Erste Erfahrungen mit Batteriespeichern

Autor(en): **Novotny, Radomir**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **104 (2013)**

Heft 5

PDF erstellt am: **31.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856483

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Erste Erfahrungen mit Batteriespeichern

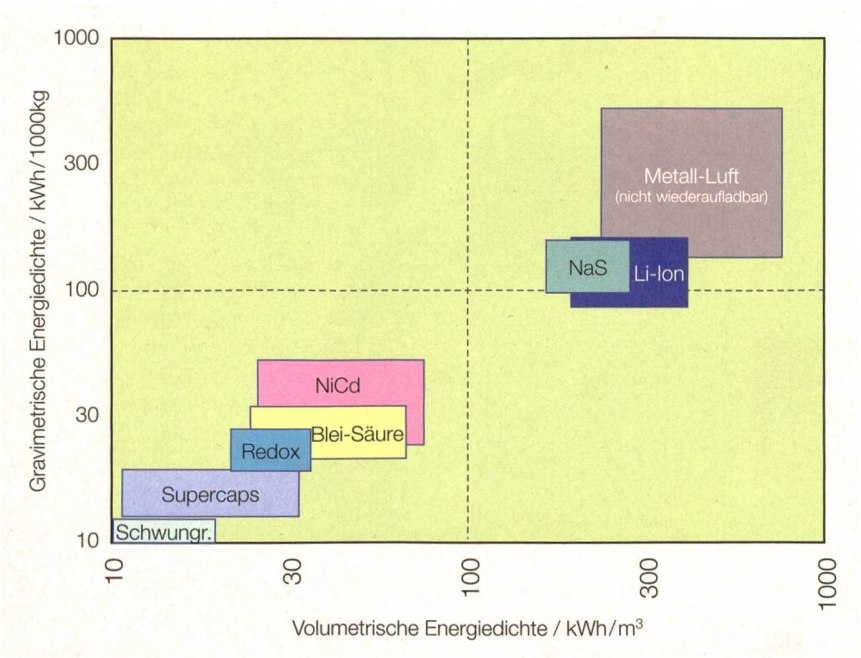
Zwei Projekte zeigen Möglichkeiten und Grenzen auf

Die Einbindung von zeitweise stark schwankendem Solar- und Windstrom ins Stromnetz, kombiniert mit dem künftigen Abschalten von Bandenergieerzeugern, ist eine Herausforderung, die unterschätzt werden kann. Im Unterschied zur Wärmespeicherung (Boiler usw.) ist die Speicherung von Elektrizität aufwendiger. Pumpspeicherkraftwerke haben sich zwar als grosse Speichersysteme für nicht benötigte Bandenergie bewährt, aber für die dynamischere Fotovoltaik eignen sich lokal im Stromverteilnetz integrierte Batteriespeicher besser.

Radomir Novotny

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, um Stromangebot und -nachfrage aufeinander abzustimmen: Anpassung der Nachfrage an den erzeugten Strom mittels Laststeuerung (Abschalten träger Lasten wie z.B. grosser Klimaanlagen), Angleichung der Erzeugung an den Bedarf durch Steuerung dynamisch betreibbarer Kraftwerke (Wasserkraft, Gaskombi, Abregelung von Solarstrom ...) und die Zwischenspeicherung der überschüssigen elektrischen Energie, um sie bei zu geringer Produktion wieder abrufen zu können. Es ist auch möglich, überschüssigen Strom in Regionen mit erhöhtem Bedarf zu übertragen. Selbstverständlich lassen sich diese Möglichkeiten beliebig kombinieren, wie dies im aktuellen Stromnetz geschieht.

Für die Speicherung elektrischer Energie gibt es mehrere Methoden. Überschüssigen Strom kann man entweder irreversibel umgewandelt in einer anderen Energieform (z.B. als thermische Energie in Speicheröfen und Warmwasserboilern) oder reversibel als mechanische Energie in Stauseen und Schwungrädern zwischenspeichern. Zurzeit erforscht man auch Verfahren, um nicht benötigten Strom in chemische Energie, z.B. Wasserstoff oder Methan, umzuwandeln und zur Speicherung beispielsweise ins Erdgasnetz zu speisen.



ESA

Bild 1 Energiedichtevergleich unterschiedlicher Speichertechnologien.

Stationäre Batteriespeicher

Wind- und Sonnenstromerzeuger können zwar bei Überproduktion relativ schnell durch Leistungsreduktion an die Stromnachfrage angepasst werden, es ist aber sinnvoller, das installierte Stromerzeugungspotenzial möglichst vollständig zu nutzen und den Überschuss kurzfristig zwischenzuspeichern. Zudem reduziert sich dadurch auch das teure Kraftwerkspotenzial, das vorgehalten werden muss, um bei Windflaute bzw. geringer Sonneneinstrahlung den Mangel auszugleichen.

Als Speicher eignen sich beispielsweise grössere stationäre Batterien, die in der Nähe der Stromerzeuger platziert werden können. Sie sind in der Lage, eine momentane Überproduktion zwischenzuspeichern (Peak Shaving: Lastveränderung zur Reduktion von Leistungsspitzen; Peak Shifting: zeitliche Verschiebung einer Lastspitze). Das Stromverteilnetz muss nur die direkt genutzte Energie übertragen, und ein eventueller Ausbau des Netzes kann so entschärft werden.

Die lokale Speicherung hat aber nicht nur den Vorteil, dass das Stromnetz entlastet wird, sondern sorgt auch dafür, dass die Verluste entfallen, die sich sonst durch die Stromübertragung zu weit entfernt liegenden Pumpspeicherkraftwerken ergeben. Zudem reagiert sie viel schneller – im Millisekundenbereich – auf die fluktuierende Einspeisung und kann die Power Quality erhöhen. Auf diese Weise leistet sie einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes.

Für stationäre Lösungen können Batterien unterschiedlicher Technologien (Bild 1) mit einer geringeren Energiedichte als mobil eingesetzte Batterien genutzt werden. Sie sind deshalb preisgünstiger.

Blei-Säure-Akkus

Blei-Säure-Batterien stellen eine bekannte und preiswerte Lösung dar. Ihr Nachteil ist einerseits die niedrige Energiedichte (beträchtlicher Raumbedarf)

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

EKZ

Bild 2 Batteriespeicher bei den EKZ in Dietikon. Links ist der Speichercontainer, rechts befindet sich die Leistungselektronik.

und andererseits die Tatsache, dass sie nur in einem beschränkten Bereich ge- und entladen werden sollten, will man ihre Lebensdauer nicht unnötig verkürzen. Bei zu tiefer Entladung können nämlich mechanische Überbeanspruchungen der Batterie durch Materialablagerungen an den Elektroden auftreten. Beim Überladen entsteht hingegen durch Elektrolyse des Wassers unerwünschtes Knallgas. Verwendet man einen lebensdauerschonenden 20%-Kapazitätsbereich, muss das Fünffache der gewünschten Kapazität installiert werden.

Akkus mit flüssigen Elektroden

Eine weitere Möglichkeit sind Akkumulatoren mit flüssigen Elektroden: Natrium-Schwefel- bzw. Natrium-Nickelchlorid-Batterien. Sie sind bezüglich Materialien unkompliziert, da gut verfügbare und preisgünstige Rohstoffe verwendet werden können. Zudem haben sie den Vorteil, dass sich durch den Lade- und Entladevorgang keine lebensdauerreduzierenden Ablagerungen (Kristalle und Dendriten) bilden können, wie dies bei Festelektroden der Fall ist [1]. Ihre Lebensdauer ist also entsprechend hoch. Sie erfordern aber eine hohe Betriebstemperatur von rund 300 °C. Kühlen sie ab, können sie keinen Strom liefern und es braucht eine zusätzliche Stromquelle, beispielsweise eine Batterie, um die gespeicherte Energie wieder aktivieren zu können. Die täglichen Wärmeverluste bei Nichtgebrauch sind auch nicht vernachlässigbar: Sie liegen je nach Isolation im Bereich von rund 10 % der Batteriekapazität.

Lithium-Ionen-Akkus

Ein anderer, teurerer Batterietyp, der bereits in mobilen Geräten Bahnbrechendes geleistet hat, gewinnt auch bei stationären Systemen an Bedeutung: Der Lithium-Ionen-Typ. Li-Ionen-Batterien weisen gewisse Eigenschaften auf, die sie für den Einsatz in stationären Speichern sozusagen prädestinieren: Sie zeichnen sich durch eine geringe Selbstentladung, eine hohe Energie- und Leistungsdichte (Tabelle) sowie einen relativ kleinen Innenwiderstand (hohe Spannungsstabilität!) aus und können über den gesamten Ladebereich ohne Lebensdauerreduktion genutzt werden. Ausserdem weisen sie keinen «Memory-Effekt» wie bei NiCd-Akkus auf und haben keine Gasungsphase wie Bleiakkus.

Vieles spricht also dafür, die Mobiltelefonie-Batterien auch in grossem Massstab für Stromverteilnetze einzusetzen. Allerdings wird ihnen manchmal auch mediale Aufmerksamkeit zuteil, wenn es zu Bränden oder Explosionen kommt – das Dreamliner-Grounding und Rückrufaktionen von Laptops kommen in den Sinn.

Lithium-Ionen-Batterien können mit galvanischen Zellen verglichen werden, bei denen statt einer chemischen Reaktion Lithium-Ionen von einer Elektrode zur andern gepumpt werden. Nebst einer Anode und einer Kathode verfügt eine Lithium-Ionen-Batterie auch über einen porösen, meist aus Kunststoff hergestellten Film (Separator) und ein organisches Lösungsmittel (Ethylencarbonat, Diethylcarbonat usw.) mit gelöstem Lithium-Salz.

Eigentlich ist die Bezeichnung «Lithium-Ionen-Batterien» leicht irreführend, denn es handelt sich um eine vielfältige Batteriefamilie mit deutlichen Unterschieden in der chemischen Zusammensetzung. Meist besteht das aktive Material der Anode aus Grafit. Das Material der Kathode kann variieren, wobei meist Lithium-Metalloxide ($LiCoO_2$, $LiMnO_2$, $LiFePO_4$ …) eingesetzt werden, die auf Kobalt, Mangan, Nickel etc. basieren. Die Energiedichten hängen vom Design und vom verwendeten Material ab.

	Einheit	Li-Ion	NaS	NiCd	Blei-Säure	Supercap	Schwungrad
Spezifische Energie	Wh/kg	125	110	60	30–40	3–5	10
Energiedichte	Wh/l	170	170	50–150	60–75	4	7
Spezifische Leistung	W/kg	250–340	30	150	180	>6000	>6000
Lade-/Entlade-Effizienz	%	90	80	80	80	95	95
Selbstentladung	%/Monat	3	3	10	3–5	100	100
Zyklenfestigkeit	Anzahl Zyklen	2500–8000	2500–4500	2000	500–1200	500 000	>500 000
Lebensdauer (CRC)	Jahre	10	15	20	15	5–10	20

Li-Ionen-Batterien können unterschiedliche Materialien enthalten – dies verändert die Eigenschaften.
Eine höhere Zyklenzahl führt bei Bleiakkus zu einer kürzeren Lebensdauer.
Die spezifische Leistung für Supercaps und Fliehrädern ist auf 1- bis 10-s-Impulse beschränkt.
Die Lade/Entlade-Effizienz berücksichtigt die Wandlerverluste nicht.
Lebensdauer für NiCd- und Blei-Säure-Akkus nur für wenige Zyklen pro Jahr.
Daten für Batteriemodule gültig (nicht für Zellen).

ABB

Tabelle Energiespeichertechnologien: Haupteigenschaften.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

EKZ

Bild 3 Bruno Völlmin, Projektleiter des Batteriespeichers der EKZ, mit offenem Rack.

Sicherheitsaspekte

Bezüglich Sicherheit besteht bei Li-Ionen-Batterien eine grosse Bandbreite, die u.a. von der Energiedichte, der Produktionsqualität und der Batteriemanagementelektronik abhängt. Sie reicht von gefährlicheren Typen, bei denen beispielsweise ein interner Kurzschluss zu einer unaufhaltsamen exothermen chemischen Reaktion führt, dem gefürchteten thermischen «Runaway», bis zu sicheren Typen, die beispielsweise statt einer Kunststofftrennschicht über eine thermisch deutlich stabilere Keramiktrennschicht verfügen und über schwerer brennbare Elektrolyten verfügen als die gewöhnlich eingesetzten organischen Flüssigkeiten. Es werden zurzeit auch nicht organische Ionenflüssigkeiten gesucht, die nicht brennbar sind und die Sicherheit der Batterien erhöhen könnten [2].

Grundsätzlich ist es möglich, durch eine geeignete Materialwahl, qualitativ hochwertige Produktionsprozesse, ein geeignetes Lademanagement und das Beachten des Betriebstemperaturbereichs sichere Lithium-Ionen-Akkus zu erzielen, die ohne Bedenken in stationären Stromspeichern eingesetzt werden können. Es ist auch wichtig zu wissen, dass Li-Ionen-Akkus gewöhnlich kein (brennbares) metallisches Lithium enthalten, sondern nur Lithiumionen. Zudem können diverse Sicherheitsmechanismen – Ladeunterbruchselemente und Schalter mit positivem Temperaturkoeffizienten – in das Zellendesign integriert werden.

Projekte

Erste Erfahrungen mit grösseren Batteriespeichern wurden einerseits in einem Schweizer Projekt, an dem die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), ABB und die ETH Zürich beteiligt waren, und andererseits im italienischen Netz der Enel mit einer Lösung von Siemens gesammelt.

1-MW-Batterie in Dietikon

Das bei den EKZ in Dietikon (Bild 2) von ABB und EKZ entwickelte und installierte System umfasst eine modulare, in einem klimatisierten Container installierte Li-Ionen-Batterie, den zugehörigen Konverter, Transformator und die Schaltanlage für die Netzanbindung sowie ein Steuersystem. Die Inbetriebnahme fand im März 2012 statt. Mit der flexibel einsetzbaren Anlage möchte man Erfahrungen bezüglich der Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern im Verteilnetz und zur Netzoptimierung sammeln.

Insgesamt verfügt das System über 18 Racks (Bild 3), die mit je 24 Batteriemodulen ausgestattet sind. Jedes Modul enthält 24 Li-Ionen-Zellen mit je 56 Wh und 100 W Nennleistung. Die gesamte Leistung des Systems liegt bei 1 MW, die sich über 15 Minuten nutzen lässt. Der Status jedes Moduls – Temperatur, Strom, Spannung und Kapazität – wird durch ein Überwachungssystem überprüft.

Die Batterie wird nur mit der Nennkapazität von 332 kWh betrieben, um unabhängig von den Zyklen bzw. der kontinuierlich abnehmenden Batteriekapazität eine über einen längeren Zeitraum (etwa 5 Jahre) konstante Kapazität zur Verfügung stellen zu können.

Angeschlossen ist das Batteriesystem sowohl am Niederspannungsnetz (400 V) als auch am Mittelspannungsnetz (16 kV). Da auf der untersten Stufe des Verteilnetzes (NE 7) gewöhnlich nur geringere Leistungen zurückgespeist werden können, ist ein Anschluss ans Mittelspannungsnetz erforderlich, um Kapazitätsengpässe zu vermeiden.

Um das Batteriesystem möglichst optimal ins Netz integrieren zu können, wurden intelligente Algorithmen entwickelt, die basierend auf Prädiktionsmodellen und auf Messdaten u.a. Peak Shaving und Peak Shifting ausführen. Dabei kommen auch von Meteo Schweiz zur Verfügung gestellte Wettervorhersagen, die Energiepreise sowie ein Abnutzungsmodell [3], welches die zeit- und zyklusabhängige Alterung der Batterie berücksichtigt, zum Einsatz. Der Algorithmus entscheidet, wann und mit welcher Leistung der Speicher ge-/entladen werden soll. Es wurden Prognosezeiträume von 1 Tag bis zu 1 Monat experimentell berücksichtigt.

Petr Korba, Dozent für elektrische Energietechnik an der ZHAW und früher leitender Wissenschaftler im ABB-Forschungszentrum sowie in dieser Funktion aktiv am Projekt beteiligt, macht auch auf die wirtschaftliche Seite geeigneter Algorithmen aufmerksam: «Durch intelligente Steueralgorithmen, d.h. durch wetterabhängige und wirtschaftlich-technisch optimierte Steuervorgaben, kann die optimale Integration eines Energiespeichers ins Netz erreicht werden. So kann man die Speichergrösse und damit die Kosten reduzieren.»

Die Erfahrungen mit dem Batteriesystem sind in Dietikon positiv. Es konnte nach einem Jahr Betrieb keine merkliche Abnahme der Batteriekapazität festgestellt werden. Zudem war der Betrieb reibungslos und der Gesamtwirkungsgrad lag je nach Belastung zwischen 80 und 90 %.

Es hat sich gezeigt, dass sich Lithium-Ionen-Batteriespeicher vor allem im Niederspannungsbereich als Netzentlastung bzw. zur Aufnahme von überschüssiger Solar- oder Windenergie als lukrativ erweisen könnten. Für die Frequenzregulierung bzw. für die Speicherung grösserer Energiemengen ist die Anbindung ans Mittelspannungsnetz vorteilhafter, da die Verluste kleiner sind. Grundsätzlich ist die in Dietikon installierte Lösung für in-

Siemens

Bild 4 Batteriesystem des Isernia-Projekts in Italien.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Siemens

Bild 5 Aufbau eines Batterieracks. a) Systemsteuerung, b) Wandlersteuerung, c) Batteriemanagement, d) Batterierack, e) Power Stack.

dustrielle Anwendungen oder für Wohnsiedlungen geeignet, da sie für den oberen Leistungsbereich konzipiert ist.

Das Isernia-Projekt

Der grösste italienische Stromverteiler, Enel Distribuzione S.p.A., hat ein von Siemens entwickeltes Batteriesystem mit einer Nennleistung von 750 kW und einer Kapazität von 500 kWh in Carpinone, das in der mittelitalienischen Provinz Isernia liegt, ans Mittelspannungsnetz angeschlossen.

Das System, eine von mehreren Smart-Grid-Komponenten des Projekts Isernia, wurde im Februar 2012 in Betrieb genommen. Es wird als lastregulierende, spannungsstabilisierende und schwarzstartfähige Smart-Grid-Komponente eingesetzt. Das Hauptanwendungsziel der Batterie ist die Integration von Solarstrom und das Laden von Elektrofahrzeugen.

Die Schwarzstartfähigkeit umfasst den Schwarzstart eines Mikrogrids, die Spannungs- und Frequenzregulierung im Mikrogrid und das Wiederverbinden mit dem Hauptnetzwerk.

Das System verfügt über 20 Batterieracks mit je einem Dreiphasen-Inverter (AC-Ausgang 400 V), die über zwei dreiphasige Transformatoren an das 20-kV-Netz angeschlossen sind. Jedes Rack ist mit 14 Lithium-Ionen-Batterien in Serieschaltung ausgestattet. Drei LRC-Filter werden eingesetzt, um Störungen durch Oberwellen zu minimieren. Wie im Dietiker System liegt auch hier der Gesamtwirkungsgrad im Bereich von 85 %.

Der Pilottest hat gezeigt, dass das Batteriesystem fähig war, sowohl Wirk- als auch Blindleistung zur Spannungssteuerung zu liefern. Messungen der Oberwellen ergaben, dass die Störungen weit unter den Anforderungen lagen. Das multimodulare Inverterkonzept kombiniert mit einem hocheffizienten Filter hat sich bewährt.

Wie das Projekt bestätigt hat, lassen sich Lithium-Ionen-Batterien gut für schwarzstartfähige Lösungen in verschiedenen Anwendungen im Stromverteilnetz einsetzen. Dabei bestimmt die spezifische Anwendungssituation, welche Lösung optimal ist.

Fazit

Mit der Zunahme an stochastisch einspeisenden, dezentralen Solar- und Windstromerzeugern wird auch der Bedarf an Speicherlösungen zur Stabilisierung des Netzes und zur besseren Ausnutzung des erneuerbar erzeugten Stroms steigen. Die vergleichbaren Projekte zeigten auf, dass sich Lithium-Ionen-Batterien in stationären Batterien bewähren und dass sie einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung und Entlastung des Stromverteilnetzes leisten können. Intelligente Algorithmen sorgen bei den Speichern dazu, dass sie möglichst optimal für Peak Shaving und Peak Shifting eingesetzt werden können.

Résumé **Premières expériences de stockage avec des batteries**

Deux projets révèlent leurs possibilités et leurs limites

Associée à l'arrêt futur des générateurs d'énergie en ruban, l'intégration au réseau d'une électricité solaire et éolienne soumise à de fortes variations intermittentes constitue un défi susceptible d'être sous-estimé. À la différence du stockage de chaleur (chauffe-eau, etc.), celui de l'électricité s'avère, lui, plus complexe. Certes, les centrales de pompage-turbinage ont fait leurs preuves en tant que grands systèmes de stockage pour les surplus d'énergie en ruban. Toutefois, les batteries intégrées localement dans le réseau de distribution électrique conviennent mieux à une énergie photovoltaïque plus dynamique.

Les premières expériences de stockage avec des batteries plus importantes ont été recueillies, d'une part, dans le cadre d'un projet suisse auquel ont participé l'Entreprise d'électricité du canton de Zurich (EKZ), ABB et l'ETH de Zurich et, de l'autre, dans le réseau italien d'Enel à l'aide d'une solution apportée par Siemens. Ces projets pilotes comparables ont révélé que les batteries lithium-ion sont performantes en tant que batteries stationnaires et qu'elles sont capables de contribuer de façon considérable à stabiliser et à soulager le réseau de distribution électrique. Les algorithmes intelligents permettent quant à eux d'utiliser les accumulateurs de la manière la plus optimale possible pour l'écrêtement et le décalage des pics. No

Literatur

- V. Crastan: Elektrische Energieversorgung 2. 3. Auflage, Springer Verlag, 2012.
- C. Mikolajczak, M. Kahn, K. White, R.T. Long: Lithium-Ion Batteries Hazard and Use Assessment. Springer, 2011.
- R.A. Huggins: Energy Storage. Springer, 2010.
- J.-Ph. Macary: Smart Power Applications and active influence of power quality in distribution networks with Energy Storage Solutions, Siemens AG, 2013.
- TEC21 Schweizerische Bauzeitung, Nr. 38 (14. Sept. 2012). Schwerpunkt: «Strom speichern».

Referenzen

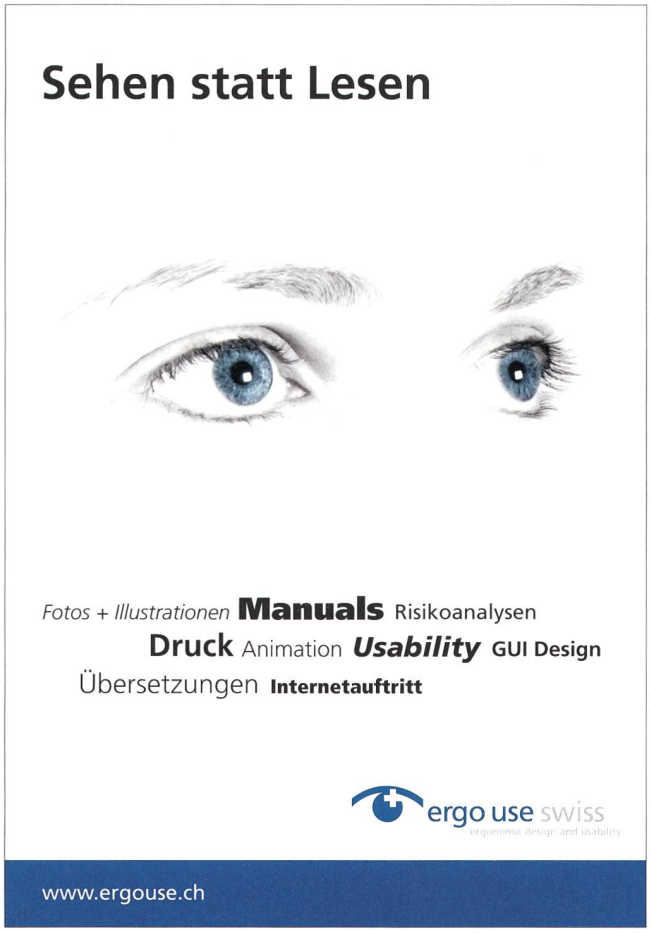
[1] V. Crastan, S. 475.
[2] C. Mikolajczak et al., S. 13.
[3] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, G. Andersson, «Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system», to be published in PowerTech, June 2013.

Angaben zum Autor

Radomir Novotny ist Chefredaktor Electrosuisse beim Bulletin SEV/VSE.

Electrosuisse, 8320 Fehraltorf
radomir.novotny@electrosuisse.ch

Der Autor bedankt sich für den wertvollen Input von Marc Moeckli (EKZ), Andreas Ulbig und Theodor Borsche (ETH), Petr Korba (ZHAW), Marcel Knöpfel (ABB) und Niklaus Bär (Siemens).



Die einfache Lösung für Ihr NISV-Problem
– wir reduzieren die Felder an der Quelle auf ein Minimum.

RAUSCHER STOECKLIN

Rauscher & Stoecklin AG
Reuslistrasse 32, CH-4450 Sissach
T +41 61 976 34 66, F +41 61 976 34 22
info@raustoc.ch, www.raustoc.ch