Führt die Nachaktivierung von Netzwerten zu Doppelverrechnungen?

Umstrittene regulatorische Praxis zur Netzbewertung

Hängt die Art der Verbuchung der Investitionen in das Stromnetz damit zusammen, ob es vom Kunden bereits bezahlt wurde oder nicht? Verrechnet ein Netzbetreiber die Kosten doppelt, wenn er in der Vergangenheit die Anlagen über die laufende Rechnung bezahlt hat und dieselben Anlagegüter nun nachträglich aktiviert? Der Artikel weist anhand zweier identischer Modellunternehmungen nach, dass beide Fragen mit Nein zu beantworten sind.

Adrian Widmer, Markus Flatt

Einer der am meisten diskutierten Punkte bei der Einführung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) war, welche Abschreibungen und Zinsen für die Berechnung der Netzkosten angemessen sind. Die von der Branche damals vertretene Ansicht, die kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen müssten auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten berechnet werden, konnte sich politisch nicht durchsetzen. Umgekehrt fand die preispolitische Forderung nach einer Abstützung auf Buchwerten ebenfalls keine Mehrheit.

Als Lösung wurde im StromVG vorgeschrieben, die Netzkostenkalkulation auf historischen Anschaffungswerten zu basieren und zu diesem Zweck kalkulatorische Abschreibungen und Zinsen anzuwenden (Art. 15 Abs. 3 StromVG). Für diese gesetzliche Vorgabe war die Erkenntnis entscheidend, dass eine Anwendung von Wiederbeschaffungswerten zu einer unerwünschten Vorfinanzierung von Ersatzinvestitionen geführt hätte. Umgekehrt hätte eine Abstützung auf (in der Regel viel zu tiefe) Buchwerte dazu geführt, dass eine angemessene Finanzierung der Ersatzinvestitionen aus eigenen Mitteln des Netzbetreibers nicht hätte sichergestellt werden können.

Aktuelle Regulierungspraxis unter Cost-plus

In Art. 13 Abs. 4 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) ist ausdrücklich vorgesehen, Anlagen, deren historische Werte nicht feststellbar sind, ausnahmsweise mittels synthetischer Methode auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten zu bewerten.[1] Die Netzbetreiber haben von dieser Möglichkeit bei Einführung des StromVG ausgiebig Gebrauch gemacht. Die Kombination von teilweise zu hohen Wiederbeschaffungspreisen, nicht sachgerechter Rückindexierung und oftmals neuen Kalkulationsgrundsätzen führte bei einzelnen Netzbetreibern zu höheren anrechenbaren Kapitalkosten und darauf basierend zu höheren Tarifen per 1. Januar 2009.

Aufgeschreckt durch die angekündigten Tariferhöhungen wurde durch den Bundesrat die Verordnung angepasst und ein 20%-Malus bei synthetischer Bewertung eingeführt. In der Weisung 3/2008 präzisierte die Elektrizitätskommission (ElCom) die mögliche Anwendung von Art. 13 Abs. 4 StromVV. In der Weisung 3/2010 wurden sachgerechtere Indizes veröffentlicht (siehe Bulletin SEV/VSE 8/2010, S. 15 ff.). Diese Massnahmen führten dazu, dass die bisherigen synthetischen Bewertungen deutlich reduziert wurden.

Das Fachsekretariat der ElCom verlangt nun aufgrund der teilweise systematischen Anwendung der Ausnahmeregel von Art. 13 Abs. 4 StromVV, dass Netzbetreiber eine historische Aufarbeitung sämtlicher Anschaffungswerte so weit zurück wie möglich vornehmen, mindestens jedoch 10 Jahre (Aufbewahrungspflicht der Bücher). Eine Nachaktivierung von Anlageteilen, die über die laufende Rechnung (Erfolgsrechnung) verbucht wurden, will das Fachsekretariat der ElCom dabei

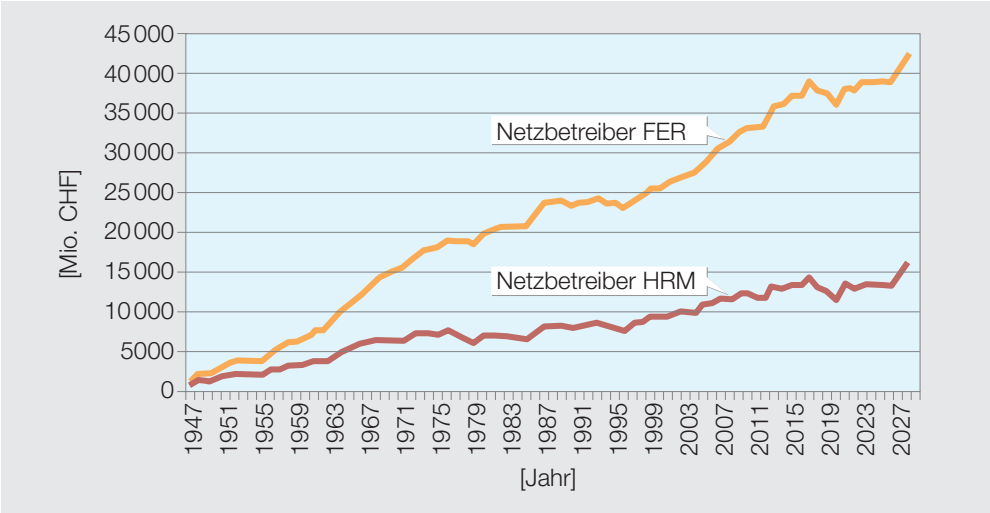


Bild 1 Verlauf des Anlagevermögens der beiden Netzbetreiber.

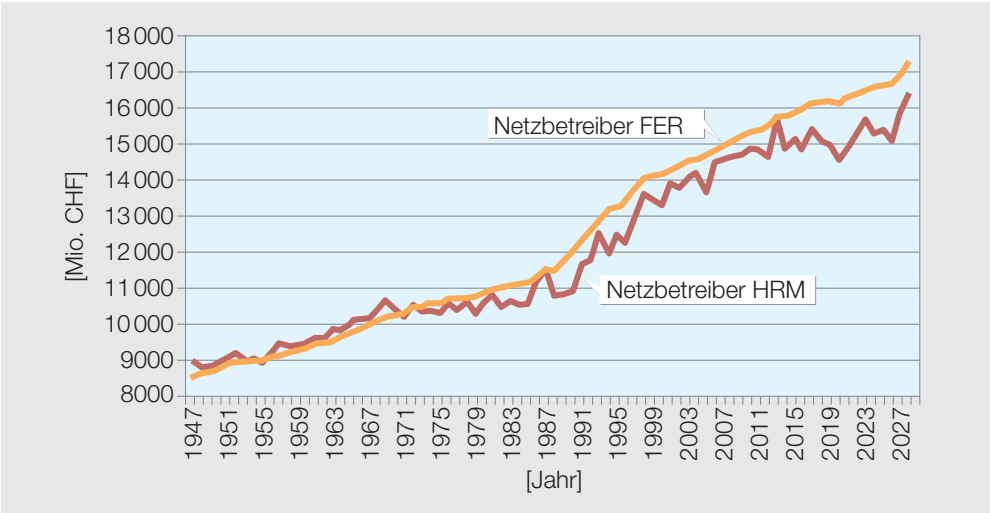


Bild 2 Verlauf der gesamten anrechenbaren Kosten der beiden Netzbetreiber.

nicht zulassen. Ebenfalls ist es aus seiner Sicht nötig, die verbleibenden synthetischen Werte dahingehend zu prüfen, dass keine synthetische Nachaktivierung von historisch nicht aktivierten Anlagen erfolgt. Diese Praxis wird damit begründet, dass solche Kosten «bereits in Rechnung gestellte Betriebs- und Kapitalkosten für betriebsnotwendige Vermögenswerte» seien. [2]

Vergleich zweier Netzbetreiber

Die Auswirkungen der beschriebenen restriktiven Bewertungspraxis werden nachfolgend anhand eines Modells mit zwei identischen Netzbetreibern aufgezeigt. [3]

Aufbau Simulationsmodell

In einem auf realen Daten aufbauenden Modell wurden zwei fiktive Netzbetreiber mit demselben Netz simuliert. Die Netzbetreiber haben dieselben Anlagen gebaut und dieselben Unterhaltsausgaben getätigt. Die Netzbetreiber versorgen rund 15 000 Kunden auf den Netzebenen 5 und 7 mit 140 GWh Strom. Sie unterscheiden sich einzig in der Rechnungslegung. Der erste Netzbetreiber – «FER» genannt – ist eine typische Aktiengesellschaft mit dem Rechnungslegungsstandard Swiss GAAP FER. [4] Der zweite Netzbetreiber – «HRM» genannt – ist ein typisches, rechtlich unselbstständiges Gemeindewerk, welches die Rechnung nach den Grundsätzen des harmonisierten Rechnungsmodells (HRM) ausweist. [5] Das Modell geht von einer Gründung im Jahre 1947 aus und simuliert zwei identische vollständige Investitionszyklen à 40 Jahre bis ins Jahr 2027 (die gewählten Jahreszahlen dienen dabei nur der Illustration).

Konkret werden beim Netzbetreiber FER alle Investitionen mit Beträgen von grösser 5000 CHF aktiviert und über die betrieblich realistische Nutzungsdauer linear abgeschrieben. Dieser Netzbetreiber hat eine Anlagenbuchhaltung, deren Werte ausnahmslos historisch begründet sind. Der Netzbetreiber HRM hat dagegen eine hohe Aktivierungsgrenze von 100 000 CHF, führt degressive Abschreibungen von 10 % auf dem Restbuchwert aus und verbucht die anderen (kleineren) Investitionen über Aufwandskonti in der laufenden Rechnung (Erfolgsrechnung).

Vergleich der regulatorisch anrechenbaren Kosten

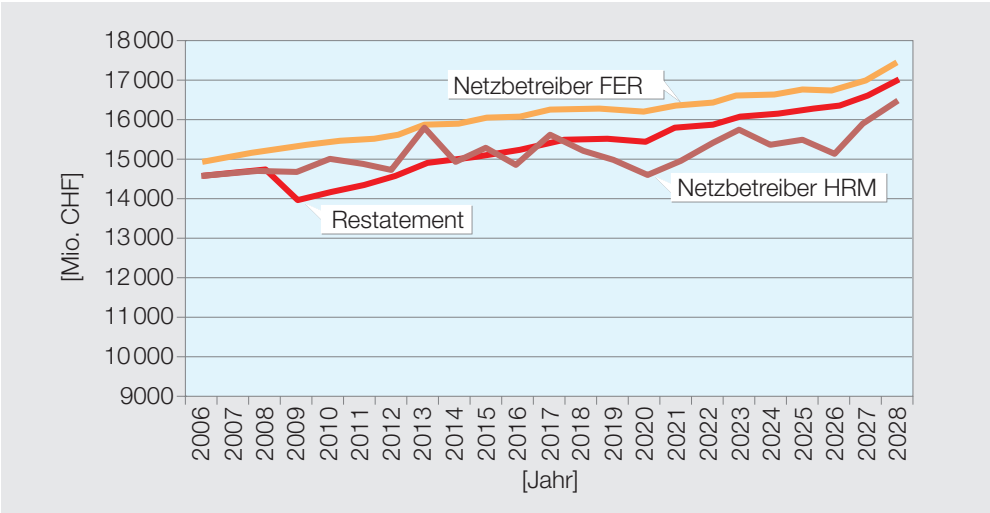
Der Vergleich der regulatorisch anrechenbaren Anlagewerte **(Bild 1)** zeigt den unterschiedlichen Verlauf. Das verzinsliche Anlagevermögen beim Netzbetreiber FER beträgt im Jahre 2009 32,5 Mio. CHF im Vergleich zu 12,3 Mio. CHF beim Netzbetreiber HRM.

Diese Bildung von stillen Reserven im HRM-Fall überrascht nicht. Oft wird dieser Umstand unter HRM mit höheren laufenden Kosten begründet. Das lässt sich im Modell auch nachweisen. Interessant ist jedoch der Verlauf der gesamten anrechenbaren Netzkosten (TOTEX) inkl. Abschreibung und Verzinsung (auf Restwert) im Vergleich **(Bild 2)**.

Die TOTEX im Fall FER sind in den ersten Jahren der Entstehung leicht tiefer als im Fall HRM. Ab dem Jahr 1972 gibt es jedoch kein einziges Jahr mehr, wo die TOTEX des Netzbetreibers HRM diejenigen des Netzbetreibers FER übersteigen. Noch vor Ablauf des ersten Investitionszyklus (40 Jahre) stellt sich die nachhaltige Situation ein, dass HRM systematisch tiefere TOTEX ausweist und somit unter einer Cost-plus-Regulierung nach Buchwerten benachteiligt würde.

Genau aus diesem Grund lässt Art. 15 Abs. 3 Strom VG kalkulatorische Kapitalkosten – bestehend aus kalkulatorischen Abschreibungen und kalkulatorischen Zinsen – für die Kalkulation der Netznutzungstarife zu. Die Möglichkeit einer Neubewertung (Restatement) der Anlagewerte wurde explizit definiert. Das Ziel eines solchen Restatements ist klar: Die anrechenbaren TOTEX dieser beiden identischen Netzbetreiber mit dem gleichen Netz und denselben Ausgaben müssen gleich sein. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber HRM seine Aktivierungsrichtlinie an FER anpasst (und damit seine Betriebskosten senkt) und dafür im Gegenzug seine kalkulatorischen Anlagewerte auf dasselbe Niveau wie der Netzbetreiber FER anheben darf. Im Modell wurde die Auswirkung eines Restatements beim HRM-Netzbetreiber per 1. Januar 2009 nach der beschriebenen Praxis der ElCom untersucht. Dabei wurde auf sämtliche Nachaktivierungen ursprünglich nicht aktivierter Anlagen verzichtet.

Statt dass sich die rote Restatement-Kurve per 1. Januar 2009 auf das Niveau FER bewegt, wird ein Einbruch der TOTEX unter die bisherige HRM-Kurve deutlich **(Bild 3)**. In einer ersten Phase wird also der Netzbetreiber HRM bei einem Restatement nach der beschriebenen ElCom-Praxis tiefere anrechenbare Kosten haben als ohne Restatement, da der Effekt der tieferen laufenden Kosten wegen der neuen Aktivierungsrichtlinie nicht mit höheren anrechenbaren Kapitalkosten kompensiert werden kann. Erst mittelfristig, im Modell nach 5–10 Jahren, werden seine TOTEX höher als ohne Restatement. Erst langfristig ist eine Anglei-



Bilder: EVU Partners

Bild 3 Verlauf der TOTEX im Fall eines Restatement nach ElCom-Praxis per 1. Januar 2009.

chung der TOTEX auf das nachhaltige Niveau des vergleichbaren Netzbetreibers FER absehbar. Der Verzicht auf Nachaktivierungen – gemäss der beschriebenen Praxis des Fachsekretariats der ElCom – führt also zu einem massiven Aufschub des betriebswirtschaftlich gerechtfertigten Restatements und zu einer kurzfristigen, nicht nachhaltigen Tarifsenkung.

Da die anrechenbaren TOTEX auch dem regulatorisch möglichen Erlös entsprechen, entgehen dem Netzbetreiber HRM, der ein Restatement nach der ElCom-Praxis vollzogen hat, in unserem Beispiel über 30 Jahre total 19,3 Mio. CHF.

Konsequenzen und Handlungsbedarf

Das Ziel einer Regulierung – gleiches operatives Verhalten soll zu denselben Netzkosten und Netzerlösen führen – wird unter diesen Umständen verfehlt. Häufig wird argumentiert, dass der Netzbetreiber HRM nicht mehr finanzielle Mittel braucht, da die Investitionen über die laufende Rechnung bezahlt und somit dem Kunden weiterverrechnet werden. Diese Argumentation stimmt nur, wenn der Netzbetreiber HRM einen Eigentümer hat, der auf eine risikogerechte Verzinsung seines Kapitals verzichtet und trotzdem beliebige Vorschüsse bereitstellt. Für einen Eigentümer mit finanziellen Opportunitäten – er kann sein Geld auch anderweitig investieren – sind solche Eigenschaften nicht zu erwarten. Die Konsequenz ist, dass betriebswirtschaftlich orientierte Eigentümer keine oder zu wenig Netzinvestitionen tätigen, da deren Rentabilisierung über die Zeit gefährdet, wenn nicht gar verunmöglicht wird.

Geplante Anreizregulierung

Eine Anreizregulierung wäre eine Weiterentwicklung und Verschärfung der Regulierungspraxis. Da bei der Anreizregulierung aufgrund von Vergleichswerten innerhalb der Branche die effizientesten Kostenstrukturen ermittelt werden (Benchmarking), hätte diese Praxis auf alle beteiligten Netzbetreiber Auswirkung. Vereinfacht gesagt, würde der Netzbetreiber FER plötzlich als ineffizient eingestuft, weil seine TOTEX mit den unvollständigen – und damit «effizienteren» – Kosten des Netzbetreibers HRM verglichen würden. Aus diesem Vergleich würde für den Netzbetreiber FER ein höherer, ungerechtfertigter Ineffizienzabzug und damit eine überdurchschnittliche Absenkung der Netznutzungserträge resultieren. Der Netzbetreiber HRM würde zwar im Benchmarking als «effizient» eingestuft. Das oben beschriebene Finanzierungspro-

Résumé

L'activation après coup de valeurs du réseau donne-t-elle lieu à une double facturation ?

Pratique de régulation controversée pour l'évaluation du réseau

Conformément à la loi sur l'approvisionnement en électricité, les coûts du réseau doivent se baser sur les valeurs d'acquisition historiques. Dans des cas d'exception seulement, les installations peuvent être évaluées au moyen de la méthode synthétique sur la base des valeurs de remplacement si les valeurs historiques ne sont plus disponibles.

Le secrétariat de la Commission de l'électricité (ElCom) exige que les gestionnaires de réseau procèdent à une mise à jour historique de toutes les valeurs d'acquisition le plus loin possible dans le temps. Il n'autorise pas l'activation après coup de parties d'installations qui ont été portées en compte par le passé dans la comptabilité courante (compte de résultats).

Un modèle avec deux gestionnaires fictifs ayant le même réseau et ne se distinguant que par leur comptabilité montre les répercussions de cette pratique d'évaluation restrictive. Le premier gestionnaire (appelé « RPC ») applique la norme comptable standard Swiss GAAP RPC (Recommandation Présentation des Comptes) et active tous les investissements supérieurs à 5000 CHF. Le second (appelé « HRM ») applique les principes du modèle comptable harmonisé et active les investissements seulement à partir de 100 000 CHF.

Les calculs montrent que le gestionnaire de réseau HRM présente après une première phase des coûts du réseau imputables totaux (TOTEX) plus bas que le gestionnaire RPC et qu'il est donc pénalisé. C'est pourquoi la loi sur l'approvisionnement en électricité autorise une nouvelle évaluation (restatement) des installations. L'effet en a aussi été examiné. On s'aperçoit que les TOTEX du gestionnaire HRM n'atteignent, après le restatement, qu'à long terme le niveau de ceux du gestionnaire RPC. Dans un premier temps, après le restatement, le TOTEX du gestionnaire HRM est même plus bas qu'avant le restatement. La cause réside dans le fait que, selon la pratique de l'ElCom, le gestionnaire de réseau n'est pas autorisé à comptabiliser les parties des installations qu'il a autrefois comptabilisées dans la comptabilité courante et doit en même temps présenter des coûts plus bas car il active plus d'investissements après le restatement.

Le but de la régulation qui consiste à aboutir aux mêmes coûts et gains du réseau en procédant de la même manière au niveau opérationnel est par conséquent manqué. Mn

blem würde aber aufgrund der Unvollständigkeit seiner Kostenbasis analog zur Cost-plus-Situation weiter bestehen.

Die beschriebene Praxis bezüglich Nachaktivierungen würde somit die Vollständigkeit und Vergleichbarkeit der Netzkosten verschlechtern und damit die Einführung einer geplanten Anreizregulierung erschweren.

Rechtssicherheit

Durch die teilweise massiven Auswirkungen, welche die Anwendung der ElCom-Praxis bezüglich Nachaktivierung hat, ist eine grosse Rechtsunsicherheit bezüglich der tatsächlich anrechenbaren Kosten entstanden. Deshalb ist eine rasche, verbindliche Klärung dieser Praxis höchst wünschenswert. Aufgrund bisher fehlender, rechtskräftiger Verfügungen bzw. noch offener gerichtlicher Klärung bleibt die Rechtsunsicherheit vorerst bestehen. Dabei droht sich die Ungleichbehandlung von Netzbetreibern zu verschärfen, da die Netzbetreiber teilweise den Forderungen des Fachsekretariats der ElCom nachkommen und andere Netzbetreiber sich diesen Forderungen widersetzen.

In Ermangelung der rechtlichen Klärung ist auch offen, ob die entsprechenden Artikel in der StromVV und im StromVG kurz- oder mittelfristig angepasst werden müssen. Diese Anpassung müsste auf dem politischen Weg in Angriff genommen werden.

Vorerst ist den Netzbetreibern zu empfehlen, die Situation ihres eigenen Verteilnetzes genau zu analysieren, die Auswirkungen für den eigenen Betrieb zu prüfen und auf der Basis dieser Grundlagen den Handlungsbedarf in der Anlagenbewertung in Varianten zu diskutieren. Eine unkritische Anwendung der (bisher unverbindlichen) Vorgaben des Fachsekretariats der ElCom bezüglich Neubewertung kann jedenfalls nicht empfohlen werden.

Anmerkungen

[1] Als synthetische Werte werden Anschaffungswerte definiert, welche aufgrund des Fehlens eines historischen Belegs anhand einer Näherungsrechnung hergeleitet werden müssen. Dabei wird basierend auf dem technischen Inventar und einer Altersschätzung eine Bestimmung des aktuellen Wiederbeschaffungswerts anhand von sogenannten Einheitspreisen (z.B. CHF pro Laufmeter) vorgenommen. Diese Wiederbeschaffungswerte werden mit einem Preisindex auf näherungsweise Anschaffungswerte zurückindexiert.

[2] Informationsveranstaltung der ElCom 2011: «Kostenrechnung für die Tarife 2012», Folie 22. Abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Veranstaltungen > ElCom-Workshops.

[3] Die Berechnungen basieren auf einer Studie zu den anrechenbaren Kapitalkosten von Stromnetzbetreibern im Auftrag des VSE. Die Studie ist für VSE-Mitglieder unter www.strom.ch im Extranet erhältlich.

[4] Swiss GAAP FER ist ein in der Schweiz anerkannter Rechnungslegungsstandard, der als oberstes Prinzip die Vermittlung eines den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage (true & fair view) verlangt. Gemäss FER 18 sind Investitionen in Sachanlagen zum Anschaffungswert zu aktivieren und über die tatsächliche Nutzungsdauer abzuschreiben (vgl. Stiftung für Fachempfehlungen zur Rechnungslegung (2007), Swiss GAAP FER, erhältlich unter www.fer.ch).

[5] Das harmonisierte Rechnungsmodell HRM ist die Vorgabe zur Rechnungslegung im öffentlichen Sektor und ist obligatorisch für alle Schweizer Gemeinden und Kantone. Das bisherige HRM-Modell hat sich aufgrund der Terminologie und der Buchungsvorgaben relativ stark von privatwirtschaftlichen Rechnungslegungsvorschriften unterschieden. Typisch für das bisherige HRM-Modell sind degressive Abschreibungen vom Restwert, zusätzliche Sonderabschreibungen, hohe Aktivierungsgrenzen (i.d.R. abhängig vom Steuervolumen der Gemeinde) und Spezialfinanzierungen. Ein Ausweis der tatsächlichen Vermögens-, Finanz- und Ertragslage war mit HRM 1 nicht möglich. Mit der neuen harmonisierten Rechnungslegung (HRM 2) soll in den kommenden Jahren eine Angleichung an die privatwirtschaftliche Rechnungslegung erfolgen. Die neuen Vorgaben werden aber, trotz Harmonisierung, von Kanton zu Kanton unterschiedlich streng gehandhabt.

Angaben zu den Autoren

Adrian Widmer, lic. rer. pol., ist Mitarbeiter Beratung Energie der EVU Partners AG.
EVU Partners AG, 5000 Aarau
adrian.widmer@evupartners.ch

Markus Flatt, Dr. oec. HSG, ist Leiter Beratung Energie der EVU Partners AG.
markus.flatt@evupartners.ch

Anzeige

Kennen Sie www.bulletin-online.ch schon?

Die Beiträge dieser Ausgabe finden Sie auch auf Bulletin-Online. Dort können Sie die Artikel bewerten und Ihren Kommentar abgeben. Damit aus einer Einweg-Kommunikation ein spannender Dialog wird.

Das elektronische Bulletin lädt Sie ein zum Schnuppern, zum «Durchwühlen» des Archivs und zum Lesen der aktuellsten Kurzbeiträge. Wir freuen uns auf Ihren Besuch!

www.bulletin-online.ch

Bulletin
Fachzeitschrift von Electrosuisse und VSE
Revue spécialisée d'Electrosuisse et de l'AES