Anreizregulierung der Netze bei steigenden Kosten

Autor(en): **Worm, Heike / Leukert, Karolin**

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-856479

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

Anreizregulierung der Netze bei steigenden Kosten

Ein aktueller Ansatz aus Schweden

Seit 1996 werden in Schweden die Stromverteilnetze reguliert. Nachdem dies bis 2011 mit nachträglichen Prüfungen der Netztarife umgesetzt wurde, besteht seit 2012 ein neues System, das auf einfachen und allgemein gehaltenen Massstäben basiert. Dabei wird im Voraus eine Erlösobergrenze für eine Regulierungsperiode von vier Jahren festgelegt. Der Artikel gibt einen Einblick in diesen im EU-Vergleich speziellen Regulierungsansatz – auch im Hinblick auf die Diskussion zur Netzregulierung in der Schweiz.

Heike Worm, Karolin Leukert

Etwa 170 lokale Verteilnetzbetreiber bringen in Schweden die Elektrizität zum Endverbraucher. Sie betreiben Netze auf den Spannungsebenen 0,4–20 kV. Diese sind von den regionalen Versorgern getrennt, welche die Energie in der Regel auf Spannungsebenen von 40–130 kV transportieren. Das Höchstspannungsnetz mit 220 bzw. 400 kV wird von Svenska Kraftnät betrieben. Im Gegensatz zur Schweiz sind die Netze und deren Versorgungsaufgabe homogener, wobei jedoch auch in Schweden grosse regionale Unterschiede bestehen. Die einzelnen lokalen Verteilnetzbetreiber versorgten 2009 zwischen 18 und 800 000 Kunden. Die Kundendichte liegt zwischen 22 und 359 m Netzlänge pro Kunde. Neben Flächenversorgern wie E.on und Vattenfall gibt es Netzbetreiber mit eher ländlichen und mit eher städtischen Versorgungsgebieten [1]. Die trotz unterschiedlicher Versorgungsschwerpunkte klare Struktur der Netzbetreiber hinsichtlich der betriebenen Spannungsebenen in Verbindung mit der bereits mehr als 15-jährigen Regulierungserfahrung hat in Schweden die Entwicklung immer allgemeinerer, einfacherer Regulierungsgrundsätze begünstigt.

Neues System soll Anreize zu Effizienzsteigerungen geben

Bis 2011 hat die schwedische Regulierungsbehörde STEM durch ihre Abteilung Energiemarktinspektorat (EI) jährliche Ex-post-Kostenprüfungen durchgeführt. Zwischen 2003 und 2011 basierten die Ex-post-Kostenprüfungen auf dem Network-Performance-Assessment-(NPA)-Modell. Für jedes der regulierten Netze wurde auf Basis eines Vergleichs mit einem «angemessen» effizienten Ingenieur-Netz (Network Performance Assessment) der durch den Netzbetreiber generierte «Wert» für die Kunden berechnet (NPA-Wert). Wenn das Verhältnis aus Erlösen und dem NPA-Wert eines Netzbetreibers einen Schwellenwert überschritt, entschied die Regulierungsbehörde, ob der Netzbetreiber seinen Kunden Geld zurückerstatten musste [2]. Dieses Ex-post-Regulierungssystem war mit relativ hohen Unsicherheiten für die Netzbetreiber verbunden und anfällig für Verhandlungslösungen zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde. Zudem ist die jährliche Kostenermittlung der individuellen Referenznetze bei der hohen Anzahl an Netzbetreibern sehr aufwendig.

Aus diesen Gründen und durch die Vorgaben des 3. EU-Richtlinienpakets wurde das schwedische Ex-post-Regulierungssystem durch ein Ex-ante-Regime abgelöst, das seit 2012 gilt. Insbesondere soll das neue Regulierungssystem in Schweden den Netzbetreibern Anreize zur Effizienzsteigerung geben. Gleichzeitig sollen die zukünftig in Schweden vorgesehenen Investitionen in die Elektrizitätsnetze zur Optimierung und Steuerung der Energiesysteme (Smart Grids) nicht behindert werden. Das schwedische Regulierungssystem unterscheidet sich stark von den Anreizregulierungssystemen, die in Zeiten entwickelt wurden, in denen mit zukünftig eher sinkenden Netzkosten gerechnet worden war. Diese Systeme, die z.B. in Deutschland umgesetzt werden, sehen zwar Faktoren für Neuinvestitionen vor; je nach Betroffenheit von der Energiewende werden diese von den Netzbe-

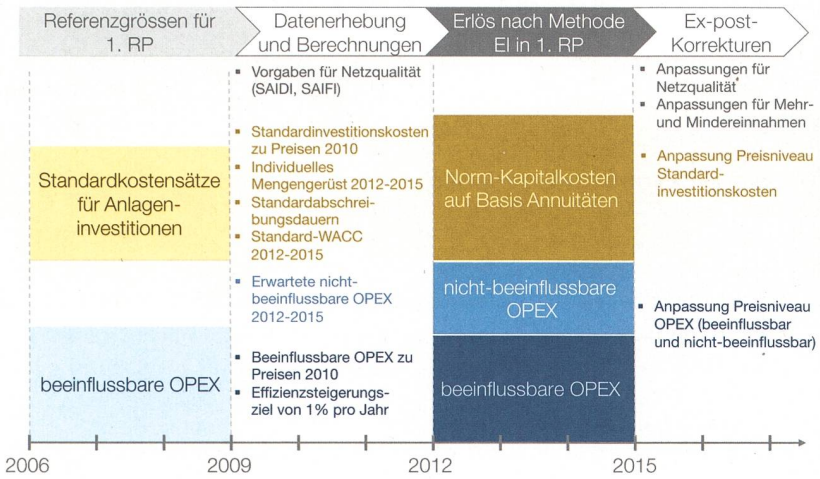
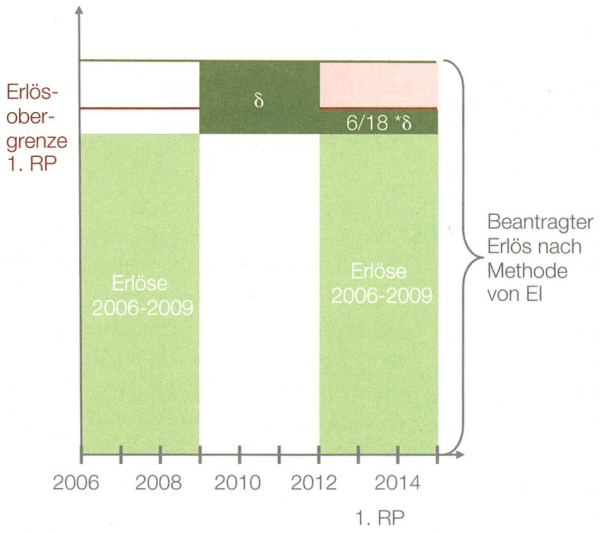


Bild 1 Ermittlung der Erlöse nach Standardmethode.

Für die erste Regulierungsperiode von 2012 bis 2015 gibt die Regulierungsbehörde (Energiemarktinspektorat, EI) Standardmethoden zur Ermittlung der OPEX und der Kapitalkosten auf Basis der Datenerhebungen im Jahr 2010 vor. Die nach der Standardmethode ermittelten Kosten ergeben die beantragten Erlöse eines Netzbetreibers. Nach Ablauf der Regulierungsperiode sind Anpassungen hinsichtlich Preisniveauänderungen und Netzqualität vorgesehen.

treibern jedoch als unzureichend eingestuft. Das schwedische System der Ex-ante-Regulierung versucht, Änderungen in den Anlagenbeständen bei allen Netzbetreibern in gleicher Weise zu berücksichtigen, unabhängig davon, ob dies zu steigenden oder sinkenden Kosten führt.

Bei der Regulierung der schwedischen Netzbetreiber besteht eine hohe Transparenz. Dies gilt nicht nur für die angewendeten Regulierungsmassstäbe, sondern auch für die Daten der Netzbetreiber. Für jeden Netzbetreiber können beantragte Kostenbasis, Erlösobergrenze und der aktuelle Stand allfälliger Verfahren bzw. Klagen im Internet von der Öffentlichkeit eingesehen werden.



Bilder: Polynomics

Bild 2 Begrenzung des Erlösanstiegs.
Um dem gesetzlichen Anspruch stabiler Tarife gerecht zu werden, begrenzt die Regulierungsbehörde (EI) im Fall von Kostensteigerungen die Erlöse:
EI berechnet die Differenz zwischen den Erlösanträgen für die erste Regulierungsperiode (1. RP) auf Basis der Methode in Bild 1 und den Erlösen der Jahre 2006 bis 2009.
Der Erlösanstieg (δ) wird auf 18 Jahre verteilt: vier 4-jährige Regulierungsperioden und 2 Jahre zwischen Datenerhebung und Beginn der ersten Regulierungsperiode (1. RP).
Zwischen Datenerhebung und Ende der 1. RP liegen 6 Jahre, sodass nur 6/18 der Erlössteigerungen in die Erlösobergrenze der 1. RP einfliessen.

Kostenbasis für die erste Regulierungsperiode

Seit 2012 setzt das schwedische Energiemarktinspektorat jedem Netzbetreiber Erlösvorgaben für einen 4-jährigen Zeitraum. Die Erlösvorgaben werden kostenbasiert und nach einheitlichen Formeln für alle Netzbetreiber ermittelt. Ausgangspunkt der Erlösvorgaben sind Kostenanträge der regulierten Netzbetreiber. In diesen Anträgen ermitteln die Netzbetreiber nach standardisierten Verfahren die Gesamtkosten für die gesamte Regulierungsperiode 2012–2015. Das Verfahren gibt die Regulierungsbehörde genau vor. Für den Block der Kapitalkosten und für den Block der Betriebs- und Verwaltungskosten (OPEX) gelten dabei unterschiedliche Methoden (vgl. **Bild 1** und [3]).

Kapitalkostenermittlung nach Substanzerhaltungsprinzip

Die kalkulatorischen Kapitalkosten werden in Schweden ausgehend vom Mengengerüst der betriebsnotwendigen Anlagen ermittelt. Um eine vergleichbare Ausgangsbasis für die Netzbetreiber zu schaffen, werden als Grundlage der Kapitalkostenermittlung alle für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagetypen berücksichtigt, unabhängig davon, ob der jeweilige Netzbetreiber Eigentümer der Anlage ist oder die Anlagen gemietet sind. Hingegen zählen Anlagen, deren Zuordnung zum Netzbetrieb nicht ganz eindeutig ist (z.B. Fahrzeuge, IT, Gebäude), nicht zu den Netzanlagen. Investitionskosten für derartige Anlagen werden in OPEX umgewandelt und unterstehen den Bestimmungen zu den anrechenbaren OPEX. Für Investitionen in die Netzanlagen hat die Regulierungsbehörde unter Verwendung von Netzbetreiberdaten der Jahre 2006–2009 Standardkostensätze für 145 Anlagenklassen ermittelt. Dabei hat sie auf die Erfahrungen mit dem NPA-Modell zurückgegriffen. Die Standardkostensätze werden auf das Preisniveau des Datenerfassungsjahres 2010 hochgerechnet.

Grundlage für die Kapitalkostenberechnung eines Netzbetreibers bilden damit die zu Preisen des Jahres 2010 bewerteten Netzanlagen, die für die Regulierungsperiode 2012–2015 vorgesehen sind. Eine nachträgliche Korrektur der Standardkostensätze auf das jeweilige Anschaffungsjahr soll sicherstellen, dass für alle Anlagen jeweils der aktuelle Wiederbeschaffungswert verwendet wird. Basierend auf den Wiederbeschaffungswerten der Netzanlagen ermittelt jeder Netzbetreiber die Kapitalkosten mithilfe der Annuitätenmethode. Dabei bleibt die Summe aus kalkulatorischen Abschreibungen und kalkulatorischen Zinsen während der gesamten Abschreibungsdauer der Anlagen jedes Jahr gleich hoch. Es werden nur zwei verschiedene Abschreibungsdauern unterschieden: 40 Jahre für Kabel, Freileitungen und Trafos sowie 10 Jahre für Technik und Elektronik. Der Zinssatz wird auf Basis eines gewichteten Kapitalkostensatzes (Weighted Average Cost of Capital, Wacc) ermittelt, wobei für die gesamte erste Regulierungsperiode der gleiche Wacc gilt. Die Kapitalkosten nach der Standardberechnungsmethode des Energiemarktinspektorats ergeben sich durch die Verwendung von Wiederbeschaffungswerten in Verbindung mit der Annuitätenmethode unabhängig von der Altersstruktur der Netze und sollen die Substanzerhaltung sichern. Indem neben dem bestehenden Mengengerüst auch die geplanten Zu- und Abgänge der Netzbetreiber für die Regulierungsperiode berücksichtigt werden, sollen zukünftige Investitionen ermöglicht werden. Die Standardkostensätze sollen den Netzbetreibern einen Anreiz geben, effizient zu investieren. Grundsätzlich kann das System damit flexibel auf die Investitionsbedürfnisse der Netzbetreiber reagieren.

Unflexibel sind jedoch die Standardkostensätze, bei denen die Gefahr besteht, dass sie nicht alle Besonderheiten der Netzbetreiber abdecken. So wird auch von Netzbetreiberseite Kritik geäussert, dass die Standardkostensätze niedriger als die Beschaffungskosten seien. Da unabhängig von der Altersstruktur immer die gleichen Kostensätze gelten, kommt es im Fall von Ersatzinvestitionen zu keiner Erhöhung der anrechenbaren Kosten. Diese beiden Punkte reduzieren aus Sicht der Netzbetreiber die Investitionsanreize.

Effizienzsteigerungen für die OPEX

Für die laufenden Kosten sieht die Regulierungsbehörde im Zeitablauf allgemeine Einsparungen der Netzbetreiber vor. Zur Bestimmung der anrechenbaren OPEX der Regulierungsperiode werden in einem ersten Schritt Kosten aus den OPEX herausgerechnet, die für den einzelnen Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind. In Schweden zählen dazu die Kosten der vorgelagerten Netzebenen, die Kosten für Netzverluste und die Abgaben an Behörden. Diese nicht beeinflussbaren Kosten fliessen in ihrer tatsächlichen Höhe in die Kostenbasis der Erlöse nach EI-Methode ein.

Für die verbleibenden OPEX, welche als beeinflussbar gelten, wird eine Effizienzsteigerungsvorgabe festgelegt. Aus-

gangspunkt sind die durchschnittlichen OPEX der Jahre 2006–2009, welche mit der erwarteten Teuerungsrate für die Regulierungsperiode 2012–2015 hochgerechnet werden. Für diese Kosten geht die Regulierungsbehörde von einem durchschnittlichen jährlich erzielbaren Produktivitätsfortschritt von 2% aus. Dieser ist von den Netzbetreibern nur zur Hälfte an die Kunden weiterzugeben, sodass jeder Netzbetreiber eine allgemeine Produktivitätsvorgabe von 1% auf den beeinflussbaren OPEX zu erfüllen hat.

Die Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung bei den OPEX hat die Regulierungsbehörde auf Basis von Gutachten zur Produktivitätsentwicklung bestimmt. Mithilfe mehrdimensionaler Methoden der linearen Optimierung (Data-Envelopment-Analyse, DEA) und mehrdimensionaler Regressionsmethoden (Stochastic-Frontier-Analyse, SFA) haben die Gutachter ermittelt, wie die Branche ihre Leistungserstellung in den Jahren 2001 bis 2008 verbessern konnte. Diese mehrdimensionale Messung der Produktivität basiert auf den Gesamtkostendaten der Unternehmen und berücksichtigt die Kilometer an Kabeln bzw. Freileitungen, die Anzahl Kunden und die installierte Leistung der Trafos der einzelnen betrachteten Jahre pro Unternehmen. Die Studien weisen Produktivitätssteigerungen zwischen 1,5 und 3% aus. Eine Weitergabe der Produktivitätssteigerungen von 1% erscheint vor dem Hintergrund der Unsicherheiten in den Berechnungsmodellen und deren Übertragbarkeit auf zukünftige Entwicklungen pragmatisch.

Um die Vorgaben zu den OPEX stärker an die individuelle Netzstruktur anzupassen, arbeitet die Regulierungsbehörde an Verfahren, um Kostensätze für OPEX in Abhängigkeit von den Netzanlagen zu ermitteln. Ähnlich der Standardkostensätze für die Investitionen sollen damit die OPEX-Vorgaben an das Mengengerüst geknüpft werden. Die Regulierungsbehörde würde damit noch stärker versuchen, den individuellen Netzbetrieb nachzubilden. Einerseits kann dies helfen, Besonderheiten besser abzubilden, kann aber trotz hohem Erhebungsaufwand zu falschen Einschätzungen führen. Derartige Überlegungen können in Schweden frühestens in der Regulierungsperiode ab 2015 umgesetzt werden und dürften in den kommenden Jahren hinsichtlich der Praktikabilität noch weiter diskutiert werden.

Erlösbegrenzung zur Vermeidung von grösseren Tarifsteigerungen

Die beschriebene Ermittlung der beantragten Ausgangskostenbasis berücksichtigt das Prinzip der Substanzerhaltung und legt bei den OPEX den Fokus auf einfache Vorgaben (Bild 1). Die Kosten bzw. Erlöse, die sich auf Basis der einheitlichen Berechnungsmethode für die Regulierungsperiode 2012–2015 ergeben, werden jedoch nicht direkt in eine Erlösobergrenze umgewandelt. Bei der Festsetzung der Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber ist die Regulierungsbehörde angehalten, grössere Tariferhöhungen zu vermeiden. Wenn sich für einen Netzbetreiber die Kosten zwischen dem Zeitraum 2006–2009 und dem Zeitraum 2012–2015 stark erhöht haben (jeweils zu Preisen 2010), wird die Differenz auf 18 Jahre verteilt. Der Zeitraum entspricht vier Regulierungsperioden mit einer Dauer von jeweils 4 Jahren zuzüglich des 2-jährigen Zeitraums zwischen Datenerhebung und dem Beginn der ersten Regulierungsperiode. Für die erste Regulierungsperiode bedeutet dies, dass nur ein Drittel (6/18) der Kostendifferenz in die Erlösobergrenze einfliesst (Bild 2).

Das Prinzip der Substanzerhaltung und die moderat ausgestalteten OPEX-Vorgaben, wie sie durch die Methoden zur Ermittlung der Kostenbasis für die erste Regulierungsperiode intendiert sind, kann durch die Begrenzung des Erlösanstiegs relativ zu den historischen Kosten konterkariert werden. Schwedische Netzbetreiber äussern sich entsprechend abwartend zum neuen Regulierungssystem und befürchten, dass je nach Art und Umfang der geplanten Investitionen nur ein Teil der Kosten gedeckt werden kann. Die Hälfte der Netzbetreiber hat gegen die Erlösbescheide Einspruch eingelegt.

In Summe haben die schwedischen Netzbetreiber für die Regulierungsperiode 2012–2015 Kosten in Höhe von 183 Mia. SEK (entspricht rund 26 Mia. CHF) beantragt. Die Kosten wurden gemäss Methode in Bild 1 ermittelt. Dem stehen im Referenzzeitraum 2006–2009 Kosten von 134 Mia. SEK gegenüber. Von der Differenz von 49 Mia. SEK dürfen nur 16,3 Mia. SEK (6/18) in die Tarifberechnung der Jahre 2012–2015 einfliessen. Dies entspricht einem zulässigen jährlichen Erlösanstieg von etwa 2% für die Branche. Ein Blick auf die individuellen Erlösvorgaben der Netzbetreiber zeigt, dass der jährliche Erlösanstieg der einzelnen Netzbetreiber zwischen 1 und 8% liegt [4]. Grundsätzlich ergeben sich aufgrund der Methode zur Vermeidung sprunghafter Tariferhöhungen für Netzbetreiber mit höheren Kostensteigerungen auch höhere jährliche Erlösanstiege. Ob diese für die geplanten Netzumbauten und die angestrebte Netzqualität ausreichen, wird zukünftig zu zeigen sein.

Zur Förderung der Netzinvestitionen setzt die Regulierungsbehörde auch Qualitätsziele. Hierzu wird die Netzqualität in Form von Referenzwerten für Stromunterbrüche (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI, und System Average Interruption Duration Index, SAIDI) mit Ausfallkosten bewertet. Eine Unter- oder eine Überschreitung der Qualitätsziele kann die Erlösobergrenze um

Résumé

Régulation incitative des réseaux en cas d'augmentation des coûts

Une approche actuelle venant de Suède

En Suède, les réseaux électriques de distribution sont régulés depuis 1996. Cette régulation a été appliquée jusqu'en 2011 en procédant après coup à un examen des tarifs du réseau. Depuis 2012, le système se base sur des critères simples et généraux. Une limite supérieure des recettes est fixée pour une période de régulation de quatre ans. Il est renoncé à toute prise en considération détaillée des spécificités des entreprises.

Du point de vue des gestionnaires de réseau, ce système ex ante, qui a pour but d'inciter à investir dans la transformation du système électrique, présente des avantages et des inconvénients. Un avantage réside dans le fait que la méthode est relativement prévisible et que les entreprises peuvent en tenir compte dans leur planification. Par contre, le fait de savoir si la méthode offre effectivement un nombre suffisant d'incitations à l'investissement dépend du pourcentage concret des frais généraux et de la définition des grandeurs d'influence comme par exemple le Wacc. Il faut également tenir compte du fait que les coûts pour la saisie des données par l'entreprise sont relativement élevés, notamment dans le domaine des installations.

Pour la Suisse, où les tarifs du réseau sont régulés sur la base des contrôles de coûts ex post, l'exemple suédois peut donner des idées pour un système de régulation simple et transparent. Il ne semble toutefois pas judicieux d'appliquer directement cette méthode du fait des contextes politiques et structurels différents. Es

bis zu 3% beeinflussen [1]. Da sich unterlassene Investitionen nicht unmittelbar in einem Abfall der Qualitätskennzahlen widerspiegeln, ist auch in Schweden das Grundproblem der Investitionsanreize nicht gänzlich gelöst.

Fazit

Das schwedische Regulierungssystem ist durch die Art der Ex-ante-Berechnung und Prüfung der Erlösobergrenze für die Netzbetreiber relativ berechenbar und kann in die Planung der Unternehmen einbezogen werden. Insbesondere die direkte Berücksichtigung der Investitionsvorhaben in der Erlösobergrenze schafft grundsätzlich eine gute Ausgangsbasis für Netzausbauten, z.B. in Richtung Entwicklung von Smart Grids. Ob die Methode tatsächlich ausreichende Investitionsanreize mit sich bringt, hängt letztlich von den konkreten Standardkostensätzen und der konkreten Definition der Einflussgrössen (z.B. Wacc) auf die Erlösobergrenze ab. Bei der Beurteilung des Systems ist weiter zu berücksichtigen, dass der Erfassungsaufwand der Daten durch die Unternehmen insbesondere im Bereich der Anlagen relativ hoch ist. Eine abschliessende Beurteilung wird erst nach einigen Jahren Erfahrung möglich sein.

In der Schweiz reguliert die ElCom die Netztarife auf Basis von jährlichen Ex-post-Kostentrollen. Dabei führt sie Quervergleiche auf Basis von Kostenkennzahlen durch und berücksichtigt auch die Vorjahreskosten. Eine Anreizregulierung mit Ex-ante-Erlösvorgaben für Netzbetreiber steht derzeit nicht im Vordergrund der politischen Diskussion. Im Zuge der weiteren Verhandlungen mit der EU und im Interesse einer effizienten Umsetzung der Energiestrategie des Bundes wird auch in der Schweiz über Anreizelemente in der Regulierung zu entscheiden sein. Das schwedische Beispiel kann dabei Anregungen für ein einfaches und vor allem transparentes Regulierungssystem geben, welches Elemente der Substanzerhaltung enthält. Eine direkte Anwendung auf die Schweiz ist, wie auch bei Regulierungssystemen anderer Länder, aufgrund der unterschiedlichen strukturellen und politischen Hintergründe nicht zu empfehlen. Insbesondere zeigt das schwedische Beispiel die Problematik einer Vermischung verschiedener politischer Zielsetzungen (Investitionsanreize und stabile Tarife) in der Netztarifregulierung.

Referenzen

[1] NordREG (2011), Economic regulation of electricity grids in Nordic countries, report 7/2011.
[2] Bertling, Lina; Mats B. O. Larsson and Carl Johan Wallnerström (2008), Review of the Swedish Network Performance Assessment Model.
[3] Energimarknadsinspektionen (2010), Förhandsprövning av elnätstariffer – slutrapport inför första tillsynyperioden 2012–2015, EI R2010:24 (Ex-ante-Regulierung der Netztarife – Schlussbericht für die erste Regulierungsperiode 2012–2015).
[4] Energimarknadsinspektionen (2012), The Swedish electricity and natural gas markets 2011, EI R2012:11, S. 23 und 24.

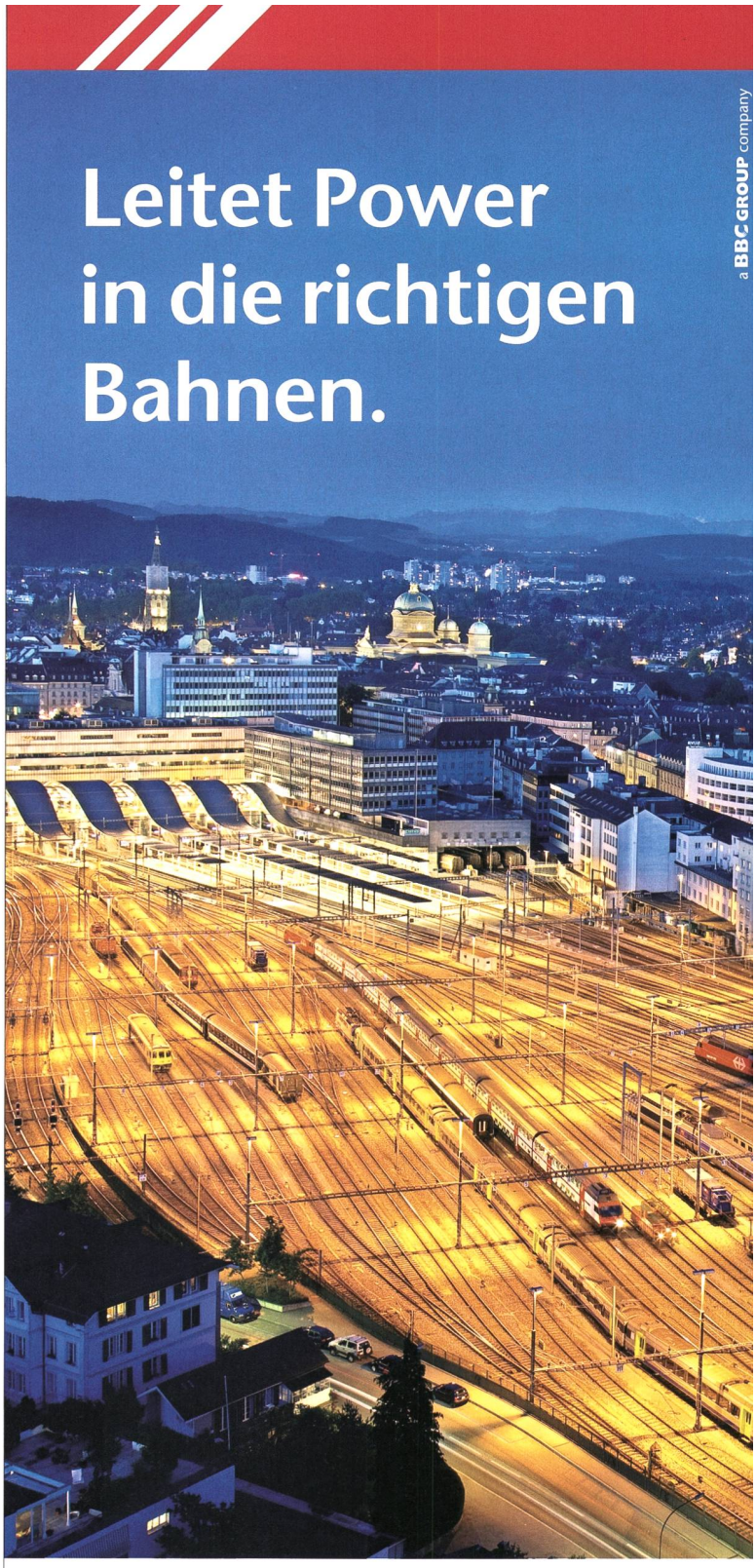
Angaben zu den Autorinnen

Dr. **Heike Worm** ist Leiterin des Bereichs Energie und Mitglied der Geschäftsleitung bei der Polynomics AG. Die promovierte Volkswirtin hat sich intensiv mit Regulierungen der Strommärkte in der Schweiz und in verschiedenen europäischen Ländern beschäftigt und konnte ihre Erfahrungen in diversen Projekten zur Gestaltung, Umsetzung und Analyse der Auswirkungen des Regulierungsrahmens in Verbänden und Unternehmen einbringen.

Polynomics AG, 4600 Olten
heike.worm@polynomics.ch

Dr. **Karolin Leukert** ist Leiterin des Bereichs Benchmarking und Mitglied der Geschäftsleitung bei der Polynomics AG. Die promovierte Volkswirtin ist spezialisiert auf quantitative Analysen vor allem auch im Zusammenhang mit der Strommarktöffnung. Sie hat insbesondere die Benchmarking- und Datenpoolprojekte der Branchenverbände in Österreich und Deutschland sowie in der Schweiz federführend begleitet.

karolin.leukert@polynomics.ch



Wir sind der Komplettanbieter für Energieverteil- und Kabelverbindungstechnik im Bereich Mittel- und Niederspannung. Von Beratung bis Unterhalt profitieren Sie vom breiten Know-how unserer Spezialisten und unser Rund-um-die-Uhr-Service sorgt für grenzenlose Power.
Heute und morgen.

Cellpack Power Systems AG
Schützenhausstrasse 2
5612 Villmergen
Tel. 056 618 18 18
power.systems@cellpack.com

CELLPACK
Power Systems

Selbständig, neutral und technisch immer auf dem neusten Stand

KOMPETENT
UNABHÄNGIG
EFFIZIENT

Die Sysdex AG bietet Ihnen eine umfassende Dienstleistungspalette im Bereich der Messdatenerfassung und Messdatenverarbeitung. Wir unterstützen Sie kompetent in folgenden Bereichen:

- **Smart Metering**
- **Zählerfernauslesung**
- **Energiedatenmanagement**
- **Datenhandling**
- **Messdatenaustausch**
- **Energieprognosen**

sysdex

www.sysdex.ch

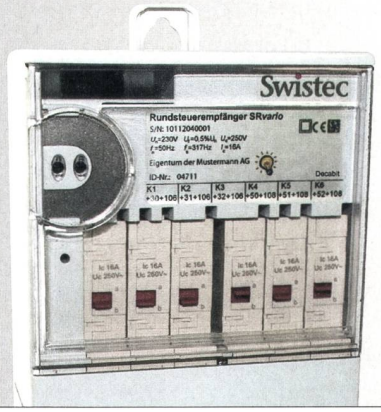
Sysdex AG
Usterstrasse 111 · CH-8600 Dübendorf
Tel +41 44 801 68 88 · info@sysdex.ch

Bauen Sie auf Netzdienstleistungen aus einer Hand.
Die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich beraten Sie in allen Fragen zu einer sicheren Energieversorgung. Von der Netz- und Schutzstudie über die Beurteilung nach NISV bis zur Investitions- und Unterhaltsplanung von Hoch- und Mittelspannungsanlagen oder sämtliche Dienstleistungen rund um Ihren Trafo und Schalter – EKZ Service Center, Ihr kompetenter und zuverlässiger Partner.
Telefon 0800 99 88 99, netzdienstleistungen@ekz.ch.

www.ekz.ch/netzdienstleistungen

Wir bringen Energie EKZ

Rundsteuerung, Swistra, Smart Grid:
«Den Rundsteuerempfänger der Zukunft gibt's heute schon»



Daniel Heubach

Thomas Kahn

Swistec

Swistec Systems AG · www.swistec.ch
CH-8320 Fehraltorf · Telefon +41 43 355 70 50
Pikettdienstnummer 0840 11 22 33