalle wird das vorab hergestellte Pulverkonzentrat hydrometallurgisch behandelt. Zunächst wird eine Laugung des Materials mit einer Reihe unterschiedlicher Säuren durchgeführt, um die übrig gebliebenen Verunreinigungen zu entfernen. Je nachdem, welches Verfahren angewendet wird, handelt es sich bei den Säuren um eine Kombination aus Schwefel-, Salz- und Zitronensäure⁸⁹ oder Salpetersäure in Kombination mit Wasserstoffperoxid⁹⁰. Es existieren zahlreiche weitere Säurekombinationen, die in dem Prozess Anwendung finden^{91–94}. Wichtig sind bei diesem Verfahren das Mischungsverhältnis und die Temperatur, aber auch eine vorangegangene Hitzebehandlung kann sich auf die Effektivität der Laugung positiv auswirken⁹⁵.

Um optimale Betriebsbedingungen einer LIB gewährleisten zu können, müssen die eingesetzten Materialien eine sehr hohe Reinheit aufweisen, unabhängig davon ob sie aus der Primärproduktion oder dem Recycling stammen. Folglich müssen die vom Batteriehersteller angegebenen Materialvorgaben eingehalten werden, sprich Verunreinigungen müssen auf ein

Minimum reduziert werden. Verunreinigungen können während des Recyclingprozesses selber aggregiert werden, entstehen aber auch während des elektrochemischen Betriebs einer Batterie. Eine Veredlung des recycelten Materials erfolgt i.d.R. durch den Zusatz weiterer Stoffe, wie etwa Natronlauge oder Eisen^{93,96}. Detaillierte Beschreibungen hydrometallurgischer Recyclingverfahren und Veredlungsprozesse finden sich in CHAGNES & POSPIECH⁹⁷ sowie VELÁZQUEZ-MARTÍNEZ et al.⁷².

Pyrometallurgische Prozesse

Alternativ zum hydrometallurgischem Recycling können wertvolle Metalle auch mittels pyrometallurgischer Verfahren aus LIB zurückgewonnen werden. Allerdings werden für eine effektive Rückgewinnung auch beide Verfahren oftmals kombiniert.

Grundsätzlich handelt es sich bei der Pyrometallurgie um Prozesse, bei denen erhöhte Temperaturen eingesetzt werden um Redoxreaktion hervorzurufen. Dabei werden die gewünschten Metalle geschmolzen und veredelt⁷². Verschiedenste Batterietypen können mit Hilfe dieser Methode recycelt werden.

Vorab werden die LIB auf Modulniveau demontiert und zusammen mit einem Schlackenbildner, wie etwa Kalkstein oder Sand, einem Schmelzofen zugeführt⁹⁸. Sämtliche mechanische Vorbehandlungsschritte, welche eine wesentliche Voraussetzung des hydrometallurgischen Recyclings sind, fallen hierbei weg. Dennoch ist der hohe Energiebedarf ein großer Nachteil des pyrometallurgischen Recyclings. Außerdem entstehen bei dem Verbrennungsprozess giftige Gase, weshalb gasreinigende Maßnahmen ergriffen werden müssen. Zurückgewonnen wird eine Metalllegierung, wobei der Elektrolyt verloren geht. Kupfer, Kobalt, Eisen und Nickel können anhand von Laugungsverfahren aus der Metallverbindung gelöst werden⁷³. Die übrigbleibende Schlacke enthält Lithium, Aluminium, Silizium, Kalzium, Eisen und Mangan. Gegenwärtig lassen sich weder Lithium, noch Aluminium pyrometallurgisch zurückgewinnen⁹². Dennoch ist das Recycling von Lithium aus der Schlacke über einen hydrometallurgischen Pfad möglich⁸⁸. Einige Autoren zweifeln allerdings an der Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz dieser Rückgewinnungsrouten⁹⁸.

Direktes Recycling

Unter direktem Recycling versteht man die Rückgewinnung von Materialien aus verbrauchten LIB ohne eine chemische Aufbereitung⁹⁹. Hierfür werden die Batterien entladen und auf Zellniveau zerlegt. Mit Hilfe von superkritischem CO₂ lässt sich im nächsten Schritt der Elektrolyt wiedergewinnen¹⁰⁰. Die Elektrolyt-freien Zellen werden nun weiter zerkleinert, wobei einzelne Komponenten anhand physikalischer Trennungsmethoden separiert werden. Gängiger Weise wird das Kathodenmaterial einer Re-Lithiierung unterzogen bevor es in neuen LIB eingesetzt werden kann¹⁰¹. Bisher wurde das Verfahren an LCO-¹⁰¹, LFP-¹⁰² und LMO-basierten LIB¹⁰³ getestet, eignet sich aber auch für weitere Kathodenmaterialien¹⁰¹. Darüber hinaus kann auch die Anode wiedergewonnen werden¹⁰⁴.

Vorteile des direkten Recyclings sind der geringe Energieaufwand und eine hohe Rückgewinnungsrate nahezu aller Batteriekomponenten¹⁰⁰. Da bei dem Prozess keine Säuren verwendet werden, ist er darüber hinaus höchst umweltfreundlich. Allerdings ist bisher weitgehend ungeklärt, ob das recycelte Material den Leistungsanforderungen einer LIB in der Elektromobilität entspricht. Folglich könnten Batteriehersteller bei dessen Wiederverwendung zögerlich agieren. CHEN et al.¹⁰² stellte ein vergleichsweise schlechtes elektrochemisches Verhalten der recycelten Schwarzmasse fest. Allerdings konnte dieses durch eine Hitzebehandlung deutlich aufgebessert werden.

8.2 Recyclingtechnologien in Deutschland & der EU

Der folgende Abschnitt bietet eine Zusammenstellung einiger der wichtigsten Recyclingtechnologien, die in Deutschland und der EU angewendet werden. Dargestellt werden die einzelnen Prozessschritte sowie Vor- und Nachteile der jeweiligen Methode.

Duesenfeld GmbH

Das Unternehmen Duesenfeld ist ein LIB Recycler mit Sitz in Wendeburg nahe Braunschweig. Bei dem für das Recycling angewendeten Verfahren, auch LithoRec Prozess genannt, handelt es sich um eine hydrometallurgische Rückgewinnungsmethode. Gegenwärtig werden von dem Unternehmen etwa 3 000 t LIB im Jahr recycelt¹⁰⁵.

Verglichen mit herkömmlichen LIB, weisen Lithium-Ionen Antriebsbatterien aus EF einen höheren Kunststoffanteil auf⁷². Dieses hilft zwar dabei die Vibrationen während des Fahrzeugbetriebs zu reduzieren, verlangt aber gleichzeitig auch nach einem anspruchsvollerem

Verfahren zur Rückgewinnung der wertvollen Metalle. Der LithoRec Prozess wurde für einen optimalen Umgang mit dem zusätzlichen Plastik konzeptioniert und umfasst eine Reihe mechanischer und hydrometallurgischer Separationsschritte⁷³.

Im ersten Schritt des LithoRec Prozesses wird die Restenergie der Batterie entladen und in das Stromnetz des Betriebes eingespeist¹⁰⁶. Dies erhöht die Arbeitssicherheit und spart Energiekosten. Daraufhin werden die Batterien manuell auf Modulebene zerlegt, wobei die Metalle und Kunststoffe des Gehäuses und der Elektronik auf klassischen Recyclingrouten verwertet werden. Eine Automatisierung dieses Vorgangs gestaltet sich aufgrund der hohen Designvariabilität je nach Hersteller schwierig. Dennoch sollte hierbei zumindest eine Teilautomatisierung angestrebt werden, da somit die Durchsatzmenge an LIB erhöht werden könnte¹⁰⁷.

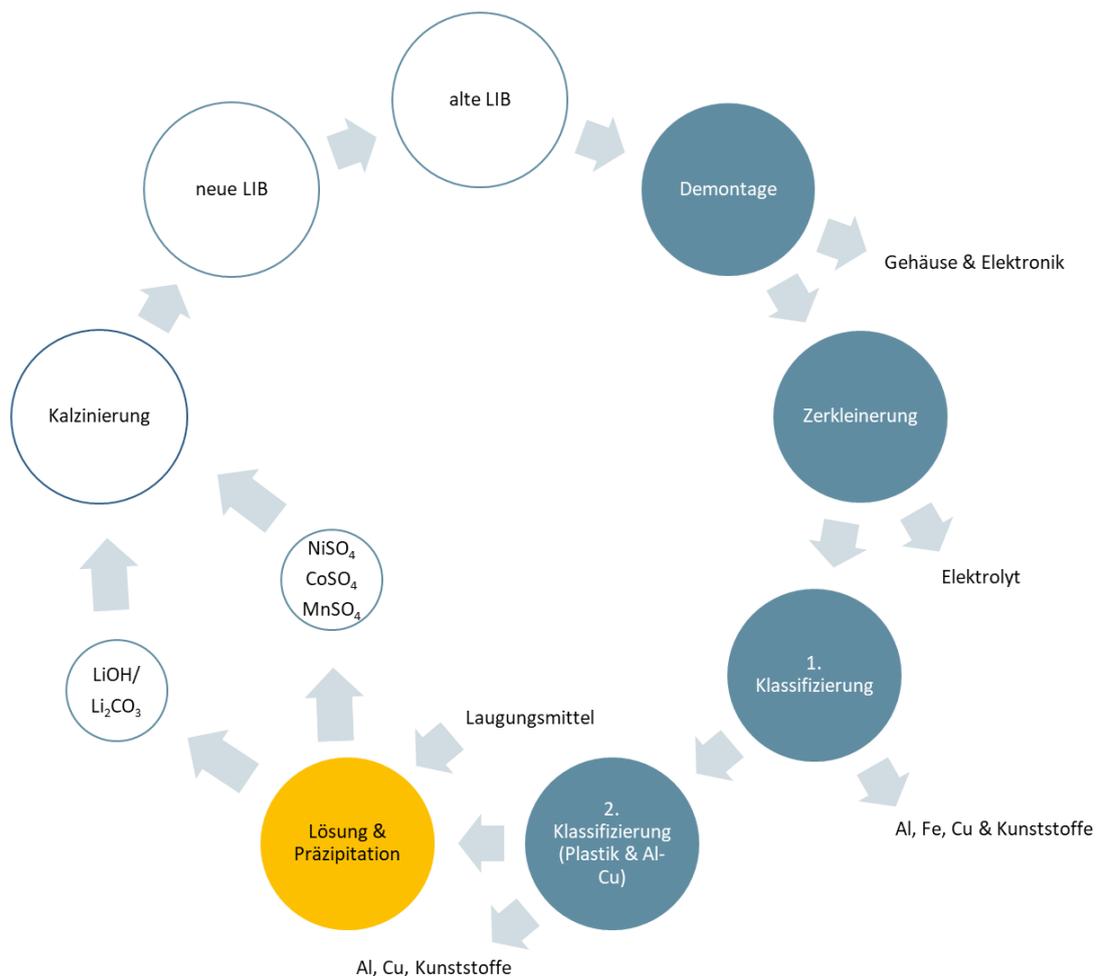


Abb. 11 Schematische Darstellung des LithoRec Prozesses des Firma Duesenfeld. Unterteilt ist der Prozess in eine Reihe mechanischer Aufbereitungsschritte (blau) sowie der Hydrometallurgie (gelb).

Anschließend werden die Batteriemodule in einer Stickstoffatmosphäre bei 100 bis 140 °C zerkleinert⁷². Dabei wird der Elektrolyt verdampft und zurückgewonnen, ebenso wie das darin enthaltene Lithium¹⁰⁸. In einem Zigzag Luftsieb erfolgt die Klassifizierung der zerkleinerten Materialien. Hier werden neben Plastik auch Aluminium, Kupfer und Eisen voneinander getrennt⁷². Das Kathoden- und Anodenmaterial sammelt sich am Boden des Luftsiebes an und wird ein weiteres Mal zerkleinert und daraufhin gesiebt. Somit können übriggebliebene Kunststoffpartikel und Al/Cu Verbindungen gefiltert werden, welche einen zweiten Luftbasierten Klassifizierungsschritt durchlaufen⁷². Die feine Schwarzmasse, bestehend aus Nickel, Kobalt, Mangan, Lithium und Graphit, wird nun hydrometallurgisch aufbereitet. Zunächst wird das Material anhand einer Säure in Lösung gebracht, wobei der feste Graphit abgetrennt wird¹⁰⁸. Mittels gezielter Veränderungen des pH-Werts können anschließend Nickel-, Kobalt- oder Manganoxidverbindungen aus der Lösung gefällt werden. Das in Lösung verbliebene Lithium wird über Kristallisationsverfahren als Hydroxid oder Karbonat wiedergewonnen⁷². Je nachdem, wie effizient der vorangegangene Extraktionsprozess war, enthalten die Li-Verbindungen Spuren von Nickel, Kobalt und Mangan⁷³. Im letzten Schritt wird die Schwarzmasse zusammen mit dem Lithium kalziniert¹⁰⁹. Das recycelte Zwischenprodukt kann anschließend in neue LIB eingesetzt werden. Laut Duesenfeld liegt die Recyclingeffizienz des Prozesses bei 96 % auf Zellniveau¹¹⁰.

Umicore NV/SA

Der Umicore Prozess, oder auch Val'Eas genannt, ist ein Recyclingkonzept mit Fokus auf die Wiedergewinnung von Nickel und Kobalt aus LIB und NiMH Batterien. Die Energiespeicher durchlaufen hierfür eine Reihe verschiedener pyro- und hydrometallurgischer Aufbereitungsschritte. Es ist mit 7 000 t Batterien im Jahr eines der weltweit größten Batterierecyclingunterfangen¹¹¹.

Im Gegensatz zu vielen anderen Recyclingverfahren, werden die Batterien im Umicore Prozess ohne mechanische Behandlung in einen vertikalen Schachtofen gegeben. Vorab kommt es, je nach Batteriegröße, gegebenenfalls zu einer Demontage auf Modulebene¹¹². Hinzu kommen Sand, Kalkstein, Koks Kohle und Schlackenbildner⁷³. Der Ofen lässt sich in drei verschiedenen Bereiche unterteilen, in denen jeweils unterschiedliche Temperaturen vorherrschen. Im ersten Bereich, der Vorheizstufe, herrschen etwa 300 °C, wobei der Elektrolyt verdampft⁸⁰. Durch das

langsame Erhitzen kommt es zu einer kontrollierten Verflüchtigung des Elektrolyten und das Explosionsrisiko wird gesenkt⁷³. Im nächsten Prozessschritt, der Pyrolyse, werden bei bis zu 700 °C übriggebliebene Kunststoffe entfernt⁸⁸. Um den Energieverbrauch zu reduzieren, werden die dabei entstehenden Gase in den Vorheizbereich geleitet⁷². Im letzten, und mit 1 200 – 1 450 °C heißesten Bereich, kommt es zu Schmelz- und Reduktionsprozessen⁸⁰. Dabei findet eine Phasenseparation statt, bei der sich eine Nickel- und Kobalt-haltige Legierung von der übrigbleibenden Schlacke abtrennt⁷³. Daneben finden sich auch noch Kupfer, Lithium und Spuren von Eisen in dem metallischen Endprodukt des Schmelzofens. Die Schlacke dagegen besteht aus Al, Si, Fe, Ca, Mn, Li und enthält sogar Metalle der seltenen Erden⁷². Organische Abgase, die während der Reduktionsprozesse entstehen, werden nachbehandelt und gefiltert, um das Entweichen gefährlicher Stoffe wie Furane und Dioxine zu verhindern⁸⁰.

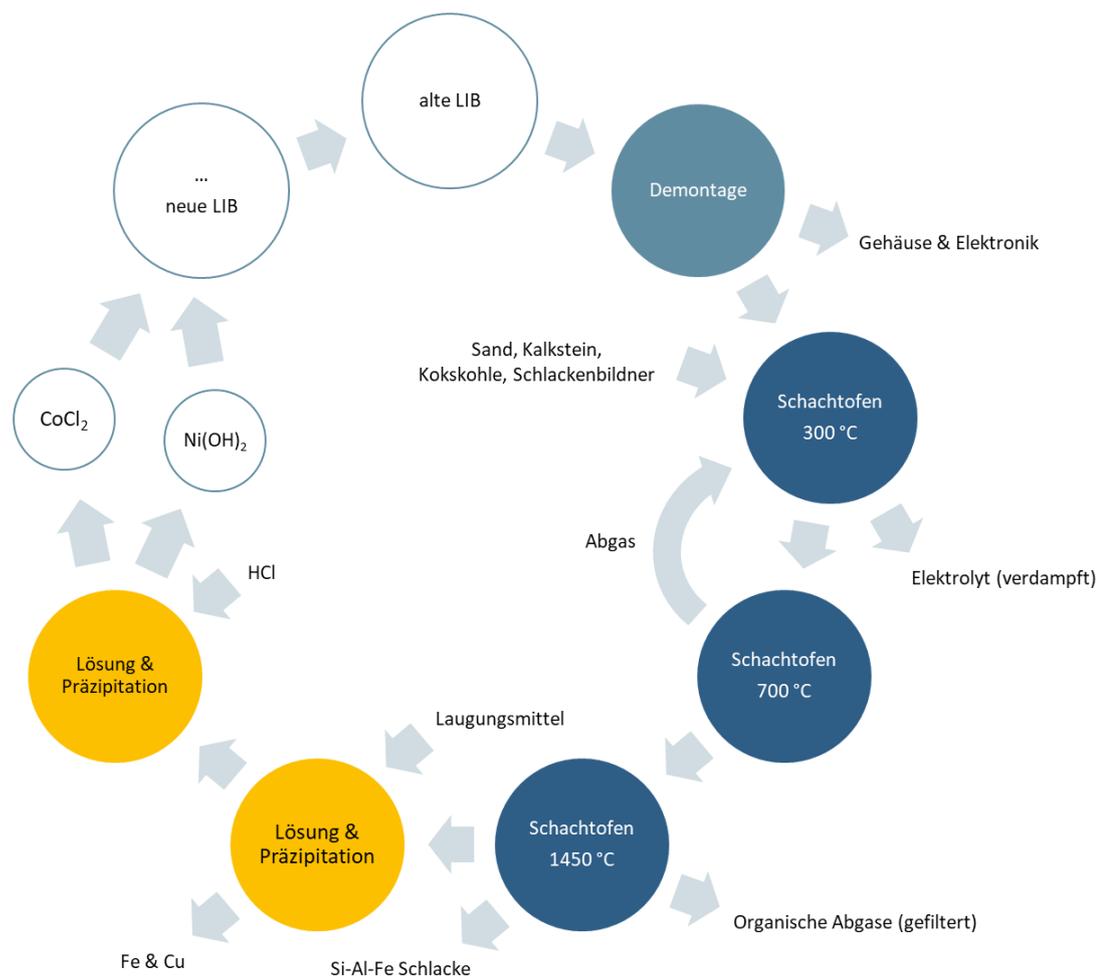


Abb. 12 Schematische Darstellung des Umicore Val'Eas Prozesses. Unterteilt ist der Prozess in eine Reihe pyrometallurgischer Bearbeitungsschritte (dunkelblau) und gegebenenfalls einigen hydrometallurgischen Behandlungsmethoden (gelb).

Im nachfolgenden Schritt wird die wiedergewonnene Metalllegierung gegebenenfalls hydrometallurgisch aufbereitet. Bei der Laugung werden Aluminium und Eisen als Verunreinigungen betrachtet, weshalb ihre erfolgreiche pyrometallurgische Separation in die Schlacke im vorangegangenen Prozess sehr wichtig ist⁸⁸. Zunächst werden Eisen und Kupfer über Laugungsverfahren angereichert. Anschließend wird, anhand einer Behandlung mittels Salzsäure, neben Nickelhydroxid auch Kobaltchlorid aus der Lösung gefällt, welches zu LiCoO_2 in Batteriequalität weiterverarbeitet werden kann^{98,113}. Die Schlacke dagegen wird i.d.R. in der Bauindustrie verwendet. Theoretisch ließe sich das Lithium und Aluminium aus der Schlacke wiederaufbereiten. Dies wird allerdings aus ökonomischen Gründen kaum praktiziert. Somit liegt die Recyclingeffizienz des Umicore Prozesses bei etwa 24 %, da lediglich Nickel, Kobalt und Kupfer in Batteriequalität zurückgewonnen werden können¹¹⁰. Die Wiederverwendung der Schlacke im Gebäude- und Straßenbau wird bei dieser Berechnung als „Downcycling“ verstanden, sprich das recycelte Endprodukt eignet sich in seiner Qualität nicht für den Einsatz in LIB.

Accurec GmbH

Accurec ist ein auf das Batterierecycling spezialisiertes Unternehmen mit Sitz in Krefeld. Während man sich nach der Gründung im Jahr 1995 zunächst auf das Recycling von Ni-Cd Batterien spezialisierte, gehören seit 2014 auch zahlreiche andere Batterietypen zu dem Portfolio des Unternehmens, darunter auch LIB^{114,115}. Nach eigenen Angaben arbeitet die Anlage in Krefeld mit einer Kapazität von 2 500 t LIB im Jahr¹¹⁵. Bei dem sogenannten EcoBatRec Recyclingverfahren werden mechanische, hydro- und pyrometallurgische Prozesse miteinander kombiniert⁷². Ziel ist die Rückgewinnung einer Ni-Co-Mn-Fe Legierung, wobei auch die Möglichkeit besteht Lithiumkarbonat zurückzugewinnen⁸⁸.

Zunächst werden die Batterien nach der Zellchemie sortiert und bei Bedarf entladen¹¹⁵. Darauf folgt die Demontage auf Zellniveau, wobei das Gehäuse und die Elektronik verwertet werden können. Die Zellen werden in einem Vakuumofen mit 250 °C behandelt⁷³. Dabei verdampfen der Elektrolyt und organische Bestandteile, wobei ersterer über Kondensation zurückgewonnen wird¹¹⁶. Allerdings ist eine direkte Wiederverwendung aufgrund des hohen Grades an Verunreinigung nicht möglich⁷³. Das entstandene Zwischenprodukt wird im nächsten Schritt mechanisch zerkleinert, um Zugang zu dem wertvollen Inhalt der Zellen zu ermöglichen.

Das zerkleinerte Material durchläuft eine Reihe mechanischer Separationsmethoden, darunter einen Magneten, eine Schwingsiebanlage und einen Luftklassifizierungsprozess, wobei vier verschiedene Materialfraktionen voneinander getrennt werden⁷². Drei der vier Fraktionen bestehen jeweils aus Elektrodenfolien, Aluminium und Fe-Ni Verbindungen⁷³. Bei der Vierten hingegen handelt es sich um das wertvolle Kathodenmaterial. Zur Vorbereitung auf den darauffolgenden zweistufigen pyrometallurgischen Prozess wird diese mit Hilfe von Bindemittel zu Pellets verklumpt⁷². Nachdem die Pellets in dem ersten pyrometallurgischen Bearbeitungsschritt einen

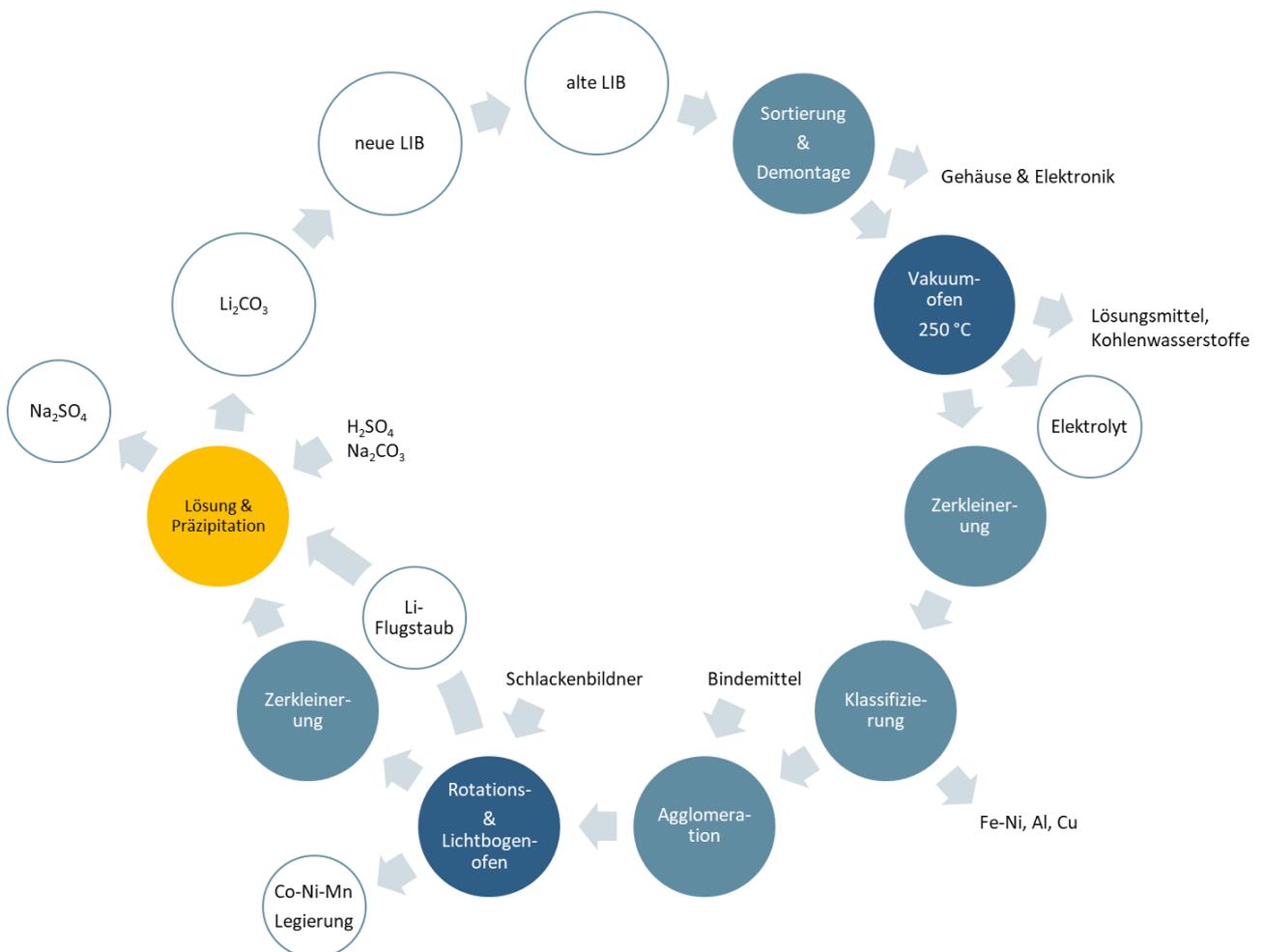


Abb. 13 Schematische Darstellung des EcoBatRec Prozesses der Firma Accurec. Unterteilt ist der Prozess in eine Reihe mechanischer (blau), pyrometallurgischer (dunkelblau) und hydrometallurgischer Verarbeitungsschritte (gelb).

800 °C heißen Rotationsöfen durchlaufen haben, werden sie im zweiten Schritt in einem Lichtbogenofen behandelt¹¹⁷. Ziel dieses Reduktionsverfahrens ist es, den hohen Graphitgehalt der Schwarzsasse zu reduzieren, der bei etwa 30 % liegt, um die Wiedergewinnung von Kobalt

zu maximieren⁸⁸. Hergestellt werden dabei eine Kobalt- und, je nach Zellchemie, auch eine Nickel-haltige Legierung, während sich Mangan und Lithium in der Schlacke oder im lithium-haltigen Flugstaub konzentrieren¹¹⁷. Grundsätzlich ließe sich der Fokus dieses Vorgangs auf Mangan anstatt von Kobalt ausrichten, indem ein anderer Schlackenbildner eingesetzt wird. Dies wird aus ökonomischen Gründen allerdings selten praktiziert.

Während die recycelte Kobalt Legierung direkt verkauft werden kann, werden sowohl die Schlacke, als auch der Flugstaub zusätzlich hydrometallurgisch aufbereitet, um das darin enthaltene Lithium zu regenerieren⁸⁸. Ersteres wird vorab mechanisch zerkleinert. Anschließend wird beides mit Schwefelsäure behandelt, um das Lithium auszulaugen. Durch die Zugabe von Na_2CO_3 wird Lithiumkarbonat in Batteriequalität aus der Lösung gefällt⁷². Nach GEORGI-MASCHLER et al.⁸⁸ liegt die Recyclingeffizienz des Lithiums bei 90 %. Die gesamte Recyclingeffizienz liegt laut eigenen Angaben der Firma Accurec bei 65,2%¹¹⁵.

ERLOS GmbH

Eines der neusten Recyclingverfahren für LIB wurde von der Europa Recycling und Logistik System GmbH (ERLOS) mit Sitz in Zwickau entwickelt. Bei dem Konzept handelt es sich um ein direktes Recyclingverfahren, welches die Rückgewinnung der Kathodenmasse anstrebt. Das Unternehmen plant LIB im Umfang von 1 500 t im Jahr zu recyceln.

Aus Sicherheitsgründen werden die Batterien zunächst tiefenentladen. Dies geschieht in speziell hierfür vorgesehenen Containern. Die überschüssige Energie wird dabei in das Produktionsnetz eingespeist.

Nach der Entladung, kommt es zur manuellen Demontage bis auf Zellniveau. Elektronik und Gehäuse werden entsprechend in das Aluminium-, Kunststoff- und Elektroschrottreycling weitergeleitet. Die einzelnen Zellen werden anschließend aufgeschnitten um die Kathode, Anode und Separatorfolie abzuwickeln. Der Elektrolyt wird dabei dezentral entsorgt. Eine Teilautomatisierung dieses Vorgangs wird bereits angestrebt. Die abgerollte Kathode wird über ein Förderband in eine speziell für diesen Zweck konzipierte Waschanlage gegeben. Mit einer Bandgeschwindigkeit von 1-5 m/min durchläuft die Kathode das Gerät, wobei die NMC-Beschichtung durch zahlreiche Düsenstrahleinheiten von der Aluminiumfolie gelöst wird. Die Waschanlage arbeitet mit etwa 20-30 °C warmen Wasser und einem Wasserdruck von 130-

250 bar. Bei der Wiedergewinnung der Anodenbeschichtung ist die Temperatur etwas höher. Wassertemperatur, Druck und Neigungswinkel des Düsenstrahls, sowie die Bandgeschwindigkeit sind individuell einstellbar, da unterschiedliche Batterien je nach Hersteller unterschiedliche Eigenschaften bei der Kathoden-/Anodenbeschichtung aufweisen können.

Die Aluminium- bzw. Kupferfolien werden nach der Beschichtungsextraktion getrocknet und verkauft. Die gelöste Schwarzmasse wird im nächsten Prozessschritt einem Filterbecken zugeführt, in dem das übrige Bindemittel und Elektrolytreste mit Wasser herausgewaschen werden. Danach durchläuft die Schwarzmasse eine Filterpresse, woraufhin der Filterkuchen erneut mit Wasser gewaschen und anschließend in einem Ofen getrocknet wird. Nach der

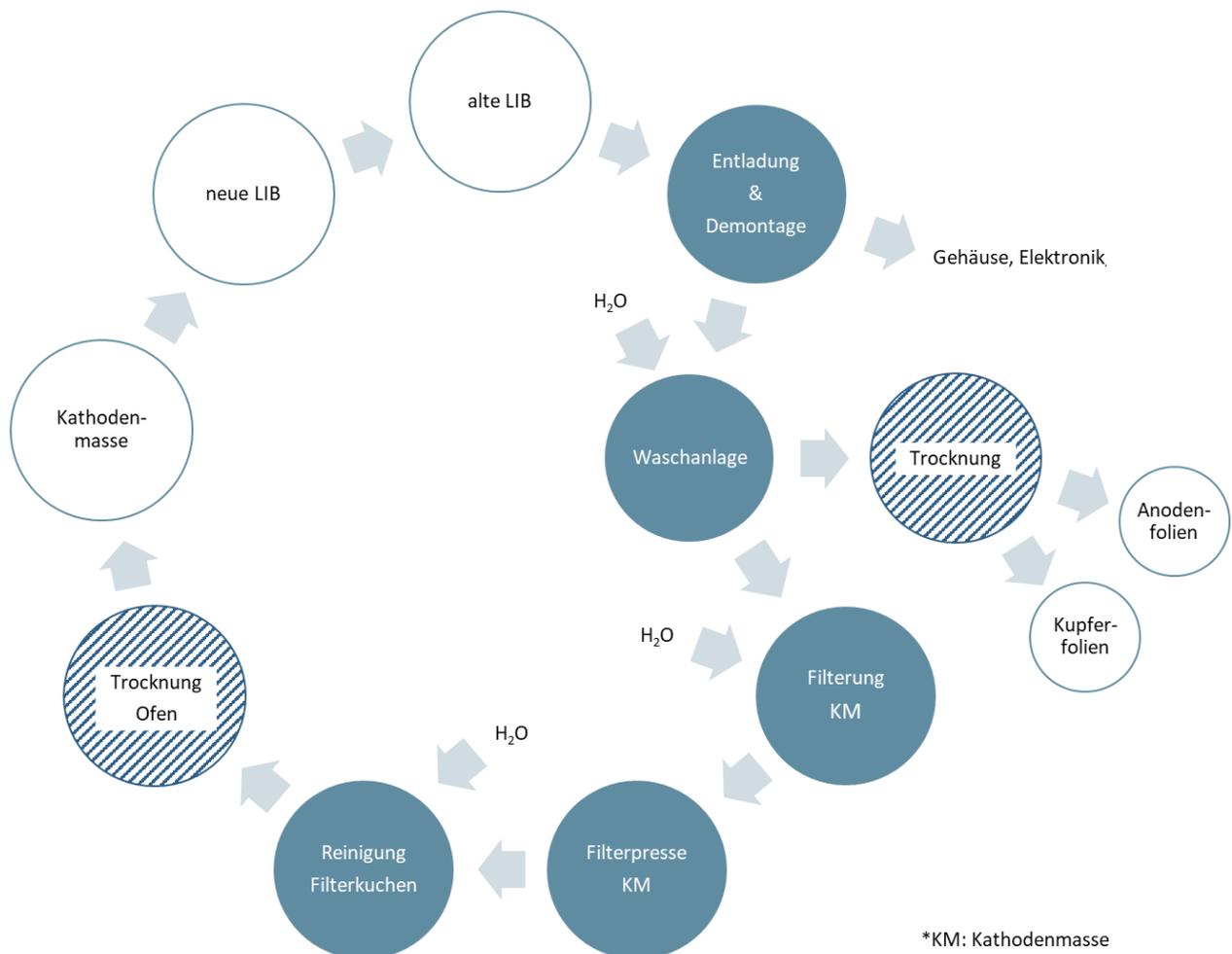


Abb. 14 Schematische Darstellung des ERLOS Recyclingprozesses. Die Methode beinhaltet eine Reihe mechanische Aufbereitungsprozesse und Trocknungsverfahren.

Konfektionierung geht es in den Verkauf. Bei einem Durchsatz von aktuell etwa 1 000 t LIB im Jahr entspricht der wöchentliche Wasserverbrauch etwa 1 000 l. Gegenwärtig wird lediglich das direkte Recycling der Kathodenbeschichtung praktiziert, da die Wiedergewinnung von Grafit wirtschaftlich unrentabel ist. Dennoch liegt die stoffliche Aufbereitungsquote bei über 92 %. Minimal 85 % der Kathodenbeschichtung wird zurückgewonnen.

Das recycelte Kathodenmaterial kann bis zu einem Massenanteil von 10 % in neue Batterietypen eingesetzt werden. Laut ERLOS ließe sich damit das Treibhausgaspotential der Herstellung einer LIB um 5 % reduzieren. Derzeit wird an der Umsetzung höhere Beimischungsanteile von bis zu 30 % geforscht, was einer Reduktion des Treibhausgaspotentials von ca. 15 % entsprechen würde.

8.3 Kritische Beurteilung gängiger Recyclingprozesse

Im folgenden Abschnitt werden die in diesem Kapitel angesprochenen Recyclingprozesse nach verschiedenen Kriterien kritisch beurteilt. Neben ökonomischen Aspekten, wird besonders auf die Nachhaltigkeit der Verfahren eingegangen.

Die in Zukunft steigende Nachfrage nach LIB für die Elektromobilität wird den Bedarf an Batterierohstoffen drastisch erhöhen. Folglich wird vor der knappen Verfügbarkeit dieser Ressourcen und den damit einhergehenden Preisrisiken in zahlreichen Studien gewarnt^{75,118,119}. Umso wichtiger ist es sicherzustellen, dass Rohstoffe, welche der LIB-Lieferkette einmal zugeführt wurden, diese auch nicht mehr verlassen. Ziel ist es daher, Rohstoffe im Rahmen einer Kreislaufwirtschaft innerhalb der Industrie zirkulieren zu lassen. Dies würde zum einen die Abhängigkeit vom Primärangebot schmälern, aber auch die Nachhaltigkeit innerhalb der Wertschöpfungskette erhöhen. Dem Recycling kommt bei diesem Unterfangen die wichtigste Bedeutung zu.

Auch wenn einige der angesprochenen Recyclingunternehmen sich zunächst auf andere Batterietypen wie etwa Ni-Cd oder NiMH Akkus spezialisierten (Accurec, Umicore), so haben sie heute ihr Spektrum erweitert, um auch LIB aus der Elektromobilität zu verarbeiten. Die Firmen Duesenfeld und ERLOS erkannten den wachsenden Bedarf an zusätzlicher Recyclingkapazität und richteten ihren Fokus ausschließlich auf diese Branche. Grundsätzlich ist ein Wandel im globalen Recycling von LIB zu beobachten, der sich auch in Deutschland und der EU bemerkbar

macht. Während altbewährte Prozesse die Rückgewinnung von Metalllegierungen anstreben, ermöglichen neue Recyclingmethoden auch die Wiederverwendung des Elektrolyts und des Elektrodenmaterials, welches in Batteriequalität bereitgestellt wird. Das Hauptanliegen neuerer Prozesse ist die Minimierung von Materialverlusten und die Vermeidung von Downcycling. Die gestiegenen Ansprüche hinsichtlich der Qualität des Endprodukts lassen sich in der Komplexität der einzelnen Prozesse wiedererkennen. LIB werden in einer Reihe von mechanischen und hydrometallurgischen Aufbereitungsschritten verarbeitet, was in einer breiteren Produktpalette resultiert. Rein pyrometallurgische Prozesse zeigen dagegen einen hohen Grad an stofflichen Verlusten, da ein Großteil des Batteriematerials in der Schlacke verloren geht, darunter Kunststoffe, Metalle, Graphit und der Elektrolyt. Dies spiegelt sich auch in der Recyclingeffizienz wieder. Im Sinne einer Kreislaufwirtschaft weisen hydrometallurgische Recyclingmethoden in Kombination mit mechanischen Aufbereitungsverfahren daher klare Vorteile gegenüber der Pyrometallurgie auf. Dies trifft auch auf direkter Recyclingmethoden zu, auch wenn das wiedergewonnene Endprodukt, wie am Beispiel von ERLOS festgestellt werden konnte, nur zu einem bestimmten Grad in das Neumaterial eingebunden werden kann. Sowohl die Kathodenmasse aus dem ERLOS Prozess, als auch das Kobaltchlorid der Firma Umicore, könnten hydrometallurgisch zu Kathoden Precursormaterial in der gewünschten Qualität aufgewertet werden⁹⁸. Offen bleibt die Frage, ob zusätzliche hydrometallurgische Aufbereitungsschritte im Falle von ERLOS und Umicore ökonomische und nachhaltige Maßnahmen darstellen.

Hydrometallurgische Aufbereitungsmethoden setzen voraus, dass die zurückzugewinnenden Metalle vorab über aufwendige mechanische Prozesse von den übrigen Materialien getrennt und zerkleinert wurden, da ansonsten die gewünschte Reinheit im Endprodukt nicht erreicht werden kann. Darüber hinaus müssen die technischen Rahmenbedingungen für die Verwendung verschiedener Chemikalien gewährleistet sein, um Sicherheit und Umweltverträglichkeit garantieren zu können. Hierin lässt sich gut erkennen, dass die Einführung einer Kreislaufwirtschaft mit steigender Prozesskomplexität einhergeht.

Die Pyrometallurgie dagegen überzeugt durch Ihre Schlichtheit Metalle in wenigen Schritten und ohne den Aufwand einer mechanischen Aufbereitung ökonomisch wiederzugewinnen, wenn auch nicht in der erforderlichen Zusammensetzung. Obwohl laut Umicore die recycelte Metallverbindung in Batterien eingesetzt werden kann, geht doch, wie bereits erwähnt, ein

Großteil des dem Prozess zugeführten Materials verloren. Hinzukommend sind pyrometallurgische Recyclingmethoden trotz der effizienten Nutzung von Wärmeenergie durch die Rückführung heißer Gase höchst energieintensiv. Um dem entgegenzuwirken plant Umicore zukünftig in seiner Anlage in Hoboken (Belgien) zu 100% erneuerbare Energien zu nutzen¹²⁰.

Neuartige Recyclingprozesse, wie beispielsweise das der Firma Duesenfeld, sind auf die Verarbeitung einer bestimmten Zellchemie (i.d.R. NMC) zugeschnitten. Dies macht sie relativ unflexibel hinsichtlich anderen Batterietypen und neuartigen Zellchemien, die in Zukunft entwickelt werden könnten. Notwendig wäre in solchen Fällen immer eine aufwendige Modifizierung des ohnehin komplexen Recyclingverfahrens. Hinzu kommt, dass die Produktqualität, und damit der Wert des wiedergewonnenen Kathodenmaterials, beim Recycling variierender Zellzusammensetzungen beeinträchtigt wird.

Pyrometallurgische Verfahren wiederum sind in der Lage eine hohe Bandbreite an Batterietypen zu recyceln ohne den Prozess umständlich verändern zu müssen. Dies gilt sowohl für das Umicore-, als auch für das EcoBatRec Verfahren. Dennoch wirkt sich dieser Vorteil negativ auf die Produktqualität aus.

Direkte Recyclingmethoden, wie etwa das von ERLOS, können jegliches Kathoden- und Anodenmaterial wiedergewinnen, zeigen aber eine hohe Abhängigkeit vom Zellformat. Das Recycling von 18650 und neueren 21700 NCA-Zellen, wie sie beispielsweise von Tesla oder dem Sportwagenhersteller Rimac verwendet werden, lohnt sich aus ökonomischen Gründen nicht. Ähnlich wie auch beim hydrometallurgischen Recycling, könnte auch hier ein uneinheitlicher Input an LIB-Zelltypen Qualität und Preis der zurückgewonnenen Schwarzmasse mindern.

Ein weiterer wichtiger Vorteil der Pyrometallurgie ist die einfache Skalierbarkeit des Prozesses. Die Zugabe von Batterien in das Schmelzverfahren kann in kurzer Zeit enorm erhöht werden. Hierbei werden Skaleneffekte wirksam, die in einem Kostenvorteil resultieren können. Unter Berücksichtigung der prognostizierten Volumina von 2 bis 3,7 Mio. t Batteriemüll in 2030, gilt dies für den gesamten Recyclingmarkt, vorausgesetzt die notwendige Kapazität kann bis dahin aufgebaut werden¹²¹. Laut Li-Cycle, einem kanadischen Recycling Unternehmen, entspricht dies einem Materialwert von ca. 18 Mrd. US\$¹²².

Bisher existieren innerhalb der EU nur 7 LIB Recycler, mit 8 Anlagen verteilt auf 3 Länder. Folglich handelt es sich um ein sehr zentralisiertes Geschäftsmodell, in welchem verbrauchte Batterien erst nach langen Transportwegen recycelt werden können. Entsprechend hoch sind auch die Transportkosten. Diese können bis zu 75 % der Gesamtkosten des Batterierecyclings einnehmen¹²¹. Grund hierfür ist vor allem, dass aussortierte LIB einen Gefahrguttransport darstellen, wobei die notwendigen Sicherheitsmaßnahmen die Kosten in die Höhe treiben. So belaufen sich die Transportausgaben in einem zentralisierten Recyclingmodell auf schätzungsweise 1 600 € pro t EV Batterien¹¹⁰. Im Falle von Schiffsverkehr sind die Kosten mit 2 490 \$/t nochmals höher¹²³. Laut Bloomberg und Opel ist dies ein wesentlicher Grund dafür, dass LIB Recycling gegenwärtig nicht profitable ist und Gebühren erhoben werden^{121,124}.

Um die Transportkosten zu verringern und die Recyclingeffizienz zu steigern, sind enge Kooperation zwischen OEMs und Recyclern notwendig. Dies könnte über dezentrale Recyclingmodelle effektiv gestaltet werden. Sowohl Duesenfeld, als auch das kanadische OnTo Technology LLC, versprechen sich von einem solchen System eine Reduktion der Transportkosten auf lediglich 100 € pro t LIB^{110,123}. Funktionieren soll das Ganze über ein Netzwerk von Containern, wobei zwei Typen unterschieden werden. Im ersten Container werden die LIB grob zerlegt und der Elektrolyt zurückgewonnen. Das zerlegte Material wandert anschließend in den zweiten Container, in dem die Fragmente weiter zerlegt und sämtliche Batteriematerialien mechanisch voneinander getrennt werden. Die Schwarzmasse kann nun ohne Sicherheitsvorkehrungen, und damit zusätzliche Kosten, in eine zentrale hydrometallurgische Aufbereitungsanlage transportiert werden. Auf diesem Wege sollen in Zukunft 25 000 t LIB jährlich kostengünstig recycelt werden¹¹⁰. Ein ähnliches Vorgehen mit anschließender hydrometallurgischer Behandlung wäre auch beim ERLÖS Model vorstellbar. Unter Berücksichtigung des Produktionsausschusses bei der Batterieherstellung, welcher beispielsweise in chinesischen Batteriefabriken bei etwa 10 % liegen soll¹²⁵, sollten die mechanischen Aufbereitungsanlagen in einem dezentralen Recyclingmodell auch unmittelbar neben die Zellfertigung angesiedelt werden. Laut OnTo ließen sich durch diese einfache Vermeidung teurer Batterietransporte 4,75 Mrd. US\$ bis 2030 einsparen¹²³. Hierbei rechnen die Kanadier mit einem Produktionsausschuss von 3 bis 7,5 %. Erste Pläne für ein solches Unterfangen sind bereits von Tesla ins Leben gerufen worden. Neben der Zellherstellung, soll auch das Recycling eine Kernkompetenz der Gigafactory in Nevada (USA) werden¹⁸.

Wie bereits erwähnt, zeigt das hydrometallurgische Recycling aus kreislaufwirtschaftlicher Sicht deutliche Vorteile gegenüber der Pyrometallurgie auf, da beim Ersteren ein größerer Anteil der Batteriematerialien ohne Downcycling zurückgewonnen wird. Obwohl neuartige Prozesse mit vielen einzelnen Prozessschritten deutlich komplexer sind, zeichnen sie sich dennoch durch einen klar geringeren Energieverbrauch aus als altbewährte pyrometallurgische Methoden⁷². Dies hat gegenwärtig auch erhebliche Auswirkungen auf die Umweltbilanz der Verfahren.

Ökologische Aspekte des Recyclings

Um eine fundierte ökologische Bewertung der unterschiedlichen Recyclingverfahren von LIB durchführen zu können, müssen zunächst die mit deren Herstellung verbundenen Treibhausgasemissionen (THG Emissionen) bekannt sein. In der Literatur existiert ein breites Spektrum an Emissionswerten in der LIB Wertschöpfungskette. Während für die Herstellung von NCA-basierten Feststoffbatterien 49 kg CO₂ eq/kWh publiziert wurden¹²⁶, ermittelten amerikanische Forscher THG Emissionen in Höhe von 252 bis 272 kg CO₂ eq/kWh hergestellter Batteriekapazität für die NMC Batterieproduktion basierend auf einem probabilistischen Ansatz¹²⁷. Die Veröffentlichung einer Meta-Studie durch das schwedische Umweltinstituts IVL sorgte im Jahr 2017 weltweit für Aufsehen, da die Wissenschaftler einen CO₂-Fußabdruck von 150 bis 200 kg CO₂ eq/kWh in der Batterieproduktion angaben, was die ökologischen Vorteile eines Elektrofahrzeugs (EF) gegenüber einem Verbrenner in Frage stellte¹²⁸. Allerdings basiert der für die Berechnung verwendete Energiebedarf der Zellfertigung von 350 bis 650 MJ/kWh hergestellter Batteriekapazität auf Pilotanlagen und entspricht nicht dem der Produktion im industriellen Maßstab. Dieser ist, aufgrund der erhöhten Prozesseffizienz und Kostenvorteilen bei der Massenproduktion, deutlich geringer. Daten aus einer Fertigungsanlage eines führenden chinesischen Batterielieferanten der Automobilindustrie belegen dies. Laut Dai et al. beträgt hier der Energieverbrauch bei der LIB Herstellung 170 MJ/kWh^{129,130}, also bedeutend weniger als von den Skandinaviern angenommen wurde. Folglich nahm das schwedische Umweltinstitut eine Neuberechnung mit einem neuen und transparenteren Datensatz vor, mit dem Ergebnis, dass mit einem deutlich geringeren ökologischen Fußabdruck von 61 bis 106 kg CO₂ eq/kWh bei der LIB Herstellung zu rechnen ist¹³¹. Ähnliche Werte wurden auch von anderen wissenschaftlichen Instituten gemeldet^{130,132}. Dies liegt im Rahmen dessen, was auch Seitens der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) in München berechnet wurde (105,6 kg CO₂ eq/kWh¹³³). Ausgehend von diesem Wert, und unter Annahme einer jährlichen

Laufleistung von 14 000 km, ermittelten die Wissenschaftler eine Zeitspanne von 1,6 bis 3,6 Jahren, in Abhängigkeit der vorherrschenden Stromzusammensetzung während des Betriebs, bis ein EF aus ökologischer Sicht besser abschneidet als ein Verbrenner¹³³. Etwas höhere Emissionswerte von 123 kg CO₂ eq/kWh ergab die Untersuchung einer koreanischen Zellfertigung mittlerer Größe¹³⁴. Dies verdeutlicht die enorme Abhängigkeit der Klimabilanz einer LIB von der Effizienz des Produktionsprozesses, dem Stand der Technik und, vor allem, der am Produktionsstandort vorherrschenden Stromzusammensetzung. Nichtsdestotrotz kann festgehalten werden, dass EFs eine deutlich bessere Treibhausgasemissionsbilanz aufweisen als Verbrenner. Hierin ist sich die Mehrheit der Fachleute in Deutschland einig^{133,135–138}, mit Ausnahme des ifo-Instituts in München¹³⁹. Letztere trafen in ihrer Studie Annahmen, aus denen sich eine signifikant schlechteren Klimabilanz von EFs ergibt. Diese werden allerdings von der Mehrheit anderer Studien nicht geteilt¹⁴⁰.

In der nachfolgenden ökologischen Bewertung des Recyclings wird der produktionsbezogene LIB-Emissionswert von 105,6 kg CO₂ eq/kWh der FfE aufgrund der hinterlegten Datendichte und Transparenz herangezogen. Bisher finden sich nur selten Daten zu THG Emissionen im Recycling. Der Duesenfeld Prozess, welcher eine Kombination aus mechanische und hydrometallurgischen Aufbereitungsschritten darstellt, benötigt nach eigenen Angaben 70 % weniger Energie als herkömmliche Recyclingmethoden¹⁰⁵. LIB, welche aus Duesenfeld Materialien hergestellt werden, weisen einen ökologischen Fußabdruck von ca. 90 kg CO₂ eq/kWh auf, also weniger als Batterien mit Primärmaterial¹¹⁰. Duesenfeld gibt weiterhin an, dass sein Prozess gegenüber der Primärproduktion Einsparungen in Höhe von 1,5 kg CO₂ eq/kg E-Golf Batterie ermöglicht¹⁰⁵. Dies entspricht ca. 20,5 kg CO₂ eq/kWh Batteriekapazität. Somit liegt der von Duesenfeld angenommene Wert für das Treibhausgaspotential der LIB Herstellung sehr nahe bei dem der FfE.

Bis auf den Separator werden mit 96 % nahezu alle Materialien im Duesenfeld Prozess recycelt und können in neuen LIB eingesetzt werden. Gleichzeitig liegt der Anteil energiebezogener Emissionen in der LIB Produktion bei etwa 41 %¹³³. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass der Prozess ca. 45 kg CO₂ eq/kWh Batteriekapazität emittiert. Ausgehend von der Stromzusammensetzung Deutschlands in 2015¹³³, entspricht dies einem Energiebedarf von 78 kWh/kWh Batteriekapazität. Traditionelle Verfahren, die i.d.R. pyrometallurgisch dominiert

Tab. 2 Übersicht des möglichen THG Emissionspotentials einzelner Bereitstellungsmethoden für Batteriematerialien. Werte der primären Bereitstellungsrouten (Bergbau, Aufbereitung, etc.) wurden aus der Literatur übernommen^{131,133}.

Methoden der Materialbereitstellung	Hergestellte THG Emissionen
Hydrometallurgisches Recycling	43-45 kg CO ₂ eq/kWh
Pyrometallurgisches Recycling	70-115 kg CO ₂ eq/kWh
Direktes Recycling	37-42 kg CO ₂ eq/kWh
Primäre Bereitstellung	61-63 kg CO ₂ eq/kWh

sind, benötigen mehr als das Dreifache an Energie¹⁰⁵. Je nach Emissionsfaktor des Elektrizitätsnetzes am Produktionsstandort ergibt sich eine unterschiedlich intensive THG-Belastung. Wird der pyrometallurgische Betrieb mit dem EU Stromnetz gespeist (447 g CO₂ eq/kWh¹⁴¹), so ist mit Emissionen in Höhe von 115 kg CO₂ eq/kWh Batteriekapazität zu rechnen. Dies liegt deutlich über dem Wert der primären Bereitstellung von Batteriematerialien, ohne die benötigte Energie für die Fertigung der LIB zu berücksichtigen (FfE: 63 kg CO₂ eq/kWh¹³³). Zieht man allerdings die Tatsache hinzu, dass die größte pyrometallurgische Recyclinganlage der EU in Belgien liegt (Umicore/Hoboken), dann resultiert dies in einem wesentlich niedrigeren ökologischen Fußabdruck. Das belgische Energienetz zeichnet sich durch einen niedrigeren Emissionsfaktor von 267 g CO₂ eq/kWh¹⁴¹ (Stand 2013) aus als das der EU oder Deutschland. In diesem Fall beträgt die THG-Belastung lediglich 70 kg CO₂ eq/kWh Batteriekapazität, was geringfügig über dem Wert der primären Bereitstellung liegt. Unter der Annahme einer Erhöhung des Anteils CO₂-armer Energiebereitstellung im belgischen Netz seit 2013, könnte davon ausgegangen werden, dass das Recycling von LIB in Hoboken in etwa die gleiche Menge an Treibhausgasen herstellt wie die primäre Bereitstellung der Batteriematerialien. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Wert in Zukunft nochmals verbessern wird, vor allem vor dem Hintergrund der jüngsten Ankündigungen Umicores zu 100 % erneuerbare Energien für den Betrieb zu nutzen¹²⁰. Dies ist dringend notwendig, um die ökologische Rentabilität des LIB Recyclings sicherzustellen.

Trotz der pyrometallurgischen Aufbereitungsschritte zeigt auch der Accurec Prozess laut einer Untersuchung von 2016 eine positive Energiebilanz. So wurde ein Einsparungspotential von 2,84 kg CO₂ eq/kg recycelter LIB in der Studie ermittelt¹⁴². Allerdings befand sich die untersuchte Anlage zu dieser Zeit noch in der Pilotphase. Zudem wurden einige Prozessschritte

im Labor durchgeführt. Die Übertragbarkeit der Daten auf den industriellen Maßstab ist daher fraglich.

Einer der größten Vorteile des ERLOS Prozesses ist die effiziente Wiedergewinnung der Schwarzmasse ohne großen energetischen Aufwand und ohne die Nutzung von Lösungsmitteln. Somit zeichnet sich die Methode im Vergleich zur Primärproduktion von Batteriematerialien durch eine sehr gute Ökobilanz aus. Allerdings ist die wiedergewonnene Schwarzmasse nur zu einem gewissen Grad mit Primärmaterial mischbar ohne die Batterieleistung zu beeinträchtigen. ERLOS gibt an, dass eine zehnpromtente Beimischung des recycelten Kathodenmaterials das THG-Potential einer LIB von 77 auf ca. 73 kg CO₂ eq/kWh, also um 5 % reduziert. Ein Anteil von 20 % zurückgewonnener Schwarzmasse mildert die Umweltbilanz einer NMC-622 LIB um sogar 9 %. Somit liegt der Emissionswert des Recyclingprozesses bei etwa 37-42 kg CO₂ eq/kWh. Ob sich eine weitere hydrometallurgische Behandlung der Schwarzmasse lohnt, sollte ökonomisch sowie ökologisch bewertet werden, zumal die hydrometallurgische Aufbereitung im Duesenfeld Prozess eine positive CO₂-Bilanz aufweist¹⁰⁵.

Ökonomische Aspekte des Recyclings

Damit das Recycling von LIB nicht nur ökologisch, sondern auch ökonomisch rentabel ist, dürfen die Kosten der Wiedergewinnung den durch den Verkauf des Rohmaterials generierten Umsatz nicht übersteigen. Vor allem die Batteriezusammensetzung und der Preis der darin enthaltenen Rohstoffe spielt hierbei eine übergeordnete Rolle.

Im Herstellungsprozess einer LIB Zelle nehmen Materialkosten etwa 60 % der gesamten Zellkosten ein, wobei es sich bei ca. 75 % davon wiederum um Kosten für das Kathodenmaterial handelt¹⁵. Ein Großteil dieser Kosten entfällt auf das NMC-Material und je nach Zelltyp Lithiumhydroxid oder -karbonat. Der Rest fließt in die Energiekosten der Kalzinierung. Zahlen aus 2018 zufolge liegen die Wertschöpfungskosten von raffiniertem NMC-811 Precursor Rohmaterial bei etwa 15 €/kWh¹⁴³.

Wie in Abbildung 15 dargestellt, lässt sich der Wert der zurückgewonnenen Rohstoffe einerseits über den Materialpreis, aber auch über die Kosten des CAM-Precursor Rohmaterials berechnen. Im Falle der reinen Batteriemetalle wird angenommen, dass ein Verkaufspreis in

Höhe von 80 % des Marktwertes erzielt werden kann. Das recycelte Precursor Kathodenmaterial, auf dessen Wiedergewinnung neuartige Prozesse ausgerichtet sind, weist i.d.R. eine hohe Reinheit und hervorragende elektrochemische Eigenschaften auf, weshalb die primären Herstell- und Metallkosten verrechnet mit einer 95-prozentigen Recyclingeffizienz als Mindestverkaufspreis angenommen werden. Die potentiellen Einnahmen aus dem Verkauf von anderen Batteriematerialien wie etwa Kupfer, Aluminium, Plastik und der Elektronik, aber auch Verluste die durch die Entsorgung nicht verwertbarer Stoffe wie beispielsweise der Separatorfolien entstehen, sind unter „Sonstiges“ zusammengefasst. Abhängig von der Zellchemie ergibt das in der Summe einen Materialwert von 14 bis 29,2 €/kWh

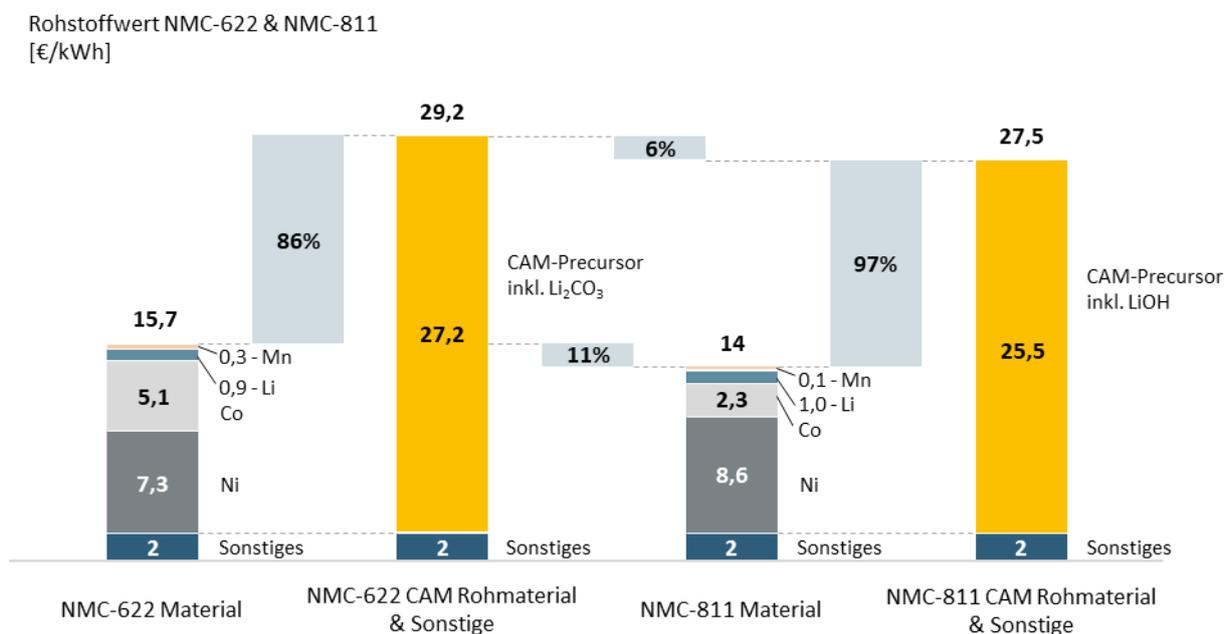


Abb. 15 Übersicht des Rohstoffwerts in NMC-622 & NMC-811 Zellen. Der Wert anderweitiger Materialien wie Kupfer, Aluminium, Plastik, Elektronik und der Separatorfolie wurde unter „Sonstiges“ zusammengefasst¹⁴². Der Wert der Metalle entspricht 80 % des börsennotierten Rohstoffpreises in 2019-H3. Bei dem Preis des NMC CAM-Precursors wurde eine Recyclingeffizienz von 95 % angenommen.

Batteriekapazität. Dabei sind NMC-811 LIB 6 bis 11 % weniger profitabel als NMC-622 Systeme. Der Grund hierfür liegt in dem vergleichsweise geringem Kobalt Gehalt der NMC-811 Batterien, wie in vorangegangenen Kapiteln bereits angesprochen wurde. Dieser Wertverlust kann durch den höheren Anteil an Nickel in diesem Batterietypen nur teilweise kompensiert werden. Folglich erhöht ein wachsender Marktanteil von NMC-811 LIB den Druck auf die Profitabilität der Recycler. Hinzu kommt, dass bei der Herstellung von NMC-811 Kathodenmaterial Lithiumhydroxid anstatt Lithiumkarbonat verwendet wird¹²⁰. Auch wenn sich das im Preis

bisher nur bedingt bemerkbar macht, so ist die Herstellung des Hydroxids dennoch aufwendiger und führt zu einer höheren CO₂-Belastung. Zudem sind NMC-811 System deutlich thermisch instabiler als etwa NMC-622 Batterien. Zusätzliche Investitionen in eine Gas-kontrollierte Atmosphäre im Schredder/Ofen sind die Folge, um gefährliche Explosionen zu vermeiden¹²⁰.

Beim Vergleich der potentiellen Umsätze wird auch deutlich, dass die Wiedergewinnung der Kathodenmasse in Batteriequalität, welche der Zellherstellung direkt wieder bereitgestellt werden kann, deutlich profitabler ist, als der Verkauf der jeweiligen Batteriemetalle. Unter diesem Gesichtspunkt zahlt sich die höhere Komplexität neuartiger Recyclingmethoden aus, da diese eine gezielte Rückführung der Batteriematerialien in den LIB Markt anstreben.

Die Kosten für das hydrometallurgische Batterierecycling liegen bei 15 €/kWh recycelter Batteriekapazität. Somit liegt der mögliche Gewinn/Verlust bei 0,7 bis 14,2 €/kWh und -1 bis 12,5 €/kWh für eine NMC-622 LIB, bzw. NMC-811. Hochgerechnet auf eine gängige EF LIB entspricht dies -72 bis 900 € pro recycelte LIB. Auch hier wird deutlich, dass die Profitabilität des Recyclings in Falle der neueren Batterietypen sinkt. Allerdings lassen sich die Kosten drastisch senken, indem von einer zentralen Logistik, in der alte EF Batterien aufwendig zu einem bestimmten Recyclingstandort transportiert werden, zu einer dezentralen Logistik umstrukturiert wird, bei der die LIB vor Ort mechanisch aufbereitet werden. Transport und Verpackungskosten würde dadurch auf 100 €/t fallen¹¹⁰, was einer Minimierung der Gesamtkosten um 165 % gleichkäme. Entsprechend stiege der potentielle Gewinnmarge auf 8,5 bis 23,7 €/kWh.

Diskutabel ist, ob sich eine Umstrukturierung des Logistiksystems in Hinblick auf die sich schnell verändernde Batterietechnologie wirtschaftlich lohnen würde. Auch wenn sich die Zusammensetzung der Aktivmaterialien in dem kommenden Jahrzehnt nur wenig verändern sollte, ist dennoch zu erwarten, dass der Sicherheitsfaktor von LIB zügig zunehmen wird. Diesbezüglich ist ein erster Fortschritt bereits mit Feststoffbatterien zu erwarten, die aufgrund des festen Elektrolyten nicht brennbar und damit deutlich sicherer sind. Ergo werden allein dadurch die Transport- und Verpackungskosten deutlich abnehmen. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, ob Feststoffbatterien mit den gängigen Recyclingmethoden

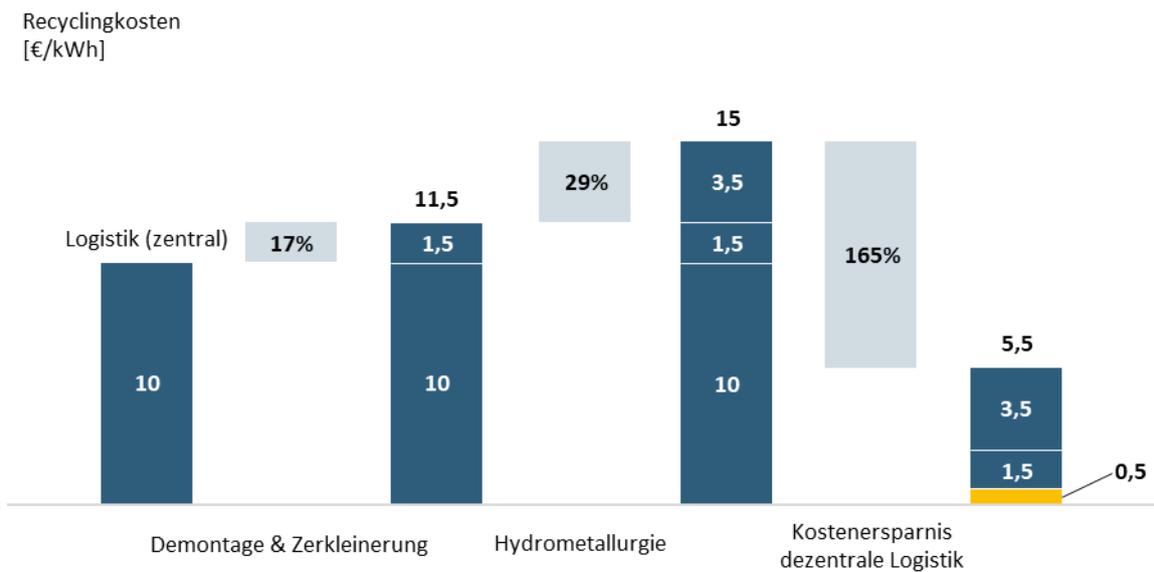


Abb. 16 Kostenverteilung des Recyclings einer LIB in einer Kombination aus mechanischen und hydrometallurgischen Aufbereitungsschritten. Kosten der Demontage & Zerkleinerung sowie der Hydrometallurgie wurde von Roland Berger¹⁴² übernommen.

überhaupt verarbeitet werden können. Als Feststoffelektrolyt werden vor allem keramische und organische Separatoren diskutiert (Kap. 5.3). Gegenwärtig ist ein stoffliches Recycling dieser Materialien mit den aktuell zur Verfügung stehenden Mitteln ausgeschlossen¹⁴⁴. Keramikseparatoren könnten alternativ über einen Demontageprozess aus der Zelle ausgebaut und wiederverwendet werden. Dies wäre geopolitisch auch höchst erstrebenswert, zumal sie i.d.R. seltene Rohstoffe wie etwa Germanium enthalten¹⁴⁵. Der Seltenheit dieses Halbmetalls geschuldet, ist die Verfügbarkeit von Germanium sehr begrenzt. Entsprechend hoch ist die strategische Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland.

Eine weitere Möglichkeit zur Kostenreduktion des Recyclings von LIB liegt in der Automatisierung der Demontage einzelner Zellsysteme. Bisher wird dieser Vorgang grundsätzlich manuell durchgeführt, was ausschließlich an der Vielfalt an Batterie- und Zellformaten liegt. Erste Vorhaben für eine robotergestützte Batteriedemontage wurden bereits in die Wege geleitet. Erst kürzlich entschloss sich das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft in Baden-Württemberg zur Förderung einer Demontagefabrik in Höhe von 13 Mio. €¹⁴⁶.

Recycling oder „Second Life“

Eines der größten Probleme des heutigen Recyclings von LIB ist die große Zeitspanne zwischen der Herstellung und dem eigentlichen Recycling. Ausgehend von einer Lebensdauer von 15 Jahren, ist es sehr schwer abzuschätzen, ob die aktuelle Zellchemie in Zukunft von wirtschaftlichem Interesse sein wird. Aktivmaterialien entwickeln sich gegenwärtig sehr schnell, mit dem übergeordneten Ziel höhere Energiedichten und geringere Materialkosten zu ermöglichen. Wesentliche Veränderungen sind daher alle 3 bis 5 Jahre zu erwarten. Es wird ein Recyclingprozess benötigt, welcher Veränderungen in der Zellchemie gegenüber unbeeinflusst bleibt und den Wert der Materialien erhalten kann. Ein vorstellbares Geschäftsmodell des Recyclings von Morgen wäre daher, die Batterien in ihre elementare Zusammensetzung zu zerkleinern um die Metalle unterschiedlichen Absatzmärkten wieder zur Verfügung zu stellen. Vor allem für hoch spezialisierte Prozesse stellt dieses Szenario ein großes Risiko dar, während pyrometallurgische Verfahren durch ihre hohe Flexibilität für eine solche Zukunft gut gewappnet sind.

Alternativ könnten die LIB in einer „Second Life“ Applikation zum Einsatz kommen, etwa als stationäre Speicher von erneuerbaren Energien. Sowohl die eben angesprochene Unsicherheit hinsichtlich der zukünftige Zellchemie, als auch die bereits heute bestehende hohe Variabilität an LIB-Typen und die Substitution wertvoller Rohstoffe, wie etwa Kobalt, durch weniger kostspielige Materialien spielen diesem Modell in die Karten. Allerdings weist auch eine „Second Life“ Nutzung einige Nachteile auf, wie etwa das LIB mit einer geringen Zyklenstabilität ungeeignet für ein solches Konzept sind. Problematisch hierbei ist, dass mit immer größeren Erfolgen bei der Reichweite eines EFs die Zyklenstabilität, als eines der früheren Hauptkriterien, an Bedeutung verliert. Zumindest in der Entwicklung von LIB für elektrische PKWs ist demnach mit einer generellen Abnahme der Zyklenstabilität in Zukunft zu rechnen. Ein weiteres Argument gegen eine „Second Life“ Anwendung und für das Recycling ist die in Zukunft enorm zunehmende Menge an recycelbaren LIB aus der Elektromobilität. Hierbei bieten sich Betriebsgrößensparnisse, welche die Prozesskosten deutlich senken werden. Daher wird das Recycling von LIB aus elektrischen PKW im Vergleich zum „Second Life“ vom heutigen Standpunkt aus als sinnvoller erachtet.

Diese kurze Auflistung an Pro- und Gegenargumenten zeigt, dass das „End-of-Life“ (EOL) Management von LIB keine einfach binäre Entscheidung ist, sondern stark vom Anwendungsfall, der Zellchemie und Entwicklungsprozessen abhängt. E-Buse etwa sind verglichen mit PKWs häufiger in Betrieb und haben folglich höhere Ansprüche hinsichtlich der Zyklenstabilität. Im Schnitt benötigen sie ungefähr eine volle Batterieladung pro Tag. Entsprechend begrenzt ist die Auswahl geeigneter LIB für ein solches Belastungsmuster. Die meisten E-Buse verfügen heutzutage über eine LFP oder NMC LIB mit geringen Nickelanteilen. Auch in Zukunft wird eine solche Aufteilung erwartet, wobei auch Brennstoffzellen ab einem gewissen technologischen Reifegrad eine wichtige Rolle spielen könnten. Der geringe Metallwert der Kathodenmaterialien (LFP) und die immense Größe der E-Bus Batterien machen ihr Recycling unrentabel und komplex. Hinzu kommt, dass das LFP Recycling, wie jüngste Studien gezeigt haben, mehr Treibhausgase herstellt als dessen Produktion¹⁴⁷. Stattdessen eignen sich E-Bus LFP Batterien hervorragend für den stationären Betrieb im Rahmen einer „Second Life“ Nutzung. So wurden beispielsweise ausgediente 200 kWh LIB aus E-Bussen des Herstellers Volvo zu stationäre Energiespeicher neben einer Solaranlage in Göteborg umfunktioniert¹⁴⁸.

Auch in Zukunft wird der Materialwert der dominierende Entscheidungsfaktor darüber sein, ob eine LIB recycelt wird oder in einem anderweitigen Einsatzfeld Verwendung findet, sobald ihre Leistung nicht mehr den Ansprüchen des primären Betriebes entspricht. Sicher ist, dass sich die Zellzusammensetzung ausgedienter EF Batterien stetig verändern wird. Entsprechend anpassungsfähig und kreativ müssen unsere EOL Strategien sein.

Perspektiven für den Industriestandort Deutschland

Bis zum Jahr 2030 werden weltweit bis zu 3,7 Mio t Batteriemüll mit einem Marktwert von fast 18 Mrd. US\$ anfallen. Zahlreiche Recyclingfirmen, darunter etablierte Recyclingunternehmen und innovative Neueinsteiger betreten den Markt um von dem in Zukunft erwarteten Wachstum zu profitieren. Auch wenn einige Aspekte, wie etwa der sinkende Materialwert des Zellinhalts und die Variabilität der Zelle hinsichtlich Zusammensetzung und Aufbau oft ein Hindernis darstellen, so werden zunehmende Skaleneffekte in diesem wachsenden Markt gekoppelt mit dem großen technologischen Innovationspotential des Industriestandorts Deutschland die Betriebskosten mehr als kompensieren, sodass LIB Recycling hierzulande

wirtschaftlich betrieben werden kann. Zusätzlich könnten Transportkosten durch dezentrales Recycling enorm gesenkt werden. In einem solchen Modell wäre der Import von EOL LIB wirtschaftlich realisierbar, womit man sogar am Wachstum ausländischer Märkte wie etwa China oder den USA teilhaben könnte. Dies wäre nicht nur ökonomisch förderlich, sondern strategisch sehr geschickt, da damit wertvolle Rohstoffe der Wirtschaft zugeführt werden könnten, an deren Knappheit diese in Zukunft zu leiden droht. Hierin spiegelt sich auch der vielleicht größte Trugschluss des Recyclings, nämlich, dass die Wiedergewinnung von Metallen die gegenwärtige Rohstoffabhängigkeit Deutschlands mildert oder gar löst. Dies ist zunächst keineswegs der Fall.

Die Automobilindustrie ist der mit Abstand bedeutendste Industriezweig Deutschlands. Dies soll auch im Zuge der Elektromobilität so bleiben. Allerdings lässt sich der Bedarf an LIB in Deutschland nicht allein durch recyceltes Material decken. Im Gegenteil, die derzeitige LIB-Recyclingkapazität beträgt weltweit weniger als 100 000 t¹⁴³. Auch wenn dies ein gewaltiges Entwicklungspotential darstellt, löst es dennoch nicht die eben angesprochene Importabhängigkeit Deutschlands von einer Reihe von Rohstoffen, allen voran den Batteriemetallen. Recycling ist, trotz allem, eine potentielle Langzeitlösung für dieses Problem, weshalb die Entwicklung der Branche auch in Zukunft gefördert werden sollte, wie etwa durch die Automatisierung der Demontage. Für eine „kurzfristige“ Lösung ist das Recycling allerdings ungeeignet. Hier müssen schnellere und direktere Methoden gefunden werden, etwa durch direkte Investitionen in Minen, Bergbauunternehmen oder rohstoffreiche Länder. Alternativ wäre die Einrichtung einer deutschen Metallbörse mit transparenten Rohstoffpreisen diskutabel, vor allem vor dem Hintergrund des Brexit. Andernfalls drohen in Zukunft starke Preisfluktuationen und temporäre Verknappungen von Batteriemetallen und damit von LIB.

Abkürzungen

C	Kohlenstoff
EF	Elektrofahrzeug
HEF	Hybrid-elektrisches Fahrzeug
BEF	Batterie-elektrisches Fahrzeug
EF	Elektro-Fahrzeug
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
Li-S	Lithium-Schwefel
LMO	Lithium-Mangan-Oxid
Li-O ₂	Lithium-Luft
OEM	Original Equipment Manufacturer
PHEF	Plug-in Hybrid
NCA	Nickel-Kobalt-Aluminium
NMC	Nickel-Mangan-Kobalt

References

1. IEA, "Global EV Outlook 2018: Towards cross-modal electrification," 2018.
2. Kurzweil, P., "Gaston Planté and his invention of the lead–acid battery—The genesis of the first practical rechargeable battery," *Journal of Power Sources*, V. 195, No. 14, 2010, pp. 4424–4434.
3. Chan, C. C., "The Rise & Fall of Electric Vehicles in 1828–1930: Lessons Learned [Scanning Our Past]," *Proc. IEEE*, V. 101, No. 1, 2013, pp. 206–212.
4. Li, M., Lu, J., Chen, Z., and Amine, K., "30 Years of Lithium-Ion Batteries," *Advanced materials (Deerfield Beach, Fla.)*, 2018, e1800561.
5. Scrosati, B., Garche, J., and Tillmetz, W., "Advances in battery technologies for electric vehicles," First edition, Woodhead Publishing, Cambridge, UK, 2015, 11 pp.
6. Meister, P., Jia, H., Li, J., Kloepsch, R., Winter, M., and Placke, T., "Best Practice: Performance and Cost Evaluation of Lithium Ion Battery Active Materials with Special Emphasis on Energy Efficiency," *Chem. Mater.*, V. 28, No. 20, 2016, pp. 7203–7217.
7. Placke, T., Kloepsch, R., Dühnen, S., and Winter, M., "Lithium ion, lithium metal, and alternative rechargeable battery technologies: the odyssey for high energy density," *J Solid State Electrochem*, V. 21, No. 7, 2017, pp. 1939–1964.
8. Andre, D., Kim, S.-J., Lamp, P., Lux, S. F., Maglia, F., Paschos, O., and Stiaszny, B., "Future generations of cathode materials: an automotive industry perspective," *J. Mater. Chem. A*, V. 3, No. 13, 2015, pp. 6709–6732.
9. Hagen, M., Hanselmann, D., Ahlbrecht, K., Maça, R., Gerber, D., and Tübke, J., "Lithium-Sulfur Cells: The Gap between the State-of-the-Art and the Requirements for High Energy Battery Cells," *Adv. Energy Mater.*, V. 5, No. 16, 2015, p. 1401986.
10. Schmuch, R., Wagner, R., Hörpel, G., Placke, T., and Winter, M., "Performance and cost of materials for lithium-based rechargeable automotive batteries," *Nat Energy*, V. 3, No. 4, 2018, pp. 267–278.
11. Curry, C., "Lithium-ion Battery Cost and Market - Bloomberg New Energy Finance," 2017.
12. U.S. Department of Energy, "Batteries-2018 Annual Progress Report," 2018.
13. Ding, Y., Cano, Z. P., Yu, A., Lu, J., and Chen, Z., "Automotive Li-Ion Batteries: Current Status and Future Perspectives," *Electrochem. Energ. Rev.*, V. 2, No. 1, 2019, pp. 1–28.
14. Nykvist, B., and Nilsson, M., "Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles," *Nature Clim Change*, V. 5, No. 4, 2015, pp. 329–332.

15. Shabbir, A., Nelson, P., Susarla, N., and Dees, D., "Automotive Battery Cost Using BatPaC," 2018.
16. Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., and Staffell, I., "The future cost of electrical energy storage based on experience rates," *Nat Energy*, V. 2, No. 8, 2017, p. 964.
17. Tesla, "Planned 2020 Gigafactory Production Exceeds 2013 Global Production," 2016.
18. Tesla, "Impact Report," 2018.
19. Jain, S., "Emerging trends in battery technology," *Auto Tech Rev*, V. 6, No. 1, 2017, pp. 52–55.
20. Samsung, "SDI News - Samsung SDI Introduces a Lineup of Various High-Performance Batteries," 2017, <https://www.samsungsdi.com/sdi-news/1761.html>.
21. Quinn, J. B., Waldmann, T., Richter, K., Kasper, M., and Wohlfahrt-Mehrens, M., "Energy Density of Cylindrical Li-Ion Cells: A Comparison of Commercial 18650 to the 21700 Cells," *J. Electrochem. Soc.*, V. 165, No. 14, 2018, A3284-A3291.
22. SNE Research, "Rise of Ni-Rich Cathodes in EVs H1/2019 Update," 2019.
23. Padhi, A. K., Nanjundaswamy, K. S., and Goodenough, J. B., "Phospho-olivines as Positive-Electrode Materials for Rechargeable Lithium Batteries," *J. Electrochem. Soc.*, V. 144, No. 4, 1997, p. 1188.
24. Chung, S.-Y., Bloking, J. T., and Chiang, Y.-M., "Electronically conductive phospho-olivines as lithium storage electrodes," *Nature materials*, V. 1, No. 2, 2002, pp. 123–128.
25. Karim, A., Fosse, S., and Persson, K. A., "Surface structure and equilibrium particle shape of the LiMn_2O_4 spinel from first-principles calculations," *Phys. Rev. B*, V. 87, No. 7, 2013, p. 12.
26. Bauer, S., "AkkuWelt," 1st ed., Vogel Buchverlag, Würzburg, 2017, 1222 pp.
27. Ding, Y.-L., Xie, J., Cao, G.-S., Zhu, T.-J., Yu, H.-M., and Zhao, X.-B., "Single-Crystalline LiMn_2O_4 Nanotubes Synthesized Via Template-Engaged Reaction as Cathodes for High-Power Lithium Ion Batteries," *Adv. Funct. Mater.*, V. 21, No. 2, 2011, pp. 348–355.
28. Bai, G., Wang, C., Luo, J., Xia, H., Luo, Q., Wang, J., and Di Cheng, "High-Capacity Spherical $\text{LiNi}_{0.82}\text{Co}_{0.15}\text{Al}_{0.03}\text{O}_2$ Cathode for Lithium-Ion Batteries," *ChemistrySelect*, V. 4, No. 31, 2019, pp. 9050–9054.
29. Kvasha, A., Gutiérrez, C., Osa, U., Meatza, I. de, Blazquez, J. A., Macicior, H., and Urdampilleta, I., "A comparative study of thermal runaway of commercial lithium ion cells," *Energy*, V. 159, 2018, pp. 547–557.

30. Miao, Y., Hynan, P., Jouanne, A. von, and Yokochi, A., "Current Li-Ion Battery Technologies in Electric Vehicles and Opportunities for Advancements," *Energies*, V. 12, No. 6, 2019, p. 1074.
31. Myung, S.-T., Maglia, F., Park, K.-J., Yoon, C. S., Lamp, P., Kim, S.-J., and Sun, Y.-K., "Nickel-Rich Layered Cathode Materials for Automotive Lithium-Ion Batteries: Achievements and Perspectives," *ACS Energy Lett.*, V. 2, No. 1, 2017, pp. 196–223.
32. Thackeray, M. M., David, W.I.F., Bruce, P. G., and Goodenough, J. B., "Lithium insertion into manganese spinels," *Materials Research Bulletin*, V. 18, No. 4, 1983, pp. 461–472.
33. Noh, H.-J., Youn, S., Yoon, C. S., and Sun, Y.-K., "Comparison of the structural and electrochemical properties of layered Li[NixCoyMnz]O₂ (x = 1/3, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8 and 0.85) cathode material for lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, V. 233, 2013, pp. 121–130.
34. Bonisoli, M., and Bonacina, G., "Electric Vehicles Update," 2018.
35. Schaal, S., "Mercedes EQC: Die Batterie im Detail," 2018.
36. Few, S., Schmidt, O., Offer, G. J., Brandon, N., Nelson, J., and Gambhir, A., "Prospective improvements in cost and cycle life of off-grid lithium-ion battery packs: An analysis informed by expert elicitations," *Energy Policy*, V. 114, 2018, pp. 578–590.
37. Lim, B.-B., Myung, S.-T., Yoon, C. S., and Sun, Y.-K., "Comparative Study of Ni-Rich Layered Cathodes for Rechargeable Lithium Batteries: Li[Ni 0.85 Co 0.11 Al 0.04]O₂ and Li[Ni 0.84 Co 0.06 Mn 0.09 Al 0.01]O₂ with Two-Step Full Concentration Gradients," *ACS Energy Lett.*, V. 1, No. 1, 2016, pp. 283–289.
38. StoreDot, "StoreDot and BP Present World-First Full Charge of an Electric Vehicle in Five Minutes," Tel Aviv, Israel, 2019.
39. European Commission, "Study on the review of the list of critical raw materials: Final report," Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2017, 1 online resource.
40. USGS, "Interior Releases 2018's Final List of 35 Minerals Deemed Critical to U.S. National Security and the Economy," 2018.
41. Pillot, C., "The Recargeable Battery Market and Main Trends 2016-2025," Nice, France, 2017.
42. Blomgren, G. E., "The Development and Future of Lithium Ion Batteries," *J. Electrochem. Soc.*, V. 164, No. 1, 2017, A5019-A5025.
43. Cui, L.-F., Yang, Y., Hsu, C.-M., and Cui, Y., "Carbon-silicon core-shell nanowires as high capacity electrode for lithium ion batteries," *Nano letters*, V. 9, No. 9, 2009, pp. 3370–3374.

44. Ko, M., Chae, S., Ma, J., Kim, N., Lee, H.-W., Cui, Y., and Cho, J., "Scalable synthesis of silicon-nanolayer-embedded graphite for high-energy lithium-ion batteries," *Nat Energy*, V. 1, No. 9, 2016, p. 1986.
45. Lu, J., Chen, Z., Ma, Z., Pan, F., Curtiss, L. A., and Amine, K., "The role of nanotechnology in the development of battery materials for electric vehicles," *Nature nanotechnology*, V. 11, No. 12, 2016, pp. 1031–1038.
46. Whittingham, M. S., "Ultimate limits to intercalation reactions for lithium batteries," *Chemical reviews*, V. 114, No. 23, 2014, pp. 11414–11443.
47. Thackeray, M. M., Wolverton, C., and Isaacs, E. D., "Electrical energy storage for transportation—approaching the limits of, and going beyond, lithium-ion batteries," *Energy Environ. Sci.*, V. 5, No. 7, 2012, p. 7854.
48. BGR, "BGR-Studie beleuchtet aktuelle Entwicklungen im Kleinbergbau auf Kobalt in der DR Kongo," 2019.
49. Kim, J.-H., Myung, S.-T., Yoon, C. S., Kang, S. G., and Sun, Y.-K., "Comparative Study of LiNi_{0.5}Mn_{1.5}O_{4-δ} and LiNi_{0.5}Mn_{1.5}O₄ Cathodes Having Two Crystallographic Structures: Fd $\bar{3}m$ and P4 $\bar{3}2$," *Chem. Mater.*, V. 16, No. 5, 2004, pp. 906–914.
50. Lu, D. S., Yuan, L. B., Li, J. L., Huang, R. Q., Guo, J. H., and Cai, Y. P., "Failure mechanism for high voltage graphite/LiNi_{0.5}Mn_{1.5}O₄ (LNMO) Li-ion cells stored at elevated temperature," *Journal of Electroanalytical Chemistry*, V. 758, 2015, pp. 33–38.
51. Thackeray, M. M., Kang, S.-H., Johnson, C. S., Vaughey, J. T., Benedek, R., and Hackney, S. A., "Li₂MnO₃-stabilized LiMO₂ (M = Mn, Ni, Co) electrodes for lithium-ion batteries," *J. Mater. Chem.*, V. 17, No. 30, 2007, p. 3112.
52. Schipper, F., Nayak, P., Erickson, E., Amalraj, S., Srur-Lavi, O., Penki, T., Talianker, M., Grinblat, J., Sclar, H., Breuer, O., Julien, C., Munichandraiah, N., Kovacheva, D., Dixit, M., Major, D., Markovsky, B., and Aurbach, D., "Study of Cathode Materials for Lithium-Ion Batteries: Recent Progress and New Challenges," *Inorganics*, V. 5, No. 2, 2017, p. 32.
53. Bettge, M., Li, Y., Gallagher, K., Zhu, Y., Wu, Q., Lu, W., Bloom, I., and Abraham, D. P., "Voltage Fade of Layered Oxides: Its Measurement and Impact on Energy Density," *J. Electrochem. Soc.*, V. 160, No. 11, 2013, A2046-A2055.
54. Saubanère, M., McCalla, E., Tarascon, J.-M., and Doublet, M.-L., "The intriguing question of anionic redox in high-energy density cathodes for Li-ion batteries," *Energy Environ. Sci.*, V. 9, No. 3, 2016, pp. 984–991.
55. Kamaya, N., Homma, K., Yamakawa, Y., Hirayama, M., Kanno, R., Yonemura, M., Kamiyama, T., Kato, Y., Hama, S., Kawamoto, K., and Mitsui, A., "A lithium superionic conductor," *Nature materials*, V. 10, No. 9, 2011, pp. 682–686.

-
56. Janek, J., and Zeier, W. G., "A solid future for battery development," *Nat Energy*, V. 1, No. 9, 2016, p. 1167.
 57. Bachman, J. C., Muy, S., Grimaud, A., Chang, H.-H., Pour, N., Lux, S. F., Paschos, O., Maglia, F., Lupart, S., Lamp, P., Giordano, L., and Shao-Horn, Y., "Inorganic Solid-State Electrolytes for Lithium Batteries: Mechanisms and Properties Governing Ion Conduction," *Chemical reviews*, V. 116, No. 1, 2016, pp. 140–162.
 58. Manthiram, A., Yu, X., and Wang, S., "Lithium battery chemistries enabled by solid-state electrolytes," *Nat Rev Mater*, V. 2, No. 4, 2017, p. 294.
 59. Thangadurai, V., and Weppner, W., "Li₆Ala₂Ta₂O₁₂ (A = Sr, Ba): Novel Garnet-Like Oxides for Fast Lithium Ion Conduction," *Adv. Funct. Mater.*, V. 15, No. 1, 2005, pp. 107–112.
 60. Motavalli, J., "Technology: A solid future," *Nature*, V. 526, No. 7575, 2015, S96-7.
 61. Gambe, Y., Sun, Y., and Honma, I., "Development of bipolar all-solid-state lithium battery based on quasi-solid-state electrolyte containing tetraglyme-LiTFSa equimolar complex," *Scientific reports*, V. 5, 2015, p. 8869.
 62. Chang-Ran, K., and Tajitsu, N., "Toyota set to sell long-range, fast-charging electric cars in 2022: paper," 2017.
 63. Judez, X., Zhang, H., Li, C., Eshetu, G. G., González-Marcos, J. A., Armand, M., and Rodriguez-Martinez, L. M., "Review—Solid Electrolytes for Safe and High Energy Density Lithium-Sulfur Batteries: Promises and Challenges," *J. Electrochem. Soc.*, V. 165, No. 1, 2018, A6008-A6016.
 64. Freunberger, S. A., "True performance metrics in beyond-intercalation batteries," *Nat Energy*, V. 2, No. 7, 2017, p. 19.
 65. Lai, J., Xing, Y., Chen, N., Li, L., Wu, F., and Chen, R., "A comprehensive insight into the electrolytes for rechargeable lithium-air batteries," *Angewandte Chemie (International ed. in English)*, 2019.
 66. IEA, "Energy Technology Perspectives: Catalysing Energy Technology Transformations," 2017.
 67. Anderman, M., "xEV Expansion, Key Technology, and Market Development," 2017.
 68. Laslau, C., Xie, L., and Robinson, C., "The Next-Generation Battery Roadmap: Quantifying How Solid-State, Lithium-Sulfur, and Other Batteries Will Emerge After 2020," 2015.
 69. European Battery Alliance, "Batteries - European Battery Cell R&I Workshop," 2018.
 70. EBRA, "Noticeable growth of the quantity of batteries recycled by EBRA members," Brüssel, Belgien, 2012.
-

71. Pillot, C., "The Rechargeable Battery Market and Main Trends 2014-2025," 2015.
72. Velázquez-Martínez, Valio, Santasalo-Aarnio, Reuter, and Serna-Guerrero, "A Critical Review of Lithium-Ion Battery Recycling Processes from a Circular Economy Perspective," *Batteries*, V. 5, No. 4, 2019, p. 68.
73. Hanisch, C., Diekmann, J., Stieger, A., Haselrieder, W., and Kwade, A., "Recycling of Lithium-Ion Batteries," V. 130, 2015, pp. 1–24.
74. Reuter, B., Hendrich, A., Hengstler, J., Kupferschmid, S., and Schwenk, M., "Rohstoffe für innovative Fahrzeugtechnologien – Herausforderungen und Lösungsansätze,".
75. Gunn, G., and Petavratzi, E., "Briefing note on raw materials for batteries in electric vehicles," Nottingham, United Kingdom, 2018.
76. Petavratzi, E., "Battery Raw Materials - A Global and European Perspective," Levi, Finland, 2019.
77. Gruber, P. W., Medina, P. A., Keoleian, G. A., Kesler, S. E., Everson, M. P., and Wallington, T. J., "Global Lithium Availability," *Journal of Industrial Ecology*, V. 15, No. 5, 2011, pp. 760–775.
78. Wang, X., Gaustad, G., Babbitt, C. W., and Richa, K., "Economies of scale for future lithium-ion battery recycling infrastructure," *Resources, Conservation and Recycling*, V. 83, 2014, pp. 53–62.
79. Miedema, J. H., and Moll, H. C., "Lithium availability in the EU27 for battery-driven vehicles: The impact of recycling and substitution on the confrontation between supply and demand until 2050," *Resources Policy*, V. 38, No. 2, 2013, pp. 204–211.
80. Vezzini, A., "Manufacturers, Materials and Recycling Technologies," pp. 529–551.
81. BAM, "Amts- und Mitteilungsblatt - Amtliche Bekanntmachungen, vol.43," Berlin, 2013.
82. Yun, L., Linh, D., Shui, L., Peng, X., Garg, A., LE, M. L. P., Asghari, S., and Sandoval, J., "Metallurgical and mechanical methods for recycling of lithium-ion battery pack for electric vehicles," *Resources, Conservation and Recycling*, V. 136, 2018, pp. 198–208.
83. Zhang, T., He, Y., Ge, L., Fu, R., Zhang, X., and Huang, Y., "Characteristics of wet and dry crushing methods in the recycling process of spent lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, V. 240, 2013, pp. 766–771.
84. TOMAS, J., "Gravity Separation of Particulate Solids in Turbulent Fluid Flow," *Particulate Science and Technology*, V. 22, No. 2, 2004, pp. 169–187.
85. Hanisch, C., Haselrieder, W., and Kwade, A., 2013, *Method for reclaiming active material from a galvanic cell, and an active material separation installation, particularly an active metal separation installation*, US20140290438A1.

86. Hanisch, C., Haselrieder, W., and Kwade, A., 2011, *Method for reclaiming active material from galvanic cell, and an active material separation installation, particularly an active metal separation installation*, DE102011110083A1.
87. Lu, M., Zhang, H., Wang, B., Zheng, X., and Dai, C., "The Re-Synthesis of LiCoO₂ from Spent Lithium Ion Batteries Separated by Vacuum-Assisted Heat-Treating Method," *International journal of electrochemical science*, 8(6), 2013, pp. 8201–8209.
88. Georgi-Maschler, T., Friedrich, B., Weyhe, R., Heegn, H., and Rutz, M., "Development of a recycling process for Li-ion batteries," *Journal of Power Sources*, V. 207, 2012, pp. 173–182.
89. Li, L., Zhai, L., Zhang, X., Lu, J., Chen, R., Wu, F., and Amine, K., "Recovery of valuable metals from spent lithium-ion batteries by ultrasonic-assisted leaching process," *Journal of Power Sources*, V. 262, 2014, pp. 380–385.
90. Lee, C. K., and Rhee, K.-I., "Preparation of LiCoO₂ from spent lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, V. 109, No. 1, 2002, pp. 17–21.
91. Li, J., Zhao, R., He, X., and Liu, H., "Preparation of LiCoO₂ cathode materials from spent lithium-ion batteries," *Ionics*, V. 15, No. 1, 2009, pp. 111–113.
92. Li, L., Dunn, J. B., Zhang, X. X., Gaines, L., Chen, R. J., Wu, F., and Amine, K., "Recovery of metals from spent lithium-ion batteries with organic acids as leaching reagents and environmental assessment," *Journal of Power Sources*, V. 233, 2013, pp. 180–189.
93. Li, J., Li, X., Hu, Q., Wang, Z., Zheng, J., Wu, L., and Zhang, L., "Study of extraction and purification of Ni, Co and Mn from spent battery material," *Hydrometallurgy*, V. 99, 1-2, 2009, pp. 7–12.
94. LI, J.-h., LI, X.-h., ZHANG, Y.-h., HU, Q.-y., WANG, Z.-x., ZHOU, Y.-y., and FU, F.-m., "Study of spent battery material leaching process," *Transactions of Nonferrous Metals Society of China*, V. 19, No. 3, 2009, pp. 751–755.
95. Gu, F., and Nie, Q., "Preparation of LiCoO₂ from Cathode Materials of Spent Lithium Ion Batteries," *AMR*, 183-185, 2011, pp. 1553–1557.
96. Gratz, E., Sa, Q., Apelian, D., and Wang, Y., "A closed loop process for recycling spent lithium ion batteries," *Journal of Power Sources*, V. 262, 2014, pp. 255–262.
97. Chagnes, A., and Pospiech, B., "A brief review on hydrometallurgical technologies for recycling spent lithium-ion batteries," *J. Chem. Technol. Biotechnol*, V. 88, No. 7, 2013, pp. 1191–1199.
98. Gaines, L., "The future of automotive lithium-ion battery recycling: Charting a sustainable course," *Sustainable Materials and Technologies*, 1-2, 2014, pp. 2–7.

99. Dunn, J. B., Gaines, L., Barnes, M., Sullivan, J., and Wang, M., "Material and Energy Flows in the Materials Production, Assembly, and End-of-Life Stages of the Automotive Lithium-Ion Battery Life Cycle," 2014.
100. Huang, B., Pan, Z., Su, X., and An, L., "Recycling of lithium-ion batteries: Recent advances and perspectives," *Journal of Power Sources*, V. 399, 2018, pp. 274–286.
101. Dunn, J. B., Gaines, L., Kelly, J. C., James, C., and Gallagher, K. G., "The significance of Li-ion batteries in electric vehicle life-cycle energy and emissions and recycling's role in its reduction," *Energy Environ. Sci.*, V. 8, No. 1, 2015, pp. 158–168.
102. Chen, J., Li, Q., Song, J., Song, D., Zhang, L., and Shi, X., "Environmentally friendly recycling and effective repairing of cathode powders from spent LiFePO₄ batteries," *Green Chem.*, V. 18, No. 8, 2016, pp. 2500–2506.
103. Dunn, J. B., Gaines, L., Sullivan, J., and Wang, M. Q., "Impact of recycling on cradle-to-gate energy consumption and greenhouse gas emissions of automotive lithium-ion batteries," *Environmental science & technology*, V. 46, No. 22, 2012, pp. 12704–12710.
104. Rothermel, S., Evertz, M., Kasnatscheew, J., Qi, X., Grützke, M., Winter, M., and Nowak, S., "Graphite Recycling from Spent Lithium-Ion Batteries," *ChemSusChem*, V. 9, No. 24, 2016, pp. 3473–3484.
105. Hanisch, C., "Ecofriendly Recycling of Lithium-Ion Batteries, Duesenfeld Recycling GmbH," 2019.
106. Kwade, A., and Diekmann, J., eds., "Recycling of Lithium-Ion Batteries: The LithoRec Way," Springer International Publishing; Imprint; Springer, Cham, 2018, 288 pp.
107. Herrmann, C., Raatz, A., Andrew, S., and Schmitt, J., "Scenario-Based Development of Disassembly Systems for Automotive Lithium Ion Battery Systems," *AMR*, V. 907, 2014, pp. 391–401.
108. Diekmann, J., Hanisch, C., Froböse, L., Schällicke, G., Loellhoeffel, T., Fölster, A.-S., and Kwade, A., "Ecological Recycling of Lithium-Ion Batteries from Electric Vehicles with Focus on Mechanical Processes," *J. Electrochem. Soc.*, V. 164, No. 1, 2017, A6184-A6191.
109. Krüger, S., Hanisch, C., Kwade, A., Winter, M., and Nowak, S., "Effect of impurities caused by a recycling process on the electrochemical performance of Li[Ni_{0.33}Co_{0.33}Mn_{0.33}]O₂," *Journal of Electroanalytical Chemistry*, V. 726, 2014, pp. 91–96.
110. Hanisch, C., "Ecofriendly Recycling of Lithium-Ion Batteries," Advanced Automotive Battery Conference, Battery Recycling Symposium, Wiesbaden, 2020.
111. Umicore, "Our recycling process," 2020, <https://csm.umicore.com/en/recycling/battery-recycling/our-recycling-process/>.

112. Lv, W., Wang, Z., Cao, H., Sun, Y., Zhang, Y., and Sun, Z., "A Critical Review and Analysis on the Recycling of Spent Lithium-Ion Batteries," *ACS Sustainable Chem. Eng.*, V. 6, No. 2, 2018, pp. 1504–1521.
113. Yao, Y., Zhu, M., Zhao, Z., Tong, B., Fan, Y., and Hua, Z., "Hydrometallurgical Processes for Recycling Spent Lithium-Ion Batteries: A Critical Review," *ACS Sustainable Chem. Eng.*, V. 6, No. 11, 2018, pp. 13611–13627.
114. Worrell, E., and Reuter, M., "Handbook of Recycling," 1st edition, Elsevier, 2014, 600 pp.
115. Accurec Recycling GmbH, "Lithium battery recycling," 2019, <https://accurec.de/lithium>.
116. Meshram, P., Pandey, B. D., and Mankhand, T. R., "Extraction of lithium from primary and secondary sources by pre-treatment, leaching and separation: A comprehensive review," *Hydrometallurgy*, V. 150, 2014, pp. 192–208.
117. Gellner, M., "Mechanische Aufbereitung der Feinfraktion zerkleinerter Lithium-Ionen-Batterien," Dissertation, Technischen Universität Bergakademie Freiberg, 2018.
118. Campagnol, N., Hoffman, K., Lala, A., and Ramsbottom, O., "The future of nickel: A class act," 2017.
119. Azevedo, M., Campagnol, N., Hagenbruch, Toralf, Hoffman, Ken, Lala, A., and Ramsbottom, O., "Lithium and cobalt - a tale of two commodities," 2018.
120. Gabriel, K., "Closing the Battery Loop," Advanced Automotive Battery Conference, Battery Recycling Symposium, Wiesbaden, 2020.
121. Hashish, M., Howes, D., and Sloop, S., "The Potential of Waterjet Technology for Battery recycling," Advanced Automotive Battery Conference, Battery Recycling Symposium, Wiesbaden, 2020.
122. Phalpher, K., "Creating a Secondary Source for Critical Battery Materials," Advanced Automotive Battery Conference, Battery Recycling Symposium, Wiesbaden, 2020.
123. Sloop, S., "Opportunities to Improve Razor-Thin EV Margins Through Safe & Efficient Recycling," Advanced Automotive Battery Conference, Battery Recycling Symposium, Wiesbaden, 2020.
124. Matthe, R., "xEV Batteries at End of Vehicle Life," Advanced Automotive Battery Conference, Battery Recycling Symposium, Wiesbaden, 2020.
125. Goh, J., "Overcoming Cost Barriers By Setting Up Affordable And Profitable Technology OF Lithium-Ion Battery Recycling For Black Mass Exportation," Advanced Automotive Battery Conference, Battery Recycling Symposium, Wiesbaden, 2020.

126. Lastoskie, C. M., and Dai, Q., "Comparative life cycle assessment of laminated and vacuum vapor-deposited thin film solid-state batteries," *Journal of Cleaner Production*, V. 91, 2015, pp. 158–169.
127. Ambrose, H., and Kendall, A., "Effects of battery chemistry and performance on the life cycle greenhouse gas intensity of electric mobility," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, V. 47, 2016, pp. 182–194.
128. Romare, M., and Dahllöf, L., "The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries: A Study with Focus on Current Technology and Batteries for light-duty vehicles," *IVL Swedish Environmental Research Institute*, C243, 2017.
129. Dai, Q., Dunn, J. B., Kelly, J. C., and Elgowainy, A., "Update of Life Cycle Analysis of Lithium-ion Batteries in the GREET Model," 2017.
130. Dai, Q., Kelly, J. C., Gaines, L., and Wang, M., "Life Cycle Analysis of Lithium-Ion Batteries for Automotive Applications," *Batteries*, V. 5, No. 2, 2019, p. 48.
131. Emilsson, E., and Dahllöf, L., "Lithium-Ion Vehicle Battery Production: Status 2019 on Energy Use, CO2 Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling," *IVL Swedish Environmental Research Institute*, C444, 2019.
132. Kelly, J. C., Dai, Q., and Wang, M., "Globally regional life cycle analysis of automotive lithium-ion nickel manganese cobalt batteries," Argonne National Laboratory, 2019.
133. Regett, A., Mauch, W., and Wagner, U., "Carbon footprint of electric vehicles - a plea for more objectivity," 2018.
134. Philippot, M., Alvarez, G., Ayerbe, E., van Mierlo, J., and Messagie, M., "Eco-Efficiency of a Lithium-Ion Battery for Electric Vehicles: Influence of Manufacturing Country and Commodity Prices on GHG Emissions and Costs," *Batteries*, V. 5, No. 1, 2019, p. 23.
135. Wietschel, M., Kühnbach, M., and Rüdiger, D., "Die aktuelle Treibhausgasemissionsbilanz von Elektrofahrzeugen in Deutschland," Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 02/2019, 2019.
136. Helms, H., Kämper, C., Biemann, K., Lamrecht, U., and Jöhrens, J., "Klimabilanz von Elektroautos – Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial," Studie im Auftrag von AGORA Verkehrswende, 2019.
137. ICCT, "Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions," 2018.
138. UBA, "Wie umweltfreundlich sind Elektroautos? Eine ganzheitliche Bilanz," Berlin, 2018.

139. Buchal, C., Karl, H.-D., and Sinn, H.-W., "Kohlemotoren, Windmotoren und Dieselmotoren: Was zeigt die CO₂-Bilanz?," 8 / 2019 72. Jahrgang, 2019.
140. Wietschel, M., "Stellungnahme ifo-Studie," Karlsruhe, 2019.
141. Moro, A., and Lonza, L., "Electricity carbon intensity in European Member States: Impacts on GHG emissions of electric vehicles," *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, V. 64, 2018, pp. 5–14.
142. Buchert, M., and Sutter, J., "Aktualisierte Ökobilanzen zum Recyclingverfahren EcoBatRec für Lithium-Ionen-Batterien," Öko-Institut e.V., 2016.
143. Bernhart, W., "Recycling von Lithium-Ionen-Batterien im Kontext von Technologie- und Preisentwicklungen," ATZ Elektronik, 2019.
144. Peters, J., Baumann, M., and Weil, M., "Recycling aktueller und zukünftiger Batteriespeicher: Technische, ökonomische und ökologische Implikationen," KIT Scientific Working Papers 99, 2018.
145. Manthiram, A., Yu, X., and Wang, S., "Lithium battery chemistries enabled by solid-state electrolytes," *Nat Rev Mater*, V. 2, No. 4, 2017, p. 294.
146. Landesregierung Baden-Württemberg, "Pressemitteilung: 13 Millionen Euro für Batterierecycling," 2020, <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/13-millionen-euro-fuer-batterierecycling/>.
147. Ciez, R. E., and Whitacre, J. F., "Examining different recycling processes for lithium-ion batteries," *Nat Sustain*, V. 2, No. 2, 2019, pp. 148–156.
148. Werwitzke, C., "2nd Life: Solarspeicher aus alten E-Bus-Akkus von Volvo," 2018, <https://www.electrive.net/2018/12/06/2nd-life-solarspeicher-aus-alten-e-bus-akkus-von-volvo/>.